

**Evaluación de Productos Químicos como Alternativa Técnica para el Control de Gas. Gas
Shut Off**

Adriana Jiménez Sánchez

Pedro Wilmar Guerrero Mahecha

**Trabajo de Grado para optar al Título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

M.Sc. Helena Margarita Ribón Barrios

Codirector

M.Sc. Richard Zabala Romero

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2017

Dedicatoria

A mi Dios que ha estado presente en toda mi vida, gracias a Él por orientarme y ser guía en cada día de mi vida, por ser consuelo en momentos de dificultad, de angustia, y ante todo gracias por las bendiciones que me has brindado.

*A mi padre que, aunque desde muy pequeño no está conmigo, siento que ha estado junto a mí en todos los momentos bueno y malos. Desde el cielo en el que estas gracias por acompañarme.
Pedro Pablo Guerrero*

A mi madre que es, y seguirá siendo mi inspiración, para todos los logros de mi vida, qué con su ejemplo me ha mostrado la forma correcta que debe ser, para ti, es esto, madre que sabes que es amor verdadero. María Melida Mahecha.

A mi hermano, por ser la compañía de mi madre, por las sonrisas que nos has dado. Jefferson Gómez

A mi abuela que está en el cielo, por cuidar de mí, en mi niñez y ser una abuelita ejemplar para toda nuestra familia. Cleotilde Useche

A mis tías, que han formado parte de mí, en este proyecto de vida, por estar ahí, por ser ayuda en este camino. Doris Galindo y Cecilia Galindo.

A mis dos amigas que me han acompañado durante este tiempo en la universidad y me han brindado su aprecio y cariño Lizeth Gonzales y kenia Vecino.

A mi gran amigo de toda la vida, porque han sido buenos recuerdos desde pequeños, gracias por todo lo bueno, y por la ayuda que en momentos de dificultad. Camilo Barrios

A mi familia por brindarme esos recuerdos que es lo único que no le puede quitar, los recuerdos, gracias por ser parte de mi vida.

Pedro Wilmar Guerrero Mahecha

Dedicatoria

A mi Dios le dedico mi tesis, ya que gracias a él he podido concluir mi carrera y siempre ha sido parte fundamental de mi vida.

A mis padres Flor Ángela Sánchez y Aníbal Jiménez porque siempre han sido mi motor y aún a la distancia me brindaban su amor y su apoyo en todo momento, he hicieron de mi la mujer que soy hoy en día.

A mis hermanos Carlos Jiménez y Grey Jiménez, por ser una ayuda incondicional para cumplir mis propósitos de vida, por darme su amor y confiar en mis sueños desde un principio.

A mi abuelo Jaime Jiménez y mis tías Nancy Muñoz y Marlyn Muñoz, Porque en los momentos más difíciles no dudaron en brindarme una mano y creer siempre en mí.

A mi familia en general, que aún a la distancia siempre se preocuparon por mi bienestar y siempre estuvieron pendiente de mí.

A mis amigos y compañeros que hicieron parte de mi formación profesional, estuvieron conmigo durante todo el camino y fortalecieron mi carácter.

A mi novio, por siempre darme palabras de aliento, apoyar mis decisiones, aconsejarme cuando era necesario y estar siempre presente cuando más lo necesitaba.

Adriana Jiménez Sánchez

Agradecimientos

A la Universidad industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de petróleos, por formarnos a través de la academia con calidad para enfrentar nuestra vida profesional.

A la Ingeniería Helena Margarita Ribón por su confianza y brindarnos la oportunidad de creer en nosotros.

Al Ingeniero Hernando Buendía, por su acogimiento, y su disciplina en el trabajo.

Al Ingeniero José Gonzalo, por brindarnos su apoyo en el proceso de aprendizaje en el desarrollo de nuestro proyecto

Al Ingeniero Henry Gálvez, por brindarnos apoyo y conocimientos durante el desarrollo de las pruebas.

El personal profesional del laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación del parque tecnológico Guatiguará por su colaboración y disposición para ayudarnos en el proceso y desarrollo de nuestro proyecto.

Tabla de contenido

Introducción	
1.Generalidades	17
1.1 Concepto de WGSO	18
1.1.1 Métodos mecánicos para WGSO	19
1.1.1.1 PatchFlex	20
1.1.2 Métodos Químicos	22
1.1.3 Opciones químicas para restricción de Agua/Gas	22
1.1.3.1 Geles inorgánicos	23
1.1.3.2 Resinas / Elastómeros	27
1.1.3.3 Sistemas basados en monómeros	29
1.1.3.4 Geles de Polímero	31
1.1.3.5 Biopolímeros	37
1.1.4 ¿Por qué opciones químicas?	38
2. Casos de estudio para WGSO	39
2.1 Características en el uso de los diferentes mecanismos para selección de wgso	39
2.2 Caso estudio de GSO	40
2.3 Problemas y soluciones recomendadas	47
3. Metodología experimental en el uso de productos químicos para WGSO.	49
3.1 Pruebas de interacción roca-fluido	49
3.1.1 Elaboración de Muestras de Roca	49
3.1.2 Saturación al Vacío	49

3.1.3 Determinación de la Permeabilidad de Referencia	49
3.1.4 Inyección de la formulación sobre la muestra.	50
3.1.5 Determinación de la Permeabilidad de Retorno	50
3.2 Protocolo	50
3.3 Diagrama de flujo para determinación de permeabilidades en el equipo de desplazamiento	
VINCI	51
4. Aplicación de método experimental en el uso de productos químicos para WGSO	52
4.1 Caracterización básica	52
4.1.1 Solubilidad	52
4.1.2 Densidad	53
4.1.3 pH	54
4.1.4 Índice de refracción	54
4.1.5 Espectro infrarrojo	55
4.1.6 Viscosidad dinámica	60
4.2 Descripción formulación A	60
4.3 Descripción formulación B	62
4.4 Descripción formulación C	63
4.5 Procedimiento en el laboratorio	64
5. Resultados y análisis de resultados	66
5.1 Resultados formulación A	66
5.1.1 Escenario matriz muestra GSO-150-1	66
5.1.1 Análisis de resultados escenario matriz Formulación A	67
5.1.2 Escenario fractura muestra EMP- 30	68

5.1.4 Análisis de resultados escenario fractura. Formulación A	69
5.2 Resultados formulación B	71
5.2.1 Escenario matriz muestra GSO-150-2	71
5.2.2 Análisis de resultados escenario matriz. Formulación B	72
5.2.3 Escenario fractura muestra empacada 25	73
5.2.4 Análisis de resultados escenario fractura. Formulación B	74
5.3 Resultados formulación C	76
5.3.1 Escenario matriz muestra GSO-90-2	76
5.3.2 Análisis de resultados formulación C	77
5.3.3 Escenario fractura muestra EMP-29	79
5.3.4 Análisis de resultados formulación C	79
5.4 Resultados Formulación A-C modificado	81
5.4.1 Escenario fractura muestra EMP- 31	81
5.4.2 Análisis de resultados Formulación A modificado	82
5.4.3 Escenario fractura muestra EMP-33	83
5.4.4 Análisis de resultados formulación C modificado	84
5.5 Cuadro comparativo sobre resultados obtenidos	86
6. Conclusiones	91
Referencias Bibliográficas	93

Lista de figuras

Figura 1. Herramienta PatchFlex	21
Figura 2. Pre-gel de polímero	32
Figura 3. Formación de gel reticulante conectado a moléculas de polímeros	33
Figura 4. Gel rígido y gel fluido	34
Figura 5. Producción histórica del campo Cantarell	41
Figura 6. FSP (A) antes y FSP(B) después gelificado	42
Figura 7. Pruebas de reología PFS no reticulado	43
Figura 8. Evolución de la estructura de espuma durante la prueba de reología de la PFS no reticulado	44
Figura 9. Esquema del equipo de laboratorio	45
Figura 10. Ejemplo de prueba de flujo para un FPS con $FQ = 70\%$	46
Figura 11. Resultados de las pruebas de laboratorio de resistencia a la extrusión	47
Figura 12. Espectro Infrarrojo Crosslinker primario	56
Figura 13. Espectro Infrarrojo Agente gelificante	56
Figura 14. Espectro Muestra Agente Estabilizador	57
Figura 15. Espectro Muestra Crossliner Secundario	57
Figura 16. Espectro Infrarrojo Muestra KCl	58
Figura 17. Polimero 1	58
Figura 18. Crossliner	59
Figura 19. Polimero 2	59
Figura 20. Imagen formulación A	61
Figura 21. Imagen formulación B	62

Figura 22. Imagen formulación C	63
Figura 23. Muestras empacadas (alta permeabilidad-fractura y muestras sintéticas baja permeabilidad)	64
Figura 24. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra GSO-150-1	67
Figura 25. Evaluación Formulación A	68
Figura 26. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-30	69
Figura 27. Evaluación de la Formulación A	70
Figura 28. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra GSO_150-2.	72
Figura 29. Evaluación Formulación B	73
Figura 30. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-25.	74
Figura 31. Evaluación Formulación B	75
Figura 32. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra GSO-90-2.	77
Figura 33. Evaluación de la formulación C. Escenario Matriz muestra GSO-90-2	78
Figura 34. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-29.	79
Figura 35. Evaluación de la formulación C	80
Figura 36. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-31.	82
Figura 37. Evaluación Formulación A	83
Figura 38. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-33.	85
Figura 39. Evaluación Formulación C modificada.	86
Figura 40. Resultados obtenidos del porcentaje de bloqueo para escenario matriz	88
Figura 41. Resultados obtenidos del porcentaje de bloqueo para escenario fractura	89
Figura 42. Resultados obtenidos del porcentaje de bloqueo para formulación A-C modificada	89

Figura 43. Resultados escenario fractura para Formulación A-C y Formulación modificada A-C

90

Figura 44. Resultados obtenidos en todas las pruebas realizadas

90

Lista de tablas

Tabla 1. Problemas y soluciones recomendadas	47
Tabla 2. Resultados Prueba de solubilidad muestras liquidas	53
Tabla 3. Resultados. Prueba de solubilidad muestras solidas	53
Tabla 4. Resultados. Prueba de densidad	54
Tabla 5. Resultados. prueba pH muestras liquidas	54
Tabla 6. Resultados prueba índice de refracción	55
Tabla 7. Resultados prueba Viscosidad Dinámica	60
Tabla 8. Tabla de datos de propiedades petrofísicas de las muestras sintéticas y empacadas	64
Tabla 9. Resultados de permeabilidad GSO-150-1	67
Tabla 10. Resultados de permeabilidad EMP-30	69
Tabla 11. Resultado de permeabilidad GSO-150-2	71
Tabla 12. Resultado de permeabilidad EMP-25	74
Tabla 13. Resultado de permeabilidad GSO-90-2	76
Tabla 14. Resultado de permeabilidad EMP-29	79
Tabla 15. Cuadro comparativo de resultados sobre los escenarios fractura-matriz para las formulaciones A, B y C	87
Tabla 16. Cuadro comparativo de resultados sobre los escenarios fractura para la formulación A modificada y formulación C modificada	88

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS COMO ALTERNATIVA TÉCNICA PARA EL CONTROL DE GAS -GAS SHUT OFF1

AUTORES:

ADRIANA JIMÉNEZ SÁNCHEZ
PEDRO WILMAR GUERRERO MAHECHA²

PALABRAS CLAVE condensación retrógrada, inyección, muestras sintéticas, muestras empacadas, fractura, matriz, bloqueo

DESCRIPCIÓN

En campos de gas retrógrado, como mecanismo de mantenimiento de presión se reinyecta gas pobre para evitar la condensación retrógrada en yacimiento, la cual obstruye los canales de flujo y disminuye la productividad. Sin embargo, la eficiencia de esta técnica puede verse disminuida cuando hay zonas de mayor permeabilidad que no permiten el desplazamiento uniforme de gas.

El objetivo de este proyecto es evaluar productos químicos a nivel de laboratorio disponibles comercialmente que permiten un efectivo taponamiento en zonas específicas del yacimiento cuando se inyecta el gas. Se utilizó una metodología experimental donde se realizó una caracterización básica de las formulaciones propuestas, luego a través de pruebas de interacción roca fluido a ciertas condiciones operacionales de presión y temperatura se recrean los escenarios de baja y alta permeabilidad implementando muestras sintéticas y empacadas en el equipo de desplazamiento VINCI ubicado en el laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación de la universidad industrial de Santander.

Esta evaluación da un gran aporte para conocer el comportamiento de los productos químicos en los escenarios planteados, lo cual proporciona una base cuantitativa en cuanto al bloqueo generado por dichas formulaciones en las muestras utilizadas generando así una base sólida para su aplicación en campo.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

Director M. Sc. Helena Margarita Ribón Barrios, Codirector M. Sc. Richard Zabala Romero

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF CHEMICALS PRODUCTS AS TECHNICAL ALTERNATIVE FOR GAS CONTROL – GAS SHUT OFF¹

AUTHORS:

ADRIANA JIMÉNEZ SÁNCHEZ
PEDRO WILMAR GUERRERO MAHECHA²

KEY WORDS Retrograde condensation, injection, synthetic samples, packaged samples, fracture, matrix, blockage

DESCRIPTION

In the retrograde gas fields, as a pressure maintenance mechanism, lean gas is reinjected to avoid retrograde condensation at the reservoir, which obstructs the flow channels and decreases productivity. However, the efficiency of this technique may decrease when there are areas of higher permeability that do not allow uniform gas displacement.

The aim of this Project is evaluate chemicals products at the commercially available laboratory level that allow effective plugging in specific areas of the reservoir when the gas is injected. An experimental methodology was used where a basic characterization of the proposed formulations was made, then through tests of fluid rock interaction to certain operational conditions of pressure and temperature recreated the scenarios of low and high permeability by implementing synthetic samples and packed in the equipment of displacement VINCI, located in the petrophysical analysis and formation damage laboratory at the industrial university of Santander

This evaluation makes a great contribution to know the behavior of chemical products in both considerate scenarios, which provides a quantitative basis in respect of blockage generated by said formulations in the samples used, generating a good response and a solid basis for their application on field.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

Director M. Sc. Helena Margarita Ribón Barrios, Codirector M. Sc. Richard Zabala Romero

Introducción

En yacimientos de gas condensado se plantea como esquema básico de explotación, la reinyección de gas pobre para mantener la presión y evitar la formación de banco de condensados. Cuando el yacimiento es heterogéneo como es el caso de los YNF (Yacimientos Naturalmente Fracturados), la inyección de gas se ve impactada negativamente debido a la presencia de canales preferenciales de flujo que impiden que el gas tenga una buena eficiencia de desplazamiento.

Como respuesta este problema, se han venido implementando tecnologías mecánicas y químicas como solución para bloquear zonas y mejorar la productividad del pozo. Siendo los métodos químicos la alternativa técnica que permite una mayor penetración y un menor impacto en su aplicación.

En este trabajo se plantea la evaluación a nivel de Laboratorio de productos químicos disponibles comercialmente para el aislamiento de zonas de gas (Gas Shut off) Siguiendo, una metodología experimental para evaluar su eficiencia de bloqueo a condiciones de presión y temperatura, simulando en muestras sintéticas y empacadas las cuales recrean escenarios de alta y baja permeabilidad teniendo como desafío lograr un taponamiento efectivo en la zona deseada.

1.Generalidades

El control de la producción de agua/gas ha sido un objetivo de la industria del petróleo casi desde sus inicios dado que el agua producida tiene un impacto económico importante en la rentabilidad de un yacimiento de petróleo. La producción de 1 bbl de agua requiere tanta o más energía para poder producir el mismo volumen de aceite, Por lo tanto, varios autores han abordado la necesidad de aislar las zonas con alto aporte de agua/gas con el fin de disminuir el corte de agua y reducir la relación gas petróleo. Dimitrios, Askarinezhad, y Giske (2015).

Mediante el uso de métodos mecánicos para el aislamiento de dichas zonas, se usan herramientas tales como empaques, tapones puente y separadores de fondo, los cuales son los más utilizados en los campos de petróleo y gas (Sydansk and Argabright 1987; Sydansk 1990; Sydansk et al. 2005; McCool *et al.* 2009; Kabir 2001; El-Karsani et al. 2014a). Citado en Dimitrios *et al* (2015). Se propusieron las primeras aplicaciones de silicato de sodio, junto con los productos químicos de carbonato de sodio en 1922, agentes de taponamiento como sólidos (Kennedy 1936. Lakatos *et al* 2012), y el aislamiento del pozo durante el proceso de inyección de vapor propuesta por (Penberthy y Bayless 1974; Bauer et al 2005). Del mismo modo (Smith et al. 1969), publicaron un estudio de laboratorio y de campo sobre la aplicación de geles de silicato para aislar una zona de alta permeabilidad cercana al pozo. Los autores demostraron que los geles de silicato alcalinos eran eficaces en la reducción de flujo a través de las zonas de derivación.

El control del agua en yacimientos naturalmente fracturados con el uso de geles a base de polímeros se ha tratado anteriormente por varios investigadores (Serighl *et al.*, 2001, Sydansk *et*

al., 2005, y Ghosh *et al.*, 2012), para aislar las fracturas existentes que puedan proporcionar trayectorias de flujo altamente conductoras de la inyección a los pozos de producción. (Sydaask *et al.*, 2005) llevaron a cabo una investigación de laboratorio en la caracterización de geles de polímero en el WSO (Water Shut Off) para la inyección en las fracturas que están en comunicación directa con los pozos de producción. (Dimitrios *et al.*, 2015).

1.1 Concepto de WGSO

El término de aislamiento de agua/gas WGSO (Water Gas Shut Off) por sus siglas en inglés, se refiere a técnicas que se aplican para aislar zonas productoras de agua/gas con el fin de detener la excesiva producción de agua o gas de los pozos productores de aceite. Se encuentran disponibles opciones de tipo mecánico y químico para hacer frente a los problemas de producción excesiva de agua y gas, en el caso químico, este es un poco más complejo, por lo tanto, en este trabajo se busca dar lineamientos que permitan al lector entender las técnicas WGSO.

El concepto para el aislamiento de zonas de agua y gas no deseado en un pozo productor de aceite no es nada nuevo y ha venido siendo aplicado desde tiempos tempranos de la industria. Con el pasar del tiempo se han ido incorporando e innovando en las técnicas para aislar dichas zonas productoras de agua y gas. Sin embargo, no todas las soluciones innovadoras traen consigo los resultados deseados.

La producción de agua en yacimientos petrolíferos puede ocurrir de dos formas: en primer lugar, cuando se está haciendo una inyección de agua y al mismo tiempo se tiene en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, puede existir una producción excesiva de agua debido a la relación de movilidad y a canales preferenciales de flujo; al tener un crudo muy viscoso la relación de

movilidad es alta, lo que conlleva a que el agua se desplace mucho más rápido hacia el pozo productor. El segundo tipo de producción de agua es la que compete directamente con la producción de petróleo y fluye hacia el pozo mediante canales preferenciales de flujo, provocando el problema de conificación debido a una alta permeabilidad vertical. El aislamiento o reducción de esta agua es la mayor preocupación de la industria de los hidrocarburos (Seright. *et al.*,2004), los métodos de WGSO se pueden clasificar en términos generales en dos grandes grupos: métodos de aislamiento mecánicos y químicos. Los métodos mecánicos son más conocidos por ser más adecuados para zonas cercanas al pozo, pero puede también utilizarse en combinación con los métodos de aislamiento químico dependiendo de la complejidad del problema. Por último, los métodos químicos han ganado más aceptación en la industria y por lo tanto tener una aplicación mayor que los métodos mecánicos. Joseph, A & Ajienska, A. (2010).

1.1.1 Métodos mecánicos para WGSO. Actualmente están disponibles una gama de opciones de aislamiento zonal para agua y gas y estas crecen a medida que evoluciona la tecnología. El desafío para un ingeniero de petróleo que deba trabajar en el aislamiento de zonas de agua / gas, es saber por qué, dónde y cómo se produce el agua / gas no deseados, ¿cuáles son las opciones de solución, su mecanismo de acción, ventajas, desventajas, capacidades y limitaciones para ser capaz de elegir una solución adecuada para un problema presentado. Las tecnologías actuales y emergentes que abordan el aislamiento de zonas agua / gas puede ser de los siguientes tipos:

Los métodos mecánicos de aislamiento más comunes y actuales incluyen:

- Sellos, aislamiento mecánico utilizando dispositivos como taponadores o cemento

- Control de la conificación por medio de la reducción del draw-down
- Co-producción y separación en fondo de pozo

Producción simultánea de agua y gas para mitigación de la conificación

Separación y disposición final en fondo de pozo

Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución que varían desde simples soluciones mecánicas y químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de completaciones re-trabajadas. (Kabir y SPE, 2001)

1.1.1.1 PatchFlex. Existe un nuevo parche, denominado camisa PatchFlex, que se puede colocar por medio de tubería flexible o cable de acero dentro del revestimiento y se ha utilizado con todo éxito en diversas aplicaciones en todo el mundo. Resulta especialmente indicado para sellar la entrada de agua o gas mediante operaciones realizadas a través de la tubería de producción, y para modificar el perfil de inyección y para el aislamiento zonal. Las camisas inflables se construyen conforme a las necesidades, para ajustarse a la longitud de los intervalos agujereados y pueden soportar las presiones de flujo transversal en el pozo.

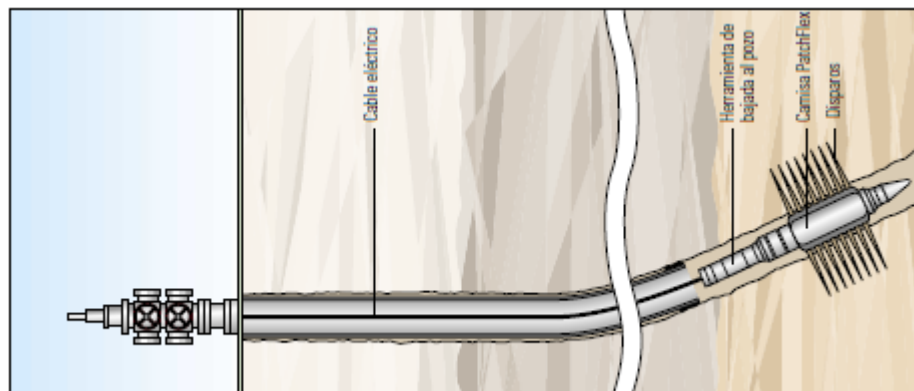


Figura 1. Herramienta PatchFlex Adaptado de Bailey et al., 2000. Fuente:

http://www.slb.com/resources/oilfield_review/en/2000/or2000_spr.aspx

Camisa PatchFlex. Formada por un cilindro de un compuesto flexible realizado con fibra de carbono, resinas termosellantes y un revestimiento de goma, la camisa PatchFlex se construye alrededor de un elemento inflable que se acopla a una herramienta de bajada al pozo y se la baja con cable de acero. Cuando la camisa se encuentra posicionada frente al área a ser tratada, una bomba incluida en la herramienta de bajada al pozo infla la camisa utilizando fluido del pozo. Las resinas son calentadas hasta que se polimerizan completamente. A continuación, el elemento inflable se desinfla y se extrae, con lo cual queda una camisa dura, resistente a la presión, perfectamente ajustada, inclusive en los casos en que el revestidor se encuentra dañado o corroído.

Una vez colocada, la camisa pasa a ser una tubería corta compuesta ubicada dentro del revestimiento, si fuera necesario realizar una posterior operación de cementación forzada, la camisa se puede fresar utilizando técnicas de perforación a través de la tubería de producción, o bien se puede volver a disparar para permitir la re-entrada de las zonas. La única desventaja de la tubería es que el diámetro del pozo se ve reducido en poco menos de 1 pulgada [2,5 cm]. Sin embargo, otros remiendos mecánicos ocupan aún más espacio del diámetro interno del revestimiento. (Bailey et al., 2000).

1.1.2 Métodos Químicos. Las opciones químicas pueden clasificarse ya sea por el tipo de sustancias químicas utilizadas o por su funcionalidad. La comprensión detallada de los productos químicos es un poco exigente para un ingeniero de petróleo con un conocimiento promedio en química. Por lo tanto, un sistema de clasificación por la funcionalidad del producto utilizado puede ser muy útil.

1.1.3 Opciones químicas para restricción de Agua/Gas. Son los métodos químicos más usados en la industria para el aislamiento de zonas de agua o gas los cuales son:

1. Geles inorgánicos

- Geles inorgánicos que no son de silicato

2. Resinas / Elastómeros

- Fenólica
- Epoxy
- Alcohol furfurílico

3. Sistemas de monómeros

- Acrilamida
- Sistemas basados en acrilato
- Sistema de monómero orgánico reticulada in situ

4. Geles de polímeros

- Tipo sellantes
- Geles de polímero rígidas reticuladas
- Geles de polímero fluientes reticulada
- Geles fluientes (reticuladas)

5. Bio-polímeros

1.1.3.1 Geles inorgánicos. Los geles inorgánicos fueron descubiertos en la década de 1920 y se han utilizado para taponar la pérdida de circulación, para squeezing de zonas y para la consolidación de formaciones débiles. Los sistemas de gel inorgánico utilizan productos químicos inorgánicos simples que son finas como el agua. Estos sistemas de gel como agua (así de delgada) se pueden inyectar fácilmente en la matriz de la roca, la mayoría de ellos se activan internamente. Ellos pueden o bien utilizar un activador, un agente de endurecimiento o un catalizador para la gelificación, estos aditivos responden a la temperatura e inician el proceso de gelificación.

Desventajas. El principal inconveniente del sistema de gel inorgánico ha sido un tiempo de gelificación muy rápida. Sin embargo, algunos productos que no son de silicato proporcionan tiempos de gelificación más largos. Generalmente los geles inorgánicos reaccionarán en ambientes ácidos o básicos y perderán su estructura de gel. Algunos productos se pueden lavar por ácido o base, cuando están recién formados.

Ventajas: Son delgados como el agua, tienen penetración profunda, son resistentes a la temperatura (algunos de hasta 275 ° F, algunos productos incluso hasta 325 ° F). Algunos productos son solubles en ácido o una base (lo que significa que una colocación incorrecta puede

corregirse en casos especiales). Son relativamente baratos en comparación con los plásticos, geles orgánicos, etc.

Silicatos de sodio: El silicato de sodio es un gel inorgánico de uso común. Reacciona con muchos productos químicos para formar una masa o de tipo gel, que es lo suficientemente fuerte como para evitar el flujo de agua a través de la formación. Generalmente, el tiempo de gelificación es una función de la temperatura y pH de ambos, esto es, el silicato y el agua de formación. Un sistema simple para uso en formaciones de arenisca se prepara añadiendo lentamente una solución de silicato de sodio a una solución de ácido HCl 15% y luego se bombea en el pozo. Esta solución se solidifica en unas pocas horas, dependiendo de la temperatura. Temperaturas más altas en fondo de pozo causarán que se solidifique más rápidamente. Esta fórmula funciona en areniscas con temperaturas de fondo de pozo que van desde 60 ° F a 200 ° F.

Los reactivos distintos de los ácidos se pueden utilizar con el silicato de sodio para formaciones de piedra caliza o aplicaciones de más alta temperatura. Algunos sistemas incluyen ciertas poliacrilamidas para añadir viscosidad y mayores concentraciones de silicato de sodio para lograr mayores viscosidades y sólidos más fuertes en la formación después de la colocación.

En las fracturas abiertas o cavidades, el material solidificado no ofrecerá mucha resistencia a fluir y es a menudo reforzado con arena o polvo de sílice. Agregar polímeros puede mejorar la eficacia de este tratamiento mediante el aumento de viscosidad para ayudar a suspender sólidos. Muy a menudo, un tratamiento de silicato tiene un tope de cemento, el cual ayuda a mantener el gel en su lugar.

Desventajas. El silicato de sodio es reactivo con numerosos iones comunes. Ellos gelifican inmediatamente al entrar en contacto con cationes de divalentes (Ca, Mg, Fe, etc.). Incluso con una gran pre-limpieza, la gelificación prematura es posible. Los geles de silicato de sodio no tienen

mucha fuerza después del sellado. Existe una fuerte relación inversa entre la resistencia del gel y el tiempo de solidificación del gel

Ventajas. Su bajo costo permite un tratamiento económico de 5 a 10 pies radialmente alrededor del pozo, invade pequeños poros de formación y es estable a altas temperaturas. Algunos sistemas de silicato se pueden aplicar más allá de 300 ° F; sin embargo, son más costosos. El Injectrol H se afirma que es estable hasta 325 ° F.

El silicato de sodio que reacciona totalmente tiene una solubilidad baja, pero significativa en el agua que fluye. Si el flujo de agua no está completamente detenido, el agua se filtrará lentamente en el material solidificado. Esta es otra razón por la cual el tratamiento es normalmente seguido por un squeeze de cemento.

Algunos productos de silicato disponibles en el mercado son discutidos a continuación:

- **Injectrol G.** Para las formaciones de piedra caliza o arenisca; emplea de un catalizador sólido; pH 8.5 a 9.5; requiere almohadillas de agua dulce antes y después del tratamiento; se puede utilizar en el fondo del pozo a temperaturas de hasta 250 ° F y es la lechada de cemento de tipo silicato más utilizada de la compañía.
- **Injectrol H.** Un material de alta temperatura para la temperatura de fondo de hasta 325 ° F; pero es el más caro.
- **Injectrol L.** Principalmente para la piedra caliza o arenas calizas, ya que el catalizador básico tiene un pH de 8.5 a 9.5 después de la mezcla; es aplicable en temperaturas de

fondo de 60 ° F a 200 ° F, pero normalmente se utiliza cuando se requieren geles de alta resistencia sin sólidos.

- **Anjel y Angard:** aplicaciones de baja temperatura. Dowell
- **ZoneLock** - sistema catalizado por ácido, ideal para areniscas. Un polímero puede ser añadido para lograr mayor resistencia.
- **Permablok** - sistema de silicato con endurecedor interior; se pueden utilizar en temperaturas de hasta 270 ° F.
- **BJ:** Siljel V es un sistema de silicato activado por un formaldehído

Geles inorgánicos que no son de silicato: Para superar el problema asociado con la rápida gelificación de silicato de sodio, se ha intentado usar aluminio. Un ejemplo es el sistema de retardo de gelificación de Dowell (DGS). Se compone de cloruro de aluminio parcialmente hidrolizado que precipita a un gel cuando un activador responde a la temperatura y eleva el pH del sistema por encima de un cierto valor, se forma un gel ya que los iones de aluminio e hidroxilo se enlazan entre sí de una manera tal como para formar una red amorfa e irregular tridimensional impermeable. Este sistema es bastante tolerante a los ambientes del subsuelo excepto que puede ser desestabilizado por aniones divalentes como sulfatos y carbonatos, SO_4^{2-} and CO_3^{2-} .

Desventajas:(a) Se puede desestabilizar por aniones divalentes como sulfatos y carbonatos, SO₄²⁻ and CO₃²⁻. (b) La estabilidad disminuye con el tiempo. (c) El bloqueo de permeabilidad no es del 100% (~ 97%).

Ventajas: (a) El tiempo de gelificación puede ser controlado a velocidades de hasta 300 ° F / 148 ° C (afirmación de Dowell). (b) es insensible a la salinidad del agua de la mezcla; Tampoco es afectado por cationes multivalentes. (c) Delgado como el agua y libre de sólidos mientras se realiza el bombeo de entrada. (d) El ácido es extraíble cuando recién se forma. (e) Internamente activado y crea una barrera de permeabilidad consistente donde sea que se sitúe. (f) El gel, una vez formado, puede reducir la permeabilidad en más de un 97% (afirmación de Dowell).

1.1.3.2 Resinas / Elastómeros. Las resinas termoendurecibles y los elastómeros también se utilizan en aplicaciones de WGSO. Ellos tienen suficiente fuerza física para sellar fracturas, cavidades, canales y perforaciones. Los mismos tipos de resinas termoendurecibles se utilizan para la consolidación de arenas, pero en forma menos concentrada. Entre las resinas, se utilizan resinas fenólicas, epoxi y alcohol furfúrico.

Fenólica: Es una resina termoendurecible que se formulan y se hacen reaccionar parcialmente antes de su envío al campo, pero son estables durante el almacenamiento a temperatura ambiente durante dos meses, o indefinidamente si se refrigera. Un catalizador, añadido antes de bombear, hace que el plástico líquido reaccione a la temperatura de fondo de pozo. El catalizador puede ser un ácido o una base, dependiendo del fenólico utilizado. La temperatura de fondo y el tiempo de bombeo deben ser conocidos para prevenir que la polimerización se produzca demasiado pronto o tomar demasiado tiempo después de la colocación.

Una vez que la fenólica ha reaccionado completamente, es fuerte e inerte, sólo una fuerte cáustica la atacará. Si se está utilizando donde se requiere una fuerza adicional como para llenar un canal o perforación, se pueden añadir arena o polvo de sílice al plástico antes de bombear. Cuando se hace esto, otro aditivo, el gamma-amino-propiltrióxido de silicio, también se debe añadir para ayudar a la unión entre el plástico y la arena o harina de sílice. La estabilidad térmica de los compuestos fenólicos es de aproximadamente 400 ° F a 450 ° F.

Epoxy: Es otro tipo de resina termoendurecible, que se utiliza comúnmente como un adhesivo y para aislar componentes eléctricos. Tiene mayor resistencia que la fenólica o las resinas de alcohol furfurílico, pero es más caro. Varios tipos de endurecedores se pueden añadir a una resina Epoxy líquida en la superficie justo antes de bombear. Estos endurecedores reaccionan con la resina Epoxy haciendo que se polimerice en un plástico duro e inerte. El endurecedor utilizado depende del tipo de Epoxy. Comúnmente, el Epoxy es un producto de la reacción entre la epíclorhidrina y el bisfenol A y un endurecedor común es la dietilentriamina. La resina Epoxy normalmente se diluye con un disolvente reactivo tal como EGMBE (éter etilenglicolmonobutil), más conocido en el campo del petróleo como disolvente mutuo.

Alcohol furfurílico: Normalmente no se considera como una resina capaz de polimerizar por sí misma, aunque hay muchas resinas de furano comerciales basadas en químicas similares. El alcohol furfurílico se utiliza como disolvente reactivo con fenólica y resinas de furano. Esta mezcla se polimeriza en presencia de ácido a un termoestable, pero un plástico quebradizo débil. Los primeros intentos de utilizar el alcohol furfurílico para restricción de agua han encontrado algunas dificultades, ya que su reacción con ácido es muy rápida. Es explosivo a altas temperaturas y presiones atmosféricas, y es difícil de controlar en un pozo.

Un sistema de catalizador es controlado utilizando triclorotolueno y piridina con alcohol furfurílico permite tratamientos seguros y controlados para WGSO. Como el alcohol furfurílico es abundante y relativamente barato, este sistema es una opción viable para la inyección de una gran cantidad de material en una formación. Una vez que ha reaccionado, el material es inerte y tiene suficiente fuerza para resistir el movimiento de fluidos a través de los poros. Si se necesita resistencia adicional para tapar fracturas, cavidades, canales y perforaciones, se pueden usar materiales de relleno de arena o de polvo de sílice. Se tiene mayor estabilidad térmica que los compuestos fenólicos o resinas epoxi y se ha informado que es estable en vapor seco a 600 ° F.

Desventajas: Son relativamente caros. Por lo tanto, su uso normalmente se limita al primer pie radial dentro de un pozo. Se requiere un aislamiento zonal para un tratamiento selectivo. Los plásticos son sensibles al agua, agentes surfactantes, y a la contaminación cáustica y ácida antes del curado. Se utilizan productos químicos peligrosos que deben ser tenidos en cuenta por razones de seguridad.

Ventajas: Pueden ser inyectados en los poros de formación y proporcionan una resistencia suficiente para bloquear el movimiento del fluido en los poros, fracturas, canales y perforaciones. Ellos son inertes a todas las condiciones comunes de fondo de pozo y a sus fluidos, y proporcionan un sellado completo.

1.1.3.3 Sistemas basados en monómeros. Varios sistemas basados en monómeros (acrilamida, acrilato etc.) se pueden utilizar para aplicaciones WGSO. Estos materiales se colocan en forma de soluciones de monómeros de baja viscosidad (similares al agua) que se polimerizan después de su colocación para formar geles con resistencias bajas o altas al cizallamiento, dependiendo del producto y la aplicación. Algunos pueden ser colocados a temperaturas superiores a 200 ° F.

Debido a su baja viscosidad, teóricamente, son buenos para llegar a gran profundidad de la matriz. Sin embargo, en realidad, el control de la gelificación es un problema. La polimerización es un proceso iniciado por un radical libre que se produce muy rápidamente una vez iniciado. Hay un potencial de que los contaminantes comúnmente presentes en los campos petrolíferos proporcionen radicales libres para iniciar la reacción. Por lo tanto, se requiere una atención escrupulosa a la limpieza para evitar la polimerización prematura.

La acrilamida. Algunas aplicaciones anteriores usaban un sistema de monómeros de acrilamida (AM). La gelificación prematura se evita mediante la adición de un retardador (tal como ferrocianuro de potasio). Sin embargo, dado que AM es una neurotóxica y un posible carcinógeno, su uso como producto químico WGSO ha cesado.

Sistemas basados en acrilato. El Permseal de Halliburton, es un sistema de monómero basado en acrilato activado con temperatura. Permseal utiliza un compuesto que se somete a degradación térmica para formar un radical libre, el cual inicia la polimerización in situ del monómero. El uso de la temperatura para retrasar la formación de los radicales libres ha resuelto el problema de la polimerización prematura

Ventajas. Sus ventajas más aclamadas son, (a) es no reactivo hacia los fluidos de formación, (b) es soluble en agua, (c) no contiene ningún metal pesado reticulante, (d) es de temperatura activada y es estable a temperaturas de hasta 275 / 300 ° F (2 años a 275 ° F, 1 año a 300 ° F). (e) puede ser bombeado como un fluido con viscosidad similar a la del agua (1CP) con tiempos de gelificación controlables de hasta al menos 150 ° F (se dice que hasta 200 ° F). En yacimientos de alta temperatura, el agua de mar es bombeada por delante del tratamiento para enfriar la formación en la zona cercana al pozo, (f) el gel resultante es bastante fuerte y dice ser capaz de reducir la permeabilidad hasta el 99,7%.

Desventajas. Es caro. En sistemas con una concentración inferior son ligeramente solubles en agua y tienen una menor resistencia del gel.

Sistema de monómero orgánico reticulada in situ: k-Trol de Halliburton es un sistema de tratamiento reticulado orgánicamente y polimerizado in-situ (con un gel de polímero no iónico) que son resistentes al pH bajo y a medio ambiente de alta salinidad. K-Trol utiliza un monómero de acrilamida de baja viscosidad en la superficie que se inyecta en un pozo y se hace polimerizar en la formación. Contiene un reticulante orgánico, que forma un polímero reticulado no iónico, una vez gelificado se utiliza principalmente en la mejora de los perfiles de inyección. Después de producirse la polimerización, la viscosidad de la solución de polímero puede variar de 10.000 a un millón de centipoises.

Ventajas. (1) Viscosidad similar al agua, por lo tanto, se logra la más profunda penetración posible en la matriz (2) Dado que el polímero es no iónico, es bastante resistente al ambiente de bajo pH. (3) la producción del gel rígido in situ es posible para la aplicación de tipo sellante.

Desventajas. Propensos a la contaminación. Como es iniciado por activador, es muy probable la gelificación rápida. También es un sistema muy costoso. Sólo se reportan aplicaciones en baja temperatura.

1.1.3.4 Geles de Polímero. Los polímeros son macromoléculas, formadas por unidades de repetición unidas entre sí. Su peso molecular oscila hasta varios millones de daltons. El tamaño físico de las moléculas de polímero puede variar de sub-micras a un rango de micras. Desde sus

primeras aplicaciones en la década de 1970, muchos sistemas de gel de polímero orgánico se han desarrollado para WGSO.

Los sistemas de gel de polímero comienzan como una mezcla fluida de dos componentes – un polímero de alto peso molecular y otra sustancia química llamada reticulante. En algún momento, las moléculas que se entrecruzan empiezan a adjuntarse a dos moléculas de polímeros, uniéndose químicamente entre sí. El resultado es una maraña tridimensional de moléculas de polímero interconectadas (es decir, reticuladas), que deja de comportarse como un fluido y, eventualmente, puede constituir un gel rígido, inmóvil.

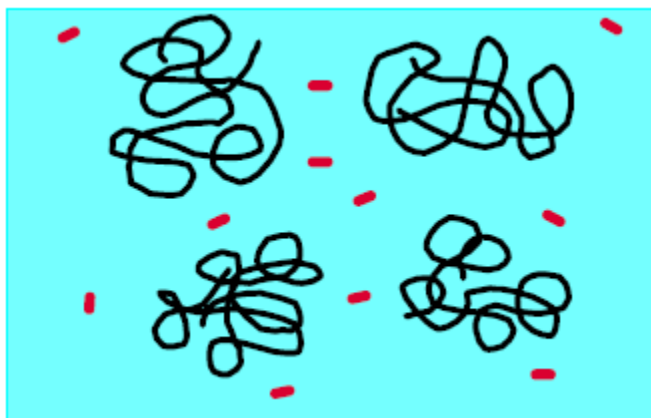


Figura 2. Pre-gel de polímero Adaptado de Kabir et al., 2001. Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-72119-MS>

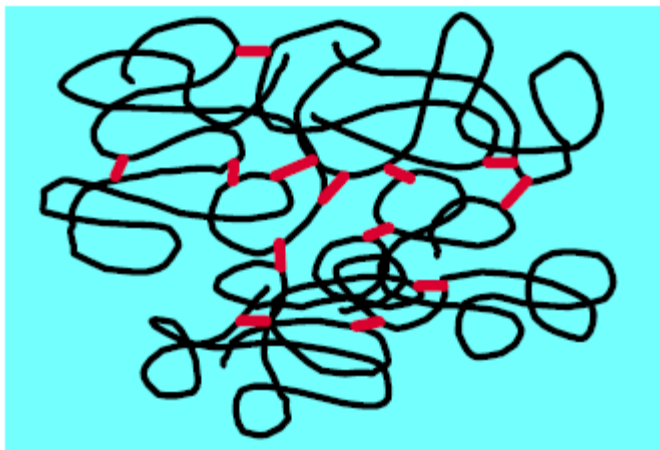


Figura 3. Formación de gel reticulante conectado a moléculas de polímeros Adaptado de Kabir et al., 2001.

Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-72119-MS>

El polímero puede ser de origen natural o fabricado sintéticamente. El reticulante puede ser iones de metales o complejos metálicos que se unen iónicamente por quelación con el polímero o moléculas orgánicas que hacen un enlace covalente. Los sistemas de gel de polímero orgánico más importantes y prometedores utilizados en la industria del petróleo se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Poliacrilamida (sintético)
- Co-polímeros (sintéticos)
- Biopolímeros

Los agentes reticulantes son de dos tipos:

- Metálicos
- Orgánicos

Ejemplos de reticulantes metálicos. Al^{3+} , Cr^{6+} , Cr^{3+} , circonio, titanio, boro, etc.

Ejemplos de agentes reticulantes orgánicos. Compuestos fenólicos: fenol, hidroquinona, resorcinol, fenil acetato, alcohol salicílico, alcohol piel-furilo, etc. Los aldehídos: formaldehído, paraformaldehído, hexametilentetramina (HMTA), etc.

Los polímeros en gel (3D) se pueden formular como gel fluido o rígido. Esto depende de la carga del polímero en la mezcla. La figura 4 muestra la visualización de estos geles de polímero.

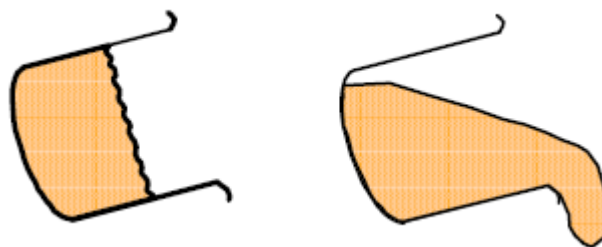


Figura 4. *Gel rígido y gel fluido* Adaptado de Kabir et al., 2001. Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-72119-MS>

Geles poliacrilamidas (PAM). La reticulación de una solución de poliacrilamida proporciona mejores propiedades físicas (viscosidad / resistencia de gel) para facilitar la conexión física de poros o fisuras. PAM en su estado puro, es eléctricamente neutro (no iónico), pareciendo que esto es para evitar cualquier reticulación a través de enlaces iónicos. Sin embargo, cuando se mezcla con un poco de solución alcalina, tal como hidróxido de sodio o cuando se somete a temperatura elevada, algunos de los grupos amida se convierten en grupos carboxilato. Cada uno de éstos lleva una carga negativa. La proporción de grupos amida que se convierten en carboxilato se llama el grado de hidrólisis (DH) y típicamente varía de 0 a 60%. De esta forma, el polímero se llama poliacrilamida parcialmente hidrolizada, PHPAM o HPAM, y con sus grupos carboxilato cargados negativamente se vuelve susceptible a reticulación iónica.

Hay dos tipos de agentes reticulantes utilizados en la tecnología de gel de PAM, a saber, metálicos y orgánicos. Algunos reticulantes metálicos eficientes son iones metálicos trivalentes tales como aluminio, Al^{3+} , y cromo, Cr^{3+} , éstos se pueden agrupar o bien como iones inorgánicos simples en solución o dentro de complejos químicos solubles en los que el ion trivalente se asocia con pequeños grupos inorgánicos u orgánicos. El uso de agentes de reticulación orgánicos en lugar de los iones metálicos proporciona geles para entornos de alta temperatura/alta salinidad, con una mayor flexibilidad en el tiempo de fraguado del gel (gelificación retardada).

El reticulante Al^{3+} muy raramente se sigue usando, porque la reacción de reticulación no puede ser controlada o retrasada. Cr^{6+} era aparentemente una mejor opción ya que la reacción se llevaba a cabo en dos etapas. En el primer paso el Cr^{6+} se reduce a Cr^{3+} , que da un cierto retraso (para permitir la penetración de la matriz) antes de que el Cr^{3+} realice la reticulación. Pero el tiempo de gelificación logrado no fue lo suficientemente largo. Dos etapas más de tratamiento también fueron intentados, los cuales dieron como resultado una mezcla inadecuada en la matriz. Además, el sistema Cr^{6+} es sensible al H_2S (un agente reductor), y el Cr^{6+} es reconocido como una sustancia tóxica y cancerígena.

Reticulante Cr^{3+} . A mediados de los años 80 la empresa Marathon Petroleum propuso un sistema de cromo más controlable. El Cr^{3+} fue empaquetado como un complejo de metal-carboxilato, acetato de cromo. El grupo acetato tiene una estructura muy similar a los grupos carboxilato en polímero PHPA. Por lo tanto, el ion Cr^{3+} es atraído por tanto el orgánico de etilo en el complejo y los grupos carboxilato en el polímero PHPA. Esto ralentiza el proceso de reticulación y, en última instancia da un cierto control sobre el tiempo de gelificación.

Esto dio como resultado que Marathon empezó a crear productos de control de gel llamados MARA-SEAL y MARCIT. Este (el sistema de acetato de PHPA-cromo) se afirma que es

insensible a pH de aproximadamente 2 a 12,5, relativamente insensible a los iones en los fluidos de formación y tampoco tienen problemas por H_2S y CO_2 . Puede ser formulado para dar una amplia gama de resistencias de gel y tiempos de gelificación a temperaturas de hasta $124\text{ }^\circ\text{C}$ [$255\text{ }^\circ\text{F}$]. El sistema MARCIT utiliza polímero PHPA con un peso molecular de más de cinco millones diseñado para el llenado y el bloqueo de las fracturas. Su sistema MARA-SEAL que utiliza PHPA con un bajo peso molecular en los meros cientos de miles y bajo DH, reduce la viscosidad del pre-gel y está diseñada para el llenado y el bloqueo de la roca del yacimiento matriz.

Un producto similar, Aquatrol IV (de BJ) utiliza propionato de cromo (Cr^{3+}) como agente de reticulación. Este producto se afirma que es más resistente a la temperatura que el MARA-SEAL y MARACIT.

Nuevas mejoras en los geles PAM

Sistemas de gel de Co-polímeros / Polímeros para ambientes rudos. Térmicamente estables, resistentes a los cationes divalentes / polivalentes: Como se discutió anteriormente, PHPA, tanto antes como después de la gelificación puede ser afectada por cationes divalentes, tales como el Ca^{2+} , que son relativamente comunes en las aguas de formación. Los iones Ca^{2+} se asocian con los grupos carboxilato en PHPA, causando que el polímero libre se precipite. Esto se hace cada vez más problemático, ya que el grado de hidrólisis del polímero aumenta, y el DH puede aumentar al aumentar la temperatura. Los biopolímeros como geles de polisacáridos también son susceptibles a romperse debido a las degradaciones térmica, hidrolítica y en especial la oxidativa. Para obtener un gel térmicamente estable requiere el uso de un polímero de matriz estable.

Algunos otros geles HE reticulados orgánicamente son los productos OrganoSeal de Dowell , productos de la serie HE- de la empresa Drilling Specialties Company (copolímeros de PAM

orgánicamente reticulados), de Halliburton H2ZERO (copolimero de acrilamida / acrilato reticulado con éster poliamida).

1.1.3.5 Biopolímeros. Los bio-polímeros también se usan en aplicaciones WGSO. También pueden ser reticulados de la misma manera como los PAMs. Son relativamente insensibles a los iones divalentes. También son más resistentes a la temperatura en comparación con los PAM. Sin embargo, son susceptibles al ataque microbiano.

Los bio-polímeros utilizados para los controles de conformidad son principalmente de los siguientes tipos:

- Xantano
- Polisacárido (escleroglucano no iónico)
- Lignosulfonatos reticulado con Cr^{3+}
- Celulosa carboximetilcelulosa de sodio
- HEC
- DRISPAC

El uso de biopolímeros de Cr^{3+} de xantano reticulados en WGSO, no han sido probadas / aceptadas y no se conoce ninguna aplicación en campo.

El Escleroglucano es un polisacárido no iónico de alto peso molecular. La eficacia de este material a temperaturas y salinidades más altas, proporcionado una comparación detallada entre la goma xantana y el escleroglucano y argumentó que el escleroglucano es muy superior, más resistente a la temperatura y la salinidad. Se establece que este material parece tener mejor

estabilidad térmica que el polímero sintético aniónico. Incluyendo el formaldehído como biocida en la formulación escleroglucano parece causar una reacción que aumenta la estabilidad térmica del escleroglucano. Sus moléculas son más rígidas y en forma de varilla (un gel más fuerte) y muestra superior estabilidad ante el cizallamiento.

Tanto la goma de xantano y el escleroglucano se conoce que forman redes físicas (gel) por encima de una concentración crítica C_{gp} , concentración de "punto de gel". Sin embargo, los geles de bio-polímero son de fuerza limitada y por lo tanto no lo consideran adecuado para el tratamiento de fracturas. (Kabir *et al.*, 2001)

1.1.4 ¿Por qué opciones químicas?

Matriz sellante y pequeñas fisuras. Los medios mecánicos como parches en la tubería, tapón puente, o la cementación forzada pueden proporcionar un sello en el pozo, así como en grandes aberturas cerca del pozo. Sin embargo, hay casos en los que es deseable lograr penetración en la matriz o en las fisuras pequeñas del material de sellado. Los ejemplos incluyen: (a) los pequeños canales / fisuras de cemento (b) las fracturas naturales (c) conificación vertical a través de la matriz. Los squeezes de cemento no pueden resolver estos problemas.

La zona posterior más profunda, después de la Zona de Perforación (evitar el cemento no fraguado). A veces, una zona depletada debe ser sellada antes de añadir perforaciones en una zona por debajo de la zona depletada. Una opción es utilizar un squeeze de cemento y a continuación perforar hacia afuera o por debajo del cemento endurecido en el casing con el fin de acceder a la zona objetivo, sin embargo, esta operación puede ser costosa y puede ser posible utilizar un producto químico para sellar la zona depletada. A continuación, el producto químico puede ser

lavado del pozo con bastante facilidad en la mayoría de los casos, a un costo relativamente más bajo.

Conformidad del yacimiento. En caso de inundación del yacimiento con agua, algunas veces es beneficioso el control de la movilidad o el bloqueo de las vías de flujo altamente permeables, lo cual requiere métodos químicos. (Kabir *et al.*, 2001).

2. Casos de estudio para WGSO

2.1 Características en el uso de los diferentes mecanismos para selección de wgso

El agua / gas bueno (o asociado) puede definirse como la cantidad de agua / gas que debe ser producida junto con el hidrocarburo con el fin de producirlo con la configuración del completamiento existente. El agua / gas malo (o perjudicial) puede ser definida como el agua / gas que se produce en exceso a la requerida para la producción de hidrocarburos, es decir, cantidad anormal de agua / gas. Algunos ejemplos de "bueno" y "malo" de agua / gas son:

- Conificación / cúspide (bueno o malo)
- Depósito de canalización (malo)
 - Alta permeabilidad (malo)
 - Fisuras, fracturas, fallas, etc. cavidades (malo)

- Fracturas hidráulicas fuera de la zona (malo)
- La comunicación a través del inyector-productor en intervalos de alta de permeabilidad (malo)
- Digitación (malo)
- Depleción del yacimiento(bueno). Kabir, (Bakar, Salim, Othman. y Yunos, 1999).

2.2 Caso estudio de GSO

El proceso de análisis se basa en un enfoque integral que debe considerar aspectos como, (geología del yacimiento, mecanismo de producción, presión / volumen / temperatura (PVT), saturaciones, etc.) y del pozo (historia de producción, historia de inyección de los inyectores, distribución de tamaño de poro, contraste de permeabilidad de capas, método de elevación artificial, etc.).

Las espumas de gel de polímero consisten en agua, polímero, tensoactivos como un agente de espuma y un agente de reticulación mezclado con un gas para formar una mezcla estable donde el líquido es la fase continua y el gas es la fase discontinua. Los geles de espuma han demostrado ofrecer beneficios tales como una saturación de fase de humectación baja, una alta resistencia a la extrusión y una segregación gravitacional reducida mientras se desarrolla la resistencia del gel (Miller y Fogler 1995). Además, los geles de espuma son particularmente adecuados para gases. Debido a su reducida densidad que facilita la colocación donde el gas de formación menos denso viaja en el yacimiento (en las regiones superiores de las fracturas o zonas ladronas).

Descripción del yacimiento. El yacimiento de Akal, descubierto en 1976 y ubicado a unos 50 kilómetros de la costa de la Bahía de Campeche, México, es parte del campo de Cantarell. Las principales zonas del yacimiento Akal producen crudo 22°API a partir de formaciones de

carbonatos altamente fracturadas que son hidráulicamente continuas en un espesor de 1000 m. La estructura del yacimiento consiste en un anticlinal asimétrico, cuya porción sur está delimitada por un contacto agua / aceite(WOC).

El desarrollo del yacimiento de Akal se inició a finales de los años 70 y para 1981. la producción de crudo de campo fue de 1.5 MMSTB / D. En ese momento, la presión del yacimiento alcanzó la presión del punto de burbuja y el gas de la solución comenzó a migrar hacia arriba para formar una capa de gas secundaria. En 1995, la producción de campo disminuyó a 1.0 MMSTB / D. En el año 2000, debido a que la producción continuó disminuyendo, el operador inició el mayor proyecto mundial de mantenimiento de presión de la capa de gas que consistió en la inyección de gas nitrógeno. Desde 2004, el mantenimiento de la presión de nitrógeno se ha acoplado con la inyección de gas natural.

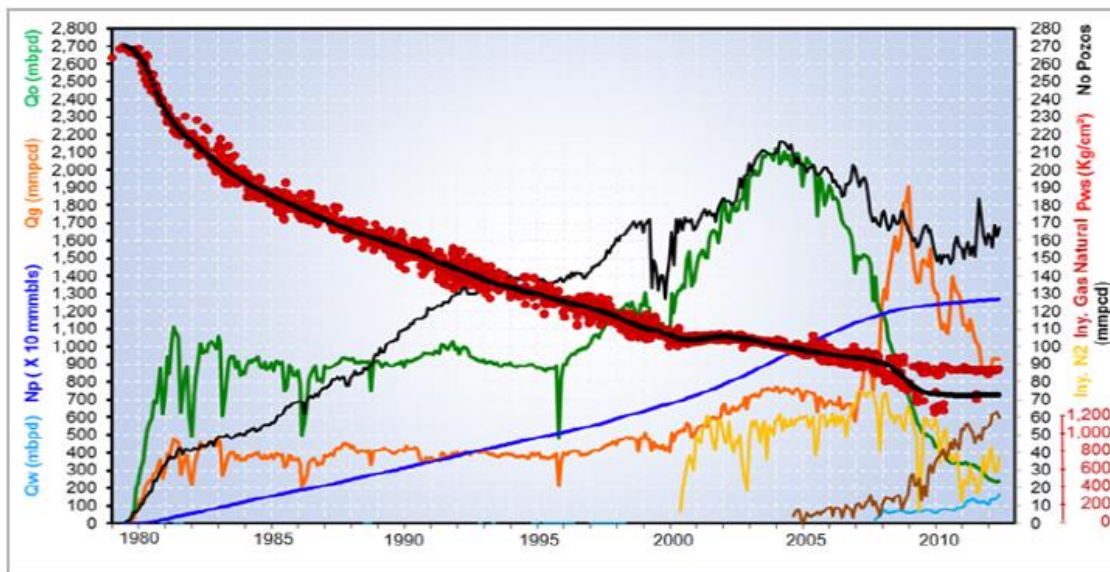


Figura 5. Producción histórica del campo Cantarell. Adaptado de Marcos, Gonzalez, Garcia, Cortes, SPE, PEMEX, Milne, Miquilena, Perez y Schlumberger, 2014. Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168195-MS>

Aislamiento Selectivo de Gas. El objetivo final del operador es utilizar la tecnología de aislamiento con el gas para devolver los pozos a la producción que se ha cerrado debido a la ruptura temprana del gas. Se usó un gel como tapón para la formación capaz de bloquear selectivamente la producción de gas no deseado, y por este motivo, un sistema de espuma polimérica (PFS) capaz de alcanzar un FQ (calidad de flujo) alto (hasta un 80%) sin poner en peligro la resistencia a la extrusión y tener capacidades de retardo de reticulación, fue propuesto por la empresa de servicios. La empresa de servicios propuso el uso de un PFS consistente en un gel de polímero de poliacrilamida espumado con nitrógeno como fase gaseosa, basado en la premisa de que la reducción de la densidad del sistema junto con la resistencia adecuada a la extrusión en esta formación naturalmente fracturada facilitará su colocación hacia arriba dentro de los intervalos de producción y al mismo tiempo, penetrar más profundamente en la red de fractura antes del desarrollo de la fuerza del gel. La apariencia de PFS antes y después de la gelificación.

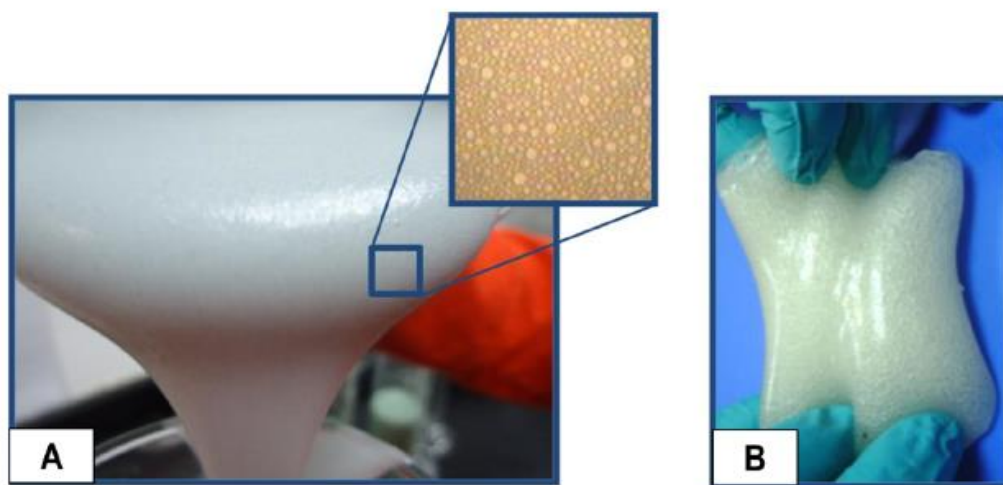


Figura 6. FSP (A) antes y FSP (B) después gelificado. Adaptado de: Marcos, Gonzalez, Garcia, Cortes, SPE, PEMEX, Milne, Miquilena, Perez y Schlumberger, 2014 Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168195-MS>

Pruebas de laboratorio para un sistema de espuma de polímero Se realizaron una serie de pruebas de laboratorio en las instalaciones del laboratorio de la empresa de servicios para validar las propiedades requeridas de PFS comenzando con la prueba de estabilidad de la espuma bajo condiciones reales del fondo de pozo. Los resultados de la prueba de reología realizada en una muestra de PFS (sin solución de reticulación) con un FQ = 72%, presentado en la Figura 7. Indican que la viscosidad aparente observada se mantuvo estable después de más de 3 horas. La textura de la espuma es más gruesa durante la duración del ensayo, como se indica por las burbujas de espuma visiblemente más grandes al final del ensayo; Sin embargo, la espuma no se derrumbó y la fase líquida viscosa y la fase gaseosa permanecieron bien dispersas.

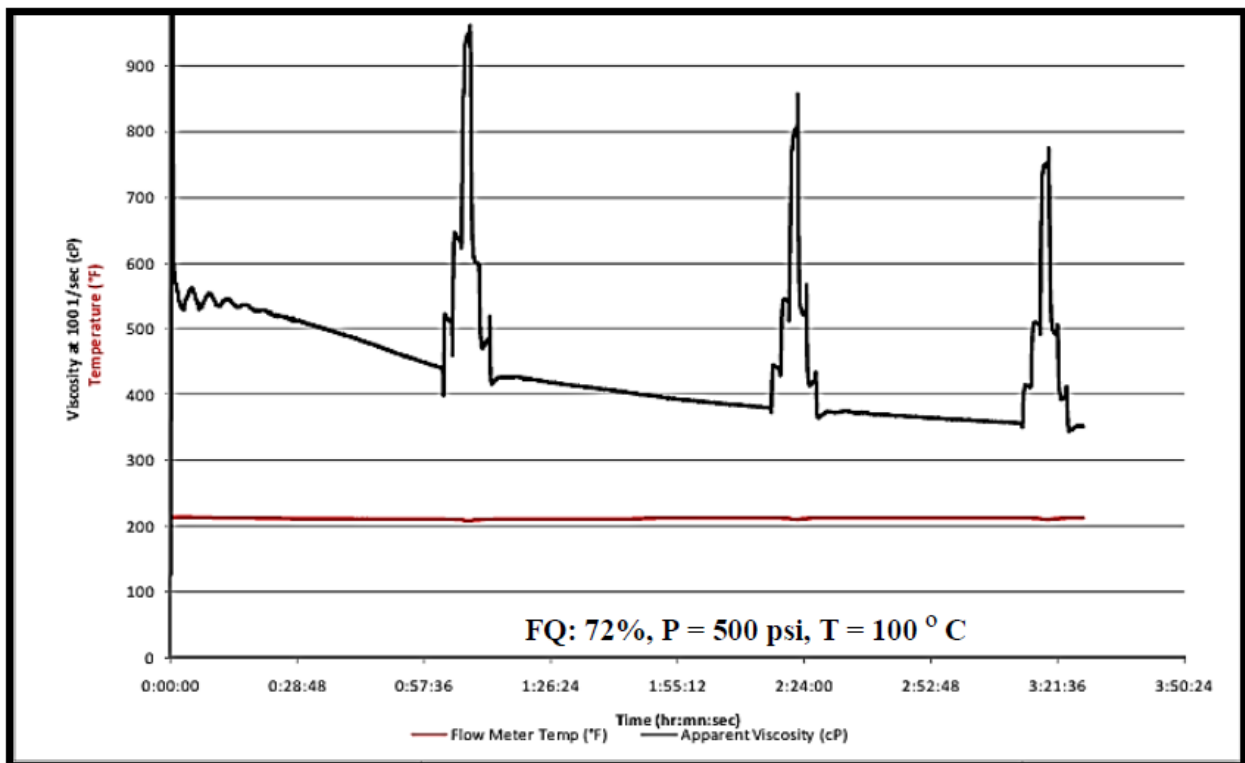


Figura 7. Pruebas de reología PFS no reticulado Adaptado de Marcos, Gonzalez, Garcia, Cortes, SPE, PEMEX, Milne, Miquilena, Perez y Schlumberger, 2014. Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168195-MS>

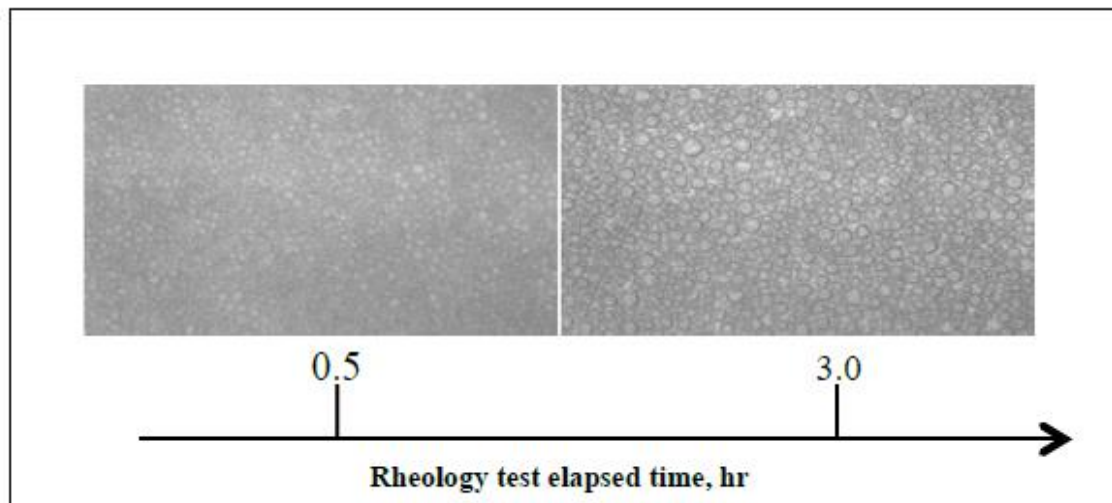


Figura 8. Evolución de la estructura de espuma durante la prueba de reología de la PFS no reticulada. Adaptado de: (Marcos, Gonzalez, Garcia, Cortes, SPE, PEMEX, Milne, Miquilena, Perez y Schlumberger, 2014). Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168195>

Una muestra de 1,5 pulgadas de diámetro por 2 pulgadas de longitud. El núcleo del tapón de la piedra caliza de Indiana fue roto a propósito y después colocado de nuevo junto para crear un canal de fractura altamente conductivo que se asemejaba a las condiciones de la producción del yacimiento de Akal. El núcleo fracturado se colocó entonces en un soporte donde se aplicaron una presión de confinamiento de 1.000 psi, una presión de poro de 500 psi y una temperatura estática de fondo de 100 ° C (BHST) durante todo el conjunto de ensayos. Un esquema de la configuración experimental se muestra en la Figura 9. Se inyectó una solución de salmuera KC1 al 2% para mediciones de permeabilidad absoluta (K): se inyectó luego PFS y se cerró el sistema durante 24 horas. Después del cierre, se inyectó nitrógeno en el núcleo aumentando lentamente la presión diferencial hasta que se observó una ruptura. Finalmente, se inyectó la solución de salmuera al 2% KC1 para estimar el factor de reducción de permeabilidad (KRF). Los resultados de la resistencia a la extrusión usando el PFS al 70% de FQ se muestran en la Figura 11. (Marcos, Gonzalez, Garcia, Cortes, SPE, PEMEX, Milne, Miquilena, Perez y Schlumberger, 2014).

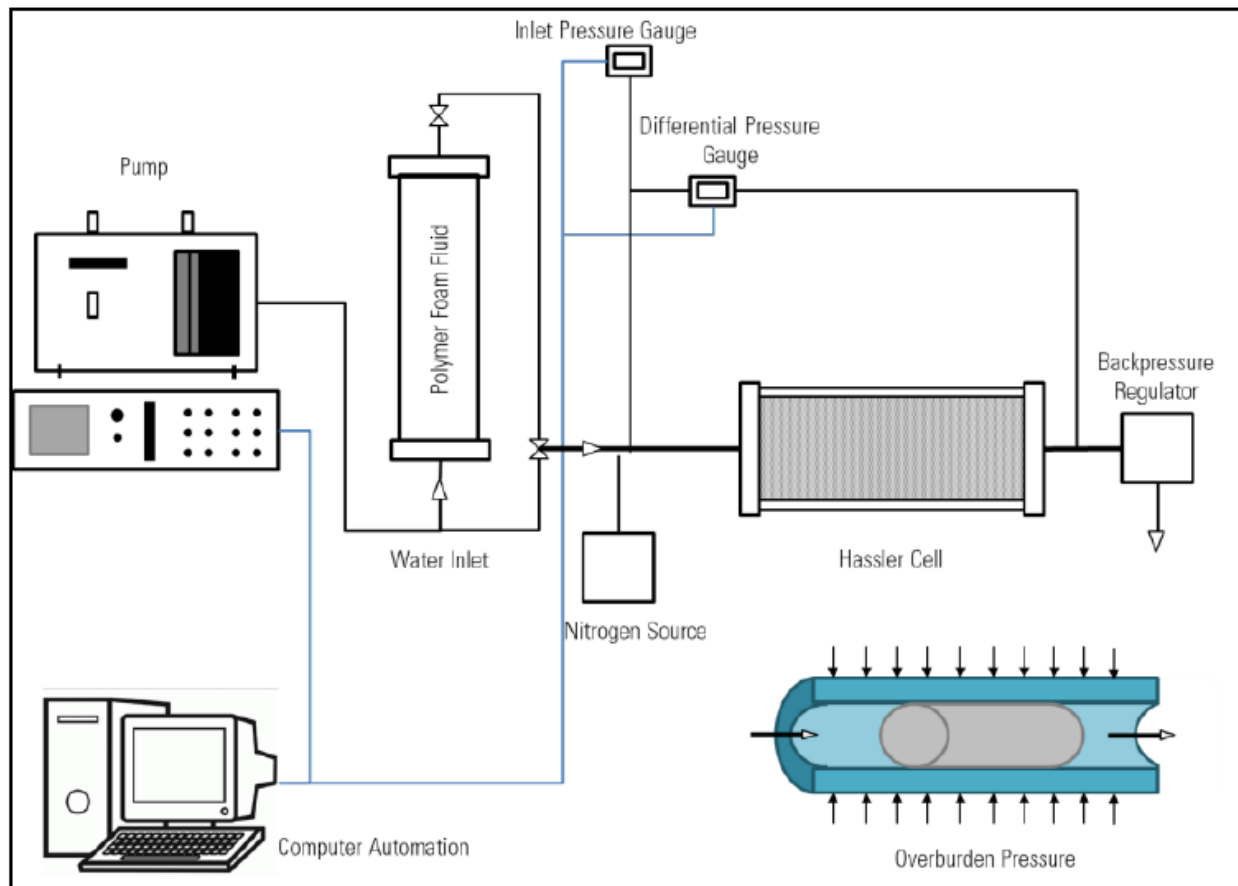


Figura 9. Esquema del equipo de laboratorio. adaptado de: (Marcos, Gonzalez, Garcia, Cortes, SPE, PEMEX, Milne, Miquilena, Perez y Schlumberger, 2014). Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168195-MS>

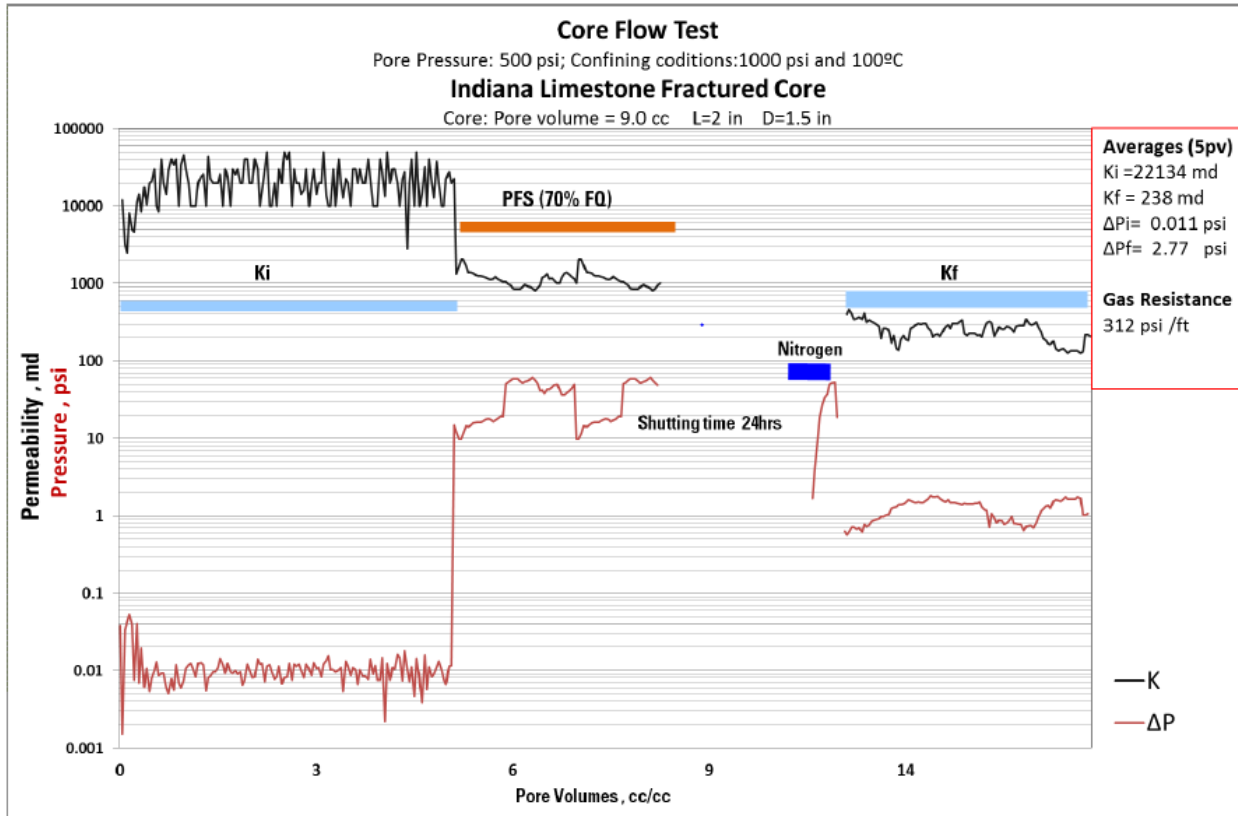


Figura 10. Ejemplo de prueba de flujo para un FPS con FQ = 70% Adaptado de (Marcos, Gonzalez, Garcia, Cortes, SPE, PEMEX, Milne, Miquilena, Perez y Schlumberger, 2014). Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168195-MS>

PFS FQ, %	Ki, md	Kf, md	ΔPi, psi	ΔPf, psi	Extrusion Resistance, psi/ft
70	22,134	238	0.011	2.77	312
55	40,210	15.8	0.04	22.01	600
30	13634	2.7	0.03	2.77	672

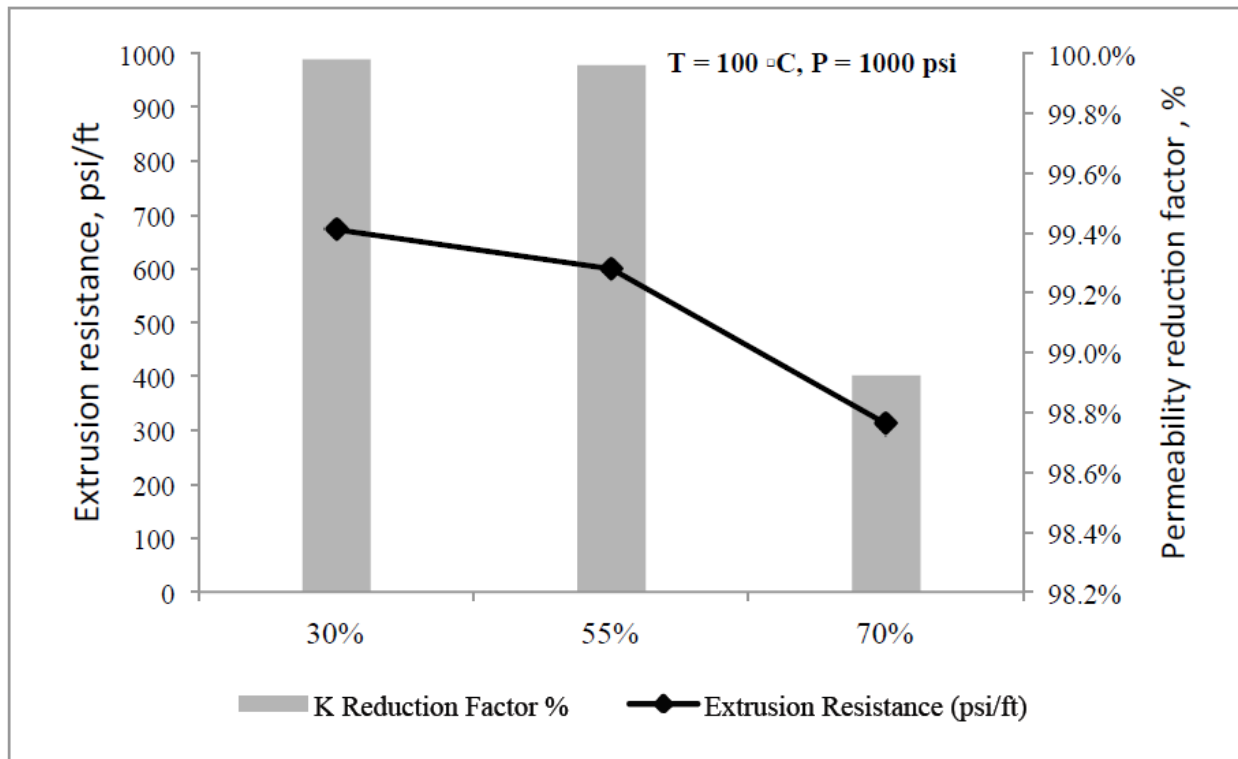


Figura 11. Resultados de las pruebas de laboratorio de resistencia a la extrusión. Adaptado de: (Marcos, Gonzalez, Garcia, Cortes, SPE, PEMEX, Milne, Miquilena, Perez y Schlumberger, 2014). Fuente: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168195-MS>

2.3 Problemas y soluciones recomendadas

Tabla 1.

Problemas y soluciones recomendadas

Problema	Método Shut off recomendado
1. Flujo canalizado detrás del revestimiento	La solución principal consiste en el uso de fluidos de sellado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular.
2. Capa inundada sin flujo transversal	Este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de fluidos de sellado

3. Fracturas o fallas	rígidos o de un sello mecánico, ya sea en el inyector o el productor.
4. Conificación o formación de cúspide(cusping)	Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel Una alternativa conveniente consiste en perforar uno o más huecos laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al CAP y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación. En los pozos horizontales puede ser posible al menos retardar la formación de la cúspide con una operación de sello cerca del pozo.
5. Segregación gravitacional	Cualquier tratamiento realizado en el inyector con el fin de sellar los disparos inferiores tendrá sólo un efecto marginal en el barrido de un mayor volumen de petróleo antes de que la segregación gravitacional vuelva a ser dominante.
6. Capa inundada con flujo transversal	Puede ser posible colocar un gel muy penetrante en forma económica en la capa permeable ladrona, siempre que ésta sea delgada y tenga alta permeabilidad comparada con la zona de petróleo
7. Canalización a través de estratos de roca matriz (sin fracturas)	No hay tratamiento efectivo Inyección con polímeros tradicional y geles penetrantes profundos son los métodos más confiables por ahora.
8. Fallas o fracturas que atraviesan un pozo desviado u horizontal	Tratamiento con gel.

Los dos primeros problemas se controlan con relativa facilidad en el pozo o en las cercanías del mismo. En el caso del siguiente problema fracturas o fallas es necesario colocar geles. Los cuatro últimos problemas no admiten soluciones simples y de bajo costo cerca del pozo, y requieren modificaciones en la completación o la producción como parte de la estrategia de manejo del yacimiento.

3 Metodología experimental en el uso de productos químicos para WGSO.

3.1 Pruebas de interacción roca-fluido

A continuación, se describe el protocolo experimental utilizado para evaluar la efectividad de formulaciones para bloqueo de gas –Gas Shut Off.

3.1.1 Elaboración de Muestras de Roca. Debido a que la prueba sobre las muestras para el bloqueo de zonas de gas es de carácter destructivo, es necesario mediante la fabricación de muestras sintéticas y empacadas recrear los escenarios de matriz y fractura.

- Escenario matriz: Fabricación de muestras sintéticas
- Escenario fractura: Fabricación de muestras empacadas

3.1.2 Saturación al Vacío. En este proceso, las muestras de roca se saturan al vacío en salmuera sintética mediante la bomba de vacío.

3.1.3 Determinación de la Permeabilidad de Referencia

- Determinar permeabilidad absoluta al agua
- Determinar permeabilidad de referencia: Permeabilidad efectiva al gas a condiciones de agua irreducible ($K_g@Swirr$).

3.1.4 Inyección de la formulación sobre la muestra.

- Inyectar tres volúmenes porosos (3VP)
- Dejar en remojo el tiempo requerido para el fragüe la formulación.

3.1.5 Determinación de la Permeabilidad de Retorno

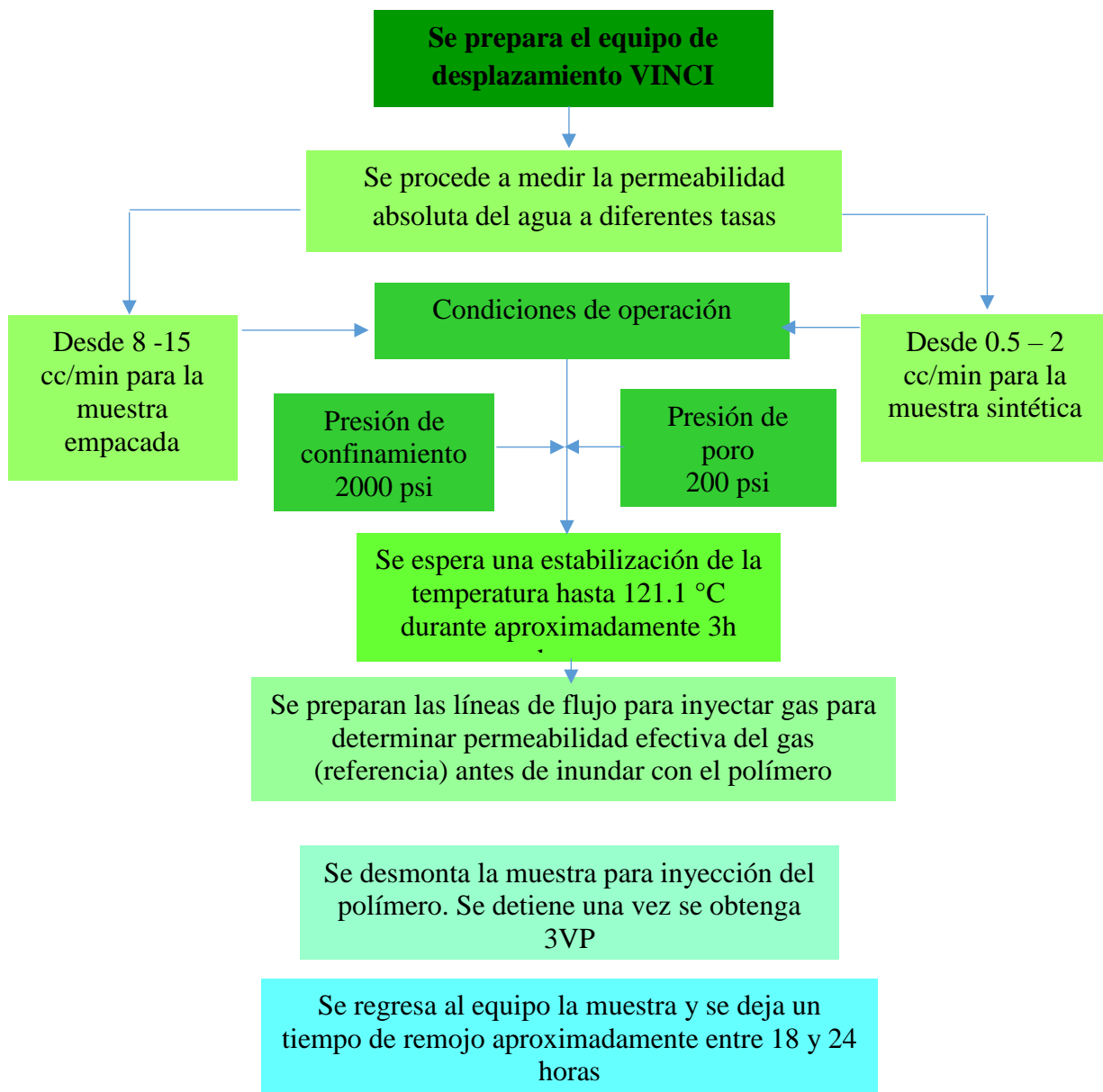
- Determinar la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento (K_g post trat@Swirr).

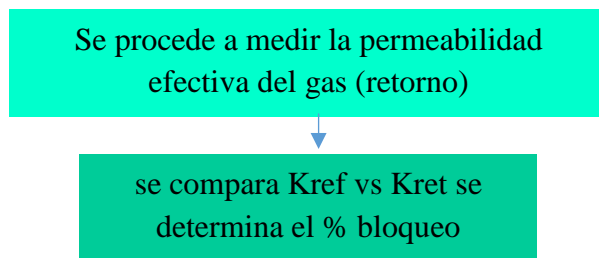
3.2 Protocolo

A continuación, se mostrará mediante un diagrama de procesos el paso a paso realizado en el laboratorio. Inicialmente se preparan las muestras que van a ser usadas durante las pruebas, estas se recrean en dos tipos de escenarios: matriz y fractura, para lograr adecuar el experimento lo más parecido a las condiciones reales de pozo, luego se dispone a caracterizar cada una de ellas antes de iniciar el procedimiento en el equipo de desplazamiento. Una vez adecuado las condiciones de presión y temperatura se realiza la medición de permeabilidad absoluta del agua y

permeabilidad efectiva de gas a condiciones de Swirr, luego se inyecta la formulación la cual queda en remojo por un tiempo entre 18 a 24hrs, dependiendo de las especificaciones de la mismo y por último se toma datos de caudal y diferencial de presión para determinar la permeabilidad de retorno con la finalidad de calcular el porcentaje de bloqueo en la muestra.

3.3 Diagrama de flujo para determinación de permeabilidades en el equipo de desplazamiento VINCI





4 Aplicación de método experimental en el uso de productos químicos para WGSO

4.1 Caracterización básica

Las pruebas que se detallan a continuación hacen parte de la caracterización básica que se realizaron a las muestras enviadas de las formulaciones utilizadas durante la investigación.

4.1.1 Solubilidad. Es la cantidad máxima de una sustancia que se disolverá en una cantidad dada de solvente a una temperatura y presión dadas, o el grado al cual se disolverá una sustancia en un solvente en particular.

La prueba de solubilidad se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará). En tubos de ensayo, se agregó la muestra de la formula y agua fresca, en la proporción de 75:25 (3 mL de muestra + 1 mL agua) para determinar cualitativamente la solubilidad para las muestras líquidas. En cuanto a las

muestras sólidas en tubos de ensayo, se agregó la muestra y agua fresca en una proporción de 1g/100ml y se procedió a determinar cualitativamente la solubilidad.

Tabla 2.

Resultados. Prueba de solubilidad de las muestras líquidas

Compañía	Muestra	Solubilidad	
		Experimental	MSDS
UNO	Polímero 1	Soluble	Soluble
	Crosslinker	Soluble	Soluble
DOS	Crosslinker secundario	Parcialmente	Parcialmente
		Soluble	Soluble

Tabla 3.

Resultados. Prueba de solubilidad muestras sólidas

Compañía	Muestra	Solubilidad	
		Experimental	MSDS
UNO	KCl	Soluble	Soluble
	Polímero 2	Insoluble	Insoluble
	Crosslinker primario	Soluble	Soluble
DOS	Agente gelificante	Soluble	Soluble
	Agente estabilizante	Soluble	Soluble

4.1.2 Densidad. La prueba de densidad fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) mediante el método del picnómetro. Este es un método sencillo para determinar la densidad de un líquido a través de la masa del picnómetro.

Tabla 4.

Resultados. Prueba de densidad

Compañía	Muestra	Densidad (mg/ml)		
		Experimental	MSDS	% Desviación
UNO	Polímero 1	8.82	8.83	0.13
	Crosslinker	8.72	8.75	0.34
DOS	Crosslinker secundario	8.97	NR	NA

4.1.3 pH. La determinación de pH se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) a condiciones de laboratorio. Esta prueba permite medir el grado de acidez o alcalinidad en la muestra de pH.

Tabla 5.

Resultado. Prueba pH muestras líquidas

Compañía	Muestra	pH		
		Experimental	MSDS	% Desviación
UNO	Polímero 1	4.1	3	37%
	Crosslinker	12.0	12	0%
DOS	Crosslinker secundario	4	3 - 4.0	0%

4.1.4 Índice de refracción. Esta prueba se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará), utilizando un Refractómetro RFM960 Marca Bellingham + Stanley Ltd. Permite determinar la

desviación que presentan los rayos luminosos al pasar de un medio transparente de densidad determinada a otro cuya densidad es distinta a la anterior.

Tabla 6.

Resultados. Pruebas de índice de refracción

Compañía	Muestra	Índice de Refracción
UNO	Polímero 1	1.3705
	Crosslinker	1.4084
DOS	Crosslinker secundario	1.5015

4.1.5 Espectro infrarrojo. La prueba fue realizada en el Laboratorio de Consultas Industriales de la Universidad Industrial de Santander, utilizando un Espectrofotómetro Infrarrojo BRUKER Modelo Tensor 27. El espectrofotómetro es un instrumento que cuantifica la cantidad de energía absorbida o transmitida por una solución que contiene una cantidad desconocida de soluto y una que contiene una cantidad conocida de la misma sustancia.

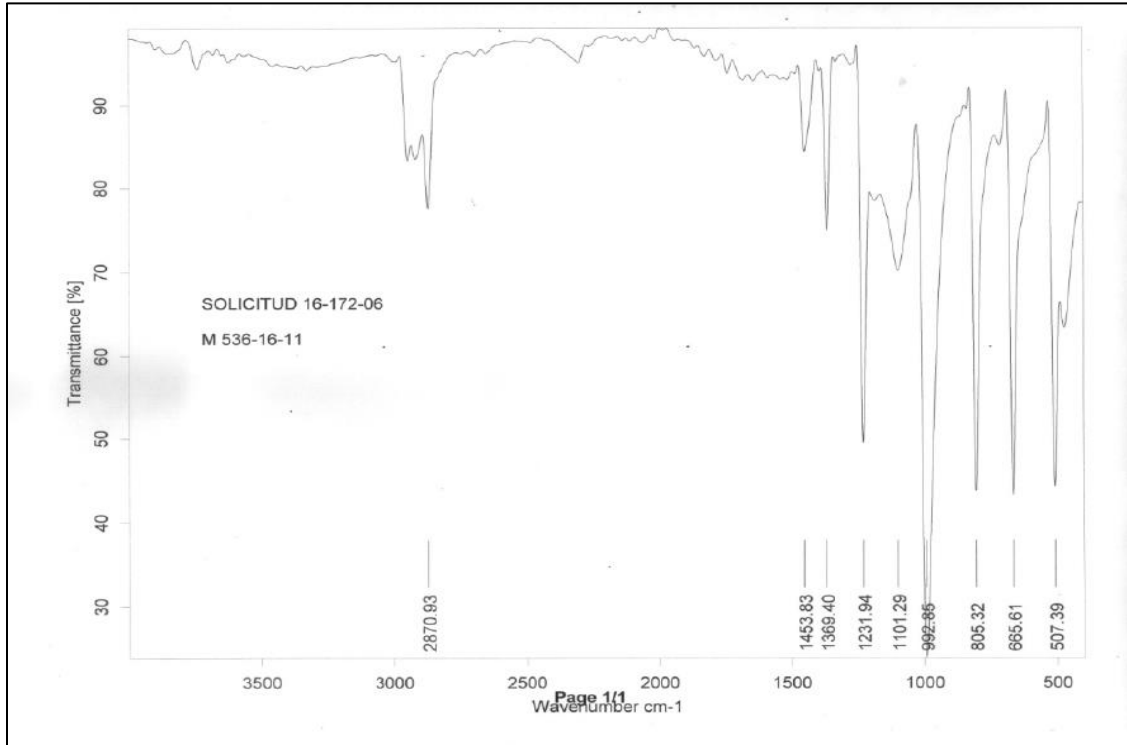


Figura 12. Espectro Infrarrojo Crosslinker primario

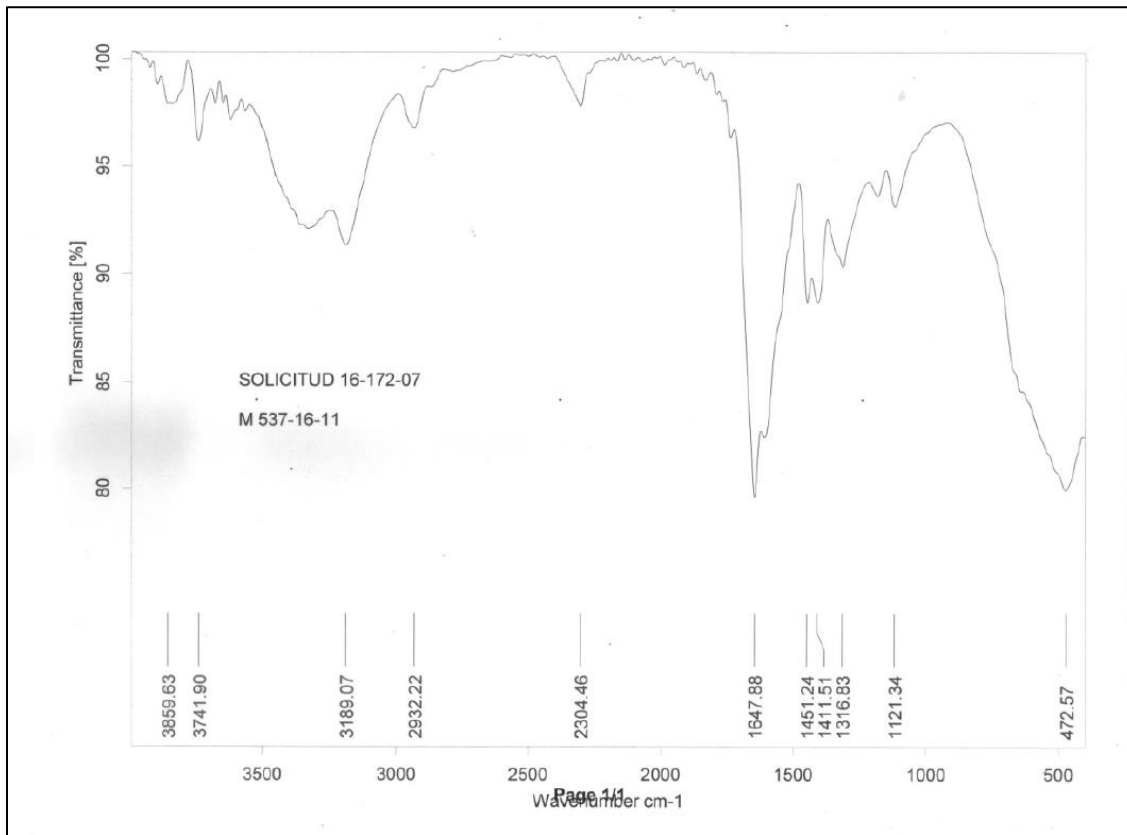


Figura 13. Espectro Infrarrojo Agente gelificante

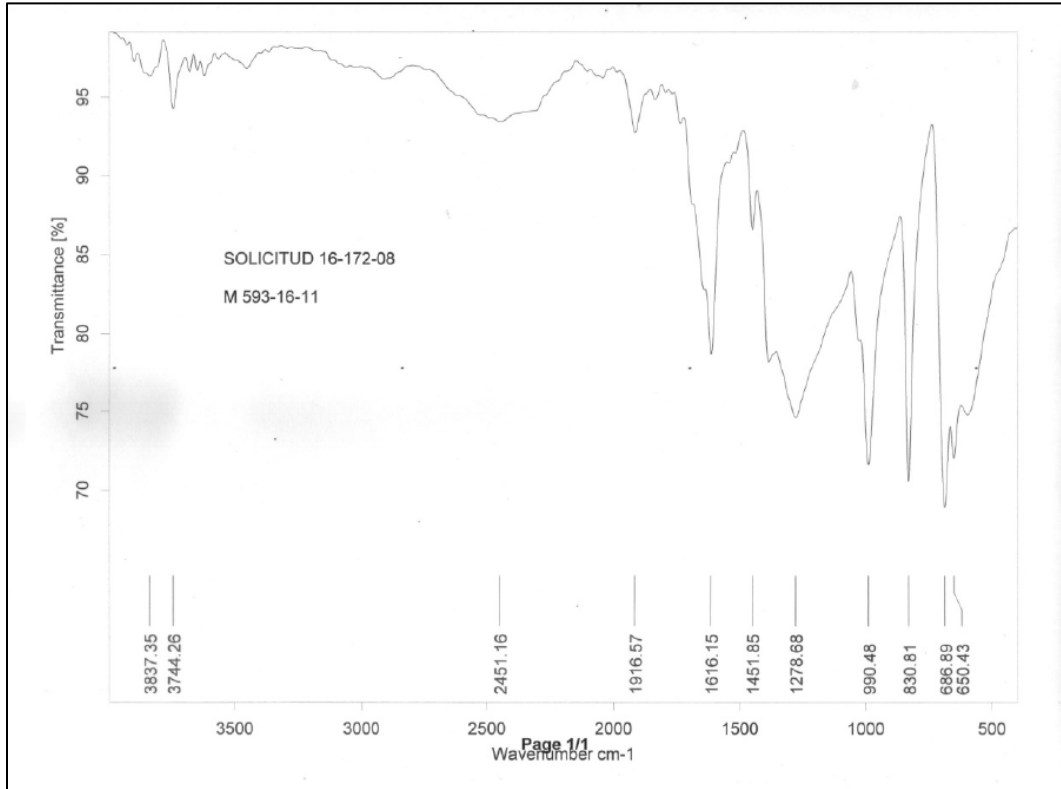


Figura 14. Espectro Muestra Agente Estabilizador

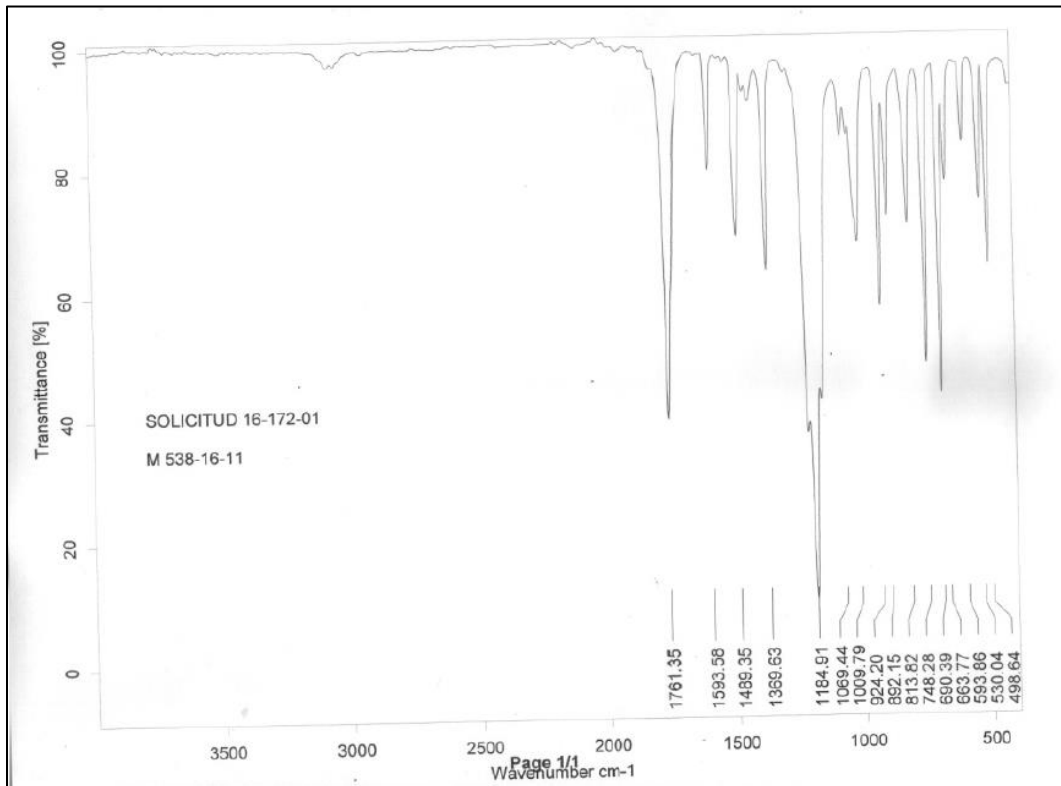


Figura 15. Espectro Muestra Crosslinker Secundario

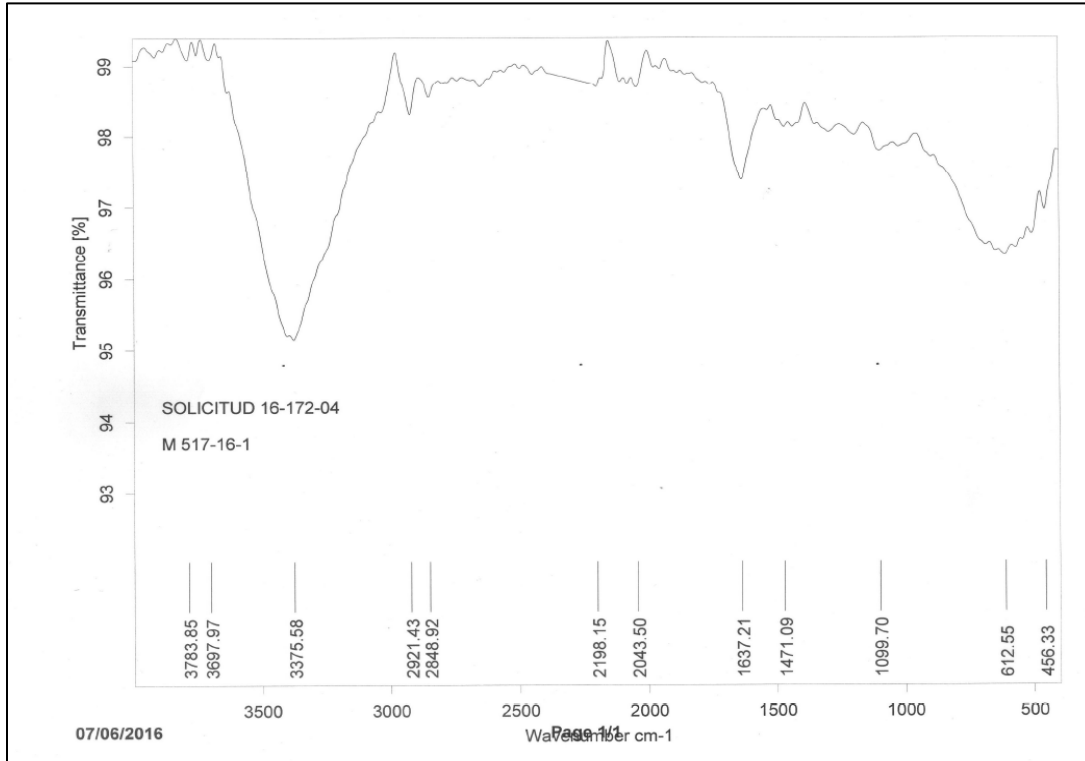


Figura 16. Espectro Infrarrojo Muestra KCl

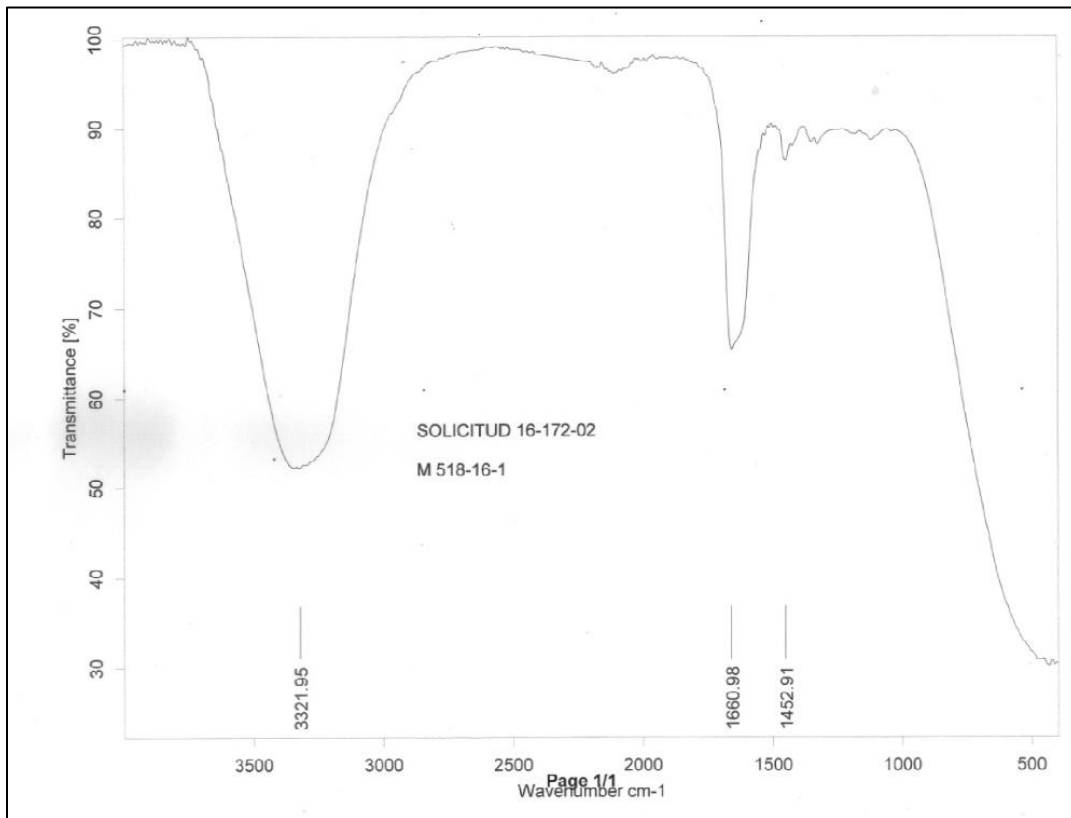


Figura 17. Polimero 1

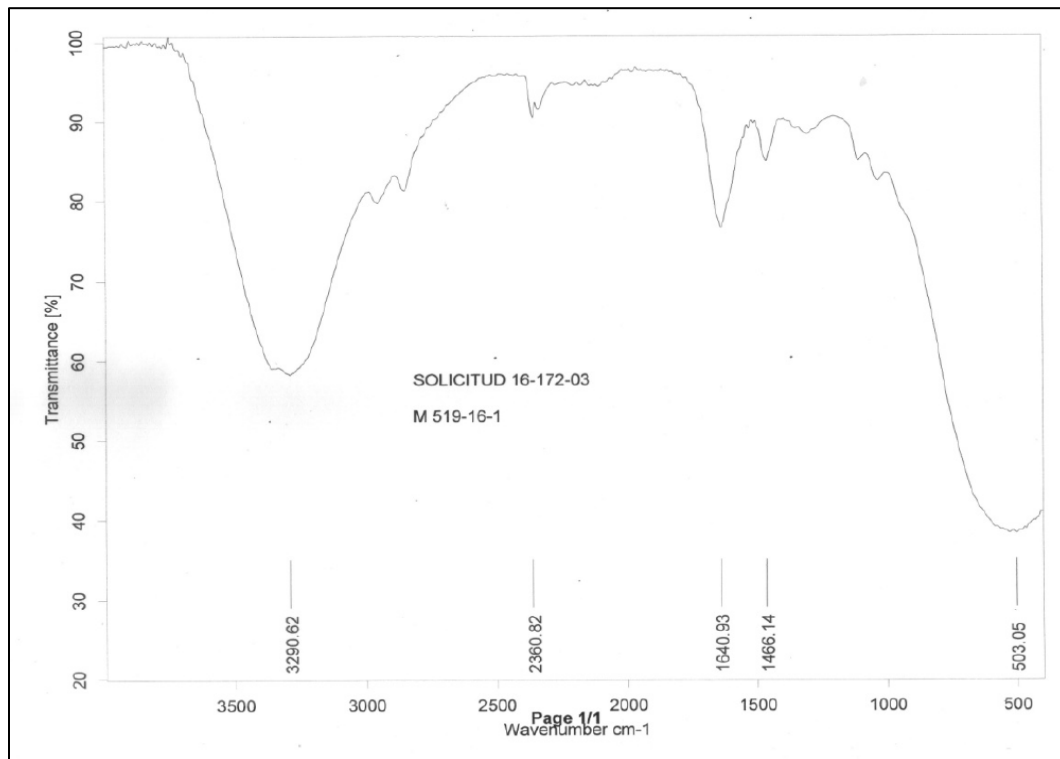


Figura 18. Crosslinker

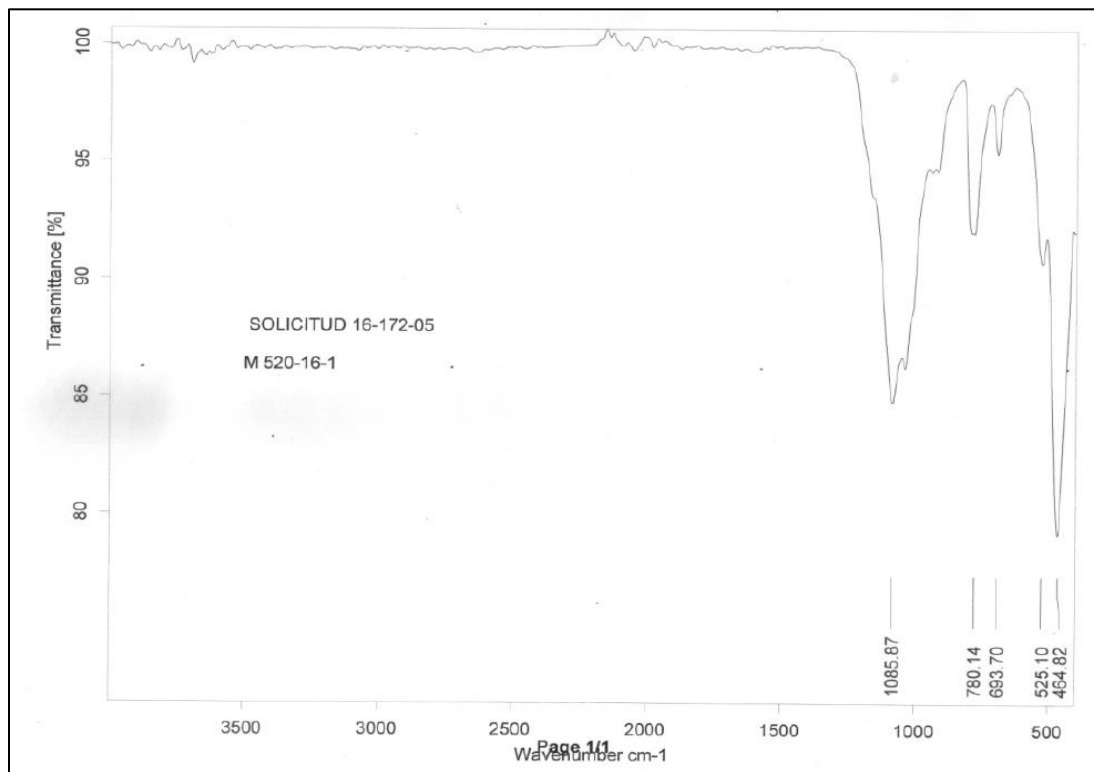


Figura 19. Polimero 2

4.1.6 Viscosidad dinámica. Esta prueba se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará), utilizando un viscosímetro rotacional Brookfield DV2TLV. Antes de realizar la prueba es importante conocer el tipo del fluido se va a manejar, si cambia conforme al tiempo o la temperatura, permitiendo así hallar la viscosidad dinámica en cP.

Tabla 7.

resultados. prueba Viscosidad Dinámica

Compañía	Muestra	Experimental		MSDS	
		Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
UNO	Polímero 1	26.4	623.65	NO	No Reporta
	Crosslinker	25.5	1.024	NO	No Reporta
DOS	Crosslinker secundario	26	2.545	NO	No Reporta

4.2 Descripción formulación A

- Agua
- Agente retardador KCL: compuesto químico que disminuye la velocidad de reacción de una sustancia.
- Polímero: Una molécula grande compuesta de unidades que se repiten. Algunos polímeros son de origen natural, tales como la goma de xantano, la goma de guar y el almidón. Otros polímeros son polímeros naturales modificados, tales como la carboximetilcelulosa (CMC), el hidroxipropil almidón y el lignosulfonato. Algunos son sintéticos, tales como los poliácridatos, las poliácridamidas y las polialfaolefinas. Los polímeros pueden clasificarse por su estructura y ser lineales, ramificados o menos comúnmente cíclicos.

- Crosslinker: Compuesto, típicamente una sal metálica, mezclado con fluido a base de gel, como un sistema de guar-gel, para crear un gel viscoso que se utiliza en algunos tratamientos de estimulación o limpieza de tuberías. El reticulante reacciona con el polímero de filamentos múltiples para acoplar las moléculas, lo que crea un fluido de alta viscosidad, pero muy controlada. Los tratamientos que utilizan reticulantes deben considerar las condiciones necesarias para descomponer la estructura del gel y, así, asegurar una limpieza y una eliminación satisfactorias

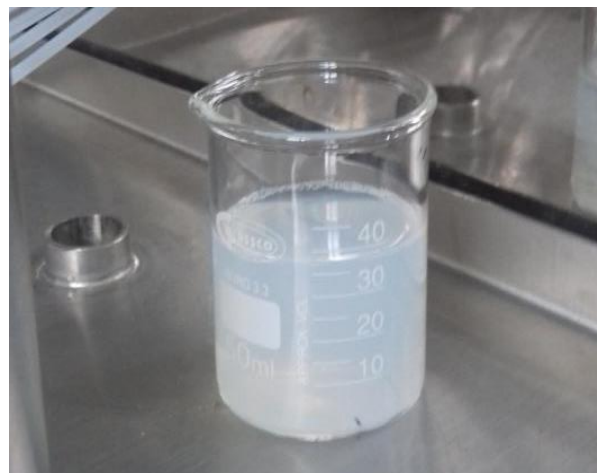
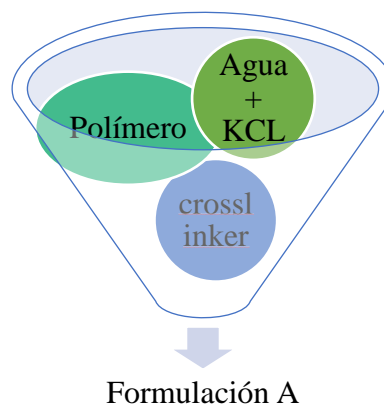


Figura 20. Imagen formulación A

4.3 Descripción formulación B

- Agua
- Agente retardador KCL: compuesto químico que disminuye la velocidad de reacción de una sustancia.
- Polímero: Una molécula grande compuesta de unidades que se repiten
- Crosslinker:

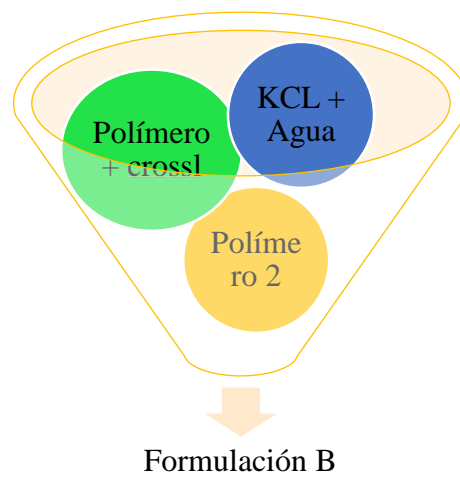


Figura 21. *Imagen formulación B*

4.4 Descripción formulación C

- Agua
- Agente estabilizador: son sustancias que posibilitan el mantenimiento del estado físico-químico de una mezcla.
- Agente gelificante: son sustancias que posibilitan el mantenimiento del estado físico-químico de una mezcla.
- Crosslinker primario
- Crosslinker secundario

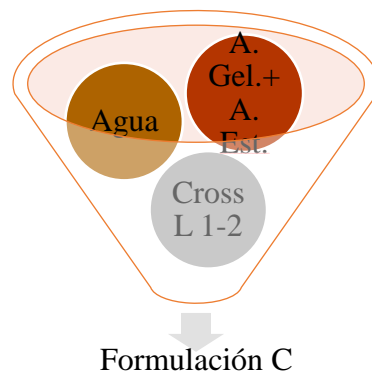


Figura 22. Imagen formulación C

4.5 Procedimiento en el laboratorio

1. Inicialmente debe conocerse las propiedades básicas de las muestras a utilizar tales como la permeabilidad (K), la porosidad (Φ) y el peso en gramos antes y después de haber iniciado el proceso.

Tabla 8.

Tabla de datos de propiedades petrofísicas de las muestras sintéticas y empacadas

Muestra empacada					
#	Diámetro real (cm)	Longitud real(cm)	Peso seco(g)	Peso Saturado(g)	Porosidad
25	3,449	6,265	130,35	151,89	34,17
29	3,603	7,227	152,58	177,18	34,09
30	3,5	6,963	149,52	174,04	23,72
31	3,6	6,7	144,13	167,24	32,5
33	3,63	7,28			
Muestra sintéticas					
GSO-150-1	3,79	5,84	136,76	144,74	9,07
GSO-150-2	3,79	5,81	137,79	143,48	7,96
GSO-90-2	3,79	5,8	133,83	141,88	9,32



Figura 23. Muestras empacadas (alta permeabilidad-fractura y muestras sintéticas baja permeabilidad)

2. Se dispone a preparar el equipo de desplazamiento VINCI para montar la muestra a una determinada presión de confinamiento y contrapresión. A continuación, se realiza un proceso de vacío a la muestra para luego llevarla al core holder y llenarlo completamente con agua fresca.
3. Se aplica temperatura al equipo de desplazamiento VINCI
4. Se espera la estabilización de la temperatura durante aproximadamente 3 horas o más, la condición deber ser con temperatura estable.
5. Se procede a medir la permeabilidad absoluta del agua a diferentes tasas
 - Desde 0.5 – 2 cc/min para la muestra sintética
 - Desde 8 -15 cc/min para la muestra empacada
6. Se calcula la permeabilidad efectiva del gas (referencia) antes de inyectar con polímero la muestra.
7. A continuación, se realiza la preparación de la formulación con la composición adecuada mediante un agitador magnético, posterior a ello, se debe inyectar la formulación a la muestra mediante el portanúcleos con ayuda de un cilindro con gas y con ayuda de presión, se hace pasar los volúmenes porosos requeridos normalmente (3VP).
8. Se deja un tiempo de remojo de aproximadamente 24 horas. Este tiempo de remojo puede variar dependiendo de la especificación de cada o formulación está entre 18 a 24 horas.
9. Se calcula la permeabilidad efectiva del gas (retorno).
10. Se compara los valores obtenidos de permeabilidad efectiva al gas y la permeabilidad de retorno y con esto se determina el porcentaje de bloqueo en la muestra.

5 Resultados y análisis de resultados

A continuación, se presentan los resultados correspondientes a las pruebas de desplazamiento para evaluar la eficiencia de productos químicos Gas Shut Off para el bloqueo de gas tanto en escenario matriz, como en el escenario fractura de la formulación **A**, **B** y **C**. Las cuales deben cumplir con las siguientes condiciones operacionales: presión de confinamiento de 2000 psi, presión de pozo de 200 psi y una temperatura de 121,1 °C.

5.1 Resultados formulación A

Se presenta los resultados obtenidos con la formulación A para la muestra GSO-150-1.

5.1.1 Escenario matriz muestra GSO-150-1. Para evaluar el bloqueo de gas de la formulación A, en el escenario matriz se utilizó la muestra sintética GSO-150-1, se calculó las diferentes permeabilidades mediante una variación de caudales y una variación de presión de inyección de 243 psi para la permeabilidad efectiva al gas y una presión de inyección de 242 psi para la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento. Los datos de permeabilidad se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 9.

Resultados de permeabilidad GSO-150-1

Permeabilidad absoluta (Kab)		Permeabilidad efectiva al gas (Kef) @Swirr		Permeabilidad efectiva al gas post tratamiento (Kret)	
Q (cc/min)	ΔP psi	Q (cc/min)	Kef	Q (cc/min)	ΔP psi
1	3,99	542,77	9,05	198,79	3,1
1,5	6,32	631,1	10,35	178,54	3,19
2	8,89	645,84	10,65	151,91	3,19
Resultado estable (mD)					
25,964		10,72		3,19	

5.1.2 Análisis de resultados escenario matriz Formulación A

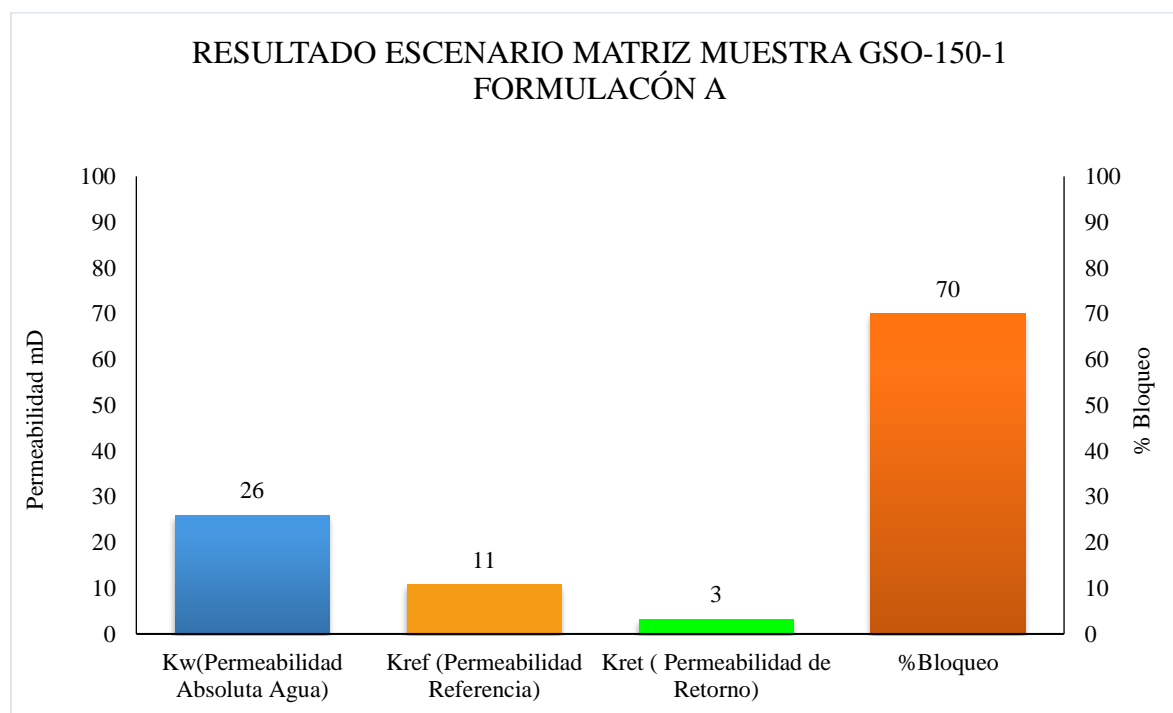


Figura 24. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra GSO-150-1

Observaciones: La figura 24 muestra el comportamiento obtenido para los valores de permeabilidad durante la prueba en el escenario matriz para la muestra GSO-150-1. También en ella se puede observar el valor en el % de bloqueo que fue del 70 %. Es decir, la formulación A

para su primera prueba tuvo un buen desarrollo para lograr el objetivo de reducción de permeabilidad.

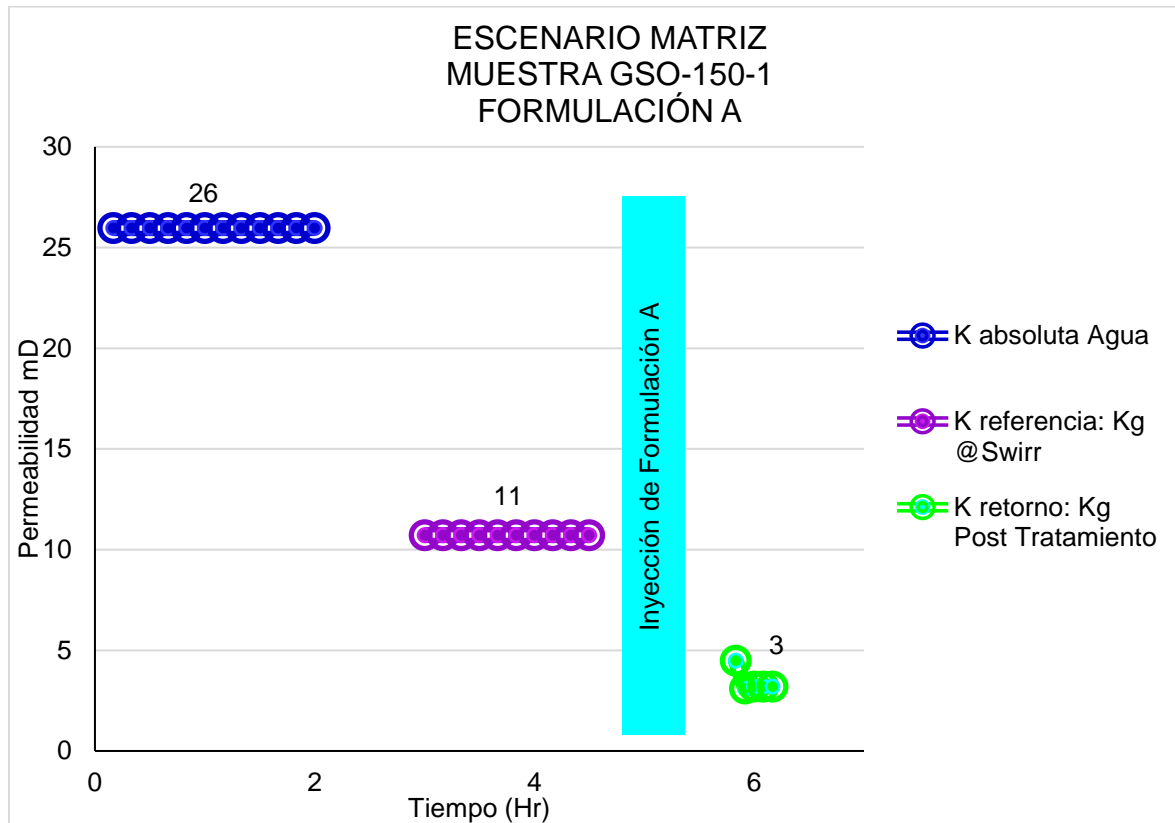


Figura 25. Evaluación Formulación A

Observaciones: Se puede observar mediante un análisis gráfico que la permeabilidad efectiva post-tratamiento se redujo de 10,72 mD a 3,19 mD, lo cual representa un bloqueo del 70% con respecto a la permeabilidad efectiva del gas de referencia, es decir el bloqueo no fue el 100% efectivo y aun puede haber filtración de gas en la zona tratada. Se espera mediante posteriores pruebas mejorar el daño ocasionado en la formación.

5.1.3 Escenario fractura muestra EMP- 30. Para evaluar el bloqueo de gas de la formulación A, en el escenario fractura se elabora la muestra empacada EMP-30, se calculó las

diferentes permeabilidades mediante una variación de caudales y una variación de presión de inyección de 243 psi para la permeabilidad efectiva al gas y una presión de inyección de 223 psi para la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento.

Tabla 10.
Resultados de permeabilidad EMP-30

Permeabilidad absoluta (Kab)		Permeabilidad efectiva al gas (Kef) @Swirr		Permeabilidad efectiva al gas post tratamiento (Kret)	
Q (cc/min)	ΔP psi	Q (cc/min)	Kef	Q (cc/min)	Kret
15	1	1533,04	999,2	1374,72	752,8
18	1,2	1559,48	993,5	1356,36	751,9
		1567,11	998,4	1353,58	753,1
Resultado estable (mD)					
2614		992,49		751,5	

5.1.4 Análisis de resultados escenario fractura. Formulación A

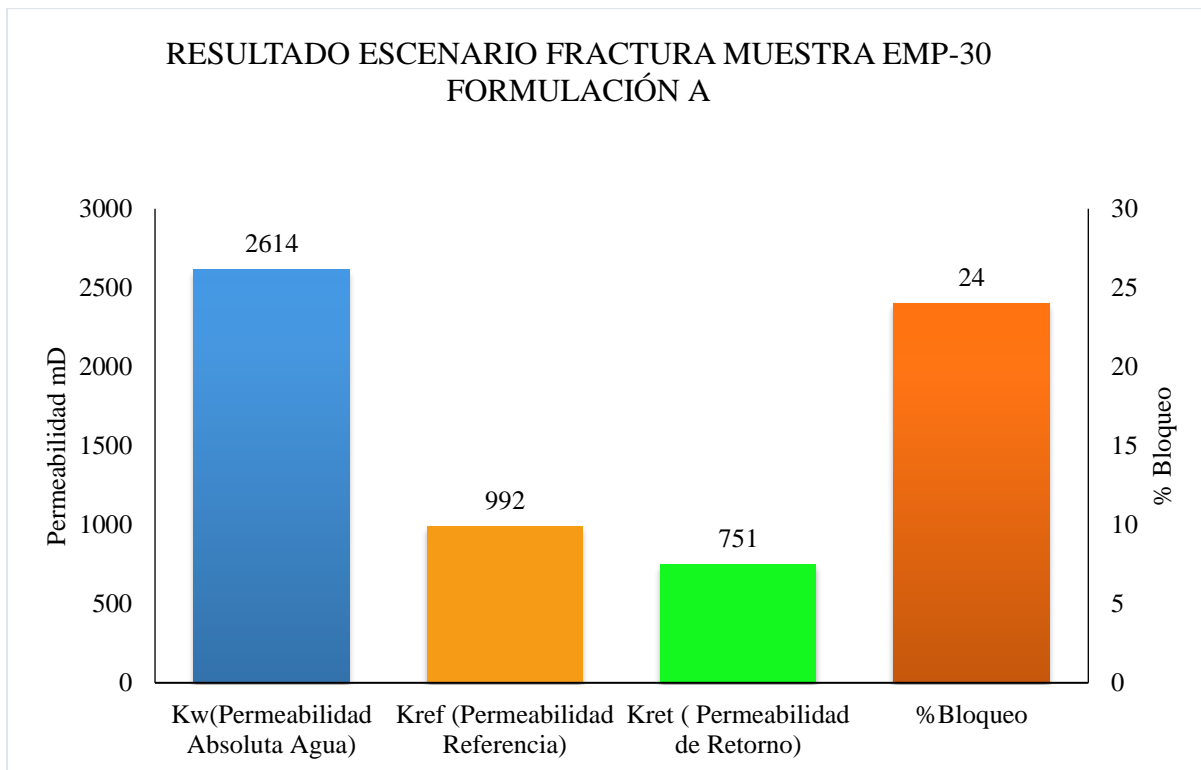


Figura 26. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-30

Observaciones: La figura 26 muestra los valores de la permeabilidad obtenidos durante la prueba para el escenario fractura, para lograr obtener un porcentaje de bloqueo de 24 %, es decir, que la reducción en la permeabilidad no fue muy alta.

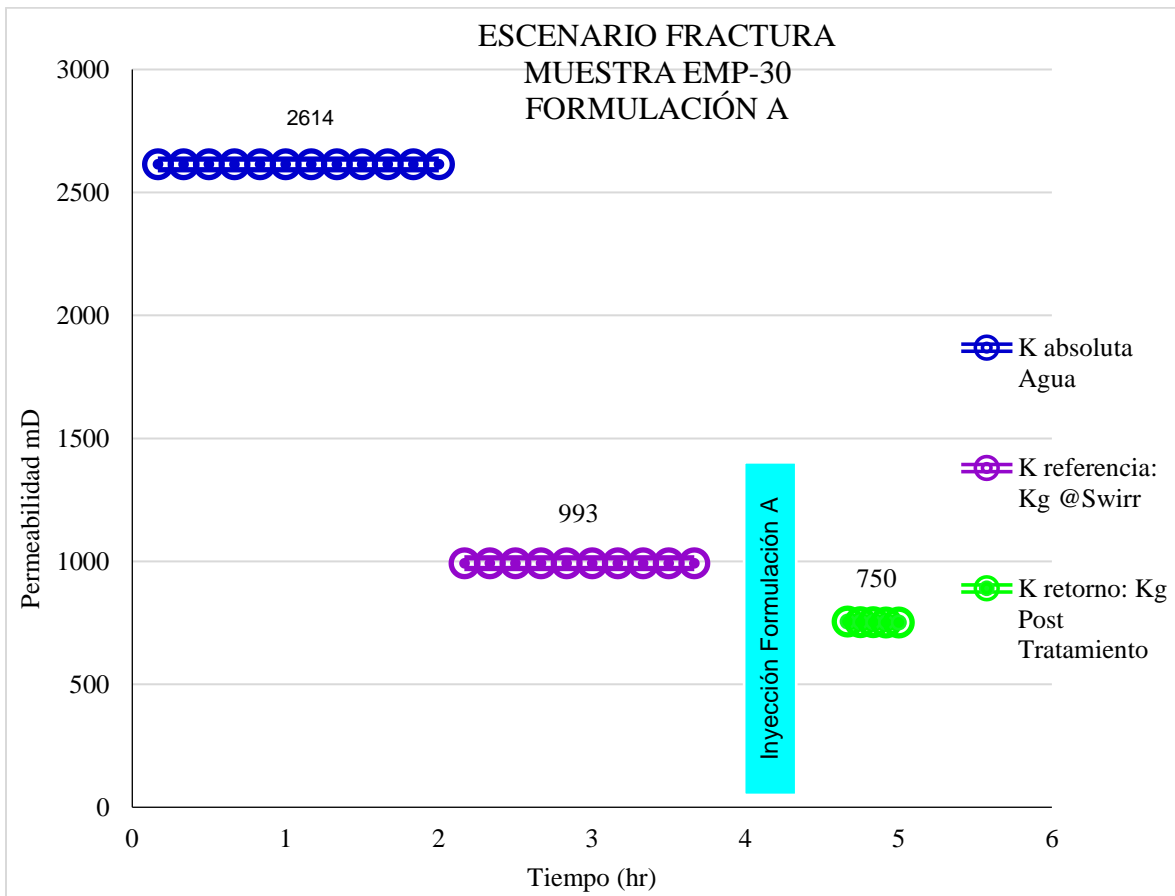


Figura 27. Evaluación de la Formulación A

Observaciones: El análisis gráfico muestra que la permeabilidad efectiva post-tratamiento se redujo de 992,49 mD a 751,5 mD lo cual representa un bloqueo del 24,28% con respecto a la permeabilidad efectiva del gas de referencia, es decir el bloqueo no fue lo suficientemente bueno y aún puede haber demasiada filtración de gas en la zona tratada debido al resultado tan bajo obtenido. Se espera mediante posteriores pruebas mejorar el bloqueo ocasionado en la formación.

5.2 Resultados formulación B

Se presenta los resultados obtenidos en la prueba para el escenario matriz muestra GSO-150-2, con la formulación B.

5.2.1 Escenario matriz muestra GSO-150-2. Para evaluar el bloqueo de gas de la formulación A, en el escenario matriz se elabora la muestra GSO-150-2, se calculó las diferentes permeabilidades mediante una variación de caudales y una presión de inyección de 253 psi tanto para la permeabilidad efectiva al gas como para la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento.

Tabla 11.
Resultado de permeabilidad GSO-150-2

Permeabilidad absoluta (Kab)		Permeabilidad efectiva al gas (Kef) @Swirr		Permeabilidad efectiva al gas post tratamiento (Kret)	
Q (cc/min)	ΔP psi	Q (cc/min)	Kef	Q (cc/min)	Kret
0,5	2,56	982,6	8,11	683,3	5,36
1	5,5	1025,8	8,04	678,2	5,38
1,5	8,52	1054,5	7,90	683,5	5,35
Resultado estable (mD)					
21,16		7,87		5,35	

5.2.2 Análisis de resultados escenario matriz. Formulación B

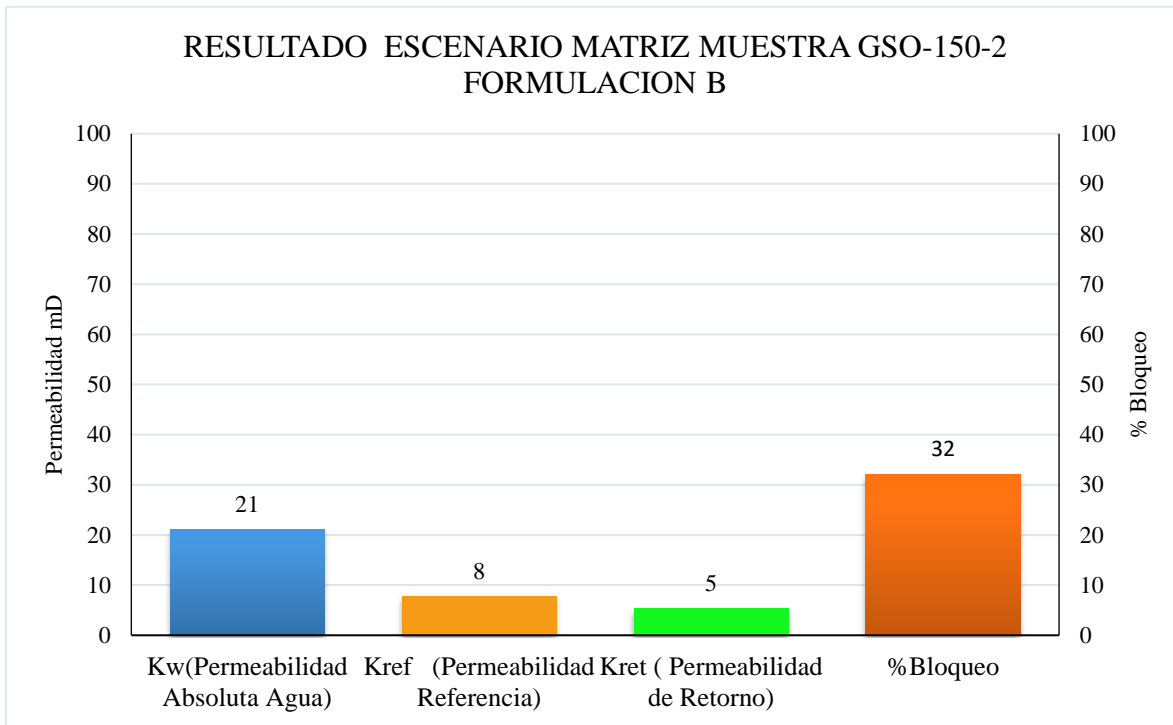


Figura 28. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra GSO_150-2.

Observaciones: La figura 28 muestra los valores obtenidos de permeabilidad, durante la prueba para el escenario matriz, para este caso la reducción en los valores de permeabilidad no fue muy alta, es decir, que por ello se ve reflejado un bajo porcentaje de bloqueo para esta prueba de un 32 %.

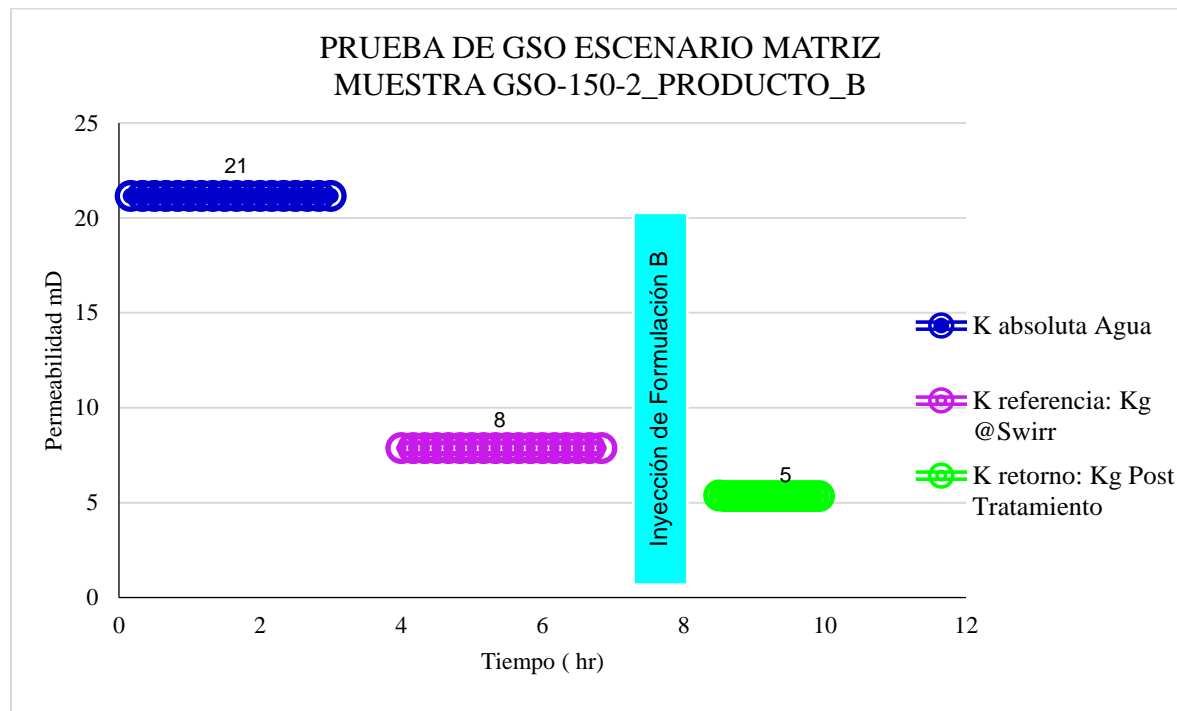


Figura 29. Evaluación Formulación B

Observaciones: El análisis gráfico muestra que la permeabilidad efectiva post-tratamiento se redujo de 7,87 mD a 5,35 mD lo cual representa un bloqueo del 32,02% con respecto a la permeabilidad efectiva del gas de referencia, es decir, el bloqueo en esta prueba tampoco resultó como se esperaba y aun puede haber filtración de gas en la zona tratada. Se espera mediante posteriores pruebas mejorar el porcentaje de taponamiento ocasionado en la formación.

5.2.3 Escenario fractura muestra empacada 25. A continuación, se presenta los resultados obtenidos en el escenario fractura con la formulación B.

Escenario Fractura. Para evaluar el bloqueo de gas de la formulación B, en el escenario fractura se realiza sobre la muestra empacada EMP-25, se calculó las diferentes permeabilidades mediante una variación de caudales y una variación de presión de inyección de 225 psi para la

permeabilidad efectiva al gas y una presión de inyección de 255 psi para la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento.

Tabla 12.
Resultado de permeabilidad EMP-25

Permeabilidad absoluta (Kab)		Permeabilidad efectiva al gas (Kef) @Swirr		Permeabilidad efectiva al gas post tratamiento (Kret)	
Q (cc/min)	ΔP psi	Q (cc/min)	Kef	Q (cc/min)	Kret
8	0,77	3249	1015,12	669,4	29,52
10	0,92	3275	1014,53	655,5	29,72
12	1,14	3274	1014,37	644,3	29,56
Resultado estable (mD)					
1754,68		1015,34		29,68	

5.2.4 Análisis de resultados escenario fractura. Formulación B

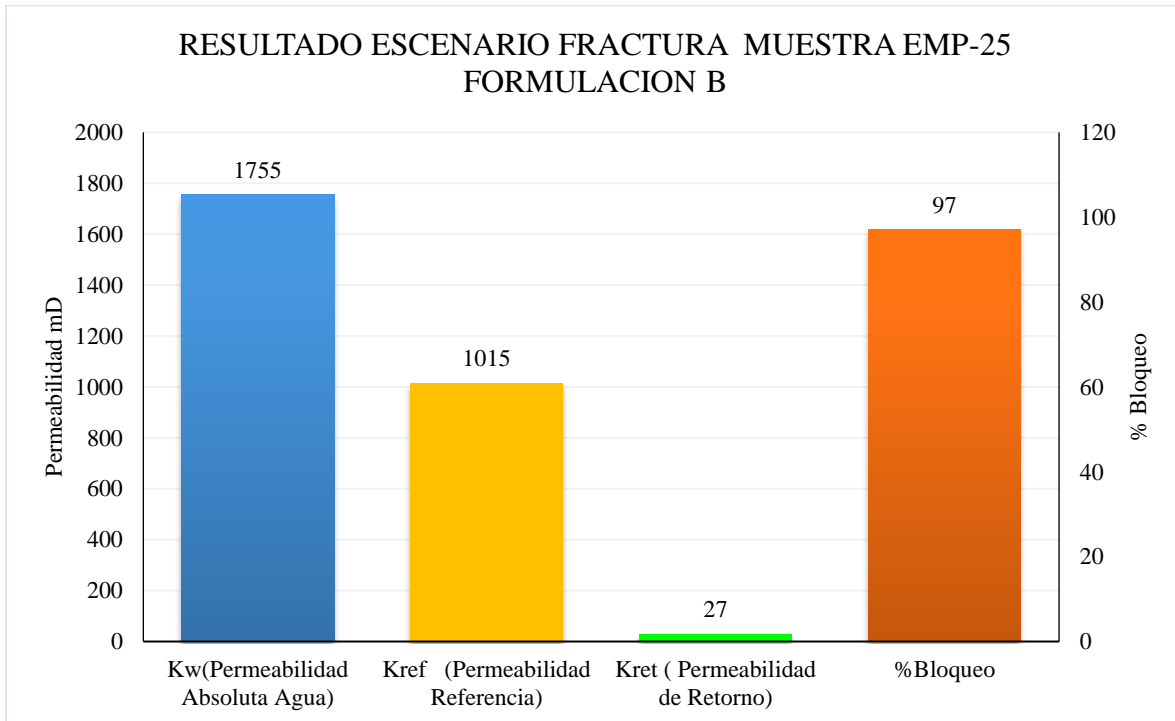


Figura 30. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-25.

Observaciones: La figura 30 refleja los valores de permeabilidad obtenidos durante la prueba escenario matriz, para la muestra EMP-25, se aprecia que la reducción en la permeabilidad fue muy alta, eso con ella a obtener un valor de porcentaje de bloqueo para esta prueba del 97 %.

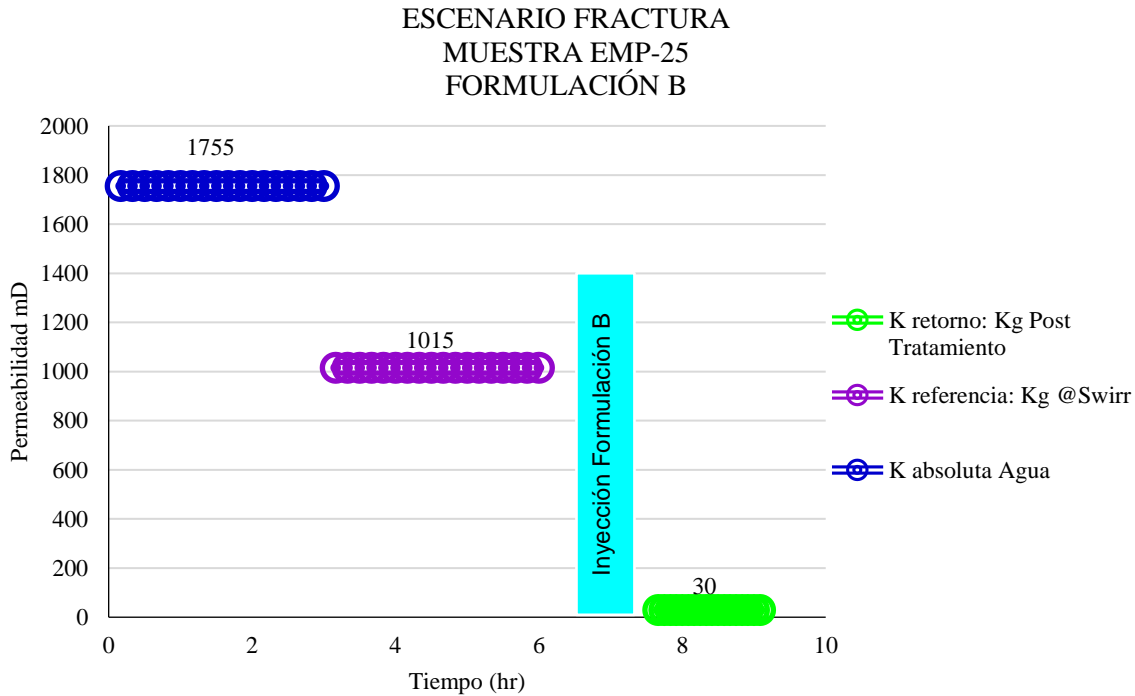


Figura 31. Evaluación Formulación B

Observaciones: El análisis gráfico realizado en esta prueba muestra que la permeabilidad efectiva post-tratamiento tuvo una reducción de 1015,3 mD a 29,6 mD lo cual representa un bloqueo del 97% con respecto a la permeabilidad del gas de referencia, es decir el bloqueo ocasionado por el producto ha sido bastante significativo comparado con las pruebas realizadas anteriormente, aun se espera alcanzar valores más cercanos al 100% de bloqueo para que la filtración del gas sea casi nula dentro de la formación. Se espera mediante posteriores pruebas mejorar el daño ocasionado en la formación.

5.3 Resultados formulación C

Se presenta los resultados obtenidos para el escenario matriz, muestra GSO-90-2 con la formulación C.

5.3.1 Escenario matriz muestra GSO-90-2. Para evaluar el bloqueo de gas de la formulación C, en el escenario matriz se realiza sobre la muestra empacada GSO-90-2, se calculó las diferentes permeabilidades mediante una variación de caudales y una presión de inyección de 253 psi tanto para la permeabilidad efectiva al gas como para la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento.

Tabla 13.
Resultado de permeabilidad GSO-90-2

Permeabilidad absoluta (Kab)		Permeabilidad efectiva al gas (Kef) @Swirr		Permeabilidad efectiva al gas post tratamiento (Kret)	
Q (cc/min)	ΔP psi	Q (cc/min)	Kef	Q (cc/min)	Kret
1	5,71	778,93	7,70	31,9	0,07
1,5	8,6	785,20	7,74	30,9	0,07
2	11,58	786,70	7,73	29,2	0,06
Resultado estable (mD)					
21,45		7,68		0,07	

5.3.2 Análisis de resultados formulación C

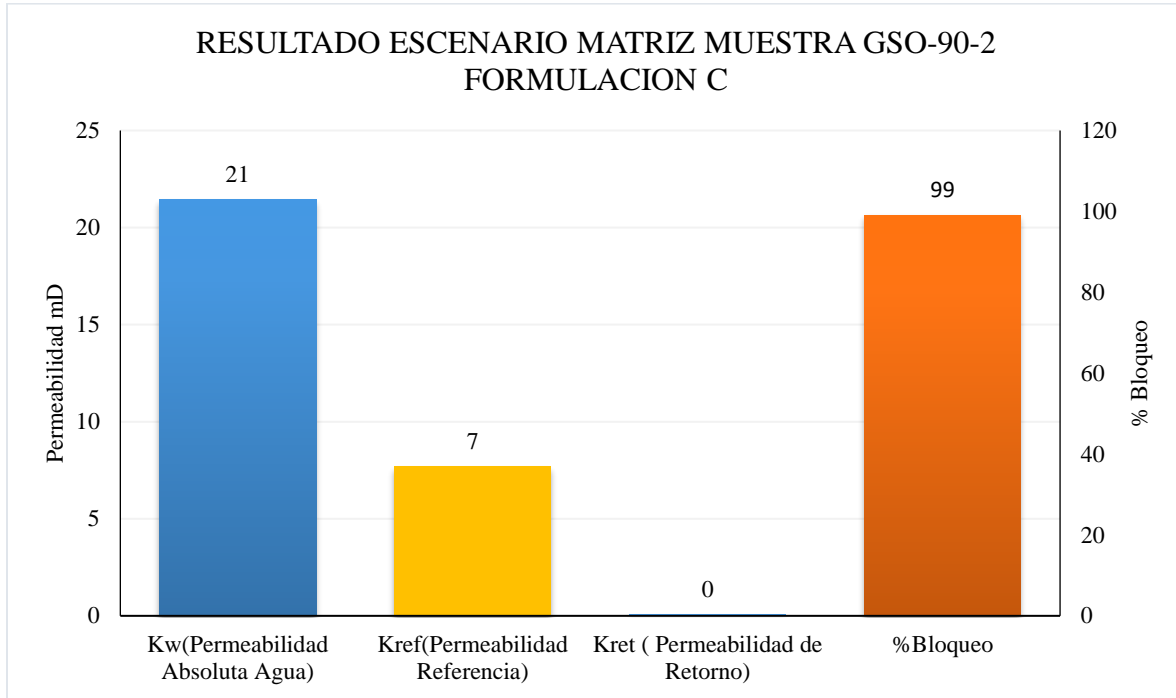


Figura 32. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra GSO-90-2.

Observaciones: La figura 32 representa los diferentes valores de permeabilidad obtenidos durante la prueba para el escenario matriz, con la formulación C. Se determina que esta formulación presenta el grado más alto de reducción de permeabilidad, con un 99 % de bloqueo.

ESCENARIO MATRIZ MUESTRA GSO-90-2
FORMULACIÓN C

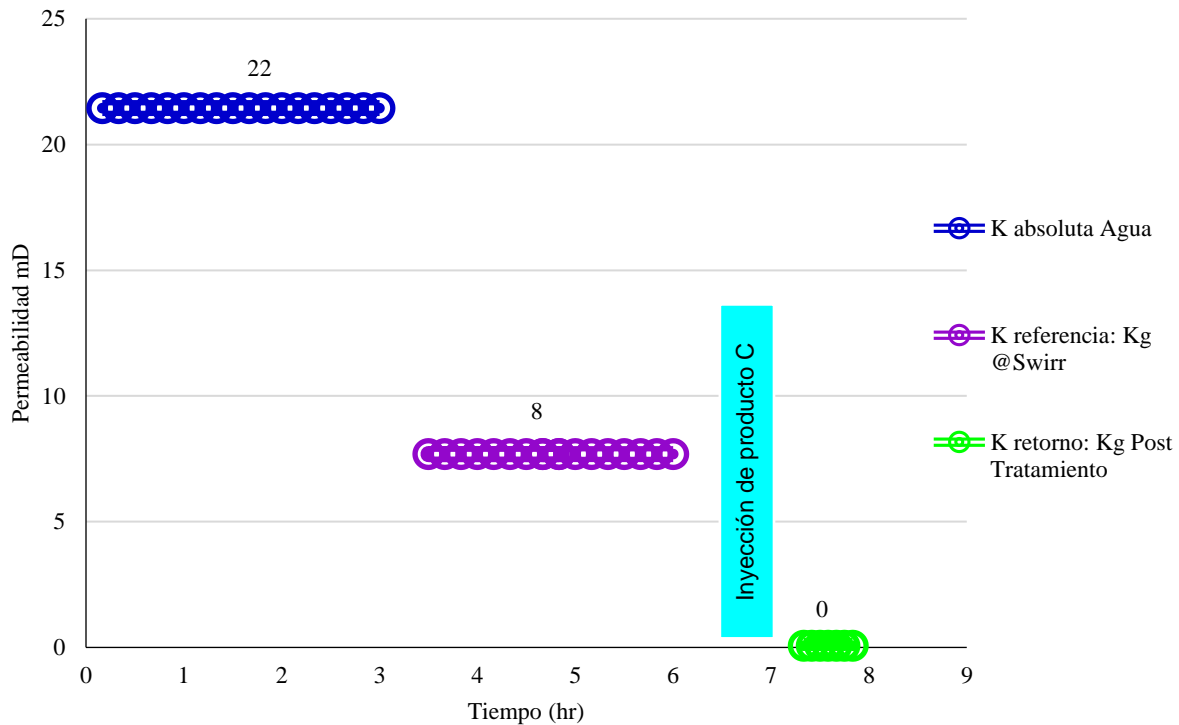


Figura 33. Evaluación de la formulación C. Escenario Matriz muestra GSO-90-2

Observaciones: El análisis gráfico realizado en esta prueba muestra que la permeabilidad efectiva post-tratamiento tuvo una reducción de 7,68 mD a 0,07 mD lo cual representa un bloqueo del 99 % con respecto a la permeabilidad del gas de referencia, es decir el bloqueo ocasionado por el producto ha sido nuevamente bastante significativo comparado con las pruebas realizadas anteriormente, aun se espera alcanzar valores más cercanos al 100% de bloqueo para que la filtración del gas sea casi nula dentro de la formación. Se espera mediante posteriores pruebas mejorar el bloqueo ocasionado en la formación.

5.3.3 Escenario fractura muestra EMP-29. Para evaluar el bloqueo de gas de la formulación C, en el escenario matriz se realiza sobre la muestra empacada #29, se calculó las diferentes permeabilidades mediante una variación de caudales y una presión de inyección de 253 psi tanto para la permeabilidad efectiva al gas como para la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento.

Tabla 14.
Resultado de permeabilidad EMP-29

Permeabilidad absoluta (Kab)		Permeabilidad efectiva al gas (Kef) @Swirr		Permeabilidad efectiva al gas post tratamiento (Kret)	
Q (cc/min)	ΔP psi	Q (cc/min)	Kef	Q (cc/min)	Kret
8	0,42	5727	1256,62	5256,1	942,88
10	0,53	5877	1258,3	5227,02	943,56
12	0,66	5911	1254,74	5190,6	935,03
Resultado estable (mD)					
2886,9		1258,35		935,03	

5.3.4 Análisis de resultados formulación C

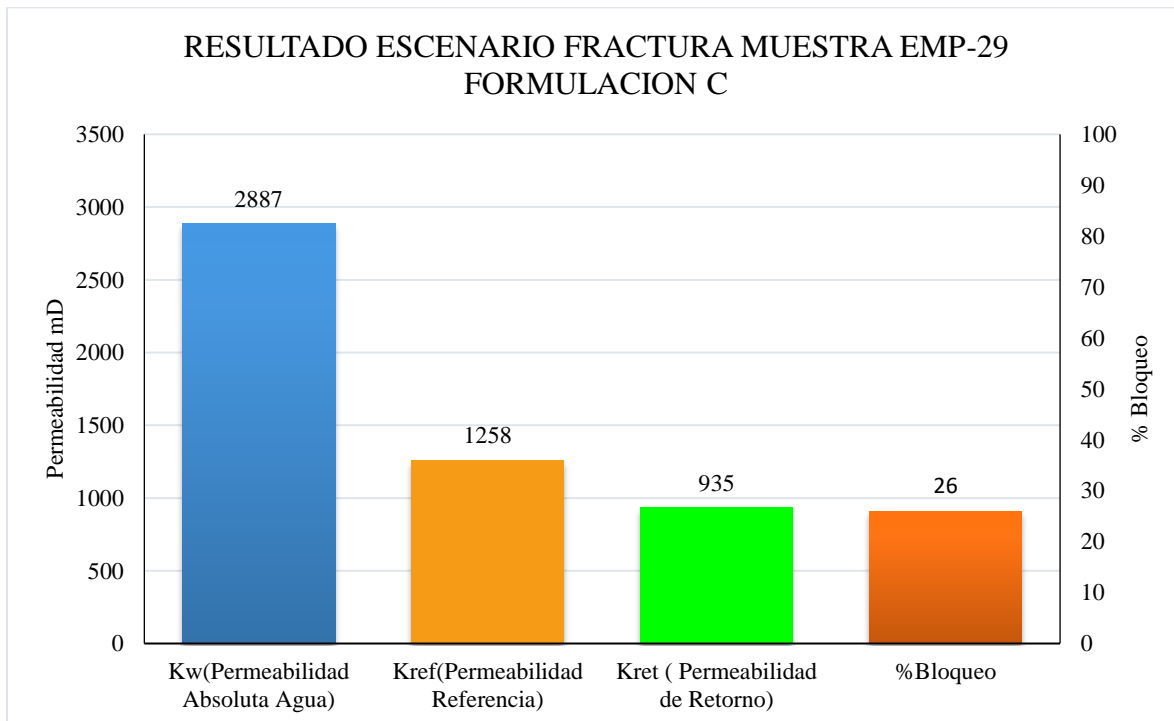


Figura 34. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-29.

Observaciones: La figura 34 representa los valores de permeabilidad obtenidos durante la prueba para el escenario matriz, muestra EMP-29. En esta prueba la formulación C no presenta una reducción significativa en el porcentaje de bloqueo en la muestra, el valor obtenido fue de 26%.

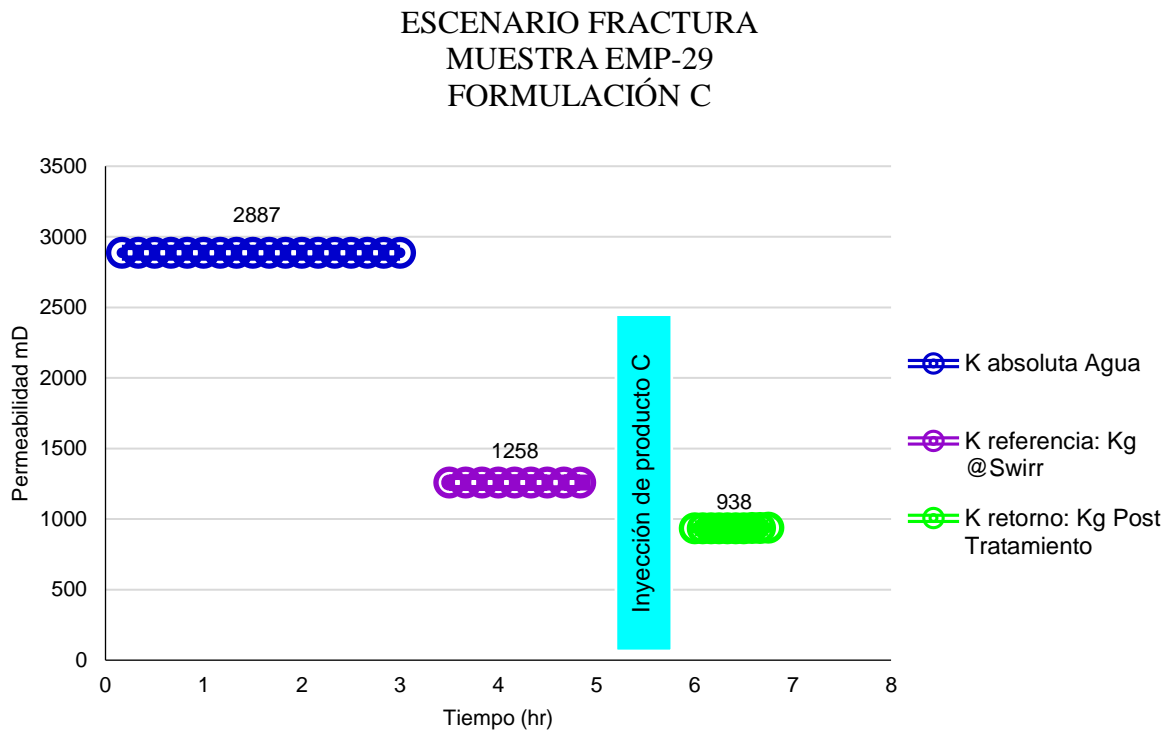


Figura 35. Evaluación de la formulación C

Observaciones: El análisis gráfico realizado en esta prueba muestra que la permeabilidad efectiva post-tratamiento tuvo una reducción de 1258,35 mD a 935,03 mD lo cual me representa un bloqueo del 25,69% con respecto a la permeabilidad del gas de referencia, es decir el bloqueo ocasionado por la formulación ha sido bastante bajo comparado a las pruebas anteriores y con el

resultado que se desea obtener. Se espera mediante posteriores pruebas mejorar el porcentaje de bloqueo ocasionado en la formación.

5.4 Resultados Formulación A-C modificado

Para evaluar el porcentaje de bloqueo de gas en la muestra EMP-31 y EMP-33 se realizó una variación del proceso de inyección, el cual será una inyección de la formulación A-C, seguida de una inyección de salmuera, y finalmente una inyección de gas, luego se procede al cálculo del porcentaje de bloqueo mediante los resultados obtenidos de las permeabilidades para cada muestra.

5.4.1 Escenario fractura muestra EMP- 31. A continuación, se describen los resultados obtenidos durante la prueba para la muestra empacada y los valores calculados de permeabilidad.

Permeabilidad de referencia: Para determinar la permeabilidad absoluta al agua, se inyecta salmuera a caudales de 5, 7 y 10 cc/min, obteniéndose una permeabilidad absoluta al agua, $K_w=2150,73$ mD.

Para determinar la permeabilidad de referencia: Después de determinar la permeabilidad absoluta al agua se inyecta gas a 225 psi, hasta obtener la permeabilidad efectiva al gas a condiciones de agua irreducible ($K_g@Swirr =998,05$ mD. Posteriormente, se inyecta cuatro volúmenes porosos (4VP) de la formulación A sobre la muestra y se deja en contacto con el medio poroso durante 18 horas. Posterior a esto se debe inyectar medio volumen poroso de salmuera.

Permeabilidad de Retorno Una vez culminado el tiempo de cierre, se inyecta gas a 230 psi hasta obtener la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento $K_g \text{ post trat} @ Swirr = 1,175 \text{ mD}$, lo cual corresponde a una reducción de permeabilidad del 99,9% con respecto a K_g base.

5.4.2 Análisis de resultados Formulación A modificado

Una vez realizadas las pruebas, se procede a hacer un análisis gráfico del escenario fractura donde se compare la permeabilidad antes y después de inyectada la formulación, es decir, evaluar qué capacidad tiene la formulación para lograr una reducción en la permeabilidad.

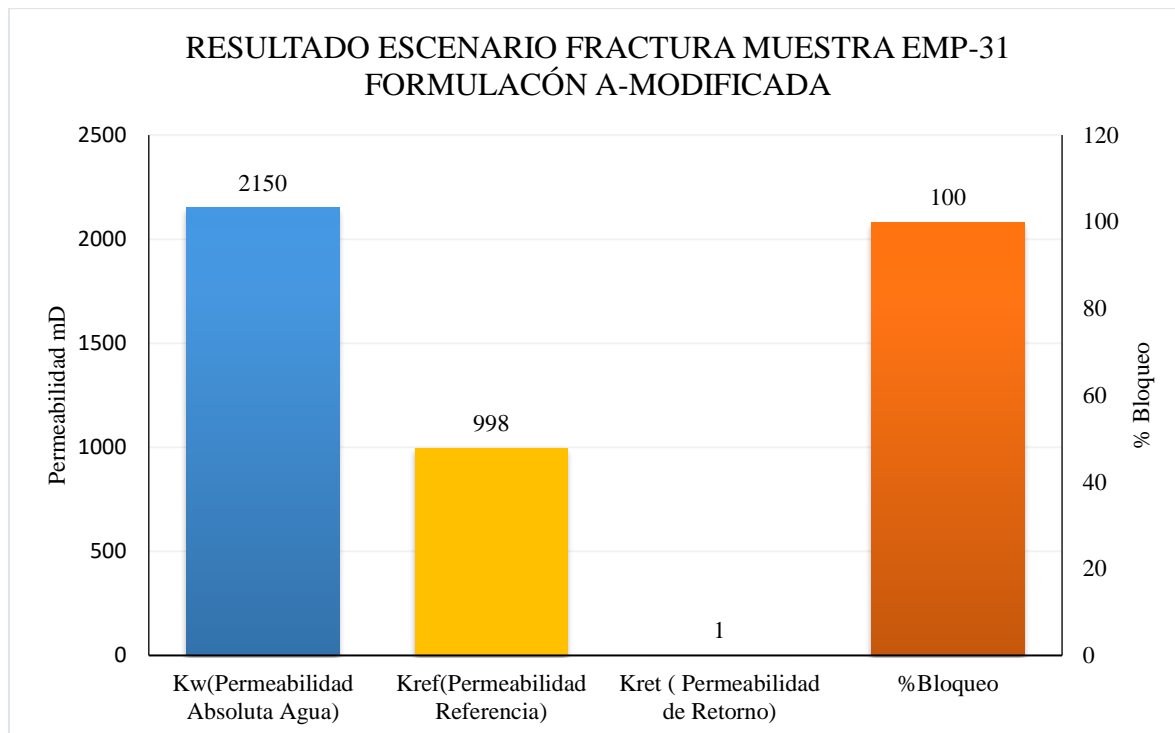


Figura 36. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-31.

Observación: La figura 36 muestra los valores de permeabilidad obtenidos durante la prueba en el escenario fractura, para esta prueba se ha modificado la metodología experimental, ya que se ha inyectado la formulación A, seguido de una inyección de salmuera, lo cual presenta el mejor

resultado obtenido durante todas las pruebas anteriores, dando como resultado una reducción de permeabilidad del 100%.

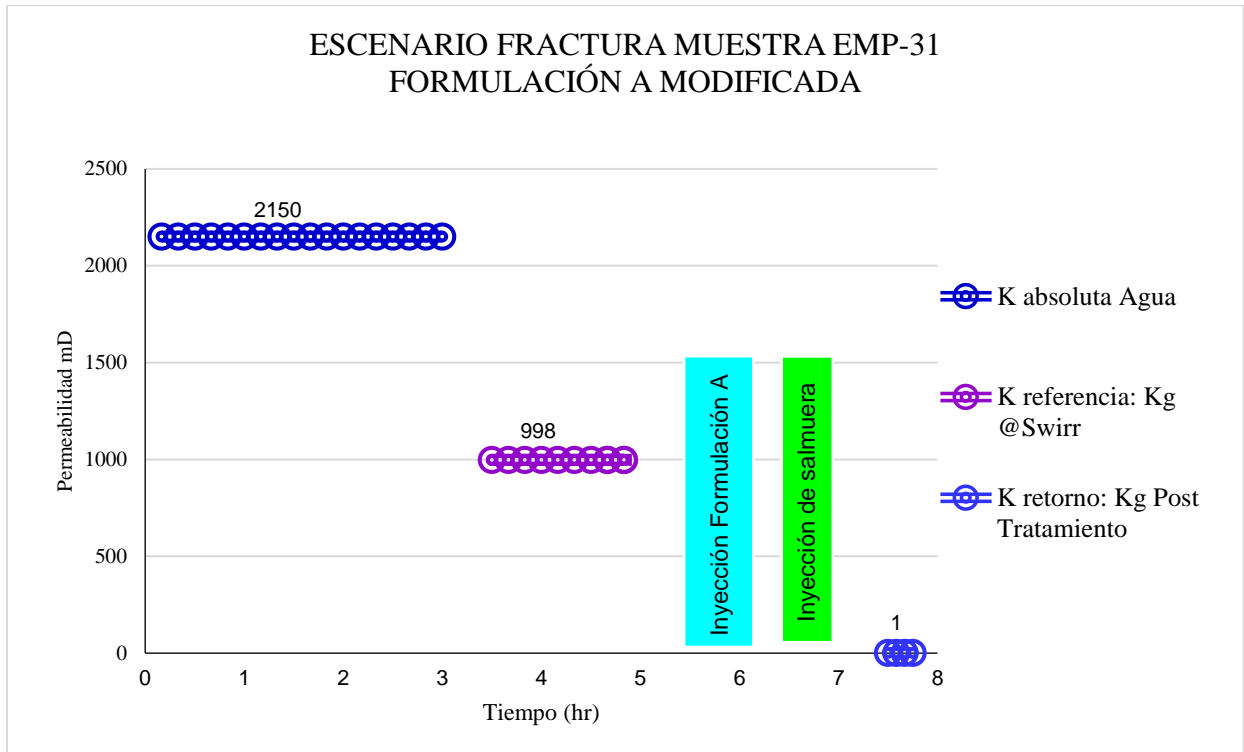


Figura 37. Evaluación Formulación A

Observaciones: El análisis gráfico realizado, muestra que la permeabilidad efectiva del gas post-tratamiento tuvo una reducción de 998,05 mD a 1,175 mD lo cual representa un bloqueo del 99,9% con respecto a la permeabilidad del gas de referencia, es decir el nuevo proceso realizado a la muestra permite obtener un resultado casi del 100% para el bloqueo de gas. La salmuera inyectada funciona como un colchón de agua que impide que el gas pase a través de ella permitiendo así, obtener mayor reducción en la permeabilidad al gas.

5.4.3 Escenario fractura muestra EMP-33. Para evaluar el porcentaje de bloqueo de gas se realizó mediante una variación del proceso de inyección, el cual será una inyección de la formulación C, seguida de una inyección de salmuera, y finalmente una inyección de gas, para el cálculo del porcentaje de bloqueo.

Permeabilidad de referencia: Para determinar la permeabilidad absoluta al agua, se inyecta salmuera a caudales de 7 y 10 cc/min, obteniéndose una permeabilidad absoluta al agua, $K_w=1782,07$ mD.

Para determinar la permeabilidad de referencia: Después de determinar la permeabilidad absoluta al agua se inyecta gas a 228 psi, hasta obtener la permeabilidad efectiva al gas a condiciones de agua irreducible ($K_g@Swirr =1116,95$ mD. Posteriormente, se inyecta cuatro volúmenes porosos (4VP) de la formulación C sobre la muestra y se deja en contacto con el medio poroso durante 24 horas. Posterior a esto se debe inyectar medio volumen poroso de salmuera.

Permeabilidad de Retorno Una vez culminado el tiempo de cierre, se inyecta gas a 230 psi hasta obtener la permeabilidad efectiva al gas post tratamiento $K_g \text{ post trat}@Swirr =154,52$ mD, lo cual corresponde a una reducción de permeabilidad del 86% con respecto a K_g .

5.4.4 Análisis de resultados formulación C modificado. Una vez realizadas las pruebas, se procederá a hacer un análisis gráfico del escenario fractura donde se compara la permeabilidad antes y después de inyectada la formulación, con el fin de evaluar la capacidad de reducción de permeabilidad producida por la formulación modificada.

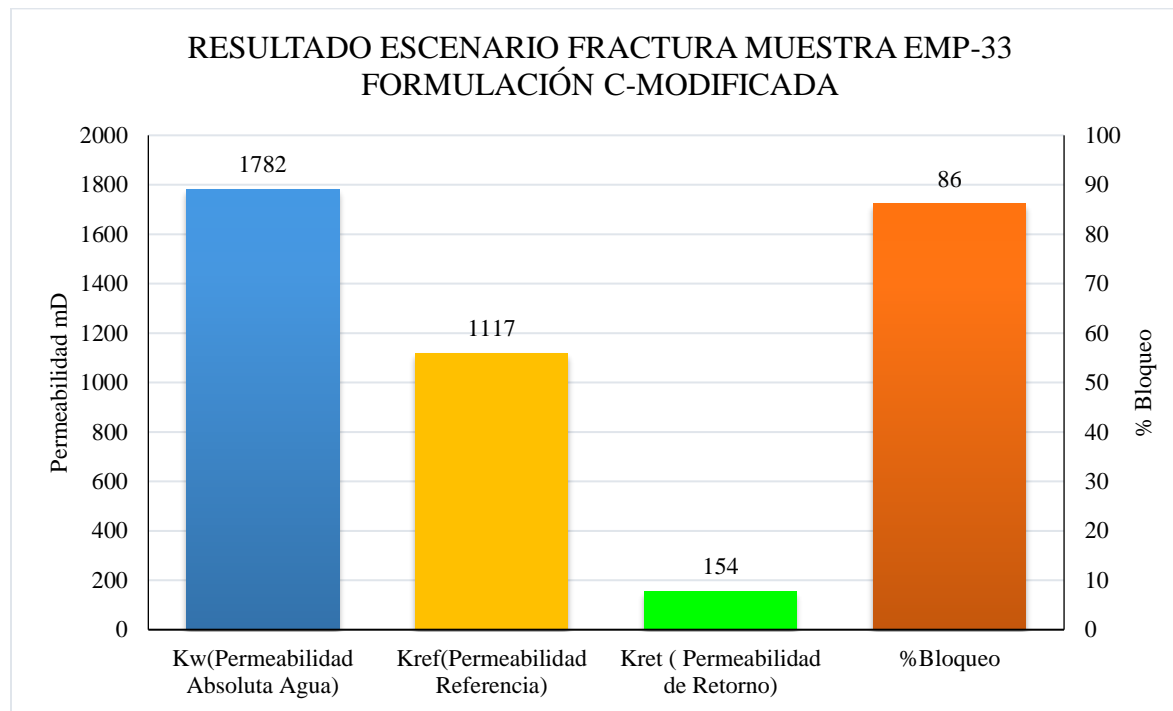


Figura 38. Resultado de permeabilidad y porcentaje de bloqueo para la muestra EMP-33.

Observaciones La figura 38 representa los valores de permeabilidad obtenidos durante la prueba en el escenario fractura, en ella se aprecia una modificación en la metodología experimental, la cual fue inyectar salmuera después de haber inyectado la formulación a la muestra, esto ocasionó obtener una mejora importante a la hora de obtener los resultados para esta prueba. La reducción en la permeabilidad en porcentaje de bloqueo fue de 86 %.

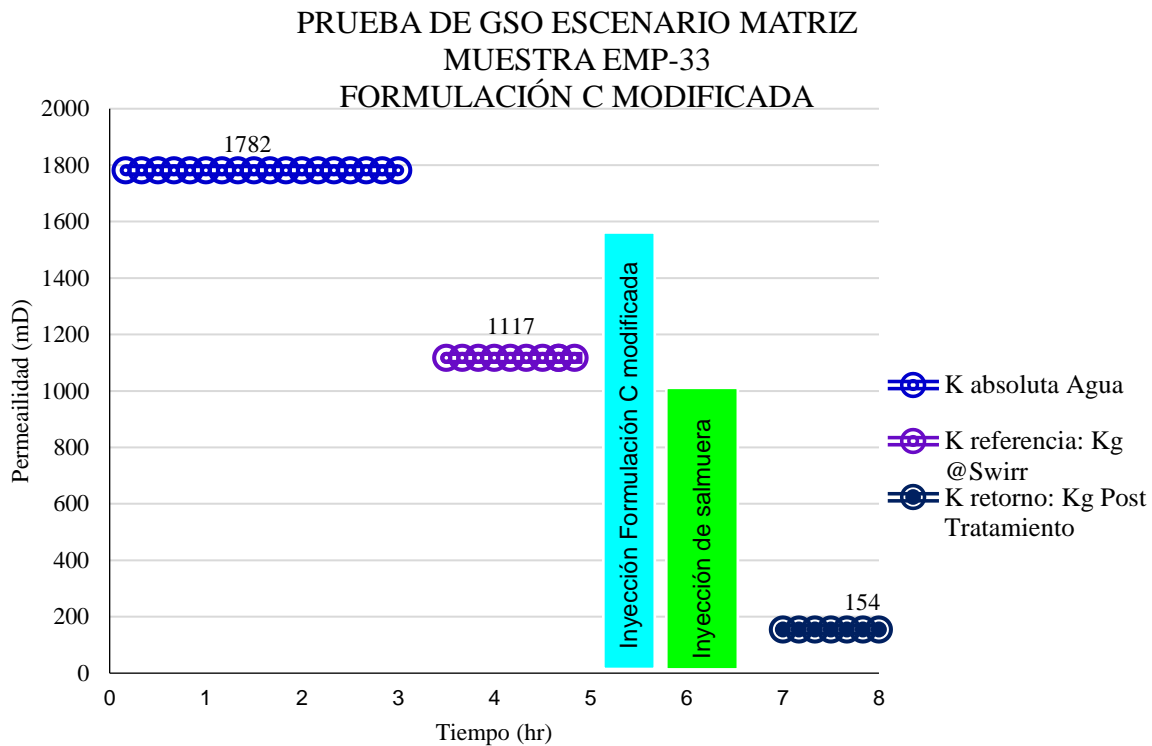


Figura 39. Evaluación Formulación C modificada.

Observaciones: El análisis gráfico muestra que la permeabilidad efectiva del gas post-tratamiento tuvo una reducción de 1116,95 mD a 154,52 mD lo cual representa un bloqueo del 86% con respecto a la permeabilidad del gas de referencia, es decir el nuevo proceso realizado a la muestra resultó efectivo.

5.5 Cuadro comparativo sobre resultados obtenidos

Mediante la realización de un cuadro comparativo de todas las pruebas se obtendrá una mejor visualización de lo ocurrido en las pruebas realizadas.

Tabla 15.

Cuadro comparativo de resultados sobre los escenarios fractura-matriz para las formulaciones A, B y C.

Muestra	Formulación	Kef @Swirr	Kef post tratamiento	Porcentaje de bloqueo	Escenario
GSO-150-1	A	10,72	3,19	70	Matriz
EMP-30	A	992,49	751,13	24	Fractura
GSO-150-2	B	7,87	5,35	32	Matriz
EMP-25	B	1015,34	29,68	97	Fractura
GSO-90-2	C	7,68	0,07	99	Matriz
EMP-29	C	1258,35	935,03	26	Fractura

La tabla número 15 indica los resultados de permeabilidad efectiva, permeabilidad post tratamiento y el porcentaje de bloqueo obtenidos durante las pruebas de interacción roca-fluido para los escenarios matriz y fractura.

Tabla 16.

Cuadro comparativo de resultados sobre los escenarios fractura para la formulación A modificada y formulación C modificada

Muestra	Formulación modificada	Kef @Swirr	Kef post tratamiento	Porcentaje de bloqueo	Escenario
EMP-31	A	998	1	100	Matriz
EMP-33	C	1117	154	86	Fractura

La tabla número 16 indica los resultados de permeabilidad efectiva, permeabilidad post tratamiento y el porcentaje de bloqueo obtenidos durante las pruebas roca-fluido para el escenario de fractura.

La figura 40-41 muestran los resultados en porcentaje de bloqueo ocasionado por las formulaciones A, B y C respectivamente en los escenarios matriz y fractura, siendo la formulación C la que mostro mejor resultado para el escenario matriz. Mientras para el escenario fractura fue la formulación B.

La figura 42 muestran los resultados en porcentaje de bloqueo ocasionado por las formulaciones A, y C modificado, siendo la formulación A la que mostro mejor resultado para el escenario fractura.

La figura 43 muestras la comparación de los resultados del porcentaje de bloqueo obtenidos de las formulaciones A-C sin modificar y formulación A-C modificada.

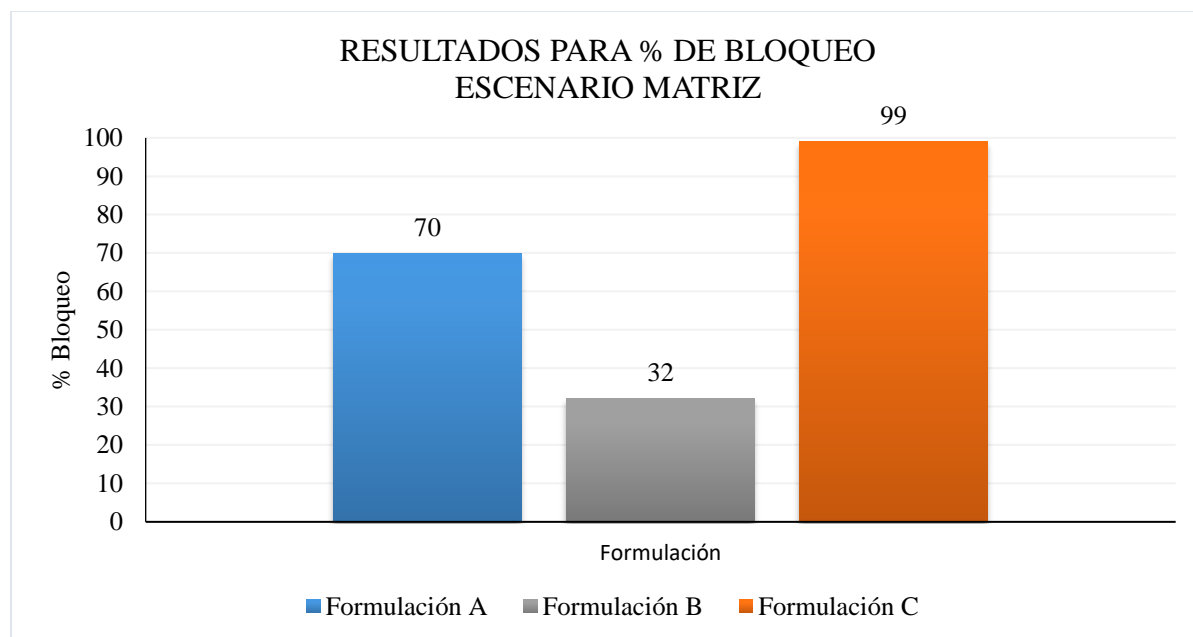


Figura 40. Resultados obtenidos del porcentaje de bloqueo para escenario matriz

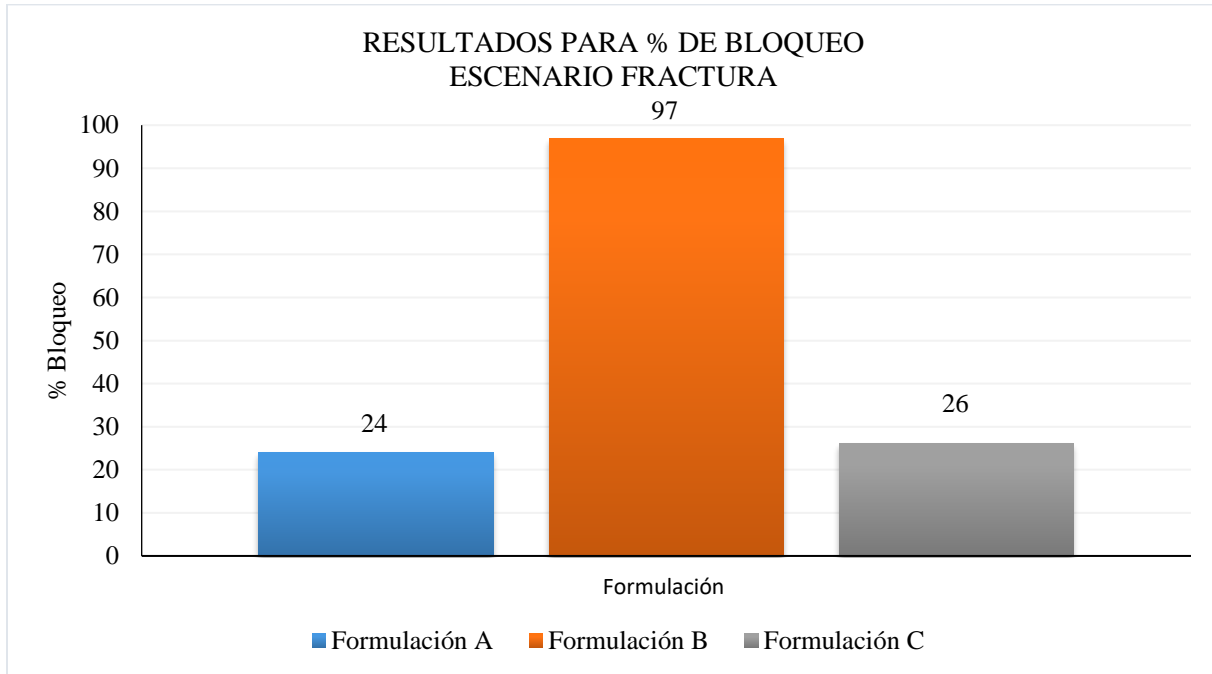


Figura 41. Resultados obtenidos del porcentaje de bloqueo para escenario fractura

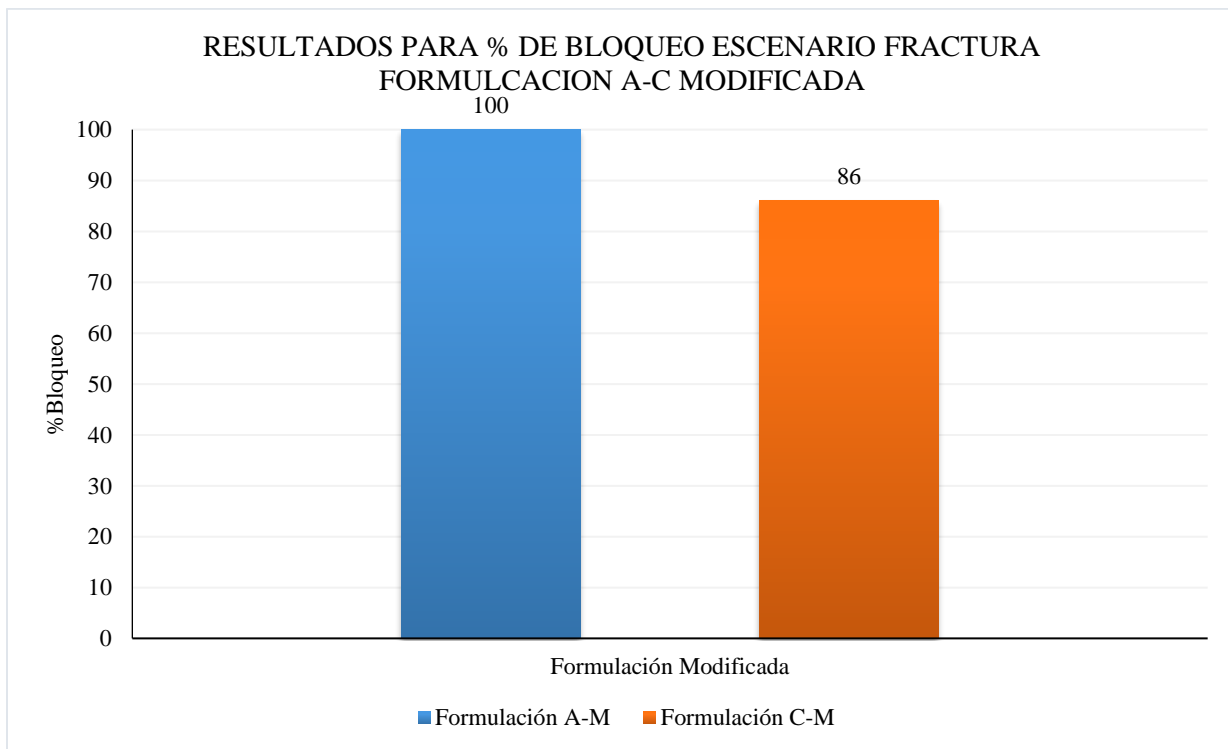


Figura 42. Resultados obtenidos del porcentaje de bloqueo para formulación A-C modificada

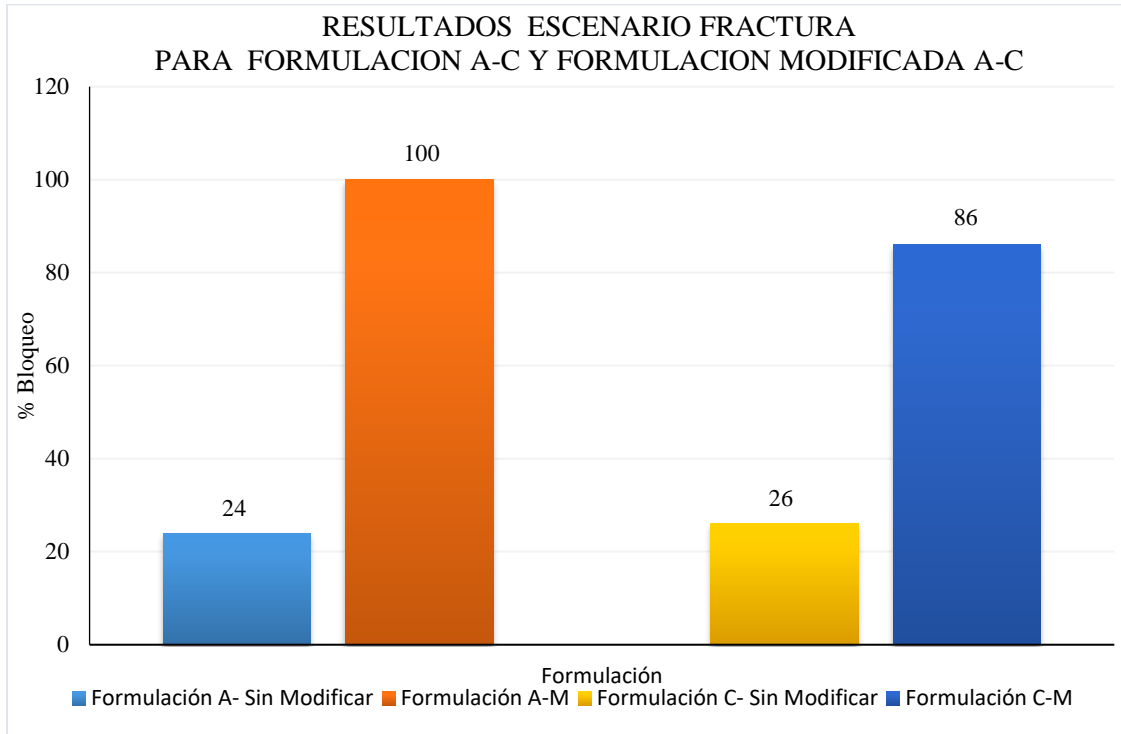


Figura 43. Resultados escenario fractura para Formulación A-C y Formulación modificada A-C

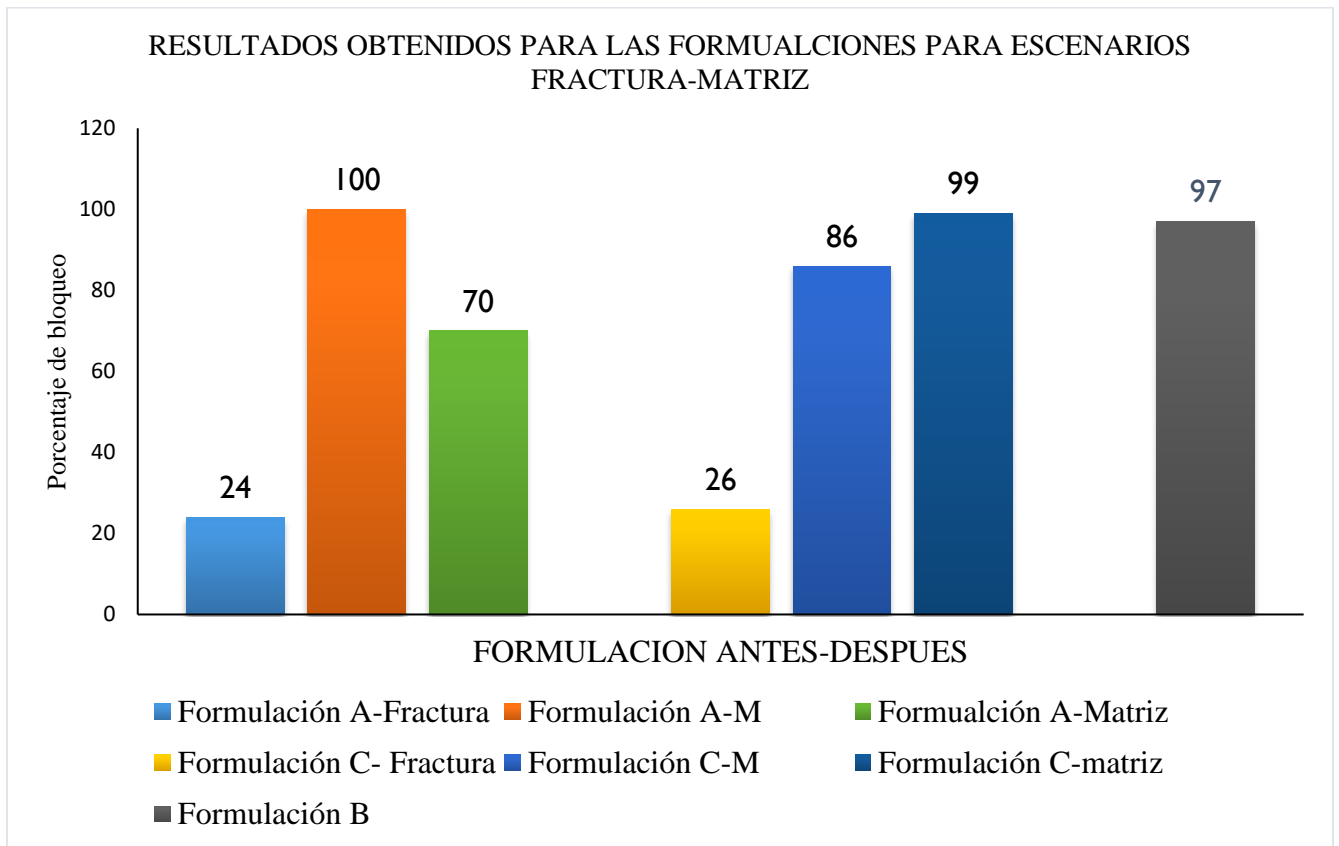


Figura 44. Resultados obtenidos en todas las pruebas realizadas

6 Conclusiones

- Los valores obtenidos durante las pruebas con respecto al porcentaje de bloqueo causado sobre las muestras indica que, en el escenario matriz las formulaciones A, B y C obtienen porcentaje de daño de 70,32%,32% y 99% respectivamente. Es decir que la formulación de mejor desempeño para esta fase es la formulación C con 99 % de bloqueo
- El valor correspondiente para las pruebas en el escenario fractura, de las formulaciones A, B, y C sobre la reducción de la permeabilidad de las muestras se obtuvo un resultado de 24,97%,97% y 26 % respectivamente. Por lo tanto, la formulación de mejor desempeño para esta fase fue la formulación B con 97 % de bloqueo.
- Para la, el resultado obtenido solo para el escenario fractura en las dos pruebas respectivas de la formulación A modificado y la formulación C modificado fue de 100 y 86% de bloqueo respectivamente, es decir que la modificación en el sentido de aplicación sobre la muestra, obtuvo los mejores resultados para las formulaciones A y C modificados.
- La modificación del protocolo, permite la obtención de un mejor resultado en el porcentaje de bloqueo obtenido en el escenario fractura, y esto se debe a que el aumento de la saturación de agua se constituye en una barrera para que el flujo de gas.

Recomendaciones

- Adicionar pruebas con otras formulaciones químicas, para lograr tener una base de datos, sobre los desempeños de distintas formulaciones, para los dos escenarios establecidos.
- Realizar las pruebas variando los valores de permeabilidad para los escenarios matriz y fractura, para tener un screening más amplio de la eficiencia de las formulaciones en función de las propiedades petrofísicas de la roca.

Referencias Bibliográfica

- Bailey B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick. J., Kuchuk, F., Romano, C., y Roodhart, L. (2000). Control del agua. *Schlumberger*, 12(1), 34-35. Recuperado de http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf
- Cardena, M, y Ospina, M. (2016). Estudios petroffisico integrado a partir de analisis de nucleos.(tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Dimitrios, G., Askarinezhad, R., y Giske. N. (2016). Laboratory Testing of Environmentally Friendly Sodium Silicate Systems for Water Management Through Conformance Control. *Society of Petroleum Engineers*, 1-2. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173853-MS>
- Ghaithan, A., Al-Muntasheri., Saudi Aramco., Sierra. L., Halliburton Energy Services., Garzón. F., Lynn. J., y Izquierdo, G. (2010). Water Shut-off with Polymer Gels in A High Temperature Horizontal Gas Well. A Success Story. *Society of Petroleum Engineers*, vol(numero), pp-pp. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-129848-MS>
- Hurtado, J., Milne. A., SPE., Schlumberger., y Olivare. (2005). Shallow gas Shut-off Using Rigid Polymer Gel in Lake Maracaibo, Venezuela. *Society of Petroleum Engineers*, vol(numero), pp-pp. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-94532-MS>
- Joseph, A ., y Ajienka, A. (2010). A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. *Society of Petroleum Engineers*, 2. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-136969-MS>

Kabir, A.H. (2001). Chemical Water & Gas Shutoff Technology. *Society of Petroleum Engineers*, 1-7. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-72119-MS>

Kabir, A., Bakar, M., Salim, M., Othman, y Yunos, A. (1999). *Society of Petroleum Engineers*, 1-2. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-54357-MS>

Ligthelm,D., SPE., G.J.M, Eijden, V., Gronsveld., y Shell EP.(2000). Gas Shut Off Using Foam: The Solution for Unwanted Gas Production? Story. *Society of Petroleum Engineers*,vol(numero), pp-pp. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-64401-MS>

Malcolm, K. (2014).And Production Chemicals for the Oil and Gas Industry.Recuperado de <http://www.crcnetbase.com/doi/abs/10.1201/b16648-13>

Seright, R., y Liang. (1995). A Comparison of Different Types of Blocking Agents. *Society of Petroleum Engineers*,vol(numero), pp-pp.Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-30120-MS>

Torres, M., Lozada, M., Gonzalez, M., Garcia, B., Cortes, M., Milne, A.,... Perez, J. (2014). Selectively Shutting Off Gas in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2-6. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168195-MS>

Velasco, C, y Rey, M.(2016). Metodologia para la caracterizacion petrofisica de yacimientos no convencionales.(tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander,Bucaramanga.Colombia