

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL
LITORAL.**

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA
PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU DE
PETROPRODUCCIÓN MEDIANTE LA TÉCNICA DEL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEOS

Presentado por

Joel Adán Plaza León

Vanessa Geoconda Cárdenas Dávila

Guayaquil - Ecuador

2008

Agradecimiento

A **Dios** y a la **Virgen Santísima María** que con su espíritu y bondad nos han sabido llenar de fuerza y sabiduría para culminar con éxito nuestros estudios universitarios.

A nuestros familiares en especial padres y hermanos por el apoyo incondicional a lo largo de esta etapa, quienes con su sapiencia y apoyo nos han sabido guiar y educar

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por los conocimientos y oportunidad de vida que nos brinda.

A todos y cada uno de nuestros profesores en especial al Director de Tesis Ing. Kleber Malavé, Profesor Ing. Héctor Román, Ing. Ricardo Gallegos O. Decano de la Facultad quienes impartieron sus conocimientos en las aulas y con su apoyo hicieron posible la realización de esta tesis

A nuestros amigos quienes en todo momento estuvieron brindándome su apoyo desinteresado.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis amados Padres, Sr Oscar Plaza Lavallen y Sra. Luisa León García, mis queridos Hermanos Henry, Susy, Fabricio, Luilli, Jairon, Juan, en especial a mi ángel de la guarda Luisa Virginia (†), mi ejemplo y guía además a mi abuelita Ninfa García (†) quien con sus consejos de amor y perseverancia uno puede lograr sus metas.

En especial a mi amada, comprensiva y amorosa Princesita quien es mi aliciente para seguir superando y escalando peldaños en mi vida.

JOEL PLAZA LEON

DEDICATORIA

Hoy que tengo algo mío para ofrecer
en reconocimiento a la labor
cumplida en mi favor por quienes
fortalecieron mi espíritu cuando en mi
alma Fe y optimismo para poder
triunfar dedico esta tesis, que es la
demostración palmaria de los
conocimientos por mi adquiridos en
la Escuela Superior Politécnica del
Litoral.

A mis padres **Lcdo. Manuel
Cárdenas O. Sra. Rosa Efigenia
Davila G(+)**, quienes siempre con su
apoyo incondicional a lo largo de
toda mi vida y en el cual me han
dado fortaleza para seguir adelante.

A mis hermanos, para que sigan
luchando por alcanzar sus metas.

A mi hijo que con su inocencia infantil
alegra los días de mi vida.

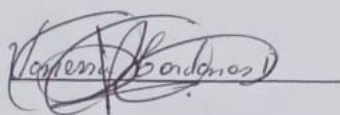
A mi esposo por su amor,
comprensión y cariño a mi.

VANESSA CARDENAS D.

DECLARACION EXPRESA

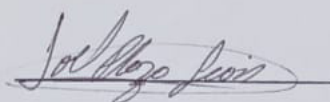
“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Vanessa G. Cárdenas Dávila

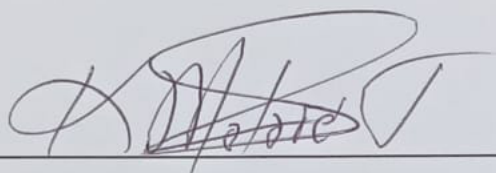
AUTOR DE TESIS



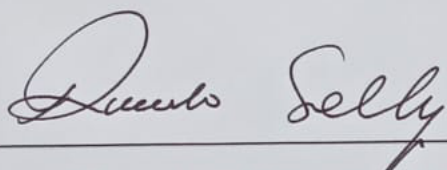
Joel A. Plaza León

AUTOR DE TESIS

TRIBUNAL DE GRADUACION



Ing. Kleber Malavé
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Ricardo Gallegos Orta

Decano de FICT

VOCAL

Ing. Héctor Román

VOCAL

INDICE DE TABLAS

Tabla 1	Fluidos fracturantes Crosslinker	35
Tabla 2	Máximo esfuerzo de cierre a resistir el material soportante ..	39
Tabla 3	Valores típicos utilizados en fracturamiento Hidráulico	42
Tabla 4	Reservas de petróleo del campo Parahuacu	64
Tabla 5	Información del pozo PRH-3B	69
Tabla 6	Pruebas de restauración de Presión PRH-3B	70
Tabla 7	Resultados de Evaluación Petrofísica	70
Tabla 8	Propiedades Mecánicas de la formación PRH-3B	71
Tabla 9	Propiedades de Transmisibilidad de la formación PRH-3B	72
Tabla 10	Resultado del Análisis Nodal PRH-3B	75
Tabla 11	Información del pozo PRH-07	78
Tabla 12	Pruebas de restauración de presión PRH-07	79
Tabla 13	Resumen Petrofísico PRH-07	81
Tabla 14	Propiedades Mecánicas de la Formación	82
Tabla 15	Propiedades de Transmisibilidad de la Formación	83

Tabla 16	Información del pozo PRH-08	89
Tabla 17	Pruebas de restauración de Presión PRH-08	90
Tabla 18	Propiedades Mecánicas de la Formación	91
Tabla 19	Propiedades de Transmisibilidad de la Formación	91
Tabla 20	Resultado del Análisis Nodal PRH-08	95
Tabla 21	Esquema de bombeo PRH-3B	99
Tabla 22	Resultados de la simulación del fracturamiento PRH-3B	100
Tabla 23	Resultados de la Simulación por Segmento de Fractura	101
Tabla 24	Datos de Geometría de la Fractura por zona para la predicción de producción	101
Tabla 25	Esquema de bombeo PRH-07	105
Tabla 26	Resultados de la simulación del fracturamiento PRH-07	106
Tabla 27	Conductividad versus Esfuerzo	112
Tabla 28	Permeabilidad versus Esfuerzo	113

Tabla 29	Esquema de bombeo PRH-08	116
Tabla 30	Resultados de la simulación del fracturamiento PRH-08	106
Tabla 31	Resultados del fracturamiento PRH-07	125
Tabla 32	Resultados del fracturamiento PRH-3B	131
Tabla 33	Costos del Fracturamiento del pozo PRH-3B	130
Tabla 34	Costos del Fracturamiento del pozo PRH-07	141
Tabla 35	Costos del Fracturamiento del pozo PRH-08	142
Tabla 36	Análisis Económico Parahuacu 07	145
Tabla 37	Análisis Económico Parahuacu 08	148

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Diagrama esquemático del fracturamiento de una roca	2
Figura 1.2	Presión de fracturamiento de la roca en la formación productora	3
Figura 1.3	Propagación de la fractura en la formación productora	4
Figura 1.4	Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal	10
Figura 1.5	Modelo Geométrico PKN	12
Figura 1.6	El Modelo Geométrico KGD	15
Figura 1.7	Guía para la selección de fluido fracturante en pozos de petróleo crudo (Ecomites, 1991)	33
Figura 1.8	Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la concentración del material soportante	37
Figura 1.9	Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la malla del material soportante para igual concentración	38

Figura 1.10	Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar los tipos de material soportante para la misma concentración y mallado	38
Figura 1.11	Fuerzas que actúan en el medio poroso	39
Figura 1.12	Conductividad de la fractura y permeabilidad empaquetada con material soportante de Arena Brown 20/40 a una concentración de 2lb./ft ² , 225 ^o	41
Figura 1.13	Broca Eficiencia versus longitud de fractura, calculada para varias diferentes relaciones de altura al espesor de la formación	43
Figura 1.14	Broca Efecto del leakoff vs. Eficiencia (Impacto del coeficiente de pérdida del fluido por filtrado sobre la eficiencia para diferentes longitudes de fractura)	44
Figura 1.15	Masa total de sustentante para un rango de concentraciones al Final del tratamiento, para diferentes longitudes de fractura	45
Figura 2.1	Deformación axial y lateral de un cilindro	54
Figura 2.2	Deformación elástica	55

Figura 2.3	Deformación generalmente no- lineal	56
Figura 2.4	Concepto de esfuerzo efectivo vertical	59
Figura 2.5	Profundidad critica de un pozo	60
Figura 2.6	Historial de Producción del campo Parahuacu	62
Figura 3.1	Historia de producción del pozo Parahuacu 03	66
Figura 3.2	Producción Inicial de la arena T del pozo PRH3B	67
Figura 3.3	Producción de la arena U del pozo PRH3B	67
Figura 3.4	Producción del pozo PRH3B de la arena T durante 2004 .	68
Figura 3.5	Completación Actual del Pozo PRH-3B	73
Figura. 3.6	Análisis nodal PRH-3B	75
Figura 3.7	Historial de Producción de la arena Ti del pozo PRH-07	76
Figura 3.8	Completación Actual del Pozo PRH-07	84
Figura. 3.9	Análisis nodal PRH-07	86
Figura 3.10	Producción del pozo PRH-08 de la arena T desde 1998 hasta diciembre 2007	88
Figura 3.11	Completación Actual del Pozo PRH-08	92
Figura 3.12	Análisis nodal PRH-08 daño de formación igual a 40	94

Figura 3.13	Análisis Nodal, pozo PRH-08 fracturado	94
Figura 4.1	Conductividad versus Esfuerzo	111
Figura 4.2	Permeabilidad versus Esfuerzo	112
Figura 5.1	Datos de la Ejecución de Data FRAC PRH-07	122
Figura 5.2	Datos de la ejecución del Fracturamiento PRH-07	124
Figura 5.3	Datos de la Ejecución de Data FRAC PRH-3B	128
Figura 5.4	Datos de la ejecución del Fracturamiento PRH-3B	131
Figura 6.1	Grafica del tiempo de recuperación del PRH-07	143
Figura 6.2	Grafica del tiempo de recuperación del PRH-08	145

INTRODUCCION

El incremento del precio del barril de petróleo obliga a buscar una técnica para la mayor recuperación del mismo.

Una de las alternativas para incrementar la producción de petróleo es aplicar la técnica del fracturamiento hidráulico, que consiste en romper las formaciones productoras, incrementando la permeabilidad y por lo tanto la producción desde las mismas.

En la tesis se realizar un estudio técnico económico para incrementar la producción del Campo Parahuacu (Petroproducción) mediante la técnica del fracturamiento hidráulico, para ello analizamos los parámetros de los pozos en estudio y del yacimiento así como las reservas remanentes.

El trabajo tiene como escenario los pozos PRH-07, PRH-3B que ya han sido fracturados, en ellos analizamos los resultados obtenidos después del fracturamiento para saber si es conveniente aplicar esta técnica en el pozo Seleccionado como candidato para fracturar, el PRH-08, realizando una propuesta de fracturamiento.

CAPÍTULO 1

FUNDAMENTOS TEORICOS ⁽¹⁾

1.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La técnica de fracturar la formación productora Fig. 1.1, se conoce en la Industria Petrolera como Fracturamiento Hidráulico y tiene por objetivo, a nivel de yacimiento, sobrepasar la zona dañada en las vecindades del pozo e incrementar el área de flujo de los fluidos hacia el pozo, dando como resultado el incremento de producción.

⁽¹⁾ Los datos e información del presente capítulo son tomados de FUNDAMENTOS DE LA TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, Jorge Pazmiño Urquiza 2004

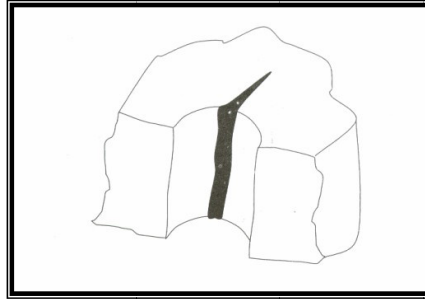


Fig. 1.1 Diagrama esquemático del fracturamiento de una roca

El primer fracturamiento fue realizado en Kansas, a finales de la década del 40 y el propósito fue incrementar la producción en un pozo marginal.

En la década del 50 realizar este tipo de tratamientos tiene gran impacto tanto en pozos tanto de petróleo como de gas. Posteriormente, a mediados de la década de los 80 incrementa, nuevamente la aplicación del fracturamiento hidráulico como resultado del conocimiento científico y de los modelos del comportamiento de la fractura en la formación productora; además ayudó el hecho de realizar fracturamiento hidráulico masivo (MHF, Massive Hydraulic fracturing) en los yacimientos. La tendencia en estas décadas fue fracturar formaciones con permeabilidades bajas.

Con las capacidades modernas del fracturamiento mejorado, como es el caso de fracturar formaciones con permeabilidades entre moderadas y altas (HPF, High Permeability fracturing), con la técnica conocida como "Frac & Pack" o sus variantes y el hecho de disminuir los costos,

han permitido considerar al tratamiento de fracturamiento hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros.

1.1.1 Definición de Fractura

Es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura.

La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece, como se observa en la Fig. 1.2.

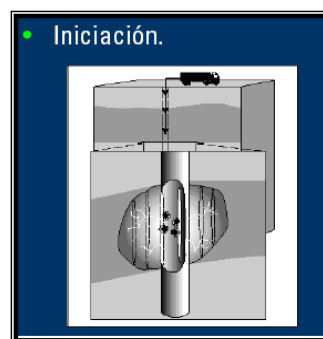


Fig. 1.2 Presión de fracturamiento de la roca en la formación productora

La pérdida de fluido en la fractura es el resultado de un balance volumétrico: una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma.

Inicialmente se inyecta solamente fluido fracturante porque la mayor pérdida está en las vecindades del pozo, posteriormente comienza a abrirse la fractura y es necesario que el material soportante comience a ingresar en ella, como se indica en la Fig. 1.3.

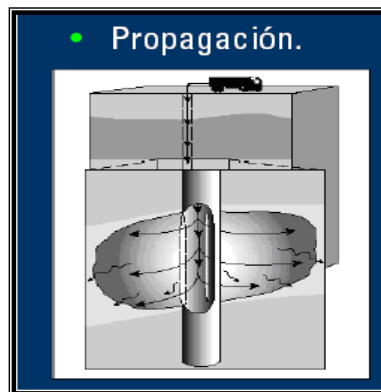


Fig. 1.3 Propagación de la fractura en la formación productora.

El diseño de concentración de material soportante es muy importante para obtener éxito en el fracturamiento, ya que con ello se obtendrá una excelente conductividad de los fluidos en el interior de la fractura.

Al final de un tratamiento, la fractura se encuentra llena del material soportante en una adecuada concentración, tal que no permita el cierre de la fractura.

Finalmente, para concluir el proceso de tratamiento por fracturamiento en un pozo, se bombea un volumen de fluido con el objeto de realizar la limpieza del exceso del material soportante del pozo.

1.1.2. ¿Por Qué Fracturar?

La operación de fracturamiento hidráulico se realiza en un pozo por una o más de las tres razones siguientes:

1. **Desviar el flujo** para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.
2. **Extender una ruta** de conducto en la formación y así incrementar la productividad a sus máximos niveles.
3. **Alterar el flujo** de fluidos en la formación.

Esta última razón adquiere mucha trascendencia y permite que se realice una adecuada gestión en la administración de los yacimientos.

El fracturamiento hidráulico es una herramienta para realizar una adecuada administración del yacimiento, que en estos últimos tiempos ha dado resultados satisfactorios, donde un selectivo fracturamiento optimiza la recuperación de reservas y el control de producción en los yacimientos de hidrocarburos, tanto de petróleo como de gas.

Todas estas consideraciones mecánicas de la roca están relacionadas a la presión neta, definida como la presión necesaria del fluido fracturante para mantener abierta la fractura.

El esfuerzo mínimo de los tres principales esfuerzos ortogonales de un punto en la formación productora, es el parámetro determinante que controla la geometría de la fractura.

Este esfuerzo mínimo se encuentra en el plano horizontal para la mayoría de los pozos petroleros (debido a la profundidad que se encuentran las formaciones que contienen petróleo o gas).

Una fractura se desarrolla perpendicular al mínimo esfuerzo y para el caso del fracturamiento hidráulico, si el mínimo esfuerzo esta en el plano horizontal, entonces el desarrollo de la fractura

será en el plano vertical, de allí que en el transcurso del texto se presentaran las formulaciones para fracturas verticales.

1.2 MODELOS PARA LA FRACTURA HIDRÁULICA

El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora.

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- a. Propiedades mecánicas de la roca.
- b. Propiedades del fluido fracturante.
- c. Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).
- d. Esfuerzo de la formación.
- e. Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

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

En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, existen tres familias:

- Modelos en dos dimensiones (2-D)
- Modelos en pseudos-tres-dimensionales (p-3-D)
- Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D).

La fractura puede propagarse lateralmente y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

1.2.1 Modelos en Dos Dimensiones

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho w , y la longitud x_f , de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo.

Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida. Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados.

- **Para longitudes de fractura mucho** mayores que la altura de la fractura, se tiene el modelo **PKN [Perkins & KERN (1961) y Nordgren (1972)]** es una apropiada aproximación.

Se considera que:

$$x_f \gg h_f$$

- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo **KGD [Khristianovic & Zheltov (1955) y Geertsma & de Klerk (1969)]**, que frecuentemente se conocio como el modelo **KGD**, donde:

$$h_f \gg x_f$$

- Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como **modelo radial**. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura. Aquí:

$$2x_f = h_f$$

Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D serán utilizados para cálculos del ancho de fractura y de la presión de propagación de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y no Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación.

A continuación se presenta una grafica del plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora. Fig. 1.4.

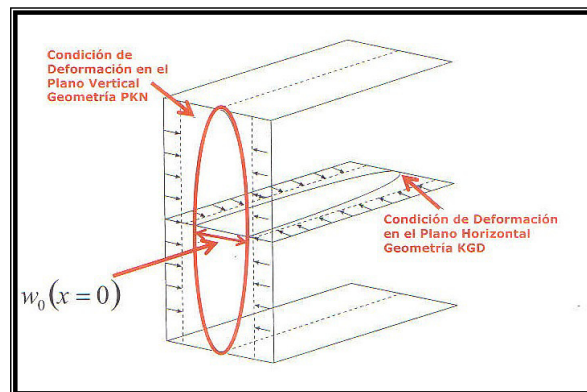


Fig. 1.4 Condiciones de los planos de deformación vertical y horizontal.

1.2.2 Modelos en Tres Dimensiones

Los modelos en tres dimensiones solventan las limitaciones impuestas en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, especialmente en cuanto

tiene que ver con la altura de la fractura que en estos modelos varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material soportante.

El tratamiento de la configuración de la fractura a través del tiempo se realiza por medio de procedimientos discretos como es el caso de la aplicación del elemento finito.

Un modelo 3-D completo es complejo por que requiere de una cantidad significativa de datos para justificar su uso y un análisis mucho más detallado que está fuera del alcance de este texto. Su uso se inscribe el ámbito científico, básicamente.

En resumen, los modelos tridimensionales requieren una información más detallada para modelar la fractura y el Ingeniero de petróleo deberá evaluar el costo-beneficio de la utilización de este tipo de modelos.

1.2.3 Modelo PKN

El modelo PKN está representado en la Figura 1.5. Tiene por característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está en la línea

central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y en el fondo.

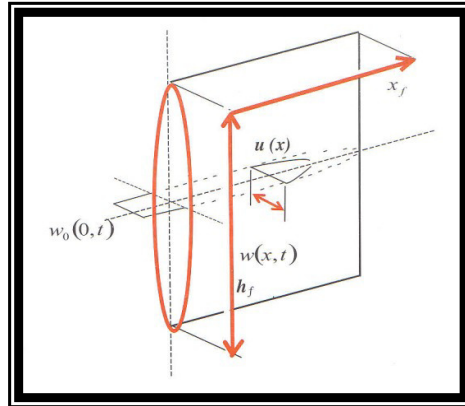


Fig. 1.5 Modelo Geométrico PKN

Otras características importantes son:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: altura y longitud (del orden de milímetros comparado con decenas o miles de metros).
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fractura es constante.
- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

Las propiedades de la roca tienen un gran impacto en la determinación del ancho de fractura. El rango del **módulo de Young** de rocas de reservorio común puede variar desde 10^7 psi en arenisca y profunda hasta 2×10^5 psi, en diatomitas. Así, en rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado a la formación, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado dará como resultado una fractura ancha pero de longitud corta.

La geometría elíptica del modelo **PKN** conduce a una expresión para el ancho promedio de fractura que se obtiene al multiplicar el ancho máximo de la fractura, por un factor geométrico, γ , el cual es aproximadamente igual a 0.75. En unidades de campo petrolero típico es,

$$\bar{w} \equiv 0,3 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (1.1)$$

Donde,

\bar{w} Ancho promedio de la fractura, *pg*

q_i Tasa de Flujo, *bpm*

μ	Viscosidad del fluido fracturante, <i>cp</i> ,
x_f	Longitud de Fractura, <i>ft</i>
G	Módulo de Corte o Cizalla, <i>psi</i> ,

La expresión del máximo ancho de fractura con un fluido no Newtoniano, se expresa en las siguientes unidades de campo:

$$w_{\max} \equiv 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right)^{n'} \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} * \left(\frac{q_i^n k' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \quad (1.2)$$

Donde w_{\max} , es el ancho máximo de la fractura, *pg*, las variables n' y k' son propiedades reológicas de un fluido del fracturante:

n' = Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

k' = Índice de consistencia de fluido ($\text{lb} \cdot \text{seg}^{n'}/\text{ft}^2$).

El ancho promedio de la fractura puede ser calculado multiplicando por el factor geométrico $\left(\frac{\pi}{4} \gamma \right)$.

1.2.4 Modelo KGD

El modelo KGD es representado en la Fig.1.6 y es semejante al PKN con un giro de 90°. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde $h_f \gg X_f$.

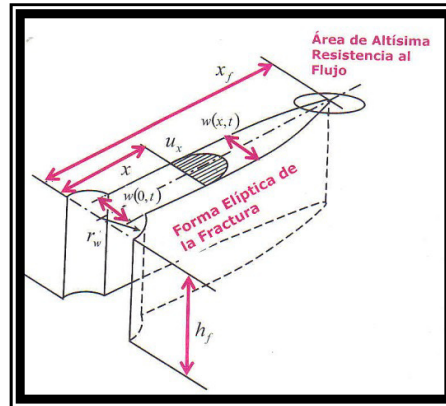


Fig. 1.6 El Modelo Geométrico KGD

Así, este **modelo KGD** no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

El ancho promedio de la fractura del modelo **KGD** en unidades de campo, con \bar{w} , en pulgadas es simplemente,

$$\bar{w} \equiv 2,53 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \quad (1.3)$$

Para la utilización del modelo KGD con fluido NO-Newtoniano se utilizará la viscosidad equivalente con la aplicación de la Ley de potencias; entonces la correspondiente ecuación de ancho de fractura con el modelo KGD es:

$$w_w = (1.11)^{1/(2n+2)} * 2.24^{n/(2n+2)} * K^{1/(2n+2)} * \left[\frac{1+2n}{n} \right]^{n/(2n+2)} \left(\frac{(q_i)^n * (x_f)^2}{E * (h_f)^n} \right)^{1/(2n+2)} \quad (1.4)$$

1.2.5 Presión Neta de Fracturamiento

La creación de una grieta bidimensional, en la que una dimensión sea alargada hacia el infinito y la otra tiene una extensión finita, d , ha sido descrita por Sneddon y Elliot. (1946). La máxima amplitud de la grieta es proporcional a las dimensiones características y es también a la presión neta definida como:

$$p_{net} = p_f - \sigma_c = p_f - \sigma_h = p_f - \sigma_{min} \quad (1.5)$$

Donde,

p_{net}	Presión neta.
p_f	Presión del fluido fracturante en cualquier punto de la fractura.
s_c	Esfuerzo de cierre de la fractura.
s_h	Esfuerzo horizontal menor.
σ_{min}	Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos ortogonales.

En términos generales el ancho máximo de la fractura puede ser expresado como:

$$w_{\max} = \frac{2 * p_{net} * d}{E'} = \frac{2(p_f - \sigma_{\min})d}{E'} \quad (1.6)$$

Donde, d es la dimensión característica dependiendo del plano de formación utilizado. Para el modelo PKN la dimensión característica d, es la altura de fractura (h_f), mientras para el modelo KGD es igual a la longitud de fractura, de punta a punta, $2x$. El valor de γ_c es 0.75 para el modelo PKN y 1 para el modelo KGD.

El ancho promedio de la fractura está expresado por:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4} \gamma_c \cdot w_{\max} \quad (1.7)$$

Nolte & Economides han demostrado que para una operación de fracturamiento con una eficiencia del fluido fracturante tendiente a la unidad, se tiene:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \rightarrow 1 \quad (1.8)$$

Donde,

η Eficiencia del fluido fracturante

V_f Volumen de fractura

V_i Volumen inyectado

Entonces, de un balance de materia sin considerar el fenómeno de filtrado, el volumen de la fractura V_f será igual al volumen de fluido inyectado V_i , y por lo tanto:

$$\bar{w} A_f = q_i t \quad (1.9)$$

Donde A_f es el área de fractura e igual a $2x_f h_f$.

Reemplazando en (1.12) y reordenando,

$$\bar{w} X_f = \frac{q_i t}{2h_f} \quad (1.10)$$

Para el caso en que $n \rightarrow 0$

$$A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} = 2X_f h_f \quad (1.11)$$

Despejando en (1.14) la longitud de la fractura, se tiene:

$$X_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h_f C_L r_p} = \frac{q_i \sqrt{t}}{2\pi h C_L} \quad (1.12)$$

Donde C_L es el coeficiente de fuga y r_p es la relación de la altura permeable para la altura de la fractura (h/h_f). En una formación

de una sola capa la altura permeable es el espesor neto de reservorio, h .

De la relación de ruptura de Sneddon, la presión neta de fracturamiento está dada por:

$$\Delta p_f = p_f - \sigma_{\min} = \frac{w_{\max} E'}{2h_f} = p_{net} \quad (1.13)$$

Finalmente, hay también expresiones aproximadas y fáciles de utilizar para la presión neta de fractura para los modelos PKN y KGD utilizando el fluido de fractura Newtoniano.

La **presión neta** para el **modelo PKN**, en unidades coherentes, esta expresión es:

$$\Delta P_f \equiv 2.31 \left[\frac{G^3 q_i u x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (1.14)$$

De modo que en unidades de campo:

$$\Delta p_f (psi) \equiv 0.0254 \left[\frac{G^3 q_i u x_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad (1.15)$$

La **presión neta** en unidades de campo para el **modelo KGD** se expresa así:

$$\Delta p_f (psi) = 0.050 \left[\frac{G^3 q_i \mu}{(1-\nu)^3 h_f x_f^2} \right]^{1/4} \quad (1.16)$$

1.3 FLUIDOS Y SOPORTANTES

Una ejecución de fractura consiste de la inyección en diferentes etapas de distintos tipos de fluido, donde cada uno tiende a realizar su correspondiente comportamiento dentro de su rol específico.

1.3.1 Fluido de Relleno (Pad)

Es el fluido fracturante que no tiene material sustentante en suspensión. Su objetivo es iniciar y propagar la fractura.

Durante la propagación de la fractura, el fluido entra en la formación productora, y se tiene el fenómeno conocido como filtrado o "leakoff"; es decir, entra al yacimiento, crea la fractura y construye una costra en la pared de la fractura (filter-cake).

El volumen de fluido necesario para el proceso de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura.

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

1.3.2 Fluido con Agente de soporte en Suspensión o Lechada

Después de la inyección del fluido de relleno, se agrega al fluido fracturante material soportante, incrementando la concentración del mismo hasta el final del tratamiento.

Los valores de concentración del material soportante en suspensión dependen de la habilidad de transporte del mismo con el fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura.

En general, excesiva concentración puede dificultar el transporte del material soportante. El que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales.

La creación de la longitud de fractura hidráulica, difiere de la longitud soportada por el material, por que este no puede ser

transportado a los puntos donde el ancho de fractura es menor a tres veces el diámetro del soportante.

1.3.3 Fluido de Limpieza

El Fluido de Limpieza (flush) tiene por objetivo desplazar la suspensión desde el pozo hasta la punta de la fractura. Deberá cuidarse de que no exista un sobre desplazamiento ya que podría presentarse un estrangulamiento de la fractura, que ocasionará una disipación de la presión de fracturamiento y el consiguiente cierre de la fractura.

La ecuación general de balance de materia entre el volumen de fluido total inyectado, V_i , volumen de fractura creada, V_f , y la fuga de líquido $V_{L(leakoff)}$ puede ser escrito:

$$v_i \equiv v_f + v_L \quad (1.17)$$

El área de la fractura se multiplica por 2 para reflejar ambos lados de la cara de la fractura en donde se produce el fenómeno de filtrado, el área está expresada por

$$A_f = 2 * X_f * h_f$$

(1.18)

El producto $q_i \cdot t_i$ es igual al total de volumen requerido de fluido de relleno (pad) y de la lechada con el material soportante en suspensión.

Entonces, el tiempo de la parte correspondiente a la cantidad de fluido de relleno, es calculado así:

$$t_{pad} \equiv \frac{V_{pad}}{q_i} \quad (1.19)$$

El coeficiente de filtrado C_L en el balance de materia puede ser obtenido desde una calibración al tratamiento de fractura como describe Nolte y Economides.

1.3.4 Programa del Material Soportante

La adición de material soportante tiene un punto de inicio y sus concentraciones se las realiza agregando soportante, que depende del tiempo y de la eficiencia del fluido.

Nolte (1986) demostró que, basado en la ecuación de balance de materia, la adición continua de material soportante seguirá una relación expresada por:

$$c_p(t) \equiv c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon \quad (1.20)$$

Donde:

$c_p(t)$ Concentración de la suspensión del material soportante en la lechada en libras por galón (*ppg*),

C_f Es la concentración al final del trabajo (EOJ = End Of Job),

t_{pad} Tiempo del fluido de relleno

t_i Tiempo total del tratamiento.

La variable ε depende de la eficiencia del fluido, η , y esta relacionada de la siguiente manera,

$$\varepsilon \equiv \frac{1 - \eta}{1 + \eta} \quad (1.21)$$

1.3.5 Ancho de Fractura Creada.

La longitud, altura y ancho de la fractura creada describe la geometría de fractura que controla la producción post tratamiento de un pozo.

La conductividad de fractura es simplemente el producto del ancho de la fractura por la permeabilidad empaquetada del

agente soporte y la **Conductividad Adimensional de la Fractura**, que está definida en la ecuación (1.22), en forma adimensional es:

$$C_{fd} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot X_f} \quad (1.22)$$

1.4 DISEÑO DE TRATAMIENTOS DE FRACTURA HIDRÁULICA

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

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

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

Un criterio apropiado para la optimización del diseño es la producción con su correspondiente impacto económico; de allí que se tenga que maximizar los beneficios, de tal manera que se pruebe una rentabilidad

adecuada sobre la inversión realizada en el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

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

- **Transportar** en forma óptima el material soportante, tanto en el sistema de tuberías como dentro de la fractura.
- **Evitar cualquier empaquetamiento** del material soportante que cause daño en la fractura. Para ello, se deberá prestar atención a la adecuada viscosidad aparente del fluido. Por eso es que la mayoría de los fluidos fracturante son de tipo No-Newtoniano.

Por otro lado, la selección del material soportante se enfocará en maximizar el producto de la permeabilidad del empaquetamiento por el ancho de la fractura.

Referentes a la tasa de inyección, se puede indicar que:

- a. Altas tasas de inyección de fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fracturar formaciones adyacentes o al menos, tener un ineficiente desarrollo de fractura.
- b. Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en

una eficiente propagación de fractura. Por lo que el fenómeno de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución de la fractura.

Las consideraciones anteriores están afectadas por varias variables que interrelacionadas entre ellas, permite obtener un diseño óptimo.

1.4.2 Propiedades del Fluido Fracturante y de los Aditivos

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

1. Compatibilidad con el material de la formación.
2. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
3. Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
4. Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
5. Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
6. Poder removerlo fácilmente de la formación.

7. Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.
8. Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
9. Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
10. Costos bajos.

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

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

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

La viscosidad del fluido fracturante se degrada con el incremento de la temperatura. La mayor degradación será experimentada por la primera parte del fluido de fractura inyectado, debido a que

experimentará la mayor temperatura y el menor ancho de fractura (es decir, el mayor corte).

Por ejemplo, una solución de polímero Guar a 40 lbs/1000 galones una viscosidad aproximada de 50 cp a la temperatura ambiente y una tasa de corte $170s^{-1}$, la misma solución a $175^{\circ}F$ tiene una viscosidad menor que 20 cp.

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

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

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

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

- **Roturadores (Breakers):** El rol a desempeñar es reducir la viscosidad al disminuir el tamaño del polímero; por consiguiente tienen las tareas de limpiar residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.

1.4.2 Guía para la Selección del Fluido Fracturante

El fluido fracturante transmite la presión hidráulica de las bombas a la formación, crea la fractura y acarrea el material soportante dentro de ella.

Los fluidos que invaden la formación son posteriormente removidos o limpiados con la producción de hidrocarburos.

Los factores que se deben considerar para la selección del fluido fracturante incluyen la disponibilidad, seguridad, facilidad para mezclar y usar características de viscosidad, compatibilidad con la formación, disponibilidad de limpieza y el costo.

Los fluidos fracturantes son clasificados en la siguiente categoría:

1. **Base Agua.** Son los más utilizados en el tratamiento de pozos con fracturamiento hidráulico.

2. **Base Aceite.** Se debe a que determinados tipos de geles requieren este tipo de base para preparar el fluido fracturante.
3. **Base Alcohol.** En fracturamiento hidráulico, el alcohol reduce la tensión superficial del agua y tiene un amplio uso como estabilizador de temperatura.
4. **Emulsiones.** En presencia de geles reducen las pérdidas por fricción.
5. **Base espuma.** Es una nueva tecnología donde las burbujas de gas proveen alta viscosidad y una excelente capacidad de transporte del material soportante.

Economides, (1991) presento una guía para la selección del fluido fracturante que corrientemente se aplica en la Industria Petrolera. En la Fig. 1.7 está la guía para pozos de petróleo crudo.

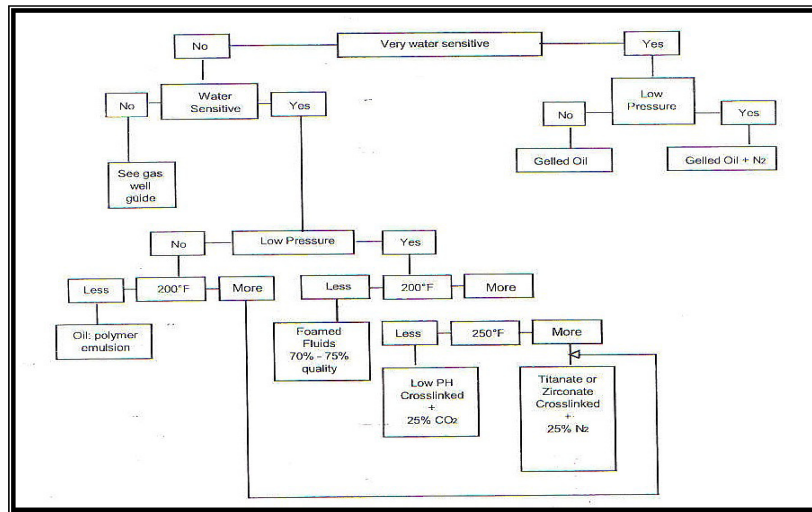


Fig. 1.7 Guía para la selección de fluido fracturante en pozos de petróleo crudo (Ecomites, 1991)

1.4.3 Propiedades Reológicas del Fluido Fracturante

La mayoría de los fluidos fracturantes son No-Newtonianos, y el modelo más comúnmente utilizado para describir el comportamiento reológico es la Ley de Potencia que está dado por:

$$\tau \equiv K\dot{\gamma}^n \quad (1.23)$$

Donde τ es el esfuerzo de corte en lb_f/pie^2 , $\dot{\gamma}$ es la tasa de corte en segundos^{-1} , K es el índice de consistencia en $\text{lb}_f\text{-s}^n/\text{pie}^2$ y n es el índice de comportamiento de flujo, adimensional. Un

gráfico de logaritmo a logaritmo de t versus γ , es una línea recta, la cual será el valor de n y la intercepción en $\gamma=1$ será K .

Las propiedades reológicas de fluidos No-Newtonianos son usualmente obtenidas de pruebas de laboratorio en cilindros concéntricos y están definidos por los siguientes parámetros:

K' índice de consistencia generalizada en $\text{lb}_f\text{-s}^n/\text{pie}^2$

n' índice de comportamiento de flujo generalizado, adimensional

Las ecuaciones de equivalencia entre la información de laboratorio y la utilizada en la formulación es la siguiente:

$$K \equiv K' \left[\frac{B^{2/n'} (B^{2-1})}{n' (B^{2/n'} - 1) B} \right]^{-n'} \quad (1.24)$$

Donde $B = r_{cup}/r_{bob}$ y r_{cup} está en el radio interno del radio de la taza y r_{bob} es el radio de agitación.

Considerando la geometría de tubo cilíndrico (tubería) se tiene que:

$$K'_{tuberia} \equiv K' \left(\frac{3n' + 1}{4n'} \right)^{n'} \quad (1.25)$$

FLUIDOS FRACTURANTES			
Crosslinker	Agente Gel	Rango pH	Temperatura
B, No-Retardado	Guar, HPG	8-12	70-300 °F
B, Retardado	Guar, HPG	8-12	70-300 °F
Zr, Retardado	Guar	7-10	150-300 °F
Zr, Retardado	Guar	5-8	70-250 °F
Zr, Retardado	CMHPG, HPG	9-11	200-400 °F
Zr-a, Retardado	CMHPG	3-6	70-275 °F
Ti, No-Retardado	Guar, HPG, CMHPG	7-9	100-325 °F
Ti, Retardado	Guar, HPG, CMHPG	7-9	100-325 °F
Al, Retardado	CMHPG	4-6	70-125 °F
Sb, No-Retardado	Guar, HPG	3-6	60-120 °F
a-compatible con dióxido de carbono			

Tabla 1 Fluidos fracturantes Crosslinker

1.5 TRATAMIENTO DE LA FRACTURA

1.5.1 Selección de Material Soportante

El material soportante opone al mínimo esfuerzo en el plano horizontal, s_h , con el objeto de mantener abierta la fractura después que ha pasado la acción de la presión neta; de allí que la resistencia del material es de una importancia crucial para el éxito de un fracturamiento hidráulico.

Las principales categorías de material soportante son: **arenas, cerámicos, y baucitas.**

La **arena natural** es el material soportante comúnmente utilizado, especialmente en formaciones con esfuerzos bajos.

Por el contrario, las **baucitas** se utilizan en situaciones de altos esfuerzos en las formaciones.

Mucho de los esfuerzos inducen a la reducción de permeabilidad de un empaquetamiento del material soportante y es causado por el cruzamiento de las partículas y la migración de fragmentos dentro del espacio poroso de la empaquetadura.

En la tabla 2 se presenta el máximo esfuerzo de cierre que pueden tener los materiales soportantes de uso más frecuente en fracturamiento hidráulico.

Las propiedades del material soportante que afectan los procesos del fracturamiento hidráulico incluyen:

1. Tamaño de los granos.
2. Distribución del tamaño de los granos.
3. Calidad (cantidad de impurezas que contenga el material soportante).
4. Redondez y esfericidad de los granos del agente soportante.
5. Densidad del material soportante.
6. Porosidad del empaquetamiento con material soportante.

Existen tres vías primarias para incrementar la conductividad de una fractura:

1. Incrementar la concentración de material soportante, que es producir una mayor fractura.
2. Usar material soportante grande para obtener mayor permeabilidad.
3. Emplear un material soportante de alta resistividad con el objeto de reducir el crece de partículas e incrementar la productividad.

En las Fig. 1.8 a 1.10 se reflejan los métodos comentados anteriormente, respectivamente.

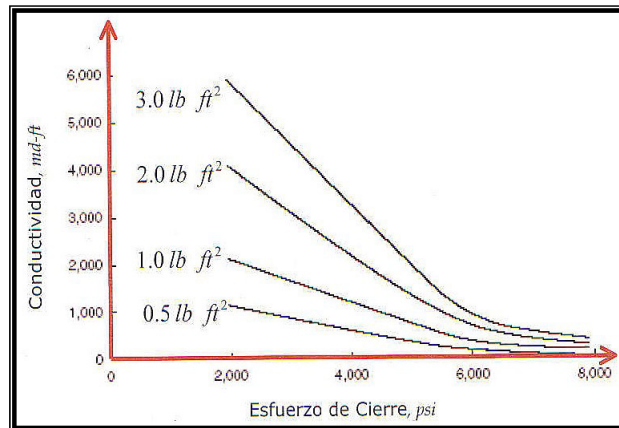


Fig. 1.8 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la concentración del material soportante.

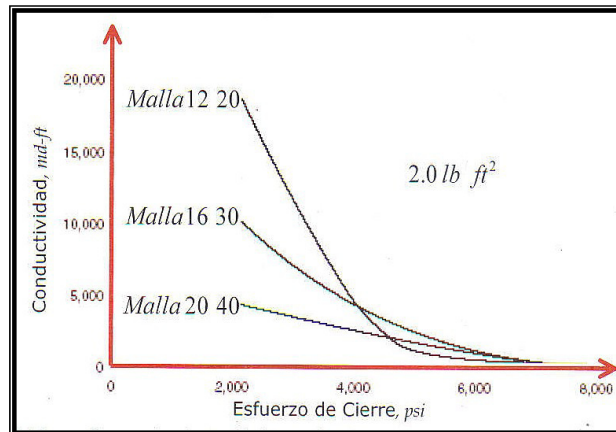


Fig 1.9 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar la malla del material soportante para igual concentración

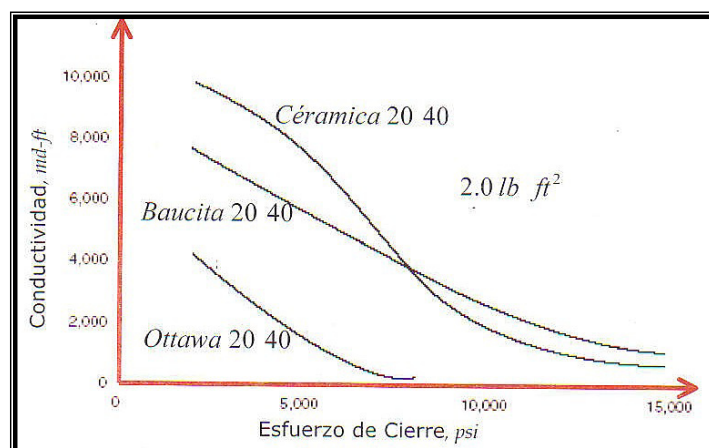


Fig. 1.10 Comportamiento de la conductividad de la fractura al variar los tipos de material soportante para la misma concentración y mallado.

Todas estas propiedades afectan la permeabilidad del empaquetamiento del material soportante y por ende la conductividad de la fractura, Fig. 1.11.

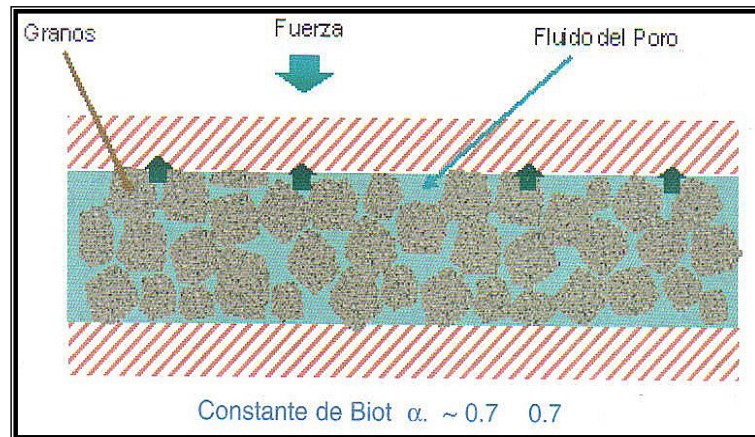


Fig. 1.11 Fuerzas que actúan en el medio poroso

El producto de la permeabilidad con el ancho de la fractura, $K_f \cdot W$, es la conductividad de la fractura, expresada en md-ft.

Otras propiedades principales como la relación de tamaño, tamaño de partícula, densidad y porosidad se presentan un listado en la tabla 2.

MATERIAL SOPORTANTE	
TIPO	ESFUERZO DE CIERRE MÁXIMO
Arena	5.000 Psi
Cerámicos de Baja Densidad	8.000 Psi
Cerámicos de alta Densidad	10.000 Psi
Baucita	14.000 psi
Recubrimiento con resina puede incrementar el esfuerzo máximo hasta en un 30%	

Tabla 2 Máximo esfuerzo de cierre a resistir el material soportante

Como los materiales soportantes en una fractura están sujetos a altos esfuerzos, se rompen por compresión o se aplastan y la permeabilidad del empaquetamiento del material soportante se reduce. En la Figura 1.12 se ilustra esta situación, la misma que es un ejemplo de cómo la permeabilidad y conductividad asociadas, sufren una reducción con el incremento del esfuerzo.

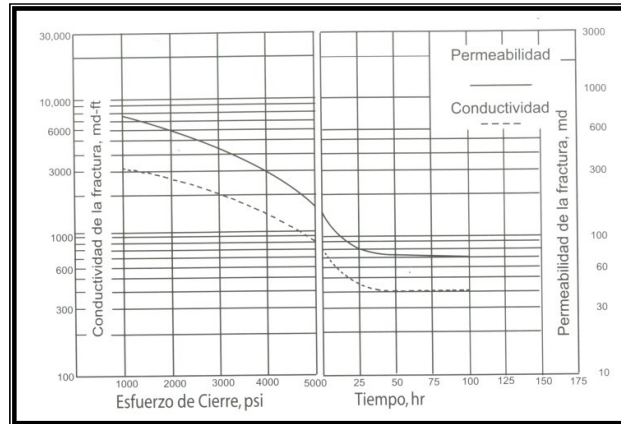


Fig. 1.12 Conductividad de la fractura y permeabilidad empaquetada con material soportante de Arena Brown 20/40 a una concentración de 2 lb. /ft², 225°,

1.5.2 Diseño y Propagación de Fractura

En el proceso de diseño de una fractura hidráulica, varias variables están involucradas. En la tabla 3 se presenta la lista de ellas y los valores más típicos que se utilizan normalmente.

VARIABLES DE DISEÑO	
DESCRIPCIÓN DE LA VARIABLE	Símbolo, Valor, Unidad
<i>Profundidad</i>	$H = 10000 \text{ ft}$
<i>Permeabilidad del Yacimiento</i>	$k = 0.1 \text{ md}$
<i>Altura del Yacimiento</i>	$h = 75 \text{ ft}$
<i>Esfuerzo Horizontal Mínimo</i>	$\sigma_{H,\min} = 7000 \text{ psi}$
<i>Presión Inicial del Yacimiento</i>	$p_i = 5500 \text{ psi}$
<i>Modulo de Young</i>	$E = 3 \times 10^6 \text{ psi}$
<i>Razón de Poisson</i>	$\nu = 0.25$
<i>Porosidad del Yacimiento</i>	$\phi = 0.1$
<i>Factor de Volumen de la Formación</i>	$B_o = 1.1 \text{ bbl STB}$
<i>Compresibilidad Total</i>	$c_t = 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
<i>Viscosidad del Fluido del Yacimiento</i>	$\mu = 1 \text{ cp}$
<i>Presión de Fondo Fluyendo</i>	$p_{wf} = 3500 \text{ psi}$
<i>Altura de la Fractura</i>	$h_f = 150 \text{ ft}$
<i>Coefficiente de Leakoff</i>	$C_L = 3 \times 10^{-3} \text{ ft} \cdot \text{min}$

Tabla 3 Valores típicos utilizados en fracturamiento Hidráulico

Hay tres tipos de categorías en las que se pueden clasificar las variables anteriores:

1. Aquellas en las que el diseñador puede hacer poco por ellas y se las denomina Categoría 1.
2. Las variables de Categoría 2 son aquellas en donde el diseñador puede ejercer un control moderado.
3. Finalmente entre las variables circunscritas dentro de la categoría 3, están aquellas en donde el diseñador ejerce control completo sobre ellas.

La altura de fractura depende del contraste de esfuerzo entre el estrato objetivo y los adyacentes; y están en función de la presión neta.

Si el contraste de esfuerzo es grande, entonces una mayor presión neta es tolerable. Lo contrario es verdad para un pequeño contraste de esfuerzo. Los resultados de varias relaciones h_f/h se demuestra en la Figura 1.13. En la cual se concluye que la eficiencia se incrementa si también lo hace la altura de la fractura.

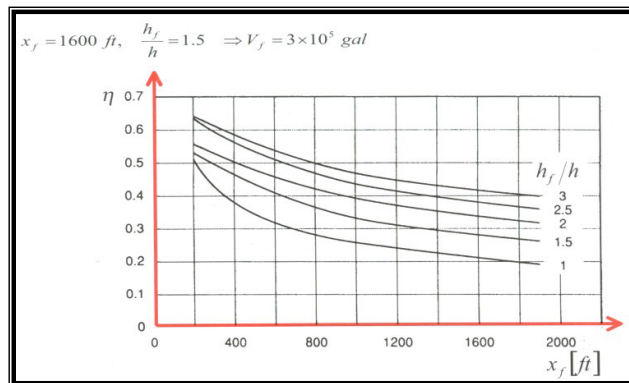


Fig. 1.13 Eficiencia versus longitud de fractura, calculada para varias diferentes relaciones de altura al espesor de la formación.

La Figura 1.14, muestra el impacto del coeficiente de fuga sobre la eficiencia para una variedad de longitudes de fractura.

En $x_f = 1600$ pies y $C_l = 3 \times 10^{-3}$ pies/ $\sqrt{\text{min}}$, la eficiencia η sería 0.34.

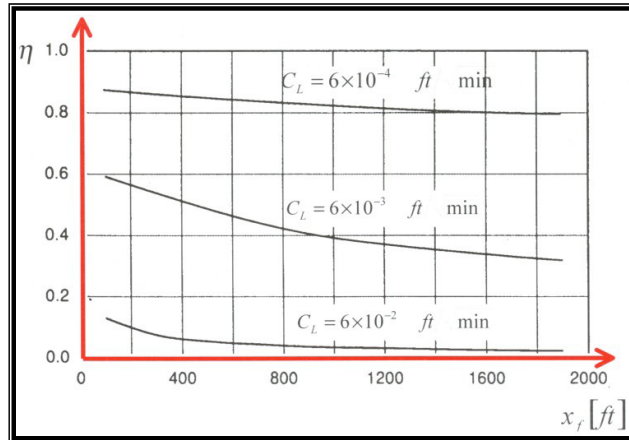


Fig. 1.14 Efecto del leakoff vs. Eficiencia (Impacto del coeficiente de pérdida del fluido por filtrado sobre la eficiencia para diferentes longitudes de fractura)

Sin embargo, para un coeficiente de fuga cinco veces mayor, la eficiencia sería solo 0.026. Por otro lado, para un coeficiente de fuga cinco veces más pequeño, la eficiencia sería más de 0.8. Recordando que la eficiencia controla la fracción del fluido que es atenuada, el control de fuga tiene una mayor importancia tanto en costos como en el empaquetamiento del material sustentante que puede ser generado.

Finalmente, la concentración del material sustentante al final del trabajo (EOJ), dependiendo de la selección apropiada del fluido

fracturante y su disponibilidad para transportar el material sustentante, es la tercera y ultima variable bajo el control parcial del diseñador.

En la Fig. 1.15, para un C_L específico y relación de alturas dada, la masa del material sustentante se puede determinar, ya que la gráfica considera un rango de variación de la longitud de fractura.

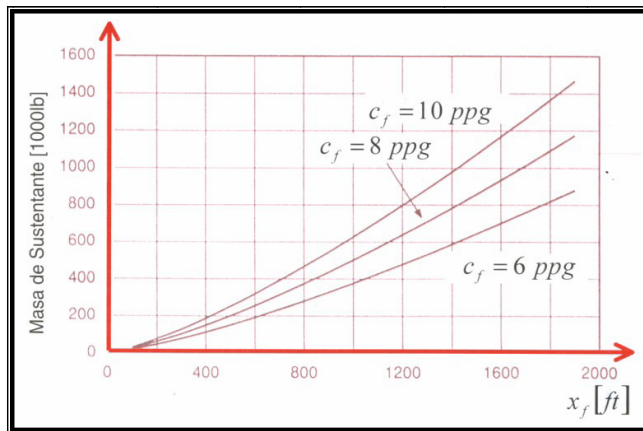


Fig. 1.15 Masa total de sustentante para un rango de concentraciones al Final del tratamiento, para diferentes longitudes de fractura.

CAPÍTULO 2

GEOLOGÍA Y PRODUCCIÓN

2.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

El campo Parahuacu se encuentra ubicado sobre un anticlinal. El mapa estructural de tope de la zona de arenisca "U" de la formación Napo, define como estructura un anticlinal asimétrico de forma alargada en dirección Norte-Sur, limitado por una falla de tipo Normal en la Parte Este del campo, que se encuentra actuando como sello para poder originar los yacimientos en "U" y "T", donde el bloque levantado esta en la parte Oeste y el hundido en la parte Este, el campo presenta un cierre estructural de 100 pies y un área aproximada de 3250 acres.

2.1.1 Ubicación y Descubrimiento del Campo Parahuacu

El Campo Parahuacu, se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos al Oeste del eje axial de la Subcuenca Napo, en las siguientes coordenadas geográficas:

LATITUD: 00° 01' 00" Norte a 00° 07' 00"

LONGITUD: 76° 41' 00" Oeste a 76 ° 43' 00"

Fue descubierto por la Compañía Texaco-Gulf en Octubre de 1968 con la perforación del pozo exploratorio **PRH N° 1**, alcanzando una profundidad de 10173 pies y completado oficialmente el 18 de Noviembre de 1968, obteniéndose una producción inicial de la arenisca "T": 900 BPPD de 31 grados °API y con 0.2% de BSW. (Fuente: Archivos técnicos de la subgerencia de Exploración y desarrollo. Petroproducción).

2.1.2 DESCRIPCION DE LAS ARENAS " U , T "

Litológicamente, la formación Napo esta constituida por calizas, lutitas y arenas, que se forman de acuerdo a los eventos regresivos y transgresivos.

Secuencia Transgresiva: Esta constituida por dos unidades:

- **Caliza “A”:** Estas van de color gris oscuro a negro, maciza varía de densa a dura y el espesor es de 100-400 pies; se encuentra presente en toda la cuenca oriente, yace sobre la arenisca “U”, representa fósiles y conchas fragmentadas con trazas de alquitrán seco.
- **Caliza “B”:** Son similares a la anterior, calizas de color oscuro, calcareníticas levemente piríticas con intercalaciones de lutitas que cubre la zona de arenisca “T” con un espesor de 10-70 ft.

Secuencia Regresiva:

Arenisca “M-1”: Esta arena, denominada; Al Norte como M-1, al centro como San Fernando y al Sur como Vivían, forma la parte superior de la formación NAPO, que esta formada por areniscas cuarzosas fiabiles de color gris claro a blanco, con cemento silíceo, lentes delgados de lutitas duras de color gris a negro y pequeños lentes de calizas.

- **Arenisca “U”:** Esta formado por dos miembros:

Superior: Integrado por intercalaciones de lutitas, calizas y areniscas de color gris, de porosidad regular.

Inferior: De color gris de grano fino a grueso subredondeado.
Clasificación de porosidad de regular a buena.

- **Arenisca “T”:** Constituye el primer ciclo regresivo hacia el Sur Oeste de la Formación Napo y está formado por:

Superior: Tienen numerosos estratos intercalados de lutitas, calizas y areniscas de color gris de grano fino de porosidad mala con clasificación pobre.

Inferior: Se encuentra intercalado por lentes de lutitas y calizas, las areniscas tienen color gris a café claro de grano fino-medio, subredondeados; son más bien clasificados de grano fino-medio-grueso; origina mejores reservorios para los hidrocarburos.

Estas areniscas tienen cemento calcáreo, glauconítico con una porosidad regular (12%-15%) y una potencia promedio de 36.5 pies de espesor en el campo.

2.2 MECANICA DE ROCAS⁽²⁾

En esta sección se presentan las definiciones comúnmente utilizadas, análisis de esfuerzos y deformaciones, comportamiento de la elasticidad, plano de deformación, concentración de esfuerzos y presión de rotura de la roca.

Los temas que se tratan constituyen las bases fundamentales para comprender el proceso de fracturamiento hidráulico en formaciones productoras de hidrocarburos (petróleo y gas).

La predicción de la mecánica de la roca es esencial para los programas de completación y estimulación de un pozo.

Las propiedades mecánicas de la roca, tales como:

1. Relación de Poisson
2. Módulo de Corte o Caliza
3. Módulo de Elasticidad o de Young
4. Módulo de Compresibilidad
5. Compresibilidad Total

⁽²⁾ Los datos e información del presente capítulo son tomados de FUNDAMENTOS DE LA TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, Jorge Pazmiño Urquiza 2004

6. Constante de Lamé
7. Módulo del Plano de Deformación

Son obtenidos a partir de:

- a. Laboratorio
- b. Mediciones del pozo

2.2.1 Esfuerzo

Si a una roca se lo somete a una fuerza, esta se deforma, después de retirar esta carga si recupera su forma y tamaño original se dice que la roca tiene propiedades elásticas, pero siempre quedara una deformación (Esta deformación se llama plástica o irreversible).

Se define como esfuerzo a la razón de la fuerza que se aplica sobre la superficie de un área elemental, ésta acción es la intensidad de la fuerza llamada esfuerzo.

La teoría de la elasticidad es la que se ha desarrollado para determinar la relación entre el esfuerzo y la deformación y se determina así:

$$\sigma \equiv \frac{F}{A} \quad (2.1)$$

Donde:

σ Esfuerzo, N/m^2 o brevemente, Pa (*psi*).

F Fuerza N (*lbf*).

A Área, m^2

2.2.2 Deformación

Se define a la deformación como la compresión (positiva) o extensión (negativa) de un material como resultado de la aplicación de fuerzas externas, dividida para su dimensión original.

Por definición, una medida de la formación es el grado de desplazamiento que tienen dos puntos cuando existe un cambio en la configuración.

Si l es la distancia original entre dos puntos dados y $l + \Delta l$ es la nueva distancia; entonces la deformación está definida como:

$$\varepsilon \equiv \frac{\Delta l}{l} \quad (2.2)$$

Donde; $\Delta l \equiv l - l^*$, siendo l^* la nueva longitud,

$$\varepsilon \equiv \frac{l - l^*}{l} \quad (2.3)$$

2.2.3 Material Linealmente Elástico

Para un material linealmente elástico el esfuerzo varia linealmente con la deformación. La ley de Hooke establece que bajo compresión uniaxial el esfuerzo inducido es proporcional a la deformación,

$$\sigma \equiv E\varepsilon \quad (2.4)$$

Donde,

E Módulo de Elasticidad o Módulo de Young

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_{axial}} = \frac{F/A}{\Delta l/l} \quad (2.5)$$

En la Fig. 2.1, la deformación en la dirección x esta acompañada por una deformación adicional en la deformación y este efecto lateral esta dado por:

$$\varepsilon_y = -\nu \frac{\sigma_x}{E} \quad (2.6)$$

Donde,

ν Relación de Poisson. Siempre es positiva y menor a 0,50

σ_x Esfuerzo axial

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = -\frac{\text{Deformacion_Transversal}}{\text{Deformacion_Axial}} = \frac{\Delta D / D}{\Delta l / l} \quad (2.7)$$

Se considera el signo negativo ya que la expansión se considera negativa y la relación de Poisson es positiva.

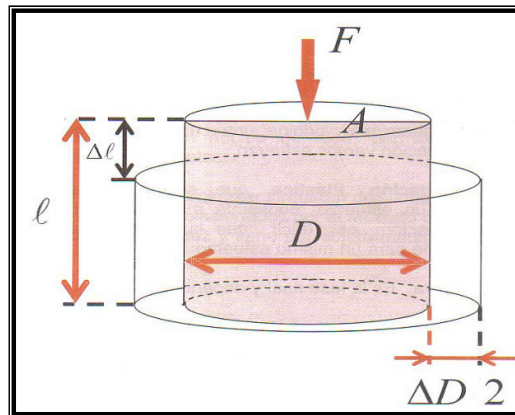


Fig. 2.1 Deformación axial y lateral de un cilindro

2.2.3.1 Etapas de la Deformación

Si un núcleo de una formación está sujeto a fuerzas externas, en pocos minutos, horas o días se observara

que pasan cuatro etapas de deformación que son las siguientes:

1. **Deformación Elástica**, Caracterizada por un comportamiento lineal ascendente de la curva de deformación versus esfuerzo Fig. 2.2.

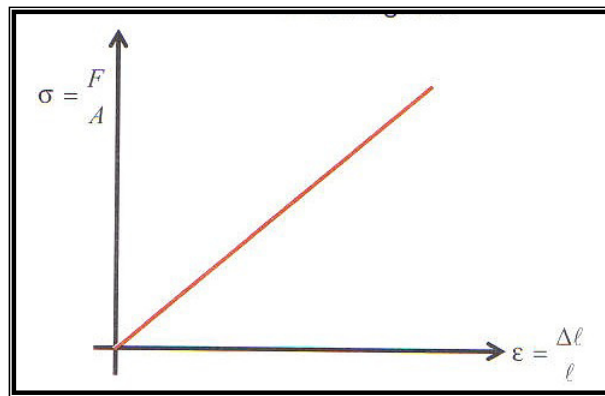


Fig. 2.2 Deformación elástica

2. **Deformación Elástico – Viscosa**, en donde se combina la deformación lineal elástica con la viscosa, cuyo comportamiento no es lineal, si no que su amortiguamiento origina una curvatura al graficar deformación versus esfuerzo.
3. **Deformación Plástica**, que se caracteriza por tener un esfuerzo constante mientras se tiene la deformación es uniforme para un mismo esfuerzo. Fig. 2.3.

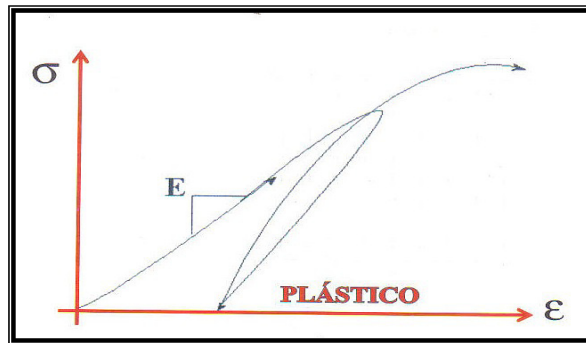


Fig. 2.3 Deformación generalmente no-lineal

4. **Ruptura.** Es la fase final y depende de:

- i. Elasticidad
- ii. Viscosidad
- iii. Rigidez de la roca
- iv. Comportamiento en el tiempo de los esfuerzos
- v. Tiempo
- vi. Presión de poros
- vii. Anisotropía del medio

2.2.3.2 Módulo de Young Estático versus Dinámico

El módulo de Young o módulo de elasticidad de la roca es un parámetro extremadamente importante para los

procesos de fracturamiento hidráulico, de allí el interés de poder cuantificarlo correctamente.

El módulo de Young utilizado en fracturamiento hidráulico es aquel que se obtiene en el laboratorio; es decir, es la propiedad estática lineal de la roca.

La determinación dinámica del valor del módulo elástico, se ha observado que siempre difiere sustancialmente de los valores reportados de los análisis del laboratorio (estático). Debe notarse que los módulos dinámicos son siempre mayores que los módulos estáticos.

2.2.4 Esfuerzos a una Profundidad Dada

Una formación a una profundidad H puede ser considerada como un sistema sujeto a tres esfuerzos principales, uno vertical y dos horizontales. Estos son también parte del campo de esfuerzos.

Un análisis de los efectos de estos esfuerzos en fracturamiento hidráulico fue introducido por Hubert & Willis.

Es fácil entender que el esfuerzo vertical absoluto, σ_v , es simplemente el peso de todos los estratos; es decir,

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho \cdot dH \quad (2.8)$$

Donde ρ es la densidad de los estratos. El registro de densidad puede proveer los valores de la densidad de los estratos, desde la superficie hasta la formación de interés (productora de petróleo) y su correspondiente integración provee σ_v .

Para valores típicos, el rango de densidad de la roca está entre 2,5 a 2,75 g/cm³ y asumiendo que todas las formaciones consisten de arenisca con $\rho=2,65$ g/cm³, una primera aproximación del gradiente de esfuerzos vertical es simplemente,

$$\frac{d\sigma_v}{dH} = (9,81) \times (2650) = 2,6 \times 10^4 \text{ (Pa / m)} \quad (2.9)$$

Un valor muy conocido en unidades de campo en la Industria Petrolera,

$$\frac{d\sigma_v}{dH} = 2,49 \times 10^4 \text{ (Pa / m)} = 1,1 \text{ psi / ft} \quad (2.10)$$

Donde, la $\rho = 165 \text{ lb/ft}^3$ y;

$$\sigma_v = \frac{\rho H}{144} \quad (2.11)$$

Este esfuerzo calculado y el gradiente de esfuerzo están en términos absolutos, y en el caso de un medio poroso, el peso de los estratos está conformado por los granos y el fluido contenido dentro del espacio poroso, Fig. 2.4, de allí que se tenga un esfuerzo efectivo σ'_v , definido de la siguiente manera:

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha \cdot p \quad (2.12)$$

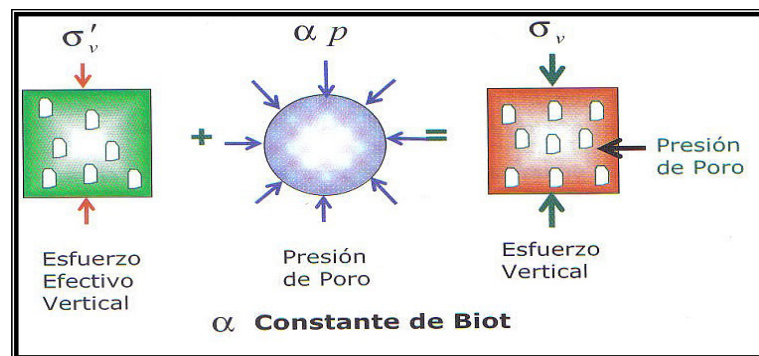


Fig. 2.4 Concepto de esfuerzo efectivo vertical

Donde α , es la constante poroelástica del grano o también conocida como constante de Biot, (1956), la cual para la mayoría de yacimientos de hidrocarburos es aproximadamente igual a 0.7 y p es la presión de poro; En la Fig. 2.5, se observa el sistema matriz de roca- poro.

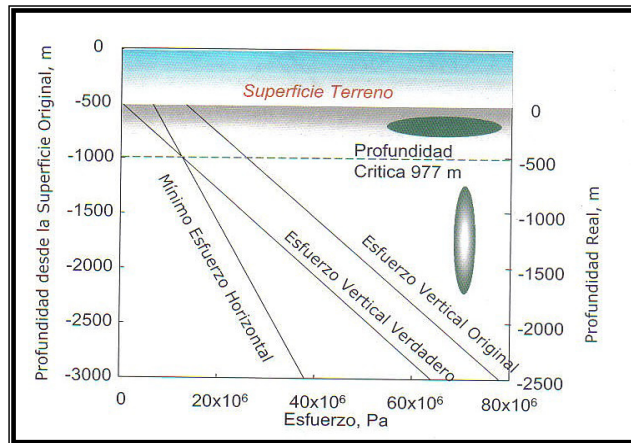


Fig. 2.5 Profundidad crítica de un pozo

La relación de Poisson, expresa que;

$$\sigma'_h = \frac{\nu}{1 - \nu} * \sigma'_v = \frac{1}{3} * \sigma'_v \quad (2.13)$$

Donde σ'_h es el esfuerzo efectivo horizontal mínimo, σ'_v es el esfuerzo efectivo vertical y ν la relación de Poisson. El máximo esfuerzo horizontal es:

$$\sigma_H \equiv \sigma_h + \sigma_{tect} \quad (2.14)$$

Donde,

σ_H Esfuerzo absoluto horizontal máximo

σ_h Esfuerzo absoluto horizontal mínimo

σ_{tect} Esfuerzo tectónico

De lo expuesto es obvio que los tres esfuerzos principales que se pueden identificar en una formación son: σ_v , σ_H , y σ_h .

La dirección de la fractura será normal al menor de los tres esfuerzos.

La magnitud de la presión de ruptura es característica de los valores de los esfuerzos principales, el esfuerzo de tensión y la presión de yacimiento. Una expresión para la presión de ruptura ha sido presentada por Terzaghi(1923) para pozos verticales es decir, coincidiendo con la dirección del esfuerzo vertical principal. Esta presión es:

$$p_{bd} = 3\sigma_h - \sigma_H + T_o - p \quad (2.15)$$

Donde,

T_o Esfuerzo de tensión de la roca.

p Presión del yacimiento.

2.2.5 Dirección de la Fractura

La dirección de fractura es normal a la mínima resistencia. Esto es representado por el mínimo esfuerzo absoluto.

Las ecuaciones indicadas anteriormente (2.8) y (2.13), sugieren que el mínimo esfuerzo horizontal es por definición, menor que el máximo esfuerzo horizontal y menor que el esfuerzo vertical.

Por lo tanto, la conclusión es que **la fractura hidráulica será vertical y normal al mínimo esfuerzo.**

El esfuerzo vertical es proporcional al peso de los estratos. Por lo tanto, si ΔH es removida, el esfuerzo vertical a la profundidad H está dada por $\rho \cdot g(H - \Delta H)$ donde H es la profundidad medida desde la superficie de la tierra.

En la Fig. 2.5, se observa el comportamiento de los esfuerzos anteriores con la profundidad.

2.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

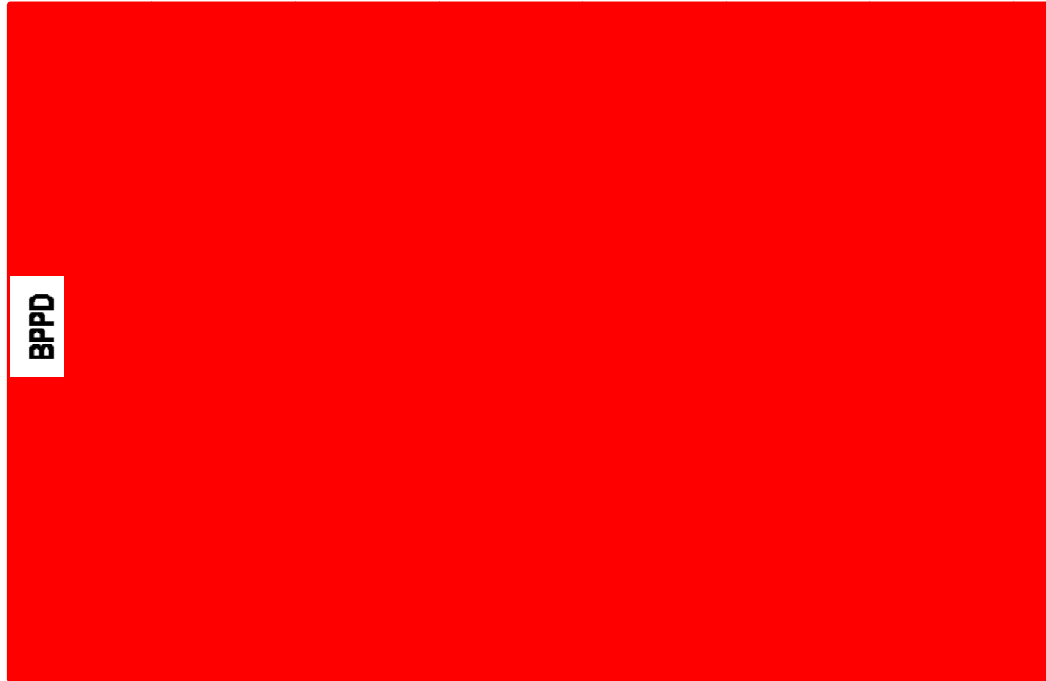


Fig. 2.6 Historial de Producción del campo Parahuacu

2.4 MECANISMO DE EMPUJE

Del análisis de presión Promedió del Campo Parahuacu, la presión inicial del campo fue de 3900 Psi, para la arenisca Basal Tena; de 3982 Psi para la Arenisca "U" y 4174 Psi para la arenisca "T". En Diciembre de 1992 se tuvo una presión promedio para cada yacimiento de 2903 Psi para las areniscas Basal tena, 2035 Psi para la arenisca "U" y de 1930 Psi para la "T". De esta forma se nota que la caída de presión es

proporcional a la producción de petróleo, de acuerdo al tipo de empuje que este yacimiento posee.

Los yacimientos U y T tienen un empuje de gas disuelto, ya que se caracteriza por la rápida caída de presión en el reservorio.

Hollín se caracteriza por tener un empuje de fondo activo de agua. (Hollín principal).

2.5 RESERVAS

En la siguiente tabla se muestran las reservas totales y reservas remanentes de hidrocarburo, respectivamente, obtenidas para las arenas de interés estudiadas en este proyecto. Tabla 2.1.

Tabla 4

RESERVAS DE PETROLEO DEL CAMPO PARAHUACU

POZO	ARENA	Re	A	ho	Vr	Ø	Sw	*Boi	Petróleo en sitio	*FR	Reservas originales	Producción acumulada Dic-07	Reservas Remanentes
		mts	acres	pies	acre- pie	%	%	BY/BN	Bls		Bls	Bls	Bls
PRH-01	BT	500	194,1	10	1941	15,5	36,1	1,0927	1364703	15	204705	0	204705
	Ui	500	194,1	7	1358	14,0	35,6	1,3692	693987	20	138797	0	138797
PRH-02	BT	700	380,4	12	4565	15,0	30,0	1,0927	3402766	15	510415	17999	492416
	Ui	700	380,4	27	10270	29,0	27,0	1,4644	11518275	29	3340300	755569	2584731
PRH-03	BT	500	194,1	5	970	12,8	3,9	1,0927	847440	15	127116		127116
	Ui	500	194,1	20	3881	11,0	15,1	1,3692	2053856	20	410771		410771
	Ts	500	194,1	3	582	13,6	42,6	1,4644	240779	29	69826		69826
	Ti	500	194,1	23	4464	11,5	20,1	1,4644	2172797	29	630111		630111
PRH-03B	Ti	500	194,1	23	4464	18,0	15,0	1,4644	3617979	29	1049214	32025	1017189
PRH-05	BT	900	628,8	12	7545	15,7	21,5	1,0927	6602388	15	990358	186	990172
	U	900	628,8	33	20750	13,0	20,0	1,3692	12227336	20	2445467	254	2445213
	Ti	900	628,8	20	12576	15,0	25,0	1,4644	7495045	29	2173563	1310169	863394
PRH-07	BT	550	234,8	8	1879	15,7	21,5	1,0927	1643805	15	246571	381	246190
	Ui	550	234,8	12	2818	16,8	17,0	1,3692	2226351	20	445270	96	445174
	Ts	550	234,8	14	3288	11,0	40,0	1,4644	1149487	29	333351	243	333108
	Ti	550	234,8	43	10097	14,0	14,0	1,4644	6440611	29	1867777	204926	1662851
PRH-08	Ti	550	234,8	46	10802	14,9	17,0	1,3692	7569150	29	2195054	1124358	1070696
PRH-09	Ui	520	209,9	16	3358	12,0	13,5	1,3692	1975257	20	395051	265	394786
	Ts	520	209,9	10	2099	14,0	20,0	1,4644	1245465	29	361185	12169	349016
	Ti	520	209,9	8	1679	14,5	13,5	1,4644	1115803	29	323583	42	323541

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo

CAPÍTULO 3

POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR

3.1 POZO: PARAHUACU 3B

El pozo Parahuacu 3B ha sido seleccionado como candidato para ser estimulado mediante la técnica de fracturamiento hidráulico a la arena T. Las características de permeabilidad y daño, así como las reservas remanentes en esta arena, hacen de este pozo un buen candidato.

3.1.1 Objetivo

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en las arenas Ti, del pozo PRH3B, con el fin de eliminar el daño de formación presente, incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

3.1.2 Antecedentes

El pozo PRH-3B fue perforado en Diciembre del 2001 como reemplazo del pozo PRH3 que se abandonó por un problema de pescado. La arena T del pozo PRH3B tiene una historia de producción bastante corta durante la cual acumuló 1,036 Bbl de petróleo. Según “Build up” de Enero 2004, la arena producción con un daño de formación bastante alto (40), que al ser eliminado con un tratamiento de fracturamiento hidráulico, nos permitirá producir el pozo a su máximo potencial.

El pozo PRH-03, anterior al PRH-3B estuvo en producción desde Agosto 1978 hasta Diciembre 1985, donde acumuló 617,600 Bbls de petróleo de las arena Napo U y T. Ver Fig.3.1.

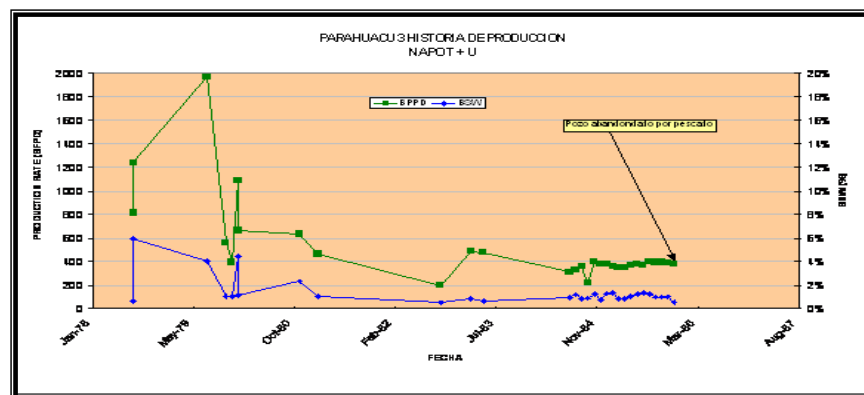


Fig. 3.1 Historia de producción del pozo Parahuacu 03

El pozo PRH-3B fue perforado entre Diciembre 2001 y Marzo 2002, se completó inicialmente en la arena T, de donde produjo desde el 25 de Marzo hasta el 17 de Abril de ese mismo año.

Posteriormente el pozo fue cerrado por bajo aporte. Durante ese corte periodo el pozo acumuló 1036 Bbls de Petróleo. Ver Fig 3.2

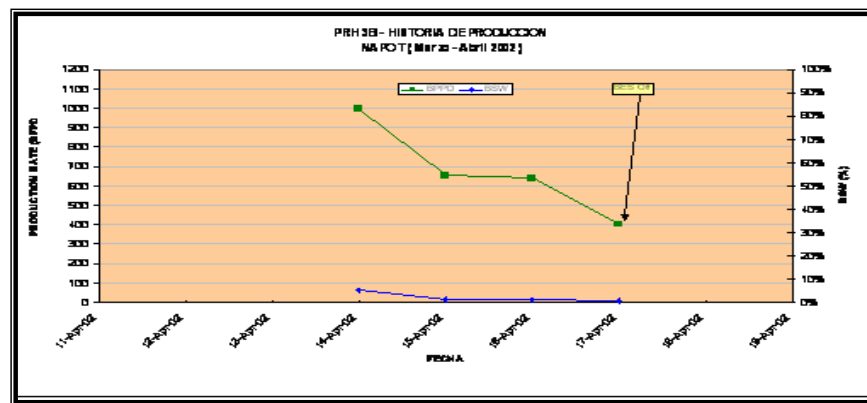


Fig 3.2. Producción Inicial de la arena T del pozo PRH3B.

El pozo continuó en producción de la arena U desde Julio del 2002 hasta Diciembre del 2003. Ver Fig 3.3.

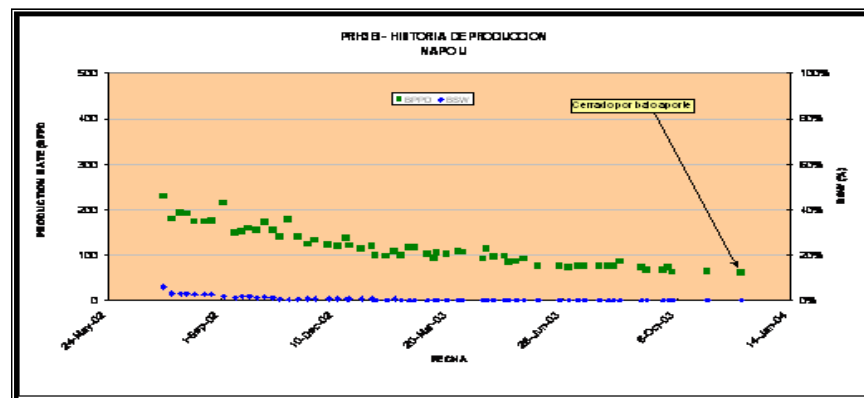


Fig 3.3. Producción de la arena U del pozo PRH3B

En Enero del 2004 se intervino el pozo abriéndose nuevamente a producción la arena Napo T, sin embargo la producción de este pozo durante el 2004 se afectó por problemas constantes en el sistema de levantamiento artificial.

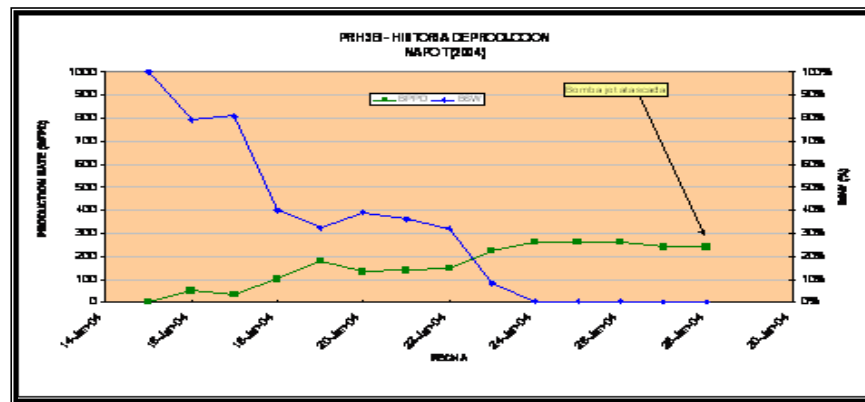


Fig 3.4 Producción del pozo PRH3B de la arena T durante 2004.

3.1.3 Información del pozo PRH-3B

Formación	Napo "T"
Gradiente de temperatura	0.0145 °F/ft
Profundidad media de la Formación a fracturar	9771
Presión de Yacimiento	1426 psi
Pwf	761
API	32,8
Porosidad	18%
Permeabilidad	141 md
Skin	40
Ultima Producción (Mayo. 14, 2005)	
BFPD	240
BPPD	239
BSW (%)	1%
Datos de Borde de Pozo	
Nota: Todas las profundidades están referidas a la kelly bushing.	
	<u>Intervalo de Perforaciones</u>
T	9790'-9813' (23') Napo T
Inclinación del pozo en las perforaciones	0°
Casing de Producción	7", 26# /ft, C-95 ; Corrido hasta 9927' desde superficie.
CIBP	
Desviación del Pozo:	El pozo se asume vertical
Ubicación del pozo	
Latitud	00° 05' 58.31" NORTE
Longitud	76° 42' 46.84" OESTE

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 5 Información del pozo PRH-3B

3.1.4 Pruebas de restauración de Presión

Se tomaron varias pruebas de restauración de presión en el pozo en la etapa de completación y durante el último trabajo de reacondicionamiento, con la finalidad de actualizar los parámetros de reservorio. La siguiente tabla resume los resultados encontrados en dichas pruebas:

	Marzo, 2002	Mayo, 2002	Enero, 2004
Arena	Napo T	Napo U	Napo T
Presión de Reservorio @ Datum	2556	2720	1426
Pwf @ Datum	2197	943	761
Permeabilidad	1340	43	141
Daño	11.2	2.2	40

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 6. Pruebas de restauración de Presión PRH-3B

3.1.5 Descripción Petrofísica y Mineralógica

3.1.5.1 Resultados de Evaluación Petrofísica

Arena	Ti	Unidad
Tope	9784	ft
Base	9828	ft
Gross	44	ft
Espesor neto	17	ft
Porosidad	18	%
Saturación de Agua	20.3	%
Rt	500	ohm-m
Rw	0,16 @ 217 °F	ohm-m
Salinidad	11000	ppm-NaCl

Tabla 7. Resultados de Evaluación Petrofísica

3.1.5.2 Análisis Mineralógico

La sensibilidad de la mineralogía de la roca es un factor que induce daño a la formación. Con el Objeto de tener un mejor conocimiento del tipo de daño que tiene se en el pozo Parahuacu 3B Arenisca T se requirió del Centro de Investigaciones Geológicas un estudio Difractométrico de la arenisca T del Pozo Parahuacu 4.

3.1.6 Propiedades Mecánicas de la Formación

Estos valores fueron determinados con base a la información encontrada en los archivos del pozo, en el análisis de los registros eléctricos, de densidad y Gamma Ray, comparando y extrapolando estos valores con valores convencionales y típicos para cada tipo de formación.

Propiedades Mecánicas de la Formación							
Zona	Top MD (ft)	Zone Height (ft)	Grad Frac. (psi/ft)	Esfuerzo (psi)	Modulo Young (psi)	Relación Poisson	Dureza (psi. in0.5)
Arenisca	9750.0	16.0	0.854	8333	2.65E+06	0.35	1000
Arena	9766.0	8.0	0.500	4885	3.32E+06	0.25	1100
Arenisca	9774.0	16.0	0.600	5869	2.12E+06	0.25	1000
Arena-T	9790.0	23.0	0.430	4215	3.62E+06	0.15	1200
Arenisca	9813.0	55.0	0.600	5904	2.12E+06	0.25	1000

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 8 Propiedades Mecánicas de la formación PRH-3B

PROPIEDADES DE TRANSMISIBILIDAD DE LA FORMACIÓN								
Zona	Top MD (ft)	Net Height (ft)	Perm (md)	Porosidad (%)	Presión (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Agua Sat. (%)
Arenisca	9750.0	0.0	0.001	17.0	2492	0.0	0.0	100.0
Arena	9766.0	8.0	1	14.0	2496	0.0	80.0	20.0
Arenisca	9774.0	0.0	0.001	17.0	2498	0.0	0.0	100.0
Arena-T	9790.0	23.0	140	18.0	1400	0.0	68.0	32.0
Arenisca	9813.0	0.0	0.001	17.0	2511	0.0	0.0	100.0

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 9 Propiedades de Transmisibilidad de la formación PRH-3B

3.1.7 Factores Mecánicas

3.1.7.1 Completación Actual del Pozo

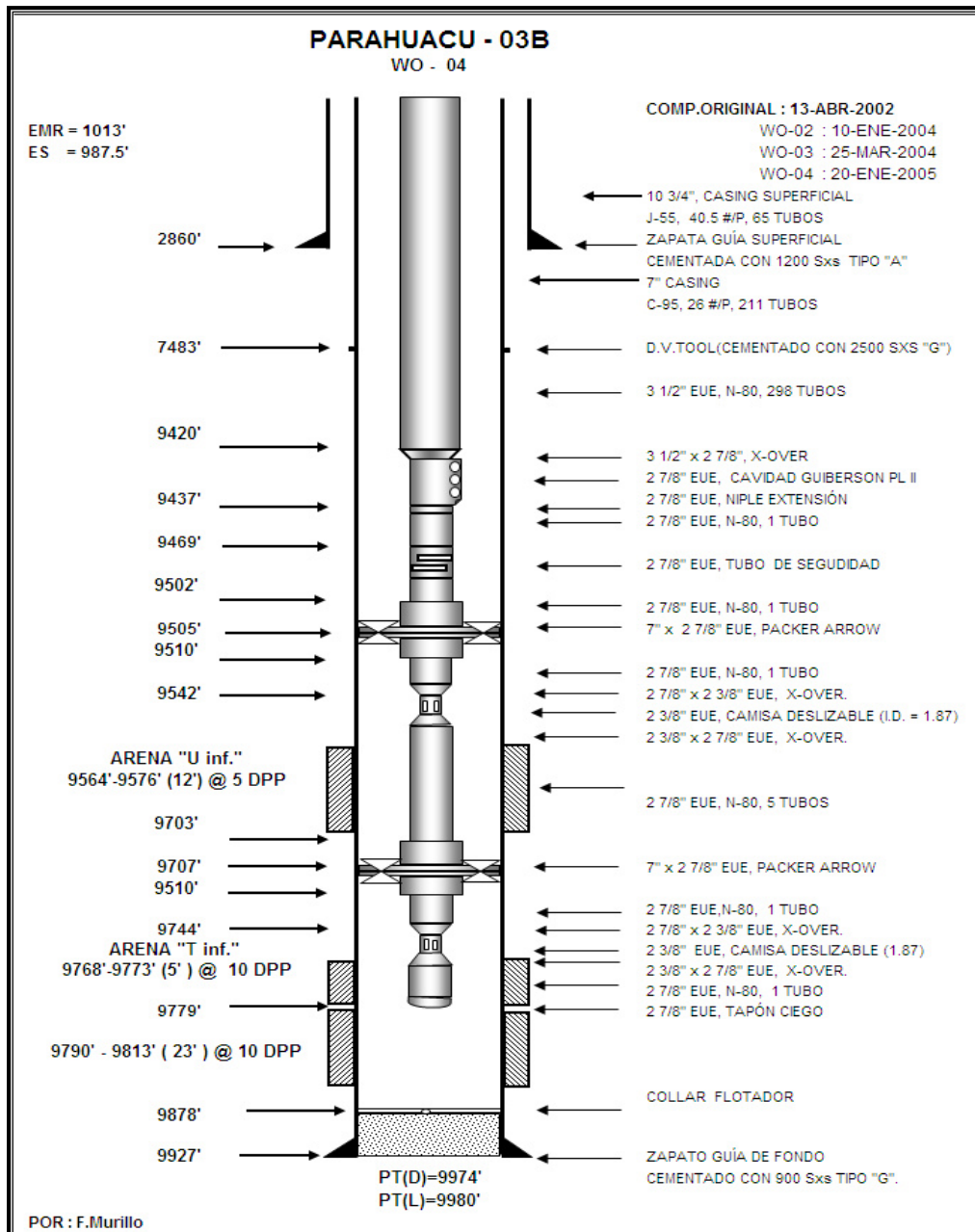


Fig 3.5 Completación Actual del Pozo PRH-3B

3.1.7.2 Evaluación de Registros de Cementación

Con cable eléctrico bajan herramienta y toman registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde 9850' a 7850' (2000'), Cemento malo en intervalo inferior de arena "Ti", por tanto no es apta para realizar un trabajo de fracturamiento.

Por esta razón se recomienda realizar una cementación forzada a las zonas productoras debido a que en un trabajo a presión, se pueden fracturar otras zonas.

3.1.8 Análisis Nodal

Los resultados de los análisis nodales para las arenas "U" y "T" que se presentan a continuación se obtienen basados en la data obtenida de sendos reportes de restauración de presión que se corrieron el 4 y 5 de Abril del Julio del 2002.

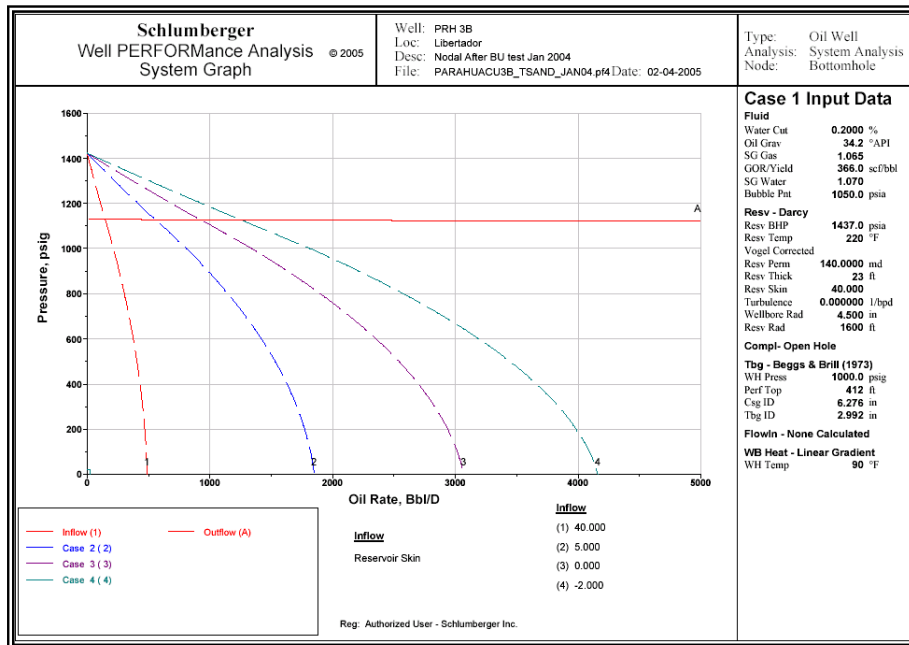


Fig. 3.6. Análisis nodal PRH-3B

Análisis Nodal para el pozo PRH-3B			
	BFPD	Pwf	Daño
Condición actual	240	760 psi	40
Post Fractura	900	1100 psi	Pozo Fracturado

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 10 Resultado del Análisis Nodal PRH-3B

3.2 POZO: PARAHUACU - 07

3.2.1 Objetivo

Analizar y reportar los parámetros necesarios para realizar el fracturamiento en las arenas Ts+i, del pozo PRH-07, con el fin de eliminar el daño de formación presente e incrementar la permeabilidad, conductividad y mejorar su productividad.

3.2.2 Antecedentes

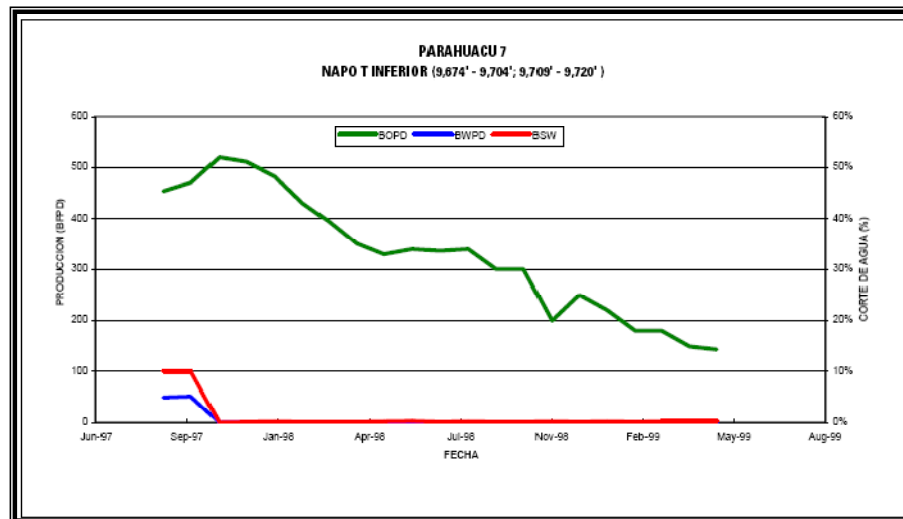


Fig 3.7. Historial de Producción de la arena Ti del pozo PRH-07

El pozo PRH-07 fue perforado e inicialmente completado en la arena T inferior en Agosto de 1997. El pozo produjo en forma

continúa hasta Mayo de 1999, fecha en que la bomba electrosumergible quedó fuera de operación debido al bajo aporte de la arena.

Desde entonces el pozo estuvo cerrado hasta Abril del 2004, fecha en que se reabrió con la finalidad de evaluar su potencial para un posible trabajo de fractura.

Después de un corto período de producción la bomba jet queda atascada, requiriéndose una intervención en Octubre del mismo año.

Luego de esta última intervención el pozo quedó produciendo de las arena Napo T inferior y superior a un caudal aproximado de 150 BFPD.

Después de dos pruebas de restauración de presión, en ambas arenas, se decide realizar el tratamiento de fractura con la finalidad de aumentar la producción del pozo.

3.2.3 Información del pozo PRH-07

Formación	Napo "Ts+i"
Gradiente de temperatura	1,55 ⁰ F/100 ft
Profundidad media de la Formación a fracturar	9697
Presión de Yacimiento	2203 psi @ 9697 ft Med de perf.
Pwf	660
API	32 grados
Porosidad	14%
Permeabilidad	10 md
Skin	8,8
Ultima Producción (Dic. 19, 2004)	
BFPD	155
BPPD	137
BSW (%)	11,60%
Datos de Borde de Pozo	
Nota: Todas las profundidades están referidas a la kelly bushing.	
	<u>Intervalo de Perforaciones</u>
Ti	9674'-9704'; 9709'-9720' (41') T inferior.
Ts	9652'-9666' (14') T superior.
Inclinación del pozo en las perforaciones	0°
Casing de Producción	7", 26# /ft, C-95 ; Corrido hasta 9930' desde superficie.
CIBP	9750'
Desviación del Pozo:	El pozo se asume vertical
Ubicación del pozo	
Latitud	
Longitud	

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 11 Información del pozo PRH-07

3.2.4 Pruebas de Restauración de Presión

A continuación se resume los datos de las pruebas de restauración de presión corridas en la arena T del pozo Parahuacu 07

	Agosto 97	Agosto 97	Nov. 2004	Nov. 2004
ARENA	T inferior	T Superior	Ti inf.+ sup.	T inf. + Sup.
Presión de reservorio @ Datum	2403	2435	1804	1804
Pwf @ Datum	1563	1967	660	660
Permeabilidad	134	106	8.4	10
Daño	40.7	6.53	9.7	8.8

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 12 Pruebas de restauración de presión PRH-07

Se nota una clara reducción de presión de reservorio, que esta asociada a la depletación del campo en general. La arena T inferior acumuló 194263 bls de petróleo en poco menos de dos años de producción, condición que no justifica una caída de presión de 600 psi, ni una reducción de permeabilidad efectiva tan grande a menos que haya un cambio de saturación drástica, por los siguientes motivos:

- Incremento de la saturación de agua debido a problemas de bloqueo, por agua originado por los altos volúmenes

de agua perdidas a la formación durante las intervenciones del pozo.

- Disminución de la saturación de líquidos al originarse una saturación de gas en el reservorio por el hecho de estar produciendo el pozo a una presión fluyente inferior a la presión de burbuja.

Debido a lo anterior se considera que los valores de permeabilidad obtenidos de los dos ultimas "Build-up" están referidas a la zona invadida y afectada por la saturación de gas, mostrando por ello un comportamiento de reservorio radial compuesto, con un radio de interface de aproximadamente 48 pies. Esto significa que más allá de 48 pies de radio se puede encontrar las condiciones de permeabilidad originales de yacimiento.

3.2.5 Descripción Petrofísica y Mineralógica

3.2.5.1 Resumen Petrofísico:

El análisis de núcleos para determinar las propiedades de la arena productora, se realizaron en el laboratorio, pie por pie, hasta lograr completar el espesor total de la

arena, muchas veces no se encuentra este tipo de análisis completos por lo que se toma los valores de pozos vecinos para obtener las características de la arena. La información esta detallada en la siguiente tabla.

INTERVALO	ARENA NETA	POROSIDAD	SW	SALINIDAD PPM	RW	TEMP. °F
8756'-8784'	8	14%	29%	70000	0,041	188@8780'
9740'-9512'	12	13%	45%	70000	0,04	197@9491'
9610'-9668'	10	11%	40%	15000	0,155	198@9639'
9668'-9728'	44	14%	14%	15000	0,154	199@9698'
9802'-9900'	11	14%	40%	5000	0,427	210@9851'

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 13 Resumen Petrofísico PRH-07

3.2.5.2 Litología

Se presenta como arenisca friable de cuarzo, de grano fino a medio, subangular a redondeada, mala clasificación, con cemento silicio, con buena presencia de hidrocarburos; fluorescencia natural, amarillo blanquecina, corte instantáneo, residuo café claro.

3.2.6 Propiedades Mecánicas de la Formación

Propiedades Mecánicas de la Formación							
Nombre de la zona	Top MD (ft)	Esp. de la zona (ft)	Grad Frac. (psi/ft)	Esfuerzo (psi)	Modulo Young (psi)	Relación Poisson	Dureza (psi.in0.5)
Lutita	9509	111	0,649	6211	2,50E+06	0,35	1000
Lutita	9620	7,9	0,632	6084	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca	9774.0	16.0	0.600	5869	2.12E+06	0.25	1000
Arena-T	9790.0	23.0	0.430	4215	3.62E+06	0.15	1200
Arenisca	9813.0	55.0	0.600	5904	2.12E+06	0.25	1000
Arenisca limpia	9627,9	12,3	0,592	5700	3,00E+06	0,25	700
Lutita	9640,2	4,8	0,629	6062	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca Limpia	9645	11	0,594	5731	3,00E+06	0,25	700
Lutita	9656	5	0,62	5988	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca limpia	9661	5	0,564	5451	3,50E+06	0,2	1200
Lutita	9666	7,3	0,607	5873	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca limpia	9673,3	30,7	0,554	5367	3,50E+06	0,2	1200
Lutita	9704	3,5	0,648	6294	2,50E+06	0,35	1000
Arenisca limpia	9707,5	24,5	0,56	5445	3,50E+06	0,2	1200
Lutita	9732	15,5	0,6	5841	2,00E+06	0,35	1200
Caliza	9747,5	55	0,761	7440	5,00E+06	0,3	1200
Lutita	9802,5	27,5	0,618	6069	2,00E+06	0,35	1000

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 14 Propiedades Mecánicas de la Formación

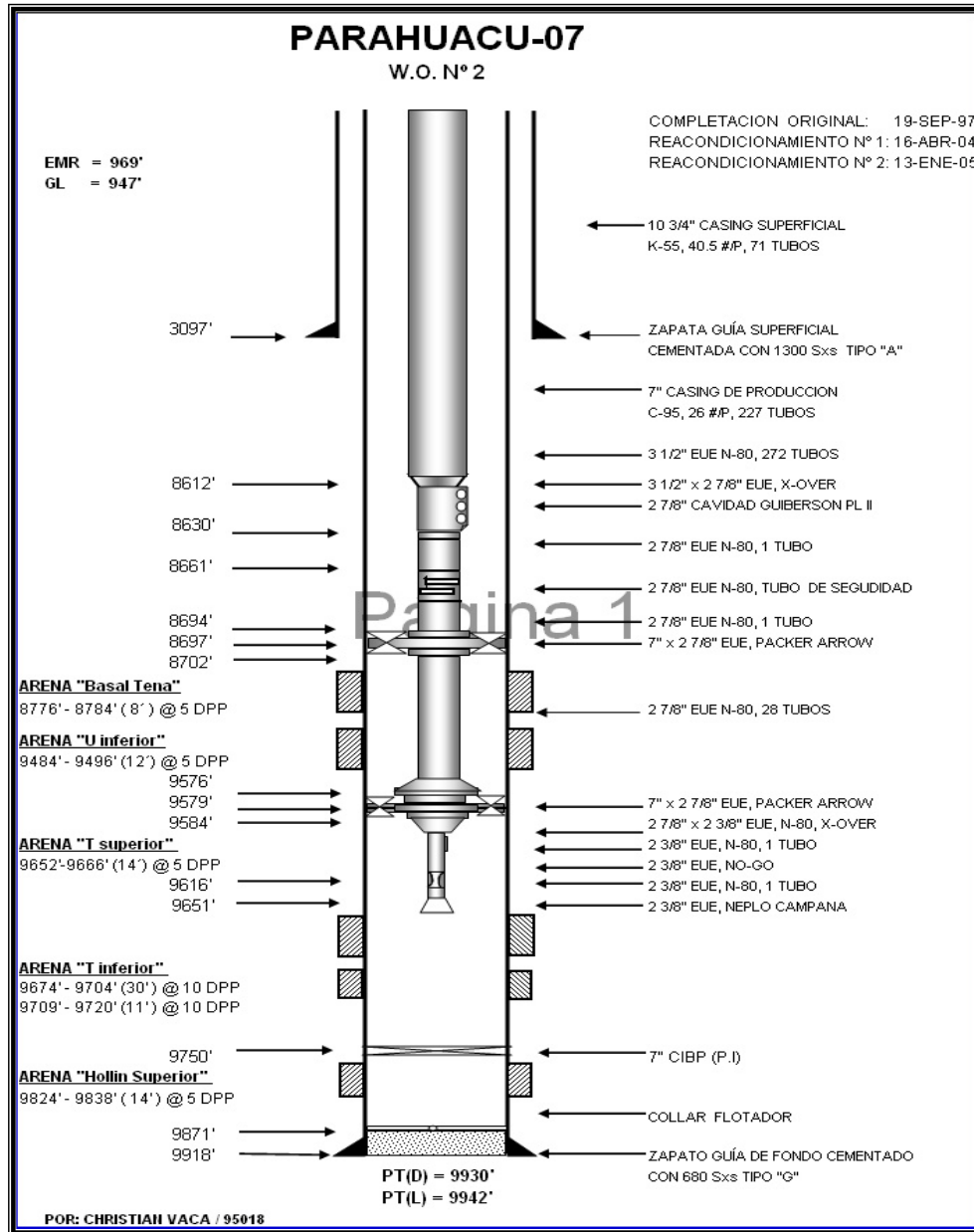
PROPIEDADES DE TRANSMISIBILIDAD DE LA FORMACIÓN								
Zona	Top MD (ft)	Esp. Neto (ft)	Perm . (md)	Porosidad (%)	Presión (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Agua Sat. (%)
Lutita	9509	111	0,001	26	4.000	0	0	100
Lutita	9620	7,9	0,001	28,2	4.000	0	0	100
Arenisca limpia	9627,9	12,3	1	17,2	3.500	0	50	50
Lutita	9640,2	4,8	0,001	39,3	4.000	0	0	100
Arenisca Limpia	9645	11	20	10,5	3.500	0	50	50
Lutita	9656	5	0,001	19,9	4.000	0	10	90
Arenisca limpia	9661	5	51	12,3	2.500	0	60	40
Lutita	9666	7,3	0,001	19,8	4.000	0	0	100
Arenisca limpia	9673,3	30,7	106	10,2	2.500	0	70	30
Lutita	9704	3,5	0,001	26,4	4.000	0	0	100
Arenisca limpia	9707,5	24,5	106	9,4	2.500	0	70	30
Lutita	9732	15,5	0,001	11,7	4.000	0	0	100
Caliza	9747,5	55	1	34,9	4.000	0	70	30

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 15 Propiedades de Transmisibilidad de la Formación

3.2.7 Factores Mecánicos

3.2.7.1 Completación Actual del Pozo



Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Figura 3.8 Completación Actual del Pozo PRH-07

3.2.7.2 Evaluación de Registros de Cementación

De acuerdo a la evaluación realizada al registro de USIT-CBL-VDL desde 9740' a 8700' (1040'), Cemento malo de 9650' a 9600', arena en la cual nosotros vamos a trabajar no está apta para realizar un trabajo de fracturamiento.

Por esta razón se recomienda realizar una cementación forzada a las demás zonas productoras debido a que es un trabajo a presión, se pueden fracturar otras zonas.

3.2.8 Análisis Nodal

Teniendo en cuenta la prueba de restauración de presión "Build up" corrido en Agosto del 97, realizamos un análisis nodal para estimar el potencial productivo del pozo en la Arena T inferior.

Considerando las condiciones de daño al momento de la ejecución del B'up y la presión promedio del yacimiento observado en el pozo PRH01, se estima una producción estabilizada de 920 bpd. @ 1560 psi de presión fluyente posterior al fracturamiento.

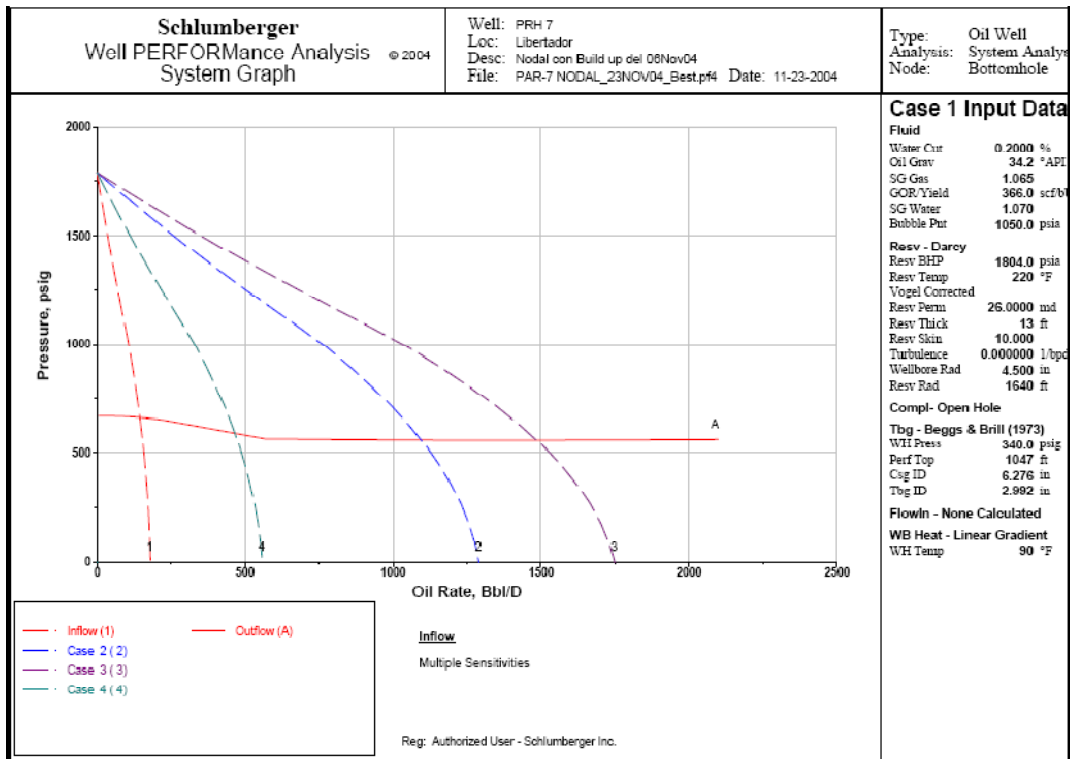


Figura. 3.9 Análisis nodal PRH-07

3.3 POZO: PARAHUACU 08

3.3.1 Objetivo

Realizar un fracturamiento hidráulico en la arena Ti para generar un canal de alta conductividad que permita comunicar el yacimiento con la pared del pozo para mejorar la capacidad de flujo del reservorio e incrementar la producción de petróleo. Para conseguir éste efecto la fractura será empaquetada con Carbolite

20/40, colocando en la parte final FlexSand MS para evitar la salida del agente de sostén en la fase de producción.

3.3.2 Antecedentes

El pozo PRH-08 fue puesto en producción desde la arena Napo “Ti” en Diciembre de 1997. La historia de producción de la arena “T” inferior muestra un volumen total acumulado de petróleo de 1.124.358 bbls, 1,013 bbls de agua y 81,464 pies cúbicos standard de gas.

Datos del “Build up” realizado en Febrero del 2005 indican que el pozo produce con un daño que se estima en aproximadamente 45, el cual puede ser eliminando con un tratamiento de fracturamiento hidráulico, que permitirá producir el pozo a su máximo potencial.

El pozo PRH-08 cuenta a su haber únicamente con dos reacondicionamientos:

1. Completación y pruebas (10-Dic-1997) tanto de la arena “U” inferior como de la arena “T” inferior.
2. Cambio de completación por comunicación entre tubing y casing (Enero 15 del 2001).

En adición a esto, un tratamiento ácido se realizó en Febrero 7 del 2005 y la última prueba de Build up se efectuó el 25 de Febrero del 2005.

La Fig. 3.9, muestra la historia de producción de este pozo desde la arena "T".

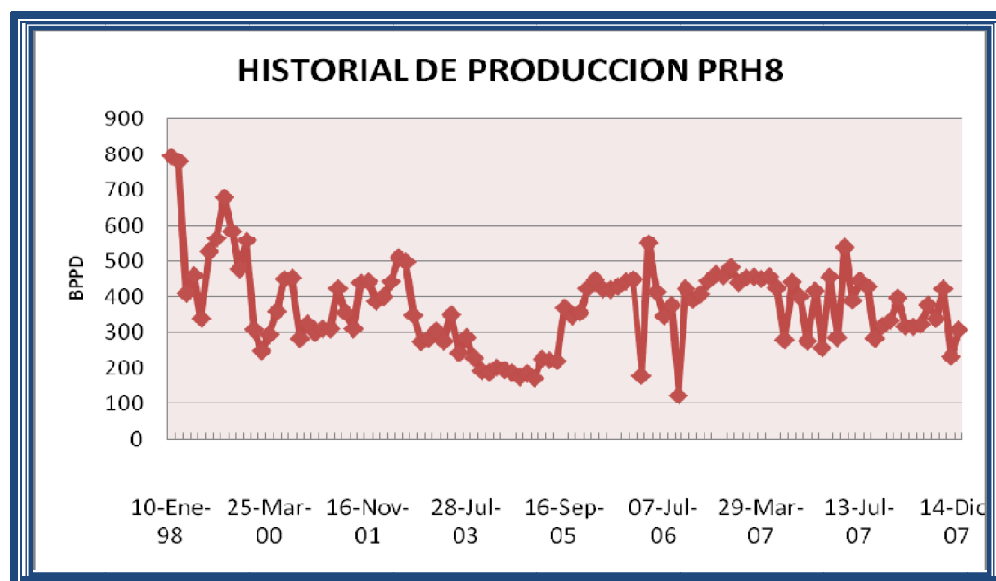


Figura 3.10 Producción del pozo PRH-08 de la arena T desde 1998 hasta diciembre 2008

3.3.3 Información del pozo PRH-08

Formación	Napo "Ti"
Gradiente de temperatura	0.0109306 ° F/ ft
Profundidad de la Formación	9972'
Temperatura de la Formación	234.8 ° F
Presión de Yacimiento	1589 psi
Pwf	1374 psi
API	32 grados
Porosidad	15%
Permeabilidad	140 md
Skin	45
Ultima Prueba de restauración (Febrero. 2005)	
BFPD	230
BPPD	228
BSW (%)	0,2
Datos de Borde de Pozo	
Nota: Todas las profundidades están referidas a la kelly bushing.	
	<u>Intervalo de Perforaciones</u>
Ti	9750 – 9766 (16) 5DPP 9716 – 9746 (30)
Ui	9544 – 9558 (14) 5DPP
Inclinación del pozo en las perforaciones	0° 7"; 26 #/ft; C-95 desde 0' hasta 9972'
Casing de Producción	9737 ft
CIBP	El pozo se asume vertical
Desviación del Pozo:	
Ubicación del pozo	
Latitud	00° 05' 25.00" NORTE
Longitud	76° 42' 49,29" OESTE

F

Fuente Archivo Técnico de Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 16 Información del pozo PRH-08

3.3.4 Pruebas de restauración de Presión

La última prueba de restauración de presión en el pozo fue en Febrero del 2005, con el objeto de actualizar los parámetros de reservorio y proveer información realista para ser usada durante el diseño de la fractura. La siguiente tabla resume los resultados encontrados en dichas pruebas:

	Febrero, 2005
Arena	T Inferior
Presión de Reservorio @ Datum	1589
Pwf @ Datum	1374
Permeabilidad	140
Daño	45

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 17 Pruebas de restauración de Presión PRH-08

3.3.5 Litología

Se presenta como arenisca friable de cuarzo, de grano fino a medio, subangular a redondeada, mala clasificación, con cemento silicio, con buena presencia de hidrocarburos; fluorescencia natural, amarillo blanquecina, corte instantáneo, residuo café claro.

3.3.7 Propiedades Mecánicas de la Formación

Propiedades Mecánicas de la Formación							
Zona	Top MD (ft)	Zone Height (ft)	Grad Frac. (psi/ft)	Esfuerzo (psi)	Modulo Young (psi)	Relación Poisson	Dureza (psi.in0.5)
SHALE	9000.0	660.0	0.750	6997	2.650E+06	0.30	1000
T-Sand	9660.0	118.0	0.450	4374	3.325E+06	0.20	1100
SHALE	9778.0	10.0	0.650	6359	2.895E+06	0.30	1000
T-Lower	9788.0	20.0	0.550	5389	3.625E+06	0.20	1200
SHALE	9808.0	55.0	0.950	9344	2.650E+06	0.35	1000

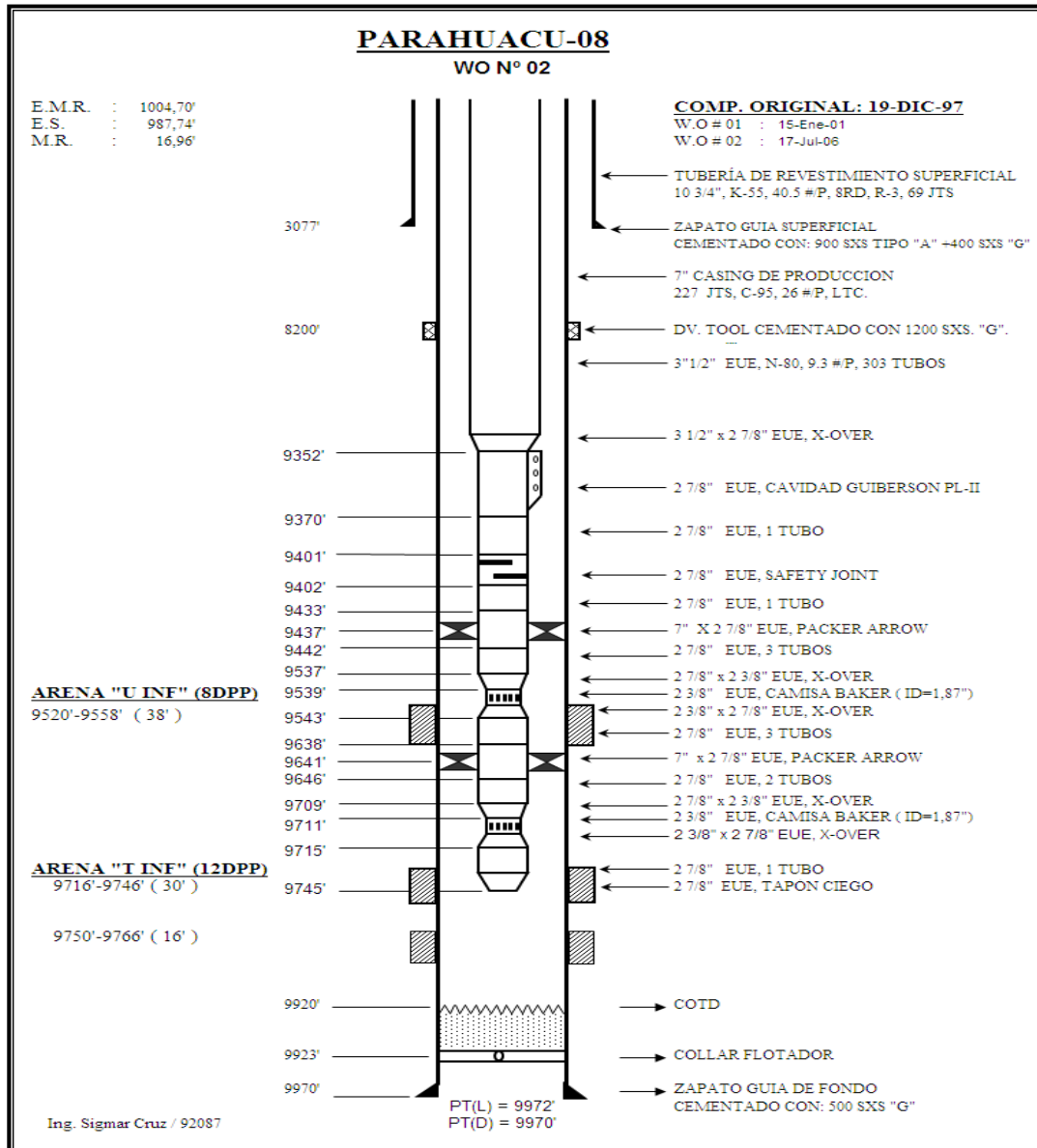
Tabla 18 Propiedades Mecánicas de la Formación

PROPIEDADES DE TRANSMISIBILIDAD DE LA FORMACIÓN								
Zona	Top MD (ft)	Net Height (ft)	Perm (md)	Porosidad (%)	Presión (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Agua Sat. (%)
SHALE	9000.0	0.0	0.001	17.0	2492	0.0	0.0	100.0
T-Sand	9660.0	118.0	150	15.0	2496	0.0	68.0	32.0
SHALE	9778.0	0.0	0.001	17.0	2498	0.0	0.0	100.0
T-Lower	9788.0	20.0	110	15.0	2200	0.0	68.0	32.0
SHALE	9808.0	0.0	0.001	17.0	2511	0.0	0.0	100.0

Tabla 19 Propiedades de Transmisibilidad de la Formación

3.3.7 Factores Mecánicos

3.3.7.1 Completación Actual del Pozo PRH-08



Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Figura 3.11 Completación Actual del Pozo PRH-08

3.3.7.2 Evaluación de Registros de Cementación

De acuerdo a la evaluación realizada al registro de cementación tenemos que la arena en la cual vamos a trabajar existe una buena cementación y está apta para realizar un trabajo de fracturamiento. Además se recomienda realizar un registro de cementación antes del fracturamiento para corroborar esta información, ya que la misma se la obtuvo de los registros iniciales del pozo.

3.3.9 Análisis Nodal

Análisis nodal realizado antes de la fractura. Los resultados obtenidos muestran una presión de reservorio equivalente a 2,100 psi, una producción de 225 BOPD con una presión fluyente de 1,374 psi y un daño de formación igual a 40.

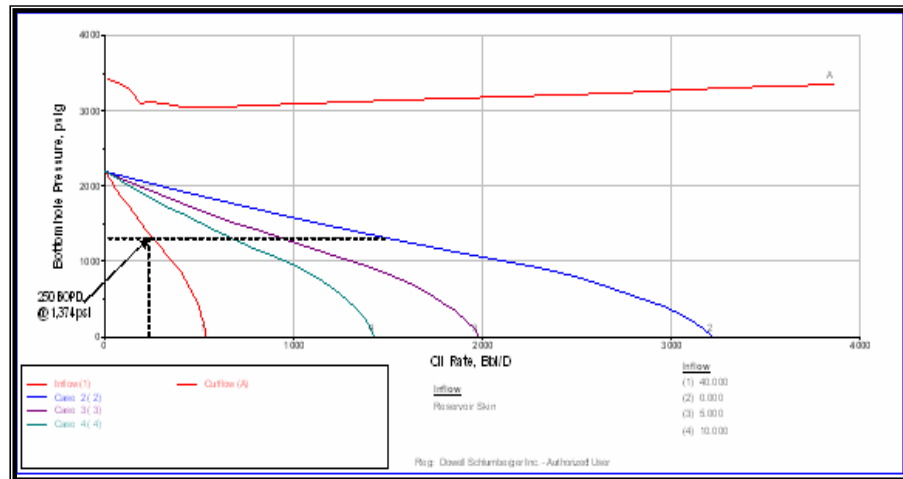


Fig. 3.12 Análisis nodal pozo PRH08 daño de formación igual a 40

El análisis nodal realizado con los mismos datos asumiendo que el pozo va a ser fracturado, indica que la producción del pozo Parahuacu 8 en la arena “T” puede ser hasta de 600 BOPD con la misma presión fluyente de fondo de pozo (1,374 psi)

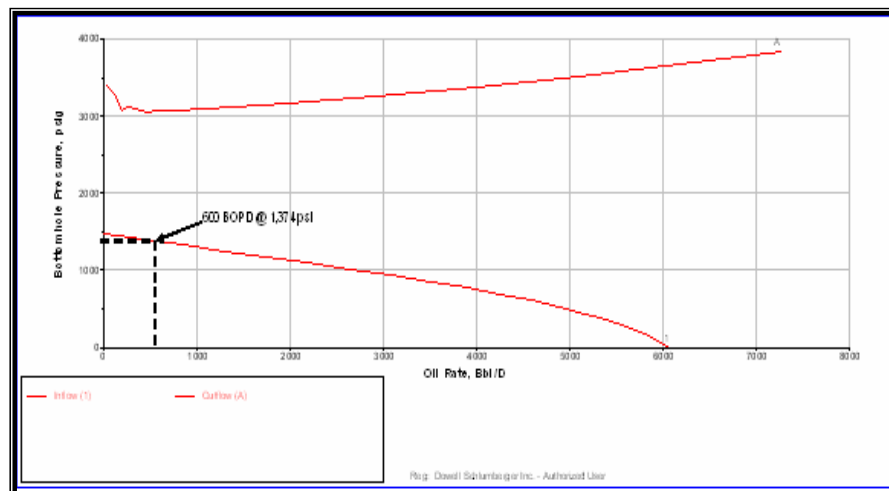


Figura. 3.13 Análisis Nodal, pozo fracturado

Análisis Nodal para el pozo PRH08			
	BFPD	Pwf	Daño
Condición actual	228	1,374 psi	40
Post Fractura	600	1,374 psi	Pozo Fracturado

Fuente Archivo Técnico de Petroproducción

Tabla 20 Resultado del Análisis Nodal PRH-08

3.4 EQUIPO Y COMPLETACIÓN DE FRACTURAMIENTO

La sarta de fractura compuesto de lo siguiente:

- Niple campana 3 ½”
- 1 tubo 3 ½”, 9.3#,N-80, EUE
- Straddle Packer 7” x 3 ½”.
- Junta de seguridad
- DGA con sensores de presión
- Niple de asiento 3 ½”.
- Straddle PaCKER 7” X 3 ½”.
- Tubería 3 ½”,9.3#, N-80, EUE Clase “A” hasta la superficie.

CAPÍTULO 4

DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL FRACTURAMIENTO

4.1 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURAS

Con la finalidad de determinar la geometría final de fractura se utilizó el simulador **FracCADE™**, para estimar un programa tentativo de bombeo.

Con ese propósito utilizamos información de presiones de la última prueba de Build up, análisis petrofísico a partir de registros eléctricos y propiedades mecánicas de roca promedias para el tipo de roca.

Este programa tentativo será posteriormente ajustado con la información que se obtenga del bombeo de evaluación previo a la fractura, este bombeo o **DataFRAC™**, permitirá conocer la presión real de fractura, y la Eficiencia del Fluido de fractura, entre otros parámetros que nos ayudara a obtener, como objetivo final, la geometría de fractura óptima necesaria para asegurar el incremento de producción.

4.2 POZO PARAHUACU 3B

4.2.1 Selección del fluido de Fractura

Para la selección del fluido de fractura se fijó como prioridad la utilización de un sistema que diera la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento.

Este es un parámetro de vital importancia para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo significativamente.

Basado en lo anteriormente expuesto y en la temperatura estimada de yacimiento (240°F), se propone utilizar el sistema YF140.1HTD, como fluido de fractura, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, la cuál nos llevaría a

obtener la geometría de fractura necesaria para obtener el incremento de producción deseada.

4.2.2 Selección del Material Soportante

La principal función del agente de sostén es mantener la conductividad de la fractura durante la vida productiva del pozo, para ello debe ser lo suficientemente resistente para soportar el esfuerzo de cierre de la fractura tanto al final del tratamiento, como durante la producción del pozo, donde se experimenta cambios a los esfuerzos de la formación y presión fluvente.

Los soportantes livianos se trituran ante esfuerzos de cierre demasiado grandes y se incrustaran en la cara de la fractura sí, por el contrario los esfuerzos son bajos o la roca es débil.

Ambos efectos son detrimentales para la conductividad final de la fractura, por lo que es necesario buscar un equilibrio. Además, el agente de sostén debe proporcionar un contraste necesario con la permeabilidad de la formación para asegurar el incremento de la producción post fractura.

Basados en esto se ha seleccionado y comparado los rendimientos de diferentes agentes soportantes.

Considerando un gradiente de fractura de 0.77 psi/ft y una presión fluyente de 500 psi al final de la vida productiva del pozo, se espera una presión de 7700 psi, sobre el agente de sostén como máximo. Mayores presiones fluyentes representan menor esfuerzo de cierre sobre el soportante. En esa región de esfuerzos, el Carbolite 16/20 presenta mejores características de permeabilidad, por lo que es el soportante recomendado para el tratamiento.

4.2.3 Esquema de Bombeo

El diseño preliminar se realizó para obtener una longitud empacada alrededor de 158.5 pies y una conductividad de 8893 md-ft.

Descripción del Trabajo						
Nombre de la etapa	Tasa de Bombeo (bbl/min)	Nombre del Fluido	Volumen por Etapa de Fluido (gal)	Concentración del gel . (lb/mgal)	Tipo de Soportante	Conc. Soport. (lb/gal)
PAD	15.0	YF140.1HTD	5000	40.0		0.0
1.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	1.0
2.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	2.0
3.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	3.0
4.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	4.0
6.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1500	40.0	16/20 C-Lite	6.0
8.0 PPA	15.0	YF140.1HTD	1500	40.0	16/20 C-Lite	8.0
FLUSH	15.0	WF130	3909	30.0		0.0

Fuente Departamento de Ingeniería de Petróleo-Libertador

Tabla 21 Esquema de bombeo PRH-3B

Total de Fluidos		
12000 gal	De	YF140.1HTD
3909 gal	De	WF130

Total Soportante		
31000 lb	De	16/20 C-Lite

4.2.4 Resultados de la simulación del fracturamiento

Lo siguiente son los resultados de la simulación del Software **FracCADE**, usando un modelo Pseudo 3-D Vertical. La conductividad y Fcd Efectivo son calculados basados en intervalos disparados con alturas netas positivas.

La simulación del diseño para el intervalo propuesto, indica lo siguiente:

Geometría de Fractura		
		Diseño
Longitud de Fractura	Pies	160
Altura de Fractura	Pies	36
Ancho de Fractura	Pulg.	0.321
Conductividad Promedia	md-ft	10997
FCD		0.5
Presión Neta	psi	4842
Máxima presión en superficie	psi	5717
Daño equivalente		-3.7

Tabla 22 Resultados de la simulación del fracturamiento

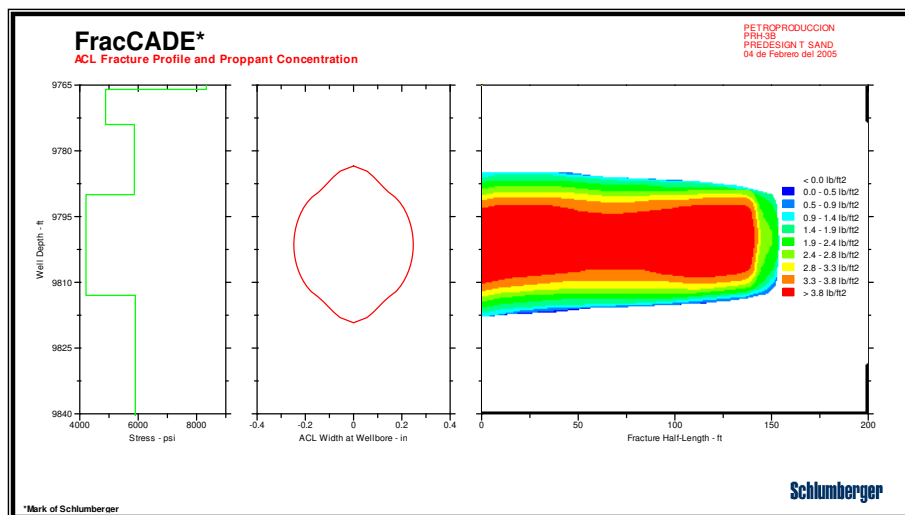
Resultados de la Simulación por Segmento de Fractura							
De (ft)	a (ft)	Conc. Soport. al Final de Bombeo (lb/gal)	Ancho de Fractura (in)	Altura Fractura (ft)	Conc. Soport. (lb/ft²)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Conductividad de Fractura (md.ft)
0.0	39.6	8.3	0.358	35.1	3.31	555.5	9977
39.6	79.3	8.0	0.379	33.0	3.49	602.7	10738
79.3	118.9	7.5	0.399	30.5	3.68	588.5	10976
118.9	158.5	4.4	0.162	24.3	1.49	933.1	4214

Tabla 23 Resultados de la Simulación por Segmento de Fractura

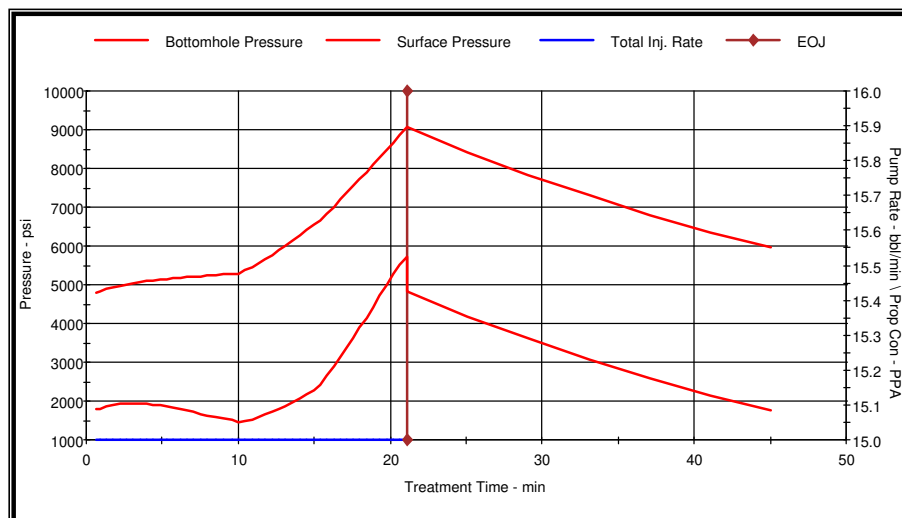
Datos de Geometría de la Fractura por zona para la predicción de producción							
NOMBRE DE LA ZONA	Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Gross Height (ft)	Altura Neta (ft)	Ancho de Fractura (in)	Longitud de Fractura (ft)	Conductividad de Fractura (md.ft)
LUTITA	9750.0	9750.0	16.0	0.0	0.000	0.0	0
ARENA-Ts	9766.0	9766.0	8.0	8.0	0.000	0.0	0
LUTITA	9774.0	9774.0	16.0	0.0	0.183	143.4	4947
ARENA-Ti	9790.0	9790.0	23.0	23.0	0.406	158.5	10974
LUTITA	9813.0	9813.0	55.0	0.0	0.181	143.6	4910

Tabla 24 Datos de Geometría de la Fractura por zona para la predicción de producción.

4.2.4.1 Gráfico del perfil de la fractura y concentración de soportante



4.2.4.2 Estimado de Comportamiento de Presiones y Potencia Final



4.3 POZO PARAHUACU - 07

4.3.1 Selección del fluido de Fractura

Para la selección del fluido de fractura se fijó como prioridad la utilización de un sistema que diera la mayor posibilidad de limpieza en el empaque de la fractura posterior al tratamiento.

Este es un parámetro de vital importancia para lograr que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad necesario para incrementar la producción del pozo significativamente.

Basado en lo anteriormente expuesto y en la temperatura estimada de yacimiento (225°F), Se propone utilizar el sistema YF130.1HTD, como fluido de fractura, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, la cuál nos llevaría a obtener la geometría de fractura necesaria para obtener el incremento de producción deseada.

4.3.2 Selección del Material Soportante

La principal función del agente de soporte es mantener la conductividad de la fractura durante la vida productiva del pozo,

para ello debe ser lo suficientemente resistente para soportar el esfuerzo de cierre de la fractura tanto al final del tratamiento, como durante la producción del pozo, Donde se experimenta cambios a los esfuerzos de la formación y presión fluyente.

Los soportantes livianos se trituran ante esfuerzos de cierre demasiado grandes y se incrustaran en la cara de la fractura sí, por el contrario los esfuerzos son bajos o la roca es débil.

Ambos efectos son detrimentales para la conductividad final de la fractura, por lo que es necesario buscar un equilibrio. Además, el agente de soporte debe proporcionar un contraste necesario con la permeabilidad de la formación para asegurar el incremento de la producción post fractura.

Basados en esto se seleccionó y comparó los rendimientos de diferentes agentes soportantes.

Considerando un gradiente de fractura de 0.67 psi/ft y una presión fluyente de 500 psi al final de la vida productiva del pozo, se espera una presión de 6000 psi, sobre el agente de sostén como máximo. Mayores presiones fluyentes representan menor esfuerzo de cierre sobre el soportante. En esa región de esfuerzos, el Carbolite 16/20 presenta mejores características

de permeabilidad, por lo que es el soportante recomendado para el tratamiento.

4.3.3 Esquema de Bombeo

El diseño preliminar se realizó para obtener una longitud empacada alrededor de 102.6 pies y una conductividad de 6279 md-ft.

Descripción del Trabajo						
Nombre de la etapa	Tasa de Bombeo (bbl/min)	Nombre del Fluido	Volumen por Etapa de Fluido (gal)	Concentración del gel. (lb/mgal)	Tipo de Soportante	Conc. Soport. (lb/gal)
PAD	20.0	YF130.1HTD	4000	30.0		0.0
1.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	2000	30.0	16/20 C-Lite	1.0
2.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	2000	30.0	16/20 C-Lite	2.0
3.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	2000	30.0	16/20 C-Lite	3.0
4.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	1000	30.0	16/20 C-Lite	4.0
6.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	1000	30.0	16/20 C-Lite	6.0
8.0 PPA	20.0	YF130.1HTD	1000	30.0	16/20 C-Lite	8.0
FLUSH	15.0	WF130	3853	30.0		0.0

Total de Fluidos		
13000 gal	de	YF130.1HTD
3853 gal	de	WF130

Total Soportante		
30000 lb	de	16/20 C-Lite

Tabla 25 Esquema de bombeo PRH-07

4.3.4 Resultados de la simulación del fracturamiento

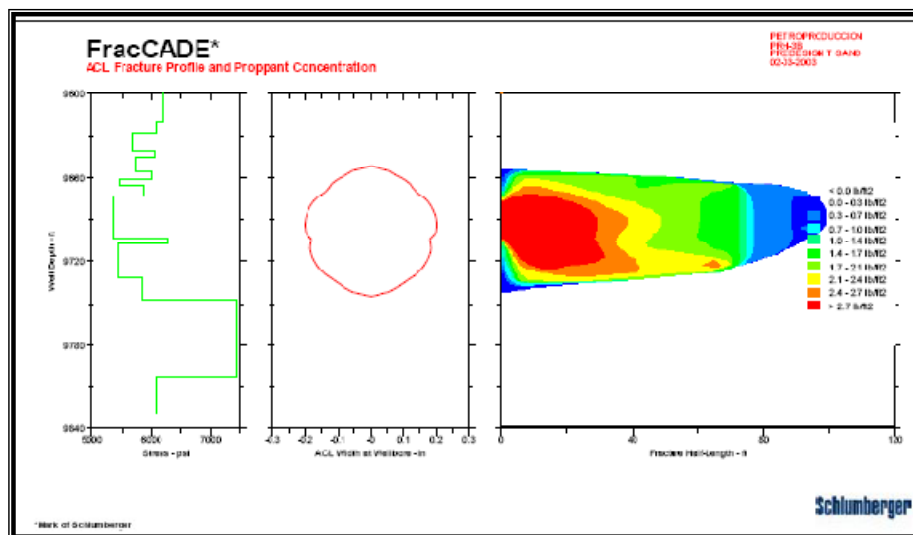
Lo siguiente son los resultados de la simulación del Software **FracCADE**, usando un modelo Pseudo 3-D Vertical. La conductividad efectiva y Fcd Efectivo son calculados basados en intervalos disparados con alturas netas positivas.

La simulación del diseño para el intervalo propuesto, indica lo siguiente:

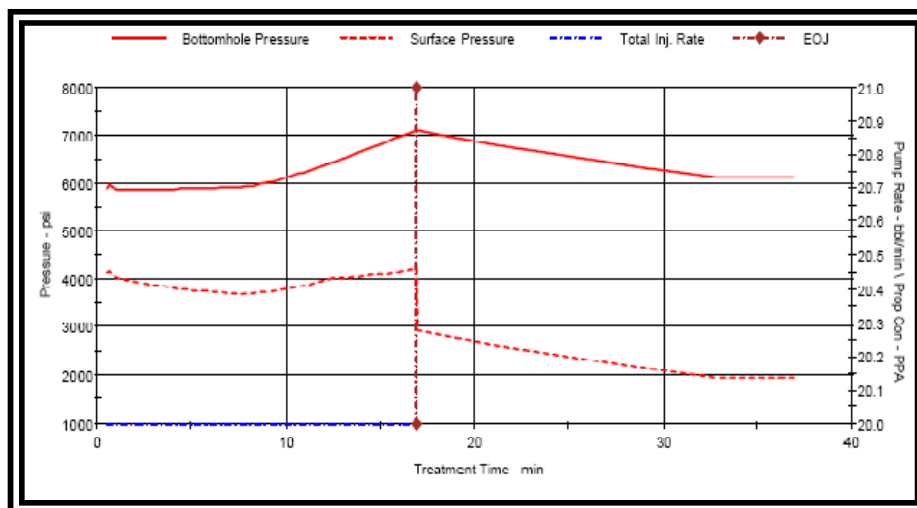
Geometría de Fractura		
		Diseño
Longitud de Fractura	Pies	90.1
Altura de Fractura	Pies	92.8
Ancho de Fractura	Pulg.	0.184
Conductividad Promedia	md-ft	10997
FCD		1.4
Presión Neta	psi	3260
Máxima presión en superficie	psi	4898
Daño equivalente		-3.7

Tabla 26 Resultados de la simulación del fracturamiento

4.3.4.1 Grafico del perfil de la fractura y concentración de soportante.



4.3.4.1 Estimado de Comportamiento de Presiones y Potencia Final



4.4 SIMULACIÓN DEL POZO CANDIDATO PARAHUACU 08

Como se mencionó anteriormente, los objetivos principales en yacimientos de moderada permeabilidad, son crear fracturas suficientemente largas y angostas, minimizar el costo del tratamiento y primordialmente generar un canal de alta conductividad que comunique el yacimiento con la pared del pozo. Estos objetivos se logran mediante un buen trabajo de diseño de la operación, que implica, la selección correcta de la tasa de bombeo, tipo de fluido, volumen de pad y de las etapas, concentración de material soportante en las diferentes etapas y tipo del material soportante.

La mayoría de estas variables, pueden ser calculadas mediante el uso del simulador matemático de fracturamiento hidráulico FracCADE.

La tasa de bombeo y la viscosidad del fluido, especialmente del pad, tendrán una gran injerencia en la geometría de la fractura, especialmente en el ancho de la misma.

La selección del tipo de material soportante deberá estar basada en las condiciones del yacimiento, presiones de cierre, incremento de producción, tipo de las perforaciones y especialmente el contraste de permeabilidades obtenido entre la permeabilidad del yacimiento y la permeabilidad obtenida en la fractura, determinada básicamente por el tipo de material soportante.

Para determinar finalmente los volúmenes, especialmente el del Pad, se hace extremadamente necesario realizar previo al tratamiento de fracturamiento hidráulico un mini-frac, el cual permita evaluar el leak-off que tiene el fluido en la formación y ajustar valores de esfuerzos de la formación y geometría de la fractura. Estos valores son muy importantes para que se pueda ajustar el simulador a condiciones reales de la operación y optimizar así el diseño final buscando un empaquetamiento forzado del soportante.

4.4.1 Selección del Fluido de Fractura

De acuerdo a la permeabilidad que presenta este pozo, se necesita diseñar una fractura larga y angosta; por tal razón, se necesitan mayores volúmenes areales y además utilizar un fluido de mayor viscosidad que el utilizado en los trabajos anteriores. Lo que permitirá un mejor manejo de la fractura, tanto en superficie como en el fondo; motivo por el cual Schlumberger proponer como fluido de fractura, el YF140.1HTD Frac Fluid.

4.4.2 Selección del Material Soportante

Para la selección del material soportante también se utilizó el Software FracCADE, el cual permite predecir la permeabilidad de la fractura bajo diferentes variables: tipos de material soportante, diferentes tamaños, concentración final en la fractura y presión de cierre. El software interactúa con diferentes propiedades de la roca, como el módulo de Young, la presión final de cierre y con las características del fluido para determinar el porcentaje de permeabilidad retenida generado por el fluido.

En el primer caso, se hace una comparación entre los diferentes tipos de soportantes más comerciales y disponibles en el mercado, manteniendo como constantes las demás variables.

Para este caso se consideraron los siguientes tipos de material soportante:

1. Arena 20/40 Jordan
2. EconoProp 20/40
3. Carbolita 20/40
4. Sin Bauxita 20/40

Los resultados son presentados en la siguiente gráfica:

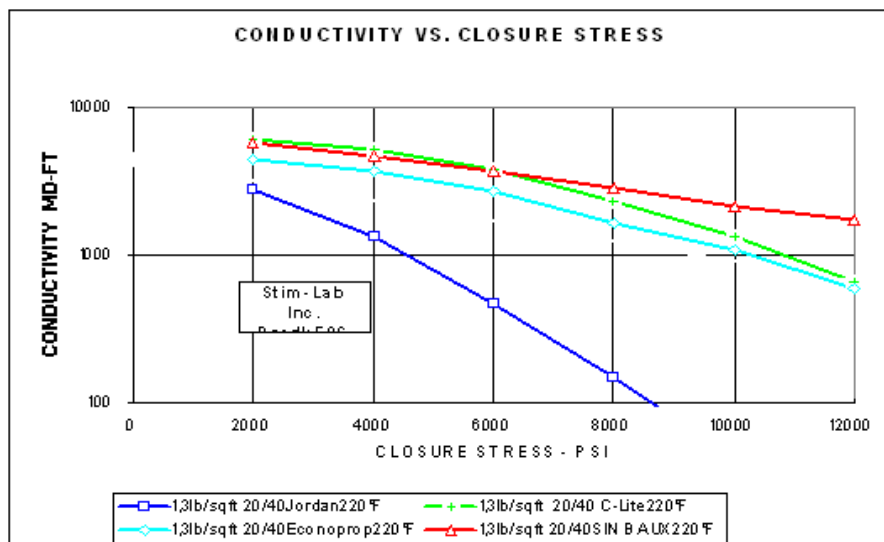


Figura 4.1 Conductividad versus Esfuerzo

Como se puede ver en la gráfica, los valores mayores de conductividad son obtenidos con la Carbolita 20/40. Se ve que el valor de conductividad encontrado con la arena es muy bajo, debido a que los esfuerzos de cierre a 6000 psi (estimados) están por encima de los límites de trabajo de la arena.

Para este tipo de operaciones en donde los volúmenes de agente sostén no son muy grandes, la selección de uno o de otro no tiene gran impacto en el costo final de la operación. Por otra parte, si se ve una gran diferencia en los valores de conductividad obtenida.

Los resultados se encuentran resumidos en la siguiente tabla:

Material Soportante	Conductividad @ 6000 psi (Esfuerzos de cierre)
Arena 20/40 Jordan	471 md-ft
EconoProp 20/40	3823 md-ft
Carbolita 20/40	2736 md-ft
Sin Bauxita 20/40	3672 md-ft

Tabla 27 Conductividad versus Esfuerzo

La siguiente gráfica, muestra los valores estimados de permeabilidad en la zona empaquetada versus el esfuerzo de cierre. Los siguientes resultados asumen un empaquetamiento y concentración final de material sustentante en la fractura de 1,3 lb/sq.ft.

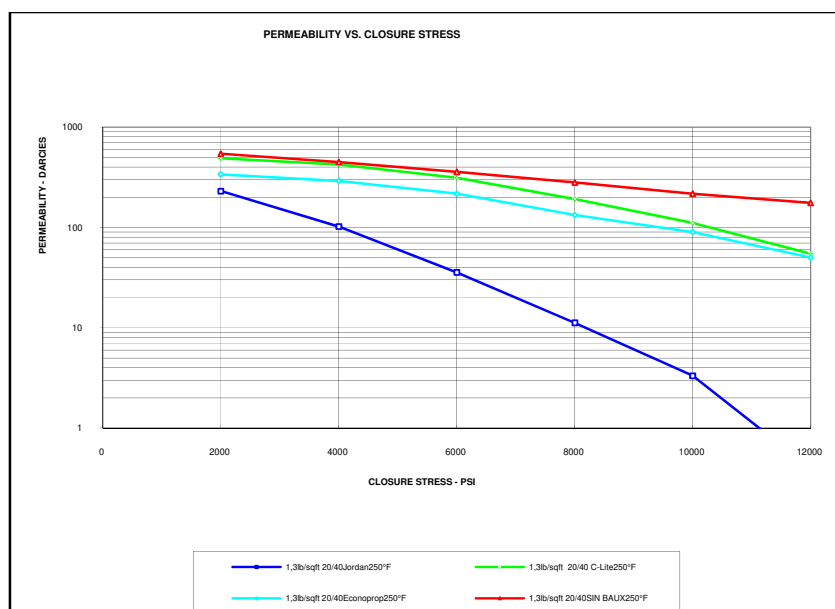


Figura 4.2 Permeabilidad versus Esfuerzo

Los resultados se encuentran resumidos en la siguiente tabla:

Material Soportante	Permeabilidad @ 6000 psi (Esfuerzos de cierre)
Arena 20/40 Jordan	35 Darcies
EconoProp 20/40	212 Darcies
Carbolite 20/40	218 Darcies
Sin Bauxita 20/40	358 Darcies

Tabla 28 Permeabilidad versus Esfuerzo

Como se puede observar en la gráfica, los mejores valores de permeabilidad son obtenidos por la bauxita y la carbolita. Para este caso en el que el valor del esfuerzo al cierre no debe ser mayor a 6000 psi, considerando que la presión del yacimiento es de 1589 psi y que el yacimiento se encuentra a una profundidad de 9758 ft media de la arena.

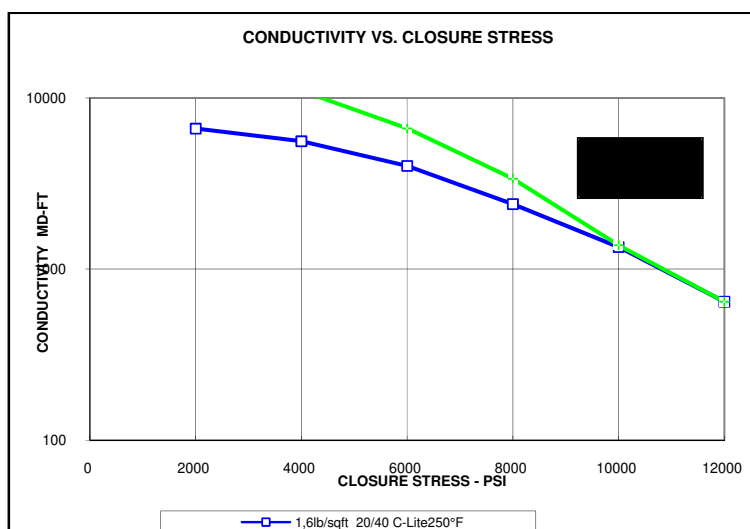
Conclusión: Usando el simulador “FracCADE”, los mejores valores de conductividad y permeabilidad de la fractura fueron obtenidos mediante la utilización de la Bauxita 20/40 y Carbolita 20/40, siendo más conductiva la carbolita. Con respecto a la permeabilidad de la fractura empaquetada, ambas tienen valores similares y bastante altos. Schlumberger teniendo en cuenta la experiencia de trabajos anteriores, recomienda en

este caso la utilización de la Carbolita 20/40 como material soportante, por su buena conductividad.

4.4.3 Selección del Tamaño del Material Soportante

Para la selección del tamaño, se utilizó el mismo software., realizando un análisis de sensibilidad trabajando básicamente con los dos tamaños que por experiencia aplicarían en este caso Carbolita 20/40 y 16/20.

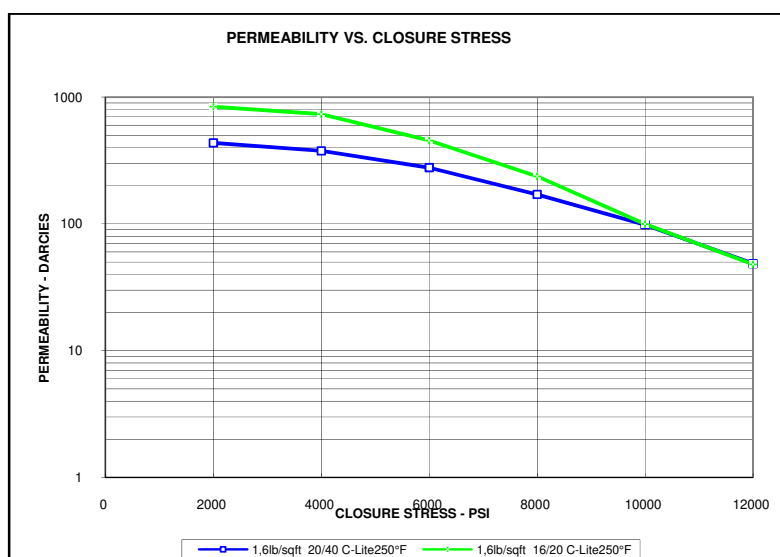
La siguiente gráfica muestra los resultados:



Como se puede ver en la gráfica, los mejores resultados obtenidos se encuentran utilizando Carbolita 16/20 (Conductividad = 6644 md-ft @ 6000 psi closure stress). Para

la Carbolita 20/40 el valor de conductividad es de 4007 md-ft @ 6000 psi de closure stress, necesario para este trabajo.

Como se observa en la gráfica, lo más aconsejable sería el uso de la malla 16/20 pero por razones de tamaño de arena de formación, Schlumberger recomienda utilizar la malla 20/40.



La gráfica anterior, muestra una significativa ganancia con respecto a la permeabilidad obtenida con un empaquetamiento de 1.6 lbs/sq.ft. El valor logrado utilizando Carbolita 20/40 es de 278 Darcies, comparado con el obtenido con Carbolita 16/20 de 445 Darcies, referenciándola siempre a 6000 psi de “closure stress”.

Estas respuestas eran de esperarse debido al tamaño más grande de la Carbolita 16/20; sin embargo, debido a que en los trabajos anteriores de este tipo se realizaron con Carbolita obteniendo buen resultado como agente de sostén se recomienda utilizar Carbolita 20/40 la misma que es más de acuerdo con el esfuerzo de la formación.

4.4.3 Esquema de Bombeo

El diseño preliminar se realizó para obtener una longitud empacada alrededor de 33.5 pies y una conductividad de 12543 md-ft.

Descripción del Trabajo						
Nombre de la etapa	Tasa de Bombeo (bbl/min)	Nombre del Fluido	Volumen por Etapa de Fluido (gal)	Concentración del gel. (lb/mgal)	Tipo de Soportante	Conc. Prop. (PPA)
PAD	14.0	YF140.1HTD	6500	40.0		0.0
0.5 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	0.5
1.0 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	1.0
2.0 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	2.0
3.0 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	3.0
4.0 PPA	14.0	YF140.1HTD	1000	40.0	16/20 C-Lite	4.0
5.0 PPA	14.0	YF140 HTD w/	1100	40.0	16/20 C-Lite	5.0
6.0 PPA	14.0	YF140 HTD w/	1300	40.0	16/20 C-Lite	6.0
7.0 PPA	14.0	YF140 HTD w/	1400	40.0	16/20 C-Lite	7.0
FLUSH	14.0	WF120	3522	20.0		0.0

Total de Fluidos		
11500 gal	De	YF140.1HTD
3800 gal	De	YF140 HTD w/
3522 gal	De	WF120
Total Soportante		
33600 lb	De	16/20 C-Lite

Tabla 29 Esquema de bombeo PRH-08

4.4.4 Resultados de la simulación del fracturamiento

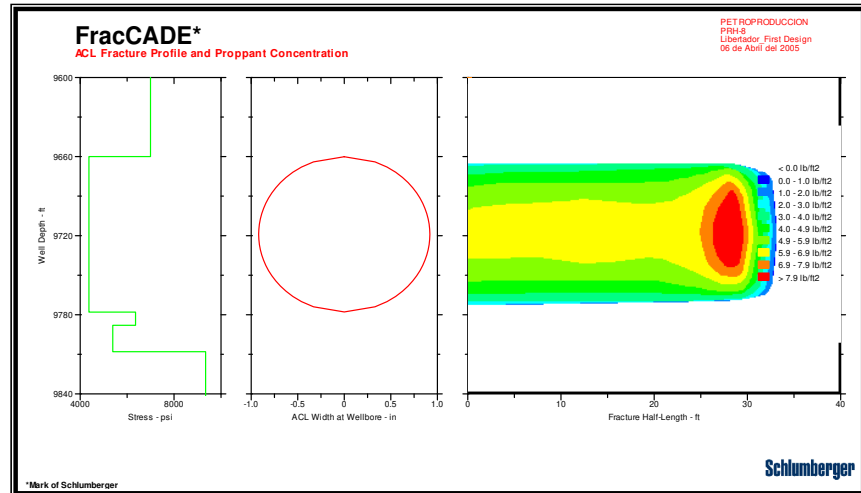
Lo siguiente son los resultados de la simulación del Software **FracCADE**, usando un modelo Pseudo 3-D Vertical. La conductividad efectiva y Fcd Efectivo son calculados basados en intervalos disparados con alturas netas positivas.

La simulación del diseño para el intervalo propuesto, indica lo siguiente:

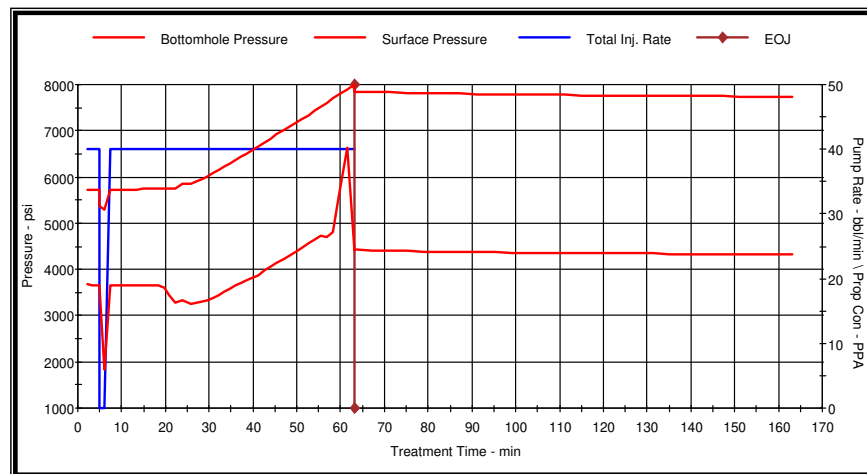
Geometría de Fractura		
		Diseño
Longitud de Fractura	Pies	117.8
Altura de Fractura	Pies	33.5
Ancho de Fractura	Pulg.	0.455
Conductividad Promedia	md-ft	17009
FCD		3,4
Presión Neta	psi	2254
Máxima presión en superficie	psi	3160

Tabla 30 Resultados de la simulación del fracturamiento

4.4.4.1 Grafico del perfil de la fractura y concentración de soportante.



4.4.4.2 Estimado de Comportamiento de Presiones de trabajo



CAPÍTULO 5

DISCUSION DE RESULTADOS

5.1 POZO PARAHUACU - 07

5.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS FRACTURAMIENTO

Las arenas “Tinferior+superior” del pozo Parahuacu 7 se estimuló con un tratamiento de fractura el día 25 de Diciembre del 2004. El tratamiento consistió en un MiniFRAC, y un FRAC Principal con Soportante Carbolita Resinado 16/20.

El pozo Parahuacu 7, basado en la historia de la producción de la arena de Napo T inferior y luego de la intervención del pozo en Octubre del 2004, cuando el pozo quedó produciendo de las arenas T inferior y superior fue elegido en un campo de estudio como candidato posible para estimulación de fractura. Una de las pruebas del pozo inmediatamente antes del tratamiento

indicó 8,8 de daño en la formación, permeabilidad promedio de 10 md, presión del reservorio de 1804 psi, y presión de fondo fluyente de 660 psi.

La litología, propiedades de la roca y comportamiento del fluido fueron modelados utilizando el simulador tridimensional FracCADE. Los datos de la declinación de presión de las prueba del MiniFRAC fueron analizados en la locación para obtener un gradiente de fractura y gradiente de cierre y permitir calibrar el modelo y realizar una correlación de la presión neta predecida con la presión neta medida. El trabajo fue bombeado basado en el diseño modificado. Después del tratamiento principal el análisis de la fractura fue realizado nuevamente. Las dimensiones de fractura resultantes son incluidas en este análisis.

5.1.2 MiniFRAC

Previo al trabajo principal de fracturamiento se realizó el MiniFRAC con la finalidad de determinar parámetros importantes de fractura. El MiniFRAC consistió en una prueba de tasa escalonada ascendente (Step Rate Test) y descendente (Step Down Test), realizada con **160 Bbls de**

FreFLO y una prueba de calibración realizada con **110 bbl** del fluido de fractura **YF135HTD** que fue desplazado con **85 bbl** de fluido lineal **WF135**. Del SRT se determinó una Presión de Extensión de Fractura de **5720 psi** y del SDT se determinó que se tenía una excesiva caída de presión en la boca del pozo (1800 psi) originada por un efecto combinado de fricción en las perforaciones y tortuosidad.

Este comportamiento podría justificar el bombeo de un bache de arena antes de la fractura, sin embargo durante la prueba de calibración esta fricción se ve reducida hasta un valor de **800 psi** por el hecho de usar un fluido más viscoso.

De la prueba de calibración se determinó una Gradiente de Fractura de **0.45 psi/ft**, la presión declinó rápidamente por debajo de cero en superficie, imposibilitando la determinación de la Eficiencia de Fluido y el Coeficiente Efectivo de Filtrado.

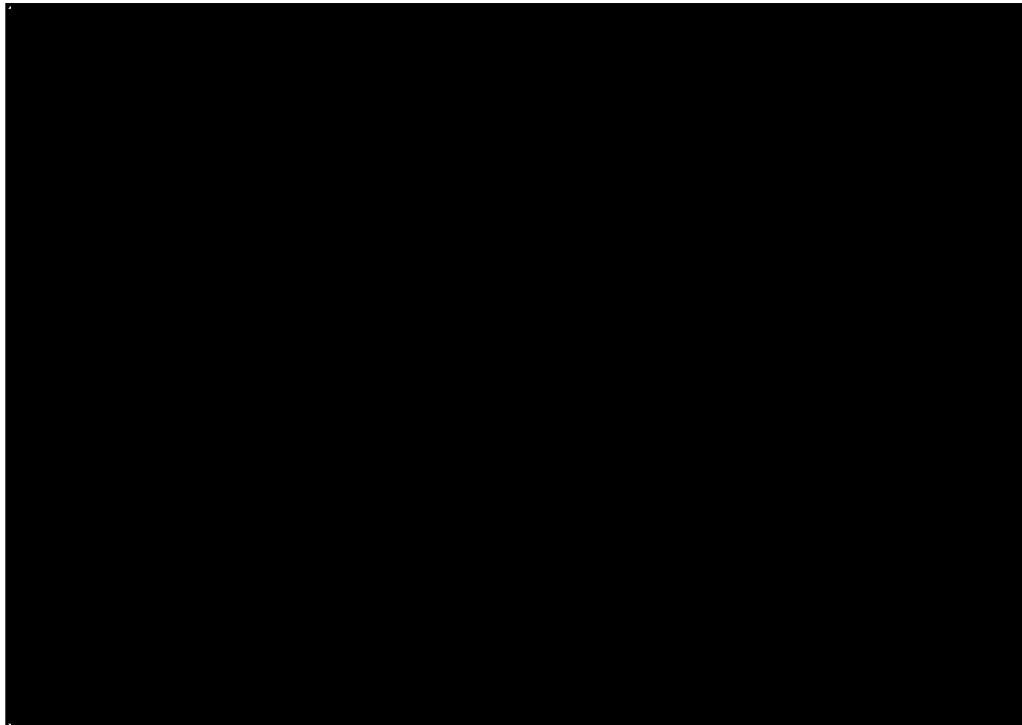


Figura 5.1 Datos de la Ejecución de Data FRAC PRH-07

5.1.3 Fractura Principal

Basados en el comportamiento de presión observado durante el MiniFRAC se hicieron algunos cambios al programa original con la finalidad de generar exitosamente la geometría de fractura buscada, estos cambios incluían:

- Incremento de la tasa de bombeo de **18 a 20 bpm**
- Incremento de la concentración de polímero en el fluido de fractura **de 35 a 40 lbs/1000gal.**

- Incremente del volumen de Colchón de **95 a 145 bbl**.
- Reducción de las expectativas de máxima concentración de soportante de **8 ppg a 5 ppg**. Sin embargo si las presiones de bombeo lo permitían se buscaría llegar hasta una concentración máxima de **7.0 ppg**.

El tratamiento final se hizo bombeando **460 bbl** de fluido de fractura y **290 sxs** de soportante Carbolita Resinado 16/20. El bombeo se hizo a una tasa de **20 bpm** y alcanzando una presión máxima de **5023 psi** al final del tratamiento. Se lograron colocar **283 sxs** de soportante a la formación. Según el ajuste de presiones de fractura se obtuvo una **Longitud de Fractura de 117 pies**, **Altura de Fractura de 75 pies** y un **Ancho de Fractura de 0.21 pulgadas**.

Gráfica de Datos del Tratamiento

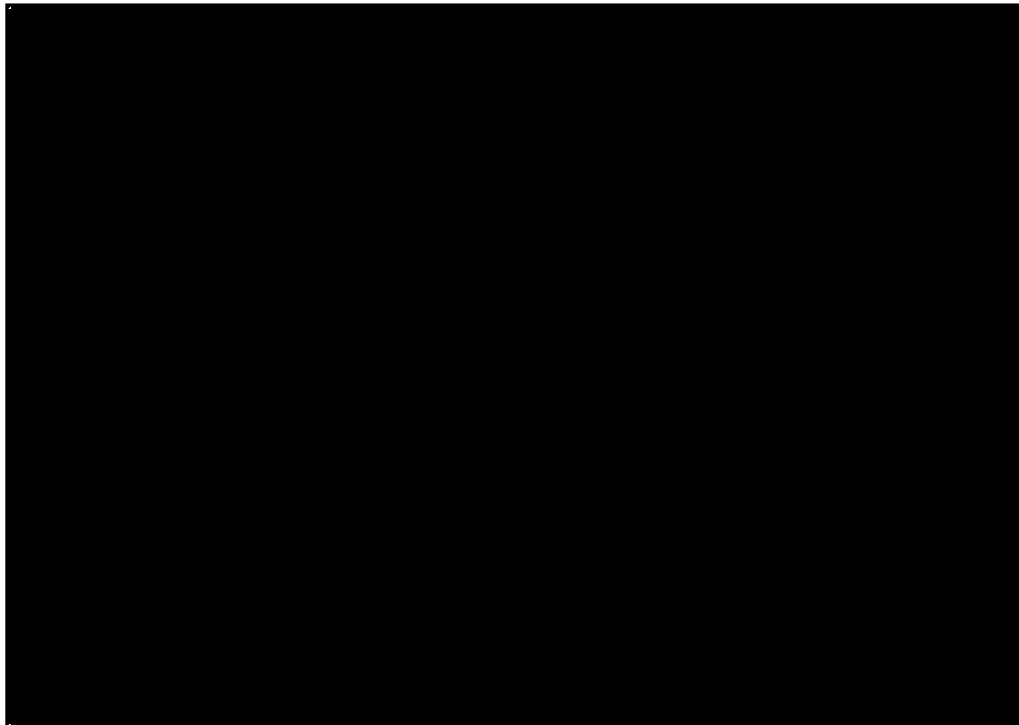


Fig. 5.2 Datos de la ejecución del Fracturamiento PRH-07.

Nota: La presión de fondo es obtenida de los sensores de presión corridos a la profundidad de 9,658 pies.

5.1.3.1 Esquema de Bombeo

Ejecución Real de Trabajo					
Nombre del Fluido	Volumen de Fluido	Tipo y masa del soportante	Masa Soportante	Tiempo (minutos)	Notas
YF140HTD	6173		0	7.5	Pad Fluid
YF135.1HTD	10243	16/20 Carbolita	29161	13.4	Slurry Fluid
WF130	3150		0	22.1	Flush Fluid

Las dimensiones de fractura resultantes, así como todos los datos del pozo antes del trabajo son mostrados continuación.

Resumen General del Tratamiento		
	PROPUESTO	EJECUCIÓN
Volumen de Fluido de Fractura	13000 Gal.	15834 Gal.
Volumen de Soportante	30000 Lbs.	29000 Lbs.
Longitud de Fractura	90.1 ft.	117 ft.
Altura de Fractura	92.8 ft.	75 ft.
Ancho de Fractura	0.184 in	0,211 in
Conductividad Efectiva	10997 md-ft	5992 md-ft
FCD	1.4	0,9
Daño equivalente	-3.7	-4.1
Coeficiente Efectivo de Filtrado	0.006 ft/min ^{0.5}	0.001 ft/min ^{0.5}
Spurt loss	2.4 Gal/100 ft ²	3.5 Gal/100 ft ²

Tabla 31 Resultados del fracturamiento PRH-07

5.2 POZO PARAHUACU 3B

5.2.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS FRACTURAMIENTO

La arena “Tinferior” del pozo Parahuacu 3B se estimuló con un tratamiento de fractura el día 31 de Mayo del 2005. El tratamiento consistió en un MiniFRAC, y un FRAC Principal con Soportante Carbolita Resinado 16/20.

La litología, propiedades de la roca y comportamiento del fluido fueron modelados utilizando el simulador tridimensional FracCADE. Los datos de la declinación de presión de las prueba del MiniFRAC fueron analizados en la locación para obtener un gradiente de fractura y gradiente de cierre y permitir calibrar el modelo y realizar una correlación de la presión neta predecida con la presión neta medida. El trabajo fue bombeado basado en el diseño modificado. Después del tratamiento principal el análisis de la fractura fue realizado nuevamente. Las dimensiones de fractura resultantes son incluidas en este análisis.

5.2.2 MiniFRAC

Previo al trabajo principal de fracturamiento se realizó el MiniFRAC con la finalidad de determinar parámetros importantes de fractura. El MiniFRAC consistió en una prueba de tasa escalonada ascendente (Step Rate Test) y descendente (Step Down Test), realizada con **172 Bbls de FreFLO** y una prueba de calibración realizada con **173 bbl** del fluido de fractura **YF135HTD** que fue desplazado con **85 bbl** del gel lineal **WF140**.

De la prueba de tasa escalonada ascendente (SRT) se determinó una Presión de Extensión de Fractura de **7700 psi** y de la prueba de tasa escalonada descendente (SDT) se determinó que se tenía una excesiva caída de presión en la boca del pozo de 2500 psi originada por un efecto combinado de fricción en las perforaciones y tortuosidad.

Este comportamiento podría justificar el bombeo de un bache de arena antes de la fractura, sin embargo durante la prueba de calibración esta fricción se ve reducida hasta un valor de **1200psi** por el hecho de usar un fluido más viscoso.

De la prueba de calibración se determinó una Gradiente de Fractura de **0.77 psi/ft**.

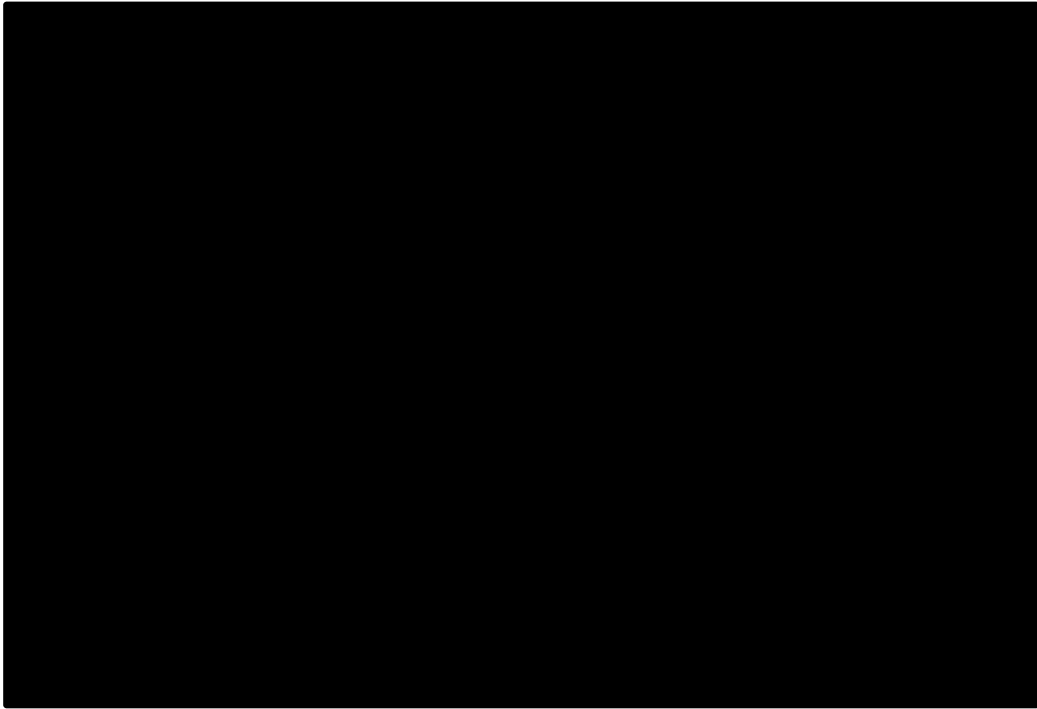


Figura 5.3 Datos de la Ejecución de Data FRAC PRH-3B

5.2.3 Fractura Principal

Basados en el comportamiento de presión observado durante el MiniFRAC se hicieron algunos cambios al programa original con la finalidad de generar exitosamente la geometría de fractura buscada, estos cambios incluían:

- Incremento de la concentración de polímero en el fluido de fractura **de 35 a 40 lbs/1000gal.**
- Incremento del volumen de Colchón de **170 bbl.**

El tratamiento final se hizo bombeando **386 bbl** de fluido de fractura y **290 sxs** de soportante Carbolita Resinado 16/20. El bombeo se hizo a una tasa de **15 bpm** y alcanzando una presión máxima de **7000 psi** al final del tratamiento. Se lograron colocar **100 sxs** de soportante a la formación. Según el ajuste de presiones de fractura se obtuvo una **Longitud de Fractura apuntalada de 30 pies, Altura de Fractura de 23 pies** y un **Ancho de Fractura de 0.21 pulgadas**.

La operación de fractura estaba siendo bombeada de acuerdo al diseño, los parámetros de operación estaban normales (caudal de bombeo, concentración de activador, rompedor, soportante) y las presiones tenían bastante similitud con lo observado en el pozo anterior fracturado en el mismo campo (Parahuacu 07 en el diciembre del 2005).

La única diferencia entre estos dos trabajos, era una presión de tratamiento aproximadamente 500 psi superior a la que se tenía en el mencionado tratamiento del pozo PRH-07. Esto fue causado directamente por el gradiente de fractura más elevado, observado en PRH-3B (comparando los gradientes, PRH-3B tenía 0.77 psi/ft, mientras que PRH-07 tenía 0.45 psi/ft).

Cuando se bombeaba la etapa de 8.0 ppg, se produjo un

incremento brusco de presión neta, lo cual indicaba que había un arenamiento en el vértice. Apenas segundos más tarde, se produjo el arenamiento prematuro, alcanzando una presión de aproximadamente 10,000 psi.

Como puede observarse en la gráfica del trabajo (Fig 5.4), no existieron problemas operacionales con el equipo de fractura en superficie, en cuanto a caudal de bombeo, alimentación de activador, rompedores, soportante, etc. Es decir se encontraban dentro de los parámetros diseñados.

De esta manera se descarta la posibilidad de un daño de equipos como causa de arenamiento prematuro.

Únicamente las etapas desde 1 a 4 ppg lograron penetrar dentro de la formación, un total aproximado de 10,000 lb.

Inmediatamente luego del fracturamiento hidráulico se movilizó la unidad de coiled tubing con el objeto de realizar la limpieza del material soportante. La tubería pudo ser bajada únicamente hasta el no-go, por seguridad para evitar riesgo de atascamiento.

Gráfica de Datos del Tratamiento

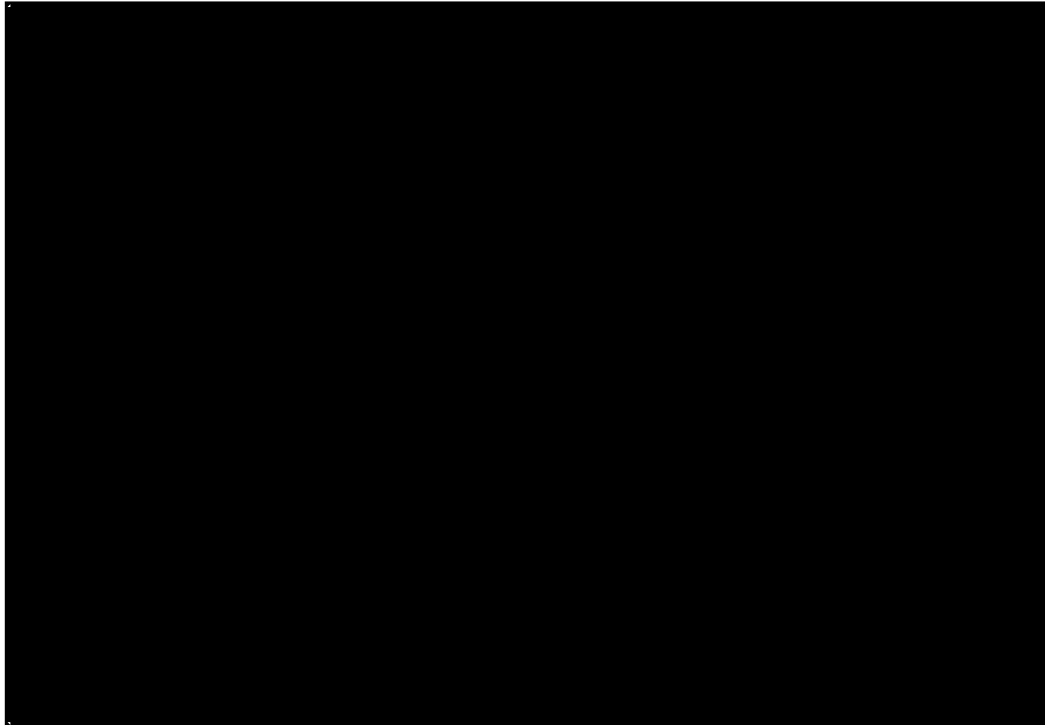


Figura 5.4 Datos de la ejecución del Fracturamiento PRH-3B.

5.2.3.1 Esquema de Bombeo

Ejecución Real de Trabajo					
Nombre del Fluido	Volumen de Fluido	Tipo y masa del soportante	Masa Soportante (lb)	Tiempo (minutos)	Notas
YF140HTD	8034		0	13.2	Pad Fluid
YF140HTD	6630	16/20 Carbolita	29437	13.8	

Las dimensiones de fractura resultantes, así como todos los datos del pozo antes del trabajo son mostrados continuación.

Resumen General del Tratamiento		
	PROPUESTO	EJECUCION
Volumen de Fluido de Fractura	12000 Gal.	14691 Gal.
Volumen de Soportante	31000 Lbs.	10000 Lbs.
Longitud de Fractura	160 ft.	32 ft.
Altura de Fractura	36 ft.	23 ft.
Ancho de Fractura	0.32 in	0 in
Conductividad Promedio	10997 md-ft	3983 md-ft
FCD	0.5	16,4
Daño equivalente	-3.7	0
Coefficiente Efectivo de Filtrado	0.006 ft/min ^{0.5}	0.07 ft/min ^{0.5}
Spurt loss	2.4 Gal/100 ft ²	2.4 Gal/100 ft ²

Tabla 32 Resultados del fracturamiento PRH-3B

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS COMPARATIVO Y ECONÓMICO

6.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON OTRA TÉCNICA

Una de las técnicas de estimulación es la acidificación matricial, consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción. La estimulación matricial se lleva a cabo inyectando fluidos en la formación, reactivos o no, en régimen de flujo radial, a presiones inferiores a la presión de fracturamiento de la formación con el objeto de eliminar el daño presente y restaurar la permeabilidad a su valor original.

Otra técnica de estimular a un pozo que ha venido decayendo su producción es la del Fracturamiento Acido: el cual consiste en la inyección de ácido a una presión suficientemente alta para generar una

fractura o abrir aún más las que existen. Este método de la acidificación es usado para estimular carbonatos (calizas y dolomitas).

Tienen el mismo principio que el fracturamiento hidráulico con agente de soporte, el cual es el aumento de la producción determinado por la longitud y el contraste de fractura acidificada.

El fluido con el que se fractura, puede ser el mismo ácido o bien un colchón viscoso inyectado inmediatamente antes del ácido. Se aplican los mismos modelos que los que se usan para el fracturamiento hidráulico.

El ácido que se utiliza para fracturar en dolomitas reacciona más lentamente que con calizas. Evidentemente la penetración aumenta en las dolomitas. La diferencia es mayor a bajas temperaturas.

Raramente una formación es caliza pura o dolomitas. Para mezclas de ambos carbonatos la penetración estará entre las predicciones para ambos componentes.

Si la formación contiene arena u otros elementos que no reaccionan con ácido clorhídrico, se debe realizar ensayos representativos.

Se recomienda el uso del Fracturamiento Hidráulico, ya que Observando el tipo de arena que tenemos en los intervalos productores del Campo Parahuacu nos damos cuenta que tienen alta presencia de

Kaolinita (20%), que origina un daño severo por migración de finos. Estos finos podrían ser removidos por una acidificación matricial, sin embargo no tardaría en presentarse nuevamente. Un tratamiento de Fracturamiento ácido permite sobrepasar la zona de daño y a la vez crea canales en la formación, debido a que la formación no es muy consolidada volveríamos a tener migración de finos, En Cambio el fracturamiento hidráulico por usar soportante, minimiza el daño restringiendo con ello la migración de finos e incrementa la productividad del pozo. Además no deteriora la formación tanto como el uso de un ácido.

6.2 ANALISIS ECONÓMICO

Para este efecto vamos a analizar nuestra propuesta con el fin de determinar, si nuestro proyecto es rentable para la empresa y si lo es determinar en cuanto tiempo se va a recuperar la inversión realizada para el mismo.

Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, destacando el intuitivo. Sin embargo, es importante la aplicación de métodos objetivos, entre los que se usará:

- Relación Costo-Beneficio

- Valor Actual Neto
- Tasa interna de Retorno

6.2.1 Relación Costo-Beneficio (RCB)

La relación Costo-Beneficio (RCB), en un método de evaluación de proyectos nos da una forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos los calculados en el periodo de la inversión, este método es relativamente simple y se tienen los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos(actualizados)}}{\text{Costos(actualizados) + Inversión}}$$

Si **RCB > 1** Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos)

Si **RCB = 1** Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)

Si **RCB < 1** Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos)

6.2.2 Valor Actual Neto (VAN)

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasiona. Al ser un método que tiene en cuenta el valor de dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos, deben ser actualizados de cada mes, es decir los valores actuales de los ingresos menos los egresos, a una tasa actualización i .

Para el cálculo del VAN se usa la siguiente fórmula:

$$VAN(i) = \sum_{j=0}^n VAI_j(i) - \sum_{j=0}^n VAE_j(i)$$

Donde:

$VAN_j(i)$ = Valor actual del ingreso neto del periodo j , a una tasa de actualización i .

$VAE_j(i)$ = Valor actual del egreso neto del periodo j , a una tasa de actualización i .

Con el uso del VAN se tiene los siguientes criterios de aceptación o rechazo de un proyecto.

Si **VAN** > 0 (positivo) entonces se acepta el proyecto

Si **VAN = 0** entonces solo se recupera la inversión

Si **VAN < 0** (negativo) entonces no se acepta el proyecto

6.2.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

También denominada Tasa Interna de Rendimiento. La tasa interna de retorno es una característica propia del proyecto y es la medida mas adecuada de la rentabilidad de un proyecto.

Para determinar el valor correspondiente al TIR se aplica la fórmula similar al VAN y se expresa por:

$$I_0 = \sum_{K=0}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^K}$$

Donde:

I₀= Inversión a realizarse

FNC = Flujo neto de Caja

n = Período de análisis

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

Si $V.A.N. = 0$, ENTONCES $T.I.R. = i$

Si i es la tasa de actualización, entonces:

T.I.R. Es menor que i , el proyecto no es viable

T.I.R. Es igual a i , el proyecto es indiferente; y si,

T.I.R. Es mayor que i , el proyecto es viable

6.2.4 Flujo Neto de Caja

El flujo neto de caja representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante un cierto periodo de tiempo. Para la determinación del *FNC* solamente se deben determinar los siguientes egresos realizados en el proyecto, al *FNC* lo podemos expresar de la siguiente manera:

$$FNC_k = R_k - D_k$$

Donde:

FNC_k: Flujo neto de caja correspondiente al año k

R_k: Monto de ingresos correspondientes al año k

D_k: Monto de la inversión previsto.

6.3 INVERSIÓN DEL PROYECTO

Para la realización de un fracturamiento hidráulico se deben tomar en cuenta los siguientes rubros: costos del trabajo de fracturamiento, costos del taladro de reacondicionamiento, registros o pruebas adicionales que se van a realizar en el pozo, en la tabla 6.1, 6.2 y 6.3 se describen los gastos.

COSTOS DEL POZO PARAHUACU 3B

C O S T O S R E A L E S PRH-03B			
COMPañÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS
	Movimiento de la torre (86km)		6000
PERFOREC	trajo de la torre(29 días + 9horas)		161204
	Supervisión y transporte		20648
		QUIMICOS	17118
BJ		EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	40000
DYGOIL+TRIBOILGAS	unidad de wire line		5379
ECUAPET	unidad de bombeo		11994
SCHLUMBREGER	Servicios de Fracturamiento		238169
SCHLUMBREGER	unidad de bombeo+ test inyect		10291
	unidad de cable eléctrico		72490
BAKER	herramientas		8754
SERTECPET	supervisión e instalación b.h.		3543
	packer		1705
		SUBTOTAL	597295
		TOTAL	597295

Tabla 33 Costos del Fracturamiento del pozo PRH-3B

COSTOS DEL POZO PARAHUACU 07

C O S T O S R E A L E S P R H - 0 7			
COMPAÑÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS
	Movimiento de la torre		19197
	Trajo de la torre(32 días + 5 horas)		189076
	Supervisión y transporte		16799
PERFOREC		Químicos	608
		Equipo de subsuelo y superficie	30000
DYGOIL	Unidad de wiere line		8631
SCHLUMBREGER	Unidad de cable eléctrico		88650
BAKER ATLAS	Herramientas		12420
SERTECPET	Supervisión e instalación b.h.		660
SCHLUMBREGER	Servicios de Fracturamiento		208734
		TOTAL	574775

Tabla 34 Costos del Fracturamiento del pozo PRH-07

COSTOS DEL POZO PARAHUACU 08

C O S T O S E S T I M A D O P R H - 0 8			
COMPAÑÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS
	MOVIMIENTO DE LA TORRE		8000
PERFOREC	TRAJO DE LA TORRE(14 días)		70000
	SUPERVISION Y TRANSPORTE		20648
		QUIMICOS	17118
		Equipo de Subsuelo y Superficie	
DYGOIL	UNIDAD DE CABLE ELECTRICO		50000
	WIRE LINE		8641
SERTECPET	Supervisión e Instalación de b. h		3543
	UNIDAD DE BOMBEO + cemento		40000
SCHLUMBREGER	servicio de fracturamiento		208734
	Herramientas		20000
	Contingencias		140412,9
		SUBTOTAL	
		TOTAL	608455,9

Tabla 35 Costos del Fracturamiento del pozo PRH-08

6.4 RESULTADO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Para realizar el análisis económico se necesito saber los siguientes datos como:

Costos de producción por barril: En el cual esta incluido el costo operativo y el costo de producción en el campo que nos da un valor de \$ 3,0938 dólares por cada barril, este dato es tomado de los archivos de Petroproducción.

La tasa de actualización que se utiliza en los cálculos es del 12%, debido a que es el valor que utiliza a empresa para realizar sus análisis económicos.

En los Anexos se detalla lo que paso económicamente con cada pozo, sabiendo que para hallar el tiempo de recuperación de la inversión se debió datos de producción después del fracturamiento hidráulico por 12 meses. Dicha Producción nos sirvió para hallar el tiempo de recuperación de la inversión, y por medio del VAN se lo determinaba.

6.4.1 Parahuacu 3B

Debido que en este pozo no hay datos de producción después del fracturamiento hidráulico es imposible hacer un análisis económico por lo tanto es obvio que el trabajo no fue rentable.

6.4.2 Parahuacu 07

Analizando los resultados y calculando el VAN, TIR y la relación Beneficio/Costo (RCB), tenemos los valores de: VAN de \$ 5.910.716, la TIR nos da un valor de 82,26% y la relación Beneficio/Costo es de 4,47 (Tabla 37)

Analizando los resultados de los tres métodos de evaluación nos podemos dar cuenta que el trabajo de fracturamiento que se realizo en este pozo fue rentable.

Por lo tanto recuperamos la inversión del proyecto en 18 días como se observa en la Fig. 6.1

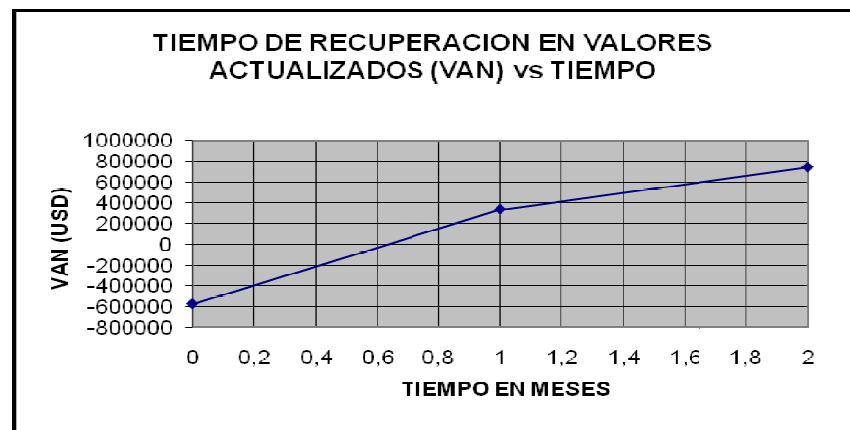


Figura 6.1 Grafica del tiempo de recuperación del PRH-07

VA TABLA 37

CALCULOS DE FACTORES ECONOMICOS- PRH 07

6.4.3 Parahuacu 08

En el análisis económico para este pozo se utilizó la ecuación de declinación exponencial para obtener los caudales en los diferentes meses de evaluación.

$$q = q_1 * e^{-Dt}$$

Donde:

q = Caudal esperado a cierto periodo de tiempo BPPD

q1 = Caudal inicial de petróleo BPPD

D = Porcentaje de declinación anual de la arena 7.7 %

T = Tiempo al cual se desea calcular el nuevo caudal.

Analizando los resultados y calculando el VAN, TIR y la relación Beneficio/Costo (RCB), tenemos los valores de:

VAN de \$ 9'616.044; la TRI nos da un valor de 151.29% y la relación Beneficio/Costo es de 6,95 (Tabla 6.5).

Por lo tanto recuperamos la inversión aproximadamente en 6 días, como se observa en la Fig. 7.2

Por lo expresado en este pozo podemos decir que nuestro proyecto es rentable y que le conviene a Petroproducción.

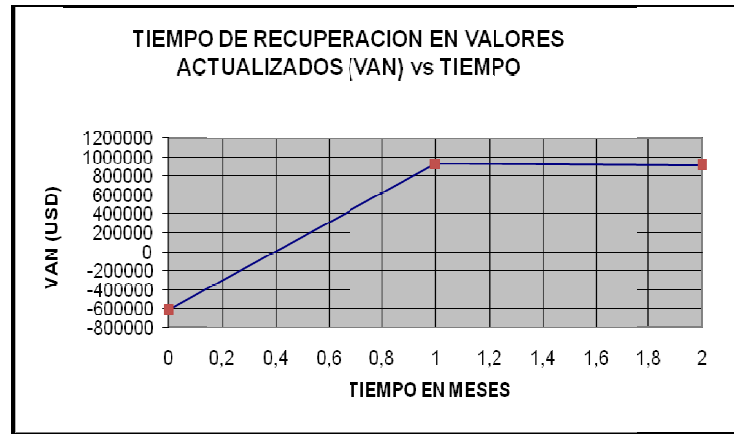


Figura 6.2 Grafica del tiempo de recuperación del PRH-08

VA TABLA 38

CALCULOS DE FACTORES ECONOMICOS- PRH 08

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES.

PRH-07

1. El Fracturamiento Hidráulico a la arena Napo T fue exitoso, con un incremento de producción promedio de 400 BPPD. Durante la fractura se obtuvieron gradiente de reservorio (+/- 0.19 psi/ft) y se encontró una Gradiente de Fractura bastante baja (0.45 psi/ft),
2. Las condiciones de pérdida de fluido (Fluid loss) fueron más severas que las estimadas en el Minifrac, las cuales fueron corregidas, logrando alcanzar aproximadamente 117 pies de longitud de fractura.
3. Del análisis económico nos podemos dar cuenta que el trabajo de fracturamiento que se realizo en este pozo fue rentable, teniendo

los valores reales como la recuperación la inversión del proyecto en 18 días, VAN de \$ 5.910.716, la TIR nos da un valor de 82,26% y la relación Beneficio/Costo es de 4,47

PRH-3B

4. El Fracturamiento Hidráulico a la arena Napo T de pozo PRH-3B no fue exitoso, dato obtenido de la curva de tratamiento, donde se observa un arenamiento prematuro mientras se bombeaba la etapa de 8 ppg. Únicamente las etapas desde 1 a 4 ppg lograron entrar a la formación un total aproximado de 10,000 lb.
5. El arenamiento prematuro ocurrió debido a problemas geomecánicos, según el ajuste final de presiones de tratamiento, no siendo posible alcanzar la geometría de fractura deseada, la longitud de fractura aproximada fue de 33 pies.

7.2 RECOMENDACIONES.

1. Debido a las condiciones de presión se hace necesario implementar la obtención de presiones de fondo (Bottom Hole Pressure) en tiempo real, de manera que la prueba de calibración pueda ser apropiadamente analizada.
2. Para mantener la producción del Parahuacu 07 luego del fracturamiento hidráulico se debe realizar limpiezas acidas a los punzados y fracturas.
4. Para futuros candidatos a fracturamiento se deben analizar las condiciones geomecánicas, geológicas, petrofísicas y reservas, datos de producción y restauración de presión que nos permitan tener mejor criterio técnico sobre el candidato a fracturar.
5. El pozo PRH-08 en la arena T es un buen candidato a fractura debido a que reúne las siguientes condiciones necesarias:
 - Geomecánicas, geológicas y petrofísicas.
 - Del análisis económico obtenemos estimado de valores de:

VAN de \$ 9'616.044; la TRI nos da un valor de 151.29% y la relación Beneficio/Costo es de 6.95, y la respectiva recuperación de la inversión en aproximadamente en 6 días.

6. Correr registros de cementación de imágenes USIT, para descartar canalización.

ANEXOS

Anexo A

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

POZO PARAHUACU 3B

01-ago-05	144	140	3	60		PPH	Ti	
02-ago-05	144	140	3	60		PPH	Ti	
03-ago-05						PPH		Suspende evaluación con unidad MTU.
19-ago-05						PPH		Asientan bomba Jet PI-II D6. Entra a producir por sistema Centralizado
20-ago-05	250	241	3,6	60		PPH	Ti	
21-ago-05	153	153	7,5	60		PPH	Ti	
22-ago-05	100	92	8	60		PPH	Ti	
26-ago-05						PPH		Cambian Bomba mismo tipo Jet D6
30-ago-05	115	111	3,97	60		PPH	Ti	
31-ago-05	48	46	4,16	60		PPH	Ti	
01-sep-05	17	15	11,76	60		PPH	Ti	
05-sep-05	12	10	16,66	60		PPH	Ti	
06-sep-05								
13-oct-05								Cierran pozo por bajo aporte Intentan recuperar st. Valve de cavidad, sin éxito
22-nov-05								Intentan recuperar st. Valve de cavidad, sin éxito
04-feb-06								Inica W.O N°06
07-feb-06								Termina WO.
13-feb-06	240	31	87,2	60		PPH	Ti	Inicia Evaluación con "Ti" con Jet D6, con camión bomba.
20-feb-06	96	80	16	60		PPH	Ui	15-feb-06. Cierran camisa de Ti+abren camisa de Ui
23-feb-06	168	164	2,4	60		PPH	Ui+Ti	21-feb-06. Abren camisa de Ti. Producen de Ui+Ti
27-feb-06	192	184	4	60		PPH	Ui+Ti	25-feb-06. C/Bomba mismo tipo Jet-D7
04-mar-06	120	108	10	60		PPH	Ti	1-mar-06. Cierran camisa de "Ui". 04-mar-06. Baján elementos de presión.
06-mar-06	70	64	8			PPH	Ti	06-mar-06. Recuperan elementos de presión.
13-mar-06	144	134	7			PPH	Ui+Ti	12-mar-06. Abren camisa de "Ui".
13-mar-06								Suspenden Evaluación.
07-ene-07								Reinicia evaluación con unidad MTU
12-ene-07	168	165	2	NR		PPH	Ui+Ti	
13-ene-07	168	165	2	NR		PPH	Ui+Ti	
14-ene-07	131	129	1,6	NR			Ui+Ti	
15-ene-07	88	86	2,2	NR			Ui+Ti	
15-ene-07								API(SECO)=29.3
15-ene-07								Recuperan Bomba + Baján Igualador de presión para recuperar STD/VALVE
18-ene-07								Recuperar STD/VALVE, sin éxito
22-ene-07								Recuperar STD/VALVE, con éxito. W/L Cierra Camisa de "Ui". Queda abierta camisa de "Ti"
25-ene-07								Realizan Estimulación a "Ti". Desplazan Bomba Jet D7
26-ene-07								Recuperan Bomba jet + Intentan Recuperar STD./VALVE, sin éxito. Unidad SWAB queda tensionando.
27-ene-07								Recuperan STD./VALVE
29-ene-07								Chequean completación, detectan Comunicación TBG-CSG.+ Abren camisa de "Ui" y "Ti". Desplazan Bomba Jet D7. Pozo no aporta.

11-ene-01						Entra W.O. 01
15-ene-01						Sale W.O. 01
25-ene-01	325	325	0.0	"Ti"	PPH	
28-may-01	186	184	0.89	"Ti"	PPH	
05-jun-05	107	106	1,0	"Ti"	PPH	
07-jun-01						Se realiza estimulación con solventes y ácido.
13-jun-01	296	296	0,0	"Ti"	PPH	Jet c-6
24-jun-01	358	356	2,0	"Ti"	PPH	
14-jul-01	323	321	2,0	"Ti"	PPH	
20-ago-01	312	310	2,0	"Ti"	PPH	
19-sep-01	441	440	1,0	"Ti"	PPH	PL-II
28-oct-01	447	446	1,0	"Ti"	PPH	
16-nov-01	445	444	1,0	"Ti"	PPH	
08-dic-01	433	431	2,0	"Ti"	PPH	
18-jun-02	498	497	1,0	"Ti"	PPH	
30-jun-02	534	533	1,0	"Ti"	PPH	
13-jul-02	659	657	2,0	"Ti"	PPH	
21-jul-02	350	349	1,0	"Ti"	PPH	
11-ene.1						Entra wo 1
15/01/2001						Sale
25ene1o	325	325	0.1	"Ti"	PpH	
11-feb-01	300	300	0,0	"Ti"	PPH	
16-mar-01	312	310	0.64	"Ti"	PPH	
13-abr-03	310	310	0,0	"Ti"	PPH	Todo ok
21-may-01	427	424	.70	"Ti"	PPH	
30-may-01						BOMBA SALE CON escala
07-jun-01						Tratamiento con solventes mas acido HCl al 15%
24-jun-01	358	356	.46	"Ti"	H	
20-ago-01	312	310	0.54	"Ti"	PPH	
19--SEP-01	441	440	0.22	"Ti"	PPH	
16-nov-01	445	444	0.25	"Ti"	PPH	
27-ene-02	389	388	0.25	"Ti"	PPH	
25-feb-02	402	401	0.25	"Ti"	PPH	
20-abr-02	445	443	0.44	"Ti"	PPH	SUBE GPM A 14
31-may-07	511	510	0.2	"Ti"	PPH	
18-jun-02	498	498	0.2	"Ti"	PPH	
21-JU-02	350	349	0.36	"Ti"	PPH	PL-II (2 1/2 x 1 7/8)
24-sep-02	277	275	0.007	"Ti"	PPH	
23-nov-02	285	283	0.7	"Ti"	PPH	
13-dic-02	306	304	0.6	"Ti"	PPH	



27-may-05						Pozo produce con sistema Power oil(bombas horizontales)
29-may-05	475	461	2,94	"Ts + Ti"	PPH	
20-jun-05	476	460	3,33	"Ts + Ti"	PPH	
26-jul-05	515	510	0,97	"Ts + Ti"	PPH	
15-ago-05	483	480	0,62	"Ts + Ti"	PPH	
04-sep-05						Cambio de bomba Jet 10J entra piston PL-II 2 1/2" x 1 7/8" (swab tensiona STD./ Valve x 46 hrs)
14-sep-05	452	449	0,66	"Ts + Ti"	PPH	
24-oct-05	595	594	0,16	"Ts + Ti"	PPH	
22-nov-05	557	556	0,2	"Ts + Ti"	PPH	
15-dic-05	568	567	0,2	"Ts + Ti"	PPH	
13-ene-06	601	600	0,2	"Ts + Ti"	PPH	
10-feb-06	554	541	0,2	"Ts + Ti"	PPH	
21-mar-06	550	547	0,54	"Ts + Ti"	PPH	
14-abr-06						Cambio de bomba sale pistón PL II entra Jet
19-abr-06	541	541	0,2	"Ts + Ti"	PPH	
06-may-06	559	558		"Ts + Ti"	PPH	
26-jun-06	559	558	0,18	"Ts + Ti"	PPH	
05-jul-06						Cambio de bomba sale Jet D7 entra piston PL-II 2 1/2" x 2 x 1 7/8
07-jul-06	493	492	0,2	"Ts + Ti"	PPH	
10-ago-06	405	403	0,49	"Ts + Ti"	PPH	
23-sep-06	349	346	0,6	"Ts + Ti"	PPH	
28-oct-06	363	362	0,27	"Ts + Ti"	PPH	
25-nov-06	358	357	0,28	"Ts + Ti"	PPH	
21-dic-06	361	360	0,2	"Ts + Ti"	PPH	
15-ene-07	362	361	0,27	"Ts + Ti"	PPH	
13-feb-07						Cambio de bomba, sale pistón + entrada Jet PL-II 10J
14-feb-07	417	416	0,23	"Ts + Ti"	PPH	
13-mar-07						Cambio de bomba, sale Jet PL-II 10J + entrada Jet PL-II 9J
21-mar-07	465	462	0,63	"Ts + Ti"	PPH	
09-abr-07						Pozo entra a producir con unidad MTU de Cia. Solipet por daño en uniddes horizontales.
20-abr-07						Suspenden producción con unidades MTU a las 10 Hrs. Inicia producción con Power oil.
21-abr-07						Reinicia producción con MTU por falta de presión en el sistema Power oil.
22-abr-07	778	776	0,3	"Ts + Ti"	PPH	

15-ago-03								Calibrador 2,79" hasta NO-GO OK
31-ago-03								Suben Hz de 46.5 @ 48,5
07-sep-03	72	72	0,4	50	48,5	34	Ui	
21-sep-03	54	54	0,2	50	48,5	34	Ui	
02-nov-03	61	61	0,2	55	48,5	27	Ui	
17-dic-03	61	61	0,2	50	48,5	27	Ui	
20-dic-03								Abren camisa de circulacion espera W.O.
21-dic-03								Inicia W.O.
10-ene-04								Finaliza W.O. Pozo completado para bombeo Hidráulico
14-ene-04								Inicia evaluación de arena "Tinf". con unidad de Sertecpec + bomba Jet 9H
18-ene-04	168	101	40,0	60		PPH	Ti	
22-ene-04	216	147	32,0	60		PPH	Ti	
28-ene-04	240	240	0,2	60		PPH	Ti	Intentan pescar std. Valve por dos ocacione sin éxito
29-ene-04								Pescan std. Valve + bajan elementos para Búp @ Tinf. (unidad dañada)
30-ene-04								Reinicia evaluación, existe burbujeo en superficie realizan prueba de presion ; P=800 psi cae 50 psi/min posible hueco en casing. Pozo cerrado con elementos de presión.
31-ene-04								Intentan pescar std. Valve acoplado a elementos sin éxito
01-feb-04								W/L intenta pesca sin éxito.
21-mar-04								Inicia WO N° 3
25-mar-04								Termina WO
04-abr-04								Intentan recuperar St. Valve sin éxito
09-abr-04								Recuperan S.Valve con 5000 psi de tensión
11-abr-04								Desplazan bomba pistón , pozo no aporta
15-abr-04								Recuperan bomba, S.valve queda tensionado
16-17 Abr-04								Intentan recuperar St. Valve sin éxito
18-abr-04								Pozo espera WO.
15-ene-05								Inicia W.O. #04
20-ene-05								Finaliza W.O. Pozo completado para bombeo Hidráulico
22-ene-05								Recuperan bomba, S.valve queda tensionado
23-ene-05								Swab recupera std. Valve
24-ene-05								Inician Evaluación con Unidad WTF
25-ene-05	24	3	86	60		PPH	Ti	Suspenden Evaluación por bajos fluidos
26-ene-05								Recuperan bomba, S.valve queda tensionado
27-ene-05								W/L intenta pesca std. Valve sin éxito.
28-ene-05								Swab recupera std. Valve+ Desplazan Blankin
30-ene-05								Realizan prueba de Admision @ Tinf. A 0.8 BPM y 3550 psi OK
31-ene-05								Swab intenta recueprar blankin tensiona con 300 lbs. + se recupera
02-feb-05								Intentan asentar bomba sin éxito

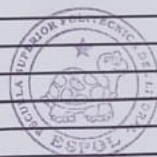
08-ene-03	278	276	0.72	"Ti"	PPH	
26-feb-03	353	351	0.5	"Ti"	PPH	
25-mar-03	355	353	0,5	"Ti"	PPH	
11-abr-03	340	338	0,58	"Ti"	PPH	
28-jul-03	288	286	0.69	"Ti"	PPH	
09-may-04	230	230	0	"Ti"	PPH	
19-jun-04	193	193	0	"Ti"	PPH	
15-jul-04	190	189	0.52	"Ti"	PPH	
29-ago-04	204	203	0.49	"Ti"	PPH	
20-sep-04	196	196	0	"Ti"	PPH	
16-oct-04	189	188	0.52	"Ti"	PPH	
29-nov-04	176	176	0	"Ti"	PPH	
09-dic-04	187	186	0.53	"Ti"	PPH	
17-ene-05	172	172	0	"Ti"	PPH	
25-feb-05	228	227	0.4	"Ti"	PPH	Se Toma B'UP
29-mar-05	224	224	0	"Ti"	PPH	
22-abr-05	221	221	0	"Ti"	PPH	
16-sep-05	371	370	0.26	"Ti"	PPH	
23-oct-05	345	345	0.20	"Ti"	PPH	
16-nov-05	356	356	0.2	"Ti"	PPH	
09-dic-05				"Ti"	PPH	Cambio de bomba Piston por jet-8H
19-dic-05	425	424	0.2	"Ti"	PPH	
03-ene-06				"Ti"	PPH	Cambio de bomba mismo Tipo Jet-8H
20-ene-06	450	449	0.2	"Ti"	PPH	
02-mar-06				"Ti"	PPH	Cambio de bomba mismo Tipo Jet-8H
03-mar-06	423	422	0.2	"Ti"	PPH	
12-mar-06				"Ti"	PPH	Cambio de bomba mismo Tipo Jet-8H
14-mar-06	422	421	0.20	"Ti"	PPH	
11-abr-06	431	430	0.2	"Ti"	PPH	
25-abr-06				"Ti"	PPH	Recuperan bomba jet-8H + Intentan recuperar st-valve sin éxito. Presencia de cauchos. Desplazan jet-8H
26-abr-06	445	444	0.2	"Ti"	PPH	
23-jun-06	451	450	0.2	"Ti"	PPH	
02-jul-06	179	179	0.2	"Ti"	PPH	Recuperan bomba jet-8H. Sale taponada. Intentan recuperar st-valve sin éxito. Desplazan jet-C5
05-jul-06	552	551	0.2	"Ti"	PPH	
06-jul-06	415	414	0.2	"Ti"	PPH	
07-jul-06	447	346	0.28	"Ti"	PPH	
10-jul-06	378	377	0.2	"Ti"	PPH	

17-nov-04						Pozo arranca luego de arrancar la bomba horizontal PO
23-nov-04						Recuperan bomba + elementos, ok. Asientan bomba Jet C5
23-nov-04						Recuperan bomba + bajan elementos para tomar B'up. Desplazan bomba Jet C5
26-nov-04	180	142	20,6	"Ti + Ts"	PPH	
19-dic-04	155	137	11,6	"Ti + Ts"	PPH	
21-dic-04						Recuperar Bomba. Pozo cerrado para WO.
22-dic-04						Inicia WO. #2 (Fracturamiento de arenas "Ti+ Ts")
13-ene-06						Termina WO. #2 (completación para PPH con cavidad Guilberson PL-II, arenas "Ti+ Ts", bomba Jet 10J
13-ene-06	600	188	68,7	"Ti + Ts"	PPH	
19-ene-06	691	643	6,95	"Ti + Ts"	PPH	
10-feb-06	693	682	1,6	"Ti + Ts"	PPH	
10-mar-06	451	446	1,1	"Ti + Ts"	PPH	
18-mar-06						Cambio de bomba sale piston PL-II 2 1/2" x 1 7/8" entra Jet 10J
26-mar-06	626	618	1,2	"Ti + Ts"	PPH	
03-abr-05						Recuperan bomba Jet 10 J (rayaduras de metal en la pta baja corte de fluido) unidad de swab intenta recuperar STD. /Valve sin éxito
04-abr-05						Unidad de swab baja pescante, engancha tensiona con 5000lbs, se rompe pata de pescante, baja igualador de presion golpea. Realizan prueba de admisión con 1500psi, baja a 1350 y se mantiene, circulan desplazan bomba Jet 10J con oring en la punta baja
06-abr-05						Se recupera bomba, intentan recuperas STD. / Valve sin éxito. Pozo espera WO:
11-abr-05						Termina WO. BHA para B.H. arena "Ts Ti". Bomba Jet D7 cavidad PL-II
12-abr-05						Pozo no aporta falta fluido motriz, entra a producir con la unida MTU de sertepet.
14-abr-05						Cambio de bomba mismo tipo Jet 10J
24-abr-05						Recuperan bomba, sale taponada concauchos y arena. Desplazan bomba Jet PL-II 10J
26-abr-05	384	217	43.4	"Ts + Ti"	PPH	
30-abr-05						Cambio de bomba mismo tipo Jet 10J

26-abr-07						Suspenden producción con unidades MTU a las 14 Hrs. Inicia producción con Power oil.
28-abr-07						Reinicia producción con MTU
03-may-07						Prueban pozo con sistema centralizado
04-may-07						Reinicia producción con MTU por baja producción con sistema centralizado.
08-may-07	792	790	0,3	"Ts + Tl"	PPH	Ultima prueba

30-ene-07									Cierran pozo por comunicación TBG-CSG.
31-ene-07									Recuperan Bomba, ok
23-mar-07									Inicia W.O N°07
31-mar-07									Finaliza W.O, pesca STD./VALVE(tensionado) + pescan bomba
01-abr-07									Swab / Pesca ST. / Valve + wil abre camisa de circulación de "Ti + Uj" Desplazan bomba + inicia evaluación con JET 10J
03-abr-07									cambio de bomba, entra Jet 9J + sale 10J
05-abr-07									cambio de bomba, sale Jet 9J + entra 10J
14-abr-07									suspenden producción con MTU. Entra a producir con sistema Power Oil. TBR=2242. THE=286
17-abr-07									cambio de bomba, sale + entra PL-II 10J
20-abr-07									cambio de bomba, sale + entra PL-II 10J
21-abr-07	248	142	0,2					Ui+Ti	
30-abr-07									Cambio bomba sale entra Jet PL-II 10J
05-may-07	146	111	0,2	82				Ui+Ti	ultimo dato

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	PC	HZ	AMP	ZONA	OBSERVACIONES
13-abr-02								Termina completación y pruebas iniciales
14-abr-02	1047	995	31,0	120	62	28	Ti	
16-abr-02	645	639	31,0	80	62	25	Ti	
17-abr-02	404	402	31,0	40	62	19	Ti	
17-abr-02								Bes. Off. Por bajo aporte.
23-jun-02								Inicia W.O. # 01
06-jul-02								Termina W.O.
13-jul-02	405	385	20,0	60	45	26,8	Ui	DN-450
19-jul-02	186	180	3,0	100	45	26,8	Ui	
08-ago-02	179	174	3,0	70	45	25	Ui	
11-ago-02	177	171	3,0	80	45	27	Ui	
03-sep-02	219	215	2,0	60	47	23	Ui	Se incrementa HZ de 45 a 47
08-sep-02	144	141	2,0	60	47	23	Ui	
17-sep-02								Se baja HZ de 47 a 45
18-sep-02	134	132	1,6	60	45	26,8	Ui	
27-sep-02	153	151	1,6	60	45	26,8	Ui	
13-oct-02	158	156	1,5	60	45	31	Ui	
28-oct-02	144	141	2,0	80	46,5	32,9	Ui	Se incrementa HZ de 45 a 46,5
02-nov-02	135	134	0,5	70	45,5	30	Ui	Se baja HZ de 46,5 a 45,5
15-nov-02								Cambian St/valve, sale con escala.
16-nov-02	125	124	0,6	60	45,5	33	Ui	
22-nov-02	134	133	0,5	70	46,5	33	Ui	Se incrementa HZ de 45,5 a 46,5
30-nov-02	127	126	0,5	64	46,5	32	Ui	
10-dic-02	115	114	0,5	57	46,5	31	Ui	
15-dic-02	124	123	0,6	50	46,5	32	Ui	
20-dic-02	138	137	0,5	60	46,5	31	Ui	
26-dic-02	119	118	0,5	60	46,5	32	Ui	
04-ene-03	123	122	0,5	50	46,5	32	Ui	
11-ene-03	120	119	0,5	60	46,5	31	Ui	
18-ene-03	91	91	0,5	60	46,5	31	Ui	
22-ene-03	96	96	0,5	60	46,5	31	Ui	
25-ene-03	100	99	0,5	60	46,5	31	Ui	
31-ene-03	109	108	0,5	65	46,5	31	Ui	
07-feb-03	95	95	0,5	60	46,5	32	Ui	
13-feb-03	117	117	0,3	60	46,5	31	Ui	
17-feb-03	116	116	0,3	60	46,5	32	Ui	
22-feb-03	98	98	0,3	60	46,5	30	Ui	
26-feb-03	100	100	0,3	60	46,5	29	Ui	
01-mar-03	103	103	0,4	60	46,5	31	Ui	
09-mar-03	106	105	0,3	60	46,5	29	Ui	
24-mar-03	106	106	0,3	60	46,5	31	Ui	
28-mar-03	108	108	0,3	60	46,5	31	Ui	
01-abr-03	107	107	0,3	55	46,5	31	Ui	
15-abr-03	76	76	0,3	50	46,5	31	Ui	
18-abr-03	89	89	0,3	50	46,5	32	Ui	
26-abr-03	76	76	0,3	60	46,5	31	Ui	
30-abr-03	94	94	0,3	60	46,5	31	Ui	
05/05/2003	95	95	0,3	50	46,5	31	Ui	
18-may-03	86	86	0,3	50	46,5	31	Ui	
01-jun-03	75	75	0,3	65	46,5	31	Ui	
11-jul-03	75	74	0,3	50	46,5	30	Ui	



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

POZO PARAHUACU - 07

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA	METODO	OBSERVACIONES
12-jul-97						Inician perforación
06-ago-97						Terminan perforación
14-ago-97						Se inicia completación y pruebas iniciales
18-ago-97	262	243	8	"Hs"	PPH	Se realiza evalúan a "Hs" por PPH y CTK y no se toma B'UP. Salinidad =330 ppm Cl-.
24-ago-97	1053	390	63	"Ti"	PPH	Se realiza prueba N°.02 a "Ti" por PPH y CTK y se toma B'UP. 3800 ppm Cl-.
31-ago-97	262	243	8	"Ts"	PPH	Se realiza prueba N°.03 a "Ts" por PPH y CTK y se realiza B'UP.
						Salinidad=1400 ppm Cl-.
06-sep-87	239	96	60	"Ui"	PPH	Se estimula con RMA. Se realiza prueba N°.04 a "Ui" por PPH y CTK y se realiza B'UP.
						Salinidad= 4700 ppm Cl-.
11-sep-87	383	381	0.7	B-T	PPH	Se realiza prueba N°.05 a "B-T" por PPH y CTK y se realiza B'UP. No toman B'UP.
19-sep-97						Se termina completación y prueba iniciales. Queda con completación BES
20-sep-97						Se Inicia la producción de "Ti" con completación BES.
23-sep-97	504	454	10	"Ti"	PPS	
24-oct-97	523	471	10	"Ti"	PPS	
16-nov-97	520	520	0	"Ti"	PPS	
09-dic-97	516	483	0.1	"Ti"	PPS	
04-ene-98	484	483	0.1	"Ti"	PPS	
07-mar-98	402	401	0.1	"Ti"	PPS	
19-abr-98	339	339	0	"Ti"	PPS	
17-may-98	312	311	0.2	"Ti"	PPS	
13-jun-98	340	339	0.3	"Ti"	PPS	
10-jul-98	360	360	0	"Ti"	PPS	
23-jul-98						BES OFF fase a tierra
16-ago-98	330	329	0.1	"Ti"	PPS	
05-sep-98	483	483	0	"Ti"	PPS	
09-oct-98	300	299	0.2	"Ti"	PPS	
17-nov-98	189	189	0	"Ti"	PPS	
18-dic-98	240	239	0.2	"Ti"	PPS	
14-ene-99	236	236	0	"Ti"	PPS	
22-feb-99	206	206	0.1	"Ti"	PPS	
09-mar-99	180	180	0	"Ti"	PPS	

POZO PARAHUACU - 0 8

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA	METODO	OBSERVACIONES
16-oct-97						Inician perforación
16-nov-97						Terminan perforación
01-oct-97						Se inicia completación
12-dic-97		790	30,0	"Ti"	PPH	Se realiza prueba N°.01 a "Ti" por PPH y se toma B'UP. 13500 ppm NaCl
16-dic-97		374	22,0	"U"	PPH	Se realiza prueba N°.02 a "U" por PPH y se toma B'UP.
19-dic-97						Terminan completación y prueba iniciales. Queda completado para Bombeo Hidráulico.
Fsddsgdg						Inicia producción con PPH
10-ene-98	796	794	0.25	"Ti"	PPH	Jet PL-II D-6
16-ene-98	783	779	0.51	"Ti"	PPH	Pistón PL-II
01-feb-98	412	410	0.49	"Ti"	PPH	Pistón PL-II
01-ago-98	462	461	0.32	"Ti"	PPH	
18-ago-98	441	339	0.45	"Ti"	PPH	
20-ago-98	528	527	0.19	"Ti"	PPH	Produce con otra bomba mismo tipo
17-sep-98	566	564	0.36	"Ti"	PPH	
15-jul-99	684	679	0.67	"Ti"	PPH	
25-sep-99	592	586	1.01	"Ti"	PPH	C-6
19-nov-99	490	479	2.3	"Ti"	PPH	Pistón PL-II
13-dic-99	560	558	0.36	"Ti"	PPH	
12-ene-00	308	308	0,0	"Ti"	PPH	B-5
15-feb-00				"Ti"		Se realiza limpieza a punzados con RMA
28-feb-00	252	250	0.79	"Ti"	PPH	Jet PL-II B-5
25-mar-00	296	294	0.6	"Ti"	PPH	
12-oct-00	362	360	0.55	"Ti"	PPH	
13-nov-00	453	451	0.4	"Ti"	PPH	
23-dic-00	455	454	0.2	"Ti"	PPH	
01-ene-01	284	283	0.35	"Ti"	PPH	
03-ene-01						Se recupera St. Valve +bomba, se intenta llenar columna para desplazar bomba sin éxito.
04-ene-01						Se recupera St.Valve+cierran camisa de "T" y abren de "Uj". Bajan bomba falsa, se realiza prueba de presión, y detectan comunicación Tbg-Csg. Se cierra el pozo E.W.O.

								problemas de copas. Bajan bloque impresor de 2.25" marca cabeza de Std, valve + desplaza bomba Jet sin copas. Intentan evaluar sin éxito se pesca bomba.
04-feb-05	312	125	60	60		PPH	Ti	Desplazan bomba Jet D7 + reinicia evaluación
05-feb-05	336	197	41	60		PPH	Ti	
06-feb-05	288	181	37	60		PPH	Ti	Salinidad=2000 ppmcl
07-feb-05	288	207	28	60		PPH	Ti	Salinidad=2000 ppmcl
08-feb-05	288	204	29	60		PPH	Ti	Salinidad=2000 ppmcl
09-feb-05	288	215	25,3	60		PPH	Ti	Salinidad=2000 ppmcl
26-mar-05	264	261	1,2	60		PPH	Ti	
04-abr-05	264	259	2	60		PPH	Ti	
08-abr-05	240	238	1	60		PPH	Ti	
09-abr-05	240	238	1	60		PPH	Ti	
12-abr-05	216	214	2	60		PPH	Ti	
14-may-05	240	239	1	60		PPH	Ti	Suspenden Evaluación inicia W.O. # 05
14-jun-05								Fracturamiento Hidraulico a "Ti". Finaliza W.O. # 05
15-jun-05						PPH		Pozo no aporta con sistema P.O. C/Bomba
15-jun-05						PPH		Pozo no aporta + cambian bomba, sale + entra Jet D6 PL-II. Bomba recuperada presenta cauchos en el x-over body + pedaso de piedra en la sembrera.
18-jun-05								
18-jun-05	78	0	100	NR		PPH	Ti	
25-jun-05								Inicia evaluación con unidad MTU
27-jun-05	144	85	41	NR		PPH	Ti	
28-jun-05								C/Bomba D-6 sin éxito pozo no aporta
29-jun-05						PPH		Realizan prueba de inyektividad con 27 bls de crudo con 3000 PSI @0.8 BPM. Desplazan jet D-6
02-jul-05	144	132	8	NR		PPH	Ti	Realizan prueba de inyektividad con 27 bls de crudo limpio.
02-jul-05								con 3200 PSI @0.7 BPM. Desplazan jet D-6
04-jul-05	96	88	8	NR		PPH	Ti	
05-jul-05						PPH		Realizan prueba de inyektividad con 93 bls de crudo con 3000 PSI @0.7 BPM. Desplazan jet D-6 Reversan blanking. Pozo queda cerrado.
11-jul-05						PPH		Realizan limpieza de la fractura con Solventes y HCl al 10%. Pi=3500PSI a 0.7 BPM. Pfinal=50 PSI a 1.5 BPM. Intentan pescar Blanking sin éxito, queda tensionado.
14-jul-05						PPH		Recuperan blanking. Asientan std-valve + jet 9A
15-jul-05	408	265	35	60		PPH	Ti	Reinicia evaluación con unidad MTU
20-jul-05	216	173	20	60		PPH	Ti	
25-jul-05	168	148	12	60		PPH	Ti	
30-jul-05	144	135	6	60		PPH	Ti	





BIBLIOTECA FICT
ESPOL

12-jul-06						Cambio de bomba, sale+entra Jet C5. Pozo no coje presión, recuperan bomba, presenta corte de fluido. Pozo cerrado espera WO.
13-jul-06						Inica W.O N°02
						Termina W.O N°02 Cavidad guiberson PL-II. Jet 8H
25-jul-06	433	423	2,3	"Ti"	PPH	
13-ago-06						Cambio de bomba, sale + entra Jet 8H
21-ago-06	395	392	0,5	"Ti"	PPH	
01-ago-96	410	408	0,48			
19-sep-06						Cambio de bomba mismo tipo Jet 8H
16-oct-06	446	445	0,45			
02-nov-06						Cambio de bomba, sale + entra Jet 8H
21-nov-06	462	469	0,65			
26-nov-06						Cambio de bomba mismo tipo Jet 8H
05-dic-06						Cambio de bomba mismo tipo Jet 8H
20-dic-06	441	440	0,22	"Ti"	PPH	
29-ene-07	458	451	0,66	"Ti"	PPH	
24-feb-07	458	457	0,2	"Ti"	PPH	
29-mar-07	458	457	0,2	"Ti"	PPH	
15-abr-07	459	458	0,2	"Ti"	PPH	
02-may-07						Cambio de bomba, sale + entra Jet 8H
08-may-07	476	475		"Ti"	PPH	ultima prueba
13-may-07	280	280	0,2	"Ti"	PPH	
14-may-07				"Ti"	PPH	Cambio de bomba mismo tipo Jet 8H
17-may-07	443	442	0,2	"Ti"	PPH	
25-jun-07	279	277	0,8	"Ti"	PPH	
29-jun-07				"Ti"	PPH	Cambio de bomba mismo tipo Jet 8H (bomba taponada con escoria metálica)
03-jul-07	260	258	0,8	"Ti"	PPH	
06-jul-07				"Ti"	PPH	Cambio de bomba mismo tipo Jet 8H (sale con limallas metalicas + Sulfuro de hierro)
10-jul-07				"Ti"	PPH	Reasientan bomba Jet
12-jul-07				"Ti"	PPH	Realizan limpieza de tubing con unidad CTU. Desplazan Jet 8H
17-jul-07				"Ti"	PPH	Cambio de bomba mismo tipo Jet 8H (sale con limallas metalicas + Sulfuro de hierro)
19-jul-07				"Ti"	PPH	Limpieza de turbina y VRF
22-jul-07	285	284	0,5	"Ti"	PPH	Cambio de bomba mismo tipo Jet 8H (sale con limallas metalicas + Sulfuro

26-abr-99	138	138	0	"Ti"	PPS	
05-may-99	144	144	0	"Ti"	PPS	
08-may-99						BES apagada E.W.O
						BES OFF, pozo cerrado.
16-abr-04						Termina WO. (pozo completado para bombeo hidráulico) Instalando líneas de flujo e inyección para entrar en producción, swab recupera bomba ok.
09-may-04						Realizan empate de línea de producción + arman cabezal + inicia evaluación con unida MTU
22-may-04	360	346	4,0	"Ti"		
01-may-04						Pozo es intervenido por unidad de WO., se retira completación
						y recañoneo arena Tinferior: 9674'-9704'; 9709' - 9720', con
						cargas Power jet 4505.
						El pozo se evalúa con unidad MTU desde 10 de Mayo
						hasta el 16 de Junio, reportándose producciones entre:
						360 a 168 BFPD.
						Se suspendió la evaluación debido al atascamiento de la
						Bomba jet. El pozo espera por unidad de reacondicionamiento.
08-jun-04	240	237	1,2	"Ti"		
17-jun-04						Intenta pescar bomba con over-shot sin éxito, intenta pescar con martillo mecánico, sin éxito.
19-jun-04						Intenta pescar bomba con over-shot sin éxito.
10-oct-04						Inicia WO. #2
21-oct-04						Suspenden WO. Desplazan bomba Jet C5
27-oct-04	231	206	10,8	"Ti + Ts"	PPH	
03-nov-04	64	39	39,6	"Ti + Ts"	PPH	
03-nov-04						Recuperan bomba Jet C5 + desplazan STD/ Valve acoplado a elementos para B'up @ "Ti+ Ts". Desplazan bomba Jet C5
06-nov-04						Recuperan bomba + elementos, ok. Asientan bomba Jet C5
10-nov-04						Pozo cerrado por daño unidad eléctrica horizontal PO



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

						de hierro)
23-jul-07	322	319	0,9	"Ti"	PPH	Colocan filtro en línea de inyección
24-jul-07	334	333	0,4	"Ti"	PPH	Chequean filtro en línea de inyección, sale limpio + cambian válvula de 4 vías + reasientan Jet
25-jul-07	399	397	0,5	"Ti"	PPH	
26-jul-07	317	316	0,3	"Ti"	PPH	
26-jul-07	317	316	0,3	"Ti"	PPH	
27-jul-07				"Ti"	PPH	Inica W.O N° 03
28-jul-07				"Ti"	PPH	TUBERIA EN MAL ESTADO(ESCORIA)
29-jul-07				"Ti"	PPH	C/BHA, TUBERIA EN MAL ESTADO
02-ago-07				"Ti"	PPH	SALE DE W.O
26-ago-07	324	322	0,6	"Ti"	PPH	
26-sep-07	379	378	0,2	"Ti"	PPH	
14-oct-07	339	338	0,2	"Ti"	PPH	
16-oct-07				"Ti"	PPH	C/BOMBA JET X PIST. PL II
21-oct-07	424	423	0,2	"Ti"	PPH	
23-nov-07	234	234	0,2	"Ti"	PPH	
14-dic-07	309	307	0,2	"Ti"	PPH	

Anexo B

OPERACIONES DEL FRACTURAMIENTO

POZO PARAHUACU - 03B



31

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Procedimiento Operativo

1. Rig Dygoil-20 inicia operaciones el 16 de Mayo del 2005 a las 21H00.
2. Controlan pozo con agua filtrada y tratada de 8.3 LPG. Desarman cabezal. Arman BOP. Prueban, ok.
3. Desasientan packers con 150000 LBS. Sacan BHA de Bombeo Hidráulico.
4. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 9870'. Circulan. Limpian. Sacan.
5. Con cable eléctrico bajan herramienta y toman registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde 9850' a 7850' (2000'), Cemento malo en intervalo inferior de arena "TI".
6. Bajan tubería de 3 1/2" punta libre clase "A" hasta 9300'. Circulan. Sacan.
7. Bajan BHA de prueba en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas. Wire line recupera Std. Valve a 9511'. Asientan Omega-Matic a 9707' y Strade Packer a 9515', prueban. Ok. Intenta n realizar prueba de admisión arena "TI", sin

- éxito: 1BPM a 1530 PSI, sube presión de CSG a 900 PSI, comunicación TBG-CSG. Desasientan packers. Sacan.
8. Bajan retenedor de cemento acoplado a stinger en tubería de 3 1/2". Intentan asentar retenedor a las siguientes profundidades: 9747', 9704', 8672', 9641'. Sin éxito, sacan, se asienta retenedor a 1130', desacoplan Setting Tool. Sacan tubería de 3 1/2".
 9. Bajan BHA molidor con junk mill + canasta en tubería de 3 1/2" hasta 1130'. Muelen retenedor de cemento. Sacan.
 10. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 2000'. Circulan. Limpian. Sacan.
 11. Con cable eléctrico bajan herramienta y asientan tapón CIBP a 9620'.
 12. Bajan retenedor de cemento acoplado a stinger en tubería de 3 1/2". Asientan retenedor a 9530', prueban, ok. Realizan prueba de admisión a arena "Ui" con 15 bls de agua tratada: 2.5 BPM a 2720 PSI.
 13. Realizan Squeeze a arena "Ui" con 150 sxs de cemento tipo "G" + aditivos. Se preparan 30 bls de lechada a 15.8 LPG. Pi=1800 PSI. Bls en la formación= 25, Bls en la cámara=3.6, Bls reversados=1.4. Pcierra=3550 psi. Sacan stinger en tubería de 3 1/2".

14. Bajan BHA moledor con junk mill + canasta hasta 9530'. Muelen retenedor de cemento + cemento desde 9532' hasta 9620' (88'). Muelen CIBP desde 9620' a 9622' (2'). Bajan libre hasta 9853'. Circulan. Limpian. Sacan.
15. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 8953'. Circulan. Limpian. Sacan
16. Bajan BHA de prueba en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas hasta 7476' (DV-TOOL a 7483') no pasa. Wire line recupera Std. Valve a 7427'. Sacan.
17. Bajan BHA acondicionador de casing con Water Melon de 6 1/8" hasta 7460', bajan rotando hasta 7490' (30'). Sacan.
18. Bajan BHA de prueba en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas hasta 9768'. Asientan Ret - Matic a 9700', prueban. Ok. Wire line recupera Std. Valve a 9664'. Realizan prueba de admisión arena "Ti" con 15 Bls de agua tratada: 2.5 BPM a 3131 PSI. Desasientan packer. Sacan.
19. Bajan retenedor de cemento acoplado a stinger en tubería de 3 1/2". Wire line recupera Sdt-valve a 9707'. Asientan retenedor a 9710', prueban, ok. Realizan prueba de admisión a arena "Ti" con 10 bls de agua tratada: 2.5 BPM a 3070 PSI.

- 20. Realizan Squeeze a arena "Ti" con 120 sxs de cemento tipo "G" + aditivos. Se preparan 25 bls de lechada a 15.8 LPG. Bls en la formación= 13.8, Bls en la cámara=2.4, Bls reversados=8.8. Pciere=3500 psi. Sacan stinger en tubería de 3 1/2".
- 21. Bajan BHA moledor con junk mill + canasta hasta 9710'. Muelen retenedor de cemento + cemento desde 9712' hasta 9865' (153'). Sacan
- 22. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 9865'. Circulan. Limpian. Sacan.
- 23. Con cable eléctrico bajan herramienta y toman registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde 9850' a 7850' (2000'), Buen cemento en zonas de interés.
- 24. Con cable eléctrico bajan cañones convencionales de 4 1/2". Redisparan los siguientes intervalos:

Arena "Ti": 9768' - 9773' (5 ') @ 5 DPP

9790' - 9813' (23 ') @ 5 DPP

- 25. Bajan BHA de Fractura con DGA (sensores de presión) y Positrieve Packer . Midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas hasta 9664'. Prueban Tubing con 7000 PSI, Ok. Wire line recupera Std-valve a 9664'. Asientan Positrieve Packer a 9702'. Realizan

prueba de admisión a "Ti" con 20 Bls de Fre-Flow (Gel lineal) a 5 BPM. P_{inicial}=4454 PSI P_{final}=4362 PSI.

FLUIDO	BPM	Pi(Psi)	Pf(Psi)	TOT.BOMB.
FRE-FLOW	1,3	3170		2
FRE-FLOW	1,9	3465		3
FRE-FLOW	3	3700		4
FRE-FLOW	5	4025		5
FRE-FLOW	8	4584		11,5
FRE-FLOW	10,75	5250		9,1
FRE-FLOW	15	6400		15
FRE-FLOW	13	5600		15
FRE-FLOW	10	5400		4
YF140HTD	11,9	5400	4100	90
YF140HTD	15,2	4430	3800	77
YF140HTD	15,2	3819	3780	86,9

- Realizan Fracturamiento a arenas "Ti" con las siguientes mezclas:

CONCENT.	FLUIDO	BPM	Pi(Psi)	Pf(Psi)	TOT.BOMB.
	PAD	15,2	3551	3359	190,2
1.0 PPA	YF140HTD	15,2	3359	3226	25
2.0 PPA	YF140HTD	15,2	3226	3052	24,9
3.0 PPA	YF140HTD	15,2	3052	2878	26
4.0 PPA	YF140HTD	15,2	2878	2842	27
6.0 PPA	YF140HTD	15,2	2842	3853	45,5
8.0 PPA	YF140HTD	15,2	3853	6280	39

Nota: - Se intenta continuar con desplazamientos, presión llega a 7050 PSI.

- Entra a la formación concentraciones de 1 a 4 lpg de 16/20 C-LITE(soportante). Total en la formación=10846 Lbs
- En la Tubería queda concentraciones de 6 y 8 LPG de 16/20 C-LITE. Total en Tubería=18723 Lbs.

- Resultados del fracturamiento.

	Diseño Inicial	Ejecución Final
Volumen de Fluido de Fractura	12000 Gal	14691 Gal
Volumen de Apuntalante	31000 Lbs	10846 Lbs
Longitud de Fractura	160 Pies	32 Pies
Altura de Fractura	36 Pies	23 Pies
Ancho de Fractura	0,32 Pulgadas	0 Pulgadas
Conductividad Efectiva	10974 md-Pie	3983 md-Pie



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Nota: - Datos proporcionados por Cia. Schlumberger en Reporte Post-Fractura

26. Con unidad de Coiled Tubing bajan limpiando Tubería de 3 1/2" (Arena de fracturamiento) hasta 9664' . Sacan Coiled Tubing.
27. Desasientan Positriev packer a 9702'. Sacan BHA de fractura.
28. Bajan BHA de limpieza con broca y canasta en tubería de 3 1/2" hasta 9746' (tope de arena), rotan no hay avance. Sacan.

29. Bajan BHA de limpieza con Sand Bailer en tubería de 3 1/2" hasta 9751.5', intentan recuperar arena sin éxito. Sacan.
30. Bajan 1 Tubo de 2 3/8" con pata de mula en tubería de 3 1/2" hasta 9751.5', aplican peso, circulan, sin éxito no hay penetración. Sacan.
31. Bajan BHA de prueba en tubería de 3 1/2" hasta 9751.5'. Asientan Ret-Matic a 9665', prueban, ok. Con unidad de Coiled Tubing bajan hasta 9751', intentan realizar limpieza de arena bombeando 15 Bls de Gel + 50 Bls de KCl al 3% a 1.2 BPM, sin éxito no hay penetración, sacan Coiled Tubing. Desasientan packer. Sacan BHA de prueba.
32. Bajan Bloque Impresor de 6" en tubería de 3 1/2" hasta 9751', asientan con 6000 Lbs para tomar marca. Sacan sale sin marca.
33. Bajan BHA molidor con Broca + Canasta hasta 9751', perforan arena de fractura desde 9751' hasta 98011' (50'). Bajan libre desde 9801' hasta 9865' (64'). Circulan para limpieza de pozo. Sacan
34. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 9871'. Circulan. Limpian. Sacan
35. Bajan BHA de evaluación con Positrieve-Packer en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI cada/20 paradas hasta 9565'. Asientan packer a 9706', prueban, ok. Wire line recupera Std-

valve a 9760' Realizan prueba de admisión a "Ti" con 1800 PSI, cae 400 PSI/MIN.

36. Abren camisa de circulación a 9635'. Desplazan Bomba Jet-11K . Intentan evaluar arena "Ti" con camión bomba al tanque bota en locación, sin éxito. Pozo no aporta. Reversan bomba jet (limpia). Desplazan Bomba Jet-10-J . Intentan evaluar arena "Ti" con camión bomba al tanque bota en locación, sin éxito. Pozo no aporta. Reversan bomba jet. Wire line cierra camisa. Realizan prueba de admisión a "Ti" con con 10 BLS de agua: 0.36 BPM a 3000 PSI. Wire line abre camisa de circulación. Desplazan Bomba Jet-10-I . Evalúan arena "Ti" al tanque de la locación:

T.REC=24 BFPD=96 BSW=100% THE=10 Hrs

37. Reversan bomba jet. Wire line cierra camisa. Realizan prueba de admisión a "Ti" con 10 BLS de agua tratada: 0.8 BPM a 3500 PSI. Wire line abre camisa. Desplazan bomba jet. Evalúan arena "Ti" al tanque de la locación:

**T.REC=481 BFPD=192 BSW=100% SALINIDAD=4000 ppm Cl-
THE=51 Hrs**

38. Reversan bomba jet. Controlan pozo. Desasientan packer a 9706'. Sacan BHA de evaluación.

39. Bajan BHA definitivo para Bombeo Hidráulico con packer Arrow y Cavidad Guiberson PL-II , en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas hasta 9745'.

40. Desarman BOP. Arman cabezal. Prueban, ok. Wire line recupera St. Valve 2 3/8" a 9742'. Desplazan bomba falsa a 8642' Asientan packer Arrow a 9706' con 3000 PSI. Prueban anular con 800 PSI. Ok. Reversan bomba falsa. Desplazan Jet-D-6

41. Realizan prueba de producción a arena "T" con camión bomba al tanque bota de la locación:

TR=64 BFPD=192 BSW=100% SALINIDAD=2000 ppm Cl-
THE=8 Hrs

42. Finalizan operaciones en el pozo Parahuacu-03B el 14-Junio del 2005. a las 06H00.

POZO PARAHUACU - 07

Procedimiento Operativo

1. Rig Perforec-32 inicia operaciones el 10 de Octubre a las 14:00
2. Controlan pozo. Desarman cabezal. Arman BOP. Prueban, ok.
3. Desasientan packers. Sacan BHA de Bombeo Hidráulico.
4. Baján Junk Mill hasta 9670'. Muelen packer F1 de 9670' a 9681'. Baján libre hasta 9745'. Circulan. Sacan
5. Baján broca + scraper hasta 9745'. Circulan. Limpian. Sacan
6. Toman registros USIT-CBL-VDL desde 9740' a 8700' (1040'), Cemento malo de 9650' a 9600'
7. Baján CIBP con cable eléctrico hasta 9670'. Asientan CIBP a 9670'.
8. Baján BHA de evaluación con Positrieve Packer hasta 9606'. Recuperan St. Valve 2 7/8" a 9556'. Asientan R-Matic a 9601'. Prueban anular, ok. Realizan prueba de admisión con 10 bls de agua tratada con 2000 psi a 2.1 BPM. Desasientan packer. Sacan
9. Baján retenedor de cemento en tubería de 3 1/2". Asientan retenedor a 9610'.



10. Bajan stinger en tubería de 3 1/2". Realizan prueba de admisión a arena "Ts" con 2 bls de agua con 2200 psi a 2 BPM.
11. Realizan Squeeze a arena "Ts" con 150 sxs de cemento tipo "G" + aditivos. Se preparan 31 bls de lechada de 15.8 LPG. Pi=2800 psi, Bls en la formación= 21, Bls en la cámara=2, Bls reversados=8. Pcierra=3600. Sacan stinger en tubería de 3 1/2".
12. Bajan junk mill + canasta hasta 9603'. Muelen retenedor de cemento + cemento desde 9612' hasta 9670' (58'). Muelen CIBP desde 9670' a 9672' (2'). Bajan libre hasta 9745'. Circulan. Limpian. Sacan.
13. Bajan broca + scraper hasta 9745'. Circulan. Limpian. Sacan.
14. Con cable eléctrico bajan cañones convencionales de 4 1/2". Disparan el siguiente intervalo:

Arena "Ts": 9652-9666' (14') @ 5 DPP

15. Prueban completación de producción sin packers, ok. Bajan completación de producción para B.H. Con packer FH y C-Packer hasta 9636'. Desarman BOP. Arman cabezal. Prueban, ok. Recuperan Std. Valve de 3 1/2" a 8583' + bajan St. valve de 2 7/8" a 9631'. Asientan packer FH a 9566' y C-Packer a 8679'. Prueban anular, ok
16. Abren camisa a 9548'. Desplazan bomba Jet-C5. Evalúan arena "Ts+i" con el sistema Power Oil a la estación:

TR= 69, BFPD= 264, BPPD= 0, BSW= 100%, SALINIDAD=
2000 ppm Cl-, THE= 6

17. Suspenden operaciones el 21 de octubre a las 01:00
18. Rig Perforec-32 reinicia operaciones el 22 de Diciembre a las 12H00
19. Controlan pozo. Desarman cabezal. Arman BOP. Prueban, ok.
20. Desasientan packers. Sacan completación de B.H en tubería de 3 1/2".
21. Bajan broca + scraper en tubería de 3 1/2" hasta 9748'. Circulan. Limpian. Sacan.
22. Bajan BHA de Fractura con Positriev Packer hasta 9622'. Realizan Fractura a arena "Ts+i":
 - a) Previo a la Fractura se tomaron 2 Pruebas de B' Up a la arena "Ts+i":
 - 1er B' Up: S=9.72, Pi= 1394.59 psia, Pwf=255 psi, ko= 8.42 md
 - 2do B' Up: S=8.88, Pi=1387.63 psia, Pwf=267 psia, ko= 10 md
 - b) Realizan DataFRAC de la siguiente manera:

- Step Rate desde 1.0 BPM hasta 16.0 BPM; se obtienen presiones desde 700 hasta 5100 psi. Se usan 163 bls de PrefLO
- Realizan prueba de calibración con 110 bls de YF135HTD. Desplazan con 85 bls de WF135
- Se encuentra un ISIP de 150 psi. Gradiente de fractura 0.46 psi/ft

c) Realizan Tratamiento Principal con la siguiente cantidad de fluidos:

- 29000 lbs de Carbolite Resinado 16/26 de los cuales ingresa a la formación 28300 lbs
- 460 bls de Fluido de Fractura YF135HTD

Parámetros de Fractura:

- Tasa de bombeo 20 BPM con 2000 - 5023 psia
- ISIP final 1620 psia. Máxima presión en superficie= 4898 psi
- La longitud de la Fractura es de +/- 75'

23. Desasientan Positrieve packer a 9567'. Sacan BHA de fractura



24. Bajan BHA de evaluación con R-Matic y C-Packer hasta 9569'. Intentan circular, sin éxito. No existe retorno por presencia de arena de fractura. Sacan
25. Bajan tubería 3 1/2" punta libre hasta 9668'. Intentan circular, sin éxito. Pozo toma 1250 bls de agua. Sacan
26. Bajan tubing Beiler hasta 9678'. Trabajan con movimientos ascendentes y descendentes hasta 9738' . Sacan. Recuperan 300' de arena con crudo contaminado.
27. Bajan nuevo tubing Beiler hasta 9746'. Trabajan con movimientos ascentes y descendentes. Sacan. Recuperan 15' de crudo conaminado
28. Bajan BHA de evaluación con R-Matic y C-Packer hasta 9565'. Asientan R-Matic a 9562' y C-Packer a 8669'. Prueban anular, ok.
29. Abren camisa 3 1/2" a 8600'. Desplazan Bomba Jet-D7 a 8600'. Evaluan arena "Ts+i" con camión bomba al tanque bota en locación:
- TR=5721, BFPD=672, BPPD=564, BSW=16%, API=32.5,**
SALINIDAD=7200 ppm Cl-, THE=213
30. Pescan Jet-D7 a 8600'. Bajan elementos de presión a 8634'. Desplazan Jet-D7 a 8600'. Continúan evaluando arena "Ts+i" con camión bomba al tanque bota en locación:

**TR=6829, BFPD=696, BPPD=612, BSW=12%, API=32.5,
SALINIDAD=7200 ppm Cl-, THE=259 , THE(con elementos)=46**

31. Cierran pozo para restauración de presión por 32 horas.
32. Reversan Jet-D7 a 8600'. Recuperan elementos de presión a 8634' (Pws=1386 psi, Pwf=1232 psi) . Controlan pozo. Desasientan packers. Sacan
33. Bajan BHA definitivo para Bombeo Hidráulico con 2 packers Arrow hasta 9651'.
34. Desarman BOP. Arman cabezal. Prueban, ok.
35. Recuperan St. Valve 2 3/8" a 8612'. Bajan St. Valve de 2 3/8" a 9616'. Desplazan bomba falsa a 8612'. Asientan packers Arrow a 9579' y 8697'. Prueban anular, ok. Reversan bomba falsa. Desplazan Jet-10J a 8612'.
36. Realizan prueba de producción a arena "Ts+i" con sistema Power Oil a las Estación:
37. **TR=155, BFPD=696, BSW=100%, SALINIDAD=2000 ppm Cl-, THE=6**
38. Finalizan operaciones en el pozo Parahuacu-07 el 13 de Enero del 2005.

Anexo C

DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS

30 lb / Mgal. De J480, Agente retardador.

12.5 lb/ Mgal. De M2, Buffer o acondicionador de pH.

5 lb/Mgal de J475, Rompedor encapsulado

10 lb/Mgal de J353, Estabilizador de gel

5 lb / Mgal de F103, surfactante.

YF130HTD: Es un fluido de alta viscosidad, que usa boratos como agente encadenante, o reticulante. La activación de este fluido es retardada, desarrollando viscosidad durante el viaje a través de la tubería. Esta característica permite controlar la viscosidad durante el bombeo disminuyendo con eso las pérdidas por fricción y ahorrando presión de bombeo. Este fluido no es sensible al esfuerzo de corte. La composición de este fluido es:

2 % KCl, sal muera

0.5 lb/Mgal. De M275, Bactericida

30 lb /Mgal. De J457, polímero

7 lb / Mgal de L10. Acido Bórico, es el agente reticulante

30 lb / Mgal. De J480, Agente retardador.

12.5 lb/ Mgal. De M2, Buffer o acondicionador de pH.

5 lb/Mgal de J475, Rompedor encapsulado

5 lb / Mgal de F103, surfactante

Los siguientes son los diferentes fluidos que se usarán durante el tratamiento de fractura:

FreFLO: Es una mezcla de Solventes y surfactantes que condicionan la formación y permite una recuperación más eficiente del fluido de fractura después del tratamiento, FreFLO esta compuesto de:

- 2 % KCl, sal muera que permite la compatibilidad con la formación
- 0.4 % Solvente Mutual
- 0.3 % F103, surfactante
- 25 % KO46, Metanol.

YF140HTD: Es un fluido de alta viscosidad, que usa boratos como agente encadenante o reticulante. La activación de este fluido es retardada, desarrollando viscosidad durante el viaje a través de la tubería. Esta característica permite controlar la viscosidad durante el bombeo disminuyendo con eso las pérdidas por fricción y ahorrando presión de bombeo. Este fluido no es sensible al esfuerzo de corte. La composición de este fluido es:

2 % KCl, sal muera

0.5 lb/Mgal. De M275, Bactericida

40 lb /Mgal. De J457, polímero

7 lb / Mgal de L10. Acido Bórico, es el agente reticulante

Anexo D

MAPAS

BIBLIOGRAFIA

1. BLANK LELAND T, & TARQUIN ANTHONY, Ingeniería Económica, Cuarta Edición
2. HOWARD, G.C, & FAST.C.R. "Hidraulic Fracturing", Monograph Volumen SPE
3. ISLAS – S. C. & GARAICOCHEA – "Diseño Optimo de un Fracturamiento Hidráulico". Instituto mexicano de Petróleo, 1971
4. PAZMIÑO JORGE, Fundamentos de Fracturamiento Hidráulico, 2001
5. SCHUMBERGER, Fracturing Fluidos, 2001
6. TACLE MOISES, Finanzas Corporativas, Espol, 2001
7. VALKO. P. & ECONOMIDES, M.J, "Hidraulic fracture mechanic", Wiley
8. WIKIPEDIA, Tasa Interna de retorno, Diciembre del 2007.
<http://es.wikipedia.org/wiki/tasainternaderetorno>