

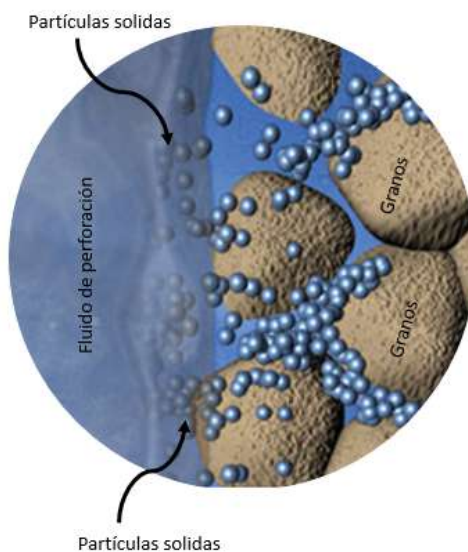
Guía Práctica de Daño Inducido en las Etapas de Perforación y Completamiento

Elaborado por:

Estudiante: MS.C. Johanna Vargas

Tutor: Ph.D. Sergio H. Lopera

Gestor técnico: Jorge Duarte



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
Medellín / Colombia

TABLA DE CONTENIDO

Presentación	5
Introducción.....	6
1. Fenomenología Involucrada en el daño inducido.....	11
1.1. Daño asociado a los fluidos de perforación y completamiento	11
1.2. Mecanismos de daño	13
1.2.1. Invasión de sólidos	14
1.2.2. Hinchamiento de arcillas	15
1.2.3. Efecto capilar.....	16
1.2.4. Cambios de Humectabilidad.....	17
1.2.5. Depositación de orgánicos e inorgánicos	18
1.2.6. Bacterias	19
1.2.7. Sensibilidad a los esfuerzos	20
1.3. Resumen Mecanismos de Daño.	21
2. Pre diagnóstico – Modelo multiparamétrico	22
2.1. IDP1: Radio del daño de invasión [ft]	23
2.2. IDP2: Factor de daño por polímero [lb].....	24
2.3. IDP3: Factor de daño por fluidos de invasión [Bbl]	25
2.4. IDP4: Factor de daño por lodo (barriles de lodo perdidos) [bbl].....	26
2.5. Diagrama de flujo	27
2.6. IDP futuros	28
3. Modelo de diagnóstico	28
3.1. Diagrama de flujo	31
3.2. Protocolos experimentales.....	34
4. Ejemplos y resultados de la aplicación de la metodología.....	36
Referencias	41

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

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Variables involucradas durante la perforación de un pozo.....	7
Figura 2. Permeabilidad de la zona dañada, radio de daño y caída adicional de la presión debido.	11
Figura 3. Invasión de una formación por lodo de perforación.	12
Figura 4. Relación del volumen del filtrado y la raíz cuadrada del tiempo	12
Figura 5. Filtración estática y dinámica en el pozo.....	13
Figura 6. Mecanismos de daño de formación durante la perforación y completamiento. Tomado de W. Renpu 2011.....	13
Figura 7. Invasión de filtrado y partículas sólidas durante la perforación hacia el medio poroso.	14
Figura 8. Agente de puenteo - granulometría.....	15
Figura 9. Hinchamiento de arcillas	15
Figura 10. Capilaridad. Reducción de la permeabilidad con la disminución del diámetro del capilar sobre un sistema humectado al aceite.	17
Figura 11. Sistema humectado al agua. Sistema humectado al aceite.	18
Figura 12. Depositación de sales inorgánicas. Depositación de componentes orgánicos.	19
Figura 13. Atrapamiento de partículas sólidas en el interior de una fractura, stress cage. Estado de esfuerzos en un punto del pozo	20
Figura 14. Radio de invasión para tiempos de exposición al lodo constantes y no constantes.	23
Figura 15. Well review y volumen de lodo perdido en la formación.....	24
Figura 16. Informe de polímeros bombeados.....	25
Figura 17. Fluidos de invasión en barriles a partir del Kill Events	26
Figura 18. Diagrama de flujo para el cálculo de los parámetros IDP1, IDP2, IDP3 e IDP4.....	27
Figura 19. Diagrama para Daño Inducido en el Modelo Multiparamétrico.	28
Figura 20. Metodología de diagnóstico para las formaciones de interés. Calculo r_d y skin.....	32
Figura 21. Metodología de diagnóstico detallado para una formación de interés. Calculo r_d y skin pie a pie.....	33
Figura 22. Esquema experimental para la generación del daño por fluido de perforación.	34
Figura 23. Esquema experimental para la medición de propiedades petrofísicas básicas.	35
Figura 24. Permeabilidad antes y después del daño por fluido de perforación.....	37
Figura 25. Funciones de filtración dinámica en función del esfuerzo y la presión de overbalance ..	38
Figura 26. Derivada del volumen respecto a la raíz cuadrada del tiempo en función de k^*POB para un sistema consolidado.....	38
Figura 27. Perfil radio de invasión en cada una de las formaciones del Pozo XY	39
Figura 28. Perfil radio de invasión – Formación Guamalera Pozo XY.....	40

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Mecanismos de daño, efectos, operación, precauciones y tratamientos asociados a los fluidos de perforación y completamiento.....	21
Tabla 2. Protocolo experimental daño por fluido de perforación.....	35
Tabla 3. Datos de entrada	36

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

Tabla 4. Condiciones operativas para medir propiedades petrofísicas de la roca.	36
Tabla 5. Condiciones operativas durante el daño	37
Tabla 6. Volumen de pérdidas de filtrado de lodo, radio de invasión y skin.....	39

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

PRESENTACIÓN

La siguiente guía de trabajo contiene los siguientes puntos:

- Fenomenología del daño por fluido de perforación, mecanismos, sistemas de remediación, etc.
- Metodología de pre-diagnóstico del daño.
- Metodología y protocolos experimentales de diagnóstico del daño por fluidos de perforación y completamiento.

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

INTRODUCCIÓN

Evidencias en campo y estudios de laboratorio indican que casi todas las operaciones de campo; perforación, completamiento, reacondicionamiento de pozo 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 y su magnitud.

Una forma de cuantificar este daño es a partir de la identificación del radio de invasión y la reducción de la permeabilidad; los valores de permeabilidad antes y después del daño, la tasa de filtración y otros factores, se obtienen de pruebas de laboratorio 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, barriles perdidos en el subsuelo, etc. Estos datos de entrada se pueden obtener fácilmente cuando las compañías han llevado registros rigurosos en sus campañas de perforación e intervención y ser empleados en un pre diagnóstico del daño.

El radio de invasión y la reducción de la permeabilidad dependen de la magnitud de los esfuerzos durante la perforación y de cómo estos afectan las propiedades petrofísicas de la roca. Además, un pozo puede llegar a ser ineficiente cuando las condiciones operativas de la perforación no son las indicadas. La magnitud del daño y la profundidad de invasión son afectados por variables tales como:

- Variación de los esfuerzos in situ
- Permeabilidad y porosidad
- Tamaño de garganta
- Tiempo de exposición
- Presión de sobrebalance
- Tamaño y distribución de las partículas sólidas presentes en el fluido de perforación.

Estas variables son interdependientes y deben ser analizadas en conjunto y no de forma separada pues el cambio de una puede afectar significativamente otra. Los esfuerzos alrededor del pozo cambian su magnitud durante la perforación alterando los valores de porosidad y permeabilidad [2]; estas propiedades petrofísicas disminuyen con el aumento del esfuerzo efectivo, modificando el tamaño de garganta de poro de la formación [3], lo que conlleva a una reducción del área de flujo o al atrapamiento de partículas sólidas que conllevan a la disminución del espacio poroso.

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

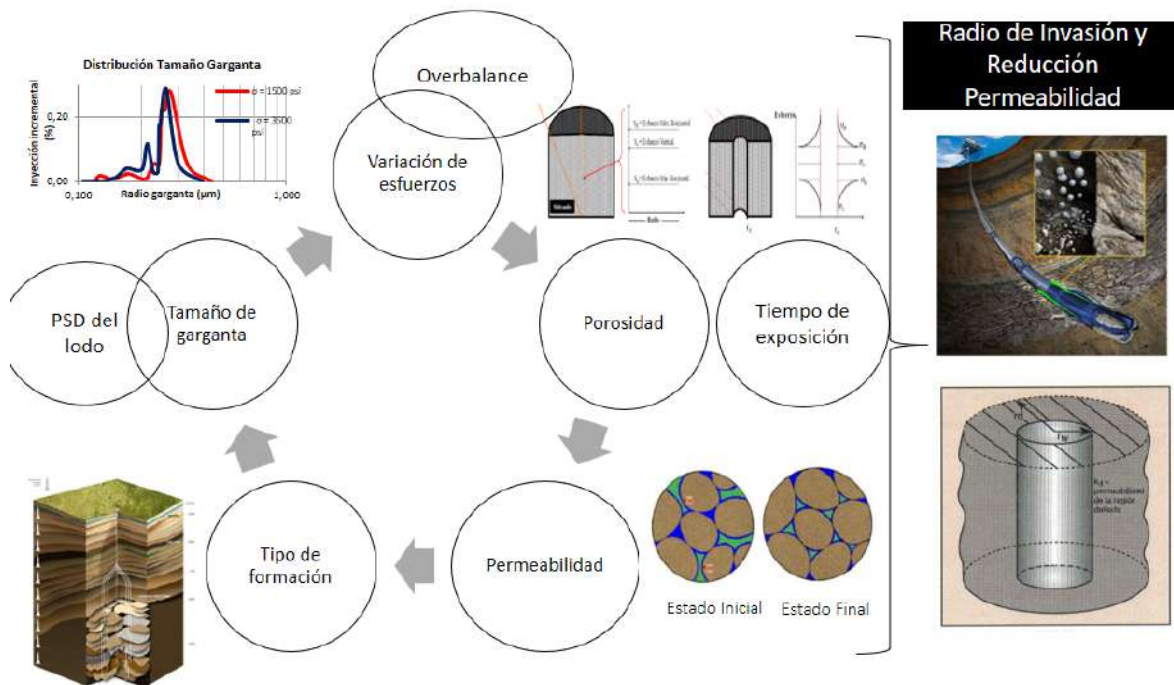


Figura 1. Variables involucradas durante la perforación de un pozo.

Cuando se perfora en sobrebalance, con el fluido de perforación se ejerce una presión superior a la presión de formación, que fuerza partículas sólidas y filtrado de lodo hacia el interior de la formación ocasionando taponamiento de las gargantas; esta invasión es proporcional al tiempo de exposición de la roca hasta la formación efectiva del cake [4].

Los fluidos de perforación se diseñan con base en varios criterios, uno de los principales es la prevención de la invasión de partículas y filtrado hacia la formación. De acuerdo al diámetro de garganta de poro (d_g) y de partícula (d_p) se busca que los fluidos cumplan con la siguiente relación $1/7d_g < d_p < 1/3 d_g$ [5]. Sin embargo, ante la variación de los esfuerzos, el tamaño de garganta se puede ver reducido como consecuencia del cambio de la permeabilidad y la porosidad, y eventualmente, el fluido de perforación podría no estar diseñado apropiadamente para las condiciones de perforación y las características de la formación. Un diseño inapropiado del lodo implica o pérdidas de fluido hacia la formación o taponamiento de gargantas con partículas sólidas [2].

Una herramienta soportada experimentalmente se puede utilizar para evaluar y predecir el daño y la profundidad de invasión en pozos o formaciones análogas, de forma rápida y sencilla. Una vez validada su aplicación, se puede definir una estrategia de reducción del daño o remediación.

Esta guía presenta la fenomenología y los mecanismos relacionados al daño inducido, una metodología de pre diagnóstico fundamentado en el modelo multiparamétrico que estudia diferentes tipos de daños en la formación 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, radio de invasión. Finalmente, la metodología de diagnóstico y cuantificación que permite estimar el radio de invasión y la reducción de la permeabilidad o skin debido al cambio de

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

esfuerzos, presión de sobrebalance, tiempo de exposición de la formación al fluido de perforación, a partir del comportamiento de las curvas de filtración en diferentes escenarios de daño.

El método de diagnóstico propuesto permitirá predecir el daño por fluidos de perforación cuando son perforados por sistemas predeterminados de perforación. El propósito es identificar el daño potencial en un caso particular y minimizarlo a partir del uso de criterios más robustos para el diseño de fluidos de perforación o cambios en las condiciones operativas de perforación.

Este trabajo tiene importancia dado que tradicionalmente las áreas de perforación y producción mantienen sus responsabilidades de manera independiente, de forma que el aporte de elementos que permitan fortalecer la interfase entre el área de perforación y el área de yacimientos permitirá perforar y completar pozos con menores daño a la formación, por lo tanto, más productivos.

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

GLOSARIO

A

Asfáltenos: 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 porosos 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

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

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 atraviese 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 inmisible, 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.

R

Radio de invasión: Zona afectada solo se extiende unos pocos pies del pozo, esto puede causar una gran reducción en la productividad

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. FENOMENOLOGÍA INVOLUCRADA EN EL DAÑO INDUCIDO

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].

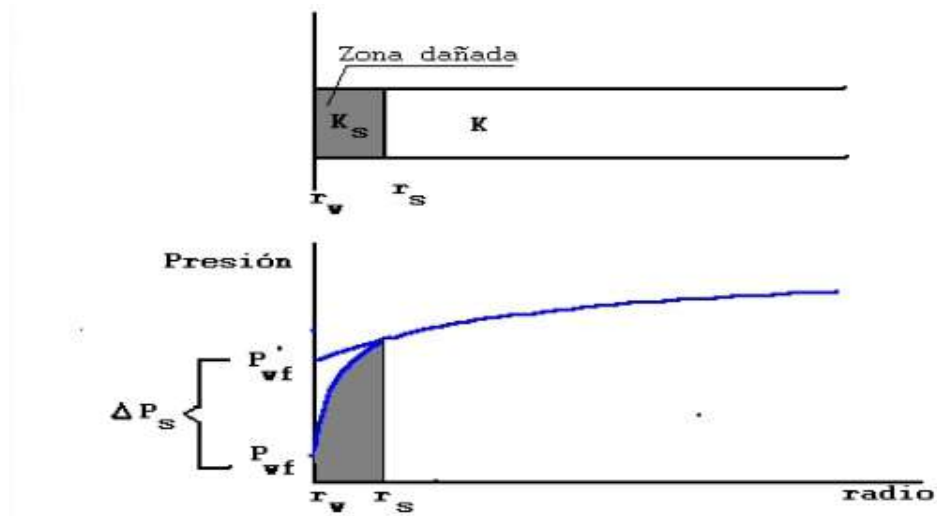


Figura 2. Permeabilidad de la zona dañada, radio de daño y caída adicional de la presión debido.

Filtración

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, 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 3.

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

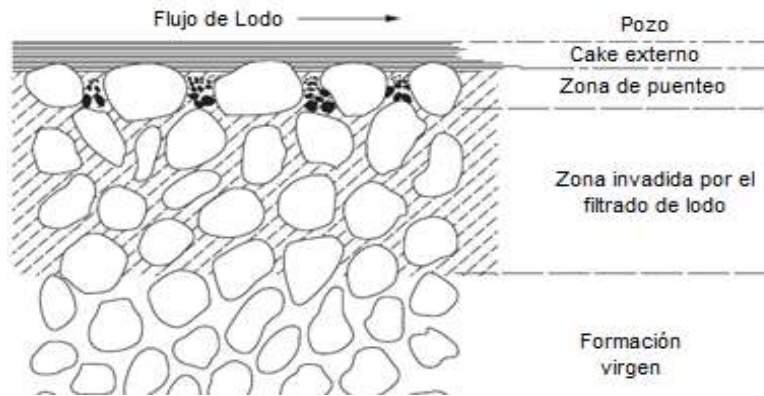


Figura 3. Invasión de una formación por lodo de perforación.

▪ Filtración estática

La filtración estática tiene lugar cuando el lodo no está circulando y, por lo tanto, no se altera el espesor del cake. Larsen (1938), encontró que si un lodo de perforación es filtrado a través de un papel a temperatura y presión constante, el volumen de filtrado V_f es proporcional a \sqrt{t} , más una pérdida inmediata de filtrado llamada *mud spurt* [3].

De esta forma las propiedades de filtración de diversos lodos pueden ser evaluadas midiendo el volumen de filtrado acumulado en función del tiempo.

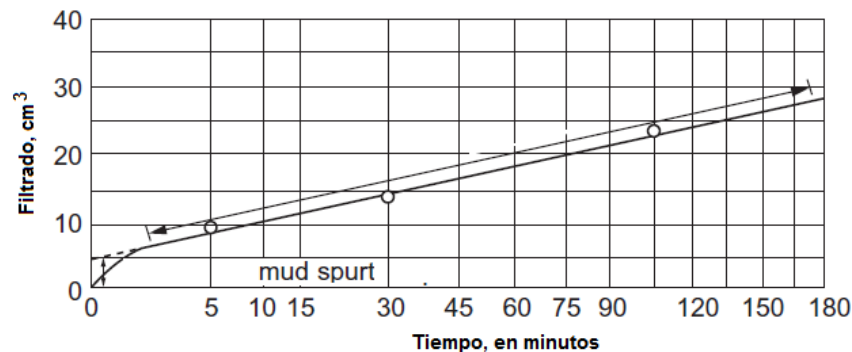


Figura 4. Relación del volumen del filtrado y la raíz cuadrada del tiempo

▪ Filtración dinámica

Tiene lugar cuando el lodo es circulado y el espesor del cake es constantemente erosionado y modificado. Las tasas de filtración dinámica e invasión son mucho más altas que las tasas en un sistema estático. Cuando la roca es expuesta por primera vez, la tasa de filtración es muy alta y el cake crece rápidamente. Sin embargo, esta tasa de crecimiento disminuye con el paso del tiempo; eventualmente la erosión es igual a la tasa de crecimiento, preservando un espesor del cake casi constante.

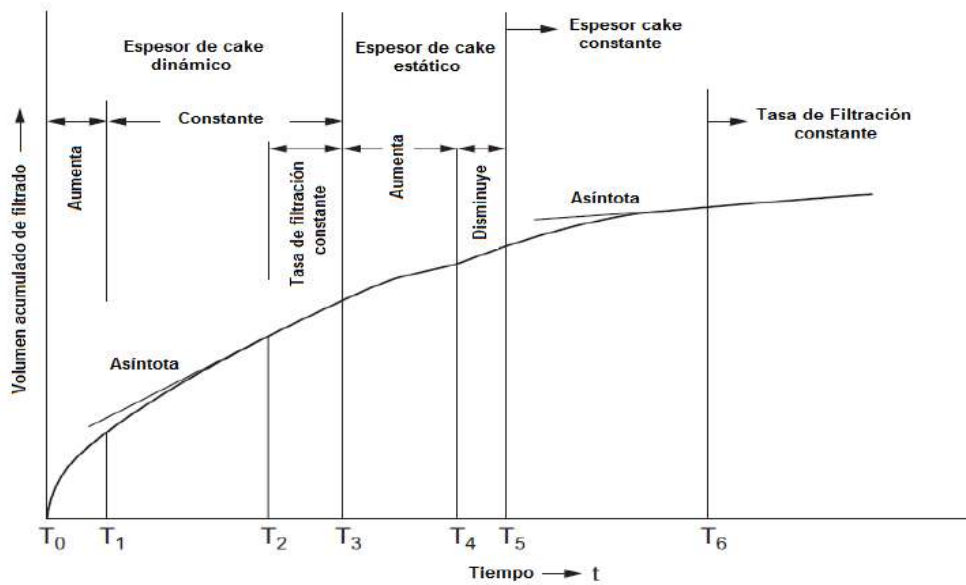


Figura 5. Filtración estática y dinámica en el pozo.

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 6 [4].

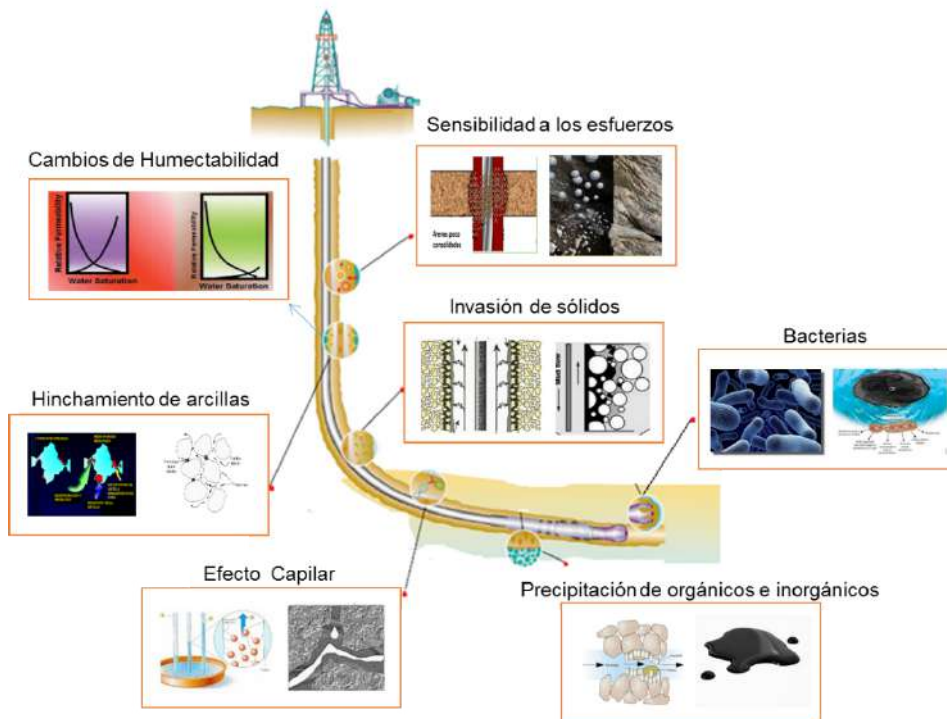


Figura 6. Mecanismos de daño de formación durante la perforación y completamiento. Tomado de W. Renpu 2011.

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

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.

1.2.1. 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, ver figura 7.



Figura 7. Invasión de filtrado y partículas sólidas durante la perforación hacia el medio poroso.

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 [5], [6], ver figura 8.

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

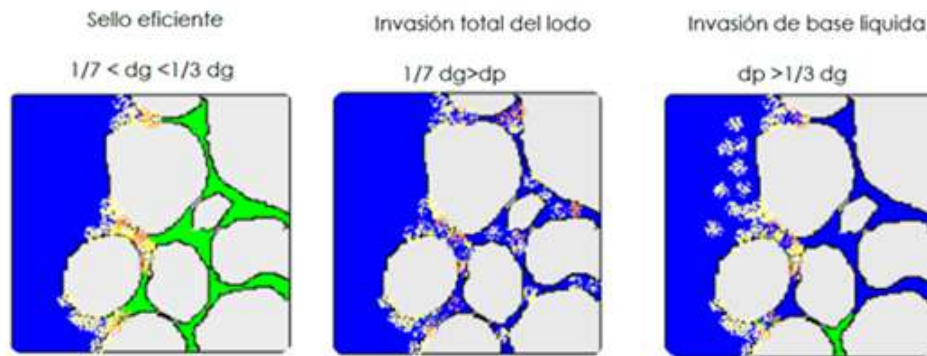


Figura 8. Agente de puenteo - granulometría

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, ver figura 9. 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* [7].

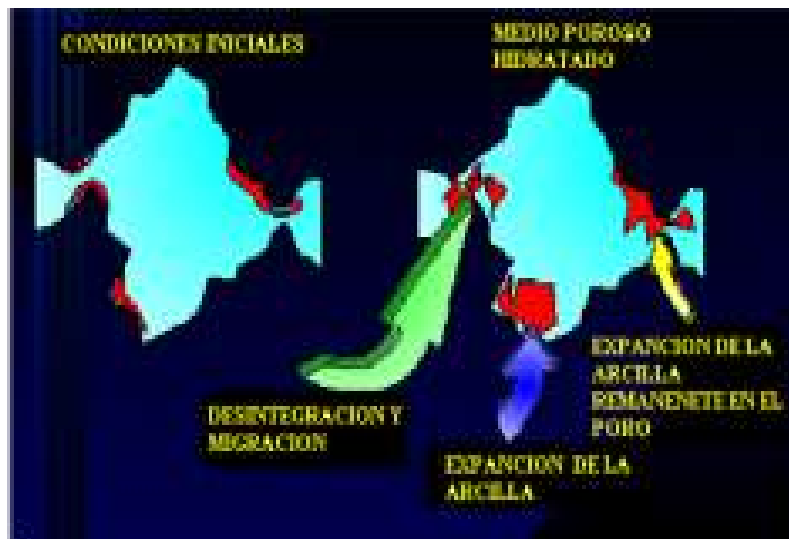


Figura 9. Hinchamiento de arcillas

Otros investigadores [8]–[10] 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 [11].

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 sistema 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

1.2.3. 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 [6], 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 [12]. 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 son temporales 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 y puede llegar a ser más perjudicial si el sistema originalmente o por condiciones externas llegar a ser humectado al aceite, ver figura 10.

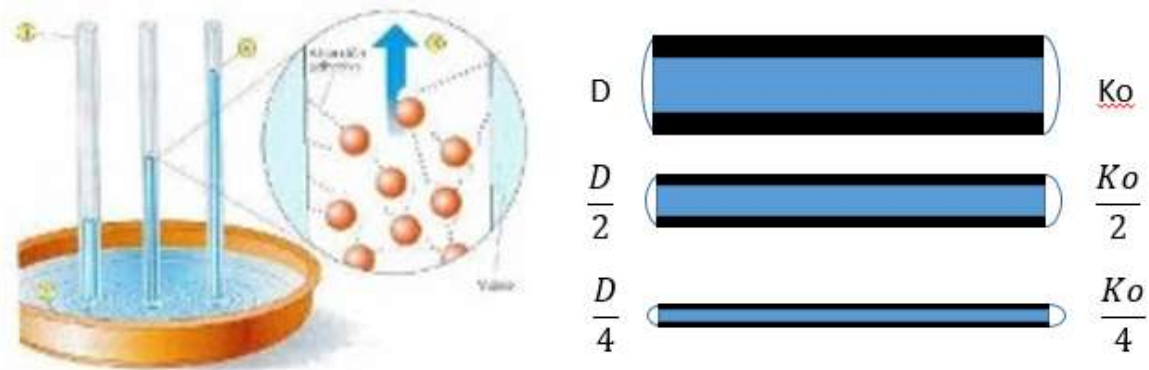


Figura 10. Capilaridad. Reducción de la permeabilidad con la disminución del diámetro del capilar sobre un sistema humectado al aceite.

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* [13]. 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.

1.2.4. 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 [14], ver figuras 10 y 11. 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 [15].

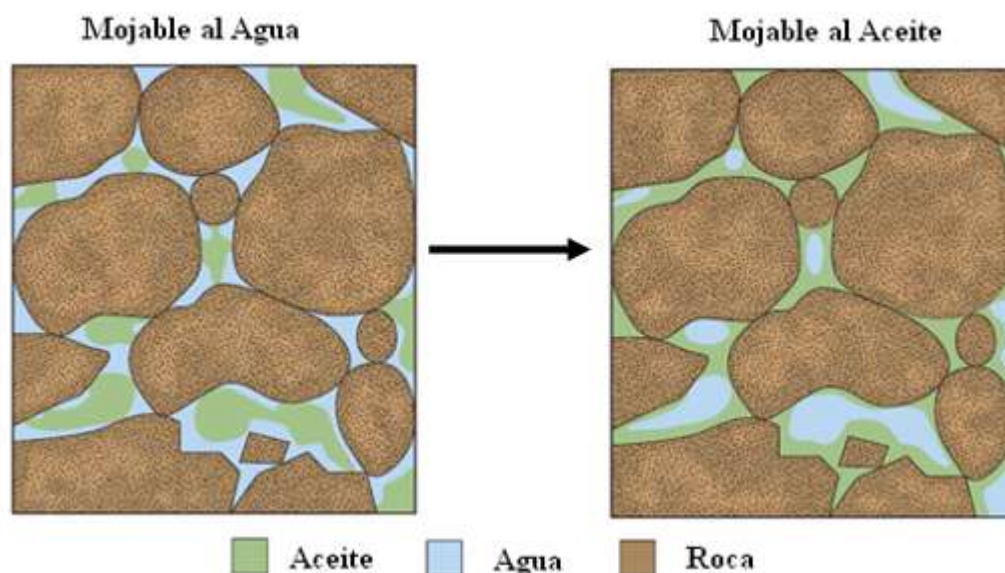


Figura 11. Sistema humectado al agua. Sistema humectado al aceite.

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 [16].

Algunos de los precipitados que se pueden dar en el yacimiento debido a la interacción de los filtrados con los fluidos de formación son, ver figura 12:

- **Orgánicos.** Son hidrocarburos pesados (parafinas y asfáltenos) 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 [17]. 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

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

producidas. Algunas sales precipitadas son: Carbonato de calcio o calcita (CaCO_3) y sulfato de bario (BaSO_4).

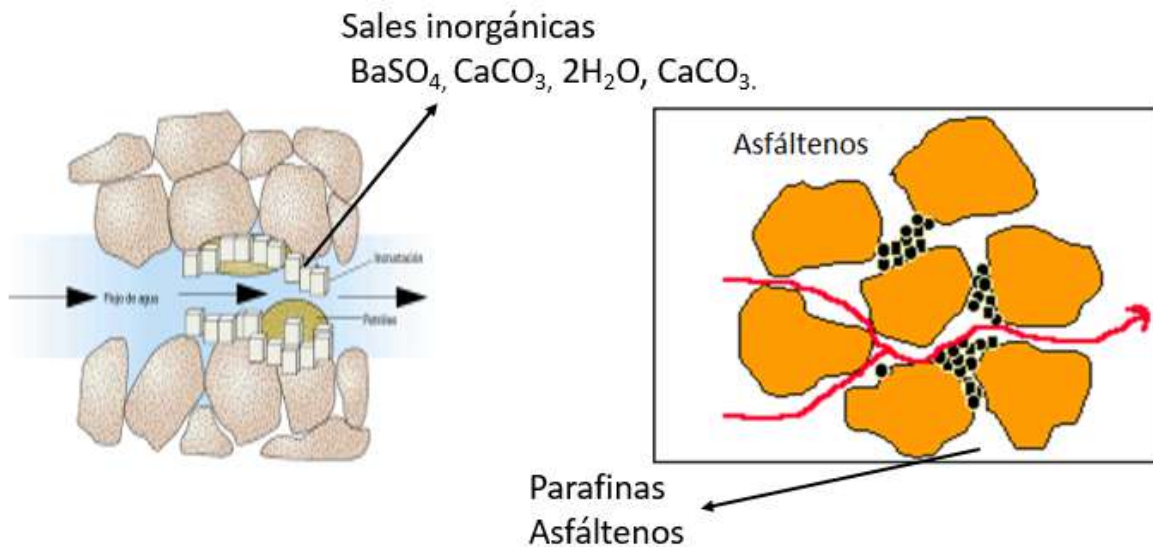


Figura 12. Deposición de sales inorgánicas. Deposición de componentes orgánicos.

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 hidrogeno 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 hidrogeno toxico.

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

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, ver figura 13.

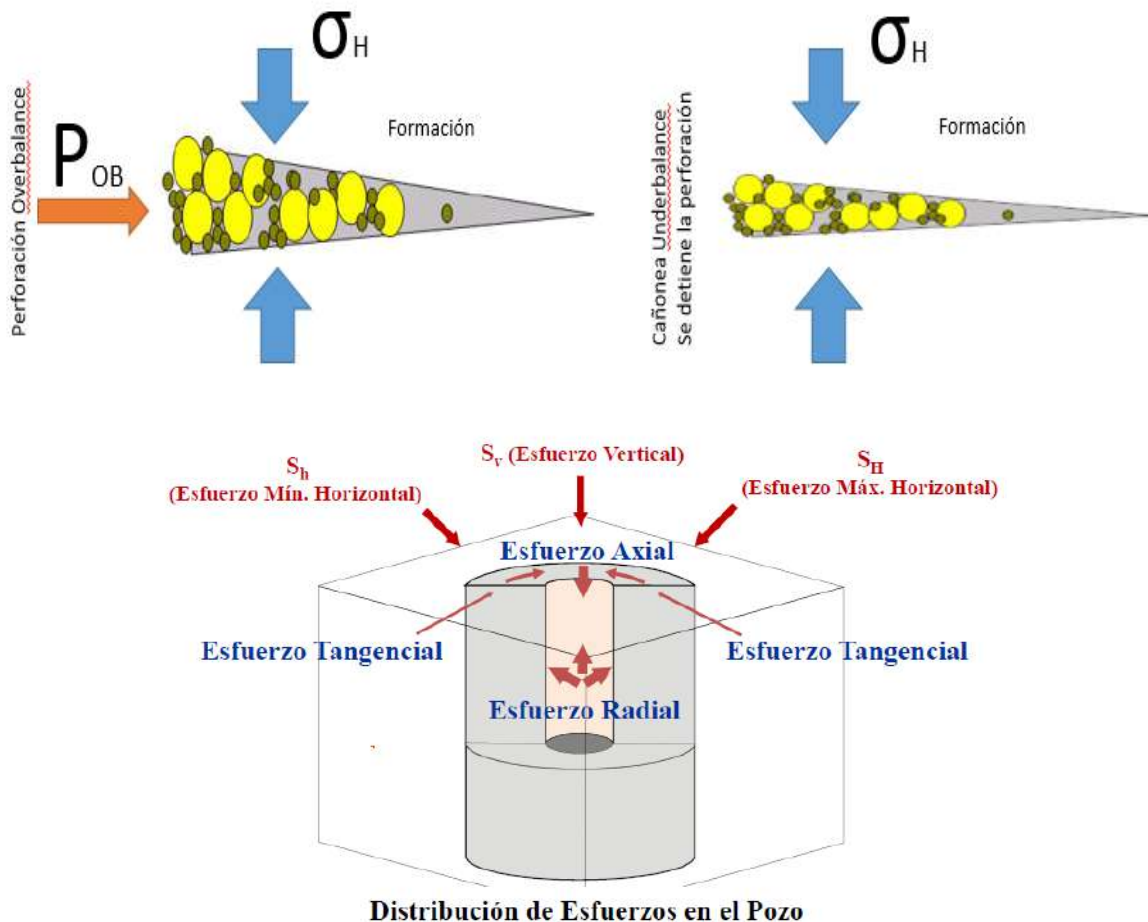


Figura 13. Atrapamiento de partículas sólidas en el interior de una faractura, stress cage. Estado de esfuerzos en un punto del pozo

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

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, hinchon 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 [18]:

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

1.3. Resumen Mecanismos de Daño.

En la Tabla 1 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	<ul style="list-style-type: none"> • Se aumenta la saturación de agua. • Percolación capilar (presión sobre balance). • Imbibición 	<ul style="list-style-type: none"> • Fluidos de perforación y completamiento base agua. • Cementación. • Cañoneo • Perforación bajo balance con fluido de fracturamiento, acidificación y workover. 	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar el uso de fluidos base agua. • Reducir la diferencia de presión. • Formación de un cake con permeabilidad cero. • Reducir la presión capilar. • Inyección de gas. • Tratamiento térmico. • Fracturamiento.
	<ul style="list-style-type: none"> • Se incrementa la saturación de aceite. • Percolación capilar. • Condensación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación con fluido de perforación y completamiento base aceite. • Baja presión de flujo durante la producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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.

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

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"> • Tratamiento ultrasónico • 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.

2. PRE DIAGNÓSTICO – MODELO MULTIPARAMÉTRICO

El modelo multiparamétrico se fundamenta en el estudio de diferentes tipos de daños en la formación, en general aborda 6 mecanismos asociados: 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.

Guía Práctica sobre 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. Estos parámetros permitirán una visión rápida de la distribución y magnitud del daño debido a la perforación, completamiento, estimulación, etc. de un pozo. Este análisis a partir de información que se obtiene durante la perforación o reportes de las operaciones: barriles de fluido perdido, polímeros y fluidos bombeados y el radio de invasión que ocupan los barriles de lodo perdido.

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 [19], ver figura 14. 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 14.

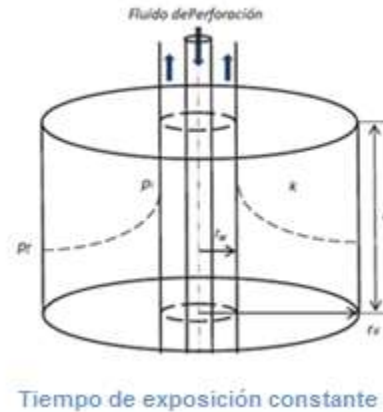


Figura 14. Radio de invasión para tiempos de exposición al lodo constantes y no constantes.

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

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 figura 15.

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.

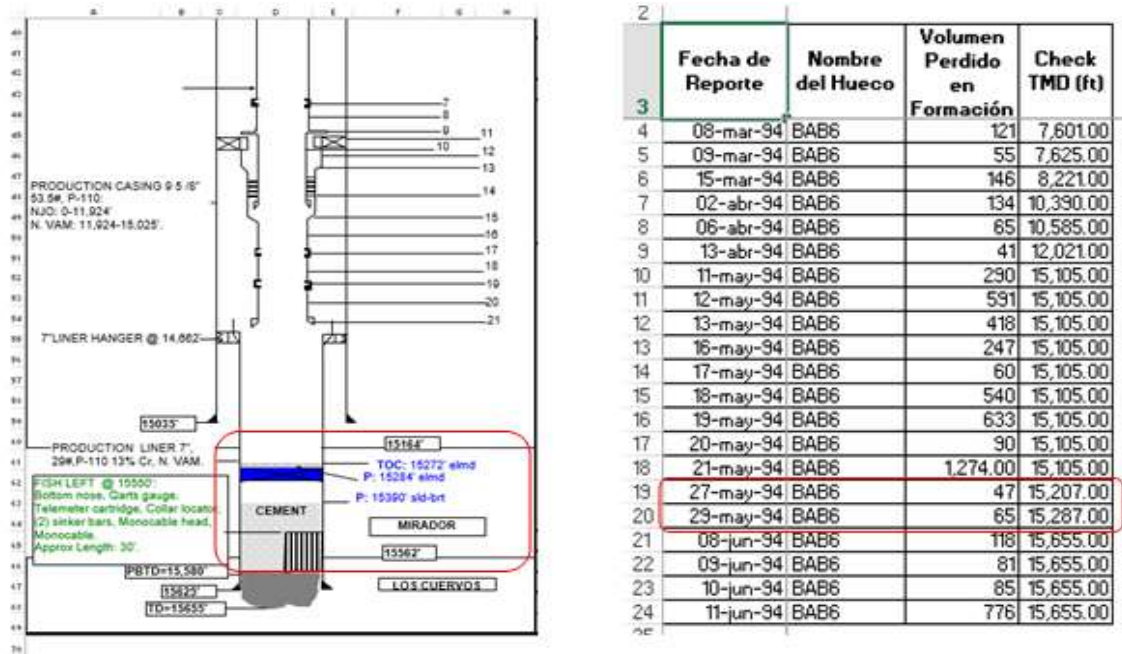


Figura 15. Well review y volumen de lodo perdido en la formación

Finalmente, el factor IPD1 se determina a partir de la ecuación (1):

$$IPD1 = \frac{\text{Radio de invasión para el pozo } j \text{ (ft)}}{\text{Máximo Radio de invasión entre todos los pozos (ft)}} \quad (1)$$

2.2. IDP2: Factor de daño por polímero [lb]

Un segundo parámetro, IDP2, es considerado en el modelo multiparamétrico 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

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

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
	Well	Formation	Top of Perfs ft.	Bottom of Perfs ft.	TVD Top of Perfs ft.	Res. Pressure psi	Fluid	Volume bbls	Fluid	Volume bbls	Fluid Type	Pad Volume bbls	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 Size	Proppant 5 Volume lbs.	Total Form gel bomb lbs	
5	BAA23	Barco	15,224	15,440	14,666	5,000	SF	4500	410		SF	4500 0	714	20-40	60,000									2916.9
6	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							1680.96
7	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	20,800					1473.18
8	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					1913.94
9	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							795
10	BABA33Z	Mirador IV	15,684	15,732	14,593	4,800					VIS	22.0	50	20-40	6,600	14-20	13,100							
11	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					1373.88
12	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							1559.76
13	BABA38	Mirador IV	16,506	16,584	14,725	5,320	SF	4000	446	SF	4000	446												1498.56
14	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							3126
15	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							2520
16	BACA27	Mirador VI	15,220	15,300	14,795	5,200	VK	4000	440		SF	4000 0	380	20-40	19,200	16-20	21,600							4080
17	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							1850.04
18	BAD21Z	Mirador IV	15,350	15,400	14,811	5,100	HY	40	400		HY	40.0	71	20-40	2,500									885
19	BAD24	Mirador III / IV	14,840	14,970	14,819	5,300					SF	4000 0	131	20-40	6,700									393
20	BAD24	Mirador IV	14,910	14,970	14,860	5,700	SF	4000			SF	4000 0		20-40	1,000									0

Figura 16. Informe de polímeros bombeados

El factor IDP 2 está definido por la ecuación (2):

$$IDP2 = \frac{\text{total de lbs de polímero bombeado durante fracturamiento hidraulico en pozo } j}{\text{Máximo de lbs de polímero bombeado entre todos los pozos}} \quad (2)$$

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 17.

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

1	A Comes Well Name	B Objective	C Start Date	D End Date	E Report Date	F From Time	G To Time	H Tas	I Activ	J Unit Rate	K Operation	L 24 Hr Summary	M Event Type
118	Pozo XXXC2	STIMULATION - FRACTURE	3-Jan-05	*****	6-Jan-05	04:45	05:30	KILL	RH	COL	CT @ 2000 ft. Continue RH @ 30 lpm.	Continue RH to 1500, finished surface lines P.U. PT then. Performed safety meeting.	L SERVING
119	Pozo XXXC2					05:30	06:30	KILL	RH	COL	RH holding @ 1,000 ft.		L SERVING
118	Pozo XXXC2					06:30	09:30	KILL	REPEP	COL	Calculating developed hydraulic oil leak at blind same, sealer, and separator coming, continue rigging up B&S equipment.		L SERVING
119	Pozo XXXC2										MU SHA with CTC, DBPV, and conventional nozzle with 1 1/2" central hole. Changed slipper rubber P.T. nipple and B.P.V. to 3004500 psi. OK. Disposed CT: inhibited diesel @ 50 gpt US40 and 2 gpt NE 15, RAU PTS line from sand separator out let to well testing manifold. Removed in line flow and attached B.U. line. Dosed well line. Connected pumps to annulus. Annulus with 500 psi. Found leak at B.U. line. Break connection to well and vent line to 5004500 psi. ok.	Continued POOH. LOBHA. MU SHA composed by CTC, DCU and 2 7/8" conventional nozzle. Dosed well with 450 lb of inhibited diesel pumped at 6 lpm. Max pressure 2,512 psi. Shut down pumps and well on vacuum.	L SERVING
120	Pozo XXXC2	STIMULATION - CHEMICAL	11-Jan-05	*****	12-Jan-05	11:00	15:00	KILL	RH PULD	COL	Field safety meeting and discuss operation with BU and Dowell operator.		L SERVING
121	Pozo XXXC2					15:00	15:30	KILL	SAFETY	COL	Continue RH with CT.		L SERVING
121	Pozo XXXC2					17:00	21:00	KILL	RH	COL	Receive information from monitor. TD 15,637 connected depth. Noticed that the real depth difference between correlation pass with well flowing and well dead is just 2 ft (the upper flag made at 15500 ft with the well line is 2 feet deeper than with the well dead - 15484 ft vs 15482 ft respectively). RH to 15000 ft, pump 30 lbs of inhibited diesel thru the CT. Well dead. Max 35 lbs of SRG 2.2 and and prepare equipment for sand back.		L SERVING
122	Pozo XXXC2	GAS SHUT-OFF				14:30	15:40	KILL	RH	COL	Start pumping inhibited diesel 150 gpt US40 + 2 gpt NE 15 thru the CT while RH to bottom. Observe a gas noise at the CT injector head. Stop pumping and spot some with man base fuel for inspection. Verify and detect a roller in the gas neck in regular condition. No problems continue the operation.		L SERVING
123	Pozo XXXC2					19:40	22:30	KILL	NEL KIL	PUMP		Val off the well, and flowing quickly through separator and flowline. A problem develop with CT, equilibrate circulation with VHPF device.	L SERVING
124	Pozo XXXC2				22-Jan-05	23:00	00:00	KILL	NEL KIL	COL	Start level 435 Ebs pumped at 7 bpm with max P=2,580 psi. CT at 12,000 ft. Problem with CT injector head.	Continue POOH slowly back. PAS. LO BPH found deeper with and, cut 350 ft of coil, and mouse coil.	L SERVING
125	Pozo XXXC2				23-Jan-05	00:00	05:00	KILL	NEL CON	COL	Troubleshooting problem of Dowell injector head. Continue pumping 10 Ebs of inhibited diesel every hour thru the CT until to keep well dead.	Inspect injector head conditions found a lot of heavy debris through whole hydraulic system, one hydraulic motor completely damage. Need to replace CT Unit.	L SERVING

Figura 17. Fluidos de invasión en barriles a partir del Kill Events

El factor IDP3 se calcula a partir de la ecuación (3):

$$IDP3 = \frac{\text{Fluidos de invasión inyectados al pozo } j \text{ (Bbls)}}{\text{Máximo volumen de fluidos de invasión inyectados entre todos los pozos (Bbls)}} \quad (3)$$

2.4.IDP4: Factor de daño por lodo (barriles de lodo perdidos) [bbf]

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 6, 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, ver figura 16.

El factor IDP4 se determina de la siguiente forma:

$$IDP4 = \frac{\text{Barriles invadidos de lodo al pozo } j \text{ (Bbls)}}{\text{Máximo barriles invadidos de lodo entre todos los pozos (Bbls)}} \quad (4)$$

2.5. 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, ver figura 18.

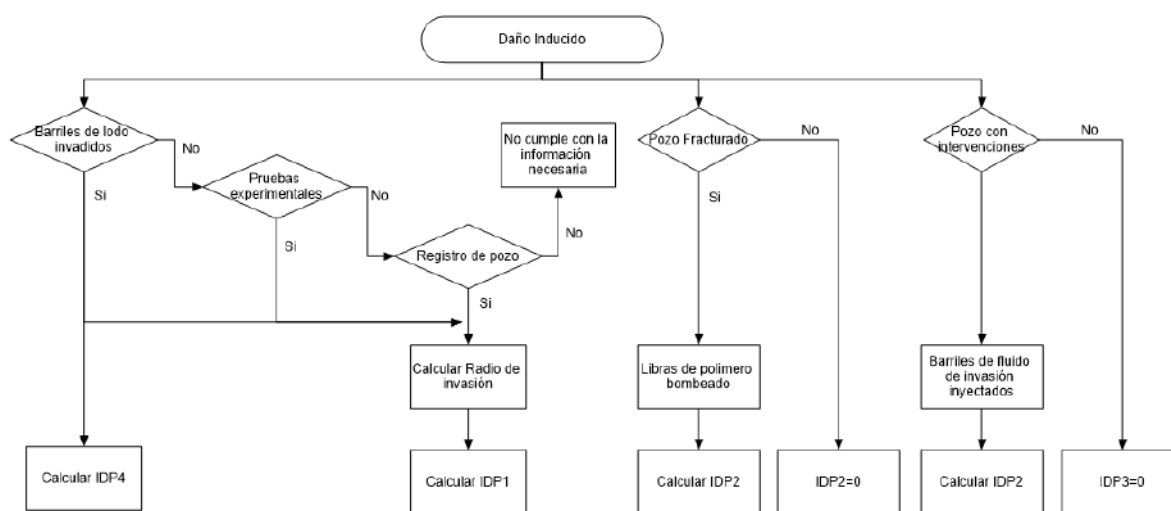


Figura 18. Diagrama de flujo para el cálculo de los parámetros IDP1, IDP2, IDP3 e IDP4

El aporte de los subparámetros al parámetro general del daño inducido se esquematiza en la figura 19, este se estima a partir de un promedio ponderado de los subparámetros para encontrar el aporte de este parámetro al modelo multiparamétrico global.

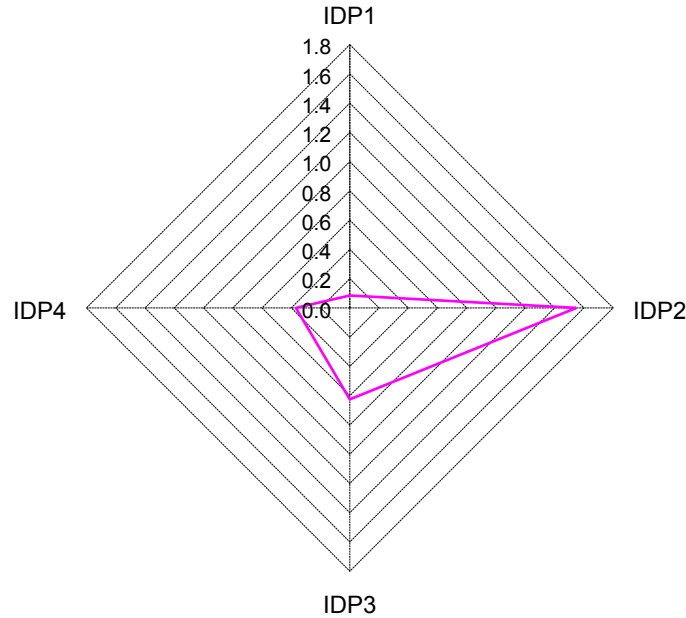


Figura 19. Diagrama para Daño Inducido en el Modelo Multiparamétrico.

2.6. 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 [20].

$$S = \left[\left(\frac{K_i}{K_d} - 1 \right) \right] \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \quad (5)$$

3. MODELO DE DIAGNÓSTICO

Nuestra herramienta de diagnóstico se retroalimenta de resultados experimentales, permite llevar el escenario evaluado a escala de pozo, es decir, determinar en laboratorio el comportamiento de filtración de un fluido de perforación en la roca a la que fue previamente diseñado y calcular su magnitud de daño. De esta forma el usuario debe conocer de antemano dicho comportamiento o definir un sistema que hasta ahora existe.

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

Previamente el usuario define su pozo estudio, el número de formaciones de interés que atraviesa, y cargara la información petrofísica más relevante para cada formación:

- MD Tope (ft)
- MD Base (ft)
- PHI Promedio (%)
- K Promedio Matriz (md)
- Tiempo de Exposición (d)

A partir de los resultados experimentales planteados y realizados bajo el protocolo experimental de la sección 3.2, es posible la aplicación de la siguiente metodología para determinar una ecuación que define el volumen de filtrado considerando la presión de overbalance, el tiempo de exposición y la permeabilidad de la roca.

Por balance de materiales, a nivel experimental, el volumen filtrado, V , es igual al volumen invadido durante la exposición del núcleo a un lodo.

$$V = \pi(r_d^2 - r_w^2)h\phi(1 - S_{irr}) \quad (6)$$

De esta forma, despejando r_d de la ecuación (6):

$$r_d = \left[r_w^2 + \frac{V}{\pi h \phi (1 - S_{irr})} \right]^{0.5} \quad (7)$$

La ecuación (7) define el radio de invasión como consecuencia del volumen filtrado en un tiempo t y un área efectiva de flujo con características petrofísicas definidas; como lo han estudiado varios autores, propiedades como la permeabilidad, la porosidad, el sobrebalance, etc. definen la magnitud de filtrado invadido.

Por ende, una función simplificada propuesta por Civan [21] asume para el modelo de derivación del comportamiento de la invasión de lodo como una función lineal. Luego de obtener las curvas de filtración a los diferentes escenarios de daño se construye una función simplificada propuesta por Civan, ecuación (8), 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.

$$V = C * t^{1/2} \quad (8)$$

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.

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

$$C = dV/dt^{1/2} \quad (9)$$

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:

$$dV/dt^{1/2} = A * f(K, dP, \sigma, d_g, d_p, etc.) + B \quad (10)$$

Donde A y B son constantes de la función $dV/dt^{1/2}$ vs $K * P_{OB}$, la cual está interrelacionada o define el comportamiento de la tasa de filtración en función de la permeabilidad y sobrebalance, ecuación (11).

$$V_f = [a(K * P_{OB}) - b] * t^{1/2}/A_f \quad (11)$$

Actualmente se puede determinar el volumen de invasión o filtrado con las siguientes tres expresiones a partir de valores de permeabilidad, overbalance y un tipo de fluido de perforación de interés:

- Sistema de baja permeabilidad, naturalmente fracturado con fluido de perforación base aceite - $0.001 \text{ mD} < K < 0.1 \text{ mD}$ - OBM Baker Hughes:

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

- Sistema de alta permeabilidad, poco consolidado con fluido de perforación base agua - $500 \text{ mD} < K < 1500 \text{ mD}$ - Q'MAXDRILL - Q' DRILLIN.

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

- $300 \text{ mD} < K < 1000 \text{ mD}$ - BARADRIL-N + 4 lpb de FLC 2000

$$V_f = [1 \times 10^{-5}(K * P_{OB}) - 1.1945] * t^{1/2}/A_f$$

Se espera generar a futuro ecuaciones de descripción del volumen de filtración para diferentes fluidos de perforación comerciales y tipo de roca.

Se finaliza nuestro estudio, calculando el radio de invasión a partir de la ecuación (7) y el skin, ecuación (5). Adicionalmente, se puede considerar una etapa de cementación, basta con modificar las condiciones operativas como tiempo de cementación, overbalance, etc. de las ecuaciones (7) y (11). Toda la metodología de cálculo se resume en la figura 20.

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

Cabe mencionar que este estudio toma una formación de interés y promedia sus propiedades petrofísicas para todo el espesor de roca, sin embargo, pie a pie características como permeabilidad y porosidad varían pie a pie, lo que genera un perfil de invasión irregular, además el tiempo de exposición de los primeros pies perforados es mayor que el tiempo de exposición al finalizar la perforación, lo que varía el volumen filtrado hacia la formación, alcanzando teóricamente una forma cónica. Para un análisis más detallado se puede seleccionar una formación de interés y calcular pie a pie el volumen de filtrado, posteriormente el radio de invasión y el skin. Para este caso es necesario un registro de permeabilidad vs profundidad. Ver figura 21.

Para este cálculo detallado las ecuaciones no se modifican y sigue existiendo una etapa de cementación.

3.1. Diagrama de flujo

Para determinar el radio de invasión y el skin a cada uno de las formaciones de interés la trayectoria de cálculo se presenta en la figura 20.

Para el caso de un análisis más detallado del radio de invasión pie a pie en una formación de interés, el diagrama de flujo correspondiente se muestra en la figura 21.

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

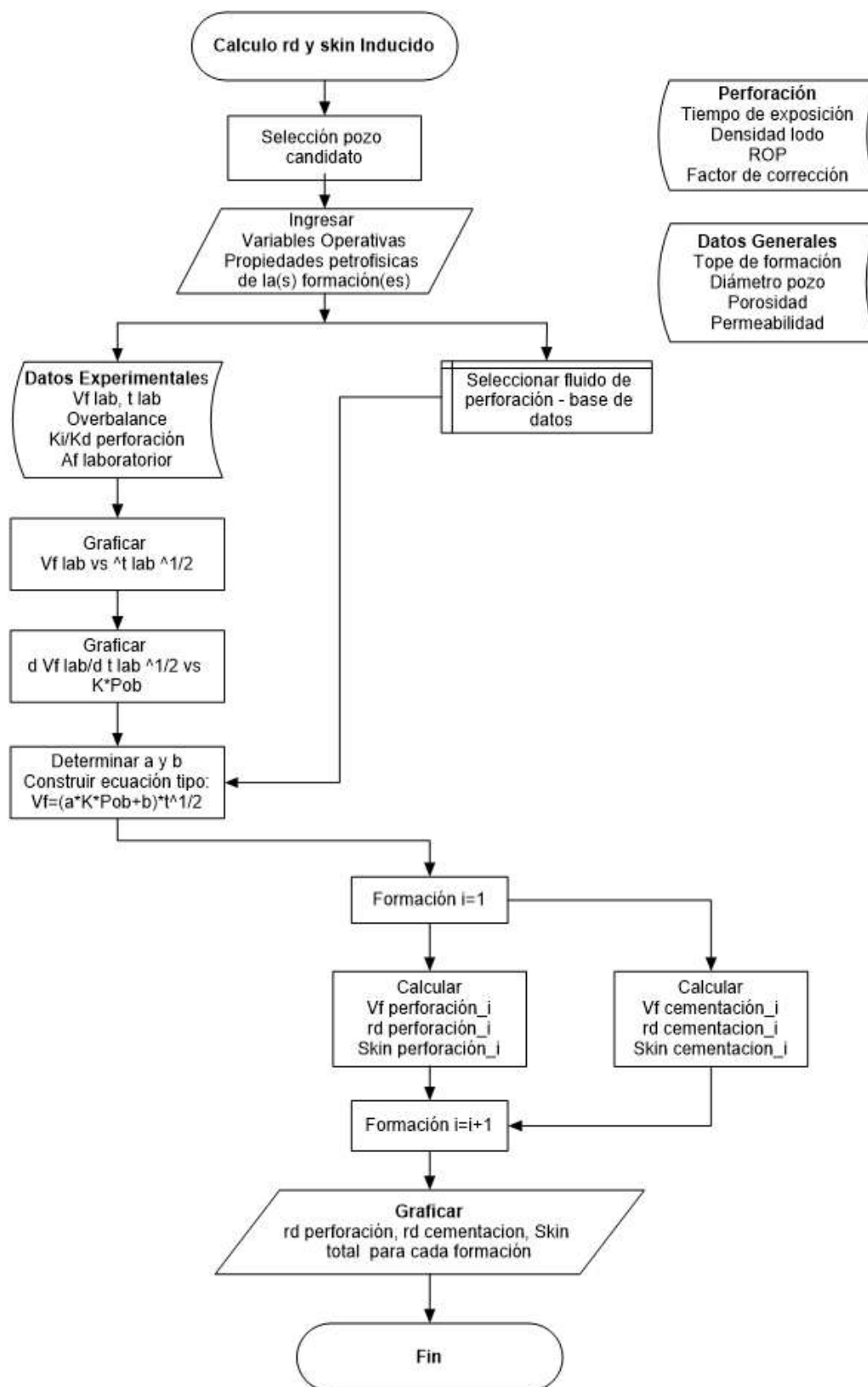


Figura 20. Metodología de diagnóstico para las formaciones de interés. Calculo rd y skin.

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

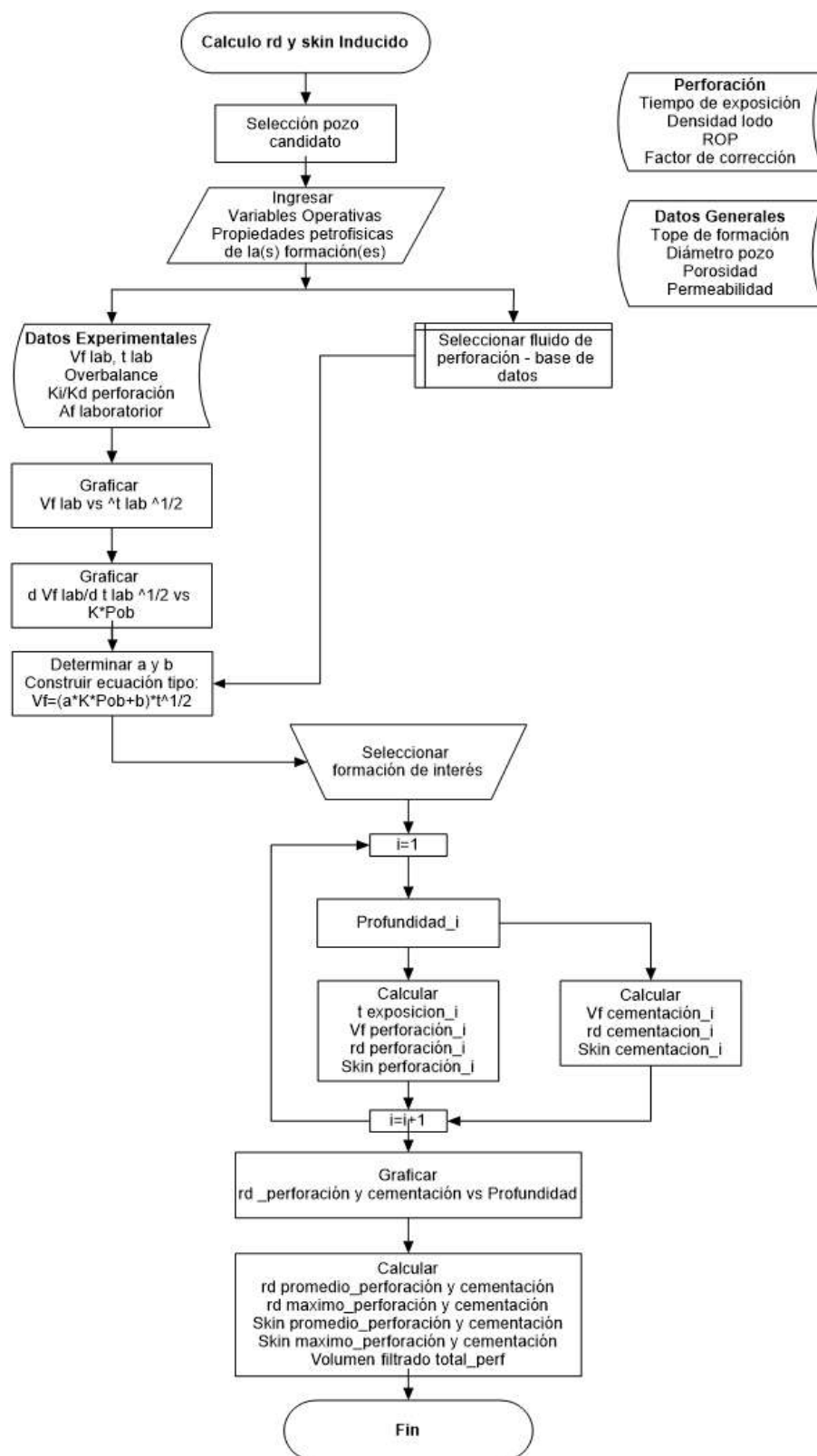


Figura 21. Metodología de diagnóstico detallado para una formación de interés. Cálculo r_d y skin pie a pie.

3.2. 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”* [22].

Para la generación del daño por fluidos de perforación a condiciones de sobrebalance, las pruebas se realizan en un equipo que consta de una bomba de alto caudal, un amortiguador de pulsos, un tanque recolector y un portamuestras, especialmente diseñado, que permite el flujo de lodo por la cara de la muestra. La figura 22 presenta el montaje experimental diseñado y sus componentes más representativos.

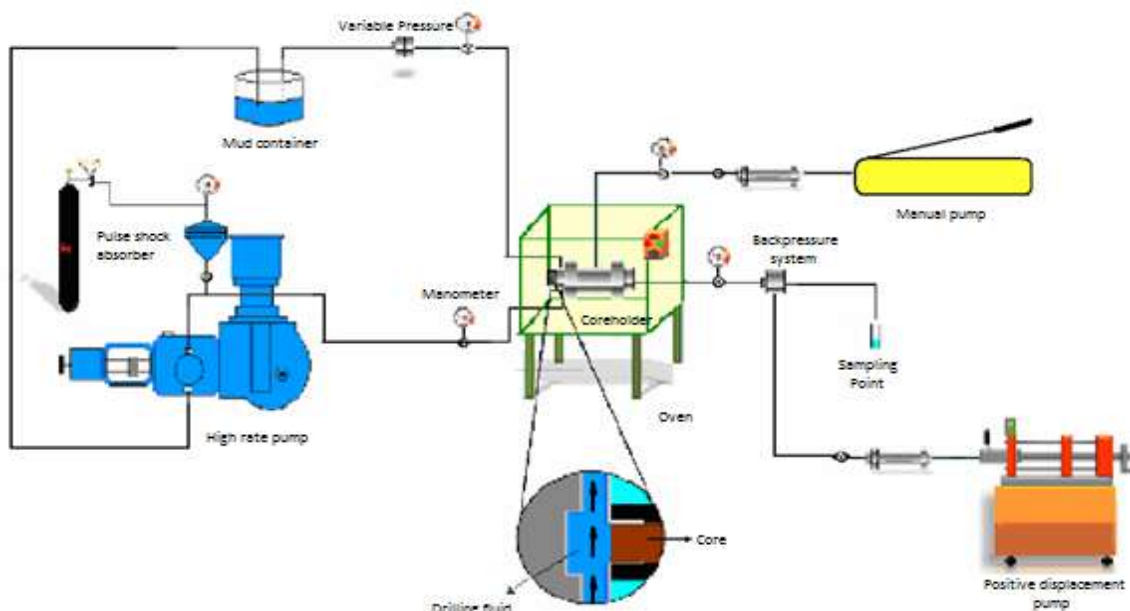


Figura 22. Esquema experimental para la generación del daño por fluido de perforación.

La figura 23 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: bomba de desplazamiento, cilindros portamuestras, bomba de confinamiento, horno, equipos de medición de presión diferencial, celda biaxial y equipo de simulación de presión de poro o contra presión (*back pressure regulator*).

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

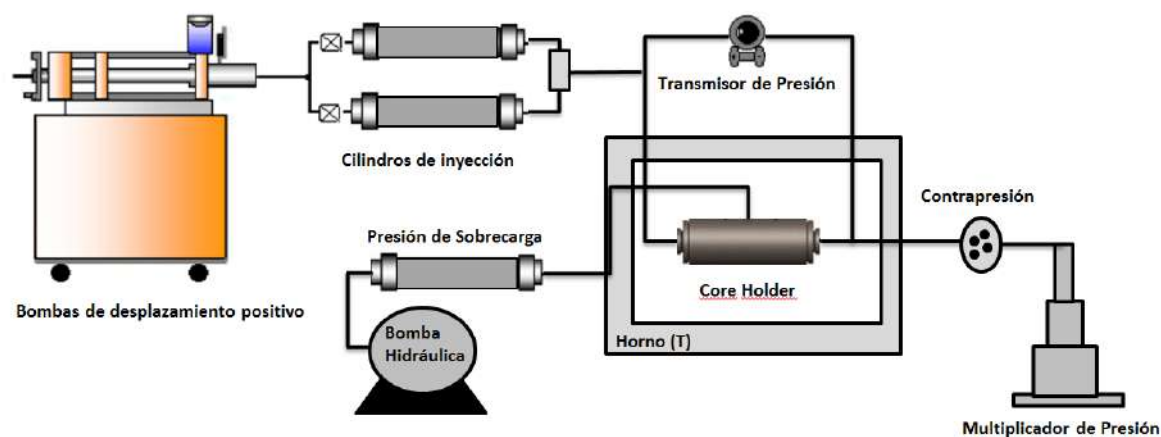


Figura 23. Esquema experimental para la medición de propiedades petrofísicas básicas.

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.

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

4. EJEMPLOS Y RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

El ejercicio consiste en determinar el radio de invasión y el skin para cada una de las formaciones que atraviesa el Pozo XY, correspondiente al Complejo Pauto del Piedemonte Colombiano.

La tabla 3 presenta los datos de entrada de cada una de las formaciones de interés que atraviesa el pozo en cuestión.

Tabla 3. Datos de entrada

Campo	Formación	MD Tope (ft)	MD Base (ft)	Espesor Neto (ft)	PHI Promedio (%)	K Promedio Matriz (md)	Tiempo de Exposición (d)
Complejo Pauto	MIR Miche Norte	14526	15067	541	2.9%	2.8	75
	Los Cuervos	15050	15450	400	2.9%	0.7	50
	MIR Guamalera	15564	16199	635	3.5%	1.7	49
	MIR Pauto main	16908	17349	441	2.9%	0.2	36
	MIR Pauto main splay	17812	18247	435	2.9%	1.0	8
Sirr	Rw (ft)	P_{OB} Perforación (psi)		P_{OB} Cementación (psi)		Tiempo de Exposición al Cemento (hr)	
0.2	0.27	2000		2700		2	

Siguiendo la metodología de la figura 21 debe seleccionarse el tipo de fluido de perforación correspondiente a ciertas características de roca y permeabilidad, o de lo contrario ingresar datos experimentales de laboratorio y definir una ecuación característica de filtración para un nuevo fluido de perforación.

Para este caso realizaremos el ejercicio de ingreso de datos experimentales, las tablas 4 y 5 presentan las condiciones de laboratorio para una prueba de desplazamiento donde se busca definir el comportamiento de la filtración de un fluido de perforación base aceite para una roca del Piedemonte Colombiano, Campo Pauto, Pozo XY con rango de permeabilidad de $0.001 \text{ mD} < K < 0.1 \text{ mD}$.

Tabla 4. Condiciones operativas para medir propiedades petrofísicas de la roca.

Fluidos		Condiciones operativas		Caudal de flujo	
Lodo de perforación	Emulsión inversa	Presión de confinamiento (psi)	1000 < CP < 4500	Caudal salmuera (ml/min)	0,2
Salmuera	Sintética	Presión de poro (psi)	300 psi	Caudal crudo (ml/min)	0,1
Tipo de crudo	Condensado	Temperatura (F)	212 F		

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

Núcleos					
Muestra ID	Formación	Profundidad (ft)	OD (cm)	Longitud (cm)	Régimen
7	Mirador	16248,4	2,58	4,19	Fractura abierta
28	Mirador	16269,1	2,55	4,78	Fractura cerrada

Tabla 5. Condiciones operativas durante el daño

Fluidos	Condiciones operativas			
	Tiempo de exposición (h)	Overbalance (psi)	Caudal (ft ³ /min)	Velocidad lineal (ft/min)
Lodo de perforación	24 horas	870 and 1000	0,03	500
Espaciador N°1	10 min	1000	0,03	500
Espaciador N°2	10 min	1000	0,03	500
Cemento	30 min	1000	0,02	313

La prueba consiste en medir la permeabilidad antes y después del daño y construir las curvas de filtración dinámica en función del tiempo y determinar la tasa de filtración, pendiente de la curva, y generar la ecuación tipo (11) y determinar las constantes A y B. La figura 24 indica el cambio en los valores de permeabilidad en cada uno de los escenarios de daño. Esta grafica nos permite evaluar una caída de permeabilidad debido a la exposición por fluido de perforación, K_i/K_d daño, sin embargo, estos valores de reducción de permeabilidad se pueden considerar de experiencias en campo.

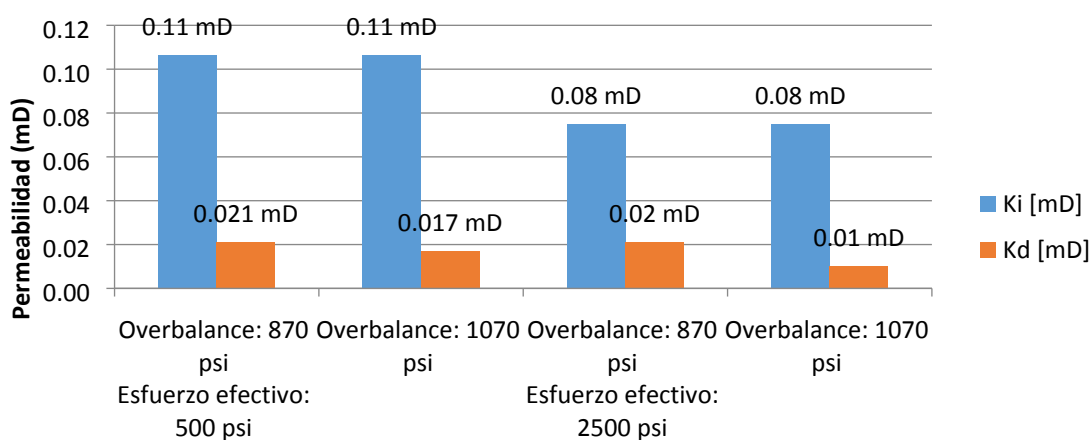


Figura 24. Permeabilidad antes y después del daño por fluido de perforación

La figura 25 nos resume los comportamientos de filtración para cada uno de los escenarios evaluados, de esta gráfica se extraen las pendientes, valores correspondientes a las tasas de

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

filtración para la construcción de la grafica $[dV/dt^{1/2}]$ vs $k \cdot P_{OB}$, ver figura 26. Los valores de la pendiente e intercepto, A y B, corresponden a $A=0,0074$ y $B=0,462$. De esta forma podemos definir nuestra ecuación tipo:

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

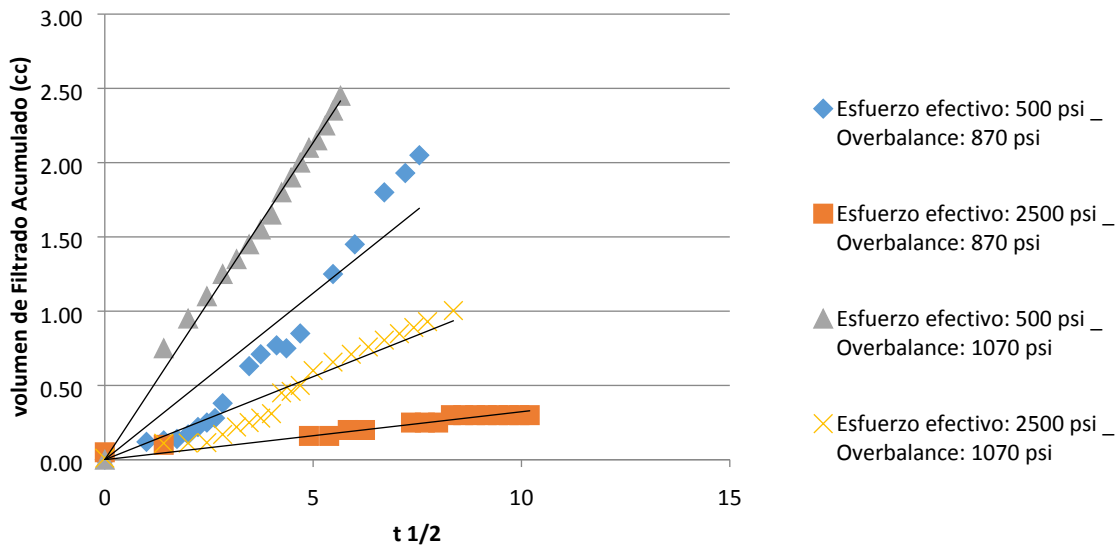


Figura 25. Funciones de filtración dinámica en función del esfuerzo y la presión de overbalance

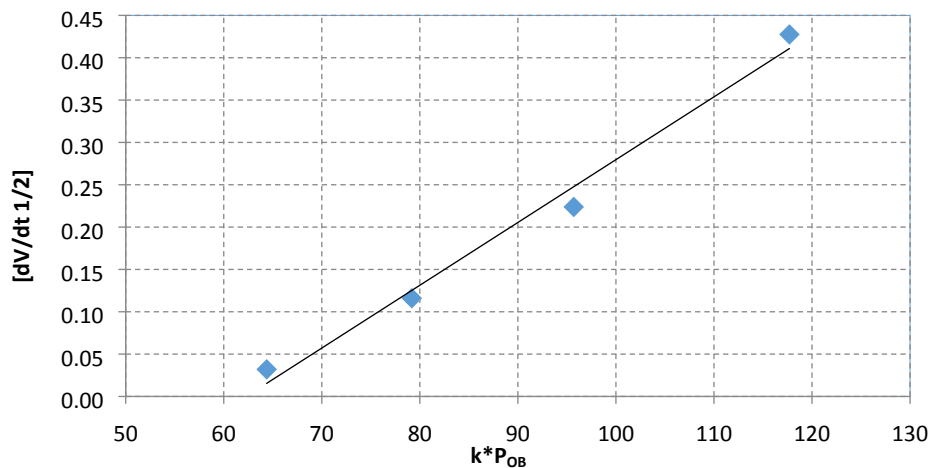


Figura 26. Derivada del volumen respecto a la raíz cuadrada del tiempo en función de $k \cdot P_{OB}$ para un sistema consolidado.

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

Realizando los cálculos correspondientes de volumen de filtrado, radio de invasión y skin, a partir de las ecuaciones (5), (7) y (11), se obtienen los resultados de la tabla (6)

Tabla 6. Volumen de pérdidas de filtrado de lodo, radio de invasión y skin.

Campo	Formación	Pérdidas de Filtrado de Lodo (bbl)	Radio de Perdidas Perforación (ft)	Skin Estimado
Complejo Pauto	MIR Miche Norte	1343	14	18
Complejo Pauto	Los Cuervos	163	6	14
Complejo Pauto	MIR Guamalera	741	9	16
Complejo Pauto	MIR Pauto main	23	2	9
Complejo Pauto	MIR Pauto main splay	108	4	13

Finalmente, el perfil de invasión promedio del Pozo XY evaluado presenta los siguientes radios de invasión por cada una de las formaciones que atraviesa, ver figura 27.

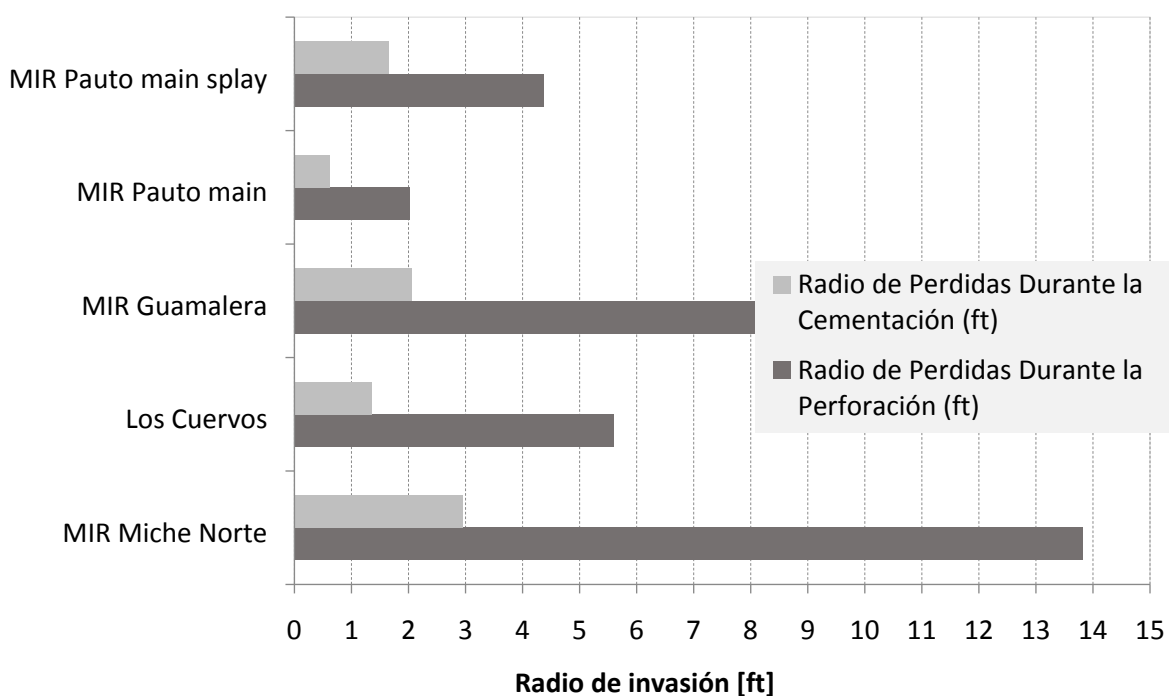


Figura 27. Perfil radio de invasión en cada una de las formaciones del Pozo XY

Para una análisis más detallado o exhaustivo de la radio de invasión en cada profundidad, se puede realizar un estudio sobre la formación de interés. A modo de ejercicio, determinar el perfil de invasión para la formación Guamalera. Solo se requiere un perfil de permeabilidad con profundidad

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

y aplicar la ecuación tipo (11) y determinar el tiempo de exposición por cada intervalo perforado, cabe mencionar que el tiempo se acumula con la profundidad, ver ecuaciones (12) y (13).

$$T_{exp1} = T_{exp_drilling} \quad (12)$$

$$T_{exp2} = T_{exp1} - \left(\frac{Prof_2 - Prof_1}{\frac{ROP}{2 \times 24}} \right) \quad (13)$$

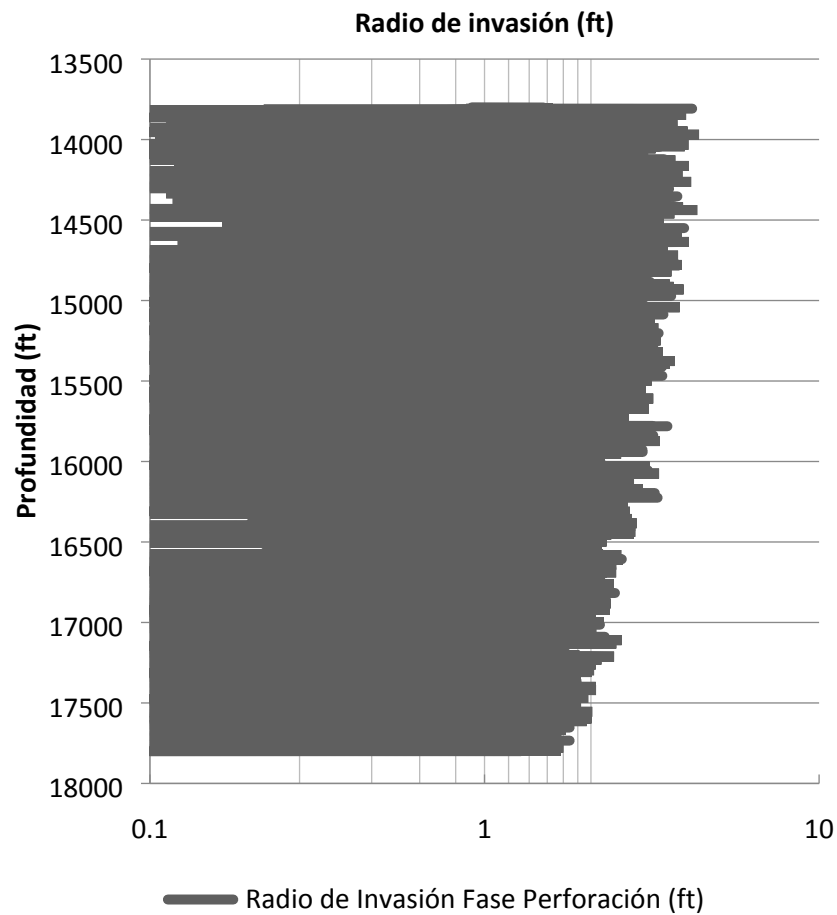


Figura 28. Perfil radio de invasión – Formación Guamalera Pozo XY

REFERENCIAS

- [1] a 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, 2007.
- [3] D. H. Larsen, "Determining the filtration characteristics of drilling muds," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, pp. 1689–1699, 2013.
- [4] W. Rock, "Advanced Well Completion Engineering," 2011.
- [5] W. Hurst, "Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore," *Pet. Eng*, p. 1953, 1953.
- [6] W. Purcell, "Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom," *J. Pet. Technol.*, p. 1949, 1949.
- [7] T. Nowak and R. Krueger, "The effect of mud filtrates and mud particles upon the permeabilities of cores," *Drill. Prod. Pract.*, 1951.
- [8] W. Hower, "Influence of Clays on the Production of Hydrocarbons," *SPE Symp. Form. Damage Control*, p. 4785, 1974.
- [9] C. Dodd, F. Conley, and P. Barnes, "Clay minerals in petroleum reservoir sands and water sensitivity effects," *Clays Clay Miner.*, p. 1954, 1955.
- [10] C. Bardon and C. Jacquin, "Interpretation and Practical Applications of Flow Phenomena in Clayey Media," *Fall Meet. Soc. Pet. ...*, no. 1573, p. 1966, 1966.
- [11] N. Mungan, "Permeability reduction through changes in pH and salinity," *J. Pet. Technol.*, p. 1965, 1965.
- [12] C. Outline, *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Elsevier, 2011.
- [13] S. Yuster and K. Sonney, "The Drowning and Revival of Gas Wells," *Pet. Eng*, p. 1944, 1944.
- [14] D. Thomas, H. Hsing, and D. Menzie, "Evaluation of core damage caused by oil-based drilling and coring fluids," *SPE Annu. Tech. ...*, 1984.
- [15] W. Renpu, "Advanced Well Completion Engineering," *Oil Gas Well Corros. Corros. Prev.*, vol. Chapter 11, pp. 617–700, 2011.
- [16] M. Reed, "Formation damage prevention during drilling and completion," *SPE Centen. Symp. New Mex. Tech*, no. 1, 1989.
- [17] J. Cowan and D. Weintritt, "Water-formed scale deposits," 1976.
- [18] Baker Hugues INTEQ, *Drilling fluids Reference Manual*. 2006.
- [19] 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.
- [20] J. Hawkins, "A note on the skin effect," *J. Pet. Technol.*, vol. 8, no. 12, pp. 65–66, Apr. 1956.
- [21] C. Faruk, "Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation," p. 2000, 2000.
- [22] 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.