



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

**PRODUCCION ADICIONAL POR RE-FRACTURAMIENTO HIDRAULICO:
ANALISIS DINAMICO Y METODOLOGIA**

**TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:
MIGUEL ANGEL VIDAL ARANGO**

**TUTORES PRINCIPALES:
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO - UNAM
DR. SERGIO BERUMEN CAMPOS - UNAM**

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. Mayo 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Heber Cinco Ley

Vocal 1: Dr. Fernando Samaniego Verduzco

Vocal 2: Dr. Sergio Berumen Campos

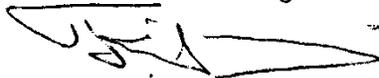
Secretario: Dr. Fernando Rodríguez de la Garza

Suplente: Dr. Enrique Coconi Morales

Lugares donde se realizó la tesis: Universidad Nacional Autónoma de México -
Petróleos Mexicanos.

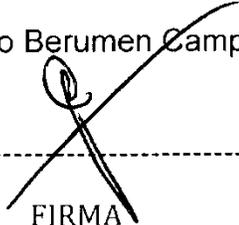
TUTORES DE TESIS:

Dr. Fernando Samaniego Verduzco



FIRMA

Dr. Sergio Berumen Campos



FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sincera gratitud al Dr. Sergio Berumen C. por dirigirme y apoyarme en este trabajo de tesis, además de sugerirme nuevas formas y metodologías para la evaluación y variables que impactan en este tema; de igual manera al M.I. José Luis Avendaño R. por el tiempo y explicación en los métodos utilizados en las pruebas de presión. A ambos por la evaluación de los procesos, resultados teóricos y prácticos que se presentaron; al Dr. Fernando Samaniego V., por sus recomendaciones y artículos proporcionados.

Mi total apreciación a todos los directivos del comité y miembros del jurado, a muchos amigos y compañeros de esta renombrada casa de estudios, por toda la experiencia que tienen y el apoyo que me dieron en todo este tiempo. Siendo orgullosamente un graduado más de la unidad de Posgrado en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

También por el apoyo económico de la Secretaria de Energía y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (SENER-CONACYT), por todo este soporte financiero quedo y estoy muy agradecido.

A los siguientes catedráticos por sus enseñanzas y sugerencias en clases; algunos más por sus asesorías.

Dr. Víctor H. Arana O., Dr. Simón López R., Dr. Edgar Rangel G.⁺, Dr. Guillermo C. Domínguez V., Dr. Heber Cinco Ley, Dr. Erick Luna R., Fis. Abraham de Swaan O., Dr. Enrique Coconi M., Dr. Fernando Ascencio C.,
Dr. Fernando Rodríguez de la G., Dr. Rodolfo Camacho V., M.I. Antonio Villavicencio P., M.I. Jorge H. Jiménez. B., M.I. Ulises Neri F.

DEDICATORIA

Este trabajo de tesis, está dedicado a los que hicieron posible que concluyera exitosamente mis estudios:

Primeramente a Dios (Jehová), por darme la paciencia y el conocimiento para poder entender muchos temas que estudie, analice y evalué en este periodo. A nuestro señor Jesucristo como mi único y suficiente salvador. Sn Juan 14:6

A mis papas: Miguel Ángel Vidal P. y María del Carmen Arango T., mis queridos hermanos: Alejandra, Marisol y Ángel. A mis sobrinos: Aarón, Marisa, Uri y Jael. A Diana Mendoza B. por compartir y estar conmigo en este proyecto, gracias por todo tu apoyo y comprensión y a mis cuñados: Obed y Cesar.

Al personal de PEMEX que me vio crecer y ayudo en muchos temas y aspectos para poder desarrollarme desde los activos de: Villahermosa, Ciudad del Carmen, Poza Rica, Veracruz y Ciudad de México. Al igual con la información que me proporciono el Activo: Aceite Terciario del Golfo (ATG) para el análisis y estudio de este campo.

RESUMEN

Al hablar de fracturamiento hidráulico generalmente nos referimos a la técnica de estimulación de pozos para aumentar su productividad. En esta operación se crea una geometría de fractura (un canal) en el yacimiento, aplicando una presión mayor al esfuerzo mínimo y apuntalando con agentes de soporte (apuntalante o sustentante) la formación, con la finalidad de crear una alta conductividad, reducir el daño y aumentar el área de flujo. Comúnmente la integridad de la fractura se degrada con el tiempo y se reduce su capacidad de flujo (conductividad) causando una disminución importante en la producción. Las causas de la degradación de la fractura pueden ser múltiples, pero el principal responsable de este fenómeno es el cambio de esfuerzos debido a la producción de fluidos. Para remediar este problema es una práctica común re-fracturar el pozo. La decisión para ello se basa en un diagnóstico apropiado y su respectiva evaluación económica.

En este trabajo se realizó un estudio sobre un caso de campo en pozos fracturados hidráulicamente en yacimientos areno-arcillosos, con una disminución importante en su producción de aceite. En los pozos estudiados se sospechó que la integridad de la fractura y su conductividad estaban seriamente degradadas y se consideró su re-fracturamiento. Se detectaron, sin embargo, otras complejidades geológicas y de fluidos que también contribuyeron a la disminución de la producción. Se discuten los resultados de la aplicación, de una nueva metodología para la selección de estos candidatos, a través del análisis dinámico de la presión transitoria para el caso de una fractura de conductividad finita.

Se proporcionan nuevos resultados calculando los parámetros de presión inicial (p_i), permeabilidad (k), daño (s), que se utilizan para el diseño del fracturamiento hidráulico; a través de los métodos de la primera y segunda derivada. La metodología incluyó modelos semi-analíticos y numéricos, que permiten explicar la propagación, cierre y longitud final de la fractura apuntalada y total. Fue necesario considerar estas variables para interpretar la presión transitoria y los parámetros durante el diseño. Para diagnosticar y tener un resultado final del primer fracturamiento, se realizaron las pruebas para el ajuste del modelo de yacimiento (condiciones transitorias y presión de yacimiento actual) y para el ajuste del modelo de frontera (condiciones pseudo-estacionarias, reserva original y remanente asociada al pozo). De acuerdo a resultados de campo, mostrados en la literatura (Wolhart et al., 2000, 2007), (Berumen et al., 2000) (Moos et al. 2000) (Zoback, M.D. 2007) se consideró que la producción puede causar rotación de esfuerzos en el área de influencia del pozo y en consecuencia se genera una nueva orientación en la fractura. Esto se tomó en cuenta para los nuevos diseños.

Se diseñó e implementó un simulador en Matlab, que incluye el análisis de las pruebas Mini Fall-off, la propagación de las fracturas con modelos geomecánicos incluyendo pronósticos de producción esperados y el análisis de rentabilidad.

Se utilizaron programas comerciales (PanSystem, FracCADE y FracproPT) para comparar los resultados con el simulador generado en este trabajo. Con la interpretación de las pruebas Fall-off, Mini Frac y diseño geomecánico, se obtuvo la presión de ruptura, gasto del fluido inyectado, eficiencia de fluido, pérdida de filtrado, tiempo de cierre, geometrías y presión de cierre de la fractura; la presión inicial y actual, permeabilidad efectiva, daño y gradiente de poro del yacimiento.

Una forma básica de diagnóstico, es calcular el daño durante la etapa inicial de la producción del pozo fracturado, con el comportamiento del daño en una etapa posterior a su producción. El análisis del daño explica la reducción de flujo por pérdida de conductividad de la fractura; donde todas estas variables, en conjunto con el análisis económico definen si se debe o no ejecutar un re-fracturamiento.

En el análisis post-fractura del pozo en estudio se determinó la geometría actual de fractura y se reprodujo la historia de su producción a un año, obteniéndose una acumulada, N_p de 35 Mbbls y un F_r de 1.43%; con relación al área de influencia determinada por la prueba, su factor de forma C_A es de 5.379 y S_A de 0.886 siendo 5 veces más largo que ancho equivalente a 47 acres y de forma rectangular. Lo cual nos indicó que el análisis de la declinación para este campo no siempre aplica de forma exponencial y que la orientación de los esfuerzos para este caso impactaría en su producción de una manera diferente.

Con esta metodología se encontró que el re-fracturamiento puede incrementar la producción hasta un 313%, es decir, 320 bpd de incremento para este pozo.

Posteriormente se realizó el pronóstico de producción para un año considerando el nuevo gasto obtenido de la re-fractura, donde se obtuvo un N_p de 106 Mbbls.

En el análisis económico determinista con las premisas siguientes: se obtuvo que el pozo produciendo con un $q_o \geq 100$, con precio mínimo por barril de 50 (USD), costo de la re-fractura 205,000 (USD), costo de producción 13.20 (Mx), tasa anual de oportunidad bancaria del 12% y declinación mensual para este campo del 12%. Los resultados fueron: VPN (MM pesos) de: 43.6, $TIR\%$ (anual) 328.7, TRI (meses) de: 1, B/C : 16.2, y VPN/VPI de: 15.2, siendo rentable con estos parámetros.

Con estos resultados y la nueva metodología propuesta para los pozos candidatos a re-fracturar, permitió crear una serie de pasos en cada etapa y recomendaciones en su evaluación, para apoyar las nuevas oportunidades en la toma de decisiones.

TABLA DE CONTENIDO

INDICE

PORTADA.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	i
DEDICATORIA.....	ii
RESUMEN.....	iii
TABLA DE CONTENIDO.....	v
INDICE DE FIGURAS.....	vii
INDICE DE TABLAS.....	x
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 2. REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	3
2.1. El Método de Horner (1951):.....	11
2.2. El Método de Soliman (1986):.....	12
2.3. El Método de Cinco Ley (1986):.....	17
2.4. El Método de Ayoub (1988):	22
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS CON PRUEBAS DE INYECCIÓN Y CIERRE (INJECTION/FALL-OFF) 24	
3.1 Descripción de los métodos utilizados para el análisis de los pozos.	24
3.2 Metodología en el análisis para la prueba de inyección y cierre:	24
CAPÍTULO 4. DISEÑO DEL RE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	29
4. 1 Diseño de la re-fractura y variables obtenidas.....	30
4. 2 Metodología en el modelado y diseño de la re-fractura hidráulica.	37
4. 3 Geometrías de fractura, simulador y datos del re-fracturamiento.	48
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE LA PRESIÓN-PRODUCCIÓN POST-FRACTURA Y SELECCIÓN DE POZOS A RE-FRACTURAR	53
5.1 Determinar la descripción dinámica post-fractura para definir los parámetros sigs:	53
5.2 Análisis dinámico post-fractura para definir los candidatos a re-fractura:	57
5.3 Aspectos importantes para decidir el re-fracturamiento en el pozo:.....	58
5.4 Selección de candidatos a re-fracturar y análisis de pozos fracturados:	60
5.5 Aplicación de modelos en pozos fracturados y por re-fracturar:	69

CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN RE-FRACTURAMIENTO.....	76
6. 1 El riesgo económico:.....	76
6. 2 Método determinista:.....	76
6. 3 Indicadores económicos:	77
6. 4 Límite Económico:.....	79
6. 5 Análisis de Sensibilidad:	80
6. 6 Resultados del análisis de Sensibilidad y costos de la operación:.....	81
CAPÍTULO 7. CASO DE CAMPO: PRODUCCIÓN ADICIONAL POR RE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: ANALISIS DINÁMICO Y METODOLOGÍA.....	82
7.1 Recopilación de la información para el pozo en análisis.	82
7.2 Análisis dinámico pre-fractura.	88
7.3. Análisis dinámico post-fractura hidráulica.	93
7.4. Diseño de la propagación de la Re-fractura hidráulica.	96
7.5. Rentabilidad de la inversión en la Re-fractura hidráulica.	99
Resultados	101
Conclusiones	102
Recomendaciones	103
Nomenclatura.....	104
Bibliografías.....	106
Apéndices:	110
Apéndice A. Flujo Trilineal: Para pronósticos de producción (Qo vs tiempo).....	110
Apéndice B. Modelo Analítico: Solución en un yacimiento, para una re-fractura o fractura existente.....	113
Apéndice C. Modelo Analítico: APT, solución para un pozo de conductividad finita con fracturas verticales y ángulo arbitrario.	118
Apéndice D. Simulador realizado en Matlab:.....	122
Apéndice E. Campo A.	129
E.1 Antecedentes del campo A.	129
E.2 Interpretación Geológica y descripción del Yacimiento	130
E.3 Interpretación Sísmica y configuración Estructural.....	134
E.4 Petrofísica y Fluidos del Yacimiento	136
E.5 Tecnología de terminación y Fracturamientos realizados.	138

INDICE DE FIGURAS

<i>Fig. 2.1. Gasto de una prueba de inyección.</i>	3
<i>Fig. 2.2 Incremento de presión en la prueba.</i>	3
<i>Fig. 2.3. Gasto típico de una prueba Fall-off.</i>	4
<i>Fig. 2.4 Prueba de cierre/decaimiento (Fall-off)</i>	4
<i>Fig. 2.5. Prueba Mini Frac - Inyección en un periodo corto.</i>	5
<i>Fig. 2.6. Prueba Mini Fall-off ($\Delta t \geq 2 t_{iny}$)</i>	5
<i>Fig. 2.7. A-B. Presión de cierre instantánea (ISIP).Parte A, para área menor y B mayor.</i> ...	8
<i>Fig. 2.8. Prueba de Inyección - antes y después del cierre.</i>	8
<i>Fig. 2.9. A-B. En la parte A, filtrado ideal. En la B, Filtrado dependiente de la presión</i>	9
<i>Fig. 2.10. A-B. En la parte A, Alto esfuerzo. En la parte B, fractura en forma de T.</i>	9
<i>Fig. 2.11. A-B. En A, gráfica de la función G. En B, gráfica log-log, alta recesión.</i>	9
<i>Fig. 2.12. A-B. En A, gráfica de Horner. En B, Grafica de diagnóstico 2da derivada.</i>	10
<i>Fig. 2.13. A-B. Método Soliman/Craig. En A, Flujo lineal. En B, Flujo Radial.</i>	10
<i>Fig. 2.14. A-B. Método de Horner Parte A, grafica semi-log y Parte B gráfica log-log</i>	11
<i>Fig. 2.15. Valor de la pendiente para las diferentes geometrías de flujo.</i>	12
<i>Fig. 2.16. Método de Soliman A-B. Parte A, gráfica cartesiana y Parte B, gráfica log-log</i> 13	
<i>Fig. 2.17A-B. Incrementos de presión para diferentes tiempos.</i>	14
<i>Fig. 2.18. Comportamiento de la función influencia para tiempos cortos.</i>	15
<i>Fig. 2.19. Diagnóstico de flujos, Función derivada: $\Delta t = (dp/dt)$</i>	15
<i>Fig. 2.20. Datos de incremento de presión, para tiempos cortos</i>	16
<i>Figs. 2.21. A-B. Caída de presión causada por una fuente instantánea y B. flujo radial.</i> ...	18
<i>Figs. 2.22 A-B Relación de la caída de presión para diferentes regímenes de flujo</i>	18
<i>Fig. 2.23. Principio de superposición, gasto de flujo variable antes del cierre.</i>	21
<i>Fig. 3.1 Prueba de inyección y cierre.</i>	25
<i>Fig. 3.2 Método de Impulso con el uso de la 1ra y 2da derivada</i>	26
<i>Fig. 3.3 Método de Horner. Grafica especializada.</i>	27
<i>Fig. 3.4 Estimación de la p_i, en superficie.</i>	27
<i>Fig. 4.1 Diagrama de una prueba de tensión.</i>	31
<i>Fig. 4.2 Circulo de Mohr para esfuerzos σ_x y σ_y tensionales.</i>	34
<i>Fig. 4.3 Gradiente geotérmico, distribución de temperatura a lo largo del pozo.</i>	37

<i>Fig. 4.4 Distribución de temperatura en la fractura.</i>	38
<i>Fig. 4.5 Distribución de temperatura en la formación.</i>	39
<i>Fig. 4.6 Prueba típica de presión en la superficie durante un fracturamiento.</i>	41
<i>Fig. 4.7 Metodología para el diseño del fracturamiento hidráulico</i>	47
<i>Fig. 4.8 Modelos disponibles para el fracturamiento.</i>	50
<i>Fig. 4.9 Modelos disponibles en el simulador de fracturamiento</i>	51
<i>Fig. 4.10 Resultados obtenidos para el fracturamiento hidráulico en 2D-PKN</i>	51
<i>Fig. 4.11 Resultados obtenidos para el fracturamiento hidráulico en P3D</i>	52
<i>Fig. 5.1 Metodología de flujo para la descripción dinámica post-fractura.</i>	54
<i>Fig. 5.2 Sincronización de la información presión - producción</i>	54
<i>Fig. 5.3 Resultados del análisis post-fractura: 1ra parte, flujo transitorio hacia el pozo.</i>	55
<i>Fig. 5.4 Resultados del análisis post-fractura: 2da parte, condición pseudo-estacionaria.</i> 56	
<i>Fig. 5.5 Modelo de frontera y geometría del área de influencia.</i>	57
<i>Fig. 5.6 Método de evaluación MHF en pozos de aceite.</i>	61
<i>Fig. 5.7 Gráfica log-log de los cuatro casos para la conductividad de la fractura</i>	61
<i>Fig. 5.8 Grafica log-log de diagnóstico en la fractura</i>	62
<i>Fig. 5.9 Grafica de diagnóstico para flujos.</i>	62
<i>Fig. 5.10 Daño por pérdida de fluido.</i>	62
<i>Fig. 5.11 Aglutinamiento del apuntalante.</i>	62
<i>Fig. 5.12 Incrustación del apuntalante.</i>	63
<i>Fig. 5.13 Trituración del apuntalante.</i>	63
<i>Fig. 5.14 Prueba de restauración de presión en un pozo fracturado hidráulicamente.</i>	64
<i>Fig. 5.15 Histórico de producción de un pozo fracturado hidráulicamente.</i>	64
<i>Fig. 5.16 Ajuste de producción con curvas de declinación, pozo fracturado.</i>	65
<i>Fig. 5.17 Metodología para el análisis de pozos de aceite fracturados y por re-fracturar.</i> ..	66
<i>Fig. 5.18 Metodología para considerar los cambios de esfuerzos en la re-fractura.</i>	67
<i>Fig. 5.19 a. Flujos en la fractura-yacimiento y orientación arbitraria</i>	68
<i>Fig. 5.19 b. Fractura existente vs Re-fractura</i>	68
<i>Fig. 6.1 Ejemplo de un diagrama de tornado. (ATG PEMEX)</i>	80
<i>Fig. 7.1 Registro de cementación (CBL) con buena integridad del pozo.</i>	82
<i>Fig. 7.2 Comportamiento de las producciones (Q_L, Q_o, Q_g, %agua y RGA).</i>	83

<i>Fig. 7.3. Acumulada y gastos de aceite, gas y agua.</i>	83
<i>Fig. 7.4. Registro geofísico del pozo en análisis procesado.</i>	84
<i>Fig. 7.5. Ubicación geográfica del pozo.</i>	85
<i>Fig. 7.6. Producción normalizada en los pozos productores de la arena C-50.</i>	85
<i>Fig. 7.7. Sección estructural de NW-SE del pozo en estudio.</i>	87
<i>Fig. 7.8. Orientación del campo de esfuerzos.</i>	87
<i>Fig. 7.9. Prueba de inyección y cierre del pozo en estudio.</i>	88
<i>Fig. 7.10. Gráfica de resultados de la p_i por el método de la 2da derivada.</i>	90
<i>Fig. 7.11 Estimación de la p_i, en superficie.</i>	90
<i>Fig. 7.12. Grafica de diagnóstico de la primera derivada con flujo radial ($m=0$).</i>	91
<i>Fig. 7.13. Grafica de diagnóstico de la segunda derivada con flujo radial ($m=0$).</i>	92
<i>Fig. 7.14. Grafica especializada por el método de Horner.</i>	92
<i>Fig. 7.15 Sincronización de la información presión - producción.</i>	93
<i>Fig. 7.16 Resultados del análisis post-fractura: 1ra parte, condición transitoria.</i>	94
<i>Fig. 7.17 Resultados del análisis post-fractura: 2da parte, condición pseudo-estacionaria</i>	94
<i>Fig. 7.18. Modelo de frontera para las dimensiones del área y ubicación del pozo.</i>	95
<i>Fig. 7.19. Diseño de la geometría de Re-fractura del pozo 196.</i>	97
<i>Fig. 7.20 Diseño de la geometría de Re-fractura del pozo 196.</i>	98
<i>Fig. 7.21 Pronósticos de producción y N_p de la Re-fractura del pozo 196.</i>	98
<i>Fig. 7.22 Gráfica de la inversión recuperada en la Re-fractura del pozo 196.</i>	100
<i>Fig. A.1. Localización del pozo imagen</i>	112
<i>Fig. A.2. Fractura vertical-yacimiento cerrado</i>	112
<i>Fig. C.1. Fractura vertical C_{FD} infinita y θ arbitrario</i>	118
<i>Fig. C.2. Fractura vertical C_{FD} finita y θ arbitrario</i>	120
<i>Fig. D.1 Portada del Software realizado en Matlab.</i>	122
<i>Fig. D.2 Método de Impulso para la 1era y 2da derivada</i>	123
<i>Fig. D.3 Modelos geomecánicos disponibles en el simulador de fracturas</i>	123
<i>Fig. D.4 Caída de presión con C_D y s, tres cambios en τ vs Solución línea fuente</i>	124
<i>Fig. D.5 Solución para considerar los cambios de esfuerzo (τ)</i>	124
<i>Fig. D.6 Solución para el J_D vs $L_D=l_x$, variando λ= relación de forma de la fractura.</i>	125
<i>Fig. D.7 Solución para el r_{wD}, vs C_{FD}</i>	125

Fig. D.8 Solución para el J_D , vs C_{fD} variando $L_D=I_x$	126
Fig. D.9 Solución para la conductividad optima: C_{fD} vs λ ($1=1.51$).....	126
Fig. D.10 Solución para los pronósticos de producción utilizando tres modelos	127
Fig. D.11 Pronóstico de producción resultado del simulador comercial.....	127
Fig. D.12 Análisis de Rentabilidad de una fractura/Re-fractura.....	128
Fig. D.13 Tiempo de la recuperación de la inversión. (VPN, TIR, RI, B/C).....	128
Fig. E.1 Plano de ubicación del Campo A. (ATG PEMEX).....	129
Fig. E.2 Columna Estratigráfica Regional. (ATG PEMEX).....	130
Fig. E.3 Columna geológica del Campo A y el registro tipo. (ATG PEMEX)	131
Fig. E.4 Distribución de espesores para la porción central y norte del Campo A. (ATG PEMEX)	132
Fig. E.5 Sección Transversal con orientación Oeste-Este, buenas producciones. (ATG PEMEX)	133
Fig. E.6 Modelo Sedimentario propuesto. (ATG PEMEX)	133
Fig. E.7 Líneas 2D en el Campo A. (ATG PEMEX)	134
Fig. E.8 Cobertura sísmica 3D en el campo A. (ATG PEMEX).....	134
Fig. E.9 Mapas estructurales del Campo A. (ATG PEMEX).....	135
Fig. E.10. Fracturamientos realizados en el campo A. (ATG PEMEX).....	139
Fig. E.11. Profundidades verticales de cada fracturamiento. (ATG PEMEX).....	139
Fig. E.12. Gradientes de fractura en profundidad por tipo de fractura realizada. (ATG PEMEX)	140
Fig. E.13. Producciones acumuladas (N_p), a un año y por tipo de fractura. (ATG PEMEX)	141

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Tipo de rocas y rango de valor de Elasticidad. Baron-Habit-Morlier.....	31
Tabla 4.2. Tipo de rocas y su valor de Elasticidad. Compresión simple, R_c	32
Tabla 4.3. Tipo de rocas y su valor de Elasticidad. Perkins-Kern	32
Tabla 4.4. Tipo de rocas y su relación de Poisson. Williams-Gidley-Schechter.....	33
Tabla 4.5. Tipo de rocas y su relación de Poisson. Le Tirant-Gay.....	33
Tabla 4.6. Tipo de rocas y su relación de Poisson. Birch	33
Tabla 4.7. Diferentes valores de C_{f1} , C_{ma} , ρ_{ma} , γ_{ma} , k_{hma} , M_{ma}	40
Tabla 4.8. Resultados obtenidos con ambos modelos, $x_f = 272ft$	52

<i>Tabla 5.1. Programa de evaluación de la fractura y diseño de Re-fractura.</i>	63
<i>Tabla 5.2. Resultados en el ajuste de producción y uso de las curvas de declinación.</i>	65
<i>Tabla 6.1. Resultados obtenidos del análisis determinista (VPN, B/C, TIR, RI).</i>	81
<i>Tabla 7.1. Antecedentes del pozo desde la perforación hasta un año de su producción.</i>	82
<i>Tabla 7.2. Histórico de las mediciones del pozo en un año.</i>	84
<i>Tabla 7.3. Resumen petrofísico del pozo en estudio.</i>	85
<i>Tabla 7.4. Acumulado de Producción de Aceite, Agua y Gas del pozo en estudio.</i>	86
<i>Tabla 7.5. Estado del pozo en estudio y pozos vecinos, con su inicio de producción.</i>	86
<i>Tabla 7.6. Estado del pozo en estudio y pozos vecinos, a un año de su producción.</i>	86
<i>Tabla 7.7. Datos de entrada de la prueba de inyección y cierre del pozo en estudio.</i>	89
<i>Tabla 7.8. Resultados obtenidos con la segunda derivada cuando se desconoce p_i.</i>	89
<i>Tabla 7.9. Resultados obtenidos con la primera derivada cuando se conoce p_i.</i>	91
<i>Tabla 7.10. Resultados de la permeabilidad obtenida y transmisibilidad del yacimiento.</i>	92
<i>Tabla 7.11. Datos de la terminación del pozo 196.</i>	96
<i>Tabla 7.12. Datos de la prueba de inyección del pozo 196.</i>	96
<i>Tabla 7.13. Datos del tratamiento del pozo 196.</i>	96
<i>Tabla 7.14. Datos del diseño de la re-fractura del pozo 196.</i>	96
<i>Tabla 7.15. Resultados del diseño de la re-fractura del pozo 196.</i>	97
<i>Tabla 7.16. Resultados obtenidos del análisis determinista 2013 (VPN, TIR, RI, B/C).</i>	99
<i>Tabla 7.17. Carga de datos para el análisis de rentabilidad 2016 (VPN, B/C, TIR, RI).</i>	99
<i>Tabla 7.18. Resultados obtenidos del análisis determinista 2016 (VPN, B/C, TIR, RI).</i>	100
<i>Tabla 7.19. Resultados 2013.</i>	100
<i>Tabla 7.20. Resultados 2016.</i>	100
<i>Tabla E.1 Parámetros petrofísicos predominantes en el campo A. (ATG PEMEX)</i>	136
<i>Tabla E.2 Rango de grados API en los pozos del campo A.</i>	136
<i>Tabla E.3. Resumen de muestras con análisis PVT. (ATG PEMEX)</i>	137
<i>Tabla E.4. Resumen del Análisis PVT @ 84°, pozo 446.</i>	137
<i>Tabla E.5. Tipos de fracturas realizadas</i>	139
<i>Tabla E.6. Nombres comerciales de los fluidos utilizados.</i>	140
<i>Tabla E.7. Tipos y tamaños de apuntalantes utilizados.</i>	141

CAPÍTULO 1.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos convencionales, son aquellos en donde los hidrocarburos, migraron desde la roca madre y se acumularon en una trampa (roca almacén), limitados por una roca sello en la cima.

En cambio, los Yacimientos No Convencionales (YNC), son aquellos donde el hidrocarburo no fue expulsado totalmente de la roca madre o generadora, es decir, no migra a una roca almacén, a diferencia de los yacimientos convencionales. Para estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora funcionan como el yacimiento. La falta de migración en la mayoría de los casos se debe a una muy baja permeabilidad de la roca o canales de migración poco permeables. Es por ello que el extraer aceite y gas de estos yacimientos, a diferencia de los yacimientos convencionales, es más costoso debido a los fracturamientos masivos y/o múltiples que hay que implementar para su explotación.

En este estudio se contempla un caso de campo de los yacimientos de la cuenca de Chicontepec, constituidos por formaciones de baja permeabilidad y porosidad, entre otras propiedades.

Específicamente se analizaron algunos pozos del campo A, presentando un gran reto y desafío para la producción de la reserva, por las condiciones que lo caracterizan. Se consideran alternativas para mejorar e incrementar la producción desde el yacimiento hacia el pozo, a través del fracturamiento hidráulico y el análisis en pozos ya fracturados y candidatos a re-fracturar para este campo.

Los resultados están enfocados a entender mejor la caracterización dinámica de este yacimiento y mejorar su productividad. Se diseñó un proceso metodológico con el fin de mantener, incorporar y optimizar la producción a un costo mínimo.

Se evalúan las variables que juegan un papel relevante en el movimiento de los fluidos antes, durante y después de una operación de fracturamiento hidráulico y los beneficios técnico-económicos. Principalmente se hace énfasis en dichas variables que determinan la decisión de re-fracturar o no un pozo, para continuar con el desarrollo y explotación de estos yacimientos.

Se estudia la sensibilidad en la producción final, así como los indicadores económicos esperados con varias alternativas de re-fracturamiento.

Las variables evaluadas que controlan la decisión de re-fracturar fueron:

- Permeabilidad del yacimiento (k)
- Presión de yacimiento inicial y actual (p_i, p_{ws})
- Gradiente de poro (G_{poro})
- Daño en la fractura (s_f)
- Geometría de la fractura (x_f, w_f, h_f)
- Tamaño, forma y dimensión del área de influencia y ubicación del pozo (C_A)
- Reserva promedio asociada al pozo, volumen de hidrocarburos (original y remanente)
- Factor de recuperación (F_r)
- Orientación de la fractura, cambio de esfuerzos y anisotropía al re-fracturar ($\theta, \tau, (\epsilon, \gamma, \delta)$)

Básicamente se utilizaron tres puntos principales que dieron la pauta para tener mejor analizado técnicamente el yacimiento-fractura y uno económico para ver la rentabilidad del proyecto con una mejor explotación:

1. Análisis de los datos de presión pre-fractura nos permite obtener:
 - a) Presión inicial y permeabilidad estimada del yacimiento (p_i y k).
2. Diseño y modelado geomecánico de las re-fracturas ($PKN, KGD, P3D, 3D$).
3. Análisis de la respuesta de presión-producción del pozo post-fracturado, el ajuste histórico, permite obtener condiciones dinámicas del yacimiento-fractura:
 - a) Geometría de fractura actual, daño en la cara de la fractura, presión actual.
 - b) Volumen de hidrocarburos (original, remanente), factor de recuperación.
 - c) Forma geométrica del área de influencia con la ubicación del pozo.
 - d) Selección de nuevos pozos candidatos a re-fracturar.
4. Análisis de rentabilidad de un pozo re-fracturado y desarrollo del campo.

Los siguientes modelos y métodos son utilizados en la metodología propuesta:

- Modelos geomecánicos para la fractura.
- Modelo de flujo en la fractura; Modelo de flujo en el yacimiento.
- Modelo de pozo fracturado de conductividad finita, sin o con daño y almacenamiento.
- Modelo con solución analítica con la prueba Mini Frac y Fall-off, para un yacimiento sin fractura o una fractura existente.
- Modelo analítico de la presión transitoria para un pozo de conductividad finita, orientación de la fractura vertical y presión infinita en el yacimiento.
- Método de la primera y segunda derivada.
- Método de Horner (Gasto constante) y Método de Superposición (Gasto variable).
- Modelos para los pronósticos de producción.
- Modelo económico determinista para los modelos de pronósticos de producción.

CAPÍTULO 2.

REVISIÓN DE LA LITERATURA.

Definición y uso de una prueba de inyección - Injection test.

La prueba de inyección es teóricamente idéntica a una prueba de decremento, excepto que el fluido se inyecta al interior de la formación. Este fluido es inyectado al pozo a gasto constante; donde el gasto de inyección y la presión de fondo fluyendo son medidos como una función del tiempo.

La respuesta de presión puede ser analizada para estimar la permeabilidad del yacimiento y el factor de daño. Es de gran importancia cuando se va a realizar o se está realizando una prueba de inyección o un método de recuperación secundaria. En particular, un incremento del daño en la vecindad del pozo debe ser detectado para corregirlo lo más pronto posible. Los gastos de inyección pueden ser controlados más fácilmente que los gastos de producción, sin embargo, el análisis de los resultados de la prueba pueden complicarse por los efectos multifásicos del fluido, para evitar esto, es recomendable que el fluido inyectado sea lo más parecido al fluido del yacimiento.

En la fig. 2.1 Se observa el gasto de una prueba de inyección, en la cual el fluido va hacia el yacimiento, por lo que se considera que el gasto es negativo y su presión incrementa, como se observa en la fig. 2.2

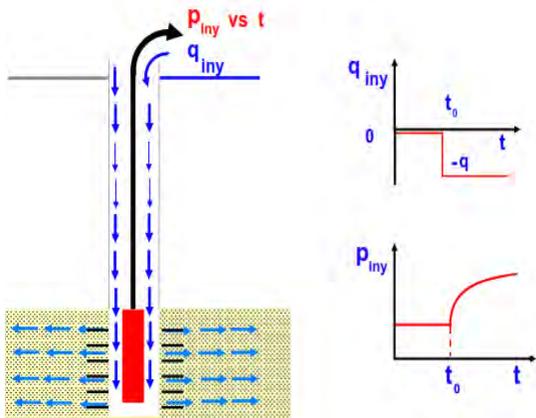


Fig. 2.1. Gasto de una prueba de inyección.

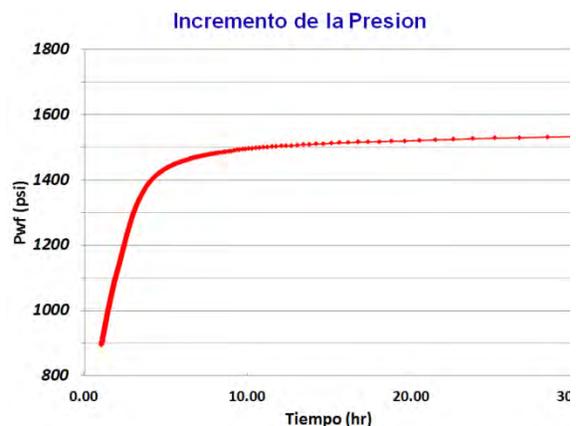


Fig. 2.2 Incremento de presión en la prueba.

Definición y uso de una prueba de Cierre/decaimiento - Fall-off test.

Una prueba Fall-off mide la declinación de la presión posterior al cierre de una inyección, consiste en cerrar el pozo después de un período de inyección a gasto constante y medir el decremento de la presión resultante en función del tiempo.

Estos datos son analizados como $\Delta p (p_{wf}(\Delta t = t_{iny}) - p_{ws}(t))$.

Teóricamente es idéntica a una prueba de incremento, y de igual manera, el fluido inyectado debe ser parecido a los fluidos del yacimiento, para evitar complicaciones. En la figura 2.3 se observa el momento, cuando el pozo es cerrado después de la inyección y en la fig. 2.4 se muestra el decremento de la presión que se tiene posterior a la inyección y cierre.

La teoría supone un gasto de inyección constante antes de cerrar el pozo, con esta prueba se puede obtener lo siguiente:

1. Determinar las condiciones del yacimiento en las cercanías del pozo inyector.
2. Dar un seguimiento en las operaciones de inyección de fluidos.

A través de esta prueba se puede determinar lo siguiente:

- Estimar la presión inicial del yacimiento.
- Estimar la presión promedio del yacimiento.
- Medir la presión de ruptura de la roca.
- Determinar geometrías de fracturas.
- Determinar si existe daño en la fractura, causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, entre otros.
- Determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento con el fluido inyectado, utilizada también para pronósticos de inyección.
- Obtener parámetros para el diseño de los fracturamientos o re-fracturamientos.

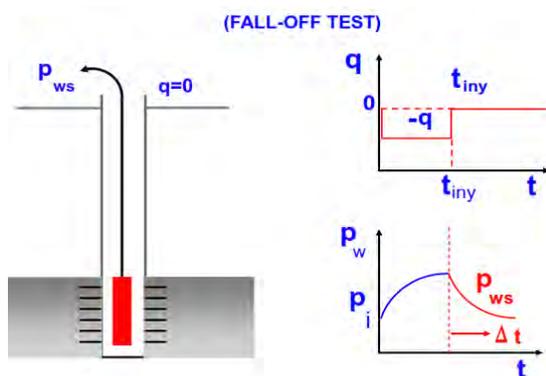


Fig. 2.3. Gasto típico de una prueba Fall-off.

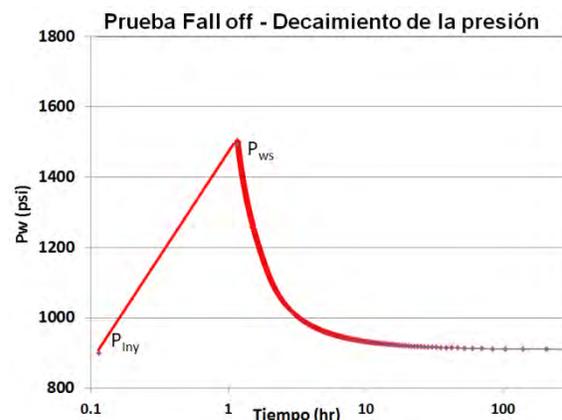


Fig. 2.4 Prueba de cierre/decaimiento (Fall-off)

Definición y uso de una prueba Mini Frac - Mini Fall-off

La prueba Mini Frac es una técnica, donde se bombea un volumen de fluido previo al tratamiento (*pre-colchón*), con características iguales al fluido que se utilizará para crear una o varias fracturas, con el fin de medir algunos parámetros y optimizar los datos de entrada para un buen diseño de fracturamiento hidráulico.

El periodo después del cierre que se sigue en la prueba de inyección, contiene los periodos de flujo pseudo-lineal y pseudo-radial. En el análisis del periodo de flujo pseudo-radial se estima la presión inicial del yacimiento (p_i) y la transmisibilidad del yacimiento (kh/μ). Como se muestra en las figuras 2.5 y 2.6

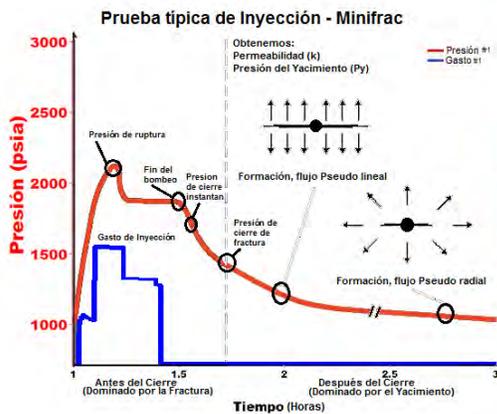


Fig. 2.5. Prueba Mini Frac - Inyección en un periodo corto.

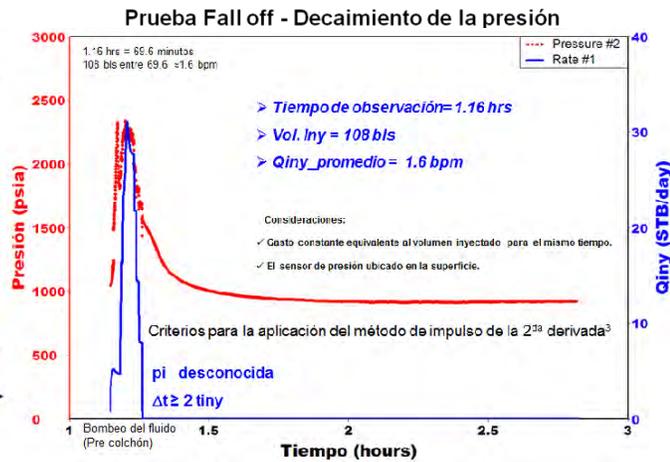


Fig. 2.6. Prueba Mini Fall-off ($\Delta t \geq 2 t_{iny}$)

Los objetivos de una prueba Mini Frac se utilizan para determinar lo siguiente:

Antes del cierre:

- Tiempo de cierre de la fractura y presión de cierre.
- Presión neta.
- Eficiencia del fluido del fracturamiento.
- Perdida de filtrado y regímenes de flujo.
- Gradiente de fractura
- Esfuerzo horizontal mínimo

Después del cierre:

- Regímenes de flujo.
- Gradiente de poro.
- Permeabilidad actual del yacimiento.

En general, para las pruebas Mini frac en estos yacimientos de baja permeabilidad, se recomiendan las siguientes prácticas:

- Inyectar un gasto: 1 a 5 bpm.
- Inyectar en tiempo: 50 a 120 minutos.
- Inyectar agua, no fluidos gelificados.

Aspectos adicionales a considerar en un análisis Mini Frac para un yacimiento de baja permeabilidad:

1. La elección de la caída de presión instantánea (*ISIP*), podría afectar los cálculos de la presión neta, pero no la pendiente sobre las curvas de la derivada (identificación de regímenes de flujo).
2. La pendiente constante (línea recta) sobre la gráfica semi-log de la derivada de la función G , con pendiente $3/2$ sobre la gráfica log-log de la derivada de (Bourdet et al., 2002), corresponde a una pendiente de $-1/2$ en la primera derivada de la presión (*PPD*). La cual corresponde a una pendiente de $1/2$ observada en la gráfica log-log de la derivada de la presión delta-tiempo.
3. En la gráfica semi-log de la derivada de la función G , la curva “cóncava hacia abajo” es la forma del Leakoff Dependiente de la Presión (*PDL*), La *PDL* también es una característica de la pendiente de $1/4$, ambas en la gráfica log-log de la derivada de Bourdet y log-log en delta-tiempo. *PDL* es identificada a una pendiente de $-3/4$ en la gráfica de la primera derivada de la presión (*PPD*).
4. En la gráfica semi-log de la derivada de la función G , la curva “cóncava hacia arriba” es la forma de alta recesión (*HR*) o almacenamiento transversal (*TS*), y tiene como característica una pendiente $>3/2$ en la gráfica log-log de la derivada de Bourdet que corresponde a cero, o una pendiente creciente en la gráfica de la primera derivada de la presión (*PPD*), en la pendiente de la derivada de Bourdet en la gráfica log-log las curvas son abajo de $3/2$ y ocurre el cierre. Durante todo este tiempo, corresponde a la *PPD* con una pendiente más abrupta.

5. El fin del régimen de flujo actual para el Leakoff, indica el cierre de la fractura, al menos que HR/TS sea observado aplicaría el punto núm. 4. Si el Leakoff no se observa, el final de cualquier fractura con régimen de flujo lineal podría considerarse como un cierre, pero sería necesario revisar el caso a detalle desde los puntos no., 1 hasta el 4.
6. Múltiples eventos al cierre de la fractura podrían ocurrir en algunos casos.
7. Si el régimen de flujo lineal, bilineal o radial ocurre después del fin del Leakoff, dichos eventos de flujo serían después del cierre.
8. Si en tiempos iniciales ocurre el flujo radial (antes del cierre de la fractura) y la transición en la pendiente es más abrupta, esto podría ser una evidencia de una fractura en forma de T , existiendo ambos componentes: una fractura vertical y una horizontal.
9. La presión de poro del yacimiento, puede ser determinada desde el flujo con acción infinita radial o lineal, sin embargo, el error en el valor obtenido desde el flujo lineal sería optimista de 3-5% para la presión de poro actual.
10. Cuando el flujo radial es obtenido, la permeabilidad puede ser determinada con alto nivel de confianza, si el flujo radial no es observado, la permeabilidad estimada con el flujo lineal podría ser el valor más cercano.

Se pueden observar, los aspectos generales para el análisis de una prueba Mini frac, que describen el comportamiento y uso de la presión para ir determinando las variables que son sensibles en los diseños de re-fracturamiento hidráulico.

Para ejemplificar los diez puntos anteriores, se muestra a continuación las figuras siguientes: desde la 2.7 hasta 2.13 respectivamente.

Instantaneous Shut-In Pressure (ISIP) Determinación de la presión de cierre instantánea:

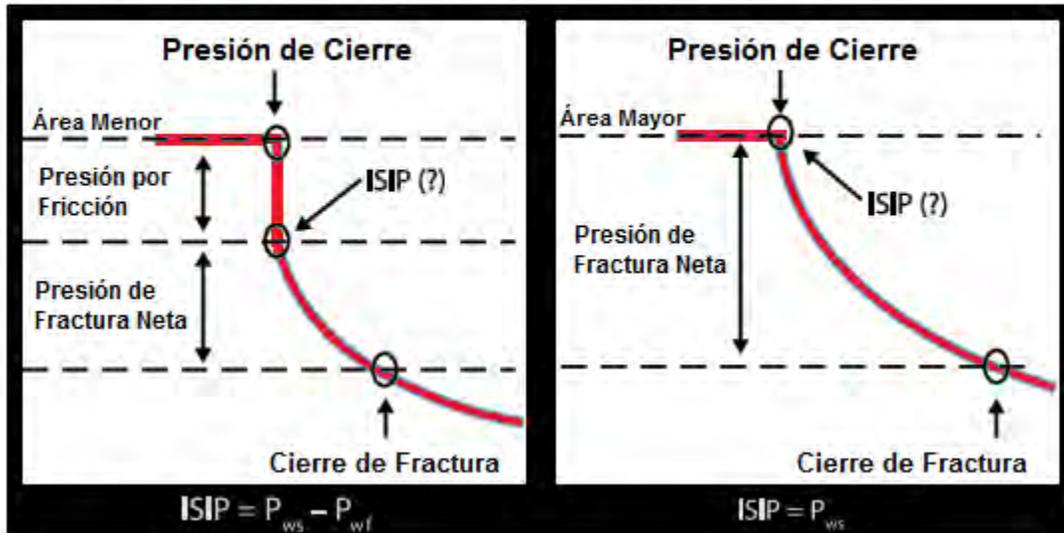


Fig. 2.7. A-B. Presión de cierre instantánea (ISIP). Parte A, para área menor y B mayor.

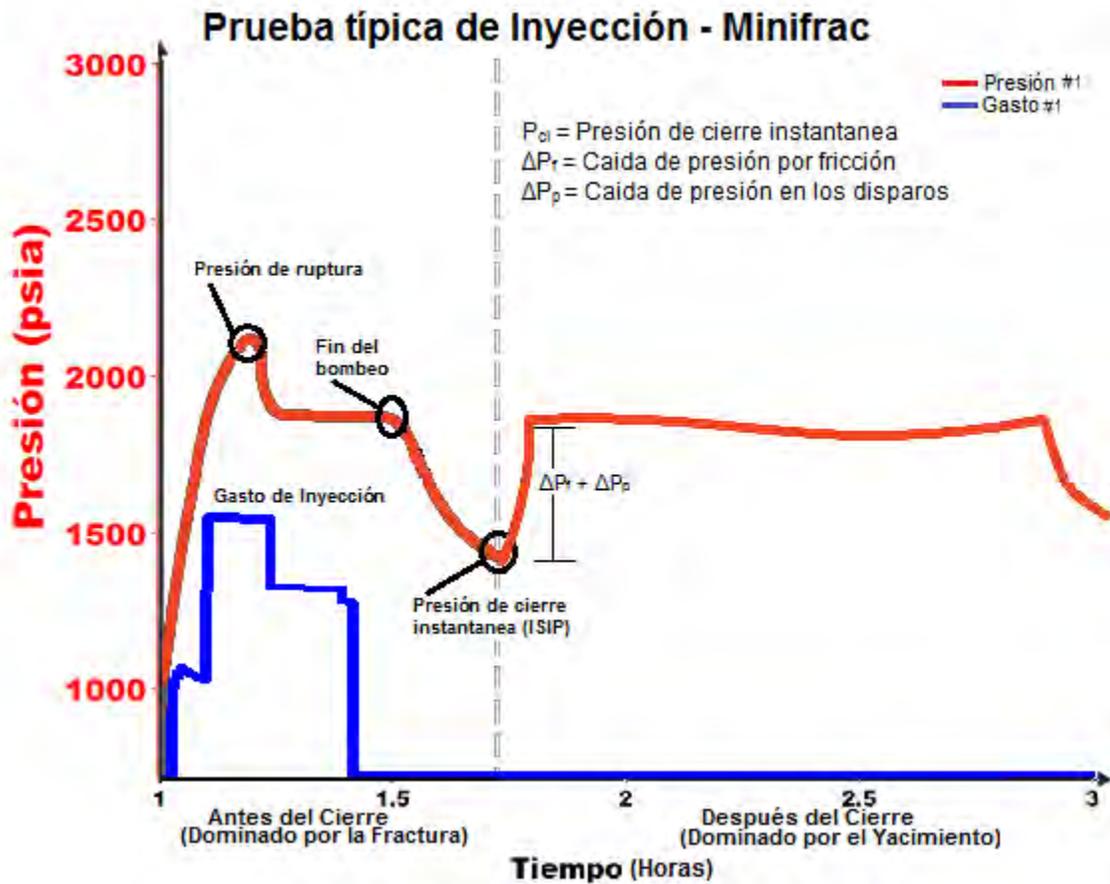
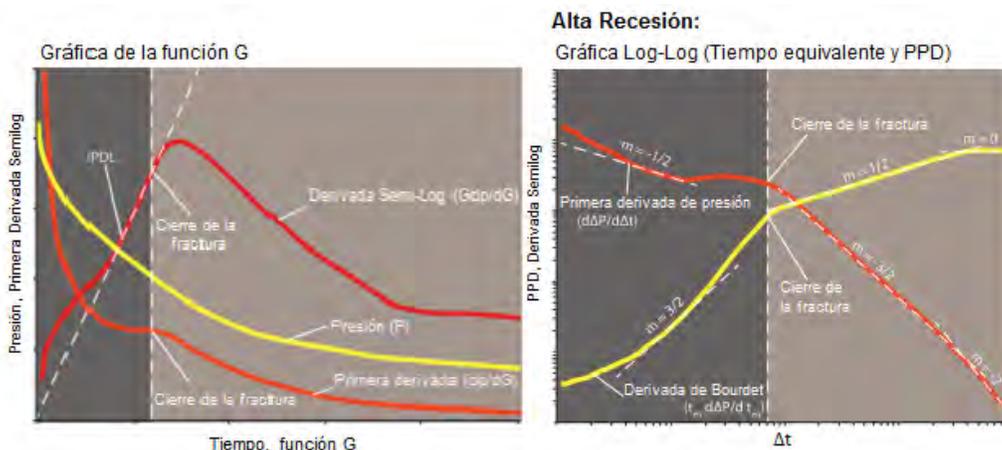
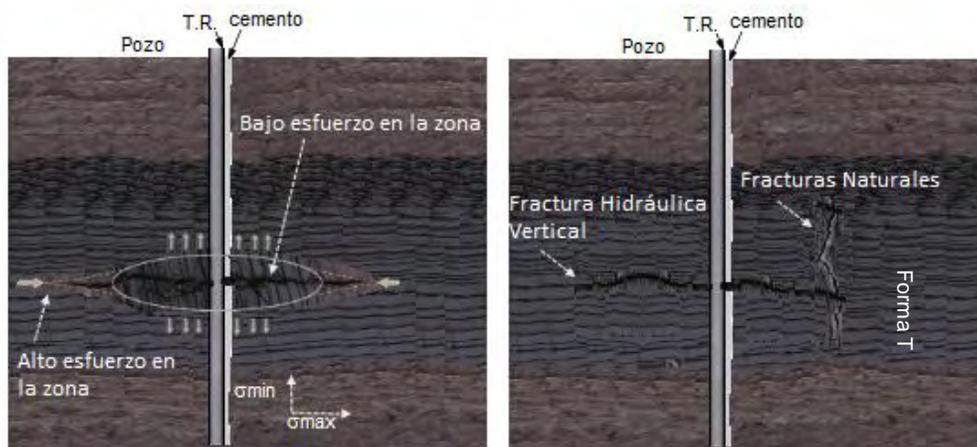
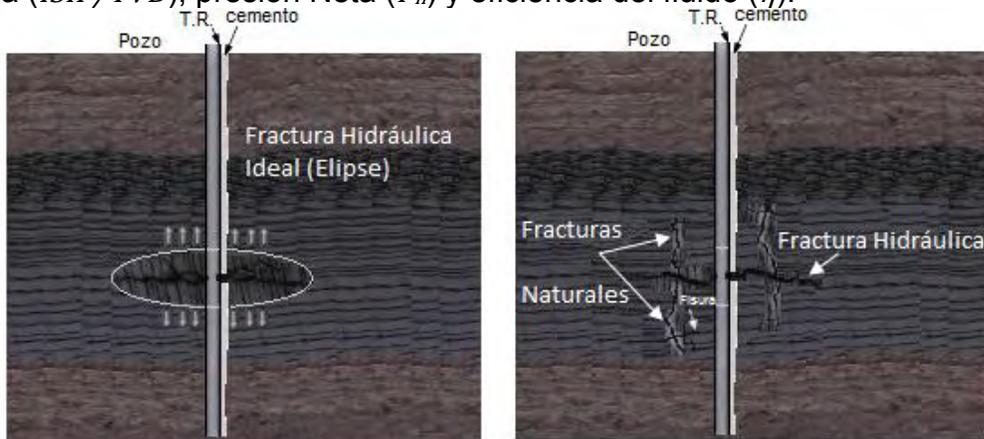


Fig. 2.8. Prueba de Inyección - antes y después del cierre.

Antes del cierre. La prueba Mini Frac permite determinar propiedades para el diseño del re-fracturamiento tales como:

El *ISIP* o presión de cierre instantánea (P_{ci}), tiempo de cierre (t_c), Gradiente de fractura ($ISIP/TVD$), presión Neta (P_n) y eficiencia del fluido (η).



Después del cierre. Se pueden determinar propiedades del yacimiento como: presión, permeabilidad y transmisibilidad. En la cual existen varios métodos para el análisis posterior al cierre.

Las metodologías que se pueden utilizar entre otras son:

- ✓ Método de (Horner, 1951) y gráfica especializada.
- ✓ Método de (Soliman y Craig, 2005) y gráficas especializadas.

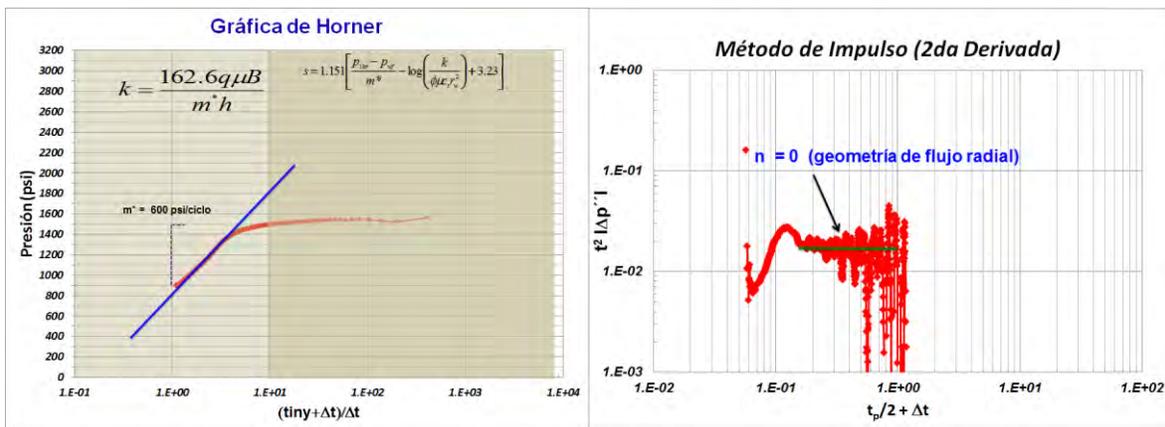


Fig. 2.12. A-B. En A, gráfica de Horner. En B, Grafica de diagnóstico 2da derivada.

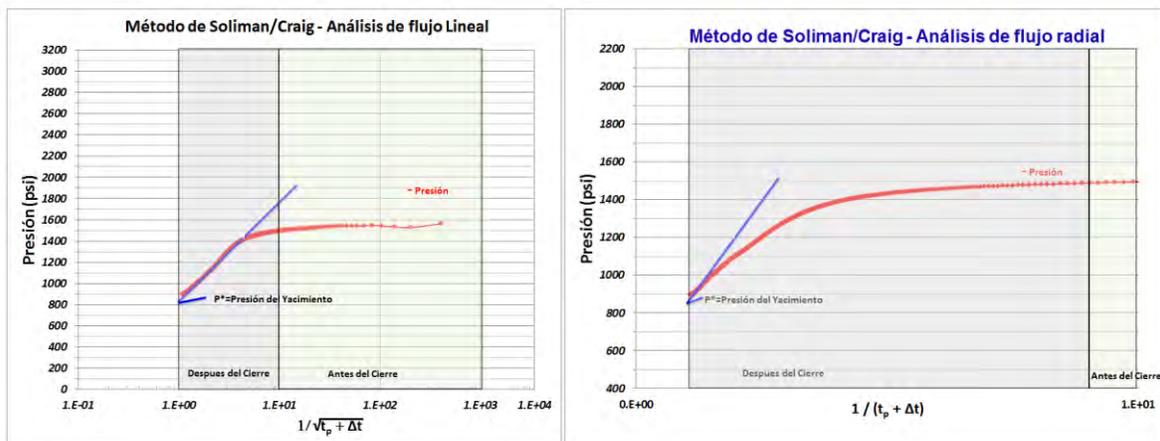


Fig. 2.13. A-B. Método Soliman/Craig. En A, Flujo lineal. En B, Flujo Radial.

MÉTODOS PARA LAS PRUEBAS DE INYECCIÓN Y CIERRE.

Horner, presentó un método para analizar pruebas de restauración de presión y determinó que un gráfico de la presión de fondo de cierre, debía ser una función lineal del $\log(t+\Delta t)/\Delta t$.

Con este método se podían identificar las fallas geológicas y presentó el primer método para determinar la presión estática del yacimiento (p_{ws}), usando la información de presión registrada.

2.1. El Método de Horner (1951):

Consiste en trazar una recta con una pendiente (m^*), que coincida con la parte correspondiente al flujo radial de la gráfica de diagnóstico. A partir del valor de esta pendiente se determina la permeabilidad efectiva del yacimiento (k), y al prolongar esta recta hasta interceptar el eje de las coordenadas cuando el tiempo de Horner es igual a 1.0 se obtiene el valor de la presión inicial (p_i) del yacimiento extrapolada.

En las figs. 2.14. A-B, se muestran las gráficas semi-log y log-log.

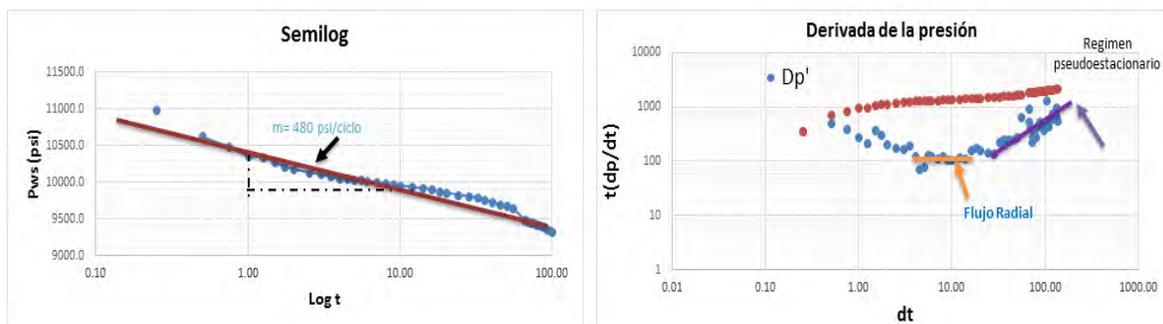


Fig. 2.14. A-B. Método de Horner Parte A, gráfica semi-log y Parte B gráfica log-log

En la gráfica de presión vs logaritmo de $(t+\Delta t)/\Delta t$, t es el tiempo de producción y Δt es el tiempo registrado durante el cierre del pozo. Para el tiempo por este método se puede determinar dividiendo la producción acumulada entre el gasto de producción promedio desde la última vez que se cerró el pozo.

A este método se le conoce como método convencional, y se refiere a aquellos métodos descritos en la literatura en los años 50, como: Horner, MDH, Muskat y MBH. Estos métodos utilizan en general los tiempos de cierre “transitorio” (Horner, MDH, MBH) o los tiempos de cierre afectados por los límites como el método de Muskat, para determinar la presión p_{ws} , en el área de influencia.

Los métodos de Horner y MDH, no toman en cuenta en el análisis, las primeras presiones registradas en el pozo y solo son válidos para analizar una prueba, si se puede obtener una línea recta apropiada en la gráfica semi-log de p_{ws} contra $(t+\Delta t)/\Delta t$. Como se comentó anteriormente.

Muchas veces es difícil obtener una línea recta correcta y a su vez en una gráfica semi-log pueden mostrarse varias líneas rectas a diferentes tiempos de la prueba, el problema sería determinar la línea recta apropiada en la gráfica semi-log. P. ej., un pozo dañado con alto efecto de almacenamiento puede hacer desaparecer por largo tiempo de cierre la línea recta semi-log. Así mismo, un pozo fracturado, se comporta en una forma lineal con una pendiente de $\frac{1}{2}$ de conductividad infinita y $\frac{1}{4}$ para una conductividad finita, en una gráfica log-log en tiempos cortos no se sigue la línea recta como en la gráfica semi-log.

Para poder resolver esta situación, fue hasta que (Agarwal et al., 1970) introdujo la Curva Tipo donde ya tomaba en cuenta y utilizaba los primeros tiempos de flujo o de cierre, y cuyo análisis podría inferirse con la naturaleza del sistema yacimiento y pozo con valores numéricos de las variables desconocidas. Este método se considera la base y estándar para el análisis actual de las pruebas de presión.

2.2. El Método de Soliman (1986):

El método presentado por Soliman, fue diseñado especialmente para las pruebas de incremento con un tiempo corto de producción o inyección, donde anteriormente se comentó que con el método de Horner dificulta ver u obtener la línea recta para la gráfica utilizada, siendo que en una gráfica log-log, se puede determinar fácilmente el tipo de geometría de flujo: lineal, bilineal o radial. Como podemos ver en la fig. 2.15

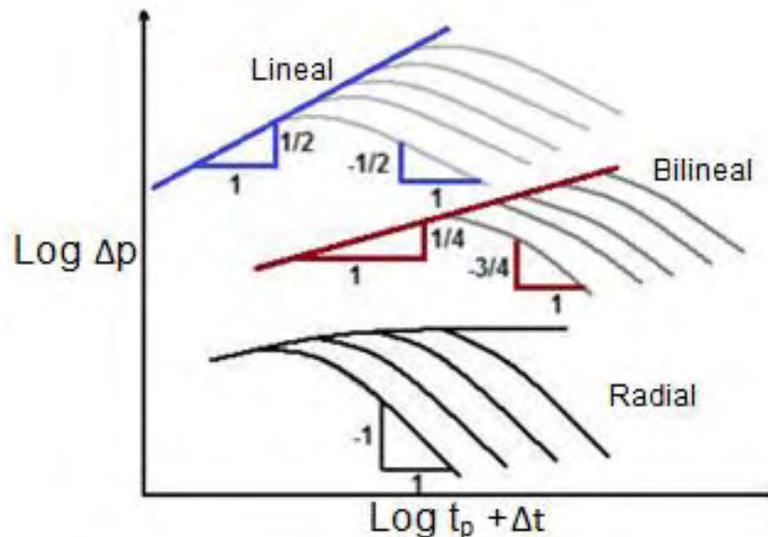


Fig. 2.15. Valor de la pendiente para las diferentes geometrías de flujo.

En la gráfica cartesiana y log-log se muestra el método de Soliman en una manera similar al método de Horner. Como se observan en las figs. 2.16. A-B

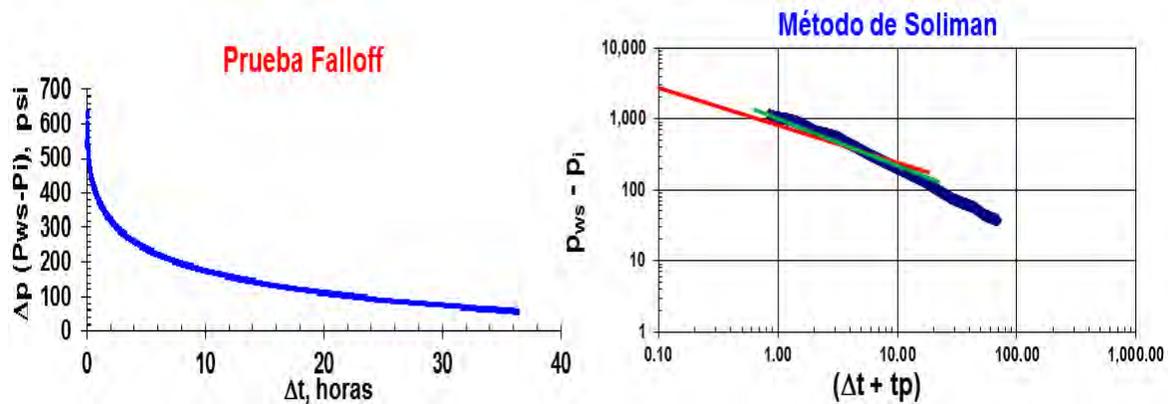


Fig. 2.16. Método de Soliman A-B. Parte A, gráfica cartesiana y Parte B, gráfica log-log

En la prueba de incremento, el periodo de producción de un pozo es seguido por un periodo de cierre. Usando la aproximación logarítmica en tiempos grandes y el principio de superposición (Horner, 1951) llego a la ecuación 2.1 para una prueba de incremento.

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \dots\dots\dots (2.1)$$

La ecuación 2.1, puede ser graficada como una línea recta en una gráfica semi-log, porque la ecuación es una solución para tiempos grandes para un yacimiento ideal, parecería que la línea recta debería estar colocada en el extremo del borde de los datos de presión entre el tiempo.

Esto no siempre es correcto, debido a que una prueba de campo podría ser terminada antes de que la aproximación logarítmica pueda ser aplicable o que los efectos de frontera dominen los datos del tiempo tardío. También, los datos del incremento podrían no tener una línea recta si el coeficiente de almacenamiento es grande.

El método de Soliman fue desarrollado especialmente para las pruebas de incremento con tiempos cortos de producción, el cual no cuenta con una técnica de ajuste de curva tipo. Sin embargo, este método requiere del conocimiento de la presión inicial del yacimiento.

La aproximación visualiza la prueba de incremento como una prueba en dos partes. Es decir, en la primera parte, el pozo está fluyendo; en la segunda parte, el pozo está cerrado. Teóricamente llega a ser la combinación y el resultado para tal prueba, la suma de ambas soluciones, entre el periodo de inyección y cierre.

Antes de iniciar con los dos métodos: primera y segunda derivada, es necesario detectar los diversos tipos de flujo presentes en una prueba, que se logra analizando la **función influencia**, siendo la respuesta más simple que se puede tener en el sistema yacimiento-pozo.

Como se describió al inicio de este capítulo, la prueba de incremento de presión consiste en cerrar el pozo después de un periodo de producción (t_p) o inyección (t_{iny}) para medir la presión de fondo fluvente (p_{wf}) en función del tiempo de cierre (Δt).

Vemos en la fig. 2.17A el gasto constante antes del cierre y la caída de presión, posteriormente vemos el incremento definido como:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - q\Delta p_1(t_p + \Delta t) + q\Delta p_1(\Delta t) \dots\dots\dots (2.2)$$

Donde Δp_1 es la función influencia, que representa la respuesta de presión que el sistema muestra para un gasto unitario, siendo la caída de presión que se tendría en el pozo para un gasto de producción. En la ecuación 2.2 vemos que se evalúa la presión en dos partes diferentes, el tiempo ($t_p + \Delta t$) y (Δt); siendo que el sistema mostrara diferentes geometrías de flujo a diferentes tiempos, obteniendo una combinación de estas. En la fig. 2.17B, se muestra la respuesta de presión durante la prueba de incremento donde depende de la acumulación del gasto.

En tiempos cortos de cierre la p_{wf} estará gobernada por el último gasto, a tiempos intermedios ya es afectada por la acumulación de la producción y el tiempo, para los tiempos largos los datos de presión de cierre dependerán de la producción acumulada (Q) únicamente.

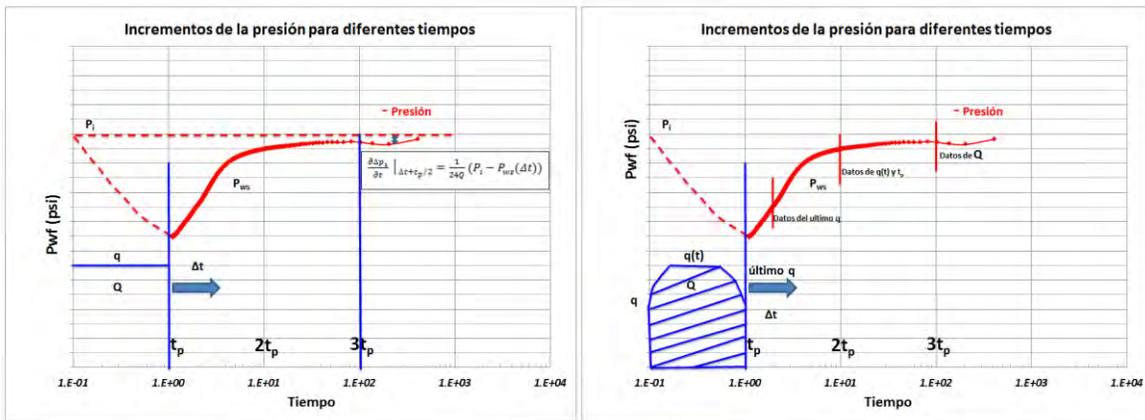


Fig. 2.17A-B. Incrementos de presión para diferentes tiempos.

El comportamiento en los tiempos cortos de cierre, será una consecuencia de las variaciones donde la función influencia Δp_1 , se ve afectada fuertemente para diferentes geometrías, como se muestra en la fig. 2.18 siguiente:

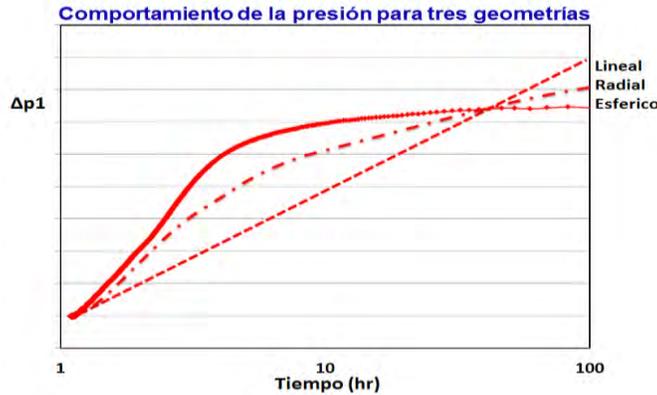


Fig. 2.18. Comportamiento de la función influencia para tiempos cortos

Para el diagnóstico de flujo: uno de los medios más efectivos es usando la función de la derivada del tiempo $\Delta p' = \frac{dp}{d \ln \Delta t} = \Delta t \frac{dp}{dt}$. Definida por (Bourdet et al, 2002), donde la gráfica log-log de esta función contra la correcta función del tiempo, permite determinar el o los tipos de flujo de una prueba. En la fig. 2.19 se muestran los diferentes tipos de flujo, donde se observan las líneas rectas para diferentes pendientes; con flujo pseudo-estacionario o almacenamiento, lineal, bilineal, radial y esférico y sus respectivas pendientes: 1, $\frac{1}{2}$, $\frac{1}{4}$, 0 y $-\frac{1}{2}$.

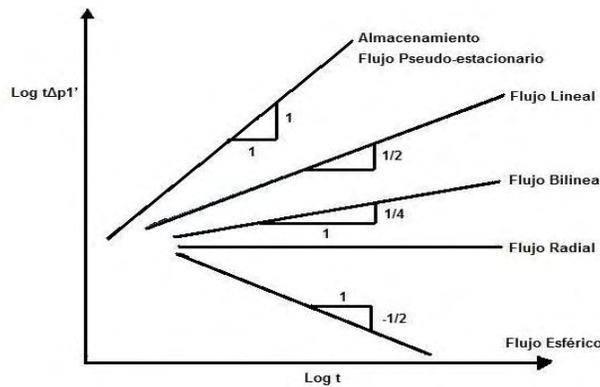


Fig. 2.19. Diagnóstico de flujos, Función derivada: $\Delta t = (dp/dt)$

En el tiempo existen tres periodos para determinar los regímenes de flujo: El tiempo de producción largo, intermedio y corto.

Tiempo de producción largo:

Cuando el gasto se mantiene constante durante el periodo largo antes del cierre $\Delta p_1(t_p + \Delta t) \approx \Delta p_1(t_p)$ y continuando con la ecuación 2.2, tenemos:

$$\Delta p_1(\Delta t) = \frac{p_{ws}(\Delta t) - (p_{wf})_{t=0}}{q} \dots \dots \dots (2.3)$$

Siendo válida cuando t_p sea $\geq 10 \Delta t$. El uso de la derivada no se ve afectado por algún dato incorrecto de la p_{wf} antes del cierre, ya que al realizar el cálculo no depende de esta presión.

Sin embargo, la función influencia si depende de la localización del punto de cierre del pozo, es decir, cuando éste se cierre en superficie Δp_1 incluye el efecto del almacenamiento total del mismo, pero si es cerrado en el fondo la Δp_1 solo contempla el almacenamiento del pozo que corresponde a la zona por debajo del punto de cierre.

Tiempo de producción intermedio:

Cuando el tiempo de producción está en el rango ($0.1 t_p < \Delta t < 2t_p$) del tiempo de cierre, el cálculo de Δp_1 se obtiene con la ecuación siguiente:

$$p_{ws}(t) = p_i - \int_0^t q(\tau) \Delta p_1'(t - \tau) d\tau \dots \dots \dots (2.4)$$

Donde la solución anterior requiere los datos del gasto $q(\tau)$ y de la $p_{wf}(t)$; cuando no contamos con dicha información la evaluación de Δp_1 , no podrá completarse ya que tendremos más incógnitas.

Tiempo de producción corto:

Los datos de incremento de la presión cuando el tiempo de producción es $\Delta t \geq 2t_p$ con la derivada de la función influencia puede aproximarse la ecuación 2.5 siguiente, donde el gasto (Q), será la producción acumulada obtenida durante el periodo de flujo y la estimación de Δp_1 , para los tiempos pequeños e intermedios requerirá los datos de $q(\tau)$, como se muestra en la fig. 2.20

$$\frac{\partial \Delta p_1}{\partial t} \Big|_{\Delta t + t_p/2} = \frac{1}{24Q} (p_i - p_{ws}(\Delta t)) \dots \dots \dots (2.5)$$

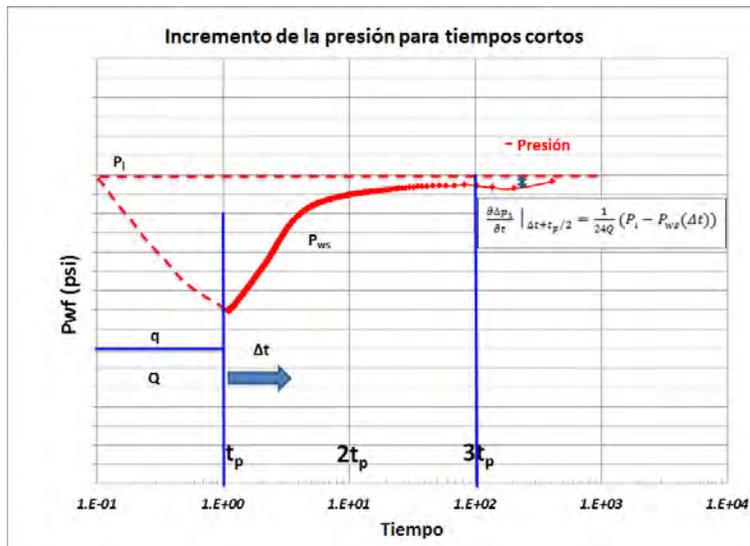


Fig. 2.20. Datos de incremento de presión, para tiempos cortos

Al utilizar el principio de superposición podemos calcular la ecuación 2.6 siguiente:

Al dividir el gasto, cuando $\Delta t < 2t_p$ tenemos que:

$$\frac{\partial \Delta p_1}{\partial t} (\Delta t_k + t_p - t_{N-\frac{1}{2}}) = \frac{1}{q_N \delta t} \left[p_i - p_{ws}(\Delta t_k) - \sum_{j=1}^{N-1} q_j \delta t \frac{\partial \Delta p_1}{\partial t} \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial t} (\Delta t_k + t_p - t_{j-\frac{1}{2}}) \right) \right] \dots (2.6)$$

Conviene dividir el periodo de flujo en un número de intervalos $n > 10$, de tal forma que la función influencia se pueda calcular para todo tiempo a través de las ecuaciones 2.3, 2.4 y 2.5.

Para el método de la primera derivada las ecuaciones 2.5 y 2.6 requieren el valor de la presión inicial (p_i) del yacimiento antes del periodo de flujo. Pero en ocasiones no se cuenta con una medición de la p_i ; en este caso, se puede calcular la segunda derivada de la función influencia como sigue:

Para $\Delta t \geq 2t_p$

$$\frac{\partial^2 \Delta p_1 (\Delta t + t_p / 2)}{\partial t^2} = - \frac{1}{24Q} \frac{\partial p_{ws}(\Delta t)}{\partial t} \dots \dots \dots (2.7)$$

Para $\Delta t < 2t_p$

$$\frac{\partial^2 \Delta p_1}{\partial t^2} (\Delta t_k + t_p - t_{N-\frac{1}{2}}) = - \frac{1}{q_N \delta t} \left[\frac{\partial p_{ws}}{\partial t} (\Delta t_k) + \sum_{j=1}^{N-1} q_j \delta t \frac{\partial^2 \Delta p_1}{\partial t^2} (\Delta t_k + t_p - t_{j-\frac{1}{2}}) \right] \dots \dots \dots (2.8)$$

Con estas ecuaciones 2.5, 2.6, 2.7 y 2.8 obtenemos cálculos estables; teniendo como error en los cálculos iniciales que no aumenten, por el contrario tienden a desaparecer. En consecuencia la función influencia varía cada vez menos a medida que el tiempo crece y los cálculos que se llevan a cabo en tal orden con el tiempo se reducen.

2.3. El Método de Cinco Ley (1986):

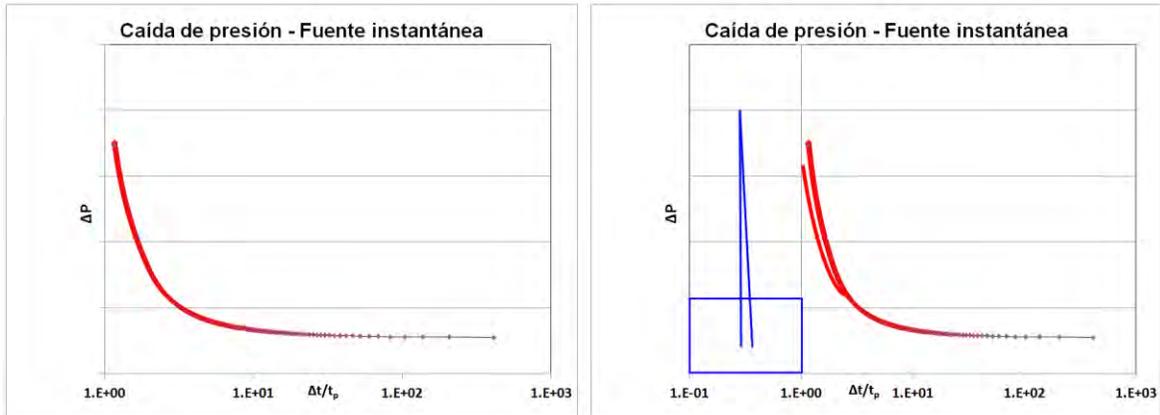
Para el análisis de las pruebas con el concepto de la respuesta de presión debida a una fuente instantánea, fue desarrollado por (Cinco et al., 1986).

Ellos proveen un método para calcular la primera y segunda derivada de la función influencia, con la respuesta del sistema yacimiento-pozo a un gasto unitario. Esta información y resultados del análisis son básicos para identificar los regímenes de flujo ocurridos durante una prueba.

Dicho método elimina el efecto del tiempo de producción sobre los datos de incremento de presión, donde muchos de los métodos desarrollados para analizar pruebas de incremento de presión asumen flujo radial; pero con la práctica, esto no siempre es válido. Para el caso de un pozo con penetración parcial o un pozo fracturado, muestran regímenes de flujo diferentes al flujo radial.

Para identificar los regímenes de flujo presentes en una prueba, es requerido calcular la función influencia. Una vez que es calculada, pueden ser aplicados los métodos de identificación de regímenes de flujo como se indicó previamente.

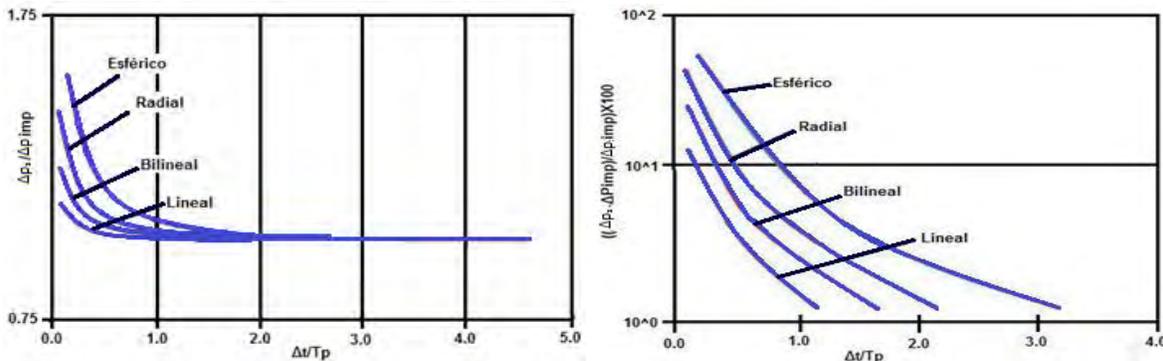
El método también permite eliminar el efecto del tiempo de producción y gasto variable previo al cierre para una prueba de incremento. El concepto de “fuente instantánea” implica una rápida extracción o inyección de fluido al yacimiento, creando un cambio de presión a través del sistema. Vemos las figs. 2.21A-B.



Figs. 2.21. A-B. Caída de presión causada por una fuente instantánea y B. flujo radial

Teniendo una respuesta de presión después del movimiento del fluido, esta dependerá de la geometría del sistema, en algunos casos, una respuesta de presión puede incluir varios regímenes de flujo como se indicó antes.

Se ve en las figs. 2.22 A-B, la diferencia entre la respuesta de presión cuando es menor que 1.5 donde $\Delta t > 2t_p$ y decrece con el tiempo de cierre.



Figs. 2.22 A-B Relación de la caída de presión para diferentes regímenes de flujo

Recordando el principio de superposición para una prueba de incremento de la presión incluyendo dos componentes es:

$$\Delta p_{ws}(\Delta t) = q\Delta p_1(t_p + \Delta t) - q\Delta p_1(\Delta t) \dots \dots \dots (2.9)$$

De esta manera derivando la función influencia puede aproximarse como:

$$\frac{\partial \Delta p_1}{\partial t} \approx \frac{1}{Q} \Delta p_{tp} \dots \dots \dots (2.10)$$

La expresión anterior, fue utilizada por (Ayoub et al, 1988) y se considera como la base para el análisis de las pruebas de impulso.

Aplicación de la primera y segunda derivada para el análisis de las pruebas de presión:

Al estimar la derivada de la función influencia de la respuesta de la presión debido a una fuente instantánea, para el análisis de un tiempo de cierre largo, puede ser utilizada apropiadamente, donde la ecuación 2.10 se ocuparía para un periodo de producción largo, como se mostró anteriormente en la ecuación 2.5:

$$\left. \frac{\partial \Delta p_1}{\partial t} \right|_{\Delta t + t_p/2} = \frac{1}{24Q} (p_i - p_{ws}(\Delta t))$$

Para el primer método de la primera derivada, se consideran los siguientes aspectos cuando se desee aplicar:

1. La presión inicial debe ser conocida;
2. La derivada de la función influencia debe ser evaluada en el tiempo $\Delta t + t_p/2$;
3. La producción acumulada antes del cierre debe ser medida;
4. El análisis es válido para tiempos grandes de cierre ($\Delta t > 2t_p$);
5. El análisis es válido para cualquier régimen (lineal, bilineal, radial, esférico).
6. Una vez conocida la derivada de la función influencia, ocupamos la derivada de la función del tiempo $\Delta t = (dp_1/dt)$, para realizar los diagnósticos.

Para los objetivos con las pruebas de formación, Drill Stem Test (*DST*), es determinar la presión inicial del yacimiento. En tal situación el método anterior de la primera derivada no puede utilizarse con la ecuación 2.5, por lo tanto dicha técnica fue modificada por (Cinco, 1986) para resolver este problema, haciendo uso de la segunda derivada, como se mostró anteriormente en la ecuación 2.7:

$$\frac{\partial^2 \Delta p_1(\Delta t + t_p/2)}{\partial t^2} = - \frac{1}{24Q} \frac{\partial p_{ws}(\Delta t)}{\partial t}$$

Para $\Delta t \geq 2t_p$, y la función t^2 con su valor absoluto ($d^2 \Delta p_1/dt^2$), nos mostrará las características que definen el pozo para diferentes regímenes de flujo.

La presión inicial (p_i) del yacimiento puede ser calculada con los datos que definen el comportamiento de flujo utilizando la ecuación siguiente:

$$p_i = p_{ws}(\Delta t) - (\Delta t + t_p/2) \frac{1}{(m-1)} \frac{\partial p_{ws}(\Delta t)}{\partial t} \dots\dots\dots (2.11)$$

Donde m , es la pendiente de la línea recta de la gráfica log-log de la función de la segunda derivada.

Anteriormente se comentó como diagnosticar los regímenes de flujo a través del uso de los métodos de la primera y segunda derivada, para este tipo de análisis, en tiempos de cierre largos es: ($\Delta t \geq 2t_p$) y para tiempos cortos: ($\Delta t < 2t_p$).

Para la primera derivada de la función influencia, partiendo de la ecuación 2.9:

$$\frac{\partial \Delta p_1(\Delta t)}{\partial t} = \frac{\partial \Delta p_1(t_p + \Delta t)}{\partial t} + \frac{t_p}{24Q} \frac{\partial p_{ws}(\Delta t)}{\partial t} \dots\dots\dots (2.12)$$

Para la segunda derivada de Δp_1 es:

$$\frac{\partial^2 \Delta p_1(\Delta t)}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 \Delta p_1(t_p + \Delta t)}{\partial t^2} + \frac{t_p}{24Q} \frac{\partial^2 p_{ws}(\Delta t)}{\partial t^2} \dots\dots\dots (2.13)$$

Dichas ecuaciones son utilizadas para los tiempos iniciales en las pruebas de presión.

Siendo ya validadas, donde se considera que el periodo de flujo al cierre ha sido constante. De haber un cambio en el periodo de flujo durante la producción las ecuaciones 2.12 y 2.13 ya no podrían ocuparse.

Si consideramos el gasto de flujo variable antes del cierre, asumiendo un gasto menor previo al incremento de presión con cambios en el tiempo, la curva del flujo del gasto puede aproximarse por periodos de flujo iguales en espacios constantes como se muestra en la fig. 2.23 siguiente, donde el periodo de producción es dividido en N intervalos. Si ya conocemos la p_i y queremos obtener la presión actual de cierre en cualquier tiempo es expresada como:

$$p_{ws}(\Delta t_k) = p_i - \sum_{j=1}^N q_j \delta t \frac{\partial \Delta p_1(\Delta t_k + t_p - t_{j-1/2})}{\partial t} \dots\dots\dots (2.14)$$

Para $k=1, 2, 3, \dots, NP$, donde NP , es el número de puntos observados durante el incremento de la presión. La ecuación 2.14 generada para el sistema de NP ecuaciones con $NP+N-1$ representa un número de incógnitas para dp_1/dt .

Superposición en tiempo
 Considerando un pozo
 Produciendo a gasto variable

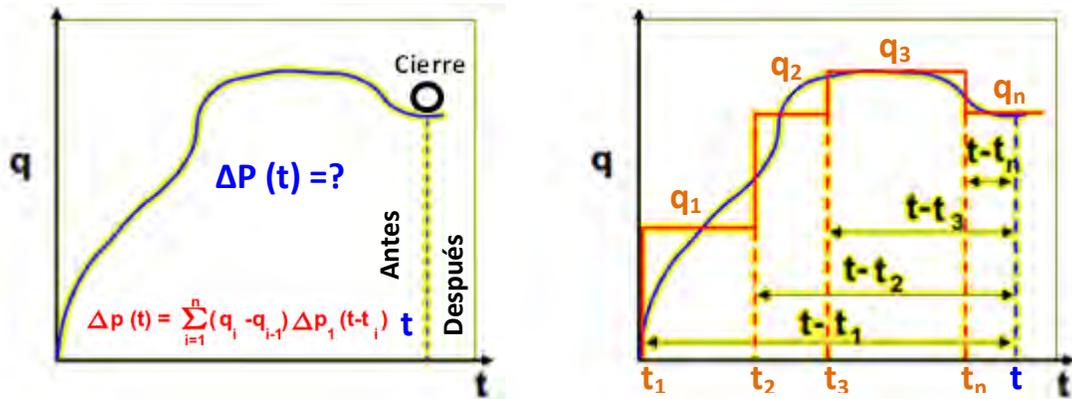


Fig. 2.23. Principio de superposición, gasto de flujo variable antes del cierre.

Tal sistema de ecuaciones puede ser resulta considerando un tiempo largo de cierre (Cinco y Samaniego, 1989) con la ecuación siguiente:

$$\frac{\partial \Delta p_1(\Delta t_j + t_p/2)}{\partial t} = \frac{1}{24Q} (p_i - p_{ws}(\Delta t_j)) \dots \dots \dots (2.15)$$

Cuando $\Delta t_j \geq 2t_p$, la combinación de las ecuaciones 2.14 y 2.15 representan un sistema de ecuaciones con una matriz de coeficientes, siendo esta técnica aplicable solo cuando el gasto del flujo es cero durante el incremento de presión.

Para el caso donde la p_i sea desconocida la siguiente ecuación de la segunda derivada puede ser utilizada para la función influencia:

$$\frac{\partial p_{ws}(\Delta t_k)}{\partial t} = - \sum_{j=1}^N q_j St \frac{\partial^2 \Delta p_1(\Delta t_k + t_p - t_{j-1/2})}{\partial t^2} \dots \dots \dots (2.16)$$

Para el sistema de ecuaciones se considera un tiempo corto de cierre donde:

$$\frac{\partial^2 \Delta p_1(\Delta t_j + t_p/2)}{\partial t^2} = - \frac{1}{24Q} \frac{\partial p_{wj}(\Delta t_j)}{\partial t} \dots \dots \dots (2.17)$$

Al aplicar el método de la solución fuente instantánea encontramos que:

1. El método reduce el efecto del tiempo de producción de tal forma que se puedan aplicar las curvas tipo de decremento.
2. El método se basa en la respuesta de la presión de una fuente instantánea y puede tomar en cuenta las variaciones del gasto antes del cierre.
3. El método permite determinar los regímenes de flujo que se presenten durante la prueba indicados con la gráfica específica y apropiada para su análisis.
4. Esta técnica no asume ningún tipo de régimen de flujo y puede ser aplicada siempre que el principio de superposición sea válido para cualquier tipo de sistema yacimiento-pozo (homogéneo, doble porosidad, pozo fracturado, penetración parcial, etc.).
5. Si la presión inicial del yacimiento es conocida, utilizamos la primera derivada de la función influencia del sistema, donde puede ser estimada directamente desde el nivel de presión.
6. Si la presión inicial del yacimiento es desconocida, entonces utilizaremos la segunda derivada de la función influencia que puede ser calculada con la primera derivada del cierre.
7. Este procedimiento aplicará siempre que el tiempo de cierre sea al menos dos veces el tiempo de producción.
8. El cálculo de la presión inicial será posible si la prueba incluye un régimen de flujo definido como: radial, bilineal, lineal o flujo esférico.
9. El método presentado es apropiado para el análisis en las pruebas de formación (*DST*), múltiples (*RFT*), de incremento y cierre (*Build-up* y *Fall-off*) con un tiempo de cierre largo.

2.4. El Método de Ayoub (1988):

Para conocer las características de los yacimientos de aceite y gas, las pruebas de presión son el único medio para el análisis dinámico y su evaluación.

Los procedimientos de las pruebas están establecidos para pozos fluentes y para tiempos grandes (varias horas o meses), donde anteriormente se mostraron varios análisis, tales como: el método de la derivada de la presión, la derivada de la función influencia, la función de Bourdet, etc. Pero cuando el flujo hacia la superficie no es posible o no es el deseado, la interpretación de la prueba puede llegar a ser difícil o inconclusa. Por tal situación este método haciendo uso de las pruebas de impulso, se enfoca en pozos que no fluyen a la superficie o en donde la duración del periodo de flujo podría no ser la deseada, P. ej., problemas de arenamiento, formaciones extremadamente vuggy y compactas donde las pruebas con línea de acero fallarían en su operación.

Para este método ya desarrollado y para su uso se requiere del conocimiento de la p_i y parámetros resultantes de kh/μ .

Una prueba de impulso, puede ser utilizada para detectar y evaluar heterogeneidades del yacimiento cercanas al pozo, de la misma manera que el método de fuente instantánea, el yacimiento es sometido a un impulso del gasto creado por un periodo corto de producción o inyección, donde se requiere medir la cantidad de fluido producido o inyectado y las variaciones de presión correspondientes como una función del tiempo.

El procedimiento de una prueba de impulso es una forma fácil y extremadamente rápida para un pozo, donde el pozo se pone a producir o se le inyecta algún fluido por tiempo corto (min) y después se cierra por un periodo, en donde el Δt debe ser mayor o dos veces el tiempo de producción o inyección ($\Delta t > 2t_p$).

Únicamente una pequeña cantidad de fluido es removida o inyectada a la formación durante el periodo de impulso, así los disturbios de presión asociados serán pequeños.

Aunque se requieren medidores de presión de alta resolución para estudiar exactamente los cambios en la respuesta de presión del yacimiento durante el periodo de cierre, la profundidad de investigación de una prueba de impulso es relativamente pequeña en comparación con las pruebas convencionales; esto es debido a la duración del impulso y de los periodos de cierre muy cortos para los cambios desarrollados durante la prueba.

Por tal motivo, la prueba de impulso es más apropiada para ser usada y poder medir algunos parámetros cercanos a un pozo.

Resultados en los análisis con una prueba de Impulso:

Frecuentemente, el gasto no es constante durante el periodo corto de flujo y el ajuste en el tiempo inicial no es exacto. En estos casos, la respuesta es definida únicamente durante el régimen de flujo radial en el periodo de cierre, con una estabilización de la respuesta de presión sobre la línea de la derivada de $1/2$. El coeficiente de almacenamiento (C) y el parámetro $C_D e^{2s}$ de la curva tipo, serán más difíciles de definir y el cálculo del daño será aproximado.

Para el análisis exacto con la prueba de impulso, la p_i debe ser conocida. Cuando la p_i es desconocida, se puede ocupar el método de (Cinco L. et al., 1986) ellos proponen empezar por analizar la prueba del impulso con la derivada de la curva tipo, donde anteriormente se mencionó su uso.

La derivada de la función influencia por la respectiva función del tiempo tampoco comprime la escala del tiempo. Cuando la respuesta de la derivada puede ser definida exactamente, esto ofrece la mejor alternativa para el análisis de las pruebas de incremento, no importando la duración del periodo de flujo (t_p) y el tiempo de cierre (Δt). Donde el análisis de la segunda derivada no es afectado por un posible error en la presión inicial (p_i), y la curva de la presión puede ser usada para estimar el daño (s) exactamente.

CAPÍTULO 3.

ANÁLISIS CON PRUEBAS DE INYECCIÓN Y CIERRE (INJECTION/FALL-OFF):

En las pruebas de inyección y cierre se registra la presión y el gasto contra tiempo. Con estas mediciones realizadas en la etapa pre-fractura o pre re-fractura posterior a un análisis adecuado en la interpretación, nos permitirá obtener los parámetros que nos servirán de insumo para los modelos geomecánicos para el diseño y propagación de la fractura o re-fractura.

3.1 Descripción de los métodos utilizados para el análisis de los pozos.

Los métodos utilizados para esta metodología son: el método de impulso de la primera y segunda derivada, (Cinco et al., 1986) y con los datos obtenidos se estiman dos variables importantes (p_i y k) como propiedades del yacimiento.

3.2 Metodología en el análisis para la prueba de inyección y cierre:

En la interpretación de la prueba se utilizó la metodología convencional que se describe a continuación (Avendaño, 2013):

1. Obtención y preparación de los datos de presión de fondo del pozo.
2. Ajuste y reducción de los datos tomados.
3. Suavización de la tendencia de los datos.
4. Obtención de la información básica del pozo y yacimiento.
5. Secuencia de eventos y estado mecánico del pozo durante la prueba.
6. División de la prueba en períodos de flujo y cálculo de los gastos.
7. Construcción de la gráfica de diagnóstico para flujo radial (Método Horner, 1951) y lineal o radial (Soliman/Craig, 2005).
8. Selección de los modelos para el pozo, yacimiento y fronteras para la interpretación de la prueba con las gráficas de diagnóstico.
9. Visualización de los distintos regímenes de flujo presentes de acuerdo a los métodos elegidos.
10. Construcción de la gráfica especializada para calcular los parámetros correspondientes.

Al realizar la prueba de inyección y cierre como se observa en la fig. 3.1, consiste en inyectar un fluido sea agua o aceite al yacimiento a diferentes gastos hasta alcanzar un punto de ruptura de la formación y parar el bombeo, posteriormente se observará el decaimiento de la presión por un periodo corto, o escasos minutos, y se monitorea el comportamiento colocando un sensor en superficie. A pesar de que la mayoría de veces el sensor de presión se coloca en la superficie, es posible identificar, en algunos casos, la geometría de flujo pseudo-radial y con ello describir el yacimiento. Se recomienda colocar ambos sensores en fondo y superficie.

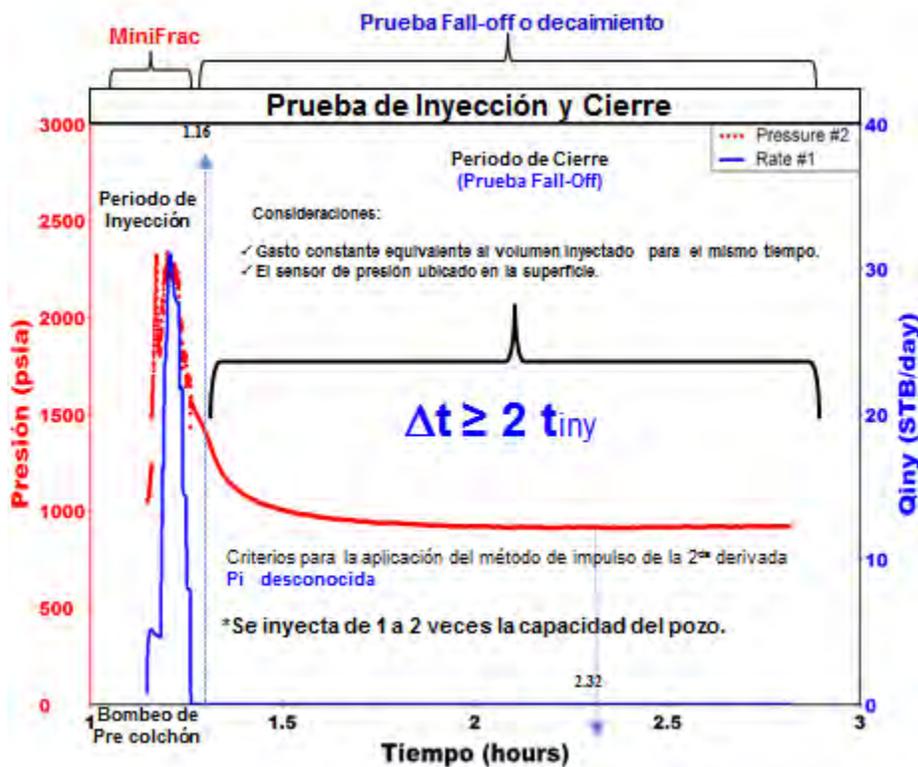


Fig. 3.1 Prueba de inyección y cierre.

El poder conocer las diferentes presiones que se tienen al realizar la prueba en el yacimiento, estas nos ayudaran a seleccionar mejor el tipo de fluido base para el sistema y poder generar una mejor geometría de fractura esperada, además al poder estimar la permeabilidad del yacimiento nos permitirá seleccionar el tamaño del apuntalante apropiado que resista todos esos esfuerzos y a los que será sometido considerando los cambios que pudieran existir.

Es importante mencionar que para el análisis dentro del periodo de inyección se emplea un gasto constante equivalente al volumen total inyectado, bajo ese esquema se usa la gráfica de diagnóstico para identificar el flujo pseudo-radial.

Lo anterior será posible debido a la naturaleza del fluido, en la medida que éste es más incompresible los efectos de almacenamiento desaparecen y la respuesta estará influenciada por las características del yacimiento, de no ser así, se requerirá mayor tiempo de observación para definir algunos parámetros, ya que en este caso la respuesta está influenciada por los efectos del pozo.

Esta prueba nos permitirá caracterizar el yacimiento a través de dos variables que son presión y permeabilidad, empleando las gráficas de diagnóstico; para poder ocupar el método de la primera derivada necesitamos el dato como entrada de la p_i , al desconocer este dato se puede emplear el método de la segunda derivada para poder obtenerlo y posteriormente lograr alcanzar la geometría de flujo pseudo-radial, como se observa en la fig. 3.2, en caso de no alcanzar la geometría de flujo pseudo-radial el análisis se ve limitado en la obtención únicamente de la presión del yacimiento.

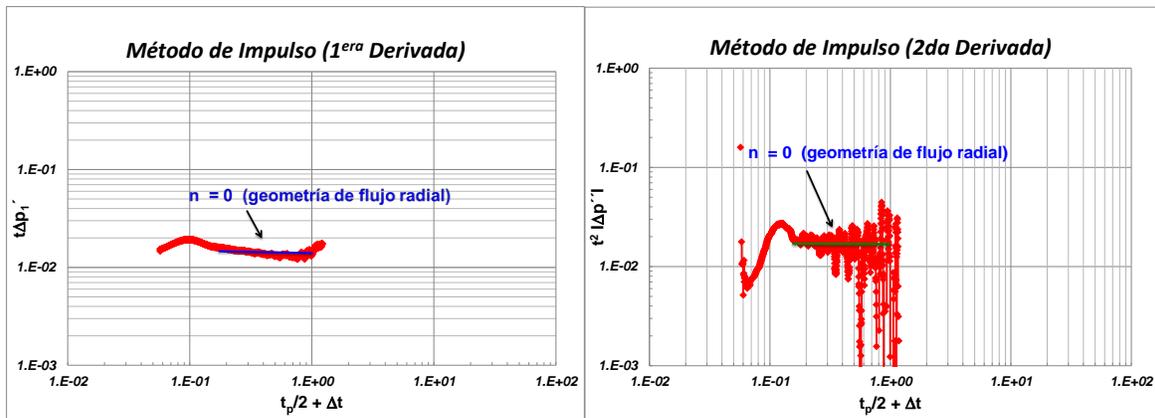


Fig. 3.2 Método de Impulso con el uso de la 1ra y 2da derivada

Es importante observar que en la fig. 3.1, a pesar de tener un periodo de decaimiento (observación) de ≈ 40 min fue el tiempo necesario para identificar la geometría de flujo radial vista en la fig. 3.2.

Para poder calcular la permeabilidad del yacimiento podemos utilizar la gráfica especializada por el método de (Horner, 1951) para flujo radial como se observa en la fig. 3.3 o por el método de (Soliman/Craig, 2005) para flujo lineal o radial.

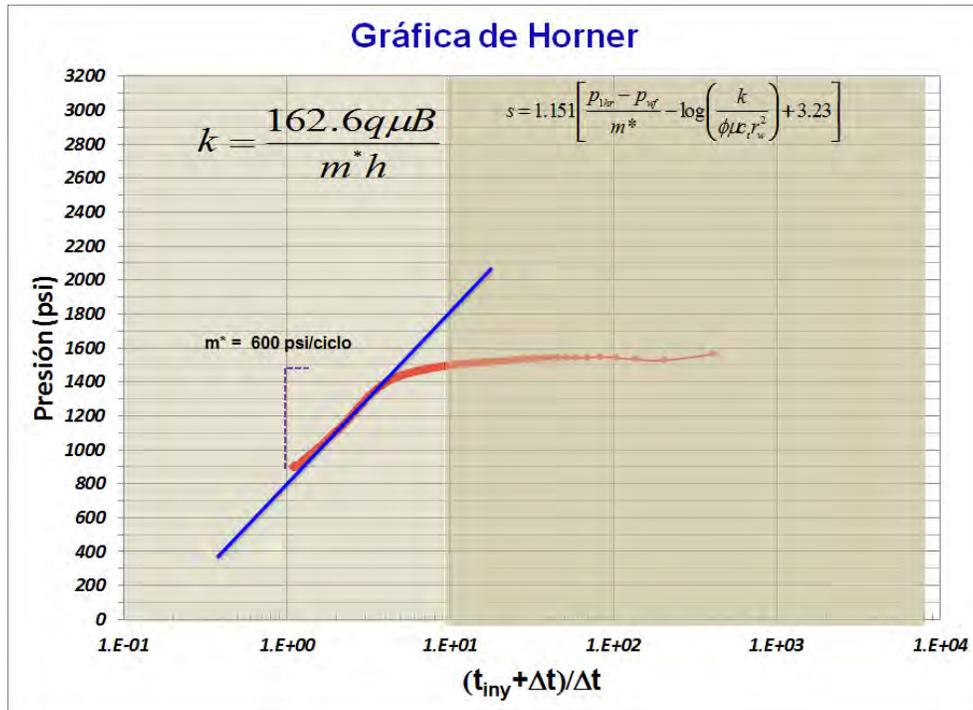


Fig. 3.3 Método de Horner. Grafica especializada.

Al estimar la p_i en superficie, que es parte del desarrollo del modelo matemático a través de la segunda derivada, se puede graficar en la fig. 3.4.

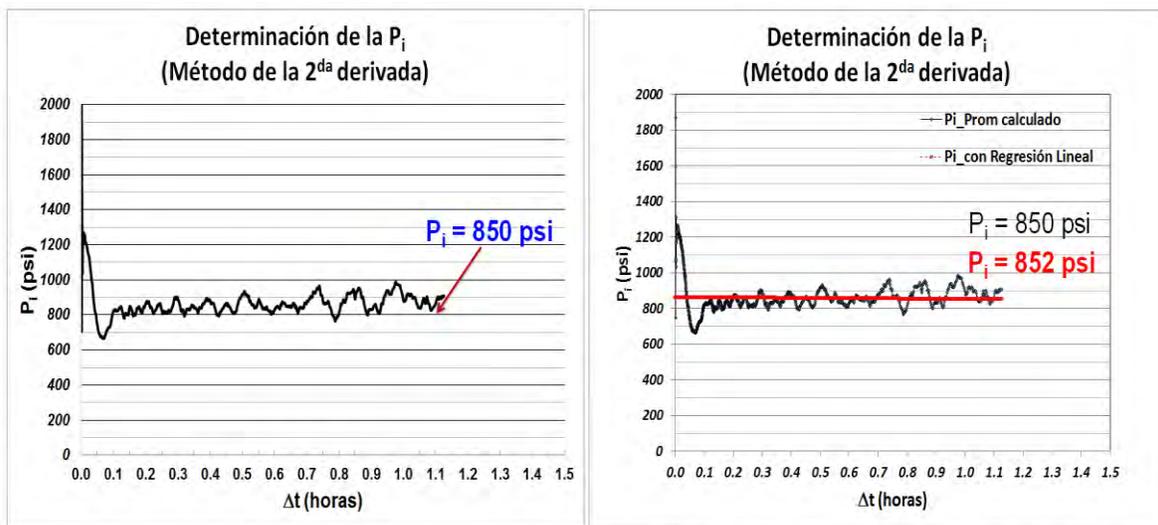


Fig. 3.4 Estimación de la p_i , en superficie.

La estimación de la p_i mostrada en la fig. 3.4 se basa en la identificación de la geometría de flujo de la fig. 3.2, donde se alimenta el modelo con la pendiente correspondiente y se determina su valor por regresión lineal o promedio calculado.

Una vez estimado el valor de la p_i en superficie se procede a sumarle la presión de la columna hidrostática del fluido inyectado para determinar la presión del yacimiento al nivel medio de los disparos y su gradiente de poro inicial.

Por ejemplo: se tiene la $p_i @ 0$ mts = 850 psi, obtenida con el modelo, vista en la fig. 3.4; se desea obtener la $p_i @ 1520$ mts, nivel medio de los disparos (*NMD*).

El resultado de la presión a la profundidad dada es la suma de la presión obtenida por el producto del gradiente del fluido inyectado por la profundidad del nivel medio de los disparos por el factor de conversión, resultando:

La $p_i @ 0$ mts = 850 psi

La $p_i @ 1520$ (*NMD*) = $p_i @ 0 + (\text{gradiente fluido} * \text{NMD} * \text{factor})$

La $p_i @ 1520$ (*NMD*) = $850 + (0.091 * 1520 * 14.22) = 2817$ psi

Para calcular el gradiente de poro solo basta dividir la presión inicial obtenida, entre la profundidad al nivel medio de los disparos por el factor de conversión.

Gradiente de presión de poro = $p_i / \text{NMD} = 2,817 / (1520 * 3.28) = 0.56$ psi/pie

El proceso descriptivo con el uso del método de impulso de la segunda derivada permite caracterizar el yacimiento a través de estas dos variables obtenidas, que fueron la presión inicial y permeabilidad.

CAPÍTULO 4.

DISEÑO DEL RE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

La finalidad de llevar a cabo un fracturamiento hidráulico, es establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de los fluidos del yacimiento al pozo o viceversa, según sea el caso. Para los pozos que producen aceite o gas será con la finalidad de incrementar o mantener su producción. Básicamente, se consideran cuatro casos donde puede aplicarse un fracturamiento hidráulico.

1. Cuando el yacimiento está compuesto por una roca casi homogénea de baja permeabilidad: el efecto de fracturar hidráulicamente es similar al de incrementar el diámetro del pozo y el fluido que atraviesa la roca de baja permeabilidad una vez que se termine el fracturamiento, podrá moverse dentro de la fractura con una mejor conductividad, la cual se define como el producto de la permeabilidad de la fractura por su amplitud ($k_f w_f$).
2. Cuando queramos que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño severo: Para estos casos se requerirá un tratamiento con un bajo volumen, que será suficiente para conectar el pozo con la formación de permeabilidad inalterada.
3. Al realizar el fracturamiento, la fractura creada a partir de la pared del pozo actuara como un canal, conectando los sistemas permeables que de alguna forma, se encontraban aislados por barreras impermeables.
4. En el proceso de recuperación secundaria, el fracturamiento cuenta con dos aspectos importantes que son:
 - a. El mejoramiento del índice de inyección (J_i) del pozo.
 - b. La creación de canales de flujo de alta conductividad dentro del área de influencia del pozo productor, incrementando así su eficiencia en el proyecto de inyección de agua o gas o de la combustión in situ. Cuando se trata de este último método, se asegura con el fracturamiento, que puedan inyectarse grandes cantidades de aire. Algunos métodos utilizan las fracturas ya existentes (fracturas naturales) para establecer un frente de combustión bidireccional.

4. 1 Diseño de la re-fractura y variables obtenidas.

En el Cap.3, se realizó el análisis dinámico de la prueba de inyección y cierre para estimar la p_i y k , que son parámetros que caracterizan el yacimiento.

En el Cap.2, en la revisión de la literatura se mostró que con las pruebas Mini-frac y Mini Fall-off se pueden obtener parámetros importantes para el diseño de la fractura o re-fractura, donde permiten obtener lo siguiente:

- ✓ Geometría adecuada de la fractura (x_f , w_f , h_f).
- ✓ Conductividad adimensional para el diseño de la fractura (C_{FD}) = ($k_f w_f / k x_f$).
- ✓ Tipo y tamaño de apuntalante.
- ✓ Tipo de fluido base y volúmenes para el tratamiento.
- ✓ Evaluación de la fractura y diseño con el uso de los modelos geomecánicos.

Antes de iniciar con estos parámetros que son sensibles a la hora del diseño es necesario revisar la literatura para describir algunos conceptos básicos en la técnica del fracturamiento. (Geertsman, 1956, 1966), (Khristianovic y Zheltov, 1954), (Nolte, 1979), (Perkins y Kern, 1961), (Prats, 1961-1962), (Valko y Economides, 1999), (Vicent, 2010, 2015) (Williams, 1970), (Zoback, 1985, 2007).

La deformación longitudinal matemáticamente se expresa como sigue:

$$\delta \alpha \frac{PL}{A} . \dots\dots\dots (4.1)$$

Al considerar una constante de proporcionalidad E , que es característica de cada material, también llamada módulo de elasticidad o Young, la ecuación 4.1 queda:

$$\delta = \frac{1 PL}{E A} . \dots\dots\dots (4.2)$$

Para obtener del módulo de elasticidad, (E). Se expresa la deformación axial unitaria o elongación axial adimensional como:

$$\epsilon = \frac{\delta}{L} . \dots\dots\dots (4.3)$$

A su vez el esfuerzo axial unitario es:

$$\sigma = \frac{p}{A} . \dots\dots\dots (4.4)$$

De la ecuación 4.2 despejando E y sustituimos las ecs. 4.3 y 4.4 resultando:

$$E = \frac{PL}{A \delta} \rightarrow E = \frac{\sigma}{\epsilon} . \dots\dots\dots (4.5)$$

Donde para las tres variables de la ecuación 4.5 resulta:

$$E = \left[\frac{k_{gf}}{cm^2}; \frac{k_{gf}}{m^2}; psi \right]; \quad \sigma = \left[\frac{k_{gf}}{cm^2}; \frac{k_{gf}}{m^2}; psi \right]; \quad \epsilon = [adimensional]$$

En la Fig. 4.1, se muestra el diagrama de prueba de tensión para el comportamiento del módulo de elasticidad de dos materiales.

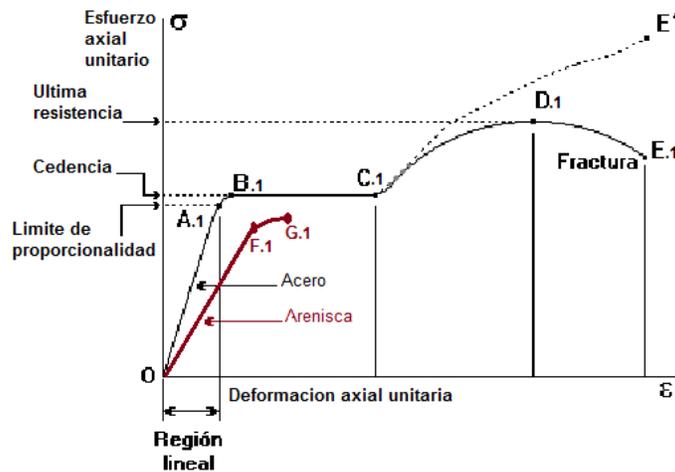


Fig. 4.1 Diagrama de una prueba de tensión.

Dónde:

- A.1 = Límite proporcional del acero.
- B.1 = Punto de cedencia.
- C.1 = Fluencia o plasticidad perfecta.
- D.1 = Última resistencia del material.
- E.1 = Ruptura o fractura del acero.
- F.1 = Límite proporcional de la arenisca.
- G.1 = Ruptura o fractura de la arenisca.

En la Fig. 4.1, se representó la deformación axial unitaria del material ϵ , sujeta a dos esfuerzos diferentes de tensión σ . Donde E , es la pendiente de la parte recta antes de la curva, siendo las regiones de 0 – A.1 y de 0 – F.1 las que representan la Ley de Hooke (1660) para el acero y la arenisca, respectivamente.

A continuación se mencionan algunos criterios de los valores del módulo de Elasticidad, E .

1) Criterio de Baron-Habit-Morlier (Le Tirant P. y Gay L., 1972):

Tabla 4.1. Tipo de rocas y rango de valor de Elasticidad. Baron-Habit-Morlier

Tipo de roca	E [bar*]	
Arenas poco consolidadas	10,000	50,000
Areniscas arcillosas	50,000	100,000
Margas y calizas suaves	60,000	100,000
Areniscas consolidadas	200,000	300,000
Areniscas muy consolidadas	300,000	500,000
Calizas duras y muy duras	500,000	1,000,000

2) E , en función de la resistencia a la compresión simple, R_c . (Le Tirant P., 1972).

Tabla 4.2. Tipo de rocas y su valor de Elasticidad. Compresión simple, R_c

Para areniscas:	$E = 260 R_c + 50,000$
Para calizas:	$E = 400 R_c + 100,000$
Para E y $R_c =$	[bar]

3) Criterios de Perkins-Kern(1961):

Tabla 4.3. Tipo de rocas y su valor de Elasticidad. Perkins-Kern

Tipo de roca	E [Psi x 10 ⁶]	
Arena poroso, consolidada		
a ligeramente consolidada	0.5	1.5
Arenisca media dura	2.0	4.0
Arenisca densa dura	5.0	7.5
Caliza y dolomia	8.0	13.0

*1 bar = 14.504 psi, = 1.0197 kg/cm²

4) E , en función del tiempo de viaje sínico, t_s (Williams B., 1970).

Para considerar el tiempo de viaje sínico será evaluado con el registro sínico, tomado en el intervalo de interés del pozo a fracturar.

Para calcular el módulo de Young, (E) (Williams B., 1970) se tiene la ecuación 4.6:

$$E = 2.16 \times 10^8 \frac{[\rho_{ma}(1-\phi) + \rho_f \phi](1-2\nu)(1+\nu)}{(1-\nu)t_s^2} \dots\dots\dots (4.6)$$

Dónde:

E = Módulo de Young, (psi)

ρ_{ma} = Densidad de la matriz, (lbm/ft³)

ρ_f = Densidad de los fluidos de la formación, (lbm/ft³)

ϕ = Porosidad, (fracción)

ν = Relación de Poisson, (adimensional)

t_s = Tiempo de viaje sínico (seg)

Para poder obtener la relación de Poisson, (ν). Donde la elongación axial ϵ , va siempre acompañada de una contracción lateral β . A dicha relación se le conoce como relación de Poisson. (Timoshenko S., 1976):

$$\nu = \frac{\text{Contracción Lateral unitaria}}{\text{Elongación axial unitaria}} \rightarrow \nu = \frac{\beta}{\epsilon} \dots\dots\dots (4.7)$$

De lo cual es constante para un material dado, dentro de un margen de comportamiento elástico. Recibe el nombre de su investigador quien se basó en la teoría molecular de la estructura de los materiales.

En los materiales denominados isotrópicos, los cuales tienen las mismas propiedades en todas las direcciones, Poisson dedujo que $\nu=0.25$

A continuación se mencionan solo tres criterios de valores de la relación de Poisson, ν .

a) Criterio de Williams-Gidley-Schechter (Williams B., 1970).

Tabla 4.4. Tipo de rocas y su relación de Poisson. Williams-Gidley-Schechter

Tipo de roca	adimensional
Carbonato duro	0.25
Carbonato semiduro	0.27
Carbonato blando	0.30

b) Criterio de Le Tirant-Gay(1972):

Tabla 4.5. Tipo de rocas y su relación de Poisson. Le Tirant-Gay

Tipo de roca	Intervalo de valores de ν =[adimensional]	
Arenisca	0.15	0.25
Calizas	0.20	0.30
Margas	0.40	0.45
Sales	0.30	0.40

c) Criterio de Birch (Craft B. C., 1962)

Tabla 4.6. Tipo de rocas y su relación de Poisson. Birch

Tipo de roca	Rango =	[adimensional]
Rocas sedimentarias	$0.18 \leq \nu \leq 0.27$	

Análisis de esfuerzos:

El esfuerzo es el cociente entre una fuerza y el área donde se actúa:

$$Esfuerzo = \frac{Fuerza}{Area} \dots\dots\dots (4.8)$$

Lógicamente resultaría difícil trabajar directamente con los esfuerzos, ya que estos están referidos a superficies distintas que deben ser consideradas. Por esta razón transformaremos todo el sistema de esfuerzos en un sistema correspondiente de fuerzas, aunque los resultados se expresarán en función de los esfuerzos.

El esfuerzo normal (σ_n) al plano inclinado, es el que actúa perpendicular sobre la cara de las fracturas cuando está siendo sometida simultáneamente a dos esfuerzos normales entre sí (σ_x y σ_y). Sabemos que dicha ecuación para el esfuerzo normal es:

$$\sigma_n = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}\right) + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right) \cos 2\theta \dots\dots\dots (4.9)$$

De la misma manera para el esfuerzo cortante τ , en el plano de fractura, cuando se somete simultáneamente a dos esfuerzos normales entre sí (σ_x y σ_y). Se tiene la ecuación:

$$\tau = \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right) \text{Sen } 2\theta \dots\dots\dots (4.10)$$

Las ecuaciones 4.9 y 4.10 son las ecuaciones de una circunferencia situada en el plano (σ_n, τ), con su centro en el eje horizontal σ_n y de radio $\left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)$, la posición de la circunferencia sobre el eje σ_n dependerá de los valores de σ_x y σ_y de esta manera cada punto de la circunferencia corresponderá a una pareja diferente de esfuerzos (σ_n, τ), cuyos valores estarán en función del ángulo 2θ , en la fig. 4.2 se observa y se conoce como el círculo de Mohr (1882).

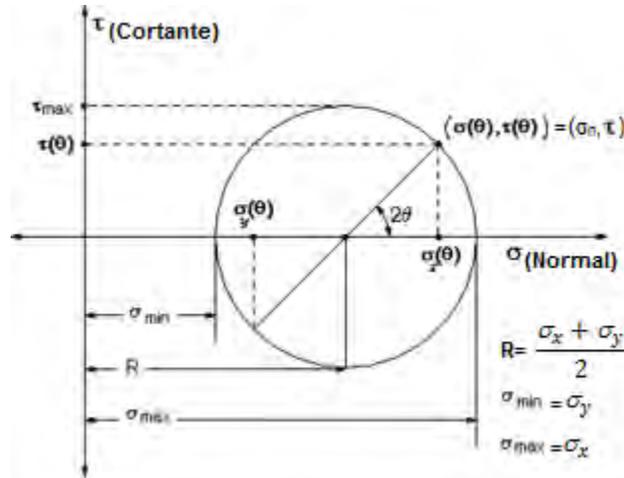


Fig. 4.2 Círculo de Mohr para esfuerzos σ_x y σ_y tensionales.

El valor máximo del esfuerzo cortante τ , se alcanzará cuando el ángulo, dado por seno 2θ con respecto a la inclinación del plano de la fractura, sea de 45° , resultando la ecuación 4.10 anterior:

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}$$

Con el mismo valor del ángulo, dado por coseno 2θ de la ec. 4.9 anterior:

$$\sigma_{av} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}$$

Resultando σ_{av} , el esfuerzo normal promedio, como se observó en la fig. 4.2

Esfuerzo vertical: Los esfuerzos de compresión presentes en las formaciones oponen resistencia al fracturamiento de la roca, además de la resistencia propia de esta al ser fracturada. Por lo tanto las presiones hidráulicas requeridas para iniciar y propagar la fractura están en función de los esfuerzos presentes en el subsuelo, esta distorsión de los mismos es causada por la perforación del pozo y la resistencia a la tensión de la roca.

Al designar como esfuerzos efectivos a aquellos normales a los planos principales, la condición general de esfuerzos en las formaciones definiéndose en términos de los esfuerzos efectivos como σ_z a lo largo del eje vertical z y σ_x y σ_y a lo largo de los ejes horizontales x, y, respectivamente.

Entonces la presión que iniciará una fractura vertical o presión de ruptura, es el resultado de sumar los esfuerzos requeridos para igualar los esfuerzos compresivos existentes en la pared del pozo más la resistencia de la roca a la tensión, resultando:

$$p_r = 2\sigma_h + s_t = \frac{2\nu}{1-\nu} \sigma_z + s_t \quad \dots\dots\dots (4.11)$$

Dónde:

p_r = presión de ruptura, (psi).

s_t = Resistencia a la tensión de la roca, (psi).

Presencia de fracturas horizontales: Al aplicar presión al fluido que se encuentra en el pozo, inducirá un esfuerzo de tensión en la pared del mismo. Al incrementarse la presión, la roca de la formación se fracturará a lo largo del plano perpendicular a la dirección del esfuerzo de compresión mínimo. Como sabemos la resistencia a la tensión de las rocas es más reducida que su resistencia a la compresión, por lo que las rocas fallan con más facilidad bajo tensión.

Anteriormente se dijo que para crear una fractura vertical, es necesario desarrollar un esfuerzo igual a dos veces el esfuerzo horizontal, más la resistencia a la tensión de la roca.

En cambio para la inducción de una fractura horizontal se logrará aplicando un esfuerzo cuando menos igual al esfuerzo vertical de sobrecarga σ_z . Para profundidades someras σ_z es pequeño, y la presión hidráulica aplicada puede levantar los estratos supra yacientes venciendo σ_z y la resistencia de la roca a la tensión, que en este caso se considera despreciable debido al carácter generalmente laminar de la depositación, creándose así una fractura horizontal.

Sin embargo existe una profundidad a la cual el valor de σ_z no puede ser alcanzado, debido a que antes se vencerá el esfuerzo tangencial en la pared del pozo más la resistencia de la roca a la tensión, creándose así una fractura vertical.

Por lo tanto la condición para la creación de una fractura horizontal es definida como:

$$\sigma_z < 2\sigma_h + s_t \dots\dots\dots (4.12)$$

Para el cálculo de la presión de ruptura adecuando completamente el análisis de esfuerzos para un fracturamiento hidráulico se puede hacer de la siguiente manera donde: $\sigma_x = \sigma_z =$ esfuerzo de sobrecarga vertical y $\sigma_y = \sigma_n =$ esfuerzo horizontal. El ángulo "θ" viene a ser el ángulo entre el plano de fractura y la horizontal. Ahora σ_n será el esfuerzo perpendicular al plano de fractura donde anteriormente se definió con la ecuación 4.9:

$$\sigma_n = \left(\frac{\sigma_z + \sigma_h}{2}\right) + \left(\frac{\sigma_z - \sigma_h}{2}\right) \text{Cos } 2\theta$$

Si consideramos despreciable la resistencia a la tensión s_t el esfuerzo horizontal tangencial que se necesita vencer para iniciar una fractura a partir del pozo, está definido por la ecuación:

$$\sigma_h = \frac{2\nu}{1-\nu} \sigma_z \dots\dots\dots (4.13)$$

Al sustituir esta ecuación 4.13 en la ecuación 4.9 esta da como resultado:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_z + \left(\frac{2\nu}{1-\nu}\right)}{2} + \frac{\sigma_z - \left(\frac{2\nu}{1-\nu}\right)}{2} \text{Cos } 2\theta \dots\dots\dots (4.14)$$

Si factorizamos tenemos que:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_z}{2} \left[\left(1 + \frac{2\nu}{1-\nu}\right) + \left(1 - \frac{2\nu}{1-\nu}\right) \text{Cos } 2\theta \right] \dots\dots\dots (4.15)$$

A esta ecuación 4.15 resultante, se le conoce como **ecuación de Crittendon** (Le Tirant P. y Gay L., 1972), que define el esfuerzo total que hay que aplicar para iniciar una fractura a partir del pozo, donde nos define la presión de ruptura, p_r , (psi). Recordando que la resistencia de la roca a la tensión se está considerando despreciable. Además si consideramos que el esfuerzo vertical σ_z , en cualquier punto, es la presión de sobrecarga p_s , la ecuación de Crittendon se puede representar de la siguiente manera:

$$p_r = \frac{p_s}{2} \left[\left(1 + \frac{2\nu}{1-\nu}\right) + \left(1 - \frac{2\nu}{1-\nu}\right) \text{Cos } 2\theta \right] \dots\dots\dots (4.16)$$

4. 2 Metodología para el modelado y diseño de la re-fractura hidráulica.

Al realizar el diseño de un re-fracturamiento hidráulico, se deben considerar factores claves que determinarán su éxito o fracaso, desde el punto de vista geomecánico, producción, reserva a recuperar por pozo y valor económico.

Se establece que un factor decisivo de éxito es la selección de los materiales (fluidos y apuntalantes), los cuales deberán promover la integridad de la fractura, su conductividad, remover daños y lograr un impacto en la productividad y área de influencia del yacimiento. Conviene enfatizar que los fluidos fracturantes, y los agentes apuntalantes cambian sus propiedades por efecto de la presión, cambio de esfuerzos y temperatura, aunque a veces esta última se considera constante.

Hidráulica del fracturamiento: Se contempla el cálculo de la presión de inyección en el cabezal del pozo para realizar el tratamiento, viendo que la presión no exceda las presiones permitidas máximas, donde se consideraron tres tipos:

- Tratamiento por la tubería de producción.
- Tratamiento por el espacio anular y la tubería de producción.
- Tratamiento por espacio anular.

Dichos cálculos fueron efectuados para fluidos newtonianos y no newtonianos, en regímenes de flujo laminar y turbulento (Islas S. C. y Garaicochea P.F., 1971).

Los efectos de la temperatura sobre los fluidos a utilizar se pueden calcular con la distribución de la temperatura en el pozo a lo largo de la fractura, en este caso utilizamos el Método de (Whitsitt-Dysart, 1970) y (Romero-Juárez, 1979).

Cambios de temperatura en el pozo: **Gradiente geotérmico** = $(T_2 - T_1) / (P_2 - P_1)$. Al seguir la trayectoria de los fluidos inyectados a la formación, estos tienen en superficie una temperatura T_s , al llegar frente al intervalo de interés los fluidos tendrán otra temperatura $T(z, t)$, provocada por la transferencia de calor que ocurre en la trayectoria descendente, como observamos en la fig. 4.3

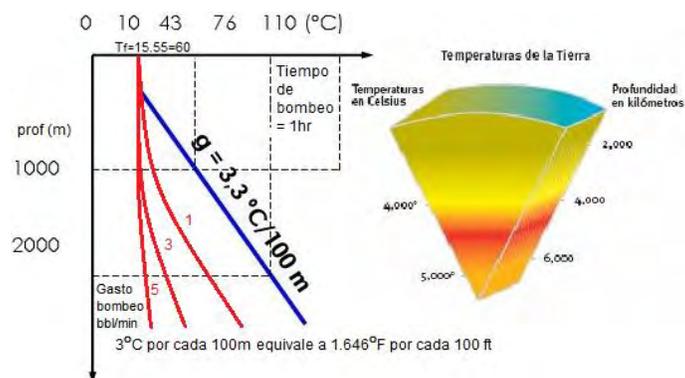


Fig. 4.3 Gradiente geotérmico, distribución de temperatura a lo largo del pozo.

El análisis de la distribución de temperatura facilitará la selección del fluido fracturante, de tal manera que éste llegue frente a la formación con las características reológicas requeridas. Además nos permitió conocer los cambios térmicos del aparejo de producción o tubería de revestimiento, con esto se pueden prevenir los efectos de dichos cambios como contracciones de la tubería, alabeo helicoidal, fricciones entre otros.

Las ecuaciones empleadas en este método fueron las siguientes:

- a) Pozo con TR y TP. Espacio anular lleno de agua inmóvil y flujo a través de TP.

$$T(z, t) = g_e z + T_s - g_e A + (T_f + g_e A - T_s) e^{-\frac{z}{A}} \dots\dots\dots (4.17)$$

$$At = F q_i \dots\dots\dots (4.18)$$

$$F = 1.658 \frac{1+\beta f(t)}{\beta} \dots\dots\dots (4.19)$$

$$\beta = 0.281 \frac{d_{ti}}{d_{ci}-d_{te}} \dots\dots\dots (4.20)$$

- b) Pozo únicamente con TR, no se evalúa β . Considerar igual las ecs. 4.17-4.18

$$F = 1.658 f(t) \dots\dots\dots (4.21)$$

Cambio de temperatura en la formación: Durante la apertura y propagación de la fractura, el fluido fracturante estará sujeto a un calentamiento, ya que la temperatura en la entrada de la fractura $T_f = T(z, t)$, es menor que la del yacimiento T_y . La presencia de la zona invadida en las paredes de la fractura disminuirá la transferencia de calor de la formación al fluido, sin embargo a lo largo de la propagación se alcanzará un equilibrio térmico entre la zona y el fluido de fractura y la distribución de la temperatura, como se ve en la fig. 4.4

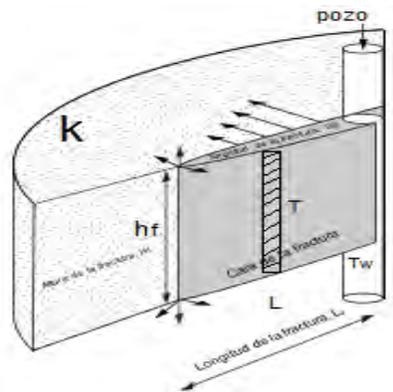


Fig. 4.4 Distribución de temperatura en la fractura.

En el método de Whitsitt y Dysart (1970) para determinar la temperatura (T), considerando una profundidad mayor a 1,000 m. al calcular las temperaturas que tendría dentro de la fractura con parámetros reológicos iniciales, será conveniente volver a determinar los nuevos parámetros con la temperatura obtenida y con ellos calcular la geometría de la fractura, dichos autores consideraron para el balance de energía calorífica del fluido poder calcular en cualquier punto la temperatura dentro de la fractura con la ecuación 4.22 siguiente:

$$\frac{T-T_{wf}}{T_y-T_f} = 1 - e \left[\frac{(2.37)I(K\sqrt{t}, X_D)}{(1-\phi)K\sqrt{t}} \right] \dots\dots\dots (4.22)$$

Al resolver esta ecuación tenemos que calcular la constante, (K) y la distancia adimensional, (X_D).

1. Para calcular la constante K , se utilizará la ecuación 4.23

$$K = \frac{2.1 W_t c_{f1}}{h_f x_f (1-\phi) \sqrt{M_{ma} k_{hma}}} \dots\dots\dots (4.23)$$

2. Se calcula el producto de $K\sqrt{t}$
3. Se calcula la distancia adimensional $X_D, = x/x_f$
4. Se obtiene la función $I(K\sqrt{t}, X_D)$ con la fig. 4.5. (Le Tirant P., 1972)

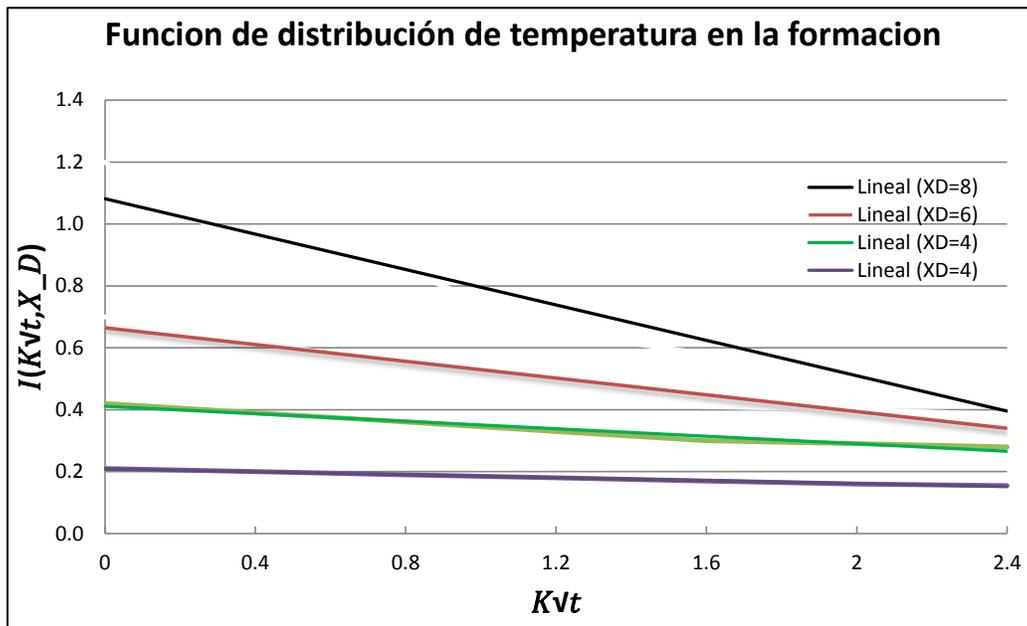


Fig. 4.5 Distribución de temperatura en la formación.

En la Tabla 4.7, se muestran los diferentes valores empleados en la ecuación 4.23 para C_{f1} , C_{ma} , ρ_{ma} , γ_{ma} , k_{hma} , M_{ma} , que se pueden utilizar en caso de no disponer de los datos para el diseño (Le Tirant P., 1972) (BJ Hughes, 1986):

Tabla 4.7. Diferentes valores de C_{f1} , C_{ma} , ρ_{ma} , γ_{ma} , k_{hma} , M_{ma} .

	Agua 50 °C	Agua 100 °C	Querosina	Aceite
C_f [Btu/lb-°F]	0.99919	1.00763	0.47	1.0

	Arcilla	Caliza	Cuarzo	Arena	Silice
C_{ma} [Btu/lb-°F]	0.224	0.217	0.28	0.191	0.316

	Dolomia	Caliza	Arenisca
ρ_{ma} [lb/ft ³]	181	155	143
γ_{ma} [lb/ft ³]	2.9	2.1-2.86	2.0-2.6

	Dolomia	Caliza	Arenisca	Roca
k_{hma} [Btu/hr-ft-°F]	1.0	0.54	1.06	1.5

	Roca	Aceite
M_{ma} [Btu/ft ³ -°F]	43.0	62.4

Gradiente de fractura, G_f . Es el cociente (presión/profundidad) que define la manera en que varía la presión de fracturamiento, p_f , al variar la profundidad, D :

$$G_f = \frac{p_f}{D} \text{ (psi/ft)} \dots\dots\dots (4.24)$$

Existen varias maneras de evaluar el G_f , esto dependerá de los datos con que se cuente para su análisis, para este caso si ya se tiene un fracturamiento realizado en la formación el gradiente de fractura puede estimarse sumando la presión de superficie observada al suspender instantáneamente el bombeo p_{ci} , como se muestra en la fig. 4.6 siguiente; con la presión hidrostática p_h , debida al fluido del pozo y dividiendo entre la profundidad de la formación D , lo cual resulta:

$$G_f = \frac{p_{ci} + p_h}{D} \text{ (psi/ft)} \dots\dots\dots (4.25)$$

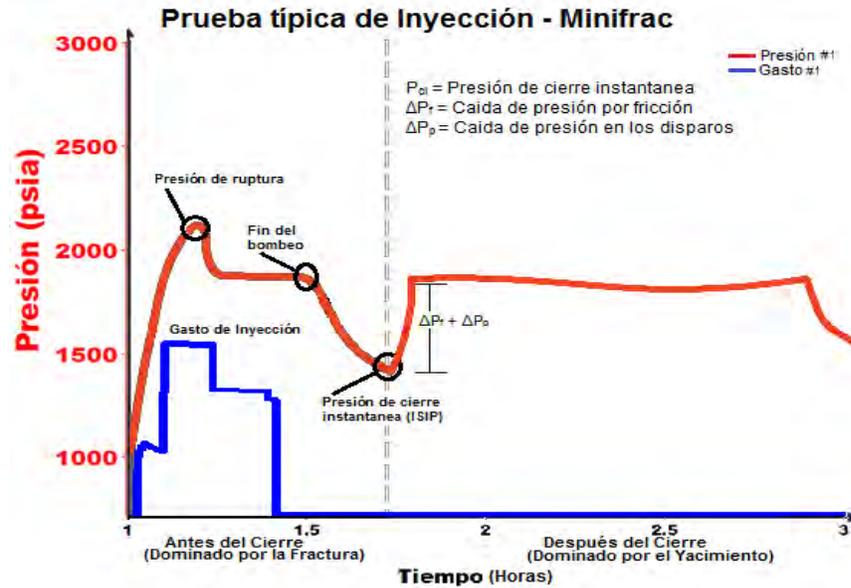


Fig. 4.6 Prueba típica de presión en la superficie durante un fracturamiento.

Cuando se realiza el diseño se toma en cuenta que el gradiente de fractura es calculado a una presión de yacimiento (p_{ws}) generalmente diferente a la actual y sabemos que el gradiente de fractura para dicho yacimiento no es constante, si asumimos que es proporcional a los gradientes de sobrecarga y de presión, se puede llegar a definir el comportamiento con la ecuación 4.26:

$$G_f = \alpha + (G_s - \alpha) \frac{p_{ws}}{D} \text{ (psi/ft)} \dots \dots \dots (4.26)$$

El coeficiente de Biot (1804) α , es una constante de proporcionalidad cuyo valor oscila entre 0.33 y 0.5 y el gradiente de sobrecarga, G_s , es alrededor de 1 psi/ft, a profundidades menores de 1,000 ft y de 1.0 a 1.2 psi/ft a profundidades mayores. Teniendo estos valores podemos ajustar, a la presión del yacimiento actual, el gradiente de fractura conocido, de la forma siguiente:

1. Despejar α de la ecuación 4.26, calcular para el G_f conocido y la p_{ws} a la que está evaluado.
2. Ya obtenido el valor de α y la p_{ws} actual, se calcula el valor actual del G_f mediante la ecuación 4.26 vista anteriormente.

Nota: En una formación nueva a fracturar donde no se tienen antecedentes del gradiente de fractura, éste puede calcularse aproximadamente con la ecuación 4.26, asumiendo un valor de $\alpha = 0.5$, por estudios realizados.

Otro método es con una prueba de inyección y cierre al pozo a re-fracturar, consistiendo en inyectar volúmenes pequeños de fluido y la medición de la presión y cierre, vista en el capítulo 3.

La presión de fracturamiento, p_f , es la requerida en el fondo para mantener la fractura abierta y poder extenderla de acuerdo al diseño realizado. Esta pueda ser calculada con la ecuación 4.27

$$p_f = G_f D \dots\dots\dots (4.27)$$

La presión de fracturamiento anterior, también puede calcularse de la manera siguiente, teniendo en cuenta que requerimos dos parámetros, la p_{ci} que obtuvimos con la prueba de inyección + la presión hidrostática, p_h con la ecuación 4.28

$$p_f = p_{ci} + p_h \dots\dots\dots (4.28)$$

Se menciona que para este caso la presión de fracturamiento p_f , será la presión de tratamiento (p_t) conocida como BHTP (Bottom Hole Treatment Pressure).

Presión Hidrostática, p_h , se calcula como el producto de la densidad de la mezcla, (ρ_m) (fluido fracturante más el apuntalante) por la profundidad que se tiene, resultando la ecuación 4.29

$$p_h = 0.052 \rho_m D \dots\dots\dots (4.29)$$

Para evaluar la densidad de la mezcla ρ_m se utilizará la ecuación 4.30

$$\rho_m = \frac{8.34 \gamma T + C_s}{1 + 0.0456 C_s} \dots\dots\dots (4.30)$$

La densidad del fluido fracturante (γT) generalmente la proporciona el proveedor. Cuando se tenga su valor a 60°F, puede corregirse a la temperatura promedio del pozo, T_w , mediante la ecuación 4.31

$$\gamma T = \gamma 60 [1 - \beta (T - 60)] \dots\dots\dots (4.31)$$

Dónde: β = coeficiente de expansión térmica del fluido fracturante, [1/°F]

Caídas de presión por fricciones en las perforaciones: (ΔP_p)

El fluido fracturante penetra la formación a través de los orificios de la T.R. (disparos), debido a la reducción del área efectiva del flujo generándose una caída de presión en esa zona. Para evaluar dicha caída de presión se utiliza la ecuación 4.32 de Bernoulli (1738):

$$\frac{p_1}{\rho_m} + \frac{V_1^2}{2g_c} = \frac{p_2}{\rho_m} + \frac{V_2^2}{2g_c} \dots\dots\dots (4.32)$$

Se sabe que:

$$V = \frac{q}{A}, V_2^2 - V_1^2 \cong V_2^2, \Delta P_p = p_1 - p_2 \dots \dots \dots (4.33)$$

Con un factor de descarga de 0.82 correspondiente a las perforaciones por bola, y convirtiéndolo a unidades de campo, la expresión para el cálculo de la caída de perforaciones quedaría:

$$\Delta P_p = 0.354 \frac{\rho_m q_i^2}{d_p^4 N_p^2} \dots \dots \dots (4.34)$$

Caída de presión por fricción en el pozo (ΔP_f): Debido al flujo de fluidos dentro del pozo, es necesario tener en cuenta que tipo hay (newtoniano o no newtoniano) igual el régimen de flujo presente en el pozo, (laminar o turbulento). Para el régimen de flujo se ocupó la ecuación del número de Reynolds (1883) en ambos fluidos, haciendo uso de los factores de fricción de Fanning, f. (Craft B. C., 1962).

$$N_R = \frac{dvp}{\mu} \dots \dots \dots (4.35)$$

Presión de inyección en la superficie: (p_s) es aquella que se manifiesta después de la ruptura en la formación, sus variaciones pueden ser atribuibles a variaciones de los parámetros reológicos del fluido fracturante, heterogeneidades de la formación y a las concentraciones del apuntalante utilizadas.

Al tomar en cuenta las pérdidas de presión por fricciones totales (en el pozo, ΔP_f y en las perforaciones, ΔP_p) y la presión hidrostática p_h ; mediante el balance de presiones se obtiene la presión aplicada en el fondo, p_t , en función de la presión superficial de inyección, p_s . Por lo tanto resulta la ecuación 4.36

$$p_t = p_s + p_h - \Delta p_f - \Delta p_p \dots \dots \dots (4.36)$$

Para la presión superficial de inyección, p_s . Se tendrá:

$$p_s = p_t + \Delta p_f + \Delta p_p - p_h \dots \dots \dots (4.37)$$

Potencia hidráulica: (HP) La potencia hidráulica para prever el equipo de bombeo a emplear en el tratamiento y para la estimación de costos, es el producto del gasto a inyectar por la presión superficial correspondiente, afectada por un factor de conversión para obtener los caballos de potencia requeridos.

$$HP = 0.0245 p_s q_i \dots \dots \dots (4.38)$$

Coeficientes para los fluidos C_v , C_c y C_w : Cuando un fluido es inyectado durante un fracturamiento, no todo ese volumen permanece dentro de la fractura. Desde el momento que el fluido fracturante alcanza a un elemento diferencial de área cualquiera a través de éste, se pierde instantáneamente una parte que va hacia la formación, a ésta pérdida se le conoce como pérdida instantánea (Slurry Loss, SL) medida en unidades de volumen sobre unidad de área, naturalmente la pérdida de fluido continua bajo un cierto régimen, conocido como pérdida paulatina; la pérdida total de fluido durante el fracturamiento será la suma de la pérdida ocurrida instantáneamente más la paulatina, para una área diferencial. Siendo el volumen de fractura menor que el volumen de fluido y agente apuntalante inyectados.

Estos valores calculados son de suma importancia para el diseño de la fractura o re-fractura, para poder considerar de una manera adecuada la pérdida del fluido fracturante. La SL se introduce directamente en la ecuación, pero al considerar la pérdida paulatina se realiza mediante el coeficiente de pérdida de fluido fracturante. Este coeficiente dependerá de las características del fluido fracturante, de los fluidos de la formación y de la roca. Al tener un bajo coeficiente nos indica propiedades de poca pérdida, y por tanto, podrá esperarse con el fluido una área de fractura mayor para un volumen y gasto de inyección dados.

Se utilizaron tres mecanismos ya definidos que controlan estos fluidos antes mencionados, donde para cada uno se tiene un coeficiente parcial de pérdida.

1. Coeficiente de pérdida, C_v : En función del efecto que sobre éste ejerce la viscosidad del fluido fracturante. Dicho coeficiente se define con la ecuación 4:39

$$C_v = 0.0469 \left(\frac{\Delta p k \phi}{\mu} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (4.39)$$

2. Coeficiente de pérdida, C_c : Referido al control que sobre la misma ejercen la viscosidad y compresibilidad de los fluidos del yacimiento. Este coeficiente está sujeto al mecanismo de filtración de la fractura al yacimiento y se define con la ecuación 4:40

$$C_c = 0.0374 \Delta p \left(\frac{k C_f \phi}{\mu} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (4.40)$$

3. Coeficiente de pérdida, C_w : En función de las propiedades de la construcción del enjarre del fluido fracturante. A fin de reducir las pérdidas del fluido fracturante, a este se le agregan materiales asfálticos, sintéticos y otro tipo de sólidos para generar en las paredes de la fractura un enjarre cuya baja permeabilidad será la mayor restricción para el flujo hacia la formación.

Este comportamiento está definido por la ecuación 4:41

$$C_w = \frac{0.0164 m}{A_f} \dots\dots\dots (4.41)$$

Coeficiente total o combinado de pérdida de fluido: C_T , Para los yacimientos parcialmente depresionados, donde existe una saturación considerable de gas, el cálculo del coeficiente de pérdida de fluido deberá hacerse sobre consideraciones especiales. Esto se debe a que el volumen con la liberación de gas abarca un amplio rango de valores. Debido al incremento en la compresibilidad todos los coeficientes de pérdida de fluido, C_v , C_c y C_w , pueden ser del mismo orden por lo que puede considerarse que un solo mecanismo controla la pérdida total, (Smith, 1965) sugirió que el coeficiente debería ser calculado en forma análoga como se obtiene la resistencia de un circuito en paralelo utilizando la ecuación siguiente:

$$\frac{1}{C_T} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_w} \quad \dots\dots\dots (4.42)$$

Coeficiente de pérdida de fluido en condiciones dinámicas:

Todos los coeficientes antes descritos se refieren a los de Haward y Fast (Williams B., 1970), para condiciones estáticas. En un afán de acercarse más a las condiciones reales, Hall y Dollarhide (Williams B., 1970) sugirieron un análisis en condiciones dinámicas, cuando existe una alta velocidad de flujo a lo largo de la fractura, al mismo tiempo que el fluido penetra en la formación, ya que para estas condiciones será difícil la formación de un enjarre grueso. (Williams B., 1970), El consideró dos etapas para el desarrollo matemático: la etapa de formación del enjarre y cuando se ha alcanzado o se mantiene un espesor constante. A medida que se va formando el enjarre, éste representa una caída de presión adicional cada vez mayor, por lo que la velocidad de pérdida disminuye. Todo esto dependerá de la velocidad de flujo a lo largo de la fractura, de las propiedades del fluido fracturante, los aditivos utilizados y del tamaño de los poros de la roca. Considerando lo anterior para el coeficiente total en la pérdida de fluido para condiciones dinámicas se tiene la ecuación 4.43

$$\frac{1}{C_T^2} = \frac{1}{C_w^2} + \frac{1}{C_v^2} + \frac{1}{C_c C_T} \quad \dots\dots\dots (4.43)$$

Dónde:

$$C_c = 0.00118 \left(\frac{k C_f \phi}{\mu \pi} \right)^{1/2} \Delta p \quad \dots\dots\dots (4.44)$$

$$C_v = 0.00148 \left(\frac{k \phi \Delta p}{2 \mu} \right)^{1/2} \quad \dots\dots\dots (4.45)$$

Para C_w , queda definido por la misma ecuación, 4:41.

Metodología para el diseño del fracturamiento hidráulico.

DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

FRACTURA VERTICAL

Presión del tratamiento de fractura=
Gradiente de fractura x profundidad del pozo.
Diferencial de presión en la cara de la fractura,
 Δp = presión estática del tratamiento.

FRACTURA HORIZONTAL

Presión del tratamiento de fractura=
Gradiente de fractura x profundidad del pozo.
Diferencial de presión en la cara de la fractura,
 Δp = presión estática del tratamiento.

Coefficiente de viscosidad por pérdida

$$C_v = 0.0469 \left(\frac{k \Delta p \phi}{\mu} \right)^{1/2}, ft/\sqrt{min}$$

Coefficiente de compresib-Yacimiento

$$C_c = 0.374 \Delta p \left(\frac{k c_f \phi}{\mu} \right)^{1/2}, ft/\sqrt{min}$$

Coefficiente del fluido fracturante

$$C_w = \frac{0.0164m}{A_f}, ft/\sqrt{min}$$

Volumen del fluido de fractura = gasto del flujo x tiempo x 42

$$x = 2C\sqrt{\pi t} / W$$

$$\text{Eficiencia de la fractura, Eff} = \frac{1}{x^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

$$\text{Área de la fractura, } A = \frac{q t \text{ Eff}}{W}$$

Volumen por unidad de área de fractura, $V_f = \text{Vol. por unidad de área} * A$

$$\text{Peso de la arena, } S = V (1 - \phi_{arena}) \rho_{arena}$$

$$\text{Máxima cantidad de arena, } S_{max} = S * A$$

$$\text{Concentración de arena, } x = \frac{\text{máxima cantidad de apuntalante}}{\text{volumen del fluido de fractura}}$$

$$\text{Gasto de flujo actual (incluyendo arena), } q_t = q_w + \frac{q_w x}{\gamma_T 8.34}$$



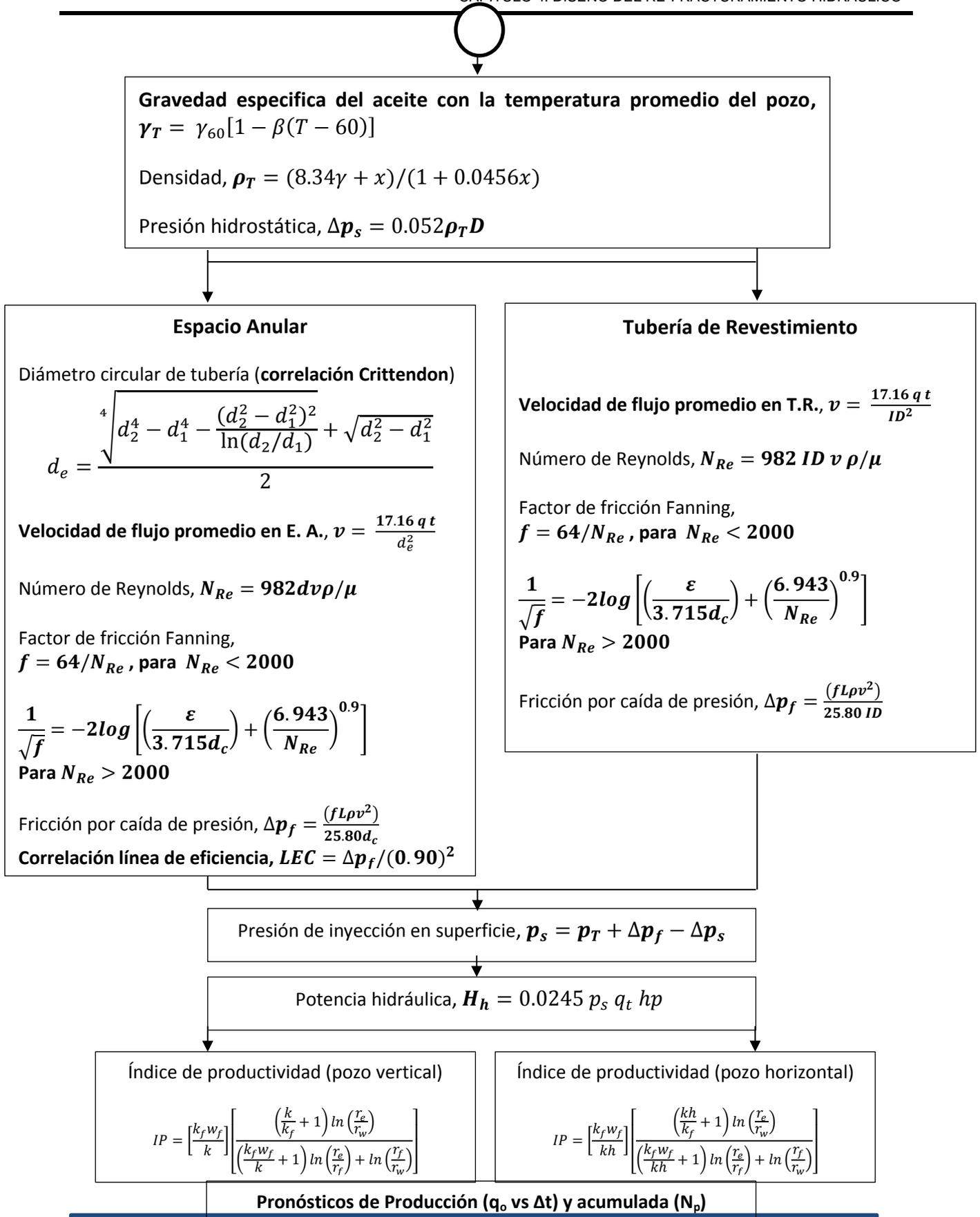


Fig. 4.7 Metodología para el diseño del fracturamiento hidráulico

4. 3 Geometrías de fractura, simulador y datos del re-fracturamiento.

Los modelos usados para las geometrías en las fracturas que a continuación se mencionan se ajustaron con los datos de la inyección y presión, parámetros obtenidos y calculados anteriormente; permitiendo generar diseños acordes a cada pozo y yacimiento, siendo posible considerar los pronósticos de producción y cambios de esfuerzos que pueden existir en un re-fracturamiento.

En la etapa inicial del tratamiento por fracturamiento se bombea hacia la formación un volumen de fluido sin apuntalante, a una presión lo suficientemente alta para provocar el inicio de la fractura, una vez iniciada la inyección del fluido fracturante este ampliará sus dimensiones, y deberá ir aumentando la amplitud de la fractura desde la pared del pozo, lo suficiente para permitir el libre paso de la mezcla del fluido fracturante y apuntalante evitando que se acumule en la entrada de la fractura y se dificulte el paso de la mezcla, en algunos casos se puede suspender la operación por el incremento de la presión inyectada. Este problema generalmente ocurre por el arenamiento en el pozo, aunque pueden originarse otros problemas considerados que podrían llegar a dificultar el flujo de la mezcla. Por trabajos anteriores se considera que la amplitud (w_f) mínima de la fractura necesaria para evitar este tipo de problemas, debe ser igual a tres veces el diámetro máximo de las partículas del apuntalante.

Al volumen de fluido fracturante sin el apuntalante se le conoce como volumen inicial o bache (*pre-colchón*). Este fenómeno de filtración comprende la pérdida instantánea del fluido (SL), misma que es afrontada por el volumen inicial si este se calcula correctamente. A las dimensiones de longitud, amplitud y altura, se les conoce como geometría de la fractura. En los primeros modelos la altura generalmente se consideraba constante y con ésta se calculaba la amplitud y longitud y otras variables que formaran parte en el proceso del fracturamiento y modelado geomecánico a utilizar.

Los primeros modelos de fracturas hidráulicas se establecieron entre finales de los años 50's y principios de los 70's. Los autores se enfocaron en distintas partes del problema. (Carter, 1957) se concentró en la pérdida de fluido en la formación, (Kristianovitch y Zheltov, 1954) en la mecánica de la fractura y (Perkins y Kern, 1961) en el flujo de fluidos.

Donde el modelo de Kristianovitch y Zheltov fue mejorado por (Geertsma y De-Klerk, 1966) y el modelo de Perkins y Kern por (Nordgren, 1972) para crear los primeros modelos que incluyen el balance de volumen y la mecánica de sólidos.

Estos dos modelos se conocen como: *KGD* y *PKN*, y junto con el modelo radial, siguen siendo los principales modelos de diseño de fracturas. Los modelos *KGD* y *PKN* se aplican a fracturas que están confinadas entre dos capas delimitadoras, que restringen el crecimiento de la altura, siendo modelos en 2D.

El modelo *PKN* asume que la altura de la sección transversal controla la presión para esa sección, lo cual se aplica cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura. El modelo *KGD*, por otro lado, se aplica si la longitud de la fractura es quien controla la presión, lo cual es válido cuando la altura es mucho mayor que la longitud.

Los dos modelos pueden predecir geometrías y presiones muy diferentes.

El comportamiento de la pérdida de fluido está gobernado por una teoría de filtración (Carter, 1957). La roca en la cual se propagará la fractura es continua, homogénea, sólida e isotrópica. Los modelos *PKN* y *KGD* asumen que la altura de la fractura es fija y es grande o pequeña en relación con la longitud. La altura de una fractura radial se basa de acuerdo al confinamiento del intervalo productor. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- Propiedades mecánicas de la roca.
- Propiedades del fluido fracturante.
- Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (gasto de inyección y presión).
- Esfuerzo de la formación.
- Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos puntos serán necesarios no solamente para la construcción del modelado y diseño final de la fractura, sino también en la predicción y crecimiento de la misma.

En los modelos P3D y 3D, se les considera generalmente más precisos y de mayor uso en la actualidad en la industria, dado que simulan en forma más rigurosa el crecimiento de la fractura en diseño y tiempo real. Estos modelos requieren datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca como el módulo de elasticidad de Young, (E) y la relación de Poisson, (ν) Vistos anteriormente en este mismo cap. 4.1 para su obtención.

El uso de los modelos y porque utilizarlos:

Los modelos 2D para el diseño serán los más simples, por tres razones.

1. Son fáciles de utilizar por los datos requeridos.
2. Requieren un mínimo de datos de entrada.
3. Toman poco o nada de tiempo.

Para los modelos más sofisticados P3D y 3D se requieren estas tres razones:

1. Requieren datos de entrada para poder describir el yacimiento.
2. Describen de una forma más precisa la fractura.
3. Permiten de una forma más segura la toma de decisión para los diseños.

Anteriormente se hizo énfasis en el uso de los modelos y los parámetros que determinarían el éxito de la fractura creada en el yacimiento donde fue necesario entender cómo se obtienen dichas variables resumidas en cuatro puntos:

1. Creación de la geometría de la fractura:
 1. Propiedades elásticas, plasticidad y presión de poro.
 2. Modelo a utilizar 2D, P3D o 3D.
 3. Cizalla en la roca y deslizamiento.
2. Pérdida del fluido (Leakoff)
 1. Presión dependiente del gel si se utiliza.
3. Reología del fluido a utilizar.
4. Transporte del apuntalante o sustentante utilizado.
 1. Reología y Leakoff obtenidos.
 2. Causas y remedios para la solución.

Actualmente se tienen los siguientes simuladores comerciales en la industria que pueden utilizarse (Barree, 2002), como se muestra en la fig. 4.8:

- 2D Models
 - Perkins-Kern Nordgren (PKN)
 - Khristianovich-Geertsma-DeKlerk (KGD)
 - Penny-Frac
- Pseudo-3D Models
 - MFRAC
 - StimPlan, e-StimPlan
 - FracCade
- Lumped Parameter Models
 - FracPro
 - FracPro-PT
- 3D Models
 - GOHFER
 - N-StimPlan
 - Terra-Frac

Fig. 4.8 Modelos disponibles para el fracturamiento.

Los modelos incluidos para calcular la geometría de las fracturas con el simulador desarrollado en Matlab (2015a) fueron:

1. **KGD** (Khristianovic-Zhel'tov y Geertsma de Klerk), modelo en 2D: $h_f \gg x_f$
2. **PKN** (Perkins - Kern y Nordgren), modelo en 2D: $x_f \gg h_f$
3. **P3D / 3D** (modelo Pseudo-tridimensional y tridimensional), x_f, w_f, y, h_f
4. **GDD** (Geertsma De Klerk Design), modelo en 2D

Al analizar las variables anteriormente descritas, que controlan y son sensibles en los diseños del fracturamiento, se realizó un ejercicio donde se utilizaron dos modelos (*PKN*-2D y P3D) con el simulador y se muestran ambos resultados para la longitud de fractura de un pozo. Como se ve en las figs. 4.9-4.11 siguientes:

Menú principal de los modelos disponibles en el simulador de fracturas.

NUMERICAL TREATMENT TO ANALYTICAL SOLUTION MODELS



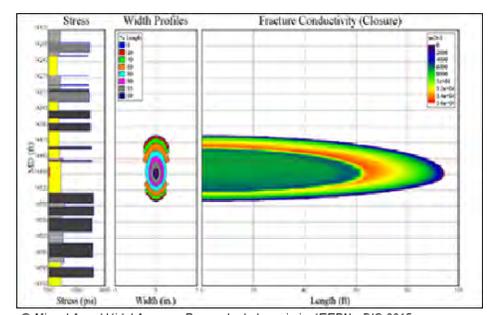
Models

$KGD(tf, G, Q, v, \mu, Zi)$

$PKN(tf, G, Q, v, \mu, h) \dots Acid$

$P3D(tf, G, Q, \mu, Zi, rw, h)$

$GDD(tf, G, Q, \mu, Zi) \dots Proppant$



© Miguel Angel Vidal Arango - Posgrado de Ingeniería. IEERN - DIC 2015

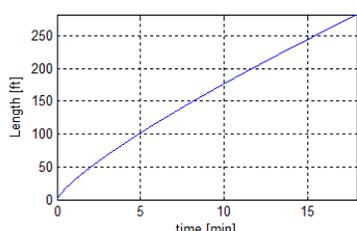
Materia: Estimación Avanzada, III Semestre
Catedrático: Dr. Sergio Berumen C.

Close

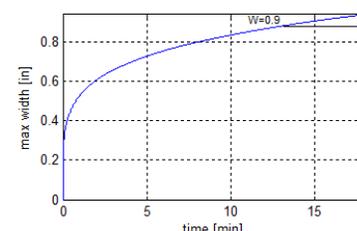
Fig. 4.9 Modelos disponibles en el simulador de fracturamiento

DISEÑO DE LA FRACTURA CON EL MODELO PKN

Propiedades del Yacimiento		
porosidad	0.13	Total Prueba hrs
rw ft	0.333333333	1.16
h ft	100	Qo Total bpd
q2 BPD	8000	0.1139
q1 BPD	7852	0.0759
q0 BPD	7000	0.0380
Ct -psi	0.006	36
pi psi	2500	0.0380
visc oil cp	0.2	
Bo	1.02	



time = 2e+01 min
PKN RESULTS



time = 2e+01 min
the 3d frac shape with 7:12 scale

MODELO PKN - 2D

Shear modulus [psi]		8.702e5
Drained Poisson's ratio		0.2
Fluid viscosity [cp]		0.2
In-situ stress [psi]		3000
Pumping rate [bbl/min]		26
Fracture height [ft]		100
Wellbore radius [ft]		0.33
How much time is passed?		18

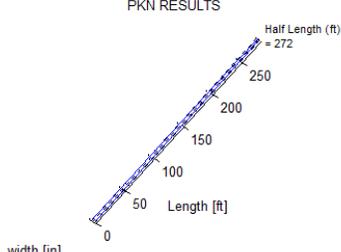
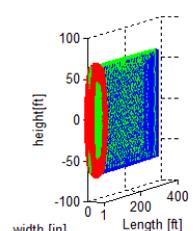



Fig. 4.10 Resultados obtenidos para el fracturamiento hidráulico en 2D-PKN

CAPÍTULO 5.

ANÁLISIS DE LA PRESIÓN-PRODUCCIÓN POST-FRACTURA Y SELECCIÓN DE POZOS A RE-FRACTURAR.

La evaluación de la fractura, con el análisis post-fractura, se define principalmente a través de sus características resultantes, derivado del análisis de las pruebas de presión-producción, las cuales se comparan con la geometría de diseño, donde se establece si se alcanzó el tratamiento esperado o no. El insumo principal para tener certidumbre en los resultados dinámicos es la permeabilidad.

Por la naturaleza propia del yacimiento que se va analizar y el tipo de formación areno-arcillosa, donde su extensión lateral o de área es limitada, el análisis dinámico considerando toda su vida productiva, permite tener como valor agregado, algunos parámetros adicionales que se obtienen cuando se alcanzan condiciones pseudo-estacionarias. Estos parámetros descriptivos son los siguientes: área de influencia, forma geométrica del área, posición del pozo dentro de ésta, volumen de hidrocarburos, factor de recuperación y otros parámetros que intervienen en la etapa del análisis post-fractura, en la cual proporcionan elementos técnicos para decidir la ejecución del re-fracturamiento.

5.1 Determinar la descripción dinámica post-fractura para definir los parámetros siguientes:

- Presión actual del yacimiento (p_{ws}).
- Geometría actual de la fractura (x_f, w_f, h_f).
- Daño en la cara de la fractura (s_f).
- Volumen de hidrocarburos: Original (N) y remanente ($N-N_p$).
- Forma geométrica del área de influencia o zona productora (C_A).
- Ubicación del pozo (s_A).
- Factor de recuperación (F_r).

Para los resultados anteriores la metodología se presenta en la **Fig. 5.1** siguiente:

Metodología de flujo, para la descripción dinámica pos-fractura.

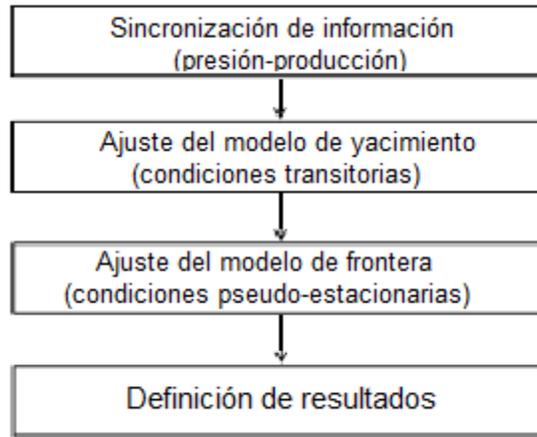


Fig. 5.1 Metodología de flujo para la descripción dinámica post-fractura.

Dentro de la etapa post-fractura se integra toda la información de presión-producción y se sincroniza en una sola escala de tiempo. Se toma como punto de partida para la definición del perfil dinámico, el periodo de flujo analizado en la primera parte y un punto de apoyo que es la presión inicial obtenida con la prueba de inyección y cierre (Fall-off), el cual representa la p_i a un tiempo cero y se realiza un primer ensayo; posteriormente se modifica el tamaño del área de influencia y la posición del pozo dentro de ésta, hasta que se alcance un ajuste adecuado, como se muestra en la Fig. 5.2

Descripción dinámica pos-fractura. Sincronización de la información.

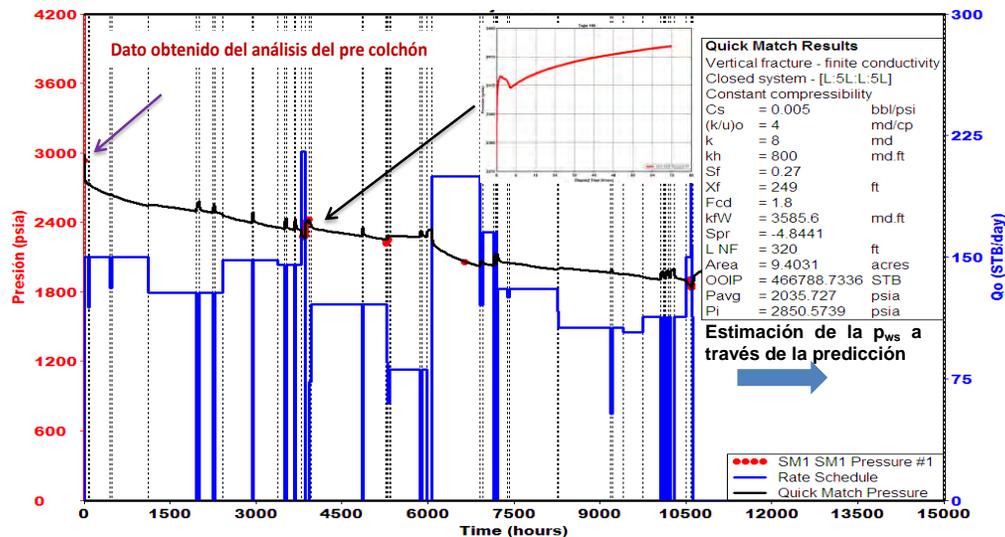


Fig. 5.2 Sincronización de la información presión - producción.

En la etapa post-fractura se continúa describiendo el yacimiento en dos partes, la primera es a través del análisis de las pruebas de presión para condiciones transitorias y la segunda etapa es con el análisis integrado de toda la historia de presión-producción, para condiciones pseudo-estacionarias.

Dentro de la primera parte donde gobiernan las condiciones transitorias, es factible definir todos los elementos que afectan el flujo de los fluidos, sin llegar a identificar toda la frontera del yacimiento; para la segunda parte entre los parámetros que se pueden obtener principalmente son: presión actual, longitud de la fractura actual, conductividad de la fractura y daño en la cara de la fractura. Como se observa en las Figs. 5.3 y 5.4.

Descripción dinámica pos-fractura

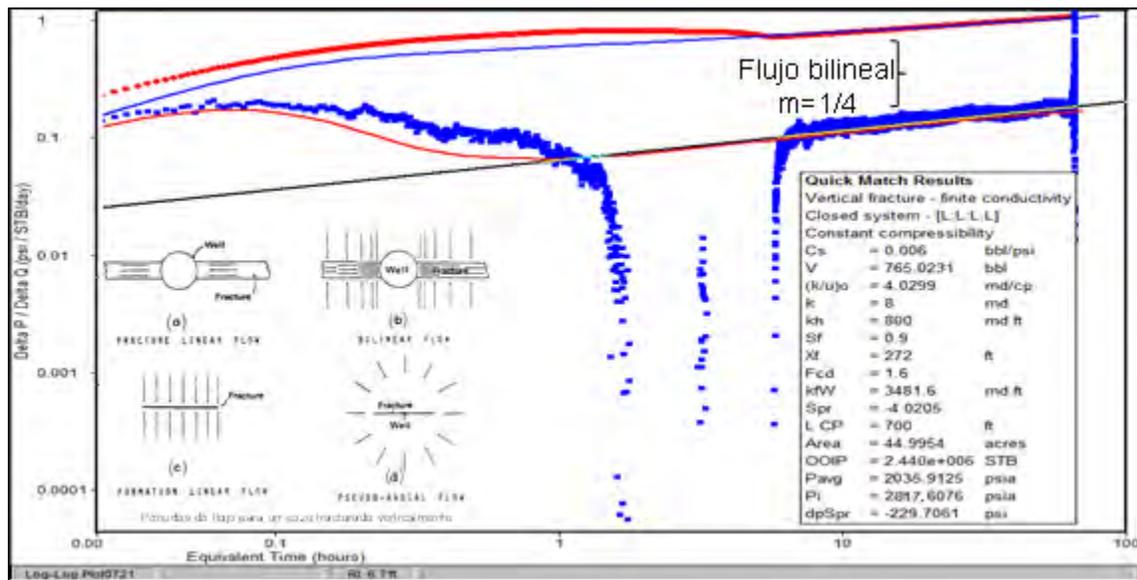


Fig. 5.3 Resultados del análisis post-fractura: 1ra parte, flujo transitorio hacia el pozo.

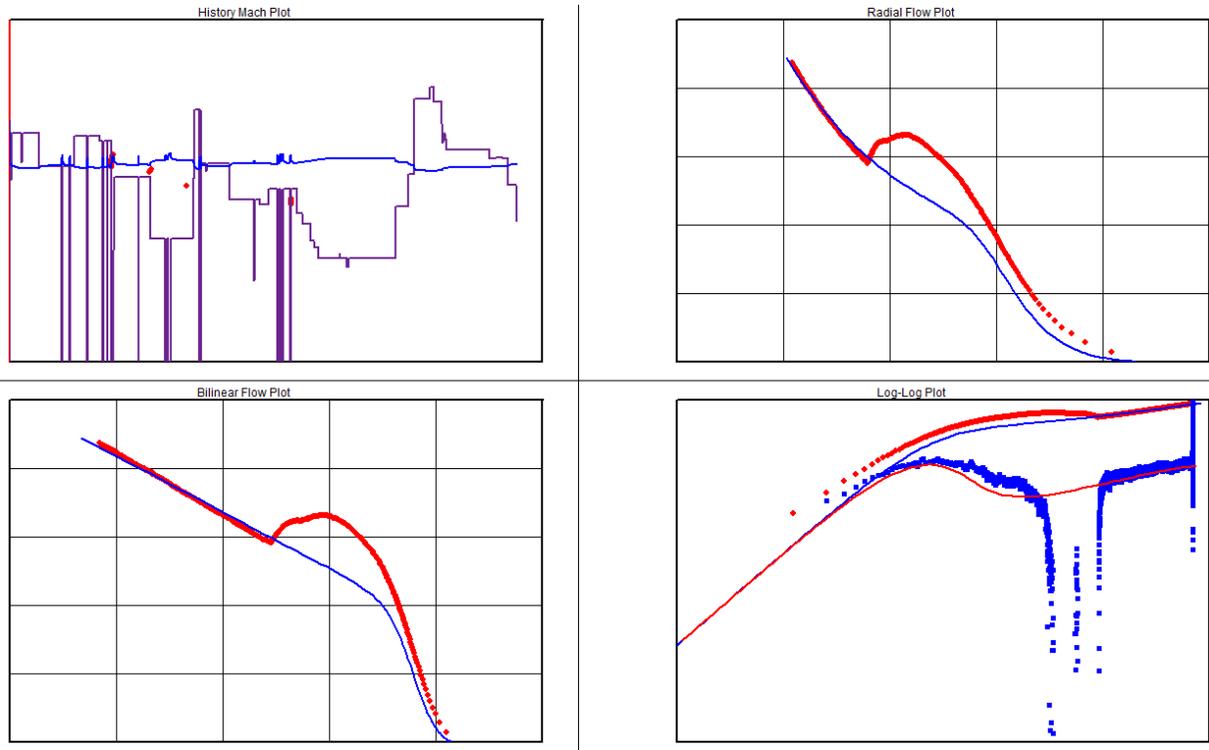


Fig. 5.4 Resultados del análisis post-fractura: 2da parte, condición pseudo-estacionaria.

Los resultados relevantes de la interpretación para un pozo fueron:

- $p_i = 2,817$ psi (Gradiente de poro inicial= 0.56 psi/pie)
- $p_{ws} = 2,036$ psi (Gradiente de poro actual = 0.42 psi/pie)
- $k = 8$ mD
- $kh = 800$ mD-ft
- $x_f = 272$ pies (82 m).
- $k_f w_f = 3,481$ mD-ft
- $s_f = 0.9$
- $C_{fD} = 1.6$
- $N_p = 35.1$ Mbls
- $F_r = 1.43\%$

En este punto es importante realizar un análisis comparativo, entre la longitud de la fractura diseñada por el modelo geomecánico y la obtenida con el análisis dinámico post-fractura, de manera que si hay una diferencia notoria entre ambas se debe buscar la razón y encontrar una solución posible.

5.2 Análisis dinámico post-fractura para definir los candidatos a re-fractura.

Es importante resaltar que la definición del perfil dinámico complementa la descripción en su totalidad, ya que no solo se conocen las características del yacimiento y fractura, sino que también se determina el modelo que representa la frontera externa, el cual permite definir con asertividad tanto el esquema de desarrollo como el de explotación del medio poroso, como se observa en la fig. 5.5

Entre los parámetros calculados en este paso, se pueden obtener los siguientes:

- ✓ Forma geométrica del área de influencia o drene y ubicación del pozo (C_A)
- ✓ Volumen de hidrocarburos original y remanente ($N_y N-N_p$).
- ✓ Factor de recuperación (F_r)



5.3 Aspectos importantes para decidir el re-fracturamiento en el pozo.

Se consideran algunas razones principales para incrementar la producción mediante el re-fracturamiento y son:

1. Conectar y crear una fractura y/o re-abrir una fractura existente, generando una nueva geometría creada en el yacimiento a partir del pozo.
2. Restablecer las condiciones favorables de flujo en el área inicialmente drenada con la primera fractura creada, que con el paso del tiempo ha sido degradada por las condiciones dinámicas del medio poroso y la producción de hidrocarburos.

La primera razón puede ser justificada cuando ocurre o se realiza lo siguiente:

- a) Abatimiento importante de la producción inicial. (75% menos)
- b) Condiciones dinámicas evaluadas en la fractura. (Post-fractura)
- c) Condiciones dinámicas evaluadas en el yacimiento. (pseudo-estacionarias)
- d) Condiciones geomecánicas y producción a presión constante. (C_{FD} y SAP)
- e) Evaluación económica de la intervención. (VPN , TIR , RI , B/C)

La segunda razón dependerá del tipo de re-fractura que se desea hacer y la posible degradación de la primera, en la cual se citan cuatro:

- a) Al diseñar la re-fractura se debe considerar la orientación de los esfuerzos originales in situ, cuando se realizaron los disparos en la perforación, con el fin de pronosticar la dirección preferencial de esfuerzos para el re-fracturamiento.
- b) En el diseño de la re-fractura se tienen que considerar los fluidos fracturantes y apuntalantes de la primera fractura. Los datos del mini-frac del primer tratamiento permitirán inferir si la integridad de la fractura aún persiste o ha sufrido algún deterioro. (incrustación, trituración o colapsó con el tiempo).
- c) Al considerar la re-fractura, se debe analizar la nueva orientación que tendría, debido a la rotación de esfuerzos y producción de fluidos del yacimiento.
- d) Al tener analizado el área geométrica del yacimiento con la prueba post-fractura, podemos tener mayor certidumbre de las posibles re-fracturas que se pueden originar y realizar pronósticos de producción más asertivos para decidir su intervención técnicamente.

Anteriormente se vieron las razones principales que dan la pauta para considerar un re-fracturamiento y entre las causas que pudieran existir son:

- La fractura se cierra, o degrado con el tiempo.
- Los apuntalantes se trituraron, incrustaron o se aglutinaron.
- Los fluidos de fractura utilizados fueron inapropiados.
- La reorientación de los esfuerzos alrededor del pozo, después de que se ha puesto en producción por un periodo de tiempo.
- El apuntalante se asienta en el fondo de la fractura.

Consideraciones para esperar un re-fracturamiento exitoso:

- ✓ Pobre calidad del yacimiento: Baja permeabilidad y porosidad.
- ✓ Reservas limitadas con un área de influencia o drene restringida.
- ✓ La baja presión del yacimiento que limita la limpieza (retorno de fluidos).
- ✓ La selección de candidatos inadecuados.
- ✓ Disparos deficientes (no orientados o poca penetración) o pobre integridad mecánica del disparo.
- ✓ Daño inducido a la formación por los fluidos de fractura.
- ✓ La combinación de algunos o todos los puntos anteriormente descritos.

Adicionalmente (Vincent, 2010, 2015) también consideró otros aspectos para esperar re-fracturamientos exitosos:

- Geometrías de fracturas largas recuperación del contacto con el yacimiento.
- Mayor contacto lateral en pozos horizontales o más fracturas transversales.
- Incrementar la conductividad con la nueva fractura comparada con la fractura inicial.
- Uso de fluidos fracturantes alternos.
- Incrementar la conductividad mediante fluidos y apuntalantes apropiados.

De igual manera considera la restauración de la pérdida de conductividad de la fractura con estos casos:

- Incrustación del apuntalante.
- Esfuerzos cíclicos en la limpieza.
- Degradación del apuntalante.
- Daño por el gel utilizado.
- Taponamiento por incrustaciones, asfáltenos o finos.
- Reorientación del campo de esfuerzos y contacto con una nueva formación.
- Fracturas naturales re-energizadas.

5.4 Selección de candidatos a re-fracturar y análisis de pozos fracturados.

En el diagnóstico de las fracturas con las pruebas post-fractura, nos ayudan a seleccionar de una manera adecuada los pozos candidatos a re-fracturar.

(Craig y Blasingame, 2005) utilizaron dos objetivos principales en el diagnóstico:

1. Para determinar si:
 - Existe alguna fractura pre-existente.
 - La fractura pre-existente estaba dañada.
2. Para estimar:
 - La longitud media efectiva de la fractura existente.
 - La conductividad de la fractura existente.
 - La transmisibilidad del yacimiento.
 - La presión media del yacimiento.

Con estos objetivos analizados y estimados al inicio de este capítulo, veremos que la selección de los pozos candidatos a re-fracturar son fácilmente elegibles, de la cual nos arrojaran muchos beneficios, que incluye: la evaluación actual de la fractura, un mejor diseño de la re-fractura y el pronóstico de producción estimado. Además de contar con parámetros importantes que se caracterizaron dinámicamente en el yacimiento.

Se han desarrollado muchas metodologías para el análisis y comportamiento de los pozos que se desean estimular, considerando una fractura hidráulica como es el caso o fracturas acidas, o por el tipo de litología: arenas y carbonatos. Por la producción inicial y actual del pozo después de fracturarlo. Otros consideran el tipo de fractura creada en el medio poroso y la conductividad generada.

Partiremos del método de evaluación de pozos de aceite y análisis del comportamiento para el fracturamiento hidráulico masivo (*MHF*) propuesto en (Chaudhry, A. U. 2004. Cap. 11). Como se muestra en la fig. 5.6 siguiente.

Para este caso de campo donde se presentan las aplicaciones de los conceptos anteriores, seleccionamos un yacimiento de baja permeabilidad y porosidad, por su litología y depositación en arenas lenticulares y turbidíticas con áreas limitadas tipo canal encontrando fracturas de conductividad finita o infinita ya analizadas, para pozos de aceite que producen normalmente a una presión constante.

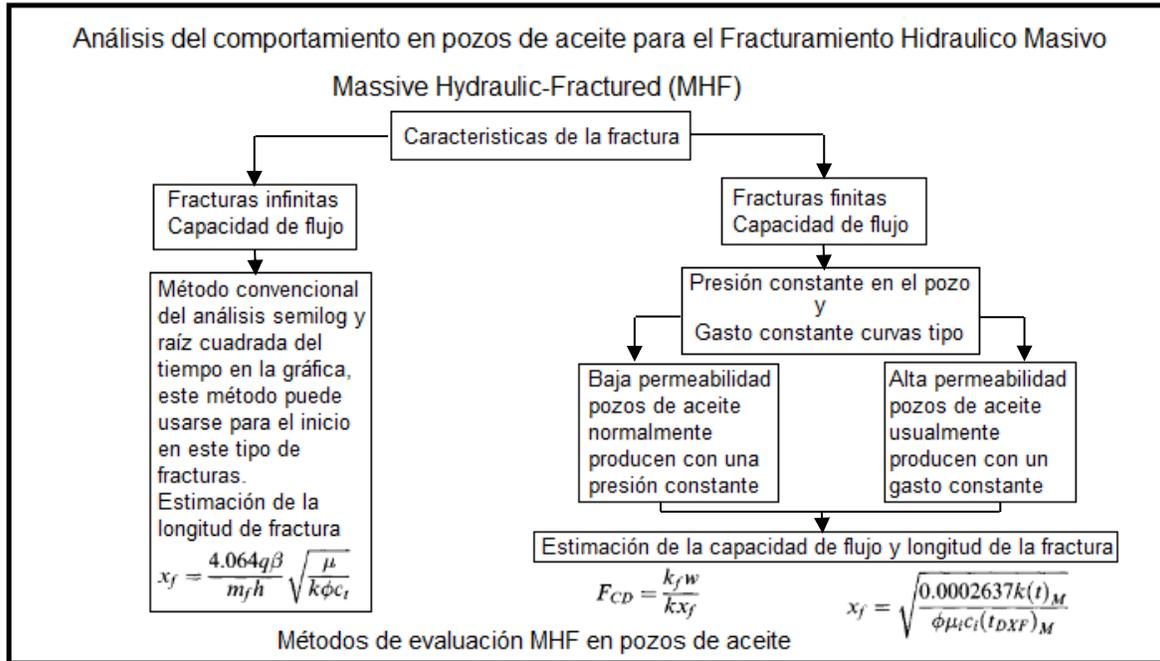


Fig. 5.6 Método de evaluación MHF en pozos de aceite.

En el análisis del modelo de frontera y evaluación dinámica en los esquemas de explotación del inciso a) Re-fracturar (sí o no) y el esquema de desarrollo del inciso b) Pozo direccional para este caso. Vemos que el método anterior para analizar una fractura con la prueba post-frac nos dará los parámetros que evalúan su condición actual, desde la conductividad y longitud, así como determinar algunos escenarios que pueden ocurrir con relación a la primera fractura.

Se realizó una simulación para cuatro casos en la primera fractura., fig. 5.7

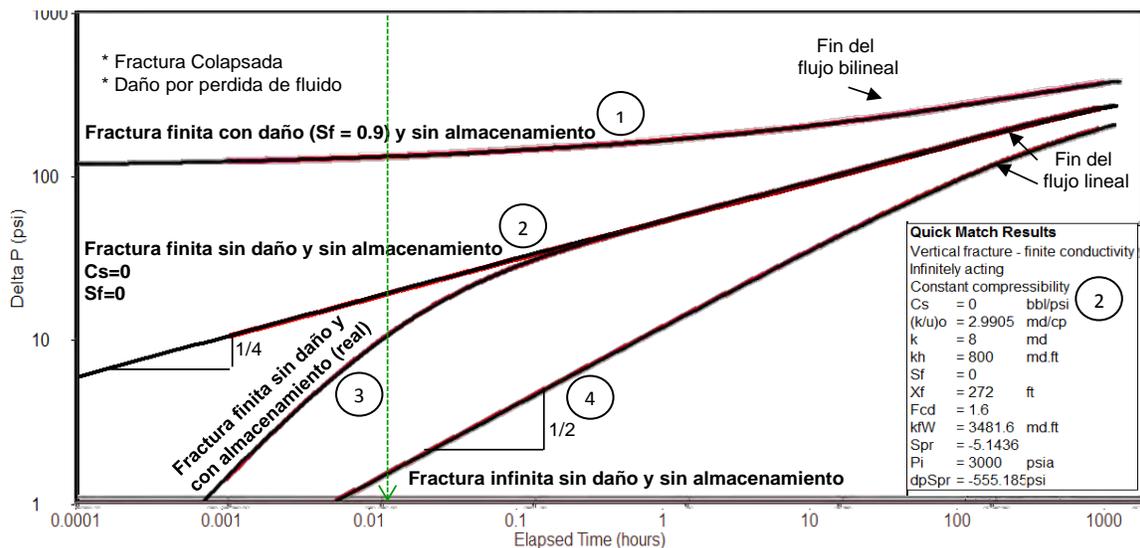


Fig. 5.7 Gráfica log-log de los cuatro casos para la conductividad de la fractura.

Donde se demostró que las condiciones de la fractura, al realizar la prueba post-fractura, cambian a través del tiempo.

Caso 1: Daño por pérdida de fluido o fractura colapsada.

Caso 2: Conductividad de fractura finita sin daño y sin almacenamiento (ideal).

Caso 3: Conductividad de fractura finita sin daño y con almacenamiento (real).

Caso 4: Conductividad de fractura infinita sin daño y sin almacenamiento.

Este ejemplo se realizó para mostrar con los datos obtenidos del pozo, lo que (Cinco Ley et al., 1981) demostró para el análisis de la presión transitoria en el caso de una fractura de conductividad finita o infinita contra el caso de una fractura dañada o colapsada como se muestra en la fig. 5.8 para el diagnóstico de la conductividad finita y flujo bilineal con pendiente de $\frac{1}{4}$, se observa la fig. 5.9.

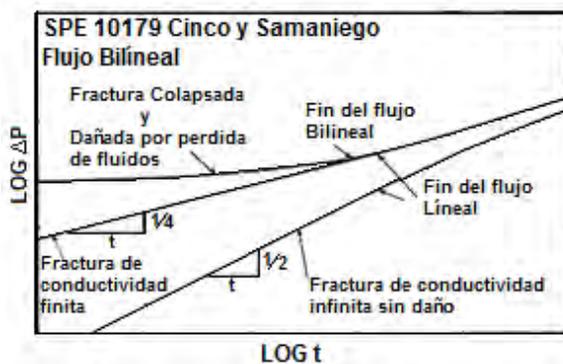


Fig. 5.8 Gráfica log-log de diagnóstico en la fractura

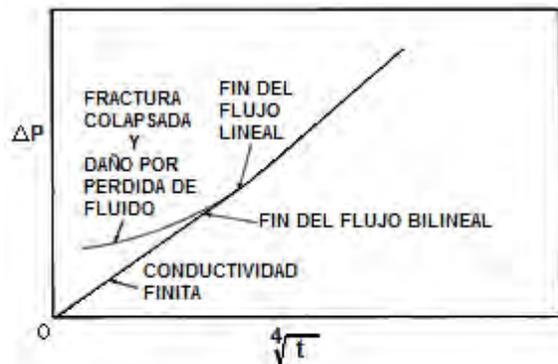


Fig. 5.9 Gráfica de diagnóstico para flujos.

También se comentó que los daños que ocurren dentro de la fractura se deben al fluido que entra en ella con el apuntalante, donde se ejemplificaron cuatro casos.

1. Daño por pérdida de fluido en la cara de la fractura. fig. 5.10
2. Aglutinamiento o los apuntalantes se regresan. fig. 5.11
3. Incrustación del apuntalante o sustentante. fig. 5.12
4. Trituración del apuntalante o sustentante. fig. 5.13

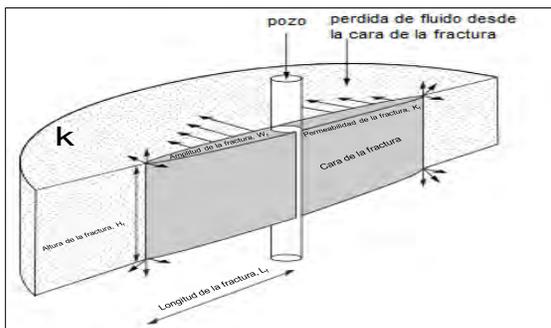


Fig. 5.10 Daño por pérdida de fluido.

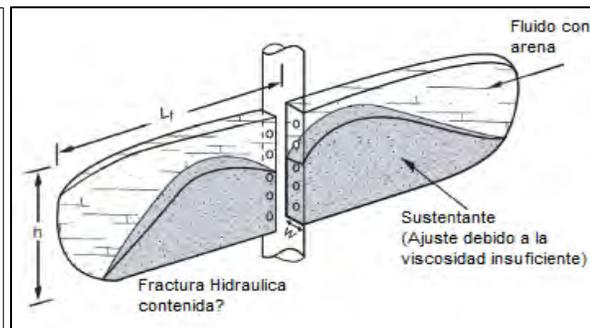


Fig. 5.11 Aglutinamiento del apuntalante.

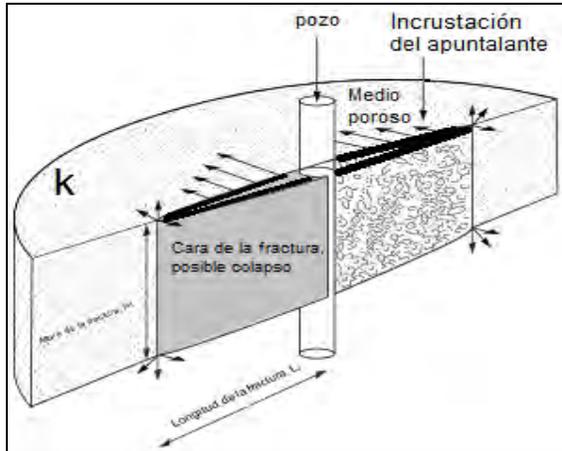


Fig. 5.12 Incrustación del apuntalante.

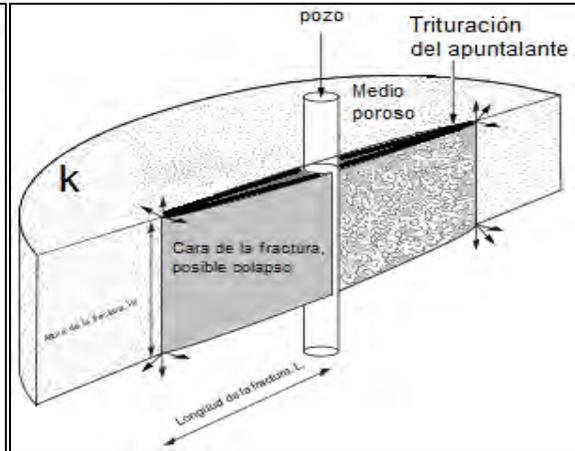


Fig. 5.13 Trituración del apuntalante.

Para realizar la evaluación de la fractura ya generada y considerar una futura re-fractura y obtener estos diagnósticos, se recomienda el siguiente programa para el pozo en análisis. Como se muestra en la Tabla 5.1

Tabla 5.1. Programa de evaluación de la fractura y diseño de Re-fractura.

PROGRAMA DE EVALUACION DE FRACTURA Y DISEÑO DE RE-FRACTURA					
	2016		2017		
	Programa de Evaluación: Fractura		Programa para diseño: Re-Fractura		
Tiempo	0 mes	6 meses	0 mes	6 meses	12 meses
Eventos	Pozo Fracturado	Post-frac o Pre Re-frac	Pre Re-frac	Diseño	Post-Re-frac
	√	√	X*	X**	X*
Qo bpd	200	150	100	50	300
RGA m3/m3	150	270	750	980	990
% agua	5	5	5	5	5

√ Realizado

X Pendiente

* Post-frac/6 meses

** Mini frac

Nota: El programa anterior esta adecuado para realizar una prueba convencional de restauración de presión(post-fractura) para evaluar el pozo fracturado hidráulicamente, esta prueba duro 100 horas aproximadamente, iniciando con una producción del pozo de 140 bls, incrementando el diámetro del estrangulador de 10/64 a 12/64 pg. El primer registro de presión por el estrangulador que tenía fue hasta 2 horas, se cambió y se midió hasta 27 horas, posteriormente se hizo el cierre y se midió hasta el final. Como se muestra en la fig. 5.14 siguiente:

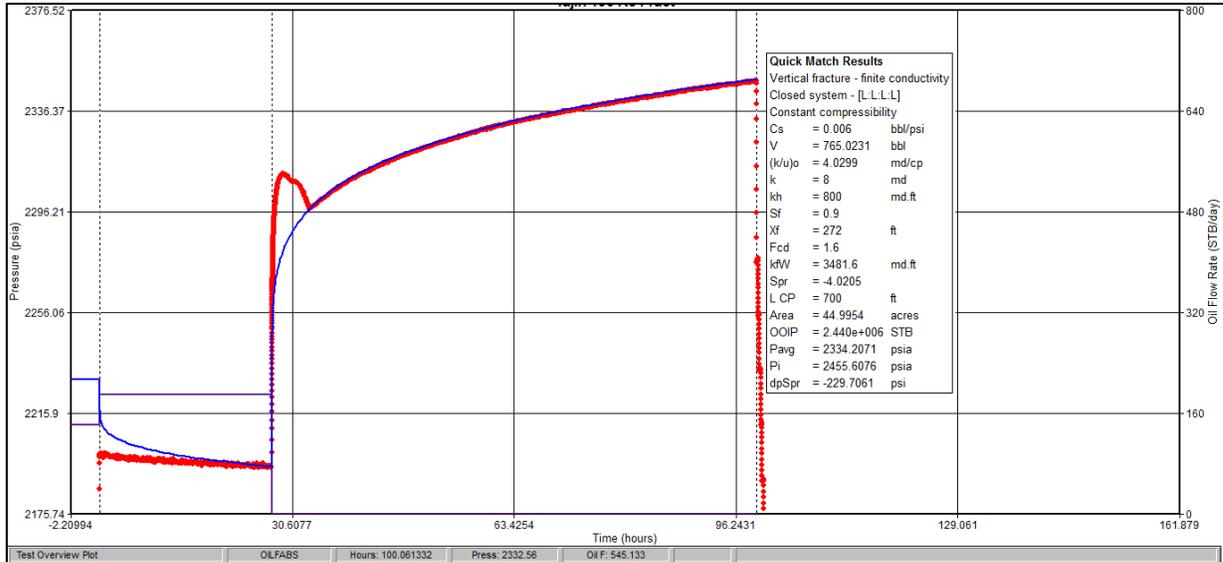


Fig. 5.14 Prueba de restauración de presión en un pozo fracturado hidráulicamente.

Continuando con la evaluación y comportamiento del pozo en cuanto a su histórico de producción se presenta la fig. 5.15 para considerar cuando sería recomendable realizar la re-fractura.

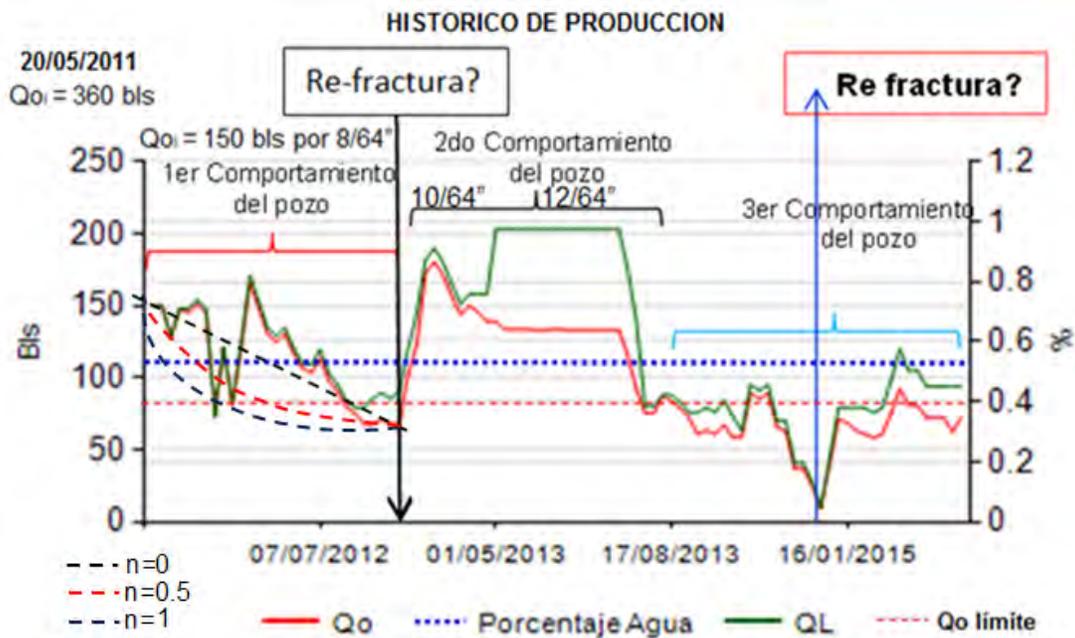


Fig. 5.15 Histórico de producción de un pozo fracturado hidráulicamente.

Como podemos observar el 1er comportamiento de producción para el pozo considerando su análisis con curvas de declinación, se ajustó mejor con la curva hiperbólica (Meehan, 1980), por el periodo de producción variable y tiempo dado.

En tal caso de no tener datos para ocupar con el modelo analítico siguiente, en la etapa natural del pozo fluyente, se podría utilizar la curva de declinación hiperbólica, ajustando la variable $n=0.7$, para el ajuste de datos graficados en un periodo de tiempo. Cabe señalar que en el cap. 7, se comparan ambos resultados.

En la Tabla 5.2 y fig. 5.16 se muestran los resultados con la variación de las tres tendencias en su ajuste de producción con las curvas de declinación.

Tabla 5.2. Resultados en el ajuste de producción y uso de las curvas de declinación.

n=	1			0.7			0			Decl mes= 12%	t=mes
	Armonica	Hiperbolica	Exponencial	Armonica	Hiperbolica	Exponencial	Armonica	Hiperbolica	Exponencial		
Mes	Prod. Mensual	Np	Np	Np							
	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)	(bpd)
0	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
1	132.00	132.71	133.00	132.00	132.71	133.00	4,500.00	4,500.00	4,500.00	4,500.00	4,500.00
2	116.16	120.16	120.97	116.16	120.16	120.97	8,460.00	8,481.44	8,489.95	8,460.00	8,489.95
3	102.22	108.81	110.29	102.22	108.81	110.29	11,944.80	12,086.11	12,118.98	11,944.80	12,118.98
4	89.95	99.17	101.35	89.95	99.17	101.35	15,011.42	15,350.32	15,427.81	15,011.42	15,427.81
5	79.16	90.89	93.75	79.16	90.89	93.75	17,710.05	18,325.33	18,468.35	17,710.05	18,468.35
6	69.66	83.73	87.21	69.66	83.73	87.21	20,084.85	21,052.16	21,280.85	20,084.85	21,280.85
7	61.30	77.48	81.52	61.30	77.48	81.52	22,174.67	23,564.05	23,897.13	22,174.67	23,897.13
8	53.95	71.98	76.53	53.95	71.98	76.53	24,013.71	25,888.31	26,342.78	24,013.71	26,342.78
9	47.47	67.11	72.12	47.47	67.11	72.12	25,632.06	28,047.56	28,638.70	25,632.06	28,638.70
10	41.78	62.77	68.18	41.78	62.77	68.18	27,056.21	30,060.78	30,802.16	27,056.21	30,802.16
11	36.76	58.90	64.66	36.76	58.90	64.66	28,309.47	31,944.00	32,847.61	28,309.47	32,847.61
12	32.35	55.41	61.48	32.35	55.41	61.48	29,412.33	33,710.88	34,787.27	29,412.33	34,787.27

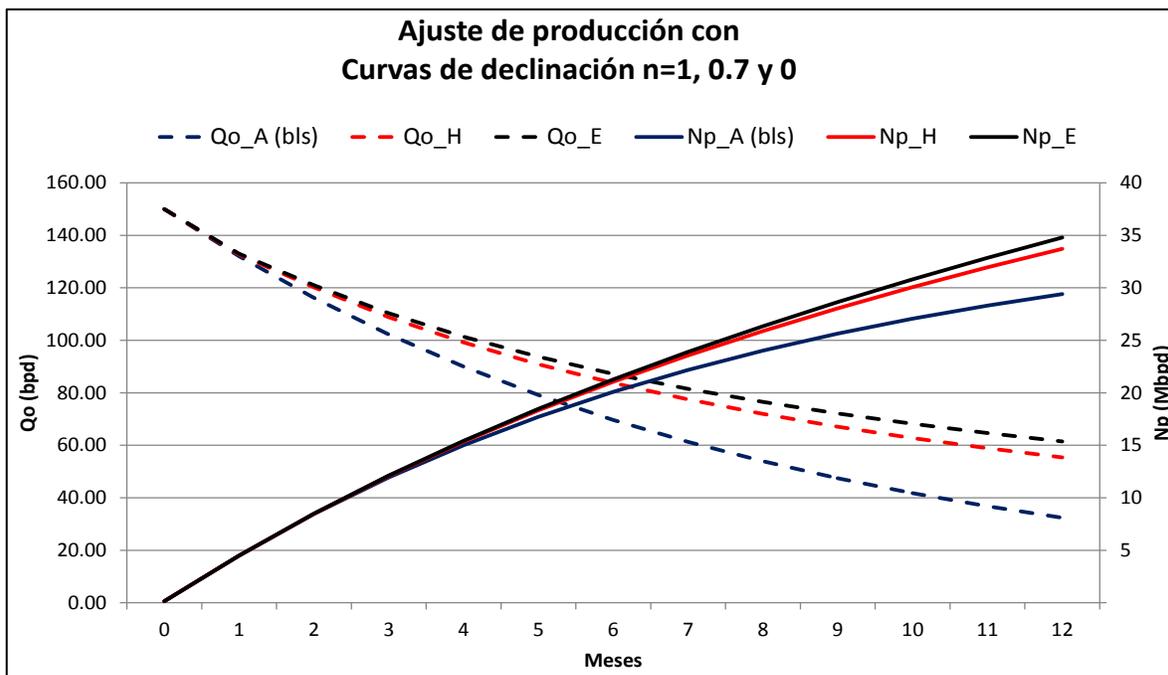


Fig. 5.16 Ajuste de producción con curvas de declinación, pozo fracturado.

La nueva metodología propuesta continuando con el método *MHF* de la anterior fig. 5.6, para la selección de candidatos, considerando su producción y una re-fractura es determinada en base a los resultados del Análisis de la Presión Transitoria (*APT*) donde se muestra en la fig. 5.17

Nueva Metodología en el Análisis de la Presión Transitoria para fracturas hidráulicas y Re-frac. *NM-APT-FRF*

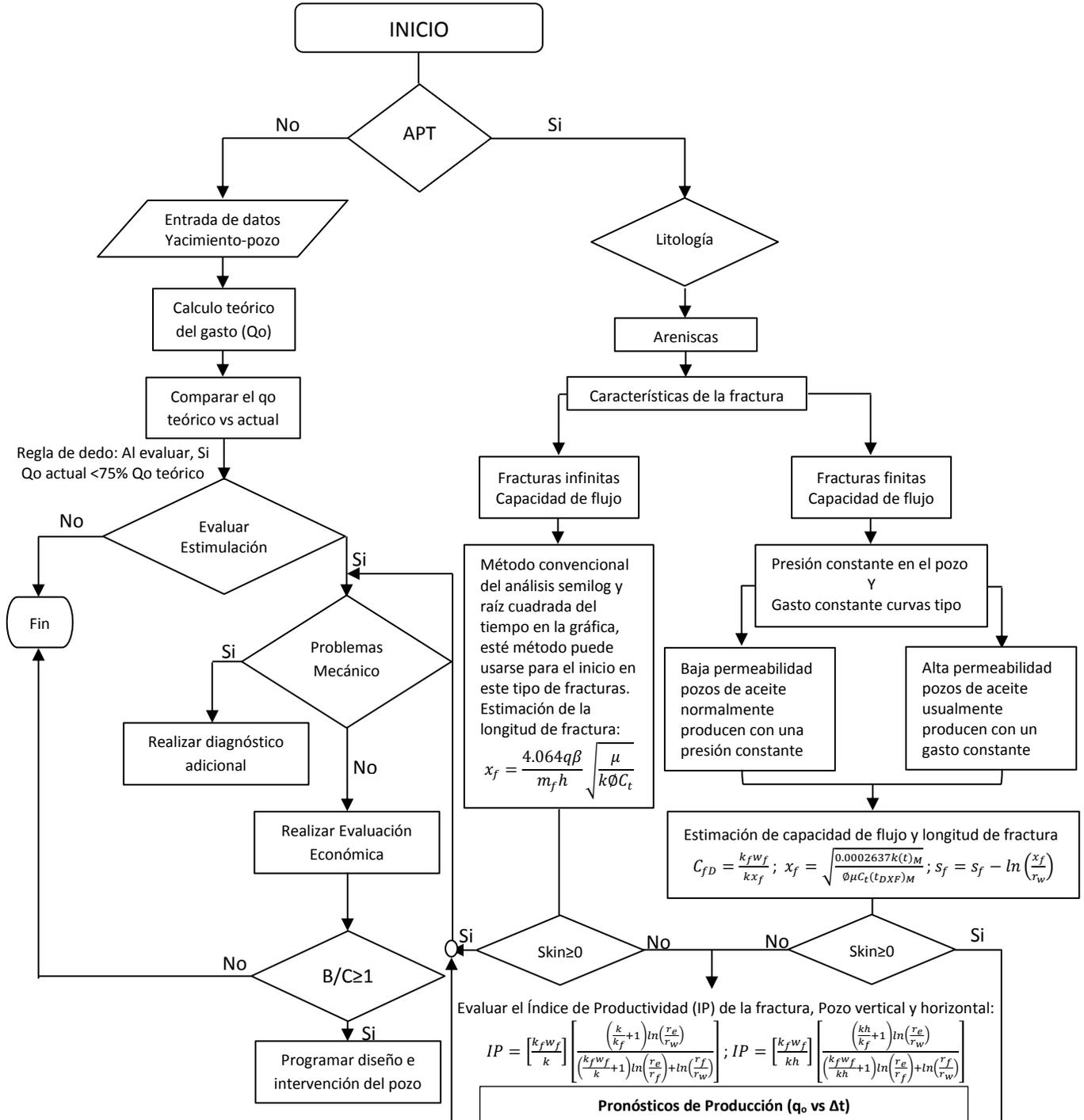


Fig. 5.17 Metodología para el análisis de pozos de aceite fracturados y por re-fracturar.

Para el análisis del re-fracturamiento se inicia con la misma metodología, de la fig. 5.17 en sus dos opciones: por producción o por el APT, conociendo el tipo de fractura realizada, se sugiere un programa post-fractura cada 6 meses, (ver Tabla 5.1 anterior), para evaluar las condiciones dinámicas actuales de la fractura.

Se anexa la metodología para los cambios de esfuerzos, en la fig. 5.18. (Asala, 2016), (Berumen et al., 2000, 2014) (Moos et al. 2000) (Wolhart et al., 2000, 2007), (Zoback, M.D. 2007)

Para los flujos en la fractura-yacimiento y orientación arbitraria, en la fig. 5.19a. (Berumen, 2014) (Cinco, 1977-1988) (Craig, 2005) (Lee, 1982) (Meehan, 1989)

Para el nuevo análisis de la fractura vs re-fractura, en la fig. 5.19b. (Asala, 2016) (Craig, 2005) (Lee, 1982,1986) (Meyer y Jacot, 2005) (Oruganti, 2015) (Pirayesh y Soliman, 2016) (Daneshy y Soliman, 2016) (Vincent, 2010, 2015). Consultar Apéndices A, B y C.

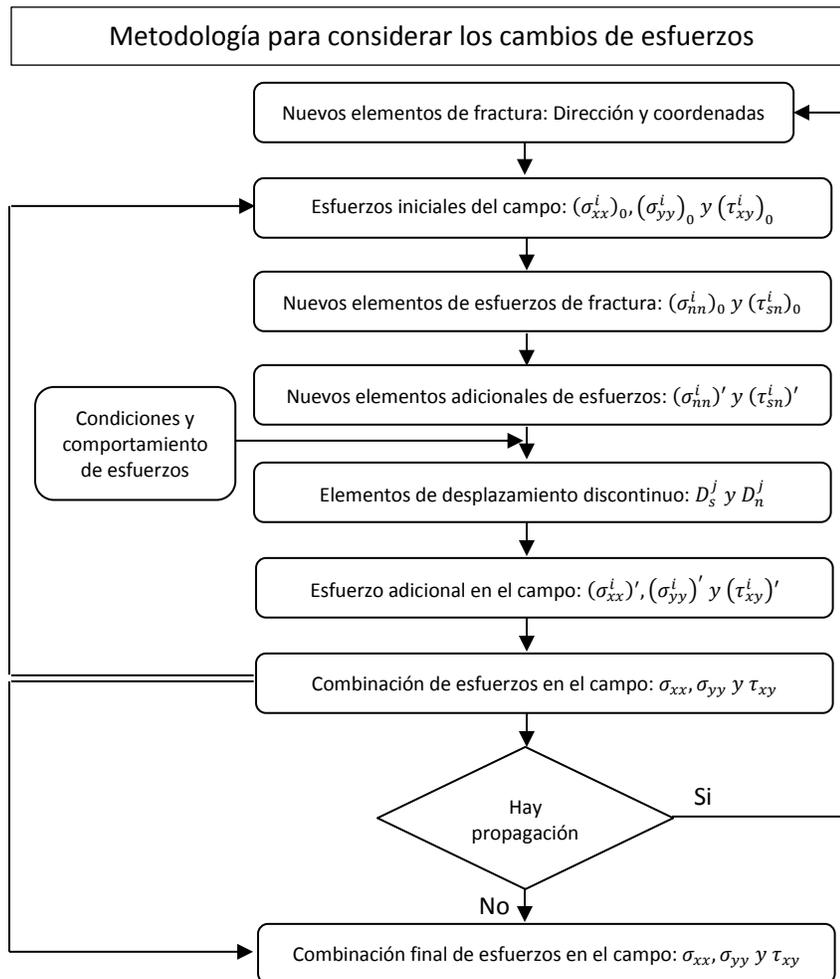


Fig. 5.18 Metodología para considerar los cambios de esfuerzos en la re-fractura.

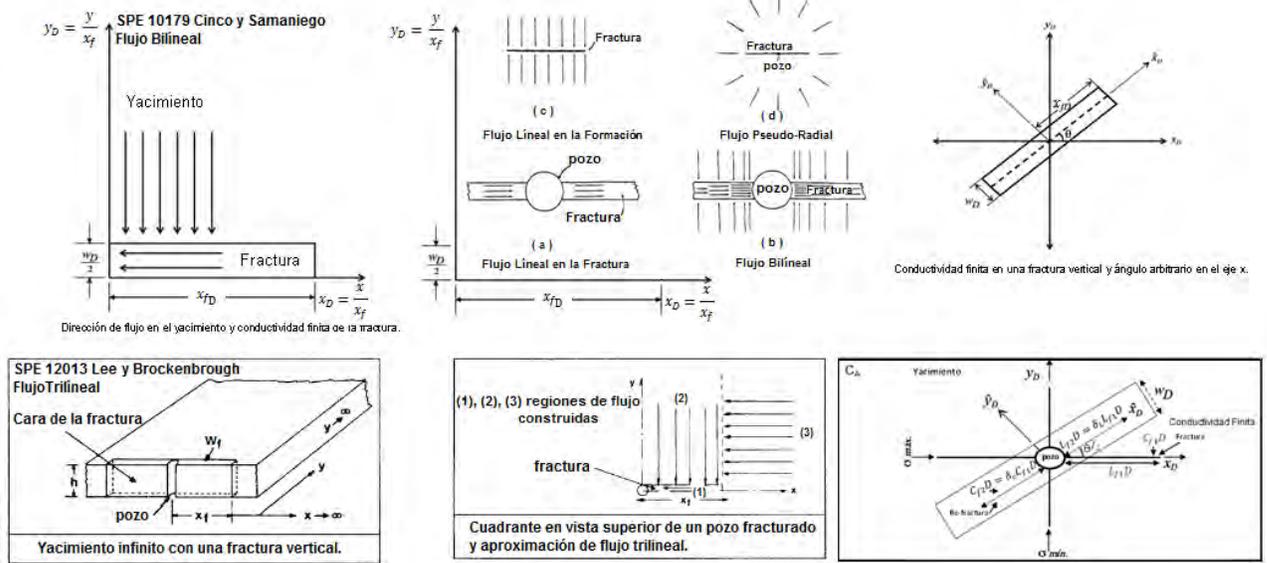


Fig. 5.19 a. Flujos en la fractura-yacimiento y orientación arbitraria.

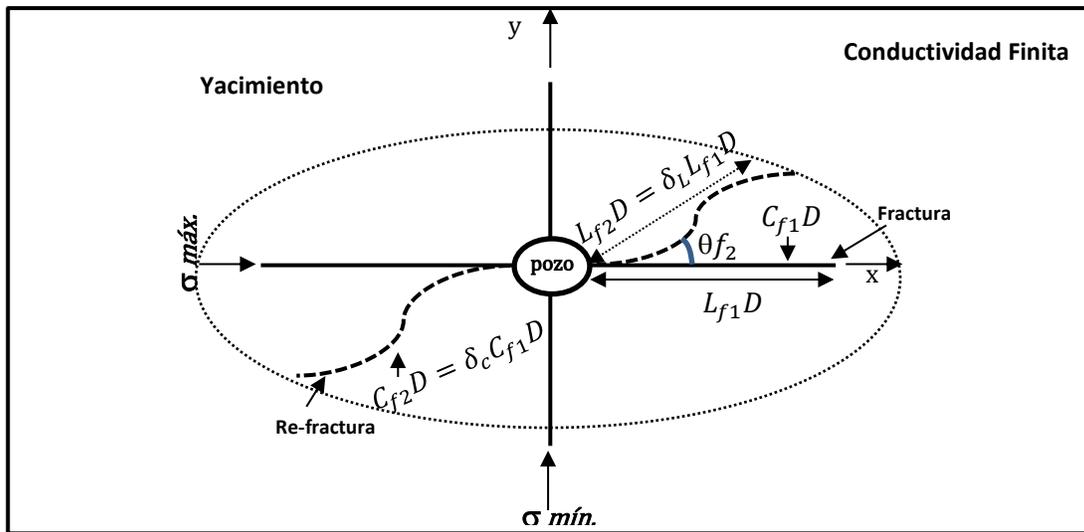


Fig. 5.19 b. Fractura existente vs Re-fractura.

5.5 Aplicación de modelos en pozos fracturados y por re-fracturar:

En el diagnóstico de una fractura existente y diseño de una Re-fractura, con el Análisis de la Presión Transitoria (*APT*) para un pozo con una fractura hidráulica vertical, de conductividad finita, orientación de fractura y presión infinita en el yacimiento, en la prueba de inyección y cierre, se dividió en dos partes, un antes y un después del cierre.

En los trabajos realizados por (Mayerhofer y Economides et al, 1995) desarrollaron el *APT* antes del cierre, mientras que (Gu et al., 1993) y (Abousleiman et al., 1994) presentaron el después del cierre. Ellos, en ambos casos, solo especifican y proporcionan la declinación de la presión durante la secuencia de la prueba, pero puede ser analizada cuantitativamente. Sabemos que con la prueba post-fractura antes del cierre, nos sirve para determinar la longitud actual, conductividad y daño en la cara de la fractura y después del cierre para calcular la permeabilidad, transmisibilidad y presión media del yacimiento, observada a través del flujo pseudo-radial; pero en algunos yacimientos de baja permeabilidad cuando las fracturas largas son creadas durante inyecciones en un periodo que podría durar varias horas, es necesario alcanzar dicho flujo para poder aplicar el modelo, de lo contrario no se cuenta con muchos modelos teóricos existentes y aplicables. Sin embargo, al utilizar este modelo en otra etapa, con la prueba de inyección y cierre, se puede analizar la creación de la re-fractura y una existente, la propagación y cierre con el tiempo dependiente del almacenamiento; y la nueva orientación de la fractura de conductividad finita. Descritos en los Apéndices B y C.

Al considerar el almacenamiento antes y después del cierre y la propagación de la fractura constante, en términos de la presión adimensional, resulta:

$$\begin{aligned}
 P_{wsD}(t_{LFD}) = & q_{wsD} [P_{pFD}(t_{LFD}) - P_{pFD}(t_{LFD} - (t_e)L_{FD})] \\
 & - C_{acD} \int_0^{t_{LFD}} P'_{fD}(t_{LFD} - \tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D \\
 & - \int_0^{(t_e)L_{FD}} P'_{pFD}(t_{LFD} - \tau_D) C_{pFD}(\tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D \\
 & + C_{bcD} \int_0^{(t_c)L_{FD}} P'_{fD}(t_{LFD} - \tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D - (C_{bcD} \\
 & - C_{acD} \int_0^{(t_c)L_{FD}} P'_{fD}(t_{LFD} - \tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

Donde C_{bcd} es el almacenamiento adimensional antes del cierre, y C_{acd} es el almacenamiento adimensional después del cierre, y para C_{pfd} es el coeficiente de almacenamiento adimensional para la propagación de la fractura.

Para la solución de ambos casos, donde incluye el periodo de inyección corto, para $(t_e)_{Lfd}$ en términos de la presión adimensional antes del cierre.

Cuando $(t_e)_{Lfd} \ll t_{Lfd} < (t_c)_{Lfd}$, donde: $(t_c)_{Lfd}$, es el tiempo de cierre adimensional:

$$P_{wsD}(t_{Lfd}) = P_{wsD}(0)C_{bcd}P'_{bcd}(t_{Lfd}) \dots \dots \dots (5.2)$$

Ahora para el segundo caso en términos de presión adimensional, que es después del cierre, donde $t_{Lfd} \gg (t_c)_{Lfd} \gg (t_e)_{Lfd}$, es:

$$P_{wsD}(t_{Lfd}) = [P_{wsD}(0)C_{bcd} - P_{wsD}((t_c)_{Lfd})(C_{bcd} - C_{acd})]P'_{acd}(t_{Lfd}) \dots \dots (5.3)$$

En ambos casos la prueba de inyección y cierre sería la solución donde se incluye la variable de almacenamiento, (C).

En un estudio realizado sobre los efectos de la propagación de la fractura con los datos de la prueba de inyección y cierre, (Larsen y Bratvold, 1990) demostraron que cuando las propiedades del fluido del filtrado y del yacimiento difieren, el modelo para el análisis de la presión transitoria (APT) es apropiado, si la profundidad de la invasión del filtrado es despreciable.

Al usar un método de derivación análogo (Craig, 2005) desarrollo la solución en la presión adimensional para un pozo fracturado en un yacimiento infinito, con una fractura abierta considerando la presión inicial. Al tener presente durante la caída del gasto y el almacenamiento constante, antes y después del cierre, resultaría:

$$P_{wcd}(t_{Lfd}) = P_{acd}(t_{Lfd}) - (C_{bcd} - C_{acd}) \int_0^{(t_c)_{Lfd}} P'_{acd}(t_{Lfd} - \tau_D) P'_{wcd}(\tau_D) d\tau_D \dots \dots (5.4)$$

Donde P_{wcd} es la solución antes de la caída de presión para un gasto constante y P_{acd} es la solución de la presión con el gasto y almacenamiento constante después del cierre, en términos del espacio de Laplace resulta:

$$\bar{P}_{acd} = \frac{\bar{P}_{fd}}{1+s^2C_{acd}\bar{P}_{fd}} \dots \dots \dots (5.5)$$

Siendo que \bar{P}_{fd} en el espacio de Laplace, es la solución para un yacimiento que produce en una sola fractura vertical de conductividad infinita o finita. Ahora el volumen de la fractura antes del cierre es mayor que el volumen residual después del cierre donde: $V_f > V_{fr}$, y el cambio en el volumen de la fractura con respecto a la presión es positivo. Entonces el almacenamiento antes del cierre cuando la fractura es abierta y cerrada, es mayor que el almacenamiento después del cierre.

Por lo que resulta: $c_f V_f + \frac{dV_f}{dP_w} > c_f V_{fr} \dots \dots \dots (5.6)$

Con la prueba de inyección y cierre en el decaimiento, veríamos el decremento del almacenamiento cuando se termina de inyectar y se cierra la fractura. (Lee et al., 1982,1986), en el modelo de geometría radial demostraron que el almacenamiento puede aparecer e incrementarse cuando el daño en la terminación es más grande que cero. Donde al pozo con una fractura vertical se le incorpora el daño en la cara de la fractura y el colapso, que fueron descritos por (Cinco et al., 1981b).

Si consideramos solo el almacenamiento adimensional del pozo con la ecuación de balance de materia resulta:

$$q_D = q_{wD} - C_D \frac{dP_{wD}}{dtL_{fD}} \dots\dots\dots (5.7)$$

Donde C_D , es el coeficiente de almacenamiento adimensional del pozo:

$$C_D = \frac{C_{wb}V_{wb}}{2\pi\phi C_t h L_f^2} \dots\dots\dots (5.8)$$

La ecuación de balance de materia en términos adimensionales es combinada con la integral de superposición en el espacio de Laplace y la solución de la presión en el pozo resulta:

$$\bar{P}_{wD} = \frac{s\bar{P}_{wfd} + (S_{fs})_{ch}}{s \left[1 + sC_D [s\bar{P}_{wfd} + (S_{fs})_{ch}] \right]} \dots\dots\dots (5.9)$$

Donde $(S_{fs})_{ch}$, es el daño por colapso en la fractura y \bar{P}_{wfd} es en el espacio de Laplace, la solución de la presión adimensional en el pozo fuera de la fractura.

Para la presión adimensional en el pozo por daño en la cara de la fractura, S_{fs} antes del cierre, en función del almacenamiento en el espacio de Laplace resulta:

$$\bar{P}_{wfd} = \frac{s\bar{P}_{fd} + S_{fs}}{s \left[1 + sC_{fbcD} [s\bar{P}_{fd} + S_{fs}] \right]} \dots\dots\dots (5.10)$$

Ambas ecuaciones 5.9 y 5.10, se pueden resolver numéricamente invirtiendo la solución en el espacio de Laplace por el método de (Stehfest, 1970).

El coeficiente de almacenamiento adimensional de la fractura antes del cierre es:

$$C_{fbcD} = \frac{C_{fbc}}{2\pi\phi C_t h L_f^2} \dots\dots\dots (5.11)$$

Para el mismo coeficiente en variables reales:

$$C_{fbc} = 2c_f V_f + 2 \frac{dV_f}{dP_w} \dots\dots\dots (5.12)$$

La solución después del cierre de la fractura acoplado para el almacenamiento variable de la fractura, es análoga a la solución de la presión adimensional para el pozo en un yacimiento infinito con una fractura abierta, considerando la presión inicial y cierre durante la caída, con el almacenamiento constante antes y después del cierre. El resultado es:

$$P_{wfd}(tL_{fd}) = P_{facD}(tL_{fd}) - (C_{fbcD} - C_{facD}) \int_0^{(t_c)L_{fd}} P'_{facD}(tL_{fd} - \tau D) P'_{wfd}(\tau D) d\tau D \dots(5.13)$$

Donde el almacenamiento adimensional después del cierre de la fractura es:

$$C_{facD} = \frac{2c_f V_{fr}}{2\pi\phi C_t h L_f^2} \dots\dots\dots(5.14)$$

Donde \bar{P}_{facD} , es la solución de la presión adimensional en la fractura para una caída a gasto constante considerando el almacenamiento constante, en el espacio de Laplace:

$$\bar{P}_{facD} = \frac{s\bar{P}_{fd} + S_{fs}}{s[1 + sC_{facD}(s\bar{P}_{fd} + S_{fs})]} \dots\dots\dots(5.15)$$

Después del cierre de la fractura, la solución de la presión adimensional del pozo es obtenida por la evaluación a través de ir dividiendo el tiempo, dicha presión fuera de la fractura se va obteniendo para cada tiempo como: $(tL_{fd})_n$

Con la anterior evaluación y conociendo el tiempo, la presión adimensional del pozo con una fractura conocida, en el espacio de Laplace la solución resulta:

$$\bar{P}_{wfd} = \bar{P}_{facD} - (C_{fbcD} - C_{facD}) s\bar{p}_{facD} \int_0^{(t_c)L_{fd}} e^{-stL_{fd}} P'_{wfd}(tL_{fd}) dtL_{fd} \dots\dots\dots(5.16)$$

De igual manera se resuelve numéricamente invirtiendo la solución en el espacio de Laplace de la ecuación 5.9 combinada con la ecuación 5.16 para el tiempo.

Con este modelo descrito anteriormente, se han visto las ecuaciones que nos permitirían determinar la geometría de la fractura y la re-fractura; considerando el daño en la cara de la fractura y el daño por colapso, de igual manera se incluye la variable de almacenamiento para considerar ambos y poder cuantificarlos.

Con el siguiente modelo se podrá incluir la orientación de la fractura (Re-fractura) vertical, para la conductividad infinita o finita considerando un yacimiento infinito.

Se continúa con el Análisis de la Presión Transitoria (*APT*) en los **pozos candidatos a Re-fracturar**, con la prueba de inyección y cierre se puede determinar la orientación arbitraria para una fractura o re-fractura de conductividad finita o infinita, donde para obtener la solución con el *APT* será necesario adaptar el modelo.

Al considerar una fractura existente la retención residual que ocurre en el ancho de la fractura se asocia con el almacenamiento, y al generar la re-fractura se crearía un almacenamiento adicional. Esto nos da a entender que el gasto tiene que variar durante la prueba de decaimiento con un gasto variable de almacenamiento y dicho cambio se puede observar al cierre de la fractura hidráulica. Si damos por hecho una fractura existente que se dilata o abre otra vez durante la nueva prueba de inyección y cierre, y que la longitud media de la fractura permanece constante, al asumir lo anterior durante la inyección y cierre el volumen de la fractura cambia en función de su amplitud, y el coeficiente de almacenamiento antes del cierre sería equivalente al coeficiente de almacenamiento de la fractura dilatada y por lo que resultaría que:

$$C_{bc} = C_{wb}V_{wb} + 2c_fV_f + 2\frac{dV_f}{dP_w} \dots\dots\dots (5.17)$$

$$C_{fd} = C_{wb}V_{wb} + 2\frac{A_f}{S_f} \dots\dots\dots (5.18)$$

Dónde: S_f es el daño en la cara de la fractura y el equivalente antes del cierre con el almacenamiento de la fractura dilatada. Al derivar la solución para la presión adimensional resultaría:

$$P_{wsD}(tL_{fD}) = q_{wsD} [P_{acD}(tL_{fD}) - P_{acD}(tL_{fD} - (t_e)L_{fD})] + P_{wsD}(0)C_{acD}P'_{acD}(tL_{fD}) - (C_{bcd} - C_{acD}) \int_0^{(t_c)L_{fD}} P'_{acD}(tL_{fD} - \tau D) P'_{wsD}(\tau D) d\tau D \dots\dots\dots (5.19)$$

Si consideramos que la re-fractura podría iniciarse en un plano diferente al de la primera durante la inyección, al crear la nueva fractura y asumiendo que el volumen remanente de la primera es constante, entonces el nuevo coeficiente de almacenamiento con la propagación de la re-fractura sería:

$$C_{Lf}(tL_{fD}) = c_{wb}V_{wb} + c_fV_{f1} + 2\frac{A_{f2}}{S_{f2}} \left(\frac{tL_{fD}}{(t_e)L_{fD}} \right)^\alpha \dots\dots\dots (5.20)$$

Para el coeficiente de almacenamiento antes del cierre es:

$$C_{Lfbcd} = c_{wb}V_{wb} + 2c_fV_{f1} + 2\frac{A_{f2}}{S_{f2}} \dots\dots\dots (5.21)$$

Para el coeficiente de almacenamiento después del cierre es:

$$C_{Lfac} = c_{wb}V_{wb} + 2c_f(V_{f1} + V_{f2}) \dots\dots\dots (5.22)$$

Al definir el nuevo coeficiente de almacenamiento con la prueba de inyección y cierre, la solución considerando una fractura existente y la nueva propagación de la re-fractura resultaría:

$$\begin{aligned} P_{wsD}(tL_{fD}) = & q_{wsD} [P_{pL_{fD}}(tL_{fD}) - P_{pL_{fD}}(tL_{fD} - (t_e)L_{fD})] \\ & - C_{LfacD} \int_0^{(t_e)L_{fD}} P'_{L_{fD}}(tL_{fD} - \tau D) P'_{wsD}(\tau D) d\tau D \\ & - \int_0^{(t_e)L_{fD}} P'_{pL_{fD}}(tL_{fD} - \tau D) C_{pL_{fD}}(\tau D) P'_{wsD}(\tau D) d\tau D \\ & + C_{Lfbcd} \int_0^{(t_c)L_{fD}} P'_{L_{fD}}(tL_{fD} - \tau D) P'_{wsD}(\tau D) d\tau D - (C_{Lfbcd} \\ & - C_{LfacD}) \int_0^{(t_c)L_{fD}} P'_{L_{fD}}(tL_{fD} - \tau D) P'_{wsD}(\tau D) d\tau D \end{aligned} \dots(5.23)$$

Para una sola fractura dilatada el caso es igual que las ecs. 5.2 y 5.3 donde $(t_e) L_{fD} \ll tL_{fD} < (t_c) L_{fD}$. Con la propagación de la re-fractura la solución antes del cierre, en términos de la presión adimensional resulta:

$$P_{wsD}(tL_{fD}) = P_{wsD}(0)C_{Lfbcd}P'_{L_{fbcD}}(tL_{fD}) \dots\dots\dots (5.24)$$

Dónde: $P_{L_{fbcD}}$ es la solución de la presión adimensional para la caída a gasto constante en el pozo produciendo desde fracturas múltiples con almacenamiento constante antes del cierre, que en el espacio de Laplace es:

$$\bar{P}_{L_{fbcD}} = \frac{\bar{P}_{L_{fD}}}{1+s^2C_{L_{fbcD}}\bar{P}_{L_{fD}}} \dots\dots\dots (5.25)$$

$\bar{P}_{L_{fD}}$ Es la solución del yacimiento en el espacio de Laplace para la producción con múltiple orientación arbitraria en las fracturas de conductividad finita o infinita.

Ahora para el segundo caso que es después del cierre, la solución para la propagación de la re-fractura, donde $tL_{fD} \gg (t_c)L_{fD} \gg (t_e)L_{fD}$, es:

$$P_{wsD}(tL_{fD}) = [P_{wsD}(0)C_{Lfbcd} - P_{wsD}((t_c)L_{fD})(C_{Lfbcd} - C_{LfacD})]P'_{LfacD}(tL_{fD}) \dots (5.26)$$

Dónde: P_{LfacD} es la solución de la presión adimensional para la caída a gasto constante en el pozo produciendo desde fracturas múltiples con almacenamiento constante después del cierre, resultando en el espacio de Laplace:

$$\bar{P}_{LfacD} = \frac{\bar{P}_{Lfd}}{1+s^2C_{LfacD}\bar{P}_{Lfd}} \dots (5.27)$$

En las pruebas para el diagnóstico de los pozos candidatos a re-fractura se requiere considerar lo siguiente:

- Tener un solo espesor, para realizar el análisis con la prueba.
- Inyectar líquido o gas a una presión que permita crear o iniciar la propagación de la re-fractura. El volumen inyectado tiene que ser aproximadamente equivalente al volumen de poro donde está el apuntalante de la fractura existente, si se conoce o se sospecha que existe, pero el tiempo de inyección tendrá que limitarse a pocos minutos.
- La inyección y el registro de presión después del cierre tendrán que medirse en un periodo mayor a dos veces la capacidad de flujo inyectado.

Para la interpretación cualitativa se requieren los pasos siguientes:

1. Identificar el cierre de la fractura hidráulica durante la caída de presión utilizando los métodos existentes. (Cinco, 1978) (Lee, 1982,1986) (Craig, 2006)
2. Transformar la caída de presión de gasto variable registrada, en una presión equivalente si el gasto era constante, integrando la diferencial de presión con respecto al tiempo, descrita como:

$$I(\Delta p) = \int_0^{\Delta t} [p_w(\tau) - p_i] d\tau \dots (5.28)$$

3. Genere una gráfica log-log del equivalente de la presión a gasto constante y la derivada de la presión contra el tiempo donde la derivada de la presión es calculada desde la diferencial de presión como:

$$\frac{dI(\Delta p)}{d(\ln \Delta p)} = \Delta t [p_w(\tau) - p_i] \dots (5.29)$$

4. Examine el comportamiento del almacenamiento antes y después del cierre. Si ocurre un cambio en la magnitud del almacenamiento al cierre, se sugiere que existen residuos o una retención en la primera fractura. Consecuentemente si está dañada o colapsada, es indicativo aparente del incremento en el coeficiente de almacenamiento.

CAPÍTULO 6.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN RE-FRACTURAMIENTO.

6. 1 El riesgo económico:

El proyecto petrolero está completo principalmente, cuando se considera analizando ambas partes, la técnica y la económica, esto se da porque no siempre la mejor solución que resulta de una evaluación técnica es la más rentable y lo único que ocasionaría en la parte económica serían pérdidas monetarias. Por eso es recomendable que las soluciones técnicas sean evaluadas. (Meehan, 1980, 1989), (Oruganti, 2015) y (Ahmed y Meehan, 2016. Caps.: 8, 14 y 21).

6. 2 Método determinista:

Para este caso se decidió utilizar el método determinista, donde se selecciona un valor discreto o serie de valores para cada parámetro basado en la selección por parte del evaluador considerando los más apropiados para la categoría correspondiente al re-fracturamiento. Donde se deriva un resultado de las cantidades recuperables para cada incremento o escenario de estos valores:

1. Pronósticos de producción: Al conocer los volúmenes de hidrocarburos, es posible contar con ciertos elementos, para planificar los insumos y estrategias de explotación a considerar.
2. Precios: Es la cantidad de dinero que se deberá pagar para obtener los hidrocarburos, sabemos que el precio del barril es un dato incierto, puesto que no se tiene el control sobre él, ya que depende de otras variables que afectan directamente la demanda y oferta.
3. Costos: Son gastos que se harán de manera necesaria con el fin de mantener la operación del proyecto, donde se incluyen los bienes y servicios requeridos por necesitar para conseguir el producto. Dentro de estos costos se tienen los variables y fijos, los primeros se refieren a los que tiene la empresa y dependen de los volúmenes de fabricación, es decir, los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción o servicio. Los segundos son en relación a la existencia de la empresa, sin considerar si produce o no, para mantenimiento de la misma.
4. Tiempo: Factor determinante para las condiciones del mercado que siempre cambiarán y con ello el valor de los proyectos, a mediano y largo tiempo.
5. Inversiones: Desembolso de un recurso financiero para bienes de la empresa.

6. 3 Indicadores económicos:

En la actualidad estos indicadores son necesarios y tienen el objetivo de determinar el valor real que tiene cualquier proyecto, a este proceso se le divide en varias etapas, donde la primera etapa utiliza métodos de análisis o ciertos criterios para calcular la rentabilidad. Dichos indicadores que se tomaron en cuenta en esta etapa fueron: el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), las cuales nos determinan el valor del dinero en el tiempo actual.

De igual manera podemos ver los beneficios y costos esperados para la evaluación realizada, con el fin de jerarquizarlos en nuestro portafolio de inversiones.

Toda esta evaluación económica está compuesta por cuatro elementos básicos, los cuales se describen a continuación:

1. Los egresos: Son las inversiones requeridas desde que inicia el proyecto hasta su término o abandono.
2. Los ingresos: Son todas las entradas a la caja y corresponden a la producción obtenida multiplicada por ese periodo.
3. Momento de ingresos y egresos: Estos serán los incluidos en la planeación integral del proyecto, como programas de perforación, de producción, adquisiciones y de mantenimiento por año.
4. Abandono de pozos y desmantelamiento de estructuras o plataformas: Son los ingresos derivados del valor del rescate de algunos activos y a los egresos realizados al finalizar el proyecto.

6.3.1 Valor Presente Neto, VPN: Es la inversión demandada en el proyecto a una tasa de descuento. El resultado de la suma de los egresos descontándole una tasa de interés estipulada. La mejor alternativa es escoger aquella que maximice el VPN como sigue:

- Determinar el VPN de los fluidos de efectivo que genera cada alternativa y seleccionar la que tenga el máximo valor. Siempre y cuando sea mayor a cero, para que se pueda recuperar el capital invertido correspondiente a la tasa que se use. Con la ecuación 6.1 siguiente, podemos determinarlo.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots (6.1)$$

Dónde:

S_t = Flujo de efectivo neto del periodo t, (ingresos-egresos)

n = número de periodos de vida del proyecto.

i = tasa de interés

t = periodo o tiempo en el que nos encontramos.

Para poder utilizar la formula anterior se necesita de una decisión, donde se comentó que cuando el VPN es mayor a cero, el proyecto es aceptable, ya que cubriría totalmente la inversión inicial y nivel mínimo o el rechazo presentado por una tasa de descuento.

Cuando el VPN es cero nos indicara que el proyecto no se aceptara pero tampoco se rechazara, ya que el resultado es justo para recompensar a nuestros acreedores como a los accionistas.

Cuando el VPN es menor a cero, quiere decir que la capacidad del proyecto en generar ganancias se encontró por debajo de la tasa de aceptación, por lo que el proyecto se descartaría, para no tener pérdidas económicas en la empresa.

6.3.2 Valor Presente de Inversión, VPI: Es la inversión demandada en el proyecto aplicándole una tasa de descuento. Siendo el resultado de los egresos, sin considerar una tasa de interés estipulada.

6.3.3 Eficiencia de la utilidad o la relación VPN/VPI: También conocido como el índice de utilidad, representará el beneficio dado como proporción del capital invertido, se calcula con la ecuación 6.2 siguiente:

$$EF_u = \frac{VPN}{VPI} \dots\dots\dots (6.2)$$

6.3.4 Tasa Interna de Retorno, TIR: Es la tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto del capital, con el fin de medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. Para un proyecto, es la tasa efectiva anual compuesta por el descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos (positivos como negativos) de una determinada inversión sean igual a cero. Habitualmente se emplea para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. A mayor TIR mayor rentabilidad en el proyecto, con la ecuación 6.3 se determina la TIR.

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{S}{(1+i)^t} = 0 \dots\dots\dots (6.3)$$

Dónde:

S = Flujo de efectivo del periodo en t .

n = número de periodos de vida del proyecto.

i = tasa interna de rendimiento

t = periodo o tiempo en el que nos encontramos.

La TIR representada en porcentaje, es la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en cualquier punto del tiempo de vida de un proyecto, o la porción de la inversión original que aún permanece sin recuperarse en ese tiempo. De tal modo que el saldo al final del proyecto propuesto es cero.

6.3.5 Relación Beneficio Costo, (B/C): Es la relación entre el valor presente de todos los ingresos entre el valor presente de todos los egresos, para determinar cuáles son los beneficios de cada peso que se utiliza en el proyecto.

$B/C = \text{Valor presente de ingresos} / \text{valor presente de egresos}$.

Al utilizar esta relación en la evaluación de los proyectos, se puede utilizar la interpretación siguiente:

$B/C > 1$: Los beneficios son superiores a los costos. Siendo el proyecto viable porque generará aportes económicos y sociales a la comunidad independientemente que nuestro VPN sea negativo o igual a cero, porque el impacto de la inversión es social sin tener que tomar en cuenta la rentabilidad.

$B/C = 1$: Los beneficios son iguales a los costos: Será a consideración realizar o no la inversión desde el punto de vista financiero. Considerándolo como auto sostenible, aplicado a los proyectos sociales para que su desarrollo sea ideal.

$B/C < 1$: Los beneficios son menores a los costos y el proyecto no es rentable.

6.3.6 Periodo de Recuperación de la Inversión, (RI): Este indicador nos permite medir la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo, pues permite anticipar los eventos a corto plazo. Siendo un indicador financiero igual que el VPN y la TIR, nos permitirá optimizar el proceso de toma de decisiones. Al medir el plazo del tiempo que se requiere para los flujos netos de efectivo de una inversión para recuperar los costos o la inversión inicial.

6. 4 Límite Económico:

Se define como la tasa de producción más allá de los flujos netos de efectivo de las operaciones, como el análisis de un pozo (para este caso), un grupo de pozos o yacimiento entero, y ver cuándo serán negativos, para un punto en el tiempo que defina la vida económica del proyecto.

Los costos de operación deberán incluir únicamente aquellos costos que son incrementales para el proyecto, llamados costos de efectivo que realmente se eliminaran si la producción se detiene incluyéndose en el cálculo del límite. A su vez se incluyen los gastos fijos específicos atribuibles al proyecto por la producción y los impuestos sobre la depreciación, abandono y reclamo, los impuestos sobre las ganancias, los gastos fijos por encima para operar la propiedad de interés. Estos gastos pueden reducirse y así incrementar la vida del proyecto con el enfoque de reducción de costos y mejoramientos de la producción para optimizar los mismos.

6. 5 Análisis de Sensibilidad:

Al tener estimados los ingresos, egresos e indicadores económicos, como parte de la evaluación, es posible realizar el análisis de sensibilidad, la cual tiene como fin determinar cuáles son las variables que presentan mayor incertidumbre y afectan más en la rentabilidad del proyecto.

Al estudiar estas variables será necesario reducir su incertidumbre, para tener menor riesgo en nuestro proyecto. Para este caso se aplica en la incertidumbre al precio de venta del USD/bl, por lo cual será importante ver que tan sensible es el VPN o la TIR con respecto a esta variable. Una forma de realizar el análisis de sensibilidad es con el uso del diagrama de tornado.

6.5.1. Diagrama de Tornado: Son de utilidad porque nos sirven para mostrar gráficamente los cambios que se producen en la utilidad esperada cuando varía una cantidad o valor específico. Al seleccionar varios parámetros e ir cambiando cada uno de ellos en su valor, mientras los demás se dejan en su valor original, se obtendrá un rango de utilidades esperadas para cada uno de los parámetros. Estos rangos son presentados como barras en una gráfica, vemos la fig. 6.1., ordenados de arriba hacia abajo y de la más larga a la menos larga, para que puedan compararse; las más largas indican el cambio de los valores, como un parámetro que representa mayor cambio en la utilidad esperada.

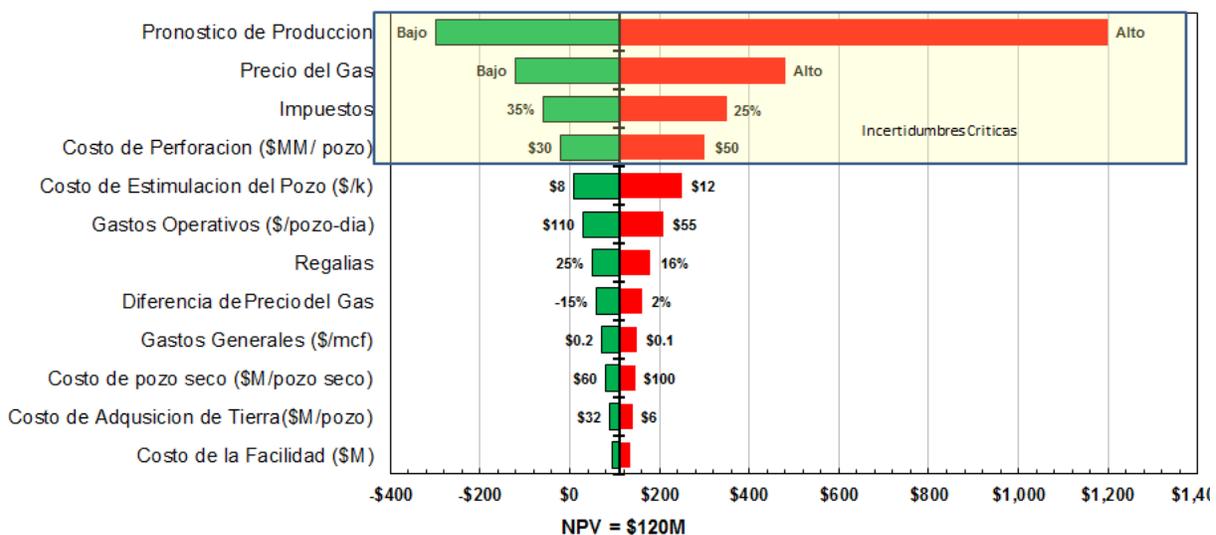


Fig. 6.1 Ejemplo de un diagrama de tornado. (ATG PEMEX)

El análisis de decisión de un proyecto, es presentado como una herramienta para llevar a cabo una evaluación lógica de las estrategias y alternativas de explotación, de igual manera podemos definirlo como el medio para determinar sistemáticamente la mejor estrategia en la administración de los yacimientos con el objetivo de maximizar el VPN del activo o la empresa en general.

El uso adecuado nos generará un marco en la toma de decisiones en un ambiente de riesgo e incertidumbre, donde será el vínculo para la comunicación entre los individuos que se encargan de tomar las decisiones pertinentes para llevar con éxito el progreso de un proyecto.

En el área de Administración Integral de Yacimientos es posible reunir de manera conjunta la ingeniería de Yacimientos, la geoquímica, los estudios geológicos, los diseños de procesos, el análisis de riesgo, el control de calidad, las regulaciones ambientales, la evaluación del impacto social y evaluaciones financieras de todo un proyecto, con el objetivo final de maximizar el retorno de la inversión.

Las fases que intervienen en la administración de proyectos son complementarias a los análisis de decisión y se pueden describir en cinco puntos a continuación:

1. Se definen los objetivos y resultados esperados del proyecto.
2. Se organizan las actividades a desarrollar.
3. Se determinan los subsistemas que se requieren en el proyecto.
4. Se definen los sistemas alternos, costos y recursos necesarios para el objetivo.
5. Se puntualiza la selección del criterio para la elección de una alternativa.

6. 6 Resultados del análisis de Sensibilidad y costos de la operación:

En la Tabla. 6.1, se presentan los resultados de una operación evaluados en agosto del 2013; en el cap. 7 se realizará la comparación de ambos análisis y resultados (2013 y 2016) donde se verán las variables que más impactaron.

Tabla 6.1. Resultados obtenidos del análisis determinista (VPN, B/C, TIR, RI).

ANÁLISIS ECONOMICO															
Análisis de Rentabilidad de una Fractura y/o Re-fractura															
Datos para el análisis															
Qo	<input type="text" value="100"/>	[bpd]	Qo Incremental												
RGA	<input type="text" value="180"/>	[m3/m3]	RGA Final												
Precio Aceite	<input type="text" value="90"/>	[dla./b]	Promedio del año (Base de Datos Institucional)												
Precio Gas	<input type="text" value="3.50"/>	[dla./1000 pie3]	Promedio del año (Base de Datos Institucional)												
Costo ReFractura	<input type="text" value="2870000"/>	[pesos]	\$ 205,000.00 dla aprox ReFractura												
Costo de Producción	<input type="text" value="13.20"/>	[dla./bpce]	Se actualiza de acuerdo a los criterios de la Gerencia de Planeación												
Tipo de cambio	<input type="text" value="12.10"/>	[Pesos/dólar]	Tipo de cambio promedio del mes (Banco de México)												
Tasa de descuento anual	<input type="text" value="12"/>	[%]	Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio-Planeación (CNH-Neri 12%)												
Declinación mensual	<input type="text" value="12"/>	[%]	De acuerdo con la tabla de declinaciones												
Renta de equipos o servicios	<input type="text" value="0"/>	[dla./día]	No hay servicio de supervisión extra después de la operación												
		<table border="1"> <tr> <td>Inversión Inicial (MM Pesos)</td> <td><input type="text" value="2.87"/></td> </tr> <tr> <td>VPN (MM Pesos)</td> <td><input type="text" value="15.2446"/></td> </tr> <tr> <td>TIR % (Anual)</td> <td><input type="text" value="213.128"/></td> </tr> <tr> <td>TRI (meses)</td> <td><input type="text" value="2"/></td> </tr> <tr> <td>Beneficio/Costo</td> <td><input type="text" value="6.3117"/></td> </tr> <tr> <td>Eficiencia de la inversión VPN/VPI</td> <td><input type="text" value="5.3117"/></td> </tr> </table>		Inversión Inicial (MM Pesos)	<input type="text" value="2.87"/>	VPN (MM Pesos)	<input type="text" value="15.2446"/>	TIR % (Anual)	<input type="text" value="213.128"/>	TRI (meses)	<input type="text" value="2"/>	Beneficio/Costo	<input type="text" value="6.3117"/>	Eficiencia de la inversión VPN/VPI	<input type="text" value="5.3117"/>
Inversión Inicial (MM Pesos)	<input type="text" value="2.87"/>														
VPN (MM Pesos)	<input type="text" value="15.2446"/>														
TIR % (Anual)	<input type="text" value="213.128"/>														
TRI (meses)	<input type="text" value="2"/>														
Beneficio/Costo	<input type="text" value="6.3117"/>														
Eficiencia de la inversión VPN/VPI	<input type="text" value="5.3117"/>														
		<table border="1"> <tr> <td>Tabla de declinación</td> <td>Cargar datos</td> </tr> </table>		Tabla de declinación	Cargar datos										
Tabla de declinación	Cargar datos														

CAPÍTULO 7.

CASO DE CAMPO: Producción Adicional por Re-fracturamiento Hidráulico.

7.1 Recopilación de la información para el pozo en análisis.

En la Tabla 7.1 se muestran los antecedentes del pozo 196 (Macro-pera C-786).

Tabla 7.1. Antecedentes del pozo desde la perforación hasta un año de su producción.

El pozo 196 (Direccional, Tipo "J"), de la Macro-pera C-786, fluye a la batería A.
Se inició la perforación del pozo el 02-04-11, finalizando el 28-04-11. Alcanzó una profundidad total, PT= 1764 md (1693 mv). Angulo alcanzado de 26.30° a 947 md y TR de 5 1/2", 17#, N-80 a 1762 md. La terminación del pozo inició el 04-05-11; el 11-05-11, se disparó el intervalo 1502- 1537 md, de la arena C-50, fracturándolo el 15-05-11.
Fue terminado oficialmente el 22-05-11. La prueba del pozo puesto a producción en el 20-05-2011, Aportó: 360 bpd de aceite , sin agua, 0.210 MMpcd de Gas, una RGA de 104 m3/m3, con un estrangulador de 13/64 pg.
Fue abierto a producción el 28-Mayo-11 (150 bls), fluye con 65 kg/cm2, estrangulador 8/64 pg.
El 07-Sep-11 cambio de estrangulador de 10/64 a 12/64 incremento (20 bls, queda con 148 bls).
El 06-Nov-11 cerrado, para toma de información (-145 bls). El 09-Nov-11 abto, (145 bls).
El 08-jul-12, por limpieza de infraestructura incremento (10 bls. quedando con 113 bls).
En análisis como candidato para re-fracturar el pozo.

El estado mecánico y registro de cementación, se muestran en la Fig. 7.1.

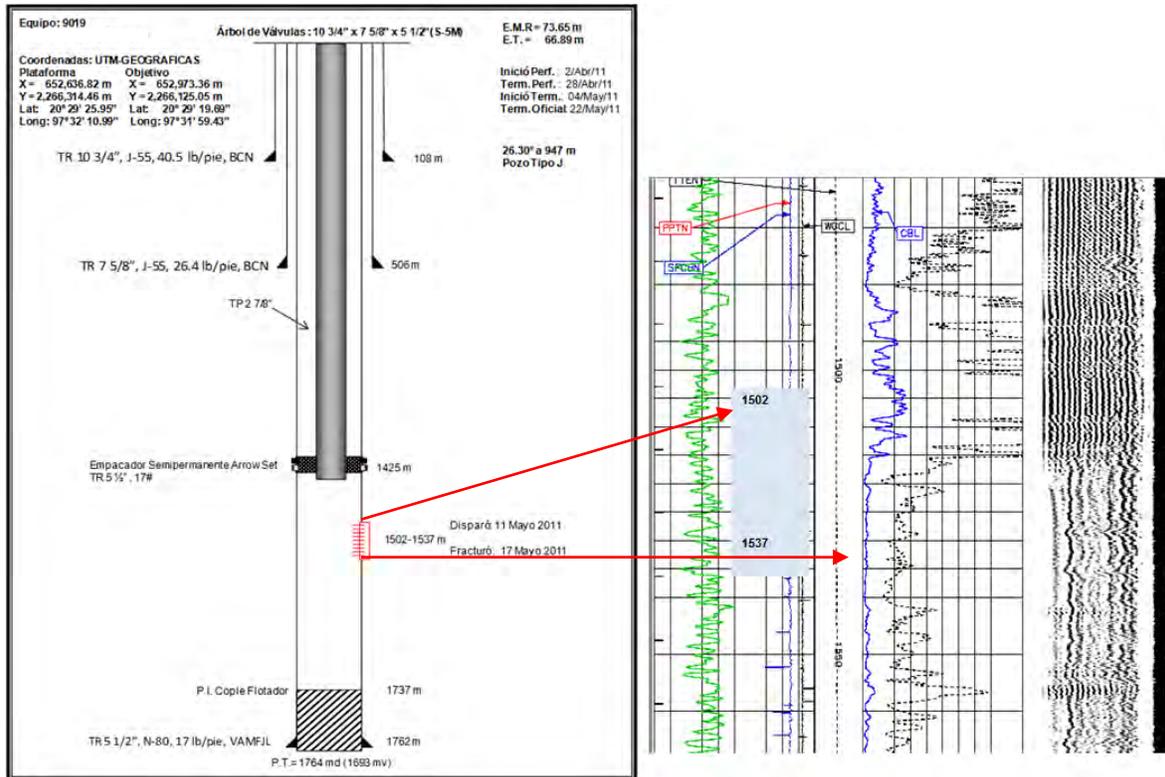


Fig. 7.1 Registro de cementación (CBL) con buena integridad del pozo.

El registro de cementación (CBL) con fecha 28/04/2011, con lecturas menores de un mili-voltio, muestran por encima y por debajo de la base del intervalo disparado buena adherencia del cemento a la TR lo cual es un buen indicativo, de forma similar el registro VDL con señales muy marcadas a la formación aunque con pequeñas deficiencias por encima del tope del intervalo, concluyendo la buena integridad del pozo.

En el comportamiento de las producciones, en la fig. 7.2, observamos los gastos de líquido, aceite y gas; el % agua y RGA. Donde 4 años después de su terminación, estuvo producción por un estrangulador de 8/64 hasta 12/64 de pg., en un periodo de un año.

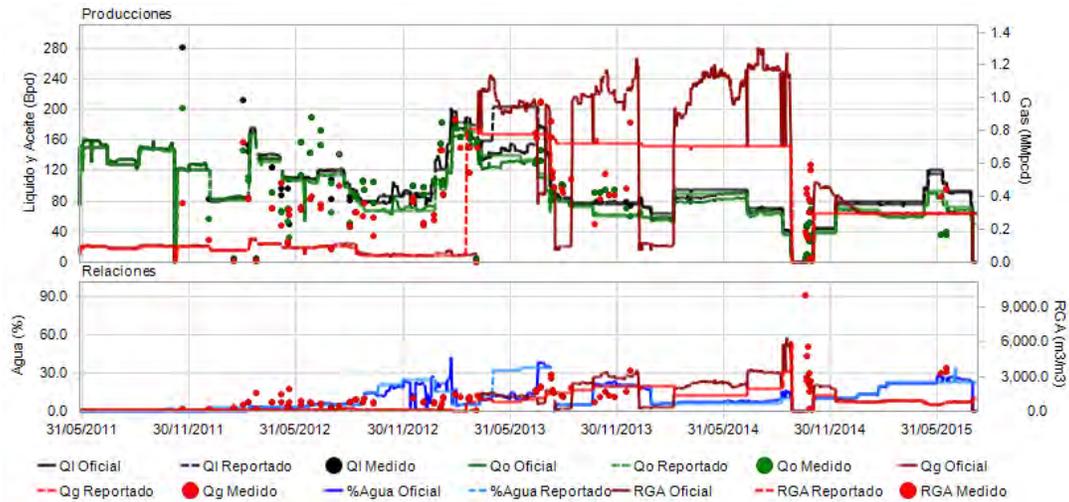


Fig. 7.2 Comportamiento de las producciones (Q_L , Q_o , Q_g , %agua y RGA).

Se observa en la fig. 7.3 el gasto de aceite, gas, agua y su N_p , a un año de producción.

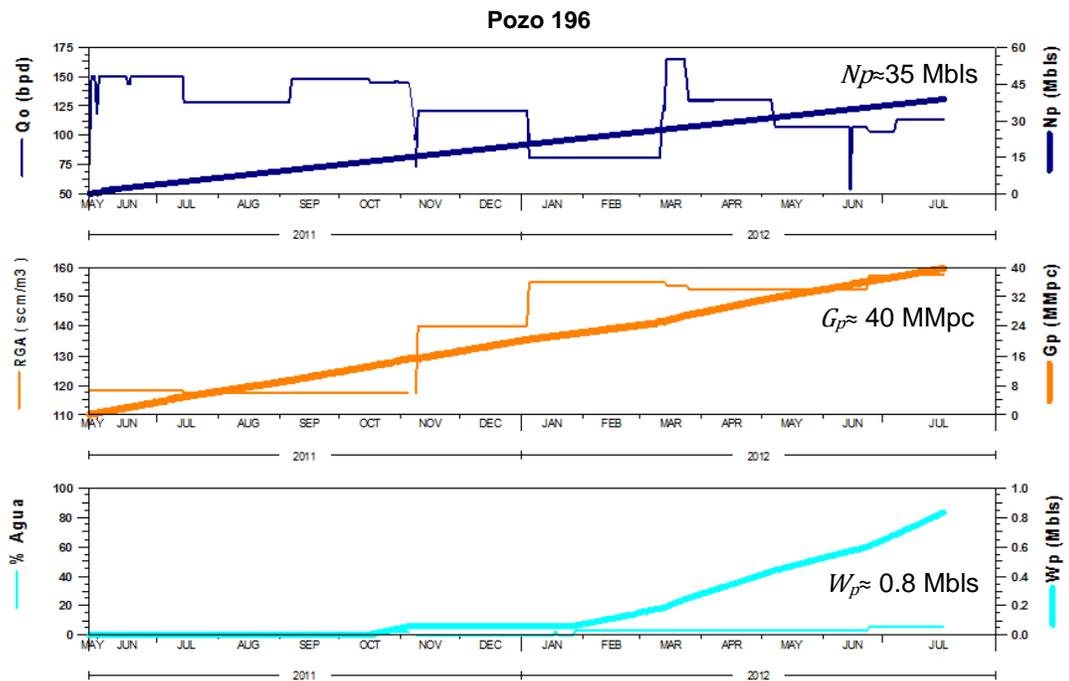


Fig. 7.3. Acumulada y gastos de aceite, gas y agua.

El histórico anual de los aforos del pozo hasta la fecha de su análisis, con un gasto promedio calculado de 130 bpd, variando el estrangulador de 8 hasta 12/64 pg., en ese periodo, en la Tabla 7.2, se observan las mediciones realizadas.

Tabla 7.2. Histórico de las mediciones del pozo en un año.

Pozo 196	SISTEMA: FLUJO NATURAL. PRODUCCIÓN A 24 HRS.										
Fecha Aforos	Ql (bpd)	Qo (bpd)	Qgas (mmcpd)	Agua (%)	RGA (m3/m3)	Est. (in/64)	Pwh (kg/cm2)	Causa	Comentario		
27/05/2011	150.00	150.00	0.099	0	118	8	65	Ajuste por medición	abierto 12 hrs después de terminación (fluye con 65 kg/cm2, estr. 8/64") .		
30/05/2011	150.00	150.00	0.099	0	118	8	65	Ajuste por medición	abierto 12 hrs después de terminación (fluye con 65 kg/cm2, estr. 8/64") .		
14/07/2011	128.00	128.00	0.084	0	117	8	65	Disminucion de productividad	ajuste de producción por abatimiento de presión (de 80 a 72 kg/cm2) .		
06/09/2011	148.00	148.00	0.097	0	117	10	65	Optimización de fluyente	ajuste de producción después de cambio de estrangulador de 10/64" a 12/64"		
16/10/2011	147.96	145.00	0.095	2	117	12	65	Ajuste porcentaje de agua	ajuste de producción por incremento de porcentaje de agua de 0 % a 2%		
29/10/2011	154.12	151.04	0.099	2	117	12		Ajuste porcentaje de agua	CAMBIO DE HORARIO SIN MOVIMIENTO MAS UNNA HORA (25) HRS. ajuste de producción por incremento de porcentaje de agua de 0 % a 2%		
30/10/2011	147.96	145.00	0.095	2	117	12			RESTABLECE A 24 HORAS POR CAMBIO DE HORARIO ajuste de producción por incremento de porcentaje de agua de 0 % a 2%		
08/11/2011	73.00	73.00	0.048	2	117	12		Ajuste por medición	abierto 12 hrs después de toma de información		
09/11/2011	121.00	121.00	0.095	2	140	12		Ajuste por medición	abierto después de toma de información		
04/01/2012	83.16	80.50	0.070	2	155	12		Disminucion de productividad	ajuste de producción después de medición con equipo trifásico		
11/03/2012	124.48	120.50	0.105	2	155	12		Ajuste por medición	ajuste de producción después de medición con equipo bifásico		
13/03/2012	170.97	165.50	0.143	2	154	12		Disminucion de productividad	ajuste de producción después de medición con equipo bifásico		
23/03/2012	153.41	148.50	0.128	2	154	12		Disminucion de productividad	ajuste de producción por abatimiento de presión (de 94 kg/cm2 a 84 kg/cm2)		
24/03/2012	134.81	130.50	0.112	2	153	12		Ajuste por medición	ajuste de producción después de medición equipo bifásico		
31/03/2012	129.20	125.06	0.107	2	153	12		Cambio horario -1 hora a 23h			
01/04/2012	134.81	130.50	0.112	2	153	12		Cambio horario restablece 24h			
06/05/2012	120.35	116.50	0.100	2	153	12		Ajuste por medición	ajuste de producción después de medición con equipo bifásico		
07/05/2012	110.02	106.50	0.091	2	153	12		Disminucion de productividad	ajuste de producción después de medición con equipo bifásico		
23/06/2012	109.18	103.50	0.091	5	157	12		Ajuste porcentaje de agua	disminuye aportación por incremento en corte de agua		
07/07/2012	119.48	113.26	0.100	5	157	12		Optimización de infraestructura	ajuste de producción después de optimización de infraestructura (pos-reducción de contrapresión) medición con equipo bifásico		

En la fig. 7.4, se observa el registro geofísico del pozo en análisis ya procesado.

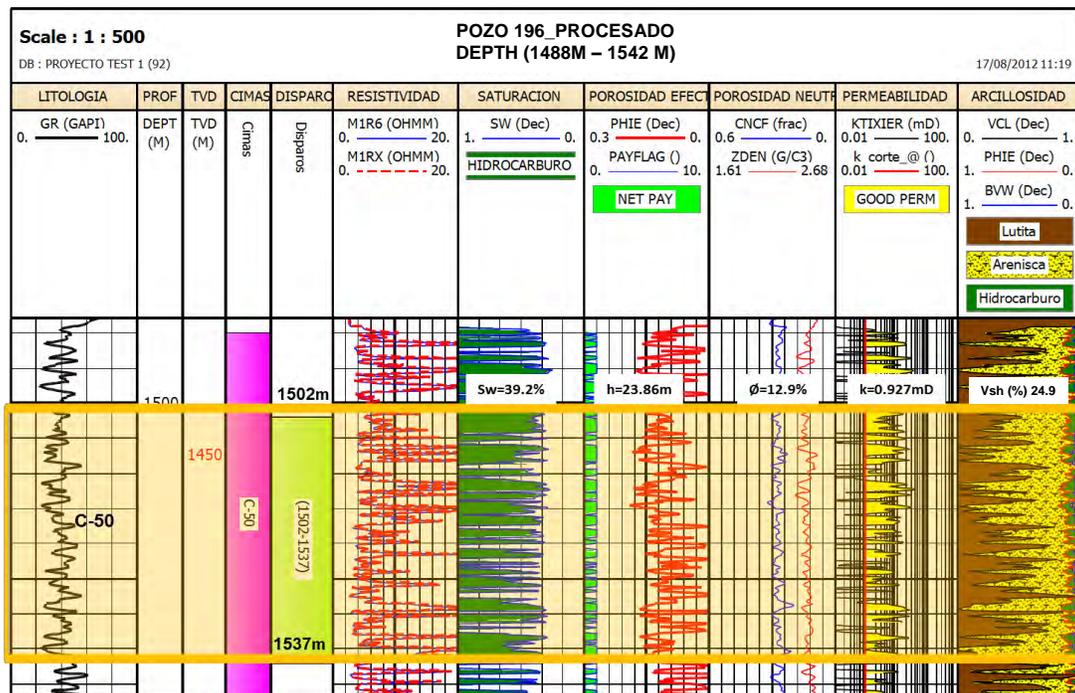


Fig. 7.4. Registro geofísico del pozo en análisis procesado.

Resultados Petrofísicos:

El intervalo **1502-1537 md de la formación C-50**, presenta areniscas lenticulares con buenas características petrofísicas, donde las deflexiones del Registro de Rayos Gamma (*GR*) muestran intercalaciones de arcillas presentes. Sus parámetros promedio, están en el orden de: porosidad efectiva (ϕ_e) de 12.9%, saturación de agua (S_w) 39.2%, permeabilidad (K_{avg}) 0.927mD, contenido de arcilla (V_{sh}) 24.9%, para un espesor de arena neto impregnado (h_n) de 23.86 m. ver Tabla 7.3.

Tabla 7.3. Resumen petrofísico del pozo en estudio.

Resumen petrofísico del pozo 196																
Formación	CIMA (md)	BASE (md)	GROSS (m)	NETO (m)	ϕ_e (%)	S_w (%)	V_{sh} (%)	K_{avg} (mD)	Intervalo		GROSS (m)	NETO (m)	ϕ_e (%)	S_w (%)	V_{sh} (%)	K_{avg} (mD)
									Disparado- Fracturado							
C-50	1490	1542	52	33.5	12.9	38	25	0.995	Disparado- Fracturado	1502-1537	35	23.86	12.9	39.2	24.9	0.927

Se muestra en la fig. 7.5, la ubicación geográfica del pozo en la macro-pera C-786.

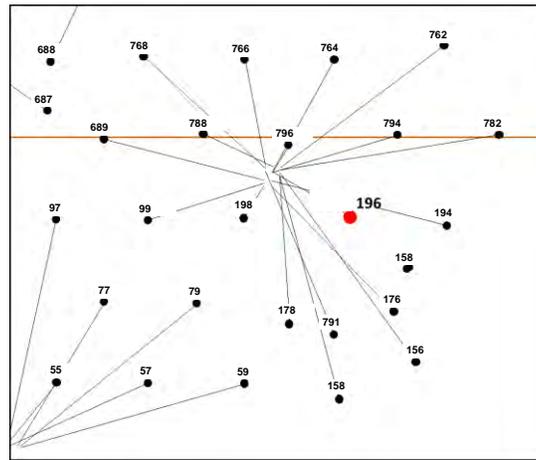


Fig. 7.5. Ubicación geográfica del pozo.

En el comportamiento de producción en la arena C-50, se normaliza para cada pozo siendo variable en un rango de 15 a 25% con relación al gasto, como se muestra en la fig. 7.6.

Pozos productores de la Arena C-50

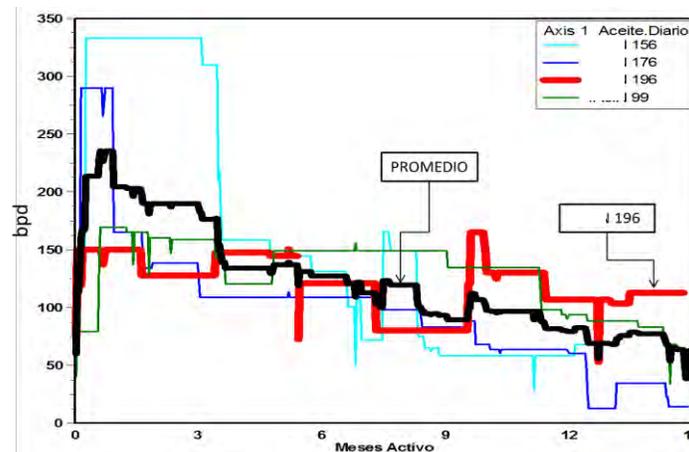


Fig. 7.6. Producción normalizada en los pozos productores de la arena C-50.

En la Tabla 7.4, se observa la acumulada de Aceite, Agua y Gas con los intervalos disparados y cuerpos correspondientes, las unidades están en metros para cada espesor.

Tabla 7.4. Acumulado de Producción de Aceite, Agua y Gas del pozo en estudio

Pozo: 196 (Macropera: C-786)				Well: Petrophysical Zone Averages Report				Date : Jul/2011 13:06:27		
POZO	Np Mbbbl	Wp Mbbbl	Gp MMcf	Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G
156	60.8	10.4	43.7	156 Pay_S	C-50	1712	1763	51	31.85	0.625
176	44.0	24.1	79.6	176 Pay_S	C-50	1595.47	1647.74	52.27	19.28	0.369
196	35.1	0.8	39.8	196 Pay_S	C-50	1557	1596	39	23.7	0.608
99	60.0	1.9	39.1	99 Pay_S	C-50	1557	1596	39	23.62	0.606
				196 Pay_S	C-50	1490	1542	52	33.5	0.644
				99 Pay_S	C-50	1605	1630	25	10.21	0.408

En las tablas 7.5 y 7.6, se observa el inicio (jul 2011) y un año después (jul 2012), el comportamiento de la producción del pozo en análisis con relación a los pozos vecinos.

Tabla 7.5. Estado del pozo en estudio y pozos vecinos, con su inicio de producción.

Pozo:	Ultimo registro	PRODUCCIÓN A 24 HRS.						Pw h (kg/cm ²)	Causa	Comentario
		Ql (bpd)	Qo (bpd)	Qgas (mmpcd)	Agua (%)	RGA (m ³ /m ³)	Est. (in/64)			
156	16/07/2011	150.00	150.00	0.091		108	8	66	Ajuste por medición	abierto 8 hrs después de terminación (abre 73 kg/cm ² , fluye con 66 kg/cm ² , estr. 8/64")
158	16/07/2011	150.00	150.00	0.090		107	8	50	Ajuste por medición	abierto 8 hrs después de terminación (fluye 50 kg/cm ² , estr. 8/64")
176	27/05/2011	150.00	150.00	0.097		115	10	65	Ajuste por medición	abierto 12 hrs después de terminación (fluye con 65 kg/cm ² , estr. 10/64")
178	03/08/2011	500.00	500.00	0.225		80	16	66	Ajuste por medición	abierto 12 hrs después de terminación (fluye con 66 kg/cm ² , estr. 16/64")
194	11/06/2011	100.00	100.00	0.063		112	13	100	Ajuste por medición	abierto 12 hrs después de terminación (estr. 13/64", fluye con 100 kg/cm ²)
196	27/05/2011	150.00	150.00	0.099		118	8	65	Ajuste por medición	abierto 12 hrs después de terminación (fluye con 65 kg/cm ² , estr. 8/64")
198	07/04/2011	50.00	50.00	0.037		130	10	44		
99	08/04/2011	80.00	80.00	0.061		135				

Tabla 7.6. Estado del pozo en estudio y pozos vecinos, a un año de su producción.

Pozo:	Ultimo registro	PRODUCCIÓN A 24 HRS.						Pw h (kg/cm ²)	Causa	Comentario
		Ql (bpd)	Qo (bpd)	Qgas (mmpcd)	Agua (%)	RGA (m ³ /m ³)	Est. (in/64)			
156	14/07/2012	95.00	68.40	0.119		310	14		Optimización de infraestructura	ajuste de producción después de optimización de infraestructura
158	03/08/2012	82.00	52.48	0.084		286	12		Ajuste porcentaje de agua	ajuste de producción por incremento en corte de agua de 32% a 36%
176	01/08/2012	24.00	14.40	0.250		3092	12		Disminución de productividad	ajuste de producción después de medición con equipo bifásico
178	05/07/2012	160.00	96.00	0.025		46	14		Optimización de infraestructura	ajuste de producción después de optimización de infraestructura (pos - reducción de contrapresión) medición con equipo bifásico
194	11/09/2012	48.00	29.76	0.019		111	14		Ajuste por medición	ajuste de producción después de medición con equipo bifásico
196	07/07/2012	119.48	113.26	0.100		157	12		Optimización de infraestructura	ajuste de producción después de optimización de infraestructura (pos-reducción de contrapresión)
198	24/07/2012	99.00	79.20	0.301		677	12		Disminución de productividad	ajuste de producción después de medición con equipo bifásico
99	03/08/2012	76.00	57.76	0.058		179	12		Ajuste porcentaje de agua	ajuste de producción por incremento en corte de agua de 10% a 24%

Para concluir con la recopilación de la información del pozo, se observa en la fig. 7.7, la sección estructural de NW-SE para la dirección de esfuerzos y posible orientación de la fractura, donde se considera, que si el crecimiento de la fractura no está perfectamente alineado hacia el máximo esfuerzo horizontal, esto puede favorecer el crecimiento de múltiples fracturas.

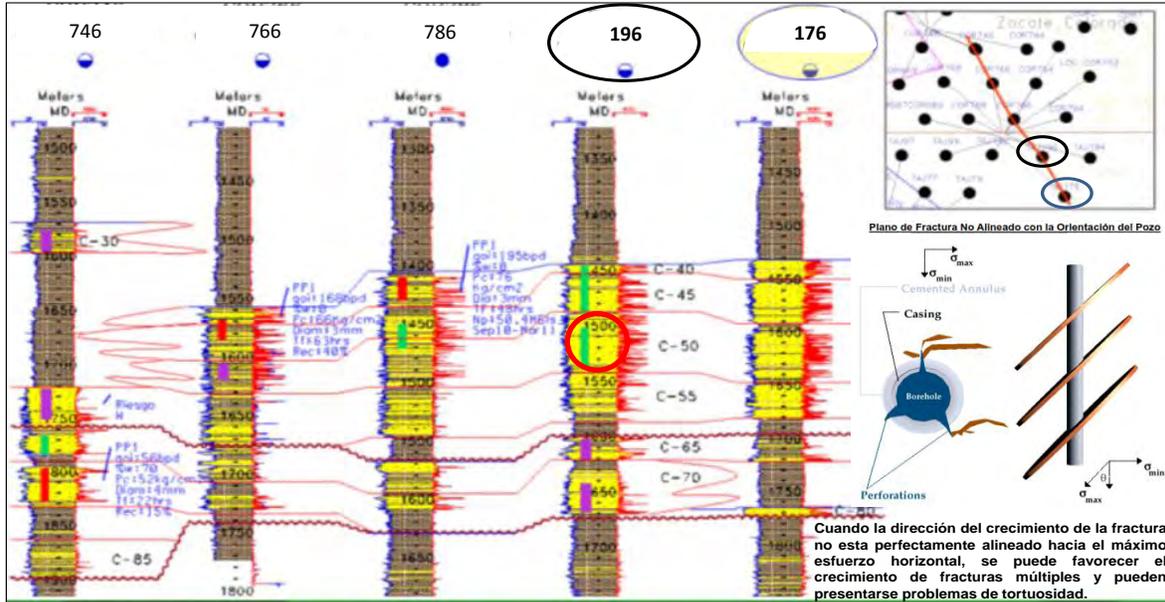


Fig. 7.7. Sección estructural de NW-SE del pozo en estudio.

La orientación de los esfuerzos con relación a las fracturas realizadas se tomó de la investigación publicada por (Berumen C. S. y Herón G. M, 2009) donde hacen referencia al campo de esfuerzos observada en los núcleos, posteriormente confirmada por la micro-sísmica con las pruebas de monitoreo en el campo y algunas fracturas evaluadas. Como se observa en la fig. 7.8.

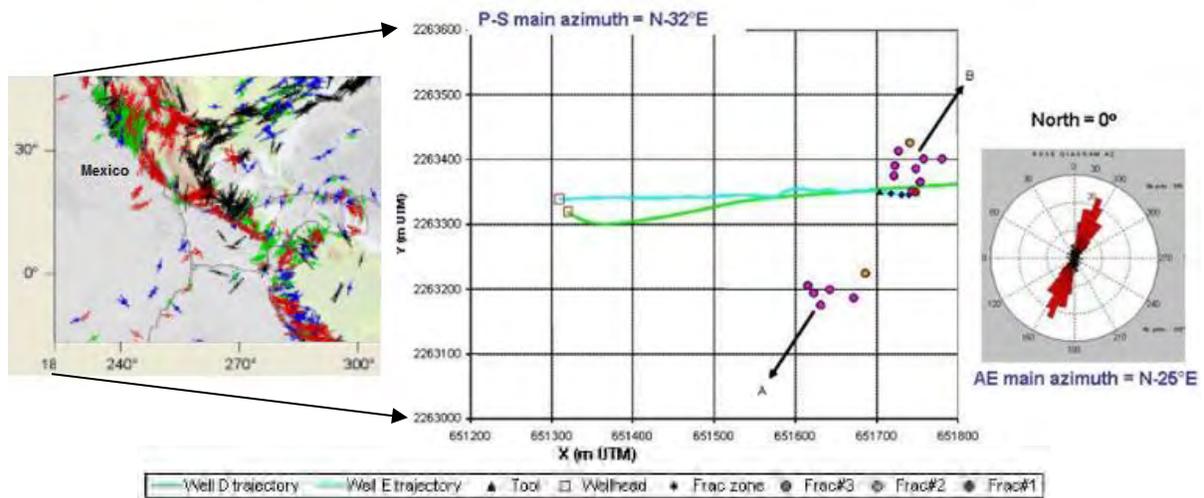


Fig. 7.8. Orientación del campo de esfuerzos.

7.2 Análisis dinámico pre-fractura.

El análisis dinámico a través del método de impulso, se realizó considerando lo siguiente:

1. Gasto constante equivalente al volumen inyectado para el mismo tiempo.
2. El sensor de presión se ubicó en la superficie (se recomienda en fondo y superficie).
3. El tiempo de cierre fue dos veces mayor al tiempo de inyección.
4. En este caso no se conoce la p_i .
5. Al desconocer la p_i , se realizó por el segundo método.

En la fig. 7.9, se muestra el comportamiento de la presión vs gasto de inyección y cierre, donde se obtuvieron los parámetros: p_i y k .

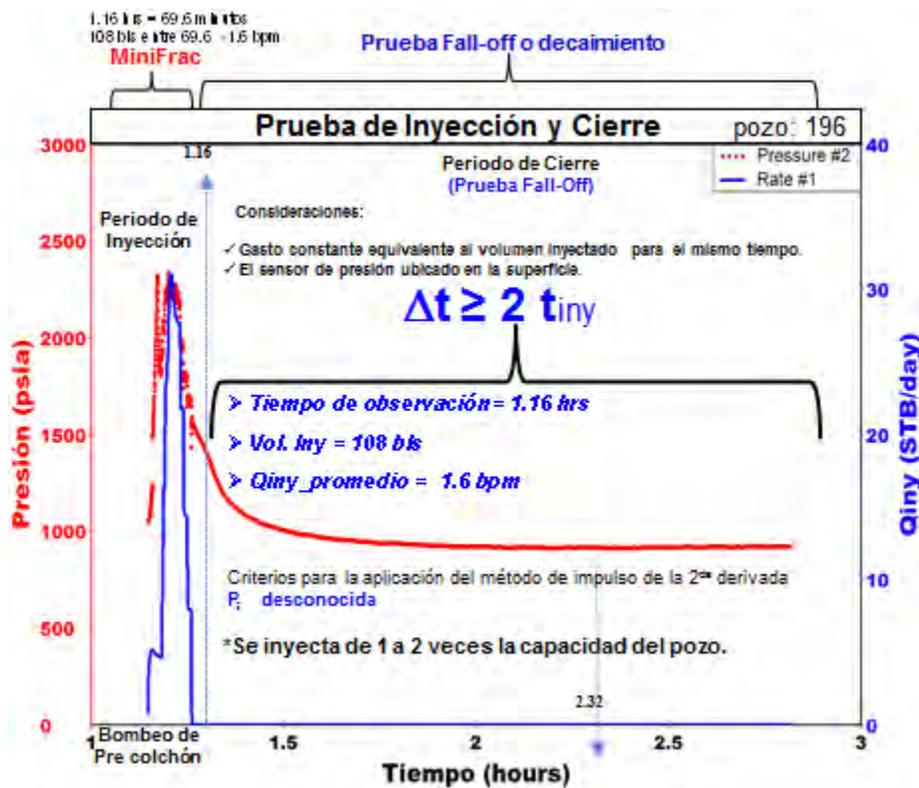


Fig. 7.9. Prueba de inyección y cierre del pozo en estudio.

Con los datos de la gráfica anterior se determinó: Tiempo de observación, volumen total y gasto promedio inyectado en la prueba. Los cuales sirven de insumo para obtener la p_i a través del método de la segunda derivada. Como se muestra en la Tabla 7.7.

Tabla 7.7. Datos de entrada de la prueba de inyección y cierre del pozo en estudio.

Los datos de la tabla se importa desde un excel DATOS. Para cambiar los datos de la tabla, modifique los valores de DATOS.xlsx

Los resultados obtenidos cuando se desconoce la p_i a través del segundo método se muestran en la Tabla 7.8.

Tabla 7.8. Resultados obtenidos con la segunda derivada cuando se desconoce p_i .

Método de Impulso

Método de la segunda derivada
Se desconoce la p_i

	Dt	tp/2 - Dt	Pws (Dt)	(tp/2 + Dt)*(pws (Dt))/(n-1)	p_i	(tp + Dt)/ Dt (Horner)
1	0	0	0	0	0	0
2	0.15906	0.00013900	0.057096	-1.2705e+05	7254.1	410.76
3	.020417	0.00041700	0.057374	16151	-926.65	205.88
4	.046879	0.00069500	0.057652	36727	-2117.4	137.59
5	.020305	0.00097300	0.057930	15755	-912.71	103.44
6	.017756	0.0012505	0.058207	-13646	794.31	83.012
7	.010584	0.0015280	0.058485	-8057.6	471.25	69.335
8	.0074414	0.0018060	0.058763	5611.5	-329.75	59.568
9	.0011557	0.0020840	0.059041	863.31	-50.971	52.243
10	.010937	0.0023620	0.059319	-8093.5	480.10	46.547
11	.010439	0.0026395	0.059596	-7653.4	456.12	42.006
12	.010697	0.0029170	0.059874	-7769.8	465.21	38.276
13	.0051482	0.0031950	0.060152	-3705.0	222.87	35.167
14	.0082731	0.0034730	0.060430	-5899.3	356.49	32.538
15	.0085531	0.0037510	0.060708	-6043.2	366.87	30.284
16	.011560	0.0040290	0.060986	-8093.5	493.59	28.331
17	.0069995	0.0043070	0.061264	-4856.1	297.51	26.622
18	.0083188	0.0045850	0.061542	-5719.4	351.98	25.114
19	.011179	0.0048625	0.061819	-7617.3	470.90	23.778
20	.0079369	0.0051400	0.062097	-5359.7	332.82	22.579
21	.0094592	0.0054180	0.062375	-6330.9	394.89	21.499

n (Geometría de flujo) 0

Actualizar tabla

Con los resultados obtenidos de la Tabla 7.8 anterior, se grafica la p_i , como se ve en la fig. 7.10.

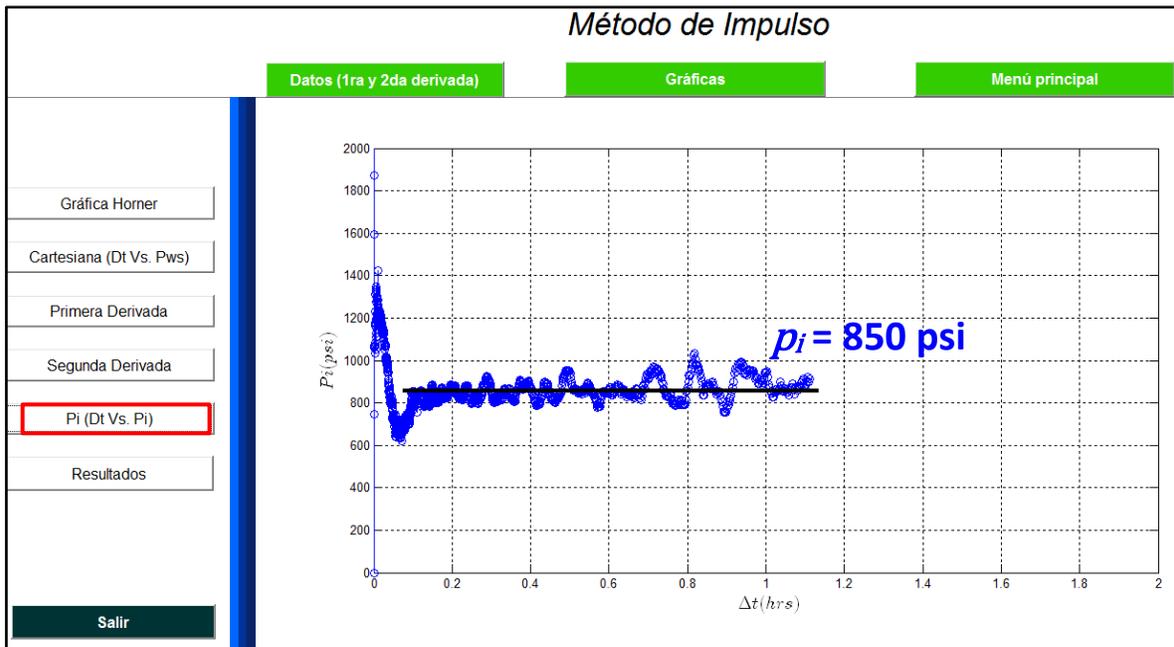


Fig. 7.10. Gráfica de resultados de la p_i por el método de la 2da derivada.

Al obtener varios datos para la p_i en superficie que es parte del modelo matemático como se observó en la fig. 7.10 anterior, se realizó por regresión lineal la p_i final o de igual forma se puede realizar por un promedio calculado. Como se observa en la fig. 7.11.

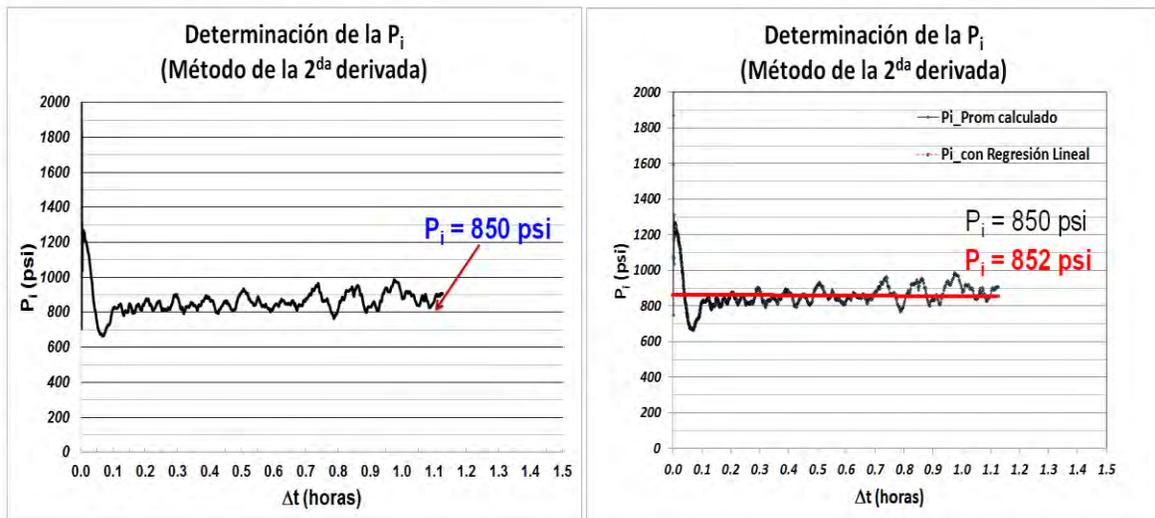


Fig. 7.11 Estimación de la p_i , en superficie.

Al obtener la p_i estimada, se realizó por el primer método que requiere el dato de entrada, como se mostró en la Tabla 7.7 anterior. Los resultados se muestran en la Tabla 7.9.

Tabla 7.9. Resultados obtenidos con la primera derivada cuando se conoce p_i .

Método de Impulso

Datos (1ra y 2da derivada)
Gráficas
Menú principal

Método de la primera derivada
Se conoce la p_i

	Qe (bbls)	Dt @ t= 0 (hrs)	Pws @ fondo (psi)	t=tp/2 + Dt (hrs)	tDp1'
1	108.50	0	1562.8	0.056957	0.015373
2	108.50	0.00027800	1527.5	0.057235	0.014672
3	108.50	0.00055600	1532.0	0.057513	0.014842
4	108.50	0.00083400	1542.2	0.057791	0.015140
5	108.50	0.00111200	1546.6	0.058069	0.015311
6	108.50	0.00138900	1542.8	0.058346	0.015299
7	108.50	0.00166700	1540.6	0.058624	0.015322
8	108.50	0.00194500	1542.1	0.058902	0.015430
9	108.50	0.00222300	1542.4	0.059180	0.015508
10	108.50	0.00250100	1540.1	0.059458	0.015529
11	108.50	0.00277800	1538.0	0.059735	0.015553
12	108.50	0.00305600	1535.8	0.060013	0.015576
13	108.50	0.00333400	1534.8	0.060291	0.015624
14	108.50	0.00361200	1533.2	0.060569	0.015658
15	108.50	0.00389000	1531.5	0.060847	0.015691
16	108.50	0.00416800	1529.2	0.061125	0.015709
17	108.50	0.00444600	1527.9	0.061403	0.015749
18	108.50	0.00472400	1526.3	0.061681	0.015783
19	108.50	0.00500100	1524.2	0.061958	0.015803
20	108.50	0.00527900	1522.7	0.062236	0.015839
21	108.50	0.00555700	1520.9	0.062514	0.015867
22	108.50	0.00583500	1519.1	0.062792	0.015894

Salir

De los resultados anteriores y con las gráficas de diagnóstico observamos la geometría de flujo alcanzada para este pozo, realizada en ambos métodos, como se ve en las figs. 7.12 y 7.13.

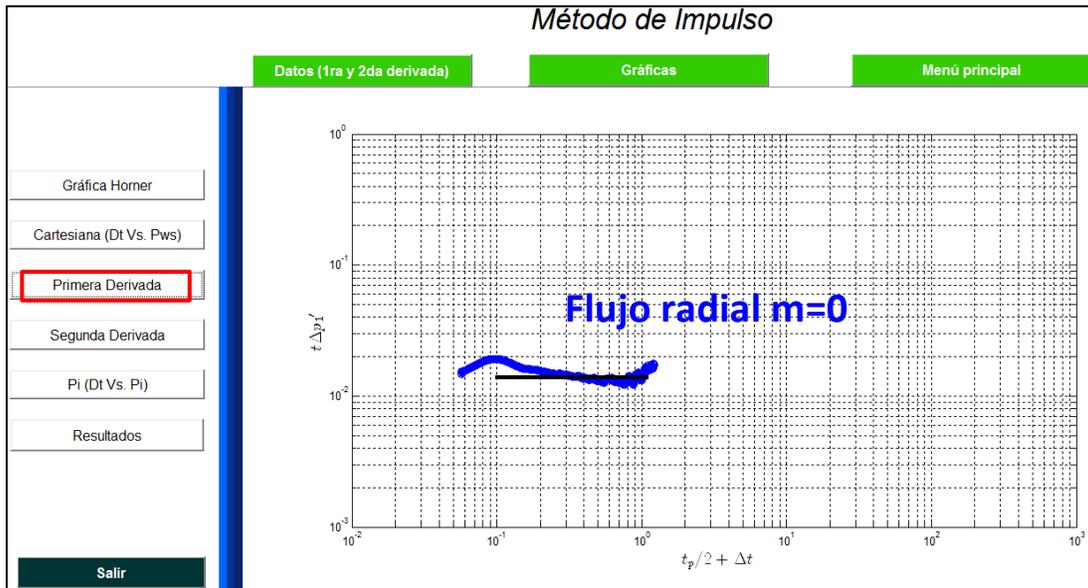


Fig. 7.12. Grafica de diagnóstico de la primera derivada con flujo radial ($m=0$).

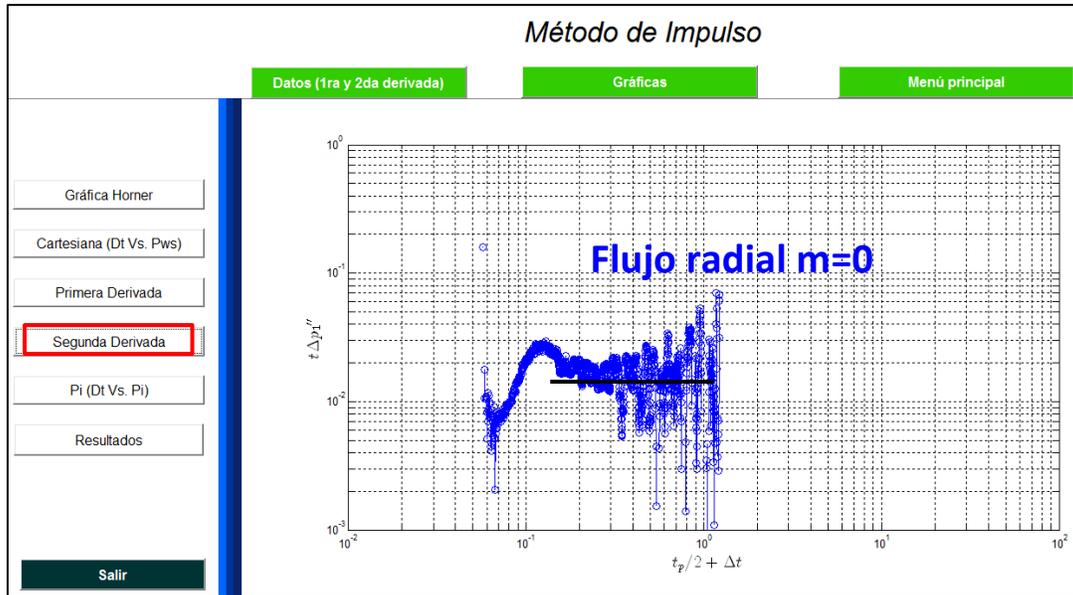


Fig. 7.13. Grafica de diagnóstico de la segunda derivada con flujo radial ($m=0$).

Con el método de Horner y los resultados anteriores se genera la gráfica especializada, fig. 7.14.

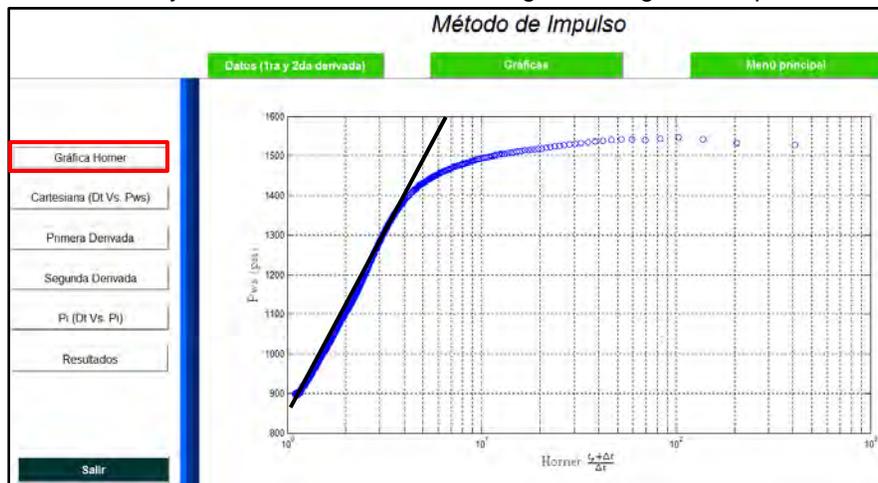


Fig. 7.14. Grafica especializada por el método de Horner.

En la Tabla 7.10 y con la gráfica especializada se obtuvieron los resultados siguientes:

Tabla 7.10. Resultados de la permeabilidad obtenida y transmisibilidad del yacimiento.

Cálculo de la permeabilidad									
Gasto	Viscosidad	Factor Vol. Aceite	Pendiente graf. Horner	Espesor	Permeabilidad	Capac. de la formación	Transmisibilidad	Difus. Hidráulica	Capac. Almacenam
$q(\text{bpd})$	$\mu(\text{cp})$	B_o	$m^*(\text{psi/ciclo})$	$h(\text{pies})$	$K(\text{mD})$	$kh(\text{mD/ft})$	$T(\text{mD.ft/cp})$	η	S
22,859	0.2	1.02	850	110	8.1	892	4460	3.08E+07	1.45E-04
			600		11.5	1264	6319	4.37E+07	
Porosidad efectiva	Compresibilidad Total	Compres. formación						T/S	
$\phi_e(\%)$	$C_t(\text{psi})^{-1}$	$C_f(\text{psi})^{-1}$						3.08E+07	
13%	1.01E-05	4.35E-06							

La $p_i @ 0 \text{ mts} = 850 \text{ psi}$, obtenida con el método y resultados de la tabla 7.8 y fig. 7.11.

La $p_i @ 1520 \text{ mts al N.M.D.} = 850 + (0.091 \cdot 1520 \cdot 14.22) = 2,817 \text{ psi}$, para el pozo en análisis.

El gradiente de presión de poro (G_{poro}) = $p_i / \text{NMD} = 2,817 / (1520 \cdot 3.28) = 0.56 \text{ psi/pie}$.

7.3. Análisis dinámico post-fractura hidráulica.

Con la prueba de inyección y cierre vista anteriormente, a través del método de impulso se obtuvo la p_i y k después del cierre y antes del cierre los datos que servirán como insumos para el diseño de la re-fractura; nuestro objetivo principal, fue determinar la descripción dinámica post-fractura para definir los parámetros siguientes:

1. Presión actual del yacimiento (p_{ws}).
2. Geometría actual de la fractura y conductividad (x_f, w_f, h_f y Cf_D).
3. Daño en la cara de la fractura (s_f).
4. Volumen de hidrocarburos: Original (N) y remanente ($N-N_p$).
5. Forma geométrica del área de influencia o zona productora (C_A).
6. Ubicación del pozo (S_A).
7. Factor de recuperación (F_r).

La metodología utilizada, fue la del cap. 5 y fig. 5.1, para la descripción dinámica.

Dentro de esta etapa (post-fractura) se integró toda la información de presión-producción y se sincronizó en una sola escala de tiempo. Se tomó como punto de partida para la definición del perfil dinámico, el periodo de flujo analizado en la primera parte (pre-fractura) y un punto de apoyo que es la presión inicial obtenida con la prueba de inyección y cierre, el cual representa la p_i a un tiempo cero y se realizó un primer ensayo, posteriormente se modificó el tamaño del área de influencia y posición del pozo dentro de ésta, hasta que se alcanzó un ajuste adecuado, como se muestra en la fig. 7.15.

Descripción dinámica pos-fractura. Sincronización de la información.

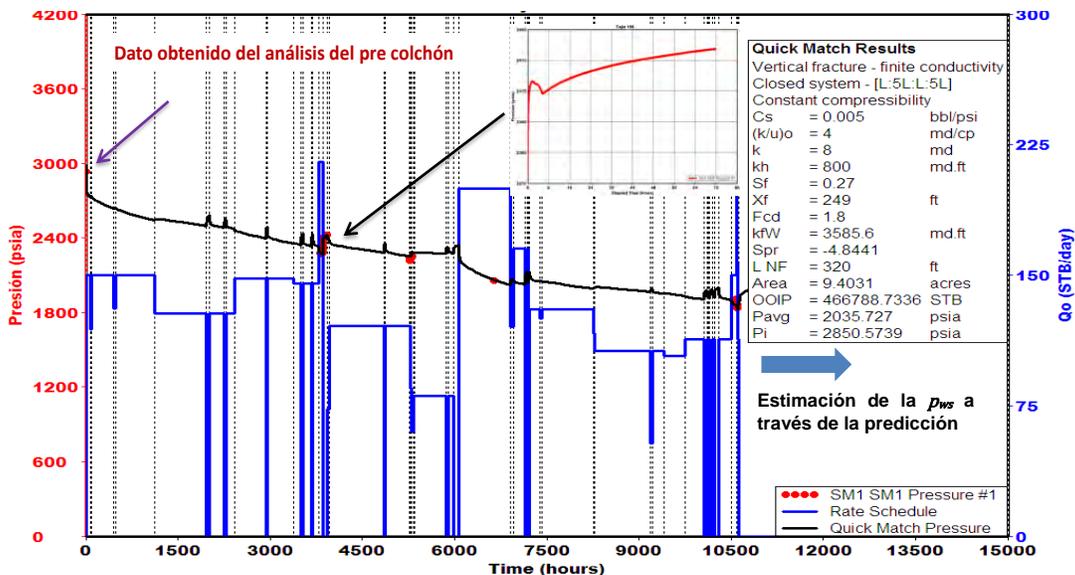


Fig. 7.15 Sincronización de la información presión - producción.

Se describió el yacimiento en 2 partes, la primera fue a través del análisis de las pruebas de presión para condiciones transitorias, y la segunda con el análisis integrado de toda la historia de presión-producción para condiciones pseudo-estacionarias.

En la primera parte donde gobiernan las condiciones transitorias, se definieron todos los elementos que participaron dentro del movimiento de los fluidos, a un sin llegar a identificar toda la frontera del yacimiento; para la segunda etapa se pudo establecer con el ajuste para condiciones pseudo-estacionarias la forma geométrica y ubicación del pozo, el volumen de hidrocarburos y factor de recuperación, como se observa en las figuras 7.16 y 7.17.

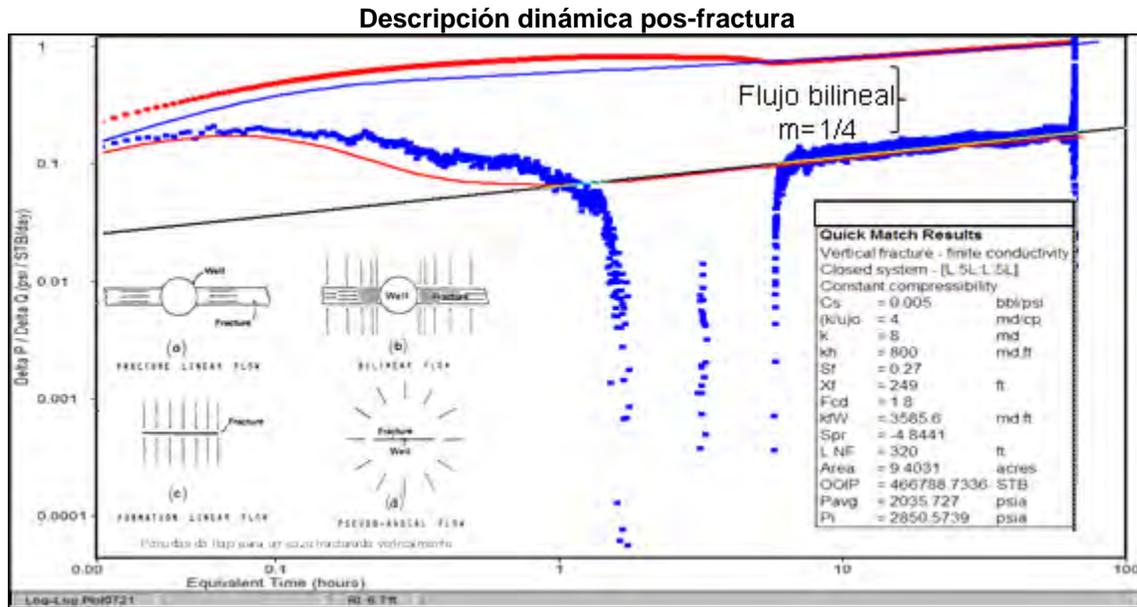


Fig. 7.16 Resultados del análisis post-fractura: 1ra parte, condición transitoria.

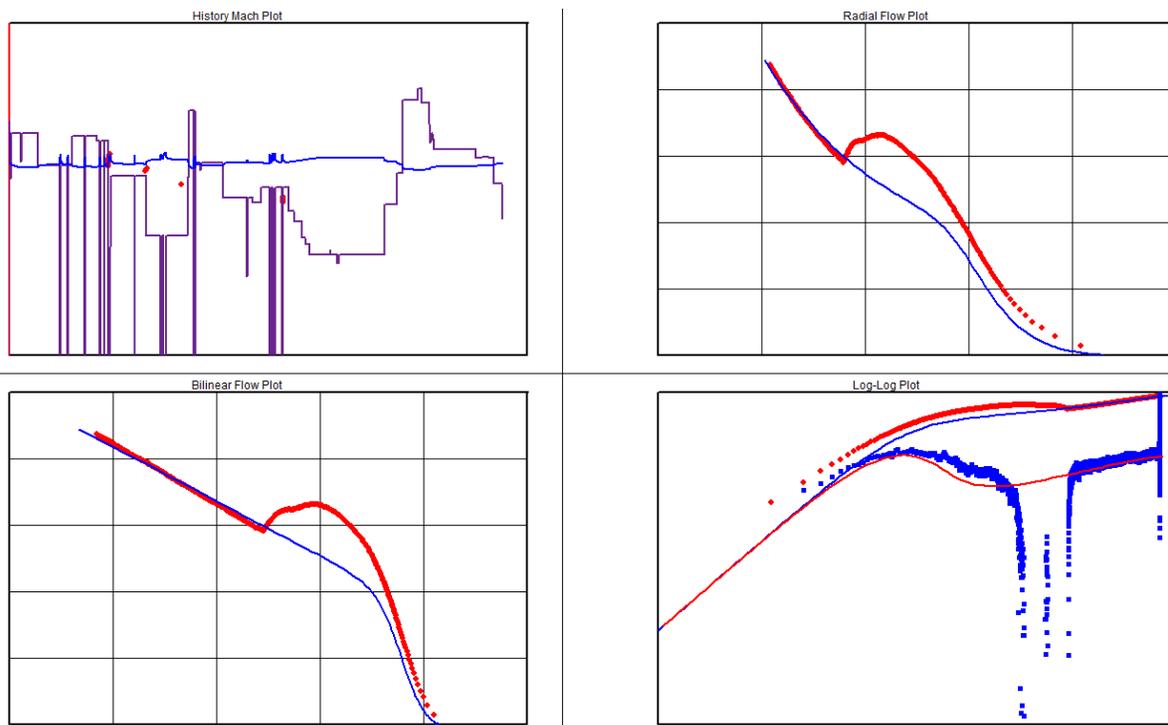


Fig. 7.17 Resultados del análisis post-fractura: 2da parte, condición pseudo-estacionaria

Con el modelo de frontera se obtuvo el área de influencia (drene) y ubicación del pozo como se muestra en la Fig. 7.18.

**Modelo de Frontera (Área de drene)
Dimensiones del área y ubicación del pozo**

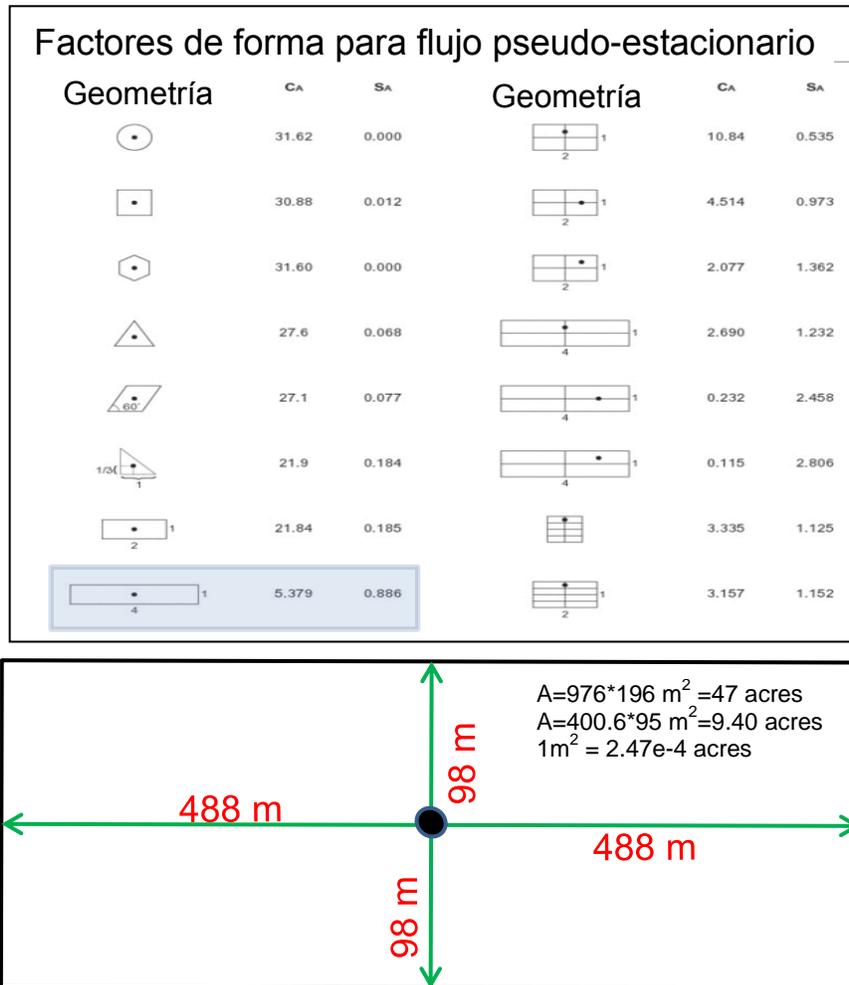


Fig. 7.18. Modelo de frontera para las dimensiones del área y ubicación del pozo.

Los resultados relevantes en la interpretación para el pozo fueron:

- $p_i = 2,817$ psi (Gradiente de poro inicial= 0.56 psi/pie)
- $p_{ws} = 2,036$ psi (Gradiente de poro actual = 0.42 psi/pie)
- $k = 8$ mD
- $kh = 800$ mD-ft
- $x_f = 249$ pies (76 m).
- $k_f w_f = 3,585$ mD-ft
- $s_f = 0.27$
- $C_{fD} = 1.8$
- $N_p = 35.1$ Mbls
- $F_f = 1.43\%$

7.4. Diseño de la propagación de la Re-fractura hidráulica.

El nuevo diseño de la re-fractura se basó en los datos obtenidos de la prueba de inyección y cierre donde se muestran los datos del diseño de la re-fractura vs fractura actual.

En la Tabla 7.11, se muestran los datos de la terminación del pozo 196.

Tabla 7.11. Datos de la terminación del pozo 196.

Datos de la Terminación								
Formación	Pistolas	Densidad	Fase	Temperatura del Yacimiento	Litología	Permeabilidad de Yacimiento	Porosidad	Presión del Yacimiento
(nombre)	(tamaño)	(disparos) c/m	grados	grados	A-L-B	mD	%	psi
C-50	0.3	20	60°	159 °F	Arena-Arcilla	8.1	13%	2817

En la Tabla 7.12, se muestran los datos de la prueba de inyección.

Tabla 7.12. Datos de la prueba de inyección del pozo 196.

Datos del Mini-Frac (Prueba de Inyeccion y cierre)					
Presión de ruptura	Presión de admisión	Gasto de ruptura	ISIP	Gradiente de fractura	Presión final
psi	psi	bpm	psi	psi/ft	psi
2307	2154	5	1536	0.75	342
Volumen utilizado	Eficiencia del fluido	Fricción Tortuosidad	Fricción Disparos	Fricciones Totales	Perforaciones abiertas
bls	%	psi	psi	psi	no.
108	30	130	370	500	28

En la Tabla 7.13, se muestran los datos para el tratamiento del pozo 196.

Tabla 7.13. Datos del tratamiento del pozo 196.

Datos del tratamiento								
Presión Máxima	Presión promedio	Presión final	Gasto	Vol. Colchón	Colchón	Volumen de Slurry	Vol. N2	Vol. de Desplazamiento
psi	psi	psi	bpm	bls	%	bls	sm ³	bls
2680	2300	2370	28	380	17	488	15950	87
				Arena 1 (tipo y tamaño)	Arena 1 (volumen) scs			Fluido utilizado
				Brady 16/30	1050			DF 25# - 35 N2

En la Tabla 7.14, se muestran los datos del diseño de la re-fractura vs fractura actual.

Tabla 7.14. Datos del diseño de la re-fractura del pozo 196.

Diseño y Evaluación de la Re-Fractura								
Tipo	Longitud x_f	Longitud apuntalada x_f	Altura h_f	Altura apuntalada h_f	Ancho promedio w_f	C_{ID}	Concentración promedio	Arena en formación
	m	m	m	m	pg.		lb/ft ²	%
Est-Hidraul								
fractura 1	76	55	35	23	0.09	1.8	0.72	75
Re-fractura	118	94	12	11	0.12	2.07	1.02	65

Los resultados obtenidos en el diseño de la re-fractura se muestran en la Tabla 7.15.

Tabla 7.15. Resultados del diseño de la re-fractura del pozo 196.

Resultados del diseño vs prueba post-fractura		
Parámetros: re-fractura vs fractura actual	Mini-frac	post-fractura
Longitud de la fractura (m)	118	76
Longitud de la fractura apuntalada (m)	94	55
Altura de la fractura (m)	12	35
Altura de la fractura apuntalada (m)	11	23
Ancho promedio de la fractura (pg)	0.12	0.09
Concentración areal promedio lb/ft ²	1.02	0.72
Conductividad (mD/ft)	6500	3585
Conductividad adimensional C _{fD}	2.07	1.8
ISIP (psi)	1955	1536
Porcentaje del colchón (%)	22	17
Presión neta final (psi)	850	342
Volumen de arena 1 en la formación (scs)	1705	1050

Con el modelo P3D del simulador realizado se muestra el resultado del diseño y propagación de la re-fractura generada, como se observa en la fig. 7.19.

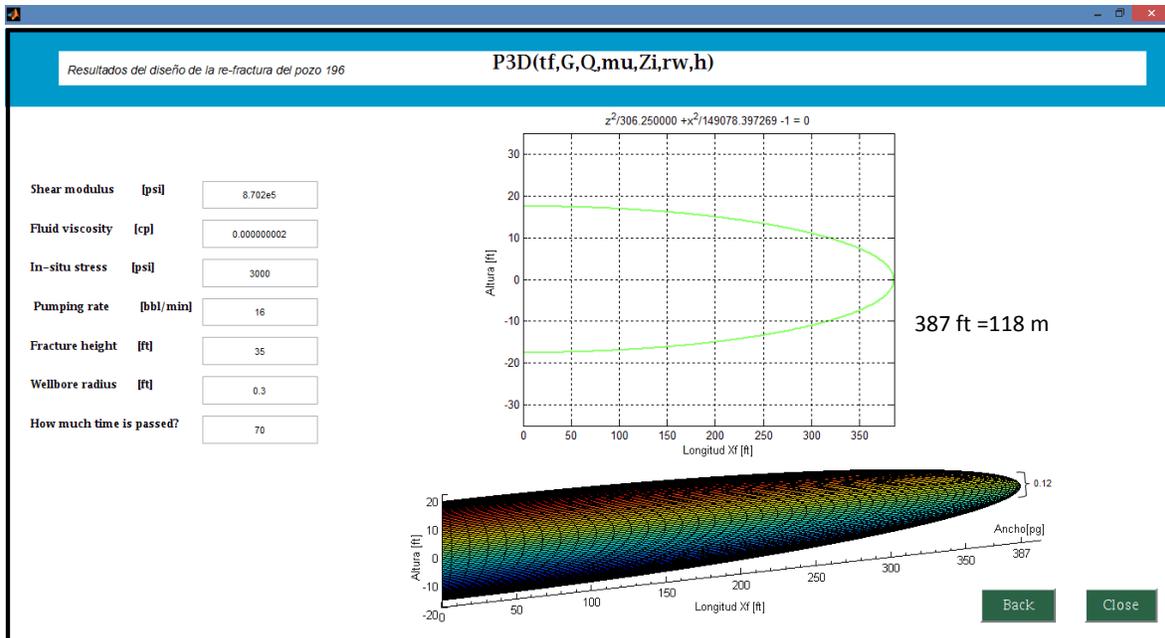


Fig. 7.19. Diseño de la geometría de Re-fractura del pozo 196.

Con el simulador comercial de igual manera se muestra el resultado del diseño de la re-fractura en la fig. 7.20.

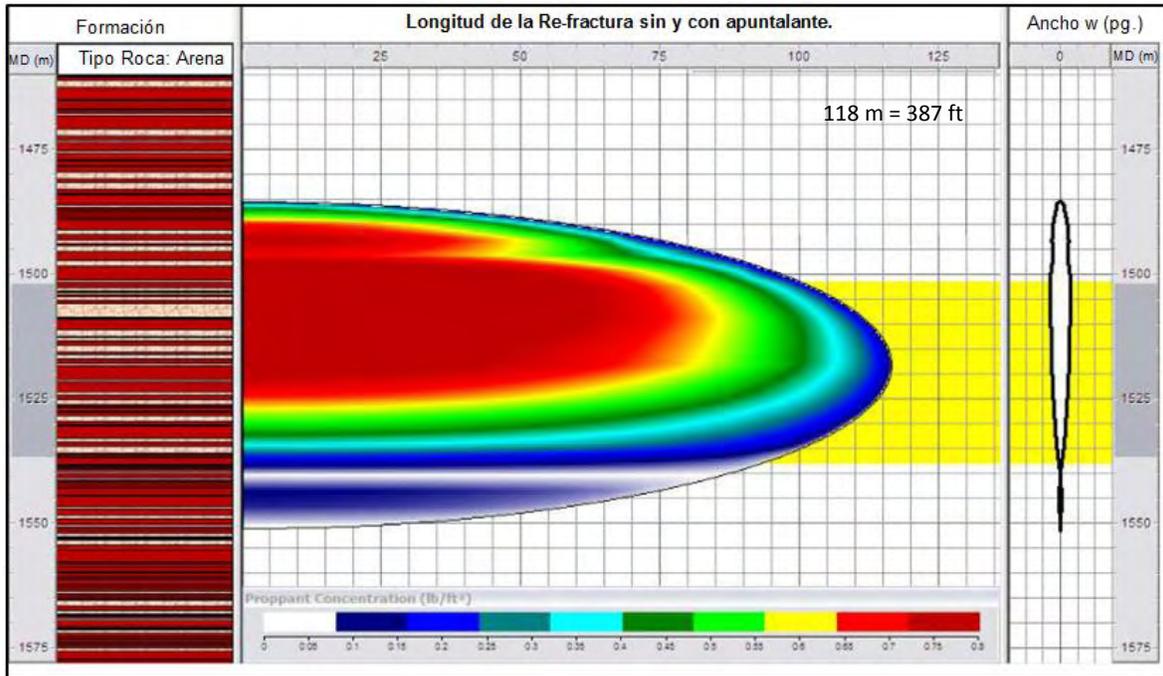


Fig. 7.20 Diseño de la geometría de Re-fractura del pozo 196.

Para finalizar con los resultados del diseño de la Re-fractura se realizó el pronóstico de producción del pozo 196, con los datos obtenidos de la evaluación de la post-fractura y mini-frac. Fig. 7.21.

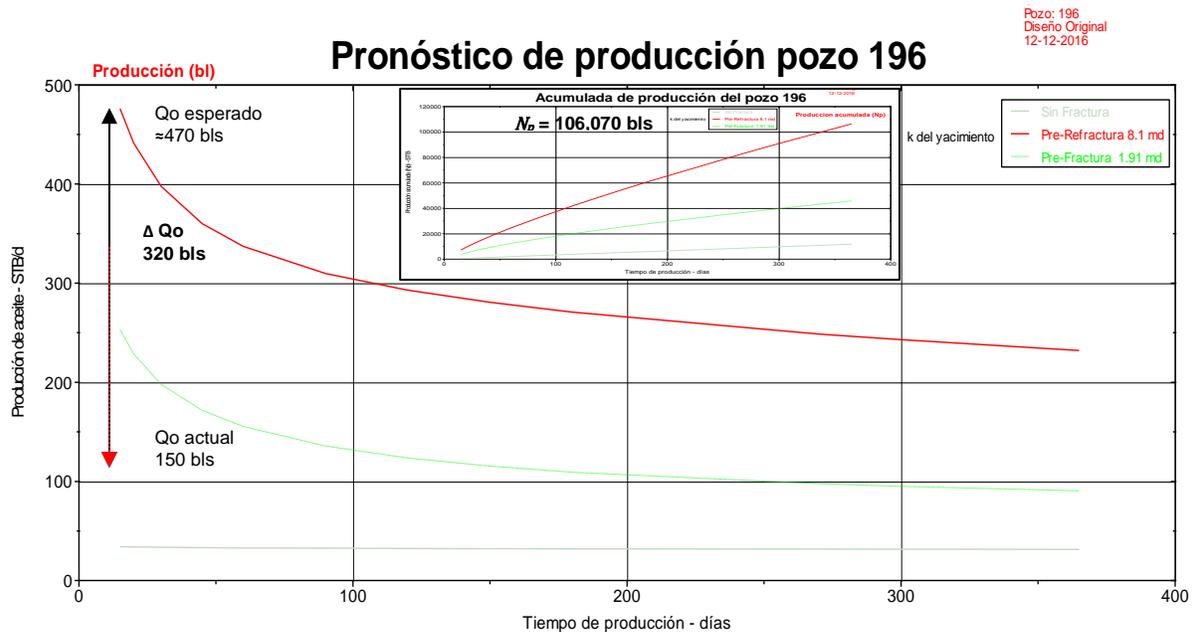


Fig. 7.21 Pronósticos de producción y N_p de la Re-fractura del pozo 196.

7.5. Rentabilidad de la inversión en la Re-fractura hidráulica.

Del análisis económico visto en el sub cap. 6.6 y con la Tabla 7.16, donde fue realizado en el 2013, ahora se analiza el mismo ejercicio actualizando los datos del modelo económico y la Re-fractura del pozo 196.

Tabla 7.16. Resultados obtenidos del análisis determinista 2013 (VPN, TIR, RI, B/C).

Datos para el análisis		Resultados	
Qo	100 [bpd]	Qo Incremental	2.87
RGA	180 [m3/m3]	RGA Final	15.2446
Precio Aceite	90 [dls/b]	Promedio del año (Base de Datos Institucional)	213.128
Precio Gas	3.50 [dls/1000 pie3]	Promedio del año (Base de Datos Institucional)	2
Costo ReFractura	2870000 [pesos]	\$ 205,000.00 dls aprox ReFractura	6.3117
Costo de Producción	13.20 [dls/bpce]	Se actualiza de acuerdo a los criterios de la Gerencia de Planeación	
Tipo de cambio	12.10 [Pesos/dólar]	Tipo de cambio promedio del mes (Banco de México)	
Tasa de descuento anual	12 [%]	Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio-Planeación (CNH-Neri 12%)	
Declinación mensual	12 [%]	De acuerdo con la tabla de declinaciones	
Renta de equipos o servicios	0 [dls/día]	No hay servicio de supervisión extra después de la operación	
		Eficiencia de la inversión VPN/VPI	5.3117

Para el nuevo resultado y actualización en la carga de datos, se generó la Tabla 7.17.

Tabla 7.17. Carga de datos para el análisis de rentabilidad 2016 (VPN, B/C, TIR, RI).

Datos para el análisis		Resultados	
Qo	320 [bpd]	Qo Incremental	
RGA	180 [m3/m3]	RGA Final	
Precio Aceite	50 [dls/b]	Promedio del año (Base de Datos Institucional)	
Precio Gas	3.50 [dls/1000 pie3]	Promedio del año (Base de Datos Institucional)	
Costo ReFractura	2870000 [pesos]	\$ 205,000.00 dls aprox ReFractura	
Costo de Producción	13.20 [dls/bpce]	Se actualiza de acuerdo a los criterios de la Gerencia de Planeación	
Tipo de cambio	20 [Pesos/dólar]	Tipo de cambio promedio del mes (Banco de México)	
Tasa de descuento anual	12 [%]	Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio-Planeación (CNH-Neri 12%)	
Declinación mensual	12 [%]	De acuerdo con la tabla de declinaciones	
Renta de equipos o servicios	0 [dls/día]	No hay servicio de supervisión extra después de la operación	

Los resultados con el nuevo cálculo del análisis de rentabilidad se muestran en la Tabla 7.18.

Tabla 7.18. Resultados obtenidos del análisis determinista 2016 (VPN, B/C, TIR, RI).

	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 11	Mes 12	Total
Producción de aceite [bpd]	0.00	320.00	283.11	251.72	96.38	85.40	85645.82
Producción de gas [mcpod]	0.00	0.32	0.23	0.25	0.10	0.09	66.34
Costo de producción [USD]	0.00	151342.21	134276.50	115058.00	45583.40	40470.85	1021772.44
Ingreso por venta de aceite	0.00	483080.00	425791.81	377881.97	144873.25	120793.54	3339088.15
Ingreso por venta de gas [USD]	0.00	33965.34	30115.68	26710.21	10227.16	9070.67	229134.02
Renta de equipos/servicios Ganancias [USD]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Valor Presente	0.00	359822.80	315272.02	276852.67	97893.76	85964.34	2320763.07
VPN		2183203.07					
Vector para la TIR	0.00	404555.59	354256.41	311964.52	110309.14	96886.77	2621787.28
TIR		328.72					
DATOS PARA GRÁFICA							
Recuperación de la inversión	-143580.00	215372.80	530784.82	807617.65	2097738.73	2183203.07	

Se observan los datos graficados y periodo de la inversión recuperada, en la fig.7.22.

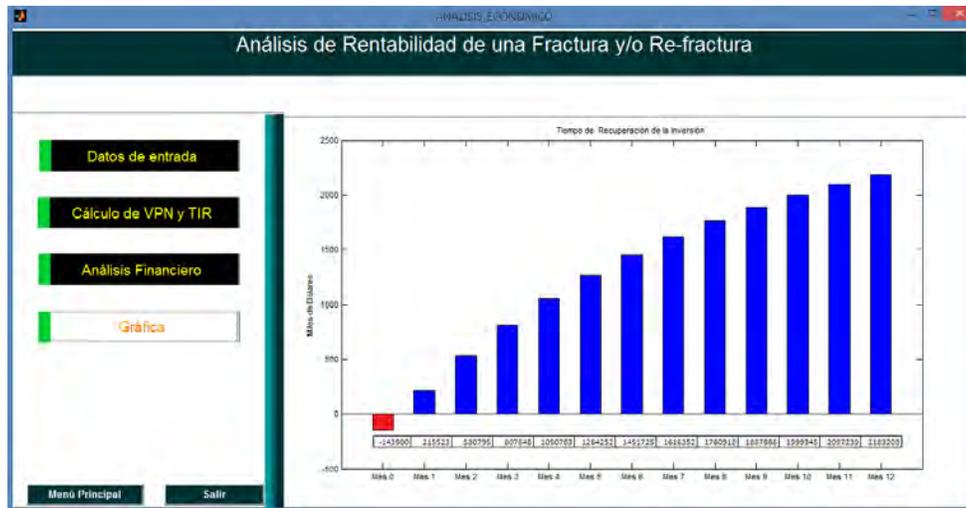


Fig. 7.22 Gráfica de la inversión recuperada en la Re-fractura del pozo 196.

Para finalizar se presentan ambos resultados en las Tablas 7.19 y 7.20.

Tabla 7.19. Resultados 2013

Inversión Inicial (MM Pesos)	2.87
VPN (MM Pesos)	15.2446
TIR % (Anual)	213.128
TRI (meses)	2
Beneficio/Costo	6.3117
Eficiencia de la inversión VPN/VPI	5.3117

Tabla 7.20. Resultados 2016

Inversión Inicial (MM Pesos)	2.87
VPN (MM Pesos)	43.6641
TIR % (Anual)	328.716
TRI (meses)	1
Beneficio/Costo	16.214
Eficiencia de la inversión VPN/VPI	15.214

Resultados

Con el análisis realizado en el cap. 7 sub-caps. 2-5 se presenta lo siguiente:

✓ Resultados de la prueba de inyección y cierre:

La $p_i @ 0$ mts = 850 psi, obtenida con el método y resultado de la Tabla 7.8 y fig. 7.11.

La $p_i @ 1520$ mts al N.M.D. = $850 + (0.091 \cdot 1520 \cdot 14.22) = 2,817$ psi, para este pozo.

El gradiente de presión de poro (G_{poro}) = $P_i / NMD = 2,817 / (1520 \cdot 3.28) = 0.56$ psi/pie.

Gasto	Viscosidad	Factor Vol. Aceite	Pendiente graf. Horner	Espesor	Permeabilidad	Capac. de la formación
q(bpd)	μ (cp)	Bo	m* (psi/ciclo)	h (pies)	K(mD)	kh(mD/ft)
22,859	0.2	1.02	850	110	8.1	892
			600		11.5	1264

✓ Resultados de la prueba post-fractura:

$p_i = 2,817$ psi (Gradiente de poro inicial = 0.56 psi/pie)

$p_{ws} = 2,036$ psi (Gradiente de poro actual = 0.42 psi/pie)

$k = 8$ mD, $kh = 892$ mD-ft

$x_f = 249$ pies (76 m), $k_f w_f = 3,585$ mD-ft

$s_f = 0.27$

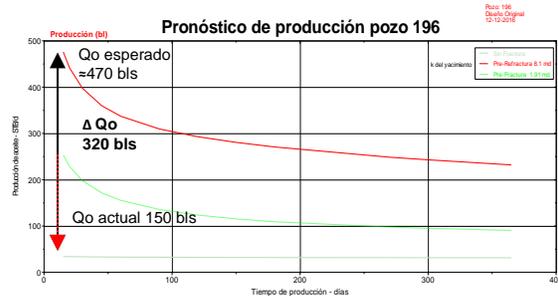
$C_{FD} = 1.8$

$N_p = 35.1$ Mbbls, $F_r = 1.43\%$

✓ Resultados del diseño de re-fracturamiento y pronóstico de producción:

El Pozo 196, con un Q_o de 150 bls. En base al resultado del diseño se generó el pronóstico de producción anual, con un **Q_o esperado de 470 bls**, un **incremento de 320 bls** y **$N_p \approx 106,070$ bls**.

Resultados del diseño vs prueba post-fractura		
Parámetros: re-fractura vs fractura actual	Mini-frac	post-fractura
Longitud de la fractura (m)	118	76
Longitud de la fractura apuntalada (m)	94	55
Altura de la fractura (m)	12	35
Altura de la fractura apuntalada (m)	11	23
Ancho promedio de la fractura (pg)	0.12	0.09
Concentración areal promedio lb/ft ²	1.02	0.72
Conductividad (mD/ft)	6500	3585
Conductividad adimensional C_{FD}	2.07	1.8
ISIP (psi)	1955	1536
Porcentaje del colchón (%)	22	17
Presión neta final (psi)	850	342
Volumen de arena 1 en la formación (scs)	1705	1050



✓ Resultados de la rentabilidad de la re-fractura (VPN , TIR , TRI , B/C y VPN/VPI):

Inversión Inicial (MM Pesos)	2.87
VPN (MM Pesos)	43.6641
TIR % (Anual)	328.716
TRI (meses)	1
Beneficio/Costo	16.214
Eficiencia de la inversión VPN/VPI	15.214

Conclusiones

En este trabajo se presentó la metodología para la evaluación de las fracturas realizadas hidráulicamente; donde se consideró la caracterización dinámica del yacimiento a través de los métodos y modelos descritos anteriormente, y también se incluyó su evaluación económica y rentabilidad del proyecto.

- El uso de estos métodos y modelos utilizados, permite analizar el yacimiento y evaluar las fracturas en sus tres etapas: antes, durante y después.
 - El análisis pre-fractura (Mini frac y Mini Fall-off) proporcionaron información valiosa para la definición de los re-fracturamientos, e intervención de los pozos.
 - La etapa post-fractura describió el yacimiento en dos partes, la primera para condiciones transitorias, la cual permite diagnosticar la condición actual de la fractura y la segunda etapa con el análisis integrado de toda la historia de presión-producción, para condiciones pseudo-estacionarias, donde permite conocer la forma geométrica del área de drene, ubicación del pozo, volumen de hidrocarburos (original y remanente), y factor de recuperación.
 - Los parámetros del yacimiento y las fracturas fueron sensibles en los modelos.
 - El pozo presentó alto índice de productividad, dada su permeabilidad de 8.0 mD para este yacimiento y una moderada longitud de fractura de 76 m.
 - No en todos los casos es posible obtener datos del yacimiento antes del Re-fracturamiento, debido al poco tiempo de observación durante el periodo de decaimiento (Fall-off), por lo que se recomienda utilizar el modelo *APT*.
 - El índice de productividad, el diseño y tratamiento del re-fracturamiento representaron un incremento significativo en el gasto; al generar su pronóstico de producción para un año, se estimó un gasto esperado de 470 bls, un incremento de 320 bls y una acumulada de 106,070 bls donde se recomienda realizar su ejecución.
 - El describir dinámicamente el yacimiento, aumenta la certidumbre de las propuestas de explotación y desarrollo en la documentación de los proyectos.
 - El modelo económico permite evaluar la rentabilidad de los re-fracturamientos donde se consideró que si es rentable el proyecto.
- En caso de incrementar los requerimientos de explotación, se puede considerar en primer término un cambio de estrangulador de 8 a 12/64 pg.

Recomendaciones

Se proponen algunas opciones para el análisis dinámico del yacimiento-fractura:

- Generar los programas para la toma de información periódica (mínimo dos pruebas de restauración de presión o una por año) para evaluar la geometría actual de la fractura y las condiciones de flujo del yacimiento y su energía.
- Definir el comportamiento y mapeo de campos caracterizados dinámicamente, con el fin de conocer la forma geométrica del área de drene, ubicación del pozo, volumen de hidrocarburos original y remanente y factor de recuperación para generar los pronósticos de producción de las re-fracturas programadas.
- Realizar las pruebas de inyección y cierre para considerar si el tipo de fracturas generadas son la mejor opción para los diferentes pozos.
- Con los esquemas de explotación generados se define mejor lo siguiente:
 - Re-fracturar (candidato sí o no).
 - Instalar SAP (tipo de sistema artificial sugerido).
 - Cambio de intervalo Rma. (Gasto del pozo y F_r).
- Con los esquema de desarrollo se programarán mejor los pozos a perforar:
 - Pozos verticales.
 - Pozos direccionales.
 - Pozos horizontales (multi-fracturados).

Se proponen algunas opciones para incrementar la conductividad de la fractura:

- Incrementar el ancho de la fractura, para yacimientos de baja permeabilidad se desea una mayor longitud, sin embargo para fines de limpieza puede ser conveniente incrementar también el ancho.
- Reducir el daño por el uso de gel, mediante la acción de agentes rompedores y fluidos fracturantes como visco-elásticos, aceite gelificado, N_2 , CO_2 y otros.
- Incrementar la permeabilidad del apuntalante.

Se proponen algunas opciones para el análisis de rentabilidad del proyecto:

- Evaluar los indicadores económicos en caso de tener incremento de precios.
- Considerar la rentabilidad del proyecto a corto, mediano y largo plazo.

Nomenclatura

A_p	= área de fractura durante la propagación, ft^2	kh	= permeabilidad horizontal del yacimiento, md
A	= área de drene del yacimiento, ft^2	kh_{ma}	= conductividad térmica de formación, BTU/sg-ft-°F
A_f	= área de fractura, L^2, m^2	k_l	= permeabilidad de la zona dañada, md
A_{ij}	= elemento matriz, adimensional	K_v	= permeabilidad vertical, md
B	= factor de vol. adimensional	k_x	= permeabilidad en dirección x, L^2, m^2
B_o	= factor de vol. de aceite, RB/STB	k_y	= permeabilidad en dirección y, L^2, m^2
B/C	= relación beneficio costo	K	= constante K de la ecuación.
C	= coeficiente de almacenamiento del pozo, RB/psi	I	= integral, m/Lt, Pa's
C_{ac}	= almacenamiento después del cierre, $L^4t^2/m, m^3/Pa$	L_f	= longitud media de fractura, L, m
C_A	= Factor de forma	l_h	= longitud horizontal y lateral.ft
C_{bc}	= almacenamiento antes del cierre, $L^4t^2/m, m^3/Pa$	m	= pendiente, adimensional
C_D	= coeficiente de almacenamiento del pozo, adimensional	$m(p_i)$	= pseudo-presión real del gas inicial, psi^2/cp
C_{De}^{2s}	= curvas tipo, adimensional	$m(p_{wlf})$	= pseudo-presión real del gas fluyendo, psi^2/cp
C_{fi}	= calor específico del fluido fracturante, BTU/lb -°F	n_f	= número de fracturas, adimensional
C_f	= conductividad de la fractura m^3	n_{fs}	= número de segmentos de fractura, adimensional
c_f	= compresibilidad del fluido en la fractura, $Lt^2/m, Pa^{-1}$	NMD	= Nivel Medio de los Disparos
C_{fd}	= conductividad de la fractura, adimensional	P_{ac}	= presión del yacimiento con almacenamiento constante después del cierre, m/Lt ₂ , Pa
C_{fbc}	= almacenamiento antes del cierre de la fractura, $L^4t^2/m, m^3/Pa$	P_0	= presión pozo a tiempo cero, m/Lt ² , Pa
$C_{L,fac}$	= almacenamiento con varias fracturas después del cierre, $L^4t^2/m, m^3/Pa$	P_c	= presión de cierre fractura, m/Lt ² , Pa
$C_{L,fbc}$	= almacenamiento con varias fracturas antes del cierre, $L^4t^2/m, m^3/Pa$	PDL	= pressure dependent Leakoff, psi
C_{ma}	= calor específico de la formación, BTU/lb -°F	PPD	= primary pressure derivative, psi
C_{pf}	= almacenamiento de la propagación de la fractura, $L^4t^2/m, m^3/Pa$	P_f	= presión de yacimiento produciendo con una sola fractura, m/Lt ₂ , Pa
C_{pLf}	= almacenamiento de la propagación de la fractura con varias fracturas, $L^4t^2/m, m^3/Pa$	P_{fac}	= presión de fractura con almacenamiento constante después del cierre, m/Lt ₂ , Pa
c_t	= compresibilidad total del yacimiento, psi^{-1}	P_i	= presión inicial del yacimiento, psi
C_{tr}	= compresibilidad de la fractura, psi^{-1}	P_{Lf}	= presión del yacimiento con la producción de varias fracturas, m/Lt ₂ , Pa
C_{wb}	= compresibilidad del fluido en el pozo	PKN	= Perkins y Nordgren, modelo 2D
E	= módulo de Young, psi	$P_{L,fac}$	= presión del yacimiento con la producción de varias fracturas y almacenamiento contante después del cierre, m/Lt ₂ , Pa
G	= función G	$P_{L,fbc}$	= presión del yacimiento con la producción de varias fracturas y almacenamiento contante antes del cierre, m/Lt ₂ , Pa
G_f	= gradiente de fractura, psi/ft	P_n	= presión neta de fractura, m/Lt ₂ , Pa
G_{poro}	= gradiente de poro, psi^{-1}/ft	P_{pf}	= presión del yacimiento con una propagación de fractura, m/Lt ₂ , Pa
h	= altura del intervalo, ft	P_{pLf}	= presión del yacimiento con una propagación de re-fractura, m/Lt ₂ , Pa
HR	= Alta Recesión, psi	P_r	= presión de ruptura, psi
h_f	= altura de la fractura, L, m	P_w	= presión del pozo, m/Lt ₂ , Pa
J	= índice de productividad	P_{wc}	= presión del pozo a gasto constante, m/Lt ₂ , Pa
ISIP	= instantaneous shut-in pressure	P_{wD}	= presión del pozo, adimensional
J_i	= índice de inyección	P_{wf}	= presión de fondo fluyendo, psi
k	= permeabilidad del yacimiento, md	P_{wh}	= presión de superficie del pozo, psi
k_0	= función Bisel modificada del 2do tipo (orden cero), adimensional	P_{ws}	= presión estática del pozo, m/Lt ₂ , Pa
k_f	= permeabilidad de la fractura apuntalada, md	P3D	= pseudo-tri-dimensional
$K_f W_f$	= conductividad de la fractura, md-ft	q	= gasto, bpd o MCF/d

\tilde{q}	= flujo de la cara de fractura, $L^3/t, m^3/s$	V_w	= volumen del pozo, L^3, m^3
Q_D	= gasto, adimensional	\hat{w}_f	= ancho promedio de fractura, L, m
q_f	= gasto de la fractura, $L^3/t, m^3/s$	w_f	= ancho de la fractura apuntalada, ft
q_l	= gasto del fluido Leakoff, $L^3/t, m^3/s$	x	= eje x, L, m
q_{pf}	= gasto de la propagación de fractura, $L^3/t, m^3/s$	\hat{x}	= coordenada del punto a lo largo del eje \hat{x} , L, m
q_s	= gasto del yacimiento, $L^3/t, m^3/s$	x_f	= longitud media de la fractura apuntalada, ft
q_{sf}	= gasto de arena, $L^3/t, m^3/s$	x_w	= posición a lo largo del pozo en el eje x, L, m
q_t	= gasto total, $L^3/t, m^3/s$	y	= eje y, L, m
q_w	= gasto de inyección del pozo, $L^3/t, m^3/s$	\hat{y}	= coordenada del punto a lo largo del eje \hat{y} , L, m
q_{ws}	= gasto variable del pozo, $L^3/t, m^3/s$	y_s	= zona dañada adyacente de fractura, ft
r	= radio, L, m	y_w	= posición a lo largo del pozo en el eje y, L, m
R_c	= compresión simple	α	= exponente crecimiento de la fractura, coeficiente Biot, adimensional
r_w	= radio del pozo, ft	δ_L	= relación de la longitud media de fractura primaria o secundaria, adimensional
$r_{w\alpha}$	= radio aparente del pozo, ft	Δ	= incremental, adimensional
R_w	= radio del pozo, adimensional	ζ	= variable de sustitución, adimensional
S	= variable adimensional de la transformada de Laplace	η	= variable de sustitución, adimensional
S	= factor de daño del pozo	θ_r	= ángulo de referencia, radianes
S_{ch}	= daño de la fractura estrangulada	θ_f	= ángulo de la fractura, radianes
S_e	= variable adimensional de la transformada de Laplace para el final de la inyección	μ	= viscosidad del yacimiento, cp
S_f	= rigidez de la fractura, $m/L^2 t^2, Pa/m$	ξ	= variable de sustitución, adimensional
S_f	= factor de daño de la fractura	ρ	= densidad, $m/L^3, kg/m^3$
S_{fs}	= daño en la cara de la fractura adimensional	ρ_f	= densidad de fractura, $m/L^3, kg/m^3$
$(S_{fs})_{ch}$	= daño por colapso en la fractura adimensional	ρ_m	= densidad de formación, $m/L^3, kg/m^3$
St	= resistencia a la tensión de la roca, psi	σ	= esfuerzo, psi
T	= temperatura del yacimiento, °R	τ	= variable de sustitución, adimensional
t	= tiempo, hr, min, seg	φ	= porosidad, adimensional
t_c	= tiempo de cierre de la fractura hidráulica, t, s	X	= variable de sustitución, adimensional
t_{DA}	= tiempo basado sobre el área de drene, adimensional	Ψ	= variable de sustitución, adimensional
t_{Df}	= tiempo basado sobre la longitud de la fractura, adimensional	γ_m	= densidad relativa de formación, D
t_{Dw}	= tiempo basado sobre el radio de drene, adimensional	z	= eje z, L, m
t_e	= tiempo final de la inyección, t, s	Z	= factor de desviación del gas
t_f	= temperatura del yacimiento, °R	$3D$	= Tri-dimensional
t_{iny}	= tiempo de inyección hr, min, seg		
t_p	= tiempo de producción hr, min, seg	Subíndices:	
TP	= tubería de producción, ft	av	= promedio
t_{LFD}	= tiempo adimensional, t, s	D	= adimensional
TRI	= tiempo de la recuperación invertida, día, mes, año	f	= fractura
TIR	= tasa interna de retorno, porcentaje	I	= condiciones iniciales
t_s	= tiempo de viaje sónico, seg/ft	I	= índice de fractura, adimensional
TS	= forma de la fracture en T	h	= esfuerzo horizontal tangencial
TVD	= profundidad vertical del pozo, ft	j	= índice de segmento, adimensional
u	= variable de sustitución, adimensional	m	= índice de segmento, adimensional
U_a	= función unitario, adimensional	max	= máximo
v	= relación de Poisson, adimensional	n	= índice de tiempo, adimensional
V_f	= volumen de fractura, L^3, m^3	o	= no fracturado
V_{fr}	= volumen residual de fractura, L^3, m^3	s	= superficie
VPI	= valor presente de inversión porcentaje	w	= vecindad del pozo
VPN	= valor presente neto, porcentaje	z	= esfuerzo vertical de sobrecarga
VPN/VPI	= eficiencia de la utilidad, porcentaje	Superíndice	
		-	= tiempo promedio

Bibliografía

1. Abousleiman, Y., Cheng, A. H.-D., y Gu, H. 1994. Formation Permeability Determination by Micro or Mini-Hydraulic Fracturing. *J Energy Resour Technol* **116** (6): 104-114. <http://dx.doi.org/10.1115/1.2906014>.
2. Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R. y Ramey, H. J. Jr. 1970. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment. *SPE J.* **10** (3): 279-290. SPE-2466-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2466-PA>.
3. Aguilar Razo, R. 2013. Análisis de Datos de Fracturamientos Hidráulicos en Chicontepec. Congreso Mexicano del Petróleo, Cancún, Q.R., junio 6-8.
4. Ahmed U. y Nathan Meehan D. "Unconventional oil and gas resources exploitation and development" Capítulos: 9, 11-14, 17, 19-21, 24. Aug 2016. <https://www.spe.org/en/jpt/jpt-briefs-detail-page/?art=2402>
5. Asala, H. I., Ahmadi, M. y Dahi Taleghani, A. D. 2016. Why Re-Fracturing Works and Under What Conditions. SPE Annual Technical Conference and Exhibition Exhibition, Dubai, EAU, septiembre 26-28. SPE-181516-MS. <https://doi.org/10.2118/181516-MS>.
6. Avendaño Rodríguez, J. L. y Pérez Suárez, L. 2013. Descripción Dinámica Pre y Pos Fractura de las Arenas de Chicontepec. Congreso Mexicano del Petróleo, Cancún, Q.R., junio 6-8.
7. Ayoub, J. A., Bourdet, D. P. y Chauvel, Y. L. 1988. Impulse Testing. *SPE Form Eval* **3** (3): 534-546. SPE-15911-PA. <https://doi.org/10.2118/15911-PA>.
8. Barree, R. D., Fisher, M. K. y Woodroof, R. A. 2002. A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 29–octubre 2. SPE-77442-MS. <https://doi.org/10.2118/77442-MS>.
9. Berumen, S., Cipolla, C., Finkbeiner, T. et al. 2000. Integrated Reservoir Geomechanics Techniques in the Burgos Basin México: An Improved Gas Reservoirs Management. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Yokohama, Japón, abril 25-26. SPE-59418-MS. <https://doi.org/10.2118/59418-MS>.
10. Berumen, S., Kaiser, P. Gachuz, H. et al. 2004. Fracturing Microseismic Response in Turbidite Reservoirs in Tajin Field. SPE International Petroleum Conference in Mexico, Puebla, noviembre 7-9. SPE-92015-MS. <https://doi.org/10.2118/92015-MS>.
11. BJ Hughes Services. Noviembre 1986. *Manual de Fracturación Hidráulica*. 330 paginas.
12. Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*, third edition. Amsterdam: Elsevier.
13. Carter, E. D. 1957. Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension. En *Drilling and Production Practices*, eds. G. C. Howard y C. R. Fast, 261–270. Tulsa, Oklahoma: American Petroleum Institute.
14. Chaudhry, A. U. 2004. *Oil Well Testing Handbook*. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing. Chapter 11, "MHF Oil Well Behavior Analysis". Pages 372-386.
15. Cinco-Ley, H. 1982. Evaluation of Hydraulic Fracturing by Transient Pressure Analysis Methods. International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing, China, marzo 17-24. SPE-10043-MS. <https://doi.org/10.2118/10043-MS>.
16. Cinco-Ley, H., Kuchuk, F., Ayoub, J. et al. 1986. Analysis of Pressure Test Through the Use of Instantaneous Source Response Concepts. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Luisiana, octubre 5-8. SPE-15476-MS. <https://doi.org/10.2118/15476-MS>.
17. Cinco-Ley, H. y Meng, H., Z. 1988. Pressure Transient Analysis of Wells with Conductivity Vertical Fractures in Double Porosity Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 2-5. SPE-18172-MS. <https://doi.org/10.2118/18172-MS>.
18. Cinco-Ley, H., Ramey, H. J. Jr. y Miller, F. G. 1975a. Pseudo Skin Factors for Partially Penetrating or Directional Wells. Artículo presentado en la Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas Texas, septiembre 28 – octubre 1. SPE-5589-MS. <https://doi.org/10.2118/5589-MS>.

19. Cinco-Ley, H., Ramey, H. J. Jr. y Miller, F. G. 1975b. Unsteady State Pressure Distribution Created by a Well with an Inclined Fracture. Fall Meeting of the SPE of AIME, Dallas Texas, Sep. 28-octubre 1. SPE-5591-MS. <https://doi.org/10.2118/5591-MS>.
20. Cinco-Ley, H., Ramey, H. J. Jr., Samaniego V., F. et al. 1987. Behavior of Wells with Low-Conductivity Vertical Fractures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, septiembre 27-30. SPE-16776-MS. <https://doi.org/10.2118/16776-MS>.
21. Cinco-Ley, H. y Samaniego V., F. 1977. Determination of the Orientation of a Finite Conductivity Vertical Fracture by Transient Pressure Analysis. Denver, Colorado, octubre 9-12. SPE-6750-MS. <https://doi.org/10.2118/6750-MS>.
22. Cinco-Ley, H. y Samaniego V., F. 1981a. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case vs Damaged Fracture Case. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 4-7. SPE-10179-MS. <https://doi.org/10.2118/10179-MS>.
23. Cinco-Ley, H. y Samaniego V., F. 1981b. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *J Pet Technol* **33** (9): 1749-1766. SPE-7490-PA. <https://doi.org/10.2118/7490-PA>.
24. Cinco-Ley, H. y Samaniego V., F. 1989. Use and Misuse of the Superposition Time Function in Well Test Analysis. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-11. SPE-19817-MS. <https://doi.org/10.2118/19817-MS>.
25. Cinco-Ley, H., Samaniego V., F. y Domínguez N., D. 1978. Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture. *SPE J.* **18** (4): 253-264. SPE-6014-PA. <https://doi.org/10.2118/6014-PA>.
26. Correa, A. C. y Ramey, H. J. Jr. 1986. Combined Effects of Shut-In and Production: Solution with a New Inner Boundary Condition. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Luisiana, octubre 5-8. SPE-15579-MS. <https://doi.org/10.2118/15579-MS>.
27. Correa, A. C. y Ramey, H. J. Jr. 1987. A Method for Pressure Buildup Analysis of Drillstem Tests. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, septiembre 27-30. SPE-16802-MS. <https://doi.org/10.2118/16802-MS>.
28. Correa, A. C. y Ramey, H. J. Jr. 1988. Application of the Unit Step Function to Unusual Well Test Problems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 2-5. SPE-18156-MS. <https://doi.org/10.2118/18156-MS>.
29. Craig, D. P. y Blasingame, T. A. 2005. A New Refracture-Candidate Diagnostic Test Determines Reservoir Properties and Identifies Existing Conductive or Damaged Fractures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, octubre 9-12. SPE-96785-MS. <https://doi.org/10.2118/96785-MS>.
30. Craig, D. P., Eberhard, M. J., Ramurthy, M. et al. 2005. Permeability, Pore Pressure, and Leakoff Type Distributions in Rocky Mountain Basins. *SPE Prod & Fac* **20** (1): 48-59. SPE-75717-PA. <https://doi.org/10.2118/75717-PA>.
31. Craft, B. C., Holden, W. R. y Graves. E. D. Jr. 1962. *Well Design: Drilling and Production*. Englewood, Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
32. Daneshy, A. y Soliman, M. Y. 2016. Special: Refracturing. *Hydraulic Fracturing J* **3** (1): 14-136.
33. Earlougher, R. C. Jr. 1977. *Advances in Well Test Analysis*, Vol. 5. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
34. Geertsma, J. 1957. The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks. *Trans. AIME* **210**: 331-340. SPE-728-G.
35. Geertsma, J. 1966. Problems of Rock Mechanics in Petroleum Production Engineering. 1st ISRM Congress, Lisboa, Portugal, septiembre 25-octubre 1. ISRM-1CONGRESS-1966-099.
36. Gringarten, A. C. 1978. Reservoir Limit Testing for Fractured Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 1-3. SPE-7452-MS. <https://doi.org/10.2118/7452-MS>.
37. Gringarten, A. C., Ramey, H. J. Jr. y Raghavan, R. 1974. Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Fracture. *SPE J.* **14** (4): 347-360. SPE-4051-PA <https://doi.org/10.2118/4051-PA>.

38. Gu, H., Elbel, J. L., Nolte, K. G. et al. 1993. Formation Permeability Determination Using Impulse-Fracture Injection. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, marzo 21-23. SPE-25425-MS. <https://doi.org/10.2118/25425-MS>.
39. Hagoort, J. 1981. *Waterflood-Induced Hydraulic Fracturing*. PhD dissertation, Delft University. [uid:93b1fede-e03e-48d7-99c9-1c709d69397c](https://doi.org/10.2118/93b1fede-e03e-48d7-99c9-1c709d69397c).
40. Horner, D. R. 1951. Pressure Build-Up in Wells. Proc., 3rd World Petroleum Congress, La Haya, Países Bajos, mayo 28-junio 6. WPC-4135.
41. Horne, R. N. 1990. *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*. Palo Alto, California: Petroway Inc.
42. Islas S., C. y Garaicochea Petrirena, F. 1971. *Diseño Óptimo de un Fracturamiento Hidráulico*.
43. Khristianovic, S. A. y Zheltov, Y. P. 1955. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid. Proc., 4th World Petroleum Congress, Roma, Italia, junio 6-15. WPC-6132.
44. Larsen, L. y Bratvold, R. B. 1990. Effects of Propagating Fractures on Pressure-Transient Injection and Falloff Data. *SPE Form Eval* **9** (2): 105-114. SPE 20580. <https://doi.org/10.2118/20580-PA>.
45. Le Tirant P. y Gay L. 1972. *Manuel de Fracturation Hydraulique*. Paris: Editions Technip.
46. Lee, J. 1982. *Well Testing*, Vol 1. New York: Textbook, SPE of AIME.
47. Lee, S.-T. & Brockenbrough, J. R. 1986. A New Analytical Solution for Finite Conductivity Vertical Fractures with Real Time and Laplace Space Parameter Estimation. San Francisco, California, octubre 5-8. SPE-12013-MS. <https://doi.org/10.2118/12013-MS>.
48. Mayerhofer, M. J. y Economides, M. J. 1993. Permeability Estimation from Fracture Calibration Treatments. SPE Western Regional Meeting, <https://doi.org/10.2118/26039-MS>.
49. Mayerhofer, M. J., Ehlig-Economides, C. A. y Economides, M. J. 1995. Pressure-Transient Analysis of Fracture-Calibration Tests. *J Pet Technol* **47** (3): 229-234. SPE-26527-PA. <https://doi.org/10.2118/26527-PA>.
50. Meehan, D. N. 1980. Hyperbolic Oil Production Decline Analysis Programmed. *Oil Gas J* **78** (29): 72-73.
51. Meehan, D. N. 1989. *Hydraulically Fractured Wells in Heterogeneous Reservoir: Interaction, Interference and Optimization*. PhD dissertation, Stanford University.
52. Meyer, B. R. 1985. Frac Model in 3D. Parts 1-4. *Oil Gas J* **83** (June 17, July 1, 22 y 29).
53. Meyer B. R. y Jacot, R. H. 2005. Pseudo-Steady-State Analysis of Finite-Conductivity Vertical Fractures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, octubre 9-12. SPE-95941-MS. <https://doi.org/10.2118/95941-MS>.
54. Moos, D., Finkbeiner, T. y Berumen, S. 2000. A Geomechanical Model of the Arcabuz-Culebra Field Reveals Stress Magnitude and Orientation Changes Due to Production. 13th AAPG International Conference and Exhibition, Bali, Indonesia, October 15-18. Article #90913.
55. Muhammad A. Md Y. and Nur A. M., "Development of mathematical model for hydraulic fracturing design". Jul 2014. <https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-014-0124-z>
56. Mukherjee, H. y Economides, M. J. 1991. A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. *SPE Form Eval* **6** (2): 209-216. <https://doi.org/10.2118/18303-PA>.
57. Nolte, K. G. 1979. Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, septiembre 23-26. SPE-8341-MS. <https://doi.org/10.2118/8341-MS>.
58. Nordgren, R. P. 1972. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. *SPE J.* **12** (4), 306-314. SPE-3009-PA. <https://doi.org/10.2118/3009-PA>.
59. Oruganti, Y., Mittal, R., McBurney, C. J. et al. 2015. Re-Fracturing in Eagle Ford and Bakken to Increase Reserves and Generate Incremental NPV: Field Study. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands Texas, febrero 3-5. SPE-173340-MS. <https://doi.org/10.2118/173340-MS>.

60. Ozkan, E. y Raghavan, R. 1991. New Solutions for Well-Test Analysis Problems: Part 2- Computational Considerations and Applications. *SPE Form Eval* **6** (3): 369-378. SPE-18616-PA. <https://doi.org/10.2118/18616-PA>.
61. Perkins, T. K. y Kern, L. R. 1961. Widths of Hydraulic Fractures. *J Pet Technol* **13** (9): 937-949. SPE-89-PA. <https://doi.org/10.2118/89-PA>.
62. Pirayesh, E., Soliman M. Y., Morse, S. M. et al. 2016. A Fully Coupled 3D Element Investigation of Hydraulic Fracture Growth in Elastoplastic Rocks. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, EAU, Sep 26-28. SPE-181446-MS. <https://doi.org/10.2118/181446-MS>.
63. Prats, M. 1961. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case. *SPE J.* **1** (2):105-118. SPE-1575-G. <https://doi.org/10.2118/1575-G>.
64. Prats, M., Hazebroek, P. y Strickler, W. R. 1962. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Compressible-Fluid Case. *SPE J.* **2** (2): 87-94. SPE-98-PA. <https://doi.org/10.2118/98-PA>.
65. Raghavan, R. S., Chen, C.-C. y Agarwal, B. 1997. An Analysis of Horizontal Wells Intercepted by Multiple Fractures. *SPE J.* **2** (3): 235-245. SPE-27652-PA. <https://doi.org/10.2118/27652-PA>.
66. Ramey, H. J. Jr. y Cobb, W. M. 1971. A General Pressure Buildup Theory for a Well in a Close Drainage Area. *JPT* **13** (12): 1493-1505. SPE-3012-PA. <https://doi.org/10.2118/3012-PA>.
67. Romero Juarez, A. 1979. A Simplified Method for Calculating Temp Changes in Deep Wells. SPE 5888, <https://www.onepetro.org/general/SPE-5888-MS>.
68. Soliman, M. Y. 1986. Analysis of Buildup Test Short Producing Time. *SPE Form Eval* **1** (4): 363-371. SPE-11083-PA. <https://doi.org/10.2118/11083-PA>.
69. Stehfest, H. 1970. Algorithms 368: Numerical Inversion of Laplace Transforms [D5]. *Communications of the ACM* **13** (1): 47-49. <http://dx.doi.org/10.1145/361953.361969>.
70. Timoshenko, S. 1976. *Strength of Materials*, 3E. Huntington, New York: R. E. Krieger Pub. Co.
71. Valko, P. P. y Economides, M. J. 1999. Fluid-Leakoff Delineation in High Permeability Fracturing. *SPE Prod & Fac* **14** (2): 110-116. SPE-56135-PA. <https://doi.org/10.2118/56135-PA>.
72. Vincent, M. C. 2010. Restimulation of Unconventional Reservoirs: When are Refracs Beneficial? Calgary, Alberta, 19-21. SPE-136757-MS. <https://doi.org/10.2118/136757-MS>.
73. Vincent, M. C. 2015. Restimulating Vertical and Horizontal Oil Wells - Success and Failure. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2015/80446vincent/ndx_vincent.pdf.
74. Whitsitt, N. F. y Dysart, G. R. 1970. The Effect of Temperature on Stimulation Design. *J Pet Technol* **22** (4): 493-502. SPE-2497-PA. <https://doi.org/10.2118/2497-PA>.
75. Williams, B. 1970. Fluid Loss from Hydraulically Induced Fractures. *J Pet Technol* **22** (7): 882-888. SPE-2769-PA. <https://doi.org/10.2118/2769-PA>.
76. Wolhart, S. L., Berumen, S., Cipolla, C. L. et al. 2000. Use of Hydraulic Fracture Diagnostics to Optimize Fracturing Jobs in the Arcabuz-Culebra Field. Denver, Colorado, marzo 12-15. SPE-60314-MS. <https://doi.org/10.2118/60314-MS>.
77. Wolhart, S. L., McIntosh, G. E., Zoll, M. B. et al. 2007. Surface Tiltmeter Mapping Shows Hydraulic Fracture Reorientation in the Codell Formation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 11-14. SPE-110034. <https://doi.org/10.2118/110034-MS>.
78. Zoback M. D. 2007. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press.
79. Zoback M. D. 2016. Course on Line - Reservoir Geomechanics: In Situ Stress and Rock Mechanics Applied to Reservoir Processes. GP 202. Stanford, Open Ed. Mar 29-May 31.MAVA
80. Zoback, M. D., Barton, C. A., Brudy, M. et al. 2003. Determination of Stress Orientation and Magnitude in Deep Wells. *Int J Rock Mech Min Sci* **40** (7-8): 1049-1076. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.07.001>.
81. Zoback M. D., Moos, D., Coyle, B. et al. 1986. In Situ Stress and Physical Property Measurements in Appalachian Site Survey Holes. *AAPG Bull* **70** (CONF 860624-).
82. Zoback M. D., Moos, D., Mastin, L. et al. 1985. Wellbore Breakouts and In Situ Stress. *J. Geophys. Res* **90** (B7):5523-5530. <http://dx.doi.org/10.1029/JB090iB07p05523>.

Apéndices:

Apéndice A. Flujo Trilineal: Para pronósticos de producción (Qo vs tiempo)

Se presentan las ecuaciones que gobiernan los modelos analíticos utilizados para definir los diferentes tipos de yacimientos, en la cual nos permite definir los modelos de producción en base al comportamiento del pozo, localizado en un sistema cerrado (finito). Los modelos empleados para los pozos fracturados hidráulicamente, en base a una fractura vertical de conductividad finita están basados en Lee-Brockenbrough (1986)

La presión adimensional (P_D) para la producción a gasto constante (q) es definida:

$$P_D = \frac{2\pi kh}{q\mu} \Delta p \dots\dots\dots (A.1)$$

Donde k es la permeabilidad del yacimiento, h es la altura de la formación, μ es la viscosidad, y Δp es la diferencial de presión donde $\Delta p = p_i - p_{wf}$ (presión inicial del yacimiento - presión de fondo fluyendo).

El tiempo adimensional basado en el área de drene (A), radio del pozo (r_w) y longitud media de la fractura ($x_f=L_f$), son definidos como:

$$t_{DA} = \frac{kt}{c_t \phi \mu A}, t_D = \frac{kt}{c_t \phi \mu r_w^2}, t_{Dx_f} = \frac{kt}{c_t \phi \mu x_f^2} \dots\dots (A.2)$$

Donde ϕ es la porosidad y C_t la compresibilidad de la formación.

El gasto adimensional (q_D) para una presión constante (P_{wf}) es definida:

$$q_D = \frac{\mu}{2\pi kh \Delta p} q(t) \dots\dots\dots (A.3)$$

El gasto está en función del gasto adimensional y está definido como:

$$q(t) = \frac{2\pi kh \Delta p}{\mu} q_D \dots\dots\dots (A.4)$$

Donde Δp , es la caída de presión constante.

El índice de productividad (J) se define como:

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\mu} J_D \dots\dots\dots (A.5)$$

Donde (q) es el gasto, \bar{p} es la presión promedio del yacimiento, y p_{wf} , la presión de fondo fluyendo.

El índice de productividad adimensional J_D se define como:

$$J_D = \frac{\mu}{2\pi kh} J = \frac{\mu}{2\pi kh} \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} \dots\dots\dots (A.6)$$

Los parámetros adimensionales y en Laplace utilizados en el modelo de producción son:

$$C_{fD} = \frac{k_f w_f}{k x_f}, C_D = \frac{c}{2\pi \phi C_t h r_w^2}, C_{Df} = \frac{c}{2\pi \phi C_t h x_f^2} \dots\dots (A.7)$$

$$C_1 = \frac{\eta}{\eta_f}, \eta = \frac{k}{\phi \mu C_t}, \eta f = \frac{k_f}{(\phi \mu C_t)_f} \dots\dots\dots (A.7.1)$$

$$S_f = \frac{\pi y_s}{2 x_f} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \dots\dots\dots (A.7.2)$$

$$a = \frac{2}{C_{fD}}, b = \frac{-\pi}{C_{Df}} \dots\dots\dots (A.7.3)$$

El operador laplaciano de este modelo está dado por s , y el daño en la fractura por s_f .

Solución Trilineal:

La solución trilineal obtenida por Lee-Brockenbrough (1986), para una fractura de conductividad finita en el espacio de Laplace está dada para:

Gasto constante:

$$P_{D(s)} = \frac{b}{s(sbC_{Df} - \Psi \tanh \psi)} \dots\dots\dots (A.8)$$

Presión constante:

$$q_{D(s)} = \frac{1}{s^2 P_{D(s)}} = -\frac{\Psi}{sb} \tanh \psi \dots\dots\dots (A.9)$$

El parámetro de Ψ usado en las ecuaciones anteriores se define como:

$$\Psi = \sqrt{\frac{a(s+s^{1/2})^{1/2}}{1+(s+s^{1/2})^{1/2} S_f}} + C_1 s \dots\dots\dots (A.10)$$

Esta solución analítica es en base a la transformación de la ecuación en el espacio de Laplace para el tiempo real, usando el algoritmo de inversión por Stehfest (1970).

Función, `function` `ilt=gavsteh` (funname, t, L), en Matlab 2015a.

Solución para la presión pseudo-estacionaria:

La solución para la presión adimensional pseudo-estacionaria en un sistema cerrado puede definirse como: (Ramey et al., 1971)

$$P_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{J_D} \dots \dots \dots (A.11)$$

Donde el inverso del índice de productividad es:

$$\frac{1}{J_D} = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{e^{Y_{CA}} r_w^2} \right) \dots \dots \dots (A.12)$$

Solución de resistividad pseudo-estacionaria:

La solución para la resistividad pseudo-estacionaria para una fractura de conductividad finita en un sistema cerrado en términos del inverso del índice de productividad fue obtenida por (Meyer y Jacot, 2005) definida como:

$$\frac{1}{J_D} = \ln \left(\beta_{x_e} \frac{x_e}{x_f} \right) + f \dots \dots \dots (A.13)$$

Donde la función de pseudo-daño f es:

$$f = \ln \left(\frac{\pi}{c_{fD} g(\lambda)} + \zeta_{\infty} \right) \dots \dots \dots (A.14)$$

Las ecuaciones anteriores ya resueltas, nos permiten generar la solución para la producción de una fractura en un yacimiento rectangular cerrado (finito), para todos los tiempos: lineal, bilineal, trilineal y pseudo-estacionario. Dichas soluciones fueron generadas para el gasto constante o presión constante bajo ciertas condiciones de flujo.

Efecto de daño y colapso en el pozo:

Este efecto puede ocurrir a través del tiempo para una fractura y el pozo, donde Mukherjee y Economides (1991) identificaron un inadecuado contacto entre una fractura vertical transversal y el pozo horizontal, resultado de la restricción donde puede medirse el efecto del daño por un colapso definido como:

$$S_{ch} = \frac{kh}{k_{fwf}} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] = \frac{h}{x_f} \frac{1}{c_{fD}} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] \dots \dots \dots (A.15)$$

Donde la ecuación fue escrita en términos de la conductividad de la fractura adimensional.

En la ecuación anterior (A.15) vimos que la altura del intervalo para la relación del radio del pozo o la altura con relación a la longitud apuntalada decrecen, para el flujo radial o lineal en la fractura o que la conductividad adimensional en la fractura incrementa.

(Soliman et al., 1986) Con el trabajo publicado, concluyó que la alta conductividad queda incorporada porque desde que converge el flujo alrededor del pozo reduce la caída de presión adicional.

Solución para flujo pseudo-radial:

La caída de presión no adimensional en la vecindad del pozo, para un pozo no fracturado se obtuvo por (Earlougher, 1977) y es definida como:

$$P_D = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{1}{4t_{Dw}} \right) \dots \dots \dots (A.16)$$

Donde la integral exponencial, Ei se define:

$$Ei(-x) = -\int_x^{\infty} \frac{e^{-\mu}}{\mu} d\mu \dots \dots \dots (A.17)$$

La solución también es utilizada en el flujo pseudo-radial para un pozo fracturado por ajuste, de igual forma en la solución trilineal.

Incremento de la productividad:

El incremento de la productividad es definida por la relación del índice de productividad para los pozos no fracturados y fracturados, obtenida por (Meyer 1985) y se define como:

A gasto constante.

Para el gasto actual:

$$\frac{J}{J_o(t)} = \frac{P_{D_o}}{P_{Df}} \dots \dots \dots (A.18)$$

Para el gasto promedio:

$$\frac{J}{J_{ov}} = \frac{\int P_{D_o} dt}{\int P_{Df} dt} \dots \dots \dots (A.19)$$

A presión constante.

Para la presión actual:

$$\frac{J}{J_0(t)} = \frac{q_{Df}}{q_{D0}} \dots\dots\dots (A.20)$$

Para la presión promedio:

$$\frac{J}{J_{0lv}} = \frac{\int q_{Df} dt}{\int q_{D0} dt} \dots\dots\dots (A.21)$$

De-superposición:

La de-superposición fue un concepto visto por (Gringarten, et al., 1974, 1978) para modificar el valor de la presión adimensional ya conocida que describen los diferentes tipos de sistemas. Este método es empleado para calcular el daño efectivo y las fracturas en un sistema cerrado. Donde la presión adimensional P_D , está en función de la relación siguiente:

$$P_D(C_D, S) = P_D(C_D = 0, S = 0) - P_{D\infty}(C_D = 0, S = 0) - P_{D\infty}(C_D, S) \dots\dots\dots (A.22)$$

La ecuación anterior donde P_D es la presión adimensional para un sistema cerrado (finito) y $P_{D\infty}$ es la presión adimensional para un yacimiento infinito (sin fronteras).

El primer término de la ecuación es para el sistema cerrado con daño y almacenamiento igual a cero. Y para $P_{D\infty}$ en un solo pozo en un yacimiento infinito con daño y almacenamiento igual a cero.

El método de imagen para el sistema cerrado

Este método es utilizado para determinar la distribución de la presión en un sistema cerrado donde se considera que la formación tiene una geometría rectangular. Si tenemos un pozo productor en un área de drene cerrada es definido como:

Para la caída de P_D del pozo es:

$$P_D(t_{DA}) = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^{\infty} Ei \left(-\frac{[x_i^2 + y_i^2]}{4At_{DA}} \right) \dots\dots\dots (A.23)$$

Dónde: $x_i^2 + y_i^2 = r_w^2$ cuando se asume que la respuesta de cada pozo es obtenida por la solución línea fuente y (x_i, y_i) es la localización del pozo imagen para $i \geq 2$. En la figura A.1, se ilustra como estaría ubicado el pozo después de su ajuste.

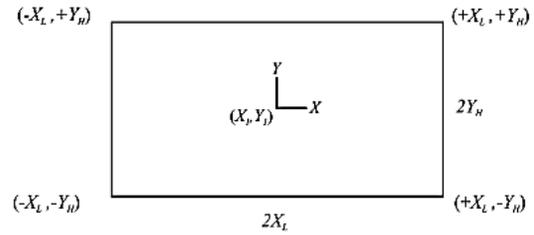


Fig. A.1. Localización del pozo imagen

Para los periodos de producción grandes, en un sistema cerrado, se utiliza la condición de flujo pseudo-estacionario. Donde la presión adimensional para tiempos grandes (t_{DASS}) se define como:

Pozo no fracturado:

$$P_D = 2\pi t_{DA} + 0.5 \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + 0.5 \ln \left(\frac{2.2456}{C_A} \right) \dots\dots\dots (A.24)$$

Pozo fracturado:

$$P_D = 2\pi t_{DA} + f(A, x_f, C_A, C_{fD}, \dots) \dots\dots\dots (A.25)$$

Donde t_{DA} es el tiempo adimensional, A es el área de drene o influencia y C_A es el factor de forma utilizado.

Podemos ver que la solución del gasto adimensional $q_{D(s)} = 1/(s^2 P_{D(s)})$, es la forma que decae exponencialmente en tiempos grandes para flujo pseudo-estacionario.

La configuración del sistema en una fractura vertical de conductividad finita en un yacimiento rectangular cerrado, la relación de forma está dada por $(\lambda = x_e/y_e)$, como se muestra en la fig. A.2:

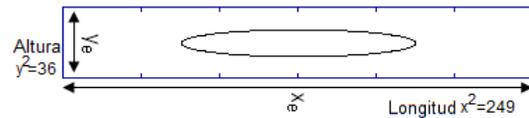


Fig. A.2. Fractura vertical-yacimiento cerrado

La solución en término adimensional es:

Gasto constante:

$$P_D(t_D, \lambda) = \frac{2\pi kh}{q\mu} \Delta p(t) \dots\dots\dots (A.26)$$

Donde: $\Delta p(t) = \frac{q\mu}{2\pi kh} P_D(t_D, \lambda) \dots\dots\dots (A.26.1)$

Presión constante:

$$q_D(t_D, \lambda) = \frac{\mu}{2\pi kh \Delta p} q(t) \dots\dots\dots (A.27)$$

Donde: $q(t) = \frac{2\pi kh \Delta p}{\mu} q_D(t_D, \lambda) \dots\dots\dots (A.27.1)$

Apéndice B. Modelo Analítico: Solución en un yacimiento, para una re-fractura o fractura existente.

Si partimos de la prueba de inyección y cierre descrita anteriormente y consideramos que el fluido es ligeramente compresible, que es inyectado a un gasto constante, que va llenando el pozo y la fractura y además a una suficiente presión, para crear la re-fractura o abrir de nuevo una existente, entonces; En el balance de materia durante la inyección para la fractura estará definido por:

$$q_w B \rho - q_l B_r \rho_r = V_{wb} \frac{d\rho_{wb}}{dt} + 2 \frac{d(V_f \rho_f)}{dt} \dots\dots (B.1)$$

Dónde: q_l es el gasto del fluido Leakoff dentro del yacimiento desde la fractura, y es igual ha q_{sf} y V_f es el volumen de la fractura.

En la ecuación B.1 anterior, si consideramos una densidad constante, $\rho = \rho_{wb} = \rho_f = \rho_r$ y un factor de volumen del yacimiento constante, $B = B_r$ puede ser definido:

$$q_{sf} = q_w - \frac{1}{B} (c_{wb} V_{wb} + 2c_f V_f + 2 \frac{dV_f}{dP_w}) \frac{dP_w}{dt} (B.2)$$

Durante la inyección a un gasto constante, con un cambio de la longitud de fractura y amplitud, el volumen de la fractura se define:

$$V_f(P_w(t)) = h_f L(P_w(t)) \hat{w}_f(P_w(t)) \dots\dots (B.3)$$

Para el coeficiente de almacenamiento con la propagación de la fractura se define:

$$C_{pf}(P_w(t)) = c_{wb} V_{wb} + 2c_f V_f(P_w(t)) + 2 \frac{dV_f(P_w(t))}{dP_w} \dots\dots (B.4)$$

La presión adimensional del pozo para la prueba de inyección y cierre de la fractura será definida como:

$$P_{wsD}(t_{LFD}) = \frac{P_w(t_{LFD}) - P_i}{P_o - P_i} \dots\dots (B.5)$$

Dónde: p_i es la presión inicial del yacimiento y

P_o sería una presión de referencia arbitraria a un tiempo cero.

La presión del pozo se incrementa hasta la presión de apertura P_{w0} , que generalmente se fija igual ha P_o , donde la presión adimensional en el pozo al tiempo cero será:

$$P_{wsD}(0) = \frac{P_{w0} - P_i}{P_o - P_i} \dots\dots (B.6)$$

Para el tiempo adimensional se define:

$$t_{LFD} = \frac{kt}{\phi \mu c_t L_f^2} \dots\dots (B.7)$$

Dónde: L_f es la longitud media de la fractura al final del bombeo.

El gasto adimensional del yacimiento es definido como:

$$q_{sD} = \frac{q_{sf} B \mu}{2\pi k h (P_o - P_i)} \dots\dots (B.8)$$

Para el gasto adimensional en el pozo es definido como:

$$q_{wsD} = \frac{q_w B \mu}{2\pi k h (P_o - P_i)} \dots\dots (B.9)$$

Dónde: q_w , es el gasto de inyección en el pozo.

Con las variables adimensionales en la ecuación de balance de materia para la propagación de la fractura durante la inyección queda definida:

$$q_{sD} = q_{wsD} - \frac{C_{pf}(P_w(t))}{2\pi \phi c_t h L_f^2} \frac{dP_{wsD}}{dt_{LFD}} \dots\dots (B.10)$$

Donde el coeficiente de almacenamiento adimensional de la fractura se define:

$$C_{fD} = \frac{C_{pf}(P_w(t))}{2\pi \phi c_t h L_f^2} \dots\dots (B.11)$$

En la ecuación de balance de materia adimensional, durante la inyección considerando la presión suficiente para crear y extender una fractura es definida como:

$$q_{sD} = q_{wsD} - C_{pfD}(P_{wsD}(t_{LFD})) \frac{dP_{wsD}}{dt_{LFD}} \dots\dots (B.12)$$

La técnica de: (Correa y Ramey, 1986-1988) en la ecuación de balance de materia válida para todos los tiempos, con la prueba de inyección y cierre para la creación y extensión de una fractura y considerando el almacenamiento constante después del cierre se define:

$$q_{sD} = q_{sD} - u_{(te)LfD} q_{wsD} - C_{pfD} \left(P_{wsD}(t_{LfD}) \right) \frac{dP_{wsD}}{dt_{LfD}} + u_{(te)LfD} \left[C_{pfD} \left(P_{wsD}(t_{LfD}) \right) - C_{bcd} \right] \frac{dP_{wsD}}{dt_{LfD}} + u_{(tc)LfD} [C_{bcd} - C_{acd}] \frac{dP_{wsD}}{dt_{LfD}} \dots \dots \dots (B.13)$$

Donde la función de paso unitario es definida:

$$U_a = \begin{cases} 0, & t < a \\ 1, & t > a \end{cases} \dots \dots \dots (B.14)$$

En la transformada de Laplace la ecuación de balance de materia para la inyección con la creación y extensión de una fractura, después de expandirse y simplificando se define como:

$$\bar{q}_{sD} = \frac{q_{wsD}}{s} - q_{wsD} \frac{e^{-s(t_e)LfD}}{s} - \int_0^{(t_e)LfD} e^{-st_{LfD}} C_{pfD} \left(P_{wsD}(t_{LfD}) \right) P'_{wsD}(t_{LfD}) dt_{LfD} - sC_{acd} \bar{P}_{wsD} + P_{wsD}(0)C_{acd} + \int_0^{(t_e)LfD} e^{-st_{LfD}} C_{bcd} P'_{wsD}(t_{LfD}) dt_{LfD} - (C_{bcd} - C_{acd}) \int_0^{(t_c)LfD} e^{-st_{LfD}} P'_{wsD}(t_{LfD}) dt_{LfD} \dots (B.15)$$

Con la longitud media de la fractura al incrementarse durante la inyección, se requiere una solución de presión adimensional tanto para la propagación, y para la longitud media de la fractura fija.

La solución para la presión adimensional es desarrollada integrando la solución línea fuente (Ozkan E.1991) que es definida:

$$\bar{\Delta p}_{ls} = \frac{\bar{q}_\mu}{2\pi ks} k_0(r_D \sqrt{u}) \dots \dots \dots (B.16)$$

Desde $x_w - \bar{L}(s)$ y $x_w + \bar{L}(s)$ con respecto a x'_w cuando $u = sf(s)$, y $f(s) = 1$ para un yacimiento de una sola porosidad, donde se asume que es para la longitud media de la fractura y que solo está en función de la variable de Laplace, s.

En términos de variables adimensionales:

$$x'_{wD} = \frac{x'_w}{L_f}; \quad dx'_{wD} = L_f dx'_w$$

La solución línea fuente es integrada desde $x_{wD} - \bar{L}_{fD}(s)$ hasta $x_{wD} + \bar{L}_{fD}(s)$ definida:

$$\bar{\Delta p} = \frac{\bar{q}_\mu L_f}{2\pi ks} \int_{x_{wD} - \bar{L}_{fD}(s)}^{x_{wD} + \bar{L}_{fD}(s)} k_0 \left[\sqrt{u} \sqrt{(x_D - x'_{wD})^2 + (y_D - y'_{wD})^2} \right] dx'_{wD} \dots \dots \dots (B.17)$$

Si consideramos que el pozo está en el centro de su origen, cuando $x_{wD} = y_{wD} = 0$ se tiene que:

$$\bar{\Delta p} = \frac{\bar{q}_\mu L_f}{2\pi ks} \int_{-\bar{L}_{fD}(s)}^{\bar{L}_{fD}(s)} k_0 \left[\sqrt{u} \sqrt{(x_D - x'_{wD})^2 + (y_D)^2} \right] dx'_{wD} \dots \dots \dots (B.18)$$

Si consideramos flujo constante, el gasto en el espacio de Laplace se define como:

$$\bar{q}(s) = 2\bar{q}h\bar{L}(s) \dots \dots \dots (B.19)$$

Para la solución fuente en un plano, en términos adimensionales se define como:

$$\bar{P}_D = \frac{\bar{q}_D(s)}{L_{fD}(s)} \frac{1}{2s} \int_{-\bar{L}_{fD}(s)}^{\bar{L}_{fD}(s)} k_0 \left[\sqrt{u} \sqrt{(x_D - \alpha)^2 + (y_D)^2} \right] d\alpha \dots \dots \dots (B.20)$$

Dónde:

$$\bar{P}_D = \frac{2\pi kh\bar{\Delta p}}{\bar{q}_\mu} \dots \dots \dots (B.21)$$

$$\bar{L}_{fD} = \frac{L(s)}{L_f} \dots \dots (B.22)$$

Para el gasto total si lo definimos como $\bar{q}_t(s)$ en forma adimensional es definido como:

$$\bar{q}_D(s) = \frac{\bar{q}(s)}{\bar{q}_t(s)} \dots \dots \dots (B.23)$$

Si consideramos que el gasto total incrementa proporcionalmente con respecto al aumento de la longitud media de la fractura tal que $\bar{q}_D(s) = 1$. La solución será evaluada en el plano de la fractura, y después de simplificar la integral usando la identidad de (Ozkan, E. y Raghavan, R., 1991), la solución para el flujo uniforme adimensional en el espacio de Laplace para una longitud media de fractura variable es definida:

$$\bar{P}_{pfd} = \frac{1}{\bar{L}_{fD}(s)} \frac{1}{2s\sqrt{u}} \left[\int_0^{\sqrt{u}(\bar{L}_{fD}(s)+x_D)} k_0 [z] dz + \int_0^{\sqrt{u}(\bar{L}_{fD}(s)-x_D)} k_0 [z] dz \right] \dots\dots\dots (B.24)$$

La solución para la conductividad infinita es obtenida por la evaluación de la solución de flujo uniforme donde $x_D=0.732\bar{L}_{fD}(s)$ definida

$$\bar{P}_{pfd} = \frac{1}{\bar{L}_{fD}(s)} \frac{1}{2s\sqrt{u}} \left[\int_0^{\sqrt{u}\bar{L}_{fD}(s)(1+0.732)} k_0 [z] dz + \int_0^{\sqrt{u}\bar{L}_{fD}(s)(1-0.732)} k_0 [z] dz \right] \dots\dots\dots (B.25)$$

En el espacio de Laplace la longitud media de la fractura adimensional varía entre 0 y 1 durante la propagación, (Nolte, K.G. 1979) y utilizando la aproximación por la ley de potencia se define como:

$$\bar{L}_{fD}(s) = \frac{\bar{L}(s)}{\bar{L}_f(s_e)} = \left(\frac{s_e}{s}\right)^\alpha \dots\dots\dots (B.26)$$

Cuando s_e es la variable en el espacio de Laplace para el final del bombeo. Entonces la longitud media de la fractura adimensional durante la propagación y cierre en el mismo espacio se define como:

$$\bar{L}_{fD}(s) = \begin{cases} \left(\frac{s_e}{s}\right)^\alpha & s_e < s \\ 1 & s_e \geq s \end{cases} \dots\dots\dots (B.27)$$

Donde el exponente en la ley de potencia tiene un rango, cuando: $\alpha = 1/2$ para una eficiencia baja en la fractura o alto Leakoff y cuando: $\alpha = 1$ para una eficiencia alta en la fractura o bajo Leakoff.

Durante el periodo que es antes y después del cierre, cuando la longitud media de la fractura no cambia, la solución de la presión

adimensional del yacimiento para una fractura de conductividad infinita en el espacio de Laplace se define como:

$$\bar{P}_{fD} = \frac{1}{2s\sqrt{u}} \left[\int_0^{\sqrt{u}(1+0.732)} k_0 [z] dz + \int_0^{\sqrt{u}(1-0.732)} k_0 [z] dz \right] \dots\dots\dots (B.28)$$

En los dos diferentes modelos de yacimiento, uno es para la propagación y el otro para la longitud fija de la fractura, donde se puede utilizar la solución para la presión adimensional escribiendo la integral de superposición definida como:

$$P_{wsD} = \int_0^{t_{LfD}} q_{pfd}(\tau_D) \frac{dp_{pfd}(t_{LfD}-\tau_D)}{dt_{LfD}} d\tau_D + \int_0^{t_{LfD}} q_{fD}(\tau_D) \frac{dp_{fD}(t_{LfD}-\tau_D)}{dt_{LfD}} d\tau_D \dots\dots\dots (B.29)$$

Dónde:

$q_{pfd}(t_{LfD})$ Es el gasto adimensional para el modelo de propagación de fractura, y $q_{fD}(t_{LfD})$ es el gasto adimensional para el modelo de longitud fija de la fractura, que se ocupan durante la prueba de inyección y cierre.

La condición inicial en la fractura y el yacimiento es una presión inicial constante, que con la transformada de Laplace y la integral de superposición se define:

$$\bar{P}_{wsD} = \bar{q}_{pfd} S \bar{p}_{pfd} + \bar{q}_{fD} S \bar{p}_{fD} \dots\dots\dots (B.30)$$

La ecuación de balance de materia adimensional en el espacio de Laplace se puede dividir en partes con la prueba de inyección y cierre, que es definida:

$$\bar{q}_{pfd} = \bar{q}_{pfd} + \bar{q}_{fD} \dots\dots\dots (B.31)$$

Donde el gasto adimensional en el yacimiento durante la propagación de la fractura está definido como:

$$\bar{q}_{pfd} = \frac{q_{wsD}}{s} - q_{wsD} \frac{e^{-s(t_e)_{LfD}}}{s} - \int_0^{(t_e)_{LfD}} e^{-st_{LfD}} C_{pfd} (P_{wsD}(t_{LfD})) P'_{wsD}(t_{LfD}) dt_{LfD} \dots\dots\dots (B.32)$$

Para el gasto adimensional antes y después del cierre de la fractura se define:

$$\bar{q}_{fD} = \left[P_{wD}(0)C_{acD} - sC_{acD}\bar{P}_{wsD} + C_{bcD} \int_0^{(t_e)L_{fD}} e^{-st_{L_{fD}}} P'_{wsD}(t_{L_{fD}}) dt_{L_{fD}} - (C_{bcD} - C_{acD}) \int_0^{(t_c)L_{fD}} e^{-st_{L_{fD}}} P'_{wsD}(t_{L_{fD}}) dt_{L_{fD}} \right] \dots (B.33)$$

Al utilizar el principio de superposición para la solución de la presión dependiente del coeficiente de almacenamiento de la propagación de la fractura adimensional, en función solo del tiempo, (Ozkan et al, 1991) y utilizando la ley de potencia se define como:

$$\frac{A_p(t)}{A_f} = \frac{h_f L(t)}{h_f L_f} = \left(\frac{t}{t_e} \right)^\alpha \dots (B.34)$$

El volumen de la fractura en función del tiempo es:

$$V_f(P_w(t)) = h_f L(P_w(t)) \hat{w}_f(P_w(t)) \dots (B.35)$$

Al utilizar la ley de potencia se puede definir como:

$$V_f(P_w(t)) = h_f L_f \frac{(p_w(t) - p_c)}{s_f} \left(\frac{t}{t_e} \right)^\alpha \dots (B.36)$$

La derivada del volumen de la fractura con respecto a la presión del pozo es:

$$\frac{dV_f(P_w(t))}{dP_w} = \frac{h_f L_f}{s_f} \left(\frac{t}{t_e} \right)^\alpha \dots (B.37)$$

Al recalcular el coeficiente de almacenamiento de la propagación de la fractura se puede definir como:

$$C_{pf}(P_w(t)) = C_{wb} V_{wb} + 2C_f V_f(P_w(t)) + 2 \frac{dV_f(P_w(t))}{dP_w} \dots (B.38)$$

Al utilizar nuevamente la ley de potencia para incluir la propagación de la fractura se define:

$$C_{pf}(P_w(t)) = C_{wb} V_{wb} + 2 \frac{h_f L_f}{s_f} \left(\frac{t}{t_e} \right)^\alpha (c_f p_n + 1) \dots (B.39)$$

Cuando $c_f p_n(t) \ll 1$ (Hagoort, J., 1981) notó que para el coeficiente de almacenamiento en la propagación de la fractura puede ser definido como:

$$C_{pf}(t_{L_{fD}}) = C_{wb} V_{wb} + 2 \frac{A_f}{s_f} \left(\frac{t_{L_{fD}}}{(t_e)_{L_{fD}}} \right)^\alpha \dots (B.40)$$

Siendo el resultado una función que no depende de la presión y al utilizar el principio de superposición se puede generar la solución siguiente.

Al combinar la ecuación de balance de materia y la integral de superposición resulta:

$$\begin{aligned} \bar{P}_{wsD} &= q_{wsD} \bar{P}_{pfD} - q_{wsD} \bar{P}_{pfD} e^{-s(t_e)L_{fD}} - \\ &C_{acD} [s \bar{p}_{fD} (s \bar{p}_{wsD} - P_{wD}(0))] - \\ &s \bar{p}_{pfD} \int_0^{(t_e)L_{fD}} e^{-st_{L_{fD}}} C_{pfD}(t_{L_{fD}}) P'_{wsD}(t_{L_{fD}}) dt_{L_{fD}} + \\ &s \bar{p}_{fD} C_{bcD} \int_0^{(t_e)L_{fD}} e^{-st_{L_{fD}}} P'_{wsD}(t_{L_{fD}}) - \\ &s \bar{p}_{fD} \int_0^{(t_c)L_{fD}} e^{-st_{L_{fD}}} [C_{bcD} - \\ &C_{acD}] P'_{wsD}(t_{L_{fD}}) dt_{L_{fD}} \dots (B.41) \end{aligned}$$

Posterior a la inversión para el dominio del tiempo, la solución en la prueba de inyección y cierre para la propagación de la fractura, antes y después del cierre con almacenamiento constante, se define como:

$$\begin{aligned} P_{wsD}(t_{L_{fD}}) &= q_{wsD} [P_{pfD}(t_{L_{fD}}) - P_{pfD}(t_{L_{fD}} - \\ &(t_e)t_{L_{fD}})] - C_{acD} \int_0^{t_{L_{fD}}} P'_{fD}(t_{L_{fD}} - \\ &\tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D - \int_0^{(t_e)L_{fD}} P'_{pfD}(t_{L_{fD}} - \\ &\tau_D) C_{pfD}(\tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D + \\ &C_{bcD} \int_0^{(t_e)L_{fD}} P'_{fD}(t_{L_{fD}} - \tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D - \\ &(C_{bcD} - \\ &C_{acD}) \int_0^{(t_c)L_{fD}} P'_{fD}(t_{L_{fD}} - \\ &\tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D \dots (B.42) \end{aligned}$$

La solución considerando el término de la integral para el almacenamiento de la propagación de la fractura es definida:

$$P'_{pfD}(t_{L_{fD}} - \tau_D) \cong P'_{pfD}(t_{L_{fD}}) \dots (B.43)$$

La derivada de la solución de la fractura también puede aproximarse como:

$$P'_{fD}(t_{L_{fD}} - \tau_D) \cong P'_{fD}(t_{L_{fD}}) \dots (B.44)$$

La definición de la solución adimensional de la propagación de la fractura estable que cuando $t_{Lfd} > (t_e)_{Lfd}$ la solución de la fractura y la propagación son iguales, donde $P'_{pfd}(t_{Lfd}) = P'_{fd}(t_{Lfd})$.

Ahora cuando $t_{Lfd} \gg (t_e)_{Lfd}$ la solución de la presión adimensional en el pozo se define:

$$P_{wsD}(t_{Lfd}) = [P'_{fd}(t_{Lfd}) \int_0^{(t_e)_{Lfd}} [C_{bcd} - C_{fd}(\tau_D)] P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D - C_{acD} \int_0^{t_{Lfd}} P'_{fd}(t_{Lfd} - \tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D - (C_{bcd} - C_{acD}) \int_0^{(t_c)_{Lfd}} P'_{fd}(t_{Lfd} - \tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D] \dots (B.45)$$

El coeficiente de almacenamiento antes del cierre es por definición siempre mayor que el coeficiente de almacenamiento de la propagación de la fractura, y la diferencia de los dos coeficientes no puede ser cero a menos que la longitud media de la fractura fuese creada instantáneamente.

Sin embargo la diferencia es relativamente pequeña cuando se compara con C_{bcd} o con C_{acD} y cuando el tiempo adimensional de la inyección es corto, entonces $t_{Lfd} > (t_e)_{Lfd}$, en términos de la integral que contiene el coeficiente de almacenamiento de la propagación de la fractura se volvería cada vez más pequeño.

Con un tiempo adimensional de inyección corto y cuando $(t_e)_{Lfd} \ll t_{Lfd} < (t_c)_{Lfd}$, la solución de la presión adimensional en el pozo antes del cierre puede definirse como:

$$P_{wsD}(t_{Lfd}) = P_{wsD}^{(0)} C_{acD} P'_{acD}(t_{Lfd}) - (C_{bcd} - C_{acD}) \int_0^{t_{Lfd}} P'_{acD}(t_{Lfd} - \tau_D) P'_{wsD}(\tau_D) d\tau_D \dots (B.46)$$

Por lo cual puede simplificarse en el espacio de Laplace e invertirse de nuevo para el dominio del tiempo y obtener la solución de la presión adimensional en el pozo antes del cierre, definida como:

$$P_{wsD}(t_{Lfd}) = P_{wsD}^{(0)} C_{bcd} P'_{bcd}(t_{Lfd}) \dots (B.47)$$

Por lo tanto la prueba de inyección y cierre es la solución para un pozo fracturado hidráulicamente con almacenamiento constante antes del cierre.

Si el tiempo adimensional de la inyección es corto y cuando $t_{Lfd} \gg (t_c)_{Lfd} \gg (t_e)_{Lfd}$ la derivada de la solución de la fractura puede definirse:

$$P'_{fd}(t_{Lfd} - \tau_D) \cong P'_{fd}(t_{Lfd}) \dots (B.48)$$

Cuando $t_{Lfd} \gg (t_c)_{Lfd}$ y cuando $P'_{acD}(t_{Lfd} - \tau_D)$, sea $\cong P'_{acD}(t_{Lfd})$, la solución de la presión adimensional en el pozo será definida como:

$$P_{wsD}(t_{Lfd}) = [P_{wsD}^{(0)} C_{bcd} - P_{wsD}((t_c)_{Lfd}) (C_{bcd} - C_{acD})] P'_{acD}(t_{Lfd}) \dots (B.49)$$

Apéndice C. Modelo Analítico: APT, solución para un pozo de conductividad finita con fracturas verticales y ángulo arbitrario.

La solución en un plano para flujo uniforme donde se considera un yacimiento isotrópico en el espacio de Laplace (Craig, D.P. 2005) se define:

$$\bar{P}_D = \frac{1}{2sL_{fD}} \int_{-L_{fD}}^{L_{fD}} k_0 [\sqrt{u} \sqrt{(\hat{x}_D - \alpha)^2 + (\hat{y}_D)^2}] d\alpha \dots (C.1)$$

Donde las variables adimensionales son:

$$r_D = \sqrt{x_D^2 + y_D^2} \dots (C.2)$$

$$x_D = r_D \cos \theta_r \dots (C.3)$$

$$y_D = r_D \sin \theta_r \dots (C.4)$$

$$\hat{x}_D = x_D \cos \theta_f + y_D \sin \theta_f \dots (C.5)$$

$$\hat{y}_D = y_D \cos \theta_f - x_D \sin \theta_f \dots (C.6)$$

En la fig. C.1, se muestra una fractura vertical con un ángulo arbitrario.

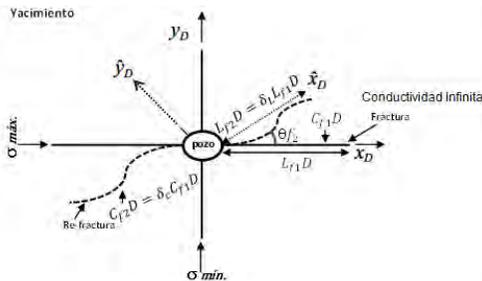


Fig. C.1. Fractura vertical C_{fD} infinita y θ arbitrario

Dónde:

θ_f , es el ángulo entre la fractura y el eje x_D .

(r_D, θ_f) , son las coordenadas polares de un punto a lo largo de la fractura.

La combinación de las ecuaciones C.3 y C.6 resulta:

$$\hat{x}_D = r_D \cos(\theta_r - \theta_f) \dots (C.7)$$

$$\hat{y}_D = r_D \sin(\theta_r - \theta_f) \dots (C.8)$$

En el espacio de Laplace la solución del plano para la rotación de la fractura por un ángulo θ_f desde un punto (r_D, θ_f) se define:

$$\bar{P}_D = \frac{\bar{q}_D}{2sL_{fD}} \int_{-L_{fD}}^{L_{fD}} k_0 \left[\sqrt{u} \sqrt{[r_D \cos(\theta_r - \theta_f) - \alpha]^2 + r_D^2 \sin^2(\theta_r - \theta_f)} \right] d\alpha \dots (C.9)$$

Para un pozo que contiene un número de fracturas conectadas n_f , se asume que toda la producción es del flujo total de las fracturas definido como:

$$\sum_{i=1}^{n_f} q_{iD} = 1 \dots (C.10)$$

Donde q_{iD} es el gasto adimensional para el número de fracturas, definido:

$$q_{iD} = \frac{q_i}{q_w} = \frac{q_i}{\sum_{k=1}^{n_f} q_k} \dots (C.11)$$

Donde q_i es el gasto para el número de fracturas.

La solución de la presión adimensional (Raghavan R. et al, 1997), fue obtenida por superposición de todas las fracturas y al utilizar la integral de superposición se define:

$$p_{l_{fD}} = (p_{wD})_l = \sum_{k=1}^{n_f} \int_0^{t_{L_{fD}}} q_{iD}(\tau_D) (p'_D)_i(t_{L_{fD}} - \tau_D) d\tau_D, l = 1, 2, \dots, n_f \dots (C.12)$$

Donde la derivada de la presión para los efectos de la fractura en (l) es sobre (l).

La transformada de Laplace para la ecuación del gasto adimensional es definida como:

$$\sum_{i=1}^{n_f} \bar{q}_{iD} = \frac{1}{s} \dots (C.13)$$

Con la condición inicial, donde:

$p_D(t_{L_{fD}} = 0) = 0$, en la transformada de Laplace para la solución de la presión adimensional es:

$$(\bar{p}_{wD})_l = \sum_{i=1}^{n_f} s \bar{q}_{iD} (\bar{p}_D)_{li}, l = 1, 2, \dots, n_f \dots (C.14)$$

Donde $(\bar{p}_D)_{li}$ es en el espacio de Laplace la solución de flujo uniforme para una fractura.

Al tener en cuenta los efectos de varias fracturas puede ser definido como:

$$(\bar{p}_D)_{li} = \frac{1}{2sL_{fiD}} \int_{-L_{fiD}}^{L_{fiD}} k_0 \dots \left[\sqrt{u} \sqrt{[r_D \cos(\theta_l - \theta_i) - \alpha]^2 + r_D^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta_i)} \right] d\alpha \dots \dots \dots (C.15)$$

La solución en el dominio de Laplace para varias fracturas de flujo uniforme se puede reescribir de la forma siguiente:

$$(\bar{p}_{wD})_l = \sum_{i=1}^{n_f} \frac{\bar{q}_{iD}}{2L_{fiD}} \int_{-L_{fiD}}^{L_{fiD}} k_0 \dots \left[\sqrt{u} \sqrt{[r_D \cos(\theta_l - \theta_i) - \alpha]^2 + r_D^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta_i)} \right] d\alpha, \dots \dots \dots (C.16)$$

La anterior solución semi-analítica en el espacio de Laplace fue para la conductividad de la fractura infinita y una orientación arbitraria. Ahora si el flujo no es uniforme a lo largo de la fractura, se utiliza el método de superposición para contar los efectos de varias fracturas, definido como:

$$(\bar{p}_{wD})_l = \sum_{i=1}^{n_f} \frac{1}{2L_{fiD}} \int_{-L_{fiD}}^{L_{fiD}} \bar{q}_{iD}(\alpha, s) k_0 \dots \left[\sqrt{u} \sqrt{[r_D \cos(\theta_l - \theta_i) - \alpha]^2 + r_D^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta_i)} \right] d\alpha \dots \dots \dots (C.17)$$

Dónde $l = 1, 2, \dots, n_f$. Si un punto (r_{iD}, θ_i) es restringido a lo largo de las n_f fracturas en el eje, entonces la referencia y el eje de la fractura son lo mismo y el resultado de la ecuación (C.7) queda definido:

$$\hat{x}_{iD} = r_{iD} \cos(\theta_i - \theta_i) = r_{iD} \dots \dots \dots (C.18)$$

Entonces la solución para varias fracturas se puede definir como:

$$(\bar{p}_{wD})_l = \sum_{i=1}^{n_f} \frac{1}{2L_{fiD}} \int_{-L_{fiD}}^{L_{fiD}} \bar{q}_{iD}(\alpha, s) k_0 \dots$$

$$\left[\sqrt{u} \sqrt{[\hat{x}_{iD} \cos(\theta_l - \theta_i) - \alpha]^2 + \hat{x}_i^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta_i)} \right] d\alpha \dots \dots \dots (C.19)$$

Para finalizar se considera que cada fractura es homogénea y simétrica, donde $\bar{q}_{iD}(\alpha, s) = \bar{q}_{iD}(-\alpha, s)$, la solución de la fractura de conductividad infinita múltiple, para un yacimiento isotrópico se define:

$$(\bar{p}_{wD})_l = \sum_{i=1}^{n_f} \frac{1}{2L_{fiD}} \int_0^{L_{fiD}} \bar{q}_{iD}(x', s) k_0 \dots \left[k_0 \left[\sqrt{u} \sqrt{[\hat{x}_{iD} \cos(\theta_l - \theta_i) - x']^2 + \hat{x}_i^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta_i)} \right] + k_0 \left[\sqrt{u} \sqrt{[\hat{x}_{iD} \cos(\theta_l - \theta_i) + x']^2 + \hat{x}_i^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta_i)} \right] \right] dx' \dots \dots \dots (C.20)$$

El desarrollo de las ecuaciones C.1 hasta la C.20, describen la solución para la conductividad infinita en pozos con fracturas verticales y con un ángulo arbitrario.

El desarrollo con la solución para la conductividad finita en pozos con fracturas verticales y un ángulo arbitrario requiere una solución general. En el desarrollo de (Cinco et al, 1978) y para el caso de doble porosidad (Cinco y Meng, 1988). Para la conductividad finita en la solución se necesita acoplar los componentes del yacimiento y la fractura, donde se considera lo siguiente:

1. La fractura es modelada en un medio poroso en capas homogéneas con una longitud media de fractura, L_f , ancho de fractura, w_f , y la penetración total en el espesor, h , del yacimiento.
2. El flujo en la fractura es a lo largo de la longitud y no entra flujo a través de las puntas.
3. El flujo en la fractura es incompresible y constante con relación al volumen de poro limitado de la fractura con relación al yacimiento.
4. La línea central de la fractura está alineada con el eje \hat{x}_D que se gira por un angulo desde el eje x_D .

La solución en el espacio de Laplace de la distribución de la presión, en una fractura de conductividad finita fue presentado por: (Cinco et al, 1978) definida como:

$$\bar{p}_{LfD}(s) - \bar{p}_D(\hat{x}_D, s) = \frac{\pi \hat{x}_D}{s C_{fD}} - \frac{\pi}{C_{fD}} \int_0^{\hat{x}_D} \int_0^{x'} \bar{q}_{LfD}(x'', s) dx'' dx' \dots\dots\dots (C.21)$$

Donde $\bar{p}_D(\hat{x}_D, s)$ es la solución general del yacimiento y para la conductividad adimensional de la fractura se define:

$$C_{fD} = \frac{k_f w_f}{k L_f} \dots\dots\dots (C.21.1)$$

En la fig. C.2, se muestra una fractura vertical con un ángulo arbitrario.

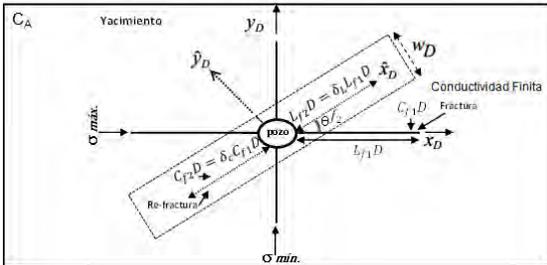


Fig. C.2. Fractura vertical C_{fD} finita y θ arbitrario

Con la definición anterior de la ecu. C.20, la solución de la conductividad finita para un ángulo arbitrario para una sola fractura en el espacio de Laplace se define como:

$$(\bar{p}_{wD})_l(s) = \sum_{i=1}^{n_f} \frac{1}{2L_{fiD}} \int_0^{L_{fiD}} \bar{q}_{iD}(x', s) k_0 \left[k_0 \sqrt{\hat{x}_{iD} \cos(\theta_l - \theta'_i) - x'}^2 + \hat{x}_i^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta'_i)} + k_0 \sqrt{\hat{x}_{iD} \cos(\theta_l - \theta'_i) + x'}^2 + \hat{x}_i^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta'_i)} \right] dx' + \frac{\pi \hat{x}_D}{s C_{fD}} - \frac{\pi}{C_{fD}} \int_0^{\hat{x}_D} \int_0^{x'} \bar{q}_{LfD}(x'', s) dx'' dx' \dots\dots\dots (C.22)$$

La solución anterior se obtiene con la separación de ambos componentes: yacimiento y fractura.

En el componente del flujo de la fractura fue presentado por (Cinco y Samaniego, 1981) que fue definido:

$$\Psi = \int_0^{\hat{x}_{iD}} \int_0^{x'} \bar{q}_{iD}(x'', s) dx'' dx' \dots\dots\dots (C.23)$$

Donde es aproximado por las ecuaciones siguientes:

$$\Psi_j = \left\{ \frac{(\hat{x}_{iD})}{8} (\bar{q}_{iD})_{j=1}, j = 1 \dots\dots\dots (C.24.1)$$

$$\Psi_j = \left\{ \frac{(\hat{x}_{iD})^2}{8} (\bar{q}_{iD})_j(s) + \sum_{m=1}^{j-1} \left[\frac{(\hat{x}_{iD})^2}{8} + (\Delta \hat{x}_{iD}) [(\hat{x}_{iD})_j - m \Delta \hat{x}_{iD}] \right] (\bar{q}_{iD})_m(s), j > 1 \dots\dots\dots (C.24.2)$$

Al combinar los componentes del yacimiento y el flujo de la fractura incluyendo la anisotropía para la misma solución semi-analítica se define en las ecuaciones siguientes:

$$(\bar{p}_{wD})_l(s) = \sum_{i=1}^{n_f} \sum_{m=1}^{n_{fs}} \frac{(\bar{q}_{iD})_m(s)}{2L'_{fiD}} \int_{[\hat{x}_{iD}]_m}^{[\hat{x}_{iD}]_{m+1}} \dots \left[k_0 \sqrt{\hat{x}_{iD} \cos(\theta'_l - \theta'_i) - x'}^2 + (\hat{x}_{iD})_{j=1}^2 \text{seno}^2(\theta'_l - \theta'_i)} + k_0 \sqrt{\hat{x}_{iD} \cos(\theta'_l - \theta'_i) + x'}^2 + (\hat{x}_{iD})_{j=1}^2 \text{seno}^2(\theta'_l - \theta'_i)} \right] dx' - \frac{\pi (\Delta \hat{x}_{iD})^2}{C_{fD} 8} (\bar{q}_{iD})_{j=1}(s) + \frac{\pi (\hat{x}_{iD})_{j=1}}{s C_{fD}}, j = 1 \dots\dots\dots (C.25.1)$$

$$(\bar{p}_{wD})_l(s) = \sum_{i=1}^{n_f} \sum_{m=1}^{n_{fs}} \frac{(\bar{q}_{iD})_m(s)}{2L'_{fiD}} \int_{[\hat{x}_{iD}]_m}^{[\hat{x}_{iD}]_{m+1}} \dots \left[k_0 \sqrt{\hat{x}_{iD} \cos(\theta'_l - \theta'_i) - x'}^2 + (\hat{x}_{iD})_j^2 \text{seno}^2(\theta'_l - \theta'_i)} + k_0 \sqrt{\hat{x}_{iD} \cos(\theta'_l - \theta'_i) + x'}^2 + (\hat{x}_{iD})_j^2 \text{seno}^2(\theta'_l - \theta'_i)} \right] dx' - \frac{\pi (\Delta \hat{x}_{iD})^2}{C_{fD} 8} (\bar{q}_{iD})_j(s) + \sum_{m=1}^{j-1} \left[\frac{(\Delta \hat{x}_{iD})^2}{2} + (\Delta \hat{x}_{iD}) [(\hat{x}_{iD})_j - m \Delta \hat{x}_{iD}] \right] (\bar{q}_{iD})_m(s) + \frac{\pi (\hat{x}_{iD})_j}{s C_{fD}}, j > 1 \dots\dots\dots (C.25.2)$$

Cuando $j = 1, 2, \dots, n_f$ y $l = 1, 2, \dots, n_f$ en el espacio de Laplace para el gasto total adimensional se define:

$$\sum_{i=1}^{n_f} \Delta \hat{x}_{iD} \sum_{m=1}^{n_{fs}} (\bar{q}_{iD})_m = \frac{1}{s} \dots \dots \dots (C.26)$$

La relación de la ecuación para la presión adimensional en el pozo para cada fractura se define como:

$$(\bar{p}_{wD})_1 = (\bar{p}_{wD})_2 = \dots = (\bar{p}_{wD})_{n_f} = \bar{p}_{LFD} \quad (C.27)$$

Para cada fractura dividida entre n_{fs} segmentos es igual a la longitud total.

Las ecuaciones C.25 y C.27 describen un sistema de $n_f n_{fs} + 2$ ecuaciones y 2 incógnitas. Al resolver el sistema de ecuaciones se realiza para cada segmento de la fractura. Por ejemplo, en un plano cartesiano se puede separar en 3 segmentos.

En las variables de sustitución para el caso anterior se define como:

$$(\zeta_i)_{mj} = \frac{1}{2L'_{fID}} \int_{[\hat{x}_{iD}]_m}^{[\hat{x}_{iD}]_{m+1}} \dots \left[k_0 \sqrt{u} \sqrt{[(\hat{x}_{iD})_j \cos(\theta_l - \theta'_{li}) - x']^2 + (\hat{x}_{iD})_j^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta'_{li})} + k_0 \sqrt{u} \sqrt{[(\hat{x}_{iD})_j \cos(\theta_l - \theta'_{li}) + x']^2 + (\hat{x}_{iD})_j^2 \text{seno}^2(\theta_l - \theta'_{li})} \right] dx' \dots \dots \dots (C.28)$$

$$(x_l)_{mj} = \frac{\pi}{c_{fID}} \left[\frac{(\Delta \hat{x}_{iD})^2}{2} + (\Delta \hat{x}_{iD}) [(\hat{x}_{iD})_j - m \Delta \hat{x}_{iD}] \right] \dots \dots \dots (C.29)$$

$$\xi_l = \frac{\pi}{c_{fID}} \frac{(\Delta \hat{x}_{iD})^2}{8} \dots \dots \dots (C.30)$$

$$(n_l)_j = \frac{\pi (\hat{x}_{iD})_j}{c_{fID}} \dots \dots \dots (C.31)$$

Al considerar un yacimiento anisotrópico con ángulo $\theta_{f1} = \theta'_{f1} = \theta_{fr} = 0$ y la re-fractura es orientada hacia el ángulo $\theta_{f2} = \theta'_{f2} = \pi/2$ la referencia de la longitud se define como $L = L'_{f1}$ y la longitud de la re-fractura se define como $L'_{f2} = \delta_2 L'_{f1}$.

Consecuentemente la longitud media de la fractura adimensional se define $L'_{f1D} = 1$ y $L'_{f2D} = \delta_2 L'_{f1D} = \delta_2$

Con la ecuación del gasto expandida se define:

$$\Delta \hat{x}_{1D} (\bar{q}_{1D})_1 + \Delta \hat{x}_{1D} (\bar{q}_{1D})_2 + \Delta \hat{x}_{1D} (\bar{q}_{1D})_3 + \Delta \hat{x}_{2D} (\bar{q}_{2D})_1 + \Delta \hat{x}_{2D} (\bar{q}_{2D})_2 + \Delta \hat{x}_{2D} (\bar{q}_{2D})_3 = \frac{1}{s} \dots \dots \dots (C.32)$$

Con la ecuación C.27 anterior, $(\bar{p}_{wD})_1 = (\bar{p}_{wD})_2 = \dots = (\bar{p}_{wD})_{n_f} = \bar{p}_{LFD}$ se reconoce un sistema lineal de ecuaciones donde se puede definir en la matriz siguiente: $Ax=b$

Dónde:

$$A = \begin{bmatrix} A_1 & Z_2 & I \\ Z_1 & A_2 & I \\ \Delta_1 & \Delta_2 & 0 \end{bmatrix} \dots \dots \dots (C.33)$$

$$A_1 = \begin{bmatrix} [\xi_1(\zeta_1)_{11}] - (\zeta_1)_{21} - (\zeta_1)_{31} \\ [(x_1)_{12} - (\zeta_1)_{12}] [\xi_1(\zeta_1)_{22}] - (\zeta_1)_{32} \\ [(x_1)_{13} - (\zeta_1)_{13}] [(x_1)_{23} - (\zeta_1)_{23}] - (\zeta_1)_{33} \end{bmatrix} \dots (C.34)$$

$$A_2 = \begin{bmatrix} [\xi_2(\zeta_2)_{11}] - (\zeta_2)_{21} - (\zeta_2)_{31} \\ [(x_2)_{12} - (\zeta_2)_{12}] [\xi_2(\zeta_2)_{22}] - (\zeta_2)_{32} \\ [(x_2)_{13} - (\zeta_2)_{13}] [(x_2)_{23} - (\zeta_2)_{23}] - (\zeta_2)_{33} \end{bmatrix} \dots (C.35)$$

$$Z_1 = \begin{bmatrix} -(\zeta_1)_{11} - (\zeta_1)_{21} - (\zeta_1)_{31} \\ -(\zeta_1)_{12} - (\zeta_1)_{22} - (\zeta_1)_{32} \\ -(\zeta_1)_{13} - (\zeta_1)_{23} - (\zeta_1)_{33} \end{bmatrix} \dots \dots \dots (C.36)$$

$$Z_2 = \begin{bmatrix} -(\zeta_2)_{11} - (\zeta_2)_{21} - (\zeta_2)_{31} \\ -(\zeta_2)_{12} - (\zeta_2)_{22} - (\zeta_2)_{32} \\ -(\zeta_2)_{13} - (\zeta_2)_{23} - (\zeta_2)_{33} \end{bmatrix} \dots \dots \dots (C.37)$$

$$I = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \dots \dots \dots (C.38)$$

$$\Delta_1 = [\Delta \hat{x}_{1D} \Delta \hat{x}_{1D} \Delta \hat{x}_{1D}] \dots \dots \dots (C.39)$$

$$\Delta_2 = [\Delta \hat{x}_{2D} \Delta \hat{x}_{2D} \Delta \hat{x}_{2D}] \dots \dots \dots (C.40)$$

$$x = \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ \bar{p}_{LFD}(s) \end{bmatrix} \dots \dots \dots (C.41)$$

$$q_1 = \begin{bmatrix} (\bar{q}_{1D})_1(s) \\ (\bar{q}_{1D})_2(s) \\ (\bar{q}_{1D})_3(s) \end{bmatrix} \dots q_2 = \begin{bmatrix} (\bar{q}_{2D})_1(s) \\ (\bar{q}_{2D})_2(s) \\ (\bar{q}_{2D})_3(s) \end{bmatrix} \dots \dots (C.42)$$

$$b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \frac{1}{s} \end{bmatrix} \dots b_1 = \begin{bmatrix} (\eta_1)_1 \\ s \\ (\eta_1)_2 \\ s \\ (\eta_1)_3 \\ s \end{bmatrix} \dots b_2 = \begin{bmatrix} (\eta_2)_1 \\ s \\ (\eta_2)_2 \\ s \\ (\eta_2)_3 \\ s \end{bmatrix} \dots \dots (C.43)$$

Apéndice D. Simulador realizado en Matlab:

1. **Análisis con pruebas de Inyección y Cierre(Fall-off):**
 - Método de la 1era y 2da derivada.
 - Método de Horner (gasto constante) y Método de Superposición (gasto variable).
2. **Diseño de la Re-fractura Hidráulica: (Semi-Analítico y numérico)**
 - Modelo de pozo fracturado para conductividad finita, sin daño ni almacenamiento.
 - Modelo de flujo en la fractura, Modelo de flujo en el yacimiento.
 - Modelo con solución analítica en la prueba Mini Frac y Fall-off en el yacimiento, sin fractura y/o una fractura existente.
 - Modelo con solución analítica de la presión transitoria para un pozo vertical de conductividad finita, orientación de la fractura y presión infinita en el yacimiento.
3. **Análisis Post-fractura:**
 - Ajuste del modelo de yacimiento (condiciones transitorias y presión de yacimiento actual).
 - Ajuste del modelo de frontera (condiciones pseudo-estacionarias, reserva original, factor de recuperación y remanente asociada al pozo).
4. **Pronósticos de Producción:**
 - Modelo para generar los pronósticos de producción de la fractura o Re-fractura.
5. **Modelo económico y rentabilidad de una fractura/re-fractura:**
 - Método determinista para calcular: VPN, VPI, TIR, RI, B/C, VPN/VPI).

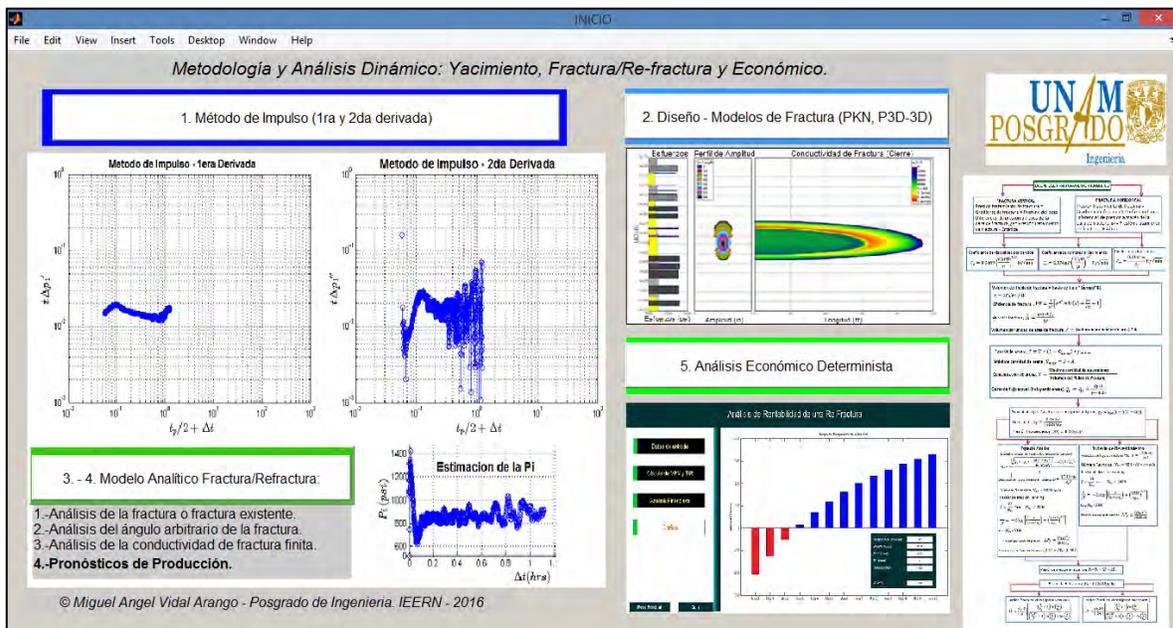


Fig. D.1 Portada del Software realizado en Matlab



Fig. D.2 Método de Impulso para la 1era y 2da derivada

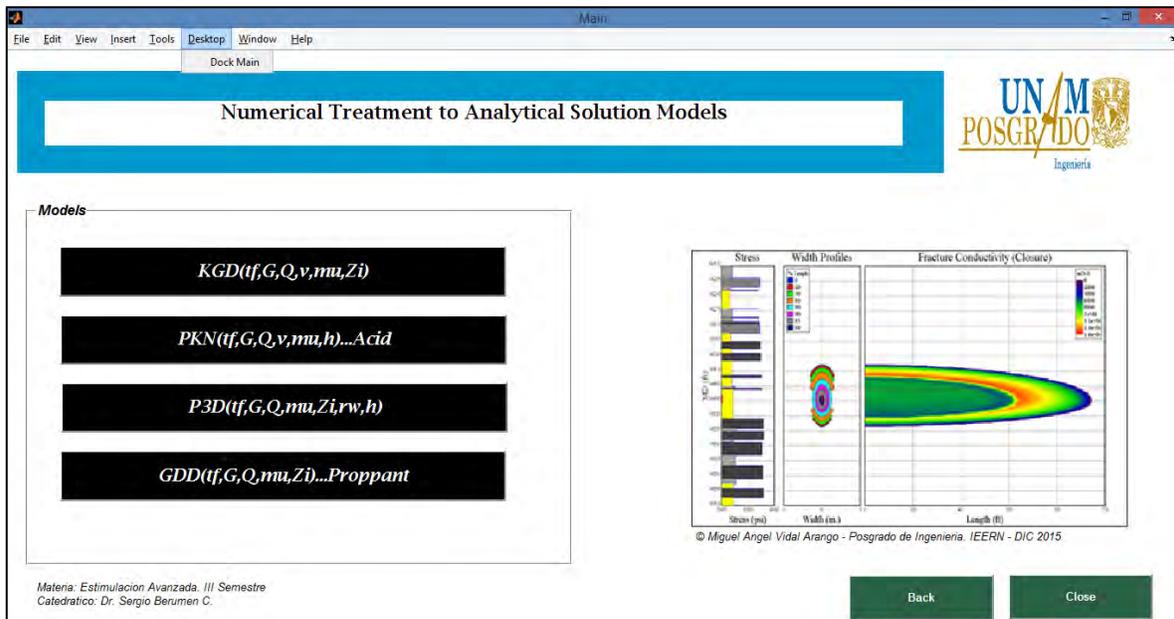


Fig. D.3 Modelos geomecánicos disponibles en el simulador de fracturas

3. - 4. Modelo Analítico Fractura/Refractura:
 1.-Análisis de la Re-fractura o fractura existente.
 2.-Análisis del ángulo arbitrario de la Re-fractura.
 3.-Análisis de la conductividad de la fractura finita.
 4.-Pronósticos de Producción.

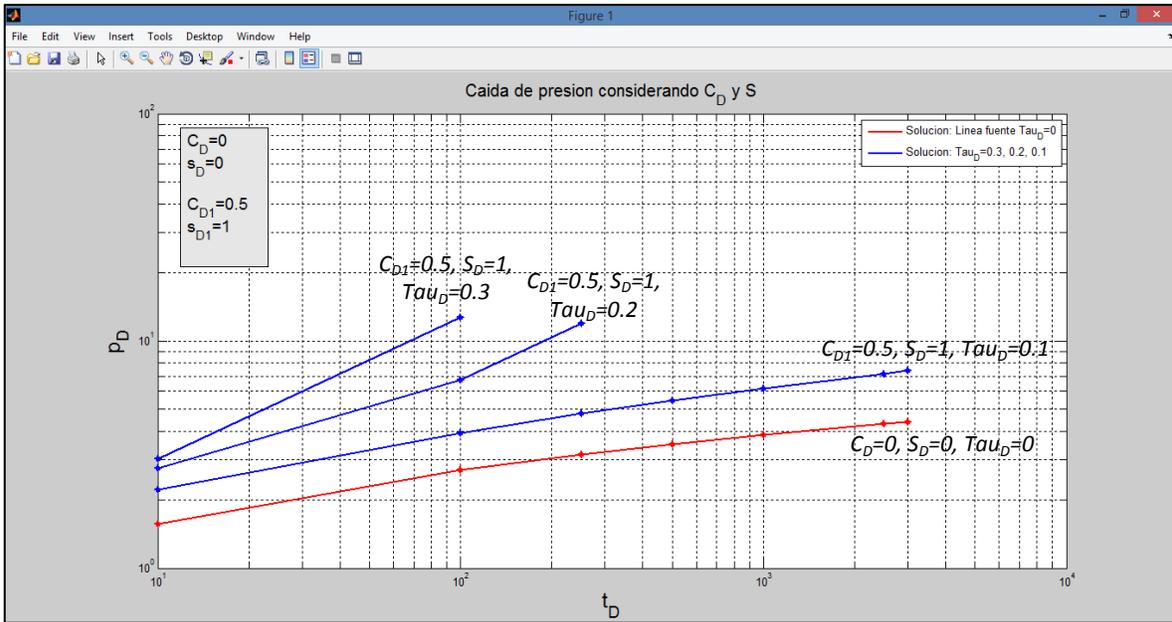


Fig. D.4 Caída de presión con C_D y s , tres cambios en τ vs Solución línea fuente

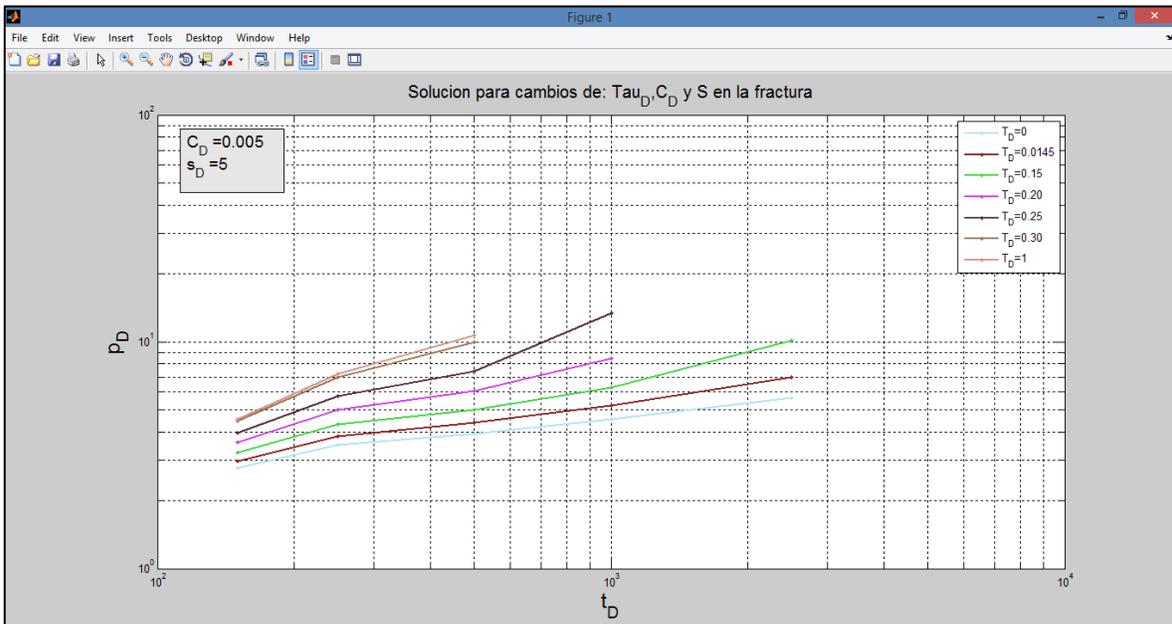


Fig. D.5 Solución para considerar los cambios de esfuerzo (τ)

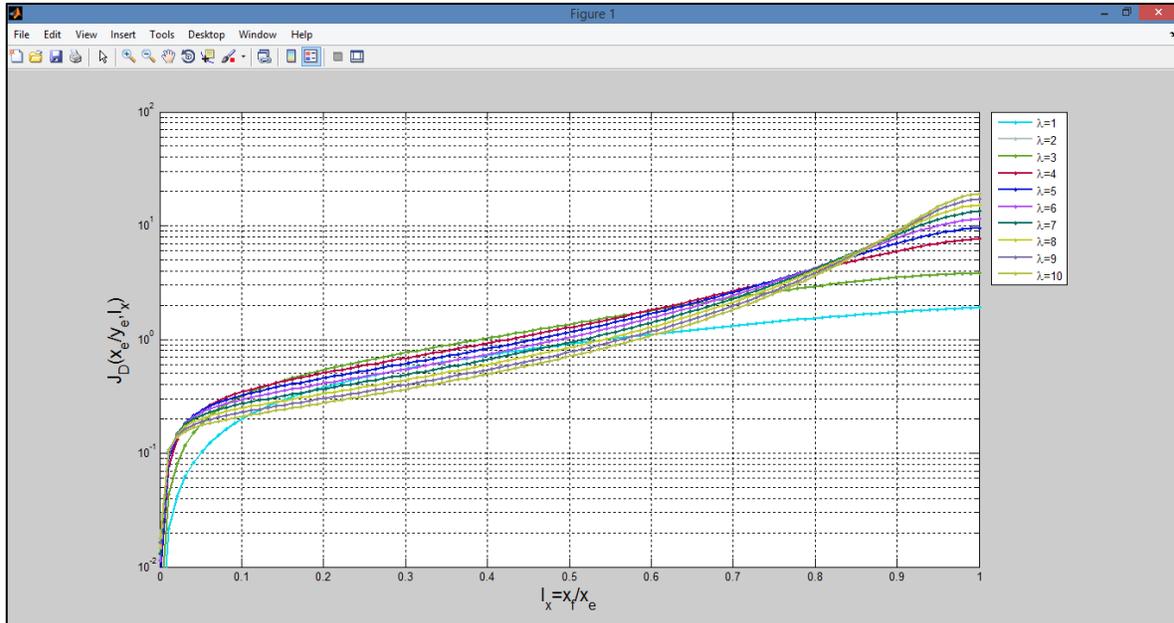


Fig. D.6 Solución para el J_D vs $L_D=l_x$, variando λ = relación de forma de la fractura

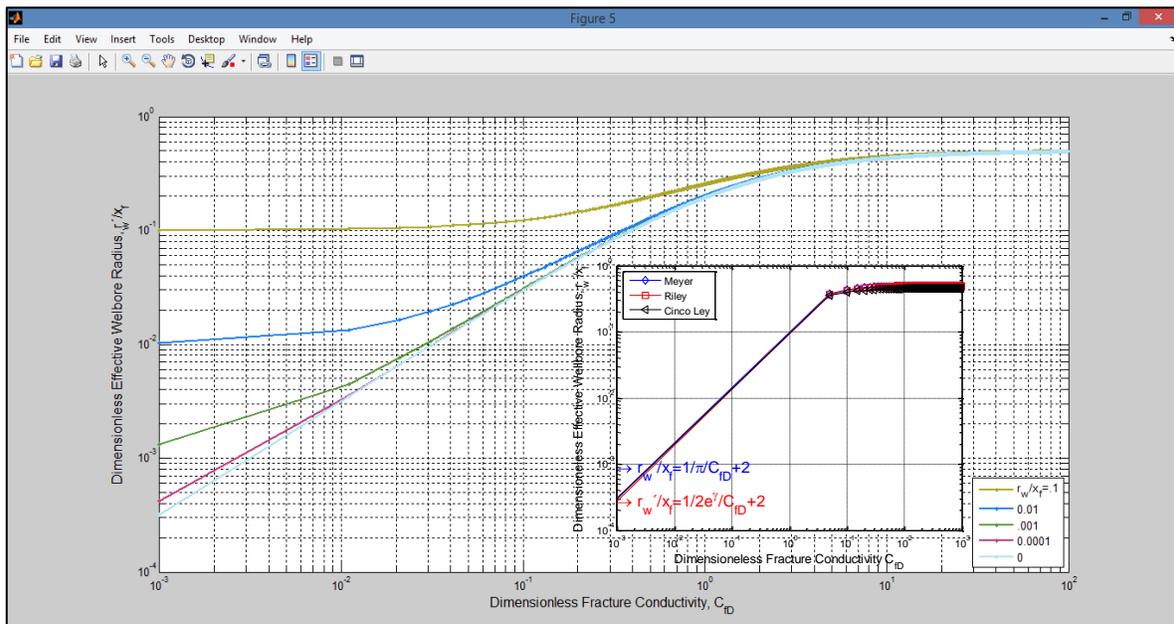


Fig. D.7 Solución para el r_{wD} , vs C_{fD}

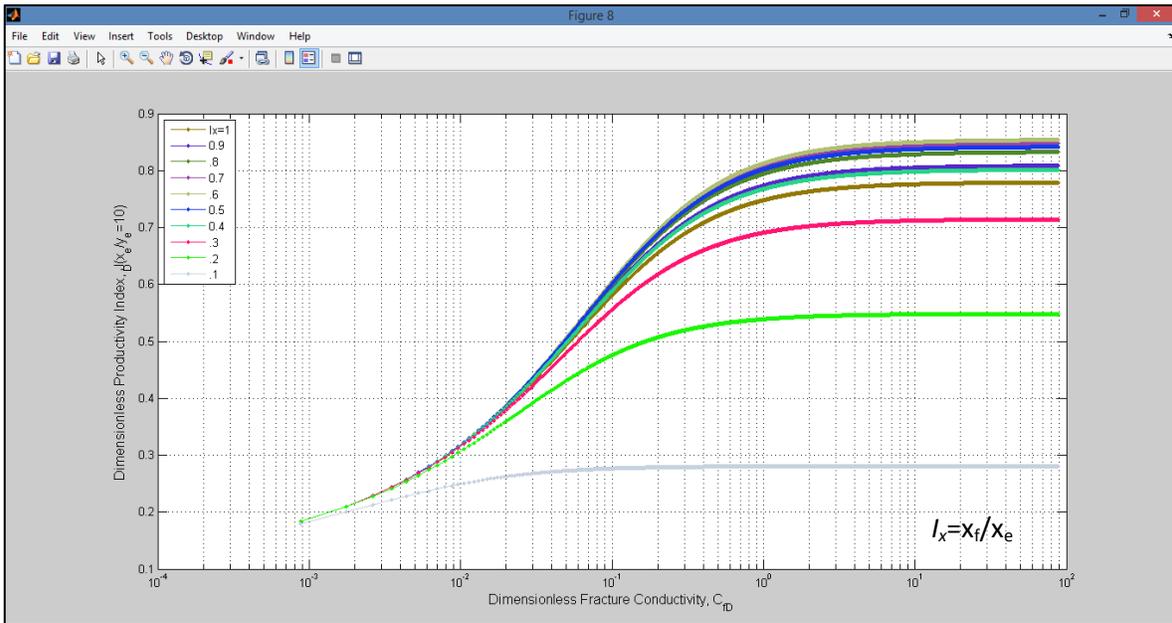


Fig. D.8 Solución para el J_D , vs C_{fD} variando $L_D=l_x$

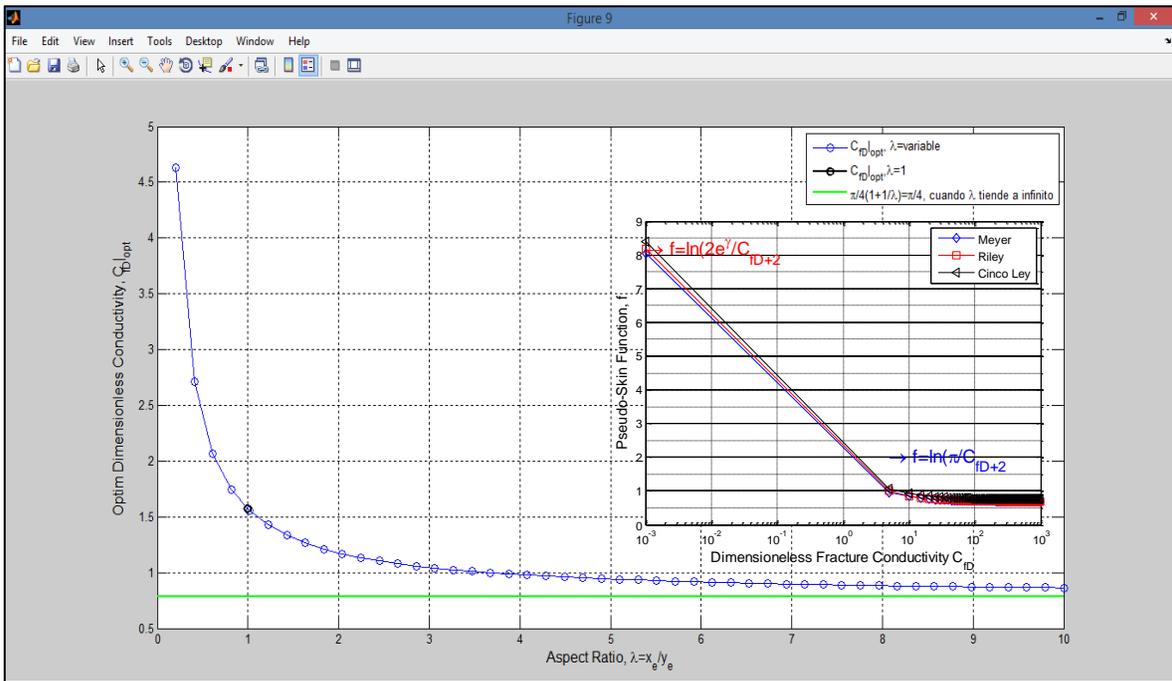


Fig. D.9 Solución para la conductividad optima: C_{fD} vs λ ($1=1.51$)

RELACION DE PERFILES DE PRODUCCION: K=1.91 mD, Xf = 272 ft, FcD =2.63, Qo=159 BPD

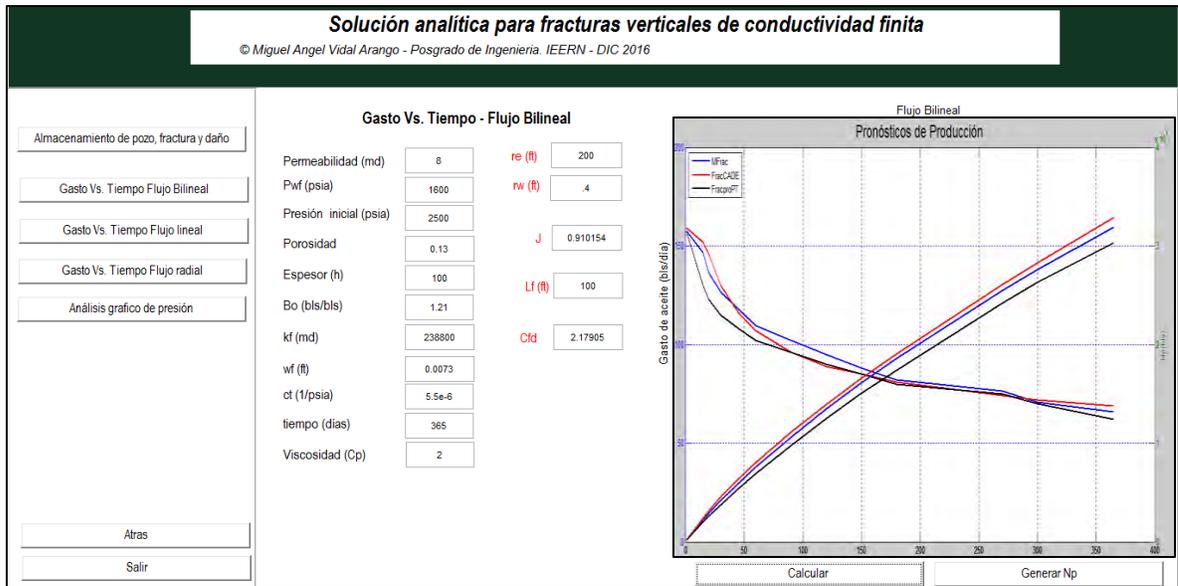


Fig. D.10 Solución para los pronósticos de producción utilizando tres modelos

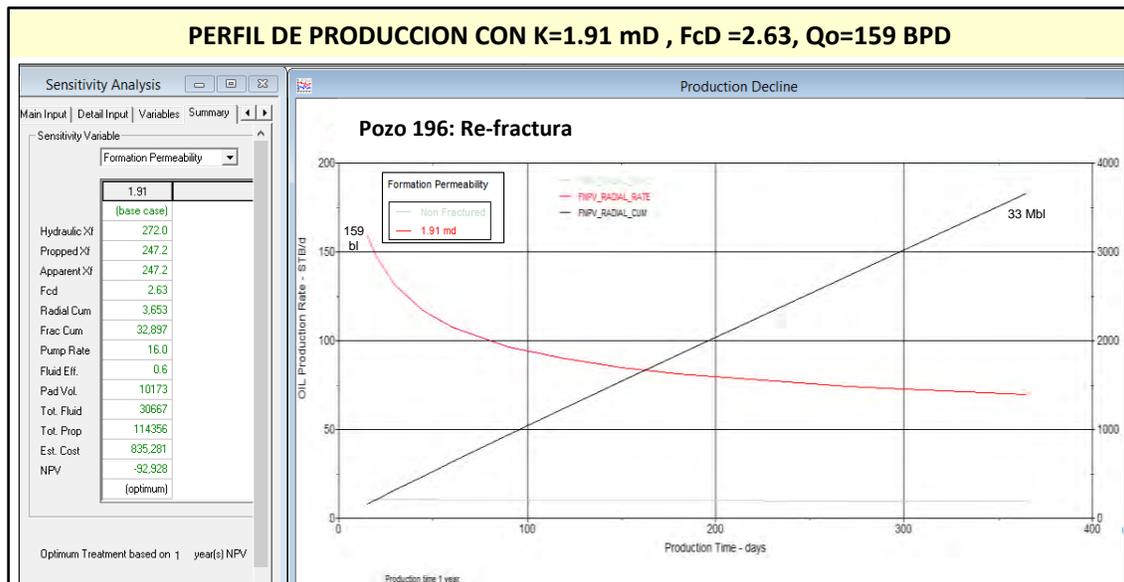


Fig. D.11 Pronóstico de producción resultado del simulador comercial



Fig. D.12 Análisis de Rentabilidad de una fractura/Re-fractura

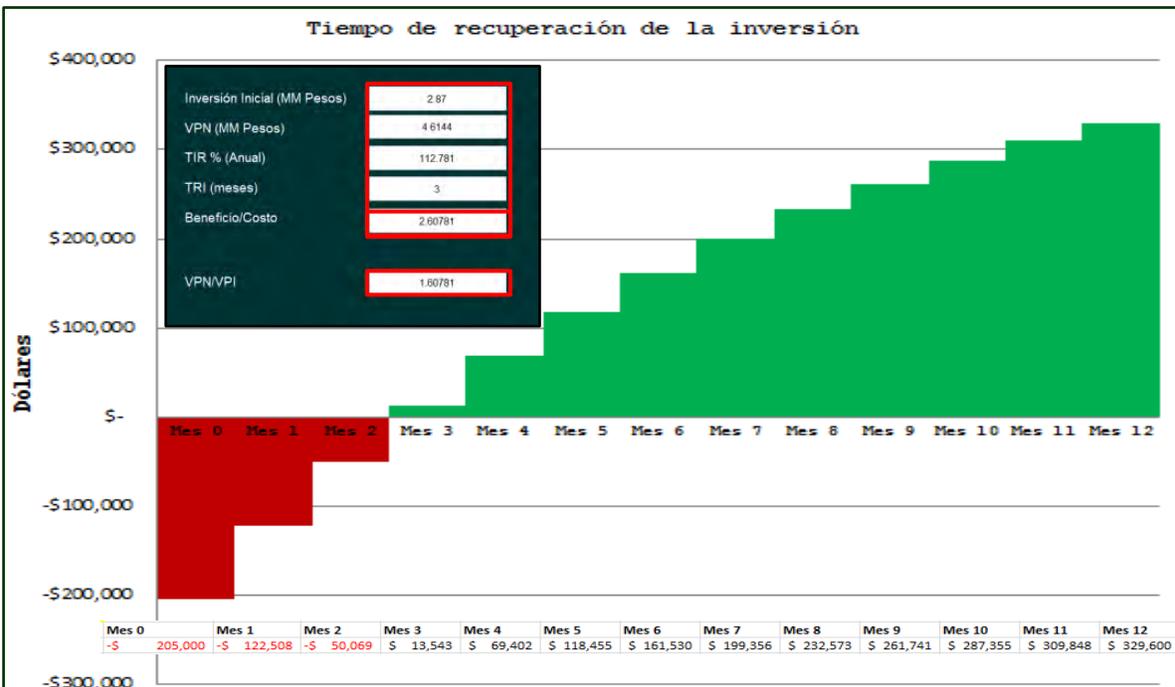


Fig. D.13 Tiempo de la recuperación de la inversión. (VPN, TIR, RI, B/C)

Apéndice E. Campo A.

PARA EL CASO DE CAMPO:

PRODUCCION ADICIONAL POR RE-FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ANÁLISIS DINÁMICO Y METODOLOGÍA

E.1 Antecedentes del campo A.

El campo A se encuentra en el estado de Veracruz, al suroeste de la Ciudad de Poza Rica de Hidalgo, comprende una extensión de 181.66 Km² con un perímetro de 67 km. Colinda con otros campos petroleros; al Norte con el campo B, al Sur con el campo C, al Oeste con el campo D, y al Este con el campo E.

Geológicamente se localiza en la Cuenca Terciaria Tampico-Misantla y se asocia a las asignaciones petroleras No. 1109 Lote 60-51, como se observa en la fig. E.1

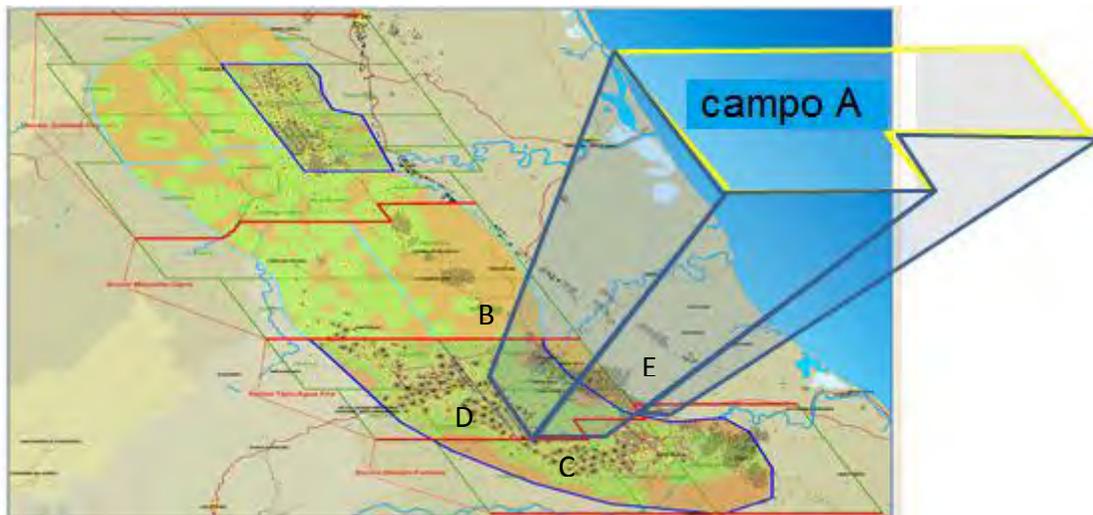


Fig. E.1 Plano de ubicación del Campo A. (ATG PEMEX)

El campo es productor de aceite negro en rocas de la formación Chicontepec Canal de edad Eoceno Inferior-Medio, fue descubierto con la perforación del pozo C-1 cuyo objetivo fue definir el potencial productor de las formaciones Tamaulipas y Tamabra.

E.2 Interpretación Geológica y descripción del Yacimiento

La columna geológica para el Campo A está comprendida entre el Paleoceno Superior al Oligoceno Superior. A finales del Cretácico Superior, se inició la sedimentación terrígena de las rocas del Terciario por la restructuración de la Sierra Madre Oriental; en la columna geológica regional se encuentran áreas de brechas basales, producto de la denudación del complejo arrecifal de la formación El Abra. La base de la columna geológica Terciaria está representada por la formación Velasco-Basal. Sobre esta unidad descansa el grupo Chicontepec, comprendido por las formaciones: Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior, caracterizadas por alternancias de areniscas y lutitas calcáreas.

La formación Chicontepec Canal, está cubierta en forma discordante por las lutitas de la formación Guayabal (Eoceno Medio). En esta Formación se encuentran las unidades formacionales Tantoyuca-Chapopote, constituidas por lutitas, areniscas y conglomerados para la formación Tantoyuca y lutitas para la formación Chapopote, sobre estas descansa concordantemente la formación Palma Real Inferior, la cual está constituida por lutitas y areniscas y cambia de facies con la formación Horcones y encima de estos depósitos, se encuentra la formación Palma Real Superior, litológicamente compuesta por lutitas, areniscas y hacia su cima se observan aislados crecimientos arrecifales, cambiando lateralmente de facies con la formación Alazán, tal como se muestra en la fig. E.2

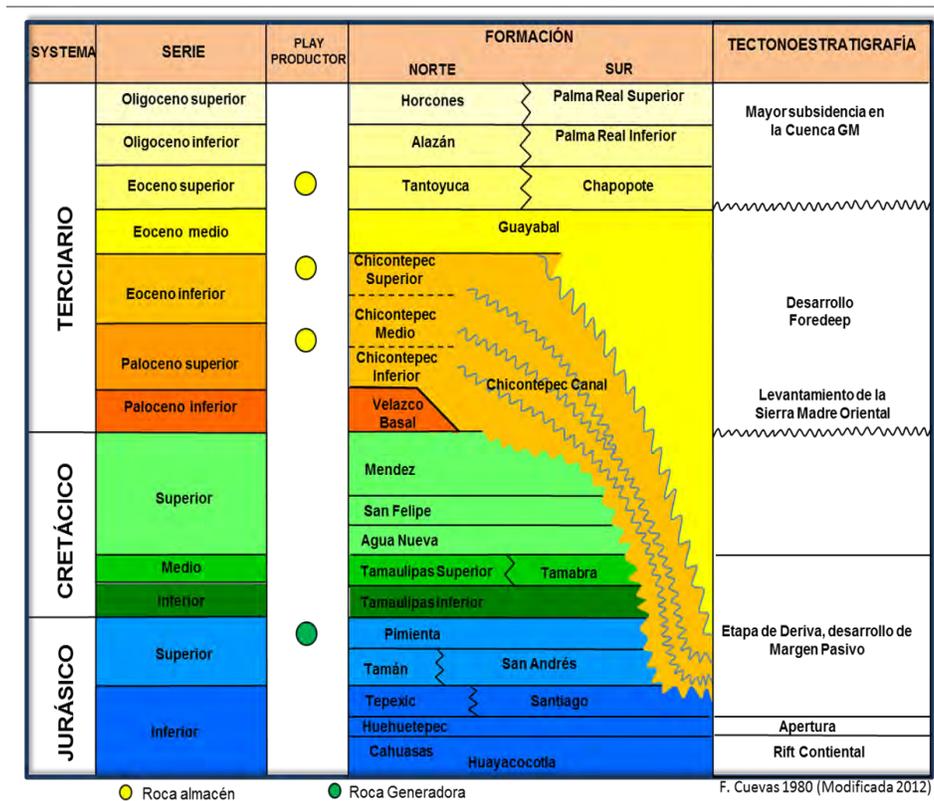


Fig. E.2 Columna Estratigráfica Regional. (ATG PEMEX)

El cuerpo productor de aceite del campo A está representado por depósitos turbidíticos arenosos de edad Paleoceno-Eoceno, atribuibles a complejos de canales submarinos y lóbulos.

Dentro de la secuencia estudiada para este campo, en la formación Chicontepec canal se reconocen cinco discordancias definidas como Ks_Mendez, A, B, B-3 y C, éstas constituyen límites de secuencias que separan a los sedimentos en el área.

Adicionalmente se tiene a la formación Tantoyuca como cuerpo productor de gas y aceite de edad Eoceno Superior, esta formación se encuentra principalmente al Noreste del campo B y corresponde a arenas de buena calidad de ambiente deltaico, las cuales se han visualizado como un área de oportunidad futura. En la fig. E.3 se detalla la columna geológica para el Campo A.

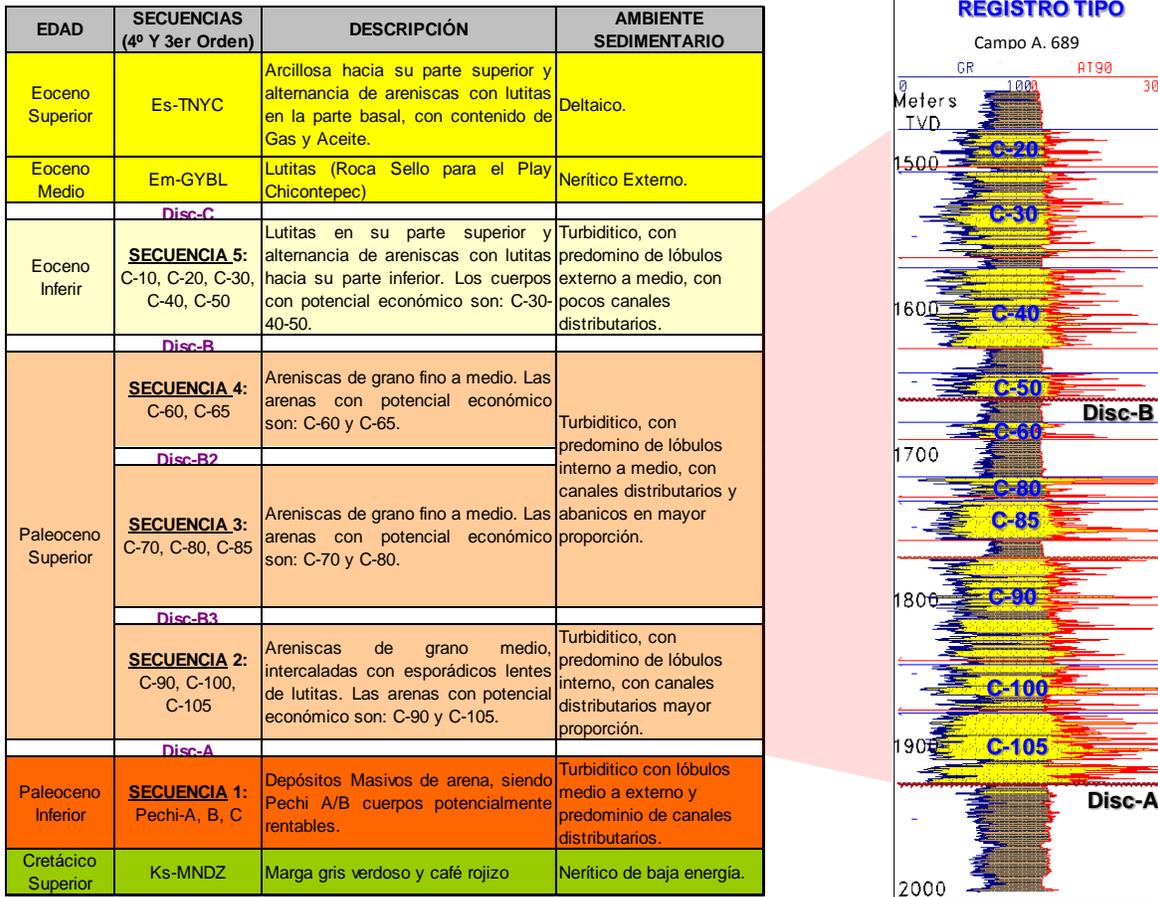


Fig. E.3 Columna geológica del Campo A y el registro tipo. (ATG PEMEX)

Para el control estratigráfico, se han correlacionado 460 pozos con los límites de secuencias principales y las 17 secuencias identificadas para realizar una correlación con mayor detalle a nivel de yacimiento. Se definieron superficies que abarcan límites de las secuencias SB-1(Ks_MENDEZ), SB-1(Disc A), SB-2 (Disc B), SB-3 (Disc B-3), SB-4 (Disc C), SB (Disc C2) y 10 unidades Genéticas para la Formación Chicontepec: 20, 30, 40, 50, 60, 80, 85, 90, 100, 105, en las cuales se encuentran distribuidos los yacimientos de interés económico en esta formación.

En la fig. E.4 se muestra en sección longitudinal con orientación NW-SE, entre los pozos 990 y 685, los cambios laterales de espesores en el campo, lo cual queda evidenciado en los pocos desarrollos arenosos al Noroeste en contraparte con los mayores cuerpos arenosos al Sureste.

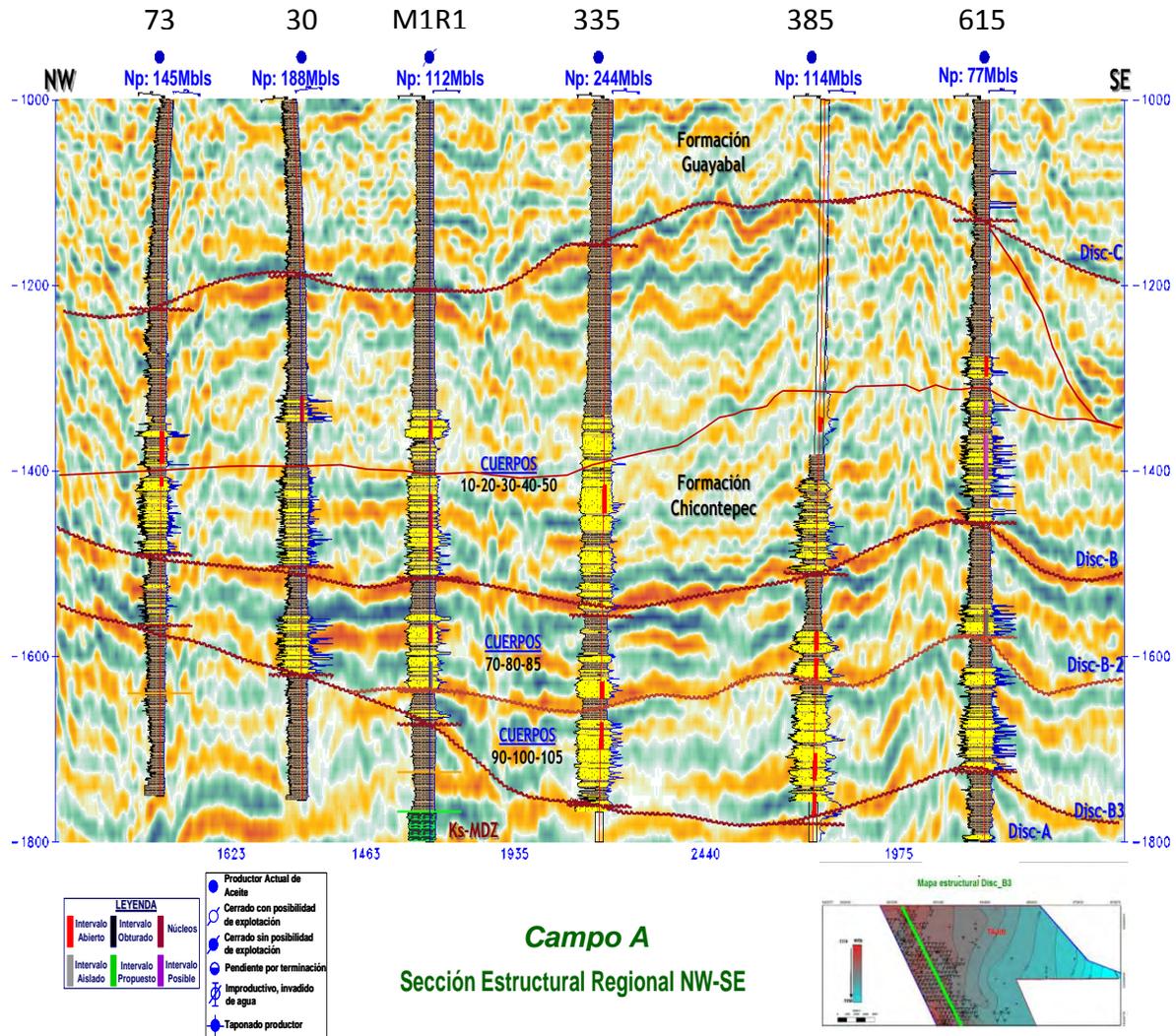


Fig. E.4 Distribución de espesores para la porción central y norte del Campo A. (ATG PEMEX)

Se considera que la trampa es de tipo estratigráfico principalmente y en algunas ocasiones mixta. La arquitectura de la trampa presenta alta heterogeneidad por los abundantes cambios laterales y verticales de facies en cortas distancias y a la progradación de sus depósitos con dirección de Occidente a Oriente (fig. E.5), cuando se presenta la componente estratigráfica-estructural (mixta) existen alineamientos de fracturamiento, los cuales se pueden identificar en los registros geofísicos del pozo y por sus producciones iniciales.

Los altos valores de porosidad efectiva y permeabilidad calculadas en las evaluaciones petrofísicas, se observa que están asociados a zonas de erosión (discordancias).

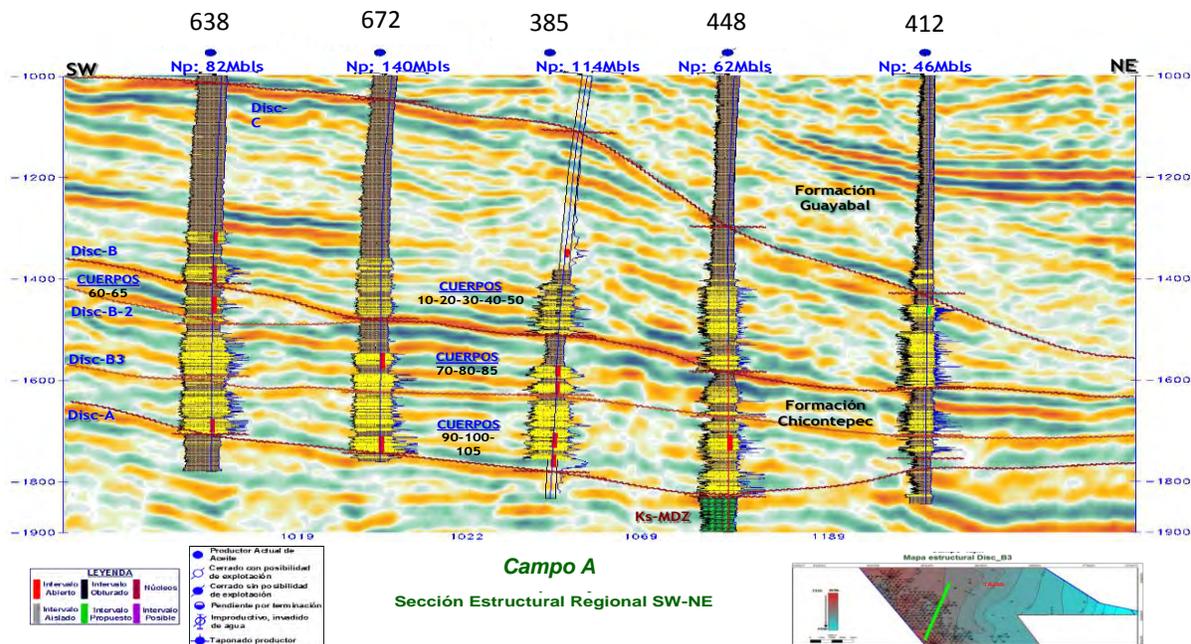


Fig. E.5 Sección Transversal con orientación Oeste-Este, buenas producciones. (ATG PEMEX)

Los estudios sedimentológicos indican que el yacimiento Chicontepec es de origen turbidítico, constituido por desarrollos de areniscas con intercalaciones de lutitas donde se definen tres tipos de complejos: complejo de lóbulo interno (canal central y distribuido), complejo de lóbulo medio y complejo de lóbulo externo y/o depósitos de cuenca. Las facies de canal son las que ofrecen la mejor calidad de roca; sin embargo, procesos de compactación, cementación y erosión, reducen significativamente su calidad. Los canales distribuidos fluyeron en una pendiente dada por el buzamiento, en cuyo caso, los canales eran numerosos y de mayor longitud; mientras que el margen sur del canal, era una pendiente escarpada mucho más pronunciada. El aporte de sedimentos está estrechamente ligado con la actividad tectónica y los cambios del nivel del mar que controlan la naturaleza y distribución espacial de los diferentes tipos de facies sedimentarias.

En la fig. E.6 se muestra el modelo conceptual para entender el proceso de sedimentación que permitió el relleno del Paleocanal de Chicontepec.

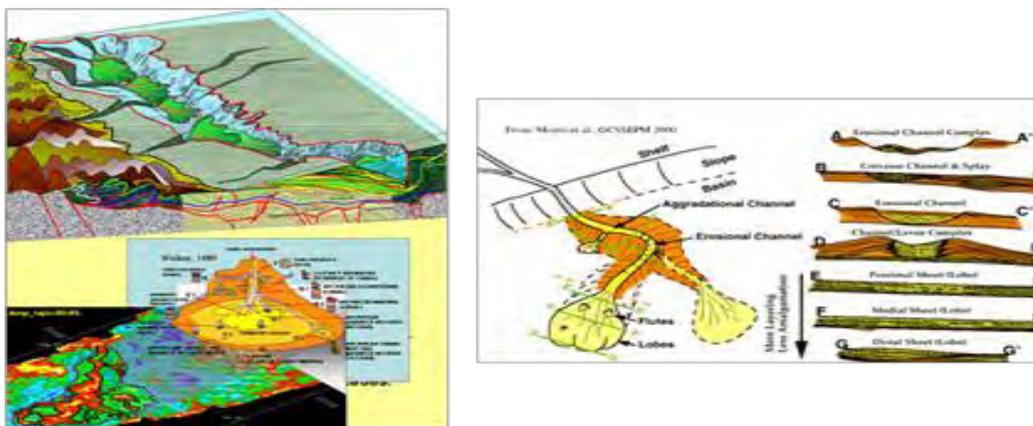


Fig. E.6 Modelo Sedimentario propuesto. (ATG PEMEX)

E.3 Interpretación Sísmica y configuración Estructural

La información sísmica del Campo A, cuenta con 10 líneas en 2D adquiridas de 1979-1996. Inicialmente en 1998 se tomó un pequeño cubo de sísmica 3D de 70 km² aproximadamente, posteriormente en el 2004 se extendió la adquisición y se contó con un cubo sísmico (AF-A Extensión) de 200 km² aproximadamente que cubría un 20% del campo A. Se ve en la fig. E.7

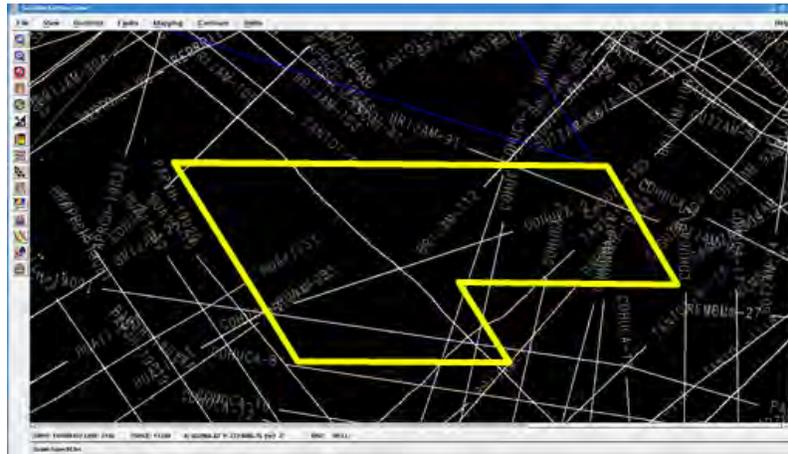


Fig. E.7 Líneas 2D en el Campo A. (ATG PEMEX)

En octubre del 2008 se inició la adquisición de otro cubo sísmico 3D (F-R4) en la parte sur del yacimiento y a partir de noviembre 2009 se contó con un nuevo cubo 3D de 500 km², migrado y post-apilado en tiempo cubriendo varios campos incluyendo entre ellos el campo A. Cabe mencionar que de éste campo solo quedó cubierto de manera parcial. Actualmente, como resultado de integrar ambos cubos el campo A está cubierto en un 70% de sísmica 3D pre-apilada en el tiempo como se observa en la fig. E.8.

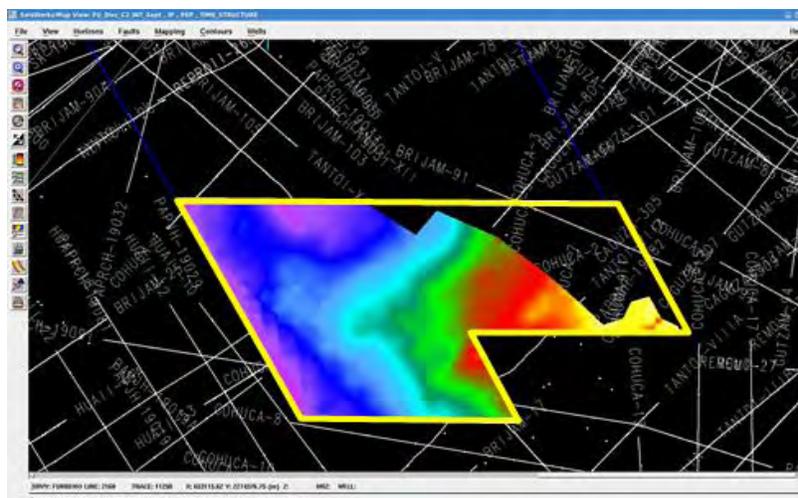


Fig. E.8 Cobertura sísmica 3D en el campo A. (ATG PEMEX)

Se tienen los mapas de la Cima de la formación Méndez (Ks-MNDZ); Disc-A, Disc-B, Disc-B3 y Disc-C, como se muestra en la fig. E.9

En estos mapas se observa un alineamiento estructural de Suroeste a Noreste, en donde se aprecia en colores rojos los puntos más altos, que pueden ir de 950 msnm para la Discordancia C, a 1,650 msnm en Ks-MNDZ y en colores azules para los más bajos estructuralmente con variaciones de 1,750 msnm en la Disc-C hasta 2,150 msnm en Ks-MNDZ. Igualmente se puede apreciar un ligero basculamiento hacia el Sur, en donde las profundidades son mayores en sentido Sureste. Esta condición estructural favoreció la tendencia en la sedimentación de la Cuenca.

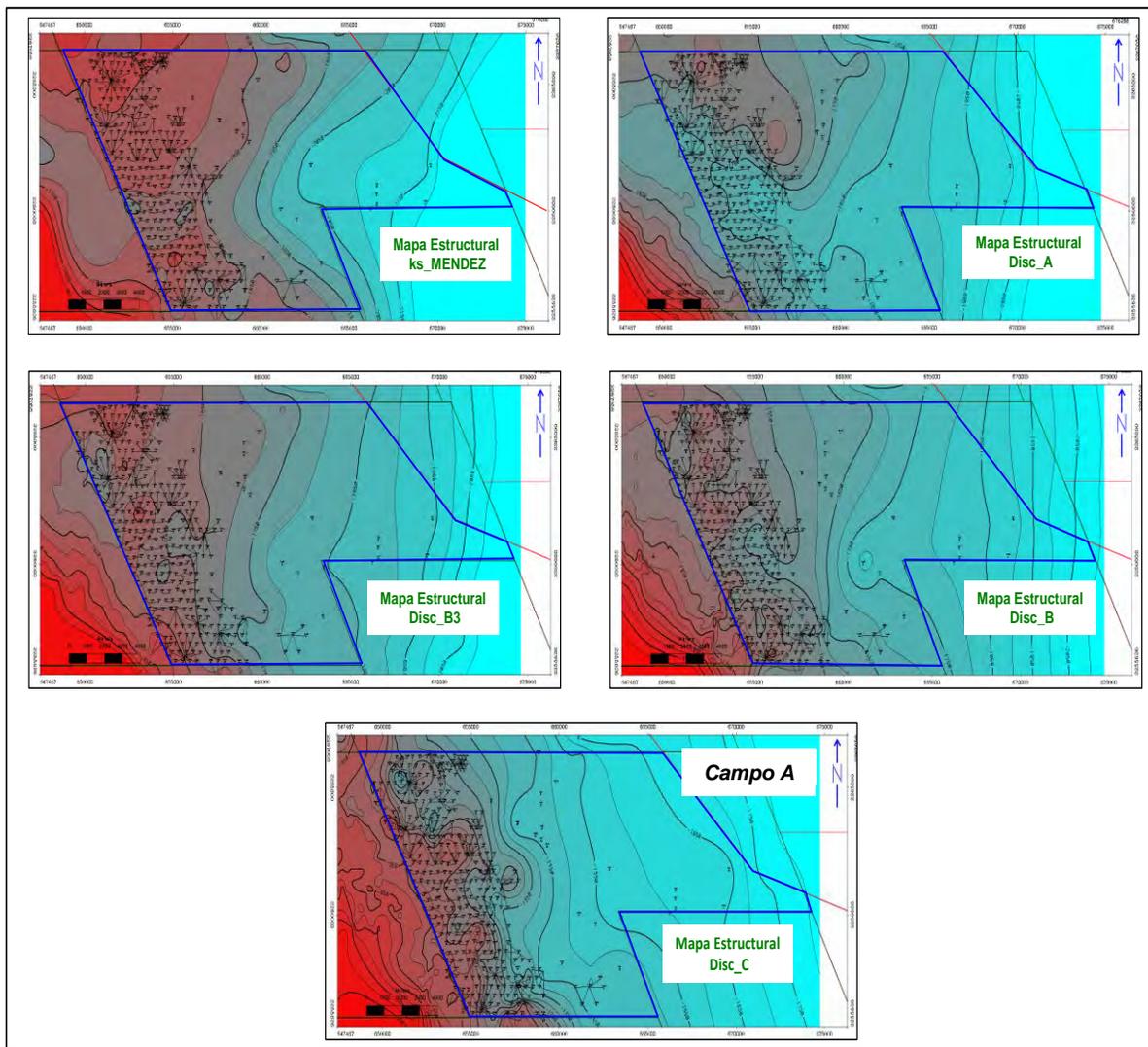


Fig. E.9 Mapas estructurales del Campo A. (ATG PEMEX)

E.4 Petrofísica y Fluidos del Yacimiento

El promedio de los valores de los parámetros petrofísicos predominantes en el campo A, se muestran en la Tabla E.1.

Tabla E.1 Parámetros petrofísicos predominantes en el campo A. (ATG PEMEX)

Modelo Petrofísico									
Arcillosidad	Porosidad	Saturación de agua	Permeabilidad	Parámetros eléctricos			Parámetros de corte		
Vcl	Phie	Sw	K md	a	m	n	Vcl	Phie	Sw
GR/Resistividad	Neutron/Densidad, Matriz=2.68 gr/cc Sónico, Matriz= 52 μ s.ft	Doble Agua Salinidad= 35000 ppm	Tixier $k=C*((PHIE*3)/(Sw^2))$ C=50	1	1.8-2.1	1.8-2.1	<50%	>5%	<65%

Fluidos del Yacimiento:

Para el propósito de caracterizar los fluidos producidos se han realizado muestras en superficie y en fondo. Con las muestras en superficie se ha identificado que el campo es productor de diferentes densidades de aceite, observando un rango entre 17 y 25° API, tal como se observa en la Tabla E.2.

Tabla E.2 Rango de grados API en los pozos del campo A

API por paquetes de Arena		
Gravedad API		
Mínima	Promedio	Máxima
17	22	25

Las muestras de fondo en los análisis de Presión Volumen y Temperatura (PVT) para el campo A solo dispone de 5 análisis PVT, recuperados en los pozos: 446 en el cuerpo 90-95, 318 en el cuerpo 90, 352 en el cuerpo 40-45, 367 en el cuerpo 100 y 679 en el cuerpo 20.

En la Tabla E.3, se presenta un resumen de las muestras analizadas.

Tabla E.3. Resumen de muestras con análisis PVT. (ATG PEMEX)

Resumen de propiedades PVT_Chicontepec														
Campo	Pozo	Fecha	Intervalo (mD) (mdbmr)	Intervalo (mv)	Formacion	Cuerpo	P _b (psi)	Temp_yac (°C)	B _o @ p _b (m ³ /m ³)	R _s @ p _b (m ³ /m ³)	μ _o @ p _b (cp)	ρ _o (°API) ° API	P _{ws} (psi)	C _o @ p _b (psi ⁻¹ *10 ⁻⁶)
A	446	29-oct-03	1900-1940	1900-1940	Arena (Chicon)	90-95	2670	84	1.2265	79.133	27°C = 2.675 cp	27.45	3005	9.7495
A	318	19-sep-94	1800-1830	1705-1735	Arena (Chicon)	90	1848	86	1.2821	60.49	26°C = 19.29 cp 50°C = 10.29 cp 70°C = 7.03 cp 90°C = 4.94 cp	30.55	1869	12.28
A	352	09-mar-94	1510-1540	1463-1493	Arena (Chicon)	40-45	1820	78	1.19995	41.37	29°C = 135.9 cp 50°C = 58.27 cp 70°C = 37.95 cp 90°C = 34.13 cp	25.23	2624	6.69
A	367	11-jun-80	1873-1918	1873-1918	Arena (Chicon)	100	1564	83	1.19	50.6	25°C = 20.56 cp 34°C = 78.8 cp	20.6	2738	S/D
A	679	17-dic-86	1565-1610	1465-1509	Arena (Ch-Med)	20	2218	72	1.2015	57.3	50°C = 37.0 cp 70°C = 21.5 cp	28.5	2246	7.87

Los PVT cuentan con el análisis composicional, elaborando la envolvente de fases con líneas de calidad, comprobando que la presión de burbuja medida se encuentra sobre la línea de la envolvente; un ejemplo claro de estas condiciones se puede observar en la Tabla E.4, que corresponde al pozo 446 donde se puede apreciar que la presión del yacimiento es de 3005 psi y la presión de burbuja es de 2670 psi a 84°C temperatura del yacimiento.

Tabla E.4. Resumen del Análisis PVT @ 84°, pozo 446.

Resumen de Análisis PVT @84°C		
Presión de Burbuja a Temperatura de Yacimiento	2670	psia
Compresibilidad del Aceite a Temperatura de Yacimiento	9.7495	10-6 psia-1
Coefficiente de Expansión Térmica del Aceite Original	5.80E-04	°C-1
Factor de Volumen del Aceite a Presión de Saturación	1.2265	m3/m3
Relación Gas-Disuelto a presión de Saturación	79.133	m3/m3
Densidad del Aceite a Presión de Saturación	0.7753	gr/cm3
Viscosidad del Aceite a Presión de Saturación	2.6751	cP
Coefficiente de Expansión Térmica del Aceite Residual	0.000381	°C-1
Densidad Relativa del Aceite Residual	0.8902	

E.5 Tecnología de terminación y Fracturamientos realizados.

Con los modelos analíticos o numéricos se pueden analizar los beneficios del fracturamiento y realizar sensibilidades a diferentes parámetros en su geometría. (Aguilar R., 2013) desde el punto de vista técnico todos los pozos deben fracturarse, los de baja permeabilidad para crear un canal de alta conductividad y los de alta permeabilidad para remediar la zona dañada, para ambos casos se reduciría la caída de presión con la terminación, administrando de mejor manera la energía del yacimiento e incrementando la productividad. En este sentido son importantes varios aspectos que deben tomarse en cuenta. Además se observó que el uso de fluidos fracturantes en base agua con alta carga polimérica genera daño a la formación y empaque del apuntalante incrementando el tiempo de limpieza y daño en la fractura.

El daño provocado por el gel origino estos tres mecanismos:

- 1.- Daño por el gel mal distribuido, debido a la viscosidad y presión de inyección.
- 2.- Pérdida del ancho efectivo por filtrado. A mayor permeabilidad con el apuntalante menor daño.
- 3.- Pérdida de longitud efectiva por el gel estático. Se requiere una buena diferencial de presión para permitir el flujo con el gel de fractura hacia el pozo, en la etapa de limpieza y condición reológica de los fluidos fracturantes, no toda la longitud apuntalada abarca la longitud generada.

Existe una amplia gama de tecnologías de fracturamiento disponibles y su desempeño varía en función de la combinación de las características específicas del yacimiento y tecnología.

Para los campos de Chicontepec, se probaron las siguientes, de acuerdo a las características petrofísicas y presión de yacimiento:

- 1.- Convencional.- Fluido base agua con polímero en diferentes concentraciones, contiene aditivos para prevenir hinchamiento de arcillas y rompedores. Se aplica en pozos que tienen suficiente energía para limpiarse por sí mismos. Las concentraciones de polímero se han reducido al mínimo por lo que en este concepto se incluyen los fluidos de baja carga polimérica.
- 2.- Energizada/Espumada con N₂.- Fluido base agua con polímero en diferentes concentraciones al que se adiciona N₂ en una relación menor al 90% para reducir la cantidad de líquido inyectado a la formación, proporcionar energía al yacimiento de baja presión y acelerar la limpieza del pozo.
- 3.- Espumada con CO₂.- Fluido base agua con surfactante en diferentes concentraciones al que se adiciona Dióxido de Carbono en una relación mayor al 60% para reducir la cantidad de líquido inyectado a la formación y proporcionar energía al yacimiento de muy baja presión y así acelerar la limpieza del pozo. En algunos casos dependerá de las propiedades del fluido y formación donde puede presentarse precipitación de asfáltenos generando un nuevo daño.
- 4.- Base Aceite.- Incluyen base aceite estabilizado sin gelificar, aceite cíclico ligero o diésel gelificado y se emplea para reducir el daño a la formación, evitar la reacción de las arcillas y acelerar la limpieza del pozo.
- 5.- Ácida.- Fluido en base ácidos de diferentes características y concentraciones en combinación con fluidos divergentes y aditivos. Se aplican en las facies con mayor contenido de carbonatos.

Después de la terminación en los pozos del campo A necesariamente requieren la realización del fracturamiento hidráulico como medio para asegurar la producción comercial. Tomando como referencia la base de datos de fracturamientos desde 2009 a 2014 se realizaron 326 fracturas, las cuales incluyen fracturas realizadas en distintas etapas de la vida productiva de los pozos posteriores a su terminación, en reparaciones mayores o en re-fracturamientos, fig. E.10 siguiente:

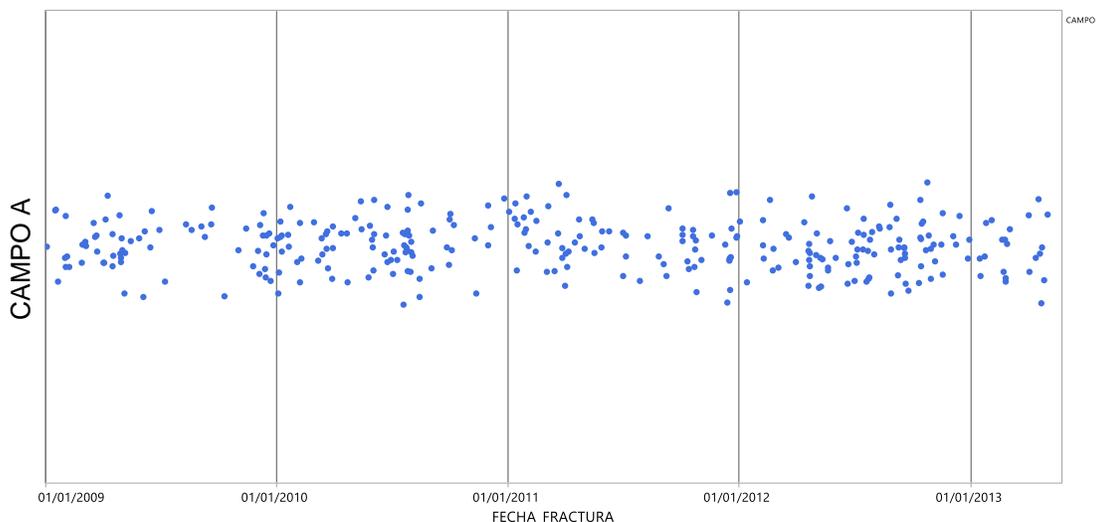


Fig. E.10. Fracturamientos realizados en el campo A. (ATG PEMEX)

La profundidad vertical en promedio es de 1550 m, sin embargo como se observa en la Fig. E.11 el rango va desde los 1350 a 2300 m verticales.

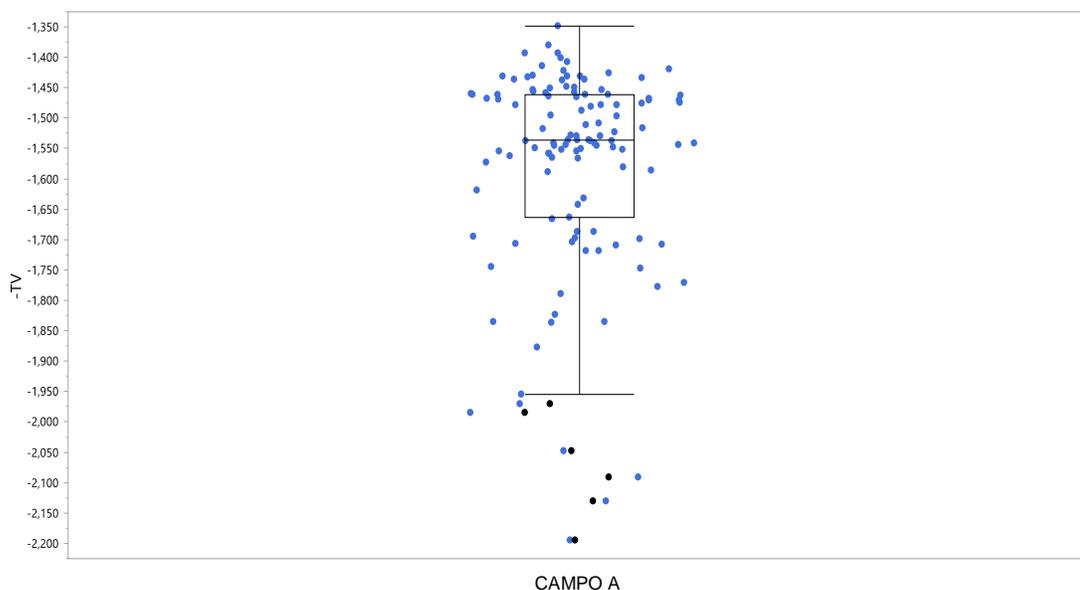


Fig. E.11. Profundidades verticales de cada fracturamiento. (ATG PEMEX)

En la Tabla E.5, se muestra el número (N) de fracturamientos realizados y su proporción.

Tabla E.5. Tipos de fracturas realizadas

TIPO_FRACTURA	N	% del total
Aceite Cíclico	5	1.53%
Aceite Cíclico + N2	10	3.07%
Aceite Estabilizado	1	0.31%
Acida	7	2.15%
Convencional	96	29.45%
Energizada N2	196	60.12%
Espumada N2	5	1.53%
Híbrida	6	1.84%

Los fluidos mayormente utilizados en los fracturamientos con sus nombres comerciales de acuerdo al proveedor; la relación de fluidos y el número de trabajos realizados se muestran en la Tabla E.6.

Tabla E.6. Nombres comerciales de los fluidos utilizados.

FLUIDO_PRINCIPAL	N
90% HCL 15% + 10% Acético	4
Aceite Estabilizado	1
ACL	2
Aquastar	1
Clearfrac	1
CSA	1
CWS 700	36
DeltaFrac 200	42
DeltaFrac 25	1
Dynafrac HT 20	1
Dynafrac HT 25	53
Dynafrac HT 30	12
Dynafrac HT 35	1
DynaGel H2	6
DYNAMX-25	1
DYNAMX-30	1

FLUIDO_PRINCIPAL	N
Dynaqua	23
Elastrafac	5
HCL 15%	1
Lightning 2000	58
Oil Vis	1
Super Rheo Gel	2
Super Rheo Gel 700	1
VDA-SXE	1
YF120LG	3
YF125LG	19
YF130LG	1
YFGO-ATG	1

De acuerdo a las presiones registradas durante las pruebas Mini-frac se determinaron los gradientes de fractura (G_f), donde se observaron valores cercanos a 0.9 psi/ft incluso a profundidades someras, indicando el grado de compactación de la formación, vemos la fig. E.12

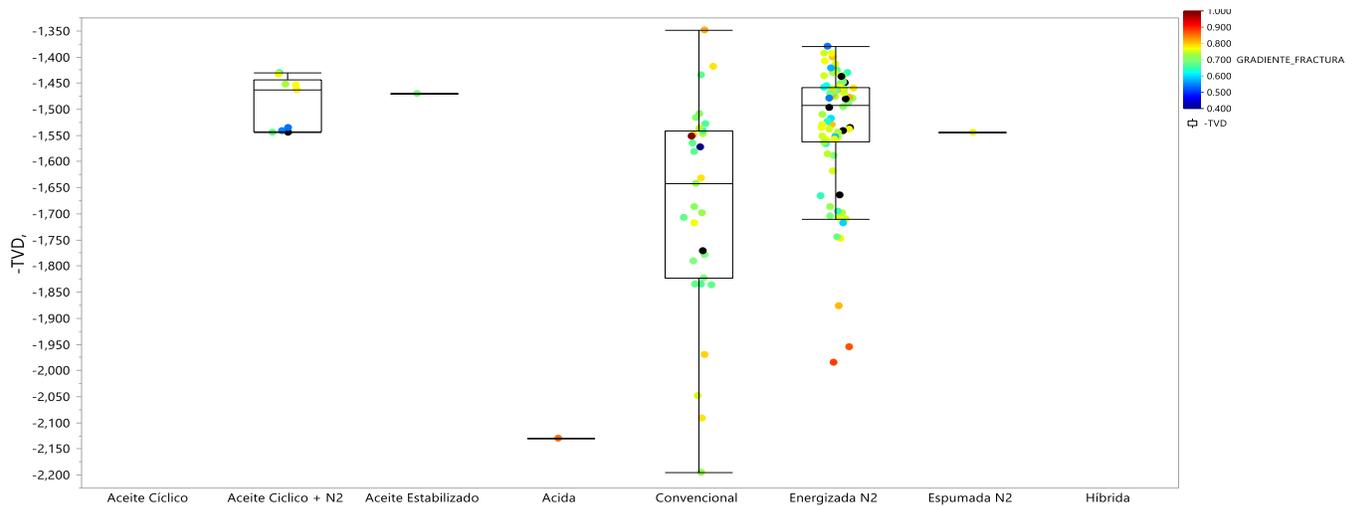


Fig. E.12. Gradientes de fractura en profundidad por tipo de fractura realizada. (ATG PEMEX)

En el capítulo 4 se estudió un aspecto importante que es el apuntalante utilizado y su tamaño; donde para una buena selección se hace de acuerdo a la presión de cierre de la formación (P_c).

Los tipos y tamaños de apuntalante, así como la cantidad de sacos totales utilizados se muestran en la Tabla E.7 siguiente:

Tabla E.7. Tipos y tamaños de apuntalantes utilizados.

APUNTALANTE1	TAMANO1	TOTAL_APUNTALANTE	
		N	Suma
Badger	16/30	10	14531
Brady	16/30	14	24625
CarboLite	16/20	0	.
	20/40	1	1500
Econoprop	20/40	3	7788
Grano de Oro	16/30	3	5639
Lite Prop	14/40	0	.
Optiprop	20/40	2	2805
Ottawa	12/20	24	33228
	16/20	1	3600
	16/30	140	285550
	20/40	12	19577
Super DC	16/30	9	16255
	20/40	1	600
Super LC	16/30	8	10175
Voca	16/30	2	3673

De igual forma en la fig. E.13, se ve la distribución que representan las acumuladas por tipo de fractura, suponiendo que ésta es la única variable que influye en el resultado, sin embargo sabemos que el resultado es multifactorial. Por las bajas presiones del yacimiento en algún momento después del fracturamiento se requerirá la instalación del sistema artificial. La Np a un año, incluye en algunas fracturas la etapa con sistema artificial.

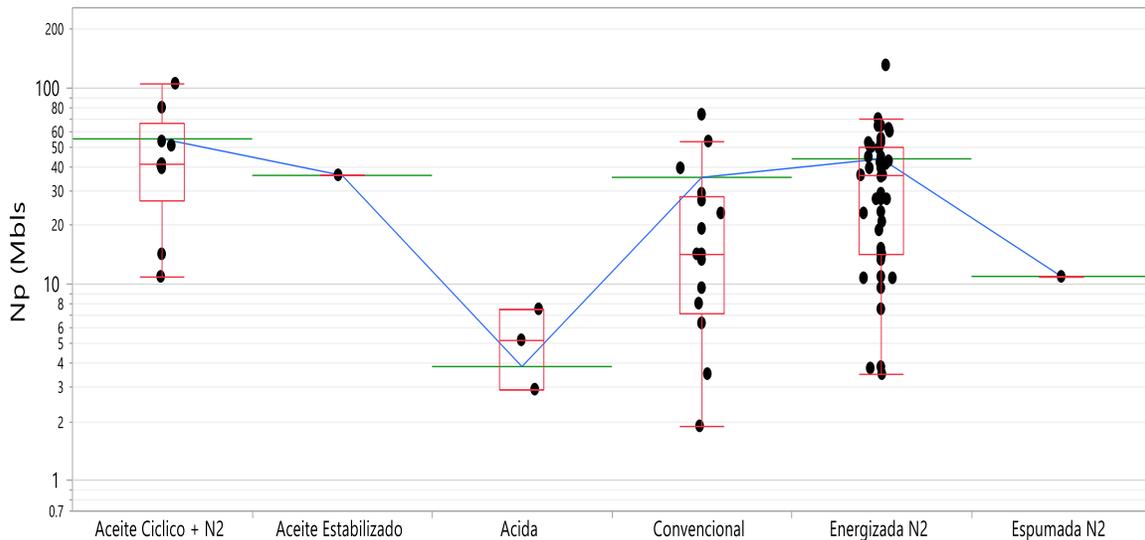


Fig. E.13. Producciones acumuladas (Np), a un año y por tipo de fractura. (ATG PEMEX)

Los antecedentes del campo A, vistos desde su ubicación, geología, sísmica, petrofísica, fluidos y propiedades del yacimiento, incluyendo las tecnologías utilizadas en los fracturamientos; con toda esta información, sirve de soporte y apoyo para el análisis dinámico siguiendo la metodología en la mejor selección de los pozos candidatos a re-fracturar. Donde dependerá de lo siguiente:

- Datos disponibles y la toma de información solicitada para cada pozo.
- Uso de las herramientas técnicas y operativas para definir mejores resultados en producción.
- Análisis y diagnósticos (técnico/económico) del grupo multidisciplinario por cada pozo.