

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA DE FRACTURAS NATURALES EN YACIMIENTOS APRETADOS CON PRESENCIA DE ASFALTENOS, CAMPO TRAVI, VENEZUELA

Jesús N. Hernández¹, Omar J. Rosario¹

1: PDVSA EyP. hernandezjnk@pdvsa.com, rosarioos@pdvsa.com

Palabras clave: **fracturas naturales, fracturas inducidas, asfaltenos, doble porosidad**

ABSTRACT

Static and dynamic characterization of natural fractures in asphaltene-tight oil reservoirs. Travi field, Venezuela

Natural fractures' characterization was based on geometric and morphologic properties observed on P1 and P2 cores, taken in Merecure Formation (late Oligocene). The main fractures observed were: Tension fissures and irregular cracks, some of them affected by dissolution, and others are total or partially cemented. A few of these fractures were partially reactivated by tectonics events, showing slickenlines and clear shear effects. During diagenesis process, some fine-scale fractures were formed and filled by calcareous material or clay minerals. Tectonics fractures and joints are less common, but most of them are open fractures having a positive effect in oil production. Additionally, a dynamic analysis was performed to determine the influence of fractures and asphaltenes on the Matrix-Fracture system and their impact on oil production. Considering the information taken from well P1, was made a correlation using Core data and Production Well Log data, showing the relationship between natural fractures, asphaltenes and production profile. The results show that the main production come from high density natural fractures zones and where asphaltenes concentration is low, since whether asphaltenes concentration is greater than 15%, production is null. Moreover, was defined a production limit in a specific depth.

INTRODUCCIÓN

La presencia de fracturas naturales en las rocas está íntimamente ligada al tipo de deformación a las que estas fueron sometidas durante su historia geológica; por lo tanto, es importante conocer el ambiente tectónico en el que se encuentran, para entender el origen de las fracturas observadas en los núcleos. El marco tectónico-estructural dominante en el campo Travi, ubicado al oriente de Venezuela (Figura 1), es de tipo compresivo, lo que sugiere una alta deformación a pequeña y mediana escala, formando estructuras que normalmente no se observan a escala sísmica debido su baja resolución, pero que pueden incidir en el comportamiento de producción de los pozos en el área.

Como se puede observar en la Figura 1, la zona de estudio está enmarcada dentro del comple-

jo sistema de corrimientos del norte de Monagas. El campo está compuesto por tres yacimientos que a su vez están contenidos en tres bloques limitados por fallas. Los bloques 1 y 2, pertenecen al mismo tren de estructuras plegadas limitados al Sur y al Norte por los corrimientos de Travi-Jusepín y Cotoperí-Chaguaramal respectivamente. El bloque 3 se define como un anticlinal de rampa cuyo límite sur es el corrimiento Cotoperí-Chaguaramal, al norte está limitado por el corrimiento Travi Norte-Caicara Norte todos de vergencia sur; mientras que los límites oeste y este lo constituyen dos rampas laterales con componente inversa.

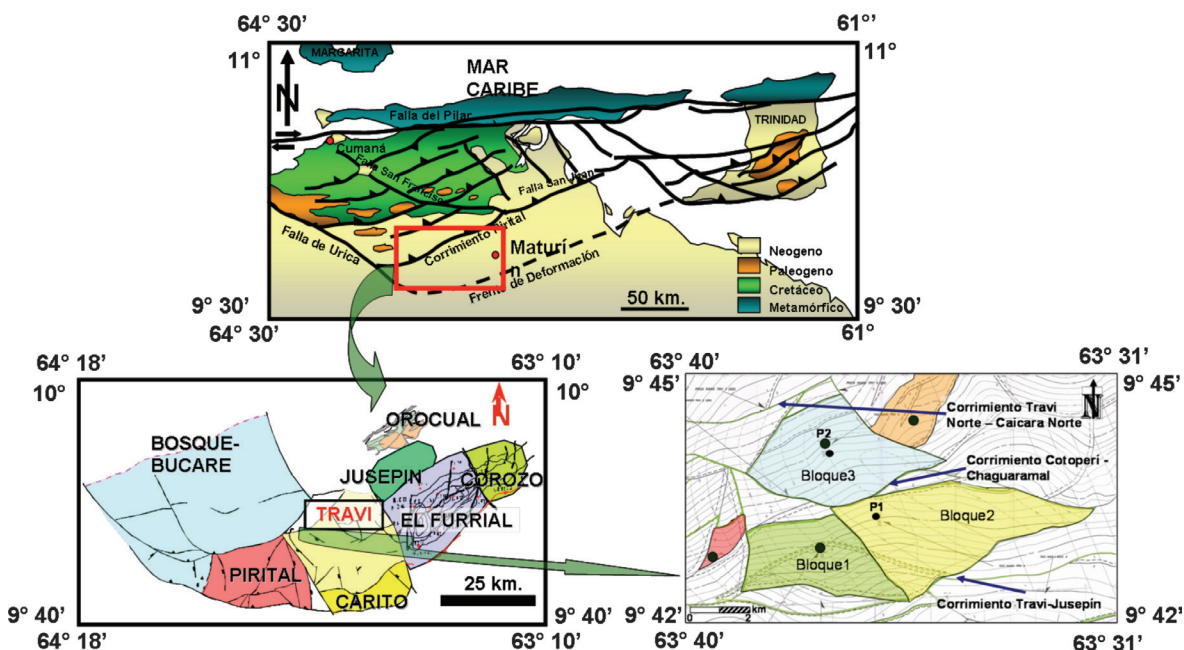


Figura 1. Mapa oficial del Campo Travi mostrando los tres bloques que conforman los principales yacimientos del campo.

DISPONIBILIDAD Y CALIDAD DE LOS DATOS

Para la caracterización geológica de yacimientos, la fuente de información más importante y de mayor relevancia es el núcleo. De este, no solo podemos obtener información directa de las propiedades físicas de la roca productora, sino también, apreciar directamente las heterogeneidades de la misma que pueden generar una anisotropía en el flujo de fluidos. En este sentido, el análisis realizado para este informe se centrará en los intervalos donde poseemos datos de núcleos, los cuales fueron tomados en la Formación Merecure de edad Oligoceno tardío.

El pozo P1 cuenta con información de núcleos limitada al miembro superior de la Formación Merecure, desde 17982' hasta 18298', por lo tanto el análisis e integración de los datos se limitará a este intervalo, utilizando el núcleo como dato de control. El pozo P2, sólo cuenta con unos 44 pies de núcleos tomados de forma discontinua en el intervalo 20145'-20202'.

En cuanto a la calidad de los mismos, el pozo P1 presenta núcleos de buena calidad, solo

en unos pocos intervalos ofrece una calidad regular, especialmente en zonas lutíticas, así como también, en algunas zonas de areniscas donde las fracturas naturales presentes, no permitieron un buen corte de roca. Debido a esto, se carece de información en los intervalos 18059'-18062'; 18099'-18105'; 18131'-18135, para un total de 13 pies faltantes.

Los registros de imágenes perfilados en los pozos P1 y P2 son de tipo resistivo. Esta herramienta, cuenta con sensores ubicados en caliper de cuatro brazos los cuales cubren solo un 32% en hoyos de 8 1/2" y 42% es hoyos de 6 1/2". Este bajo porcentaje de cobertura dificulta observar la continuidad de las sinusoides con las cuales se identifican los diferentes eventos geológicos presentes en las paredes del hoyo ya sea fracturas (naturales e inducidas), contactos litológicos o laminaciones. Por lo tanto resulta más complicado identificar eventos verticales tales como ovalizaciones y fracturas verticales (naturales o inducidas). Además de las características propias de la herramienta, que en sí mismo dificultan una buena captura de información; la geometría del hoyo juega un papel importante, donde las ovalizaciones, derrumbes y reducción de hoyos son factores que no permiten una captura de información confiable. En estos pozos, donde los derrumbes son frecuentes, en la mayor parte del mismo, los datos obtenidos no son confiables, por lo que la identificación de eventos geológicos en estas zonas tiene incertidumbre mayor del 75%. Otros factores como la alta temperatura ($> 325^{\circ}\text{F}$), condiciones del lodo y la alta profundidad también afectan los datos de estas herramientas. En este sentido, los registros de imagen no proporcionaron datos confiables que contribuyeran a la caracterización de las fracturas.

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE LAS FRACTURAS

Metodología

La revisión de los núcleos en los pozos P1 y P2 tuvo como objetivo específico la identificación, descripción y clasificación de las fracturas. Para evitar en lo posible la incertidumbre generada por una descripción subjetiva, se procedió a la descripción sistemática de las fracturas donde se identifican tanto parámetros cualitativos como parámetros cuantitativos, estos últimos con el objetivo de realizar análisis estadísticos de los datos medidos en los núcleos (Beicip Franlab, 2009).

La caracterización estática se basó en la descripción morfológica y geométrica de las fracturas, las cuales son: forma del plano de fractura, inclinación relativa al eje del núcleo, tipo de relleno, textura del plano de fractura, longitud, altura y apertura. A pesar de la gran importancia que tienen estos parámetros para la caracterización y modelado de fracturas, la determinación de los mismos es uno de los factores de mayor incertidumbre dentro del modelaje de red de fracturas en el subsuelo. La principal fuente de información para definir los parámetros morfológicos de las fracturas son los afloramientos y los núcleos; en los primeros, estos parámetros son medidos directamente con mucha exactitud; sin embargo, en el caso de los núcleos, debido a la limitada dimensión areal

que representa esta muestra (normalmente mide entre 4 ½ pulgadas y 2 pulgadas de ancho), no es factible medir parámetros tan importantes como la longitud y la altura. En pocas ocasiones, especialmente si la fractura es vertical y el núcleo es cortado en ese mismo sentido, la altura de la fractura puede estar contenida en su totalidad dentro de la muestra, permitiendo de esta manera medirla directamente. Características como el relleno de las fracturas y las terminaciones, son parámetros importantes que finalmente contribuyen a determinar el origen de las mismas.

DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS

Pozo P1

El núcleo descrito presenta tres facies principales; A) Facies arenosas, con subfacies de arenas finas, arenas medias y arenas gruesas; B) Facies Lutíticas; y C) Facie de capas de carbón.

Se describieron 178 fracturas naturales a lo largo de 285' de núcleo, de las cuales 37 se identificaron como cementadas, 44 como parcialmente cementadas y 98 no cementadas (abiertas). El 62% de estas fracturas presentan ambas o por lo menos una terminación dentro del núcleo, y 91% de estas fracturas presentan buzamiento aparente mayor a 60°.

La densidad de fracturas fue estimada por la cantidad de fracturas que se contabilizan por cada pie de núcleo descrito. En algunos casos los núcleos presentan zonas con alta densidad de microfracturas, en muchos casos irregulares o sin arreglo definido, y con longitud menor a 2 cm. En este caso hablamos de zonas con alta densidad de micro fracturas o *Cracks*.

Otro factor importante es que las fracturas con ambas terminaciones en el núcleo tienen una

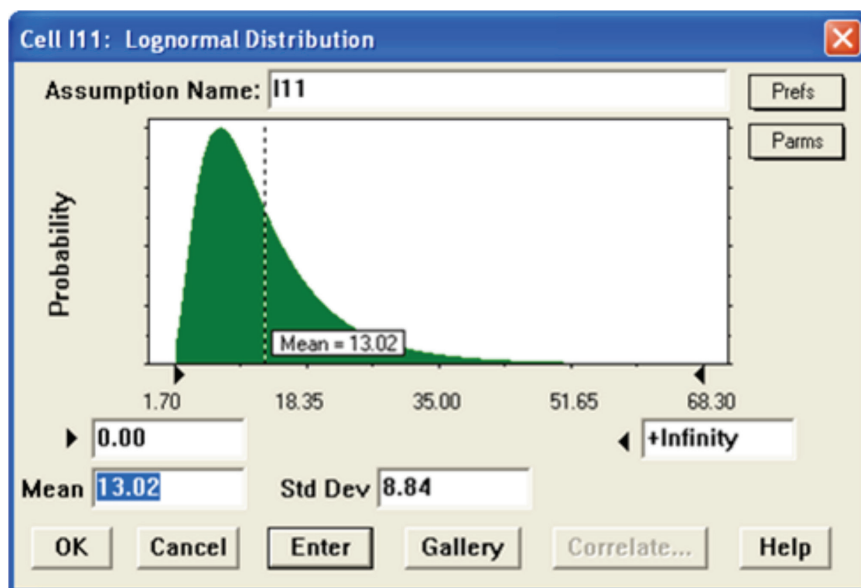


Figura 2. Distribución estadística de la altura de las fracturas naturales en el núcleo P1.

altura promedio de 13 cm con desviación estándar de 8.84 cm, presentando una distribución de tipo Log Normal (Figura 2).

CLASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LAS FRACTURAS NATURALES

Las fracturas descritas en el núcleo se clasificaron en cuatro tipos (Nelson, 2001):

1.- Grietas por tensión (Fracturas diagenéticas).

Fracturas verticales perpendiculares a las estilolitas: estas fracturas son muy frecuentes a lo largo del núcleo, concentrándose principalmente en las facies arenosas asociadas a zonas de estilolitización (Figura 3). Estas fracturas tienen su origen por efecto de la sobrecarga ejercida sobre la roca, propagándose paralela al esfuerzo que da origen a las estilolitas. En rocas carbonáticas, donde este tipo de estructuras son más frecuentes, el efecto de presión-disolución permite la precipitación de calcita rellenando este tipo de fracturas. En el caso de las fracturas observadas en el núcleo P1, no es tan obvio determinar el tipo de relleno que contienen estas fracturas; inclusive en muchos de los casos se observan impregnadas con HC o rellenas con algún tipo de material orgánico. Los análisis de las secciones finas podrán determinar el tipo de relleno que tengan las mismas. También se recomiendan el uso de microscopia electrónica y cátodo luminiscencia para determinar el tipo de relleno.

2.- Fracturas tectónicas con efecto de cizalla: grupo de fracturas que tengan algún indicio de cizalla o de patrones en arreglo. En este sentido se han identificado una gran cantidad de fracturas a lo largo del núcleo con características muy particulares: A) Los planos de estas fracturas presentan cierta irregularidad; B) Se pueden observar parcialmente abiertas y C) en algunos casos se observa efecto de cizalla que une varias micro fracturas y la convierten en una fractura de mayor escala (Figura 5).

Por la irregularidad de sus planos y la presencia de fracturas pequeñas alineadas en un plano incipiente, estas fracturas parecen formarse por reactivación tectónica de fracturas diagenéticas y/o *Cracks*. Estas fracturas logran tener cierta alineación o arreglo geométrico, a pesar de que sus planos presentan cierta irregularidad.

Otro tipo de fracturas tectónicas con efecto de cizalla se pueden observar en las lutitas. Estas se presentan en patrones paralelos y buzamientos aparentes menores a 60°. En las mismas se observan efectos de movimiento (estrías de movimiento) lo que las clasificaría como microfallas. El fenómeno puede corresponder al efecto de cizalla por deslizamiento flexural o como efecto de Riedel por fallas cercanas.

3.- Diaclasas: comúnmente de origen tectónico, se presentan verticales o subverticales, normalmente tienen dimensiones mayores a las fracturas diagenéticas, por lo que solo una terminación o ninguna terminación es observada dentro del núcleo. Son importantes para la producción

de fluidos debido a la extensión que presentan, ya sea abarcando el total del espesor de la facie litológica que las contienen o conectando facies entre si. Estas estructuras fueron identificadas a lo largo del núcleo, contándose 27 fracturas exclusivamente en las facies arenosas, lo que representa un 15% de las fracturas observadas, muchas de ellas impregnadas con hidrocarburo en las superficies de sus caras. La densidad de las mismas es de 0.12 F/pie, considerando 208 pies de arenisca. Aunque es un valor bajo, hay que considerar que el pozo es prácticamente vertical, por lo que la probabilidad de intercepción de este tipo de estructuras durante su trayectoria disminuye (Figura 4 y Figura 5).

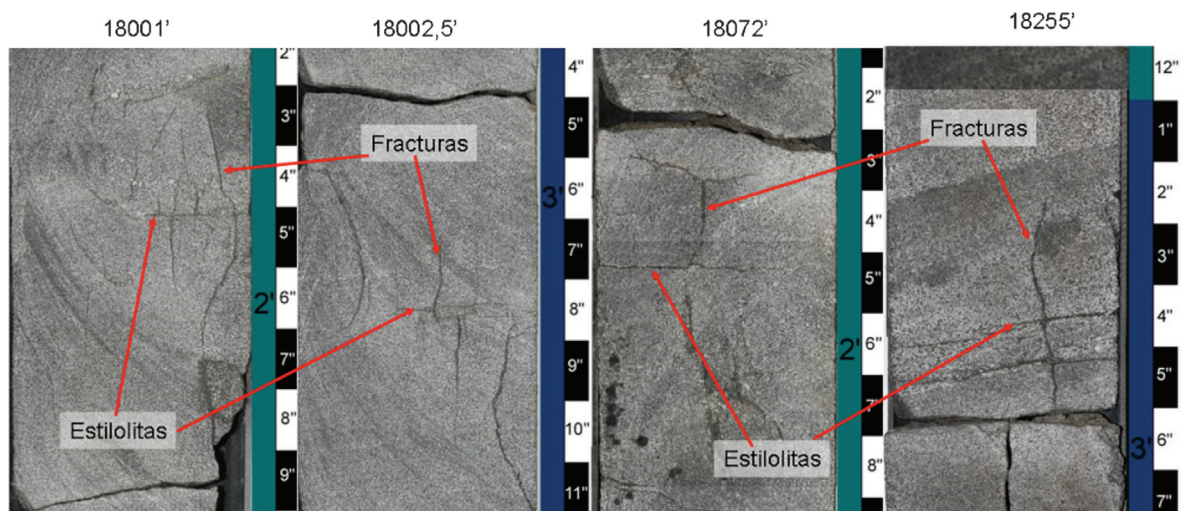


Figura 3. Muestra la familia de fracturas verticales o gritas por tensión, principalmente asociadas a estilolitas, pozo P1. Estas fracturas son paralelas al esfuerzo de sobrecarga.

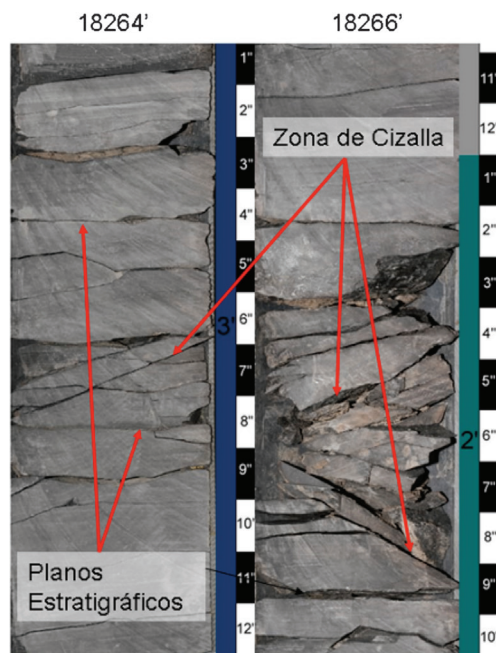


Figura 4. Zonas de cizallas en lutitas evidenciado por estrias sobre las caras de las fracturas o micro fallas.

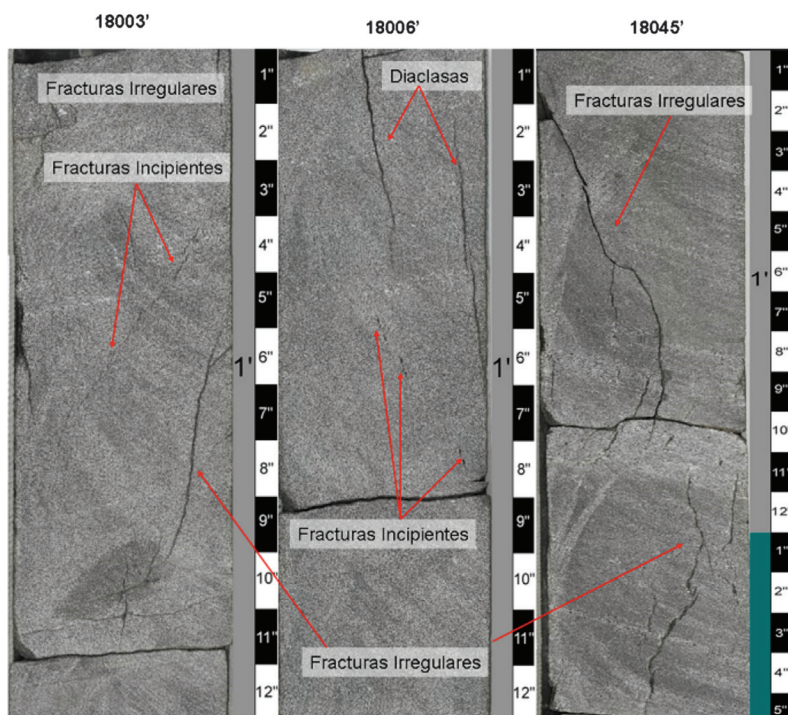


Figura 5. Se pueden observar algunas fracturas irregulares y fracturas incipientes. Estas últimas alineadas en el mismo sentido pero con un plano de fracturas discontinuo o incipiente, donde se puede observar el efecto tectónico de cillaza. Algunas diaclasas se observan en el tope de la figura central.

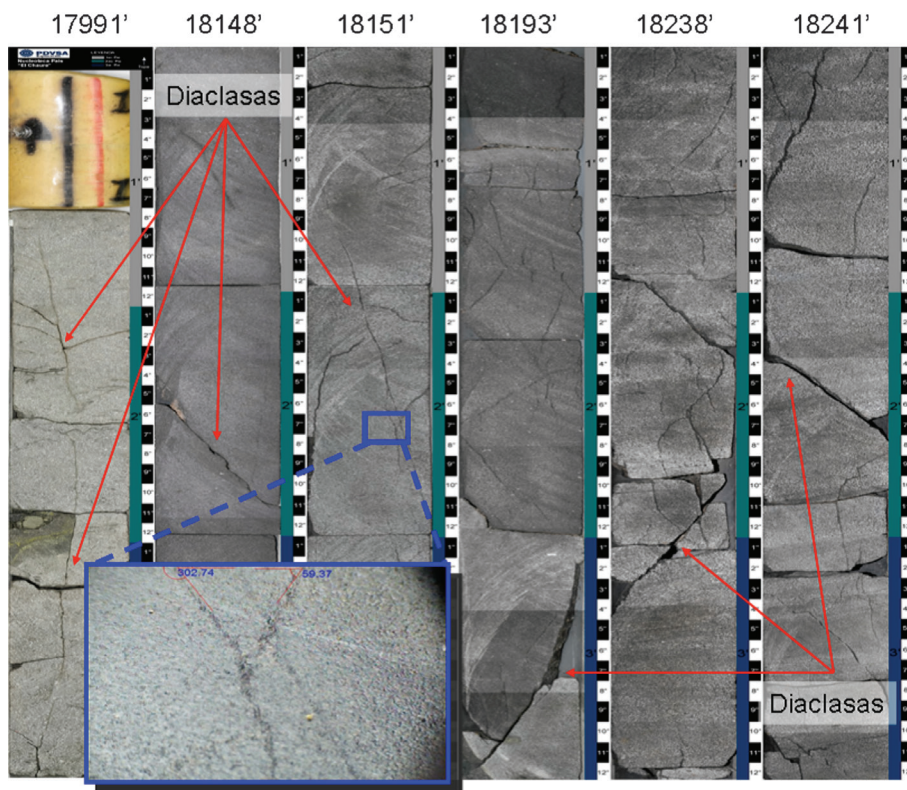


Figura 6. Muestra algunas diaclasas observadas en el núcleo pozo P1. La ampliación, muestra zonas donde se intercepan diaclasas con algunas fracturas irregulares.

4.- El último sistema de fracturas se han denominado *Cracks* (fisuras): son fracturas de pocos centímetros cuya génesis no fue determinado, sin embargo para su formación puede haber influencias tanto diagenéticas como tectónicas. Están distribuidas a lo largo de todo el núcleo, especialmente las facies arenosas. Muchas están rellenas con material de procedencia orgánica aunque también podría tratarse de restos de hidrocarburos (Asfaltenos). Algunas de estas fracturas tienen

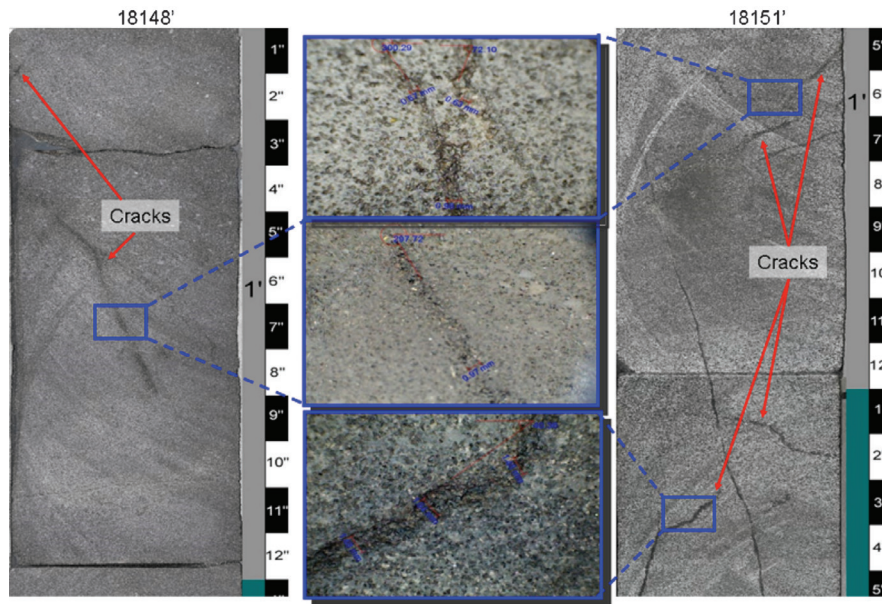


Figura 7. Zonas de Cracks donde se puede observar la irregularidad de las fracturas y la apertura de las mismas.

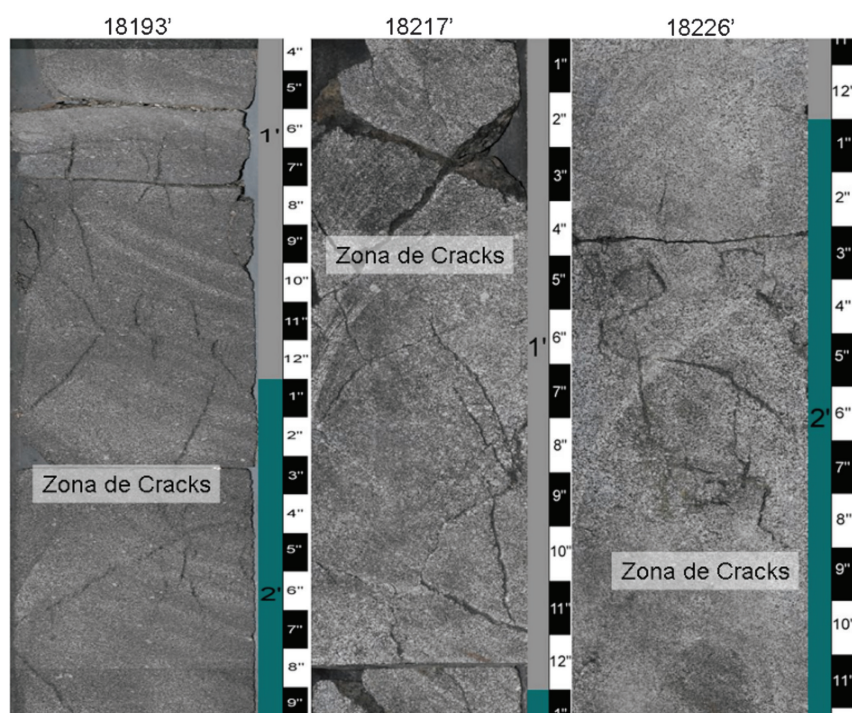


Figura 8. Zonas con alta densidad de fracturas irregulares (cracks). Los cracks pueden estar aislados (imagen izquierda) o conectados (imagen centro y derecha).

aperturas mayores a 1mm por efecto de disolución. Debido a su apertura y distribución espacial, podrían tener un impacto en la porosidad y permeabilidad (Figura 7 y Figura 8).

Pozo P2

Durante el corte de núcleos del pozo P2, no se obtuvieron muestras de buena calidad debido a: las condiciones mecánicas del hoyo, el diámetro de la corona (2"), y una profundidad de muestreo superior a 20100'. El corte se hizo desde 20162 hasta 20257 pero sólo se obtuvieron 44' de núcleo discontinuos y en mal estado, para una recuperación de 41%. Sin embargo, se observaron algunas fracturas naturales que complementaron la descripción del núcleo P1, contribuyendo así a la caracterización.

Las fracturas observadas en el núcleo se pueden clasificar en tres tipos (Nelson, 2001):

1.- Diaclasas: se pueden observar algunas fracturas con planos rectos y sin mineralizaciones en sus caras, lo que sugiere que se traten de fracturas abiertas. Debido al mal estado del núcleo, no se pudieron medir alturas exactas de estas fracturas, pero se estima que estén entre 10 cm y 25 cm (Figura 9).

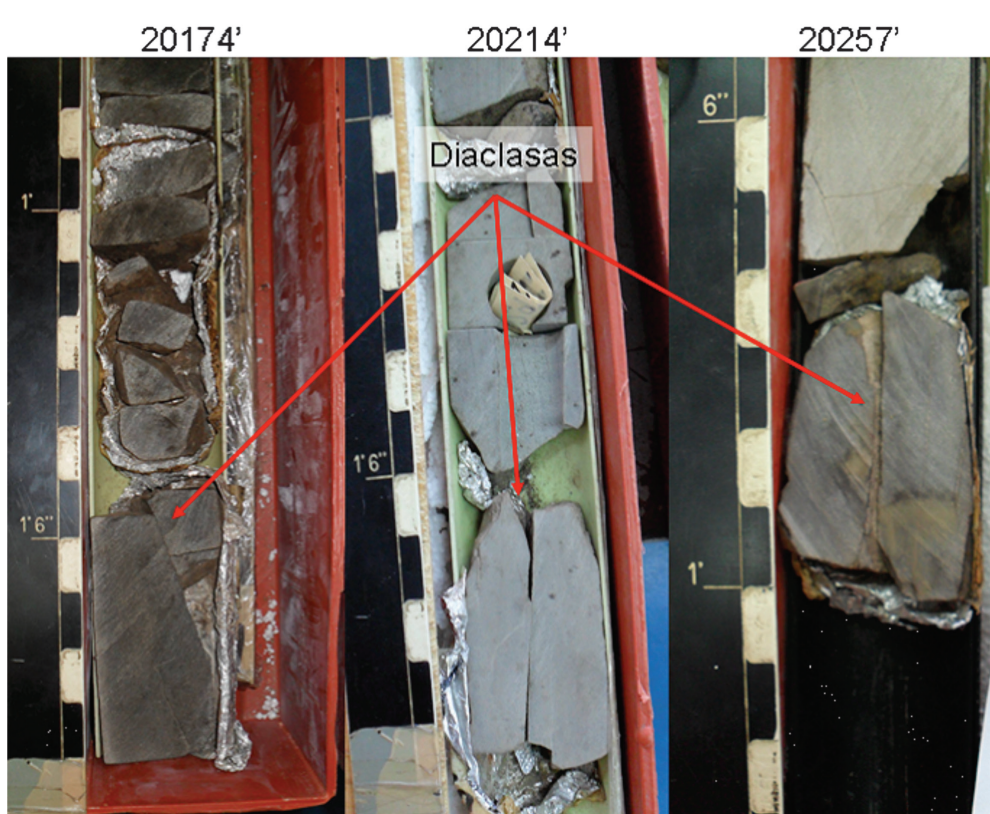


Figura 9. Diaclasas observadas en el núcleo del pozo P2. Por la ausencia de mineralizaciones en los planos de fracturas y la presencia de restos de lodo de perforación en las mismas, se asumen como fracturas abiertas. Obsérvese la mala calidad del núcleo.

2.- Diagenéticas: principalmente fracturas irregulares por contracción o sinéresis, en su mayoría cementadas o rellenas con calcita, materia orgánica o mineral de arcilla (Figura 10). Estas fisuras o cracks pueden estar asociados a zonas de alta deformación asociadas a fallas cercanas.

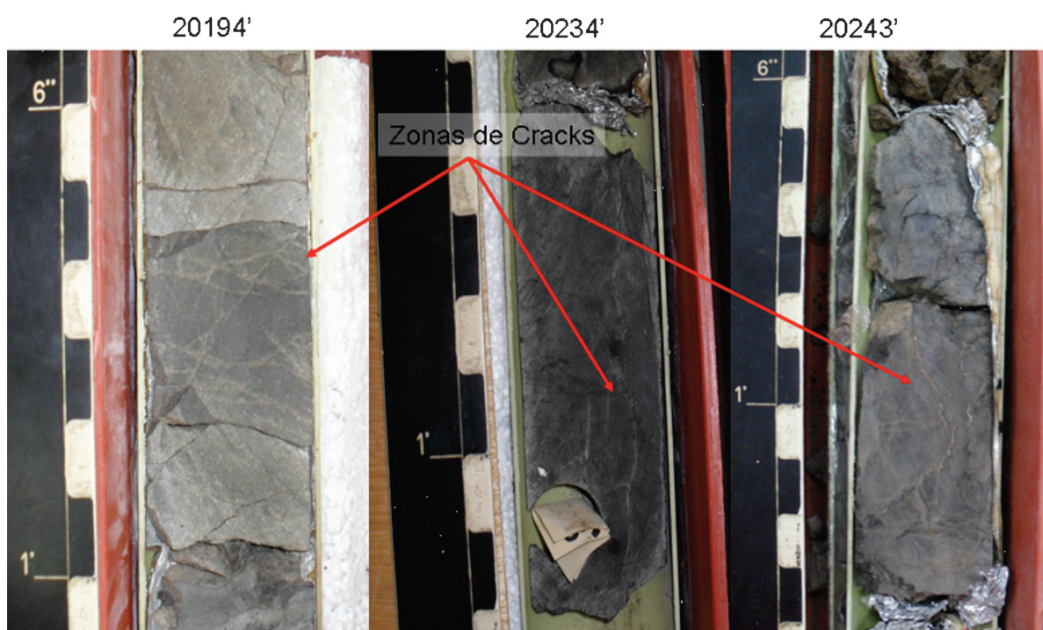


Figura 10. Zonas de fracturas diagenéticas. Cracks irregulares sin orden definido.

3.- Fracturas tipo Cabello (*hair like*): Este tipo de fracturas se distribuyen principalmente en la parte alta del núcleo. Consiste de fracturas muy finas con patrones de paralelismo bien definidos, encontrándose en algunos casos dos familias cruzadas. Se observan rellenas, sin embargo es nece-



Figura 11. Fracturas tipo cabello (*hair like*) cementadas. El tipo de cemento se determinará por estudio de secciones finas. Estas fracturas afectan negativamente el flujo generando anisotropía.

sario el análisis de secciones finas para determinar el tipo de relleno. Debido a su aparente impermeabilidad, este tipo de fracturas forman barreras en el flujo adicionando anisotropía a la roca.

A pesar que el origen de estas estructuras no está bien definido, podrían tratarse de fracturas tectónicas sobre el sedimento aún en proceso de litificación o por efecto de compactación en la diagénesis temprana, por lo que son rellenadas rápidamente con minerales precipitados de las aguas connatas (Figura 11).

Durante la descripción de las fracturas en el núcleo, es importante diferenciar las fracturas inducidas de las naturales para evitar interpretaciones erróneas. En el caso del pozo P1 se identificaron fracturas por descompactación caracterizadas por la formación de discos (*disking*), mientras que en el pozo P2 las fracturas inducidas más frecuentes son producidas por impacto de la mecha durante el corte del núcleo y por la toma de tapones en superficie (Figura 12).

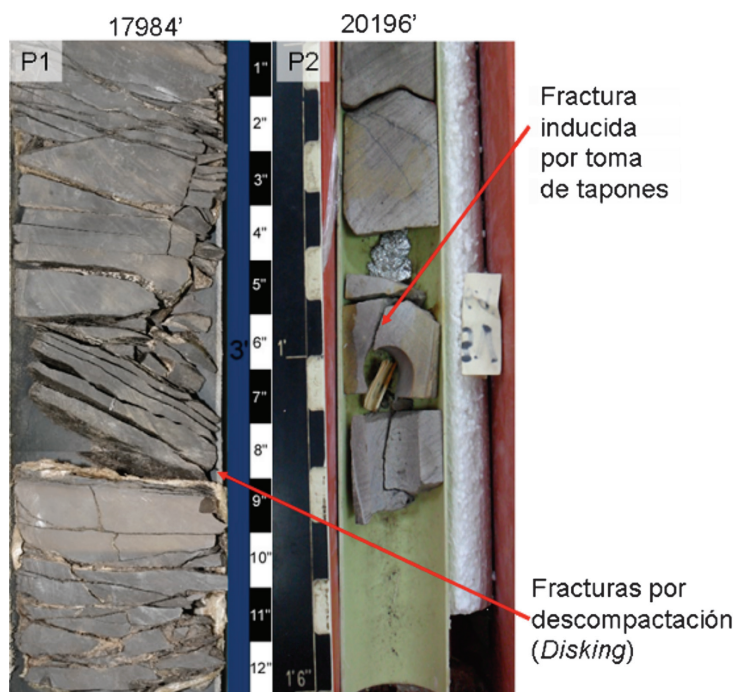


Figura 12. P1: zona afectada por descompactación; observase la formación de discos. P2: fractura inducida por toma de tapones.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE LAS FRACTURAS

Metodología

Para determinar el efecto de las fracturas en la producción, se analizaron los datos dinámicos del pozo P1 ubicado en el Bloque 2 del campo Travi. Para ello, se recopilaron los datos dinámicos obtenidos de la evaluación original de la zona productora a través de pruebas DST y PLT, además de registros convencionales perfilados a hoyo desnudo, con los cuales se calcularon los parámetros petrofísicos que fueron comparados con las mediciones realizadas sobre los núcleos.

La reinterpretación del registro de producción se enfocó en el análisis detallado de los intervalos cañoneados hacia el tope de la zona completada (18183'-18263' MD), debido a que se cuenta con información de núcleo en este intervalo.

Tomando como referencia la información antes descrita, se integraron los resultados obtenidos para evaluar desde el punto de vista cualitativo el efecto de las fracturas en los intervalos caño-

neados y de esta manera determinar si es la matriz o la fractura la que domina el comportamiento de producción del pozo.

Análisis de datos petrofísicos

El pozo P1 dispone de aproximadamente 298' (17990'-18299') de núcleo, de los cuales 116' (18183'-18299') abarcan parte de los intervalos en estudio. Los resultados obtenidos del análisis de núcleo fueron comparados con la interpretación petrofísica del pozo basada en el modelo actualmente disponible para el área en estudio.

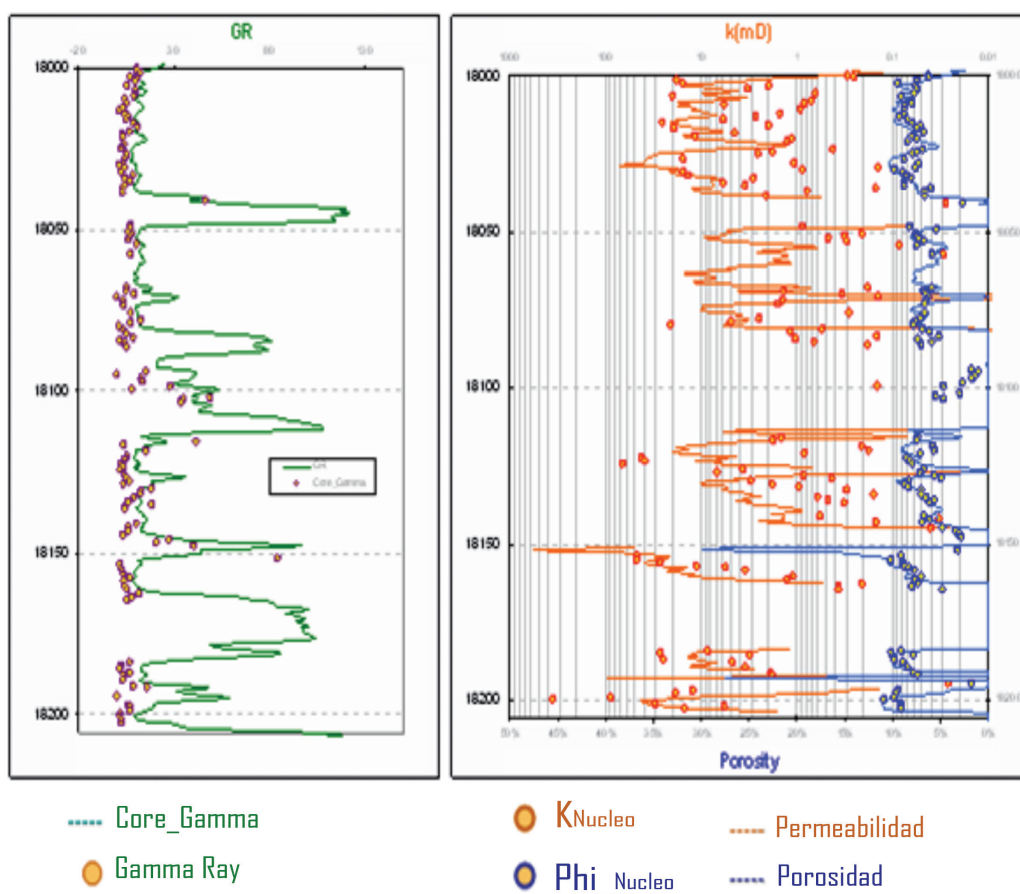


Figura 13. Correlación Núcleo-Perfil pozo TRV-3.

Se observó buen cotejo en la porosidad con una desviación de $\pm 3\%$. Sin embargo, los valores de permeabilidad muestran una desviación muy alta (superior a 800%); por lo tanto, el modelo de permeabilidad debe ser ajustado para obtener una mejor representación de las propiedades en el yacimiento. Estos datos fueron analizados estadísticamente, observando una distribución normal para la porosidad y una distribución lognormal para la permeabilidad (Tabla 1).

Tope	Base	Kprom Normal (mD)	Kprom Lognormal (mD)	Φ prom (%)
1818 3	1819 2	16.92	14.8	8.07
1819 5	1820 5	101.3	87.85	9.55
1820 5	1821 9	19.01	17.67	8.51
1822 0	1826 3	10.21	7.62	7.29

Tabla 1. Muestra el resumen de los resultados obtenidos mediante el análisis estadístico.

Análisis del perfil de producción

El perfil de producción fue analizado para toda la zona abierta a producción, haciendo principal énfasis comportamiento de la producción hacia el tope de los intervalos cañoneados debido a la disponibilidad de núcleos en esta zona. La Figura 14 muestra que la mayor parte de la producción proviene del tercer intervalo, lo cual es corroborado por el incremento en la temperatura y el medidor de flujo (*Track 3* y *Track 2* respectivamente). A partir de 18225', se observa una disminución en la densidad del fluido asociada a la producción de gas proveniente del intervalo 3.

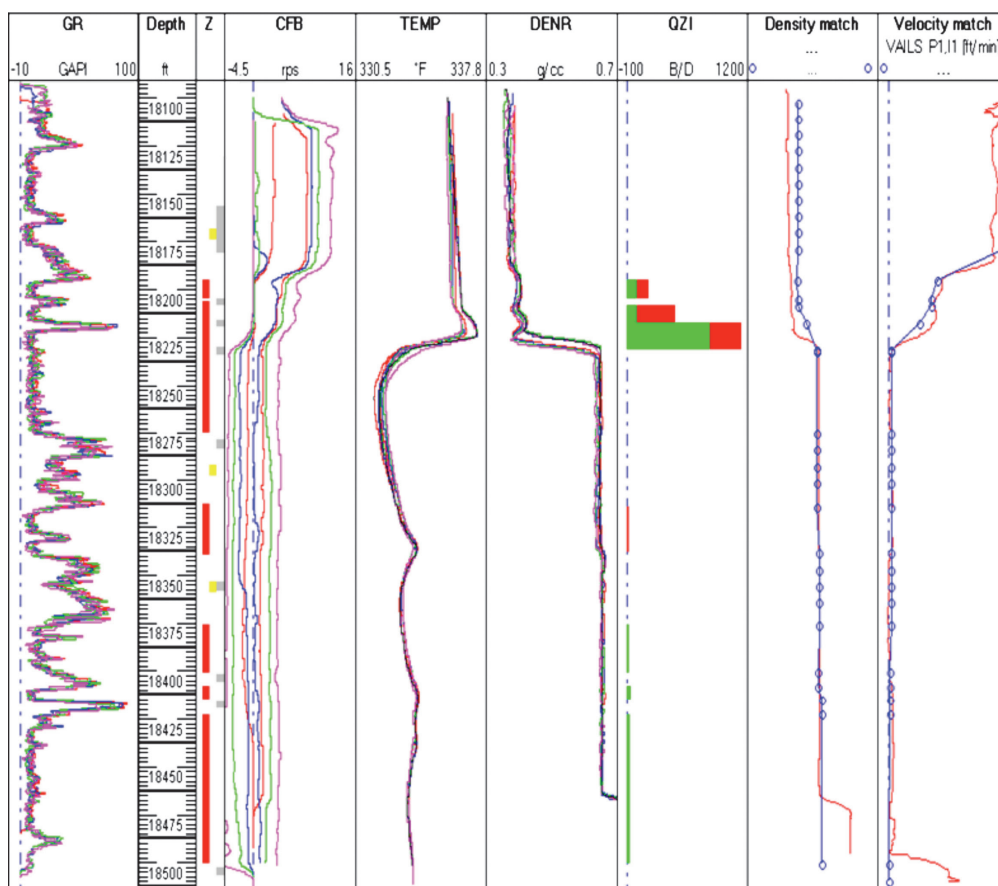


Figura 14. Cotejo perfil de velocidad y densidades 18183'-18488', reductor 5/16".

El aporte de los intervalos 5, 6, 7 y 8 es muy bajo; sin embargo, son evidenciados por la variación de la temperatura en el perfil asociado al efecto Joule-Thompson. A estas profundidades se observaron ligeras perturbaciones en el medidor de flujo, las cuales fueron cotejadas en el perfil de velocidad calculado (Hill, 1990).

Intervalo	Tope	Base	Qo(BNP D)	%Aporte
1	18183	18192	102	9.73%
2	18195	18205	100	9.54%
3	18205	18219	750	71.56%
4	18220	18263	1	0.10%
5	18301	18325	10	0.95%
6	18363	18388	20	1.91%
7	18396	18402	35	3.34%
8	18410	18488	30	2.86%

Tabla 2. Muestra la producción por intervalo y su expresión porcentual.

Al comparar el perfil de flujo teórico contra el perfil de flujo real, se observa que los intervalos que teóricamente deberían fluir con mayor facilidad, fluyen en menor porcentaje que los intervalos con menores propiedades petrofísicas, indicando que, el perfil de producción del pozo no está controlado por las propiedades matriciales, sino que otros factores están controlando este comportamiento.

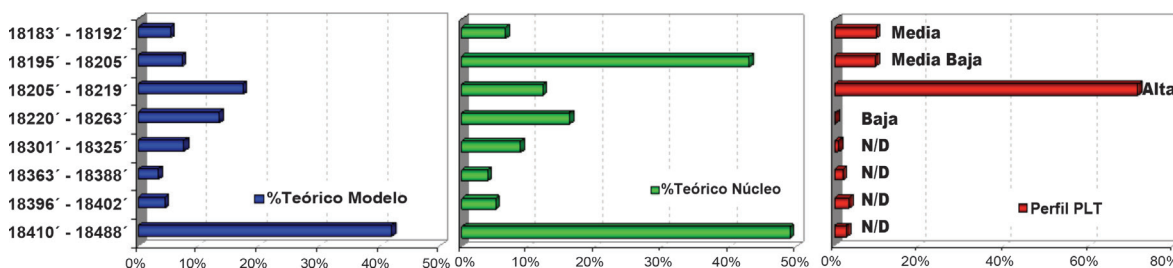


Figura 15. Comparación de perfiles teóricos obtenidos por modelo y por núcleo vs PLT y la densidad de fracturas observadas en los núcleos.

Interpretación de pruebas de presión y definición del modelo de yacimiento

En relación al modelaje del comportamiento de pruebas de presión, para el estudio se tomaron como referencia los resultados de la evaluación DST realizada en la zona donde fue completado el pozo. Durante esta prueba se realizaron dos períodos de cierres y un barrido de reductores con el objetivo de determinar la capacidad productiva del pozo (Figura 16).

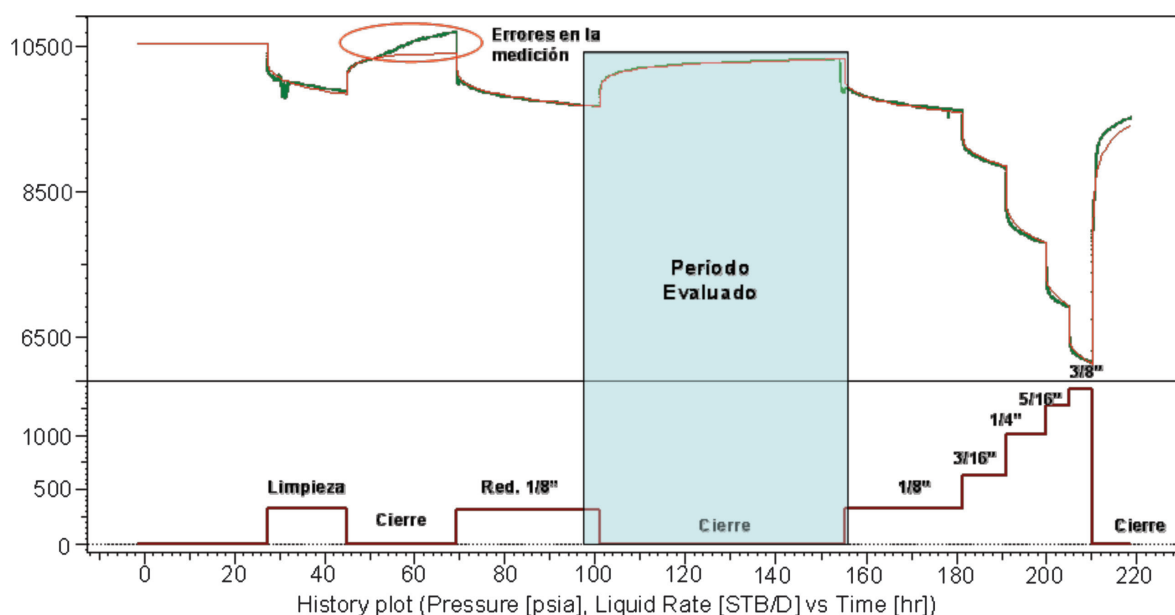


Figura 16. Cotejo Histórico de Presión-Producción durante evaluación DST.

Considerando que el período de evaluación más prolongado fue el segundo cierre, se realizó la interpretación del comportamiento de la derivativa y curva *semilog* (Sabet, 1991) tal como lo muestran las Figura 17 y Figura 18. El modelo utilizado para el ajuste fue un pozo vertical, con yacimiento con sistema de doble porosidad limitado de forma rectangular (Da Prat, 1990).

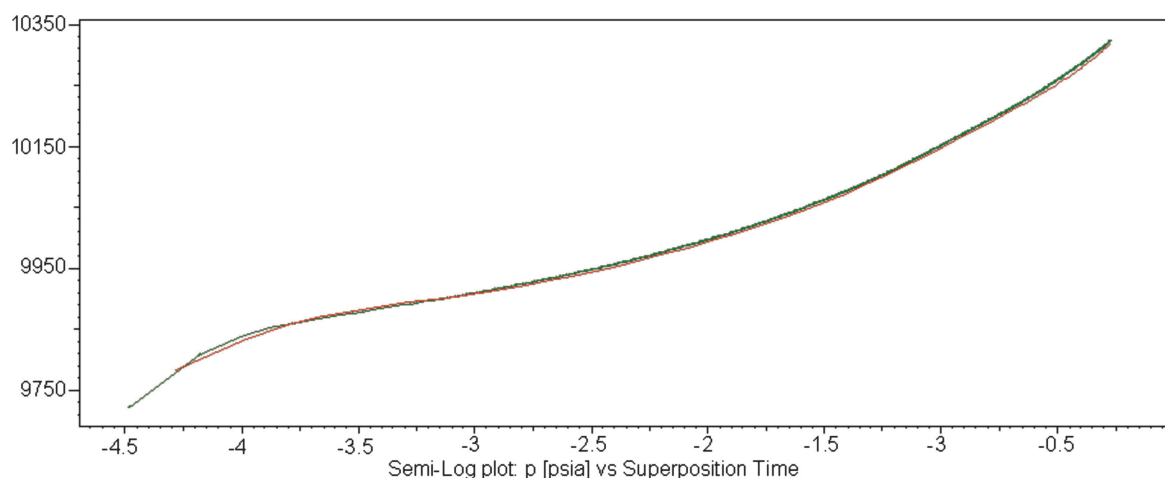


Figura 17. Análisis *Semilog* para el cierre #2 durante la prueba DST.

Como se puede apreciar en las Figura 16, Figura 17 y Figura 18, se obtuvo un buen cotejo entre los datos recolectados durante la prueba y la simulación de la misma. Se destaca que la apertura entre las curvas del gráfico *log-log* es muy cercana a un ciclo logarítmico lo que es característico a

un pozo con bajo factor de daño ($S: 0,0746$); de la misma manera se observa que el coeficiente de almacenamiento es bastante bajo ($C: 3,22E-4$ Bbl/Lpc) como era de esperarse en una prueba DST con cierre en fondo.

La prueba se ajusta a un modelo de doble porosidad que explica la presencia de fracturas naturales, cuyos valores λ y ω son 0.00179 y 0.326 respectivamente. El valor de λ está en el límite superior del rango esperado (10^{-3} a 10^{-8}), mostrando que la heterogeneidad entre el sistema fractura-matriz es apenas suficiente para que el efecto de doble medio adquiera importancia (Figura 18).

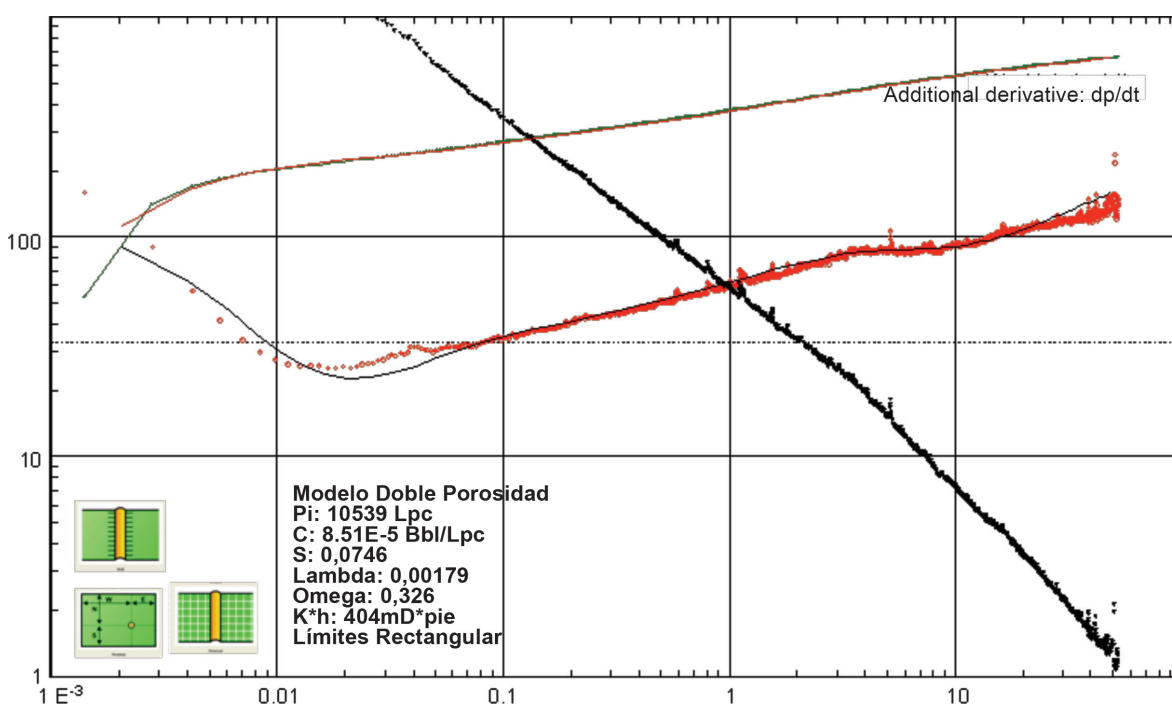


Figura 18. Comportamiento de la derivada de Bourdett para el cierre #2 durante la prueba DST.

La derivada adicional (dp/dt) presenta un comportamiento lineal continuo a lo largo de la prueba con lo que se corrobora el buen desempeño del sensor utilizado durante la evaluación. Si bien es cierto que la respuesta de presión pudiese ser representada por otros modelos como homogéneo con barreras o fracturas de flujo uniforme, las premisas consideradas para la simulación se basan esencialmente en los resultados de la caracterización estática del yacimiento, y en especial la descripción de los núcleos del pozo. Adicionalmente, se realizó el análisis del comportamiento de afluencia del pozo considerando los resultados de la prueba de flujo tras flujo. Para ello se tomó como referencia el modelo de Fetkovich (Figura 19) con el cual se obtuvo: Tasa Máxima de Flujo Teórica (Absolute Open Flow) = 2263 BND.

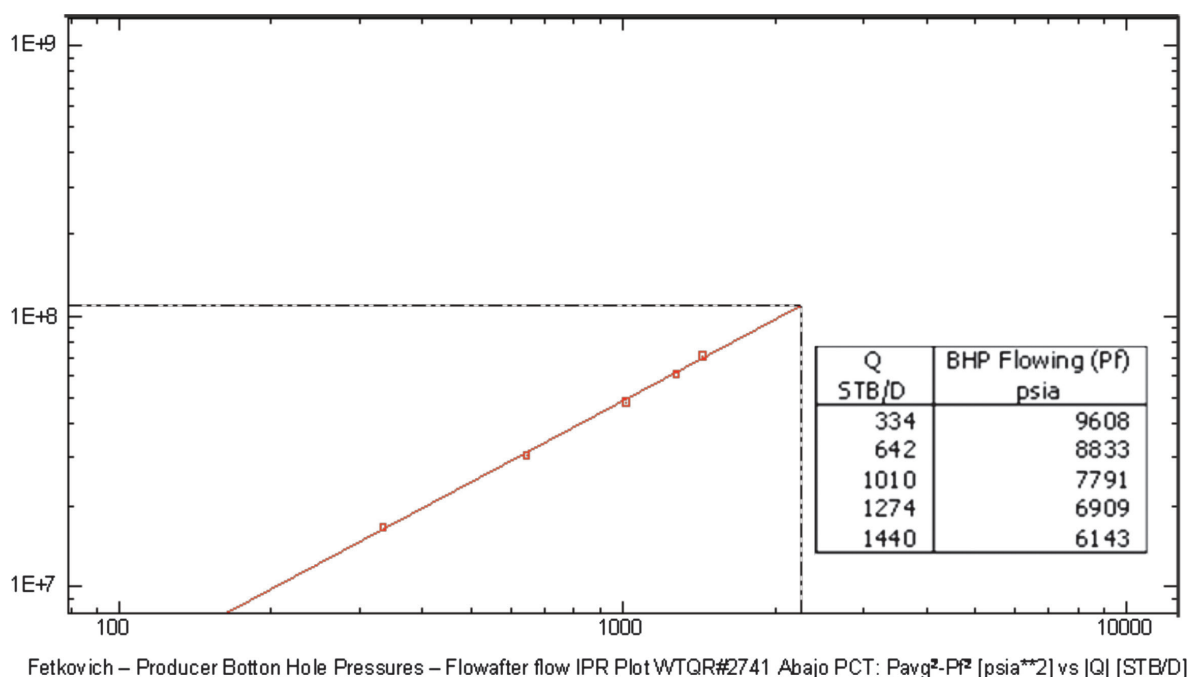


Figura 19. Comportamiento de afluencia por el método de Fetkovich.

ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD DE FRACTURAS Y CORRELACIÓN CON LOS INTERVALOS PRODUCTORES

La descripción de los núcleos permitió la identificación y conteo de las fracturas naturales a lo largo del intervalo cañoneado. Desde el punto de vista cualitativo se observa que; en el intervalo 3 (18205-18263) existe una la mayor cantidad de fracturas; mientras que, en el intervalo 4 (18220-18263), el número de fracturas naturales observadas es menor (Tabla 3).

Tope	Base	Comentario Núcleo/Fractura
18183	18192	Se observan fracturas hacia la parte inferior del intervalo 18193-18199 (Medición Núcleo, Presencia de fracturas: Media)
18195	18205	Se observan fracturas hacia la parte inferior del intervalo. 18207-18211.(Medición Núcleo, Presencia de fracturas: Media Baja)
18205	18219	Presenta densidad de fracturas considerable, especialmente entre 18211.5-18222 (Medición Núcleo, Presencia de fracturas: Alta)
18220	18263	Se observan fracturas en los intervalos 18232-18235 y 18237-18242. (Medición Núcleo, Presencia de fracturas: Baja)
18301	18325	No se dispone de núcleos en este intervalo.
18363	18388	No se dispone de núcleos en este intervalo.
18396	18402	No se dispone de núcleos en este intervalo.
18410	18488	No se dispone de núcleos en este intervalo.

Tabla 3. Muestra la descripción cualitativa de la densidad de fracturas por cada intervalo abierto a producción.

Se generó una curva de densidad de fracturas contando el número de este tipo de estructuras por cada pie de núcleo. En este sentido, el perfil de densidad de fracturas se realizó para el intervalo 17990'-18299', el cual fue reajustado en profundidad con un desfase de 6 pies con respecto a la profundidad registrada. Para el cálculo de este perfil se consideraron las fracturas naturales abiertas o parcialmente abiertas, descartando de esta forma fracturas rellenas que no aportan a la producción.

PRESENCIA DE ASFALTENOS EN LOS NÚCLEOS

Para determinar la presencia de asfaltenos en los núcleos fueron seleccionadas 15 muestras del pozo 1 y 4 muestras del pozo 2. Estas muestras fueron divididas para relizarles análisis SARA y determinar cuantitativamente los asfaltenos mediante pesada directa al precipitarlos con n-heptanos (Berrios, 2013). Con el contenido de asfaltenos se construyó un perfil en función de la profundidad.

Los resultados encontrados corroboran la existencia de acumulaciones anormalmente altas de asfaltenos en diferentes intervalos, donde buena parte de estas acumulaciones sobrepasan el 20%. Si bien, el contenido anormalmente alto de asfaltenos encontrado no puede definirse como un Tar-Mat inmóvil a nivel de yacimientos, estas concentraciones anormales de dichos polímeros contribuyen decisivamente a limitar el libre flujo del petróleo desde la formación hacia el pozo y en consecuencia compromete negativamente la productividad del mismo.

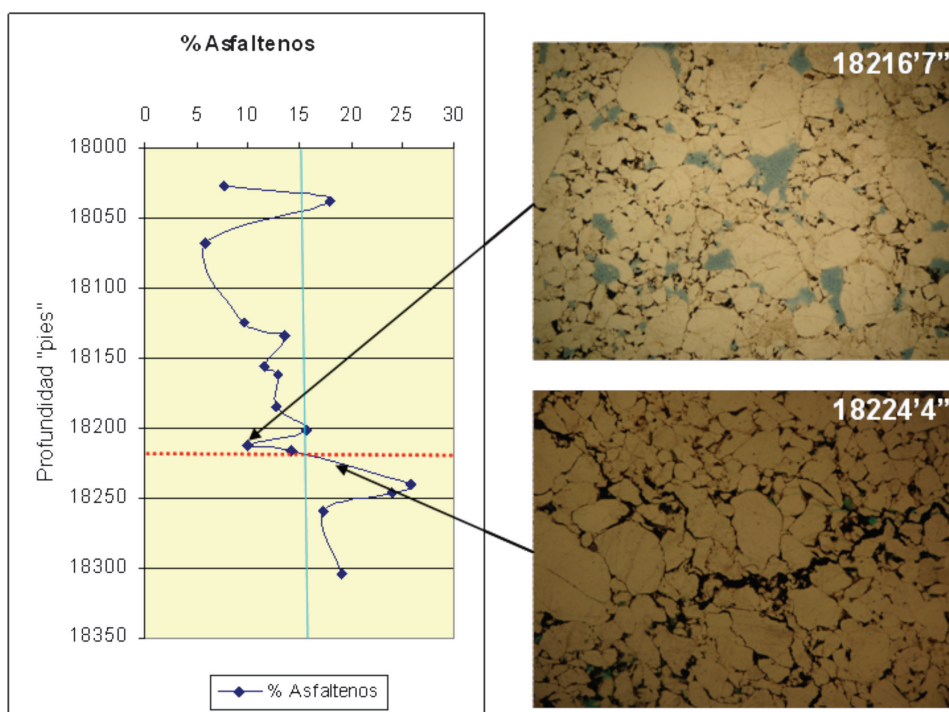


Figura 20. Perfil de porcentaje de asfaltenos por profundidad. Obsérvese la diferencia visual en la presencia de material orgánico sólido (color negro opaco vista a 2,5X-9X con nicóles paralelos) por encima y por debajo del límite productivo a 18218'.

La presencia de hidrocarburo no móvil fue verificado con el análisis de secciones finas y observaciones directas sobre el núcleo, donde se observaron fracturas naturales rellenas con asfaltenos. En Figura 20 se observa como la muestra tomada a 18224'4" contiene una mayor concentración de asfaltenos (negro opaco), en relación a la muestra tomada a 18216'7". Se puede observar que a partir de 18218', el perfil de asfaltenos tiene un punto de inflexión, mostrando valores mayores de 15% por debajo de esta profundidad.

INTEGRACIÓN DATOS NÚCLEO-PLT

La Figura 21 muestra la integración de los datos dinámicos del registro PLT, el perfil de densidad de fracturas naturales y el perfil de porcentaje de asfaltenos obtenidos del análisis de núcleos. Los *tracks* 8, 11 y 12 muestran el perfil de producción, el perfil de densidad de fracturas y el perfil de porcentaje de asfaltenos respectivamente, donde se observa como los intervalos productores coinciden con las zonas con mayor densidad de fracturas, pero a su vez están condicionados a la zona superior donde la concentración de asfaltenos es menor a 15%.

Esto demuestra que la producción de petróleo está controlada por la presencia de fracturas naturales y la concentración de asfaltenos contenida en la roca. Los asfaltenos tienden a taponar

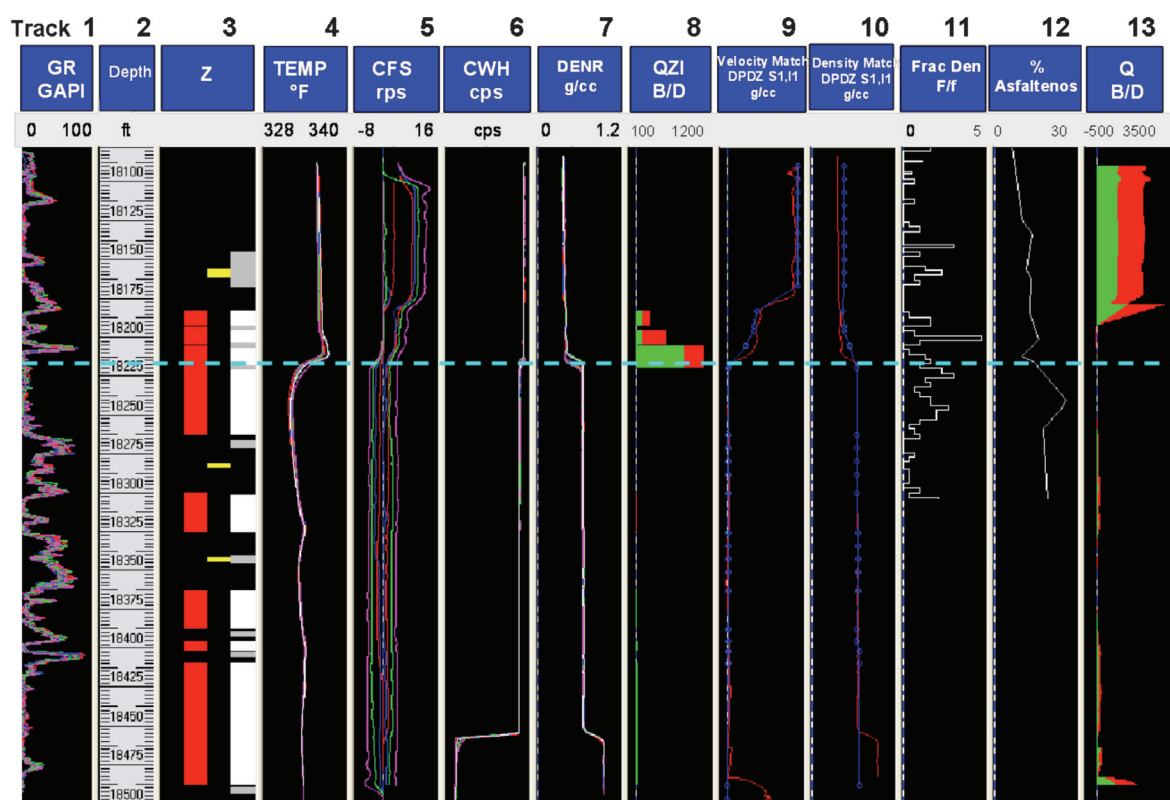


Figura 21. Correlación entre intervalos productores densidad de fracturas y concentración de asfaltenos observados en núcleo.

los espacios porosos más pequeños, sin embargo a concentraciones mayores a 15%, se ve afectada por taponamiento tanto la porosidad primaria como la porosidad por fracturas, impactando fuertemente de manera negativa la transmisibilidad del sistema matriz-fractura. Se puede observar que el límite productivo esta a 18218’.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La integración de los datos estáticos y dinámicos demuestra la relación entre las fracturas naturales y la producción del pozo. El ajuste del modelo de yacimiento basado en los datos de presión, se realizó en función de los datos estáticos obtenidos del análisis de los núcleos, ajustando un modelo de doble porosidad que explica la presencia de fracturas naturales, cuyos valores *lambda* y *omega* son 0.00179 y 0.326 respectivamente. El valor de *lambda* está en el límite superior del rango esperado (10^{-3} a 10^{-8}), mostrando que la heterogeneidad entre el sistema fractura-matriz es suficiente para que el efecto de doble medio adquiera importancia.

CONCLUSIONES

En función al análisis de 285’ de núcleo, se identificaron 179 fracturas naturales; de las cuales 37 son cementadas, 44 parcialmente abiertas y 98 abiertas.

La densidad de fracturas naturales en la zona productora varía entre 1,5 a 4,5 f/p, con espaciamientos entre 0.67 a 0.2 p/f. La mayoría de estas fracturas están abiertas o parcialmente abiertas y tienen una altura promedio de 13 cm, lo que indica que en su mayoría son fracturas de pequeña escala.

Las fracturas tipo diaclasas, las grietas por tensión y diagenéticas reactivadas por efecto de cizalla, son las que tienen mayor impacto en la producción; mientras que, las fracturas rellenas, especialmente las tipo cabello, funcionan como sellos, adicionando anisotropía al yacimiento.

Por su cantidad y distribución, las fisuras o cracks podrían jugar un papel importante en el almacenaje y transmisibilidad, sin embargo, pueden formar una red de fracturas conectada sólo de manera parcial.

La mayor densidad de fracturas se observa en el intervalo 18195-18218, mientras la mayor producción (71,56%) proviene del intervalo 18205-18218.

La presencia de asfaltenos condiciona la capacidad de flujo de la roca, observándose un límite productivo a 18218’. Por debajo de esta profundidad el porcentaje de asfaltenos sobrepasa el 15%, relleno tanto la porosidad primaria, así como las fracturas naturales, impidiendo el flujo de fluidos hacia el pozo.

La prueba de presión interpretada se ajusta a un modelo de doble porosidad que explica la presencia de fracturas naturales, cuyos valores λ y ω son 0.00179 y 0.326 respectivamente. El valor de λ está en el límite superior del rango esperado (10^{-3} a 10^{-8}), mostrando que la heterogeneidad entre el sistema fractura-matriz es apenas suficiente para que el efecto de doble medio adquiriera importancia.

Al cotejar los resultados de la evaluación petrofísica, el perfil de producción registrado, los datos de la prueba de presión, la densidad de fracturas observadas en el núcleo y el perfil de contenido de asfaltenos, se concluye que la presencia de fracturas naturales y la concentración de asfaltenos se combinan para controlar el comportamiento de producción.

REFERENCIAS CITADAS

- Beicip Franlab. (2009). Fractured Reservoirs Characterization, Modeling and Simulation. EFAI Curse. Caracas, Venezuela (Trabajo Inédito).
- Berrios, I (2013). Un punto de vista sobre: Acumulaciones Anormalmente Altas de Asfaltenos en los Yacimientos del Norte de Monagas. Caso de Estudio: Núcleos TRV-3X y TRV-4X. Campo Travi. Los Teques, PDVSA Intevep.
- Da Prat, G. (1990). Well Test Analysis For Fractured Reservoir Evaluation. Elsevier Science Publishing Company Inc. New York, NY 10010, U.S.A. pp 210.
- Hill, A. D. (1990). Production Logging: Theoretical and Interpretive Elements. SPE Monograph Series Vol. 14.
- Nelson, R. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, (2a ed., pp. 332). Houston, TX, USA: Gulf Professional Publishing.
- Sabet, M. A. (1991). Contributions in Petroleum Geology and Engineering. Volume 8: Well Test Analysis,” Gulf Publishing Company, Houston, TX, 105-145.