

OPTIMIZACIÓN DE DISEÑOS DE FRACTURA HIDRÁULICA APLICANDO ESTUDIOS GEOMECÁNICOS

Yair Andrés Quintero¹, Raul Leonardo Triana², Manuel Guillermo Jaimes³, Mayda Liz Torres⁴

RESUMEN

Dentro de las opciones para optimizar la producción de los pozos de petróleo, gas o inyectores, está el fracturamiento hidráulico, por medio del cual a partir de la creación de una fractura de alta conductividad, se reduce considerablemente la caída de presión en la cercanías del pozo, ocasionada por la baja permeabilidad de la formación, el mecanismo de daño generado durante la perforación y/o la producción del pozo o el mismo completamiento del mismo.

Uno de los factores a tener en cuenta, como parte del diseño de un trabajo de fracturamiento está relacionado con el crecimiento vertical de la fractura dentro del intervalo de interés, con el objetivo de evitar el contacto con zonas no deseadas (Intervalos en agua o capa de gas).

La geomecánica juega un papel muy importante dentro del proceso de diseño de un fracturamiento hidráulico. En este artículo se presenta la utilidad del estudio geomecánico, para determinar de manera previa a la ejecución de un trabajo, la posible altura de fractura, así como los valores de presión de cierre de la misma, utilizando información de registros eléctricos convencionales, DSI para finalmente comparar el modelo de predicción con la condición real a la cual quedó la fractura.

Palabras clave: Fracturamiento hidráulico, geomecánica, mecánica de rocas.

ABSTRACT.

One of the alternatives for oil, gas and injectors wells focused on production enhancement is the hydraulic fracturing which is based on a high conductive fracture that reduce the drop pressure on the wellbore, as a result of the low formation permeability, skin factor generated during the well drilling and production operation or its completion.

One of the key factor for taking into account as part of the fracturing job design is related with a vertical fracture increase in the pay zone, with the objective of prevent the undesired zone contact (water and gas contact).

The Geomechanic analysis is an important stage of the hydraulic fracturing design process. This paper presents the utility of the Geomechanic study, to determine previously the job execution, the possible fracture height, as well as the closure pressure values, using the electrical logs, DSI test, and finally to compare the predictive model with the real fracture condition executed.

Keywords: Hydraulic fracture, Geomechanic, rock mechanic.

1. Ingeniero de petróleos, ECOJETROL-ICP. E-mail: yair.quintero@ecopetrol.com.co

2. Candidato a Master en Ingeniería de Hidrocarburos, Ingeniero de petróleos, ECOJETROL-ICP. E-mail: raul.triana@ecopetrol.com.co

3. Ingeniero de petróleos, ECOJETROL-ICP. E-mail: manuel.jaimes@ecopetrol.com.co

4. Ingeniera Civil, ACI Proyectos S.A. E-mail: mayda.torres@ecopetrol.com.co

INTRODUCCIÓN

La estimulación de yacimientos por medio del fracturamiento hidráulico requiere de la geomecánica como herramienta de predicción del comportamiento de los esfuerzos y de la operación. Desde el punto de vista de la mecánica de la roca se asocian propiedades como la resistencia elástica y presión de poro, aspectos que conforman el modelo geomecánico. El Módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν), son propiedades de resistencia elástica, que describen la manera como la roca se deformará ante los esfuerzos aplicados buscando generar la fractura hidráulica, por lo tanto dichas propiedades tienen repercusión en la geometría de la fractura.

La magnitud y el contraste de los esfuerzos entre la roca y los sellos determinan la energía necesaria para lograr la fractura. Los esfuerzos in-situ pueden estar representados como esfuerzo horizontal máximo (SH), esfuerzo horizontal mínimo (Sh) y esfuerzo vertical (Sv). Dependiendo del esfuerzo de mayor magnitud se indicará si el régimen es Normal, Rumbo deslizante o Inverso. El régimen de esfuerzos estimado en cierto sector del pozo permite inferir la dirección de propagación de la fractura hidráulica.

El conocimiento de la orientación preferencial de los esfuerzos es de vital importancia ya que dicha orientación está directamente relacionada con el Plano Preferencial de Fractura, donde estas orientaciones combinadas con la geología del campo permiten estimar la factibilidad de generar fracturas en dirección paralela o perpendicular a fallas propias del sector, lo cual por experiencias de campo influye substancialmente en la operación.

METODOLOGÍA

La metodología utilizada para el análisis de operaciones de fracturamiento hidráulico se divide en dos etapas: La primera consiste en la obtención de la información del pozo, para luego proceder con la interpretación petrofísica y la creación del modelo geomecánico basado en la información disponible; seguidamente se realiza la calibración del modelo con los pozos vecinos (Figura 1). En la mayoría de los casos, no existen pozos con toda la información suficiente, sin embargo, estos también pueden ser utilizados como parámetros de calibración del gradiente de fractura de acuerdo al modelo generado.

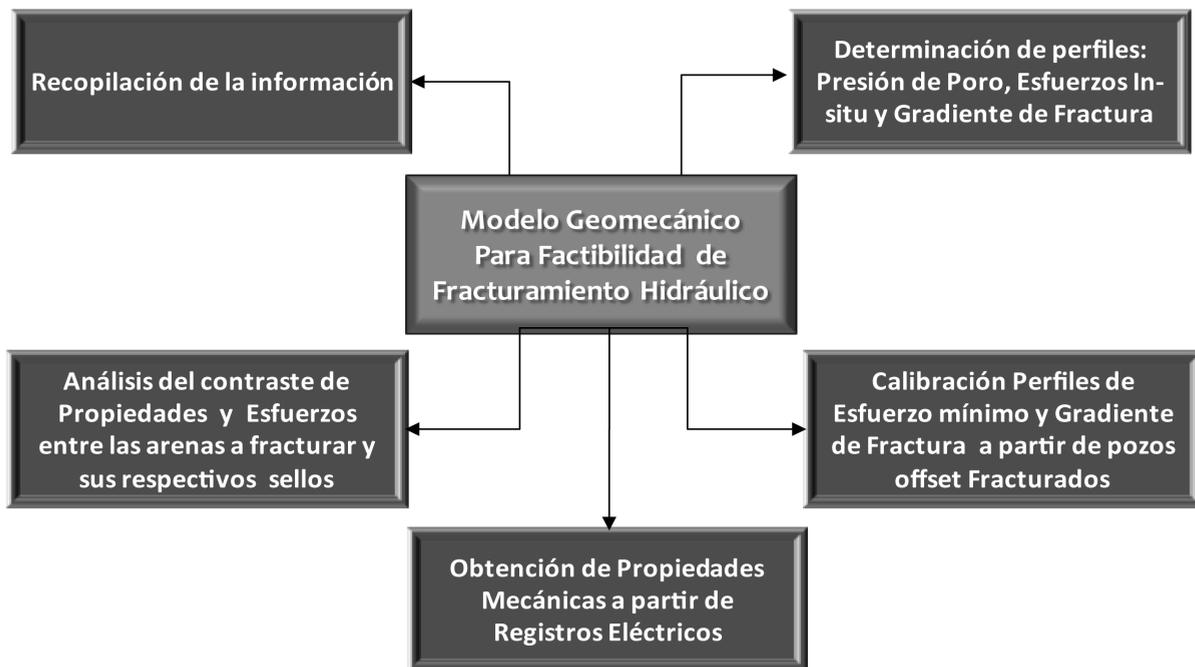


Figura 1. Metodología general para modelamiento geomecánico aplicado al fracturamiento hidráulico.

REGISTROS	
Profundidad final del pozo	10870 MD
FEL (Formation Evaluation Log)	SI
Historias finales de perforación	NO
Pruebas MDT, RFT, DST, datos de presión actuales	SI
Pruebas FIT, LOT, SRT, FH, Minifrac	SI
Registro de la densidad del lodo	SI
Parámetros operacionales (ROP, WOB, RPM, Gases)	NO
Estado mecánico actualizado	SI
Litologías o muestras de zanja	NO
Topes de la formación	SI
Registro Gráfico compuesto	SI
Plan direccional	SI
corazones para pruebas de laboratorio	NO
GR	9960-10600
RHOB	9960-10600
TNPH, NPHI, NPSS	9960-10600
DT	9960-10600
DSI	9960-10600
CALIPER	9900-10800
EMI	NO
FMI	NO
OBMI	NO
RESISTIVOS	9900-10800
PEF	NO
SP	NO
AGE	NO
Intervalos a Fracturar	SI

Tabla 1. Información disponible para desarrollo del modelo geomecánico para fracturamiento

Para la realización del modelo geomecánico es necesario contar con cierta cantidad de información básica del pozo que se va a fracturar y/o de los pozos cercanos. Los datos importantes en esta compilación son: Historias finales de perforación, Registros corridos en hueco abierto (registro sísmico, registros de imágenes, FEL (Formation Evaluation Log), información de presión actual de los intervalos de interés, y pruebas que permitan tener un dato aproximado de esfuerzo mínimo en la zona, como lo son las pruebas de integridad de zapato, fracturamiento hidráulico entre otras, estado mecánico, topes de las formaciones) Luego se procede a realizar un control de calidad de la información y posteriormente el estudio del pozo que se va a fracturar.

En la tabla 1 se relaciona la información de registros a partir de la cual se generó el modelo geomecánico.

Para este pozo en particular se contaba con la información del registro DSI, por lo cual tenía mediciones de tiempo de tránsito compresivo y de cizalla. Ya que todos los pozos dentro de campo no cuentan con esta información, como primer paso se modeló el perfil de registro sísmico sintético aplicando la ecuación 1, para determinar el grado de asertividad que tendría este registro con respecto a la medición real, con el fin de poder aplicarlo en otras áreas del campo.

En la figura 2 se muestra la comparación de los registros sísmico real y modelado, donde se evidencia que para los pozos que no cuenten con la información del registro, el modelado del mismo es una excelente opción.

$$Dt_{NPHI} = Dt_{ma} + (PHIA * (Dt_f - Dt_{ma})) \quad (1)$$

Donde

DT_{ma}: Tiempo de tránsito de la matriz

DT_f: Tiempo de tránsito del fluido

PHIA: Porosidad obtenida del registro neutrón

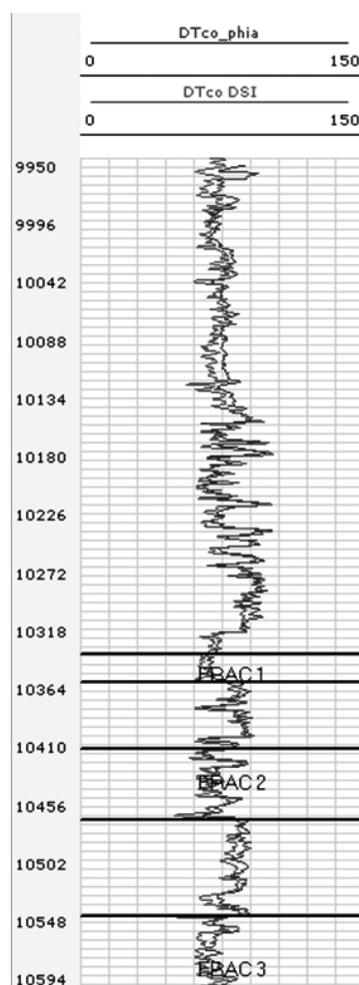


Figura 2. Comparación del registro real y del modelado para el pozo de estudio.

Teniendo en cuenta que la gran mayoría de las correlaciones existentes en la literatura en cuanto a las predicciones de valores de propiedades mecánicas de la roca, están en función de tipo de litología es necesario realizar el cálculo del índice de arcillosidad.

El índice de arcillosidad o Vshale está relacionado con la cantidad de arcilla presente en la formación, este índice se obtiene mediante el registro Gamma Ray o el SP en diversos intervalos. En este caso se determinó utilizando el registro Gamma Ray y aplicando la ecuación 2. Para mayor confiabilidad y para integrar la caracterización litológica de la habitual corrida de registros, con el análisis de las muestras de cortes en superficie, se realiza una comparación entre este índice de arcillosidad, el registro litológico y el registro de evaluación de formaciones (FEL); verificando que los registros mostraran los cambios de litología apropiadamente, (Figura 3).

$$Vsh = \frac{GR - GR_{arena\ limpia}}{GR_{arcilla} - GR_{arena\ limpia}} \quad (2)$$

Donde GR, es el valor leído por el registro.

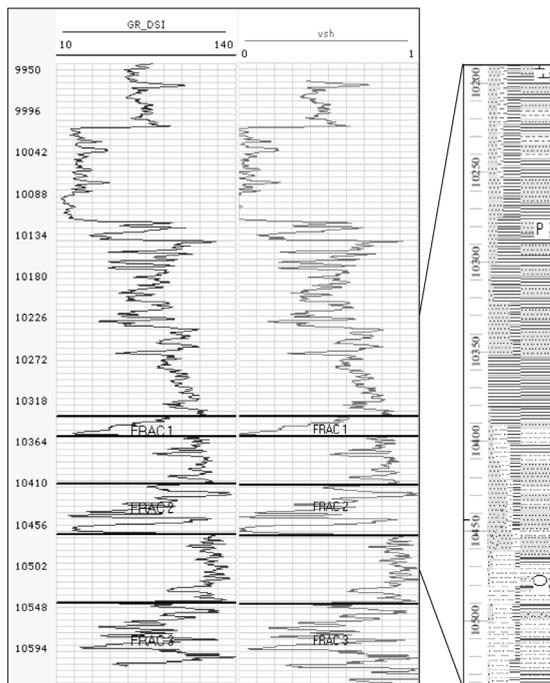


Figura 3. Índice de arcillosidad del pozo de estudio.

Dentro de las variables críticas que gobiernan el comportamiento de la fractura generada, se tiene el contraste de esfuerzos existentes entre la zona de interés y las zonas arcillosas adyacentes que servirán como sello para contener el crecimiento vertical de la fractura y los módulos de Young y Poisson que afectan como tal la geometría final de la fractura.

En cuanto a los módulos elásticos, el comportamiento deseado para poder tener una buena geometría de

fractura es de bajos valores del módulo de Poisson y valores altos del módulo de Young en las arenas de interés y un comportamiento opuesto en las arcillas de sello, este comportamiento se puede observar en la (Figura 4).

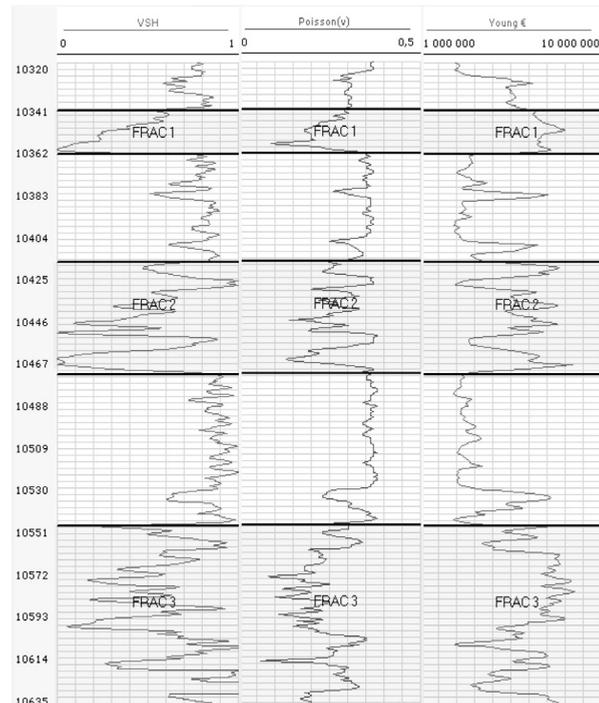


Figura 4. Módulos elásticos en zonas de interés para el pozo de estudio.

De acuerdo al comportamiento de los módulos elásticos, se observa un buen contraste entre los datos observados en las arenas de interés y las arcillas sello, por lo cual se espera tener un crecimiento vertical controlado de la fractura.

ESFUERZO MÍNIMO Y GRADIENTE DE FRACTURA

De los 3 esfuerzos que tiene influencia sobre el comportamiento de la fractura, el más crítico es el esfuerzo horizontal mínimo, ya que este dará la presión a la cual se cierra la fractura después de generada, así como el grado de competencia que tienen las formaciones arcillosas para contener el crecimiento vertical de la fractura en cuanto a contraste de esfuerzos con respecto a la zona de interés. En literatura se encuentran gran cantidad de correlaciones para el cálculo de este esfuerzo. Durante el desarrollo de este estudio se utilizó la correlación de Hubbert-Willis, en la cual se estima un valor del esfuerzo mínimo como función del módulo de Poisson, del esfuerzo vertical y de la presión de poro.

$$S_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (S_v - P_p) + P_p \quad (3)$$

Donde:

S_h : Esfuerzo horizontal mínimo, psi/ft

ν : Relación de Poisson.

S_v : Esfuerzo vertical, psi/ft

P_p : presión de poro, psi/ft.

En la figura 5 se muestra el comportamiento del perfil de esfuerzo mínimo general a partir de la ecuación 1.

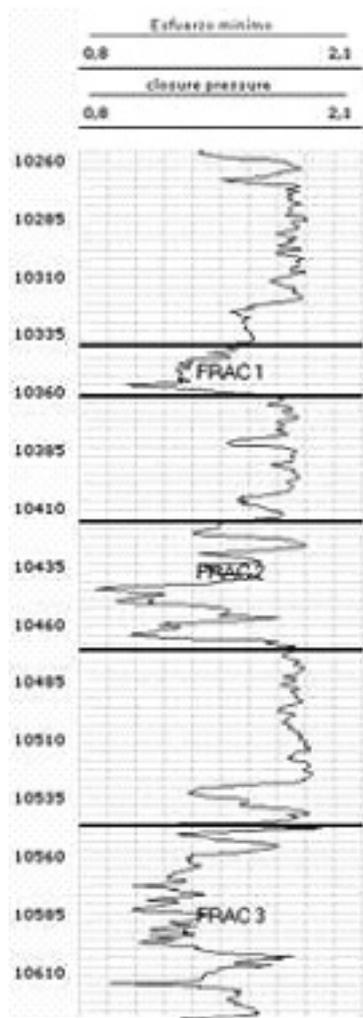


Figura 5. Perfil de esfuerzo mínimo modelado, pozo de estudio

Observando el comportamiento del perfil de esfuerzo mínimo, se tiene un buen contraste entre la formación de interés y las arcillas sello, lo cual en conjunto con el comportamiento observado del módulo elástico permite inferir una alta probabilidad de que la fractura realizada en estos intervalos sea contenida en el mismo.

La finalidad del cálculo de un valor aproximado del gradiente de fractura antes de realizar el trabajo de campo, es tener un estimado de la potencia necesaria para poder ejecutar el trabajo. Para la estimación de esta variable se parte del principio de resistencia mecánica, en el que para poder generar el rompimiento de la roca por tensión en la formación es necesario vencer la magnitud del esfuerzo mínimo más la resistencia mecánica de la formación.

$$GF = S_h + RTR \quad (4)$$

Donde:

GF: Gradiente de fractura, psi/ft

RTR: Resistencia a la tensión, psi/ft

La información de propiedades mecánicas y esfuerzos generados para el pozo de estudio son utilizadas como datos de entrada para estimar la posible geometría de la fractura y poder dimensionar los requerimientos técnicos para poder realizar este trabajo.

La altura de fractura esperada, a partir del modelo geomecánico, es estimado principalmente por el contraste existente de propiedades mecánicas y esfuerzos, entre los intervalos de interés y los sellos de los mismos. De acuerdo a literatura, las propiedades mecánicas que más influyen durante el fracturamiento de una roca es el módulo de Young y la relación de Poisson. El comportamiento favorable para el buen desarrollo de una fractura hidráulica, pueden verse en la figura 6, donde se esperaría que los valores de Poisson y esfuerzo mínimo fueran bajos con respecto a las arcillas sello, mientras que el comportamiento del módulo Young se esperaría alto en el intervalo de interés y bajo en las arcillas sello.

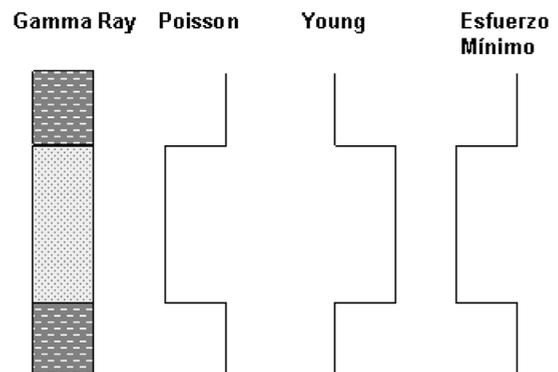


Figura 6. Comportamiento esperado de propiedades de la roca y esfuerzos en intervalos a fracturar.

El siguiente paso es realizar una verificación de la información del modelo geomecánico, con respecto a los datos medidos en campo durante la ejecución del trabajo.

COMPARACIÓN DEL MODELO CON DATOS DE EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Una vez ejecutado el trabajo de fractura, la información que se utilizó para revisar la representatividad del modelo inicial fue la de presión de cierre medida en cada uno de los intervalos fracturados con el fin de revisar los valores modelados de esfuerzo mínimo, y el crecimiento vertical de la fractura, que para este caso fue estimado a partir de la información de registro sísmico corrido después del trabajo de fractura.

En cuanto al esfuerzo mínimo, se obtuvieron datos de presión de cierre para 3 intervalos de interés los cuales tuvieron muy buen ajuste con respecto al modelo inicial, como se puede ver en la figura 7, donde los puntos indican el valor obtenido durante la ejecución del trabajo.

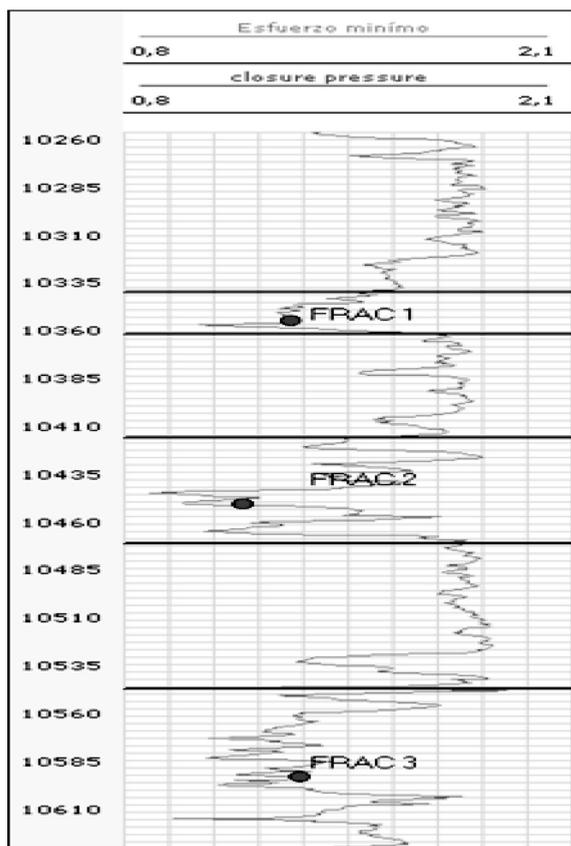


Figura 7. Ajuste de esfuerzo mínimo modelado con datos de campo.

Para la revisión de crecimiento en altura, en las figuras 8 y 9 se observa el comportamiento mostrado por el registro sísmico corrido después de la ejecución del trabajo con respecto al comportamiento del registro sísmico corrido previamente a la intervención del pozo, resaltando que en los intervalos donde se presenta diferencia en los tiempos de tránsito antes y después del fracturamiento, es donde se presentó rompimiento de la formación.

Al realizar la comparación de comportamiento de los perfiles de propiedades mecánicas con respecto al registro sísmico, se observa que la altura posible de acuerdo al modelo geomecánico, es similar a la obtenida de acuerdo a las mediciones realizadas en el pozo después de ejecutada la operación de fracturamiento.

CONCLUSIONES

- El ajuste de los valores medidos de esfuerzo mínimo y los valores modelados, tienen un nivel de error bajo, por lo cual la utilización de los datos de modelos realizados previo al trabajo, son de gran utilidad a la hora de realizar el diseño de una fractura.
- Por medio del análisis de los perfiles de propiedades mecánicas es posible determinar de manera previa, la posible altura que va a tener la fractura hidráulica a unas condiciones de esfuerzo, lo cual es de gran utilidad a la hora de determinar el riesgo existente de contactar zonas no productivas durante la ejecución de este tipo de operación.
- El desarrollo de modelos geomecánicos aplicados a operaciones de fracturamiento hidráulico es de gran importancia para la optimización de diseños de fractura, brindando información crítica para la predicción de la posible geometría de fractura.
- Con el fin de determinar de manera previa la viabilidad de la ejecución de un trabajo de fractura, la geomecánica puede dar herramientas para poder valorar de manera más adecuada que tan eficaz puede llegar a ser un trabajo de fractura dentro de los intervalos de interés.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. E. Fjaer et al: Petroleum related rock mechanics 2nd edition. Developments in petroleum science. 2008

2. Economides, Michel. Post-treatment evaluation and Fracture Well Performance. University of Houston.

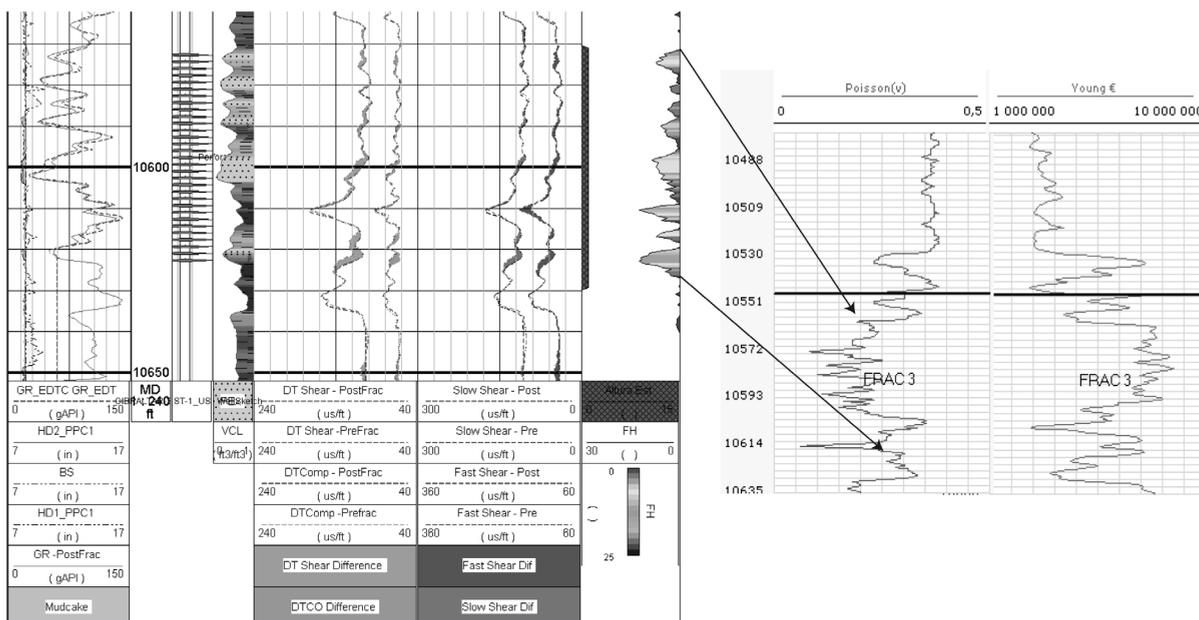


Figura 8. Comparación de datos de campo modelo inicial.

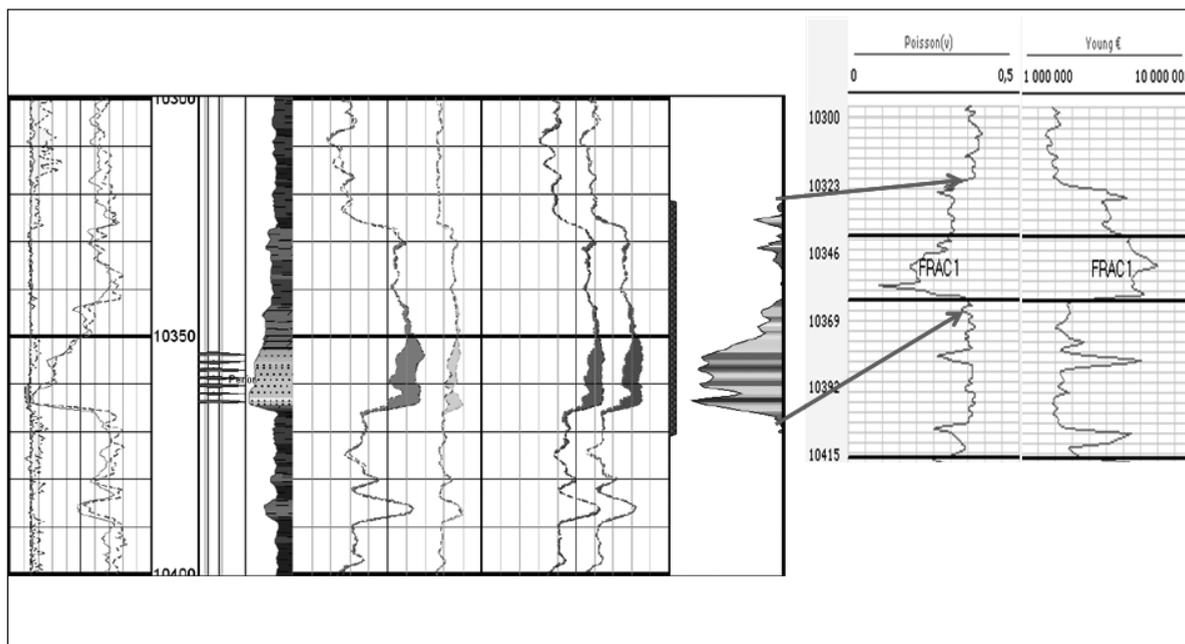


Figura 9. Comparación de datos de campo con respecto a modelo inicial