

**Evaluación de la inyektividad en dos pilotos de inyección de polímeros en Colombia
utilizando el método de HOU ET AL.**

Juan Pablo González Ortiz

Fabián Andrés Páez Sarmiento

Trabajo de Grado Para Optar por el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Hugo Alejandro García Duarte

Magister en Ingeniería Química y de Petróleos

Codirectores

Gustavo Adolfo Maya

Magister en Ingeniería énfasis Hidrocarburos

Rubén Hernán Castro García

Magister en Ingeniería en Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Yo Fabian Andrés Páez Sarmiento, primeramente, deseo expresar mi agradecimiento a mis padres Luis Arnoldo Páez Gamboa e Ilma Sarmiento Sarmiento y a mi hermana Lina Paola Páez Sarmiento, porque gracias ellos todo esto es posible y sin su apoyo no hubiera alcanzado este logro, infinitas gracias, los amo. Gracias a mis amigos, que siempre me han prestado un gran apoyo moral y humano, necesarios en los momentos difíciles de este trabajo y esta profesión, por su paciencia, comprensión y solidaridad con este proyecto, por el tiempo que me han concedido, un tiempo robado a la historia familiar. Sin su apoyo este trabajo nunca se habría escrito y, por eso, este trabajo es también en cierta parte es suyo.

Gracias al director de esta tesis M. Sc. Hugo Alejandro García Duarte por la dedicación y apoyo que ha brindado a este trabajo, por el respeto a mis sugerencias e ideas y por la dirección y el rigor que ha facilitado a las mismas. Asimismo, agradezco a mis compañeros de la facultad de ingeniería de petróleos en especial a mi compañero de tesis Juan Pablo González Ortiz por su apoyo personal y humano. Un trabajo de investigación es siempre fruto de ideas, proyectos y esfuerzos previos que corresponden a otras personas. Ing. Gustavo Adolfo Maya, asesor de proyectos, investigador de Recobro Químico en proyectos de Métodos de Recobro Mejorados del ICP (Instituto Colombiano de Petróleo).

A todos, muchas gracias.

Yo, Juan Pablo González Ortiz, En primer lugar, le agradezco a mis padres, José Alejandro González y Sonia Ortiz, porque fueron pilares fundamentales para alcanzar un éxito más y porque gracias a ellos soy el hombre que hoy día soy, además estoy seguro que ellos son las personas más orgullosas del mundo por ver este logro. Agradezco a mis hermanos, a mis tíos, abuelos, primos y a cada miembro de mi familia por estar siempre pendiente y brindarme apoyo incondicional. Una mención especial al director de esta tesis, M. Sc. Hugo Alejandro García Duarte por la dedicación y apoyo que ha brindado a este trabajo, por el respeto a mis sugerencias e ideas y por la dirección y el rigor que ha facilitado a las mismas. Asimismo, agradezco a mis compañeros de la facultad de ingeniería de petróleos en especial a mi compañero de tesis Fabian Andrés Páez Sarmiento por su apoyo personal y humano, porque el camino no fue fácil, pero con ganas y con esfuerzo todo se logra. Un trabajo de investigación es siempre fruto de ideas, proyectos y esfuerzos previos que corresponden a otras personas. Ing. Gustavo Adolfo Maya, asesor de proyectos, investigador de Recobro Químico en proyectos de Métodos de Recobro Mejorado del ICP (Instituto Colombiano de Petróleo).

A la Universidad Industrial de Santander y cada uno de sus profesores, muchas gracias por la formación y por la oportunidad de crecer cada vez más en cada área de nuestras vidas.

Gracias a mis amigos, que siempre han estado preguntándome y pendientes del proyecto, por el apoyo que me han brindado, por ese acompañamiento en este proceso tan fructífero y especial.

Por último, muchas gracias a todos los que leen este proyecto, esto es para ustedes.

A todos, muchas gracias.

Agradecimientos

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

M. Sc. Hugo Alejandro García Duarte, asesor de proyectos, docente de Métodos de Recobro Mejorado en la Escuela de Ingeniería de Petróleos (Universidad Industrial de Santander) y director de nuestro proyecto de investigación; por el tiempo, dedicación y orientación, por su exigencia y respaldo.

Ing. Gustavo Adolfo Maya, asesor de proyectos, investigador de Recobro Químico en proyectos de Métodos de Recobro Mejorado del ICP (Instituto Colombiano de Petróleo) y codirector de nuestro proyecto de investigación; por su compromiso y total disposición.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes por contribuir en la formación ética y profesional de sus estudiantes.

Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Inyección de polímeros.	15
1.1 Antecedentes	16
1.2. Inyección de solución polimérica.	17
1.3. Tipos de polímeros.....	18
1.4 Propiedades químicas de los polímeros.	20
1.4.1 Poliacrilamidas.....	21
1.5 Flujo de polímero por el medio poroso.....	22
1.6. Causas de pérdidas de inyectividad.	23
1.6.1. Mecanismos genéricos del yacimiento relacionados a la inundación.....	24
1.6.2. Mecanismos previstos para la inyección de polímeros.....	24
1.6.3. Mecanismos no deseados en la inyección de polímeros.....	25
1.7. Prevención de pérdidas de inyectividad.....	28
1.8. Mitigación de las pérdidas de inyectividad.....	32
2. Método de Hou et al.....	36
2.1 Método de Hall Plot.	36
2.1.1. Fluidos newtonianos.	41
2.1.2. Fluidos no newtonianos.	43

2.1.3. Ventajas y desventajas.	48
2.2. Bases para el método de HOU.	49
2.2.1. Relación de la presión a tasa de inyección (RPI).....	51
2.2.2. Relación con el factor de resistencia residual.	53
2.2. Teoría método de Hou et al.....	59
2.2.1. Razón de cambio del RPI.....	59
2.2.2. Relación con el factor de resistencia.....	61
3. Resultados.	65
3.1. aplicación del método de HALL PLOT en dos campos colombianos.....	65
3.2. Resultados de la evaluación de los métodos.	67
3.3. Aplicación del método de HOU et al en dos campos colombianos.	69
4. Conclusiones	77
5. Recomendaciones.	78
Referencias Bibliográficas	80

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Residuos de la Solución Polimérica Sobre el Filtro	27
<i>Figura 2.</i> A) Comparación en peso Entre un Polímero Prefiltrado y uno sin Prefiltrar B) Partículas de gel sobre un Filtro. Recuperado de https://onepetro.com	30
<i>Figura 3.</i> Gráfico de Hall Plot para Inyección de Agua.	47
<i>Figura 4.</i> Gráfico de Hall Plot y su pendiente.	48
<i>Figura 5.</i> Gráfico de Hall Plot y su pendiente. Campo 1	65
<i>Figura 6.</i> Gráfico de Hall Plot y su pendiente en el campo 2.....	66
<i>Figura 7.</i> Gráfico de Hou y Hall Plot Vs tasa acumulado en el campo 1.....	67
<i>Figura 8.</i> Gráfico de Hou y Hall Plot vs Tasa acumulada en el campo 2.	68
<i>Figura 9.</i> Método de Hou et al y pendiente de hall. Campo1.....	69
<i>Figura 10.</i> Método de Hou y Pendiente de Hall Vs Tasa Acumulada. Campo 1.....	71
<i>Figura 11.</i> Gráfico de Hou vs Tasa acumulada. Campo 2.....	72
<i>Figura 12.</i> Gráfico de Hou vs Tasa acumulada. Campo 2.....	73
<i>Figura 13.</i> Muestra de solución polimérica inyectada y de retorno. Campo 2.....	74
<i>Figura 14.</i> Gráfico comparativo de Hou y pendiente de Hall Plot vs Tasa acumulada. Campo 2.....	75
<i>Figura 15.</i> Gráfico comparativo de Hou y pendiente de Hall Plot vs Tasa acumulada. Campo 2.....	76

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Screening Inyectividad</i>	33

Resumen

Título: Evaluación de la Inyectividad en dos Pilotos de Inyección de Polímeros en Colombia Utilizando el Método de Hou et al.*

Autores: Juan Pablo González Ortiz, Fabián Andrés Páez Sarmiento**.

Palabras Clave: Polímero, viscosidad, pérdidas de inyectividad, esfuerzo de cizalla, dureza, factor de resistencia.

Existen diferentes métodos de recobro mejorado en la extracción de hidrocarburos, uno de los más usados en el mundo es la adición de polímeros al agua de inyección.

Hasta el momento han existido diferentes iniciativas de la aplicación del recobro químico a escala de laboratorio y pilotos en campos colombianos, se han obtenido resultados, pero estos no han tenido un estudio detallado ni un seguimiento adecuado de modo que no existe una certeza en la veracidad de los datos.

Durante el desarrollo de este trabajo de investigación se evalúa gráficamente la aplicación del método de Hou et al en la aplicación de inyección de polímeros en dos pilotos de inyección en dos campos colombianos de crudo.

Por medio de la implementación del método del Hall Plot, el cual es la base del método de Hou se pueden ver los cambios que existen en la presión, pero este método no muestra de una forma representativa los cambios más importantes, por este motivo el método de Hou et al presenta una mejor interpretación grafica de lo que sucede en el yacimiento y se pueden seleccionar las zonas donde se presentaron perdidas de inyectividad, estas pérdidas pueden darse ser por varios factores que afectan la inyectividad y por lo tanto la eficiencia del proceso de recobro mejorado.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Hugo Alejandro García Duarte Codirectores Gustavo Adolfo Maya Rubén Castro

Abstract

Title: Evaluation of the Injection in two Pilots of Polymer Injection in Colombia Using the Method of Hou et al. *

Authors: Juan Pablo González Ortiz, Fabián Andrés Páez Sarmiento**.

Keywords: Polymer, viscosity, injectivity losses, shear stress, hardness, resistance factor.

There are different methods of improved recovery in the extraction of hydrocarbons, one of the most used in the world is the addition of polymers to injection water.

So far there have been different initiatives of the application of chemical recovery at laboratory scale and pilots in Colombian fields, results have been obtained but these have not had a detailed study or an adequate follow-up so that there is no certainty in the veracity of the data.

During the development of this research work, the application of the Hou et al method in the application of polymer injection in two injection pilots in two Colombian oil fields is graphically evaluated.

By means of the implementation of the Hall Plot method, which is the basis of the Hou method, the changes that exist in the pressure can be seen, but this method does not show in a representative way the most important changes, for this reason the method de Hou et al presents a better graphic interpretation of what happens in the reservoir and can select the areas where there were injectivity losses, these losses can occur due to several factors that affect the injectivity and therefore the efficiency of the process improved recovery.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Hugo Alejandro García Duarte Codirectores Gustavo Adolfo Maya Rubén Castro

Introducción

Desde inicios del siglo XX se han utilizado métodos de recobro en los yacimientos de crudo, uno de los más usados era la inyección de agua convencional. En muchos casos este método resultaba eficiente y en otros no, debido a la alta movilidad que tiene el agua con respecto al crudo, lo cual genera un frente de desplazamiento de agua que puede ser inestable con respecto al de crudo, es decir, este frente encuentra caminos preferenciales en el yacimiento, y por lo tanto un bajo barrido de crudo. Para mejorar este procedimiento se le añaden productos al agua con el fin de mejorar la relación de movilidad y que el desplazamiento sea de forma más eficiente.

Debido a esto la adición de polímeros en la inyección de agua surge como un procedimiento que busca mejorar la recuperación de petróleo, ya que reduce la movilidad del agua con respecto al crudo al incrementar su viscosidad y por ende mejora la eficiencia de barrido.

Lamentablemente existen pérdidas de inyectividad, y esto se debe a varios factores que pueden presentarse desde que se prepara la solución polimérica en superficie hasta cuándo se encuentra en el yacimiento desplazando el crudo, y es por esto que es importante implementar métodos que permitan evaluar las pérdidas de inyectividad durante la inyección de polímero.

Hace tiempo se ha implementado el método de Hall Plot para analizar visualmente las pérdidas de inyectividad durante la inyección de agua, posteriormente este se fue modificando para usarse también en inyección químicos. Este método relaciona la presión acumulada con respecto a la tasa de inyección acumulada de la sustancia polimérica. Con base a este método surge el método de Hou et al el cual muestra de una mejor forma los cambios en la presión presentados en el proceso,

los cuales pueden ser causados debido a cambios en la inyectividad, este método de Hou et al funciona en tiempo real, lo cual es una buena herramienta para la toma de decisiones de manera rápida.

El objetivo general que persigue este trabajo de grado es evaluar la inyectividad en dos pilotos de inyección de polímeros en Colombia usando el método de Hou et al, el cual consiste en el análisis gráfico de Hou et al. en un yacimiento heterogéneo, para así determinar las posibles pérdidas de inyectividad.

1. Inyección de polímeros.

Hoy en día se realizan estudios para mejorar los procesos de recobro mejorado, con el fin de reducir el costo de producción y aumento de volumen de crudo extraído. La inyección de polímeros es uno de estos procesos, el cual busca mejorar la relación de movilidad agua-crudo, aumentando la viscosidad de esta, permitiendo que este desplazamiento tenga un frente más estable y así un mejor barrido volumétrico. En la inyección de polímeros las pérdidas de inyectividad son un efecto no deseado. Existen varios factores que llevan a estas, y por eso es importante la prevención y mitigación para tener mayor probabilidad de éxito.

1.1 Antecedentes

Según Fragoso y Paz (2014) Antecedentes demuestran que la inyección de agua convencional ha sido el método de recuperación con mayores posibilidades de éxito en los métodos de recobro, puede aplicarse a una gran variedad de yacimientos, la desventaja de este método radica en la movilidad del agua con respecto al crudo , por eso es necesario utilizar aditivos que mejoren las propiedades del agua, con el fin de que aumentar su viscosidad y hacerla lo más parecida posible al crudo, por esto también es llamada agua mejorada. Desde 1944 se ha implementado el uso de soluciones poliméricas para una recuperación adicional de petróleo, mejorando la eficiencia de inyección del agua mientras fluye por el yacimiento.

En Estados Unidos investigaciones han demostrado que la mezcla de polímeros con otros productos químicos, como lo son surfactantes y agentes alcalinos, han servido para aumentar el recobro de un proceso de inyección de polímeros convencional. Además, estas combinaciones hacen que el proceso sea económicamente más viable debido a que los surfactantes y agentes alcalinos son más económicos que los polímeros (Fragoso y Paz, 2014).

En Colombia se habían aplicado polímeros al agua inyectada para taponamiento de zonas y surfactantes para disminución de la tensión interfacial, un campo donde fue ejecutado este proceso fue en Casabe, pero los pozos estudiados se volvieron pozos aislados y en el monitoreo los resultados no fueron los más adecuados; por lo tanto, no se cuenta con la suficiente experiencia para este proceso y se necesitan nuevas herramientas que ayuden a entender lo que sucede en yacimiento (Fragoso y Paz, 2014).

Actualmente se han implementado más pilotos de inyección de polímeros tales como en el campo Yariguí, Chichimene y Palogrande para mejorar el factor de recobro.

1.2. Inyección de solución polimérica.

La inyección de polímeros es un método de recobro mejorado que ha sido ampliamente estudiado y consiste principalmente en la adición de polímeros de alto peso molecular al agua, tales como las poliacrilamidas que son polímeros sintéticos o polisacáridos que son biopolímeros también llamados polímeros naturales, esto con el fin de aumentar su viscosidad y así disminuir la relación de movilidad entre los fluidos y mejorar la eficiencia de desplazamiento, así permitiendo aumentar el factor de recobro y mejorar la recuperación del petróleo in situ; además también puede contribuir a la disminución del corte de agua.

Se basa en el aprovechamiento del aumento de la viscosidad del agua de inyección para controlar la movilidad de los fluidos en el yacimiento. Estas soluciones formadas por la adición de moléculas químicas, llegan a ser complejas por las múltiples adiciones de monómeros, formando un material resistente con alto peso molecular el cual puede generar un control de los fluidos de producción en los diferentes métodos de recobro mejorado, esta mezcla es llamada solución polimérica (Fragoso y Paz, 2014).

La adición de polímero en estas mezclas varía entre 200 – 1200 ppm (2 – 4 MMlb/lb mol); lo cual crea una mezcla muy viscosa que es enviada al yacimiento mediante equipos de inyección sistematizados. El aumento de la viscosidad produce una reducción en la permeabilidad efectiva del agua y por lo tanto un frente de desplazamiento más estable y homogéneo, así logrando un barrido más completo del yacimiento desde la zona de inyección hasta la de producción (Fragoso y Paz, 2014).

En muchos casos el agua de formación afecta la solución polimérica, por eso es precedida por una solución de agua dulce con el fin de preparar la zona del yacimiento a barrer antes de ser

contactada por el frente de polímero, así evitando que se generen alteraciones en las propiedades del polímero, posterior al bache de polímero se usa uno de agua con alta salinidad para disminuir el contraste de la movilidad entre la solución polimérica y el agua detrás de ella y así el volumen de polímero inyectado (Fragoso y Paz, 2014).

❖ Características de los polímeros.

Un polímero es una molécula de cadena larga formada por grupos repetidos llamados monómeros, que se unen por medio de la polimerización. Los polímeros más usados son los biopolímeros y las poliacrilamidas, los cuales son capaces de diluirse en el agua y forman la solución polimérica que se desea (Fragoso y Paz, 2014).

1.3. Tipos de polímeros

Needham y Doe (1987) afirman que los polímeros que se han usado para inyección en recobro mejorado son básicamente de dos tipos: los sintéticos y los naturales o biopolímeros. Cuando se habla de polímeros sintéticos en la mayoría de los casos se habla de poliacrilamidas, debido a que son manipuladas con el fin de inhibir el crecimiento bacteriano y económicamente más viables, el comportamiento de estas en la inyección va a depender del peso molecular y del grado de hidrólisis. En el caso de las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, se cambian o se convierten algunas acrilamidas en ácido acrílico permitiendo que su viscosidad tienda a aumentar en agua dulce, sin embargo, tiende a reducirse en agua dura (con alto contenido de sal). En igualdad de condiciones un polímero con alto peso molecular producirá una viscosidad y factor de resistencia mayor que un polímero con bajo peso molecular para unas concentraciones dadas; sin embargo, estos polímeros sintéticos son susceptibles a la degradación mecánica.

Por otro lado, los biopolímeros, son derivados de procesos de fermentación más que por síntesis directa de sus monómeros en un reactor. El biopolímero más común es el Xhantan Gum, el cual se produce a partir de la bacteria *Xanthomonas Campestris*, en términos de peso molecular los biopolímeros están en la parte baja del rango encontrado con las poliacrilamidas, aunque su estructura molecular da a la molécula gran firmeza. Esta característica les da a los biopolímeros excelente poder viscosificante en aguas de alta salinidad y los hace muy resistente a degradación por cizalla (Needham y Doe,1987).

Como se mencionó anteriormente los dos tipos de polímeros tienen ventajas y desventajas, las poliacrilamidas son relativamente baratas y desarrollan buenas viscosidades en aguas dulces, por otro lado, tienen de adsorberse en la superficie de la roca produciendo una reducción en la viscosidad de larga duración (factor de resistencia), tienden a degradarse mecánicamente a altas tasas de cizalla y tienen un mal desempeño en aguas de alta salinidad (bajas viscosidades y frecuentemente excesiva retención). A temperaturas sobre los 170°F las poliacrilamidas pueden precipitarse en aguas que contienen mucho calcio, aunque en principio esto no impide que tenga éxito en agua fresca, pero si hace que el control de la salinidad en el agua de inyección sea mucho más crítico (Needham y Doe,1987).

Unas de las ventajas principales de los biopolímeros es su excelente poder viscosificante en aguas de alta salinidad y la resistencia a la degradación por cizalla. Estos polímeros no se absorben en la roca, por lo tanto, se propagan más fácilmente a través de la formación que las poliacrilamidas, esto conlleva a que se deba usar menos cantidad de polímero ya que no hay efecto del factor de resistencia. Las desventajas de los biopolímeros es que es susceptible a la degradación térmica, ya que se degradan muy rápido a temperaturas sobre los 200°F, además dadas las altas

temperaturas y su composición tienden a producir alto crecimiento bacteriano, el cual es un problema debido a que las bacterias degradan el polímero (Needham y Doe, 1987).

❖ **Polímeros naturales.**

Son aquellos polímeros que se encuentran en la naturaleza, existen diversos tipos de polímeros naturales, tanto los polisacáridos como derivados de la celulosa, han sido muy estudiados en la recuperación mejorada de petróleo, pero debido a que son susceptibles a la biodegradación se ha implementado la adición de productos químicos que protegen la solución polimérica de las altas temperaturas y las bacterias del subsuelo (Fragoso y Paz, 2014).

❖ **Polímeros sintéticos.**

Pueden ser sintéticos o semi sintéticos, es decir, se pueden obtener en laboratorio por medio de su síntesis o por la modificación de biopolímeros con propiedades óptimas. Actualmente en Colombia los polímeros sintéticos son lo que mejor se adaptan a las necesidades de los yacimientos para llevar una eficiencia de inyección en procesos de recobro mejorado (Fragoso y Paz, 2014).

1.4 Propiedades químicas de los polímeros.

La reducción de la relación de movilidad del agua con respecto al crudo es el principal objetivo del uso de soluciones poliméricas en los yacimientos y por lo tanto un mayor factor de recobro, Esto se logra a el aumento en la viscosidad y disminución en la movilidad de la fase desplazante, por lo tanto, se necesita de un diseño óptimo de la mezcla, se debe elegir el mejor tipo de polímero y la concentración necesaria para un diseño de bache polimérico eficiente (Fragoso y Paz, 2014). Además, el pH debe ser óptimo, de tal manera que el polímero no pierda demasiada viscosidad, ni se engrose tanto.

❖ Polisacáridos.

Carcoana (1992) afirma que se obtienen por medio de la fermentación de la goma Xantano. Son polímeros lineales y menos sensibles a la salinidad que las poliacrilamidas, a la concentración de iones divalentes como calcio y magnesio y son menos susceptibles a romperse por los esfuerzos de cizalla. Sin embargo, debido a la alta concentración bacteriana en el yacimiento se logra la degradación del polisacárido, que es utilizado como alimento por las bacterias. Estos polímeros son capaces de resistir temperaturas cercanas a 200°F.

1.4.1 Poliacrilamidas. Klein y Heitzmann (1978) afirman que las moléculas de poliacrilamidas están compuestas por una cadena muy larga del monómero acrilamida, el cual al mezclarse forma la poliacrilamida. El peso promedio de estas moléculas está entre $3 \cdot 10^6$ y $10 \cdot 10^6$ lb/lb mol. Estas moléculas son muy flexibles y de un diámetro muy pequeño por lo que se pueden romper fácilmente por esfuerzos de cizalla. Estos pesos moleculares se deben tomar muy en cuenta ya que, si la molécula de polímero es más grande que el tamaño de poros de la formación donde se va a realizar el proceso va a quedar atrapadas generando taponamientos, alta presión y zonas de preferencia de flujo no deseadas.

Martin y Sherwood (1975) afirman que La hidrólisis se les aplica a estas moléculas, sustituyendo algunas aminas químicamente por el grupo carboxilo. El porcentaje de hidrólisis es muy importante al momento de evaluar las propiedades reológicas de las propiedades de las soluciones de poliacrilamidas, este porcentaje también afecta la absorción del polímero en la roca, propiedades en la resistencia al flujo y la viscosidad de la solución que es en sí la propiedad más importante a controlar.

Normalmente se usa una hidrólisis entre el 20 a 40%, debido a que existe un punto de eficiencia óptimo y superarlo sería innecesario. Estudios de poliacrilamidas han demostrado que estas son estables por largos periodos de tiempo, resisten altas temperaturas (120°C) y prácticamente inmunes al ataque bacteriano (Martin y Sherwood, 1975).

1.5 Flujo de polímero por el medio poroso

La implementación del método de recobro de inyección de agua mejorada se fundamenta en mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical. En otras palabras, busca mejorar la eficiencia de barrido volumétrica del crudo mediante la reducción de la movilidad del agua (Fragoso y Paz, 2014).

El flujo de soluciones poliméricas es más complejo de lo que se piensa, ya existen factores que generan cambios en las propiedades como la viscosidad y en la permeabilidad efectiva de la roca a la fase acuosa, la cual es causada por la adsorción de las moléculas de polímeros en las paredes de la matriz rocosa y/o entrapamiento de estas mismas (Fragoso y Paz, 2014).

No es posible estudiar por separado los factores que contribuyen al comportamiento de la solución polimérica al medio poroso, por ello se ha estudiado el factor de resistencia como el cociente de movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, ambas medidas a saturación residual de petróleo, el cual está definido con la ecuación (1), como:

$$R_F = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad (1)$$

Donde:

R_F = Factor de resistencia.

λ_w = Movilidad del agua.

$\lambda_p =$ Movilidad de la solución polimérica.

Este factor aumenta con el incremento en la concentración del polímero.

La resistencia residual en el medio poroso dejada por la solución polimérica es de importancia económica, ya que su efecto durará tiempo después de haber inyectado el bache de polímero, esta resistencia residual está definida por la ecuación (2), como:

$$R_r = \frac{\lambda_w(\text{antes del paso de la solución polimérica})}{\lambda_w(\text{después del paso de la solución polimérica})} \quad (2)$$

Donde:

$R_r =$ Factor de resistencia residual.

$\lambda_w =$ Movilidad del agua.

Pérez (1996) afirma que debido a que el polímero es costoso no es económicamente viable inyectar este todo el tiempo, por lo que se tiende a inyectar entre 0.1 y 0.3 VP (volúmenes porosos), con un rango de concentración de 200 a 1200 ppm, seguido por la inyección de agua la cual ayudará a mantener un frente de desplazamiento estable mientras que los fluidos avanzan en el yacimiento. Debido a las propiedades hidrofílicas de las moléculas de polímero con el agua, parte de la disminución de la permeabilidad efectiva de la formación permanece aún después de haber circulado por el medio poroso un volumen considerado de agua que sigue y desplaza el tapón de polímero.

1.6. Causas de pérdidas de inyectividad.

Según Glasbergen, Wever, Keijzer y Farajzadeh (2015) las pérdidas de inyectividad pueden ser causadas por diferentes razones, hay ciertos mecanismos que pueden provocar pérdidas de inyectividad, se mencionaran tres clases a continuación:

1.6.1. Mecanismos genéricos del yacimiento relacionados a la inundación. Estos mecanismos están ligados a características propias del yacimiento tales como una pobre conectividad e inundabilidad, hinchamiento de arcillas, migración de finos, formación de escamas y emulsiones son típicos de inyector de agua. Estos mecanismos deben ser considerados si hay pérdidas de inyectividad cuando es aplicado el método de inyección de químicos (Glasbergen et al.,2015).

1.6.2. Mecanismos previstos para la inyección de polímeros. Algunos mecanismos son previstos. Las moléculas son agregadas al agua para incrementar la viscosidad del fluido desplazante y por lo tanto es esperada la pérdida asociada de inyectividad debido a la reología y a la adsorción. (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Reología del polímero.**

Las propiedades reológicas incluyen el aumento de la viscosidad predicho de la solución polimérica inyectada que ha sido diseñada para mejorar la relación de movilidad y la eficiencia de barrido volumétrica. Los polímeros más usados son las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) y las propiedades de estas depende de factores como el peso molecular, concentración del polímero, salinidad del agua, tasa de corte, temperatura, grado de hidrólisis del polímero y la presión. El comportamiento dependiente de la tasa de corte a granel es diferente comparado con el del medio poroso, con el incremento de la tasa de corte la viscosidad disminuye en ambos, pero con un mayor aumento de la tasa de corte, la viscosidad en el medio poroso incrementa otra vez debido a un efecto llamado engrosamiento (Glasbergen et al.,2015).

En aplicaciones de campo, la velocidad de inyección cerca al pozo es relativamente alta, dependiendo de las condiciones iniciales tales como saturación de agua, permeabilidad y del

polímero tipo en las cercanías del pozo, la velocidad puede corresponder a tasas de corte las cuales el polímero exhibe un comportamiento de engrosamiento resultando en una caída de presión y por lo tanto en pérdida de inyectividad (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Adsorción del polímero.**

Las moléculas del polímero que se adsorben en la roca resultan en una propagación más lenta del frente del polímero. Es conocido que la inyección de una solución acuosa libre de polímero antes y después del polímero causa caídas de presión a lo largo del medio poroso. De hecho, la caída de presión más grande llega después de la inyección de la solución polimérica. La relación de la caída de presión después y antes de la inyección del polímero es llamada factor de resistencia residual (FRR, esto para una tasa de inyección constante) y se atribuye a la adsorción del polímero en la superficie de la roca. El factor de resistencia residual viene siendo una reducción en la permeabilidad (Glasbergen et al.,2015).

La reducción en la permeabilidad es una función de la permeabilidad original de la roca y del espesor de la capa adsorbida. El espesor de la capa absorbida es función del tamaño de la cadena polimérica y de la concentración del polímero de la solución inyectada. Por lo tanto, para una permeabilidad dada, aumentar el peso molecular, o disminuir la salinidad de la salmuera de inyección, resulta en una cadena molecular más larga que puede resultar en una gran pérdida de permeabilidad y consecuentemente una pérdida en la inyectividad (Glasbergen et al., 2015).

1.6.3. Mecanismos no deseados en la inyección de polímeros. Estos están asociados a la calidad de la solución polimérica que llega al reservorio e incluye: calidad del agua, impurezas en el polímero, preparación de la solución, incompatibilidades entre el agua y el polímero e infraestructura (Glasbergen et al.,2015).

❖ Calidad del agua.

La inyectividad del polímero depende primeramente de la calidad del agua que se usa para preparar la solución polimérica. Esta calidad del agua se ve afectada por contaminantes tales como sólidos en suspensión, disueltos, bacterias o trazas de hidrocarburos. El agua producida contiene grandes cantidades de sólidos y gotas de hidrocarburos que de entrada pueden provocar problemas en los pozos inyectoros. Así que una de las posibles causas de la pérdida de inyectividad puede ser la mala calidad del agua, debido a un incremento de la viscosidad y la interacción entre el polímero y los sólidos o entre el polímero y un posible contenido de hierro trivalente (Glasbergen et al., 2015).

❖ Impurezas del polímero.

Impurezas tales como micro geles, partículas poliméricas reticuladas o aditivos que quedan de procesos de manufactura podría ser otra causa de pérdida de inyectividad. Durante la polimerización, se sintetizan polímeros con diferentes pesos moleculares resultando en una distribución larga de pesos moleculares, la idea de la polimerización es sintetizar polímeros lineales, aunque en este proceso también podrían crearse polímeros con altos pesos moleculares, polímeros ramificados o micro geles, estos se filtrarán de forma temprana en el medio poroso y puede afectar la inyectividad. Durante el proceso de secado, alteraciones en la temperatura o puntos calientes pueden terminar formando partículas reticuladas insolubles. Por último, los aditivos pueden ser añadidos por diferentes razones, y estos aditivos podrían causar efectos negativos en la inyectividad (Glasbergen et al., 2015).

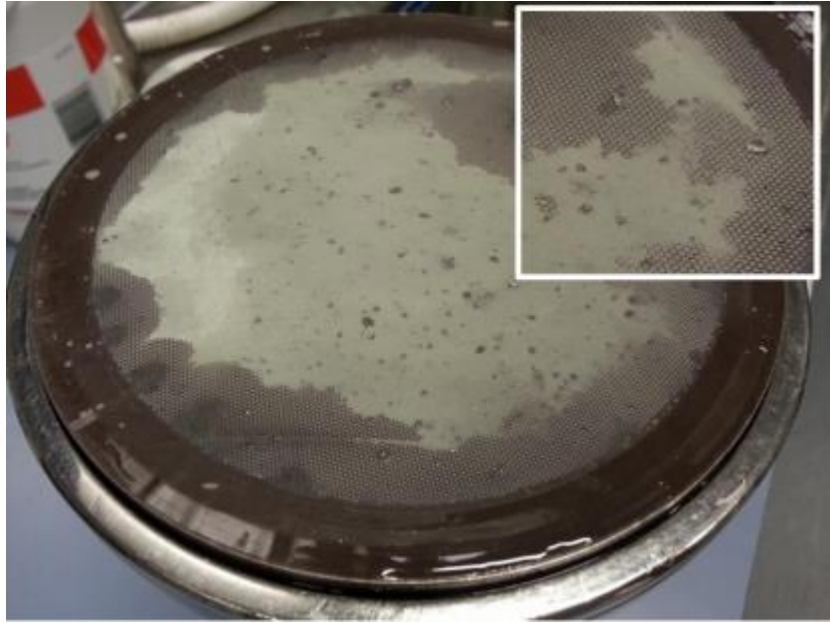


Figura 1. Residuos de la Solución Polimérica Sobre el Filtro

Nota. Tomado de: Glasbergen, Wever, Keijzer y Farajzadeh. (2015). Injectivity loss in polymer floods: causes, preventions and mitigations. Recuperado a partir de <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-175383-MS?id=conference-paper%2FSPE-175383-MS>

❖ Preparación del polímero.

Durante la preparación de la solución polimérica de polvo seco, el polvo es agregado en el agua, este polvo necesita ser uniformemente mojado e hidratado. Cuando el polvo no es mezclado correctamente, o sea no está bien disperso, se forman los llamado ojos de pez que son básicamente grumos que fueron mojados por fuera, y estos quedan como partículas en la solución. Estas partículas que se forman pueden ser desde micropartículas hasta partículas más grandes que pueden ser visibles en la solución, estas últimas formara una torta externa en la cara de la arena, las más pequeñas pueden ser inyectadas, pero quedarán entrampadas en el medio poroso y formaran una torta interna (Glasbergen et al.,2015).

❖ Incompatibilidades.

Además de la calidad del agua y la solución polimérica como causas separadas para pérdida de inyectividad, la combinación de sólidos, aceite en el agua y polímero también pueden causar problemas. El mismo HPAM que es usado para recobro mejorado, es usado para tratamiento de agua, este es usado para flocular sólidos y aceite para limpiar el agua. Debido a esto el polímero reduce su viscosidad ya que parte de este es usado para flocular. También puede resultar en aglomeraciones grandes de polímero y partículas que podrían filtrarse en la cara de la arena y formar una torta. En muchos casos la floculación puede terminar formando geles cuando el entrecruzamiento o reticulación intermolecular toma lugar (Glasbergen et al.,2015).

❖ Infraestructura.

Otras fuentes de pérdidas de inyectividad son las líneas de superficie y completamientos que son usados para transportar el polímero desde las facilidades de mezclado hasta el yacimiento, corrosión en las líneas o suciedad acumulada que se puede hacer móvil con la inyección de polímeros. Los productos corrosivos junto con la solución polimérica pueden formar sustancias que no pueden ser inyectadas (Glasbergen et al.,2015).

1.7. Prevención de pérdidas de inyectividad.

❖ Tratamiento del agua.

El agua que se debe usar para la inyección de polímeros debe ser de excelente calidad. Para la inyección bajo condiciones matriciales, la salmuera de acuífero limpia o el agua marina filtrada y tratada son preferidas antes que el agua de producción, ya que esta última siempre contiene trazas

de hidrocarburo y sólidos disueltos, los cuales deben ser mínimos para prevenir pérdidas de inyectividad (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Selección del peso molecular del polímero.**

Un alto peso molecular es atractivo económicamente porque da viscosidad a la solución polimérica, y esto implica un requerimiento de concentración más bajo. Polímeros con altos pesos moleculares tienen radio de giros más grandes. Para la misma viscosidad deseada del polímero y el mismo peso molecular, la salmuera de menor salinidad requiere una menor concentración que una de alta salinidad ya que las moléculas de polímero están más expandidas. Por otro lado, el polímero debe ser capaz de fluir a través del medio poroso, y la el espesor de la capa adsorbida debe ser lo más delgada posible. Por lo tanto, para hacer una salmuera específica, hay un límite de peso molecular en el cual por encima de este es difícil la propagación del polímero. El radio de giro del polímero debe ser significativamente más pequeño que el diámetro de la garganta de poro. La relación del radio de la garganta de poro a la raíz cuadrada media del radio de giro debe ser más grande que 5 (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Pre-filtro.**

Cuando a pesar de la selección del polímero, hay partículas insolubles presentes en la solución. El uso de filtro puede ayudar a la prevención de partículas acumuladas en la cara de la arena (Glasbergen et al.,2015).

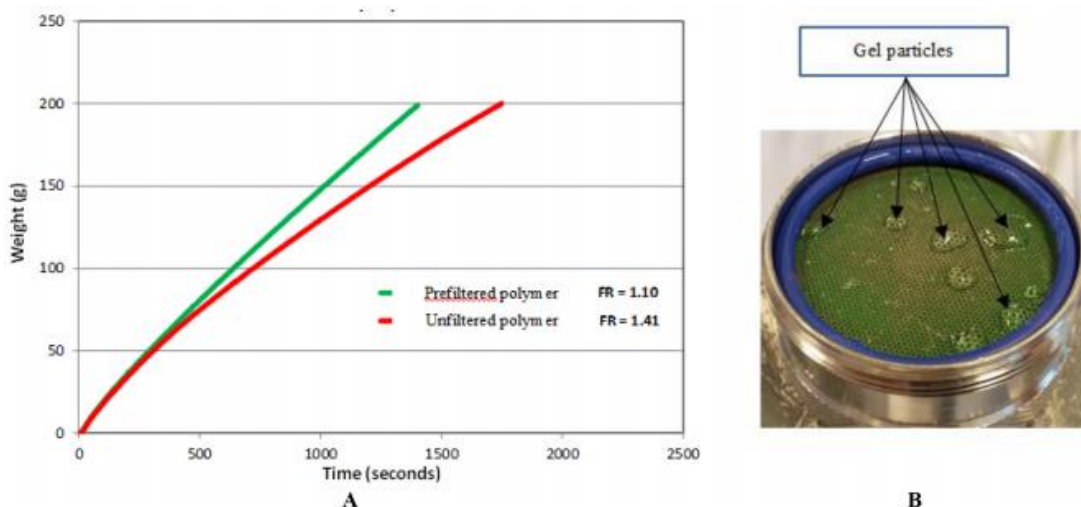


Figura 2. A) Comparación en peso Entre un Polímero Prefiltrado y uno sin Prefiltrar B) Partículas de gel sobre un Filtro. Recuperado de <https://onepetro.com>

Nota. Adaptado de: Glasbergen, Wever, Keijzer y Farajzadeh. (2015). Injectivity loss in polymer floods: causes, preventions and mitigations. Recuperado a partir de <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-175383-MS?id=conference-paper%2FSPE-175383-MS>.

❖ Pre-cizallamiento.

La mayoría de los polímeros industriales tienen una distribución amplia de pesos moleculares, lo cual es debida a la polimerización. Una posible técnica para mejorar la filtrabilidad de la solución polimérica es someter las moléculas de polímero a degradación mecánica exponiendo la solución polimérica a un incremento instantáneo de la velocidad. Los polímeros de pesos moleculares más altos son los que pierden la mayor viscosidad inicial, y aparentemente, estos son los más susceptibles a la degradación mecánica. Por lo tanto, se espera que esta parte de altos pesos moleculares sean preferencialmente separadas o removidas de esta distribución de pesos moleculares debido a la escisión o rompimiento de la cadena. Dado que una porción de la cadena se reduce en tamaño, la viscosidad de la solución también se verá afectada. En principio entre más cizalla sea aplicada, mejorará la filtrabilidad, sin embargo, la aplicación de más cizalla también

provocará una disminución pronunciada de la viscosidad, por lo cual debe haber un equilibrio entre el mejoramiento de la filtrabilidad y las pérdidas en la viscosidad (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Facilidades de mezclado.**

El mezclado y la hidratación del polímero requiere equipos especiales, la selección de los equipos adecuados resulta en una rápida y completa hidratación que previene la formación de ojos de pescado.

❖ **Aseguramiento y control de calidad en sitio.**

El control de calidad de la solución polimérica antes de inyectar al yacimiento es un parámetro clave que se debería tener en cuenta para ser aplicado frecuentemente. La calidad de los tapones de polímero puede ser controlada a la llegada para mirar si estos cumplen con las especificaciones necesarias. La remoción de estos tapones de polímeros de baja calidad debería ser parte de la prevención (Glasbergen et al.,2015).

Tomar muestras de la solución antes de inyectarla y la toma de la filtrabilidad podría proveer datos valiosos, esto combinado con medidas de la viscosidad, podría determinar la calidad de la solución polimérica. La decisión de detener la inyección de polímero en caso de que esté fuera de las especificaciones ayudar a prevenir la acumulación de torta de filtro y la subsecuente reducción en la inyectividad. Además, tendencias en la calidad del polímero pueden ser observadas a fin de que la disminución de inyectividad desarrollada lentamente pueda ser comparado con estos datos y las causas puedan ser encontradas más fácilmente (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Infraestructura y completamiento.**

Las líneas de superficie viejas o completamientos con acero de carbón son indeseados en inyección de polímeros. La opción preferida es usar completamientos y líneas de superficie

recubiertos con epoxi reforzado con fibra de vidrio donde el riesgo de corrosión y contaminación es reducido en gran parte.

Para mejorar la inyectividad en caso de que algún deterioro o daño ocurra, alguna idea necesita ser puesta en el completamiento del pozo. Ahí es donde entran los completamientos de pozo con compartimientos inteligentes, ya que estos pueden ser muy útiles para el control del yacimiento, sin embargo, pueden presentar retos en la estimulación remedial. Compartimientos anulares con entradas simples resultan efectivamente en tratamientos de estimulación “bullheading” en esos compartimientos. Se recomienda poner una valvular de circulación en el lado opuesto del compartimiento para poder colocar el fluido de estimulación uniformemente. Deben evitarse chokes de diámetro pequeño y obstrucciones que puedan cambiar la velocidad del fluido (Glasbergen et al.,2015).

1.8. Mitigación de las pérdidas de inyectividad.

En situaciones donde la inyectividad cae, una acción que mitigue esta caída es deseada. Hay varias opciones que se pueden realizar sin intervenir el pozo tales como cambiar la tasa de inyección o cambiar la concentración de la solución polimérica, y otras con intervención de pozo tales como tratamientos remediales.

Es importante reconocer la causa principal de la pérdida de inyectividad, ya que la mitigación depende de esta. Elegir la acción de mitigación o remediación correcta incrementará la probabilidad de éxito (Glasbergen et al.,2015).

- ❖ Screening de prevenciones y mitigaciones pérdidas de inyectividad («SPE-175383-MS.PDF», S. F.).

Tabla 1.

Screening Inyectividad

Causas de pérdidas de inyectividad		Calidad del agua	Sólidos en el agua	Aceite en agua	Iones multivalentes	Bacterias	Viscosidad del polímero	Corte de cizalla	Adsorción /RFF	Partículas reticuladas	Microgeles	Aditivos	Ojos de pescado	Incompatibilidades Agua/Corrosión
Prevención	Filtración de agua	✓	✓	✓										✓
	Unidad de eliminación de sulfato/Ultrafiltración				✓									✓
	Biocidas					✓								
	Barrido de oxígeno													✓
	Peso molecular apropiado							✓			✓			
	Concentración del polímero apropiada						✓	✓	✓					
	Filtro de solución polimérica									✓			✓	
	Pre-cizalla de la solución polimérica								✓					
	Selección del polímero									✓	✓	✓	✓	
	Solución QA/QC									✓	✓	✓	✓	
	Facilidades de mezclado										✓		✓	

Causas de pérdidas de inyectividad

	Calidad del agua	Sólidos en el agua	Aceite en agua	Iones multivalentes	Bacterias	Viscosidad del polímero	Corte de cizalla	Adsorción /RFF	Partículas reticuladas	Microgeles	Aditivos	Ojos de pescado	Incompatibilidades Agua/	Corrosión
Ajuste de las propiedades del polímero									✓	✓	✓			
Líneas de superficie y completamiento cubiertas					✓									✓
Estimulación con ácido	✓	✓		✓	✓								✓	✓
Tratamiento oxidante					✓			✓	✓	✓		✓	✓	
Tratamiento solvente			✓									✓		
Fracturamiento	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Reducción de la tasa						✓	✓							
Reducción concentración del polímero						✓	✓							

Nota. Adaptado . Screening de prevenciones y mitigaciones pérdidas de inyectividad («SPE-175383-MS.pdf», s. f.)

❖ Disminución de tasa de inyección.

La mitigación más obvia cuando hay una pérdida de inyectividad es disminuir la tasa de inyección, esto para satisfacer las restricciones de presión. Si la pérdida de inyectividad es debido a la reología o adsorción del polímero, esto puede ayudar a mitigar. Sin embargo, si hay una

filtración interna o externa se necesitará reducir la tasa de inyección hasta que no sea posible inyectar más, más acciones de mitigación son requeridas (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Reducción de la concentración de polímero.**

Puede ser otra buena opción cuando la pérdida de inyectividad es solamente debido a la reología del polímero. No remediará a partir de torta de filtro construida, tanto para la disminución de la tasa de inyección y la concentración del polímero, se pueden usar medidas preventivas que mejoren la solución polimérica para obtener una situación de nuevo flujo estable en el cual no ocurra más pérdida de inyectividad (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Inyección bajo condiciones de fracturamiento.**

En caso de que la inyección de polímeros empiece bajo condiciones matriciales, excediendo la presión de ruptura de la formación e iniciando una fractura permitirá un rendimiento deseado. Esta fractura inducida incrementará el área expuesta de la formación drásticamente a “leakoff” (goteo) y consecuentemente disminuirá la velocidad en el yacimiento. Obviamente debe haber todas las posibles garantías y protecciones, incluyendo la integridad del completamiento y sello de la formación. Si la causa inicial está relacionada con la formación de torta interna o externa, este proceso propagará continuamente la fractura y habrá riesgo de que la fractura se propague rápidamente hacia los pozos productores disminuyendo la eficiencia areal (Glasbergen et al.,2015).

❖ **Tratamiento de remediación.**

El tratamiento para la remediación se hace para remover el daño inducido en la formación y restaurar la inyectividad de los pozos. Este tratamiento va a depender del tipo del daño, estos tratamientos de remediación pueden llevarse a cabo utilizando ácidos, oxidantes o solventes. Si la causa del daño es el polímero, se debe usar oxidantes, ya que el HPAM no es soluble en ácido. El daño asociado con la calidad del agua, ya sea escamas, bacterias o corrosión es remediado con

ácido ya que estos son con frecuencia solubles en agua. Por último, si el daño es por impurezas en el polímero, aceite en la solución debido a emulsión o aceite en agua por el agua producida de la re-inyección pueden requerir un tratamiento solvente. Los tratamientos con químicos necesitan pruebas de compatibilidad con el fluido, formación y con el completamiento. Los ácidos y corrosivos causan corrosión en el completamiento, por lo tanto, es importante elegir los aditivos apropiados para ser diseñados y usados. La combinación de éstos últimos ha sido propuesta con resultados exitosos. El éxito de las técnicas no está sólo en elegir el químico o producto adecuado sino también en la colocación o implementación del producto, es por eso que se debe considerar varias técnicas que sean compatibles para no sólo remover un daño parcial y el tratamiento resulte con una eficiencia pobre. La colocación de se puede monitorear a través de vigilancia avanzada tales como DTS o DAS. Siguiendo los tratamientos remediales, el daño repetitivo debe ser prevenido. Ya con los resultados de estos tratamientos se puede validar las causas del daño y posteriormente tomar medidas preventivas para evitar el mismo daño (Glasbergen et al.,2015).

2. Método de Hou et al.

2.1 Método de Hall Plot.

El método de Hou et al es un método grafico que se implementó por primera vez en el año 2016 en China dando de forma visual una herramienta a la industria petrolera para poder determinar las

zonas en donde se presentan perdidas de inyectividad durante un proceso de inyección de polímeros.

Según Hou, Zhang, Lu, Jing Yao y Lun Lei (2016) “el gráfico de Hall describe la relación entre la integral de la diferencia de presión de inyección con respecto al volumen inyectado acumulado, este método fue desarrollado primeramente para la evaluación del rendimiento de la inyección de agua, pero posteriormente se empezó a emplear en diagnósticos de la eficiencia en la inyección química” (Hou et al, 2016, p.2).

Según Buell, Kazemi y Poettmann (1990) el método se basa en la ecuación de flujo radial de la ecuación de Darcy, la cual se expresa en la ecuación (3), como:

$$q = \frac{k_{rw}kh}{141,2B_w\mu_w \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s \right]} (P_{wf} - P_e) \quad (3)$$

Donde:

$$q = \text{Caudal} \left[\frac{ft^3}{d} \right].$$

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua .

k = Permeabilidad absoluta [md].

h = Espesor de formación [ft].

B_w = Factor volumétrico de formación del agua.

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

r_e = Radio exterior de drenaje [ft].

r_w = Radio del pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

P_{wf} = Presión en fondo de pozo [psi].

P_e = Presión en el radio externo de drenaje [psi].

Derivando a ambos lados con respecto al tiempo se obtiene la ecuación (4):

$$W_i = \frac{k_{rw}kh}{141,2B_w\mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} (P_{wf} - P_e)dt \quad (4)$$

Donde:

W_i = Inyección acumulada [bbl].

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua .

k = Permeabilidad absoluta [md].

h = Espesor de formación [ft].

B_w = Factor volumétrico de formación del agua.

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

r_e = Radio exterior de drenaje [ft].

r_w = Radio del pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

P_{wf} = Presión en fondo de pozo [psi].

P_e = Presión en el radio externo de drenaje [psi].

Separando la integral de la ecuación (4) Hall reordena para obtener la ecuación (5):

$$\int P_{wf} dt = \frac{141,2B_w\mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}{kk_{rw}h} W_i + \int P_e dt \quad (5)$$

Donde:

P_{wf} = Presión en fondo de pozo [psi].

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua .

k = Permeabilidad absoluta [md].

h = Espesor de formación [ft].

B_w = Factor volumétrico de formación del agua.

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

r_e = Radio exterior de drenaje [ft].

r_w = Radio del pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

W_i = Inyección acumulada[bbl].

P_e = Presión en el radio externo de drenaje [psi].

La relación entre las presiones de superficie y fondo de pozo para flujo vertical en estado estable es dada por la ecuación (6):

$$P_{wf} = P_{tf} - \Delta P_f + \rho g D \quad (6)$$

Donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyente [psi].

P_{tf} = Presión de inyección de tubería de superficie [psi].

ΔP_f = Presión perdida causada por la fricción[psi].

ρ = Densidad $\left[\frac{lb}{ft^3} \right]$.

g = Constante de la gravedad $\left[32.2 \frac{ft}{s^2} \right]$.

D = Profundidad vertical [ft].

Sustituyendo la ecuación (5) en la ecuación (6) se obtiene la ecuación (7):

$$\int P_{tf} dt = \frac{141.2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}{k k_{rw} h} w_i + \int (P_e - \Delta P_f - \rho g D) dt \quad (7)$$

Donde:

P_{tf} = Presión de inyección de tubería de superficie [psi].

B_w = Factor volumétrico de formación del agua.

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

r_e = Radio exterior de drenaje [ft].

r_w = Radio del pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

k = Permeabilidad absoluta [md].

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua .

h = Espesor de formación [ft].

W_i = Inyección acumulada[bbl].

P_e = Presión en el radio externo de drenaje [psi].

ΔP_f = Presión perdida causada por la fricción[psi].

ρ = Densidad $\left[\frac{lb}{ft^3} \right]$.

g = Constante de la gravedad $\left[32.2 \frac{ft}{s^2} \right]$.

D = Profundidad vertical [ft].

$\int (P_{wf} - P_e)dt$ debe ser graficada vs el volumen de inyección acumulado, donde la pendiente está dada por la ecuación (8), a continuación:

$$m_H = \left[\frac{142,2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}{k k_{rw} h} \right] \quad (8)$$

Donde:

m_H = Pendiente de Hall Plot $\left[\frac{psi * d}{STB} \right]$.

B_w = Factor volumétrico de formación del agua.

$\mu_w =$ Viscosidad del agua [cP].

$r_e =$ Radio exterior de drenaje [ft].

$r_w =$ Radio del pozo [ft].

$S =$ Factor de daño a la formación.

$k =$ Permeabilidad absoluta [md].

$k_{rw} =$ Permeabilidad relativa del agua .

$h =$ Espesor de formación [ft].

La ecuación (8) no será apropiada cuando existen bancos múltiples de fluidos en el yacimiento con propiedades significativamente diferentes.

2.1.1. Fluidos newtonianos. “En la inyección madura de agua, generalmente no hay cambios significativos en la transmisibilidad, por lo tanto, los cambios en la pendiente se asocian a cambios en el daño, asumiendo que la transmisibilidad no cambia, el daño puede ser calculado” (Buell et al, 1990, p.2) con la ecuación (9) mostrada a continuación:

$$S_2 = S_1 - \frac{kk_{rw}h}{141,2B_w\mu_w}(m_{H1} - m_{H2}) \quad (9)$$

Donde:

$S_2 =$ Saturación en el tiempo 2.

$S_1 =$ Saturación en el tiempo 1.

$k =$ Permeabilidad absoluta [md].

$k_{rw} =$ Permeabilidad relativa del agua .

$h =$ Espesor de formación [ft].

$B_w =$ Factor volumétrico de formación del agua.

$\mu_w =$ Viscosidad del agua [cP].

$$m_{H1} = \text{Pendiente de Hall Plot en el tiempo 1} \left[\frac{\text{psi} * d}{STB} \right].$$

$$m_{H2} = \text{Pendiente de Hall Plot en el tiempo 2} \left[\frac{\text{psi} * d}{STB} \right].$$

“Cuando la inyección de agua comienza, un flujo de dos fases existe cerca al pozo. Mientras el agua se mueve lejos del pozo, bancos de agua y aceite se forman si la saturación es suficientemente grande. Una forma fácil o sencilla de representar esta situación es aplicar la ley de Darcy a manera de serie, debido a que el desplazamiento es gobernado por la ecuación de Buckley-Leverett, las saturaciones y permeabilidades relativas no son constantes en cada uno de los bancos, sin embargo, se pueden considerar constantes en cada banco para su simplicidad sin afectar significativamente la precisión debido a esta asunción. La pendiente del Hall Plot para el banco de agua y aceite está dado por” (Buell et al, 1990, p.2) la ecuación (10), como:

$$m_H = \frac{141.2}{kh} * \left\{ \frac{\mu_w B_w \left[\ln \left(\frac{r_{b1}}{r_w} \right) + s \right]}{k_{rw}} + \frac{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_{b1}} \right)}{k_{ro}} \right\} \quad (10)$$

Donde:

$$m_H = \text{Pendiente de Hall Plot} \left[\frac{\text{psi} * d}{STB} \right].$$

$$k = \text{Permeabilidad absoluta [md]}.$$

$$h = \text{Espesor de formación [ft]}.$$

$$\mu_w = \text{Viscosidad del agua [cP]}.$$

$$B_w = \text{Factor volumétrico de formación del agua}.$$

$$R_{b1} = \text{Radio de desplazamiento del frente de químico [m]}.$$

$$r_w = \text{Radio del pozo [ft]}.$$

$$S = \text{Factor de daño a la formación}.$$

$$k_{rw} = \text{Permeabilidad relativa del agua}.$$

$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite [cP]}.$

$B_o = \text{Factor volumétrico de formación del aceite}.$

$r_e = \text{Radio exterior de drenaje [ft]}.$

$k_{ro} = \text{Permeabilidad relativa del aceite} .$

R_{b1} es la interfase entre el agua y el aceite, la cual puede ser calculada mediante la ecuación (11):

$$r_{b1}^2 = \frac{5.615W_i}{\phi\pi h} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) + r_w^2 \quad (11)$$

Donde:

$R_{b1} = \text{Interfase entre el agua y el aceite [Ft]}.$

$W_i = \text{Inyección acumulada [bbl]}.$

$\phi = \text{Porosidad}.$

$h = \text{Espesor de formación [ft]}.$

$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) = \text{Derivada de la curva de flujo fraccional en el frente}.$

$r_w = \text{Radio del pozo [ft]}.$

“La saturación de agua y la derivada del flujo fraccional en el frente son determinadas por el método de Welge” (Buell et al, 1990, p.2).

2.1.2. Fluidos no newtonianos. “El análisis de este método es similar al desarrollado anteriormente, excepto que en este se debe considerar la reducción de la permeabilidad. La viscosidad aparente del fluido no newtoniano es tomada como constante en cada banco, la siguiente expresión es para una secuencia de polímero y luego agua. El yacimiento se asume que

es inicialmente saturado de aceite. Tres bancos se formarán: Aceite, polímero y agua” (Buell et al, 1990, p.2) a continuación la ecuación (12):

$$m_H = 141.2 \left\{ \frac{\mu_w B_w \left[\ln \left(\frac{r_{b2}}{r_w} \right) + s \right]}{h k_a k_{rw}} + \frac{\mu_p B_p \ln \left(\frac{r_{b1}}{r_{b2}} \right)}{h k_a k_{rp}} + \frac{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_{b1}} \right)}{h k k_{ro}} \right\} \quad (12)$$

Donde:

$$m_H = \text{Pendiente de Hall Plot} \left[\frac{\text{psi} * d}{STB} \right].$$

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

B_w = Factor volumétrico de formación del agua.

R_{b2} = Radio de desplazamiento del frente subsecuente a la inyección de agua [m].

r_w = Radio del pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

h = Espesor de formación [ft].

k_a = Permeabilidad absoluta antes del polímero [md].

R_{b1} = Radio de desplazamiento del frente de químico [m].

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua .

μ_p = Viscosidad de la solución polimérica [cP].

B_p = Factor volumétrico de formación de la solución polimérica.

R_{b1} = Radio de desplazamiento del frente de químico [m].

k_{rp} = Permeabilidad relativa de la solución polimérica .

μ_o = Viscosidad del aceite [cP].

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite.

$r_e =$ Radio exterior de drenaje [ft].

$k_{ro} =$ Permeabilidad relativa del aceite .

La ecuación anterior puede ser reescrita con solo una permeabilidad absoluta y una viscosidad en fase acuosa después de la introducción del factor de resistencia RF, y el factor de resistencia residual RFF, el cual es definido con la ecuación (13):

$$RF = \frac{\text{Movilidad al agua}}{\text{Movilidad al polímero}} = \frac{\frac{k k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_a k_{rp}}{\mu_p}} \quad (13)$$

Donde:

$RF =$ Factor de resistencia.

$k =$ Permeabilidad absoluta [md].

$k_{rw} =$ Permeabilidad relativa del agua .

$\mu_w =$ Viscosidad del agua [cP].

$k_a =$ Permeabilidad absoluta antes del polímero [md].

$k_{rp} =$ Permeabilidad relativa de la solución polimérica .

$\mu_p =$ Viscosidad de la solución polimérica [cP].

Ecuación (14):

$$RFF = \frac{\text{Permeabilidad absoluta antes de la inyección de polímero}}{\text{Permeabilidad absoluta después de la inyección de polímero}} = \frac{k}{k_a} \quad (14)$$

Donde:

$RFF =$ Factor de resistencia residual.

$k =$ Permeabilidad absoluta [md].

$k_a =$ Permeabilidad absoluta antes del polímero [md].

“Debido a que el factor de resistencia y el factor de resistencia residual son útiles en la evaluación del desempeño del polímero la ecuación (10) se puede reescribir en esos términos”

(Buell et al, 1990, p.2) en la ecuación (15), a continuación:

$$m_H = 141.2 \left\{ \underbrace{\frac{RFF\mu_w B_w \left[\ln \left(\frac{r_{b2}}{r_w} \right) + s \right]}{h k k_{rw}}}_{\text{Banco de agua}} + \underbrace{\frac{RF\mu_p B_p \ln \left(\frac{r_{b1}}{r_{b2}} \right)}{h k k_{rp}}}_{\text{Banco de polímero}} + \underbrace{\frac{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_{b1}} \right)}{h k k_{ro}}}_{\text{Banco de aceite}} \right\} \quad (15)$$

Donde:

$$m_H = \text{Pendiente de Hall Plot} \left[\frac{\text{psi} * d}{STB} \right].$$

RFF = Factor de resistencia residual.

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

B_w = Factor volumétrico de formación del agua.

R_{b2} = Radio de desplazamiento del frente subsecuente a la inyección de agua [ft].

r_w = Radio del pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

h = Espesor de formación [ft].

k = Permeabilidad absoluta [md].

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua .

RF = Factor de resistencia.

μ_p = Viscosidad de la solución polimérica [cP].

B_p = Factor volumétrico de formación de la solución polimérica.

R_{b1} = Radio de desplazamiento del frente de químico [ft].

k_{rp} = Permeabilidad relativa de la solución polimérica .

μ_o = Viscosidad del aceite [cP].

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite.

r_e = Radio exterior de drenaje [ft].

k_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite .

La viscosidad aparente es asumida constante a través del espacio, por lo tanto, la reología no newtoniana es ignorada.

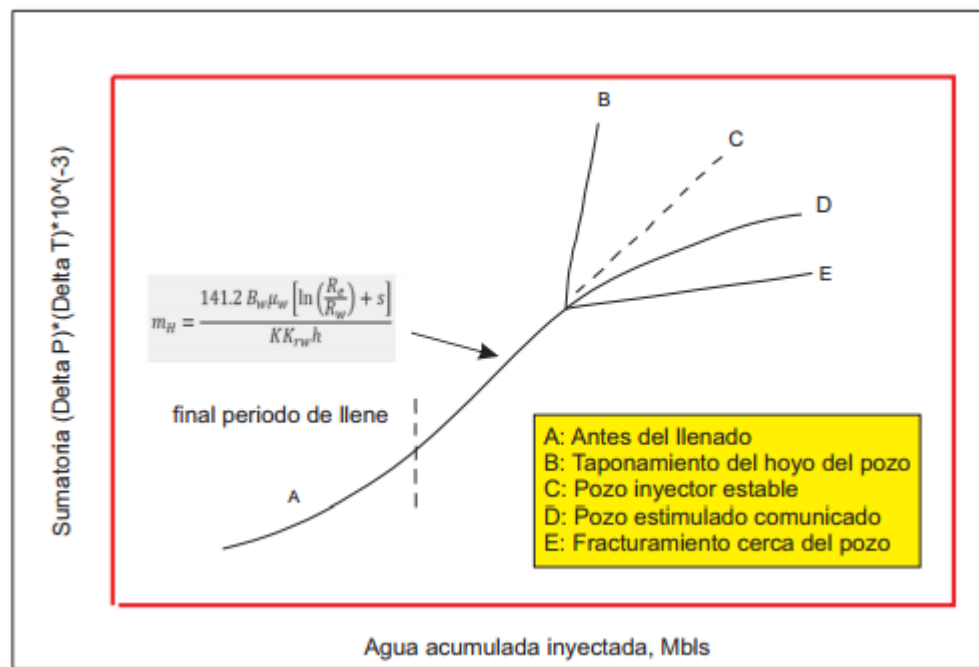


Figura 3. Gráfico de Hall Plot para Inyección de Agua.

Nota. Adaptado de: Martin y Sherwood. (1975). The effect of hydrolysis of poliacrilamide on solution viscosity, polymer retention and flow resistance properties. Recuperado a partir de <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-5339-MS?id=conference-paper%2FSPE-5339-MS>

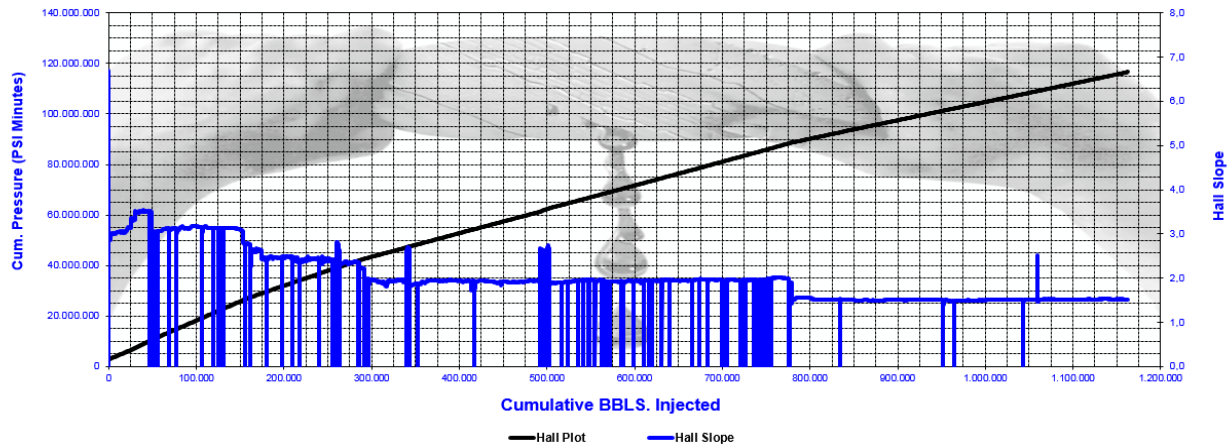


Figura 4. Gráfico de Hall Plot y su pendiente.

2.1.3. Ventajas y desventajas. “El Hall Plot es un método de análisis en estado estable, mientras que las pruebas “fall-off”, de inyectividad y análisis curvas tipo son métodos transientes. Los métodos de análisis de presiones en estado transiente determinan propiedades del yacimiento en un punto en el tiempo. El Hall Plot es un método de monitoreo continuo donde las propiedades del yacimiento son medidas sobre un periodo de semanas y meses, por lo tanto, este método puede ayudar a identificar los cambios en las características de inyección sobre un periodo de tiempo” (Buell et al, 1990, p.1).

La adquisición de los datos no es costoso, ya que sólo se requieren registros de inyección acumulada y presión de superficie. La presión de superficie debe ser convertida a presión de fondo, corrigiéndola por la presión hidrostática y las perdidas por fricción (Buell et al, 1990).

“La mayor desventaja del Hall Plot es que el daño y la transmisibilidad están combinados en la pendiente. Es posible determinar uno de ellos si el otro es conocido, pero determinar ambos por el método de Hall Plot no es posible. Para usar este método efectivamente, correr pruebas fall-off o de inyección son necesarias periódicamente para determinar los valores individuales del daño y de la transmisibilidad” (Buell et al, 1990, p.2).

2.2. Bases para el método de HOU.

La inyección química se basa en introducir un fluido con aditivos químicos los cuales hacen aumentar la viscosidad del fluido y por lo tanto el factor de recobro de crudo en los yacimientos, estos pueden ser nuevos o haber pasado antes por un proceso de inyección de agua; principalmente los aditivos que se usan son polímeros, los cuales constan de cadenas poliméricas de alto peso molecular alterando las propiedades del agua y ejerciendo un mejor barrido en el yacimiento, a este proceso también se le conoce como agua mejorada. Además del polímero usado también se puede adicionar surfactante a la mezcla, el cual reduce la tensión interfacial e incrementa la eficiencia de desplazamiento del crudo. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la adición de químicos al agua es una actividad costosa, por lo que se deben realizar análisis económicos con el fin de determinar la viabilidad del proceso. Todo esto con el fin de evaluar la eficiencia de desplazamiento de los fluidos químicos en el yacimiento, siendo validada en la inyección de químicos.

La evaluación de la inyectividad en el proceso de adición de químicos al yacimiento se puede realizar debido a las variaciones dinámicas en la data de inyección, es decir, se puede observar aumentos en la presión de inyección y caídas la tasa de inyección, además el incremento de la resistencia al flujo del bache de la mezcla polimérica indica un incremento de la eficiencia química. Después de que la solución química es inyectada en el yacimiento, debido al alto peso molecular del polímero disuelto en el fluido base de inyección, la resistencia al flujo aumenta causando un incremento en la presión de inyección y una declinación en la tasa de inyección. Bajo la condición de la misma tasa de inyección, entre más rápido incremente la presión, más efectiva será la inyección química (Hou et al., 2016).

“El método de Hall Plot describe la relación entre la integral en el tiempo de la diferencia de la presión de inyección y el volumen de inyección acumulada, este método es usado en la evaluación del desempeño de la inyectividad de pozos de inyección de agua y gradualmente se ha empezado a usar en el análisis de la inyectividad en pozos de inyección de polímeros. El método de Hall Plot es efectivo para el diagnóstico de la eficiencia, por lo que muchos investigadores se han basado en este método y lo han modificado para obtener mejores resultados en la lectura de la eficiencia. Investigadores fueron modificando el método de Hall Plot con el fin de mejorarlo. Silin propuso la estimación de la presión en el radio del banco de agua promedio a partir del análisis de la pendiente de Hall. el análisis de la pendiente ha demostrado ser más preciso ya que toda la data necesitada está disponible de los yacimientos de crudo. Después, Izgec y Kabir presentan una completa reformulación del análisis de Hall Plot por una actualización en el radio de influencia de la presión promedio después de que cada tiempo es computarizado, también estudia la diferencia que se presentan entre el método de Hall Plot y la pendiente de la derivada Hall Plot, bajo la condición de estado transiente y pseudo estable. Comparado con el método Hall Plot, la derivada de la pendiente de Hall Plot podría superar el efecto suave que es causado por la integral involucrada del análisis de Hall Plot (Hou et al, 2016, p.2).

“Debido a la implementación de inyección de químicos en los campos petroleros el método de Hall Plot es usado para evaluar el comportamiento de los fluidos no newtonianos dentro del yacimiento. También se usa la expresión analítica de la pendiente de Hall Plot para fluidos poliméricos, así obteniendo el factor de resistencia y el factor de resistencia residual. Otros investigadores llamados Kim y Lee, consideran que la permeabilidad del yacimiento es una propiedad que afecta el factor de resistencia, por lo tanto, usan la permeabilidad efectiva cambiando la saturación de agua con respecto a una permeabilidad constante, mejorando la

exactitud del análisis de Hall Plot, lo cual ha llevado a que este método también haya sido usado en la estimación de la inyectividad en procesos de inyección de geles” (Hou et al, 2016, p.2).

El factor de resistencia y el factor de resistencia residual se han convertido en índices cuantitativos para evaluar el efecto de la inyectividad en la inyección de químicos, dicho factor de resistencia es definido como la relación de la pendiente de Hall Plot debido a la inyección química y la inyección de agua. Como el cambio de la caída que presenta Hall Plot no es usualmente significativo en un periodo temprano de la inyección química, es difícil usar el análisis de Hall Plot para obtener el factor de resistencia. En efecto, el análisis de Hall Plot solo representa el promedio del efecto de la inyección en un periodo, en lugar de reflejar las características del fluido en tiempo real (Hou et al., 2016).

“Un nuevo método derivado de la data de desempeño de inyección en tiempo real es propuesto para la caracterización de los fluidos en la inyección química. Se asume que este nuevo método es igual que el análisis de la pendiente de Hall Plot, o sea dos fases, flujo radial de fluidos newtonianos. Comparado con el análisis de Hall Plot, es simple y sencillo en los cálculos de parámetros y estimación de zonas de alta permeabilidad. El primer piloto de pruebas de inyección de SP en China fue implementado en la parte oeste del pozo Gudong 7 y se han obtenido buenos resultados” (Hou et al, 2016, p.2).

2.2.1. Relación de la presión a tasa de inyección (RPI). “Durante el periodo de inyección de agua, el índice de inyectividad representa en tiempo real las características de la inyección en los pozos. El índice de inyectividad de agua es definido como la relación entre la tasa de inyección y la diferencia de presión de inyección, para aplicación en yacimientos es difícil tener la medida de la diferencia de presión de inyección, por lo que la presión en cabeza de pozo es usada a menudo

para reemplazar la diferencia de presión de inyección y así determinar el índice de inyectividad. Similarmente para la inyección química después de que la solución es inyectada en el pozo tanto la presión de inyección como la tasa de inyección cambian debido al incremento de la resistencia al flujo en el reservorio, y así la data de la inyección química puede caracterizar las variaciones en la presión de cabeza de pozo y la tasa de inyección. Debido a esto la alta presión de inyección puede generar una gran resistencia al flujo y se puede lograr una mejor eficiencia de desplazamiento de los fluidos en el yacimiento” (Hou et al, 2016, p.2).

El RPI es la relación entre la presión de cabeza de pozo y la tasa de inyección. Como se describe a continuación en la ecuación (16):

$$\beta = \frac{P_{wh}}{Q} \quad (16)$$

Donde

β = Relación entre la presión de cabeza de pozo y la tasa de inyección

$$(RPI) \left[psi \frac{d}{bbl} \right].$$

P_{wh} = Presión en cabeza de pozo [psi].

Q = Tasa de inyección [bbl/d].

“El cambio en el RPI puede ser interpretado como la variación de la resistencia al flujo que presenta el yacimiento, debido a la alta viscosidad de la solución polimérica, la resistencia al flujo puede incrementar después de la etapa de inyección de químicos. Mientras en la etapa subsecuente de inyección de agua la resistencia al flujo declina rápidamente debido al cambio en la viscosidad del fluido de inyección. Por lo tanto, se tiene como conclusión que el RPI es un reflejo de la resistencia al flujo dentro del yacimiento cuando es sometido a diferentes procesos de desplazamiento” (Hou et al, 2016, p.2).

2.2.2. Relación con el factor de resistencia residual. El RPI puede ser definido como la relación de la presión en cabeza de pozo con la tasa de inyección de solución polimérica usada en el proceso de inyección. Este pretende calcular el factor de resistencia aparente y el factor de resistencia residual aparente por variación del RPI, a este método se le llama el método del RPI. El factor de resistencia aparente y el factor de resistencia residual aparente son usados para caracterizar la diferencia de inyectividad entre la inyección de agua y la inyección química (Hou et al., 2016).

Cuando la tasa de inyección iguala o similarmente iguala la tasa de producción y la presión estática del yacimiento es constante o los cambios son ligeros durante el tiempo de evaluación, la presión de fondo puede aproximarse a la diferencia de la presión estática del agua y la pérdida de presión por fricción (Hou et al., 2016).

El RPI se puede calcular con la ecuación (17):

$$\beta \approx \frac{(P_{wh} + \rho gH - \Delta P_f) - P_e}{Q} = \frac{P_{wf} - P_e}{Q} \quad (17)$$

Donde:

β = Relación entre la presión de cabeza de pozo y la tasa de inyección

(RPI) $\left[\text{psi} \frac{d}{bbl} \right]$.

P_{wh} = Presión en cabeza de pozo [psi].

ρ = Densidad promedio del fluido $\left[\frac{Lb}{Ft^3} \right]$.

g = Aceleración de la gravedad $\left[\frac{ft}{s^2} \right] = 32.2 \left[\frac{ft}{s^2} \right]$.

H = Altura de la columna de líquido en el pozo [ft].

P_{wf} = Presión en fondo de pozo [psi].

P_e = Presión estática del yacimiento [psi].

Q = Tasa de inyección [bbl/d].

La Ley de Darcy para una sola fase, estado estático y flujo newtoniano es usada en el análisis de desempeño de los pozos de inyección de agua por el método de Hall Plot.

Entonces el RPI puede ser representado por la siguiente ecuación (18):

$$\beta_w = \frac{P_{wf} - P_e}{Q} = \frac{141,2B_w\mu_w}{K_e h} \left(\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) + S \right) \quad (18)$$

Donde:

β_w = RPI de la inyección de agua $\left[\text{psi} \frac{d}{bbl} \right]$.

P_{wh} = Presión en cabeza de pozo [psi].

P_e = Presión estática del yacimiento [psi].

Q = Tasa de inyección $\left[\frac{bbl}{d} \right]$.

B_w = Factor volumetrico del agua.

μ_w = Viscosidad del agua [cPs].

K_e = Permeabilidad efectiva [mD].

h = Espesor efectivo [ft].

R_e = Distancia entre el inyector y el productor [ft].

R_w = Radio de pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

Después de que el fluido químico es inyectado en el pozo, se pueden encontrar varios bancos de fluido entre el inyector y el productor. Un método simplificado para resolver tal caso es aplicando la ley de Darcy en forma de serie y el factor de resistencia es definido cuantitativamente caracterizando las variaciones en la viscosidad durante el desplazamiento del fluido y la

permeabilidad del reservorio. Cuando hay una extensa inyección de agua, no se forma el banco de aceite, sino dos bancos, uno de agua y otro de polímero, estos pueden ser tomados en consideración (Hou et al., 2016).

Entonces, el RPI después de la inyección del fluido químico puede ser representado por la ecuación (19):

$$\beta_p \approx \frac{141,2B_w\mu_w}{K_e h} \left\{ RF \left(\ln \left(\frac{R_{b1}}{R_w} \right) + S \right) + \ln \left(\frac{R_e}{R_{b1}} \right) \right\} \quad (19)$$

Donde:

$$\beta_p = RPI \text{ de la inyección química } \left[\text{psi} \frac{d}{bbl} \right].$$

B_w = Factor volumetrico del agua.

μ_w = Viscosidad del agua [psi * s].

K_e = Permeabilidad efectiva [mD].

h = Espesor efectivo [ft].

RF = Factor de resistencia.

R_{b1} = Radio de desplazamiento del frente de químico [ft].

R_w = Radio de pozo [mft].

S = Factor de daño a la formación.

R_e = Distancia entre el inyector y el productor [ft].

Basados en las ecuaciones anteriores, la relación del RPI para la inyección química con el RPI de la inyección de agua se describe a continuación en la ecuación (20):

$$\frac{\beta_p}{\beta_w} = \frac{RF \left(\ln \left(\frac{R_{b1}}{R_w} \right) + S \right) + \ln \left(\frac{R_e}{R_{b1}} \right)}{\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) + S} \quad (20)$$

Donde:

$\frac{\beta_p}{\beta_w}$ = Relación del RPI para la inyección química con el RPI para la inyección

de agua.

RF = Factor de resistencia.

R_{b1} = Radio de desplazamiento del frente de químico [ft].

R_w = Radio de pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

R_e = Distancia entre el inyector y el productor [ft].

En esta ecuación, bajo la condición de que el radio del bache de químico R_{b1} sea igual a la distancia entre el pozo inyector y el productor R_e , el factor de resistencia es igual a la relación del RPI en la etapa de inyección de químico que el RPI en la etapa de inyección de agua, sin embargo el tamaño del bache de químico es a menudo menor que la distancia del inyector al productor, por lo cual el factor de resistencia no es igual a la relación del RPI entre la etapa de inyección de químico y la etapa de inyección de agua (Hou et al., 2016).

Por lo tanto, el factor de resistencia aparente se puede definir a continuación en la ecuación (21):

$$RF' = \frac{\beta_p}{\beta_w}, \quad (21)$$

Donde:

RF' = Factor de resistencia aparente.

$\frac{\beta_p}{\beta_w}$ = Relación del RPI para la inyección química con el RPI para la inyección

de agua.

Cuando el tamaño del bache químico iguala la distancia Inyector-Productor, el factor de resistencia aparente es igual al factor de resistencia.

“El recobro mejorado de aceite en esta etapa es debido a la reducción de la permeabilidad en el reservorio que se induce por un residuo polimérico, por lo tanto, el factor de resistencia residual es propuesto para caracterizar cuantitativamente este mecanismo. El factor de resistencia residual se refiere a la relación entre la permeabilidad del yacimiento antes de la inyección química y la permeabilidad después de la inyección química” (Hou et al, 2016, p.4).

Entonces el RPI de la etapa subsecuente a la inyección de agua puede representarse en la ecuación (22):

$$\beta_{ww} \approx \frac{141.2 B_w \mu_w}{K_e h} \left\{ RFF \left(\ln \left(\frac{R_{b2}}{R_w} \right) + S \right) + RF \left(\ln \left(\frac{R_{b1}}{R_{b2}} \right) \right) + \ln \left(\frac{R_e}{R_{b1}} \right) \right\} \quad (22)$$

Donde:

$$\beta_{ww} = RPI \text{ subsecuente a la inyeccion de agua } \left[\text{psi} \frac{d}{bbl} \right].$$

B_w = Factor volumetrico del agua.

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

K_e = Permeabilidad efectiva [mD].

h = Espesor efectivo [ft].

RFF = Factor de resistencia residual.

R_{b2} = Radio de desplazamiento del frente subsecuente a la inyección de agua [ft].

R_w = Radio de pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

RF = Factor de resistencia.

R_{b1} = Radio de desplazamiento del frente de químico [ft].

R_e = Distancia entre el inyector y el productor [ft].

El factor de resistencia residual es definido como la relación entre la permeabilidad absoluta antes de la inyección y la permeabilidad absoluta después de la inyección.

La relación del RPI entre la etapa subsecuente a la inyección de agua y la etapa inicial de inyección de agua puede ser definida con la ecuación (23) a continuación:

$$\frac{\beta_{ww}}{\beta_w} = \frac{RFF \left(\ln \left(\frac{R_{b2}}{R_w} \right) + S \right) + RF \left(\ln \left(\frac{R_{b1}}{R_{b2}} \right) \right) + \ln \left(\frac{R_e}{R_{b1}} \right)}{\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) + S} \quad (23)$$

Donde:

$\frac{\beta_{ww}}{\beta_w}$ = Relación entre el RPI subsecuente a la inyección de agua con el RPI

para la inyección de agua.

RFF = Factor de resistencia residual.

R_{b2} = Radio de desplazamiento del frente subsecuente a la inyección de agua [ft].

R_w = Radio de pozo [ft].

S = Factor de daño a la formación.

RF = Factor de resistencia.

R_{b1} = Radio de desplazamiento del frente de químico [ft].

R_e = Distancia entre el inyector y el productor [ft].

Como se muestra en esta ecuación, si el radio de desplazamiento R_{b2} subsecuente a la inyección de agua es igual a la distancia del inyector-productor R_e , entonces el factor de resistencia

residual es igual a la relación del RPI de la etapa subsecuente a la inyección de agua y la del proceso inicial de inyección de agua.

El factor de resistencia residual puede ser definido en la ecuación (24), a continuación:

$$RFF' = \frac{\beta_{ww}}{\beta_w} \quad (24)$$

Donde:

RFF' = Factor de resistencia residual aparente.

$\frac{\beta_{ww}}{\beta_w}$ = Relación entre el RPI subsecuente a la inyección de agua con el RPI para la inyección de agua.

2.2. Teoría método de Hou et al.

2.2.1. Razón de cambio del RPI. El RPI describe el rango de variación de la relación entre la presión de inyección y la tasa de inyección. Bajo la condición de la misma tasa de inyección química, entre más rápido incrementa la presión, más efectiva será la inyección química.

La tasa de cambio del RPI se refiere a la variación del RPI por unidad de volumen inyectado (Hou et al, 2016).

También puede ser reorganizado el valor de la derivada del RPI para el volumen inyectado acumulado como se muestra en la ecuación (25), a continuación:

$$\gamma = \frac{d\beta}{dW} \quad (25)$$

Donde:

γ = Tasa de cambio del RPI $\left[\text{psi} \frac{d}{\text{bbl}^2} \right]$.

$$d\beta = \text{Variación del RPI} \left[\text{psi} \frac{d}{bbl} \right]$$

$$dW = \text{Variación del volumen de inyección acumulada} [bbl].$$

Si la tasa de inyección se mantiene constante o cambia ligeramente en dos meses, el cambio del RPI puede obtenerse de la siguiente forma en la ecuación (26):

$$\gamma = \frac{\beta_2 - \beta_1}{W_2 - W_1} = \frac{P_{wh2} - P_{wh1}}{Q^2(t_2 - t_1)} \quad (26)$$

Donde:

$$\gamma = \text{Tasa de cambio del RPI} \left[\text{psi} \frac{d}{bbl^2} \right].$$

$$\beta_2 = \text{RPI en el tiempo 2} \left[\text{psi} \frac{d}{bbl} \right].$$

$$\beta_1 = \text{RPI en el tiempo 1} \left[\text{psi} \frac{d}{bbl} \right].$$

$$W_2 = \text{Volumen de inyección acumulada en el tiempo 2} [bbl].$$

$$W_1 = \text{Volumen de inyección acumulada en el tiempo 1} [bbl].$$

$$P_{wh2} = \text{Presión en cabeza de pozo en el tiempo 2} [\text{psi}].$$

$$P_{wh1} = \text{Presión en cabeza de pozo en el tiempo 1} [\text{psi}].$$

$$Q = \text{Tasa de inyección} \left[\frac{bbl}{d} \right].$$

$$t_2 = \text{Tiempo de inyección 2} [d].$$

$$t_1 = \text{Tiempo de inyección 1} [d].$$

Basados en esta ecuación, la tasa de cambio del RPI es la razón de cambio entre incremento de la presión de cabeza de pozo por unidad de tiempo y el cuadrado de la tasa de inyección (Hou et al, 2016, p.5).

2.2.2. Relación con el factor de resistencia. En ecuaciones anteriores se define la tasa de cambio del RPI y el RPI durante la inyección de químico.

La tasa de cambio del RPI puede ser expresada en la siguiente ecuación (27):

$$\gamma = \frac{d\beta}{dW} = \frac{d \left(\frac{141,2\mu_w}{K_e h} \left(RF \left(\ln \left(\frac{r}{R_w} \right) + S \right) + \ln \left(\frac{R_e}{r} \right) \right) \right)}{dW} \quad (27)$$

Donde:

$$\gamma = \text{Tasa de cambio del RPI} \left[\text{psi} \frac{d}{bbl^2} \right].$$

$$d\beta = \text{Variación del RPI} \left[\text{psi} \frac{d}{bbl} \right].$$

$$dW = \text{Variación del volumen de inyección acumulada} [bbl].$$

$$B_w = \text{Factor volumetrico del agua.}$$

$$\mu_w = \text{Viscosidad del agua [cP].}$$

$$K_e = \text{Permeabilidad efectiva [mD].}$$

$$h = \text{Espesor efectivo [ft].}$$

$$RF = \text{Factor de resistencia.}$$

$$r = \text{Radio de desplazamiento del frente de químico [ft].}$$

$$R_w = \text{Radio de pozo [ft].}$$

$$S = \text{Factor de daño a la formación.}$$

$$R_e = \text{Distancia entre el inyector y el productor [ft].}$$

Una pequeña unidad circular puede ser seleccionada y puede ser considerada una formación homogénea con espesor constante y permeabilidad efectiva constante (Hou et al, 2016, p.5).

La fórmula diferencial del volumen de inyección acumulado se puede expresar en la ecuación (28):

$$dW = 2\pi r dr \cdot h \cdot \phi \cdot \phi_D \quad (28)$$

Donde:

dW = Variación del volumen de inyección acumulada [bbl].

r = Radio de desplazamiento del frente de químico [ft].

dr = Variación del radio de desplazamiento del frente de químico [ft].

ϕ = Porosidad de la formación.

ϕ_D = Fracción de Volumen poroso accesible por la solución polimérica.

Sustituyendo y simplificando la derivación se obtiene la ecuación (29):

$$\gamma = \frac{793,562\mu_w B_w}{\pi K_e h^2 \phi \cdot \phi_D} \cdot \frac{(RF - 1)}{r^2} \quad (29)$$

Donde:

γ = Tasa de cambio del RPI $\left[\text{psi} \frac{d}{\text{bbl}^2} \right]$.

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

B_w = Factor volumetrico del agua.

K_e = Permeabilidad efectiva [mD].

h = Espesor efectivo [ft].

ϕ = Porosidad de la formación.

ϕ_D = Fracción de Volumen poroso accesible por la solución polimérica.

RF = Factor de resistencia.

r = Radio de desplazamiento del frente de químico [ft].

El volumen acumulado de la solución química inyectada al reservorio se puede obtener por medio de la ecuación (30):

$$W = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot \emptyset \cdot \emptyset_D \quad (30)$$

Donde:

$W = \text{Volumen acumulado de la solución química [bbl]}.$

$r = \text{Radio de desplazamiento del frente de químico [ft]}.$

$h = \text{Espesor efectivo [ft]}.$

$\emptyset = \text{Porosidad de la formación}.$

$\emptyset_D = \text{Fracción de Volumen poroso accesible por la solución polimérica}.$

La relación entre la tasa de cambio del RPI y el volumen de inyección acumulado puede ser obtenida de la siguiente ecuación (31):

$$\gamma = \frac{70,6\mu_w B_w (R_f - 1)}{K_e h} \cdot \frac{1}{W} \quad (31)$$

Donde:

$\gamma = \text{Tasa de cambio del RPI} \left[\text{psi} \frac{d}{\text{bbl}^2} \right].$

$\mu_w = \text{Viscosidad del agua [cP]}.$

$B_w = \text{Factor volumetrico del agua}.$

$R_f = \text{Factor de resistencia}.$

$K_e = \text{Permeabilidad efectiva [mD]}.$

$h = \text{Espesor efectivo [ft]}.$

$W = \text{Volumen acumulado de la solución química [bbl]}.$

Esta indica la tasa de cambio del RPI varia inversamente con el volumen de inyección acumulada, lo que también prueba la validez de la regresión anteriormente mostrada.

La expresión del factor de resistencia puede ser derivada de la ecuación (32):

$$R_f = 1 + \frac{K_e h}{70,6 \mu_w B_w} \cdot W \cdot \gamma \quad (32)$$

Donde:

R_f = Factor de resistencia.

K_e = Permeabilidad efectiva [mD].

h = Espesor efectivo [ft].

μ_w = Viscosidad del agua [cP].

B_w = Factor volumetrico del agua.

W = Volumen acumulado de la solución química[bbl].

γ = Tasa de cambio del RPI $\left[\text{psi} \frac{d}{\text{bbl}^2} \right]$.

Bajo la condición del mismo volumen de inyección acumulada, por lo que a mayor tasa de cambio del RPI es una mejor eficiencia en la inyección química (Hou et al, 2016, p.5).

3. Resultados.

3.1. aplicación del método de HALL PLOT en dos campos colombianos.

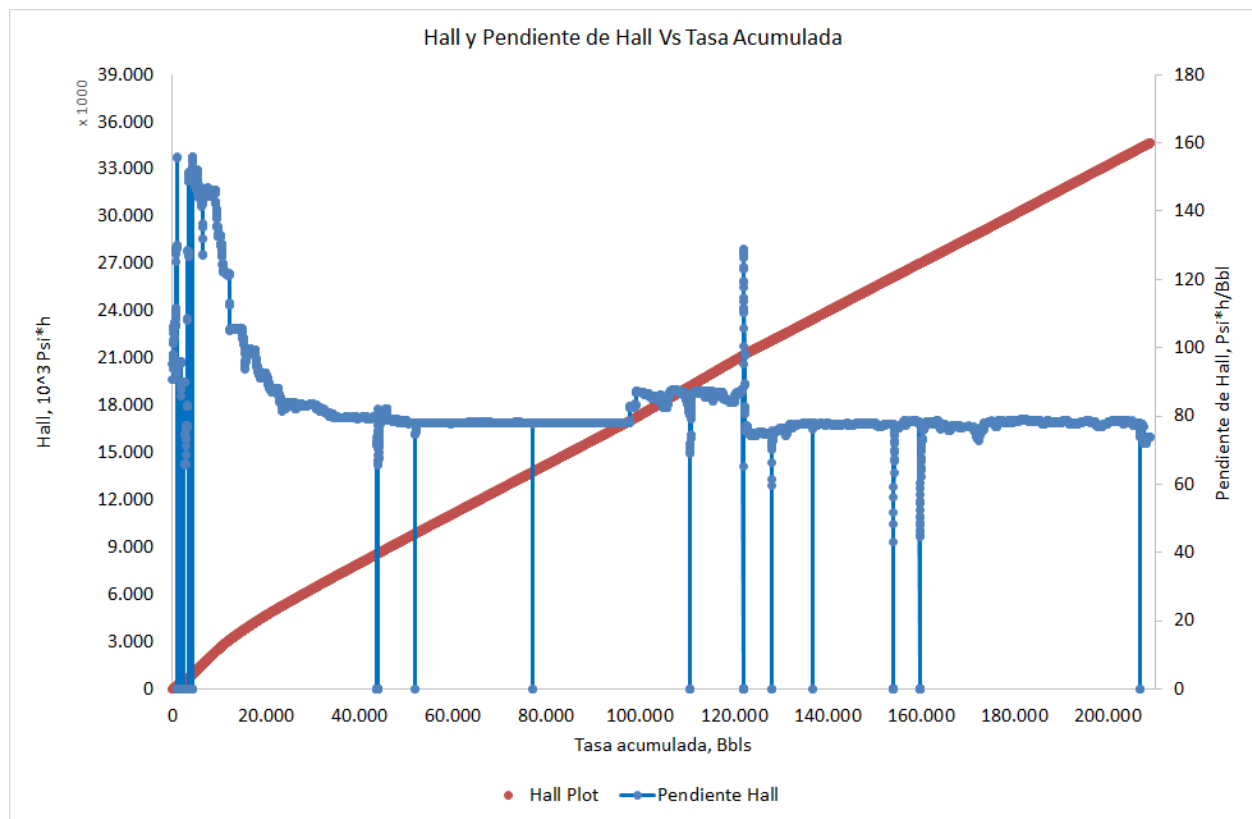


Figura 5. Gráfico de Hall Plot y su pendiente. Campo 1

En la ilustración anterior se puede observar la representación gráfica del método de Hall Plot y su pendiente con la data obtenida en el campo 1 de estudio, en donde Hall Plot viene siendo la presión acumulada [$\text{Psi} \cdot \text{h}$] y la pendiente descrita anteriormente como m_h [$\text{psi} \cdot \text{h}/\text{bbl}$]. este campo presenta pocas variaciones en presión y en ella se puede ver la tendencia de la gráfica en una forma

general, la cual por la tendencia de la curva se puede decir que fue una inyección estable. Las pocas variaciones que se presentaron fueron por temas operacionales o fallas en superficie tales como problemas con la red eléctrica, cambios en la tasa de inyección, trabajos en el pozo, que eran cosas que ya se conocían. Esta gráfica muestra todo el proceso de inyección, para un mejor análisis, se decidió segmentar las gráficas para poder observar mejor los cambios que se presentaban, ya que los datos para este campo sobrepasaban los 10000 datos, por lo cual se graficó cada 500 datos. La curva roja (hall) sólo permitió ver tendencia de forma general, o sea por un periodo de tiempo, ya que en la sensibilidad se veía como una línea recta, en otras palabras, no mostraba los cambios en tiempo real, mientras que graficando su pendiente m_h si permitía mirar cambios en tiempo real, y con base en esto fue que se obtuvieron los resultados que se mostrarán más adelante.

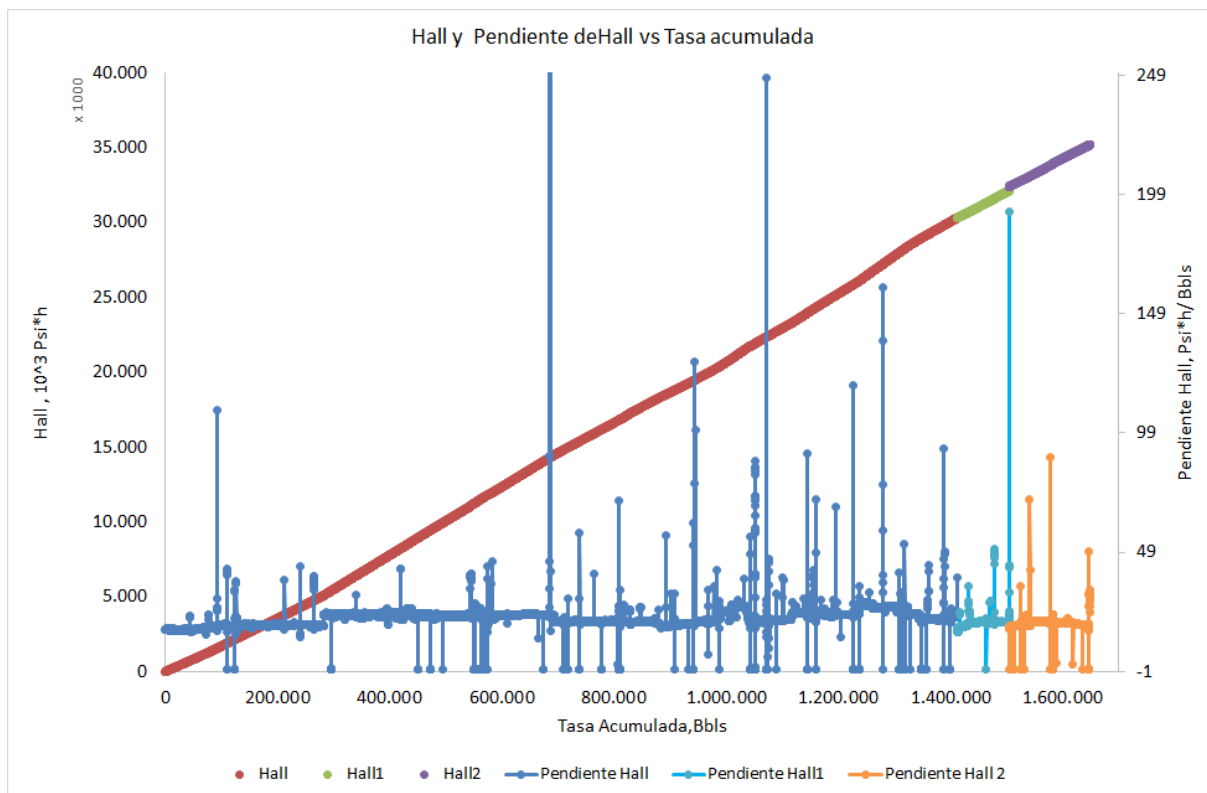


Figura 6. Gráfico de Hall Plot y su pendiente en el campo 2

En la ilustración anterior se puede observar la representación gráfica del método de Hall Plot y su pendiente m_h con la data obtenida en el campo 2 de estudio, a diferencia del campo 1 este campo presenta una mayor cantidad de variaciones significativas en presión, por lo cual el método de Hall Plot presenta variaciones mucho más notorias con respecto a la tasa acumulada, efectivamente, cuando se hizo sensibilidad, se encontraron variaciones que no se debían solamente a temas operacionales, si no a otros factores que se fueron presentando a lo largo de la inyección.

3.2. Resultados de la evaluación de los métodos.

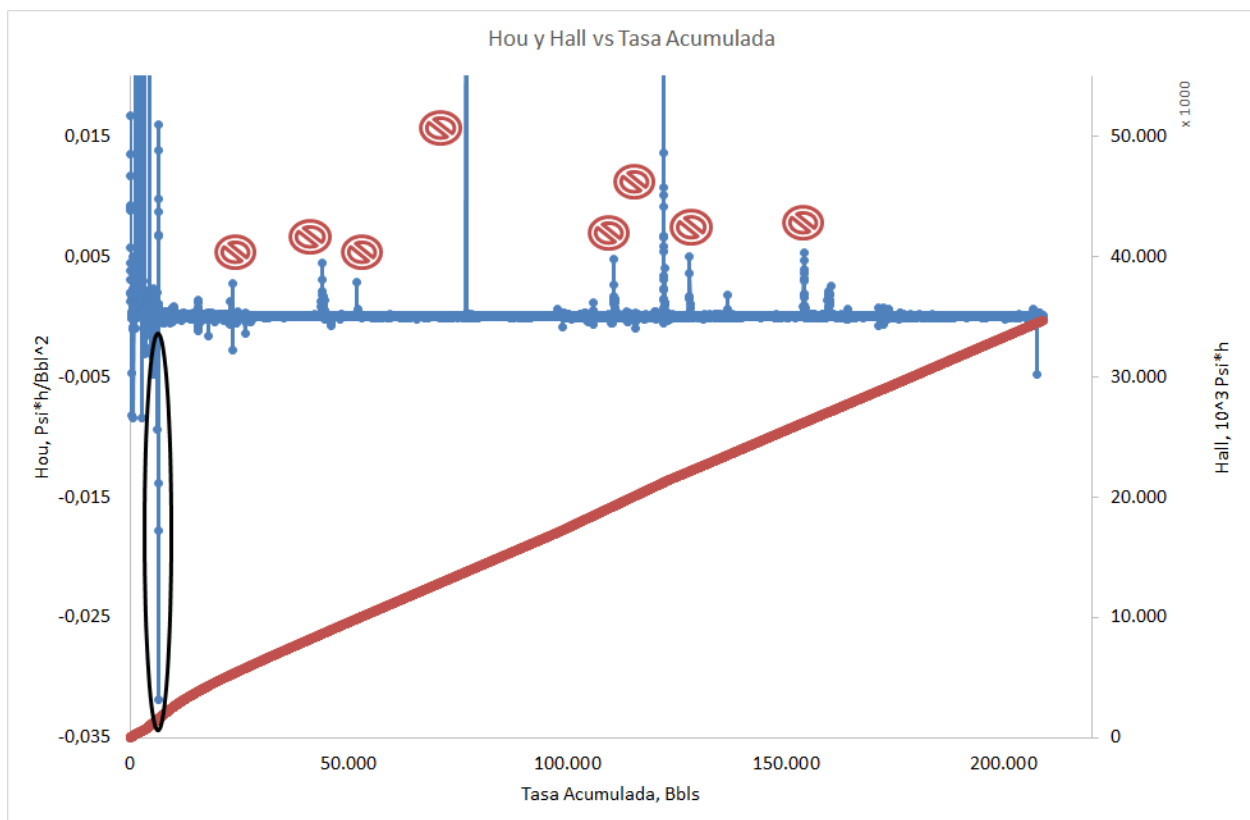


Figura 7. Gráfico de Hou y Hall Plot Vs tasa acumulado en el campo 1.

En la ilustración anterior se puede observar la representación gráfica del método de Hou et al con la data obtenida en el campo 1 de estudio, el óvalo negro indica el único cambio que no se debe a algo operacional, en este caso, sólo 1 caso puntual en el inicio de la inyección, y esto se debe al cambio de viscosidad del fluido de inyección, y a que se encuentra en el periodo de llenado; cuando se acaba este periodo, ya la presión se estabiliza y tiende a ser constante. Los otros datos que sobresalen son netamente a temas operacionales, sacando esos datos mencionados anteriormente, se observa que la gráfica se mantiene muy homogénea, esto quiere decir que no hay cambios significativos en la presión, y que la inyectividad no sufre cambios sustanciales. Comparado con Hall Plot (la curva roja) el método de Hou et al. sí muestra en tiempo real esos cambios que pueden estar ocurriendo a medida que se está inyectando la solución polimérica.

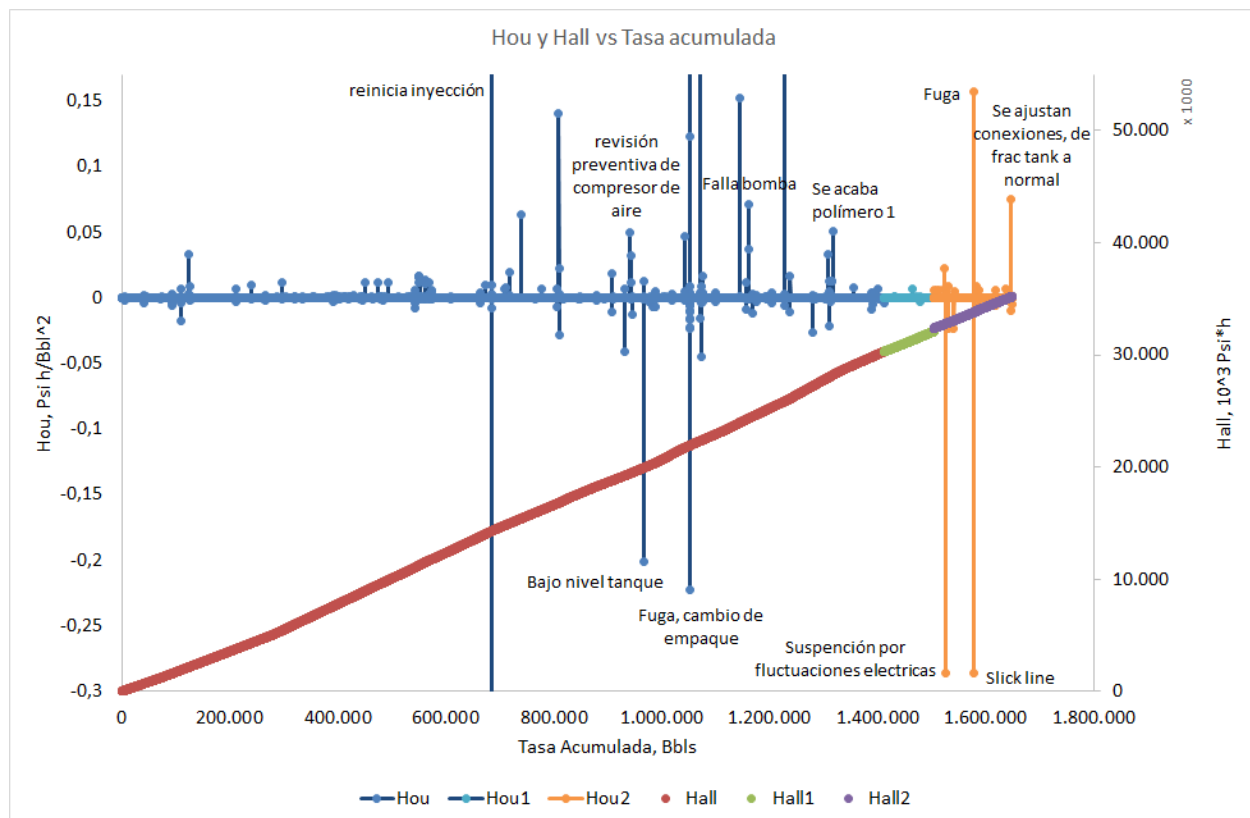


Figura 8. Gráfico de Hou y Hall Plot vs Tasa acumulada en el campo 2.

En la ilustración anterior se puede observar la representación gráfica del método de Hou et al con la data obtenida en el campo 2 de estudio, contrario a la gráfica anterior, esta si presenta una gran cantidad de variaciones, y estas se pueden ver reflejadas en las dos curvas. Como esta es la gráfica general, o sea sin refinar, sólo se observa cambios muy grandes, que se deben a temas operacionales como cambios de tasa, pruebas en pozo, o a fallas en superficie como fallas en la corriente eléctrica, fallas en equipos, bajo nivel de tanque, etc. Otra vez, en la gráfica de Hou, se ve de forma más clara cómo y cuándo se presentan estas variaciones en presión, mientras que en Hall Plot se puede determinar que hay gran cantidad de variaciones, pero no de forma nítida.

3.3. Aplicación del método de HOU et al en dos campos colombianos.

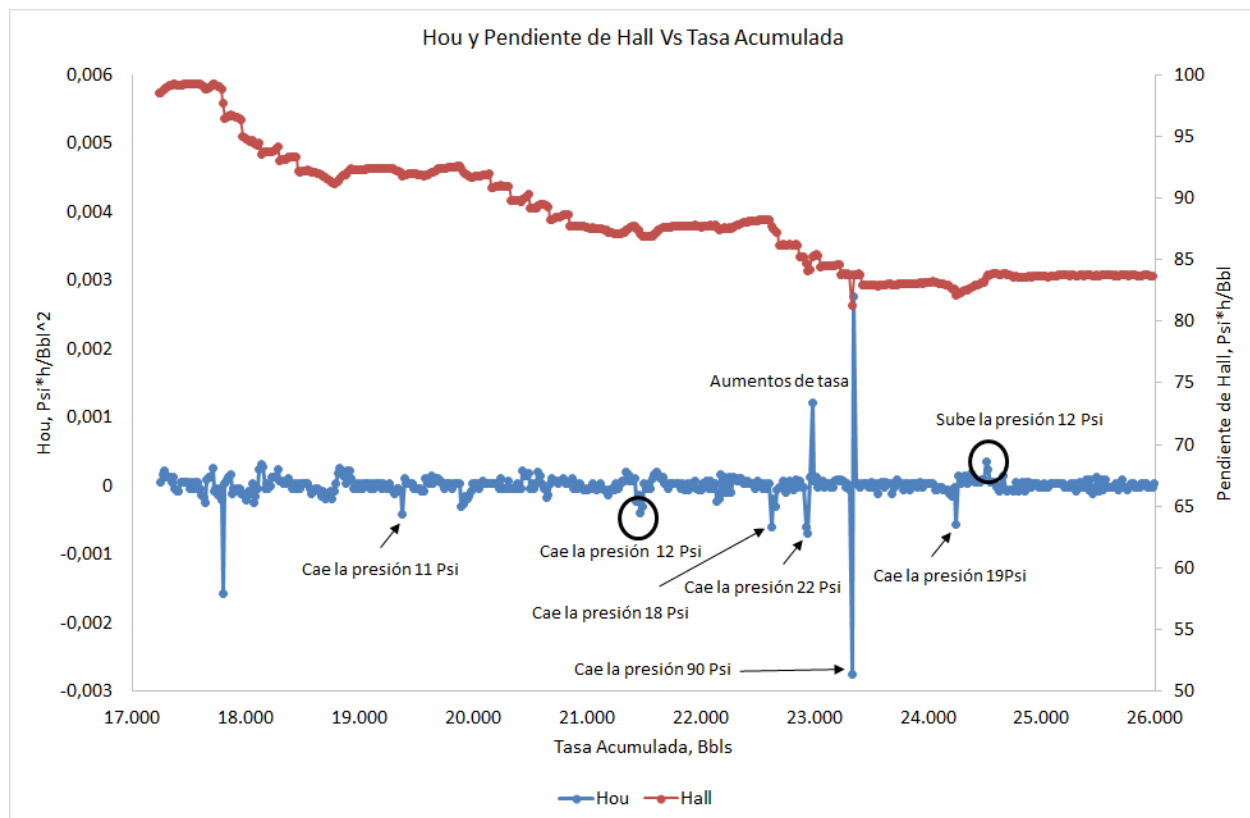


Figura 9. Método de Hou et al y pendiente de hall. Campo1.

Antes de empezar con el método de Hou quiero mencionar algo para explicar claramente qué se observa en la gráfica, el método de Hou es una derivada, por lo cual muestra una razón de cambio, en este caso de presión, por lo cual todo lo que esté en el eje positivo de las coordenadas (eje y) son incrementos de presión, y todo lo que esté por debajo de este son caídas, los picos más altos representan los cambios más grandes en presión y los picos más bajos, las caídas más grandes, explicado esto de una forma sencilla, se continua con el tema. Este tramo fue el de las peores variaciones de presión en el campo 1, se observa que es un periodo muy corto de tiempo, y que las variaciones no son tan significativas, salvo en un caso aislado. Como fue sólo una variación considerable en toda la inyección, no se consideró significativo. La pendiente de Hall muestra que hubo una tendencia de caída, pero Hou muestra que realmente la presión se mantuvo casi constante, efectivamente, la presión se mantenía constante y lo que estaba cambiando era la tasa que se estaba incrementando gradualmente.

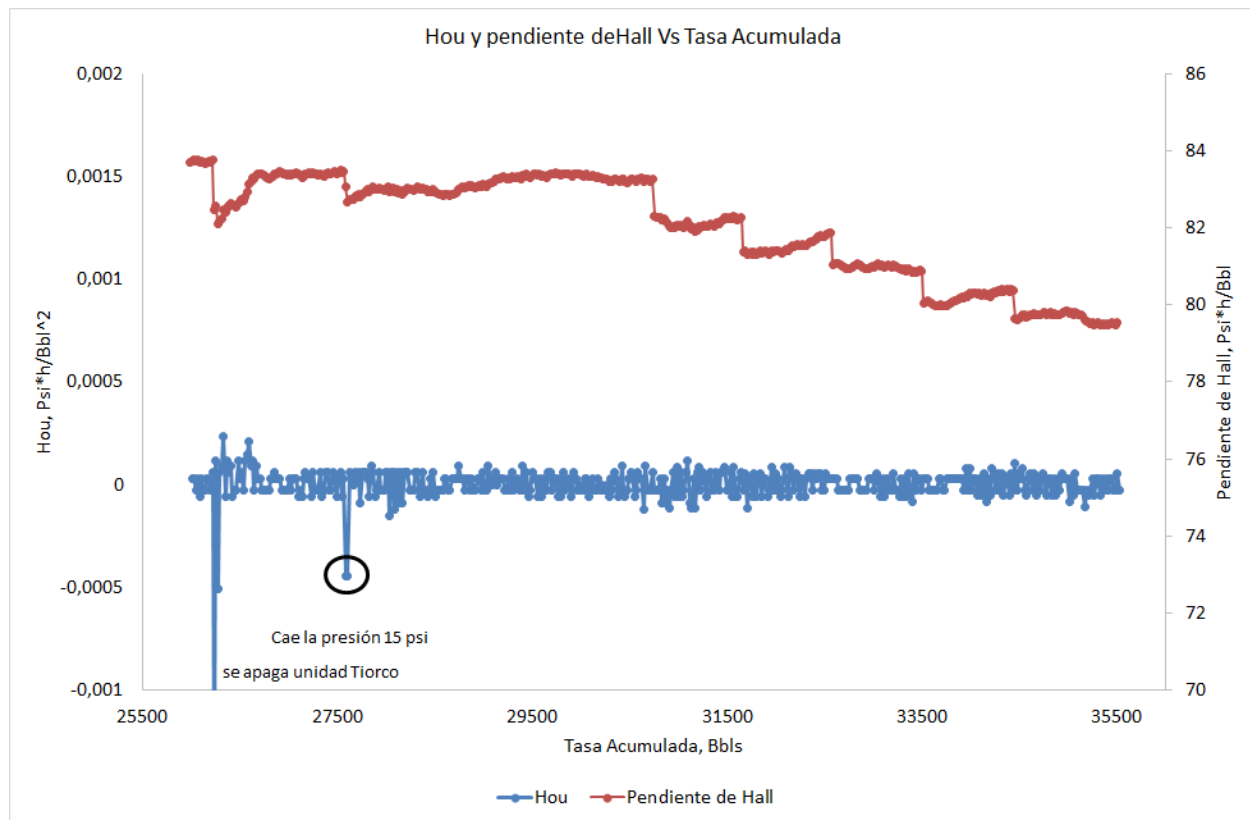


Figura 10. Método de Hou y Pendiente de Hall Vs Tasa Acumulada. Campo 1.

Por lo general la inyección en el campo se mantuvo de esta forma, en donde la presión se mantenía constante, y los cambios significativos no se debían a problemas en la inyectividad, si no por ejemplo en este caso a que se apagó una unidad que estaba en funcionamiento. Nuevamente la curva de la pendiente de Hall muestra una caída después de los treinta mil barriles, pero esta se debe a incrementos de tasa, recordando que la pendiente de Hall muestra la relación entre presión y la tasa a lo largo de la inyección. Por otro lado, la curva de Hou, se mantiene casi constante, lo que indica que la presión no varía y que se encuentra de forma estable.

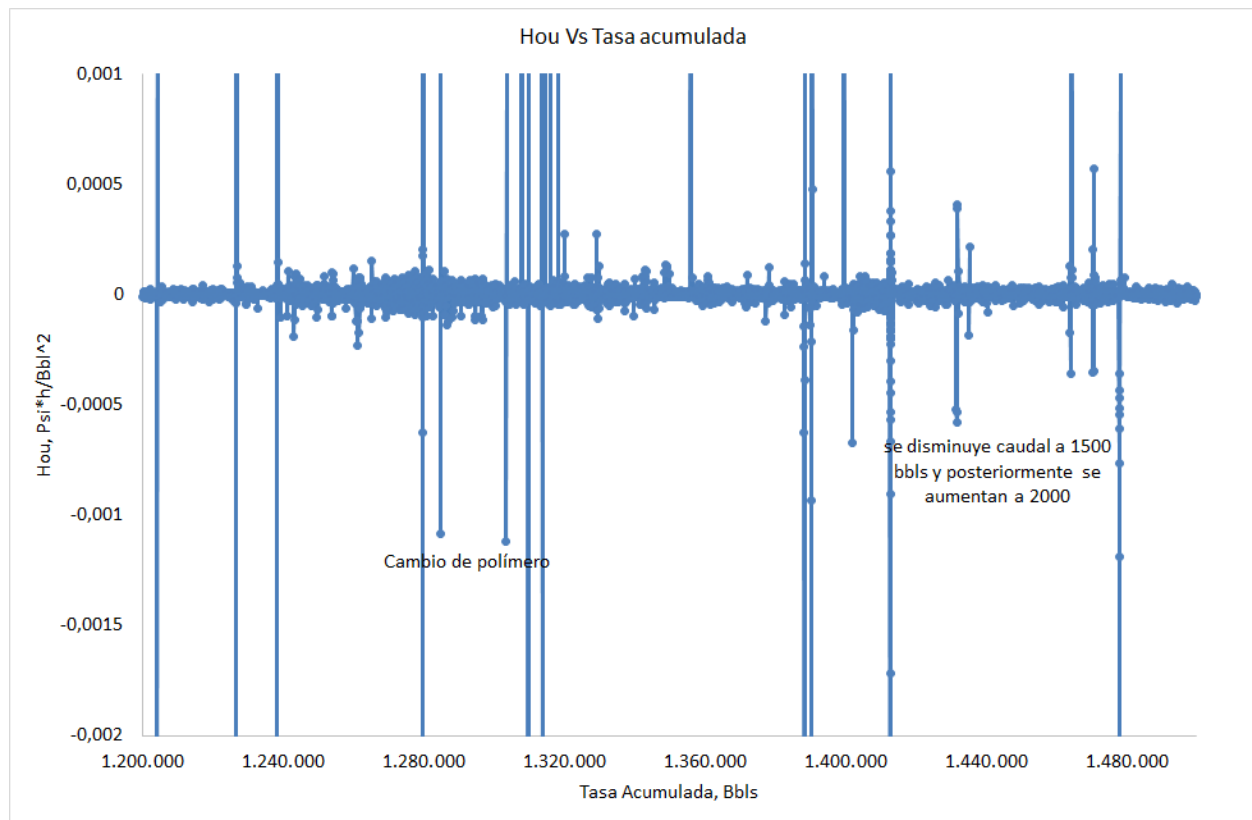


Figura 11. Gráfico de Hou vs Tasa acumulada. Campo 2

En el gráfico anterior, se observa el periodo de inyección en el que se inyectó con agua de captación de arenas, las líneas verticales que salen del gráfico son ruido, temas operacionales, como reinicio de inyección, mantenimientos, etc. se realizó cambio del tipo de polímero, lo cual generó una caída en la presión debido a que se realizó una inyección de agua antes del cambio. Sacando lo anteriormente mencionado, la gráfica se ve muy homogénea, no mostrando grandes tendencias de cambio en la presión.

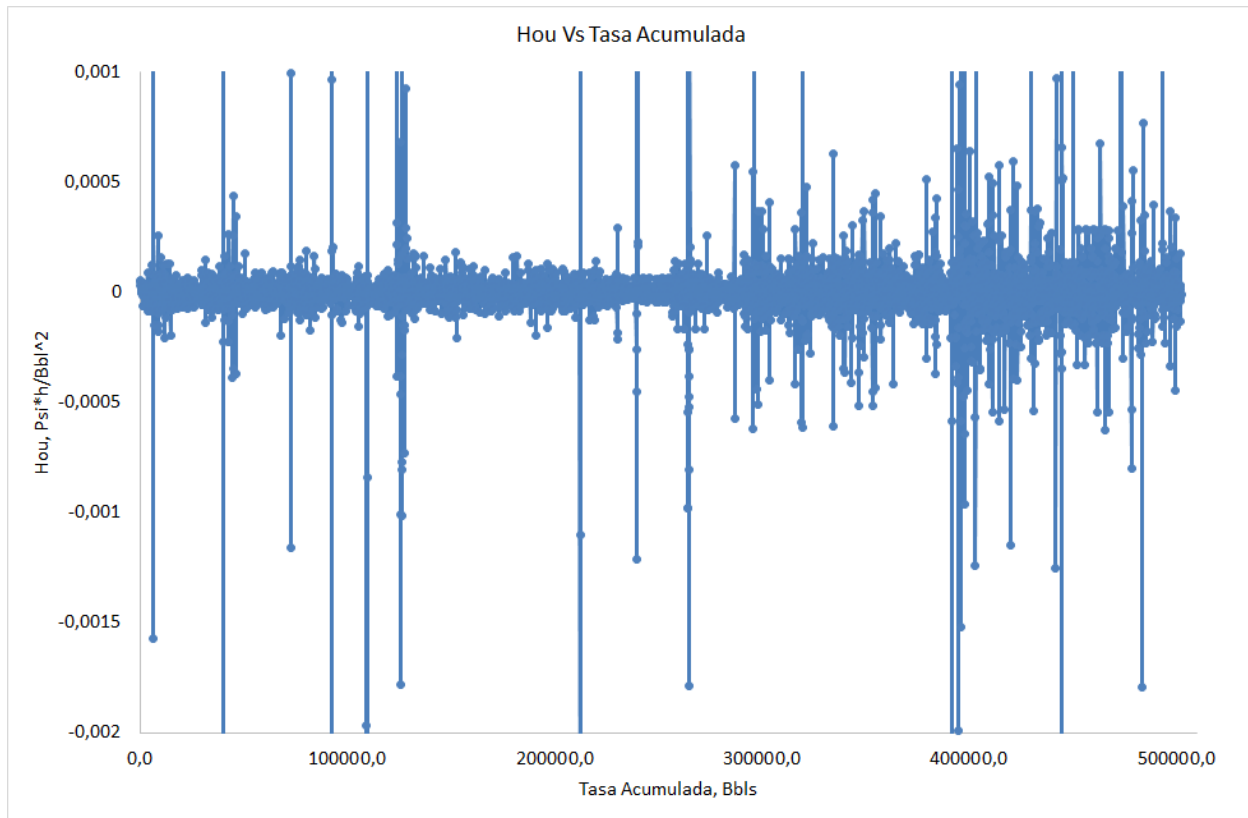


Figura 12. Gráfico de Hou vs Tasa acumulada. Campo 2.

En el gráfico anterior se visualiza la inyección con el método de Hou et al, en un periodo de tiempo de 6 meses en el cual se utilizó agua de producción tratada, en este segmento si se presenta una cantidad significativa de grandes cambios en la presión, y prácticamente en todo este tiempo se tuvo que estar cambiando filtros, a veces en menos de un día. Como se mencionó anteriormente, el método de Hou et al. muestra una razón de cambio de la presión a medida que se va inyectando la solución polimérica, por lo tanto, los picos que se observan en la gráfica son las caídas y aumentos más grandes de presión que ocurrieron en ese tramo de inyección. Algunas variaciones se deben a fallas en superficie, pero casi la totalidad de los aumentos y caídas se deben a pérdidas de inyectividad. Partiendo de estas gráficas, se revisó el reporte final del piloto de inyección y se encontró que en este campo se usaron 3 aguas de inyección diferentes, una era agua de producción

que había sido tratada, la segunda era una mezcla en porcentaje de agua de producción tratada y agua de captación de arenas, y la tercera agua que se inyectó era 100% de arena de captación. En el piloto se hicieron flowbacks, y se encontró que la solución polimérica estaba degradándose más de lo que se había calculado en las pruebas de laboratorio, en el flowback se encontró trazas de hidrocarburo y sólidos en la solución polimérica y todo esto ocurrió precisamente cuando se inyectó agua de producción tratada. Estas pérdidas en la inyectividad en el campo 2, se atribuyeron a la calidad del agua que se inyectó y a un posible flujo cruzado. Además, el agua de producción tratada tenía una cantidad considerable de sales, también se presentando “pitting” en tubería de inyección.



Figura 13. Muestra de solución polimérica inyectada y de retorno. Campo 2

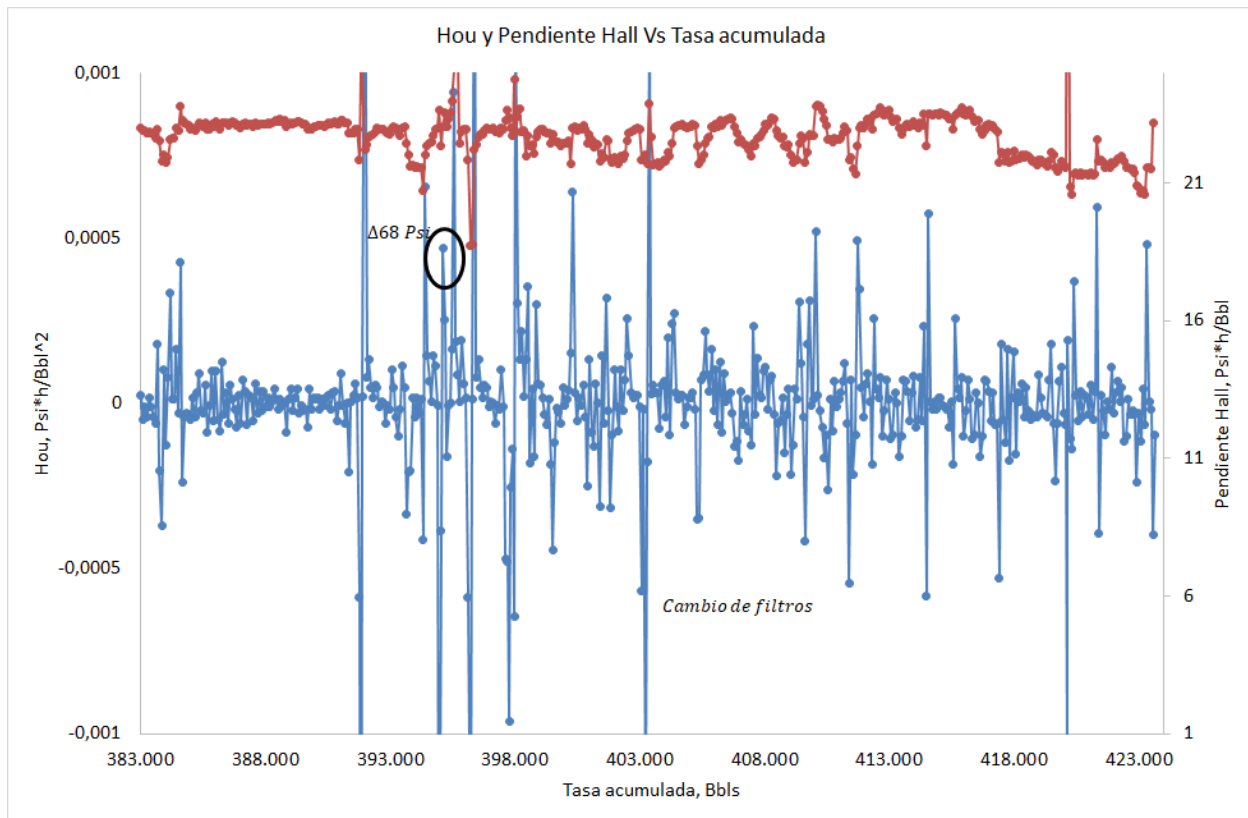


Figura 14. Gráfico comparativo de Hou y pendiente de Hall Plot vs Tasa acumulada. Campo 2.

Con base en lo anterior, acá se puede observar el problema de los sólidos que se presentaron en el fluido de regreso, esta gráfica muestra las variaciones que se presentaron en la presión gracias a los cambios de filtros, ya que en este tramo se cambiaban rápidamente, casi diario. En la pendiente de Hall, se observa un comportamiento muy similar al de Hou, ya que en esta gráfica el cambio es netamente de presión, la diferencia es que Hou muestra una razón de cambio de la presión, o sea que tan grande o pequeña es la variación, mientras que la pendiente de Hall no, en este caso puede mostrar si la presión va aumentando o disminuyendo (a una tasa constante) pero no muestra claramente cuáles son los cambios más significativos en esta.

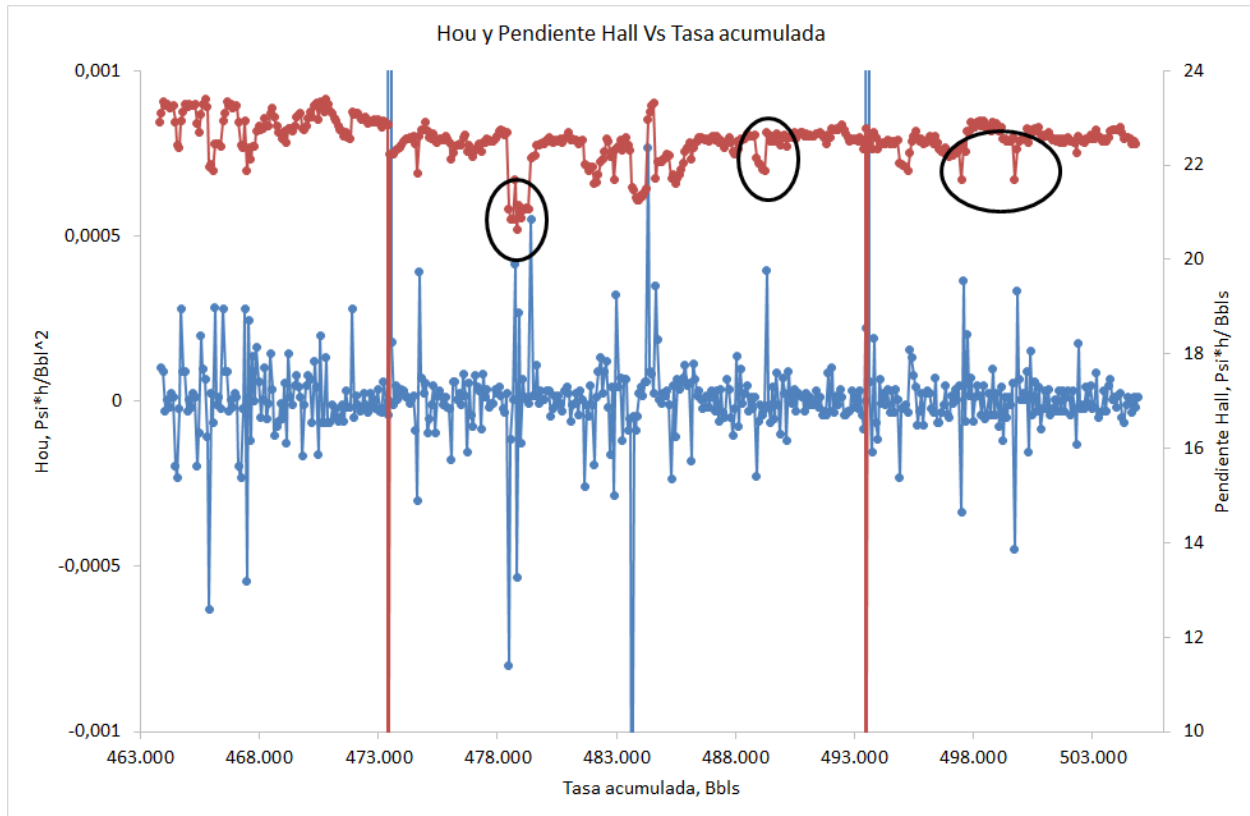


Figura 15. Gráfico comparativo de Hou y pendiente de Hall Plot vs Tasa acumulada. Campo 2.

Se quiere resaltar que mientras en los círculos negros pareciera que la presión está cayendo en la pendiente de Hall Plot, Hou muestra que realmente no es así, hay incrementos de presión que no se pueden evidenciar claramente en la curva roja, además la pendiente de Hall Plot tampoco refleja cómo son esos cambios en la presión, cosa que si lo hace la gráfica de Hou, en el cual se puede evidenciar cuáles son las mayores variaciones de esta, y esto es lo que permite identificar los sucesos importantes en tiempo real a lo largo de la inyección. Es importante resaltar que, aunque la presión esté incrementando, no significa que la curva de Hou también lo haga, ya que esta muestra es una razón de cambio. Se va a explicar con un ejemplo sencillo, si la presión es de 5, luego se incrementa a 15 y luego a 17, claramente la presión va aumentando, pero el primer incremento de 5 a 15 es mayor que de 15 a 17, por lo tanto, aunque la presión siempre aumente, la

curva de Hou no lo hace, ya que el segundo incremento es menor y por tanto se ve una caída, pero ojo, esta caída en la gráfica va a estar por encima del eje y, el cual significa que la presión está aumentando, si la gráfica cayera por debajo de eje y, este si indicaría que la presión cayó.

Cabe resaltar que para el análisis se realizaron más de 50 gráficos que por razones obvias no aparecen en este documento, acá sólo adjuntamos una gráfica significativa por cada campo para la explicación de lo que realizamos en el proyecto.

4. Conclusiones

- Existen una gran cantidad de factores que afectan las pérdidas de inyectividad en la inyección de polímeros, los cuales se pueden prevenir o mitigar durante el proceso, siempre y cuando sean bien identificados.
- El método de Hall es un método que permite evaluar la inyectividad de forma general, observando una tendencia en un periodo de tiempo, mientras que el de Hou et al permite evaluar la inyectividad en tiempo real, de esta forma teniendo una herramienta para tomar decisiones de forma más rápida y eficaz ante cualquier cambio indeseado
- El método de Hou et al permite analizar en tiempo real las variaciones en presión más representativas y así tener una herramienta importante para poder determinar los factores que influyeron en las pérdidas de inyectividad durante el proceso.
- El método de Hou et al permite identificar sucesos importantes que ocurren durante la inyección, temas operacionales (cambios en concentración, cambios en la tasa, pruebas

como SRT, trabajos en el pozo), fallas en superficie (nivel bajo en los tanques de agua, fallas en la corriente eléctrica, fallas en las bombas y demás equipos) y cambios en la inyectividad en tiempo real que se presentan durante la inyección.

- Es importante garantizar que lo realizado en el piloto se vaya a poder llevar a cabo en escala macro con las mismas condiciones y características, ya que cualquier cambio puede afectar críticamente el éxito del proyecto.
- Cada parámetro que afecta la inyectividad es de gran importancia, ya que cada uno de ellos puede generar graves problemas en el éxito del proyecto, en el presente trabajo el factor que más afectó la inyectividad, fue la calidad del agua, ya que hubo un lapso de tiempo que se inyectó agua de producción tratada que contenía una cantidad importante de salinidad, en la cual se encontró trazas de hidrocarburos y sólidos, lo cual provocó degradación en la solución polimérica y por ende pérdida de viscosidad.

5. Recomendaciones.

- Realizar un análisis grafico del método de Hou et al con informes de producción en tiempo real para hacer comparaciones y ver como las pérdidas de inyectividad mostradas en las gráficas afecta la producción de crudo obtenida en el proceso de inyección de polímeros.
- Implementar el método de Hou et al en diferentes pilotos de diferentes campos y poder observar similitudes o diferencias de acuerdo a especificaciones de los procesos utilizados.

- Estudiar con más detalle los factores de resistencia y factores de resistencia residual por medio de las ecuaciones que presenta Hou en su método completamente detallado.

Referencias Bibliográficas

- Buell, Kazemi y Poettmann. (1989). Analyzing Injectivity of Polymer Solutions With the Hall Plot. Recuperado a partir de <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-16963-PA?id=journal-paper%2FSPE-16963-PA>
- Carcoana, A. (1992). Applied enhanced oil recovery. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/299738388/Applied-Enhanced-Oil-Recovery-Aurel-Carcoana-pdf>
- Fragoso, U. (2015). Modelo no newtoniano en inyección de polímeros para recuperación mejorada (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Glasbergen, Wever, Keijzer y Farajzadeh. (2015). Injectivity loss in polymer floods: causes, preventions and mitigations. Recuperado a partir de <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-175383-MS?id=conference-paper%2FSPE-175383-MS>
- Hou, Hui Zhang, Lu Jin Yao y Lun Lei. (2016). A new method for evaluating the injection effect of chemical flooding. Recuperado a partir de <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs12182-016-0091-8.pdf>
- Klein y Heitzmann. (1978). Preparation and characterization of carboxyl groups in hydrolyzed polyacrilamide. Recuperado a partir de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/macp.1978.021790803>
- Martin y Sherwood. (1975). The effect of hydrolysis of polyacrilamide on solution viscosity, polymer retention and flow resistance properties. Recuperado a partir de <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-5339-MS?id=conference-paper%2FSPE-5339-MS>

Needham y Doe. (1983). Polymer Flooding Review. Recuperado a partir de <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-17140-PA?id=journal-paper%2FSPE-17140-PA>

Pérez. (1996). Recuperación mejorada del petróleo. Trabajo de grado. Universidad central de Venezuela, Caracas.