

Estudio para el incremento de producción en el campo BC implementando fracturamiento hidráulico en la arena de baja permeabilidad del pozo BC 2

Bladimir Cerón¹; Víctor Imbaquingo¹

¹ Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito, Ecuador

Resumen: En Ecuador en la región amazónica existen campos de arenas semiconfinadas con saturación alta de petróleo. El objetivo es analizar la arena U, anisotrópica, del pozo BC 2, la misma que fue sometida a un fracturamiento en donde (Craft, 2010) se inyecta fluidos a una alta presión, teniendo como propósito, causar una falla de tensión en la roca lo que va a producir un incremento de la permeabilidad. Y en esta oportunidad nos ocupamos de analizar esta problemática.

Modificar las condiciones iniciales de la arena U antes de ser fracturada tenían las siguientes variables, permeabilidad de 25 md, presión de fondo fluente de 985 psi, presión de reservorio de 1 911 psi y una producción de 144 barriles de petróleo por día. Las condiciones de la arena U después de ser fracturada tiene las siguientes variables, permeabilidad de 300-400 md, presión de fondo fluente de 985 psi, presión de reservorio de 1 911 psi y una producción de 452 barriles de petróleo por día.

El proceso de fracturamiento consistió, modelar la fractura con “DATAFRAC”(Schlumberger, 2010), cuyo Plan fue desplazar fluido (agua más químicos), hasta que el ácido se encuentre a 1bl cerca del bypass. Realizar DataFrac, es decir, una prueba de multitasas ascendentes y descendentes hasta 12 bpm, utilizando 180 bls de FreFlo, e inyección de 300 bls de YF130HTD (Schlumberger, 2012), bombeados a 18 bpm. En cuanto al análisis del incremento de producción se obtuvo de 350 BPD. Dio un Valor Actual Neto(VAN) de 86 797 280, una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 112,12% y una relación costo beneficio(RCB) de 4,80 en un tiempo de recuperación de 30 días.

Palabras clave: Fractura, arenas semiconfinadas, falla, permeabilidad, campos maduros.

Study for increased production in the BC field with fracturing hydraulic in low permeability sand well BC 2

Abstract: In the Amazon region of Ecuador there are semi-confined sands fields with high oil saturation.

The paper describes a fracturing fluid injection at high pressure to increase the permeability. The initial conditions of the U sand before being fractured had a permeability of 25 md, and a production of 144 barrels of oil per day. The conditions of the U sand after being fractured has 300-400 md permeability and a production of 452 barrels of oil per day. The final result of this research showed that had an increase in the production of 350 BPD and generated a TIR 112.2% and VAN of 86 797 280 in 30 days.

Keywords: Fracture, semiconfined sand, fault, permeability, mature fields

1. INTRODUCCIÓN

Las principales razones para realizar un (Pazmiño, 2004) fracturamiento hidráulico son: desviar el flujo para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.

Teniendo en cuenta que el pozo BC 2, fue un pozo muy difícil de tratar por una geología anisotrópica; se encontró al centro de la estructura del campo BC, fue completado definitivamente el 21 de Mayo de 1 978, el cual cuenta con suficientes reservas a la fecha del proyecto, para seguirlo explotando; pero muy baja permeabilidad, de 25 md no nos dejó seguir explotándolo, este pozo fue un candidato excelente para plantear un proyecto de fracturamiento

ignacio.ceron@epn.edu.ec
Recibido: 06/11/2015
Aceptado: 18/07/2016
Publicado: 20/01/2017

hidráulico, con el cual se mejoró la eficiencia de flujo y la conductividad, al incrementar la permeabilidad, y disminuyendo el daño de formación que era de 2,9, sin posibilidad de poder continuar produciendo.

Para realizó el fracturamiento hidráulico en el pozo BC 2, y se ocupó las siguientes herramientas: taladro, tanques con un estimado de 1 200 bls de agua fresca filtrada, para la mezcla de los fluidos de tratamiento, sarta de fracturamiento hidráulico, 5 bls de gel lineal, 10 bls al 10% de HCl, entre los fluidos básicos.

La aplicación del proceso de fracturamiento consistió en desplazar hasta que el ácido se encuentre a 1 bl cerca del bypass. Se detuvo bombeo, cambiar válvulas en superficie y reversó al tanque de viaje del taladro, donde fué neutralizado antes de desechar el fluido. Se realizó el DataFrac, el cual contiene: prueba multitasas ascendentes y descendentes hasta 12 bpm, utilizando 180 bls de FreFlo y prueba de inyección con 300 bls de YF130HTD, bombeados a 18 bpm.

A paso siguiente se esperó declinación de presión durante aproximadamente 1 hora. Reportar los resultados al departamento técnico para realizar los análisis y redefinir el tratamiento de fractura. El operador realizó una verificación de fluidos, mezclar más gel lineal en caso de necesidad. Realizó operación de fracturamiento hidráulico. Posterior a dicho fracturamiento se realizó un programa de bombeo tentativo, el mismo que fue expuesto en el Apéndice 1.

Tomo tiempo el cierre de la fractura. Luego se liberó presión. Probó que el pozo fluye, entonces se recuperó los fluidos de la formación por un periodo estimado de 4 horas para luego controlarlo con salmuera a 8,5 lb-pg. Posteriormente se realizó la tabla 9 Daño vs Q_i , utilizando la fórmula de Q_i y ΔP_{frac} que se van a describir más adelante y el daño fue variando con posibles valores a obtener luego del Fracturamiento. Dicha tabla se la observa en Apéndice 2.

La producción final antes de la operación de fracturamiento fue de 144 BPPD, con una producción de agua de 1 BAPD, y un corte de agua de 0,39%. Después de la operación y analizado los valores del incremento de producción, el IPR y el historial de producción del pozo, tenemos que redujo el daño a 1, y así obtener una producción 452 BPPD, caudal que fue aceptable, teniendo en cuenta los parámetros anteriores.

2.DESARROLLO

2.1 Descripción de propiedades de fluidos del campo BC y pozo BC 2

El estudio fue realizado a la temperatura del yacimiento U de 228 °F, y las presiones del separador de 100, 50, 0 psi. Además se determinó $P_b = 1\ 558$ psi, una variación de la viscosidad de 1,97 cp en la P_b , hasta 2,19 cp en P_{atm} . La tabla de propiedades del campo se encuentra en el Apéndice 3. En la Tabla 1 se muestra los resultados del análisis PVT del pozo BC2

Tabla 1. Resultados del análisis PVT del pozo BC 2

BC 2	
Rs	185 pc/bbl
Bo a Pb	1,186 bbl/BF
Ma Pb	1,22 cp
API	30,9
μ_a 206°F	2,19 cp

2.2 Datos del pozo y reservorio, yacimiento U

En las Tabla 2 y Tabla 3 se expone los datos petrofísicos, de producción, corte de agua, temperatura, presiones.

Tabla 2. Datos de reservorio y última prueba de producción del pozo para la arena U

TOPE(pies)	BASE(pies)	Ho(pies)
9 413	9 464	37,5
Porosidad (%)	SW(%)	
12,23	41,49	

Tabla 3. Datos de la última prueba de restauración de presión del pozo para la arena U

ARENA	K(md)	Pwf(psi)	Pr(psi)
U	25	985	1 911
Pr(psi)	M	IPA(%)	DAÑO
1 911	303,9	0,9	2,9

2.3 Análisis petrofísico de núcleos para la arena U

El análisis de núcleos determinó las propiedades de la arena productora ver Apéndice 4.

Aquí en la formación se encontró lutitas, arenas limpias, arenas sucias, y las arenas productoras con lutitas; En la Tabla 4 se presentan propiedades mecánicas de las rocas en el yacimiento U.

Tabla 4. Propiedades mecánicas de las rocas en el yacimiento U

Nombre	Mod. Young	Relación de Poisson	Dureza
Lutita	3,600 E+06	0,35	1000
arena sucia	2,500 E+06	0,25	700
arena limpia	3,500 E+06	0,2	1200
arena U	4,578 E+06	0,2	1200
arena T	3,625 E+06	0,2	1200

2.4 Evaluación del registro de cementación

Antes de realizar el fracturamiento fue recomendable realizar un registro de cementación, para corroborar esta información

y realizar una cementación forzada (SQZ) a las demás zonas productoras, para evitar que se fracturen otras zonas debido a que es un trabajo a presión.

2.5 Análisis del pozo BC 2 para el fracturamiento.

En la Tabla 5 presenta los datos de permeabilidad y daño de formación del pozo BC 2

Tabla 5. Permeabilidad y daño de formación el pozo BC 2

Permeabilidad (md)	25
Daño de formación (frac)	2,90

2.6 Descripción de un fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es un proceso mediante el cual se inyecta fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la presión de fractura. Los espesores típicos de una fractura hidráulica (Pazmiño, 2004) son de 0,25 pulgadas o menos, mientras la longitud efectiva puede ser de 300 pies de punta a punta.

La geometría de la fractura (PEMEX, 2011) se puede aproximar por modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de las rocas, las propiedades del fluido de fractura, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado y la distribución de esfuerzo en el medio poroso. Se disponen de tres familias generales de modelos (Nequiz y Robles, 2014): modelos bidimensionales 2D, modelos pseudo tridimensionales P3D y completamente tridimensionales 3D.

2.7 Diseño de fractura

El primer paso considerado en este fracturamiento, involucra el proceso de “DATAFRAC” (Schlumberger, 2010), el cual está dividido en dos secciones, en la primera de ellas se utilizó el fluido denominado “FREFLO”, cuya función principal es acondicionar la formación y prepararla para recibir los fluidos base agua que serán bombeados a continuación.

La segunda parte del proceso se usó el fluido YF130HTD el cual sirve para la calibración y declinación de presión, al caudal que se piensa utilizar durante el fracturamiento hidráulico. Con (Schlumberger, 2012) este análisis se determina la eficiencia del fluido, geometría de la fractura, presión de cierre, entre otras propiedades.

2.8 Comportamiento de presión durante un fracturamiento hidráulico

Para que la fractura (Zambrano, 2003) se propague, las presiones deben ser superiores al esfuerzo mínimo de la formación, por lo que la presión neta va a ser la diferencia entre la presión de fracturamiento menos la presión de cierre.

De aquí tenemos que la presión de fractura es igual a la suma de la presión de superficie más la presión hidrostática y menos la presión de fricción en la tubería, la misma que es difícil de estimar. Esta presión se la mide en superficie y es la suma de las fricciones en la tubería, en las perforaciones y en la tortuosidad.

La presión neta está entre los rangos de 100 a 2 500 psi y va a depender de las características de la formación que se vaya a intervenir. Estos valores son determinados a partir del simulador de fractura y son corroborados al momento de realizar el fracturamiento.

2.9 Simulador usado en la de fractura hidráulica

Schlumberger (Schlumberger, 2010) fue la creadora del simulador FracCADE, para determinar el programa del Fracturamiento. Se ensayó varias veces la rata de bombeo (12 veces), hasta que resulte la óptima geometría final de fractura; para dicho propósito se utilizó información de presiones de los últimos trabajos de fracturas realizados en el campo, análisis petrofísicos a partir de registros eléctricos y propiedades mecánicas de las rocas promedias para el tipo de roca encontrada, información de Build ups.

Los parámetros que generó el FracCade de cada simulación son los siguientes:

- Tope inicial de fractura
- Base inicial de fractura
- Longitud de fractura apuntalada
- Ancho apuntalado promedio
- Concentración de gel promedio
- Factor de fluido gel retenido promedio
- Presión neta
- Eficiencia
- Conductividad efectiva
- Fcdefectiva
- Presión máxima en superficie

Además (Schlumberger, 2010) nos muestra la geometría de la fractura que obtuvo en el proceso de fracturamiento. En la Figura 1 se muestra la geometría de la fractura.

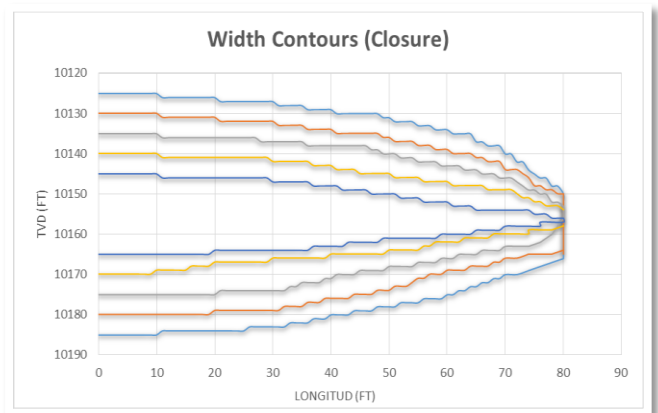


Figura. 1. Geometría de fractura

Pronosticó el bombeo hidráulico del pozo BC 2, que se encuentra en el Apéndice 5.

Los datos de la tabla 6 fueron aproximados para un trabajo de fractura, y son dados por el simulador; además, van a variar de acuerdo a las condiciones que se tenga en el proceso de fracturamiento y de la distancia de fractura que se requieren, para realizar una fractura.

Tabla 6. Cantidad de Fluido y Apuntalante para una fractura

Total De Fluidos	Total De Apuntalante
15 900 GAL DE YF130HTD	39 800 LB DE 16/20
3 742 GAL DE FLUSH	CERAMAXTMI

Programa general de fracturamiento hidráulico para el pozo BC 2.

El siguiente programa de fracturamiento fue el que se utilizó, para realizar todo el proceso de fracturamiento hidráulico en el pozo BC 2.

- Movi6 la torre de reacondicionamiento a la locaci6n.
- Control6 el pozo con agua filtrada y tratada.
- Desarm6 el cabezal del pozo, armar el BOP, sacar la completaci6n BH, cheque6 la presencia de escala, s6lidos y corrosi6n.
- Baj6 el conjunto de pesca con overshot, sacar la completaci6n de fondo.
- Baj6 con broca y raspa-tubos en tubería de 3 1/2". Topar cemento suavemente, no perforar. Circular para limpiar y sacar.
- Correo registros el6ctricos con cable, consistente en:
 - CBL/VBL/USIT
 - Densidad, neutr6n y gamma ray detrás del casing.
- Cubr6 al menos todas las formaciones de inter6s. Si el registro de cemento no muestra buena adherencia frente a la zona de inter6s y vecindades, se realiza una cementaci6n forzada para mejorar la adherencia.
- Baj6 la sarta de evaluaci6n para la zona de inter6s con sensores de fondo para realizar un B'UP. El tiempo estimado de producci6n requerido es de 48 horas. Tiempo de cierre al menos 48 horas. Se realiz6 una prueba de inyectividad a la formaci6n.
- Moviliz6 y arm6 el equipo de la compaía de servicios encargada del fracturamiento hidráulico. El taladro debió suministrar un estimado de 1 200 bls de agua fresca filtrada para realizar la mezcla de los fluidos de tratamiento.
- Sac6 la sarta de prueba y baj6 la sarta de fracturamiento hidráulico consistente en:
 - 3 1/2" EUE niplecampana
 - 3 1/2" EUE, 9,3 lb/ft, 1 tubo
 - 3 1/2" EUE, packer tipopositriev
 - 3 1/2" EUE, 9,3 lb/ft, 1 tubo
 - 3 1/2" EUE, NOGO, diámetro interno de 2 1/4"
 - 3 1/2" EUE, 9,3 lb/ft, tubing hasta superficie
 - Probar tubería con 3 000 psi cada 3 000 ft hasta llegar al fondo. Probar asentamiento del packer con 800 psi de presi6n anular.
- Realiz6 prueba de líneas de SLB con 8 000 psi contra v6lvula tap6n en el cabezal de pozo. La prueba es satisfactoria durante 5 minutos, liberar presi6n, abrir cabezal de pozo y probar con 7 000 psi contra el standing valve durante 5 minutos.
- La prueba fue exitosa, por tanto se liber6 presi6n, retir6 conexiones en el cabezal de pozo y recuper6 el standing valve con el slickline. Conect6 nuevamente líneas de la compaía de servicios, probar con 8 000 psi nuevamente contra la v6lvula del cabezal.
- Abri6 bypass del packer, prob6 circulaci6n y bombe6 tubing pickle, que consiste en:
 - 5 bls de gel lineal.
 - 10 bls de 10% de HCl.
 - Desplaz6 hasta que el ácido se encuentre a 1 bl cerca del bypass. Par6 bombeo, cambiar v6lvulas en superficie y reversar al tanque de viaje del taladro, donde ser6 neutralizado antes de desechar el fluido.
- Realizar DataFrac, el cual consistirá aproximadamente de lo siguiente:
 - Prueba multitasas ascendentes y descendentes hasta 12 bpm, utilizando 180 bls de FreFlo.
 - Prueba de inyecci6n con 300 bls de YF130HTD, bombeados a 18 bpm.
- Esper6 declinaci6n de presi6n durante aproximadamente 1 hora. Report6 los resultados al departamento t6cnico para realizar los análisis y redefinir tratamiento de fractura. Realiz6 una verificaci6n de fluidos, mezclar más gel lineal en caso de necesidad.
- Realiz6 operaci6n de fracturamiento hidráulico, el cual tentativamente tuvo la siguiente secuencia.
- Espera el cierre de la fractura. Liberar presi6n. Si el pozo fluye, recuperar los fluidos de la formaci6n por un periodo estimado de 4 horas para luego controlarlo con salmuera a 8,5 lbpg.
- Si el pozo no fluye, desasentar el packer, bajar la sarta, topar fondo y volver a subir unos 4 ft, fluid el

pozo en reversa para recuperar remanente de apuntalante y gel de fractura.

- Saca la sarta de fracturamiento, correr la sarta de evaluación para poner el pozo en producción por BH.
- Evalúa el pozo hasta tener producción estabilizada. Verificar que no exista producción de finos o apuntalante.
- Baja la completación de producción definitiva de acuerdo a los resultados de la evaluación y diseño por parte de ingeniería.
- Realiza prueba de producción.
- Da por terminadas las operaciones.

3. EVALUACIÓN DE RESULTADOS E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POZO BC 2

Luego de haber realizado el proceso de fracturamiento se obtuvo un incremento en la producción de los pozos y por ende en el campo, con la Ecuación (1) se determina estos valores y con la Ecuación (2) se obtiene la diferencia de presión del fracturamiento.

$$Q_i = IP * \Delta P_{\text{fracturamiento}} \quad (1)$$

$$\Delta P_{\text{frac}} = 0,87 * m * (S_{\text{daño}} - S_{\text{estimulacion}}) \quad (2)$$

3.1 IPR (Relación comportamiento de la producción y caída de presión) del pozo

3.1.1 Antes del Fracturamiento

En la Tabla 7 se presentan las presiones y caudales antes del fracturamiento en la arena U y la Figura 2, muestra la curva de productividad antes del fracturamiento de la arena antes mencionada.

Tabla 7. Presiones y caudales antes del Fracturamiento en la arena U

Parámetros	Datos	Parámetros	Resultados
Pr [psi]	1 991	Qmax [bls]	211,6
Pb [psi]	1 485	Qagua[bls]	2,1
Pwf [psi]	985	Qttotal[bls]	213,7
Qo [bls]	144		
Qw [bls]	1		

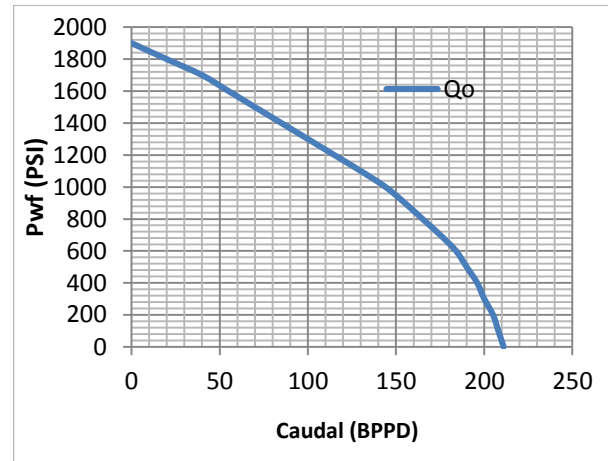


Figura 2. Curva de productividad antes del fracturamiento de la arena U

3.1.2 Luego del Fracturamiento

En la Tabla 8 se presentan las presiones y caudales después del fracturamiento en la arena U y la Figura 3 muestra la curva de productividad antes del fracturamiento de la arena antes mencionada.

Tabla 8. Presiones y caudales después del Fracturamiento en la arena U

Parámetros	Datos	Parámetros	Resultados
Pr [psi]	1 991	Qmax [bls]	664,3
Pb [psi]	1 485	Qagua[bls]	2,1
Pwf [psi]	985	Qttotal[bls]	666,4
Qo [bls]	452		
Qw [bls]	1		

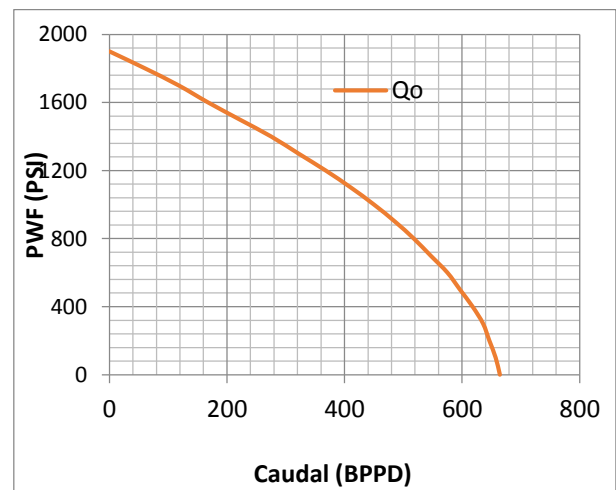


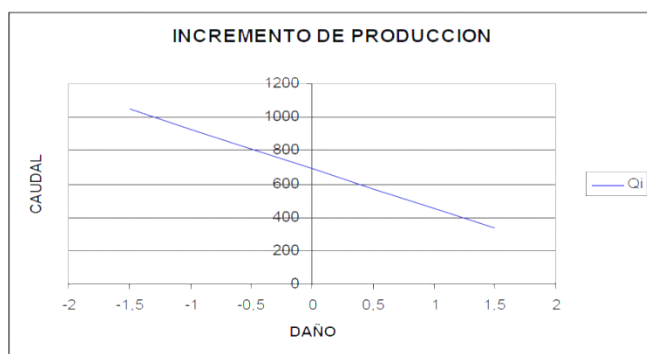
Figura 3. Curva de productividad después del fracturamiento de la arena U.

3.2 Predicción del incremento de producción

La Tabla 9 se realizó utilizando la ecuación 1 y variando el daño a posibles valores a obtener luego del fracturamiento y la Figura 4 muestra el caudal en función del daño.

Tabla 9. Valores de Caudal en Función del Daño de Formación

Daño	QiBPPD
1,5	333
1	452
0,5	571
0	690
-0,5	809
-1	928
-1,5	1 047

**Figura 4.** Caudal vs. Daño.

La producción última del pozo fue de 144 BPPD con una producción de agua de 1 BAPD, y un corte de agua de 1%. El corte de agua encontrado en la arena U se debe a dos acuíferos laterales claramente definidos, uno se inicia por el flanco Noreste afectando la parte Norte y el otro en la parte Sur-Oeste afectando la parte central del campo.

Con el fracturamiento hidráulico logramos reducir el daño a una cantidad menor, logramos un mayor incremento de la producción. Por lo tanto si nosotros redujéramos el daño a 1 tenemos como resultado una producción de 452 BPPD y si redujéramos el daño a 0, entonces tenemos como resultado nominal de producción de 690 BPPD.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para este efecto vamos a analizar nuestra propuesta y experiencia, con el fin de determinar, la rentabilidad del proyecto para la empresa, y determinar el tiempo en el que se va a recuperar la inversión realizada, para el mismo la cual se presenta en la Tabla 10.

Se realizó el análisis nos proporcionó un VAN de 86 797 280, un TIR de 112,12%, una relación costo beneficio de 4,80 y un tiempo de recuperación de 30 días. Esto está más especificado en el Apéndice 6.

Tabla 10. Gastos o Inversión del Fracturamiento Hidráulico

PROCESO	SERVICIO	COSTO \$
Registro	Cementación y DSI	40 000
Prueba	B'up	5 000
Herramientas	RBP y packer para prueba	1 500
	Sarta de fractura	15 000
Bombeo	Materiales control de pozo	10 000
	Forzamiento	20 000
	Datafrac (ser.yQuím.)	54 000
	Fractura (ser.yQuím.)	160 000
Taladro	Taladro (10 días)	60 000
TOTAL		365 500

5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN

En el análisis del comparativo de producción se consideró dos escenarios, con dos valores de producción para tener una idea de cuánto se incrementarán los ingresos económicos a la empresa mediante la implantación de este proceso en el campo BC.

5.1 Primer Caso

En la Tabla 11 esta los valores de producción actual, previsto y el incremento.

Tabla 11. Análisis comparativo de producción caso 1

POZO	ACTUAL [BPPD]	PREVISTO [BPPD]	INCREMENTO [BPPD]
BC 2	144	452	308

Analizando los resultados y calculando el VAN y el TIR del proyecto, tenemos un valor del VAN de \$ 51 635527. Por lo tanto función de la relación del VAN que nuestro proyecto es rentable para la compañía. Calculando el TIR nos dió un valor de 111,61%, Y la relación costo beneficio es del 3,14%. Por lo tanto se iba a recuperar la inversión total del proyecto en 48 días.

5.2 Segundo Caso (Óptimo)

En la Tabla 12 esta los valores de producción actual, previsto y el incremento.

Tabla 12. Análisis comparativo de producción caso 2

POZO	ACTUAL [BPPD]	PREVISTO [BPPD]	INCREMENTO [BPPD]
BC 2	144	690	546

Se analizó los resultados y calculando el VAN del proyecto tenemos un valor del VAN de \$ 86 797 280. Por lo tanto en función de la relación del VAN que nuestro proyecto si fue rentable para la compañía.

Se Calculó el TIR nos da un valor de 112,12%. De lo que conseguimos una razón costo beneficio del 4,80%. Por lo tanto recuperó la inversión total del proyecto en 30 días.

De lo expresando en los análisis anteriores tenemos que en este fue un proyecto que le convino a la empresa, además de ser rentable, y logró generar una gran cantidad de ingresos para la misma.

6. CONCLUSIONES

Se concluyó que después del análisis PVT, del reacondicionamiento de pozo, historial de producción, restauración de presión, estado de casing y calidad de cemento se llegó repotenciar la producción del pozo BC 2 incrementando la permeabilidad y la conductividad, utilizando la técnica de fracturamiento hidráulico.

Los resultados obtenidos después del proceso de fracturamiento arrojó un incremento de producción de 144 BPPD a 452 BPPD en la primera etapa y de 144 BPPD a 690 BPPD en la segunda etapa, y por tanto fue factible realizar el fracturamiento en el pozo BC 2.

En el análisis económico concluyó, que en la primera etapa, se llegó al consenso que la inversión se recuperará en 48 días, teniendo como resultados un VAN de 51 635 527, un TIR de 112,12% y una relación costo beneficio de 3,14. En la segunda etapa se tuvo una recuperación de la inversión en 30 días, VAN de 86 797 280, un TIR de 112,12% y una relación costo beneficio de 4,80.

7. RECOMENDACIONES

Al realizar la prueba de inyectividad a la formación, si no se tiene buena admisión se recomienda realizar re-disparos en el mismo intervalo propuesto, densidad de 4 o 5 ddp.

Se deben realizar pruebas de B'up para los pozos por lo menos una vez cada año, ya que no se tiene información actualizada de las condiciones de presiones del reservorio, razón por la cual se ha trabajado con la información que se tiene actualmente en el campo.

Para determinar si hemos tenido éxito en la operación de fractura se debe realizar un B'up antes y otro después del fracturamiento, y luego analizar los datos obtenidos en los mismos, para tener una mejor idea del éxito del trabajo.

Se recomienda que cuando se tenga seleccionado un pozo para fracturamiento, debemos verificar los siguientes detalles antes de empezar el proceso:

- Revisar los sellos de la cabeza del pozo.
- Asegurarse de que exista un buen contacto pozo fractura.
- Tener una tubería limpia.
- Realizar una prueba del cabezal y el anular.
- Se debe proteger el cabezal.

- Se debe realizar un registro base de temperatura.
- Se debe realizar un recañoneo, tener unas perforaciones limpias, ácido, solvente.

REFERENCIAS

- Craft, S (2010). *Ingeniería de Yacimientos*, Editorial Tecno, Madrid.
- Néquiz M. y ROBLES P. (2014). *Sistema de terminación multietapas en un pozo del área de CHICONTEPEC*. Universidad Nacional Autónoma De México. México D.F.
- Pazmiño J. (2004). *Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico*. PEMEX (2011), Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D. F.
- Schlumberger (2010). *Fracade: Fracturing Desing and evaluation software*. Recuperado de: http://www.slb.com/services/completions/sand_control/~media/Files/sand_control/product_sheets/software/fraccade_frac_design_software_ps.a shx
- Schlumberger (2012). *Fracade: Fracture data determination service*. Recuperado de: http://www.slb.com/services/completions/sand_control/~media/Files/sand_control/product_sheets/software/datafrac_fracture_determination_service_ps.ashx
- Zambrano P, Sonia L. (2003). *Estudio de la factibilidad técnica de fracturamiento hidráulico en arenas altamente compactadas de los pozos p1-01, p1-02 y p1-03 del campo de gas yucal – placer*, edo. Guárico, Venezuela.



Ignacio Bladimir Cerón Guerra. Nacido en San Gabriel, Carchi en 1965. Ingeniero en Petróleos. Maestría en Exploración, Explotación y Producción de Petróleos en IFP, Paris - Francia en 1997-1998. Funcionario y Jefe de algunas dependencias de Petroproducción y Petroecuador. Mentor y ejecutor de la primera Maestría en Exploración, Explotación y Producción de Petróleos en la Facultad Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000-2004. Profesor a tiempo parcial en la EPN desde 1999-2014. Profesor auxiliar a tiempo completo en la EPN desde 2014-2015.



Victor Hugo Imbaquingo Torres. Nació el 03 de marzo de 1993. Estudio en el colegio "Instituto Tecnológico Superior Sucre" en el cual fue abanderado en el año 2010-2011. También fue el mejor egresado de su carrera. Actualmente estudia en la Escuela Politécnica Nacional en la carrera de Ingeniería en Petróleos. Maneja un inglés intermedio, un ruso básico y un castellano normal.

NOMENCLATURA

VAN	Valor Actual Neto	S_{daño}	Daño total del pozo.
TIR	Tasa Interna de retorno	S_{estimulación}	Daño de estimulación.
IPR	Curvas de productividad	BSW	Corte de Agua.
IP	Índice de Producción	M	Viscosidadmínima.
HCL	Ácido Clorhídrico	IPA	Índice de Productividad Actual.
DataFrac	Pruebas multitasas ascendentes y descendentes	SQZ	CementaciónForzada.
Qi	Caudal inicial	FracCADE	Simulador de Schlumberger.
Qo	Caudal del petróleo.	B'UPS	Pruebas de restauración de presión.
Qt	Caudal total.	S	Daño de la Formación.
ΔP_{frac}	Variación de presión de fracturamiento.	BAPD	Barriles de agua por día.
Pb	Presión de Burbuja.	BPPD	Barriles de petróleo por día.
Pwf	Presión de fondo fluyente.	Bls	Barriles
Pr	Presión de Reservorio.	Gl	Galón
P_{atm}	Presión Atmosférica.	APUNT.	Apuntalante
Rs	Relación gas-petróleo.	Con.	Contenido
β_o	Factor volumétrico del petróleo.	Lbpg	Libras porgalón
μ	Viscosidad.	PROF.	Profundidad
K	Permeabilidad.	Cp	Centipoise
β_t	Factor Volumétrico Total.	Mod.	Módulo
∅	Porosidad	Bpm.	Barrilpominuto.
H_o	Espesor del petróleo.	FreFlo	Fluido de fracturamiento
S_w	Saturación de agua		
S_o	Saturación de petróleo.		

APÉNDICES.

Apéndice 1

Claves de la ejecución de un fracturamiento hidráulico

1. Ejecución de un minifrac o datafrac para adquisición de datos y determinación/eliminación de la tortuosidad.
2. Ajuste de la declinación de la presión después del bombeo, para determinar parámetros de diseño.
3. Monitoreo en tiempo real de la ejecución del trabajo, toma de decisiones y modificación del diseño sobre la marcha.
4. Bombeo de la máxima cantidad/concentración posible de agente de relleno.
5. Finalizar con un mínimo de 2 000 psi de exceso de presión para empaquetar.

Apéndice 2: La Tabla 13 muestra los valores de Caudal en función del daño de formación.

Tabla 13. Valores de Caudal en Función del Daño de Formación

Daño	Qi BPPD
1,5	333
1	452
0,5	571
0	690
-0,5	809
-1	928
-1,5	1 047

Apéndice 3: La Tabla 14 muestra los propiedades de fluido y roca del campo BC.

Tabla 14. Propiedades de fluido y roca del campo BC

Yacimiento	°API	K(md)	Pb (psi)	Rs	Bo	T(°F)	u (cp)
Bt	18,5	1 500 -1 700	873	162	1,102	210	-
U	28,3	40	1558	397,7	1,369	228	1,97
T	30,5	220 -850	1708	541	1,4644	242	1,7

Apéndice 4: La Tabla 15 muestra los análisis de núcleos para la arena U en el pozo BC 2.

Tabla 15. Análisis de núcleos para la arena U en el pozo BC 2

MUESTRA	PROF.	K(md)	Por.(%)	So(%)	Sw(%)
1	9 426-9 427	-	10,3	33	33
2	9 428-9 429	17	11,7	12,6	17,8
3	9 430-9 431	16	16	21	17,9
4	9 432-9 433	-	Lutita	-	-
5	9 434-9 435	-	Lutita	-	-
6	9 436-9 437	19	4,2	18,7	36,6
7	9 438-9 439	19	3,8	13,2	28,3
8	9 440-9 441	19	14,4	15,2	23,2
9	9 442-9 443	18	16,3	10,2	21,4
10	9 444-9 445	17	13,2	7,9	20,6
11	9 446-9 447	18	9,9	11,9	15,5
12	9 448-9 449	20	16,9	16,8	10,5
13	9 449-9 450	19	14,4	10,2	7,3
14	9 451-9 452	-	-	-	-
15	9 453-9 454	18	8,5	20,9	18,2
16	9 455-9 456	24	4,5	25,5	25,2
17	9 457-9 458	18	9,8	27,5	19,4
18	9 459-9 460	19	15,7	14,4	9,8

Apéndice 5: La Tabla 16 muestra los pronósticos de bombeo hidráulico del pozo BC 2.

Tabla 16. Pronóstico de bombeo hidráulico del pozo BC 2

ETAPA	QBOMBA bl/min	FLUIDO	Vol. FLUIDO gal	GELCon. Lb/gal	PROP.TIPOYMALLA	Cone.PROP Ppa
PAD	19	YF130HTD	3 900	30		0
0,5 PPA	19	YF130HTD	1 500	30	16/20 CeramaxTMI	0,5
1 PPA	19	YF130HTD	1 500	30	16/20 CeramaxTMI	1
2 PPA	19	YF130HTD	1 600	30	16/20 CeramaxTMI	2
3 PPA	19	YF130HTD	1 700	30	16/20 CeramaxTMI	3
4 PPA	19	YF130HTD	1 800	30	16/20 CeramaxTMI	4
5 PPA	19	YF130HTD	1 900	30	16/20 CeramaxTMI	5
6 PPA	19	YF130HTD	1 000	30	16/20 CeramaxTMI	6
6,5 PPA	19	YF130HTD	1 000	30	16/20 CeramaxTMI	6,5
FLUSH	19	WF130	3 742	30		0

Apéndice 6: La Tabla 17 muestra el VAN, TIR y relación costo beneficio del fracturamiento del pozo BC 2.

Tabla 17. VAN, TIR, Relación costo beneficio del Fracturamiento del pozo BC 2

CASOS	AÑO	VAN	TIR(FRACCIÓN)	RELACIÓN COSTO BENEFICIO
1	2006	275 2031,3	2,20	3,36
1	2007	8 927 689,3	2,82	4,54
1	2008	17 160 163	1,85	6,28
1	2009	21 370 395	1,44	4,03
1	2010	26 853 902	1,32	5,41
1	2011	33 908 865	1,23	7,36
1	2012	40 269 134	1,17	7,42
1	2013	45 772 703	1,14	7,22
1	2014	50 125 580	1,12	6,51
1	2015	51 635 527	1,12	3,14
2	2006	6 688 328,1	2,00	5,12
2	2007	17 035 048	2,39	6,93
2	2008	30 423 103	1,61	9,59
2	2009	37 583 069	1,45	6,14
2	2010	46 608 233	1,33	8,26
2	2011	57 962 195	1,23	11,23
2	2012	68 193 079	1,18	11,33
2	2013	77 060 279	1,15	11,03
2	2014	84 120 992	1,13	9,94
2	2015	86 797 280	1,12	4,80

La Ecuación 3 sirve para encontrar el VAN del proyecto.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} \quad (3)$$

La Ecuación 4 sirve para encontrar el VAN del proyecto.

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (4)$$