

Análisis de las pruebas DFIT, su evolución y aplicación en los yacimientos de roca generadora

Johan Gerardo Cáceres Prado, Juan David Sterling García

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

Director
Olga Patricia Ortiz Cancino
PhD. en Ingeniería Química Especialidad Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga
2020

Dedicatoria

A mis padres y hermanita, Marinelcy, Gerardo y Yulieth, por apoyarme incondicionalmente, por siempre brindarme consejo y ser el soporte en mi vida. Los amo.

A mis amigos, que de una u otra manera hicieron de esta experiencia algo inolvidable y que estuvieron conmigo en los buenos y malos momentos. Los llevare siempre en mis pensamientos.

Johan Gerardo Cáceres Prado

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos, nuestro segundo hogar, donde junto con los docentes y compañeros logramos formarnos como ingenieros y cumplir una de nuestras de metas.

A Dr. Olga Patricia Ortiz Cancino por su acompañamiento, paciencia, colaboración y por todo el tiempo dedicado durante la realización de este proyecto.

Y en general a todas las personas que de alguna manera fueron participes y nos acompañaron en esta etapa de nuestras vidas.

Tabla de Contenido

Introducción	14
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo general:	15
1.2 Objetivos específicos:.....	15
2. Antecedentes.....	16
2.1 Antecedentes pruebas DFIT. Pruebas antecesoras al DFIT.....	16
2.1.1. Modelos 2D.	17
2.1.2. Modelo PKN.....	18
2.1.3. Modelo KGD.	19
2.1.4. Modelo radial.....	20
2.1.5. Profundidad de penetración en el sistema de fractura.	22
2.1.6. Fracturas naturales e inducidas.	24
2.1.7. Fracturamiento hidráulico.....	27
2.1.8. Primeras pruebas DFIT.....	31
2.2 Adaptaciones recientes de las pruebas DFIT.....	32
2.2.1. Pruebas de flujo de retorno (flowback test).....	32
2.3 Actualidad DFIT.....	36
2.3.1. Objetivos.....	37
2.3.2. Consideraciones.....	38
2.3.3. Escenarios.	38
2.3.4. Limitaciones.	39
2.3.5. Procedimiento.	39

2.3.6. Interpretación.....	41
2.3.7. Análisis antes del cierre (BC).....	45
2.3.8. Análisis después del cierre (AC).	49
3. Yacimientos de roca generadora.....	53
3.1 Shale gas	57
3.1.1 Composición.....	57
3.1.2 Porosidad en los yacimientos de shale gas.	58
3.1.3 Permeabilidad en los yacimientos de shale gas.	58
3.2 Shale oil	60
3.2.1 Composición.....	61
3.2.2 Permeabilidad en los yacimientos de shale oil.	62
3.2.3 Porosidad en los yacimientos de shale oil.	62
3.3 Aplicación pruebas DFIT en los yacimientos de roca generadora	63
3.3.1 Suposiciones.....	65
3.3.2 Aplicación pruebas DFIT en Shale gas.	68
3.3.3 Aplicación pruebas DFIT en Shale oil.....	69
4. Conclusiones.....	71
5. Recomendaciones	72
Referencias bibliográficas	73

Lista de Tablas

Tabla 1. Primeros modelos anteriores al DFIT	22
Tabla 2. Condiciones caso 1 de estudio.	23
Tabla 3. Clasificación roca madre	53
Tabla 4. Contenido TOC en las rocas	55
Tabla 5. Rango de reflectancia con vitrinita.	57

Lista de Figuras

Figura 1. Modelo PKN (fracturas largas y finas).....	18
Figura 2. Modelo KGD.....	19
Figura 3. Producción de llenado.....	23
Figura 4. Producción post llenado.....	24
Figura 5. Fracturas naturales e inducidas.....	27
Figura 6. Diagrama de fracturamiento hidráulico.....	29
Figura 7. Comparación de un pozo con y sin fracturamiento hidráulico.....	29
Figura 8. Modelo conceptual para el análisis de flujo de retorno después del cierre de la fractura, y la secuencia esperada de patrones de flujo y sus pendientes características.....	34
Figura 9. Respuesta típica de presión en una prueba DFIT.....	41
Figura 10. Flujo lineal en pruebas DFIT.....	42
Figura 11. Flujo bilineal en pruebas DFIT.....	43
Figura 12. Flujo pseudo-lineal en pruebas DFIT.....	43
Figura 13. Flujo elíptico en pruebas DFIT.....	44
Figura 14. Flujo pseudo-radial en pruebas DFIT.....	44
Figura 15. Gráfica de la función G en un leak-off normal.....	48
Figura 16. Sistema petrolero.....	54
Figura 17. Lutitas bituminosas.....	56
Figura 18. Comparación reservorio convencional con uno no convencional.....	56
Figura 19. Microfracturas en gas shale.....	58
Figura 20. Adsorción del gas.....	59
Figura 21. Espécimen de oil shale.....	61

Figura 22. Geometrías comunes de fracturas causadas por fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales.....	64
Figura 23. Modelo físico de geometrías de fracturas complejas para DFIT.....	65
Figura 24. Fractura de dos alas y geometrías simplificadas de fracturas usadas en este modelo.	66
Figura 25. Comparación entre regímenes de flujo de cuatro geometrías de fractura comunes y la fractura de dos alas.....	67
Figura 26. Material apuntalante. (Proppant).....	69
Figura 27. Funcion G.	70
Figura 28. Prueba corta de inyección.....	71

Resumen

Título: Análisis de las pruebas DFIT, su evolución y aplicación en los yacimientos de roca generadora*.

Autores: Johan Gerardo Cáceres Prado**

Juan David Sterling García**

Palabras clave: DFIT, yacimientos de roca generadora, pruebas de presión, fractura hidráulica.

Descripción:

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo analizar las pruebas DFIT (Diagnostic Fracture Injection Tests) y sus beneficios para la industria de los hidrocarburos, para ello inicialmente se recrea una línea cronológica a partir de la recopilación de información sobre las pruebas desde sus inicios, la cual muestre los avances significativos y las ventajas de su implementación. Posteriormente se muestra su enfoque actual explicando sus utilidades en la evaluación de los yacimientos para finalmente exponer su aplicación en yacimientos de roca generadora.

Para entender el comportamiento de un reservorio con las pruebas primeramente se debe calcular la presión de cierre de fractura y a partir de esta analizar los datos obtenidos tanto de antes como después del cierre, permitiendo estimar los parámetros críticos en el diseño de fracturamiento hidráulico como: presión del yacimiento, permeabilidad, gradiente de fractura, presión de fractura y de esta forma recrear un diseño más completo que facilite la evaluación de la formación.

Con el fin de entender las pruebas DFIT en yacimientos de roca generadora se estudian dos escenarios importantes para la industria, los cuales son: shale oil y shale gas, para cada uno de ellos se presenta una descripción general mostrando sus propiedades, características y la aplicación de las pruebas en este tipo de yacimientos.

*Proyecto de grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino.

Abstract

Title: Analysis of the DFIT tests, their evolution and application in the generating rock deposits*.

Authors: Johan Gerardo Cáceres Prado**

Juan David Sterling García**

Keywords: DFIT, unconventional reservoir rocks, pressure test, hydraulic fracture.

Description:

The objective of this research work is to analyze the DFIT (Diagnostic Fracture Injection Tests) and their benefits for the hydrocarbon industry, for which initially a chronological line is recreated from the collection of information about the tests since its inception, which shows the significant progress and advantages of its implementation. Subsequently, its current approach is shown explaining its utilities in the evaluation of the deposits to finally expose its application in deposits of generating rock.

To understand the behavior of a reservoir with the tests, the fracture closing pressure must first be calculated and from this, analyze the data obtained both before and after the closure, allowing to estimate the critical parameters in the design of hydraulic fracturing such as: pressure of the reservoir, permeability, fracture gradient, fracture pressure and thus recreate a more complete design that facilitates the evaluation of the formation.

In order to understand the DFIT tests in generating rock deposits, two important scenarios for the industry are studied, which are: shale oil and shale gas, for each of them a general description is presented showing their properties, characteristics and application of the tests in this type of deposits.

*Undergraduate Project Thesis.

**Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino.

Introducción

A lo largo de los últimos años la industria petrolera ha sido de gran relevancia en la economía de muchos países y Colombia no es la excepción, este medio energético ocupa en gran parte del desarrollo comercial de la nación por ello es de suma importancia que mejore continuamente en todos los campos que se requiera.

Uno de los campos que está en constante desarrollo es el de la evaluación de los yacimientos, estas estimaciones son de gran ayuda a la hora de analizar la factibilidad de los proyectos ya que permiten conocer proyecciones del comportamiento del yacimiento a corto y largo plazo; este trabajo de grado está enfocado en este campo y más específicamente en las pruebas DFIT (Diagnostic Fracture Injection Tests) que son de gran importancia a la hora de generar un modelo de fractura que ayudará a estimar los comportamientos que tendrán los reservorios ya sean convencionales o no.

La prueba consiste en calcular la presión de cierre de fractura y a partir de esta analizar los datos obtenidos tanto antes como después del cierre, permitiendo estimar los parámetros críticos en el diseño de fracturamiento hidráulico como: presión del yacimiento, permeabilidad, gradiente de fractura, presión de fractura y de esta forma recrear un diseño más completo que facilite la evaluación de la formación.

En el primer capítulo se abordarán los estudios y avances que permitieron la creación de las pruebas DFIT actuales, en el siguiente se explicarán las pruebas y su aplicación en el diseño de fractura para el modelamiento de los reservorios y al final se expondrá el beneficio del uso de las pruebas en los yacimientos de roca generadora.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general:

Analizar las pruebas DFIT, su evolución y aplicación en los yacimientos de roca generadora.

1.2 Objetivos específicos:

- Identificar los antecedentes de las pruebas DFIT con el fin de conocer su evolución hasta la fecha basados en información recolectada de artículos científicos de revistas especializadas en el tema.
- Identificar los escenarios en donde se han aplicado las pruebas DFIT.
- Describir la aplicación de las pruebas DFIT en los yacimientos de roca generadora.

2. Antecedentes

2.1 Antecedentes pruebas DFIT. Pruebas antecesoras al DFIT

En los años 1940 empezaron a desarrollarse estudios acerca del comportamiento de las fracturas en los yacimientos de hidrocarburos con el fin de predecir su comportamiento futuro, el primer modelo que se desarrolló con el fin de comprender estos, fue el modelo analítico de Sneddon y Elliot (1946)¹ con una solución para modelar el campo de esfuerzos y presiones asociados a una rotura estática por presión, donde la fractura se crea en un ambiente homogéneo con una forma de moneda, de allí su nombre “Penny Shape” y la presión interna es constante en todos los puntos.

Para modelar este sistema se tomaron en cuenta las ecuaciones 1, 2, 3 que permiten analizar numéricamente ciertas características importantes en las fracturas como:

Ecuación 1

$$w(r) = \frac{8P_n R(1 - \nu^2)}{\pi E} \sqrt{(1 - (r/R)^2)}$$

Ecuación 2

$$V = \frac{16(1 - \nu^2)R^3}{3E} P_n$$

Ecuación 3

$$P_n = \sqrt{\frac{\pi E \gamma_F}{2(1 - \nu^2)R^2}}$$

¹ Sneddon, i., & Elliott, h. 1946. The opening of a Griffith crack under internal pressure. Quarterly of Applied Mathematics, 4 (3), 264.

Donde, E es el módulo de Young, ν es la relación de Poisson, R es el radio alcanzado, r es el radio intermedio, Y_F es la energía que se le debe suministrar al sistema para crear y extender la fractura., w es el ancho de la fractura, V es el volumen de la fractura y P_n es la presión neta.

Estas ecuaciones fueron desarrolladas utilizando la teoría de la elasticidad lineal, la presión neta es considerada como la diferencia entre la presión dentro de la fractura y la presión de ruptura de la misma. La energía necesaria para extender la fractura debe ser igual al trabajo realizado por la presión dentro de la fractura para abrir un ancho adicional determinado.

Debido a las particularidades que se presentan en los yacimientos, el comportamiento de cada fractura es diferente y es prácticamente imposible realizar un cálculo exacto de su geometría, añadiendo que la altura de la fractura no es constante y el comportamiento que muestran los fluidos fracturantes generalmente no va de acuerdo a un modelo matemático en particular. Es necesario idealizar estas características de manera que se obtenga una aproximación a los parámetros requeridos para el cálculo de la geometría de fractura y generando modelos básicos que se mostrarán a continuación.

2.1.1. Modelos 2D. En 1955 Carter realiza el primer intento por satisfacer el balance de materiales, es decir, introducir el término filtrado, considerando que el ancho era constante y uniforme. Aquí se desarrollan los modelos 2D avanzados utilizados para calcular el ancho en función del largo de la fractura y el caudal, manteniendo la tercera dimensión (altura) constante. De allí se denominan bi-dimensionales o 2D y son fracturas perfectamente confinadas. El modelo de Carter desecha los efectos de viscosidad del fluido y de la mecánica de falla concentrándose solamente en el filtrado, este modelo se utilizó hasta los años 1970 principalmente para asegurar que el propano entrara en la fractura, pero quedó obsoleto a partir

del perfeccionamiento introducido a los modelos de Perkins y Kern (1961)² que se enfoca en el movimiento del fluido y asume que la mecánica de falla tiene una influencia mínima y Khristianovich y Zheltov (1955)³ que se enfoca en la mecánica de falla y en algunos aspectos del movimiento del fluido.

2.1.2. Modelo PKN. Perkins y Kern (1961)⁴ demostraron que la presión de propagación de una fractura es proporcional al volumen de fluido utilizado, así es posible determinar el valor del radio alcanzado (R) si se conoce el volumen (V).

Consideran que la deformación planar es vertical lo que indica que la presión neta en cualquier punto dentro de la fractura está dominada por la altura de la fractura y que la fractura vertical está confinada, es decir, que los planos superior e inferior entre los que se desarrolla la fractura son impermeables e irrompibles por lo tanto la altura es constante y la fractura solo se puede propagar horizontalmente a lo largo de un único plano.

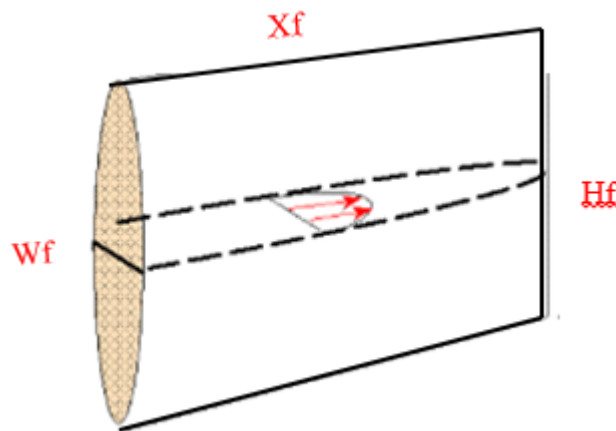


Figura 1. Modelo PKN (fracturas largas y finas).

² Perkins, T. K., & Kern, L. R. 1961. Widths of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 13(09), 942.

³ Zheltov, Y. P., & Khristianovich, S. A. 1955. On hydraulic fracturing of an oil-bearing stratum. *Izv. Akad. Nauk SSSR. Otdel Tekhn. Nuk*, 5(3), 41.

⁴ Perkins, T. K., & Kern, L. R. 1961. *Op. Cit.*, p. 947.

También consideran que la sección normal vertical a la fractura es elíptica, con el ancho máximo en centro y el movimiento del fluido dentro de la fractura responde a las leyes de un fluido newtoniano fluyendo a través de un área elíptica.

Nordgreen (1972)⁵ introdujo el concepto de almacenamiento y filtrado dentro del modelo original de Perkins y Kern, dando origen al modelo actual PKN. Para ello agregó un balance energético a las ecuaciones originales de Sneedon. Es conveniente enfatizar que este modelo es válido siempre y cuando la longitud de la fractura sea mucho mayor que su altura.

2.1.3. Modelo KGD. Khristianovich y Zheltov (1955)⁶ consideraron que la deformación planar es horizontal siendo todas las secciones normales horizontales son independientes unas de otras y tienen la misma forma rectangular, lo que conlleva a que el ancho de la fractura casi no cambia en forma vertical. La altura es mucho mayor que la longitud y existe un resbalamiento en el borde de la zona de interés. Consideraron que el caudal dentro de la fractura es constante, no hay filtrado, por lo que su presión también se mantiene constante.

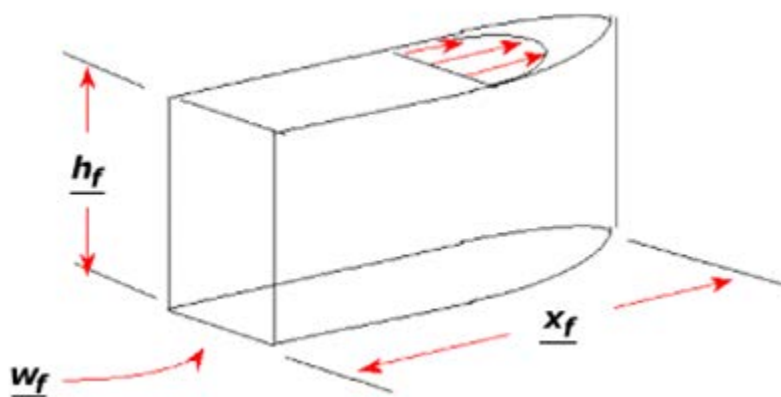


Figura 2. Modelo KGD.

⁵ Nordgren, R. P. 1972. Propagation of a vertical hydraulic fracture. Society of Petroleum Engineers Journal, 12(04), 309.

⁶ Zheltov, Y. P., & Khristianovich, S. A. 1955. Op. Cit, p. 41.

Tomando este modelo como base, Geertsma y de Klerk (1969)⁷ utilizaron una solución analítica más compleja para describir el modelo de falla incluyendo el efecto del filtrado e introduciendo el concepto de balance de materiales, dando origen al modelo actual KGD.

Las consideraciones para ambos modelos son similares, lo que se ve reflejado en las ecuaciones de propagación, siendo un modelo igual al otro girado 90 grados.

La fractura es planar y confinada, se propaga en un único plano perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo y de altura constante, el movimiento del fluido es unidimensional newtoniano, a lo largo del plano de la fractura, el filtrado se comporta de acuerdo a la teoría de Carter, la roca es homogénea, isotrópica y elásticamente sólida respondiendo a la ley de Hooke, una dimensión es mucho más grande que la otra, en PKN la longitud y el gradiente de presión dependen de la altura y en KGD la altura y el gradiente de presión dependen de la longitud, existe un efecto dominante en cada modelo, en el PKN no se tiene en cuenta la mecánica de falla por lo que no hay deslizamiento y en KGD existe un efecto de borde por lo que si hay deslizamiento.

2.1.4. Modelo radial. Tanto Perkins y Kern como Khristianovich y Zheltov desarrollaron modelos radiales que crecen sin confinamiento dentro de la roca desde un punto de origen.

Se considera que el crecimiento de la fractura no está confinado y que la longitud total de fractura es aproximadamente igual a la altura, se aplica cuando no existe una barrera que mantenga la fractura confinada y ésta crece verticalmente. Este modelo se puede comparar con los anteriores en la tabla 1.

Nolte en 1979⁸, añade un factor β para corregir el gradiente de presión existente en la fractura debido a que en los modelos se asume que la presión en la fractura es constante sin embargo el

⁷ Geertsma, J., & De Klerk, F. 1969. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 21(12), 129.

flujo de fluidos indica que existe un gradiente de presión en la fractura y este se define como la relación del promedio de presión neta en la fractura (ΔP_f) a la presión neta en el pozo (P_n):

Ecuación 4

$$\beta = \frac{\Delta P_f}{P_n}$$

Donde,

$$P_n = P_w - P_c \qquad \Delta P_f = P_f - P_c$$

P_w es la presión máxima en el yacimiento, P_c es la presión de cierre de fractura y P_f es una presión interna constante en la fractura.

$$P_f - P_c = \beta P_n = \beta(P_w - P_c)$$

En la fase de inyección (β_p) y cierre de fractura (β_s) el valor β tomará diferentes valores dependiendo del modelo de la geometría de fractura:

$$\beta_p \approx \begin{cases} \frac{n+2}{n+3+a} & PKN \\ 0.85 & KGD \\ < 1 & Radial \end{cases}$$

$$\beta_s \approx \begin{cases} \frac{2n+2}{2n+3+a} & PKN \\ 0.89 & KGD \\ \frac{3\pi^2}{32} & Radial \end{cases}$$

⁸ Nolte, K. G. 1979. Determination of fracture parameters from fracturing pressure decline. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

Tabla 1.

Primeros modelos anteriores al DFIT

Modelo PKN(1961)		Modelo KGD(1969)		Modelo radial(1979)	
Ventajas	Limitaciones	Ventajas	Limitaciones	Ventajas	Limitaciones
Modelo 2D.	La fractura solo se puede propagar horizontalmente a lo largo de un único plano.	Modelo 2D.	La fractura es planar y confinada, se propaga en un único plano perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo con altura constante.	Modelo sin confinamiento de fractura dentro de la roca.	Se considera que la longitud total de fractura es aproximadamente igual a la altura.
Modela un fluido newtoniano fluyendo a través de la fractura.	Solo aplica cuando la longitud de la fractura es mucho mayor a su altura.	Toma en cuenta el almacenamiento y filtrado.	Rocas heterogéneas.	Factor β , que permite corregir el gradiente de presión.	Rocas heterogéneas.

Nota: *Primeros modelos de la prueba DFIT.

2.1.5. Profundidad de penetración en el sistema de fractura. En 1957 Howard y Fast⁹ dijeron que el éxito de la fracturación hidráulica como técnica de estimulación de la producción está controlado en gran medida por la profundidad de penetración del sistema de fractura, además que la pérdida de líquido a la formación adyacente en la fractura gobierna la extensión de la misma y depende de tres mecanismos de flujo controlados por la viscosidad y la permeabilidad de la formación al fluido de fractura, los efectos combinados de la viscosidad y por último por la compresibilidad del fluido del yacimiento.

- Efecto de la extensión de fractura en el pozo de producción

Los primeros estudios analíticos y eléctricos demostraron que el sistema de fractura creado dentro de los yacimientos no solo está influenciado por la capacidad de flujo de un sistema si no

⁹ Howard, G. C., & Fast, C. R. 1957. Optimum fluid characteristics for fracture extension. In *Drilling and production practice*. American Petroleum Institute.

que depende en gran medida de la extensión superficial de la fractura. Se realizaron las pruebas analizando dos momentos: flush production y post flush production (Producción de nivel, producción de llenado), ilustrados en las figuras 3 y 4.

Para las siguientes pruebas se asumieron ciertas condiciones del caso estudio:

Tabla 2.

Condiciones caso 1 de estudio.

Permeabilidad formación	0.3 md
Espesor formación	30 ft
OOIP	12.000 bbl/acre
Presión inicial	1700 psi
Capacidad fractura	150 mdf
Presión en la cara de la arena	100 psi
Espaciamiento pozo	40 acres

Nota: Adaptado de George c. Howard y c. R. Fast. Optimum fluid characteristics for fracture extension. (1957).

Producción de llenado

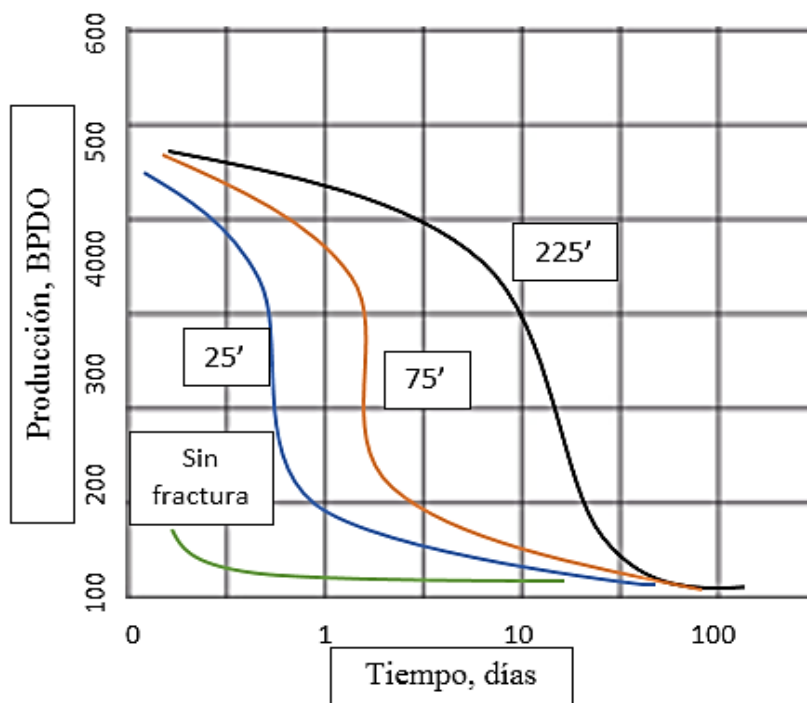


Figura 3. Producción de llenado.

Adaptado de George c. Howard y c. R. Fast. Optimum fluid characteristics for fracture extension. (1957)

Con las curvas obtenidas durante las pruebas se puede concluir que se mantiene mayores tasas de producción cuando se tiene una profundidad de fractura mayor mientras que la penetración de la fractura tiene un menor efecto en la tasa inicial de la prueba.

Producción post llenado

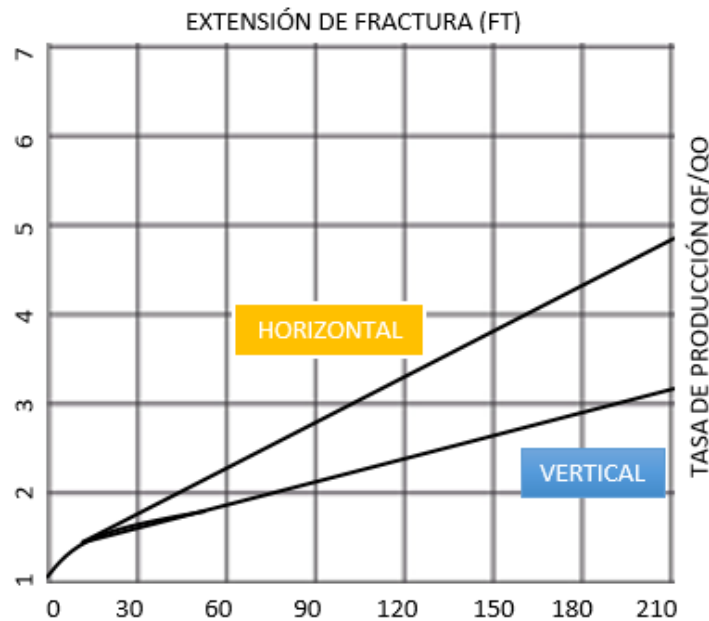


Figura 4. Producción post llenado.

Adaptado de de George c. Howard y c. R. Fast. Optimum fluid characteristics for fracture extension. (1957)

De las consideraciones anteriores se puede evidenciar que se incrementa la productividad de los pozos en ambos casos a medida que aumenta la longitud de la fractura y se puede obtener la producción total en menos tiempo.

El pensamiento actual es que las fracturas penetrantes profundas no solo producen incrementos sostenidos en la descarga y en la producción después de la misma, si no también pueden dar lugar a incrementos en la recuperación final.

2.1.6. Fracturas naturales e inducidas. Un mejor entendimiento de las fracturas se está

convirtiéndose en un estudio cada día más importante. Para hablar de las fracturas se deben tener en cuenta ciertas consideraciones de estudio que ayudan a conglomerar la información a la hora de realizar un buen diseño de fractura que permitirá tener información más precisa a la hora de realizar las pruebas DFIT.

La examinación cuidadosa de corazones provee una valiosa información de los depósitos fracturados naturalmente. Es importante también saber identificar cuáles de las fracturas son naturales y cuáles son artificialmente inducidas.

Según Nelson R, (1985), una fractura es probablemente natural cuando:¹⁰

- Se evidencia erosión de la carga litostática que permita expansión, levantamiento y fracturamiento de capas.
- Existen deformaciones estructurales asociadas a fallamientos y plegamientos, como la observada en la figura 5.
- Se observa cementación en la cara de la fractura. Hay que tener un cuidado adicional con los cristales en la cara de la fractura, estos no deben ser Halita depositada por la evaporación de fluidos provenientes del corazón sobre otros materiales de depósito del lodo de perforación. Por lo general cualquier superficie fracturada que parezca ser una ruptura reciente, sin desgaste y sin mineralización no debe considerarse una fractura natural a menos que exista alguna evidencia especial al respecto de la historia de esta.
- La fractura está asociada al corazón. Un extremo (penetrante) o ambos extremos (cerrados) de la fractura ocurren en el núcleo.
- Se observan conjuntos paralelos de fracturas en el núcleo.

¹⁰ Nelson R. 1985. Geologic analysis of naturally fractures reservoirs. Segunda edición.

- En la fractura se observan surcos de fricción que se conoce como una superficie de roca pulida y estriada que resulta de la fricción a lo largo de una falla o plano de la cama. Douglas, (1998)¹¹. Desafortunadamente, las cubiertas de lodo inducidas por la perforación son frecuentes, particularmente en lutitas a poca profundidad.(Aguilera, Mendoza, Van Poolen y Van Poolen and associates, 1977)¹²

Una fractura es artificialmente inducida cuando:

- Las fracturas verticales no cementadas presentes en la formación crean un ángulo abrupto desde el borde del núcleo al fondo del pozo, lo más probable es que sean inducidas durante la perforación o extracción de núcleos, un ejemplo de esta se observa en la figura 5.
- Durante la perforación se divide el núcleo en mitades iguales, a menudo con una ligera rotación alrededor del eje del núcleo.
- Las fracturas son conoidales o muy irregulares. Las articulaciones naturales tienden a ser relativamente planas; se produce una excepción en rocas altamente porosas de textura gruesa, donde las superficies naturales de fractura pueden ser bastante irregulares".¹³

Consideraciones en los análisis de corazones.

¹¹ Miguel Doblaz. 1998. Slickenside kinematic indicators. Tectonophysics Volume 295, paginas 187-197.

¹² Roberto Aguilera, Mendoza y Van Poolen. 1977. Current status on the study of naturally fractures reservoirs. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

¹³ Ismail Özkaya. 1988. A simple analysis of oil-induced fracturing. Marine and Petroleum Geology, volume 5, pages 293-297.

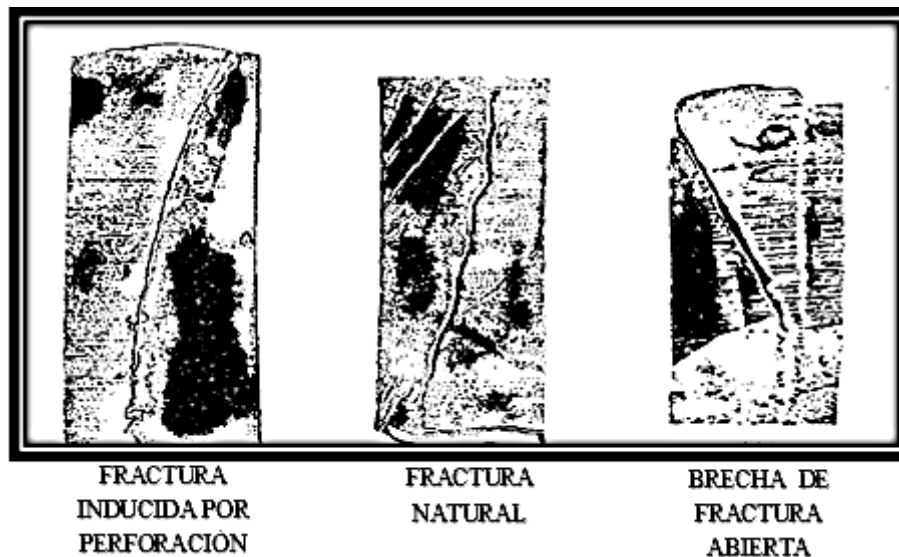


Figura 5. Fracturas naturales e inducidas.

Adaptado de Current status on the study of naturally fractures reservoirs. Aguilera, Mendoza, Van Poolen y Van Poolen and associates. 1977.

Orientación de núcleos. Los datos de los núcleos son de gran beneficio para definir las propiedades direccionales del reservorio como por ejemplo la permeabilidad y para el modelado detallado de reservorios muy anisotrópicos.¹⁴

Los núcleos orientados tienen una mayor utilidad para el análisis directo de rocas fracturadas naturalmente, la información más importante extraída de los núcleos orientados es la orientación de la fractura en el subsuelo; La técnica consiste esencialmente en colocar el núcleo fracturado en el laboratorio en su posición de reservorio. Esto permite la determinación directa de la inmersión por fractura.

2.1.7. Fracturamiento hidráulico. Al perforar un pozo hidráulicamente su presión se eleva en la formación hasta llegar a generar fractura para luego con un fluido que contenga arena o cualquier material de sostén sea colocado en ella. El fluido separado de estas partículas sólidas

¹⁴ Nelson, Lenox y Ward, jr. 1987. The American Association of Petroleum Geologists Butlclin, volumen 71, páginas 357-367.

dentro de la formación se retira y la fractura se cierra con el material de sostén dentro, de manera que la fractura no se cierra completamente. El objetivo de esta práctica es abrir más el área superficial de la cara del pozo sin que sea necesaria la perforación de otro pozo pues al haber mayor área del yacimiento en comunicación directa con la cara del pozo, mayor cantidad de fluido podrá producirse por unidad de tiempo, lo cual resulta en un incremento en la tasa de producción. (Figura 6)

Es un método de estimulación aplicado generalmente a yacimientos de baja permeabilidad o a yacimientos que durante operaciones de perforación se les ha inducido un daño a la formación, método que busca crear canales de flujo nuevos, o bien conectar los ya existentes para aumentar la productividad del pozo; La fractura generada se comporta como un canal de alta conductividad que comunica al yacimiento con el pozo y de esta manera permite el flujo de fluidos, por lo tanto incrementa la capacidad productiva del pozo. La comparación de yacimientos con esta estimulación y sin ella se puede apreciar en la figura 7.

Los fluidos fracturantes son diseñados específicamente para soportar altas presiones y temperaturas actuando en conjunto con aditivos que permiten la ruptura de la roca al ser inyectados, transportan el material propante hacia el interior de la fractura con el propósito de depositarlo constituyendo un soporte al peso de los estratos superiores y evitar el colapso de los canales y permitir que exista una alta conductividad.

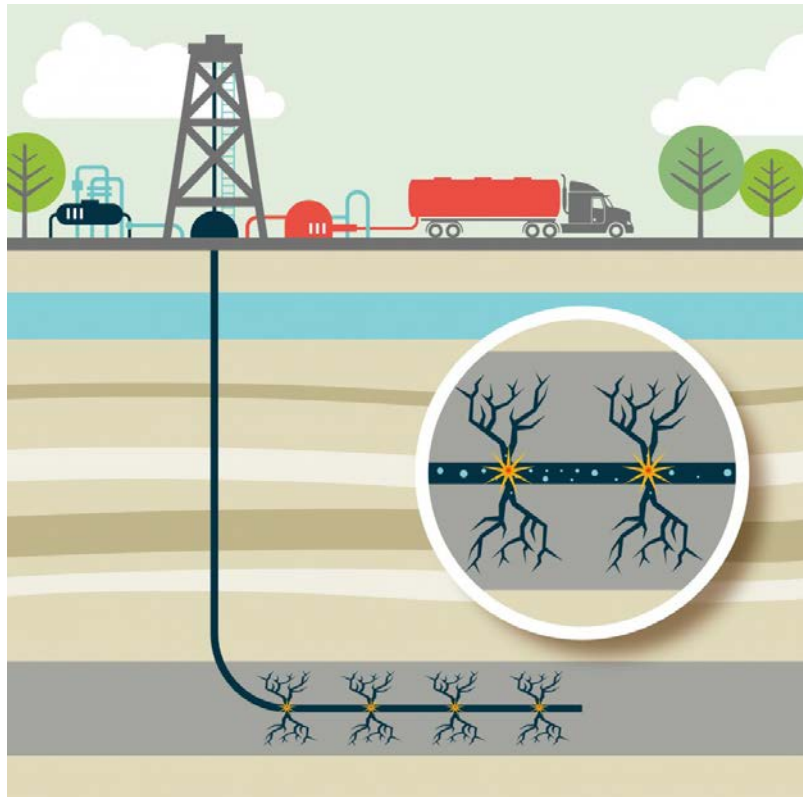


Figura 6. Diagrama de fracturamiento hidráulico.
Adaptado de 'Fracking': una perspectiva económica y política. 2014.

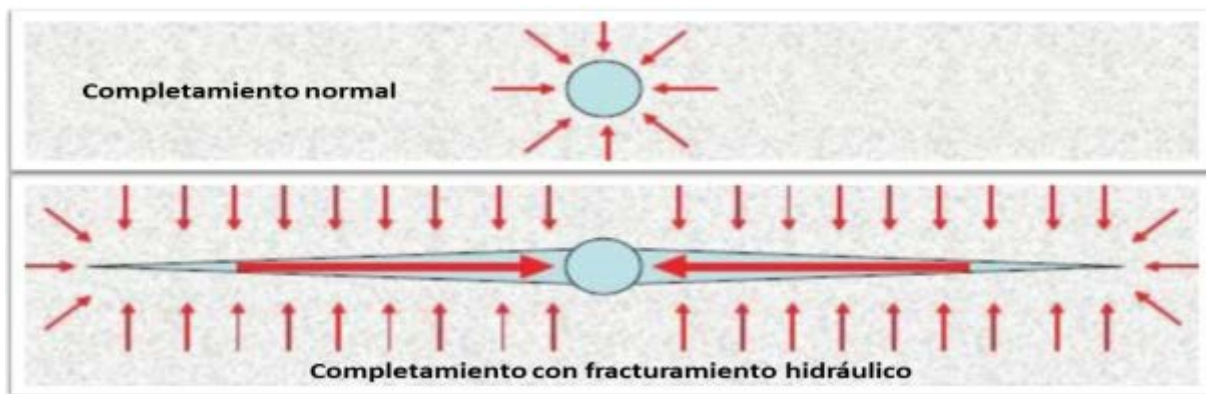


Figura 7. Comparación de un pozo con y sin fracturamiento hidráulico.
Adaptado de Ke Chen, B. Sc. Evaluation of EOR potential by gas and water flooding in shale oil reservoirs. 2013.

El concepto general de fracturamiento hidráulico se desarrolló dentro de la compañía Stanolind en 1940, basándose en la experiencia obtenida de la industria donde se observó que por encima de una cierta presión de inyección durante operaciones como cementaciones o inyección

de salmuera se lograba romper la roca. En 1947 en el campo de gas Houghton ubicado en Kansas se llevó a cabo el primer tratamiento experimental, inyectando fluido napalm o gasolina gelatinosa seguida de gasolina, siendo un resultado poco exitoso debido al nulo incremento en la producción pero una pauta para el desarrollo general de la técnica de fracturamiento hidráulico.

Parámetros a considerar en el fracturamiento hidráulico. Presión de poro: Entre más grande sea el valor de presión de poro dentro de la formación, será más difícil fracturar la formación porque el grano soportara menos esfuerzo. Solo una porción del esfuerzo total aplicado a la roca es soportado por la matriz ya que los fluidos soportan la otra porción del esfuerzo total aplicado.

Presión de cierre: Es la presión mínima requerida dentro de la fractura para que se mantenga abierta. Una presión mayor a esta evitara que la fractura se cierre.

Pérdida de fluidos: Es el volumen de fluido inyectado menos el volumen de la fractura.

El conocimiento de la mecánica de fractura cuando se diseña un programa de fracturamiento hidráulico es necesario y el entendimiento de esta y de las suposiciones que se hacen con el fin de llegar a un modelo matemático exitoso. En el diseño de un fracturamiento hidráulico se supone una roca homogénea, isotrópica y elástica.

Técnicas para el diagnóstico de fracturamiento hidráulico:

Mediciones directas: Nos van a permitir saber que ocurre después de la operación de fracturamiento siendo una herramienta importante puesto que con la información obtenida se puede diseñar un modelo de fractura. La medición directa se puede hacer cerca a la cara del pozo, usada para recolectar información detallada sobre la altura de la fractura y la eficiencia del desplazamiento del propano y lejos de la cara del pozo, usada para determinar las dimensiones y orientación de la fractura a gran escala.

Mediciones indirectas: Nos van a permitir conocer el resultado de las operaciones de fracturamiento hidráulico con la implementación de análisis de presiones, muestreo de pozos y análisis de producción.

2.1.8. Primeras pruebas DFIT. El pionero del análisis antes del cierre de fracturas caracterizadas en una prueba DFIT fue Nolte (1979)¹⁵ con el modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN) (Perkins and Kern, 1961; Nordgren, 1972). Indica que el comportamiento de la fuga ideal o normal requiere que todo el fluido inyectado se filtre a la formación a través de la superficie de una sola fractura con geometría constante.

Nolte con este modelo realizó varias derivaciones para el coeficiente de pérdida líquido, la longitud y el ancho de la fractura, la eficiencia del fluido y el tiempo de cierre de la fractura. Particularmente, Nolte derivó la función del G-time y correlacionó la función G con la presión y el caudal. Con la función G, el tiempo de cierre y la presión de cierre se pueden distinguir fácilmente en la gráfica de presión vs función G como se mostrará más adelante.

La solución de la presión para las fugas normales viene dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 5

$$P_{ws} - P_w(\Delta t_D) = p^* G(\alpha, \Delta t_D)$$

$$\text{Donde, } \Delta t_D = \frac{\Delta t}{t_p} \quad p^* = \frac{\pi r_p c_L \sqrt{t_p}}{2c_f} \quad G(\alpha, \Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\alpha, \Delta t_D) - g_0]$$

Luego Nolte (1986)¹⁶ extendió el análisis de todos los modelos de fractura añadiendo el modelo Khristianovich-Geertsma-de Klerk (KGD) y el modelo de fractura radial. (Zhel'tov, 1955; Geertsma and De Klerk, 1969).

Hagoort (1981)¹⁷ y Mayerhofer and Economides (1993)¹⁸ proporcionaron modelos para el comportamiento normal de fuga que permiten la estimación de la permeabilidad de la formación.

¹⁵ Nolte, K. G. (1979) Op. Cit.

¹⁶ Nolte, K. G. 1986. A general analysis of fracturing pressure decline with application to three models. SPE Formation Evaluation, 1(06), 576.

Craig et al. (2000)¹⁹ comentaron que el comportamiento normal de fuga es raramente observado en los datos de campo. En su lugar, muchos comportamientos anormales tales como el efecto de almacenamiento de pozo, extensión de la punta, presión dependiente de la fuga (PDL), múltiples cierres aparentes, recesión de altura y almacenamiento transversal de fractura ocurren frecuentemente.

Los modelos más sofisticados son los recientemente derivados por Liu y Ehlig-Economides (2015, 2016) y se discuten a continuación.

Liu y Ehlig-Economides después de una breve revisión del modelo para el comportamiento normal de fuga, describen los nuevos modelos para el almacenamiento del pozo acoplado y la pérdida de presión por fricción, extensión de la punta, y múltiples eventos de cierre de fractura que pueden mostrar comportamiento comúnmente denominado fuga dependiente de la presión, almacenamiento transversal, recesión de altura de fractura y cumplimiento de fractura variable. Para cada nuevo modelo, explican cómo diagnosticar el comportamiento del modelo y cuantificar parámetros relacionados. Y finalmente, ilustran el análisis con datos de campo.

2.2 Adaptaciones recientes de las pruebas DFIT

2.2.1. Pruebas de flujo de retorno (flowback test). Con estas pruebas se logró realizar un método conceptual más completo a la hora de la estimación de propiedades del reservorio. El procedimiento DFIT ha refinado ciertos parámetros necesarios para llegar a resultados más cercanos a la realidad y para ellos se empezaron a utilizar pruebas de flujo de retorno (flowback tests) a diferencia de las más utilizadas pruebas de bombeo y cierre (pump in, shut-in) estas

¹⁷ Hagoort, J., 1981. Waterflood-induced Hydraulic Fracturing. PhD Thesis. Delft University.

¹⁸ Mayerhofer, M. J., & Economides, M. J. 1993. Permeability estimation from fracture calibration treatments. In *SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.

¹⁹ Craig, D. P., Odegard, C. E., Pearson Jr, W. C., & Schroeder, J. E. 2000. Case history: observations from diagnostic injection tests in multiple pay sands of the mamm creek field, piceance basin, Colorado. In *SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

nuevas pruebas se utilizan para acelerar el cierre y estimar la presión de cierre que se utiliza para completar el diseño de fractura cuando se esté prediciendo el comportamiento del yacimiento. Sin embargo estos resultados se obtienen con la desventaja de perder datos posteriores al cierre, que se requieren para estimar la presión del yacimiento algunas propiedades de flujo.²⁰

Se pueden utilizar dos métodos para estas pruebas:

- DFIT con un ultra-bajo flujo de retorno

El procedimiento DFIT propuesto consiste en un período de inyección seguido de un flujo de retorno altamente controlado en la superficie hasta posteriormente el cierre de la fractura. Luego, se detiene el flujo de retorno y se controla la caída de presión. La tasa de flujo de retorno recomendada es inferior al 0.1% de la tasa de inyección.²¹

El objetivo principal del flujo de retorno ultra bajo es minimizar almacenamiento en el pozo y flujo posterior desde el pozo hasta la fractura, comparado a los DFIT convencionales (pump-in / shut-in), hay un período de reflujos de pocas horas entre el final del bombeo y el cierre. Por lo tanto, este procedimiento se puede denominar pump-in / flowback / shut-in. De esta forma se acelera el cierre proceso, así como la aparición de formación lineal o pseudo-radial flujo, el último de los cuales puede ser analizado para la información del yacimiento.

- Modelo conceptual para pruebas de bombeo y flujo de retorno

Clarkson y Williams-Kovacs (2013)²² Sugirieron que la producción inicial de un flujo de retorno después de la estimulación de fractura hidráulica ocurre solo en la fractura y consiste solo en el fluido de fractura. El período de flujo transitorio de fractura es seguido por flujo

²⁰ Varela, R. A., & Maniere, J. L. 2016. Successful dynamic closure test using controlled flow back in the Vaca Muerta formation. In SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium. Society of Petroleum Engineers.

²¹ Zanganeh, B., Clarkson, C. R., Hawkes, R. R., & Jones, J. R. 2019. A new DFIT procedure and analysis method: An integrated field and simulation study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 63, 14.

²² Clarkson, C. R., & Williams-Kovacs, J. D. 2013. A new method for modeling multi-phase flowback of multi-fractured horizontal tight oil wells to determine hydraulic fracture properties. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

dominado por el límite de fractura, el último de cuál es el régimen de flujo dominante. Después de un corto período de una fase (fluido de fractura) fluye, se produce el avance del fluido de formación, seguido de flujo lineal de formación.

El modelo conceptual actualizado utiliza tasas de retorno medias (1–10% de la tasa de inyección) al igual que las pruebas de Clarkson y Williams-Kovacs (2013) sin embargo en los modelos actuales las operaciones de flujo de retorno de MFHW, puede haber un período de cierre de unos días entre el tratamiento de fractura hidráulica y el inicio del flujo de retorno. Este período de cierre proporciona tiempo para fluidos y disipación de presión en la formación. Sin embargo, en un pump-in / prueba de flujo de retorno, el proceso de flujo de retorno comienza poco después de la inyección. Por lo tanto, se espera que exista una región de alta presión alrededor de la fractura, denominada "banco de fluidos" que se puede evidenciar en la figura 8.

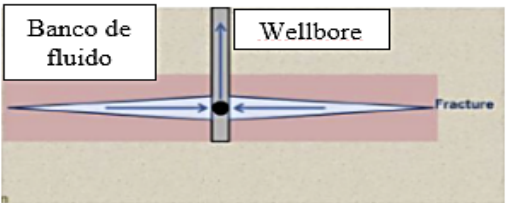
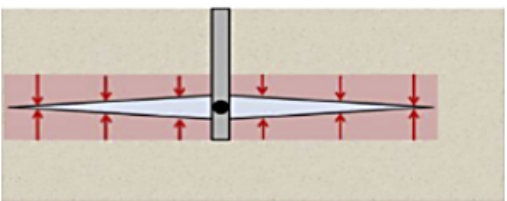
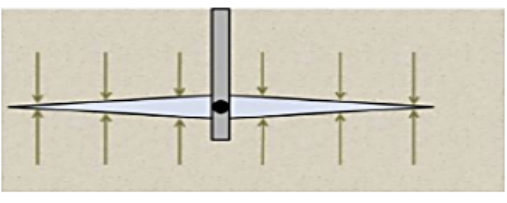
PATRON DE FLUJO	ILUSTRACION DEL PATRON DE FLUJO	RNP' PENDIENTE OBTENIDA
Cara del pozo y depleción de fractura		1
Depleción banco de flujo (estado pseudo-estable)		1
Formación con flujo lineal		1/2

Figura 8. Modelo conceptual para el análisis de flujo de retorno después del cierre de la fractura, y la secuencia esperada de patrones de flujo y sus pendientes características.

Adaptado de Behnam, Clarkson, Robert R. Hawkesb y Jones. flowback test. (2019)

La gráfica utilizada para identificar los regímenes de flujo es una gráfica de log-log de tasa de agua de presión normalizada (RNP) y su derivada (RNP') con respecto al material en tiempo de equilibrio, definido a continuación por las siguientes relaciones:

Ecuación 6

$$RNP = \frac{P_c - P_{wf}(t)}{q_w(t)}$$

Ecuación 7

$$t_c = \frac{W_p(t)}{q_w(t)}$$

Ecuación 8

$$RNP' = \frac{dRNP}{d \ln t_c}$$

Donde P_c es el valor de presión cuando la fractura está completamente cerrada, P_{wf} es presión de fondo del pozo, q_w es la tasa de agua y W_p es producción de agua acumulativa.

Las condiciones requeridas para observar la secuencia de los regímenes de flujo en son:

- La fractura debe permanecer conductiva después del cierre.
- No se produce una caída de presión significativa cerca del pozo.

El agotamiento del pozo y la fractura ocurre como el primer régimen de flujo después del cierre de fractura, esto da como resultado una pendiente unitaria observada con RNP. Próximo, Hay un período de transición causado por la entrada del fluido de fractura desde el banco de fluidos. Una vez que la presión transitoria alcanza el límite de banco de fluidos, el comportamiento es similar a un estado pseudo-estable, apareciendo como otra unidad de pendiente en la parcela RNP'. Basado en el análisis de varias respuestas de simulación sintética, se sugiere que la presión de flujo al comienzo de este período tiene una buena estimación, principalmente en la presión inicial del yacimiento. Si el proceso de reflujo continúa más allá del agotamiento del banco de fluidos, en la formación se produce un avance fluido y puede aparecer

como una media pendiente en el Gráfico de RNP 'si se está produciendo un flujo lineal de formación.

Las ventajas más significativas del uso de este modelo en las pruebas DFIT son:

- Reducción de los efectos de almacenamiento en el pozo.
- Aceleración del proceso de cierre (y, por lo tanto, tiempos reducidos para obtener estimaciones de presión de cierre), y el inicio del flujo pseudo-radial a partir del cual se puede obtener información del yacimiento como las propiedades de depósito.
- Aplicabilidad de los métodos de prueba de pozos (well-testing) para antes y después del cierre.

2.3 Actualidad DFIT

El DFIT tiene muchos nombres: mini-frac, mini caída, etcétera; pero todo se refiere al acto de inyectar pequeños volúmenes de fluido (generalmente agua con 2 o 3% de KCl) a bajas tasas para crear una fractura antes de que la boca del pozo se cierre y la presión se deje caer naturalmente. El líquido no contiene agente de apuntalamiento para que la fractura pueda relajarse y cerrarse naturalmente cuando se libera la presión.²³

La mayoría de las zonas no convencionales son yacimientos con sobrepresión que pueden soportar una columna de fluido en el pozo. En esos casos, en más del 90% de todos los yacimientos no convencionales, la práctica aceptada es utilizar mediciones de presión de superficie.

Las corridas de comparación directa con múltiples medidores de fondo de pozo han confirmado que la prueba DFIT se puede realizar utilizando un sistema de medición de superficie de alta calidad. Esta alternativa no solo produce datos igualmente precisos, sino que también es significativamente económica y libre de riesgos.

²³ Marongiu-Porcu, M. and Ehlig-Economides. 2011. "Global Model for Fracture Falloff Analysis", SPE 144028

Las pruebas convencionales de presión transitoria (acumulación de presión y pruebas de reducción / producción) dependen de que los "transientes" o los cambios en los caudales se produzcan con relativa rapidez. La prueba de presión transitoria se puede aplicar desde la terminación inicial hasta la vida productora económica del pozo. La permeabilidad del yacimiento es el principal factor determinante de la duración de la prueba de presión transitoria.

Debido a que la permeabilidad en las formaciones de lutitas es extremadamente baja, la oportunidad de realizar un análisis de presión transitoria está severamente restringida debido a limitaciones de tiempo. Para la mayoría de los operadores, esperar el tiempo requerido para que tengan lugar las transiciones en los regímenes de flujo "analizables" no es económico.

Mientras que un yacimiento con una permeabilidad estimada en 50 md puede requerir menos de 24 horas de tiempo de cierre para determinar las propiedades de formación; un yacimiento con nano permeabilidad como las lutitas puede requerir meses o posiblemente años para que se produzca esta transición. Esta realidad demuestra aún más la impracticabilidad de los métodos de prueba tradicionales para estos tipos de permeabilidad ultra baja, formaciones no convencionales.²⁴

2.3.1. Objetivos. Conforme a lo anterior es por lo cual se aplica la prueba DFIT, prueba de presión realizada con el fin de lograr evaluar el comportamiento de la presión y de esta forma poder predecir parámetros fundamentales para caracterizar un yacimiento de baja permeabilidad y además lograr evaluar la propagación y cierre de la fractura y la permeabilidad del yacimiento.

El término DFIT fue acuñado principalmente por Halliburton pero hoy en día es usado ampliamente por varias empresas en la industria, su propósito es obtener propiedades esenciales del yacimiento en un período de tiempo relativamente corto.

²⁴ Marongiu-Porcu, M. and Ehlig-Economides, C.A. Op. Cit.

Así como la perforación, completamiento y el comportamiento del yacimiento, el fracturamiento hidráulico es un proceso complicado porque no puede ser observado directamente, esta deficiencia se ha superado mediante el desarrollo de análisis basados en la presión del pozo y el caudal inyectado y además se han introducido y aplicado con éxito análisis similares para la fractura.

Recientemente, la aplicación en campo se ha facilitado significativamente con la introducción de furgonetas computarizadas especialmente equipadas para registrar y analizar los datos de fracturamiento.

2.3.2. Consideraciones. Al ejecutar una prueba de presión DFIT se deben cumplir condiciones específicas con el fin de obtener datos correctos y representativos de la formación.

El agua inyectada debe estar limpia y debe ser compatible con la formación, con el fin de evitar daños como migración de finos o reacción con arcillas que alteran los resultados.

No debe existir algún polímero en el fluido ya que éste afecta la permeabilidad de la formación creando una torta de filtración y no permite medir la capacidad de la formación y sus propiedades de fuga con el mínimo daño a la formación.

2.3.3. Escenarios. Estimar propiedades del yacimiento, como la permeabilidad y la presión del yacimiento.

Estimar parámetros necesarios para el diseño del fracturamiento, como la presión de cierre de fractura, geometría de la fractura, mecanismo de fuga o leakoff en el yacimiento.

Razones ambientales, para determinar presión de inyección en el techo del yacimiento para evitar fracturar la roca sello en proyectos de inyección de vapor y disposición de agua.

Optimizar la inyección de fluido en proyectos de recobro mejorado, evitando que la inyección este muy por encima o debajo de la presión de fractura.

Estimar la magnitud y orientación del esfuerzo horizontal mínimo del estrato perforado.

Optimizar el drawdown durante el flujo de retorno para evitar daños en la fractura.

2.3.4. Limitaciones. Realizar la prueba en yacimientos de bajas condiciones de inyección ya que la prueba se realiza a caudales de inyección muy bajos, entre 1 a 8 BPM.

Monitoreo de la presión de superficie en yacimientos de bajas presiones que ocasionan grandes márgenes de error en los resultados de la prueba.

2.3.5. Procedimiento. El DFIT se realiza antes del proceso de estimulación de una formación. El procedimiento consiste en primeramente bombear un volumen relativamente pequeño (5-30 bbls para yacimientos convencionales y 50-100 bbls para yacimientos de roca generadora) de fluido (típicamente 2-4% KCl o similar) en la formación a tasas de 1 a 6 bpm para así crear una pequeña fractura que evite cualquier daño cerca del pozo. Luego es importante mantener una tasa máxima de bombeo durante algún tiempo después de la fractura.

Tener en cuenta que la prueba debe ser corrida varios días antes de aplicar el fracturamiento hidráulico puesto que ofrecerá parámetros que ayudaran a mejorar el diseño del fracturamiento, entonces teniendo el pozo perforado y cañoneado se procede a bombear el correspondiente flujo establecido en el diseño de la prueba.

Se instala en superficie un medidor electrónico de alta resolución, el cual debe tener un margen de error no mayor a 1 psi y registrar la presión en intervalos de 1 a 2 segundos.

Debe haber una indicación clara de algún daño durante el bombeo y el volumen y la velocidad de inyección deben medirse y registrarse para su posterior análisis. Luego, el pozo se cierra durante un período prolongado de tiempo y la disminución de la presión se registra.

Cuando el pozo ya ha sido cerrado y por ende la fractura ha sido creada, el equipo de bombeo puede ser desinstalado teniendo las debidas precauciones para no irrumpir el equipo medidor de presión.

El servicio de pruebas DFIT se realiza después de que el pozo se haya revestido, cementado y antes de la fecha de estimulación programada. Este tiempo "muerto" es óptimo para realizar un servicio DFIT dado que la caída puede durar desde varios días hasta varias semanas, dependiendo de una variedad de factores. La prueba DFIT es ideal porque se realiza antes de que el pozo se ponga en producción, por lo que no habrá pérdidas económicas.

Las pruebas se realizan típicamente una vez por pozo. Sin embargo, según Liu and Ehlig-Economides (2018) hacer dos DFIT sucesivos en la misma perforación, el primero tratado con baja tasa de inyección y un pequeño volumen y luego el segundo con alta tasa y un gran volumen, es una buena práctica para obtener datos confiables.

Análisis de una respuesta típica de presión

El análisis de la presión de fractura durante la inyección proporciona información cualitativa sobre la naturaleza del crecimiento de la fractura, es decir, el confinamiento o el crecimiento en altura, la pérdida excesiva de líquido o la información cuantitativa al comparar los datos de presión registrados con las presiones simuladas por un modelo de computadora.

Una típica respuesta de la presión y su análisis durante una prueba DFIT sería el mostrado en la figura 9:

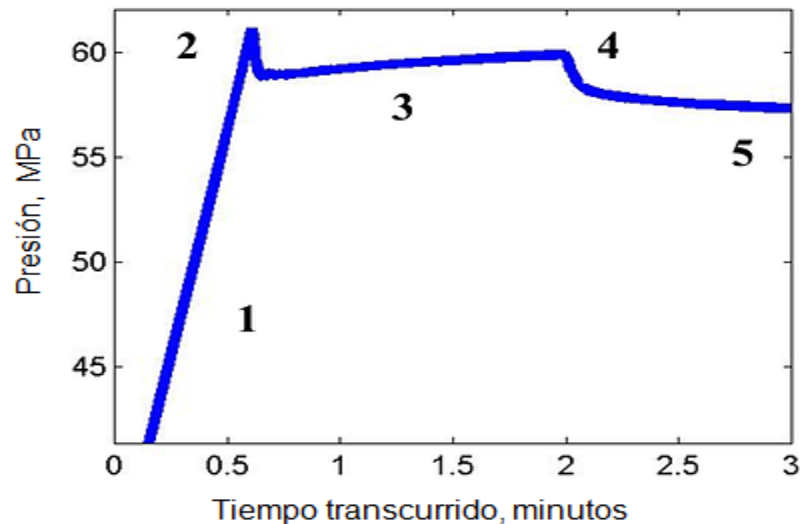


Figura 9. Respuesta típica de presión en una prueba DFIT.
Adaptado de Mark McClure, Agosto 7 2017.

Durante el periodo (1), el pozo es llenado con agua con una bomba desde superficie la cual establece la tasa de inyección, una fractura no ha sido formada y el almacenamiento en el pozo es el que controla la presión, en el periodo (2) ocurre el punto de fuga, la presión de fractura es alcanzada por lo que la fractura hidráulica está siendo propagada sobre la roca del yacimiento, luego la inyección de agua en la superficie es mantenida hasta que la presión en cabeza de pozo se estabilice, durante este tiempo (3) la presión varía lentamente, se detiene la inyección desde superficie y como resultado (4) se obtiene la presión de cierre instantánea, conocida como ISIP por sus siglas en inglés Instantaneous Shut-In Pressure, con la cual se puede determinar eventualmente la presión de cierre de la fractura. La presión del pozo después del cierre se continúa monitoreando (5) hasta encontrar signos de un cierre completo de la fractura y este periodo se evalúa en busca de características de flujo lineal o pseudo-lineal hasta lograr el flujo radial o pseudo-radial los cuales pueden arrojar variables como transmisibilidad y presión inicial de yacimiento.

2.3.6. Interpretación. Con el fin de conocer las características de un yacimiento se han usado a

lo largo de los años las pruebas de presión, su análisis e interpretación, esto provee una detallada descripción del comportamiento de la presión como de otros parámetros necesarios e importantes para la caracterización de un yacimiento.

Para la interpretación de una prueba DFIT primero se debe encontrar la presión de cierre de la fractura para enseguida dividir los datos en dos partes: lo que ocurre antes del cierre de fractura (before closure o BC) y lo que ocurre después del cierre de fractura (after closure o AC). Para obtener resultados fiables, se requiere una interpretación precisa y consistente de los datos obtenidos en estas dos etapas.

Después del cierre de la fractura, la presión se disipa a lo largo de las fracturas siguiendo un patrón de flujo lineal por un corto tiempo, usualmente es seguido por un periodo de flujo bilineal y la presión establecida alrededor de la fractura se propaga en la formación y sufre una transición hacia flujo elíptico para finalmente convertirse en un flujo pseudo-radial, por lo que es importante conocer los regímenes de flujo en una prueba DFIT.

Flujo lineal: El fluido que entra al pozo proviene de la expansión de éste dentro de la fractura y se presenta antes del cierre de la fractura, este periodo de flujo ocurre durante muy un tiempo muy temprano y corto, por lo que no es práctico su análisis en las pruebas de presión. (Figura 10)



Figura 10. Flujo lineal en pruebas DFIT.

Flujo bilineal: Se presenta al existir un régimen de flujo lineal en la fractura y un flujo lineal desde la formación hasta la fractura, se produce únicamente en fracturas de conductividad finita, lo cual implica una caída de presión a lo largo de la fractura.

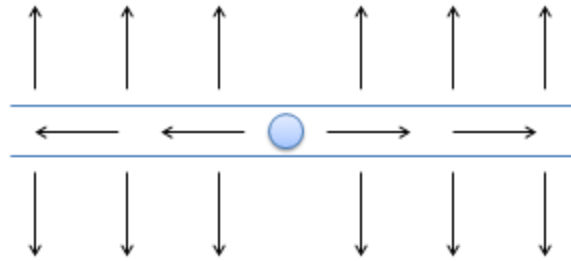


Figura 11. Flujo bilineal en pruebas DFIT.

Flujo pseudo-lineal: Al cerrarse la fractura se presenta un flujo pseudo-lineal, se utiliza el término pseudo debido a que el área de inyección y pérdida de fluido no llega a ser circular completamente. (Figura 12)

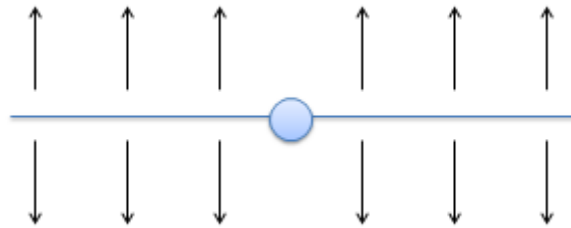


Figura 12. Flujo pseudo-lineal en pruebas DFIT.

Flujo elíptico: Es un periodo de flujo de transición entre el flujo lineal y el flujo radial y se observa únicamente en pozos fracturados ya que la fractura actúa como una extensión del radio del pozo y el flujo se dirige hacia la fractura describiendo una elipse. (Figura 13)

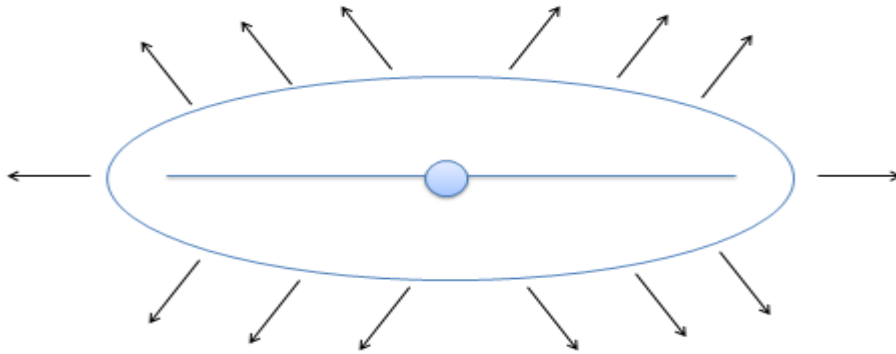


Figura 13. Flujo elíptico en pruebas DFIT

Flujo pseudo-radial: Al cerrarse la fractura y al transcurrir un tiempo considerable se presenta el flujo pseudo-radial, es importante llegar a este tipo de flujo para encontrar parámetros como permeabilidad o transmisibilidad, por lo que el diseño previo de la prueba juega un papel importante ya que el volumen y caudal inyectado influyen directamente con el tiempo que puede transcurrir desde el cierre del pozo hasta la obtención de este tipo de flujo. (Figura 14)

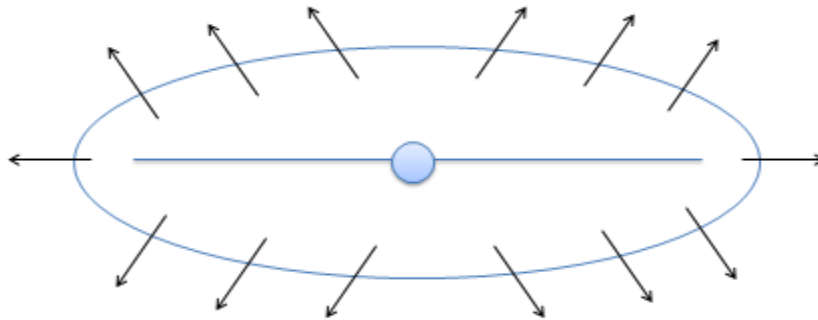


Figura 14. Flujo pseudo-radial en pruebas DFIT

En el análisis de las pruebas DFIT es fundamental examinar varios gráficos resultantes como un todo para que se logre conseguir una mejor comprensión sobre la información que los datos de la prueba están proporcionando por lo cual es de gran importancia conocer los diferentes regímenes de flujo transitorio que ocurren durante la prueba.

2.3.7. Análisis antes del cierre (BC). Con el fin de identificar el cierre de la fractura y el análisis de la caída de presión en tiempos tempranos, este análisis se hace desde el momento de cierre de inyección del fluido hasta el momento en que la fractura se cierra.

Se determinan parámetros como presión de cierre de la fractura, presión de extensión de la fractura, tiempo de cierre, presión neta de extensión, mecanismo de cierre de la fractura, leak-off. Al tener la fractura completamente abierta en el proceso de extensión podemos conocer la presión interior de la fractura y obtener el ISIP y el gradiente de fractura.

$$\text{ISIP} = P. \text{inyección final} - \text{pérdida de carga por fricción}$$

$$\text{gradiente de fractura} = \frac{\text{presión de extensión}}{\text{TVD}}$$

La presión de cierre se halla al tener la condición de presión en equilibrio en la fractura afectada por un esfuerzo, equilibrio entre el esfuerzo externo de la tierra y la presión del fluido.

$$\text{gradiente de cierre} = \frac{\text{presión de cierre}}{\text{TVD}}$$

El tiempo de cierre sería proporcional a la capacidad de flujo de la formación y la presión neta de extensión sería un indicativo de la energía disponible para propagar la fractura.

$$\Delta P_{\text{net}} = \text{ISIP} - \text{presión de cierre}$$

Los cambios de presión-tiempo en la gráfica de la derivada nos indican el mecanismo de cierre de la fractura mostrando lo que sucede físicamente en la geometría de la fractura durante el proceso del cierre.

Leak-off son las características de fuga de la formación y los coeficientes de pérdida de fluido.

Función G. En 1979, Nolte²⁵ introdujo una técnica para determinar la presión de cierre utilizando la hipótesis leak-off de Carter junto con el balance de materia en la fractura creando una función especial del tiempo llamada tiempo-G.

Seguido por varios modelos analíticos o semi-analíticos basados en suposiciones se puede hallar el volumen de fractura durante la caída de presión al asumir una elasticidad lineal y una geometría de fractura 2D, estos modelos van limitados al comportamiento de fuga ideal el cual se define con sus debidos supuestos (Nolte, 1986)²⁶:

- 1) Tasa de inyección constante
- 2) Área de la superficie de la fractura constante después del cierre
- 3) Una única fractura hidráulica principal creada sin fracturas secundarias
- 4) Sumisión constante de la fractura
- 5) Esfuerzo de cierre constante de fractura
- 6) Impacto insignificante de almacenamiento en el pozo (fluido inyectado en superficie fluye hacia la fractura antes de cerrarse)

Teniendo en cuenta diferentes geometrías de fractura amplió la función G, la presión determinada se determinaba mediante gráficos lineales de P vs G, donde la desviación de un comportamiento de línea recta indicaba la presión de cierre.

Sin embargo Barree y Mukherjee (1996)²⁷ describieron varios fenómenos de leak-off comúnmente observados, que incluyen fugas dependientes de la presión, extensión de la punta de la fractura después del cierre, recesión en la altura de la fractura y además añadieron gráficos especializados de la derivada para recocer con mayor precisión las desviaciones de la conducta

²⁵ Nolte, K. G. (1979) Op. Cit.

²⁶ Nolte, K. G. (1986) Op. Cit, 582.

²⁷ Mukherjee, H., Poe, B., Heidt, H., Watson, T., & Barree, R. D. 1995. Effect of pressure depletion on fracture geometry evolution and production performance. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

recta en el gráfico P vs t y recomendaron que funciones como P , dP/dG y GdP/dG fueran graficadas frente al tiempo G .

Se pueden cuantificar muchos parámetros asociados con conductas leak-off, y estos parámetros se pueden usar en el diseño de fractura hidráulica.

Hay que tener en cuenta que, la tasa de fondo de pozo se debe calcular considerando el efecto de almacenamiento. Cuando se deben hacer coincidir los datos de bombeo, se deben usar tanto la tasa de superficie como la tasa de fondo de pozo calibrada.

En el análisis de la función G hay que tener en cuenta que la derivada debe llegar a un pico tras el cierre para comenzar a declinar y es importante tener en cuenta los cuatro tipos de leak-off.

En el leak-off normal, el área de la fractura es constante después del cierre del bombeo de fluido, nos dirá que la permeabilidad del yacimiento es constante y las fracturas secundarias no son significativas por lo que la fuga está dominada en la matriz principal. (Figura 15)

En el leak-off dependiente de la presión, la permeabilidad es variable y depende de la presión siendo un comportamiento causado por fracturas secundarias que causan una caída de presión más rápida.

La recesión de la altura de la fractura va asociado con el cambio en la altura de la fractura por la existencia de fracturas secundarias de gran volumen.

La extensión de la punta de la fractura ocurre cuando la fractura crece incluso después de parar la inyección y ocurre en los yacimientos de más baja permeabilidad porque la energía se libera a través de la pérdida de fluido en los extremos de la fractura.

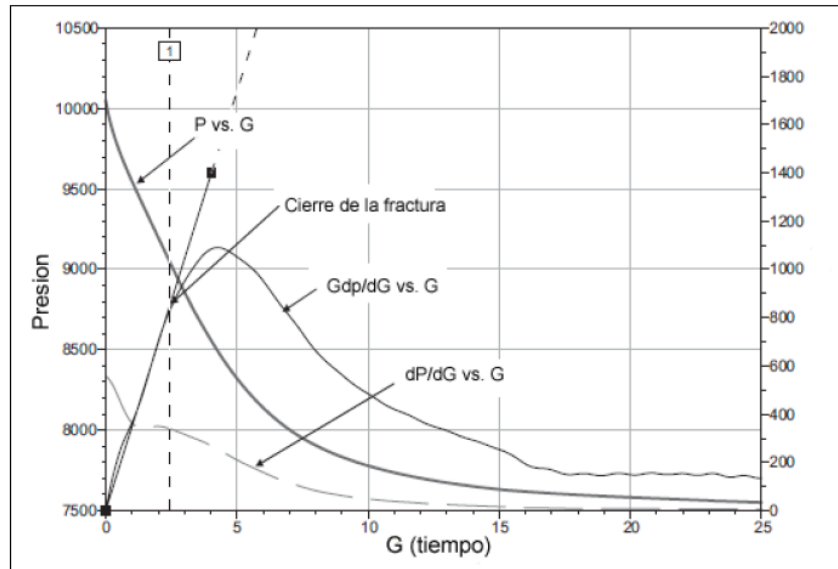


Figura 15. Gráfica de la función G en un leak-off normal.

Adaptado de Barree, R.D., Barree V.L. and Craig D.P. (2009). Holistic fracture diagnostics: Consistent interpretation of prefrac injection tests using multiple analysis methods.

Es importante tener en cuenta que la derivada siempre debe llegar a un pico tras el cierre, como se muestra en la figura 13, y en ese momento la curva comenzará a declinar. El cierre de la fractura se identifica como el punto cuando la derivada de la función g (GdP/dG) comienza a desviarse desde la línea recta.

Presión contra raíz cuadrada del tiempo. Es uno de los métodos principales para calcular la presión de cierre de fractura ya que la pérdida de fluido en la formación se puede establecer en función de la raíz cuadrada del tiempo, es usado comúnmente para confirmar la presión de cierre identificada por el método de la función G. Esta técnica consiste en elevar al cuadrado el intervalo del tiempo de la prueba a partir de la detención de inyección y graficarlo contra el comportamiento de la presión.

Se asume que durante la declinación de la presión existe una tendencia lineal de los datos que representa el régimen de flujo, y un cambio en la pendiente indica el fin de dicho régimen y es asumido como el momento en que la fractura se ha cerrado.

2.3.8. Análisis después del cierre (AC). El análisis de después del cierre de fractura es modelar la respuesta de presión después de la tasa de fuga variable. Esa caída de presión en tiempos tardíos es una buena representación de la respuesta del yacimiento lo que nos permitirá estimar la presión del yacimiento y su permeabilidad aparte que su comportamiento es similar al de un análisis de presión convencional.

El caudal utilizado en el análisis de después del cierre debe calcularse dividiendo el volumen inyectado efectivo total por el tiempo de inyección utilizado para generar graficas de diagnóstico, este modelo de avance se puede generar con la superposición de múltiples tasas de fugas.

Debido al efecto de almacenamiento del pozo, la tasa de fondo de pozo puede no ser igual a la tasa de bombeo en superficie por lo que Liu y Ehlig-Economides (2017)²⁸ proporcionaron una ecuación para calcular la tasa de fondo de pozo utilizando la tasa y la presión registradas en superficie. Las tasas de superficie y de fondo se utilizan para calcular la fricción del pozo, mientras que solo se requiere la tasa de fondo de pozo para calcular las pérdidas por fricción en perforaciones y tortuosidad cerca del pozo. En consecuencia, se requiere que tanto la tasa de superficie registrada como la tasa de fondo de pozo calibrada en tiempo real coincidan con la curva de presión de inyección.

Se debe seguir la función de balance de materiales para modelar cuantitativamente los comportamientos anormales de fuga, y luego se pueden estimar con precisión los parámetros asociados.

²⁸ Ehlig-Economides, C. A., & Liu, G. 2017. Comparison among fracture calibration test analysis models. In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

Los modelos BC o antes de cierre de fractura se basan en un balance de materiales pero la mayoría de modelos asumen la condición de fuga normal lo que conduce a estimaciones erróneas del coeficiente de fuga, la eficiencia del fluido y la geometría de la fractura, debido a que el fluido que fluye hacia las fracturas secundarias de la fractura hidráulica creada no está siendo tomada en cuenta entonces es preciso hacer un balance de materiales riguroso para rastrear el flujo de fluido entre el pozo, la fractura hidráulica, las fracturas secundarias y la matriz de la formación.

Otras propiedades de la fractura secundaria (área de superficie, capacidad de fuga y tensión de reapertura) y las pérdidas por fricción (en el pozo, perforación y tortuosidad) cuantificadas a partir del análisis DFIT, deben considerarse en el diseño de la fractura hidráulica.

Los tres modelos de fractura 2D que son ampliamente usados en análisis de fracturamiento hidráulico y diseño de fracturas son el PKN (Perkins y Kem 1961; Nordgren 1972), el KGD (Zhel'tov 1955; Geertsma y de Klerk 1969) y el radial GDK (Geerstma y de Klerk 1969).

Los tres modelos asumen que la formación es continua y homogénea y que sigue una relación lineal entre el esfuerzo expresado como presión neta y el esfuerzo expresado como amplitud media de la fractura. La amplitud media de la fractura es un parámetro clave porque es el puente que conecta el cambio de presión y el balance de materia.

El análisis de la prueba después del cierre de la fractura (AC) consiste en modelar la respuesta de la presión de formación a la fuga de fluido durante el bombeo y el cierre de la fractura por lo que es necesario considerar el historial de fugas antes del cierre de la fractura (BC). Para generar un modelo consistente que coincida con los datos de BC y AC Liu et al. (2016)²⁹ propusieron un modelo de AC para calcular el régimen flujo de la formación aprovechando la longitud media de la fractura estimada a través del análisis de BC.

²⁹ Liu, G., & Ehlig-Economides, C. 2016. Interpretation methodology for fracture calibration test before-closure analysis of normal and abnormal leakoff mechanisms. In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.

Al estimar la permeabilidad de la formación a través de los modelos sugeridos por Liu et al (2016) y Ehlig-Economides y Liu (2017) la tasa de flujo utilizada debe calcularse dividiendo el volumen total de fugas o el volumen total de bombeo efectivo por el tiempo de inyección que se utilizó para generar gráficos de diagnóstico. La tasa calculada puede que no coincida con el promedio o la tasa de inyección registrada en la superficie durante la inyección por lo que se requiere una estimación precisa del volumen total de fuga o el volumen total de fluido inyectado. Al generar el modelo global directo que incluye los datos BC y AC el proceso de fuga también debe simularse siendo esto un paso esencial para hacer coincidir los datos de campo.

Diseño de fractura hidráulica con parámetros cuantificados a partir del análisis DFIT. La prueba DFIT está diseñada para proporcionar parámetros de entrada para el diseño de fracturas hidráulicas por lo que sus datos deben interpretarse de manera precisa y los parámetros calculados deben usarse adecuadamente en el diseño de las fracturas. Como se mencionó, los modelos de leak-off normales no son adecuados para los análisis DFIT en la mayoría de los casos por lo que se usa el modelo de Liu y Ehlig-Economides (2015)³⁰ para ilustrar como deben usarse los parámetros cuantificados en el diseño de fractura hidráulica.

Los parámetros principales son el coeficiente de fuga, la eficiencia del fluido y la tensión de cierre de la fractura los cuales son cuantificados a partir del análisis DFIT y se utilizan en el diseño de la fractura hidráulica.

Los modelos BC derivados del supuesto de leak-off normal sugerirían seleccionar únicamente la tendencia de cierre final e identifica el cierre de fractura hidráulica en el punto de desviación de la tendencia, luego, el coeficiente de fuga, la eficiencia del fluido y la geometría de fractura se determinan con el cierre identificado. Esta metodología puede proporcionar una estimación

³⁰ Liu, G., & Ehlig-Economides, C. 2015. Comprehensive global model for before-closure analysis of an injection falloff fracture calibration test. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

sólida de la tensión de cierre de la fractura pero una estimación inexacta del coeficiente de fuga de fluido y una mala estimación de la eficiencia del fluido porque el cálculo de fuga no tiene en cuenta la pérdida de fluido en las fracturas secundarias, que podría ser dominante sobre la fractura hidráulica. Para incluir la filtración a través de fracturas secundarias Liu y Ehlig-Economides (2016)³¹ sugieren tener en cuenta múltiples tendencias de cierre, cada una de las cuales representa un área de superficie de fractura diferente. Luego, el área de la superficie de la fractura bajo cualquier presión durante el cierre de la fractura se puede estimar junto con el coeficiente de fuga y la eficiencia del fluido.

El modelo de cierre múltiple de Liu y Ehlig-Economides (2015)³² permite la cuantificación de la tensión de reapertura, la capacidad de fuga y la extensión de cada conjunto de fracturas secundarias. Por lo que con estos resultados se optimiza el diseño de fracturas hidráulicas al promover o prevenir la reactivación de estas fracturas naturales. Por ejemplo, el DFIT puede presentar la característica PDL (fugas dependientes de la presión) si la fractura secundaria es permeable y está conectada con la fractura hidráulica. Para aprovechar estas fracturas secundarias, la presión interna de la fractura hidráulica (excluyendo las pérdidas por fricción) debe diseñarse para que sea mayor que su esfuerzo de cierre durante el tratamiento de fractura hidráulica principal.

Con el modelo de Liu y Ehlig-Economides (2017)³³, las pérdidas por fricción de flujo en el pozo, la perforación y la tortuosidad del pozo cercano se pueden determinar por separado del DFIT siendo de los métodos más confiables para hacerlo.

Diseño de DFIT. En cuanto al diseño de la prueba DFIT Liu y Ehlig-Economides (2018)³⁴ recomiendan que se inyecte en un solo grupo de perforaciones para evitar múltiples iniciaciones

³¹ Liu, G., & Ehlig-Economides, C. 2016. Op. Cit.

³² Liu, G., & Ehlig-Economides, C. 2015. Op. Cit.

³³ Liu, G., & Ehlig-Economides, C. 2017. Op. Cit.

de fractura o de lo contrario no se podrán interpretar los datos del DFIT ya que será difícil estimar la distribución del fluido entre los grupos de perforaciones.

Se deben abordar con cuidado dos parámetros en el diseño del DFIT los cuales son la tasa y el volumen de inyección, para imitar el tratamiento de fractura hidráulica, se debe bombear el mismo fluido de fractura planificado y una velocidad de bombeo relativamente alta.

3. Yacimientos de roca generadora

Cuando se habla acerca de yacimientos de roca generadora se hace alusión a los yacimientos que están formados o se encuentran en rocas madre, estos son de baja permeabilidad y están formados en su mayoría por granos finos o mixtos, con poros más pequeños que evidencian poca interconexión entre ellos. La roca madre se puede clasificar en 6 subgrupos explicados en la tabla 3.

Tabla 3.

Clasificación roca madre

Tipo de roca madre	Descripción
Efectiva	Ha generado y expulsado hidrocarburo.
Potencial	Podría llegar a generar y expulsar petróleo si tiene suficiente madurez termal.
Posible	Alto contenido de TOC pero sin información suficiente para concluir.
Activa	Se encuentra generando y expulsando hidrocarburo en el momento crítico del sistema petrolero.
Inactiva	Ha detenido su proceso de generación y/o expulsión de hidrocarburo pero aún se podría considerar un recurso potencial.
Agotada	Se encuentra en la etapa post-maduración y no cuenta como un prospecto de extracción.

Nota: *Clasificación de la roca madre y su descripción.

³⁴ Liu, G., & Ehlig-Economides, C. 2018. Practical considerations for diagnostic fracture injection test (DFIT) analysis. Journal of Petroleum Science and Engineering, 171, 1138.

En la figura 16 se explica el sistema petrolero de un yacimiento de roca generadora y el de una roca almacén (yacimiento no convencional y yacimiento convencional).

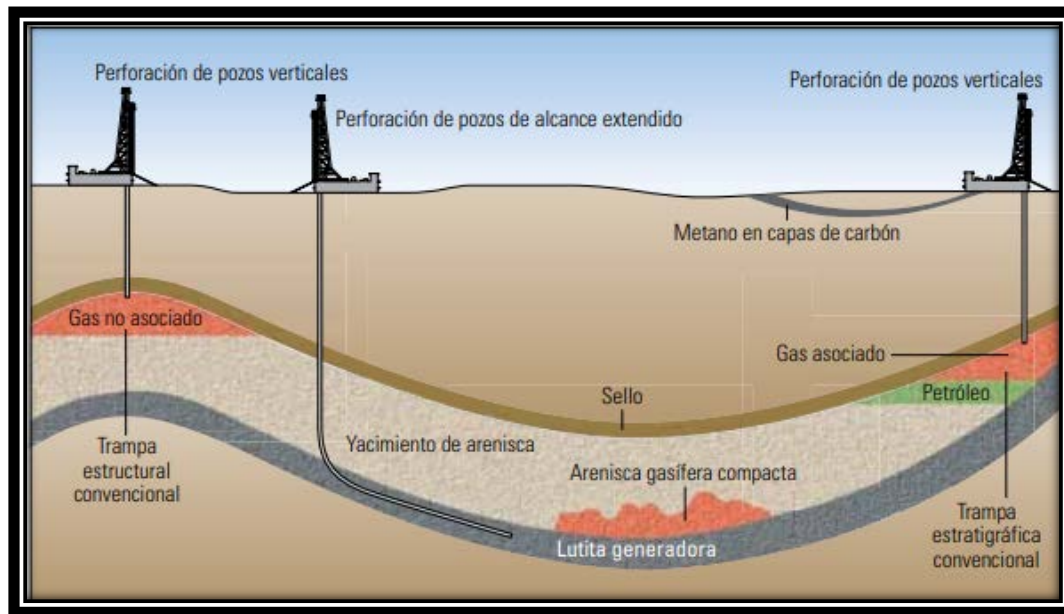


Figura 16. Sistema petrolero.

Adaptado de McCarthy, Niemann, Palmowski, Peters, Stankiewicz, Geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. 2011.

Se consideran rocas generadoras o rocas madres, a aquellas que hacen parte de alguno de estos grupos como, las lutitas bituminosas, arenas, arcillas, margas de foraminíferos, que en zonas petrolíferas de relieve aparecen en grandes espesores formando sedimentos de tipo litoral, ciertas calizas y pizarras bituminosas. Recientes investigaciones geológicas realizadas por Ramos (2012)³⁵ plantean que las rocas generadoras más importantes son las lutitas marinas, aunque ciertas calizas, especialmente las de origen arrecifal, también pudieran haber generado grandes cantidades de petróleo.

Las rocas presentes en los depósitos bituminosos contienen un alto porcentaje de materia orgánica a manera de kerógeno como se puede observar en la tabla 4, en estos depósitos tanto las plantas como los animales pueden suministrar petróleo a los depósitos, pero los grandes

³⁵ Ramos, E. L. 2012. Geología general y de México. México: Trillas.

suministros provienen de los microorganismos que entran en consideración para este proceso. Se ha confirmado la existencia de colessterina y fitosterina en el petróleo, su procedencia de grasas animales y vegetales está probada.³⁶

Tabla 4.

Contenido TOC en las rocas

Calidad de la roca generadora	TOC, %	Pico S₂ de pirolisis, mg de hidrocarburos/g de roca	Peso de EOM, %	Hidrocarburos, ppm
No generadora	<0,5	<2	<0,05	<200
Pobre	0,5-1	2-3	0,05-0,1	200-500
Regular	1-2	3-5	0,1-0,2	500-800
Buena	2-5	5-10	>2	>1200
Muy buena	>5	>10		

Nota: Adaptado de McCarthy, Niemann, Palmowski, Peters, Stankiewicz, Geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. 2011.

También existe un importante suministro de petróleo por parte de los sedimentos marinos arcillosos; Muchos campos petrolíferos se encuentran en zonas de deposición epicontinentales o en aquellas regiones geosinclinales que en un principio eran someras y en las cuales, se acumularon potentes sedimentos litorales, arcillosos o calizos a medida que se iban hundiendo lentamente el fondo.

Los yacimientos de roca generadora que encontramos actualmente en explotación son los provenientes de las lutitas bituminosas, también llamado esquisto bituminoso, o shale oil y shale gas. Estas rocas son de grado medio, notables principalmente por la preponderancia de minerales laminares tales como la mica, la clorita, el talco, la hornblenda, grafito y otros, ejemplos de este tipo de roca se pueden apreciar en la figura 17. Estos yacimientos se

³⁶ Monroe, J., Reed, W. & Pozo, M. 2008. Manual pozo. Geología dinámica y evolución de la tierra. 4^a edición. España: Paraninfo

caracterizan por tener una baja permeabilidad y porosidad, un depósito de este tipo puede tener una matriz con una permeabilidad aproximada de 1 a 100 nd y una porosidad menor de 10%. En la figura 18 se pueden observar la diferencia en la cantidad de microporos (espacios en azul) encontrados en una roca convencionales y en una no convencional.

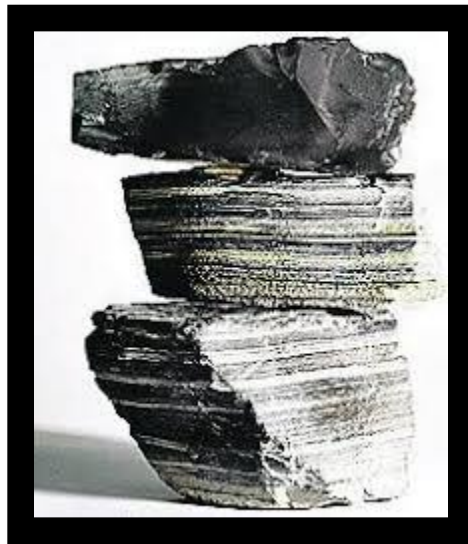
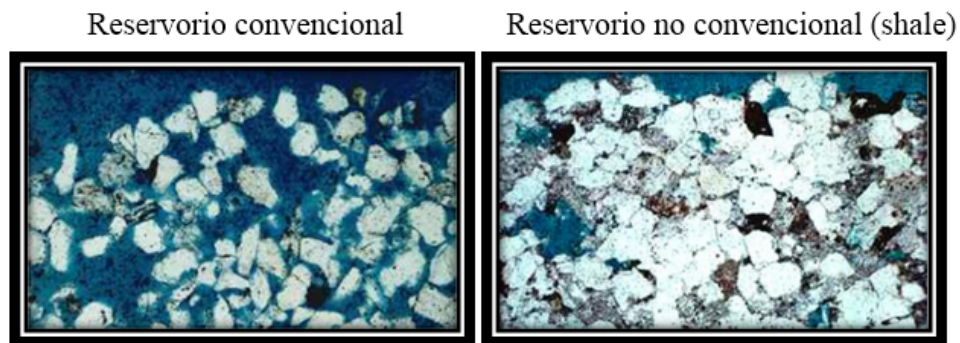


Figura 17. Lutitas bituminosas.
Adaptado de ECO inteligencia.2019. Shale gas.



Porosidad y permeabilidad moderada Porosidad y permeabilidad muy bajas

Figura 18. Comparación reservorio convencional con uno no convencional.
Adaptado de James, Monroe, Wicander, Manuel pozo. (NETL) National Energy Technology Laboratory. Geología dinámica y evolución de la tierra. 4 °a edición. (2008)

3.1 Shale gas

Las formaciones de esquisto que contienen gas son rocas generadoras las cuales experimentaron ciertas condiciones geológicas, de presión, temperatura, además del paso del tiempo en este caso millones de años y de la compactación. Este tipo de rocas son lutitas bituminosas con la suficiente cantidad de kerógeno como para producir hidrocarburo a través de procesos químicos como la pirólisis y la hidrogenación. La composición del esquisto es: Carbono=80%, Hidrógeno=10%, Oxígeno=6%, Nitrógeno=3% y Azufre=1%. Los yacimientos de shale gas contienen usualmente entre 3-10% de TOC (Total organic carbon).

Las pruebas con la reflectancia de la vitrinita (R_o) demuestran que este tipo de yacimientos tienen un buen porcentaje de maduración terminal, generalmente entre 2 y 3% (R_o) lo que indica que el calentamiento de la roca está incentivando la transformación del kerógeno presente en hidrocarburo.³⁷ (Tabla 5)

Tabla 5.

Rango de reflectancia con vitrinita.

Rango de reflectancia con vitrinita (R_o)	Generación	Madurez termal
>2	Zona de gas seco	Sobremadura
$1,5 < R_o < 2$	Zona de gas húmedo	sobremadura
$1,2 < R_o < 1,5$	Zona de gas condensado	Sobremadura
$1,3 < R_o < 0,6$	Ventana de aceite	Madura
$R_o < 0,5$	No generación importante	Inmadura

Adaptado de Flores. 2011. Evaluación Petrolífera de la Cuenca Manabí, Costa Ecuatoriana. Tesis de pregrado. Universidad Central de Ecuador, 391p.Ecuador.

3.1.1 Composición. Estas rocas están formadas principalmente por mica, grafito, clorita, talco y hornblenda (minerales que pertenecen al grupo de los anfíboles), además de cuarzo y minerales

³⁷ Jackson.1997. Glossary of Geology, fourth edition American Geological Institute.

silicatos y aluminosilicatos. En el caso del shale gas estas son rocas de esquistos sedimentarias que están compuestas además por arcillas y sedimentos. El origen de estas es de compuestos tanto orgánico e inorgánico, procedente de ecosistemas acuáticos como lagos, lagunas y áreas estuarinas. Cuando las plantas mueren en esos ambientes acuáticos anaeróbicos, los bajos niveles de oxígeno evitan su descomposición completa.³⁸

3.1.2 Porosidad en los yacimientos de shale gas. Los yacimientos de shale gas tienen una muy baja porosidad, por lo general menor al 10%, los poros que se encuentran en la matriz de estos son más pequeños que los encontrados en las rocas de producción convencional, la mayor cantidad de espacios porosos que se pueden encontrar están en la matriz y en las fracturas naturales o inducidas. Un ejemplo de las fracturas que se pueden encontrar usualmente en rocas de esquistos se ilustra en la figura 19, en esta se muestran micro fracturas a 7000 ft.

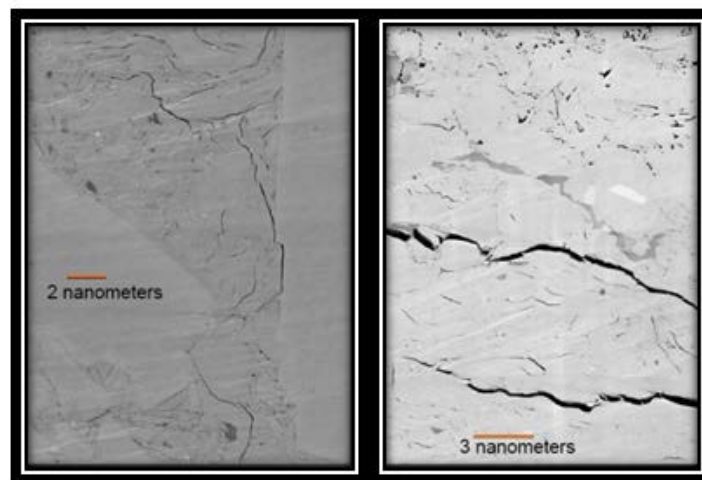


Figura 19. Microfracturas en gas shale.

Adaptado de Mogollón Monroy. 2013. Yacimientos no convencionales: Clasificación, características y técnicas de exploración y explotación.

3.1.3 Permeabilidad en los yacimientos de shale gas. Caracterizar yacimientos de este tipo es un gran reto de ingeniería ya que además de ser usualmente formaciones naturalmente

³⁸ Lee, Sang, Kim, Hong. 2019. Integrative understanding of shale gas reservoirs. Springer.

fracturadas tienen una ultra baja permeabilidad en su matriz y en sus fracturas, estas se encuentran en el rango de los nanodarcy. Esta condición demanda pruebas mucho más extensas y complejas que contemplan además la posibilidad de encontrar gas libre que puede ser adsorbido por las partículas de carbono y alterar las estimaciones de las pruebas. La presencia de este gas adsorbido es una de las principales diferencias entre este tipo de yacimientos y de los shale oil, el efecto de este gas puede ser analizado en un simulador numérico el cual supone que la formación es fracturado naturalmente (sistema de doble porosidad) con un pozo horizontal que contiene múltiples fracturas transversales. Los valores estimado de gas adsorbido se pueden apreciar en la figura 20 que varía en un rango de 0-80 scf/ton de esquisto. La simulación indica que este gas paulatinamente puede llegar a contribuir en la producción del yacimiento, este efecto puede demorar cerca de un año después de iniciada la producción, entonces no tendrá un aporte significativo al proceso inicial pero si influenciara significativamente al evaluar el potencial del yacimiento.³⁹

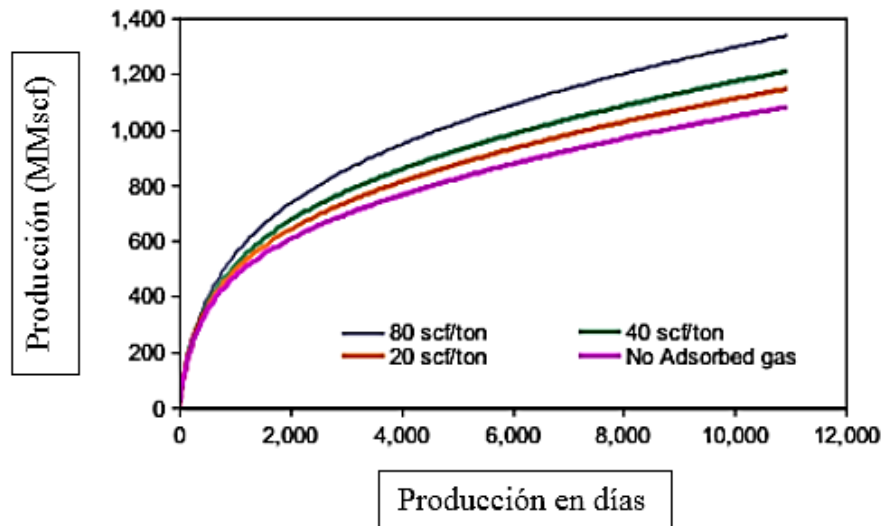


Figura 20. Adsorción del gas.

³⁹ Soliman, Kabir. 2012. Testing unconventional formations. Society of Petroleum Engineers.

Adaptado de Soliman, Kabir. 2012. Testing unconventional formations. Society of Petroleum Engineers.

3.2 Shale oil

Es conocido también como petróleo de esquisto y se refiere a los hidrocarburos líquidos que se encuentran atrapados en una roca madre la cual tiene muy baja permeabilidad y que no permite que migre a una trampa. Estos crudos son recursos muy similares a los del petróleo convencional y su diferencia principal radica en que la materia orgánica alojada en la roca generadora no ha sido sometida a las condiciones de calor y presión necesarias para generar hidrocarburos líquidos.

Cabe aclarar que la denominación oil shale designa a la roca mientras que shale oil designa al hidrocarburo obtenido de ella. De esta manera podemos decir que los oil shale son rocas sedimentarias de grano fino que cuentan con un aspecto negrozco y son formados por la consolidación de la materia inorgánica y orgánica en capas relativamente impermeables de poco espesor, un ejemplo de esta se muestra en la figura 21.

Estos están constituidos por abundante materia orgánica, hasta el 25% de la totalidad de la roca, dividida esencialmente entre kerógeno (80%) y bitumen (20%). Carrillo, 2011⁴⁰.

A ciertas condiciones de presión y temperatura el material orgánico del oil shale se fragmenta alcanzando la ventana de generación de petróleo, sin embargo, este petróleo generado es dependiente de la calidad de su kerógeno y del grado de madurez alcanzado. A diferencia del shale gas las pruebas con la reflectancia de la vitrinita (R_o) demuestran que estos yacimientos no tienen un buen porcentaje de maduración termina, generalmente entre 0,6 y 0,8% (R_o) lo que indica un menor grado de transformación del kerógeno.

⁴⁰ Carrillo B, L. 2011. Esquistos Bituminosos: Oil Shale". Oficina de estudios económicos OSINERGMIN.

Debido a la baja porosidad del oil shale, el petróleo no se puede almacenar en su espacio poroso por lo tanto se almacena en fracturas naturales que la roca posee formando grandes depósitos de petróleo, el hidrocarburo queda sellado por la roca de baja permeabilidad que imposibilita la fácil extracción por lo que debe ser producido mediante pozos horizontales y utilizado fracturamiento hidráulico, un espécimen de oil shale se mostrará a continuación:



Figura 21. Espécimen de oil shale.
Adaptado de Ostesis. 2016.

3.2.1 Composición. La materia orgánica de los oil shale se compone de restos de algas, esporas, polen, cutículas y fragmentos fibrosos de plantas. Sus yacimientos pueden contener también minerales no orgánicos y metálicos, incluyendo alumbre, Nahcolita (NaHCO_3), Dawsonita (NaAlCO_3), azufre, sulfato de amonio, vanadio, zinc, cobre, uranio y otros.⁴¹

El componente mineral del oil shale es variable, algunas están compuestas de minerales de carbonato que incluyen calcita (CaCO_3), dolomita (MgCO_3) y siderita (FeCO_3), con cantidades menores de minerales de aluminosilicato. Para otras, es lo contrario, los minerales de silicato son dominantes incluyendo minerales como el cuarzo, feldespato y la arcilla, mientras que los

⁴¹ Dyni, John R. 2006. Geology and resources of some world oil-shale deposits. USGS (U.S. geological survey publication).

carbonatos son un componente menor. Muchos yacimientos de oil shale contienen cantidades pequeñas de minerales de sulfuro incluyendo pirita (FeS_2) y marcasita (FeS_2) con la misma fórmula que la pirita pero una forma de cristal diferente a la pirita, lo que indica que los sedimentos probablemente se acumularon en aguas anaeróbicas que impidieron la destrucción de la materia orgánica mediante la descomposición de organismos y la oxidación.

3.2.2 Permeabilidad en los yacimientos de shale oil. La permeabilidad del oil shale es esencialmente cero, porque los poros están llenos de un material orgánico no desplazable. En general, el oil shale constituye un sistema altamente impermeable, por lo tanto, uno de los principales desafíos de cualquier proyecto es la creación de un grado adecuado de permeabilidad en la formación.

En las pruebas realizadas a este tipo de rocas se puede evidenciar la dependencia de la porosidad o la permeabilidad con la temperatura y los contenidos orgánicos. Al calentar a $510\text{ }^\circ\text{C}$ ($950\text{ }^\circ\text{F}$), se nota un aumento obvio en la porosidad del oil shale. Estas porosidades, que varían de 3% al 6% v/v del volumen inicial, representaban esencialmente los volúmenes ocupados por la materia orgánica antes del tratamiento. Por lo tanto, su porosidad aumenta a medida que avanza la reacción de pirólisis.

La descomposición térmica de los carbonatos minerales, como el carbonato de magnesio (MgCO_3) y el carbonato de calcio (CaCO_3), que ocurre activamente alrededor de $380\text{-}900\text{ }^\circ\text{C}$ ($715\text{-}1650\text{ }^\circ\text{F}$) también produce un aumento en la porosidad.

3.2.3 Porosidad en los yacimientos de shale oil. La porosidad del oil shale no puede determinarse por los métodos utilizados para determinar la porosidad de las rocas de yacimientos de petróleo crudo, porque la materia orgánica en el shale existe en forma de sólido y es esencialmente insoluble.

Sin embargo, las partículas inorgánicas contienen una estructura de microporos, aproximadamente 2.36% - 2.66% v/v y aunque las partículas minerales tienen un área superficial apreciable, 4.24 - 4.73 m²/g para el oil shale capaz de producir de 29 a 75 galones por tonelada en el ensayo de Fischer, la medición de la porosidad puede limitarse a las características de la superficie externa más que a la estructura de poros real. En el proceso de producción del shale oil, las propiedades químicas y físicas del oil shale juegan un papel importante.

La baja porosidad, baja permeabilidad y la alta resistencia mecánica de la matriz del shale oil hacen que el proceso de extracción sea menos eficiente al hacer que el transporte masivo de reactivos y productos sea mucho más difícil. Además, los cambios en las propiedades en función de la temperatura y la presión presentan implicaciones de la evolución de estas propiedades para la explotación in situ y el modelado de cuencas.⁴²

3.3 Aplicación pruebas DFIT en los yacimientos de roca generadora

En los recientes años, los yacimientos no convencionales han tenido mucha atención por la cantidad de recursos que contienen siendo el primer paso entender las propiedades de estos yacimientos. La prueba de inyección para el diagnóstico de fractura (DFIT) es una buena técnica para estimar estos parámetros pero desafortunadamente los modelos actuales de DFIT no involucran las complejas redes de fracturas causadas por fracturas naturales, fisuras y microfracturas.

Por lo que para comprender mejor las propiedades de los yacimientos no convencionales, Chen, Liao y Zhang (2019)⁴³ presentan un nuevo modelo generalizado para el análisis posterior al cierre (AC) del DFIT con geometrías de fracturas complejas. Para reducir la brecha entre la

⁴² Speight J. 2019. Shale oil and gas production processes.

⁴³ Chen, Liao y Zhang. 2019. A new model for diagnostic fracture injection test (DFIT) complexity in unconventional reservoirs. International Journal of Hydrogen Energy.

teoría y la práctica ellos introducen el modelo que se basa en un método de elemento límite con geometrías de fractura aleatorias causadas por fracturas naturales, fisuras y microfracturas. Primero, se demuestra la flexibilidad del modelo por diferentes casos de fracturas complejas, en las que se encuentran las redes de fracturas de fisura abierta (OFFN), redes de fracturas en forma de árbol (TLFN), redes de fracturas múltiples dendríticas (DMFN) y redes de fracturas mutuamente ortogonales (MOFN), (figura 22).

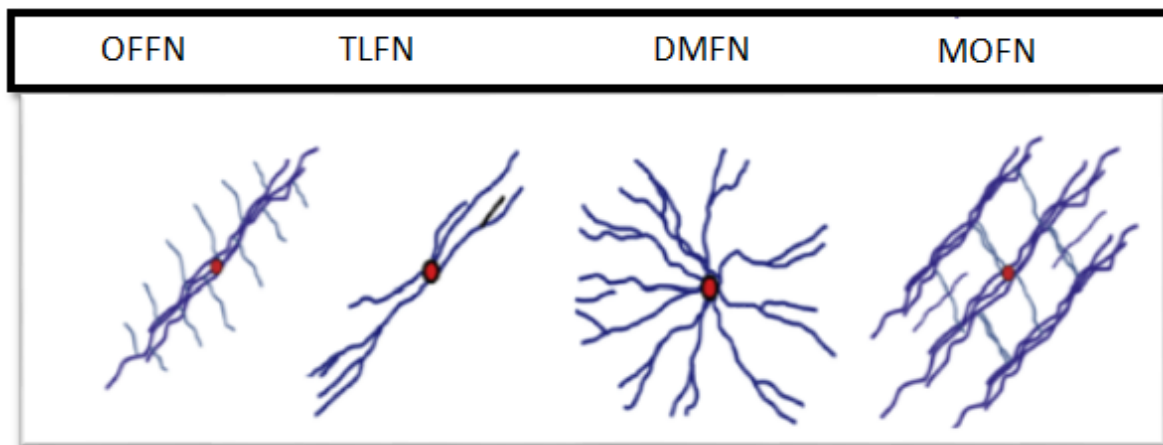


Figura 22. Geometrías comunes de fracturas causadas por fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales.

Adaptado de Chen, Z., Liao, X., Zhang, J., (3 de Mayo de 2019). A new model for diagnostic fracture injection test (DFIT) complexity in unconventional reservoirs.

Se ha encontrado que varios casos de redes de fractura que exhiben diferentes comportamientos de presión transitoria como las mostradas en la figura 23, pueden ser una buena herramienta para identificar la geometría y parámetros del yacimiento. Subsecuentemente, la confiabilidad del modelo es demostrada mediante su validación y un estudio de caso de la complejidad del DFIT utilizando las gráficas log-log basadas en la solución del modelo.

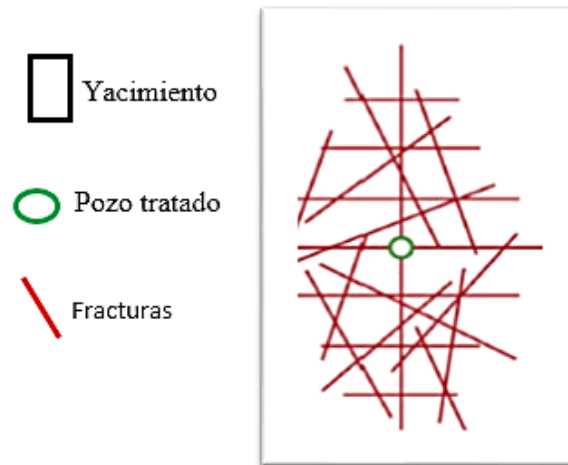


Figura 23. Modelo físico de geometrías de fracturas complejas para DFIT.

Adaptado de Chen, Z., Liao, X., Zhang, J., (3 de Mayo de 2019). A new model for diagnostic fracture injection test (DFIT) complexity in unconventional reservoirs.

3.3.1 Suposiciones. Las suposiciones para el modelo desarrollado son: yacimiento homogéneo, isotrópico y semi-infinito sellado en los límites del tope y de la base, fluido de una sola fase y ligeramente compresible, flujo tipo Darcy, se ignora el flujo vertical y los efectos de la gravedad, anchura de la fractura es constante, el flujo de la fractura es 1D a lo largo de su longitud y una tasa fija de inyección.

La solución del modelo se desarrolló en tres pasos: La discretización de las fracturas complejas en múltiples segmentos para describir la verdadera geometría, obtención de ecuaciones para hacer finalmente la solución del algoritmo. Aunque el DFIT es una fractura hidráulica a pequeña escala, la base de propagación de la fractura es la misma que la estimulación de fractura hidráulica de mayor volumen. Por lo tanto, las geometrías de fractura comunes anteriores pueden crearse durante el DFIT en depósitos no convencionales, con las fracturas, fisuras y microfracturas naturales preexistentes. Usando los modelos simplificados de esas geometrías de fractura comunes, se estudian los comportamientos de presión de velocidad

constante. Para que los comportamientos de presión se entiendan mejor, se utiliza la geometría de fractura de dos alas (FW) mostrada en la figura 24 como comparación.

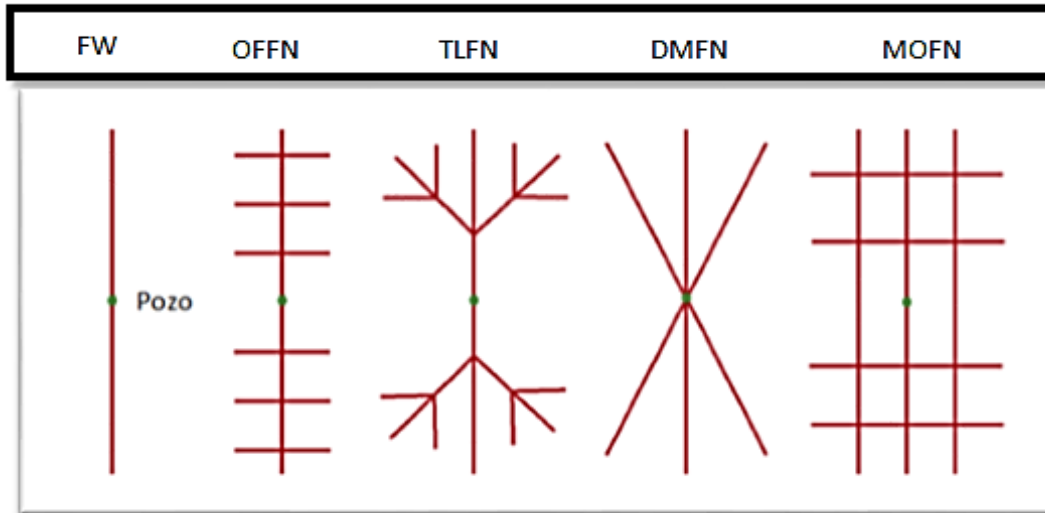


Figura 24. Fractura de dos alas y geometrías simplificadas de fracturas usadas en este modelo. Adaptado de Chen, Z., Liao, X., Zhang, J., (3 de Mayo de 2019). A new model for diagnostic fracture injection test (DFIT) complexity in unconventional reservoirs.

En comparación con la fractura de dos alas, la derivada de presión de OFFN tiene una "forma de valle". La derivada de presión de TLFN también tiene una "forma de valle". La "forma de valle" de TLFN dura más pero es más débil que la de OFFN. Muy diferente de OFFN o TLFN, no hay "forma de valle" en la derivada de presión adimensional de DMFN. Sin embargo, hay una "joroba" en la derivada de presión adimensional de DMFN. Para MOFN, una "forma de valle" causada por las fracturas conectadas indirectamente se produce en su derivada de presión, que se puede esperar físicamente. Además, se produce una línea recta de pendiente unitaria aproximada, que refleja un flujo dominado por un pseudo límite. (Figura 25).

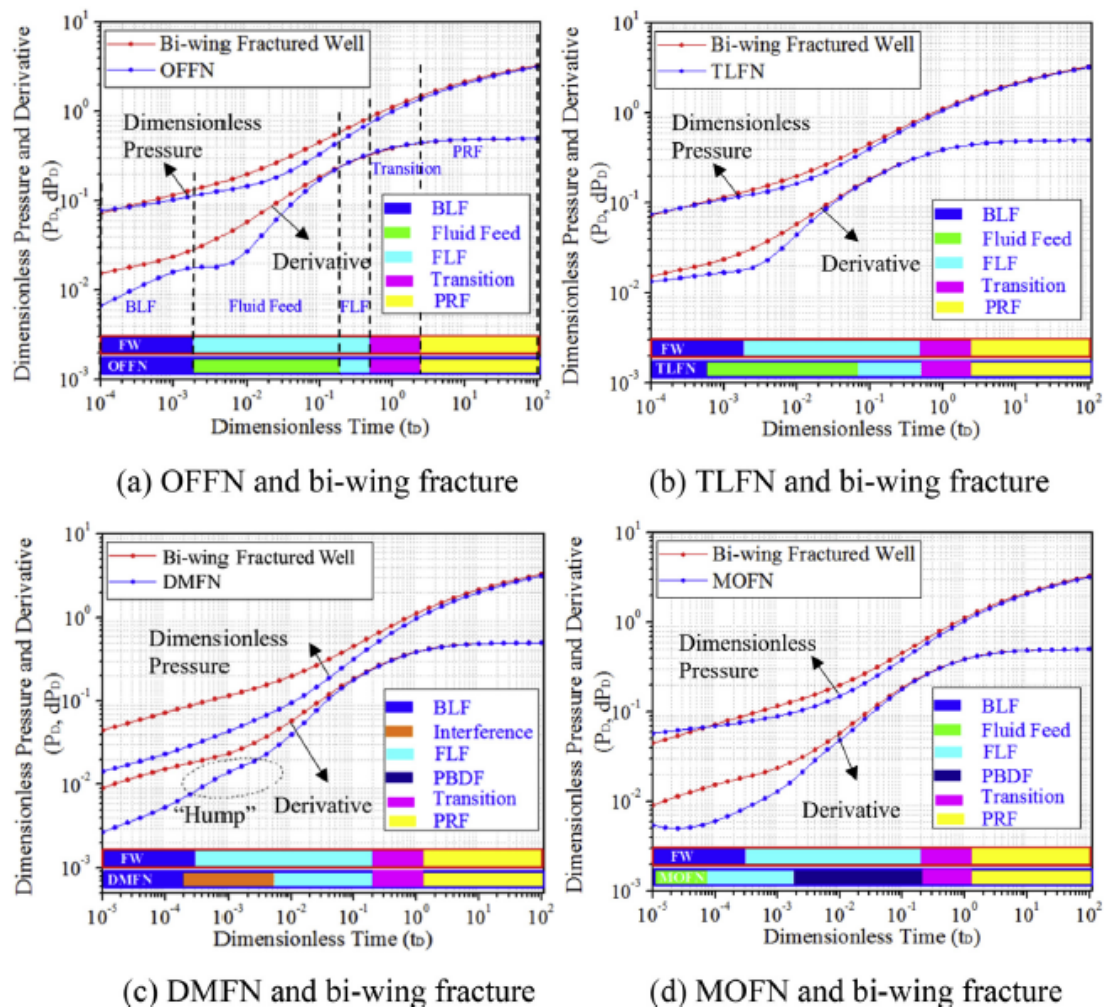


Figura 25. Comparación entre regímenes de flujo de cuatro geometrías de fractura comunes y la fractura de dos alas.

Adaptado de Chen, Z., Liao, X., Zhang, J., (3 de Mayo de 2019). A new model for diagnostic fracture injection test (DFIT) complexity in unconventional reservoirs.

Con lo anterior se puede decir que, varios casos de fractura exhiben diferentes comportamientos transitorios de presión, lo que puede proporcionar una buena herramienta para identificar las geometrías de fractura con parámetros del reservorio. Un ejemplo de una prueba de DFIT en un yacimiento no convencional se analiza utilizando las gráficas de diagnóstico log-log. Los resultados muestran que las geometrías de fractura, así como los parámetros de la formación y el rango de valores estimados del modelo propuesto son razonables alrededor de los valores conocidos de la prueba.

3.3.2 Aplicación pruebas DFIT en Shale gas. En los yacimientos de shale gas las pruebas DFIT arrojan 3 importantes piezas de información: presión inicial del reservorio, presión de cierre de fractura, y ciertas medidas acerca de la conductividad en la formación. La conductividad de la formación y la presión del reservorio son utilizadas para comprender y estimar la productividad de la formación. La presión de cierre es utilizada para el diseño de fractura y para la optimización del tamaño y tipo de apuntalante que será utilizado para mantener las fracturas inducidas abiertas, ilustrado en la figura 26. Las pruebas permiten predecir el comportamiento que tendrá la conductividad de cada tipo de apuntalante en función del estrés aplicado, considerando el estrés como la diferencia entre la presión de cierre de fractura determinado en las pruebas DFIT y la presión de flujo dentro de la fractura.⁴⁴

Gracias a los estudios de las pruebas DFIT Soliman, Agustín (2011)⁴⁵ afirmaron que la relación de movilidad en el reservorio cumple un papel crucial en presencia de una fractura hidráulica (que se puede encontrar en muchos reservorios de esquisto), encontraron que al tener una relación de movilidad desfavorable (el fluido de desplazamiento es más móvil que el fluido desplazado) produce un mejor resultado de la prueba. Esta observación implica que para los diseños de fractura se debe tener en cuenta la relación de movilidad del fluido inyectado y de los fluidos en el yacimiento. Esto lleva a pensar que al igual que en las pruebas realizadas a los reservorios de aceite cuando se utiliza salmuera para interpretar el comportamiento de la formación se podrían utilizar fluidos inertes como el nitrógeno o el CO₂ en reservorios de gas para encontrar estas relaciones de movilidad y obtener estimaciones más cercanas a la realidad.

⁴⁴ Soliman, Kabir. 2011. Testing unconventional formations. Society of Petroleum Engineers.

⁴⁵ East, Soliman, Augustine. 2011. Methods for enhancing far-field complexity in fracturing operations. Society of Petroleum Engineers.

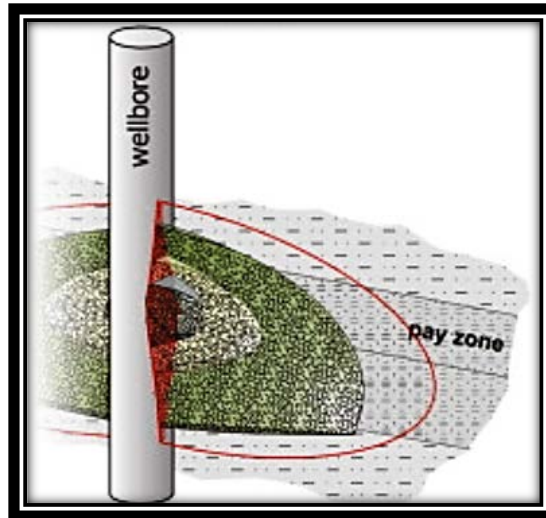


Figura 26. Material apuntalante. (Proppant)
Adaptado de Proppant. Energy education. 2015.

3.3.3 Aplicación pruebas DFIT en Shale oil. Los yacimientos de shale oil presentan grandes retos en la industria ya que además de tener una permeabilidad y porosidad relativamente nulas se encuentran a profundidades mayores que los shale gas, pueden encontrarse yacimientos alrededor de los 3 kilómetros. Además, estos reservorios presentan un sistema de fractura mucho más complejo, estas son más pequeñas y angostas que las encontradas en las rocas gas shale, adicionalmente tienen una pobre conexión entre sí. Entonces para poder realizar las pruebas DFIT en este tipo de yacimientos es necesario recrear un sistema múltiple de fracturas transversales que ayudará al desarrollo fiable de las pruebas.⁴⁶

Las pruebas DFIT representan una gran ventaja a la hora de simular reservorios de shale oil, durante las pruebas se puede realizar un periodo corto de inyección que dura entre 15-30 minutos, después se procede a cerrar el pozo por un extenso periodo, este cierre permitirá estimar la presión de cierre. Estos periodos de cierre pueden durar entre 7-10 días, tiempo durante el cual se alcanzará el flujo radial del pozo que permitirá estimar además la permeabilidad. Las pruebas

⁴⁶ Jizhou Tanga, Ehlig-Economides, Fanc, Caid, Maoe. 2019. A microseismic-based fracture properties characterization and visualization model for the selection of infill wells in shale reservoirs. Journal of Natural Gas Science and Engineering.

de caída de presión obtenidas con DFIT pueden ser analizadas de dos formas, la primera es el análisis antes del cierre que puede ser interpretada con la gráfica de la función G definida por Nolte⁴⁷ en 1979 e ilustrada en la figura 27, mientras que la prueba corta de inyección mostrada en la figura 28 puede ser utilizada para análisis el comportamiento de la formación después del cierre. Gracias a los análisis de las gráficas obtenidas en las pruebas se puede llegar a un entendimiento más amplio de la formación que permitirá crear un diseño de fractura cercano a la realidad y posteriormente conllevará a resultados más fiables de las estimaciones que se quieran obtener.

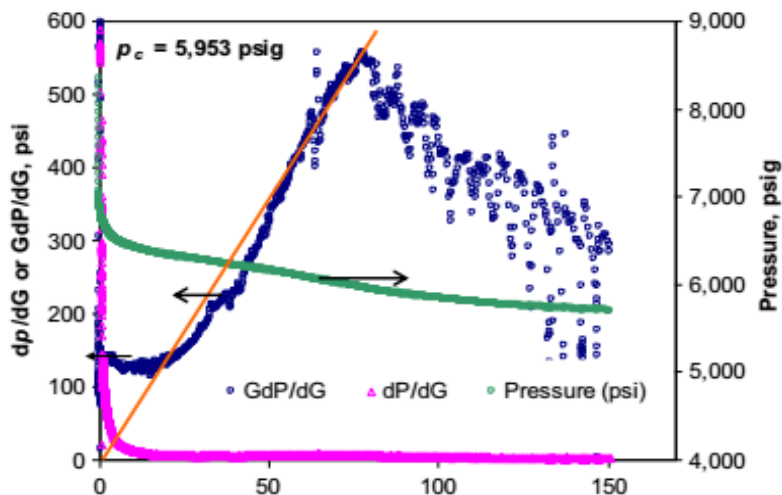


Figura 27. Funcion G.

Adaptado de Tanga, Ehlig-Economides, Fanc, Caid, Maoe. 2019. A microseismic-based fracture properties characterization and visualization model for the selection of infill wells in shale reservoirs.

⁴⁷ Nolte, K. G. (1979). Op. Cit.

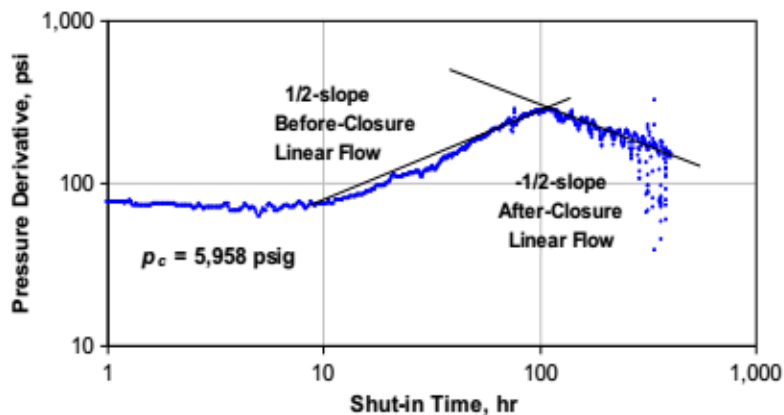


Figura 28. Prueba corta de inyección.

Adaptado de Tanga, Ehlig-Economides, Fanc, Caid, Maoe. 2019. A microseismic-based fracture properties characterization and visualization model for the selection of infill wells in shale reservoirs.

4. Conclusiones

- Por cerca de medio siglo las pruebas DFIT han sido una valiosa herramienta para la industria petrolera, desde sus inicios con las pruebas de Nolte que permitieron recrear un modelo radial que ayudó a la estimación de la permeabilidad de formación hasta la actualidad en donde su uso es ampliamente aceptado para el diseño de un modelo de fractura que permita entender con claridad a corto y largo plazo el comportamiento que tendrá el yacimiento en su tiempo de producción.
- El escenario más frecuente en el que se utiliza la prueba es la obtención de parámetros para el diseño de un fracturamiento en yacimientos no convencionales debido al poco tiempo ejecución y por ello es importante determinarlos a partir de varios métodos, ya sea por los modelos de la función G o la raíz cuadrada del tiempo, y de esta manera asegurar la lectura precisa de la misma.

- A la hora de realizar estudios en yacimientos de roca generadora las pruebas DFIT son una herramienta clave para entender de una manera más completa el comportamiento de un yacimiento con ultra baja permeabilidad y porosidad, estimando parámetros como permeabilidad de la formación, presión de cierre de fractura, presión del reservorio, fugas hacia yacimiento adyacentes.

5. Recomendaciones

- Se recomienda analizar las pruebas DFIT por varios métodos para evitar cualquier lectura errónea de uno de sus datos, revisar métodos como la síntesis directa de Tiab, graficas especializadas o análisis de Nolte con los mencionados en libro y de esta manera minimizar los posibles errores que se puedan presentar en la lectura de la prueba.
- En este proyecto se estudian las bases para el entendimiento de la prueba DFIT y su análisis, sin embargo para un trabajo de diseño de fractura en tiempo real se recomienda diseñar un software con los modelos, métodos y suposiciones incluidos en el mismo.
- Las pruebas DFIT constituyen una gran herramienta a la hora de entender el comportamiento de los yacimientos, pero al existir aun ciertas condiciones que limitan el conocimiento se recomienda la constante actualización de los parámetros y ecuaciones que rodean las pruebas para así obtener un resultado más cercano a la realidad.

Referencias bibliográficas

- Behnam Zanganeha; Christopher R. Clarkson; Robert R. Hawkes; Jack R. Jones. 2019. A new DFIT procedure and analysis method: An integrated field and simulation study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Carrillo B, L. 2011. Esquistos Bituminosos: Oil Shale”. Oficina de estudios económicos OSINERGMIN.
- Chen, Z., Liao, X., & Zhang, J. 2019. A new model for diagnostic fracture injection test (DFIT) complexity in unconventional reservoirs. *International Journal of Hydrogen Energy*. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Clarkson, C.R., Williams-Kovacs. 2013. A new method for modelling multi-phase flowback of multi-fractures horizontal tight oil wells to determine hydraulic fracture properties. *Society of Petroleum Engineers*.
- Clay Kurison*, Huseyin Sadi Kuleli, Ahmed H. Mubarak, Ali Al-Sultan, Saad J. Shehri. 2019. Reducing uncertainty in unconventional reservoir hydraulic fracture modeling: A case study in Saudi Arabia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Craig, D. P., Odegard, C. E., Pearson Jr, W. C., & Schroeder, J. E. 2000. Case history: observations from diagnostic injection tests in multiple pay sands of the mamm creek field, piceance basin, Colorado. *Society of Petroleum Engineers*.
- Doblas, M. 1998. Slickenside kinematic indicators. *Tectonophysics*.
- Dyni, John R. 2006. *Geology and resources of some world oil-shale deposits*. USGS (U.S. geological survey publication).
- East, Soliman, Augustine. 2011. *Methods for enhancing far-field complexity in fracturing operations*. *Society of Petroleum Engineers*.

- Ehlig-Economides, C. A., & Liu, G. (2017, January). Comparison among fracture calibration test analysis models. In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Flores. 2011. Evaluación Petrolífera de la Cuenca Manabí, Costa Ecuatoriana. Tesis de pregrado. Universidad Central de Ecuador, 391p.Ecuador.
- Geertsma, J., & De Klerk, F. 1969. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. Journal of Petroleum Technology.
- Hagoort, J. 1981. Waterflood-induced Hydraulic Fracturing. PhD Thesis. Delft University.
- Howard, G. C., & Fast, C. R. 1957. Optimum fluid characteristics for fracture extension. In Drilling and production practice. American Petroleum Institute.
- Jackson.1997. Glossary of Geology, fourth edition American Geological Institute.
- James S. Monroe. Reed Wicander. Manuel pozo. 2008. Geología dinámica y evolución de la tierra. 4 ºa edición.
- Jizhou Tanga, Ehlig-Economides, Fanc, Caid, Maoe. 2019. A microseismic-based fracture properties characterization and visualization model for the selection of infill wells in shale reservoirs. Journal of Natural Gas Science and Engineering.
- Lee, Sang, Kim, Hong. 2019. Integrative understanding of shale gas reservoirs. Springer.
- Liu, G., & Ehlig-Economides, C. (2016, February). Interpretation methodology for fracture calibration test before-closure analysis of normal and abnormal leakoff mechanisms. In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.

- Liu, G., & Ehlig-Economides, C. 2015, September. Comprehensive global model for before-closure analysis of an injection falloff fracture calibration test. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Liu, G., & Ehlig-Economides, C. 2018. Practical considerations for diagnostic fracture injection test (DFIT) analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, 1133-1140.
- Lopez Ramos. 2012. *Geología General Tomo I* 5ª. Edición.
- Mayerhofer, M. J., & Economides, M. J. 1993. Permeability estimation from fracture calibration treatments. In SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.
- Monroe, J., Reed, W. & Pozo, M. (2008). *Manuel pozo. Geología dinámica y evolución de la tierra*. 4ª edición. España: Paraninfo
- Mukherjee, H., Poe, B., Heidt, H., Watson, T., & Barree, R. D. 1995. Effect of pressure depletion on fracture geometry evolution and production performance. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Nelson, Lenox y Ward, jr. 1987. *The American Association of Petroleum Geologists Butlclin*, volumen 71, páginas 357-367.
- Nelson, R. A. 1985. *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs*, Gulf Pub. Co., Houston. Segunda edición.
- Nolte, K. G. 1979. Determination of fracture parameters from fracturing pressure decline. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

- Nolte, K. G. 1986. A general analysis of fracturing pressure decline with application to three models. *SPE Formation Evaluation*, 1(06), 571-583.
- Nordgren, R. P. 1972. Propagation of a vertical hydraulic fracture. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(04), 306-314.
- Özkaya, I. 1988. A simple analysis of oil-induced fracturing in sedimentary rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 5(3), 293-297
- Perkins, T. K., & Kern, L. R. 1961. Widths of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 13(09), 937-949.
- Ramos, E. L. 2012. *Geología general y de México*. México: Trillas.
- Roberto Aguilera; Argentina cities service, Mendoza; H. K. Van Poollen; H. K. Van Poollen and associates, inc., littleton, Colorado. 1977. Current status on the study of naturally fractures reservoirs. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*.
- Sneddon, i., & elliott, h. 1946. The opening of a griffith crack under internal pressure. *Quarterly of Applied Mathematics*, 4 (3), 262-267.
- Soliman, Kabir. 2012. *Testing unconventional formations*.
- Speight J. 2019. *Shale oil and gas production processes*.
- Van Poollen, H. K., & Aguilera, R. 1977. Current status on the study of naturally fractured reservoirs. *The Log Analyst*, 18(03).
- Varela, R. A., & Maniere, J. L. 2016. Successful dynamic closure test using controlled flow back in the Vaca Muerta formation. In *SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium*. Society of Petroleum Engineers.

- Zanganeh, B., Clarkson, C. R., Hawkes, R. R., & Jones, J. R. 2019. A new DFIT procedure and analysis method: An integrated field and simulation study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 63, 10-17.
- Zheltov, Y. P., & Khristianovich, S. A. 1955. On hydraulic fracturing of an oil-bearing stratum. *Izv. Akad. Nauk SSSR. Otdel Tekhn. Nauk*, 5(3), 41.