



## Reingeniería para recuperar por medio del fracturamiento hidráulico la producción de campos maduros de Ecuador

Dario Fabian Jimenez

### RESUMEN

Actualmente Ecuador tiene la necesidad de aumentar la producción de petróleo, por lo cual tiene que asumir retos de reingeniería para el mejoramiento de la producción de los campos maduros, en la cual posiblemente no vamos a tener nuevas perforaciones, para ello las alternativas son contadas, como la aplicación de técnicas de reacondicionamiento de pozos o aplicación de proyectos de recuperación mejorada para los campos, para la obtención de las reservas remanentes que aún tenemos, uno de los métodos más eficaces es el Fracturamiento Hidráulico, vamos describir aspectos importantes referentes a la optimización en la producción de hidrocarburos con esta técnica de estimulación de yacimiento.

Al igual se describe la reseña histórica del Activo Campo Lago Agrio, la cual es de suma importancia, al ser primer campo de la amazonia ecuatoriana en incorporar producción de petróleo a la producción nacional.

El presente trabajo de investigación seleccionó cuatro pozos para el estudio y después de analizar las características más importantes de estos casos, se evaluó técnicamente cada uno de los pozos seleccionados, en el cual se notó una correcta elección de pozos para ser Fracturados.

Al finalizar el análisis se determinó que el Fracturamiento Hidráulico proporcionó un aumento en la producción de estos pozos, lo cual es satisfactorio para la empresa y el país.

### INTRODUCCIÓN

Actualmente en el Ecuador, ante el alto crecimiento de la demanda de petróleo en el país y la declinación de los campos, el estado se ve en la obligación de aumentar la producción de hidro-

carburos y uno de los métodos más eficaces es el Fracturamiento Hidráulico a las zonas de interés para pozos con declinación de producción y con alto daño de formación en la cara del pozo.

Ante una declinación de la producción nacional de petróleo y una falta de nuevos prospectos para la perforación de nuevos pozos, un ejemplo claro tenemos en los campos Lago Agrio y Parahuacu.

La producción petrolera del oriente comenzó con el campo Lago Agrio, la que tiene muchos años en producción y no se ha encontrado prospectos para la perforación de nuevos pozos, por lo cual una de las formas más representativas para aumentar la producción es con la realización de estimulación, lo cual se ha pensado en el Fracturamiento Hidráulico, tal vez por la historia, algunas personas juzguen de diferente manera la técnica, de los antiguos fracturamientos realizados en el país, ya que no fueron satisfactorios, por diferentes circunstancias, también podemos decir que cada día se ha ido innovando para perfeccionar la técnica.

Se analizó el Fracturamiento Hidráulico de 4 pozos y se dio el seguimiento por cerca de 4 años.

### RESULTADOS

#### POZO 1

Los resultados de la fractura son:

- Las presiones corregidas al punto medio de las perforaciones 9 486 pies (MD) en la arenisca "U Inferior":  $P_r = 1\ 718$  psi y  $P_{wf} = 1\ 492$  psi.
- Se tiene un diferencial de presión  $DP=226$  psi.
- La magnitud de la permeabilidad obtenida es:  $K = 112$  mD.
- El daño promedio calculado es de  $S = -0.908$ .

- El IP actual obtenido es 3.29 y una eficiencia de flujo de 1.13.
- Se tiene un diferencial de presión por daño de  $DP_s = -30.14$  psi.
- Se logró una longitud efectiva de fractura estimada de 97 pies.

Luego del trabajo de Fracturamiento Hidráulico realizado en el pozo PRH 10, con el objeto de remover el daño de formación severo y optimizar la producción del pozo, se logró incrementar el IP del pozo y mejorar las condiciones de flujo:

PARÁMETROS	ANTES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO		DESPUES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	
	VALOR	UNIDADES	VALOR	UNIDADES
Permeabilidad	20.8	mD	112	mD
Capacidad de flujo	374	mD-pies	2 020	mD-pies
Daño	16.5 Dañado		0.908 Estimulado	
IP actual	0.17	bls / día /psi	3.29	bls / día /psi
Ef	0.28	<1	1.13	>1

Tabla 1.- Resultados comparativos ante-después de la fractura - PRH 10.

Luego del Fracturamiento Hidráulico tenemos:

$S(-)$ ,  $\Delta P_s(-)$  y  $EF > 1$ , lo cual nos confirma que el pozo está estimulado.

En la actualidad el pozo PHR 10 tiene una producción de 494 bopd con 3% de corte de agua, antes de la de la fractura se realizó un cierre para Build Up y tenía una producción estabilizada de 62 bopd con 57% de corte de agua, lo cual se obtuvo un incremento de 7.97 veces más a la producción anterior a la estimulación y una disminución del 54% de corte de agua.

Por lo tanto, mejoro en su producción, es decir, fue aceptable la realización de la estimulación.

Igualmente, el pozo tenía de daño a formación ( $skin=16.5$ ) luego del fracturamiento paso a estar estimulado ( $-0.908$ ).

La permeabilidad aumento de 20.8 mD a 112 mD.

Se monitoreo por más de cuatro años los pozos, y se recuperó pozos que tenían baja producción.

El 28 de mayo del 2017 se realiza reacondicio-

namiento por comunicación tubing-casing y se cambia bomba DN 1050/240/150/9353.01a la TD-1000 QPLUS/399/125/9361.

PARAHUACU-10			
	Bppd	Btpd	Bapd
2015	384,8	387,6	2,9
2016	315,9	318,5	2,6
2017	278,0	291,5	13,5
2018	344,6	349,1	4,5

Tabla 2.- Producción después del fracturamiento PRH 10.

## POZO 2

El pozo PHR 12 se obtuvo después de la fractura en la etapa de evaluación una producción de 308 bopd con 5% de corte de agua del 16 de marzo del 2014, antes de la de la fractura se obtuvo una producción de 30 bopd con 79% de corte agua del 9 de febrero del 2014, lo cual se obtuvo un incremento de 278 barriles de petróleo, 10.27 veces más a la producción anterior a la estimulación y una disminución del 74% de corte de agua.

Mejoro en su producción, es decir, fue aceptable la realización de la estimulación. Igualmente, el pozo tenía de daño a formación ( $skin=40$ ) luego del fracturamiento paso a estar estimulado ( $-3,46$ ). La permeabilidad aumento de 97 mD a 114 mD.

PRH-12				
PARAMETROS	ANTES DEL FRACTURAMIENTO		DESPUES DEL FRACTURAMIENTO	
	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD
Producción de petróleo	30	bopd	308	bopd
Corte de agua	79	%	5	%
Daño	40	(Dañado)	-3,46	(Estimulado)
Permeabilidad	97	mD	114	mD

Tabla 3.- Resultados comparativos ante-después de la fractura - PRH 12.

Luego del fracturamiento el pozo a tenido inconvenientes por comunicación tubing-casing, por lo cual durante los cuatro años se ha cambiado en 6 ocasiones de Bomba, pero se ha visto un mejoramiento en la producción de Petróleo hasta la fecha.

PARAHUACU-12			
	Bppd	Btpd	Bapd
2015	473,8	483,7	10,0
2016	385,2	409,8	24,6
2017	575,6	594,2	18,6
2018	632,8	639,6	6,8

Tabla 4.- Producción después del fracturamiento PRH 12.

### POZO 3

El pozo PHR 40 se obtuvo después de la fractura en la etapa de evaluación una producción de 325 bopd con 15% de corte de agua del 29 de junio del 2014, antes de la de la fractura se obtuvo una producción de 100 bopd con 30% del 9 de febrero del 2014 de corte de agua.

Lo cual se obtuvo un incremento de 225 barriles de petróleo, 3.25 veces más a la producción anterior a la estimulación y una disminución del 15% de corte de agua.

Mejóro en su producción, es decir, fue aceptable la realización de la estimulación. Igualmente, el pozo tenia de daño a formación (skin=6) luego del fracturamiento paso a estar estimulado (-0,146). La permeabilidad aumento de 257 mD a 273 mD.

PRH-40				
	ANTES DEL FRACTURAMIENTO		DESPUES DEL FRACTURAMIENTO	
PARAMETROS	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD
Producción de petróleo	100	bopd	325	bopd
Corte de agua	30	%	15	%
Daño	6	(Dañado)	-0,146	(Estimulado)
Permeabilidad	257	mD	273	mD

Tabla 5.- Resultados comparativos ante-después de la fractura - PRH 40.

El pozo no ha tenido inconvenientes, ha producido sin ningún problema.

PARAHUACU-40			
	Bppd	Btpd	Bapd
2015	259,7	317,1	57,4
2016	205,7	256,9	51,2
2017	121,0	201,1	80,1
2018	113,2	188,6	75,4

Tabla 6.- Producción después del fracturamiento PRH 40.

### POZO 4

Con los antecedentes pozo del pozo GNT-39, finalizo la completación y pruebas iniciales, el 14 de septiembre del 2013, se evaluó con MTU, durante 18 horas de evaluación el pozo no aporto. Luego se cierra el pozo al no tener petróleo de petróleo, y entra a reacondicionamiento, en el cual por la información que se tiene se procede al Fracturamiento Hidráulico.

Luego del fracturamiento se evaluó por 30 días y comenzó con una producción de 98 bppd con 32% de corte de agua, a la finalización de la evaluación la producción se mantuvo en 177 bppd con 18% de corte de agua.

GNT-39				
	ANTES DEL FRACTURAMIENTO		DESPUES DEL FRACTURAMIENTO	
PARÁMETROS	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD
Producción de petróleo	0	bopd	177	bopd
Corte de agua	100	%	18.06	%
Daño	17.5	(Dañado)	-0,567	(Estimulado)
Permeabilidad	23.1	mD	29.43	mD

Tabla 7.- Resultados comparativos ante-después de la fractura – GNT-39.

El pozo tuvo inconvenientes con la estructura, se hizo el estudio para la realización de un reacondicionamiento, pero por el precio del barril de petróleo bajo durante estos tres años, se analizará con un precio superior a los 60 USD.

### CONCLUSIONES

- Se ha determinado que el Fracturamiento Hidráulico es factible cuando encontramos pozos con un alto daño en la cara de la formación o con una baja permeabilidad con un alto potencial hidrocarburífero.
- Realizar Fracturamiento Hidráulico a las arenas no consolidadas nos va a traer problemas, ya que se puede tener taponamiento del yacimiento y atascamiento del BHA de fractura.
- La glauconita es un parámetro que se debe tener muy en cuenta en los yacimientos, ya que se puede tener datos no reales con alto grado de incertidumbre en la porosidad, resistividad, volumen de arcillas y saturación de agua al momento de fracturar la zona de influencia.

- Entre los principales parámetros que más se debe tener en cuenta al momento de escoger un pozo para realizar el Fracturamiento Hidráulico es el daño de formación, baja permeabilidad, declinación de producción, estado del cemento en el intervalo a punzar, presión de fractura y estado de casing.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda la estimulación de arenas realizando el Fracturamiento Hidráulico a pozos con alto daño de formación y yacimientos con baja permeabilidad para maximizar la producción de pozos de alto potencial hidrocarburífero.
- Se recomienda realizar Fracturamiento Hidráulico a pozos nuevos, ya que tienen presiones altas aun no depletadas.
- Verificar el buen estado del casing mediante aplicación de presión o corriendo un registro de integridad del casing.
- Se sugiere utilizar un modificador de permeabilidad para mantener un bajo corte de agua al momento de realizar la fractura, para que el corte de agua se mantenga lo más bajo posible durante la producción del pozo.
- Tomar Build Up previo a la realización de Fracturamiento Hidráulico, igualmente después del Fracturamiento para saber los resultados obtenidos.
- Previo a la ejecución del Fracturamiento Hidráulico en la zona de interés hidrocarburífero, el pozo deberá contar con una buena cementación.
- Evaluar la arena fracturada por un periodo de 15 días, con bomba JET y unidad de MTU.
- Se recomienda tomar todas las medidas necesarias de seguridad y manejar cautelosamente las operaciones de Fracturamiento Hidráulico, debido a que manejan altas presiones en superficie y a la manipulación de ácidos.
- Tomar todas las medidas necesarias para evitar un posible arenamiento durante la ejecución del trabajo.
- Tomar las medidas necesarias en el control de las formaciones arcillosas, para evitar posible daño y/o taponamiento al yacimiento produc-

tor.

- Una vez que el pozo se encuentre en producción, posterior a la fractura será necesario cuidar el drawdown inicial no sea excesivo con el fin de prevenir producción de apuntalante.