“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCION DEL CAMPO PARAHUACU DE PETROPRODUCCION MEDIANTE LA TECNICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO”

Vanessa Cárdenas, Joel Plaza
Ing. Kléber Malave, Profesor
Facultad de Ingeniería en Ciencia de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral
Campus “Gustavo Galindo V.”, Km 30.5, vía Perimetral, Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador
vcardena@espol.edu.ec, jplaza@espol.edu.ec, kmalave@espol.edu.ec

Resumen

Este proyecto presenta un estudio de factibilidad para incrementar la producción del Campo Parahuacu de Petroproducción mediante la técnica del fracturamiento hidráulico; El campo Parahuacu, fue descubierto por la Compañía Texaco-Gulf en Octubre de 1968 con la perforación del pozo exploratorio ***PRH Nº 1.*** *Este campo cuenta actualmente con ocho pozos de los cuales dos ya han sido fracturados. El objetivo de este trabajo se basa en determinar la rentabilidad de los pozos que ya han sido fracturados y seleccionar algún pozo candidato para saber si es conveniente aplicar la técnica del fracturamiento hidráulico. Este artículo comenzará analizando los parámetros de los tres pozos en estudio y del yacimiento. Luego de analizados los tres pozos, se realiza el diseño y simulación del fracturamiento y finalmente se realiza el análisis económico con el fin de determinar si el fracturamiento realizado en los dos pozos fue rentable para la compañía, en el pozo seleccionado como candidato para fracturar también se realizó un análisis económico.*

Palabras claves: *Fracturamiento Hidráulico, Estimulación de pozos*

Abstract

This project presents a feasibility study to increase the production of the Field Parahuacu of Petroproducción by means of the technique the hydraulic Fracturing; The field Parahuacu, it was discovered by the Company Texaco-Gulf in October 1968 with the perforation of the exploratory well PRH Nº 1. This field has eight wells at the moment which two have already been fractured. The objective gives this work it is based on determining the profitability it gives the wells that have already been fractured and to select some well candidate to know if it is convenient to apply the technique of hydraulic Fracturing. This article will start to analyze the parameters of three wells in study and of the reservoir. After having analyzed the three wells, we was carried out the design and simulation gives the fracturing and finally we is carried out the economic analysis with the purpose of determining if the fracturing carried out in the two wells was profitable for the company, in the selected well as candidate to fracture was carried out an economic analysis.

Keywords: *Hydraulic Fracturing, Well stimulation*

1. Introducción.

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, incrementar la permeabilidad y por lo tanto la producción desde las mismas.
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 un tratamiento ácido, sin embargo no tardaría en presentarse nuevamente. Un tratamiento de Fractura permite sobrepasar la zona de daño y reducir la velocidad de flujo, restringiendo con ello la migración de finos. En base a lo indicado, se decidió desarrollar este trabajo de realizar un estudio de factibilidad para incrementar la producción del campo parahuacu mediante el fracturamiento hidráulico.

2. Selección de pozos candidatos a fracturar

En esta sección se detalla la información de los pozos en estudio como los parámetros del pozo y del reservorio, propiedades mecánicas de la roca y análisis nodal.

2.1 Pozo Parahuacu 3B

El Pozo Parahuacu 3B fue fracturado el 31 de mayo del 2005 en la arena Ti. Las características de permeabilidad y daño, así como las reservas remanentes en esta arena, hicieron de este pozo un buen candidato.

2.1.1 Pruebas de restauración de presión

Se tomaron varias pruebas de restauración de presión en el pozo durante 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

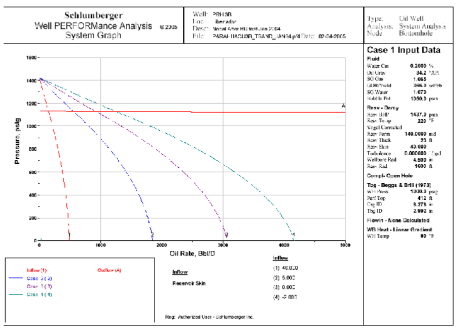
Tabla 1. Pruebas de restauración de presión

2.1.2 Propiedades mecánicas de la formación

Tala 2. Propiedades mecánicas de la formación PRH 3B

2.1.3 Análisis Nodal

Los resultados de los análisis nodales para las arenas "U " Y "T" que se presentan a continuación se realizaron basados en la data obtenida en reportes de restauración de presión que fueron corridos por la compañía DYGOIL del 4 y 5 de Abril del Julio del 2002.



Graf 1. Análisis Nodal PRH 3B

Tabla 3. Muestra los datos obtenidos de la Graf 1.

Análisis Nodal para el pozo PRH3B			
	BFPD	Pwf	Daño
Condición actual	240	760	40
Post Fractura	900	1100	0

2.2 Pozo Parahuacu 07

El Pozo Parahuacu 07 fue fracturado en diciembre del 2005 en la arena Ti + Ts. Las características de permeabilidad y daño, así como las reservas remanentes en esta arena, hicieron de este pozo un buen candidato.

2.2.1 Pruebas de restauración de presión.

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

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	9750.0	16.0	0.854	8333	2.65E+06	0.35	1000
D-SAND	9766.0	8.0	0.500	4885	3.32E+06	0.25	1100
SHALE	9774.0	16.0	0.600	5869	2.12E+06	0.25	1000
T-SAND	9790.0	23.0	0.430	4215	3.62E+06	0.15	1200
SHALE	9813.0	55.0	0.600	5904	2.12E+06	0.25	1000

Tabla 4. Pruebas de producción.

	Ag 97	Ag 97	Nov04	Nov. 04
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

2.2.2 Propiedades mecánicas de la formación

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

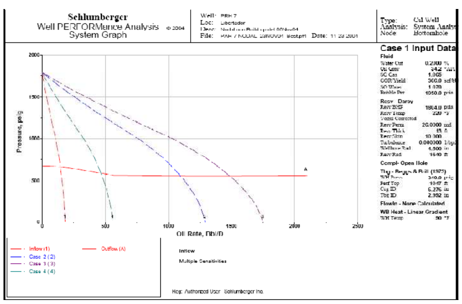
Tabla 5. Propiedades mecánicas de la formación PRH 07

Propiedades Mecánicas de la Formación							
Zone Name	Top MD (ft)	Zone Height (ft)	Grad Frac. (psi/ft)	Esfuerzo (psi)	Modulo Young (psi)	Relacion 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
SHALE	9774.0	16.0	0.600	5869	2.12E+06	0.25	1000
T-SAND	9790.0	23.0	0.430	4215	3.62E+06	0.15	1200
SHALE	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

2.2.3 Análisis Nodal

Teniendo en cuenta la prueba de restauración de presión B'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 promedia del yacimiento observado en el pozo PRH01, se estima una producción estabilizada de 920 bpd. @ 1560 psi de presión fluyente posterior al fracturamiento.



Graf 2. Análisis nodal PRH 07

2.3 Pozo Parahuacu 08

En este pozo se realizo una propuesta de Fracturamiento

2.3.1 Pruebas de restauración de Presión

La última prueba de restauración de presión en el pozo fue realizado 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:

Tabla 6. Prueba de restauración de presión

2.3.2 Propiedades mecánicas de la formación

Tabla 7. Propiedades Mecánicas de la Formación PRH 08

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	2.650 E+06	0.30	1000
T-Sand	9660.0	118.0	0.450	4374	3.325 E+06	0.20	1100
SHALE	9778.0	10.0	0.650	6359	2.895 E+06	0.30	1000
T-Lower	9788.0	20.0	0.550	5389	3.625 E+06	0.20	1200
SHALE	9808.0	55.0	0.950	9344	2.650 E+06	0.35	1000

2.3.3 Análisis Nodal

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

Teniendo en cuenta la prueba de restauración de presión B'up corrido en Febrero del 2005, realizamos un análisis nodal para estimar el potencial productivo del pozo en la Arena T inferior.

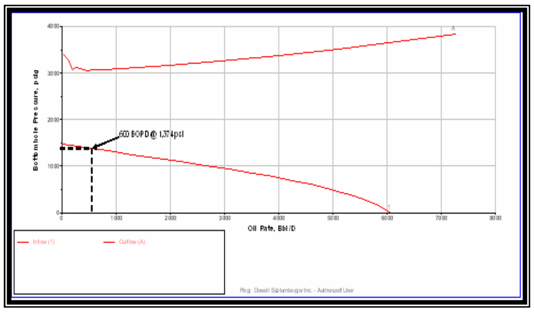


Tabla 8. Muestra los datos obtenidos de la Graf 3.

3. Diseño y Simulacion del Fracturamiento

3.1 Consideraciones en 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.

Graf 3. Análisis nodal PRH 08

En la grafica indica que la producción del pozo Parahuacu 08 en la arena "T" puede ser hasta de 600 BOPD con la misma presión fluyente de fondo (1,374 psi)

3.2 Selección del fluido de fractura y el material soportante.

Para la selección del fluido de fractura Se tomo en cuenta las siguientes propiedades

- Mantener la fractura abierta.
- Transportar el soportante a lo largo de la fractura.
- Controlar la pérdida de filtrado.
- Exhibir baja presión de fricción durante el bombeo.
- Romper completamente y dejar la fractura limpia al final del tratamiento.
- Ser compatible con la formación y aditivos.
- Ser económico y práctico.

Para la selección del material soportante se debe tener en cuenta el esfuerzo de cierre de la formación, como los materiales sustentantes en una fractura están sujetos a altos esfuerzos, ellos se rompen por compresión o se aplastan y la permeabilidad del empaquetamiento del material sustentante se reduce, si por lo contrario los esfuerzos son bajos y la roca es débil.

Ambos esfuerzos son detrimentales para la conductividad final de la fractura, por lo que es necesario buscar un equilibrio.

Tabla 9. Muestra el diseño de tratamiento de Fractura Hidráulica para los pozos en estudio

3.3 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:

Tabla 10. Geometría de Fractura del Pozo PRH 3B

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

Geometría de Fractura		
		Diseño

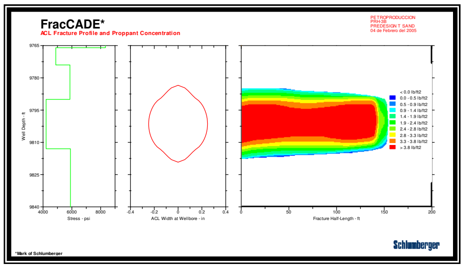
Geometría de Fractura		
		Diseño
Longitud de Fractura	Pies	117.8
Altura de Fractura	Pies	33.5
Ancho de Fractura	Pulg.	0.455
Conductividad Promedia	md-ft	17009
FCD		3,4
Presión Neta	psi	2254
Máxima presión en superficie	psi	3160

Tabla 11. Geometría de Fractura del Pozo PRH 7

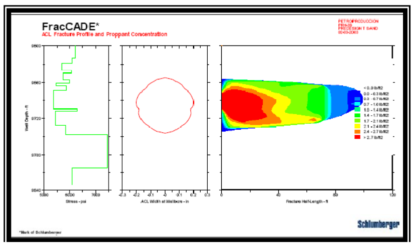
Longitud de Fractura	Pies	160
Altura de Fractura	Pies	36
Ancho de Fractura	Pulg.	0.321
Conductividad Promedia	md-ft	10997
FCD		0.5
Presión Neta	psi	4842
Máxima presión en superficie	psi	5717
Daño equivalente		-3.7

	PRH 3B	**PRH 07**	**PRH 08**
Fluido Fracturante	YF140.1HTD	YF130,1HTD	YF140,1HTD
Material Soportante	Carbolita 16/20	Carbolita 16/20	Carbolita 20/40

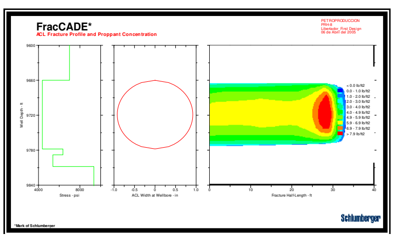
Tabla 12. Geometría de fractura Pozo PRH 08



Graf 4. Perfil de la fractura y concentración de soportante PRH 3B



Graf 5. Perfil de la fractura y concentración de soportante PRH 07



Graf 6. Perfil de la fractura y concentración de soportante PRH 8

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

4.1 Inversion 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 se muestra Costos de los pozos en estudio.

Tabla 13. Costos del Trabajo de Fracturamiento para los pozos en estudio

Pozo	Costos
PRH 3B	597295
PRH 07	366041
PRH 08	598000

4. ANALISIS ECONÓMICO

4.2 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 taza 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.

4.2.1 Pozo Parahuacu 3B

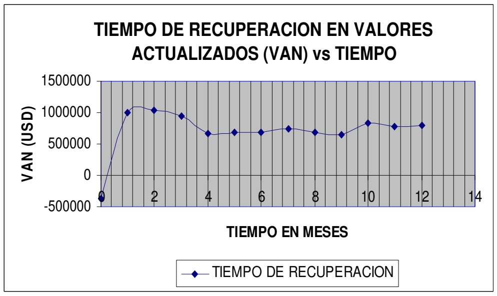
Debido que en este pozo no hay datos de producción después del fracturamiento hidráulico es imposible hacer un análisis económico por lo tanto es obvio que el trabajo no fue rentable.

4.2.2 Pozo Parahuacu 07

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

VAN de $ 9.128.689, la TIR nos da un valor de 275% y la relación Costo/Beneficio es del 10,795

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.



Graf 7. Tiempo de Recuperación de la inversión PRH 07

Deacuerdo a la Grafica de los valores de VAN vs Tiempo, Indica que la recuperación de la inversión del Pozo Parahuacu 07 es en 6 días

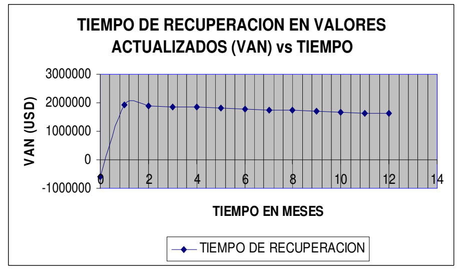
4.2.3 Parahuacu 08

En el análisis económico para este pozo se utilizo 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 Costo / Beneficio (RCB) , tenemos los valores de:
VAN de $ 20568701,7, la TRI nos da un valor de 322% y la relación Costo/Beneficio es del 14,747
Por lo tanto recuperamos la inversión aproximadamente en 6 días, como se observa en la Fig. 8



Graf 8. Tiempo de Recuperación de la inversión PRH 08

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

5. Conclusiones:

De lo analizado en el desarrollo de este trabajo se puede llegar a concluir:

1. El Fracturamiento Hidráulico a la arena Napo T fue exitoso desde el punto de vista operacional, a pesar de no haber podido usar la Prueba de Calibración para la determinación de la eficiencia de fluido, pudo ser posible generar la geometría de fractura deseada. Hasta la fecha de este reporte se esperan de los resultados de producción.