



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RECURSOS NATURALES – INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

**“FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE PERMEABILIDAD
INTERMEDIA Y SU IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD”**

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

PRESENTA:
SÓCRATES GARCÍA RODRÍGUEZ

Directores de Tesis:
Dr. Sergio Berúmen Campos
Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. Noviembre 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

Secretario: Dr. Héber Cinco Ley

Vocal: Dr. Sergio Berúmen Campos

1er. Suplente: Néstor Martínez Romero

2o. Suplente: M. en C. Noé Santillán Piña

TUTOR DE TESIS:



Dr. Sergio Berúmen Campos
Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria, Posgrado de Ingeniería, Cd. Mx.

Agradecimientos

A Dios por darme vida y salud en la oportunidad de cumplir esta importante meta personal y profesional.

Al Administrador del Activo de Producción Cinco Presidentes, M. en I. Óscar E. Jiménez Bueno, por confiar y apoyar mi actualización profesional y técnica con esta maestría.

Especial agradecimiento al tiempo y empeño de mi director de tesis, el Dr. Sergio Berúmen Campos quien fue cuidadoso en que esta tesis tuviera un importante aporte técnico respecto al impacto del fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia.

A la facultad de Posgrado de Ingeniería de la UNAM, por el privilegio de haber sido preparado por doctores en ingeniería petrolera como: Fernando Samaniego Verduzco, Fernando Ascencio, Heber Cinco Ley, Guillermo Domínguez, Edgar Rangel Germán, José Antonio González Guevara, Joaquín Aguayo Camargo, Néstor Martínez Romero, por las clases que me dieron, su dirección en mi tesis o su participación como sinodales; gracias por la contribución de cada uno.

A los Ingenieros. Manuel A. Olán Zárate e Ing. Luis Héctor Pavón Ruiz, por su importante apoyo en el desarrollo de mi tesis.

A mi esposa, mis hijos, mis hermanos y mis padres con mucho cariño porque en cada uno de mis logros ellos siempre han sido mi base.

Contenido

Resumen	9
Introducción	10
Antecedentes	12
CAPITULO 1	15
Permeabilidad y pruebas de presión	15
1.1 <i>Permeabilidad de núcleos y de pruebas de presión</i>	15
1.2 <i>Las preguntas más frecuentes de las pruebas de presión</i>	22
1.3 <i>Deconvolución: Evolución del análisis de las pruebas de presión</i>	37
1.4 <i>Rangos de permeabilidad</i>	41
1.5 <i>Poroelasticidad</i>	44
1.6 <i>Análisis de esfuerzos</i>	45
1.7 <i>Caracterización de fracturamientos</i>	46
CAPITULO 2	53
Fracturamiento hidráulico	53
2.1 <i>Fracturamiento hidráulico convencional</i>	53
2.2 <i>Fracturamiento hidráulico híbrido</i>	57
2.3 <i>Tipos de fracturamiento</i>	62
2.4 <i>Gradiente de fractura</i>	66
2.5 <i>Conductividad de fractura</i>	67
2.6 <i>Presión máxima de ruptura</i>	69
2.7 <i>Fluidos de fractura</i>	70
2.8 <i>Apuntalantes</i>	77

CAPITULO 3	80
Modelado de geometría de fractura	80
3.1 <i>Amplitud de fractura</i>	80
3.2 <i>Orientación de fractura</i>	83
3.3 <i>Geometría de fractura</i>	87
3.4 <i>Modelo GDK</i>	90
3.5 <i>Modelo PKN</i>	93
CAPITULO 4	95
Fracturamiento artificial en campos de permeabilidad intermedia	95
4.1 <i>Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia</i>	95
4.2 <i>Diseño de fracturamiento hidráulico</i>	110
4.3 <i>Simulación de casos</i>	114
4.4 <i>Evaluación conceptual de variables de riesgo</i>	151
4.5 <i>Identificación de medidas de mitigación</i>	153
CAPITULO 5	155
Discusión de resultados	155
5.1 <i>Discusión de resultados</i>	155
5.2 <i>Conclusiones</i>	157
5.3 <i>Referencias bibliográficas</i>	178
5.4 <i>Apéndices</i>	181

Figuras

Fig. 1.1 Variación de facies lateral y en profundidad	15
Fig. 1.2 Variación de cuerpos geológicos lateral y en profundidad	16
Fig. 1.3a Variación de permeabilidad de pruebas vs permeabilidad de núcleos varios	17
Fig. 1.3b Variación de permeabilidad de pruebas vs permeabilidad de núcleos caso tipo	18
Fig. 1.4 Cotejo stratigráfico vs permeabilidad de núcleos	19
Fig. 1.5 Variación de permeabilidad de 13 tapones representativos vs pruebas de presión.	20
Fig. 1.6 Incertidumbre en la veracidad de la información en la toma de un núcleo	21
Fig. 1.7a Permeabilidad de un núcleo en mD	21
Fig. 1.7 b. Interpretación de prueba de incremento mostrando más que la de decremento	25
Fig. 1.7 c. Efecto del ruido con una cantidad extra de datos interpretables	25
Fig. 1.8 Gráfico log-log de presión normalizada y su derivada vs tiempo equivalente y tiempo real.	27
Fig. 1.9 Gráfica log-log de casos típicos para pozos fracturados	31
Fig. 1.10 Gráfica log-log de datos de presión para flujo bilineal, pendiente $\frac{1}{4}$	33
Fig. 1.11 Curvas tipo para pozos verticalmente fracturados	33
Fig. 1.12a Curvas tipo para almacenamiento bajo condiciones de flujo bilineal	34
Fig. 1.12b Periodos de flujo para un pozo fracturado verticalmente	35
Fig. 1.13a Efecto del uso del tiempo equivalente de Horner	35
Fig. 1.13b Uso del gasto histórico a un tiempo t_D y P_D	36
Fig. 1.15 Gráficas y regímenes de flujo encontrados en pruebas de presión a pozos.....	38
Fig. 1.16 Formas log-log de la derivada de presión	39
Fig. 1.17 Formas log-log de la derivada del régimen de flujo	40
Fig. 1.18 Formas de la distorsión de la derivada log-log por tiempo equivalente como una función del tiempo de producción.	41
Fig. 1.19 Diagrama típico de un fracturamiento.....	43
Fig. 1.20.- Representación de tensión, compresión y esfuerzo de cizalla	45
Fig. 1.21.- Matriz de esfuerzos x,y,z	45
Fig. 1.22 Esfuerzo principal actuando en un punto	46
Fig. 1.23 Inclínómetros de fondo en un pozo de observación	50
Fig. 1.24 Esquema general de la tecnología de adquisición	52
Fig. 2.1 Diagrama esquemático del fracturamiento de roca	54
Fig. 2.2 Propagación de la fractura en el yacimiento	56
Fig. 2.3 Perfiles de fractura apuntalados en función de velocidades de asentamiento	58
Fig. 2.4 Comportamiento de producción post-fractura convencional	59
Fig. 2.5 Comportamiento de producción post-fractura híbrida	59
Fig. 2.6 Arena malla 40-80, vista microscopio	60
Fig. 2.7 Comparativa de la propagación geométrica de una fractura	61
Fig. 2.8.- Ilustración de un fracturamiento hidráulico con ácido.....	63
Fig. 2.9 Proceso de fracturamiento con gas y tubería flexible.	65
Fig. 2.10 Esquema del gradiente de fractura.....	67
Fig. 2.11 Definición de la conductividad de la fractura	68
Fig. 2.12 Esfuerzo efectivo sobre un agente apuntalante	69
Fig. 2.13 Curva y ecuaciones de la Ley de la potencia	72
Fig. 2.14 Gráfica de Krumbein para obtener los valores de	77
Fig. 2.15 Gráfica de Krumbein para obtener los valores de redondez y esfericidad del apuntalante.....	78
Fig. 3.1 Representación esquemática de la predicción geométrica de una fractura por la teoría elástica.....	81
Fig. 3.2 Diagrama de una restricción de fractura vertical.....	82

Fig. 3.3a Fracturas horizontal, vertical, inclinada	83
Fig. 3.3b Geometría de una fractura	83
Fig. 3.4 Factores con mayor influencia en la orientación de la fractura.....	84
Fig. 3.5 Orientación detallada de la fractura	84
Fig. 3.6 Modelos de fracturamiento hidráulico	88
Fig. 3.7 Modelo esquemático PKN y KGD	89
Fig. 3.8 Esquema general del modelo GDK, La altura de la fractura se considera fija y siempre debe ser mucho mayor que la longitud.....	91
Fig. 3.9 Esquema de un modelo de fractura PKN. La longitud de la fractura se considera mucho mayor que su altura.....	93
Fig. 4.1 Gasto declinado de aceite vs gasto post-fractura pozo RS 173	97
Fig. 4.2a Datos técnicos de prueba de presión post-fractura pozo RS 173	99
Fig. 4.2b Datos técnicos de prueba de presión post-fractura pozo RS 173	100
Fig. 4.2c Presión de superficie y estado mecánico pozo RS 173.....	101
Fig. 4.3 Intervalo productor del pozo RS 173	102
Fig. 4.4 Gasto declinado de aceite vs gasto post-fractura pozo RS 151	103
Fig. 4.5 Presión de superficie y estado mecánico pozo RS 151	105
Fig. 4.6 Gasto declinado de aceite vs gasto post-fractura pozo RS 124	106
Fig. 4.7 Presión de superficie y estado mecánico pozo RS 124	107
Fig. 4.8 Gasto declinado de aceite vs gasto post-fractura pozo RS 167	107
Fig. 4.9 Presión de superficie fluyendo y estado mecánico pozo RS 167	109
Fig. 4.10 Obtención de permeabilidad k en función de cada longitud de fractura y tiempo	114
Fig. 4.11 Carátula del programa de simulación para casos de fractura.....	118
Fig. 4.12 Amplitud Wf y longitud Lf de fractura pozo RS 705, modelo GDK.....	124
Fig. 4.13 Pronostico de produccion atribuible a la fractura vs tiempo, pozo RS 705	125
Fig. 4.14 Amplitud Wf y longitud Lf de fractura pozo RS 1504, modelo GDK.....	¡Error! Marcador no definido.
Fig. 4.15 Pronostico de produccion atribuible a la fractura vs tiempo, pozo RS 1504	¡Error! Marcador no definido.
Fig. 4.16 Amplitud Wf y longitud Lf de fractura pozo RS 142, modelo GDK.....	¡Error! Marcador no definido.
Fig. 4.17 Pronostico de produccion atribuible a la fractura vs tiempo, pozo RS 142	¡Error! Marcador no definido.
Fig. 4.18 – Efecto del rompedor en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 40 (lbm/1,000 gal) a una temperatura de 180°F y 100 (md).	151
Fig. 4.19 – E Efecto del rompedor en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 40 (lbm/1,000 gal) a una temperatura de 180°F y 1,000 (md).....	152

Tablas

Tabla 1.1 Comparación de resultados estimados mediante diferentes técnicas	28
Tabla 1.2 Historia de métodos de interpretación de pruebas de presión.....	37
Tabla 1.3 Valores de permeabilidad considerados en el fracturamiento hidráulico.....	42
Tabla 1.4 Rangos de permeabilidad y ganancia volumétrica obtenida de varios pozos	43
Tabla 1.5 Capacidades y limitaciones del diagnóstico de fracturas	49
Tabla 2.1 Características de fracturamiento híbrido contra convencional	61
Tabla 2.2 Datos de 11 Operaciones de fracturamiento híbrido en la Región Norte de PEP	62
Tabla 2.3 Datos de producción de un fracturamiento híbrido vs un convencional.....	62
Tabla 2.4 Aditivos de los fluidos de fractura	76
Tabla 2.5 Densidad y porosidad para cada tamaño y malla	79
Tabla 3.1 Valores del módulo de Young para distintos tipos de roca	81
Tabla 3.2 Rangos de presión de poro	86
Tabla 3.3 Rangos de compresibilidad de roca	86

Tabla 3.4 Rangos de la Relación de Poisson	87
Tabla 4.1 Volumetría, datos técnicos e indicadores económicos pozo RS 173	98
Tabla 4.2 Volumetría, datos técnicos e indicadores económicos pozo RS 151	104
Tabla 4.3 Volumetría, datos técnicos e indicadores económicos pozo RS 124	106
Tabla 4.4.1 Volumetría, datos técnicos e indicadores económicos pozo RS 167	108
Tabla 4.5.1 Impacto de la pérdida de filtrado y volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.....	119
Tabla 4.6.1 Impacto del gasto de bombeo y coeficiente de pérdida de filtrado C, en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.	120
Tabla 4.7.1 Análisis de rentabilidad e indicadores económicos pozo RS 705	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.8.1 Impacto de la pérdida de filtrado y volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 1504.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.9.1 Impacto del gasto de bombeo en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 1504.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.10.1 Análisis de rentabilidad e indicadores económicos pozo RS 1504 ..	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.11.1 Impacto de la pérdida de filtrado y volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 142.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.12.1 Impacto del gasto de bombeo en la longitud y amplitud de fractura pozo....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.13.1 Análisis de rentabilidad de indicadores económicos pozo RS 142	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.14.1 Resultados de fractura, volumétricos y económicos para cada caso	156

Resumen

En todas las áreas de la ingeniería la optimización de la producción y sus procesos es de relevante importancia. Antes de la consolidación del fracturamiento de alta permeabilidad HPF (high permeability fracturing), o las técnicas de fractura TSO (tip screen out techniques), el fracturamiento se vió restringido a yacimientos de muy baja permeabilidad, menor a 0.01 mD. Actualmente se hace también en yacimientos de permeabilidad intermedia y en arenas no muy consolidadas de yacimientos de la región sur, en México.

El fracturamiento hidráulico tiene su justificación en el mejoramiento considerable de la productividad de un pozo al rebasar las zonas de daño ocasionadas por perforación o alguna reparación; así como por la buena conectividad de fracturas naturales creando canales de flujo de hidrocarburos más amplios y continuos.

Este trabajo se documentó en cinco capítulos, en el cuarto se desarrolló un programa de cómputo con una interfase en la que se pueden cambiar los principales parámetros para simular y estudiar la manera en que más impactan en el diseño del largo, alto y ancho de una fractura así como en el pronóstico de producción asociado y su análisis económico sin necesidad de depender de un software comercial.

Se analiza el impacto en 3 casos de pozos de la Región Sur de México y se explican a detalle como parte de 32 fracturamientos exitosos (Abr-2015) con los que se obtuvo una ganancia volumétrica de 9,100 bpd de aceite en un periodo de 36 meses de producción por pozo, lo que representa un ingreso de más de 440 millones de dólares, considerando a esta fecha 33 usd/ bl. Se muestra que en algunos pozos se alcanzó una relación VPN/VPI mayor a 38 mostrando así que el fracturamiento hidráulico es una redituable y eficiente actividad de mejora a la productividad.

Finalmente, se hacen observaciones de mejora operacional y/o mitigación de daño para tomar en cuenta en los próximos diseños de fracturamiento.

Introducción

El fracturamiento hidráulico es el proceso de inyectar un fluido en un pozo a un gasto y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta originando un incremento de presión y su posterior ruptura. Tradicionalmente esta técnica se ha aplicado en yacimientos de baja permeabilidad o en yacimientos severamente dañados que limitan el flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

Sin embargo, en éste trabajo pretende analizar y mostrar bajo qué condiciones técnico-económicas pudiera ésta técnica también ser aplicable a yacimientos de permeabilidad intermedia.

La inyección continua del fluido permite ampliar y extender la fractura la cual se logra sostener agregando partículas sólidas como agente apuntalante al fluido de fractura. El uso adecuado de éste apuntalante es muy importante para evitar el cierre de la fractura por un tiempo prolongado. Este tipo de tratamiento se utiliza principalmente en formaciones de baja permeabilidad ya sea en carbonatos o en arenas consolidadas, creando canales de alta conductividad mejorando el área efectiva de drene.

Durante el proceso de fracturamiento se debe mantener un estricto monitoreo de la presión, gasto de inyección, dosificación de apuntalante, dosificación de aditivos, control de calidad del fluido fracturante por el especialista químico en el sitio, operación adecuada de la unidad de tubería flexible, entre lo principal.

Los beneficios son recuperar volúmenes de reservas que por extracción primaria no es posible y obtener producción adicional al conectar sistemas de fracturas naturales. Se crea y se propaga la fractura siempre en sentido perpendicular al de menor esfuerzo de la roca y puede ser vertical inclinada o casi horizontal.

Los modelos más conocidos y que utilizan los software para diseño de una fractura son el modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN) para predecir la geometría del ancho promedio de fractura (W_f), y el modelo Geertsma-de Klerk (GDK) para predecir o diseñar la longitud de fractura (L_f) donde el ancho se mantiene constante. También son considerados el Módulo de elasticidad de Young E y la relación de Poisson donde una zona con un esfuerzo horizontal pequeño y baja relación de Poisson, no servirá como barrera efectiva para la extensión de la fractura, mientras que una zona con alta relación de Poisson confinará la fractura.

Antecedentes

La paternidad del fracturamiento se le atribuye a Edward A. L. Roberts, uno de los hombres más ricos de los EE.UU. quien murió en 1881, y debe su riqueza a que patentó una especie de bomba que explotaba en el fondo de los pozos y los hacía producir; esto lo probó exitosamente en muchos pozos en Titusville, Pennsylvania, donde nació la industria petrolera. Roberts en 1866 patentó su “torpedo” para fracturar los pozos y hacerlos producir. La técnica consistía en colocar un explosivo (pólvora luego reemplazada por nitroglicerina) en el fondo del pozo, previamente lleno de agua.¹

El agua forzaba la explosión hacia la roca en vez de elevarse en el pozo. Roberts cobraba US\$ 200 por cada trabajo en los pozos. Su invención cayó en desuso cuando comenzaron a ocurrir los grandes descubrimientos de los campos petroleros gigantes de Texas (Spindletop, 1901), Oklahoma y California, que por supuesto sus pozos no necesitaban ser fracturados para producir miles de barriles diarios cada uno.¹

Después del invento de Roberts, la empresa Dow Chemical en 1932 comenzó a usar ácido clorhídrico mezclado con arsénico para disolver la roca y permitir el flujo de petróleo del yacimiento al pozo. Ya para 1938 unos 25.000 pozos habían sido acidificados. Pero los ingenieros dieron cuenta que el ácido funcionaba mejor en lutitas que en areniscas, que conformaban la mayoría de los yacimientos.

Riley Farris, graduado en la universidad de Oklahoma en 1935 (10 años antes que se graduara en la UO el primer ingeniero de petróleo) descubrió que en el proceso de cementación de los pozos el cemento que se inyectaba producía fracturas en los yacimientos, descubriendo indirectamente que un líquido a presión podía fracturar la roca.¹

Bob Fast, un ingeniero petrolero graduado en la universidad de Tulsa en 1943, en noviembre de 1946 (tenía 25 años) probó la teoría de Farris haciendo un

fracturamiento con agua, pero la mezcló con gasolina y napalm, pero no tuvo el éxito esperado. Intuyó que la fractura se cerraba al producirse de nuevo los fluidos inyectados; entonces se le ocurrió aplicarle también arena a la mezcla de líquidos para que esta mantuviera las fracturas. Ferris patentaría su producto en 1948. Le daría la licencia a HOWCO (The Halliburton Oil Well Cementing Company). Para 1955 más de 100.000 pozos habían sido fracturados hidráulicamente.¹

Inclusive, en 1959 se propuso fracturar los pozos productores de gas natural con bombas nucleares, unas pruebas se hicieron realidad en 1967, 1969 y 1973 (era la época de falta de energía en el país, y el presidente Nixon respaldó los proyectos); pero los ciudadanos a quienes iba a llegarles ese gas producido protestaron y se detuvieron las pruebas.

La técnica moderna del fracturamiento de las lutitas comenzó en 1998. Nick Steinsberger, un ingeniero de petróleo graduado de la Universidad de Texas-Austin en 1987, en 1998, para fracturar los pozos propuso usar solo mucha agua, junto con la arena para mantener las fracturas y con algunos químicos, en lugar de la mezcla gel que se usaba. Tuvo éxito y se le asigna la condición de ser el padre del fracturamiento moderno. Utilizó 1,2 millones de galones de agua para fracturar su pozo modelo exitoso que era vertical (hoy se usan 5 y 6 millones de galones por pozo y son horizontales). No solo demostró que el agua era mejor que los geles para fracturar las lutitas, sino más barata.¹

Hoy los Entes Reguladores de los diferentes estados de los EE.UU. donde se explotan los hidrocarburos de lutitas, cada vez son más celosos del agua que se utiliza para el fracturamiento hidráulico, en especial con las fuentes de donde se obtiene el agua, y sobre la disposición del agua producida que se utilizó para las labores de fracturamiento, ya que del 15% al 20% del agua utilizada regresa con la producción de petróleo o gas natural.

En algunos estados ya se han construido instalaciones para inyectar en el subsuelo esas aguas, muy por debajo de los acuíferos de donde se toma para el consumo y riego. En otros estados las aguas deben ser tratadas antes de disponer de las mismas en ríos o quebradas. También muchas empresas las están reutilizando para nuevos fracturamientos, y desarrollan métodos para tratarlas por evaporación.¹

Más recientemente las empresas líderes que dominan las tecnologías de fracturamiento como son Schlumberger y Halliburton utilizan su know-how y productos de su propio diseño para fracturar los pozos; y sus productos son más limpios, ya no se usan químicos ni biocidas para tratar el agua a inyectar, sus procesos cada vez son más amigables con el ambiente, y los tiempos y los costos para realizar los trabajos se han reducido dramáticamente, así el rendimiento de los pozos trabajados se ha incrementado.¹

CAPITULO 1

Permeabilidad y pruebas de presión

1.1 Permeabilidad de núcleos y de pruebas de presión

El Dr. Patrick Corbett sugiere que para dar certidumbre a los datos y estudios geológicos, el mejor y mayor soporte son las pruebas de presión. Él hizo un estudio donde muestra cómo debe compararse la permeabilidad obtenida de núcleos contra la permeabilidad obtenida por pruebas de presión ya que como se muestra, la incertidumbre geológica se encuentra por discontinuidad, cambio de facies laterales y en profundidad, figura 1.1.²

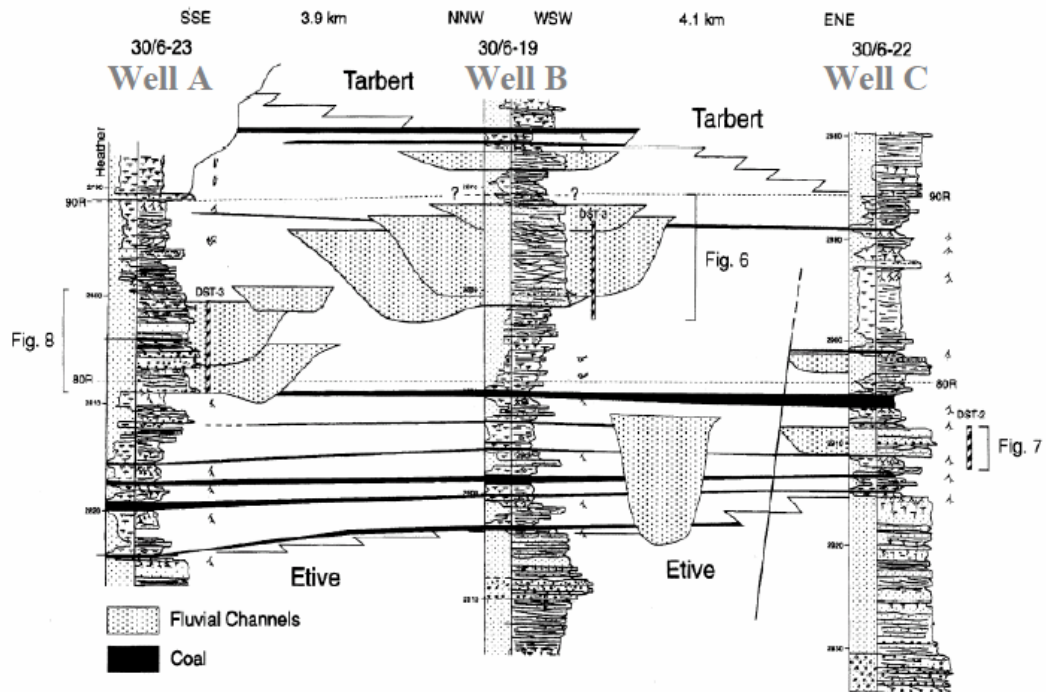


Fig. 1.1 Variación de facies lateral y en profundidad

En la figura 1.2. Se muestran los cambios estratigráficos o ausencia de cuerpos geológicos.



Fig. 1.2 Variación de cuerpos geológicos lateral y en profundidad

Las figuras 1.3a. y 1.3b. muestran la variación de permeabilidad de pruebas de presión vs permeabilidad de núcleos.

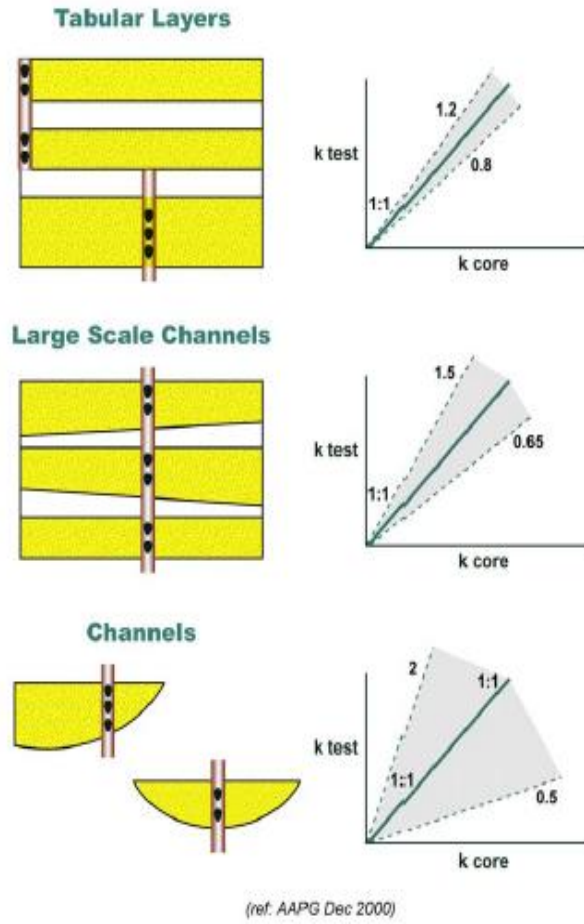


Fig. 1.3a Variación de permeabilidad de pruebas vs permeabilidad de núcleos varios

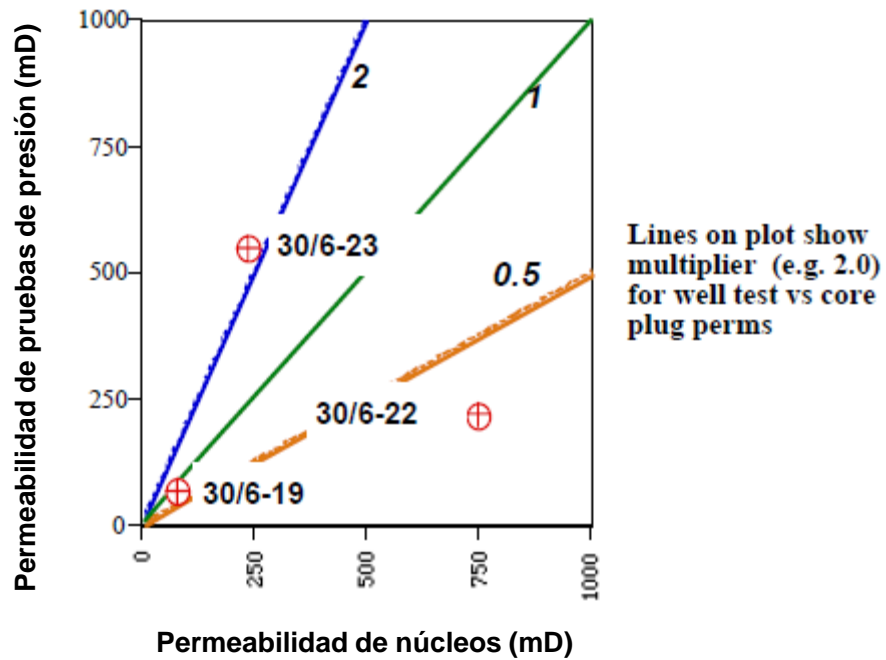


Fig. 1.3b Variación de permeabilidad de pruebas vs permeabilidad de núcleos caso tipo

Esta incertidumbre ya no se tiene cuando la permeabilidad es cotejada con pruebas de presión representativas figura 1.4, las cuales ayudan a clasificar también los cuerpos en base a su permeabilidad y apoyados con los registros geofísicos a profundidades de correlación, importante apoyo para posibles fracturamientos hidráulicos.²

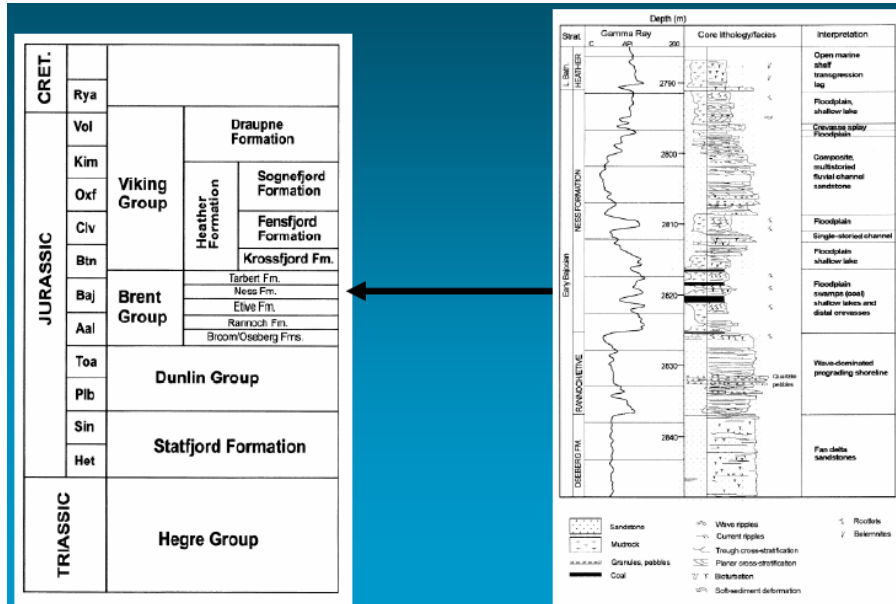


Fig. 1.4 Cotejo estratigráfico vs permeabilidad de núcleos

En la figura 1.5 se muestra la comparativa de datos de permeabilidad de núcleos contra datos de presión de un caso real de pozos del Campo Oseberg del mar del norte.²

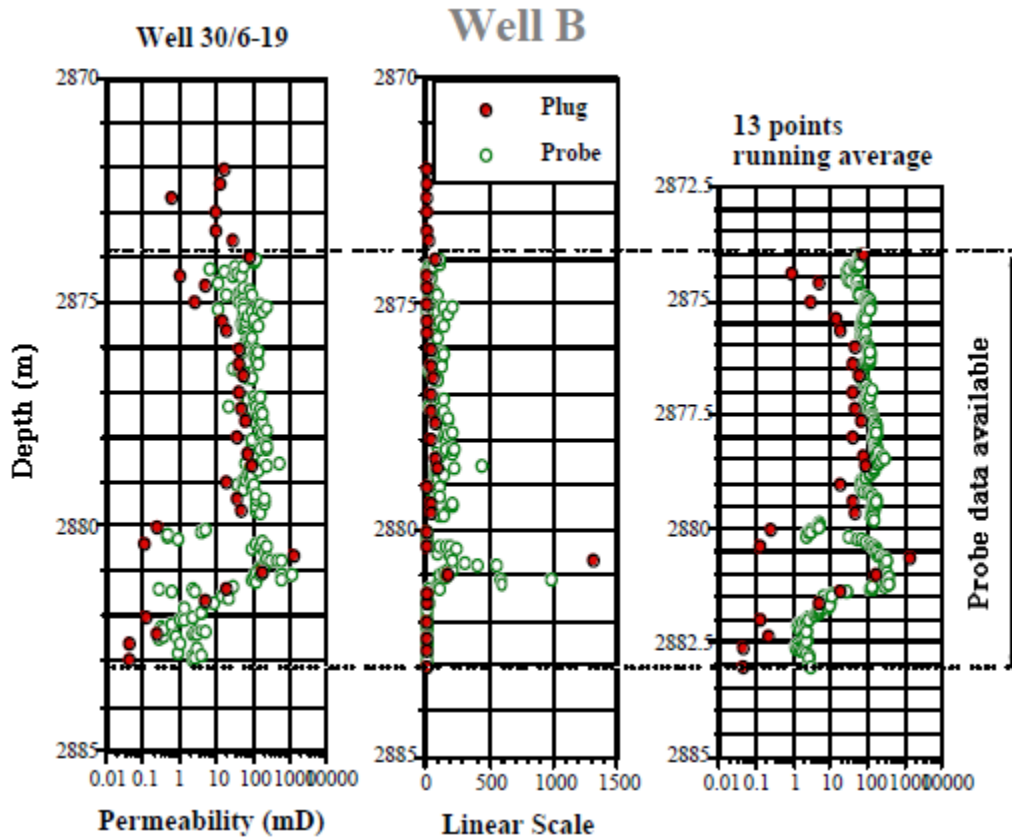


Fig 1.5 Variación de permeabilidad de 13 tapones representativos vs pruebas de presión.

Corbett explica los motivos que pueden causar incertidumbre en la veracidad de los datos de los núcleos o tapones:

Profundidad de la toma: Si la toma de núcleos no corresponde a la profundidad del yacimiento o intervalo en el que se está haciendo la prueba de presión, no son comparables.

Secciones ausentes, representatividad y perfil de facies: Cuando se llega a tener un importante cambio de facies o se pierde un cuerpo por acuñaamiento de cuerpos o por fallas, se puede cometer el error de mal correlacionar la profundidad de la toma de núcleos con la prueba de presión.²

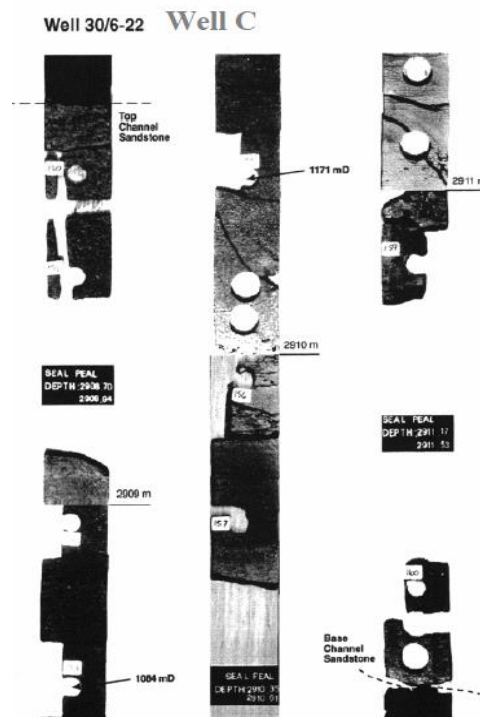


Fig. 1.6 Incertidumbre en la veracidad de la información en la toma de un núcleo

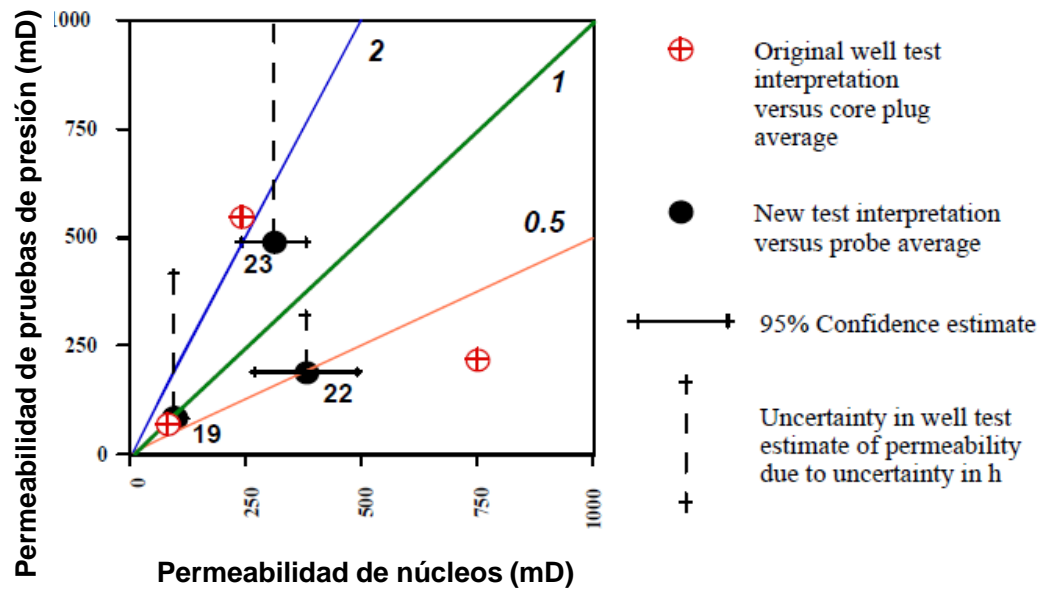


Fig. 1.7a Permeabilidad de un núcleo en mD

Para igualar la distribución del flujo a lo largo del intervalo productor.

La relación de permeabilidad máxima, con la permeabilidad promedio determina la velocidad máxima de flujo a través de la fractura y en última estancia determina la máxima caída de presión para obtener el flujo máximo.

Cuando el fracturamiento se aplica a cierto intervalo, el flujo a lo largo de éste es uniforme y de ese modo se maximiza el impacto en la relación de permeabilidad máxima y promedio. (Norman 2003).⁷

Existen varias clasificaciones de yacimientos en cuanto a su permeabilidad, una de ellas es la mencionada por los doctores Heber Cinco, Néstor Martínez y Arévalo Villagrán en donde ellos clasifican como yacimientos de permeabilidad convencional a los que tienen $k \geq 0.1$ mD y de muy baja permeabilidad a los que tienen $k \ll 0.01$ mD.⁷

Desde el punto de vista geológico se considera baja permeabilidad yacimientos de rocas ígneas, lutitas, metamórficas y sedimentarias cristalinas, con $k < 0.01$ mD; de permeabilidad intermedia yacimientos con rocas de $K = 0.1$ a 1 mD y de alta permeabilidad yacimientos de conglomerados, areniscas y algunas calizas de porosidad secundaria, $K \geq 5$ mD.²⁰

1.2 Las preguntas más frecuentes de las pruebas de presión

Las preguntas más frecuentes asociadas con la incertidumbre de la permeabilidad de núcleos se muestran en el siguiente trabajo publicado por Daungkaew, donde se abordan principalmente 3 tipos de preguntas.³

a) La primera de ellas es si es posible obtener más información a partir de datos de curvas de incremento, que de decremento en pruebas de presión? El análisis lo muestran introduciendo una nueva definición del radio de investigación como algo opuesto al radio de drene y basándose en la habilidad de interpretar datos utilizando derivadas de presión muestran que la información

obtenible de una larga prueba de incremento, seguida de una corta prueba de decremento en realidad queda limitada a la precisión de la herramienta y al ruido, así como a los intervalos de tiempo de toma de cada punto de presión.

Algunos defienden la idea de que una vez que comience la producción, la perturbación de la presión se hace sentir en todas partes instantáneamente y a través de los intervalos productores en forma indefinida, por lo tanto se debería poder obtener toda la información posible en el yacimiento, inclusive la que no se haya obtenido de la curva de decremento.

Otros creen que si no se ve en la curva de decremento, tampoco se ve en la de incremento. La respuesta a este planteamiento se puede obtener a partir del concepto del radio de la investigación de una prueba de presión, que es la distancia a la que una determinada característica del yacimiento puede ser interpretada, teniendo en cuenta la influencia del ruido en los datos y la historia de los distintos gastos de la prueba.

El radio de investigación, es diferente del radio de drene que se utiliza rutinariamente en el análisis de la pruebas. El radio de drene ha sido el tema de muchas publicaciones, principalmente en la década de 1950 y principios de 1960 (resumidos por Van Poolen). Todos ellos proponen expresiones similares, de la forma $r_{eD} = 1 + D \cdot t_D^{0.5}$, donde $t_D^{0.5}$ es adimensional.

La mayoría de las definiciones se basan en el principio de la desviación de flujo radial en un yacimiento infinito, homogéneo.

Una de la definiciones más comúnmente utilizadas del radio de investigación como una función de la duración de la prueba de presión, ha sido desarrollada considerando el área de drene.

Matemáticamente, la respuesta de la presión adimensional para la línea fuente de pozo con una falla sellante se obtiene usando el principio de superposición en el espacio:

$$\Delta P_D = \frac{1}{2} \left[-E_i \left(-\frac{1}{4t_D} \right) - E_i \left(-\frac{1}{4t_D} (2d_D)^2 \right) \right]$$

Con la función integral exponencial definida como:

$$-E_i(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$$

Para t_D suficientemente largos, la derivada de la caída de presión adimensional tiende a 1, cada término de la derivada de la integral exponencial tiende a $\frac{1}{2}$. Asumiendo que la primer estabilización se alcanza, la condición de falla a ser interpretable por una gráfica de presión log-log se puede expresar por:

$$\frac{d \left[-E_i \left(-\frac{1}{4t_D} (d_D)^2 \right) \right]}{dLnt} \simeq \left(\frac{1}{2} \right)^{-0.9} - 1$$

En donde:

ΔP_D =Caída de presión adimensional

d =Distancia

d_D =Distancia adimensional

Se concluye que las pruebas de incremento proporcionan más información que las de decremento, sin embargo, los datos de presión siempre estarán afectados por el ruido de la herramienta. ³ Figuras 1.7b. y 1.7c.

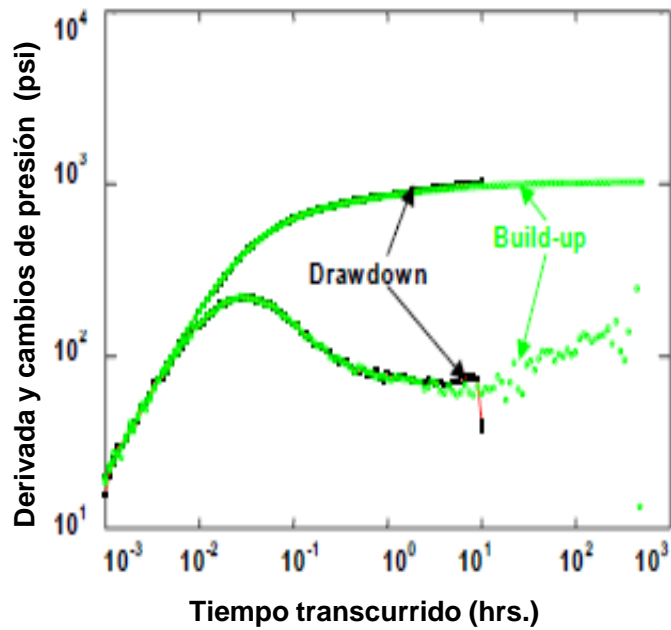


Fig. 1.7 b. Interpretación de prueba de incremento mostrando más que la de decremento

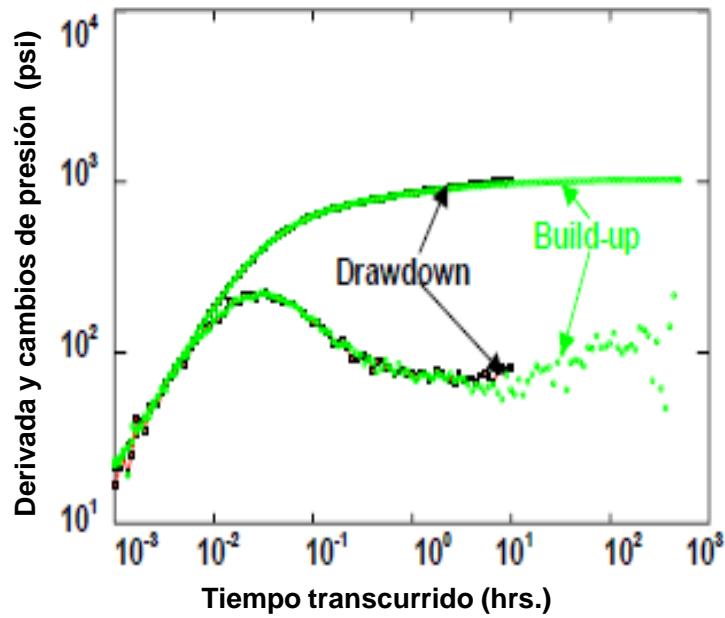


Fig. 1.7 c. Efecto del ruido con una cantidad extra de datos interpretables

b) La segunda pregunta frecuente se refiere es si ¿se debe tener una cantidad mínima de historia de datos para poder ajustar la derivada de presión? ya que datos espaciados o promediados conducen a error de ajuste e interpretación...

Junto con los errores de medición de presión y error de datos de producción, se puede caer en la mala identificación del modelo de ajuste y en la estimación de parámetros equivocados. Esto es particularmente cierto con el método de la derivada de la presión el cual es muy poderoso pero al mismo tiempo es muy sensible a la calidad y cantidad de los datos de la prueba. La razón es porque las derivadas en las pruebas multigasto son tomadas respecto a la función de superposición la cual depende de la historia del gasto de producción con un gasto inicial q_i siendo este flujo entre:

$$\sum_{j=1}^{i-1} \Delta t_j \quad \text{y} \quad \sum_{j=1}^i \Delta t_j$$

El tiempo de superposición es:

$$t_{sup} = \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) \log \left(\sum_{j=1}^{n-1} \Delta t_j + \Delta t \right) - (q_{n-1} - q_n) \log (\Delta t)$$

Aún se siguen reportando datos de pruebas de presión como una simple prueba de incremento con datos promedio de producción y una duración calculada del tiempo equivalente de Horner.

Por otra parte, no es realista esperar una historia completa de datos de producción, de pozos que tienen muchísimo tiempo que produjeron. La pregunta aquí es: Qué tan completa o detallada debe ser la historia de producción de un pozo para obtener un análisis completo?

Para ello el autor propone una combinación de la más reciente historia de gasto en tiempo y una fracción de la acumulada de producción del pozo.³

Esto es particularmente cierto con el método de derivada de presión que es muy potente, pero al mismo tiempo es más sensible a la exactitud e integridad de los datos de velocidad y presión.

Tiab y Kumar introdujeron en 1976 el uso de derivadas de presión para el análisis de prueba de pozos en la industria del petróleo, utilizando las derivadas de presión para identificar de manera única fallas sellantes en pruebas de interferencia. Similarmente, Bourdet y otros desarrollaron en 1983 una curva tipo, la cual incluye una función de derivada de presión, con base en la solución analítica desarrollada por Ramey Jr. El trabajo de Tiab lo presenta en un método llamado: **Tiab's Direct Synthesis Technique**.

En éste método Tiab emplea la derivada de la presión normalizada (Fig. 1.8); ilustra un gráfico log-log de ΔP_q and $(t^* \Delta P'_q)$ versus t y t_{eq} .

Durante el primer ciclo los dos juegos de datos tienen aproximadamente la misma tendencia.²¹

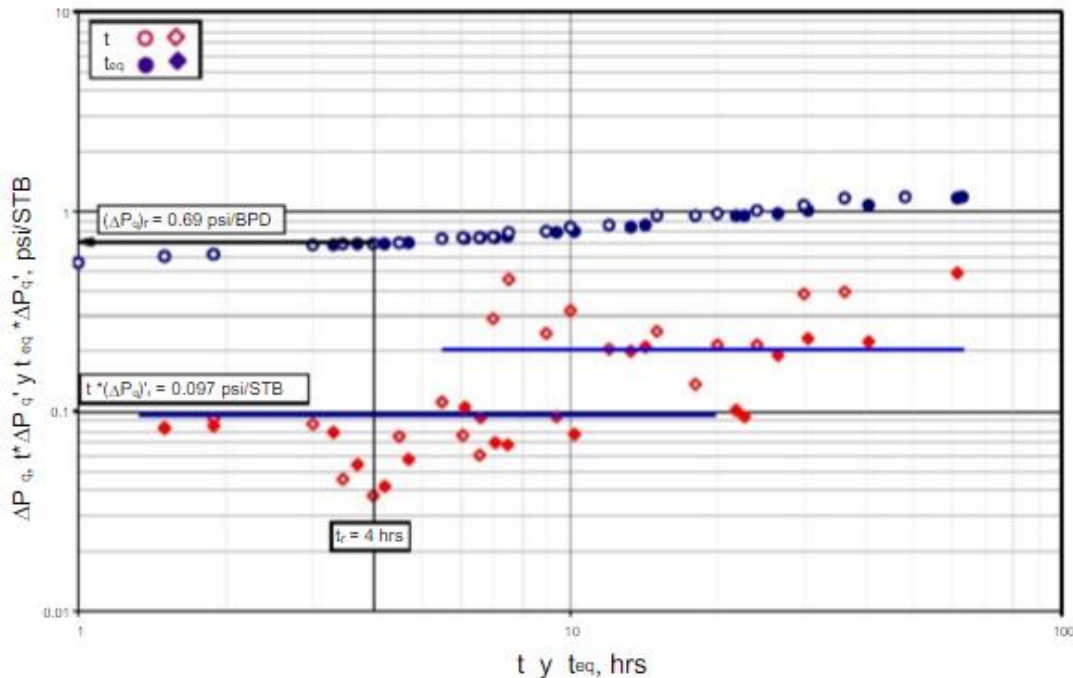


Fig. 1.8 Gráfico log-log de presión normalizada y su derivada vs tiempo equivalente y tiempo real.

De dicho gráfico, se observa la línea de comportamiento infinito y se leen los siguientes valores:

$$\begin{aligned}(t^* \Delta P'_q)_r &= 0.097 \text{ psi}/(\text{STB}/\text{D}), \\ (\Delta P_q)_r &= 0.69 \text{ psi}/(\text{STB}/\text{D}) \text{ y} \\ t_r &= 4 \text{ hrs}\end{aligned}$$

La permeabilidad se obtiene con la derivada en el flujo radial usando la ecuación 1.1 y el daño se obtiene con la ecuación 1.2, tomando un valor de tiempo y presión en la línea de flujo radial:

$$k = \frac{70.6 \mu B}{h(t^* \Delta P'_q)_r} \dots \quad \text{Ec.1.1}$$

$$s = 0.5 \left[\frac{(\Delta P_q)_r}{(t^* \Delta P'_q)_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu C_t r^2 w} \right) + 7.43 \right] \frac{70.6 \mu B}{h(t^* \Delta P'_q)_r} \dots \quad \text{Ec.1.2}$$

La comparación de los resultados obtenidos mediante los diferentes métodos se resumen en la tabla 1.1, donde se muestra cómo el método TDST propuesto por Tiab y colaboradores es muy eficiente para análisis de pruebas de presión y obtención de características de flujo e importantes parámetros como permeabilidad y daño para caracterizar un yacimiento.²⁰

TECNICA	k , md	s
Tiempo de Superposición Método Cartesiano	13.49	-3.87
Tiempo Equivalente Método Semilog	13.49	-3.87
Tiempo Real Método Semilog	12.84	-3.98
TDST	13.86	-3.794

Tabla 1.1 Comparación de resultados estimados mediante diferentes técnicas

Se halló una diferencia de 2.74 % entre los resultados obtenidos de la TDST y el análisis semilog. Nótese que la derivada tiene mucho ruido probablemente debido a que el incremento del tiempo no es igualmente espaciado.²¹

Cinco-Ley y Samaniego en 1980 presentaron una técnica para el análisis de datos transitorios de presión para pozos interceptados por una fractura vertical de conductividad finita. Este método se basa en la teoría del flujo bilineal, que considera flujo lineal transitorio tanto en la fractura como en la formación. Presentaron nuevos tipos de curvas para resolver este singular problema y fue algo novedoso a lo conocido en ese tiempo.

Ramey también presentó una revisión sobre el estado de la técnica. El análisis de los datos de presión para pozos fracturados ha merecido una atención especial debido a la cantidad de pozos que han sido estimulados mediante técnicas de fracturamiento hidráulico. Un resumen de los trabajos realizados en el flujo hacia los pozos fracturados 'fue presentado por Raghavan' en 1977. Se reconoció que las fracturas que se cruzan pueden afectar en gran medida el comportamiento del flujo transitorio de un pozo y que, en consecuencia, la aplicación de los métodos clásicos para el análisis de los datos de presión transitoria en esta situación puede producir datos erróneos de presión y por lo tanto resultados erróneos. Se han propuesto varios métodos para resolver este problema donde se considera un pozo interceptado ya sea por una fractura vertical de conductividad infinita o una fractura vertical uniforme de flujo.⁴

Cinco-Ley y Samaniego demostraron que el supuesto de conductividad de la fractura infinita es válida siempre que la conductividad de la fractura sin dimensiones $(k_f b_f / K_{xf}) \geq 300$; todos los demás casos, tales como los representados por las fracturas largas o pobremente conductoras, deben ser analizadas considerando un modelo de fractura de conductividad finita. La explotación de las reservas de gas de baja permeabilidad, ha requerido la estimulación de pozos mediante técnicas masivas fracturación hidráulica (MHF). Fracturas verticales de extensión horizontal grande se crean como resultado de esta operación; en consecuencia, la caída de presión a lo largo de la fractura no se puede despreciar.⁴

El propósito de este trabajo de Cinco-Ley fue presentar una nueva técnica de interpretación de los datos de presión en tiempo temprano para un pozo interceptado por una fractura vertical de conductividad finita, incluyendo los criterios para determinar el final de los efectos del almacenamiento del pozo.

Además, se discuten nuevas curvas de tipo para superar el problema singularidad exhibida por curvas anteriores y en los valores de tiempo intermedios.⁴

El uso de curvas tipo en el análisis de los datos de presión para pozos fracturados, representa un gran avance en la caracterización dinámica de un yacimiento, especialmente en su permeabilidad y daño. La primera curva tipo para pozos fracturados fue presentada por Gringarten y colaboradores (1975), Cinco Ley y colaboradores (1978), mostraron que la solución de Gringarten y Ramey (1974), para una fractura vertical dominante con conductividad infinita, se comporta como la solución para una fractura vertical dominante con conductividad finita de $(k_f - b_f)_D \geq 300$ de k .

La figura 1.9 muestra el comportamiento general de un pozo con fractura vertical de conductividad finita. Gráfica log-log de presión adimensional vs tiempo adimensional. Para hacerlo simple, solo se presentan 2 casos. El caso 1 representa el comportamiento para una fractura de baja conductividad $(k_f - b_f)_D = 0.1$, el caso 2 considera una alta conductividad de fractura $(k_f - b_f)_D = 500$.

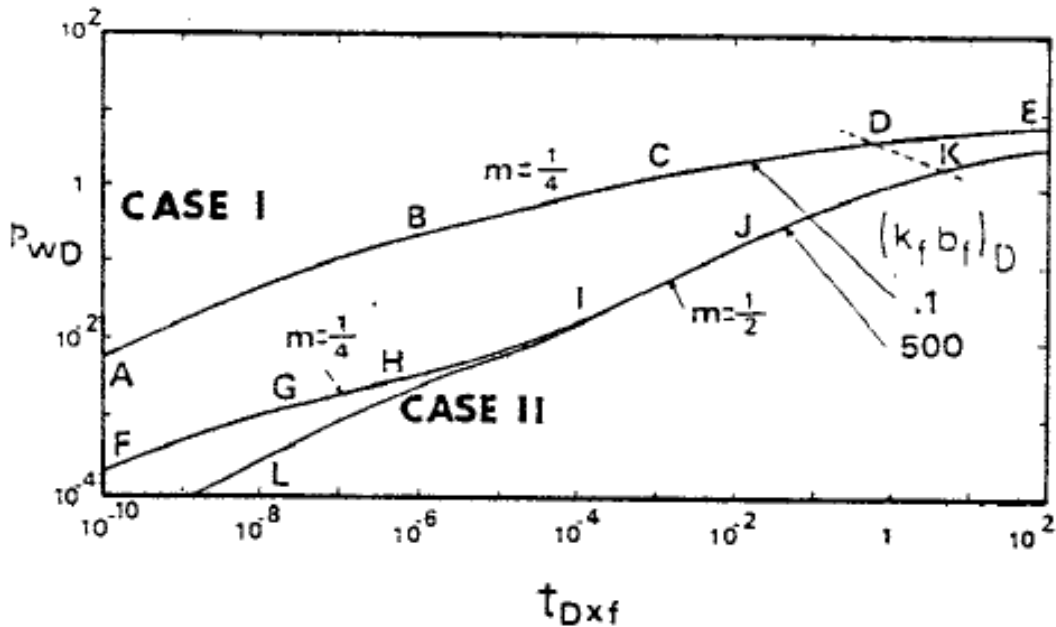


Fig. 1.9 Gráfica log-log de casos típicos para pozos fracturados

El rasgo principal de esta gráfica es que para todos los casos el comportamiento de los flujos bilineal (pendiente $\frac{1}{4}$) y lineal en la formación (pendiente $\frac{1}{2}$), está dado por una sola curva.

Nótese que hay un periodo de transición entre los flujos bilineal y lineal. La línea generada en esta figura indica el comienzo aproximado del periodo de flujo pseudoradial (recta semilog). También se muestra el final del flujo bilineal y el inicio del flujo lineal en la formación. El flujo bilineal termina cuando los efectos de la punta de la fractura sienten el efecto de la vecindad de pozo.

Los puntos A, F, y L de la figura 1.9, representan el fin del periodo de flujo lineal en la fractura (recta con pendiente $\frac{1}{2}$). El período de flujo bilineal (recta con pendiente $\frac{1}{4}$), se define en los segmentos BC y GH; éste comportamiento no se presenta cuando la fractura tiene una alta capacidad de almacenamiento y una alta conductividad (la curva de abajo en el caso 2).

El período de flujo lineal en la formación se muestra por la línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$, entre los puntos I, y J sólo se muestra en fracturas con altas conductividades

$(k_f b_f)_D \geq 300$ de k . Los puntos D y K muestran el inicio del período de flujo pseudoradial.

Un rasgo importante de esta gráfica es que después del periodo de flujo bilineal (porción de la línea recta), las curvas para $(k_f b_f)_D \leq 1.6$ son cóncavas abajo y las curvas $(k_f b_f)_D \geq 1.6$ son cóncavas arriba.

El final del período de flujo bilineal, depende de la conductividad de la fractura. Estos resultados pueden ser obtenidos si existen varios datos de presión disponibles. Debe tenerse presente que el análisis específico de las gráficas debe ser utilizado para diferentes regímenes de flujo, para obtener una mejor estimado de los parámetros del yacimiento y la fractura. Ahora se discutirán los casos en donde todos los datos de presión caen en una porción pequeña de la curva tipo y un grupo completo de información puede no ser obtenida.

Caso 1. Los datos de presión muestran una pendiente de un cuarto en una gráfica log-log y de acuerdo con lo tratado en la sección previa, estos datos corresponden al período de flujo bilineal y no se puede obtener un ajuste único con la figura 1.10.

El tipo de análisis del flujo bilineal es el único método disponible para este caso, para obtener información referente a $(k_f b_f)$. Un valor mínimo de la longitud media de la fractura para el final del flujo bilineal puede ser estimado con las ecuaciones :

$$t_{D\epsilon bf} \simeq \frac{0.01}{(k_{af} b_{af})_D^2}, \text{ para } (k_{df} b_{df})_D \geq 3$$

$$t_{D\epsilon bf} \simeq \left[\frac{4.55}{\sqrt[2]{(k_{af} b_{af})_D}} - 2.5 \right]^{-4}, \text{ para } (k_{df} b_{df})_D \leq 1.6$$

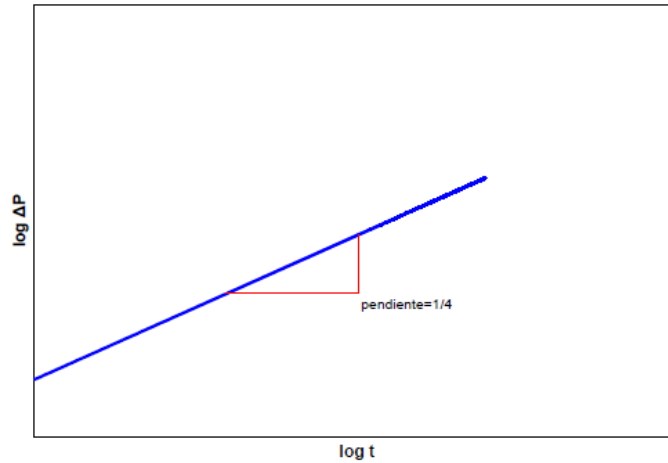


Fig. 1.10 Gráfica log-log de datos de presión para flujo bilineal, pendiente $\frac{1}{4}$

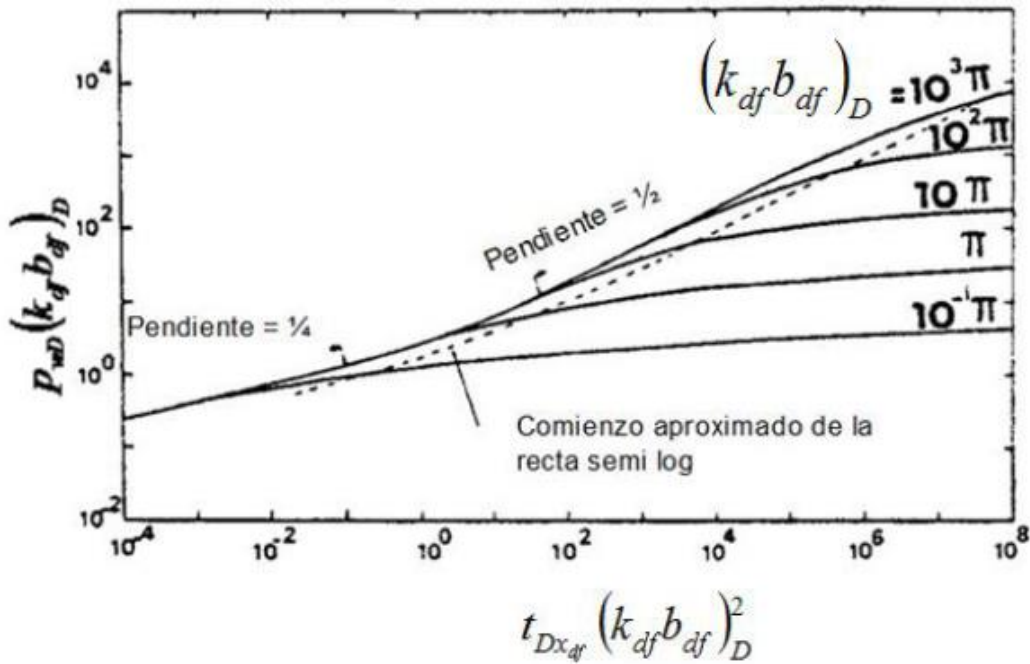


Fig. 1.11 Curvas tipo para pozos verticalmente fracturados

Generalmente, el efecto de almacenamiento en la vecindad del pozo afecta a la prueba a tiempos tempranos, por eso, se espera tener datos de presión distorsionados debido a este efecto, causando una desviación de la recta de pendiente un cuarto, de este periodo de flujo. Por eso es recomendable el uso de pruebas de presión de fondo.

La figura 1.12a puede ser aplicada para analizar los datos de presión para este caso, inclusive cuando la duración de la prueba no sea suficiente para alcanzar la porción de $\frac{1}{4}$ de pendiente de la recta. Es importante notar que el comportamiento de la presión en la figura 1.12a para las porciones del efecto de almacenamiento en la vecindad del pozo y de flujo bilineal, está dado por una sola curva que elimina por completo el problema de ajuste. ⁴

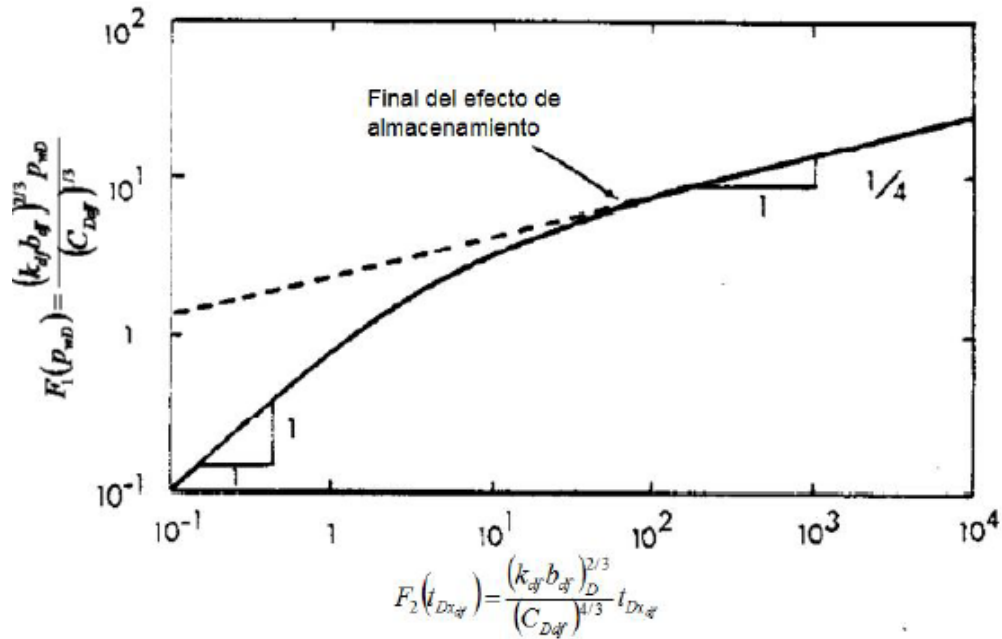


Fig. 1.12a Curvas tipo para almacenamiento bajo condiciones de flujo bilineal

Se concluye que para tener una mejor interpretación de una prueba de presión es siempre más conveniente tener una previa historia de producción antes de la prueba y también el autor recomienda considerar un margen de error del 10 % a la baja en el valor de la acumulada de producción. ⁴

En la figura 1.12 b se muestran los periodos de flujo identificados para un pozo fracturado verticalmente.

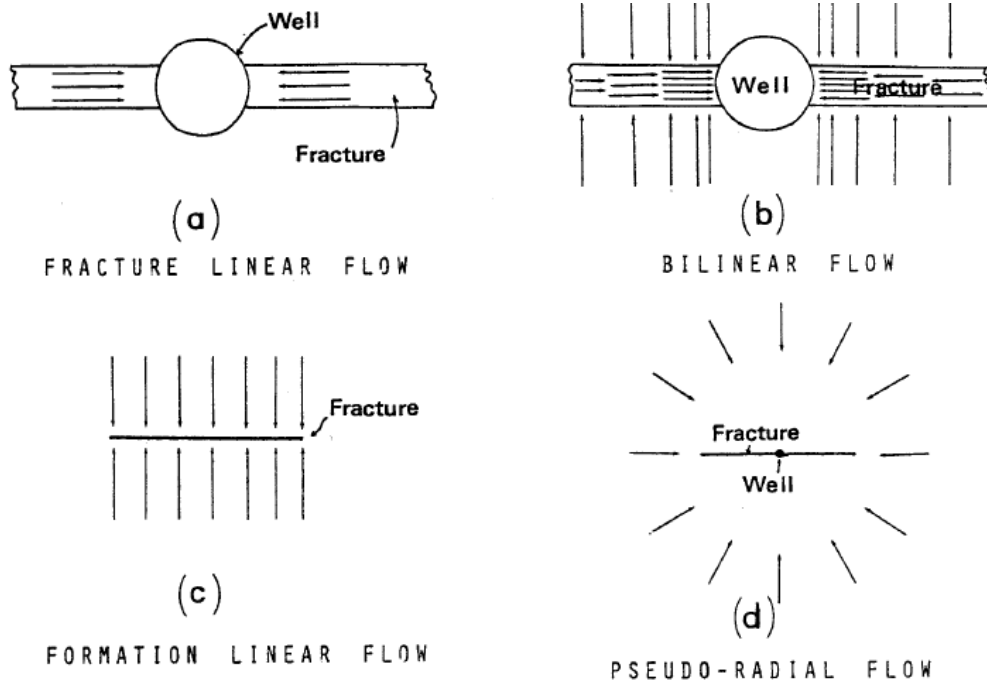


Fig. 1.12b Periodos de flujo para un pozo fracturado verticalmente

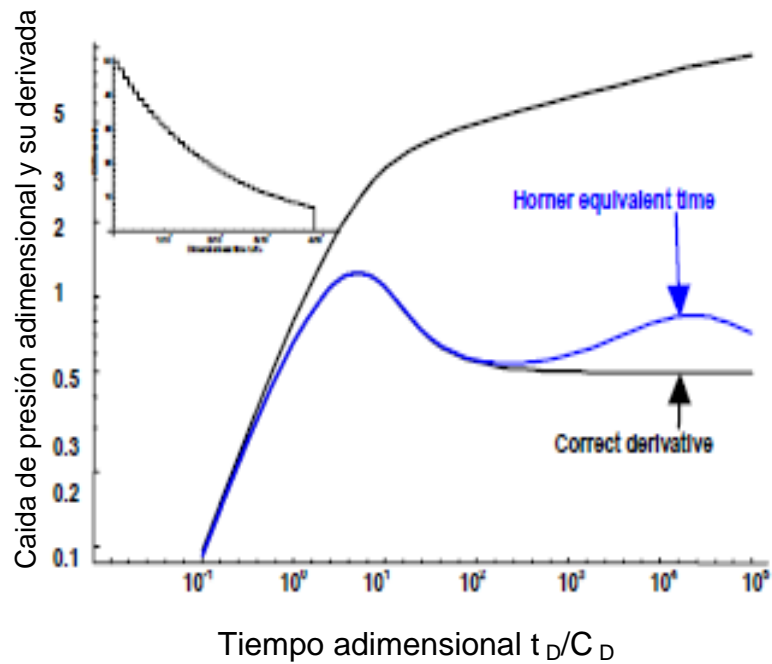


Fig. 1.13a Efecto del uso del tiempo equivalente de Horner

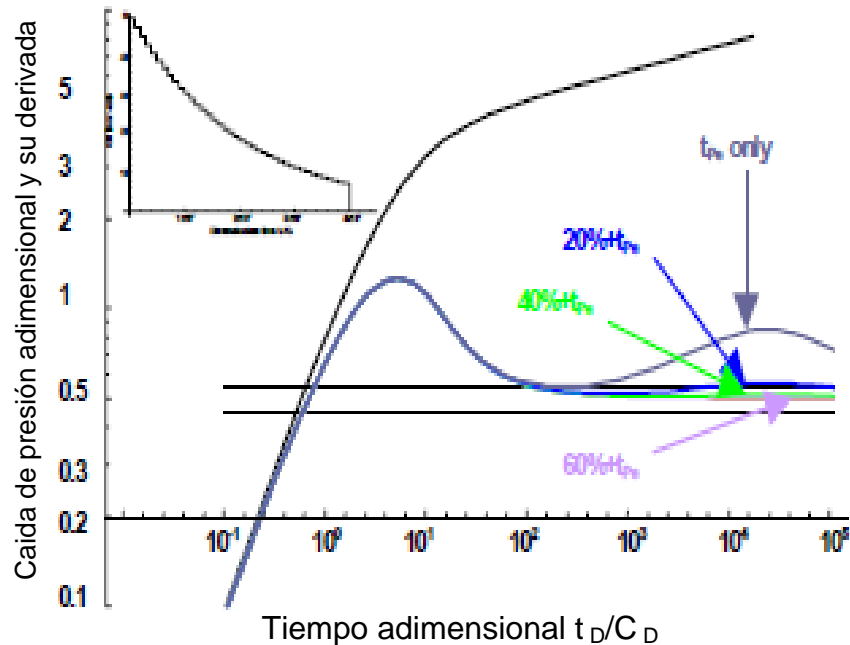


Fig. 1.13b Uso del gasto histórico a un tiempo t_D y P_D

c) La tercer pregunta frecuente se refiere a la posibilidad de distinguir un efecto de daño no uniforme a partir de datos de pruebas de pozos, pero interpretaciones actuales con pozos totalmente penetrantes producen un valor único lo que supone implícitamente que el daño es uniforme sobre la superficie del pozo.³

La investigación del autor concluye que prácticamente no es posible distinguir una distribución de daño no-uniforme analizado en gráficas log-log. Cuando una falla se agrega al sistema de análisis, la distancia a la que se coloca esa falla, influencia en los regímenes de flujo y por lo tanto en la posible visualización de un efecto de daño no uniforme, sobre todo a una distancia mayor a los 2000 pies.³

1.3 Deconvolución: Evolución del análisis de las pruebas de presión

Un nuevo hito se ha alcanzó con la introducción del concepto de deconvolución. La deconvolución es un proceso que convierte datos de presión a gasto variable, en una simple curva de análisis a gasto constante, haciendo así más datos disponibles para la interpretación que en el conjunto de datos original, en la que sólo los períodos de velocidad constante pueden ser analizados. En consecuencia, es posible ver fronteras en los datos deconvolucionados, una ventaja considerable en comparación con análisis convencional, donde a menudo no se ven fronteras y deben ser inferidas. Esto tiene un impacto significativo en la habilidad para obtener parámetros del yacimiento y certificar las reservas con mayor precisión.⁵

La efectividad de las interpretaciones, es una función directa de las técnicas de análisis utilizadas y de la capacidad de diagnóstico, como se muestra en la tabla 1.2

	ANALYSIS METHOD	IDENTIFICATION	VERIFICATION
50's	Straight lines	Poor	None
70's	Pressure Type Curves	Fair (limited)	Fair to Good
80's	Pressure Derivative	Very Good	Very Good
00's	Deconvolution	Much better	Same as derivative
Next	?	>>>	>>>

Tabla 2.2 Historia de métodos de interpretación de pruebas de presión

El método de la línea recta interpreta la respuesta de la presión en una línea recta en función del tiempo transcurrido, cuando un régimen de flujo en particular domina, es el método más pobre.

La interpretación de pruebas de presión por curvas tipo o log-log, se introdujeron en la literatura de petróleo por H.J. Ramey en un intento de superar las limitaciones de la línea. El objetivo inicial fue identificar el flujo radial infinito en las curvas de línea recta de Miller, Dyes y Hutchinson, o en la curva semi-log de Horner para permitir el análisis de los datos cuando el flujo radial en la línea recta no había sido producido o tan bien estudiado.

El método log-log figura 1.9, es mucho más potente pero también con sus grandes limitantes ya que no se pueden identificar fácilmente los distintos regímenes de flujo en la interpretación inicial, media o final de la prueba, menos es posible si no se obtiene la línea recta en la gráfica log-log.⁵ En las figuras 1.15 se muestran las gráficas y regímenes de flujo más conocidos en pozos.

Régimen de flujo	Gráficas				
	Cartesiana	$\sqrt{\Delta t}$	$\sqrt{\Delta t}$	Log-log	Semilog
Almacenamiento	Línea recta Pendiente $\rightarrow C$ Intercepto $\rightarrow \Delta t_c$, ΔP_c			Pendiente unitaria en Δp y p' Δp y p' coincide	<i>s</i> Positivo <i>s</i> Negativo
Flujo Lineal		Línea recta Pendiente $\rightarrow x_f$ Intercepto \rightarrow Daño de fractura		Pendiente=1/2 en ΔP y P' si $s=0$ Pendiente =1/2 en Δp y P' si $s=0$ a medio nivel de ΔP Pendiente = 1/2 después de almacenamiento indica un canal del yacimiento	
Flujo Bilineal			Línea recta Pendiente $\rightarrow C_{ff}$	Pendiente=1/4 P' a 1/4 de nivel de ΔP	
Primer IARF (alta- <i>k</i> capas, fracturas)	Disminución de pendiente			P' horizontal a $P'_{D'}=1/2$	Línea recta Pendiente $\rightarrow kh$ $\Delta P_{the} \rightarrow s$
Transición	Más disminución de pendiente			$\Delta P = \lambda e^{-2s}$ $P'_{D'}=1/4$ (transición) $P'_{D'} < 1/4$ (estado pseudoestable)	Línea recta Pendiente=1/2 (transición) Pendiente=0 (estado pseudoestable)
Segundo IARF	Pendiente similar al primer IARF			P' horizontal a $P'_{D'}=1/2$	Línea recta Pendiente $\rightarrow kh$, P^* $\Delta P_{the} \rightarrow s$
Frontera sencilla de no flujo				P' horizontal a $P'_{D'}=1$	Línea recta Pendiente =2m Intersección con IARF \rightarrow distancia a frontera
Fronteras externas de no flujo (solo declinación)	Línea recta pendiente $\rightarrow \phi Ah$ $P_{int} \rightarrow C_A$			Pendiente unitaria para ΔP y P' ΔP y P' coincide	Incremento de pendiente

IARF= flujo radial de acción infinita

Fig. 1.15 Gráficas y regímenes de flujo encontrados en pruebas de presión a pozos

La principal desventaja del análisis de pruebas por curvas tipo, es que esto fue como un proceso manual antes que estuviera disponible el análisis por software.

La principal ventaja de derivada de la presión es que tiene mayor precisión de diagnóstico y verificación de los cambios que lo que se puede lograr con curvas tipo o método de línea recta.⁵

Formas de derivada para varios regímenes de flujo a tiempos iniciales, medios y finales, de una prueba, se muestran en la figura 1.16.

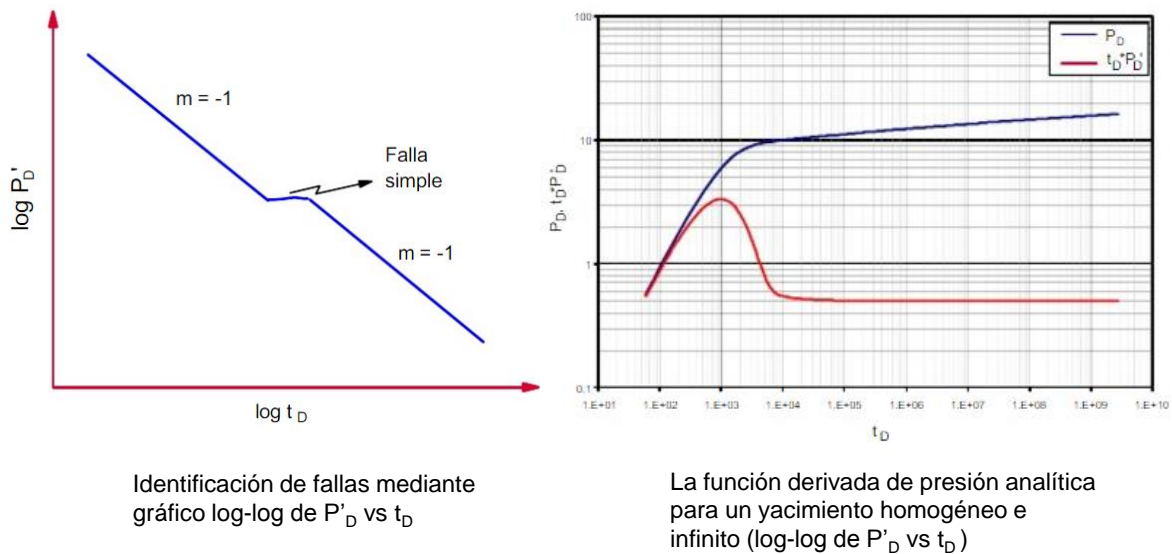


Fig. 1.16 Formas log-log de la derivada de presión

Un cambio en la movilidad debido al comportamiento heterogéneo se caracteriza por dos estabilizaciones de la derivada: Una segunda estabilización a más alto nivel que la primera indica disminución en la movilidad, mientras que una menor estabilización indica aumento en la movilidad. Se obtiene un máximo almacenamiento cuando el coeficiente de almacenamiento disminuye, se tiene un mínimo almacenamiento, cuando el coeficiente de almacenamiento aumenta.

La derivada de una falla sellante lleva a tiempos de estabilización tardíos, igual que cuando actúa flujo radial infinito.⁵

El principal inconveniente de las derivadas de presión es que, contrariamente a los datos de presión, en ésta no se miden, por tanto la utilidad depende de lo bien que sean calculados.

La derivada a multigasto, difiere de una derivada de presión a gasto simple, lo cual se muestra en la figura 1.17.

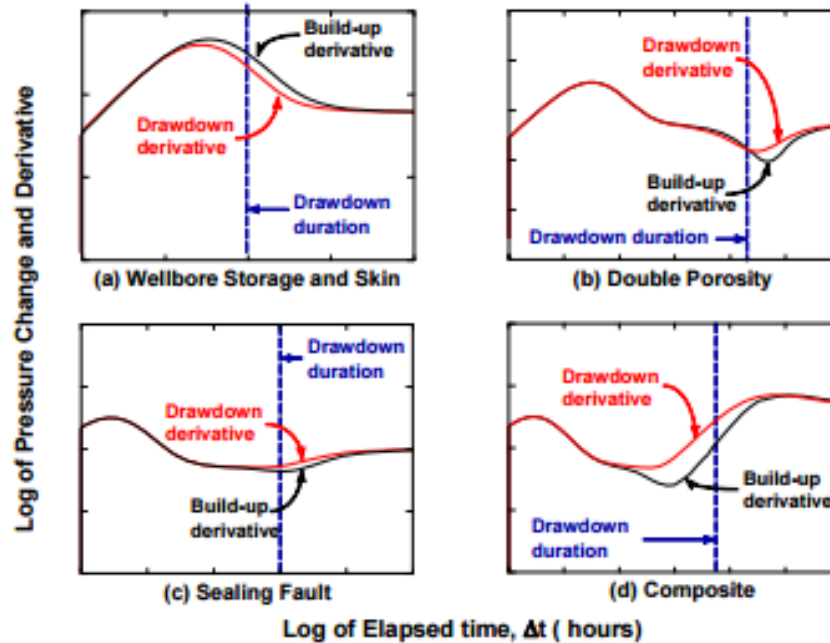


Fig. 1.17 Formas log-log de la derivada del régimen de flujo

Debido al depresionamiento la presión tiende a estabilizarse a la presión media del yacimiento y las derivadas de la curva de incremento tienden a cero.

El tiempo equivalente se introdujo por Agarwal a finales de los 80 para convertir datos de curvas de incremento en datos equivalentes de línea continua y con ello lograr mejor ajuste con las ya publicadas curvas tipo. Para trabajar bien con el concepto de tiempo equivalente, se requiere que se haya alcanzado flujo radial antes de analizar la prueba de incremento.⁵

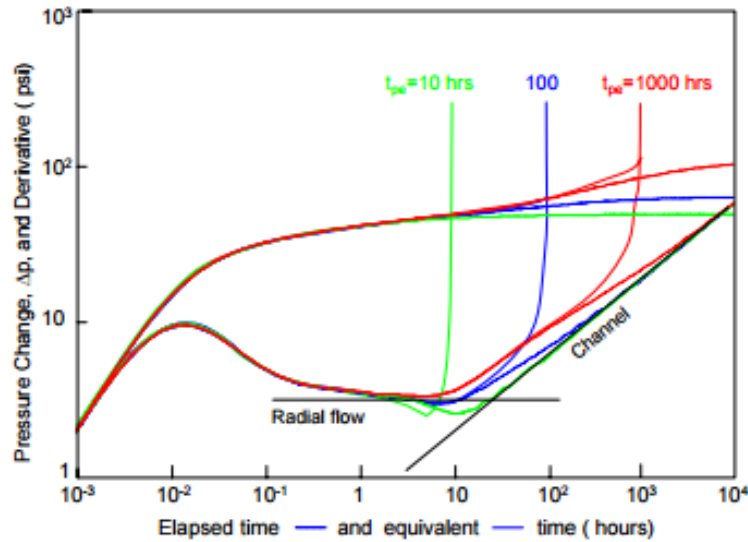


Fig. 1.18 Formas de la distorsión de la derivada log-log por tiempo equivalente como una función del tiempo de producción.

1.4 Rangos de permeabilidad

El primer objetivo del fracturamiento en altas permeabilidades es mejorar el gasto de producción o inyección de un pozo. Además de esto, son muchos otros objetivos los que se buscan con el uso de esta técnica, como son:

Atravesar la zona dañada.

Una fractura que penetra efectivamente más allá de la zona dañada nulifica los efectos del daño. Estos efectos de daño pueden perjudicar a la productividad e invariablemente causan grandes caídas de presión. La estimulación matricial suele usarse para remover el daño pero es parcial o totalmente inefectiva.⁶

Para reducir las caídas de presión en la vecindad del pozo durante la producción.

La caída de presión que ocurre en el fondo de pozo es la única forma de conducir el flujo del yacimiento al pozo. Como las caídas se incrementan, se puede afectar la estabilidad de la formación.⁶

Para mejorar la comunicación entre el yacimiento y el pozo.

En múltiples secuencias laminadas de arenas y lutitas, las delgadas láminas de arena no pueden comunicar eficientemente con el pozo hasta que se desarrolla la fractura.

Para reducir el efecto del flujo No-Darciano.

Este fenómeno se presenta en la mayoría de los yacimientos de gas seco y/o gas y condensado. Generalmente, para permeabilidades debajo de 5 md se presenta un pequeño efecto de flujo No-Darciano. En yacimientos de alta permeabilidad, el término del flujo No-Darciano es muy importante y puede reducir el ritmo de producción significativamente. Una fractura hidráulica provee de una conductividad mayor, y la velocidad del flujo del yacimiento se puede reducir suficientemente para eliminar o reducir los efectos de flujo No-Darciano (Settari 2000).

Para igualar la distribución del flujo a lo largo del intervalo productor.

La relación de permeabilidad máxima, con la permeabilidad promedio determina la velocidad máxima de flujo a través de la fractura y en última estancia determina la máxima caída de presión para obtener el flujo máximo.

Cuando el fracturamiento se aplica a cierto intervalo, el flujo a lo largo de éste es uniforme y de ese modo se maximiza el impacto en la relación de permeabilidad máxima y promedio. (Norman 2003).⁷

Permeabilidad	Tipo de yacimiento	
	Aceite	Gas
Baja	$k < 5 \text{ mD}$	$k < 0.5 \text{ mD}$
Intermedia	$5 < k < 50 \text{ mD}$	$0.5 < k < 5 \text{ mD}$
Alta	$k > 50 \text{ mD}$	$k > 5 \text{ mD}$

Tabla 3.3 Valores de permeabilidad considerados en el fracturamiento hidráulico

En yacimientos de permeabilidad intermedia se puede alcanzar mayor longitud y altura de fractura que en los de baja permeabilidad, en la tabla 1.4 se puede observar longitudes de 60 hasta 116 m entre las dos alas y alturas entre 40 hasta 64 m. Se muestran también algunos parámetros volumétricos y petrofísicos.

MiniFrac													Gasto		Ganancia
Pozo	Intervalo	Terminación	K md	Φ (%)	Fecha de operación	P yac (psi)	P ruptura (psi)	Grad frac (psi/ft)	P max (psi)	Xf (m)	Hf (m)	Wf (pg)	Antes (bpd)	Despues (bpd)	(bpd)
A	3302-3314	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 3 1/2" P110 9.2 lb/ft	10	21	20-nov-12	4031	8000	0.84	9375	67	40	0.28	251	465	214
B	3282-3293 3302-3308	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 3 1/2" N-80 9.2 lb/ft	5	15	26-mar-13	3456	3000	0.64	7000	116	43	0.12	106	531	425
C	3085-3105	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 2 7/8" N-80 6.5 lb/ft	8	18	11-may-13	2500	8112	0.72	8112	60	57	0.25	50	287	237
D	1991-2000	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 2 7/8" N-80 6.5 lb/ft	28	19	04-ago-13	2222	3410 6239	0.88	8700	71	41	0.29	100	297	197
E	3483-3488 3493-3500	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 3 1/2" N-80 9.2 lb/ft	6	17	13-ago-13	4159	7700	0.76/0.63	8100	80	40	0.34	453	673	220
F	2706-2718 2721-2733	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 2 7/8" N-80 6.5 lb/ft	28	20	21-ago-13	4750	2663	0.59	9300	88	52	0.32	20	983	963
G	3445-3455 3479-3485	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 2 7/8" N-80 6.5 lb/ft	3	20	06-oct-13 11-oct-13	3972	2,800	0.56	8850	114	64	0.18	30	414	384
Total														2640	

Tabla 4.4 Rangos de permeabilidad y ganancia volumétrica obtenida de varios pozos

En la figura 1.19 se muestran el largo y ancho alcanzado normalmente en las fracturas de yacimientos de baja permeabilidad.

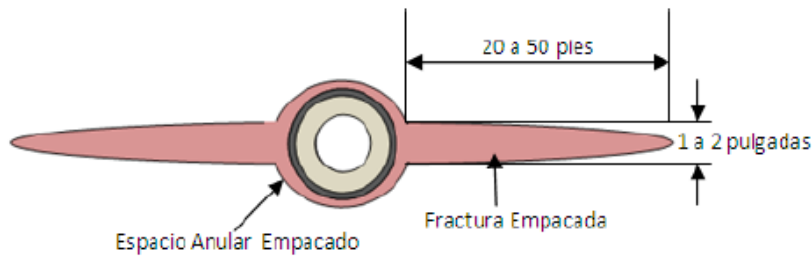


Fig. 1.19 Diagrama típico de un fracturamiento.

1.5 Poroelasticidad

La perturbación en la presión de poro de un fluido en una masa de roca saturada, hará que el fluido fluya hacia una zona de menor presión, y simultáneamente la roca sufrirá un “esfuerzo efectivo” que ocasionará una deformación. Esta teoría es la que se toma para unir los fenómenos de deformación-difusión en una masa de roca, que es en sí la teoría de la poroelasticidad.⁸

Esta parte solo se encamina a la teoría de la poroelasticidad lineal isotrópica, utilizando dos puntos de vista fundamentales y necesarios, para una completa ilustración de las ecuaciones constitutivas, y la descripción de las constantes del material poroelástico.

Quien desarrolló por primera vez una teoría lineal de poroelasticidad fue Biot⁸ en 1935 y 1941. Esencialmente la misma teoría ha sido reformulada varias veces por el mismo Biot y Verruijt⁸ en una versión especializada para la mecánica de suelos y también Cleary que vinculan los parámetros poroelásticos a conceptos que son bien entendidos en mecánica de rocas y suelo.

El modelo de Biot de un material poroso lleno de líquido se construye en el modelo conceptual de una esqueleto sólido coherente y un fluido de poro se mueve libremente, en otras palabras las dos fases sólidas y fluidas están totalmente conectadas.

Si una muestra de roca es sometida a una carga ó fuerza externa, se desarrollan esfuerzos internos. Si ese esfuerzo es lo suficientemente fuerte, la roca se deforma. Deformación se refiere a los cambios en la forma (Distorsión), acompañada por cambios en el volumen (dilatación). Ver apéndice A.

1.6 Análisis de esfuerzos

Se reconocen tres condiciones básicas de esfuerzo interno: Compresividad, deformación y tensión como se muestra en la figura 1.20

El esfuerzo compresivo ocurre cuando se aplican fuerzas externas a lo largo del mismo plano. Si las fuerzas externas son paralelas y dirigidas en direcciones opuestas a lo largo del mismo plano, entonces se desarrollan esfuerzos de tensión y de deformación cuando las fuerzas externas son paralelas y dirigidas en direcciones opuestas pero en diferentes planos.

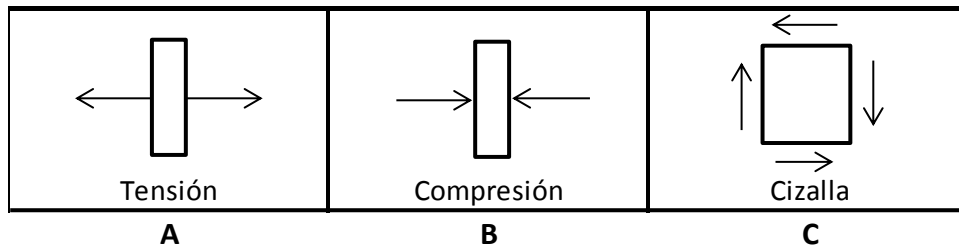


Fig. 1.20.- Representación de tensión, compresión y esfuerzo de cizalla

Se requieren 9 componentes de esfuerzo para una definición completa de las fuerzas que actúan en el elemento cúbico de roca mostrado en la figura 1.21. Entonces la matriz de esfuerzos es:

$$\sigma_{xyz} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

Fig. 1.21.- Matriz de esfuerzos x,y,z

La notación τ_{ij} debe ser leída como el: “esfuerzo de deformación actuando en la dirección normal al plano i ”. Por convección, el esfuerzo normal σ_{xx} , σ_{yy} y σ_{zz} ,

o por conveniencia σ_x , σ_y , σ_z , son positivos en dirección al plano. Si el cuerpo de roca está en equilibrio, entonces $\tau_{xy} = \tau_{yx}$, $\tau_{yz} = \tau_{zy}$ y $\tau_{zx} = \tau_{xz}$.

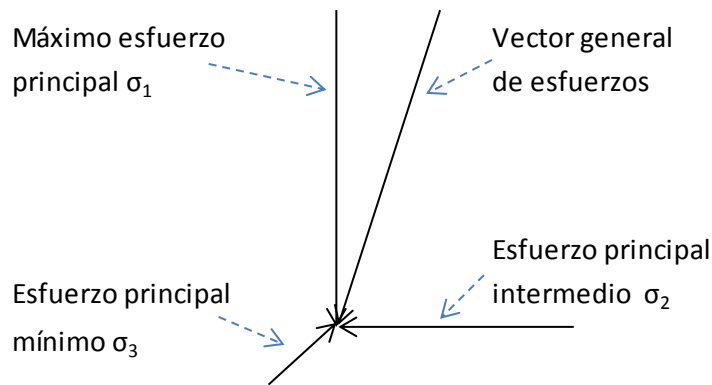


Fig. 1.22 Esfuerzo principal actuando en un punto

Los tres planos mutuamente perpendiculares donde existen esas condiciones son llamados el plano principal, y los tres esfuerzos normales en esos planos son los esfuerzos principales.

Un mayor detalle sobre la poroelasticidad y las ecuaciones que la gobiernan, la tensión, el análisis de esfuerzos, la Ley de Hooke, el esfuerzo de Mohr, las propiedades elásticas y dinámicas del Módulo de Young y la relación de Poisson, se puede consultar en el apéndice A.

1.7 Caracterización de fracturamientos

Un adecuado conocimiento de la geometría y el comportamiento de las fracturas hidráulicas permite aumentar la efectividad de los tratamientos de estimulación o fracturamiento, la productividad de los pozos y la recuperación de los hidrocarburos.

Los especialistas de la industria han establecido que la longitud de la fractura es el factor decisivo en lo que respecta al incremento de la productividad y la recuperación.

Desde el punto de vista del desarrollo de los yacimientos, contar con un conocimiento razonable de la geometría y la orientación de las fracturas hidráulicas es crucial para determinar el espaciamiento entre pozos y concebir estrategias de desarrollo de campos petroleros concebidas para extraer más hidrocarburos. Además, el modelado de yacimientos se mejora con un profundo conocimiento de las fracturas hidráulicas efectuadas en un campo.

En yacimientos de baja permeabilidad, los efectos combinados de las fracturas naturales e hidráulicas son en gran medida responsables del mejoramiento de la productividad de los pozos horizontales cuando se compara con la producción de pozos verticales.⁹

La estimulación por fracturamiento es un proceso costoso, que puede aportar enormes ganancias si se realiza correctamente. Sin embargo, para comprender la propagación de las fracturas hidráulicas se necesitan mediciones precisas del crecimiento, la geometría y la orientación de las fracturas. Estos datos proporcionan un punto de partida para que los equipos a cargo de los activos de las compañías evalúen el desempeño de la producción posterior a la operación de estimulación y optimicen los tratamientos de estimulación futuros, a fin de reducir el costo o incrementar la efectividad de la estimulación o para lograr ambos objetivos. Esta información se puede utilizar luego para guiar las estrategias de desarrollo de yacimientos.

Las fracturas provenientes de pozos horizontales y verticales se pueden propagar verticalmente fuera de la zona a la que están destinadas, reduciendo la efectividad de la operación de estimulación, desperdiciando potencia, apuntalante y fluidos, y conectándose potencialmente con otras etapas de fracturamiento hidráulico o con intervalos de agua o gas no deseados.⁹

La dirección de propagación lateral depende en gran medida del régimen de esfuerzos locales horizontales, pero en áreas en las que la anisotropía de los

esfuerzos locales horizontales es baja o en yacimientos naturalmente fracturados, el crecimiento de la fractura puede ser difícil de modelar.

En zonas someras, pueden desarrollarse fracturas hidráulicas horizontales porque el componente de esfuerzo vertical, el peso de los estratos de sobrecarga es mínimo. Una fractura hidráulica horizontal reduce la efectividad del tratamiento de estimulación porque es muy probable que se forme a lo largo de los planos de debilidad horizontales presumiblemente entre las capas de la formación y que se alinee preferentemente con la permeabilidad vertical de la formación, que es habitualmente mucho más baja que la permeabilidad horizontal.⁹

Después de iniciada una fractura hidráulica, el grado en que crece lateral o verticalmente depende de numerosos factores, tales como el esfuerzo de confinamiento, la pérdida de fluido de fractura, la viscosidad del fluido, la solidez de la fractura y el número de fracturas naturales presentes en el yacimiento.

En los últimos 15 años la industria petrolera ha comprendido que las fracturas hidráulicas son mucho más complejas que las fracturas de un solo plano y dos alas que se ven en los modelos.⁹

Los conocimientos actuales de las geometrías reales de las fracturas, obtenidos a partir de excavaciones de rocas en zonas hidráulicamente fracturadas en minas o de núcleos cortados a través de fracturas (minebacks, core-throughs) y miles de rasgos mapeados, han demostrado complejidades casi ilimitadas, que abarcan desde la asimetría de las fracturas hasta la creación de fracturas múltiples que compiten entre sí.

El comportamiento inesperado de las fracturas hidráulicas puede producirse en yacimientos agotados o durante las operaciones de refracturamiento.⁹

Existen diversos métodos para evaluar la geometría de las fracturas hidráulicas antes, durante y después de la creación de la fractura.

Técnicas Determina Puede determinar No puede determinar

Grupo	Método de diagnóstico de fracturas	Limitaciones principales	Capacidad para estimar							
			Longitud	Altura	Asimetría	Ancho	Azimut	Echado	Volumen	Conductividad
Campo lejano, durante el tratamiento de fracturamiento	Mapeo con inclinómetro de superficie	<ul style="list-style-type: none"> No puede resolver dimensiones de fracturas individuales y complejas La resolución de mapeo se reduce con la profundidad (azimut de la fractura $\pm 3^\circ$ a una profundidad de 3,000 pies y $\pm 10^\circ$ a una profundidad de 10,000 pies) 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Mapeo con inclinómetro de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> La resolución de la longitud y la altura de la fractura disminuye al aumentar la distancia al pozo de observación Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
	Mapeo microsísmico	<ul style="list-style-type: none"> Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales Depende de la corrección del modelo de velocidad No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Región vecina al pozo, después del tratamiento de fracturamiento	Trazadores radiactivos	<ul style="list-style-type: none"> Medición en el volumen de la región vecina al pozo Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	Adquisición de registros de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> La conductividad térmica de las diferentes formaciones puede variar, sesgando los resultados de los registros de temperatura El registro posterior al tratamiento requiere pasos múltiples dentro de las 24 horas posteriores al tratamiento Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
	Adquisición de registros de producción	<ul style="list-style-type: none"> Provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	Adquisición de registros de imágenes de la pared del pozo	<ul style="list-style-type: none"> Sólo se corre en agujero descubierto Provee la orientación de la fractura sólo cerca del pozo 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	Video de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> Se corre mayormente en pozos entubados y provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado Muchos poseen aplicaciones en agujero descubierto 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Basado en modelos	Análisis de fracturas por presión neta	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo y de la descripción del yacimiento Requiere "calibración" con observaciones directas 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	Pruebas de pozos	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	Análisis de producción	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Tabla 5.5 Capacidades y limitaciones del diagnóstico de fracturas

En un esfuerzo por caracterizar mejor el comportamiento y la geometría de las fracturas hidráulicas lejos del pozo, dos técnicas de Monitoreo de Fracturas Hidráulicas (HFM, por sus siglas en inglés) demostraron ser enormemente exitosas. Estos métodos de mapeo de las fracturas del campo lejano incluyen los inclinómetros de superficie y de fondo de pozo y el monitoreo microsísmico ⁹

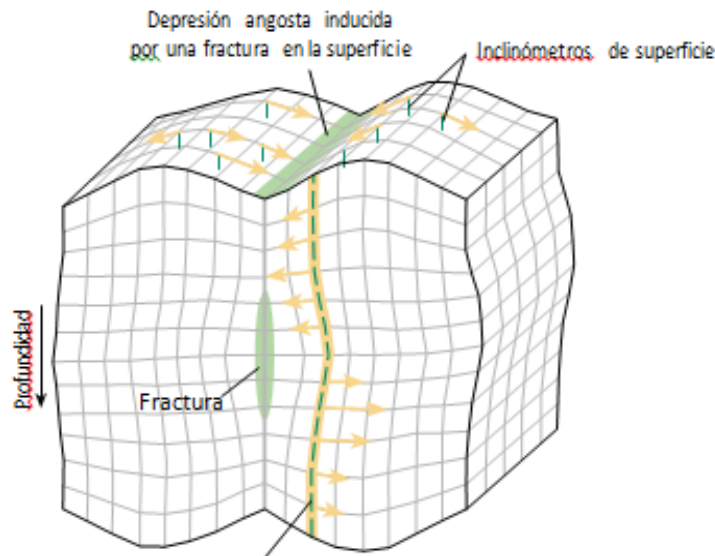


Fig. 1.23 Inclinómetros de fondo en un pozo de observación

Los inclinómetros miden la inclinación, o la deformación, inducida por las fracturas hidráulicas. Mediante la colocación de estos dispositivos en un arreglo de pozos someros de 6 a 12 m [20 a 40 pies] de profundidad se mide la deformación inducida por la creación de las fracturas. A partir de estos datos de superficie, se puede construir un mapa de la deformación en la superficie, lo que permite la estimación del azimuth, el echado, la profundidad y el ancho de la fractura hidráulica.

Los inclinómetros de fondo de pozo se despliegan en los pozos de observación cercanos, a una profundidad similar a la de la fractura creada.

El mapeo con inclinómetros de superficie presenta limitaciones a la hora de caracterizar las fracturas hidráulicas de más de 3,050 m.⁹

Los eventos microsísmicos, o sismos pequeños, tienen lugar cuando el esfuerzo normal se reduce a lo largo de los planos de debilidad preexistentes hasta que se produce deslizamiento por cizalla dura (o esfuerzo de corte).

Estos movimientos de cizalladura emiten tanto ondas compresionales como ondas de corte, que pueden ser detectadas por geófonos. Sin embargo, muchos consideran que el fisuramiento de la roca debido a la tracción que se produce durante las operaciones de estimulación por fracturamiento, posee una contribución mínima a la actividad microsísmica detectable. Dado que esta zona de cizalladura acompaña al área del extremo de la fractura, la localización de la fuente de estas ondas en el espacio y en el tiempo permite a los ingenieros y científicos construir, durante el fracturamiento, un mapa de la fractura creada mediante la representación gráfica de la localización de las emisiones acústicas (EAs) con el tiempo.⁹

Para registrar las ondas compresionales y las ondas de corte, se colocan geófonos de componentes múltiples por ejemplo, de tres componentes (3C) en un pozo de observación a fin de determinar la localización de los eventos microsísmicos. La distancia existente hasta el evento puede calcularse mediante la medición de la diferencia en los tiempos de arribo entre las ondas compresionales o primarias (P) y las ondas de corte o secundarias (S). Además, el análisis de hologramas que examinan el movimiento de las partículas de las ondas P , puede determinar el ángulo azimutal formado con respecto al evento.⁹

Los modelos de velocidad iniciales habitualmente se construyen utilizando registros sínicos de pozos que describen los cambios de velocidad verticales que se producen en los pozos.

El tipo de fluido de yacimiento también puede impactar la actividad microsísmica. Los factores asociados con los fluidos pueden reducir los cambios de esfuerzos y de presión de poro que tienen lugar en la formación durante el fracturamiento. El hecho de tener gas en la formación en lugar de líquidos menos compresibles reduce el área de actividad microsísmica. En consecuencia, hay quienes en la industria consideran que los yacimientos de gas producen una banda de eventos microsísmicos más estrecha, que define más claramente la geometría de la fractura.⁹

Los campos de petróleo en producción poseen numerosas fuentes de ruido que pueden tener un impacto negativo sobre la técnica HFM microsísmica, incluyendo el ruido eléctrico, la actividad de perforación y las operaciones de fracturamiento hidráulico llevadas a cabo en las adyacencias, o el fluido que fluye a través de los disparos en el pozo de observación.

Gran parte del ruido puede ser eliminado en sitio o mediante filtrado adaptable, durante el procesamiento de los datos. Además, se puede lograr un mejoramiento de la respuesta sísmica a través de los avances registrados en la tecnología de adquisición.

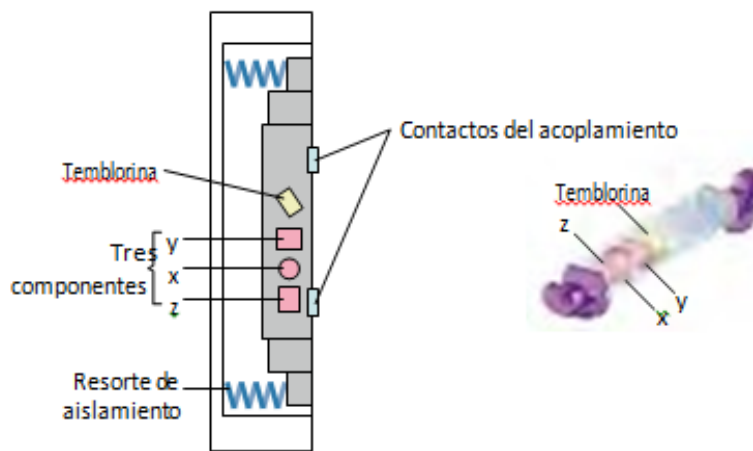


Fig. 1.24 Esquema general de la tecnología de adquisición

El yacimiento Barnett Shale, situado en la porción central-norte de la Cuenca Fort Worth de Texas, uno de los plays de gas más activos de EUA en la actualidad. Resalta la importancia de la caracterización microsísmica directa y oportuna de las fracturas hidráulicas. Actualmente, los campos que explotan la Formación Barnett Shale producen más de 34 millones de m³/d [1,200 millones de pies³/d]; es decir, un 58% de la producción total de gas de las lutitas gasíferas de EUA.⁹

CAPITULO 2

Fracturamiento hidráulico

2.1 Fracturamiento hidráulico convencional

El fracturamiento hidráulico puede ser definido como el proceso en el cual la presión de un fluido es aplicada en la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura, generalmente conocido como rompimiento de formación y colocar un elemento de empaque que permitan incrementar la conductividad de la formación.

El fracturamiento hidráulico es una de las operaciones más importantes en la terminación de pozos. En México su uso más frecuente se ha dado en la cuenca de Burgos, cuyos pozos de gas producen en formaciones de arenisca de baja permeabilidad, lo que aunque también se ha usado en pozos del paleocanal de Chicontepec y en algunos de la cuenca de Veracruz, donde predominan las formaciones carbonatadas y algunas formaciones areno-arcillosas.

El fracturamiento hidráulico, a nivel de yacimiento, tiene por objetivo sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, figura 2.1, dando como resultado un incremento de producción.¹⁰

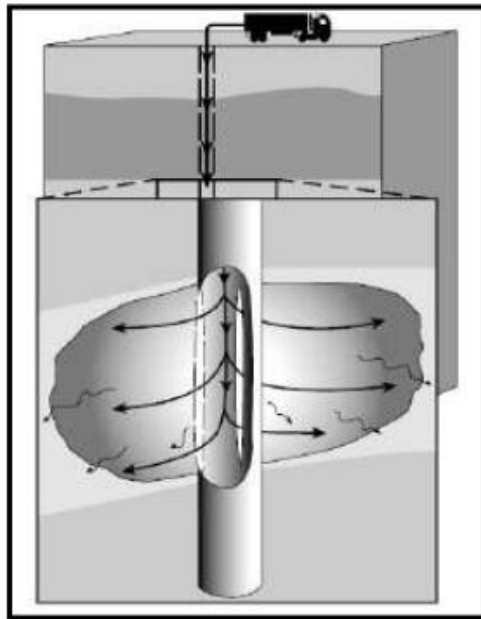


Fig. 2.1 Diagrama esquemático del fracturamiento de roca

Como la resistencia al flujo en la formación se incrementa, la presión en el pozo aumenta a valores que exceden la presión de quiebre de la formación produciendo así la fractura.¹⁰

El proceso consiste en bombear un fluido sin apuntalante, es decir, fluido o gel lineal para iniciar y establecer la propagación de la fractura a través de la formación productora. Ésto, es seguido por el gel mezclado con un sustentante o apuntalante. Este gel continúa siendo bombeado hasta extender la fractura y simultáneamente transportar el sustentante a través de la formación. Después de que el fluido es bombeado y se han alcanzado los gastos y presiones deseadas para establecer la geometría de la fractura, el gel químicamente se rompe, es decir, baja su viscosidad logrando así que éste fluya hacia fuera del pozo, dejando así una fractura altamente conductiva para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente hacia el pozo.

El fracturamiento hidráulico ha hecho una significativa contribución en el mejoramiento de la producción y recuperación de reservas de aceite y/o gas. El primer fracturamiento hidráulico fue en Kansas a fines de 1940 con la intención de incrementar la producción de un pozo marginal. Para mediados de la década de los 90's, los tratamientos de fracturamiento hidráulico habían crecido en más de 1 millón en los Estados Unidos. En la actualidad se dispone de varios modelos de simulación, así como técnicas de control y evaluación que hacen posible un diseño más realista y predecible de la operación, e incluso mejoran la capacidad de respuesta ante una situación imprevista.¹²

Los objetivos del fracturamiento hidráulico son:

- Incrementar el gasto de flujo de aceite y/o gas del yacimiento
- Incrementar el gasto de flujo en pozos dañados.
- Interconectar fracturas naturales presentes en la formación
- Disminuir el diferencial de presión alrededor del pozo al minimizar la producción de arena y/o asfaltenos.
- Incrementar el área de drene o la cantidad de formación que está en contacto con el pozo.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares en pozo horizontales.
- Optimizar y disminuir el número de pozos por área
- Retardar el efecto de confinamiento de agua

Los beneficios potenciales del fracturamiento hidráulico han despertado el interés de los operadores de petróleo y gas durante más de 50 años. Lo más interesante es que bajo ciertas condiciones, esta técnica restituye o aumenta la productividad del pozo, generando a menudo reservas adicionales. Más del 70% se realizan en pozos con daño y para fomentar el flujo de fluidos hacia el pozo en formaciones muy consolidadas. Muchos de esos tratamientos son terminaciones en intervalos nuevos; otros representan tratamientos en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente, o una combinación de intervalos nuevos y zonas previamente estimuladas en forma inadecuada.¹⁰

Para que una operación de fracturamiento hidráulico sea exitosa, se debe crear una fractura apuntalada más larga o más conductiva, o exponer mayor espesor productivo neto en los pozos existentes antes de realizar la operación; otro beneficio del fracturamiento es la disminución del daño, el cual es causado por la migración de arenas y/o finos, también para un mejoramiento en la producción y el aumento de la conductividad. El fracturamiento hidráulico ha sido usado en procesos de recuperación secundaria y mejorada, como las operaciones de inyección de agua, combustión in situ e inyección de vapor, para mejorar la eficiencia de barrido.

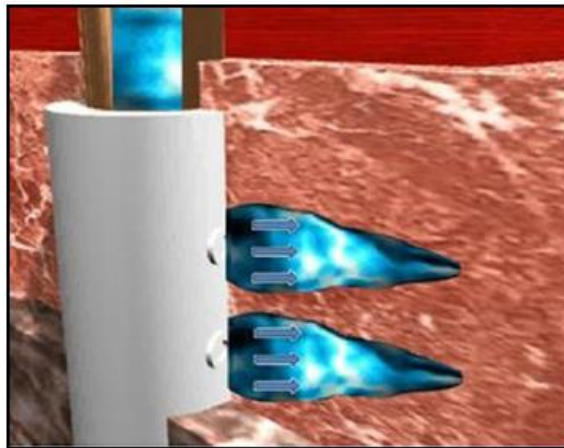


Fig. 2.2 Propagación de la fractura en el yacimiento

Actualmente es el proceso de estimulación más ampliamente usado; además se tiene que tomar en cuenta un mayor número de factores, como materiales más sofisticados, evaluaciones económicas, etc., lo que demanda un diseño de fracturamiento hidráulico más riguroso y preciso. La tecnología utilizada en el fracturamiento hidráulico ha sido mejorada significativamente, una parte importante que ha sido desarrollada y mejorada son los fluidos que han sido desarrollados para yacimientos que van desde formaciones con baja temperatura y someros, hasta yacimientos muy profundos y con temperaturas muy altas. Muchos tipos de sustentantes han sido desarrollados, y van desde la arena sílice o estándar, hasta materiales que resisten grandes presiones y grandes esfuerzos compresivos, como la bauxita o las esferas de porcelana, para formaciones muy profundas y en donde los esfuerzos de cierre de la fractura exceden los rangos de la capacidad de ciertos tipos de arena. También la industria ha desarrollado nuevos equipos para hacer frente a los retos actuales y las condiciones agrestes y extremas de operación. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico típicos, han variado en su tamaño y en su forma, desde tratamientos muy pequeños de 500 galones; hasta los tratamientos masivos de fracturamiento, los cuales han jugado un papel importante en el desarrollo de formaciones que se consideraban económicamente no rentables, como formaciones altamente compactadas o de muy baja permeabilidad.¹⁰

2.2 Fracturamiento hidráulico híbrido

El diseño de la fractura debe encontrar el mejor rendimiento de la formación en la importante etapa de su producción post-fractura y la longevidad de la misma.

fracturas con la tecnología híbrida fueron diseñadas para alcanzar una mayor longitud de fractura sobre las fracturas convencionales, usando por lo regular dos tipos de mallas diferentes de apuntalante, inyectadas por lo general en seno de gelatinas lineal y activada. De hecho, la tecnología de fracturamiento híbrido combina individualmente las ventajas de las fracturas ejecutadas con gelatina activada y lineal.¹¹

El fracturamiento apuntalado, generalmente controla la propagación en altura, la cual en exceso induce que la longitud sea corta y esto pasa porque las arenas y las lutitas super y sub-adyacentes en contacto no presentan contraste de esfuerzos es cuando existe una alta probabilidad de propagarse en exceso en altura de fractura (H_x). En este caso conviene asegurar en el diseño de la fractura un gasto de inyección adecuado, una viscosidad óptima de las gelatinas lineal y activada y calibrar con la mayor precisión las magnitudes de los parámetros geomecánicos como el módulo de Young (E) y el coeficiente de Poisson (μ). La fractura híbrida enfocan más la propagación del tratamiento a la longitud, que finalmente, junto con la conductividad de fractura ($K_f.W_x$), dictaminan el comportamiento y la longevidad productiva del yacimiento fracturado.¹¹

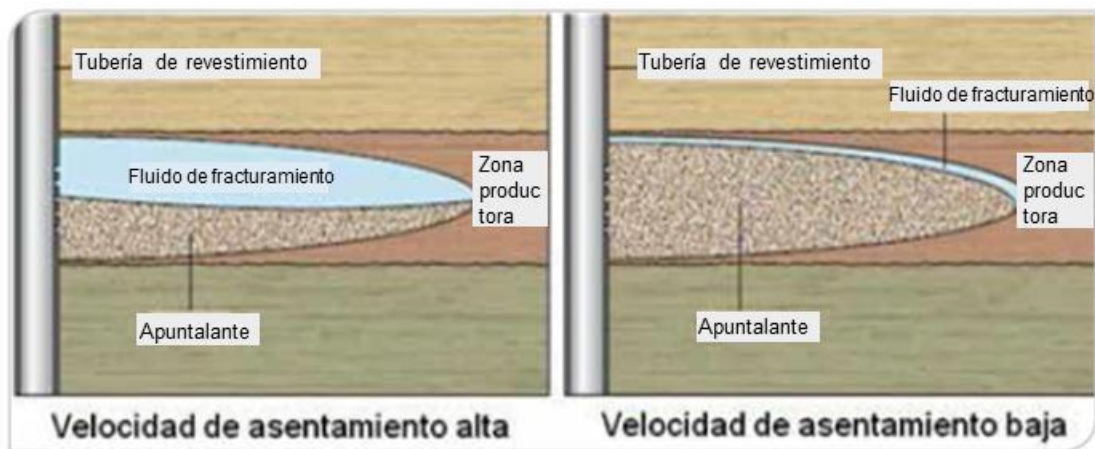


Fig. 2.3 Perfiles de fractura apuntalados en función de velocidades de asentamiento

Esta tecnología de carácter híbrida es aplicable en formaciones de areniscas bien contenidas entre capas sello lutíticas y preferentemente con contraste de magnitud de esfuerzos entre ellas. Se recomienda totalmente para yacimientos lenticulares con estratigrafía secuencial bien definida arena-lutita, con la condición necesaria de presentar diferencias claras en sus esfuerzos. Esta diferencia de esfuerzos (normalmente mayores en lutitas) propicia entonces, una propagación geométrica preferencial en longitud y discreta en altura, situación que es aprovechada por las consideraciones teóricas de las fracturas híbridas para impactar más al crecimiento de L_x .¹¹

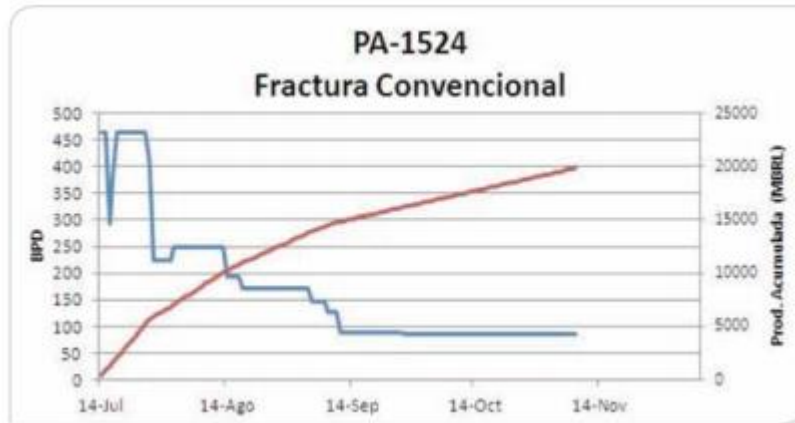


Fig. 2.4 Comportamiento de producción post-fractura convencional

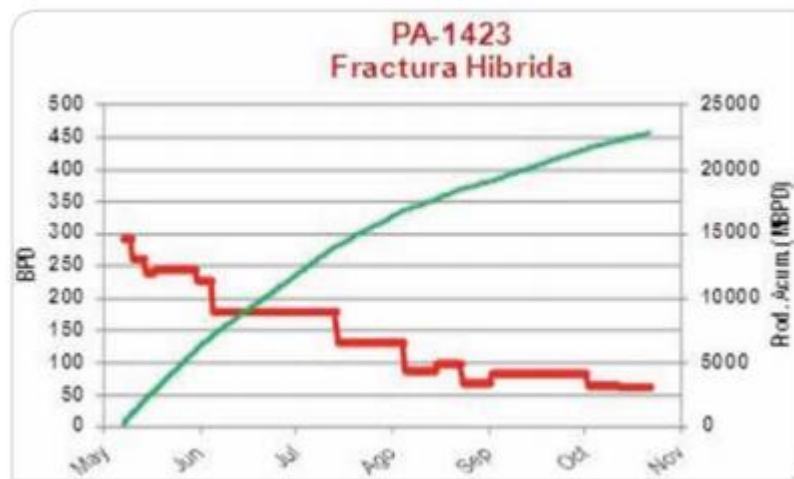


Fig. 2.5 Comportamiento de producción post-fractura híbrida

Los dos tipos de apuntalante, una del orden de malla 40-80 y otra más conductivo, del orden de malla 20-40, son mezcladas con gelatinas lineal y activada respectivamente, y su interacción en cuanto a velocidades de asentamiento es importante para la propagación de Lx.

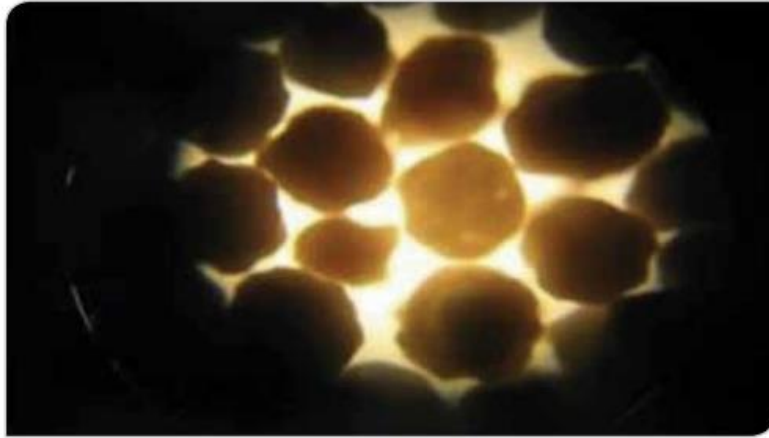


Fig. 2.6 Arena malla 40-80, vista microscopio

es conveniente efectuar las operaciones con alto gasto de inyección (de 30 a 50 bpm) para apuntalar a la longitud creada en algunas zonas con multicapas y otras con monocapas. El gasto de inyección es específicamente más importante durante la etapa de colocación de la arena de malla pequeña, aprovechando la moderada velocidad de asentamiento de esta arena en seno de gelatina lineal.

Para inducir una adecuada longitud de fractura es necesario tener una magnitud en presión neta adecuada para tener permanentemente un ritmo de crecimiento óptimo en longitud hidráulica originada. La presión neta está íntimamente relacionada con la presión de extensión de fractura, ambas presiones en magnitud sobrepasan a las condiciones de esfuerzo in-situ del yacimiento tratado y consecuentemente son de vital importancia para el crecimiento geométrico de la fractura en sus tres dimensiones, especialmente en Lx. ¹¹

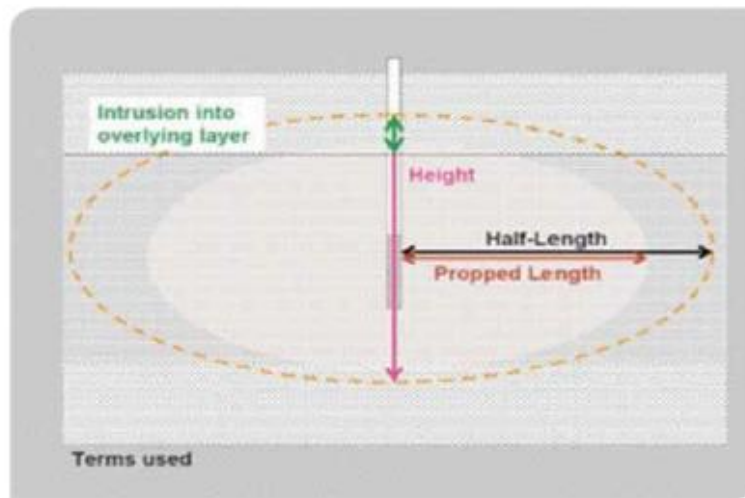


Fig. 2.7 Comparativa de la propagación geométrica de una fractura

	Convencionales	Híbridos
Pozos	Ejecutados más de 40 pozos con efectividad del 80%, 5 pozos con retorno de apuntalante	Ejecutados 14 pozos con efectividad del 93%, ningún pozo con retorno de apuntalante
Fluido	Gel polimérico activado	Gel lineal y gel polimérico activado
Malla	Apuntalante 20/40	Apuntalante 20/40 y 40/80
Lx de Fractura	140 mts promedio	250 mts promedio
Evaluación	NP, Longitud ajustada, microsísmica, económica	NP, Longitud ajustada, microsísmica, más económica por metro apuntalado

Tabla 2.6 Características de fracturamiento híbrido contra convencional

Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Porosidad	9	9	5	5	5	11	11	7	8	9	8
k (mD)	0.32	0.11	0.2	0.04	0.12	0.14	0.01	0.05	0.09	0.17	0.12
Sw (%)	28	33	23	16	23	27	35	46	32	34	33
Vol. Apuntal.(bls)	2195	1300	1803	2000	2097	1595	2000	2175	2146	2192	3000
Hidropropante (%)	74.98	61.54	55.05	70	76.16	62.55	35	50.21	79.03	75	50
Lx efectiva (m)	274	117	157	258	204	155	162	259	246	126	238

Tabla 2.7 Datos de 11 Operaciones de fracturamiento híbrido en la Región Norte de PEP

	Periodo analizado: 4 meses			Nota
	Qi (bpd)	Q 4 meses	Np (mbpd)	
Pozo A Convencional	463	86	10664	La producción inicial fue afectada por presencia de gas
Pozo B Híbrido	293	99	12276	Ningún pozo fracturado con tecnología híbrida presentó problemas de regreso de arena

Tabla 8.3 Datos de producción de un fracturamiento híbrido vs un convencional

2.3 Tipos de fracturamiento

Los principios básicos y objetivos de un fracturamiento ácido son similares; el fracturamiento con apuntalante y el de uso del gas energizado; en éstos casos, la meta es crear una fractura conductiva con longitud suficiente que le permita al yacimiento un drene efectivo. La diferencia principal es la forma de alcanzar el canal conductivo.

En el tratamiento apuntalado, la arena u otro agente apuntalante es colocado dentro de la fractura para prevenir que ésta se cierre a consecuencia del peso entre los estratos. Un tratamiento ácido generalmente no emplea agente apuntalante, pero el ácido grava la cara de fractura para dar la conductividad requerida.

Como resultado el fracturamiento ácido es para formaciones carbonatadas y raramente usado en arenas. En el caso del fracturamiento con gas es por medio de una herramienta con la finalidad de incrementar la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo usando CO₂ o nitrógeno.¹²

Fracturamiento ácido

Es un proceso de estimulación de pozos en el cual el ácido, generalmente ácido clorhídrico al 15% es inyectado a la formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas naturales existentes. El ácido fluye a lo largo de la fractura de una manera no uniforme disolviendo la roca en la cara de la misma, la longitud de fractura depende del volumen de ácido, el ritmo de reacción de éste, de la presión de fractura y de las pérdidas de filtrado en la formación, esto puede observarse en la figura 2.3.

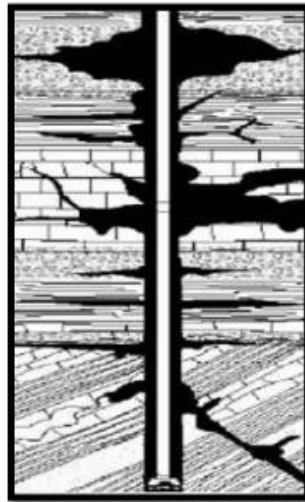


Fig. 2.8.- Ilustración de un fracturamiento hidráulico con ácido.

En un fracturamiento ácido generalmente se inyecta un fluido altamente viscoso como colchón para generar la fractura y mantenerla abierta durante todo el tratamiento, seguido del ácido que reacciona con la formación creando un hoyo de gusano y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura. La efectividad de un tratamiento de este tipo lo determina la longitud de fractura gravada en la roca.

Fracturamiento con apuntalante

Un tratamiento de fracturamiento con apuntalante consiste esencialmente en el rompimiento de la formación productora mediante un fluido a un gasto mayor que pueda admitir matricialmente la roca. La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura en caso de que existan, de lo contrario el fluido fracturante la creará; cuando se alcanza una amplitud tal, se agrega un material sólido al fluido para que lo sustente y evitar al término del tratamiento se cierre la fractura dejando un empaque altamente permeable. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante. La finalidad de un fracturamiento hidráulico es la de establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de fluidos del pozo a la formación o viceversa.

Fracturamiento con gas

El fracturamiento con gas consiste en colocar una carga de agente de propulsión en la cara de la arena y tras su ignición y combustión se genera un pulso de alta presión de gas el cual da paso a la generación de sistemas radiales de múltiples fracturas en los alrededores del pozo, interconectando las fisuras naturales, para de esa manera mejorar la producción.

El uso de algunos agentes explosivos genera velocidades de carga muy altas que pueden dañar la permeabilidad de la roca por efecto de compactación. Entre los beneficios del fracturamiento con gas se encuentra que une las fracturas naturales existentes, remueve el daño en los alrededores del pozo y controla el arenamiento. En comparación con otras tecnologías, el fracturamiento con gas ha demostrado que el riesgo de pérdida de fluidos hacia la formación se reduce, las operaciones se simplifican y los costos disminuyen, dicho proceso puede observarse en la figura 2.4.



Fig. 2.9 Proceso de fracturamiento con gas y tubería flexible.

Fracturamiento con espumas ácidas

Gracias a sus propiedades, la espuma es un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua.

Dichas propiedades son:

- Alta capacidad de transporte del apuntalante.
- Baja pérdida de filtrado.
- Baja pérdida de presión por fricción.

- Alta viscosidad en la fractura inducida.
- Daño a la formación es casi nulo.
- Limpieza rápida después de la intervención.

El ácido espumado también exhibe un efecto de retardo del ritmo de reacción, lo que favorece para el logro de fracturas con alta penetración. La calidad de la espuma usada es de 70 al 90%, ya que en este rango su viscosidad es alta, debajo del 65% de calidad, la espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95% se convierte en niebla; a pesar de las características mencionadas, las espumas se tornan inestables a temperaturas mayores de los 80 grados centígrados, lo que limita su aplicación. Por otra parte el nitrógeno requerido se incrementa exponencialmente con la presión, incrementando sustancialmente los costos cuando la presión superficial es superior a 300 kg/cm².¹⁰

2.4 Gradiente de fractura

Se define como la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación. Una predicción exacta del gradiente de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo. En la etapa de la planeación del pozo, puede estimarse a partir de los datos de los pozos de referencia. Si no hay datos disponibles, se usan otros métodos empíricos, por ejemplo:¹⁰

- Matthews & Kelly (1967)
- Eaton (1969)
- Daines (1982)

La orientación de la fractura perpendicular a la dirección del menor esfuerzo principal:

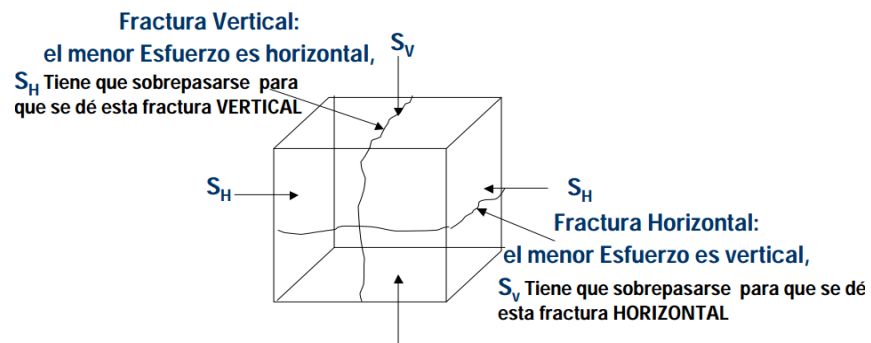


Fig. 2.10 Esquema del gradiente de fractura

Habitualmente se emplea el gradiente de fractura G_f , para correlacionar distintos valores de un mismo yacimiento, de modo que resulta:

$$G_f = \frac{ISIP + Ph}{D}$$

Donde:

G_f = Gradiente de fractura

$ISIP$ = Presión instantánea de cierre

Ph = Presión hidrostática

D = Profundidad

$P_f = G_f \cdot D$

Presión de fractura = Gradiente de fractura por profundidad

2.5 Conductividad de fractura

La conductividad de la fractura es el producto del ancho de la fractura apuntalada y de la permeabilidad del agente apuntalante. ¹³

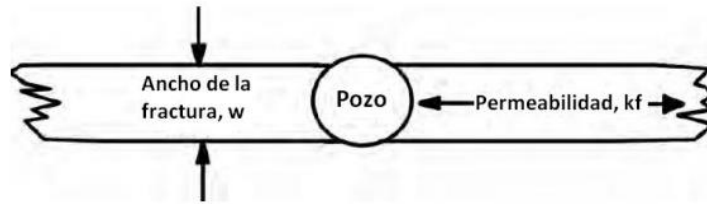


Fig. 2.11 Definición de la conductividad de la fractura

La permeabilidad de todos los agentes apuntalantes usados comúnmente (arenas, apuntalados cerámicos, etc) son de 100 a 200 darcys cuando ningún esfuerzo se haya aplicado. Sin embargo, la conductividad de la fractura disminuirá durante la vida del pozo debido al aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión bajo tensión afecta la fuerza del apuntalante, el empotramiento del apuntalante dentro de la formación y daño resultante del gel remanente o pérdidas de aditivos. El esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante es la diferencia entre el esfuerzo in-situ y la presión fluyendo en la fractura. Cuando el pozo está produciendo, el esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante, aumentará normalmente debido a la disminución de la presión de fondo fluyendo. El esfuerzo in-situ disminuirá con el tiempo conforme declina la presión en el yacimiento. Para pozos someros, donde el esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi, la arena puede usarse para crear fracturas altamente conductivas. Conforme aumenta el esfuerzo efectivo a valores muy grandes, se deben de utilizar apuntalantes más caros debido a que necesitan tener una alta resistencia, para crear una fractura altamente conductiva.¹³

En la selección del agente apuntalante se debe de escoger aquel que mantenga una conductividad suficiente después de que se ha incrustado y empotrado; también deben de considerarse los efectos de flujo no-Darciano, flujo multifásico y el daño que pueda causar el fluido.¹³

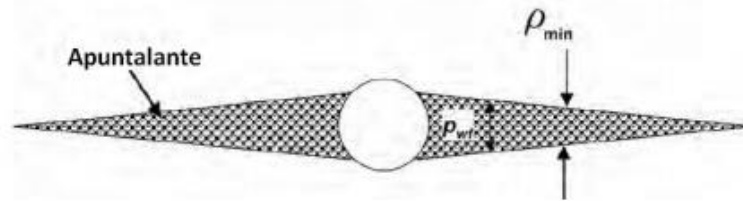


Fig. 2.12 Esfuerzo efectivo sobre un agente apuntalante

2.6 Presión máxima de ruptura

Es la máxima presión que resiste la matriz de la formación antes de abrirse o deformarse. La presión de fractura, es la presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia matricial de la roca. Esta resistencia que opone una roca a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la misma y de los esfuerzos de compresión a los que se somete. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y que la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga total).¹⁴

El esfuerzo es frecuentemente medido en Pa (Pascal = N/m^2), bar, atmósferas, psi (lb/pg^2) o dinas/ cm^2 . En mecánica de rocas, el estado por convención de los signos es que: los esfuerzos compresivos son positivos. La razón histórica para esto es que los esfuerzos que se tratan en mecánica de rocas son casi exclusivamente compresivos. La convención de signos no causa problemas cuando es consistentemente usada, pero es importante recordar que algunas otras ciencias involucran una convención de signos opuestos en el uso de la elasticidad.

2.7 Fluidos de fractura

Fluido de relleno (Pad)

Es el fluido fracturante que no tiene material propante en suspensión. Su objetivo es iniciar y propagar la fractura. Durante la propagación de la fractura, el fluido entra en la formación productora, y se tiene el fenómeno conocido como filtrado o leak-off; es decir, entra al yacimiento, crea la fractura y construye una costra en la pared de la fractura (Filter-cake). El volumen de fluido necesario para el proceso de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura.

Por lo tanto, este tipo de fluido de relleno es el primero que se inyecta en el tratamiento de un fracturamiento hidráulico y actúa como un fluido de sacrificio, para posteriormente inyectar la lechada con la que se acarreará el material propante dentro de la fractura.

Para el diseño de una fractura hidráulica así como también de un tratamiento de simulación de pozo se requieren seleccionar lo siguiente:

- Fluido fracturante y aditivos apropiados.
- El material soportante adecuado.

La cantidad de estos fluidos y material, así como el modo en que se realiza la inyección de los mismos se refleja en el gasto de inyección y en la presión de inyección, parámetros que están relacionados estrechamente entre sí para determinar el dimensionamiento de la fractura en la formación.

Otros criterios que se deben considerar en la selección del fluido fracturante son los siguientes:

- Transportar en forma óptima el material soportante, tanto en el sistema de tuberías como dentro de la fractura.
- Evitar cualquier empaquetamiento del material soportante que cause daño en la fractura.

Para ello, se deberá prestar atención a la adecuada viscosidad aparente del fluido. Por eso es que la mayoría de los fluidos fracturantes son de tipo No-Newtoniano.

Fluidos No-Newtonianos

Los fluidos viscoelásticos son fluidos no-Newtonianos que cumplen tanto la ley de Hooke como la ley de Newton de la Viscosidad. Estos fluidos ante deformaciones ocurridas durante el flujo, tienen la capacidad de recuperar parte de la deformación al retirar el esfuerzo aplicado.

Los fluidos de fractura VES se comportan como fluidos pseudoplásticos. Cuando se aumenta la velocidad de corte ejercida sobre el fluido, su viscosidad disminuye como consecuencia del reagrupamiento de las partículas. Estas se ordenan debido a los esfuerzos y presentan una menor oposición al flujo. Existen varias ecuaciones que describen el comportamiento de fluidos pseudoplásticos¹¹ como el modelo de Eyring y el de Ostwaldde Waele, entre otros; sin embargo, el modelo de más aceptación en la gran mayoría de estudios realizados es el modelo de Ostwald-de Waele, llamado también ley de la potencia.¹⁴

La ley de la potencia ($\tau = k \dot{\gamma}^n$) es un modelo de dos parámetros, el índice de comportamiento de flujo (n') y el índice de consistencia (k'). Para los fluido viscoelásticos, el cálculo de estos índices se realiza con base en datos experimentales de esfuerzo de corte (τ) y velocidad de corte ($\dot{\gamma}$).

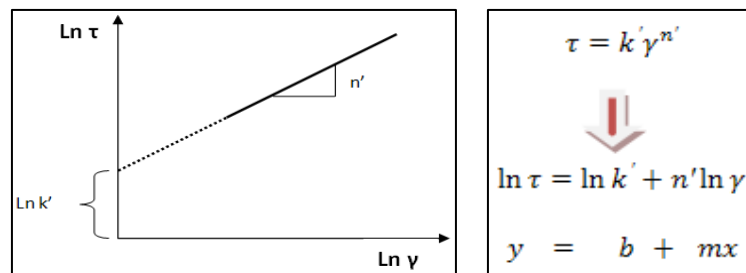


Fig. 2.13 Curva y ecuaciones de la Ley de la potencia

Con base en la gráfica logarítmica de la figura 2.8, se puede determinar el intercepto de la recta y la pendiente, que corresponden a $\text{Ln}(k')$ y n' , respectivamente.

Propiedades del fluido fracturante

Las principales propiedades que deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes:

1. Compatibilidad con el material de la formación.
2. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
3. Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
4. Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
5. Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
6. Poder removerlo fácilmente de la formación.
7. Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.
8. Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
9. Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
10. Costos bajos.

Casi todas las propiedades deseables e indeseables del fluido fracturante, están relacionadas con su viscosidad, lo cual es función de la carga de polímeros primordialmente.

Uno de los polímeros más utilizados en bases acuosas es el HPG (Hidroxipropil Guar) que provee una viscosidad adecuada para el fluido fracturante y por ende al rol que este desempeña el tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Las concentraciones de polímero frecuentemente está dada en libras de polímero por cada 1000 galones de fluido (lb/1000 gal) y su rango oscila entre 20 a 60 lb/1000 gal y la más común es de 40 lb. /1000 gal. ¹⁵

La viscosidad del fluido fracturante se degrada con el incremento de la temperatura. La mayor degradación será experimentada por la primera parte del fluido de fractura inyectado, debido a que experimentará la mayor temperatura y el menor ancho de fractura (es decir el mayor corte).

Un fluido fracturante ideal es aquel que tiene muy baja viscosidad en el momento que es inyectado en el pozo, situación que provoca una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías; y tiene la viscosidad requerida en el fondo del pozo, para transportar adecuadamente el material soportante dentro de la fractura. ¹⁵

Algunos de los aditivos de fluido de fractura más comunes están listados a continuación:

- Bactericidas o Bióxidos: Controla la contaminación por bacteria. La mayoría de aguas con las que se prepara los geles fracturantes contienen bacterias que tienen su origen en la fuente o en el tanque de almacenamiento. Las bacterias producen encimas que pueden destruir la viscosidad muy rápidamente.

- **Buffers:** Los buffer preferidos son los que contienen ácidos orgánicos y el objeto es provocar hidratación de los fluidos.
- **Estabilizadores:** El oxígeno libre ataca a los polímeros y como debería esperarse, esta reacción de degradación aumenta con el incremento de temperatura. Aditivos tales como metanol es utilizado para atrapar el oxígeno y removerlo de la ruta de reacción.
- **Aditivos para el control de pérdidas de fluido:** Los fluidos que se utilizan tienen como rol el control de las pérdidas disminuyendo el filtrado durante el fracturamiento ya que como se indicó anteriormente las pérdidas de fluido y su correspondiente control son críticos para la satisfactoria ejecución del fracturamiento hidráulico. Usualmente, en formaciones homogéneas, la construcción de una costra en las paredes de la fractura es un medio adecuado para controlar el filtrado.
- **Surfactantes:** Su rol es prevenir las emulsiones, bajar la tensión superficial y los cambios de mojabilidad. La humectabilidad en las caras de las fracturas origina cambios en la zona invadida; por ello que los surfactantes son agregados para facilitar la limpieza post tratamiento.
- **Roturadores (Breakers):** El rol a desempeñar es reducir la viscosidad al disminuir el tamaño del polímero; por consiguiente tienen las tareas de limpiar residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.¹⁵

Fluidos viscoelásticos

El comportamiento de los fluidos viscoelásticos se basa en la química de los surfactantes, que son moléculas que poseen en un extremo de su cadena un grupo hidrófilo y en el otro extremo un grupo hidrófobo. Cuando estas sustancias se agregan en sistemas de dos líquidos insolubles como agua y aceite, migran hacia la superficie de tal manera que orientan su extremo hidrofílico hacia la zona polar (agua) y el hidrofóbico hacia la zona apolar (aceite).

Cuando la concentración de surfactante sobrepasa un valor, denominado Concentración Micelar Crítica (CMC), se presenta un fenómeno de asociación donde las moléculas de surfactante forman estructuras llamadas micelas. Este fenómeno se presenta debido a la saturación de moléculas de surfactante en la superficie, por lo cual, las moléculas en exceso unen sus extremos hidrófobos formando estructuras circulares o esféricas con el fin de disminuir la energía libre.

Si se sigue aumentando la concentración de surfactante y se introducen electrolitos en el sistema, tales como sales orgánicas o inorgánicas, las micelas adoptan nuevas estructuras en forma de gusano o vermiformes. Estas nuevas estructuras se forman con el fin de disminuir aún más la energía libre, ya que al acoplarse las caras de las micelas circulares, están disminuyendo el número de caras expuestas al medio polar, disminuyendo igualmente el efecto repulsivo del medio acuoso sobre los núcleos hidrofóbicos. Si se sobrepasa una cierta concentración denominada concentración de solapamiento, se habrán formado tantas micelas vermiformes que eventualmente estarán muy cerca y ocurrirán interacciones hidrodinámicas entre los agregados; de esta manera, se generan estructuras tridimensionales de micelas vermiformes entrecruzadas, provocando un aumento en la viscosidad del sistema.

Aditivos de los fluidos de fractura

Un fluido de fractura debe cumplir dos funciones básicas: crear y extender una fractura hidráulica y transportar el material propante. Sin embargo para que tanto la fractura como la formación retengan al máximo la permeabilidad y tengan una buena conductividad, el fluido deberá ser compatible con los fluidos de la formación, perder su viscosidad para retornar a superficie dejando el sistema poroso libre y no modificar la mojabilidad de la roca. Los fluidos viscoelásticos se formulan con una serie de aditivos que dependen entre otros de la naturaleza del surfactante. La tabla 2.4 presenta los aditivos involucrados en las formulaciones evaluadas y sus funciones.

ADITIVO	FUNCIÓN	Surfactante Anfotérico	Surfactante Aniónico
Controlador de arcillas (sal)	Además de mantener el equilibrio iónico y prevenir el hinchamiento de arcillas, se utiliza en los fluidos VES para reducir la CMC e incrementar el tamaño de las micelas.	✓	✓
Solvente mutual	Usados para remover depósitos pesados orgánicos (parafinas y asfáltenos), controlar la mojabilidad e interactuar con las micelas adhiriéndose en la interfase para reducir la tensión interfacial y evitar problemas de	✓	
Estabilizador de reología	Interacciona con el surfactante y la sal, sirviendo como puente para formar una red tridimensional de micelas, que le proporcionan viscosidad al fluido de fractura VES.	✓	
Agente gelificante ó Surfactante	Es el agente principal en los fluidos VES. En presencia de electrolitos en el sistema, genera las micelas que causan el aumento de la viscosidad en el fluido. Puede contribuir a la reducción de la tensión interfacial entre los fluidos y evitar la generación de emulsiones estables en el medio.	✓	✓
Buffer de pH	El buffer es el encargado de mantener en equilibrio las cargas en el medio, para regular el pH del sistema.		✓

Tabla 9.4 Aditivos de los fluidos de fractura

Para mayor detalle sobre la pérdida de fluidos por fractura y la prueba Leak-off, consultar el apéndice B.

2.8 Apuntalantes

Después de la inyección del fluido de relleno, se agrega al fluido fracturante material soportante, incrementando la concentración del mismo hasta el final del tratamiento. Es el único que debe permanecer en la fractura para mantenerla abierta y establecer canales conductivos para la afluencia de fluidos del yacimiento al pozo. La concentración del material en suspensión depende de la habilidad de transporte del mismo con el fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento. En general, la concentración excesiva puede dificultar el transporte del material soportante. El que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales.¹⁵



Fig. 2.14 Gráfica de Krumbein para obtener los valores de redondez y esfericidad

Respecto al gasto de inyección, se puede indicar que:

Altos gastos de inyección de fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fracturar formaciones adyacentes o al menos, tener un ineficiente desarrollo de fractura.

- a. Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en una eficiente propagación de fractura. Por lo que el fenómeno de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución de la fractura.¹¹

Basándose en normas API y la comparación estadística de las partículas de sustentante con la gráfica propuesta por Krumbein, se miden los factores de redondez y esfericidad. El agente sustentante debe ser lo más redondo y esférico posible. Los fabricantes de apuntalantes se refieren al factor de forma de Krumbein de redondez y esfericidad (figura 2.14). Por ejemplo, los apuntalantes LWC tienen una redondez y esfericidad de 9.0, mientras que un agente sustentante de arena normalmente tiene un valor de 0.7.¹¹

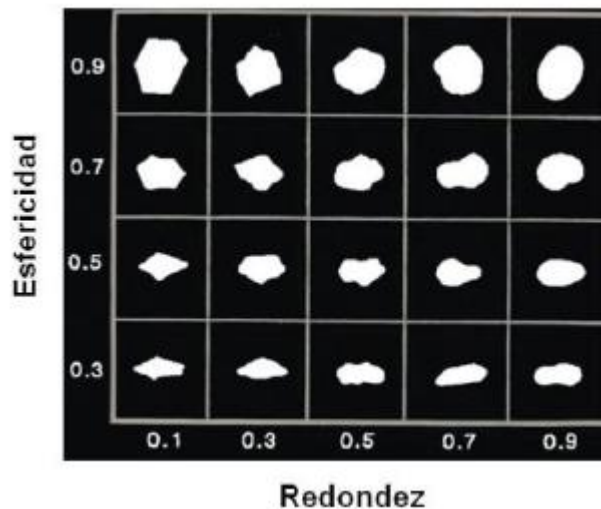


Fig. 2.15 Gráfica de Krumbein para obtener los valores de redondez y esfericidad del apuntalante.

El agente sustentante debe tener una densidad adecuada para poder ser transportado por el fluido a través de la fractura evitando su asentamiento prematuro. ¹¹ La porosidad permitirá optimizar la permeabilidad del canal conductivo creado. Los valores más comunes se muestran en la tabla 2.5.

SUSTENTANTE	MALLA	TAMAÑO (μg)	DENSIDAD ($\text{lb}/\mu\text{g}^2$)	POROSIDAD (%)
Arena blanca	12/20	0.0496	165	38
	16/30	0.3500	165	39
	20/40	0.0248	165	40
Arena de texas	12/20	0.0496	165	39
	16/30	0.0350	165	40
	20/40	0.0248	165	42
Arena resinada precurada	12/20	0.0496	160	43
	16/30	0.0350	160	43
	20/40	0.0248	160	41
Arena cerámica	16/30	0.0350	160	37
	20/40	0.0248	160	37
	12/20	0.0496	198	42
Bauxita	20/40	0.0248	202	42
	20/40	0.0248	170	40
	16/20	0.0400	231	43
Oxido de zirconio	20/40	0.0248	231	42
	40/70	0.0124	231	42
	20/40	0.0248	197	42

Tabla 10.5 Densidad y porosidad para cada tamaño y malla

CAPITULO 3

Modelado de geometría de fractura

3.1 Amplitud de fractura

Bajo condiciones de fracturamiento ordinario, el ancho de la fractura es apreciablemente mayor que el ancho mínimo de fracturas extendidas. De hecho, el ancho es controlado por la caída de presión del fluido en la fractura.¹⁶

Considerando presiones de extensión de fractura mínima, Griffith reconoció que materiales sólidos exhiben una energía de superficie (similar a la tensión de superficie en un líquido). El concepto fundamental de la teoría de Griffith es que, cuando las grietas se expanden sin la aplicación de un trabajo externo (en el interior de un medio elástico el cual es deformado externamente), el decremento en la energía de deformación de la grieta es balanceado por el incremento en energía de la superficie.¹⁶

Para obtener el mínimo de presión de extensión de fractura, el trabajo hecho es equiparado a la energía almacenada en el sistema fractura. Para usar este enfoque, Sack ha derivado una ecuación que dará la mínima presión necesaria para extender una fractura en una roca.

$$(P_m - \sigma) = \sqrt[2]{\frac{\pi \alpha E}{2(1-v^2)C}}$$

Donde:

P_m =Presión mínima de fractura, (psi)

σ =Esfuerzo total de la tierra, perpendicular al plano de fractura, (psi,
Suma de los esfuerzos en la matriz de la roca, más presión de poro).

α =Energía específica superficial de la roca, ft-lb/pg²

E =Módulo de Young de la roca, (psi)

v =Relación de Poisson para las rocas

C =Radio de fractura, (ft)

El módulo de Young y la relación de Poisson, la presión de extensión mínima de la fractura (en exceso del esfuerzo terrestre), Fig.3.1, varían inversamente con la raíz cuadrada del radio de la fractura. ¹⁶

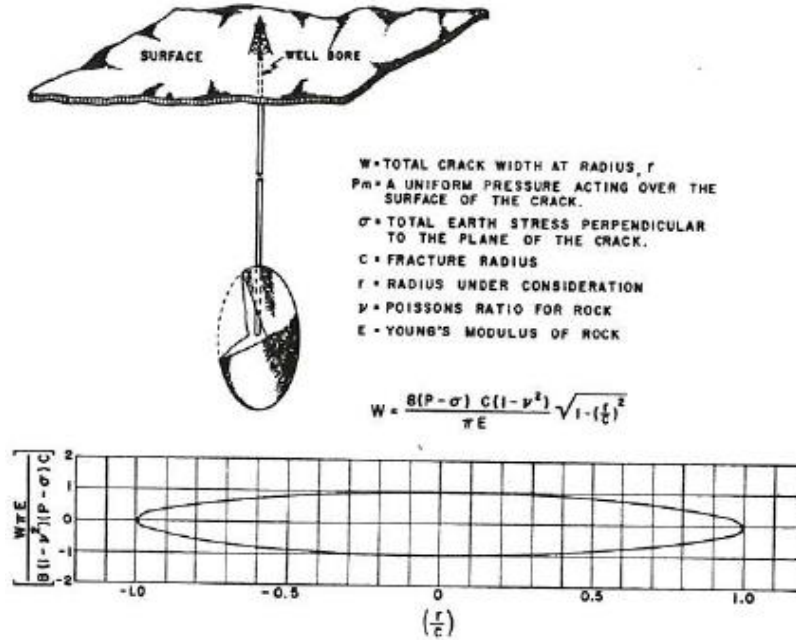


Fig. 3.1 Representación esquemática de la predicción geométrica de una fractura por la teoría elástica.

Para predecir las presiones de extensión para campos, debemos determinar las propiedades físicas de las rocas, módulo de elasticidad que es influenciado por el tipo de roca, la porosidad y el esfuerzo promedio del medio.

Módulo de Young $\left(\frac{lb}{pg^2} \times 10^6\right)$

TIPO DE ROCA	RANGO	VALOR PROMEDIO
Caliza y dolomía dura	8 a 13	10.5
Arenisca dura, densa	5 a 7.5	6.25
Arenisca de dureza media	2 a 4	3
Arenisca poco consolidada	0.5 a 1.5	1

Tabla 3.11 Valores del módulo de Young para distintos tipos de roca

Dentro de la tierra a menudo hay condiciones que causan las fracturas verticales sean limitadas en su crecimiento en una dirección vertical. Zonas con esfuerzos grandes que en la zona productora algunas veces encuentran arriba y abajo la zona de producción causan el efecto limitante verticalmente. (Esfuerzos horizontales altos son algunas veces encontrados en lutitas. Además, en yacimientos de calizas, secciones no permeables pueden tener esfuerzos horizontales altos que secciones permeables después de que la presión de yacimiento ha sido dispuesta.) La fractura crecerá hasta que alcance la zona límite y entonces será restringido su crecimiento vertical. Sin embargo, continuará extendiéndose literalmente hasta el pozo.

La fractura penetrará arriba y abajo dentro de las zonas límite hasta que una condición de equilibrio sea alcanzada. El fluido fracturante ejercerá una presión contra la cara de la fractura tendiente a abrir y extender la fractura. Los altos esfuerzos en la parte de arriba y abajo tenderán a cerrar la fractura. La fractura, por lo tanto, se extenderá dentro de las zonas límites hasta que las fuerzas de contorno de balance se opongan unas a otras. Si estas zonas límite no son lo suficientemente gruesas o si la caída de presión en la en la fractura obtenida es suficientemente grande, entonces la fractura podría grietar hacia otras zonas.

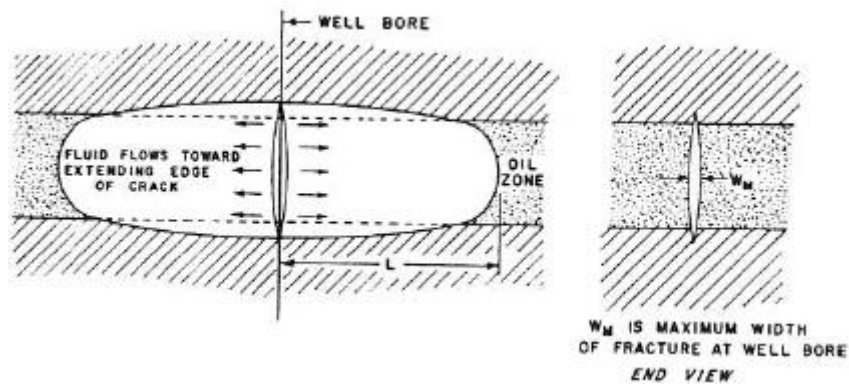


Fig. 3.2 Diagrama de una restricción de fractura vertical

3.2 Orientación de fractura

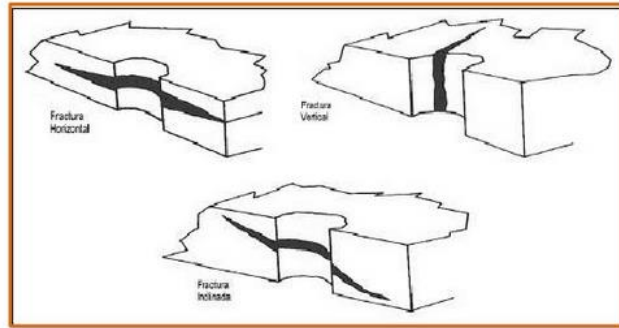


Fig. 3.3a Fracturas horizontal, vertical, inclinada

Es importante resaltar que la orientación de la fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera.

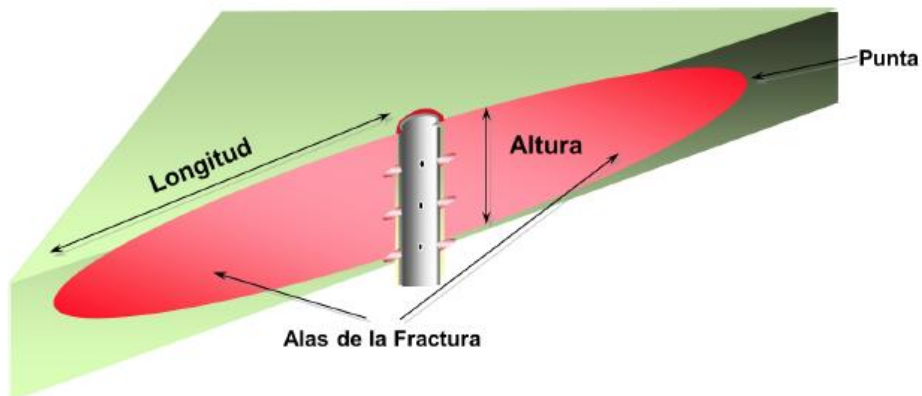


Fig. 3.3b Geometría de una fractura

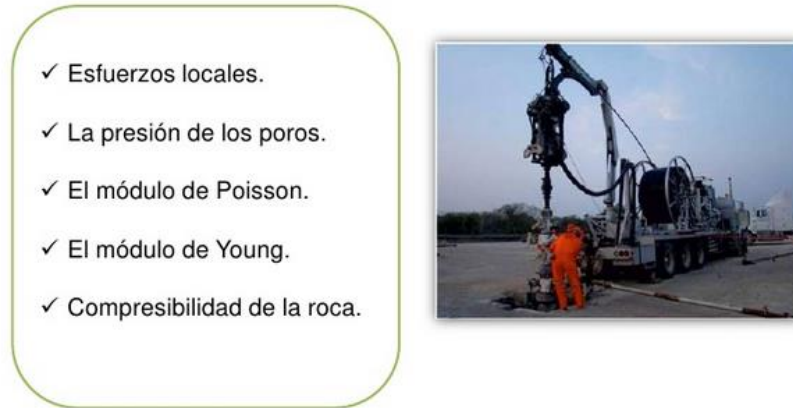


Fig. 3.4 Factores con mayor influencia en la orientación de la fractura

Las fracturas hidráulicas se inician y propagan a lo largo de un plano preferencial de fracturamiento. En la mayoría de los casos, el esfuerzo mayor se presenta en la dirección vertical, por lo que PFP es vertical y yace en la dirección del siguiente esfuerzo mayor, el esfuerzo horizontal máximo.

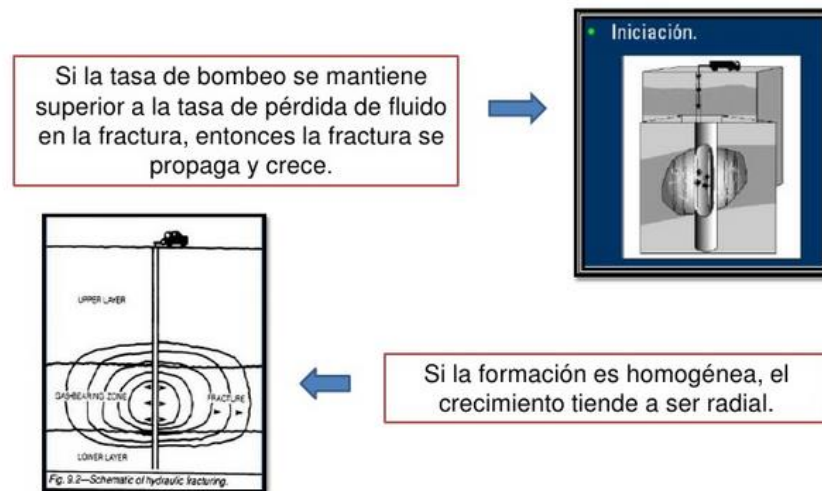


Fig. 3.5 Orientación detallada de la fractura

En un sistema roca-fluido, los factores que más influyen en la fractura son:

Humectabilidad, gravedad API, composición del agua, profundidad, porosidad, saturaciones, permeabilidad, presión del yacimiento, WOC y GOC, litología, espesor, temperatura, gradiente de fractura.

Presión de sobrecarga

Un yacimiento ubicado a miles de metros bajo la superficie se encuentra sometido a una presión de sobrecarga causada por el peso de las formaciones suprayacentes. La presión de sobrecarga varía de una zona a otra, dependiendo de la profundidad, la naturaleza de la estructura, la consolidación de la formación, y, posiblemente, la edad y la historia geológica de las rocas. La profundidad de la formación es el factor más importante, y un valor típico de presión de sobrecarga es aproximadamente un psi por pie de profundidad.

El peso de la sobrecarga no es otra cosa que la fuerza aplicada sobre un yacimiento, comprimiéndolo.

La presión en los espacios porosos de la roca normalmente difiere de la presión de sobrecarga. Una presión de poro típica, comúnmente conocida como la presión del yacimiento (o depósito), es de aproximadamente 0,5 psi por pie de profundidad, suponiendo que el depósito está suficientemente consolidado por lo que la presión de sobrecarga no se transmite a los fluidos en los espacios de los poros.

La diferencia entre la presión interna en los poros (de yacimiento) y la de sobrecarga se conoce como la presión de sobrecarga efectiva. Cuando la presión interna decrece, la de sobrecarga aumenta, causando lo siguiente:

- Se reduce el volumen de la masa de la roca del yacimiento.
- Los granos de arena en los espacios porosos se expanden.

Estos dos cambios de volumen tienden a reducir el espacio de los poros y, por lo tanto, la porosidad de la roca. Esto demuestra una relación entre la porosidad y la presión de sobrecarga efectiva.

Presión de Poros

Es la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca. Se relaciona con la salinidad del fluido.

Presión	Rango psi/ft
Presión anormal de poros	> 0.465
Presión normal de poros	0.465
Presión Subnormal de poros	> 0.465

Tabla 3.12 Rangos de presión de poro

Los valores promedio de compresibilidad para cada tipo de formación se muestran en la tabla 3.3

Tipo de roca	Valores de compresibilidad (lpc -1)
Arena consolidada	4 a 5 x 10 ⁻⁶
Calizas	5 a 6 x 10 ⁻⁶
Arenas semiconsolidadas	20 x 10 ⁻⁶
Arenas no consolidadas	30 x 10 ⁻⁶
Arenas altamente no consolidadas	20 x 10 ⁻⁶

Tabla 3.13 Rangos de compresibilidad de roca

Para determinar la compresibilidad total de un yacimiento se calcula mediante la fórmula

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$

Lo cual es el producto de las saturaciones de aceite, agua y gas, por sus respectivas compresibilidades, más la compresibilidad de la formación que se trate.

3.3 Geometría de fractura

El módulo de Young está relacionado con el ancho de fractura y con la posibilidad de obtención de fracturas altamente conductivas. La relación de Poisson está ligada al esfuerzo horizontal actuante sobre la roca y al gradiente de fractura. Los esfuerzos horizontales en los estratos limitantes se relacionan con la posibilidad de que la fractura se extienda por encima o por debajo de la zona de interés. Una zona con un esfuerzo horizontal pequeño y baja relación de Poisson, probablemente no servirá como barrera efectiva para la extensión de la fractura, mientras que una zona con alta relación de Poisson confinará la fractura. Para predecir la geometría de la fractura es necesario conocer el valor de γ (Poisson) el cual es la relación entre la deformación unitaria transversal (E_h) y la deformación unitaria longitudinal (E_v).

$$E_h = \left(\frac{D-D1}{D} \right)$$

$$E_v = \frac{\delta}{1}$$

Relación de Poisson $\gamma = \frac{E_h}{E_v}$

TIPO DE ROCA	RELACIÓN DE POISSON
Rocas carbonatadas duras	0.25
Rocas carbonatadas suaves	0.3
Areniscas	0.2

Tabla 14.4 Rangos de la Relación de Poisson

La geometría de 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 y presión de inyección)
- Esfuerzo de la formación
- Distribución de esfuerzos en el medio poroso

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en si, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura.

El cálculo de la geometría de la fractura es esencialmente una aproximación, debido a que se supone que el material es isotrópico, homogéneo y linealmente elástico, lo cual sucede sólo en un material ideal. Los modelos de fracturamiento hidráulico se pueden dividir en tres familias:

- ✓ Modelos en dos dimensiones (2-D).
- ✓ Modelos en pseudo tridimensional (p-3-D).
- ✓ Modelos tridimensionales (3-D).

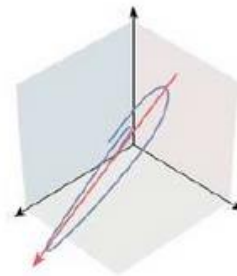


Fig. 3.6 Modelos de fracturamiento hidráulico

Modelos en dos dimensiones: Determinan el ancho (W) y la longitud de la fractura (X_F), la hipótesis genera un paralelepípedo.

PKN (Perkins - Kern y Nordren: Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura $x_f \gg h_f$

KGD (Khristianovic - Zheltov y Geertsma de Klerk) Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura $h_f \gg x_f$

Modelo Radial La altura es igual a dos veces la longitud de la fractura $2x_f = h_f$.

En la figura 3.7 se muestra el modelo esquemático de geometría PKN y GDK.

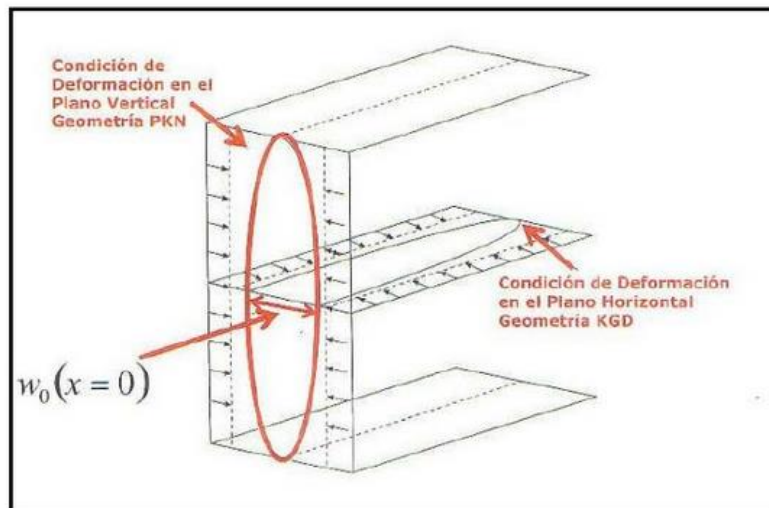


Fig. 3.7 Modelo esquemático PKN y KGD

Características importantes:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: Altura y longitud.
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fractura es constante
- La longitud es mayor que las otras dimensiones de la fractura: Altura y ancho.

Las propiedades mecánicas de la formación (módulo de Young, E , relación de Poisson, ν , y la resistencia de la fractura) proveen datos para la estimación de los esfuerzos in-situ y de la geometría de la fractura. La resistencia del apuntalante debe soportar los esfuerzos confinados durante toda la vida productiva del yacimiento y el fluido de transporte debe ser lo suficientemente viscoso para acarrear al apuntalante y colocarlo en el lugar adecuado para evitar el regreso del apuntalante.

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 (1955) en la mecánica de la fractura, Perkins y Kern (1961) en el flujo de fluidos. ⁶

El modelo de Kristianovitch y Zheltov fue mejorado por Geertsma y de Klerk (1969) 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 restrinjan el crecimiento de la altura.

El modelo PKN asume que la altura de la sección transversal controla la presión para esa sección transversal, 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. ⁶

3.4 Modelo GDK

Kristianovitch y Zheltov (1955) asumen que una fractura vertical de altura fija se propaga en la zona productora de un pozo confinado (los esfuerzos en las capas superiores e inferiores de la zona productora son lo suficientemente grandes para prevenir el crecimiento de la fractura fuera de esta zona).

Asumen que el ancho de la fractura para cualquier distancia del pozo es independiente de la altura. Su solución incluye los aspectos mecánicos de la fractura y de sus extremos (la punta de la fractura).

Asumen que el gasto es constante, y la presión puede aproximarse a una presión constante en la mayoría del cuerpo de la fractura, excepto para la región cercana a la punta sin una penetración de fluido y por consiguiente sin presión de fluido.

Fig. 3.8

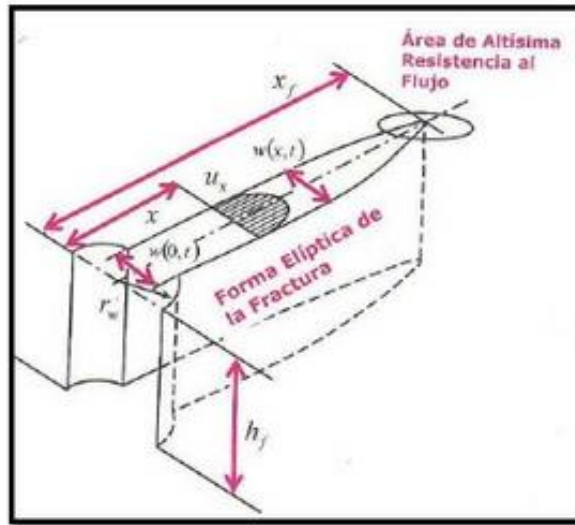


Fig. 3.8 Esquema general del modelo GDK, La altura de la fractura se considera fija y siempre debe ser mucho mayor que la longitud

Sneddon y Elliot (1946) mostraron que la fractura es una forma elíptica, con un ancho máximo dado por:

$$bw = \frac{8}{E'} L p_n \dots Ec.3.8$$

Donde bw es el ancho de la fractura en la cara del pozo, L es la longitud de la fractura; y p_n es la presión neta (Presión en la fractura menos el esfuerzo en el cual la roca comienza a abrirse). Ellos usaron esta geometría para la sección transversal de la fractura, junto con las ecuaciones para el flujo de fluidos entre placas paralelas y desarrollaron una solución para la presión y el ancho de fractura dados por:

$$p_n, w \simeq \left[\frac{21 \mu q_i}{64 \pi h_f L^2 (E')^3} \right]^{\frac{1}{4}} \dots Ec.3.9$$

$$bw = \left[\left(\frac{84}{\pi} \right) \left(\frac{\pi q_i L^2}{E' h_f} \right) \right]^{\frac{1}{4}} \dots Ec.3.10$$

Donde μ es la viscosidad y h_f es la altura de la fractura. Sin pérdida de fluido, el balance de volumen permite que la geometría de la fractura pueda ser calculada como:

$$L(t) = 0.38 \left(\frac{E' q_i^2}{\mu h_f^3} \right)^{\frac{1}{6}} t^{\frac{2}{3}} \dots Ec.3.11$$

$$bw = 1.48 \left(\frac{\mu q_i^2}{E' h_f^3} \right)^{\frac{1}{6}} t^{\frac{2}{3}} \dots Ec.3.12$$

Donde E' es el módulo de tensión natural y se obtiene a partir del módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν) como:

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \dots Ec.3.13$$

Geertsma y de Klerk (1969) extendieron el modelo considerando la pérdida de fluido, suponiendo que se altera el balance de volumen pero sintener un efecto en la forma de la fractura o en la distribución de la presión. El volumen de una fractura KGD es:

$$V_f = \frac{\pi}{2} h_f L b w \dots Ec.3.14$$

Realizando un balance de volumen, obtuvieron:

$$L = \frac{q_i b w}{64 C_i^2 h_f} \left[e^{s^2} \operatorname{erf} c(s) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} s - 1 \right] \dots Ec.3.15$$

Donde C_i es el coeficiente de pérdida de fluido y s es una cantidad adimensional dada por:

$$s = \frac{8 C_L \sqrt[3]{\pi t}}{\pi b w} \dots Ec.3.16$$

3.5 Modelo PKN

Perkins y Kern (1961) también obtuvieron una solución para una fractura vertical de altura fija.

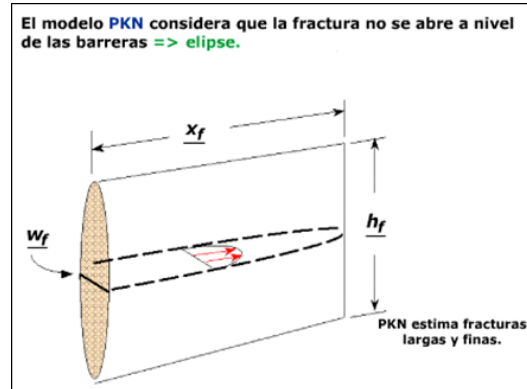


Fig. 3.9 Esquema de un modelo de fractura PKN. La longitud de la fractura se considera mucho mayor que su altura.

Ellos usaron la solución de Sneddon y Elliot (1964), como en la solución del modelo KGD, pero reemplazando la longitud del ala de la fractura L por la mitad de la altura de la fractura, para obtener el ancho máximo en la sección transversal, b :

$$b = \frac{2\pi n h f}{E'} \dots Ec.3.17$$

El ancho promedio, b , en sección transversal es $(\pi/4)b$. Perkins y Kern combinaron esta geometría de la sección transversal con ecuaciones de flujo de fluidos para desarrollar su solución. Para la presión y el ancho de fractura es:

$$P_n = \left[\frac{16\mu q_i (E')^3}{\pi h f^4} L \right]^{\frac{1}{4}} \dots Ec.3.18$$

$$b_x = 3 \left[\frac{\mu q_i (L-x)}{E'} \right]^{\frac{1}{4}} \dots Ec.3.19$$

Donde b_x es el ancho a una distancia x desde el pozo. En unidades de campo, el ancho en la cara del pozo ($X=0$) es:

$$b_w = 0.38 \left(\frac{q_i \mu L}{E'} \right)^{\frac{1}{4}} \dots Ec.3.20$$

Perkins y Kern (1961) no toman en cuenta los efectos mecánicos de la fractura, ya que bajo condiciones de un fracturamiento hidráulico, la presión neta promedio en la fractura podría exceder en gran medida la presión mínima para propagar de la fractura. Desprecian tanto la pérdida como el almacenamiento de fluido en la fractura. Carter (1957) demuestra que para un ancho de fractura constante, bfc , la longitud de la fractura, L , es:

$$L = \frac{qibfc}{8\pi h_f C_L^2} \left[e^{s^2} \operatorname{erfc}(s) - \frac{2}{\sqrt{\pi}} s - 1 \right] \dots Ec.3.21$$

$$\text{donde } s = \frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{bfc} \dots Ec.3.22$$

Donde C_L es el coeficiente de pérdida de fluido. Harrington y Hannah (1975) demostraron que la ecuación 3.21 se puede simplificar con una pequeña pérdida de precisión de la forma:

$$L = \left(\frac{qit}{bfc + 2C_L \sqrt{2t}} \right) / 2h_f \dots Ec.3.23$$

El diseño se logra con la iteración de la solución de Carter para la longitud de la fractura en función del tiempo (ecuación 3.21) y el modelo de Perkins y Kern para el ancho (ecuación 3.19 y 3.20) hasta encontrar una solución consistente y para encontrar la presión neta se ocupa la ecuación 3.18. Nordgren (1972) agregó la pérdida y el almacenamiento del fluido en la fractura (por el incremento del ancho) al modelo de Perkins y Kern, obteniendo lo que ahora se conoce como modelo PKN. El resuelve este modelo numéricamente para obtener el ancho y la longitud en función del tiempo.

CAPITULO 4

Fracturamiento artificial en campos de permeabilidad intermedia

4.1 Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia

El fracturamiento hidráulico apuntalado no es nuevo en formaciones de areniscas, pero en México esta práctica empieza a ser aplicada con éxito en yacimientos de permeabilidad intermedia (1 mD ó mayor) y más aún en yacimientos de arenas no consolidadas.

Los primeros fracturamientos realizados en la región sureste de México en arenas de permeabilidad intermedia se hicieron en 2012. La permeabilidad de 10 mD y la porosidad de 21% son aspectos sobresalientes de las arenas localizadas a una profundidad de 3310 m, con una presión de yacimiento de 294 kg/cm² y constituye todo un reto en la toma de decisiones para realizar esta operación. Sin embargo, los datos de productividad de los pozos fueron determinantes e indicaron una importante presencia de daño, que pudiera ser superada a través del fracturamiento del yacimiento en la vecindad de los pozos.

La mayoría de los pozos productores en estas arenas tienen una arquitectura de terminación con TR de 7" y T.P. de 3 ½", la presión de yacimiento de 294 kg/cm² y presión de ruptura de 563 kg/cm², alcanzando un gradiente de fractura de 0.84 lb/pie. Con un bombeo total de fluido de 1,100 bls a 30 bpm, se alcanzó una longitud de fractura de 67 m, una altura de 40m y una amplitud o ancho de fractura de 0.28" , con lo que se logró llevar el pozo de 251 a 465 bpd, lo que significó un incremento por fracturamiento de 214 bpd iniciando así con unos resultados altamente rentables.

El segundo fracturamiento se hizo en enero del 2013 a una profundidad de 3320 m, en terminación de TR de 7" y T.P. de 3 ½", con permeabilidad de 2 mD y porosidad de 19%, a una presión de yacimiento de 274 kg/cm² y presión de ruptura de 389 kg/cm², alcanzando un gradiente de fractura de 0.68 lb/pie.

Con un bombeo total de fluido de 1,635 bls a 23 bpm, se alcanzó una longitud de fractura de 44 m, una altura de 59 m y una amplitud o ancho de fractura de 0.60" , con lo que se logró llevar el pozo de 100 a 956 bpd, lo que significó un incremento por fracturamiento de 856 bpd, resultando así una intervención con excelentes indicadores económicos y un periodo de recuperación de 1 mes.

De enero a Diciembre del 2013 se realizaron 22 operaciones de fracturamiento hidráulico apuntalado en arenas de terciario con un rango de permeabilidad de 2 hasta 20 mD y de porosidad de 19 hasta 28 % promedio. Las profundidades en 2 rangos promedio de 3,300 a 3,800 m y de 2,300 a 2,800 m.

Tres operaciones no exitosas por alto volumen de bombeo, alta presión de inyección y poca continuidad de las facies de interés. 19 muy exitosas con una ganancia incremental de 9375 bpd promedio anual.

En el año 2014 se realizaron 8 fracturamientos, 2 no exitosos por haber probado en formaciones menores a 1 mD de permeabilidad y requerirse alta presión de inyección, de casi 800 kg/cm². Las 6 exitosas en ese año se realizaron en profundidades de 2,400, 3,400 y 4,400 m en promedio, alcanzando unos gastos adicionales posteriores al fracturamiento de 200 hasta 500 bpd en algunos pozos.

Hasta el año 2014 todas las operaciones se habían realizado con Arenas Carbolite y tamaños de esferas en el apuntalante de 20/40 o 16/30 o en su caso, sinterlite de 16/30 o 16/20.

En el año 2015 se realizaron 7 fracturamientos en yacimientos de permeabilidad de 5 a 12 mD, 1 no exitoso con porosidad (menor a 10%), en el cual se probó un producto nuevo de arena resinada con malla 16/20 y el cual en su terminación a 3,500 md había resultado improductivo. Después del fracturamiento tampoco se logró ninguna producción adicional. Los otros 6 fracturamientos se hicieron usando Carbolite y Sinterlite, en los intervalos de profundidad, 2,700 m, 3,500 y 4,200 m, con un incremental total promedio anual de 1,800 bpd.

A continuación se muestra el análisis y resultados post-fractura de cuatro casos de pozos de permeabilidad intermedia en México. Por la Ley de Protección de datos, los nombres han sido cambiados.

En julio de 2014 el pozo RS 173 incrementó de 200 a 400 bpd después de la fractura y logró sostener su producción durante 18 meses hasta iniciar a declinar, alcanzó un ancho de fractura de 0.259 pg., una altura de 33 m y una longitud de fractura 133 m entre las dos alas, con un periodo de recuperación de la inversión de 2 meses y un indicador económico VPN/VPI de 14.2 \$/\$. A febrero del 2016 sigue produciendo. Tabla 4.1 y figuras 4.1 a 4.3.

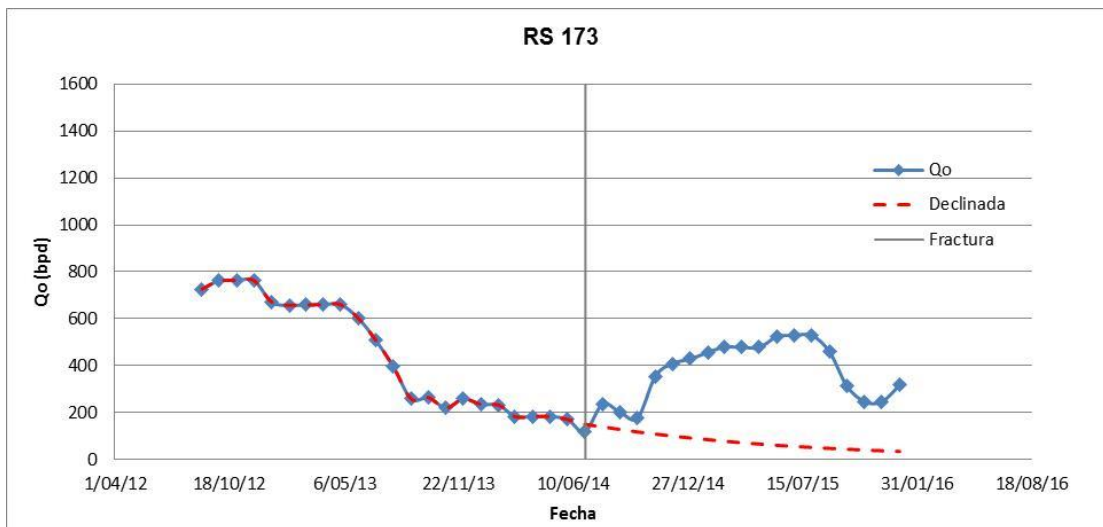


Fig. 4.1 Gasto declinado de aceite vs gasto post-fractura pozo RS 173

Volumétrico e Indicadores Económicos post-Fractura

Fecha de / Intervalo Operación /	Intervalo (md)	Terminación TR 7" N-80 29 lb/ft TP 2 7/8" N - 80 6.5 lb/ft	Gasto base bpd	Gasto calc. frac (bpd)	Gasto tot real bpd
16/07/2014 - 3636-3665	3636-3665		200	200	502

*Octubre-2015: 38 USD/bl, \$17.5 MX/USD,

Ganancia bpd	Np Fract (mbls) 18 meses	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI (\$/\$)	Period. Rec. (Meses)
302	166	110.4	7.8	14.1	1.5

Datos técnicos de diseño de fracturamiento

k (mD) / Φ (%)	P yacimiento (kg/cm ²)	P ruptura (kg/cm ²)	P inyección (kg/cm ²)	Tipo de Arena	Grad frac (psi/ft)
4 / 16	272	580	363	Carbolite 16/30	0.67

Vol Bomb. total (bl)	Gasto (bpm)	FCD	Xf (m)	Hf (m)	Wf (pg)
2500	22	133	133	33	0.259

Tabla 4.15 Volumetría, datos técnicos e indicadores económicos pozo RS 173

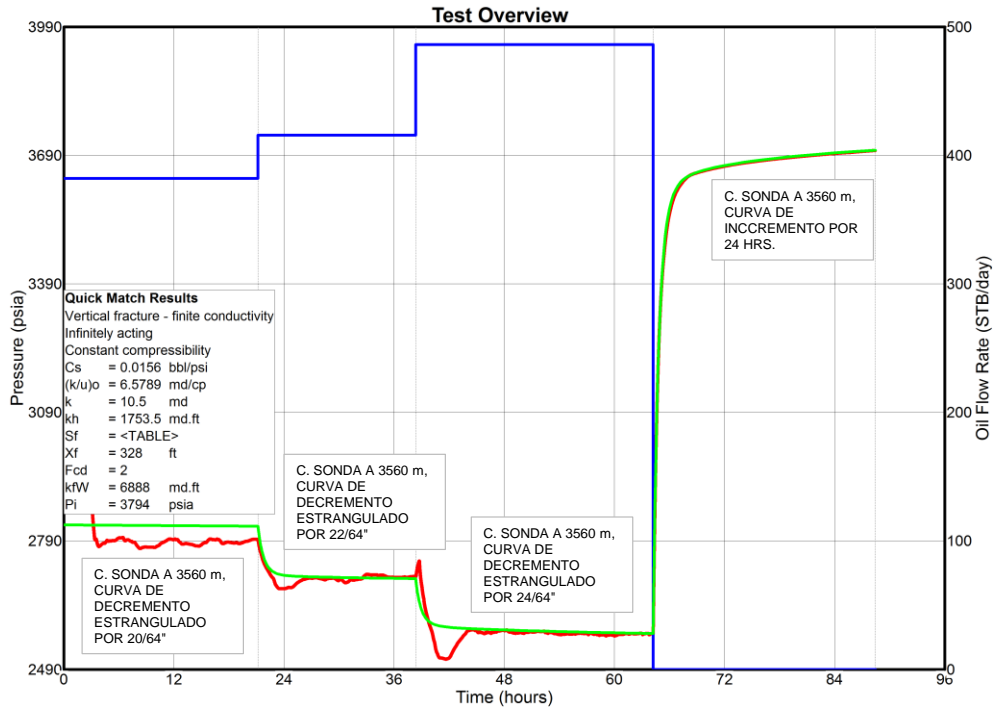


Fig. 4.2a Datos técnicos de prueba de presión post-fractura pozo RS 173

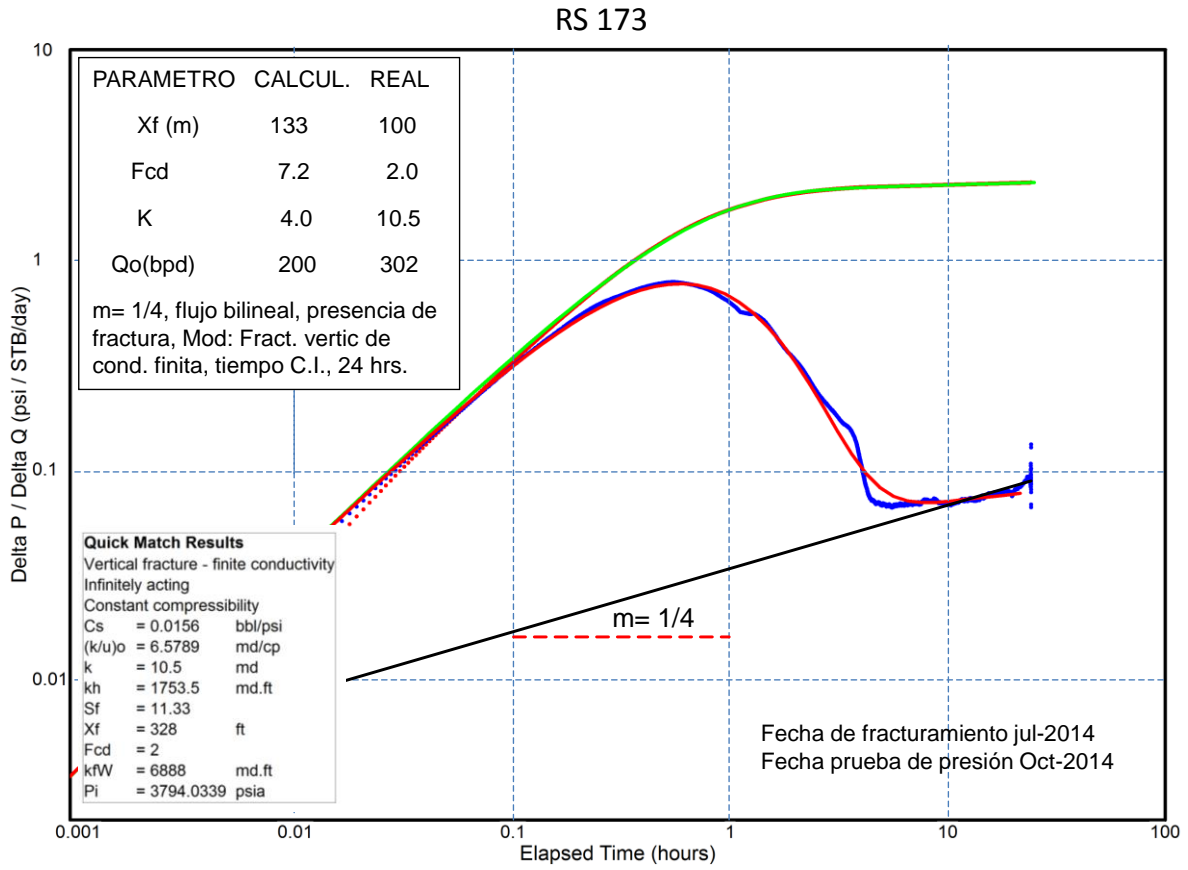


Fig. 4.2b Datos técnicos de prueba de presión post-fractura pozo RS 173

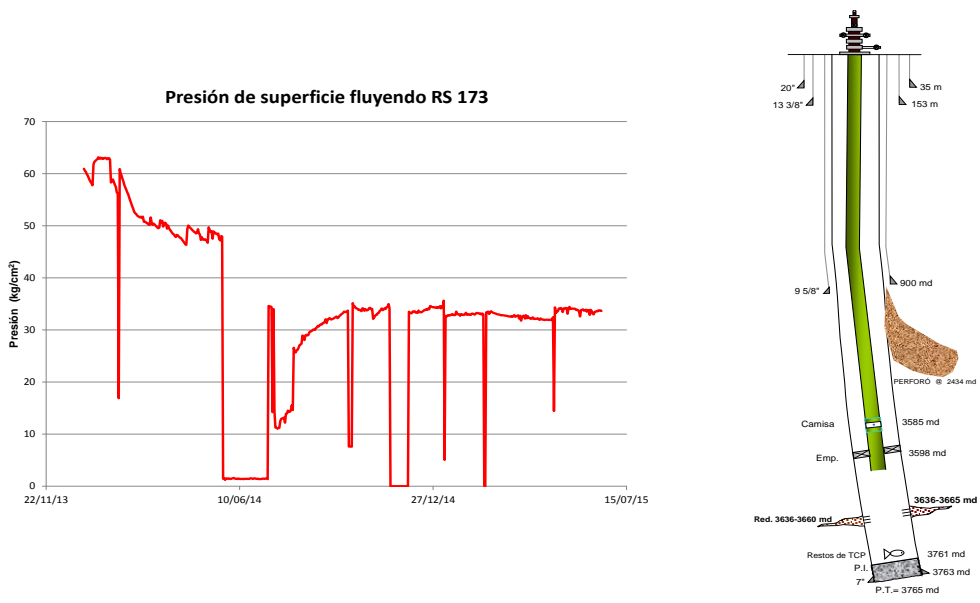


Fig. 4.2c Presión de superficie y estado mecánico pozo RS 173

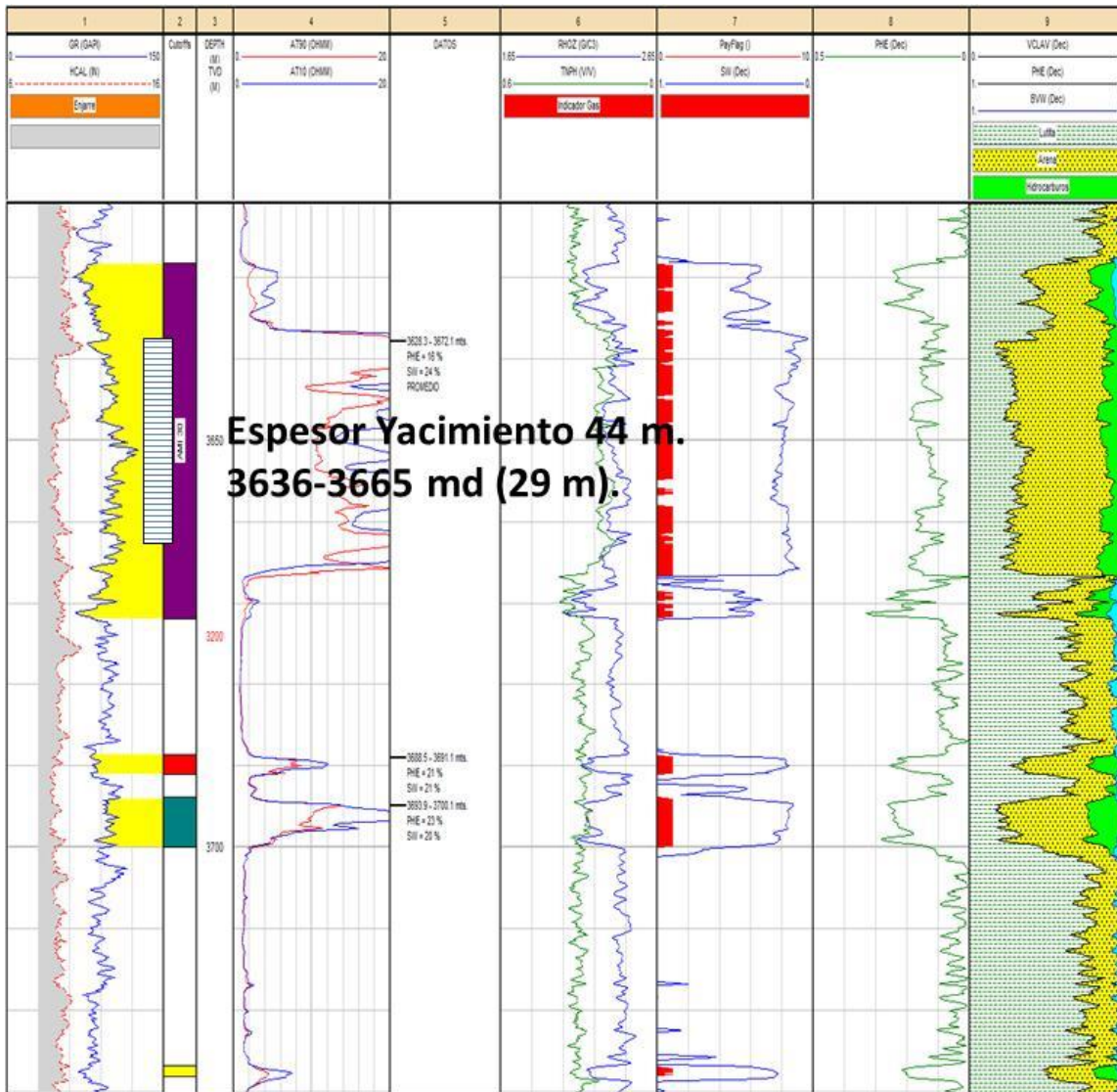


Fig. 4.3 Intervalo productor del pozo RS 173

En enero del 2013 el pozo RS 151 incrementó de 200 a 1,100 bpd después de la fractura y hasta la fecha, (febrero del 2016) ha sostenido su producción en 800 bpd. Alcanzó un ancho de fractura de 0.60 pg., una altura de 59 m y una longitud de fractura 44 m entre las dos alas. En sus indicadores económicos se calculó un periodo de recuperación de la inversión de 1 mes un VPN/VPI de 52 \$/\$. Tabla 4.2 y figuras y tablas 4.4. a 4.5

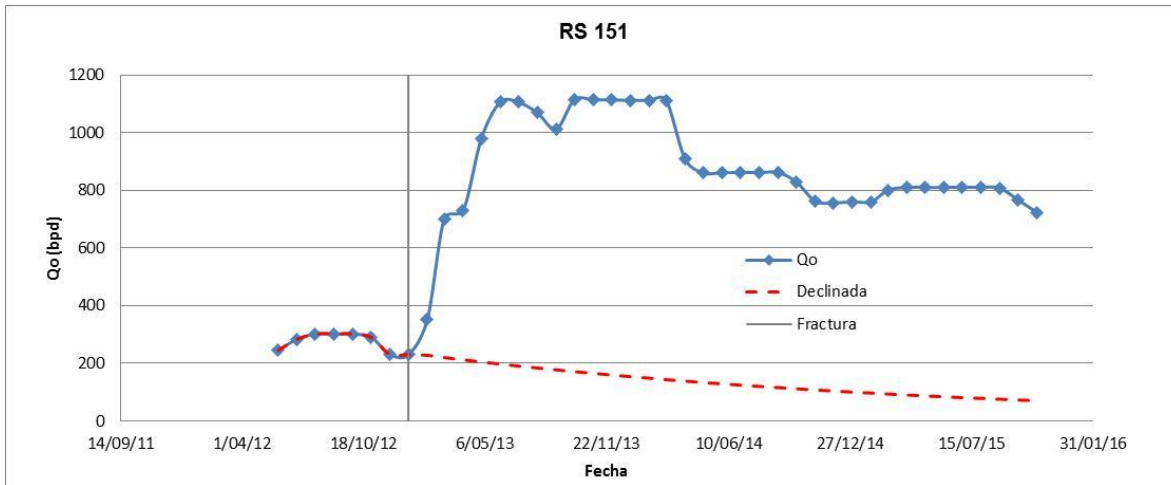


Fig. 4.4 Gasto declinado de aceite vs gasto post-fractura pozo RS 151

Volumétrico e Indicadores Económicos post-Fractura

Fecha de Operación	Intervalo (md)	Terminación	Gasto base bpd	Gasto calc. frac (bpd)	Gasto tot real bpd
13/01/2013	3210-3230	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 3 1/2" P110 9.2 lb/ft	200	400	950

*Octubre-2015: 38 USD/bl, \$17.5 MX/USD,

Ganancia bpd	Np Fract (mbls) 34 meses	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI (\$/\$)	Period. Rec. (Meses)
750	778	517.8	9.9	52.3	1

Datos técnicos de diseño de fracturamiento

k (mD) / Φ (%)	P yacimiento (kg/cm ²)	P ruptura (kg/cm ²)	P inyección (kg/cm ²)	Tipo de Arena	Grad frac (psi/ft)
5.5 / 19	274	387	503	Carbolite 16/30	0.68

Vol Bomb. total (bl)	Gasto (bpm)	FCD	Xf (m)	Hf (m)	Wf (pg)
1635.4	23	33.5	44	59	0.6

Tabla 4.16 Volumetría, datos técnicos e indicadores económicos pozo RS 151

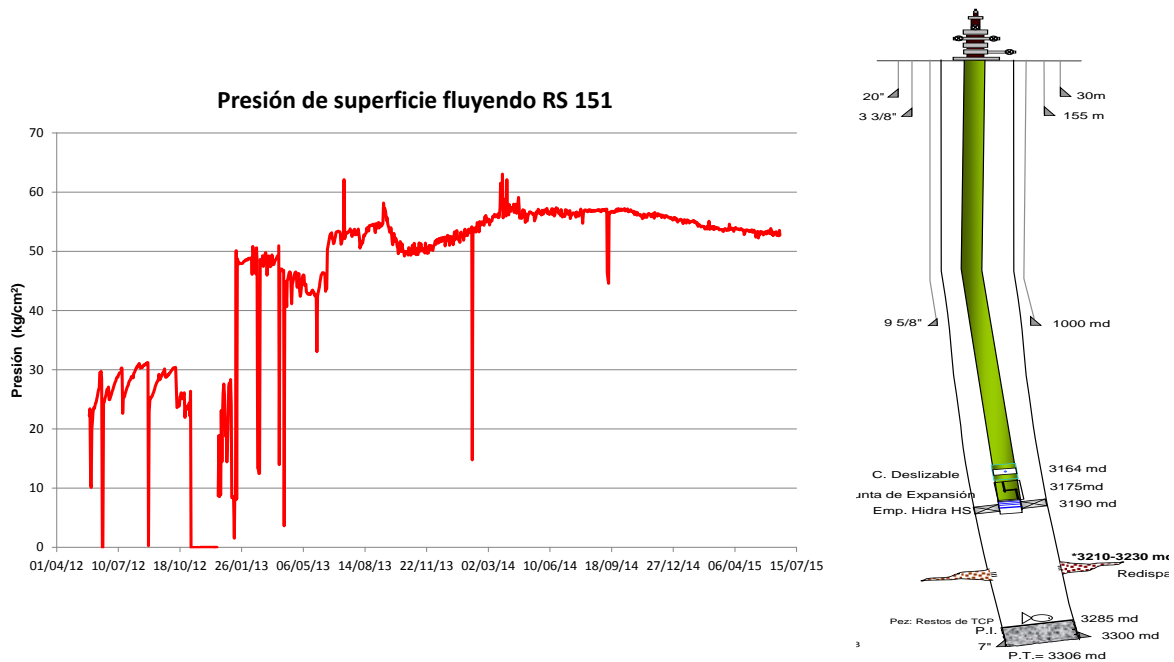


Fig. 4.5 Presión de superficie y estado mecánico pozo RS 151

El pozo RS 124 fue fracturado hidráulicamente en octubre del 2013 en el intervalo 2584-2610 md, el pozo RS 151 incrementó de 100 a 1,400 bpd después de la fractura, se sostuvo con 1,200 bpd durante 8 meses y comenzó a declinar a partir de julio de 2014 hasta llegar a 400 bpd los cuales ha sostenido desde diciembre del 2014, hasta la fecha, (febrero del 2016). Alcanzó un ancho de fractura de 0.260 pg., una altura de 46 m y una longitud de fractura 119 m entre las dos alas. En sus indicadores económicos se calculó un periodo de recuperación de la inversión de 1 mes un VPN/VPI de 42 \$/\$. Tabla 4.3 y figuras 4.6 a 4.7.

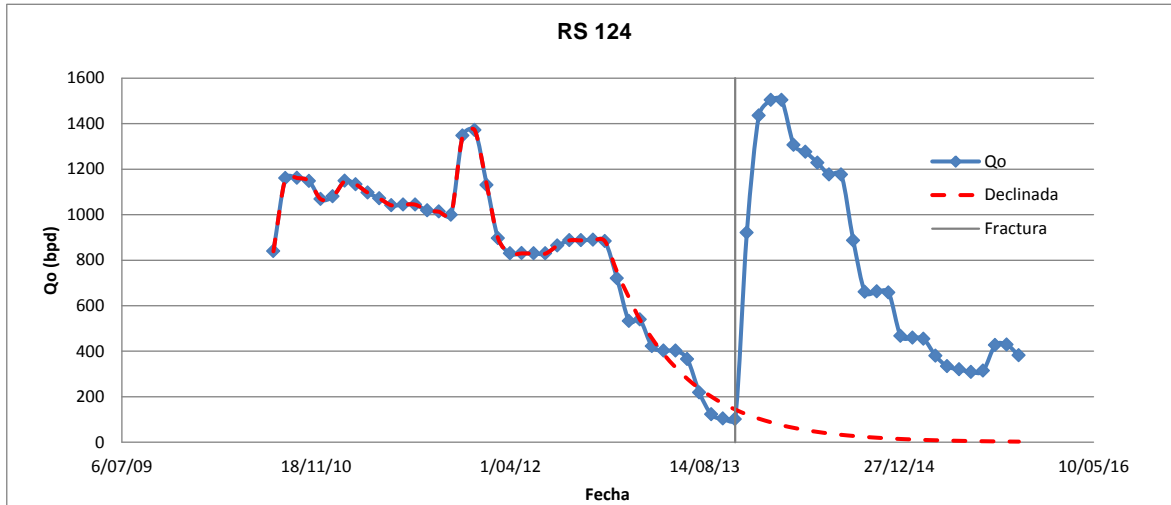


Fig. 4.6 Gasto declinado de aceite vs gasto post-fractura pozo RS 124

Volumétrico e Indicadores Económicos post-Fractura

Fecha de Operación	Intervalo (md)	Terminación	Gasto base bpd	Gasto calc. frac (bpd)	Gasto tot real bpd
30/10/2013	2584-2610	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 2 7/8" N-80 6.5 lb/ft	100	600	1200

*Octubre-2015: 38 USD/bl, \$17.5 MX/USD,

Ganancia bpd	Np Fract (mbis) 24 meses	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI (\$/\$)	Period. Rec. (Meses)
1100	805	536.1	8.4	63.6	1

Datos técnicos de diseño de fracturamiento

k (mD) / Φ (%)	P yacimiento (kg/cm ²)	P ruptura (kg/cm ²)	P inyección (kg/cm ²)	Tipo de Arena	Grad frac (psi/ft)
20 / 22	279	382	401	Carbolite 16/30	0.52
Vol Bomb. total (bl)	Gasto (bpm)	FCD	Xf (m)	Hf (m)	Wf (pg)
2377	25	1.8	119	46	0.26

Tabla 4.17 Volumetría, datos técnicos e indicadores económicos pozo RS 124

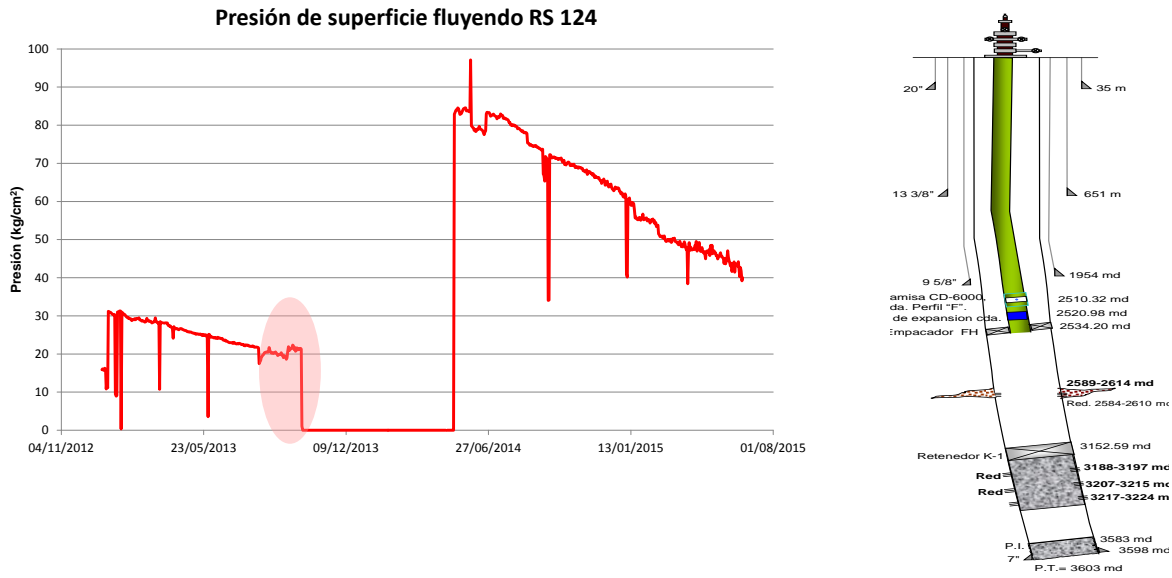


Fig. 4.7 Presión de superficie y estado mecánico pozo RS 124

En julio del 2014 el pozo RS 167 incrementó de 800 a 1,400 bpd después de la fractura. Alcanzó un ancho de 0.50 pg., una altura de 76 m y una longitud de fractura 160 m entre las dos alas. En sus indicadores económicos se calculó un periodo de recuperación de la inversión de 1 mes un VPN/VPI de 39 \$/\$. Tabla 4.4 y figuras 4.8 a 4.9.

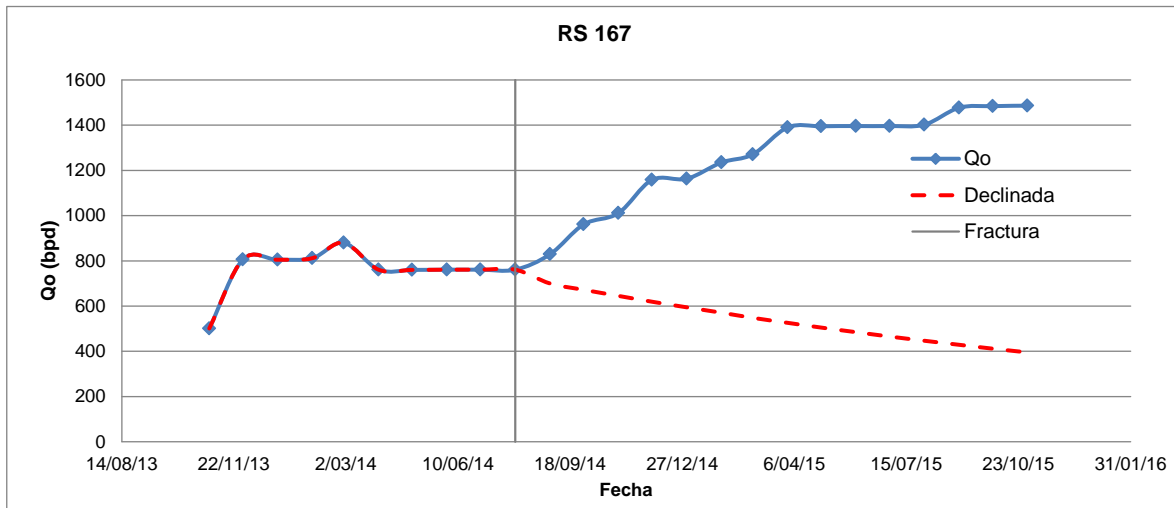


Fig. 4.8 Gasto declinado de aceite vs gasto post-fractura pozo RS 167

Volumétrico e Indicadores Económicos post-Fractura

Fecha de Operación	Intervalo (md)	Terminación	Gasto base bpd	Gasto calc. frac (bpd)	Gasto tot real bpd
31/07/2014	3282-3310	TR 7" N-80 29 lb/ft TP 2 7/8" N - 80 6.5 lb/ft	800	1200	1435

*Octubre-2015: 38 USD/bl, \$17.5 MX/USD,

Ganancia bpd	Np Fract (mbls) 15 meses	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI (\$/\$)	Period. Rec. (Meses)
635	291	193.4	5.7	33.9	1

Datos técnicos de diseño de fracturamiento

k (mD) / Φ (%)	P yacimiento (kg/cm ²)	P ruptura (kg/cm ²)	P inyección (kg/cm ²)	Tipo de Arena	Grad frac (psi/ft)
3 / 21	330	633	527	Sinterlite 16/30	0.63

Vol Bomb. total (bl)	Gasto (bpm)	FCD	Xf (m)	Hf (m)	Wf (pg)
1210	20	1.6	160	76	0.5

Tabla 4.4.18 Volumetría, datos técnicos e indicadores económicos pozo RS 167

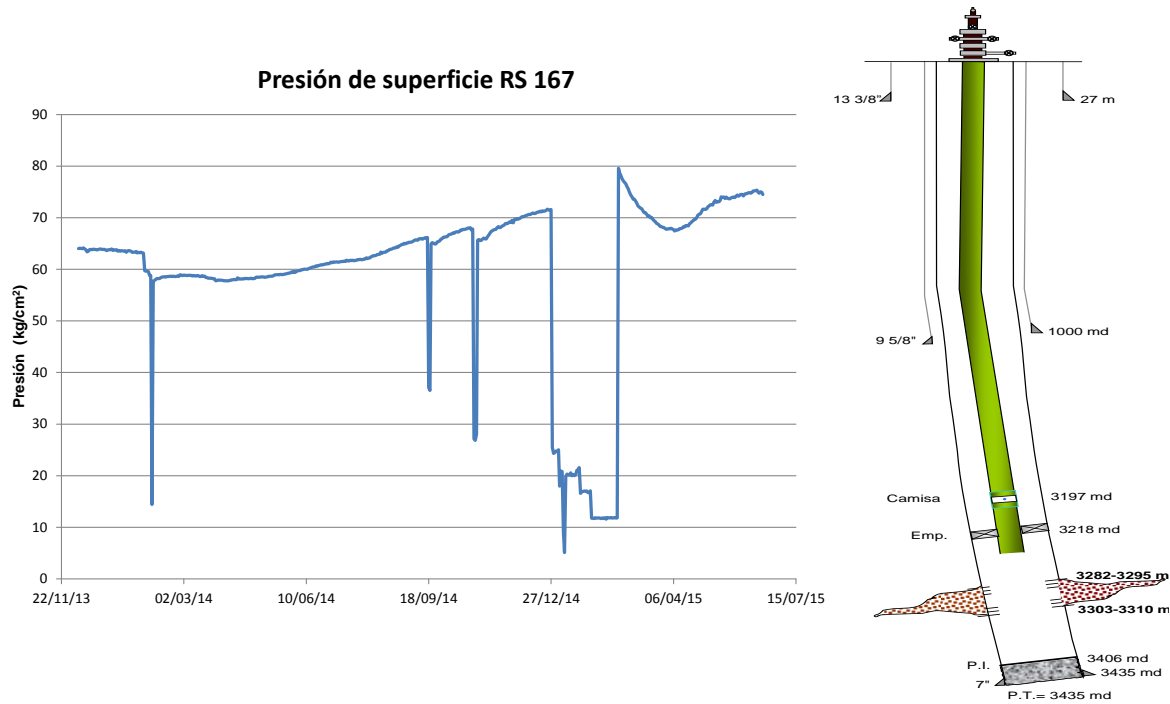


Fig. 4.9 Presión de superficie fluyendo y estado mecánico pozo RS 167

Otros casos de aplicación en el mundo se mencionan a continuación.

El interés por la técnica de fracturamiento y empaque resurgió a principios de la década de 1980, cuando los operadores comenzaron a fracturar formaciones de alta permeabilidad utilizando técnicas TSO, (Tip screen out).²³ Las fracturas apuntaladas más anchas obtenidas, produjeron aumentos de producción sostenida en la Bahía de Prudhoe y en los campos Kuparuk, ubicados en el Talud Norte de Alaska, EUA, y en formaciones calcáreas del Mar del Norte. Estos resultados atrajeron la atención de productores de otras áreas y motivaron la evaluación de los fracturamientos TSO como técnica de control de la producción de arena.²³

La transferencia de tecnología y el éxito de la técnica de fracturamiento y empaque en otras áreas, tales como Indonesia, Mar del Norte, Medio Oriente, África Occidental y Brasil, están contribuyendo a expandir aún más la aplicación de esta técnica en todo el mundo.

Los operadores planificaron fracturar y empaquetar pozos en el Golfo de México, ubicados en áreas donde la profundidad del agua alcanza 1220 m [4000 pies], y en el Mar del Norte y costa afuera de Brasil, intentan desplazar el límite de esta técnica hasta una profundidad del lecho marino de 1830 m [6000 pies]. La estimulación por fracturamiento hidráulico y la técnica de fracturamiento y empaque en yacimientos de alta permeabilidad ahora representan el 20% del mercado de fracturamiento hidráulico.

A fines de la década de 1990, Saudi Aramco escogió la técnica de fracturamiento y empaque para controlar la producción de arena en pozos de petróleo ubicados a 200 km [124 millas] al sureste de Riyadh, Arabia Saudita.²³ Este campo nuevo en la Provincia Central abarcó dos yacimientos pérmicos heterogéneos que incluían areniscas de alta permeabilidad, ubicadas entre 2650 y 2740 m [8700 a 9000 pies] de profundidad, el espesor del yacimiento varía de 6 a 20 m [20 a 65 pies]. Las pruebas de pozos mostraron permeabilidades de 0.5 a 2 mD.

El yacimiento de aceite, Swalwell, está localizado a 62 km al noreste de Calgary, Edmonton Canadá. Este yacimiento tiene un área de 40 km² y su volumen original se mantenía aproximadamente en 87.5 millones de barriles y 85 BPC. El espesor del yacimiento es de 32.8 a 49.2 pies, y se consideraba como un yacimiento heterogéneo, caracterizado por secciones horizontales. La porosidad que se tiene en la matriz es de aproximadamente 7%, sin embargo, hay vetas con una porosidad de entre 8 y 12%. La permeabilidad tiene valores que entran en un rango de 0.1 a 0.3 mD, pero dentro de las zonas de alta porosidad, la permeabilidad puede exceder los 100 mD.²³

4.2 Diseño de fracturamiento hidráulico

Existen dos razones por las cuales se realiza un tratamiento de fractura en un pozo: para incrementar su producción o su inyectividad. Si el tratamiento se realiza en un pozo productor, asumiendo que contenga hidrocarburos para producir y que la presión sea suficiente en el yacimiento, el tratamiento de fractura,

por lo general, incrementa la producción, lo que da como resultado un retorno más rápido de la inversión, ya que las reservas son recuperadas en período de tiempo más corto.

Para la realización de un trabajo de fracturamiento, debe contarse con una cantidad de información previa y con una serie de herramientas como:

- Registros eléctricos.
- Análisis pre y postfractura de pozos vecinos.
- Estudios de laboratorio sobre propiedades de la formación
- Características del fluido de fractura y del apuntalante.
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para -
estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento.
- Modelos para el diseño de fracturas hidráulicas.
- Análisis de pruebas micro y minifrac.
- Análisis postfractura de pozos vecinos.

El diseño de un fracturamiento es exclusivo para un determinado pozo y no debe ser aplicado a otro, pues el éxito logrado en uno, no se repite en el otro. Se requiere de un conocimiento detallado de la geología del yacimiento específico, su mecanismo de producción y características de los fluidos de yacimiento.

El análisis petrográfico de la roca de yacimiento es un factor clave de éxito, por lo que se debe analizar los valores de porosidad y permeabilidad para determinar la conductividad y longitud de fractura. Así mismo, la resistencia de la roca gobierna el espesor de fractura y el tipo y procedimiento de colocación del agente sustentante.

Los pozos a los que se les vaya a hacer un trabajo de fracturamiento deben contar con ciertas características en su terminación y sistema de conexiones, que deben ser previstas con anticipación y tomadas en cuenta para que permita la ejecución del trabajo con seguridad y el retorno del pozo a producción después del tratamiento.

Si se va a hacer un trabajo de fracturamiento a un pozo ya existente o un pozo viejo, el diseño deberá limitarse a las condiciones de su terminación.²²

El procedimiento de optimización requiere métodos para determinar la geometría del agujero y producción de la fractura apuntalada, que pueden estar en forma de monograma, soluciones analíticas, modelos para la geometría de la fractura en 2 ó 3 dimensiones, cálculos del índice de productividad (IP), tipos de curvas, modelos analíticos o numéricos para simulación de la producción. La precisión de la optimización depende de lo sofisticado del modelo y la exactitud de los parámetros incluidos. Obviamente, el software de diseño maneja estos parámetros. Un procedimiento básico para la optimización económica es como sigue:

- a) Selección del sistema de fluidos aplicable a la formación.
- b) Selección del apuntalante basándose en su resistencia y conductividad.
- c) Determinación del volumen a bombear y la programación de inyección de material sustentante. El gasto de inyección y el volumen de apuntalante se utilizan para la programación del transporte, en la cual se modela el efecto de la adición de sustentante en su penetración y concentración a lo largo de la fractura.
- d) Determinación del máximo gasto de bombeo permitido, basándose en el limitante de presión de los cabezales y tuberías. El gasto de inyección óptima es un balance entre la reducción de la pérdida de fluido y el incremento del caballaje hidráulico cuando el gasto se incrementa.

Deberá ser considerada la degradación de algunos fluidos fracturantes en el diseño.

- e) Selección de un modelo apropiado de la propagación de la fractura y conductividad (ejemplo 3D y P3D) para las características de la formación y comportamiento de la presión sobre la base del esfuerzo, prueba de laboratorio, tratamientos de calibración y análisis de registros. Los software actuales (por ejemplo: simulador Mfrac) permiten relacionar la productividad antes y después de la fractura, y pueden utilizarse para comparar el comportamiento de varias longitudes y conductividad de fractura.
- f) Determinación de la entrada de datos requeridos para el modelo geométrico seleccionado.
- g) Determinación de la penetración y conductividad de la fractura para una selección del volumen del tratamiento y concentración del apuntalante por medio de un simulador. Los simuladores permiten realizar combinaciones de las variables a ser consideradas, y comparar el efecto de cada variable para obtener un diseño óptimo ante una determinada situación. El análisis de una prueba minifrac, realizada justo antes del trabajo de fractura, puede ayudar a determinar los valores de pérdida de filtrado para los fluidos reales a utilizar.
- h) Determinación del gasto de producción y recuperación acumulada en un determinado período seleccionado para una penetración de apuntalante y su correspondiente conductividad.
- i) Cálculo del valor presente de los ingresos netos de la producción basada en un gasto discontinuo (por ejemplo: la suma del valor presente para cada año del período seleccionado).
- j) Cálculo del costo total del tratamiento, incluyendo los costos asociados con los fluidos, apuntalante y caballaje hidráulico.
- k) Cálculo del VPN para la fractura, pero sustrayendo el costo del tratamiento del ingreso neto descontado del pozo (paso 9 menos paso 8).
- l) Resumen de análisis e indicadores económicos.
- m) .²²

4.3 Simulación de casos

Para la simulación de casos se hizo un programa de cómputo en matlab con el cual utilizando las ecuaciones de la 3.9 a 3.16 del capítulo 3, se puede simular el largo y la amplitud de fractura que se puede obtener con los parámetros técnicos conocidos de cada pozo tales como viscosidad del aceite, espesor de formación, relación de Poisson, valor del módulo de Young, volumen de pérdida de lechada estimado, gasto y tiempo de bombeo, dimensiones del yacimiento en x,y,z, radio del pozo, entre los principales.

Para obtener el perfil de los gastos de inyección de bombeo se utiliza la fórmula de q_2 la cual se obtiene en función del cambio de permeabilidad para cada paso de tiempo, es decir, la permeabilidad va cambiando conforme va cambiando la longitud de fractura calculada para cada tiempo hasta L_{fmax} como se muestra en la figura 4.10a.

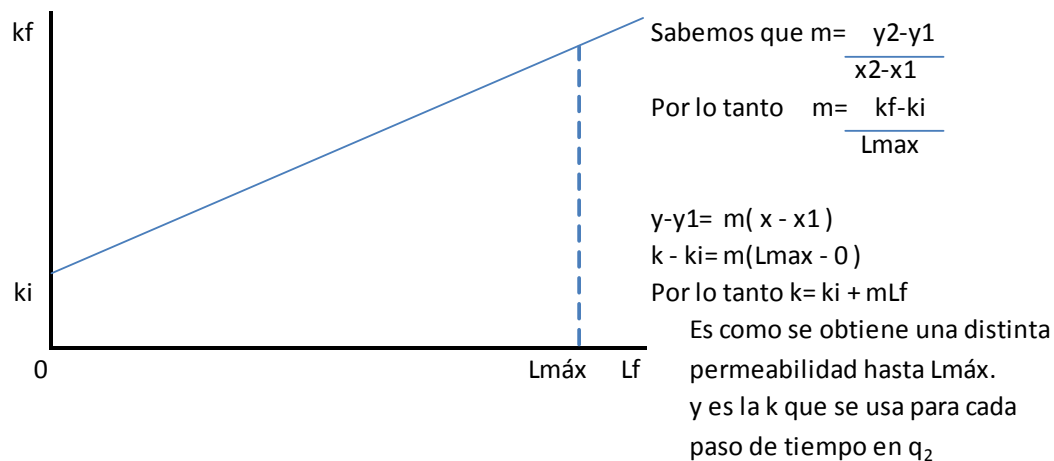


Fig. 4.10a Obtención de permeabilidad k en función de cada longitud de fractura y tiempo

$$q_2 = \frac{q_1}{\left(\frac{k_1}{k_2} \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}\right)}$$

Si $\Delta P_2 > \Delta P_1$ entonces $\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} < 1$

Por lo tanto para el pronóstico de gasto de aceite se ensaya con casos donde el cociente de la relación

$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}$ es mayor a cero y hasta 1

Para obtener el modelado físico del gasto de aceite se agregó al programa una combinación de ecuaciones entre la Ley de Conservación de masa, Ley de Darcy y Ecuación de Difusividad, lo cual se muestra como sigue:

Conservación de masa:
$$\partial_t (\phi \rho) + \nabla \cdot (\phi \rho \vec{v}) = q.$$

Ley de Darcy:
$$\phi v_{x_i} = u_{x_i} = -\frac{k_{x_i}}{\mu} \nabla p.$$

Entonces:

$$\partial_t (\phi \rho) = \nabla \cdot \left(\frac{\rho}{\mu} k_{x_i} \nabla p \right) + q.$$

Si el flujo es ligeramente compresible:

$$\rho = \rho^0 e^{c_f(p-p^0)} \approx \rho^0 [1 + c_f(p-p^0)],$$

$$\phi = \phi^0 e^{c_R(p-p^0)} \approx \phi^0 [1 + c_R(p-p^0)].$$

Definimos:

$$c_t = \frac{\rho^0}{\rho} c_f + \frac{\phi^0}{\phi} c_R, \quad \eta_{x_i} = \frac{k_{x_i}}{\phi \mu c_t}.$$

Entonces:

$$\partial_t p = \sum_{i=1}^3 \eta_{x_i} \partial_{x_i}^2 p + \frac{q}{\phi \rho c_t}. \quad \text{Ec. 1}$$

Considerando la difusividad en el conjunto de ecuaciones se obtiene la ec. 1 la cual se puede resolver por series de Fourier.

A continuación se muestra la simulación de 66 casos de diseño de fracturamiento hidráulico y evaluación económica en 1 pozo con arenas de permeabilidad de 10 md y otros 66 casos para un pozo de 28 mD en donde el procedimiento que se realizó para cada uno de ellos fue el siguiente:

1.-Con los datos de permeabilidad, espesor de yacimiento, Relación de Poisson, Módulo de Young, porosidad, presión estática y fluyente de yacimiento, radio de pozo, viscosidad de fluido, coeficiente de pérdida de fluido, volumen y gasto de inyección, se corrieron 66 casos de sensibilidad donde se obtuvo el largo, amplitud de fractura, gasto y tiempo de bombeo, gradiente de fractura, conductividad y permeabilidad de fractura, gasto inicial y perfil de producción de aceite en 24 meses, para cada caso simulado.

2.-Se hizo análisis de sensibilidad del impacto en la longitud L_f , y amplitud de fractura W_f , a parámetros como: a) Pérdida de filtrado, b) Volúmen de inyección, c) Gasto de bombeo y d) Coeficiente de pérdida de fluido y e) Presión de cierre; dando valores distintos a cada a cada parámetro de tal modo que se obtuvieron 22 casos para cada tipo de malla, es decir, 66 casos pues se utilizaron 3 tipos de malla diferentes.

3.-Se obtuvo el perfil de gastos de producción de cada uno de éstos 66 casos, perfil de acumulada de aceite, su flujo de efectivo, su valor presente neto, su valor presente de la inversión considerando las variaciones de costo por cambio en volumen de inyección, coeficiente de pérdida y viscosidad de fluido, se obtuvo también la relación VPN/VPI para cada uno.

4.-Para mostrar la manera en que impacta al gasto y pronóstico de producción el utilizar distintos tipos de malla y apuntalante, se crearon unas funciones las cuales correlacionan la presión de cierre (psi), vs tipo de malla vs conductividad de fractura (md-ft). Figura 10.b.

Los datos fueron tomados de las especificaciones y estudios técnicos del paper publicado por la compañía especialista en fluidos y mallas para fracturamiento hidráulico, Norton-Alcoa Proppants, de Arkansas, Estados Unidos.

5.-Las consideraciones de apoyo tanto para los 66 casos del pozo de 10 mD de permeabilidad, como para los 66 casos del pozo de 28 mD de permeabilidad, fueron las siguientes:

- Horizonte del cálculo= 24 meses
- 44 dólares americanos por barril
- Tipo de cambio 18.5 \$mx/usd
- Costo de extracción: 6 usd/bl
- Costo de fracturamiento hidráulico promedio: 10 mmdp (526,316 usd).

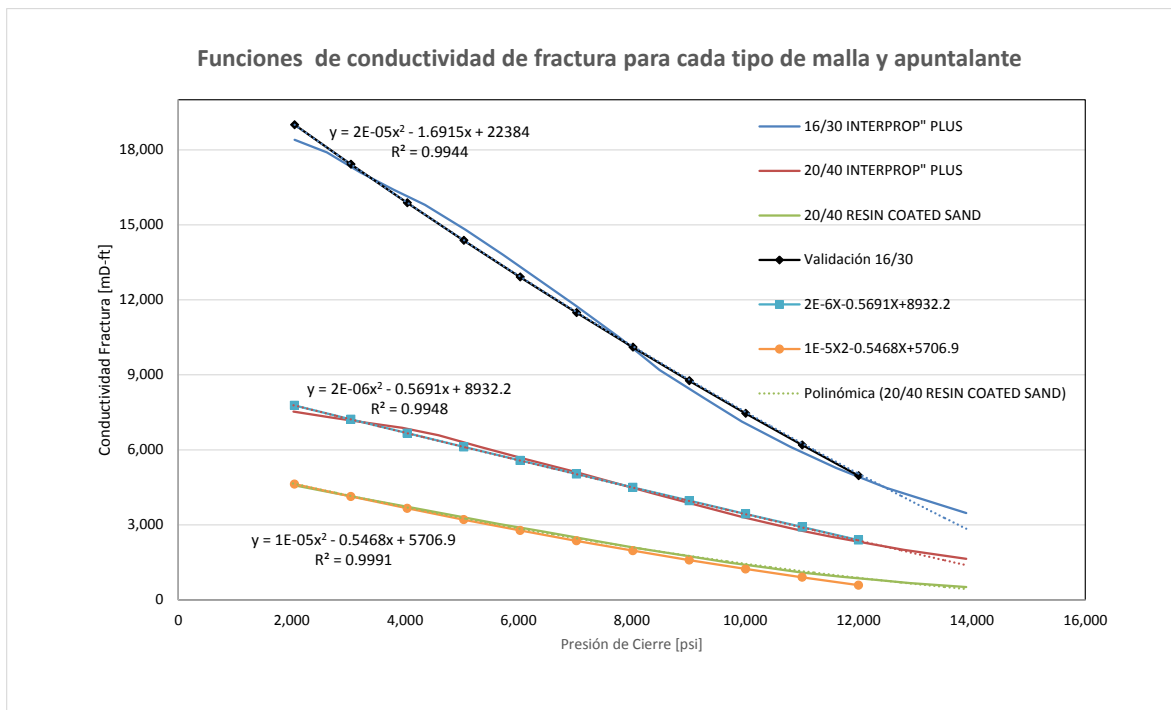
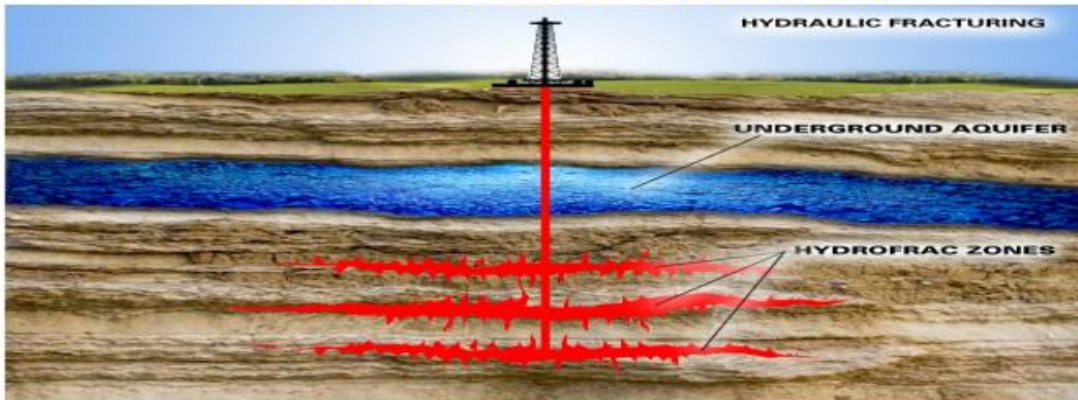


Fig. 4.10b Obtención de permeabilidad k en función de cada longitud de fractura y tiempo

En la figura 4.11a y 4.11b se muestra la carátula y entrada de datos del programa de simulación de fracturas para el cálculo de L_f , W_f , gasto y tiempo de bombeo.

Profesor: Sergio Berumen Campos
" Modelo de Fractura eliptica GDK "



Alumno: Socrates

Continuar

Fig. 4.11a Carátula del programa de simulación para casos de fractura

Captura de pantalla de la interfaz de usuario del programa 'Modelo GDK'. La ventana muestra un formulario de entrada de datos dividido en dos secciones: 'Datos de la fractura' y 'Datos de flujo'. Los campos de entrada están prellenados con los siguientes valores:

Datos de la fractura		Datos de flujo	
Qbom= gasto de bombeo. (bls/min)	35	Q inicial (bpd)	200
M= viscosidad (Cp)	150	Permeabilidad inicial (md)	4
C= longitud de perforación (ft/sqrt.(min))	2.2e-3	Permeabilidad final (md)	10
H= altura de la fractura (ft)	70	DP1/DP2	0.9
Nu= relación de Poisson	0.30	Q final (bpd)	
YMod= modulo de Young (psi)	2e6		
Vspt= Volumen de perdida de lechada (ft)	0		
Vfluid= volumen de fluido de inyección (gal)	50000		
Tiempo de bombeo			
Lf(ft)			
Ww(pulg)			

En la parte inferior derecha del formulario hay un botón 'Regresar'.

Fig. 4.11b Carátula de entrada de datos para cálculo de L_f , W_f , gasto y tiempo de bombeo

Pozo RS 705, k=10 mD.

En las tablas 4.5.1a hasta 4.5.1e, se muestran en 5 subgrupos los primeros 22 casos simulados para el pozo Región Sur 705 empleando la malla Interprop-Plus 16/30 que para cada presión de cierre y variación de los parámetros (en rojo), se obtiene su respectiva conductividad y permeabilidad de fractura, así como su correspondiente gasto inicial de aceite y pronóstico de producción. Los datos y resultados en la simulación del cálculo del ancho y largo de fractura fueron utilizando el modelo GDK.

		A MAYOR VPF, MENOR Wf y MUCHO MENOR Lf, SE RECOM VPF DE 0.1				Profund. Metros / ft	
MACROESCENARIO CON k, md=		10	16/30 INTERPROP PLUS			3308	10853.0187
1.-	IMPACTO DEL VOL. DE PÉRDIDA DE FILTRADO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA						
Pozo RS 705		Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4	
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10	
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7	
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2	
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222	
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490	
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292	
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921	
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9	
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0	0.1	0.3	0.5	
	Qo inicial (bpd)	580	798	818	650	507	
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100	
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200	
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30	
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67	
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240	
	Wf (pg)	0.280	0.2299	0.1088	0.0667	0.0526	
	Wf (pies)	0.023	0.019	0.009	0.006	0.004	
	Lf (m)	67	131.72	29.512	11.093	6.9072	
	Lf(pies)	220	432	97	36	23	
	Kf (md)	245,000	583,866	1,233,738	2,012,454	2,551,915	
	F _{CD}	0.394	0.395	1.761	5.160	6.827	

Tabla 4.5.19a Impacto de la variación del volumen de pérdida de filtrado en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

A MAYOR VINY., Wf AUMENTA MUY POCO Y MAYOR Lf						
MACROESCENARIO CON k, md=		10	16/30 INTERPROP PLUS			
2.-	IMPACTO DEL VOL. TOT. INYECT. EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	804	632	802	
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	900	1300	1500	1800
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	37800	54600	63000	75600
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	30.00	43.33	50.00	60.00
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.099	0.118	0.125	0.136
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.010	0.010	0.011
	Lf (m)	67	24.424	34.479	39.056	46.317
	Lf(pies)	220	80	113	128	152
	Kf (md)	245,000	1,355,866	1,141,418	1,072,130	984,818
	F _{CD}	0.394	2.086	5.089	1.288	1.096

Tabla 4.5.20b Impacto de la variación de volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

A MAYOR VISC. FLUID., AUMENTA MUY POCO Wf Y Lf ES CASI CONSTANTE, NO SE RECOMIENDA MAYOR VISC.						
MACROESCENARIO CON k, md=		10	16/30 INTERPROP PLUS			
3.-	IMPACTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	5	15	25	50
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	1297	548	349	223
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.094	0.123	0.140	0.1658
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.010	0.012	0.014
	Lf (m)	67	29.332	29.397	29.268	29.068
	Lf(pies)	220	96.2	96.4	96.0	95.4
	Kf (md)	245,000	1,434,089	1,087,769	959,476	809,594
	F _{CD}	0.394	1.838	1.725	1.521	1.835

Tabla 4.5.21c Impacto de la variación de la viscosidad de fluido en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

A MAYOR QBEO, AUMENTA EL TBEO, Wf Y Lf NO AUMENTAN DE MANERA IMPORTANTE						
MACROESCENARIO CON k, md=		10	16/30 INTERPROP PLUS			
4.-	IMPACTO DEL GASTO DE BOMBEO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	817	804	811	824
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	20	35	45	60
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	55.00	31.43	24.44	18.33
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.097	0.113	0.1233	0.1312
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.009	0.010	0.011
	Lf (m)	67	28.726	29.456	30.393	30.356
	Lf(pies)	220	94	97	100	100
	Kf (md)	245,000	1,383,822	1,187,882	1,088,651	1,023,100
	F _{CD}	0.394	1.774	1.695	1.674	1.731

Tabla 4.5.22d Impacto de la variación del gasto de bombeo en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

EL CAMBIO DE PRES. CIERR. IMPACTA FUERTE EN CONDUCTIV., PERMEABIL. Y FCD DE FRACTURA						
MACROESCENARIO CON k, md=		10	16/30 INTERPROP PLUS			
5.-	IMPACTO DE LA PRESIÓN DE CIERRE EN LA Kf y FCD DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	960	920	920	733
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	4200	5200	8200	9200
	Wf (pg)	0.280	0.094	0.094	0.094	0.094
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.008	0.008	0.008
	Lf (m)	67	29.332	29.332	29.332	29.332
	Lf(pies)	220	96.2	96.2	96.2	96.2
	Kf (md)	245,000	2,004,167	1,811,410	1,263,910	1,091,667
	F _{CD}	0.394	2.569	2.322	1.620	1.399

Tabla 4.5.23e Impacto de la presión de cierre en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

En la figura 4.12a se muestra la Lf y Wf alcanzada de uno de los 22 casos, y en la figura 4.12b se muestra la gráfica de la simulación de estos 22 casos, en la cual resalta como mejor el caso de viscosidad de aceite de 5cp, factor de conductividad adimensional de 1.84, gradiente de fractura de 0.92 psi/pie, acumulada de 158 mil barriles y una relación VPN/VPI de 12.83%.

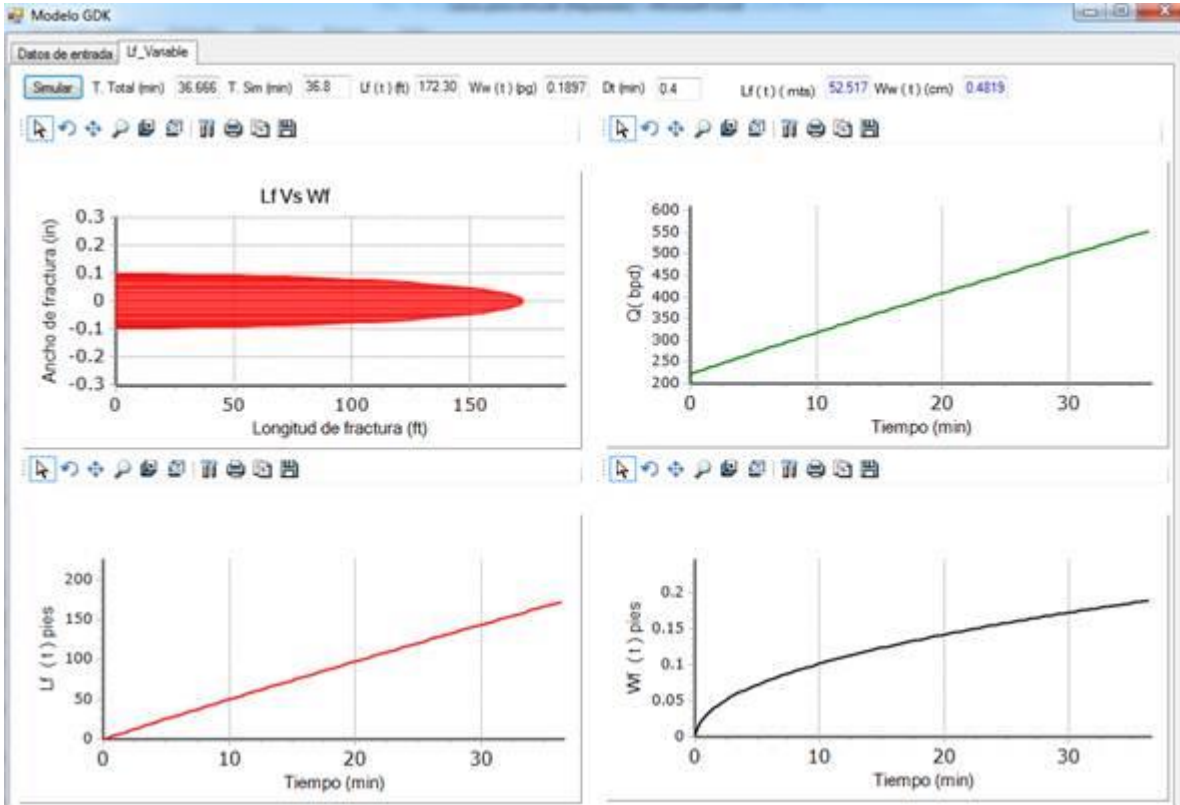


Fig. 4.12a Amplitud Wf y longitud Lf de fractura pozo RS 705, modelo GDK

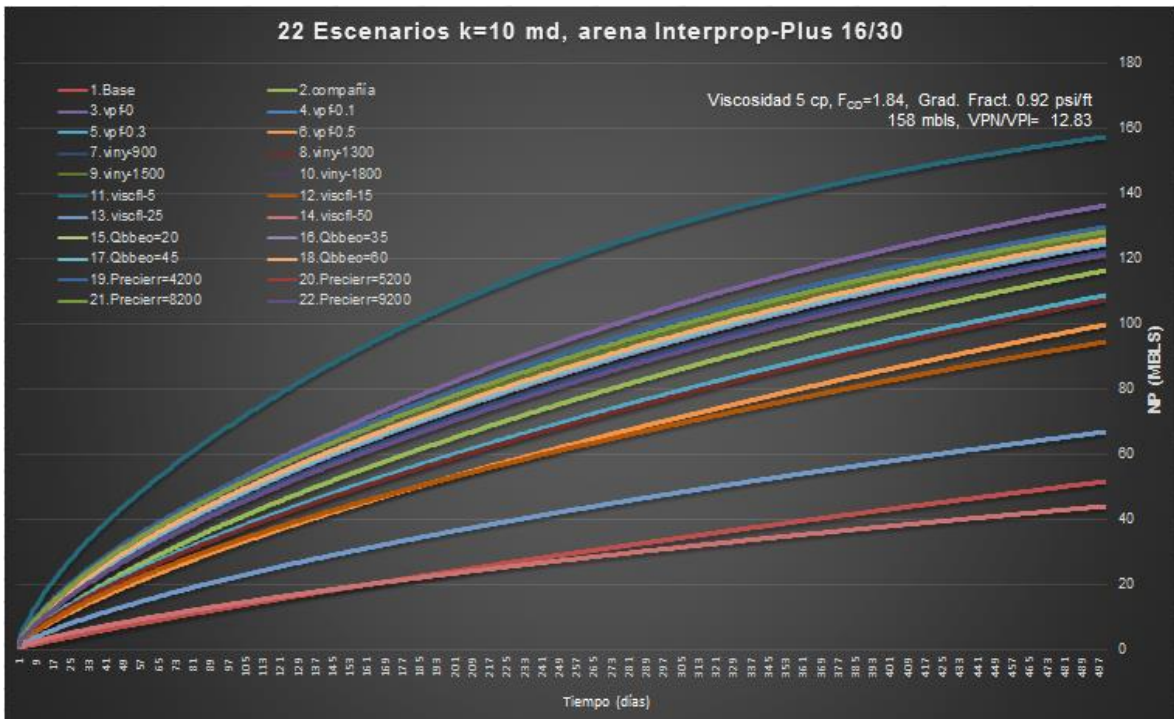


Fig. 4.12b 22 Escenarios simulados para el pozo RS-705, de $k=10$ md, malla y apuntalante Interprop-Plus 16/30

La longitud de fractura L_f va desde 27 hasta 91 m, la amplitud W_f de 0.13 hasta 0.48 pg. El volumen total inyectado es de 1,100 bls a un gasto de 30 bls/min en un tiempo total de bombeo de 36.66 min y un gasto esperado inicial de 420 hasta 670 bpd.

En las figuras 4.13 a y b, se muestra el pronóstico de producción de los 44 casos restantes con $k=10$ md, 22 corresponden a una malla y apuntalante Interprop-Plus 20/40 y los otros 22 a una malla y apuntalante Resin-Coated Sand 20/40.

Resalta como mejor el caso de viscosidad de aceite de 5cp, factor de conductividad adimensional de 1.84, gradiente de fractura de 0.92 psi/pie, acumulada de 150 mil barriles y una relación VPN/VPI de 12.24%. Figura 4.13a.

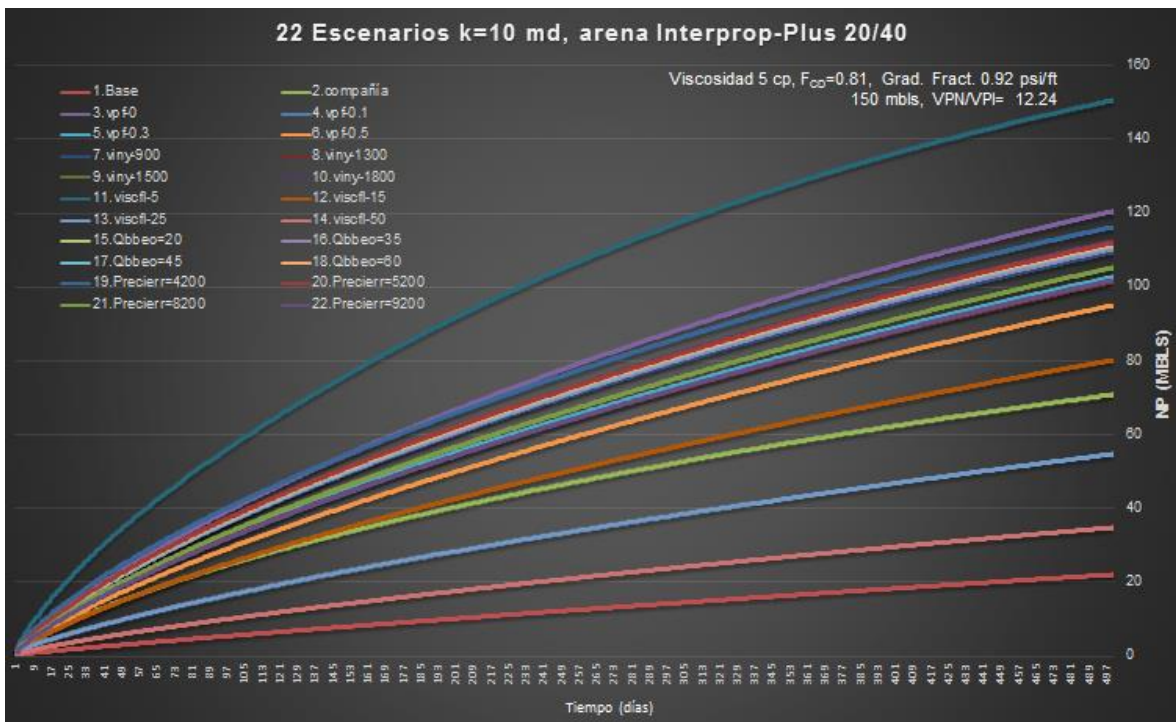


Fig. 4.13a Pronóstico de producción con Interprop-Plus 20/40, pozo RS 705

Resalta como mejor el caso de viscosidad de aceite de 5cp, factor de conductividad adimensional de 1.84, gradiente de fractura de 0.92 psi/pie, acumulada de 140 mil barriles y una relación VPN/VPI de 11.37 %.

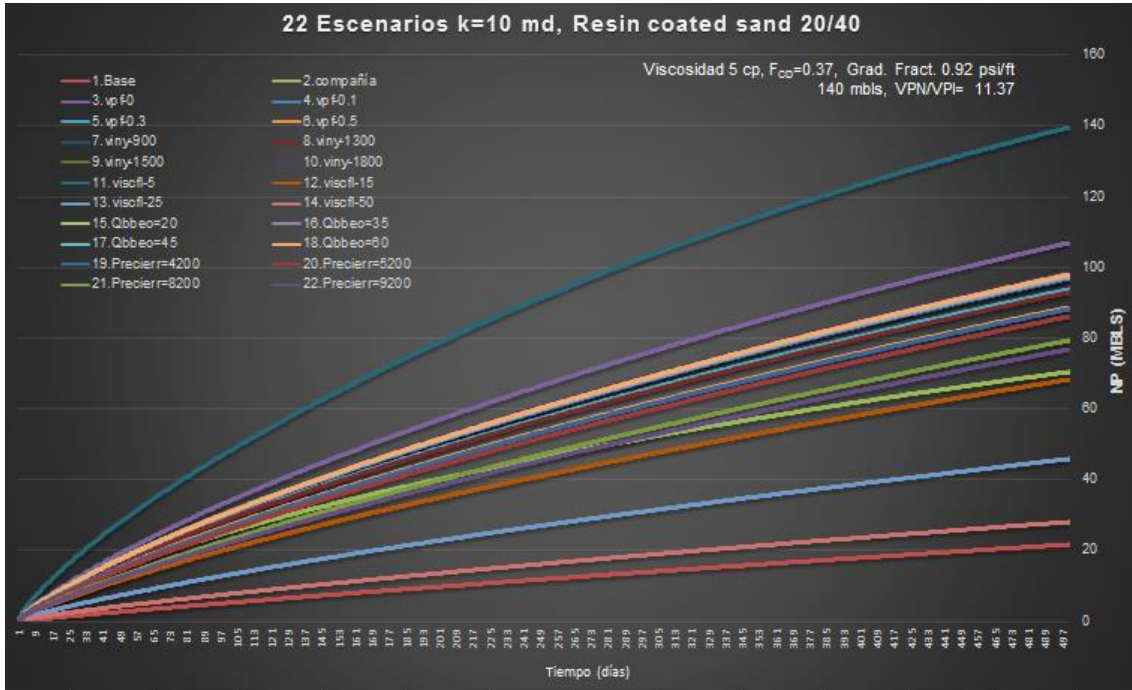


Fig. 4.13b Pronóstico de producción con Resin Coated Sand 20/40 , pozo RS 705

En las figuras 4.14, 4.15 y 4.16 se muestra un caso de la entrada de datos técnicos que se utilizaron para los pronósticos de producción.

Property	Value	Unit
Reservoir Drainage Area	22	acres
Dimensionless Reservoir Aspect Ratio	1	
Dimensionless Well Location - X Direction	0.5	
Dimensionless Well Location - Y Direction	0.5	
Total Pay Zone Height	130	ft
Equivalent Reservoir Permeability	10	mD
Initial Reservoir Pressure	2222	psi
Total Reservoir Compressibility	6.25e-05	1/psi
Equivalent Reservoir Porosity	18	%
Equivalent Reservoir Viscosity	9	cp

Fig. 4.14 Datos de propiedades de yacimiento y tipo de fluido

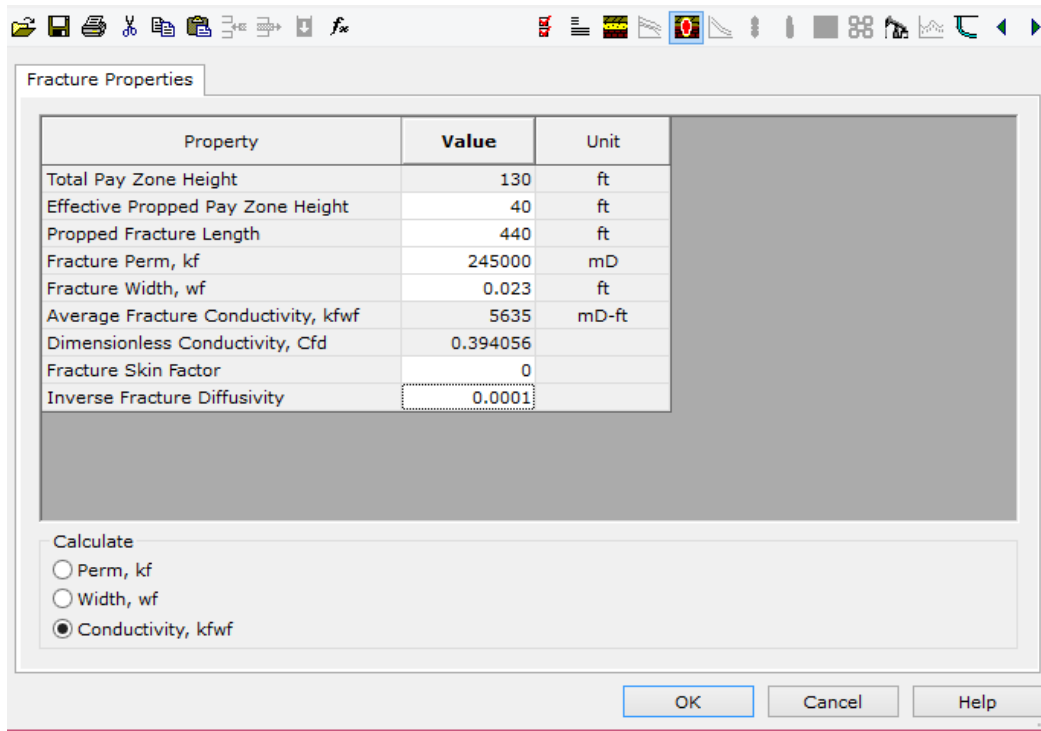


Fig. 4.15 Datos de diseño de fractura

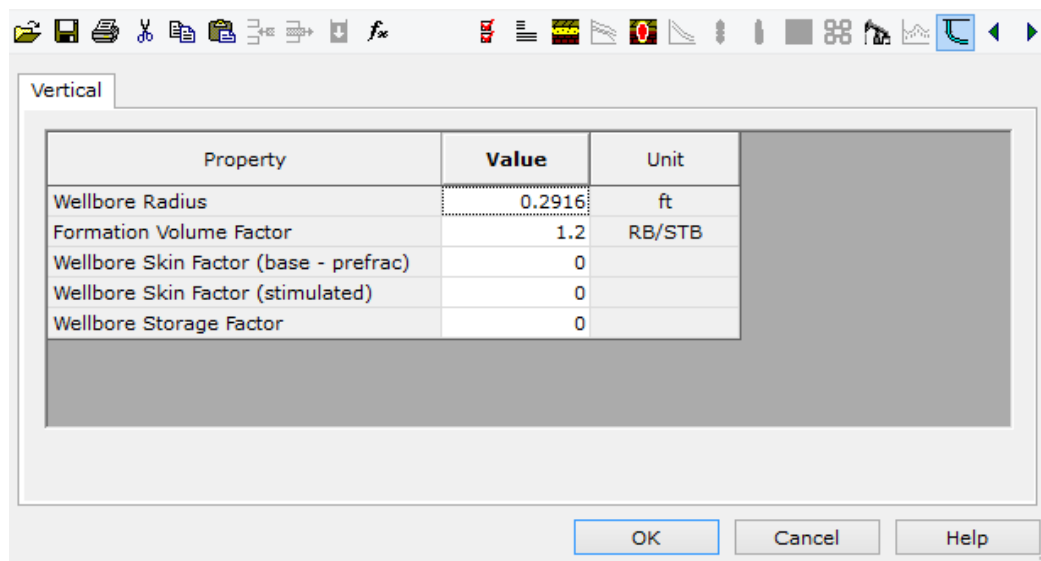


Fig. 4.16 Datos de características del pozo

En las tablas 4.6.1a hasta la 4.6.1e, se muestran 5 subgrupos de 22 casos simulados para el pozo Región Sur 705 cambiando el apuntalante y malla a Interprop-Plus 20/40.

EL GASTO Y ACUMULADA DE PRODUCCIÓN ES MENOR EN TODOS LOS CASOS PARA ESTA MALLA						
MACROESENARIO CON k, md=		10	20/40 INTERPROP PLUS			
1.-	IMPACTO DEL VOL. DE PÉRDIDA DE FILTRADO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4	
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0	0.1	0.3	0.5
	Qo inicial (bpd)	399	541.93	559	549	458
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.2299	0.1088	0.0667	0.0526
	Wf (pies)	0.023	0.019	0.009	0.006	0.004
	Lf (m)	67	131.72	29.512	11.093	6.9072
	Lf(pies)	220	432	97	36	23
	Kf (md)	245,000	256638	542289	884573	1121692
	F _{CD}	1.280	0.173	0.77	2.27	3.00

Tabla 4.6.24a Impacto de la variación del volumen de pérdida de filtrado en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

EL FCD Y Kf ES MENOR QUE USANDO LA MALLA 16/30, EN TODOS LOS CASOS						
	MACROESENARIO CON k, md=	10	20/40 INTERPROP PLUS			
2.-	IMPACTO DEL VOL. TOT. INYECT. EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	557	534	545	545
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	900	1300	1500	1800
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	37800	54600	63000	75600
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	30.00	43.33	50.00	60.00
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.099	0.118	0.125	0.136
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.010	0.010	0.011
	Lf (m)	67	24.424	34.479	39.056	46.317
	Lf(pies)	220	80	113	128	152
	Kf (md)	245,000	595970	501709	471254	432876
	F _{CD}	0.394	0.916	2.237	0.566	0.482

Tabla 4.6.25b Impacto de la variación de volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

	MACROESCENARIO CON k_f , m_d =	10	20/40 INTERPROP PLUS				
3.-	IMPACTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN LA L_f y W_f DE FRACTURA						
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4	
	Yacimiento k_f (md)	10	10	10	10	10	
	Espesor de yacimiento, H_f (m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7	
	Espesor de yacimiento, H_f (ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2	
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222	
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490	
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292	
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921	
	Fluido	Viscosidad (cp)	9	5	15	25	50
		C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
		Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
		Q_0 inicial (bpd)	580	897	372	236	150
	Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200	
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30	
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67	
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240	
	W_f (pg)	0.280	0.094	0.123	0.140	0.1658	
	W_f (pies)	0.023	0.008	0.010	0.012	0.014	
	L_f (m)	67	29.332	29.397	29.268	29.068	
	L_f (pies)	220	96.2	96.4	96.0	95.4	
	K_f (md)	245,000	630353	478128	421737	355857	
	F_{CD}	0.394	0.808	0.758	0.668	0.806	

Tabla 4.6.26c Impacto de la variación de la viscosidad de fluido en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

	MACROESENARIO CON k, md=	10	20/40 INTERPROP PLUS			
4.-	IMPACTO DEL GASTO DE BOMBEO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	559	549	554	562
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	20	35	45	60
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	55.00	31.43	24.44	18.33
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.097	0.113	0.1233	0.1312
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.009	0.010	0.011
	Lf (m)	67	28.726	29.456	30.393	30.356
	Lf(pies)	220	94	97	100	100
	Kf (md)	245,000	608258	522133	478516	449703
	F _{CD}	0.394	0.779	0.745	0.736	0.761

Tabla 4.6.27d Impacto de la variación del gasto de bombeo en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

	MACROESCENARIO CON k, md=	10	20/40 INTERPROP PLUS			
5.-	IMPACTO DE LA PRESIÓN DE CIERRE EN LA Kf y FCD DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	639	572	476	439
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	4200	5200	8200	9200
	Wf (pg)	0.280	0.097	0.113	0.1233	0.1312
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.009	0.010	0.011
	Lf (m)	67	28.726	29.456	30.393	30.356
	Lf(pies)	220	94	97	100	100
	Kf (md)	245,000	813682	640031	428230	353576
	F _{CD}	0.394	1.043	0.820	0.549	0.453

Tabla 4.6.28e Impacto de la presión de cierre en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

En las tablas 4.7.1a hasta la 4.7.1e, se muestran 5 subgrupos de 22 casos simulados para el pozo Región Sur 705 cambiando el apuntalante y malla a Resin Coated Sand 20/40.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

EL GASTO Y ACUMULADA DE PRODUCCIÓN ES MENOR EN TODOS LOS CASOS PARA ESTA MALLA						
MACROESENARIO CON k, md=		10	20/40 RESIN COATED SAND			
1.-	IMPACTO DEL VOL. DE PÉRDIDA DE FILTRADO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0	0.1	0.3	0.5
	Qo inicial (bpd)	399	398	403	417	376
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.2299	0.1088	0.0667	0.0526
	Wf (pies)	0.023	0.019	0.009	0.006	0.004
	Lf (m)	67	131.72	29.512	11.093	6.9072
	Lf(pies)	220	432	97	36	23
	Kf (md)	245,000	118603	250615	408800	518383
	F _{CD}	1.287	0.080	0.357	1.048	1.386

Tabla 4.7.29a Impacto de la variación del volumen de pérdida de filtrado en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

EL FCD Y Kf ES MENOR QUE USANDO LA MALLA 16/30 , EN TODOS LOS CASOS						
MACROESCENARIO CON k, md=		10	20/40 RESIN COATED SAND			
2.-	IMPACTO DEL VOL. TOT. INYECT. EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cia	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	399	408	397	398
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	900	1300	1500	1800
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	37800	54600	63000	75600
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	30.00	43.33	50.00	60.00
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.099	0.118	0.125	0.136
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.010	0.010	0.011
	Lf (m)	67	24.424	34.479	39.056	46.317
	Lf(pies)	220	80	113	128	152
	Kf (md)	245,000	275424	231862	217787	200051
	F _{CD}	0.394	0.423	1.033	0.262	0.222

Tabla 4.7.30b Impacto de la variación de volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

	MACROESCENARIO CON k_f , m_d =	10	20/40 RESIN COATED SAND				
3.-	IMPACTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN LA L_f y W_f DE FRACTURA						
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4	
	Yacimiento k_f (md)	10	10	10	10	10	
	Espesor de yacimiento, H_f (m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7	
	Espesor de yacimiento, H_f (ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2	
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222	
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490	
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292	
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921	
	Fluido	Viscosidad (cp)	9	5	15	25	50
		C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
		Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Q_0 inicial (bpd)	580	655	266	169	105	
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100	
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200	
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30	
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67	
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240	
	W_f (pg)	0.280	0.094	0.123	0.140	0.1658	
	W_f (pies)	0.023	0.008	0.010	0.012	0.014	
	L_f (m)	67	29.332	29.397	29.268	29.068	
	L_f (pies)	220	96.2	96.4	96.0	95.4	
	K_f (md)	245,000	291313	220964	194903	164457	
	F_{CD}	0.394	0.373	0.350	0.309	0.372	

Tabla 4.7.31c Impacto de la variación de la viscosidad de fluido en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

	MACROESENARIO CON k, md=	10	20/40 RESIN COATED SAND			
4.-	IMPACTO DEL GASTO DE BOMBEO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	403	397	400	405
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	20	35	45	60
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	55.00	31.43	24.44	18.33
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.097	0.113	0.1233	0.1312
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.009	0.010	0.011
	Lf (m)	67	28.726	29.456	30.393	30.356
	Lf(pies)	220	94	97	100	100
	Kf (md)	245,000	281102	241300	221143	207827
	F _{CD}	0.394	0.360	0.344	0.340	0.351

Tabla 4.7.32d Impacto de la variación del gasto de bombeo en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

IMPACTO DE LA PRESIÓN DE CIERRE EN LA Kf y FCD DE FRACTURA						
Pozo RS 705						
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4	
Yacimiento	ky (md)	10	10	10	10	10
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	580	325	312	268	252
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	4200	5200	8200	9200
	Wf (pg)	0.280	0.280	0.280	0.280	0.280
	Wf (pies)	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023
	Lf (m)	67	67	67	67	67
	Lf(pies)	220	220	220	220	220
	Kf (md)	245,000	153717	134312	81237	65260
	F _{CD}	0.394	0.197	0.172	0.104	0.083

Tabla 4.7.33e Impacto de la presión de cierre en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

Se concluye que de éstas 66 combinaciones, el mejor caso es donde se considera viscosidad de fluido de 5 cp, FCD=1.84, gradiente de fractura de 0.92 psi/ft, 158 mbls, dando la mejor relación VPN/VPI= 12.83 y un periodo de recuperación de la inversión de un mes.

Pozo RS 705, k=28 md

En las tablas 4.8.1a hasta la e, se muestran en 5 subgrupos los primeros 22 casos simulados para el pozo Región Sur 705 empleando la malla Interprop-Plus 16/30. Para cada presión de cierre y variación de parámetros (en rojo), se obtiene su respectiva conductividad y permeabilidad de fractura, así como su correspondiente gasto inicial de aceite y pronóstico de producción. Los datos y resultados en la simulación del cálculo del ancho y largo de fractura fueron utilizando el modelo GDK y en todos ellos se considera un pozo de k=28 mD.

Los otros 44 casos se simularon del mismo modo que el anterior, variando para cada uno el tipo de apuntalante y malla, tal como se muestra.

A MAYOR VPF, MENOR WF Y MUCHO MENOR Lf, SE RECOM VPF DE 0.1						Profund. Metros / ft	
MACROESCENARIO CON k, md=		28	16/30 INTERPROP PLUS			3308	10853.0187
1.-	IMPACTO DEL VOL. DE PÉRDIDA DE FILTRADO EN LA Lf y WF DE FRACTURA						
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4	
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28	
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7	
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2	
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222	
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490	
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292	
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921	
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9	
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0	0.1	0.3	0.5	
	Qo inicial (bpd)	627	1130	1141	1100	935	
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100	
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200	
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30	
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67	
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240	
	Wf (pg)	0.081	0.2302	0.1089	0.0671	0.0527	
	Wf (pies)	0.007	0.019	0.009	0.006	0.004	
	Lf (m)	16.26	131.89	29.557	11.23	6.917	
	Lf(pies)	53	433	97	37	23	
	Kf (md)	1,667,462	583,105	1,232,605	2,000,458	2,547,072	
	F _{CD}	3.932	0.140	0.628	1.831	17.604	

Tabla 4.8.34a Impacto de la variación del volumen de pérdida de filtrado en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

A MAYOR VINY., Wf AUMENTA MUY POCO Y MAYOR Lf						
MACROESCENARIO CON k, md=		28	16/30 INTERPROP PLUS			
2.-	IMPACTO DEL VOL. TOT. INYECT. EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	627	1133	1075	1121	1125
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	900	1300	1500	1800
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	37800	54600	63000	75600
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	30.00	43.33	50.00	60.00
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.081	0.099	0.118	0.125	0.136
	Wf (pies)	0.007	0.008	0.010	0.010	0.011
	Lf (m)	16.26	24.424	34.479	39.056	46.317
	Lf(pies)	53	80	113	128	152
	Kf (md)	1,667,462	1,355,866	1,141,418	1,072,130	984,818
	F _{CD}	3.932	0.745	1.817	0.450	0.392

Tabla 4.8.35b Impacto de la variación de volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

A MAYOR VISC. FLUID., AUMENTA MUY POCO Wf Y Lf ES CASI CONSTANTE, NO SE RECOMIENDA MAYOR VISC.						
MACROESCENARIO CON k, md=		28	16/30 INTERPROP PLUS			
3.-	IMPACTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	5	15	25	50
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	627	1843	756	479	301
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.081	0.094	0.123	0.140	0.1658
	Wf (pies)	0.007	0.008	0.010	0.012	0.014
	Lf (m)	16.26	29.332	29.397	29.268	29.068
	Lf(pies)	53	96.2	96.4	96.0	95.4
	Kf (md)	1,667,462	1,434,089	1,087,769	959,476	809,594
	F _{CD}	3.932	0.656	0.616	0.543	0.655

Tabla 4.8.36c Impacto de la variación de la viscosidad de fluido en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

A MAYOR QBEO, AUMENTA EL TBEO, Wf Y Lf NO AUMENTAN DE MANERA IMPORTANTE						
MACROESCENARIO CON k, md=		28	16/30 INTERPROP PLUS			
4.-	IMPACTO DEL GASTO DE BOMBEO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	627	1140	1124	1131	1147
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	20	35	45	60
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	55.00	31.43	24.44	18.33
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.081	0.097	0.113	0.1233	0.1312
	Wf (pies)	0.007	0.008	0.009	0.010	0.011
	Lf (m)	16.26	28.726	29.456	30.393	30.356
	Lf(pies)	53	94	97	100	100
	Kf (md)	1,667,462	1,383,822	1,187,882	1,088,651	1,023,100
	F _{CD}	3.932	0.633	0.605	0.598	0.618

Tabla 4.8.37d Impacto de la variación del gasto de bombeo en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

EL CAMBIO DE PRES. CIERR. IMPACTA FUERTE EN CONDUCTIV., PERMEABIL. Y FCD DE FRACTURA						
MACROESENARIO CON k, md=		28	16/30 INTERPROP PLUS			
5.-	IMPACTO DE LA PRESIÓN DE CIERRE EN LA Kf y FCD DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	627	1140	1342	1281	1037
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	4200	5200	8200	9200
	Wf (pg)	0.081	0.094	0.094	0.094	0.094
	Wf (pies)	0.007	0.008	0.008	0.008	0.008
	Lf (m)	16.26	29.332	29.332	29.332	29.332
	Lf(pies)	53	96.2	96.2	96.2	96.2
	Kf (md)	1,667,462	2,004,167	1,811,410	1,263,910	1,091,667
	F _{CD}	3.932	0.633	0.917	0.829	0.499

Tabla 4.8.38e Impacto de la presión de cierre en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

En las tablas 4.9.1a hasta la 4.9.1e, se muestran 5 subgrupos de 22 casos simulados para el pozo Región Sur 705 cambiando a apuntalante y malla Interprop-Plus 20/40.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

CON ESTA MALLA Y APUNTALANTE SE REDUCE LA ACUMULADA, GASTO INICIAL E INDICADORES						
MACROESENARIO CON k, md=		28	20/40 INTERPROP PLUS			
1.-	IMPACTO DEL VOL. DE PÉRDIDA DE FILTRADO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cia	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0	0.1	0.3	0.5
	Qo inicial (bpd)	542	879	851	848	772
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.2299	0.1088	0.0667	0.0526
	Wf (pies)	0.023	0.019	0.009	0.006	0.004
	Lf (m)	67	131.72	29.512	11.093	6.9072
	Lf(pies)	220	432	97	36	23
	Kf (md)	245,000	256,638	542,289	884,573	1,121,692
	F _{CD}	0.457	0.062	0.276	0.810	1.071

Tabla 4.9.39a Impacto de la variación del volumen de pérdida de filtrado en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

MACROESENARIO CON k, md=		28	20/40 INTERPROP PLUS			
2.-	IMPACTO DEL VOL. TOT. INYECT. EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cia	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	542	843	831	844	847
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	900	1300	1500	1800
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	37800	54600	63000	75600
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	30.00	43.33	50.00	60.00
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.099	0.118	0.125	0.136
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.010	0.010	0.011
	Lf (m)	67	24.424	34.479	39.056	46.317
	Lf(pies)	220	80	113	128	152
	Kf (md)	245,000	595970	501709	471254	432876
	F _{CD}	0.457	0.327	0.799	0.202	0.172

Tabla 4.9.40b Impacto de la variación de volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

MACROESCENARIO CON k_r , md=		28	20/40 INTERPROP PLUS			
3.-	IMPACTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN LA L_f y W_f DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cia	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	k_y (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, H_f (m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, H_f (ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	5	15	25	50
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) $^{0.5}$)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Q_0 inicial (bpd)	542	1400	556	351	213
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	W_f (pg)	0.280	0.094	0.123	0.140	0.1658
	W_f (pies)	0.023	0.008	0.010	0.012	0.014
	L_f (m)	67	29.332	29.397	29.268	29.068
	L_f (pies)	220	96.2	96.4	96.0	95.4
	K_f (md)	245,000	630353	478128	421737	355857
	F_{CD}	0.457	0.288	0.270	0.238	0.288

Tabla 4.9.41c Impacto de la variación de la viscosidad de fluido en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

MACROESCENARIO CON k_r , md=		28	20/40 INTERPROP PLUS			
4.-	IMPACTO DEL GASTO DE BOMBEO EN LA L_f y W_f DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cia	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	k_y (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, H_f (m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, H_f (ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) $^{0.5}$)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Q_0 inicial (bpd)	542	851	841	846	856
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	20	35	45	60
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	55.00	31.43	24.44	18.33
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	W_f (pg)	0.280	0.097	0.113	0.1233	0.1312
	W_f (pies)	0.023	0.008	0.009	0.010	0.011
	L_f (m)	67	28.726	29.456	30.393	30.356
	L_f (pies)	220	94	97	100	100
	K_f (md)	245,000	608258	522133	478516	449703
	F_{CD}	0.457	0.278	0.266	0.263	0.271

Tabla 4.9.42d Impacto de la variación del gasto de bombeo en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

	MACROSEENARIO CON k, md=	28	20/40 INTERPROP PLUS			
5.-	IMPACTO DE LA PRESIÓN DE CIERRE EN LA Kf y FCD DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
	Yacimiento ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
	Fluido Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
Qo inicial (bpd)	542	936	865	763	722	
Operacional Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100	
Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200	
Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30	
Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67	
Diseño Fract Presión de cierre (psi)	7240	4200	5200	8200	9200	
Wf (pg)	0.280	0.097	0.113	0.1233	0.1312	
Wf (pies)	0.023	0.008	0.009	0.010	0.011	
Lf (m)	67	28.726	29.456	30.393	30.356	
Lf(pies)	220	94	97	100	100	
Kf (md)	245,000	813682	640031	428230	353576	
F _{CD}	0.457	0.372	0.293	0.196	0.162	

Tabla 4.9.43e Impacto de la presión de cierre en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

En las tablas 4.10.1a hasta la 4.10.1e, se muestran 5 subgrupos de 22 casos simulados para el pozo Región Sur 705 cambiando a apuntalante y malla Resin Coated Sand 20/40.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

CON ESTA MALLA Y APUNTALANTE SE REDUCE LA ACUMULADA, GASTO INICIAL E INDICADORES ECONÓMICOS						
MACROESENARIO CON k, md=		28	20/40 RESIN COATED SAND			
1.-	IMPACTO DEL VOL. DE PÉRDIDA DE FILTRADO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cia	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
	Yacimiento ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
	Fluido Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0	0.1	0.3	0.5
Qo inicial (bpd)	542	729	678	676	630	
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.2299	0.1088	0.0667	0.0526
	Wf (pies)	0.023	0.019	0.009	0.006	0.004
	Lf (m)	67	131.72	29.512	11.093	6.9072
	Lf(pies)	220	432	97	36	23
	Kf (md)	245,000	118,603	250,615	408,800	518,383
	F _{CD}	0.457	0.028	0.127	0.374	0.495

Tabla 4.10.44a Impacto de la variación del volumen de pérdida de filtrado en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

MACROESENARIO CON k, md=		28	20/40 RESIN COATED SAND			
2.-	IMPACTO DEL VOL. TOT. INYECT. EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cia	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
	Yacimiento ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
	Fluido Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
Qo inicial (bpd)	542	671	664	674	677	
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	900	1300	1500	1800
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	37800	54600	63000	75600
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	30.00	43.33	50.00	60.00
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.099	0.118	0.125	0.136
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.010	0.010	0.011
	Lf (m)	67	24.424	34.479	39.056	46.317
	Lf(pies)	220	80	113	128	152
	Kf (md)	245,000	275,424	231,862	217,787	200,051
	F _{CD}	0.457	0.151	0.369	0.093	0.079

Tabla 4.10.45b Impacto de la variación de volumen de inyección en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

	MACROESENARIO CON k, md=	28	20/40 RESIN COATED SAND			
3.-	IMPACTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	5	15	25	50
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	542	1125	438	275	163
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.094	0.123	0.140	0.1658
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.010	0.012	0.014
	Lf (m)	67	29.332	29.397	29.268	29.068
	Lf(pies)	220	96.2	96.4	96.0	95.4
	Kf (md)	245,000	291,313	220,964	194,903	164,457
	F _{CD}	0.457	0.133	0.125	0.110	0.133

Tabla 4.10.46c Impacto de la variación de la viscosidad de fluido en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

	MACROESENARIO CON k, md=	28	20/40 RESIN COATED SAND			
4.-	IMPACTO DEL GASTO DE BOMBEO EN LA Lf y Wf DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	542	677	671	674	681
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	20	35	45	60
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	55.00	31.43	24.44	18.33
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	7240
	Wf (pg)	0.280	0.097	0.113	0.1233	0.1312
	Wf (pies)	0.023	0.008	0.009	0.010	0.011
	Lf (m)	67	28.726	29.456	30.393	30.356
	Lf(pies)	220	94	97	100	100
	Kf (md)	245,000	281,102	241,300	221,143	207,827
	F _{CD}	0.457	0.128	0.123	0.121	0.125

Tabla 4.10.47d Impacto de la variación del gasto de bombeo en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

MACROESENARIO CON k, md=		28	20/40 RESIN COATED SAND			
5.-	IMPACTO DE LA PRESIÓN DE CIERRE EN LA Kf y FCD DE FRACTURA					
	Pozo RS 705	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Yacimiento	ky (md)	28	28	28	28	28
	Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7
	Espesor de yacimiento, Hf(ft)	130.2	130.2	130.2	130.2	130.2
	Relación de Poisson (adim)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
	Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
	Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
	Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
	Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido	Viscosidad (cp)	9	9	9	9	9
	C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03	2.20E-03
	Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
	Qo inicial (bpd)	542	576	556	491	468
Operacional	Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
	Vol. Tot inyectado (gal)	46200	46200	46200	46200	46200
	Gasto de bombeo (bl/min)	30	30	30	30	30
	Tiempo de bombeo(min)	36.67	36.67	36.67	36.67	36.67
Diseño Fract	Presión de cierre (psi)	7240	4200	5200	8200	9200
	Wf (pg)	0.280	0.280	0.280	0.280	0.280
	Wf (pies)	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023
	Lf (m)	67	67	67	67	67
	Lf(pies)	220	220	220	220	220
	Kf (md)	245,000	153,717	134,312	81,237	65,260
	F _{CD}	0.457	0.070	0.061	0.037	0.029

Tabla 4.10.48e Impacto de la presión de cierre en la longitud y amplitud de fractura pozo RS 705.

En las figuras 4.17a, b y c, se muestran los resultados de la simulación de 66 casos de sensibilidad modificando las mismas variables que el caso anterior, pero en este caso para un pozo de permeabilidad 28 md.

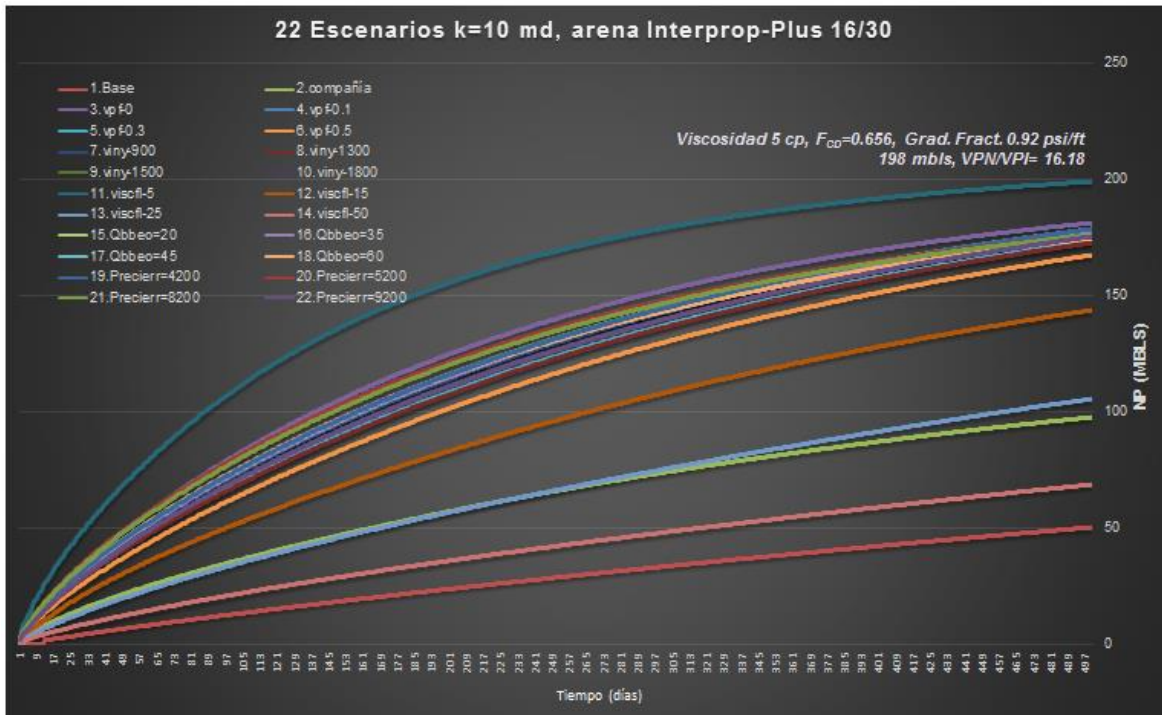


Fig. 4.17a. Escenarios simulados para el pozo RS-705, de $k=10$ md, malla y apuntalante Interprop-Plus 16/30

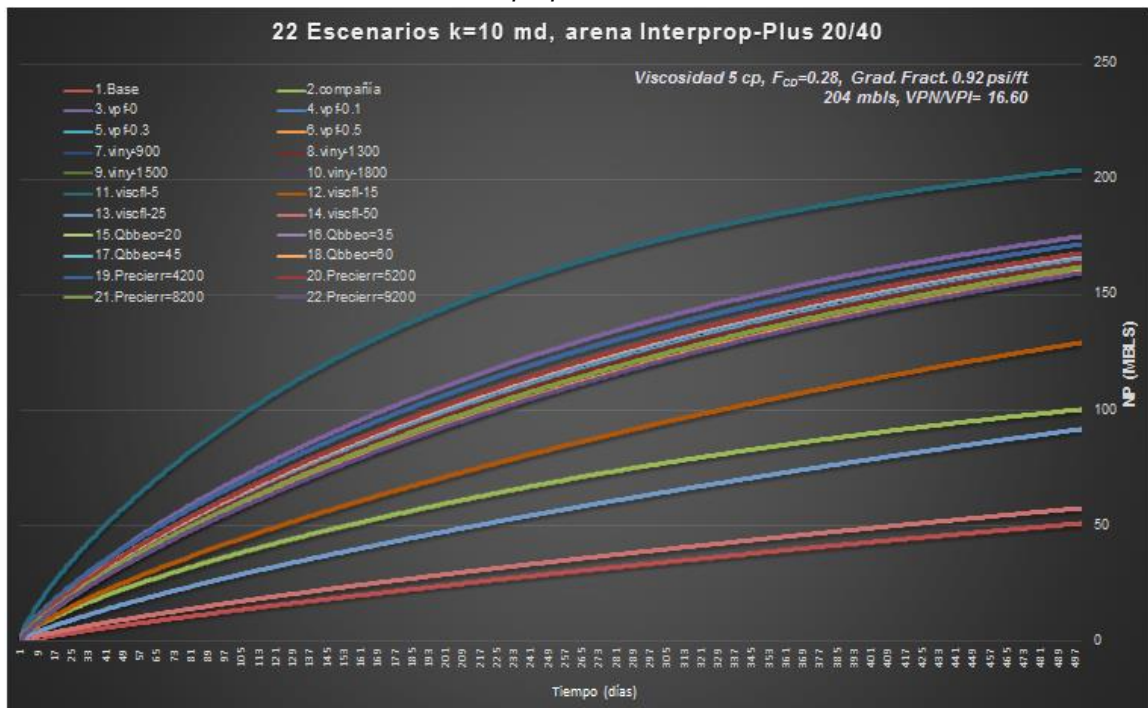


Fig. 4.17b. Escenarios simulados para el pozo RS-705, de $k=10$ md, malla y apuntalante Interprop-Plus 20/40

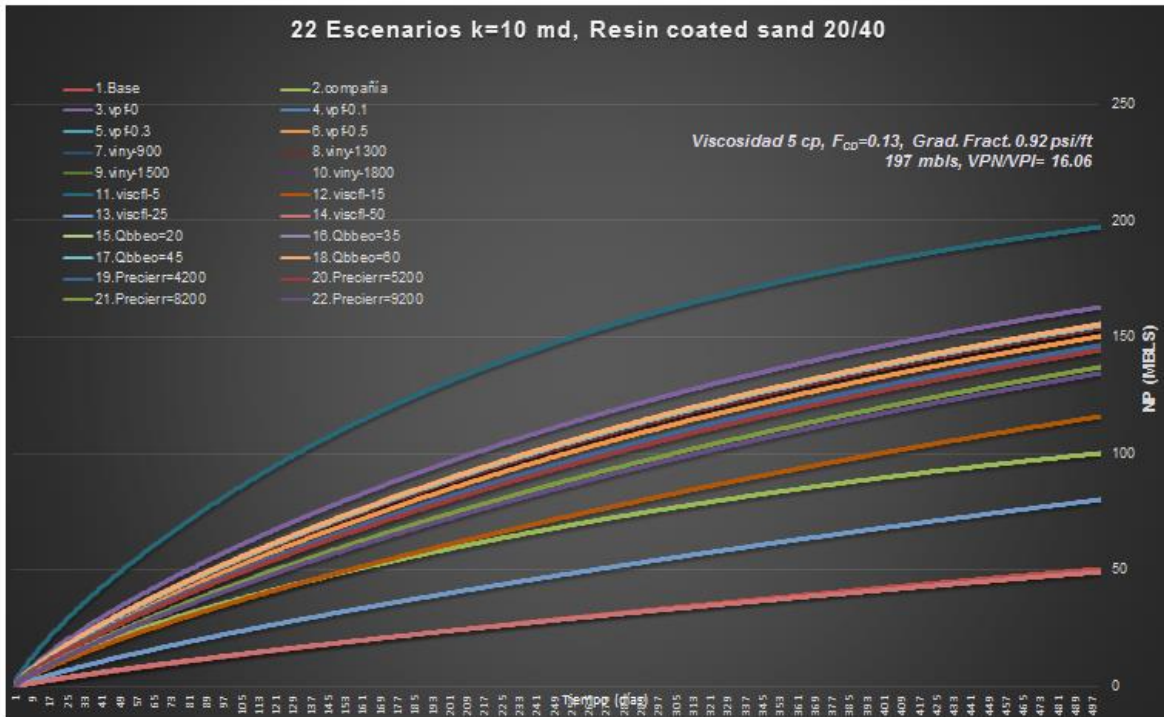


Fig. 4.17c. Escenarios simulados para el pozo RS-705, de $k=10$ md, malla y apuntalante Resin Coated Sand 20/40

Se concluye que de éstas 66 combinaciones, el mejor caso es donde se considera viscosidad de fluido de 5 cp, $F_{CD}=0.656$, gradiente de fractura de 0.92 psi/ft, 198 mbls, dando la mejor relación $VPN/VPI= 16.18$ y un periodo de recuperación de la inversión de 3 semanas.

4.4 Evaluación conceptual de variables de riesgo

l) Coeficiente de pérdida de filtrado

El factor dominante en el control de pérdida de fluido de los sistemas no reticulados es la viscosidad, debido a que en estos sistemas no se forma ningún filtro. Se deben tener en cuenta las características de la formación como la compresibilidad y viscosidad de los fluidos del yacimiento para controlar la profundidad de invasión. Una forma de incrementar la viscosidad es aumentar la concentración de polímeros, pero aun así, los sistemas reticulados suelen ser más efectivos aun teniendo menores concentraciones. Los sistemas reticulados ofrecen un mayor control de pérdida de fluido, su invasión dentro de la formación es menor pero pueden dejar residuos de polímeros difíciles de limpiar.

Los fluidos que usan polímeros como el titanio y el zirconio pueden tener gran impacto en el daño a la permeabilidad de la cara de la fractura, aunque su profundidad de invasión sea menor. Antes de la formación del filtro, el control de pérdida se basa en el gel que ya ha invadido la formación, después de esto, el control de pérdida se rige por las características del filtro.

El uso de rompedores de reticulación permite tener una limpieza más efectiva del fluido de tratamiento, figuras 4.18 y 4.19.

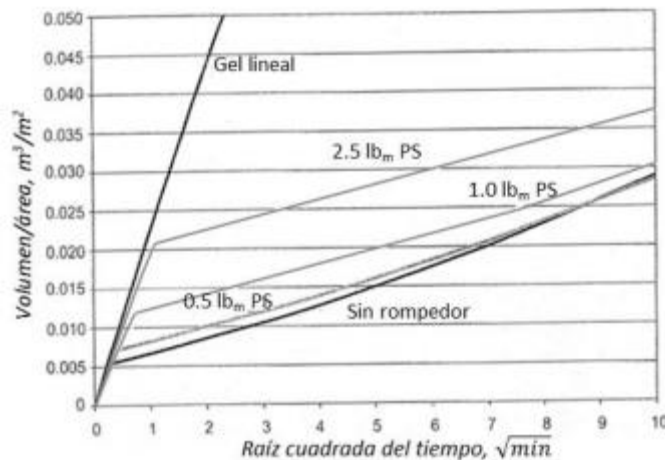


Fig. 4.18 – Efecto del rompedor en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 40 (lb_m/1,000 gal) a una temperatura de 180°F y 100 (md).

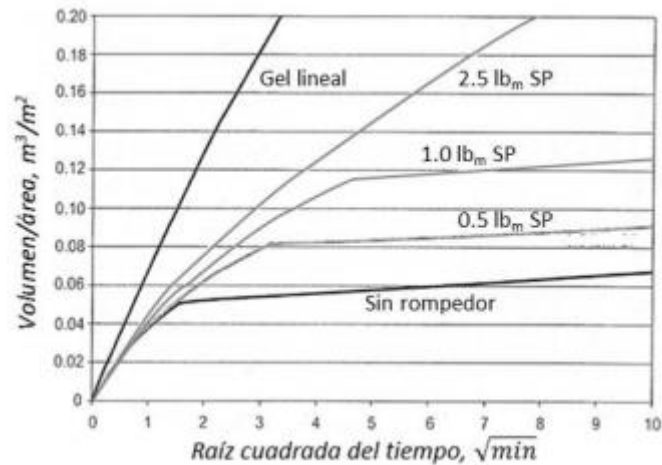


Fig. 4.19 – E Efecto del rompedor en la pérdida de fluido para un sistema de borato a 40 (lbm/1,000 gal) a una temperatura de 180°F y 1,000 (md).

Un buen fluido fracturante debe tener bajo coeficiente de pérdida de filtrado para tener un daño mínimo a la permeabilidad de la formación y la fractura, buena capacidad de transporte, fácil remoción después de un tratamiento, ser estable para que pueda retener su viscosidad durante un tratamiento.²¹

En la mayoría de los procedimientos se supone la existencia de las siguientes condiciones:

1. La formación es isotrópica, homogénea y elástica, Bajo estas condiciones las características de esfuerzo-resistencia de la roca pueden expresarse en función de su módulo de Young y relación de Poisson.
2. La fractura se inicia en un agujero descubierto de diámetro uniforme
3. Se crea una fractura que se extiende a ambos lados del pozo
4. El fluido fracturante es incompresible
5. La altura de la fractura se estima considerando las condiciones de la formación.

II) Presión de superficie a la que está sometido el yacimiento

Lo más difícil en la operación de fracturamiento es que se exceda la presión de superficie y no se haya alcanzado la fractura. La presión efectiva de superficie es la presión externa menos presión interna. La terminación del pozo debe ser la adecuada para éste trabajo y también el cemento detrás del casing que no haya canales. Los disparos deben también ser lo suficientemente grandes para que el apuntalante se desplace sin problemas hacia la formación, de lo contrario, se puede empacar la vecindad del pozo y arenarse el mismo.

III) Conductividad de fractura

Considerar que al estar bombeando nos encontremos con una fractura con la geometría tal que no permita aumentar la productividad porque no es lo suficientemente larga o conductiva de acuerdo a lo que se esperaba con base en las propiedades del yacimiento.

4.5 Identificación de medidas de mitigación

I) Seleccionar adecuadamente el candidato a fracturar, identificar fallas, contactos agua aceite o agua gas, validar el dato de permeabilidad la cual si es baja se buscaría una buena longitud de fractura, pero si la k es intermedia o alta, más bien el enfoque debería ser en remover el daño generado en la terminación o disparos.

II) Calibrar muy bien el modelo geomecánico, con las pruebas data-frac ó mini-frac, es decir, calibrar muy bien el gradiente fractura, módulo de Young y geometría de la fractura, calibrar muy bien el coeficiente de pérdida de fluido y la eficiencia del mismo para que si se ocupa un rediseño, se tenga suficiente volumen de colchón para el bombeo a la longitud necesaria.

III) Evitar problemas de represionamiento durante el bombeo de fluido y apuntalante por no haber considerado previamente si el pozo había quedado bien disparado, o por no revisar a detalle su historia de terminación; asegurarse de contar con el equipo de bombeo en superficie que me ofrezca el requerimiento de alta presión de bombeo sin problemas y/o fallas.

IV) Respecto al fluido fracturante y apuntalante, es muy importante verificar muy bien los químicos de acuerdo al yacimiento y las propiedades que se buscan como la viscosidad, capacidad del fluido que transporta el apuntalante, en laboratorio, para asegurar que no se cierre la fractura después de la inyección del tratamiento fracturante. Contar con el fluido adecuado ya que éste es el que determinará las dimensiones de la fractura.

V) Contar con un buen análisis de geomecánica de la roca a fracturar

VI) Definir bien el perfil de esfuerzos de la zona, previo a fracturar.

CAPITULO 5

Discusión de resultados

5.1 Discusión de resultados

La práctica mundial de fracturamiento hidráulico ha sido en arenas compactas o muy consolidadas de 1 md hasta 0.001 md; en yacimientos de carbonatos la práctica más común ha sido el fracturamiento ácido.

Por lo anterior expuesto, y por no arriesgar a perder pozos de arenas no muy consolidadas, no se había hecho fracturamiento en pozos de permeabilidades mayores y es poco o casi nada lo que se puede encontrar documentado y/o simulado respecto a fracturamiento en yacimientos de permeabilidades mayores a 5 md.

Ahí radica la fortaleza de ésta tesis y trabajo de investigación técnico y práctico; proveer al usuario un documento de consulta donde el investigador podrá encontrar datos técnicos de casos de fracturamiento hidráulico ya realizados de manera muy exitosa en pozos de permeabilidades mayores a 5 md, así como el proceso de 132 casos simulados en dos pozos de permeabilidad de 10 y 28 md, hasta sus pronósticos de producción y análisis de rentabilidad económica.

Respecto al software que se realizó durante los estudios de ésta maestría en la clase de Estimulación Avanzada de Pozos, se llega a resultados muy similares a los simulados con 1 software comercial de tal modo que al ser probado positivamente, se obtienen resultados confiables y en mucho menos tiempo que el que se llevan las compañías prestadoras de servicios.

Los datos técnicos y resultados de los 5 mejores casos de $k=10$ md y los 5 mejores de $k=28$ md, se muestran en la tablas resumen 5.1a y 5.1b.

Fracturamiento hidráulico en yacimientos de permeabilidad intermedia y su impacto en la productividad

Parámetros utilizados y/o calculados	Soft. comerc. Base 10 md	10 md, Interprop- Plus 16/30	10 md, Interprop- Plus 20/40	10 md, Resin coated sand 20/40	10 md, Interprop- Plus 16/30
Yacimiento ky (md)	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.70	39.70	39.70	39.70	39.70
Relación de Poisson (adim)	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
Porosidad	0.2	0.18	0.18	0.18	0.18
Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido					
Viscosidad (cp)	9.000	5.000	5.000	5.000	9.000
C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.200	0.100	0.100	0.100	0.100
Qo inicial (bpd)	580	1297	897	655	920
Operac.					
Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
Gasto de bombeo (bl/min)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Tiempo de bombeo(min)	36.667	36.667	36.667	36.667	36.667
Disñ. Fract					
Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	8200
Amplit Fract. Wf (pg)	0.280	0.094	0.094	0.094	0.094
Longit. Fract. Lf (m)	67.000	29.332	29.332	29.332	29.332
Permeabil. Fract., Kf (md)	245000	1434089	630353	291313	1263910
Factor de Conduc Adimens., F _{CD}	0.394	1.838	0.808	0.373	1.620
VPN	\$5,126,880	\$6,936,600	\$6,615,400	\$6,147,240	\$5,655,760
VPI	\$540,541	\$540,541	\$540,541	\$540,541	\$540,541
VPN/VPI	9.48	12.83	12.24	11.37	10.46

Tabla 5.49a. Resultados de fractura, volumétricos y económicos 5 mejores casos k=10 md

Parámetros utilizados y/o calculados	Soft. comerc. Base 28 md	28 md, Interprop- Plus 16/30	28 md, Interprop- Plus 20/40	28 md, Resin coated sand 20/40	28 md, Interprop- Plus 16/30
Yacimiento ky (md)	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00
Espesor de yacimiento, Hf(m)	39.70	39.70	39.70	39.70	39.70
Relación de Poisson (adim)	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Módulo de Young	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06	2E+06
Porosidad	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
Presión de Yacimiento [psi]	2222	2222	2222	2222	2222
Presión de Fondo Fluyendo [psi]	1490	1490	1490	1490	1490
Radio del pozo [ft]	0.292	0.292	0.292	0.292	0.292
Grad. Fract.(psi/pie)	0.921	0.921	0.921	0.921	0.921
Fluido					
Viscosidad (cp)	9.000	5.000	5.000	5.000	9.000
C= Coef. pérdida de fluido (ft / (min) ^0.5)	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.200	0.100	0.100	0.100	0.100
Qo inicial (bpd)	627	1843	1400	1125	1281
Operac.					
Vol. Tot inyectado (bls)	1100	1100	1100	1100	1100
Gasto de bombeo (bl/min)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Tiempo de bombeo(min)	36.667	36.667	36.667	36.667	36.667
Disñ. Fract					
Presión de cierre (psi)	7240	7240	7240	7240	8200
Amplit Fract. Wf (pg)	0.081	0.094	0.094	0.094	0.094
Longit. Fract. Lf (m)	16.260	29.332	29.332	29.332	29.332
Permeabil. Fract., Kf (md)	1667462	1434089	630353	291313	1263910
Factor de Conduc Adimens., F _{CD}	3.932	0.656	0.288	0.133	0.829
VPN	\$2,227,236	\$8,746,320	\$8,973,800	\$8,682,960	\$7,734,320
VPI	\$354,333	\$540,541	\$540,541	\$540,541	\$540,541
VPN/VPI	6.29	16.18	16.60	16.06	14.31

Tabla 5.50b. Resultados de fractura, volumétricos y económicos 5 mejores casos k=28 md

En la figura 5.1 se muestra la variación en costo de los 3 tipos de apuntalante que se utilizaron para la simulación de los escenarios de fracturamiento.

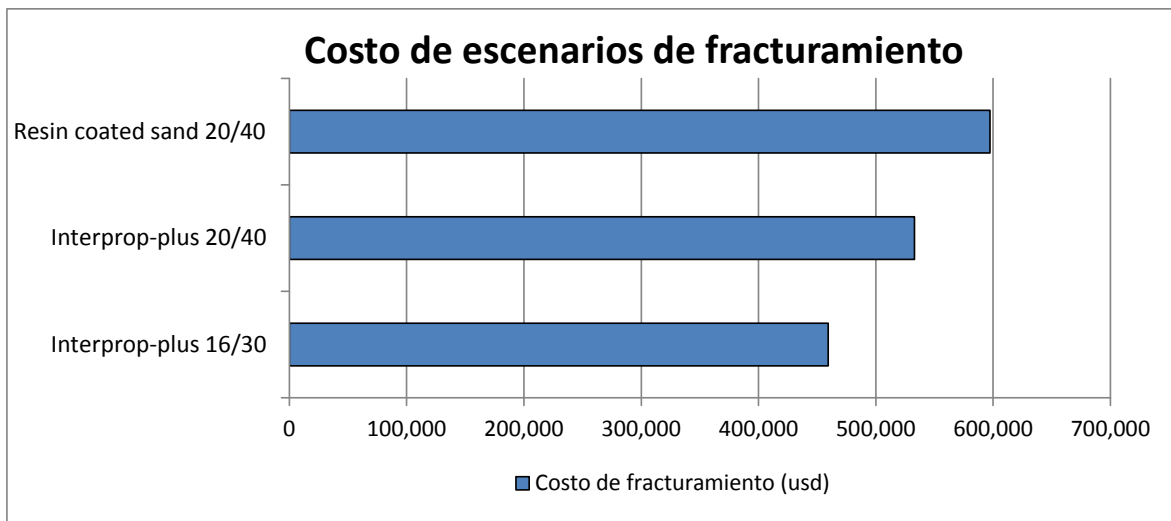


Fig. 5.1 Costo de escenarios de fracturamiento

Se puede apreciar en la figura que la arena cubierta con resina es el apuntalante más costoso y se verá en las siguientes gráficas como el menos atractivo en términos de eficiencia de inversión.

Se simularon 22 casos para cada variable y 3 costos de apuntalante por cada uno, es decir, 66 casos para el yacimiento de $k=10$ md y 66 casos para el de $k=28$ md.

A continuación se presenta un análisis más detallado de los resultados obtenidos para la simulación de los dos yacimientos, 10 y 28 md de permeabilidad .

En la tabla 5.1.1 Se muestra el resumen ejecutivo de las variables obtenidas del caso 1 y 2 considerando los 3 tipos de apuntalante y variando el volumen de pérdida de filtrado en el caso 1 y el volumen total inyectado en el caso 2 para $k=10$ md.

Caso 1, volumen de pérdida de filtrado	INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO				
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.00	0.10	0.30	0.50
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	0.40	1.76	5.16	6.83
N_p (mbls)@ 24 meses	116.52	136.52	125.17	108.62	99.50
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	11.16	13.07	10.42	8.61	7.52
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	1.28	0.17	0.77	2.27	3.00
N_p (mbls)@ 24 meses	70.56	120.51	111.01	102.48	94.92
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.82	9.95	7.97	7.01	6.18
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	1.29	0.08	0.36	1.05	1.39
N_p (mbls)@ 24 meses	70.56	106.72	97.72	93.82	88.48
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	7.86	6.26	5.72	5.14
Caso 2, volumen total inyectado					
INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO					
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Vol. Tot inyectado (bls)	1100	900	1300	1500	1800
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	2.09	5.09	1.29	1.10
N_p (mbls)@ 24 meses	116.52	122.32	107.46	127.48	129.05
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	11.71	8.58	9.69	9.34
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	0.92	2.24	0.57	0.48
N_p (mbls)@ 24 meses	70.56	109.36	101.35	111.66	112.43
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	9.03	6.97	7.32	7.02
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	0.42	1.03	0.26	0.22
N_p (mbls)@ 24 meses	70.56	96.63	92.82	97.84	98.34
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	7.12	5.70	5.72	5.48

Tabla 5.51.1 Resultados de conductividad, acumulada de aceite y eficiencia en la inversión, casos 1 y 2 para yacimiento de $k=10$ md.

En la tabla 5.1.2 Se muestra el resumen ejecutivo de las variables obtenidas del caso 3 y 4 considerando los 3 tipos de apuntalante y variando la viscosidad del fluido fracturante en el caso 3 y el gasto de bombeo en el caso 4 para $k=10$ md.

Caso 3, viscosidad del fluido fracturante	INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO				
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Viscosidad (cp)	9	5	15	25	50
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	1.84	1.73	1.52	1.82
Np (mbls)@ 24 meses	116.52	157.65	94.60	66.81	43.97
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	15.10	9.06	6.40	4.21
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	0.81	0.76	0.67	0.81
Np (mbls)@ 24 meses	70.56	150.35	80.03	54.63	34.69
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	12.41	6.29	4.09	2.47
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	0.37	0.35	0.31	0.37
Np (mbls)@ 24 meses	70.56	139.71	68.35	45.83	28.15
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	10.29	4.80	3.06	1.79
Caso 4, Gasto de bombeo					
	INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO				
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Gasto de bombeo (bl/min)	30	20	35	45	60
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	1.77	1.70	1.67	1.73
Np (mbls)@ 24 meses	116.52	125.01	124.60	125.23	125.74
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	11.97	10.85	10.38	9.93
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	0.78	0.75	0.74	0.76
Np (mbls)@ 24 meses	70.56	110.90	110.31	110.81	111.43
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	9.16	8.28	7.92	7.59
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	0.36	0.34	0.34	0.35
Np (mbls)@ 24 meses	70.56	97.64	97.08	97.48	98.04
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	5.20	7.19	6.50	6.22	5.96

Tabla 5.52.2 Resultados de conductividad, acumulada de aceite y eficiencia en la inversión, casos 3 y 4 para yacimiento de $k=10$ md.

En la tabla 5.1.3 se muestra el caso 5 con la variación de la presión de cierre y los 3 distintos apuntalantes para $k=10$ md.

Caso 5, Presión Cierre	INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO				
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Presión de cierre (psi)	7240	4200	5200	8200	9200
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	2.57	2.32	1.62	1.40
N_p (mbls)@ 24 meses	116.52	129.69	128.54	128.54	121.26
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	12.42	10.56	10.46	10.46	9.87
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	1.04	0.82	0.55	0.45
N_p (mbls)@ 24 meses	70.56	116.24	111.84	104.89	101.50
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	12.42	9.60	9.23	8.66	8.38
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.39	0.20	0.17	0.12	0.10
N_p (mbls)@ 24 meses	70.56	88.02	86.04	79.26	76.60
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	12.42	6.48	6.34	5.84	5.64

Tabla 5.53.3 Resultados de conductividad, acumulada de aceite y eficiencia en la inversión, caso 5 para yacimiento de $k=10$ md.

En la tabla 5.1.4 Se muestra el resumen ejecutivo de las variables obtenidas del caso 1 y 2 considerando los 3 tipos de apuntalante y variando el volumen de pérdida de filtrado en el caso 1 y el volumen total inyectado en el caso 2 para $k=28$ md.

Yacimiento de permeabilidad 28 md					
Caso 1, volumen de pérdida de filtrado	INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO				
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Vol. Pérd. Filtrado (ft)	0.20	0.00	0.10	0.30	0.50
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	3.93	0.14	0.63	1.83	17.60
N_p (mbls)@ 24 meses	97.53	181.29	178.35	173.15	167.08
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	9.34	17.36	14.85	13.73	12.62
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.06	0.28	0.81	1.07
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	174.64	167.25	164.50	159.67
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	8.27	14.42	12.01	11.25	10.40
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.03	0.13	0.37	0.50
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	162.74	155.32	154.48	150.65
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	11.99	9.95	9.42	8.75
Caso 2, volumen total inyectado	INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO				
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Vol. Tot inyectado (bls)	1100	900	1300	1500	1800
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	3.93	0.75	1.82	0.45	0.39
N_p (mbls)@ 24 meses	97.53	177.39	172.33	178.71	174.79
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	16.99	13.75	13.58	12.65
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.33	0.80	0.20	0.17
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	166.42	163.57	167.25	167.65
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	13.74	11.25	10.96	10.46
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.15	0.37	0.09	0.08
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	154.71	153.58	155.05	155.33
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	11.40	9.43	9.06	8.65

Tabla 5.54.4 Resultados de conductividad, acumulada de aceite y eficiencia en la inversión, caso 1 y 2 para yacimiento de $k=28$ md.

En la tabla 5.1.5 Se muestra el resumen ejecutivo de las variables obtenidas del caso 3 y 4 considerando los 3 tipos de apuntalante y variando la viscosidad del fluido fracturante en el caso 3 y el gasto de bombeo en el caso 4 para $k=28$ md.

Caso 3, viscosidad del fluido fracturante	INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO				
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Viscosidad (cp)	9	5	15	25	50
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	3.93	0.66	0.62	0.54	0.66
N_p (mbls)@ 24 meses	97.53	198.78	143.66	105.47	68.44
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	19.04	13.76	10.10	6.55
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.29	0.27	0.24	0.29
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	203.95	129.08	91.64	57.61
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	16.84	10.15	6.86	4.11
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.13	0.13	0.11	0.13
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	197.34	116.16	80.61	49.45
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	14.54	8.15	5.39	3.15
Caso 4, Gasto de bombeo					
INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO					
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Gasto de bombeo (bl/min)	30	20	35	45	60
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	3.93	0.63	0.61	0.60	0.62
N_p (mbls)@ 24 meses	97.53	178.29	177.93	178.24	174.37
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	17.07	15.49	14.78	13.77
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.28	0.27	0.26	0.27
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	167.18	166.68	167.02	167.52
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	13.80	12.51	11.94	11.40
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.13	0.12	0.12	0.13
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	155.26	154.73	155.05	155.56
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	11.44	10.36	9.89	9.45

Tabla 5.55.5 Resultados de conductividad, acumulada de aceite y eficiencia en la inversión, caso 3 y 4 para yacimiento de $k=28$ md.

En la tabla 5.1.6 se muestra el caso 5 con la variación de la presión de cierre y los 3 distintos apuntalantes para $k=28$ md.

Caso 5, Presión Cierre	INDICADORES DEL FRACTURAMIENTO				
	Cía	Sim.1	Sim.2	Sim.3	Sim.4
Presión de cierre (psi)	7240	4200	5200	8200	9200
<i>Interprop-plus 16/30</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	3.93	0.63	0.92	0.83	0.50
N_p (mbls)@ 24 meses	97.53	178.29	176.11	175.78	175.46
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	17.07	16.87	16.83	16.80
<i>Interprop-plus 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.37	0.29	0.20	0.16
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	171.59	167.94	161.81	158.83
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	14.17	13.86	13.36	13.11
<i>Resin coated sand 20/40</i>					
Conductividad Adimensional, F_{CD}	0.46	0.07	0.06	0.04	0.03
N_p (mbls)@ 24 meses	100.17	146.14	144.21	137.48	134.78
Eficiencia de la inversión (VPN/VPI)	7.38	10.77	10.62	10.13	9.93

Tabla 5.56.6 Resultados de conductividad, acumulada de aceite y eficiencia en la inversión, caso 5 para yacimiento de $k=28$ md.

En la figura 5.2 se presentan las gráficas comparativas de los resultados de las 2 simulaciones de permeabilidad 10 y 28 md considerando el efecto de pérdida de filtrado en la conductividad, acumulada de aceite y la eficiencia de inversión.

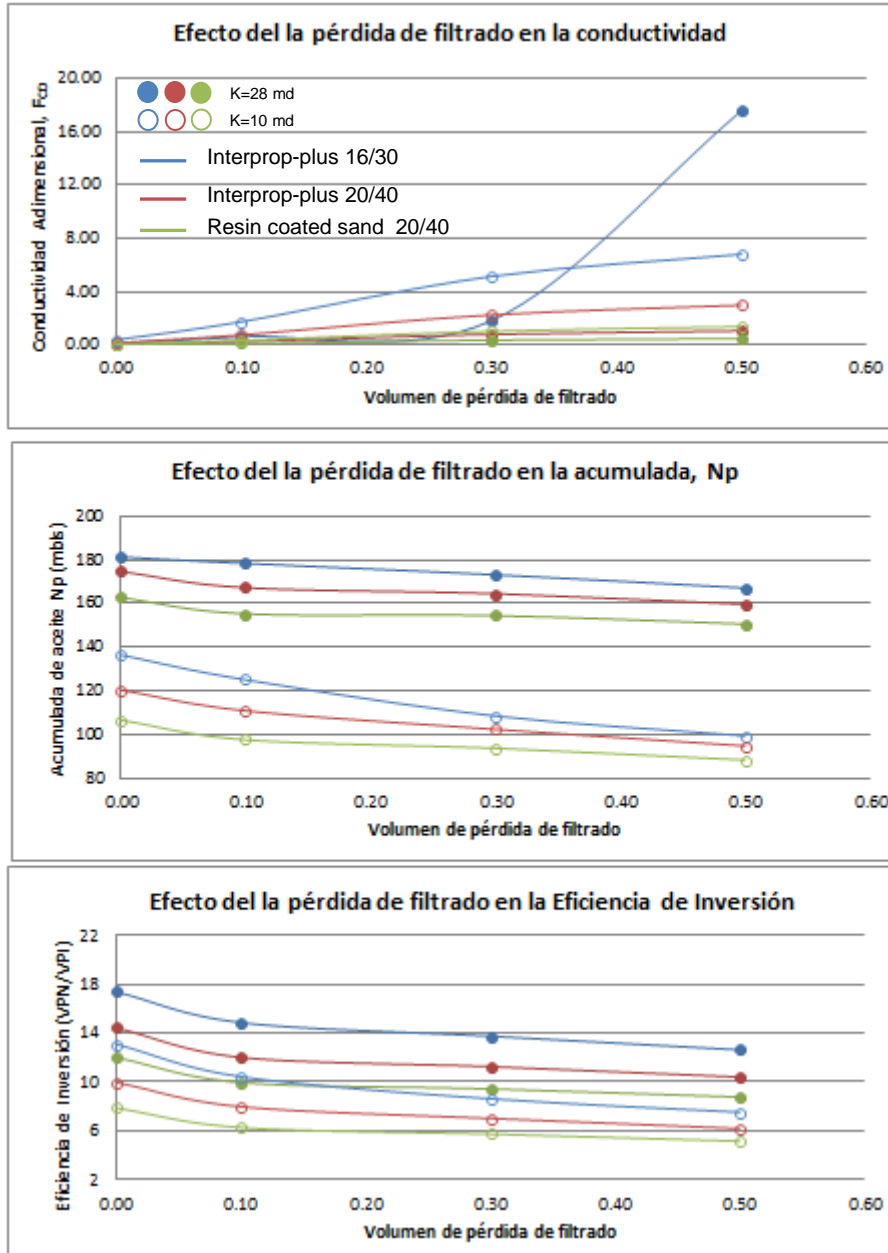


Fig. 5.2 Efectos de la pérdida de filtrado en la conductividad, acumulada de aceite y la eficiencia de inversión.

Se puede observar que si no hay pérdida de filtrado, la mejor acumulada se tiene en la arena interprop-plus 16/30, k=28 md, 181 vs 136 mbls.

En la figura 5.3 se presentan las gráficas comparativas de las simulaciones de permeabilidad 10 y 28 md considerando el efecto de volumen de inyección en la conductividad, acumulada de aceite y la eficiencia de inversión.

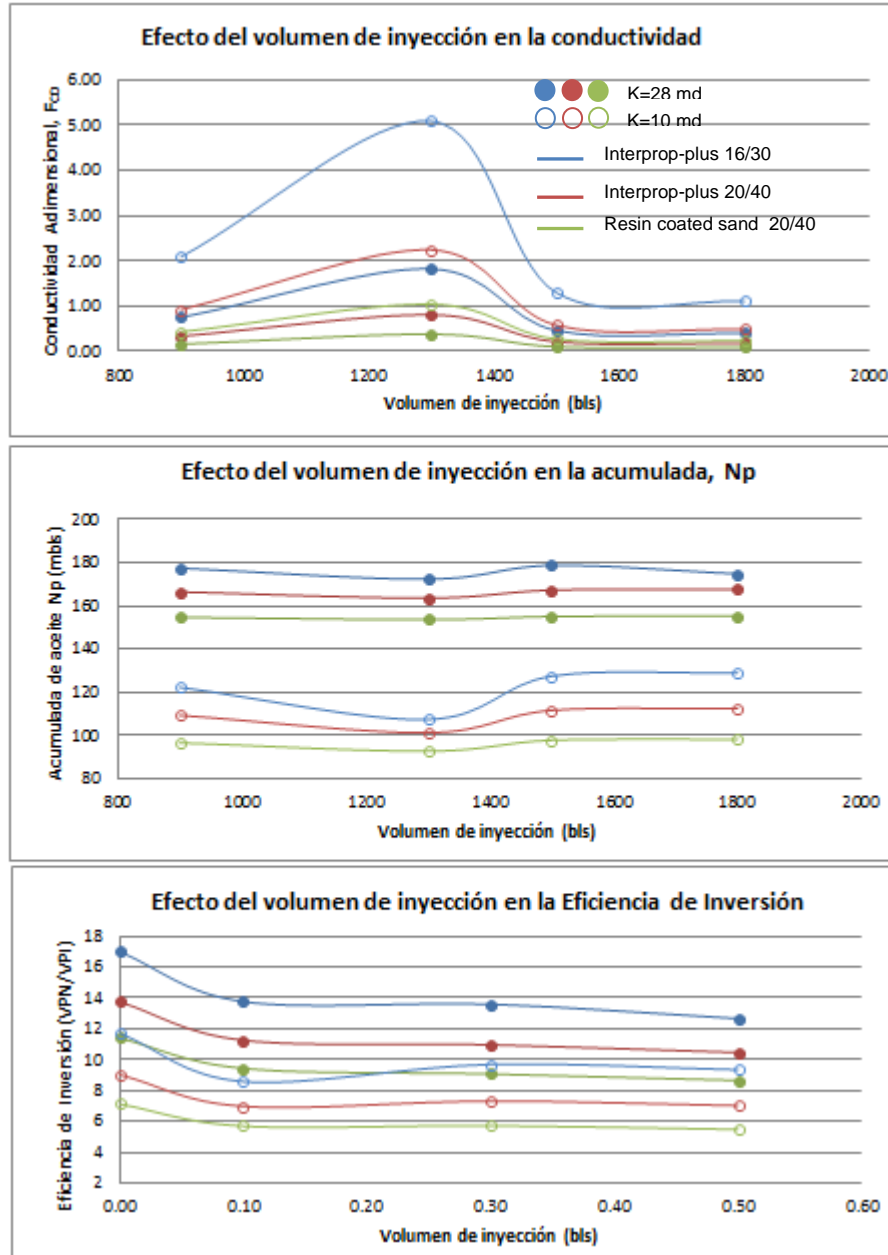


Fig. 5.3 Efectos de la pérdida de filtrado en la conductividad, acumulada de aceite y la eficiencia de inversión.

Aparentemente se tiene mejor conductividad en $k=10$ md, sin embargo en términos de acumulada es mayor en interprop-plus 16/30, $k=28$ md, $N_p=181$ vs 136 mbls.

En la figura 5.4 se presentan las gráficas comparativas de las simulaciones de permeabilidad 10 y 28 md considerando el efecto de viscosidad de fluido en la conductividad, acumulada de aceite y la eficiencia de inversión.

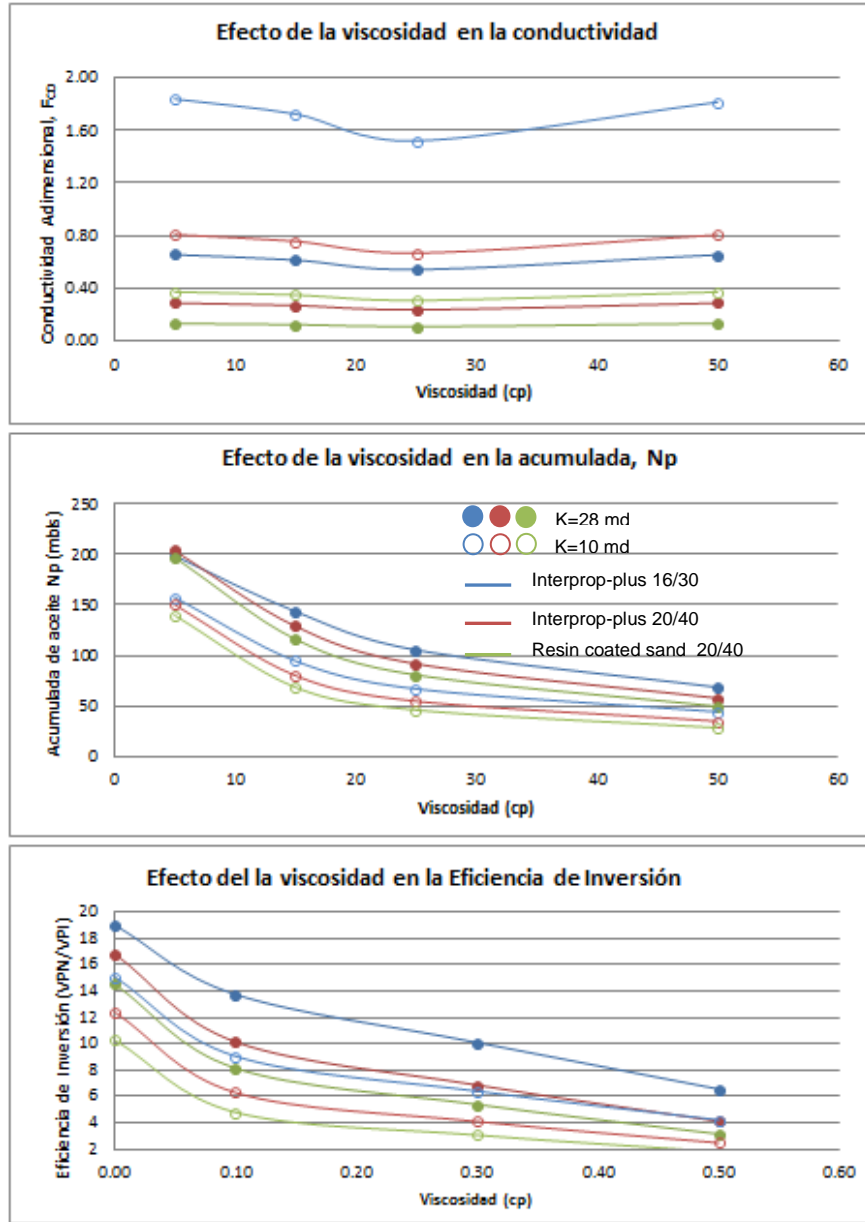


Fig. 5.4 Efectos de la viscosidad del fluido en la conductividad, acumulada de aceite y la eficiencia de inversión.

Aparentemente se tiene mejor conductividad en $k=10$ md, pero al aumentar la viscosidad el efecto es adverso y en $k=28$ md para interprop-plus 16/30, $N_p=199$ vs 157 mbls.

En la figura 5.5 se presentan las gráficas considerando el efecto de gasto de bombeo en la conductividad, acumulada y la eficiencia de inversión.

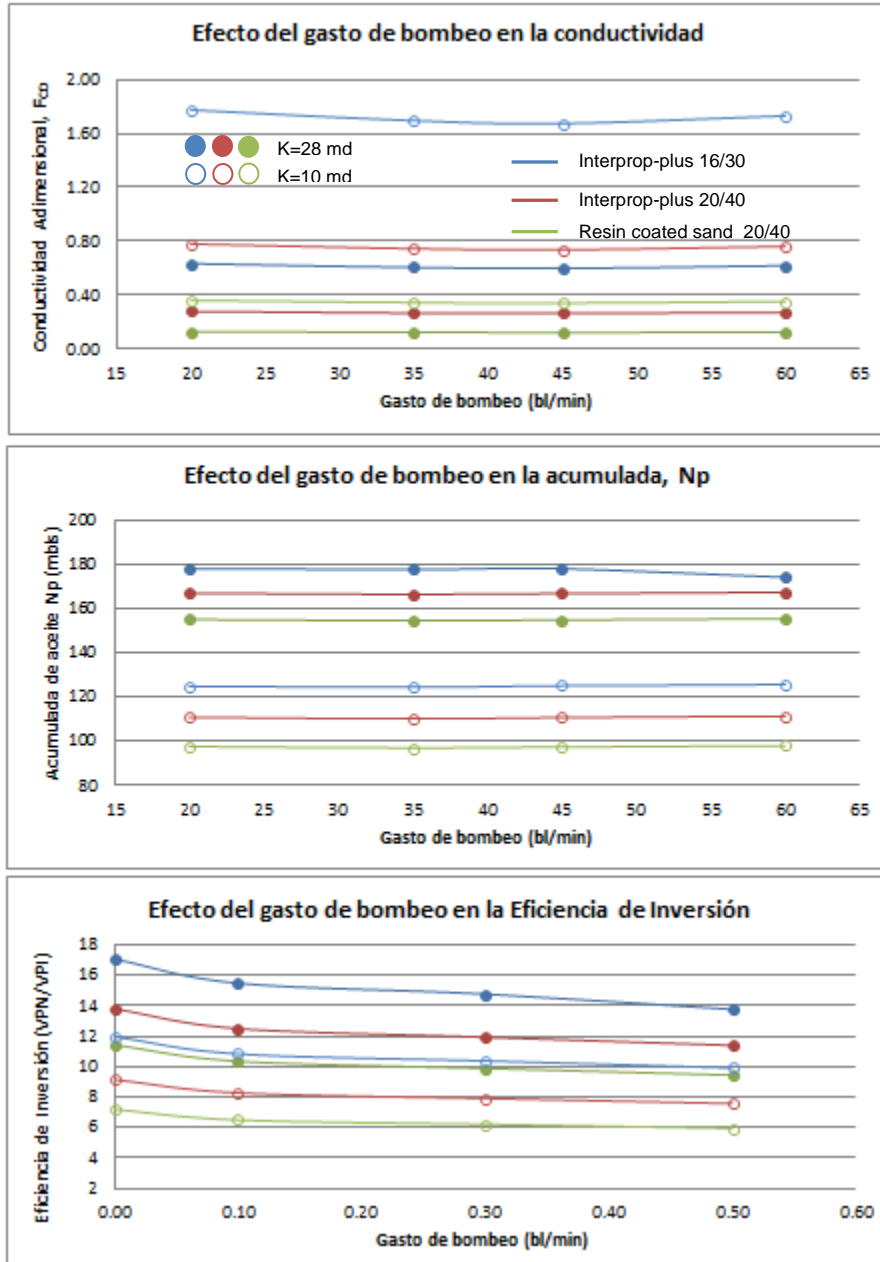


Fig. 5.5 Efectos del gasto de bombeo en la conductividad, acumulada de aceite y la eficiencia de inversión.

La simulación no es muy sensible al gasto de bombeo, se tiene mejor acumulada en la arena interprop-plus 16/30, k=28 md, Np= 178 vs 125 mbls.

En la figura 5.6 se presentan las gráficas considerando el efecto de presión de cierre en la conductividad, acumulada y la eficiencia de inversión.

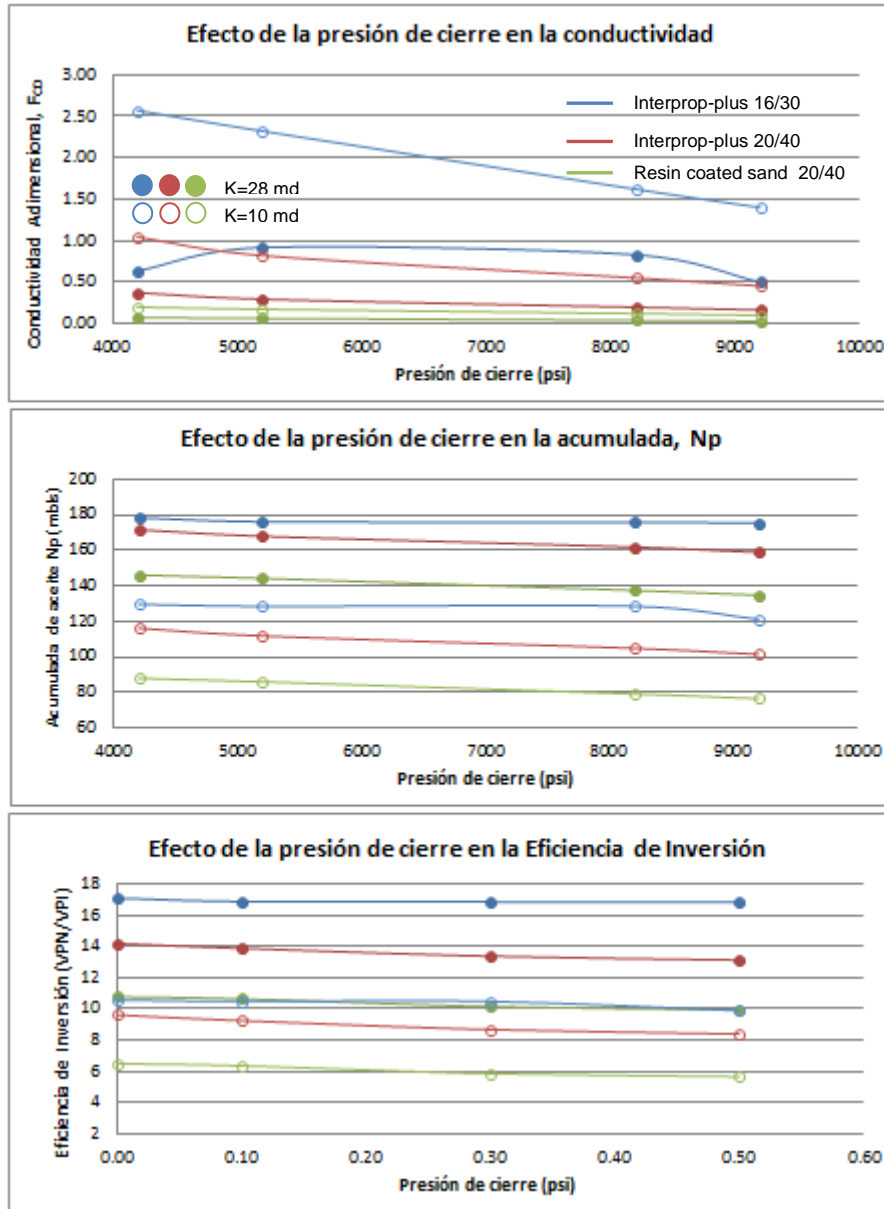


Fig. 5.6 Efectos de la presión de cierre en la conductividad, acumulada de aceite y la eficiencia de inversión.

La conductividad en la arena interprop-plus 16/30, k=10 md es muy afectada por el aumento en la presión de cierre, esto no sucede en la arena de k=28 md, mismo apuntalante donde Np= 179 vs 129 mbls.

En la figura 5.7a y b, se presenta la eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función de la pérdida de filtrado para $k=10$ y $k=28$ md.

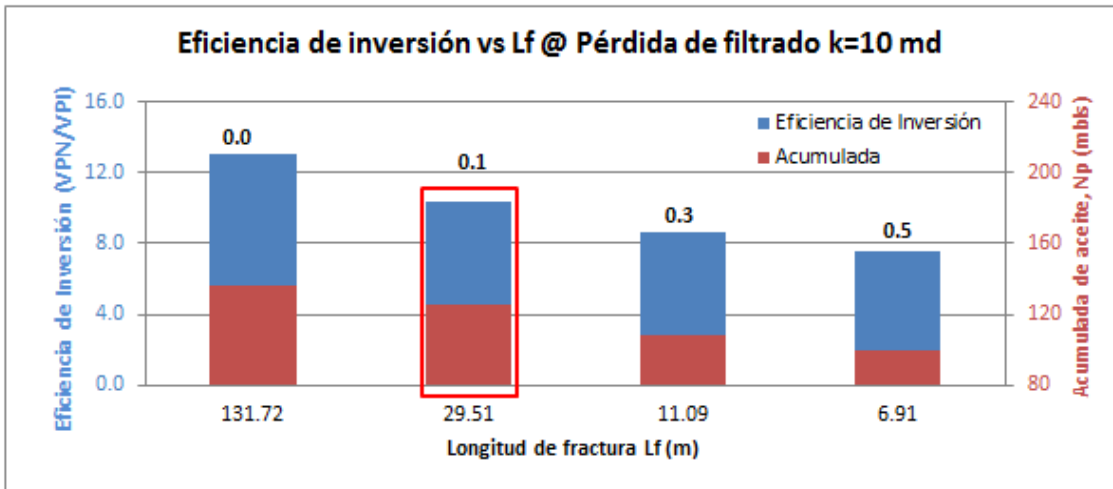


Fig. 5.7a. Eficiencia de inversión contra longitud de fractura en función de la pérdida de filtrado $k=10$ md.

La máxima longitud de fractura y acumulada de aceite, se obtiene si no hubiera pérdida de fluido y por tanto la mejor eficiencia de inversión. Pero 0.1 de pérdida de fluido disminuye considerablemente la longitud y afecta en la conductividad de fractura, acumulada y la eficiencia de inversión.

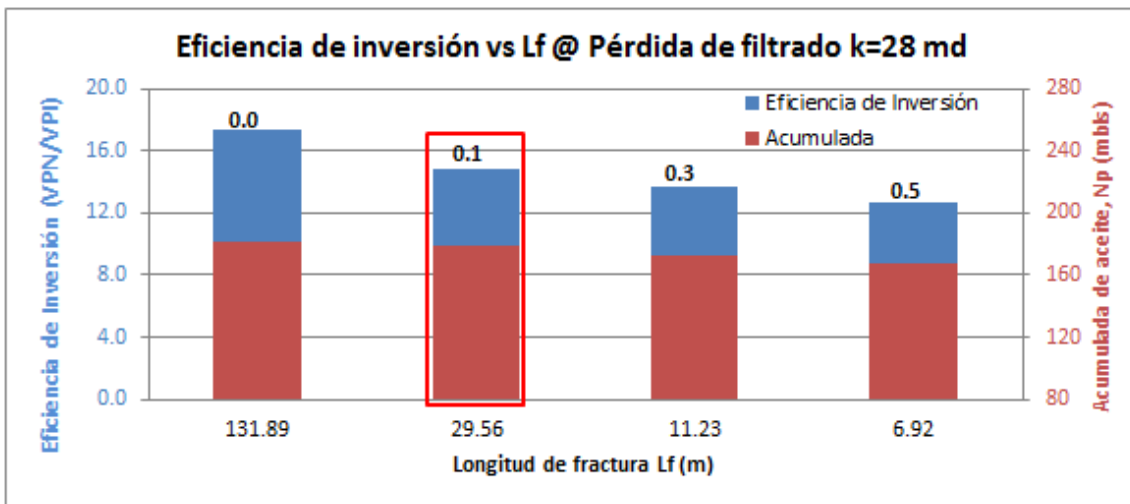


Fig. 5.7b. Eficiencia de inversión contra longitud de fractura en función de la pérdida de filtrado $k=28$ md.

El aumento en la pérdida de filtrado en el yacimiento de $k=28$ md, no disminuye tan drásticamente la acumulada de producción ni la eficiencia en la inversión como en el caso de $k=10$ md.

En la figura 5.8a y b, se presenta la eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función del volumen inyectado para $k=10$ y $k=28$ md.

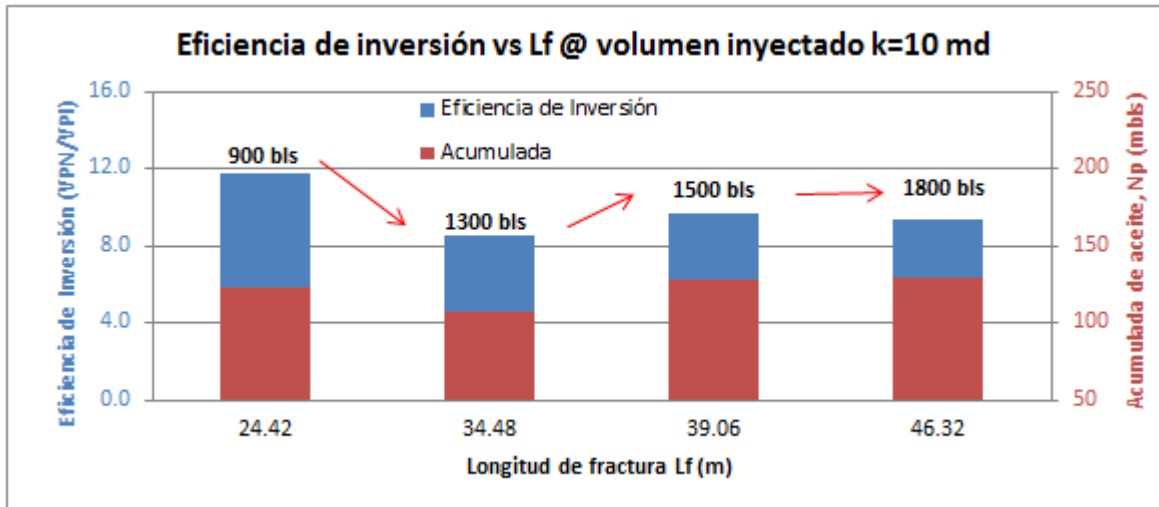


Fig. 5.8a . Eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función del volumen inyectado para $k=10$ md.

El aumento drástico en el volumen de inyección no genera mejor acumulada ni mejor eficiencia de inversión, en cambio, el aumento gradual, por ejemplo de 1300 a 1500 bls, mejora las condiciones tanto de acumulada como de eficiencia de inversión.

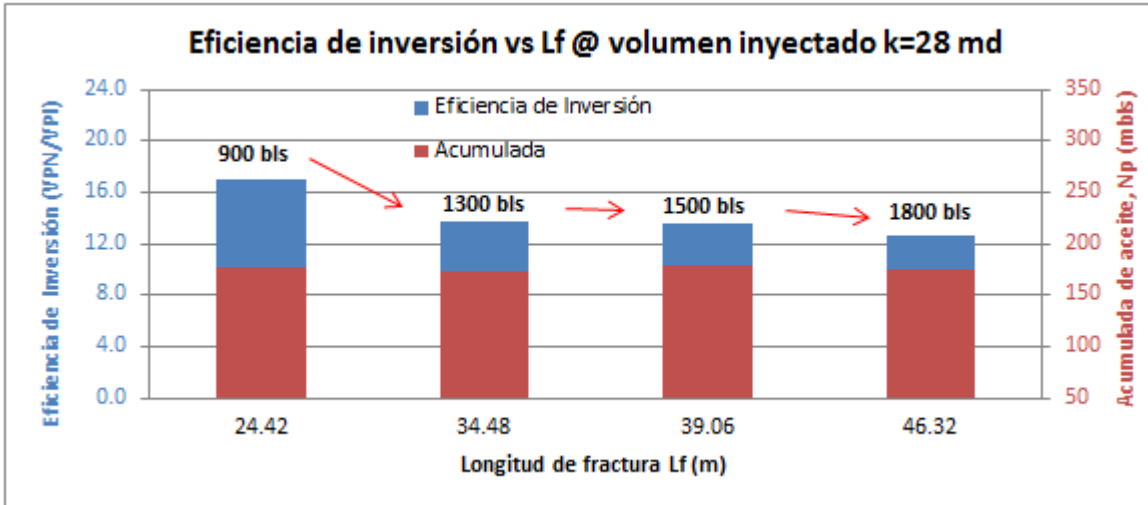


Fig. 5.8b . Eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función del volumen inyectado para $k=28$ md.

El aumento drástico en el volumen de inyección mejora la longitud de fractura pero disminuye la eficiencia de inversión ya que a mayor volumen inyectado, más costosa es la operación de fracturamiento.

En la figura 5.9a y b, se presenta la eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función de la viscosidad del fluido para $k=10$ y $k=28$ md.

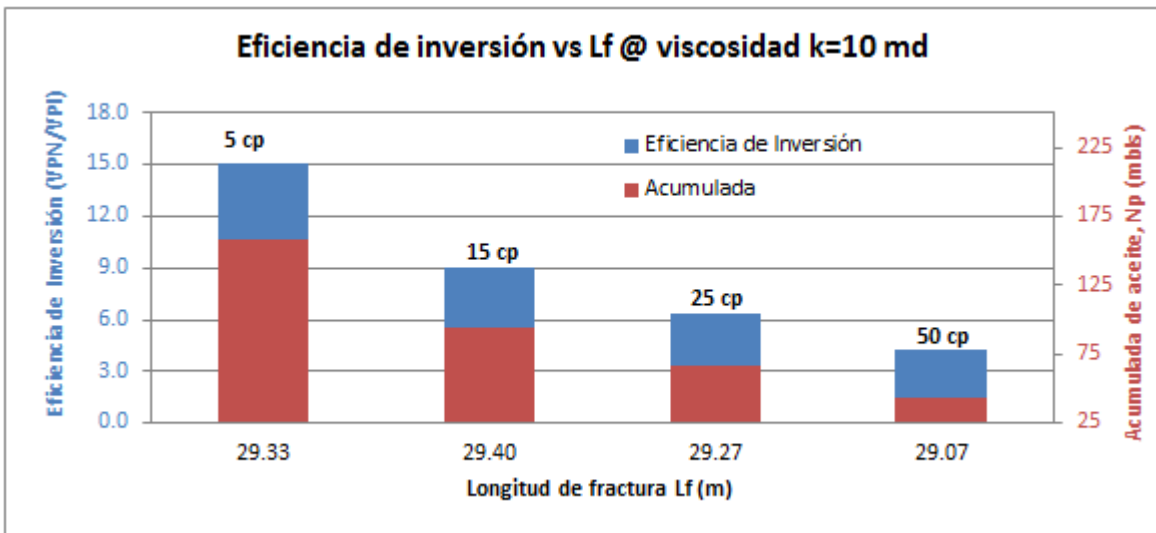


Fig. 5.9a . Eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función de la viscosidad de fluido para $k=10$ md.

A menor viscosidad , se tiene menor costo de fluido y se refleja directamente en la eficiencia de la inversión y en la acumulada de producción. Aumentar la viscosidad al sistema no mejora la longitud y repercute de manera negativa en los volúmenes recuperados en superficie.

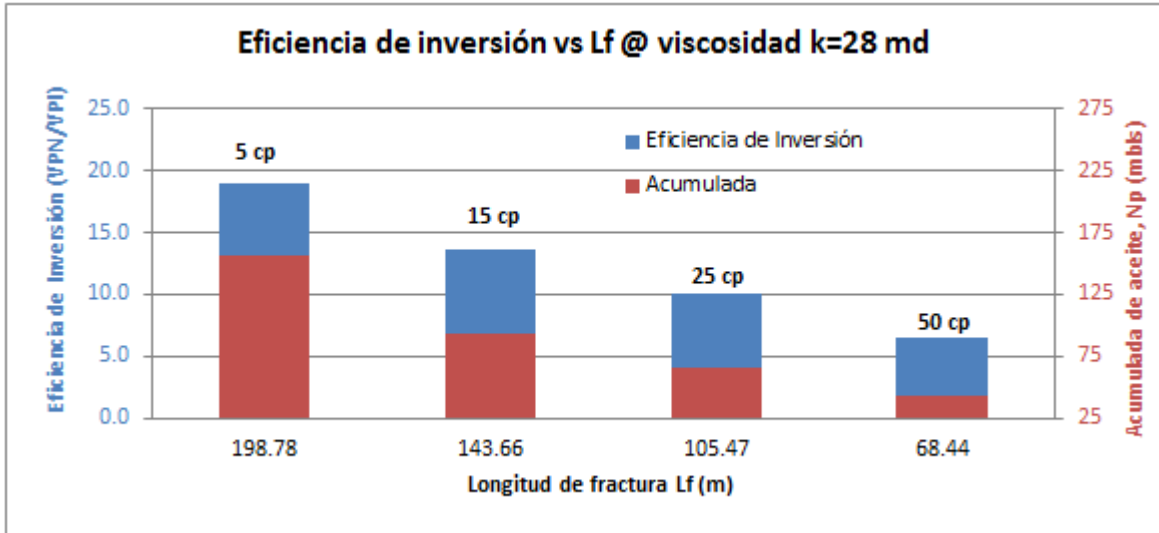


Fig. 5.9b . Eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función de la viscosidad de fluido para k=28 md.

En el yacimiento de k=28 md el aumento en la viscosidad afecta de manera significativa en la recuperación de aceite, se obstruye la conductividad, se tiene menor longitud de fractura y por lo tanto menor acumulada y menor eficiencia de inversión.

En la figura 5.10a y b, se presenta la eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función del gasto de bombeo para k=10 y k=28 md.

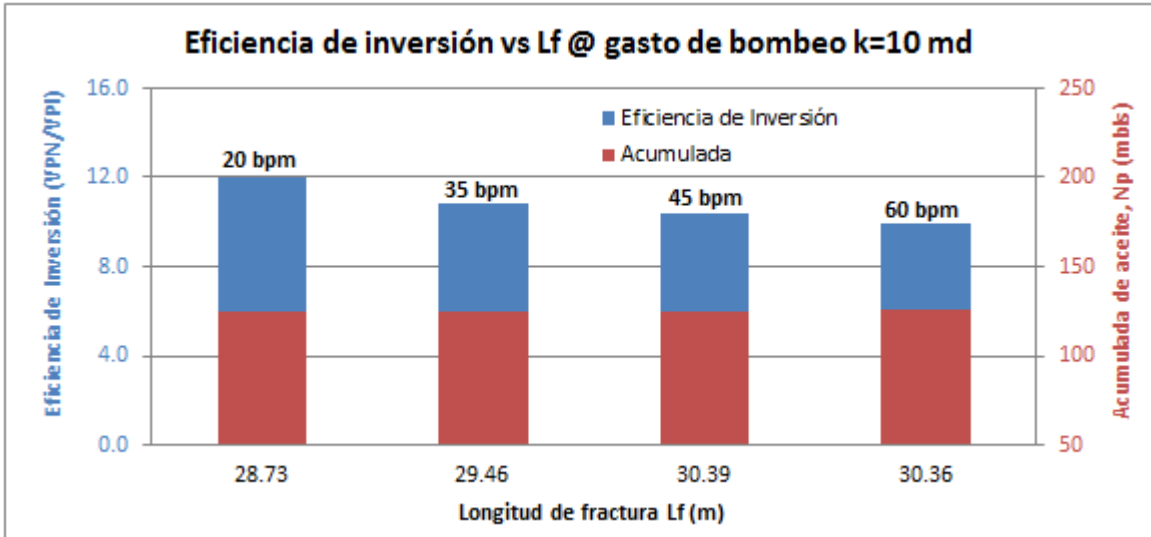


Fig. 5.10a . Eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función del gasto de bombeo para $k=10$ md.

El aumento en el gasto de bombeo no es un parámetro que impacte de manera positiva ni significativa en la longitud de fractura ni en la eficiencia de inversión en el yacimiento de 10 md de permeabilidad.

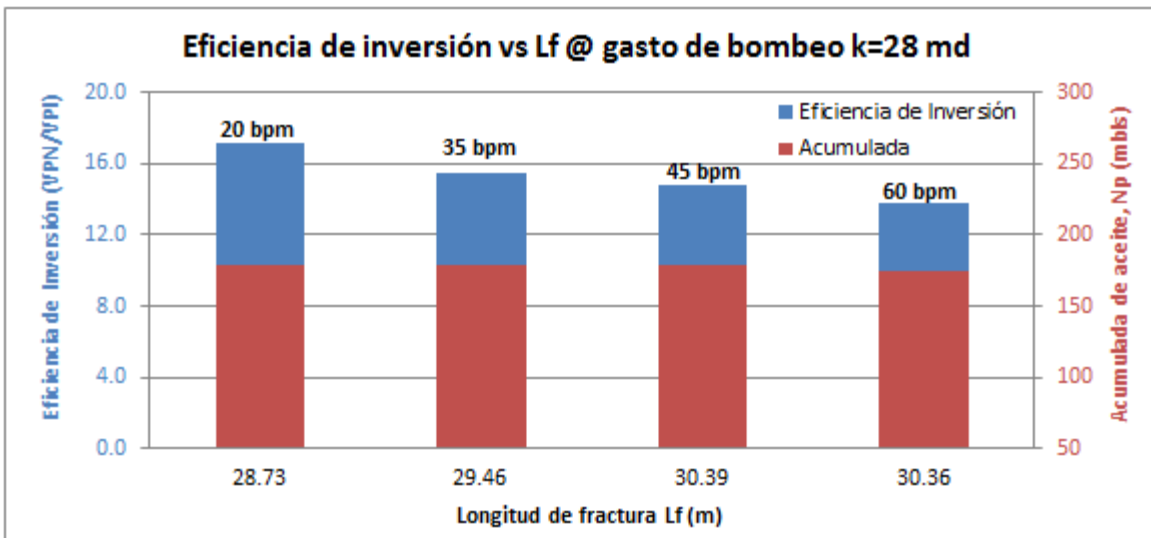


Fig. 5.10b. Eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función del gasto de bombeo para $k=28$ md.

Se tiene mucho mejor acumulada de aceite y mejor eficiencia de inversión en el yacimiento de 28 md de permeabilidad. El aumento en el gasto de bombeo impacta más negativamente que a favor en la eficiencia de inversión por el aumento en el costo.

En la figura 5.11a y b, se presenta la eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función de la presión de cierre para $k=10$ y $k=28$ md.

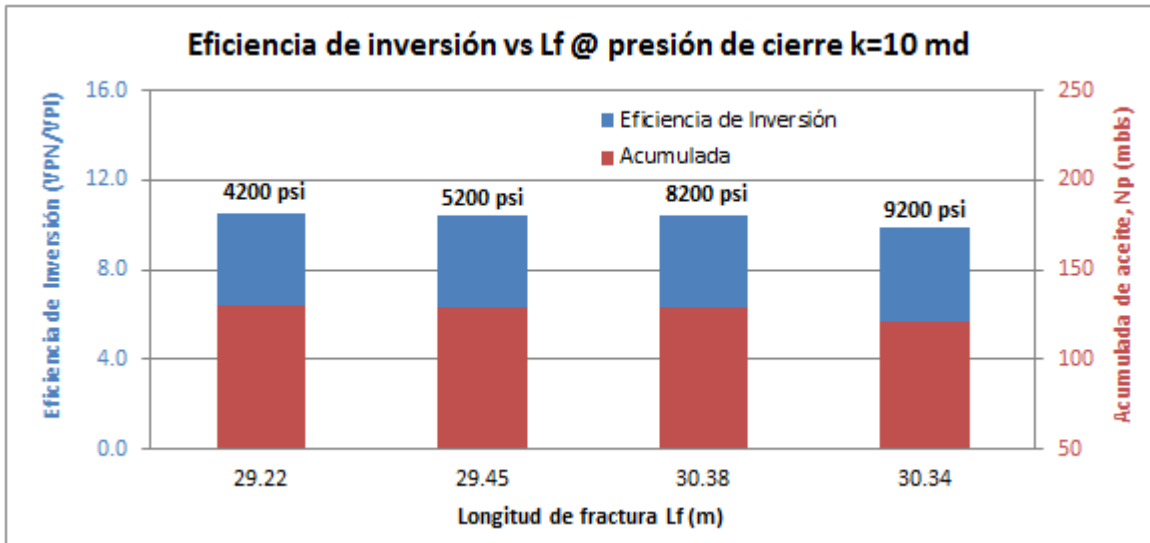


Fig. 5.11a. Eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función de la presión de cierre para $k=10$ md.

Para $k=10$ md, en los casos de 4200, 5200 y 8200 psi de presión de cierre, no se ve un efecto notable en la acumulada ni en la eficiencia de inversión, pero ya en 9200 psi no se mejora la longitud de fractura y disminuye tanto la acumulada como la eficiencia de la inversión.

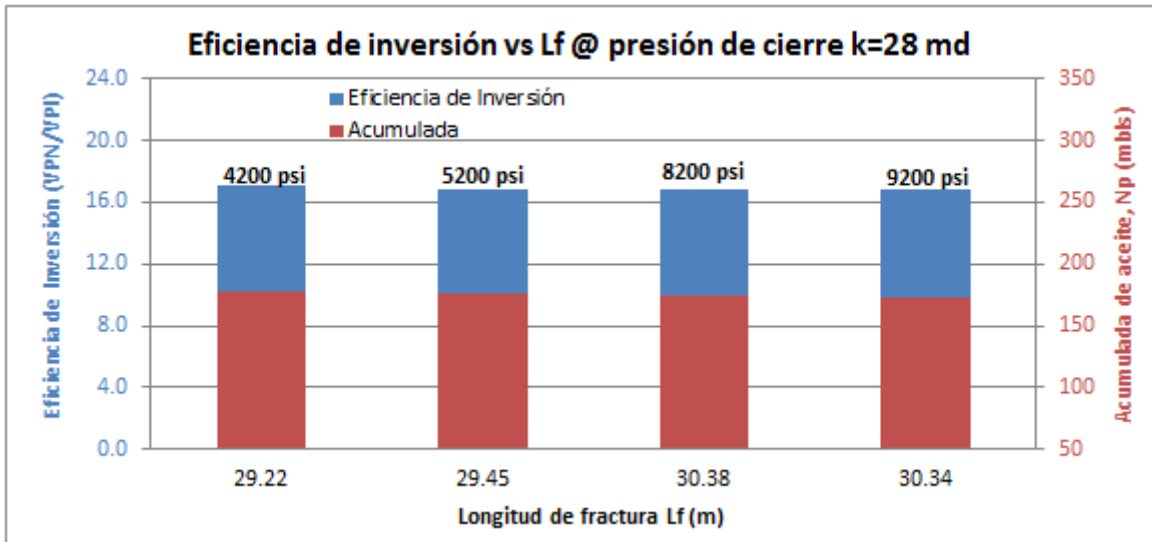


Fig. 5.11b. Eficiencia de la inversión contra la longitud de fractura en función de la presión de cierre para k=28 md.

El aumento en la presión de cierre en el yacimiento de 28 md de permeabilidad, no aumenta de manera importante la longitud y por su excelente conductividad prácticamente se mantiene el nivel de acumulada y eficiencia de la inversión.

5.2 Conclusiones

El fracturamiento hidráulico a nivel de yacimiento tiene por objetivo sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el mismo.

Calibrar el dato de permeabilidad de núcleos con el de pruebas de presión es de suma importancia ya que éste es prácticamente la base tanto del diseño, como del pronóstico de producción y análisis económico de un fracturamiento hidráulico.

En cuanto a la clasificación de yacimientos por rangos de permeabilidad no existe una amplia literatura de consulta, la poca que hay los dividen en baja, mucho menor a 5 md, intermedia entre 5 y 50 md y alta mayor a 50 md de permeabilidad.

El conocimiento del fluido de desplazamiento y su reacción con el fluido de yacimiento y el adecuado apuntalante ayudarán para generar mejores zonas de permeabilidad.

A mayor volumen de pérdida de fluido se obtiene menor longitud y menor amplitud de fractura, el valor más conveniente se encontró en el rango de 0.1 a 0.2 ft³ para que no impacte de manera tan importante en la acumulada de aceite.

El aumento drástico en el volumen de inyección mejora la longitud de fractura pero disminuye la eficiencia de inversión ya que a mayor volumen inyectado, más costosa es la operación de fracturamiento.

Si el gasto de bombeo aumenta, se obtiene mayor amplitud de fractura pero menor longitud, en arenas se desea mayor longitud lo que se refleja en la ganancia volumétrica.

Se recomienda utilizar apuntalante de esfera intermedia o mayor para pozos de alta permeabilidad para evitar arenarlos y tener buena resistencia a la presión de cierre.

El diseño de fracturamiento hidráulico es exclusivo y único para cada pozo, se recomienda ampliamente la prueba de presión producción para conocer el porcentaje de incremento o ganancia en la conductividad y permeabilidad de fractura.

De acuerdo a los resultados en la tabla resumen 5.1.a, se observa que de los 66 casos simulados para el pozo de $k=10$ md, se obtuvo un VPN/VPI ideal de 12.83, y un VPN/VPI con datos técnicos más reales de 10.46, muy similar al obtenido por software comercial el cual fue de 9.48. Se puede concluir que para cualquiera de los 3 casos el fracturamiento hidráulico en éste pozo reditúa un promedio de 10 dólares americanos, por cada dólar invertido.

De acuerdo a los resultados en la tabla resumen 5.1.b, se observa que de los 66 casos simulados para el pozo de $k=28$ md, se obtuvo un VPN/VPI ideal de 16.60, y un VPN/VPI con datos técnicos más reales de 14.61. Se concluye que el fracturamiento hidráulico en éste pozo reditúa un promedio de 15 dólares americanos, por cada dólar invertido.

Para cada simulación se hizo variación en el costo de la intervención dependiendo del consumo de fluido de desplazamiento, volumen y tipo de apuntalante utilizado y volumen de pérdida de fluido considerado para cada caso.

Por fracturamiento hidráulico en arenas de permeabilidad mayor a 5 md, en la Región Sur de México en los últimos 3 años se ha obtenido una ganancia de más de 440 millones de dólares por lo que se recomienda ampliamente su uso.

5.3 Referencias bibliográficas

1. Farmer, I. England, 1983, Engineering Behavior of Rocks, 2nd Ed. Chapman and Hall Ltd., London.
2. Corbett, Patrick, Heriot Watt University, 2005, Well Testing A Standard Geological Tool?, London Seminar.
3. Daungkaew, F. Hollaender and A.C. Gringarten, 2000, Imperial College, Frequently Asked Questions in Well Test Analysis, SPE 63077, London,
4. H. Cinco-Ley,- 1986, Pressure Transient Analysis of Wells With Finite Conductivity Vertical Fractures in Double Porosity Reservoirs PEMEX and University of Mexico, and H.-Z. Meng, Heber Cinco-Ley, Fernando Samaniego Verduzco, SPE 7490, Transient Pressure Analysis for Fractured Wells.
5. A.C. Gringarten, Imperial C., 2006, From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis, SPE 102079, San Antonio, Texas, U.S.A.
6. Oriostegui Cobos, Victor Eder, 2011, “Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos de Alta Permeabilidad”. Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, UNAM, México D.F.
7. Geertsma, J. 1966, “Problems of rock mechanics in petroleum production engineering”. Proc. First Congr. Of the Intl. Of Rock Mech., Lisbon, Portugal, Vol 1.
8. Emmanuel Detournay and Alexander H.-D. Cheng., 1993, Fundamentals of Poroelasticity Chapter 5 in Comprehensive Rock Engineering. Design Method, ed. C. Fairhurst, Pergamon Press.
9. Les Benet, Joel Le Calvez, David R. Sarver, Kevin Tanner, 1994, La Fuente Para la Caracterización de las Fracturas Hidráulicas, College Satation, Texas, EUA, W.Scott Birk, George Waters Oklahoma, EUA,
10. Castañeda Peña, Omar. 2014, La Estimulación Matricial y el Fracturamiento Hidráulico aplicados a pozos de aceite pesado .Tesis. Facultad de Ingeniería – UNAM. Cap. 4, México.

11. Ballinas Navarro, José Javier, 2013, La opción de fracturamientos híbridos para alcanzar mayores longitudes de apuntalantes. México, Wheatherford, Vol. 53.
12. Pazmiño Urquiza, Jorge. 2004, Fundamentos de la Teoría de Fracturamiento Hidráulico. Tesis. Facultad de Ingeniería – UNAM. Cap. 1, México.
13. Alvarez López, Blanca Ingrid, 2012, Fracturamiento Hidráulico Multietapas, Facultad de Ingeniería, Tesis de Ingeniería Petrolera, UNAM, México, D.F.
14. Oriostegui Cobos, Victor Eder, 2011, “Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos de Alta Permeabilidad”. Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, UNAM, México D.F.
15. Bird, R.B., Stewart, W.E., Lightfoot, 1987, Estudio sistemático de los fundamentos del transporte de materia, energía y cantidad de movimiento. E.N. REPLA S.A., primera edición, Fenómenos de transporte.
16. T. K. Perkins, L.R. Kern, 2011, Widths of Hydraulic Fractures, Members AIME, The Atlantic Refining CO., Dallas, Tx,
17. Babín Vich, Rosa Blanca y Gómez Ortiz, David, 2009, “Problemas de Geología Estructural Cap. 8, Fallas”, Departamento de Geodinámica. Facultad de Ciencias Geológicas. Universidad Complutense de Madrid, Área de Geología-ESCET. Universidad Rey Juan Carlos, Madrid.
18. Acevedo Aguirre, Oguer David, 2009, Determinación de la magnitud de esfuerzos in-situ, Facultad de Ingeniería, Tesis de Ingeniería Petrolera, UNAM, México.
19. B.B. Williams, 2003, Pérdida de fluido en fracturas inducidas hidráulicamente, / SPE AIME.
20. Jorge A. Arévalo Villagrán, Néstor Martínez Romero, Heber Cinco Ley, 2005, Análisis del comportamiento en yacimientos de gas de baja permeabilidad, Ejemplos de campo, Pemex-UNAM, Cuarto E-Exitep Veracruz, Ver., México

21. Francisco Garaicochea P., 1985, Apuntes de Estimulación de Pozos, UNAM, División de Ingeniería de Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, México D.F.
22. J. Economides, 1996, Guía de diseño para Fracturamientos Hidráulicos: Reservoir Stimulation in Petroleum Production Michael University of Houston Curtis Boney, Schlumberger Dowell. Hydraulic Fracturing G.C. Howard – C.R. Fast. Monograph Volume 2 SPE Henry L. Doherty Series, et. Al.
23. Siyed Ali, David Norman, 1995, Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. Chevron Texaco, Houston TX, USA, Joseph Ayoub, Jean Desroches, Sugar Land, Texas, Oilfield Review, SPE.

5.4 Apéndices

Apéndice A

Efecto de los esfuerzos en las propiedades de la roca

Se refiere a campos de estudio dedicados a la comprensión de los procesos básicos de la deformación de las rocas y su importancia tecnológica. La importancia de estos procesos para el ingeniero petrolero es considerable.

1) Por ejemplo, se puede predecir el comportamiento mecánico de una formación lo cual es clave para evitar zonas de inestabilidad durante la perforación de un pozo.

Si resulta deformación de la roca en una notable contracción del pozo debido a un estado de esfuerzo inducido en la roca de la formación, inmediatamente adyacente al agujero, el movimiento o avance de la barrena puede ser obstaculizado o limitado. Si la deformación resulta en una larga expansión del agujero, la roca de la formación se puede fracturar y tener pérdidas de circulación.

2) La predicción del comportamiento mecánico de la roca del yacimiento es esencial para el programa de terminación y estimulación de pozos.

La compactación del yacimiento, la cual puede permitir la subsidencia en superficie, es un factor crítico con respecto al diseño de tuberías de revestimiento y su rendimiento general.

3) La Fig. 1 muestra la falla de TR, como resultado de la compactación de la roca del yacimiento. La producción de aceite, gas natural o agua de formaciones de roca del subsuelo, resulta en un cambio local en el esfuerzo y deformación de la formación debido a la declinación de presión en el poro.

4) Con el fin de predecir la compactación ó el desarrollo de la compresibilidad en el yacimiento debido a la declinación de presión en el poro, es necesario conocer las características de compresibilidad en la roca del yacimiento.

Las propiedades mecánicas de la roca así como la relación de Poisson, el módulo de Young, el módulo de volumen, y la compresibilidad se pueden obtener de dos fuentes diferentes:

- 1) Medidas de laboratorio de las cuales se puede obtener en forma directa parámetros de esfuerzos y comportamiento estático elástico de núcleos.
- 2) Mediciones de registros geofísicos los cuales permiten la determinación de constantes dinámico-elásticas de medidas continuas de velocidades compresionales y de corte.

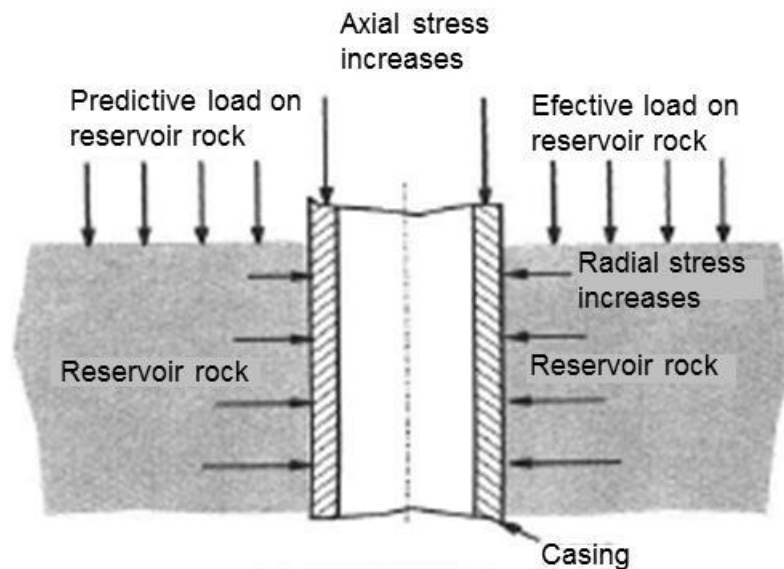


Fig. 1 Compactación de la roca y TR por el esfuerzo: Tensión-Deformación

5 Causas de compactación de yacimiento y falla de la TR:

- 1.- La presión de poro del yacimiento disminuye debido a la producción
- 2.-La carga efectiva en la roca del yacimiento aumenta

- 3.-La roca del yacimiento es compactada por el incremento de la carga
- 4.-El esfuerzo radial se incrementa con la inestabilidad del pozo
- 5.-El colapso de la TR ocurre si el esfuerzo efectivo de la roca aumenta

Poulos y Davis desarrollaron un método analítico para la relación esfuerzo-tensión estática, considerando una muestra cúbica de roca en un campo de esfuerzo en tres dimensiones como se muestra en la figura 2.

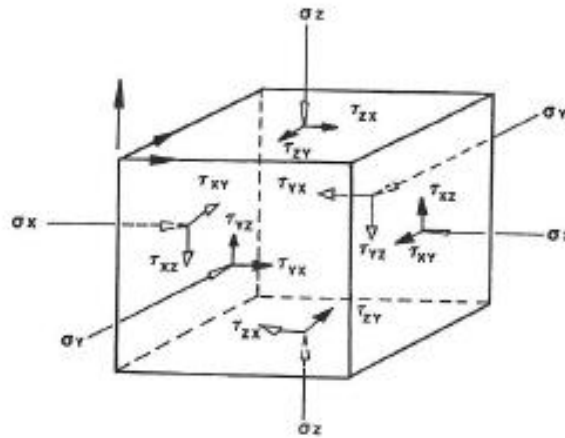


Fig. 2.- Yacimiento de esfuerzo tridimensional en un elemento cúbico

Para entender mejor este diagrama un número de conceptos físicos importantes se asocia con el desarrollo mecánico de la roca y son:

Análisis de tensión

Es definida como la compresión (positiva), o extensión (negativa), resultado de la aplicación de fuerzas externas. Hay dos tipos de tensión : Homogénea y heterogénea. Cuando cada parte de un cuerpo es sometida a una tensión en el mismo tipo y magnitud en cualquier dirección del desplazamiento, la tensión es considerada homogénea.

Es heterogénea si no está en el plano del mismo cuerpo de roca. La tensión resulta de una aplicación extendida de largo esfuerzo y a altas temperaturas se describe como finita y puede ser tratada matemáticamente como tensión infinitesimal.

La tensión es responsable de inducir el desplazamiento de un cuerpo, rotación y deformación por tensión. Asumiendo que una deformación por tensión representa el incremento en el ángulo derecho:

$$\epsilon_{xyz} = \begin{bmatrix} \epsilon_{xx} & \frac{\gamma_{xy}}{2} & \frac{\gamma_{xz}}{2} \\ \frac{\gamma_{yx}}{2} & \epsilon_{yy} & \frac{\gamma_{yz}}{2} \\ \frac{\gamma_{zx}}{2} & \frac{\gamma_{zy}}{2} & \epsilon_{zz} \end{bmatrix}$$

Donde: $\epsilon_{xx}, \epsilon_{yy}, \epsilon_{zz}$ son esfuerzos normales

En operación con matrices es conveniente utilizar la notación doble sufijo.

Muchas situaciones en mecánica de rocas pueden ser tratadas como problemas en dos dimensiones en los cuales solo los esfuerzos o tensión en un simple plano necesitan ser considerados.

Poulos y Davis mostraron que el esfuerzo de deformación normal en un plano hace un ángulo con la dirección z, como se muestra en la figura 3.

Donde: $\varepsilon_{xx}, \varepsilon_{yy}, \varepsilon_{zz}$ son esfuerzos normales

$$\sigma_{\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_z) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_z) \cos 2\theta + \tau_{xz} \sin 2\theta$$

$$\tau_{\theta} = \tau_{xz} \cos 2\theta + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_z) \sin 2\theta$$

Y los esfuerzos principales son:

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_z) + \frac{1}{2} \left[(\sigma_x - \sigma_z)^2 - 4\tau_{xz}^2 \right]^{0.5}$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_z) - \frac{1}{2} \left[(\sigma_x - \sigma_z)^2 + 4\tau_{xz}^2 \right]^{0.5}$$

Los planos principales están inclinados a un ángulo $(\theta_1 + 90)$ al eje z, donde:

$$\theta_1 = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left(\frac{2\tau_{xz}}{\sigma_x - \sigma_z} \right)$$

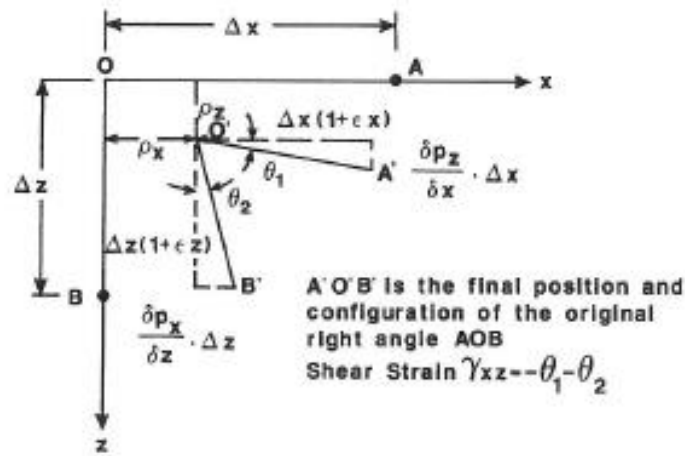


Fig. 3 Esfuerzo de deformación

El máximo esfuerzo de deformación ocurre en un plano inclinado a 45 grados respecto al plano principal y está dado por:

$$\tau_{\max} = \frac{1}{2} \left[(\sigma_x - \sigma_z)^2 + 4\tau_{xz}^2 \right]^{0.5}$$

El esfuerzo normal y el esfuerzo de deformación en un plano inclinado a un ángulo θ son:

$$\varepsilon_{\theta} = \frac{\varepsilon_x + \varepsilon_z}{2} + \frac{\varepsilon_x - \varepsilon_z}{2} \cos 2\theta + \frac{\gamma_{xz}}{2} \sin 2\theta$$

$$\gamma_{\theta} = \gamma_{xz} \sin 2\theta - (\varepsilon_x - \varepsilon_z) \sin 2\theta$$

Es obvio de estas ecuaciones que para tener una descripción completa de esfuerzos es necesario especificar no solo la magnitud, dirección y sentido, si no también el plano sobre el cual actúan.

La relación entre esfuerzo y deformación para la roca del yacimiento es influenciada por un gran número de factores y algunos son: La composición y litología de las rocas, su grado de cementación y afectación, el tipo de material cementante, la cantidad y tipo de fluidos en el espacio poroso, la compresibilidad de la matriz, roca y fluidos, porosidad, permeabilidad, presión y temperatura de yacimiento. Muchos de esos factores son interdependientes y sus efectos separados o combinados en la relación esfuerzo-tensión, pueden ser medidos solo en laboratorio usando una muestra de roca actual del yacimiento y controlando la exactitud de los parámetros simulados a condiciones in-situ. Tres técnicas y mediciones son comúnmente utilizadas: Hidrostática, uniaxial y triaxial.

Estas técnicas esencialmente involucran la carga especificada y medida de esfuerzos correspondientes a la teoría de elasticidad lineal.

Ley de Hooke

Si el cuerpo de una roca es sometido a fuerzas duraderas por algunos minutos, horas o días, por lo general pasa por 4 etapas de deformación: Elástica, elástica viscosa, plástica y ruptura. Estas etapas dependen de la elasticidad, viscosidad y rigidez de la roca así como de su historia de esfuerzos, temperatura, tiempo, presión de poro y anisotropía.

Primero la deformación es elástica, si se retira la tensión el cuerpo retorna a su forma y tamaño original. Con pura deformación elástica la tensión es función lineal del esfuerzo. El material que obedece a la Ley de Hooke se muestra en la figura 4

En física, la ley de elasticidad de Hooke o ley de Hooke, originalmente formulada para casos de estiramiento longitudinal, establece que el alargamiento unitario que experimenta un material elástico es directamente proporcional a la fuerza aplicada sobre el mismo F :

$$\epsilon = \frac{\delta}{L} = \frac{F}{AE}$$

siendo δ el alargamiento, L la longitud original, E : módulo de Young (Medida de la propiedad de la roca a resistir deformación), A la sección transversal de la pieza estirada (cilindro ó tapón de un núcleo de roca). La ley se aplica a materiales elásticos hasta un límite denominado límite elástico.

Si una muestra cilíndrica de roca es sujeta a esfuerzos paralelos a su eje de longitud, se alargará y el diámetro del cilindro empezará a ser cada vez más pequeño, figura 5.

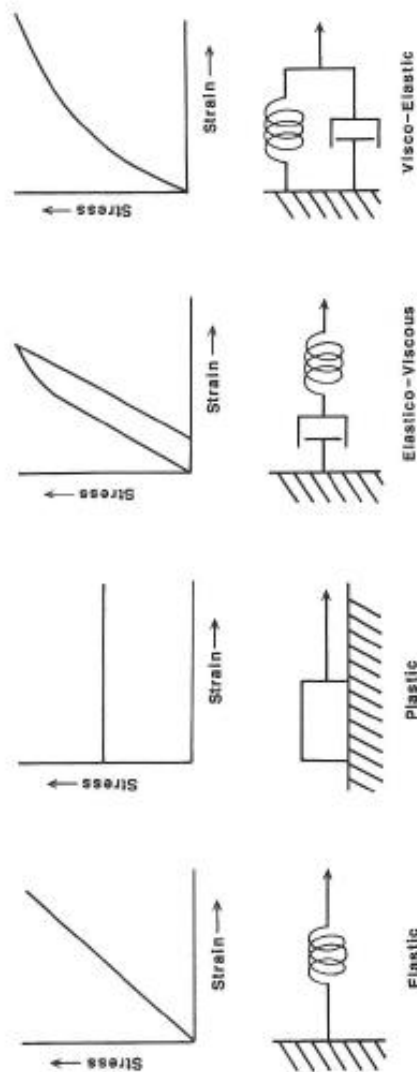


Fig. 4 Relaciones esfuerzo-tensión con relación a modelos mecánicos

En la mecánica de sólidos deformables elásticos la distribución de tensiones es mucho más complicada que en un resorte o una barra estirada solo según su eje. La deformación en el caso más general necesita ser descrita mediante un tensor de deformaciones mientras que los esfuerzos internos en el material necesitan ser representados por un tensor de tensiones. Estos dos tensores están relacionados por ecuaciones lineales conocidas por ecuaciones de Hooke generalizadas o ecuaciones de Lamé-Hooke, que son las ecuaciones

constitutivas que caracterizan el comportamiento de un sólido elástico lineal. Estas ecuaciones tienen la forma general:

$$\sigma_{ij} = \sum_{k,l} C_{ijkl} \epsilon_{kl}$$

El cambio del límite de deformación elástica a plástica es conocida como “Límite de elasticidad”, o límite de esfuerzo. Esto se muestra en la figura 5 a y b

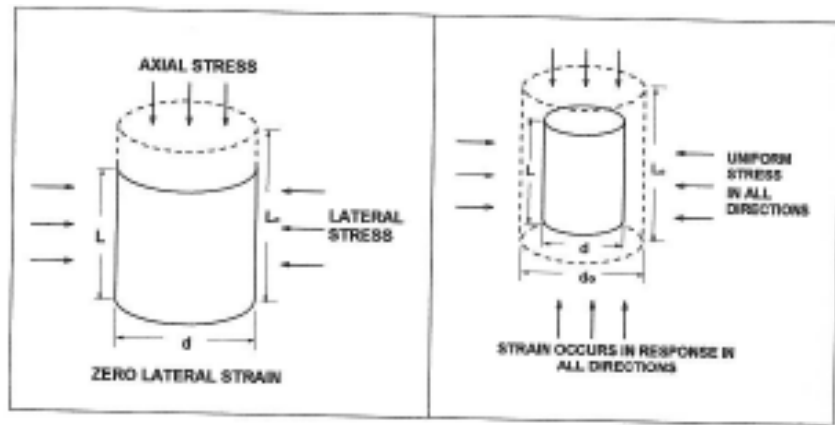


Fig. 5 Prueba de compactación a) Prueba de compactación de esfuerzo uniaxial b) Prueba de compactación hidrodinámica.

$$V = -\frac{\epsilon_{lat}}{\epsilon_{ax}} = \frac{\Delta d / d_0}{\Delta L / L_0}$$

Donde:

D_0 =Diámetro original de la muestra cilíndrica de núcleo

Δd =Cambio en el diámetro

L_0 =Longitud original del núcleo

ΔL =Cambio en la longitud

ϵ_{lat} =Esfuerzo en dirección lateral

ϵ_{ax} =Esfuerzo en dirección axial

Usando esos términos, el módulo de Young se puede expresar como:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon_{ax}} = \frac{F/A}{\Delta L/L_0}$$

El cambio de forma es expresado como:

$$G = \frac{\text{esfuerzo de deformación}}{\text{deformación de corte}} = \frac{\tau}{\gamma}$$

Otra constante elástica de la roca es el módulo de masa K, el cual es la relación de cambio entre la presión hidrostática (stress) a su correspondiente esfuerzo de tensión:

$$K = \frac{\Delta p}{\Delta V/V_0}$$

Donde Δp es el cambio en la presión hidrostática, ΔV es el cambio en el volumen y V_0 es el volumen original. El módulo de volumen es el recíproco de la compresibilidad de la matriz C_f como se muestra:

$$K = \frac{1}{C_f}$$

La relación entre el esfuerzo y la tensión es comúnmente expresada en gráficas como diagramas de esfuerzo-tensión, figura 6

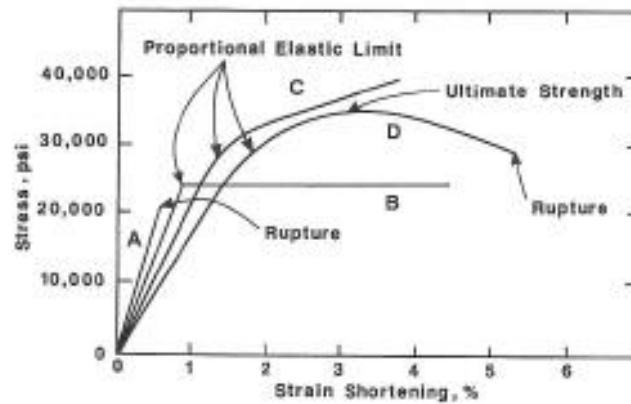


Fig. 6 Diagrama esfuerzo-tensión

Esfuerzo de Mohr

Las relaciones entre el esfuerzo y la ruptura para muchas rocas puede ser determinado gráficamente por los círculos de esfuerzos de Mohr, fig 9.15

El esfuerzo normal a la falla o plano de grieta σ_n está dado por:

$$\sigma_n = \frac{1}{2} (\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\theta$$

El esfuerzo de deformación paralelo al plano de fractura, τ , está dado por:

$$\tau = \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\theta$$

Donde θ es el ángulo entre el plano de falla y la dirección del mínimo esfuerzo principal, σ_3 .

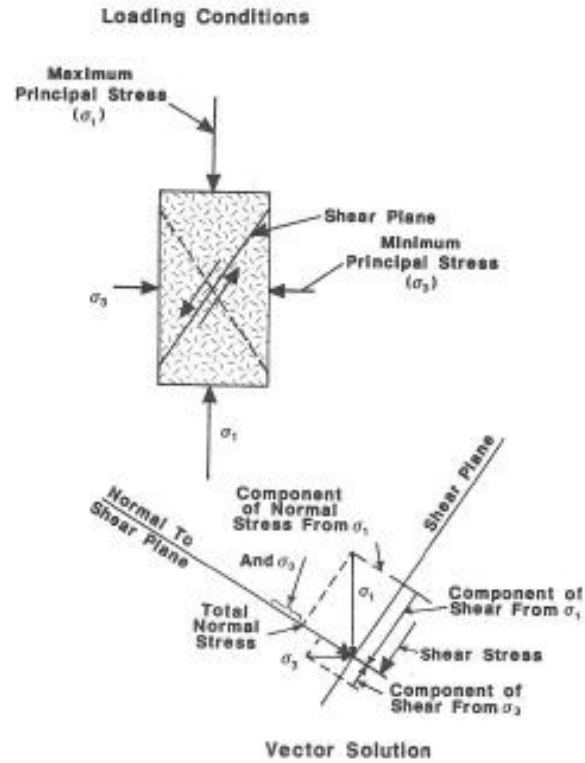


Fig. 7 Estado de esfuerzos a lo largo de cualquier plano en la roca

La línea dibujada tangente a los círculos es conocida como la “Envolvente de Mohr”. Los esfuerzos que caen en la envolvente son debajo del punto de falla; mientras que cualquier esfuerzo fuera de la envolvente será causa de falla, figuras 8a y 8b.

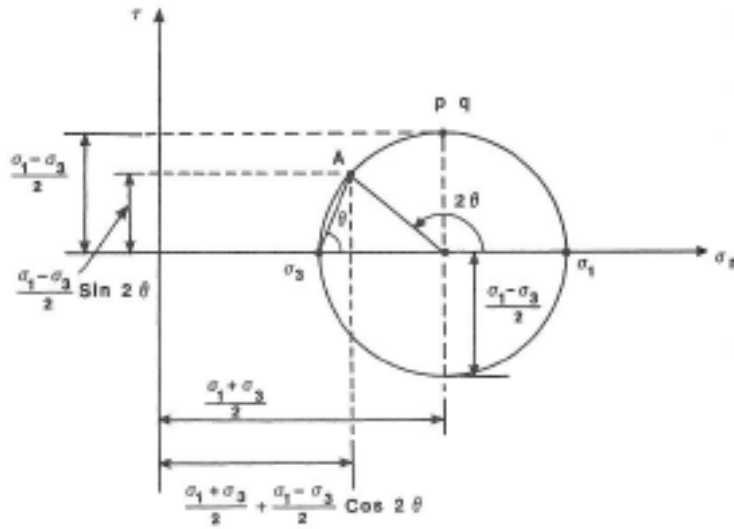


Fig. 8a Círculo de Mohr, representación de esfuerzos en un plano

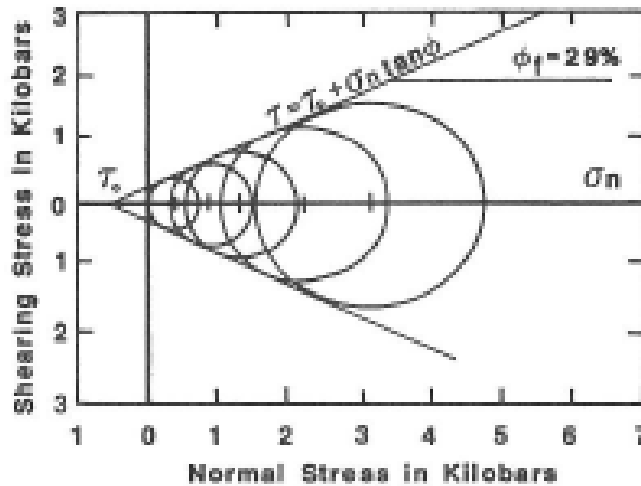


Fig. 8b Envolvente de esfuerzos de Mohr

Propiedades elásticas dinámicas

Un número de métodos han sido usados para determinar los valores dinámicos del módulo de Young y la relación de Poisson. Hosking obtuvo los valores dinámicos de varias propiedades elásticas para determinar las velocidades de propagación en la roca usando pulsos ultrasónicos y sonidos de resonancia.

Las propiedades mecánicas derivadas de una prueba de la muestra de roca en laboratorio, tales como la medición de las deformaciones por un esfuerzo aplicado, son constantes elásticas estáticas. Los módulos elásticos dinámicos se derivan de la medición de las velocidades de ondas elásticas del material. El análisis de registros sísmicos y de las formas de ondas proporciona el medio para obtener mediciones continuas de las velocidades de compresión y corte. Estos datos, junto con una medición de la densidad total, permiten la medición y el cálculo in situ de las propiedades mecánicas de la roca. Las relaciones entre coeficientes elásticos, en términos de las velocidades de ondas elásticas (o tiempos de tránsito) y densidad total, aparecen en la Tabla 1. ¹⁸

ν	Relación de Poisson	$\frac{\text{Deformación lateral}}{\text{Deformación longitudinal}}$
G	Módulo de corte	$\frac{\text{Esfuerzo aplicado}}{\text{Deformación de corte}}$
E	Módulo de Young	$\frac{\text{Deformación uniaxial aplicada}}{\text{Deformación normal}}$
K_b	Módulo volumétrico	$\frac{\text{Presión hidrostática}}{\text{Volúmen deformado}}$
C_b	Compresibilidad de la matriz	$\frac{\text{Deformación volumétrica}}{\text{Presión hidrostática}}$
α	Constante elástica de Biot	Proporcionalidad de la presión de poro

Tabla 1. Propiedades elásticas dinámicas

Módulo de Young

Si se ensaya en el laboratorio en una probeta de roca sin confinar mediante la aplicación gradual de una fuerza axial, se produce una deformación axial que puede ser medida mediante la instalación de comparadores en la probeta.

El registro de los esfuerzos y de las deformaciones correspondientes permite dibujar la curva esfuerzo – deformación del ensayo (figura 9). La rama ascendente de la curva, antes de alcanzar la resistencia del pico, presenta un comportamiento lineal o elástico para la mayor parte de las rocas. En el campo elástico, la deformación es proporcional al esfuerzo y se cumple la relación:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon_{ax}} = \frac{F/A}{\Delta L/L}$$

Donde E es la constante de proporcionalidad conocida como módulo de Young o módulo de elasticidad, σ es el esfuerzo y ϵ_{ax} es la deformación axial (en la misma dirección que la fuerza aplicada).

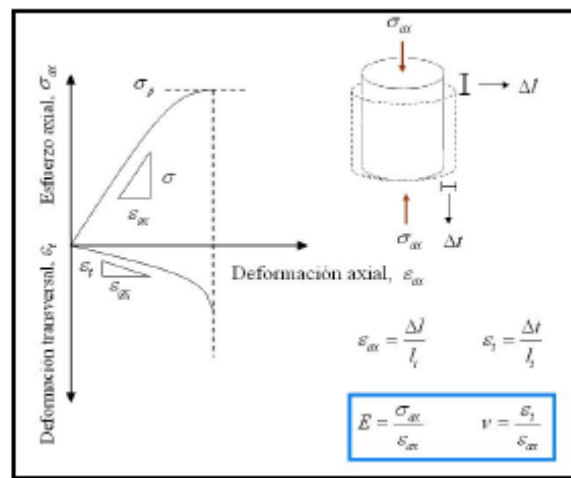


Fig. 9 Curvas esfuerzo - deformación obtenidos del ensayo de compresión uniaxial.

Existe otra constante que define, junto con el valor de E, el comportamiento elástico del material rocoso, llamado *relación de Poisson*, la cual es una medida de la expansión transversal relativa a una contracción axial:

$$\nu = \frac{\epsilon_t}{\epsilon_{ax}}$$

donde ϵ_t es la deformación transversal de la probeta de roca ensayada. Los materiales *isótopos* son materiales en los cuales la respuesta de la deformación es independiente de la orientación del esfuerzo aplicado. Para tales materiales los ejes principales de esfuerzo y los ejes principales de deformación siempre coinciden.

Para rocas, la relación de Poisson es típicamente de 0.15 – 0.25. Para rocas porosas débiles ν puede acercarse a cero incluso llegar a ser negativo. Para fluidos, la rigidez G desaparece, lo cual implica que $\nu \rightarrow \frac{1}{2}$. También para arenas no consolidadas, ν es cercano a $\frac{1}{2}$. Valores comunes de la relación de Poisson para algunas rocas son: areniscas duras 0.01, calizas 0.15 – 0.31, lutitas 0.17 – 0.28 y arcillas 0.17 – 0.502. Los módulos elásticos E , λ , G y K son medidos en las mismas unidades como en el esfuerzo, por ejemplo, Pa, psi o bar. Valores típicos para los módulos elásticos de algunas rocas son dados en la tabla 2. Notar que los valores dados pueden cambiar con la condición de esfuerzo.

TIPO DE ROCA	MÓDULO DE YOUNG (10^6 psi)	RELACIÓN DE POISSON
Caliza	5 – 13	0.30 – 0.35
Arenisca no consolidada	0.2 – 1.3	0.25 – 0.35
Arenisca consolidada	1 – 8	0.15 – 0.30
Limo	4 – 8	0.20 – 0.30
Lutita	1 -5	0.25 – 0.45
Carbón	0.10 – 1.0	0.35 – 0.45

Tabla 2. Valores del Módulo de Young y el coeficiente de Poisson de acuerdo al tipo de roca

APENDICE B

Prueba leak-off

La mejor forma para medir la presión de cierre es desarrollar una serie de pruebas de minifrac; sin embargo, no es normalmente hecha durante la etapa de perforación. En cambio ha sido una práctica común para desarrollar la llamada prueba de leak-off la cual es una prueba de presión en el pozo. El pozo es cerrado usando válvulas preventoras de reventones. El lodo es entonces bombeado hacia el pozo a través de una tubería perforadora. En algunas ocasiones, el fluido entrará a la formación, o se fugará, en cualquiera de los dos movimientos a través de caminos permeables en la roca o creando un espacio por el fracturamiento de la misma.

La presión es registrada como una función del tiempo o del volumen inyectado. Cuando la presión parte de un incremento lineal, el bombeo es detenido y la presión es observada como una función de tiempo. Una prueba de leak-off típica daría un diagrama de presión como se muestra en la figura 10. La presión de leak-off es tomada como la presión donde se desvía del comportamiento lineal. Es claro que la presión de leak-off está relacionada con la presión de ruptura de la formación.

La forma en la que las pruebas de leak-off son usadas, es porque la presión de leak-off es considerada como una medida de la presión de fracturamiento de la formación. De la descripción anterior se puede llegar a la conclusión que dicha presión puede ser considerada sólo como un indicio. La relación entre la presión de leak-off y el esfuerzo mínimo in situ ha sido investigado por Breckels y van Ekelen (1982). Sus resultados muestran que los valores de leak-off generalmente son de alrededor de 10 % más altos que los correspondientes a los esfuerzos in situ. Durante la etapa de perforación el riesgo más alto del fracturamiento de la formación es en la zapata de la tubería. Después de que una tubería de revestimiento es colocada y cementada en el pozo, una prueba de leak-off es normalmente corrida después de pocos metros del agujero (debajo de donde se ha perforado la zapata).

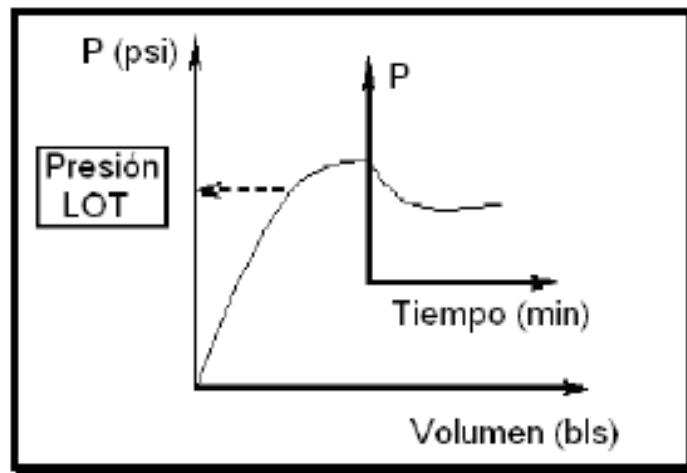


Fig. 10 Prueba esquemática leak-off

Es posible correr pruebas de leak-off en largas secciones en agujero descubierto expuesto a la presión. La dificultad en este caso es identificar la zona en donde la prueba de leak-off está ocurriendo. Se les debe prestar atención a las pruebas de leak-off en pozos desviados. La prueba de leak-off puede reflejar la reducción de la presión de colapso en tales pozos, pero la extensión de presión de fractura está todavía dada por el componente de esfuerzo in situ mínimo el cual es independiente de la orientación del pozo.

El resultado de la prueba de leak-off dicta la máxima presión o peso del lodo que puede ser aplicado al pozo durante las operaciones de perforación. Para mantener un pequeño factor de seguridad que permita las operaciones seguras del pozo, usualmente la presión máxima de operación es ligeramente menor a los resultados arrojados por la prueba de leak-off. La magnitud de la presión ejercida sobre la formación es causada por los fluidos que se introducen del pozo hacia la formación. El fluido puede estar fluyendo dentro de los espacios porosos de la roca o dentro de las aberturas y es propagado dentro de la formación debida a la presión del mismo. Este término es asociado normalmente con una prueba para determinar los esfuerzos de la roca, comúnmente llamado Prueba Integral de Presión (PIT) o Prueba de Leak-Off (LOT). Durante una prueba, la comparación del tiempo real del fluido inyectado contra la presión de fluido es graficada. La sección inicial de esta gráfica para la mayoría de los pozos es una línea recta. El punto de goteo o de leak-off es el punto de desviación permanente de la sección de recta. El diseñador del pozo debe entonces ajustar los planes para el pozo a esta presión, o si el diseño es suficientemente conservador procede como lo planeado. Una aplicación de la prueba de leak-off es determinar el gradiente de fractura de la formación, con la finalidad de proporcionar con bastante confianza el gradiente de fractura de la formación y así definir la máxima presión permisible en el pozo cuando ocurre un brote, densidades de lodo máxima a usarse y el asentamiento de las subsecuentes tuberías de revestimiento.

Otra razón fundamental de la prueba de leak-off es encontrar la presión a la cual la formación inicia a admitir fluido de control sin provocar fracturamiento de la formación. El resultado será la suma de la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido empleado más la presión del manómetro al represionar en superficie. La presión a manejar en la superficie dependerá del valor de la columna hidrostática que se utilice en el pozo; a mayor densidad del lodo, menor presión se requerirá en la superficie.

Pérdida de fluido por fracturas inducidas

El diseño exitoso de tratamientos de fractura hidráulica depende del conocimiento exacto de las propiedades de pérdida de fluido del fluido fracturante. Howard y Fast dieron la primera descripción del proceso de pérdida de fluido y desarrollaron ecuaciones relacionando el área de la fractura a los fluidos y las propiedades de la formación y los datos del tratamiento. Este desarrollo estuvo basado en pruebas de filtración estática similares a la prueba de filtración de lodo API.¹⁹

Posteriormente Hall y Dollarhide demostraron que la prueba de pérdida de fluido estático no representa adecuadamente las condiciones bajo las cuales los aditivos actúan en un tratamiento de fractura. Ellos sugirieron utilizar una prueba de pérdida de fluido dinámico para determinar los parámetros de pérdida de fluido, y ellos desarrollaron una forma alternativa de la ecuación de Howard y Fast para el área de la fractura. En adición, ellos proveen datos que demuestran algunos de los efectos encontrados en pruebas dinámicas que no están presentes en pruebas estáticas.¹⁹ La pérdida dinámica de fluido se refiere a la pérdida de fluido desde una fractura cuando una alta velocidad de flujo a lo largo de la fractura existe en el punto donde la pérdida de fluido ocurre. Esta es la situación normal desde que produce el fracturamiento hidráulico en una longitud, grieta estrecha a lo largo de la cual fluyen los fluidos a velocidades arriba de varios cientos de pies por minuto.

¹⁹

La alta velocidad es mantenida muy por debajo de la fractura aunque la razón del flujo volumétrico decrezca cuando la fractura se convierte progresivamente más estrecha.

En una prueba de pérdida de fluido dinámica, una alta velocidad de la corriente del fluido, la cual inhibe la formación del filtro de enjarre grueso, se mueve pasando la superficie de la roca al mismo tiempo que el fluido entra al núcleo.

Como se muestra en las figuras 11 y 12 la pérdida de fluido durante esta prueba puede ser dividida dentro de tres regímenes:

- 1) Control por las propiedades del yacimiento
- 2) Control por las propiedades del yacimiento y el enjarre de filtro
- 3) Control por el enjarre de filtro de estado estable.¹⁹

Inicialmente, la caída de presión es totalmente disipada a través del núcleo y la pérdida de flujo ocurre como si ningún aditivo estuviera presente. Siguiendo, un enjarre de filtro comienza a formarse y la pérdida de velocidad es más baja porque alguna caída de presión ocurre a través del enjarre. Finalmente, un estado estable es alcanzado en el cual el enjarre tiene un espesor constante y la velocidad de pérdida del fluido constante.¹⁹

El espesor del enjarre de filtro formado en una prueba dinámica es limitado desde que las partículas fuera de la matriz son sometidas a grandes esfuerzos de corte.

Teoría de la pérdida de fluido

Un modelo matemático para la pérdida de fluido dinámico puede ser desarrollado suponiendo que la velocidad de pérdida de fluido es controlada por dos mecanismos separados. Inicialmente, la velocidad es limitada por la resistencia del fluido fracturante al flujo dentro de la formación.

Este mecanismo es asumido para ser controlado hasta un tiempo en el cual un enjarre de filtro de estado estable es desarrollado. Después que un enjarre de estado estable es formado, la velocidad es controlada por la resistencia de flujo del enjarre.

Este concepto de filtración dinámica da las siguientes ecuaciones de velocidad de pérdida de fluido:

Durante la formación del enjarre ($V < V_{sp}$)

$$v = \frac{C_{vc}}{\sqrt{t}}$$

Donde*

El tiempo máximo para el cual esta velocidad es usada, t_{sp} , es:

$$\frac{1}{C_{vc}^2} = \frac{1}{C_v^2} + \frac{1}{C_c C_{vc}}$$

Después de la formación de enjarre ($V > V_{sp}$)

$$V = V_L = \text{Constante}$$

Los datos dados por el volumen instantáneo y las propiedades del enjarre de filtro, se pueden usar en las ecuaciones anteriores para describir la razón de pérdida de fluido en un punto a lo largo de la fractura.

La ecuación inversa puede ser derivada fácilmente equiparando la suma de las caídas de presión a través de la zona invadida y de la zona de fluidos comprimidos al total de la caída de presión por pérdida de fluidos y resolviendo para la velocidad de pérdida de fluido.¹⁶

En las figuras 11 y 12 se muestra la curva experimental de pérdida de fluido y su respectiva curva de caída de presión en el mismo experimento.

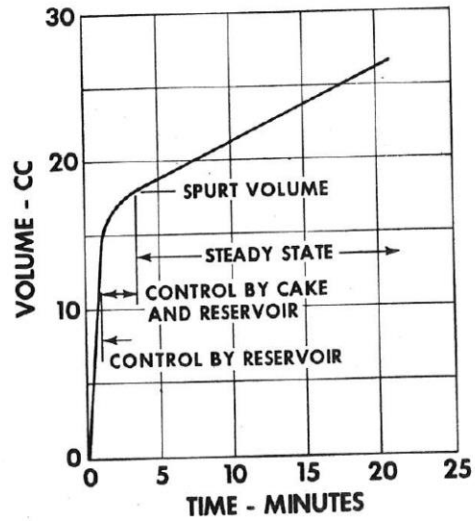


Fig.11 Curva experimental de pérdida de fluido

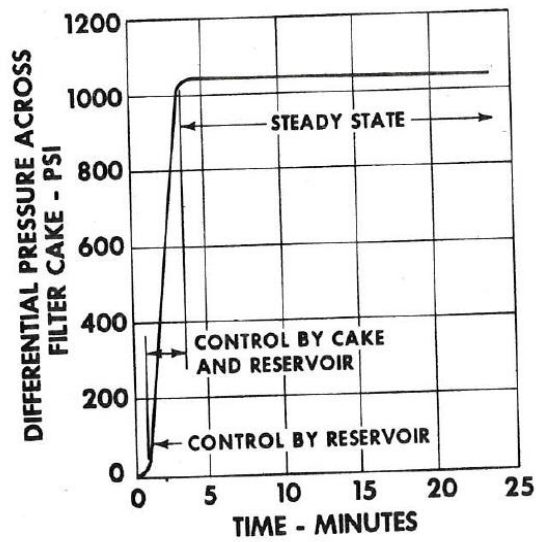


Fig. 2—Experimental pressure drop during dynamic fluid loss experiment.

Fig.12 Curva de caída de presión durante el experimento dinámico de pérdida de fluido