

01174

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Por Mi Raza Hablará El Espíritu



DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTADA DE INGENIERÍA

T E S I S

**MONITOREO DE INYECCIÓN DE RESIDUOS
TÓXICOS DE PERFORACIÓN EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA**

P R O P O N E :

ING. MIGUEL IVÁN GERARDO VÁZQUEZ

ASESORES:

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

México, D.F.

Agosto 2004





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTÁ TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a los Drs. Fernando Samaniego Verduzco y Daniel García Gavito por su dirección y buen consejo en el desarrollo de éste trabajo.

A CONACYT y DGEP, por las becas que me fueron otorgadas; con las cuales puede concluir mis estudios de maestría

A Alexandra, que me ha dado su cariño y comprensión.

A mi madre, que a estado siempre al pendiente de mi desarrollo.

A mis compañeros de la maestría, por permitirme conocerlos y tomar un buen recuerdo de ellos.

Y a todos los que me ayudaron para la realización de este proyecto.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Miguel Iván Gerardo Verduzco

FECHA: 31/ Agosto / 2006

FIRMA: P. A. [Firma]

Gracias.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	vi
-------------------------	-----------

LISTA DE TABLAS	viii
------------------------	-------------

RESUMEN	ix
----------------	-----------

1. ANTECEDENTES	1
1.1 Introducción	1
1.2 Contaminantes de perforación	3
1.3 Manejo de contaminantes de perforación	4
1.4 Reología de las lechadas de recortes de perforación	6
1.5 Tipos de inyección de lechadas de perforación	14
1.5.1 Inyección de lechadas	14
1.5.2 Inyección sin fracturamiento	15
1.5.3 Inyección en cavernas de sal	16
1.5.4 Disposición en minas de carbón	17

1.6	Descripción del proceso de inyección de recortes	17
1.7	Métodos de monitoreo	25
1.7.1	Gráfica de presión-Gasto	26
1.7.2	Gráfica Hall	27
1.7.3	Prueba de Gastos múltiples	34
2	OBJETIVOS	40
2.1	Objetivo operacional	40
2.2	Objetivo académico	40
3	DESARROLLO DEL METODO	41
3.1	Modificación de la ecuación de Hall, para fluidos no Newtonianos	42
3.2	Metodología de análisis de la gráfica Hall	55
4	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	60
4.1	Descripción del proceso de inyección y características físicas de la lechada de la lechada de perforación, para el pozo Cantarell 2079.	60
4.2	Resultados del análisis del pozo Cantarell 2079, utilizando la metodología de Hall, para los intervalos [2910-3010m.] y [2550-2650m.]	61

4.3	Resultados del análisis del pozo Cantarell 2079, utilizando las gráficas de presión-Gasto, para los intervalos [2910-3010m.] y [2550-2650m.]	69
4.4	Resultados del análisis del pozo Cantarell 2079, utilizando las modificaciones de la ecuación de flujo de fluidos en medios porosos para fluidos no Newtonianos, para el intervalo de [2910-3010m.]	72
5	CONCLUSIONES	80
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
6.1	Referencias bibliográficas adicionales	87
	NOMENCLATURA	91

LISTA DE FIGURAS

Figura		Página
1.1	Interacción de factores que afectan la viscosidad de la lechada ⁴	8
1.2	Reogramas para una lechada base aceite variando el contenido surfactante A ⁴ .	11
1.3	Efecto de varios surfactantes en la reología de una lechada base aceite ⁴ .	11
1.4	Reducción de la viscosidad plástica y punto de cedencia para la lechada con surfactantes ⁴ .	12
1.5	Reograma para lechada de agua de mar caso base y efecto con la adición de surfactate W ⁴ .	13
1.6	Esquema de fabricación de lechadas de recortes de perforación y sistema de inyección ¹ .	18
1.7	Sistema montable de procesamiento de lechada, para aplicación en costa afuera ¹⁰ .	18
1.8	Inyección Anular con tuberías de revestimiento múltiples ² .	20
1.9	Inyección en pozos perforados o reparados, para inyección ² .	20
1.10	Gráfica de Presión contra Gasto ¹⁴ .	27
1.11	Interpretación de la gráfica Hall ¹⁴ .	29
1.12	Gráfica Hall, con cambio de pendiente ¹⁶ .	30
1.13	Flujo de dos fases en el pozo	31
1.14	Prueba de gasto escalonado convencional, el análisis esta basado en la presión de fondo y el gasto de inyección ¹ .	37
1.15	Gráfica de presión transitoria de gastos múltiples ¹ .	37
1.16	Análisis de prueba convencional de Gasto escalonado basado en presión de fondo y gasto de inyección ¹ .	38
1.17	Análisis de presión transitoria de Gasto Múltiple ¹ .	39

3.1	Viscosidad aparente contra. Perfil de velocidad para fluidos no Newtonianos, cuyo comportamiento puede describirse por medio del modelo de Ley de Potencias ²⁴ .	42
3.2	Zona de permeabilidad alterada cercana al pozo ²⁷ .	47
3.3	Región cercana al pozo, presión de fondo fluyendo ideal y real ²⁷ .	48
3.4	Gráfica logarítmica de la inyección de fluidos no Newtonianos.	52
4.1	Gráfica Hall, para inyección en el intervalo de [2910-3010m.]	65
4.2	Gráfica Hall final, para inyección en el intervalo de [2910-3010m.]	66
4.3	Gráfica Hall, para inyección en el intervalo de [2550-2650m.]	67
4.4	Gráfica Hall final, para inyección en el intervalo de [2550-2650m.]	68
4.5	Gráfica de presión de fondo contra gasto, para inyección en el intervalo de [2910-3010m.]	70
4.6	Gráfica de presión de fondo contra gasto, para inyección el intervalo de [2550-2650m.]	71
4.7	Gráfica de la ecuación logarítmica para un bache de lechada de perforación.	73
4.8	Gráfica de la ecuación logarítmica para un bache de agua de mar.	74
4.9	Gráfica de la Hall, en que se incluyen las permeabilidades obtenidas a partir del método logarítmico de interpretación, Ec. 3.24	76
4.10	Gráfica de la ecuación 3.28, para inyección el intervalo de [2550-2650m.]	78

LISTA DE TABLAS

Tabla		Página
1.1	Ejemplos de propuestas de manejo de contaminantes de perforación ² .	5
1.2	Recortes sintéticos elaborados en cuatro fases a la concentración indicada ⁴ .	9
1.3	Comparación de parámetros de lechadas actuales y recomendados ² .	21
1.4	Localizaciones de trabajos de inyección de lechadas ² .	22
1.5	Distribución de profundidades de inyección de base de datos ² .	24
3.1	Cédula de Bombeo	58
3.2	Cálculos para la pendiente Hall	59
4.1	Propiedades físicas de lechada inyectada.	61
4.2	Propiedades Petrofísicas del yacimiento.	62
4.3	Valores de permeabilidad y n durante el proceso de inyección	75
4.4	Valores de permeabilidad durante el proceso de inyección, para el intervalo de [2910-3010m.]	79
4.4	Valores de permeabilidad durante el proceso de inyección para el intervalo de [2910-3010m.] (cont.)	80

RESUMEN

Durante muchos años la inyección de residuos tóxicos de perforación (principalmente lechadas de recortes de perforación), se ha venido llevando a cabo en todo el mundo, debido a que es un método de cero descargas en superficie y es un proceso económico comparado con otras soluciones ambientales. Por lo tanto, el monitoreo del proceso de inyección es fundamental para poder predecir el comportamiento de la formación almacenadora de los fluidos inyectados.

En México, la inyección de lechadas de recortes de perforación, se empezó a realizar en el año del 2001 en la Región Marina. Desafortunadamente no se cuenta con un método de monitoreo de la formación, que permita predecir la cantidad de fluido a inyectar y las características del yacimiento durante el proceso de inyección. Debido a esto, se realizó el presente trabajo donde se desarrolló una metodología para el monitoreo de inyección de residuos tóxicos de perforación en yacimientos, donde la motivación principal fue la de obtener un método que considerara la reología de las lechadas de perforación, que en la mayoría de los casos es no Newtoniana. El modelo de reológico que se utilizó para describir el comportamiento de las lechadas fue el de Ostwald de Waele conocido como "Ley de potencias" para comportamiento pseudoplástico y Newtoniano.

1 ANTECEDENTES

1.1 INTRODUCCIÓN

Durante varias décadas grandes cantidades de contaminantes han sido producidos cuando se perforan pozos de aceite o gas, siendo los dos tipos principales de contaminantes, los fluidos de perforación (comúnmente llamados lodos), que tienen una gran variedad de funciones cuando un pozo está siendo perforado, y recortes de perforación (partículas de roca extraídas del pozo). Algunos lodos base aceite y sintéticos se reciclan, mientras que los lodos base agua y los recortes de perforación impregnados con aceite se desechan a través de numerosos métodos de manejo de contaminantes de perforación, tales como: procesos térmicos, biorremediación, tratamiento y reuso, y varios tipos de procesos de inyección.

A inicios de los años noventa, la inyección de recortes de perforación se realizaba en varias partes del mundo como una solución económica para la eliminación de contaminantes perforación. A finales del 2001, en términos de eliminación de volúmenes de desperdicios de perforación, Alaska ha inyectado los volúmenes más grandes de 10 a 14×10^6 barriles en un pozo, seguido por Canadá. El Mar del Norte tiene varios proyectos en donde se han inyectado entre 0.25 y 2.0×10^6 barriles de desperdicio en cada pozo.

La mayoría de las operaciones de inyección de recortes de perforación han sido realizadas de una manera ambientalmente aceptable, pero pueden ocurrir problemas. Por ejemplo, la erosión excesiva causada por la inyección de lechadas por largos períodos, ha causado el fracaso en las operaciones de pozos en el Golfo de México y en el Mar del Norte¹, también varios han ocurrido incidentes por la

inadecuada cementación de tuberías. Entonces, es muy importante la implementación de un monitoreo bien definido y un programa de verificación, para asegurar la integridad de la operación y la seguridad de la eliminación de los desechos. Para la inyección de grandes cantidades de recortes de perforación, las preguntas más importantes son¹:

- a) ¿A dónde van los desechos inyectados?
- b) ¿Cuál es la capacidad de un pozo de inyección?
- c) ¿Se debería continuar inyectando dentro de esta zona o bien perforar e inyectar dentro de una zona diferente?
- d) ¿Cuándo se debe perforar o utilizar otro pozo de eliminación?

La inyección de recortes presenta las siguientes ventajas sobre otros métodos de eliminación de contaminantes de perforación:

- Es el único método permanente de desecho que cumple totalmente con cero descargas a la superficie.
- No presenta afloramiento en superficie, necesidad de tratamiento, solidificación, encapsulación o movimiento de recortes a otra localización.
- Es un método que desecha los recortes en su ambiente original.
- No descarga desechos de hidrocarburos en el aire, a diferencia de las operaciones térmicas, las cuales se agregan al problema ambiental.
- Es un proceso económico en comparación de muchas soluciones ambientales, las cuales no son permanentes.

1.2 CONTAMINANTES DE PERFORACIÓN

Una gran variedad de los contaminantes que provienen de campos petroleros se eliminan a través de métodos de inyección, como son: fluidos de terminación, sedimentos, arenas, sólidos contaminados, agua producida de otros pozos, entre otros.

El proceso de perforación de pozos de aceite y gas genera dos tipos principales de contaminantes, fluidos y recortes de perforación. Los fluidos de perforación consisten en un fluido base (puede ser agua, sintético, aceite natural, aire, gas o una mezcla de estos componentes) y varios aditivos sólidos y líquidos que permiten un buen desempeño durante la perforación y control de las presiones de los fluidos de la formación. Algunos de los aditivos introducen componentes potencialmente tóxicos dentro de los mismos fluidos, como biocidas y químicos anticorrosivos, que deben considerarse en el manejo de los contaminantes resultantes.

Los recortes de perforación representan un contaminante fuerte que requiere manejos subsecuentes. Los volúmenes generados por cada pozo que está siendo perforado varían dependiendo de la profundidad y diámetro del agujero; normalmente, varios miles de barriles de recortes de perforación se generan por cada pozo².

1.3 MANEJO DE LOS CONTAMINANTES DE PERFORACIÓN

En algunas localizaciones al final del trabajo de perforación, los operadores bombean el líquido para su eliminación a través del pozo perforado en un intervalo seguro para su confinamiento y los sólidos se entierran en agujeros cercanos al pozo perforado. Este proceso es simple y barato y ha sido usado por décadas y es aceptado por algunas agencias regulatorias. Sin embargo, hay situaciones en las que las agencias regulatorias no permiten el entierro del contenido del pozo al final de la perforación y deben evaluarse otras operaciones para el manejo fuera y dentro del sitio.

Existen otras alternativas de manejo de los contaminantes de perforación. Veil³ describe las prácticas de manejo de contaminantes de perforación usadas en el pasado y en el presente, y sugiere algunas técnicas o enfoques que pueden ser empleadas en el futuro. Un esquema óptimo de manejo de contaminantes podría seguir el concepto de manejo de contaminantes por jerarquías; en estas operaciones se intenta manejar a los contaminantes inicialmente de la mejor manera ambientalmente posible, pasando después al segundo y tercer nivel jerárquico (Tabla 1.1). En el primer nivel (minimización de la contaminación), los procesos se modifican, las tecnologías se adaptan o los productos se sustituyen de tal forma que se genera una menor contaminación. En ocasiones, es factible que esta reducción de la contaminación pueda reducir costos y resultar en una mayor protección al ambiente. Para los contaminantes que permanezcan después de la minimización de contaminantes, las operaciones siguientes pasan al segundo nivel, en el cual los contaminantes son rehusados o reciclados. Algunos contaminantes no pueden ser rehusados o reciclados y deben manejarse en el tercer nivel (eliminación). En algunas de las opciones de eliminación los contaminantes son tratados antes de la disposición para reducir riesgos ambientales.

Tabla 1.1 Ejemplos de propuestas de manejo de contaminantes de perforación³

I. PROPUESTA DE MINIMIZACIÓN DE CONTAMINANTES	II. PROPUESTA DE REUSO O RECICLAJE	III. PROPUESTA DE ELIMINACIÓN
Los lodos sintéticos y base aceite generan menor recortes que los base agua	Recubrimiento de carreteras	Esparcir en suelos o en tierras agrícolas.
Perforación con tubería flexible	Reusar lodos sintéticos y base aceite	Recubrimiento de carreteras
Perforación horizontal o direccional	Usar recortes limpios como material de relleno	Descarga al océano
Usar menos componentes tóxicos y aditivos para los lodos	Restauración de tierras pantanosas con recortes limpios.	Disposición en cavernas de sal
Perforación con aire	Usar recortes como material para concreto y ladrillos	Inyección subterránea
	Tratamiento térmico, para recuperar fluidos	Tratamiento térmico
		Biotratamiento

1.4 REOLOGÍA DE LAS LECHADAS DE RECORTES DE PERFORACIÓN

El problema del movimiento de volúmenes con alto contenido de sólidos no es nuevo, la industria minera y de procesamiento de minerales ha tenido que trabajar con lechadas por mucho tiempo. El inconveniente principal de las lechadas de perforación es su heterogeneidad, que depende de la roca con la que se hace la lechada, las características del fluido que impregna la roca (tal como lodo base aceite) y las características del fluido dilusor. Existen varios factores que afectan a la viscosidad de lechada, estas incluyen: tamaño de las partículas, forma, concentración, propiedades mecánicas de la partícula, interacción fisicoquímica entre partículas y líquidos (por ejemplo floculación, interacción hidrodinámica) y viscosidad del líquido (Figura 1.1).

Baker y cols⁵., mencionan que las lechadas con concentraciones menores a 15% en peso son esencialmente Newtonianas, y las que presentan concentraciones mayores se consideran no Newtonianas, pero incluso estas reglas dependen de las características de los recortes de perforación.

Las características de la lechada de perforación serán también dependientes de la litología perforada, así como también de los parámetros de perforación del pozo, como tipo de barrena, tipo de lodo, equipo de control de sólidos, peso sobre barrena, trayectoria, etc. Con esta lista de variables a considerar, se prevé que dos lechadas no serán idénticas.

Aunado a los factores anteriores, está también el tema de las partículas trituradas por las bombas usadas en la circulación de la lechada. Este proceso genera partículas más pequeñas y por lo tanto más área de contacto para ser mojada por los líquidos presentes; se pueden esperar grandes incrementos en la viscosidad durante este proceso y podría potencialmente limitar la habilidad de las bombas y el sistema de circulación a manejar las lechadas.

El control principal que la ingeniería puede ejercer en estas lechadas es la interacción partícula-partícula y partícula-líquido; usando tratamientos químicos es posible diseñar la viscosidad de la lechada para poder lograr los objetivos siguientes:

- 1) Optimizar la carga de sólidos de la lechada (por ejemplo, minimizar la dilución).
- 2) Optimizar la viscosidad de la lechada para poderla bombear y transferirla.
- 3) Optimizar la estabilidad de la lechada para minimizar el asentamiento durante el tránsito.

Davison y cols⁴., realizaron pruebas de laboratorio para tratar de encontrar surfactantes que pudieran disminuir la viscosidad de las lechadas de perforación, sin provocar asentamientos de los recortes, utilizando recortes de roca impregnados con aceite y dos tipos de dilusores: aceite y agua de mar; a continuación se presentará una descripción breve de las pruebas y los resultados obtenidos por estos autores.

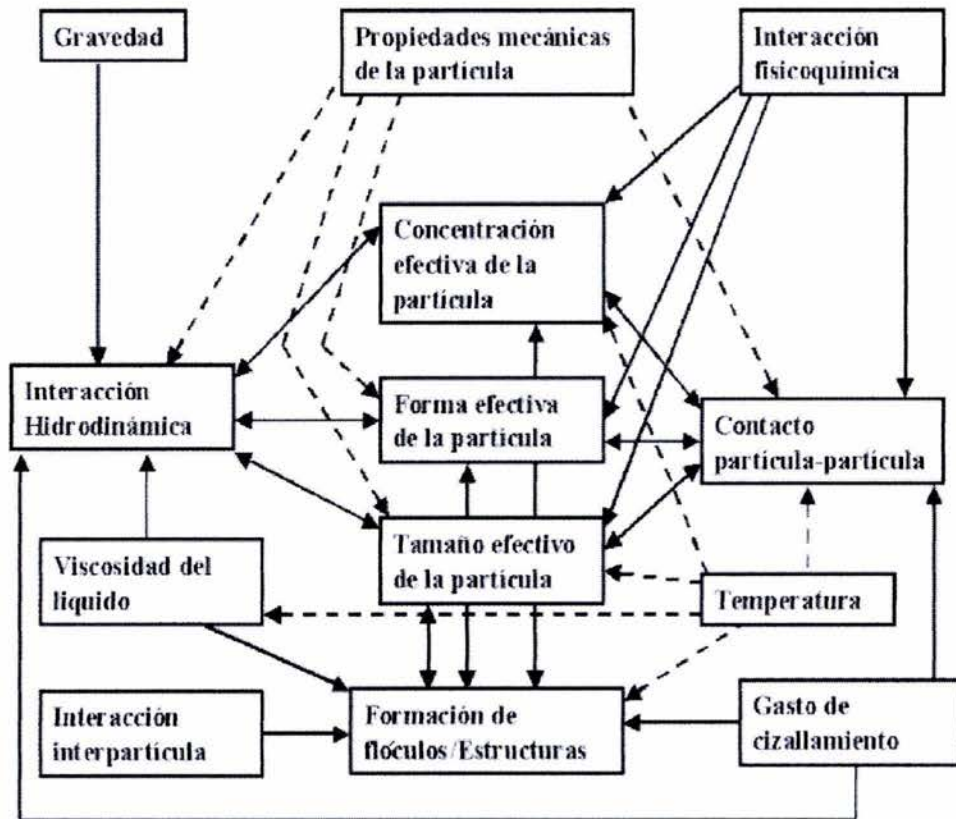


Figura 1.1 Interacción de factores que afectan la viscosidad de la lechada⁴.

Viscosidad de la lechada: recortes impregnados con lodo base aceite en fluido base aceite

En las pruebas experimentales que realizaron Davison y cols⁴, se requirió controlar la variabilidad de los recortes, por lo que necesitaron limitar la variabilidad en el sistema y solo comprendió algunos recortes en el proceso. Por lo tanto, utilizaron recortes sintéticos, que incluyeron cuatro materiales de diferente tamaño de partícula; el rango de tamaño fue de pocos micrómetros hasta 2 milímetros (Tabla 1.2).

Lo anterior, les permitió realizar comparaciones entre pruebas, mientras que usando materiales de recortes reales sería difícil controlar sus propiedades fisicoquímicas.

Los recortes impregnados de aceite se generaron por medio de la combinación de lodo base aceite y recortes(15% en peso), y mezclados hasta alcanzar condiciones de homogenización. Después de esto, la lechada base aceite se mezcló por combinación de recortes (50% en volumen) con un lodo estándar base aceite (11.6 ppg, 70:30 aceite : agua).

Tabla 1.2 Recortes sintéticos elaborados en cuatro fases para la concentración indicada⁴.

TIPO DE MINERALES	TAMAÑO DE PARTÍCULAS SÓLIDAS D_{50} (μm)	CONCENTRACIÓN DE RECORTES EN LECHADA (%)
Arcilla Hymod Prima	7.8	30
Carbonato de calcio 1	119	30
Carbonato de calcio 2	495	20
Arena	974	20

Resultados obtenidos con un viscosímetro de cilindro coaxial

La viscosidad de la lechada se caracterizó usando un viscosímetro de cilindro coaxial, añadiendo a la lechada varios tipos de aditivos. La figura 1.2 muestra los reogramas resultantes. Como se puede observar, en este rango de gasto de corte el uso de surfactante puede tener un gran efecto en el esfuerzo de corte de la lechada.

En este ejemplo, para un gasto de corte dado, la inclusión del surfactante A puede reducir el esfuerzo de corte de la lechada en un 80-90%. El mismo método se usó para analizar la adición de varios surfactantes químicos para la lechada base aceite. En este análisis se utilizaron 30 surfactantes donde el rango de las pruebas variaba de 1-10 % en volumen. Los resultados de estas pruebas en términos del efecto del tratamiento químico en la viscosidad plástica de la lechada y punto de cedencia se muestran en la figura 1.3. Es evidente que en la figura 1.3 los tratamientos químicos pueden tener grandes efectos diferentes en las propiedades de la lechada. Además, la información del desempeño de los químicos puede ser observada en el cuadrante inferior izquierdo como una reducción del punto de cedencia y el esfuerzo de corte (ver figura 1.3 y 1.4).

Las observaciones de estabilidad que se realizaron de la lechada en el vaso del reómetro indicaron una sedimentación significativa de las partículas en algunas de las suspensiones. Basándose en estas observaciones, los autores⁴ trazaron una línea tentativa en la figura 1.4, donde se observan tratamientos que disminuyen la viscosidad y que no causan asentamiento, y otros que son muy eficientes para disminuir la viscosidad de la lechada, pero causan problemas de estabilidad (por ejemplo, asentamiento).

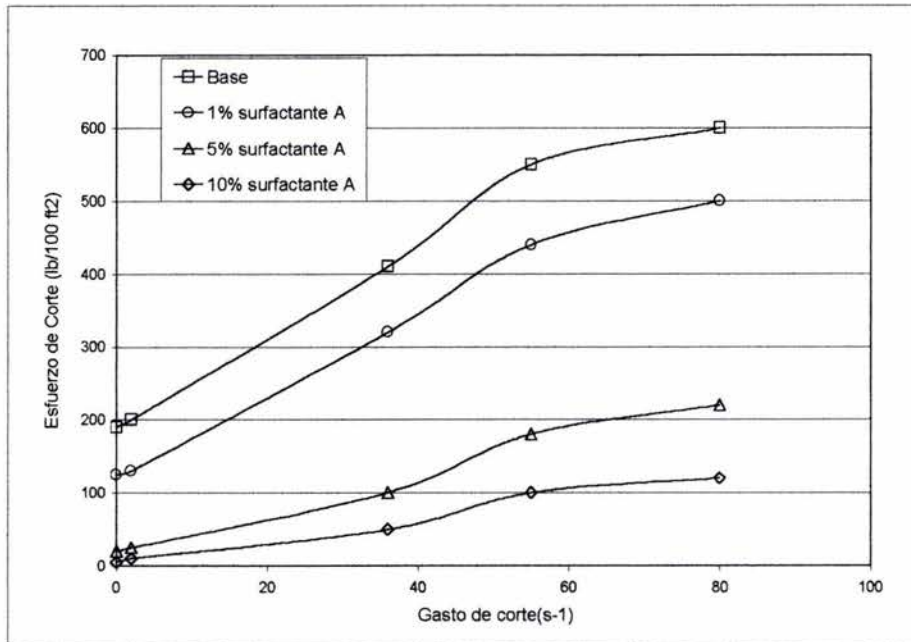


Figura 1.2 Reogramas para una lechada base aceite, variando el contenido de surfactante A⁴.

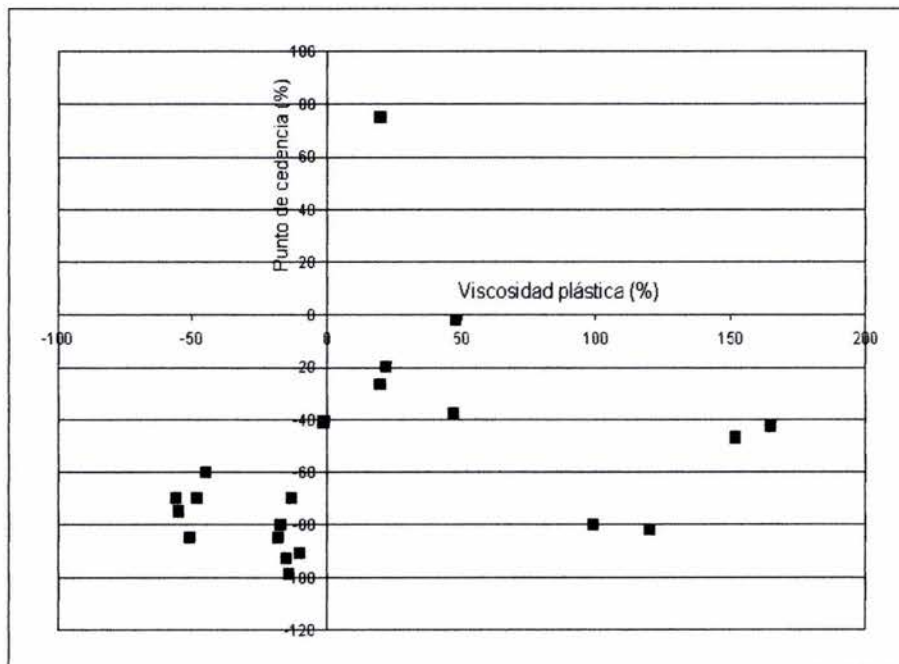


Figura 1.3 Efecto de varios surfactantes en la reología de una lechada base aceite⁴.

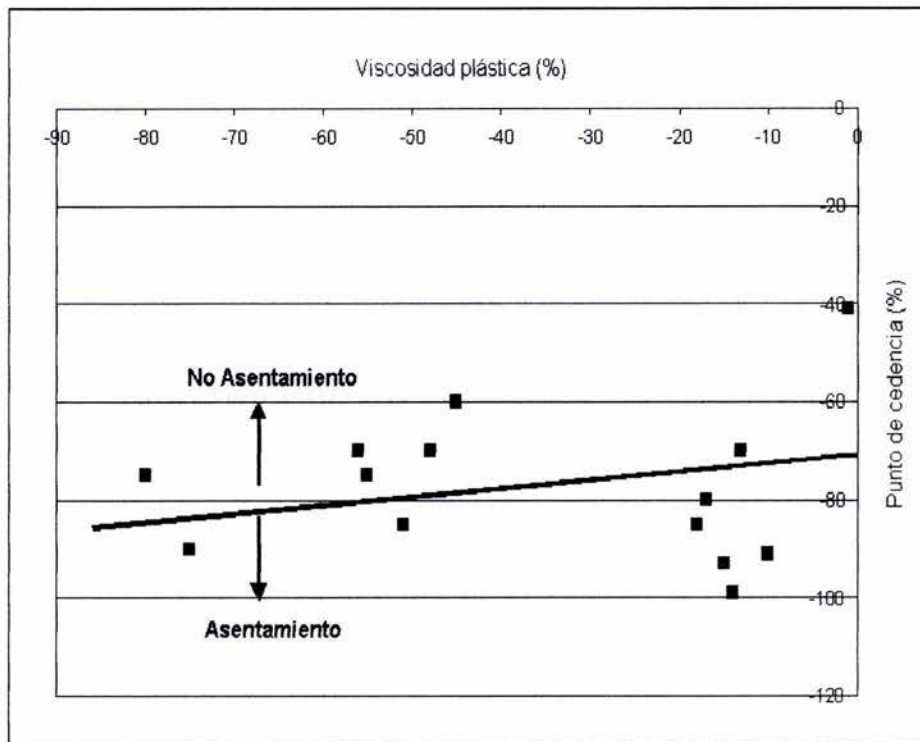


Figura 1.4 Reducción de la viscosidad plástica y punto de cedencia para la lechada con surfactantes⁴.

Viscosidad de lechada: recortes impregnados con lodo base aceite en fluido base agua de mar

Los mismos minerales de la tabla 1.2 se combinaron, donde el rango del tamaño de los recortes sintéticos fue de pocos micrómetros a 2 milímetros. Se añadió lodo base aceite a los recortes (15 % en peso) y mezclados hasta su homogenización. La lechada base agua de mar creada contenía 44 % en volumen (66% en peso) de recortes, más lodo con 56% en volumen (34 % en peso) de agua de mar.

Resultados obtenidos con viscosímetro de cilindro coaxial

La viscosidad de la lechada se caracterizó usando un viscosímetro de cilindro coaxial, añadiendo incrementos de varios aditivos, agentes ácidos, dispersantes y adelgazantes. Los reogramas resultantes se muestran en la figura 1.5. Como puede observarse, en este rango de gasto de corte, la lechada base tiene alta viscosidad que puede ser reducida drásticamente agregando solo 1% de surfactante. El incremento de más surfactante no mejora significativamente la reología de la lechada.

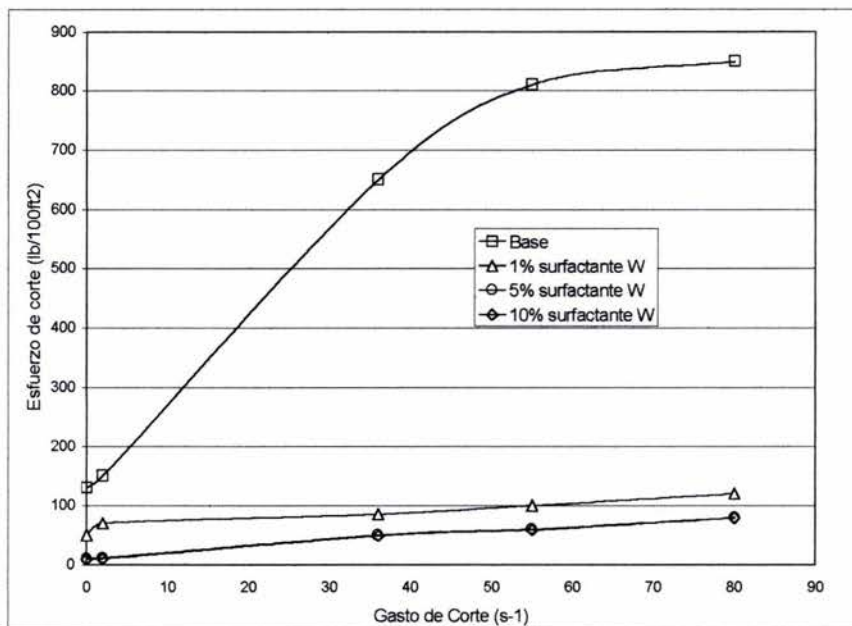


Figura 1.5 Reograma para lechada de agua de mar caso base y efecto del surfactate W⁴.

1.5 TIPOS DE INYECCIÓN DE CONTAMINANTES DE PERFORACIÓN

Existen varios métodos de inyección de contaminantes de perforación; a continuación se presenta una descripción breve de las diferentes prácticas de inyección existentes.

1.5.1 Inyección de lechada

La inyección de lechada involucra el procesamiento de materiales sólidos para hacer partículas de un tamaño deseable (si es necesario), y la mezcla de éstas se realiza con un fluido (agua salada, agua de lluvia colectada, agua fresca, lodos usados en la perforación o agua producida), para crear una lechada. La lechada es inyectada en una formación de confinamiento, a una presión lo suficientemente elevada para fracturar la formación. Cuando la inyección cesa, la presión declina conforme el fluido está entrando en la formación y los sólidos son atrapados en las fracturas inducidas.

La forma más común de inyección de lechada involucra:

- 1) un pozo de eliminación, terminado con tubería de producción y empacador, que da acceso al agujero descubierto o a un intervalo de la tubería de revestimiento en la profundidad de la formación de inyección;

- 2) inyección anular en donde la lechada contaminada se inyecta a través del espacio anular, entre dos sartas de revestimiento dentro de un estrato receptor. La sarta debe estar cementada en los extremos de la zona de inyección, para garantizar que el contaminante sea confinado en la zona receptora. Muchos pozos

de inyección de lechada reciben los recortes de un sólo pozo (particularmente en trabajos de inyección anular), o de un pequeño número de pozos. Normalmente, la inyección anular se lleva a cabo en periodos cortos, con un rango de eliminación de 30- 120 días⁶. Pocos de los pozos diseñados especialmente para inyección han recibido más de un 1 millón de barriles de lechadas u otros contaminantes de perforación.

La tecnología de inyección de lechada, iniciada a finales de 1980, ha sido usada frecuentemente en Estados Unidos en regiones en que se tienen circunstancias ambientales, geológicas e hidrogeológicas que no permiten la eliminación de los contaminantes de perforación mediante el entierro en agujeros. Ejemplo de este tipo de inyección incluyen la tundra (Alaska), donde se han inyectado más de 10×10^6 barriles por pozo, seguido por Canadá y el Mar del Norte donde ha sido usado extensivamente en plataformas⁷.

1.5.2 Inyección sin fracturamiento

El proceso de inyección de contaminantes de perforación sin fracturamiento es simple. Si el umbral de una fractura de la formación receptora no se alcanza, la fractura no se iniciará y por lo tanto, no se creará una brecha de contención. Este método de eliminación ha sido utilizado en más de un 80% de las eliminaciones de contaminantes de perforación en zonas marinas y en zonas de transición, en el Golfo de México y en regiones productoras vecinas.

En ciertas situaciones geológicas, la formación puede aceptar lechada a una presión de inyección por debajo de la presión de fractura de la formación, donde el mecanismo de inyección es igual al de la inyección de lechada, pero las presiones

de inyección son considerablemente más bajas. La clave para tener éxito en esta forma de inyección es la geología de la zona de eliminación; las estructuras geológicas que han sido el objetivo en las dos operaciones principales, presentan permeabilidades mayores a los 50 Darcys, porosidad de 30% o más en la primera zona de contacto, y baja presión con respecto a la formación que la rodea. Estas son características de un marco de geohidrología dinámica que proporciona y mantiene la presión baja del yacimiento, la capacidad para transportar sólidos en la lechada a altos gastos de inyección y la habilidad para disipar la presión de inyección impuesta en períodos de tiempo cortos⁸.

1.5.3 Inyección en cavernas de sal

El uso de cavernas de sal para eliminación de contaminantes de perforación depende de dos factores principales, de la presencia de una adecuada formación de sal y de un volumen suficiente de contaminantes de perforación para que la eliminación en cavernas de sal sea económica (dependiendo de la distancia de transportación). Las cavernas de sal usadas para la eliminación se crean en formaciones de sal por disolución de minas. Después que la disolución de la mina está terminada, se inyecta la lechada contaminada dentro de la caverna con bajas presiones, debajo de la presión de fractura. Algunos estudios de costos, encontraron que la eliminación en cavernas de sal puede ser económicamente factible comparados con otros métodos de inyección⁹.

1.5.4 Disposición en minas de carbón

Viejas minas de carbón se han usado en algunos lugares para la eliminación de contaminantes de perforación. Las minas de carbón nunca han sido usadas sistemáticamente para la eliminación de contaminantes de perforación, excepto en Virginia (Estados Unidos), donde esta práctica fue ocasionalmente realizada².

1.6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE RECORTES

La inyección de recortes de perforación consiste en la recolección de los recortes generados utilizando equipo convencional de control de sólidos, los cuales se transportan por medio de conductores de deslizamiento, de vacío o de tornillo; al sistema generador de lechada. Una vez que los recortes llegan a dicho sistema se transforman en una lechada bombeable, al ser mezclados y molidos con agua y aditivos en bombas centrífugas con molinos, que están especialmente diseñados para reducir el tamaño de las partículas hasta un nivel aceptable (300 micras o menos). En la figura 1.6 se observa un esquema del sistema de fabricación de lechada y de inyección.

En la figura 1.7 se muestra un sistema compacto montable de uso en costa afuera, los sólidos entran en la parte superior del lado derecho en un tanque de fondo en forma de cono, y se mezclan con agua salada en el tanque rectangular inmediatamente abajo. La lechada es circulada por una bomba centrífuga con impulsores de acero para triturar los recortes hasta el tamaño deseado. Este sistema puede generar baches hasta de 200 barriles¹⁰.

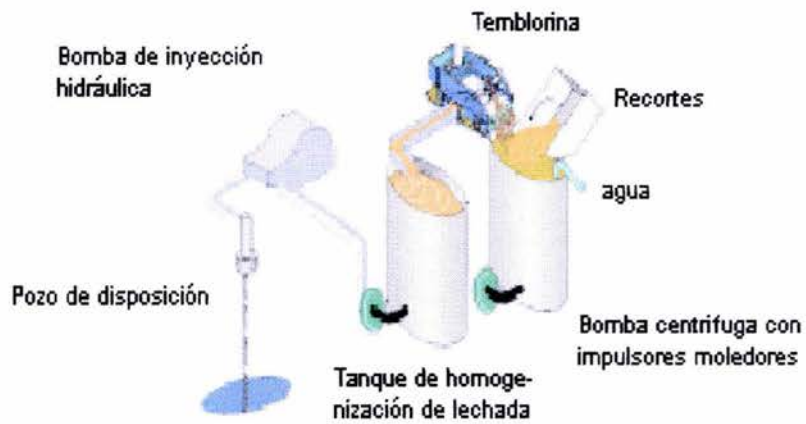


Figura 1.6 Esquema de fabricación de lechada de recortes de perforación y sistema de inyección¹.



Figura 1.7 Sistema montable de procesamiento de lechada, para aplicación en costa afuera¹⁰.

Mecanismos de inyección

Existen tres mecanismos principales por los cuales la lechada puede entrar en la formación. Los primeros dos mecanismos usan la inyección a través del espacio anular entre dos tuberías de revestimiento (ver figura 1.8). El pozo empleado para la inyección anular puede estar siendo perforado al mismo tiempo²; esto ha sido utilizado sólo para pozos en tierra, pozos exploratorios o para el primer pozo en un programa de desarrollo. La alternativa más común es la inyección anular dentro de un pozo que ha sido previamente perforado y terminado. El pozo puede estar produciendo fluidos o puede ser un pozo activo de inyección de agua; la mayoría de los pozos de inyección de lechada utilizan este mecanismo. El tercer mecanismo de inyección, es un pozo terminado específicamente para este propósito (figura 1.9). Por lo regular este tipo de pozos se terminan con empacador y la inyección ocurre a través de la tubería de revestimiento. Estos pozos se utilizan generalmente cuando cantidades grandes de contaminantes se inyectan en un solo pozo. En algunas situaciones, un pozo de producción inactivo puede ser convertido en un pozo de inyección.

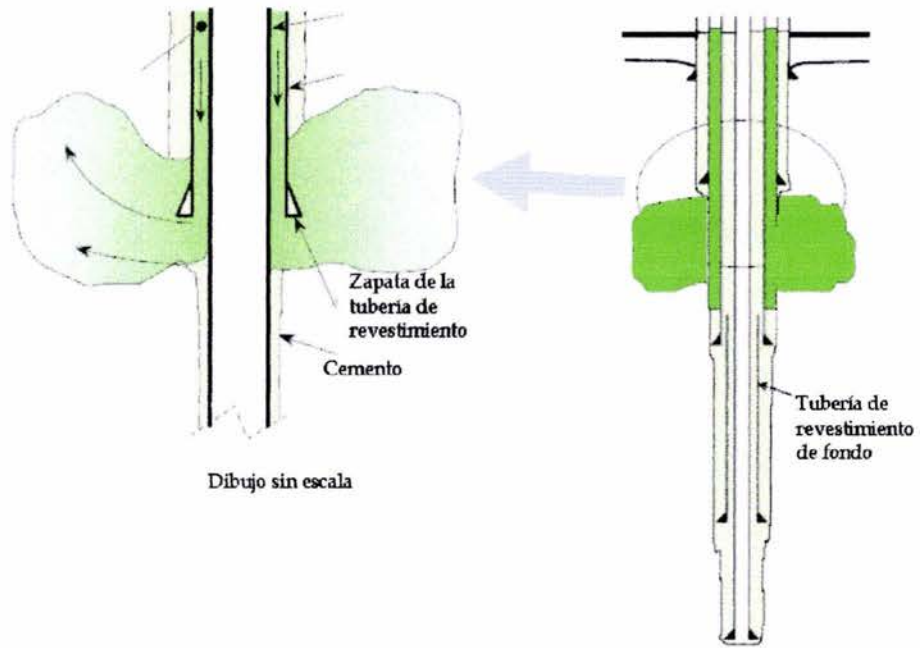


Figura 1.8 Inyección Anular con tuberías de revestimiento múltiples².

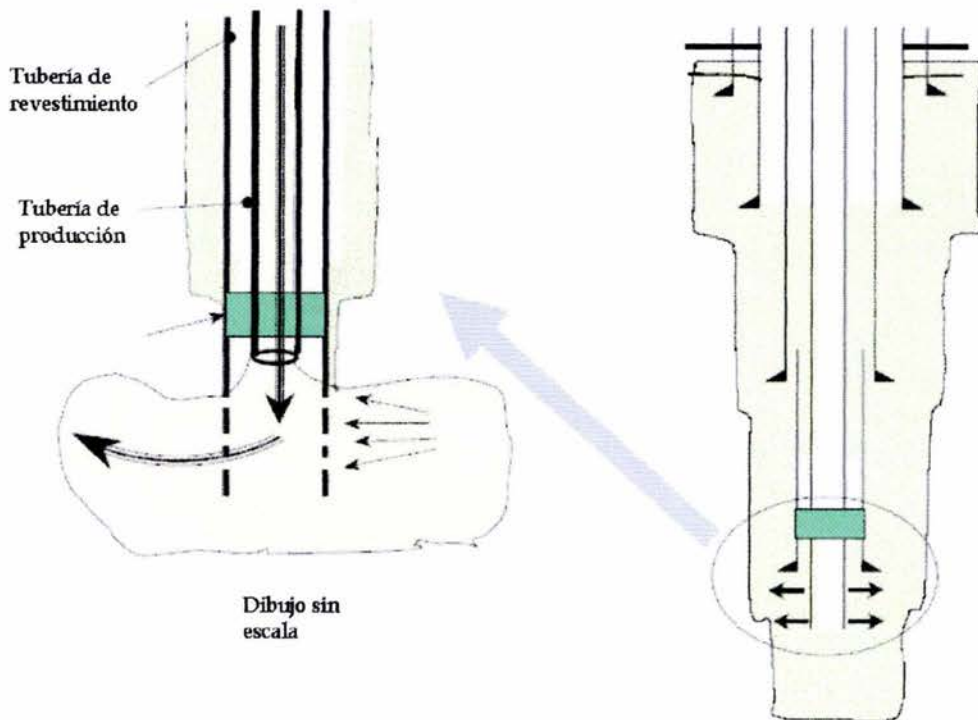


Figura 1.9 Inyección en pozos perforados o reparados, para inyección².

Propiedades de la Lechada

La reología de la lechada es una de las propiedades más importantes que debe ser considerada para obtener una lechada homogénea, que pueda ser bombeada e inyectada sin problemas de flujo. El porcentaje de sólidos en una lechada debe estar controlado para lograr la densidad deseada y se deben de agregar viscosificantes debe realizarse para mantener la lechada en suspensión. La tabla 1.3 presenta un resumen de las propiedades de las lechadas y también muestra las propiedades recomendadas por varios autores.

Tabla 1.3 Comparación de parámetros de lechadas utilizados y recomendados².

Parámetros	RESUMEN GLOBAL DE PARÁMETROS DE INYECCIÓN DE RECORTES (EN PARÉNTESIS, EL RANGO DE MEJOR VALOR)	VALORES RECOMENDADOS			
		E & P Forum (1993) ¹¹	Buller (1996) ¹²	Abou-Sayed and Guo (2002) ²	Crawford y Lescarbot (1993) ¹⁴
Porcentaje de sólidos	5-70 (10-26)	20-40	20-30	-	12-15
Densidad relativa (g/cm ³)	1.03-1.8(1.15-1.5)	10-13.3	9.5-12	-	-
Densidad (lb/gal)	8.3-13.3 (8.6-11.5)	10-13.3	9.5-12	-	-
Viscosidad Embudo Marsh (seg. Marsh)	42-110 (50-90)	50-100	60-90	>60	50-70
Distribución de tamaño de partícula (D ₉₀ en µm)	-	300	300	300	300

Localizaciones de trabajos de inyección de lechada

Las áreas con más inyecciones de lechadas de perforación son el North Slope de Alaska (129 inyecciones), el Golfo de México (66 inyecciones) y el Mar del Norte (35 inyecciones). Estas localizaciones se resumen en la tabla 1.4. Esta tabla proporciona una buena indicación de los lugares donde se han llevado a cabo la inyección de lechadas; sin embargo, no representa a todos los trabajos de inyección que se han realizado a nivel mundial y, existiendo otras localizaciones donde se han inyectado lechadas que no se encuentran en esta tabla.

Tabla 1.4 Localizaciones de trabajos de inyección de lechadas².

LOCALIZACIÓN	NÚMERO DE INYECCIONES
Alaska	136 (North Slope 129, otros 7)
Golfo de México	66
California	18
Otros lugares de Estados Unidos	28 (20-Louisiana, 6-Texas, 1-Oklahoma, 1-norte de California)
Mar del Norte	35
Canadá	9 (4-Alberta, 3-Saskatchewan, 2-Costa afuera de Nova Scotia)
América Latina	4 (1-Argentina, 2-México, 1-Venezuela)
Asia	20 (17-India, 1-Indonesia, 1-Rusia/Sakhalin, 1-Tailandia)
África	17 (14-Túnez, 2-Egipto, 1-Chad)
Reino Unido (en tierra)	1
Total	334

Presión de Inyección

Los datos de presión de inyección de lechada se reportan en rangos de presiones en superficie; de las base de datos (Tabla 1.4) se obtuvieron las presiones de inyección de casi 100 casos, los cuales se ordenaron de menor a mayor presión; la mayoría de las presiones más altas de inyección fueron de 2,000 lb/pg² o menos, y más de la mitad de los casos en menos de 1,200 lb/pg². Las presiones más bajas de inyección reportadas fueron de 50 (lb/pg²) en un pozo en tierra en Dutson, Louisiana, mientras que las más altas presiones reportadas son de 3,000 lb/pg² en el Mar del Norte.

Gasto de Inyección

Los gastos de inyección se reportaron en un rango de tasas de inyección; de 90 casos (Tabla 1.4), los datos más altos de gastos de inyección eran de 5 bls/min, y más de la mitad fueron de 2 bls/min o menos. Los datos de inyección más bajos reportaron gastos de 0.3 bls/min en el Mar del Norte, mientras que el valor más alto fue de 16.7 bls/min en la planta de Prudhoe Bay, Alaska.

Profundidad de Inyección

De la tabla 1.4 que representa los trabajos de inyección de recortes, solo cerca de 70 reportes indican la profundidad donde se inyectó la lechada. La tabla 1.5 muestra los rangos de profundidad de estos trabajos de inyección. La mayoría de los trabajos de inyección se efectuaron entre los 5,000 pies, y muchos se encuentran entre los 2,501 y 5,000 pies. Las profundidades de inyección más superficiales

fueron entre 1,246 y 1,276 pies en Duri, Sumatra, en Indonesia y la zona más profunda fue a 15300 pies en un pozo en tierra en Dutson, Louisiana.

Tabla 1.5 Distribución de profundidades de inyección de base de datos ².

PROFUNDIDAD (PIES)	NÚMERO DE TRABAJOS DE LA BASE DATOS
<2,500	14
2,501 - 5,000	36
5,001 - 7,500	8
7,501 - 10,00	2
>10,000	3

Duración de la inyección

Es muy difícil generalizar este tipo de información, particularmente porque hay un amplio rango en la base de datos de duración de la inyección. En algunos casos se describen períodos cortos de inyección realizados en un mes, otros casos reportan la duración de meses a varios años. El reporte de mayor duración para un solo pozo es el THUMS man-made Long Beach, California, la información indica que inició en 1994 y se continúa actualmente inyectando. Otro caso para la inyección en varios pozos en el campo Kuparuk, Alaska, la cual inicio en 1984 y continúan hasta la fecha.

1.7 MÉTODOS DE MONITOREO

El monitoreo y verificación de operaciones de inyección de recortes es una parte esencial que garantiza la calidad del proceso. El alcance que varios organismos regulatorios solicitan, es la ejecución de un plan de monitoreo y verificación que puedan cumplirse; éstos varían considerablemente para cada región. Sin embargo, independientemente de la regulación, esto es de interés para el operador ya que proporciona un programa de monitoreo para el pozo que puede asegurar una buena calidad de las propiedades de la lechada y un estricto apego a procedimientos de operación.

Esencialmente, los objetivos de monitoreo y verificación son:

- Asegurar que los parámetros y procedimientos operacionales se cumplan durante la operación.
- Determinar la cantidad de los desechos eliminados.
- Diseñar herramientas de diagnóstico y proporcionar advertencias tempranas de cualquier falla en las operaciones.
- Incrementar la garantía de calidad y el estricto apego a requerimientos regulatorios.

Las opciones de monitoreo y verificación incluyen métodos de diagnóstico de un solo pozo, métodos de varios pozos y método de monitoreo no convencionales, tales como microsísmica o sísmica 4D (cuatro dimensiones)¹.

A continuación se presentan algunos métodos de monitoreo que pueden utilizarse durante el proceso de inyección de recortes de perforación.

1.7.1 Gráfica de Presión-Gasto

La gráfica de presión de fondo de inyección contra gasto de inyección se muestra esquemáticamente en la figura 1.10. Esta gráfica es de gran ayuda cualitativa para distinguir entre taponamiento del agujero y taponamiento de fractura. En inyección matricial, la presión de fondo es función directa del gasto de inyección. Una vez que se fractura la formación, la presión de fondo permanece casi constante durante las variaciones de gasto de inyección. Esta presión es llamada la presión de propagación de fractura. El incremento en el gasto durante la inyección en fracturas se considera para el crecimiento de la fractura lateral y transversalmente causando, que la presión permanezca en la presión de propagación de fractura.

En principio en una formación dada, una línea horizontal recta a lo largo de la presión de propagación de fractura define una fractura. Sin embargo, es posible para esta recta cambiar de forma paralela hacia arriba debido al taponamiento. Líneas paralelas sucesivas casi juntas pueden interpretarse como una señal de un taponamiento gradual mientras que grandes espacios entre estas líneas podrían ser una señal de un súbito taponamiento. En el trabajo realizado por Ojukwu y cols¹⁴, un taponamiento gradual se consideró como taponamiento de las fracturas mientras que un taponamiento súbito estaba asociado a efectos de taponamiento de la región cercana pozo.

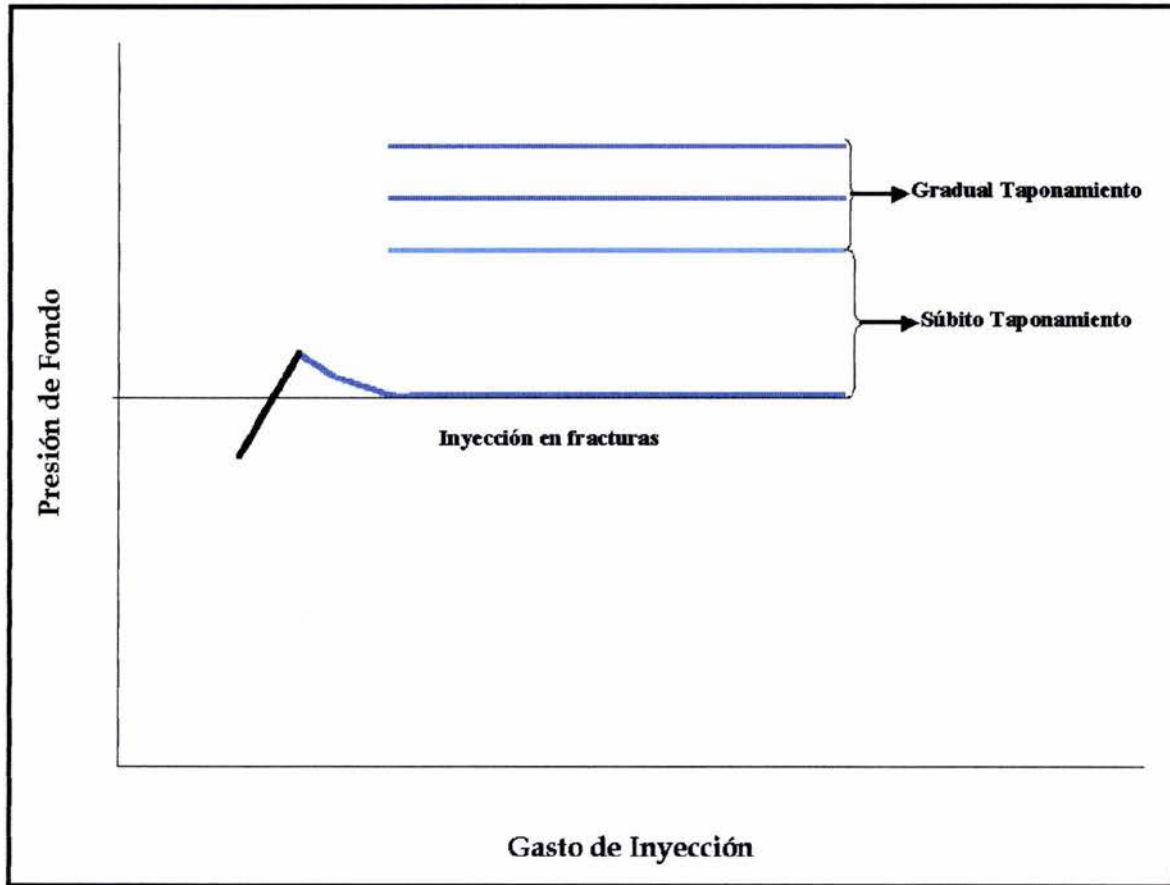


Fig. 1.10 Gráfica de Presión contra Gasto¹⁴.

1.7.2 Gráfica de Hall

Las gráficas de Hall¹⁵ se usaron originalmente para analizar pozos de inyección de agua en proyectos de recuperación secundaria, con el fin de mejorar el índice de inyectabilidad al inyectar algún surfactante o polímero, y es posible determinar los factores de resistencia. La gráfica Hall está basada en la Ley de Darcy, y es aplicable para estado estacionario, una fase, flujo radial de fluidos Newtonianos en un pozo de yacimiento circular:

$$q = \frac{7.08 * 10^{-3} kh(p_{wf} - p_e)}{B\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \quad (1.1)$$

Hall integró ambos lados de la ecuación 1.1 con respecto al tiempo para obtener:

$$Wi = \int_0^t q dt = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{B\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \int_0^t (p_{wf} - p_e) dt. \quad (1.2)$$

Integrando la ecuación 1.2, se obtiene:

$$\int_0^t p_{wf} dt = \frac{141.2 B\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}{kh} Wi + \int_0^t p_e dt. \quad (1.3)$$

La presión de fondo fluyendo puede determinarse a partir de la presión de inyección en cabeza (p_{wh}) usando la relación siguiente:

$$p_{wf} = p_{wh} - \Delta p_f + 0.052 \rho D. \quad (1.4)$$

Sustituyendo la ecuación 1.4 en la 1.3 se obtiene:

$$\int_0^t p_{wh} dt = \frac{141.2 B\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}{kh} Wi + \int_0^t (p_e + \Delta p_f - 0.052 \rho D) dt. \quad (1.5)$$

Hall graficó la integral de la presión en la cabeza o la $(p_{wf}-p_e)$ con respecto al tiempo contra el volumen inyectado acumulado, la cual se conoce como gráfica Hall (Figura 1.11). Él observó que si un pozo de inyección se estimula la pendiente disminuye, y si el pozo está dañado la pendiente aumenta. Los datos de inyección deberán graficarse en la forma de la ecuación anterior. Para validar los cálculos

cuantitativos se grafican $\int_0^t (p_{wf} - p_e) dt$ contra el volumen inyectado acumulado, cuya forma es una ecuación de una línea recta y la pendiente de la gráfica Hall de la ecuación anterior, está dada por:

$$m_H = \frac{141.2B\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}{kh} \tag{1.6}$$

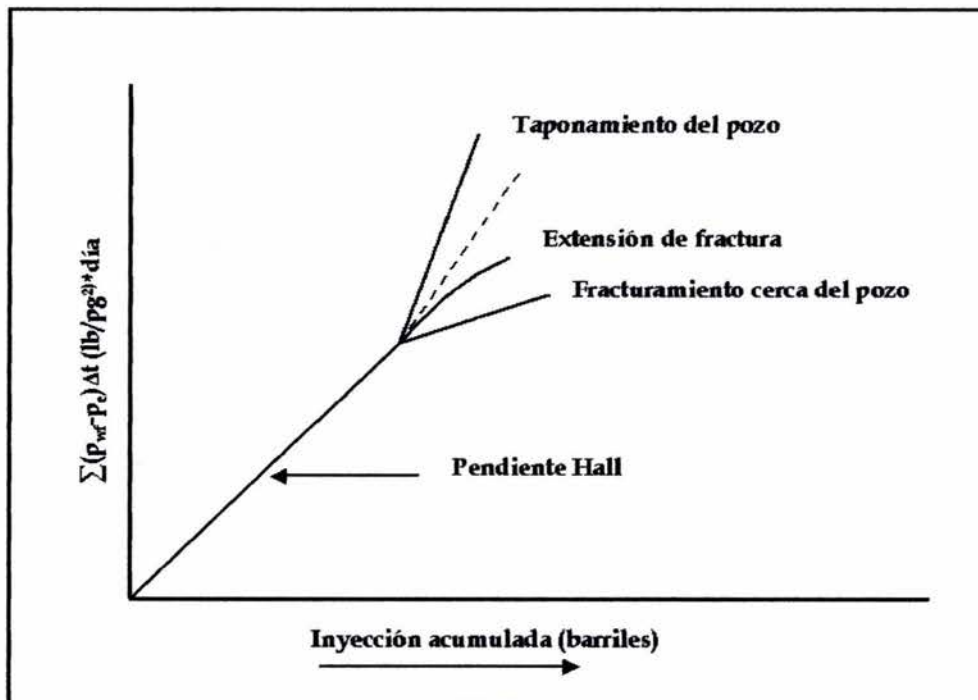


Fig. 1.11 Interpretación de la gráfica Hall¹⁴.

En desplazamientos maduros, la transmisibilidad usualmente no cambia en forma significativa con el tiempo. Así, cualquier cambio en la pendiente de la gráfica Hall será un resultado de efectos de daño (ver figura 1.12).

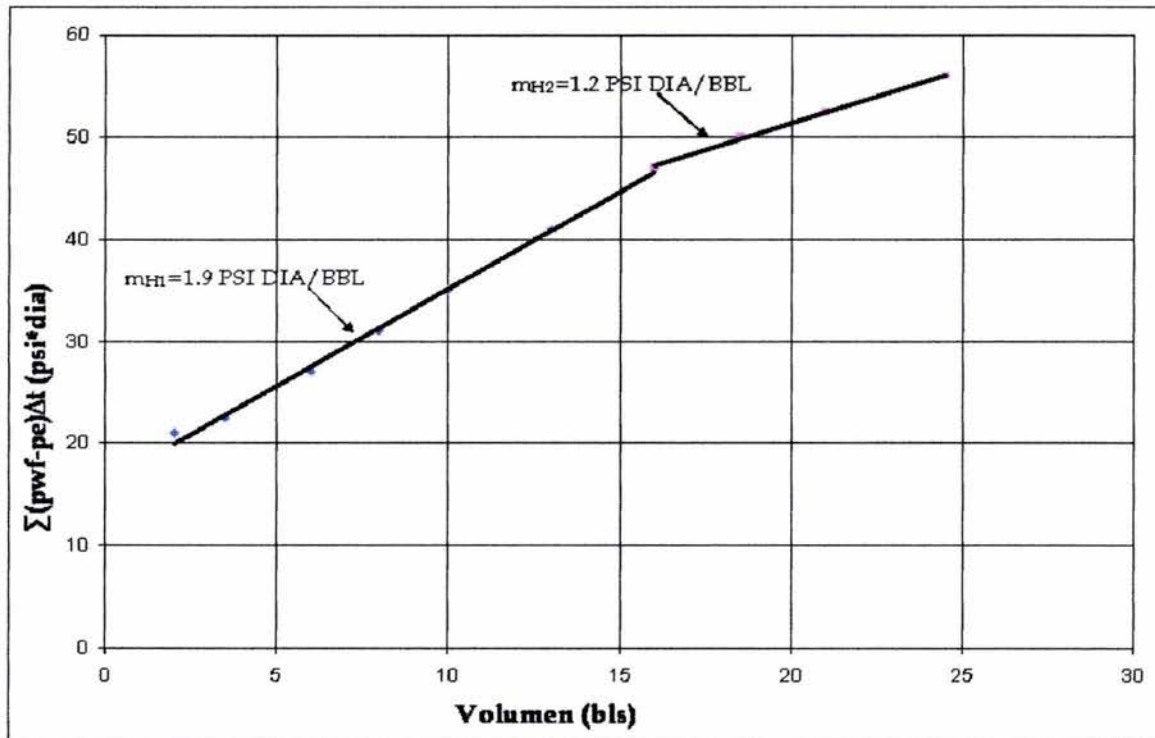


Figura 1.12 Gráfica Hall, con cambio de pendiente¹⁶.

Suponiendo que no hay cambio en la transmisibilidad, el nuevo daño puede calcularse de la manera siguiente:

$$s_2 = s_1 - \frac{kh}{141.2B\mu}(m_{H1} - m_{H2}), \tag{1.7}$$

donde el subíndice 1 denota la pendiente y el daño previos, y el subíndice 2 la pendiente y el daño nuevos. Así mismo, también puede determinarse la relación de eficiencia entre la pendiente 1 y 2.

$$\frac{E_{f2}}{E_{f1}} = \frac{m_{H1}}{m_{H2}} \quad (1.8)$$

Cuando se inicia una inyección de agua, puede existir flujo de dos fases en la región cercana al pozo (Fig. 1.13). Un método simplificado para analizar el flujo es aplicar la Ley de Darcy en forma serial, ya que el desplazamiento de aceite está gobernado por la ecuación de Buckley y Leverett¹⁷, las saturaciones y permeabilidades relativas no son constantes dentro de cada fluido; sin embargo, por simplicidad éstos pueden suponerse constantes dentro de cada banco. La pendiente de la gráfica de Hall para el agua y aceite está dada por:

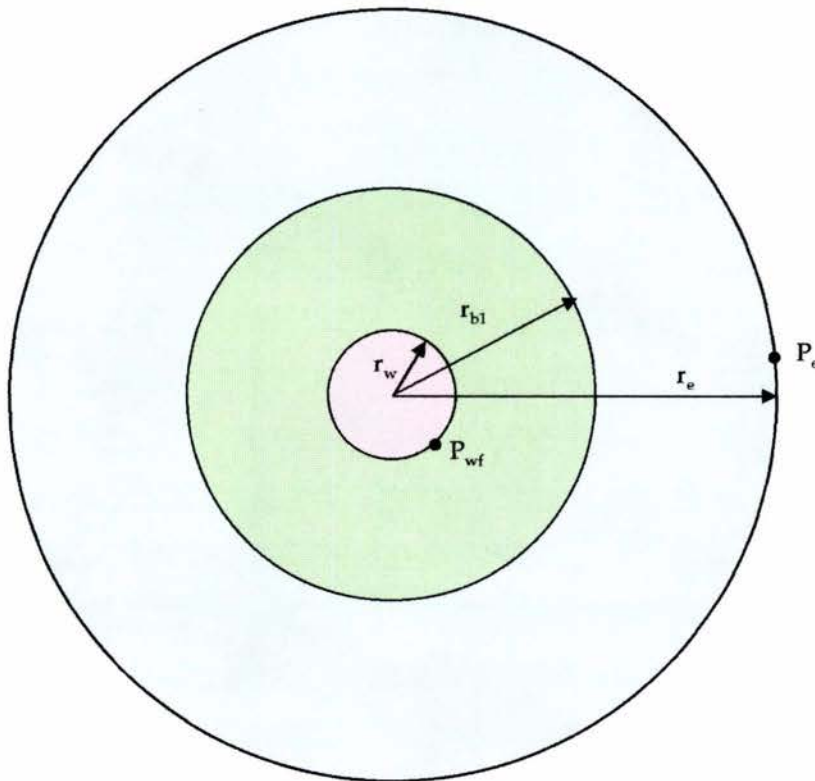


Fig. 1.13 Flujo de dos fases en el pozo.

$$m_H = \frac{141.2}{kh} \left\{ \frac{B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_{b1}}{r_w} \right) + s \right]}{k_{rw}} + \frac{B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{b1}} \right) \right]}{k_{ro}} \right\} \quad (1.9)$$

Banco de agua Banco de aceite

La interfase entre los bancos de agua y aceite es r_{b1} . La interfase del aceite y el agua puede estimarse con la ecuación siguiente, la cual resulta de la ecuación de Buckley-Leverett en coordenadas radiales¹⁸:

$$r_{b1}^2 = \frac{5.615Wi}{\phi \pi h} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_F + r_w^2 \quad (1.10)$$

La cantidad $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_F$ es la derivada de la curva de flujo fraccional de un frente de desplazamiento. La saturación de agua y la curva derivada de desplazamiento frontal se determinan con el método de Welge¹⁹. Como el banco de aceite es empujado del pozo, el término del banco de agua domina de manera logarítmica en la ecuación 1.9.

Fluidos no Newtonianos

Los métodos de análisis para fluidos no Newtonianos que han sido desarrollados, son similares a los métodos desarrollados en la sección anterior, excepto que debe considerarse la reducción en la permeabilidad. La viscosidad aparente de fluidos Newtonianos se toma como constante dentro de cada banco de fluido. La ecuación 1.11 supone una secuencia de inyección de polímero que es no Newtoniano, seguido por agua; es decir, se tienen tres bancos de fluido: aceite, polímero y agua.

$$m_H = 141.2 \left\{ \frac{\mu_w B_w \left[\ln \frac{r_{b2}}{r_w} + s \right]}{hk_a k_{rw}} + \frac{\mu_p B_p \left[\ln \frac{r_{b1}}{r_{b2}} \right]}{hk_a k_{rp}} + \frac{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_{b1}} \right]}{hkk_{ro}} \right\}. \quad (1.11)$$

banco de agua banco de polimero banco de aceite

En la ecuación 1.11, la viscosidad aparente se supone constante por lo que se ignora la reología no Newtoniana. La variación de la viscosidad aparente en el espacio puede tomarse de la Ley de Darcy, con la definición de viscosidad efectiva usada en la misma manera como se desarrolló en la ecuación 1.11.

Cuando el banco de un fluido en contacto con el pozo se mueve a una distancia sustancial, los otros términos pueden no tomarse en cuenta sin incurrir en un error sustancial y la dimensión del banco en contacto con el pozo puede suponerse el radio de drene.

Ventajas y desventajas

La gráfica Hall es un método de monitoreo continuo de las propiedades del yacimiento, en que se emplean períodos de semanas o meses. La gráfica de Hall, ayuda a identificar cambios en las características de inyección que ocurren en un periodo largo de tiempo. La presión de superficie deberá convertirse a la presión de fondo fluyendo (p_{wf}), considerando la presión hidrostática por la inyección del fluido (p_{wh}) y las pérdida por fricción en el pozo (Δp_f) de la Ec. 1.4. La mayor desventaja de la gráfica de Hall es que el daño (s) y transmisibilidad (kh/μ), se combina en la pendiente. Por lo tanto, es posible determinar uno de estos si el otro es conocido, pero la determinación de ambos, tanto del daño y la transmisibilidad

no es posible a través de la gráfica Hall. Para usar esta gráfica en forma efectiva, es necesario tomar pruebas de decaimiento de presión “Fall-off” o de inyectabilidad en forma periódica, para determinar los valores de transmisibilidad o de daño²⁰.

1.7.3 Prueba de Gastos Múltiples

Mientras se inyectan más sólidos dentro de la formación, el cierre de la fractura incrementa la presión. Este incremento local en la presión de cierre de la fractura depende de la geometría de fractura del bache (es decir, la fractura creada por un tamaño de bache típico, el gastos de inyección y las propiedades mecánicas y geológicas de la formación específica), módulos de Young, relación de Poisson y volumen total de sólidos a inyectarse. Esto también depende de la diferencia de esfuerzos entre el esfuerzo horizontal máximo y el mínimo (suponiendo que la fractura es vertical). Para entender la historia de presión de inyección, deben estimarse los incrementos de presión por cierre de fracturas y cambios de presión en el yacimiento por inyección de recortes. Una técnica para determinar presión de cierre de las fracturas y los incrementos de presión en el yacimiento con respecto a la historia de inyección, es la prueba de gasto escalonado o “Step-Rate”.

La prueba de gasto múltiple considera que el gasto cambia progresivamente y por consiguiente, la presión de la formación cercana al agujero está siendo modificada. Los análisis de presión transitorios de gastos múltiples están basados en el método Odeh-Jones²¹, el cual proporciona una estimación de los cambios de presión de poro y presión de propagación de fractura, durante la historia de inyección. Con frecuencia de una gráfica convencional presión contra gasto, para pruebas de gasto escalonado, puede ser difícil identificar cuando las fracturas abiertas cambian de inyección matricial a fracturamiento.

Cuando los datos de la prueba de gasto escalonado se analizan con el método de presión transitoria de gastos múltiples, es con frecuencia más fácil diferenciar las condiciones entre flujo matricial y flujo en fracturas. El flujo matricial, antes que la fractura comience a abrirse, falla en la misma línea mientras que el flujo en fracturas no. El análisis de presión transitoria de gastos múltiples puede también proporcionar una indicación de almacenamiento del pozo, así como también la permeabilidad, el daño y la longitud de la fractura. Para realizar un análisis de gastos múltiples, se deben realizar mediciones continuas de presión y gasto, lo cual difiere de una prueba estándar de gasto escalonado, para la cual una presión final estable y gasto son suficientes¹.

El primer paso para llevar a cabo un análisis de gastos múltiples es construir una gráfica entre la inyectabilidad y la función de tiempo Odeh-Jones:

Inyectabilidad

$$P = \frac{\Delta p}{q_n} \quad (1.12)$$

Función de tiempo Odeh-Jones

$$T = \sum_{i=1}^n \frac{q_i - q_{i-1}}{q_n} \log(t_n - t_{i-1}). \quad (1.13)$$

Posteriormente se obtiene una ecuación lineal para cada uno de los gastos, de la forma siguiente:

$$P = m'T + b', \quad (1.14)$$

donde la pendiente es:

$$m' = \frac{162.6\mu B}{kh} \quad (1.15)$$

Y la intercepción es:

$$b' = \frac{162.6\mu B}{m'h} \left(\log \frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right) \quad (1.16)$$

Estimando la permeabilidad y el daño de las Ecs. 1.15 y 1.6:

$$k = \frac{162.6\mu B}{m'h}, \quad (1.17)$$

$$s = 1.15 \left(\frac{b'}{m'} - \log \frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2} + 3.23 \right) \quad (1.18)$$

La figura 1.13 muestra los resultados para una prueba de gasto escalonado en una fractura inyectora; la gráfica está sujeta a varias interpretaciones basadas en juicios de analistas y en experiencias sobre estas pruebas. Cuando los mismos datos se analizan usando un método de análisis de presión transitoria de gastos múltiples, como se muestra en la figura 1.14, se observa una distinción clara entre régimen de flujo matricial para condiciones en que las fracturas están cerradas y régimen de flujo en fracturas cuando una o más fracturas comienzan a abrirse. Los datos mostrados por medio de diamantes negros representan flujo matricial y ellos fallan en una línea; los datos representados por cuadros blancos representan inyecciones

durante diferentes periodos de inyección, con diferentes tamaños de fractura o propagación de fractura.

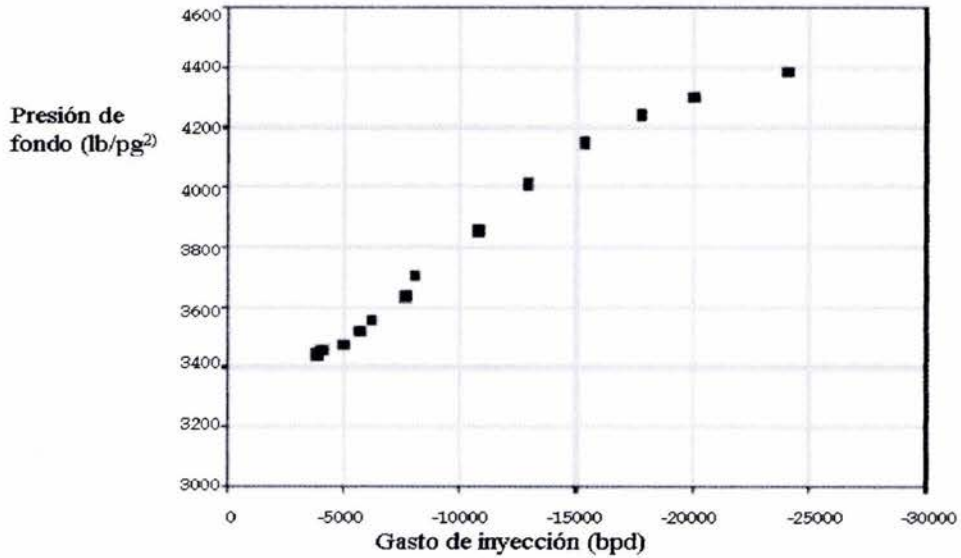


Fig.1.14 Prueba de gasto escalonado convencional, el análisis esta basado en la presión de fondo y el gasto de inyección¹.

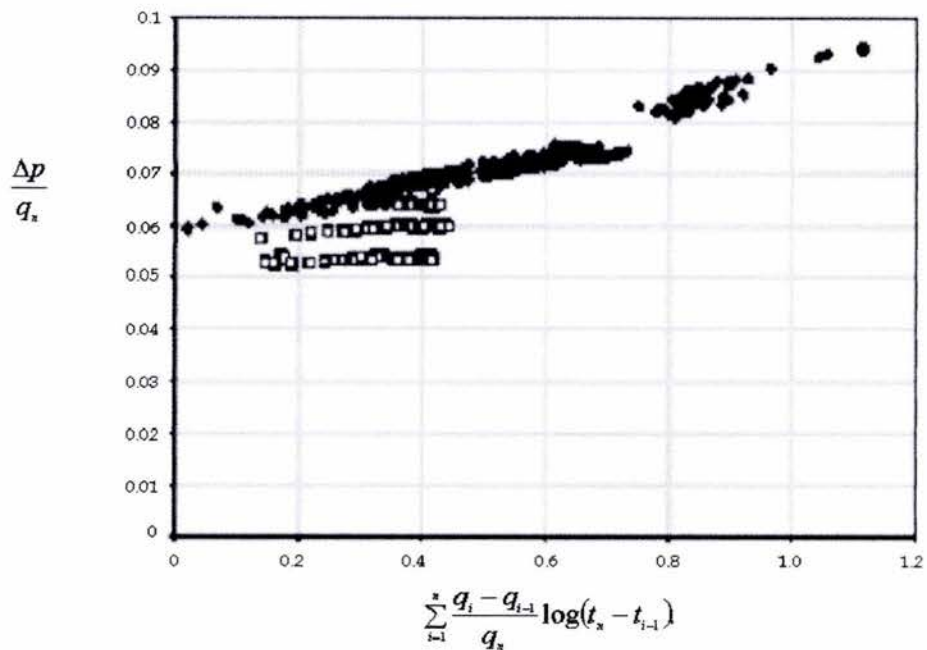


Fig. 1.15 Gráfica de presión transitoria de gastos múltiples¹.

La figura 1.13 y 1.14 ilustran la gráfica convencional para gasto escalonado y la gráfica para gastos múltiples, respectivamente, para una prueba de gasto escalonado realizada en una operación de inyección de recortes. Aunque la figura 1.13 muestra cambios en la pendiente en la presión de fondo, la figura 1.14 muestra un sistema que parece estar bajo la influencia de fracturas abiertas múltiples, para los primeros pasos en la parte superior de la gráfica, representada en diamantes negros; se considera que es inyección matricial cuando todas las fracturas están cerradas. Posteriormente se presenta un periodo de crecimiento de la fractura primario, mostrados por los cuadros blancos. La fractura deja de crecer después de varios periodos de inyección, de nuevo mostrado por medio de diamantes en negro, y entonces empieza el crecimiento de otra fractura con los aumentos de presión. El proceso se repite tres veces, indicando que por lo menos se crearon tres fracturas de inyecciones de baches, cada una con presión de cierre ligeramente diferente.

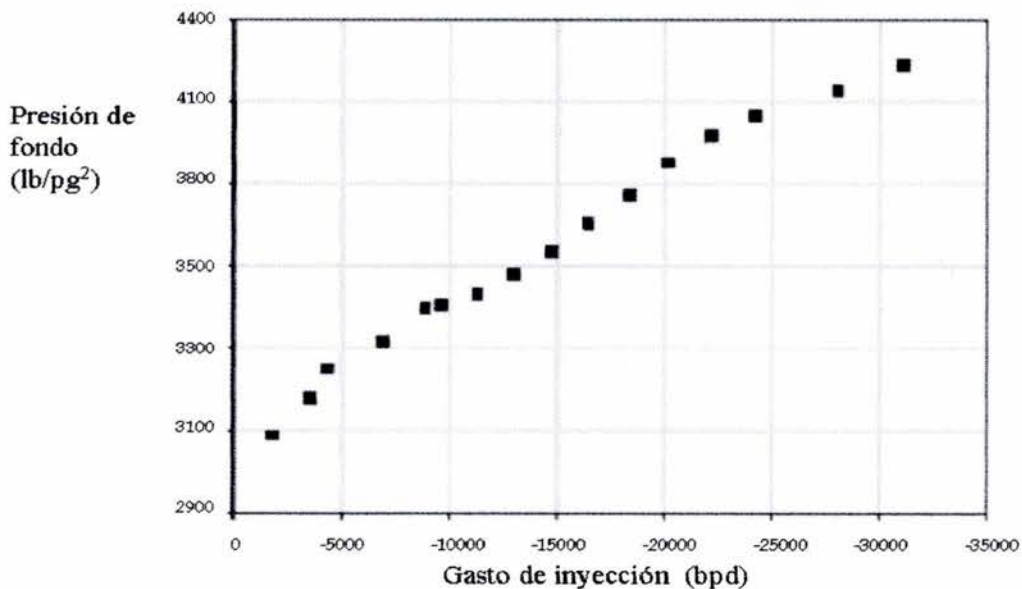


Fig.1.16 Análisis de prueba convencional de Gasto escalonado basado en presión de fondo y gasto de inyección¹.

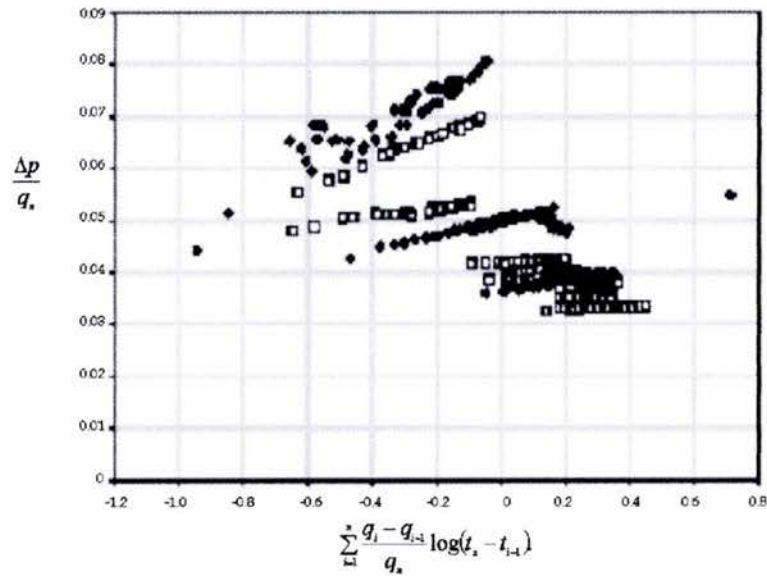


Fig. 1.17 Análisis de presión transitoria de Gasto Múltiple¹.

Existen otros métodos de monitoreo de inyección de recortes de perforación como por ejemplo: pruebas de decaimiento de presión "Fall-Off", pruebas de impulso y bache, monitoreo microsísmico, monitoreo con medidor de inclinación (tiltmeter monitoring), pruebas de impedancia hidráulica y monitoreo de trazadores¹. Algunos de estos métodos como el monitoreo microsísmico y monitoreo con medidor de inclinación, tienen poca aplicación debido a su alto costo. Cabe mencionar que los métodos de monitoreo descritos anteriormente, son de fácil aplicación y no elevan el costo de la inyección, ya que solo se necesitan registros de presión y gastos de inyección.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO OPERACIONAL

- Establecer la metodología de Hall para el monitoreo de inyección de residuos tóxicos de perforación en yacimientos naturalmente fracturados.

2.2 OBJETIVO ACADÉMICO

- Modificar la ecuación de Hall, para la inyección de fluidos no Newtonianos, para el modelo de Ley de potencias, con comportamiento pseudoplástico.

3 DESARROLLO DEL MÉTODO

En la inyección de lechadas de recortes de perforación con alto contenido de sólidos, por lo regular el comportamiento reológico es no Newtoniano; por lo tanto, en el presente capítulo se buscó la forma de adaptar la metodología de Hall para inyección de fluidos no Newtonianos.

Para el desarrollo de estas ecuaciones se buscó el modelo reológico más adecuado que pudiera describir el comportamiento de las lechadas de recortes de perforación. Como se observó en la Fig. 1.1, el comportamiento reológico de las lechadas de perforación es muy complejo y depende de varios factores que afectan la viscosidad. Por lo que, de trabajos previo^{22,23} donde se muestra que el comportamiento de las lechadas de perforación es principalmente la de un fluido pseudoplástico, se optó por utilizar el modelo de Ostwald de Waele conocido como “Ley de Potencias”, para adaptar la ecuación de Hall de fluidos Newtonianos a fluidos no Newtonianos.

Las ecuaciones que se obtuvieron están basadas en la Ley de Darcy de flujo de fluidos en medios porosos, en la cual se sustituyó el modelo reológico de “Ley de Potencias” en el rango de $0 < n < 1$, y posteriormente se buscó la forma de la ecuación de Hall; esta ecuación permite identificar cualquier cambio en la inyectabilidad que ocurre durante el proceso de inyección.

3.1 MODIFICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE HALL, PARA FLUIDOS NO NEWTONIANOS

El comportamiento reológico de flujo de soluciones poliméricas, microemulsiones y macroemulsiones a través de medios porosos puede dividirse en regiones (Fig. 3.1). En donde a bajos gastos de corte, la viscosidad aparente se aproxima a un valor máximo límite. Para un amplio rango de gastos de corte, el fluido es pseudoplástico y la viscosidad aparente decrece con el incremento del gasto de corte. Para altos gastos de corte, existe una viscosidad aparente mínima.

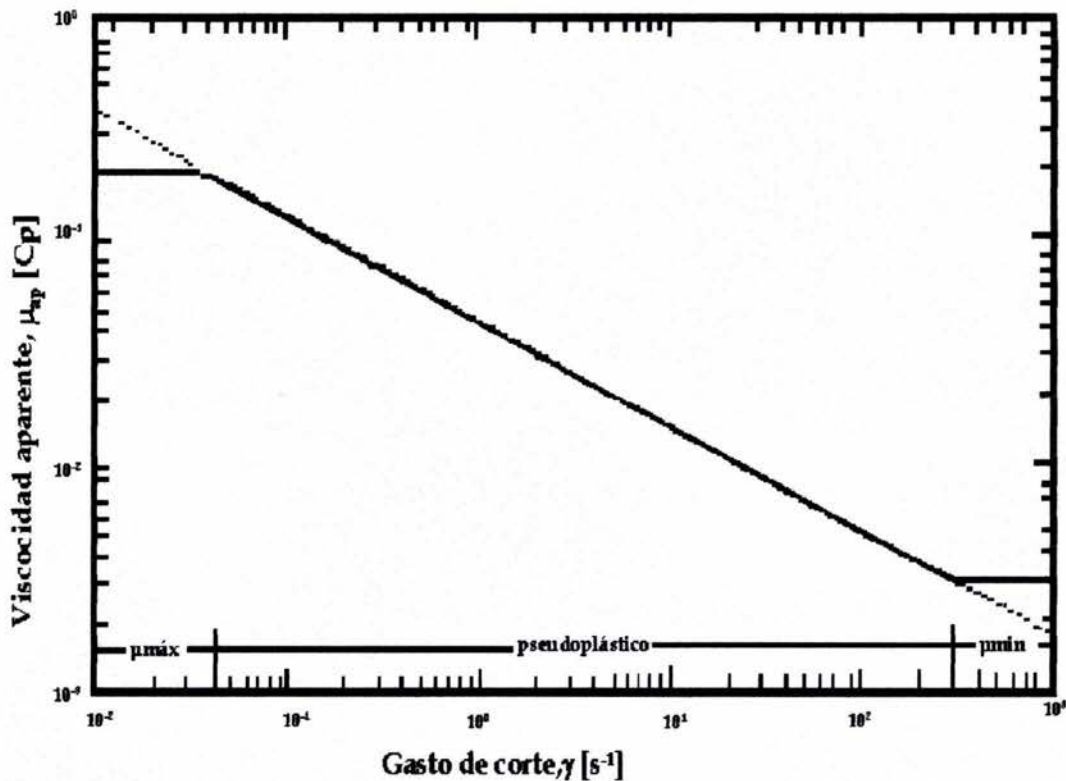


Fig. 3.1 Viscosidad aparente contra perfil de velocidad, para fluidos no newtonianos, cuyo comportamiento puede describirse por medio del modelo de Ley de Potencias²⁴.

Durante muchas décadas, muchos fluidos no Newtonianos han sido modelados con el modelo de Ostwald de Waele²¹. Esta correlación puede expresarse como:

$$\tau = H\dot{\gamma}^n. \quad (3.1)$$

Para fluidos Newtonianos la viscosidad está dada por:

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (3.2)$$

Análogamente se puede definir una “viscosidad aparente” para fluidos no Newtonianos combinando las ecuaciones 3.1 y 3.2.:

$$\mu_{ap} = H\dot{\gamma}^{n-1}, \quad (3.3)$$

en donde H es el índice de consistencia del fluido y n es el índice de comportamiento de flujo, del modelo de “Ley de potencias”. Para fluidos Newtonianos, n=1 y la viscosidad es igual a una constante H. Para fluidos pseudoplásticos el rango de n va de 0<n<1, y finalmente si n>1 el fluido es dilatante.

La expresión semiempírica más exitosa para describir el flujo laminar de fluidos no Newtonianos a través de lechos empacados, es la ecuación de Blake-Kozeny²⁴:

$$u_o = \frac{4600D_p^2\phi^3\Delta p}{\mu(1-\phi)^2L}, \quad (3.4)$$

donde la permeabilidad del lecho empacado está dada por:

$$k = \frac{6.25 \times 10^{11} D_p^2 \phi^3}{(1 - \phi)^2}. \quad (3.5)$$

La ecuación modificada de Blake-Kozeny para flujo de fluidos de Ley de potencia en una dimensión a través de medios porosos es²⁴:

$$u_o = \frac{3.28n\phi}{3n+1} \left(\frac{0.1D_p\phi}{(1-\phi)} \right)^{\frac{n+1}{n}} \left(\frac{113.5\Delta p}{HL} \right)^{\frac{1}{n}}. \quad (3.6)$$

Si la ecuación 3.5 se introduce en la ecuación 3.6, se obtiene:

$$u_o = \left(2.24 \times 10^{-11} \frac{k}{\mu_{ef}} \frac{\Delta p}{L} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (3.7)$$

donde la μ_{ef} es la "viscosidad efectiva", dada por:

$$\mu_{ef} = 4000H \left(9 + \frac{3}{n} \right)^n (1.5 \times 10^{-13} k \phi)^{\frac{1-n}{2}}. \quad (3.8)$$

Así, una ecuación análoga a la Ley de Darcy para flujo de fluidos no Newtonianos del modelo de Ley de Potencias, ignorando efectos gravitacionales, puede escribirse en coordenadas radiales como:

$$u_r^n = - \frac{k_r}{\mu_{ef}} \frac{\partial p}{\partial r}. \quad (3.9)$$

Por lo tanto, sustituyendo en la ecuación 3.9 el gasto entre área (q/A), en la velocidad, se obtiene:

$$\left(\frac{q}{A}\right)_r^n = -\frac{k}{\mu_{ef}} \frac{dp}{dr}. \quad (3.10)$$

Despejando de la ecuación 3.10 el área y sustituyendo su valor, $A=2\pi rh$, queda:

$$\int_{p_{wf}}^{p_e} dp = \left(\frac{q}{2\pi h}\right)^n \frac{k}{\mu_{ef}} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r^n}. \quad (3.11)$$

Integrando la ecuación 3.11.:

$$(p_{wf} - p_e) = \left(\frac{9.61 \times 10^{-7} q}{h}\right)^n \frac{(3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n} \mu_{ef}}{6.83 \times 10^{-9} (1-n)k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{1-n} - 1 \right]. \quad (3.12)$$

La ecuación 3.12 describe el flujo de fluidos no Newtonianos en medios porosos en estado estacionario, para el modelo de "Ley de Potencias" donde los fluidos bajo consideración son los fluidos pseudoplásticos ($0 < n < 1$).

Factor de Daño

La permeabilidad de la formación inmediatamente alrededor del pozo puede estar alterada debido a la perforación y terminación del pozo, producción, inyección y muchos factores más que la alteran²⁵. Para considerar una zona alterada cercana al pozo, van Everdingen y Hurst introdujeron el concepto de “daño infinitesimal” o “factor de daño”. El factor de daño, s , relaciona la caída de presión adicional, causada por la invasión de los fluidos de perforación y/o terminación del pozo y puede definirse para el modelo de “Ley de Potencias” como:

$$\Delta p_s = s \left(\frac{9.61 \times 10^{-7} q}{h} \right)^n \frac{\mu_{eff} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.83 \times 10^{-9} k}. \quad (3.13)$$

La resistencia al flujo, se considera de tipo estacionario, la cual incorpora una diferencia de presión entre la presión fondo, p_{wf} , y la presión en la cara de la formación, $p(r_w, t)$, definida de la forma siguiente:

$$p_{wf} = p(r_w, t) + \Delta p_s. \quad (3.14)$$

Físicamente para fluidos Newtonianos, el factor de daño puede adquirir valores de -5 hasta valores muy grandes positivos. Un valor positivo indica que el pozo esta dañado, y un valor negativo indica que el pozo está estimulado. Para flujo de fluidos no Newtonianos, la expresión logarítmica para estado estacionario de un fluido Newtoniano no aplica. Por lo tanto, las expresiones para factor de daño y radio efectivo del pozo usadas en análisis de pruebas de pozos para flujo Newtoniano, no son válidas para flujo de “Ley de potencias”²⁵.

El aumento de presión adicional causado por el factor de daño puede determinarse suponiendo la existencia de una zona de permeabilidad alterada k_s , cercana al pozo, que se extiende hasta un radio r_s . La región fuera de esta zona permanece inalterada, con una permeabilidad k (figura 3.2). A continuación se muestran expresiones equivalentes para flujo de fluidos que se comportan de acuerdo al modelo de "ley de potencias". La figura 3.3 muestra de manera sencilla el desarrollo de la ecuación.

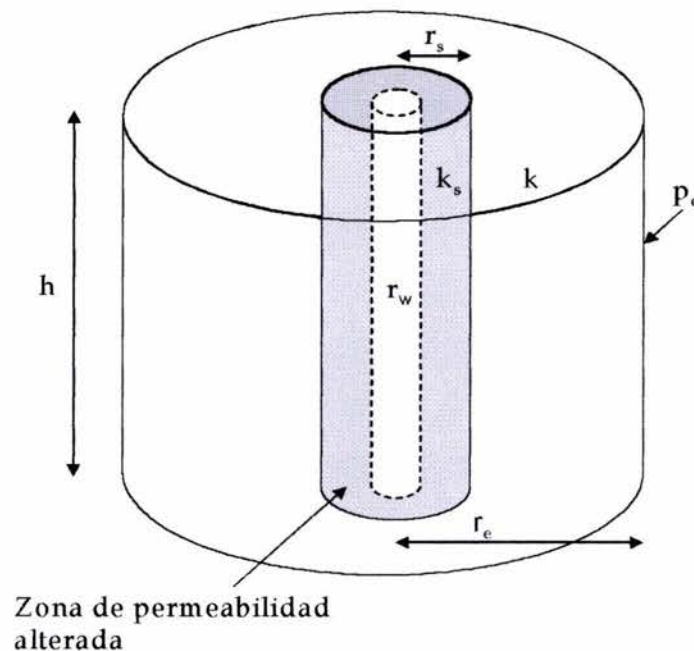


Fig. 3.2 Zona de permeabilidad alterada cercana al pozo²⁶.

Si la permeabilidad cercana al pozo es la permeabilidad del yacimiento (es decir no dañada), la caída de presión entre la presión de la frontera externa (p_s) de la zona dañada y la presión del pozo ($p_{wf,ideal}$) está dada por:

$$(p_{wf,ideal} - p_e) = \left(\frac{9.61 \times 10^{-7} q}{h} \right)^n \frac{(3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n} \mu_{ef}}{6.83 \times 10^{-9} (1-n)k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right]. \quad (3.15)$$

Si, alrededor del pozo existe una permeabilidad alterada k_s , entonces la presión de fondo real ($p_{wf,real}$), está dada por:

$$(p_{wf,real} - p_e) = \left(\frac{9.61 \times 10^{-7} q}{h} \right)^n \frac{(3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n} \mu_{ef}}{6.83 \times 10^{-9} (1-n)k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \quad (3.16)$$

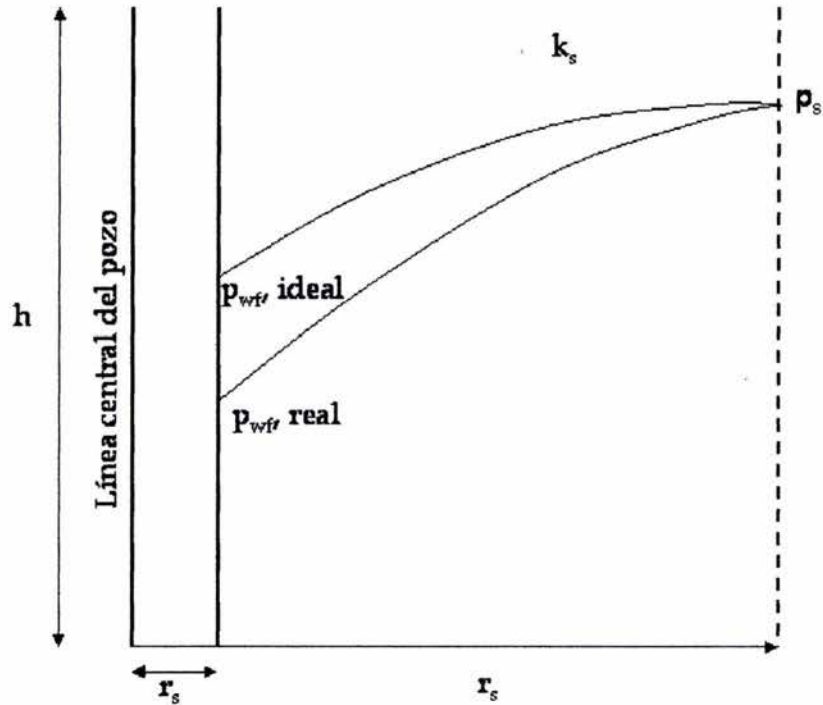


Fig. 3.3 Región cercana al pozo, presión de fondo de flujo ideal y real²⁶.

La diferencia entre $p_{wf,ideal}$ y $p_{wf,real}$ es la caída de presión debido al efecto de daño Δp_s , ecuaciones 3.15 y 3.16:

$$\Delta p_s = \left(\frac{9.61 \times 10^{-7} q}{h} \right)^n \frac{(3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n} \mu_{ef}}{6.83 \times 10^{-9} (1-n) k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] ; \quad (3.17)$$

$$- \left(\frac{9.61 \times 10^{-7} q}{h} \right)^n \frac{(3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n} \mu_{ef}}{6.83 \times 10^{-9} (1-n) k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right]$$

por lo tanto:

$$s \equiv \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \left[\left(\frac{r_s}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \left(\frac{1}{1-n} \right) \quad (3.18)$$

La ecuación 3.18 es una expresión para el factor de daño en términos del radio de la zona de permeabilidad alterada. Si la permeabilidad en la zona dañada es menor que en el resto de la formación, el daño será positivo. Si la k_s es mayor que k_r , s será negativo. Finalmente si k_s es igual a k_r , s será cero.

Si k_s es infinitamente mayor que k_r , la ecuación 3.18 es:

$$s = \left[1 - \left(\frac{r_s}{r_w} \right)^{1-n} \right] \left(\frac{1}{1-n} \right) \quad (3.19)$$

ó

$$r_s = r_w \left[1 - (1-n)s \right]^{1/(1-n)} \quad (3.20)$$

La ecuación 3.20 es una expresión para el radio efectivo del pozo, r_s , que es válida si $(1-n)s < 1$. Esta ecuación puede usarse cuando se tienen valores negativos del daño. Un efecto negativo del daño representa un incremento en el radio efectivo del pozo.

Ecuación de Hall, para fluidos no Newtonianos

Para obtener la ecuación de Hall para fluidos no Newtonianos se partió de la ecuación 3.12; integrándose ambos lados de la ecuación con respecto al tiempo, para obtener la ecuación siguiente:

$$\int_0^t (p_{wf} - p_e) dt = \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n) k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \int_0^t q^n dt, \quad (3.21)$$

donde la pendiente está dada por:

$$m_{HNN} = \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n) k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \quad (3.22)$$

Las ecuaciones 3.21 es la ecuación de Hall modificadas para fluidos no Newtonianos, que obedecen el modelo de Ley de Potencias, en un rango de $0 < n < 1$, aplicables a los fluidos pseudoplásticos, y cuando el valor de $n=0.99$ se puede considerar como un fluido Newtoniano.

Las dificultades de utilizar esta ecuación en la inyección de lechadas de perforación radica en que cuando se inicia un proceso de inyección de recortes en yacimientos, la inyección se realiza por baches; primero se inyecta un bache de lechada, seguido por un bache de agua de mar y así consecutivamente. Por lo tanto se encontró que al utilizar la ecuación 3.21, existe un problema de inconsistencia en las unidades, ya que al ir sumando los gastos no se pueden sumar los baches de lechada con los de agua de mar, debido a que el valor de n para la lechada se encuentra en un rango de $0.1 < n < 0.7$ y el agua de mar es igual a 0.99.

La ecuación 3.21, puede utilizarse como un método de monitoreo de inyección, cuando el valor de n es constante durante el proceso de inyección. La forma de análisis de dicha ecuación es similar a la ecuación de Hall para fluidos Newtonianos.

Ecuaciones de monitoreo para inyección de fluidos no Newtonianos.

Debido a que la ecuación de Hall para fluidos no newtonianos no podía utilizarse para el monitoreo de inyección de lechadas de perforación, se buscó la forma de obtener ecuaciones a partir de la ecuación de flujo de fluidos no Newtonianos que pudieran describir el comportamiento de la formación a aceptar las lechadas de perforación.

A la ecuación 3.12 se le tomó logaritmos y se obtuvo la ecuación siguiente:

$$\log(p_{wf} - p_e) = \log \left\{ \left(\frac{9.61 \times 10^{-7} q}{h} \right)^n \frac{(3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n} \mu_{ef}}{6.83 \times 10^{-9} (1-n)k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \right\}. \quad (3.23)$$

Aplicando las propiedades de logaritmos:

$$\log(p_{wf} - p_e) = n \log q + \log \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n)k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \quad (3.24)$$

La ecuación 3.24 puede graficarse en función $\log(p_{wf}-p_e)$ contra $\log(q)$, para cada bache de lechada inyectada y también para los baches de agua (fig. 3.4), donde el valor de la pendiente es n , y la intercepción es:

$$b = \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n)k} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right], \quad (3.25)$$

de la cual se puede obtener el valor de k:

$$k = \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n)b} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right]. \quad (3.26)$$

Para poder realizar este tipo de gráficas es necesarios tener al menos tres datos de gastos diferentes y que las presiones aumenten como aumentan los gastos inyectados.

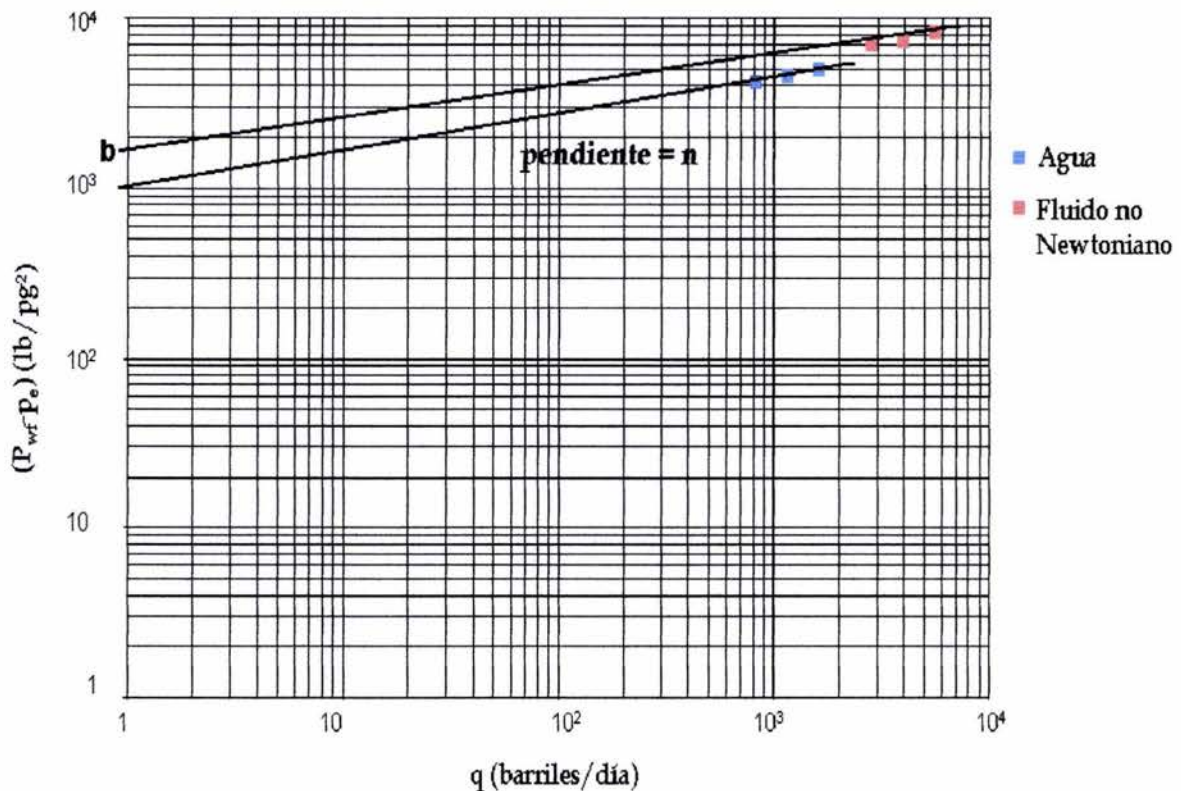


Fig. 3.4 Gráfica logarítmica de la inyección de fluidos no Newtonianos.

Otra manera que se obtuvo para realizar un análisis de la inyección de lechadas de perforación, fue a partir de la ecuación (3.12) multiplicarla por una permeabilidad “virgen” (k^1), de la manera siguiente:

$$k^1(p_{wf} - p_e) = \left(\frac{9.61 \times 10^{-7} q}{h} \right)^n \frac{(3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n} \mu_{ef}}{6.83 \times 10^{-9} (1-n)} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \left(\frac{k^1}{k} \right); \quad (3.27)$$

posteriormente se integraron ambos lados de la ecuación con respecto al tiempo:

$$\int_0^t k^1(p_{wf} - p_e) dt = \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \left(\frac{k^1}{k} \right) \int_0^t \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n) k} \cdot q^n dt. \quad (3.28)$$

La ecuación 3.28, puede graficarse en la forma siguiente:

$$\int_0^t k^1(p_{wf} - p_e) dt, \quad (3.29)$$

contra:

$$\int_0^t \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n) k} \cdot q^n dt; \quad (3.30)$$

la pendiente esta dada por:

$$m = \left(\frac{k^1}{k} \right) \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right], \quad (3.31)$$

A partir de la cual se puede despejar el valor de k , que es la permeabilidad durante el proceso de inyección.

$$k = \left(\frac{k^1}{m} \right) \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \quad (3.32)$$

Las dos modificaciones hechas a la ecuación de desplazamiento de fluidos no Newtonianos en medios porosos se utilizarán para el monitoreo de la inyección de lechadas de perforación en yacimientos, en particular naturalmente fracturados, los resultados obtenidos se presentaran en el capítulo 4.

3.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA GRÁFICA HALL.

Debido a que cuando se realizó el proceso de inyección de recortes en la Región Marina no se contaba y hasta la fecha no se cuenta con un método de monitoreo y solo utilizan gráficos de presión en cabeza contra gasto y volumen inyectado, a continuación se presentará la metodología a seguir con base en la ecuación de Hall, para monitorear la inyección de lechadas en yacimientos naturalmente fracturados.

La información básica necesaria para determinar el valor de la pendiente, la cual es una manera de definir la resistencia de la formación para aceptar un cierto fluido, se basa en la toma de datos en tiempo real de la bomba de inyección, como son: presión de inyección, gasto de inyección, densidad del fluido inyectado en función del tiempo.

Como ya se mencionó en la introducción, una de las principales desventajas de la ecuación de Hall es que el daño (s) y transmisibilidad (kh/μ), se combinan en la pendiente. Por lo tanto, es posible determinar uno de estos si el otro es conocido, pero la determinación de ambos, tanto del daño y la transmisibilidad no es posible con la gráfica Hall. Por lo tanto para usar esta gráfica en forma efectiva, es necesario tomar pruebas Fall-off o de inyektividad en forma periódica, para determinar valores de transmisibilidad o daño²⁰.

Los datos adicionales requeridos son:**Datos del yacimiento:**

- Permeabilidad, k .
- Porosidad, ϕ .
- Presión de yacimiento, p_e .
- Espesor del intervalo, h .
- Radio de drene del pozo, r_e
- Valor de daño, s . (opcional)

Datos del pozo:

- Estado mecánico del pozo (diámetro de tuberías, resistencia a la presión interna de las tuberías, longitud del intervalo disparado, radio del pozo).

Datos de la Lechada:

- Viscosidad de la lechada.
- Densidad de la lechada.

Procedimiento para realizar la gráfica tipo Hall

De los datos de inyección, se toma el delta de tiempo para cada evento, después se define el gasto inyectado. Posteriormente se determinan las caídas de presión por fricción en el pozo (Δp_f); la presión de inyección en la superficie (p_{wh}) se convierte a

presión de fondo (p_{wf}), finalmente se calcula el $\Delta p = p_{wf} - p_e$. Los valores de Δp y q se integran con respecto al tiempo. Finalmente se grafica la integral de Δp contra q en coordenadas cartesianas y se calcula la pendiente de la recta obtenida. A continuación, se muestra el procedimiento detallado para obtener los valores de la gráfica tipo Hall.

▪ **Cálculos de $\int q dt$, que es el eje y, en el gráfico de Hall.**

1. A partir de la información incluida en la columna 1 de la Tabla 3.1: se calcula el Δt en minutos (columnas 8, tabla 3.2).
2. Se multiplica cada valor de q (columna 4) por los Δt (columna 8) obteniéndose $q \cdot \Delta t$ (columna 9).
3. Se calcula la sumatoria de columna 9, que es el volumen inyectado total (columna 10).

▪ **Cálculos de $\int_0^t (p_{wf} - p_e) dt$, que es el eje y, en el gráfico de Hall.**

4. Se calcula la presión de fondo (p_{wf}), con la ecuación 1.4, (columna 11).
5. De datos del yacimiento se conoce el valor de p_e .
6. Se obtiene el valor para $\Delta p \cdot \Delta t = (p_{wf} - p_e) \Delta t$, (columna 12).
7. Se calcula la sumatoria de la columna 12, (columna 13).
8. La columna 14, se divide entre 1440 minutos, para expresarla en días (columna 18).
9. Se grafica en coordenadas cartesianas, la columna 14 en el eje "Y" y la columna 10, en el eje "X".

Tabla 3.1 Cédula de bombeo.

1	2	3	4	5	6	7
Hora	EPM	EMB. Totales	Gasto [bpm]	Volumen [Bl]	Presión [lb/pg ²]	Observaciones
03:50	0	9	0.0	0.4	0	1er Bache viscoso 15.4 bl
04:00	64	334	3.0	15.4	100	
04:10	64	342	3.0	15.8	100	Lechada 1.17 g/cm ³ x 45 seg. Marsh
04:20	64	508	3.0	23.4	100	199 bl, 3 cajas, 18 ton
04:30	64	1090	3.0	50.3	100	
04:40	64	1749	3.0	80.7	100	
04:50	64	2409	3.0	111.2	100	
05:00	53	2846	2.4	131.4	200	
05:10	64	3071	3.0	141.8	100	
05:20	50	3263	2.3	150.6	100	
05:30	40	3950	1.8	182.3	100	
05:40	58	4244	2.7	195.9	100	2° Bache viscoso 15.3 bl
05:50	56	4257	2.6	196.5	100	
06:00	62	4600	2.9	212.3	100	Desplazamiento
06:10	60	5065	2.8	233.8	100	599 bl de agua de mar
06:20	60	5452	2.8	251.7	100	
06:30	60	5885	2.8	271.7	100	
06:40	60	6297	2.8	290.7	100	
06:50	55	6735	2.5	310.9	500	
07:00	49	7175	2.3	331.2	300	
07:10	44	7617	2.0	351.6	300	
07:20	44	8058	2.0	372.0	500	
07:30	44	8499	2.0	392.3	650	

Tabla 3.2 Cálculos para la pendiente Hall.

8	9	10	11	12	13	14
Δt [min.]	$q \cdot \Delta t$ [bls]	$\sum(q \cdot \Delta t)$ [bls]	p_{wf} [lb/pg ²]	$\Delta P \cdot \Delta T$ [(lb/pg ²)*min]	$\sum(\Delta P \cdot \Delta T)$ [(lb/pg ²)*min]	$\sum(\Delta P \cdot \Delta T)$ [(lb/pg ²)*día]
0	0	0	4964.6	0	0	0
10	25.11	25.11186	5064.6	33585.67	33585.67	23.32
10	17.19	42.29976	4940.5	32344.53	65930.2	45.78
10	17.19	59.48767	4940.5	32344.53	98274.72	68.25
10	17.19	76.67557	4940.5	32344.53	130619.3	90.71
10	17.19	93.86347	4940.5	32344.53	162963.8	113.17
10	17.19	111.0514	4940.5	32344.53	195308.3	135.63
10	15.64	126.6926	5040.5	33344.53	228652.8	158.79
10	17.19	143.8805	4940.5	32344.53	260997.4	181.25
10	15.19	159.0726	4940.5	32344.53	293341.9	203.71
10	13.59	172.6608	4940.5	32344.53	325686.4	226.17
10	16.36	189.0232	4940.5	32344.53	358030.9	248.63
10	16.08	205.101	4940.5	32344.53	390375.5	271.09
10	16.92	222.0183	4940.5	32344.53	422720	293.56
10	26.32	248.3389	5064.6	33585.67	456305.7	316.88
10	26.32	274.6595	4369.5	26635.28	482940.9	335.38
10	26.32	300.9801	4369.5	26635.28	509576.2	353.87
10	26.32	327.3008	4369.5	26635.28	536211.5	372.37
10	24.23	351.5332	4769.5	30635.28	566846.8	393.64
10	21.71	373.2471	4569.5	28635.28	595482	413.53
10	19.60	392.8506	4569.5	28635.28	624117.3	433.41
10	19.60	412.454	4769.5	30635.28	654752.6	454.69
10	19.60	432.0575	4919.5	32135.28	686887.9	477.01
10	19.60	451.6609	5069.5	33635.28	720523.1	500.36

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados del monitoreo de inyección de recortes de perforación utilizando la metodología de Hall; también se presentará un análisis utilizando gráficas de presión de fondo contra gasto inyectado. Adicionalmente se realizan las gráficas de las ecuaciones desarrolladas con la ecuación de flujo de fluidos no Newtonianos en medios porosos. Con el objetivo de obtener un método de monitoreo que pueda predecir el comportamiento de la formación al inyectar lechadas de perforación, de una manera fácil de utilizar y económica.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA LECHADA DE PERFORACIÓN.

El programa de inyección de lechadas de perforación realizados en la Región Marina, estaba diseñado en la forma siguiente: La inyección de un bache viscoso de aproximadamente 15 barriles, seguido por la inyección de lechada de perforación y posteriormente otro bache viscoso de 15 barriles, posteriormente un bache de agua de mar, de aproximadamente 1.5 veces el bache de lechada.

En la tabla 4.1 se muestra el rango de las propiedades físicas de la lechada de perforación, desgraciadamente durante todo el periodo de inyección no se tomaron pruebas reológicas de la lechada y solo se midió la viscosidad en el embudo marsh, la cual solo sirve de análisis cualitativo, ya que a partir de esta no se puede obtener los parámetros del modelo de Ley de potencias.

Tabla 4.1 Propiedades físicas de la lechada inyectada.

PROPIEDADES FÍSICAS	PARÁMETROS
Porcentaje de sólidos	8-16
Densidad relativa de la lechada (g/cm ³)	1.11-1.2
Densidad (lb/gal)	9.3-10
Viscosidad Embudo Marsh (seg. Marsh)	40-60
Distribución de tamaño de partícula (D ₉₀ en μm)	300

4.2 RESULTADOS DEL MONITOREO DE INYECCIÓN DE RECORTES, UTILIZANDO LA METODOLOGÍA DE HALL

Durante el proceso de inyección de recortes de perforación en la región marina se seleccionó un pozo inyector con dos intervalos de inyección, el primer intervalo de inyección estaba localizado a los [2910-3010m.] y el segundo intervalo se localizó a [2550-2650m.]

Intervalo de [2910-3010m.]

Para este intervalo se tienen los datos de inyección de recortes del final de la inyección, para tres meses de los seis meses que duró la inyección. Debido a esto no se pudo realizar una gráfica Hall desde el inicio de la inyección para el intervalo de [2910-3010m.], pero si se contaba con datos de una prueba de decaimiento de

presión “fall-off” que se realizó antes de la inyección de recortes (tabla 1.4). A partir de estos datos se puede determinar el valor de la pendiente de Hall al inicio de la inyección; para esto se utilizó la ecuación 1.6.

Tabla 4.2 Propiedades Petrofísicas del yacimiento.

Capacidad de Flujo Total (kh)	1,640 md-pie
Permeabilidad radial (k)	300 md con h= 590.5 pies = 180 m
Almacenamiento (C)	0.0025 barriles/lb/pulg ²
Daño (s)	0.71
Caída de presión por Daño (Δp_s)	176.12 (lb/pg ²)
Rel. de Difusividades $(k/\mu\phi C_t)_{int} / (k/\mu\phi C_t)_{ext}$	0.00906
Rel. de Movilidades $(k/\mu)_{int} / (k/\mu)_{ext}$	0.00906
Radio de la zona interior (R_i) (Fig. 1.13)	122 pies
Radio del pozo (r_w)	0.4479 pie
Radio de drene (r_e)	328 pie

Sustituyendo los valores de la tabla 1.4, en la ecuación 1.6 el valor que se obtiene para la pendiente es:

$$m_H = \frac{141.2(1cp) \left[\ln \left(\frac{328 \text{ ft}}{0.4479 \text{ ft}} \right) + 0.71 \right]}{(300 \text{ md})(590.5 \text{ pies})} = 5.823 \times 10^{-3} \frac{(\text{lb/pg}^2) \cdot \text{día}}{\text{bls.}}$$

Lo cual indica que al inicio de la inyección se tenía una inyectabilidad de 172 bls./ (lb/pg²)*día.

El valor de la pendiente de Hall para las condiciones de inyección de los últimos meses es de 1.4833 (lb/pg²)·día/bls, estos valores fueron obtenidos de datos de campo (Figura. 4.1), lo que resulta en una inyectabilidad de 0.67 bls/(lb/pg²)·día. Con estos dos valores de la pendiente al inicio y al final de la inyección, se puede determinar el daño que existe en la formación después de realizar el proceso de inyección de recortes, de la ecuación 1.7:

$$s_2 = s_1 + \frac{k_w h}{141.2 B_w \mu_w} (m_{H2} - m_{H1})$$

Sustituyendo los valores se tiene:

$$s_2 = 0.71 + \frac{(300md)(590.5)}{141.2(1cp)} (1.4833 \frac{psi \cdot dia}{bls} - 5.82 \times 10^{-3} \frac{psi \cdot dia}{bls}) = 1854$$

El nuevo daño de 1854, indica que se tiene un daño bastante elevado causado por la inyección de recortes.

También se realizó un análisis para la inyección de ácido clorhídrico al 20%, que se inyectó para aumentar la eficiencia de flujo en la formación. De la gráfica de Hall (ver figura 4.1) se puede obtener la pendiente para condiciones en que se está inyectando la lechada, previo a la inyección de ácido, la cual tiene un valor de 1.1842 (lb/pg²)·día/bls., lo que significa que se tiene una inyectabilidad de 0.84 bls/(lb/pg²)·día, y la pendiente de la inyección del ácido con un valor de 0.4287 (lb/pg²)·día/bls., la inyectabilidad es de 2.33 bls./ (lb/pg²)·día.

De la ecuación 1.8 se puede obtener el valor de la eficiencia de flujo:

$$\frac{E_{f2}}{E_{f1}} = \frac{1.1842}{0.4287} = 2.7623$$

El resultado anterior corresponde a un aumento en la eficiencia de flujo causado por la inyección de ácido de más del 170%, con respecto a la eficiencia anterior de flujo, correspondiente a la inyección de lechada.

Aunado a esto también se puede predecir que debido a la inyección de ácido se pueden inyectar 3500 bls. de lechada y agua de mar con un aumento en presión de alrededor de 1500 (lb/pg²) en superficie. Esto fue corroborado con los datos de campo, ya que después de haber inyectado los 3500 bls., la presión en cabeza durante la inyección osciló entre 1500 y 2300 (lb/pg²); los valores de 1500 (lb/pg²) se obtuvieron al final de la inyección de los 3500 bls., cuando se estaba inyectando agua de mar, y el valor máximo de presión de 2300 (lb/pg²), se obtuvo cuando se inyectaba la última lechada de perforación, de los 3500 bls.

Después de alcanzar estas presiones de inyección en cabeza, decidieron inyectar aceite, a presiones entre 2800 y 3100 (lb/pg²) a gastos entre 4 y 5 gal./min., para conectar las fracturas existentes con nuevas fracturas (sección a, de la figura 4.1), lo cual provocó que la pendiente disminuyera a 0.72 (lb/pg²)·día/bls., lo que equivale a una inyectabilidad de 1.38 bls./(lb/pg²)·día, con lo cual es posible predecir que se pueden inyectar 2100 bls. con un aumento de presión de 1500 (lb/pg²). Al igual que en el caso anterior esto fue corroborado con los datos de campo; cuando se llegó al volumen de 2100 bls. inyectados, las presiones de inyección fueron entre 1500 y 2400 (lb/pg²); el valor de 1500 (lb/pg²) se obtuvo al final de la inyección de los 2100 bls. que era inyección de agua de mar y los

valores entre 2000 y 2400 (lb/pg²) se obtuvieron durante la inyección de la última lechada de los 2100 bls. Finalmente decidieron cerrar el pozo, debido a que las presiones de inyección eran muy elevadas, mayor a los 2000 (lb/pg²); en la figura 4.1, se muestra que para el último bache de lechada inyectado, la pendiente de Hall era de 2.59 (lb/pg²)·día/bls., lo que significa un valor de inyectabilidad de 0.38 bls./ (lb/pg²)·día.

En la figura 4.1 se muestra una gráfica de Hall, donde se graficó $\sum(p_{wf}-p_e)\Delta t$ (lb/pg²)·día contra Inyección acumulada (bls.), en la cual se observa el valor la pendiente de la gráfica en color negro, la cual se puede interpretar como el recíproco de la inyectabilidad como ya se ha mencionado. En esta gráfica se muestran también las pendientes para diferentes fluidos inyectados.

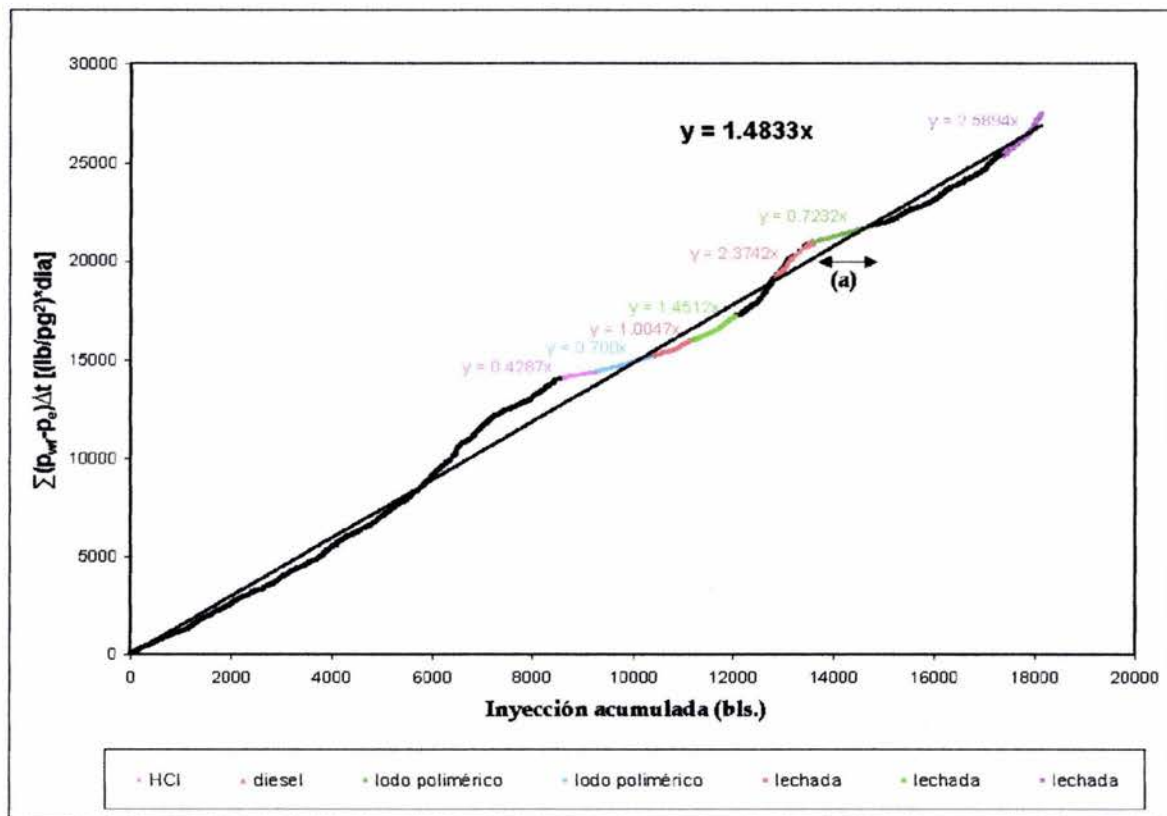


Fig. 4.1 Gráfica de Hall, para inyección en el intervalo de [2910-3010m.]

Finalmente, para el monitoreo de la inyección de recortes, se presenta una gráfica Hall (figura 4.2), donde adicionalmente se incluye la información de la presión y gasto inyectado contra el volumen inyectado; esta gráfica puede ser de gran ayuda para visualizar el comportamiento de la presión y el gasto durante el proceso de inyección de recortes.

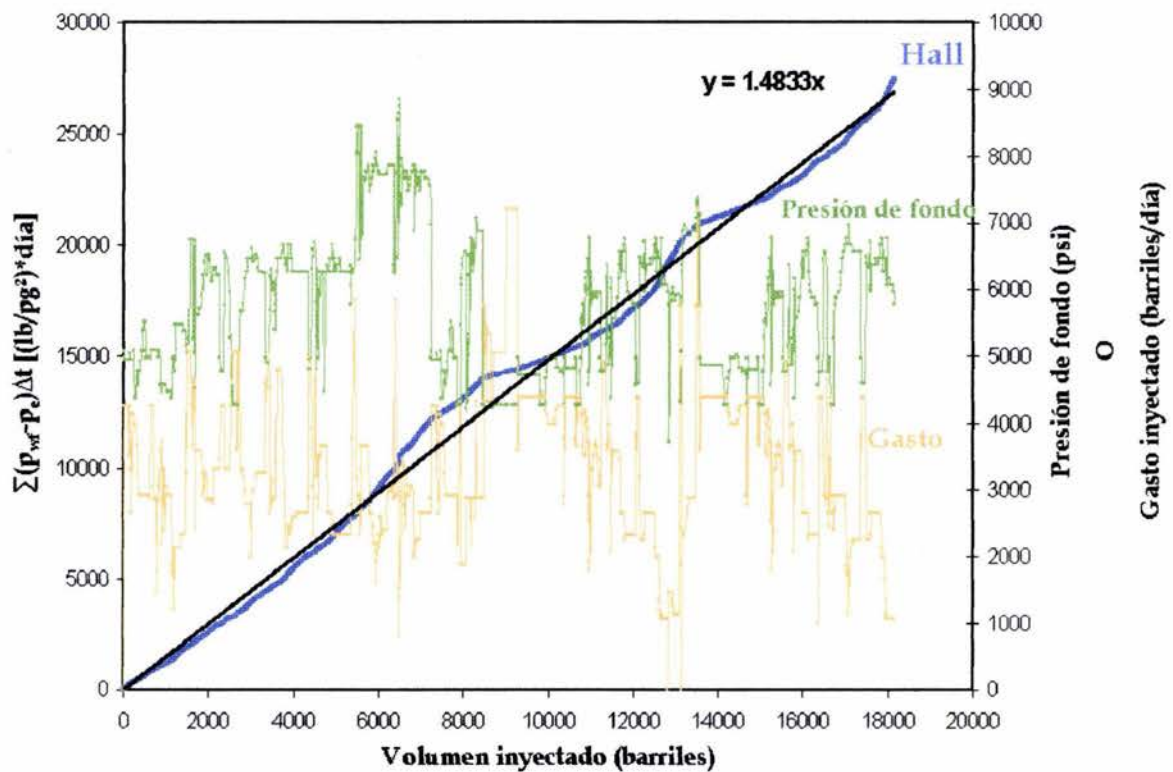


Fig. 4.2 Gráfica de Hall final, para inyección en el intervalo de [2910-3010m.]

Intervalo de [2550-2650m.]

Por obturamiento del intervalo 2910 – 3010 m, acordaron disparar en la formación BTP – KS el intervalo 2550 – 2650 m, quedando como nuevo intervalo inyector. Este intervalo es una zona con mayor fracturamiento natural, con una porosidad entre 8 y 12%, y con permeabilidades entre 3 y 5 Darcies. Para este intervalo se tienen los datos de inyección de recortes al inicio de la inyección, pero desgraciadamente solo se cuenta con dos meses de los diez meses que duró la inyección, y tampoco se cuenta con pruebas de admisión para este intervalo. En la figura siguiente se muestra la pendiente de Hall con un valor de 0.6671 (lb/pg²)·día/bls., lo que resulta en una inyectabilidad de 1.5 bls/(lb/pg²)·día.; esto indica que se pueden inyectar 3000 bls con un aumento de presión de 2000 (lb/pg²) en cabeza.

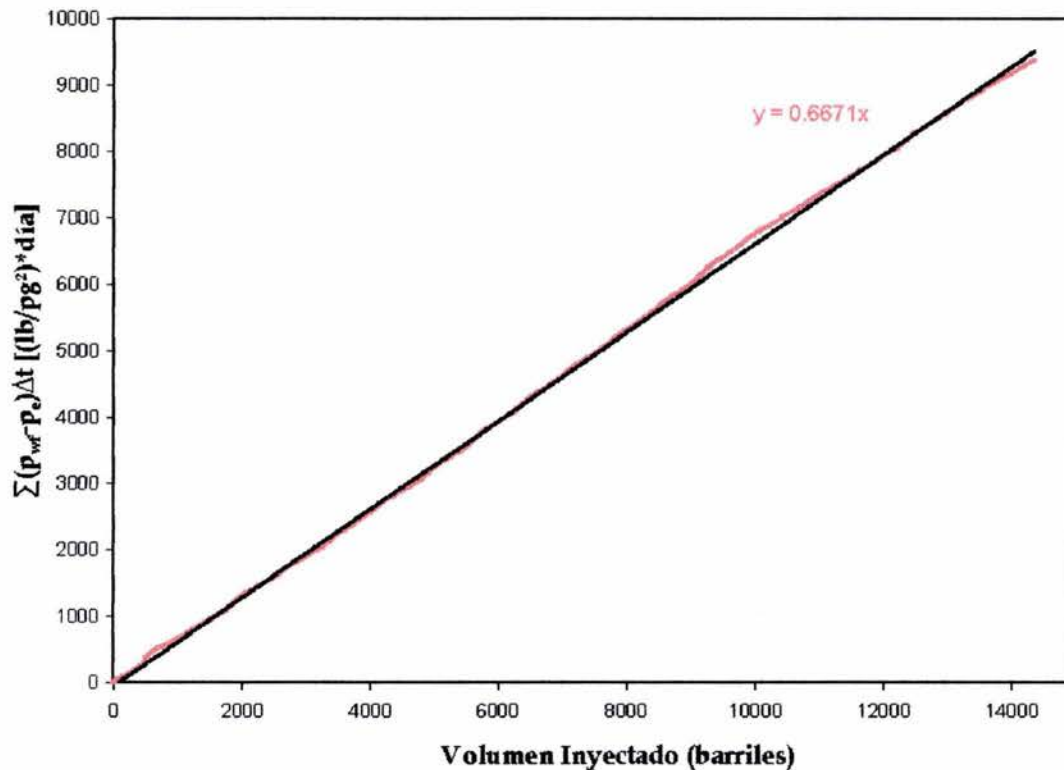


Fig. 4.3 Gráfica de Hall, para inyección en el intervalo de [2550-2650m.]

Finalmente se presenta una gráfica de Hall (Fig. 4.4), similar a la figura 4.2, donde se incluyen las presiones y gastos de inyección; en esta gráfica se observa que en la mayor parte de la inyección las presiones de inyección en cabeza eran menores de 1000 (lb/pg²), y para la parte final de la inyección las presiones en cabeza eran de alrededor de 1500 (lb/pg²) y los gastos de inyección eran entre 2 y 5 bls./min.

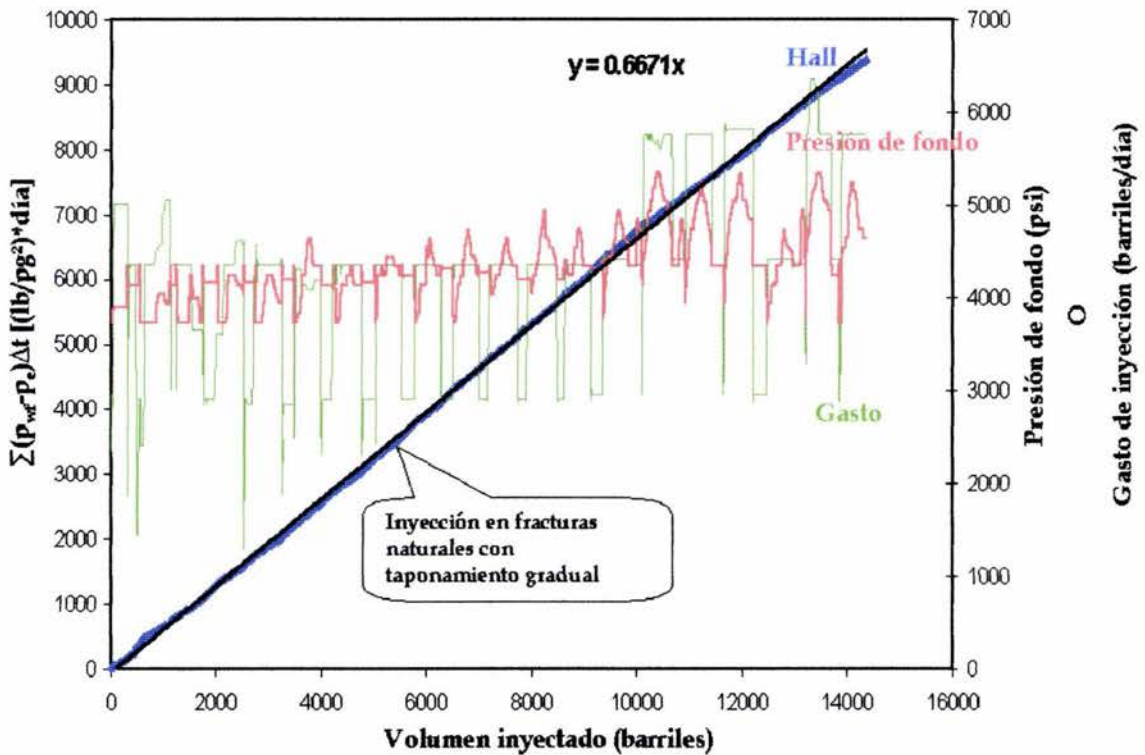


Fig. 4.4 Gráfica de Hall final, para inyección en el intervalo de [2550-2650m.]

4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL POZO CANTARELL 2079, UTILIZANDO LAS GRÁFICAS DE PRESIÓN-GASTO, PARA LOS INTERVALOS [2910-3010m.] Y [2550-2650m.]

En esta sección se utilizan las gráficas de presión de fondo contra gasto de inyección, donde se determinará el estado en que se encuentra el pozo, en el cual se interpretará que si existe un incremento súbito en las presiones de fondo se tomará como taponamiento del pozo y si existen aumentos graduales en la presión de fondo, se interpretará como taponamiento de las fracturas.

Intervalo de [2910-3010m.]

En la figura 4.5 se muestra una gráfica de presión de fondo contra gasto inyectado, en la cual se puede observar que se presentan incrementos súbitos en la presión; debido a esto se puede diagnosticar que existe un taponamiento severo del pozo. Con la flecha color azul en la gráfica, se señala el aumento de presión cuando existe un taponamiento severo de la formación cercana al pozo, esto sucedió en dos ocasiones, el primer incremento se tuvo antes de realizar la estimulación con ácido y el segundo incremento se fue antes de realizar la conexión con fracturas limpias. Hay que recordar que los datos graficados solo incluyen tres meses de los seis meses que duró la inyección de recortes; si se tuvieran los tres primeros meses de la inyección se podría probablemente observar un taponamiento más severo de la formación.

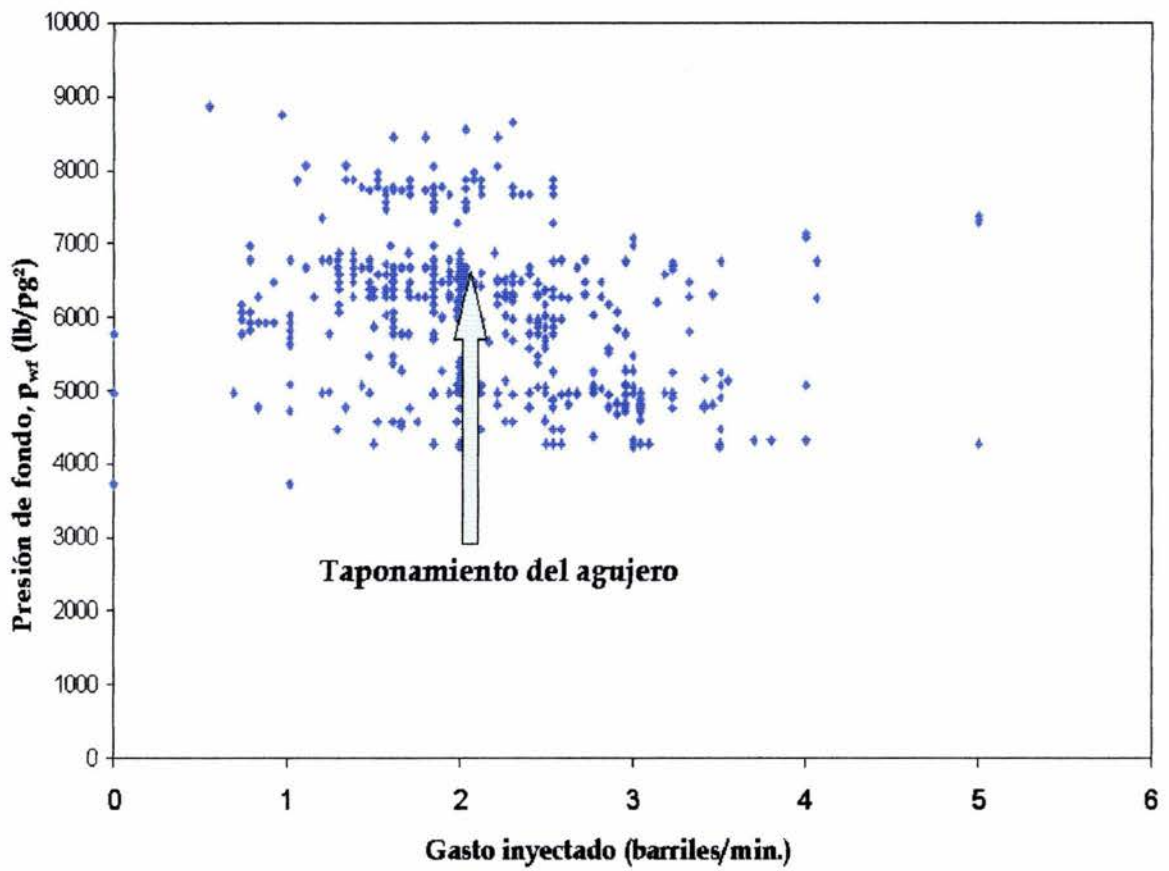


Fig. 4.5 Gráfica de presión de fondo contra gasto, para inyección en el intervalo de [2910-3010m.]

Intervalo de [2550-2650m.]

En la figura 4.6 se muestra una gráfica de presión de fondo contra gasto inyectado, en la cual se puede observar que existen incrementos graduales de la presión, debido a esto se puede diagnosticar que existe un taponamiento gradual de las fracturas; para este intervalo solo se cuentan con los dos primeros meses de los diez meses que duró la inyección, debido a esto no se pudo realizar un mejor diagnóstico de cómo va incrementándose el taponamiento del pozo.

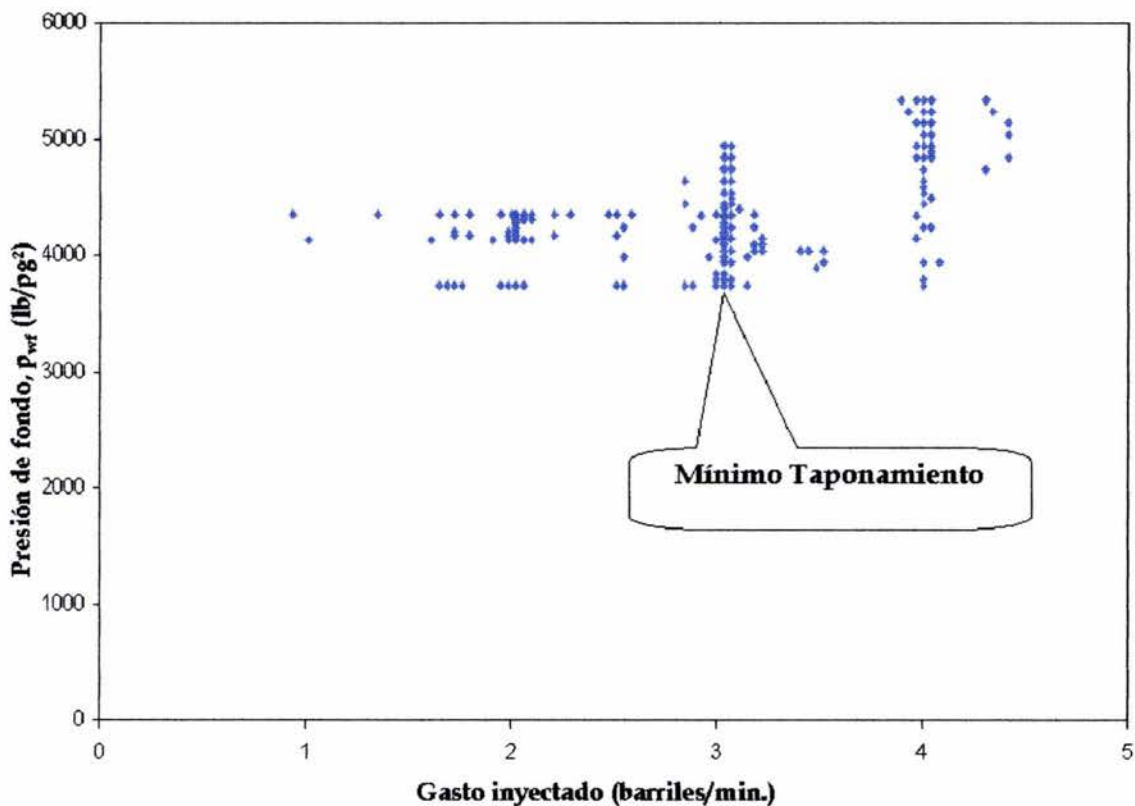


Fig. 4.6 Gráfica de presión de fondo contra gasto, para inyección en el intervalo de [2550-2650m.]

4.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS, UTILIZANDO LAS MODIFICACIONES DE LA ECUACIÓN DE FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS PARA FLUIDOS NO NEWTONIANOS, PARA EL INTERVALO [2910- 3010m.].

En esta sección se presentará el análisis realizado con las dos modificaciones de la ecuación de flujo de fluidos no Newtonianos en medios porosos; estas ecuaciones solo se utilizarán para el primer intervalo de inyección de [2910- 3010m.], debido a que para el intervalo de [2550-2650m.], no se cuenta con pruebas de inyectabilidad o de decaimiento de presión, las cuales podrían interpretarse para determinar las características del intervalo, y las cédulas de bombeo no presentan muchas variaciones en el gasto de inyección, para poder utilizar la ecuación logarítmica dada por $\log(p_{wf}-p_e)$ contra $\log(q^n)$.

La ecuación logarítmica se utilizó para el análisis de inyección de lechadas en el intervalo de [2910- 3010m.], la cual requiere tener al menos tres datos de gastos y presiones de inyección. En la figura 4.7 se presenta una gráfica en escala logarítmica donde se graficó $(p_{wf}-p_e)$ contra (q^n) , de la cual se puede obtener el valor de n del parámetro de "Ley de potencias" a partir del valor de la pendiente, para esta gráfica fue de 0.49, y el valor de la permeabilidad se obtuvo de la intercepción con la ordenada. Desgraciadamente como ya se mencionó anteriormente durante el proceso de inyección no se tomaron pruebas reológicas del fluido inyectado y no se puede comparar si el valor de n que se obtiene de la figura 4.7, es similar al valor real de pruebas reológicas.

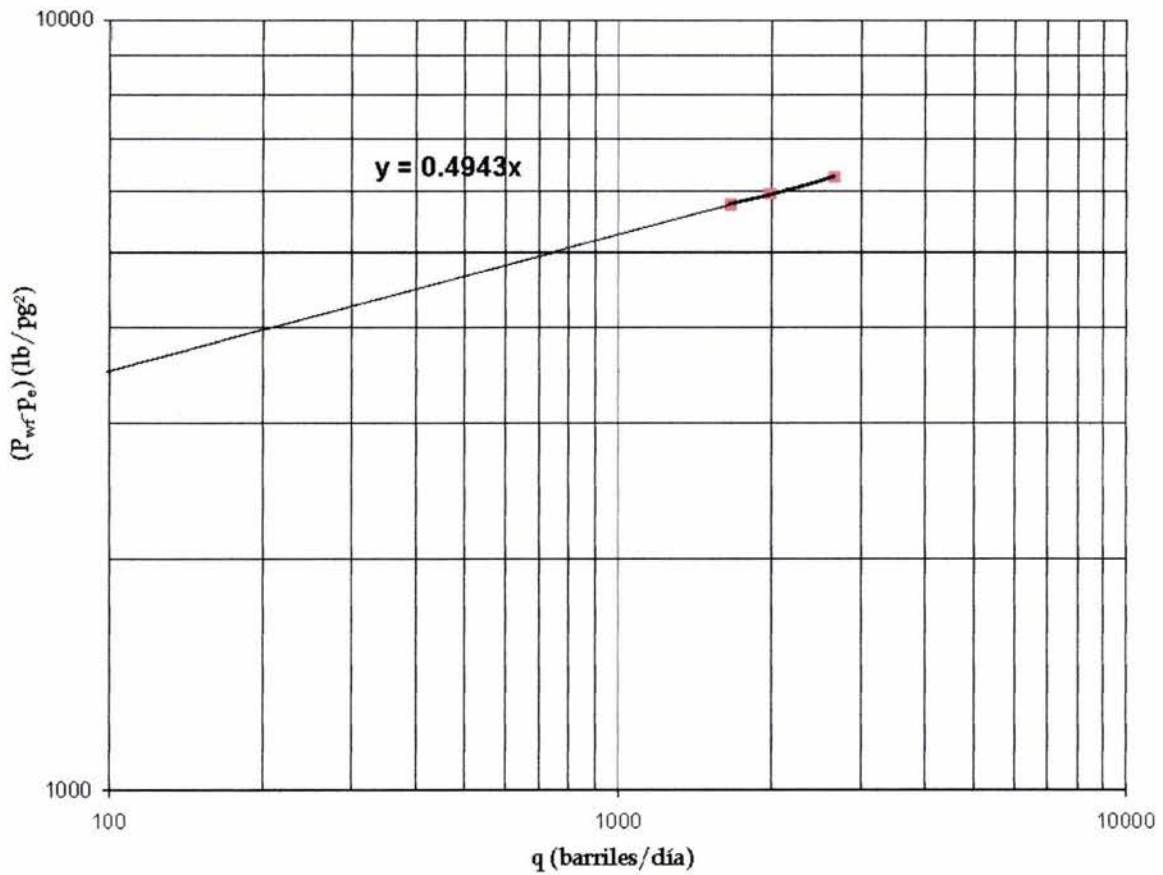


Fig. 4.7 Gráfica de la ecuación logarítmica para un bache de lechada de perforación, para el intervalo de. [2910-3010m.]

Posteriormente se analizó un bache de agua de mar para obtener el valor de n (Fig. 4.8), estimándose un valor de $n = 0.90$, el cual es muy cercano al valor de n para un fluido Newtoniano.

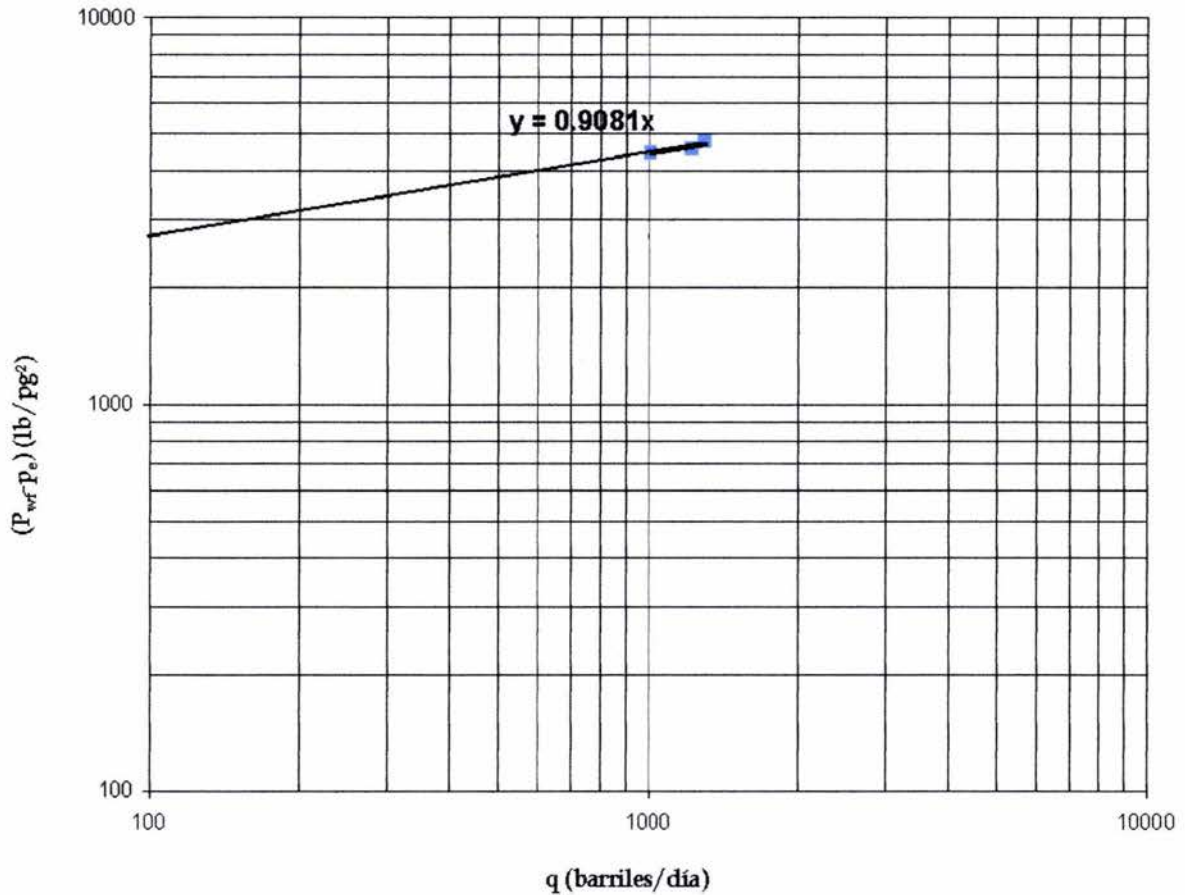


Fig. 4.8 Gráfica de la ecuación logarítmica para un bache de agua de mar, , para el intervalo de. [2910-3010m.].

En la tabla 4.3, se presentan los valores de las permeabilidades y de n que se obtuvieron durante el proceso de inyección, en esta tabla se puede observar que no siempre se pudo realizar este tipo de análisis gráfico, debido a lo ya mencionado anteriormente, en cuanto a que no se contaban con los datos suficientes en algunos baches de inyección, para poder obtener la gráfica.

Tabla 4.3 Valores de permeabilidad y n durante el proceso de inyección, para el intervalo de [2910-3010m.].

Fluido inyectado	k(md)	n (adimensional)
Lechada	55	0.63
Agua	32	0.82
Lechada	18	0.80
HCl	156	0.78
Agua	334	0.81
Agua	124	0.83
Lechada	101	0.51
Lechada	40	0.47
Agua	143	0.8
Lechada	150	0.51
Agua	80	0.90
Lechada	40	0.50

Para poder observar la variación de la permeabilidad durante el tiempo de inyección, los valores obtenidos con la ecuación logarítmica fueron sustituidos en una gráfica de Hall (Fig.4.9), para el intervalo de [2910- 3010m.].

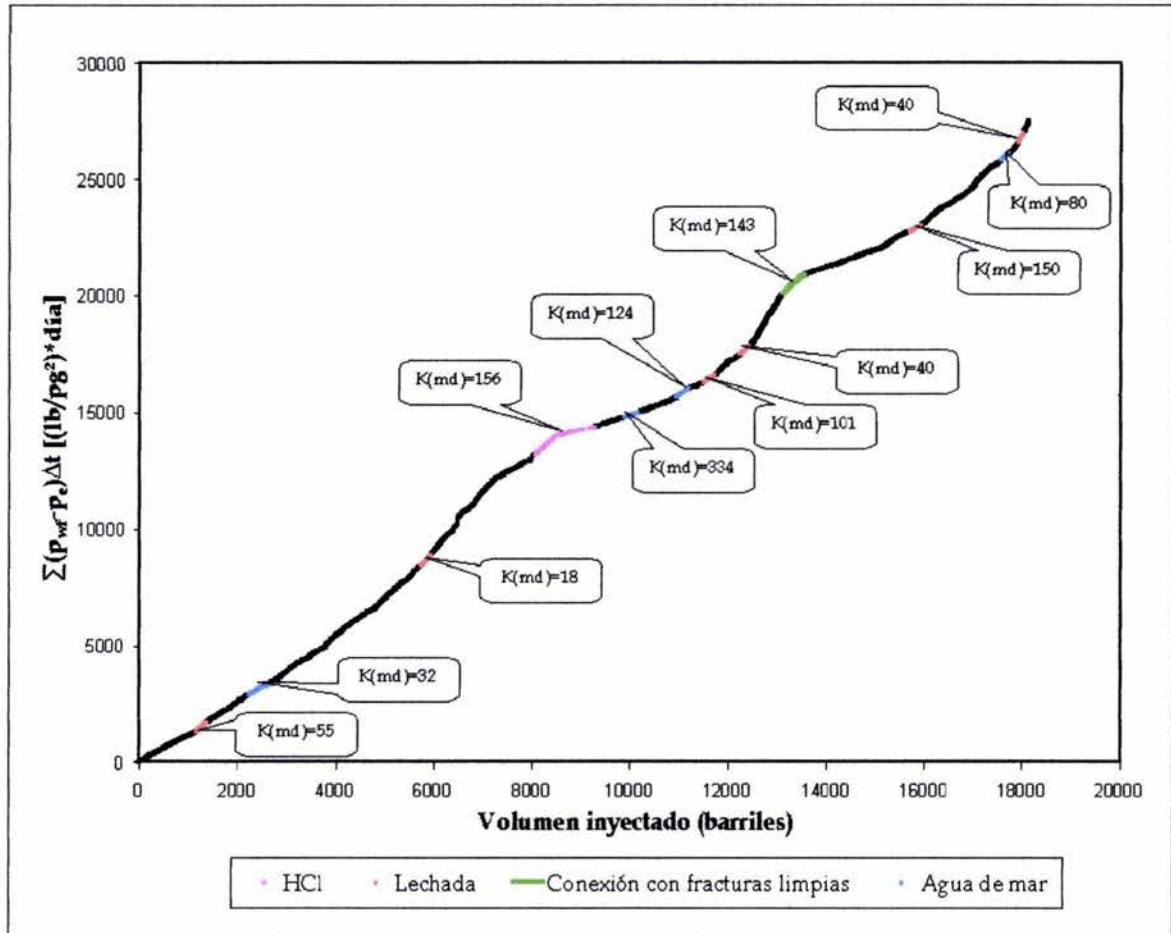


Fig. 4.9 Gráfica de Hall, en que se incluyen las permeabilidades obtenidas a partir del método logarítmico de interpretación, Ec. 3.24.

La desventaja de utilizar la ecuación logarítmica radica, en que no siempre se tienen de la manera adecuada los datos de la cédula de bombeo, para poder utilizar la ecuación; sin embargo, es posible diseñar los períodos de inyección de tal manera que las cédulas de bombeo tengan los datos suficientes para poder aplicar esta ecuación. Las ventajas principales que se tienen de esta ecuación es que su aplicación es muy sencilla y no se requiere conocer la permeabilidad del yacimiento.

Otra manera de analizar la inyección de lechadas de perforación, fue utilizando la ecuación 3.28.

$$\int_0^t k^1 (p_{wf} - p_e) dt = \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \left(\frac{k^1}{k} \right) \int_0^t \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n) k} \cdot q^n dt. \quad (3.28)$$

La ecuación 3.28, puede graficarse en la forma siguiente:

$$\int_0^t k^1 (p_{wf} - p_e) dt, \quad (3.29)$$

contra:

$$\int_0^t \frac{\mu_{ef} (3.05 \times 10^{-1} r_w)^{1-n}}{6.81 \times 10^{-9} (1.0405 \times 10^6 h)^n (1-n) k} \cdot q^n dt, \quad (3.30)$$

donde la pendiente está dada por:

$$m = \left(\frac{k^1}{k} \right) \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right], \quad (3.31)$$

a partir de esta Ec. 3.31 se puede despejar el valor de k, que es la permeabilidad durante la etapa de inyección, que está analizándose.

$$k = \left(\frac{k^1}{m} \right) \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1-n} - 1 \right] \quad (3.32)$$

En la figura 4.10 se presenta la gráfica obtenida con esta ecuación para todo el periodo de inyección, con la cual se logró obtener la variación de la permeabilidad de la formación durante todo el periodo de inyección. En esta gráfica se muestra en color rojo la pendiente de la lechada de perforación, seguida por una pendiente en color azul oscuro, después continúa una pendiente en color azul claro la cual tiene un valor menor (positivo), que la pendiente en color azul oscuro; esto se debe a que cuando se realizan los ciclos de inyección de lechada, primero inyectan un bache de lechada seguido por inyección de agua de mar, cerrándose posteriormente el pozo. Al iniciar otro ciclo de inyección de lechada, el pozo se encuentra lleno de agua de mar y el desplazamiento de ésta se refleja en la pendiente en color azul claro, lo cual ayuda a que la permeabilidad de la formación aumente.

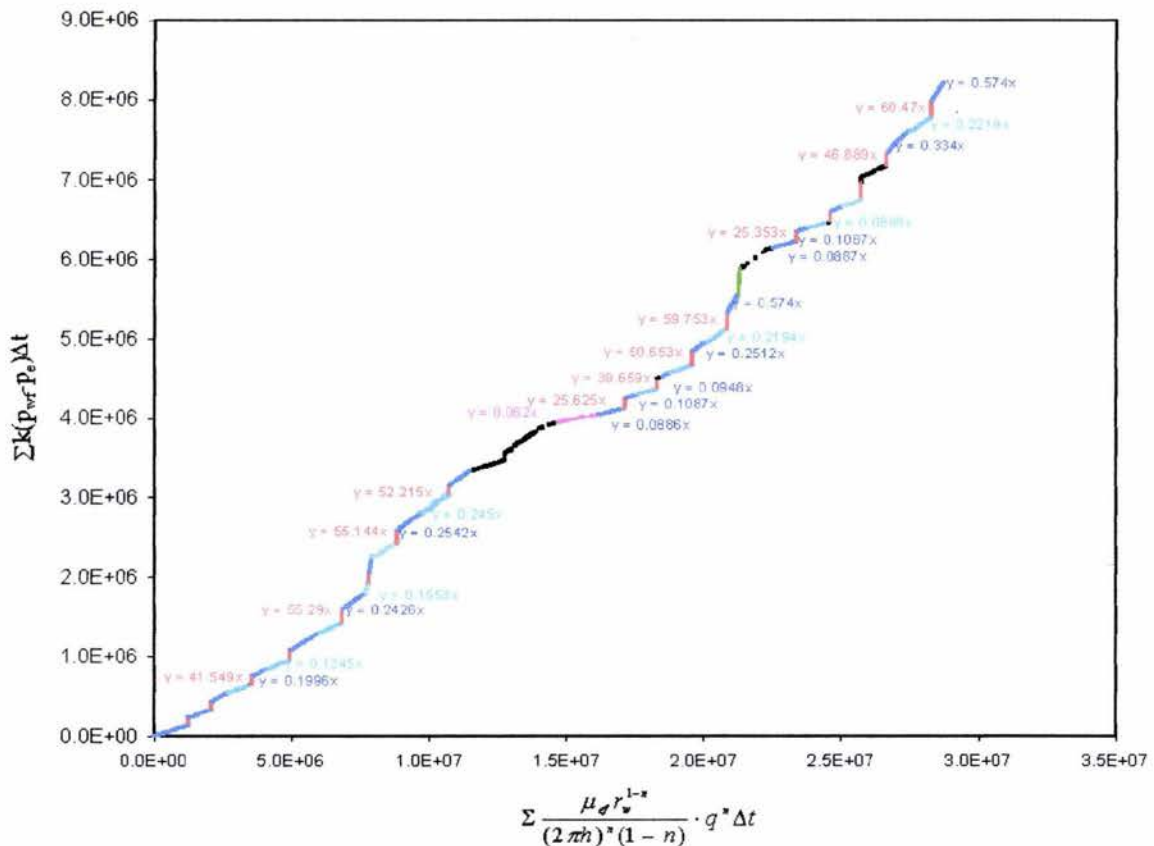


Fig. 4.10 Gráfica de la ecuación 3.28, para el intervalo de [2910-3010m.].

En la tabla 4.4 se muestran los valores de permeabilidad estimadas a partir de los resultados mostrados en la figura 4.10; el valor de la permeabilidad, para la pendiente de agua de mar de color azul claro, se señala de como agua¹.

Tabla 4.4 Valores de permeabilidad durante el proceso de inyección, para el intervalo de [2910-3010m.].

Fluido inyectado	k(md)
Agua	193
Lechada	107
Agua	142
Lechada	94
Agua	102
Agua'	152
Lechada	74
HCl	330
Agua	233
Lechada	152
Agua	188
Agua'	218
Lechada	99
Agua	114
Agua'	173
Lechada	77
Agua	81
Agua'	93
Lechada	65
Agua	35

Tabla 4.4 Valores de permeabilidad durante el proceso de inyección, para el intervalo de [2910-3010m.]. (cont.)

Fluido inyectado	k(md)
Conexión con fracturas nuevas	232
Lechada	154
Agua	188
Lechada	93
Agua	118
Agua'	155
Lechada	83
Agua	68
Lechada	64
Agua	35

La desventaja de utilizar esta ecuación 3.28, radica en que es indispensable conocer la permeabilidad original (virgen) del intervalo antes de iniciar la inyección de lechada, y la principal ventaja es, que se puede obtener la permeabilidad durante todo el periodo de inyección de una manera más exacta que con la ecuación logarítmica, ya que la información durante el periodo de inyección a diferentes gastos es limitada.

5 CONCLUSIONES

A partir de la modificación de la ecuación de Darcy, para fluidos no Newtonianos se obtuvieron dos ecuaciones de monitoreo de inyección de fluidos no Newtonianos con comportamiento reológico del modelo de "Ley de Potencias". Además se proporcionó la metodología de análisis de la metodología de Hall, para la inyección de residuos tóxicos de perforación.

Los comentarios siguientes son las principales conclusiones de este trabajo.

- Se obtuvo la ecuación de Hall modificada para fluidos no Newtonianos, con comportamiento reológico del modelo de "Ley de potencias", para fluidos que responden al comportamiento pseudoplástico.
- Las ecuaciones obtenidas a partir de la ecuación de Darcy para fluidos no Newtonianos, fueron utilizadas en el análisis de inyección de lechadas de perforación en la Región Marina, observando que el uso de estas ecuaciones predicen la permeabilidad de la formación durante el proceso de inyección.
- Se analizó la inyección de lechadas de perforación en la Región Marina, utilizando la metodología de Hall, obteniendo buenos resultados para predecir el comportamiento de la formación almacenadora. Aun ignorando la reología de la lechada.

- El uso de las gráficas de Presión contra gasto inyectado, para la inyección de fluidos no Newtonianos fueron de gran ayuda para predecir la localización del daño, de las cuales se pueden obtener recomendaciones para estimulaciones del pozo.
- Durante el periodo de inyección de lechadas de perforación en el intervalo de [2910-3010m.] se observó que debido a la baja porosidad y permeabilidad de la formación, la inyección de lechadas no fue muy exitosa, debido a que se tenían que realizar constantes estimulaciones con ácido, para disminuir la presión de inyección.
- Se recomienda buscar formaciones receptoras con una alta permeabilidad y porosidad, para que la inyección de lechadas de perforación en yacimientos naturalmente fracturados, se realice de manera exitosa, como fue el caso del intervalo de [2550-2650m.].
- A partir del análisis realizado, se recomienda la adición de surfactantes a la lechada de perforación, los cuales disminuyen en gran medida el comportamiento no Newtoniano, principalmente cuando la base de la lechada es agua de mar.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abou-Sayed, A.S., Gou, Q., McLennan, J.D., y Zaki K.: "Challenges for Monitoring and Verification of Drill Cuttings Reinjection Performance," Artículo SPE 78186 presentado en el 2002 SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas, del 20 al 23 Octubre de 2002.
2. Veil, J.A. y Maurice B. Dusseault: "Evaluation of Slurry Injection Technology for Management of Drilling Wastes," Argonne National Laboratory, preparado para el U.S. Department of Energy, bajo contrato W-31-109-ENG-38, Mayo de 2003.
3. Veil, J.A.: "Drilling Waste Management," Journal of Petroleum Technology, Noviembre de 2002.
4. Davison J. M., Gerard C., y Meeten G. H.: "Drilling Waste Slurries: Engineering their Properties for Waste Management Solutions," presentado en la AADE 2001 National Drilling Conference, Houston, Texas, del 27al 29 de Marzo del 2001.
5. Baker, B. D., Englehardt J. M y Reid, J. D.: "Large Scale NOW/NORM disposal through slurry waste injection," Artículo SPE 53821 presentado en el 1999 Latin and Caribbean Petroleum Engineering Conference en Caracas, Venezuela, del 21 al 23 de abril de 1999.

6. Puder, M.G., B. Bryson, y J.A. Veil: "Compendium of Regulatory Requirements Governing Underground Injection of Drilling Wastes," preparado por Argonne National Laboratory para el U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Petroleum Technology Office, Noviembre de 2002.
7. Schmidt, J.H., W.L. Friar, M.L. Bill, y G.D. Cooper: "Large-Scale Injection of North Slope Drilling Cuttings," Artículo SPE 52738, presentado en 1999 SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Austin, TX, del 28 de Febrero al 3 de Marzo de 1999.
8. Marinello, S.A., F.L. Lyon, y W.T. Ballantine: "Disposal of E&P Waste by Injection: An Assessment of Technology and Regulatory Impacts," Artículo SPE 66521, presentado en la SPE/EPA/DOE Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, TX, del 26 al 28 Febrero de 2001.
9. Veil, J.A., "Costs for Offsite Disposal of Nonhazardous Oil Field Wastes: Salt Caverns versus Other Disposal Methods," preparado por Argonne National Laboratory para el DOE Office of Fossil Energy (Abril 1997); también publicado por DOE - National Petroleum Technology Office as DOE/BC/W-31-109-ENG-38-3, DE97008692, Septiembre de 1997.
10. Keck, C. K.: "Drill Cuttings injection: A review of Major Operations and Technical issues," Artículo SPE 77553 presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, en San Antonio, Texas del 29 de septiembre al 2 de Octubre del 2002.

11. E&P Forum, "E&P Forum Guidelines for the Planning of Downhole Injection Programmes for Oil Based Mud Wastes and Associated Cuttings from Offshore Wells," preparado por el E&P Forum, London, UK, Octubre de 1993.
12. Buller, D.C.: "Cuttings Re-Injection: Study of Operation Practice," preparado por Well Performance Technology, Yately, Hampshire, UK, para British Petroleum as part of a Joint Industry Project, 31 Octubre de 1997.
13. Crawford, H. R., y Lescarboursa J. A.: "Drill Cuttings Reinjection for Heidrun: A Study," Artículo SPE 26382, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, del 3 al 6 de octubre de 1993.
14. Ojukwu, K. I. y van den Hoek, P. J.: "A New Way to Diagnose Injectivity Decline During Fractured Water Injection By Modifying Conventional Hall Analysis," Artículo SPE 89376, presentado en la SPE/DOE 2004, en Tulsa, Oklahoma, U.S.A., del 17 al 21 de abril del 2004.
15. Hall, H. N.: "How to Analyze Waterflood Injection Well Performance," World Oil (Octubre 1963) , pag.128-130.
16. Earlougher, R. C. Jr.: *Advances in Well Test Analysis*, Society of Petroleum Engineers, New York, 1977.
17. Buckley, S. E. y Leverett, M. C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," *Trans., AIME* (1952) 91, pag. 107-116.

18. Collins, R. E.: *Flow of Fluids Through Porous Materials*, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Ok. (1952), pag. 149.
19. Welge, H.J.: "Simplified Method for Computing Oil Recoveries by Gas or Water drive," *Trans.*, AIME (1952) 91, pag. 195-198.
20. Buell, R. S., Kasemi, H., y Poettmann, F. H.: "Analyzing Injectivity of Polymer Solutions with the Hall Plot," Artículo SPE 16963 presentado en el SPE annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, del 27 al 30 de Septiembre de 1987.
21. Odeh, A. S. y Jones L. G.: "Pressure Drawdown análisis, Variable-Rate Case," Artículo SPE 1084 presentado en la SPE Production Research Symposium en Tulsa, Okla., del 3 al 4 Mayo de 1965.
22. Guo, Q., Dutel, L. J., Wheatley G. B., McLennan J. D. y Black, A. D.: "Assurance Increased for Drilling Cuttings Re-Injection in the Panuke Field Canada: Case Study of Improved Design," Artículo SPE 59118 presentado en la IADC/SPE Drilling Conference , New Orleans, Louisiana, del 23 al 25 de Febrero del 2000.
23. Abou-Sayed A. S., McLennan J. D. y Hagan J.T.: "Case Studies Of Waste Disposal Through Hydraulic Fracturing" Advantek International, Houston, Texas.
24. Ikoku, C. U. y Ramey, H. J. Jr.: "Transient Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluids in Porous Media," *Soc. Pet. Eng. J.* (Junio 1979), pag.164-174.

25. Ikoku, C. U. y Ramey, H. J. Jr.: "Wellbore Storage And Skin Effects During the Transient Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluids in Porous Media" Artículo SPE 7449, Soc. Pet. Eng. (Febrero de 1980), pag. 25-38
26. Economides M. J., Hill A. D. y Ehlig-Economides C.: *Petroleum Production System*, Prentice Hall, New Jersey (1994).

6.1 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS ADICIONALES

En esta sección se presentan los artículos referentes a la inyección de lechadas de perforación, los cuales no se incluyeron en la tesis, pero se listan con el objetivo de que las personas interesadas por continuar este estudio, dispongan de una relación para la literatura relacionada con el tópico de esta tesis lo más completa posible.

- Abou-Sayed, A.S., y Q. Guo: "Design Considerations in Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing," Artículo IADC/SPE 72308, presentado en la IADC/SPE Middle East Drilling Technology Conference, Bahrain, del 22-24 de Octubre del 2001.
- Abou-Sayed, A.S., y Q. Guo: "Drilling and Production Waste Injection in Subsea Operations - Challenges and Recommendations," OTC 14288, presentado en la 2002 Offshore Technology Conference, Houston, TX, del 6-9 de Mayo del 2002.

- Andersen, E.E., R.J. Louviere, y D.E. Witt: "Guidelines for Designing Safe, Environmentally Acceptable Downhole Injection Operations," Artículo SPE 25964, presentado en la SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, TX, del 7-10 de Marzo de 1993.
- Brakel, J.D., J.B. Davies, G.K Yule, y J.T.O. Thornton: "Cuttings Re-Injection in Brent Reduces Drilled Cuttings Discharge to Sea," Artículo SPE 37864, presentado en la 1997 SPE/UKOOA European Environmental Conference, Aberdeen, Scotland, del 15-16 de Abril de 1997.
- Branagan, P.T., N.R. Warpinski, B.P. Engler, y R. Wilmer: "Measuring the Hydraulic Fracture-Induced Deformation of Reservoir and Adjacent Rocks Employing a Deeply Buried Inclinator Array: GRI/DOE Multi-Site Project," Artículo SPE 36451, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, del 6-9 de Octubre de 1996.
- Griffin, G.L., C.A. Wright, E.J. Davis, S.L. Wolhart, y Z.A. Moschovidis: "Surface and Downhole Tiltmeter Mapping: An Effective Tool for Monitoring Drill Cuttings Disposal," Artículo SPE 63032, presentado en la 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, del 1-4 Octubre del 2000.
- Minton, R.C., y B. Secoy: "Annular Re-injection of Drilling Wastes," Artículo SPE 25042, presentado en la European Petroleum Conference, Cannes, Francia, del 16-18 de Noviembre de 1992.

- Minton, R.C., A. Meader, y S.M. Willson: "Downhole Cuttings Injection Allows Use of Oil-Based Muds," *World Oil*, pp. 47-52, October de 1992.
- Moschovidis, Z., R. Steiger, R. Peterson, N. Warpinski, C. Wright, E. Chesney, J. Hagan, A. Abou-Sayed, R. Keck, M. Frankl, C. Fleming, S. Wolhart, B. McDaniel, A. Sinor, S. Ottesen, L. Miller, R. Beecher, J. Dudley, D. Zinno, y O. Akhmedov: "The Mounds Drill-Cuttings Injection Field Experiment: Final Results and Conclusions," Artículo IADC/SPE 59115, presentado en la IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, LA, del 23-25 de Febrero del 2000.
- Paige, R.W., J.D.M Roberts, L.R. Murray, y D.W. Mellor: "Fracture Measurement Using Hydraulic Impedance Testing," Artículo SPE 24824, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, del 4-7 Octubre de 1992.
- Reddoch, J., C. Taylor, y R. Smith:, "Successful Drill Cuttings Reinjection (CRI) Case History with Multiple Producing Wells on a Subsea Template Utilizing Low Cost Natural Oil Based Mud," Artículo SPE 35328, presentado en la International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, Mexico, del 5-7 de Marzo de 1996.
- Saasen, A., T.N. Tran, H. Joranson, E. Meyer, G. Gabrielsen, y A.E. Tronstad: "Subsea Re-Injection of Drilled Cuttings - Operational Experience," artículo SPE/IADC 67733, presentado en la SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, del 27 de Febrero al 1 de Marzo del 2001.

-
- Sipple-Srinivasan, M.M., M.S. Bruno, R.A. Bilak, y P.G. Danyluk: "Field Experiences with Oilfield Waste Disposal through Slurry Fracture Injection," Artículo SPE 38254, presentado en la SPE Western Regional Meeting, Long Beach, CA, del 23-27 de Junio de 1997.
 - Warpinski, N.R., P.T. Branagan, S.L. Wolhart, Z.A. Moschovidis, y K.D. Mahrer: "Microseismic Monitoring of the Mounds Drill Cuttings Injection Tests," presentado en la 37th U.S. Rock Mechanics Symposium, Vail, CO, del 6-9 Junio de 1999.
 - Wright, C.A., E.J. Davis, G. Wang, y L. Weijers: "Downhole Tiltmeter Fracture Mapping: A New Tool for Direct Measurement of Hydraulic Fracture Growth," presentado en la 37th U.S. Rock Mechanics Symposium, Vail, CO, del 6-9 de Junio de 1999.

NOMENCLATURA

b'	Intercepción en la gráfica de gastos múltiples	$((\text{lb}/\text{pg}^2)/\text{barriles}/\text{día})$
B	Factor de volumen de la formación	Adim.
c _t	Compresibilidad total del sistema	$(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
D _p	Diámetro de partícula	pies
h	Espesor de la formación	pies
H	Consistencia (parámetro del modelo de Ley de potencias)	$\text{lb}_f \text{ s}^n / \text{pies}^2$
k	permeabilidad	md
k _a	Permeabilidad absoluta después del polímetro	md
k ¹	Permeabilidad "virgen"	md
k _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	Adim.
k _{rp}	Permeabilidad relativa al polímero	Adim.
k _{rw}	Permeabilidad relativa al agua	Adim.
k _s	Permeabilidad dañada	md
m _H	Pendiente de la gráfica Hall	$(\text{lb}/\text{pg}^2)*\text{día}/\text{barril}$
m'	Pendiente de la gráfica de gastos múltiples	$(\text{lb}/\text{pg}^2)/(\text{barriles}/\text{día})/\text{ciclo}$
L	longitud	pies
n	Índice de comportamiento de flujo (parámetro del modelo de Ley de Potencias)	Adim.
Δp	Diferencia de presión (p _{wf} -p _e)	(lb/pg^2)
Δp _s	Cambio de presión debido al daño	(lb/pg^2)
Δp _f	Pérdidas de presión por fricción	(lb/pg^2)
p _e	Presión del yacimiento	(lb/pg^2)

p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	(lb/pg ²)
p_{wh}	Presión de inyección en superficie	(lb/pg ²)
q	Gasto	barriles/día
r	Distancia radial	pies
r_{b1}	Radio del banco 1	pies
r_{b2}	Radio del banco 2	pies
r_e	Radio de drene	pies
r_w	Radio del pozo	pies
s	Factor de daño de Van Everdingen-Hurst	Adim.
t	tiempo	s
u_o	Velocidad superficial (gasto volumétrico de flujo por unidad de área transversal)	pies/s
u_r	Velocidad superficial en la dirección radial (horizontal)	pies/s
W_i	Fluido inyectado acumulado	barriles

Símbolos

μ	Viscosidad Newtoniana	cp
μ_{ap}	Viscosidad aparente (fluido Ley de Potencia)	cp
μ_{ef}	Viscosidad efectiva	cp
μ_o	Viscosidad del aceite	cp
μ_p	Viscosidad del polímero	cp
μ_w	Viscosidad del agua	cp
ϕ	Porosidad	fracción
$\dot{\gamma}$	Gasto de corte	s ⁻¹
τ	Esfuerzo de corte	lb _f /pies ²
ρ	Densidad del fluido	lb _m /galón