



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Desplazamiento de gel in-situ en roca carbonatada
para mejorar la eficiencia de barrido en procesos de
recuperación mejorada por inyección de químicos**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

María Fernanda Huitrón Vargas

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Simón López Ramírez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Agradecimientos

A la UNAM por haber sido mi segunda casa, que me permitió conocer a mis mejores amigos, a desarrollarme profesionalmente y convertirme en una mejor persona.

Agradezco al proyecto SENER-CONACYT No. 185183 y a la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera (USIP) por brindarme las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo.

A la Dra. Cecilia gracias por su apoyo para durante el desarrollo de este trabajo y en especial por mostrarme lo maravillosa que es la vida a pesar de lo complicado que a veces resulte ser.

Agradezco al Dr. Simón por el apoyo para la realización de este trabajo, así como al equipo de la USIP: Luisito, Rodrigo Galicia, Ferish, Rogelio, Rodrigo Callejas, Luis Angulo, Gloria, Paulino y Gris.

Al Ing. Mariano por haber sido mi sensei y apoyarme con la realización y culminación de este trabajo.

A mis sinodales gracias por su disposición y por las observaciones realizadas para la conclusión de este trabajo, Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera, Dr. Erick Emanuel Luna Rojero, Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa y al Ing. Martín Carlos Velázquez Franco.

Contenido

	Página
Lista de Figuras	5
Lista de Tablas	8
Índice de Símbolos	9
Resumen	11
CAPÍTULO I. Introducción	12
Antecedentes	12
Justificación.....	15
Objetivo General	16
Objetivos Particulares	16
CAPÍTULO II. Marco Teórico	17
2.1 Recuperación mejorada de petróleo en México	18
2.2 Propiedades de los polímeros.....	19
2.3 Reometría	21
2.4 Antecedentes a nivel de laboratorio	24
2.5 Antecedentes a nivel de campo	28
CAPÍTULO III. Métodos Experimentales	32
3.1 Reactivos, materiales y equipos experimentales	33
3.2 Selección del gel in-situ	37
3.3 Determinación del tiempo de gelación	43
3.4 Evaluación del desempeño del gel in-situ	48
3.4.1 Caracterización del medio poroso.....	49
3.4.2 Medición de la efectividad del gel in-situ.....	49
CAPÍTULO IV. Resultados	51
4.1 Síntesis de gel in-situ con diversos polímeros y entrecruzantes	51
4.1.1 Selección del gel in-situ como agente de bloqueo en un medio fracturado	53
4.2 Determinación del tiempo de gelación mediante parámetros reológicos	54
4.2.1 Flujo rotacional.....	54
4.2.2 Flujo oscilatorio	56
4.2.3 Evaluación del método de gelación para determinar el tiempo de gelación	61

4.4 Evaluación del desempeño del gel in-situ	63
4.4.1 Caracterización del núcleo.....	63
4.4.2 Ejecución de la fractura en el medio poroso	63
4.4.4 Desplazamiento de agua con la fractura abierta.....	65
4.4.5 Inyección de gelante, añejamiento y desplazamiento de salmuera	65
4.4.6 Inyección de tensoactivo y polímero	66
CAPÍTULO V. Análisis de Resultados.....	70
5.1 Selección del gel in-situ como agente de bloqueo en un medio fracturado	70
5.2 Evaluación del método de gelación para determinar el tiempo de gelación.....	73
5.2.1 Flujo rotacional.....	73
5.2.2 Flujo oscilatorio	75
5.3 Evaluación del desempeño del gel in-situ	77
5.3.1 Caracterización del núcleo.....	77
5.3.2 Desplazamiento de agua con la fractura abierta.....	78
5.3.3 Pruebas de desplazamiento con salmuera en la fractura bloqueada por gel in-situ	79
5.3.4 Inyección de químicos para una recuperación adicional de aceite	80
CAPÍTULO VI. Conclusiones y Recomendaciones.....	83
Bibliografía.....	85
Apéndice A.....	89
Apéndice B.....	91
B.1 Caracterización del núcleo.....	91
B.1.1 M05 Determinación de la porosidad	92
B.1.2 M06 Determinación de la permeabilidad	94
B.1.3 M07 Determinación de la saturación de agua irreductible	97
Apéndice C.....	99
C.1 Flujo rotacional	99
C.2 Flujo oscilatorio	100

Lista de Figuras

Figura 1. Demanda mundial de energía en el tiempo (AIE, 2017).	17
Figura 2. Producción Nacional de Aceite en México (CNH, 2018).	18
Figura 3. Estructura tipo de polímero.....	19
Figura 4. Entrecruzamiento para la formación de un gel in-situ (USIP, 2017).	21
Figura 5. Dirección de movimiento para medición rotacional.	22
Figura 6. Modelo de dos placas para la representación de la fuerza externa aplicada en una medición rotacional (Mezger, 2006).	22
Figura 7. Representación de una medición oscilatoria: amplitud, γA , contra tiempo, t . (Anton Paar, 2018).	23
Figura 8. Bajo un esfuerzo de corte constante el barrido de frecuencia es aumentado y disminuido en cinco pasos: amplitud, γA , contra tiempo, t . (Anton Paar, 2018).	23
Figura 9. Proceso de gelación a bajas velocidades de corte (Chauveteau, G. et al. 2000).	27
Figura 10. Diagrama principal de la metodología desarrollada.....	32
Figura 11. Núcleo utilizado para las pruebas de desplazamiento.....	36
Figura 12. Metodología para la selección del gel in-situ.....	37
Figura 13. Diagrama de trabajo para síntesis de gelante con PEI.....	38
Figura 14. Diagrama de trabajo para síntesis de gelante con fenol/HMTA.....	40
Figura 15. Diagrama de trabajo para medir cualitativamente el tiempo de gelación.	42
Figura 16. Diagrama de trabajo para la evaluación del tiempo de gelación.	44
Figura 17. Reómetro TA DHR-3 utilizado para la realización de las pruebas de reología.	47
Figura 18. Diagrama del equipo utilizado para determinar la efectividad del gel in-situ en un medio poroso.....	48
Figura 19. Diagrama de trabajo para la evaluar la efectividad del gel 7.	49
Figura 20. a) Gelante 1 y 2, b) Gelante 5 y 6, c) Gelante 7 y 8	51
Figura 21. a) Gelante 3 y 4, b) Gelante 9 y 10.....	52
Figura 22. Curva de viscosidad contra tiempo a una rapidez de corte de 0.01 s^{-1}	55
Figura 23. Curva de viscosidad contra tiempo a una rapidez de corte de $1 \text{ y } 10 \text{ s}^{-1}$	55
Figura 24. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.001%	56
Figura 25. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.1%	57
Figura 26. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.001%	57
Figura 27. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.1%	58
Figura 28. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 10%	58

Figura 29. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 0.001 %.	59
Figura 30. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 0.1 %.	59
Figura 31. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 10 %.	60
Figura 32. Curva de viscosidad contra tiempo a una rapidez de corte de 0.01 s ⁻¹ .	61
Figura 33. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 [rad/s] y una deformación de 10 [%].	62
Figura 34. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 10 %.	62
Figura 35. a) Soportes de la fractura, b) Núcleo con fractura abierta y c) Núcleo en el empaque.	64
Figura 36. Núcleo sumergido en aceite para evitar el drene de fluidos previamente inyectados.	64
Figura 37. Curva de diferencial de presión contra tiempo del flujo de salmuera a través de la fractura.	65
Figura 38. Curva de diferencial de presión contra tiempo con la fractura obstruida por el gel in-situ.	66
Figura 39. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la inyección de tensoactivo.	67
Figura 40. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la inyección de polímero.	68
Figura 41. Estructura del núcleo después del confinamiento.	68
Figura 42. Parte de la fractura del núcleo con residuos de gel.	69
Figura 43. a) Gel sinerizado 1 a 92°C; b) Gel sinerizado 2 a 120°C.	70
Figura 44. a) Gel sinerizado 3 a 92°C; b) Gel sinerizado 4 a 120°C.	71
Figura 45. a) Gel sinerizado 5 a 92°C; b) Gel sinerizado 6 a 120°C; c) Gel sinerizado 8 a 120°C.	71
Figura 46. a) Gel sinerizado 9 a 92°C; b) Gel sinerizado 10 a 120°C.	72
Figura 47. Gel sinerizado 7.	73
Figura 48. Curva de tiempo de gelación a una rapidez de 0.01 s ⁻¹ .	74
Figura 49. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 10 %.	76
Figura 50. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 10 %.	77
Figura 51. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la determinación de la saturación de agua irreductible (S _{wir}).	78
Figura 52. Curva de diferencial de presión contra tiempo del flujo de salmuera a través de la fractura.	79

Figura 53. Curva de diferencial de presión contra tiempo con la fractura obstruida por el gel in-situ.....	80
Figura 54. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la inyección de tensoactivo.	81
Figura 55. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la inyección de polímero.	82
Figura 56. Metodología desarrollada para la caracterización del núcleo.....	91
Figura 57. Diagrama de trabajo para la determinación de porosidad del núcleo.....	92
Figura 58. Diagrama de trabajo para la medición de permeabilidad en el núcleo (Parte 1/2).	94
Figura 59. Diagrama de trabajo para la medición de permeabilidad en el núcleo (Parte 2/2).	95
Figura 60. Diagrama de trabajo para la medición de Swir.	97
Figura 61. Comparación de curvas de viscosidad contra tiempo bajo diferente rapidez de corte (0.01 s^{-1} , 1 s^{-1} y 10 s^{-1}).	100
Figura 62. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.001%	101
Figura 63. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.1%	102
Figura 64. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.001%	103
Figura 65. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.1%	103
Figura 66. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 0.001%	104
Figura 67. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 0.1%	105

Lista de Tablas

Tabla 1. Ventajas y desventajas del uso de la polietilenimina (PEI), (María Huitrón).	14
Tabla 2. Condiciones experimentales de pruebas de laboratorio con diferentes geles. .	25
Tabla 3. Condiciones experimentales reológicas para la determinación del tiempo de gelación.	26
Tabla 4. Producción de agua en el pozo B-21A antes y después del tratamiento (Hardy M. et al, 1999).	28
Tabla 5. Pozos representativos de la implementación del tratamiento de gel in-situ (Ortíz, R. P. et al. 2004).	30
Tabla 6. Resultados de los pozos tratados con gel in-situ (Ortíz, R. P. et al. 2004).	31
Tabla 7. Pureza de los reactivos químicos utilizados.	33
Tabla 8. Caracterización de la salmuera.	33
Tabla 9. Especificaciones de los materiales utilizados.	34
Tabla 10. Propiedades de los fluidos utilizados en las pruebas de desplazamiento.	34
Tabla 11. Equipo utilizado para el desarrollo de las metodologías.	35
Tabla 12. Características del medio poroso.	36
Tabla 13. Formulaciones de gel con PAA/terpolímero/PEI.	39
Tabla 14. Formulaciones de gel con PAA/Terpolímero/fenol/HMTA.	41
Tabla 15. Variación de la rapidez de corte para pruebas de reometría rotacional.	46
Tabla 16. Variación de frecuencia angular y deformación para pruebas de reometría oscilatoria.	46
Tabla 17. Equipos que conforman el diagrama de la Figura 18	48
Tabla 18. Medición cualitativa del tiempo de gelación por código Sydansk*.	53
Tabla 19. Propiedades petrofísicas del medio poroso.	63
Tabla 20. Valores obtenidos después del desplazamiento de agua en el medio poroso.	65
Tabla 21. Resultados del desplazamiento de agua con la fractura bloqueada con gel in-situ.	66
Tabla 22. Código Sydansk (1/2).	89
Tabla 23. Código Sydansk (2/2).	90

Índice de Símbolos

PAA = Ácido de poliamino

BPD = Barriles por día

B_{man} = Bomba manual

cc = Centímetros cúbicos

c. a. = Condiciones ambientales

PAtBA = Copolímero de acrilamida y t – butilacrilato

UNK = Desconocido

ΔP = Diferencial de presión [psi]

FR = Factor de recuperación [%]

FRA = Fuente de recirculación de agua

HMTA = Folmadeído

M01 = Metodología 1

M02 = Metodología 2

M03 = Metodología 3

M04 = Metodología 4

MMSCFD = Millones de pies cúbicos estándar diarios

Mtoe = Millones de toneladas de aceite equivalente

G' = Módulo elástico [Pa]

G'' = Módulo viscoso [Pa]

G = Módulo complejo* [Pa]

k = Permeabilidad absoluta [%]

PAA = Poliacrilamida

HPAM = Poliacrilamida hidrolizada

PHPA = Poliacrilamida parcialmente hidrolizada

PEI = Polietilenima

ppm = partes por millón

PPR = Porcentaje de reducción de permeabilidad [%]

∅ = Porosidad [%]

P = Presión [psi]

P_{conf} = Presión de confinamiento [psi]

P_{sis} = Presión del sistema [psi]

RC = Rapidez de corte [s⁻¹]

WCR = Reducción en corte de agua [%]

BPR = Regulador de contrapresión

DHR = Reómetro TA DHR – 3

S_{or} = Saturación de aceite residual [%]

S_{wir} = Saturación de agua residual [%]

s = segundos

SAD = Sistema de adquisición de datos

SC = Sistema de cómputo

SMP = Sistema del medio poroso

μ = Viscosidad [cP]

v_o = Volumen de aceite [cc]

V_{accum} = Volumen acumulado [cc]

V_{mp} = Volumen del medio poroso [cc]

Resumen

La recuperación mejorada ha permitido durante décadas extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podían obtener económicamente por métodos convencionales. Sin embargo, debido a la complejidad de los yacimientos, estos métodos siguen presentando campos de investigación (Rangel-Germán, 2016). Más del 60% de las reservas de petróleo en el mundo residen en carbonatos. La mayoría de los yacimientos carbonatados son naturalmente fracturados; la existencia de fracturas en estos sistemas crea canales de flujo complejos provocando que el movimiento del hidrocarburo y otros fluidos no sea el esperado (Schlumberger, 2017).

Este trabajo evalúa el desempeño del método de recuperación mejorada gel in-situ, este sistema está conformado por un polímero y un entrecruzante que a partir de una reacción de reticulación produce un gel, el cual al ingresar a las fracturas crea un bloqueo, por lo que el flujo a través del medio poroso logra ser eficiente.

En la primera etapa, de los geles sintetizados, se seleccionó al que cumpliera con un mayor tiempo de estabilidad térmica; después de exponerlo a condiciones específicas de temperatura y salinidad el gel perdió sus propiedades mecánicas como un agente de bloqueo en un tiempo de 20 días, dicho límite es conocido como tiempo de sinéresis. En la segunda etapa, a través de diferentes parámetros reológicos, se cuantificó el tiempo de gelación a una rapidez de corte de 0.01 s^{-1} el tiempo de gelación cuantificado fue de 36.5 minutos. Finalmente, en la tercera etapa se llevaron a cabo las pruebas de desplazamiento con la fractura sellada de gel in-situ, los fluidos fueron inyectados en el mismo núcleo en el siguiente orden: salmuera, tensoactivo y polímero. Los factores de recuperación de acuerdo con cada fluido fueron: 31.03%, 4.77% y 9.42%, respectivamente. Dicho lo anterior se concluye que, la implementación de un gel in-situ permite mejorar la diversificación de flujo a través del medio poroso.

CAPÍTULO I. Introducción

Antecedentes

La presencia de agua de formación en la producción de hidrocarburos puede generar diferentes problemáticas, tales como:

- corrosión y formación de incrustaciones en las tuberías;
- bloqueos por agua y conificaciones en pozos productores;
- insuficiencia de las capacidades de separación;
- reducción de la producción del aceite.

Las anteriores derivan en el aumento de los costos de operación de los sistemas productores, lo que afecta la rentabilidad de los proyectos y propicia, en muchos casos, su cierre operativo.

Algunas de las causas a las que se atribuye la irrupción de agua de formación son: fuga en la tubería de producción, revestimiento o en el empacador, mala cementación de la tubería de revestimiento, existencia de capas de alta permeabilidad conectadas a pozos productores en yacimientos con entrada de agua natural, en proyectos de inyección de agua, fisuras entre el pozo inyector y el pozo productor y conificación de agua, o un barrido areal pobre de la misma, en sistemas con altas tasas de producción (Richard et al., 2004).

Debido a que el manejo del agua de formación es un problema típico en los yacimientos petroleros, se han desarrollado diversas técnicas, que pueden ser clasificadas como soluciones mecánicas y químicas. Las soluciones químicas son inyectadas en los intervalos productores a través de pozos de producción o inyección. Algunos productos químicos son (Ogochukwu, 2015):

- gel in-situ;
- gel de partículas preformadas (PPG);
- resinas;
- espumas;
- partículas inorgánicas y

- partículas precipitadas.

Los yacimientos carbonatados son rocas sedimentarias que se forman de fragmentos depositados en ambientes marinos, cuya composición química principal es el carbonato de calcio. La diagénesis, proceso de formación de la roca, determina una gran variabilidad en sus propiedades de permeabilidad y porosidad. Este tipo de yacimientos exhiben una serie de características específicas que plantean desafíos complejos para su caracterización, producción y manejo.

La cuenca Tampico-Misantla, ubicada en el sureste de México, contiene yacimientos de rocas carbonatadas naturalmente fracturadas (PEMEX,2013), los cuales serán nuestro objeto de estudio. Estos yacimientos poseen un bajo nivel de energía natural, lo que ha repercutido en una caída rápida de presión.

Para mitigar estos problemas, se ha implementado la inyección de agua, con el propósito de mantener la presión del yacimiento e incrementar la recuperación de aceite, sin embargo, debido a las fracturas naturales que poseen, así como otras inducidas durante la inyección, se crearon zonas preferenciales al flujo de agua, esto no solamente creó problemas en las instalaciones, sino que además continúa dejando cantidades importantes de hidrocarburo dentro de la roca, lo cual influye en la rentabilidad del proyecto.

Ante la necesidad de reducir la producción de agua, una de las técnicas propuestas para reducir su corte ha sido la inyección del gel in-situ, este tratamiento ha sido utilizado con éxito en aplicaciones de campo con más de 450 trabajos realizados en todo el mundo, mientras que México ha tenido más de 30 trabajos exitosos (Deolarte, C. et al. 2008, Mercado M. et al. 2009).

Estos métodos químicos son menos costosos en comparación con un método mecánico, estos se pueden colocar en el intervalo de interés para bloquear el flujo de agua a través de los canales presentes en el yacimiento provocando una diversificación de flujo en el medio poroso.

Needham et al. (1974), fueron los primeros en desarrollar un sistema polimérico (poliacrilamida o copolímeros de acrilamida) reticulado con cationes multivalentes (calcio,

magnesio y aluminio) para producir una reducción controlada en la movilidad del agua reduciendo la permeabilidad del medio poroso. La permeabilidad medida en los núcleos fue de 200-400 mD, con un factor de resistencia residual de 16-18%.

Posteriormente se han aplicado diversos entrecruzantes como: Cr^{3+} , Al^{3+} y Zr^{4+} (Jia et al, 2012), sin embargo, los geles conformados por éstos sólo mostraban estabilidad a temperaturas bajas en el yacimiento, añadiendo que son considerados tóxicos para el medio ambiente.

En consecuencia, se implementaron entrecruzantes orgánicos, los geles sintetizados con estos productos mostraban una mayor estabilidad a yacimientos con altas temperaturas debido a la formación de enlaces covalentes generados con los grupos de aminas provenientes de la poliacrilamida (Vázquez J. et al. 2003, Hardy M. et al. 1999, Al-Muntasheri G. A. et al. 2008).

Algunos de los entrecruzantes orgánicos empleados son: glutaraldehído, alcohol polivinílico, polietilenimina (PEI), fenol-formaldehído, hidroquinona-hexametilentetramina, metenamina, tereftalaldehído y dihidroxinaftaleno, etc.

No obstante, el entrecruzante más empleado ha sido la polietilenimina, en la **Tabla 1** se muestran las ventajas y desventajas del uso de este entrecruzante (Hardy et al., 1998):

Tabla 1. Ventajas y desventajas del uso de la polietilenimina (PEI), (María Huitrón, 2018).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Estabilidad térmica a temperaturas altas (>80°C). • Formación de enlaces covalentes. • Rápida propagación en el medio poroso. • No es vulnerable a la hidrólisis. • Baja toxicidad para el medio ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos cortos de gelación a temperaturas altas. • Es más susceptible a la degradación química y térmica.

Justificación

La problemática asociada en los yacimientos carbonatados es la producción excesiva de agua debido a la alta heterogeneidad que caracteriza a estos yacimientos y las técnicas para abatir el problema siguen siendo un gran desafío.

Como parte del alcance del proyecto SENER-CONACyT-HIDROCARBUROS No. 0185183, se propone el desarrollo de un gel asistido por PEI que funcione como un agente de bloqueo dentro de las fracturas para controlar la producción de agua en un campo carbonatado de alta salinidad (>29,000 ppm) y alta temperatura (92°C).

La Unidad de Servicios a la Industria Petrolera (USIP), creó diversas formulaciones de gelantes variando las cantidades de concentración de polímero y de entrecruzante para obtener un gel que pueda proporcionar una estabilidad térmica, un tiempo de gelación adecuado y que pueda resistir las caídas de presión del pozo durante un tiempo de residencia de 3 meses.

Se realizaron pruebas de desplazamiento en un núcleo carbonatado con el fin de determinar la efectividad del gel in-situ en un medio poroso asegurando la estabilidad térmica del gel y se desarrolló una metodología para cuantificar el tiempo de gelación mediante parámetros reológicos.

Objetivo General

Determinar la efectividad de un gel in-situ en una fractura como agente de bloqueo para la diversificación de flujo en una roca carbonatada a condiciones de alta temperatura y alta salinidad.

Objetivos Particulares

- Seleccionar un gel con estabilidad térmica, de al menos una semana, a condiciones de yacimiento.
- Determinar el tiempo de gelación a través de pruebas reológicas.
- Evaluar el funcionamiento del gel mediante pruebas de desplazamiento.
- Evaluar el factor de recuperación de aceite, después de implementado el método, haciendo fluir salmuera, tensoactivo y polímero en el mismo medio poroso.

CAPÍTULO II. Marco Teórico

La principal fuente de energía capaz de abastecer gran parte de las demandas del mundo sigue siendo el combustible fósil. Los pronósticos realizados por la Agencia Internacional de Energía (AIE) de la demanda mundial de energía primaria total, como se muestran en la **Figura 1**, estima que durante los próximos años se mantendrá una creciente dependencia por el petróleo (AIE, 2017).

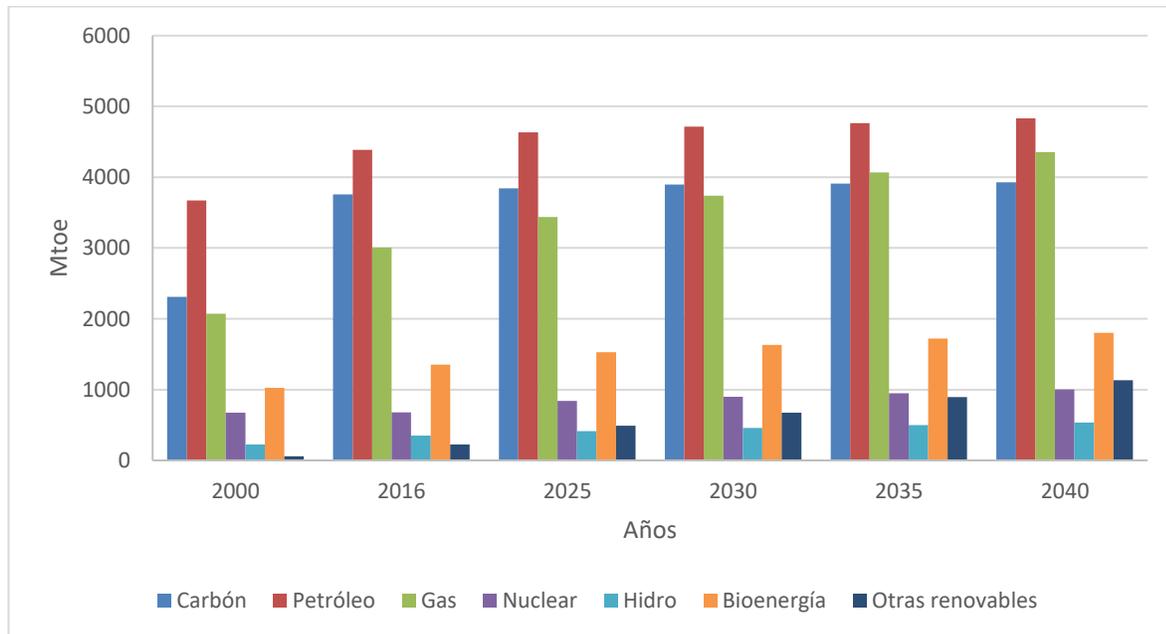


Figura 1. Demanda mundial de energía en el tiempo (AIE, 2017).

Debido a lo anterior y dadas las condiciones particulares de cada yacimiento, la producción de hidrocarburos sigue siendo un gran desafío en la actualidad.

Con la recuperación primaria y secundaria se estima que se obtenga aproximadamente un tercio del aceite original descubierto. Sin embargo, por la baja permeabilidad de la roca o debido a que el aceite no presenta interacción con los fluidos de inyección debido a las preferencias de flujo, se tienen cantidades considerables de aceite remanente en los yacimientos. Las fuerzas que contribuyen a la retención del aceite son la capilaridad, la gravedad y las fuerzas viscosas (Chairman, 1976).

Por ello, el objetivo principal de la recuperación mejorada de petróleo es inyectar fluidos que permitan alterar las propiedades del sistema roca-fluido reduciendo las fuerzas capilares que impiden la extracción de aceite, aumentando la efectividad de movilidad del

petróleo en la matriz, y mejorando la eficiencia de barrido, causando que los fluidos inyectados entren en contacto con la matriz que aloja el petróleo restante.

Dentro de los principales métodos en la recuperación mejorada (EOR, por sus siglas en inglés) se tienen a los químicos, los cuales recuperan el aceite que se encuentra atrapado en el medio poroso mejorando la eficiencia de barrido a través de la reducción de la tensión interfacial entre el aceite y agua, provocando alteraciones en la relación de movilidades la mojabilidad de la roca. Los métodos químicos se clasifican en: inyección de polímeros, surfactantes, álcalis, miscelares, ASP (álcalis-surfactantes-polímeros) y emulsiones.

El éxito de la implementación de un método de recuperación mejorada dependerá del objetivo de cada caso: como la fuente del problema, del conocimiento sobre el yacimiento (geología y caracterización del yacimiento, perforación, terminación, producción y en caso, su historia de reacondicionamiento), el proceso de desarrollo de la tecnología y, principalmente, de la rentabilidad económica del proyecto.

2.1 Recuperación mejorada de petróleo en México

Durante los últimos años, la producción de aceite en México ha tenido una importante declinación, en la **Figura 2** se muestra como la curva de producción comienza a tener una tendencia en declive a partir del 2006 y es debido a que la mayoría de sus campos se encuentran en etapa madura.

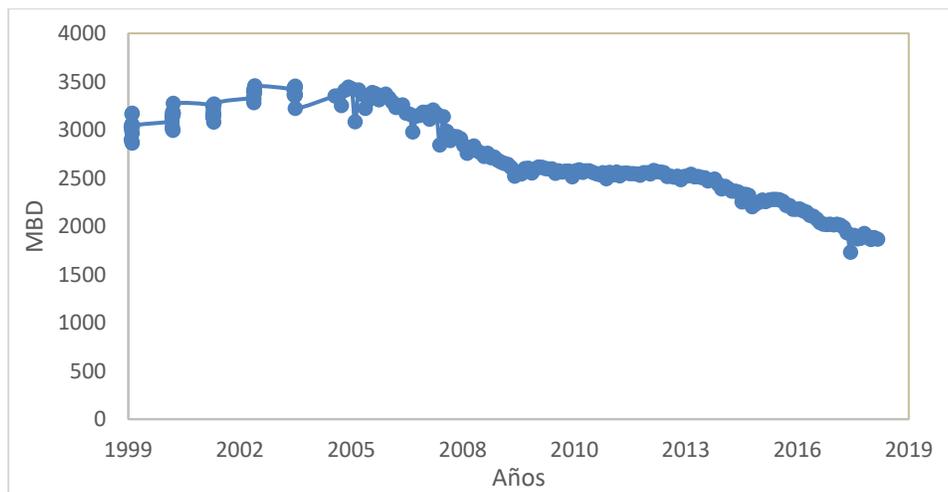


Figura 2. Producción Nacional de Aceite en México (CNH, 2018).

Ante tal problemática, se ha optado por implementar diferentes tecnologías o mejores prácticas para mejorar la producción y aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos.

De acuerdo con la CNH, se identificaron 129 yacimientos, principales, con los que cuenta México; el 54% pertenecen a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, los cuales poseen problemáticas asociadas a su caracterización y a la irrupción temprana de agua.

La implementación del gel in-situ ha sido considerada como una técnica exitosa para este tipo de yacimientos, ya que se puede filtrar hasta las profundidades objetivo y obstruye las fracturas reduciendo la producción de agua y corrigiendo la homogeneidad del yacimiento, causando que el flujo pase a través de la matriz permitiendo una recuperación adicional del aceite, además por su bajo costo de implementación.

2.2 Propiedades de los polímeros

Un polímero es definido como una macromolécula cuya formación se debe a la conexión de varias unidades estructurales conocidas como monómeros (**Figura 3**). La reacción química entre los monómeros para formar un polímero se entiende como polimerización.

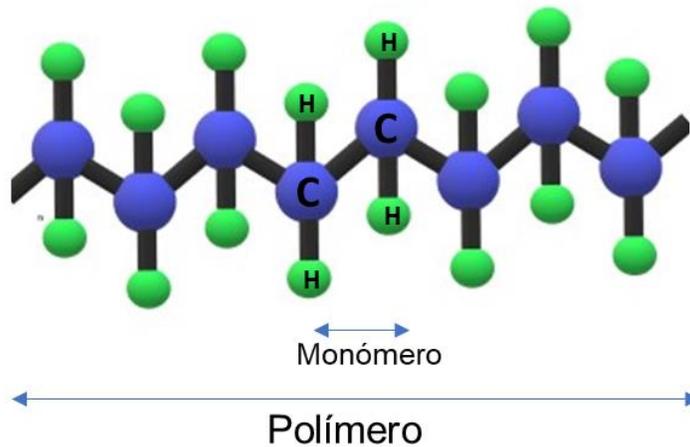


Figura 3. Estructura tipo de polímero.

Los polímeros se pueden clasificar de acuerdo con:

- **La unión de sus monómeros:** cuando es formado por un sólo tipo de monómero es llamado homopolímero, cuando está compuesto por dos tipos de monómero es llamado copolímero y cuando es formado por tres tipos de monómeros es llamado terpolímero.
- **Su origen:** existen polímeros naturales como las enzimas que son polímeros de origen biológico, por otra parte, está el almidón que es un polímero de origen vegetal, tiene una estructura más simple que la enzima. Mientras que los polímeros sintéticos son: fibras, elastómeros, plásticos, adhesivos, etc. Las diferencias se determinan por las fuerzas intermoleculares e intramoleculares entre monómeros, así como por los grupos funcionales presentes.
- **Su estructura:** la característica esencial de un monómero es su funcionalidad. Las unidades estructurales bifuncionales pueden entrar en dos unidades estructurales obteniendo sólo polímeros lineales. Además, existen otras estructuras de polímeros como: ramificado y entrecruzado.
- **Su comportamiento térmico:** existen polímeros termoplásticos, siendo aquellos que pueden ser moldeados al calentarse y los termoestables son los que, al calentarse, se descomponen químicamente.

Por otro lado, un entrecruzante es una molécula que contiene dos o más extremos reactivos capaces de unirse químicamente a los grupos funcionales (aminas, carboxilos, sulfhidrilos, carbonilos) existentes en otras moléculas.

Al mezclar ambos componentes, polímero y entrecruzante, se genera una mezcla fluida en la que, al ser expuesta a condiciones térmicas, favorece a que las moléculas de los entrecruzantes se unan con los polímeros, dando como resultado una red tridimensional característica de un gel rígido que no fluye. Los geles in-situ se pueden clasificar en dos tipos según el tipo de entrecruzante que se emplea en la formulación del gel: inorgánico y orgánico. Para los fines de este trabajo la formulación del gel es realizada con un polímero y un entrecruzante orgánico lineal o ligeramente ramificado. Por lo tanto, el mecanismo de

entrecruzamiento consiste en la formación de un enlace covalente entre la amina del PEI que sustituye a un grupo pendiente (R) de la amida del polímero como se observa en la siguiente **Figura 4**.

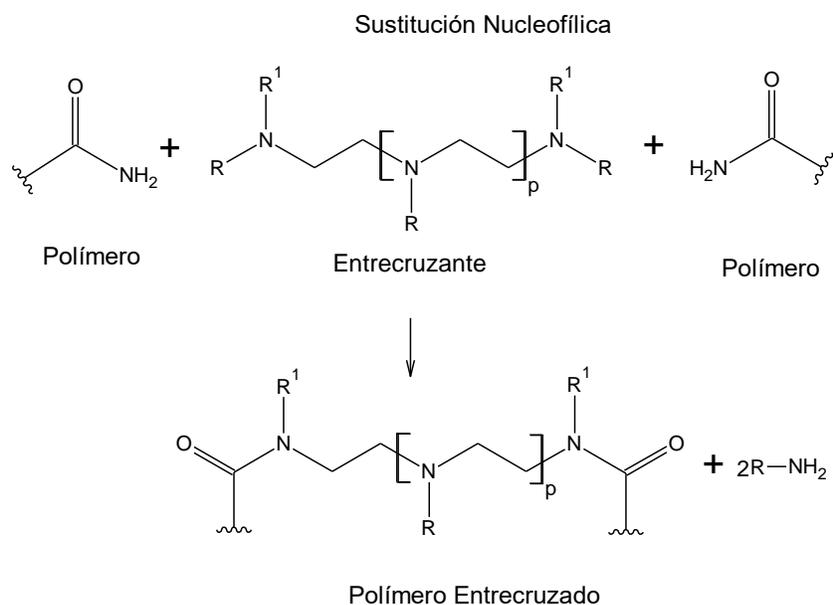


Figura 4. Entrecruzamiento para la formación de un gel in-situ (USIP, 2017).

2.3 Reometría

El tiempo de gelación es el periodo en que el gelante pierde su fluidez y se convierte en un gel, bajo las condiciones de temperatura en el yacimiento, el momento en el cual se da esa transición se le conoce como punto crítico. Este factor es muy importante debido a que será el tiempo que tendrá el operador para bombear el gelante hasta las profundidades objetivo evitando el bloqueo de las tuberías. Por lo tanto, uno de los métodos más empleados para determinar el tiempo de gelación es por medio de reometría. La reometría se encarga de medir experimentalmente el comportamiento reológico de los fluidos, esto se logra aplicando los siguientes parámetros: tipo de carga (deformación, velocidad o fuerza, esfuerzo cortante), grado de carga (condiciones de bajo o alto cizallamiento), duración y temperatura (Mezger, 2011).

Dentro de la reometría existen dos métodos de medición bajo los cuales es posible determinar el tiempo de gelación de manera cuantitativa y estos son:

- **Medición rotacional:** las fuerzas bajo este sistema son aplicadas continuamente en una sola dirección de movimiento como se muestra en la **Figura 5**;

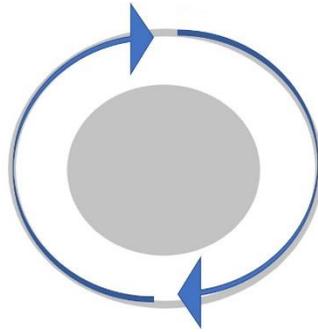


Figura 5. Dirección de movimiento para medición rotacional.

La fuerza externa aplicada en el fluido bajo esta medición se define con ayuda del modelo de dos placas (**Figura 6**):

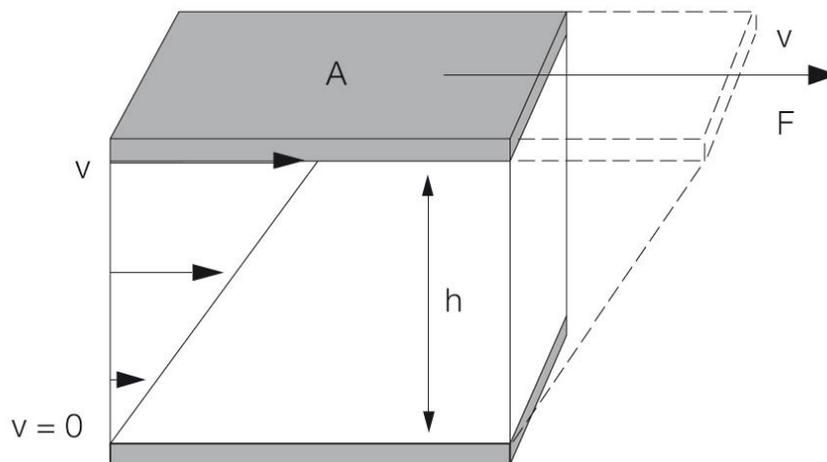


Figura 6. Modelo de dos placas para la representación de la fuerza externa aplicada en una medición rotacional (Mezger, 2006).

El esfuerzo o tensión cortante es la fuerza aplicada de forma paralela a la placa superior del modelo, mientras que la inferior permanece fija, y la velocidad con la que se aplica el esfuerzo de corte de manera progresiva a través de la distancia entre las placas, se denomina velocidad de corte.

La razón entre el esfuerzo y la velocidad de corte es la viscosidad, definida como la resistencia a la que se opone un fluido a deformarse cuando es sometido a un esfuerzo de corte.

- **Medición oscilatoria:** el esfuerzo de corte ejercido es empleado por medio de una rueda motriz, permitiendo que la tensión pueda ser ejercida hacia adelante o atrás. Cuando la rueda se mueve, es registrada una curva sinusoidal a partir de la amplitud generada por la tensión en función del tiempo (Anton Paar, 2018). La **Figura 7** muestra una medición oscilatoria.

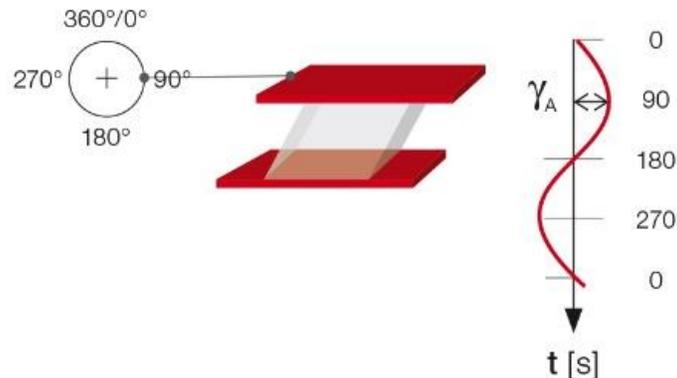


Figura 7. Representación de una medición oscilatoria: amplitud, γ_A , contra tiempo, t . (Anton Paar, 2018).

Los parámetros que pueden ser variados en una prueba de medición oscilatoria son: el barrido de amplitud que tiene como objetivo describir el comportamiento de deformación sin romper la muestra, y el barrido de frecuencia, que describe el comportamiento, dependiente del tiempo, de una muestra considerando una deformación no destructiva.

La **Figura 8** muestra la respuesta de medición variando el barrido de frecuencia. Las altas frecuencias simulan el movimiento rápido en escalas de tiempo cortas, mientras que a bajas frecuencias simulan el movimiento en cámara lenta en escalas de tiempo largas o en reposo.

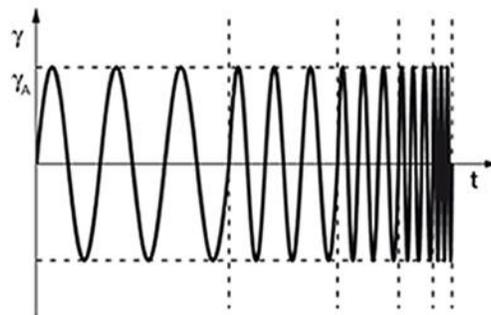


Figura 8. Bajo un esfuerzo de corte constante el barrido de frecuencia es aumentado y disminuido en cinco pasos: amplitud, γ_A , contra tiempo, t . (Anton Paar, 2018).

La respuesta medida entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte en una prueba de medición oscilatoria se conoce como módulo complejo, que está conformado por dos módulos:

- **Módulo elástico:** representa la parte elástica del comportamiento viscoelástico, que casi describe el comportamiento del fluido en estado sólido, es decir la habilidad del fluido para almacenar energía.
- **Módulo viscoso:** representa la parte viscosa del comportamiento viscoelástico, que describe el comportamiento del fluido en estado líquido, es decir, la habilidad del material para disipar energía en forma de calor.

A continuación, se presenta la revisión bibliográfica consultada para el desarrollo de este trabajo en dos partes:

- Antecedentes a nivel de laboratorio
- Antecedentes a nivel de campo

2.4 Antecedentes a nivel de laboratorio

El avance tecnológico que está teniendo la ingeniería petrolera a nivel laboratorio para la caracterización de un gel in-situ, permite tener registro acerca de diferentes pruebas realizadas con diversas condiciones (**Tabla 2**), las cuales son: tipo de roca, gasto de inyección del gel, permeabilidad, presión de confinamiento y del sistema, temperatura y factor de recuperación.

Tabla 2. Condiciones experimentales de pruebas de laboratorio con diferentes geles.

Referencia	Medio poroso		Gel		Temperatura °C	Presión psi	Gasto cc/min		PPR o WCR
	Tipo de roca	Permeabilidad absoluta mD	Polímero	Entrecruzante			Inyección de salmuera	Inyección de gelante	
Vasquez, J. et al. (2003)	Arenisca	1753-2930	PAAtBA 360 gal/Mgal	PEI 40 gal/Mgal	176	Sistema: 200 Confinamiento: 500	9	0.5-9	PPR 60%
Al-Muntasheri, G. et al. (2008)	Arenisca	48	PAM 7%w/w	PEI 2%w/w	90	Confinamiento: 750	-	-	PPR 100%
Salgaonkar, L y Prasanta D. (2012)	Arenisca	736	PAAtBA 7%w/w	PEI 0.66%w/w	204	ΔP: 100	10	2	PPR 100%
Al-Muntasheri, G. et al. (2010)	Carbonato	-	PAAtBA	PEI	116	ΔP: 1000 Sistema: 900 Confinamiento: 2500	-	0.16	WCR 42%
Crespo, F. et al. (2014)	Carbonato	126,000	PHPA 7500-ppm	PEI 0.41%w/w	107	-	-	-	PPR 99.9%
Vasquez, J. et al. (2005)	Arenisca	1. 547.7 2. 734.5 3. 852.2	PAAtBA 7 %w/w	PEI 1. 1.32 %w/w 2. 2 %w/w 3. 0.65 %w/w	1. 176 2. 190 3. 176	Sistema: 200	10	2	PPR 100%

La obtención del tiempo de gelación es importante para la selección del gel empleado en el tratamiento, ya que permite conocer si el proceso operativo de inyección planteado será alcanzable para su ejecución a nivel laboratorio y posteriormente extrapolar la información a nivel de campo. Por ello en la **Tabla 3** se muestran las referencias de los parámetros de medición obtenidos para la cuantificación del tiempo de gelación.

Tabla 3. Condiciones experimentales reológicas para la determinación del tiempo de gelación.

Referencia	Polímero/Entrecruzante	Temperatura de añejamiento °C	Medición rotacional s ⁻¹	Medición oscilatoria Hz/%
Jia et al. (2010)	HPAM/PEI	40	1-316	0.1-10/1
Kakadjian, S. et al. (1999)	-	60	-	1/0.2-5
Jin, L. y Seright, R. S. (2000)	HPAM/PEI	70	-	1 a 100 /10 a 1,000
Hashmat, M. et al. (2016)	HPAM/PEI 3%w/w/1.2%w/w	100	10	0.1-250 rad/s
EI-Karsani, K. et al. (2015)	PAM/PEI 7/0.3	130	-	1/10
Kakadjian, S. et al. (1999)	PAM/Polímero orgánico	25	-	1/0.2-5 0.1-10/1

Chauveteau, G. et al. (2000) examinaron el proceso de entrecruzamiento de un gel a bajas velocidades de corte (1 s^{-1}), a partir de un gráfico de viscosidad contra tiempo en coordenadas log-log (**Figura 9**) y describieron las siguientes etapas:

1. **Etapas de inducción:** la solución mantiene bajas viscosidades debido a que los microgeles son pequeños y aislados;
2. **Etapas de pregel:** los microgeles van aumentando de tamaño, al igual que la viscosidad de la solución hasta llegar al punto de gelación;
3. **Etapas de limitación:** Una vez formado el gel, se observan pequeñas oscilaciones en la viscosidad, debido a la formación de puentes de gel entre el rotor y estator del reómetro, ocasionando que la viscosidad disminuya conforme se van aminorando los puentes;
4. **Etapas de consolidación:** cuando los puentes disminuyen, la viscosidad alcanza un valor constante.

Los autores concluyeron que el tiempo de gelación dependerá en mayor medida de la velocidad de corte al poseer un mayor valor, además hay otras condiciones fisicoquímicas que hacen dependiente al tiempo de gelación.

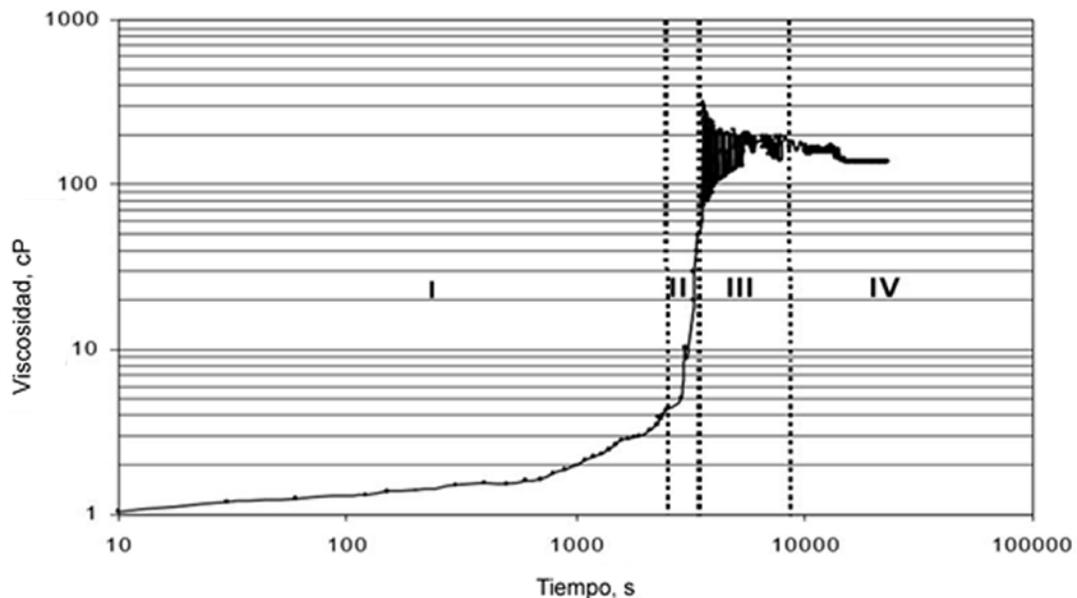


Figura 9. Proceso de gelación a bajas velocidades de corte (Chauveteau, G. et al. 2000).

2.5 Antecedentes a nivel de campo

Para evaluar la efectividad de este tratamiento a nivel de campo, es decir, conocer qué tan favorable es realizar un escalamiento de las pruebas realizadas en un laboratorio, se tienen diferentes casos registrados a nivel mundial, incluyendo a México, de aplicación de gel in-situ asistido con PEI, éstos se describen a continuación:

Hardy M. et al. (1999), describen la implementación del tratamiento de gel in-situ (PAtBA/PEI) en el campo Ekofisk en el Mar del Norte. El campo Ekofisk está constituido por rocas carbonatadas naturalmente fracturadas, teniendo porosidades de 30 a 45% y permeabilidades de 0.1 a 10 mD.

Debido a la alta heterogeneidad del campo el agua invadió el yacimiento, por lo que se optó por implementar el tratamiento de gel in-situ para mitigar su producción. Los resultados antes y después de su ejecución se muestran en la **Tabla 4**, en ésta se observa que en algunas profundidades objetivo funcionó como un sello.

Tabla 4. Producción de agua en el pozo B-21A antes y después del tratamiento (Hardy M. et al, 1999).

Profundidades, m	% Producción de agua	
	Pre-tratamiento	Post-tratamiento
3,266 – 3,267.5	27.6%	16.67%
3,279.6 – 3,281.1	13.8%	12.5%
3,294.3 – 3,311.7	13.8%	12.5%
3,323.6 – 3,326.6	20.7%	26.25%
3,338.5 – 3,341.5	13.8%	15.41%
3,353.7 – 3,356.8	10.35%	0%
3,365 – 3,366.5	UNK	16.67%
3,369 – 3,372	UNK	UNK
3,369 – 3,372	UNK	UNK
3,409.2 – 3,412.2	0	UNK

Uddin et al. (2003), reportaron la inyección de agua en un campo del Medio Oriente para aumentar la presión del yacimiento, sin embargo, observaron una producción de agua no deseada en los pozos horizontales. Un pozo en particular tuvo una producción de 680 BPD con un 81% de corte de agua, la mejor opción para este problema fue la implementación de un gel temporal que aislara la zona productora de petróleo, al final se obtuvo un incremento en la producción de aceite de 680 a 850 BPD, mientras que el corte de agua fue reducido de 82% a 70%.

Al-Muntasheri, G. A. et al. (2010), presentaron un yacimiento de carbonatos con una permeabilidad de 2 a 4 mD. En dicho yacimiento se encuentra un pozo horizontal productor de gas con una profundidad de 4,149 m (MD), mientras que la zona productora se extiende de 4,149 a 5,016 m. Posterior a la terminación, se registró una producción de agua identificada a una profundidad de 4,473 m, por lo tanto, fue implementado un tratamiento de gel.

La evaluación de muestras de la producción antes del tratamiento del pozo mostró que el corte de agua comenzó desde el 100% disminuyendo hasta un 58% en un periodo de 8 días. Al mismo tiempo, el gasto del gas mejoró de 2.2 a 17 MMSCFD, indicando que el tratamiento fue exitoso para este caso.

En la región sur de México, los yacimientos son caracterizados por ser naturalmente fracturados, además de tener zonas productoras que tienen profundidades entre 1,780–4,275 m y las temperaturas se encuentran por arriba de los 75°C. Aproximadamente 93 pozos han sido tratados con gel in-situ para reducir la producción de agua y a su vez incrementar la producción de aceite y gas.

Ortíz, R. P. et al. (2004) se enfocó en 37 pozos en los que implementó dicho tratamiento, en la **Tabla 5** se muestran cinco ejemplos que son representativos de las condiciones existentes en estos pozos. Los productos químicos empleados para la formulación del gel fueron copolímeros de acrilamida con t-butiloacrilato (PAtBA) entrecruzado con polietilenimina. En la **Tabla 6** se muestra que en la mayoría de los pozos tratados se presenta una importante reducción de corte de agua, hubo casos

en los que había 93-98% de producción de agua y se llegó a reducir más del 50% y en otros pozos la reducción fue del 100%.

Tabla 5. Pozos representativos de la implementación del tratamiento de gel in-situ (Ortíz, R. P. et al. 2004).

Pozo	Intervalo tratado m	Litología	Temperatura °C
P1	4,255–4,275	Carbonatos fracturados	128.8
P2	1,780–1,790	Areniscas	82.2
P3	3,830–8,350	Carbonatos fracturados	120
P4	2,132–2,134	Areniscas	75.5
P5	1,942–1974	Carbonatos fracturados	100

Tabla 6. Resultados de los pozos tratados con gel in-situ (Ortíz, R. P. et al. 2004).

No. de pozo	% Producción de agua					
	Antes del tratamiento	Después del tratamiento 30 días	Después del tratamiento 90 días	Después del tratamiento 180 días	Después del tratamiento 270 días	Después del tratamiento 360 días
1	30	0	0	0	0	0
2	74	0	0	0	0	0
3	70	0	0	0	0	0
4	80	0	0	0	0	0
5	69	1	2	9	19	20
6	69	1	2	9	19	20
7	30	3	1	1	1	1
8	80	0	0	0	0	5
10	53	42	55	63	-	-
20	25	1	1	1	1	1
21	27	0	0	0	0	0
23	43	8	8	28	53	83
24	75	12	12	10	5	-
25	76	4	3	1	-	-
26	46	36	5	43	70	75
27	50	31	31	33	-	-
28	50	3	8	-	-	-
29	93	13	67	74	80	-
30	82	6	6.3	-	-	-
31	78	16	36	49	87	-
34	40	36	49	18	-	-
37	41	1	1	-	-	-

CAPÍTULO III. Métodos Experimentales

En este capítulo se presentan los procedimientos que fueron utilizados para la determinación de la efectividad del gel 7. En la **Figura 10** se muestra el desarrollo de las etapas siguiendo el siguiente planteamiento:

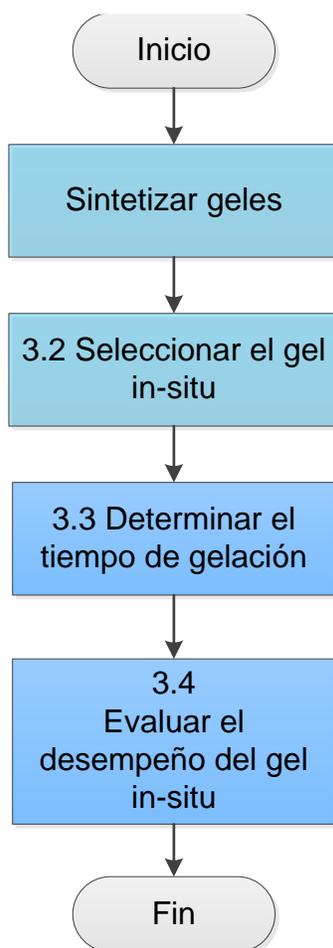


Figura 10. Diagrama principal de la metodología desarrollada.

3.1 Reactivos, materiales y equipos experimentales

De la **Tabla 7** a la **Tabla 11**, se muestra la pureza de los reactivos, caracterización de la salmuera, especificaciones del material y equipo utilizado para el desarrollo de las metodologías.

Tabla 7. Pureza de los reactivos químicos utilizados.

Reactivos	Pureza
Nitrógeno (N_2)	99.9%
Marcol 82	-
Cloruro de Metilo	-
Aire	-
Tolueno	-
Homopolímero de AAm	91.3%
Terpolímero (Q0705)	30%
Polietilenimina de 60kDa	48.1%
Fenol	99%
HMTA	99%

Tabla 8. Caracterización de la salmuera.

Elementos	Valor [mg/L]
Alcalinidad T $CaCO_3$	1136
Sólidos Total	29784
Ca^{+2}	1481
Mg^{+2}	316
Na^+	8937
Cl^-	24484
CO^{-3}	0
HCO^-	1386
SO^{-4}	96.54
Índice Estabilidad	1.26

Tabla 9. Especificaciones de los materiales utilizados.

Material	Especificaciones
Vaso de precipitados	50 mL a 250 mL
Llaves españolas	½ y ¾
Desarmador	plano
Matraz kitazato	1L
Embudo de filtración miliQ	300 mL
Papel filtro	Malla #40, diámetro 55 mm
Filtro de fibra de vidrio	1.6 µm
Embudo de separación	1L
Probeta graduada	10 mL–500 ml
Embudo bunsen	1L
Frascos boca ancha con tapa	100 mL, 1L
Vial Anton Paar	30 mL
Barra de agitación magnética	Sin especificaciones
Balín	Acero inoxidable
Accesorios para viales Anton Paar	Sin especificaciones
Espátula de metal	Sin especificaciones
Jeringas	5 mL–10 mL
Papel parafilm	Sin especificaciones
Pegamento epóxico	-

Tabla 10. Propiedades de los fluidos utilizados en las pruebas de desplazamiento.

Fluido	Viscosidad a c.a. [cP]	Viscosidad a 100 °C [cP]	Densidad [g/cm³]
Aceite	21.139	2.84	0.8768
Salmuera	1.06	0.37	1.0203
N ₂	0.018	-	1.25

Tabla 11. Equipo utilizado para el desarrollo de las metodologías.

Equipo	Función
Bomba Quizix	Desplazar la solución a presión
Compresor	Suministra el aire a la bomba para su funcionamiento
Permeámetro	Dispositivo para el desplazamiento de fluidos en el medio poroso
Depósito porta – muestra	Contener el fluido a desplazar
Balanza analítica	Pesado de reactivos
Parrilla de calentamiento con agitador magnético	Homogeneizar una mezcla
Reómetro TA DHR-3	Estudiar el flujo de materiales bajo acción de fuerzas
Celda de alta presión	Cámara sellada para presurizar el sistema en el reómetro TA DHR-3
Magneto	Sujetar las geometrías del reómetro
Sistema de carga-purga	Medio
Fuente de recirculación de agua	Controlar la temperatura
Horno de Temperatura Memmert	Fuente de calentamiento
Regulador de presión de gas	Suministra la presión de gas
Cortadora de núcleos	Cercena los núcleos de acuerdo con la medida requerida

La **Tabla 12** muestra las características del medio poroso utilizado para las pruebas de desplazamiento (**Figura 11**).

Tabla 12. Características del medio poroso.

Tipo de roca:	Indiana Limestone (Caliza arrecifal)
Formación:	Bedford
Longitud:	7 [cm]
Diámetro:	3.8 [cm]
Área:	11.4 [cm ²]



Figura 11. Núcleo utilizado para las pruebas de desplazamiento.

Durante la realización de los procedimientos se requirió contar con el siguiente equipo de seguridad personal: bata de algodón, guantes, lentes y calzado de seguridad.

3.2 Selección del gel in-situ

La **Figura 12** muestra la metodología desarrollada para la selección del gel in-situ.

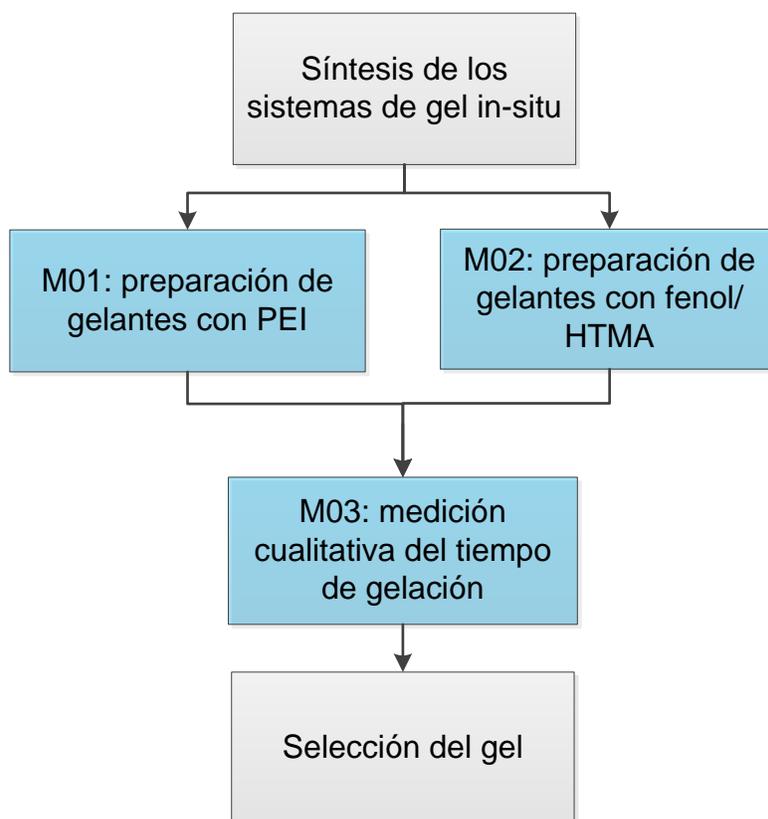


Figura 12. Metodología para la selección del gel in-situ.

Sintetizar los sistemas de gelantes

De acuerdo con las referencias consultadas y los sistemas propuestos por la USIP, se sintetizaron diversos tipos de gel con la finalidad de encontrar uno, que tuviera una mayor estabilidad térmica bajo las condiciones de temperatura. Las características de los polímeros (PAA, terpolímero) y entrecruzantes (PEI, fenol/HTMA) utilizados fueron mostrados en la **Tabla 7**.

Para la síntesis de los geles se emplearon las siguientes metodologías, que varían de acuerdo con el tipo de entrecruzante utilizado:

M01 Preparación del gelante con PEI

Objetivo: sintetizar gelante con polímeros de PAA y terpolímero con entrecruzante de PEI.

Esquema de trabajo:

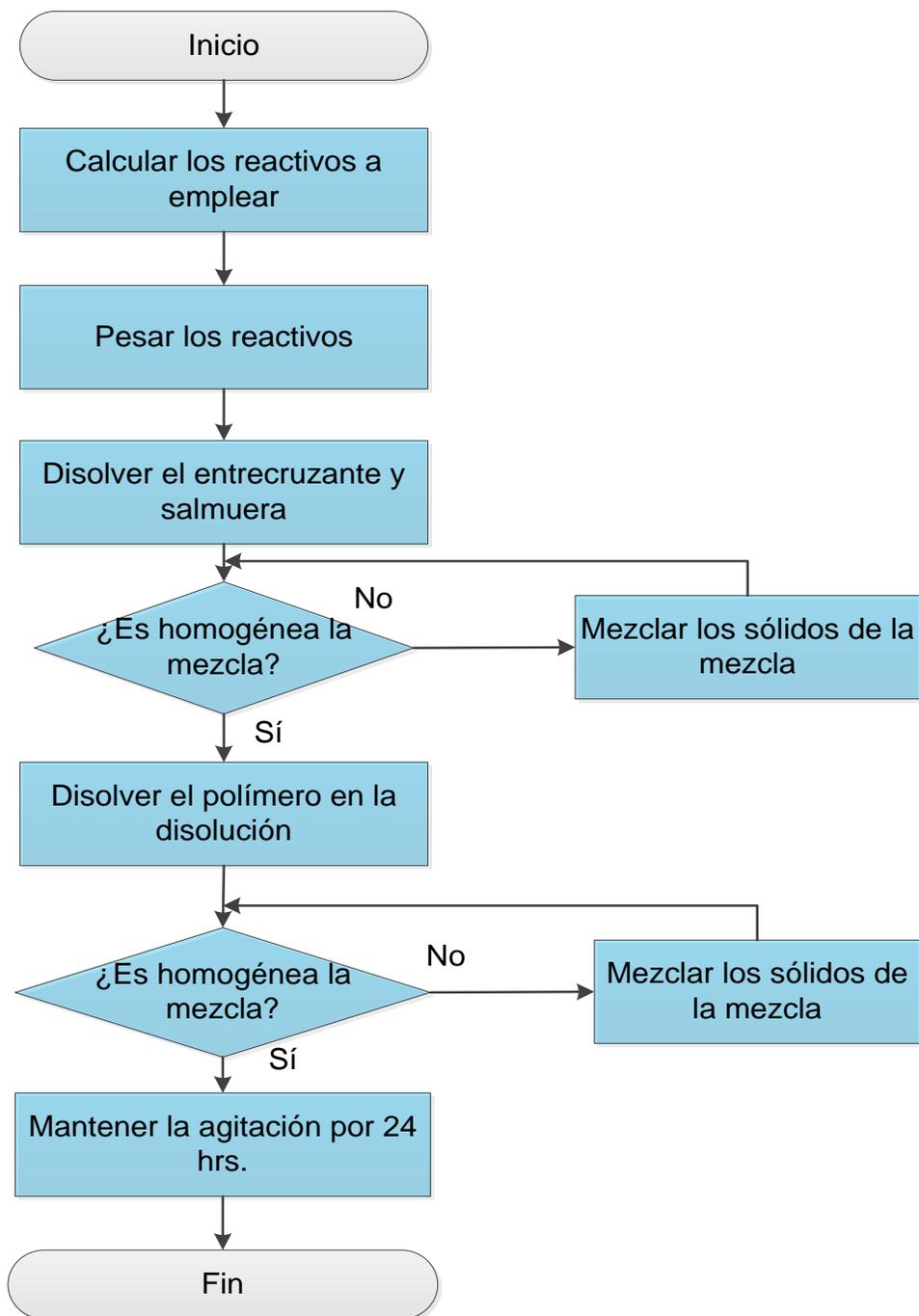


Figura 13. Diagrama de trabajo para síntesis de gelante con PEI.

Procedimiento Experimental:

1. Definir el volumen de gelante.
2. Definir la cantidad, en gramos, de polímero y entrecruzante de acuerdo con su porcentaje en peso siguiendo la **Tabla 13**:

Tabla 13. Formulaciones de gel con PAA/terpolímero/PEI.

Gel	Polímero %w/w	Entrecruzante PEI %w/w	Temperatura de añejamiento [°C]
1	PAA 2.1	0.4	92
2	PAA 2.1	0.4	120
5	Terpolímero 2.5	0.25	92
6	Terpolímero 2.5	0.25	120
7	Terpolímero 2.5	0.5	92
8	Terpolímero 2.5	0.5	120

3. Pesar los reactivos con la ayuda de una balanza analítica y usar mascarilla en caso del manejo de algún reactivo tóxico.
4. Dispersar el entrecruzante y la salmuera en la parrilla con una barra magnética. La velocidad que se le ponga al disolvente irá aumentando hasta que se forme el vórtex y posteriormente se le agrega el entrecruzante. Se debe de tener la precaución de agregarlo de manera lenta con el fin de evitar la formación de grumos en la disolución.
5. Dispersar el polímero en la disolución, teniendo en cuenta los cuidados descritos en el punto anterior.
6. Mantener la agitación de la disolución por 24 horas y verificar que los reactivos se hayan dispersado de manera homogénea.

M02 Preparación de gelante con fenol/HMTA

Objetivo: sintetizar gelante con polímeros de PAA y terpolímero con fenol/HMTA.

Esquema de trabajo:

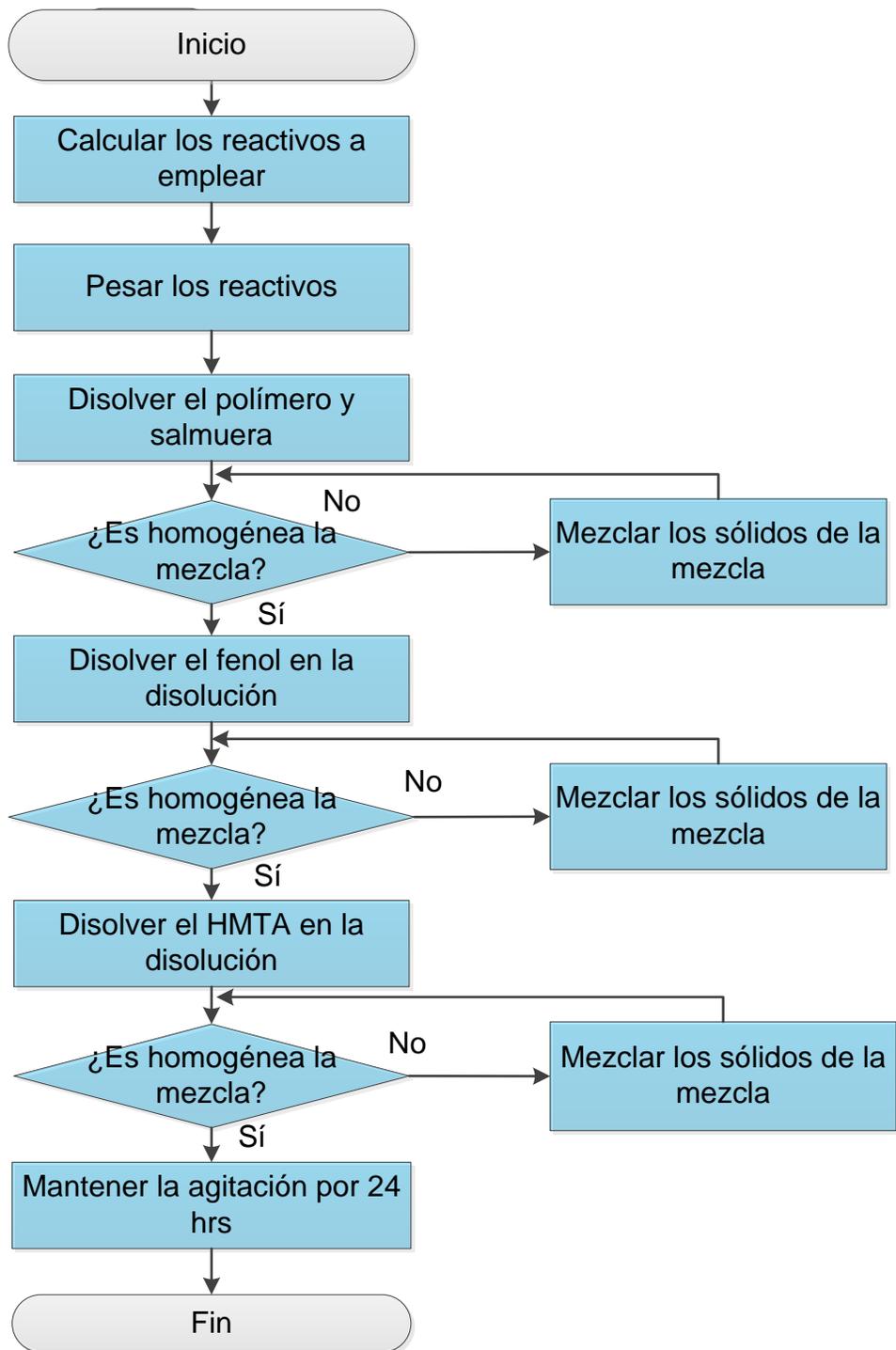


Figura 14. Diagrama de trabajo para síntesis de gelante con fenol/HMTA.

Procedimiento Experimental:

1. Definir el volumen de gelante.
2. Definir la cantidad, en gramos, de polímero y entrecruzante de acuerdo con su porcentaje en peso de acuerdo con la **Tabla 14**:

Tabla 14. Formulaciones de gel con PAA/Terpolímero/fenol/HMTA.

Gel	Polímero %w/w	Entrecruzante fenol/HMTA %w/w		Temperatura de añejamiento [°C]
3	PAA 1	0.7	0.3	92
4	PAA 1	0.7	0.3	120
9	Terpolímero 1	0.7	0.3	92
10	Terpolímero 1	0.7	0.3	120

3. Pesar los reactivos con la ayuda de una balanza analítica.
4. Dispersar el polímero y la salmuera en la parrilla magnética con una barra magnética. La velocidad que se le ponga al disolvente irá aumentando hasta que se forme el vórtex y posteriormente se le agrega el polímero. Se debe de tener la precaución de agregarlo de manera lenta con el fin de evitar la formación de grumos en la disolución.
5. Dispersar el fenol en la disolución. Se debe de tener la precaución de agregar este reactivo de manera lenta con el fin de evitar la formación de grumos en la disolución.
6. Dispersar el HTMA en la disolución, teniendo en cuenta los cuidados descritos en el punto anterior.
7. Verificar que los reactivos se hayan dispersado de manera homogénea.

M03 Medición cualitativa del tiempo de gelación

Para la selección del gel candidato, se realizaron pruebas de botella para medir de manera cualitativa el tiempo de gelación. Cada formulación de gelante fue añejada a una temperatura de 92°C y 120°C, la primera temperatura corresponde a la del yacimiento, mientras que la segunda fue propuesta, a causa de que se quería acelerar el proceso de estabilidad del gel, como se muestra a continuación:

Objetivo: determinar cualitativamente el tiempo de gelación de acuerdo con el código Sydansk.

Esquema de trabajo:

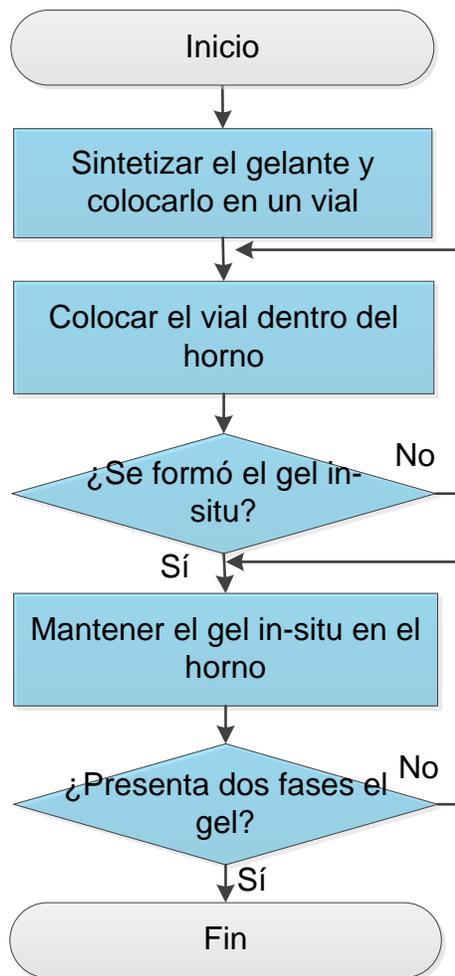


Figura 15. Diagrama de trabajo para medir cualitativamente el tiempo de gelación.

Procedimiento Experimental:

1. Sintetizar el gelante
2. Verter el gelante en viales Anton Paar. Se agregará aproximadamente $\frac{3}{4}$ de volumen del vial y se añade un balín. Finalmente se sella con una tapa y estructuras metálicas del vial para mantener sellado el sistema.
3. Colocar los viales dentro de un horno de temperatura Memmert a una temperatura constante (92°C y 120°C).
4. Verificar la cinética del gelante hasta que se forme el gel in-situ. Se saca el vial del horno y se voltea el vial con el fin de observar el movimiento del balín. Se calificará la viscosidad de acuerdo con el código Sydansk (**Apéndice A**).
5. Verificar el gel in-situ hasta que se formen dos fases (sólido y líquido) y desechar los residuos del gel in-situ.

3.3 Determinación del tiempo de gelación

Determinación del tiempo de gelación con los parámetros preseleccionados

A partir de la revisión bibliográfica, se definieron los parámetros reológicos bajo los cuales fueron realizadas las pruebas en el reómetro, con la intención de cuantificar el tiempo de gelación del gel 7. La metodología desarrollada se muestra a continuación:

M04 Determinación del tiempo de gelación mediante parámetros reológicos

Objetivo: cuantificar el tiempo de gelación mediante la variación de parámetros reológicos.

Esquema de trabajo:

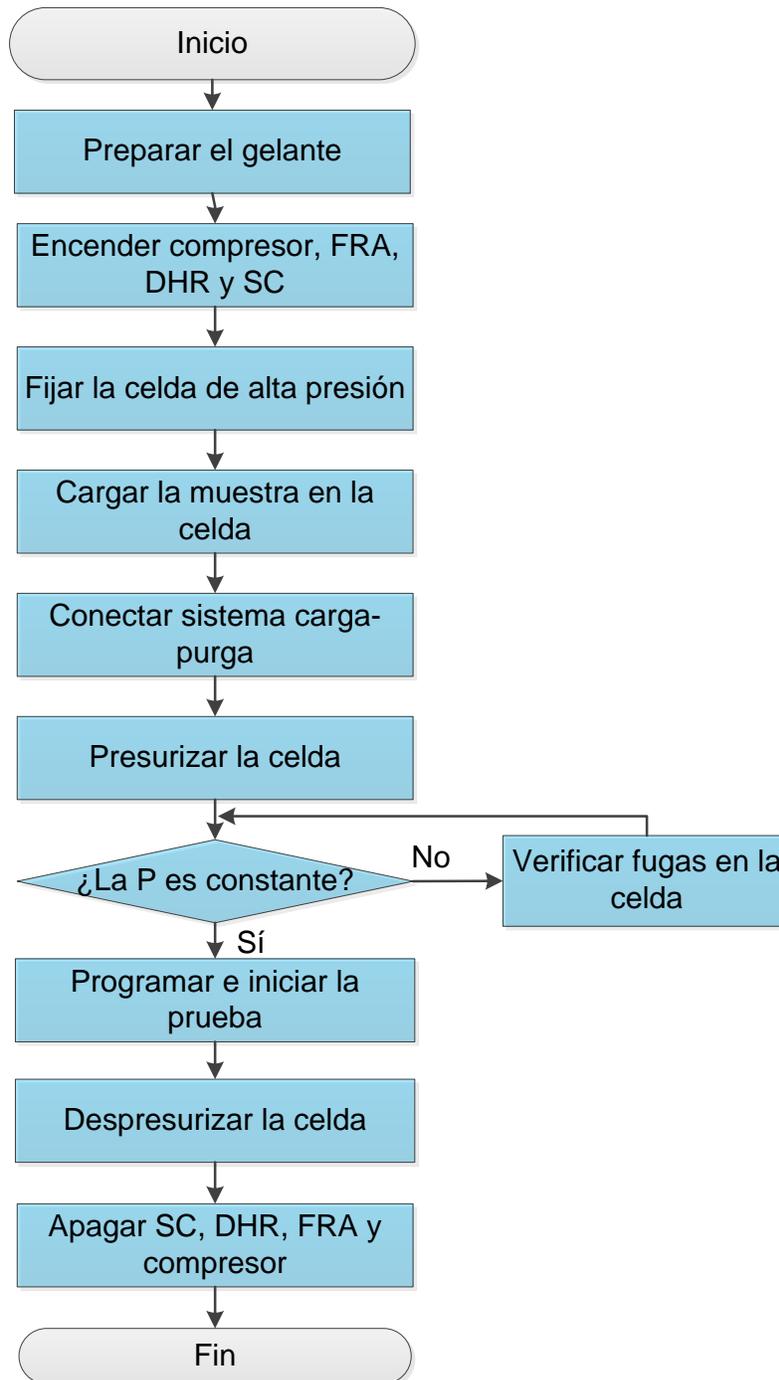


Figura 16. Diagrama de trabajo para la evaluación del tiempo de gelación.

Procedimiento Experimental:

1. Preparar el gelante.
2. Encender la fuente de recirculación de agua, reómetro, sistema de cómputo y los servicios requeridos para el funcionamiento del equipo (aire, compresor).
3. Ejecutar el software del reómetro y calibrar el motor del reómetro. Colocar el magneto en el husillo del reómetro.
4. Fijar la celda de alta presión en el reómetro. Antes de ensamblar la celda se colocará la geometría en la celda. Posteriormente, acoplar el magneto con la geometría, asegurando de que estén alineadas.
5. Calibrar la geometría con el software del reómetro.
6. Cargar la muestra en la celda de alta presión. Remover el magneto de la geometría y extraer la celda del reómetro para cargar la muestra de gelante. Finalmente, fijar la celda en el reómetro como se indica en el paso 4.
7. Conectar el sistema de carga-purga de gas. Conectar el sistema en el tanque de gas, la presión se controla por medio de un regulador de gas. Posteriormente, conectar el sistema carga-purga de gas en la celda de alta presión.
8. Presurizar la celda de alta presión a 120 psi, verificando que no haya fugas en el sistema.
9. Ejecutar el software de medición de presión y programar el procedimiento de la prueba. Fijar la temperatura (92°C), el tiempo del experimento, y la temperatura de enfriamiento después de la medición (25°C). En la **Tabla 15** y **16**, se muestra las variaciones de los parámetros reológicos:

Tabla 15. Variación de la rapidez de corte para pruebas de medición rotacional.

Pruebas	Velocidad de corte [s ⁻¹]
1	0.1
2	1
3	10

Tabla 16. Variación de frecuencia angular y deformación para pruebas de medición oscilatoria.

Pruebas	Frecuencia angular [rad/s]	Deformación [%]
1	0.628	0.001
2	0.628	0.1
3	6.28	0.001
4	6.28	0.1
5	6.28	10
6	62.832	0.001
7	62.832	0.1
8	62.832	10

10. Detener el software de medición de presión y despresurizar la celda de alta presión. Asegurarse que la temperatura de la celda se encuentre a 25°C para poder despresurizar la celda de alta presión.
11. Desmontar el sistema carga-purga de gas, remover el magneto de la geometría y extraer la celda del reómetro y desechar los residuos del gel in-situ.
12. Limpiar la geometría y celda de alta presión. Retirar el magneto del husillo.
13. Cerrar el software del reómetro, apagar sistema de cómputo, reómetro, fuente de recirculación de agua, el compresor.

En la **Figura 17** se muestra el reómetro utilizado para la realización de las pruebas de reología.



Figura 17. Reómetro TA DHR-3 utilizado para la realización de las pruebas de reología.

3.4 Evaluación del desempeño del gel in-situ

Con el objetivo de determinar la efectividad del gel 7 dentro del medio poroso, se empleó el equipo que se muestra en la **Figura 18**. La **Tabla 17** muestra el nombre de los equipos del diagrama del equipo. La metodología desarrollada se muestra a continuación.

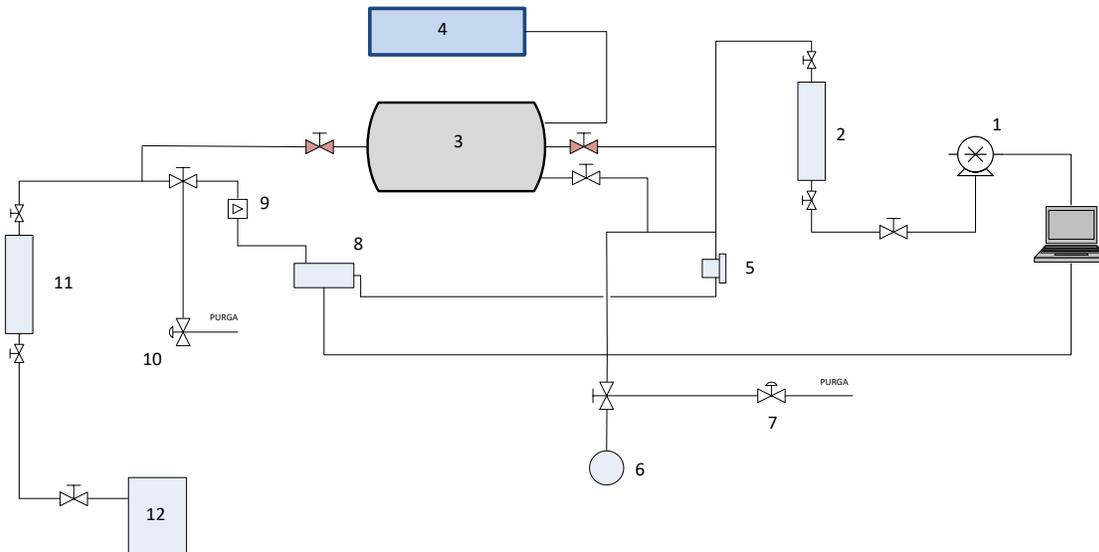


Figura 18. Diagrama del equipo utilizado para determinar la efectividad del gel in-situ en un medio poroso.

Tabla 17. Equipos que conforman el diagrama de la **Figura 18**.

Número	Equipo
1	Bomba
2	Depósitos de fluidos (salmuera, gas, aceite)
3	Contenedor de confinamiento
4	Controlador de temperatura
5	Medidor de diferencial de presión
6	Manómetro
7	BPR
8	Sistema de adquisición de datos
9	Medidor de presión
10	BPR
11	Depósito de fluido (agua)
12	Bomba manual

3.4.1 Caracterización del medio poroso

La metodología desarrollada para la caracterización del medio poroso se describe en el **Apartado B** de este trabajo.

3.4.2 Medición de la efectividad del gel in-situ

Objetivo: evaluar la efectividad del gel 7 en el medio poroso.

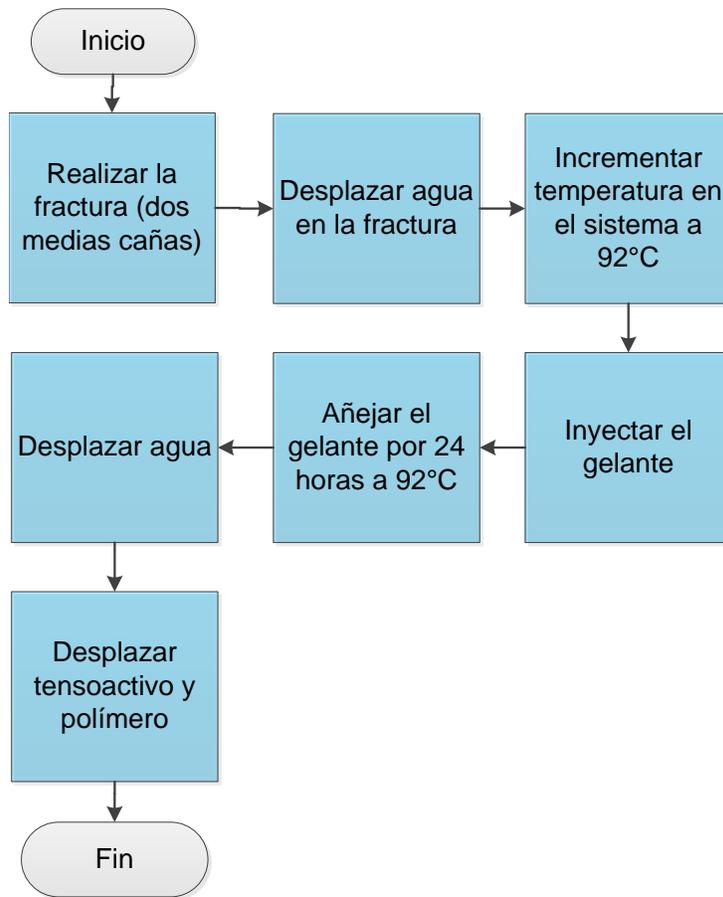


Figura 19. Diagrama de trabajo para la evaluar la efectividad del gel 7.

Procedimiento Experimental:

1. Realizar la fractura en el núcleo. Con ayuda de una cortadora de núcleos, realizar la fractura en el eje axial del núcleo. Se pegarán cuatro soportes en una cara del núcleo con pegamento epóxico y se juntará con la otra cara del núcleo.

2. Ensamblar el núcleo en la manga para volver a introducirlo dentro del contenedor de confinamiento. En la parte de la salida del empaque se colocará una malla.
3. Restaurar las condiciones de presión en el sistema mediante el software de la bomba. Se establecerá la presión de confinamiento del sistema a 1,500 psi y la presión en el núcleo a 1,000 psi.
4. Desplazar agua a través de la fractura. Emplear un gasto de 1ml/min hasta que no haya producción de aceite. Colocar viales en la salida de la BPR para medir el volumen desplazado de aceite.
5. Incrementar la temperatura en el sistema a 92°C con ayuda del control de temperatura.
6. Inyectar el gelante en el sistema. Calcular el volumen de la fractura y desplazar ese volumen de gelante a un gasto de 0.2 mL/min.
7. Añejar 24 horas el gelante dentro del sistema.
8. Inyectar salmuera en el sistema con el gel in-situ a un gasto de 1 mL/min. Colocar viales en la salida de la BPR para medir el volumen desplazado de aceite.
9. Cuantificar el factor de recuperación empleando la siguiente ecuación:

$$FR = \frac{\text{Volumen de aceite producido}}{\text{Volumen de aceite en el medio poroso}} \times 100$$

10. Inyectar 100 mL de tensoactivo a un gasto de 0.5 mL/min. Colocar viales en la salida de la BPR para medir el volumen desplazado de aceite y cuantificar el factor de recuperación.
11. Inyectar 60 mL de polímero a un gasto de 1 mL/min. Colocar viales en la salida de la BPR para medir el volumen desplazado de aceite y cuantificar el factor de recuperación.
12. Despresurizar el sistema y el confinamiento. Retirar el núcleo del contenedor de confinamiento y desechar los residuos. Apagar la bomba, sistema de cómputo, manómetro, sistema de adquisición de datos y los servicios requeridos para el funcionamiento del equipo (compresor y aire).

CAPÍTULO IV. Resultados

4.1 Síntesis de gel in-situ con diversos polímeros y entrecruzantes

La **Figura 20** y **Figura 21**, muestran los gelantes sintetizados con las características mostradas en la **Tabla 13** y **Tabla 14**.

Se muestra en la **Figura 20**, que los tres gelantes mostraron una fase homogénea y sin formación de precipitados. Se observó que el gel 1 es más traslúcido en comparación con los otros gels, debido al polímero (PAA) utilizado para su síntesis.

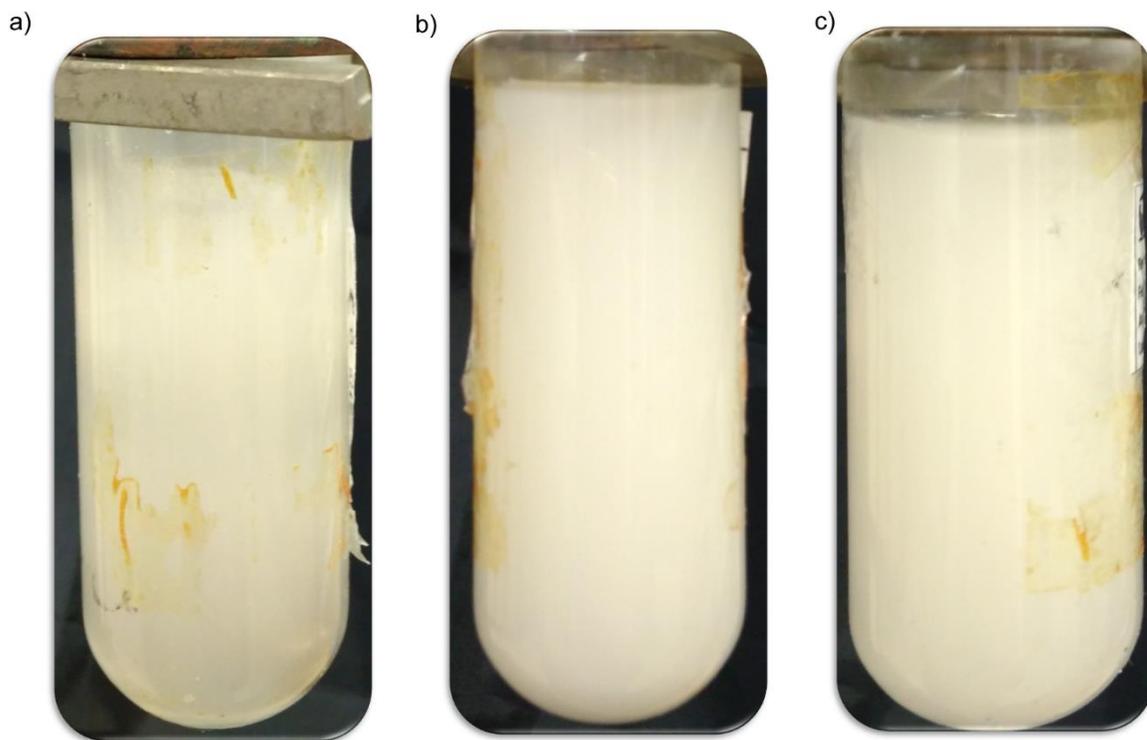


Figura 20. a) Gelante 1 y 2, b) Gelante 5 y 6, c) Gelante 7 y 8

En la **Figura 21** se muestra que ambos gelantes mostraron una fase homogénea y sin formación de precipitados. Se observó que el gel 3 fue totalmente traslúcido, debido al polímero (PAA) utilizado para su elaboración.

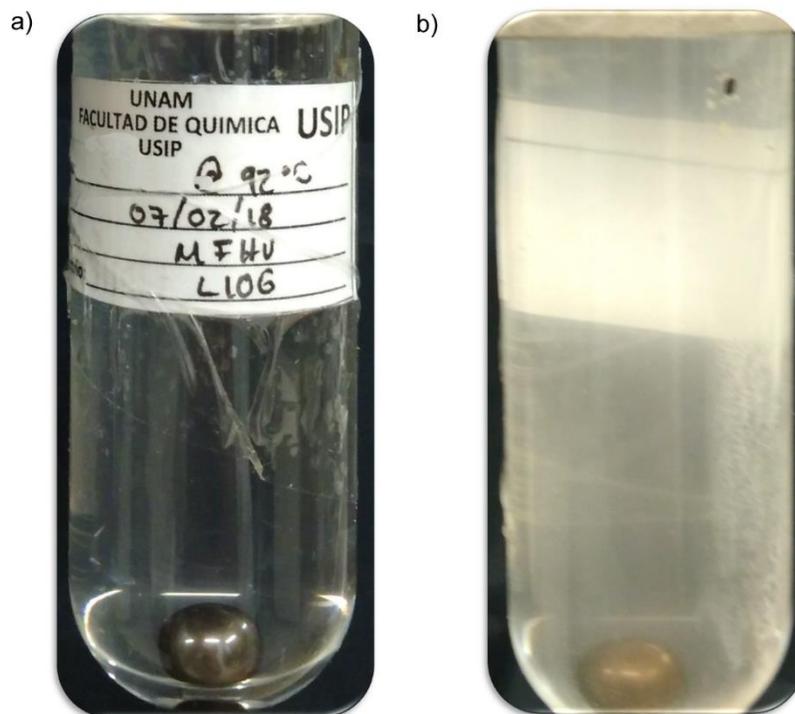


Figura 21. a) Gelante 3 y 4, b) Gelante 9 y 10.

4.1.1 Selección del gel in-situ como agente de bloqueo en un medio fracturado

La **Tabla 18** muestra el tiempo cualitativo de gelación de acuerdo con el código Sydansk y el tiempo de sinéresis.

Tabla 18. Medición cualitativa del tiempo de gelación por código Sydansk*.

Gel [h] Tiempo	Código Sydansk												Tiempo de Gelación [h]	Tiempo de Sinéresis [d]
	0	0.5	1	1.5	2	3	4	5	6	7	24	48		
1 a 92°C	D	D	D	D	E	E	E	F	F	F	J	J	2	12
2 a 120°C	D	D	D	E	E	E	E	F	F	F	J	J	1.5	3
3 a 92°C	B	B	B	B	B	B	B	C	E	E	J	J	24	6
4 a 120°C	B	B	B	B	B	B	C	C	D	D	J	J	24	8
5 a 92°C	B	B	B	B	B	B	B	C	E	E	J	J	24	6
6 a 120°C	B	B	B	B	B	B	C	C	D	D	J	J	24	-
7 a 92°C	B	D	F	F	G	G	G	G	I	I	J	J	2	20
8 a 120°C	B	B	D	E	F	G	G	G	I	I	J	J	3	8
9 a 92°C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	No gelificó	-
10 a 120°C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	No gelificó	-

*De acuerdo con el código Sydansk, A representa a un gel líquido (inestable) mientras que J representa un gel sólido (estable).

Por lo tanto, el gel que obtuvo una mayor estabilidad térmica (20 días) y mostró, de acuerdo con el código Sydansk, ser un gel fuerte (código J) fue el Gel 7.

4.2 Determinación del tiempo de gelación mediante parámetros reológicos

Determinar el tiempo cuantitativo del gel in-situ, es de suma importancia para conocer el tiempo de residencia que se tendrá para bombear todo el volumen de gel necesario para bloquear una fractura. El tiempo de gelación, sistema 7, fue evaluado mediante pruebas de reometría; las técnicas empleadas se realizaron bajo una medición rotacional y una medición oscilatoria.

4.2.1 Medición rotacional

En esta prueba, el gelante fue sometido a un flujo de corte constante, como se muestran los valores en la **Tabla 15**, con el objetivo de mostrar que, bajo una medición rotacional, graficando viscosidad contra tiempo, se puede observar el punto de inflexión, cuyo punto definirá el momento de transición en el que pasa de ser gelante a gel in-situ.

Para un valor de rapidez de corte de 0.001 s^{-1} , el equipo no pudo ejecutar el registro de los datos debido a la sensibilidad de este, por lo tanto, se aumentó un orden más a la rapidez de corte para la obtención de datos manteniendo un parámetro bajo de medición.

En la **Figura 22** se muestran dos casos bajo la misma rapidez de corte de 0.01 s^{-1} . La variable que difiere en cada caso es el tipo de agitación que se da al gelante:

- **Caso A:** para este caso se empleó una agitación magnética a 600 rpm, y durante 24 horas se dejó agitando, no obstante, debido a la naturaleza de los reactivos empleados se observó que la mezcla no estaba completamente homogeneizada.
- **Caso B:** debido a que, para el caso A el gelante no se encontraba en una fase homogénea, se empleó una agitación mecánica a 400 rpm durante el mismo periodo de tiempo, obteniendo como resultado una fase homogénea, aunque el color del gelante obtenido era lechoso.

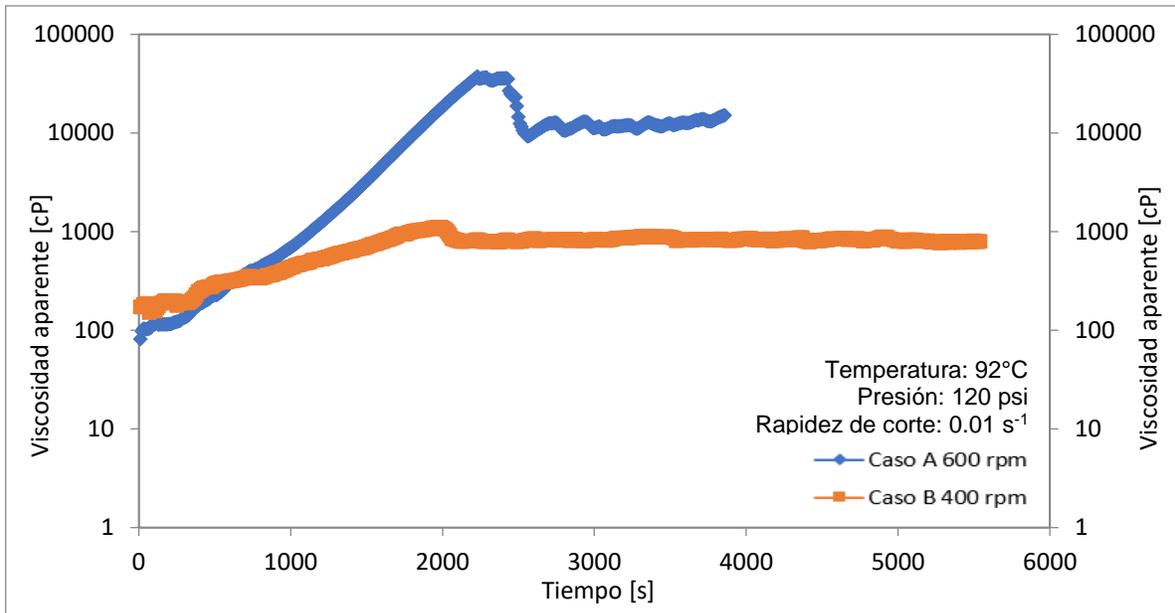


Figura 22. Curva de viscosidad contra tiempo a una rapidez de corte de 0.01 s⁻¹.

Finalmente, los resultados de las pruebas realizadas bajo una rapidez de corte de 1 s⁻¹ y 10 s⁻¹ se muestran en la **Figura 23**. Los ejes del gráfico se establecieron en escala semi logarítmica, para observar mejor el comportamiento de la viscosidad a variaciones de rapidez de corte.

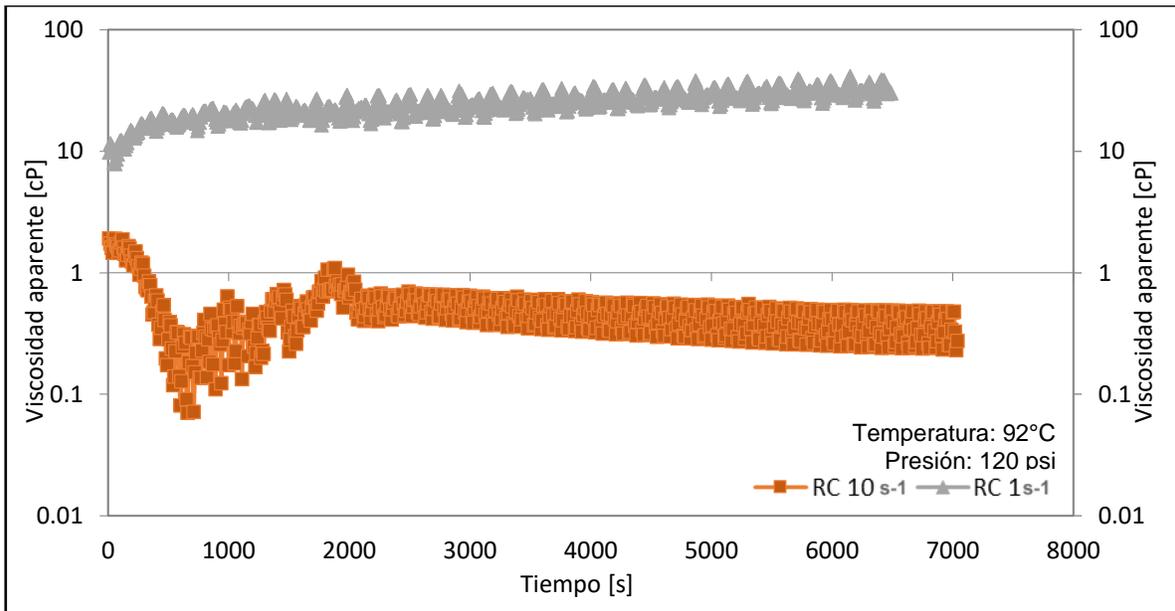


Figura 23. Curva de viscosidad contra tiempo a una rapidez de corte de 1 y 10 s⁻¹.

4.2.2 Medición oscilatoria

El segundo método para evaluar la cinética de gelación consistió en someter al gelante, en estado líquido, a una medición oscilatoria de pequeña amplitud con el objetivo de estudiar los componentes del módulo complejo, módulo de pérdida y almacenamiento durante su reticulación. Los resultados de las mediciones oscilatorias se presentan en un gráfico de módulo de elástico (G') y módulo viscoso (G'') contra el tiempo en escala semilogarítmica, conforme a los parámetros de medición que se mostraron en la **Tabla 16**.

La **Figura 24** y **Figura 25**, muestran el comportamiento de módulo complejo aplicando una frecuencia angular constante de 0.628 rad/s.

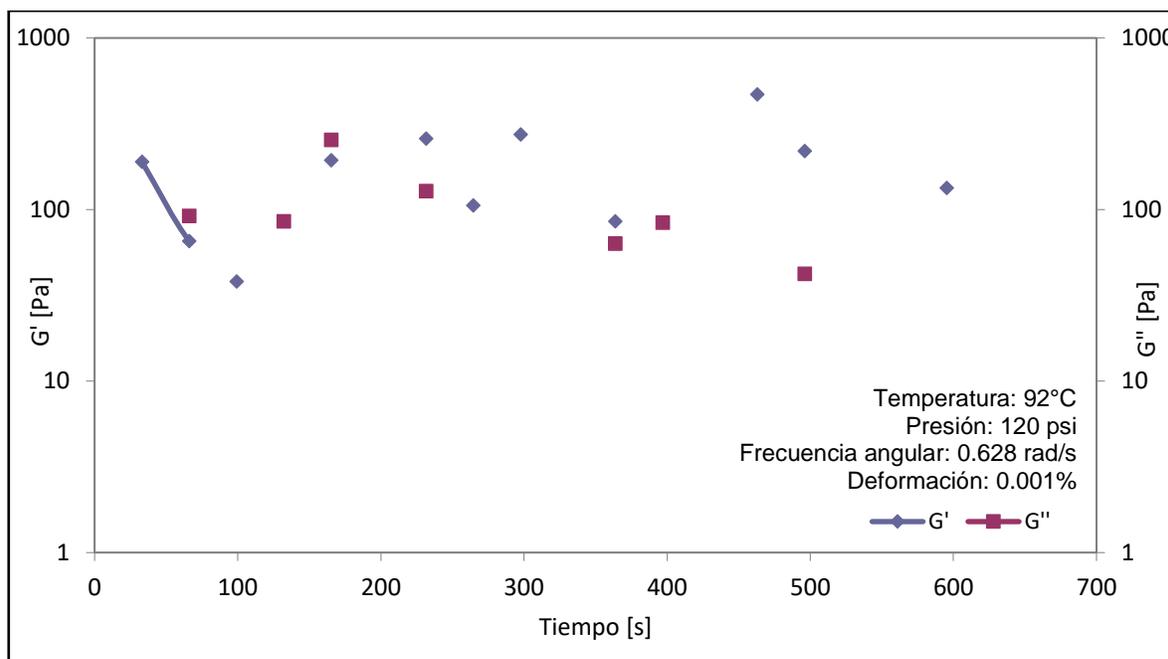


Figura 24. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.001 %.

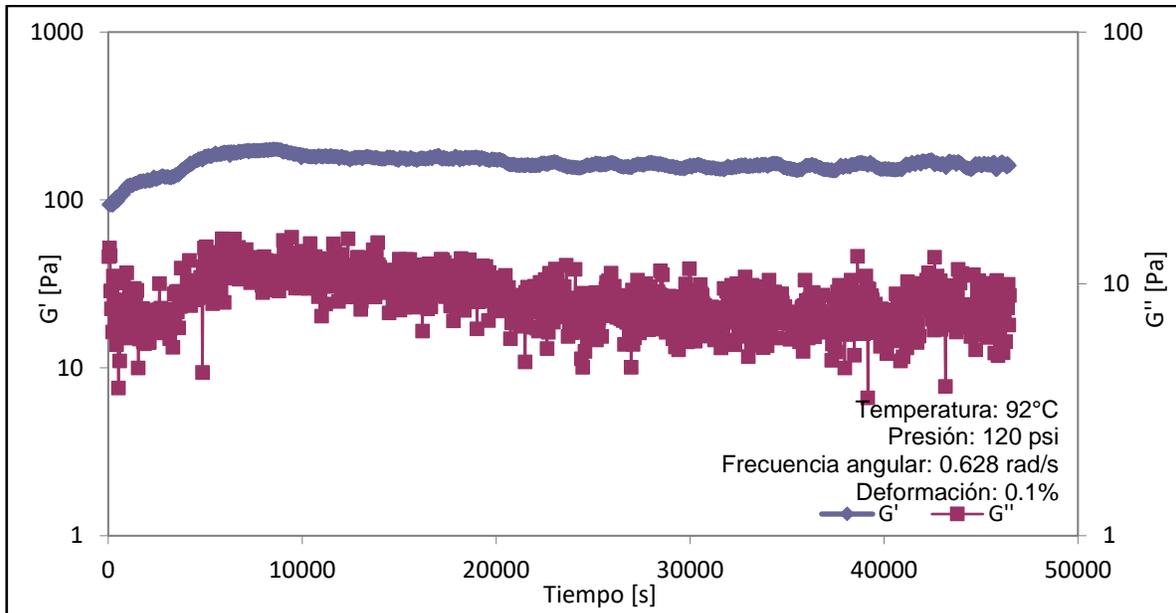


Figura 25. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.1 %.

La **Figura 26** a la **Figura 28**, muestran el comportamiento de módulo complejo aplicando una frecuencia angular constante de 6.28 rad/s.

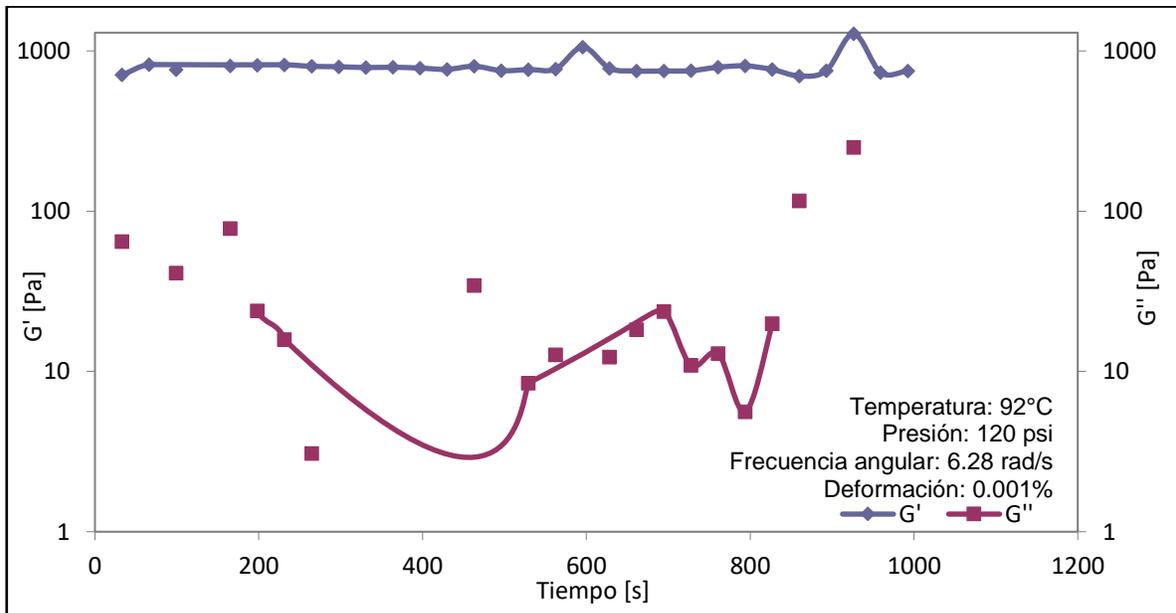


Figura 26. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.001 %.

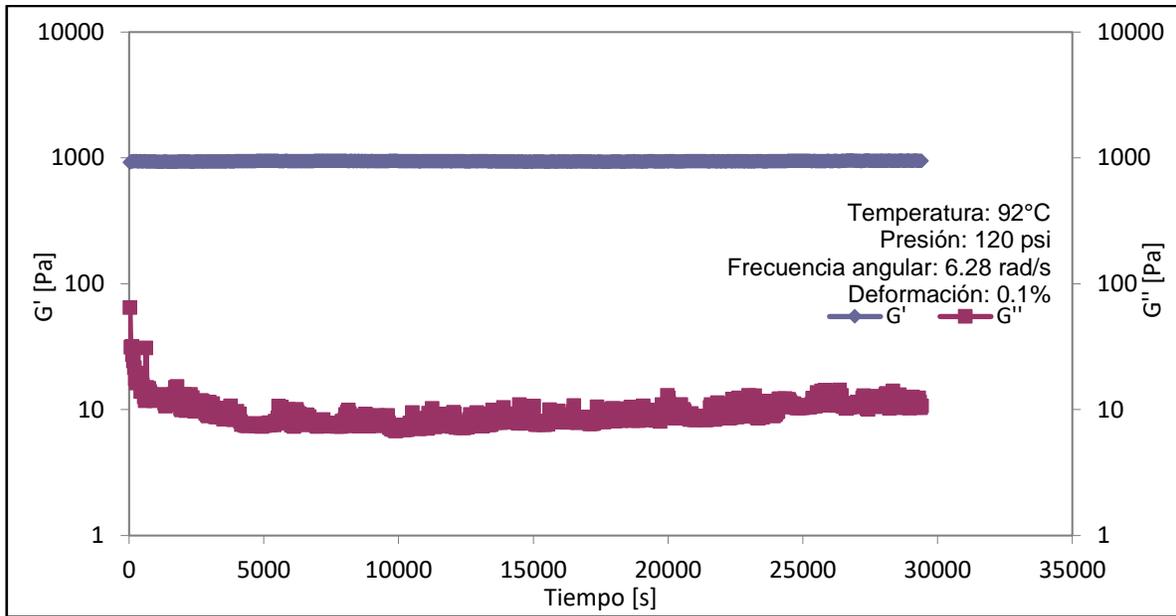


Figura 27. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.1 %.

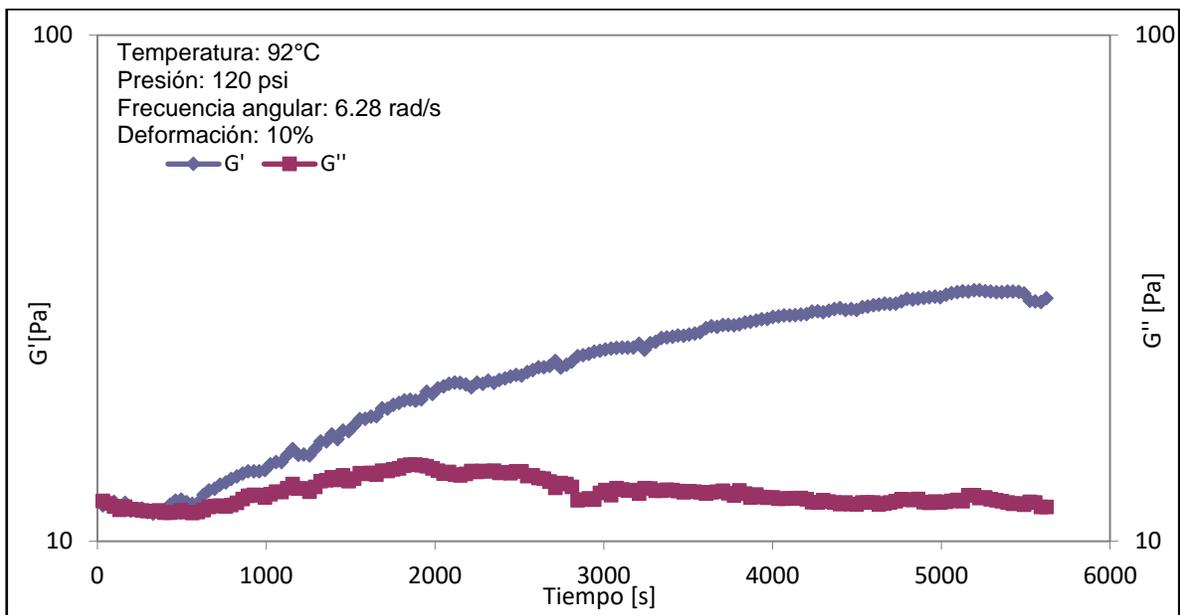


Figura 28. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 10 %.

La **Figura 29** a la **Figura 31**, muestran el comportamiento de módulo complejo aplicando una frecuencia angular constante de 62.832 rad/s.

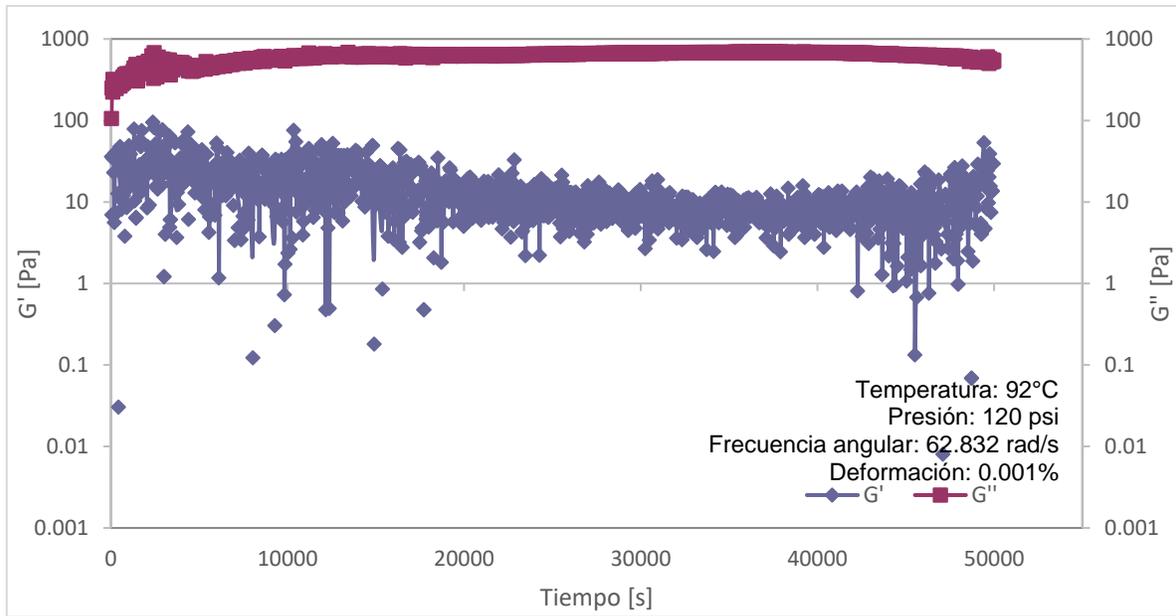


Figura 29. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 0.001 %.

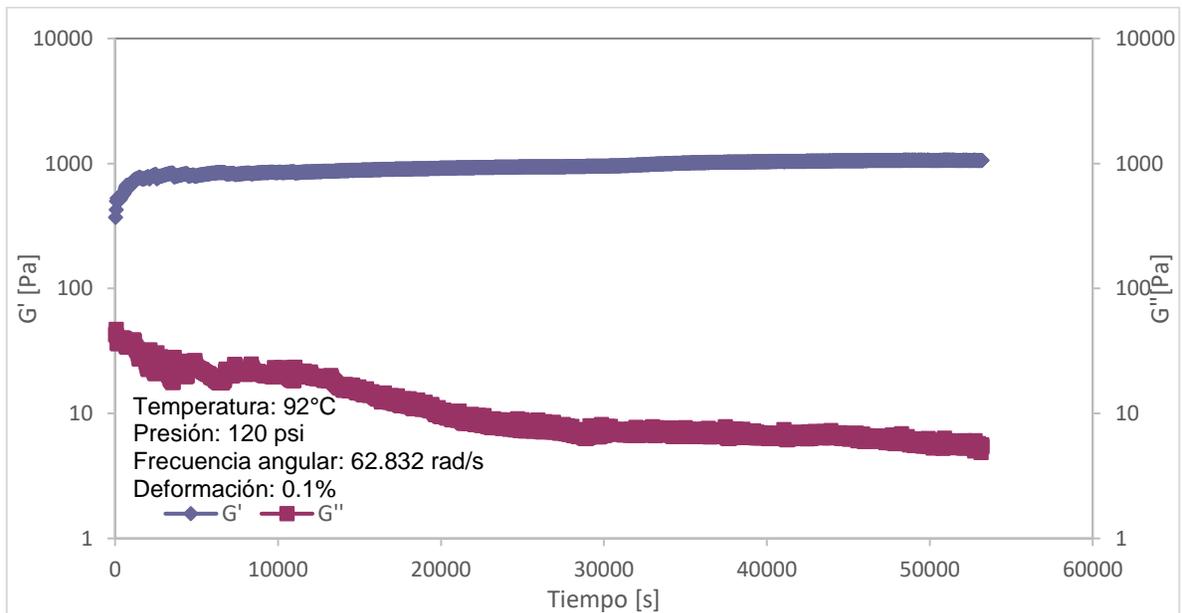


Figura 30. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 0.1 %.

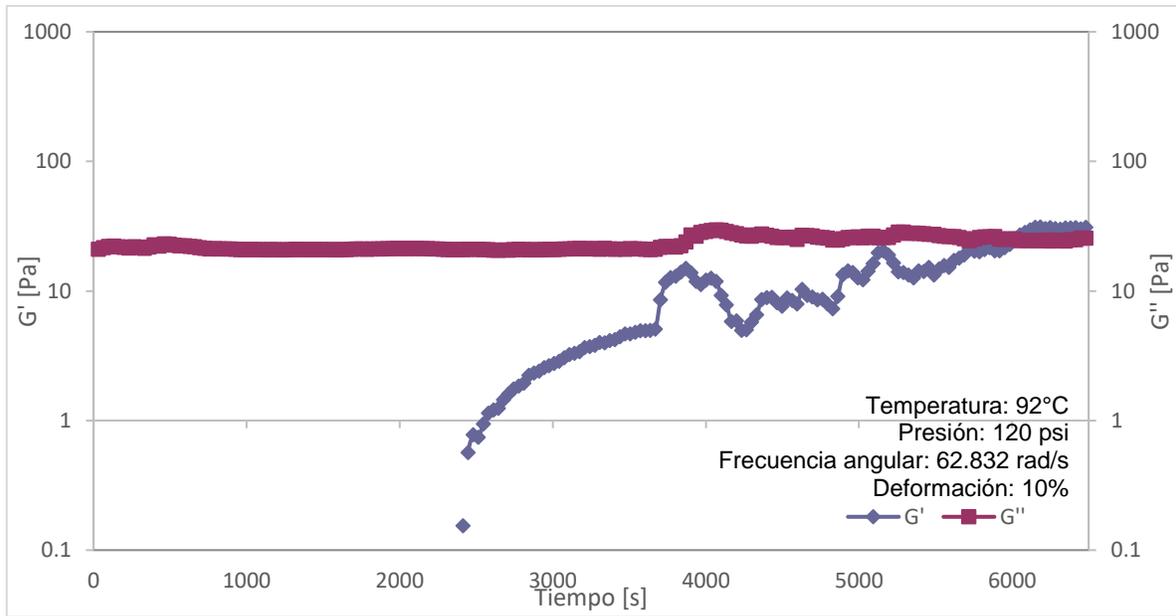


Figura 31. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 10 %.

4.2.3 Evaluación del método de gelación para determinar el tiempo de gelación

A partir de los resultados obtenidos en la sección 4.2.1 y 4.2.2, se seleccionó de cada medición, rotacional y oscilatorio, los parámetros en los cuales fue posible cuantificar el tiempo de gelación.

Para una medición rotacional, a una rapidez de corte constante de 0.01 s^{-1} , fue posible observar el punto de inflexión, punto en que el gelante pasa a ser un gel. El tiempo de gelación para el gel 7, bajo una rapidez de corte de 0.01 s^{-1} , fue de 2,189 s; (36.5 minutos) como se observa en la **Figura 32**.

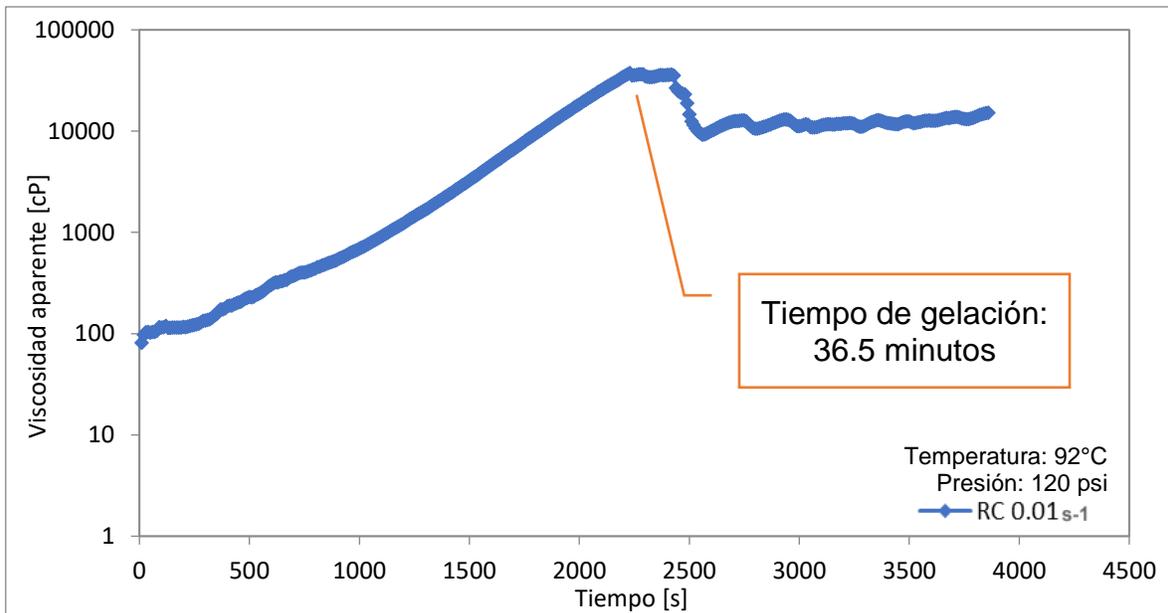


Figura 32. Curva de viscosidad contra tiempo a una rapidez de corte de 0.01 s^{-1} .

Mientras que, para una medición oscilatoria, se fijaron dos frecuencias angulares, con las cuales se logró observar la transición de un fluido viscoso a uno elástico, estas fueron de 6.28 y 62.832 rad/s y una deformación de 10 %. El tiempo de gelación estimado para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 10 % fue de 5,491.9 s; (1.5 horas) como se muestra en la **Figura 33**.

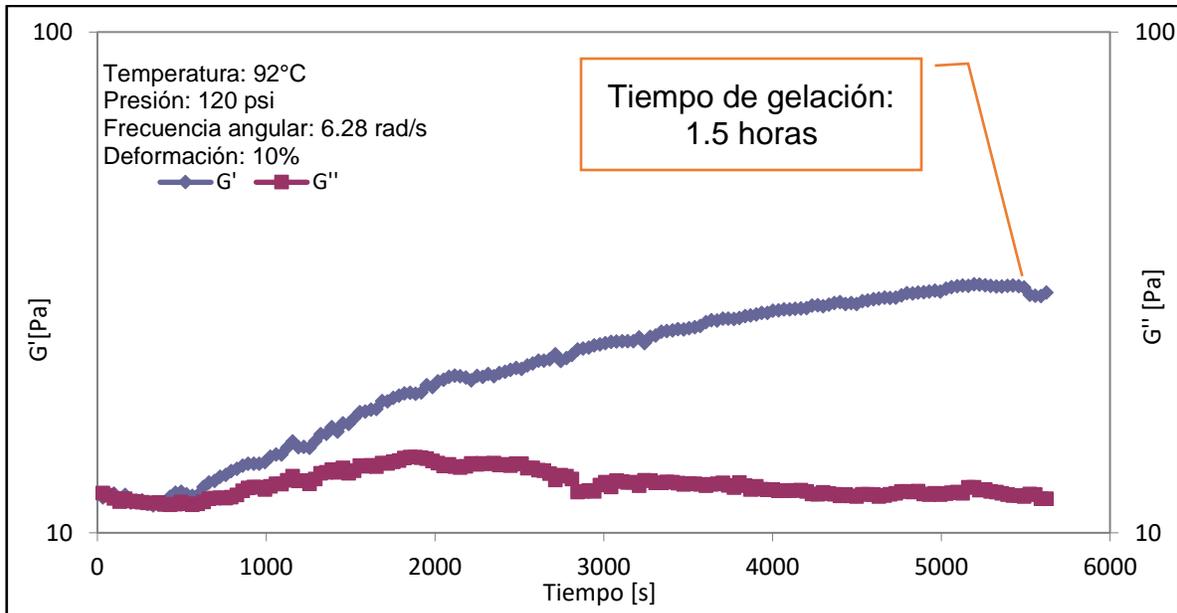


Figura 33. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 [rad/s] y una deformación de 10 [%].

Para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y deformación de 10 % el tiempo de gelación aproximado fue de 6,415 s (1.7 horas) como se muestra en la **Figura 34**.

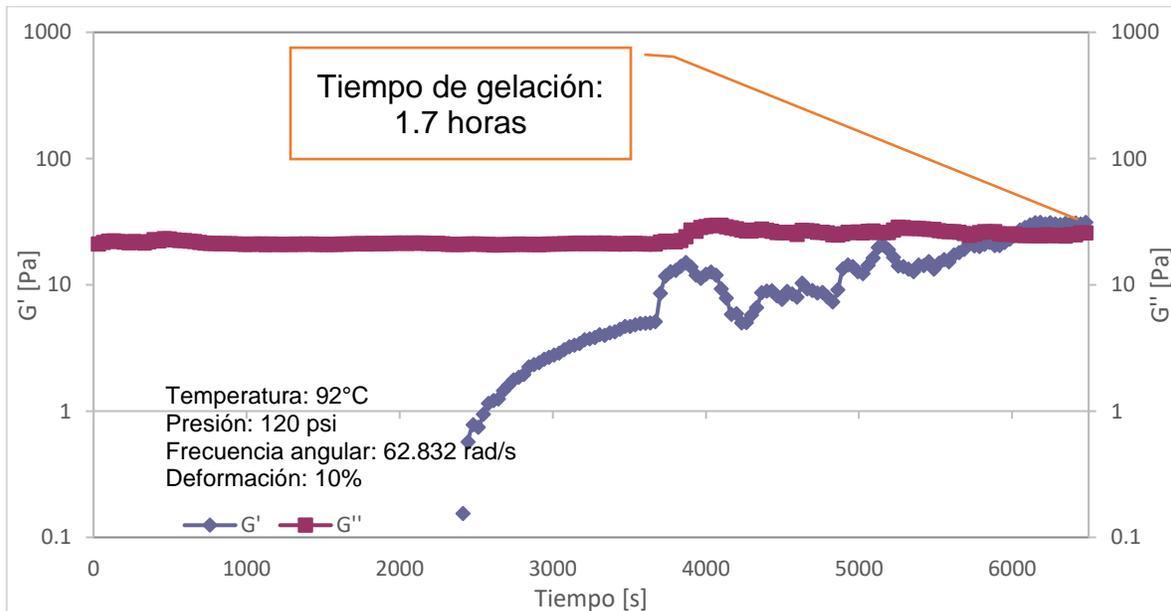


Figura 34. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 10 %.

El método elegido para la estimación del tiempo de gelación fue por medición rotacional debido a que mostró un tiempo más crítico.

4.4 Evaluación del desempeño del gel in-situ

Las pruebas realizadas para evaluar la efectividad del gel seleccionado se muestran en este apartado a una escala de laboratorio. El objetivo de esta prueba fue comprobar que el gel 7 puede actuar como un agente de bloqueo en un medio poroso.

4.4.1 Caracterización del núcleo

Como primera etapa, antes del desarrollo de las pruebas de desplazamiento, se caracterizó el núcleo. La **Tabla 19**, muestra las propiedades petrofísicas obtenidas del núcleo, así como los fluidos utilizados para determinarlas:

Tabla 19. Propiedades petrofísicas del medio poroso.

Propiedad petrofísica	Fluido de medición	Resultado
Φ	N ₂	14.76%
Φ	Salmuera	14.13%
k	Salmuera	106.25 mD
S _{wir}	Salmuera	1.20%
V _{mp}	-	11.15 cc

4.4.2 Ejecución de la fractura en el medio poroso

Con el fin de comprobar que el gel puede actuar como un agente de bloqueo se creó una fractura en el núcleo. El núcleo fue cortado, con ayuda de una cortadora de núcleos, en dos medias cañas teniendo en cuenta que la fractura tuviera las medidas adecuadas para entrar nuevamente en el empaque del permeámetro y el flujo se diversificara en la fractura realizada.

La **Figura 35**, muestra la fractura y los soportes colocados en ella para mantenerla abierta, tales soportes fueron pegados con pegamento epóxico. Se cuantificó el volumen neto de la fractura, 5.7143 cm³, para inyectar solamente la cantidad

requerida de gel in-situ para su bloqueo. Antes del confinamiento del núcleo, en la entrada y salida del empaque fue colocada una malla para evitar el bloqueo de las líneas, en caso de que el gel se desprendiera.

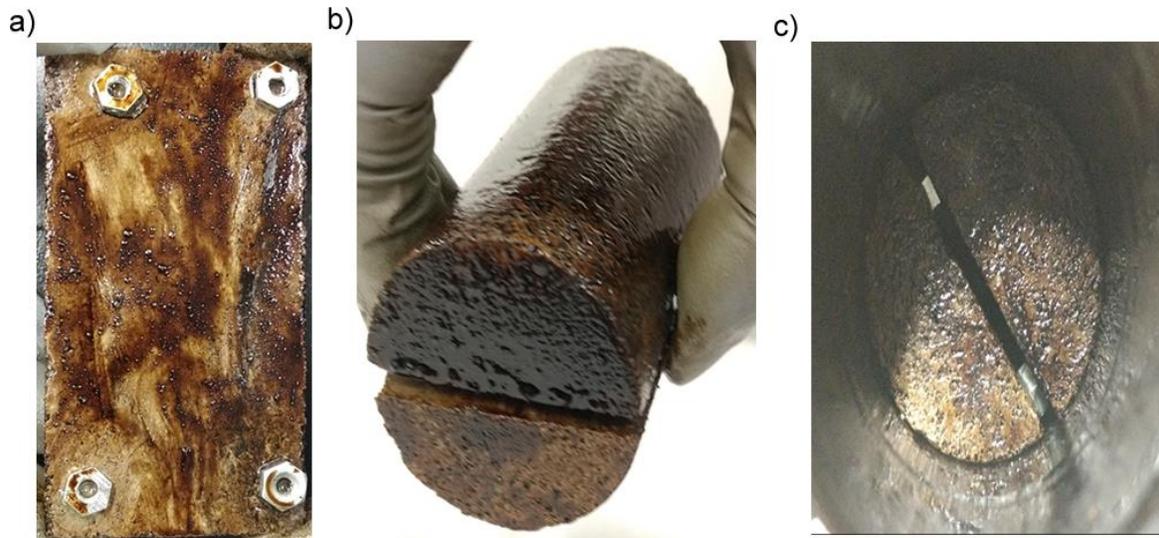


Figura 35. a) Soportes de la fractura, b) Núcleo con fractura abierta y c) Núcleo en el empaque.

El núcleo al ser extraído del permeámetro para cortarlo y cuando nuevamente fue almacenado, se sumergió en un vaso de precipitados con aceite; evitando que el núcleo perdiera el aceite que previamente tenía almacenado, como se observa en la **Figura 36**.



Figura 36. Núcleo sumergido en aceite para evitar el drene de fluidos previamente inyectados.

4.4.4 Desplazamiento de agua con la fractura abierta

El núcleo fue colocado en el sistema de confinamiento, y se reestablecieron las condiciones iniciales de presión. Una vez confinado el sistema, se inyectó salmuera para simular la producción de agua a través de la fractura. En la **Tabla 20** se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 20. Valores obtenidos después del desplazamiento de agua en el medio poroso.

Propiedad	Valor
S_{or}	91.24%
V_{omp}	10.3120 cc

La **Figura 37**, muestra el comportamiento del diferencial de presión cuando se inyectó la salmuera a través de la fractura contra el tiempo.

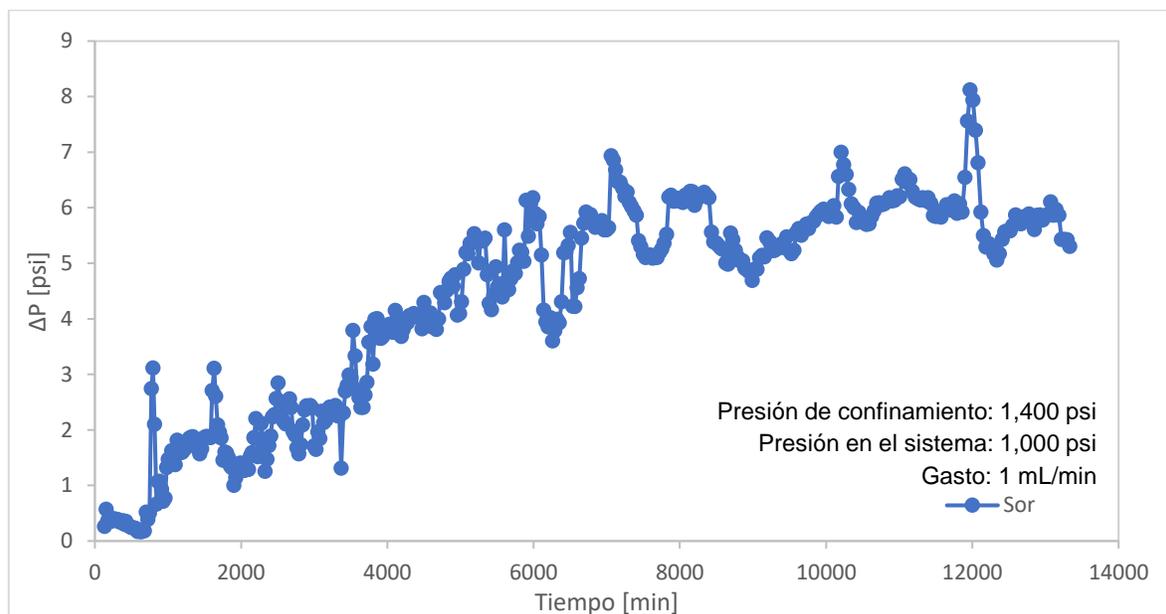


Figura 37. Curva de diferencial de presión contra tiempo del flujo de salmuera a través de la fractura.

4.4.5 Inyección de gelante, añejamiento y desplazamiento de salmuera

El gelante fue elaborado previamente mediante la metodología referida en el Capítulo III, previo a la inyección, la temperatura del sistema fue elevada hasta alcanzar los 92 °C. El volumen inyectado fue de 6 mL, volumen aproximado de la fractura, con el fin de evitar que el gelante penetrara la matriz del medio poroso.

El tiempo de añejamiento del gelante fue de 24 horas para garantizar la formación del gel. Cumpliendo el tiempo de añejamiento del gel en el sistema, la salmuera fue inyectada para comprobar el bloqueo del gel in-situ. La **Tabla 21**, muestra los resultados obtenidos:

Tabla 21. Resultados del desplazamiento de agua con la fractura bloqueada con gel in-situ.

Propiedad	Valor
S_{or}	40.35%
V_{omp}	4.5520 cc
FR	31.03%

La **Figura 38**, muestra la curva de caída de presión contra el tiempo obtenido durante la inyección de salmuera para comprobar la efectividad del gel in-situ. El proceso terminó hasta que no fuera posible cuantificar el volumen de aceite.

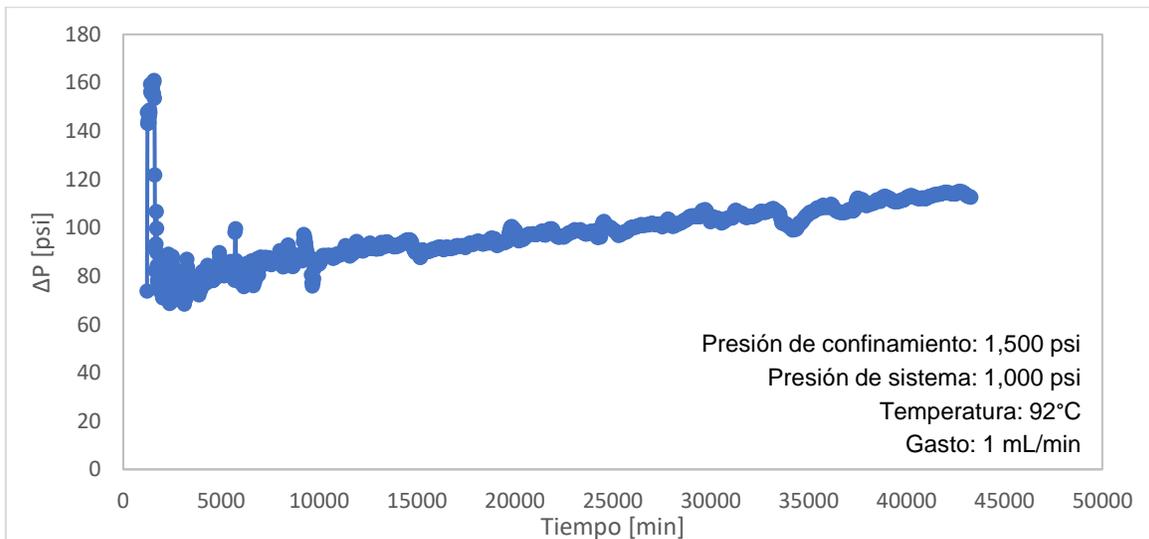


Figura 38. Curva de diferencial de presión contra tiempo con la fractura obstruida por el gel in-situ.

4.4.6 Inyección de tensoactivo y polímero

Finalmente, con el objetivo de comprobar la diversificación del flujo a través del medio poroso, con la fractura bloqueada, y obtener una recuperación adicional de aceite se inyectaron productos de EOR: tensoactivo y polímero.

Primeramente, se inyectó 100 mL de tensoactivo con la finalidad de reducir la tensión existente entre el aceite y el medio poroso. La **Figura 39**, muestra el diferencial de presión obtenido durante la inyección del tensoactivo y la recuperación adicional cuantificada después del desplazamiento con tensoactivo fue de 4.77%.

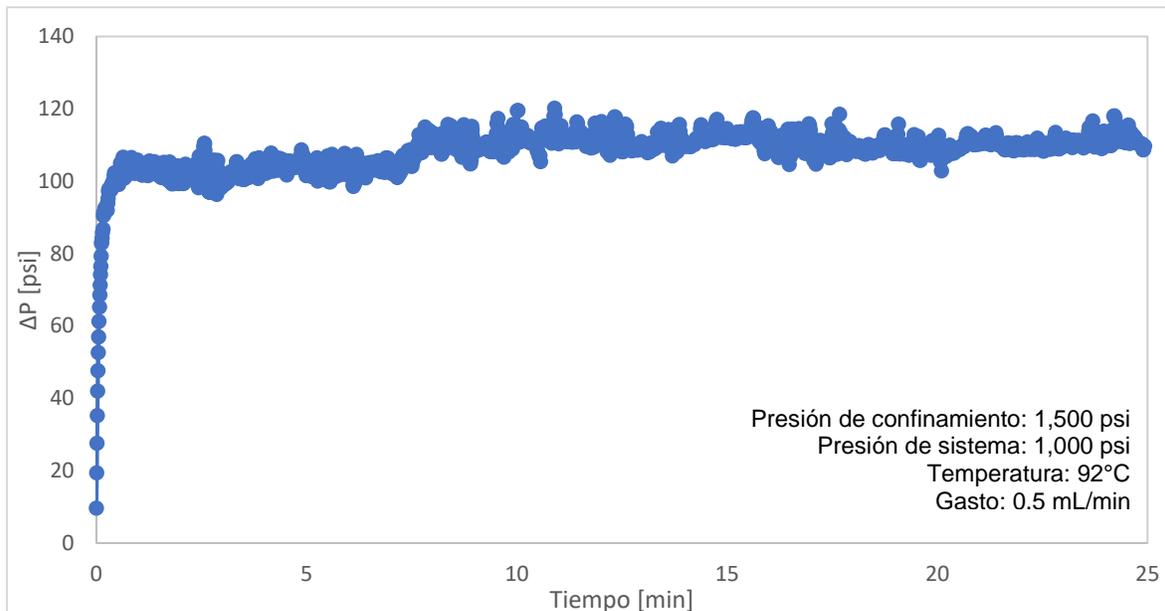


Figura 39. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la inyección de tensoactivo.

Posterior al tensoactivo, se inyectó 60 mL de polímero para mejorar la eficiencia de barrido en el medio poroso, la **Figura 40** muestra el diferencial de presión durante la inyección del polímero; el barrido del polímero en el medio poroso mejoró la recuperación de aceite obteniendo un factor de recuperación de 9.42%.

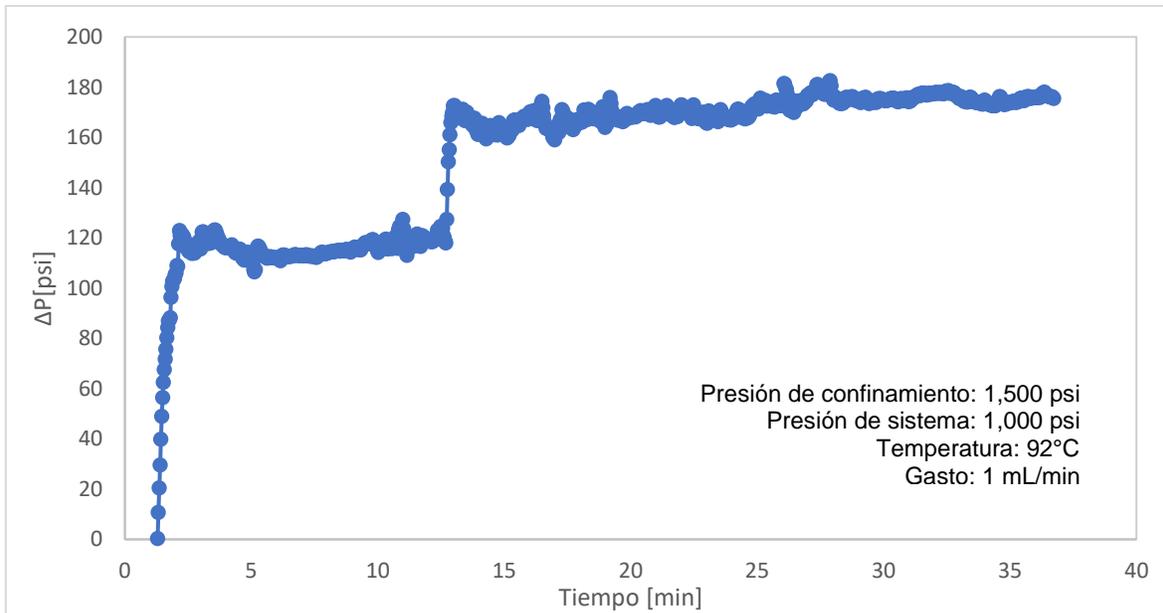


Figura 40. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la inyección de polímero.

Finalmente, la **Figuras 41 y 42** muestran las condiciones físicas encontradas en el núcleo después de las pruebas realizadas.



Figura 41. Estructura del núcleo después del confinamiento.



Figura 42. Parte de la fractura del núcleo con residuos de gel.

CAPÍTULO V. Análisis de Resultados

5.1 Selección del gel in-situ como agente de bloqueo en un medio fracturado

De acuerdo con la información de la **Tabla 18**, se muestra el tiempo cualitativo de sinéresis de cada gel. El tiempo de estabilidad térmica obtenida del gel 1 al gel 6 y del gel 8 al gel 10, fue muy corto; es por ello por lo que estos geles se descartaron para la realización de pruebas de desplazamiento.

En la **Figura 43** se muestra el gel 1, cuyo tiempo de sinéresis fue de 12 días, a pesar de tener un tiempo considerable de estabilidad térmica no fue seleccionado debido al fracturamiento del gel sinerizado, mientras que el gel 2 fue el más inestable debido a su menor tiempo de estabilidad térmica añadiendo que el gel se fracturó.

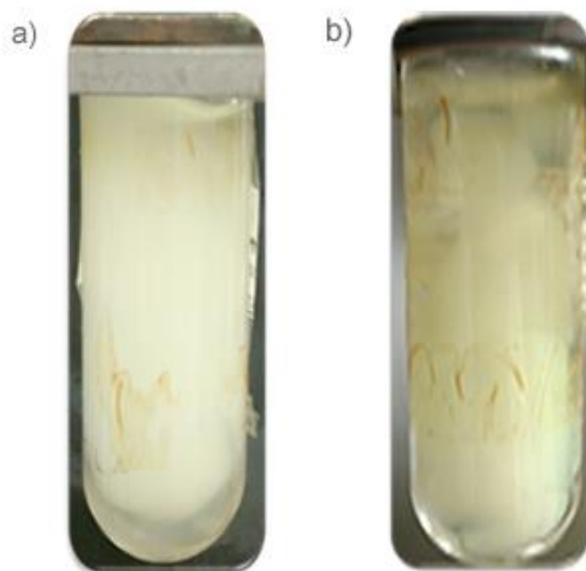


Figura 43. a) Gel 1 sinerizado a 92°C; b) Gel 2 sinerizado a 120°C.

En la **Figura 44**, se muestran los geles 3 y 4, ambos no mostraron un fracturamiento en su estructura, sin embargo, presentó una liberación de agua en la parte de arriba, esta agua puede ser más tóxica debido al entrecruzante utilizado (fenol/HMTA) para su síntesis.

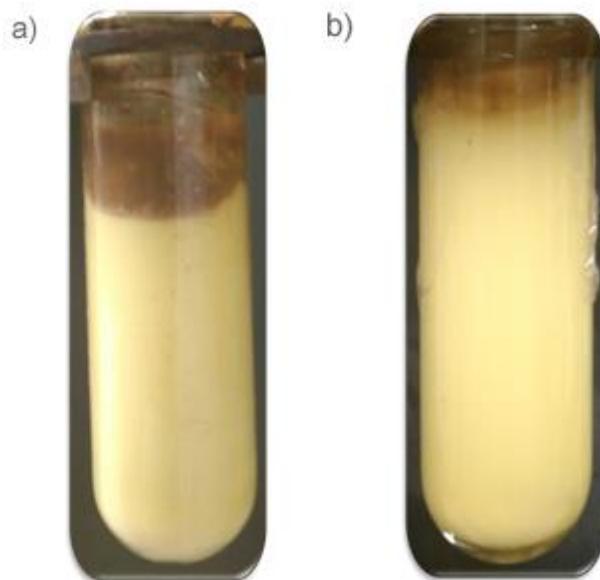


Figura 44. a) Gel 3 sinerizado a 92°C; b) Gel 4 sinerizado a 120°C.

En la **Figura 45** muestra los geles 5, 6 y 7 sinerizados, se observó la liberación de agua en el proceso de sinéresis de los geles, aunque por el tipo de entrecruzante utilizado (PEI) el agua posee una baja toxicidad.

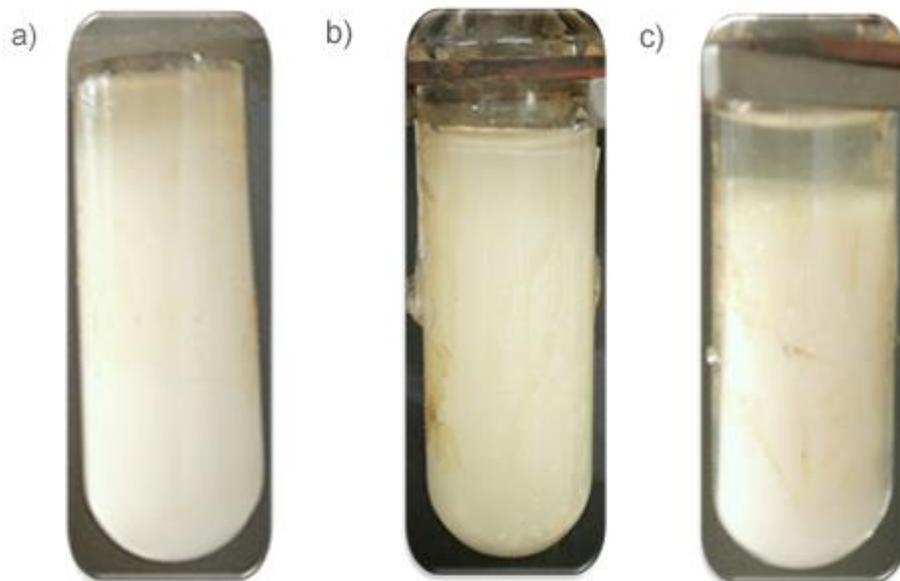


Figura 45. a) Gel 5 sinerizado a 92°C; b) Gel 6 sinerizado a 120°C; c) Gel 8 sinerizado a 120°C.

Para el caso de los geles 9 y 10, no hubo gelación y el polímero se precipitó como se muestra en la **Figura 46**.

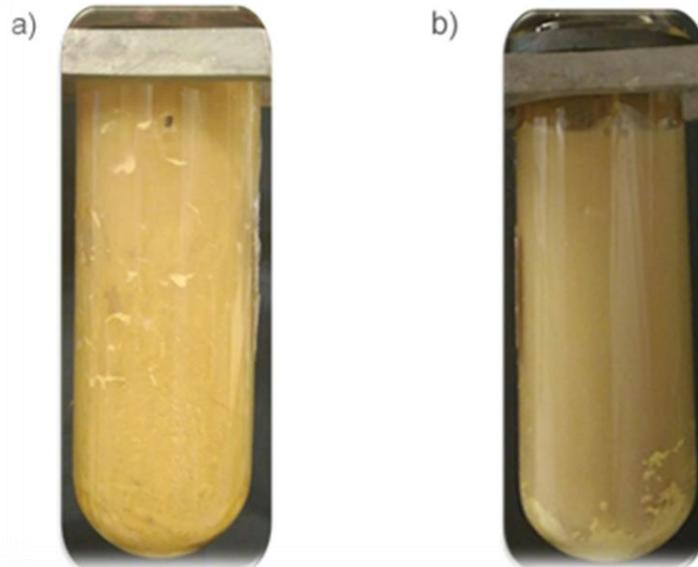


Figura 46. a) Gel 9 sinerizado a 92°C; b) Gel 10 sinerizado a 120°C.

Por lo tanto, el único gel que mostró una mejor estabilidad fue el gel 7. En gelante presentó una viscosidad de 25 cP a 25°C, característica adecuada en un gel para su fácil inyección, al término de su gelación mostró tener una fuerza, de acuerdo con el código Sydansk, en un nivel J, considerado como un gel fuerte. Durante su añejamiento a una temperatura de 92°C tuvo un mejor tiempo de estabilidad térmica y durante la sinéresis no mostró fracturamiento en su estructura como se muestra en la **Figura 47**; añadiendo como beneficio adicional que, el entrecruzante utilizado es de baja toxicidad para el medio ambiente.



Figura 47. Gel 7 sinerizado.

5.2 Evaluación del método de gelación para determinar el tiempo de gelación

A partir de los datos obtenidos de las mediciones de reología bajo una medición rotacional (rapidez de corte) y oscilatoria (frecuencia angular y deformación), fueron seleccionados tres diferentes parámetros bajo los cuales fue posible cuantificar un tiempo aproximado de gelación para el gel 7: una para medición rotacional, 0.01 s^{-1} , y dos para una medición oscilatoria, frecuencia angular de 6.28 y 62.832 rad/s con una deformación de 10 %. Los resultados que no fueron favorables para los objetivos de este trabajo se reportan en el **Apéndice C**.

5.2.1 Medición rotacional

Las diferentes maneras de agitación para cada caso, bajo una rapidez de corte de 0.01 s^{-1} repercutieron en el tiempo de gelación. A una agitación magnética (caso A) a pesar de que, la fase fue heterogénea, tuvo un mejor proceso de gelación y permitió la formación de un gel fuerte. Mientras que a una agitación mecánica (caso B), el gel obtuvo una mejor dispersión del polímero y entrecruzante, sin embargo, eso ocasionó la aceleración de la reacción y al final sólo se pudo formar un gel viscoso de una fuerza débil.

Aunque se obtuvieron diferentes casos de geles, el comportamiento de la curva puede dividirse en cuatro periodos de la siguiente manera como se muestra en la **Figura 48** (Chauteveau, G. et al., 2000):

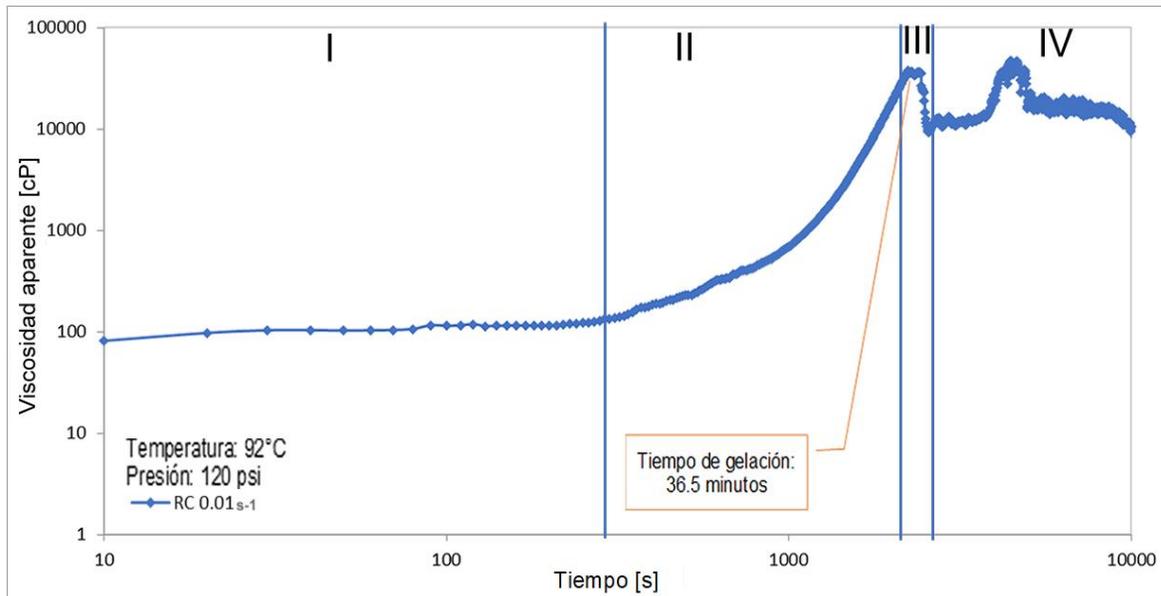


Figura 48. Curva de tiempo de gelación a una rapidez de 0.01 s⁻¹.

- I. Se observó que hay una fase de inducción, es decir, un periodo en el cual hay una reacción inicial de una partícula de polímero con una partícula de entrecruzante, sin embargo, estos agregados siguen siendo pequeños y por esta razón no presentó un cambio abrupto en la viscosidad;
- II. la viscosidad aumentó de manera constante, debido al acoplamiento de dos agregados de polímero/entrecruzante o el acoplamiento de una partícula de polímero con un agregado de polímero/entrecruzante hasta alcanzar el punto de inflexión, o bien, el tiempo de gelación. El tiempo de gelación estimado bajo una rapidez constante de 0.01 s⁻¹, fue de 2,189 s (36.5 minutos) como se observa en la **Figura 48**, periodo III;
- III. se caracteriza por las oscilaciones en la viscosidad del gel; este comportamiento da lugar a que haya existido la formación de puentes de gel entre el rotor y estator del reómetro y que, debido al constante movimiento de estas partes, causó la ruptura del gel que fue sometido constantemente a una velocidad de corte;

- IV. finalmente, las oscilaciones no fueron detectables y la viscosidad del gel disminuyó hasta alcanzar probablemente un valor constante, aunque a un tiempo de 62 minutos se observó un incremento de viscosidad probablemente en este lapso se volvió a crear un puente de gel entre el rotor y estator de la geometría creando que aumentara la viscosidad, aunque posteriormente se destruyó y continuó registrando un valor constante de viscosidad.

5.2.2 Medición oscilatoria

La **Figura 49**, muestra el comportamiento del gel bajo una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 10 %. El comportamiento del módulo complejo a través del tiempo puede dividirse en etapas similares que se analizaron para el gráfico de viscosidad contra tiempo.

- I. Se mantuvo constante el módulo complejo a través del tiempo, ocasionado por las primeras reacciones que hay entre el polímero y entrecruzante, por lo que el tamaño de estos agregados es pequeño, sin embargo, ambos módulos estuvieron superpuestos, indicando que la naturaleza del fluido, bajo estos parámetros, fue viscoelástico;
- II. conforme se incrementó el tiempo de exposición del gel se generaba una mayor cantidad de reacciones, los enlaces ocurrieron entre partículas de polímero y entrecruzante o, a partir del enlace entre dos agregados conformadas con polímeros y entrecruzantes. Es por ello por lo que los valores de los módulos, viscoso y elástico, aumentan;
- III. se observó que el módulo elástico (módulo dominante) incrementó de manera constante hasta alcanzar valores de 30 Pa, indicando que cada vez tendía a ser un fluido elástico. Cuando ambos módulos alcanzaron una estabilidad se consideró como el tiempo de gelación obteniendo un tiempo de 5,491.9 s (1.5 horas).

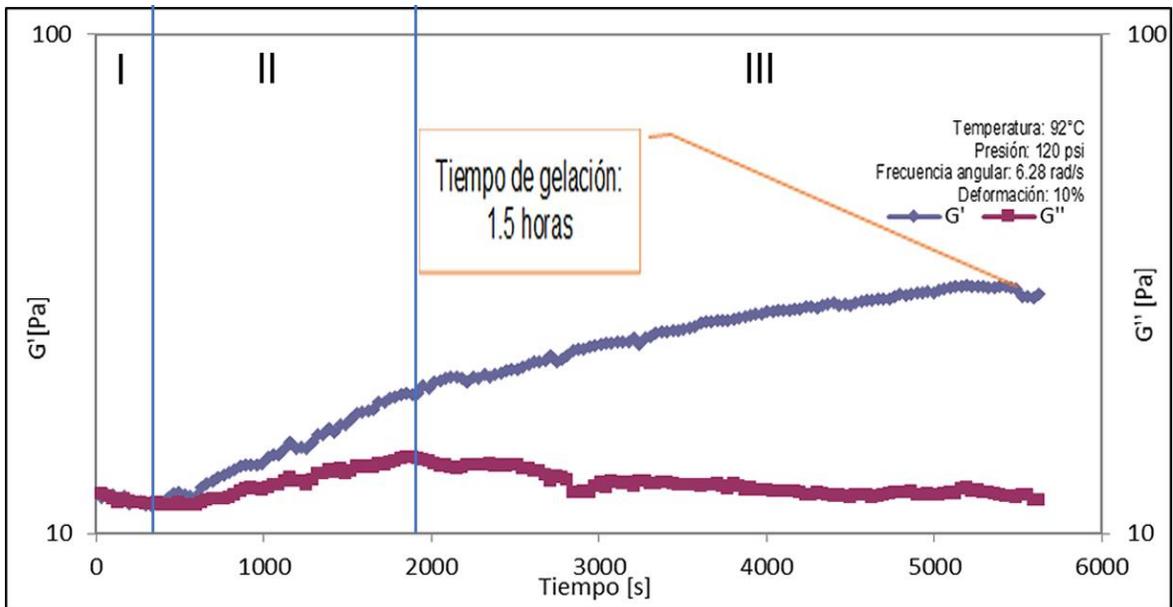


Figura 49. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 10 %.

La curva obtenida bajo una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 10 %, **Figura 50**, muestra semejantes periodos como en la prueba anterior:

- I. el módulo viscoso dominó el comportamiento del fluido, siendo característica de la naturaleza del fluido, a través del tiempo el módulo viscoso se mantuvo constante, mientras que el módulo elástico incrementó su valor, mostrando que las partículas de polímero y entrecruzante se estuvieron entrelazando para formar una red tridimensional;
- II. en ambos módulos hubo un incremento abrupto en sus valores, este comportamiento se debe a la unión entre los agregados de polímeros y entrecruzantes aunque para el módulo elástico hubo periodos en que aumentaba de manera abrupta su valor atribuyéndose a que el gelante se pegaba en la reometría;
- III. los valores del módulo elástico y viscoso se mantuvieron estables, aunque el módulo dominante fue el elástico. Al tiempo en que ambos módulos alcanzaron su estabilidad se le conoce como el tiempo de gelación siendo de 6,415 s (1.7 horas).

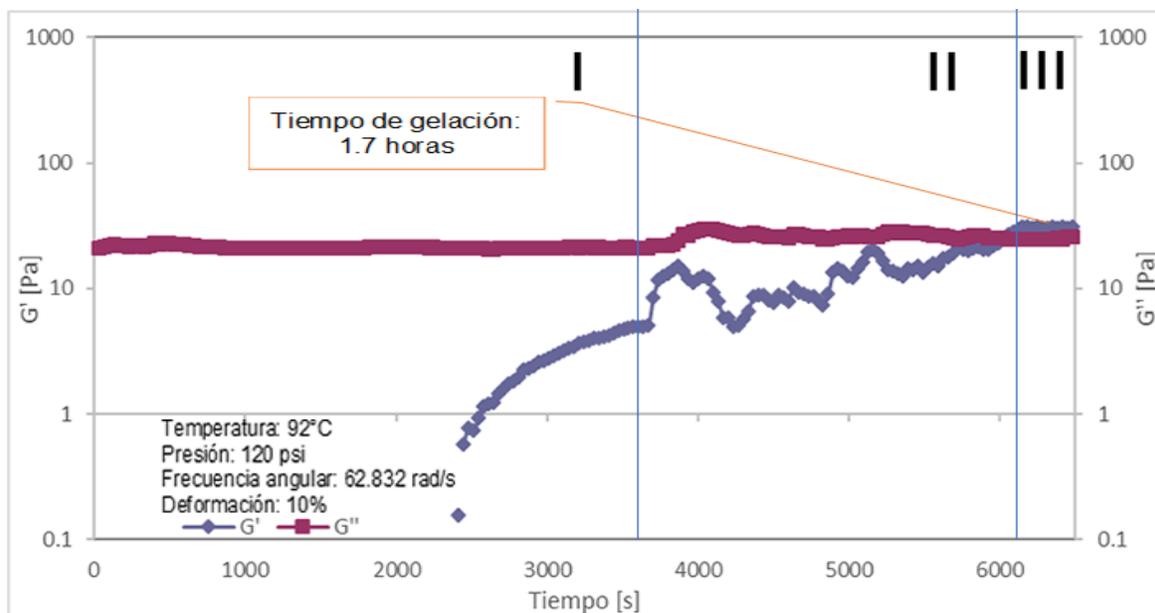


Figura 50. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 10 %.

Para la medición rotacional, en la gráfica mostrada en la **Figura 48**, al punto de inflexión de la curva se le conoce como tiempo de gelación.

En la medición oscilatoria, el momento en que G' y G'' se hayan estabilizado, después de haberse cruzado, como se muestra en la **Figura 49** y **Figura 50**, indica el tiempo de gelación, aunque su veracidad depende de la estequiometría de los grupos funcionales entre el polímero y entrecruzante (Winter, H. 1987, Chambon, F. y Winter, H. 1987).

Por lo tanto, el tiempo obtenido por la medición rotacional (36.5 minutos) fue considerado para las pruebas de desplazamiento, esto debido a que se tomó el tiempo más crítico con el fin de evitar que durante la inyección del gelante se bloquearan las tuberías del sistema y provocara el fracaso del experimento.

5.3 Evaluación del desempeño del gel in-situ

5.3.1 Caracterización del núcleo

Debido al origen del yacimiento, el tipo de roca es una caliza arrecifal, las propiedades cuantificadas corresponden a una buena porosidad e incluso buena permeabilidad, como se muestra en la **Tabla 19**.

La saturación de agua irreductible (S_{wir}) en el núcleo tuvo un valor de 1.20%, éste fue muy bajo debido a las condiciones a las cuales fue inyectado el aceite; ya que el aceite a condiciones ambientales tenía una viscosidad de 21.139 cP mientras que la de la salmuera corresponde a 1.06 cP, es por ello por lo que el aceite logró desplazar a la mayor parte del agua almacenada en el núcleo. En la **Figura 51**, muestra el gráfico de diferencial de presión contra el tiempo alcanzando valores de hasta 187 psi, indicando que efectivamente el aceite paso en la matriz.

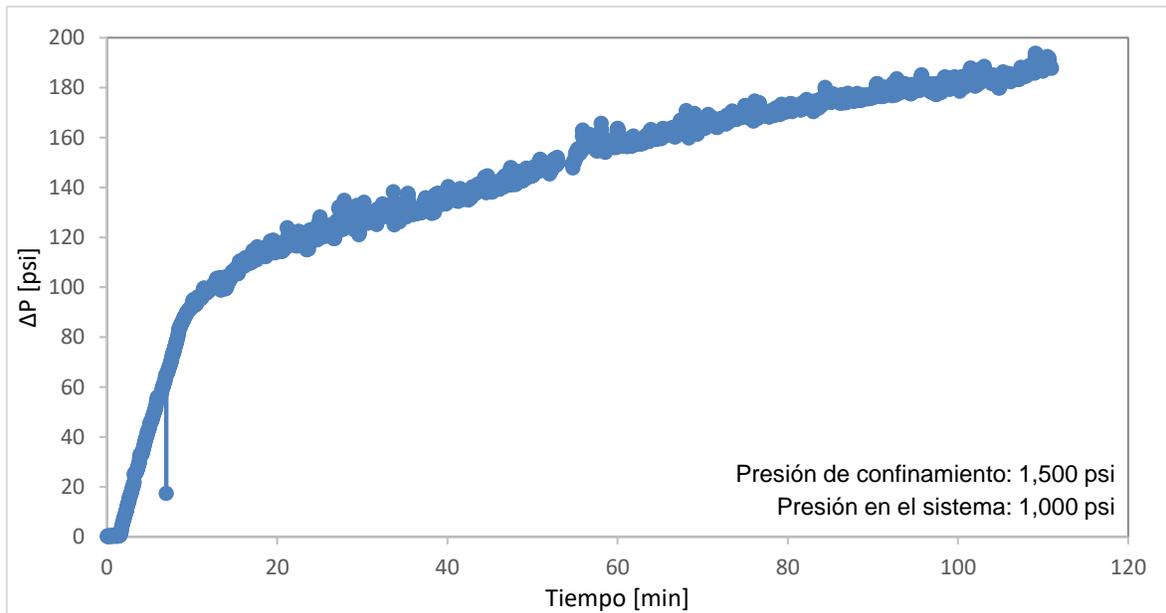


Figura 51. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la determinación de la saturación de agua irreductible (S_{wir}).

5.3.2 Desplazamiento de agua con la fractura abierta

En la **Figura 52** se muestra el desplazamiento de salmuera a través del medio poroso con la fractura abierta, fue posible observar que la fractura se mantuvo abierta debido a los bajos diferenciales de presión que se registraron, señal de que el agua fue canalizada a través de la fractura, se estimó una saturación de aceite residual de 91.42%.

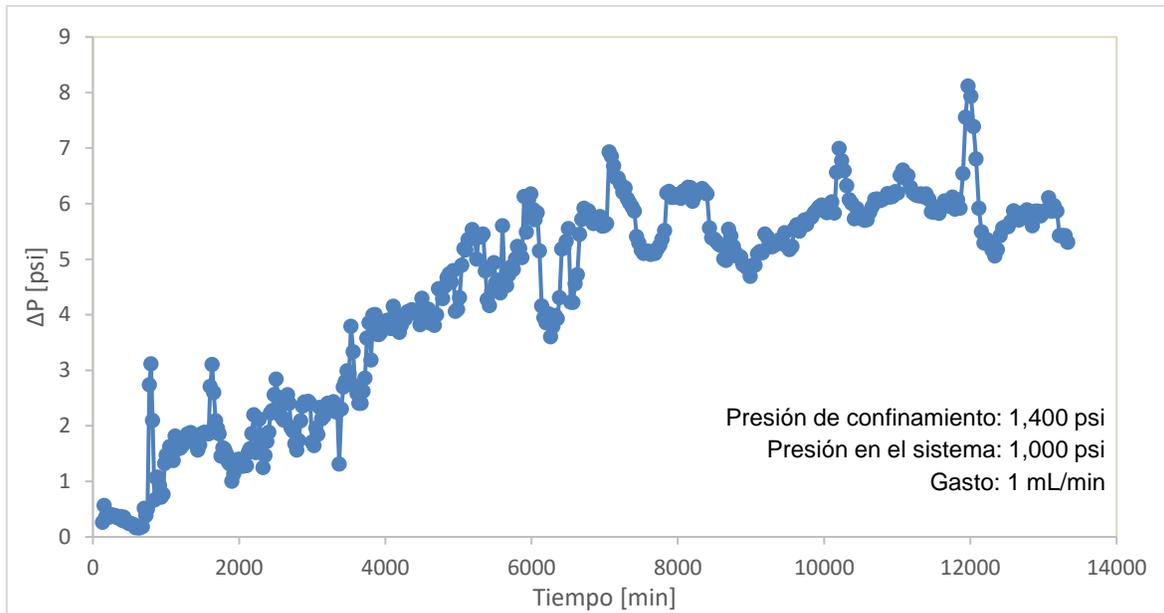


Figura 52. Curva de diferencial de presión contra tiempo del flujo de salmuera a través de la fractura.

5.3.3 Pruebas de desplazamiento con salmuera en la fractura bloqueada por gel in-situ

La **Figura 53** muestra la inyección de salmuera en la fractura bloqueada con gel in-situ, el diferencial de presión registró valores de hasta 112 psi, indicando que en comparación con la **Figura 52** se observó que el agua pasó a través del medio poroso. El volumen de aceite producido fue de 3.46 mL y la prueba finalizó cuando el aceite ya no pudo ser cuantificado. El factor de recuperación correspondiente a la prueba fue de 31.03%, quedando una saturación de aceite remanente de 60.74%. El factor de recuperación fue un valor esperado ya que, de acuerdo con la literatura consultada, los factores variaban entre 18% a 38% empleando el tratamiento del gel in-situ (Wang, J. et al., 2017).

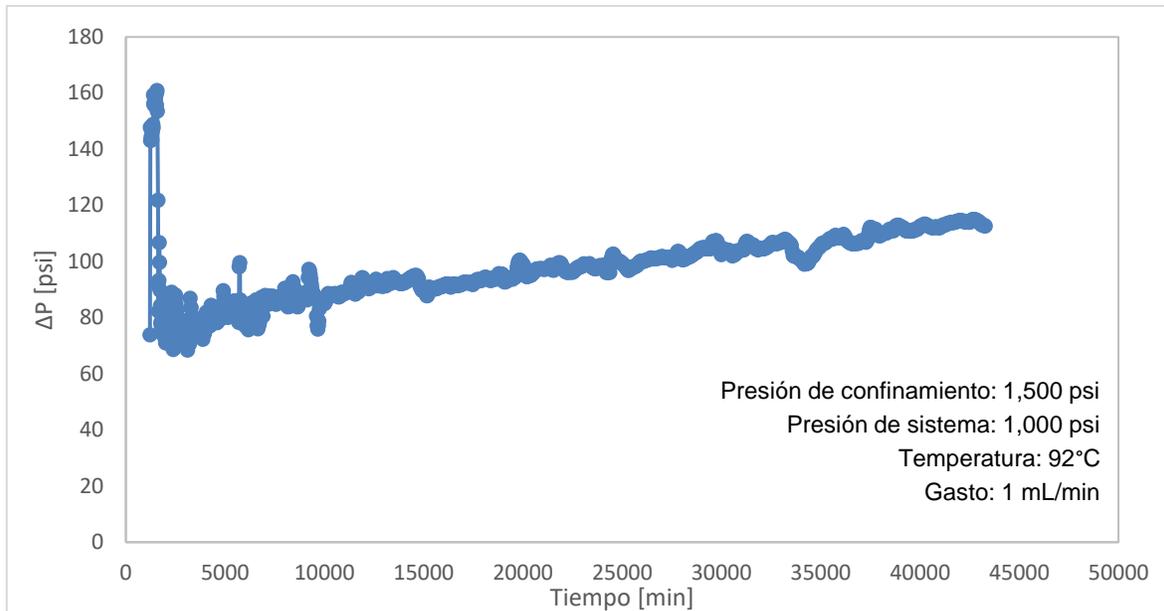


Figura 53. Curva de diferencial de presión contra tiempo con la fractura obstruida por el gel in-situ

5.3.4 Inyección de químicos para una recuperación adicional de aceite

Al final, para comprobar un beneficio adicional con la inyección de químicos, después del tratamiento del gel se inyectó tensoactivo para disminuir las fuerzas intersticiales creadas entre el aceite y el medio poroso durante las pruebas realizadas anteriormente, en la **Figura 54**, se muestra el diferencial de presión obtenido durante la inyección del tensoactivo, al principio de la prueba fue registrado un diferencial de presión aproximado de 10 psi, sin embargo, para un tiempo de 8 minutos incrementó a un valor de 110 psi, indicando que la recuperación de aceite por aplicación del tensoactivo fue muy baja, tomando un valor final de 4.77% y una saturación de aceite residual de 56.03%.

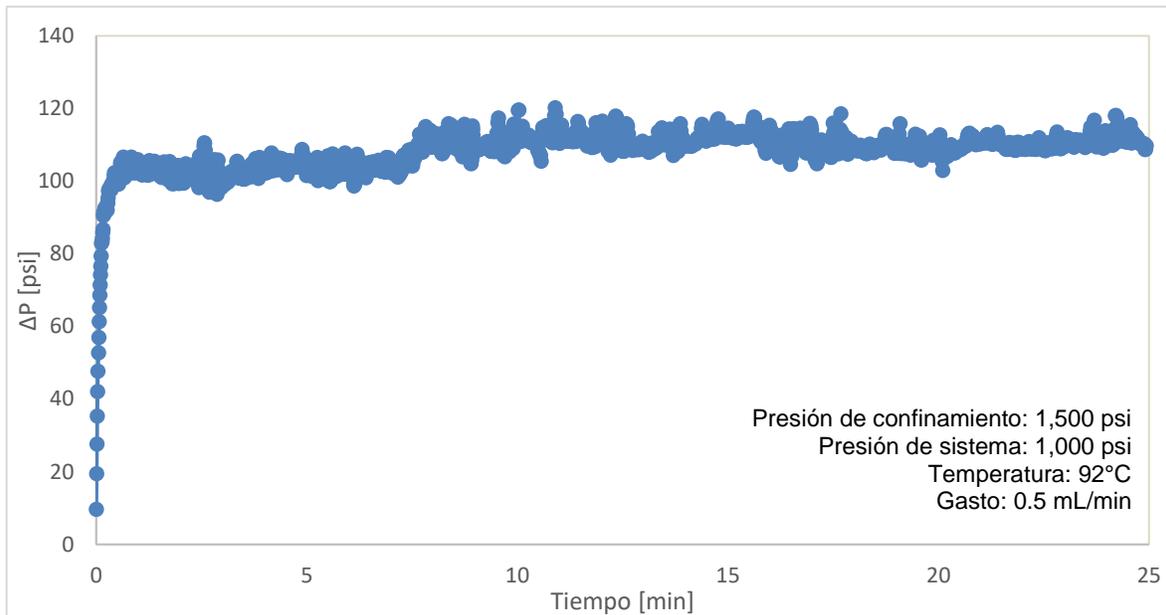


Figura 54. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la inyección de tensoactivo.

Por último, se desplazó polímero con la finalidad de mejorar la eficiencia de barrido después de la inyección del tensoactivo, en la **Figura 55**, se muestra el diferencial de presión contra el tiempo durante la inyección del polímero, al inicio de la prueba se observó una presión de aproximadamente 110 psi; para un tiempo de 13 minutos aumentó el diferencial de presión a 165 psi y finalmente para un tiempo de 25 minutos alcanzó valores de 178 psi. La inyección de polímero tuvo mejores resultados, ese incremento puede ser debido a que haya reducido más la permeabilidad en el medio poroso, ya que los valores alcanzados de diferencial de presión fueron similares a los mostrados en la **Figura 51**, en donde todavía no se realizaba la fractura. Finalmente, el factor de recuperación adicional fue de 9.42% con una saturación de aceite residual de 46.71%.

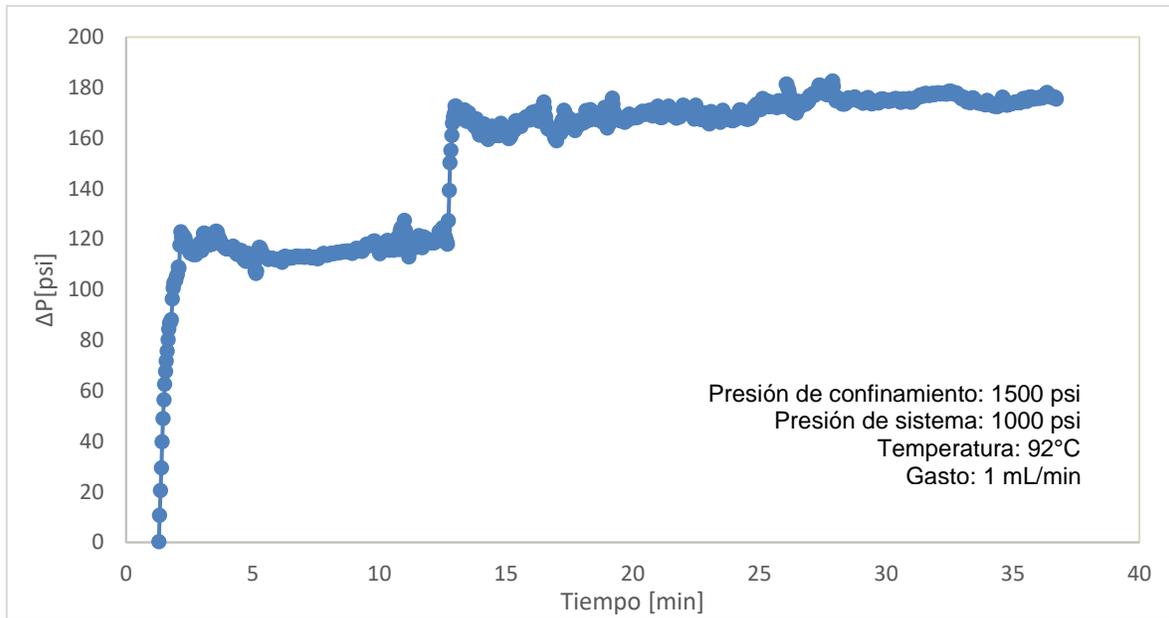


Figura 55. Curva de diferencial de presión contra tiempo durante la inyección de polímero.

CAPÍTULO VI. Conclusiones y Recomendaciones

Las conclusiones de este trabajo son las siguientes:

- El gel 7 (terpolímero+PEI), bloqueó los canales de alta conductividad a condiciones de yacimiento además de que sus características fueron adecuadas para su manejo durante la inyección debido a su baja viscosidad (25 cP a 25°C).
- Las pruebas de desplazamiento realizadas para comprobar la efectividad del gel in-situ resultaron exitosas, esto fue evidente a través de la comparación de los diferenciales de presión alcanzados antes y después del tratamiento; 7 psi y 114 psi, respectivamente, obteniendo un factor de recuperación de 31.03% haciendo fluir solamente agua.
- Adicional, la inyección de productos de recuperación mejorada incrementó el factor de recuperación de aceite. Para la inyección de tensoactivo se obtuvo una recuperación de 4.77% mientras que para polímero se obtuvo 9.42%. En relación con lo anterior, el gel in-situ permite la implementación de fluidos EOR en yacimientos naturalmente fracturados. Al final de las pruebas de desplazamiento se obtuvo un factor de recuperación neto de 45.22% (31.03% con agua, 4.77% con tensoactivo y 9.42% con polímero).

Como recomendaciones se proponen las siguientes:

- Realizar formulaciones de gel cuya estabilidad térmica sea mayor a tres meses (tiempo requerido del tratamiento para el proyecto CONACyT) bajo la temperatura del yacimiento utilizando reactivos químicos amigables con el ambiente.
- Desarrollar más variaciones de parámetros reológicos para la determinación del tiempo de gelación bajo condiciones de temperatura y presión del yacimiento. Para flujo rotacional, evaluar parámetros entre 0.01 a 1 s^{-1} , y para flujo oscilatorio, valores entre 6.28 y 62.832 rad/s de frecuencia angular, mientras que, para la deformación se recomienda evaluar con valores mayores al 10%. Además, determinar para un flujo oscilatorio su dependencia de la estequiometría entre el polímero y el entrecruzante para que el tiempo de gelación pueda ser certero.
- Llevar a cabo las pruebas de desplazamiento con un mayor tiempo de duración, para comprobar el funcionamiento del gel in-situ a través del tiempo y observar el comportamiento cuando se presente el proceso de sinéresis en el gel.

Bibliografía

- Rangel-Germán. (2016). El futuro de la producción de aceite en México EOR e IOR. Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH.
- International Energy Agency (IEA). (2017). World Energy Outlook: The gold standard of energy analysis. <https://www.iea.org/weo/>.
- Ramírez, N. J. (2006). Introducción a la Reología de los Alimentos. Universidad del Valle.
- Mendoza, C. J. (2014). Reometría de Flujos Hiperconcentrados con Equipo Rotacional. Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Nacional de Ingeniería.
- Anton Paar (2018). Basics of Rheology. Consultado de <https://wiki.anton-paar.com/en/basics-of-rheology/>.
- UNSW Sydney. Stress and Strain. Recuperado de <http://www.materials.unsw.edu.au/tutorials/online-tutorials/stress-and-strain>.
- Mezger, T. G (2006). The Rheology Handbok. 2da. Edición. Vincentz.
- Bailey, B., et. al. (2000). Control de Agua. Oilfield Review, 32-53.
- Arnold, R., et al. (2004). Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilfield Review, 30-45.
- Needham, R. B., et al. (1974). Control of Water Mobility Using Polymers and Multivalent Cations. SPE 4747.
- Ortiz, R. P., et al. (2004). Field Applications of Low Molecular-Weight Polymer Activated with an Organic Crosslinker for Water Conformance in South Mexico. SPE-90449-MS.
- Temizel, C., et al. (2016). Production Optimization under Injection of Biopolymer, Synthetic Polymer and Gels in a Heterogeneous Reservoir. SPE-184079-MS.
- Mischenko, I. T., et al. (2001). Enhanced Oil Recovery Methods. Russian State Gubkin University of Oil and Gas.
- Chairman, J. E. et al. (1976). Enhanced Oil Recovery: An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States 1976 to 2000. National Petroleum Council.

- Al-Muntasheri, G. A. et al. (2007). Evaluation of a New Cost-Effective Organic Gel System for High Temperature Water Control. IPTC 11080.
- Willhite, G. P. y Pancake, R.E. (2008). Controlling Water Production Using Gelled Polymer Systems. SPE-89464-PA.
- Eoff, L. et al. (2007). Worldwide Field Applications of a Polymeric Gel System for Conformance Applications. SPE 98119.
- Al-Muntasheri, G. A. et al. (2010). Water Shut-off with Polymer Gels in A High Temperature Horizontal Gas Well: A Success Story. SPE 129848.
- Chauveteau, G. et al. (2000). Controlling Gelation Time and Microgel Size for Water Shutoff. SPE 59317.
- Vasquez, J. et al. (2003). Laboratory Evaluation of High-Temperature Conformance Polymer Systems. SPE 80904.
- PEMEX (2013). Provincia Petrolera Tampico-Misantla.
- Kakadjian, S. et al. (1999). Dynamic Rheology as a Method for Quantify Gel as S. SPE 50751.
- Padra, A. et al. (2000). Evaluation of Gelation Systems for Conformance Control. SPE 59322.
- Wang, J. et al. (2017). A Laboratory Study of In-Depth Gel Treatment to Improve Oil Recovery. SPE-188036-MS.
- Al-Muntasheri, G. A. et al. (2008). Gelation Kinetics and Performance Evaluation of an Organically Crosslinked Gel at High Temperature and Pressure. SPE 104071.
- Salgaonkar, L y Prasanta D. (2012). Laboratory Evaluation of Organically Crosslinked Polymer for Water Shutoff in High-Temperature Well Applications. SPE 163279.
- Hardy M. et al. (1999). The First Carbonate Field Application of a New Organically Crosslinked Water Shutoff Polymer System. SPE 50738.
- Cheung, S. K. y Quilter, R. M. (1998). Design and Implementation of a Gel Treatment to Shut Off Water in a High-Temperature, High-Pressure Fractured Reservoir. SPE 49075.

- Chauveteau, G. et al (2000). Controlling Gelation Time and Microgel Size for Water Shutoff. SPE 59317.
- Jiu Liu y Seright R. S. (2000). Rheology of Gels Used for Conformance Control in Fractures. SPE 59318.
- SNF Floerger (2016). <http://www.oilproduction.net/files/EOR%20Handbook.pdf>, Recuperado 17 de febrero de 2019.
- Baojun B., Jia Z. y Mingfei Y. (2015). A comprehensive Review of Polyacrylamide Polymer Gels for Conformance Control. Petroleum Exploration and Development, volumen 42.
- Amir Z. et al. (2018). In Situ Organically Crosslinked Polymer Gel for High Temperature Reservoir Conformance Control: A Review. Polymer Advanced Technologies.
- Deolarte, C. et al. (2008). Successful Combination of an Organically Crosslinked Polymer System and a Rigid-Setting Material for Conformance Control in Mexico. SPE 112411.
- Mercado. M, et al. (2009). Successful Field Application of a High-Temperature Conformance Polymer in Mexico. SPE 120966.
- Zhu, D. et al. (2019). Evaluation of Terpolymer-Gel Systems Crosslinked by Polyethylenimine for Conformance Improvement in High-Temperature Reservoirs. SPE-194004-PA.
- Chairman, J. E. et al. (1976). Enhanced Oil Recovery: An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States: 1976 to 2000. National Petroleum Council.
- Hasmat, M. et al. (2016). Crosslinked Polymeric Gel as Loss Circulation Materials: An Experimental Study. SPE-182740-MS.
- Crespo, F. et al. (2014). Development of a Polymer Gel System for Improved Sweep Efficiency and Injection Profile Modification of IOR/EOR Treatments. IPTC 17226.
- El-Karsani, K. et al. Gelation of a Water-Shutoff Gel at High Pressure and High Temperature: Rheological Investigation. SPE 173185.

- Vasquez, J. et al. (2005). Development and Evaluation of High-Temperature Conformance Polymer Systems. SPE-93156-MS.
- Wang, J. et al. (2017). A Laboratory Study of In-Depth Gel Treatment to Improve Oil Recovery. SPE-188036-MS.
- Winter, H. (1987). Can the Gel Point of a Cross-linking Polymer Be Detected by the G' - G'' Crossover? Polymer Engineering and Science, Vol. 27 No. 22.
- Chambon, F. y Winter, H. (1987). Linear Viscoelasticity at the Gel Point of a Crosslinking PDMS with Imbalanced Stoichiometry. The Society of Rheology.

Apéndice A

La **Tabla 22** y **Tabla 23** muestran el Código Sydansk utilizado para la determinación de la fuerza de un gel in-situ.

Tabla 22. Código Sydansk (1/2).

Código	Definición	Ejemplo
A	Ningún gel formado	
B	Gel altamente fluido	
C	Gel fluyente	
D	Gel moderadamente fluido	
E	Gel escasamente fluido	

Tabla 23. Código Sydansk (2/2).

Código	Definición	Ejemplo
F	Gel no fluyente altamente deformable	
G	Gel no fluyente moderadamente deformable	
H	Gel no fluyente ligeramente deformable	
I	Gel rígido	
J	Gel totalmente rígido	

Apéndice B

En esta sección se describe la metodología utilizada para la caracterización del medio poroso. La **Figura 56**, muestra la metodología desarrollada para la caracterización del núcleo.

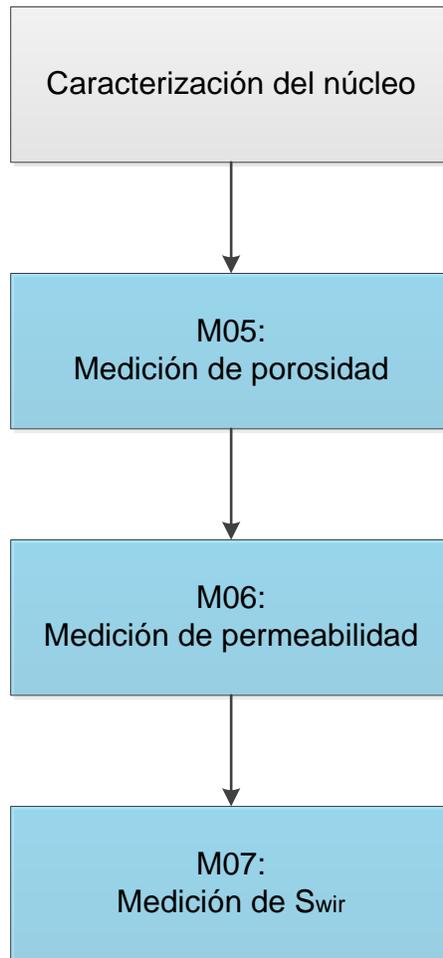


Figura 56. Metodología desarrollada para la caracterización del núcleo.

B.1 Caracterización del núcleo

El análisis del núcleo es vital para determinar las propiedades de la matriz de la roca. Con el objetivo de caracterizar el núcleo se evaluó su porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreductible.

B.1.1 M05 Determinación de la porosidad

Objetivo: determinar la porosidad en el medio poroso.

Esquema de trabajo:

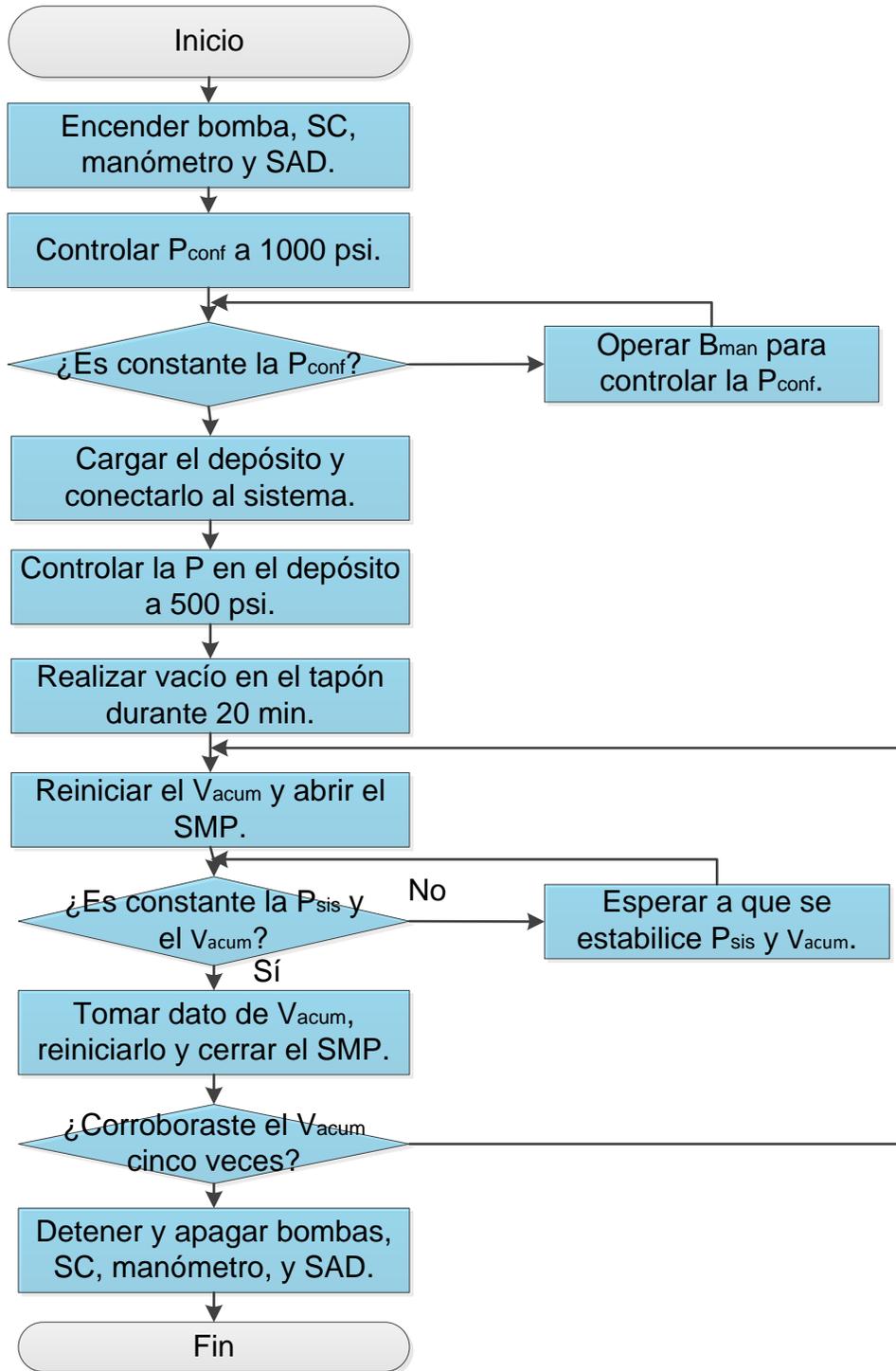


Figura 57. Diagrama de trabajo para la determinación de porosidad del núcleo.

Procedimiento Experimental:

1. Encender la bomba, sistema de cómputo, manómetro, sistema de adquisición de datos y los servicios requeridos para el funcionamiento del equipo (compresor, vacío y aire).
2. Ejecutar el software de la bomba y el de medición de permeabilidad. Establecer presión de seguridad en el software de las bombas.
3. Ingresar los datos en el software de medición de permeabilidad para verificar que la presión de confinamiento sea de 1,000 psi. En caso de que la presión se encuentre por debajo del valor, se va a operar la bomba manual para alcanzar la presión de 1,000 psi, de lo contrario se verifica que la presión se mantenga estable y se detiene el programa.
4. Cargar el depósito con el fluido a desplazar (N_2 y salmuera) y conectarla dentro del sistema del permeámetro. Seleccionar en el software de la bomba el modo operativo de presión constante, establecer la presión a 500 psi y operar la bomba, primero se establecerá la presión en el depósito del fluido y posteriormente en las líneas antes de entrar al sistema del tapón empacado.
5. Conectar la línea de vacío en la salida del sistema del tapón empacado. Mantener cerrada la línea de entrada del sistema mientras que la línea de salida se abre. Durante 20 minutos se mantiene el sistema de esta manera y después se cierra la línea de salida.
6. Reiniciar el volumen acumulativo, almacenar y guardar el archivo de los datos generados en el software de la bomba.
7. Abrir la línea de entrada al sistema del tapón empacado. Esperar a que se estabilice la presión a 500 psi y que el volumen acumulativo no varíe. Registrar el volumen acumulativo.
8. Reiniciar nuevamente el volumen acumulativo en el software de la bomba y se cierra la línea de entrada al sistema.
9. Verificar la medición del volumen acumulativo cinco veces, para esto se van a repetir los pasos del 5 al 9.

10. Detener la bomba y el almacenamiento de datos en el software de la bomba. Apagar la bomba, sistema de cómputo, manómetro, sistema de adquisición de datos y los servicios requeridos para el funcionamiento del equipo (compresor, vacío y aire).

B.1.2 M06 Determinación de la permeabilidad

Objetivo: determinar la permeabilidad absoluta en el medio poroso.

Esquema de trabajo:

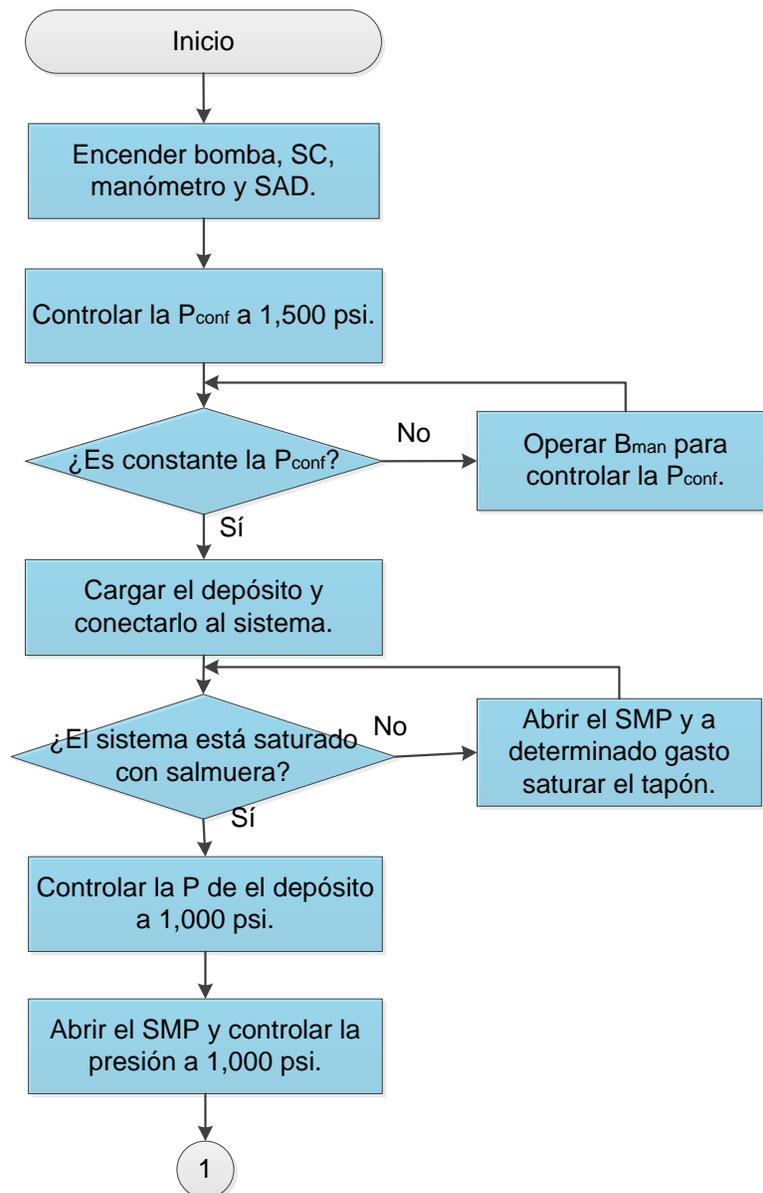


Figura 58. Diagrama de trabajo para la medición de permeabilidad en el núcleo (Parte 1/2).

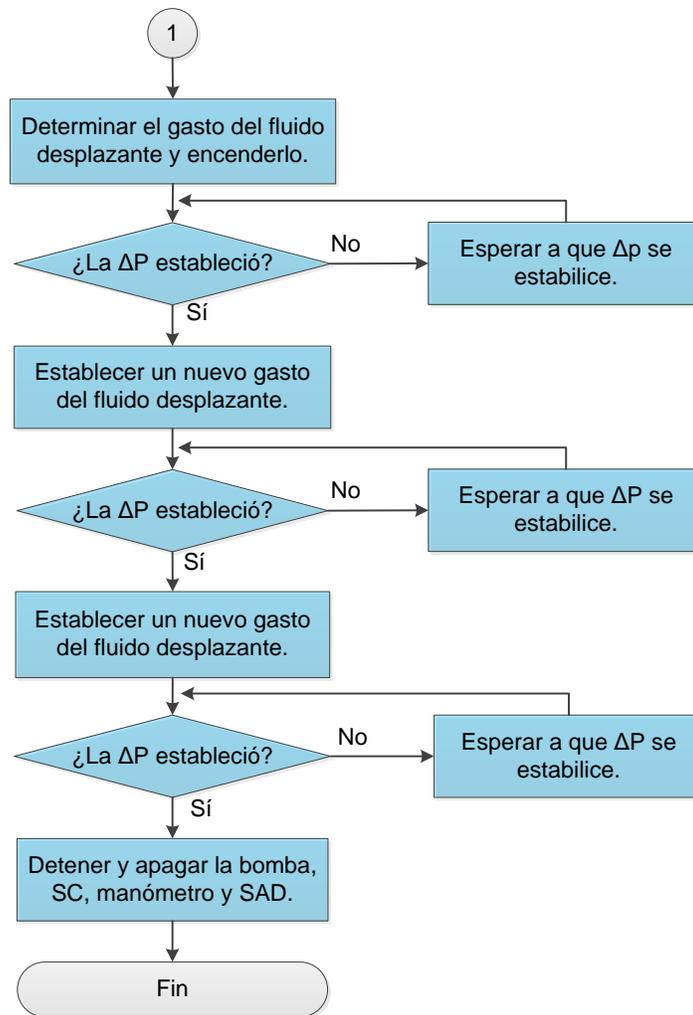


Figura 59. Diagrama de trabajo para la medición de permeabilidad en el núcleo (Parte 2/2).

Procedimiento Experimental:

1. Encender la bomba, sistema de cómputo, manómetro, sistema de adquisición de datos y los servicios requeridos para el funcionamiento del equipo (compresor y aire).
2. Ejecutar el software de la bomba y el de medición de permeabilidad. Establecer presión de seguridad en el software de las bombas.
3. Ingresar los datos en el software de medición de permeabilidad para verificar que la presión de confinamiento sea de 1,500 psi. En caso de que la presión se encuentre por debajo del valor, se va a operar la bomba manual para

alcanzar la presión de 1,500 psi, de lo contrario se verifica que la presión se mantenga estable y se detiene el programa.

4. Cargar el depósito con salmuera y conectarla dentro del sistema del permeámetro. Seleccionar en el software de la bomba el modo operativo de presión constante, establecer la presión a 1,000 psi y operar la bomba, primero se establecerá la presión en el depósito y posteriormente en las líneas antes de entrar al sistema del tapón empacado.
5. Saturar el tapón con el fluido a desplazar, manteniendo las líneas de entrada y salida abiertas mientras que las líneas del transductor se mantienen cerradas. Seleccionar en el software de la bomba el modo operativo de gasto constante, establecer el gasto a 1 mL/min y accionar la bomba. Cuando salga fluido por la línea de la BPR se detiene la bomba.
6. Seleccionar nuevamente en el software de la bomba el modo operativo de presión constante, verificar que las líneas de entrada y salida del sistema estén abiertas, así como la línea de la BPR y operar la bomba hasta que la presión se haya establecido en el sistema y se detiene la bomba.
7. Ejecutar el software de medición de permeabilidad e ingresar la información adicional y comenzar la medición de la permeabilidad absoluta.
8. Abrir las líneas del transductor, teniendo en cuenta que el valor de diferencial de presión no sobre pase el valor de seguridad.
9. Seleccionar en el software de la bomba el modo operativo de gasto constante, establecer el gasto a 0.5 mL/min y accionar la bomba. Esperar a que el diferencial de presión se estabilice.
10. Repetir el paso 9 para los siguientes gastos: 1, 2, 4, 5 y 8 mL/min. Esperar a que el diferencial de presión se estabilice y finalmente detener la bomba. Cerrar la línea del transductor y detener el software de medición de permeabilidad.
11. Cerrar la línea de entrada al sistema del tapón empacado y apagar la bomba, sistema de cómputo, manómetro, sistema de adquisición de datos y los servicios requeridos para el funcionamiento del equipo (compresor y aire).

B.1.3 M07 Determinación de la saturación de agua irreducible

Objetivo: determinar la saturación de agua irreducible en el medio poroso.

Esquema de trabajo:

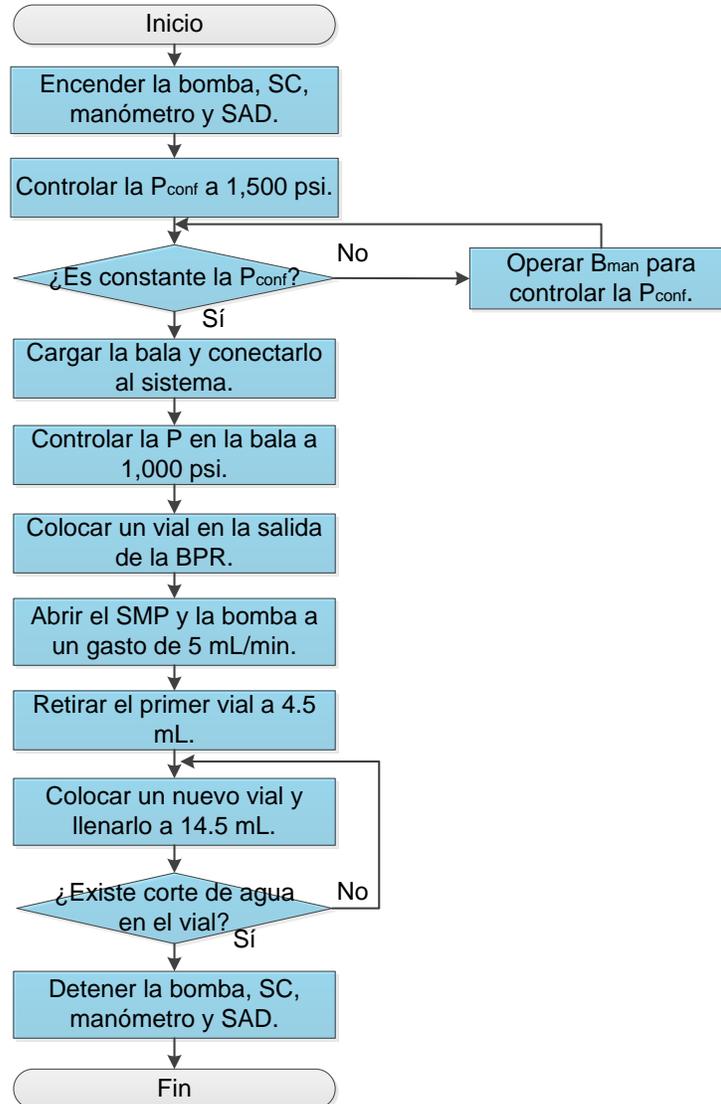


Figura 60. Diagrama de trabajo para la medición de Swir.

Procedimiento Experimental:

1. Encender la bomba, sistema de cómputo, manómetro, sistema de adquisición de datos y los servicios requeridos para el funcionamiento del equipo (compresor y aire).

2. Ejecutar el software de la bomba y el de medición de permeabilidad. Establecer presión de seguridad en el software de las bombas.
3. Ingresar los datos en el software de medición de permeabilidad para verificar que la presión de confinamiento sea de 1,500 psi. En caso de que la presión se encuentre por debajo del valor, se va a operar la bomba manual para alcanzar la presión de 1,500 psi, de lo contrario se verifica que la presión se mantenga estable y se detiene el programa.
4. Cargar la bala con el aceite y conectarla dentro del sistema del permeámetro. Seleccionar en el software de la bomba el modo operativo de presión constante, establecer la presión a 1,000 psi y operar la bomba, primero se establecerá la presión en la bala y posteriormente en las líneas antes de entrar al sistema del tapón empacado.
5. Colocar un vial en la salida de la BPR para medir el volumen de agua.
6. Abrir las líneas del transductor, teniendo en cuenta que el valor de diferencial de presión no sobre pase el valor de seguridad.
7. Seleccionar en el software de la bomba el modo operativo de gasto constante, establecer un gasto de 5 mL/min. Antes de operar la bomba se abre la línea de entrada al sistema del tapón empacado y posteriormente se acciona la bomba.
8. Retirar el primer vial con un volumen de 4.5 mL, ya que este es el volumen muerto que se encuentra en las líneas del sistema. Los demás viales se van a llenar con un volumen de 14.5 mL hasta que el corte de agua sea igual a cero.
9. Detener la bomba, cerrar la línea de entrada al sistema del tapón empacado y cerrar las líneas del transductor.
10. Apagar la bomba, sistema de cómputo, manómetro, sistema de adquisición de datos y los servicios requeridos para el funcionamiento del equipo (compresor y aire).

Apéndice C

En esta sección se reporta el análisis de resultados de las pruebas realizadas para la selección del método experimental para la evaluación del tiempo de gelación del gel in-situ reportado en el Capítulo IV apartado 4.2. Se analizaron los resultados que no fueron de interés para el objetivo de este trabajo.

C.1 Flujo rotacional

La **Figura 61**, muestra las dos curvas del tiempo de gelación, viscosidad contra tiempo, para el gel 7 bajo diferentes valores de rapidez de corte, 1 s^{-1} y 10 s^{-1} . Para la rapidez de corte de 1 s^{-1} , se observó que, para un tiempo de 0 a 6 minutos y medio el gelante tuvo un periodo de inducción, esta es la parte inicial del proceso en donde comienza la reacción de las moléculas del polímero con el entrecruzante, sin embargo, las moléculas siguen siendo pequeñas. Posteriormente la viscosidad fue incrementando de manera muy paulatina y después de una hora y media, la fuerza del gel sólo alcanzó valores de hasta 50 cp, a pesar de que comenzó la formación del gel bajo una rapidez de corte de 1 s^{-1} , la fuerza del gel fue muy débil como para implementarlo en las pruebas de desplazamiento.

Para la variación de 10 s^{-1} , en un tiempo de 6 minutos y medio se observó un breve periodo de inducción como la prueba anterior, sin embargo la viscosidad comienza a disminuir, probablemente este comportamiento se deba a que las moléculas (polímero/entrecruzante) que apenas se están formando sean a su vez destruidas por la alta rapidez de corte aplicada en el gel, aunque después de un periodo existen algunas moléculas que, a pesar del corte aplicado se comienzan a entrelazar y formar una molécula más grande ocasionando un pequeño aumento en la viscosidad, no obstante ésta alcanza un punto (aproximadamente 1,939 s) en el que vuelve a disminuir paulatinamente, a pesar de un aumento en la viscosidad los máximos valores alcanzados fue de 1 cP, por lo tanto, el gelante sometido bajo una rapidez de corte de 10 s^{-1} no fue posible la formación de un gel, posiblemente sólo se obtuvieron algunas partes que empezaron a gelar, sin embargo, no adquirieron la fuerza de un gel fuerte.

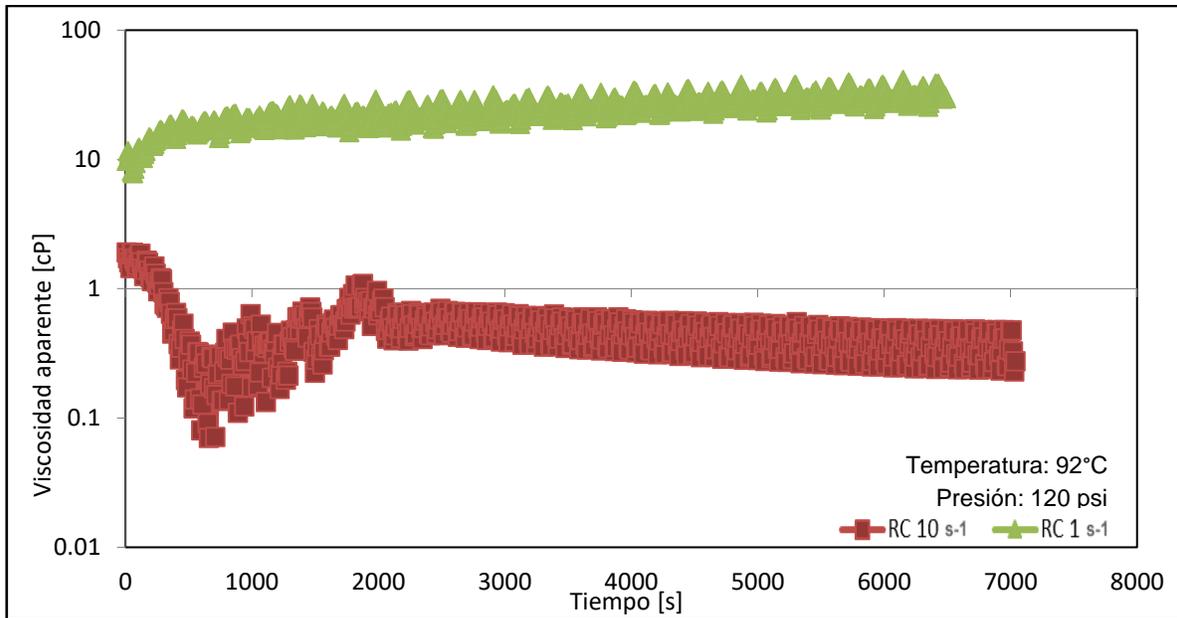


Figura 61. Comparación de curvas de viscosidad contra tiempo bajo diferente rapidez de corte (0.01 s^{-1} , 1 s^{-1} y 10 s^{-1}).

C.2 Flujo oscilatorio

La **Figura 62** muestra el comportamiento registrado del módulo complejo (viscoso y elástico) bajo los siguientes parámetros: frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.001% . A parámetros bajos, existió demasiada sensibilidad en el equipo, de tal manera que los datos registrados no pudieran cuantificarse de manera continua además que el equipo no mostró que módulo dominaba el comportamiento del fluido. Por esta razón la prueba se interrumpió a un tiempo de 700 s (12 minutos).

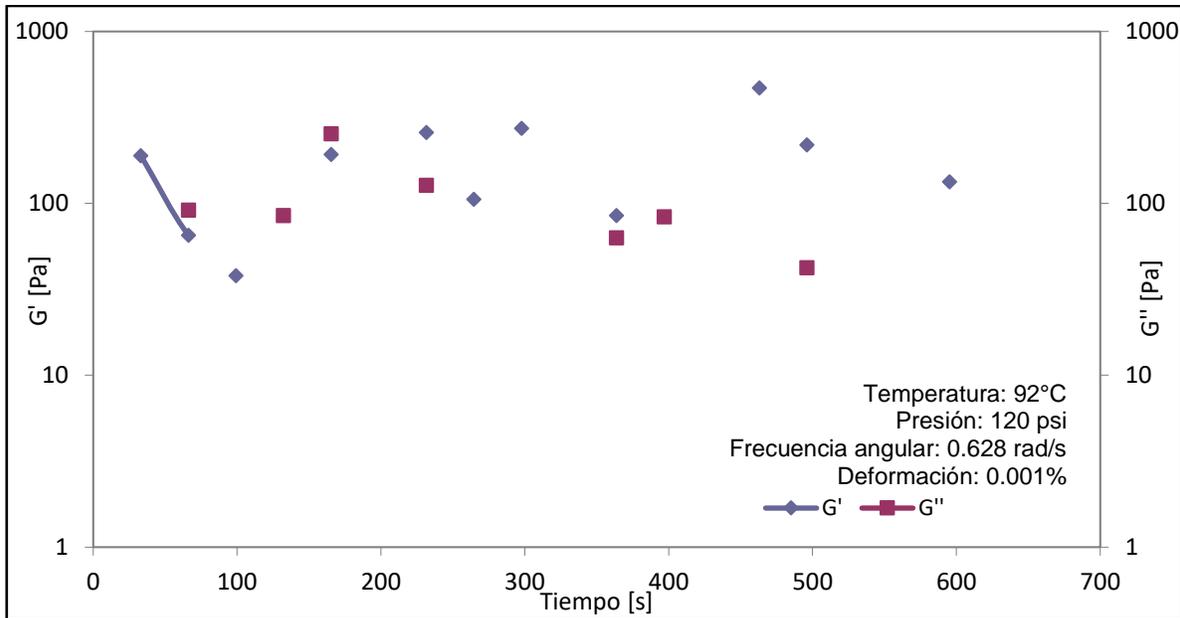


Figura 62. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.001 %.

La **Figura 63**, muestra el comportamiento del tiempo de gelación bajo una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.1%. Los valores registrados ya no mostraron sensibilidad, sin embargo, bajo estos parámetros el módulo viscoso y el elástico se muestran constantes durante toda la prueba, añadiendo que el módulo elástico es el que predomina el comportamiento del gel, dando valores de aproximadamente 200 Pa. El gel formado fue débil y no fue posible identificar el tiempo de gelación ya que, desde el inicio de la prueba hasta el final, el módulo elástico domino el comportamiento del fluido.

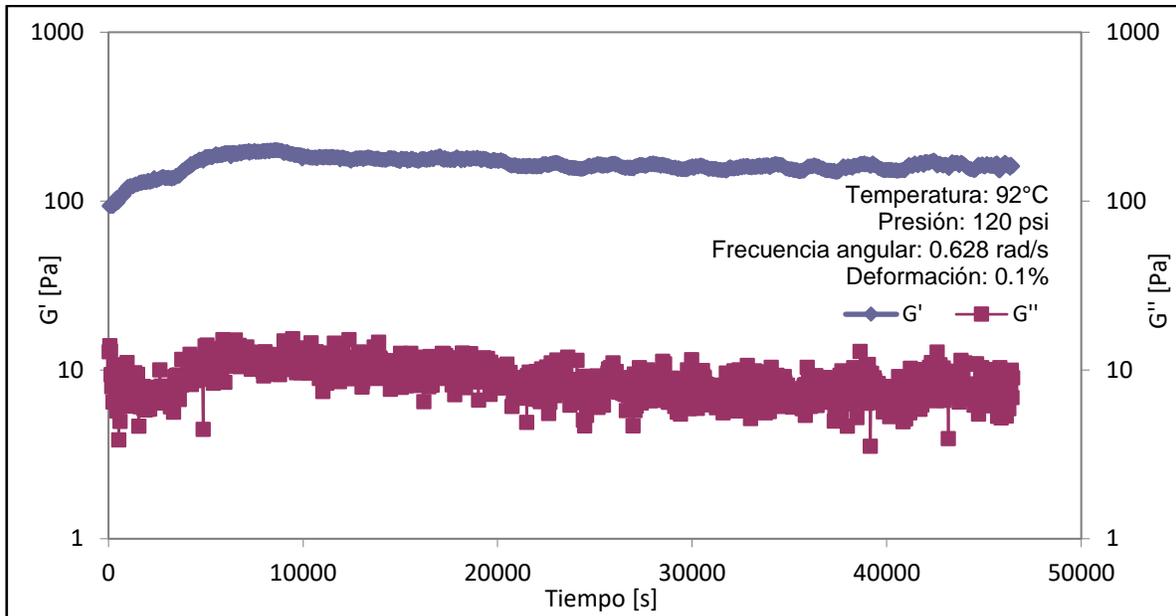


Figura 63. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 0.628 rad/s y una deformación de 0.1 %.

La **Figura 64**, muestra el comportamiento medido bajo una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.001 %, a pesar de que el módulo elástico pudo mostrar una continuidad en el registro de los datos, para el módulo viscoso se obtuvo mucha sensibilidad repercutiendo en su cuantificación, además que bajo estos parámetros, el módulo elástico registró valores aproximados de 750 Pa, donde la fuerza del gel fue mayor, sin embargo, desde el inicio y hasta el final de la prueba dominó el módulo elástico, ocasionando que no se registrara el tiempo de gelación.

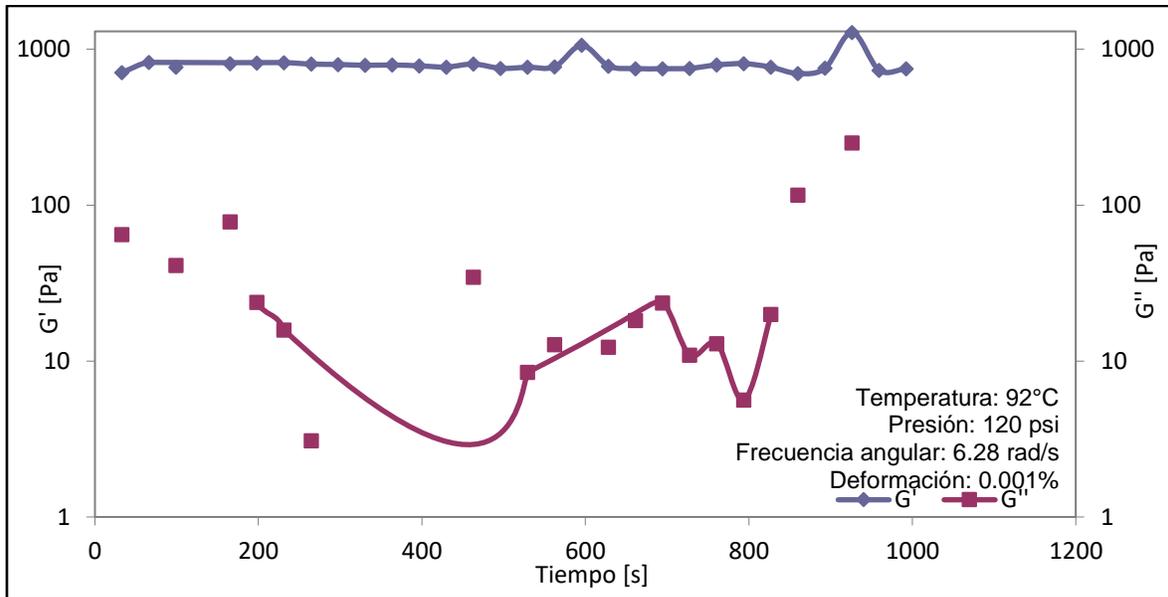


Figura 64. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.001 %.

La **Figura 65**, muestra el comportamiento a una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.1%. Para ambos módulos, el comportamiento se registró de manera continua y constante, aunque el tiempo de gelación no pudo ser cuantificado debido a que desde el inicio de la prueba el gel obtuvo un comportamiento elástico.

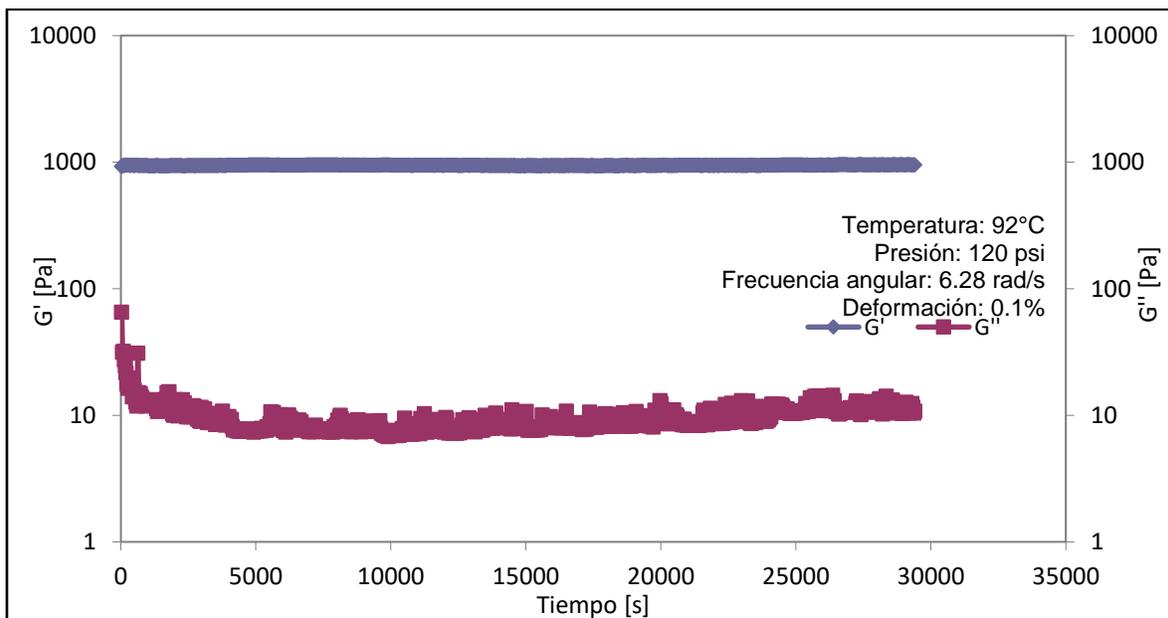


Figura 65. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 6.28 rad/s y una deformación de 0.1 %.

La **Figura 66**, muestra que, el módulo elástico durante la prueba tuvo valores oscilantes, este comportamiento pudo ser causado por la sensibilidad del equipo a bajos valores de deformación, además de que en la prueba se reflejó que la naturaleza del gel, bajo estos parámetros, fue viscoso, y es por eso que en el mayor tiempo de la prueba el módulo viscoso estuvo aumentando hasta alcanzar un tiempo de aproximadamente 50,000 s en que el módulo viscoso comienza a disminuir de valor de manera paulatina. El comportamiento de los módulos indicó que el gel obtenido bajo estos parámetros es débil, debido a la alta frecuencia que se empleó en la prueba no permitió que los agregados formaran una red, sino que siempre mantuvo un comportamiento viscoso.

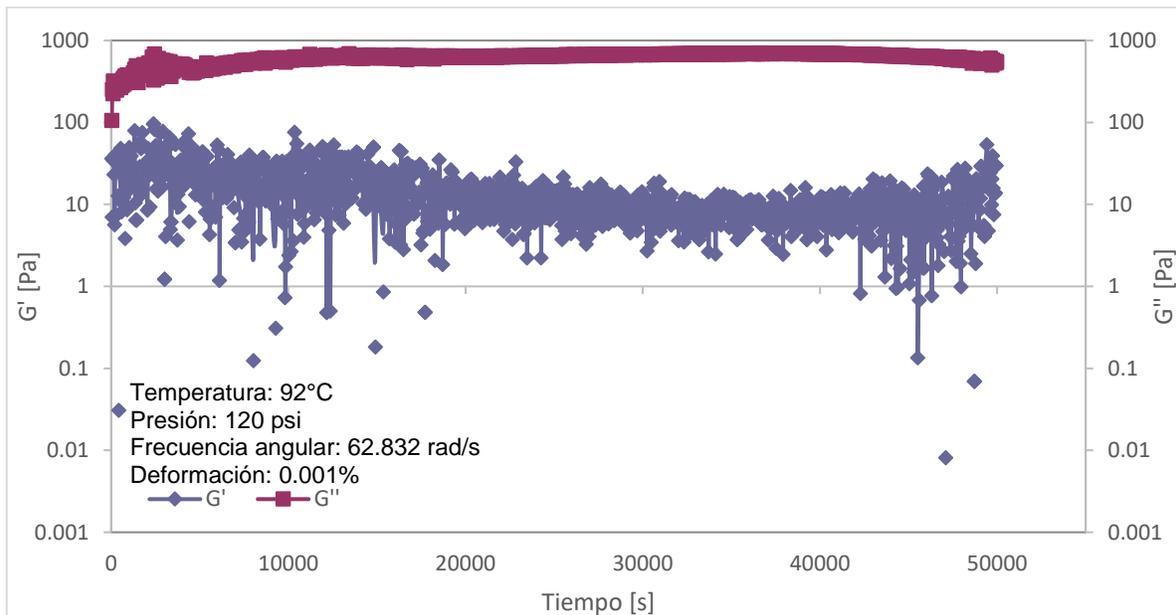


Figura 66. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 0.001 %.

En la **Figura 67**, durante toda la prueba los módulos viscoso y elástico no muestran un punto de intersección, por lo tanto, el fluido tuvo un comportamiento elástico. El módulo viscoso muestra un comportamiento decreciente durante toda la prueba sin embargo, hay lapsos de tiempo (6,800 y 23,600 s) para los cuales hay una disminución abrupta en su valor, probablemente estos valores sean debido al rompimiento de los agregados de polímero/entrecruzante formados entre el estator y rotor del reómetro, en tanto el módulo elástico aumentó a pesar de que no se

observe un cambio drástico, se observa el incremento de manera gradual del módulo hasta alcanzar valores de 1,000 Pa esto refleja la formación de una red tridimensional, característica de un gel, y que la fuerza es fuerte para este gel.

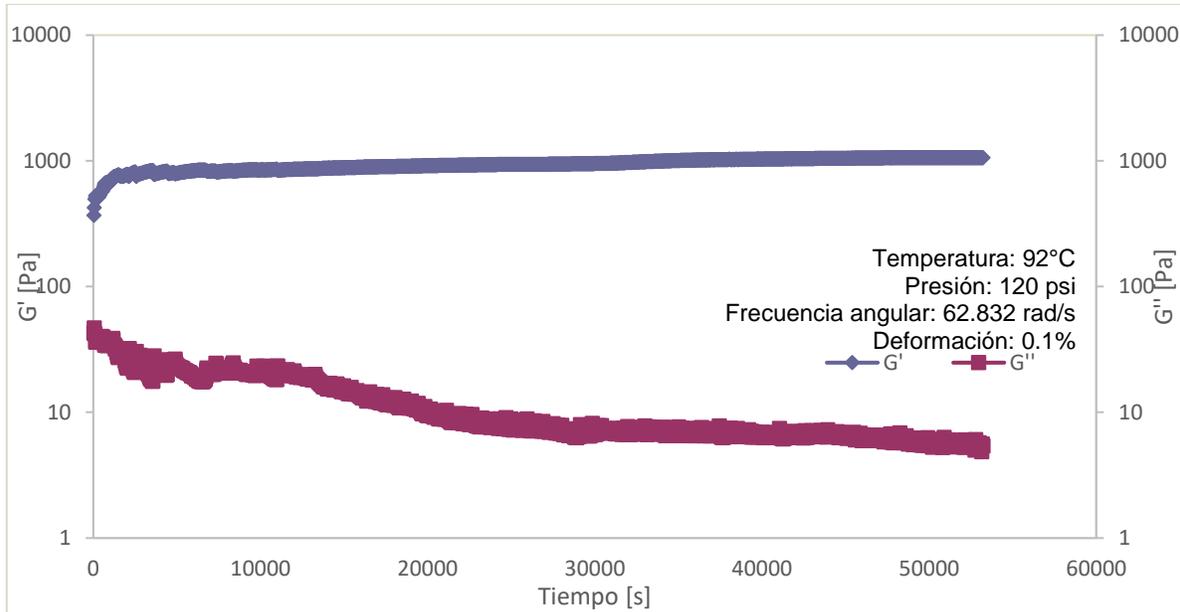


Figura 67. Curva del módulo complejo contra tiempo para una frecuencia angular de 62.832 rad/s y una deformación de 0.1 %.