

ESTUDIO TÉCNICO-FINANCIERO PARA LA VIABILIDAD DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN CAMPO ESCUELA COLORADO

Jorge Leonardo Archila J.¹, Nury Andrea Romero M.², Fernando Enrique Calvete G.*³, Sergio Andrés Ardila A.⁴

RESUMEN

El objetivo del trabajo es presentar la evaluación de factibilidad de realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en pozos de Campo Colorado. Para tal fin se consideró que para que un tratamiento de fracturamiento sea exitoso se deben cumplir dos criterios: que la fractura sea técnicamente ejecutable y económicamente viable.

Mediante un modelo de producción se seleccionaron los pozos que presentarían mayor potencial al disminuir el daño en cara de pozo. Posteriormente se realizó la evaluación técnica mediante la caracterización geomecánica de la formación la cual permitió establecer: presión de poro, propiedades mecánicas y esfuerzos. Se seleccionaron los intervalos a intervenir con ayuda del modelo petrofísico. A estos intervalos se le evaluó la factibilidad de generar una fractura hidráulica mediante la determinación del tipo de falla inicial de la roca, presencia de barreras de contención de altura, gradiente de fractura y contraste de propiedades mecánicas.

Mediante la metodología del diseño unificado de fractura se diseñó la geometría óptima de fractura la cual maximizaría la productividad el pozo. Este potencial incremental de diseño fue utilizado para evaluar la viabilidad económica del tratamiento de fracturamiento el cual permite establecer si la inversión inicial y el costo operativo del tratamiento son recuperables durante el tiempo del tratamiento.

Palabras clave: Fracturamiento hidráulico, Diseño unificado de fractura, Modelo geomecánico, Propiedades mecánicas, Contraste de esfuerzos, Criterio de falla.

STUDY OF VIABILITY TECHNICAL- FINANCIAL FOR A HYDRAULIC FRACTURING TREATMENT IN COLORADO FIELD

ABSTRACT

The aim of this paper is to present the evaluation of feasibility of hydraulic fracturing job in Colorado Field wells. For this reason, it was considered for a hydraulic fracturing treatment in Colorado's wells to be successful you must fulfill two criteria: the fracture has to be technically enforceable and economically feasible.

With a production model there were selected the Wells that presented greater potential to reduce the damage in the wellbore. Later the technical evaluation was made by geomechanical characterization of lithological column which allowed setting: pore pressure, mechanical properties and stress. Intervals were selected to intervene using the petrophysical model. Within these intervals it was evaluated the feasibility of generating a hydraulic fracture by determining the type of initial failure of the rock, presence of high containment barriers of height, fracture gradient and contrast of mechanical properties.

According to the Unified Fracture Design methodology it was designed the optimum fracture geometry which maximizes the well productivity. This potential incremental design was used to evaluate the economic feasibility of fracturing which allowed to establish whether the initial investment and operating cost of treatment were recovered during the treatment time.

Keywords: Hydraulic fracturing, unified fracture design, geomechanical model, mechanical properties, stress differences, faulting criterion.

1. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia.
2. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia.
3. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. E- mail: fcalvete@uis.edu.co
4. Corporación Natfrac, Bucaramanga, Colombia. E- mail: sergio.ardila@ecopetrol.com.co

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de petróleo por su estado natural, después de cierto tiempo, empiezan a presentar una declinación en la producción, lo cual hace que los ingenieros de producción y estimulación evalúen alternativas para mantenerla y aumentarla, con el fin de sostener la rentabilidad de los campos de petróleo.

Para esto, existen diversas técnicas de estimulación para los pozos productores, entre ellos el fracturamiento hidráulico, el cual consiste en la inyección de fluidos con una potencia hidráulica lo suficientemente grande que permita crear una fractura en la formación, con el fin de aumentar su permeabilidad, de tal manera que aumente el flujo de hidrocarburos en la zona cercana al pozo.

Las estimulaciones pueden generar un incremento en la producción de un pozo, pero no siempre se obtienen los resultados óptimos; por ello, en este trabajo se presenta una forma de evaluar la viabilidad técnico-financiera de generar una fractura hidráulica aplicada al Campo Colorado. Inicialmente fue necesario seleccionar los pozos candidatos que pueden presentar mayor potencial post fractura. A partir de la selección de estos pozos, se construyó el modelo geomecánico como una herramienta para evaluar la factibilidad de generación y propagación de la fractura hidráulica a partir del comportamiento mecánico de la roca, el régimen de esfuerzos y la magnitud de presión. Posteriormente para los intervalos a intervenir se determinaron las mejores condiciones de diseño de fractura mediante la metodología del diseño unificado de fractura (por sus siglas en inglés UFD). Teniendo en cuenta el modelo optimizado de geometría de la fractura, se realizó el de pronóstico de producción para evaluar el potencial incremental de los pozos seleccionados y desarrollar el análisis financiero del proyecto.

1. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

Campo Escuela Colorado tiene en total 76 pozos perforados, de los cuales a la fecha de investigación (Marzo de 2013) 23 pozos se encontraban activos y en producción. A partir de esta información se inició la selección de los pozos candidatos.

Para determinar cuáles pozos presentarían el mayor potencial después del tratamiento, se seleccionaron los pozos en los que en un modelo de producción se

evidencia el mayor incremental bajo un escenario de disminución de daño. Por lo tanto, en los intervalos productores de los 23 pozos activos, se realizó el modelo de producción mediante la ecuación de Vogel en estado pseudo-estable(Ecuación 1):

$$Q = \frac{kh(P_{prom} - P_{wf})}{141.2B_o\mu} * \left[\ln\left(\frac{0.472re}{r_w}\right) + S \right]^{-1} \quad (1)$$

Donde k es la permeabilidad en la zona productora, h es el espesor de cada intervalo productor en el pozo, B_o es el factor volumétrico del aceite, μ es la viscosidad del aceite, r_e es el radio de drenaje, r_w es el radio del pozo, S es el factor skin o daño, P_{prom} es la presión promedio del yacimiento y P_{wf} es la presión de fondo fluyendo.

Ajustando el modelo con pruebas de producción se obtiene el caudal total que cada pozo produce actualmente. También se determinó el caudal máximo ($Q_{m\acute{a}x}$) teniendo en cuenta el índice de productividad (J):

$$Q_{m\acute{a}x} = Q_{actual} + J * P_{wf} \quad (2)$$

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico remueven o disminuyen el daño que presenta el pozo, lo cual hace que la producción se incremente ante la estimulación.

Una vez obtenido el potencial actual, se realizó la sensibilidad del factor skin bajo un escenario optimista de estimulación, es decir, se determinó el caudal que produciría el pozo si el daño en este disminuyera en 4 unidades y de esta forma seleccionar los pozos que proporcionan los mayores incrementales.

En la tabla 1 se presenta el cálculo realizado en el pozo Col 36 el cual es uno de los pozos activos:

Tabla 1. Análisis del Factor Skin en intervalos abiertos del Pozo COL 36.

h	Skin	Q	Qmáx	Q@ ΔS = -4	Qmáx @ ΔS = -4	Q Incre
(ft)	Adim	BOPD	BOPD	BOPD	BOPD	BOPD
17	5.93	7.44	11.45	9.62	14.805	3.34
10	5.93	4.38	6.73	5.66	8.7091	1.96
13	5.93	5.69	8.76	7.36	11.321	2.56
10	5.93	4.38	6.73	5.66	8.7091	1.96
7	5.93	3.06	4.71	3.96	6.0964	1.37
		24.97	38.41	32.27	49.641	11.22

De izquierda a derecha se puede observar: el espesor productor (h), el factor skin que presenta dicho espesor, el caudal que se produce en cada zona (Q), el caudal máximo o potencial de cada zona (Q_{máx}) y a continuación se encuentran los caudales de producción que se podrían llegar a obtener en dichas zonas si el factor skin se redujera en 4 unidades; la última columna corresponde al caudal incremental haciendo una diferencia con respecto a las condiciones de producción actuales del pozo.

Se aplicó la misma metodología a cada pozo activo del campo y se seleccionaron los pozos que presentan el mayor potencial al disminuir el factor skin. Como criterio de selección se tuvieron en cuenta los pozos que presentan un incremental mayor o igual a 11 barriles como es el caso del pozo Col 36 (11.22 BOPD).

Tabla 2. Pozos seleccionados para el estudio

Pozo	Q BOPD	Q _{máx} BOPD	Q Incre BOPD
Col 23	16	32,84	14.5
Col 36	25	38.41	11.22
Col 44	39	53.10	16.72
Col 55	32	59.01	16.02
Col 67	55	68.04	16.48

2. EVALUACION TÉCNICA

En cada pozo seleccionado se construyó el modelo geomecánico (MEM) para determinar la factibilidad de crear una fractura hidráulica en la formación. La finalidad del modelo geomecánico es conocer las condiciones de presión, esfuerzos y el comportamiento mecánico de la roca.

En los últimos años la caracterización geomecánica de las formaciones ha permitido responder a interrogantes sobre la imposibilidad de generar una fractura hidráulica en ciertos casos de fracaso de tratamientos de fracturamiento. Adicionalmente, el modelo de presión, esfuerzos y propiedades mecánicas permiten conjuntamente identificar barreras de contención y

diagnosticar el crecimiento vertical de la fractura, la capacidad de propagación de esta y el requerimiento de presión para fracturar la formación. La ventaja de este conocimiento previo a la ejecución del tratamiento, es la valoración que se puede realizar a un trabajo de estimulación para definir la ejecutabilidad técnica e identificar factores de seguridad en la realización de la operación.

Para el desarrollo del modelo geomecánico es necesario contar con información de registros, descripción litológica de la columna estratigráfica, pruebas de presión, eventos durante la perforación entre otros.

2.1 AUDITORIA DE DATOS

El primer paso para construir el modelo geomecánico consistió en recopilar la información disponible de los pozos seleccionados de Campo Colorado. Esta información consistió en:

- Estado de completamiento: Permiten conocer las zonas objetivo, intervalos cañoneados, identificación de zonas de acuíferos y trabajos de workover realizados.
- Registros de pozos: Los registros eléctricos, magnéticos, nucleares, resistivos y sínicos son necesarios para la determinación de las propiedades mecánicas, presión de poro, esfuerzos y caracterización del perfil litológico.
- Registros de perforación: Permite obtener información del comportamiento de estabilidad del pozo y eventos generados durante la perforación como: pegos de tubería, injuntos, pérdidas de fluido, manifestaciones de fluido que brindan ayuda en la calibración del modelo geomecánico. También es necesario el conocimiento del peso de lodo con el que se perforó el pozo.
- Pruebas de presión: Para conocer la presión de poro presente en las formaciones productoras y calibrar la presión de poro modelada.

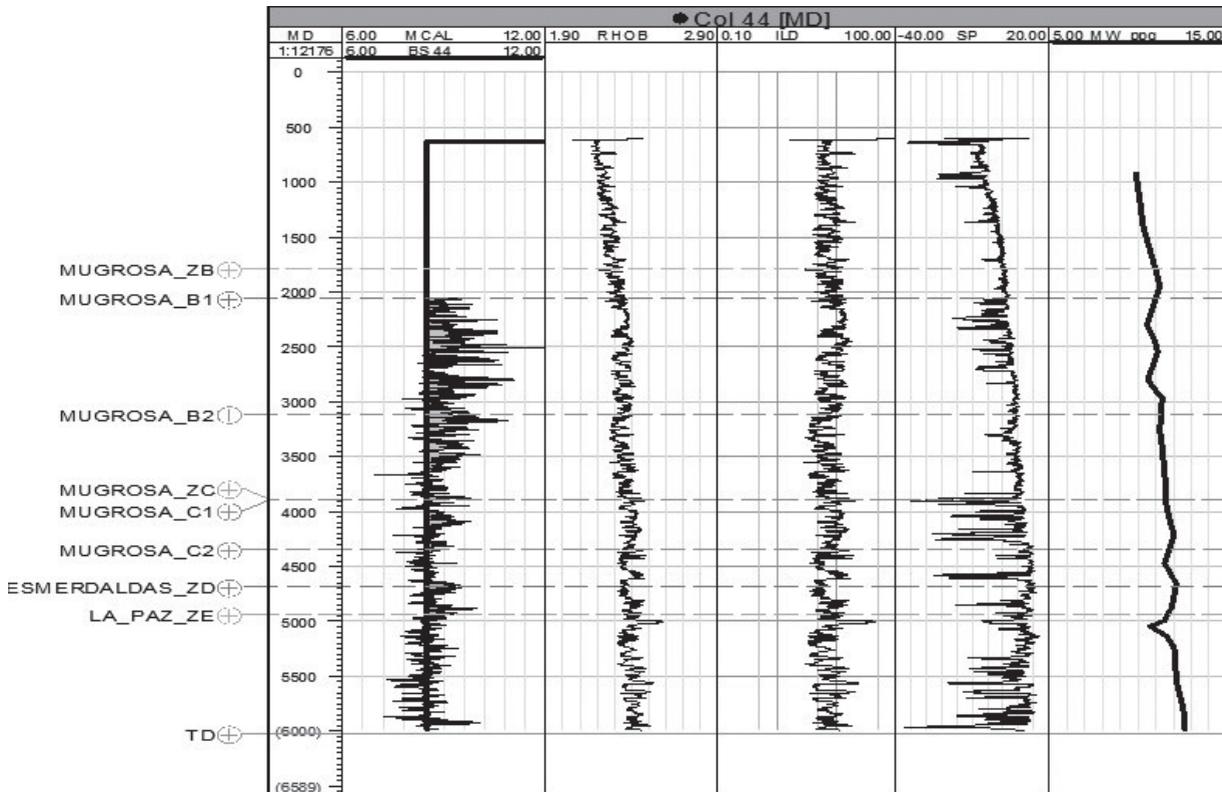


Figura 1. Template de los registros disponibles pozo Col 44

En la figura 1 se presentan de izquierda a derecha los siguientes registros: la profundidad medida (MD, track 1), el registro caliper junto con el registro de tamaño de broca (bit size, track 2), el registro density o RHO B (track 3), el registro resistivo de inducción (ILD, track 4), el registro potencial espontáneo (SP, track 5) y el peso de lodo utilizado durante la perforación (MW, track 6). Además de los registros, también se observan los topes interpretados de las formaciones que se encuentran en el pozo.

En muchos pozos en donde la información de registros no está disponible, se deben aplicar técnicas que permitan adquirir la información necesaria para el modelamiento. Estas técnicas pueden ser la extrapolación de registros de pozos offset, la aplicación de redes neuronales o la aplicación de correlaciones para obtener registros sintéticos.

2.2 GENERACIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS

Uno de los registros más importantes en la construcción del modelo geomecánico es el sísmico. Como todos los pozos seleccionados no cuentan con dicho registro, se construyó un registro sísmico sintético compresional a

partir del registro resistivo ILD disponible en los pozos. Con la curva sintética del registro DTC, se generó el registro sísmico de cizalla (DTS), requerido para el modelamiento de las propiedades mecánicas.

De los pozos seleccionados solamente el Col 67 posee registro DTC. Por lo cual, Se usaron otros pozos como COL 38, COL 66, COL 70, COL 72, COL 75 y COL 77 que poseen el registro DTC para obtener el mejor ajuste del registro sintético. La ecuación 3 permite determinar el registro sísmico sintético a partir de la resistividad:

$$DT_{ILD} = \frac{1000}{\sqrt[5]{2 * TVD * ILD}} * FA \quad (3)$$

Dónde:

- DT_{ILD} : es el registro sísmico compresional a partir de un registro de resistividad profundo
- TVD : es True Vertical Depth (Profundidad vertical real del pozo)
- ILD : es el registro de inducción profundo
- FA : es el factor de ajuste del registro.

En la figura 2, se presentan los registros DT (gris) de 3 de los 7 pozos en donde se corrió el registro sísmico y el

registro sintético DT_ILD (línea negra) correspondiente a cada pozo. Se observa que con la correlación utilizada se obtiene un comportamiento similar del registro sintético con el original. El factor de ajuste utilizado para los pozos de Campo Colorado fue de 0.55, debido a que presenta la mejor tendencia en relación con los registros DTC.

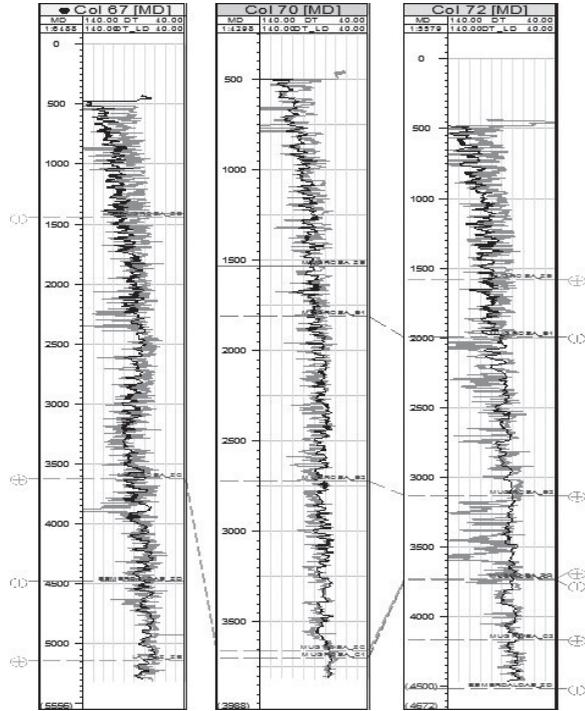


Figura 2. Registro DTCO y DT_ILD en 3 de los pozos de campo Colorado

Para el cálculo del registro sísmico de corte DTS se realizaron los siguientes cálculos:

- Cálculo de las ondas sísmicas P y S:

Para calcular la onda P, se utilizó la ecuación 4:

$$V_p = \frac{1}{(DTC * 304.8)} \quad (4)$$

Donde DTC es el valor que presenta el registro sísmico compresional, (DTC o DT_ILD).

La onda S se calculó usando las siguientes ecuaciones, dependientes del tipo de roca:

Para rocas arcillosas:

$$V_s = 0.8621 * V_p - 1.1724 \quad (5)$$

Para formaciones limpias o arenas:

$$V_s = 0.8042 * V_p - 0.8559 \quad (6)$$

Cálculo del Sónico de Corte:

$$DTS = \left(\frac{1}{V_s}\right) * (304.8) \quad (7)$$

2.3 CARACTERIZACIÓN DEL PERFIL LITOLÓGICO

El modelamiento geomecánico parte de la caracterización litológica de la columna estratigráfica del pozo. El modelamiento litológico de los pozos se determinó mediante el nivel de arcillosidad utilizando el registro SP.

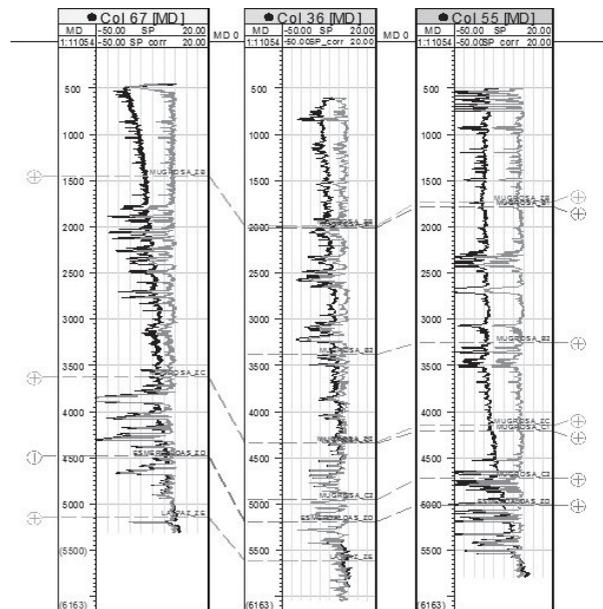


Figura 3. Normalización del registro SP en 3 de los 5 pozos seleccionados

Como se observa en la figura 3 el registro de potencial espontáneo (SP) fue corregido por la línea base. Con el SP corregido se definieron los cutoff para obtener un perfil de volumen de arcillosidad V_{shale} , como se observa en la figura 4 para el pozo Col 44.

Las facies litológicas arena y arcilla fueron definidas dependiendo del contenido de arcillosidad presente. Para arenas limpias se definió un porcentaje de arcillosidad menor que 0.3. En la figura también se observan los intervalos cañoneados correspondientes a las unidades litológicas interpretadas como limpias para el pozo Col 44.

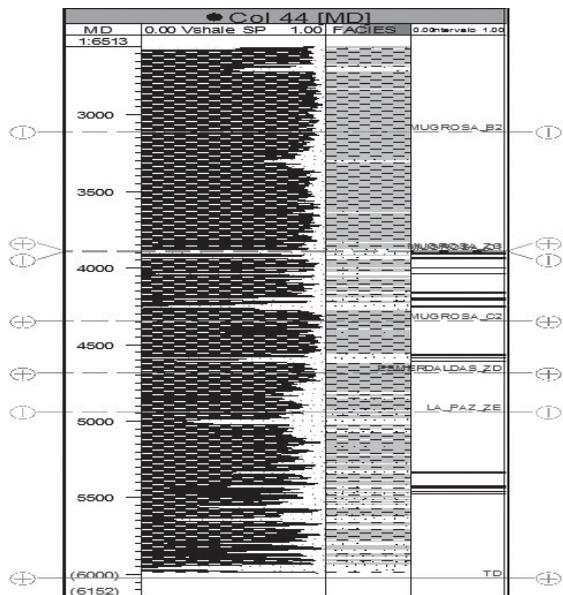


Figura 4. Modelo Litológico interpretado para el pozo Col 44

2.4 DESARROLLO DEL MODELO GEOMECÁNICO

Una vez se dispone de los registros sísmicos y el perfil litológico se calcula el perfil de presión de formación.

El método de compactación es el más utilizado para la determinación del perfil de presión de poro, pero solo aplica a las formaciones arcillosas. Esta presión es calibrada con los eventos generados durante la perforación.

En la figura 5 en el track 3 se presenta el tren de compactación trazado sobre el registro sísmico para la determinación de la presión con el método de Eaton el cual se basa en el uso del registro DTn para determinar una línea de tendencia de compactación normal (DTnormal). El coeficiente de tendencia normal usado fue de 1.2, el cual se ha usado en modelos para campos cercanos a campo Colorado y ha mostrado buenos resultados. La ecuación que calcula la presión de poro mediante el método de Eaton se presenta a continuación:

$$PP = Sv - (Sv - PPn) * \left(\frac{DT\ normal}{DTCO} \right)^{1.2} \quad (8)$$

Donde *PP* es el gradiente de presión de poro, *Sv* es el esfuerzo vertical y *PPn* es el gradiente presión de poro normal (0.433 psi/ft).

El esfuerzo vertical se calcula determinando la presión litostática de la columna litológica mediante la densidad de los estratos:

$$Sv = g \int_0^z \rho_b dz \quad (9)$$

Donde ρ_b es la densidad presentada en el registro Density.

La presión de poro determinada se muestra en los Track 4 y 5 de la figura 5:

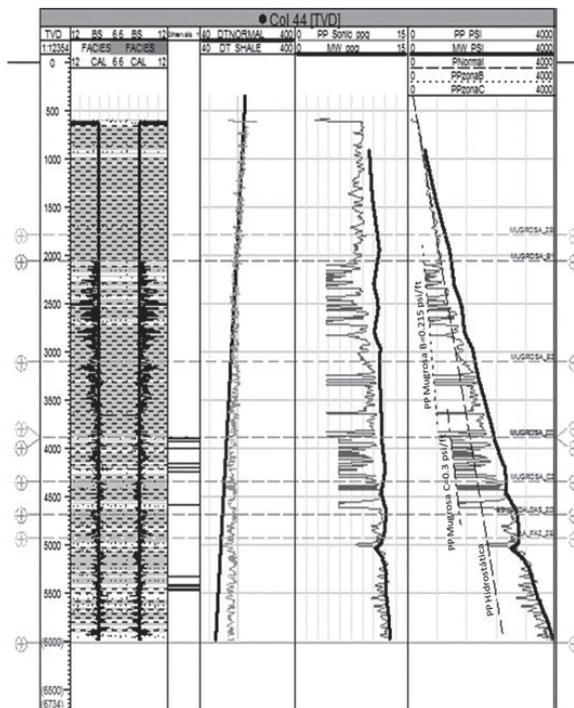


Figura 5. Modelo de Presión pozo Col 44

Se interpretaron presiones normales por encima de la formación mugrosa B1. A partir de los 2500 ft como se observa en el tren de compactación la formación está sobrepresionada, mostrando a 6000 ft una presión de 13 ppg (lbs/gal) similar al peso de lodo con el que se perforó.

Este perfil de presión es válido solo para las arcillas. En las arenas se ajustó la presión de poro con los datos de presión actuales obteniendo para la formación mugrosa B un gradiente de presión de 0.215 psi/ft y para Mugrosa C de 0.3 psi/ft, mostrando depleción en las arenas.

Luego de obtener el perfil de presión de poro se calculan las propiedades mecánicas de la roca. Las propiedades

mecánicas elásticas y de resistencia se calculan a partir de correlaciones que han sido generadas para diferentes tipos de roca [1], y están en función principalmente de los registros sísmico compresional, de corte, los registros de densidad y de porosidad.

A continuación se presenta la tabla 2, donde se resumen las propiedades que se determinaron en cada pozo y el comportamiento observado para cada litología definida.

Tabla 3. Propiedades geomecánicas determinadas en cada pozo seleccionado

	ARENA	ARCILLA
PROPIEDADES ELÁSTICAS		
Módulo de Corte (psi)	↑	↓
Módulo de Young Dinámico (psi)	↑	↓
Módulo de Young Estático (psi)	↑	↓
Relación de Poisson (Adm)	↓	↑
Fragilidad (%)	↑	↓
PROPIEDADES DE RESISENCIA		
UCS (psi)	↑	↓
Resistencia a la tracción (psi)	↑	↓
Cohesión (psi)	↑	↓
AFI(°)	↑	↓

En la figura 6, se presentan las propiedades elásticas de la roca determinadas para el pozo Col 55 que se determinaron mediante los módulos elásticos de Young y relación de Poisson, las cuales permiten establecer la facilidad con que se propaga la fractura.

En las arenas se observaron valores altos de Módulo de Young y baja relación de Poisson. El módulo de Young es el módulo de elasticidad más importante en el diseño de fracturas; este módulo es la medida de la rigidez de la roca y afecta directamente el ancho de fractura.

En la figura 7 se presentan las propiedades de resistencia de la roca que fueron utilizadas para la generación de la ventana de estabilidad.

Seguidamente se determinaron los esfuerzos principales restantes, el esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) y el esfuerzo horizontal máximo (S_{hmax}). Los esfuerzos horizontales son determinados mediante las ecuaciones poroelásticas:

$$S_{hmin} = 1.1 * \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) * (Sv - PP) + PP \quad (10)$$

$$GF = S_{hmin} + \frac{RTR}{TVD} \quad (11)$$

$$S_{hmin} = 3.1 * S_{hmin} - GF - PP + \frac{RTR}{TVD} \quad (12)$$

Donde GF es el gradiente de fractura y RTR es la resistencia a la tracción. Estos valores están expresados en términos de gradiente.

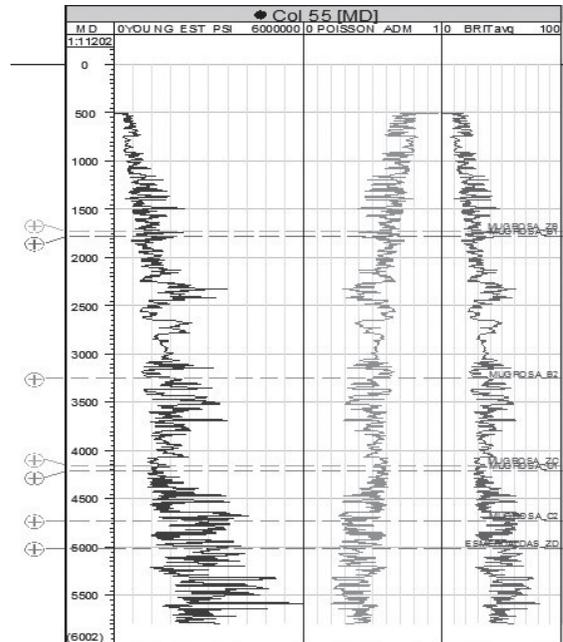


Figura 6. Cálculo del módulo de Young estático, la relación de Poisson, y fragilidad del pozo Col 55

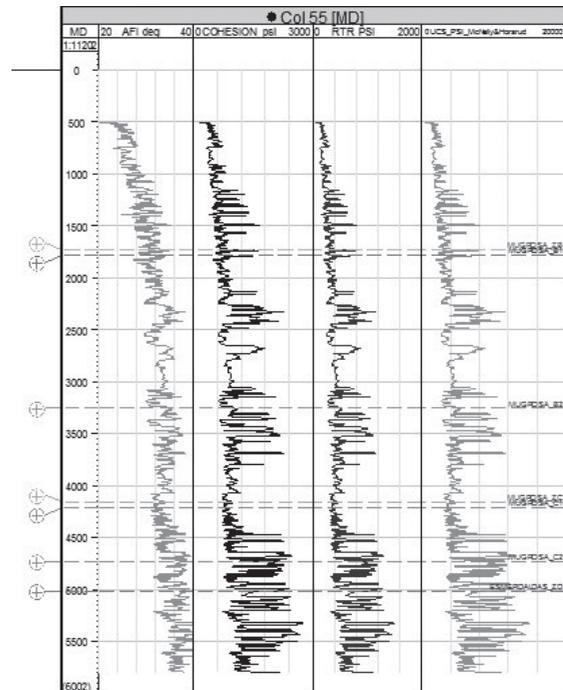


Figura 7. Cálculo del AFI, cohesión, resistencia a la tracción, AFI y UCS del pozo Col 55

A continuación se presenta el cálculo de estos esfuerzos en el pozo Col 36:

- Esfuerzos In Situ (Vertical, Máximo horizontal y Mínimo horizontal – magnitud y orientación)
- Perfil de presión de Poro
- Propiedades mecánicas de la formación (Resistencia a la tensión, cohesión y ángulo de fricción)
- Propiedades elásticas de la roca (Módulo de Young y relación de Poisson)

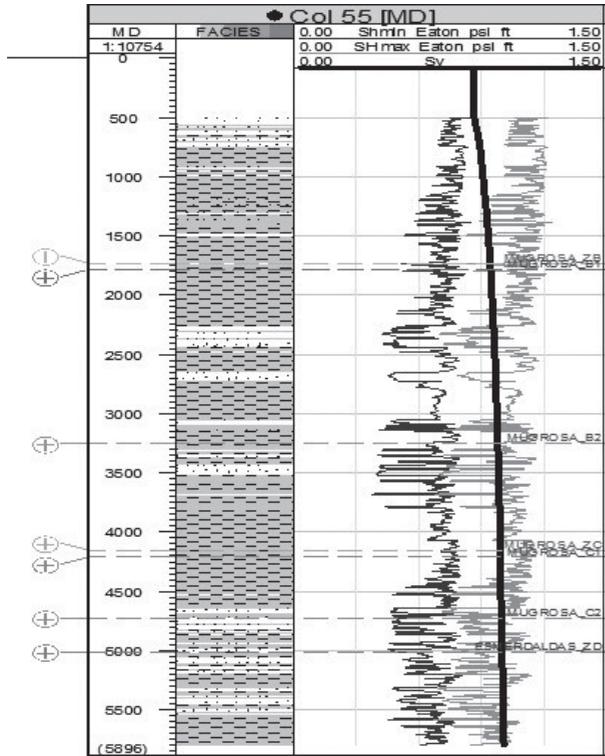


Figura 8. Esfuerzos principales obtenidos en el pozo Col 36

Estos resultados permiten determinar para el campo un régimen rumbo deslizante.

Una vez determinada la presión de poro, las propiedades mecánicas de la roca y los esfuerzos in-situ, se genera el modelo de estabilidad.

En la figura 9 se presenta el modelo geomecánico del pozo Col 55. Basados en la teoría del comportamiento elástico, se crearon varios modelos analíticos y numéricos para calcular la ventana operacional de lodo. Estos modelos se construyen teniendo en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, la presión de los fluidos contenidos en los poros y el régimen de esfuerzos presente alrededor del pozo que ya fue explicado con antelación para el cálculo de esta información.

La ventana operacional permite establecer el análisis estabilidad del pozo, con el cual es posible ver el ajuste de la presión de poro, los esfuerzos y las propiedades mecánicas con relación al peso de lodo y el estado del hueco. La información de entrada para este modelo es:

La ventana de estabilidad muestra la presión de colapso, la presión de poro, el peso de lodo usado durante la perforación y la presión de fractura. De acuerdo con lo observado en la formación mugrosa B se registran secciones continuas de hueco derrumbado evidenciadas en el registro Caliper que concuerdan correctamente con el perfil de presión de colapso, superando el peso del lodo con el que se perforó.

Por otro lado, la presión de colapso muestra picos que están relacionados con el comportamiento característico de las intercalaciones de lutitas. El peso de lodo se conservó en rangos alejados del gradiente de esfuerzo mínimo reduciendo la probabilidad de reactivación de fracturas.

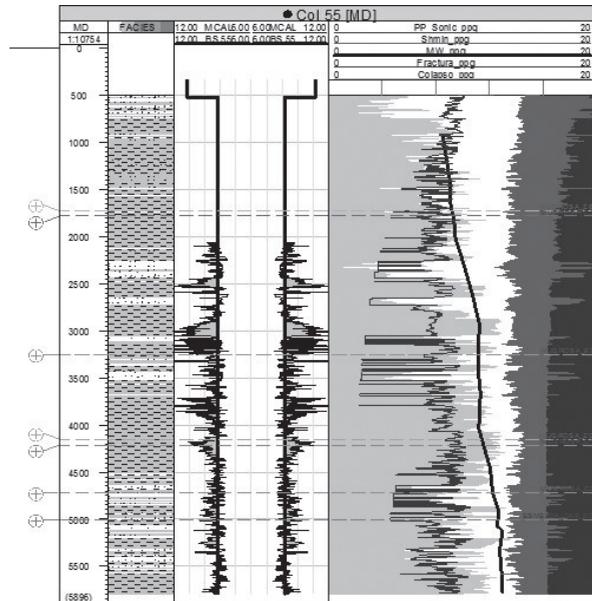


Figura 9. Modelo geomecánico del pozo Col 55 junto con las facies y el registro Caliper

Una vez realizada la calibración del modelo Geomecánico con el registro Caliper se considera que las variables del modelo son confiables para la determinación del tipo de falla en la cara del pozo y el análisis de los módulos de elasticidad y el esfuerzo mínimo en profundidad.

2.5 SELECCIÓN DE ESPESORES CANDIDATOS

Teniendo en cuenta el perfil litológico, las propiedades mecánicas y los estados mecánicos de los pozos, se hizo una selección de los espesores con las mejores condiciones desde el punto de vista geomecánico para el fracturamiento, teniendo en cuenta que:

- Sean espesores de arena lo suficientemente grandes para fracturar.
- Que dichas zonas estén cañoneadas para garantizarlos como zonas de arena productoras de aceite.
- Que no se encuentren cercanas a acuíferos o capas de gas, ya que la fractura podría extenderse en estas zonas.
- Que el contraste de propiedades mecánicas y esfuerzo mínimo sea evidente para obtener una fractura confinada [2].

Considerando lo anterior, en la figura 10 se presenta un intervalo seleccionado para el pozo colorado 55. Se presentan los intervalos cañoneados, el perfil de presión de poro, esfuerzo de cierre y los módulos elásticos Young y Poisson. Este intervalo está constituido por unidades limpias intercaladas con niveles de arcilla.

Observando el contraste de esfuerzo mínimo se tiene que los espesores arcillosos superiores e inferiores a este intervalo, son altamente competentes para la contención de la fractura en el intervalo de interés. El contraste de esfuerzo mínimo entre la zona de interés y las barreras de shale es mayor a 0.1 psi/ft, presión suficiente para generar una fractura contenida. Aunque en el intervalo hay unidades arcillosas, se considera que éstas no son lo suficientemente grandes para contener el crecimiento vertical de la fractura, como sí lo son los espesores superior e inferior al intervalo. Otro de los factores a tener en cuenta es el contraste de propiedades mecánicas; para generar una fractura convencional se requiere que la formación tenga alto módulo de Young y baja relación de Poisson (área negra del track 5) lo que favorece la propagación longitudinal de la fractura requerida en estos pozos de baja permeabilidad.

Cuando una roca es sometida a un esfuerzo, esta inicialmente va a fallar ya sea por tensión o por cizalla. Es importante la determinación del tipo de falla inicial para las condiciones específicas bajo las cuales la fractura hidráulica será diseñada. Conforme la presión de inyección se incrementa, se evalúa el criterio de falla por tensión o cizalla. El primer criterio que se cumpla, determinará cual tipo de falla que ocurrirá inicialmente.

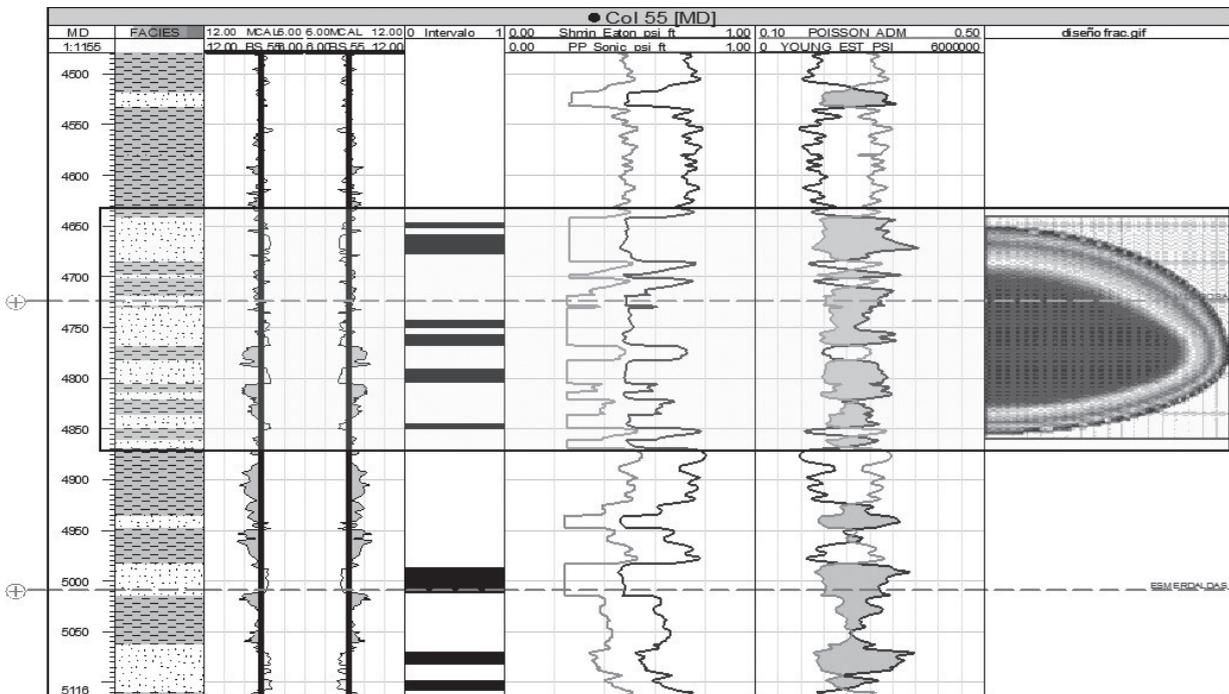


Figura 10. Intervalo seleccionado para el diseño UFD pozo Col 55

Para tratamientos de fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales se requiere que la falla que ocurra inicialmente en la roca sea por tensión. La explicación física de este comportamiento es que si la falla por cizalla ocurre antes que por tensión, la energía proveniente por la presión de inyección es disipada debido a la creación de múltiples fracturas de cizalla cercanas a la cara del pozo que no tienen una dirección única. Por otro lado, cuando la falla por tensión ocurre primero, la energía asociada a la presión de inyección, es concentrada en la dirección del plano de propagación de fractura (como es el caso de la dirección del esfuerzo máximo), que es lo que se busca en una fractura hidráulica.

Existen diversos criterios para determinar el tipo de falla inicial, como es el criterio de Mohr-Coulomb, basado en el clásico diagrama de Mohr, donde una envolvente de falla define el límite entre la integridad de la roca y el punto donde falla. Esta dependerá del estado de esfuerzos, las propiedades geomecánicas y la resistencia de la roca. Teniendo en cuenta este criterio se determinó el tipo de falla en cada espesor evaluado como se muestra en la figura 11. En este intervalo se puede apreciar que con la caracterización desarrollada del modelo geomecánico y para un pozo vertical, un aumento de la presión de inyección en las paredes de la formación, hace que la roca falle inicialmente por tensión (línea negra continua) que por cizalla (línea negra discontinua).

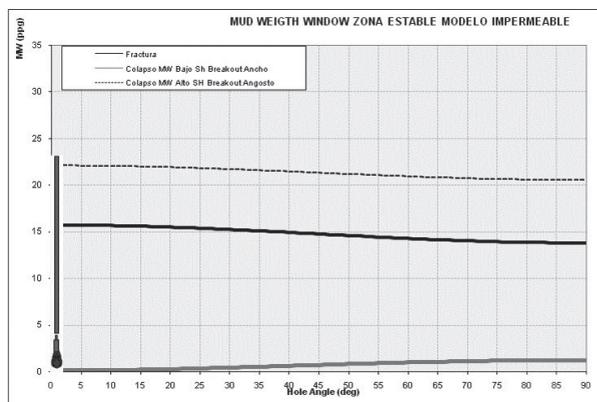


Figura 11. Evaluación tipo de falla Intervalo seleccionado para el diseño UFD pozo Col 55

En la tabla 3 se presentan los intervalos a intervenir en los pozos seleccionados en los cuales se realizó el diseño de fractura.

Tabla 4. Espesores candidatos a fracturar

Pozo	Tope (ft)	Base (ft)	h bruto	h neto
COL 36	2007	2143	136	111
COL 36	2309	2402	93	84
COL 44	3993	4274	281	150
COL 44	4560	4618	58	52
COL 55	2262	2482	220	152
COL 55	4641	4868	227	153
COL 67	2018	2153	135	83
COL 67	3758	3917	159	143

3. APLICACIÓN DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA (UFD)

El diseño unificado de fractura es una teoría desarrollada por Economides [3] para determinar la geometría de fractura óptima que maximiza la productividad en términos adimensionales de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Antes de aplicar la metodología UFD es necesario establecer las características del propante a utilizar. Teniendo en cuenta que los pozos del campo Colorado son pozos someros y en tratamientos previos de fracturamiento se usó la arena Ottawa como material propante, este será el agente sostén que se utilizará en el diseño, ya que es uno de los más económicos del mercado y es aplicable para pozos poco profundos y de bajo esfuerzos de cierre.

A continuación se muestran las propiedades de la arena Ottawa [4]:

- Densidad: 165 lb/ft³.
- Porosidad: 0.4
- Permeabilidad (Kf): 180 Darcys

Una vez definidas las propiedades del material propante y las propiedades de los espesores a fracturar, se aplica el procedimiento UFD que se describe a continuación:

a) Calcular el volumen de drenaje (V_{res}):

$$V_{res} = \pi * r_{e^2} * h [ft^3] \tag{13}$$

Donde r_e es el radio de drenaje y h el espesor neto definido en cada intervalo.

b) Determinación de la masa óptima de propante:

- Cálculo del volumen de inyección (V_{iny}):

$$V_{iny} = \frac{M_p}{(1 - \theta_p)\rho_p} [ft^3] \quad (14)$$

Donde M_p es la masa de propante a evaluar (lbs), θ_p es la porosidad del propante y ρ_p es la densidad del propante (lbs/ft³).

- Cálculo del número de propante (N_p): El N_p es la relación del volumen de fractura (Volumen de inyección) y el volumen de drenaje del yacimiento, determinado con la relación de la permeabilidad del yacimiento y del propante.

$$N_p = 2 * \frac{V_{iny} * K_f * h}{V_{res} * K_{yto} * h_f} [Adimen.] \quad (15)$$

Donde K_f es la permeabilidad del propante, K_{yto} es la permeabilidad del yacimiento y h_f es el espesor bruto o la misma altura de la fractura.

- Cálculo del índice de productividad máximo adimensional ($JD_{máx}$): Economides encontró que para un valor de N_p , existe un $JD_{máx}$ que permite maximizar el largo y ancho de fractura. Para el caso de los pozos de Campo Colorado todos tienen un valor de $N_p < 0.1$, por lo tanto, se usa la ecuación 11:

$$JD_{máx} = \frac{1}{0.99 - 0.5 * \ln(N_p)} \quad (16)$$

- Cálculo del Folds Of Increase (FOI): El FOI indica las veces de incremento de la productividad una vez realizado el tratamiento. Para obtener este valor, es necesario determinar el índice de productividad antes del tratamiento (J_{pre}), el cual tiene en cuenta el factor skin. El J_{pre} se calcula con la ecuación 12:

$$J_{pre} = JD = \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472 * r_e}{r_w}\right) + S} \quad (17)$$

Una vez se calcula el J_{pre} , el FOI se calcula mediante la ecuación 13:

$$FOI = \frac{J_{Dmáx}}{J_{pre}} \quad (18)$$

Donde el $JD_{máx}$ es el índice de productividad adimensional máximo y J_{pre} es el JD teniendo en cuenta el factor skin. A continuación se muestran los resultados obtenidos para el espesor evaluado en el pozo Col 36. Los valores de N_p , $JD_{máx}$ y FOI son adimensionales.

Tabla 5. Parámetros necesarios para la determinación de la masa de propante óptima.

Mp(lbs)	Viny(ft ³)	Np	JDmáx	FOI
10000	101.01	3,57E-06	0,138	2,44
20000	202.02	7,15E-06	0,145	2,56
30000	303.03	1,07E-05	0,149	2,64
40000	404.04	1,43E-05	0,152	2,69
50000	505.05	1,79E-05	0,155	2,74
60000	606.06	2,14E-05	0,157	2,78
70000	707.07	2,50E-05	0,159	2,81
80000	808.08	2,86E-05	0,161	2,84
90000	909.09	3,22E-05	0,162	2,87
100000	1010.10	3,57E-05	0,164	2,90

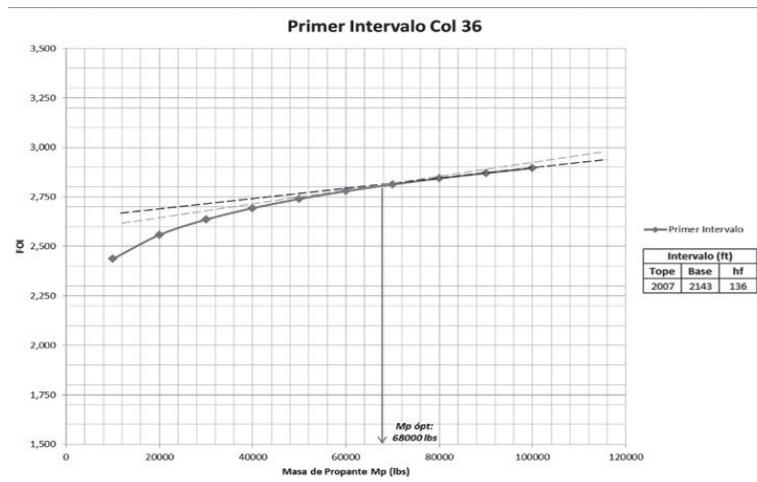


Figura 12. Determinación de la masa de propante óptima

- c) Cálculo de la masa óptima de propante (Mp): Con los cálculos obtenidos anteriormente, se procede a calcular la masa óptima de propante para cada espesor seleccionado, a partir de una gráfica de FOI vs Mp, como la que se muestra en la Figura 12 que fue el caso del pozo Col 36. La masa óptima se obtiene cuando el aumento del FOI deja de ser significativo con aumentos de masa de propante.
- d) Calcular el índice de conductividad adimensional (Cfd): se calcula en función del valor de Np. Para todos los pozos seleccionados el valor del Np es menor a 0.1. Según la teoría UFD, cuando el Np es menor a 0.1 se debe asumir que la conductividad de fractura adimensional óptima es de 1.6.
- e) Cálculo de la longitud y ancho óptimo (Xf,opt y Wf,opt): Por medio de las ecuaciones 14 y 15, se calcula la longitud y ancho óptimo de fractura para cada masa evaluada en función del espesor a fracturar, el Cfd, la permeabilidad del propante y del yacimiento, y el volumen de propante para un ala de fractura (Vf):

$$X_{f,opt} = \left(\frac{k_f V_f}{C_{fd,opt} k h_f} \right)^{1/2} [ft^3] \quad (19)$$

$$W_{f,opt} = \left(\frac{C_{fd,opt} k V_f}{k_f h_f} \right)^{1/2} * 12 [in] \quad (20)$$

El volumen de propante para un ala de la fractura *Viny* es igual a:

$$V_{iny} = 2V_f [ft^3] \quad (21)$$

En la tabla 5 se pueden apreciar los resultados finales obtenidos para todos los pozos, en donde se tiene la masa de propante óptima obtenida para cada espesor y la geometría de fractura diseñada en cada intervalo.

Tabla 6. Resultados UFD para los pozos seleccionados.

DATOS ÓPTIMOS DE FRACTURA UFD				
POZO	h _f (ft)	Mp _{opt} (lbs)	Xf _{opt} (ft)	Wf _{opt} (in)
COL 36	136	68000	336,43	0,090
COL 36	93	60000	382,16	0,102
COL 44	281	70000	367,15	0,041
COL 44	58	58000	735,61	0,082
COL 55	220	68000	374,83	0,050
COL 55	227	68000	383,05	0,047
COL 67	135	64000	358,14	0,080
COL 67	159	66000	454,85	0,055

4. EVALUACIÓN FINANCIERA

Al determinar el diseño UFD en cada pozo, se debe determinar si los parámetros óptimos diseñados permiten que el tratamiento de fracturamiento sea económicamente viable. Para esto, se debe calcular el potencial incremental en superficie con el fin de elaborar la evaluación financiera. Es importante entonces conocer la producción que aportaría el pozo en fondo cuando se realiza la fractura, para luego obtener la producción en superficie y de esta manera calcular el potencial incremental.

4.1 CÁLCULO DEL CAUDAL INCREMENTAL

El caudal con fractura en fondo de pozo se calcula mediante la siguiente ecuación 17:

$$q = \frac{0.00708 x k h x \Delta P}{B \mu \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right)} \left(\frac{bls}{día} \right) \quad (22)$$

Donde r_e es el radio efectivo del wellbore, el cual es determinado a partir de la gráfica de Prat's [5] y la conductividad de fractura adimensional (Figura 13).

Conociendo que Cfd es de 1.6 para todos los pozos, se obtiene la relación Rw' / Xf y con la ecuación 18 se obtiene el radio efectivo del wellbore:

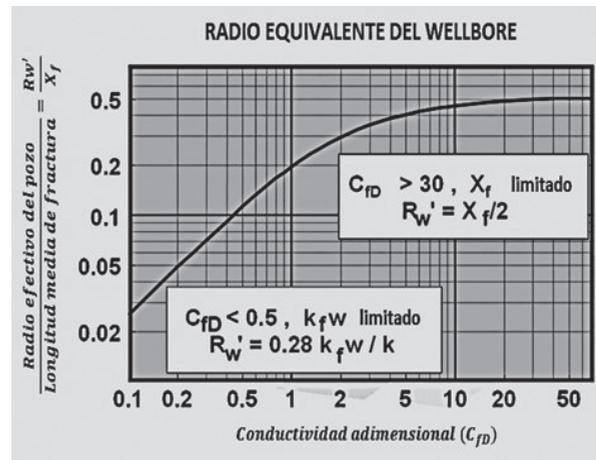


Figura 13. Gráfica de Prat's

$$\frac{R_w'}{X_f} * X_f = R_w' (ft) \quad (23)$$

Donde X_f es el largo óptimo obtenido por el diseño UFD.

El potencial incremental en fondo se realiza para cada espesor. En cada pozo se seleccionaron dos intervalos a fracturar y en cada uno se halló el caudal en fondo con fractura para luego obtener el caudal total en fondo.

La evaluación financiera se realizará de manera comparativa con dos escenarios: un primer escenario o escenario base el cual será con respecto a la producción actual del pozo, y un segundo escenario o escenario con tratamiento el cual tendrá en cuenta la producción incremental del tratamiento con el diseño UFD.

Con la producción con fractura se debe calcular la producción a condiciones de separador para realizar la comparación de los dos escenarios.

Para este cálculo se tuvo en cuenta las pérdidas de fluido por la caída de presión desde la presión de fondo fluyendo hasta la presión del separador. Según datos de Campo Colorado, se asume que a partir del caudal de descargue de la bomba en condiciones actuales del pozo, se definió que desde el fondo del pozo fluyendo hacia el separador, teniendo en cuenta las pérdidas de presión por fricción en la tubería y la línea de flujo por el choke, y por válvulas de seguridad, entre otras, las pérdidas de caudal son de 12 barriles/día.

Para el tratamiento por los trabajos de workover y la operación de los equipos en el proceso, se tendrá en cuenta en la inversión inicial, el cambio de la bomba por una bomba nueva, la cual trabajará con un 85% de eficiencia, teniendo en cuenta principalmente la calidad del crudo. Por lo tanto, el cálculo de la producción con fractura en el separador se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{f, sep} = (Q_{f, fondo} * 85\%) - 12 (bls / día) \quad (24)$$

A partir de la producción actual del pozo y el cálculo de la producción con fracturas en el separador, se calcula la producción incremental:

$$Prod.Incr. = Q_{fractura} - Q_{actual} \left(\frac{bls}{día} \right) \quad (25)$$

A continuación se presentan los caudales incrementales obtenidos a condiciones de superficie para los 4 pozos evaluados:

Tabla 7. Producción incremental

Pozo	Prod. Inc. (Bl/s)
Col 36	51.22
Col 44	42.40
Col 55	76.94
Col 67	94.17

4.2 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO ESTIMULADO

Es importante conocer el tiempo de producción que mantendrá el tratamiento en cada pozo, ya que este será el tiempo de evaluación de los dos escenarios. Por medio de la ecuación de la curva de declinación exponencial es posible determinar el tiempo, pero antes es necesario determinar la tasa de declinación del tratamiento en cada pozo con la siguiente ecuación [6]:

$$\frac{q_2}{q_1} = \frac{B_2}{B_1} \quad (26)$$

Dónde:

q_2 = producción incremental (Bl/s/día)

q_1 = producción actual del pozo (Bl/s/día)

B_2 = tasa de declinación de la producción incremental (fracción)

B_1 = tasa de declinación de la producción actual (fracción)

Teniendo en cuenta que la tasa de declinación del campo, según información suministrada por Campo Escuela a la fecha de investigación, es de 0.106, conociendo la producción actual de los pozos y también la producción incremental obtenida anteriormente, es posible determinar la tasa de declinación de cada pozo.

Una vez se conoce esta tasa se prosigue a determinar el tiempo de producción por efecto del tratamiento mediante la relación basada en la curva de declinación exponencial:

$$t = \frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{B_1 - B_2} (meses) \quad (27)$$

A continuación se presentan las tasas de declinación y tiempo de los tratamientos obtenidos para cada pozo:

Tabla 8. Tasa de declinación mensual y tiempo de estimulación.

Pozo	Tasa declinación (Fracción)	Tiempo (Meses)
COL 36	0,32	5,13
COL 44	0,22	6,39
COL 55	0,36	4,81
COL 67	0,29	5,50

4.3 ANÁLISIS FINANCIERO

Uno de los criterios más importante para realizar un tratamiento es evaluar la inversión inicial y los gastos generados en el desarrollo del mismo, con el fin de buscar su rentabilidad.

Se evalúa financieramente el potencial incremental por pozo considerando los costos del tratamiento como la masa de propano, los equipos necesarios, el fluido fracturante, entre otros mediante los indicadores financieros (VPN, TIR, Pay Back, Relación beneficio/costo).

En el costo del CAPEX se tuvieron en cuenta los precios más económicos para un tratamiento de fracturamiento y todos los equipos necesarios para realizarlos, obteniendo un valor por \$US 333000 (IVA incluido). Los costos OPEX se presentan a continuación:

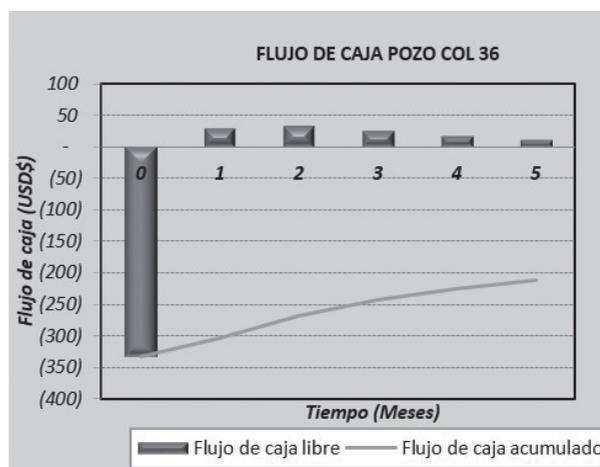
Tabla 9. OPEX para campo Colorado

SERVICIO	UNIDAD	COSTO
Precio neto del crudo Colorado	USD/BLS	105,15
Impuesto de Renta	%	2,83
Regalías	%	20,00
Lifting Cost	USD/BLS	30,00
Costo de Transporte	USD/BLS	2,00
Costo de Tratamiento	USD/BLS	0,60
Factor de Ecopetrol	%	5,54

El siguiente paso es realizar la evaluación financiera del tratamiento por pozo, teniendo en cuenta los indicadores económicos para determinar la viabilidad financiera del proyecto. Como ejemplo de los resultados obtenidos una vez realizado el flujo de caja libre, se muestra de manera gráfica en la figura 14 para el pozo Col 36, en donde se aprecia que la viabilidad financiera del tratamiento no es rentable debido a los altos costos de inversión del tratamiento, y los costos operativos que disminuyen los ingresos del mismo.

A su vez, el caudal incremental no es suficiente para pagar la inversión en el tiempo de estimulación del tratamiento a la tasa de declinación la cual es muy alta en comparación a la tasa de declinación del campo Colorado, ya que la tasa del tratamiento oscila entre 0,22 y 0,36 y la tasa de Colorado es de 0,106.

Del mismo modo se determinó el flujo de caja en los 3 pozos restantes, obteniendo resultados similares, por lo tanto para los diseños planteados, en ningún pozo resulta rentable el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

**Figura 14.** Flujo de caja del pozo Col 36

CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis técnico y financiero desarrollado para evaluar la factibilidad de fracturamiento hidráulico en el Campo Escuela Colorado se concluye:

- De acuerdo a la selección de pozos para el tratamiento de estimulación, los que pueden presentar mejores potenciales de producción post-fractura son: Col 23, Col 36, Col 44, Col 55 y Col 67.
- Al evaluar la viabilidad técnica del proyecto mediante el análisis geomecánico, se evidenció que en los intervalos seleccionados técnicamente se puede crear una fractura hidráulica, donde se alcanza el criterio de falla tensil antes que el de cizalla. El análisis de contraste de esfuerzos indicó que los sellos superior e inferior a los intervalos seleccionados contienen la fractura en la zona de interés.
- Se realizó el diseño unificado de fractura en cada intervalo evaluado, calculando en principio las masas de propano óptimas a utilizar, las cuales

están entre 58000 y 70000 libras para los intervalos seleccionados, y en función de estas se calculó la longitud y ancho óptimos de fractura y el índice de productividad máximo posible, obtenidos entre 0,159 y 0,181.

- Al evaluar la viabilidad financiera del tratamiento se encontró que un tratamiento de fracturamiento no es rentable para ningún pozo del Campo Escuela Colorado debido a los altos costos de inversión del tratamiento, y los costos operativos que disminuyen los ingresos del mismo, observado en los cálculos de los indicadores económicos como el VPN y el TIR, los cuales dieron para todos los casos negativos donde no se logra el Pay Back durante el tiempo de estimulación. Además la tasa de declinación del tratamiento es muy alta, ya que oscila entre 0,22 y 0,36 comparada con la tasa del campo Colorado que es de 0,106.

REFERENCIAS

1. OSORIO G., “Geomechanical factors affecting the hydraulic performance in a geomechanically complex, tectonically active area in Colombia”; SPE122315; 2009.
2. MARTIN, A.N. BJ services, Economides J.M., University of Houston. “Best practices for candidate selection, design and evaluation of hydraulic fracture treatments”. Paper 135669. 2010.
3. ECONOMIDES, M. OLIGNEY, R. VALKÓ, P. Unified fracture design. Alvin, Texas: Orsa Press. 2002.
4. YANG, M. ECONOMIDES, M. “Revisiting Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization. University of Houston”. SPE 151934. 2012.
5. PRATS, M. “Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case”. SPE 1575-G. 1961.
6. NIND, T.E.W. “Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros”. Editorial Limusa. 1987.

Recepción: 25 de Septiembre de 2013

Aceptación: 2 de Junio de 2014