



# REVISTA FIGEMPA

## Potencial del fracturamiento hidráulico en el Ecuador: estudio del caso campo Guanta-Dureno.

### Potential of hydraulic fracturing in Ecuador: case study from Guanta-Dureno field

Édison Chipantashi | Consultor independiente, Quito, Ecuador. pcpcpaulrdc@gmail.com

#### HISTORIAL DEL ARTÍCULO

Recepción: 25/08/2021  
Aceptación: 08/11/2021

#### PALABRAS CLAVE

Potencial, fracturamiento hidráulico, metodología de selección, pozos candidatos, análisis económico.

#### ARTICLE HISTORY

Received: 25/08/2021  
Accepted: 08/11/2021

#### KEY WORDS

Potential, hydraulic fracturing, methodology for selection, candidate wells, economic analysis.

#### RESUMEN

Ecuador es un país petrolero mayormente con campos maduros que presentan retos de producción, tales como el depletamiento de la presión y taponamiento de los poros debido a la migración de arcillas y finos. Así, surge la necesidad de una estrategia de reducción o eliminación del daño de formación generado por este taponamiento. El propósito de la presente investigación fue determinar el potencial del fracturamiento hidráulico en el país, tomando como caso de estudio el campo Guanta-Dureno. La metodología examinó todos los pozos del campo e incorporó la selección y evaluación económica de los mejores pozos candidatos, considerando escenarios de precios WTI. Las fases constaron de revisión de información como: estado actual de pozos, condiciones mecánicas, petrofísica, geología, presiones, producción, potencial de reservorios y análisis económico. Como resultado se obtuvo la selección y jerarquización de 7 pozos candidatos para fracturamiento, cuya posible aplicación en un período determinado se estimó en un incremento del 33,8% de la producción total del campo, alcanzando los 4720 bppd y condiciones de daño de formación después de las fracturas dentro de un rango de -3 y -5. Esta evidente mejoría en la producción, indica una alternativa económica confiable de reacondicionamiento. En conclusión, el fracturamiento hidráulico muestra un gran potencial de mejora de la producción para los campos petroleros en el Ecuador que presentan declinación, cuyos buenos resultados dependerán de un estudio amplio e integral de los pozos.

#### ABSTRACT

Ecuador is an oil country mainly with mature fields that present production challenges such as pressure depletion and clogging of the pores due to the migration of clays and fines. Thus, the need arises for a strategy to reduce or remove the formation damage generated by this plugging. The purpose of the present investigation was to determine the potential of hydraulic fracturing in the country, taking the Guanta-Dureno Field as a case study. The methodology examined all the wells in the field and incorporated the selection and economic evaluation of the best candidate wells considering scenarios of WTI prices. The process phases consisted of information reviews such as: current status of wells, mechanical conditions, petrophysics, geology, pressures, production, reservoir potential and economic analysis. As a result, the selection and hierarchy of 7 candidate wells for hydraulic fracturing was obtained, whose possible application in a given period was estimated at an increase of 33.8% of the total production of the field, reaching 4720 bppd and formation damage conditions after fractures within a range of -3 and -5. This evidence of improved production indicates a reliable and economical reconditioning alternative. In conclusion, hydraulic fracturing shows great potential to improve the production of declining oil fields in Ecuador, whose good results will depend on the wide and comprehensive study of the wells.

## INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo en los campos maduros en el Ecuador se ve afectada por varios factores como son: caída de presión de los reservorios, elevada producción de agua y alta presencia de daño de formación (Ramonés, Gutiérrez y Morán, 2015). Este último factor disminuye la capacidad natural del reservorio para aportar fluidos

al pozo debido al taponamiento, por lo que surge la necesidad de la aplicación de técnicas que permitan eliminar este daño de formación, mejorando la productividad de los pozos petroleros.

La literatura define al fracturamiento hidráulico como la técnica de estimulación de reservorios mediante la cual se inyecta agua a alta presión creando canales conductivos

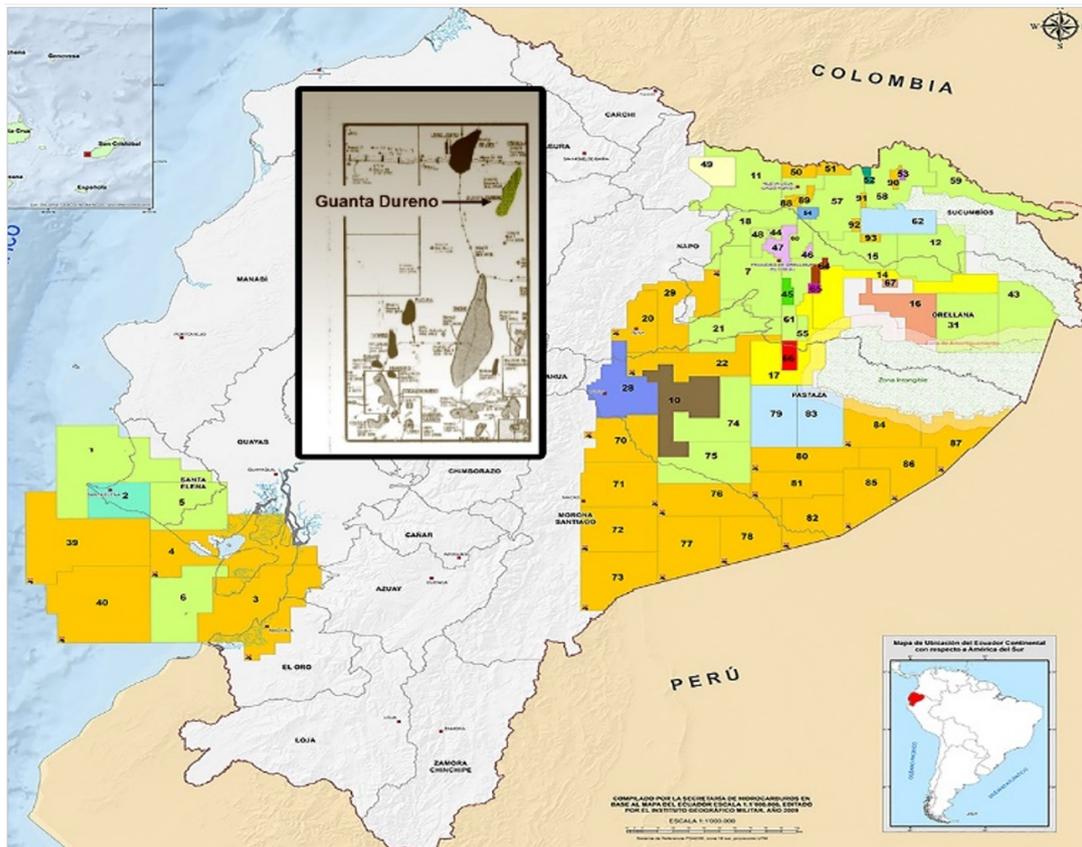


Figura 1. Ubicación del campo de estudio Guanta-Dureno

en las cercanías del pozo. Dentro de los usos del fracturamiento hidráulico, en el Ecuador se la emplea para la eliminación o reducción del daño de formación en reservorios con areniscas de alta y baja permeabilidad (Salazar *et al.*, 2013), aunque también existen proyectos pilotos de aplicación a reservorios conformados por calizas.

Por lo tanto, el propósito de este artículo es determinar el potencial del fracturamiento hidráulico en el Ecuador, enfocándose en la metodología de selección de pozos candidatos, para de esta manera proponer los mejores prospectos en los cuales el daño de formación pueda ser sobrepasado. Para ello se tomó como caso de estudio el campo Guanta-Dureno, localizado al noroeste de la región amazónica, en la provincia de Sucumbios, en el Bloque 57 (ver Figura 1).

Con el fin de abarcar todos los pozos del campo Guanta-Dureno, se usa un flujo de trabajo que permite identificar los mejores pozos candidatos. Esta metodología incorpora fases de revisión de información como: estado actual, condiciones mecánicas, petrofísica (reinterpretación petrofísica de reservorios), geología de reservorios, presiones (reinterpretación de pruebas de presiones), producción, potencial de reservorios y análisis económico. Un punto muy importante dentro de esta metodología es el análisis de pozos vecinos análogos fracturados.

Luego de la finalización de la investigación, se llegó a la selección y jerarquización de 7 pozos candidatos a fracturamiento, con los cuales se estima aumentar

la producción del campo cerca de 33,8%, con 1195 bppd, llegando a una producción total de 4720 bppd en su pico más alto. En términos de indicadores económicos como el VPN, TIR y PRI, resultaron muy beneficiosos para el Estado, mostrando una clara potencialidad de la técnica en campos maduros del país, siempre y cuando la selección de los pozos candidatos sea llevada de la manera más correcta. El presente trabajo se organiza como sigue: introducción de la investigación; descripción de la metodología de flujo de trabajo utilizado para la selección de pozos candidatos; resultados y discusión; y las conclusiones.

## METODOLOGÍA

El proceso que se llevó a cabo para la selección de los pozos candidatos para fracturamiento hidráulico es señalado en la figura 2 (ver Figura 2).

## RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Una vez realizada la recopilación y adquisición de información correspondiente a los pozos que conforman el campo Guanta-Dureno, esta fue organizada y posteriormente validada (ver Tabla 1).

## POZOS CON OPORTUNIDADES DE MEJORA

Una herramienta muy útil para evaluar la producción actual de un pozo es el Índice de heterogeneidad, que permite comparar la producción de determinado pozo con la producción media de un campo, con el fin de identificar a aquellos pozos que presentan ineficientes tasas de aporte de petróleo (Reese, 1996, p. 1). La ecuación para su cálculo es la siguiente:

$$HI \text{ fluido} = \frac{\text{Fluido pozo}}{\text{Fluido promedio pozos}} - 1 \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

HI fluido: índice de heterogeneidad de producción de un determinado fluido.

Fluido pozo: producción de fluido, bbl/d.

Fluido promedio pozos: producción promedio de un grupo de pozos, bbl/d

La ecuación 1 indica el rendimiento de un valor en una población (producción pozo) y la media de dicha población restándole la unidad (media de producción de los pozos del campo). Mediante esta herramienta de diagnóstico se puede representar desempeños de producción en los cuadrantes IC, IIC, IIIC y IVC (ver Figura 3).

Para la selección de los mejores pozos con oportunidades de incremento de la producción, fueron realizados los cálculos del índice de heterogeneidad, según cada reservorio, en los cuales todos los pozos del campo fueron incluidos. Relacionando las variables, caudal de petróleo y agua de su última producción se obtuvo el siguiente gráfico (ver Figura 4).

La presencia de pozos cerrados y activos fue un punto a considerar, pues si bien es cierto el análisis de los dos estados involucra los mismos parámetros, la selección de un pozo como prospecto para reacondicionamiento es un poco diferente.

En el caso de tener pozos cerrados, los aspectos a tomar en cuenta fueron:

- Partir del caudal de petróleo final antes de la parada de producción.
- Priorizar a pozos que se ubican en los cuadrantes IC y IIC del análisis del índice de heterogeneidad, debido a que aquéllos muestra que estos pozos presentaron una producción de petróleo mayor al promedio del campo, antes de su cierre. En el caso del cuadrante IC, muestra pozos con alta eficiencia de petróleo y baja producción de agua; y en el caso del cuadrante IIC indica pozos con alta eficiencia de aporte de petróleo y alta producción de agua.

En el caso de presentar pozos activos las consideraciones fueron las siguientes:

- Partir de la revisión de reservas y al mismo tiempo de

la producción, comparando o correlacionando pozos que presentan una alta eficiencia de aporte de petróleo con vecinos que indiquen una baja producción de petróleo.

- Priorizar a pozos que se ubican en los cuadrantes IIIC y IVC del análisis. En el caso del cuadrante IIIC, se tienen pozos con baja eficiencia de aporte de petróleo y agua; y en el caso del cuadrante IVC pozos con una baja eficiencia de aporte de petróleo y alta producción de agua.

## SELECTIVIDAD POR DAÑO DE FORMACIÓN

El concepto de factor o daño de formación fue introducido en 1953 por Hurst y Van Everdingen. Según Van Everdingen (1953), el daño de formación es la caída de presión en un pozo, provocado por la resistencia de la formación al flujo resultado de técnicas de perforación y completación empleadas y, tal vez, por las prácticas de producción utilizadas. Este efecto se denota con la letra S.

Este efecto S modifica la permeabilidad de la formación en la región vecina al pozo, dando lugar a la llamada zona dañada. Hawkins (1956) usando el modelo de 2 regiones de reservorio clarificó el concepto (ver Figura 5).

Considerando las condiciones de frontera en los límites internos, el flujo radial y las pérdidas de presión tenemos la ecuación 2, según Hawkins (1956):

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \left\{ \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \right\} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

Ks: permeabilidad en la zona alterada, mD

K: permeabilidad en la zona no alterada, mD.

rw: radio correspondiente a la zona no alterada, ft.

rs, radio correspondiente a la zona alterada, ft.

Es así que, fundamentalmente, otro factor para la selección de pozos candidatos para fracturamiento hidráulico se basó en identificar los pozos que presentan valores considerables de daño de formación. Para esta investigación se consideró un buen candidato para la aplicación de esta técnica, aquel pozo que presentó un S igual o mayor a 7, ya que, si se toma en cuenta que los pozos con S menor a este valor, posiblemente resultaría técnica y económicamente mejor la aplicación de una acidificación matricial (Celis y León, 2009).

## EFFECTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La técnica del fracturamiento hidráulico tiene varios efectos en el reservorio, sea este de baja o alta permeabilidad. Entre sus efectos más notorios se tiene la eliminación o reducción del daño de formación, pues al sobrepasar esta zona, el índice de productividad es mejorado más allá de las condiciones naturales propias del

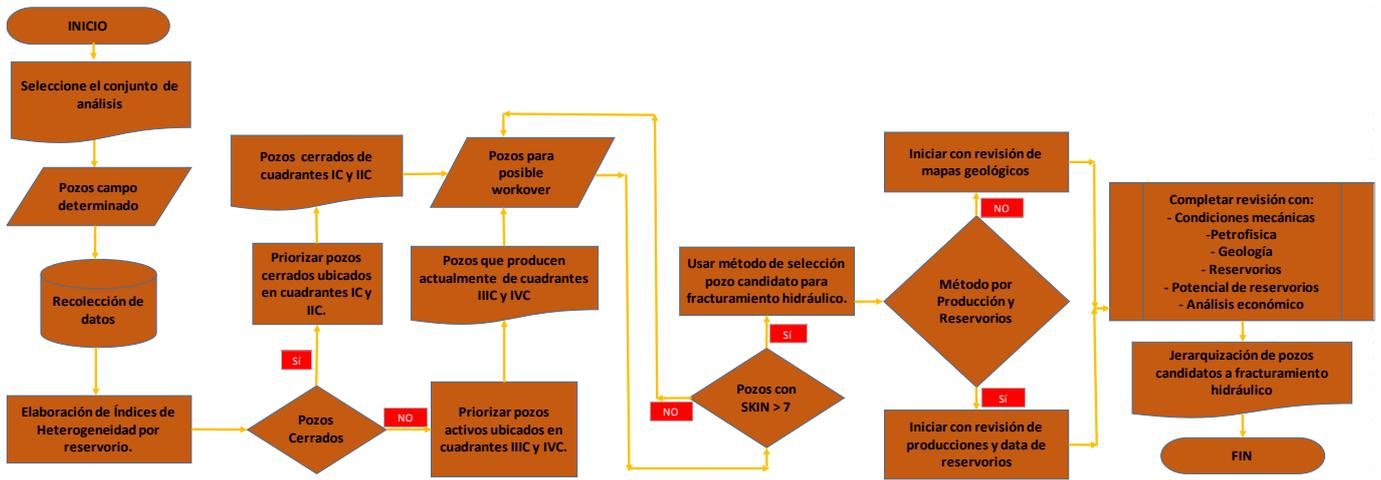


Figura 2. Diagrama de flujo para selección de los pozos candidatos

Tabla 1. Información recopilada del Campo Guanta-Dureno

Historiales de producción	Evaluaciones petrofísicas de reservorios
Diagramas de completación de pozo	Mapas estructurales
Mapas de presiones	Mapas de espesores
Mapas de permeabilidades y porosidades	Litología de formaciones
Núcleos de pozos	Análisis sedimentológicos
Historiales de reacondicionamientos de pozos	Análisis PVT
Pruebas de presiones	Registros de saturación, cemento y presiones
Registros de integridad de tubería	Reservas y acumulados de producción

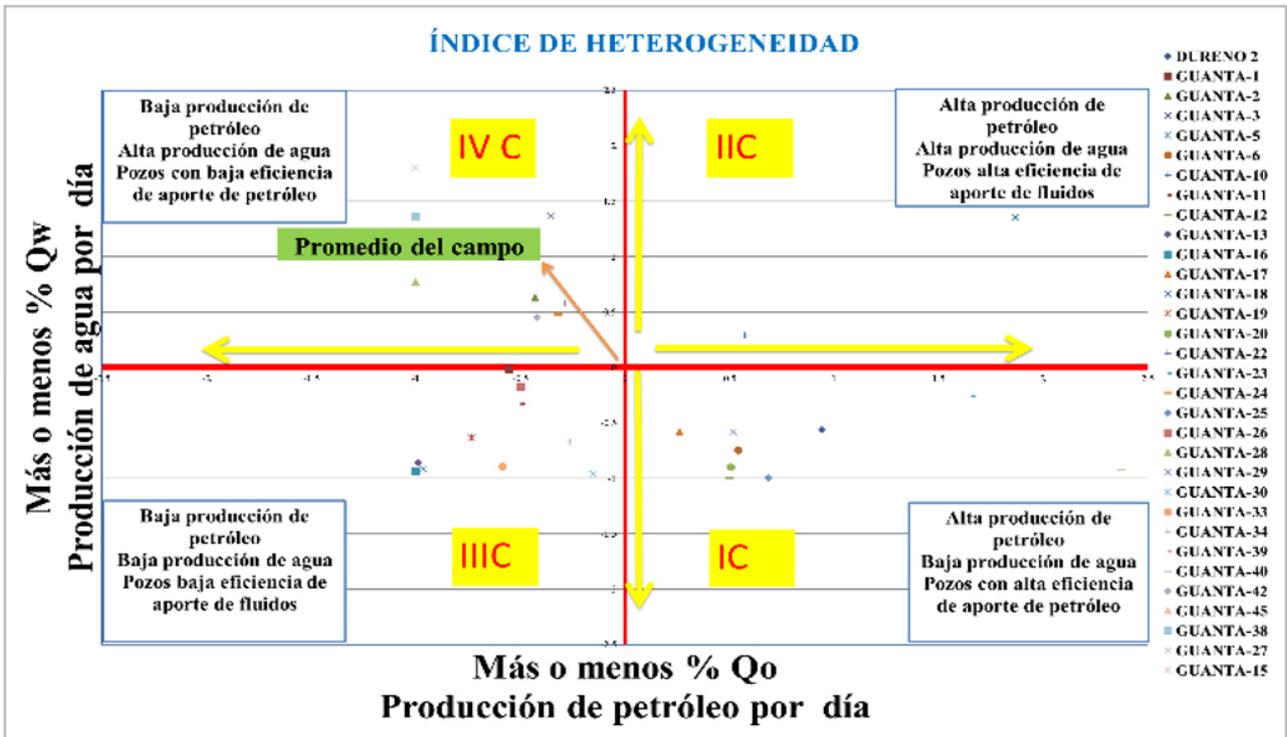


Figura 3. Cuadrantes de rendimiento, Índices de Heterogeneidad.

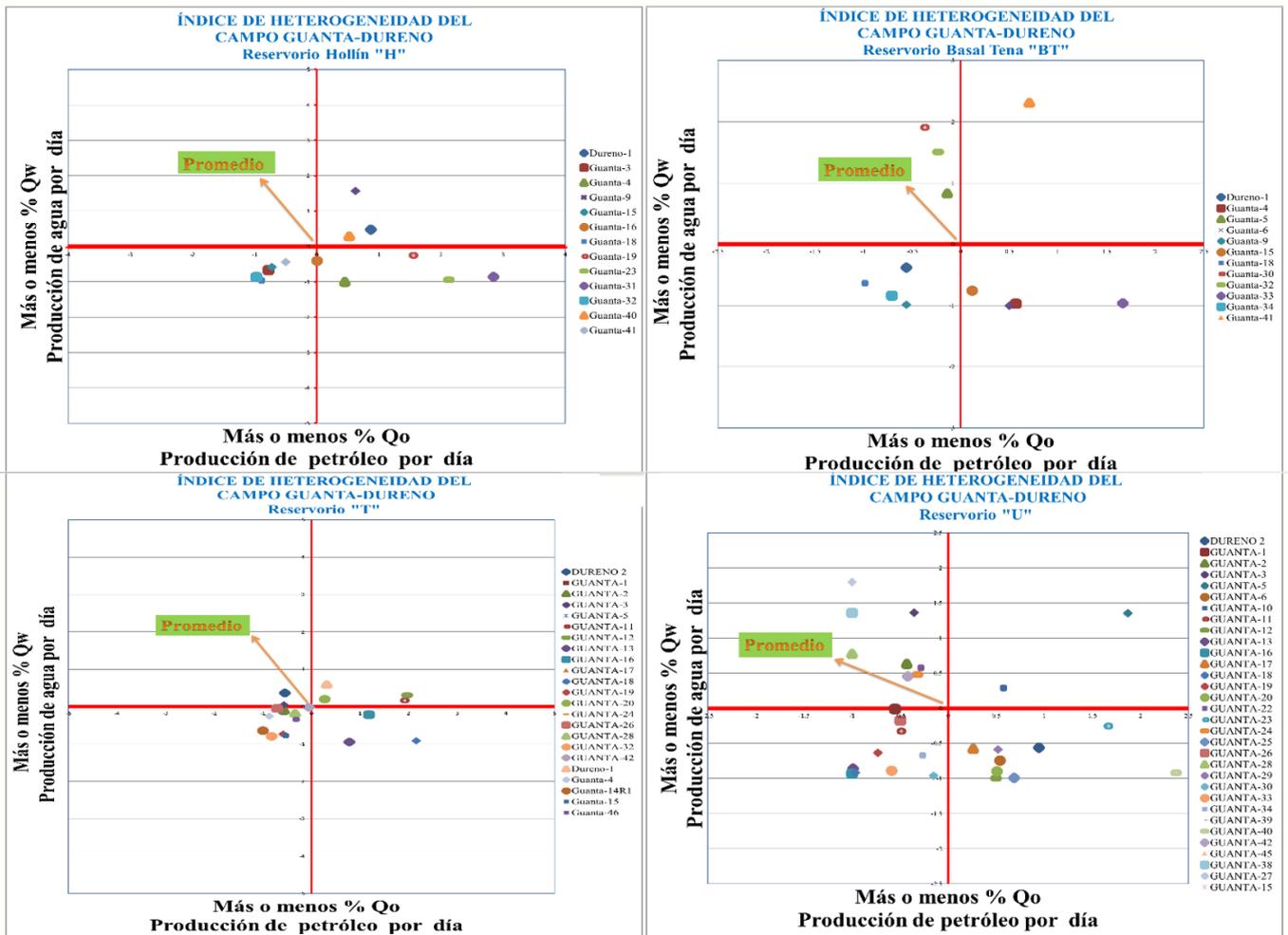


Figura 4. Índices de heterogeneidad por reservorio, campo Guanta-Dureno

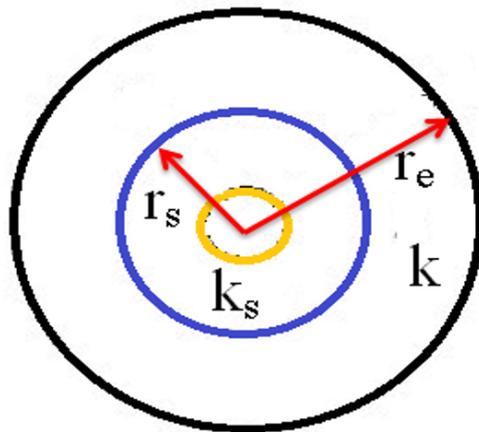


Figura 5. Modelo de reservorios de 2 permeabilidades.

reservorio. Además, permite modificar el régimen de flujo, de radial a bilineal (ver Figura 6).

Según la ley de Darcy, el caudal de producción está gobernado por la permeabilidad, área abierta de flujo, el diferencial de presiones, viscosidad del fluido, espesor petrolífero, daño de formación, presión de fondo fluvente y longitud; por lo que, con el fin de maximizar la

productividad del pozo, se tienen que la presión, y el producto del espesor petrolífero y la permeabilidad son inalterables, entonces los únicos parámetros que son susceptibles a modificación para incrementar la producción son el S y la presión de fondo fluvente (Ramones *et al.*, 2015). En esta parte es donde entra el fracturamiento hidráulico modificando el S.

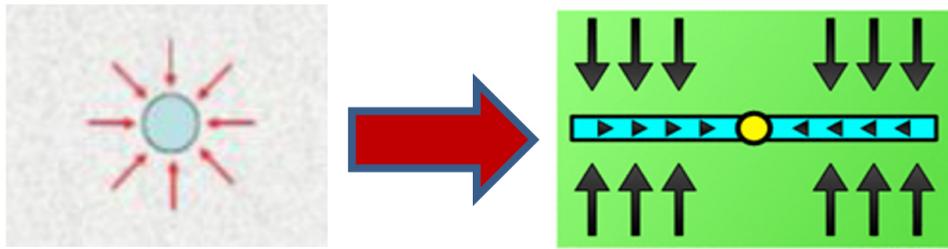


Figura 6. Flujo radial a Flujo bilineal Fuente: (Petroamazonas EP, 2017).

#### VÍAS DE SELECTIVIDAD DE POZO CANDIDATO

Luego de que los pozos son seleccionados utilizando el análisis de los índices de heterogeneidad, acorde a los cuadrantes IC y IIC si se trata de pozos cerrados; cuadrantes IIC y IVC si se trata de pozos activos; sumando a esto la presencia considerable de daño de formación ( $S > 7$ ), se procedió a revisar la información hasta ahora no utilizada para dar soporte y validez a los pozos preseleccionados usando dos vías distintas, de acuerdo a la disponibilidad de datos al momento del análisis.

- *Por producción y reservorios.*- Considera partir del análisis de reservorios y producción, así como la caída de producción, presión estática, presión de fondo fluyente, daño de formación, mapas BSW, etc. Este análisis luego tiene que ir acompañado de correlaciones con pozos análogos vecinos que ya han sido fracturados, con el objetivo de notar similitudes en características geológicas, estratigráficas, petrofísicas, etc.

- *Por geología.*- Considera partir del análisis gráfico de mapas geológicos de: espesores, permeabilidades, sedimentología, porosidades, entre otros. Este camino consiste en establecer un pozo tipo en el cual la producción sea eficiente, y mediante los mapas e información geológica, asignar regiones o rangos según las propiedades antes citadas con el fin de identificar pozos vecinos, que puedan tener las mismas características, pero que por algún problema obstaculiza su correcto rendimiento productivo. Seguido de esto, viene la parte del análisis de reservorios y producción, comparando caídas, pruebas de presiones, factores de daño de formación, etc.

Estos dos caminos para la selección de pozos prospectos para fracturamiento hidráulico, al final conjugan en lo mismo, pues eligen los pozos que poseen buenas condiciones mecánicas, y factibles características geológicas, petrofísicas y de producción, pero que están afectados por un daño de formación considerable, el cual puede ser sobrepasado por la técnica, llegando a una mejor transmisibilidad y conductividad de fluidos por parte del reservorio al fondo del pozo.

#### REVISIÓN INTEGRAL DE INFORMACIÓN

Como ejemplo se presenta el pozo candidato Guanta-03 que a la fecha de corte del estudio se encontraba cerrado.

Sus principales reservorios productores son T, U y Hollín (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014).

#### Condiciones mecánicas

El pozo Guanta-03 fue perforado y completado en septiembre de 1986 y a lo largo de su vida productiva ha pasado a lo largo de 22 trabajos de reacondicionamientos. Debido a su relativa antigüedad fue importante revisar la integridad del casing, el cual debe soportar altas presiones durante la aplicación del fracturamiento. Para aquello un registro de corrosión de tubería tomado en el pozo, indicó cambios de espesor mínimo y desgaste interno de casing moderado. Además, presentó un aparente cambio de peso y espesor leve, localizado en las profundidades 9590-9620 ft. Esta información muestra valores de desgaste moderados y corrosión externa e interna con curvas AWAV y AWMN con comportamientos normales sin variaciones en alrededor de 38 dB. Asimismo, las curvas de radio internos y externos no varían abruptamente (ver Figura 7).

Otro aspecto importante fue la verificación de las condiciones del cemento en el intervalo a fracturar. La figura 8 muestra el registro de cemento en el intervalo correspondiente a la U inferior, indicando buen aislamiento hidráulico, además se nota que los arribos de formación en el VDL se asemejan a la curva del gamma ray, resultando en una buena adherencia entre formación y cemento. El CBL en este intervalo está alrededor de 2,3 mV señalando una excelente adherencia al cemento y tubería (ver Figura 8).

#### Geología

El pozo Guanta-03 es un pozo vertical con trampas petrolíferas tipo anticlinal. Está ubicado en la región sur del campo, donde el reservorio U inferior presenta planicies arenosas según su modelo sedimentológico, concordando en su curva gamma ray con formas aserradas y contenido de arcillas. El reservorio U inferior fue depositado en un ambiente proximal, en la boca de un estuario con fuertes influencias fluviales, muy posiblemente. (Petroamazonas, 2017).

Correlaciones con pozos vecinos que ya han sido fracturados fueron elaboradas, para identificar comportamientos análogos acordes a parámetros geológicos y petrofísicos (pozo Guanta 01).

En la figura 9 se tiene la correlación estratigráfica de las arenas U inferior para los dos pozos (Guanta-03 y 01), la cual presenta tendencias similares, especialmente en sus curvas gamma ray, sin embargo, el pozo Guanta-03 muestra una arena con mayor presencia de cuerpos lutíticos en comparación con el pozo Guanta-01 (ver Figura 9).

### Petrofísica

La figura 10 muestra la reinterpretación petrofísica del pozo Guanta-03, donde el reservorio U inferior presenta buenas propiedades en términos petrofísicos con un cuerpo arenoso medianamente homogéneo. La evaluación resultó en una zona de pago con una porosidad de 13,4%, saturación de agua de 37,8%, volumen de arcilla de 14,9% y permeabilidad de 292,5 mD (ver Figura 10).

Se tiene también un registro de saturación en la figura 11, el cual indica a partir de la lectura más profunda FCOR carril 7, la presencia de petróleo en los intervalos 9610-9616 y 9577-9582 ft (ver Figura 11).

Otro aspecto importante fue provisto por el registro gamma ray espectral, mismo que indica bajo contenido arcilloso en el reservorio U inferior, según el incremento de la medida en  $\text{TH-K}$  a partir de la profundidad 9607 ft (ver Figura 12).

Pero este comportamiento, como se verá más adelante, fue provocado por la irrupción de agua al pozo debido a una canalización en la parte inferior del reservorio, interfiriendo en la correcta lectura de la herramienta.

Así mismo, se realizaron comparaciones de la petrofísica con el pozo análogo Guanta-01, reinterpretándola, presentando de igual manera similitudes en cuanto a propiedades de porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, etc.

### • Producción

La figura 13 presenta el historial de producción, petróleo y fluido del reservorio U inferior del pozo Guanta-03, ubicados en tiempo los trabajos de reacondicionamientos y pruebas de presiones efectuadas.

La producción del reservorio T declinó hasta que en el reacondicionamiento #12 se disparó a Hollín. El 19 de enero de 2002, Hollín produjo 1288 bppd con 0,4% de bsw. La producción del reservorio Hollín se dio hasta el 30 de octubre del 2015 con 137 bfpd y un corte de agua cerca del 94%. Así se puso en marcha el reacondicionamiento #22 con el objetivo de repunzonar el reservorio U inferior. Este reservorio produjo en promedio 64 bppd y 462 bapd, producción que es baja debido al alto daño de

formación, pues se infiere que el cañoneo no logró sobrepasarlo. La prueba de restauración de presión disponible antes del reacondicionamiento #22 confirma un alto S de 35,17 (ver Figura 13).

Para revisar el comportamiento de agua del pozo se usaron las curvas de Chan, por lo que la figura 14 nos indica que hay una canalización o adedamiento al final de la etapa productiva del reservorio U inferior. Coincidiendo que luego del reacondicionamiento #22, el pozo produjo con un alto corte de agua (ver Figura 14).

Este caso particular de abrupta subida de agua, fue apoyado por la comparación de las curvas de *gamma ray* tomadas en los registros a agujero abierto y las tomadas en los registros de evaluación de cemento. En la figura 15 se puede observar este típico comportamiento de adedamiento, donde las tendencias de las curvas de gamma ray en el intervalo 9608-9618 ft cambian (ver Figura 15).

Para la aplicación de la fractura, previamente sería necesario corregir mediante una cementación forzada los intervalos afectados por este fenómeno.

Por otro lado, la identificación del rendimiento de producción del pozo Guanta-03, fue realizada según el índice de heterogeneidad (ver Figura 16).

La figura anterior muestra que el pozo cerrado Guanta-03 es ideal para intervenir, dado que el cuadrante donde está ubicado es el IVC y que posee un alto daño de formación. Esto significa que el pozo antes de ser cerrado, produjo bajas tasas de petróleo y altas tasas de agua, abriendo las posibilidades de mejora de producción gracias a una posible aplicación de la técnica.

Comparativamente con el pozo análogo Guanta-01, la producción del reservorio U inferior se tiene en la figura 17, antes y después de la fractura (ver Figura 17).

### Potencial del reservorio

Se efectuó el análisis nodal para determinar cuál sería la producción del pozo Guanta 03 después de la fractura (ver Tabla 2). Para ello se realizó un análisis de sensibilidades considerando lo siguiente:

- S > 0, estado actual reservorio con daño de formación.
- S = 0, estado ideal reservorio sin daño de formación.
- S < 0, estado de reservorio estimulado.

Así mismo, se construyeron las curvas IPR con base en las correlaciones de Darcy, Standing y Harrison (ver Figura 18).

### Análisis económico

#### Consideraciones

- El porcentaje y tipo de declinación se tomaron con base en análisis de cada reservorio candidato según

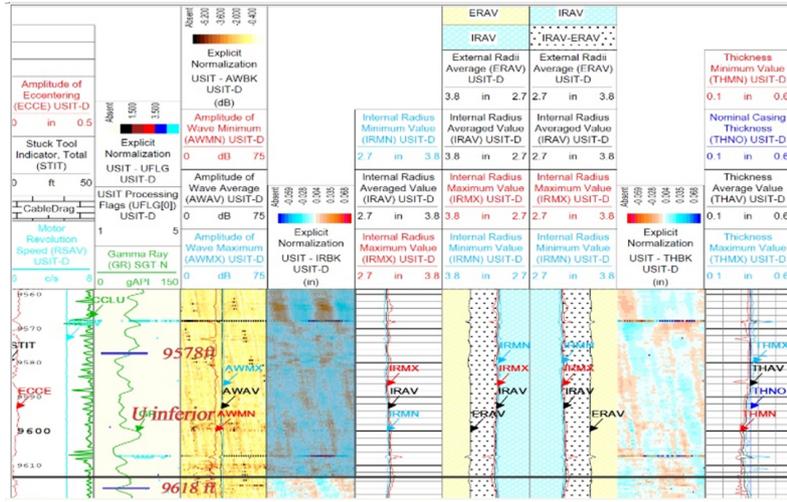


Figura 7. Registro de corrosión intervalo cañoneado U inferior, pozo Guanta-03

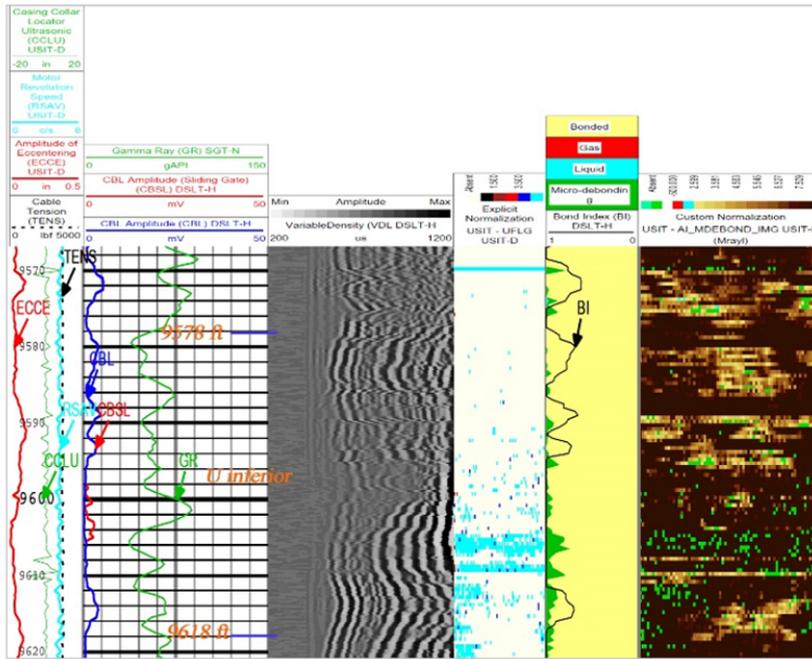


Figura 8. Registro de cemento intervalo cañoneado U inferior, pozo Guanta-03

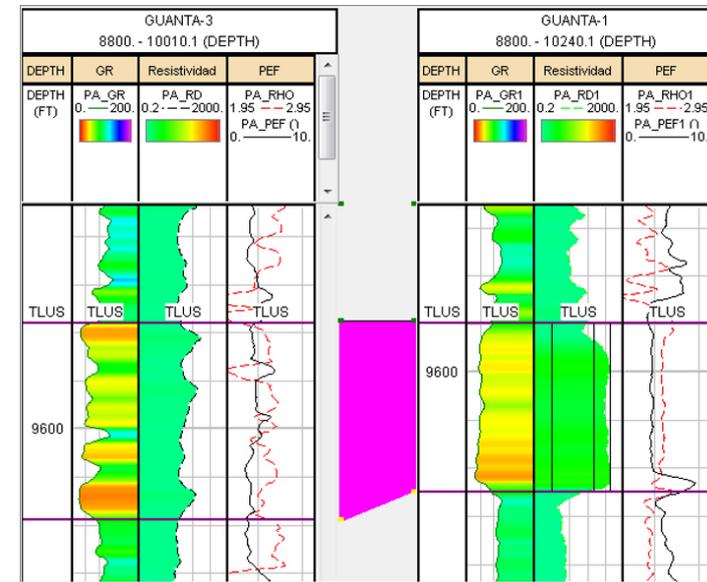


Figura 9. Correlación estratigráfica entre pozos Guanta-03 y Guanta-01, U inferior

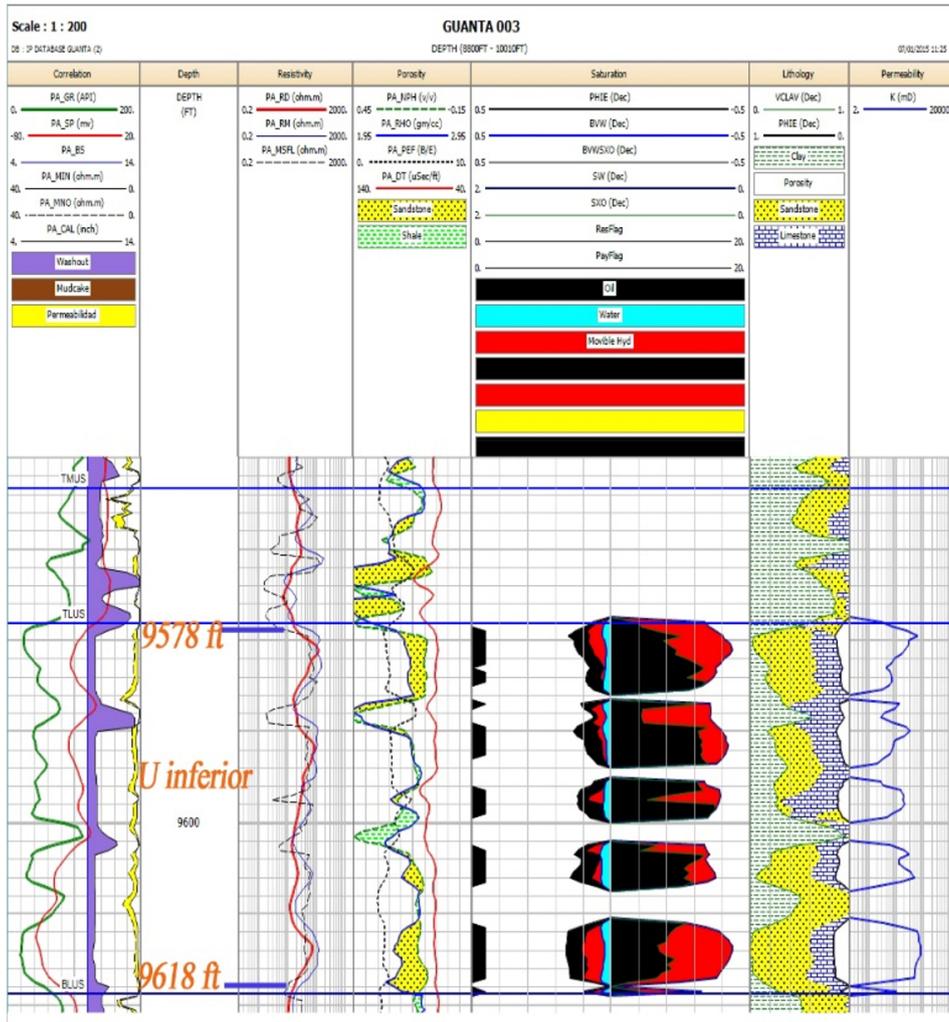


Figura 10. Evaluación petrofísica, pozo Guanta-03, U inferior

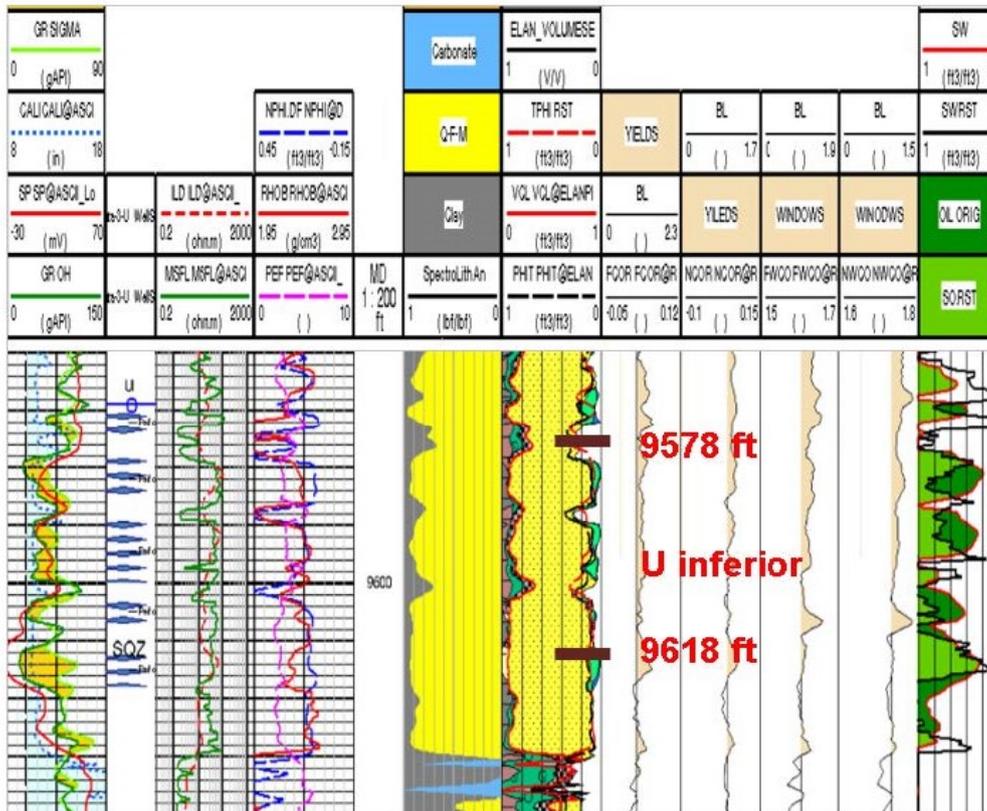


Figura 11. Registro de saturación, pozo Guanta-03, U inferior

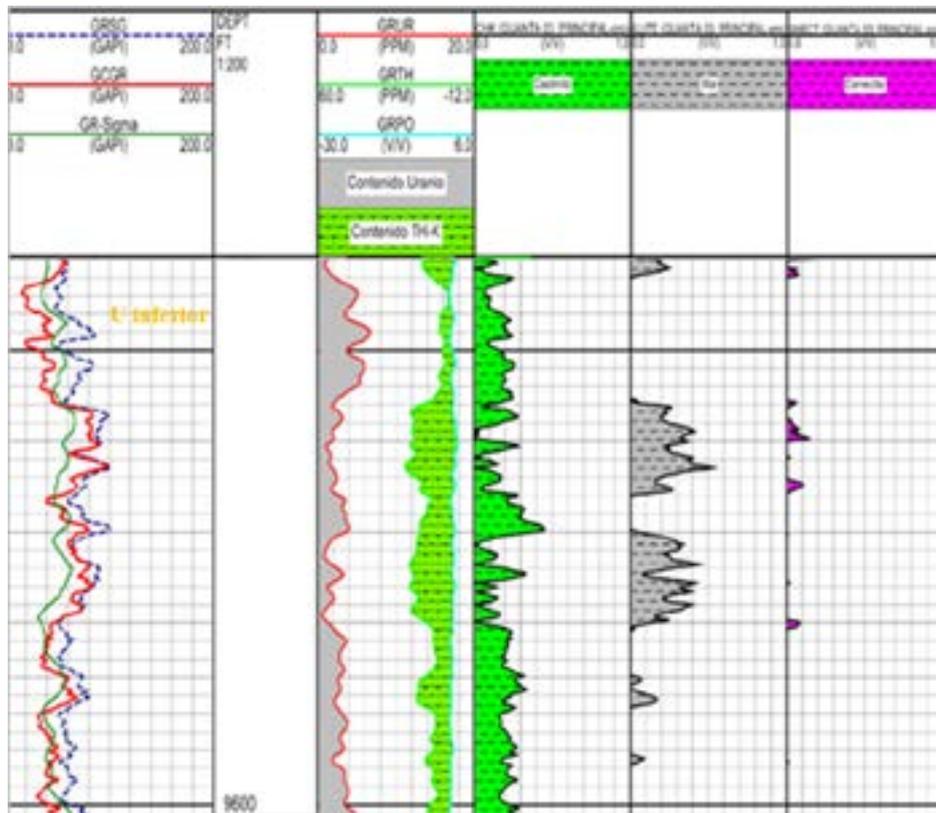


Figura 12. Registro gamma ray espectral, pozo Guanta-03, U inferior

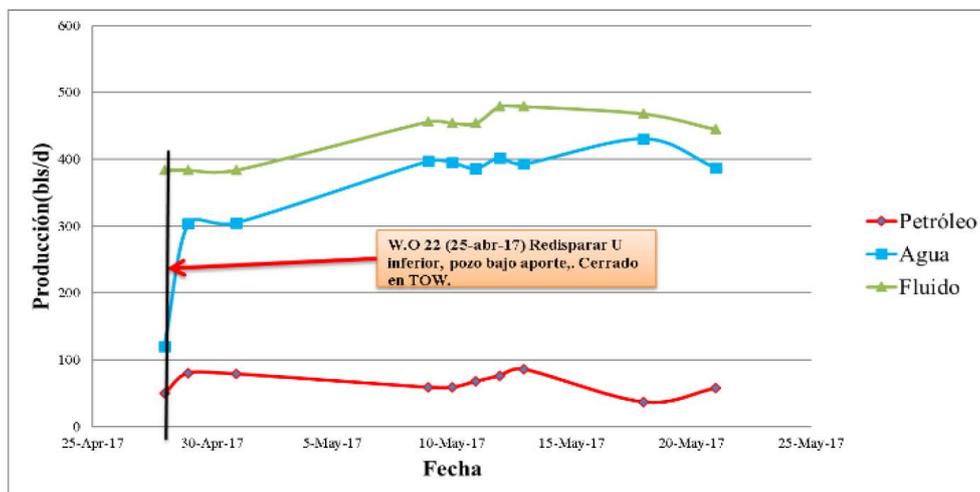
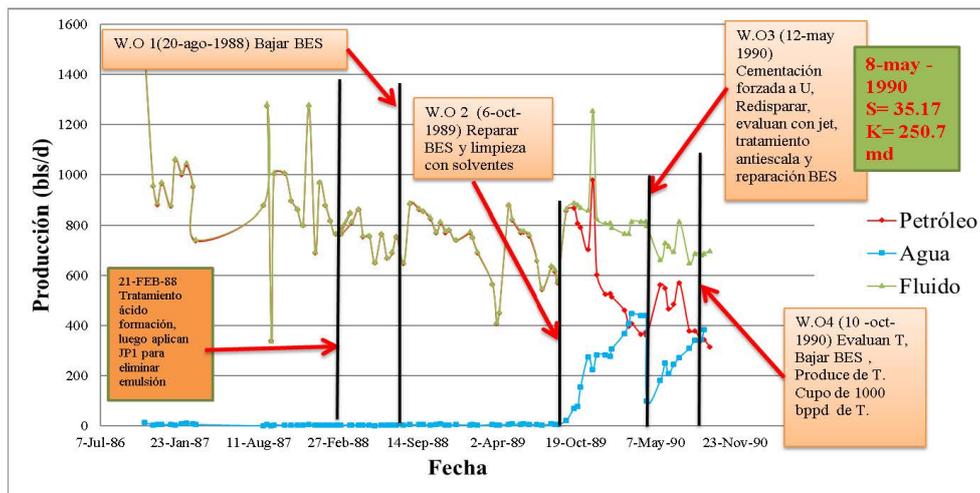


Figura 13. Historial de producción, pozo Guanta-03, U inferior

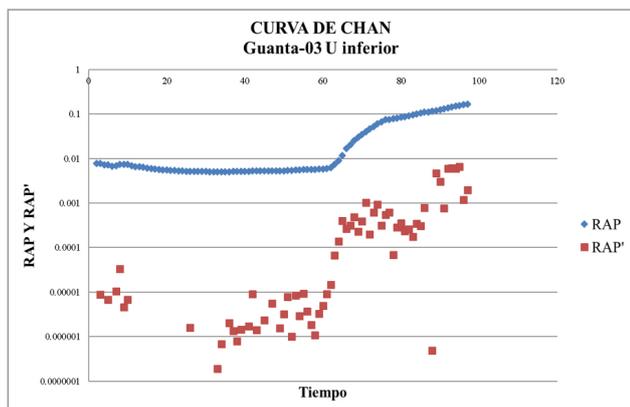


Figura 14. Curvas de Chan del pozo Guanta-03, U inferior

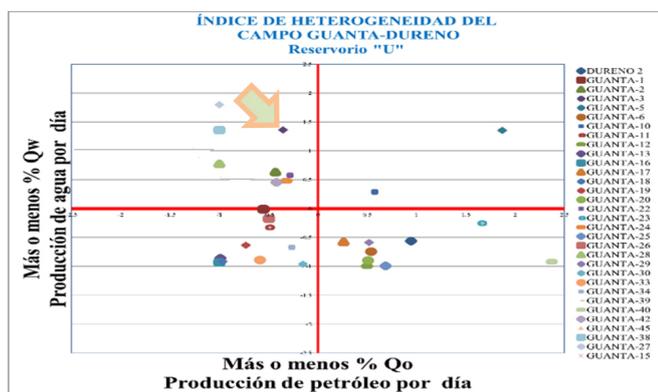


Figura 16. Ubicación del pozo Guanta-03, U inferior según Índice de heterogeneidad

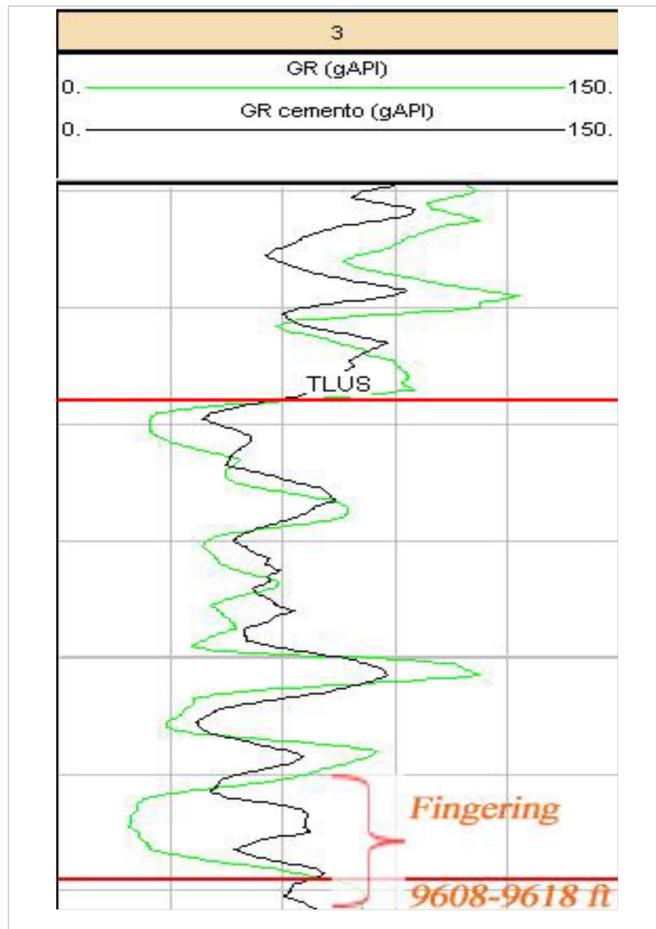


Figura 15. Fenómenos de adedamiento en intervalos Guanta-03, U inferior

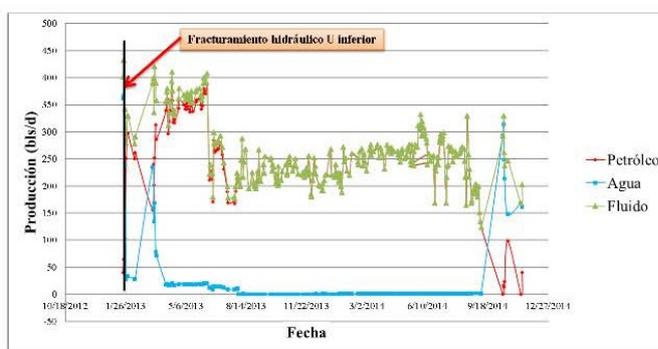


Figura 17. Mejoramiento de la producción luego del fracturamiento hidráulico en el pozo análogo Guanta-01.

Tabla 2. Resultados análisis nodal pozo Guanta-03 U inferior

	Ideal	Actual(dañado)	Estimulado
S	0	35.2	-1
J (bbl/día/psi)	2.11	0.6	2.5
EF	1	0.31	1.15

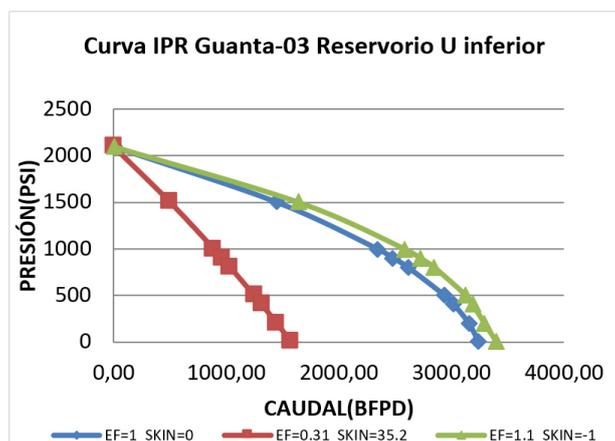


Figura 18. Análisis de sensibilidad S antes y después de la fractura, Pozo Guanta-03, U inferior

**Tabla 3. Costos de inversión estimado fracturamiento hidráulico pozo propuesto Guanta-03**

Parámetro	Costo (USD)
Servicios y productos fracturamiento hidráulico	194586,96
Movimiento de torre	9514,46
Unidad de bombeo	161.458
Diesel rig.	1996,4
Unidad de bombeo	55.000
Wireline	16.500
Fluido de control especial	38.574,1
Materiales de completación	160.858
Control de sólidos / tratamiento fluidos fractura	27.397,32
Contingencia (+/- 30 %)	150.000
Cementación forzada	30.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>684.588,7</b>

proyecciones realizadas en programas informáticos especializados.

- Se consideró un tiempo de vida útil de la fractura de 18 meses (Petroamazonas, 2017).
- Los ingresos y egresos fueron ajustados mensualmente a una tasa de inflación mensual de 0,17%.
- La tasa de actualización o de descuento del proyecto fue estimada en 0,815% mensual.
- El CAPEX correspondió a los costos estimados para la aplicación de la fractura (servicios y productos) y otros trabajos adicionales que constan en el programa de reacondicionamiento propuesto. El OPEX correspondió en cambio a los costos debidos al mantenimiento de la producción, 9 dólares por barril de petróleo y 0,7 dólares por barril de agua.
- El perfil de producción estimado correspondió al incremental de la producción resultado de los trabajos de fracturamiento hidráulico.

- El precio crudo marcador WTI sirvió de base para calcular los ingresos, previamente ajustado al tipo de crudo correspondiente al campo Guanta-Dureno. Para la predicción de precios se usó estudios de reconocidas agencias de energía a nivel mundial.

Así, a manera de ejemplo se tiene la evaluación económica del pozo Guanta-03.

La inversión CAPEX requerida para el trabajo de fracturamiento se puede observar en la siguiente tabla (ver Tabla 3).

Cabe destacar que en la tabla anterior se tiene un trabajo que incluye una cementación forzada, como correctivo del adedamiento producido.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la evaluación económica para el pozo Guanta 03 considerando los escenarios optimista, realista y pesimista (ver Tabla 4).

**Tabla 4. Indicadores económicos Pozo Guanta-03**

	<b>Optimista</b>	<b>Realista</b>	<b>Pesimista</b>
VPN=	\$ 3.121.184,4	\$ 138.0575,6	\$ 107.322,5
TIR=	35,0 %	18,5 %	2,6 %
PRI=	2,7 meses	4,9 meses	12 meses
RBC=	3,4	2,1	1,08

**Tabla 5. Jerarquización pozos candidatos para fracturamiento hidráulico (escenario realista)**

<b>Pozo</b>	<b>Reservorio</b>	<b>VPN</b> <b>USD</b>	<b>TIR</b> <b>%</b>	<b>PRI</b> <b>meses</b>	<b>RBC</b> <b>USD</b>
1. Guanta-13	Ui	9564095	99,4	1	4,4
2. Dureno-02	Ui	5844975,3	61,2	1,6	3,9
3. Guanta-24	Ti	3765699,7	41,3	2,3	3,9
4. Guanta-15	Ti	2071872,5	25	3,7	2,7
5. Guanta-23	Hs	1594706,9	20,4	4,6	2,5
6. Guanta-03	Ui	1380575,6	18,5	4,9	2,1
7. Guanta-30	Ui	1229576,9	16,4	5,5	2,2

**Tabla 6. Cronograma de implementación**

<b>Pozo</b>	<b>Fecha</b>						
	<b>ene</b>	<b>feb</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>may</b>	<b>jun</b>	<b>jul</b>
Guanta-13	x						
Dureno-02		x					
Guanta-24			x				
Guanta-15				x			
Guanta-23					x		
Guanta-03						x	
Guanta-30							x

**RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

Luego de la metodología de selección de pozos candidatos para fracturamiento, se obtuvo una jerarquización (ver Tabla 5).

En la tabla 5 constan los 7 pozos candidatos para fracturamiento hidráulico, con los cuales se estima obtener ganancias y réditos económicos producto de los incrementales de producción. Esto al ser comparado con lo ya experimentado por Ramones *et al.* (2015), en investigaciones anteriores sobre el campo Guanta-Dureno, se tiene que también se obtuvieron excelentes resultados dentro de la estrategia de mejoramiento de la producción provocada por la campaña de fracturamiento del año 2016 en los campos Guanta y Parahuacu. Afirmando de esta manera que los pozos seleccionados como candidatos de esta investigación son una gran oportunidad técnica y económica de optimización.

En la figura 19 según los indicadores económicos como

el VPN, TIR, inversión y reservas remanentes (representado en el tamaño de las burbujas), dan lugar al siguiente orden en importancia: Guanta 01, Dureno 02, Guanta 24, Guanta 15, Guanta 23, Guanta 03 y Guanta 30, orden que es soportado por el criterio de Ramones *et al.* (2015), quienes sostuvieron que para la determinación de un pozo candidato es muy importante identificar oportunidades de desarrollo en áreas no drenadas, considerando la tasa interna de retorno, verificando que la inversión cumpla con las expectativas de beneficio económico (ver Figura 19). Así, la metodología de selección de los pozos candidatos para fracturamiento logró identificar los mejores pozos para su intervención.

Para la campaña de fracturamiento propuesta en el campo, se realizó un cronograma de implementación (ver Tabla 6).

En la elaboración del perfil de producción del campo, durante la campaña de fracturamiento hidráulico, fueron

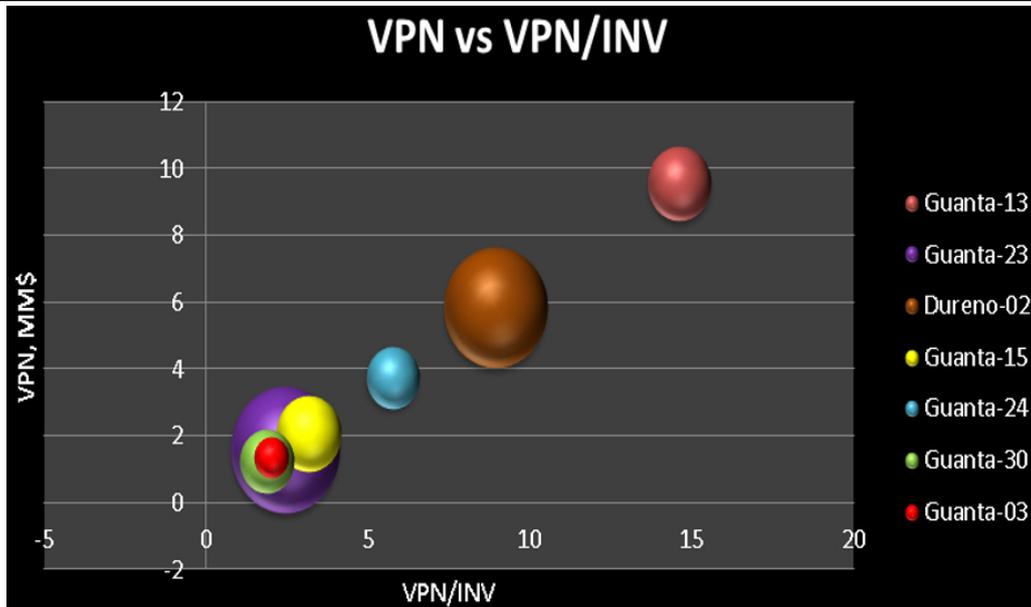


Figura 19. VPN vs. VPN/INV (escenario realista)

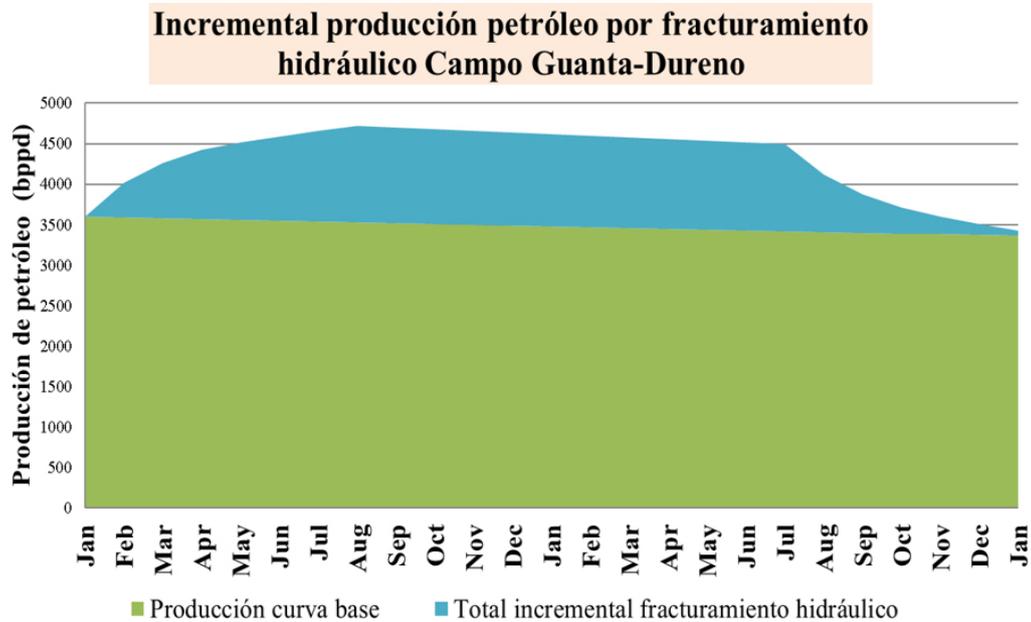


Figura 20. Incremental producción de petróleo campaña de fracturamiento hidráulico propuesto Campo Guanta-Dureno

usados los incrementales estimados de cada pozo luego de su aplicación. Además, fue necesario conocer la declinación del campo, valor que se estimó en 3,4% ajustada a una declinación exponencial. A la fecha de la realización de este estudio la producción del campo fue 3596 bppd, por lo que este caudal fue usado como punto de partida.

Acorde al objetivo de determinar el potencial del fracturamiento hidráulico para incrementar la producción sobrepasando el daño de formación en los campos maduros del Ecuador, derivado del análisis técnico-económico aplicado al Campo Guanta-Dureno, la figura (ver Figura 20) muestra un claro incremento de producción por la ejecución de la campaña de fracturamiento, donde se estimó

que el pico más alto es de 1195 bppd, con un total de producción para el campo de 4720 bppd, significando un 33,8% de incremento total. El CAPEX total para la implementación de la campaña propuesta de fracturamiento hidráulico para los pozos cerrados se estimó en USD 1.993.766 y el CAPEX total para los pozos que están produciendo se estimó en USD 2.618.354.

### CONCLUSIONES

Previamente a la aplicación del fracturamiento hidráulico, la correcta metodología de selección de los pozos candida-

tos es primordial, usando toda la información disponible y una vez validada, analizarla técnica y económicamente con el fin de obtener los mejores prospectos; para el caso del campo de estudio los pozos candidatos a fracturamiento hidráulico jerarquizados fueron: Guanta-01, Dureno-02, Guanta-24, Guanta-15, Guanta-23, Guanta-03 y Guanta-30. Se estima llegar a estados de S entre -3 y -5, con los cuales el índice de productividad y eficiencia de flujo son ampliamente mejorados. Después de la campaña de fracturamiento, se estima llegar a un incremental de petróleo donde el pico más alto es 1195 bppd, con un total de producción para el campo de 4720 bppd, dando un 33,8 % de incremento debido al fracturamiento hidráulico.

En estas condiciones se obtuvo los escenarios: optimista (VPN = USD 49.360.011,9), realista (VPN = USD 25.451.501,9) y pesimista (VPN = USD 7.966.766,6). El PRI indica que la inversión se recuperaría muy rápidamente en el rango de 1 a 5,5 meses.

Es así que este estudio, es una clara muestra del potencial de esta técnica para incrementar la producción sobrepasando o eliminando el daño de formación en campos petroleros del Ecuador que han empezado a mostrar una producción ineficiente.

El éxito principalmente dependerá de la metodología de selección del pozo candidato; revisión integral de formación; análisis de pozos análogos fracturados y de la aplicación de la fractura propiamente dicha.

#### AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la empresa Petroamazonas EP y a la carrera de Petróleos de la Figempa, por proporcionar los medios de divulgación de la presente investigación.

#### REFERENCIAS

- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, R. (eds.) (2014). *La cuenca Oriente: geología y petróleo* (3.ª ed.). Travaux del l' Institut Francais d' Études Andines.
- Celis Castellanos, J. y León Giral, O. (2009). *Selección de pozos candidatos a estimulación. Caso Campo Colorado* (tesis de pregrado). Universidad Industrial Santander Bucaramanga-Colombia.
- Chipantashi, E. (2018). *Análisis técnico-económico para incrementar producción mediante fracturamiento hidráulico en el Campo Guanta-Dureno* (tesis de pregrado), Universidad Central del Ecuador, Quito-Ecuador. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/14264>
- Petroamazonas E. P. (2017). *Información Guanta-Dureno*. [CD-ROM] Quito. Petroamazonas documento interno.
- Ramones M., Gutiérrez L. y Morán M. (noviembre 2015). *Unlocking a mature field reservoir potential through optimized fit-for-purpose hydraulic fracturing*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, (pp. 1-13). DOI: 10.2118/177219-MS.
- Reese, R. (6-9 octubre 1996). Completion ranking using production heterogeneity indexing. *Society Petroleum Engineer*, 303-310. DOI: <https://doi.org/10.2118/36604-MS>
- Salazar, F., Rachid, R., Jiménez, J., Milne, A., Syed, A. (2013). Hydraulic Fracturing with water-based fluids in water-sensitive formations. *Sociedad de Ingenieros Petroleros*, 1-10. DOI: <https://doi.org/10.2118/165082-MS>
- Van Everdingen, A. (junio 1953). The skin effect and its influence on the productive capacity of a well. *Sociedad de Ingenieros Petroleros*, 5(06), 171-176. DOI: <https://doi.org/10.2118/203-G>