

## Revista Científica y Tecnológica UPSE

### Selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico en el campo Gustavo Galindo Velasco

#### Selection of candidate wells to hydraulic fracturing in the Gustavo Galindo Velasco field



Mauricio Bustos<sup>1</sup>, Fidel Chuchuca<sup>1\*</sup>, Carlos Portilla<sup>1</sup>, Fausto Carvajal<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador

#### RESUMEN

*El campo Gustavo Galindo Velasco ubicado en la provincia de Santa Elena, ha comenzado a mostrar signos de envejecimiento o madurez, denominándose campo maduro debido a la reducción de la presión del yacimiento, lo que ocasiona una disminución en la producción de los pozos. Para incrementar la producción de los pozos y prolongar la vida de este campo, se propone la selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico, para ello, es necesario realizar un análisis preliminar de investigación referente al diseño de completación, historial de producción y reacondicionamiento efectuados en cada pozo, formaciones productoras, estimación de sus reservas, correlación e interpretación de registros eléctricos, calidad y tope del cemento, intervalos a punzar y diseño de fractura. Los resultados obtenidos de la investigación, permiten aproximar el incremento de la producción después de efectuar el fracturamiento hidráulico en los pozos seleccionados y el análisis económico respectivo del proyecto, mediante el uso de los indicadores de rentabilidad.*

#### Palabras clave:

Fracturamiento Hidráulico  
Estimulación  
Cementación  
Producción  
Tope del Cemento (TOC)

#### ABSTRACT

*The Gustavo Galindo Velasco field located in the province of Santa Elena has begun to show signs of aging or maturity, being called mature field due to the reduction of the reservoir pressure, which causes a decrease in the production of the wells. To increase the production of the wells and prolong the life of this field, the selection of candidate wells to hydraulic fracturing is proposed, for which it is necessary to carry out a preliminary research analysis regarding the completion design, production history and reconditioning carried out in each well, production formations, estimation of their reserves, correlation and interpretation of electric logs, quality and top of cement, intervals to puncture and design of fracture. The results obtained from this research allow to approximate the increase in production after performing the hydraulic fracturing in the selected wells and the respective economic analysis of the project, through the use of profitability indicators.*

#### Keywords:

Hydraulic Fracturing  
Stimulation  
Cementing  
Production  
Top of Cement (TOC)

**Recibido:** 18 de enero de 2018

**Aceptado:** 22 de mayo de 2018

**Forma de citar:** Bustos, M., Chuchuca, F., Portilla, C. y Carvajal, F. (2018). Selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico en el campo Gustavo Galindo Velasco. *Revista Científica y Tecnológica UPSE*, 5 (1), 42-46.

DOI: 10.26423/rctu.v5i1.310

\* Autor para correspondencia: [sc.sym@hotmail.com](mailto:sc.sym@hotmail.com)

### 1. Introducción

El Fracturamiento Hidráulico es una conocida técnica de estimulación de pozos. Con la finalidad de subir la producción de los pozos, desde los años 1950 se la utilizó en todas las áreas del Bloque Gustavo Galindo Velasco en las formaciones de los Grupos Azúcar y Ancón, obteniéndose muy buenos resultados.

Con estos antecedentes, la empresa Pacifpetrol S.A., operadora actual del Bloque Gustavo Galindo Velasco, en aras de seguir buscando oportunidades e incrementar el índice de productividad de los pozos, se planteó realizar punzados y estimulaciones (Fracturamiento Hidráulico) en las formaciones del Grupo Ancón.

Este trabajo resume el proceso de selección del pozo ANC1968 como candidato para punzamiento de intervalos adicionales y fracturamiento en una etapa, mediante un análisis preliminar de investigación referente a su diseño de completación, historial de producción y reacondicionamiento, formaciones productoras, estimación de sus reservas, correlación e interpretación de registros eléctricos, calidad y tope del cemento, intervalos a punzar y diseño de fractura.

### 2. Antecedentes

En la sección Tigre (zona central del campo) se encuentran perforados pozos relativamente profundos cuyo objetivo ha sido producir de las formaciones Atlanta (AT), Passage Beds (PB), Santo Tomás (ST), Clay Pebble Beds (CPB) y Socorro (SO). Los pozos cercanos al ANC1968 que han producido de estas formaciones presentan una producción acumulada promedio de 59.634 Bls (ver Tabla 1).

**Tabla 1.** Pozos productores de las formaciones AT-PB-ST-CPB-SO cercanos al ANC1968.

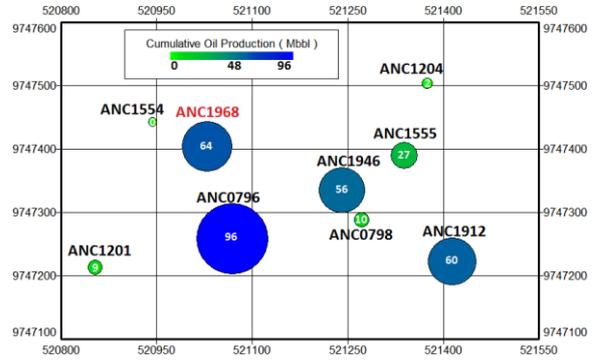
Pozo	TD (ft)	Formaciones Productoras	Q inicial (BPPD)	Sistema de Extracción	Q Actual (BPPD)	Coordenada X	Coordenada Y	Petróleo Acumulado (BLS)
ANC0796	4489	CPB/ST/AT	30	SW	2,00	521067	9747260	96130
ANC1946	3290	AT	50	BM	1,00	521239	9747337	55560
ANC1555	1873	SO/CPB/PB	8	SW	0,50	521339	9747390	26599
ANC1912	2250	ST/AT	30	BM	5,00	521413	9747223	60247
Promedio	2976							59634

### 3. Ubicación y Geología del Área

En el área del pozo ANC1968 considerado se encuentran presentes las formaciones del Grupo Ancón (SO, CPB, ST) y la formación Atlanta correspondiente al Grupo Azúcar.

La Arenisca Santo Tomas es de edad Eoceno Medio y está constituida de una arenisca silíceas y conglomerática, fuertemente cementada con pequeñas intercalaciones de lutitas. Es una formación altamente

El valor de la producción acumulada de estos pozos se lo ha graficado en la Figura 1 donde se tiene un promedio de 59.634 Bls de petróleo de 4 pozos.



**Figura 1.** Producciones acumuladas de los pozos cercanos al ANC1968.

Fuente: Oil Field Manager (OFM).

El pozo ANC1968 fue completado con casing de 4½” hasta 4670’ y abierto originalmente en las formaciones Atlanta y Santo Tomás. A la fecha tiene un acumulado de aprox. de 64 MBls de petróleo.

En abril 1967 el pozo ANC1968 se punzó y fracturó en el intervalo 2013’-2209’ de la parte inferior de la formación Santo Tomás incrementando su producción a 47 Bppd, sin embargo la parte superior de la formación Santo Tomás en el intervalo 1600’-1720’ no fue punzada ni fracturada debido a que el tope de cemento se encontraba a 1960’.

Es importante mencionar que en mayo del 2016 el pozo vecino ANC1912 fue punzado y fracturado en la parte superior de la formación Santo Tomás obteniéndose inicialmente 32 Bppd.

resistiva que van de 10-70 ohms/m, con porosidades bajas de 11% de promedio.

La Formación Atlanta de edad del Paleoceno-Eoceno Inferior, la cual descansa en discordancias sobre las rocas Cretácicas, está constituida de una arenisca gris dura, silíceas con textura media a gruesa, con pequeñas intercalaciones de lutitas y conglomerados; representa el principal reservorio por sus fracturas.

Los pozos vecinos al pozo ANC1968 son el ANC0796 y ANC1946 ambos productores de las formaciones Atlanta y Santo Tomás (ver Figura 2).

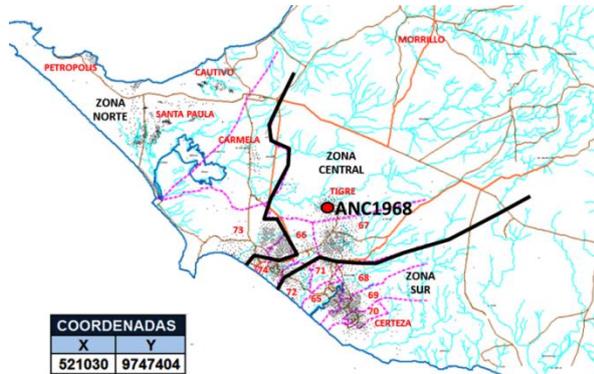


Figura 2. Mapa de ubicación ANC1968. Fuente: Pacifpetrol.

La correlación de los registros eléctricos de los pozos ANC1968, ANC1201 y ANC0796, sugiere la continuidad en la formación Santo Tomás en el área de estudio (Figura 3).

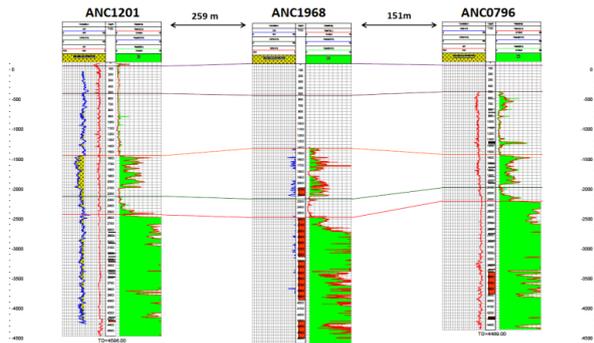


Figura 3. Sección geológica entre pozos ANC1201, ANC1968 y ANC0796. Fuente: Geographix.

#### 4. Historial de Producción y Reacondicionamientos

El pozo ANC1968 entró en producción el 23-03-1966 con una producción inicial de 37 Bppd de la formación Atlanta que fue punzada con 58 shots y fracturada en el intervalo 3992'-4597'.

El 04-05-1966 el pozo fue punzado con 50 shots y fracturado en el intervalo 3299'-3960' de la formación Atlanta pasando su producción de 30 Bppd a 44 Bppd. Posteriormente, el 13-07-1966 fue punzado con 43 shots y fracturado en el intervalo 2591'-3235' de la formación Atlanta incrementando su producción de 29 Bppd a 48 Bppd.

La producción declinó a 9 Bppd y el 07-04-1967 el pozo fue punzado con 20 shots y fracturado en el intervalo 1013'-2209' de la formación Santo Tomás

obteniéndose una producción de 47 Bppd luego de la estimulación.

El pozo ha declinado su producción y actualmente se encuentra produciendo 2 Bppd con Bombeo Mecánico (Figura 4).

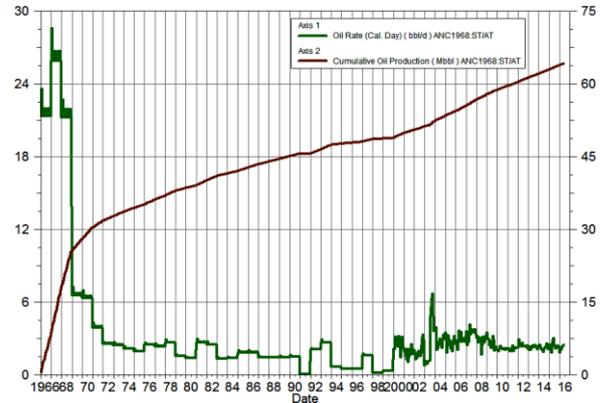


Figura 4. Historial de producción ANC1968. Fuente: Oil Field Manager (OFM).

Considerando la curva de declinación, el pozo ANC1968 tiene reservas remanentes de unos 10,1 MBls, como se puede constatar en la Figura 5.

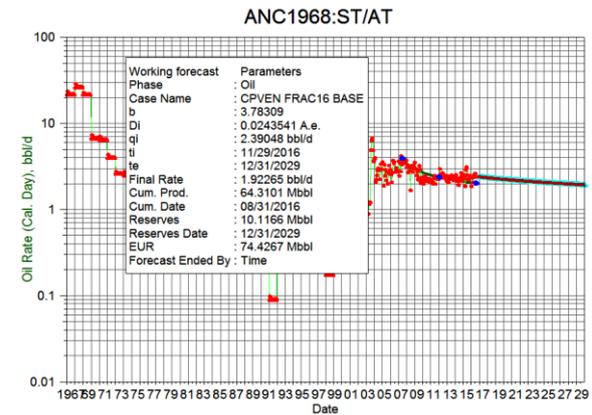


Figura 5. Declinación de producción ANC1968. Fuente: Oil Field Manager (OFM).

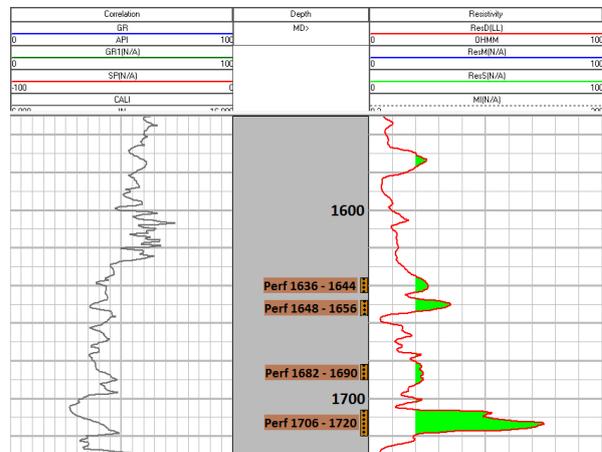


Figura 6. Registro ANC1968, Formación Santo Tomás. Fuente: Geographix.

El pozo ANC1968 solo cuenta con los registros de Resistividad y Caliper. Para definir con exactitud los intervalos a ser punzados se deberá correr un Gamma Ray, sin embargo, por el registro de resistividad (Figura 6) se puede visualizar que las zonas de interés están comprendidas entre 1630'-1720'.

### 5. Cementación Secundaria

En abril 1967 se tomó un registro CBL en donde se observó que el tope de cemento se encontraba a +/- 1960' razón por la cual, para realizar el trabajo de fractura propuesto, es necesario realizar una cementación secundaria (Squeeze).

Es importante mencionar que se recomienda correr un registro CBL/VDL a fin de verificar el tope del cemento y la adherencia cemento-formación-casing en la sección donde se realizará la fractura. Para un correcto desarrollo de la fractura, es necesario generar anillos de cemento (sello hidráulico) previo a realizar el trabajo de estimulación.

En el caso del pozo ANC1968 se ha considerado realizar dos trabajos de cementación secundaria mediante el método de Block Squeeze en los siguientes intervalos, los cuales serán disparados con cañones de 3 1/8" a 4 dpp (ver Tabla 2).

Tabla 2. Intervalos a punzar Squeeze ANC1968.

Squeeze	Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)
1 ero	1770	1772	2
2 do	1620	1622	2
<b>Total</b>			<b>4</b>

### 6. Punzado y Fracturamiento

Del análisis de los registros eléctricos de los pozos, sus reservas, su comportamiento de producción y su reacción a las estimulaciones correspondientes para cada formación, se determinaron los intervalos de interés correspondientes a la parte superior de la formación Santo Tomás descritos en la Tabla 3 a ser disparados con cañones de 3 1/8" a 4 dpp.

Tabla 3. Intervalos a punzar ANC1968.

Tope (ft)	Base (ft)	Intervalo (ft)	Cargas
1636	1644	8	32
1648	1656	8	32
1682	1690	8	32
1706	1720	14	56
<b>Total</b>		<b>38</b>	<b>152</b>

El intervalo a fracturar sería de 1636'-1720' de la formación Santo Tomás, con un volumen estimado de 516 Bls de gel de fractura (SA-GELMAX-BC25#) y gel lineal. Como material apuntalante se recomienda inyectar 382 sacos de arena natural 12/20 (Figura 7).

Para realizar un adecuado seguimiento e interpretación de los resultados del plan de estimulación, se recomienda medir antes y después de la operación, el nivel de líquido en el pozo, el caudal de gas con las respectivas cromatografías de composición de gases, y la producción de petróleo y agua, con sus respectivos análisis de caracterización.

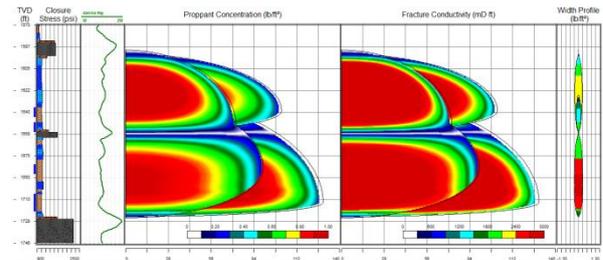


Figura 7. Diseño de fractura ANC1968.

Fuente: CPVEN.

### 7. Factibilidad Económica

Para la evaluación económica del proyecto de Fracturamiento Hidráulico en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, se consideró como ejemplo las características del pozo ANC1968 y se evaluaron los costos, ingresos y se calculó el VAN y TIR, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

El perfil de producción corresponde al incremental de producción debido a las fracturas realizadas en el pozo productivo de la sección Tigre, a partir de la ejecución del proyecto.

Se consideró una declinación hiperbólica del histórico de producción del mismo pozo tomando en cuenta que la zona propuesta a fracturar es la misma formación Santo Tomás. Además, se consideró una producción inicial de 12 BPPD después de la fractura (Figura 8).

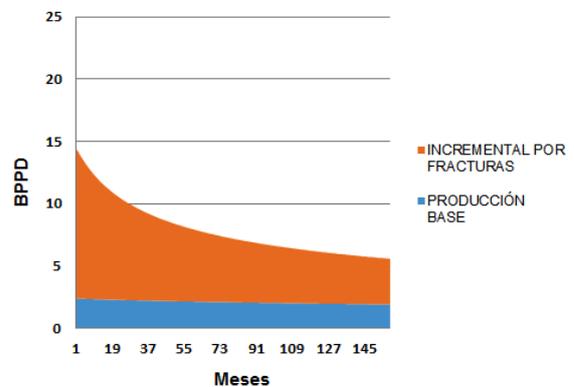


Figura 8. Perfil de producción ANC1968.

Fuente: Autores.

El ingreso disponible según contrato corresponde al 75% del precio WTI, mismo que es pagado por cada barril producido.

Los pozos fracturados producirán mediante Bombeo Mecánico, cuyo costo de levantamiento es de US\$ 1,25 por barril. Este costo está actualizado anualmente a una tasa de inflación del 4%.

La inversión estimada requerida para el trabajo de fracturamiento es de US\$ 131.120, como se puede observar en la Tabla 4 que presenta los costos desglosados.

**Tabla 4.** Costos estimados ANC1968.

Fracturamiento Hidráulico	Costos (\$)
Toma de Registro GR-CCL-CBL-VDL	8.500
Cementación Forzada	25.000
Cañoneo Selectivo	31.000
Tapón CIBP + Asentamiento	5.000
Packer y Tapones Recuperables	4.700
1 Etapa de Fractura	45.000
10% Imprevistos	11.920
<b>Total</b>	<b>131.120</b>

En el análisis económico realizado para el pozo ANC1968, se consideraron los siguientes perfiles económicos referentes al precio WTI para el año 2017:

**Perfil Mínimo.** Se consideró un precio WTI de US\$ 40.33 por barril, se obtuvo un VAN de \$ 160.223,89, según proyección realizada hasta el final del contrato, un TIR de 57% y un periodo de recuperación de 16 meses.

**Perfil Probable.** Se consideró un precio WTI de US\$ 45.33 por barril, se obtuvo un VAN de \$ 196.782,80, según proyección realizada hasta el final del contrato, un TIR de 67% y un periodo de recuperación de 14 meses.

**Perfil Máximo.** Se consideró un precio WTI de US\$ 50.33 por barril, se obtuvo un VAN de \$ 233.361,70, según proyección realizada hasta el final del contrato, un TIR de 79% y un periodo de recuperación de 12 meses.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el proyecto cumple con los criterios de rentabilidad exigida para su implementación (ver Tabla 5).

**Tabla 5.** Resultados evaluación económica.

Resultados ANC1968	Perfiles Económicos		
	Mínimo	Probable	Máximo
Precio Barril WTI (\$)	40,33	45,33	50,33
Inversión (\$)	131.120,00	131.120,00	131.120,00
VAN (\$)	160.223,89	196.792,80	233.361,70
TIR (%)	57	67	79
RBC	3,54	4,21	4,89
Período de Recuperación (Meses)	16	14	12

## 8. Conclusiones

El estudio realizado indica que el Bloque Gustavo Galindo Velasco es un excelente candidato para incrementar su producción a través de la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico en pozos de baja productividad.

El respectivo análisis técnico-económico ratifica los excelentes resultados obtenidos con la implementación del fracturamiento hidráulico, permitiendo de esta manera continuar con el desarrollo de nuevos trabajos en otros pozos de este campo.

Se recomienda implementar esta técnica en otros campos maduros, como un método eficiente para incrementar la producción de dichos campos.

## 9. Agradecimientos

Los autores expresan sus agradecimientos a la Empresa Pacifpetrol S.A. y a la Universidad Estatal Península de Santa Elena UPSE por su constante apoyo durante el desarrollo de este trabajo.

## 10. Referencias

- [1] Baca, G. (2001). Evaluación de Proyectos. México D.F., México: McGraw-Hill.
- [2] Ecuador. Pacifpetrol. (2002). Informe Geológico y de Reservorios del Área Ancón.
- [3] Ecuador. Pacifpetrol. (2015). Informe de Reservas del Bloque Gustavo Galindo Velasco. Ancón.
- [4] Escobar Macualo, F. H. (2000). Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- [5] Pazmiño, J. (2004). Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico. Quito, Ecuador: Petroecuador.
- [6] Vázquez Cárdenas, J. (2009). Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico. México D.F., México: UNAM.