



Convenio Marco 5211385
Acuerdo de cooperación (AC) 04
INFORME DE FINAL

ENTREGA FINAL:
DESARROLLO DEL MÓDULO DE DIAGNÓSTICO DE DAÑO POR PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Elaborado por:
Marco A. Ruiz, Profesor UNALMED
Cristian Herrera Pérez, Estudiante de maestría

GRUPO DE INVESTIGACIÓN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS
Instituto de Energía - Facultad de Minas

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
MEDELLÍN
MARZO DE 2018

CONTENIDO

1.	Guía Práctica sobre Daño Inducido en las Etapas de Perforación y Completamiento.....	3
	Introducción	3
1.1	Fenomenología Involucrada en el daño INDUCIDO	4
1.1.1	Daño asociado a los fluidos de perforación y completamiento	4
1.1.2	Mecanismos de daño	5
1.1.3	Resumen Mecanismos de Daño.	10
1.2	Subparámetros del daño inducido en las etapas de perforación y completamiento	12
1.2.1	IDP1: Radio del daño de invasión [ft]	12
1.2.2	IDP2: Factor de daño por polímero [lb].....	14
1.2.3	IDP3: Factor de daño por fluidos de invasión [Bbl]	15
1.2.4	IDP4: Factor de daño por lodo (barriles de lodo perdidos) [bbl]	16
1.2.5	IDP futuros.....	16
1.3	PROTOCOLOS EXPERIMENTALES.....	17
1.4	DIAGRAMA DE FLUJO	19
1.5	GLOSARIO	21
1.6	REFERENCIAS.....	23

1. Guía Práctica sobre Daño Inducido en las Etapas de Perforación y Completamiento

Introducción

El modelo multiparamétrico se fundamenta en el estudio de diferentes tipos de daños en la formación, en general aborda 6 mecanismos asociados con: escamas minerales, bloqueo por finos, escamas orgánicas, permeabilidad relativa, daño inducido y daño geomecánico, y brinda la capacidad de diagnosticar el skin en ambientes complejos donde varios de estos pueden co-existir.

La perforación de pozos de petróleo tiene varios objetivos según sea su fin, ya sea pozo exploratorio, pozo de producción, etc. y cumplir esa meta requiere de la perforación de serie de formaciones litológicas que cada día son más profundas dado el avance de la tecnología y la demanda de hidrocarburos. Los fluidos de perforación son de vital importancia durante este proceso, existen los fluidos base agua, base aceite y gaseosos. Siendo los primeros los que generan mayor daño de formación, sin embargo, es ambiguo definir cual genera más daño ya que hay una serie de factores que se deben considerar.

Estudios de laboratorio y de campo indican que casi todas las operaciones de campo; perforación, completamiento, operaciones de workover y estimulación, son una fuente potencial de daño a la productividad del pozo. Aunque la manera en la cual la productividad del pozo se puede ver afectada varía de una operación a otra, investigaciones y diagnósticos de problemas específicos indican que las razones están asociadas usualmente con la invasión de partículas finas, cierre de fracturas con material sólido en su interior, reacciones químicas o una combinación de las anteriores. Para prevenir un daño en la permeabilidad o para estimular un pozo efectivamente, es de vital importancia el conocimiento preciso de cual mecanismo de daño se presenta.

Los valores de permeabilidad antes y después del daño, la tasa de filtración y otros factores, se obtienen de pruebas de laboratorio, ya sea a condiciones de invasión dinámica o estática y perforación sobre balance de forma tal que se obtiene el factor de daño y una aproximación al radio de invasión. Registros de pozos permiten identificar el radio de invasión o la distancia desde la cara del pozo al frente de invasión de filtrado directamente. Los reportes de perforación, las campañas de fracturamiento e intervención de las compañías de servicio u operadoras, permiten identificar valores tan vitales como las libras de fluido inyectado al igual de los barriles para detener el flujo de cierta formación de interés. Estos datos de entrada se pueden obtener fácilmente o ser considerados a futuro para ser implementados en esta caracterización de daño por diferentes mecanismos.

Esta guía presenta la fenomenología y los mecanismos relacionados al daño inducido, asociado directamente a la invasión de fluidos de perforación y completamiento, esquematiza cada uno de los parámetros empleados por Restrepo et. al [1] y uno nuevo para el estudio del modelo multiparamétrico, y así también la forma de obtención y cálculo de los subparámetros que lo componen.

1.1 Fenomenología Involucrada en el daño INDUCIDO

1.1.1 Daño asociado a los fluidos de perforación y completamiento

Durante las operaciones de perforación y completamiento es común el daño de la formación por invasión de sólidos y filtrado provenientes de los fluidos de perforación y completamiento, debido al sobrebalance que ejerce la columna de fluido sobre la cara de la formación. Una barrera, o daño, se localiza alrededor del pozo ocasionando una dificultad en el flujo de las fases aceite, agua o gas. Este daño es causado por una reducción de permeabilidad y porosidad de la zona de producción, influyendo drásticamente en la productividad.

Aunque la zona afectada solo se extiende unos pocos pies del pozo, esto puede causar una gran reducción en la productividad, dado que el flujo es radial y por lo tanto la caída de presión es proporcional a la relación logarítmica entre el radio de interés y el radio del pozo [2].

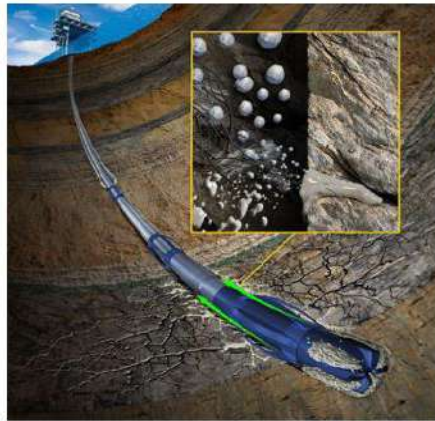


Figura 1: Invasión de fluido de perforación a la formación

Para prevenir el flujo de fluidos hacia la formación, la presión hidrostática del lodo debe ser mucho menor que la presión de poro, sin embargo, en este proceso se puede perder el control del pozo. Por otra parte, el lodo tiende a invadir las formaciones permeables debido al sobrebalance entre las presiones, sin embargo, estas pérdidas que pueden llegar a ser masivas, logran ser controladas mediante partículas introducidas dentro de la formulación del lodo que se posicionan sobre la cara del pozo, formando un cake de permeabilidad relativamente baja que limita el flujo del filtrado de lodo. Las partículas más grandes se depositan en el exterior y forman un puente externo, las medianas forman un cake interno y las más pequeñas pueden penetrar sin restricción. Como resultado, tres zonas son establecidas: cake externo, cake interno y zona invadida de lodo, ver Figura 2

Figura 2: Invasión de una formación por lodo de perforación.

1.1.2 Mecanismos de daño

Existen varios tipos de mecanismos de daño en el cual los sólidos y el filtrado proveniente de los fluidos de perforación y completamiento pueden reducir la productividad de un pozo, algunos causan un daño físico y otros químico alterando la superficie de la roca, diferentes tipos de mecanismos se enumeran en la Figura 3 [3].

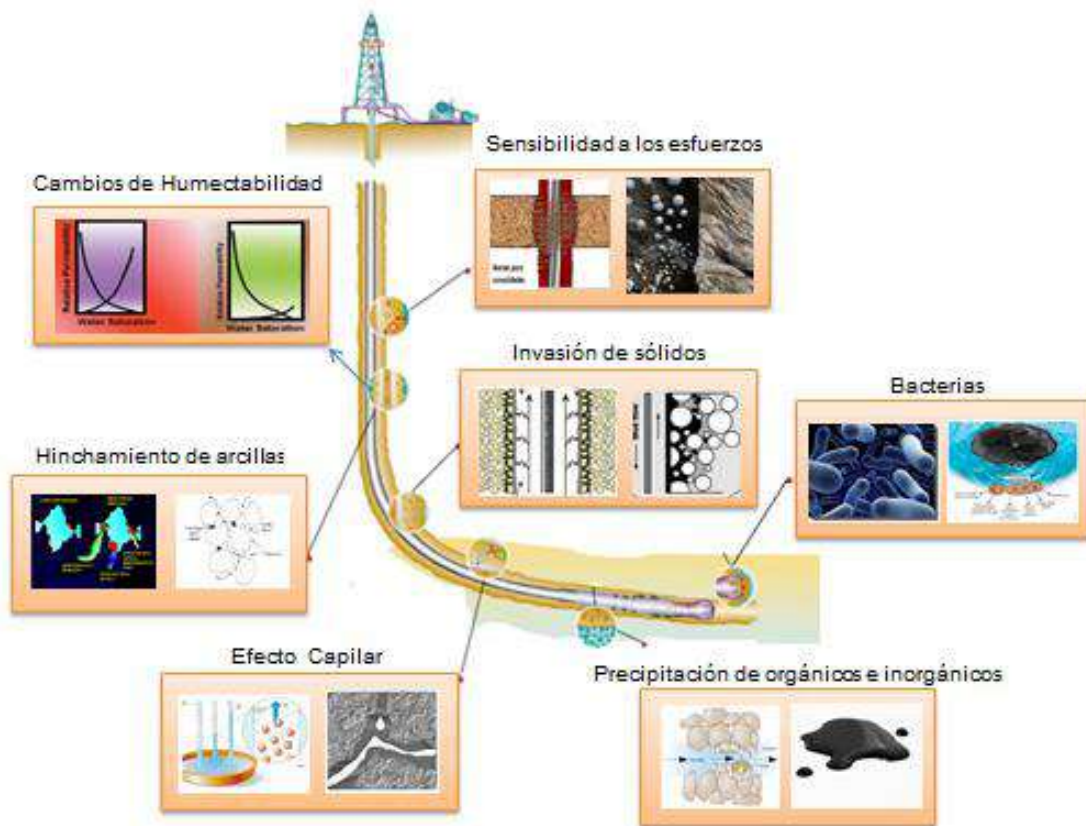


Figura 3: Mecanismos de daño de formación durante la perforación y completamiento. Tomado de W. Renpu 2011.

Si la gestión de ingeniería es óptima, el programa de perforación diseñado reunirá todas las necesidades de evaluación y completamiento para la exploración del pozo. Si esto no es posible, y el foco del programa es "ahorro de dinero", la calidad del pozo será pobre haciendo difícil las operaciones o incluso imposible. Un pozo con bajas condiciones, usualmente el trabajo de cementación es inefectivo y no es posible aislar las zonas de producción.

1.1.2.1 Invasión de sólidos

Las partículas pueden invadir la formación y causar deterioro mediante el bloqueo de los canales de flujo. Sin embargo, las partículas solo pueden penetrar la formación durante el período de formación del cake. Una vez el cake está completamente formado, las partículas más finas o coloides pueden ingresar debido a la estructura de muy baja permeabilidad del cake (alrededor de 10^{-3} mD). La permeabilidad puede seguir disminuyendo, pero la disminución no será ocasionada por las partículas que pasan a través del cake, pero sí por el transporte y el reordenamiento de las partículas ya realizado por el flujo de fluidos.

Las partículas deben encajar y bloquear los poros de la superficie de la roca, formando así una base sobre la que se puede formar el cake más externo. Para ser eficaz, las partículas de puenteo principal no deben ser mayor que un séptimo el tamaño de las aberturas de los poros y no menos de un tercio de ese tamaño, y debe haber una serie de partículas más pequeñas sucesivas hasta el tamaño de las partículas más grandes. Cuanto mayor sea la cantidad de partículas de puenteo, y menor la permeabilidad de la roca, más rápido será el puenteo sobre la roca, y más pequeñas serán las pérdidas de fluido [4], [5], ver Figura 4.

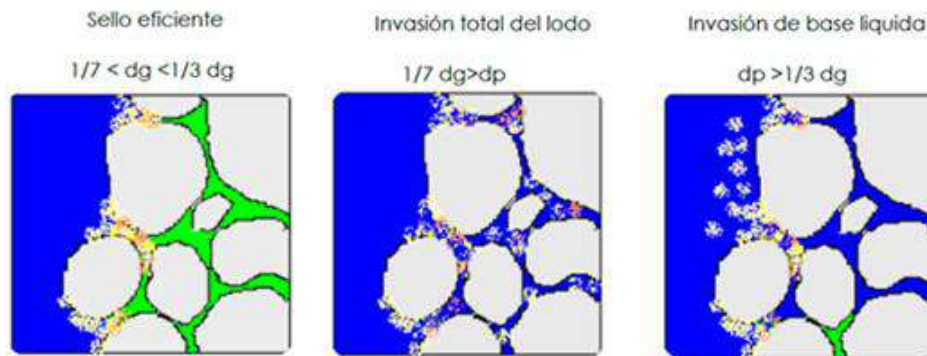


Figura 4: **Agente de puenteo - granulometría**

1.1.2.2 Hinchamiento de arcillas

Casi todas las arenas y areniscas contienen arcillas, las cuales influyen en la permeabilidad de la roca. La acción del filtrado sobre las arcillas puede ser muy severa y reducir la permeabilidad de la roca, pero solo si las arcillas se encuentran localizados en los poros. Evidencia experimental sugiere que la reducción en la permeabilidad es causada por el hinchamiento y dispersión de la montmorillonita, y el consecuente bloqueo de los poros causado por la migración de finos. Las formaciones en las que se reduce la permeabilidad debido al contacto con fluidos acuosos son llamadas *formaciones sensibles al agua* [6].

Otros investigadores [7]–[9] han demostrado que la reducción de la permeabilidad es mayor cuando la montmorillonita y las arcillas de capa mixta están presentes. La reducción es menos con caolinita y clorita. El deterioro de la permeabilidad también puede ser causado por los finos sueltos de minerales tales como micas y cuarzo [10].

1.1.2.2.1 Mecanismos de daño por hinchamiento de arcillas

El mecanismo en el que los fluidos acuosos afectan las rocas sensibles al agua ha sido estudiado por varios investigadores. Para simplificar la interpretación de los resultados, los experimentos se

realizaron en un solo sistemas de fase. Por lo general, salmueras de cloruro de sodio a través del núcleo o empaques de arena, seguido ya sea por flujos de forma sucesiva más salmueras de baja salinidad o por agua destilada. A continuación, se enuncian los mecanismos más representativos:

- Migración de arcillas
- Cambio en la salinidad de los fluidos de formación
- Intercambio catiónico
- Efecto del pH

1.1.2.3 Efecto capilar

Cuando el filtrado de los fluidos base agua invade una formación saturada de aceite, este desplaza los hidrocarburos del interior. Bajo ciertas circunstancias no todo el filtrado se produce con la producción natural del pozo, de este modo la productividad se deteriora. Siendo así el primer mecanismo de daño que se reconoce, y es comúnmente llamado *bloqueo por agua*.

El medio poroso es análogo a un conjunto de tubos capilares de gran variedad de diámetros [5], sin dejar de lado, por supuesto, que los patrones de flujo son mucho más complejos al interior del medio poroso, siendo tortuosos y en tres dimensiones, sin embargo el concepto de capilaridad aún se aplica. Un yacimiento de petróleo virgen se encuentra a saturación residual de agua a la presión inicial de yacimiento. La invasión de filtración conduce el aceite a una saturación residual de aceite en la cara del pozo o la zona afectada, cuando el pozo entra en producción, el aceite desplaza el filtrado hacia una saturación residual de filtrado. Sin embargo, la permeabilidad relativa al agua comienza a ser muy baja a saturaciones residuales, lo que conlleva a un gran tiempo para que el filtrado sea expulsado por completo, particularmente si la relación de viscosidad aceite/agua es baja [11]. Adicionalmente las presiones deben ser lo suficientemente altas para expulsar todo el filtrado con el tiempo, por lo que el daño generado sobre las permeabilidades relativas es temporal si se cumple con este requisito, formaciones con baja presión pueden tener mayores problemas, los yacimientos de baja presión y baja permeabilidad, el concepto de capilaridad comienza a ser considerable.

La presión capilar es inversamente proporcional al radio y algunos capilares de la roca son muy pequeños, requiriendo cientos de libras por pulgada cuadrada para desplazar los fluidos al interior. Este mecanismo, que se hará referencia como bloqueo por agua, causa un deterioro permanente, e incluso un cierre completo del pozo, en yacimientos altamente depletados. En yacimientos de gas este efecto es llamado *Efecto Jamin* [12]. El bloqueo por agua puede ser evitado usando fluidos de perforación base aceite, siempre que no haya agua en el filtrado a las condiciones en el fondo del pozo, lo que en fluidos de completamiento se hace un poco complejo ya que el fluido base es el agua.

Las emulsiones que se da en el yacimiento es otra posible causa de deterioro capilar si el filtrado de un lodo de emulsión aceite-en-agua contiene cantidades apreciables de emulsionante. La presencia de emulsiones es posible porque, aunque la tasa de flujo del filtrado es baja, la tasa de cizallamiento en los canales de flujo es alta. Si se forma una emulsión estabilizada, las gotas quedan atrapadas en los poros y reducen la permeabilidad efectiva. Sin embargo, la emulsión sólo estará presente en el filtrado si el exceso está presente en el lodo emulsionado. Por lo tanto, la emulsificación in situ se puede evitar si se tiene cuidado en la elaboración y el mantenimiento de los lodos emulsionados.

1.1.2.4 Cambios de Humectabilidad

La humectabilidad y la permeabilidad relativa de la formación están determinadas por la cantidad de la fase que fluye y por las capas de surfactantes naturales e inyectados. El filtrado de lodo base aceite humecta fuertemente la roca al aceite, incluso con concentraciones mínimas de surfactante, modificando de antemano las saturaciones de agua en el medio [13]. Los surfactantes, se convierten en agentes emulsionantes adicionales, y la humectabilidad (humectabilidad al agua para humectabilidad al aceite) cambia; los surfactantes se utilizan inevitablemente en la perforación y completamiento en fluidos base aceite.

Cuando el filtrado de lodo base aceite entra en contacto con la roca se genera la adsorción de texturas ambifílicas de los diversos agentes emulsionantes en la superficie de la roca hidrófila, el grupo hidrófilo sin duda se combina con la superficie de la roca hidrófila, y el grupo lipófilo está dirigido hacia el exterior, haciendo así que la superficie de la roca de aceite entre en contacto con el medio. El surfactante catiónico tiene el efecto más obvio [14].

1.1.2.5 Depositación de orgánicos e inorgánicos

Los fluidos inyectados en los pozos, filtran a la formación e interactúan con los fluidos de las rocas del yacimiento y si no son compatibles; es decir, si se forman precipitados, podría ocasionar daños graves sobre la permeabilidad. Un ejemplo clásico es el uso de un fluido de cloruro de calcio densificado para matar a un pozo perforado en un depósito que tiene agua connata con una alta concentración de bicarbonato. La mezcla de estas dos aguas en la formación provoca un precipitado de carbonato de calcio que provoca daños en la permeabilidad. En algunos casos, cada uno de los fluidos incompatibles pueden ser no nativo a la formación; por ejemplo, un componente catiónico pesado en el fluido de completamiento puede formar un precipitado con un polímero aniónico en el filtrado del fluido de perforación. Los precipitados causan daños ya que se mueven con los fluidos, taponan y reducen las gargantas de poro [15].

Algunos de los precipitados que se pueden dar en el yacimiento debido a la interacción de los filtrados con los fluidos de formación son:

- **Orgánicos.** Son hidrocarburos pesados (parafinas y asfaltenos) que se precipitan cuando la presión y la temperatura se reducen, o hay incompatibilidades con agentes externos que invaden y afectan el equilibrio termodinámico.
- **Inorgánicos.** Las escamas son químicos solubles en agua que se precipitan fuera de la solución en respuesta a cambios en las condiciones o la mezcla de aguas incompatibles. Ellos pueden estar presentes en los tubos, y la formación de perforaciones. Las escamas de campos petroleros más comunes son el carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario. Depósitos de cal con el agua de formación se encuentran entre los problemas más molestos de daños [16]. Las escamas por lo general consisten de precipitados formados a partir de la mezcla de aguas incompatibles o alterar el equilibrio de la solución de las aguas producidas. Algunas sales precipitadas son: Carbonato de calcio o calcita (CaCO_3) y sulfato de bario (BaSO_4)

1.1.2.6 Bacterias

Se pueden introducir bacterias a la formación en cualquier momento durante la perforación, el completamiento, la estimulación y las operaciones de workover cuando la fase acuosa de los fluidos utilizados no mantiene un adecuado control bacteriológico. Las bacterias se pueden clasificar como aeróbicas, anaeróbicas y facultativas. Las aeróbicas requieren una fuente de oxígeno para sobrevivir y suelen ser problemáticas solo en operaciones de inyección de agua a largo plazo. Las anaeróbicas no necesitan oxígeno y tienden a ser más problemáticas en un número de diferentes escenarios. Hay tres grandes problemas asociados con la introducción y propagación de bacterias en el medio poroso. Siendo estas:

- Taponamiento – las bacterias producen polímeros de alto peso molecular y forman una biopelícula hasta la superficie de la formación para protegerse ellas mismas de fluidos de corte. La adsorción física de la biopelícula puede causar una reducción significativa en la inyectividad y la productividad de un pozo. Oxidantes tales como peróxidos son usados comúnmente para la reducción y desorción del polímero.
- Problemas de corrosión – cuando colonizan superficies de metal, forman pequeñas celdas eletroquímicas las cuales resultan en una reacción de reducción de hidrógeno que causa corrosión sobre la superficie de la tubería, las bombas y las facilidades de superficie.
- Toxicidad – bacterias reductoras de sulfato, familia de las bacterias anaeróbicas, metabolizan sulfato el cual puede estar presente naturalmente en formaciones de agua o inyecciones de agua y crear gas de sulfuro de hidrógeno tóxico.

1.1.2.7 Sensibilidad a los esfuerzos

Debido a la condición de presión negativa en el pozo durante la perforación bajo balance, el esfuerzo efectivo en las cercanías del pozo es mayor que el esfuerzo durante la perforación sobrebalance, y el grado del daño se hace más alto. El espacio de los poros en yacimientos de baja permeabilidad, yacimientos de areniscas apretados, se conecta básicamente por microfracturas. Una vez las microfracturas se cierran bajo la acción del esfuerzo efectivo, la capacidad de filtración del yacimiento se reduciría en gran medida, incluso a cero, sin embargo, este cierre de fracturas se puede con material sólido proveniente de los fluidos de perforación en el interior, ocasionando un fenómeno llamado *stress cage*. La fractura cerrada es difícil de abrir después de la liberación del esfuerzo; en otras palabras, la fractura es difícil de recuperar después del daño. Resultados experimentales asociados al daño por sensibilidad de esfuerzos en yacimientos de baja permeabilidad y yacimientos de gas apretados que, con el aumento del esfuerzo efectivo, la permeabilidad de la matriz disminuyó gradualmente.

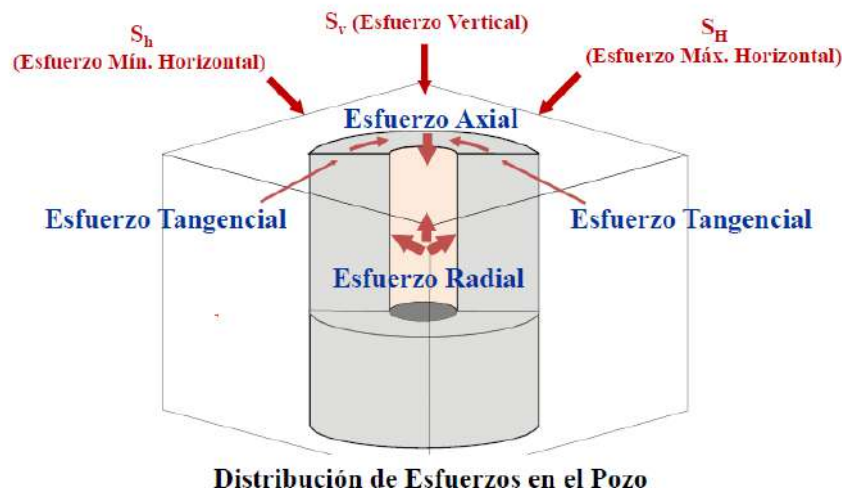


Figura 5: Estado de esfuerzos en un punto del pozo

De los muchos tipos de rocas que se encuentran en la perforación, la más susceptible a la inestabilidad es la lutita. La hidratación debido al filtrado de lodos base agua tiende a reducir la resistencia de las lutitas. La pérdida de resistencia aumenta la inestabilidad del hoyo. Los sedimentos más recientes se ablandan, hinchan y dispersan cuando se mezclan con el agua. La inestabilidad de las lutitas pueden ser el resultado de cualquiera de los factores siguientes, o una combinación de los mismos [17]:

- Fuerzas mecánicas
- Presión de sobrecarga
- Presión de poro
- Fuerzas tectónicas
- Hidratación

1.1.3 Resumen Mecanismos de Daño.

En la **Error! Reference source not found.4** se hace un resumen de los mecanismos de daño más predominante, la forma de prevenir los mismos y que tratamientos pueden ser utilizados.

Tabla 1: Mecanismos de daño, efectos, operación, precauciones y tratamientos asociados a los fluidos de perforación y completamiento

Mecanismos de Daño de Formación			
Tipo de Daño	Efectos o Acciones	Operación	Precauciones y tratamiento
Efecto Capilar – Bloqueo por agua	• Se aumenta la saturación de agua.	• Fluidos de perforación y completamiento base agua.	• Evitar el uso de fluidos base agua.
	• Percolación capilar (presión sobre balance).	• Cementación.	• Reducir la diferencia de presión.
	• Imbibición	• Cañoneo	• Formación de un cake con permeabilidad cero.

	<ul style="list-style-type: none"> Se incrementa la saturación de aceite. Percolación capilar. Condensación. 	<ul style="list-style-type: none"> Perforación bajo balance con fluido de fracturamiento, acidificación y workover. Perforación con fluido de perforación y completamiento base aceite. Baja presión de flujo durante la producción. 	<ul style="list-style-type: none"> Reducir la presión capilar. Inyección de gas. Tratamiento térmico. Fracturamiento. Evitar el uso de fluidos base aceite.
Invasión de sólidos	<ul style="list-style-type: none"> Las partículas se depositan en la garganta de la matriz. Las partículas se depositan en la fractura. Cierre de fracturas con sólidos. Cake en la cara de la fractura 	<ul style="list-style-type: none"> Perforación sobre balance. Cementación. Well completion en hueco abierto. Fracturamiento. Acidificación. Workover. 	<ul style="list-style-type: none"> Formación de cake con permeabilidad cero. Perforación bajo balance. El fluido que se use en el pozo debe no tener pérdidas. Cañoneo de penetración profunda Fracturamiento. Acidificación. Tratamiento ultrasónico
Hinchamiento de arcillas	<ul style="list-style-type: none"> Acción de un fluido extraño sobre la roca. Sensibilidad a la alcalinidad (pH=9). Sensibilidad al agua. Sensibilidad a la sal. Acción de fluido de formación sobre 	<ul style="list-style-type: none"> Perforación. Cementación. Well completion. Acidificación. Fracturamiento. Workover. 	<ul style="list-style-type: none"> Formación de cake con permeabilidad cero. Perforación bajo balance. Evaluación de los daños potenciales. Adición de aditivos estabilizadores de arcilla. Reducción del pH. Reducción de la velocidad de flujo (utilizando un pozo horizontal). Diferencia de presión estable.
Cambios de humectabilidad	<ul style="list-style-type: none"> Adsorción de moléculas de alto peso que retienen el aceite. Cambio de humectabilidad de las gargantas. Emulsificación. 	<ul style="list-style-type: none"> Perforación. Well completion. Fracturamiento. Workover. 	<ul style="list-style-type: none"> Evaluación en laboratorio. Fluido de fracturamiento base gaseoso. Uso de agente oxidante (enzima). Degradación microbiana. Polímero. Surfactante. Nanopartículas.
Sensibilidad a los esfuerzos	<ul style="list-style-type: none"> Cambio en el tamaño de garganta de la matriz. Cambio en el ancho de la fractura 	<ul style="list-style-type: none"> Perforación sobre balance. Perforación bajo balance. Cementación. Cañoneo. 	<ul style="list-style-type: none"> Formación de cake con permeabilidad cero. Control de la diferencia de presión. Pozos horizontales. Inhibición del hinchamiento de arcillas en estratos contiguos. Optimización de los parámetros de cañoneo.

Deposición de Sales inorgánicas	<ul style="list-style-type: none"> • Acción de un fluido extraño con los fluidos de formación. • Interacción de sales inorgánicas y agua. BaSO_4, CaCO_3, $2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3. • Sal inorgánica, CaCO_3 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación • Cementación • Workover 	<ul style="list-style-type: none"> • Prueba de compatibilidad entre fluidos. • Control de la diferencia de presión. • Prolongar el tiempo de adelanto del agua. • Uso de agente anti-precipitación de escamas. • Eliminación mecánica y química. • Fracturamiento. • Acidificación.

1.2 Subparámetros del daño inducido en las etapas de perforación y completamiento

Los subparámetros propuestos asociados al parámetro IDP se definen a continuación, también se explican bajo un fundamento teórico para su respectiva elección, y se presenta la forma de estimarlos.

1.2.1 IDP1: Radio del daño de invasión [ft]

Una barrera o daño localizado alrededor del pozo ocasiona dificultad en el flujo de las fases de aceite o gas. Esta zona es producto de la invasión de filtrado y partículas sólidas y depende de un conjunto de variables presentes durante la perforación del pozo, adicionalmente suele tener una distancia finita denominada radio de invasión.

Teóricamente esta zona se ha definido como el área de un cilindro de radio regular debido a la invasión de un volumen finito de filtrado [18], ver Figura 3 **Error! Reference source not found.** Por balance de materiales el volumen filtrado, V_f , es igual al volumen invadido, V_i .

$$V_f = V_i = \pi(r_d^2 - r_w^2)h\phi(1 - S_{irr})$$

De esta forma,

$$r_d = \left[r_w^2 + \frac{V_f}{\pi h \phi (1 - S_{irr})} \right]^{0.5}$$

La ecuación anterior define el radio de invasión como consecuencia del volumen filtrado en un tiempo t para un espesor h con características petrofísicas definidas; sin embargo esto no sucede durante la perforación, los tiempos de exposición de los primeros pies perforados son mayores que los tiempos de exposición al finalizar la perforación, lo que varía el volumen filtrado hacia la formación alcanzando teóricamente una forma cónica del radio al aumentar la profundidad, adicionalmente las propiedades petrofísicas varían durante la perforación, ver Figura 6.

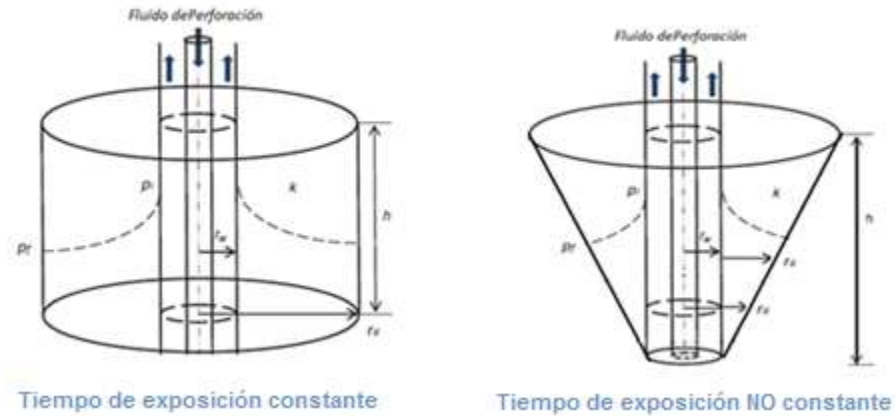


Figura 6: Radio de invasión para tiempos de exposición al lodo constantes y no constantes.

El volumen invadido, V_i o el volumen filtrado a la formación, V_f , se puede determinar a partir de:

- Pruebas experimentales en laboratorio que permitan determinar la tasa de filtración de un fluido de perforación sobre un tipo de roca (sección 3).
- Modelos predictivos del daño por fluido de perforación y completamiento.
- Reportes de pérdidas de barriles de lodo en la formación productora.

El último se puede obtener de registros de perforación de las compañías de servicio cuando reportan cada pie perforado y la diferencia de fluido en los tanques en superficie. Este valor es acotado a la profundidad que corresponde a cada una de las formaciones de interés. No interesa que sucede en los primeros pies perforados o en formaciones no productoras, ver.

Sin embargo, algunas compañías pueden obtener directamente el valor del radio de invasión a partir de registros de pozo, perfiles de saturación del filtrado de pozo cuando se perfora con fluidos base agua.

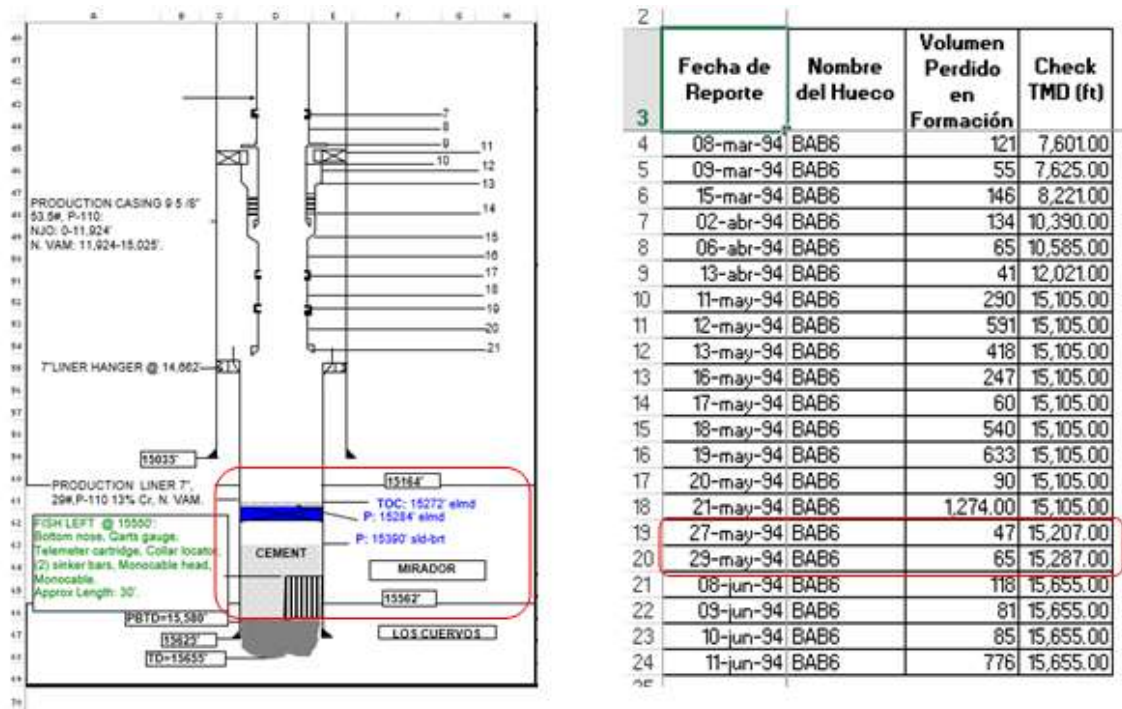


Figura 7: Well review y volumen de lodo perdido en la formación

Finalmente, el factor IPD1 se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$IDP1 = \frac{\text{Radio de invasión para el pozo } j \text{ (ft)}}{\text{Máximo Radio de invasión entre todos los pozos (ft)}}$$

1.2.2 IDP2: Factor de daño por polímero [lb]

Un segundo parámetro, IDP2, es considerado en el modelo multiparametrico y corresponde al daño ocasionado por polímeros durante el fracturamiento hidráulico. Los polímeros bombeados a la fractura hidráulica también constituyen un fluido que puede llegar a alterar las propiedades del medio y en consecuencia generar daño y reducción en la productividad del pozo, y por este motivo en considerado para el estudio.

Este valor de libras de polímero bombeado se obtiene de los reportes o *summary* de cada uno de los pozos en cada una de sus intervenciones, ver Figura 8.

	A	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
1	Well	Formation	Top of Perfs ft.	Bottom of Perfs ft.	TVD Top of Perfs ft.	Res. Pressure psi	Fluid	Volume bbl/s	Fluid	Volume bbl/s	Fluid Type	Pad Volume bbl/s	Proppant 1 Size	Proppant 1 Volume lbs.	Proppant 2 Size	Proppant 2 Volume lbs.	Proppant 3 Size	Proppant 3 Volume lbs.	Proppant 4 Size	Proppant 4 Volume lbs.	Proppant 5 Volume lbs.	Total gel bomb lbs			
4	BAA23	Barco	15,224	15,440	14,666	5,000	SF	4500	410		SF	4500	0	714	20-40	60,000						60,000	2916.9		
5	BAB2ST	Mirador IV	15,029	15,059	14,701	5,100	SF	4500	464		SF	4500	0	268	20-40	25,600	16-20	50,000				75,600	1680.96		
6	BAB6	Mirador IV / V / VI	15,298	15,516	14,581	5,100	SF	4500	362		SF	4500	0	263	20-40	38,000	16-20	38,000	12-18	20,600		113,000	1473.18		
7	BABA2ST	Mirador II	14,913	14,956	14,600	5,100	SF	4500	446		SF	4500	0	357	20-40	28,800	16-20	28,800	12-18	22,000		79,600	1913.94		
8	BABA33Z	Mirador IV	15,684	15,732	14,593	5,036	SF	3500	500		SF	3500	0	20	20-40	16,000	16-20	500				16,500	795		
9	BABA33Z	Mirador IV	15,684	15,732	14,593	4,800					VIS	22.0	50	20-40	6,600	14-20	13,100					19,700			
10	BABA33Z	Mirador VI	15,844	15,892	14,748	5,036	SF	4000	416		SF	4000	0	225	20-40	9,700	16-20	23,200	12-18	24,700		57,600	1373.88		
11	BABA38	Mirador II	16,372	16,584	14,591	5,320	SF	4000	207		SF	4000	0	404	20-40	32,000	16-20	14,000				46,000	1559.76		
12	BABA38	Mirador IV	16,506	16,584	14,725	5,320	SF	4000	446	SF	4000	446											1498.56		
13	BABA40	Mirador II	15,302	15,340	14,633	4,750	SRG	6	500		SRG	6.0	1,000	20-40	6,600	16-20	9,400					16,000	3126		
14	BABA40	Mirador IV	15,435	15,460	15,344	4,800	SF	3500	500		SF	3500	0	595	20-40	19,800	16-20	10,200				32,000	2520		
15	BACA27	Mirador VI	15,220	15,300	14,795	5,200	VIK	4000	440		SF	4000	0	380	20-40	19,200	16-20	21,600				40,800			
16	BAD21Z	Mirador II / III / IV	15,197	15,400	14,659	5,100	SF	4000	253		SF	4000	0	475	20-40	22,400	16-20	8,600				31,000	1850.04		
17	BAD21Z	Mirador IV	15,350	15,400	14,811	5,100	HY	40	400		HY	40.0	71	20-40	2,500							2,500	885		
18	BAD24	Mirador III / IV	14,840	14,970	14,819	5,300					SF	4000	0	131	20-40	6,700						6,700	393		
19	BAD24	Mirador IV	14,910	14,970	14,860	5,200	SF	4000			SF	4000	0		20-40	1,000						1,000	0		

Figura 8: Informe de polímeros bombeados

El factor IDP 2 está definido como:

$$IDP2 = \frac{\text{total de lbs de polímero bombeado durante fracturamiento hidraulico en pozo j}}{\text{Máximo de lbs de polímero bombeado entre todos los pozos}}$$

1.2.3 IDP3: Factor de daño por fluidos de invasión [Bbl]

Es el volumen correspondiente a las operaciones de chemical stimulation + fracture stimulation + zonal isolation + Gas shut off + Completion + Conversion to Injector + Cement Squeeze + Wellbore Clean Out + RWO PREP + Fishing Operations + Repair Wellhead + Abandon. Operaciones destinadas a la detención momentánea o indefinida de la producción.

Los fluidos de invasión inyectados al pozo corresponden al volumen de barriles utilizados durante las operaciones para matar el pozo mencionadas anteriormente. Este dato se determina a partir de los Kill Events realizados en un pozo específico, ver Figura 9.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	
1	Common Well Name	Objective	Start Date	End Date	Report Date	From Time	To Time	Tax	Activity	Unit or Rate	Operation	24 Hr Summary	Event Type	
116	Pozo XXXC2	STIMULATION - FRACTURE	3-Jan-05	*****	6-Jan-05	04:45	05:30	KILL	RH	COL	CT @ 2000 ft. Continuous RH @ 30 lpm.	Continuous RH to 5000, finished surface lines RH. RH holding to 7,000 ft.	U. SERVING	
117	Pozo XXXC2					05:30	06:30	KILL	RH	COL	Grabbing developed hydraulic oil leak at blind same as above, and began back-swinging, continue rigging up B equipment.		U. SERVING	
118	Pozo XXXC2						06:30	09:30	KILL	REPECP	COL	MU BHA with CTC, DEPV, and conventional nozzles with 1" central hole. Changed stopper valves. PRT snipe and BPV to 500/4500 psi. OK. Disbanded CTC inhibited diesel @ 50 gpt US40 and 2 gpt NE 18. RAU PRT line from sand separator out let to well testing manifold. Flamed in line line and attached BUI line. Disbanded kill line. Connected pump to annulus. Annulus with 500 psi. Found leak at BUI line. Break connector back and series line to 500/4500 psi. OK. Hold safety meeting and discuss operation with BUI and Dowell Corp.	Continuous PCHH. LOBHA. MU BHA composed of CTC, DCU and 2 7/8" conventional nozzle. Killed well with 450 bbl of inhibited diesel pumped at 6 lpm. Max pressure 2,512 psi. Shut down pumps and well on vacuum.	U. SERVING
119	Pozo XXXC2	STIMULATION - CHEMICAL	11-Jan-05	*****	12-Jan-05	11:00	15:00	KILL	RH	COL	Continue RH with CT.		U. SERVING	
120	Pozo XXXC2					15:00	15:30	KILL	SAFETY	COL			U. SERVING	
121	Pozo XXXC2					15:00	21:00	KILL	RH	COL	Continue RH with CT.		U. SERVING	
122	Pozo XXXC2	GAS SHUT-OFF				14:30	15:40	KILL	RH	COL	Received information from memories. TLU 15,627 connected depth. Noticed that the real depth difference between correlation pass with well flowing and well dead is just 2 ft (the upper tag made at 15500 ft with the well line was 2 feet deeper than the well dead. 15484 ft vs 15482 ft respectively). RH to 15000 ft, pump 30 bbl of inhibited diesel thru the CT. Well dead. PA 38 bbl of SRG 22 and prepare equipment for sand back.		U. SERVING	
123	Pozo XXXC2					18:40	22:30	KILL	WELKIL	PUMP	Start pumping inhibited diesel 50 gpt US40 + 2 gpt NE18 thru the CT with RH to bottom. Shut down a valve at the CT injector head. Stop pumping and spot crane with man basket for inspection. Verify and detect a problem in the gas seal in regular condition. No problem to continue the operation.		U. SERVING	
124	Pozo XXXC2				22-Jan-05	23:00	00:00	KILL	WELKIL	COL	Start kill well. 435 Bbls pumped at 7 lpm with max P=2,530 psi. CT at 12,000 ft. Problems with CT injector head.	Got off the well and flowing quickly through separator and flowline. A problem develop with CT, require evacuation with VHP to dislodge continuous PCHH slowly from the TLU LOBHA found leakage in the head, out 350 bbl of oil, and move out. Assess injector head conditions found a lot of metal debris through whole hydraulic system, one hydraulic motor completely damage. Need to replace CT line.	U. SERVING	
125	Pozo XXXC2				23-Jan-05	00:00	00:00	KILL	WELKIL	COL	Troubleshooting problem of Dowell injector head. Continue pumping 10 Bbls of inhibited diesel every hour thru the CT until to keep well dead.		U. SERVING	

Figura 9: Fluidos de invasión en barriles a partir del Kill Events

El factor IDP3 se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$IDP3 = \frac{\text{Fluidos de invasión inyectados al pozo } j \text{ (Bbls)}}{\text{Máximo volumen de fluidos de invasión inyectados entre todos los pozos (Bbls)}}$$

1.2.4 IDP4: Factor de daño por lodo (barriles de lodo perdidos) [bbl]

Una considerable parte del daño de formación en un pozo es debido al lodo de perforación usado durante esta etapa, es decir, cuando se está perforando un pozo en particular se debe conocer en la mejor forma posible las características de la formación productora con el fin de usar un lodo con determinadas características reológicas que permita tener un apropiado control de filtrado en la formación, pues este filtrado de lodo avanza dentro de la formación hasta un radio conocido como “zona invadida” como se muestra en la Figura 2, y puede causar disminución en la permeabilidad por taponamiento de las gargantas del espacio poroso, desestabilización del medio y desprendimiento de finos por interacción química con el medio y con los fluidos de la formación, entre otros. Por este motivo, el sub-parámetro IDP4 se concentra en capturar la información correspondiente a los barriles de lodo perdidos en determinada formación.

El volumen de barriles es uno de los componentes el factor IDP1, corresponde al volumen invadido o filtrado y se obtiene de las formas establecidas en dicho factor.

El factor IDP4 se determina de la siguiente forma:

$$IDP4 = \frac{\text{Barriles invadidos de lodo al pozo } j \text{ (Bbls)}}{\text{Máximo barriles invadidos de lodo entre todos los pozos (Bbls)}}$$

1.2.5 IDP futuros

Con el fin de estimar el factor de daño inducido en las etapas de perforación y completamiento de una forma más asertiva y exacta, se proponen los siguientes parámetros para el cálculo del factor total o en sí reemplazar los anteriores con aquellos que se acercan más a los parámetros de mayor peso en el daño mecánico o inducido. Los siguientes deben entrar a una etapa de estudio ya que se debe considerar la disponibilidad de la información.

IDP_ Skin por fluido de perforación

IDP_ Skin por fluidos de invasión

Ambos parámetros se fundamentan en la expresión de Hawkins [19].

$$S = \left[\left(\frac{K_i}{K_d} - 1 \right) \right] \ln \left(\frac{rd}{rw} \right)$$

1.3 PROTOCOLOS EXPERIMENTALES

Los valores de volumen invadido, radio de invasión, permeabilidad inicial, permeabilidad al daño y skin se pueden obtener a partir de pruebas experimentales, que consisten en la medición de las propiedades básicas de un núcleo antes y después de la exposición de un fluido de perforación. Durante la generación del daño se obtiene una curva dinámica de filtración que puede ser escalada a condiciones de campo.

En el laboratorio se corren los ensayos para la evaluación del efecto de los fluidos de perforación en muestras de roca a condiciones de yacimiento (presión de confinamiento, presión de poro y temperatura). El procedimiento técnico de ensayo se basa en el trabajo de Bennion, *“Special core analysis designed to minimize formation damage associated with vertical/horizontal drilling application”* [20].

Para la generación del daño por fluidos de perforación a condiciones de sobrebalance, las pruebas se realizan en un equipo que consta de (1) una bomba de alto caudal, (2) un amortiguador de pulsos, (3) un tanque recolector y (4) un portamuestras, especialmente diseñado, que permite el flujo de lodo por la cara de la muestra. La Figura 10 presenta el montaje experimental diseñado y sus componentes más representativos.

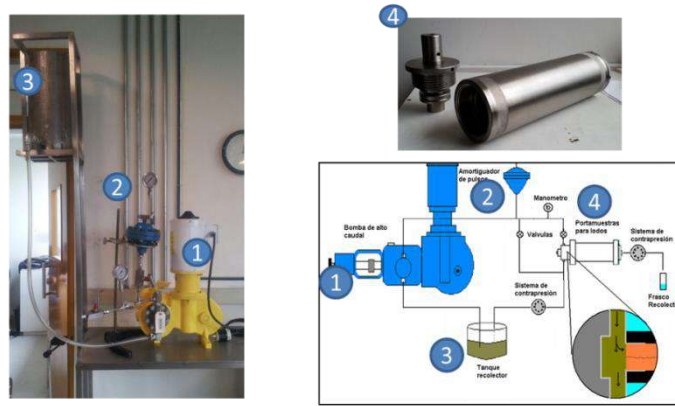


Figura 10: Esquema experimental para la generación del daño por fluido de perforación.

La Figura 11 ilustra el montaje experimental planteado por el Laboratorio de Yacimientos de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, para la medida de las permeabilidades efectivas, haciendo uso de la celda biaxial para generar los esfuerzos radial y axial.

El sistema consta de los siguientes accesorios: (1) bomba de desplazamiento, (2) cilindros portamuestras, (3) bomba de confinamiento, (4) horno, (5) equipos de medición de presión diferencial, (6) celda biaxial y (7) equipo de simulación de presión de poro o contra presión (*back pressure regulator*).

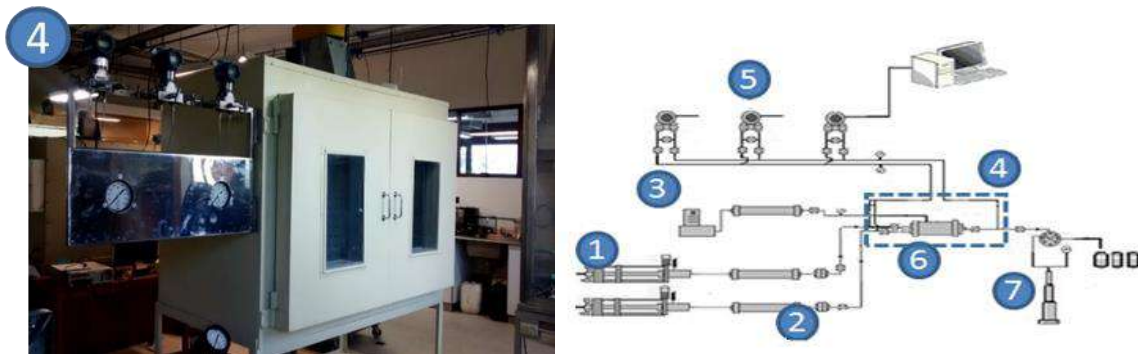


Figura 11: Esquema experimental para la evaluación del retorno de permeabilidad.

A continuación, se detalla paso a paso el protocolo experimental para la obtención de los resultados experimentales que en su instancia alimentan el modelo de cálculo.

Tabla 2: Protocolo experimental daño por fluido de perforación

Etapa	Procedimiento	Justificación
1	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado y saturación.	Preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas.
2	Inyección salmuera sintética.	Determinar permeabilidad absoluta al líquido, K_{abs} .
3	Inyección de aceite.	Medición de permeabilidad efectiva al aceite, K_o , a saturación de agua residual.
4	Inyección de salmuera sintética.	Construcción de curvas de permeabilidad relativa base: K_r , K_w y N_p .
5	Flujo de lodo en la cara de la muestra.	Daño por fluido de perforación. Construcción curva de filtración respecto al tiempo.
6	Inyección de aceite.	Medición de K_o después de generado por filtrado de lodo. Determinar magnitud del daño.
7	Inyección de salmuera sintética.	Construcción de curvas K_r , K_w y curva N_p después de generado el daño por filtrado de lodo. Determinar magnitud del daño.
8	Inyección de aceite.	Evaluar recuperación de permeabilidad efectiva al aceite y llevar muestra a condiciones iniciales y comparar con resultados obtenidos.

Luego de obtener las curvas de filtración a los diferentes escenarios propuestos se construye una función simplificada propuesta por Civan [21] que asume para el modelo de derivación del comportamiento de la invasión de lodo una función lineal. En el modelo, el volumen acumulado de filtración varía linealmente con la raíz cuadrada del tiempo, es decir, es una filtración lineal.

$$V = C * t^{1/2}$$

Donde, C es una constante que depende de propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, fracturas) y las condiciones operativas (presión de sobrebalance, velocidad de cizallamiento) y se puede hacer equivalente a $dV/dt^{1/2}$, que a su vez representaría la tasa de filtración del sistema.

$$C = dV/dt^{1/2}$$

Retomando el concepto de, $V = \left[dV/dt^{1/2} \right] * t^{1/2}$, la pendiente de la curva, $dV/dt^{1/2}$, puede ser expresada en términos de las propiedades de la roca o variables de operación, donde:

$$dV/dt^{1/2} = A * f(K, dP, \sigma, d_g, d_p, etc.) + B$$

Donde A y B son constantes, las cuales están interrelacionadas o definen el comportamiento entre sí de variables como permeabilidad, sobrebalance, tamaño de garganta, etc.

Actualmente se puede determinar el volumen de invasión o filtrado con las siguientes dos expresiones a partir de valores de permeabilidad y overbalance:

- Sistema de baja permeabilidad, naturalmente fracturado con fluido de perforación base aceite.

$$V_f = [0.0074(K * P_{OB}) - 0.472] * t^{1/2}/A_f$$

- Sistema de alta permeabilidad, poco consolidado con fluido de perforación base agua.

$$V_f = [8 \times 10^{-6}(K * P_{OB}) - 0.0398] * t^{1/2}/A_f$$

Se espera ahondar en expresiones que permitan considerar la distribución del tamaño de partículas de un fluido de perforación.

1.4 DIAGRAMA DE FLUJO

Para el cálculo de los diferentes subparámetros enunciados anteriormente, es pertinente cumplir con el mínimo de información de entrada requerido. Inicialmente se parte del primer fluido que entra en contacto con la formación. El lodo de perforación invade la formación por cada pie perforado, las compañías suelen reportar estos barriles como la diferencia en los tanques recolectores en superficie. Si no se cuenta con esta información, es posible obtener el volumen de barriles invadidos a partir del escalonamiento de curvas de filtración o funciones predictivas del daño por fluidos de perforación que se obtienen de pruebas experimentales, aún sin esta información algunos registros de pozos permiten obtener el radio de invasión del frente de filtrado de lodo. De esta forma a partir del volumen de barriles de lodo se puede obtener los subparámetros IDP1 e IDP4 o de forma directa a partir de registros de pozo el subparámetro IDP1.

Con base en reportes de las campañas de intervención o fracturamiento hidráulico, se determinan los parámetros IDP2 e IDP4, a partir de las libras de polímero bombeado durante el fracturamiento y los barriles de fluido de invasión durante un fracturamiento o una matada de pozo, respectivamente. Si los pozos simplemente no presentan estimulación, fracturamiento, etc. los parámetros IDP2 e IDP3 son iguales a cero.

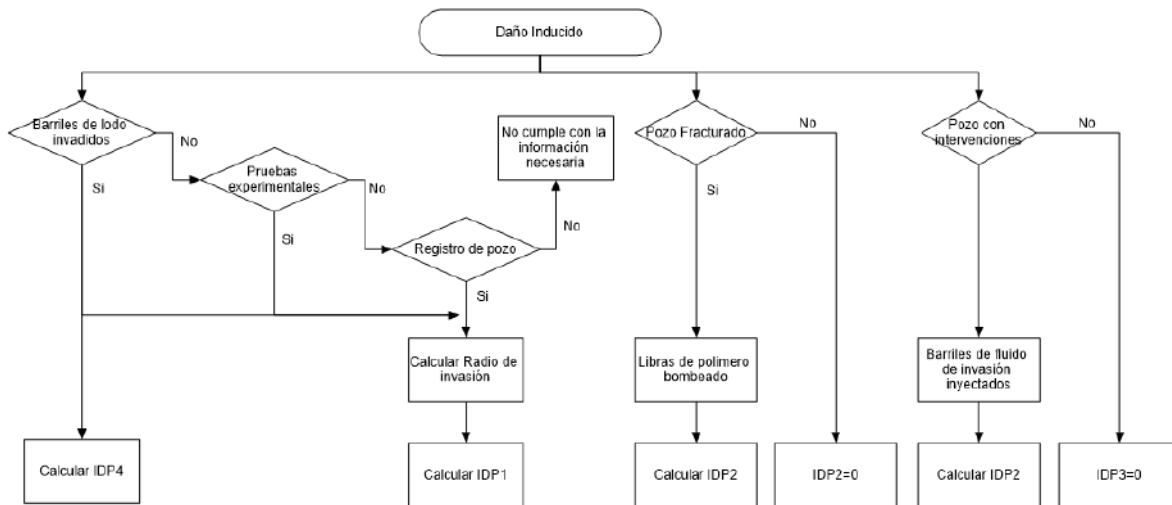


Figura 12: Diagrama de flujo para el cálculo de los parámetros IDP1, IDP2, IDP3 e IDP4

El aporte de los subparámetros al parámetro general del daño inducido se esquematiza en la figura 86, este se estima a partir de un promedio ponderado de los subparametros para encontrar el aporte de este parámetro al modelo multiparamétrico global.

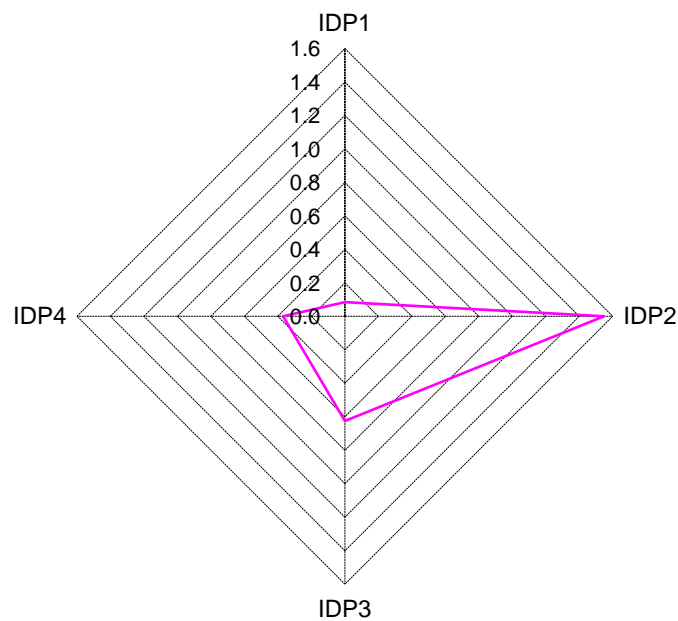


Figura 13: Diagrama para Daño Inducido en el Modelo Multiparamétrico.

1.5 GLOSARIO

A

Asfaltenos: Son materiales orgánicos que consisten en compuestos de anillos nafténicos y aromáticos condensados con pesos moleculares de cientos a miles. Se caracterizan por las moléculas de nitrógeno, sulfuro y oxígeno definidas como la parte orgánica no soluble en un solvente de cadena lineal, tales como los pentanos y heptanos.

C

Carbonato de calcio o calcita (CaCO_3): se forma normalmente cuando la presión se reduce en aguas que son ricas en iones de calcio y bicarbonato. La depositación puede ser afectada por la desgasificación de CO_2 , lo que eleva el valor pH y hace que las altas concentraciones de calcio sean inestables.

Crudo: Nombre común dado al petróleo sin procesar. Petróleo crudo o simplemente crudo.

D

Daño de Formación: reducción de la permeabilidad en la zona productora en la vecindad del pozo.

Densidad: Es una propiedad intensiva de la materia que relaciona a la masa de una sustancia y a su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón

F

Fluidos de Perforación: fluidos que son circulados a través del hueco y cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación de un pozo.

Fluido base agua: Conjunto de fluidos preparados en una base que es agua.

Fluido base aceite: Conjunto de fluidos preparados en una base aceitosa.

Formulación: Receta para la adición de diferentes aditivos en diferentes proporciones para obtener una solución final.

G

Garganta de Poro: Son las conexiones entre los espacios porales y deben mantenerse abiertas para permitir el flujo. Puede determinarse mediante dos métodos: inyección de mercurio o microscopía electrónica.

H

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Humectabilidad: Tendencia o Preferencia de una muestra de roca, cuyo espacio poroso, tiende a preferir ser mojado por un determinado fluido; ya sea un fluido acuoso o un fluido base hidrocarburo.

M

Modelo Multiparamétrico: Modelo para el estudio de diferentes mecanismos de daños en la formación.

N

Núcleo: muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, con el fin de determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.

P

Parafinas: hidrocarburos más simples. Están compuestas de solo átomos de carbono e hidrogeno y son de cadena no ramificada. Las cadenas de carbonos asociadas con la formación de depósitos de parafinas solidas tienen un mínimo de 16 átomos de carbono por molécula y podría tener hasta más de 60. La precipitación de parafinas es activada por perdida de presión, perdida de temperatura o perdida de una cadena corta de componentes de hidrocarburos. Las parafinas se pueden formar en cualquier parte donde el sistema de producción se vuelva favorable para la precipitación.

Permeabilidad: Permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atravesase sin alterar su estructura interna. Se dice que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable. Para ser permeable un material debe ser poroso.

Permeabilidad efectiva: Es la facilidad con un fluido fluye por una muestra de roca cuando este fluido, fluye en presencia de otro fluido inmiscible, presente en el medio poroso y que está a una condición de saturación mínima que lo hace inamovible.

Permeabilidad absoluta: Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

Permeabilidad relativa: Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Porosidad efectiva: Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

S

Skin de daño: Medida del daño, se representa por la letra (s), si $s > 0$ hay una reducción en la permeabilidad, $s = 0$ no tiene daño, $s < 0$ el pozo esta estimulado.

Sulfato de bario ($BaSO_4$): El $BaSO_4$ es una forma menos común de depósito de sulfato, pero causa problemas extensos. Casi cualquier combinación de iones de bario y sulfato provoca la precipitación. Es difícil de eliminar, ya que no es significativamente soluble en ácidos y disolventes, a menos que se encuentre finalmente o se interrumpa la estructura con impurezas tales como incrustaciones de carbonato. Al igual que el sulfato de calcio, se piensa que el sulfato de bario generalmente un producto de mezclar aguas incompatibles, con la precipitación acelerada por la caída de presión, la desgasificación o turbulencia.

1.6 REFERENCIAS

- [1] Restrepo, J. Duarte, and Y. Sánchez, "A Multiparameter Methodology for Skin Factor Characterization : Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory," *Spe 107674*, 2007.
- [2] M. a. Rahman, S. Mustafiz, M. Koksai, and M. R. Islam, "Quantifying the skin factor for estimating the completion efficiency of perforation tunnels in petroleum wells," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 58, no. 1–2, pp. 99–110, Aug. 2007.
- [3] W. Rock, "Advanced Well Completion Engineering," 2011.
- [4] W. Hurst, "Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore," *Pet. Eng.*, p. 1953, 1953.
- [5] W. Purcell, "Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom," *J. Pet. Technol.*, p. 1949, 1949.
- [6] T. Nowak and R. Krueger, "The effect of mud filtrates and mud particles upon the permeabilities of cores," *Drill. Prod. Pract.*, 1951.
- [7] W. Hower, "Influence of Clays on the Production of Hydrocarbons," *SPE Symp. Form. Damage Control*, p. 4785, 1974.
- [8] C. Dodd, F. Conley, and P. Barnes, "Clay minerals in petroleum reservoir sands and water sensitivity effects," *Clays Clay Miner.*, p. 1954, 1955.
- [9] C. Bardon and C. Jacquin, "Interpretation and Practical Applications of Flow Phenomena in Clayey Media," *Fall Meet. Soc. Pet. ...*, no. 1573, p. 1966, 1966.
- [10] N. Mungan, "Permeability reduction through changes in pH and salinity," *J. Pet. Technol.*, p. 1965, 1965.
- [11] C. Outline, *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Elsevier, 2011.
- [12] S. Yuster and K. Sonney, "The Drowning and Revival of Gas Wells," *Pet. Eng.*, p. 1944, 1944.
- [13] D. Thomas, H. Hsing, and D. Menzie, "Evaluation of core damage caused by oil-based drilling and coring fluids," *SPE Annu. Tech. ...*, 1984.
- [14] W. Renpu, "Advanced Well Completion Engineering," 2011.
- [15] M. Reed, "Formation damage prevention during drilling and completion," *SPE Centen. Symp. New Mex. Tech.*, no. 1, 1989.
- [16] J. Cowan and D. Weintritt, "Water-formed scale deposits," 1976.
- [17] Baker Hugues INTEQ, *Drilling fluids Reference Manual*. 2006.
- [18] K. Ling, N. Dakota, H. Zhang, Z. Shen, and A. Ghalambor, "A New Approach To Estimate Invasion Radius of Water-Based-Drilling-Fluid Filtrate To Evaluate Formation Damage Caused by Overbalanced Drilling," no. 2004, pp. 1–11, 2015.
- [19] J. Hawkins, "A note on the skin effect," *J. Pet. Technol.*, vol. 8, no. 12, pp. 65–66, Apr. 1956.
- [20] R. D. Doane, D. B. Bennion, F. B. Thomas, R. R. Bietz, and D. W. Bennion, "Special Core Analysis Designed To Minimize Formation Damage Associated With Vertical Horizontal Drilling Applications," *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 38, no. 05, Apr. 1995.
- [21] C. Faruk, "Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation," p. 2000, 2000.