

MODELO DE DESAGREGACIÓN DE DAÑO

Informe final

SINERGIAS



Universidad Nacional de Colombia

Sede Medellín

Facultad de Minas

Tabla de contenido

Introducción	4
1. OBJETIVOS	4
1.1. Objetivo General	4
1.2 Objetivos específicos.....	4
2. Marco conceptual y teórico	5
2.1 Daño de formación.....	5
2.1.1 Clasificación del daño de formación.	7
2.2 Consideraciones teóricas acerca del daño por esfuerzos	8
2.2.1 Compresibilidad de la roca porosa:.....	9
2.2.2 El concepto de esfuerzo efectivo:	10
2.2.3 El efecto de los esfuerzos en la permeabilidad:.....	11
2.2.4 El concepto de módulo de permeabilidad:	13
2.2.5 Daño de formación por esfuerzos:.....	16
2.2.6 Determinación de la ecuación del daño por esfuerzos.....	17
2.3 Consideraciones teóricas acerca del daño por tasa	20
2.3.1 Flujo turbulento lineal:.....	20
2.3.2 Flujo turbulento radial:	22
2.3.3 El coeficiente de fricción (factor no-Darcy):.....	23
2.3.4 Daño de formación por tasa:.....	25
2.4 Unidades hidráulicas	26
2.5 Pseudo-daño:.....	27
3. Determinación de correlaciones experimentales para la evaluación del daño por esfuerzo y por tasa	30
3.1 Diseño experimental	30
3.1.1 Protocolo experimental:	31
3.1.2 Equipo experimental:	32
3.1.3 Datos preliminares:	32
3.2 Resultados experimentales	33
3.2.1 Determinación de módulos de permeabilidad:	33
3.2.1.1 Procedimiento para la muestra 20022900.....	34
3.2.1.2 Calculo módulo de permeabilidad	36

3.2.2 Calculo de coeficiente de fricción:	37
3.3 Fundamento matemático para la determinación de las unidades hidráulicas:	38
3.3.1 Reajuste de las correlaciones para el módulo de permeabilidad usando el concepto de unidades hidráulicas.....	39
3.3.2 Metodología para la determinación de UH:	40
3.3.3 Análisis del módulo de permeabilidad y FZI por tipo de yacimiento:	42
4. Diseño conceptual	44
4.1 Diagrama de flujo:	46
4.2 Datos de entrada y salida	46
4.3. Diseño matemático	47
4.3.1 Ecuaciones fundamentales de la metodología propuesta	48
5. Bibliografía	51

Introducción.

El daño de formación es uno de los fenómenos que más interviene en la productividad de los yacimientos petrolíferos, cuyo manejo inapropiado puede llevar a pérdidas en producción de hasta del 100% en un pozo. El daño en un pozo se presenta como la sumatoria de varios daños que son generados por diferentes mecanismos. En términos de productividad se pueden agrupar en: daños que se presentan por obstrucciones en la trayectoria de flujo natural de los fluidos y daños por esfuerzos y por tasa, en los que simplemente la pérdida en productividad se genera por cualquier otro factor que no sea obstrucciones. Actualmente los métodos de diagnóstico del daño e identificación de los componentes, presentan varios limitantes, dentro de los cuales, los más importantes son la ausencia de modelos generalizados, información de entrada especializada y alto grado de complejidad, lo que vuelve impráctico su uso para procesos de diagnóstico a escala de yacimiento.

Este trabajo busca proponer una metodología numérica para el diagnóstico del daño que permita conocer de forma práctica y efectiva el aporte de la tasa de flujo y los esfuerzos sobre la roca, al daño de formación total y por tanto, la fracción de este que puede ser mejorado por estimulación química; a partir de datos comúnmente registrados en pozo.

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivo General

Desarrollo de un módulo computacional que permita simular la desagregación del daño de formación basado en un algoritmo diseñado a partir de bases fenomenológicas y pruebas experimentales que permite determinar el porcentaje de daño que es potencialmente estimulable químicamente

1.2 Objetivos específicos

- Simular el daño por tasa de flujo a partir de la determinación de coeficiente de fricción como un parámetro determinante en el desarrollo del modelo petrofísico en base a correlaciones desarrolladas experimentalmente
- Simular el daño por esfuerzo efectivo a partir de la determinación del módulo de permeabilidad como un parámetro determinante en la relación entre tipo de roca y la permeabilidad.
- Calcular el daño mecánico del pozo como la sustracción del daño potencialmente estimulable por intervención química
- Implementar una herramienta computacional para analizar la contribución de los cada tipo de año sobre el daño total y entender como es el impacto de cada uno sobre la producción.
- Desarrollar una interface amigable que propicie una aplicación simple del simulador a campos específicos.

2. Marco conceptual y teórico

El adecuado manejo de yacimientos de hidrocarburos depende en gran medida del entendimiento dinámico del sistema roca-fluido, lo que se traduce en el comportamiento termodinámico de fluidos y sus interacciones con la roca reservorio y los agentes que intervienen durante el tiempo de producción. La ingeniería de yacimientos busca la apropiada explotación de los yacimientos de hidrocarburos procurando el máximo beneficio con el menor impacto posible. Nace así el concepto de productividad de pozos, que involucra el manejo y control de todos los factores que pueden intervenir en la afluencia del pozo. Tal vez el más importante de estos lo constituye el daño de formación cuyo apropiado manejo, determina la operatividad y abona al sostenimiento de la curva de producción. Habida cuenta de lo anterior es que esta revisión bibliográfica se abordara el concepto de daño de formación y su clasificación, para luego avanzar en conceptos básicos que deben ser comprendidos en el desarrollo de la metodología de daño propuesta.

2.1 Daño de formación

El daño es la disminución de la permeabilidad de la formación, que tiene efectos indeseables desde el punto de vista operacional y económico. Este puede ocurrir la perforación y la producción de yacimientos de petróleo y gas[1], [3], [20].

En un yacimiento la pérdida de productividad total puede ser consecuencia de varios procesos, así el daño de formación total será la resultante de daños ocasionados por diferentes mecanismos [4], [8]. Desde la etapa de perforación y completamiento del pozo se presenta pérdida de productividad por la exposición de la roca y los fluidos del yacimiento con fluidos ajenos. Luego, durante la producción del pozo se puede presentar una reducción de la permeabilidad a causa de la reducción de presión del yacimiento y la tasa de producción [4].

En cada pozo los mecanismos que afectan la productividad son diferentes, siendo necesario identificar el o los mecanismos más influyentes. Así, en algunos casos es más importante el daño por presión, como en el caso de yacimientos de gas condensado naturalmente fracturados. En otros, el daño mayor se genera al momento de la perforación. La permeabilidad de un yacimiento en la cara del pozo está afectada por el daño de formación total, cuyo efecto se observa como una pérdida de presión adicional que se presenta como efecto de la intervención de varios fenómenos que disminuyen la productividad del pozo, reflejándose en una caída de presión adicional. Finalmente la caída de presión adicional por efecto del daño de formación en un pozo, se puede interpretar como la suma de varias caídas de presión asociados a los diferentes daños que pueden generarse por los mecanismos, de cuya clasificación se habla a continuación

Hay varias formas de cuantificar daño o estimulación en un pozo en operación (productor o inyector). El método más popular es el de representar una condición del pozo mediante una caída de presión en estado estable que ocurre en la cara del pozo, adicional a la caída de presión transitoria en el yacimiento que ocurre normalmente. La caída de presión adicional, se llama “efecto de daño” y toma lugar en una zona infinitesimalmente delgada: “zona de daño” [21]

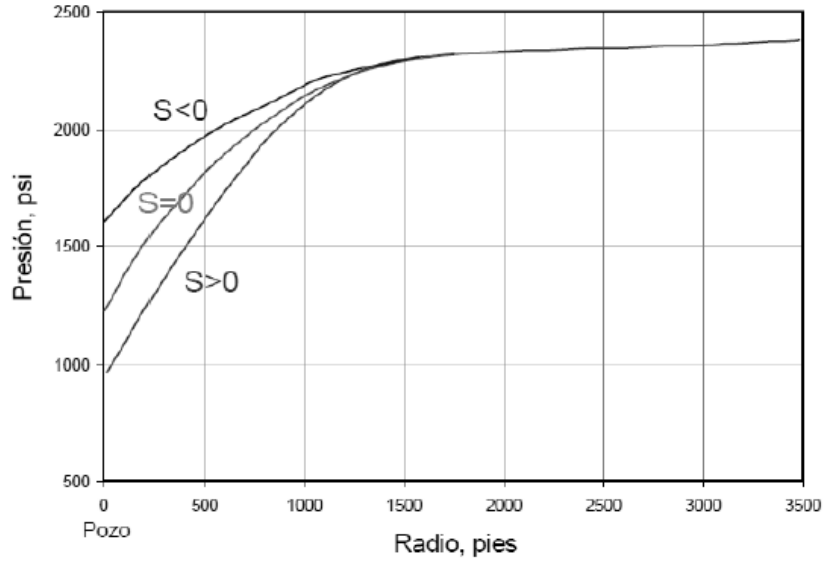


Figura 1-1 Influencia del daño [21]

Como se observa en la Figura 1-1. el daño de formación pensado como un perdida adicional de presión, entonces la caída total de presión en el pozo estaría dada por la ecuación 2.1:

$$(2.1) \quad \Delta P_t = \Delta P_{ideal} + \Delta P_s$$

Donde ΔP_{ideal} hace referencia a la caída de presión ideal, es decir en un escenario en el que el daño es cero, y ΔP_s es la caída de presión generada por el daño de formación. Para la condición de flujo radial en estado pseudo- estable en un pozo, el perfil de presión ideal representado en la Figura 1-1 viene dado por la ecuación de Darcy en coordenadas radiales:

$$(2.2) \quad \Delta P_{ideal} = (P_e - P_{wf}) = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right)$$

En tanto que la caída de presión generada por el daño de formación viene dada por la ecuación 2.3:

$$(2.3) \quad \Delta P_s = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} (S)$$

Finalmente usando las ecuaciones 2.1, 2.2 y 2.3 se llega a la expresión del daño que describe que este puede ser hallado por la ecuación 2.4:

$$(2.4) \quad S = \frac{K_e - K_s}{K_s} \ln \frac{r_s}{r_w}$$

La ecuación 2.4, constituye la expresión generalizada para la cuantificación del daño total en un pozo, de donde se observa que este va a estar determinado por la permeabilidad de la zona dañada K_s y por la profundidad en la que se extienden del pozo hacia el yacimiento r_s .

2.1.1 Clasificación del daño de formación.

Los diferentes daños se agrupan de acuerdo al criterio que el autor ha definido a partir de su interés. Tal vez la clasificación más empleada es la propuesta por Bennion (Figura 2-1) [8], quien agrupa los daños según el proceso que lo origine. Plantea cuatro grupos de daño: los daños generados por procesos mecánicos, químicos, térmicos y biológicos.

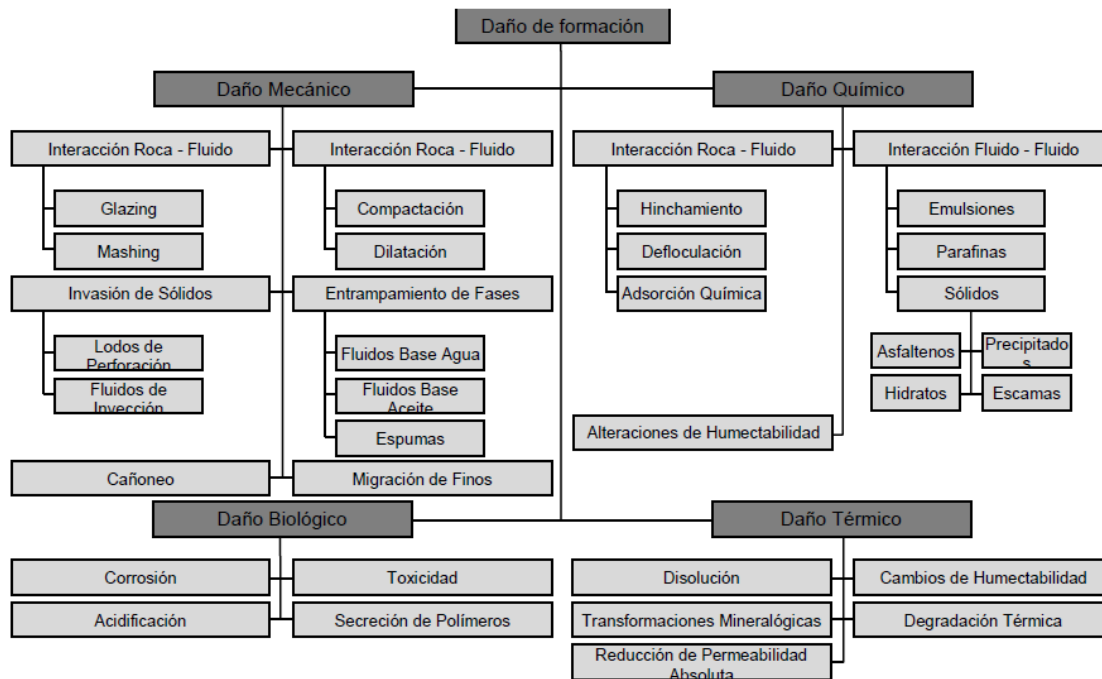


Figura 2-1 clasificación del daño por Bennion [8].

Otros autores clasifican el daño de acuerdo al momento de su aparición. Se proponen tres grupos: en el primero están todos los daños que son generados durante la perforación y completamiento del pozo. En el segundo grupo están todos los daños generados durante el proceso de estimulación al pozo. En el tercer grupo están todos los daños generados durante el proceso de producción del pozo [4].

Naranjo et al; plantearon un modelo de desagregación del daño basado en el análisis de pruebas de presión registradas en pozo. Para la propuesta se definió una clasificación funcional con el modelo planteado. Se plantearon dos grupos: en el primero están los daños dependientes de presión, es decir el daño geomecánico y el daño termodinámico. En el segundo grupo se incluyen todos los otros daños que pueden estar presentes en el pozo, a este grupo se le ha denominado daño mecánico [22][24].

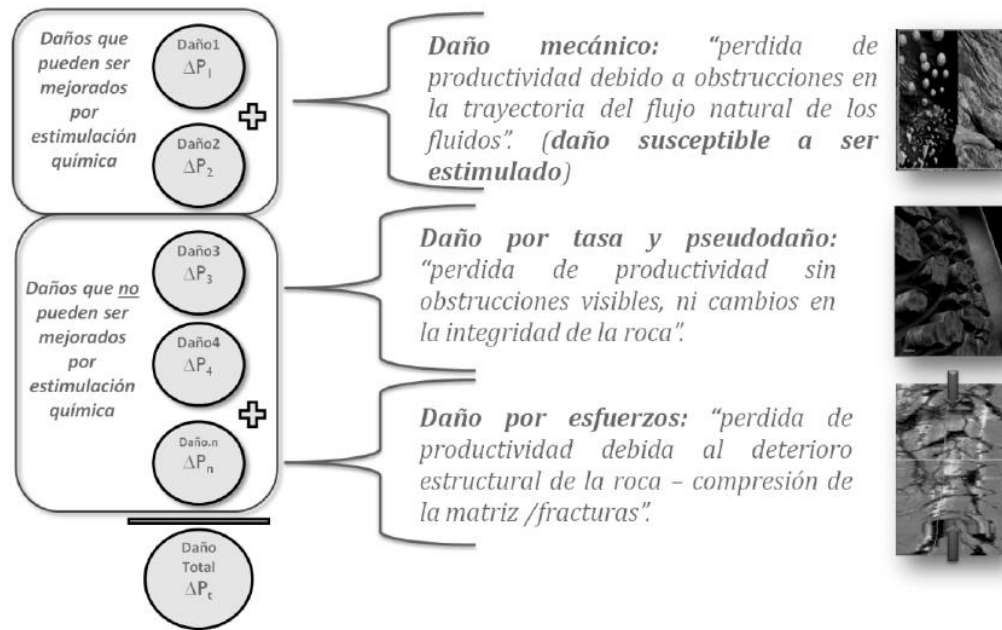


Figura 2-2 Clasificación del daño adoptada en el proyecto[38] [24].

Finalmente basados en la clasificación del daño que propone King [25], que en esencia es muy similar a la nombrada en el párrafo anterior; para este proyecto se agrupan los componentes del daño en tres grupos: daños dependientes del estado de esfuerzos de la roca, daños dependientes de la tasa de producción del pozo y un último grupo denominado daño mecánico, en donde están todos los otros daños que dependen de otras variables diferentes a la tasa y los esfuerzos. Otra forma de pensar en los grupos, refiere a la sensibilidad a ser mejorados por estimulación química; basados en la idea de que tanto la integridad de la roca en términos compresionales y grado de turbulencia evidenciados en un pozo, no se contrarrestan con el emplazamiento de un agente químico en el medio poroso; caso contrario al momento de presentarse alguna obstrucción en los canales porosos.

2.2 Consideraciones teóricas acerca del daño por esfuerzos

Fairhurst define la mecánica de rocas como "los campos de estudio dedicados a la comprensión de los procesos básicos de la deformación de las rocas y de su significado tecnológico" [26]. En los últimos años, los conceptos de la geomecánica toman más importancia dentro de la ingeniería de petróleos, en temas como inestabilidades del pozo durante la perforación, a partir de la comprensión del comportamiento mecánico de las formaciones subterráneas. Predecir el comportamiento mecánico de la roca es esencial para los programas de terminación o estimulación de pozos. Por otro lado en casos críticos de compactación del yacimiento, puede conducir a hundimiento de la superficie [1].

La producción de petróleo, gas natural, y / o agua de las formaciones de roca que contienen hidrocarburos se traduce en un cambio local en el campo de esfuerzos y la tensión en la formación,

debido a la disminución de la presión de poro [4]. Con el fin de predecir el comportamiento de compactación o compresibilidad de yacimientos de hidrocarburo debido al decaimiento de la presión de poro, es necesario conocer las características de compresibilidad de la roca reservorio. Características definidas por las propiedades mecánicas de la roca. Estas se pueden obtener de dos fuentes diferentes [1]:

- A partir de laboratorio, que permiten mediciones directas de parámetros de resistencia y comportamiento elástico estático en un núcleo procedente de profundidades discretas.
- Las mediciones de fondo de pozo a través de wireline logging, que permitan la determinación de las constantes elásticas dinámicas de la medición continua de las velocidades compresionales y de corte.

Sin embargo, es importante recordar que, debido a las rocas del yacimiento a menudo son en capas de masas fracturadas, controladas por las reacciones a las cargas aplicadas por la naturaleza heterogénea de la masa de roca, que en general, no se evidencian en las propiedades microscópicas de la matriz de la roca. Por consiguiente, las propiedades mecánicas obtenidas de las pruebas básicas de laboratorio pueden ser ligeramente a las diferentes de las existentes en-situ. Sin embargo, las propiedades mecánicas determinadas en condiciones de prueba de laboratorio son una fuente de información valiosa para la mayoría de los proyectos en mecánica de rocas [1].

2.2.1 Compresibilidad de la roca porosa:

La roca del yacimiento es sometidos a esfuerzos internos ejercidos por los fluidos contenidos en los poros, y al esfuerzo externo que es ejercidos por las rocas suprayacentes. La producción de los fluidos de las rocas del yacimiento resulta en un cambio en la presión interna (hidrostática) en la roca, causando así la compactación de la estructura de la roca debido a un aumento en la tensión/esfuerzo efectiva. Esta compactación resultados en cambios en el grano, los poros, y el volumen de la roca. El cambio fraccional en el volumen de constituyentes roca sólida (granos) por unidad de cambio en la presión se define como la compresibilidad de la matriz de roca. Este fenómeno llevado al extremo podría resultar desde la pérdida de los pozos hasta llegar a inducir subsidencia en áreas grandes de terreno [1].

Muchos investigadores han registrado los cambios en la compresibilidad de las rocas del yacimiento como una función de disminución de la presión del fluido. Biot publicó una teoría de las deformaciones elásticas de los materiales porosos y su influencia sobre el desplazamiento de fluidos dentro de los poros. Geertsma fue, sin embargo, el primero en desarrollar un conjunto de relaciones prácticas entre volumen y la presión que explican las variaciones en volumen de los poros y la roca yacimiento; este deriva las siguientes expresiones generales [27]:

$$(2.5) \quad \frac{dV_p}{V_p} = C_r * dP_p + \frac{1}{\phi} (C_b - C_r) d(\sigma - p_p)$$

$$(2.6) \quad \frac{dV_b}{V_b} = (C_r - C_b) dP_p + C_b * dp = C_r * dP_p + C_b * d(\sigma - p_p)$$

Donde:

V_p = Volumen de poro

V_b = Volumen total

C_r = Compresibilidad de la roca matriz

C_b = Compresibilidad roca total

P_p = Presión de poro

σ = Presión externa (presión de confinamiento)

2.2.2 El concepto de esfuerzo efectivo:

Rocas sedimentarias tales como el Limo, arenas, gravas y otros sedimentos, exhiben una alta sensibilidad a ser deformados, cuando se aplica una carga, la roca se comporta como blanda o dúctil. Dependiendo el tipo de fluido que satura esta, el fenómeno puede ser más crítico o no; por ejemplo si la roca está saturada con un líquido incompresible como el agua, el fenómeno es más pronunciado. Arcillas, shale, y muchas otras rocas de baja permeabilidad, tales como rocas ígneas inalteradas, exhiben una alta fortaleza sin deformar, cuando se carga inicialmente; al incrementar el esfuerzo, se vuelven frágiles y mucho más débiles [1]. La figura 2-3 ilustra el efecto de la presión de poro en el comportamiento elástico de las rocas.

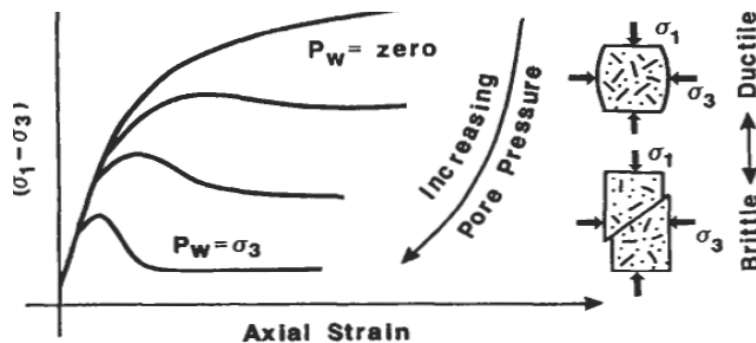


Figura 2-3: Transición de frágil a dúctil, como función de la presión de poro [1].

El efecto de la presión de poro en las propiedades mecánicas de las rocas saturadas ha sido ampliamente investigado mediante el uso del concepto de esfuerzo efectivo (σ), Terzaghi lo delimita como el esfuerzo que controla la compresión o cizalladura en las rocas, y se define como la diferencia entre la presión de sobrecarga aplicada o la tensión total (σ_{OB}), y la presión de poro (P_p) [1]:

$$(2.7) \quad \sigma = E\varepsilon$$

$$(2.8) \quad \sigma' = \sigma_{OB} - P_p$$

Los experimentos de laboratorio y observaciones cuidadosas de campo, acerca de la deformación han dado lugar a la modificación de la ecuación 2.7 de la siguiente manera

$$(2.9) \quad \sigma' = \sigma OB - \alpha pp$$

Donde α , de acuerdo con Biot, es un factor de corrección que mide la efectividad de la roca en contrarrestar la presión de poro y la carga total aplicada. El valor de α , varía entre 0 y 1, dependiendo de la geometría del poro y las propiedades físicas de los constituyentes del sistema sólido. En los casos extremos, cuando $\alpha = 0$, la presión de poro no tiene ningún efecto sobre el comportamiento de la roca, y cuando una presión = 1 el poro es 100% eficaz para contrarrestar la carga aplicada. Es común encontrar trabajos donde $\alpha = 1$, aunque para algunos casos se observa que no es una buena aproximación [1]. La ecuación – muestra la forma de obtener la constante.

$$(2.10) \quad \alpha = 1 - \frac{K}{Kr} = 1 - \frac{Cr}{Cb}$$

Donde:

K = Módulo bulk total

Kr = Módulo bulk de matriz de la roca

Cr = Compresibilidad matriz de la roca

Cb = Compresibilidad roca total

Varios autores han planteado que la porosidad es función de los esfuerzos, tendiendo a disminuir por un aumento en el esfuerzo, Los cambios relativos de la porosidad bajo presión de sobrecarga pueden ser expresado como sigue [28]:

$$(2.11) \quad \frac{\Delta \phi}{\phi} = 1 - \left[\left(1 - \frac{\Delta Vp}{Vp} \right) / \left(1 - \frac{\Delta Vb}{Vb} \right) \right]$$

Donde $\Delta Vp/Vp$ y $\Delta Vb/Vb$ son los cambios relativos de volumen de poros y el volumen total, respectivamente. Puesto que la compresibilidad de la matriz de la roca se supone que es independiente de la presión en el rango de 0 a 20.000 psi, es decir, $0 < p < pm$, el cambio relativo de volumen total es esencialmente lineal respecto al cambio relativo del volumen de poro.

$$(2.12) \quad \frac{\Delta Vb}{Vb} = \phi \frac{\Delta Vp}{Vp}$$

2.2.3 El efecto de los esfuerzos en la permeabilidad:

En relación a los estudio que abordan el tema de la permeabilidad y los esfuerzos, se encuentran un amplio número de puede agruparse en dos enfoques, por un lado se encuentran todos los estudios que buscan a través de modelamiento identificar el impacto y distribución de la permeabilidad en las zonas de mayor pérdida de presión. El segundo enfoque corresponde a todo el desarrollo de estudios experimentales que pretende mostrar el comportamiento de la permeabilidad con el esfuerzo efectivo, y el desarrollo de correlaciones/modelos que puedan ser utilizados en estudios de predicción.[29]–[30]

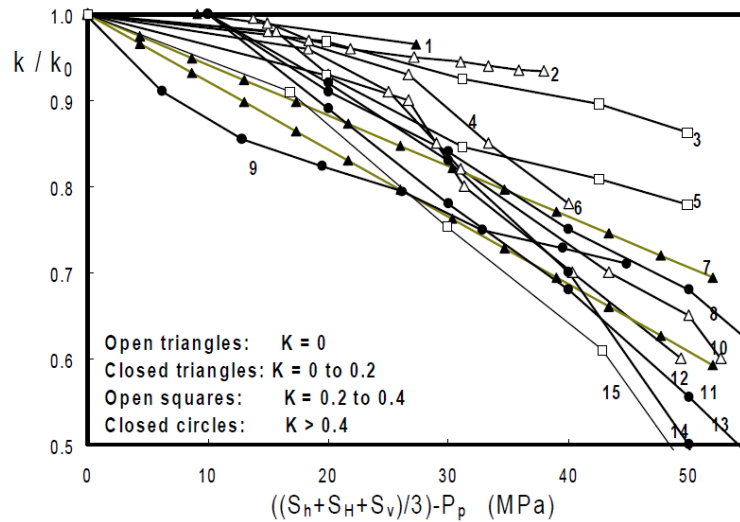


Figura 2-4 dependencia de la permeabilidad en función del esfuerzo efectivo a partir de varios estudios [29]

Se podría asegurar que no existe un modelo de permeabilidad / esfuerzo totalmente estandarizado, mas sin embargo si se pueden extraer algunos conceptos que son generalizados, el primero de ellos es que, es un hecho el que la permeabilidad no es estática o independiente al estado de esfuerzos, como se pensaba en la ingeniería de yacimientos tradicional. El segundo hecho es que la tendencia es a la disminución de la permeabilidad con forme el esfuerzo efectivo aplicado sobre la roca aumenta. En figura 2-4., Schutjens, recopila un gran número de resultados experimentales desarrollados y expuestos por varios autores, de esta figura se evidencia la tendencia a la disminución en medida que el esfuerzo efectivo se hace más grande. De la misma forma se observa que este comportamiento no es generalizado, existe un amplio rango de variabilidad respecto al cambio de permeabilidad logrado, a partir del mismo aumento en esfuerzo.

Otra de las líneas en las que se aborda el tema, constituye el uso de las relaciones entre porosidad y permeabilidad, y conociendo que para el caso de la porosidad se tienen relaciones analíticas entre el esfuerzo efectivo y el cambio en la porosidad. Es el caso mostrado en la sección anterior, en donde los cambios en la permeabilidad debido a cambios en la presión de poro dependen principalmente de la contracción de los canales de poros, Dobrynin deriva la siguiente ecuación semi-empírica [1]:

$$(2.13) \quad \frac{\Delta K}{K} = 2(1 + f_{ps})1C_{pm}D(p_p)$$

Donde f_{ps} , corresponde al factor de forma del poro. La siguiente relación aproximada entre el coeficiente de forma del poro (f_{ps}) y la máxima compresibilidad de poro (C_{pm}) en areniscas con mala clasificación, que se obtiene a partir de los datos experimentales:

$$(2.14) \quad f_{ps} = 8 \times 10^{-5} C_{pm}^{-0.9}$$

Para una distribución uniforme del tamaño de poro o una muy alta compresibilidad de poro, $f_{ps} = 0,33$. Es evidente que la permeabilidad de la formación disminuye con el esfuerzo. Este hecho debe ser tenido en cuenta a la hora de interpretar los resultados de las pruebas de presión transiente, drawdown, o buildup, dado que los esfuerzos que se encuentran su máximo efecto en las proximidades del pozo, debido al agotamiento de los fluidos del yacimiento y la disminución rápida de la presión y la consiguiente reducción de la permeabilidad en la misma zona, puede dar cuenta

de los efectos de skin, pueden no interpretarse adecuadamente y sobreestimar daño por otros factores [27].

Finalmente, uno de los mejores planteamientos es el desarrollado por Pedrosa [2], el que establece que la permeabilidad está relacionada con el esfuerzo efectivo, en una función similar a la de la compresibilidad, es decir una función exponencial que nace de la siguiente expresión:

$$(2.15) \quad \gamma = \frac{1}{K} \frac{\partial K}{\partial \sigma'}$$

Donde γ se define como el módulo de permeabilidad y tiene unidades de (psi⁻¹). Si se resuelve la ecuación 2.11, se llega finalmente la ecuación 2.12 [2]:

$$(2.16) \quad K = K_0 e^{\gamma(\sigma' - \sigma'_0)}$$

En la ecuación 2.12, K_0 hace referencia a la permeabilidad inicial (es decir al momento de iniciarse el drenaje de los fluidos), σ'_0 hace referencia al esfuerzo efectivo. Esta constituye una expresión apropiada para reflejar el comportamiento de la permeabilidad teniendo en cuenta la morfología de las curvas exponenciales, las que evidencian un valor asintótico, que para el caso de las rocas es consistente a la idea que la deformación de esta, se logra en mayor proporción al principio de aplicado el esfuerzo, pero al momento de alcanzada una deformación alta, la misma estructura de la roca se opone a seguir siendo deformada.

2.2.4 El concepto de módulo de permeabilidad:

El concepto de modulo de permeabilidad fue inicialmente propuesto por Pedrosa [2], el que se define por la ecuación 2.15; este constituye un coeficiente único para cada tipo de roca, y que relaciona el comportamiento de la permeabilidad con el esfuerzo efectivo. De acuerdo a su valor, la roca exhibiría o no mayor sensibilidad a ser deformada. La figura 2-5 ilustra el comportamiento de la permeabilidad con el esfuerzo y los diferentes módulos de permeabilidad calculados a partir del ajuste de la línea de tendencia de los datos medidos, para diferentes tipos de roca.

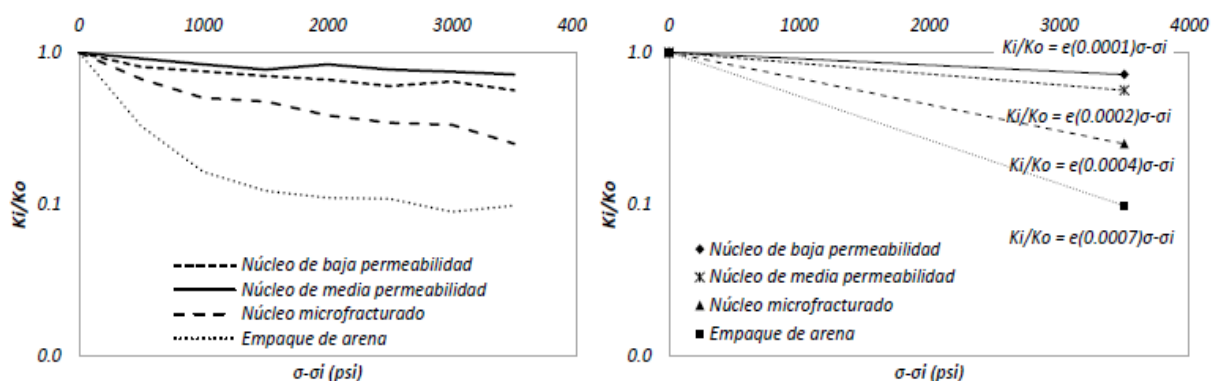


Figura 2-5: Permeabilidad y módulos de permeabilidad para diferentes tipos de roca.

De acuerdo al valor del módulo de permeabilidad se clasifica el nivel de sensibilidad que presenta la roca a ser deformada y afectada su permeabilidad (figura 2-6), al presentarse un cambio en el esfuerzo efectivo aplicado sobre la roca, y en consecuencia el impacto que este efecto tendrá [6], [7], [28].

Existen dos alternativas para la determinación del módulo de permeabilidad asociado a una roca específica. La primera de estas constituye el análisis de una prueba transiente de presión; este método incluye el análisis no convencional de la curva de disturbio de presión, en donde se integran conceptos de esfuerzo – deformación de la roca y se obtiene no solamente un valor puntual de presión, sino que además una curva continua de permeabilidad en función de la presión [5]–[7], [28].

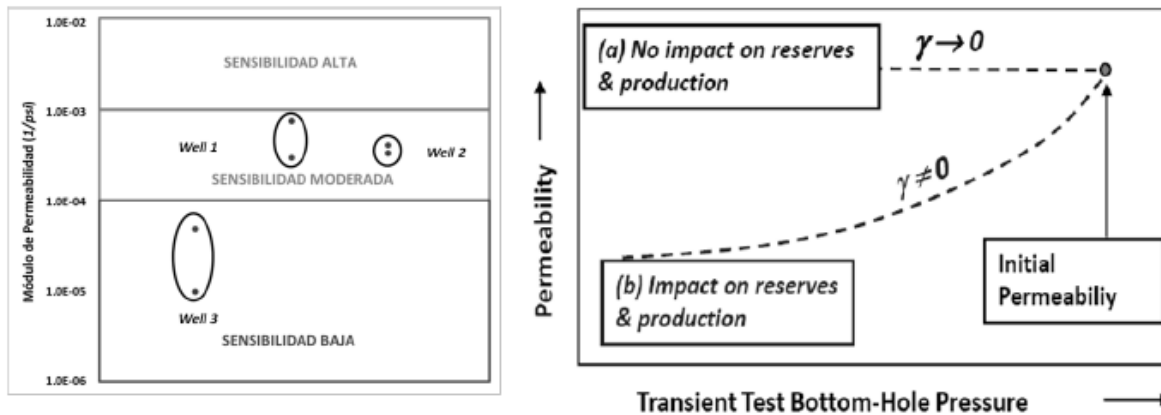


Figura 2-6: Clasificación del grado de sensibilidad de la roca a los esfuerzos a partir del módulo de permeabilidad (modificado de [28]).

La Figura 2-7 muestra el ajuste de la curva simula a la curva de presión real, que siendo un sistema con única solución implicaría que los parámetros definidos para el caso simulado, serán los presentes en el pozo de estudio; en este caso valor del módulo de permeabilidad hallado es de 0.001 (1/psi). A partir de este ajuste se muestra también el comportamiento de la permeabilidad esperado en el pozo.

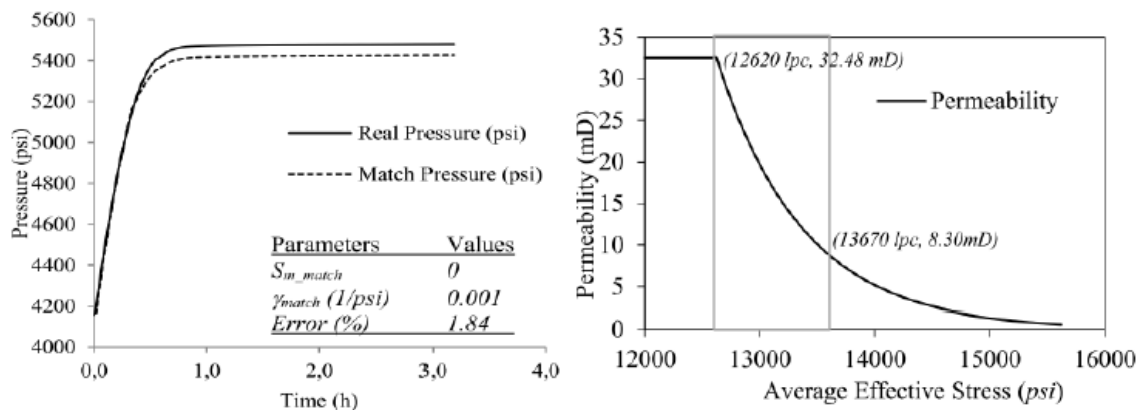


Figura 2-7: Determinación del módulo de permeabilidad por análisis de presión transiente [5].

La segunda alternativa hace referencia a la medición discreta en pruebas de Coreflood, donde a partir de la muestra de la roca yacimiento, se someta a condiciones yacimiento (temperatura de yacimiento, presión de confinamiento y presión de poro) y sucesivamente se emule un proceso de depletamiento a partir de la disminución progresiva de la presión de poro, garantizando la medición de la permeabilidad a cada condición de esfuerzo efectivo. La figura 2-8 muestra una curva experimental y representación del proceso de medición y la condición de disminución del área de flujo esperado.

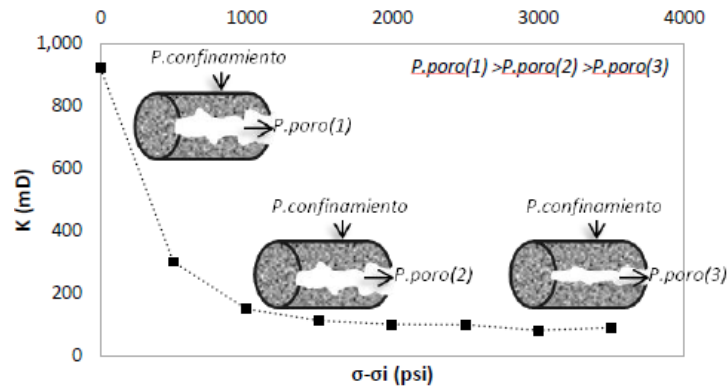


Figura 2-8: Determinación del módulo de permeabilidad en laboratorio.

A pesar de ser una fuente de información importante, para casos en los que se evidencia un alto grado de heterogeneidad de las propiedades, en especial por causa de la presencia de sistemas de fracturas en la roca, las mediciones en laboratorio no dan cuenta del fenómeno total. El cierre de fracturas hace que la disminución en permeabilidad sea más pronunciada en presencia de aumentos del esfuerzo efectivo; entonces al momento de evaluarse el módulo de permeabilidad por métodos experimentales, estos darán razón de la matriz y la sensibilidad de esta, pero heterogeneidades a escalas más grandes, como lo son las fracturas, quedan por fuera del alcance del ensayo. Esto quiere decir que en sistemas fracturados los módulos de permeabilidad obtenidos experimentalmente serán subestimados. La figura 2-9, muestra dos pozos en los que pudo realizar la medición por ambas técnicas; los dos son sistemas heterogéneos – fracturados y se observa que los valores de módulos de permeabilidad obtenidos experimentalmente son más bajos y corresponden al valor asociado a la matriz de la roca, mientras que los valores provenientes del análisis de presión transiente, da razón de la roca y las fracturas.

A pesar de esto, el método experimental constituye una herramienta poderosa al momento de determinar el grado de sensibilidad de la roca al estado de esfuerzos, que siendo aplicada en sistemas matriciales e incluso en sistemas microfracturados, entregan valores confiables, que puede ser usada como herramienta complementaria o sustituta en casos en los que no se cuente con información de pruebas de presión.

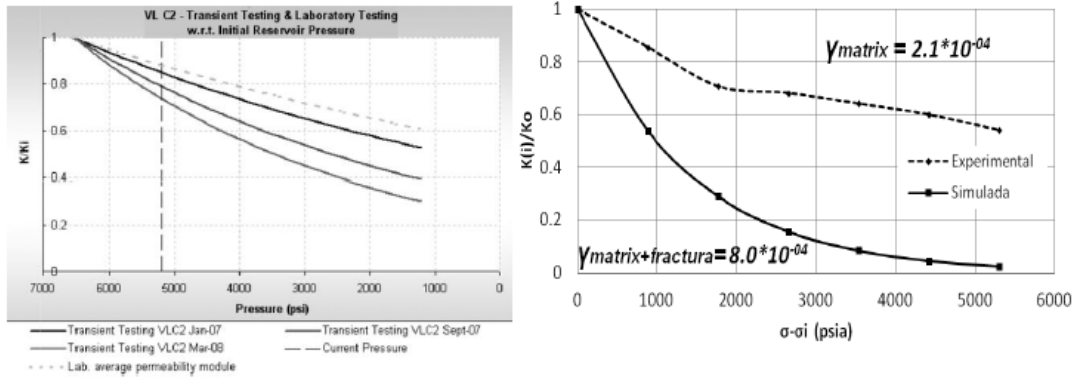


Figura 2-9: Modulo de permeabilidad simulada vs experimental [28], [15].

2.2.5 Daño de formación por esfuerzos:

El esfuerzo aplicado sobre la roca actúa como un agente reductor de las propiedades petrofísicas en la cara de la formación de forma específica. Cambios en porosidad y permeabilidad en la cara de la formación resultado de la deformación de la roca crean una zona conocida como el yielded or plasticized zone [36]. Comprender el cambio en la permeabilidad es la clave para determinar la magnitud y extensión del daño por efectos geomecánico en el yacimiento. La figura 2-10 ilustra el daño de formación para un pozo, junto con la zona conocida como el yielded zone.

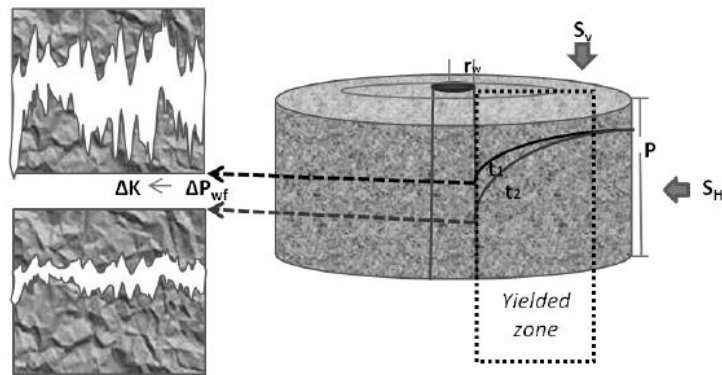


Figura 2-10: Daño por esfuerzos mecánicos.

Para la comprensión de este daño, se han desarrollado modelos de simulación que acoplen el comportamiento de los fluidos junto con la mecánica de la roca [37], [20], [22], [28], [16], [17] así como el desarrollo de experimentos que aporten al entendimiento de este [18], [19]. En este esfuerzo de entender este daño, se incluyen todos los desarrollos nombrados en las secciones pasadas, en donde se estudia la relación entre esfuerzo – deformación para la roca yacimiento, y el impacto en las propiedades petrofísicas.

Hasta el momento existe un solo enfoque para el estudio del daño por variación de esfuerzos, que consiste en el uso de herramientas de modelamiento, en donde el sistema de ecuaciones acoplen los conceptos de mecánica de la roca, y mediante un ajuste a un histórico, bien sea de producción

o de un disturbio de presión transiente de presión, se conoce la función de distribución de los esfuerzos en la zona, junto con el módulo de permeabilidad y la distribución de la permeabilidad en los alrededores del pozo. Tradicionalmente, los métodos empleados para estudiar pruebas de presión han estado basados en soluciones analíticas de la ecuación de difusividad, las cuales asumen que el yacimiento es un medio poroso isotrópico homogéneo poco sensible a esfuerzos y deformaciones. En casos en los que se tiene una alta actividad tectónica con formaciones productoras que generan complejas redes de fracturas naturales, se puede establecer que las técnicas convencionales no son lo suficientemente representativas para modelar este tipo de escenarios; con lo que se han planteado modificaciones del sistema de ecuaciones que contemplen los términos de esfuerzo – deformación e impacto en las propiedades petrofísicas y por ende en el daño; un ejemplo de esto se observa en la ecuación.. en donde a la ecuación de difusividad básica para flujo radial, se incluye la ecuación 2.11, en donde la permeabilidad es considerada una función del esfuerzo efectivo [35].

$$(2.17) \quad \frac{\delta^2 P}{\delta r^2} = \frac{1}{r} \frac{\delta P}{\delta r} + \gamma \left(\frac{\delta P}{\delta r} \right)^2 = \frac{\phi \mu}{k} C_t e^{\gamma(\sigma' - \sigma'_0)} \frac{\delta P}{\delta r}$$

El cambio en la presión de poro propicia alteraciones en el estado de esfuerzos del yacimiento, y con ello variaciones sobre las propiedades petrofísicas del medio poroso, especialmente de la porosidad, permeabilidad y de la apertura del sistema de fracturas naturales. El porcentaje de éxito alcanzado en la interpretación de una prueba de presión en formaciones sensibles a esfuerzos y deformaciones, pasa por el nivel de acoplamiento de los fenómenos previamente mencionados dentro de un modelo básico de simulación [5]–[7], [28].

A pesar de que el modelamiento es una técnica poderosa para estudiar este daño de formación, todavía se considera un tema novedoso en la ingeniería de yacimientos, esto junto con el hecho de constituirse un tema de complejidad apreciable por el sistema de ecuaciones constitutivas que implica su estudio; hace que solo en pocos casos se considere el estudio del impacto de los esfuerzos en el daño de formación.

Finalmente se considera que a pesar de las limitaciones en términos de escala de los estudios experimentales al momento de abordar problemas a nivel de pozos, el uso apropiado de la información georeferenciada de los ensayos y el acoplamiento de estas técnicas con los conceptos básicos del fenómeno, pueden constituir una herramienta valiosa en el conocimiento del impacto de los esfuerzos mecánicos en el daño de formación y en la productividad; como una herramienta de diagnóstico inicial, y que evidencie la necesidad de incluir un estudio de mayor nivel de rigurosidad si el problema es crítico en el sistema de estudio.

2.2.6 Determinación de la ecuación del daño por esfuerzos

Existen diversos conceptos y ecuaciones propios de fenómenos como daño de formación, daño por tasa, relación permeabilidad y esfuerzo, etc. Dentro de estas, más adelante se introducirá la ecuación 4.8 surge como la aplicación del concepto de daño de formación en la zona cercana al pozo que se compone de varias zonas de daño con diferentes permeabilidades. A continuación se realiza la demostración de esta:

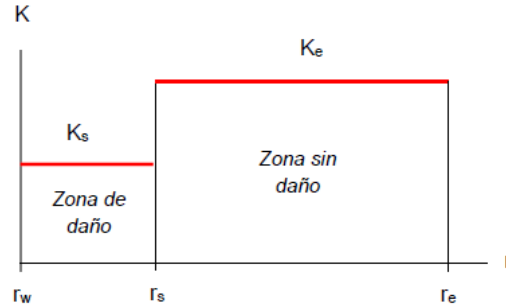


Figura 2-11: El concepto matemático del daño de formación.

Generalmente se interpreta el daño como una zona alrededor del pozo con permeabilidad K_s y de extensión r_s , y después una zona virgen en donde se tienen las condiciones originales del pozo K_e y extensión r_e . Es claro que se cumple que $K_e > K_s$. Se considera que la zona de daño el flujo es estable y en la zona original el flujo será pseudo-estable. Entonces la solución de la ecuación de difusividad para cada una de las zonas estará dada por las ecuaciones 2.18 y 2.19:

Para $r \leq r_s$:

$$(2.18) \quad \Delta P_s = (P_{rs} - P_{wf}) = \frac{141.2q\beta\mu}{K_{sh}} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)$$

Para $r_s \leq r < r_e$:

$$(2.19) \quad \Delta P_e = (P_e - P_{rs}) = \frac{141.2q\beta\mu}{K_{eh}} \ln\left(\frac{r_s}{r_w} - 0.5\right)$$

Entonces dado que hay continuidad en la presión en toda zona de drenaje del pozo, se cumple que P_{rs} , es la misma para ambas ecuaciones, entonces si evaluamos la caída de presión total en la zona de drenaje, estará dada por:

$$(2.20) \quad \Delta P_w = \Delta P_s + \Delta P_e$$

Es decir que si sumamos la ecuación A-6 y A-7, llegamos a la expresión A-9:

$$(2.21) \quad (P_e - P_{wf}) = \frac{141.2q\beta\mu}{K_{sh}} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + \ln\left(\frac{r_e}{r_s}\right) - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{K_e}{K_s} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right]$$

Esto quiere decir que la expresión 2.21 se puede convertir finalmente en:

$$(2.22) \quad (P_e - P_{wf}) = \frac{141.2q\beta\mu}{K_{eh}} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + \left(\frac{K_e}{K_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right]$$

Si comparamos la ecuación 2.22 con la ecuación 2.2, obtendremos que el factor de daño se puede definir también como:

$$(2.23) \quad S = \left(\frac{K_e}{K_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)$$

La ecuación 2.23 se conoce como la ecuación de Hawkins, y es una de las expresiones más usadas para calcular el daño en un pozo.

Ahora que si pensamos en la permeabilidad de la zona de daño, no como un valor puntual, si no como una función que varia con el radio.

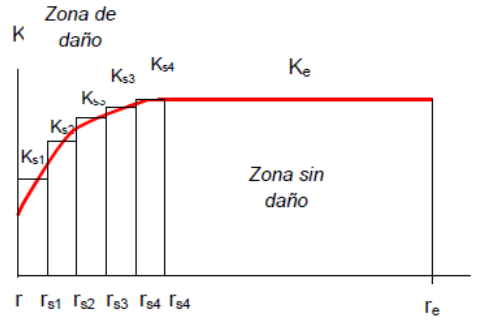


Figura 2-12: El concepto de daño de formación con más de una permeabilidad en la zona de daño.

Como observamos en la figura 2-12, en este caso la permeabilidad varia con el radio, podemos pensar en zonas de daño de longitud $rs(i)$ y de permeabilidad $Ks(i)$; entonces el daño total será la sumatoria de cada uno de estos daños discretos. Entonces siguiendo el mismo análisis anterior, para el caso de la figura 2-12:

Para zona de daño tendremos $r \leq rs(n)$:

$$(2.24) \quad \Delta P_{s(i)} = (P_{rs(i)} - P_{rs(i-1)}) = \frac{141.2q\beta\mu}{Ks(i)h} \left[\ln\left(\frac{rs(i)}{rw}\right) \right]$$

Para $rs(n) \leq r < re$:

$$(2.25) \quad \Delta P_e = (P_e - P_{rs(n)}) = \frac{141.2q\beta\mu}{Keh} \left[\ln\left(\frac{rs}{rw}\right) - 0.5 \right]$$

Entonces siguiendo el mismo análisis anterior tendremos que la caída de presión total en la zona de drenaje estará dado por:

$$(2.26) \quad \Delta P_w = \sum_{i=1}^n \Delta P_{s(i)}$$

Donde $i=0=well$, y para $i=n=e$, es decir la zona original. Entonces de la expresión de la caída de presión en la zona de drenaje, notaremos que en este caso el daño estará expresado por la ecuación 2.27:

$$(2.27) \quad S_t = K_0 \left[\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{rs(i)}{rs(i-1)}\right)}{Ks(i)} \right] - \ln\left(\frac{rs(n)}{rw}\right)$$

Si consideramos que la perdida en permeabilidad es únicamente función del aumento en el esfuerzo efectivo, obtendremos la expresión 4.8 que citamos a continuación:

$$(2.28) \quad S(g) = K_0 \left[\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{rs(i)}{rs(i-1)}\right)}{Ksq(i)} \right] - \ln\left(\frac{rs(n)}{rw}\right)$$

En donde $S(g)$, es el daño generado por el cambio en esfuerzo efectivo, y $Ksq(i)$, es la permeabilidad promedio en la zona comprendida entre $rs(i)$ y $rs(i-1)$.

2.3 Consideraciones teóricas acerca del daño por tasa.

A medida que aumenta la velocidad de flujo a través de la roca porosa, es decir, el pozo se produce a mayor velocidad de flujo, se observó desviación de la ley de Darcy. Varias explicaciones para esta desviación se presentan en la literatura. La explicación generalmente aceptada de este fenómeno se atribuye a Wright, quien demostró que a muy altas velocidades, la desviación de la ley de Darcy es debido a los efectos inerciales, seguido por efectos turbulentos. En realidad, este fenómeno fue observado por Reynolds en 1901 para el flujo en las tuberías. Hubbert demostró que la transición de flujo laminar a turbulento en flujo porosa medios cubren una amplia gama de velocidades de flujo [1].

2.3.1 Flujo turbulento lineal:

La relación propuesta por Forchheimer es generalmente aceptada y describe el flujo de fluido tanto en condiciones de flujo laminar y bajo condiciones turbulentas. Para, el flujo en estado estacionario horizontal, la ecuación sería:

$$(2.29) \quad -\frac{dP}{dL} = \frac{V\mu}{k} + \beta\rho V^2$$

Donde:

P = Presión [atm]

L = Longitud [cm]

μ = Viscosidad del fluido [cP]

K = Permeabilidad [mD]

V = Velocidad [cm/seg]

ρ = Densidad del fluido [g/cc]

β = Factor no-Darcy o coeficiente de fricción [atm-seg²/g]

Generalmente se acostumbra a utilizar β en unidades de 1/ft entonces:

$$(2.30) \quad \beta[ft^{-1}] = \beta\left(\frac{atm \cdot seg^2}{g}\right) * 3.0889 \times 10^6$$

Resolviendo la ecuación 2.29 para el flujo de gas en un sistema lineal, asumiendo un factor z promedio (Z) para el promedio entre la presión de entrada y de salida:

$$(2.31) \quad \frac{M(P_1^2 - P_2^2)A}{2ZRT\bar{\mu}gL} = \left(\frac{\beta}{A\bar{\mu}g}\right)q_m^2 + \left(\frac{1}{K}\right)q_m$$

En el flujo de fluidos en tuberías, es importante saber si el flujo es laminar o turbulento. El régimen de flujo laminar es dominante cuando los fluidos se mueven a lo largo de líneas de corriente suaves que se mueven paralelos a la pared de la tubería. La velocidad del fluido es prácticamente constante en el tiempo durante el flujo laminar. El régimen de flujo turbulento es dominante si la velocidad del fluido en cualquier punto de la tubería varía aleatoriamente con el tiempo. Las diferencias entre estos dos regímenes de flujo se investigaron por primera vez por Reynolds. Su trabajo teórico y experimental demostró que la naturaleza del régimen de flujo en tuberías depende del número de Reynolds ($Re=Dv\rho/\mu$), donde D es el diámetro interno de la tubería [1]. En las prácticas de ingeniería se asume que:

- a) $Re < 2100$, el flujo está en la región laminar.
- b) $2100 < Re < 4000$, la naturaleza del régimen de flujo es imprevisible, es decir, el flujo pasa a través de una región de transición en el que ambos regímenes laminar y turbulento pueden estar presentes.
- c) $Re > 4000$, el flujo es totalmente turbulento.

Utilizando un enfoque similar, Cornell y Katz investigaron el flujo de gas a través de medios porosos en términos del número de Reynolds y el factor de fricción [55]. Ellos encontraron que con el fin de analizar la tasa de flujo de gas en medios porosos a muy altas velocidades, es decir, bajo el régimen de flujo turbulento, el factor de fricción debe ser graficado frente al número de Reynolds, como se muestra en la Figura 7.10. El factor de fricción de una roca porosa es igual a:

$$(2.32) \quad f_{pr} = \frac{2058,9\rho(P_1-P_2)}{\beta L q_m^2} A^2$$

Donde:

P = Presión [atm]

L = Longitud [cm]

A = Área de la sección transversal [ft²]

q_m = Tasa de flujo másico [lb/seg]

ρ = Densidad del fluido [lb/ft³]

β = Factor no-Darcy o coeficiente de fricción [atm-seg²/g]

f_{pr} = Factor de fricción adimensional de una roca porosa

Usando las mismas unidades, el número de Reynolds de una roca porosa es igual a:

$$(2.33) \quad Re_{pr} = \frac{\beta k q_m}{6.33 \times 10^{10} A \mu}$$

La figura 2-13 muestra las tres regiones:

- a) $Re_{pr} < 0.08$, la curva es una línea recta de pendiente -1, flujo laminar.
- b) $0.08 < Re_{pr} < 8$, corresponde a la región de transición.

c) $Re > 8$, la curva corresponde a una línea horizontal, el flujo es turbulento.

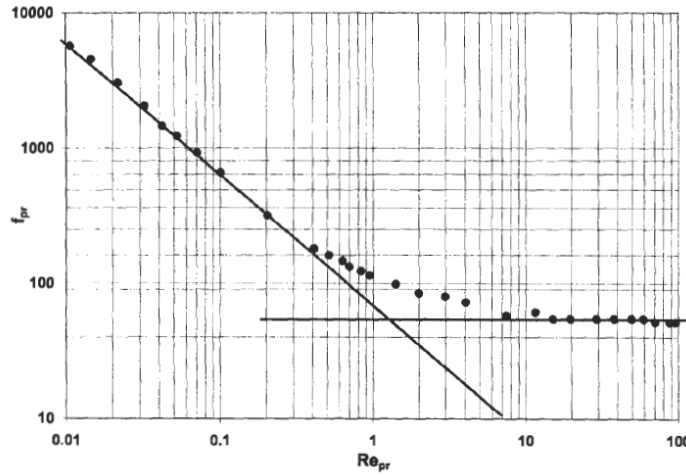


Figura 2-13: Factor de fricción para rocas porosas [1].

Es importante tener en cuenta que la línea de pendiente unitaria la línea horizontal, interceptan en $Re_{pr}=1$. La existencia de una línea recta para pequeños números de Reynolds indica que la caída de presión ($p_1 - p_2$) para un medio poroso dado es directamente proporcional a la tasa de flujo (q_m) y que el régimen de flujo laminar es dominante. La ley de Darcy es aplicable durante esta región de la curva, dado que la magnitud del grupo de términos ($\beta \rho V^2$) en la ecuación 2.29 es demasiado pequeña para ser detectado en los datos experimentales [1]. Con el aumento de la tasa de flujo, Re_{pr} se hace más grande y el régimen de flujo turbulento se vuelve cada vez más dominante. La porción horizontal de la curva f_{pr} vs Re_{pr} corresponde a la región llamada de flujo no Darcy, o régimen de flujo totalmente turbulento.

2.3.2 Flujo turbulento radial:

Como se mostró en los apartados anteriores, a alta tasas de flujo, los efectos inerciales y/o flujos turbulentos son de importancia y debe tenerse en cuenta. El efecto de flujo no Darcy es más significativo en la cercanía del pozo, dado que, en los sistemas de flujo radial, la velocidad flujo del fluido aumenta en la cercanía al pozo en donde el área transversal se hace más pequeña. En estas circunstancias ecuación 2.29 se convierte en:

$$(2.34) \quad \frac{dP}{dr} = \frac{zRT}{pM} \left[\frac{q_m \mu_g}{2\pi r h k} + \beta \left(\frac{q_m}{2\pi r h} \right)^2 \right]$$

La ecuación 2.34 describe el flujo de gas en sistema radial, como se observa la ecuación incluye el coeficiente inercial. Resolviendo la ecuación 2.34, se obtiene la ecuación 2.35 en unidades de campo, finalmente es usada en la descripción de estos sistemas:

$$(2.35) \quad P_{e2} - P_{w2} = \frac{1.422 \mu_g z T q_{sc}}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \beta \left(\frac{2.22 \times 10^{15} \gamma_g K}{\mu_g r_w h} \right) q_{sc} \right]$$

2.3.3 El coeficiente de fricción (factor no-Darcy):

De las secciones anteriores se observa que el impacto por flujo turbulento en la producción está bien definido, en tanto para flujo radial en pozos, como para flujo lineal en desplazamientos experimentales; ahora que en el conjunto de expresiones matemáticas descritas en esta sección se observa la renuente aparición del coeficiente de fricción, el que pondera el impacto de la tasa para el caso específico de estudio, esto quiere decir, que es propio para cada sistema, y al igual que el módulo de permeabilidad en el estudio del impacto de los esfuerzos en la permeabilidad, es único para cada sistema; el factor no-Darcy es propio de cada sistema y al instante de evaluarse el impacto de la tasa en la productividad se hace necesario el determinar su valor para el caso de estudio.

La medición experimental constituye básicamente el único método de obtención directa del coeficiente, la metodología sigue la propuesta de Cornell, quien plantea que si se toma la ecuación 2.31 y se divide por la tasa de flujo másico (qm), se obtiene la siguiente forma de la ecuación:

$$(2.36) \quad Y_{ck} = \beta X_{ck} + \left(\frac{1}{K}\right)$$

Donde:

$$(2.37) \quad Y_{ck} = \frac{M(P_1^2 - P_2^2)A}{2ZRT\bar{\mu}gLqm}$$

$$(2.38) \quad X_{ck} = \frac{qm}{A\bar{\mu}}$$

Si se observa la ecuación 2.36 esta tiene la forma de una recta cuya pendiente es el coeficiente de fricción (β), pendiente X_{ck} y punto de corte es el recíproco de la permeabilidad ($1/K$). En la práctica para la misma muestra de roca, se aplican diferentes presiones de inyección de gas y se registra el caudal de gas producido, así, sucesivamente se construye la recta de la figura y finalmente de la pendiente y el punto de corte se hayan tanto la permeabilidad como el coeficiente de fricción[1].

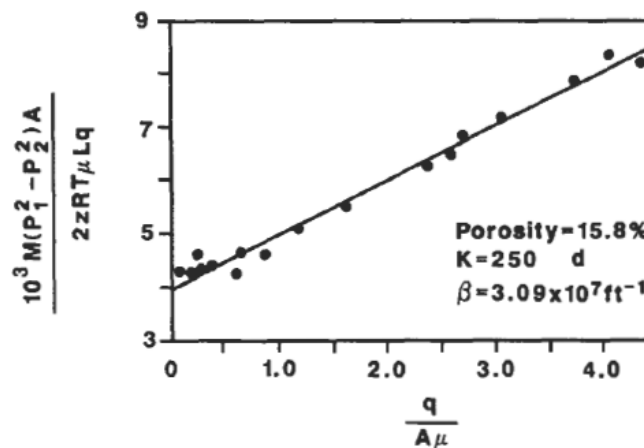


Figura 2.14: Obtención del coeficiente de fricción [1].

Finalmente, la medición de los de los coeficientes se constituye un proceso común en laboratorios de caracterización petrofísica; mas sin embargo siendo un parámetro único para cada roca, se hace necesario el desarrollo de otras herramientas que permitan estimar el valor de este a partir de datos más comunes del sistema estudiado. En este sentido se registran en la literatura un gran número de correlaciones las que proponen la obtención del coeficiente a partir de propiedades petrofísicas básicas, como lo es la permeabilidad junto con la porosidad.

El primer conjunto de correlaciones y tal vez las más comunes, son las que relacionan la permeabilidad en con el coeficiente a través de expresiones como las evidencias en la ecuación 2.39:

$$(2.39) \quad \beta = \frac{a}{Kb}$$

Entonces el trabajo importante radica en la determinación de los parámetros a y b, para el caso que se muestra en la figura 2.15 los desarrollos experimentales desarrollados en los cuatro yacimientos permitieron concluir que curva que mejor ajusta, es en la que $a = 3.076 \times 10^{10}$ y $b = 0.96$ [56]. En tanto que Cornell Katz, plantea que los valores que mejor ajustan serían los de $a = 4.11 \times 10^{10}$ y $b = 1.33$, [1]. De esta misma forma se pueden encontrar en la literatura un amplio rango de valores para las constantes a y b, que se podrían usar.

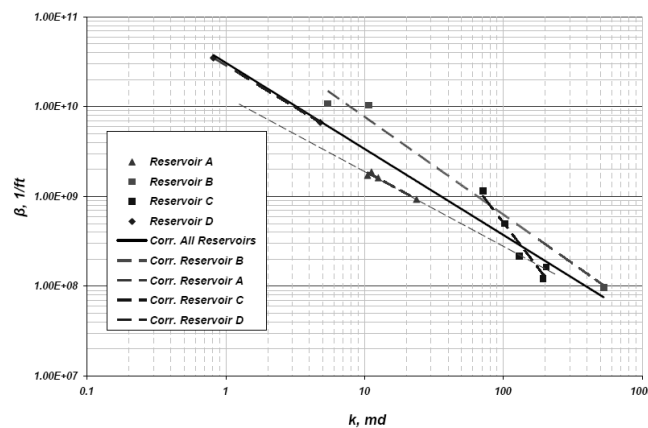


Figura 2-15: Correlación del coeficiente de fricción para algunos campos [35].

Otro conjunto de correlaciones más reducido, se enfoca en adicionar otra propiedad en aras de mejorar el ajuste al caso de estudio. A continuación se muestran dos de las que se consideran más representativas, la primera de ellas la plantea Tiab, en donde involucra tanto la permeabilidad como la porosidad. La segunda correlación la plantea Liu, este asocia la permeabilidad y la porosidad, junto con la tortuosidad de la roca [1].

$$(2.40) \quad \beta = \frac{4.85 \times 10^4}{\phi^{5.5} \sqrt{K}}$$

$$(2.41) \quad \beta = \frac{8.91 \times 10^8 \tau}{\phi \sqrt{K}}$$

Finalmente ahí que decir hasta el momento no se registra en la literatura, algún tipo ejercicio para tratar de ajustar estos parámetros para el caso de los campos colombianos. Esto implica que más bien común que en general se suela utilizar algunas de las correlaciones mencionadas anteriormente, o en los mejores casos, usar la medición directa a partir de ensayos experimentales.

2.3.4 Daño de formación por tasa:

Como se observó a lo largo de esta sección, el uso de altas tasas de flujo trae consigo efectos negativos en la productividad, dado que al alcanzar un régimen de flujo más desordenado, las pérdidas de energía son más altas, lo que se traduce en una caída de presión adicional, que como observamos de la definición de daño de formación, este constituiría uno de estos factores que genera daño.

Habitualmente es más común el estudio de este daño para pozos que producen gas, dado las altas tasas que implica la producción de este, claro está que en literatura se muestra que el hecho que sea más común el caso en pozos que produzcan gas, no quiere decir que en pozos que produzcan aceite no se presente, aunque es menos común, es un problema que perfectamente se puede tener lugar en este tipo de pozos. El segundo hecho que se evidencia, es que a pesar de que las soluciones de los sistemas de ecuaciones se mostraron para casos de gas, las ecuaciones deducidas son totalmente aplicables para el caso de líquidos, solo que para el caso de las soluciones se incluyen los parámetros del líquido; pero el concepto y el manejo resulta siendo el mismo.

Si se observa la ecuación 2.35, su desarrollo constituye un caso ideal de flujo en un pozo, el caso en el que el daño es igual a cero ($S=0$), que sería un caso homólogo al descrito por la ecuación 2.2. Ahora que al momento de estudiarse el caso real en el que existe una caída de presión adicional ocasionada por el daño de formación, la ecuación 2.35 se transforma en:

$$(2.42) \quad P_e^2 - P_w^2 = \frac{1,422\mu_g z T q_{sc}}{kh} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s + D q_{sc} \right]$$

Donde se denomina coeficiente de flujo no Darcy, se define así:

$$(2.43) \quad D = \left(\frac{2,223 \times 10^{-15} \gamma_g K}{\mu_g r_w h} \right) \beta$$

Esta ecuación es la base de la mayoría de las técnicas para predecir el rendimiento de pozos de gas. Puesto que la velocidad del fluido que fluye a través del área transversal, el sistema de flujo radial aumenta de velocidad en medida que se aproxima al pozo, a causa de la disminución en esta área transversal; esto implicaría que el flujo turbulento es más pronunciada en la proximidad del pozo. La caída de presión adicional debido a la turbulencia es equivalente a un efecto de skin. Tanto el daño (S), como el coeficiente de flujo no Darcy (D), se concentran en las inmediaciones del pozo, por lo que se detectan generalmente como un solo factor, el factor de daño total [1]. Definido así:

$$(2.44) \quad S_t = S + S(q)$$

Donde:

$$(2.45) \quad S(q) = D q_{sc} = \left(\frac{2,223 \times 10^{-15} \gamma_g K}{\mu_g r_w h} \right) \beta q_{sc}$$

Debido a la presión de los cambios de zona de daño, la turbulencia también cambia con el tiempo. En consecuencia, $S(q)$ es variable haciendo que S_t también sea variable. Pero, bajo condiciones de estado estable (que rara vez se encuentran), se puede suponer S_t sea aproximadamente constante. El factor de S puede ser positivo (pozo dañado) o negativo (pozo estimulado), el coeficiente de flujo

no-Darcy (D) es teóricamente siempre positivo, por lo tanto, siempre resulta en una pérdida de presión[1].

La ecuación 2.45 constituye la expresión formal para la determinación del daño asociado a la tasa de flujo en un pozo. El reto para lograr obtener una buena estimación en el análisis de un caso, es la determinación del coeficiente de flujo no Darcy (D). Se considera que la mejor aproximación se logra con la toma de pruebas de presión multitasa, la interpretación de esas entrega el valor de daño a cada uno de los caudales que se realizó la prueba y de antemano la función de daño en función de la tasa. Esta función se comporta como una recta (según la ecuación 2.44) cuya pendiente es el coeficiente de flujo no Darcy y el punto de corte es el daño que no es función de la tasa.

Ahora que nuevamente la determinación de este tipo de daño está supeditada a la disponibilidad de una prueba transitoria, específica para cada pozo de estudio; caso que en la práctica no es común. Es de esta forma en que la expresión 2.43 toma más importancia al establecer una alternativa más plausible para la obtención del coeficiente. Ahora que el éxito nuevamente recae en la capacidad de establecer apropiadamente el valor del coeficiente de fricción (β); lo que nos lleva nuevamente a la necesidad de establecer aproximaciones mas personalizadas a los casos de los yacimientos de estudio; para el caso nuestro, los yacimientos petrolíferos de Colombia.

2.4 Unidades hidráulicas

Geólogos petroleros, e hidrólogos han reconocido desde hace tiempo la necesidad de definir unidades geológicas / ingenieriles, describiendo el yacimiento como contenedores de almacenamiento y conductos para el flujo de fluido. Varios autores tienen diferentes definiciones de las unidades de hidráulicas, que son resultado del ambiente de depósito y el proceso diagenetico. Bear define la unidad hidráulica como el volumen elemental representativo de la roca total dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas del volumen de roca son las mismos [1]. Ebanks definen las unidades de flujo como un elemento representativo del volumen total de la roca yacimiento, dentro de la cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y predeciblemente diferentes de las propiedades de otro volumen de roca [12].

A partir de estas definiciones, las unidades de flujo tienen las siguientes características [1], [9], [10], [12]–[14]:

1. Una unidad de flujo es un volumen específico del reservorio, controlado por las características geológicas y petrofísicas del yacimiento.
2. Una unidad de flujo es correlativa y mapable en la escala de intervalo.
3. La zonificación de las unidades de flujo son reconocibles en registros wire-line.
4. Están condicionadas por propiedades micro como el tamaño y geometría del poro a nivel macro por las estructuras sedimentarias (laminaciones y estratificaciones).

5. Están gobernadas por procesos deposicionales (que determinan tamaño de grano y escogimiento) y diagenéticos (que determinan tipo y cantidad de matriz, grano y cemento).

La muestra el concepto de unidades hidráulicas, como se aprecia, a pesar de que el espesor de roca presentado corresponde a una sola formación, esta contiene diferentes calidades, de donde se identificaron cinco unidades hidráulicas diferentes. También se observan algunas propiedades que muestran rangos de permeabilidad, porosidad, contenido de arcilla y tamaño de grano, bien diferenciables. Generalmente estas unidades hidráulicas ajustan a las facies evidenciadas dentro de la formación.

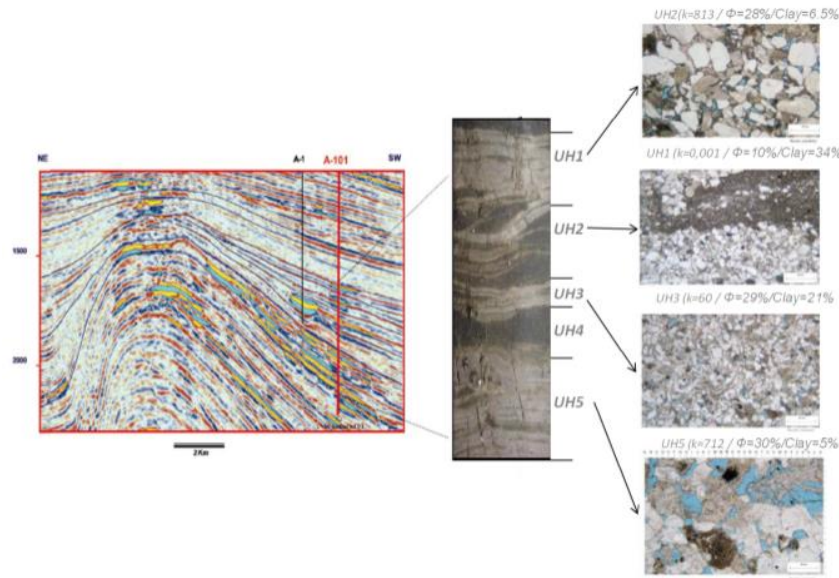


Figura 2-16: Unidades hidráulicas (modificado de [59]).

2.5 Pseudo-daño:

Como se nombró en la clasificación del daño realizada por King [25], este plantea que el pseudo-daño se define como “pérdida de productividad sin obstrucciones visibles, ni cambios en la integridad de la roca”. En general se incluyen en este grupo todos aquellos fenómenos a nivel de pozo que estén asociados al estado mecánico del pozo y puedan generar algún impacto en la productividad del pozo. Algunos autores suelen integrar dentro de este grupo al daño por tasa o flujo no Darcy. El cálculo de los diferentes mecanismos que se consideran pseudo-daño, se logra a partir de diferentes expresiones matemáticas planteadas en la literatura [11]

$$S_{(ps)} = S_{(PF)} + S_{(pp)} + S_{(A)} + S_{(\theta)}$$

Donde $S_{(ps)}$ es pseudo-daño total, $S_{(pf)}$ daño por cañoneo, $S_{(pp)}$ daño por penetración parcial, $S_{(A)}$: daño por la forma del reservorio, $S_{(\theta)}$: daño por desviación[11].

- **Pseudo-daño por desviación.**

El pozo ideal debe ser un pozo vertical con un ángulo de desviación cero bajo la condición de formación horizontal. Todos los pozos reales tienen un ángulo de desviación mayor que cero y la resistencia al flujo de entrada es diferente a la de un pozo vertical. La fórmula de cálculo aproximada para un pozo real se muestra en la Ecuación (4.15) [11].

$$(4.13) \quad h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

$$(4.14) \quad \theta' = \arctan\left(\sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \tan \theta_w\right)$$

$$(4.15) \quad S(\theta) = -\left(\frac{\theta'}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta'}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h_D}{100}\right)$$

Donde θ_w = ángulo de desviación de pozo (°); K_h = permeabilidad horizontal, 10-3 μm^2 ; K_v = permeabilidad vertical, 10-3 μm^2 ; r_w = radio del pozo, m; h = espesor efectivo del reservorio, m; la ecuación 4.15 es aplicable bajo las condiciones de $0^\circ \leq \theta \leq 75^\circ$ [59]

- **Pseudo-daño por penetración parcial:**

$$(4.16) \quad S_{(pp)} = \left(\frac{h}{h_p} - 1\right) \left[\left(\frac{K_h}{K_v}\right)^{0.5} \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) - 2\right]$$

Donde h_p = espesor perforado, m; K_h = permeabilidad horizontal, 10-3 μm^2 ; K_v = permeabilidad vertical, 10-3 μm^2 ; r_w = radio del pozo, m; h = espesor efectivo del reservorio, m;

- **Pseudo-daño por la forma del reservorio:**

$$(4.17) \quad S(A) = 0.5 \ln\left(\frac{31.62}{C_A}\right)$$

Donde Para C_A = coeficiente de forma del reservorio, adimensional; y se usa Figura 2.17.










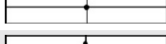





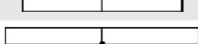
Drainage area shape	C_A	Drainage area shape	C_A
	30.88		3.16
	12.99		0.581
	4.51		0.111
	3.34		5.38
	21.84		2.69
	10.84		0.232
	4.51		0.116
	2.08		2.36

Figura 2.17. Coeficiente de forma del reservorio[11].

- **Pseudo-daño por cañoneo:**

El pseudo-daño por cañoneo causado durante la perforación se puede expresar como la suma de los factores pseudo-daño en la dirección vertical y horizontal y los factores pseudo-daño causados por el pozo y la zona de compactación como se muestra en la ecuación (4.18).

$$(4.18) \quad S_{(pF)} = S_{(V)} + S_{(H)} + S_{(wb)}$$

- el pseudo-daño en la dirección horizontal:

$$(4.19) \quad S_{(H)} = \ln\left(\frac{r_w}{r_{we}}\right)$$

$$(4.20) \quad r_{we} = \begin{cases} 1/4 L_p, & \text{si el ángulo de fase} = 0 \\ \alpha_\theta(r_w + L_p), & \text{para otros ángulos de fase} \end{cases}$$

Donde r_{we} = diámetro efectivo del pozo, m; L_p = profundidad de penetración de los perforados, m; r_w = radio del pozo, m; el valor de α_θ se muestra en la figura 2.18

Perforating Phase Angle (°)	α_θ	Perforating Phase Angle (°)	α_θ
0(360)	0.25	90	0.726
180	0.5	60	0.813
120	0.648	45	0.86

Figura 2.18. Valores de α_θ [11]

- el pseudo-daño causado por el pozo:

$$(4.21) \quad r_{wD} = r_w(L_p + r_w)$$

$$(4.22) \quad S_{(wb)} = C_1 \exp(C_2 + r_{wb})$$

Para C_1, C_2 usar figura 2.19.

Phase Angle (°)	$c_1(\theta)$	$c_2(\theta)$
0(360)	1.6×10^{-1}	2.675
180	2.6×10^{-2}	4.532
120	6.6×10^{-3}	5.32
90	1.9×10^{-3}	6.155
60	3.0×10^{-4}	7.509
45	4.6×10^{-5}	8.791

Figura 2.19. Relación entre ángulos de fase C_1, C_2 [11]

- el pseudo-daño en la dirección vertical:

$$(4.23) \quad r_{pD} = \left(\frac{r_p}{2h_p}\right) \left(1 + \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}\right)$$

$$(4.24) \quad h_D = \left(\frac{h_p}{L_p}\right) \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

$$(4.25) \quad a = a_1 \log(r_{pD}) + a_2$$

$$(4.26) \quad b = b_1 r_{pD} + a_2$$

Para a_1, a_2, b_1 y b_2 , usar figura 2.20.

$$(4.27) \quad S_v = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b$$

Perforating Phase Angle (°)	a_1	a_2	b_1	b_2
0(360)	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672
180	-2.025	0.953	3.0373	1.8115
120	-20.18	0.0634	1.6136	1.7770
90	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935
60	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490
45	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392

Figura 2.20. Valores de las constantes de pseudo-daño por cañoneo y ángulo de fases[11]

- **Pseudo-daño:**

$$(4.28) \quad S_{(ps)} = S_{(PF)} + S_{(pp)} + S_{(A)} + S_{(\theta)}$$

3. Determinación de correlaciones experimentales para la evaluación del daño por esfuerzo y por tasa

3.1 Diseño experimental

En el diseño experimental se procedió a definir los protocolos experimentales con base a los objetivos específicos de esta etapa. Adicionalmente se observa el tipo de montaje experimental en que se busca utilizar muestras y condiciones representativas del yacimiento de estudio. Finalmente como parte del diseño se planteó la descripción breve de la distribución y procedencia conjunto de datos que se incluyen en el análisis. Diseño y resultados tomados de Santamaria [38]

3.1.1 Protocolo experimental:

Los protocolos experimentales son planteados con base a la norma API RP 40, las que regulan las prácticas de análisis de núcleos.

- Pruebas experimentales- daño por esfuerzos:**

Propósito: Determinar el módulo de permeabilidad y las propiedades petrofísicas básicas y para la muestra de estudio.

Paso	Descripción	Condiciones	Justificación
1	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado (Metanol Tolueno). Los fluidos de inyección se deben preparar para su aplicación sometiéndose a desaireado y filtrado.	P y T de laboratorio.	Preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas
2	Determinar la porosidad de la muestra por el método de gravimétrico		
3	Llevar la muestra a condiciones de yacimiento (Temperatura de yacimiento, Esfuerzo promedio en Yacimiento = Presión de confinamiento, Presión inicial en yacimiento = Presión de poro inicial		
4	Inyectar agua de formación	$\sigma' = \sigma'_0$	Medir permeabilidad absoluta ($K_{abs} @ \sigma'_0$)
5	Repetir el paso anterior aumentando el esfuerzo efectivo (σ') (Disminuir la presión de poro en pasos de 500 psi) y medir permeabilidad absoluta ($K_{abs} @ \sigma'_i$), hasta alcanzar el máximo esfuerzo efectivo (Presión de abandono).		
6	Repetir el paso a 3 disminuyendo el esfuerzo efectivo (σ') y medir permeabilidad absoluta ($K_{abs} @ \sigma'_i$), hasta alcanzar el esfuerzo efectivo inicial (σ'_0).		

Tabla 3-1: Protocolo experimental para la determinación del módulo de permeabilidad. [38]

Es necesario nombrar que en estos ensayos los cambios en el esfuerzo efectivo se lograron por cambio en la presión de poro, y en su gran mayoría, por cambios en el esfuerzo promedio (presión de confinamiento). Teniendo en cuenta que según la ecuación 2.9, los cambios en esfuerzo efectivo se logran por alteración de cualquier de estas dos variables (ver sección 2.2.3).

- Pruebas experimentales- daño por tasa:**

Propósito: Determinar el coeficiente de fricción y las propiedades petrofísicas básicas y para la muestra de estudio.

Paso	Descripción	Condiciones	Justificación
1	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado (Metanol Tolueno). Los fluidos de inyección se deben preparar para su aplicación sometiéndose a desaireado y filtrado.	P y T de laboratorio.	Preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas
2	Llevar la muestra a condiciones de yacimiento (Temperatura de yacimiento, Esfuerzo promedio en Yacimiento = Presión de confinamiento, Presión inicial en yacimiento = Presión de poro inicial		

3	Injectar de gas	$Q = Q_0$	Medir permeabilidad del gas (Kg)
4	Repetir el paso anterior aumentando la tasa de inyección (Q_i) y medir permeabilidad al gas ($Kg@Q_i$), hasta alcanzar la máxima tasa de producción.		
5	Repetir el paso 3 disminuyendo la tasa de inyección (Q_i) y medir permeabilidad al gas ($Kg@Q_i$), hasta alcanzar la mínima tasa de producción.		

Tabla 3-2: Protocolo experimental para la determinación del coeficiente de fricción.[38]

Para este tipo de pruebas la determinación de los coeficientes de fricción, se logra según el proceso mostrado en la sección 2.3.3; cuyo procedimiento se resume en la medición de la gráfica de comportamiento de caída de presión en función a la tasa de flujo, cuyo punto de corte, es el inverso de la permeabilidad y la pendiente es el coeficiente de fricción.

3.1.2 Equipo experimental:

El siguiente esquema ilustra el equipo de flujo utilizado en el laboratorio de Yacimientos de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, para la medida de las permeabilidades absolutas, efectivas y relativas. El montaje consta de tres sistemas: un sistema de simulación de condiciones de yacimiento; otro sistema de inyección de fluidos y un último sistema de medición y control (Figura 3-1). Básicamente todos los sistemas de Coreflood, utilizan montajes experimentales similares, es decir que tiene los mismos componentes, pero cambian su tecnología. En la figura 3-1, se muestra un esquema del montaje experimental y sus componentes

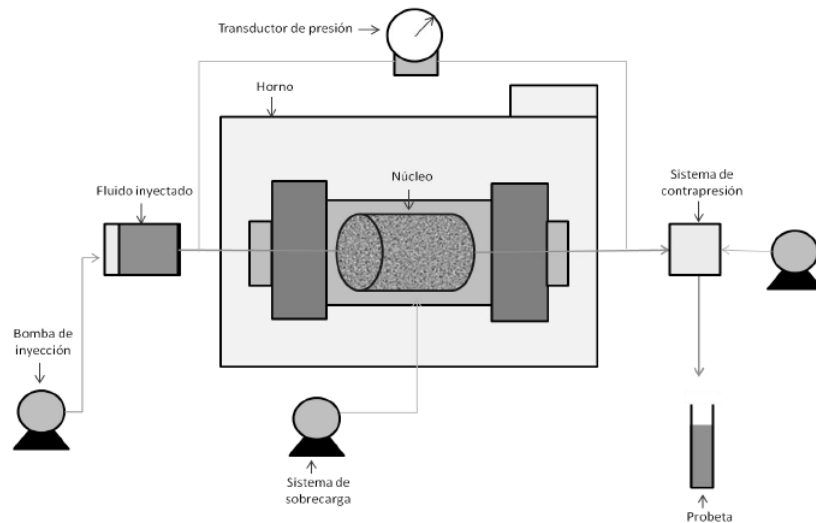


Figura 3-1: Equipo experimental de desplazamiento.

3.1.3 Datos preliminares:

El compendio de los resultados incluye cerca de 7000 resultados de muestras provenientes de 19 campos diferentes, ubicados en las cinco cuencas sedimentarias más productoras de hidrocarburos en el país. Los datos provienen de los ensayos realizados en laboratorio de yacimientos de la Universidad y la base de datos suministrada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). A continuación observamos la distribución de datos obtenidos por campo / cuenca.[38]

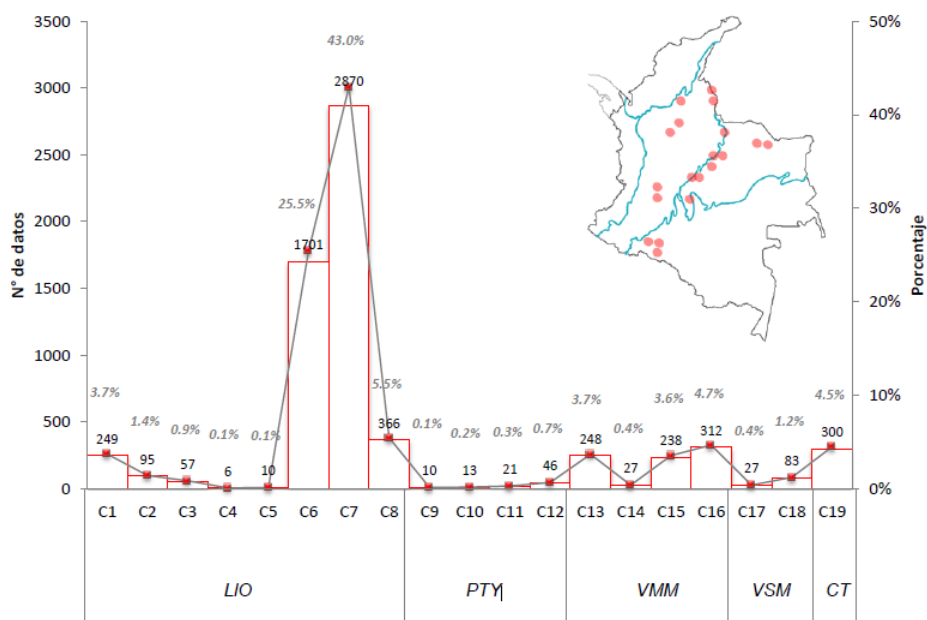


Figura 3-2: Distribución de los datos experimentales por campo.

La figura 3-2, muestra la distribución de los resultados: cantidad de datos / por campo / cuenca. De la gráfica es evidente que la mayor cantidad de datos provienen de dos campos que pertenecen a la cuenca de las Llanos y son de crudo pesado; estos suman alrededor del 68,5% de los datos, y un poco más del 30% proviene de los otros 17 campos. Es importante tener en cuenta esta concentración de datos al momento de realizar el análisis, dado que se puede sesgar la tendencia del grupo por la presencia de elementos, con una muestra de datos mucho más grande, en comparación a los demás. Un ejemplo de esto se observa en la figura 3-3, en donde se hace un paralelo de las distribuciones de las frecuencias de la porosidad y la permeabilidad para todos los datos, en comparación al caso donde se incluyen en el análisis solo él un numero de datos para los campos C6 y C7, igual al promedio entre los otros campos.

Otro detalle a tener en cuenta de la figura 3-2, hace referencia al hecho de que la mayor parte de los datos provienen de la cuenca de los Llanos Orientales (LIO); allí tenemos un buena variedad de tipos de yacimientos, desde los fluidos muy livianos – composicionales, a los crudos pesados y muy pesados. Las otras cuentas con menor participación pero que también se integran son: La cuenca del Putumayo (PTY), Valle Medio del Magdalena (VMM), Valle Superior del Magdalena (VSM) y el Catatumbo (CTT). [38]

3.2 Resultados experimentales

3.2.1 Determinación de módulos de permeabilidad:

Con el ánimo de mostrar el conjunto de resultados y el manejo que se le da a estos para cada muestra, en la medición del módulo de permeabilidad; a continuación se muestra el procedimiento para la muestra 20022900. Seguido de esto, se muestran los resultados para el resto de las muestras siguiendo el mismo esquema de trabajo.

3.2.1.1 Procedimiento para la muestra 20022900

El procedimiento para la determinación del módulo consta de tres pasos, los que se muestran a continuación:

Paso 1: Determinación de la curva de permeabilidad en función del esfuerzo efectivo a partir de la implementación del protocolo experimental (ver sección 3.1.1). El esfuerzo efectivo se calculó de acuerdo a la ecuación 2.9.

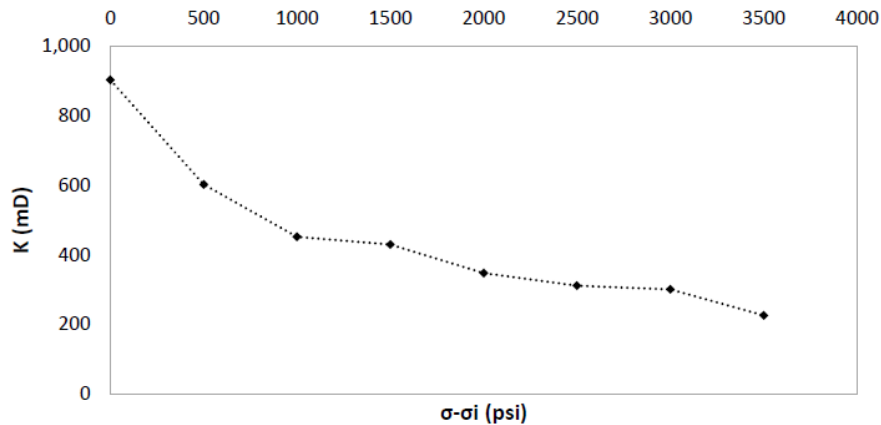


Figura 3-4: Comportamiento de la permeabilidad con el esfuerzo efectivo para la muestra 20022900

Paso 2: Graficar en escala semi-log la relación de la permeabilidad con la diferencia en el esfuerzo efectivo, y determinar la curva de tendencia exponencial. Identificar si esta cumple con la forma de la ecuación 2.16 (es decir que el coeficiente que multiplica a la función exponencial sea igual a uno) (ver sección 2.2.5)

Paso 3: Si la tendencia en la gráfica anterior no cumple con la forma de la ecuación 2. Ajustar por regresión lineal a la mejor línea de tendencia hasta que la ecuación de la tendencia se ajuste a la forma de la ecuación 2.16. De esta grafica se lee el módulo de permeabilidad. Para el caso del ejemplo este es de 0.0004 (1/psi).

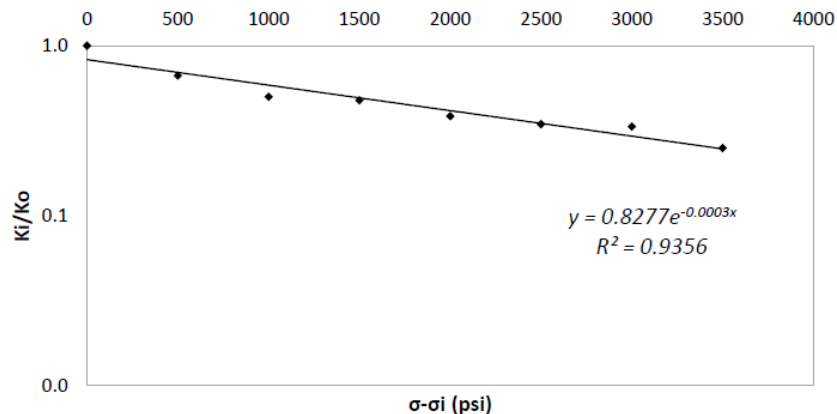


Figura 3-5: Relación de permeabilidad vs diferencia de esfuerzo efectivo.

Cuando se hace el cálculo para cada una de las muestras disponibles se obtiene la siguiente dispersión de puntos

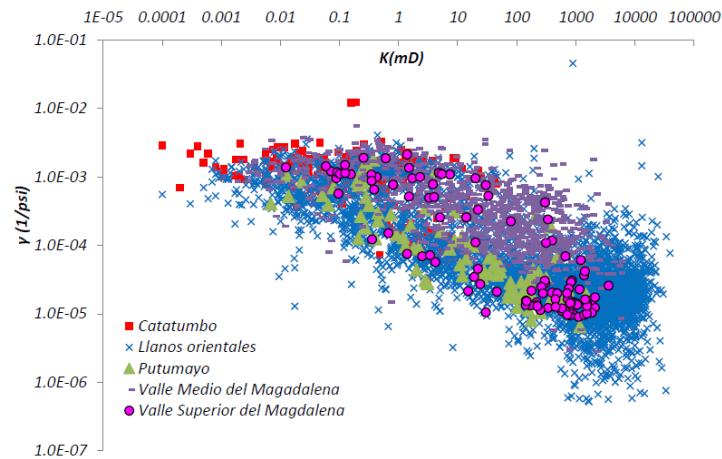


Figura 3-8: Distribución del módulo de permeabilidad por cuenca

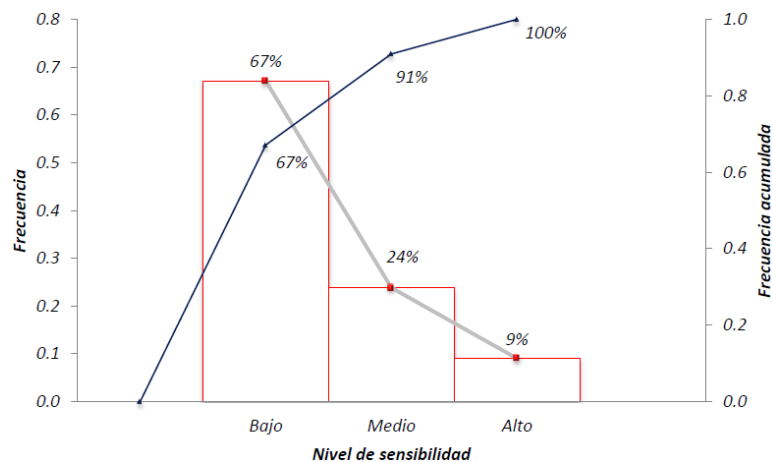


Figura 3-10: Distribución del módulo de permeabilidad por grado de sensibilidad

De acuerdo al criterio introducido en la sección 2.2.6, por el valor del módulo de permeabilidad se pueden clasificar las rocas según su nivel de sensibilidad. En la figura 3-10 y Figura 3-11, se muestra la distribución según este criterio. De acuerdo a esto, los datos muestran que la tendencia es a reflejar un grado bajo o leve de sensibilidad de las rocas a ser afectada su permeabilidad por efectos de los esfuerzos. Un grupo considerable (el 24%), se ubican en la región de sensibilidad media, en donde ya el problema de esfuerzos es importante para la productividad. Finalmente un 9% de los datos se encuentra en el rango de los altamente sensitivos, de los que se pensaría que es un grupo de rocas que van a ser altamente afectadas por la dinámica de los esfuerzos. [38]

Una anotación importante ahí que hacer acerca de las tendencias reflejadas en la y Figura 3-10; teniendo en cuenta la observación que se realizó en la Figura 3-2 y Figura 3-3, acerca del número de datos en los resultados por campo, en donde se observó que más de dos terceras partes provenían de dos campos solamente, y el otro tercio, de los 17 campos restantes; entonces estos dos campos pueden estar sesgando los resultados en la Figura 3-10. Si recalculamos la distribución obviando los datos de estos dos grupos observamos la siguiente distribución:

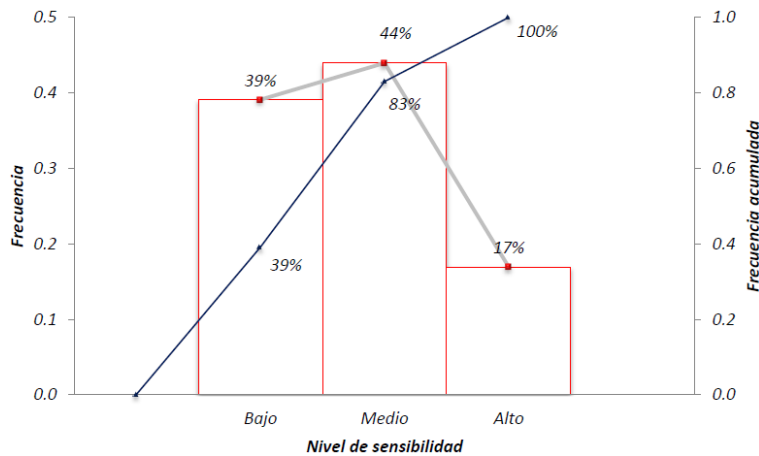


Figura 3-11: Distribución del módulo de permeabilidad de acuerdo al nivel de sensibilidad - Homogenizando número de datos por campo

De la figura 3-11, observamos como la frecuencia de los datos contrasta en relación a la distribución observada en la figura 3-10, es decir que dado que los dos campo que aportan las dos terceras partes de los datos, tienen tendencia a tener valores bajos de módulos de permeabilidad; hace que la distribución de la frecuencia de los datos de todos los campos, este más recargada hacia este rango. Teniendo en cuenta que la distribución de la figura 3-11, representa una mejor aproximación al comportamiento del grupo en general; se nota para este que la mayoría de los datos (44%) tiene módulos que dice que la permeabilidad presenten un sensibilidad media a los esfuerzos. Le sigue muy de cerca el grupo de nivel de sensibilidad baja con un 39%. A pesar de ser la más baja, entre las cantidades, la frecuencia de rocas con módulos en el rango de nivel de sensibilidad alto; si es importante, dado que representa el 17% de los datos. [38]

Los resultados hasta ahora, plantean la idea de si bien el problema de daño por cambios en los esfuerzos mecánicos, se considera crítico en sistemas con presencia de fracturas; la evidencias experimentales muestran que en sistemas matriciales y microfracturados, es un problema que puede darse en los diferentes niveles, es decir, que puede ser un problema leve, pero que también en casos puede ser considerado un problema crítico, al presentarse altos niveles de vulnerabilidad por parte de la permeabilidad hacia el esfuerzo efectivo. [38]

3.2.1.2 Calculo módulo de permeabilidad

Para el módulo de permeabilidad de la sección anterior observamos un alta dispersión de los datos, por lo menos a nivel visual, esto a pesar de que al momento de observar la gráfica de modulo en

función de la permeabilidad (Figura 3-8), se observe algún grado de relación, que muestra un comportamiento decreciente del módulo en medida que la permeabilidad aumenta. [38]

Del análisis por regresión no lineal múltiple se observó que la ecuación matemática que mejor resumen la dependencia del módulo a las variables de porosidad y permeabilidad, corresponde al expresado por la ecuación 3.1[38]:

$$(3.1) \quad \gamma = a(b^{\phi})K^c$$

La ecuación 3,1, tiene implícito tres constantes, a, b y c, que para el caso, los valores se muestran en la tabla 3-3. Los valores de las constantes se acompañan del valor de desviación estándar, calculados en términos de los intervalos de confianza. El parámetro t-ratio muestra es la relación entre desviación estándar y el valor de este mismo; lo que quiere decir que en medida que este valor se acerque a cero, los valores de desviación son relativamente bajos, es decir, que valor del parámetro es confiable. Para el caso de las tres variables se aprecia es el valor del parámetro c, constituye el valor menos confiable, en términos que la desviación es muy alta. [38]

Variable	Valor	Error estándar	t-ratio
a	1.8856E-03	4.2596E-05	2.3%
b	8.4013E-01	3.4878E-03	0.4%
c	-3.2000E-02	4.4495E-03	-14%

Tabla 3-3: Parámetros de la ecuación 3.1.

3.2.2 Calculo de coeficiente de fricción:

A continuación procedemos a mostrar los coeficientes de inerciales obtenidos con base en el protocolo experimental propuesto (ver sección 2.3.3). Después de obtenidos los valores de permeabilidad en función de la tasa, se procede a determinación de los coeficientes de fricción según el procedimiento descrito en la sección 2.3.3, que consiste en graficar los valores de caída de presión en función de la tasa, junto con las propiedades del gas y de la pendiente de la gráfica se lee el valor del coeficiente. El procedimiento de compilado y procesamiento de datos corresponde un proceso más sencillo en comparación a la determinación de los módulos de permeabilidad expuestos en la sección anterior. [38]

Los valores de los coeficientes a diferencia de los valores del módulo, muestran una dependencia mucho más fuerte, de la porosidad y permeabilidad y en especial de la permeabilidad [Oveimar] al observar cuantitativamente el grado de dependencia entre las variables y si estas pueden explicar y predecir el comportamiento de estas otras. El proceso de regresión no lineal arroja que para los valores medidos una posible expresión matemática que resume su relación se muestra en la ecuación 3.2: [38]

$$(3.2) \quad \beta = a(b^{\phi})K^c$$

La ecuación 3.2 es básicamente la misma ecuación 3.1, ahora que para el caso de los valores de las variables tenemos que son:

Variable	Valor	Error estándar	t-ratio
A	1400435030 30.2	1911851175 4.7	14%
B	1.096638	0.002946	0.3%
c	-1.588135	0.017276	-1.1%

Tabla 3-4: Parámetros para ecuación 3.2.

3.3 Fundamento matemático para la determinación de las unidades hidráulicas:

Un gran número de investigadores han obtenido correlaciones para relacionar las propiedades de la roca, pero Kozeny - Carman han sido generalmente los acreditados con las primeras ideas fundamentales relacionadas con la interdependencia entre la porosidad y la permeabilidad, cuando introducen su trabajo de investigación, que plantea las bases teóricas de la dependencia de la permeabilidad en forma directa, con la estructura del poro mediante la expresión mostrada en la ecuación 3.3 [9], [10]:

$$(3.3) \quad K = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right)$$

Donde ϕ_e es la porosidad efectiva en fracción del volumen bruto de la roca, F_s es un factor de forma (asumido como 2 para un arreglo circular), τ es la tortuosidad y S_{gv} es el área por unidad de volumen de grano. Finalmente ecuación 3.3, para términos prácticos se transforma en:

$$(3.4) \quad FZI = \frac{RQI}{\phi_z}$$

Donde FZI se define como el indicador de zona flujo (*Flow Zone Indicator*), RQI es el índice de calidad de yacimiento (*Reservoir Quality Index*) y ϕ_z es la porosidad del grupo normalizada. La definición matemática de cada uno de estas variables se expone a continuación:

$$(3.5) \quad FZI = \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right)$$

$$(3.6) \quad RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}$$

$$(3.7) \quad \phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e}$$

El indicador de zona de flujo (FZI), es un parámetro único, que incorpora atributos geológicos y petrofísicos de textura y mineralogía en la discriminación de distintas facies en la geometría poral, y a su vez correlaciona las respuestas de las herramientas de registro entre pozos corazonados y no corazonados. Cada unidad de flujo conectada tendrá un único valor “verdadero” de FZI , sin embargo, los valores de FZI en la práctica se ubicarán alrededor de este valor verdadero, debido a errores experimentales. Más allá de los datos obtenidos, cada unidad hidráulica debe distribuirse correspondientemente de acuerdo a una distribución normal, con sus correspondientes valores de FZI cercanos al “verdadero”. El valor constante FZI puede ser determinado de la intersección con el valor de $\phi_z=1$ para cada unidad supuesta del modelo, en una gráfica log-log de RQI vs ϕ_z .

La metodología para la determinación fue propuesta por Amaefule [9], [10], e inicia con la ubicación en profundidad de los valores de permeabilidad y porosidad medidos en laboratorio, calcular los valores de RQI , ϕ_z y FZI . Mediante análisis estadístico determinar los grupos de mejor correlación interna. Graficar en escala log – log RQI vs ϕ_z , y para los grupos establecidos determinar los valores de FZI y el nivel dispersión. Si existe un nivel alto de dispersión o una baja correlación, se tiene que redefinir los grupos en medida que estos presenten menor ajuste.

3.3.1 Reajuste de las correlaciones para el módulo de permeabilidad usando el concepto de unidades hidráulicas

El comportamiento mecánico de las rocas está determinado por factores propios como: la composición y litología de las rocas, grados de cementación y alteración, el tipo de material de cementación, compresibilidad de la matriz, la porosidad y la permeabilidad; propiedades que son determinadas por el ambiente de deposición y el proceso diagenético. Teniendo en cuenta que el módulo de permeabilidad asocia el cambio en la capacidad de flujo por la deformación (efecto del cambio de los esfuerzos); implica que el comportamiento mecánico de la roca también determina el valor de los módulos para una roca determinada. Entonces podemos pensar que el módulo de permeabilidad es una propiedad única de cada roca y está determinada implícitamente por el comportamiento mecánico de la roca que es desarrollado en el proceso de formación de la roca.

Ahora que teniendo en cuenta el concepto de unidades hidráulicas que las define como “un elemento representativo del volumen total de la roca yacimiento, dentro de la cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y predeciblemente diferentes de las propiedades de otro volumen de roca” [12]. Nos lleva a pensar en la posibilidad que dentro de estas propiedades definidas para las unidades hidráulicas, sea el módulo de permeabilidad también un valor propio de cada UH. El concepto de unidades hidráulicas y la metodología para la determinación, se describió anteriormente.

Como se expuso anteriormente El parámetro más importante y que define cada unidad hidráulica es el índice de zona de flujo (FZI) que según el concepto, tiene un valor único y verdadero para cada tipo de roca [57], [58]. Para la determinación de las unidades hidráulicas se utiliza como input registros de permeabilidad y porosidad de núcleos georreferenciados a lo largo del espesor de la zona de interés; de donde a través del proceso planteado por Amaefule [9], [10], se identifican tipos de rocas con propiedades petrofísicas y geológicas específicas y diferenciales de los demás grupos.

Amaefule sugirió basado en un experimento, que las unidades de flujo mantienen una estrecha relación con la sensibilidad a la deformación y el nivel de turbulencia que pueden desarrollarse en el medio a partir de un ejercicio que plantea en su trabajo [10].

3.3.2 Metodología para la determinación de UH:

La metodología para la determinación de unidades hidráulicas fue propuesta por Amaeful [], a pesar de que posteriormente se han sugerido algunas modificaciones [1], la metodología propuesta por Amaeful sigue siendo comúnmente aceptada y usada. Esta metodología se describió en la sesión 3.3

Inicialmente se identifica el pozo y el valor de profundidad, permeabilidad y porosidad para cada una de las muestras de rocas. Consideremos el siguiente caso correspondiente a un pozo perteneciente a un campo de la cuenca de los llanos orientales. En la figura 3-28, se presenta los valores de módulo de permeabilidad, porosidad y permeabilidad para la zona de interés en el pozo de análisis; de la figura se señala el límite en el valor del módulo de permeabilidad, a partir del cual se considera que el efecto de los esfuerzos comienza a ser considerable. Como se observa existen varias mediciones que superan este límite, aunque el mayor porcentaje de las medidas está por debajo.

Identificados los valores porosidad - permeabilidad y distribución a través del pozo, se procede a realizar el grafico de porosidad y permeabilidad, para observar si se evidencia algún tipo de tendencia, que permita identificar si se tiene solo un tipo de roca. La figura 3- 29 muestra el comportamiento de la permeabilidad con la porosidad. Es evidente de la gráfica una alta dispersión de los valores, lo que permite concluir que coexisten en la misma formación productora, diferentes tipos de roca que muestran comportamientos diferenciados a los otros grupos.

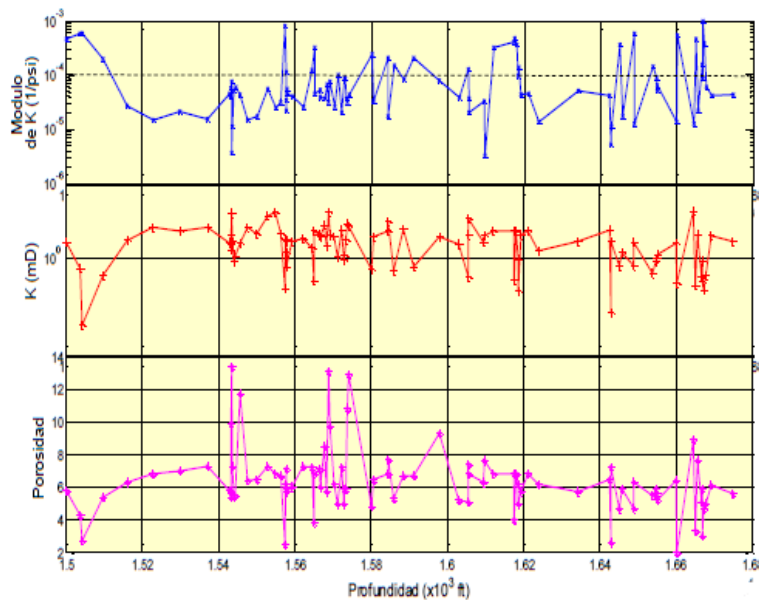


Figura 3-28: Datos para el pozo de análisis por UH.

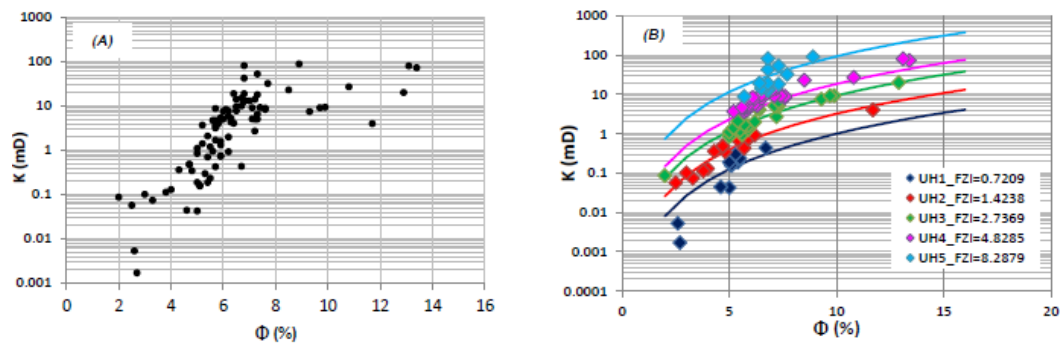


Figura 3-29: Porosidad y permeabilidad del pozo del análisis UH.

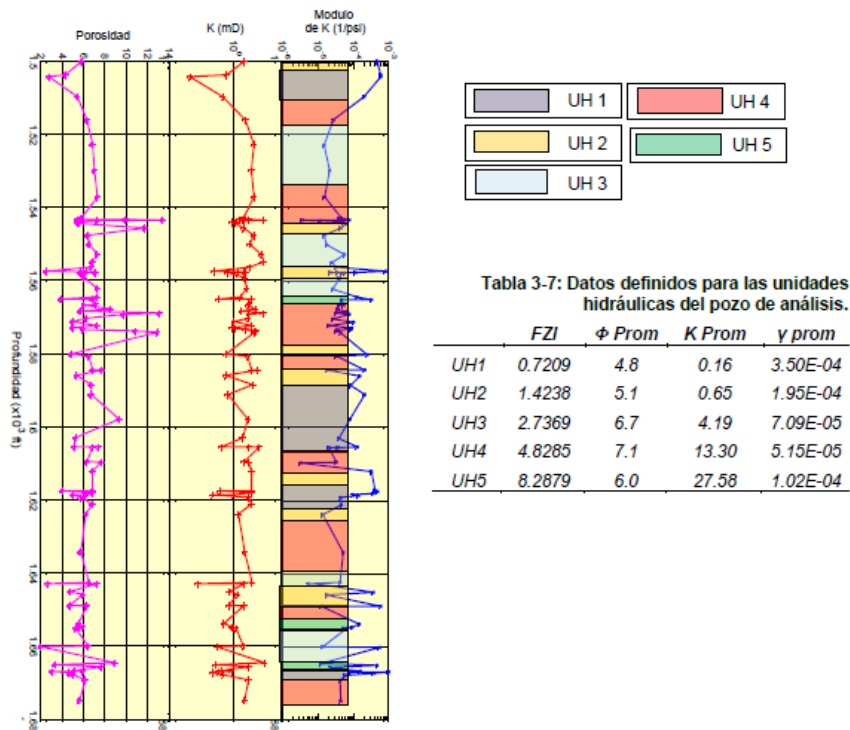


Figura 3-30: UH definidas para el pozo de estudio.

Dado que se observó que existe más de un tipo de roca, se procede a calcular los paramaros que definen las unidades hidráulicas. El procedimiento, plantea el cálculo de los parámetros: RQI (ecuación 3.6) índice de calidad de yacimiento (Reservoir Quality Index) y Φ_z (ecuación 3.7) es la porosidad del grupo normalizada y finalmente el FZI (ecuación 3.4) que se define como el indicador de zona flujo (Flow Zone Indicator). Mediante análisis estadístico se defienden el número de unidades (grupos) y se identifican que datos corresponden a cada grupo (homogeneidad entre cada grupo); finalmente se halla la curva que ajusta al grupo y puede representar el valor de FZI de cada grupo. El proceso al final muestra el número de tipos de roca existente en espesor de análisis, y el valor del indicador de zona de flujo, representativo para cada grupo. De este análisis se muestra en la figura 3-29 (B), que en el pozo de análisis existen cinco diferentes tipos de roca (Unidad Hidráulica).

Organizando en profundidad la distribución de las cinco unidades hidráulicas encontradas para el pozo de análisis, se observa la disposición en profundidad de los tipos de roca en el pozo (figura 3-30). De esta figura notamos que las cinco unidades se distribuyen a lo extenso de la formación de análisis. Existen varios detalles a tener en cuenta de la zonificación que se realizó para el pozo. El primero de ellos corresponde a las propiedades petrofísicas promedias, para cada unidad (Figura 3-30); se nota que en general la tendencia es al aumento de estas, conforme aumenta el FZI, ahora se hace claridad de que no es el caso para todas las UH.

Tal vez el detalle más trascendental que podemos realizar de la figura 3-30, es el hecho de que las rocas que superan el límite del nivel de sensibilidad esfuerzo – permeabilidad medio (sección 2.2.6), son en general las UH 1 y 2; y en menor cantidad la de UH 5. La Figura 3-30, muestra el promedio de los módulos de permeabilidad, de los que se observa que aparentemente existe un comportamiento propio para cada UH, es decir, está relacionado con el indicador de zona de flujo (FZI). Esta observación refuerza la idea planteada por Amaeful, quien sugiere que cada tipo de roca definido por el FZI, tiene un comportamiento mecánico propio y diferente a las demás UH [10].

Este comportamiento evidenciado por el caso de análisis plantea la expectativa de una posible relación entre módulo de permeabilidad e Índice de zona de flujo (FZI), es decir, Unidad hidráulica.

3.3.3 Análisis del módulo de permeabilidad y FZI por tipo de yacimiento:

En la figura 3-33 se muestra el comportamiento del logaritmo del módulo de permeabilidad (en escala de colores), en función de la porosidad y el logaritmo de la permeabilidad. Como se observa, dentro de la gráfica se muestran grupos de datos que mantienen un comportamiento específico. De forma congruente, si observamos el tipo de roca yacimiento del que proviene el dato, podemos discretizar el conjunto de datos en tres grupos bien definidos. El primero de ellos agrupa los datos que provienen de campos cuya roca corresponde a una arenisca homogénea con niveles de consolidación bajos, es decir que estas reflejan altos valores de permeabilidad y porosidad y en general el tipo de fluido presente, corresponden a crudo pesados hasta el rango de extrapesados. En el segundo grupo están los campos cuya roca yacimiento son areniscas homogéneas y consolidadas; estas mantienen valores de propiedades petrofísicas en todo el rango de valores, correspondiente a una gran variedad de campos y crudos en todo el espectro de gravedades API.

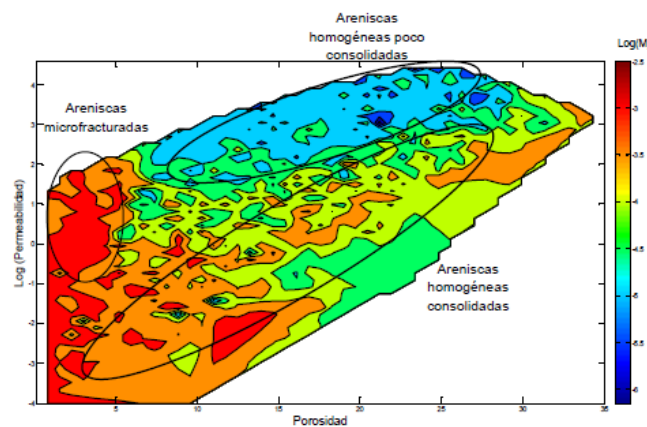


Figura 3-33: Módulos de permeabilidad por tipo de yacimiento.

Finalmente en el último grupo están todos los campos en los que la roca reservorio evidencia algún grado de fracturamiento; en general dada la escala de las muestras de roca para laboratorio, este fracturamiento corresponde en su gran mayoría, a microfracturamiento. Estas rocas en general exhiben valores bajos de porosidad en contraste a los altos valores de permeabilidad, dada la presencia de estas microfracturas que se convierten en canales preferenciales del flujo. Es posible que dentro del estudio se involucren muestras con escalas de heterogeneidades más grandes, pero para el caso de este estudio agrupamos todo en el grupo de microfracturados, dado que si pretendiéramos incluir el tema formal de fracturas, involucraría el desarrollo de una estrategia adicional para estudiar el comportamiento particular de las fracturas y el impacto en la productividad, cuyo trabajo está por fuera del objetivo de este estudio. [38]

Si nuevamente graficamos los módulos de permeabilidad en función del índice de zona de flujo (FZI) para cada uno de los tipos de yacimientos que se nombraron (figura 3-34), se observa una aparente disminución en los niveles de dispersión entre los datos; (nombramos aparente por el hecho de que puede ser asunto de la escala que se utiliza para presentar la gráfica) lo que implicaría un estrecha relación entre las variables que es función del tipo de roca que se está analizando. [38]

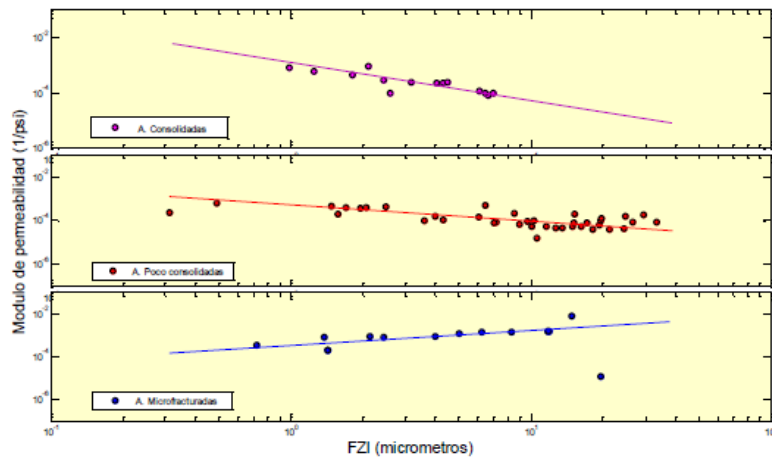


Figura 3-34: Módulos de permeabilidad vs FZI por tipo de yacimiento

Del análisis por regresión no lineal se tiene que la ecuación matemática que mejor resumen la dependencia del módulo de permeabilidad al índice de zona de flujo para cada uno de los tipos de roca yacimientos corresponde al expresado por la ecuación 3.8.[38]

$$(3.8) \quad \gamma = aFZI^b$$

La ecuación 3.8, tiene implícito dos constantes, a y b, cuyos valores se muestran en las tabla 3-5, 3-6 y 3-7. Los valores de las constantes se acompañan del valor de desviación estándar, que muestra los intervalos de confianza y el t-ratio (es decir la relación desviación estándar, valor del parámetro). Para todas las variables se mantiene una baja variabilidad, con valores por debajo de 13%; esto quiere decir que con variaciones menores al 10% para el parámetro a, y menores al 13% del parámetro b, se logran barrer todos los datos medidos; esto para el caso de los microfracturados, que es el caso más crítico, los otros casos exhiben mejor comportamiento. Esto daría a pensar que la aproximación por regresión expresada por la ecuación 3.8 y con parámetros mostrados en las

tablas 3.5 a 3.7, aparentemente son buenas para cada uno de los tres grupos de roca estudiados. [38]

Variable	Valor	Error estándar	t-ratio
a	0.000809399	0.000028452	4%
b	-0.986179237	0.052734457	-5%

Tabla 3-5: Parámetros de la ecuación 3.8 para areniscas consolidadas.

Variable	Valor	Error estándar	t-ratio
a	0.000433696	0.000030527	7%
b	-0.587596095	0.053872002	-9%

Tabla 3-6: Parámetros de la ecuación 3.8 para areniscas poco consolidadas

Variable	Valor	Error estándar	t-ratio
a	0.000613657	0.000060031	10%
b	0.371958564	0.047632038	13%

Tabla 3-7: Parámetros de la ecuación 3.8 para areniscas microfracturadas.

El comportamiento de las rocas consolidadas o poco consolidadas (Figura 3-35) que en general se observa es una disminución en el nivel de sensibilidad de la permeabilidad por efecto de los esfuerzos, en medida que se aumenta el número FZI, o dicho de otra forma, cuando se tienen mejores calidades de roca; que puede ser consecuencia de estructuras porales cada vez más amplias; su impacto por reducción en diámetro, no es crítico en comparación a las dimensiones de sus gargantas de poro. En contraste a esto, las rocas microfracturadas, exhiben un nivel de sensibilidad creciente con el aumento en calidad de la roca (FZI); que es congruente con la idea de que esta calidad de roca está fuertemente afectada por la densidad de las microfracturas que a su hace más sensible a la roca, por efecto de cierre o apertura de estas al variar el esfuerzo efectivo ejercido sobre la roca. [38]

4. Diseño conceptual

El diseño conceptual hace referencia a la determinación de los conceptos a los que hace uso la metodología, se determina el procedimiento y la secuencia de actividades y finalmente los datos requeridos y entregados para el proceso de evaluación. [38]

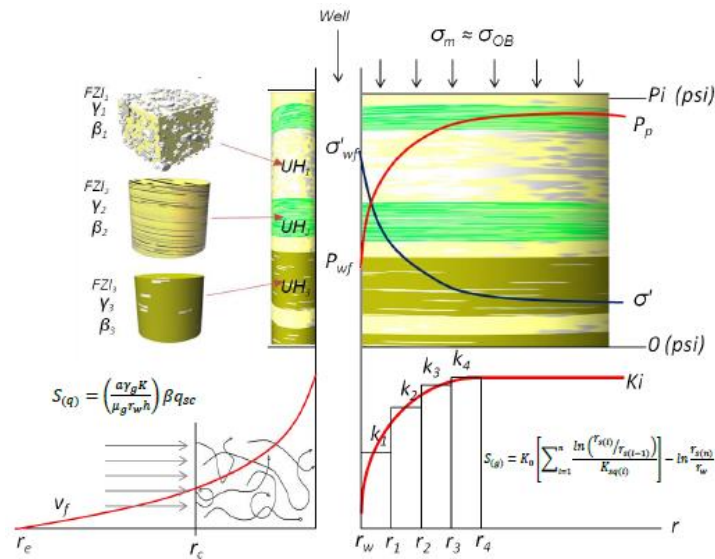


Figura 4-1: Diseño conceptual de la metodología propuesta.

En figura 4-1, se muestra esquemáticamente las consideraciones que se asumen para la determinación del efecto de la tasa y los esfuerzos, sobre la productividad. Consideramos la formación productora como un sistema compuesto por varios tipos de roca (Typerock) y cada uno de estos tipos de roca están definidos por el FZI (índice de zona de flujo); a su vez parámetros como el módulo de permeabilidad y coeficiente de fricción, son función de tipo de roca (sección 3.2).

Respecto al efecto del cambio de los esfuerzos; definido el módulo de permeabilidad para el pozo como un promedio ponderado por el espesor del tipo de roca; se asume un sistema con un esfuerzo promedio igual al esfuerzo de sobrecarga. Un perfil de esfuerzo efectivo calculado a partir de la ecuación 2.9 y finalmente un perfil de permeabilidad en función del radio. El cálculo del daño se hace como un proceso discreto en el que conociendo la permeabilidad y el diferencial del espesor que está siendo afectada por esta permeabilidad daña; se determina el daño por esfuerzos únicamente para este tramo. El daño por esfuerzos en el pozo se obtendría como un sumatoria de todos estos diferenciales de daño por esfuerzos (la expresión para el cálculo se deduce la sesión 2.2.6)

El aporte al daño por tasa, se calcula con el uso de la ecuaciones formalmente planteada para el daño por tasa (ecuación 2.45), y haciendo uso de las correlaciones desarrolladas en el trabajo para la determinación del coeficiente de fricción, ajustando valores calculados por unidades de flujo.

Finalmente respecto al modelo conceptual, se nombra que se considera que el daño es un fenómeno que se evidencia como la sumatoria de varios factores que aportan en diferentes proporciones y cuyo efecto combinado se refleja en la caída de presión adicional e involucramos en el concepto de skin total. Esto quiere decir que siendo un fenómeno aditivo, la determinación de parte de sus componentes, da razón, por estricta diferencia con el total; de los componentes no medidos, es decir, que si se tienen el valor de daño total y logramos cuantificar parte del daño (esfuerzos, tasa y otros pseudo-daños), por la sola diferencia, podemos tener idea del daño que es potencialmente estimulable por intervención química. [38]

En la siguiente sección procedemos a mostrar el diagrama de flujo que muestra de flujo de trabajo de la metodología que se propone; en seguida, en la siguiente sección procedamos a mostrar el conjunto de ecuaciones que soporta el método planteado[38]

4.1 Diagrama de flujo:

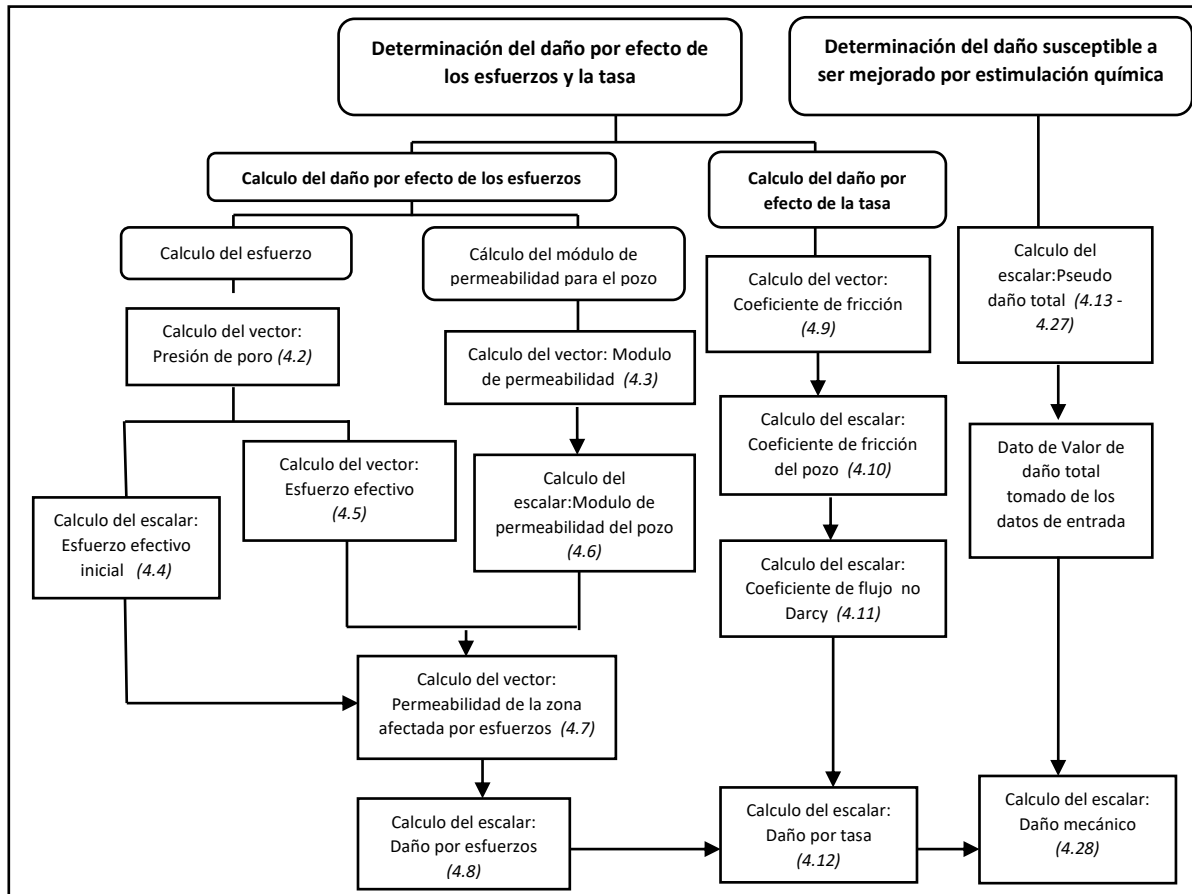


Figura 4-2: Diagrama de flujo de la metodología propuesta.

4.2 Datos de entrada y salida

Datos de entrada: De acuerdo al modelo conceptual, el diagrama de flujo de la metodología propuesta y bajo los parámetros de mínima información especializada necesaria para correr la metodología; a continuación se listan, los datos de entrada y salida; datos que son normalmente registrados como parte del proceso de control y caracterización de yacimiento-fluidos, que se lleva a cabo en todos los pozos. [38]

- s_v =Gradiente de esfuerzo vertical (psi/ft)
- s_H =Gradiente de esfuerzo horizontal máximo (psi/ft)

- sh =Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (psi/ft)
- TVD =Profundidad real de la formación. (ft)
- Pwf =Presión en el fondo del pozo. (psi)
- q_o =Caudal de producción de aceite. (Bbl/d)
- μ_o =Viscosidad del aceite. (cp)
- Bo =Factor volumétrico del aceite.
- K =Permeabilidad estimada para la formación. (mD)
- h =Espesor de la formación productora. (ft)
- r_w =Radio del pozo. (ft)
- r_e =Radio de drenaje del pozo. (ft)
- $FZI(j)$ =Índice de zona de flujo para el tipo de roca j. (μm) (modelo petrofísico del pozo)
- P_i =Presión original en el yacimiento. (psi)
- h_j =Espesor total del tipo de roca j. (ft)
- K_0 =Permeabilidad original (sin efecto del daño). (mD)
- $\phi(j)$ =Porosidad promedio para el tipo de roca j. (modelo petrofísico del pozo)
- $K(j)$ =Permeabilidad promedio para el tipo de roca j. (modelo petrofísico del pozo)
- γ_g =Gravedad específica del gas.
- μ_g =Viscosidad del gas.
- q_g =Tasa de flujo de gas.
- θ_w =Angulo de desviación del pozo.
- K_v =Permeabilidad vertical. (mD)
- K_h =Permeabilidad horizontal. (mD)
- CA =Coeficiente de forma del reservorio.
- Lp = Profundidad de penetración de los cañones. (ft)

Datos de salida: Como se ha planteado desde el objetivo de este proyecto, las variables de salida son:

- $S(g)$ =Daño por efecto de los esfuerzos.
- $S(q)$ =Daño por efecto de la tasa.
- $S(ps)$ =Pseudo-daño total.
 - $S(\theta)$ =Pseudo-daño por desviación del pozo.
 - $S(PF)$ =Pseudo-daño por cañoneo.
 - $S(pp)$ =Pseudo-daño por penetración parcial.
 - $S(A)$ =Pseudo-daño por la forma del reservorio.
- $S(m)$ =Daño mecánico o potencialmente estimulable químicamente.

4.3. Diseño matemático

En esta sección se muestran el conjunto de las ecuaciones usadas en la metodología propuesta (todas mantienen la numeración del diagrama de flujo). Las ecuaciones hacen referencia a los conceptos estudiados en el capítulo dos y tres. Adicionalmente se agregan el sistema de ecuaciones que permiten estimar pseudo-daño para un pozo [11], que a pesar de que en general presentan valores bajos; se incluye para eliminar desviaciones que puedan incidir en el valor de daño mecánico

(Sesión 2.5). El desarrollo de la ecuación 4.8, usada para el cálculo del daño por esfuerzos se muestra en la sesión 2.2.6

4.3.1 Ecuaciones fundamentales de la metodología propuesta

I. Cálculo del daño por esfuerzos:

$$(4.1) \quad \sigma_T = \left[(s_v + s_h + s_H) / 3 \right] TVD$$

$$(4.2) \quad P_{p(i)} = P_{wf} + \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{K_h} \left[\ln \left(\frac{r(i)}{r_w} \right) - 0.5 \left(\frac{r(i)}{r_e} \right)^2 \right]$$

$$(4.3) \quad \gamma(i) = a(FZI(i))^b$$

$$(4.4) \quad \sigma'_0 = \sigma_T - P_i$$

$$(4.5) \quad \sigma'_{(i)} = \sigma_T - P_{p(i)}$$

$$(4.6) \quad \gamma_w = \frac{\sum_{j=1}^n \gamma_j}{\sum_{j=1}^n h_j}$$

$$(4.7) \quad K_{sq(i)} = K_0 e^{-\gamma_w (\sigma'_0 - \sigma'_{(i)})}$$

$$(4.8) \quad S(g) = K_0 \left[\sum_{i=1}^n \frac{\ln \left(\frac{r_{s(i)}}{r_{s(i-1)}} \right)}{K_{sq(i)}} \right] - \ln \frac{r_{s(n)}}{r_w}$$

En el caso de la ecuación 4.3 los parámetros a y b se escogen de las tablas (Tabla 3-5, Tabla 3-6 y Tabla 3-7) a partir del tipo de roca del caso de estudio. La demostración de la ecuación 4.8 se realiza en la sesión 2.2.6

II. Cálculo del daño por tasa

$$(4.9) \quad \beta(i) = a(b^{\phi(i)}) K_{(j)}^c$$

$$(4.10) \quad \beta_w = \frac{\sum_{j=1}^n \beta_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j}$$

$$(4.11) \quad D_w = \left(\frac{2.22 \times 10^{-15} \gamma_g K}{\mu_g r_{whp}} \right) \beta_w$$

$$(4.12) \quad S(q) = D_w q_{sc}$$

Nota:

- i= hace referencia a un punto en el espacio entre r_w (radio del pozo) y r_e (radio de drenaje).
- j= hace referencia a un tipo de roca, definidos por el modelo petrofísico del pozo.

III. Cálculo de pseudo-daño:

- Pseudo-daño por desviación.

$$(4.13) \quad h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

$$(4.14) \quad \theta' = \arctan\left(\sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \tan \theta_w\right)$$

$$(4.15) \quad S_{(\theta)} = -\left(\frac{\theta'}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta'}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h_D}{100}\right)$$

- Pseudo-daño por penetración parcial:

$$(4.16) \quad S_{(pp)} = \left(\frac{h}{h_p} - 1\right) \left[\left(\frac{K_h}{K_v}\right)^{0.5} \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) - 2\right]$$

- Pseudo-daño por la forma del reservorio:

$$(4.17) \quad S_{(A)} = 0.5 \ln\left(\frac{31.62}{C_A}\right)$$

Para C_A usar Figura 2.17.

- Pseudo-daño por cañoneo:

$$(4.18) \quad S_{(pF)} = S_{(V)} + S_{(H)} + S_{(wb)}$$

$$(4.19) \quad S_{(H)} = \ln\left(\frac{r_w}{r_{we}}\right)$$

$$(4.20) \quad r_{we} = \begin{cases} 1/4 L_p, & \text{si el angulo de fase} = 0 \\ \alpha \theta (r_w + L_p), & \text{para otros angulos de fase} \end{cases}$$

Para $\alpha \theta$ usar Figura 2.18

.

$$(4.21) \quad r_{wD} = r_w (L_p + r_w)$$

$$(4.22) \quad S_{(wb)} = C_1 \exp(C_2 + r_{wb})$$

Para C_1, C_2 usar Figura 2.19.

$$(4.23) \quad r_{pD} = \left(\frac{r_p}{2h_p}\right) \left(1 + \sqrt{\frac{K_v}{K_h}}\right)$$

$$(4.24) \quad h_D = \left(\frac{h_p}{L_p}\right) \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

$$(4.25) \quad a = a_1 \log(r_{pD}) + a_2$$

$$(4.26) \quad b = b_1 r_{pD} + b_2$$

Para a_1, a_2, b_1 y b_2 , usar Figura 2.20.

$$(4.27) \quad S_v = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b$$

- Pseudo-daño:

$$(4.28) \quad S_{(ps)} = S_{(PF)} + S_{(pp)} + S_{(A)} + S_{(\theta)}$$

IV. Cálculo del daño total:

$$4.29) \quad S_T = 7.082 \times 10^{-3} \frac{K_h(P_y - P_{wf})}{q_o \mu_o B_o} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + 0.75$$

La ecuación 4-29, es la solución de la ecuación de difusividad para un sistema en periodo pseudo-estable. Esta se presenta como una opción alterna, para los casos en los que no se conozca el valor del daño total en el pozo.

V. Cálculo de

VI.

VII. I daño mecánico (Potencialmente estimulable químicamente):

$$(4.30) \quad S_{(m)} = S_{(T)} - S_{(g)} - S_{(g)} - S_{(ps)}$$

5. Bibliografía

- [1] D. Tiad, *Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing, 2004.
- [2] O. A. Pedrosa, "Pressure transient response in stress-sensitive formations," *SPE*, vol. SPE 15115, no. April, 1986.
- [3] F. Civan, "Overview of Formation Damage," in *Reservoir Formation Damage, Second.*, no. 1988, 2007, pp. 1–9.
- [4] D. G. Hill, O. M. Liétard, B. M. Piot, and G. E. King, "Formation Damage: Origin, Diagnosis and Treatment Strategy," in *Reservoir Stimulation*, 2005, pp. 1–39.
- [5] E. López, J. M. Mejía, A. de J. Naranjo, and G. Álzate, "Coupled Fluid Flow / Geomechanics Simulator for Modeling Multiphase Flow and Geomechanical Processes," no. 2009, 2014.
- [6] M. A. Arango Acevedo and A. de J. Naranjo Agudelo, "Análisis de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados y sensibles a esfuerzos," *DYNAZeng*, vol. 160, no. May, pp. 51–61, 2009.
- [7] E. López, J. M. Mejía, A. de J. Naranjo, and G. Álzate, "Study of Formation Skin Caused by Changes in Pore Pressure Using a Coupled Simulator," 2014.
- [8] D. B. Bennion, "An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations," 1995.
- [9] J. Amaefule, D. Tiad, D. G. Kersey, and D. K. Keelan, "Enhanced Reservoir Description : Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in," *SPE* 26436, no. c, pp. 205–220, 1993.
- [10] J. O. Amaefule, D. G. Kersey, D. M. Marschall, J. D. Powell, L. E. Valencia, and D. K. Keelan, "Reservoir Description: a Practical Synergistic Engineering and Geological Approach Based on Analysis of Core Data," *Proc. SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, 1988.
- [11] W. Renpu, "Well Completion Formation Damage Evaluation," in *Advanced Well Completion Engineering, Third.*, 2011, pp. 364–416.
- [12] W. Soto and D. Galeano, "Determinación de unidades hidráulicas y su correlación con el tipo de roca para un campo maduro colombiano, mediante análisis de cluster," *Universidad industrial de santander*, 2007.
- [13] a O. Montagna, E. B. Zardo, and M. a Celentano, "Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina," *Petrotecnica*, 2010.
- [14] O. Guédez, "Definición de unidades hidráulicas para las secuencias de arenas limpias del terciario y cretácico al noreste del área Boyacá, faja petrolífera del Orinoco," *Universidad Central de Venezuela*, 2007.

- [15] J. Aristizabal and D. Acosta, "FOLLETO Gibraltar 3 BLOQUE SIRIRI CUENCA PIEDEMONTE - LLANOS," Bogota D.C., 2006.
- [16] M. Jin and J. Somerville, "Coupled Reservoir Simulation Applied to the Management of Production Induced Stress-Sensitivity," SPE 64790, 2000.
- [17] J. D. McLennan and A. S. Abou-sayed, "Some Advances in Near Wellbore Geomechanics," SPE / ISRM 78194, 2002.
- [18] J. T. Morgan and D. Gordon, "Influence of Pore Geometry on Water-Oil Relative Permeability," SPE 2588, pp. 1199–1208, 1970.
- [19] H. S. Ali, M. S. Marhoun, and A. Khamsin, "The Effect of Overburden Pressure on Relative Permeability," SPE 15730, 1987.
- [20] S. Lopera, "La Saturación de los Fluidos Sobre Muestras de Roca," in Analisis Petrofisicos Basicos y Especiales, 2009, pp. 91–103.
- [21] F. H. Escobar, Analisis Moderno de Presiones de Pozo. Neiva, Huila, 2003.
- [22] J. Ordoñez, "Inclusión de Flujo de Gas Condensado al Simulador Analitico de Pruebas de Presión ATS,," Universidad Nacional de Colombia, 2007.
- [23] O. A. Argoty, "Condensado, Interpretación de Pruebas de Presión Analítica Aplicado a Yacimientos Naturalmente Fracturados y Flujo se Gas," Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- [24] A. F. Rios and H. A. Alsina, "Interpretación de Pruebas Multi-Tasa Por el Simulador ATS," Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- [25] G. E. King, "Formation Damage – Effects and Overview." Oklahoma USA, 2009.
- [26] C. Fairhurst, "Twenty Five Years of Rock Mechanics - A personal view," pp. 15–18, 1956.
- [27] J. sarffraz A and T. Djebbar, "Pressure Drawdown and Buildup Analysis in Gas Condensate Reservoirs," SPE, pp. 1–7, 2002.
- [28] G. Osorio, "Reducción de productividad por deformación de la roca y/o fracturas naturales ('daño geomecánico')," in Geomecanica de reservorios, 2013.
- [29] P. M. T. M. Schutjens, S. Sintef, T. H. Hanssen, M. H. H. Hettema, J. Merour, P. De Bree, J. W. A. Coremans, G. Helliesen, and N. P. Directorate, "Compaction-Induced Porosity / Permeability Reduction in Sandstone Reservoirs : Data and Model for Elasticity-Dominated Deformation," no. June, 2004.
- [30] H. a. Belhaj, H. H. Vaziri, and M. R. Islam, "Laboratory investigation of effective stresses' influence on petrophysical properties of sandstone reservoirs during depletion," J. Can. Pet. Technol., vol. 48, no. 7, pp. 47–53, 2009.
- [31] I. Fatt, "The Effect of Overburden Pressure on Relative Permeability," SPE 953325, vol. 198, pp. 325–326, 2000.

- [32] C. Jones, J. M. Somerville, and S. A. Hamilton, "Stress Sensitivity Of Saturation And End-Point Relative Permeabilities," SCA, pp. 1–12, 2001.
- [33] H. Khan, "Shear Induced Relative Permeability Change in Uncemented Sands," The University of Texas at Austin, 2009.
- [34] M. Tahar, "Influence of Geomechanical Processes on Relative Permeability," University of Alberta, 2012.
- [35] A. de J. Naranjo, Evaluación de yacimientos de hidrocarburos. Medellin, Colombia: Centro de publicaciones- Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- [36] G. Penuela and F. Civan, "Gas-Condensate Well Test Analysis With and Without Relative Permeability Curves," *Proc. SPE Annu. Tech. Conf. Exhib. SPE 63160*, Oct. 2000.
- [37] J. Pedrosa, "Pressure Transient Response in Stress-Sensitive Formations," *SPE 15115*, 1986.
- [38] O. Santamaria, "El Efecto de la Tasa de Flujo y los Esfuerzos en la Perdida de Productividad de Yacimientos petrolíferos.", Medellin, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2015.