

ESTIMULACIONES EN POZOS DE GAS DE BAJA PERMEABILIDAD

Gabriel O. Irazusta
CAPEX S.A.
R. ARGENTINA

RESUMEN

El Área Agua del cajón, está ubicada en la provincia de Neuquén, República Argentina. CAPEX S.A. accedió a su explotación mediante concurso público en febrero de 1991. Era considerada por su anterior propietario, la empresa estatal YPF, como un área de interés secundaria, ya que sólo producía 37 (m/d) de petróleo y 90.000 (Sm³/d) de gas de baja presión con 16 pozos en producción efectiva.

Existían en explotación dos yacimientos perfectamente individualizados:

- a) El yacimiento Agua del Cajón: yacimiento de petróleo ya depletado y en su última etapa de producción por primaria, hoy ya se encuentra en desarrollo un proyecto de recuperación secundaria.
- b) El yacimiento El Salitral: yacimiento gasífero (gas y condensado), cuyo desarrollo recién comenzaba. Solamente se encontraban en producción dos de los cuatro niveles que hoy producen, el 80 (%) provenía de la [Fm. Tordillo](#) y el 20 (%) restante de la [Fm. Lajas Superior](#). La [Fm. Lajas Inferior](#) ya era conocida, pero su desarrollo no había sido posible por las bajas producciones y por último la [Fm. Molles](#) descubierta por CAPEX S.A. a fines de 1997.

Todas estas formaciones son heterogéneas y de distinta características litológicas (ya las describiremos más adelante), pero tienen en común la baja permeabilidad de la roca reservorio, por lo que una producción económicamente rentable debe asociarse inexorablemente a la estimulación de ésta.

Es precisamente del desarrollo del yacimiento El Salitral que realizamos a partir del año 1991, del que nos ocuparemos en profundidad.

Un detallado estudio de las características petrofísicas y propiedades mecánicas de las rocas reservorios en las formaciones productivas y capas limítrofes, ha permitido modificar la metodología de desarrollo del yacimiento, en especial el diseño de las fracturas hidráulicas, logrando un fuerte incremento en la producción de cada pozo y por consiguiente del Área Agua del Cajón.

El yacimiento El Salitral (descubierto en el año 1976), que producía en el año 1991 90.000 (Sm³/día) de gas, produce hoy cerca de 3.000.000 (Sm³/día) y con la incorporación de la formación Molles, se lo piensa llevar a 4.000.000 (Sm³/día).

En este trabajo nos encargaremos de describir los lineamientos generales, estudios y metodologías empleadas para poder desarrollar en la forma más rentable cada formación gasífera, cuya capacidad productiva se encuentra fuertemente limitada por la baja permeabilidad.

El objetivo de este trabajo es poder transmitir la experiencia de desarrollo de un yacimiento particular, con cuatro formaciones de distintas características, para que pueda ser tomada como base o como ejemplo para el estudio de otros yacimientos similares.

INTRODUCCIÓN

La explotación de los yacimientos de gas en la República Argentina se ha incrementado notablemente en los últimos años, a partir de la liberación del mercado energético.

Algunos de los factores económicos que han contribuido directamente a la búsqueda y explotación de nuevos yacimientos de gas, son:

- El buen precio de venta.
- Un mercado de comercialización local, reducido a las zonas conectadas por ductos, que independizan su precio del crudo y permiten predecir con mayor precisión su precio futuro.
- El bajo costo operativo de los yacimientos de gas.

Sin embargo tan importante como estos factores económicos han sido los aportes técnicos, que hoy permiten desarrollar yacimientos que tiempo atrás resultaban poco atractivos o no viables.

Debido a la alta compresibilidad del gas, la presión de confinamiento es el factor determinante que dimensiona la capacidad de almacenar gas en un volumen determinado, pues a medida que la presión del reservorio se incrementa, el factor volumétrico del gas (B_g = volumen que ocupa un Standard metro cúbico de gas en el yacimiento), disminuye en forma proporcional.

En general, la presión de confinamiento se relaciona directamente con la profundidad a la que se encuentra el reservorio, los yacimientos de mayores presiones se localizan a mayores profundidades, pero también es cierto que a medida que descendemos, la roca reservorio es cada vez más compacta y su permeabilidad decrece sensiblemente.

Así llegamos a yacimientos profundos, con grandes reservas, pero de muy baja permeabilidad, cuyo desarrollo sólo podía realizarse con un importante número de pozos profundos, de bajo caudal que muy pocas veces resultaban rentables y por ello se optaba por no explotarlos.

Un ejemplo de este caso era el yacimiento El Salitral, que desde su descubrimiento hasta el año 1991 (en 15 años) sólo se habían perforado 50 pozos con una acumulada promedio del orden de los 20 (MMSm³). Un cambio en las estimulaciones permitió en los últimos ocho años perforar 50 pozos más, pero su acumulada promedio final, será casi 5 veces mayor en el mismo tiempo de producción.

DESARROLLO

1) COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

Los pozos ubicados en el Yacimiento El salitral atraviesan las siguientes formaciones:

- a) **GRUPO NEUQUÉN** (0 a 700 mbbp): Compuestas areniscas y conglomerados castaño Grisáceos de grano mediano y grande, las arcillitas son de color castaño rojizas.
- c) **Fm RAYOSO Y Fm. CENTENARIO** (700 a 1.600 mbbp): Predominio de conglomerados y areniscas blanquecinas rosadas con intercalaciones de arcillitas castaño rojizas.
- d) **Fm. AGRIO y Fm. MULICHINCO** (1.600 a 1.700 mbbp): Pequeños espesores de areniscas gris verdosas, separadas por arcillas verdes con algunas intercalaciones de calizas blanquecinas.
- e) **Fm. QUINTUCO** (1.700 a 1800 mbbp): Amplio predominio de calizas caoliníticas, con intercalaciones de arcillas verdes y areniscas blanquecinas.
- f) **Fm. VACA MUERTA** (1.800 a 1900 mbbp): Son margas bituminosas de color gris oscuro, es la principal roca madre de la Cuenca Neuquina.
- g) **Fm. TORDILLO** (1.900 a 1.950 mbbp): Es actualmente el reservorio mas importante del yacimiento el salitral. Compuesta por areniscas finas, medianas y hasta conglomerádicas

de color gris verdoso con pequeñas intercalaciones de arcilitas gris verdosa, corresponde a depósitos continentales asociados a sistemas fluviales del tipo anastomosados.

- h) **Fm. LAJAS** (1.950 a 2.500 mbbp): Es el reservorio de menor interés, está constituido por pequeños espesores de areniscas finas y medianas, areniscas conglomerádicas, y conglomerados finos, con predominio del color rosado; separados por arcilitas castañas y verdosas que hacia la base se tornan gris oscuras, pasando transicionalmente a las arcillas negras de la Fm Molles; corresponde a depósitos marinos costeros (deltas y playas). Debido a su gran extensión vertical y a la diferencia entre las características de las zonas productivas del techo y de la base, para su estudio la dividiremos en Lajas superior y Lajas inferior.
- i) **Fm. MOLLES** (2.500 a 3.000 mbbp): En esta unidad pueden considerarse tres secciones distintas. Una sección superior caracterizada por la presencia de cuerpos arenosos y conglomerádicos de colores grises anaranjados con intercalaciones de arcilitas gris oscuro y en menor medida de niveles tobáceos. Dentro de esta sección se destaca un importante cuerpo de conglomerado mineralizado de hasta 40 (m) de espesor, que probablemente corresponda a depósitos fandeltaicos. Por debajo aparece una sucesión de arcilitas gris oscuras con intercalaciones de areniscas gris claro, cuyo grano varía desde muy fino a conglomerádico y la relación arena/arcilla disminuye hacia los niveles inferiores, esta secuencia correspondería a depósitos marinos profundos con presencia de abanicos submarinos, donde los cuerpos arenosos fueron depositados por corrientes de turbidez. Por último aparece una secuencia de arcilitas negras y limolitas gris verdoso asociadas a los depósitos marinos profundos más distantes.

2) FORMACIÓN TORDILLO

2-1) GEOLOGÍA

Estructuralmente está formada por un faldeo monoclinal que se adosa en la parte sur a una gran falla de rumbo que integra la llamada dorsal Neuquina. El buzamiento promedio es de 4 o 5 grados en la dirección Norte, conformando una trampa combinada estructural estratigráfica (ADJ N° 1).

En general es una única arena de un espesor promedio de 40 (m), con pequeñas intercalaciones arcillosas.

2-2) PARÁMETROS PETROFÍSICOS

2-2-1) POROSIDAD

La porosidad promedio es del orden del 12 (%), con valores máximos del orden del 17 (%) y Mínimos no inferiores al 9 (%). Los valores mayores se localizan en la parte superior e inferior de la arena, en el centro se localiza la mayor arcillosidad.

2-2-2) SATURACIÓN DE AGUA

En general se determinó en laboratorio, analizando las coronas, que la saturación de agua irreducible es del orden del 35 (%). Para estipular el valor de la saturación de agua en todos los puntos de la estructura, se recurrió a la ecuación de Euler, aplicando a la terna de valores(ϕ , R_{ti} , S_{wi}), para determinar los parámetros **M**, **N** y **a** de la ecuación de Archie para minimizar el error cuadrático medio.

$$S_w = (R_w / R_t \times \phi^{1,9})^{0,5}$$

2-2-3) PERMEABILIDAD

La capacidad de aporte de gas desde la formación hacia el pozo, es directamente proporcional a la permeabilidad relativa al gas, este parámetro es el que mayor dificultad presenta para obtener valores representativos, ya que depende de la roca reservorio, de la saturación de gas, agua y petróleo y de la distribución de fluidos en el medio poroso (que varía durante la explotación).

Se pueden obtener valores de permeabilidad relativa en laboratorio a partir de testigos corona o testigos laterales, con la limitación de ser datos puntuales de una formación heterogénea, la única manera de promediar este parámetro para un volumen significativo de roca, es a través de los ensayos de pozos

TESTIGOS CORONAS: Se analizaron numerosos ensayos sobre coronas, los valores de permeabilidad absoluta al aire son heterogéneos ($v = 0,78$) con valores mínimos de 2 (mD) y máximos de 20 (mD), la misma dispersión se observa en las curvas de permeabilidad relativa al gas.

ENSAYOS DE POZO: A diferencia de las mediciones realizadas sobre coronas, los valores de permeabilidad efectiva al gas obtenida por medio de ensayos de pozos son homogéneos con un valor promedio de $K_g = 0,6$ (mD), con valores máximo no superiores a 1 (mD) y valores mínimos de 0,25 (mD) que se encuentran en la parte baja de la estructura, donde se incrementa la saturación de agua o en la parte más alta donde las formaciones se acuñan hasta desaparecer.

2-3) FLUIDOS

2-3-1) **GAS:** Es el H.C. de mayor reserva, no tiene presencia de S_2 y el contenido de CO_2 y N_2 es mínimo, es gas húmedo de poder calorífico del orden de las 9.100 (Kcal/Sm³).

2-3-2) **PETRÓLEO:** El halo petrolífero es muy pequeño y en algunas zonas del yacimiento no está desarrollado (contacto gas-agua), se trata de petróleo muy liviano (40 API), por ello su producción es factible en tan baja permeabilidad.

2-3-3) Hay muy poca agua libre (sólo en la parte baja de la estructura) y es de elevada salinidad (+ de 100 gr/lts de Cl-) lo que facilita su detección en los perfiles resistivos.

2-4) PROPIEDADES MECÁNICAS

2-4-1) Se realizaron estudios de propiedades mecánicas sobre coronas y se cotejaron con los valores obtenidos por medio de los perfiles sínicos, llegándose a los siguientes valores

ZONA	GRADIENTE FRACTURA (psi/ft)	MÓDULO DE YOUNG (10 ⁶ psi)	RELACIÓN DE POISON	Kg (mD)
VACA MUERTA	0.78	6.40	0.30	0.00
ARENA SUPERIOR	0.55	4.80	0.21	0.65
ARENA MEDIA	0.57	5.20	0.24	0.45
ARENA INFERIOR	0.56	5.00	0.22	0.60
ARCILLA	0.72	6.10	0.29	0.00

Como puede observarse, tanto la Fm. V. Muerta como las arcillas de la base de la Fm Tordillo, son mecánicamente mas duras que la zona arenosa mineralizada.

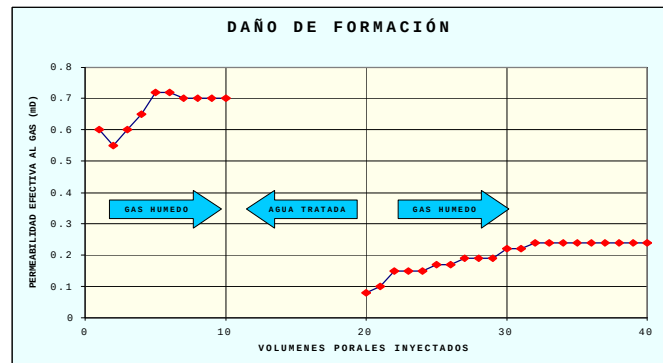
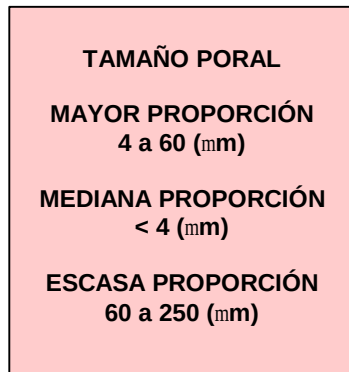
2-4-2) A presiones de confinamiento del orden de las 2500 (psi), no se observa visualmente empotramiento del agente sostén.

2-5) ESTUDIOS REALIZADOS

Los caudales efectivos logrados en los pozos en producción, eran inferiores a los que teóricamente podían obtenerse, localizándose la causa principal, en el bajo rendimiento que se obtenía en las estimulaciones, fracturas hidráulicas de muy corta longitud y alta conductividad. Con el objetivo de optimizar los tratamientos que se venían aplicando, se realizaron algunos estudios esenciales sobre las coronas, en los cuales se determinaron:

2-5-1) La matrix tiene un elevado contenido de arcillas, con distribución heterogénea.

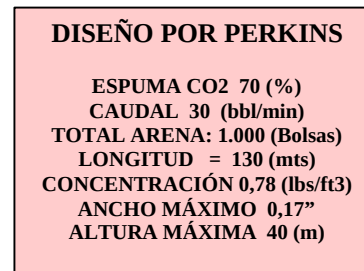
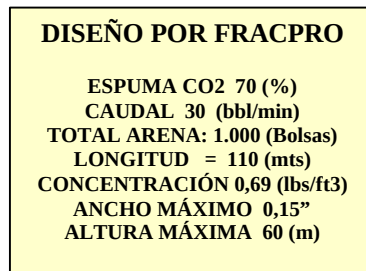
- 2-5-2) La matrix es muy compacta, sin embargo los finos, principalmente caolín, illita y clorita, tienen muy escasa sujeción y su movilización es probable incluso a régimen de producción moderado.
- 2-5-3) Los poros son de tamaño muy reducido, con una distribución muy heterogénea, el promedio poral se ubica en el orden de 35 (μm), la tortuosidad es alta y el tamaño medio de las gargantas porales, no supera los 5 (μm).



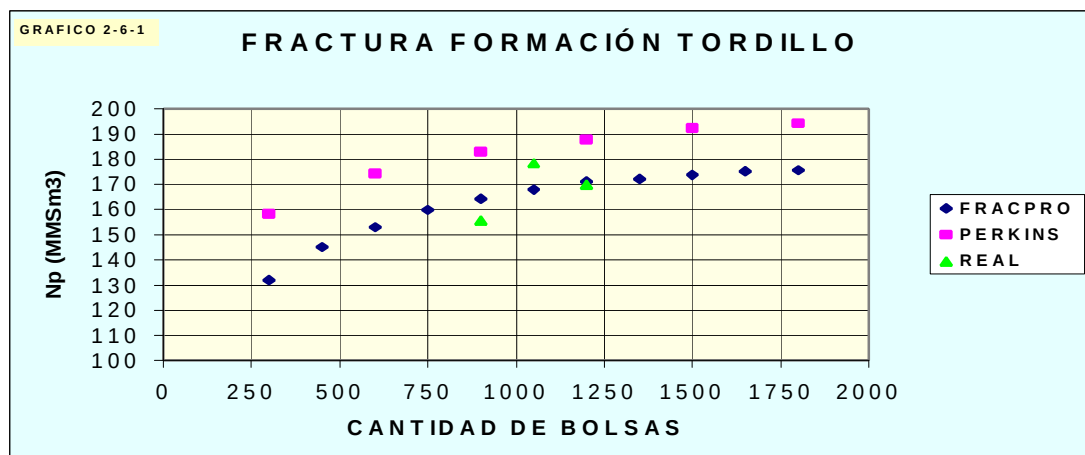
- 2-5-4) Las presiones capilares son muy altas, como consecuencia de esto, cualquier fluido que invade la formación, provoca una reducción de la permeabilidad relativa al gas, que difícilmente se puede recuperar.

2-6) DISEÑO DE FRACTURA

Se recurrió a dos modelos, uno bidimensional (PERKINS) y otro tridimensional (FRACPRO), como la única arena de la formación es de gran espesor (40 m) y está delimitada por estrato de mayor dureza, los resultados no fueron muy diferentes (ADJ N 2).

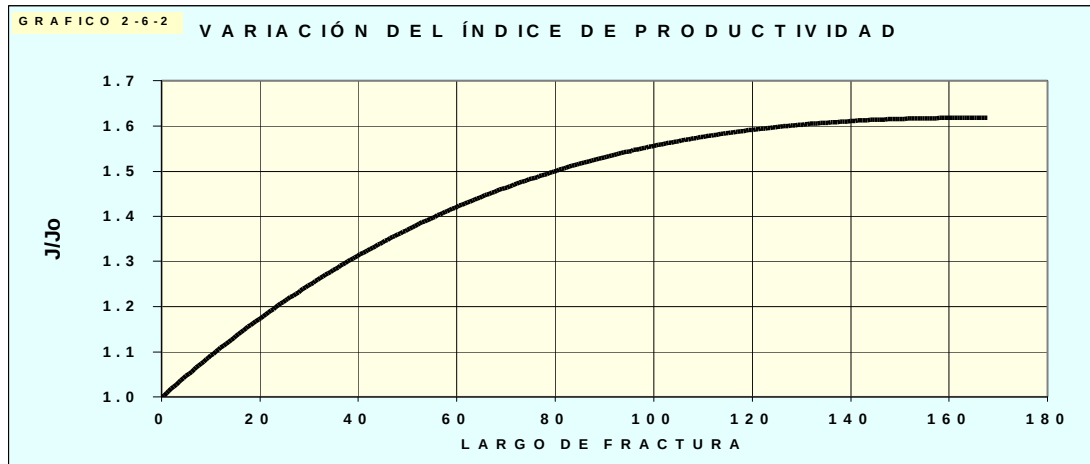


- 2-6-1) Para poder seleccionar el diseño de fractura, se realizaron varias simulaciones sobre una capa representativa, tanto en sus parámetros petrofísicos, como en sus propiedades mecánicas.



En el gráfico se puede observar, que no se obtiene un incremento significativo en la extracción del pozo, si se superan las 1.200 bolsas de arena (para 40 m de espesor).

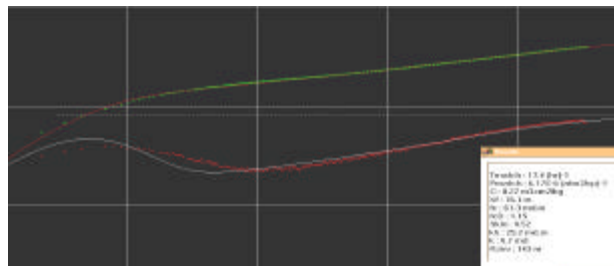
2-6-2) Independientemente del espesor de la capa productiva, la longitud de fractura, para un distanciamiento de pozos de 700 (m), no debe ser inferior a los 80 (m), ya que la pérdida de producción sería significativa, pero tampoco superior a los 120 (m) ya que se encarecería el tratamiento, sin lograr incremento en la producción.



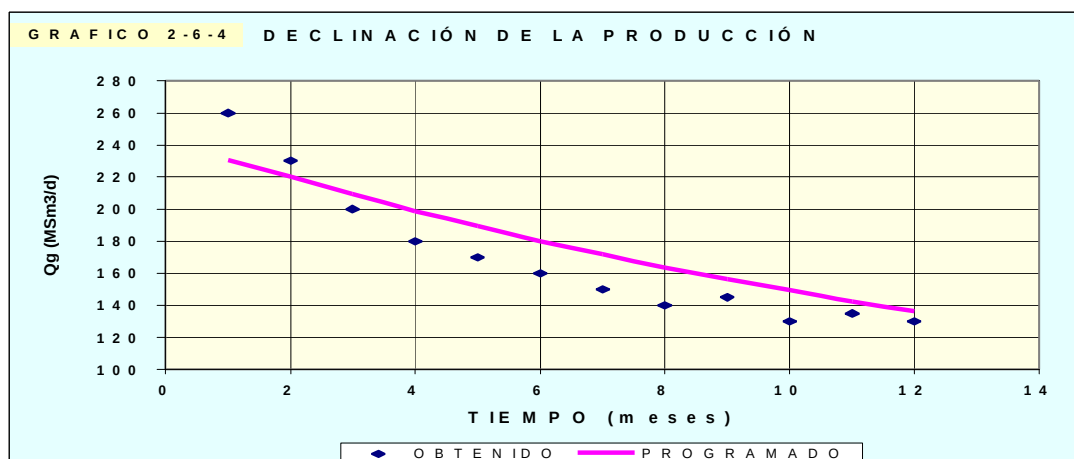
2-6-3) Se realizaron numerosos ensayos de pozos (Build-up), con el objeto de confirmar que los resultados obtenidos fueran los que se habían programado.

Concluyéndose que en general, tanto la longitud de fractura como su conductividad, siempre resultaron levemente inferiores a lo programado, aunque se registraron algunas excepciones donde esta disminución era, del orden del 50 (%).

ENSAYO BUILD-UP	
Qg	= 180.000 (Sm³/d)
Tpr	= 744 (Hs)
TØ	= 240 (Hs)
Kg	= 0,7 (mD)
XF	= 80 (m)



2-6-4) En general las producciones obtenidas en los pozos, coincidieron con las curvas teóricas que se habían trazado, luego de ajustar los parámetros petrofísicos y el diseño de fractura según lo reflejado por el build-up.



3) FORMACIÓN LAJAS

Tiene un espesor de mas de 500 (m), sin embargo las zonas productivas son pobres (con excepción de la parte alta, contra la falla, donde limita con la formación Vaca muerta), están localizadas en el techo y la base de la estructura, separadas por una larga extensión de arcillas de hasta 300 (m) y son de características muy diferentes.

Solamente aporta el 20 (%) de la producción actual del yacimiento y en ella se almacenan igual porcentaje de las reservas totales.

Nos limitaremos a realizar sólo una descripción somera de sus principales propiedades, ya que la tomaremos como una zona de transición entre la formación Tordillo, muy similar al techo de la formación Lajas, a la que llamaremos Lajas Superior y la formación Molles comparable con la base y a la que denominaremos Lajas Inferior.

3-1) FORMACIÓN LAJAS SUPERIOR

3-1-1) ANALOGÍAS CON LA FORMACIÓN TORDILLO.

- Su estructura es un monoclinal, cortado en su extremo sur por la Dorsal Neuquina.
- La porosidad promedio es del orden del 12 (%), aunque la dispersión es mayor
- El tamaño de los poros y de las gargantas porales son prácticamente los mismos.
- La saturación de agua irreducible es ligeramente mayor, del orden del 38 (%).
- El gas tiene la misma composición.
- La producción de agua es muy reducida y de elevada salinidad.
- Las arenas son muy "blandas" comparada con las arcillas que se intercalan o las limitan.

3-1-2) DIFERENCIAS CON LA FORMACIÓN TORDILLO

- Mientras que en la formación Tordillo tenemos una única capa productiva de unos 40 (m) de espesor, la zona mineralizada de la Fm. Lajas Superior, generalmente está constituida por dos o tres arenas separadas por intercalaciones arcillosas que llegan a tener hasta 15 (m) de espesor.
- La permeabilidad relativa al gas es sensiblemente menor, el valor promedio es del orden de 0,5 (mD) y por ser la roca más heterogénea, su variancia es mayor ($v = 0,82$).

3-1-3) DISEÑO DE FRACTURA

Si realizamos el mismo análisis que efectuamos para la formación Tordillo, llegaremos a resultados muy similares, los únicos puntos que merecen resaltarse son los siguientes:

- Si tenemos dos o más capas separadas por intercalaciones arcillosas de escaso espesor (menores a 5 m), se debe trabajar para el diseño de la estimulación como si se tratara de una única capa, cuyo espesor total será la suma de los espesores de las capas y las intercalaciones arcillosas.

Como el gradiente de fractura puede ser ligeramente desigual entre las arenas, y las intercalaciones arcillosas son de una dureza considerablemente mayor (se han registrado casos en que 5 m de arcillas sirvieron de sello para fracturarlas), es recomendable punzar todas las arenas con baja densidad de punzados y estimular a alto caudal (1 bbl por orificio).

- Si en cambio estamos ante una o más arenas separadas por intercalaciones arcillosas de mas de 5 (m), se las debe tratar como capas independientes.

En este caso es recomendable trabajar con un modelo bidimensional para el diseño de las estimulaciones, ya que según los modelos tridimensionales, la estimulación se propagaría a las capas vecinas, y en la práctica hemos podido verificar que esto no es así (marcando el agente sostén con resina radioactiva, a través de perfiles de temperatura o trazadores radiactivos).

Lo recomendable es trabajar con colchones reducidos y bajos caudales, para minimizar la tendencia de la fractura de propagarse en alto.

3-2) FORMACIÓN LAJAS INFERIOR

Es la zona de producción más pobre, generalmente se reduce a pequeñas arenas de 5 a 15 metros de espesor, con intercalaciones arcillosas de igual magnitud; su permeabilidad relativa al gas es del orden del de 0,2 (mD), la porosidad rara vez llega el 12 (%) , la saturación de agua irreducible es muy variable y con un valor promedio superior al 40 (%). Desde el punto de vista mecánico, tanto la roca reservorio, como las intercalaciones y los sellos arcillosos tienen una dureza similar.

Por tener características muy similares a la formación Molles, se utilizan los mismos métodos de fractura y de evaluación que esta formación.

3) FORMACIÓN MOLLES

4-1) GEOLOGÍA

No tiene una estructura definida a lo largo de todo el yacimiento, presentando un entrapamiento combinado estructural, estratigráfico.

El rasgo estructural más importante está dado en el sector oriental, por la antigua falla directa de rumbo E-O y buzamiento al N, que en su momento controló la deposición de arenas y conglomerados correspondiente a su bloque bajo ubicado en ese entonces al norte, una posterior inversión tectónica, convierte a este antiguo bloque bajo en un máximo estructural.

A este perfil principal, se le suma la existencia de una falla directa de rumbo N-S y bloque bajo al Oeste (ADJ N 3).

4-2) PARÁMETROS PETROFÍSICOS

4-2-1) POROSIDAD

La porosidad promedio es baja y se ubica en el 9,5 (%). En raras ocasiones se pueden encontrar valores superiores al 12 (%) y la porosidad mínima llega al 5 (%).

Si consideramos en general todos los niveles productivos, la dispersión es muy grande, ya que hay mucha variación de una capa a la otra, sin embargo las capas de mayor espesor mantienen una valor de porosidad muy regular ubicado entre el 8 y el 10 (%).

El tamaño poral es muy pequeño, por este motivo, los perfiles de resonancia magnética determinan una porosidad efectiva menor al 6 (%).

4-2-2) SATURACIÓN DE AGUA

La saturación de agua irreducible es muy variable y guarda una estrecha relación con la porosidad efectiva de la muestra.

	Swi (%)	ø (%)
mínima	24	12
promedio	45	9
máxima	58	5

No se tienen actualmente suficientes datos como para obtener mediante un método estadístico, los valores de M, N y a, por ello usaremos los valores sugeridos por ARCHIE

$$S_w = (0,62 \times R_w / R_t \times \phi^{2,15})^{0,5}$$

4-2-3) PERMEABILIDAD

La zona productiva de la formación Molles se halla localizada sólo en una parte del yacimiento, pero su espesor productivo es muy grande, llegando a tener hasta 120 (m.) de desarrollo.

En general la parte productiva inferior, son agrupaciones de arenas delgadas (de 3 a 10 m.) separadas por intercalaciones arcillosas de distintos espesores (de 2 a 30 m), que van ganando en espesor hacia el techo de la formación, donde se encuentran las capas más importantes, una de las cuales supera los 40 (m) de espesor.

La permeabilidad es muy baja, Tanto los estudios realizados sobre testigos coronas, como los ensayos de pozos, coinciden que la permeabilidad efectiva al gas siempre es menos a 0,1 (mD).

La variación de la permeabilidad es grande en las capas delgadas ($v = 0,78$), pero se reduce notablemente en las capas superiores de mayor espesor ($v = 0,5$).

Es importante destacar la relación lineal que se mantiene entre la porosidad y la permeabilidad absoluta en cada una de las capas productivas.

4-3) FLUIDOS

4-3-1) GAS: Es el único tipo de hidrocarburo que satura el reservorio, Al igual que en las formaciones superiores, su contenido de CO₂ y N₂ es muy pequeño y no se ha detectado S₂, sin embargo la composición del gas difiere bastante, es muy seco (97 % entre metano y etano) y el poder calorífico no supera las 8.600 (Kcal/m³).

4-3-2) PETRÓLEO: No se ha detectado en forma libre en el reservorio, en superficie condensa una gasolina muy liviana (75 API) en una relación gas-líquido mayor a 70.000 (m³/Sm³).

4-3-3) AGUA: Los pozos producen muy poco líquido y con un porcentaje de agua inferior al 5 (%), la salinidad es alta (Cl⁻ > 100 g/l), lo que permite detectar fácilmente las arenas acuíferas.

4-4) PROPIEDADES MECÁNICAS

Con el fin de poder determinar las principales propiedades mecánicas de las rocas reservorios y de las que sirven de sello hidráulico; se obtuvieron coronas no sólo de arenas y conglomerados, sino también de las arcillas vecinas.

Los resultados obtenidos de estos estudios, sirvieron para confirmar o ajustar los valores que había arrojado la interpretación de los perfiles sínicos de onda completa.

ZONA	GRADIENTE FRACTURA (psi/ft)	MÓDULO DE YOUNG (10 ⁶ psi)	RELACIÓN DE POISON	Kg (mD)
ARCILLA LAJAS	0.73	5.10	0.29	0.00
ARCILLA SUPERIOR	0.76	5.90	0.30	0.00
ARENA SUPERIOR	0.62	4.80	0.21	0.08
ARCILLA MEDIA	0.72	5.40	0.31	0.00
ARENA MEDIAS	0.66	4.90	0.22	0.10
ARCILLA INFERIOR	0.73	5.50	0.30	0.00
ARENA INFERIOR	0.70	5.00	0.19	0.05
TOBA CHACAYCO	0.72	6.10	0.29	0.00

4-5) ESTUDIOS REALIZADOS

Desde los primeros pozos profundos, se comenzó con el estudio de la roca por medio de perfiles y la extracción de coronas, sobre las que se hicieron algunos análisis que permitieron determinar:

4-5-1) La granulometría varía entre arena muy fina y grava (0.079 a 9,12 mm), con un predominio de términos correspondientes a arena media (0,33 a 0,44 mm).

4-5-2) Predominan las texturas grano-sostén, el contenido de material fino es escaso (3 al 9 %), abundando las arcillas autigénicas o la matriz detrítica.

4-5-3) El cemento es en general abundante; en su composición predominan sílice y carbonatos.

4-5-4) La mayor parte de los poros se hallan comprendidos en el rango de los mesoporos (62,5 a 250 μm); las gargantas porales son muy escasas y tienen un diámetro medio comprendido entre los 9 y 16 (μm).

4-5-5) La tortuosidad es grande, al igual que la relación entre el tamaño del poro y las gargantas porales (siendo muy bajo el número de gargantas por poro).

4-5-6) En la composición de los argilominerales predomina la illita, con escasas cantidades de caolín, clorita y muy escasa smectita.

4-5-7) Prácticamente no existe posibilidad de empotramiento ni en las arenas, ni en los conglomerados productivos

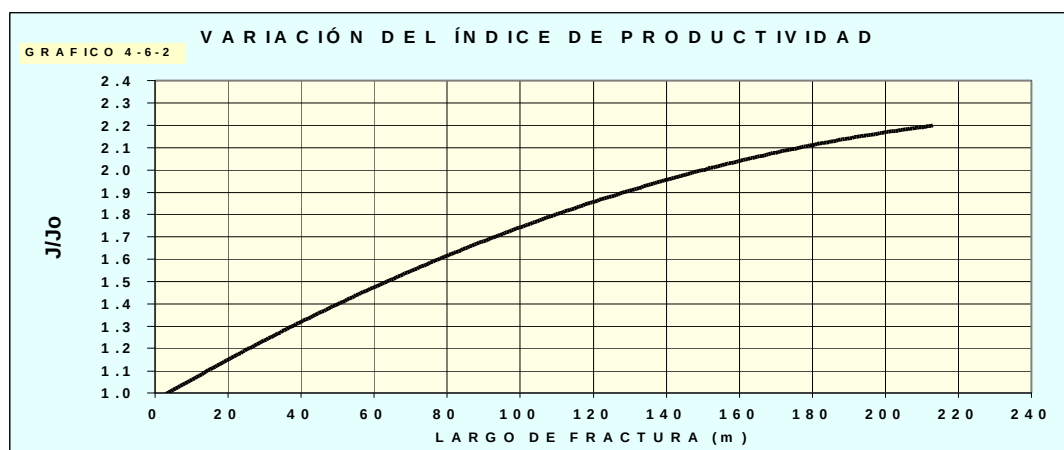
4-6) DISEÑO DE FRACTURAS

El pozo profundo Sa-1046, mostró a la formación Molles con potencial productivo. Al efectuar la terminación de este pozo, las capas punzadas no tuvieron ningún tipo de entrada de fluido, por lo que las estimulaciones fueron pequeñas y con el solo objetivo de confirmar la presencia de gas en esos niveles.

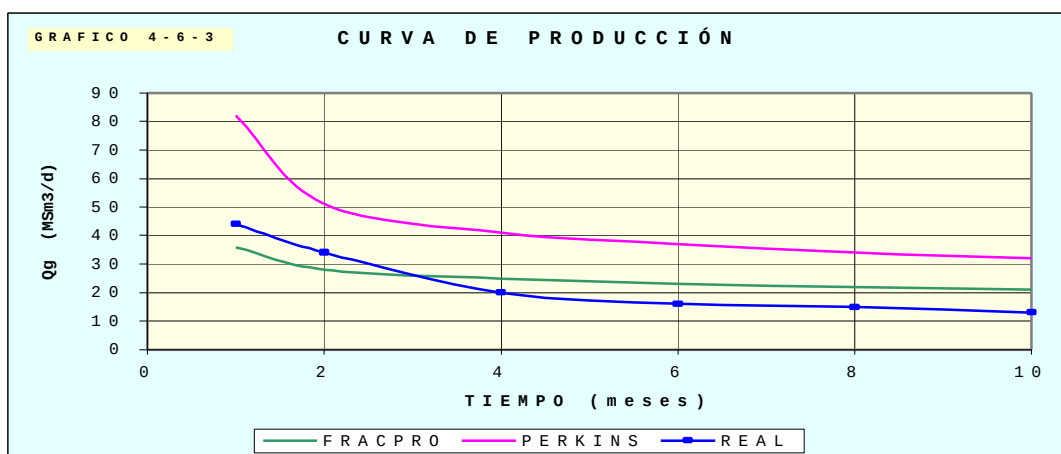
4-6-1) Una vez comprobada la presencia de gas, y con muy escasos datos, las fracturas fueron diseñadas por un método bidimensional, pero los resultados estuvieron muy lejos de ser los esperados.

Recién al comprobar que la dureza de las arenas, es apenas inferior que las arcillas vecinas, por lo que el alto de fractura estaba muy lejos de confinarse al espesor de la arena, se recurrió a modelos tridimensionales que permitieron mejorar sensiblemente los resultados (ADJ N 4).

4-6-2) Como puede observarse en el gráfico, para un distanciamiento de pozo de 500 (m), la longitud de fractura no debería ser inferior a 120 (m), zona donde la pendiente de la curva de productividad en función de la longitud de fractura, es elevada.



4-6-3) La productividad de los pozos coinciden en gran medida con las curvas teóricas, si se toma la geometría de fractura que predice el programa tridimensional, aunque la estabilización final, siempre es menor al caudal esperado



CONCLUSIONES

I) La baja permeabilidad no debe ser un impedimento para el desarrollo de un yacimiento de gas, los avances técnicos en las estimulaciones hidráulicas, permiten lograr caudales económicamente rentables en reservorios de muy baja capacidad de flujo ($h\text{ Kg} / \mu\text{g}$).

II) La baja permeabilidad en general está asociada a poros de reducido tamaño y de distribución heterogénea, pero principalmente debe atribuirse a un reducido número de gargantas porales o muy delgadas.

III) Poros y gargantas pequeñas traen aparejado fenómenos capilares de importancia, con altas saturaciones de agua irreducible y de petróleo y gas residual.

IV) Como consecuencia de las altas presiones capilares, cuando un poro inicialmente ocupado por gas, es invadido por otro fluido (agua o petróleo), es imposible desalojarlo completamente y provocará una reducción en la permeabilidad efectiva al gas (daño).

V) Para poder medir el daño que provoca en la formación la invasión de un fluido extraño, se debe hacer un ensayo de contraflujo GAS-FLUIDO-GAS (como el de la figura 2-5-3), si el daño es de importancia, el diseño de estimulaciones debe hacerse con espumas de alta calidad (poca agua) o fluidos de baja tensión superficial (Metanol). El fluido base petróleo no debe usarse.

VI) En general las formaciones de permeabilidad reducida son compactas por lo que el empotramiento del agente sostén es mínimo, sin embargo es recomendable hacer un ensayo de este tipo sobre un trozo de corona de la formación productiva y de las intercalaciones arcillosas.

VII) A diferencia de los pozos de petróleo en los que se trata de extraer el máximo caudal posible, la producción de los pozos de gas deben adaptarse a la demanda momentánea (en nuestro caso de una central térmica), lo que provoca continuas aperturas y cierres de pozos, Estos cambios de presiones favorecen el empotramiento y provocan rotura del agente sostén en las cercanías del pozo, por ello se recomienda al diseñar la fractura utilizar una última concentración alta de un agente sostén, de elevada dureza (cerámico o bauxita).

VII) Para una correcta selección del volumen óptimo de la estimulación, se debe trazar una curva que muestre el incremento del índice de productividad, en función del largo de fractura. En nuestro caso podemos observar dos resultados totalmente distintos:

En la formación TORDILLO (gráfico 2-6-2), la longitud de fractura debe ser mayor de 90 (m), pero no superior a 120 (m), ya que el incremento de producción es prácticamente nulo por encima de este largo de fractura.

En la formación Molles la longitud mínima puede estimarse en 120 (m), pero la longitud máxima es difícil de determinar ya que la curva (gráfico 4-6-2) continúa creciendo hasta prácticamente alcanzar una longitud de fractura del orden del radio de drenaje; el límite superior lo tendremos que buscar con la ayuda de un análisis económico.

VIII) En cuanto a la geometría de la fractura, se debe tener presente que la movilidad del gas en la formación es muy baja, por ello no es necesario lograr fracturas de alta conductividad; la productividad del pozo estará limitada por la capacidad de aporte desde la formación hacia la fractura y no desde la fractura hacia el pozo.

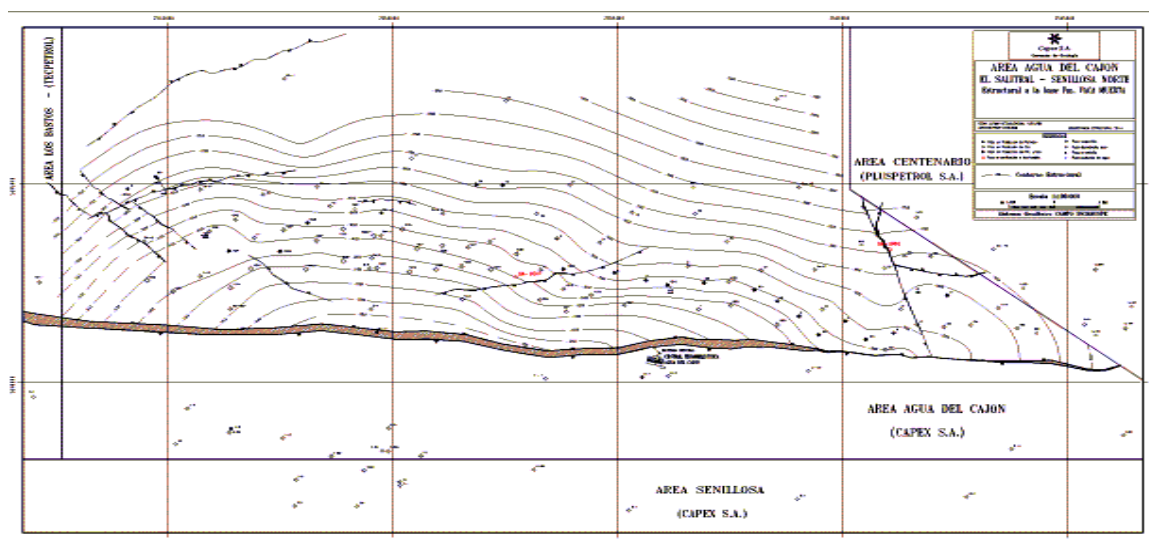
IX) En formaciones de baja permeabilidad y con grandes estimulaciones, los pozos tienen un tiempo importante de producción en régimen transitorio, donde los caudales llegan a ser hasta 10 veces el caudal del pozo estabilizado. Con el fin de evitar movimiento de finos que obstruyan las delgadas gargantas porales, es necesario limitar la producción contrapresionando correctamente el pozo durante ese tiempo (que llega a ser de 45 días).

X) Si bien los métodos clásicos bidimensionales para diseñar tratamientos de fractura, son optimistas, al limitar el alto de fractura al espesor de la arena; los programas tridimensionales (de mayor precisión) a veces resultan pesimistas, pues hemos podido comprobar un mejor confinamiento por parte de las arcillas vecinas de las que estos métodos pronosticaban (en particular si sus espesores son delgados).

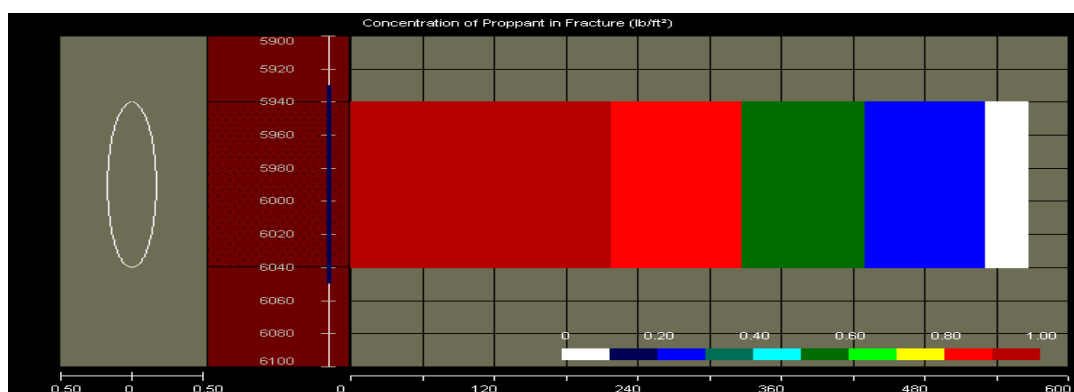
BIBLIOGRAFIA

- I) Chi U. Ikoku, "Natural Gas Production Engineering" de editorial WILEY.
- II) John M. Campbell, "Gas Conditioning and processing" de editorial Campbell Petroleum series.
- III) Jude O. Amaefule – David G. Kersey "Advances in Formation Damage, Assesment and control strategies".
- IV) Heber Cinco Ley, "Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods" editado por SPE N 10043.
- V) Roland N. Horner, "Modern Well Test Analysis" editado por Stadford University.
- VI) W. J. Mc Guire – W. R. Sikora, "The effect of vertical fectures on well productivity" editado por The Atlantic Refining.
- VII) M. Prats – P. Hazebroek – W. R. Strickler, "Effect of vertical fractures on reservoir behaviour compresissible fluid case" editado por Shell Development C. O.
- VIII) H. Cinco Ley – F. Samaniego – F. Rodriguez, "Application of the pseudolinear flow model to the pressure transient analysis of fractured wells" editado por el SPE N° 13059.
- IX) Alain Gringarten, "Reservoir limit testing for fractured well" editado por SPE N° 7452.
- X) K. Guppy – H. Cinco Ley – H. Ramey, "Effect of no-Darcy flow on the constant pressure production of fractured wells" editado por el SPE N° 9344.
- XI) J. Amaefule – D. Kersey, "Advances in Formation Damage" editado por Westen Atlas.

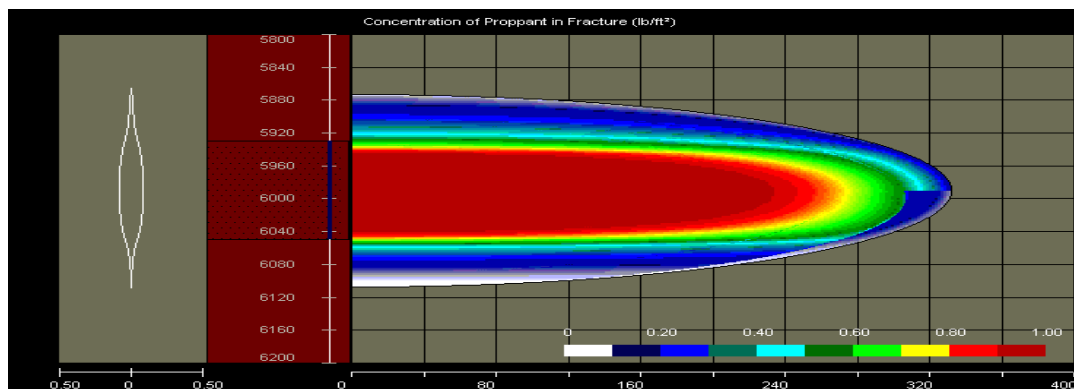
ADJ N° 1) ESTRUCTURAL FORMACIÓN TORDILLO



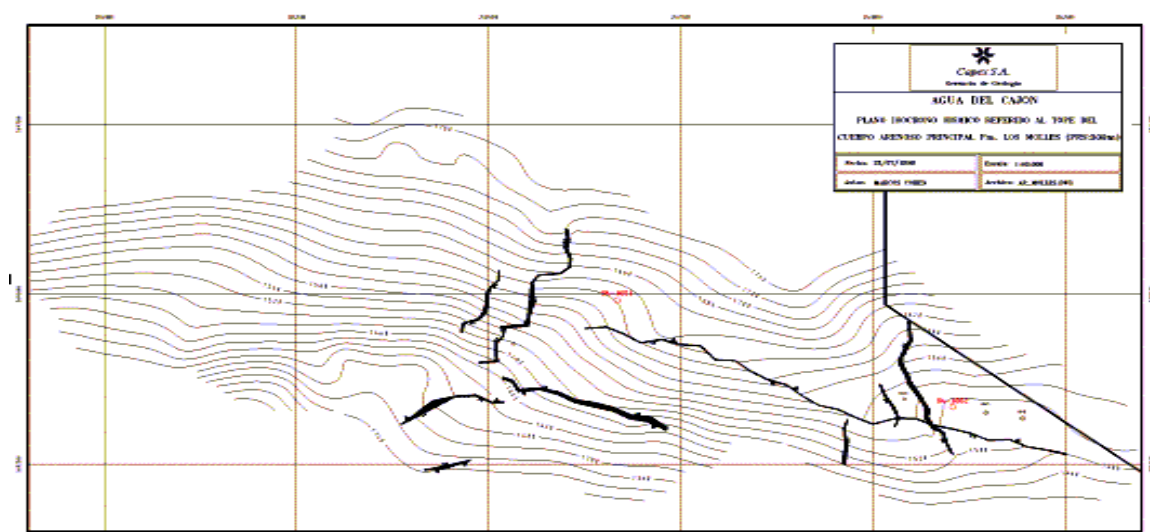
ADJ N° 2) GEOMETRÍA DE FRACTURA, ARENA PRODUCTIVA FORMACIÓN TORDILLO BIDIMENSIONAL (PERKINS)



TRIDIMENSIONAL (FRACPRO)

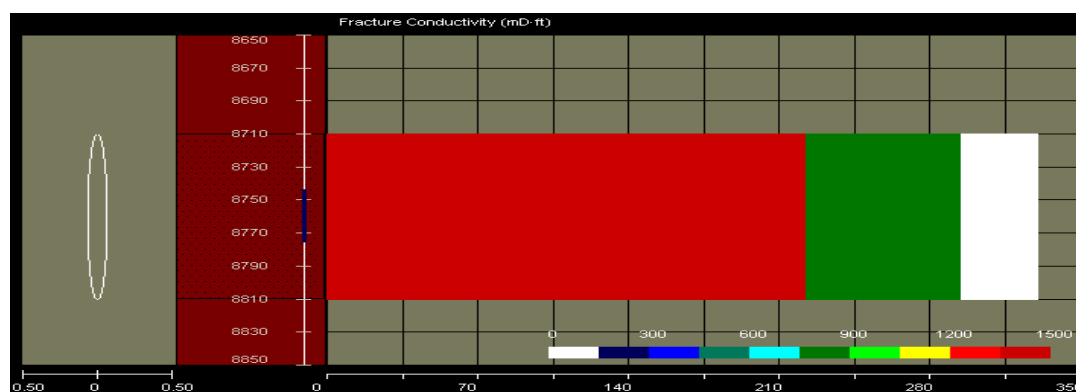


ADJ N° 3) ESTRUCTURAL FORMACIÓN MOLLES



ADJ N ° 4) GEOMETRÍA DE FRACTURA, ARENAS PRODUCTIVAS FORMACIÓN MOLLES

BIDIMENSIONAL (PERKINS)



TRIDIMENSIONAL (FRACPRO)

