

**ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DFIT APLICADAS A POZOS
VERTICALES DE ARENAS APRETADAS POR MEDIO DE LA SÍNTESIS
DIRECTA DE TIAB**

NATHALIA ANDREA ARDILA ÁNGULO

COD. 2103095

SUSAN LIZETH SARMIENTO NAVAS

COD. 2092210

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DFIT APLICADAS A POZOS
VERTICALES DE ARENAS APRETADAS POR MEDIO DE LA SÍNTESIS
DIRECTA DE TIAB**

NATHALIA ANDREA ARDILA ÁNGULO

COD. 2103095

SUSAN LIZETH SARMIENTO NAVAS

COD. 2092210

Trabajo de Grado para optar al título de: Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR:

M. Sc OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

CODIRECTOR

Dr. DJEBBAR TIAB

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

Escribir este libro fue realmente un reto para mí, pero encontrar las palabras perfectas para agradecer a quienes contribuyeron a que hoy esté procurando componer esta dedicatoria, lo será aún más.

Antes que nada está Dios, quien me dio la fuerza en los momentos que parecía no haber salida, en quien pude confiar secretamente todas mis alegrías y preocupaciones.

A mis Padres, que me dieron la oportunidad de estudiar y formarme como profesional, que me acompañaron, aconsejaron y me dieron su ejemplo de esfuerzo y amor profundo, para así estar siempre firme en mi proceso.

A mis hermanas y mis sobrinos que me regalaron lo mejor de sí, su amor y compañía alegraron mis días e hicieron de esta experiencia algo mucho más valioso.

A Susan, porque es mi amiga en la profundidad que sugiere la palabra, cuando es auténtico el sentimiento. Y porque juntas logramos superar los retos que supone desarrollar una tesis de grado satisfactoriamente.

Y a todos mis amigos, compañeros y colegas con los que compartí estos cinco años, mil gracias por cada experiencia.

Nathalia Andrea Ardila Angulo

DEDICATORIA

*Porque ellos son las alas que necesito, las sonrisas que me despiertan.
A Dios, que es mi padre y mi guía, quien nunca me abandona y siempre me tiene
preparado para más de lo que yo puedo imaginar.*

*A mis padres y mi hermana, quienes con su amor iluminaron mis días, con su
tenacidad y dedicación fueron mi ejemplo a seguir y con su paciencia soportaron
mis momentos más difíciles.*

Les dedico mis triunfos a ellos porque sencillamente son mi razón de vivir.

*A mis abuelos, porque su presencia es una verdadera bendición y quiero
enorgullecerlos hasta que Dios lo permita. A mi tiuchis, por su orientación
espiritual. A mis tíos y primos, por la confianza que siempre han depositado en mí.*

*A Nathalia, que antes de ser mi compañera de tesis fue mi amiga; en ella reconocí
un semejante, una hermana y por eso con ella es con quien decidí emprender mi
último viaje; acompañado de algunas traspasadas, mucho a café e infinitas
carcajadas. A Natalia, Maria y Camilo, quienes han estado ahí de principio a fin
para compartir mis triunfos y tristezas, siempre ahí para alentarme a seguir
adelante con una palabra, consejo o simplemente sacándome un sonrisa.*

*A los amigos que estuvieron a mi lado estos cinco años, un logro más madurando
juntos y a quienes entraron en mi vida en este tiempo, mi familia UIS, porque
llenaron de alegría cada momento de esta etapa. Que bendición haber conocido
personas tan especiales.*

A las personas que están al lado del camino...

Susan Lizeth Sarmiento Navas

AGRADECIMIENTOS

Las autoras de este proyecto de grado quieren dar agradecimiento a:

A la **Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, nuestra gloriosa universidad gracias por que con su nombre obtenemos un sello distintivo de inteligencia, responsabilidad y humanismo que nos marcara por el resto de nuestras vidas.

A la **Universidad de Oklahoma**, por habernos abierto las puertas de tan prestigiosa universidad para llevar a cabo el desarrollo del presente trabajo.

Al **Doctor Djebbar Tiab**, por compartir con nosotras su tiempo y sus amplios conocimientos en el campo.

A nuestra directora de este trabajo, **Msc. Olga Patricia Ortíz Cancino**, por haber sido el pilar fundamental en el aprendizaje de este tema, agradecemos su tiempo y carisma invertido en nuestro aprendizaje.

A **Doctor Freddy escobar**, por su amable disposición de ayuda e invaluable orientación, por el conocimiento y la colaboración brinda para el correcto desarrollo del proyecto.

Al Ingeniero **Fernando Portela**, por ofrecernos sus valiosas orientaciones en el desarrollo de este trabajo, el tiempo dedicado y la enorme ayuda en las consultas que requerimos a la hora del desarrollo del proyecto.

A todas las personas que han contribuido directa e indirectamente con éste trabajo de manera positiva, gracias a todas y cada una de las personas que nos escucharon hablar emocionadas sobre este trabajo, a los que se nos cruzaron en nuestro camino, y a los que no lo hicieron más fácil, a los que se fueron y a los que se quedaron, a los que siempre tendrán las puertas abiertas para volver, y sobre todo, gracias a la vida que nos ha dado tanto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD	22
1.1. TIPOS DE FORMACIÓN DE BAJA PERMEABILIDAD	22
1.1.1. Shales	22
1.1.2. Arenas Apretadas	23
1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	24
1.2.1. Parámetros considerados en el fracturamiento hidráulico	25
1.2.1.1. Presión de Cierre	25
1.2.1.2. Pérdida de Fluidos	25
1.2.1.3. Mecánica del fracturamiento hidráulico	25
1.2.1.4. Presión de Poro	27
1.2.2 Modelos de Flujo	27
1.2.2.1. Flujo lineal	27
1.2.2.2. Flujo bilineal	28
1.2.2.3. Flujo lineal en la formación	28
1.2.2.4. Flujo elíptico	29
1.2.2.5. Flujo Pseudo-radial	30
1.2.3. Técnicas para su Diagnóstico	30
1.3. PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD	31
1.4. PRUEBAS DFIT	32
1.4.1. Objetivos	32
1.4.2. Consideraciones	32
1.4.3. Procedimiento	33
1.4.3.1. Procedimiento mecánico de la prueba	36

1.4.4. Regímenes de flujo en una Prueba DFIT	37
1.4.4.1. Flujo Lineal	37
1.4.4.2. Flujo Pseudo-Lineal	38
1.4.4.3. Flujo Pseudo-Radial	38
1.4.5. Modelamiento de la fractura para la selección de los volúmenes de inyección, flujos e intervalos de la prueba	39
1.5 SINTESIS DIRECTA DE TIAB	40
1.5.1. Síntesis directa de TIAB para pozos hidráulicamente fracturados	41
2. MÉTODOS DE ANÁLISIS PARA PRUEBAS DFIT	42
2.1. ANÁLISIS ANTES DEL CIERRE	43
2.1.1. Análisis de la función g.	45
2.1.2. Raíz cuadrada del tiempo	54
2.1.3 ISIP	56
2.1.4. Gráfica Especializada	57
2.1.5 Jones Et Al	58
2.2. ANÁLISIS DESPUÉS DEL CIERRE	60
2.2.1. Análisis de Nolte	60
2.2.2. Benelkadi and TIAB	71
3. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	72
3.1. ANÁLISIS ANTES DEL CIERRE	72
3.2. ANÁLISIS DESPUÉS DEL CIERRE	73
3.3. PROCEDIMIENTO PASO A PASO	80
3.4 MODELO SINTÉTICO	81
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A EJEMPLOS DE CAMPO	90
4.1. CASO 1	90
4.2. CASO 2	94
4.3. CASO 3	97

4.4 CASO 4	101
4.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS	104
5. ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE CAMPO POR OTRAS METODOLOGÍAS	106
5.1 CASO 1	106
5.2 CASO 2	108
5.3 CASO 3	112
5.4 CASO 4	114
6. CONCLUSIONES	117
7. RECOMENDACIONES	119
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	120
BIBLIOGRAFÍA	123

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades establecidas para el sintético de presión	82
Tabla 2. Comparación de resultados Sintético de Presión	89
Tabla 3. Parámetros CASO 1	90
Tabla 4. Parámetros CASO 2	94
Tabla 5. Parámetros CASO 3	97
Tabla 6. Parámetros CASO 4	101
Tabla 7. Comparación de resultados Caso 1 y Caso 2	104
Tabla 8. Comparación de resultdos Caso 3 y Caso 4	104

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de una fractura ideal.	24
Figura 2. Flujo lineal en la fractura	27
Figura 3. Flujo bilineal	28
Figura 4. Flujo lineal en la formación	29
Figura 5. Flujo elíptico	29
Figura 6. Flujo Pseudo-radial	30
Figura 7. Respuesta típica de la presión en una prueba DFIT	34
Figura 8. Proceso Gradual e incompleto de un cierre de fractura.	36
Figura 9. Flujo lineal en DFIT	38
Figura 10. Flujo Pseudo-Lineal en DFIT	38
Figura 11. Flujo Pseudo-Radial en DFIT	39
Figura 12. Representación gráfica de la función G para un leak-off normal.	49
Figura 13. Representación gráfica de la función G para un leak-off dependiente de la presión.	50
Figura 14. Representación gráfica de la función G para un leak-off con recesión de la altura de la fractura o almacenamiento variable	52
Figura 15. Representación gráfica de la función G para un leak-off de extensión de la punta de la fractura	53
Figura 16. Representación gráfica de la raíz del tiempo para un leak-off normal.	54
Figura 17. Representación gráfica de la raíz del tiempo para un leak-off dependiente de la presión.	55
Figura 18. Representación gráfica de la raíz del tiempo para un leak-off con extensión de la punta de la fractura.	56
Figura 19 Gráfico ISIP	57
Figura 20. Cierre de la fractura	59

Figura 21. Gráfica para hallar régimen de flujo. Flujo Radial	66
Figura 22. Grafica para hallar régimen de flujo. Flujo Pseudo Lineal	66
Figura 23. Gráfica de análisis para un régimen de Flujo Radial	68
Figura 24. Gráfica de análisis por medio de la Función de Horner	69
Figura 25. Grafica de análisis por medio de la Función Lineal.	70
Figura 26. Propiedades del yacimiento	83
Figura 27. Información PVT	83
Figura 28. Resultado Sintético de Presión	84
Figura 29. Resultado Sintético de Presión	84
Figura 30. Presión Vs Tiempo	85
Figura 31. Derivada de la Presión	86
Figura 32. Derivada de la Presión y la presión Vs tiempo	87
Figura 33. Derivada de la Presión y la presión Vs tiempo	88
Figura 34. Presión vs tiempo de cierre Caso 1	91
Figura 35. Derivada de la presión Caso 1	92
Figura 36. Presión y derivada de la presión vs tiempo Caso 1	92
Figura 37. Identificación Flujo radial Caso 1	93
Figura 38. Presión Vs tiempo Caso 2	95
Figura 39. Derivada de la presión Caso 2	95
Figura 40. Presión y derivada de la presión Vs tiempo Caso 2	96
Figura 41. Identificación flujo radial Caso 2	97
Figura 42. Presión vs tiempo Caso 3	98
Figura 43. Derivada de la Presión Caso 3	98
Figura 44. Presión y derivada de la presión vs tiempo Caso 3	99
Figura 45. Identificación del flujo radial Caso 3	100
Figura 46. Presión vs tiempo Caso 4	101
Figura 47. Derivada de la Presión Caso 4	102
Figura 48. Presión y derivada de la presión vs tiempo Caso 4	102
Figura 49. Identificación del flujo radial Caso 4	103
Figura 50. Análisis de los parámetros de cierre por la Función-G Caso 1.	107

Figura 51. Presión de fondo Vs. Función FR- Nolte Caso 1	107
Figura 52. Análisis después del cierre Caso 1	108
Figura 53. Análisis de los parámetros de cierre por la Función-G Caso 2.	110
Figura 54. Análisis de los parámetros de cierre por el método de la raíz cuadrada Caso 2.	110
Figura 55. Análisis después del cierre Caso 2.	111
Figura 56. Presión de fondo Vs. Función FR- Nolte Caso 1	112
Figura 57. Presión de fondo Vs la raíz cuadrada del tiempo Caso 3	113
Figura 58. Identificación del flujo radial para la determinación de la permeabilidad Caso 3	114
Figura 59. Presión de fondo Vs la raíz cuadrada del tiempo Caso 4	115
Figura 60. Identificación del flujo radial para la determinación de la permeabilidad Caso 4	116

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DFIT APLICADO A POZOS VERTICALES DE ARENAS APRETADAS POR MEDIO DE LA SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB*

AUTORES: NATHALIA ANDREA ARDILA ANGULO
SUSAN LIZETH SARMIENTO NAVAS**

PALABRAS CLAVES: Pruebas de calibración, TDS, DFIT, yacimientos no convencionales

DESCRIPCION:

La determinación de ciertos parámetros del yacimiento como la transmisibilidad, permeabilidad y presión de poro es esencial para lograr una óptima producción. En yacimientos no convencionales de baja permeabilidad correr una prueba de presión convencional para la determinación de dichos parámetros no es viable debido al tiempo que este toma, por esto, las pruebas DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test) fueron desarrolladas con el objetivo de crear una pequeña fractura que permita una conexión entre la cara del pozo y la formación y así lograr un método eficaz para el registro de la respuesta de la presión en este tipo de yacimientos.

Este proyecto presenta una revisión bibliográfica de diferentes métodos de análisis de las pruebas DFIT, adicionalmente una nueva forma de analizar las pruebas de calibración DFIT aplicado en pozos verticales de arenas apretadas. Este método se refiere a la *Síntesis Directa de Tiab (TDS)* la cual se basa en una gráfica log-log de la presión y la derivada de la presión para analizar los resultados de las pruebas. Se analiza e identifica la intersección de ciertos puntos característicos y las pendientes de varias porciones de líneas a fin de identificar los diferentes regímenes de flujo

Para el desarrollo de este estudio se realizó un sintético de presión el cual prueba la veracidad del método, adicionalmente 4 casos de campo son presentados y sus resultados son comparados con otras técnicas de análisis como lo son Benekadi y Tiab y G-Function. Finalmente se concluye que la técnica TDS puede ser usada de una manera efectiva y precisa en la interpretación de las pruebas DFIT en yacimientos de arenas apretadas.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de petróleo, Director: Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector: Djeebar Tiab.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF TIAB'S DIRECT SYNTHESIS TECHNIQUE TO DIAGNOSTIC FRACTURE INJECTION TEST IN VERTICAL TIGHT GAS ROCKS*.

AUTHORS: NATHALIA ANDREA ARDILA ANGULO
SUSAN LIZETH SARMIENTO NAVAS**

KEY WORDS: Calibration tests, Tiab's Direct Synthesis Technique TDS, Diagnostic Fracture Injection Test DFIT, Tight Gas Reservoirs

DESCRIPTION:

To achieve optimal production from unconventional reservoirs, it is essential to determine reservoir parameters such as transmissibility, permeability and pore pressure. An accurate way to achieve this is to conduct in-situ pressure transient test. For unconventional reservoirs like tight rock the challenge is to try to inject a fluid into or withdraw fluid from the pore network; therefore, the Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT) have been developed in order to create an analyzable pressure decline response.

This project presents a method to analyze DFIT. This method is referred to as *Tiab's Direct Synthesis Technique (TDS)* which utilizes the characteristic intersection points and slopes of various straight line portions to identify different flow regimes from a log-log plot of pressure and pressure derivative data and then be able to obtain the reservoir parameters. Moreover a bibliographic revision about the most important theories to analyze DFIT is presented.

Finally, field examples and the development of a pressure synthetic are presented to illustrate the accuracy of this technique, in addition to this the results are compared with those from Benelkadi and Tiab^[13] and Nolte Approach^[4]. At the end it is concluded that TDS Technique can be used as an effective and accurate method to interpret DFIT tests.

* Undergraduate project.

** Physicochemical Engineering Collage, Petroleum Engineering School, Director: Olga Patricia Ortiz Cancino. Co-director: Djeebar Tiab.

INTRODUCCIÓN

Las pruebas de presión en pozos han experimentado un desarrollo significativo en las últimas décadas. Estas pruebas se basan ya sea en la producción o la inyección de un fluido en el pozo, el pozo posteriormente es manipulado mediante su cierre en superficie buscando crear de un evento transitorio dentro del yacimiento. Como resultado se obtienen diversas respuestas de la presión del yacimiento en forma de datos numéricos, los cuales posteriormente se evalúan por diferentes métodos con el fin de obtener las propiedades del yacimiento.

Un problema que presentan las pruebas de presión cuando se desea analizar rocas apretadas y rocas de esquisto es que por lo general el tiempo necesario para alcanzar el flujo radial es muy largo debido a las bajas permeabilidades que presentan este tipo de formaciones; asimismo, resulta costoso e inapropiado cerrar el pozo durante un largo período de tiempo con el fin de realizar una prueba de presión. En lo que respecta a la ejecución de una prueba de presión en este tipo de yacimientos es necesario aplicar un método alternativo rentable y que permita una medición acertada de algunos parámetros de la formación.

La prueba de presión DFIT, llamada así por sus siglas en inglés Diagnostic Fracture Injection Test es apropiada para formaciones de baja permeabilidad. Esta prueba es realizada en un yacimiento para medir el estado de sus esfuerzos locales y las propiedades físicas de la formación mediante la inyección de un fluido adecuado por un corto período de tiempo para lograr la creación y análisis de la extensión de una pequeña pero representativa fractura hidráulica, seguida por un período de cierre hasta que el flujo radial pueda ser abordado.

Con esta prueba se busca establecer una geometría representativa de la fractura hidráulica y los esfuerzos de la formación pues esto muestra lo que se espera ver en el depósito a medida que la fractura es causada. Posteriormente, el fluido que se mueve hacia el yacimiento presenta una respuesta de presión transitoria que es función de la permeabilidad de la formación y del tipo de fuga o leak-off. Asimismo, se observa la recuperación elástica de la roca durante el cierre, en este momento la roca misma empuja el fluido fuera de la fractura, conduciendo la fractura al cierre. Una vez la fractura reacciona a este equilibrio de esfuerzos entre la roca y la presión del fluido, habrá un cambio en la forma de la caída de presión que ya no se ve afectada por mecanismos desplazamiento central (fractura) sino por una disipación dentro del yacimiento controlada por la ecuación de la difusividad y por la transmisibilidad de la formación.

La prueba DFIT tiene como objetivo final proporcionar datos acertados para una interpretación fiable que ayude a dar la mayor cantidad de información disponible acerca del yacimiento tratado.

Métodos sofisticados que identifican los regímenes de flujo y permiten un análisis de presión se han desarrollado a lo largo de los años. A pesar de que DFIT es una prueba contemporánea muchos autores han refinado teorías y enfoques para analizar este tipo de pruebas. A partir de estos avances en el análisis de las pruebas DFIT, radica la importancia de aplicar la técnica TDS, por sus siglas en inglés Tiab's Direct Synthesis Technique, al análisis de DFIT. Este método es un enfoque simplificado y preciso para obtener los parámetros del yacimiento.

Es por esto que se ha decidido desarrollar un estudio que permita analizar las pruebas DFIT por medio de la técnica TDS para poder hallar respectivos parámetros de yacimiento. Para esto, los autores inician en el Capítulo 1 con una introducción hacia los yacimientos de interés en general, lo cuales son de baja permeabilidad y para el desarrollo de las pruebas DFIT la formación debe ser

fracturada hidráulicamente, por lo que se debe hacer mención de los parámetros considerados en el fracturamiento hidráulico y los modelos de flujo que se pueden presentar durante la realización de la prueba, modelos transitorios que son de gran utilidad pues se pueden relacionar directamente con características del yacimiento. Se introducirá también en el capítulo 1 hacia las pruebas DFIT, sus objetivos y procedimiento mecánico. Así como a el método de la Síntesis Directa de Tiab, TDS, método por el cual se desarrolla este estudio.

Es importante comprender los métodos que existen actualmente para analizar las pruebas DFIT, por lo que en el Capítulo 2 se explicara dicho análisis por el conjunto de métodos más usado por la industria, los cuales se complementan de un análisis antes y otro después del cierre de la fractura.

A continuación, el Capítulo tres discute en detalle el desarrollo de la metodología de análisis de las pruebas DFIT por medio del método TDS, el cual es probado mediante un modelo sintético a fin de confirmar su veracidad; Para posteriormente aplicar dicha metodología a ejemplos de campo, como se muestra en el Capítulo cinco, donde se obtienen los resultados esperados los cuales se exponen en el capítulo seis y son comparados con los resultados obtenidos por diferentes métodos existentes.

Finalmente se presenta este trabajo con conclusiones obtenidas en base a este estudio.

1. YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD

1.1. TIPOS DE FORMACIÓN DE BAJA PERMEABILIDAD

1.1.1. Shales. Desde los principios de la industria moderna del petróleo y el gas, los geólogos han seguido una ruta convencional para la exploración, buscar rocas madres impregnadas de hidrocarburos, encontrar rocas de calidad de yacimiento en las que los hidrocarburos puedan acumularse e Identificar un mecanismo de entrapamiento para luego perforar un pozo.

No obstante, se está produciendo una revolución en la industria del petróleo. Las rocas que en el pasado eran de poco interés, excepto como rocas madres potenciales, hoy en día se buscan activamente como yacimientos potenciales es el caso de las llamadas lutitas orgánicas o como es mejor conocido shales.

Las lutitas son rocas de granos finos que se forman por la compactación de partículas del tamaño de limos y arcillas. El sesenta por ciento de la corteza sedimentaria de la tierra está compuesta por lutita, y es la roca madre más importante de la mayoría de los depósitos convencionales de hidrocarburos en todo el mundo. Debido a que las lutitas se formaron a partir de lodo, a menudo se las llama lodolitas o fangolitas. Las lutitas se diferencian de las otras arcillitas y lodolitas en que están laminadas en estratificaciones muy finas lo que significa que pueden separarse o quebrarse en láminas en el sentido de su propia estructura laminar. Dependiendo de su madurez y mineralogía, también pueden fracturarse con gran facilidad.

Estas rocas son las Lutitas gasíferas y aunque algunos expertos, décadas atrás conocían la existencia de gas en las profundas lutitas, no existía la manera de

recuperarlo de manera productiva. Actualmente, con el uso del fracturamiento hidráulico (llamado también “fracking”) combinado con la perforación horizontal, es posible extraer gas natural de distintas cuencas de lutitas

1.1.2. Arenas Apretadas. Con el rápido crecimiento en la demanda de recursos en yacimientos convencionales se ha convertido en un reto lograr producir económicamente otro tipo de yacimientos no convencionales como lo son las arenas apretadas. Law y Curtis (2002) definieron estos reservorios como yacimientos de muy baja permeabilidad, logrando dar un excelente concepto de lo que verdaderamente son, “yacimientos que no pueden ser producidos a tasas de flujos rentables o volúmenes enormes de gas natural que no pueden ser recuperables a menos que el pozo sea estimulado ya sea fracturándolo hidráulicamente o haciendo pozos horizontales o multilaterales”. Las arenas apretadas son provenientes de areniscas muy “apretadas” de baja porosidad y permeabilidad (inferior a 0,1 milidarcy) y que se encuentran a altas profundidades. Cabe resaltar que el grado de permeabilidad de una roca está relacionado con la habilidad de pasar un fluido por un medio poroso y depende del tamaño y forma del poro, y de las interconexiones existentes. La mayoría de los yacimientos de gas apretado se formaron en la Era Paleozoica, lo que significa que tienen por lo menos 251 millones de años de edad.

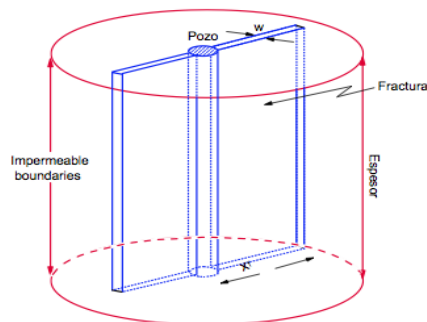
A diferencia de los yacimientos convencionales, los cuales son muy pocos pero muy fáciles de producir, los yacimientos no convencionales son mucho más comunes pero con gran dificultad a la hora de producirlos. Una adecuada implementación de una tecnología de recobro y un ajuste en el precio del gas son la clave esencial para el desarrollo de estos reservorios. Para esto es necesario tener presente diferentes aspectos y pruebas tales como, petrofísica, pruebas de presión, pruebas de perforación, competición, estimulación, ingeniería de yacimientos y los análisis económicos para poder lograr una evaluación y viabilidad del proyecto que se pueda presentar. Muchas de estas areniscas

apretadas se encuentran entre 11 mil y 13 mil pies de profundidad y en cuanto al espesor se han reportado que varían entre 1500 a 3500 pies, lo cual ha representado un reto tecnológico para la producción de los mismos. De esta manera yace la importancia del fracturamiento hidráulico, método por el cual este tipo de yacimientos son producidos.

1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO [1]

Cuando un pozo es fracturado hidráulicamente, la presión se eleva en la formación hasta su agrietamiento. Un fluido que contiene arena o material de sostén es entonces colocado en la fractura. El fluido se separa de las partículas sólidas (arena) dentro de la formación y al retirarlo la fractura se cierra pero con el material de sostén adentro de modo que la fractura no cierra completamente. La Fig. 1 representa una fractura ideal. El objetivo del fracturamiento es abrir más el área superficial de la cara del pozo sin que sea necesaria la perforación de otro pozo. Puesto que mayor área del yacimiento está en comunicación directa con la cara del pozo, un gran volumen de fluido puede producirse dentro de la cara del pozo por unidad de tiempo, resultando en un incremento de la tasa de producción. Básicamente, el fracturamiento incrementa el radio efectivo de la cara del pozo.

Figura 1. Esquema de una fractura ideal.



Fuente: ESCOBAR, FREDDY HUMBERTO, “Análisis moderno de pruebas de presión”. Editorial Universidad Surcolombiana. Tercera Edición. 2014.

1.2.1. Parámetros considerados en el fracturamiento hidráulico ^[2]

1.2.1.1. Presión de Cierre. Es la mínima presión requerida dentro de la fractura con el fin de mantenerla abierta. Por lo tanto, cualquier presión mayor a ésta evitará el cierre de la fractura. También se conoce como el esfuerzo horizontal mínimo.

1.2.1.2. Pérdida de Fluidos. Es el volumen de fluido inyectado menos el volumen de la fractura. Existen varios tipos de pérdida de fluidos los cuales son necesarios determinar antes de un fracturamiento pues de este dependen varios parámetros como lo son la forma y el tipo de fractura. En el capítulo 2 se discutirá más detalladamente cada uno de estos.

1.2.1.3. Mecánica del fracturamiento hidráulico. Es necesario el conocimiento y entendimiento de la mecánica de la fractura y de las suposiciones que en esta se hacen con el fin de lograr un exitoso modelo matemático. Cuando se diseña un programa de fracturamiento se supone que la roca es homogénea, isotrópica y elástica.

Elasticidad

Ninguna roca es completamente elástica, sin embargo, algunas rocas se comportan casi de manera elástica hasta un cierto valor de esfuerzo. La teoría de la elasticidad ha mantenido algunas soluciones razonables y adecuadas para los problemas mecánicos de la roca. En casos donde las rocas si se comportan de forma elástica hasta un dado esfuerzo, las soluciones elásticas son correctas siempre y cuando los esfuerzos no excedan el límite elástico. En otros casos, la elasticidad es la teoría más factible y cualquier desviación de esta hace que el problema tenga gran complejidad para su solución.

Homogeneidad

Un cuerpo es considerado homogéneo si el elemento más pequeño del cuerpo tiene las mismas propiedades físicas del cuerpo entero. Pero, estrictamente hablando las rocas no son materiales homogéneos. Un bloque de roca contiene diferentes cristales de varios tipos, macro y micro fracturas. Sin embargo, esta suposición es muy razonable si las dimensiones del cuerpo bajo ciertas consideraciones son grandes comparadas a las dimensiones de la discontinuidad.

Isotropía

Un cuerpo se considera isotrópico si las propiedades elásticas del cuerpo no cambian con la dirección. La suposición de isotropía se hace necesaria para simplificaciones matemáticas. En la mayoría de problemas, el interés es la cantidad de deformación que se puede producir por las fuerzas aplicadas. Por ejemplo, las características de esfuerzo – deformación de un cuerpo linealmente elástico, homogéneo e isotrópico contiene sólo dos constantes, las cuales se llaman el módulo de Young y relación de Poisson. Si no se asume que el material es isotrópico se deben usar 21 coeficientes independientes para identificar el material.

Esfuerzo

El esfuerzo es un término que se usa para describir la cantidad de fuerza que se aplica a un área en específico. En otras palabras, es la intensidad de las fuerzas internas en un cuerpo que se encuentra sujeto a la aplicación de un conjunto de fuerzas externas. Esta idea se cuantifica mediante la definición del estado de esfuerzos en un punto de un cuerpo, en términos de la intensidad de las fuerzas que actúan sobre las superficies de un cuerpo libre centrado en el punto con una orientación ortogonal.

Deformación

La deformación es el cambio en la forma del cuerpo debido al esfuerzo sometido en él. Es importante saber cómo el cuerpo se ha deformado como resultado de los esfuerzos existentes en él y poder predecir qué tipo de deformación se tiene, por ejemplo, deformación elástica, dúctil y frágil

1.2.1.4. Presión de Poro .Los fluidos del poro en el yacimiento soportan una porción del esfuerzo total aplicado, por lo tanto, solo una porción del esfuerzo total, llamado, el componente de esfuerzo efectivo, es soportado por la matriz de la roca.

Los cambios en la capacidad de volumen de la roca, o en su forma, se deben únicamente a los esfuerzos transmitidos a través de los granos de la roca, por consiguiente, solo una porción del esfuerzo aplicado a través de la presión del fluido o el aplicado por la tierra a través de la fuerza de gravedad y la tectónica, deforma la formación.

La presión de poro lleva una porción del esfuerzo aplicado, fallar una formación se determina por la cantidad de esfuerzo que lleva el grano. Entre más grande sea el valor de la presión de poro dentro de la formación, va a ser más difícil fallar o fracturar la formación porque el grano soportará menos esfuerzo.

1.2.2 Modelos de Flujo ^[2]

1.2.2.1. Flujo lineal

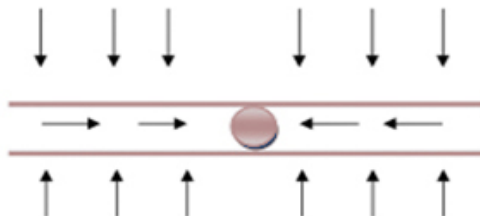
Figura 2. Flujo lineal en la fractura



Durante este periodo de flujo, el fluido que entra al pozo proviene de la expansión de éste dentro de la fractura y el flujo es esencialmente lineal tal y como se muestra en la Figura 2. Infortunadamente, este periodo de flujo ocurre durante un tiempo muy temprano y corto, por lo que su empleo en el análisis de pruebas de pozos no es práctico.

1.2.2.2. Flujo bilineal. Ocurre cuando existe un régimen de flujo lineal en la fractura y un flujo lineal desde la formación hasta la fractura como puede ser observado en la Figura 3. Este tipo de flujo se produce únicamente en fracturas de conductividad finita lo cual implica una caída de presión a lo largo de la fractura. El fluido proveniente de la formación fluye literalmente dentro de la fractura y los efectos de la fractura no afectan aún el comportamiento del pozo.

Figura 3. Flujo bilineal

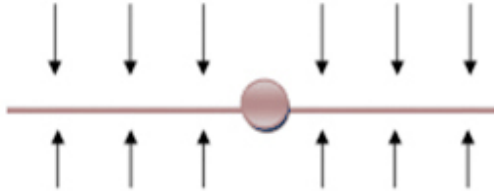


Una fractura se considera de conductividad finita cuando la conductividad adimensional de la fractura $C_D < 100$, ya que a valores mayores el comportamiento de la presión es muy similar al que se tiene con conductividad infinita. La mayoría del fluido que entra al pozo proviene de la formación. Durante el flujo bilineal la presión del fondo es una función lineal de $t^{1/4}$ en coordenadas cartesianas.

1.2.2.3. Flujo lineal en la formación. Ocurre solamente en fracturas de alta conductividad $C_D \geq 100$. Este periodo continua hasta tiempos adimensionales de

$t_{LFD} = 0.016$. En la Figura 4 se puede observar el comportamiento característico de este tipo de flujo.

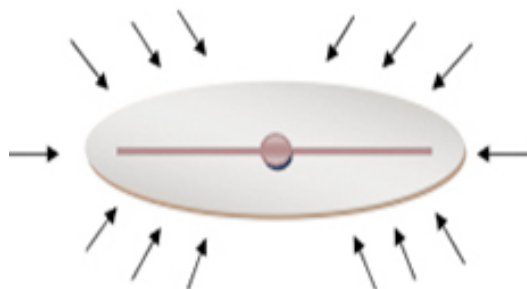
Figura 4. Flujo lineal en la formación



La transición de flujo lineal de fractura a flujo lineal de formación se completa en un tiempo adimensional de $t_{LFD} = 10^{-4}$. En coordenadas cartesianas, la presión en la cara del pozo es una función lineal de $t^{1/2}$ y en una gráfica logarítmica de P_{wf} en función del tiempo se observa una pendiente de $1/2$.

1.2.2.4. Flujo elíptico. Es un periodo de flujo de transición entre el flujo lineal o cercano a lineal y el flujo radial o pseudoradial. Puede ser representado gráficamente como se muestra en la Figura 5.

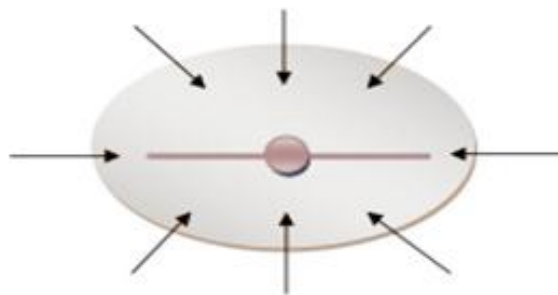
Figura 5. Flujo elíptico



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.

1.2.2.5. Flujo Pseudo-radial. .El inicio del flujo pseudo-radial puede ocurrir a un tiempo que económicamente no es factible de alcanzar, y por ende no puede ocurrir a ningún tiempo durante una prueba de pozo. En una prueba de flujo, se considera el flujo pseudo-radial alrededor de un pozo fracturado cuando el patrón de drenaje ha completado una transformación desde rectangular (flujo lineal) hasta 'casi' radial. Se utiliza el término casi o pseudo debido a que el área de drenaje de un pozo fracturado no será nunca completamente circular, aunque para propósitos prácticos, se puede considerar que el área sí alcanza a ser circular. La Figura 6 muestra el comportamiento típico de este tipo de flujo.

Figura 6. Flujo Pseudo-radial



Este tipo de flujo se presenta en fracturas de todas las conductividades. Después de un periodo de flujo suficientemente largo, la fractura parece en el yacimiento una expansión del radio del pozo (radio efectivo del pozo). A mayor conductividad de la fractura se tarda más en desarrollarse un patrón radial de drenaje ya que el flujo lineal tiene en ese caso mayor duración.

1.2.3. Técnicas para su Diagnóstico. Dependiendo de la información requerida para cada tipo de fractura más de un diagnóstico debe ser implementado para poder lograr un excelente diseño de la misma. Básicamente estas herramientas de diagnóstico son reunidas en dos grupos diferentes, los cuales se mencionan a continuación:

1. Mediciones indirectas: describe el resultado de las operaciones de fracturamiento hidráulico con la implementación de análisis de presiones, muestreo de pozo y análisis de producción.
2. Mediciones Directas: Describe qué pasa después de la operación de fracturamiento hidráulico. Este tipo de diagnóstico es una herramienta muy poderosa ya que con la información obtenida es posible diseñar un modelo de fractura. Hay dos tipos de mediciones: (1) mediciones cerca de la cara del pozo que son generalmente usadas para coleccionar información detallada sobre la altura de la fractura y la eficiencia del desplazamiento del propante, y (2) Mediciones lejos de la cara del pozo, las cuales son usadas para determinar, en larga escala las dimensiones y la orientación de la fractura.

1.3. PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD

Una prueba de presión es la técnica de establecer un flujo de fluido en el yacimiento ya sea produciéndolo o inyectándolo dentro del pozo para luego variar o terminar (cortar) el flujo y de esta manera crear un evento transitorio, esto se da usualmente mediante el cierre del pozo desde la superficie. La respuesta final de la presión del pozo es evaluada posteriormente para deducir propiedades del yacimiento, como la transmisibilidad (kh/μ) y la presión inicial del yacimiento (P_i).

Correr una prueba de presión en un yacimiento de estos es un gran reto el día de hoy pero se espera que en un futuro, más y más pozos sean de este tipo cual tipo?. Por tanto es de vital importancia tener tanto tecnología como recursos humanos para poder lograr un excelente análisis de las pruebas de presión y así mismo poder lograr caracterizar el yacimiento de la mejor manera.

En rocas compactas o con un alto grado de daño, toma mucho tiempo realizar pruebas de producción (ej., pruebas drawdown/buildup), especialmente cuando se

necesita analizar más de un intervalo. No obstante, normalmente no se puede bombear a una rata lo suficientemente baja como para permanecer por debajo de la presión de fractura, especialmente para un intervalo de perforación corto. Para el caso de un intervalo amplio, la tasa de inyección requerida sería muy lenta por lo que la zona cubierta por la investigación no es suficiente y los resultados presentan un gran índice de error. Por tanto y gracias a esto se debe considerar aplicar algún tipo de estimulación como lo es el fracturamiento. Muchos autores han presentado los procedimientos para diseñar pruebas pre y post- frac. La prueba Pre-frac permite calcular esencialmente la permeabilidad del yacimiento y la presión inicial del mismo.

1.4. PRUEBAS DFIT

1.4.1. Objetivos. La prueba DFIT es una prueba de presión realizada con el fin de lograr evaluar el comportamiento de la presión y así poder predecir parámetros fundamentales para la caracterización de un yacimiento de baja permeabilidad. Además de esto, estas pruebas tienen como objetivo lograr evaluar la propagación de la fractura, el cierre de la fractura y la permeabilidad del yacimiento; recientemente, ha sido aplicada satisfactoriamente a yacimientos no convencionales como: mantos de carbón, arenas compactas y shales.

1.4.2. Consideraciones. Cuando se ejecuta una prueba de presión DFIT, existen algunas condiciones específicas que deben cumplirse a fin de obtener unos datos correctos y representativos de la formación.

El agua inyectada en la zona de prueba debe estar limpia y debe ser compatible con la formación. Esto evitará ciertos daños que alterarán los resultados de pruebas, tales como la reacción con arcillas o la migración de finos.

Definitivamente no debe existir algún polímero en el sistema ya que éste afecta la permeabilidad de la formación, pues crea una torta de filtración y lo que se busca es medir la capacidad de la formación y sus propiedades de fuga (leak-off) con el mínimo daño a la formación.

De esta manera, se puede explicar cómo esta prueba es diferente a la prueba convencional de eficiencia de fluido, la cual normalmente se hace sólo para obtener las propiedades del leak-off para su posterior uso en el modelo de fracturamiento hidráulico.

Es importante mantener una tasa máxima de bombeo durante algún tiempo después de la fractura. El tiempo de cierre no debe ser una preocupación, ya que este no depende del volumen inyectado, eventualmente es más dependiente del tiempo de inyección ya que éste controla la profundidad de penetración y el radio de investigación para el análisis de los datos de presión.

1.4.3. Procedimiento ^[3]. La aplicación convencional de la prueba DFIT involucra la inyección de grandes volúmenes de líquido a altas presiones y tasas con el objetivo de diseñar trabajos de fractura para estimular el pozo, por esto, es usualmente ejecutado en pozos revestidos. Aunque puede ser ejecutado también en cualquier tipo de roca y cualquier tipo configuración de la cara del pozo o completamiento.

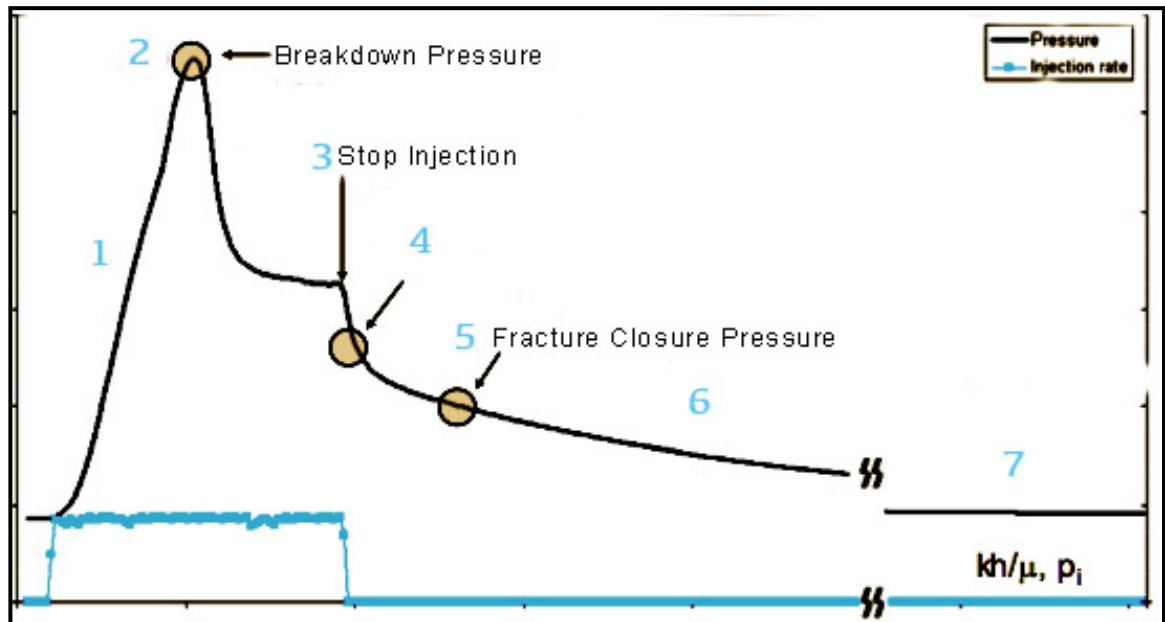
La idea es lograr crear un fracturamiento hidráulico que atraviese el daño del pozo y que conecte el pozo a una porción significativa de la formación, de esta forma es posible obtener información representativa de las propiedades del yacimiento.

Un beneficio adicional de realizar la prueba de presión DFIT es que las propiedades geomecánicas, principalmente el mínimo esfuerzo in-situ, puede ser

concluido mediante la identificación de características del cierre de la fractura en los datos de caída de presión.

Un diagnóstico típico de una prueba de presión DFIT comprende una secuencia como la mostrada en la Figura 7.

Figura 7. Respuesta típica de la presión en una prueba DFIT



Fuente: Modificada de CRAMER, D.D y NGUYEN, D.H, CONOCOPHILLIPS, "Diagnostic Fracture Injection Testing Tactics in Unconventional Reservoirs".

Inicialmente, el pozo es llenado con agua, teniendo los respectivos cuidados para impedir que alguna cantidad de gas o de aire entren a la columna de fluido. Después de esto, como lo es mostrado en la Fig. 7 en una bomba de superficie se establece la tasa de inyección de agua y el fluido del pozo es comprimido; el tiempo de compresión es función del volumen del pozo, de la tasa de inyección y de la presión de fractura (número 1).

Con el tiempo, la presión de fractura es alcanzada, lo que significa que una fractura hidráulica está siendo propagada sobre la roca del yacimiento (2).

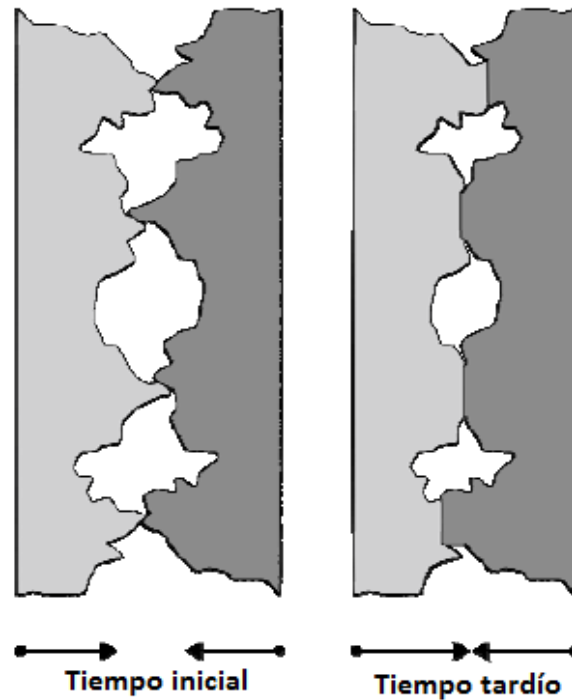
La inyección de agua en la superficie es mantenida hasta que la presión en la cabeza del pozo se estabilice, durante este tiempo la presión varía lentamente.

Posteriormente, es detenida la inyección desde superficie (3), como resultado se obtiene una presión de cierre instantánea, conocida como ISIP por sus siglas en inglés: Instantaneous Shut-In Pressure (4), ésta se asume como la presión de fricción neta en la cara del pozo y cerca de él y desde la cual se puede determinar eventualmente la presión neta en el cierre (presión de cierre de la fractura).

La presión del pozo después del cierre es en seguida monitoreada hasta encontrar signos de un cierre completo de la fractura, lo que es considerado equivalente a el esfuerzo mínimo de la roca. (5).

El periodo después del cierre de la fractura es evaluado en busca de características de flujo lineal y Pseudo-lineal (6) y después de un tiempo considerable, se logra el flujo radial o Pseudo-radial (7). Los métodos de solución basados en los flujos lineal y radial pueden arrojar variables como la transmisibilidad y la presión inicial del yacimiento.

Figura 8. Proceso Gradual e incompleto de un cierre de fractura.



Fuente: CRAMER, D.D y NGUYEN, D.H, CONOCOPHILLIPS, “Diagnostic Fracture Injection Testing Tactics in Unconventional Reservoirs”.

La Figura 8 muestra el proceso gradual e incompleto de un cierre de fractura. Durante el tiempo después del cierre, algunos efectos de la fractura como espacio y conductividad son mantenidos. Aunque, como no es proporcionado un agente propante dentro de la fractura, un cierre definitivo podría ocurrir.

1.4.3.1. Procedimiento mecánico de la prueba ^[3]

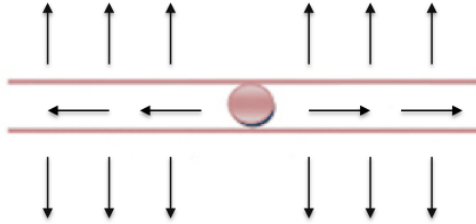
- ✓ Una vez perforado y cañoneado el pozo se procede a bombear el correspondiente flujo establecido en el diseño de la prueba. Es muy importante tener en cuenta que esta prueba debe ser corrida varios días antes de aplicar el fracturamiento hidráulico correspondiente ya que esta prueba ofrecerá parámetros muy importantes los cuales podrían cambiar el diseño del fracturamiento.

- ✓ En superficie se instala un medidor electrónico de alta resolución, el cual debe tener un margen de error no mayor a 1psi y debe registrar la presión en intervalos de 1 a 2 segundos. Estos cortos intervalos serán necesarios al principio de la prueba, después del cierre del pozo los intervalos se pueden hacer un poco más largos.
- ✓ Una vez se da comienzo a la prueba es importante empezar a registrar la información desde el inicio del bombeo hasta el final de la prueba. La rata de inyección debe ser lo suficientemente alta para lograr la ruptura de la roca y de esta forma crear una pequeña fractura. Flujos típicos para este tipo de pruebas varían entre 5 y 8 bbls/min.
- ✓ Cuando el pozo ya ha sido cerrado y por ende la fractura creada, el equipo de bombeo puede ser desinstalado teniendo las debidas precauciones para no interrumpir el equipo medidor de presión. Es muy importante asegurarse que el pozo esté completamente cerrado mientras se está realizando el registro de la presión en el periodo de Falloff.
- ✓ Una vez el Falloff es completado es posible bajar la información registrada de las presiones de los medidores a un computador. Es bueno tener en cuenta que si la presión en superficie cae a cero en un periodo antes del previsto el Falloff se podría dar por terminado.

1.4.4. Regímenes de flujo en una Prueba DFIT

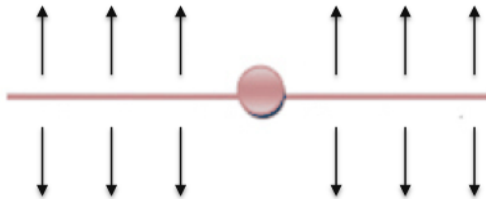
1.4.4.1. Flujo Lineal. El flujo lineal se presenta antes del cierre de la fractura y su comportamiento es muy parecido al flujo lineal presentado en fracturamiento hidráulico. La Figura 9 muestra el comportamiento de este tipo de flujo.

Figura 9. Flujo lineal en DFIT



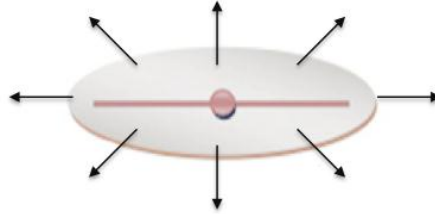
1.4.4.2. Flujo Pseudo-Lineal .Una vez la fractura se ha cerrado se presenta el flujo Pseudo-Lineal. Se utiliza el término Pseudo debido a que el área de inyección y pérdida de fluido de un pozo fracturado no será nunca completamente circular, aunque para propósitos prácticos, se puede considerar que el área sí alcanza a ser circular.

Figura 10. Flujo Pseudo-Lineal en DFIT



1.4.4.3. Flujo Pseudo-Radial. Una vez la fractura se ha cerrado y ha transcurrido un tiempo considerable, se presenta el flujo Pseudo-Radial. Para este caso, en una prueba DFIT es esencial lograr este tipo de flujo si se están buscando parámetros tales como la permeabilidad o transmisibilidad. Con el fin de obtener este comportamiento radial el diseño previo de la prueba juega un papel muy importante, puesto que tanto el volumen inyectado como la rata de bombeo de inyección están directamente influenciados con el tiempo que pueda transcurrir desde el cierre del pozo hasta la obtención de este tipo de flujo.

Figura 11. Flujo Pseudo-Radial en DFIT



1.4.5. Modelamiento de la fractura para la selección de los volúmenes de inyección, flujos e intervalos de la prueba.. Lograr modelar y caracterizar este tipo de fracturas es de vital importancia ya que los parámetros obtenidos en esta prueba son principalmente aplicados en el planeamiento y en la optimización del diseño de un fracturamiento hidráulico a gran escala.

El modelamiento del mismo empieza con la evaluación del pozo por medio de registros. Sean en hueco abierto o revestido estos registros nos brindarán información esencial para la caracterización de la roca haciendo posible el desarrollo de un esquema litológico, así mismo también se obtendrá información del fluido la cuál es muy importante para definir las propiedades del flujo inyectado.

Una vez la formación de interés es identificada, el espesor de cañoneo, la tasa y volúmenes de inyección son estipulados. Para esto es fundamental tener en cuenta ciertas consideraciones como lo son, estudiar el impacto del espesor perforado en la propagación de la fractura, realizar una simulación que logre evaluar las diferentes tasas de inyección y volúmenes en la formación estipulada, ajustar dicha información a fin de lograr la fractura deseada y finalmente establecer que tan cercanas o lejanas deben ser las perforaciones con el fin de que las fracturas no se comuniquen unas entre otras.

1.5 SINTESIS DIRECTA DE TIAB ^[1]

La interpretación de las pruebas de presión se han venido usando a lo largo de los años con el fin de calcular las características de un yacimiento. Los análisis de estas pruebas proveen una descripción detallada del comportamiento tanto de la presión como de varios parámetros importantes y necesarios para la caracterización de un yacimiento.

Muchos métodos de interpretación de las pruebas de presión han sido desarrollados a lo largo del tiempo. Entre ellos se destaca la derivada de la presión la cual es una herramienta muy poderosa ya que permite identificar zonas características que representan algún comportamiento del yacimiento brindando una alta precisión con resultados altamente confiables y precisos. Referencia

Es de aquí de donde surge un método alternativo referido a “La Síntesis Directa de Tiab”, la cual utiliza pendientes, puntos de intersección y tiempos específicos de la gráfica de la derivada y la gráfica de la presión graficadas en papel logarítmico. Los valores numéricos de estos puntos mencionados están directamente relacionados con soluciones analíticas para obtener los diferentes parámetros de un pozo y de un yacimiento. Este método ofrece gran variedad de ventajas entre las cuales cabe destacar las siguientes:

1. Resultados precisos y exactos usando los puntos adecuados y las fórmulas correspondientes para cada zona y parámetro.
2. La verificación independiente de resultados es posible de un tercer punto característico.
3. Información importante es obtenida aun cuando no todos los regímenes de flujo son observados. Como un resultado directo, se puede obtener información adicional de otro tipo de puntos característicos.

Esta técnica para la interpretación de pruebas de presión introducida por Tiab y sus colegas ha ganado gran aceptación durante los últimos años. Inclusive se han desarrollado curvas tipo basadas en esta derivada logrando tener mejores resultados que con las curvas tipo convencionales, de hecho, es mucho más fácil y sencillo identificar en las curvas tipo de la derivada los diferentes tipos de regímenes de flujo.

En 1989, Dr. Djebbar Tiab aplicó el método de la síntesis directa a sistemas cerrados con conductividad infinita y fracturas verticales, presentando un procedimiento específico para calcular la permeabilidad, el daño, área de drenaje, factor de forma y la longitud de la fractura sin tener que recurrir al uso de las curvas tipo.^[1]

1.5.1. Síntesis directa de TIAB para pozos hidráulicamente fracturados. ^[1]

Para el caso de una fractura de flujo uniforme, los gráficos de derivada de presión para varias relaciones x_e/x_f revelan tres regímenes de flujo dominantes. Durante tiempos tempranos el flujo de fluidos es lineal y puede ser identificado por una línea recta de pendiente 0.5. La línea de flujo lineal es usada para calcular la longitud media de la fractura. El régimen de flujo radial de acción infinita, el cual puede ser identificado por una línea recta horizontal, es dominado por $x_e/x_f > 8$. Este régimen de flujo es usado para calcular permeabilidad y daño. La tercera línea recta, la cual corresponde al régimen de flujo pseudoestable presenta una pendiente unitaria. Esta línea es usada para calcular el área de drenaje y el factor de forma. Para el caso de fractura de conductividad infinita, los gráficos de derivada de presión muestran un cuarto régimen de flujo dominante, llamado flujo biradial. Este régimen de flujo, el cual puede ser identificado por una línea recta de pendiente 0.36, puede también ser usado para calcular la longitud media de fractura y la permeabilidad. referencia

2. MÉTODOS DE ANÁLISIS PARA PRUEBAS DFIT

Para obtener resultados fiables, se requiere una interpretación precisa y consistente de los datos obtenidos antes del cierre y después del cierre; esto significa que un único evento de cierre debe satisfacer a todos los métodos de diagnóstico. En la actualidad, hay una gran cantidad de métodos de análisis y en el presente capítulo se trabajará y explicará el conjunto de métodos más usado por la industria actualmente con el fin de dar lugar a una respuesta final exitosa.

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.

Durante la prueba ocurren diferentes regímenes de flujo transitorio, los principales regímenes de flujo se presentaron en el capítulo 1.

Inmediatamente después del cierre, la presión se disipa a lo largo de las fracturas siguiendo un patrón de flujo lineal por un corto tiempo, en sistemas de baja permeabilidad este flujo inicial es usualmente seguido por un período de flujo bi-lineal (flujo lineal simultáneo a través de la fractura hacia el yacimiento). El periodo de flujo lineal puede continuar en el yacimiento durante algún tiempo dependiendo del volumen de fluido contenido en la fractura y de la permeabilidad del yacimiento, posteriormente, durante el cierre el fluido se disipa.

Después del cierre, la presión establecida alrededor de la fractura se propaga en la formación y sufre una transición hacia flujo elíptico para posteriormente convertirse en pseudo-radial.

2.1. ANÁLISIS ANTES DEL CIERRE

El análisis previo al cierre tiene como fin la identificación del cierre y el análisis de la caída de presión en tiempos tempranos mientras la fractura estimulada se va cerrando.

Por lo tanto, este análisis se hace desde el momento de cierre de inyección del fluido hasta el momento en que la fractura se cierra. En ese periodo, teniendo en cuenta la caída de la presión contra el tiempo es posible identificar algunos cambios característicos relacionados con la capacidad de flujo del sistema.

Finalmente, los parámetros que pueden ser determinados gracias al análisis previo al cierre son:

Presión de extensión de la fractura: Una vez todos los componentes de fricción se extraen a la ISIP, el fluido deja de moverse cerca a la cara del pozo, donde es probable encontrar el mayor gradiente de presión.

Capturando la presión en el interior de la fractura cuando está completamente abierta en el proceso de extensión, se obtiene el ISIP (instant shut-in pressure) corregido a la presión del fondo del pozo y la altura hidrostática representa el gradiente de extensión de fractura.

ISIP = Presión de inyección final - Pérdida de carga por fricción

Gradiente de fractura = Presión de Extensión / TVD

Presión de cierre de la fractura (Pc): Este fenómeno tiene como significado el equilibrio entre el esfuerzo externo de la tierra y la presión del fluido, esto será el esfuerzo mínimo total in-situ.

En este punto no se puede decir que la fractura está absolutamente cerrada ya que las rocas no presentan un comportamiento perfectamente elástico, por el contrario, habrá una deformación irreversible en la estructura. No obstante, lo que se busca no es el cierre mecánico o el contacto de las fases de roca en la fractura, sino una condición de presión en equilibrio en la fractura afectada por un esfuerzo.

Gradiente Cierre = Presión Cierre / TVD

Tiempo de cierre: Proporcional a la tasa de fugas de fluido o a la capacidad de flujo de la formación.

Presión neta de extensión (ΔP_{net}): Es un indicativo de la energía disponible para propagar la fractura.

$(\Delta P_{net}) = ISIP - \text{Presión de cierre}$

Mecanismo de cierre de la fractura: Es indicado por los cambios de presión-tiempo en la gráfica de la derivada, revelando de esta manera lo que está sucediendo físicamente en la geometría de la fractura durante el proceso de cierre.

Leak-off: Características de fuga de la formación y los coeficientes de pérdida de fluido.

Los parámetros anteriormente mencionados se pueden determinar por medio del uso de diferentes funciones de caída de presión en función del tiempo y se recomienda el uso de más de un método para identificar el cierre de la fractura.

El conjunto actualmente aceptado es comprendido por las técnicas: función-G, raíz cuadrada del tiempo de cierre y el cambio de presión desde el ISIP contra el

tiempo de cierre en un gráfico log-log. Cabe resaltar que todos estos análisis inician en el tiempo de cierre.

2.1.1. Análisis de la función g. La función G es una representación del tiempo transcurrido después del cierre normalizado a la duración de la extensión de la fractura.

Nolte (1979) ^[4] introdujo la primera técnica rigurosa para determinar la presión de cierre utilizando la hipótesis de leak-off de Carter junto con el balance de materia dentro de la fractura. Dando creación a una función especial del tiempo llamada tiempo-G.

Nolte (1986) ^[5] amplió este trabajo teniendo en cuenta las diferentes geometrías de fractura. La presión de cierre era determinada mediante gráficos lineales de P frente a G, donde la desviación de un comportamiento de línea recta indicaba la presión de cierre. Esta técnica de análisis fue el comienzo de lo que ahora se conoce como el análisis antes del cierre.

Posteriormente Mukherjee et al. (1991) ^[6] y Barree y Mukherjee (1996) ^[7] añadieron gráficos especializados de la derivada para reconocer con mayor precisión las desviaciones de la conducta recta en el gráfico P contra G. Barree y Mukherjee (1996) recomendaron que tres funciones: P, dP/dG y GdP/dG fueran graficadas frente al tiempo G. Resultando así la combinación del gráfico de la función G.

Implícita en la metodología del tiempo G está la suposición del leak-off de Carter como régimen de flujo dominante. Desviaciones del comportamiento de leak-off ideal se tuvieron en cuenta, tales como leak-off dependiente de la presión (PDL), extensión de la punta de la fractura y la recesión de la altura o almacenamiento transversal.

Un breve análisis algebraico de la función G inicia discutiendo el comportamiento del leak-off de Carter de la siguiente manera:

1. La fractura es de ancho uniforme
2. El flujo del fluido es lineal desde la fractura hacia la formación y la dirección del flujo es perpendicular a la cara de la fractura.
3. La velocidad de flujo dentro de la formación en un punto de la cara de la fractura depende de la longitud del tiempo al cual este punto fue expuesto a fluir.
4. La función velocidad $u(t)$ es la misma para cada punto de la formación, pero el tiempo 0 para un punto dado es definido individualmente como el tiempo en el cual la fractura, y consecuentemente el fluido de la fractura alcanza este punto.
5. La presión en la fractura es constante y es igual a la presión de inyección en la cara de la arena.

A partir de derivaciones y desarrollos matemáticos Nolte introdujo la función $G(\Delta t_D)$.

El tiempo adimensional de bombeo utilizado en la función G se define como:

$$\Delta t_D = \frac{(t-t_p)}{t_p} \dots\dots\dots[01]$$

Donde t es el tiempo total transcurrido desde el inicio de la fractura (no el inicio de bombeo) y t_p es el tiempo total de bombeo (tiempo transcurrido desde el inicio de la fractura hasta el cierre de bombeo) en unidades de tiempo consistentes. Para la suposición de una baja pérdida de fluido, se usa el tiempo adimensional (t_D) para calcular una función intermedia:

$$g(\Delta t_D) = \frac{4}{3} [(1 + \Delta t_D)^{1.5} - \Delta t_D^{1.5}] \dots\dots\dots[02]$$

La función G-utilizada en los gráficos de análisis se deriva de la función intermedia de la siguiente manera:

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g_0] \dots\dots\dots[03]$$

Donde g_0 es la función adimensional de la pérdida de en el cierre ($t = t_p$ ó $t_D = 0$).
Lo que sería

$$g_0 = \frac{4}{3} \dots\dots\dots[04]$$

Para realizar un correcto análisis antes del cierre por medio de la función G es indispensable tener en cuenta los cuatro tipos principales de leak-off: leak-off normal, leak-off dependiente de la presión, recesión en la altura de la fractura y un comportamiento de extensión en las extremidades.

Las gráficas del comportamiento de la función G para cada uno de los diferentes tipos de leak-off son mostradas en la Figura 1 en la que se puede observar la representación gráfica de la presión en función del tiempo, derivada de la presión (dp/dG) y el cambio en la presión respecto el logaritmo de la función adimensional (derivada semi-log) o también llamada la derivada de la superposición (GdP/dG); Esta última línea es donde se observa el tipo de leak-off. El cierre de la fractura se encuentra representado por una línea vertical punteada.

La presión debe ser corregida a presión de fondo si el medidor de presión está ubicado en la superficie. Este gráfico también iniciará en la ISIP para un tiempo adimensional de cero

En el análisis de la función G es importante tener en cuenta que la derivada siempre debe llegar a un pico tras el cierre (el pico debe encontrarse siempre después del cierre) y en ese momento la curva comenzará a declinar; si una disminución contundente no se ve en la derivada, no se puede garantizar que se ha producido el cierre.

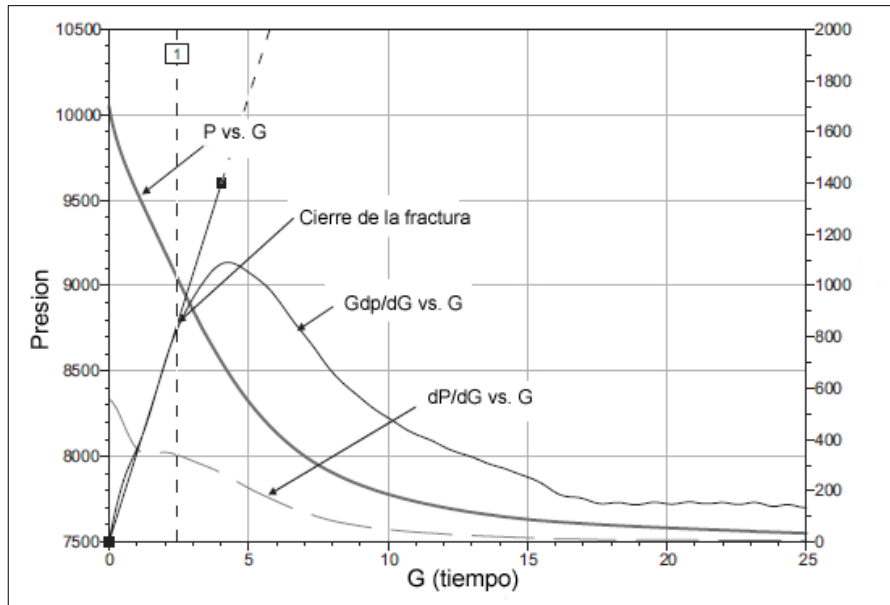
Leak-off normal: ocurre cuando el área de la fractura es constante después del cierre de inyección, lo que significa que la permeabilidad del yacimiento es constante y las fugas están dominadas por la matriz de la fractura o si hay fisuras secundarias naturales, estas no son significativas.

En la gráfica de la función G para este tipo de leak-off, Figura 11, se presentan dos características visibles:

1. Una derivada de la presión constante (dP/dG) durante el cierre de la fractura.
2. La derivada de la función G (GdP/dG) se encuentra en una línea recta que pasa por el origen.

El cierre de la fractura se puede identificar como el punto cuando la derivada de la función G (GdP/dG) comienza a desviarse desde la línea recta.

Figura 12. Representación gráfica de la función G para un leak-off normal.



Fuente: Modificado de Barree, R.D., Barree V.L. and Craig D.P.: "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. August 2009.

Leak-off dependiente de la presión: Representa un yacimiento con una permeabilidad o capacidad de flujo variable y dependiente de la presión. Por lo general este comportamiento es causado por fracturas o fisuras secundarias naturales o inducidas que causan una caída de presión más rápida de lo esperado para un área de permeabilidad y superficie constante.

En la gráfica de la función G se puede identificar este comportamiento gracias a que:

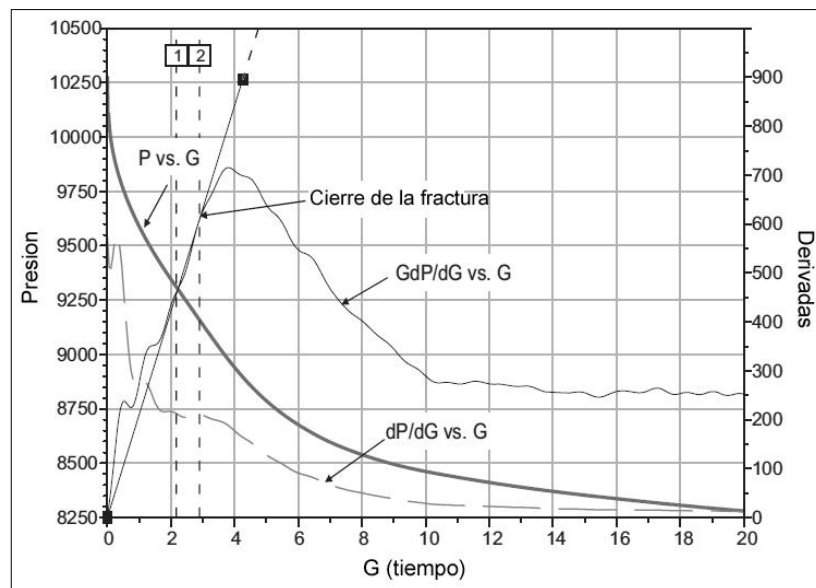
1. Se encuentra una gran joroba característica en la derivada de la superposición $G(GdP/dG)$ por encima de la línea recta extrapolada del leak-off normal.
2. El fin de la joroba se identifica como la presión de apertura de la fisura y es donde los datos de la derivada de la superposición se encuentran con la línea recta extrapolada en un punto llamado PDL por sus siglas en inglés Pressure Dependent Leak-off.

3. Después de la joroba, la caída de presión presenta un leak-off normal.

El cierre de la fractura se observa después de un período de leak-off normal, este puede ser identificado cuando los datos de la superposición se desvían hacia abajo y lejos de la línea recta extrapolada.

El punto PDL puede encontrarse antes del cierre real de la fractura, o bien, el PDL se puede extender hasta el extremo de cierre. La diferencia entre la presión en el PDL y la presión en el cierre representa la diferencia de esfuerzos o desviación de esfuerzos en el yacimiento. Por otro lado, la separación de esta derivada de la línea recta, coincide con el final de una línea recta de pendiente cero en la primera derivada, la cual representa un leak-off constante característico de una geometría de la fractura estable.

Figura 13. Representación gráfica de la función G para un leak-off dependiente de la presión.



Fuente: Modificado de Barree, R.D., Barree V.L. and Craig D.P.: "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. August 2009.

Recesión de la altura de la fractura o Almacenamiento variable: Este fenómeno está asociado con el cambio en la altura de la fractura a causa de la existencia de un sistema de fracturas secundario de volumen significativo asociado a la fractura del plano principal.

La derivada de la función G (GdP/dG) también puede caer por debajo de la línea extrapolada por un leak-off normal, mostrando una tendencia cóncava hacia arriba. Lo que indica este comportamiento es que las fugas han sido más lentas que lo esperado para una fractura normal de dos alas.

Dos escenarios pueden explicar esta tendencia como se verá a continuación.

- 1) El almacenamiento transversal ocurre cuando la fractura principal intercepta una red de fracturas secundarias, las cuales pueden ser naturales o inducidas. Esto difiere de PDL en que el efecto dominante de las fracturas secundarias es proporcionar presión de soporte a la fractura principal, en vez de un área superficial adicional para la pérdida de fluido. Puede haber casos en los que el almacenamiento transversal (soporte de presión) domina, seguido por un período de pérdida de fluido dependiente de la presión antes de que ocurra el cierre de la fractura principal.
- 2) Una recesión de la altura de la fractura acontece si durante la inyección la fractura se propaga a través de las capas impermeables adyacentes (por encima o por debajo de la zona productiva). En un escenario de leak-off normal, el fluido puede escaparse desde toda el área superficial de la fractura. Para recesión de la altura, de pérdida de fluido sólo puede ocurrir en la porción de fractura que está comunicándose con la zona permeable. Como resultado, la tasa de pérdida de fluido es más lento que en un caso normal. Finalmente, el área de la fractura en la capa impermeable se empieza a cerrar (recesión de la altura) y durante este periodo aumenta la tasa de declinación de la presión.

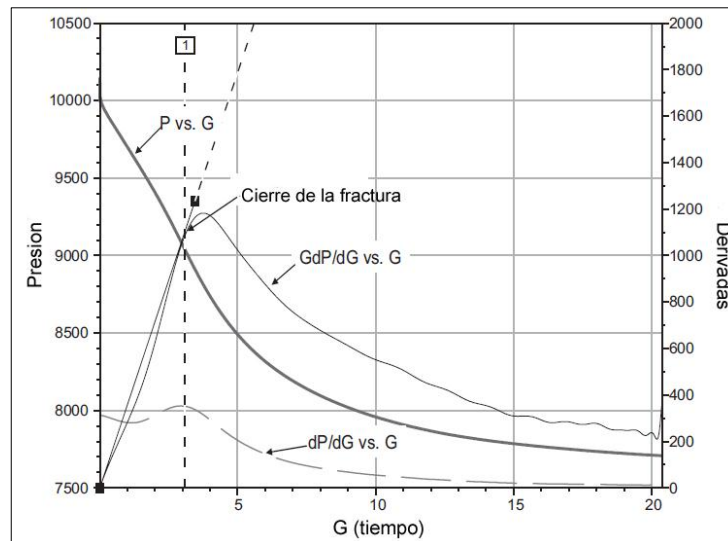
Una vez la altura de la fractura retrocede hasta el borde de la zona permeable, toda el área de la fractura contribuye al leak-off, por lo tanto aparece un periodo de leak-off normal.

Tres señales características de que sucede una recesión de la altura en la gráfica de la función G son:

1. La derivada GdP/dG cae por debajo de la línea recta que se extrapola a través de los datos de un leak-off normal.
2. Esta derivada muestra un comportamiento cóncavo hacia arriba.
3. La primera derivada dP/dG también muestra una tendencia cóncava hacia arriba.

Como se ha mencionado, el cierre de la fractura se identifica cuando la curva de la derivada GdP/dG se desvía hacia abajo y lejos de la línea recta extrapolada.

Figura 14. Representación gráfica de la función G para un leak-off con recesión de la altura de la fractura o almacenamiento variable



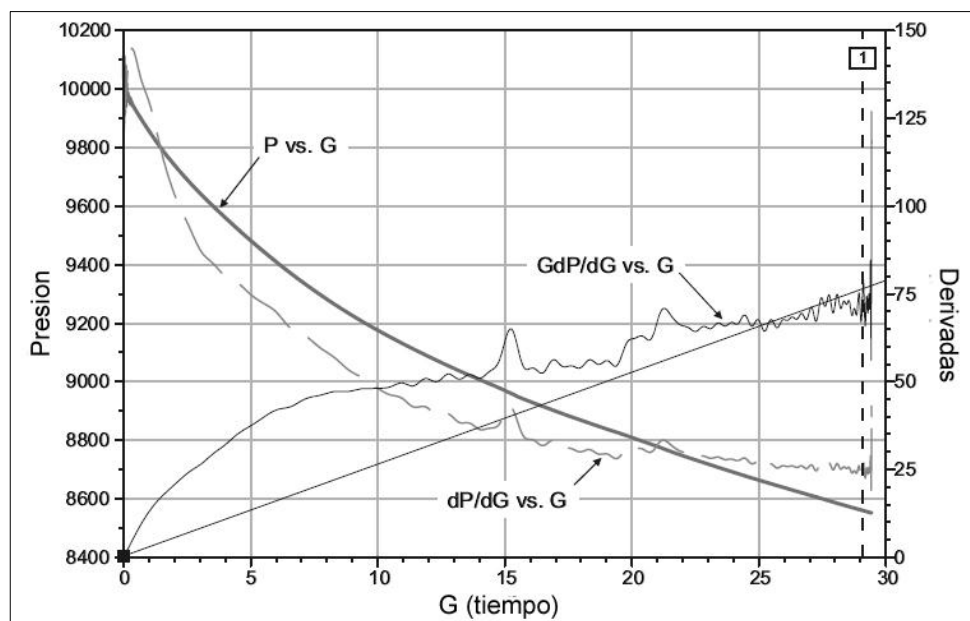
Fuente: Modificado de Barree, R.D., Barree V.L. and Craig D.P.: "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

Extensión de la punta de la fractura: se produce cuando una fractura sigue creciendo incluso después de suspender la inyección. Este fenómeno ocurre en los yacimientos de más baja permeabilidad, donde la energía que normalmente se libera a través de la pérdida de fluido (leak-off) se transfiere a los extremos de la fractura, resultando en una extensión de la punta de la fractura.

Este comportamiento se identifica en la gráfica de la función G (Figura 14) cuando:

1. La derivada GdP/dG inicialmente presenta una gran pendiente positiva que empieza a disminuir con el tiempo de cierre, produciéndose una curvatura cóncava hacia abajo. Esto, debido a que la presión se va perdiendo a medida que la fractura es creada.
2. Al final la curva de la derivada semi-log se encuentra aún en una pendiente positiva, lo que significa que no hay cierre de la fractura.

Figura 15. Representación gráfica de la función G para un leak-off de extensión de la punta de la fractura

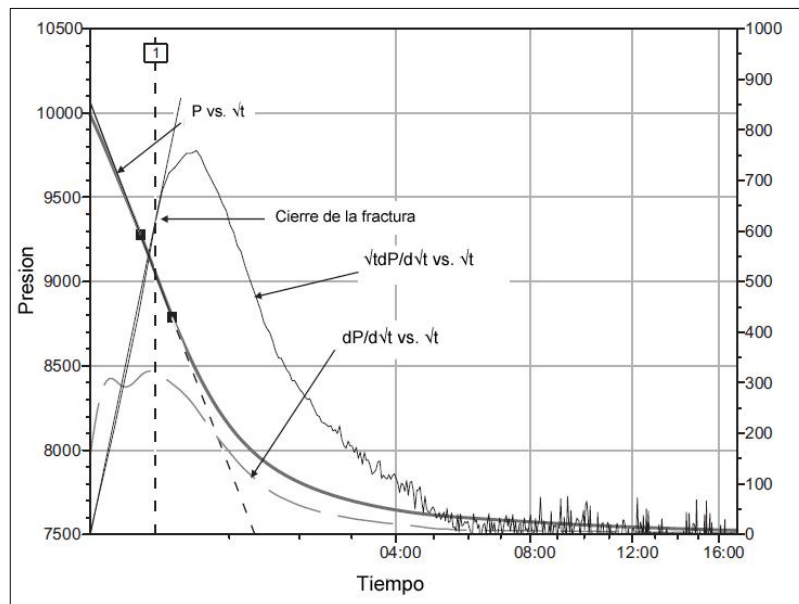


Fuente: Modificado de "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

2.1.2. Raíz cuadrada del tiempo. Este gráfico es comúnmente usado para confirmar la presión de cierre identificada por el método de la función G. En este método complementario se grafica la presión contra la raíz de cuadrada del tiempo no normalizado y las derivadas de diagnóstico de esa curva. Este es el método más antiguo de análisis.

La relación exponencial entre el cambio de presión y el tiempo durante el flujo por fractura genera una línea recta y el cierre es identificado por la desviación de los datos de esa tendencia lineal, similar al análisis de la función G. Se puede decir que existen algunos comportamientos similares con la gráfica de la función G, como una línea recta extrapolada desde el origen, una joroba en la línea de la derivada de la superposición, un pico y un declive después del pico.

Figura 16. Representación gráfica de la raíz del tiempo para un leak-off normal.

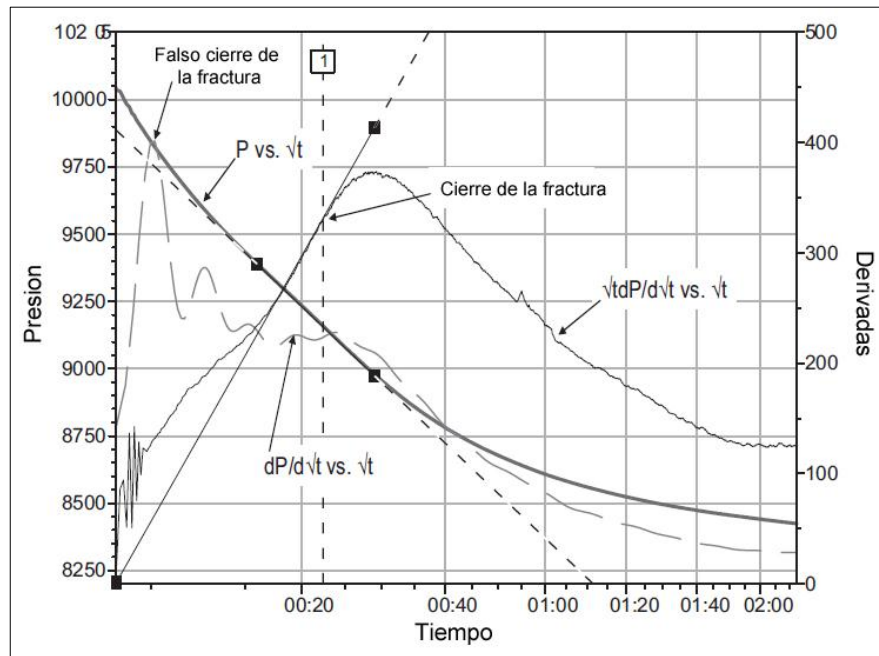


Fuente: Modificado de Barree, R.D., Barree V.L. and Craig D.P.: "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

Para un leak-off dependiente de la presión (PDL) el análisis convencional determina que el punto de fractura está representado por un mínimo o máximo (depende de la convención de signos de la primera derivada).

En la búsqueda de esta cavidad, se encuentra que ocurre una depresión inmediatamente después del cierre, esto es muy común en el gráfico de la raíz cuadrada ya que éste representa un leak-off perfectamente lineal pero a la vez existe una cierta expansión del fluido en el pozo después de cierre. En este caso de PDL, la derivada en tiempos tempranos (que responde a fracturas secundarias) frecuentemente resulta en un punto de fractura mucho mayor que el punto de fractura real.

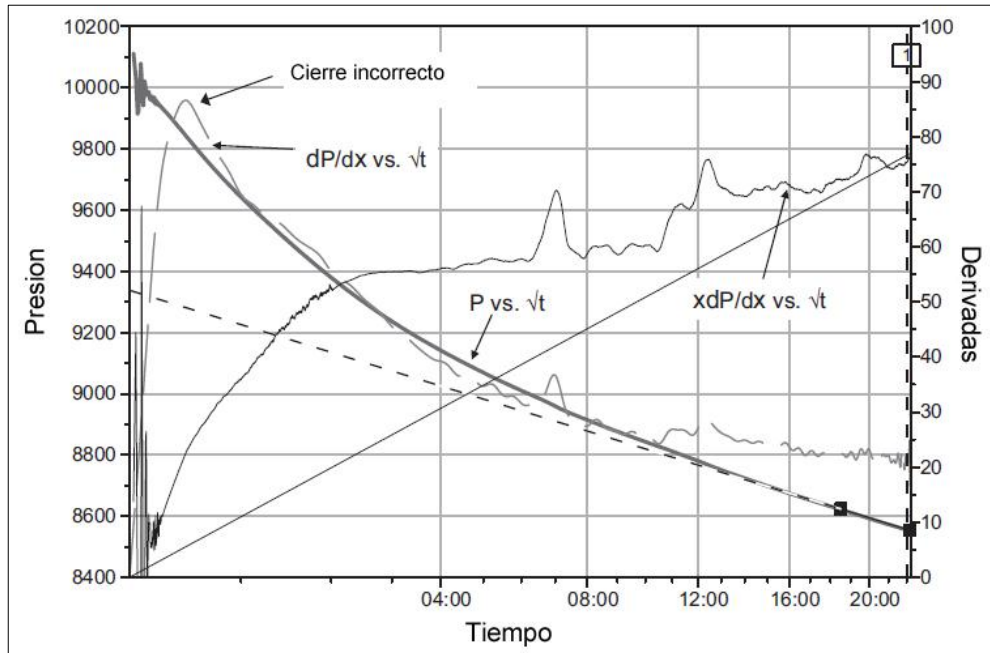
Figura 17. Representación gráfica de la raíz del tiempo para un leak-off dependiente de la presión.



Fuente: Modificado de "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

Para los casos de extensión de la punta de la fractura, la raíz cuadrada del tiempo es a menudo malinterpretada, pues se encuentra un notorio punto de inflexión en la derivada y un cambio en la primera derivada (Figura 17), lo que parecería ser el cierre de la fractura pero no lo es. Esto genera una malinterpretación del comportamiento, por lo que en este caso es necesario analizar el comportamiento en otras gráficas diferentes.

Figura 18. Representación gráfica de la raíz del tiempo para un leak-off con extensión de la punta de la fractura.



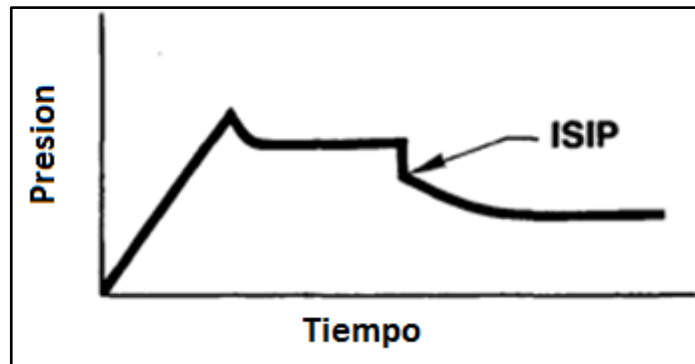
Fuente: Modificado de "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

2.1.3 ISIP [8]. Por sus siglas en inglés Instant Shut In Pressure o cierre de presión instantánea, este método fue una de las primeras técnicas utilizadas para hallar la presión de cierre de fractura. Esta técnica consiste en realizar una gráfica de la presión contra el tiempo con el fin de obtener un punto de inflexión el cual representa el cierre de presión instantánea (Figura 18) y en este caso la misma

presión de cierre de la fractura. Este punto de inflexión indica la presión de la fractura justo cuando el pozo ha sido cerrado. Al decir que esta presión es la misma que la presión de cierre de la fractura se está asumiendo que una vez la inyección es detenida la fractura se cierra completamente, lo cual es erróneo pues este cierre ocurre tiempo después de que el pozo se cierra.

Por esta razón y por la dificultad al leer este punto en la gráfica en muchas pruebas este método fue perdiendo éxito y hoy en día es simplemente la base de otros métodos totalmente mejorados.

Figura 19 Gráfico ISIP



Fuente: JONES, C. and SARGEANT, J. P.: "Obtaining the Minimum Horizontal Stress from Minifracture Test Data: A New Approach Using a Derivative Algorithm".

2.1.4. Gráfica Especializada ^[8] Esta técnica está basada en el método anteriormente expuesto, una mejora al mismo es presentada y la inclusión de otros parámetros importantes son adicionados a fin poder lograr un mejor análisis. En primera instancia se propone la identificación de determinados flujos característicos en una fractura de tal modo que el fin de estos flujos represente el tiempo de cierre de la fractura. Las ecuaciones 4 y 5 describen el comportamiento de la presión en la cara del pozo cuando se presenta conductividad infinita y conductividad finita en el flujo de la fractura respectivamente.

$$\Delta P = At^{0.5} \dots\dots\dots[05]$$

$$\Delta P = At^{0.25} \dots\dots\dots[06]$$

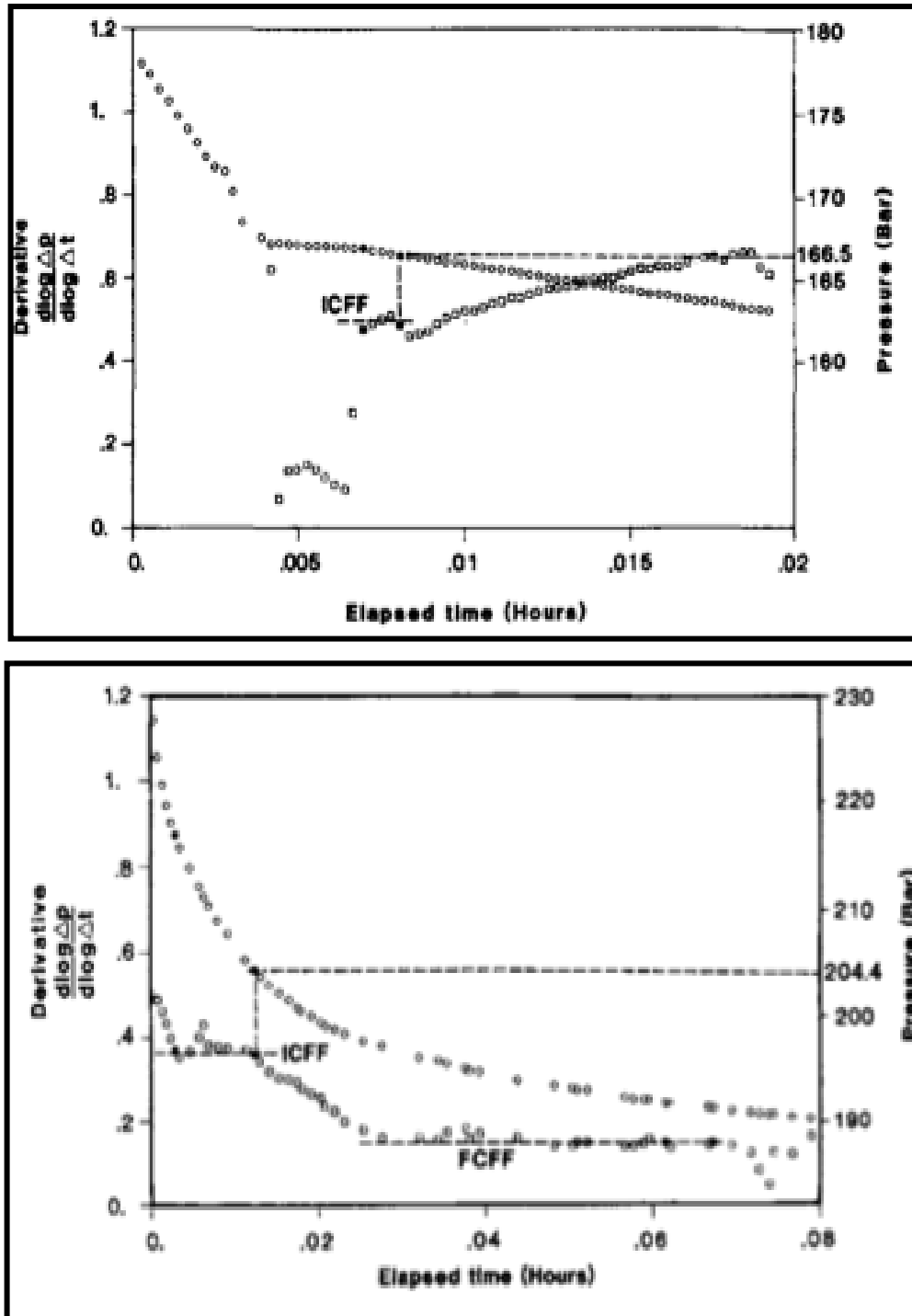
La relación exponencial entre el cambio de la presión y el tiempo durante el flujo en la fractura resulta en una línea recta de pendiente 0.5 para conductividad infinita y 0.25 para una conductividad finita en una gráfica log-log. Se asume que la fractura ha sido cerrada una vez los datos empiecen a desviarse de dicha línea. En este punto es posible leer el valor de la presión y el tiempo de cierre de la fractura.

2.1.5 Jones Et Al ^[9]. Esta técnica es análoga a la técnica de la derivada usada en el análisis moderno de las pruebas de presión. La ecuación 5 muestra que el cambio de la presión en una fractura de flujo infinito es proporcional a $t^{0.5}$. Si se aplica logaritmo en ambos lados de la ecuación dicha ecuación puede ser simplificada en,

$$\frac{d \log \Delta P}{d \log \Delta t} = 0.5 \dots\dots\dots[07]$$

La Ecuación 7 establece que si el flujo infinito es dominante la derivada de esta función tendrá un valor constante de 0.5. Por lo tanto, la presión de cierre de la fractura será cuando los datos se desvíen de este valor, este punto será llamado ICFF, tal y como es mostrado en la Figura 19.

Figura 20. Cierre de la fractura



Fuente: JONES, C. and SARGEANT, J. P.: "Obtaining the Minimum Horizontal Stress from Miniature Test Data: A New Approach Using a Derivative Algorithm".

2.2. ANÁLISIS DESPUÉS DEL CIERRE

La base para el análisis después del cierre fue propuesta inicialmente por Gu et al.^[10] que se enfoca en aspectos de aplicación y Abousleiman et al.^[11], basado en aspectos teóricos. Ellos demostraron que las propiedades del fluido inyectado no tienen ningún efecto sobre la respuesta de la presión y que dentro del yacimiento es dominante la respuesta de presión transitoria en una fractura abierta, presentándose un flujo lineal o un flujo radial y perdiendo así la dependencia de una respuesta mecánica.

Esa caída de presión en tiempos tardíos es una buena representación de la respuesta del yacimiento lo que permite estimar la presión del yacimiento y su permeabilidad. La respuesta después del cierre es similar al comportamiento observado durante un análisis de presiones convencional.

2.2.1. Análisis de Nolte. Este método de análisis después del cierre se basa en el trabajo de Ken Nolte^[12]. El fin de este método es identificar los regímenes de flujo que conducen al cálculo de la transmisibilidad de la formación y la presión del yacimiento.

Para aplicar este método, el factor más importante cuando se realiza la prueba es esperar por un tiempo suficiente después del cierre para alcanzar un flujo pseudo-radial.

En un análisis después de cierre, generalmente se comienza con la identificación de los regímenes de flujo transitorio establecidos en el yacimiento con el fin de aplicar las fórmulas correctas.

Finalmente se puede determinar la presión del yacimiento y su transmisibilidad (donde kh/μ es la transmisibilidad efectiva del fluido del yacimiento) mediante una

extrapolación correcta de la presión del yacimiento, un acertado procedimiento analítico y las ecuaciones acertadas.

Para hacer estos cálculos, la disipación de fluido en el yacimiento se asume siguiendo la ecuación de difusividad, esto a su vez requiere que el flujo transitorio del yacimiento se ajuste a las suposiciones de la geometría de la fractura esperada y a un medio poroso homogéneo.

Las ecuaciones se obtienen usando una aproximación de la duración de la inyección como muy pequeña. La técnica de Nolte usa el volumen inyectado como el volumen de impulso y considera el punto de cierre como el comienzo de la caída de presión, es decir, que la fractura se cierra instantáneamente una vez la inyección es detenida ($t_c=t_p$).

El problema principal que presenta este análisis es la identificación del régimen de flujo, debido a que no hay un método específico para identificar régimen de flujo transitorio en la formación después del cierre de la fractura.

El método que se presenta a continuación incluye un conjunto de técnicas analíticas basadas en gráficos de presión de fondo y diferencial de presión contra diferentes escalas de tiempo.

Funciones de flujo

La determinación precisa de los regímenes de flujo en el yacimiento es muy importante cuando se desea realizar un análisis después del cierre. Se requiere la presencia de alguno de los dos flujos, ya sea pseudo-linear o flujo pseudo-radial, así como una suposición aproximada de la presión del yacimiento.

El flujo pseudo-lineal ocurre poco después del cierre de la fractura y lo precede un flujo pseudo-radial.

Según Nolte Cuando existe un flujo pseudo-radial la relación es la siguiente:

$$P(t) - P_r = M_R \cdot F_R(t, t_c) \dots\dots\dots[08]$$

Donde P_r es la presión inicial del yacimiento, M_R una constante del flujo pseudo-radial y $F_R(t, t_c)$ la función de tiempo radial que se define como:

$$F_R(t, t_c) = \frac{1}{4} \cdot \ln\left(1 + \frac{X \cdot t_c}{t - t_c}\right) \dots\dots\dots[09]$$

Dónde:

$$X = \frac{16}{\pi^2} \cong 1.6 \dots\dots\dots[10]$$

El tiempo de cierre de la fractura es t_c y M_R es un equivalente funcional a la pendiente de Horner cuando $P(t) - P_r$ se grafica en coordenadas cartesianas contra la función F_R . Por lo tanto, la pendiente radial (M_R) tomada de la presión ($P(t)-P_r$) contra la función de flujo radial depende de la transmisibilidad del yacimiento, el volumen inyectado y el tiempo de cierre.

La pendiente se define por la siguiente expresión:

$$m_R = 251,000 \cdot \left(\frac{V_i}{t_c}\right) \cdot \left(\frac{\mu}{kh}\right) \dots\dots\dots[11]$$

Donde V_i es el volumen inyectado expresado en barriles; mientras t_c esta en minutos y k, h, μ se encuentran en unidades de md, pies, y cP respectivamente.

De la ecuación 11, se encuentra evidente que cuando se alcance un flujo pseudo-radial (correctamente identificado) y la presión inicial del yacimiento es conocida, la transmisibilidad de la formación se puede determinar fácilmente. En un régimen de flujo pseudo-radial, la pendiente de la derivada y la diferencia de presión corregida en una gráfica Log-Log (presentado como la Identificación del régimen de flujo para un análisis después del cierre) debe ser de valor 1 para las dos líneas y estas deben coincidir.

De manera similar, cuando se establece un régimen de flujo lineal, el caso es el siguiente:

$$P(t) - P_r = M_L \cdot F_L(t, t_c) \dots \dots \dots [12]$$

Donde la función de tiempo lineal se define como:

$$F_L(t, t_c) = \frac{2}{\pi} \cdot \sin^{-1} \sqrt{\frac{t}{t_c}} \dots \dots \dots [13]$$

Dónde:

$$t \geq t_c$$

Por consiguiente, cuando $P(t) - P_r$ se grafica frente a la función de F_L en coordenadas cartesianas, la pendiente m_L se define como:

$$m_L = C_T \cdot \sqrt{\frac{\pi \mu}{k \phi c_t}} \dots \dots \dots [14]$$

Donde C_T es el coeficiente total de pérdida de fluido (leak-off) y c_t es la compresibilidad total. Cuando se establece un flujo pseudo-lineal, la pendiente de

la derivada en un gráfico Log-Log (presentado como la Identificación del régimen de flujo para un análisis después del cierre) debe ser de $\frac{1}{2}$. Cuando la presión del yacimiento está correctamente definida, la curva de la diferencia de presión también debe tener una pendiente de $\frac{1}{2}$ y debe ser el doble en magnitud que la derivada.

Identificación del régimen de flujo

La gráfica para identificar el régimen de flujo ya sea lineal o radial fue desarrollada por Talley-Nolte (Talley et al. 1999). Donde se tiene en cuenta la derivada semilog de la presión y la presión durante el fall-off menos la presión inicial del yacimiento ($P_w - P_r$) contra el cuadrado de una función de tiempo de flujo lineal (F_L).

En esta gráfica se debe tener en cuenta que el cambio de presión no es la diferencia entre la presión observada en función del tiempo. En realidad, es la presión de fondo menos una presión asumida del yacimiento, pero debido a que no conoce la presión del yacimiento, para este análisis, la curva de presión en sí no va a ser de análisis pues la presión del yacimiento sería incorrecta. Cuando es correcta, la derivada y la derivada semi-log tendrían la misma forma en la misma posición.

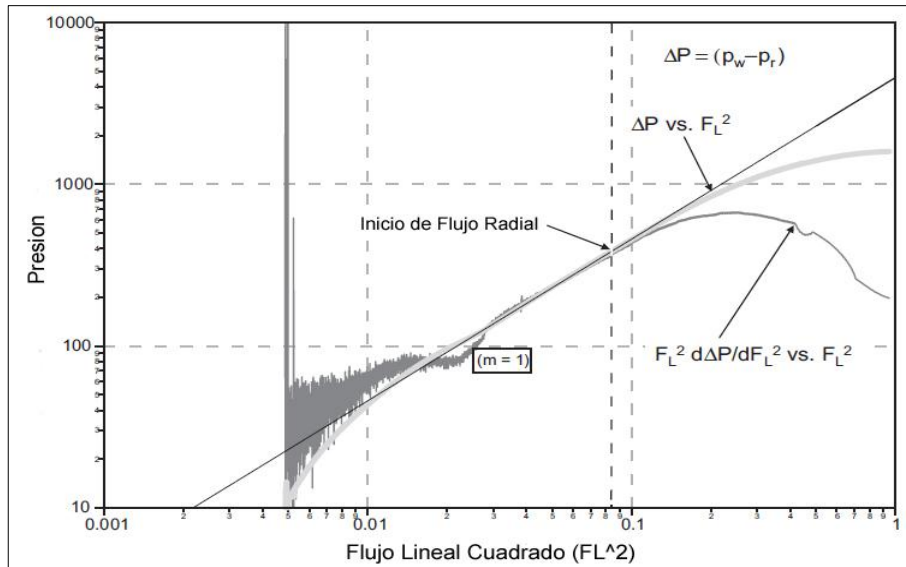
Ya que se analizando regímenes de flujo en la derivada, se conoce que el flujo radial está representado por una pendiente de 1 y el pseudo-lineal por una pendiente de $\frac{1}{2}$. La derivada de ese flujo constante identificado define el conjunto de datos que puede ser analizado para obtener información sobre ese régimen de flujo. Si la derivada se desvía significativamente de la pendiente, se concluye que esos datos no son válidos para analizar por este método, lo cual es normal que suceda debido a algunos fenómenos ocurridos en el pozo que causan fluctuaciones o por algún suceso que perturbe la caída normal de la presión del pozo.

Un periodo de flujo bien definido, también se caracteriza por que entre la derivada y el ΔP , existe una separación con valor del inverso de la pendiente (característica del flujo).

Se debe tener en cuenta que en la gráfica, la función de tiempo (F_L) queda definida en reversa, como se muestra en las Figuras 20 y 21. Esto resulta un poco confuso ya que al iniciar el análisis de la gráfica en el cierre, se debe empezar a analizar desde la derecha y a medida que se aproxima al fin del tiempo, se irá aproximando hacia el eje cero. Finalmente lo que se busca es extrapolar el régimen transitorio hasta el final del tiempo para entender el carácter del sistema de flujo en el yacimiento.

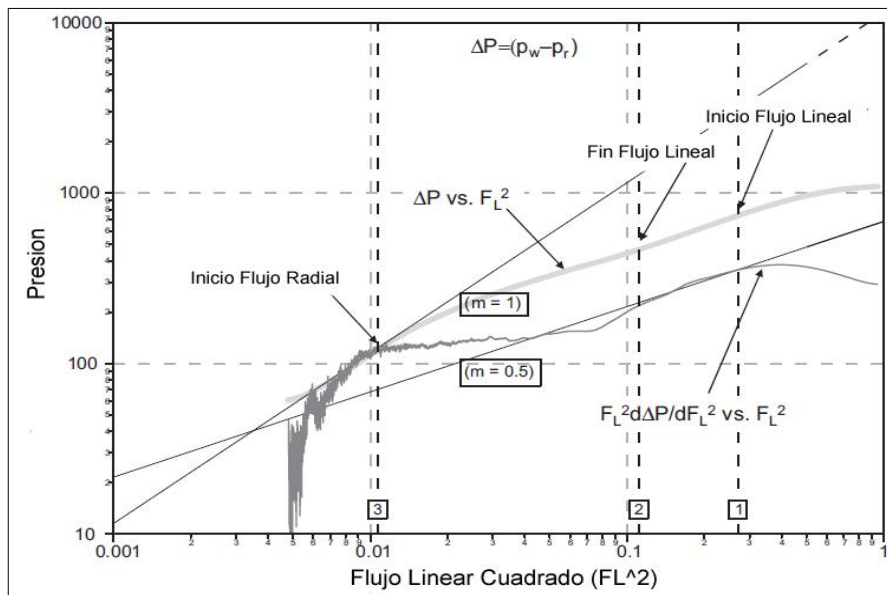
El intervalo determinado es proporcional al cuadrado de la longitud media de la fractura para una permeabilidad efectiva del yacimiento. Usando el valor esperado de la fractura media y el tiempo en alcanzar el flujo pseudo-radial, se puede calcular la permeabilidad efectiva in-situ, permitiendo a los ingenieros a tomar las mejores decisiones para estimular un yacimiento en particular. En la Figura 20 se encuentra un régimen de flujo radial y en la figura 21 el régimen hallado es lineal.

Figura 21. Gráfica para hallar régimen de flujo. Flujo Radial



Fuente: Modificado de “Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods”. Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

Figura 22. Grafica para hallar régimen de flujo. Flujo Pseudo Lineal



Fuente: Modificado de “Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods”. Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

Análisis de Flujo Radial

Alcanzar el régimen de flujo pseudo-radial es lo ideal. Tan pronto es identificado este período de flujo, se construye una gráfica de presión de fondo contra la función de tiempo radial dado por la ecuación F_R previamente descrita. F_R es principalmente función del tiempo de cierre y del tiempo total transcurrido desde el inicio de la fractura hasta el tiempo deseado.

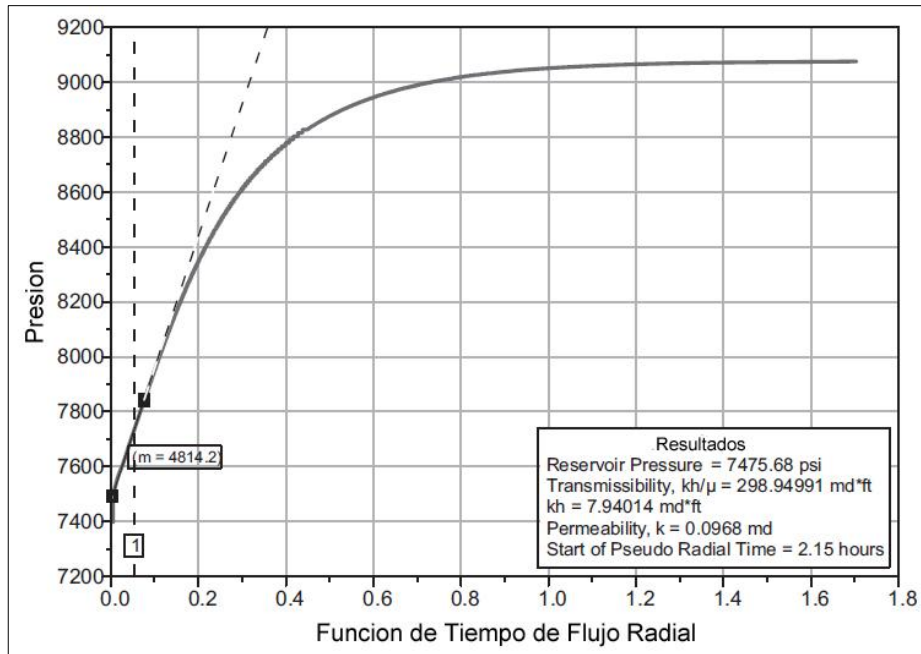
Este gráfico tiene como característica que debe terminar en una línea recta extrapolada hasta el valor de 0. La línea recta viene de la pendiente 1 anteriormente calculada, donde se obtiene la sección de datos que se pueden extrapolar hasta 0 en la función radial, lo que representa la presión del yacimiento.

La pendiente de la línea extrapolada es introducida en la ecuación de transmisibilidad del yacimiento, la cual es función del volumen total inyectado desde la fractura hasta el cierre (no incluye ningún tiempo antes de la fractura) dividido por el tiempo de cierre y la pendiente característica de aquellos datos en línea recta de flujo radial. Esta ecuación no es función de la tasa de bombeo, por lo que es diferente al método de Horner.

Despejando la ecuación 11 se obtiene la ecuación de transmisibilidad,

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right) = 251,000 \cdot \left(\frac{V_i}{m_R t_c}\right) \cdot \dots\dots\dots [15]$$

Figura 23. Gráfica de análisis para un régimen de Flujo Radial



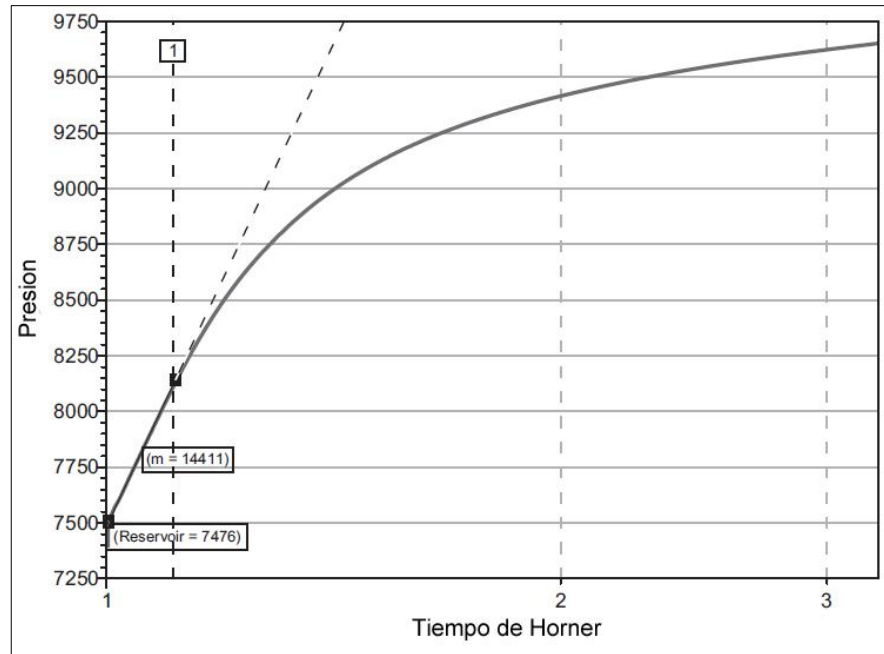
Fuente: Modificado de “Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods”. Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

Análisis de Horner

Este análisis sólo es válido en un flujo pseudo-radial, de lo contrario no es válido. Siendo así, cuando se identifica la existencia un régimen transitorio de flujo radial es posible construir una gráfica convencional de Horner, donde la transmisibilidad (kh/μ) es función de la tasa de bombeo y de la pendiente de la línea recta.

$$\frac{k h}{\mu} = \frac{162.6 (1440) q}{m_H} \dots\dots\dots [16]$$

Figura 24. Gráfica de análisis por medio de la Función de Horner



Fuente: Modificado de “Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods”. Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

Análisis de Flujo lineal

De la Figura 24 es posible observar una línea recta muy bien definida, la extrapolación de esa línea hacia el valor de la función lineal 0 representa la presión de poro, la cual si es puesta en el análisis anterior de determinación del régimen de flujo generalmente representa la curva de presión corregida, en el lugar correcto, con la pendiente correcta y con la separación adecuada. Si existía una estimación de presión inicial incluso de 100 psi de diferencia con la presión correcta, no será paralela y en la posición correcta.

A partir del régimen de flujo lineal no es posible obtener información directa de la transmisibilidad (kh/μ). Por lo que cuando se observa solo este régimen, una

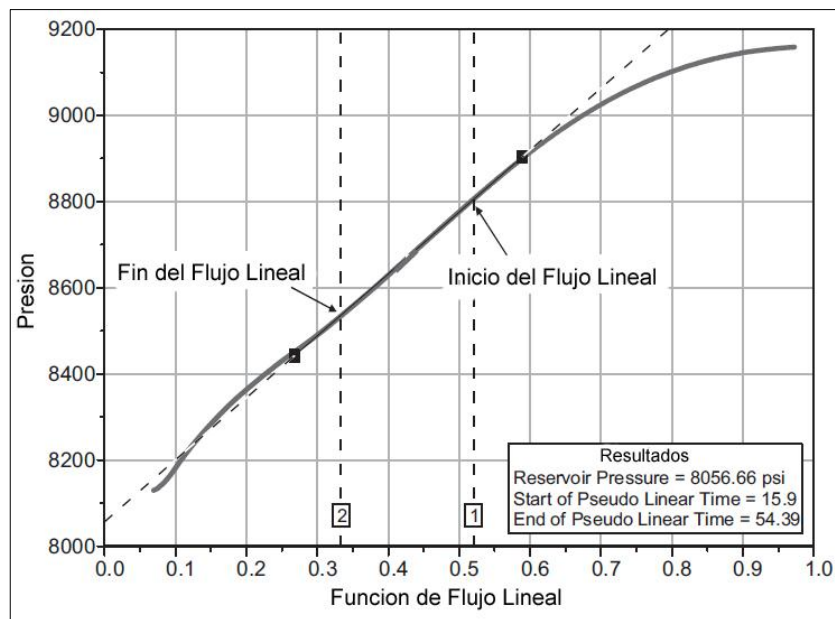
extrapolación hacia la presión de poro corregida a partir de análisis de flujo lineal se puede usar para estimar la transmisibilidad.

Si no existe un período de flujo radial, en la función de tiempo de flujo radial o en la gráfica de Horner la línea de flujo lineal eventualmente se aproxima asintóticamente a la presión de poro correcta, la cual es la presión de poro en el análisis de flujo lineal.

Así que con el fin de obtener una pendiente mínima para una máxima kh/μ se debe conectar el final de los datos con la presión de poro corregida mediante una línea recta. El valor de esta pendiente resultante será usada en la ecuación de transmisibilidad.

Como respuesta se obtiene una estimación del límite superior.

Figura 25. Grafica de análisis por medio de la Función Lineal.



Fuente: Modificado de "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. Agosto 2009.

2.2.2. Benelkadi and TIAB. Nolte introdujo el concepto de la función aparente del tiempo, la cual asume que la fractura se cierra una vez el flujo en el pozo es cerrado y que ocurre una pérdida de fluido significativo durante el bombeo. Esta función aparente del tiempo es seleccionada para el análisis de la presión después del cierre de la fractura, la cual permitirá la estimación de varios parámetros del yacimiento como la permeabilidad y presión inicial. Esta función se encuentra relacionada a continuación en la Ecuación 17.

$$F(t) = \sqrt{1 + \frac{t-t_c}{xt_c}} - \sqrt{\frac{t-t_c}{xt_c}} \dots\dots\dots [17]$$

El mínimo valor para un tiempo t que puede tomar la ecuación anteriormente presentada es el valor del tiempo en el cual la fractura se cierra, lo cual significa que para un tiempo igual al tiempo de cierre de la fractura la función F(t) es igual a una unidad. Por lo tanto, el máximo valor obtenido por esta función será uno y a partir de este para otros valores de tiempo el valor numérico de la función F(t) empezará a disminuir. El valor xt_c simboliza un tiempo aparente de cierre el cual numéricamente es equivalente a 1.62.^[13]

Por consiguiente, una gráfica de la presión de fondo y su derivada contra esta función al cuadrado presentará una línea horizontal la cual representará el flujo radial. A partir de este flujo se es posible la determinación de la permeabilidad con la siguiente ecuación.

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{ht_c m_r} \dots\dots\dots [18]$$

3. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

3.1. ANÁLISIS ANTES DEL CIERRE

La determinación de la presión y el tiempo de cierre es el punto de inicio de este estudio ya que la investigación está basada en los cambios de presión que ocurren después de que la fractura se ha cerrado mecánicamente. Para la determinación de estos factores se pueden encontrar diferentes métodos en la literatura de los cuales 5 fueron previamente mencionados y explicados en el marco teórico.

El enfoque analítico discutido en esta sección hace las siguientes suposiciones.

- 1) La formación ha sido fracturada.
- 2) Ocurre un determinado flujo dentro de la fractura.
- 3) El final de dicho flujo indica que la fractura se ha cerrado.

En cuanto al flujo que se presenta dentro de la fractura es posible decir que puede ser lineal o bilineal cada uno representado con una pendiente de 0.5 o 0.25 respectivamente. La ecuación correspondiente a flujo lineal es la Ecuación 19.

$$\frac{\partial P_D}{\partial t_D} = \sqrt{\pi} \frac{x_e}{x_f} \sqrt{t_D} \dots\dots\dots [19]$$

Donde

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t A} \dots\dots\dots [20]$$

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{141.2q\mu B} \dots\dots\dots [21]$$

Aplicando logaritmo en ambos lados de la ecuación se obtiene

$$\log \frac{\partial P_D}{\partial t_D} = 0.5 \log t_D + \log \sqrt{\pi} \frac{x_e}{x_f} \dots \dots \dots [22]$$

La ecuación correspondiente a flujo bilineal es la Ecuación 23

$$\log \Delta P = 0.25 \log t_D + \log m_{Bl} \dots \dots \dots [23]$$

Por lo tanto, una gráfica Log-Log de la derivada de la presión Vs el tiempo mostrará una línea recta de pendiente de 0.5 para una conductividad infinita o flujo lineal y una pendiente de 0.25 para conductividad finita o flujo bilineal.

Para lograr identificar la presión de cierre es necesario reconocer en la gráfica de la derivada qué tipo de flujo se está presentando y así mismo determinar en qué momento se presenta el fin de dicho flujo. En este punto es posible leer el valor del tiempo el cual por propósitos de esta investigación será llamado tiempo de cierre aparente. A este tiempo se podrá leer el valor de la presión de cierre y el tiempo de cierre será calculado sumando el tiempo de inyección con el tiempo de cierre aparente leído anteriormente.

3.2. ANÁLISIS DESPUÉS DEL CIERRE

Las bases del análisis después del cierre fueron inicialmente propuestas por Gu et al y Abousleiman et al. Ellos demostraron que las propiedades del fluido inyectado en el medio poroso no afectan la respuesta de la presión, y así mismo, varios autores han contribuido al análisis de estas pruebas desarrollando varias técnicas para su interpretación. Dos de estas fueron mencionadas en el marco teórico.

El comportamiento de la presión para esta parte de la prueba es muy similar al comportamiento observado durante las pruebas de presión convencionales, por lo tanto el análisis del mismo será similar al implementado en el convencional. Por consiguiente la derivación de las fórmulas es esencialmente la misma. Tiab desarrolló una solución analítica para el cálculo de la permeabilidad. A continuación se muestra la derivación de la misma con las modificaciones presentadas por el presente estudio.

La ecuación de difusividad es una ecuación diferencial parcial que generalmente se escribe en coordenadas radiales como:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi c_t \mu}{0.0002637 k} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots[24]$$

Las soluciones analíticas de la ecuación de difusividad para su uso en análisis de presiones, se obtienen bajo diferentes límites internos, externos y condiciones iniciales.

A fin de obtener una solución universal a la ecuación de difusividad, Van Everdingen y Hurst realizaron las siguientes transformaciones:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \dots\dots\dots[25]$$

$$t_D = \frac{0.0002637 k t}{\phi c_t \mu r_w^2} \dots\dots\dots[26]$$

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{k h}{141.2 q \mu B} [P_i - P(r, t)] \dots\dots\dots[27]$$

Posteriormente las ecuaciones anteriormente presentadas se sustituyen dentro de la Ecuación 19, la ecuación de la difusividad puede ser escrita de la siguiente manera

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \dots\dots\dots[28]$$

Esta forma adimensional de la ecuación de difusividad es esencial. Como una solución única, puede ser utilizada para diferentes condiciones de porosidad, permeabilidad y propiedades de los fluidos.

Varias soluciones ligeramente diferentes de la Ecuación 28 se presentan en la literatura petrolera. La solución más conveniente en el análisis de pruebas de presión, sucede en un caso en el que el flujo hacia el pozo ocurre a una tasa volumétrica de producción constante y está localizado en un medio poroso de extensión radial infinita.

Esta solución, la cual describe un problema de flujo clásico, se conoce con diferentes nombres: Fuente de Lord Kelvin, solución de Theis y la solución de la línea fuente.

La solución continua de la línea fuente

Para una tasa de flujo constante en el pozo con un radio extremadamente pequeño $r_w \rightarrow 0$ en un sistema infinito, la solución continua de la línea fuente a la ecuación de difusividad en forma adimensional es:

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \dots\dots\dots[29]$$

Donde E_i simboliza simboliza la integral exponencial y se define como:

$$E_i(-X) = - \int_X^\infty \frac{1}{u} e^{-u} du \dots\dots\dots[30]$$

Donde u es una variable ficticia de la integración y la X es la variable de transformación de Boltzman:

$$X = \frac{r_D^2}{4t_D} = \frac{948 \phi c_t \mu r^2 u}{kt} \dots\dots\dots[31]$$

Aplicándole la integral a la solución de la línea fuente, la función $F(\alpha)$ puede ser escrita de la siguiente manera:

$$F(\alpha) = \int_{a(\alpha)}^{b(\alpha)} \psi(x, \alpha) dx \dots\dots\dots[32]$$

donde a y b son funciones diferenciables de alfa y donde $\psi(x, \alpha)$ es continua en x y en alfa. Por lo tanto, la Ecuación 32 se puede escribir de la siguiente forma:

$$\frac{\partial F}{\partial \alpha} = \int_{a(\alpha)}^{b(\alpha)} \frac{\partial \psi(x, \alpha)}{\partial \alpha} dx + \psi[b(\alpha), \alpha] \frac{db(\alpha)}{d\alpha} - \psi[a(\alpha), \alpha] \frac{da(\alpha)}{d\alpha} \dots\dots\dots[33]$$

Usando las Ecuaciones 28, 29 y 30 y reemplazándolas en la Ecuación 33 se puede escribir:

$$\frac{\partial}{\partial t_D} [P_D(r_D, t_D)] = P'_D = \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial t_D} \left[\int_x^\infty \left(\frac{e^{-\infty}}{u} \right) du \right] \dots\dots\dots[34]$$

Aplicando la regla de Leibnitz se obtiene:

$$\frac{\partial P_D}{\partial t_D} = P'_D = \frac{1}{2} \left(\frac{-e^x}{X} \right) \frac{\partial X}{\partial t_D} \dots\dots\dots[35]$$

substituyendo el valor de X y su derivada es posible obtener:

$$P'_D = \frac{1}{2} \left(\frac{4t_D}{r_D^2} \right) \left[-\frac{r_d^2}{4t_d^2} \right] e^{\frac{-r_d^2}{4t_d^2}} \dots\dots\dots [36]$$

$$P'_D = \frac{1}{2t_d} e^{\frac{-r_d^2}{4t_d^2}} \dots\dots\dots [37]$$

En el pozo, cuando $r_D = 1$ y $t_D > 25$ el término exponencial de la Ecuación 37 se acerca a 1. Para este caso dicha ecuación se convierte en:

$$P'_{wD} = \frac{1}{2t_d} \dots\dots\dots [38]$$

La Ecuación 38 también puede ser expresada de la siguiente manera:

$$t_D x P'_{wD} = \frac{1}{2} \dots\dots\dots [39]$$

Ésta última ecuación indica que una gráfica log-log de P'_{wD} por t_D debería resultar en una línea recta horizontal durante la porción de la curva de acción infinita.

Sustituyendo la Ecuación 25 y 26 de r_D y t_D respectivamente, en la Ecuación 37 se obtiene:

$$P'_D = \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{0.00005274kt} e^{\frac{-948\phi \mu c_t r_w^2}{kt}} \dots\dots\dots [40]$$

Por otro lado, una relación entre P'_D y $\Delta P'$ puede ser obtenida aplicándole la derivada a la Ecuación 21 con respecto al tiempo.

$$P'_D = \frac{\partial \left(\frac{kh\Delta P}{141.2q\mu B} \right)}{\partial \left(\frac{0.0002673kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \right)} = \left(\frac{\phi \mu c_t r_w^2}{0.0002673kt} \right) \left(\frac{kh}{141.2q\mu B} \right) \frac{\partial \Delta P}{\partial t} \dots\dots\dots [41]$$

Por tanto, P'_D y $\Delta P'$ están relacionados de la siguiente manera:

$$P'_D = \frac{26.856\phi C_t h r_w^2}{qB} \Delta P \dots\dots\dots [42]$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por t_D se obtiene:

$$t_D x P'_D = \left(\frac{26.856\phi C_t h r_w^2}{qB} \right) \left(\frac{0.0002637kt}{C_t h r_w^2} \right) \Delta' P \dots\dots\dots [43]$$

$$t_D x P'_D = \frac{kh}{141.2q\mu B} (tx\Delta p') \dots\dots\dots [44]$$

Teniendo en cuenta que el flujo inyectado en este tipo de pruebas siempre esta dado en [bbl/min] en vez de [bbl/día] debido a la corta duración de la prueba un factor de conversión es introducido en la fórmula, este relaciona la cantidad de minutos que hay en un día (1 día = 1440 min). Además de esto el factor volumétrico es removido ya que este valor para el agua que es el fluido que se está inyectando es de 1. Por tanto la Ecuación 44 pasa a ser

$$t_D x P'_D = \frac{kh}{141.2q1440\mu} (tx\Delta p') \dots\dots\dots [45]$$

Por lo tanto combinando la Ecuación 45 y la Ecuación 39 y despejando la permeabilidad se obtiene

$$k = \frac{70.6*(1440)*q*\mu}{h(tx\Delta p')_r} \dots\dots\dots [46]$$

Las siguientes suposiciones fueron realizadas

- 1) La fractura y la matriz están distribuidas de manera homogénea por la formación.

- 2) El yacimiento ha sido fracturado por un fluido de inyección y se ha creado una fractura con altura constante igual al espesor del yacimiento.
- 3) EL fluido inyectado tiene las mismas propiedades que el fluido en el yacimiento.
- 4) La fractura creada es tipo PKN (Perkins-Kern-Nordgren)
- 5) La fractura una vez cerrada tiene conductividad 0. (hidráulica y mecánicamente)

Una vez la permeabilidad ha sido calculada se puede hallar la longitud de la fractura que se creó cuando el fluido fue bombeado. Pese a que éste corresponde al análisis antes del cierre es indispensable el conocimiento de la permeabilidad para poder calcular este parámetro por lo tanto una vez se obtiene la permeabilidad se procede a calcular la longitud de la fractura de la siguiente manera. La Ecuación 22 muestra que una gráfica de la derivada de la presión contra el tiempo se obtiene una línea recta con pendiente de 0.5 la cual representa que el flujo dominante es flujo lineal.

Reemplazando la presión y tiempo adimensional en la Ecuación 22 y despejando la derivada de la presión es posible obtener:

$$t \times \Delta p' = 0.5m_L\sqrt{t} \dots\dots\dots [47]$$

$$m_L = 4.064 \frac{qB}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t k}} \dots\dots\dots [48]$$

Por lo tanto la Ecuación 22 puede ser ahora escrita de la siguiente manera:

$$\log (t \times \Delta p') = 0.5 \log t + \log(0.5m_L) \dots\dots\dots [49]$$

Combinando la Ecuación 47 y la Ecuación 48 y tomando el valor de $t x \Delta p'$ como el valor numérico leído al tiempo $t = 1$ se obtiene que la longitud media de la fractura está expresada por la siguiente relación:

$$X_f = 2.032 \frac{Bq}{h(t x \Delta p')_{t=1}} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t k}} \dots \dots \dots [50]$$

3.3. PROCEDIMIENTO PASO A PASO

El siguiente procedimiento es recomendado para la determinación de la presión de cierre, tiempo de cierre, permeabilidad y transmisibilidad.

Paso 1 Pasar el tiempo a intervalos de tiempo (Δt).

Paso 2 Calcular la derivada de presión con respecto al tiempo con la Ecuación 51.

$$t x \Delta p' = \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial \ln t} \right) = tx \left[\frac{\ln \left[\frac{t_i}{t_{i-1}} \right] \Delta P_{i+1}}{\ln \left[\frac{t_{i+1}}{t_i} \right] \ln \left[\frac{t_{i+1}}{t_{i-1}} \right]} + \frac{\ln \left[\frac{t_{i+1} t_{i-1}}{t_i^2} \right] \Delta P_i}{\ln \left[\frac{t_{i+1}}{t_i} \right] \ln \left[\frac{t_i}{t_{i-1}} \right]} + \frac{\ln \left[\frac{t_{i+1}}{t_i} \right] \Delta P_{i-1}}{\ln \left[\frac{t_i}{t_{i-1}} \right] \ln \left[\frac{t_{i+1}}{t_{i-1}} \right]} \right] \dots \dots \dots [51]$$

Paso 3 graficar la presión y la derivada de la presión contra tiempo en un gráfico Log-Log.

Paso 4 identificar el flujo lineal o bilineal, una línea de pendiente 0.5 o 0.25 respectivamente.

Paso 5 Identificar el final del flujo en la gráfica de la derivada y leer el valor de la presión que corresponda a este tiempo. Esta presión será la presión de cierre de la fractura.

Paso 6 Leer el tiempo al final de flujo lineal o bilineal y sumarle el tiempo de inyección. Este será el tiempo de cierre de la fractura.

Paso 7 Calcular el tiempo equivalente con la siguiente ecuación

$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} \dots \dots \dots [52]$$

Paso 8 Calcular la derivada de la presión con respecto al tiempo equivalente con la ecuación 10.

Paso 9 Graficar la presión y su derivada con respecto a el tiempo equivalente en una misma gráfica Log-Log.

Paso 10 Distinguir el flujo radial, línea recta con pendiente 0, y calcular la permeabilidad del yacimiento con la Ecuación 46.

Paso 11 Calcular la transmisibilidad del yacimiento con la Ecuación 53.

$$Transmissibility = \frac{kh}{\mu} \dots \dots \dots [53]$$

Paso 12 Calcular la longitud media de la fractura con la Ecuación 50.

3.4 MODELO SINTÉTICO

Con el fin de probar la veracidad de la metodología anteriormente desarrollada se corrió un sintético de presión simulando las condiciones a las cuales se realiza una prueba DFIT. El software utilizado para dicha simulación fue Kappa Ecrin Saphir. Las propiedades que se relacionan a continuación fueron introducidas al software

para lograr obtener un comportamiento de presión el cual fue posteriormente analizado por la metodología explicada.

Tabla 1. Propiedades establecidas para el sintético de presión

PROPIEDAD	VALOR
K (mD)	0.87
Q (bbl/min)	3.47 bbl/min
Xf (ft)	5
H, espesor de la formación (ft)	250
Porosidad	0.065
Densidad del Fluido Inyectado	Agua (8.33 ppg)
API aceite	38
GOR (MMcf/bbl)	0.01
Gas Gravity	0.68
Viscosidad del gas (cP)	0.0218
Viscosidad del aceite (cP)	0.454
Viscosidad del fluido	0.235
Presión de yacimiento (psi)	3500
Co (1/psi)	1.508E-05
Cg (1/psi)	2.3E-04

Las siguientes gráficas muestran las ventanas con los valores introducidos en el software y los resultados generados por el mismo. Los resultados numéricos que fueron obtenidos se presentan en el Anexo 1.

Figura 26. Propiedades del yacimiento

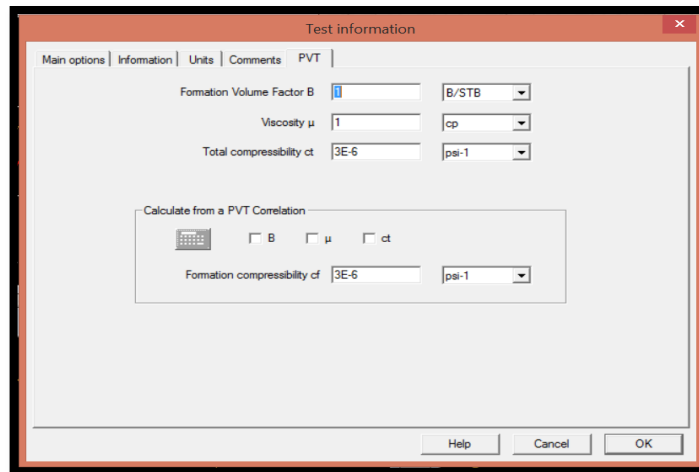


Figura 27. Información PVT

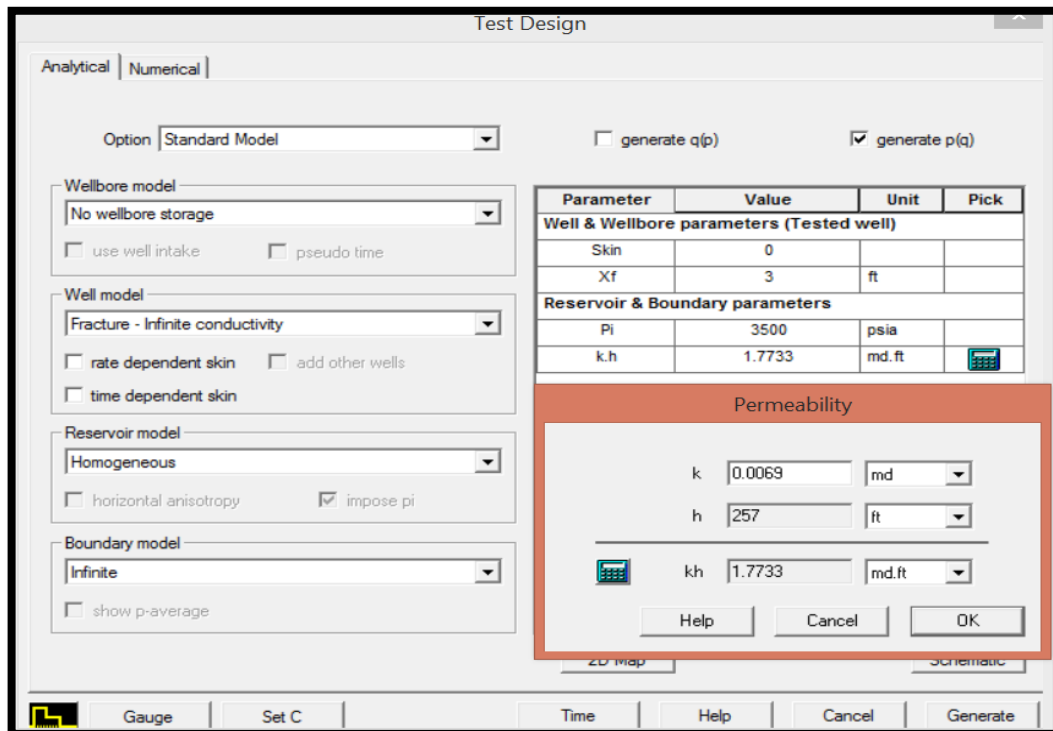


Figura 28. Resultado Sintético de Presión

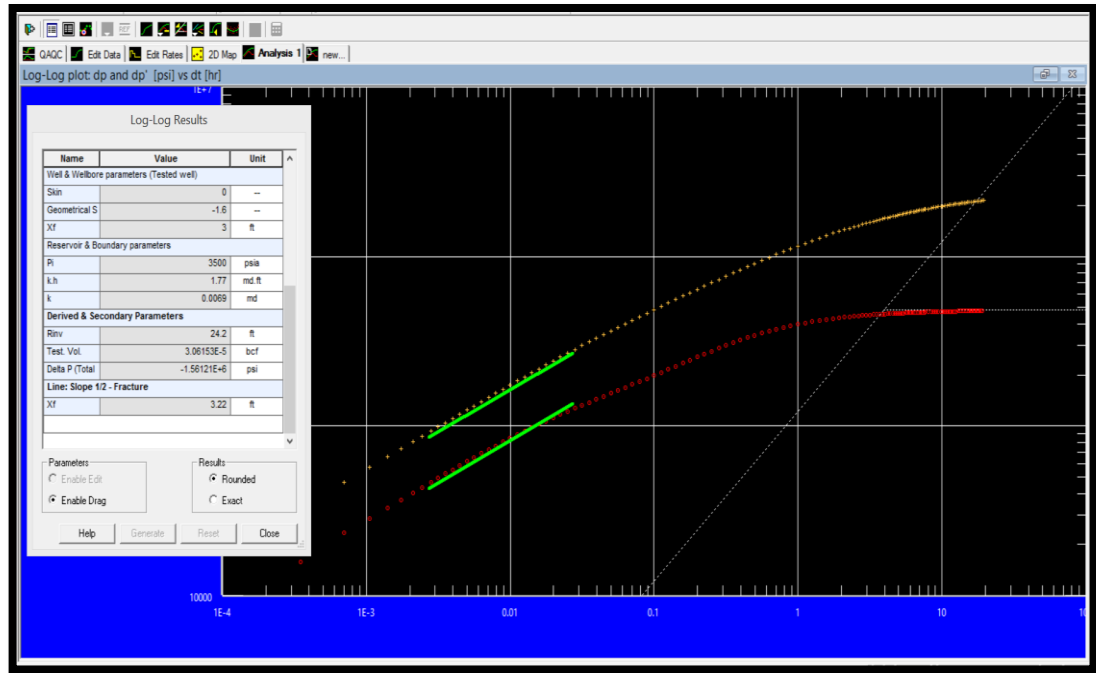


Figura 29. Resultado Sintético de Presión

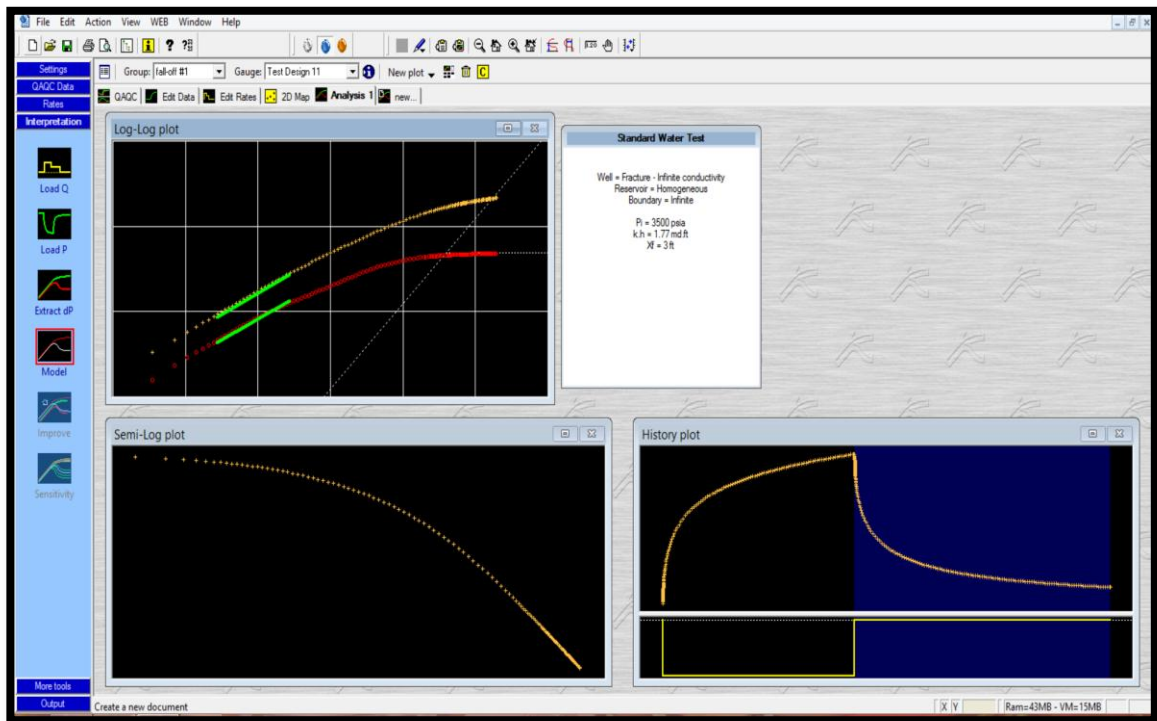
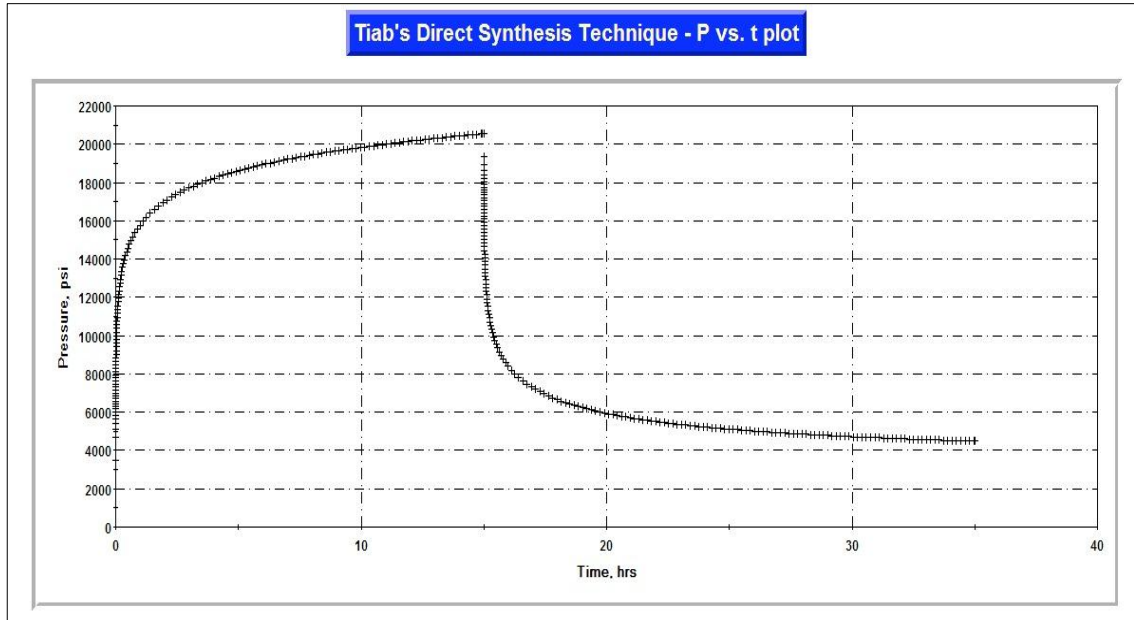
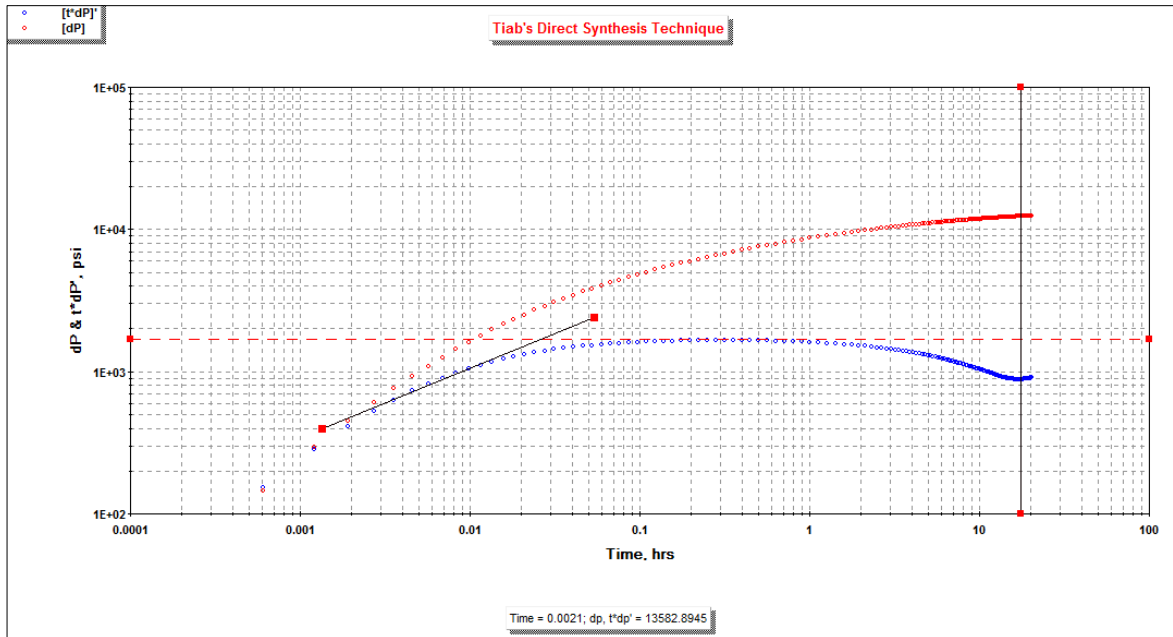


Figura 30. Presión Vs Tiempo



Una vez el software genera los datos de presión contra tiempo se procedió a hacer el correspondiente análisis para verificar que los parámetros introducidos coincidieran con los generados por el modelo expuesto en la presente investigación. La Figura 29 y 30 muestra el gráfico de la presión contra el tiempo y el gráfico de la derivada de la presión generado en el software Tiab's Direct Synthesis Technique respectivamente.

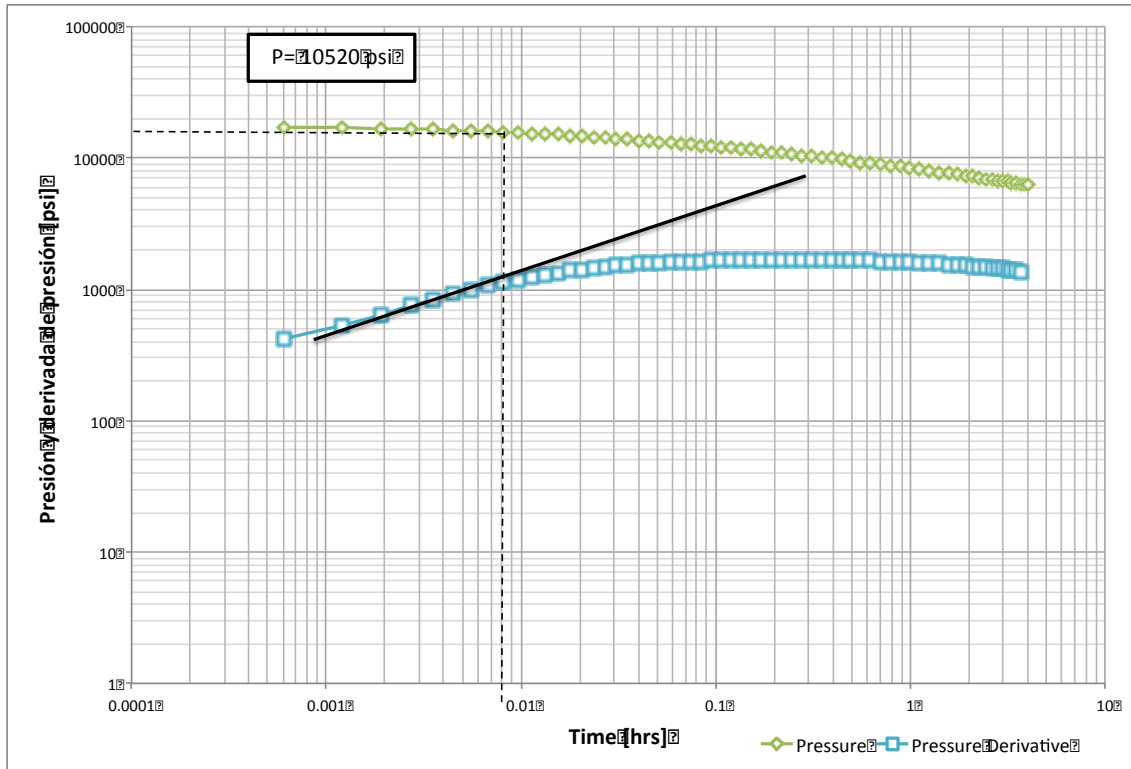
Figura 31. Derivada de la Presión



El software anteriormente mencionado fue utilizado con el fin de exportar los datos de la derivada y lograr tener curvas más suaves y definidas, sin embargo el análisis fue realizado en Excel pues el software no permitía realizar las gráficas necesarias para el desarrollo de la metodología.

La Figura 31 es una gráfica Log-Log de la presión y derivada de la presión contra los intervalos de tiempo (Δt). De esta figura es posible identificar el flujo lineal, representado por la línea negra, mostrando una pendiente de 0.5. Al final de esta línea se asume que la fractura se cierra y por lo tanto la presión y tiempo de cierre pueden ser leídos. Para este caso un valor de 10520 psi y 0.0081 hrs fue obtenido para la presión de cierre y el tiempo de cierre aparente respectivamente. Para encontrar el valor del tiempo de cierre se le suma el tiempo de inyección al tiempo de cierre aparente, resultando en un valor de 15.0081 horas.

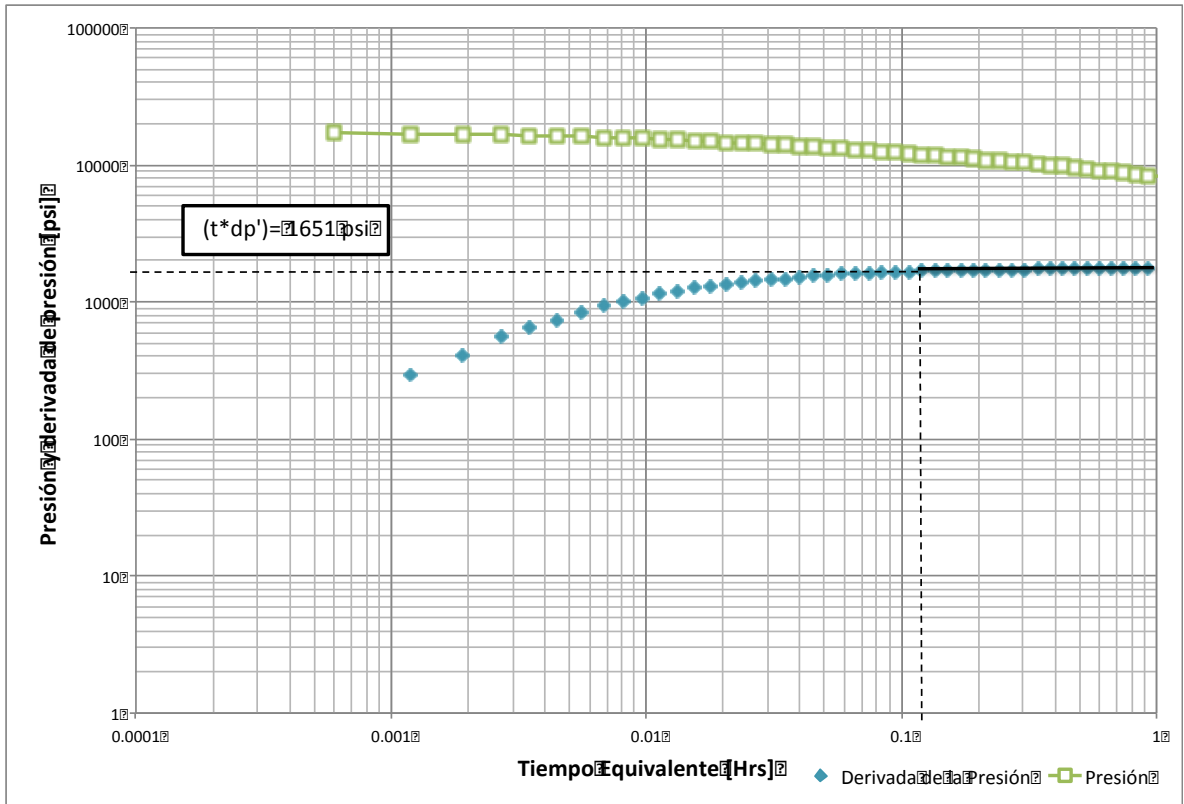
Figura 32. Derivada de la Presión y la presión Vs tiempo



Posteriormente el flujo radial es analizado; la identificación de este tipo de flujo en la gráfica de presión y derivada de presión (Figura 32) contra tiempo equivalente es muy importante ya que a partir de ésta será posible el cálculo de la permeabilidad con la Ecuación 46. Reemplazando todos los valores en dicha ecuación, se obtiene:

$$k = \frac{(70.6)(1440)(3.47)(1)}{(250)(1651)} = 0.86 \text{ mD} \dots\dots\dots [54]$$

Figura 33. Derivada de la Presión y la presión Vs tiempo



Una vez calculada la permeabilidad se procede a calcular la longitud media de la fractura, X_f tal y como se muestra en la Ecuación 50.

$$X_f = 2.032 \frac{(3.47)(1440)}{(250)(2000)} \sqrt{\frac{1}{(0.065)(2E-4)(0.79)}} = 5.27 \text{ ft} \dots \dots \dots [55]$$

La Tabla 2 muestra la comparación de los resultados obtenidos con los parámetros introducidos al software para realizar la simulación del sintético de presión, es posible ver que ambos resultados son muy cercanos lo cual demuestra la veracidad de la Síntesis Directa de Tiab para analizar pruebas de presión DFIT.

Tabla 2. Comparación de resultados Sintético de Presión

Parámetros Introducidos	Parámetros Obtenidos
K= 0.87 mD Xf = 5 ft	Pc= 10520 psi Tc= 15.0081 hr K = 0.86 mD Xf = 5.27 ft

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A EJEMPLOS DE CAMPO

Cuatro casos diferentes serán desarrollados y analizados con el método anteriormente descrito. Los dos primeros casos hacen alusión a una arena apretada productora de aceite, los siguientes dos, los cuales fueron tomados de Benelkady y Tiab [1] hacen alusión a una arena apretada productora de gas. Con el fin de obtener mejores gráficos y poder filtrar ciertos puntos que generaban ruido en la tendencia de la curva se utilizó el programa “Tiab Direct’s Synthesis Technique Software”. Con este se crearon ciertos gráficos los cuales complementan el análisis junto con otras gráficas generadas en Excel.

4.1. CASO 1

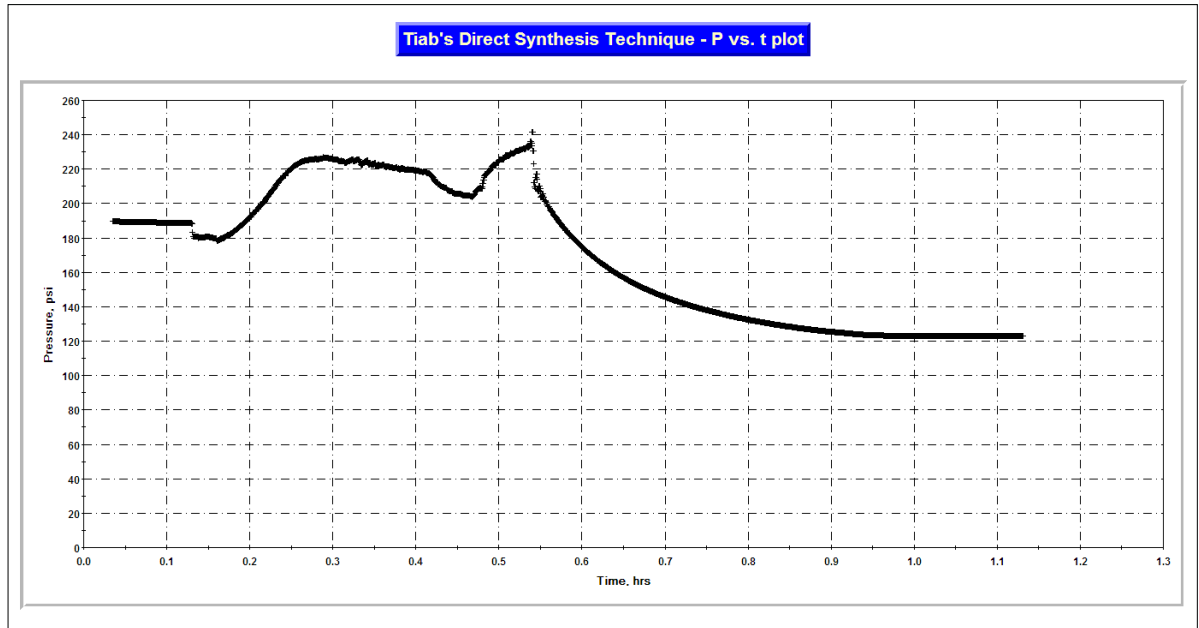
Es una formación con un intervalo entre 17478 ft y 17538 ft de una arenisca apretada productora de aceite con una presión de yacimiento de 5400 psi. La prueba fue realizada a una presión de superficie máxima de 7681 psi y un caudal de flujo máximo de 26.1 BPM. La Tabla 3 relaciona las propiedades principales de esta formación y del fluido.

Tabla 3. Parámetros CASO 1

ϕ	Porosidad	0.04
μ [cP]	Viscosidad del Fluido	10
h [ft]	Espesor de la formación	500
Ps [psi]	Presión de la Formación	5400
Vi [BBI]	Volumen Inyectado	380
tp [min]	Tiempo de inyección	32
Q [bbl/min]	Caudal	12

La Figura 33 es una gráfica de la presión contra el tiempo de toda la duración de la prueba. Tal y como se explicó en el capítulo 3 el comportamiento de la presión llega a un punto máximo y este después empieza a declinar lentamente hasta que se observa el flujo radial.

Figura 34. Presión vs tiempo de cierre Caso 1



La Figura 34 muestra la curva de la derivada de la presión e intervalos de presión contra tiempo generada por el software anteriormente mencionado. De aquí fue exportada la data a Excel con el fin de crear las gráficas necesarias para el desarrollo de la metodología planteada.

Figura 35. Derivada de la presión Caso 1

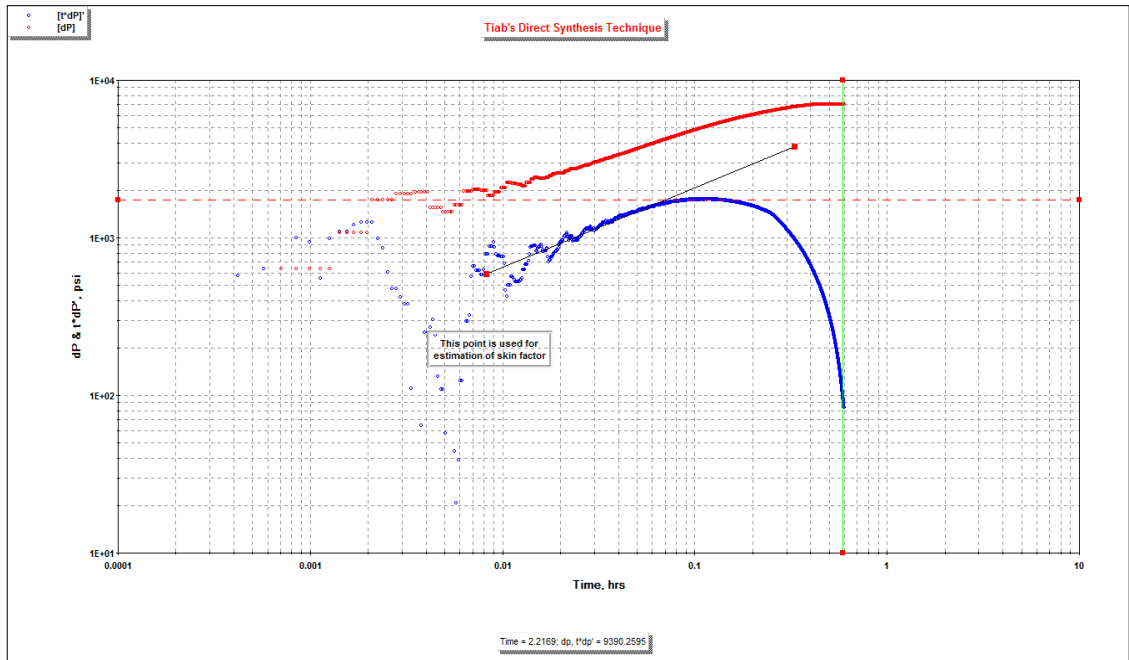


Figura 36. Presión y derivada de la presión vs tiempo Caso 1

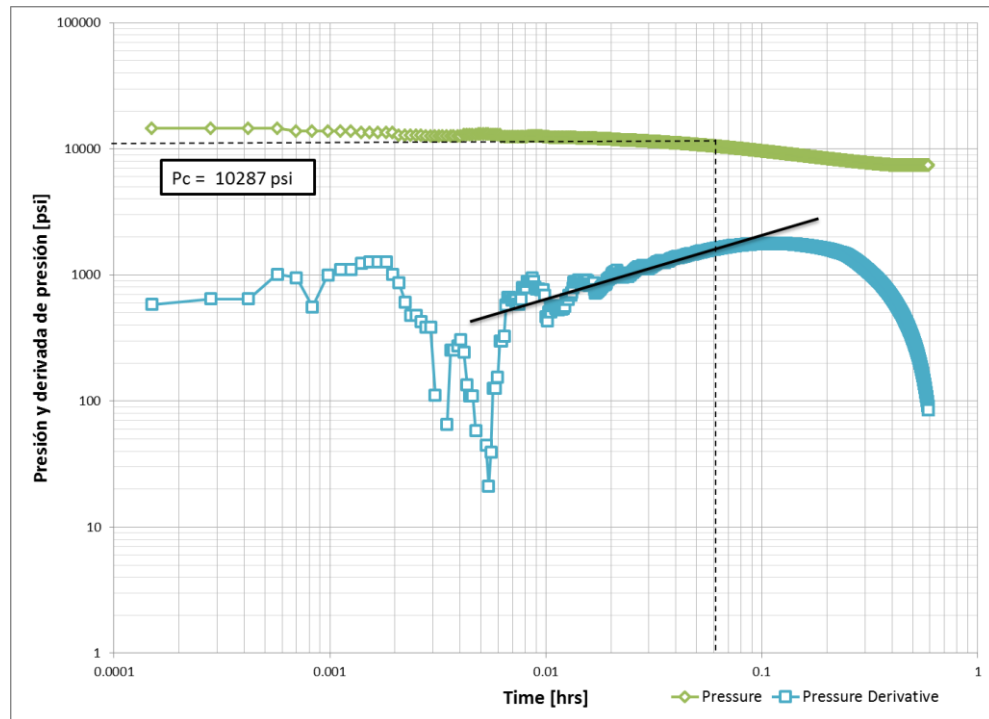
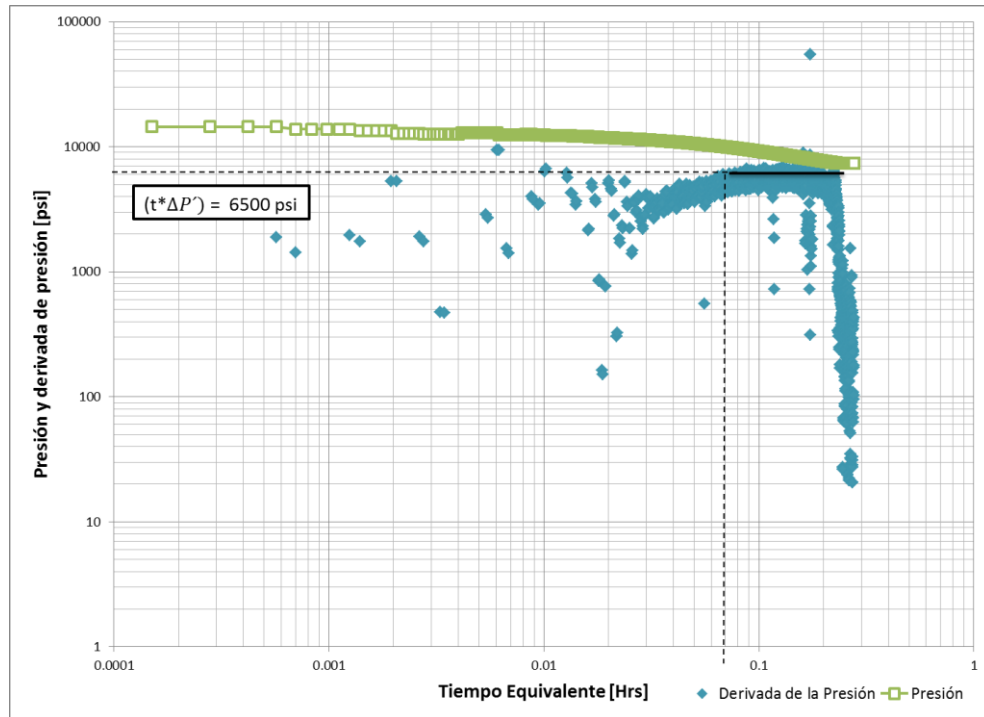


Figura 37. Identificación Flujo radial Caso 1



La Figura 35 es una gráfica Log-Log de la presión y derivada de la presión contra los intervalos de tiempo (Δt). De esta figura es posible identificar el flujo lineal, representado por la línea negra, mostrando una pendiente de 0.5. Al final de esta línea se asume que la fractura se cierra y por lo tanto la presión y tiempo de cierre pueden ser leídos. Para este caso un valor de 10287 psi y 0.067 hrs fue obtenido para la presión de cierre y el tiempo de cierre aparente respectivamente. Para encontrar el valor del tiempo de cierre se le suma el tiempo de inyección al tiempo de cierre aparente, resultando en un valor de 0.434 horas o 26 min.

Posteriormente el flujo radial es analizado; la identificación de este tipo de flujo en la gráfica de presión y derivada de presión (Figura 36) contra tiempo equivalente es muy importante ya que a partir de esta será posible el cálculo de la permeabilidad con la Ecuación 56. Reemplazando todos los valores en dicha ecuación, se obtiene:

$$k = \frac{(70.6)(1440)(12)(9)}{(500)(6500)} = 3.36 \text{ mD} \dots\dots\dots [56]$$

Una vez calculada la permeabilidad se procede a calcular la longitud media de la fractura, X_f tal y como se muestra en la Ecuación 57

$$X_f = 2.032 \frac{(12)(1440)}{(500)(6500)} \sqrt{\frac{1}{(0.04)(3E-4)(3.36)}} = 5.09 \text{ ft} \dots\dots\dots [57]$$

4.2. CASO 2

Es una formación con un intervalo entre 16904 ft y 17859 ft de una arenisca apretada productora de aceite con una presión de yacimiento de 6500 psi. La prueba fue realizada a una presión de superficie máxima de 9886 psi y un caudal de flujo máximo de 26.83 BPM. La Tabla 4 relaciona las propiedades principales de esta formación y del fluido

Tabla 4. Parámetros CASO 2

ϕ	Porosidad	0.04
μ [cP]	Viscosidad del Fluido	0.9
h [ft]	Espesor de la formación	120
Ps [psi]	Presión de la Formación	5400
tp [min]	Tiempo de inyección	180
Q [bbl/min]	Caudal	5

La Figura 37 muestra la curva de la derivada de la presión e intervalos de presión contra tiempo generada por el software Tiab's Direct Synthesis Technique .

Figura 38. Presión Vs tiempo Caso 2

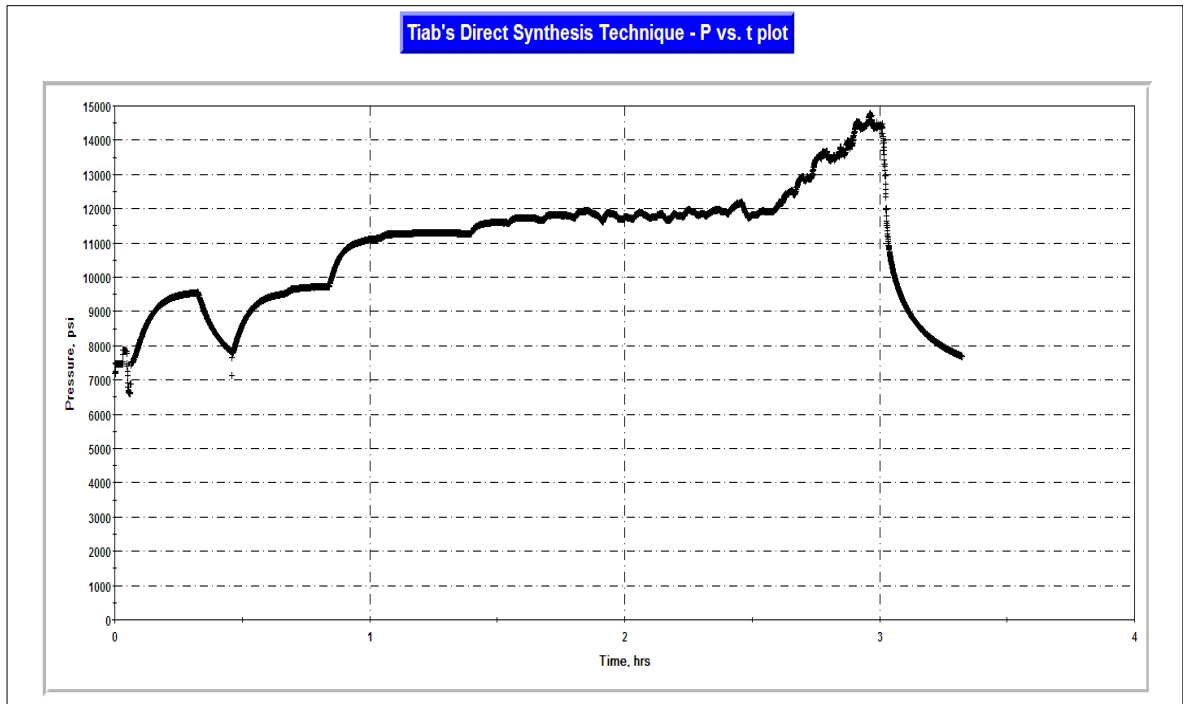
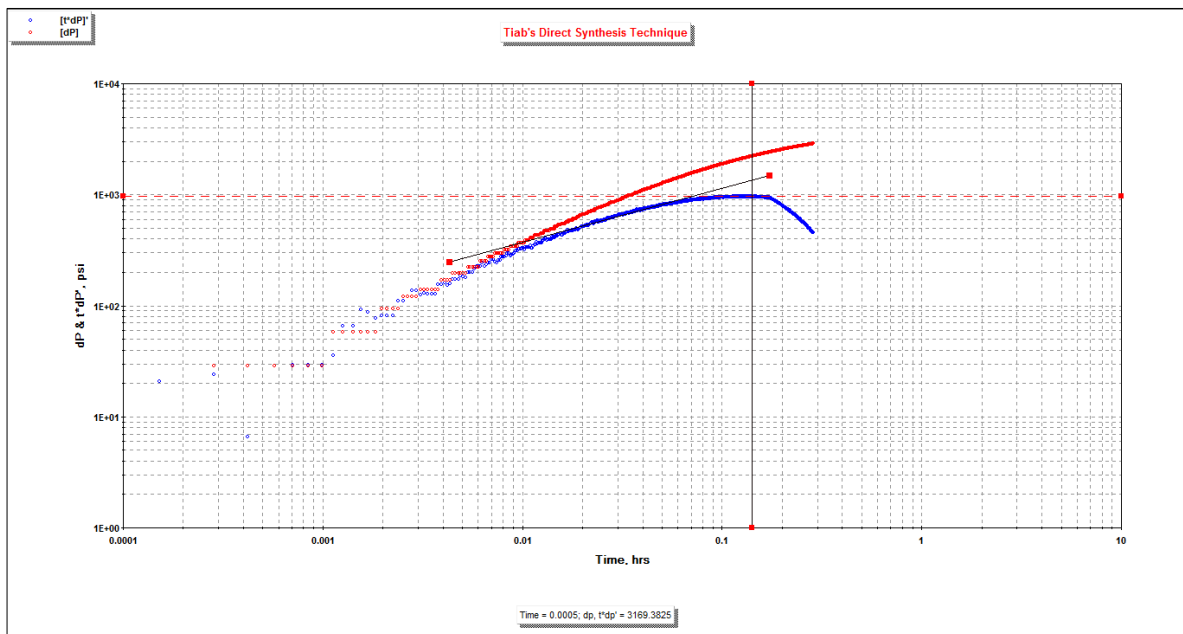
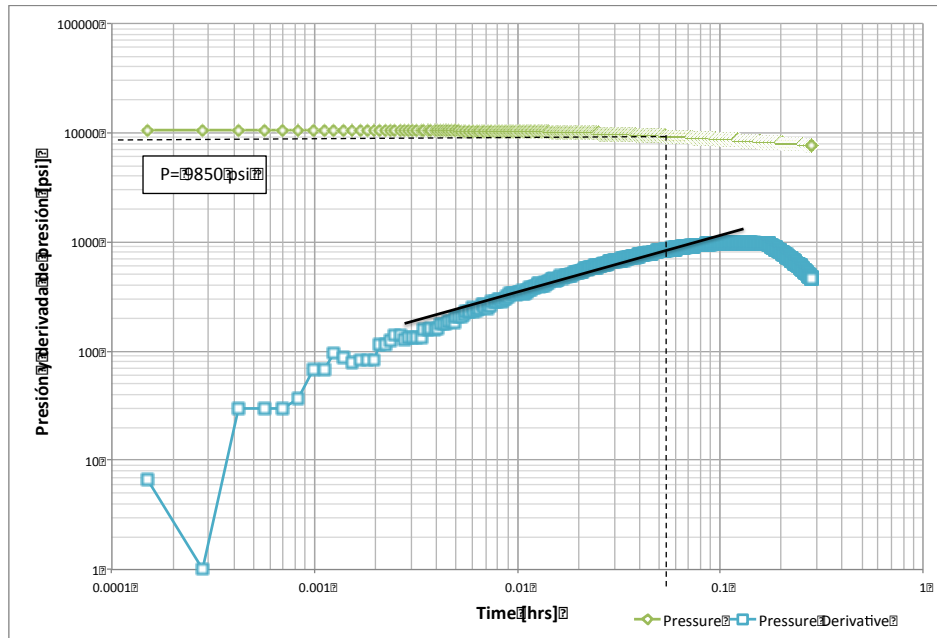


Figura 39. Derivada de la presión Caso 2



Tal y como se realizó en el caso 1 de la Figura 39 se puede obtener la presión de cierre la cual es 9850 psi y el tiempo de cierre de la fractura el cual es 180 minutos. La Figura 40 muestra la gráfica de flujo radial y la Ecuación 58 el cálculo de la permeabilidad.

Figura 40. Presión y derivada de la presión Vs tiempo Caso 2

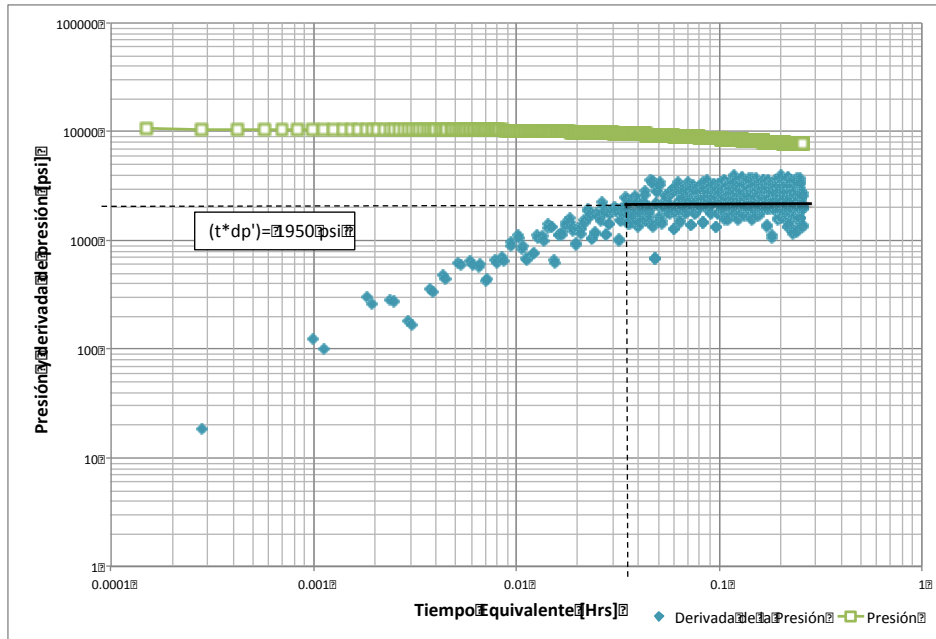


$$k = \frac{(70.6)(1440)(5)(0.9)}{(120)(1950)} = 2.95 \text{ mD} \dots\dots\dots [58]$$

Una vez calculada la permeabilidad se procede a calcular la longitud media de la fractura, X_f tal y como se muestra en la Ecuacion 59

$$X_f = 2.032 \frac{(5)(1440)}{(120)(4000)} \sqrt{\frac{1}{(0.04)(3E-4)(1.95)}} = 6.08 \text{ ft} \dots\dots\dots [59]$$

Figura 41. Identificación flujo radial Caso 2



4.3. CASO 3

Es una formación relativamente homogénea la cual fue cañoneada a una profundidad de 13,909 ft a 13,922 ft con una presión en el revestimiento de 500 psi. La presión de fondo fue estabilizada a 6471 psi y fue asumida como la presión de yacimiento. La Tabla 5 relaciona las propiedades de esta formación.

Tabla 5. Parámetros CASO 3

ϕ	Porosidad	0.12
μ [cP]	Viscosidad del Fluido	0.026
h [ft]	Espesor de la formación	13
Ps [psi]	Presión de la Formación	5209
tp [min]	Tiempo de inyección	8.5
Q [bbl/min]	Caudal	5.85

Figura 42. Presión vs tiempo Caso 3

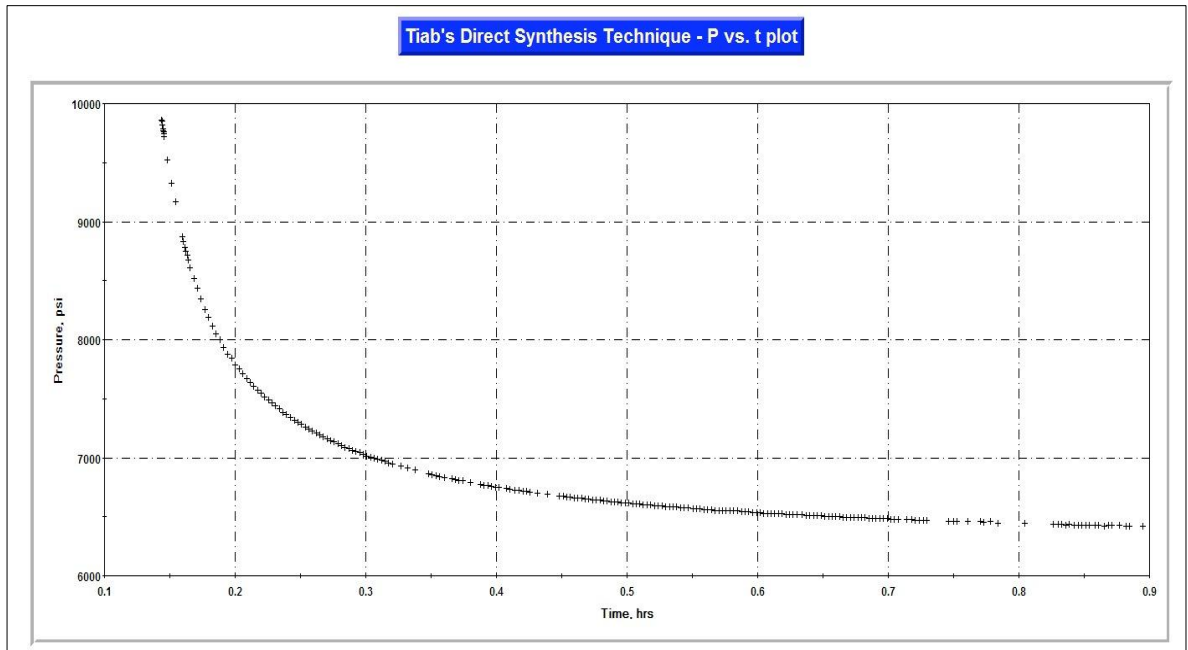


Figura 43. Derivada de la Presión Caso 3

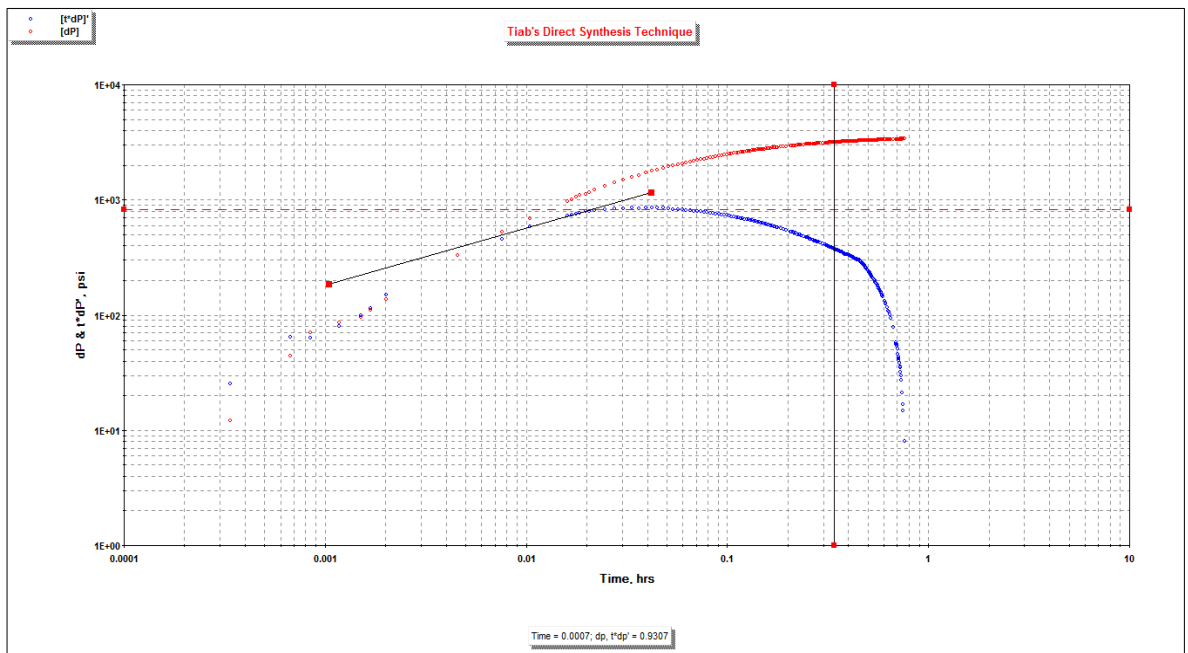
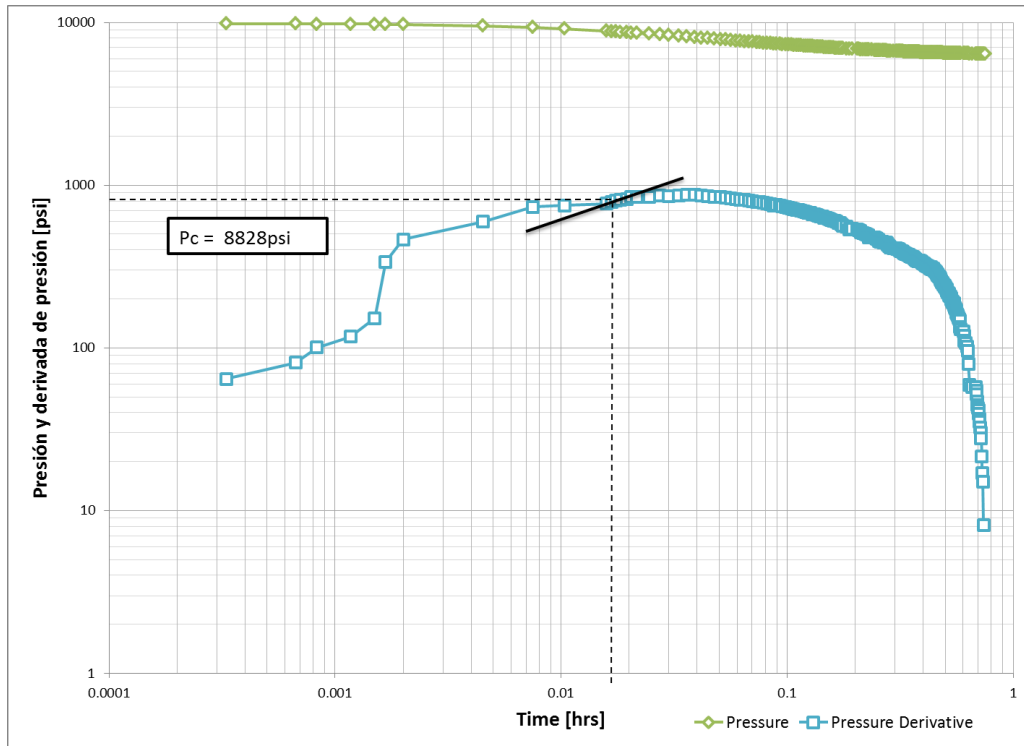
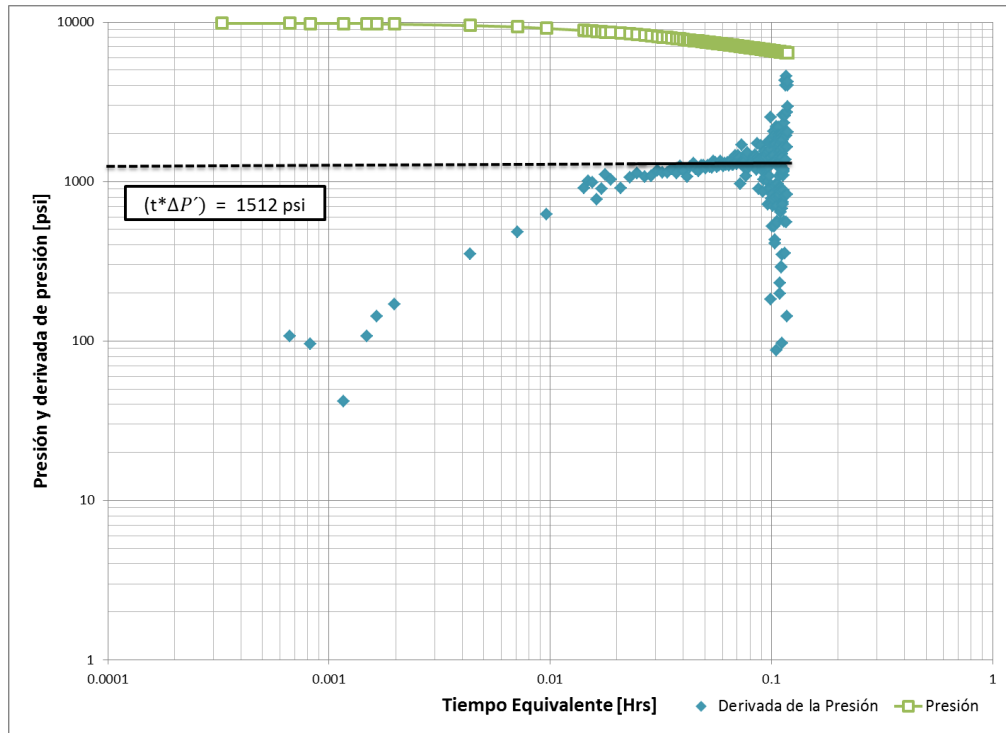


Figura 44. Presión y derivada de la presión vs tiempo Caso 3



La Figura 43 es una gráfica Log-Log de la presión y derivada de la presión contra los intervalos de tiempo (Δt). De esta figura es posible identificar flujo lineal, representado por la línea negra, mostrando un pendiente de 0.5. Al final de esta línea se asume que la fractura se cierra y por lo tanto la presión y tiempo de cierre puede ser leídos. Para este caso un valor de 8828 psi y 1 min fue obtenido para la presión de cierre y el tiempo de cierre aparente. Para encontrar el valor del tiempo de cierre se le suma el tiempo de inyección al tiempo de cierre aparente, resultando en un valor de 9.4 minutos.

Figura 45. Identificación del flujo radial Caso 3



Posteriormente el flujo radial es analizado; la identificación de este tipo de flujo en la gráfica de presión y derivada de presión contra tiempo equivalente es muy importante ya que a partir de esta será posible el cálculo de la permeabilidad con la Ecuación 60. Reemplazando todos los valores en dicha ecuación, se obtiene:

$$k = \frac{(70.6)(1440)(5.85)(0.026)}{(13)(1512)} = 0.78mD \dots\dots\dots [60]$$

Una vez calculada la permeabilidad se procede a calcular la longitud media de la fractura, X_f tal y como se muestra en la Ecuación 61

$$X_f = 2.032 \frac{(5)(1440)}{(13)(6000)} \sqrt{\frac{1}{(0.12)(3E-4)(0.78)}} = 7.02 ft \dots\dots\dots [61]$$

4.4 CASO 4

El Liner de 3 ½ fue cañoneado a una profundidad de 13,831 ft a 13,853 ft con una presión de 525 psi en cabezal de pozo. Esta formación es más gruesa y más heterogénea que para el primer ejemplo. La Tabla 6 relaciona las propiedades de esta formación y el fluido en ella que es un gas.

Tabla 6. Parámetros CASO 4

ϕ	Porosidad	0.12
μ [cP]	Viscosidad del Fluido	0.025
h [ft]	Espesor de la formación	22
Ps [psi]	Presión de la Formación	6200
tp [min]	Tiempo de inyección	7.8
Q [bbl/min]	Caudal	4.43

Figura 46. Presión vs tiempo Caso 4

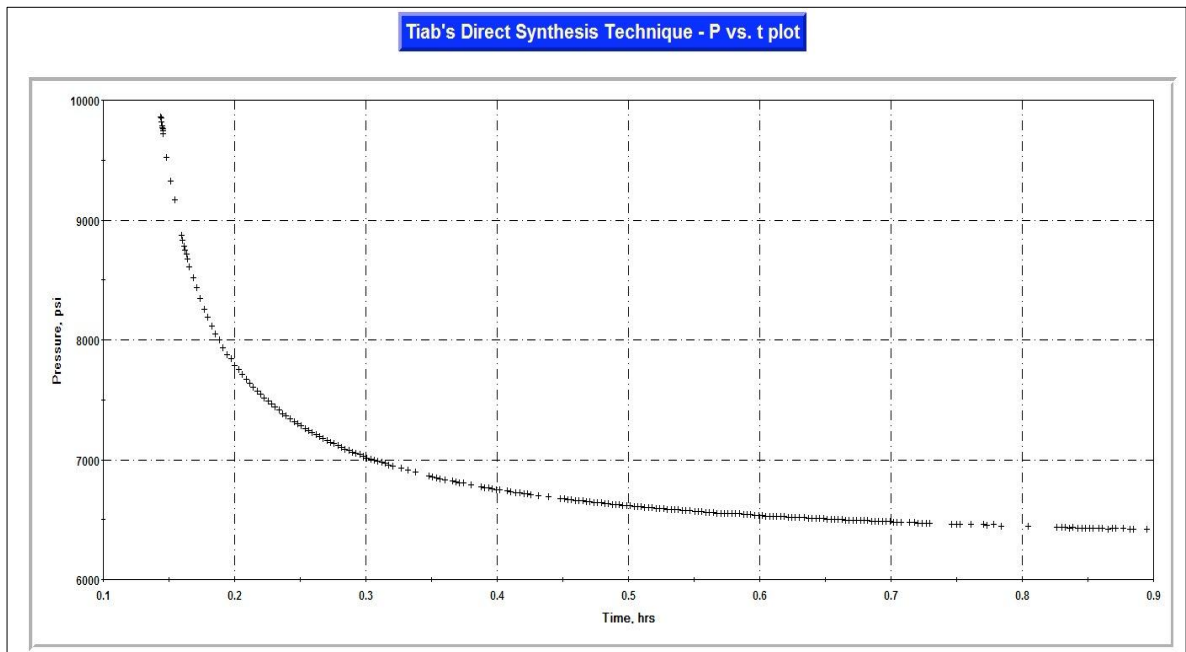


Figura 47. Derivada de la Presión Caso 4

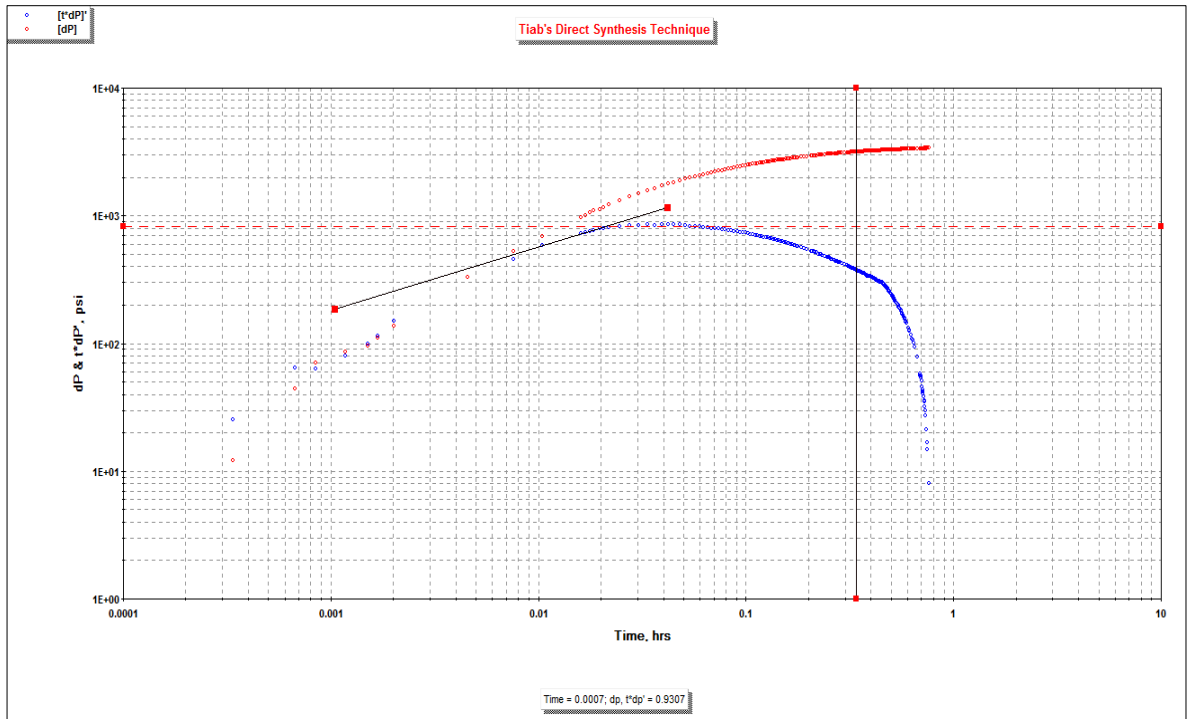
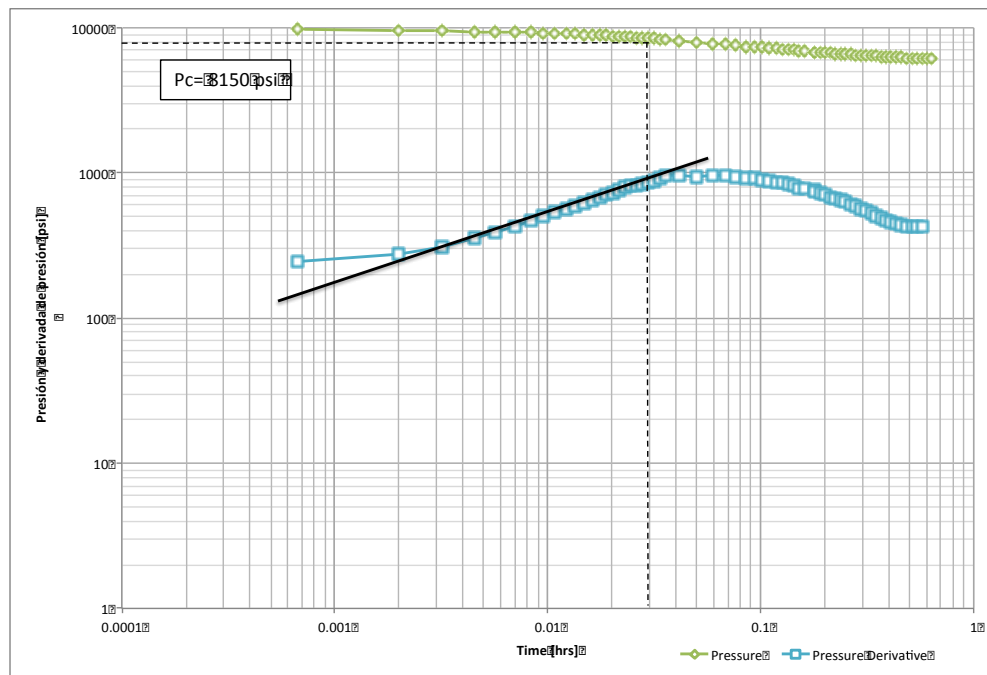
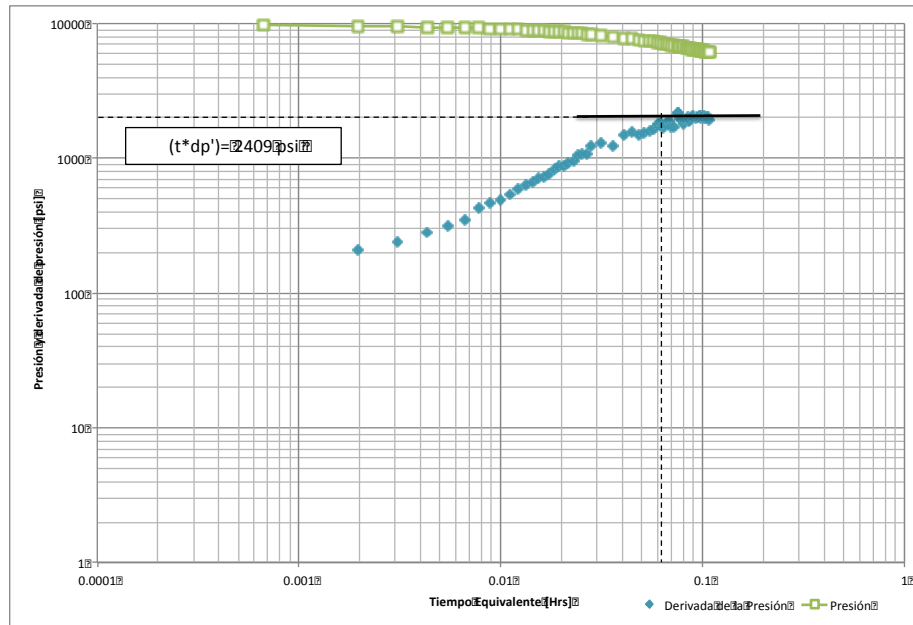


Figura 48. Presión y derivada de la presión vs tiempo Caso 4



Tal y como se realizó en los casos anteriores de la Figura 47 podemos obtener la presión de cierre la cual es 8377 psi y el tiempo de cierre de la fractura el cual es 9.9 minutos. La Figura 48 muestra la gráfica de flujo radial y la Ecuación 62 el cálculo de la permeabilidad.

Figura 49. Identificación del flujo radial Caso 4



$$k = \frac{(70.6)(1440)(4.43)(0.025)}{(22)(2409)} = 0.21 mD \dots \dots \dots [62]$$

Una vez calculada la permeabilidad se procede a calcular la longitud media de la fractura, X_f tal y como se muestra en la Ecuación 63

$$X_f = 2.032 \frac{(4.43)(1440)}{(22)(5000)} \sqrt{\frac{1}{(0.12)(3E-4)(0.21)}} = 6.20 ft \dots \dots \dots [63]$$

4.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Las Tablas 7 y 8 presentan los valores obtenidos de la permeabilidad por medio de diferentes técnicas. Para los casos 1 y 2 el análisis se realizó solamente por Nolte G-function. Para los casos 3 y 4 se tienen resultados de un Buildup que se le corrió a cada pozo(1), además de esto se presentan resultados obtenidos por la técnica de Benelkadi y Tiab por la cual se hizo el análisis para obtener la presión y tiempo de cierre y la permeabilidad, también se muestran los resultados obtenidos del análisis de Horner para el valor de la permeabilidad.

Tabla 7. Comparación de resultados Caso 1 y Caso 2

	CASO 1	CASO 2
Nolte G-Function	Pc= 11624 psi Tc= 23 min K= 2.67 mD	Pc= 10310 psi Tc= 181 min K = 3.58 mD
TDS Technique	Pc= 10287 psi Tc= 26 min K = 3.37 mD	Pc= 9850 psi Tc= 180 min K = 2.95 mD

Tabla 8. Comparación de resultados Caso 3 y Caso 4

	CASO 3	CASO 4
Buildup	K = 0.75	K=0.24
Benelkadi and Tiab	Pc= 8530 psi Tc= 9.3 min K= 0.69 mD	Pc= 8150 psi Tc= 9.8 min K = 0.23 mD
TDS Technique	Pc= 8828 psi Tc= 9.4 min K = 0.7 mD	Pc= 8377 psi Tc= 9.9 min K = 0.21mD

La Longitud media de la fractura no pudo ser comparada con otros métodos pues en el análisis que estos hacen no incluyen la determinación de este parámetro. Sin embargo, según lo investigado en la literatura, las fracturas generadas en por este tipo de pruebas están entre 3-15 ft de longitud. Los resultados presentados en esta sección se encuentran dentro de este rango, lo cual muestra nuevamente que la Síntesis Directa de Tiab puede ser utilizada para realizar un completo análisis de las pruebas de presión DFIT.

5. ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE CAMPO POR OTRAS METODOLOGÍAS

A continuación se presenta la forma por la cual fueron adquiridos los valores de permeabilidad, presión y tiempo de cierre empleados para realizar la correspondiente comparación de resultados en el capítulo anterior por la técnica de la función G ^[4] y la técnica de Benelkadi y Tiab ^[13]. La teoría y explicación de estos dos análisis fue previamente presentada en el capítulo 2.

Los Casos 1 y 2 como ya se mostró en la Tabla 7 fueron analizados por la función G y a continuación se relacionan todas las gráficas empleadas para su análisis.

5.1 CASO 1

Se analizaron estos ejemplos de campo por medio de la función G y el análisis de Nolte, los datos indican que para este caso el fenómeno que domina el cierre de la fractura es un leak-off normal, pues la línea extrapolada desde el eje se superpone sobre la curva de la derivada, y el punto donde esta línea se aleja resulta ser el cierre de la fractura, como se puede observar en la Figura 50, la lectura de este valor sobre la curva de presión y el valor real del tiempo permite obtener una presión de cierre de fractura de 11600 psi y un tiempo de cierre de 23 minutos. Con estos datos de cierre se procede a realizar el análisis después del cierre, para el que se grafica la presión en función de la función radial de Nolte, FR . Extrapolando la última pendiente como se muestra en la Figura 51, la cual se asume que se encuentra en un periodo de flujo radial, se halla una presión inicial de 6200 psi. Posteriormente, se procede a realizar el análisis después del cierre en cual se podrá hallar la permeabilidad. Como se muestra en la Figura 52 la permeabilidad obtenida es de 2.67 mD (kh: 1335 mD – ft y $h=500$ ft). Este valor

tiene un cierto grado de incertidumbre, dado que no hay certeza de que se haya alcanzado flujo radial infinito durante la declinación.

Figura 50. Análisis de los parámetros de cierre por la Función-G Caso 1.

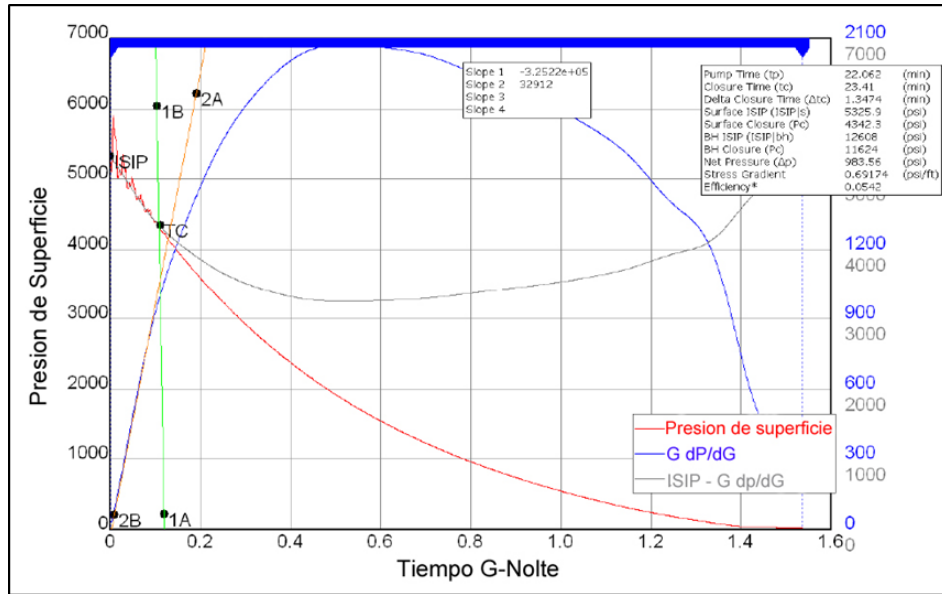


Figura 51. Presión de fondo Vs. Función FR- Nolte Caso 1

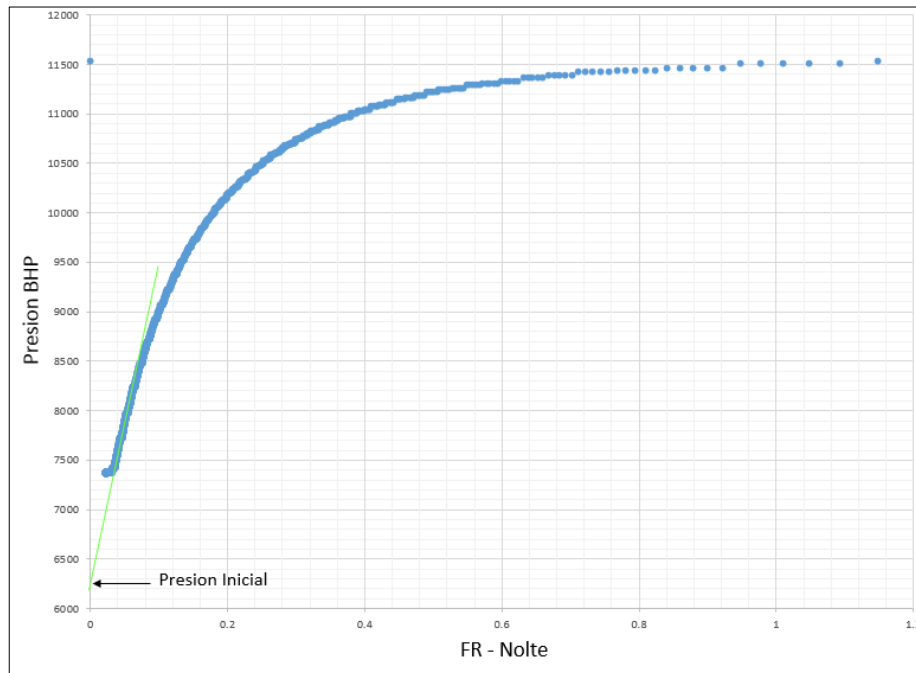
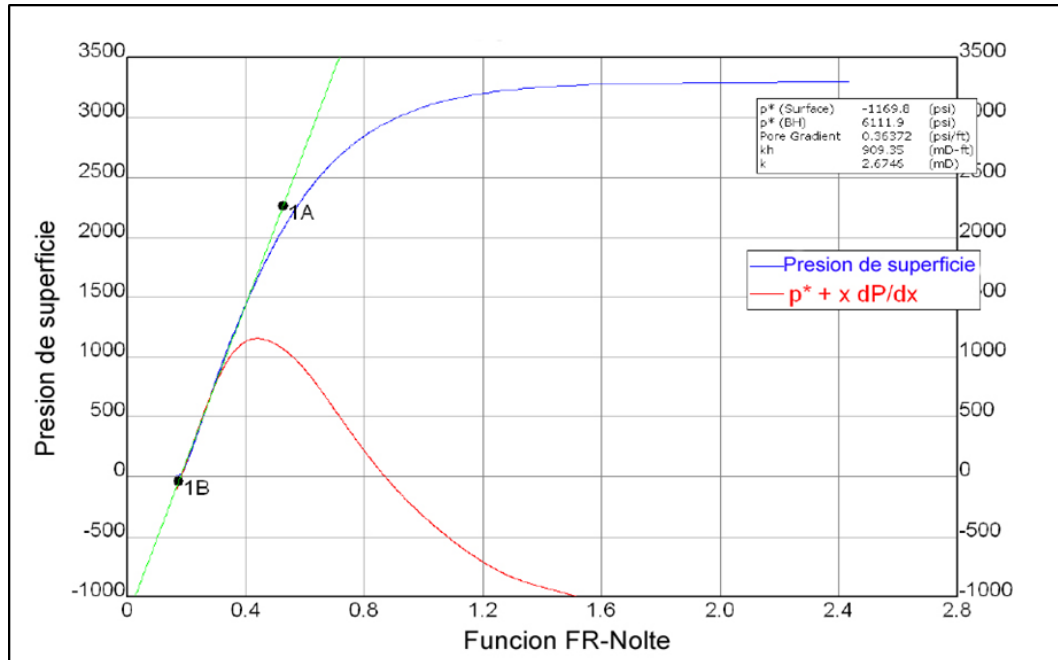


Figura 52. Análisis después del cierre Caso 1



5.2 CASO 2

Se analizó este caso por el método de la Función G de Nolte y por el método de la raíz cuadrada del tiempo, para este caso es notorio que el fenómeno que domina el cierre de la fractura es un leak-off con recesión en la altura de la fractura o almacenamiento variable. Como se explicó en el Capítulo dos, cuando la derivada de la función G (GdP/dG) cae por debajo de la línea extrapolada, mostrando una tendencia cóncava hacia arriba se presenta este tipo de Leak-off.

Los datos indican una recesión de altura continua durante el cierre, por lo que puede resultar erróneo determinar el cierre de la fractura a partir de la línea naranja extrapolada, lo que se puede obtener con seguridad de ella es que la sección de contacto con la derivada de la función G, puede ser el punto de cierre o el inicio del cierre de la fractura. Con la necesidad de buscar un patrón representativo adicional, como se conoce, la derivada representa una

maximización de la pendiente de presión pero al notar que la curva de presión presenta una evidente pendiente característica, se pueden relacionar estas dos pendientes para obtener el punto de cierre; Cabe aclarar que la primer pendiente observada en la curva de presión es creada debido a la recesión de la altura de la fractura, pero no representa una característica útil para tener en cuenta respecto al punto de cierre.

La misma metodología de análisis fue aplicada para la raíz cuadrada del tiempo.

A partir del análisis de declinación de presión, se obtuvo una presión de cierre de 3009 psi en superficie, llevando este valor a presión de fondo (BHP) teniendo en cuenta la columna hidrostática y pérdidas de presión hidrodinámicas, este valor de superficie representado a fondo es de 10350 psi y un tiempo de cierre de aproximadamente 19 minutos.

La análisis de datos por medio de la raíz cuadrada de tiempo resulto en valores muy similares, donde se obtiene una presión de cierre en superficie de 3039 psi, la cual representa 10379 psi en el fondo del pozo y un tiempo de cierre de 18.8 minutos.

Figura 53. Análisis de los parámetros de cierre por la Función-G Caso 2.

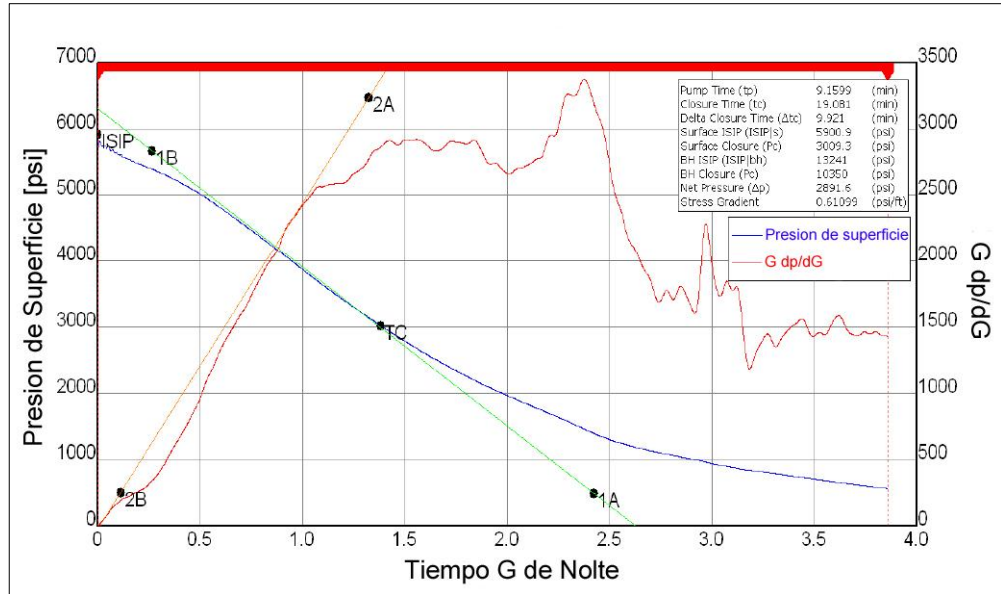


Figura 54. Análisis de los parámetros de cierre por el método de la raíz cuadrada Caso 2.

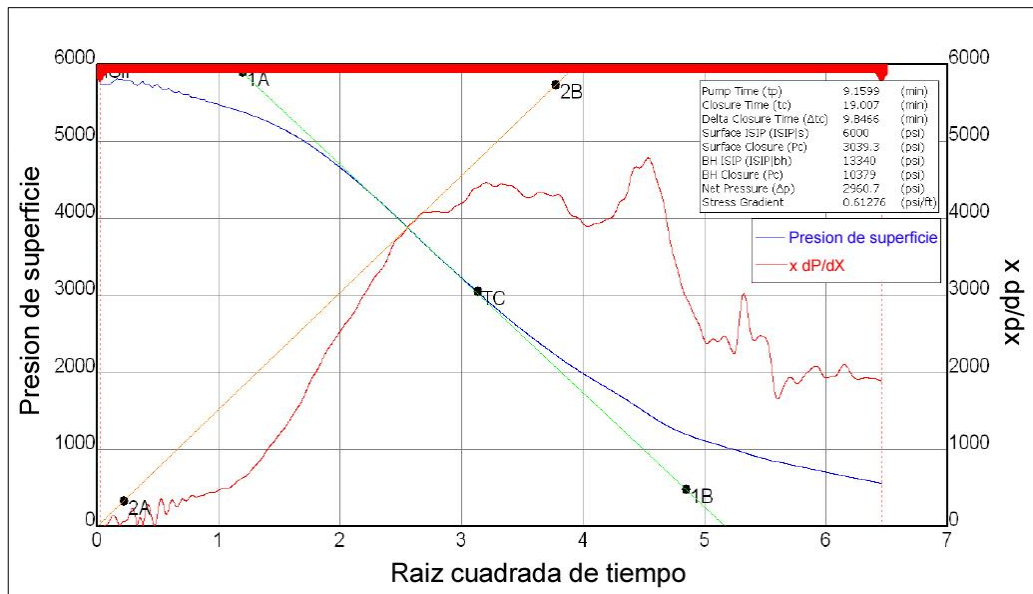
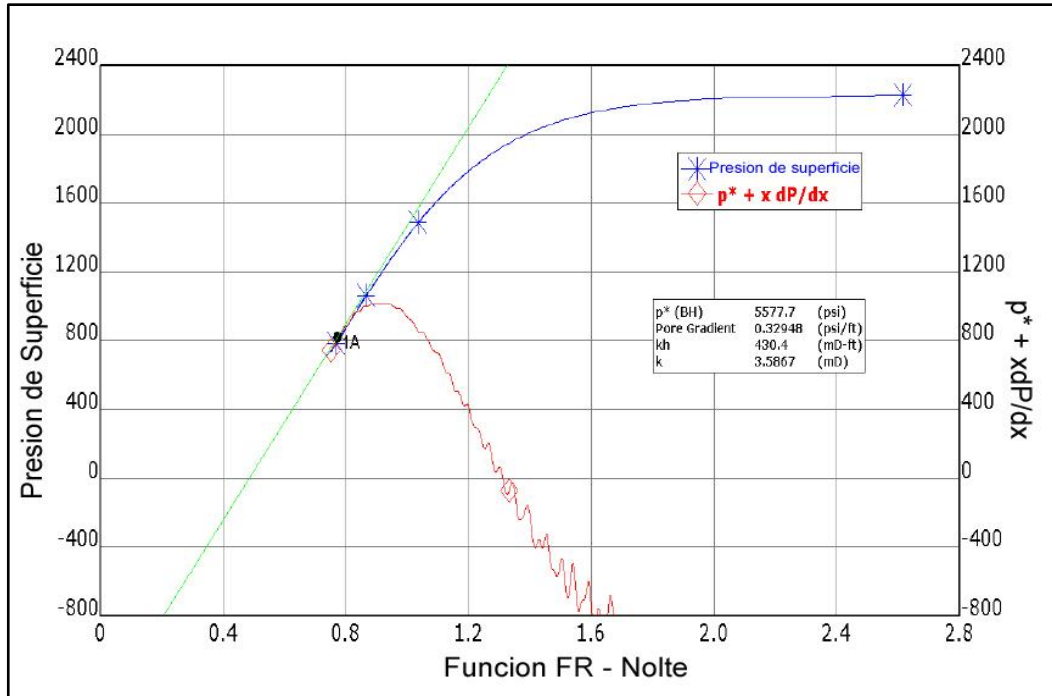
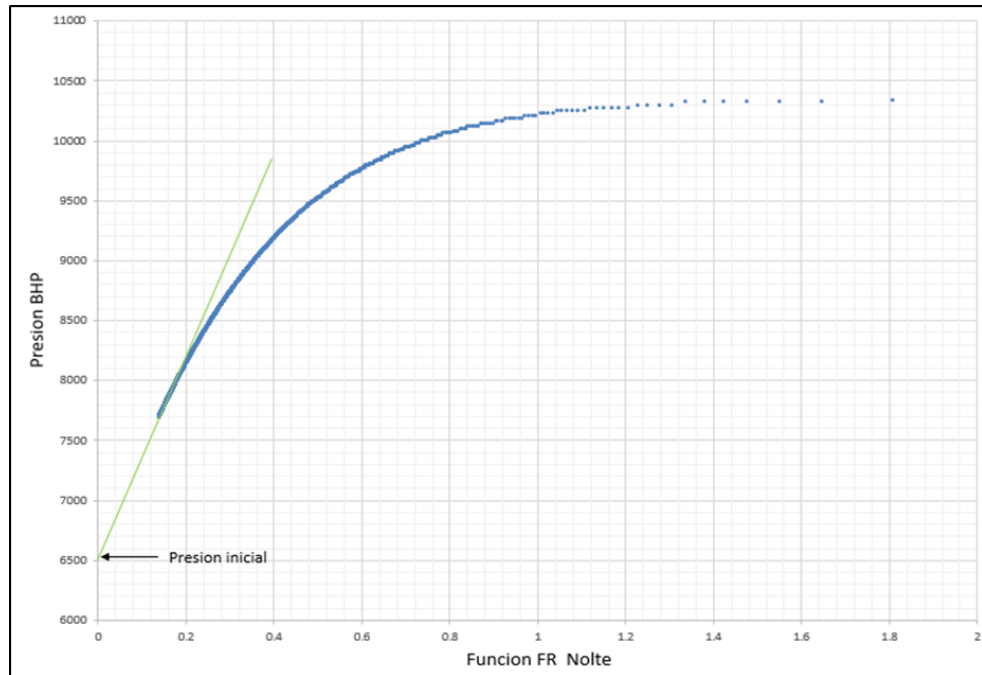


Figura 55. Análisis después del cierre Caso 2.



La Figura 55 muestra el análisis realizado después del cierre de la fractura, en el que por medio de la detección del flujo radial se estimó una permeabilidad de 3.58 mD ($kh= 439$ mD – ft y $h=120$ ft). Este valor tiene un cierto grado de incertidumbre, dado que no hay certeza de que se haya alcanzado flujo radial infinito durante la declinación.

Figura 56. Presión de fondo Vs. Función FR- Nolte Caso 1



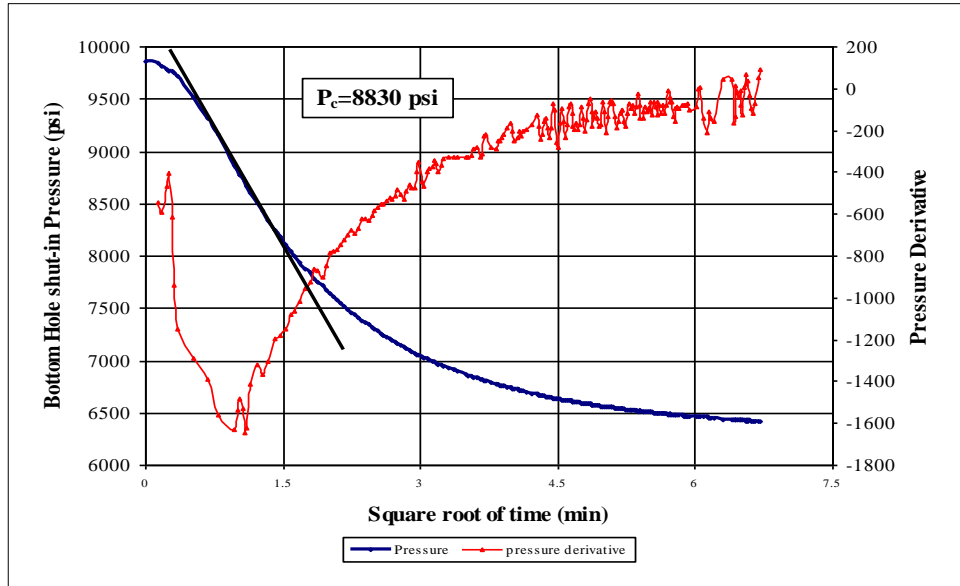
La Figura 56 muestra el cálculo de la presión inicial la cual se realiza extrapolando la última pendiente de la gráfica tal y como lo indica la línea verde. La extrapolación se realiza hasta que corte con el eje Y en este caso el eje que representa la presión. Para este caso un valor de 6500 psi fue leído para la presión inicial del yacimiento.

Los Casos 3 y 4 por Benelkadi y Tiab^[13]. El análisis y los resultados son presentados a continuación.

5.3 CASO 3

Usando el método de la raíz cuadrada del tiempo, mostrado en la Figura 57 la cual corresponde a una gráfica cartesiana, es posible obtener el tiempo y presión de cierre de la fractura, el cual es leído como 9.4 min y 8830 psi respectivamente.

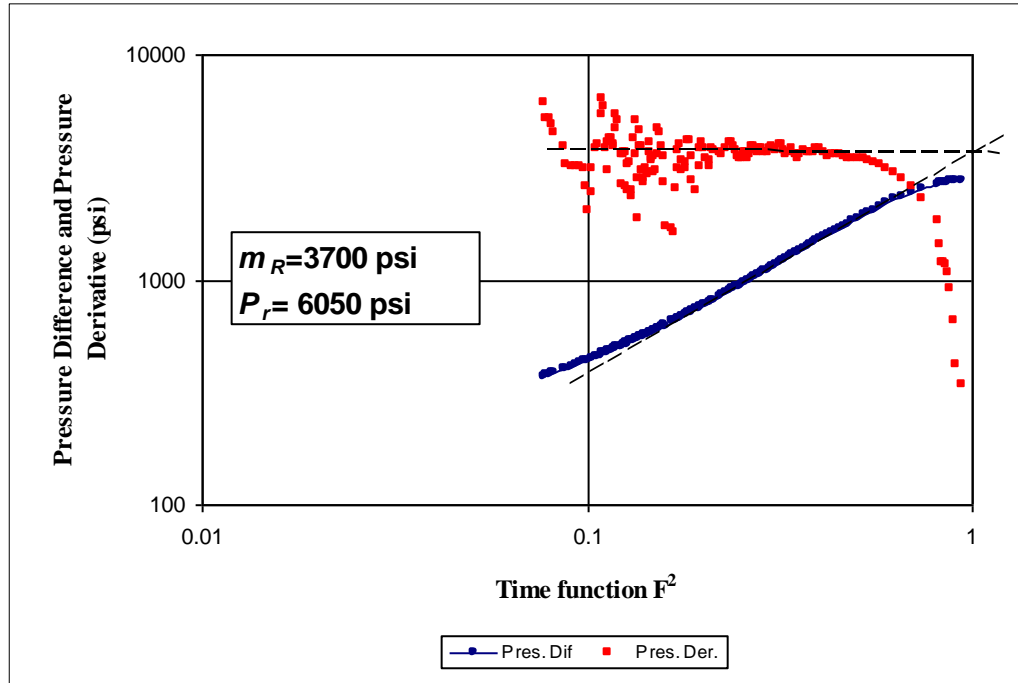
Figura 57. Presión de fondo Vs la raíz cuadrada del tiempo Caso 3



Fuente: BENELKADI, S., Y TIAB, D.: "Reservoir Permeability Determination using After-Closure Period Analysis of Calibration Tests".

Para el cálculo de la permeabilidad se realiza una gráfica de la derivada de la presión contra la función de flujo radial presentada en el capítulo 2 en un gráfico log-log tal y como se muestra en la Figura 58.

Figura 58. Identificación del flujo radial para la determinación de la permeabilidad Caso 3



Fuente: BENELKADI, S., Y TIAB, D.: "Reservoir Permeability Determination using After-Closure Period Analysis of Calibration Tests".

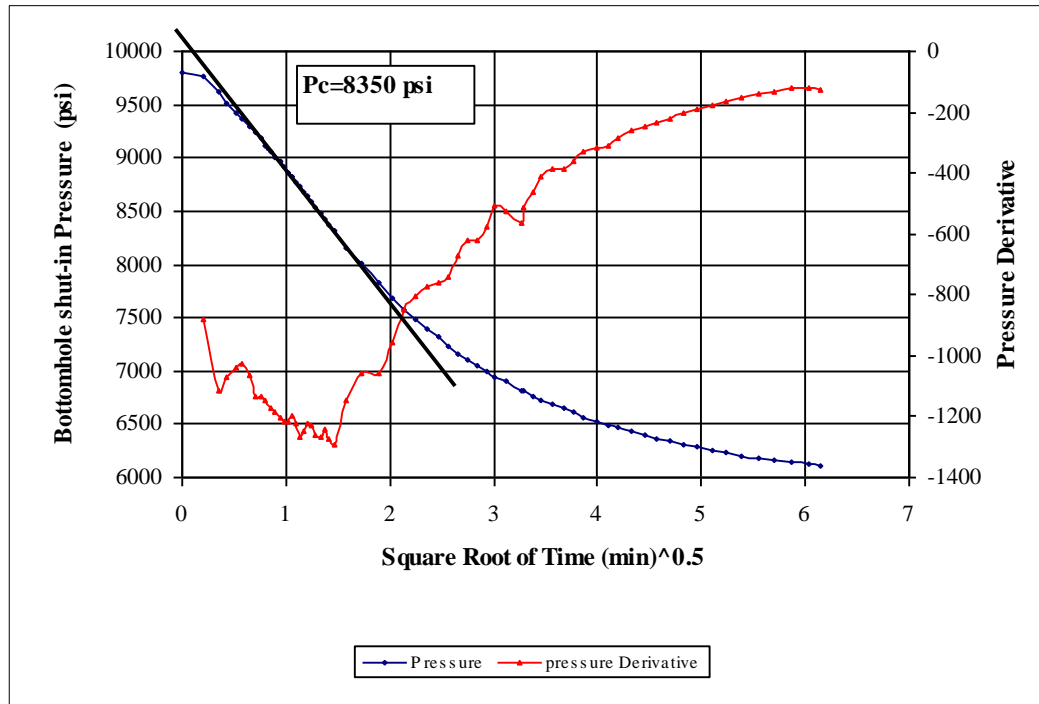
Los valores presentados en la Tabla 5 y el valor leído de la Figura 58 ($M_r=3700$ psi) son después reemplazados en la Ecuación 18 con el fin de obtener el valor de la permeabilidad.

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{(49.6)(0.026)}{(3700)(9.63)(13)} = 0.69 \text{ mD} \dots \dots \dots [64]$$

5.4 CASO 4

Para el Caso 4 el mismo análisis es realizado. De la Figura 59 es posible obtener el tiempo y presión de cierre de la fractura, el cual es leído como 9.9 min y 8354 psi respectivamente.

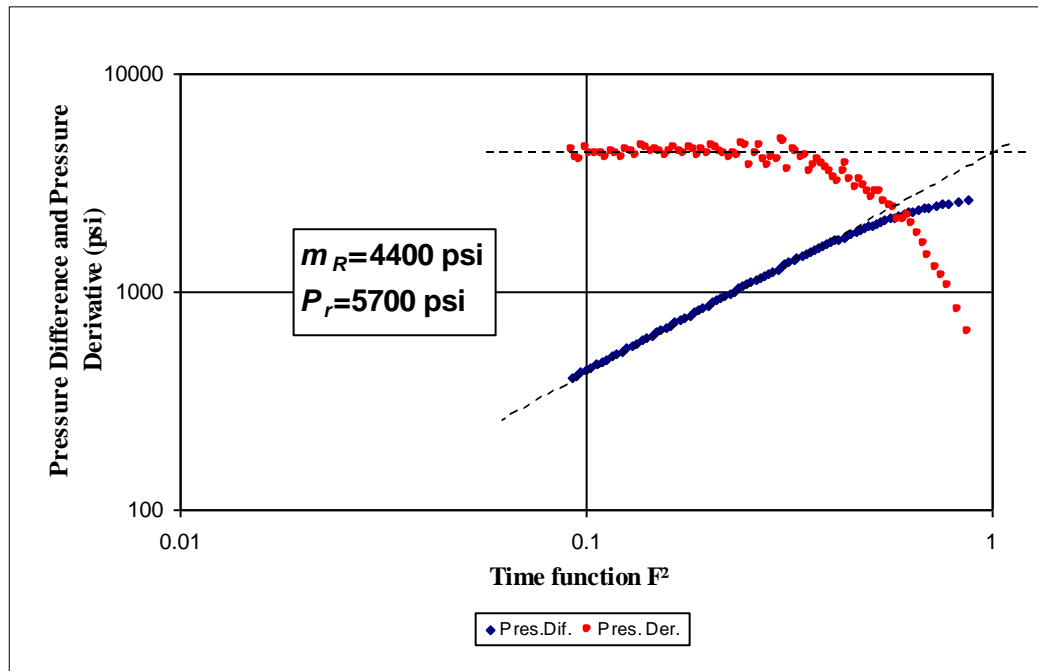
Figura 59. Presión de fondo Vs la raíz cuadrada del tiempo Caso 4



Fuente: BENELKADI, S., Y TIAB, D.: "Reservoir Permeability Determination using After-Closure Period Analysis of Calibration Tests".

Para el cálculo de la permeabilidad se realiza una gráfica de la derivada de la presión contra la función de flujo radial en un gráfico log-log tal y como se muestra en la Figura 60.

Figura 60. Identificación del flujo radial para la determinación de la permeabilidad Caso 4



Fuente: BENELKADI, S., Y TIAB, D.: "Reservoir Permeability Determination using After-Closure Period Analysis of Calibration Tests".

Los valores presentados en la Tabla 6 y el valor leído de la Figura 60 ($M_r=4400$ psi) son después reemplazados en la Ecuación 18 con el fin de obtener el valor de la permeabilidad.

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{(49.6)(0.025)}{(4400)(9.9)(22)} = 0.23 \text{ mD} \dots \dots \dots [65]$$

6. CONCLUSIONES

- Un nuevo método analítico para la determinación de la permeabilidad de la formación usando el análisis del flujo radial fue desarrollado usando la síntesis directa de Tiab. Sólo un gráfico en vez de dos o más, que es el caso de otras técnicas, es usado para la determinación de la permeabilidad.
- Se presenta un nuevo método en el cual es posible la determinación de la permeabilidad sin el previo conocimiento de la presión de cierre. Parámetro el cual es necesario en otros métodos para poder lograr el cálculo de la permeabilidad.
- Este estudio confirma la veracidad de la síntesis directa de Tiab para analizar pruebas de presión. Eventualmente, los resultados obtenidos por esta técnica coinciden con los obtenidos por otras técnicas. Además de esto un Buildup corrido en estos pozos también demuestra que los resultados son verídicos.
- Este nuevo método ofrece una manera simplificada de analizar las pruebas de presión DFIT con el mismo grado de exactitud a las técnicas ya existentes. Además de esto la simplicidad para hallar el tiempo y presión de cierre de la fractura hace de éste estudio una investigación mucho más atractiva e importante en el análisis de las pruebas DFIT.
- Se demuestra la aplicabilidad de la síntesis directa de Tiab en las Pruebas DFIT no sólo para yacimientos de aceite en arenas apretadas sino también para yacimientos de gas. En ambos casos los resultados fueron muy veraces.

- Se muestra que la Síntesis Directa de Tiab no sólo puede ser aplicada para el análisis de pruebas DFIT sino también para el análisis de las pruebas MINIFRAC, siendo estas últimas una prueba muy semejante operacionalmente a las pruebas DFIT.

7. RECOMENDACIONES

- Se concluyó que es necesario analizar las pruebas DFIT por varios métodos, pues no todos son efectivos siempre para un grupo de datos. Se recomienda realizar una selección de métodos por medio de un análisis de error comparativo, incluyendo la síntesis directa de Tiab, a fin de crear un conjunto de métodos que al ser seguidos en procedimiento den como resultado un análisis consistente e infalible para cualquier conjunto de datos.
- En el análisis de pruebas de presión una dificultad común que se presenta es el ruido de los datos al momento de graficar, por lo que se recomienda hacer uso de software especializado en análisis de presiones a fin de reducir el ruido y los efectos de perturbación en la toma de datos. Esto permite que se obtengan curvas más claras donde se facilita la identificación de puntos característicos.
- Se recomienda tener presente detalladamente la finalidad y origen de cada grafico que se desea representar. Teniendo en cuenta si es necesario normalizar el tiempo y respecto a que tiempo se desea normalizar, pues cada uno de los gráficos especializados fue diseñado para funcionar efectivamente usando determinadas de datos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **ESCOBAR, FREDDY HUMBERTO**, “Análisis moderno de pruebas de presión”. Editorial Universidad Surcolombiana. Tercera Edición. 2014.
- [2] **PALACIOS, ZORA., ACOSTA, JHON**, “Desarrollo de una metodología que permita optimizar la interpretación de las pruebas SDT SRT y minifrac en trabajos de fracturamiento hidráulico aplicado al campo Yariguí-Cantagallo”. Tesis de grado UIS. 2011.
- [3] **CRAMER, D.D., NGUYEN, D.H, CONOCOPHILLIPS**, “Diagnostic Fracture Injection Testing Tactics in Unconventional Reservoirs”. Paper SPE 163863 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas, February 4-6, 2013.
- [4] **NOLTE, K.G.** “Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline” , Paper SPE 8341 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, 23-25 September .
- [5] **NOLTE, K.G.** “A General Analysis of Fracturing Pressure Decline with Applications to Three Models”, *SPEFE*, December, 1986.
- [6] **MUKHERJEE, H., LARKIN, S. AND KORDZIEL W.** “Extension of Fractured Decline Curve Analysis to Fissured Formation”, Paper SPE 21872 presented at the Low-Permeability Reservoir Symposium, Denver, 15-17 April, 1991

[7] **BAREE, R.D. AND MURKHERJEE, H.** “Determination of Pressure Dependent Leakoff and its Effects on Fracture Geometry”. Paper SPE 36424 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, 6-9 October, 1996.

[8] **NOLTE, K.G.:** “Background for After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests,” paper SPE 39407 available from SPE, Richardson, Texas (1997).

[9] **JONES, C. and SARGEANT, J. P.:** “Obtaining the Minimum Horizontal Stress from Minifrac Test Data: A New Approach Using a Derivative Algorithm”. Paper SPE 18867, SPE Production and Facilities, February, 1993.

[10] **GU, H., ELBEL, J.L., NOLTE, K.G., CHENG, A., Y ABOUSLEMIAN, Y.:** “Formation Permeability Determination Using Impulse Mini-Frac Injection”. Paper SPE 25425 presented at the Production Operation Symposium, Oklahoma City, March 21 - 23, 1993.

[11] **ABOUSLEMIAN, Y., CHENG, A., Y GU, H.:** “Formation Permeability Determination by Micro or Mini-Hydraulic Fracturing”. Journal of Energy Research and Technology, Vol. 116, pages 104 -116, June 1994.

[12] **BARREE, R.D., BARREE V.L., Y CRAIG D.P.:** “Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods”. Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. August 2009.

[13] **BENELKADI, S., Y TIAB, D.:** “Reservoir Permeability Determination using After-Closure Period Analysis of Calibration Tests”. Paper SPE 88640 (SPE 70062) presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, May 15 - 16, 2001.

[14] **NOLTE, K. G., MANIERE, J. L., Y OWENS, K. A.:** “After Closure Analysis of Fracture Calibration Tests”. Paper SPE 38676 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, October 5 - 8, 1997.

[15] **TIAB, D.:** "Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching - 1. Skin and Wellbore Storage", Journal of Petroleum Science and Engr., Vol. 12, No. 3

[16] **TIAB, D.:** “Analysis of Pressure and Pressure Derivative Without Type-Curve Matching—III. Vertically Fractured Wells in Closed Systems,” paper SPE 26138 presented at the 1993 SPE Western Regional Meeting, Anchorage, 26–28 May.

[17] **URIBE, O.:** “After closure analysis of mini frac tests in Naturally Fractured reservoirs”. Thesis, the University of Oklahoma, Norman, May, 2006.

[18] **TALLEY, G. R., SWINDELL, T. M., WATERS, G. A., and NOLTE, K. G.:** “Field Application of After Closure Analysis of Fracture Calibration Tests”. Paper SPE 52220 presented at the Mid Continent Operation Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 28 - 31, 1999.

BIBLIOGRAFÍA

ABOUSLEMIAN, Y., CHENG, A., Y GU, H.: "Formation Permeability Determination by Micro or Mini-Hydraulic Fracturing". Journal of Energy Research and Technology, Vol. 116, pages 104 -116, June 1994.

BARREE, R.D. AND MURKHERJEE, H. "Determination of Pressure Dependent Leakoff and its Effects on Fracture Geometry". Paper SPE 36424 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, 6-9 October, 1996.

BARREE, R.D., BARREE V.L., Y CRAIG D.P.: "Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods". Barree & Associates LLC and SPE, Halliburton. August 2009.

BENELKADI, S., Y TIAB, D.: "Reservoir Permeability Determination using After-Closure Period Analysis of Calibration Tests". Paper SPE 88640 (SPE 70062) presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, May 15 - 16, 2001.

CRAMER, D.D., NGUYEN, D.H, CONOCOPHILLIPS, "Diagnostic Fracture Injection Testing Tactics in Unconventional Reservoirs". Paper SPE 163863 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas, February 4-6, 2013.

ESCOBAR, FREDDY HUMBERTO, "Análisis moderno de pruebas de presión". Editorial Universidad Surcolombiana. Tercera Edición. 2014.

GU, H., ELBEL, J.L., NOLTE, K.G., CHENG, A., Y ABOUSLEMIAN, Y.: "Formation Permeability Determination Using Impulse Mini-Frac Injection". Paper SPE 25425 presented at the Production Operation Symposium, Oklahoma City, March 21 - 23, 1993.

JONES, C. and SARGEANT, J. P.: "Obtaining the Minimum Horizontal Stress from Minifracture Test Data: A New Approach Using a Derivative Algorithm". Paper SPE 18867, SPE Production and Facilities, February, 1993.

MUKHERJEE, H., LARKIN, S. AND KORDZIEL W. "Extension of Fractured Decline Curve Analysis to Fissured Formation", Paper SPE 21872 presented at the Low-Permeability Reservoir Symposium, Denver, 15-17 April, 1991

NOLTE, K. G., MANIERE, J. L., Y OWENS, K. A.: "After Closure Analysis of Fracture Calibration Tests". Paper SPE 38676 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, October 5 - 8, 1997.

NOLTE, K.G. "A General Analysis of Fracturing Pressure Decline with Applications to Three Models", SPEFE, December, 1986.

NOLTE, K.G. "Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline" , Paper SPE 8341 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, 23-25 September .

NOLTE, K.G.: "Background for After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests," paper SPE 39407 available from SPE, Richardson, Texas (1997).

PALACIOS, ZORA., ACOSTA, JHON, "Desarrollo de una metodología que permita optimizar la interpretación de las pruebas SDT SRT y minifrac en trabajos de

fracturamiento hidráulico aplicado al campo Yariguí-Cantagallo”. Tesis de grado UIS. 2011.

TALLEY, G. R., SWINDELL, T. M., WATERS, G. A., and NOLTE, K. G.: “Field Application of After Closure Analysis of Fracture Calibration Tests”. Paper SPE 52220 presented at the Mid Continent Operation Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 28 - 31, 1999.

TIAB, D.: "Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching - 1. Skin and Wellbore Storage", Journal of Petroleum Science and Engr., Vol. 12, No. 3

TIAB, D.: “Analysis of Pressure and Pressure Derivative Without Type-Curve Matching—III. Vertically Fractured Wells in Closed Systems,” paper SPE 26138 presented at the 1993 SPE Western Regional Meeting, Anchorage, 26–28 May.

URIBE, O.: “After closure analysis of mini frac tests in Naturally Fractured reservoirs”. Thesis, the University of Oklahoma, Norman, May, 2006.