

Formulación de un tratamiento químico con geles poliméricos como técnica de control de agua en pozos productores con acuífero activo en la Formación Carbonera, cuenca Llanos Orientales

Sonia Alejandra Quintero Antolínez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Director

María Isabel Sandoval Martínez

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Samuel Fernando Muñoz Navarro

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A Dios, primeramente, por ser mi guía constante, por darme la fortaleza, la sabiduría y la perseverancia necesarias para culminar esta etapa de mi vida.

A mi mamá, Gloria Eugenia Antolínez Ángel, que desde el cielo me sigue acompañando, cuidando cada uno de mis pasos y celebrando conmigo este logro. Este trabajo es para ti; sé que estás orgullosa de mí y que tu amor sigue siendo mi mayor inspiración.

A mi papá, Manuel Enrique Quintero Patiño, por su confianza permanente en mi formación personal y profesional.

A mis hermanas, Aura María Quintero Antolínez y Silvia Patricia Quintero Antolínez, por su amor, apoyo y compañía a lo largo de este camino.

A mis profesores y amigos, María Isabel, Samuel, Ronald, Miguel, Andrey, Valeria, Sergio y Nicolás por su ánimo constante, su guía y por estar presentes en los momentos más exigentes de este proceso.

Y a mí, por no rendirme, por creer en mis capacidades, por la disciplina, el esfuerzo y la valentía de seguir adelante aun en los momentos más difíciles.

Agradecimientos

Mi sincero agradecimiento al Grupo de Recobro Mejorado (GRM) por el acompañamiento técnico, el conocimiento compartido y el respaldo brindado durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS), por ser el espacio académico que hizo posible mi formación, y por proporcionar las herramientas, el apoyo institucional y el entorno académico necesarios para la ejecución de este proyecto.

A mi directora y codirector de tesis, por su orientación académica, acompañamiento constante y valiosos aportes técnicos para el desarrollo y culminación de este trabajo.

A la empresa Frontera Energy, por su apoyo, colaboración y disposición para el desarrollo de investigaciones aplicadas que fortalecen el vínculo entre la academia y la industria.

Al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MinCiencias), por fomentar y apoyar este tipo de iniciativas que promueven el desarrollo de proyectos de investigación con un enfoque práctico y aplicado.

A los laboratorios aliados del proyecto, FIRST y GIC, por facilitar los espacios, equipos y acompañamiento técnico necesarios para el desarrollo de los ensayos y análisis realizados.

A los aliados estratégicos para el suministro de reactivos, SNF, BASF, Champion X y Halliburton, por su valiosa contribución y apoyo técnico, fundamentales para la ejecución experimental de este trabajo.

Finalmente, agradezco a mis compañeros y amigos, por su apoyo, colaboración, compañerismo y palabras de ánimo a lo largo de este proceso académico.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	20
1. Objetivos.....	22
1.1 Objetivo General	22
1.2 Objetivos Específicos	22
2. Fundamentos teóricos.....	23
2.1 Mecanismos naturales de intrusión de agua	23
2.1.1 Conificación.....	25
2.1.2 Canalizaciones.....	26
2.2 Métodos de Water Shut Off (WSO).....	27
2.2.1 Mecánicos	27
2.2.2 Químicos.....	28
2.3 Geles poliméricos.....	30
2.3.1 Polímeros	32
2.3.1.1 Hidrólisis.....	33
2.3.1.2 Peso molecular	34
2.3.2 Entrecruzadores.....	37
2.3.2.1 Inorgánicos.....	37
2.3.2.2 Orgánicos	38
2.3.3 Aditivos.....	40
2.4 Propiedades de los geles poliméricos	41
2.4.1 Efecto de la concentración del polímero y del agente entrecruzador.....	43

2.4.2 Efecto de la temperatura y salinidad	43
2.5 Pruebas experimentales	45
2.5.1 Prueba de la botella o Sydanks	45
2.5.2 Prueba reológica.....	47
2.5.3 Prueba de desplazamiento.....	50
3. Reactivos más usados en la preparación de geles poliméricos	52
4. Reactivos y Materiales usados para este proyecto	61
4.1 Reactivos.....	61
4.2 Materiales	63
5. Matriz experimental	64
6. Metodología.....	66
6.1 Preparación de la solución polimérica madre	66
6.2 Preparación del gel polimérico.....	68
6.3 Prueba de la botella o Sydanks	69
6.4 Prueba Reológica – Viscosidad vs Tiempo de gelificación.....	71
6.5 Prueba de desplazamiento y determinación del RRF.....	72
7. Resultados.....	77
7.1 Estimación del tiempo de inicio de gelificación y radios de invasión	77
7.2 Prueba de la botella o Sydanks	79
7.2.1 Formulación HPAM - CrIII	79
7.2.2 Formulación HPAM - PEI.....	82
7.2.3 Formulación HPAM - RF	85
7.3 Pruebas Reológicas Rotacionales.....	90

7.3.1 Formulación HPAM - PEI	91
7.3.2 Formulación HPAM - RF	93
7.4 Prueba de desplazamiento.....	95
7.4.1 Formulación HPAM - PEI	96
7.4.2 Formulación HPAM - RF	100
7.5 Pruebas Reológicas Oscilatorias	104
7.5.1 Formulación HPAM - PEI	104
8. Conclusiones	110
9. Recomendaciones.....	111
Referencias Bibliográficas.....	112
Apéndices	121

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Relación de presiones para el cálculo del Factor de Resistencia (RF)	15
Tabla 2 Relación de presiones antes y después de un tratamiento para medir el Factor de Resistencia Residual (RRF).....	15
Tabla 3 Tipos de empaques para aislamiento mecánico.	28
Tabla 4 Soluciones convencionales para WSO.	30
Tabla 5 Aplicación de geles poliméricos en la ingeniería de pozos.	31
Tabla 6 Características de los entrecruzadores orgánicos e inorgánicos.	40
Tabla 7 Sistemas poliméricos más comunes.	42
Tabla 8 Ecuación de Arrhenius.....	44
Tabla 9 Modificación de la Ecuación 1.....	44
Tabla 10 Linealización de la Ecuación 2 (Ln).....	44
Tabla 11 Códigos asignados en la prueba de botella para terminar el estado de fluidez o rigidez de una formulación.....	46
Tabla 12 Módulo complejo G^*	49
Tabla 13 Módulo de almacenamiento G'	49
Tabla 14 Módulo de pérdida G''	50
Tabla 15 Esquema propuesto para definir el tipo de tratamiento.	53
Tabla 16 Resumen de los trabajos realizados en torno a los geles entrecruzados inorgánicamente.	56
Tabla 17 Resumen de los trabajos realizados en torno a los geles entrecruzados inorgánicamente.	59

Tabla 18	Características de los polímeros HPAM por casa matriz	61
Tabla 19	Agentes entrecruzadores y aditivos usados en las formulaciones	62
Tabla 20	Composición de la salmuera sintética.....	63
Tabla 21	Composición de los empaques de arena	63
Tabla 22	Matriz experimental.....	65
Tabla 23	Cálculo del peso del polímero.....	67
Tabla 24	Cálculo de la permeabilidad absoluta.....	75
Tabla 25	Cálculo del factor de resistencia residual.....	76
Tabla 26	Cálculo del tiempo de inicio de gelificación para diferentes radios de invasión.	78
Tabla 27	Matriz experimental de la formulación HPAM-Acetato de Cromo (CrIII).....	79
Tabla 28	Matriz experimental de la formulación HPAM-Polietilenimina (PEI)	82
Tabla 29	Formulaciones escogidas de HPAM: PEI según la prueba de botella.....	84
Tabla 30	Matriz experimental de la formulación HPAM-Resorcinol: Formaldehido	85
Tabla 31	Formulaciones escogidas de HPAM:RF según la prueba de botella.....	89
Tabla 32	Formulaciones escogidas para la prueba de desplazamiento	95
Tabla 33	Propiedades del medio poroso para los geles rígidos y fluidos de HPAM:PEI	96
Tabla 34	Resultados de la prueba de desplazamiento para el gel rígido y gel fluido	97
Tabla 35	Propiedades del medio poroso para los geles rígidos de HPAM:RF.....	100
Tabla 36	Resultados de la prueba de desplazamiento para el gel rígido.....	101
Tabla 37	Esquema propuesto para el tratamiento químico con geles poliméricos	108

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Problemas de Intrusión de agua diagnosticado de Chan.	23
Figura 2 Matriz de diagnóstico de los problemas de producción.	24
Figura 3 Diagnóstico de conificación por curvas de Chan.....	25
Figura 4 Diagnóstico de canalización de Chan.....	26
Figura 5 Mecanismos de sellado mecánico. Empaques más utilizados.	27
Figura 6 Aplicación de tratamiento de geles usando Coiled Tubing y aislando zona de petróleo.	29
Figura 7 Esquema de entrecruzamiento.	31
Figura 8 Monómeros más utilizados en estos tratamientos.....	32
Figura 9 (a) Estructura molecular de un polímero de poliacrilamida (PAM). (b) Representación del grupo amida y grupo carboxilo.	33
Figura 10 Estructura molecular de PAM y HPAM.....	34
Figura 11 Implicación del peso molecular del polímero en el desarrollo del gel.....	35
Figura 12 Gráfico de Viscosidad vs Peso molecular del polímero.....	36
Figura 13 Estructura de un gel polimérico de HPAM y Cr(III).....	37
Figura 14 Agentes entrecruzadores orgánicos más utilizados en estos tratamientos.....	38
Figura 15 Estructura de un gel polimérico de HPAM y PEI.....	39
Figura 16 Influencia de los reactivos y condiciones del yacimiento en el tiempo de gelificación y rigidez del gel.....	42
Figura 17 Esquema de reactivos y tiempos antes de la formación del gel.....	43
Figura 18 Esquema de la prueba de botella o Sydanks.	47

Figura 19 Efecto del tiempo de entrecruzamiento en la viscosidad aparente del gel.	48
Figura 20 Esquema de una prueba de desplazamiento enfocado en la inyección de geles poliméricos	51
Figura 21 Tratamiento sugerido para el caso de estudio en función de la permeabilidad y litología.	54
Figura 22 Desarrollo del vórtice durante la agitación de la salmuera y el polímero para la preparación de la solución madre.	67
Figura 23 Metodología para la prueba de botella o Sydanks. Desarrollo de la lengua o burbuja de la formulación en el tiempo.	70
Figura 24 Configuración del reómetro (a) celda cilindros concéntricos y geometría helicoidal. (b) Geometría cono-plato.....	71
Figura 25 Representación del gel en el medio poroso	76
Figura 26 Gráfica de radios de invasión vs Tiempos de inicio de gelificación.....	79
Figura 27 Tubos de ensayo durante la prueba de botella para la formulación HPAM- (CrIII)....	80
Figura 28 Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones HPAM - Acetato de Cromo (CrIII).....	81
Figura 29 Tubos de ensayo durante la prueba de botella para la formulación HPAM-PEI.....	82
Figura 30 Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones HPAM – PEI. (a) Geles híbridos. (b) Geles fluidos	83
Figura 31 Tubos de ensayo durante la prueba de botella para la formulación HPAM-Resorcinol: Formaldehído.....	85
Figura 32 Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones de geles híbridos (rígidos) HPAM – R:F. (a) resultados de las formulaciones variando el activador NH ₄ Cl en concentraciones	

5:1 / 7:1 / 10:1 bajo concentración constante de polímero de 10000ppm. (b) resultados de las formulaciones variando la concentración de polímero en 10000 / 15000 / 20000 ppm bajo una relación constante de activador NH_4Cl de 10:1.	86
Figura 33 Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones de geles fluidos HPAM – R:F variando la concentración de polímero bajo relación constante de activador 10:1.....	87
Figura 34 Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones de geles fluidos HPAM – R:F variando la concentración de polímero bajo pH constante de 6.	88
Figura 35 Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones de geles híbridos (rígidos) HPAM – R:F variando el pH.....	88
Figura 36 Resultado de Viscosidad vs Tasa de corte para las soluciones poliméricas establecidas: HMW a 5000ppm para geles fluidos y HMW-LMW a 10000ppm para geles híbridos (rígidos).	90
Figura 37 Resultados de la prueba en el reómetro de Viscosidad vs Tiempo. (a) Geles híbridos de HPAM: PEI. (b) Geles fluidos de HPAM: PEI	92
Figura 38 Resultados de la prueba en el reómetro de Viscosidad vs Tiempo. (a) Geles híbridos de HPAM: RF: NH_4Cl . (b) Geles híbridos de HPAM: RF a pH 6	93
Figura 39 Resultados de la prueba en el reómetro de Viscosidad vs Tiempo para Geles fluidos de HPAM: RF a pH 6	94
Figura 40 Diferencial de presión vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:PEI.....	97
Figura 41 Factor de resistencia residual RRF vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:PEI	98
Figura 42 Porcentaje de reducción de la K_w vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:PEI	99

Figura 43 Factor de resistencia residual RRF vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:RF	102
Figura 44 Diferencial de presión vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:RF.....	102
Figura 45 Porcentaje de reducción de la Kw vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:RF	103
Figura 46 Gráfica del módulo de almacenamiento G' y pérdida G'' vs Esfuerzo de corte. Geles rígidos con PEI 10000ppm	105
Figura 47 Gráfica del módulo de almacenamiento G' y pérdida G'' vs Esfuerzo de corte. Geles fluidos con PEI 5000ppm	106
Figura 48 Diagrama resumen de las etapas de selección de la formulación propuesta	109

Lista de Apéndices

	pág.
Apéndices A. Estimación del tiempo de inicio de gelificación	121
Apéndices B. Resultados de la prueba de botella	122
Apéndices C. Resultados de las pruebas reológicas rotacionales	130

Glosario

Canalizaciones: fenómeno donde fluidos indeseables, se desplazan preferentemente a través de canales o fracturas de alta permeabilidad hacia los pozos productores, provocando una rápida disminución en la producción de petróleo y una reducción en la eficiencia del barrido volumétrico y recuperación del hidrocarburo. (R. S. Seright, 1995).

Conificación: fenómeno que ocurre cuando los fluidos se desplazan homogéneamente en el medio poroso hasta contactar los perforados del pozo productor y se debe a que el yacimiento permite el movimiento preferencial de un fluido sobre el otro. (R. S. Seright, 1995)

Cuarzoarenitas: variedad de arenisca compuesta por más del 90% de granos de cuarzo. Esta roca sedimentaria presenta una textura clástica formada por partículas de tamaño arena (entre 0.06 y 2mm de diámetro). Su alta proporción de cuarzo genera estabilidad química y física. (Folk 1980)

Entrecruzador: sustancia química que reacciona con los grupos funcionales de los polímeros presentes en la formulación del gel, formando enlaces (covalentes o iónicos) entre las cadenas poliméricas. Este proceso es conocido como reticulación o entrecruzamiento, el cual resulta en una red tridimensional que genera mayor viscosidad, mayor estabilidad térmica y química, y mayor resistencia mecánica. (Jayakumar & Lane, 2012; Yao et al., 2022)

Factor de Resistencia (RF): relación entre la presión diferencial observada durante la inyección de un fluido viscoso y la presión diferencial durante la inyección del agua de formación, a la misma tasa de flujo, ver Tabla 1. Indica la resistencia que ofrece el medio poroso al paso del polímero en comparación con el agua. (Al-Muntasheri et al., 2006; R. S. Seright, 1997)

Tabla 1

Relación de presiones para el cálculo del Factor de Resistencia (RF)

Ecuación 1	$RF = \frac{\Delta P_{polímero}}{\Delta P_{agua}}$
------------	--

Factor de Resistencia Residual (RRF): mide el efecto del tratamiento sobre la permeabilidad al agua después de que la solución polimérica o gelante ha sido removida o el sistema ha alcanzado el equilibrio, ver Tabla 2. Representa la reducción permanente de la permeabilidad al agua causada por el tratamiento. (Al-Muntasheri et al., 2006; R. S. Seright, 1997)

Tabla 2

Relación de presiones antes y después de un tratamiento para medir el Factor de Resistencia

Residual (RRF)

Ecuación 2	$RRF = \frac{\Delta P_{agua \text{ post - tratamiento}}}{\Delta P_{agua \text{ pre - tratamiento}}}$
------------	--

Fluido Reofluidizante: tipo de fluido no newtoniano cuya viscosidad disminuye a medida que aumenta la tasa de corte o de deformación. Este comportamiento se conoce como pseudoplasticidad o shear-thinning. (Chhabra, 2008)

Geles poliméricos: tratamientos químicos compuestos por una red tridimensional de polímeros entrecruzados que pueden retener grandes cantidades de agua. Diseñados para bloquear zonas de alta permeabilidad (canalizaciones o conificación) sin dañar las zonas productoras de petróleo. (Kang et al., 2021a).

Hidrólisis: reacción química en la que una molécula de agua rompe enlaces químicos, generalmente en presencia de calor o de catalizadores, lo que resulta en la descomposición o

modificación de compuestos complejos. Esto genera una modificación de la carga iónica del polímero y por ende, su interacción con el entrecruzador, afectando la estabilidad del gel en el tiempo de reposo. (Al-Muntasheri et al., 2006; R. S. Seright, 1997)

Modificadores de Permeabilidades Relativas (RPM): sustancias químicas o materiales que se inyectan en el yacimiento para alterar selectivamente la permeabilidad relativa al agua sin afectar significativamente la permeabilidad al petróleo, mejorando la eficiencia de producción. (A. Zaitoun, 1999)

Polímeros: macromoléculas formadas por la repetición de unidades estructurales llamadas monómeros, que se enlazan químicamente para formar cadenas largas. Estos son utilizados para modificar las propiedades de los fluidos de inyección, como la viscosidad. (Lake et al., 2014)

Prueba de desplazamiento: experimento de laboratorio en el que inyecta un fluido a través de una muestra de roca representativa del yacimiento para simular el flujo de fluidos y evaluar los tratamientos de recobro o control de agua. (Sheng, 2011)

Reología: rama de la física que estudia la deformación y el flujo de la materia, abarcando tanto sólidos como líquidos. Caracteriza el comportamiento de un gel polimérico bajo condiciones de esfuerzo y temperatura específicas del yacimiento. Permite evaluar las propiedades como la viscosidad, la elasticidad y la plasticidad. Además, facilita la predicción de la estabilidad del gel a lo largo del tiempo. (Tsuchiya, 2019).

Rigidez: capacidad del gel para resistir deformaciones bajo esfuerzos aplicados. Se evalúa mediante el módulo elástico (G'), que indica la respuesta elástica del gel ante deformaciones. Un G' elevado sugiere una estructura de red más robusta. Esta propiedad está influenciada por la concentración del polímero, el tipo de entrecruzador utilizado, y la presencia de aditivos como nanopartículas. (Robles, 2019).

Sinéresis: fenómeno en el cual el gel experimenta una expulsión de agua atrapada dentro de su red tridimensional, lo que conlleva a una reducción en su volumen y por consecuencia, a una pérdida de su estructura interna comprometiendo la integridad del gel y su capacidad para bloquear el medio poroso. Este proceso puede ser inducido por diversos factores como el sobreentrecruzamiento del gel, la presencia de iones divalente como Ca^{2+} o temperaturas elevadas. (Hernán & Hincapié, 2017; Obino & Yadav, 2021).

Tasa de corte: medida de la velocidad con la que se aplica una deformación a un fluido. Se expresa en unidades de s^{-1} y es fundamental para la caracterizar el comportamiento reológico de un tratamiento. (Khan, 2024)

Tiempo de gelificación: intervalo durante el cual una mezcla de polímero y entrecruzador pasa de un estado fluido a uno gelificado, adquiriendo una red tridimensional. Este parámetro es crítico para asegurar que el gel alcance la zona objetivo antes de que se inicie la gelificación, evitando bloqueos prematuros durante la inyección. Está influenciado por varios factores como la concentración del polímero, la naturaleza y concentración del entrecruzador, la temperatura y salinidad del medio. (Jayakumar & Lane, 2012; Seikh & Mahto, 2013).

Viscosidad: representa la resistencia del gel al flujo.. Un control adecuado de la viscosidad permite optimizar la inyección del gel y asegurar su función de bloque en las zonas de alta permeabilidad. (R. D. Sydansk & Southwell, 2000)

Water Shut Off (WSO): técnica utilizada para reducir o eliminar la producción no deseada de agua en pozos petroleros mediante la inyección de geles poliméricos que forman barreras selectivas en el medio poroso. La efectividad del WSO depende de la formulación del gel, de su estabilidad térmica y química y su capacidad para adaptarse a las condiciones de la formación objetivos como la porosidad, permeabilidad y mineralogía. (R. D. Sydansk & Southwell, 2000)

Resumen

Título: Formulación de un tratamiento químico con geles poliméricos como técnica de control de agua en pozos productores con acuífero activo en la Formación Carbonera, cuenca Llanos Orientales*

Autor: Quintero Antolínez, Sonia Alejandra**

Palabras Clave: Geles poliméricos, Formación Carbonera, control de agua, entrecruzadores.

Descripción: En los campos maduros de la cuenca Llanos Orientales, el empuje por acuífero activo favorece la conificación y la invasión temprana de agua hacia los pozos productores, especialmente en yacimientos altamente permeables como la formación Carbonera. Este fenómeno incrementa los costos de manejo de agua, reduce la eficiencia de barrido y afecta la productividad de crudos pesados. En este contexto, los geles poliméricos son una alternativa para control de agua. El objetivo de este proyecto fue formular y evaluar sistemas de geles poliméricos adecuados a las condiciones de la formación Carbonera. Se seleccionaron polímeros HPAM de alto y bajo peso molecular, combinados con entrecruzadores orgánicos e inorgánicos (PEI, RF y Cr(III)). La metodología incluyó pruebas de botella, reología rotacional, reología oscilatorias y pruebas de desplazamiento en medios porosos. Los resultados mostraron que el sistema con Cr(III) presentó una gelificación prematura incompatible con los tiempos requeridos. El sistema resorcinol-formaldehído logró una gelificación adecuada en condiciones controladas, pero su desempeño en medios porosos fue limitado, con valores de RRF insuficientes y alta dependencia al pH. En contraste, las formulaciones entrecruzadas con PEI mostraron tiempos de gelificación controlados, alta rigidez y estructuras viscoelásticas estables. En pruebas de desplazamiento, estos geles alcanzaron reducciones de permeabilidad cercanas al 99% y RRF de 93.9 y 185.5 para geles fluidos y rígidos, respectivamente. Como resultado, se recomienda un sistema basado en HPAM:PEI como alternativa para tratamientos de control de agua en pozos con acuífero activo de la formación Carbonera

* Trabajo de Grado

** Facultad Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Director: María Isabel Sandoval Martínez. Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: Formulation of a Chemical Treatment with Polymeric Gels as a Water Control Technique in Producing Wells with an Active Aquifer in the Carbonera Formation, Llanos Orientales Basin*

Author(s): Quintero Antolínez, Sonia Alejandra**

Key Words: Polymeric gels, Carbonera Formation, water control, crosslinkers.

Description: In the mature fields of the Llanos Orientales Basin, the active aquifer drive promotes water coning and early water breakthrough into production wells, particularly in highly permeable reservoirs such as the Carbonera Formation. This phenomenon increases water-handling costs, reduces sweep efficiency, and negatively impacts the productivity of heavy-oil systems. In this context, polymer gels represent a viable water-control alternative. The objective of this project was to formulate and evaluate polymer-gel systems suitable for the conditions of the Carbonera Formation. High and low molecular-weight HPAM polymers were selected and combined with organic and inorganic crosslinkers (PEI, RF, and Cr(III)). The methodology included bottle tests, rotational and oscillatory rheology, and core-scale displacement experiments. Results showed that the Cr(III) system exhibited premature gelation, incompatible with the required gelation times. The resorcinol–formaldehyde system achieved adequate gelation under controlled conditions but displayed limited performance in porous media, with insufficient RRF values and strong pH dependence. In contrast, the PEI-crosslinked formulations exhibited controlled gelation times, high rigidity, and stable viscoelastic structures. In displacement tests, these gels achieved permeability reductions near 99% and high RRF values around 93.9 and 185.5 for both fluid and rigid gels, respectively. Based on these findings, an HPAM:PEI system is recommended as an effective water-control treatment for wells affected by active aquifer influx in the Carbonera Formation.

* Degree Work

**Faculty of Physicochemistry. School of Petroleum Engineering. Master's Program in Hydrocarbon Engineering. Advisor: María Isabel Sandoval Martínez, Master in Hydrocarbon Engineering. Co-advisor: Samuel Fernando Muñoz Navarro, Master in Hydrocarbon Engineering.

Introducción

En los campos maduros de la cuenca Llanos Orientales, uno de los mecanismos naturales de empuje es el acuífero activo, que mantiene la presión del yacimiento y facilita el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Sin embargo, este mecanismo incrementa la producción de agua debido a fenómenos como la conificación y la redistribución de los contactos agua-petróleo, debido a las diferencias de densidad y viscosidad entre fluidos del yacimiento. Esta invasión prematura de agua en los intervalos perforados, reduce la eficiencia de la producción y genera retos técnicos, económicos y ambientales relacionados con la gestión, el tratamiento y la disposición de estos excesivos volúmenes de agua indeseada.

El yacimiento de estudio corresponde a un campo maduro de crudo pesado (11,7° API) de la Formación Carbonera, en el que se cuenta con un acuífero activo como mecanismo natural de empuje. Este presenta una profundidad promedio de 2300 ft TVDSS, una temperatura de 148 °F, una salinidad de 950 ppm y permeabilidades que alcanzan los 5000 mD. Estas características favorecen el fenómeno de conificación del agua hacia los pozos productores, lo que disminuye la eficiencia de barrido del petróleo y compromete la rentabilidad del campo. Por lo anterior, es importante diseñar tratamientos químicos capaces de sellar las vías de alta permeabilidad y de modificar la relación de movilidades, para optimizar la producción de hidrocarburos.

Desde la década de 1970, los geles poliméricos hidrofílicos se han empleado como agentes de control de agua en yacimientos petroleros, demostrando su capacidad para reducir la permeabilidad relativa al agua sin afectar de manera significativa la permeabilidad relativa al petróleo (J.-T. Liang et al., 1995). A lo largo del tiempo, las formulaciones han evolucionado desde simples soluciones poliméricas parcialmente hidrolizadas (HPAM) con agentes entrecruzadores, hasta sistemas más complejos que incorporan nanopartículas, sales o aditivos que ajustan los

tiempos de gelificación y la rigidez (Wu et al., 2022a). La eficiencia de estos tratamientos depende de la interacción entre el gel y la roca, determinada por factores como la carga iónica del polímero, la composición iónica del agua de formación, la temperatura, salinidad y el pH del medio (Al-Shajalee et al., 2021; Chiappa et al., 1997)

El propósito de este proyecto es formular un tratamiento químico basado en geles poliméricos que permita controlar la producción de agua en pozos con acuífero activo en la formación Carbonera. Por ello, desde un enfoque de investigación aplicada, se busca responder a la pregunta: ¿Cuáles son las concentraciones de polímero, entrecruzador y aditivos que permiten desarrollar una formulación eficiente, con tiempo de gelificación prolongado y alto grado de rigidez, adecuada a las condiciones del campo de estudio?

Para abordar esta pregunta, se estableció una matriz experimental siguiendo las recomendaciones de Southwell & Sydanks, 2000, evaluando distintas combinaciones de polímero (HPAM) bajo dos esquemas: geles fluidos con concentraciones de polímeros de alto peso molecular (HMW por sus siglas en inglés) y geles rígidos o híbridos con polímeros de alto y bajo peso molecular (HMW – LMW por sus siglas en inglés) mezclados con entrecruzadores orgánicos e inorgánicos como la polietilenimina (PEI), resorcinol–formaldehído (RF) y Acetato de cromo (Cr(III)), y aditivos.

Este proyecto tiene implicaciones técnicas, económicas y ambientales ya que apunta a (1) mejorar la eficiencia de los procesos de recuperación y prolongar la vida productiva de los pozos. (2) reducir los costos asociados al manejo y disposición de agua indeseada. Y (3) desde la perspectiva ambiental, se reducen los impactos ambientales derivados de su tratamiento y reinyección. Por lo tanto, contribuye a una producción más sostenible y económicamente viable en campos maduros.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Proponer una formulación de un tratamiento químico con geles poliméricos como técnica de control de agua en pozos productores con acuífero activo en la formación Carbonera, cuenca Llanos Orientales.

1.2 Objetivos Específicos

Seleccionar los polímeros, entrecruzadores y aditivos más usados en la preparación de geles poliméricos que reporten propiedades aptas para bloquear zonas con altos cortes de agua mediante casos análogos al campo de estudio.

Plantear formulaciones de geles poliméricos en laboratorio, variando la relación de polímero y agente entrecruzador, que desarrollen tiempos de gelificación prolongados y altos grados de rigidez bajo las condiciones de la formación Carbonera.

Evaluar la viscosidad en función del tiempo mediante pruebas reológicas para identificar cuantitativamente el tiempo de inicio de la reacción de entrecruzamiento de las formulaciones de geles poliméricos escogidas previamente.

Estimar el factor de resistencia residual (RRF) de las formulaciones de geles más estables, mediante pruebas de desplazamiento en muestras de plugs con el fin de conocer el tratamiento químico taponante más eficiente para la formación Carbonera.

Proponer una formulación de un tratamiento químico con geles poliméricos, como técnica de control de agua en pozos productores con acuífero activo en la formación Carbonera, mediante los resultados de las pruebas de degradación y roca-fluido obtenidas anteriormente.

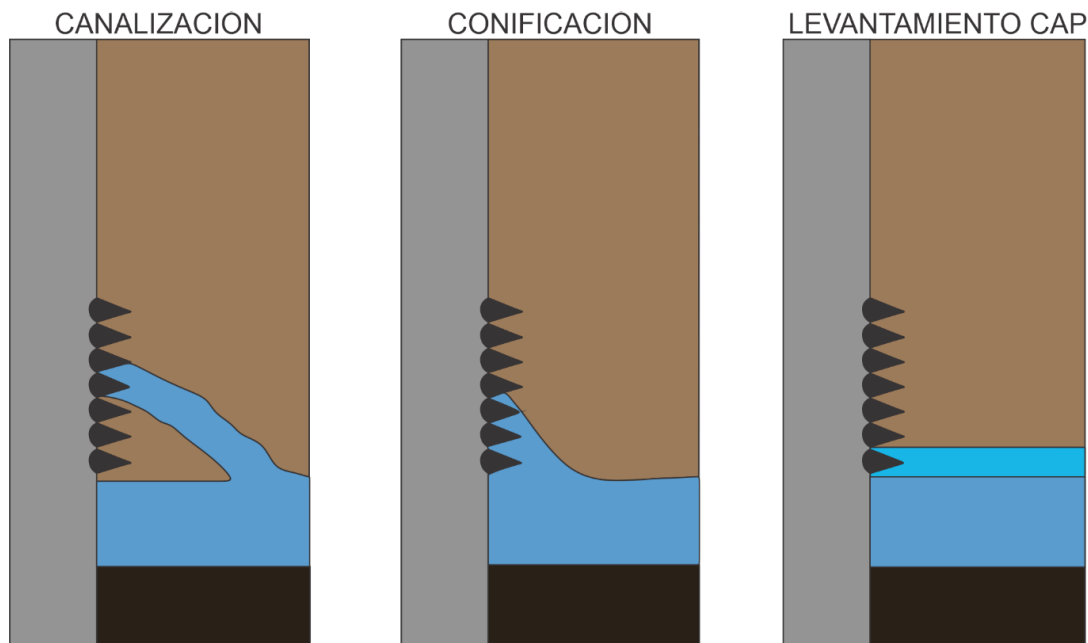
2. Fundamentos teóricos

2.1 Mecanismos naturales de intrusión de agua

El problema de producción de agua es complejo y difícil de clasificar en mecanismos específicos, aunque existen diversas categorías propuestas por diferentes autores. Algunos de los problemas más comunes identificados incluyen: la conificación de agua, la canalización en varias capas y los problemas cercanos al pozo como se observa en la Figura 1 (Chan et al., 1995).

Figura 1

Problemas de Intrusión de agua diagnosticado de Chan.



Nota. Esta figura fue tomada y modificada de (Pozo, 2020)

La mayoría de los fluidos producidos es agua, ya que el agua reemplaza al petróleo en la matriz de roca durante la producción. Esta producción excesiva de agua es causada por ocho problemas comunes: (1) fugas en el revestimiento, (2) flujo detrás de la tubería de revestimiento, (3) yacimientos estratificados con barreras de flujo vertical, (4) fracturas entre inyectores y

productores, (5) conificación a través de fracturas, (6) canalización en redes de fracturas naturales, (7) formación de conos y (8) flujo sin barreras de flujo vertical (Cortes, 2008).

A medida que el yacimiento envejece, la cantidad de agua producida aumenta. Aunque se implementen técnicas de recobro mejorado, como la inyección de agua y gas, la producción de agua sigue aumentando debido a las fuerzas viscosas. Este aumento está relacionado con mayores costos de producción de hidrocarburos, una disminución de la tasa de producción de petróleo y una mayor carga sobre las instalaciones de superficie encargadas de separar y tratar los fluidos producidos (Mosquera-Ruiz, 2020). La Figura 2 representa una matriz para identificar los tipos de problemas en la excesiva producción de agua.

Figura 2

Matriz de diagnóstico de los problemas de producción.

	Canales preferenciales de Flujo	Problema de flujo al interior de la matriz de roca
Control de Flujo necesario en la Cara del Pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Daños en el tubing, casing y empaques • Canales de flujo detrás del revestimiento (mala cementación) 	<ul style="list-style-type: none"> • Zona Ladrona • Intervalo cañoneado incorrecto • Estrato completamente saturado de agua sin flujo cruzado
Control de Flujo necesario en el yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Flujo a través de fracturas o fallas desde un acuífero • Fisuras o fracturas en los pozos inyectoros y productores 	<ul style="list-style-type: none"> • Contacto agua-aceite móvil • Estrato completamente saturado de agua con flujo cruzado • Anisotropía del yacimiento

Nota. Esta figura fue tomada y modificada de Aldhaheri et al., 2016 en (Mosquera-Ruiz, 2020).

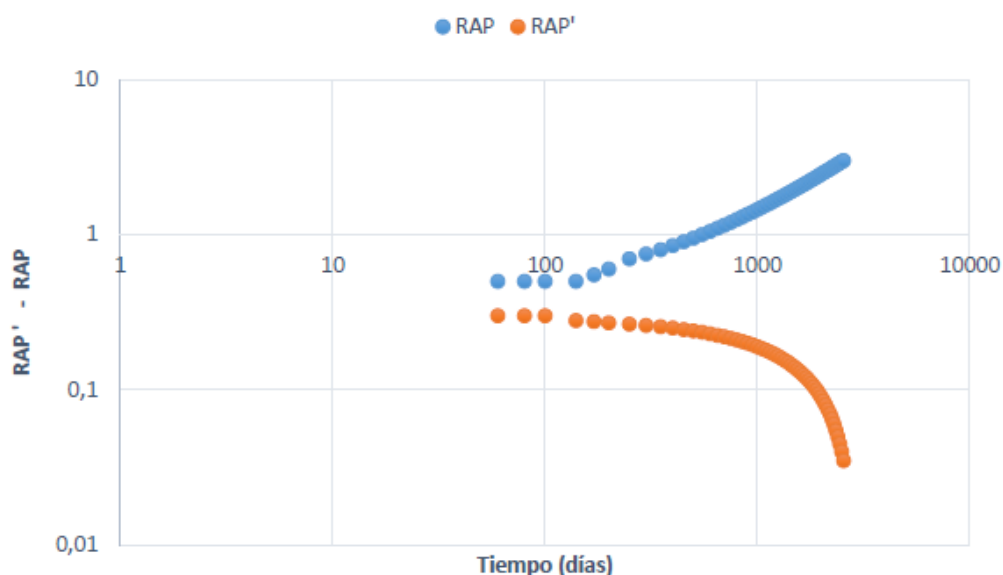
2.1.1 Conificación

La conificación de agua ocurre cuando la presión en el fondo del pozo se reduce demasiado, lo que provoca que el agua de una zona cercana (como un acuífero) fluya hacia el pozo, y desplace al petróleo. Este fenómeno ocurre principalmente en formaciones con alta permeabilidad vertical, lo que significa que el agua se mueve fácilmente a través del medio poroso hacia el pozo. Además, la alta relación de movilidad agua-petróleo favorece el flujo de agua, debido a su menor viscosidad (Gasbarri et al., 2008).

En las conificaciones, la curva de WOR (Water-Oil Ratio) comienza con valores bajos y estables al inicio de la producción. A medida que el pozo produce, los valores de WOR aumentan lentamente, lo que indica que el agua asciende hacia los perforados. El cono de agua sigue expandiéndose de forma radial, afectando los perforados, lo que provoca un flujo constante de agua. Esto hace que la curva de WOR se estabilice y su derivada empiece a decrecer, alcanzando valores constantes, tal como se muestra en la Figura 3 (Pozo, 2020).

Figura 3

Diagnóstico de conificación por curvas de Chan



Nota. Esta figura fue tomada de (Pozo, 2020).

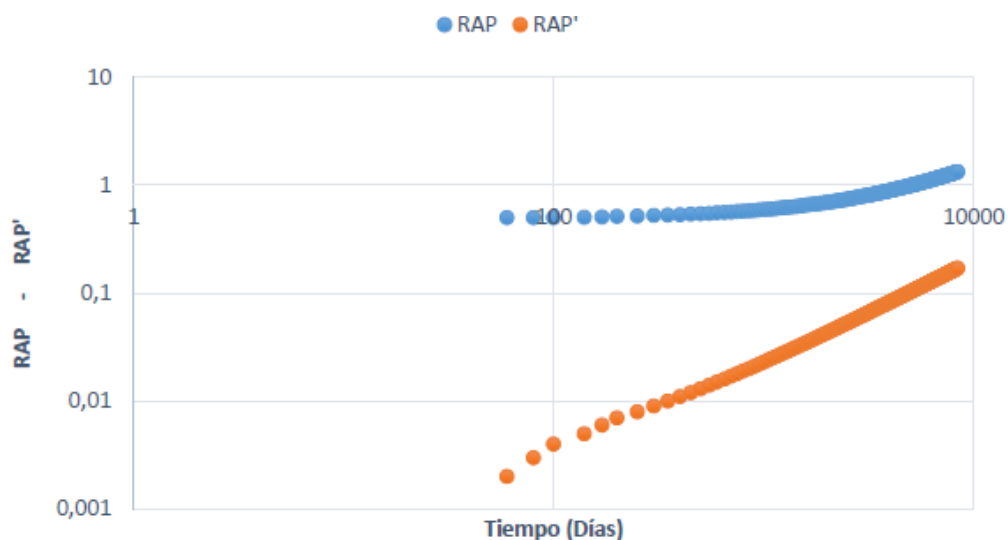
2.1.2 Canalizaciones

La canalización ocurre cuando el agua entra prematuramente en el pozo productor a través de canales de alta permeabilidad, dejando las zonas de baja permeabilidad sin drenarse eficientemente. Esto aumenta el Water-Oil Ratio (WOR), ya que se produce más agua que petróleo. Además, puede reducir la eficiencia de barrido areal en yacimientos con acuíferos o en procesos de inyección de agua, ya que el agua no se distribuye uniformemente por el reservorio (Gasbarri et al., 2008).

En las canalizaciones, Chan describe el comportamiento del WOR como una curva que comienza cerca de cero y se mantiene constante al inicio. A medida que avanza la producción del pozo, el agua se desplaza a través de las capas de alta permeabilidad y entra rápidamente en el pozo. Este proceso provoca un aumento brusco del WOR, que se incrementa de manera pronunciada con el tiempo. Al observar la derivada del WOR, se nota un ascenso inmediato en el momento de la irrupción, seguido de una estabilización progresiva, como se observa en la Figura 4 (Pozo, 2020)

Figura 4

Diagnóstico de canalización de Chan



Nota. Esta figura fue tomada de Pozo, 2020

2.2 Métodos de Water Shut Off (WSO)

El agua producida es un residuo inevitable y voluminoso en la extracción de hidrocarburos, cuya cantidad y composición varían según múltiples factores geológicos y operativos. Aunque es esencial para mantener la presión del yacimiento y movilizar el petróleo, su manejo se vuelve costoso a medida que aumenta la relación agua-petróleo (WOR). Superado un cierto límite, la operación deja de ser rentable. Se considera aceptable el agua que favorece la producción eficiente, mientras que el exceso de agua genera pérdidas económicas, un mayor consumo energético y una mayor huella de carbono. (Asuaje et al., 2025).

Existen múltiples soluciones mecánicas y químicas para el control de agua, incluyendo aislamiento químico, tapones inflables, separadores, completamientos especiales y dispositivos de control de flujo, diseñadas para reducir la entrada de agua no deseada y mejorar la eficiencia de producción.

2.2.1 Mecánicos

Los métodos mecánicos para el control del agua en pozos incluyen el uso de empaques (packers) para aislar zonas productoras de agua, como se observa en la Figura 5. Estos pueden clasificarse en dos tipos: expansibles y no expansibles, ver Tabla 3 (Xindi & Baojun, 2017).

Figura 5

Mecanismos de sellado mecánico. Empaques más utilizados.



Nota. Esta figura fue tomada de Xindi & Baojun, 2017

Tabla 3

Tipos de empaques para aislamiento mecánico.

Empaques expansibles	Empaques no expansibles
<p>Contienen elementos que incrementan su volumen logrando ocupar todo el espacio disponible y sellar la zona. Pueden ser:</p> <p><i>Inflatable packer, Swell packer, Straddle packer, Cement retainer, Bridge plug, Casing packer</i></p>	<p>El más común es el <i>Cement Plug</i> usado principalmente en pozos verticales para aislar zonas superiores y bloquear fluidos.</p>

Nota. Esta tabla fue tomada de Xindi & Baojun, 2017

2.2.2 Químicos

Los tratamientos mecánicos son efectivos para sellar grandes aberturas en el pozo, pero no logran bloquear el ingreso de agua en zonas de difícil acceso como fisuras pequeñas o la matriz rocosa. Por ello, en muchos casos se requieren soluciones químicas.

La eficacia de estos tratamientos químicos depende de una correcta colocación donde se recomiendan tecnologías como coiled tubing con empaques inflables o sistemas de doble inyección, que permitan aplicar el fluido de manera precisa y evitar su dispersión en el medio poroso que lleguen a afectar la zona de crudo, o técnicas como el bullheading pueden reducir significativamente los costos operativos (Baily et al., 2000)

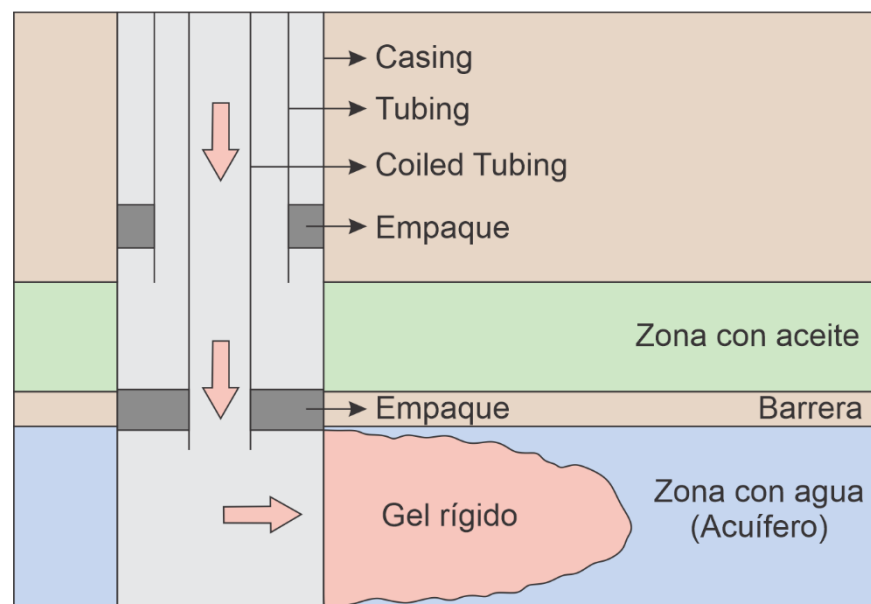
Uno de los tratamientos químicos más conocidos y utilizados son los geles poliméricos sellantes los cuales son una alternativa técnica y económica para reducir la producción de agua en zonas problemáticas (Botermans C.W et al., 2001)

Dentro de los polímeros más utilizados para estas formulaciones químicas, se encuentra la acrilamida usada tanto en tratamientos de Water Shutoff (WSO) como en Reducción Desproporcionada de la Permeabilidad (DPR por sus siglas en inglés), destacando su simplicidad operativa, ya que no requieren equipos adicionales y pueden aplicarse en pozos con completamientos complejos, como aquellos con empaques de grava, donde otros métodos no son viables (R. Sydansk & Seright, 2006)

Los geles rígidos y fluidos son altamente eficaces para bloquear el flujo de agua en zonas cercanas al pozo. Los geles rígidos actúan directamente en la cara del pozo, mientras que los geles fluidos pueden penetrar a cierta distancia de la formación. A diferencia del cemento o de los métodos mecánicos, los geles tienen la ventaja de poder inyectarse en la zona objetivo, formando una barrera interna que sella por completo y detiene el paso de fluidos no deseados desde el medio poroso, como se observa en la Figura 6 (Baily et al., 2000)

Figura 6

Aplicación de tratamiento de geles usando Coiled Tubing y aislando zona de petróleo.



Nota. Esta figura fue tomada de Baily et al, 2000

Las soluciones mecánicas se usan para bloquear el agua no deseada cerca del pozo. En cambio, las soluciones químicas pueden llegar más lejos en el yacimiento y cerrar el paso del agua en esas zonas. Esto ayuda a desviar el agua hacia caminos más difíciles, lo que mejora el barrido del petróleo atrapado en la roca. La Tabla 4 resume las soluciones convencionales más utilizadas para el control de agua (Asuaje et al., 2025)

Tabla 4

Soluciones convencionales para WSO.

Tipo de solución	Descripción
Química	
Geles, espumas y cemento	Reducen la permeabilidad y obstruyen fracturas
Inyección de polímeros	Aumenta la viscosidad del agua
Fluidos inteligentes o selectivos	Se comportan como gel en contacto con agua y mantienen su fluidez con el petróleo
Mecánica	
Tapones y empaques	Aíslan zonas de producción de agua (bloquean secciones anulares o diametrales de la tubería)
Parches y revestimientos internos	Bloquean intervalos perforados y fugas en el revestimiento o tubería
Separadores/filtros en fondo	Separan parcialmente el agua del petróleo y la reinyectan más profundamente en la formación

Nota. Esta tabla fue adaptada de Asuaje et al., 2025

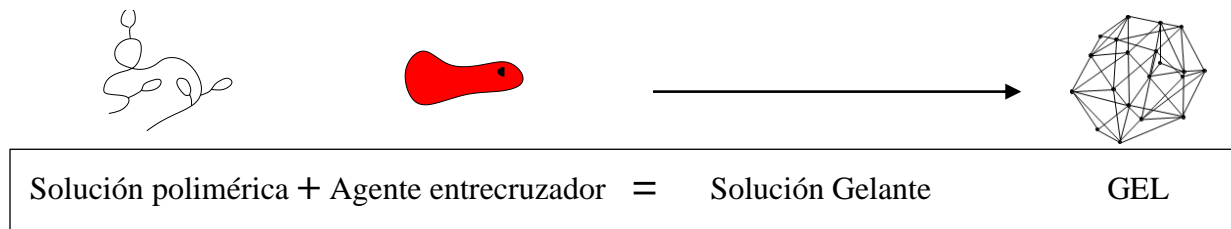
2.3 Geles poliméricos

El término “gel” viene de la palabra latina “gelu”, la cual significa escarcha, congelar o coagular. Así, el origen de la palabra “gel” brinda la idea de una sustancia líquida que se convierte en un material sólido o semisólido que no fluye (Nayak & Das, 2018).

La definición dada por la Enciclopedia de Ciencia e Ingeniería de Polímeros: “Un gel es una red de polímeros entrecruzados hinchada en un medio líquido. Sus propiedades dependen de estos dos componentes”. Los geles poliméricos son redes tridimensionales de polímeros entrelazados por agentes entrecruzadores. El esquema teórico se observa en la Figura 7.

Figura 7

Esquema de entrecruzamiento.



Son ampliamente utilizados en la ingeniería de perforación y producción de hidrocarburos debido a su capacidad de adaptarse al medio poroso y de bloquear el flujo en poros y fracturas, controlando la pérdida de fluidos de perforación, los colapsos de pozos y mejorando la eficiencia y la seguridad en la producción. Se dividen en dos tipos según su entrecruzamiento: (1) Geles entrecruzados químicamente, presentan mayor resistencia a altas temperaturas y salinidades; (2) Geles entrecruzados físicamente, son fáciles de aplicar y recomendables para taponamientos temporales. (Han et al., 2022). La Tabla 5 muestra de manera resumida las áreas donde puede aplicarse este tipo de tratamiento químico en la industria.

Tabla 5

Aplicación de geles poliméricos en la ingeniería de pozos.

Aplicación	Área de aplicación
Recobro	Agente de control del perfil.
mejorado de petróleo	Agente de control y bloqueo de agua (WSO)
	Agente de barrido
	Fluido de fracturamiento
Control de perforación	Agente preventivo de pérdidas en la circulación
	Fluido de perforación
	Agente taponante

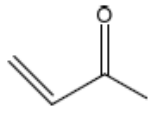
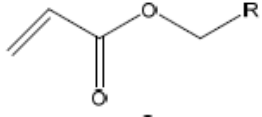
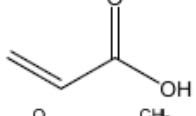
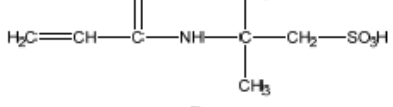
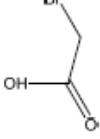
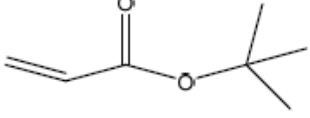
Nota. Esta tabla fue tomada de Han et al., 2022

2.3.1 Polímeros

Un polímero es una macromolécula formada por la repetición de unidades más pequeñas conocidas como monómeros. El polímero más utilizado en la industria como tratamiento químico es la poliacrilamida (PAM), el cual es el más económico del mercado, es soluble en agua y eléctricamente neutro formado por grupos amida. Bajo condiciones de alta temperatura o en medios alcalinos, la poliacrilamida puede hidrolizarse, donde los grupos amida pueden convertirse en grupos carboxilos (con cargas aniónicas) y formar la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) (Lei et al., 2022; Pinho De Aguiar et al., 2020). En la Figura 8, se observan los monómeros que conforman los polímeros más utilizados.

Figura 8

Monómeros más utilizados en estos tratamientos.

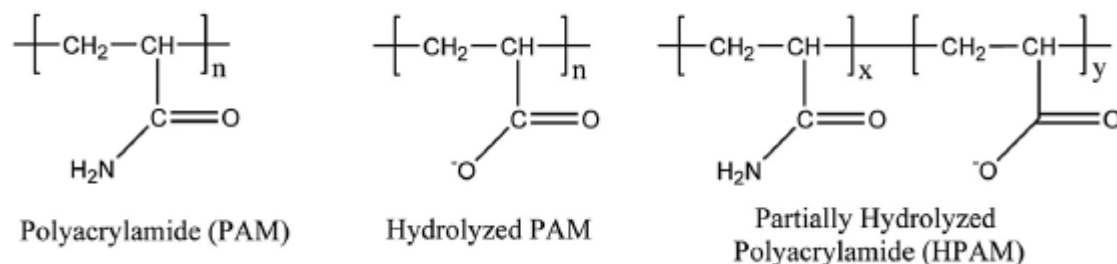
No.	Name	Molecular Formula	Structural Formula
1#	Acrylamide	C_3H_5NO	
2#	Acrylate	$CH_2 = CHCOOR$	
3#	Acrylic acid	$C_3H_4O_2$	
4#	2-Acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid (AMPS)	$C_7H_{13}NO_4S$	
5#	Bromoacetic acid (MBAA)	$C_2H_3O_2Br$	
6#	Tert-butyl acrylate (PATBA)	$C_7H_{12}O_2$	

Nota. Esta figura fue tomada de Han et al, 2022

La estabilidad térmica de los polímeros de poliacrilamida (PAM) y poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) limita su aplicación en condiciones de alta temperatura y alta salinidad ya que, a condiciones de yacimiento, los cationes divalentes como el Ca^{+2} aumentan su concentración y su facilidad de interactuar con los polímeros induciéndolos al proceso de hidrólisis y a la inestabilidad de su estructura ya que habrá un incremento de los puntos de reacción para el entrecruzamiento, dando lugar a geles con estructuras internas apretadas (Ma et al., 2015). En la Figura 10 se muestra la poliacrilamida (PAM), poliacrilamida hidrolizada y parcialmente hidrolizada (HPAM).

Figura 10

Estructura molecular de PAM y HPAM.



Nota. Esta figura fue tomada de Ma et al, 2015

2.3.1.2 Peso molecular. El peso molecular del polímero influye directamente en la formación y el desempeño de los geles poliméricos. Los polímeros de alto peso molecular (HMW) ($\geq 5 \times 10^6$ Da) poseen más grupos funcionales por cadena de polímero, lo que permite una red tridimensional más densa y resistente tras el entrecruzamiento, incrementando la estabilidad térmica y mecánica del gel (Tessarolli et al., 2019a). Además, estos polímeros de HMW generan soluciones con mayor viscosidad antes de la gelificación, lo que mejora el control de movilidad, pero dificulta la inyección del tratamiento en formaciones con permeabilidad bajas a moderadas (Gao, 2014). El peso molecular también afecta la cinética de gelificación, ya que hay un mayor

número de sitios reactivos para acelerar el entrecruzamiento (Pinho De Aguiar et al., 2020). En medios porosos, los polímeros de HWM pueden tener dificultad para penetrar zonas profundas debido a su gran tamaño hidrodinámico (Lantz & Muniz, 2014).

La formación de geles rígidos o fluidos puede clasificarse según el peso molecular del polímero. Los polímeros de alto peso molecular (HMW) forman geles fluidos, ya que sus cadenas largas requieren menos polímero para alcanzar la gelificación; sin embargo, esta menor concentración implica un menor número de sitios activos disponibles para el entrecruzamiento, lo que resulta en una red interna menos densa en el gel. En contraste, los polímeros de bajo peso molecular (LMW) necesitan concentraciones más altas para formar un gel, lo que incrementa la densidad de sitios funcionales disponibles para el entrecruzamiento, permitiendo la formación de geles más rígidos y estructurados (Shriwal et al., 2012), como se observa en la Figura 11.

Figura 11

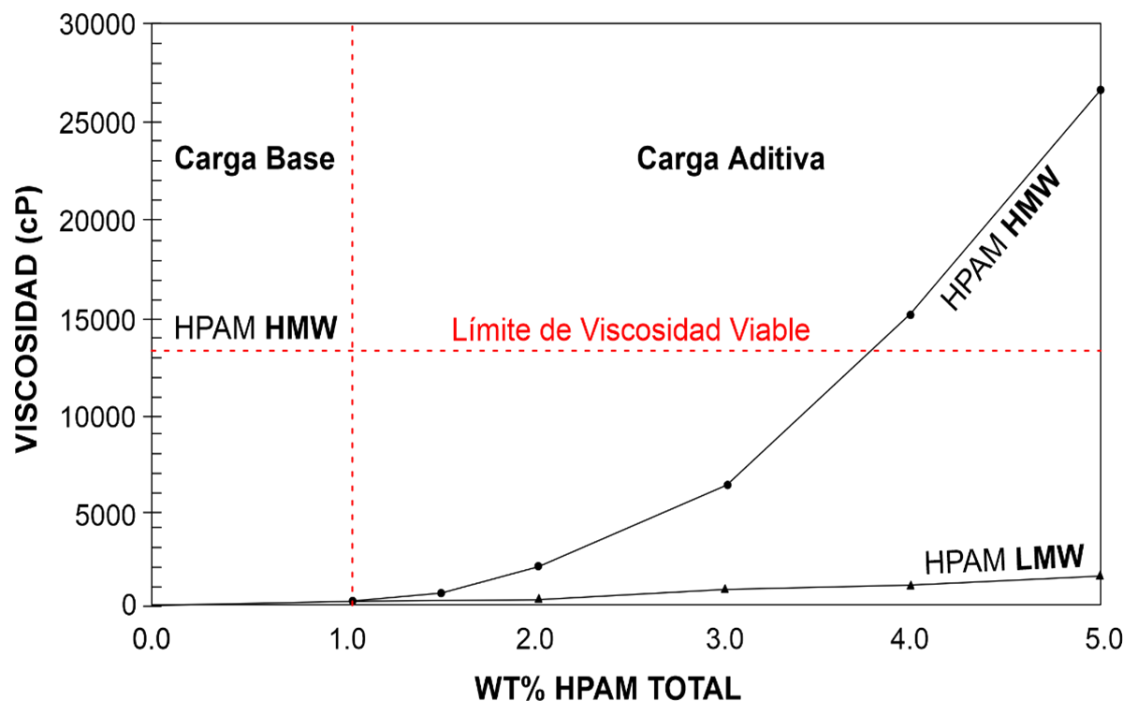
Implicación del peso molecular del polímero en el desarrollo del gel.



Aumentar la cantidad de polímero HWM en la solución mejora la estabilidad, la resistencia y la eficiencia del gel formado, ayudando a reducir los efectos de las altas temperaturas. Sin embargo, incrementar demasiado esta concentración puede generar viscosidad excesiva en la solución, lo que provoca dificultades en la inyección del tratamiento, caídas de presión significativas en las tuberías del pozo, complicaciones en la preparación de la solución gelante y dificultad para la correcta colocación en la zona de tratamiento (Southwell & Sydanks, 2000). La Figura 12 fue tomada del artículo de (Southwell & Sydanks, 2000) en el que se evalúa la formulación de un tratamiento híbrido que involucre tanto polímeros de HWM como LWM en función de la viscosidad que aporta la variación de los pesos moleculares.

Figura 12

Gráfico de Viscosidad vs Peso molecular del polímero.



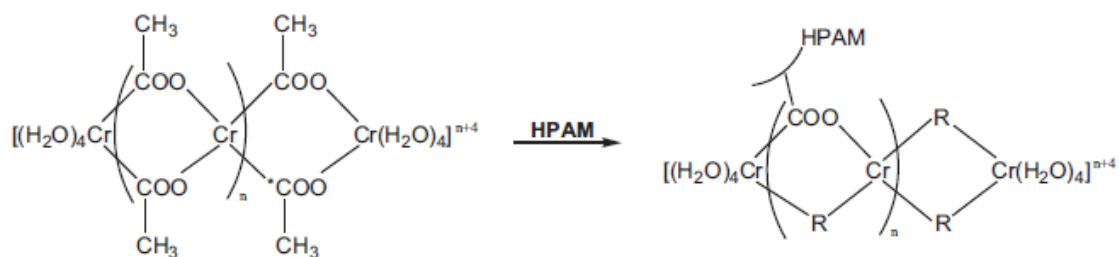
Nota. Esta figura fue adaptada de Southwell & Sydanks, 2000

2.3.2 Entrecruzadores

2.3.2.1 Inorgánicos. Los sistemas de gel con entrecruzadores inorgánicos, compuestos principalmente por poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) y cationes metálicos multivalentes como Cr^{3+} , Al^{3+} , Zr^{4+} , Fe^{3+} y Ti^{3+} , han sido ampliamente empleados para controlar la producción de agua no deseada en yacimientos petroleros. El mecanismo de entrecruzamiento se basa en la formación de enlaces iónicos entre los grupos carboxilos del polímero y los iones metálicos, siendo el Cr(III) uno de los más utilizados; sin embargo, su posible oxidación a Cr(VI) , un compuesto altamente cancerígeno, representa una desventaja (Han et al., 2022; Pinho De Aguiar et al., 2020). Para mejorar la inyección y el tiempo de gelificación, se han desarrollado sistemas con complejos de iones multivalentes que utilizan ligandos como citrato, acetato, malonato, propionato, tartrato y glicolato, los cuales permiten retrasar la formación del gel y mejorar su estabilidad. En general, el tiempo de gelificación de estos sistemas depende de variables como la concentración de polímero y entrecruzador, el grado de hidrólisis, la temperatura, el pH y la salinidad (Kang et al., 2021b; Pinho De Aguiar et al., 2020). La Figura 13 muestra el mecanismo de entrecruzamiento del HPAM y del Cr(III) , el cual se basa en puentes de coordinación entre el ión metálico y los grupos carboxilos ($-\text{COO}-$) presentes en el polímero.

Figura 13

Estructura de un gel polimérico de HPAM y Cr(III) .



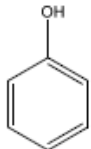
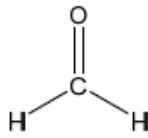
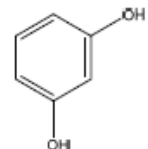
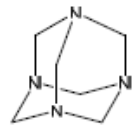
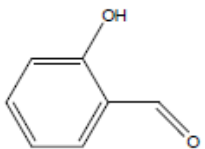
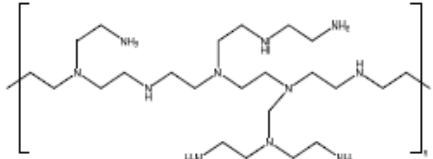
Nota. Esta figura fue tomada de Pinho de Aguiar et al., 2020

Aunque son ampliamente utilizados, los geles inorgánicos presentan restricciones en condiciones de altas temperaturas y salinidades, lo que ha impulsado el desarrollo de sistemas alternativos con entrecruzantes orgánicos que buscan superar estos desafíos operacionales.

2.3.2.2 Orgánicos. Los sistemas de gel basados en poliacrilamida pueden formarse mediante entrecruzamiento con compuestos orgánicos como fenol-formaldehído, resorcinol-formaldehído, hexametilentetramina (HMTA), polietilenimina (PEI), entre otros. La Figura 14 presenta los agentes entrecruzadores más utilizados (Han et al., 2022).

Figura 14

Agentes entrecruzadores orgánicos más utilizados en estos tratamientos.

No.	Name	Molecular Formula	Structural Formula
1#	Phenol	C_6H_5OH	
2#	Formaldehyde	$HCHO$	
3#	Resorcinol	$C_6H_6O_2$	
4#	Hexamethylenetetramine (HMTA)	$C_6H_{12}N_4$	
5#	Water-soluble phenolic resin	$C_7H_6O_2$	
6#	Polyvinyl imine	$(CH_2CH_2NH)_n$	

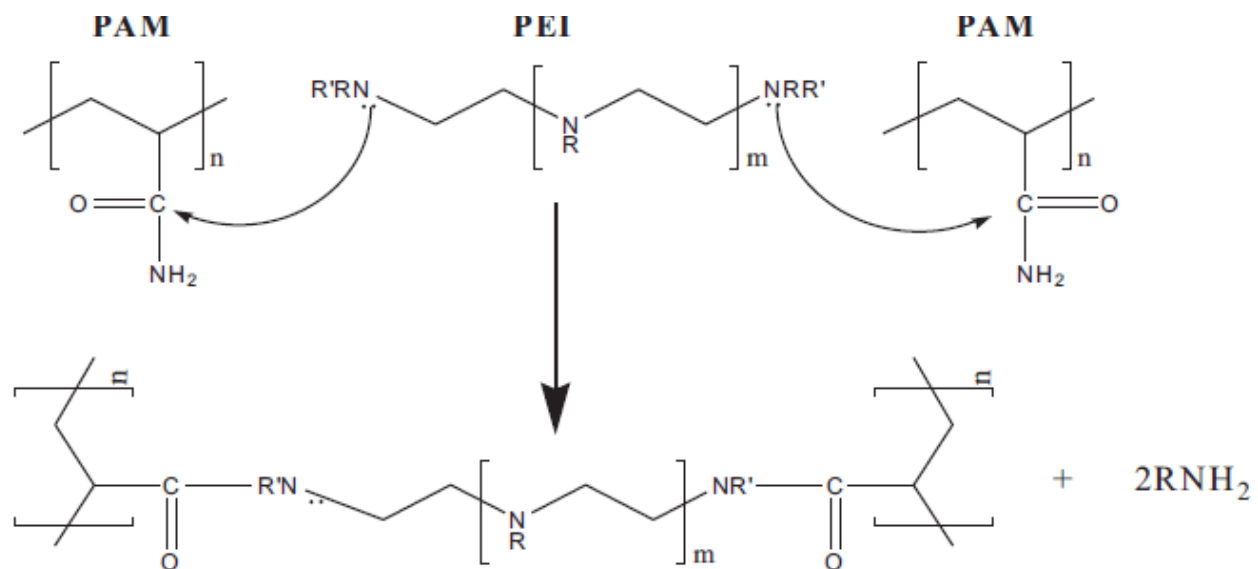
Nota. Esta figura fue tomada de Han et al., 2022

Estos geles presentan enlaces covalentes entre los grupos amida del polímero y los grupos funcionales del agente entrecruzador, otorgándoles una alta estabilidad térmica y salinidad, ideales para yacimientos de alta temperatura (Han et al., 2022; Pinho De Aguiar et al., 2020).

Los primeros geles entrecruzados orgánicamente se desarrollaron con resorcinol-formaldehído, aunque su uso se ha reducido debido a la toxicidad del formaldehído. Como alternativa, se han explorado sistemas menos tóxicos y con buena resistencia térmica (hasta 176 °C), destacando el uso de PEI como entrecruzador más seguro y eficiente, la Figura 15 muestra la estructura de una formulación de HPAM-PEI.

Figura 15

Estructura de un gel polimérico de HPAM y PEI.



Nota. Esta figura fue tomada de Pinho De Aguiar et al., 2020

Los geles orgánicos presentan ventajas notables frente a los sistemas entrecruzados con iones metálicos, especialmente en condiciones extremas de temperatura y salinidad. La Tabla 6 muestra un resumen de las características que presenta el uso de agentes entrecruzadores inorgánicos versus orgánicos.

Tabla 6*Características de los entrecruzadores orgánicos e inorgánicos.*

Características	Agentes Inorgánicos	Agentes Orgánicos
Agentes más comunes	Cr ³⁺ , Al ³⁺ , Zr ⁴⁺ , Fe ³⁺ y Ti ³⁺	Fenoles, Formaldehído, Resorcinol, Polietilenimina, HMTA, Resinas y Polivinilemina
Costo	Bajo	Medio a alto
Temperatura	≤ 80 °C	> 80 °C (mayor resistencia térmica)
Tipo de enlaces	Iónicos	Covalentes
Propiedades mecánicas	Moderadas	Altas (mayor resistencia estructural)
Toxicidad	Alta (riesgo ambiental y de salud)	Generalmente menor
Aplicaciones	Reservorios de baja temperatura	Reservorios de media y alta temperatura

Nota. Esta tabla fue tomada de Han et al., 2022

2.3.3 Aditivos

Los geles poliméricos son los sistemas químicos más utilizados para el control de agua en pozos. La incorporación de aditivos (ej. nanopartículas) en estos tratamientos puede mejorar notablemente su eficiencia y rendimiento. Factores como el tiempo de gelificación y las características del yacimiento influyen directamente en el éxito del tratamiento, por lo que la formulación resulta clave para optimizar su aplicación.

Los nanomateriales como nanosílice, nanoarcilla y nanografeno permiten controlar el tiempo de gelificación, aumentar la resistencia del gel hasta 4.5 veces y mantener su estabilidad térmica hasta 187 °C. En los geles de partículas preformadas (PPG) (Ver la sección 1.4), su uso puede incrementar el hinchamiento hasta un 400% y mejorar la resistencia del gel. (Ali et al., 2024).

El uso de sales actúa como acelerador o retardante en geles de poliacrilamida (HPAM). El cloruro de amonio (NH_4Cl), por ejemplo, influye en la microestructura del gel, haciendo que las cadenas poliméricas se enrosquen y se cubran con cristales de sal, lo cual puede mejorar la estabilidad y resistencia del gel (Jia et al., 2016)

2.4 Propiedades de los geles poliméricos

La inyectividad, la capacidad de propagación, el tiempo de gelificación y la rigidez final de los geles poliméricos están estrechamente ligados tanto a la formulación del tratamiento como a las condiciones específicas del yacimiento, la temperatura, el pH, la salinidad o la litología. Estos factores influyen directamente en el comportamiento del gel, en especial en su tiempo de gelificación, que desempeña un papel clave al determinar hasta qué profundidad puede penetrar el tratamiento en la formación y, en consecuencia, su eficacia. Los sistemas de geles poliméricos más comunes son: geles formados in situ; y geles de partículas preformadas (PPG) (Bai et al., 2015), como se observa en la Tabla 7.

Para que estos geles sean efectivos, deben presentar buena inyectabilidad, baja adsorción en el medio poroso y un tiempo de gelificación controlable. Además, deben ser estables tanto térmica como químicamente para soportar las condiciones del yacimiento. Las propiedades y el comportamiento del gel dependen del tipo de polímero, el agente entrecruzador, sus concentraciones y las condiciones específicas del yacimiento, como temperatura, salinidad, pH y presión (Pinho De Aguiar et al., 2020)

Tabla 7

Sistemas poliméricos más comunes.

Descripción	Ventajas	Desventajas
Gel in situ CDG: Geles de dispersión coloidal Weak Bulk Gel	Alta inyectividad Flujo fácil a través del yacimiento Penetración profunda	Gelificación controlada por factores ambientales el yacimiento Tiempo de gelificación y rigidez difícil de controlar Penetra y daña zonas de baja permeabilidad, causando obstrucciones
Gel preformado PPG: Geles de partículas preformadas Bright Water Soft microgel	Previene penetración en zonas de baja permeabilidad Gelificación no afectada por condiciones ambientales Resistencia controlable	No penetra en formaciones con permeabilidad < 500 mD Uso limitado a yacimientos con alto contraste de permeabilidad

Nota. Esta tabla fue adaptada de Bai et al., 2015

La formulación del gel y las condiciones del medio juegan un papel clave en el tiempo de gelificación y en la rigidez final del sistema. La Figura 16 ilustra cómo cada componente influye en estas propiedades, ya sea acelerando o retardando el proceso de gelificación, así como aumentando o disminuyendo la rigidez del gel formado.

Figura 16

Influencia de los reactivos y condiciones del yacimiento en el tiempo de gelificación y rigidez del gel.

Parámetros	Tiempo de gelificación	Rigidez
Concentración de los reactivos ↑ Polímero ↑ Entrecruzador	↓ ↓	↑ ↑
Propiedades del entrecruzador ↑ Peso molecular ↑ pH Inicial	↓ ↓	↑ ↑
Propiedades de las arcillas ↑ Cationes divalentes	↑	↓
Condiciones del yacimiento ↑ Temperatura ↑ Salinidad ↑ Dureza	↓ ↑ ↑	↑ ↓ ↓

Nota. Esta tabla fue tomada y adaptada de Tessarolli et al., 2019b

2.4.1 Efecto de la concentración del polímero y del agente entrecruzador

La concentración de los reactivos es uno de los parámetros clave en las formulaciones de geles poliméricos. La solución polimérica debe tener una concentración adecuada que permita una inyección eficiente en el pozo, ya que, a mayores concentraciones, la viscosidad aumenta significativamente, dificultando su inyectividad, como se ve en la Figura 17. En este sentido, al incrementar la concentración del polímero, se incrementa la rigidez del gel formado, mientras que el tiempo de gelificación se reduce, debido a la mayor cantidad de sitios activos disponibles para el entrecruzamiento, como se ve en la Figura 11 (Karimi et al., 2014; Reena, 2020)

El entrecruzador, al ser responsable de formar la red tridimensional del gel mediante enlaces covalentes en el caso de los orgánicos, o iónicos en el caso de los inorgánicos, influye directamente en las propiedades del sistema. Al aumentar su concentración, se incrementa la rigidez del gel y se reduce el tiempo de gelificación, de manera similar a lo que ocurre con el aumento del polímero. Sin embargo, un exceso de entrecruzador puede provocar una degradación prematura del gel debido a un fenómeno conocido como sinéresis, que implica la expulsión de líquido por contracción de la estructura del gel (Reena, 2020; Tessarolli et al., 2019b).

Figura 17

Esquema de reactivos y tiempos antes de la formación del gel



2.4.2 Efecto de la temperatura y salinidad

La temperatura y la salinidad son condiciones propias del yacimiento que influyen significativamente en el comportamiento de los geles. En particular, a altas temperaturas, la

movilidad de las cadenas poliméricas aumenta, lo que facilita la formación de nuevos enlaces entre las cadenas y el entrecruzador. Esto da como resultado una mayor resistencia del gel y una reducción del tiempo de gelificación (Reena, 2020).

El tiempo de gelificación disminuye a medida que aumenta la temperatura, de acuerdo con una relación exponencial descrita por la ecuación de Arrhenius (Tabla 8). Al adaptar esta ecuación, se observa que existe una relación lineal entre el logaritmo del tiempo de gelificación ($\ln(GT)$) y el inverso de la temperatura ($1/T$) (Tabla 9 y Tabla 10). Esto explica por qué, en condiciones de mayor temperatura, la gelificación ocurre más rápidamente (Reena, 2020).

Tabla 8

Ecuación de Arrhenius

Ecuación 3	$K = K_0 \cdot e^{\frac{-E_a}{RT}}$
------------	-------------------------------------

Donde: K = constante de velocidad de reacción, K_0 = factor de frecuencia, E_a = energía de activación (kJ/mol), R = constante de los gases (kJ/mol·K) y T = temperatura absoluta (K)

Tabla 9

Modificación de la Ecuación 1

Ecuación 4	$GT = M \cdot e^{\frac{-E_a}{RT}}$
------------	------------------------------------

Donde: GT = tiempo de gelificación (h), M = constante de velocidad (h)

Al aplicar logaritmo natural:

Tabla 10

Linealización de la Ecuación 2 (Ln)

Ecuación	$\ln(GT) = (E_a / RT) + \ln(M)$
----------	---------------------------------

En cuanto a la salinidad, los iones disueltos en el agua de formación, principalmente de tipo monovalente y divalente, afectan directamente el comportamiento del gel. Su presencia provoca una disminución la resistencia del gel y un aumento en el tiempo de gelificación, debido a su interferencia con el entrecruzamiento de las cadenas poliméricas.

2.5 Pruebas experimentales

Se deben realizar varios experimentos que evalúen las formulaciones del gel para prevenir o controlar la producción de agua en yacimientos de hidrocarburos, con el fin de evaluar su desempeño. Las principales pruebas experimentales son:

- **Medición del tiempo de gelificación (Prueba de la botella y reológicas)**
- **Determinación de la resistencia del gel (Prueba de la botella y reológicas)**
- **Pruebas de desplazamiento.**

Estos experimentos constituyen las evaluaciones más relevantes para un sistema de gel polimérico y se explican en detalle a continuación:

2.5.1 Prueba de la botella o Sydanks

La prueba de botella es una técnica experimental sencilla, económica y ampliamente utilizada para evaluar sistemas de geles poliméricos. Su objetivo principal es determinar de forma rápida y visual tanto el tiempo de gelificación como la resistencia del gel bajo condiciones controladas de temperatura y salmuera (Karimi et al., 2014; R. D. Sydansk, 2014)

El procedimiento consiste en colocar la solución del gel en un tubo o ampolla, y someterla a una temperatura constante (normalmente elevada). En intervalos regulares de tiempo, el tubo se

invierte para observar el comportamiento del contenido. Según la fluidez o deformación del gel al invertir el recipiente, se asigna un código de resistencia (de A a J) (Ver Tabla 11), donde:

Tabla 11

Códigos asignados en la prueba de botella para terminar el estado de fluidez o rigidez de una formulación.

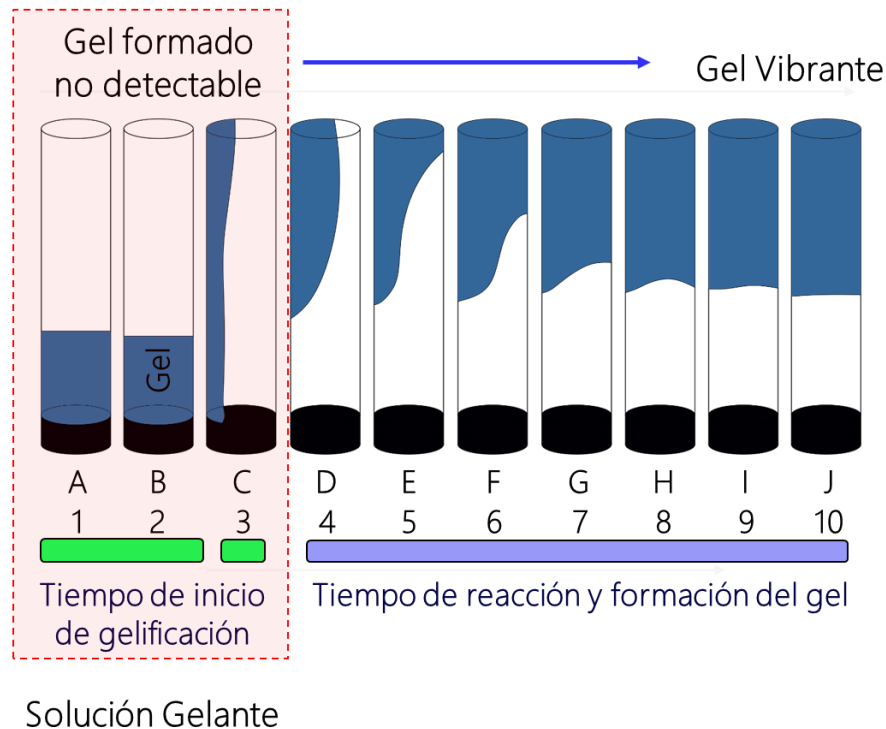
Código	Descripción
A	No se forma gel detectable: la solución mantiene la misma viscosidad que la solución polimérica original.
B	Gel altamente fluido: viscosidad apenas mayor que la solución original.
C	Gel fluido: la mayor parte del gel fluye al invertir el envase.
D	Gel moderadamente fluido: entre el 5% y el 15% del gel no fluye con facilidad
E	Gel apenas fluido: fluye con dificultad o más del 15% del gel no fluye.
F	Gel altamente deformable y no fluido: no alcanza la parte superior al invertir, aunque fluye parcialmente.
G	Gel moderadamente deformable y no fluido: fluye hasta la mitad del envase.
H	Gel ligeramente deformable y no fluido: solo la superficie se deforma al invertir.
I	Gel rígido: no presenta deformación al invertirlo; estable y claro.
J	Gel rígido vibrante: se percibe una vibración tipo diapasón al golpear el envase (no se usa en pruebas a alta temperatura por razones de seguridad).

Nota. Esta tabla fue tomada de R. D. Sydansk, 2014

Este código permite hacer un seguimiento del proceso de gelificación en el tiempo y evaluar la estabilidad del gel a largo plazo. La prueba identifica el momento en que la solución comienza a adquirir propiedades de gel (por ejemplo, código B a C como punto de inicio de gelificación) (Karimi et al., 2014; R. D. Sydansk, 2014), como se observa en la Figura 18.

Figura 18

Esquema de la prueba de botella o Sydanks.



Nota. Esta figura fue adaptada de R. D. Sydanks, 2014

2.5.2 Prueba reológica

La reología es una herramienta para caracterizar el comportamiento mecánico de los geles poliméricos, ya que presentan una transición de estado líquido a sólido con el tiempo. Su estudio reológico permite entender y predecir la evolución durante la formación del gel (gelificación), así como su desempeño una vez formado (Al-Muntasheri et al., 2007; Long et al., 2024). Dos de las principales pruebas reológicas aplicadas a los geles poliméricos son:

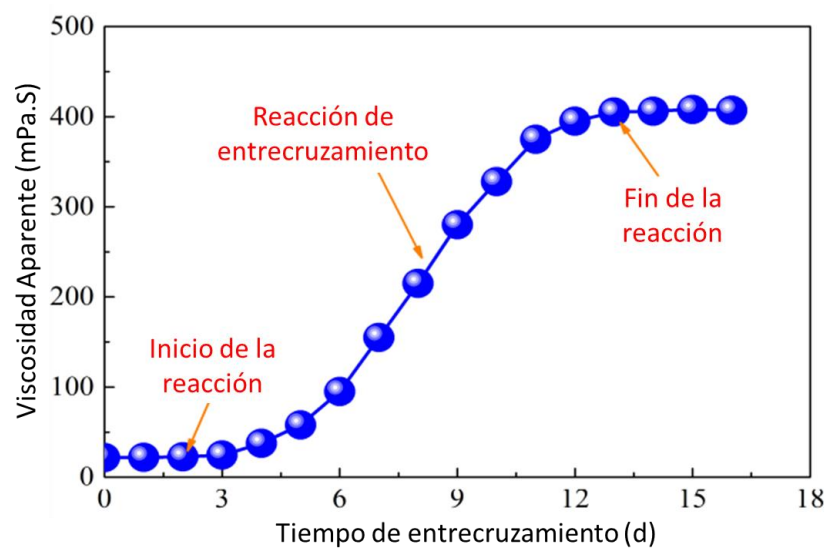
Medición de la viscosidad en función del tiempo (time sweep), a una tasa de cizallamiento constante, que permite seguir la evolución de la viscosidad del sistema desde su preparación hasta la formación completa del gel. Esta prueba proporciona información clave sobre

el tiempo de gelificación, lo cual es crucial para asegurar una inyección segura antes de que el sistema pierda movilidad (Long et al., 2024).

Durante esta prueba, el sistema de gel polimérico atraviesa tres etapas clave en cuanto a la evolución de su viscosidad, como se observa en la Figura 19:

Figura 19

Efecto del tiempo de entrecruzamiento en la viscosidad aparente del gel.



Nota. Esta figura fue tomada de Long et al., 2024

Etapas de pre-gelificación o solución gelante: En esta fase inicial, la mezcla conserva un comportamiento predominantemente líquido. Al finalizar esta etapa se alcanza el tiempo de inicio de la gelificación, que representa el margen disponible para realizar una inyección segura antes de que comience a formarse el gel.

Etapas de gelificación o entrecruzamiento: Durante esta fase, se observa un incremento progresivo de la viscosidad a medida que avanzan las reacciones de entrecruzamiento. El final de esta etapa marca el fin de la reacción.

Etapa de estabilización del gel: En esta última fase, la viscosidad se mantiene constante, lo que indica que la reacción de entrecruzamiento ha concluido y que la red interna del gel ha alcanzado su configuración final.

Análisis de los módulos viscoelásticos mediante pruebas oscilatorias (barridos de frecuencia o de tiempo), que permiten evaluar el módulo elástico (G') y viscoso (G''). Cuando G' supera a G'' , el material se comporta principalmente como un sólido elástico, lo cual indica que el gel ha alcanzado una estructura mecánicamente estable capaz de soportar esfuerzos y bloquear canales de alta permeabilidad (Long et al., 2024; Wu et al., 2022b)

Los geles poliméricos se pueden analizar a través de sus propiedades viscoelásticas midiendo 3 parámetros claves: el módulo complejo (G^*), el módulo de almacenamiento (G') y el módulo de pérdida (G'') (Long et al., 2024). El módulo complejo (G^*) representa la capacidad total del material para resistir la deformación, y se calcula como se ve en la Tabla 12:

Tabla 12

*Módulo complejo G^**

Ecuación 6	$ G^* = \frac{\sigma_0}{\gamma_0} = G' + iG''$
------------	---

Donde, σ_0 es la amplitud del esfuerzo cortante aplicado y γ_0 es la amplitud de la deformación. Este módulo se divide en dos partes: G' (módulo de almacenamiento): indica la energía almacenada temporalmente por la deformación elástica y se calcula con la Tabla 13.

Tabla 13

Módulo de almacenamiento G'

Ecuación 7	$G' = G^* \cos \delta = \left(\frac{\sigma_0}{\gamma_0}\right) * \cos \delta$
------------	---

G'' (módulo de pérdida): representa la energía disipada por la deformación viscosa y se calcula con la Tabla 14.

Tabla 14

Módulo de pérdida G''

Ecuación 8	$G'' = G * \text{Sen } \delta = \left(\frac{\sigma_0}{\gamma_0}\right) * \text{Sen } \delta$
------------	--

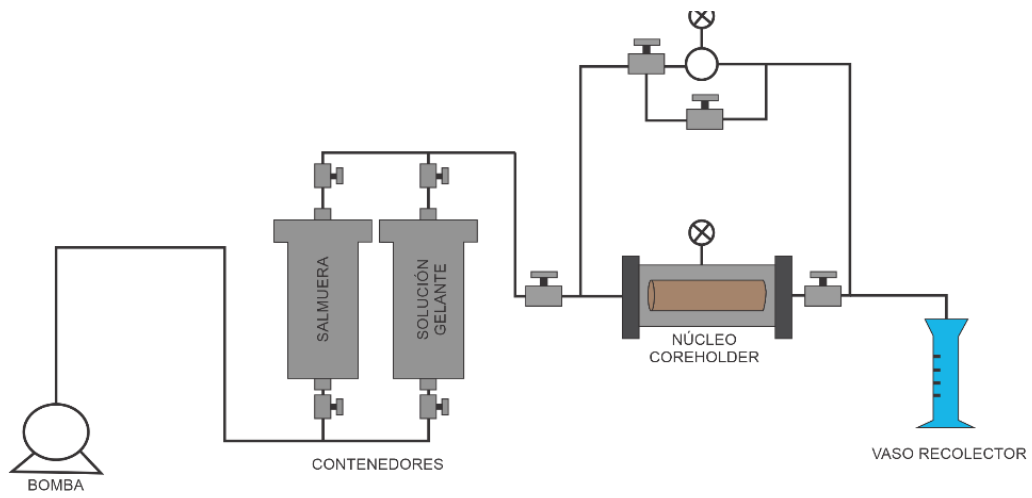
Si δ es bajo (entre 0° y 10°), el material es mayormente elástico. Si δ está entre 20° y 40° , se comporta como un fluido viscoelástico. Si δ es mayor a 40° , predomina la viscosidad.

2.5.3 Prueba de desplazamiento

Una prueba de desplazamiento es un ensayo de flujo no estacionario realizado en núcleos, cuyo objetivo es estudiar cómo un fluido inyectado desplaza otro fluido previamente saturado, bajo condiciones controladas de presión, temperatura, saturación y composición. Durante la prueba se inyecta un fluido por un extremo del núcleo mientras que en el otro extremo se mantiene un sistema de recolección de los fluidos producidos, lo que permite medir variables como la caída de presión, las tasas de flujo, las saturaciones, la permeabilidad relativa, y las fracciones de recuperación. El análisis de los resultados caracteriza la permeabilidad efectiva, la saturación residual, la eficiencia del barrido, la capacidad de reflujos del fluido desplazado, y evaluar la eficacia de tratamientos químicos o barreras (como geles) para modificar el flujo en medios porosos (H. S. Liang et al., 2017). La Figura 20 representa el esquema de una prueba de desplazamiento.

Figura 20

Esquema de una prueba de desplazamiento enfocado en la inyección de geles poliméricos



3. Reactivos más usados en la preparación de geles poliméricos

La selección de los componentes para el tratamiento químico se realiza mediante una serie de pasos agrupados en tres etapas: (1) Diagnóstico del problema, (2) Selección de la tecnología, (3) Screening de los componentes. Las etapas 1 y 2 fueron definidas inicialmente junto a la compañía operadora, siendo problemas de conificación del agua en pozos productores debido a la presencia de un acuífero activo de fondo como mecanismo natural de empuje del crudo, esto ha puesto en contacto el agua con los perforados de los pozos verticales, impidiendo la llegada de crudo y reduciendo el barrido volumétrico del yacimiento. Asimismo, se definió inicialmente evaluar la tecnología de tratamientos químicos a base de geles poliméricos como control en la producción del agua indeseada.

La etapa 3 correspondiente al screening de reactivos utilizados en los geles poliméricos, los cuales se clasifican generalmente según sus componentes, el lugar donde ocurre el proceso de gelificación y la estructura final del gel. Los geles a base de poliacrilamida son el sistema químico más utilizado para el tratamiento de control de agua. Las poliacrilamidas pueden entrecruzarse de manera orgánica o inorgánica, dependiendo del tipo de agente entrecruzador utilizado.

Los sistemas de gelificación in situ incluye tres tipos principales: geles rígidos (bulk gels), geles débiles (weak gels) y geles de dispersión coloidal (colloidal dispersion gels, CDG) (Aldhaferi et al., 2016).

Geles rígidos: se forman a partir de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas de alto peso molecular combinadas con un agente entrecruzador. Las altas concentraciones de polímero dan lugar a una estructura tridimensional rígida y semisólida.

Geles débiles: son una subdivisión del sistema de geles rígidos. Estos se formulan esencialmente con concentraciones bajas o intermedias de polímero de alto peso molecular.

Geles de dispersión coloidal (CDG): son usados cuando se tienen yacimientos con altas saturaciones de petróleo. Este escenario se ha observado en formaciones de arenisca naturalmente fracturadas, donde los CDG se aplicaron con éxito para mejorar el barrido en procesos de inyección.

Con base en los parámetros propuestos y sus variaciones, se identificaron ocho posibles combinaciones o tipos de soluciones a problemas de agua en el yacimiento, como se muestra en la Tabla 15. Para cada combinación de parámetros, se determinó la tecnología de gel más adecuada (Aldhaeri et al., 2016).

Tabla 15

Esquema propuesto para definir el tipo de tratamiento.

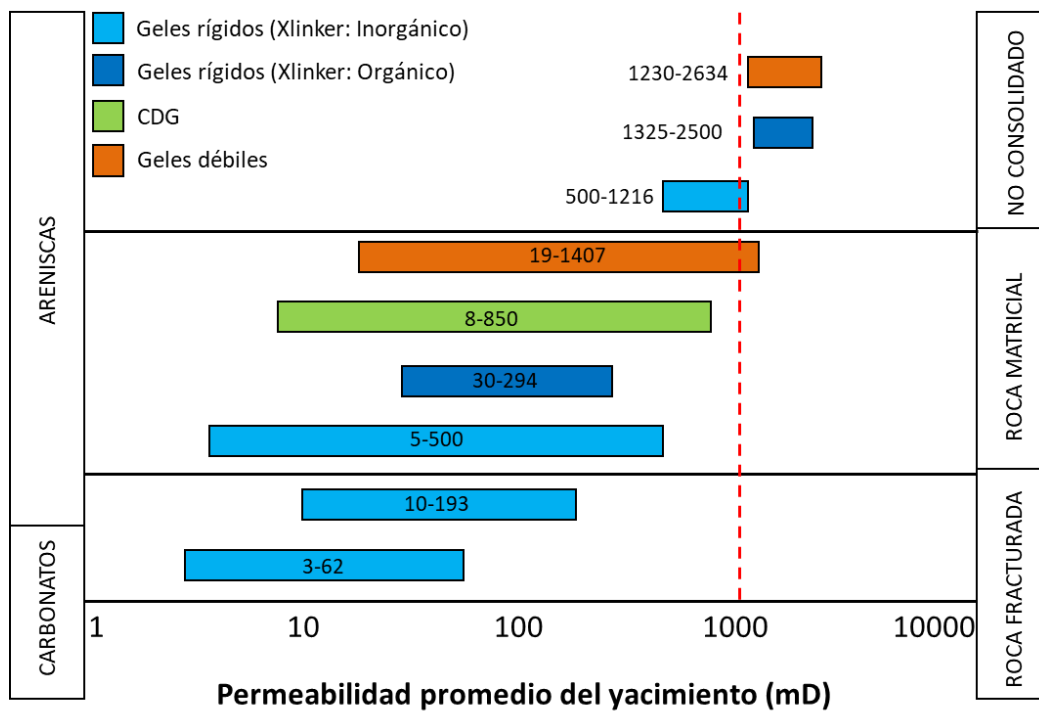
Fuerza de canalización	Volumen de la zona problemática	Estado de desarrollo actual	Flujo cruzado o alta So	Tamaño de la remediación	Agente recomendado
Débil a Moderado	Pequeño	No desarrollado			Geles débiles
		Desarrollado			Geles débiles
	Grande	No desarrollado			CDG
		Desarrollado	Si / No	Desplazamiento / Tratamiento	CDG / Geles débiles
Moderado a Fuerte	Pequeño	No desarrollado			Geles rígidos
		Desarrollado			Geles rígidos
	Grande	No desarrollado			Geles débiles
		Desarrollado	Si / No	Desplazamiento / Tratamiento	Geles rígidos + Geles débiles

Nota. Esta tabla fue tomada y adaptada de Aldhaeri et al., 2016

Se identificó que, para el caso de estudio, el yacimiento presenta problemas de aporte de agua de moderado a fuerte con producción de altos volúmenes, asimismo se trata de un yacimiento desarrollado, por tanto, para este caso se debe tener en cuenta el sistema híbrido de geles rígidos y geles débiles. Asimismo, se tiene una comparación entre la litología, calidad de matriz o presencia de fractura y permeabilidad, donde se observa que para el segmento de areniscas no consolidadas con permeabilidad superiores a 1Darcy, se proponen los sistemas híbridos con Geles rígidos entrecruzados orgánicamente y Geles débiles como se observa en la Figura 21.

Figura 21

Tratamiento sugerido para el caso de estudio en función de la permeabilidad y litología.



Nota. Esta figura fue tomada de Aldhaferi et al., 2016

Una vez definido el esquema del tratamiento a evaluar, se inicia la selección y análisis de los componentes que integrarán cada sistema. Los polímeros más utilizados corresponden a la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), un copolímero aniónico que presenta alta

viscosidad, buena tolerancia térmica y capacidad de reaccionar con entrecruzadores diferentes. Este polímero ha sido empleado tanto en Colombia como en el mundo por su disponibilidad comercial, bajo costo y adecuada interacción con aguas de baja salinidad. En el caso de los entrecruzantes inorgánicos, como Cr^{3+} , Al^{3+} y Zr^{4+} , la reacción ocurre por medio de enlaces iónicos entre los grupos carboxilos del polímero (con carga negativa) y los cationes multivalentes. Sin embargo, este tipo de unión presenta una estabilidad térmica limitada, lo que reduce su efectividad en yacimientos de alta temperatura. En contraste, los polímeros entrecruzados con agentes orgánicos muestran una mayor resistencia térmica, ya que su mecanismo de entrecruzamiento se basa en enlaces covalentes. Entre los agentes orgánicos más reportados en la literatura se encuentran el fenol-formaldehído, la hidroquinona-hexametilentetramina, la metenamina, el tereftalaldehído, el dihidroxinaftaleno, el resorcinol-formaldehído y la polietilenimina, entre otros. No obstante, algunos de estos compuestos presentan niveles de toxicidad elevados, lo que ha limitado su aplicación a escala de campo (Jia et al., 2016b).

Numerosos estudios sobre sistemas de copolímeros de acrilamida y poliacrilamida entrecruzados orgánicamente se han enfocado en su desempeño en yacimientos de temperatura moderada a alta (70–156 °C), donde el control de la producción de agua resulta más desafiante. Aun así, los geles poliméricos también se han aplicado con buenos resultados en yacimientos de baja temperatura (< 50 °C). En los sistemas convencionales de HPAM entrecruzados con Cr^{3+} , el tiempo de gelificación suele ser cercano a 5 h incluso a 40 °C, lo que resulta insuficiente para lograr una colocación profunda del gel en la matriz del reservorio (Jia et al., 2012).

Los factores más influyentes en la gelificación dentro del medio poroso son los esfuerzos cortantes (tanto en superficie como en la zona cercana al pozo) y las condiciones fisicoquímicas del medio, como el pH, la salinidad y la temperatura. En el caso de la Formación Carbonera,

Unidad C7, encontrada bajo temperatura moderada (65 °C), salinidad baja (1000 ppm), pH neutro, alta permeabilidad (5 Darcys) y un acuífero activo de fondo, la selección del sistema de gel adecuado debe garantizar estabilidad térmica, compatibilidad química y una cinética de gelificación que permita su colocación profunda en el medio poroso antes del entrecruzamiento.

Entre los sistemas de gelificación más comunes destacan tres tipos principales: los geles inorgánicos HPAM–Cr(III) y los orgánicos HPAM–Resorcinol/Formaldehído (R–F) y HPAM–Polietilenimina (PEI). El sistema HPAM–Cr(III) es el más tradicional y estudiado a nivel mundial. Su mecanismo de entrecruzamiento se basa en la formación de enlaces iónicos entre los grupos carboxilos del polímero y los iones trivalentes de cromo, generando una red tridimensional estable. Este sistema ha sido empleado exitosamente en campos como North Burbank (EE. UU.) y Daqing (China), donde se reportaron incrementos de recuperación de petróleo entre 8 % y 12 % y reducciones de permeabilidad relativa al agua superiores al 90 % (R. S. Seright et al., 2001). En Colombia, (Arguello, 2020) evaluaron este tipo de geles en arenas de la Formación Carbonera y Mirador, logrando estabilidad térmica superior por 60 días a 65 °C. No obstante, las restricciones ambientales por la toxicidad del cromo limitan su uso en proyectos donde se exige una mínima afectación ambiental. La Tabla 16 representa un resumen donde se muestra la línea de tiempo de los trabajos y hallazgos realizados para geles entrecruzados inorgánicamente.

Tabla 16

Resumen de los trabajos realizados en torno a los geles entrecruzados inorgánicamente.

Año	Actividad / Avance	Autores	Descripción resumida
1972	Desarrollo del primer sistema de gel HPAM con Cr(III) diluido	Routson y Caldwell	Marca el inicio del uso de geles poliméricos para control de agua en yacimientos.
1974	Preparación de sistemas HPAM/Al(III) citrato y estudio del efecto del citrato	Needham et al.	Introducción de entrecruzadores alternativos basados en aluminio.
1982	Estudio del sistema HPAM-Al(III) sulfato y del pH en la gelificación	American Petroleum Institute	Evaluación de la influencia del pH sobre la estabilidad del gel.

1985–1988	Desarrollo y evaluación de sistemas HPAM/Cr(III) propionato	Ghazalli y Willhite; Moradi-Araghi et al.	Se analizaron variaciones del anión ligando para controlar la gelificación.
1987	Análisis de sistemas HPAM/Cr(III) propionato	Mumallah y Shioyama	Profundización en cinética y resistencia térmica.
1988	Patente del sistema HPAM/Cr(III) acetato	Sydansk	Se consolida el sistema más usado comercialmente para tratamientos WSO.
1992	Evaluación de resistencia en sistemas HPAM/Al(III) citrato	Fletcher et al.	Comparación entre sistemas basados en Cr y Al.
1993	Efecto retardante de complejos Cr(III)-orgánicos en PAM-AMPS	Albonico et al.	Mejora del control del tiempo de gelificación.
1994	Aplicación de sistemas Cr(III) en campo (Big Horn Basin, Wyoming)	Southwell y Posey	Primera implementación exitosa en campo real.
1996	Estudio del efecto del citrato de Al(III) en la gelación	Stavland y Jonsbraten	Ajuste de formulaciones para mayor estabilidad térmica.
2001	Desarrollo de geles HPAM/Ti(IV) tartrato	Cai y Huang	Exploración de nuevos agentes entrecruzadores metálicos.
2001–2008	Estudios con HPAM/Cr(III) acetato y PAM-AMPS	Grattoni et al.; Seright et al.; Cheng et al.; Vargas-Vásquez & Romero-Zerón	Consolidación del sistema Cr(III)-acetato como estándar industrial.
2010	Preparación de hidrogeles PAM-AMPS con Cr(III) acetato	Koohi et al.	Evaluación de resistencia química y térmica.
2014	Influencia del peso molecular y temperatura en HPAM/Cr(III) acetato	Dang et al.	Mejoras en la predictibilidad del comportamiento reológico.
2014	Desarrollo de sistemas HPAM/Al(III) citrato y PAM-AMPS/Cr(III) con retardantes	Kedir et al.; Moghagam et al.	Optimización de la gelación mediante aditivos (Na-lactato).
2015a–b	Estudio de los mecanismos de entrecruzamiento HPAM/Cr(III) y efecto de la hidrólisis	Zhang et al.	Comprensión profunda de la microestructura del gel.
2016	Sistema de gel retardado PAM-Cr(III)-tiourea-Na ₂ CO ₃	Sun et al.	Introducción de sistemas retardados para mayor penetración en la matriz.
2019	Evaluación de geles sulfonados (SPAM) con Cr(III) acetato	Alsheri et al.	Avances hacia formulaciones más estables a alta temperatura y salinidad.

Nota. Esta tabla fue tomada y adaptada de Pinho De Aguiar et al., 2020b

Otra alternativa son los geles orgánicos HPAM-Resorcinol/Formaldehído, los cuales se forman por enlaces covalentes entre los grupos fenólicos del resorcinol y las moléculas de formaldehído, creando una estructura tridimensional de alta resistencia térmica. Estudios experimentales muestran que los sistemas de geles orgánicos del tipo resorcinol-formaldehído y otras formulaciones fenólicas han demostrado capacidad para taponar canales de alta permeabilidad y controlar la conificación de agua en reservorios de temperatura moderada (aprox.

60–75 °C)(Sun et al., 2017). Su principal ventaja radica en la posibilidad de controlar el tiempo de gelificación, desde pocas horas hasta varios días, mediante la modificación de la concentración de formaldehído o el uso de catalizadores alcalinos. En el caso de la Formación Carbonera C7, este comportamiento es favorable, ya que permite ajustar el retardo del gel para lograr una colocación profunda.

Por su parte, los geles HPAM–Polietilenimina (PEI) representan una tecnología más reciente y ambientalmente segura. Su mecanismo de entrecruzamiento ocurre a través de una reacción de los grupos amida del HPAM con las aminas terciarias del PEI para formar una red tridimensional estable. Estos geles presentan excelentes propiedades de resistencia térmica, soportando temperaturas de hasta 130 °C, y toleran salinidades de hasta 10 000 ppm, su comportamiento fue evaluado exitosamente en campos en Omán (ElKarsani et al., 2015) donde se registraron reducciones del corte de agua superiores al 85 % y una estabilidad del gel superior a seis meses. Para las condiciones específicas de Carbonera C7, este sistema es particularmente atractivo, ya que ofrece un equilibrio entre estabilidad térmica y compatibilidad química con las aguas de formación de baja salinidad, sin requerir catalizadores adicionales y con bajo impacto ambiental.

La Tabla 17 representa un resumen donde se muestra la línea de tiempo de los trabajos y hallazgos realizados para geles entrecruzados orgánicamente.

Tabla 17

Resumen de los trabajos realizados en torno a los geles entrecruzados inorgánicamente.

Año	Actividad	Autores	Descripción
1984	Formación de los primeros geles mediante entrecruzamiento orgánico PAM/resorcinol-formaldehído y PAM/fenol-formaldehído	Chang et al.	Inicio del desarrollo de geles orgánicos para control de perfil.
1993	Desarrollo de sistemas entrecruzados con fenol-formaldehído	Moradi-Araghi	Mejora en la estabilidad térmica y control de la gelificación.
1996	Aplicación de geles PAM/HQ-HMTA en yacimientos de alta temperatura	Hutchins et al.	Demostración de su viabilidad en condiciones HTHP.
1997	Evaluación del comportamiento térmico de PAM/HQ-HMTA	Dovan et al.	Se registró larga vida de gelificación y alta estabilidad.
1997	Desarrollo de nuevos sistemas fenol-formaldehído	Bryant et al.	Optimización de formulaciones para mayor durabilidad.
1998–1999	Producción de los primeros geles estables entrecruzados con PEI	Hardy et al.	Introducción de un agente entrecruzante más flexible y térmicamente estable.
2000	Desarrollo continuo de sistemas fenol-formaldehído	Moradi-Araghi	Validación de su desempeño en ambientes de alta temperatura.
2007	Estudio de propiedades viscoelásticas en geles PAM-tBA/PEI	Al-Muntasheri et al.	Caracterización del comportamiento reológico.
2008	Análisis cinético de gelificación PAM/PEI bajo condiciones HTHP	Al-Muntasheri et al.	Confirmación de estabilidad térmica y química.
2009	Comparación entre sistemas PAM/PEI y PAM-tBA/PEI	Al-Muntasheri et al.	Identificación de ventajas del uso de PEI como entrecruzante.
2010	Evaluación de la influencia de concentración y peso molecular en HPAM/PEI	Jia et al.	Definición de parámetros críticos para el diseño de geles.
2011	Evaluación del desempeño de sistemas HPAM/PEI	Zhao et al.	Optimización de formulaciones según condiciones de campo.
2012	Estudio de hidrogeles PAM/HQ-HMTA	Sengupta et al.	Evaluación de propiedades térmicas y de estabilidad estructural.
2012	Determinación de factores que afectan la gelificación en HPAM/PEI	Jia et al.	Identificación de parámetros operativos clave.
2012	Desarrollo de gel retardado HPAM/PEI/dextrán sulfato	Jayakumar y Lane	Innovación en control del tiempo de gelificación.
2013	Estudio de la cinética de gelificación HPAM/HQ-HMTA	Yadav y Mahto	Análisis de tiempos de reacción y estabilidad térmica.
2013	Desarrollo de geles HPAM/PEI/AMPS	Jayakumar y Lane	Mejora de la resistencia térmica y a la salinidad.
2014	Evaluación de factores que influyen en PAM/HQ-HMTA	Sengupta et al.	Análisis del efecto de pH y temperatura en la gelificación.
2014	Estudio del efecto de NaCl y NH ₄ Cl en PAM/PEI	El-Karsani et al.	Evaluación del impacto de sales inorgánicas en la estabilidad del gel.
2015	Preparación de sistemas con poliacrilamidas hidrofóbicas y PEI	Bai et al.	Incremento de la estabilidad y resistencia térmica del gel.
2016	Evaluación de factores que afectan PAM/HQ-HMTA	Liu et al.	Determinación de condiciones óptimas de gelificación.
2016	Estudio de sistemas HPAM/PEI	Hashmat et al.	Validación de desempeño en ambientes de alta temperatura.
2017	Desarrollo de geles HPAM/HQ-HMTA resistentes a HTHS	Fang et al.	Mejora de estabilidad térmica y mecánica.

2017	Producción de geles terpolímero AM-AA-AMC16S/PEI	Zhang et al.	Creación de estructuras con mayor flexibilidad y resistencia.
2017	Sistemas HPAM/PEI reforzados con nanopartículas de sílice	Ma et al.	Aumento de rigidez y durabilidad del gel.
2018	Desarrollo de geles PAM-PEI reforzados con nanosílice	Chen et al.	Mejora de propiedades mecánicas y térmicas.
2018	Estudio del refuerzo por nanosílice en PAM/resorcinol-HMTA	Lashari et al.	Incremento de la estabilidad estructural del gel.
2018	Desarrollo de geles con entrecruzamiento múltiple HPAM/Cr(III)/PEI	Jia y Chen	Combinación de entrecruzantes metálicos y orgánicos para mayor control de perfil.
2018	Sistemas PHPA/PEI reforzados con ceniza volante	Adewunmi et al.	Reducción de costos y mejora del desempeño térmico.
2019	Estudio de geles terpolímero (AM-AMPS-NVP)/PEI	Zhu et al.	Evaluación del efecto de la composición sobre la cinética de gelificación.
2019	Evaluación de sistemas PAM/PEI/bentonita	Tessarolli et al.	Mejora de la resistencia mecánica y estabilidad bajo alta salinidad.

Nota. Esta tabla fue tomada y adaptada de Pinho De Aguiar et al., 2020b

Además de los sistemas mencionados, se han desarrollado otros entrecruzadores con resultados positivos en condiciones análogas. Las sales de aluminio y zirconio (por ejemplo, citrato de aluminio y lactato de zirconio) permiten retardar la gelificación y mejorar la resistencia mecánica del gel. También se han probado sistemas de doble entrecruzamiento como el fenol-hexametilentetramina (HMTA) o el terephthalaldehído, que ofrecen control dual del tiempo de gelificación, especialmente útiles en medios heterogéneos o fracturados.

Con base en la revisión de los casos análogos y las condiciones del yacimiento Carbonera C7, se puede concluir que los sistemas más compatibles y efectivos son los HPAM/PEI y HPAM/Resorcinol-Formaldehído, ya que combinan buena estabilidad térmica, flexibilidad en el control del tiempo de gelificación y un bajo impacto ambiental. Los sistemas HPAM/Cr(III) y HPAM/Zr(IV) se reconocen como alternativas complementarias, aunque su aplicación requiere considerar las restricciones ambientales.

4. Reactivos y Materiales usados para este proyecto

4.1 Reactivos

Los reactivos utilizados en las formulaciones consistieron en general por un polímero a base de Poli(acrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM), proveniente de diferentes casas matrices. Agentes entrecruzadores orgánicos e inorgánicos como Polietilenimina (PEI), Resorcinol-Formaldehído y Acetato de Cromo (CrIII). Retardantes y activadores utilizados como aditivos en la formulación, tales como Cloruro de Potasio (KCl) y Cloruro de Amonio (NH₄Cl). Lo anterior se puede observar en las Tabla 18 y Tabla 19, donde se especifican las características básicas de estos reactivos por casa matriz.

Tabla 18

Características de los polímeros HPAM por casa matriz

Polímero	POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA (HPAM)	
Empresa	SNF	
Producto	Polímero HMW SNF	Polímero LMW SNF
Estado físico	Sólido granular	Micro perlas
Color	Blanco	Blanco
pH	6 - 8 @ 5g/L	5 - 8 @ 5g/L
Hidrolisis	5 - 10%	7 - 8%
Humedad	9%	8%
Peso molecular (Dalton)	7-10X10 ⁶	500.000
Peso molecular (Dalton)	Alto	Bajo

Polímero	POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA (HPAM)	
Empresa	BASF	
Producto	Polímero HMW BASF	Polímero LMW BASF
Estado físico	Micro esferas (Polvo granulado)	Micro esferas (Polvo granulado)
Color	Blanco	Blanco
pH	5 +/- 0,5	5 +/- 0,5

Hidrolisis	8%	5%
Humedad	6%	5,40%
Peso molecular (Dalton)	4.5x10 ⁶	500.000
Peso molecular (Dalton)	Alto	Bajo
Polímero	HPAM	
Empresa	Polímero HMW CHPX	
Producto	EOR-1	
Estado físico	Micro esferas (Polvo granulado)	
Color	Blanco	
pH	4,4 - 7	
Hidrolisis	0,12	
Humedad	0,125	
Peso molecular (Dalton)	11-14x10 ⁶	
Peso molecular (Dalton)	Alto	

Tabla 19

Agentes entrecruzadores y aditivos usados en las formulaciones

Reactivo	Fórmula química	Pureza / concentración	Proveedor
Acetato de cromo (III)	CrIII	14,3%	SNF
		11,3%	BASF
		11,3%	CHPN X
Polietilenimina (PEI)	$[-CH_2CH_2NH-]_x$	33%	HAL
Resorcinol	C ₆ H ₄ (OH) ₂	≥99%	
Formaldehído (en solución acuosa)	CH ₂ O	37%	
Cloruro de potasio (KCl)	KCl		
Cloruro de amonio (NH₄Cl)	NH ₄ Cl		

Asimismo, las formulaciones partieron de una solución madre de polímero desarrollada a base de salmuera sintética, la cual partía de la concentración de todos los iones disueltos del agua de formación, lo cual se especifica en la Tabla 20.

Tabla 20*Composición de la salmuera sintética*

Composición Iónica	Cationes		Aniones		Salinidad
	Na+, K+	Ca+2	Cl-	HCO3-	
Concentración (ppm)	327.4	6.9	180	525	1039.3

Adicionalmente, para las pruebas de desplazamiento se utilizaron empaques de arena, contruidos con base en la mineralogía típica de la formación Carbonera, donde predominan las cuarzoarenitas a sublitoarenitas, según el contenido de feldespatos potásico. Los principales minerales arcillosos, en orden de abundancia, son caolinita, illita y clorita; la presencia de esmectita es baja a nula. Por tanto, en la Tabla 21 se presenta la mineralogía utilizada para el empaque de arena, considerando un escenario crítico con una abundancia elevada de minerales arcillosos, que suelen ser los más problemáticos en este tipo de tratamientos químicos.

Tabla 21*Composición de los empaques de arena*

Mineral	Cuarzo	Feldespatos potásico	Minerales arcillosos	Siderita
Porcentaje (%)	74	2	23	1

4.2 Materiales

En relación con los materiales utilizados durante los ensayos de laboratorio se encuentran los siguientes: (1) Tubos de ensayo (15 mL), (2) Vasos de precipitados (100 mL), (3) Agitador magnético con barras de agitación, (4) Mufla u Horno, (5) pHmetro, (6) Reómetro y (7) Equipo de Coreflooding. A continuación, se especifican las características de los últimos dos equipos.

Se utilizó un reómetro *Anton Paar MCR-302*, operado con el software *RheoCompass* (Graz, Austria) y equipado con un sistema ETD de control de temperatura mediante calentamiento

eléctrico. Para los ensayos de inyección en núcleos (Coreflooding) se empleó un equipo desarrollado por la Universidad Industrial de Santander, diseñado para realizar experimentos bajo condiciones de alta presión (14,7 – 1500 psi) y alta temperatura (25 – 85 °C). Este sistema incorpora una bomba ISCO modelo 500D (Teledyne ISCO), conectada a tres pistones que permiten desplazar la salmuera y la solución gelificante a través del medio poroso.

5. Matriz experimental

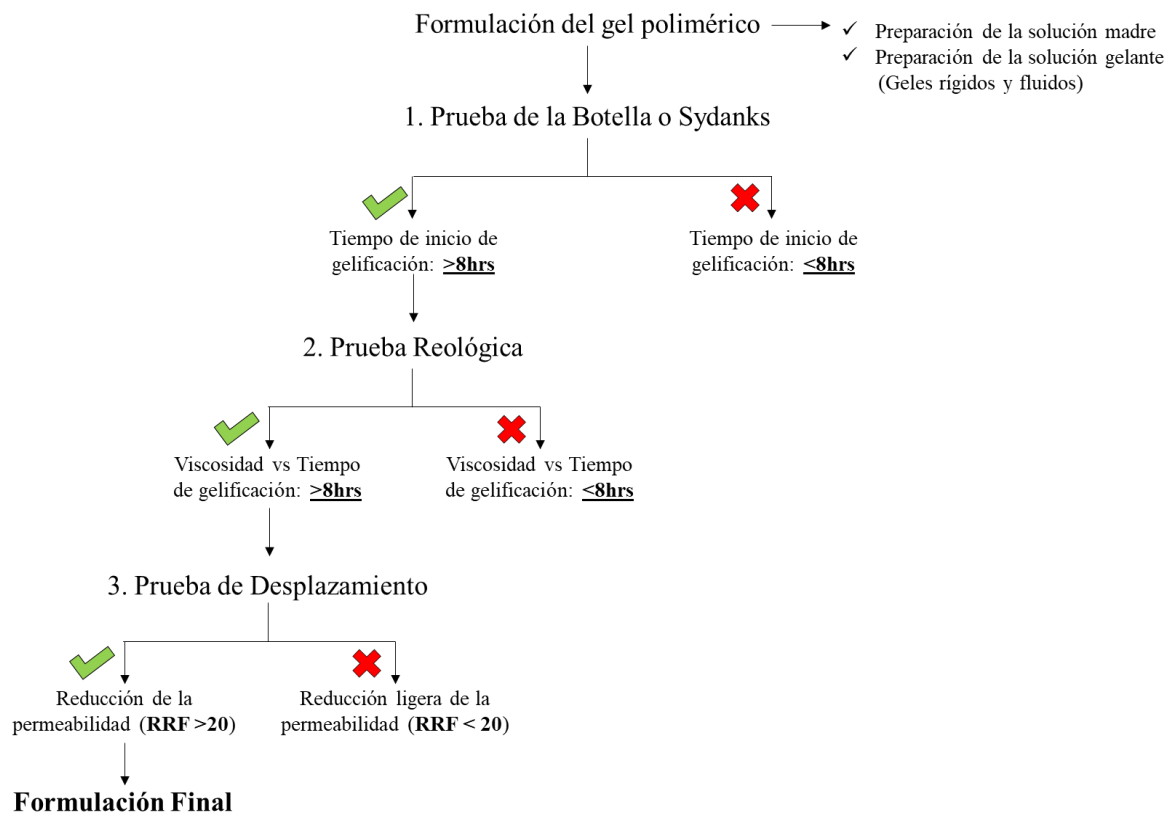
La matriz experimental para el diseño de geles poliméricos se definió a partir de las recomendaciones de los proveedores y de la patente de (Southwell & Sydanks, 2000). Su objetivo fue evaluar cómo la concentración de polímero y de agente entrecruzador influye en el tiempo de gelificación de geles formulados con HPAM y un entrecruzador inorgánico, seleccionando así las condiciones más adecuadas en términos de consistencia, tiempo y costo. Según Southwell & Sydanks (2000), la formulación combina una ‘carga base’ de polímero de alto peso molecular (0,3–2,5% p/p) con una ‘carga aditiva’ de bajo peso molecular (0,1–10% p/p), asegurando que la viscosidad de la solución no supere los umbrales que limiten su bombeo, como se observa en la Figura 12. La Tabla 22 presenta la matriz experimental propuesta, en la cual se variaron las concentraciones de polímeros, agentes entrecruzadores (inorgánicos y orgánicos) y aditivos. El uso de los polímeros según la casa matriz, se realizó con base en la disponibilidad de polímeros de alto y bajo peso molecular, de manera que solo se implementaron polímeros de SNF y BASF para las pruebas de botella y reología rotacional, donde finalmente se escogieron los de SNF dado que los polímeros de ambas casas matriz eran similares en propiedades y, por ende, en los resultados que arrojaban. Asimismo, solo era posible escoger los polímeros de una casa matriz para la prueba de desplazamiento por temas económicos y disponibilidad de equipos.

Tabla 22

Matriz experimental

Tipo de Formulación	Concentración Polímeros (ppm)		Relación Polímero Entrecruzador Inorgánico (w/w)				Aditivos (w/w)
	HWM	LWM	Acetato de Cr III				
Geles Rígidos	5000	5000	(20:1)	(40:1)	(60:1)	(80:1)	KSNC (Tiocianato de potasio) Secuestrante de oxígeno 1:1
	5000	10000					
	5000	15000					
	5000	20000					
	5000	25000					
Geles Fluidos	2000		(20:1)	(40:1)			KSNC (Tiocianato de potasio) Secuestrante de oxígeno 1:1
	4000						
	5000						
	6000						
	8000						
	10000						
Tipo de Formulación	Concentración Polímeros (ppm)		Relación Polímero Entrecruzador orgánico (w/w)				Aditivos (w/w)
	HWM	LWM	Polietilenimina (PEI)				
Geles Rígidos (Híbridos)	5000	5000	(2:1)	(4:1)			KCl (Cloruro de Potasio) 1:1
	5000	10000					
	5000	15000					
Geles Fluidos	2000		(4:1)			KCl (Cloruro de Potasio) 1:1	
	4000						
	5000						
	6000						
	8000						
Tipo de Formulación	Concentración Polímeros (ppm)		Relación Polímero Entrecruzador orgánico (w/w)				Aditivos (w/w)
	HWM	LWM	Resorcinol-Formaldehido				
Geles Rígidos (Híbridos)	5000	5000	R(40:1)	R(40:1)	R(80:1)	R(80:1)	NH ₄ Cl Cloruro de Amonio 5:1 / 7:1 / 10:1
	5000	10000	F(10:1)	F(20:1)	F(10:1)	F(20:1)	
	5000	15000					
Geles Rígidos (Híbridos)	5000	5000				R(80:1)	Variación de pH 3 / 4 / 5 / 6 7 / 9 / 11
	5000	10000				F(20:1)	
	5000	15000					
Geles Fluidos	2000						NH ₄ Cl: 10:1 pH: 6
	4000					R(80:1)	
	5000					F(20:1)	
	6000						
	8000						

6. Metodología



6.1 Preparación de la solución polimérica madre

La preparación de las soluciones poliméricas se realizó siguiendo las recomendaciones establecidas en la norma API RP-63 (1990), la cual define lineamientos para la evaluación y manejo de polímeros en procesos de recobro mejorado. De acuerdo con esta norma, las soluciones madre deben prepararse a partir de concentraciones conocidas, empleando agua o salmuera de referencia, bajo condiciones controladas de temperatura y salinidad. El polímero se adiciona gradualmente sobre el hombro del vórtice generado por la agitación, evitando la formación de grumos o 'ojos de pescado', como se observa en la Figura 22. Asimismo, se sugiere un tiempo de hidratación suficiente, seguido de un reposo que garantice la completa disolución del polímero.

Finalmente, las soluciones preparadas deben ser filtradas y utilizadas en plazos cortos para minimizar el deterioro de sus propiedades reológicas.

La norma API RP-63 (1990) propone expresiones prácticas para calcular la cantidad de polímero sólido requerida al preparar una solución madre a partir de una concentración objetivo.

Tabla 23

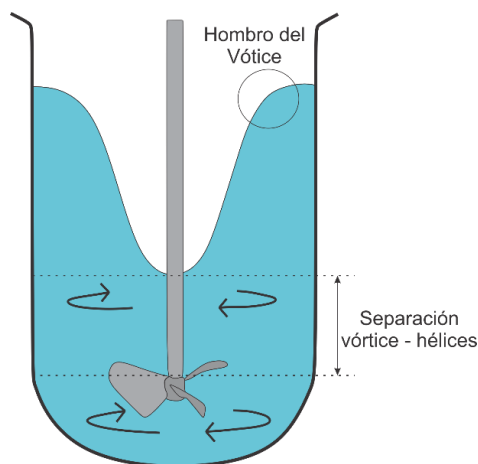
Cálculo del peso del polímero

Ecuación 9	$\text{Peso polímero} = \frac{C_p * \text{Volumen a preparar(litros)}}{1 - \% \text{Humedad}}$
------------	--

Donde C_p es la concentración de solución en partes por millón (ppm) establecida y el peso del polímero tiene unidad.

Figura 22

Desarrollo del vórtice durante la agitación de la salmuera y el polímero para la preparación de la solución madre.



Para la determinación de la masa de polímero, se calcula el peso requerido según la concentración deseada. La cantidad medida se pesa en un vidrio reloj previamente cubierto con papel aluminio, con el fin de evitar que el polímero absorba humedad durante su manipulación.

Posteriormente, se procede con el cálculo de la salmuera de preparación, determinando la masa correspondiente al restar del peso total de la solución el peso del polímero. El volumen de agua necesario se mide en un vaso de precipitado limpio.

A continuación, se realiza el ajuste de las condiciones de agitación, configurando el agitador aéreo a 500 rpm y verificando que el vórtice generado ocupe aproximadamente el 75% del volumen del vaso, sin alcanzar el fondo ni las hélices, para evitar el atrapamiento de aire y la formación de grumos. Finalmente, se lleva a cabo la incorporación del polímero, añadiéndolo de forma gradual y continua sobre el hombro del vórtice en un hilo fino, durante un intervalo de 30 segundos a 1 minuto, asegurando una dispersión adecuada. Una vez completada la adición, la velocidad de agitación se reduce a 250–300 rpm.

6.2 Preparación del gel polimérico

Inicialmente se realiza la definición de la relación polímero/entrecruzador, se establece la proporción a evaluar de acuerdo con la matriz experimental, la cual determina las cantidades de polímero hidratado y entrecruzador que deben integrarse. Luego, se procede a tomar el volumen de solución madre y agregar los aditivos, midiendo el volumen requerido de la solución polimérica y transfiriéndolo a un vaso de precipitado pequeño. En este recipiente se añade la cantidad correspondiente de aditivo (KSNC como secuestrante de oxígeno, KCl como retardante o NH_4Cl como activador), agitando durante 5 minutos o hasta lograr la completa disolución de los sólidos.

Posteriormente, se prepara la solución del entrecruzador, añadiendo en otro vaso la cantidad correspondiente; en el caso del sistema resorcinol-formaldehído, se agregan los volúmenes definidos por la relación objetivo y se incorporan tres gotas de salmuera para favorecer la reacción. A continuación, se realiza la mezcla de reactivos, vertiendo la solución polimérica

activada con el aditivo sobre la solución de entrecruzador y manteniendo la agitación durante 30 minutos, conforme al tiempo recomendado por el proveedor.

Una vez finalizada la mezcla, se lleva a cabo el traslado del gel preparado, vertiendo el contenido en tubos de ensayo o en un recipiente tubular adecuado para su manipulación. Finalmente, en las condiciones de prueba, los tubos con el gel se colocan en una mufla u horno a 65 °C, donde se desarrollan las pruebas de botella propuestas por Sydansk.

6.3 Prueba de la botella o Sydanks

La resistencia de los geles se evaluó mediante la clasificación Gel Strength Coding (GSC) de Sydanks (1987), que categoriza los geles en grados de A a J según su rigidez, ver Figura 18. La prueba consistió en colocar las muestras a la temperatura de yacimiento (65 °C) e invertir periódicamente los tubos de ensayo para observar el comportamiento del gel.

Para la preparación de muestras, las formulaciones se elaboraron según la matriz experimental y se vertieron los volúmenes definidos en tubos de ensayo o recipientes tubulares adecuados, los cuales fueron sellados para evitar pérdida de humedad. Posteriormente, se realizó el condicionamiento térmico, colocando las muestras en una mufla u horno a 65 °C, temperatura representativa de yacimiento, manteniendo condiciones constantes durante todo el ensayo.

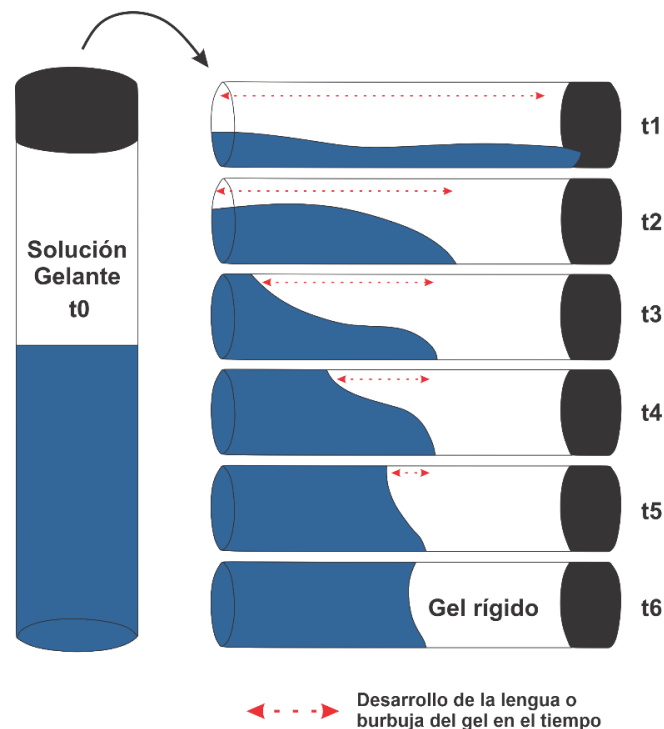
En la planificación de monitoreo, se establecieron los intervalos de observación definidos en el diseño experimental: cada 30 minutos durante las primeras horas y luego cada hora hasta completar al menos 24 horas de evaluación, registrando la hora exacta de cada inspección. Durante la prueba de botella o test de Sydansk, en cada intervalo se invertía el tubo de ensayo y se dejaba reposar entre 1 y 2 minutos para observar el comportamiento del gel, asignando el código Sydansk (A–J) correspondiente según la rigidez alcanzada. Ver Figura 23.

La determinación del tiempo de inicio de gelificación se realizó identificando el momento en que la muestra pasaba del código B al C, mientras que la gelificación completa se definió cuando el gel alcanzaba el código objetivo establecido o dejaba de presentar cambios en su comportamiento. Con base en estos resultados, se efectuó la selección de formulaciones, escogiendo aquellas que cumplieran los criterios de resistencia previstos: geles blandos con códigos D–E y geles rígidos con códigos G–H, además de tiempos de inicio de gelificación cercanos a 8 horas.

Finalmente, se llevó a cabo la validación cuantitativa mediante mediciones reológicas, aplicando ensayos rotacionales con reómetro para obtener las curvas de viscosidad en función del tiempo, lo que permitió confirmar de forma cuantitativa el incremento de viscosidad y el tiempo de gelificación observado visualmente.

Figura 23

Metodología para la prueba de botella o Sydanks. Desarrollo de la lengua o burbuja de la formulación en el tiempo.



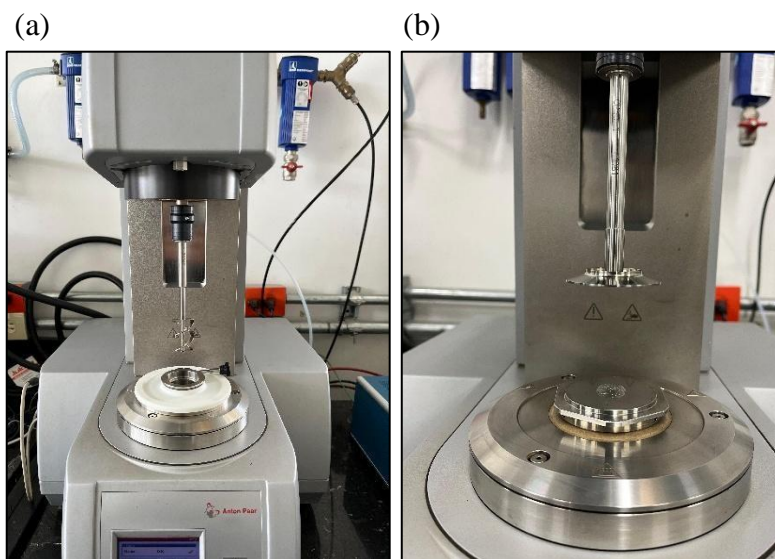
6.4 Prueba Reológica – Viscosidad vs Tiempo de gelificación

Se empleó un reómetro *Anton Paar MCR-302*, asistido por el software *RheoCompass* (Graz, Austria) y un sistema de control de temperatura con calentamiento eléctrico (ETD).

Figura 24

Configuración del reómetro (a) celda cilindros concéntricos y geometría helicoidal. (b)

Geometría cono-plato



Mediciones rotacionales (viscosidad de la solución gelificante)

La solución gelante se midió en una celda cilíndrica concéntrica con geometría helicoidal, con una separación de 1 mm, un volumen de 40 mL y una temperatura constante de 65 °C, lo que permitió minimizar la pérdida de agua por evaporación y asegurar un tiempo de gelificación confiable. Para reducir aún más la evaporación, se añadió una capa superior de fluido inmiscible con un punto de ebullición mayor al del agua, que actuó como barrera protectora. El equipo se configuró con una curva de flujo (flow curve) para registrar un punto de viscosidad cada hora a un

shear rate constante, garantizando la obtención de datos comparables durante todo el tiempo de gelificación. Ver Figura 24.

Mediciones dinámicas oscilatorias (gel polimérico entrecruzado)

Se elaboró una muestra de gel polimérico entrecruzado y se dejó en reposo durante 24 h a 65 °C para garantizar su envejecimiento. Una vez estabilizada la muestra, se efectuaron barridos de amplitud entre 0.01% y 1000%, a una frecuencia fija de 1 Hz. Estos resultados permitieron determinar la zona de deformación lineal y establecer el punto crítico a partir del cual la estructura del gel pierde estabilidad.

6.5 Prueba de desplazamiento y determinación del RRF

A continuación, se muestra la metodología empleada con el propósito de evaluar el factor de resistencia y el factor de resistencia residual de las formulaciones de los geles seleccionados, comenzando con la determinación de la porosidad y permeabilidad absoluta del empaque de arena utilizado. Luego, se procedió con la inyección del gel en el medio poroso, permitiendo un tiempo de gelificación para que el gel adquiriera su forma más rígida y finalmente, se inyectó salmuera para evaluar el factor de resistencia residual (RRF).

Preparación del equipo y medio poroso

Inicialmente, se preparó el equipo de desplazamiento y se construyó el medio poroso con el núcleo del pozo-1X de la Formación Carbonera Unidad C7, proporcionado por Frontera Energy. El núcleo fue lavado y tamizado, seleccionándose la arena 14/40 mesh, que retuvo cerca del 80% de los granos, garantizando la representatividad del medio poroso.

Posteriormente, se ensambló el coreholder: la arena se compactó en una manga de Viton, se colocaron los portafiltros, se midió la longitud neta de la arena y se introdujeron los difusores junto con la manga en el equipo.

Para el confinamiento, se simuló la presión de yacimiento llenando el espacio anular con aceite mineral. Luego, se ajustaron las líneas de confinamiento, inyección y producción con o-rings adecuados. Finalmente, la muestra se confinó hasta 350 psi mediante una bomba hidráulica, dando inicio a la prueba.

Medición de la porosidad absoluta y efectiva

Para la medición de la porosidad absoluta, se calculó el volumen poroso y el volumen total, a partir de las medidas de longitud de la arena y el área transversal del coreholder. También se tuvo en cuenta el volumen de los granos, calculado de la masa de arena utilizada y su densidad, la cual es de 2,65 g/cm³.

Por otro lado, la porosidad efectiva del empaque de arena se calculó a partir del balance de masa del volumen de fluido inyectado, el volumen producido y el volumen muerto, siendo la diferencia equivalente al volumen poroso. Por esta razón, se realizó una purga completa de la línea de inyección antes del procedimiento, con el fin de prevenir obstrucciones o la presencia de burbujas de aire, y a su vez, una prueba de fugas llevando el sistema hasta 1.000 psi de presión y determinando que sea estable en 0 mL/min la inyección de fluido.

A continuación, se verificó el volumen inicial de la bomba y se pesó el recipiente recolector de efluentes vacío. Posteriormente, se inyectó salmuera análoga a la del yacimiento de estudio a una tasa de 2 mL/min hasta obtener la ruptura del fluido en los efluentes, con el fin de determinar un valor aproximado del volumen poroso. Luego de ello, se recolectaron aproximadamente 100

mL de salmuera producida, se pesó el recipiente recolector lleno y se determinó su volumen utilizando la densidad a la temperatura de la prueba. Por último, se determinó el volumen poroso y la porosidad del empaque, teniendo en cuenta el volumen muerto compuesto por las líneas, cabezal fijo y móvil.

Medición de la permeabilidad absoluta al líquido.

Antes de comenzar la inyección de salmuera para determinar la permeabilidad, se tuvieron que calibrar los diferenciales de presión (SMARS) a un valor de 0, con el fin de evitar cualquier dato erróneo que afecte directamente la permeabilidad. De igual manera, se tuvieron que saturar los SMARS con salmuera para verificar que las líneas estuvieran completamente llenas de líquido, puesto que cualquier cantidad de aire puede generar una variación en el dato de presión y, por lo tanto, en los resultados obtenidos para la permeabilidad.

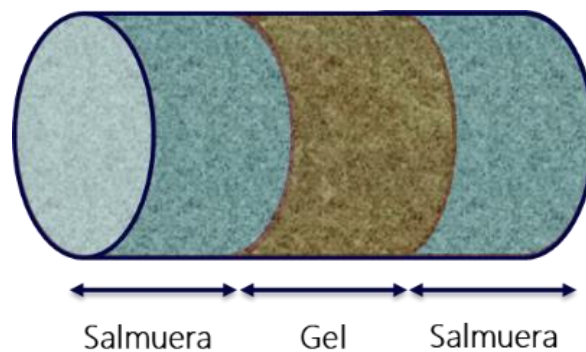
La permeabilidad absoluta se determinó seleccionando tres caudales (Q) diferentes (1, 1.5 y 2 mL/min), inyectándose uno a uno hasta obtener presiones estables, las cuales fueron registradas como caídas de presión (ΔP). Luego de ello, se consiguió una gráfica lineal construida con los tres puntos de presión obtenidos a diferentes caudales de inyección. Al reorganizar la ecuación de Darcy, la cual se muestra en la Tabla 24, se puede representar $245Q/A_T$ como el término dependiente en el eje y y $\Delta P/(\mu L)$ como el término independiente en el eje x, dando lugar a la permeabilidad del medio poroso como la pendiente de esta recta. Finalmente, Q se refiere al caudal (cm³/min), K es la permeabilidad (mD), ΔP es la diferencia de presión (psi), A_T es el área transversal de flujo (cm²), μ es la viscosidad del fluido (cP), L es la longitud del medio (cm), y el valor 245 es el factor de ajuste de las unidades mencionadas.

Tabla 24*Cálculo de la permeabilidad absoluta*

Ecuación 10	$\frac{\Delta P}{\mu L} = K \frac{245Q}{A_T}$
-------------	---

Inyección del gel

Para la inyección de los geles seleccionados, se utilizó una tasa de inyección de 1,5 mL/min, teniendo en cuenta que el volumen del polímero entrecruzado a inyectar debía ser equivalente al 40% del volumen poroso del empaque de arena. Luego de ello, se inyectó salmuera equivalente a un 30% del volumen poroso de la muestra, con el fin de asegurar que el gel quedara aproximadamente en la mitad del medio poroso y evitar que nada de la formulación quede dentro de las líneas de inyección y producción del equipo, como se representa en la Figura 25. Después de terminar la inyección del gel, se dejó el sistema estático dentro del medio poroso durante 48 horas para su gelificación a una temperatura de 65 °C. El proceso de añejamiento con aceite, que usualmente se realiza después de la saturación inicial y antes de la inyección del gel para reproducir condiciones de mojabilidad tipo yacimiento, no fue implementado en este estudio, dado que puede inducir la formación de una capa orgánica sobre la superficie del medio poroso, alterando la interacción del sistema polímero:entrecruzador con la roca. Adicionalmente, se buscó evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones simplificadas, asumiendo una zona completamente saturada con agua (100% fase acuosa), sin la presencia de una segunda fase que pudiera generar efectos adicionales en la distribución y comportamiento del gel.

Figura 25*Representación del gel en el medio poroso***Determinación de factor de resistencia residual (RRF)**

Para la determinación del RRF, se inyectó salmuera previamente atemperada a 65 °C a una tasa de 1,5 mL/min bajo dos criterios de parada: observar una estabilización en el diferencial de presión o dejar pasar 5 volúmenes porosos (VP) por el medio. El factor de resistencia residual (RRF) indica la reducción en la movilidad de la fase acuosa durante un proceso de inyección de geles, cuyo valor se obtiene al dividir la movilidad inicial del agua (λ_{wo}) entre la movilidad de la misma fase después del tratamiento (λ_{wf}), tal como se muestra en la Tabla 25.

Tabla 25

Cálculo del factor de resistencia residual

Ecuación 11

$$FRR = \frac{\lambda_{wo}}{\lambda_{wf}}$$

7. Resultados

Los resultados obtenidos corresponden a la formulación de dos tipos de geles: un gel fluido preparado a partir de polímeros de alto peso molecular (HMW) en bajas concentraciones, y un gel rígido desarrollado mediante la combinación de polímeros de alto y bajo peso molecular (HMW y LMW). En el diseño de estas formulaciones se consideraron aspectos clave relacionados con la concentración de polímero y su efecto en la viscosidad del tratamiento, dado que este parámetro condiciona directamente la inyectabilidad y, por tanto, la aplicabilidad en campo. Con el fin de establecer un equilibrio entre desempeño y viabilidad operativa, se definió un límite máximo de concentración de HMW de 5000ppm, denominado *base loading*, que permite mantener la viscosidad dentro de un rango aceptable durante el bombeo y la colocación del gel. Posteriormente, se añadió el polímero LMW, cuya función es alcanzar la concentración objetivo sin generar incrementos significativos en viscosidad y, al mismo tiempo, reforzar la estructura de la red polimérica, aportando mayor estabilidad y rigidez al sistema.

Los sistemas que se trabajaron partieron de un mismo polímero de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), variando los entrecruzadores: Acetato de Cromo (CrIII), Polietilenimina (PEI) y Resorcinol-Formaldehído.

7.1 Estimación del tiempo de inicio de gelificación y radios de invasión

Antes de realizar las pruebas experimentales fue necesario definir el tiempo mínimo de inicio de gelificación de la formulación polimérica. Este tiempo es clave para asegurar que el tratamiento pueda inyectarse de forma segura, ya que indica cuánto dura la formulación con el comportamiento de una solución polimérica antes de que empiece el entrecruzamiento y aumente la viscosidad. Durante este periodo, el fluido conserva una viscosidad bombeable sin riesgo de obstruir la tubería o el medio poroso.

Para determinar este tiempo, se tuvieron en cuenta condiciones del yacimiento brindadas por la empresa aliada y parámetros de la operación asumidos para el proyecto, como el radio de las tuberías, el radio de invasión en el medio poroso, el caudal de inyección y la viscosidad del fluido en la cara de la formación, ver Apéndice A. La suma del tiempo de llenado más el tiempo de inyección definió el tiempo mínimo de inicio de gelificación de la formulación a diferentes radios de invasión, ver Tabla 26. Este valor asegura que el gel comenzara a formarse únicamente después de que el tratamiento alcance la profundidad deseada.

Tabla 26

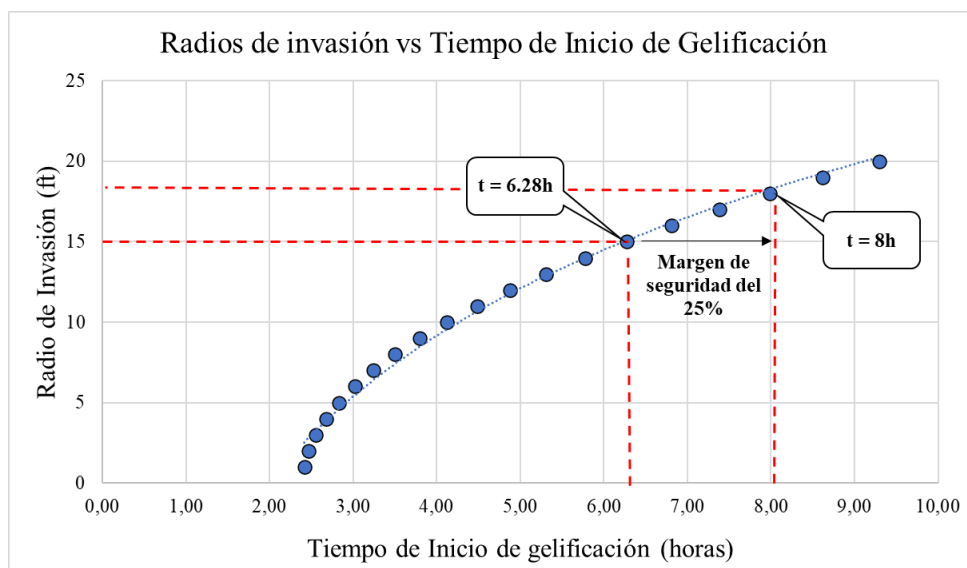
Cálculo del tiempo de inicio de gelificación para diferentes radios de invasión.

Radio de invasión Re (ft)	Volumen químico (bbl)	Tiempo de inyección (horas)	Tiempo de inicio de gelificación (horas)
1	0,72	0,02	2,42
2	2,87	0,07	2,47
6	25,85	0,62	3,02
12	103,40	2,48	4,88
13	121,36	2,91	5,31
14	140,74	3,38	5,78
15	161,57	3,88	6,28
18	232,66	5,58	7,98
20	287,23	6,89	9,29

El tiempo mínimo de inicio de gelificación necesario para alcanzar un radio de invasión de 15 ft en la formación es de 6,28 horas, ver Figura 26. Para contar con un margen de seguridad, se adicionó un 25 % a este valor, definiendo un tiempo mínimo de 8 horas.

Figura 26

Gráfica de radios de invasión vs Tiempos de inicio de gelificación.



7.2 Prueba de la botella o Sydanks

7.2.1 Formulación HPAM - CrIII

Para esta formulación, se trabajaron dos esquemas de formulación, uno de geles fluidos (HMW) y rígidos o híbridos (HMW-LMW). La Tabla 27 concentraciones utilizadas:

Tabla 27

Matriz experimental de la formulación HPAM-Acetato de Cromo (CrIII)

Tipo de Formulación	Concentración Polímeros (ppm)		Relación Polímero Entrecruzador Inorgánico (w/w)				Aditivos (w/w)
	HWM	LWM	Acetato de Cr III				
Geles Rígidos	5000	5000	(20:1)	(40:1)	(60:1)	(80:1)	KSNC (Tiocianato de potasio) Secuestrante de oxígeno 1:1
	5000	10000					
	5000	15000					
	5000	20000					
	5000	25000					
Geles Fluidos	2000		(20:1)	(40:1)			KSNC (Tiocianato de potasio) Secuestrante de oxígeno 1:1
	4000						
	5000						
	6000						
	8000						
	10000						

El monitoreo de las formulaciones se llevó a cabo a intervalos de 30 minutos durante un periodo de hasta 24 horas, con el objetivo de identificar el inicio de la reacción de entrecruzamiento establecido con un valor mínimo de 8 horas, para una inyección segura en el pozo antes de la gelificación, donde se considera el inicio de la gelificación cuando alcanza el código B-C como se observa en la Figura 27. Ver Apéndice A, con las tablas de resultados con el monitoreo de la prueba para cada formulación.

Figura 27

Tubos de ensayo durante la prueba de botella para la formulación HPAM- (CrIII)



Observaciones del análisis de resultados se realizados mediante gráficas de dispersión construidas para cada relación polímero: entrecruzador establecida.

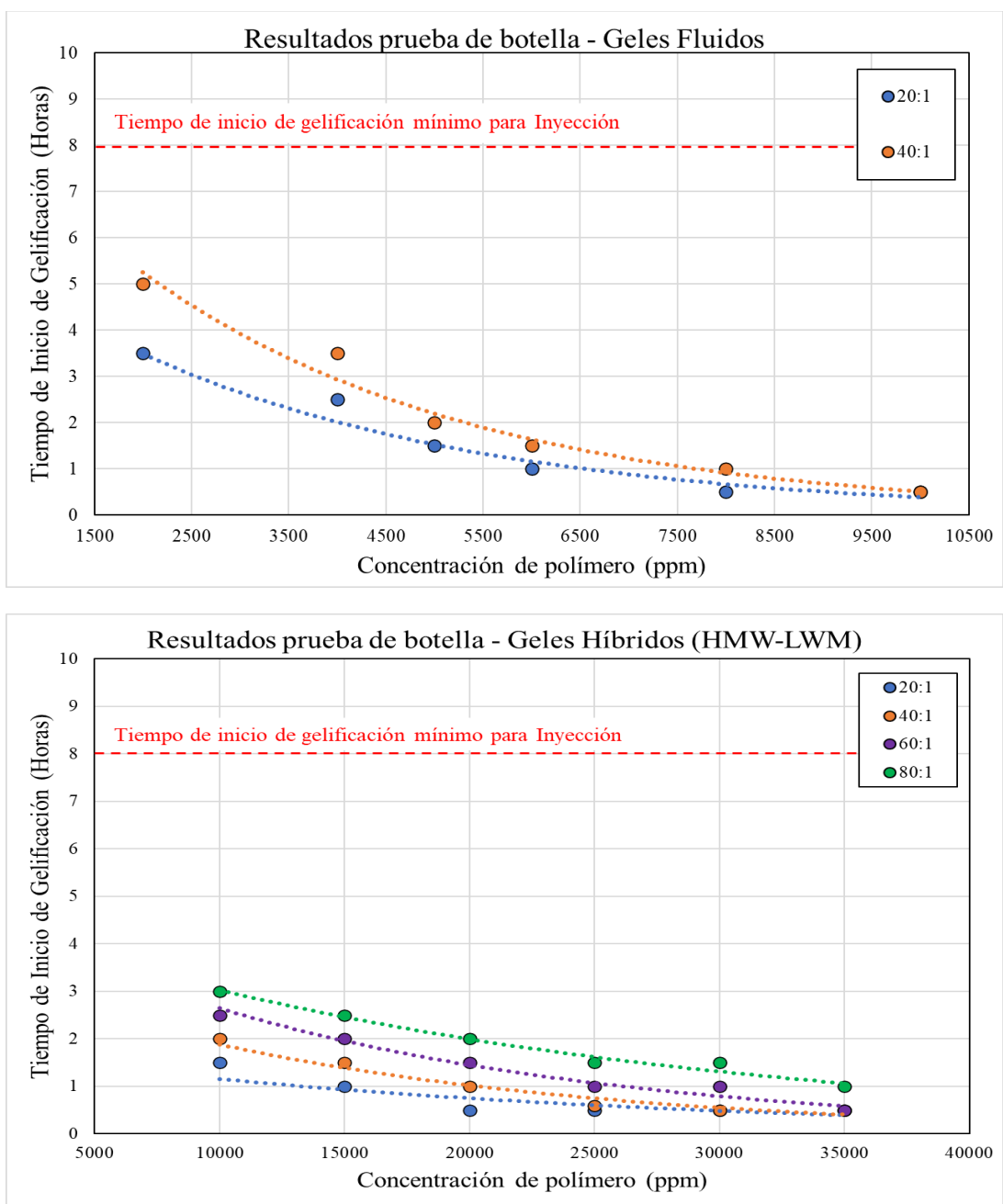
- **Mayor concentración de polímero → menor tiempo de inicio de gelificación.**
- **Menor relación polímero: entrecruzador (es decir, menor proporción de entrecruzador) → mayores tiempos de gelificación.**

Estos resultados confirman la relación directa entre la concentración de polímero y la cinética de la reacción de entrecruzamiento. No obstante, ninguna de las formulaciones alcanzó el tiempo mínimo de inicio de gelificación requerido para asegurar una inyección segura en el pozo. Este comportamiento se asocia a la naturaleza iónica del enlace generado entre el Cr (III) y las

cadena polimérica, cuya reacción se ve acelerada bajo las condiciones de alta temperatura empleadas en las pruebas y representativas del yacimiento (65 °C). Por lo tanto, estas formulaciones quedan descartadas para continuar el proceso de análisis experimental dado que no es viable su uso bajo las condiciones reales del yacimiento. Lo anterior se muestra en la Figura 28.

Figura 28

Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones HPAM - Acetato de Cromo (CrIII)



7.2.2 Formulación HPAM - PEI

Para esta formulación, se trabajaron dos esquemas de formulación, uno de geles fluidos (HMW) y rígidos o híbridos (HMW-LMW). La Tabla 28 concentraciones utilizadas:

Tabla 28

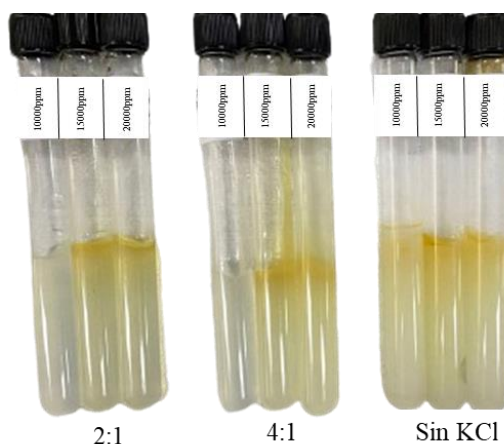
Matriz experimental de la formulación HPAM-Polietilenimina (PEI)

Tipo de Formulación	Concentración Polímeros (ppm)		Relación Polímero Entrecruzador orgánico (w/w)		Aditivos (w/w)
	HWM	LWM	Polietilenimina (PEI)		
Geles Rígidos (Híbridos)	5000	5000	(2:1)	(4:1)	KCl (Cloruro de Potasio) 1:1
	5000	10000			
	5000	15000			
Geles Fluidos	2000			(4:1)	KCl (Cloruro de Potasio) 1:1
	4000				
	5000				
	6000				
	8000				

El monitoreo de las formulaciones se llevó a cabo a intervalos de 1 hora durante un periodo de hasta 24 horas, para identificar el tiempo de inicio de entrecruzamiento. En el Apéndice B se observan las tablas con los resultados obtenidos en las pruebas de botella para las distintas formulaciones evaluadas dentro de la matriz experimental. Ver Figura 29.

Figura 29

Tubos de ensayo durante la prueba de botella para la formulación HPAM-PEI

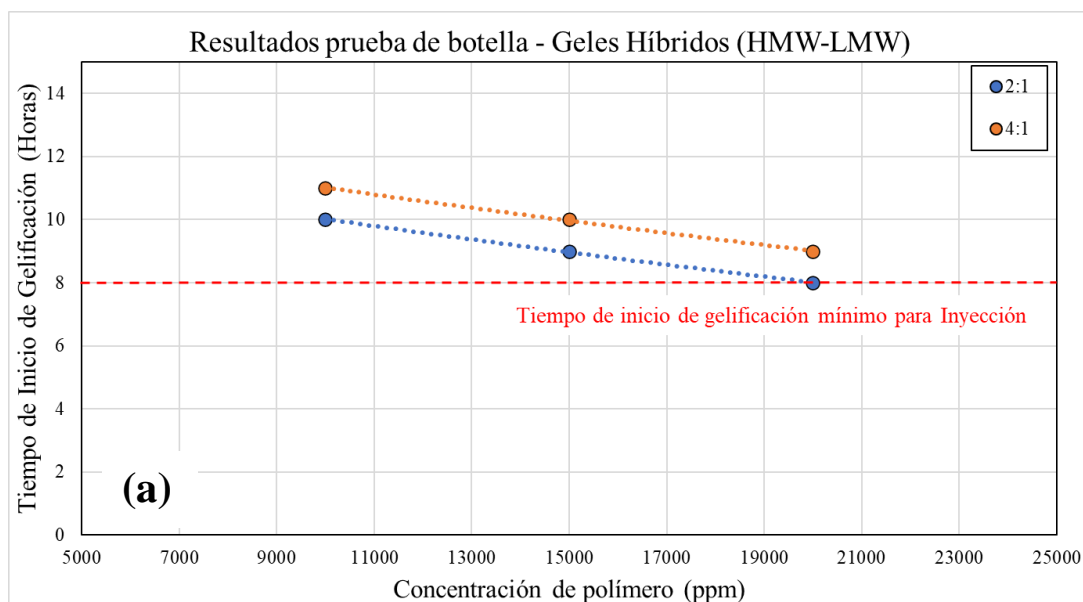


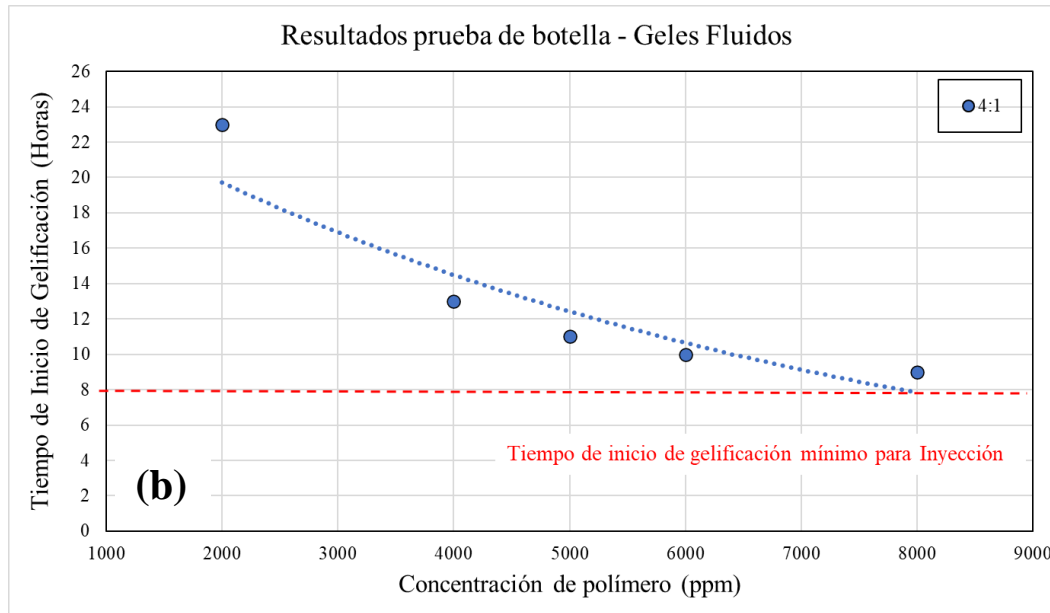
Las observaciones del análisis de resultados se realizaron a partir de gráficas de dispersión construidas para cada relación polímero: entrecruzador definida en la matriz experimental, ver Figura 30. Se observó que todas las formulaciones superan el tiempo mínimo de inicio de gelificación (8 horas) requerido para garantizar una inyección segura del tratamiento en el pozo. Para seleccionar la formulación que pasará a la etapa de evaluación con el reómetro, se debe mantener una relación costo-beneficio adecuada. Como todas las formulaciones cumplen el requisito técnico principal, el tiempo de inicio de gelificación, se eligió la que requiere menor concentración de polímero para alcanzar los parámetros esperados del gel, de modo que el costo sea viable para un futuro piloto del tratamiento.

Figura 30

Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones HPAM – PEI. (a) Geles híbridos.

(b) Geles fluidos





De acuerdo con la Tabla 29, se seleccionó la formulación de 5000 ppm para los geles fluidos, ya que las concentraciones de 2000 ppm y 4000 ppm, aunque cumplen con el criterio de tiempo de inicio de gelificación, no alcanzan el nivel de rigidez final requerido (categorías D–E en la escala de Sydansk). Por otro lado, las formulaciones con concentraciones superiores (6000 ppm y 8000 ppm) presentan riesgo de gelificación prematura, lo que podría limitar su capacidad de penetración en la formación. Para geles híbridos, se seleccionó la formulación de 10000 ppm, la cual cumple con el tiempo de inicio de gelificación y alcanza la rigidez deseada (códigos G–H en la escala de Sydansk). Ambas formulaciones tienen relación polímero:entrecruzante de 4:1.

Tabla 29

Formulaciones escogidas de HPAM: PEI según la prueba de botella

Gel Fluido		Gel Híbrido	
Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Tipo	Fluido (HMW)	Tipo	Hibrido (HMW-LMW)
HPAM (ppm)	5000	HPAM (ppm)	10000
HPAM: PEI (w/w)	4:1	HPAM: PEI (w/w)	4:1
HPAM: KCl (w/w)	1:1	HPAM: KCl (w/w)	1:1
Grado de rigidez final	D-E	Grado de rigidez final	G-H

7.2.3 *Formulación HPAM - RF*

Para esta formulación, se trabajaron dos esquemas de formulación, uno de geles fluidos (HMW) y rígidos o híbridos (HMW-LMW). La Tabla 30 concentraciones utilizadas:

Tabla 30

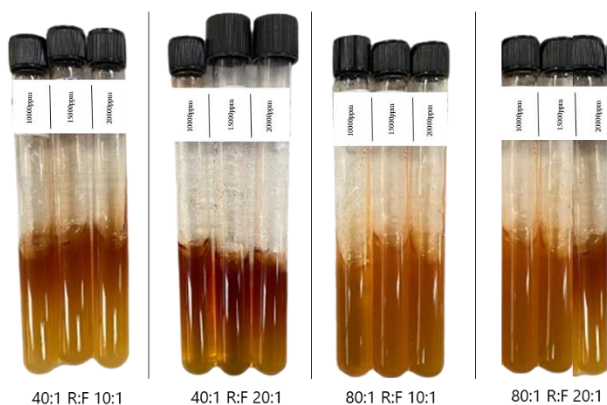
Matriz experimental de la formulación HPAM-Resorcinol: Formaldehido

Tipo de Formulación	Concentración Polímeros (ppm)		Relación Polímero Entrecruzador orgánico (w/w)				Aditivos (w/w)
	HWM	LWM	Resorcinol-Formaldehido				
Geles Rígidos (Híbridos)	5000	5000	R: (40:1)	R:	R:	R:	NH ₄ Cl Cloruro de Amonio 5:1 / 7:1 / 10:1
	5000	10000	F: (10:1)	(40:1)	(80:1)	(80:1)	
	5000	15000		F: (20:1)	F: (10:1)	F: (20:1)	
Geles Rígidos (Híbridos)	5000	5000				R:	Variación de pH 3 / 4 / 5 / 6 / 7 / 9 / 11
	5000	10000				(80:1)	
	5000	15000				F: (20:1)	
Geles Fluidos	2000					R:	NH ₄ Cl: 10:1 pH: 6
	4000					(80:1)	
	5000					F:	
	6000					(20:1)	
	8000						

El monitoreo de las formulaciones se llevó a cabo a intervalos de 1 hora durante un periodo de hasta 24 horas, para identificar el tiempo de inicio de entrecruzamiento, ver Figura 31. En el Apéndice B se observan las tablas con los resultados obtenidos en las pruebas de botella para las distintas formulaciones evaluadas dentro de la matriz experimental.

Figura 31

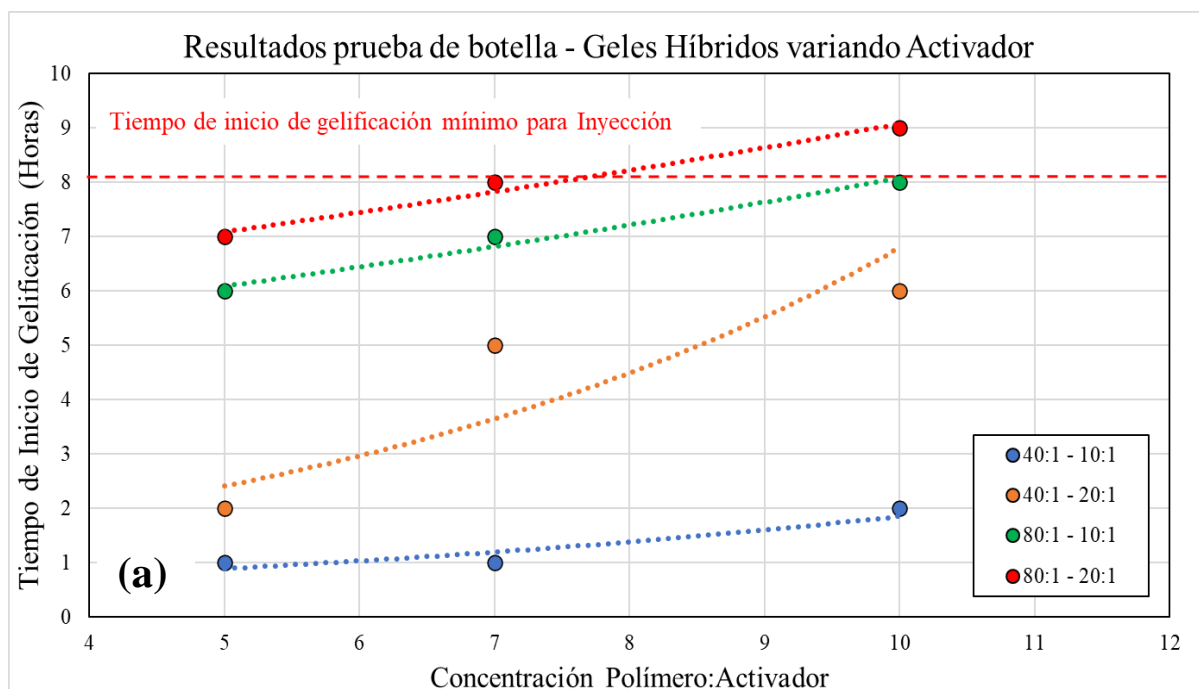
Tubos de ensayo durante la prueba de botella para la formulación HPAM-Resorcinol: Formaldehido



Las observaciones del análisis de resultados se realizaron a partir de gráficas de dispersión, ver Figura 32, Figura 33, Figura 35 y Figura 34. Se observó que la formulación con una concentración de 10000 ppm y relaciones Resorcinol: Formaldehído de 80:1 y 20:1 superó el tiempo mínimo de inicio de gelificación (8 horas) requerido para garantizar una inyección segura del tratamiento en el pozo. Esta formulación fue seleccionada tanto en función del uso de NH_4Cl como activador como de la regulación del pH. Los mejores resultados se obtuvieron con la formulación que emplea NH_4Cl en una relación 10:1 y pH 6, por lo que estos parámetros fueron escogidos para avanzar a las pruebas con el reómetro.

Figura 32

Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones de geles híbridos (rígidos) HPAM – R:F. (a) resultados de las formulaciones variando el activador NH_4Cl en concentraciones 5:1 / 7:1 / 10:1 bajo concentración constante de polímero de 10000ppm. (b) resultados de las formulaciones variando la concentración de polímero en 10000 / 15000 / 20000 ppm bajo una relación constante de activador NH_4Cl de 10:1.



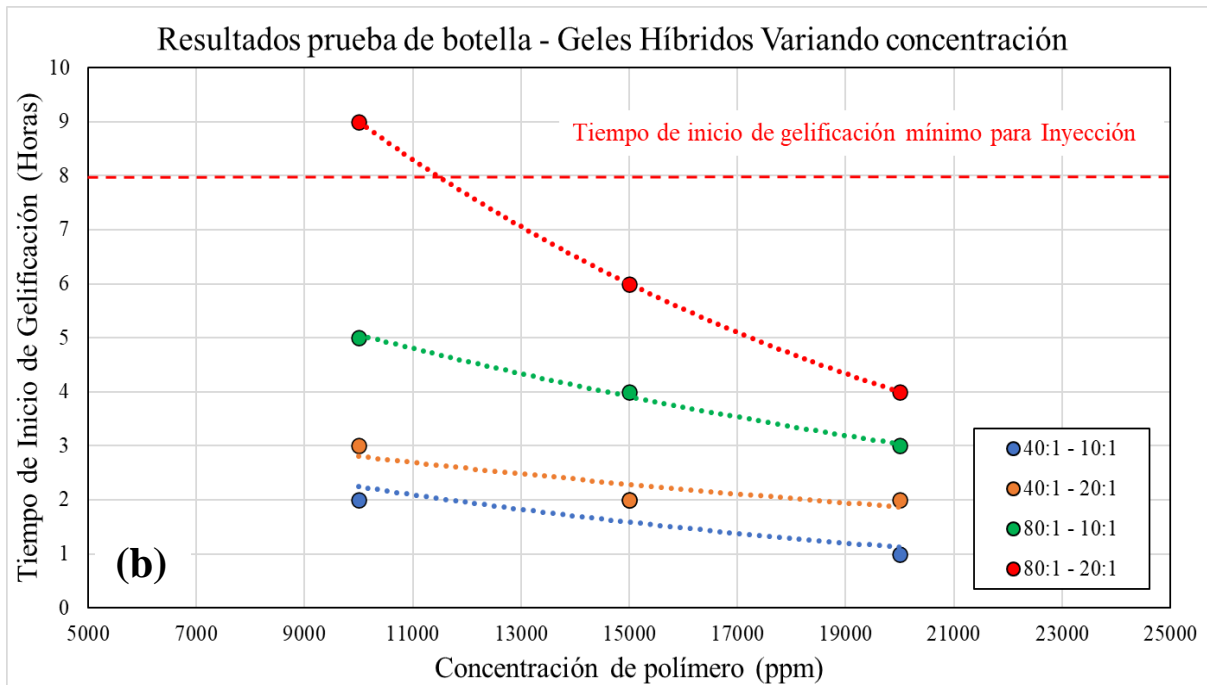


Figura 33

Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones de geles fluidos HPAM – R:F variando la concentración de polímero bajo relación constante de activador 10:1

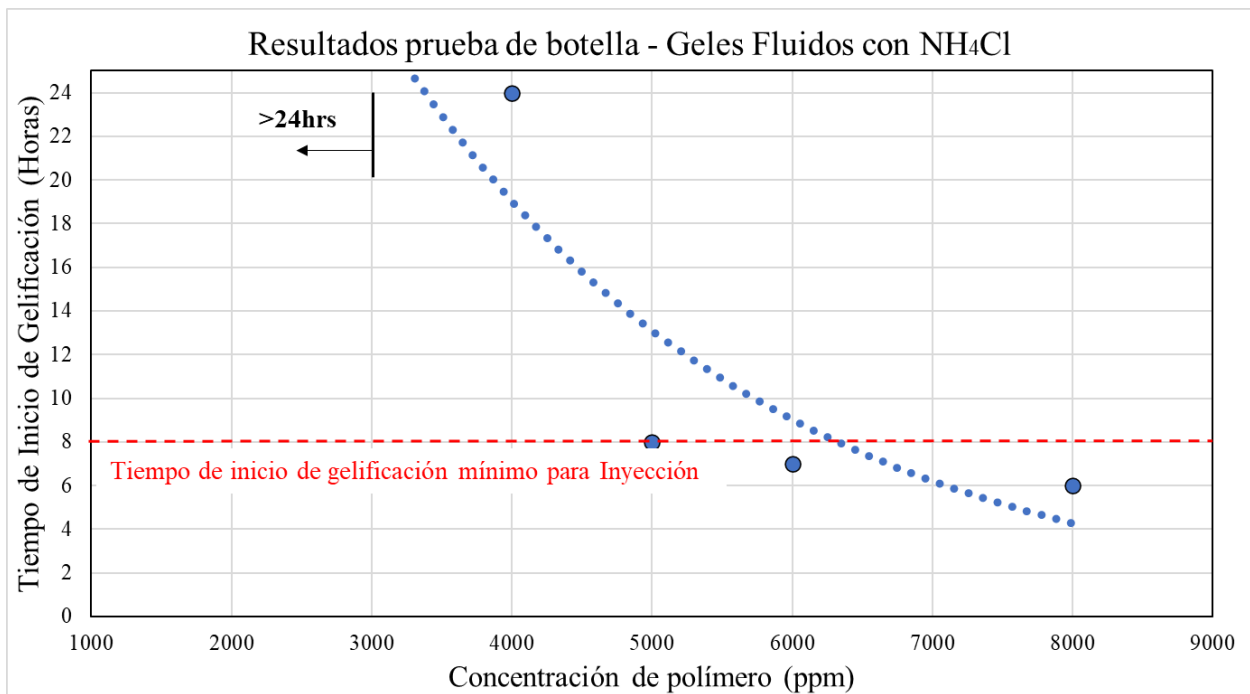


Figura 35

Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones de geles híbridos (rígidos) HPAM – R:F variando el pH.

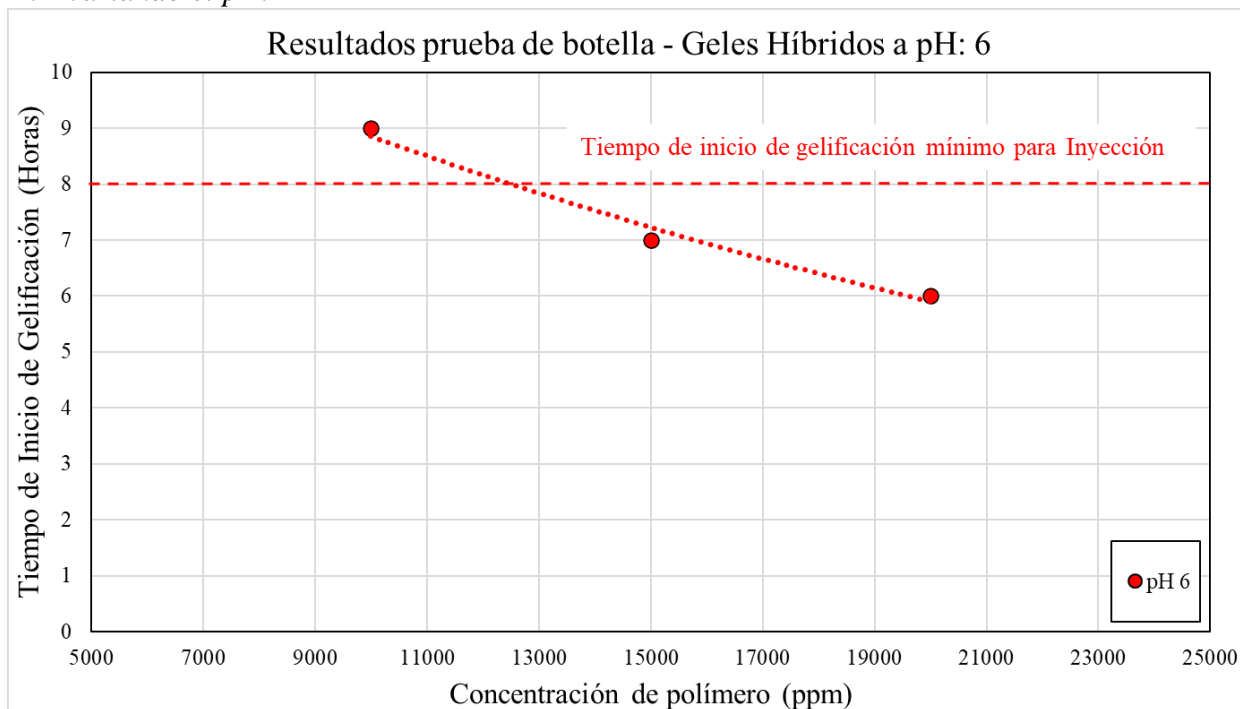
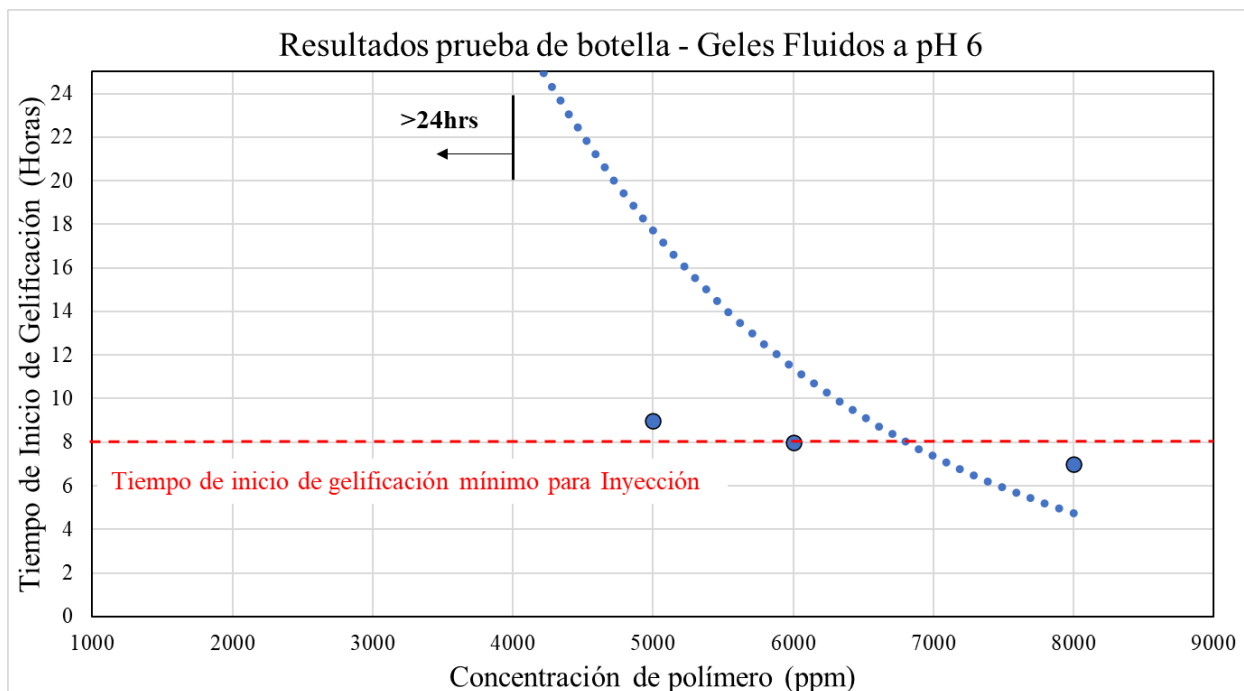


Figura 34

Análisis de resultados prueba de botella de las formulaciones de geles fluidos HPAM – R:F variando la concentración de polímero bajo pH constante de 6.



De acuerdo con la Tabla 31, se seleccionó la formulación de 5000 ppm para los geles fluidos bajo el pH de 6 y la formulación de 10000 ppm para los geles híbridos bajo concentración de activador NH_4Cl de 10:1 y pH de 6.

Tabla 31

Formulaciones escogidas de HPAM:RF según la prueba de botella

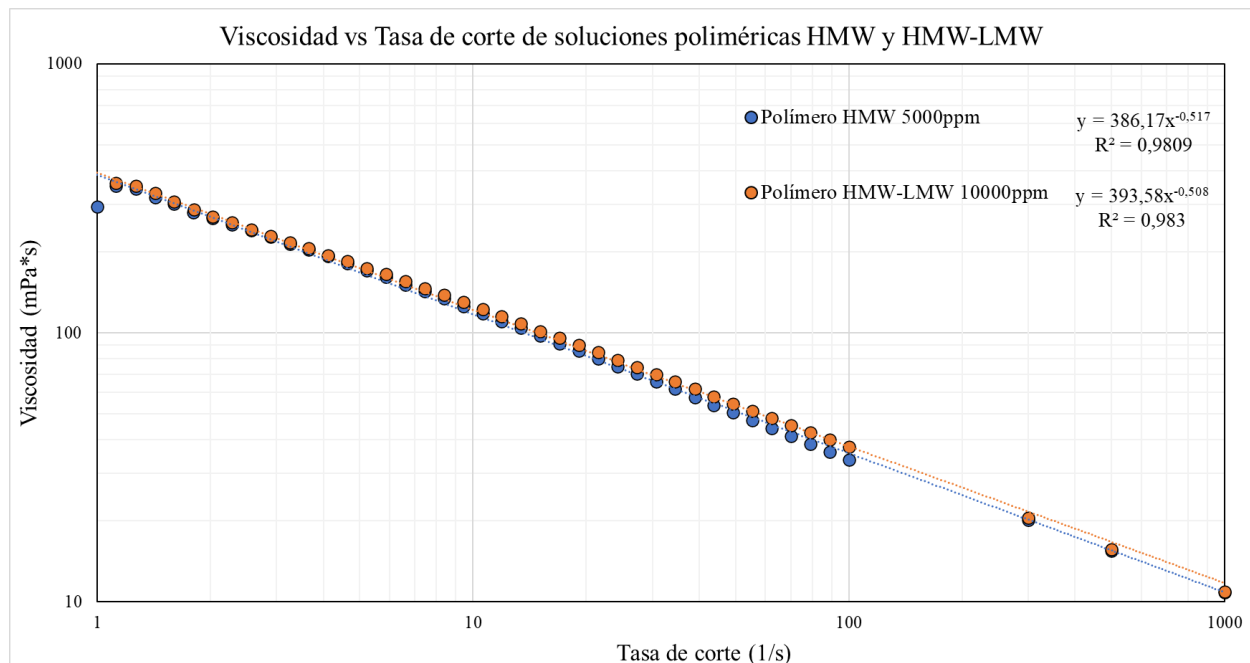
Gel Fluido		Gel Híbrido	
Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Tipo	Fluido (HMW polímero)	Tipo	Hibrido (HMW-LMW)
HPAM (ppm)	5000	HPAM (ppm)	10000
HPAM:RF (w/w)	80:1 - 20:1	HPAM:RF (w/w)	80:1 - 20:1
pH	6	HPAM: NH_4Cl (w/w)	10:1
Grado de rigidez final	D-E	pH	6
		Grado de rigidez final	E-F

7.3 Pruebas Reológicas Rotacionales

El comportamiento reológico de las soluciones poliméricas se evaluó inicialmente a partir de las curvas de viscosidad en función de la tasa de corte para dos sistemas: (1) Soluciones poliméricas de alto peso molecular (HMW) a 5000ppm y (2) soluciones poliméricas en mezcla de polímeros de alto y bajo peso molecular (HMW + LMW) a 10000 ppm. Como se ve en la Figura 36, ambas formulaciones presentaron un comportamiento no newtoniano característico de fluidos pseudoplásticos, es decir, la viscosidad disminuyó al aumentar la tasa de corte. Ver Apéndice C, sección 3, donde se observan los resultados de las pruebas para identificar el comportamiento de la viscosidad en función de la tasa de corte en dos escenarios, en cercanías a la cara del pozo y en el medio poroso.

Figura 36

Resultado de Viscosidad vs Tasa de corte para las soluciones poliméricas establecidas: HMW a 5000ppm para geles fluidos y HMW-LMW a 10000ppm para geles híbridos (rígidos)



7.3.1 Formulación HPAM - PEI

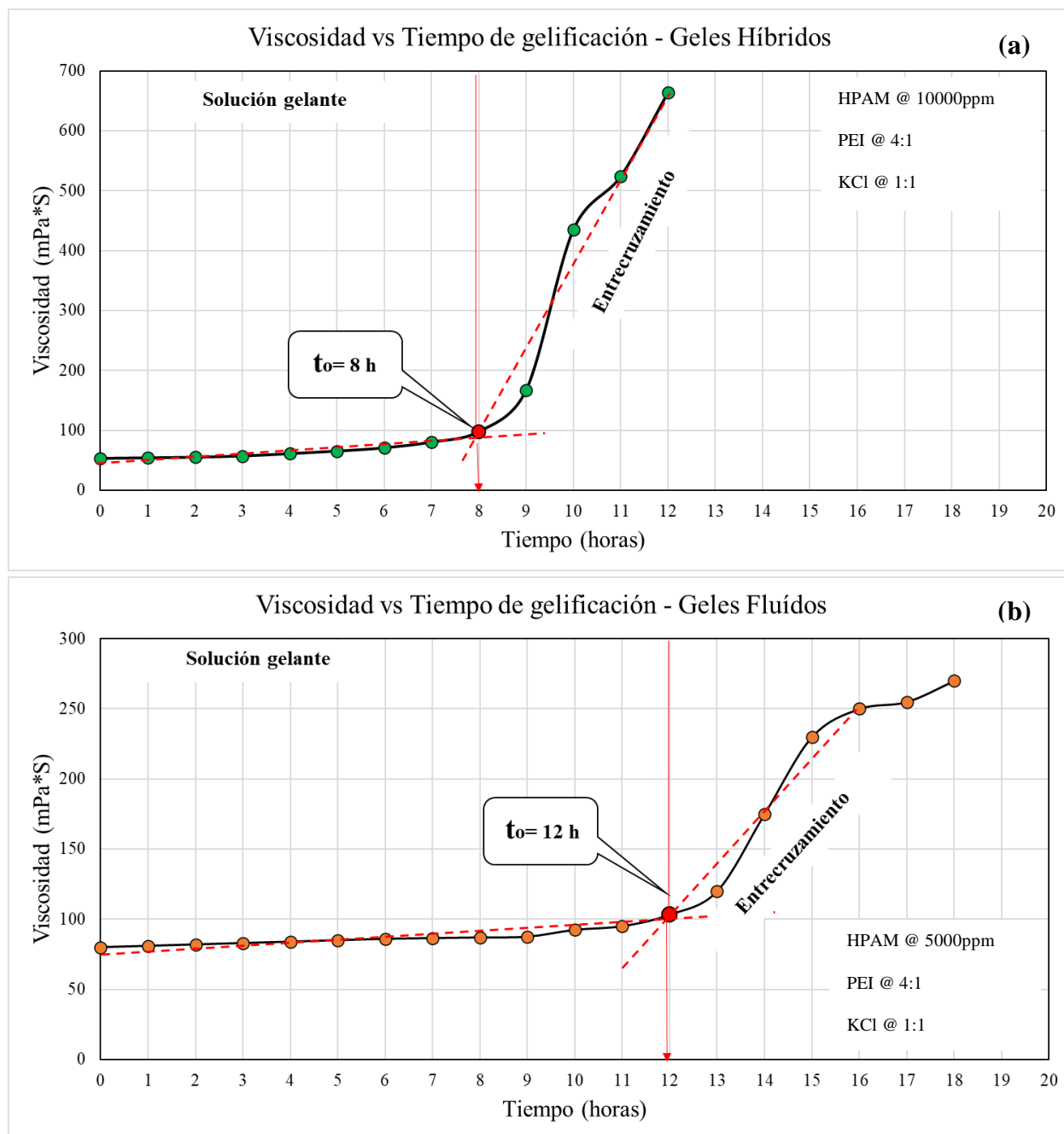
Las pruebas reológicas rotacionales se realizaron para evaluar el cambio de viscosidad de las formulaciones poliméricas con el tiempo e identificar de manera cuantitativa el inicio de la gelificación. Para estas pruebas se utilizó un reómetro con celda de cilindros concéntricos y geometría helicoidal, una tasa de corte constante de 100 s^{-1} y una temperatura de $65 \text{ }^\circ\text{C}$.

Se registraron valores de viscosidad cada hora para construir las curvas de viscosidad vs. tiempo de las formulaciones HPAM:PEI seleccionadas en la prueba de botella, ver Tabla 29. En las gráficas mostradas en la Figura 37 se observa un comportamiento similar: durante las primeras horas la viscosidad permanece pseudo-constante, lo cual indica que el fluido mantiene el comportamiento de una solución polimérica sin evidencia de entrecruzamiento. Este comportamiento inicial es clave, ya que garantiza un tiempo mínimo para la inyección fluida y controlada en el pozo. Posteriormente, las curvas muestran un cambio en su tendencia de viscosidad, marcado por el inicio de las reacciones de entrecruzamiento entre el HPAM y el PEI, y por tanto el inicio de la gelificación. Este cambio es evidente en la pendiente de la curva, que pasa de una tendencia casi horizontal a una pendiente abrupta. En particular, las formulaciones de 5000 ppm mostraron un incremento más gradual de viscosidad, mientras que las de 10000 ppm mostraron una pendiente más pronunciada una vez alcanzado el punto de entrecruzamiento, lo cual es coherente con la mayor concentración de polímero.

Los resultados mostraron que los geles fluidos a 5 000 ppm presentaron un tiempo de inicio de gelificación de 12 horas, mientras que los geles híbridos a 10000 ppm alcanzaron un tiempo de 8 horas. Ambos cumplen con el tiempo mínimo requerido como parámetro operativo principal. Por lo tanto, ambas formulaciones serán utilizadas en la siguiente etapa durante la prueba de desplazamiento.

Figura 37

Resultados de la prueba en el reómetro de Viscosidad vs Tiempo. (a) Geles híbridos de HPAM: PEI. (b) Geles fluidos de HPAM: PEI



7.3.2 Formulación HPAM - RF

Los resultados de la curva de Viscosidad vs Tiempo, se realizaron basado en las formulaciones escogidas en la prueba de botella, las cuales se pueden ver en la Tabla 31. Mediante la metodología anterior, se realizaron pruebas para encontrar el tiempo de inicio de gelificación de cada formulación como se observa en las Figura 38 y Figura 39.

Figura 38

Resultados de la prueba en el reómetro de Viscosidad vs Tiempo. (a) Geles híbridos de HPAM: RF: NH₄Cl. (b) Geles híbridos de HPAM: RF a pH 6

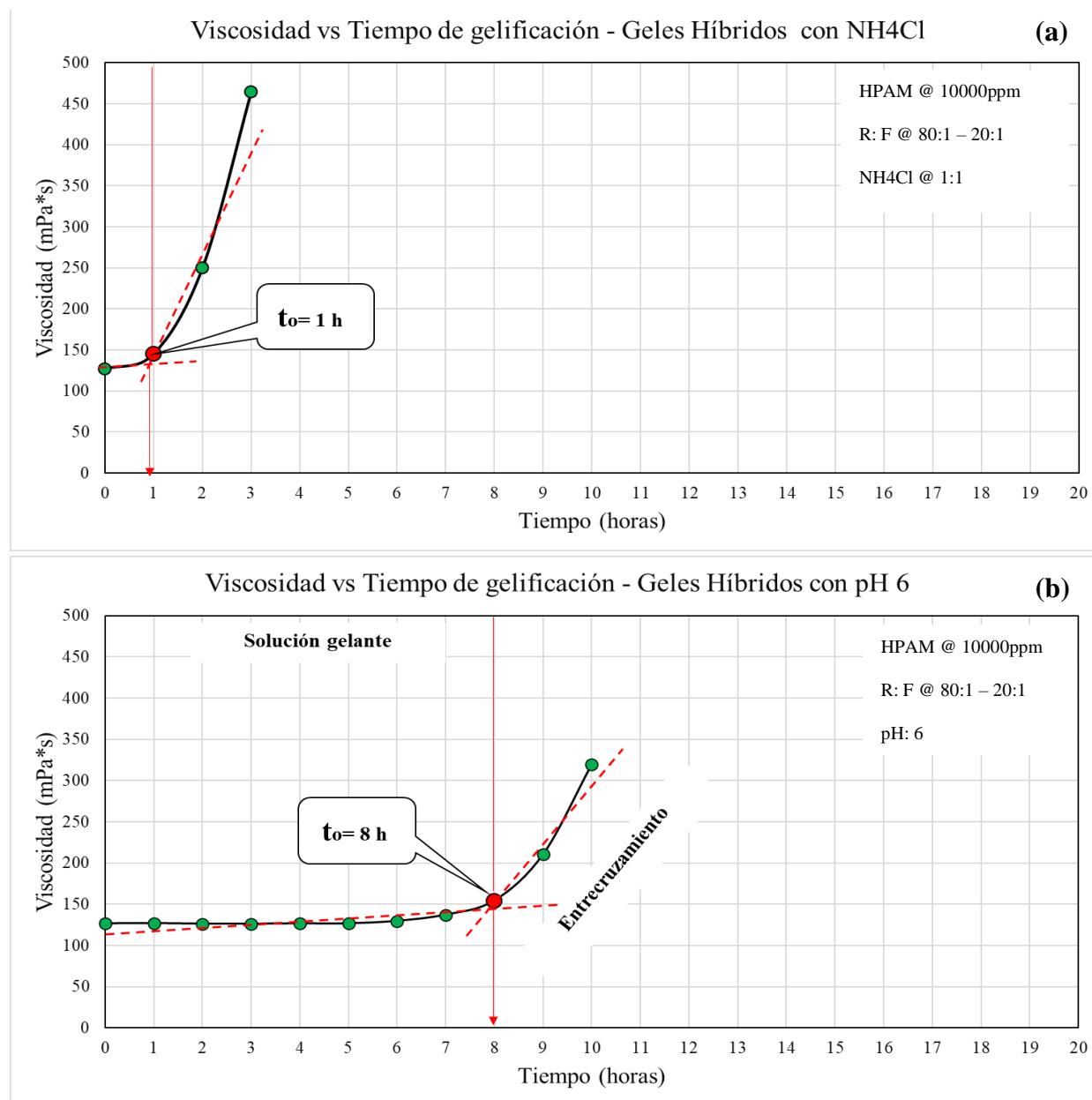
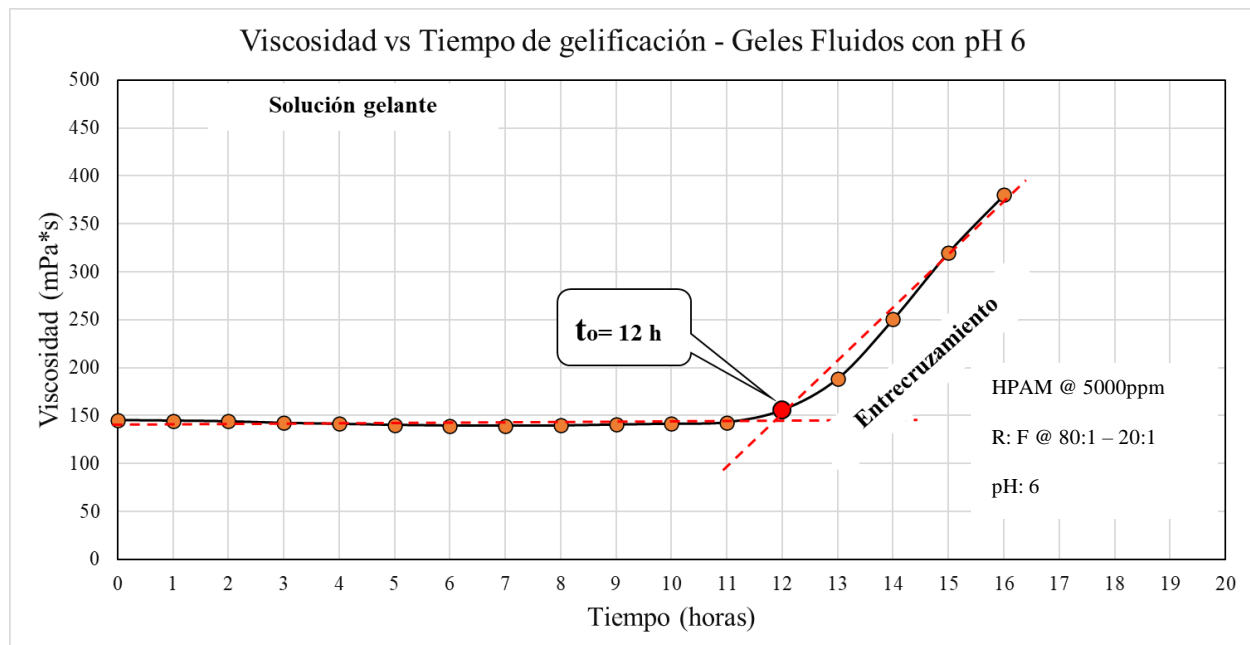


Figura 39

Resultados de la prueba en el reómetro de Viscosidad vs Tiempo para Geles fluidos de HPAM:

RF a pH 6



En estas pruebas se evaluaron dos sistemas: uno con activador (NH_4Cl) y otro ajustado a pH 6. Se registraron los valores de viscosidad cada hora para construir las curvas de viscosidad vs. tiempo, donde los sistemas a pH 6 presentaron un comportamiento inicial casi constante durante varias horas, lo que indica que el fluido mantuvo las características de una solución polimérica sin evidencia clara de entrecruzamiento. En contraste, el sistema con activador mostró un incremento abrupto de la viscosidad desde la primera hora, lo que reduce el tiempo de manejo y lo hace inadecuado para la operación en campo. El sistema escogido para el desplazamiento fue el de pH 6 que alcanzó el punto de inflexión a las 8 horas para geles híbridos y 12 horas para geles fluidos, lo que proporciona una ventana operativa suficiente para su inyección. Estos resultados son consistentes con los obtenidos en las formulaciones HPAM: PEI, donde las concentraciones más

bajas a 5000 ppm presentaron un inicio de gelificación mayor que la formulación de 10000 ppm, confirmando la influencia de la concentración de polímero en la cinética de gelificación.

7.4 Prueba de desplazamiento

Las pruebas de desplazamiento se realizaron siguiendo una estrategia de inyección orientada a evitar posibles obstrucciones en las líneas de inyección, producción y medidores de presión por residuos de la formulación gelificante. El tren de inyección se diseñó para ubicar el gel en la zona central del medio poroso, aplicando una secuencia de 0.3 volúmenes porosos (VP) de salmuera, seguidos de 0.4 VP de gel y finalmente 0.3 VP de salmuera, manteniendo una tasa de inyección constante de 1.5 cm³/min. Los resultados mostrados a continuación serán de las formulaciones seleccionadas anteriormente de HPAM: PEI y HPAM: RF para el cálculo del factor de resistencia residual y reducción de la permeabilidad del medio poroso.

Las formulaciones que se trabajarán en estas pruebas se observan en la Tabla 32.

Tabla 32

Formulaciones escogidas para la prueba de desplazamiento

Gel Fluido		Gel Híbrido	
Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Tipo	Fluido (HMW polímero)	Tipo	Hibrido (HMW-LMW)
HPAM (ppm)	5000	HPAM (ppm)	10000
HPAM:PEI (w/w)	4:1	HPAM:PEI (w/w)	4:1
HPAM:KCl (w/w)	1:1	HPAM:KCl (w/w)	1:1
Grado de rigidez final	D-E	Grado de rigidez final	G-H
Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Tipo	Hibrido (HMW-LMW)	Tipo	Hibrido (HMW-LMW)
HPAM (ppm)	10000	HPAM (ppm)	10000
HPAM:RF (w/w)	80:1 - 20:1	HPAM:RF (w/w)	80:1 - 20:1
pH	6	pH	6
Grado de rigidez final	E-F	Grado de rigidez final	E-F

7.4.1 Formulación HPAM - PEI

El medio poroso se construyó empleando mangas de Viton, en las cuales se determinaron el volumen poroso y la porosidad efectiva mediante inyección de salmuera y balances de masa. La permeabilidad inicial al agua se calculó aplicando la ecuación de Darcy, a partir de las mediciones de caudal y diferencial de presión obtenidas bajo condiciones de flujo estable. La Tabla 33 muestra las propiedades calculadas del medio poroso para las pruebas de geles fluidos y geles rígidos.

Tabla 33

Propiedades del medio poroso para los geles rígidos y fluidos de HPAM:PEI

Formulación	Gel Rígido (híbrido)	Gel Fluido
Diámetro del medio poroso (cm)	3.78	3.82
Área transversal (cm²)	11.22	11.46
Longitud efectiva (cm)	27.48	27.56
Volumen poroso (cm³)	74.49	82.28
Viscosidad de la salmuera (mPa*s)	0.7	0.7
Porosidad efectiva (%)	23.39	25.25
Permeabilidad inicial al agua (mD)	8307	5415

Antes de la inyección, cada medio poroso se acondicionó a 65 °C para simular las condiciones de yacimiento. Tras la colocación de la formulación gelificante, los sistemas se mantuvieron cerrados durante el tiempo necesario para permitir la gelificación. Diversos estudios, como el de Yu et al., 2022, señalan que en medios porosos este proceso suele ser más lento que en pruebas de botella, con tiempos de inicio hasta 1.5 veces mayores y tiempos finales hasta el doble. Considerando esto, se establecieron 28 horas de espera para el gel rígido y 48 horas para el gel fluido.

Luego del tiempo establecido para la gelificación de cada formulación, se inyectó salmuera hasta alcanzar un diferencial de presión estable, mediante el cual se calculó la variación de permeabilidad aplicando la Ley de Darcy.

Como resultado de lo anterior, la Figura 40 muestra el cambio en el diferencial de presión para las pruebas de desplazamiento del gel fluido y del gel rígido, observándose que en ambos casos el diferencial de presión se estabilizó después de inyectar 4.83VP en el sistema de gel rígido, y 5.75VP en el gel fluido. La Tabla 34 resume los resultados de estas pruebas.

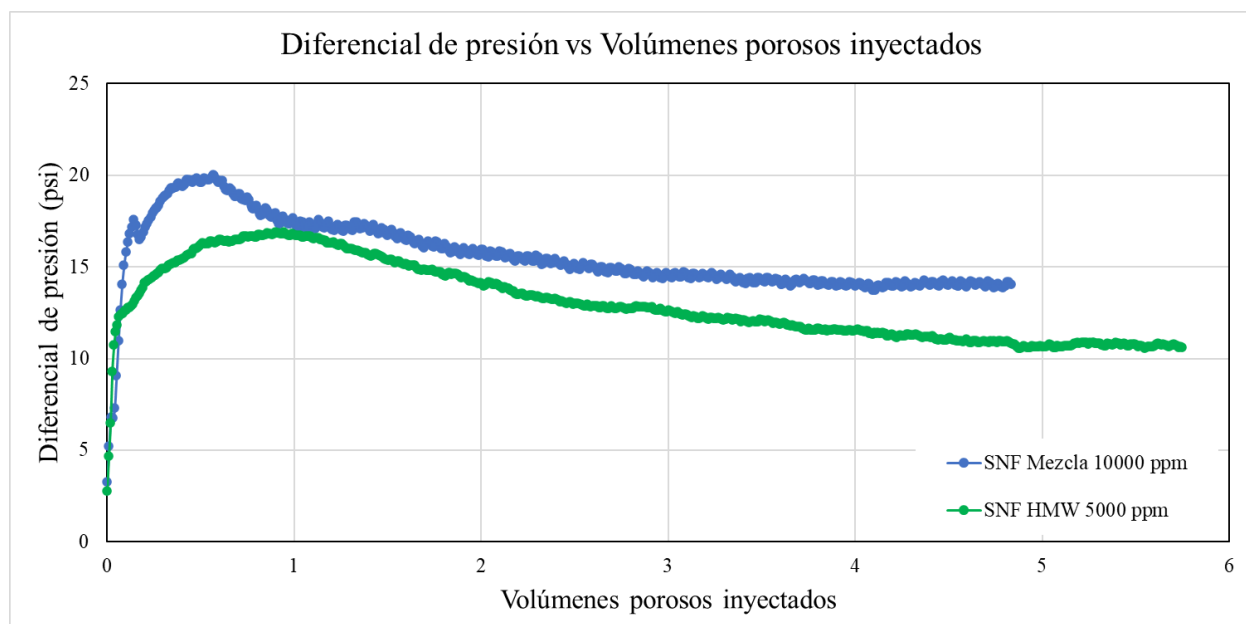
Tabla 34

Resultados de la prueba de desplazamiento para el gel rígido y gel fluido

Parámetro	Gel Rígido	Gel Fluido
VP	4,83	5,75
dP Final	14,1	10,7
RRF	185,5	93,9
% Reducción Kw	99,46	98,94

Figura 40

Diferencial de presión vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:PEI



Asimismo, se realizó el seguimiento y cálculo del Factor de Resistencia Residual (RRF) y del porcentaje de reducción de la permeabilidad al agua en función de los volúmenes porosos inyectados. Se observó que el gel rígido alcanzó un RRF de 185.5 con una reducción de permeabilidad de 99.46%, mientras que el gel blando registró un valor de RRF de 93.9 y reducción de permeabilidad de 98.94%, coherente con su menor capacidad de bloqueo y menor concentración de polímero empleada en esta formulación. Las Figura 41 y Figura 42 muestran las gráficas con los resultados anteriores.

Figura 41

Factor de resistencia residual RRF vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:PEI

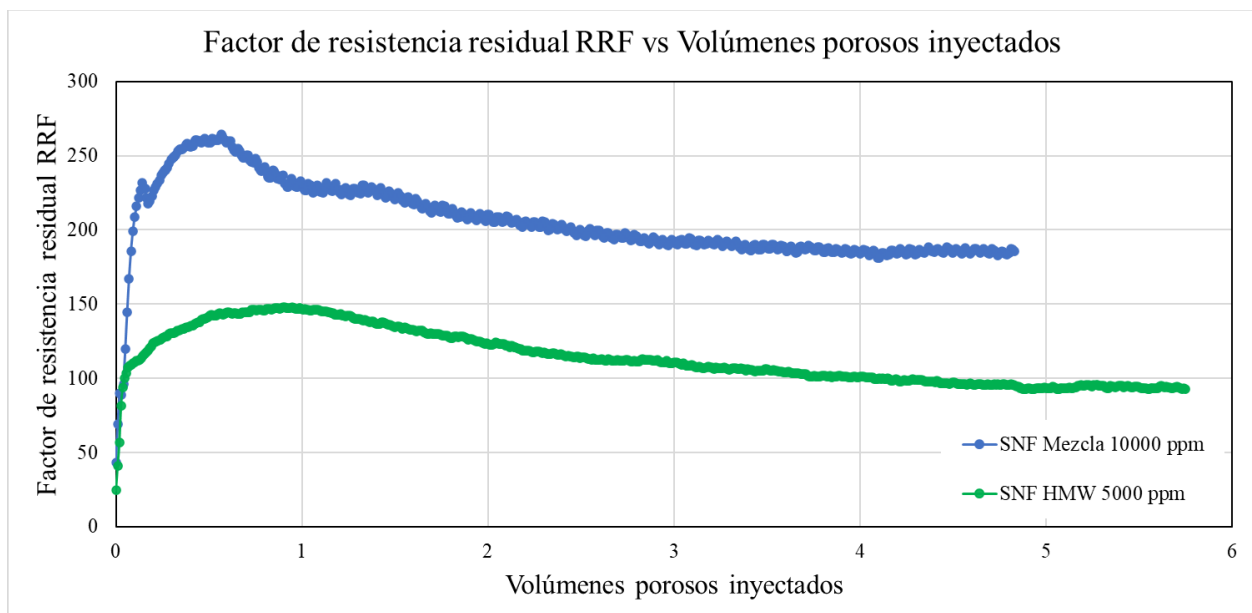
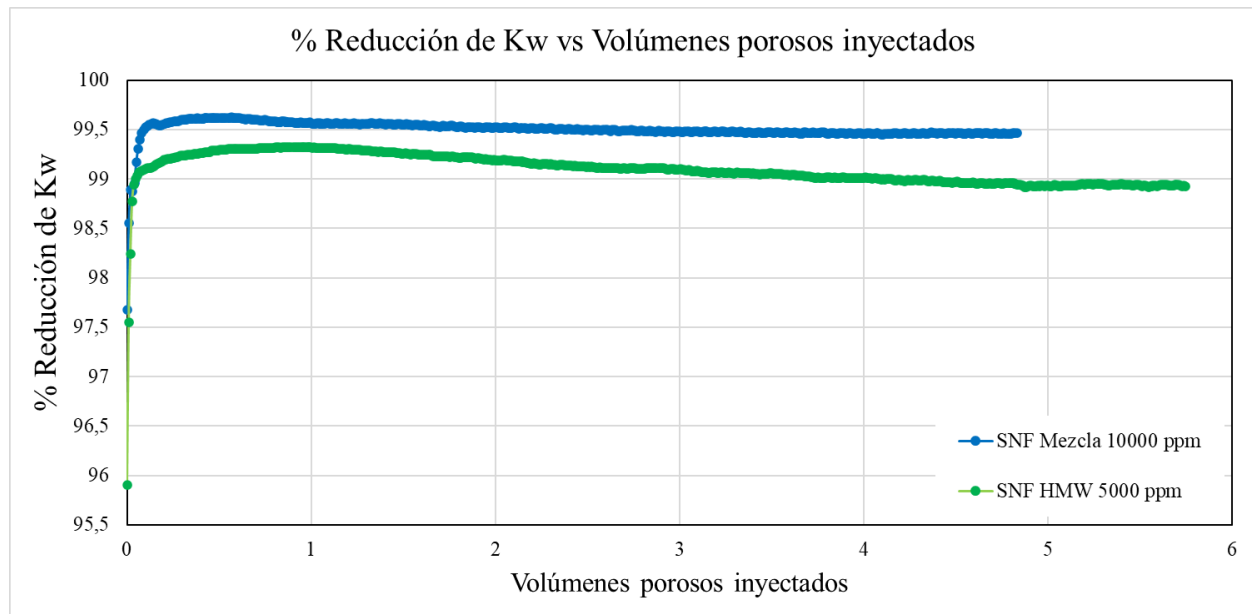


Figura 42

Porcentaje de reducción de la Kw vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación

HPAM:PEI



Con lo anterior, se observa que los geles alcanzaron RRF relativamente altos en comparación con los valores observados en el trabajo de Yu et al., 2022, en donde se tienen valores de 48. Sin embargo, existen otros autores como He et al., 2015, donde se reportaron RRF de 90. Asimismo, R. Seright & Brattekas, 2021 afirman que en una zona de agua el RRF debe ser mayor a 20 para asegurar una reducción considerable de la permeabilidad al agua. Por lo tanto, las dos formulaciones de HPAM:PEI tanto para geles rígidos como geles fluidos, cuentan con capacidades de bloqueo requeridas para reducir el corte de agua del acuífero.

7.4.2 Formulación HPAM - RF

Esta prueba se llevó a cabo siguiendo la misma metodología descrita anteriormente para la construcción del medio poroso con mangas de Viton, determinando el volumen poroso, la porosidad efectiva y la permeabilidad inicial al agua, cuyos valores se presentan en la Tabla 35 para el medio poroso correspondiente a los geles rígidos. En esta etapa, se decidió realizar inicialmente las pruebas de desplazamiento únicamente con el gel rígido, para comparar los resultados con los obtenidos en HPAM:PEI y establecer un primer criterio de selección para las formulaciones HPAM:RF.

Tabla 35

Propiedades del medio poroso para los geles rígidos de HPAM:RF

Formulación	Gel Rígido
Diámetro del medio poroso (cm)	3,75
Área transversal (cm²)	11,04
Longitud efectiva (cm)	29,08
Volumen poroso (cm³)	76,2
Viscosidad de la salmuera (mPa*s)	0,9
Porosidad efectiva (%)	23,01
Permeabilidad inicial al agua (mD)	5357

Antes de la inyección, el medio poroso se acondicionó a 65 °C para simular las condiciones de yacimiento, se inyectó la formulación y se esperó el tiempo establecido para la gelificación, luego se inyectó salmuera hasta alcanzar un diferencial de presión estable.

Como resultado, la Figura 44 presenta la variación del diferencial de presión durante las pruebas de desplazamiento del gel rígido, evidenciándose que este se estabilizó tras la inyección de aproximadamente 7 VP. Este valor es mucho mayor al alcanzado con la formulación

HPAM:PEI para geles rígidos (4.83 VP) e incluso mayor que el registrado en los geles fluidos (5.75 VP). Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 36.

Tabla 36

Resultados de la prueba de desplazamiento para el gel rígido

Parámetro	Gel Rígido
VP	6
dP Final	3,8
RRF	34,9
% Reducción Kw	97,14

El cálculo del Factor de Resistencia Residual (RRF) y del porcentaje de reducción de la permeabilidad al agua en función de los volúmenes porosos inyectados mostró que el gel rígido alcanzó un RRF de 34.9 y una reducción de permeabilidad del 97.14%. Estos valores resultan inferiores a los obtenidos con la formulación HPAM:PEI para geles rígidos (RRF: 185.5; reducción de Kw: 99.46%) e incluso menores que los registrados para los geles blandos (RRF: 93.9; reducción de Kw: 98.94%). Siendo así, esta formulación genera un menor impacto en la reducción de la permeabilidad al agua, la cual no actúa como un sistema de gelificación tan eficiente como el HPAM:PEI. Esta diferencia se atribuye a que la formulación HPAM:RF depende de un factor ambiental, específicamente el pH, el cual puede alterarse durante la inyección debido a la interacción con los fluidos del medio poroso como se explica en (Sagbana & Abushaikha, 2021), donde se establece que el pH tiene un efecto significativo sobre los tratamientos químicos para la capacidad de reducir la permeabilidad. Por lo tanto, no es posible garantizar que el pH se mantenga en 6 para que la gelificación de esta formulación ocurra de manera efectiva. Las Figura 44 y Figura 45 muestran las gráficas con los resultados anteriores.

Figura 44

Diferencial de presión vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:RF

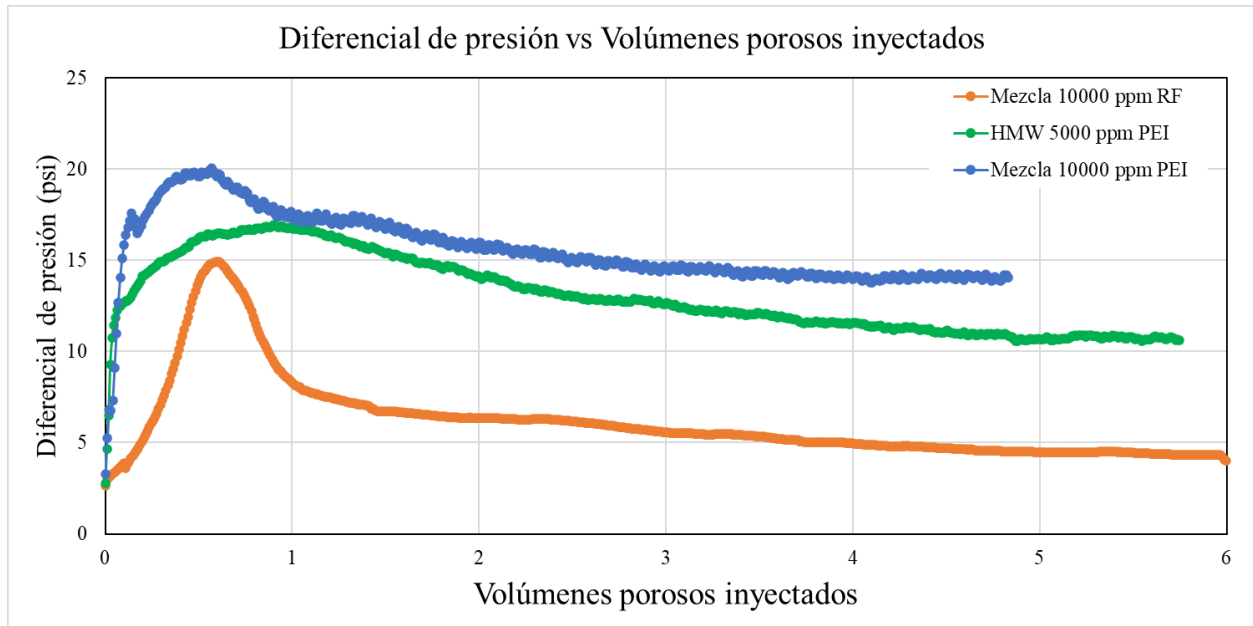


Figura 43

Factor de resistencia residual RRF vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación HPAM:RF

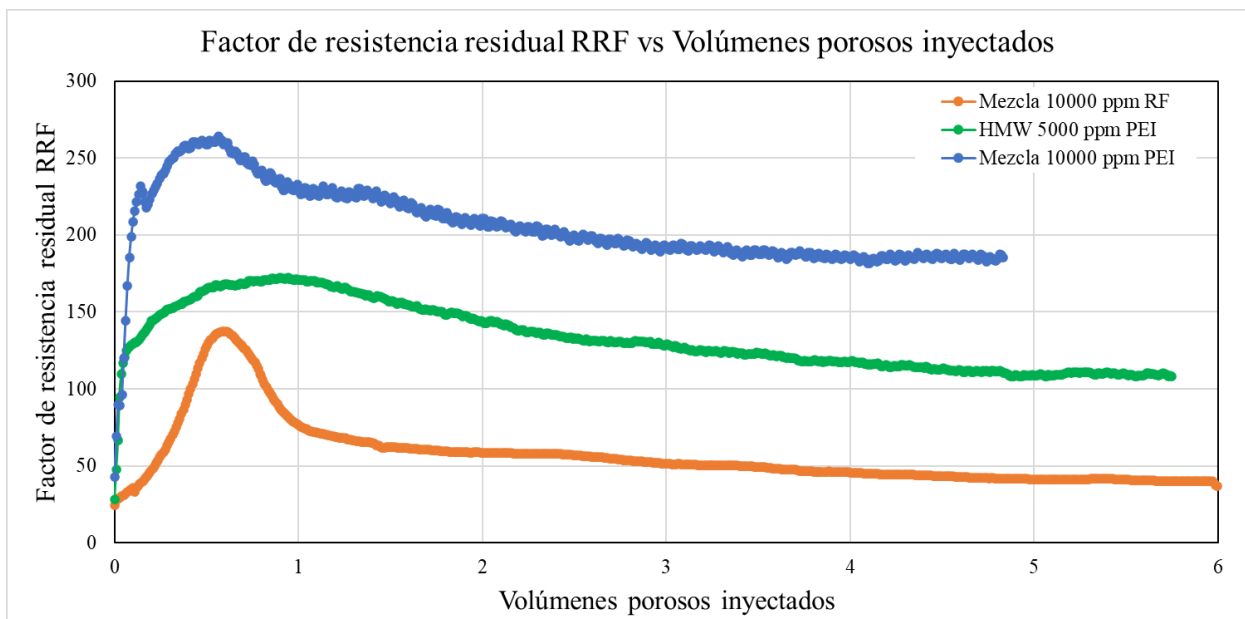
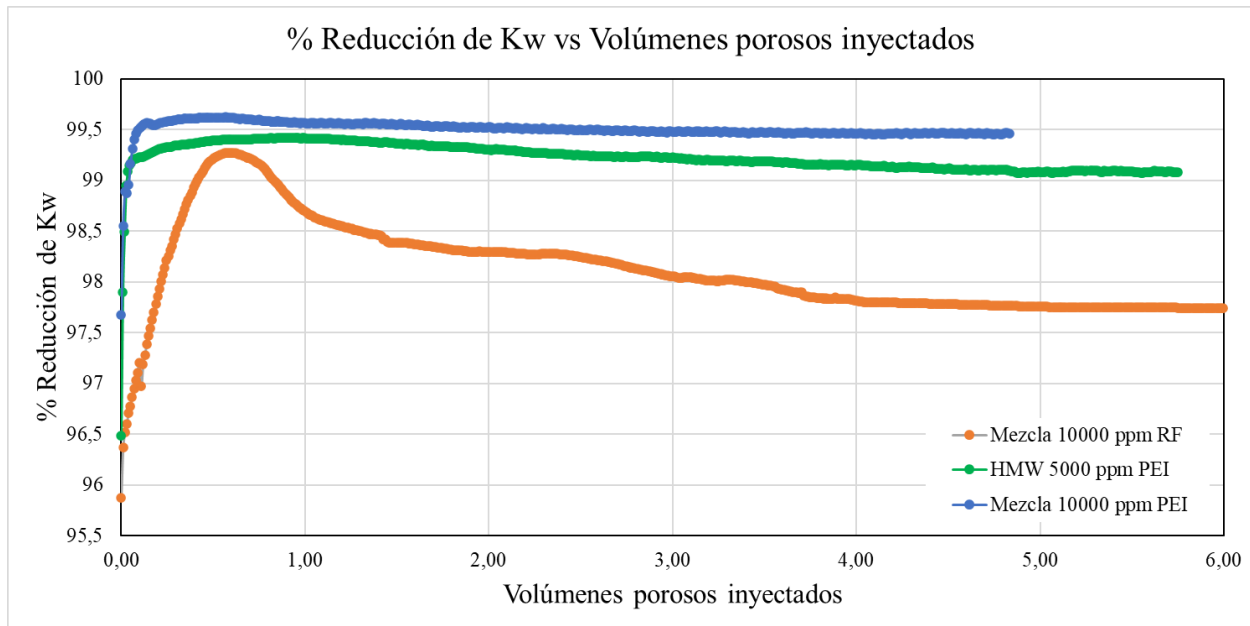


Figura 45

Porcentaje de reducción de la Kw vs Volúmenes porosos inyectados después de la gelificación

HPAM:RF



Con lo anterior, se observa que el gel rígido alcanzó un RRF por debajo de lo registrado en la literatura, específicamente en el trabajo de Yu et al., 2022, con RRF de 48. Por este motivo, se decidió no continuar con la prueba de desplazamiento del gel blando, dado que se esperarían resultados menores. Por lo tanto, la formulación HPAM:RF no cumple con los requisitos necesarios para la aplicación en un medio poroso real, por lo que es descartada en esta etapa final del proceso de selección donde se escogieron formulaciones con mejor desempeño bajo las condiciones de la Formación Carbonera (HPAM:PEI).

Por lo tanto, según las pruebas de desplazamiento, el gel que mejor comportamiento presenta en función del tiempo de inicio de gelificación, rigidez y capacidad taponante es la formulación de HPAM entrecruzada con polietilenimina (PEI) a una relación 4:1 con un aditivo de cloruro de potasio (KCl) en relación 1:1 con el polímero. Esta formulación será analizada bajo

pruebas reológicas de oscilación para determinar los módulos de almacenamiento y pérdida, que indican el grado de solidez y fluidez del gel una vez formado.

7.5 Pruebas Reológicas Oscilatorias

Estos ensayos se realizaron usando los geles poliméricos envejecidos al menos 24 a 48 horas a 65°C. Inicialmente las pruebas se realizaron variando la amplitud en un rango de 0.01% a 1000% con una frecuencia constante de 1Hz (rad/s). Lo anterior sirve para identificar la región de deformación lineal y el umbral del esfuerzo donde la estructura interna del gel cede y falla.

Estas pruebas permiten medir: (1) el módulo de almacenamiento o elasticidad (G'), que representa la energía que el gel almacena durante la deformación y su capacidad de recuperación; es decir, indica qué tanto el gel se comporta como un sólido y refleja su rigidez. (2) el módulo de pérdida o viscosidad (G''), que representa la energía que el gel disipa durante una deformación permanente, es decir, cuánto se comporta como un fluido.

En tratamientos químicos con geles poliméricos para bloquear zonas de alta producción de agua, el módulo de almacenamiento (G') debe dominar durante todo el proceso de deformación, incluso bajo altos diferenciales de presión. No obstante, es necesario mantener un nivel adecuado del módulo de pérdida (G''), ya que este refleja la capacidad del gel para adaptarse a la geometría del yacimiento sin comprometer su estructura. Sin embargo, G'' no debe superar a G' , para evitar que el gel adquiera un comportamiento predominantemente fluido y pierda su capacidad de sellado.

7.5.1 Formulación HPAM - PEI

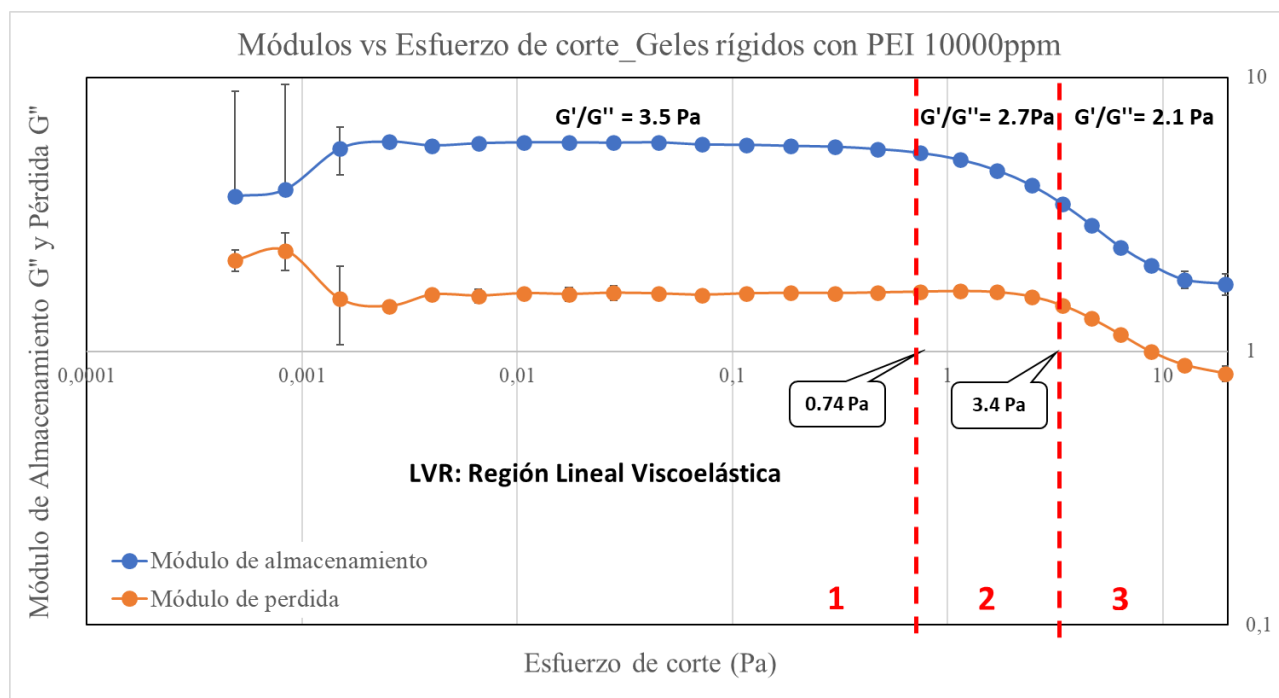
En la Figura 46 se presenta el comportamiento viscoelástico del gel rígido o híbrido formulado con 10000 ppm de HPAM. En la región lineal viscoelástica (LVR), ubicada por debajo de 0.74 Pa de esfuerzo de corte, el módulo de almacenamiento G' permanece constante alrededor

de 5.7 Pa, mientras que el módulo de pérdida G'' es aproximadamente 3.5 veces menor (~1.6 Pa). Esta diferencia confirma la clara dominancia elástica del material y su comportamiento rígido.

A partir de 0.74 Pa, G' disminuye progresivamente, alcanzando ~4.5 Pa a 3.4 Pa de esfuerzo de corte, lo cual indica una pérdida gradual de rigidez asociada al daño o reacomodamiento de la red polimérica. En este mismo intervalo, G'' se mantiene cercano a 1.6 Pa, mostrando un incremento relativo en la disipación de energía y una transición hacia un estado más deformable. No se observa crossover ($G'' > G'$) dentro del rango medido, por lo que, aunque el gel reduce su rigidez, mantiene la predominancia elástica incluso ante deformaciones elevadas.

Figura 46

Gráfica del módulo de almacenamiento G' y pérdida G'' vs Esfuerzo de corte. Geles rígidos con PEI 10000ppm

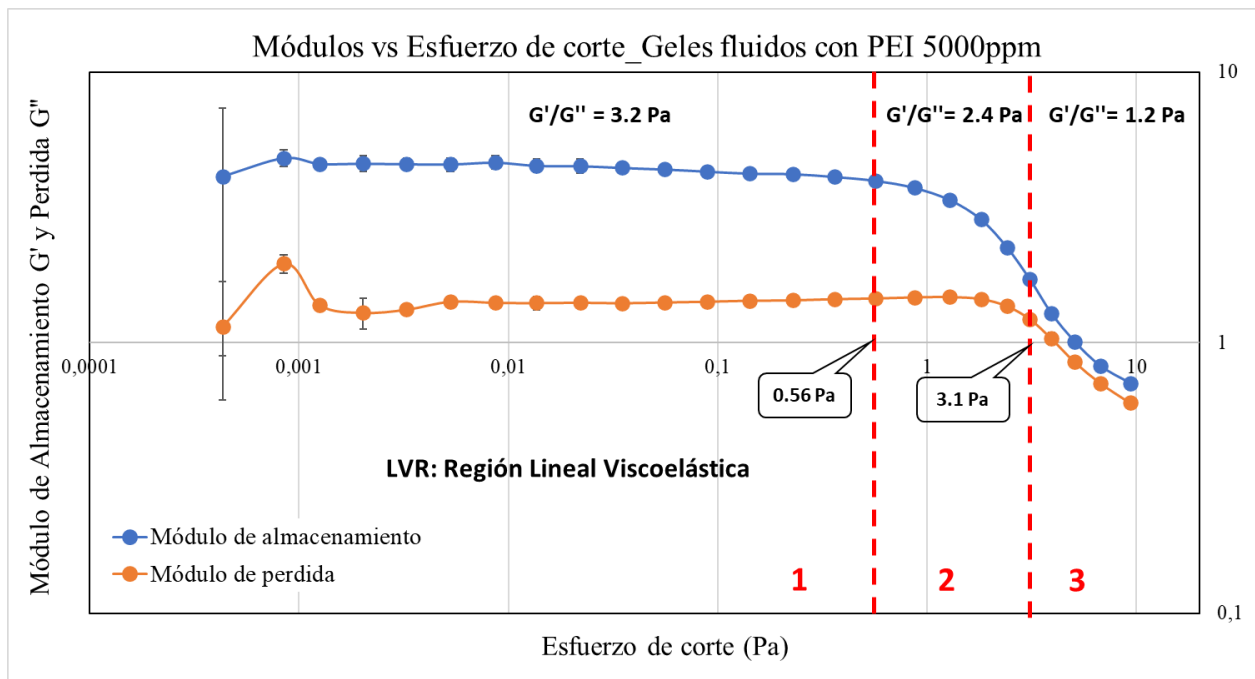


En la Figura 47 se presenta el comportamiento viscoelástico del gel débil formulado con 5000 ppm de HPAM. En la región lineal viscoelástica (LVR), ubicada por debajo de 0.56 Pa de esfuerzo de corte, el módulo de almacenamiento G' permanece constante alrededor de 4.5 Pa, mientras que el módulo de pérdida G'' es aproximadamente 3.2 veces menor (~ 1.4 Pa). Esta diferencia confirma la clara dominancia elástica del material y su comportamiento rígido.

A partir de 0.56 Pa, G' disminuye progresivamente, alcanzando ~ 3.4 Pa a 3.1 Pa de esfuerzo de corte, lo cual indica una pérdida gradual de rigidez asociada al daño o reacomodamiento de la red polimérica. En este mismo intervalo, G'' se mantiene cercano a 1.4 Pa, mostrando un incremento relativo en la disipación de energía y una transición hacia un estado más deformable.

Figura 47

Gráfica del módulo de almacenamiento G' y pérdida G'' vs Esfuerzo de corte. Geles fluidos con PEI 5000ppm



No se observa crossover ($G'' > G'$) dentro del rango medido, por lo que, aunque el gel reduce su rigidez, mantiene la predominancia elástica incluso ante deformaciones elevadas.

A partir de estas curvas se identifican tres zonas: Zona 1, LVR: módulos constantes con incremento de deformación; el gel mantiene intacta su estructura interna. Zona 2, pérdida de rigidez: caída marcada de G' y reducción de la integridad de la red polimérica. Zona 3, aproximación de módulos: aunque no se presenta cruce entre G' y G'' , su cercanía refleja mayor capacidad de adaptación del gel sin comprometer su carácter sólido predominante.

Operativamente, estos resultados sugieren que la formulación posee buena capacidad de bloqueo (G' dominante) y una suficiente ductilidad para adaptarse a la geometría del yacimiento sin fracturar inmediatamente; sin embargo, la caída de G' con la deformación indica que bajo esfuerzos muy elevados podría comprometerse parte de su capacidad taponante. Sin embargo, mediante los resultados de las pruebas de desplazamiento, ver ítem 6.4.1, se observó que el gel rígido de PEI alcanzó un RRF de 185.5 con una reducción de permeabilidad de 99.46%, mientras que el gel fluido registró un valor de RRF de 93.9 y reducción de permeabilidad de 98.94%.

Por tanto, con base en los análisis y las pruebas realizadas en este proyecto, la formulación recomendada para tratamientos de geles poliméricos orientados al bloqueo de zonas con alta producción de agua en pozos productores consiste en geles de HPAM entrecruzados con Polietilenimina (PEI) bajo la relación 4:1, mejorada con el aditivo de Cloruro de Potasio (KCl) como retardante del tiempo de gelificación bajo relación 1:1 con el polímero. Lo anterior se resume en el esquema mostrado en la Tabla 37.

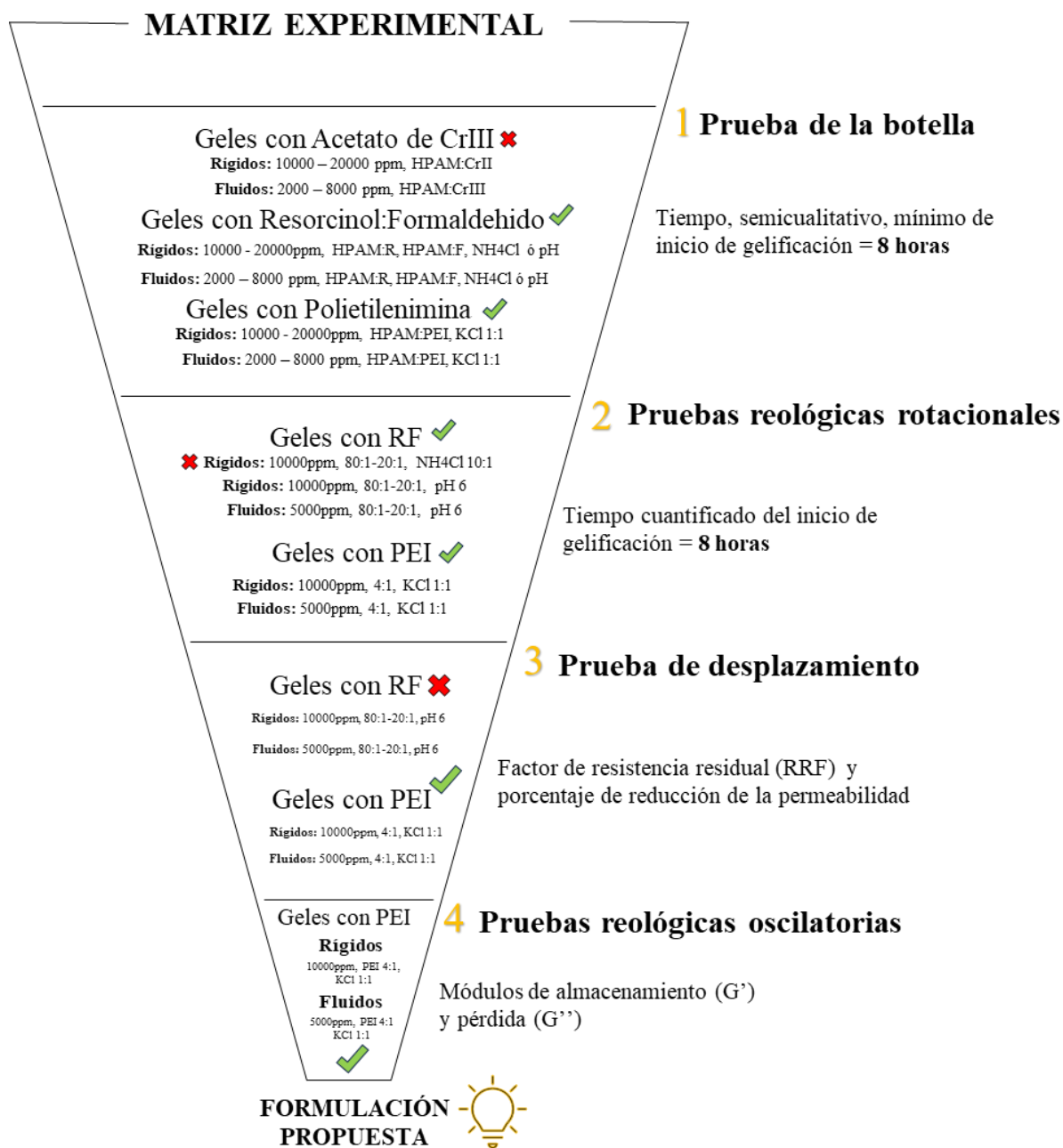
Tabla 37*Esquema propuesto para el tratamiento químico con geles poliméricos*

Orden	Etapa	HPAM (ppm)	Relación Entrecruzador (w/w)	Relación Aditivo (w/w)	Efecto
1	Preflujo	5000 - HMW			Limpieza de la formación
2	Gel fluido o blando	5000 - HMW	4:1 PEI	1:1 KCl	Taponamiento profundo
3	Gel rígido o híbrido	5000 - HMW + 5000 LMW	4:1 PEI	1:1 KCl	Taponamiento somero
4	Desplazamiento		Petróleo		Eliminar residuos de gel

Al integrar los resultados de todas las fases, se tiene el siguiente diagrama que resume la selección de las formulaciones dentro de cada etapa del proceso como se observa en Figura 48. Por lo tanto, los resultados de cinética de gelificación, comportamiento reológico y capacidad de bloqueo evidencian que los sistemas de geles entrecruzados con PEI, tanto fluidos como rígidos, son los más adecuados para las condiciones de la Formación Carbonera.

Figura 48

Diagrama resumen de las etapas de selección de la formulación propuesta



8. Conclusiones

Con base en la revisión de sistemas reportados en la literatura y en las pruebas experimentales realizadas, se identificó que los polímeros HPAM entrecruzados con PEI constituyen la combinación más adecuada para condiciones análogas a la Formación Carbonera. Aunque se evaluaron entrecruzadores inorgánicos (CrIII) y orgánicos (RF, PEI), solo los sistemas de PEI mostraron tiempos de gelificación controlados y estructuras internas desarrolladas para bloquear zonas de alta permeabilidad bajo condiciones de 65 °C y baja salinidad.

Las formulaciones planteadas en laboratorio permitieron establecer relaciones polímero:entrecruzador y la influencia de los aditivos en la gelificación. En particular, las formulaciones con 5000 ppm (HMW) y 10000 ppm (HMW+LMW) de HPAM entrecruzadas con PEI en relación 4:1 lograron tiempos de gelificación prolongados (≥ 8 h) y altos grados de rigidez (códigos D–E para geles fluidos y G–H para geles rígidos), cumpliendo los criterios de penetración y estabilidad requeridos para el control de agua.

Las pruebas reológicas permitieron evaluar la evolución de la viscosidad en función del tiempo y determinar cuantitativamente el punto de inicio de la reacción de entrecruzamiento para cada formulación seleccionada. A partir del análisis del punto de inflexión en las curvas de viscosidad, se confirmó que los geles basados en PEI y las formulaciones seleccionadas de RF cumplieron con el tiempo mínimo requerido de 8 horas para su adecuada colocación en el medio poroso.

Las pruebas de desplazamiento permitieron estimar el factor de resistencia residual (RRF), demostrando que las formulaciones más estables también fueron las más eficientes en el bloqueo de zonas de alta permeabilidad. Los geles con PEI alcanzaron RRF superiores a 90 para geles fluidos y mayores a 180 para geles rígidos, con reducciones de permeabilidad superiores al 98%,

mostrando un desempeño sobresaliente frente a los sistemas RF, cuyo RRF no alcanzó el umbral mínimo de eficiencia reportado en la literatura, ~48.

La integración de los resultados experimentales permitió proponer una formulación de tratamiento químico basada en geles poliméricos HPAM:PEI para el control de agua en pozos con influencia de acuífero activo en la Formación Carbonera. Esta formulación garantiza un tiempo de gelificación adecuado para su colocación, una estructura mecánicamente resistente bajo condiciones dinámicas, y una capacidad de taponamiento consistente, por lo cual es la alternativa más confiable para mitigar la conificación y el flujo preferencial de agua

9. Recomendaciones

Se recomienda realizar un preflush antes de la inyección del primer bache, con el fin de limpiar la cara de la formación, remover aceite libre, finos móviles y posibles precipitados, además de acondicionar la salinidad y el pH del medio para favorecer tanto la inyectividad como la reactividad del gel. Asimismo, se recomienda realizar un postflush al finalizar la inyección del tratamiento para evitar la acumulación de residuos de gel en tuberías y asegurar que el sistema sea desplazado adecuadamente en el medio poroso.

Se recomienda agregar nanopartículas, como sílice coloidal, nanoarcillas u óxidos de grafeno funcionalizados, con el fin de mejorar los tiempos de gelificación y aumentar la rigidez final del gel. Estos aditivos contribuyen a reforzar mecánicamente la red polimérica y permiten controlar la cinética de entrecruzamiento.

Se recomienda implementar un plan piloto en campo acompañado de un monitoreo detallado de variables operativas como presión, corte de agua y perfiles de producción. Este seguimiento permitirá validar el desempeño del gel a escala real, identificar la necesidad de ajustes operativos y evaluar la pertinencia de retratamientos.

Referencias Bibliográficas

- Aldaheri, M. N., Wei, M., Bai, B., & Alsaba, M. (2016). *the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*.
- Ali, A., Alabdrabalnabi, M., Ramadan, M. Al, Aljawad, M. S., Almohsin, A., & Azad, M. (2024). A Review of Recent Developments in Nanomaterial Agents for Water Shutoff in Hydrocarbon Wells. In *ACS Omega* (Vol. 9, Issue 13, pp. 14728–14746). American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c09219>
- Al-Muntasheri, G. A., Hussein, I. A., Nasr-El-Din, H. A., & Amin, M. B. (2007). Viscoelastic properties of a high temperature cross-linked water shut-off polymeric gel. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 55(1–2), 56–66. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.04.004>
- Al-Muntasheri, G. A., Of Technology, D. U., Aramco, S., Nasr-El-Din, H. A., Peters, J. A., & Zitha, P. L. J. (2006). *Investigation of a High-Temperature Organic Water-Shutoff Gel: Reaction Mechanisms*.
- Al-Shajalee, F., Arif, M., Myers, M., Tadó, M. O., Wood, C., & Saedi, A. (2021). Rock/Fluid/Polymer Interaction Mechanisms: Implications for Water Shut-off Treatment. In *Energy and Fuels* (Vol. 35, Issue 16, pp. 12809–12827). American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c01480>
- Arguello, J. (2020). *Diseño de una prueba piloto para la implementación de una técnica de Water Shut-off aplicada a pozos productores con empuje hidráulico activo en la Cuenca de los Llanos Orientales*.
- Asuaje, M., Rincón, N., Ratkovich, N., Pinilla, A., & Nieto, R. (2025). Water Inflow Controller Devices as a Solution for Production for Mature Oil Fields: A Literature Review. In *Processes*

(Vol. 13, Issue 1). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI).
<https://doi.org/10.3390/pr13010144>

A. Zaitoun, N. K. D. B.-C. K. D. (1999). *Water Shutoff by Relative Permeability Modifiers: Lessons from Several Field Applications*.

Bai, B., Zhou, J., & Yin, M. (2015). A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. *Shiyou Kantan Yu Kaifa/Petroleum Exploration and Development*, 42(4), 481–487. [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(15\)30045-8](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(15)30045-8)

Baily, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchukl, F., Romano, C., & Roodhartm, L. (2000). *The Challenge of Water Control*. <https://www.researchgate.net/publication/271074683>

Botermans C.W, D. W. van Batenburg, & J. Bruining. (2001). *Relative Permeability Modifiers: Myth or Reality*.

Chan, K. S., Dowell, S., & Member, S. (1995). *E SPE 30775 Water Control Diagnostic Plots Society of Petroleum Engineers*.

Chhabra, R. P. , R. J. F. (2008). *Non-Newtonian Flow and Applied Rheology*.

Chiappa, L., Mennella, A., Lockhart, T. P., & Burrafato, G. (1997). Polymer adsorption at the brinerock interface: the role of electrostatic interactions and wettability. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 24). www.elsevier.nl/locate/jpetscieng

Cortes, V. (2008). *Control de la producción de agua en pozos petroleros*.

ElKarsani, K. S. M., Al-Muntasheri, G. A., Sultan, A. S., & Hussein, I. A. (2015). Performance of PAM/PEI gel system for water shut-off in high temperature reservoirs: Laboratory study. *Journal of Applied Polymer Science*, 132(17). <https://doi.org/10.1002/app.41869>

Folk, R. (1980). *Petrology of Sedimentary Rocks*.

- Gao, C. (2014). Empirical correlations for viscosity of partially hydrolyzed Polyacrylamide. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(2), 209–213. <https://doi.org/10.1007/s13202-013-0064-z>
- Gasbarri, S., Basabe, L., Fariña, A., Trinidad, F., Sosa, G., & Azuaje, E. (2008). *SPE 117236 Water-Production Diagnosis Using Transient Test With Multiphase Flowmeter*.
- Han, J., Sun, J., Lv, K., Yang, J., & Li, Y. (2022). Polymer Gels Used in Oil–Gas Drilling and Production Engineering. In *Gels* (Vol. 8, Issue 10). MDPI. <https://doi.org/10.3390/gels8100637>
- He, H., Wang, Y., Zhang, J., Xu, X., Zhu, Y., & Bai, S. (2015). Comparison of Gelation Behavior and Morphology of Resorcinol–Hexamethylenetetramine–HPAM Gel in Bulk and Porous Media. *Transport in Porous Media*, 109(2), 377–392. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0524-7>
- Hernán, J., & Hincapié, S. (2017). *Evaluación experimental del efecto de la salinidad del agua en soluciones poliméricas (HPAM) funcionalizadas con nanopartículas de sílice*.
- Jayakumar, S., & Lane, R. H. (2012). *SPE 151699 Delayed Crosslink Polymer Flowing Gel System for Water Shutoff in Conventional and Unconventional Oil and Gas Reservoirs*.
- Jia, H., Ren, Q., Li, Y. M., & Ma, X. P. (2016). Evaluation of polyacrylamide gels with accelerator ammonium salts for water shutoff in ultralow temperature reservoirs: Gelation performance and application recommendations. *Petroleum*, 2(1), 90–97. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.12.003>
- Jia, H., Zhao, J. Z., Jin, F. Y., Pu, W. F., Li, Y. M., Li, K. X., & Li, J. M. (2012). New insights into the gelation behavior of polyethyleneimine cross-linking partially hydrolyzed

- polyacrylamide gels. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 51(38), 12155–12166.
<https://doi.org/10.1021/ie301818f>
- Kang, W., Kang, X., Lashari, Z. A., Li, Z., Zhou, B., Yang, H., Sarsenbekuly, B., & Aidarova, S. (2021a). Progress of polymer gels for conformance control in oilfield. In *Advances in Colloid and Interface Science* (Vol. 289). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102363>
- Kang, W., Kang, X., Lashari, Z. A., Li, Z., Zhou, B., Yang, H., Sarsenbekuly, B., & Aidarova, S. (2021b). Progress of polymer gels for conformance control in oilfield. In *Advances in Colloid and Interface Science* (Vol. 289). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102363>
- Karimi, S., Esmailzadeh, F., & Mowla, D. (2014). Identification and selection of a stable gel polymer to control or reduce water production in gas condensate fields. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 940–950. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.10.026>
- Khan, M. (2024). Chemical and Physical Architecture of Macromolecular Gels for Fracturing Fluid Applications in the Oil and Gas Industry; Current Status, Challenges, and Prospects. In *Gels* (Vol. 10, Issue 5). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). <https://doi.org/10.3390/gels10050338>
- Lake, L., Johns, R., Rossen, B., & Pope, G. (2014). *Society of Petroleum Engineers enhanced oil recovery*.
- Lantz, M., & Muniz, G. (2014). *SPE-169072-MS Conformance Improvement Using Polymer Gels: A Case Study Approach*.
- Lei, S., Sun, J., Lv, K., Zhang, Q., & Yang, J. (2022). Types and Performances of Polymer Gels for Oil-Gas Drilling and Production: A Review. In *Gels* (Vol. 8, Issue 6). MDPI. <https://doi.org/10.3390/gels8060386>

- Liang, H. S., Lee, C. H., Wang, J. W., Huang, C. L., Lin, S. L., Huang, T. K., Wu, W. Z., & Chen, T. L. (2017). Acquisition and analysis of transient data through unsteady-state core flooding experiments. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(1), 55–68. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0246-6>
- Liang, J.-T., Sun, H., & Seright, R. S. (1995). *Why Do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability?*
- Long, Y., Zhang, C., Yin, D., Huang, T., Zhang, H., Yue, M., & Huang, X. (2024). Rheological Properties of Weak Gel System Cross-Linked from Chromium Acetate and Polyacrylamide and Its Application in Enhanced Oil Recovery After Polymer Flooding for Heterogeneous Reservoir. *Gels*, 10(12). <https://doi.org/10.3390/gels10120784>
- Ma, Q., Shuler, P. J., Aften, C. W., & Tang, Y. (2015). Theoretical studies of hydrolysis and stability of polyacrylamide polymers. *Polymer Degradation and Stability*, 121, 69–77. <https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2015.08.012>
- Mosquera-Ruiz, A. (2020). Facing the challenge of high water cut in oilfields: Causes, diagnosis and chemical means of control. *Fuentes El Reventon Energetico*, 18(2), 89–105. <https://doi.org/10.18273/REVFUE.V18N2-2020006>
- Nayak, A. K., & Das, B. (2018). Introduction to polymeric gels. In *Polymeric Gels* (pp. 3–27). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-102179-8.00001-6>
- Obino, V., & Yadav, U. (2021). Application of Polymer Based Nanocomposites for Water Shutoff—A Review. *Fuels*, 2(3), 304–322. <https://doi.org/10.3390/fuels2030018>
- Pinho De Aguiar, K. L. N., Frias De Oliveira, P., & Elias Mansur, C. R. (2020). A comprehensive review of in situ polymer hydrogels for conformance control of oil reservoirs. *Oil and Gas Science and Technology*, 75. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019067>

- Pozo, J. A. (2020). *Control del agua de producción utilizando geles de polímeros en campos maduros*.
- Reena. (2020). *Crosslinked Polymer Gel Systems development for water shut-off jobs in hydrocarbon reservoirs thesis*.
- Robles, S. P. (2019). *Nanoparticles effect on the stability of gel systems for water shut-off/conformance control applications*.
- Sagbana, P. I., & Abushaikha, A. S. (2021). A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs. In *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (Vol. 11, Issue 5, pp. 2233–2257). Springer Science and Business Media Deutschland GmbH. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01158-6>
- Seikh, R., & Mahto, V. (2013). *Studies on Cross linked Polymer Gel System for Water Shut off Job*. www.ijert.org
- Seright, R., & Brattekas, B. (2021). Water shutoff and conformance improvement: an introduction. In *Petroleum Science* (Vol. 18, Issue 2, pp. 450–478). China University of Petroleum Beijing. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>
- Seright, R. S. (1995). *Reduction of Gas and Water Permeabilities Using Gels*.
- Seright, R. S. (1997). Use of Preformed Gels for Conformance Control in Fractured Systems. In *SPE Production & Facilities*.
- Seright, R. S., Sydansk, R., Schrader, R., Hagstrom, J. I., Wavrik, K., Wang, Y., Xiong, Y., Al-Dhafeeri SUNY Contributors, A., Lindquist, B., & Prodanovic, M. (2001). Conformance improvement using gels. In *And Sixth Semi-Annual*.
- Sheng, J. J. (2011). Polymer Flooding. In *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery* (pp. 101–206). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-745-0.00005-x>

- Shriwal, P., Lane, R. H., & Texas, S. /. (2012). *SPE 153241 Impacts of Timing of Crosslinker Addition on Water Shutoff Polymer Gel Properties*.
- Southwell, G., & Sydansk, R. (2000). *Permeability or fluid mobility reduction treatment for a hydrocarbon-bearing formation using a dual molecular weight polymer gel*.
- Sun, Y., Fang, Y., Chen, A., You, Q., Dai, C., Cheng, R., & Liu, Y. (2017). Gelation behavior study of a resorcinol-hexamethyleneteramine crosslinked polymer gel for water shut-off treatment in low temperature and high salinity reservoirs. *Energies*, 10(7). <https://doi.org/10.3390/en10070913>
- Sydansk, R. D. (2014). *Acrylamide- Polymer/Chromium(III)-Carboxylate Gels for Near Wellbore Matrix Treatments*. <http://onepetro.org/ATS/article-pdf/1/01/146/2607753/spe-20214-pa.pdf/1>
- Sydansk, R. D., & Southwell, G. P. (2000). *More Than 12 Years' Experience With a Successful Conformance-Control Polymer-Gel Technology*.
- Sydansk, R., & Seright, R. (2006). When and Where Relative Permeability Modification Water-Shutoff Treatments can be successfully applied. *SPE*.
- Tessarolli, F. G. C., Souza, S. T. S., Gomes, A. S., & Mansur, C. R. E. (2019a). Gelation kinetics of hydrogels based on acrylamide–AMPS–NVP terpolymer, bentonite, and polyethylenimine for conformance control of oil reservoirs. *Gels*, 5(1). <https://doi.org/10.3390/gels5010007>
- Tessarolli, F. G. C., Souza, S. T. S., Gomes, A. S., & Mansur, C. R. E. (2019b). Gelation kinetics of hydrogels based on acrylamide–AMPS–NVP terpolymer, bentonite, and polyethylenimine for conformance control of oil reservoirs. *Gels*, 5(1). <https://doi.org/10.3390/gels5010007>

- Tsuchiya, K. (2019). Rheology. In *Measurement Techniques and Practices of Colloid and Interface Phenomena* (pp. 79–85). Springer Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-13-5931-6_12
- Wever, D. A. Z., Picchioni, F., & Broekhuis, A. A. (2011). Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. In *Progress in Polymer Science (Oxford)* (Vol. 36, Issue 11, pp. 1558–1628). <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006>
- White, J. L., Dowell Div of The Dow Chemical Co E Goddard, S. J., & Phillips, H. M. (1973). *Use of Polymers To Control Water Production in Oil Wells*.
- Wu, Q., Ge, J., Ding, L., Guo, H., Wang, W., & Fan, J. (2022a). Insights into the key aspects influencing the rheological properties of polymer gel for water shutoff in fractured reservoirs. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 634. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.127963>
- Wu, Q., Ge, J., Ding, L., Guo, H., Wang, W., & Fan, J. (2022b). Insights into the key aspects influencing the rheological properties of polymer gel for water shutoff in fractured reservoirs. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 634. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.127963>
- Xindi, S., & Baojun, B. (2017). *Comprehensive review of water shutoff methods for horizontal wells* (Vol. 44, Issue 6).
- Yao, E., Yu, G., Li, B., Zhao, L., Li, Y., Bai, H., & Zhou, F. (2022). High-Temperature-Resistant, Low-Concentration Water-Controlling Composite Cross-Linked Polyacrylamide Weak Gel System Prepared from Oilfield Sewage. *ACS Omega*, 7(15), 12570–12579. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c05675>

Yu, H., Ma, Z., Tang, L., Li, Y., Shao, X., Tian, Y., Qian, J., Fu, J., Li, D., Wang, L., & Ren, F. (2022). The Effect of Shear Rate on Dynamic Gelation of Phenol Formaldehyde Resin Gel in Porous Media. *Gels*, 8(3). <https://doi.org/10.3390/gels8030185>

Apéndices

Apéndices A

Estimación del tiempo de inicio de gelificación y radios de invasión

Se buscó que la viscosidad no generara presiones superiores a la presión de fractura de la formación, lo cual se controló con cálculos basados en la Ley de Darcy para estimar el diferencial y la presión máxima de inyección segura. Posteriormente, se calcularon los tiempos de llenado de la tubería en superficie y de la tubería hasta la cara de la formación. Estos tiempos se sumaron al tiempo de inyección del tratamiento desde superficie hasta alcanzar el radio de invasión deseado, que varió entre 1 ft y 20 ft.

Tabla A 1

Parámetros establecidos y calculados para la estimación de tiempo de inicio de gelificación.

PARÁMETROS ESTABLECIDOS		PARÁMETROS CALCULADOS	
Propiedades del yacimiento		Inyección en medio poroso (psia)	
Profundidad (ft)	2700	Diferencial de presión (psia)	435,5
Espesor crítico de la arena (ft)	4	Presión de Inyección (psia)	1518,5
Permeabilidad (mD)	5000		
Porosidad (v/v)	0,32	Tiempo de llenado de la tubería	
Diámetro externo del pozo (ft)	0,5	Volumen muerto de Tubería (ft ³)	530,14
Radio del pozo R_w (ft)	0,25	Volumen muerto de Tubería (bbl)	94,37
Presión del yacimiento (psia)	1083	Tiempo de llenado (días)	0,09
Volumen pozo (ft ³)	0,79	Tiempo de llenado (horas)	2,26
Gradiente de fractura	0,73		
Presión de fractura (psia)	1971	Tiempo de inyección en superficie	
		Radio de tubería en superficie (ft)	0,1
Variables de Operación		Longitud (ft)	1000
Caudal de la bomba (bbl/día)	1000	Volumen de Tubería en superficie (ft ³)	31,42
Radio de Invasión R_e (ft)	15	Volumen de Tubería en superficie (bbl)	5,59
Viscosidad a la cara de formación (mPa*s)	15	Tiempo de llenado (días)	0,006
Presión máxima de la bomba (psia)	3200	Tiempo de llenado (horas)	0,13

Apéndices B

Resultados de la prueba de botella

Formulación HPAM – CrIII

Tabla B 1

Resultados de la prueba de botella en geles fluidos de HPAM - Acetato de Cromo (CrIII)

HPAM (ppm) 2000			HPAM (ppm) 4000			HPAM (ppm) 5000		
HPAM: Cr+3 (w/w)	20:1	40:1	HPAM: Cr+3 (w/w)	20:1	40:1	HPAM: Cr+3 (w/w)	20:1	40:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Time (h)	Gel 1	Gel 2	Time (h)	Gel 1	Gel 2
0	A	A	0	A	A	0	A	A
0.5	A	A	0.5	A	A	0.5	A	A
1	A	A	1	B	A	1	B	A
1.5	B	A	1.5	B	B	1.5	C	B
2	B	B	2	B	C	2	F	C
2.5	B	B	2.5	C	C	2.5	G	E
3	B	B	3	D	C	3	G	E
3.5	C	B	3.5	E	C	3.5	G	E
4	D	C	4	F	E	4	H	F
5	E	C	5	F	E	5	H	F
7	E	D	7	F	F	7	I	G
24 h	F	D	24 h	F	F	24 h	I	G

HPAM (ppm) 6000			HPAM (ppm) 8000			HPAM (ppm) 10000		
HPAM: Cr+3 (w/w)	20:1	40:1	HPAM: Cr+3 (w/w)	20:1	40:1	HPAM: Cr+3 (w/w)	20:1	40:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Time (h)	Gel 1	Gel 2	Time (h)	Gel 1	Gel 2
0	A	A	0	A	A	0	A	A
0.5	A	A	0.5	C	B	0.5	C	B
1	C	B	1	F	C	1	F	F
1.5	G	C	1.5	G	F	1.5	F	F
2	G	G	2	G	G	2	G	F
2.5	H	G	2.5	H	H	2.5	H	G
3	H	H	3	H	H	3	H	H
3.5	H	H	3.5	I	H	3.5	I	H

4	I	H	4	I	I	4	I	I
5	I	I	5	I	I	5	I	I
7	I	I	7	I	I	7	I	I
24 h	I	I	24 h	I	I	24 h	I	I

Tabla B 2

Resultados de la prueba de botella en geles híbridos (rígidos) de HPAM - Acetato de Cromo

(CrIII)

HPAM. (ppm)	10000			
HPAM: Cr ⁺³ (w/w)	20:1	40:1	60:1	80:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4
0	A	A	A	A
0.5	A	A	A	A
1	A	A	B	B
1.5	B	B	B	B
2	E	B	B	B
2.5	F	E	C	B
3	H	F	F	C
3.5	H	H	G	F
4	H	H	G	F
4.5	H	H	G	F
5	H	H	G	F
7	H	H	G	F
24 h	H	H	G	F

HPAM (ppm)	15000			
HPAM: Cr ⁺³ (w/w)	20:1	40:1	60:1	80:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4
0	A	A	A	A
0.5	A	A	A	A
1	B	B	B	B
1.5	C	C	B	B
2	E	G	C	B
2.5	H	H	F	C
3	H	H	G	E
3.5	H	H	G	F
4	H	H	G	G
4.5	H	H	G	G
5	H	H	G	G
7	H	H	G	G
24 h	H	H	G	G

HPAM (ppm)	20000			
HPAM: Cr ⁺³ (w/w)	20:1	40:1	60:1	80:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4
0	A	A	A	A
0.5	B	A	A	A
1	C	B	A	A
1.5	E	C	C	A
2	F	F	D	B
2.5	F	F	E	C
3	G	G	F	C

HPAM (ppm)	25000			
HPAM: Cr ⁺³ (w/w)	20:1	40:1	60:1	80:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4
0	A	A	A	A
0.5	A	A	A	A
1	B	B	B	A
1.5	E	C	C	B
2	H	E	E	C
2.5	H	G	F	E
3	H	H	F	F

3.5	H	G	F	E
4	H	H	G	E
4.5	H	H	G	F
5	I	H	G	G
7	I	I	I	H
24 h	I	I	I	H

3.5	I	H	G	F
4	I	I	H	F
4.5	I	I	H	G
5	I	I	I	H
7	I	I	I	I
24 h	I	I	I	I

HPAM (ppm)		30000			
HPAM: Cr ⁺³ (w/w)	20:1	40:1	60:1	80:1	
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4	
0	A	A	A	A	
0.5	B	B	B	A	
1	E	F	F	B	
1.5	G	G	G	G	
2	I	H	H	H	
2.5	I	I	I	H	
3	I	I	I	H	
3.5	I	I	I	I	
4	I	I	I	I	
4.5	I	I	I	I	
5	I	I	I	I	
7	I	I	I	I	
24 h	I	I	I	I	

HPAM (ppm)		35000			
HPAM: Cr ⁺³ (w/w)	20:1	40:1	60:1	80:1	
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4	
0	A	A	A	A	
0.5	C	A	A	A	
1	F	C	C	C	
1.5	I	H	H	H	
2	I	I	H	G	
2.5	I	I	I	H	
3	I	I	I	I	
3.5	I	I	I	I	
4	I	I	I	I	
4.5	I	I	I	I	
5	I	I	I	I	
7	I	I	I	I	
24 h	I	I	I	I	

Formulación HPAM – PEI

Tabla B 3

Resultados de la prueba de botella en geles fluidos de HPAM - PEI

HPAM Conc. (ppm)	2000	4000	5000	6000	8000
HPAM: KCl (w/w)	1:1	1:1	1:1	1:1	1:1
HPAM: PEI (w/w)	4:1	4:1	4:1	4:1	4:1
Time (h)	Gel1	Gel 2	Gel 3	Gel 4	Gel 5
0	A	A	A	A	A
1	A	A	A	A	A
4	A	A	A	A	A
5	A	A	A	A	A
6	B	B	B	B	B
7	B	B	B	B	B
8	B	B	B	B	B
9	B	B	B	B	C
10	B	B	B	C	C
11	B	B	C	C	C
12	B	B	C	C	C
13	B	C	C	C	C
23	C	C	E	E	F
24	C	D	E	F	G

Tabla B 4

Resultados de la prueba de botella en geles híbridos (rígidos) de HPAM - PEI

HPAM Conc. (ppm)	10000		HPAM Conc. (ppm)	15000	
HPAM: KCl (w/w)	1:1		HPAM: KCl (w/w)	1:1	
HPAM: PEI (w/w)	2:1	4:1	HPAM: PEI (w/w)	2:1	4:1
Time (h)	Gel1	Gel 2	Time (h)	Gel1	Gel 2
0	A	A	0	A	A
1	A	A	1	A	A
4	A	A	4	A	A
5	A	A	5	A	A
7	A	A	7	A	A
8	A	A	8	B	A
9	B	B	9	C	B
10	C	B	10	C	C
11	C	C	11	C	C
12	C	C	12	C	E

13	D	C
14	D	E
23	E	E
24	G	G

13	D	E
14	E	E
23	F	F
24	G	G

HPAM Conc. (ppm)	20000	
HPAM: KCl (w/w)	1:1	
HPAM: PEI (w/w)	2:1	4:1
Time (h)	Gel1	Gel 2
0	A	A
1	A	A
2	A	A
3	A	A
4	A	A
5	A	A
6	B	A
7	B	B
8	C	B
9	C	C
10	C	C
11	E	E
12	E	E
13	E	E
14	F	F
23	F	F
24	G	G

Formulación HPAM – RF

Para la prueba de botella de estas formulaciones se implementó un esquema dual para evaluar geles fluidos y geles híbridos. El primer esquema consistió en realizar las pruebas utilizando cloruro de amonio (NH_4Cl) como aditivo activador de la reacción. En el segundo esquema, no se empleó el aditivo para controlar el tiempo de gelificación; en su lugar, se realizaron ajustes en el pH, que en este caso actúa como regulador del tiempo de gelificación.

Tabla B 5

Resultados de la prueba de botella en geles fluidos de HPAM - Resorcinol: Formaldehido

HPAM Conc. (ppm)	2000	4000	5000	6000	8000
HPAM: NH_4Cl (w/w)	10:1				
HPAM: RF (w/w)	80:1 - 20:1				
Time (h)	Gel1	Gel 2	Gel 3	Gel 4	Gel 5
0	A	A	A	A	A
1	A	A	A	A	A
2	A	A	A	A	A
3	A	A	A	A	A
4	A	A	A	A	A
5	A	A	A	A	B
6	A	A	A	A	B
7	A	A	A	B	B-C
8	A	A	B	B	C
9	A	A	B	B-C	D
24	A	B	C	E	F-G
48	B	C	D	F	G

HPAM Conc. (ppm)	2000	4000	5000	6000	8000
pH	6				
HPAM: RF (w/w)	80:1 - 20:1				
Time (h)	Gel1	Gel 2	Gel 3	Gel 4	Gel 5
0	A	A	A	A	A
1	A	A	A	A	A
2	A	A	A	A	A
3	A	A	A	A	A

4	A	A	A	A	A
5	A	A	A	A	A
6	A	A	A	A	A
7	A	A	A	A	B
8	A	A	A	B	B
9	A	A	B	B	B
24	A	A	B	C	E
48	A	B	C	D	F

Tabla B 6

Resultados de la prueba de botella en geles híbridos (rígidos) de HPAM – R:F

HPAM (ppm)	10000 ppm											
HPAM: NH ₄ Cl (w/w)	5:1				7:1				10:1			
HPAM: RF (w/w)	40:1	40:1	80:1	80:1	40:1	40:1	80:1	80:1	40:1	40:1	80:1	80:1
Time (h)	Gel1	Gel 2	Gel 3	Gel 4	Gel1	Gel 2	Gel 3	Gel 4	Gel1	Gel 2	Gel 3	Gel 4
0	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A
1	C	B	A	A	C	A	A	A	B	A	A	A
2	E	C	A	A	D	B	A	A	C	A	A	A
3	F	C-D	A	A	D	B	A	A	D	A	A	A
4	F	D	B	A	D	B	A	A	D	B	A	A
5	G	D	B	B	E	C	A	A	E	B	A	A
6	G	D	B-C	B	F	C	A	A	E	C	A	A
7	G	E	C	B-C	F	C	B-C	A	E	C	B	A
8	G	E	C	C	F	D	C	B-C	F	C	C	B
9	G	F	C	C	G	D	C	C	F	C-D	C	C
24	H	G	D	C	H	E	D	D	G	D	C	C

HPAM (ppm)	10000 ppm			
HPAM: NH ₄ Cl (w/w)	10:1			
HPAM: RF (w/w)	40:1	40:1	80:1	80:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4
0	A	A	A	A
1	B	A	A	A
2	C	A	A	A

HPAM (ppm)	15000 ppm			
HPAM: NH ₄ Cl (w/w)	10:1			
HPAM: RF (w/w)	40:1	40:1	80:1	80:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4
0	A	A	A	A
1	B	A	A	A
2	C	C	B	B

3	D	A	A	A
4	D	B	A	A
5	E	B	A	A
6	E	C	A	A
7	E	C	B	A
9	F	C-D	C	C
24	F	E	E	E
48	G	F	F	F

3	D	D	B	B
4	E	E	C	B
5	E	E	D	B
6	F	F	D	C
7	G	F	E	C
9	G	F	E	C
24	H	H	F	D
48	H	H	G	F

HPAM (ppm)	20000 ppm			
HPAM: NH ₄ Cl (w/w)	10:1			
HPAM: RF (w/w)	40:1	40:1	80:1	80:1
	10:1	20:1	10:1	20:1
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	Gel 4
0	A	A	A	A
1	C	A	A	A
2	C	C	B	B
3	E	D	C	B
4	E	E	D	C
5	F	E	D	C
6	G	F	F	D
7	F	G	F	E
9	G	G	F	F
24	H	H	G	G
48	H	H	H	H

HPAM (ppm)	10000	15000	20000	ppm
pH	6			
HPAM: RF (w/w)	80:1	80:1	80:1	
	20:1	20:1	20:1	
Time (h)	Gel 1	Gel 2	Gel 3	
0	A	A	A	
1	A	A	A	
2	A	A	A	
3	A	A	A	
4	A	A	A	
5	A	A	A	
6	A	A	B	
7	A	B	B	
9	B	B	C	
24	D	E	F	
48	E	F	F	

Apéndices C

Pruebas Reológicas Rotacionales

Los polímeros mostraron un comportamiento no newtoniano, el cual es importante para la inyección en el yacimiento, ya que permite viscosidades elevadas en condiciones estáticas, pero en condiciones dinámicas favorece la propagación del fluido debido a una menor viscosidad bajo flujo, lo cual mejora la inyectividad.

Para describir matemáticamente estas curvas, los datos experimentales fueron ajustados al modelo de la Ley de Potencia, expresado como se ve en la Ecuación C1:

Ecuación C 1 Ley de Potencia

$$\mu = K * \dot{\gamma}^{n-1}$$

Donde μ es la viscosidad aparente (mPa*s), K es el índice de consistencia, $\dot{\gamma}$ es la tasa de corte (s^{-1}), n es el índice de desviación respecto a un fluido newtoniano.

La ecuación potencial para cada solución polimérica está definida como:

$$\text{Solución polimérica HMW - LMW a 10000ppm} \rightarrow Y = 393.58 * X^{-0.508}$$

$$\text{Solución polimérica HMW a 5000 ppm} \rightarrow Y = 386.17 * X^{-0.517}$$

Donde Y corresponde a la viscosidad aparente (mPa*s) y X a la tasa de corte (s^{-1})

Los valores de los exponentes (-0.508 y -0.517) evidencian que ambos sistemas presentan un comportamiento pseudoplástico similar, con índices de ley de potencia (n) menores que 1, lo que confirma que su viscosidad disminuye a medida que aumenta la tasa de corte. Esta característica es deseable para operaciones de inyección, ya que reduce la resistencia al flujo bajo condiciones dinámicas, disminuyendo la caída de presión en el pozo y facilitando el desplazamiento del fluido a través de la formación. El índice de consistencia (K) fue ligeramente mayor en el sistema HMW + LMW (393.58) que en el sistema solo HMW (386.17) donde la

adición del polímero de bajo peso molecular causa un incremento marginal de la viscosidad a bajas tasas de corte. Sin embargo, la diferencia entre ambos valores de K no es significativa, indicando que la contribución del polímero LMW a la viscosidad inicial es limitada.

En función de los resultados anteriores, se evaluaron dos escenarios para la inyección del tratamiento dentro del medio poroso, el primero corresponde a la invasión en cercanías a la cara del pozo considerando un radio de invasión igual al radio del pozo (0.25ft), un espesor crítico de la arena objetivo (4ft), una tasa de inyección (1000 bbl/día) y el diámetro capilar del medio poroso (32 μ m). Este escenario permite estimar la tasa de corte (s^{-1}) del tratamiento en la cara del pozo y el cambio de viscosidad del fluido en esa zona. Este análisis sirve para asegurar que la viscosidad resultante sea adecuada para la inyección, evitando exceder la presión de fractura de la formación, como se observa en la Tabla C1. El segundo escenario corresponde a la invasión del medio poroso alcanzando un radio máximo de 15ft desde la cara del pozo hacia la formación. Las variables constantes fueron las mismas al primer escenario

Tabla C 1

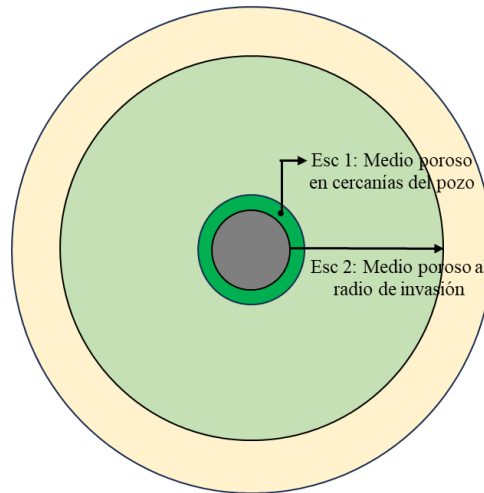
Evaluación de la tasa de corte bajo dos escenarios de inyección

Medio poroso/cercanías del pozo $Re=Rw$		Medio poroso/punto objetivo de invasión $Re=Re$	
Radio pozo (ft)	0,25	Radio invasión (ft)	15
Espesor (ft)	4	Espesor (ft)	4
Área lateral (ft ²)	6,283	Área lateral (ft ²)	376,991
Tasa (bbl/día)	1000	Tasa (bbl/día)	1000
Tasa (ft ³ /día)	5600	Tasa (ft ³ /día)	5600
Velocidad intersticial (ft/día)	891,268	Velocidad intersticial (ft/día)	14,854
Velocidad intersticial (ft/sg)	0,010	Velocidad intersticial (ft/sg)	0,0002
Capilar		Capilar	
Diámetro capilar (micrómetro)	32	Diámetro capilar (micrómetro)	32
Diámetro capilar (ft)	0,00010	Diámetro capilar (ft)	0,00010

Tasa de cizalla (s⁻¹)	786,05	Tasa de cizalla (s⁻¹)	13,10
---	---------------	---	--------------

Figura C 1

Representación gráfica de los escenarios evaluados para la tasa de corte vs viscosidad



Finalmente, en función de las ecuaciones de la Ley de Potencia encontraras anteriormente para las soluciones poliméricas de HMW a 5000ppm y HMW-LWM a 10000ppm, En la Tabla C2 se calculó la viscosidad para las tasas de corte encontradas en ambos escenarios arrojando los resultados de la

Tabla C 2

Viscosidad calculada en función de la tasa de corte estimada para la cara de pozo y un radio de invasión de 15ft.

Medio poroso	Tasa de cizalla (s⁻¹)	Viscosidad (mPa*s)	
		Polímero HMW 5000ppm	Polímero HMW-LMW 10000ppm
Cercanía / cara de pozo	786,05	12,30	13,31
Radio de Invasión 15ft	13,10	102,13	106,52