

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE CAÑONEO CON
BAJO BALANCE PARA POZOS DE ALTO ÁNGULO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS.**

HUGO RENÉ CASTILLO MÉNDEZ

hugocastillomendez3@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. FRANKLIN GÓMEZ SOTO

franklin.gomez@epn.edu.ec

Quito, Enero 2017

DECLARACIÓN

Yo, Hugo Castillo Méndez declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

HUGO CASTILLO MÉNDEZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Hugo Castillo Méndez, bajo mi supervisión.

MSc. Franklin Gómez
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a mi familia, pilar fundamental a lo largo de toda mi vida y uno de los motivos por los que puedo cumplir esta etapa de mi vida, y que a pesar de los distintos obstáculos que se han presentado he podido disfrutar cada día.

Agradezco a todos los maestros que he tenido a lo largo de mi vida universitaria y que han sabido compartir su experiencia y sabiduría para que me sea posible culminar esta etapa.

A todos los compañeros y compañeras que he conocido a lo largo de la carrera y que han sido de mucha ayuda para superar situaciones difíciles, y de los cuales aprendí mucho.

Agradezco a Halliburton, especialmente a los ingenieros de wireline y completion, por darme la oportunidad de empezar mi desarrollo como profesional y brindarme las herramientas para desarrollar el presente trabajo.

DEDICATORIA

A mi familia.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA	IV
CONTENIDO	V
ÍNDICE DE GRÁFICOS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
ÍNDICE DE ECUACIONES	XII
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS	XIII
RESUMEN	XIV
PRESENTACIÓN	XV
CAPITULO I	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	1
1.2.1 MÉTODO DE JOSHI	1
1.2.1 MÉTODO DE VOGEL	4
1.2 DAÑO DE FORMACIÓN	5
1.2.1 DAÑO POR INVASIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	5
1.2.2 DAÑO GENERADO POR INVASIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL	6
1.2.3 DAÑO GENERADO POR PRODUCCIÓN DEL POZO	6
1.2.4 DAÑO GENERADO POR EL CAÑONEO	7
1.2.5 PSEUDODAÑO DE FORMACIÓN	7
1.2.6 OBTENCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	8
1.3 FUNDAMENTOS DE CAÑONEO	9
1.3.1 CONDICIONES DEL CAÑONEO	10
1.4 SARTA DE TCP PARA EJECUTAR EL CAÑONEO CON BAJO BALANCE ESTÁTICO Y DINÁMICO	13
1.4.1 APCA (ANNULUS PRESSURE CROSSOVER ASSEMBLY)	13

1.4.2	PACKER.....	14
1.4.3	BPVD (BELOW PACKER VENT DEVICE)	14
1.4.4	CABEZA DE DETONACIÓN.....	15
1.4.4	CARGAS MOLDEABLES	16
1.4.5	PROCEDIMIENTO DE CAÑONEO ESTÁTICO Y DINÁMICO	16
CAPITULO II.....		18
DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 16 Y SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR		18
2.1	RESEÑA HISTÓRICA.....	18
2.2	GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE	18
2.3	GENERALIDADES DEL BLOQUE 16	19
2.4	CAMPOS DEL BLOQUE 16.....	20
2.5	DESCRIPCIÓN DE PROPIEDADES DEL BLOQUE 16	21
2.6	INFORMACIÓN DE LOS POZOS I-1 E I-2	23
2.6.1	DISEÑO MECÁNICO DEL POZO.....	24
2.6.2	HISTORIALES DE PRODUCCIÓN.....	25
2.6.3	REGISTROS DE CEMENTO.....	27
2.6.4	MAPAS ESTRUCTURALES EN PROFUNDIDAD	30
2.6.5	ANÁLISIS DE INTERVALOS A INTERVENIR	32
CAPITULO III.....		35
ANÁLISIS TÉCNICO.....		35
3.1	ANÁLISIS DEL POZO I-1 (U superior)	35
3.1.1	ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	35
3.1.2	MODELO DE IPR DE JOSHI PARA EL RESERVORIO U SUPERIOR	40
3.1.3	ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO EN U SUPERIOR	42
3.1.4	IPR REAL DEL POZO I-1 (U SUPERIOR).....	44
3.1.5	RESUMEN DEL POZO I-1 (U SUPERIOR)	45
3.2	ANÁLISIS DEL POZO I-1 (U inferior)	46
3.2.1	ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	46
3.2.2	MODELO DE JOSHI PARA EL RESERVORIO U INFERIOR	47
3.2.3	ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO EN U INFERIOR.....	48

3.2.4	IPR REAL DEL POZO I-1 (U INFERIOR)	49
3.2.5	RESUMEN DEL POZO I-1 (U INFERIOR).....	49
3.3	ANÁLISIS DEL POZO I-2 (BASAL TENA).....	51
3.3.1	ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	51
3.3.2	MODELO DE JOSHI PARA EL RESERVORIO BASAL TENA	52
3.3.3	ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE CAÑONEO EN BASAL TENA	52
3.3.4	IPR REAL DEL POZO I-2 (BASAL TENA).....	54
3.3.5	RESUMEN DEL POZO I-2 (BASAL TENA)	54
3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO (FC).....	55
3.4.1	FLUJO DE CAJA	55
3.4.2	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	56
3.4.3	ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO I-1 (U SUPERIOR).....	56
3.4.4	ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO I-1 (U INFERIOR)	59
3.4.5	ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO I-2 (BASAL TENA).....	61
CAPITULO IV.....		65
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		65
4.1	CONCLUSIONES	65
4.2	RECOMENDACIONES	67
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS		68
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....		71
ANEXOS.....		73

ÍNDICE DE GRÁFICOS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	ESQUEMA DE UN POZO HORIZONTAL.....	2
1.2	DIAGRAMA DE CURVA IPR IDEAL.....	4
1.3	ESQUEMA DE LA TÉCNICA DE CAÑONEO.....	10
1.4	EFFECTO DEL CAÑONEO CON SOBRE BAJO BALANCE	11
1.5	EFFECTO DEL CAÑONEO CON BAJO BALANCE ESTÁTICO.....	12
1.6	ESQUEMA DE RESERVORIO SIN LIMPIEZA VERSUS RESERVORIO LIMPIO.....	13
1.7	ESQUEMA DEL APCA.....	14
1.8	ESQUEMA DEL PACKER.....	14
1.9	ESQUEMA DEL BPVD.....	15
1.10	ESQUEMA DE LA CABEZA DE DETONACIÓN	15
1.11	ESQUEMA DE CARGA MOLDEABLE.....	16
1.12	ESQUEMA DE SECUENCIA OPERATIVA PARA CAÑONEO CON BAJO BALANCE ESTÁTICO Y DINÁMICO.....	17
2.1	MAPA Y SECCIÓN ESTRUCTURAL DE LA CUENCA ORIENTE.....	19
2.2	UBICACIÓN DEL BLOQUE 16.....	20
2.3	UBICACIÓN DE LOS CAMPOS DEL BLOQUE 16.....	21
2.4	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO I-1.....	26
2.5	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO I-2.....	27
2.6	REGISTRO DE CEMENTO DEL POZO I-1.....	28
2.7	REGISTRO DE CEMENTO DEL POZO I-2.....	29
2.8	MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD DEL POZO I-1 E INFORMACIÓN DE POZOS CERCANOS.....	30
2.9	MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD DEL POZO I-2 E INFORMACIÓN DE POZOS CERCANOS.....	31
2.10	REGISTRO ELÉCTRICO Y MASTERLOG DEL POZO I-1.....	32
2.11	REGISTRO ELÉCTRICO Y ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO I-2.....	33

3.1	COMPORTAMIENTO DERIVADA EN POZOS HORIZONTALES.....	35
3.2	DERIVADA DEL POZO I-1, RESERVORIO U SUPERIOR.....	39
3.3	IPR DEL MODELO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (US).....	41
3.4	SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE CARGAS PARA EL POZO I-1 (US).....	42
3.5	SIMULACIÓN DE CURVA IPR PARA EL POZO I-1 (US) A PARTIR DE DISTINTOS TIPOS DE CAÑONEO.....	43
3.6	IPR REAL PARA EL POZO I-1 (US).....	44
3.7	DERIVADA DEL POZO I-1, RESERVORIO U INFERIOR.....	46
3.8	IPR DEL MODELO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (UI).....	47
3.9	SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE CARGAS PARA EL POZO I-1 (UI).....	48
3.10	SIMULACIÓN DE CURVA IPR PARA EL POZO I-1 (Ui) A PARTIR DE DISTINTOS TIPOS DE CAÑONEO.....	48
3.11	IPR REAL PARA EL POZO I-1 (U INFERIOR)	49
3.12	DERIVADA DEL POZO I-1, RESERVORIO BASAL TENA.....	51
3.13	IPR DEL MODELO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (BT).....	52
3.14	SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE CARGAS PARA EL POZO I-2 (BT).....	52
3.15	SIMULACIÓN DE CURVA IPR PARA EL POZO I-1 (BT) A PARTIR DE DISTINTOS TIPOS DE CAÑONEO.....	53
3.16	IPR REAL PARA EL POZO I-1 (U INFERIOR).....	54
3.17	FLUJO DE CAJA POZO I-1 (US).....	58
3.18	FLUJO DE CAJA POZO I-1 (UI).....	61
3.19	FLUJO DE CAJA POZO I-1 (BT).....	63

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	PROPIEDADES PVT DE LA ARENA U.....	22
2.2	PROPIEDADES PVT DE LA ARENA BASAL TENA.....	23
2.3	ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS I-1 E I-1.....	25
3.1	RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LA DERIVADA PARA EL POZO I-1 (US).....	40
3.2	DATOS OBTENIDOS DEL MÉTODO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (US).....	42
3.3	COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA EL POZO I-1 (US).....	44
3.4	COMPARACIÓN ENTRE CASO ESTIMADO Y CASO REAL PARA EL POZO I-1 (US).....	45
3.5	COMPARACIÓN ENTRE SIMULACIÓN Y CASO REAL DEL POZO I-1 (US).....	45
3.6	RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LA DERIVADA DEL POZO I-1 (US).....	47
3.7	DATOS OBTENIDOS DEL MÉTODO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (UI).....	48
3.8	COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA EL POZO I-1 (US).....	49
3.9	COMPARACIÓN ENTRE CASO ESTIMADO Y CASO REAL PARA EL POZO I-1 (US).....	49
3.10	COMPARACIÓN ENTRE SIMULACIÓN Y CASO REAL PARA EL POZO I-1 (UI).....	50
3.11	RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LA DERIVADA DEL POZO I-2 (BT).....	51
3.12	DATOS OBTENIDOS DEL MÉTODO DE JOSHI PARA EL POZO I-2 (BT).....	52

3.13	COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA EL POZO I-1 (UI).....	53
3.14	COMPARACIÓN ENTRE CASO ESTIMADO Y CASO REAL PARA EL POZO I-1 (US).....	54
3.15	COMPARACIÓN ENTRE SIMULACIÓN Y CASO REAL PARA EL POZO I-1 (UI).....	54
3.16	INGRESO POR PRODUCCIÓN POZO I-1 (US).....	57
3.17	INVERSIÓN REALIZADA EN EL POZO I-1 (US).....	57
3.18	FLUJO DE CAJA PARA EL POZO I-1 (US).....	58
3.19	RESULTADOS FINANCIEROS DEL POZO I-1 (U SUPERIOR).....	59
3.20	INGRESO POR PRODUCCIÓN POZO I-1 (UI).....	59
3.21	INVERSIÓN REALIZADA EN EL POZO I-1 (UI).....	60
3.22	FLUJO DE CAJA DEL POZO I-1 (UI).....	60
3.23	RESULTADOS FINANCIEROS DEL POZO I-1 (U INFERIOR).....	61
3.24	INGRESO POR PRODUCCIÓN POZO I-1 (BT)).....	62
3.25	INVERSIÓN REALIZADA EN EL POZO I-1 (BT).....	62
3.26	FLUJO DE CAJA CON DEL POZO I-2 (BT).....	63
3.27	RESULTADOS FINANCIEROS DEL POZO I-2 (BASAL TENA).....	64

ÍNDICE DE ECUACIONES

No		PÁGINA
1	ECUACIÓN DE JOSHI.....	2
2	RELACIÓN DE ANISOTROPÍA.....	3
3	RADIO EXTERNO DEL MÉTODO DE JOSHI.....	3
4	RADIO DE LA ELIPSE EN EL MODELO DE JOSHI.....	3
5	MÉTODO DE VOGEL.....	4
6	ECUACIÓN DE HORNER PARA PERMEABILIDAD	36
7	ECUACIÓN DE HORNER PARA PRESIÓN ESTÁTICA INICIAL.....	36
8	ECUACIÓN DE HORNER PARA CALCULAR EL DAÑO.....	37
9	ECUACIÓN DE LA DERIVADA PARA CALCULAR PERMEABILIDAD.....	38
10	ECUACIÓN DE LA DERIVADA PARA CALCULAR EL DAÑO.....	38
11	COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO.....	38
12	GRUPO ADIMENSIONAL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO....	38
13	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	56
14	FLUJO DE CAJA.....	56

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	DIMENSIONES
IP	Índice de productividad	$Lt^4 M^{-1}$
Bls	Barriles	L^3
BFD	Barriles de fluido por día	L^3
FNC	Flujo neto de caja	
Kh	Permeabilidad horizontal	L^2
Kv	Permeabilidad Vertical	L^2
P_R	Presión de reservorio	M/Lt^2
P_b	Presión de burbuja	M/Lt^2
P_{wf}	Presión de fondo fluuyente	M/Lt^2
Q	Caudal de fluido	L^3/t
r_e	Radio de drenaje del pozo	L
r_w	Radio del pozo	L
S	Daño de formación	
\emptyset	Porosidad	L^3L^{-3}
mD	Milidarcy	L^2
IPR	Inflow Performance Relationship	$Lt^4 M^{-1}$
TCP	Tubing Convey Perforating	L^3
mV	Milivoltios	M/t^3
PSI	Libra sobre pulgada cuadrada	M/Lt^2
T	Temperatura	T
h	Espesor de la formación	L
PRI	Periodo de recuperación de la inversión	t
mV	Milivoltios	M/t^3
PSI	Libra sobre pulgada cuadrada	M/Lt^2
MD	Profundidad medida	L
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
BBE	Bajo balance estático	M/Lt^2
BBD	Bajo balance dinámico	M/Lt^2
Kc	Permeabilidad de la zona crushed	L
BFD	Barriles de fluido por día	L^3/t

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal realizar un estudio sobre la aplicación de la técnica de cañoneo con bajo balance en pozos de alto ángulo, desde un punto de vista técnico y económico, con el fin de determinar cuáles son las ventajas y desventajas que se pueden conseguir a través del uso de esta técnica.

En el Capítulo I contiene la información concerniente al marco teórico, principalmente consta de los fundamentos que han servido como referencia para el desarrollo del presente trabajo.

En el Capítulo II se puede encontrar la información acerca del campo donde se aplicó las técnicas de cañoneo y las propiedades respectivas de los reservorios de interés. Adicionalmente incluye la metodología utilizada para la selección de los pozos a intervenir.

El Capítulo III contiene el análisis técnico y económico realizado, principalmente consiste en analizar las pruebas de presión de los reservorios y determinar el impacto en el reservorio debido al uso de la técnica de cañoneo.

Finalmente, en el Capítulo 4 se encuentran las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron del presente estudio.

PRESENTACIÓN

La presente investigación analiza la aplicación de la técnica de cañoneo con bajo balance estático y dinámico aplicada en pozos ubicados en el bloque 16. La principal consideración que se debe tener presente es que son pozos de alto ángulo y en los cuales se pretende analizar los resultados de la aplicación del bajo balance gracias a la tecnología actual.

El estudio realizado abarca las distintas etapas por las que se debe pasar a lo largo de la aplicación de la técnica de cañoneo, desde el análisis de los pozos a intervenir, hasta los resultados de la técnica aplicada. Se realizaron 3 intervenciones en los dos pozos analizados, de los cuales dos se ejecutaron con bajo balance dinámico y una con bajo balance estático.

El estudio consistió en la elaboración de los modelos de producción que se esperaba obtener, luego se realizó la simulación del desempeño de cargas y finalmente mediante la utilización de softwares simular las curvas de producción para cañoneo con bajo balance estático y dinámico. Esto con el fin de establecer una comparación entre ambas técnicas.

CAPITULO I

MARCO TEÓRICO

El presente Capítulo tiene como finalidad señalar los principales fundamentos teóricos para el desarrollo del presente análisis, ya que el cañoneo de pozos es una técnica que requiere de mucha planificación para llegar a su etapa de ejecución, y posteriormente requiere de un análisis para determinar la efectividad que tuvo la misma.

1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

El índice de productividad se puede definir como una medida del potencial de aporte que tiene un pozo, está en función del caudal y la producción del mismo. Para el caso de pozos verticales este se obtiene mediante la relación entre el caudal de fluido y la diferencia entre la presión de reservorio y la presión de fondo fluyente (Petrowiki, 2016). Para el caso de pozos horizontales la obtención del índice es diferente debido a que el patrón de flujo que se genera es mucho más complejo, por lo que se han generado asunciones sobre los patrones de flujo para poder calcular el índice de productividad. A partir de la obtención de este factor es posible determinar la curva IPR¹ (Economides et al. 2012).

1.2.1 MÉTODO DE JOSHI

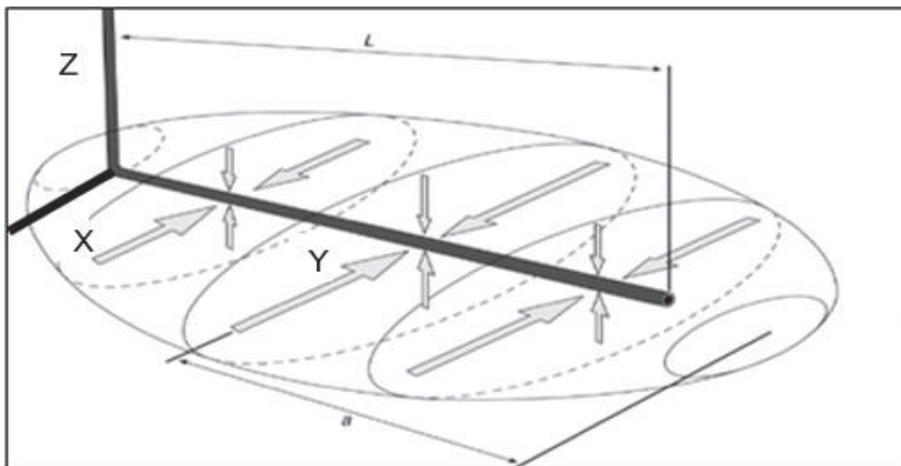
Para este método Joshi utilizó una ecuación de flujo para pozos horizontales, la cual derivó y añadió soluciones para la resistencia al flujo tanto para el plano horizontal como para el vertical. (Economides et al. 2012). Es necesario tener en consideración que el método de Joshi se utiliza en la presente investigación con el fin de realizar

¹ IPR: Curva de productividad del pozo, Inflow Performance Relationship por sus siglas en ingles.

una estimación del índice de productividad ya que los pozos a estudiar son de alto ángulo, pero no totalmente horizontales.

GRÁFICO 1.1

ESQUEMA DE UN POZO HORIZONTAL



Fuente: Halliburton Ecuador

El método considera un pozo horizontal de longitud de la sección horizontal L y espesor de la zona productora h , en el cual se estima un patrón de flujo mediante la combinación del flujo entre los ejes X-Y, y entre los ejes Z-Y como se observa en el gráfico 1.1. Adicionalmente en este modelo se considera que el pozo se encuentra ubicado en el centro de una elipse, esta representa los límites de drenaje del pozo (Economides et al. 2012).

Ecuación de Joshi para determinar el índice de productividad en barriles fiscales por psi.

$$J_h = \frac{0.00708 * h * K_h}{u_o * B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{B^2 * h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) + S \right]} \quad (1)$$

Donde:

$$B = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (2)$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \quad (3)$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5} \quad (4)$$

Donde:

h: espesor del intervalo (ft)

L: longitud de la sección horizontal (ft)

a: radio de la elipse (ft)

r_{eh} :radio de drenaje (ft)

K_h :Permeabilidad horizontal (mD)

K_v :Permeabilidad vertical (mD)

B: Relación de anisotropía

S: Daño de formación

r_w :radio del pozo (ft)

u_o :viscosidad del petróleo (cp)

B_o :Factor volumétrico del petróleo (Bl/STB)

1.2.1 MÉTODO DE VOGEL

Vogel desarrolló un método para calcular la curva IPR a través de una ecuación empírica para yacimientos saturados y asumiendo que no hay daño de formación. (Castellanos y León, 2009)

Ecuación de Vogel para obtener la IPR

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (5)$$

Donde:

Q: Caudal de Producción

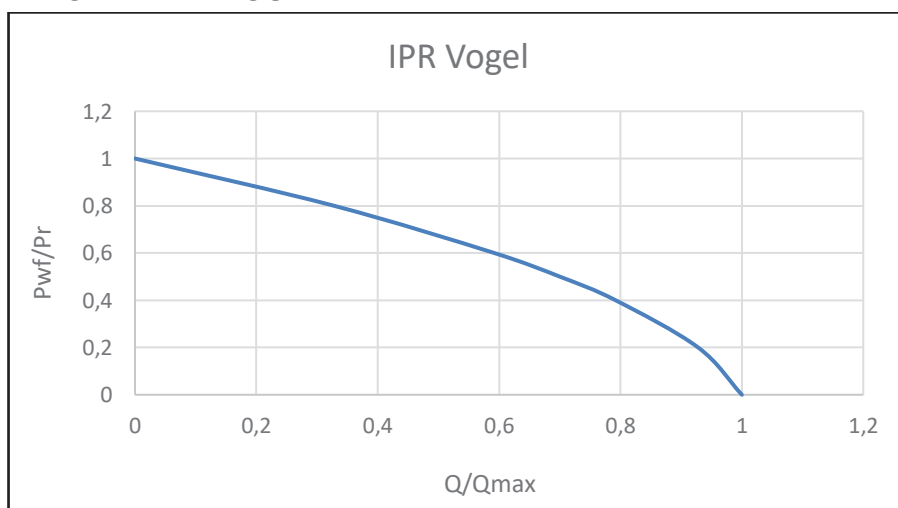
Qmax: Caudal máximo

Pwf': Presión de fondo fluyente ideal

Pr: Presión de reservorio

GRÁFICO 1.2

DIAGRAMA DE CURVA IPR IDEAL



Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

1.2 DAÑO DE FORMACIÓN

Se puede definir al daño de formación como una caída adicional de presión generada por alguna restricción al flujo de fluidos del reservorio al pozo, producto de una reducción en la permeabilidad de la roca. (Figueroa y Gómez, 2007)

Con el fin de cuantificar el daño de formación existe un factor, generalmente representado con la letra S (Skin), este factor permite evaluar el comportamiento del pozo en base a la magnitud del mismo y sirve como un indicador para determinar el estado de la formación y si se requiere realizar alguna intervención. (Montalvo, 2011)

Las operaciones más comunes que generan daño a la formación se citan a continuación.

1.2.1 DAÑO GENERADO POR INVASIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Durante las operaciones de perforación se utilizan fluidos que cumplen actividades como remoción de escombros, lubricación de la broca, control del pozo, entre otros. Para cumplir con estos objetivos el fluido de perforación cuenta con aditivos que varían en base a los requerimientos que se tenga en la formación. Entre los aditivos que se usa generalmente se tiene componentes como la barita, bentonita, y agentes químicos que durante las operaciones de perforación pueden llegar a invadir la formación y generar una reducción en la capacidad del yacimiento para producir fluidos como producto de una disminución en la permeabilidad y porosidad. (López, 2010)

Dentro de los tipos de daño que se pueden generar se tiene:

- Taponamiento de los poros por los sólidos presentes en los fluidos de perforación.
- Alteración de la mojabilidad de la roca.
- Hinchamiento de arcillas.
- Formación de emulsiones (Schlumberger, 2016)

1.2.2 DAÑO GENERADO POR INVASIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL

El fluido de control es utilizado durante las operaciones de workover² para cualquier intervención que se requiera realizar en el pozo. Dentro de las funciones que tiene el fluido de control están controlar las presiones del yacimiento, eliminar los sólidos del pozo y enfriar la sarta de trabajo. (Bolívar y López, 2013)

El daño generado por los fluidos de control puede ser similar al generado por los fluidos de perforación, este daño dependerá de aspectos como la mineralogía de la roca. Generalmente ocurre en rocas sensibles al agua y se llega a generar reducción de permeabilidad producto de problemas como hinchamiento de arcillas, bloqueo por agua y emulsiones en caso de que se generara una invasión del fluido a la formación. (López, 2010)

1.2.3 DAÑO GENERADO POR PRODUCCIÓN DEL POZO

Durante el proceso de producción de un pozo se generan una serie de daños que afectan directamente al flujo de fluidos. Esto generalmente se debe al arrastre de finos producto del flujo hacia el pozo, produciendo un taponamiento de los canales de flujo y restringiendo la producción. (Golindano e Indriago, 2009)

Los daños más comunes que se tiene por el efecto de producción del pozo son:

- Taponamiento de la formación por migración de finos.
- Colapso de los poros por depletación del yacimiento o por altas presiones diferenciales.
- Precipitación de carbonatos y sulfatos por cambios en las condiciones de presión y temperatura. (Montalvo, 2011)

² Workover: operaciones de reacondicionamiento para mejorar la productividad del pozo.

1.2.4 DAÑO GENERADO POR EL CAÑONEO

El objetivo principal del cañoneo es establecer una comunicación efectiva entre el pozo y el reservorio. Para esto se utilizan cargas detonadas a presiones y velocidades extremadamente altas que al entrar en contacto con la formación provocan un daño debido a los escombros generados. En caso de no ser removidos quedan en los túneles por donde se transporta el fluido y generan una obstrucción a la producción. (Flores, 2005)

1.2.5 PSEUDODAÑO DE FORMACIÓN

Se habla de pseudodaño cuando se posee una restricción al flujo por cualquier factor que no tenga que ver con reducción de la porosidad o permeabilidad. (Figuroa y Gómez, 2007)

1.2.5.1 PSEUDODAÑO POR TURBULENCIA DE FLUJO

El flujo turbulento ocurre cuando el gradiente de velocidad aumenta, esto genera que las partículas adquieran una energía de rotación y cambien su trayectoria generando que la viscosidad³ pierda su efecto. (Carrera y Pacheco, 2012)

Generalmente en las regiones más cercanas al pozo es donde existe flujo turbulento. Una de las razones es que existe una caída de presión adicional generada por el cambio de diámetro. La segunda razón es que el caudal con el que se pone a producir al pozo es alto. Este tipo de pseudodaño puede incluso llegar a generar problemas mecánicos en la formación que adicionados al daño que ya posee afectan a la producción del pozo. (Golindano e Indriago, 2009)

³ Viscosidad: Propiedad del fluido la cual representa una fuerza de resistencia al movimiento.

1.2.5.2 PSEUDODAÑO POR DESVIACIÓN DEL POZO

Este tipo de pseudodaño está relacionado con el ángulo de inclinación que tiene el pozo, esta inclinación genera un daño de valor negativo y favorable al flujo. Conforme el ángulo de inclinación sea mayor, se genera una especie de choque cuando el fluido se transporta desde la formación al pozo. (Halliburton, 2016)

1.2.5.3 PSEUDODAÑO POR PENETRACIÓN PARCIAL

La penetración parcial se origina cuando una vez que se genera el cañoneo no se logra abrir toda la capa productiva. Esto genera flujo turbulento debido a que todo el fluido converge hacia la zona perforada y genera una caída de presión adicional que varía en función de la permeabilidad vertical que tenga la formación. (Artieda, 2015)

1.2.6 OBTENCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Para el presente estudio se utiliza las pruebas de restauración de presión o Build up que se realizaron en los pozos. Estas pruebas consisten en cerrar un pozo temporalmente con el fin de que la presión del reservorio se restaure. Durante este proceso se registran los datos de presión y luego esta información es procesada por un software para poder realizar la interpretación correspondiente y obtener los datos de interés. (Cordero, 2013)

La importancia de realizar este análisis para la presente investigación radica en que nos permite obtener parámetros como permeabilidad efectiva, límites del yacimiento, presión estática, presencia de fallas y daño de formación. Estos factores permiten identificar el impacto que generó la técnica de cañoneo empleada sobre el reservorio. El software utilizado para el presente análisis es Saphir perteneciente a la empresa Kappa.

1.3 FUNDAMENTOS DE CAÑONEO

La técnica de cañoneo se puede definir como un proceso que permite crear un canal de flujo entre el casing⁴ y la formación de interés, con el fin de establecer una comunicación efectiva con la zona productora. Esto quiere decir crear canales de flujo que permitan el paso de fluido desde el reservorio hacia el pozo para posteriormente producir hacia la superficie, ya sea por flujo natural o utilizando el método de levantamiento artificial más conveniente. Esto se consigue mediante la detonación de componentes explosivos conocidos como cargas moldeadas⁵, y que son los encargados de generar los túneles de flujo también conocidos como punzados. (Farid, 2012)

La técnica de cañoneo es aplicada en pozos nuevos y en pozos que ya han tenido una vida productiva. En el caso de pozos nuevos se la realiza como parte de la completación final del pozo, con el objetivo de empezar la producción del mismo. En el caso de que se aplique en pozos que ya se encontraban produciendo se lo utiliza como una técnica de reacondicionamiento, en la cual el fin es la optimización de la producción.

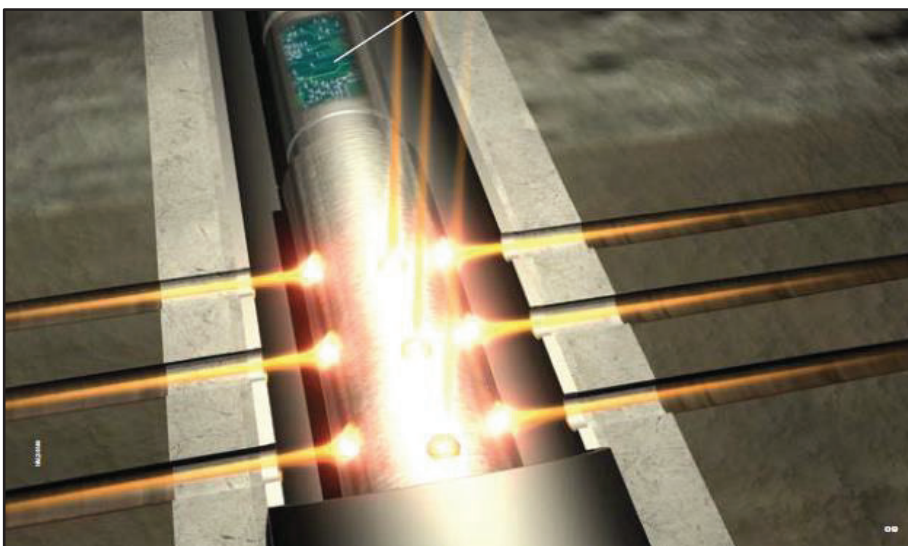
Uno de los principales objetivos que posee la técnica de cañoneo además de crear los canales de flujo, es reducir al máximo el daño que se genera por la detonación de las cargas. El gran impacto que se genera en la formación genera que parte de la misma se desprenda, a manera de escombros, y genere una obstrucción al flujo en el caso de que este no searemovido. Es por esta razón que gran parte de la innovación que se ha generado a lo largo del tiempo en la técnica del cañoneo tiene que ver con generar los punzados más limpios posibles y que beneficien al flujo de fluidos.

⁴ Casing: Tubería de revestimiento.

⁵ Cargas moldeadas: Explosivos que generan los perforados.

GRÁFICO 1.3

ESQUEMA DE LA TÉCNICA DE CAÑONEO



Fuente: Halliburton Ecuador

1.3.1 CONDICIONES DEL CAÑONEO

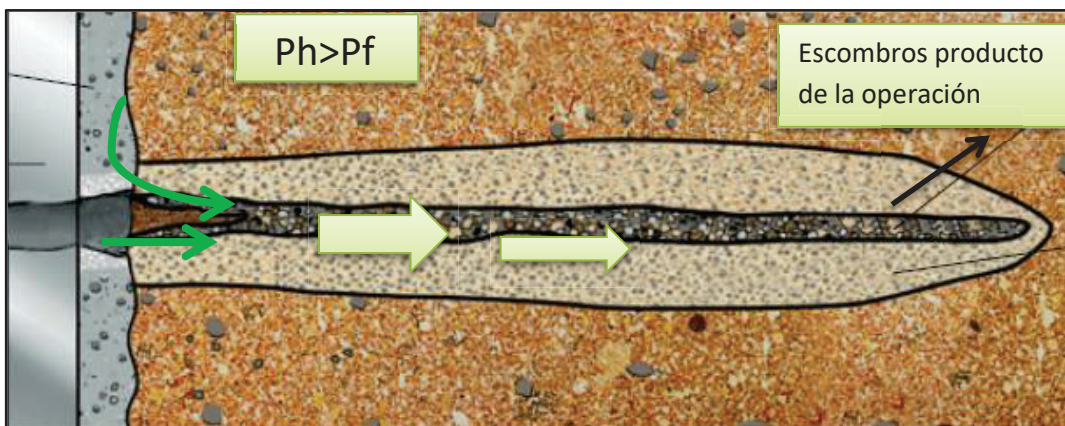
1.3.1.1 CAÑONEO CON SOBRE BALANCE

Para aplicar esta técnica de cañoneo se requiere mantener una presión hidrostática mayor a la de formación, esto permite mantener un mayor control del pozo en el caso de que pueda existir alguna eventualidad no deseada. Producto de esta condición, una vez que se cañonea, se genera una invasión del fluido a la formación como se puede observar en el gráfico 1.4.

El concepto de la técnica es el mismo, consiste en detonar cargas con el fin de crear una comunicación entre la formación y el pozo, pero en esta aplicación existe mayor riesgo de daño debido a que la presión hidrostática es mayor. Algunos estudios realizados han demostrado que la aplicación de esta técnica puede generar daños muy altos si no se realiza adecuadamente. (Dees, 1995)

GRÁFICO 1.4

EFFECTO DEL CAÑONEO CON SOBRE BALANCE



Fuente: Halliburton Ecuador
Modificado por: Hugo Castillo

1.3.1.2 CAÑONEO CON BAJO BALANCE

La técnica de cañoneo con bajo balance ocurre cuando la presión de la columna hidrostática es menor a la presión de formación. Esto genera que al momento de la detonación el fluido que se encuentre en el pozo (Fluido de perforación o completamiento) no invada el reservorio y, al contrario, exista un influjo de la formación al pozo que permita remover los escombros y dejar los punzados más limpios (Halliburton Perforating Solutions, 2010).

Se ha demostrado que la aplicación de este método consigue una mayor remoción del daño de formación. Existen dos técnicas de cañoneo bajo balance:

- Bajo balance estático
- Bajo balance dinámico

1.3.1.2.1 CAÑONEO CON BAJO BALANCE ESTÁTICO

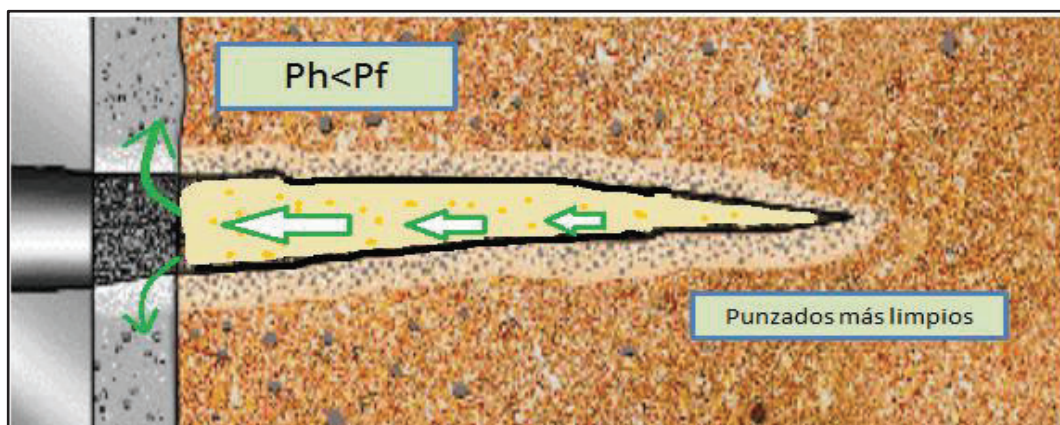
Para la aplicación de esta técnica se mantiene el mismo principio de mantener una presión de reservorio mayor a la presión de la columna hidrostática. El principal

objetivo es remover los escombros producto de la operación y evitar que estos generen una restricción al flujo.

La manera en que se cuantifica la efectividad de la técnica es a partir de la relación entre la permeabilidad de la zona crushed⁶ y la permeabilidad de la zona sin afectar (K_c/K). A través de la práctica se ha determinado que la relación K_c/K aplicando la técnica de cañoneo con bajo balance estático se encuentra en el rango de 0.3 a 0.6. (Zúñiga, 2013)

GRÁFICO 1.5

EFFECTO DEL CAÑONEO CON BAJO BALANCE ESTÁTICO



Fuente: Halliburton Ecuador
Modificado por: Hugo Castillo

1.3.1.2.2 CAÑONEO CON BAJO BALANCE DINÁMICO

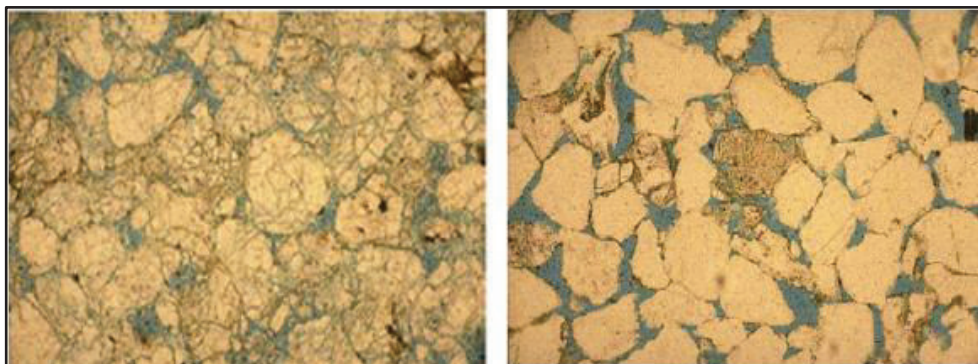
Esta técnica puede aplicarse sin importar las condiciones iniciales de presión estática (Bajo balance, Sobre balance, o en balance) (Haggerty et al. 2012). Consiste en añadir a la sarta de cañoneo una cámara vacía que se abre instantáneamente al momento de la detonación de las cargas. Esto genera un bajo balance durante unos pocos milisegundos que permite que se genere un movimiento del fluido desde la formación al pozo, incluso si se tiene sobre balance.

⁶ Zona Crushed: Zona triturada producto del cañoneo.

Dentro de las ventajas que posee aplicar esta técnica se encuentra la de mejor el efecto de limpieza de escombros incluso en mayor cantidad que el bajo balance estático. De igual manera se cuantifica la eficiencia a partir de la relación Kc/k y se ha determinado que el cañoneo con bajo balance dinámico puede llegar a conseguir rangos de limpieza entre 0.6 a 0.9. (Zúñiga, 2013)

GRÁFICO 1.6

ESQUEMA DE RESERVORIO SIN LIMPIEZA VERSUS RESERVORIO LIMPIO



Fuente: Halliburton Ecuador

1.4 SARTA DE TCP PARA EJECUTAR EL CAÑONEO CON BAJO BALANCE ESTÁTICO Y DINÁMICO.

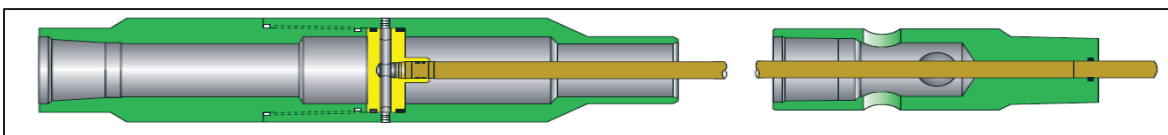
1.4.1 APCA (ANNULUS PRESSURE CROSSOVER ASSEMBLY)

Esta herramienta permite el uso de la presión del anular para activar la cabeza de detonación. Esta herramienta se conecta al packer⁷ con el fin de transmitir la presión por la parte interna de la sarta y poder crear una cámara de presión sobre la cabeza de disparo, una vez que el packer es asentado se puede aumentar la presión para activar la cabeza de detonación, las presiones también se pueden manipular para crear diferenciales de presión según se requiera. Debido a estas razones esta herramienta es ideal para usarse en pozos de alto ángulo donde la detonación por otros métodos es más complicada. (Halliburton Perforating Solutions, 2014)

⁷ Packer: Herramienta que permite generar un sello entre el casing y la tubería.

GRÁFICO 1.7

ESQUEMA DEL APCA



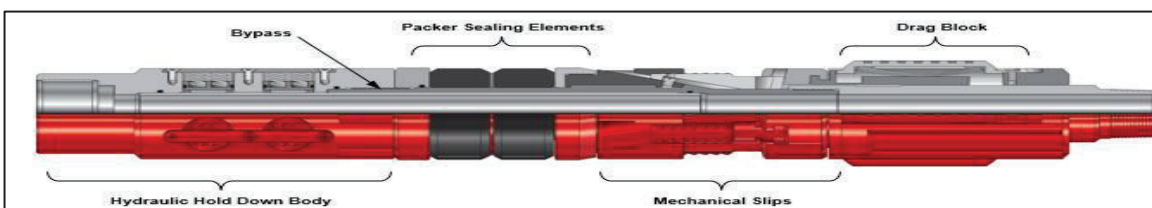
Fuente: Halliburton Ecuador

1.4.2 PACKER

Es de tipo mecánico, posee un sistema en forma de J para su asentamiento, en el cual se requiere maniobrar la sarta para permitir que las cuñas se desplieguen y se adhieran al casing. Su principal característica se debe a que posee un bypass concéntrico que se encuentra abierto mientras se baja la herramienta en el pozo, la principal función de este es permitir la comunicación con el anular y reducir el efecto de desplazamiento de fluido. Una vez ubicado en la posición indicada, el bypass es cerrado para asentar el packer, esto se realiza tensionando la sarta y de esta manera se logra conseguir comunicación solo a través de la tubería hacia la parte interna de la herramienta. (Halliburton Perforating Solutions, 2014)

GRÁFICO 1.8

ESQUEMA DEL PACKER



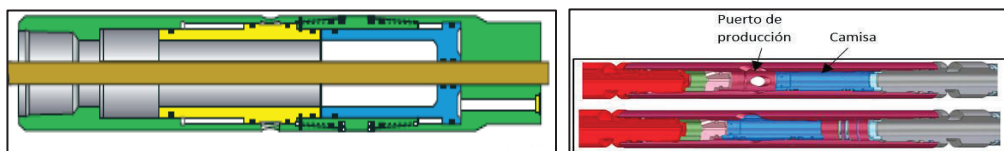
Fuente: Halliburton Ecuador

1.4.3 BPVD (BELOW PACKER VENT DEVICE)

Este dispositivo fue desarrollado para usarse con el APCA. Una vez que se aplica presión al anular, esta es transmitida a través del APCA a una cámara cerrada debajo del BPVD y sobre la cabeza de detonación. A cierta presión se rompe un disco

interno que posee el dispositivo y fuerza al movimiento de una camisa interna y descubre los puertos de producción. Esta acción permite la comunicación con la sarta de producción. (Halliburton Perforating Solutions, 2014)

GRÁFICO 1.9
ESQUEMA EXTERNO E INTERNO DEL BVPD



Fuente: Halliburton Ecuador

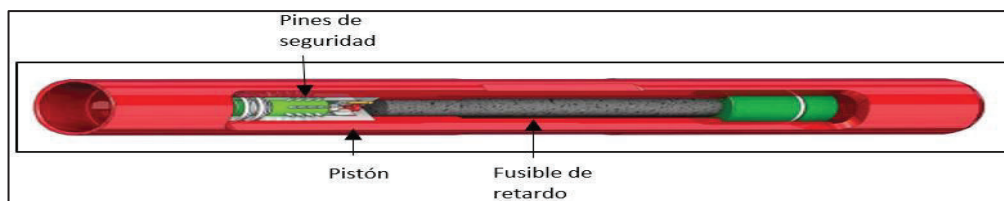
Dentro de los beneficios que posee esta herramienta se tiene:

- No requiere presión hidrostática del tubing⁸ para operar
- Funciona en pozos altamente desviados
- Es compatible con varios tipos de cabezas de detonación

1.4.4 CABEZA DE DETONACIÓN

Es un detonador que permite generar un cañoneo con bajo balance o sobre balance, es activada de manera hidráulica, posee un fusible de retardo que activa el detonador en un lapso de 5 a 7 minutos dependiendo de las condiciones del hoyo. Este dispositivo consta con pines de seguridad que al presurizar el tubing se rompen y permite el movimiento de un pistón que enciende el fusible de retardo y da inicio a la detonación. (Halliburton Perforating Solutions, 2014)

GRÁFICO 1.10
ESQUEMA DE LA CABEZA DE DETONACIÓN



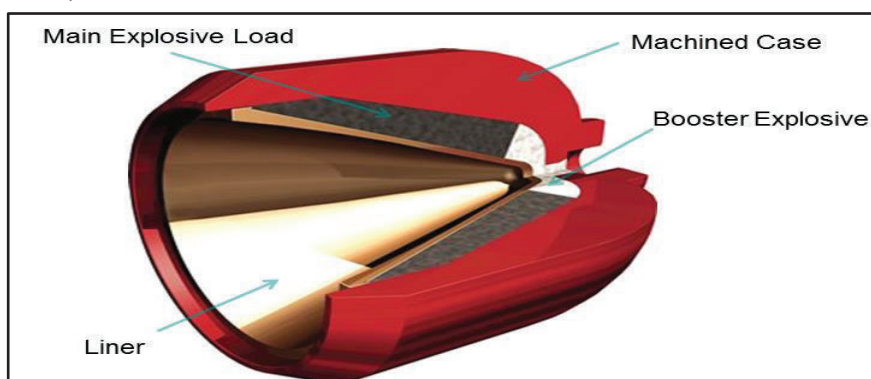
Fuente: Halliburton Ecuador

⁸ Tubing: Tubería de producción.

1.4.4 CARGAS MOLDEABLES

Este tipo de cargas son el componente explosivo que genera los punzados en la formación, poseen un mayor alcance debido a su configuración por lo que son generalmente usadas en completaciones convencionales en las que no se requiera control de arena. El objetivo principal que se busca con las cargas es obtener la máxima penetración, esto con el fin de atravesar la zona invadida y alcanzar la zona virgen de la formación. Según la experiencia se maneja un espesor de la zona invadida de 4 pulgadas. (Halliburton Perforating Solutions, 2014)

GRÁFICO 1.11
ESQUEMA DE CARGA MOLDEABLE

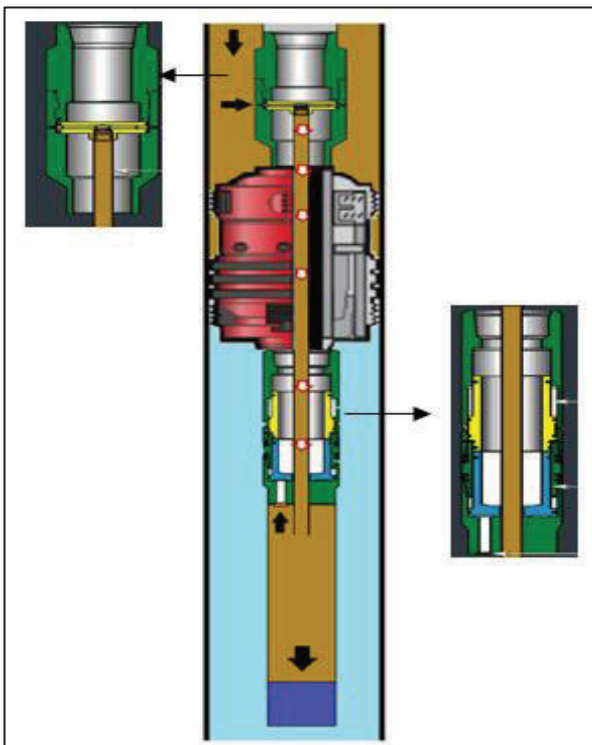


Fuente: Halliburton Ecuador

1.4.5 PROCEDIMIENTO DE CAÑONEO ESTÁTICO Y DINÁMICO

Para ejecutar la técnica de cañoneo, tanto estático como dinámico, se utilizan las herramientas mencionadas anteriormente. La única diferencia de las técnicas radica en que para generar el cañoneo con bajo balance dinámico se añade una herramienta que tiene una forma de cámara, y que al momento de la detonación de las cargas se abre con el fin de generar un mayor diferencial de presión que permita remover de manera más eficiente los escombros.

En el gráfico 1.12 se puede observar cual es la secuencia operativa para realizar la detonación de las cargas.

GRÁFICO 1.12**ESQUEMA DE SECUENCIA OPERATIVA PARA CAÑONEO CON BAJO BALANCE ESTÁTICO Y DINÁMICO**

Fuente: Halliburton Ecuador
Elaborado por: Hugo Castillo

Para iniciar la activación de la cabeza de disparo y detonar las cargas el sistema empieza tomando la presión del espacio anular, esta presión viaja por la parte interna del APCA hacia la parte interna del packer que se debe encontrar correctamente asentado y aislando la zona de interés para que el sistema funcione correctamente. Posteriormente pasa sobre el BPVD y activa un disco de ruptura que permite desplazar una camisa interna de la herramienta para descubrir los puertos por los que se va a producir.

Una vez realizado este procedimiento y también utilizando la presión que transporta el sistema, es activada la cabeza de detonación. Esta cabeza posee un fusible de retardo que toma aproximadamente de 5 a 7 minutos para conseguir la detonación de las cargas y dar inicio a la producción del pozo.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 16 Y SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

El bloque 16 fue adjudicado en el año 1986 al consorcio Conoco-Nameco-Diamod-Sharmok Opic durante el desarrollo de la segunda ronda petrolera realizada en 1985. Durante las operaciones de esta operadora descubrió los campos Amo 1987, Daimi y Ginta en 1988 e Iro en 1989. Existieron dos transiciones importantes a lo largo de la historia de este bloque, la primera se dio en 1996 cuando la operadora Conoco transfirió todos los derechos del bloque a la empresa Maxus, la cual estuvo a cargo del bloque hasta el año 1999, año en el que vendió su participación a la empresa YPF, empresa que descubrió los campos Dabi y Wati en 1999. Posteriormente la compañía Repsol adquirió a YPF, esta alianza duró hasta el año 2012 cuando por cuestiones políticas estas dos empresas no continuaron juntas (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2006).

La empresa española Repsol se encuentra actualmente a cargo del bloque 16, así como también del campo unificado Bogi-Capirón y Tivacuno, la extensión territorial que actualmente maneja es de aproximadamente 220 mil hectáreas (Gaibor, 2013).

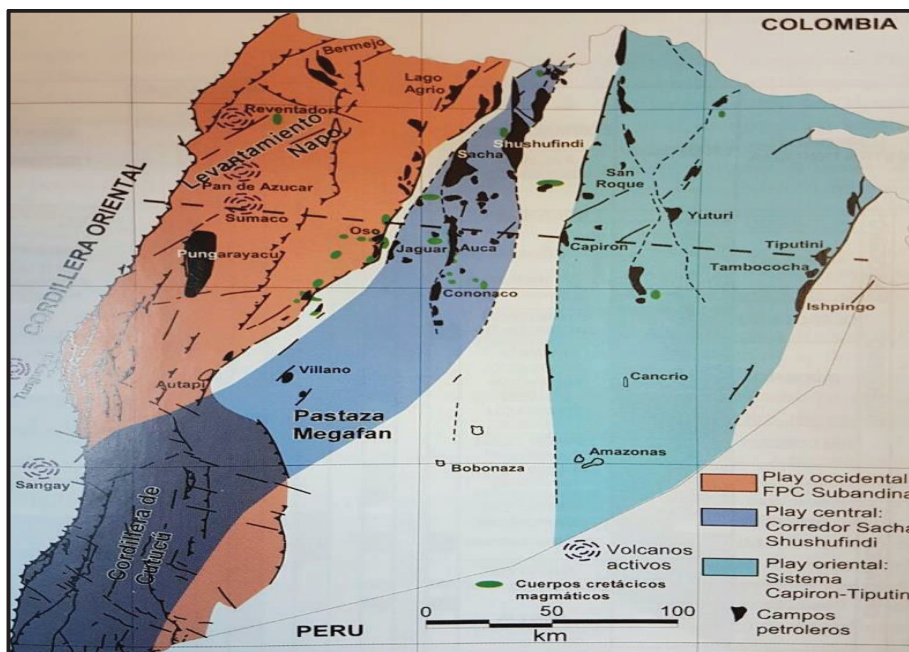
2.2 GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente del Ecuador se desarrolló a partir de esfuerzos transpresivos que provocaron la emersión de la cuenca ante-país y la Cordillera Real. Se ha mencionado mucho que la cuenca ecuatoriana es una cuenca sumamente atractiva, no solo desde el aspecto geológico, sino desde el aspecto económico debido a que

posee aproximadamente 34.000 millones de barriles de petróleo en sitio (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2006).

GRÁFICO 2.1

MAPA Y SECCIÓN ESTRUCTURAL DE LA CUENCA ORIENTE



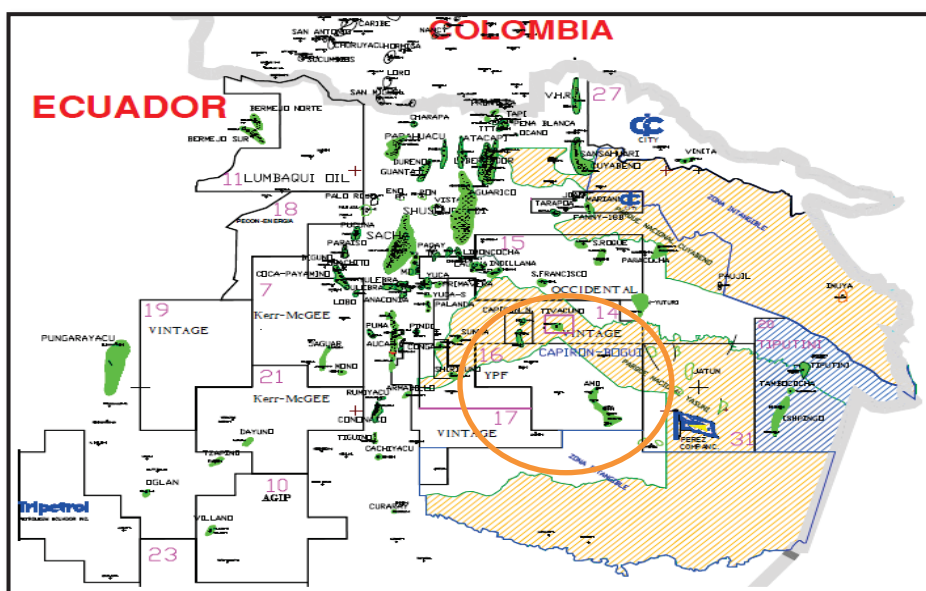
Fuente: Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2014

2.3 GENERALIDADES DEL BLOQUE 16

El bloque 16 se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, en la parte central de la Cuenca Oriente del Ecuador, entre del Parque Nacional Yasuní y la Reserva Étnica Waorani, a una distancia aproximada de 225 kilómetros al sudeste de la ciudad de Quito y al este del tren Cononaco-Auca-Sacha principal (Repsol, 2016).

Los principales reservorios de los cuales produce el bloque 16 son las areniscas U, T, M-1, y Basal Tena de la formación Napo. Es un petróleo que varía desde los 13 API hasta los 18 API (Repsol, 2016).

GRÁFICO 2.2 UBICACIÓN DEL BLOQUE 16



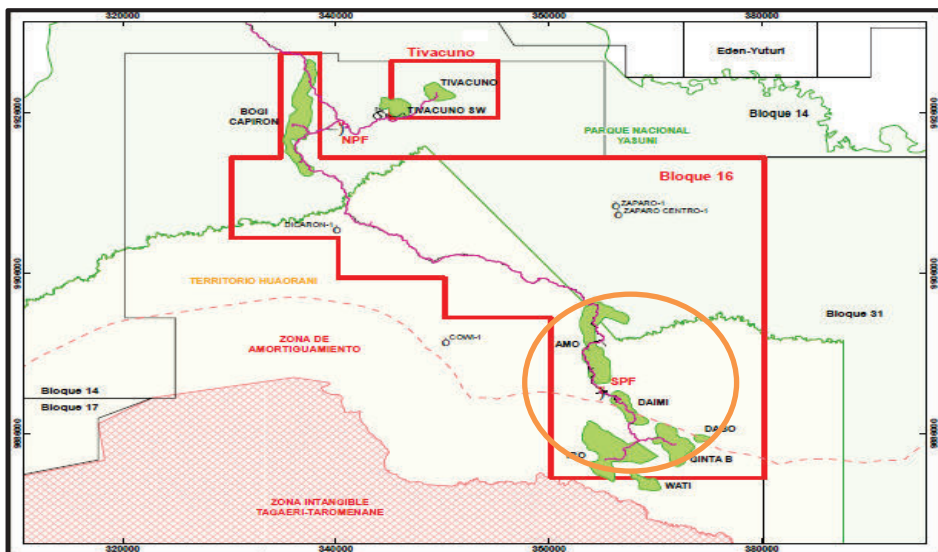
Fuente: Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2014

2.4 CAMPOS DEL BLOQUE 16

El bloque 16 consta de los campos Amo, Dainmi, Ginta, Iro, Wati, Dabo, Biogi Capiron y Tivacuno, ubicados en el corredor oriental o sistema Capiron-Tiputini, para los cuales dispone de dos facilidades de superficie, SPF (Southern Production Facility) y NPF (Northern Production Facility). Los campos más representativos que posee el bloque 16 son el campo Amo y el campo Ginta (Repsol, 2016).

Los principales yacimientos del Bloque 16 pertenecen a la sección del cretácico y son las areniscas U, T, Basal Tena y Hollín. Los mecanismos de producción del Bloque 16 en su mayoría son dos, el primero es producto de la expansión de fluidos y el segundo por empuje hidráulico producto de acuíferos, ya sea laterales o de fondo. (Repsol, 2016)

GRÁFICO 2.3 UBICACIÓN DE LOS CAMPOS DEL BLOQUE 16



Fuente: Repsol Ecuador

2.5 DESCRIPCIÓN DE PROPIEDADES DEL BLOQUE 16

2.5.1 ARENISCA U

La arenisca U posee características similares que la arenisca T, se desarrolló también sobre una base erosiva, pero al contrario de esta se dividió en tres miembros U superior, U media y U inferior (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2014).

La arenisca U inferior es una arenisca cuarzosa de grano grueso y generalmente limpias, posee trazas de caolinita, micas y minerales pesados. Posee una porosidad promedio que varía entre 9% y 20%, mientras que sus valores de permeabilidad varían entre 50 mD a 1500 mD (Baby et al. 2014). Al igual que T inferior posee un empuje hidráulico de fondo proporcionado por un acuífero (Repsol, 2016).

La arenisca U superior contiene glauconita, caolinita y diferentes tipos de arcillas, lo que hace que su calidad como reservorio disminuya en comparación a la U inferior (Baby et al. 2014). La arenisca U superior es de tipo estructural y estratigráfica, por lo que su continuidad es variable a lo largo de la cuenca oriente. Su aporte de energía

proviene de la expansión de fluidos y de un acuífero lateral finito, por lo que su producción de agua es mucho menor en comparación a U inferior (Repsol, 2016).

Tabla 2.1

PROPIEDADES PVT DE LA ARENA U

Pozo	I-1	I-18	Unidades
Pr	3340	3090	Psi
Pb	410	599	Psi
T	206	200	°F
GOR	85	80	PCS/BN
Bo	1.13	1,095	BY/BN
Uo @ Pr	45	77,41	cp
Uo @ Pb	-	32,51	cp
Co	$7.79 \cdot 10^{-6}$	$4.4 \cdot 10^{-6}$	psi ⁻¹
Salinidad	19000	30000-40000	Ppm

Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

2.5.2 ARENISCA BASAL TENA

La arenisca Basal Tena es generalmente arenisca transgresiva⁹, esta se desarrolló sobre una superficie erosiva que fue provocada por una caída en el nivel del mar. Dentro de los componentes que la conforman está compuesta por areniscas arcóscicas, cuarzo arenitas, cuarzo arenitas calcáreas, micro conglomerados con clastos de limolitas y areniscas cuarzosas (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2014).

Basal tena es un reservorio cuyo espesor es pequeño en comparación a otros reservorios, adicionalmente no se encuentra de una forma continua a lo largo de la cuenca. La arenisca recibe energía producto de la expansión de fluidos y por empuje hidráulico producto de un acuífero lateral finito (Repsol, 2016).

⁹ Arenisca transgresiva: Se deposita en el inicio de la subida del nivel del mar y es de grano decreciente.

Dentro de las propiedades que tiene este reservorio posee un valor promedio de porosidad que varía entre el 8% y 15%, su permeabilidad varía de 2 mD a 200 mD y su salinidad se encuentra en el rango de 40000 a 50000 ppm de NaCl (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2014).

Tabla 2.2

PROPIEDADES PVT DE LA ARENA BASAL TENA

Pozo	I-2	I-20	Unidades
Pr	2300	3211	Psi
Pb	505	455	Psi
T	196	196	°F
GOR	54	54	PCS/BN
Bo	1.069	1.094	BY/BN
Uo @ Pr	47.1	47.1	Cp
Uo @ Pb	-	28.5	Cp
Co	$8.34 \cdot 10^{-6}$	$8.4 \cdot 10^{-6}$	psi ⁻¹
Salinidad	40600	40000-50000	Ppm

Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

2.6 INFORMACIÓN DE LOS POZOS I-1 E I-2

El pozo I1 fue perforado en el año 2005, su completación inicial estaba diseñada para terminar en liner de 7 pulgadas. Una vez terminada la perforación de la sección de 7" se tuvieron problemas durante la corrida del liner, este se quedó pegado a una profundidad no adecuada para la completación del pozo. Por esta razón se decidió realizar una reentrada que concluyo con la instalación de un liner de 5". Finalmente se realizó la completación para el yacimiento U inferior, en el intervalo de 10370 a 10440 ft. Debido al alto corte de agua que este presentaba se decidió cerrar el pozo a finales del año 2013 con una producción acumulada de 981.000 barriles y desde entonces se encontraba en punta libre. Mediante un análisis del potencial del pozo

se determinó que es recomendable reactivar la producción del pozo mediante la intervención de la parte superior de la arena U inferior.

El pozo I2 fue perforado en el año 2006, su completación inicial se realizó para el yacimiento M1, en el intervalo de 9003 a 10110 ft., con una producción acumulada de 409.000 barriles hasta mayo del 2009. Debido a un análisis petrofísico realizado se determinó que el reservorio Basal Tena podría tener reservas por lo que se decidió evaluarlo cerrando el reservorio M1. Una vez completado el yacimiento Basal Tena se alcanzó una producción acumulada de petróleo de 108.000 barriles hasta finales del 2009, momento en el que se decidió utilizar una completación doble para producir de ambos reservorios.

A finales del año 2010 el equipo electrosumergible del reservorio Basal Tena falló, en ese momento se encontraba produciendo aproximadamente 130 barriles de petróleo por día con un corte de agua del 48%. Ante esta situación se decidió solo producir del reservorio M1 hasta el año 2015 en donde se decidió cerrar el pozo debido a su alto corte de agua, aproximadamente de 98%. Debido a que el reservorio Basal Tena aún tenía reservas por drenar, se decidió reactivarlo mediante el recañoneo de la zona que ya había estado en producción.

2.6.1 DISEÑO MECÁNICO DEL POZO

El diseño mecánico del pozo es uno de los factores más importantes a analizar ya que este contiene la información acerca del estado del pozo, si es factible realizar una intervención en el mismo y bajo que condiciones se lo haría. Para aplicar la técnica de cañoneo es importante verificar el estado de la tubería, que tipo de completación se tiene y cual es el estado de la cementación. Por esta razón es siempre recomendable correr un registro de cemento para verificar la integridad del mismo.

Tabla 2.3**ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS I-1 E I-2**

	Pozo I-1	Pozo I-2
Año de perforación	2005	2006
Yacimiento	U	Basal Tena y M1
Inclinación	80,6°	92°
Intervalo productor	10370-10440	8660-8751
Tubería	3 ^{1/2} EUE N-80	3 ^{1/2} IF
Casing	5", 18 #/ft, grado P-110	7", 26 #/ft, grado N-80

Fuente: Repsol Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

Tanto para el pozo I1 como para el I2 se debe tener en cuenta que son pozos de alto ángulo, por lo que se debe tomar en consideración para el diseño del tipo de cañoneo. Dentro de las prácticas que se tiene en la industria se recomienda que para pozos cuya inclinación es mayor a 65° se aplique la técnica de cañoneo con tubería o TCP¹⁰, ya que si se utilizaría cable se corre el riesgo de que la sarta se quede acostada debido al alto ángulo y se comprometa la operación de cañoneo.

Del estudio mecánico de los pozos I1 e I2 se determinó que no presentan ningún inconveniente dentro del aspecto mecánico que pueda comprometer la operación para ser intervenidos (Ver anexo 1).

2.6.2 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

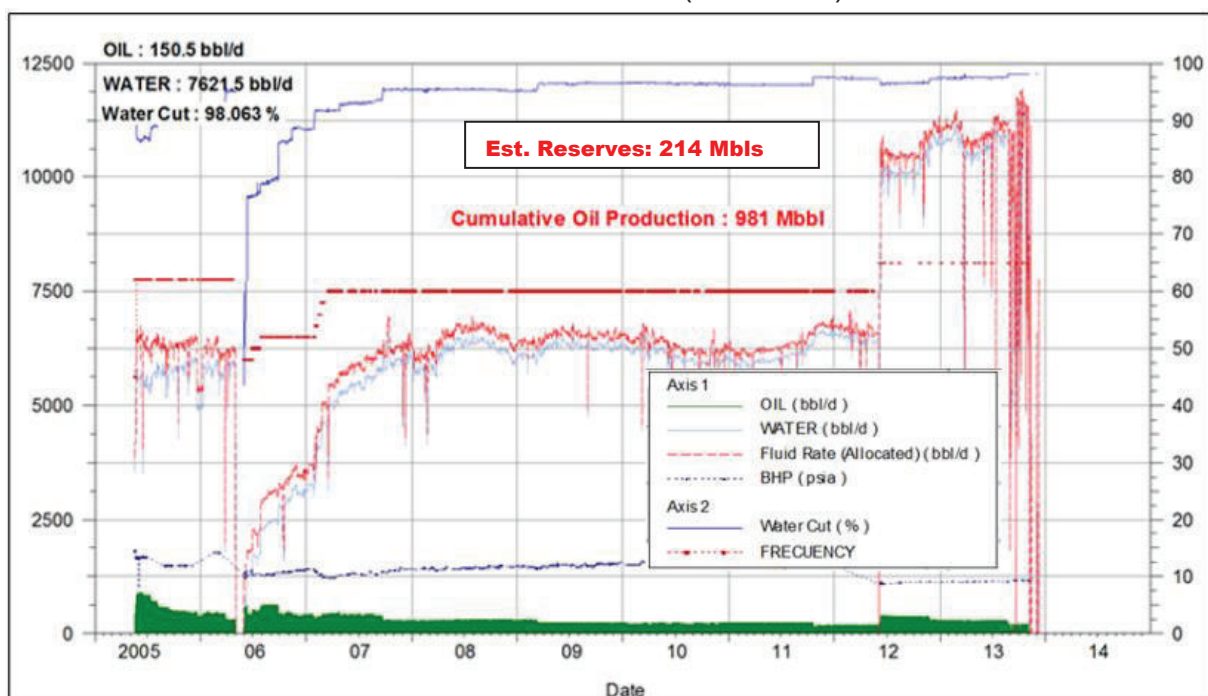
Los historiales de producción son gráficos del caudal de agua y petróleo que produce un pozo en un intervalo de tiempo. Ayudan a verificar el comportamiento que tiene un

¹⁰ TCP: Tubing Convey Perforating.

pozo durante su ciclo productivo, uno de los factores que es importante tener en cuenta es la relación entre la producción de petróleo y la producción de agua a lo largo del tiempo, esto con el fin de identificar cuando deja de ser rentable producir del pozo por su baja producción de petróleo o alta producción de agua.

GRÁFICO 2.4

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO I-1 (ARENA U)

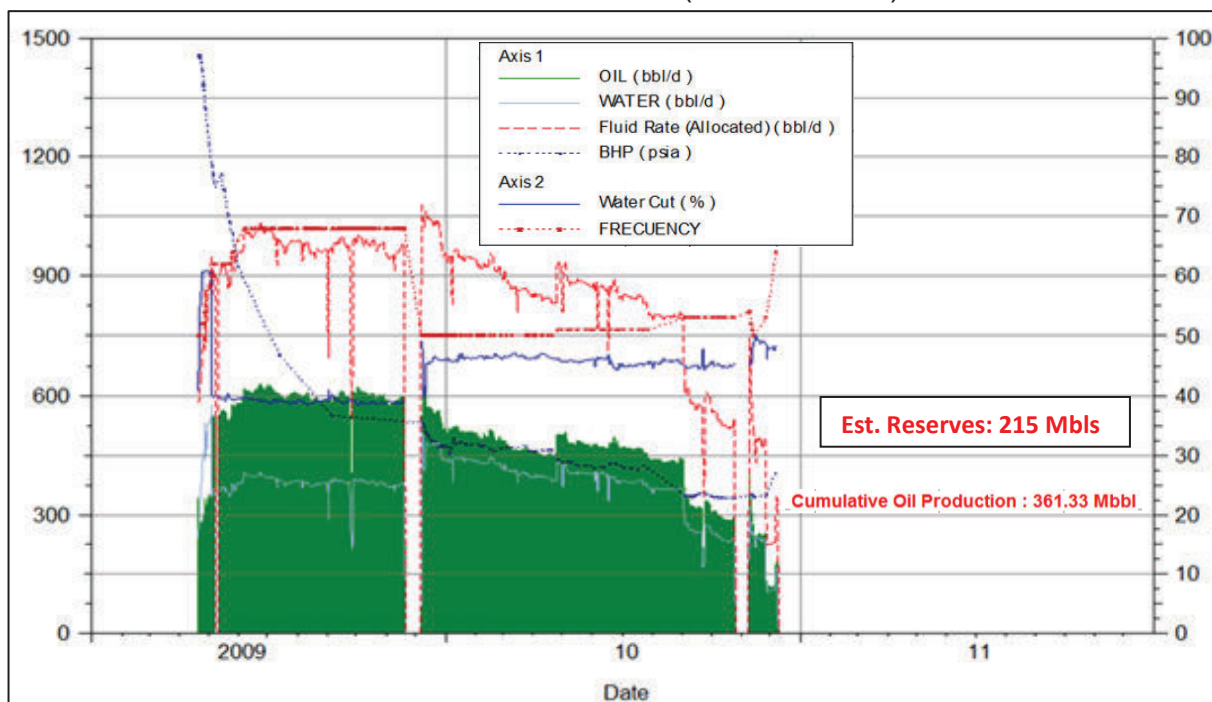


Fuente: Repsol Ecuador

Como se puede observar en el análisis del historial de producción del pozo I1 nos indica el alto corte de agua con el que se estaba produciendo, de aproximadamente 98 %, esto sumado a la baja producción de petróleo que venía aportando el yacimiento provocó que se vuelva antieconómico seguir produciendo de este pozo, ya que el aporte total del pozo era en promedio de 11500 barriles de los cuales solo 300 eran de petróleo, razón por la cual a mediados del año 2014 se optó por cerrarlo.

GRÁFICO 2.5

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO I-2 (BASAL TENA)



Fuente: Repsol Ecuador

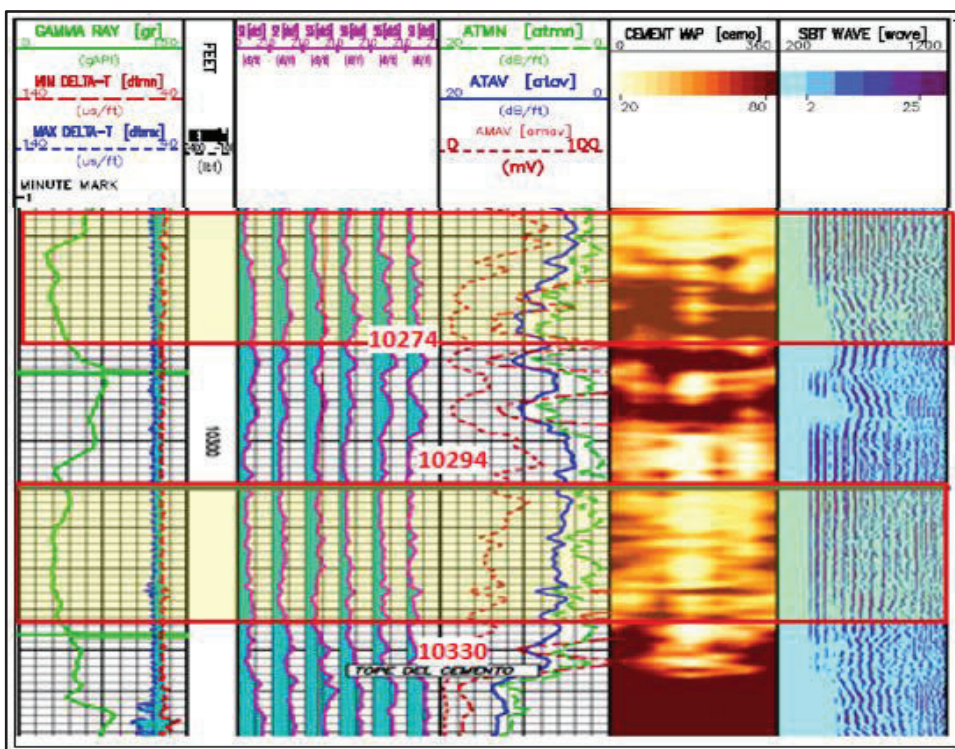
En el caso del pozo I2 se puede observar en el gráfico 2.5, correspondiente a la producción de basal tena, que el pozo tuvo un buen arranque con una producción total de aproximadamente 950 barriles, de los cuales 600 eran de petróleo. Aunque se puede apreciar que existe una pronta declinación de la producción en un periodo de tiempo muy corto. La razón principal para que esto sucediera fue debido problemas con el equipo electrosumergible, y teniendo en cuenta que también se producía de la arena M1, se decidió dejar de producir este pozo hasta agotar las reservas de dicho reservorio y luego se volvería a intervenir en Basal Tena.

2.6.3 REGISTROS DE CEMENTO

Los registros de cemento se corren luego de realizar la cementación de la última sección del pozo, básicamente buscan determinar cuál es la adherencia del cemento con la formación y con el casing y la calidad de las mismas. Para validar esta información se analiza los registros CBL (Cement Bond Log) medidos en mili voltios

y VDL (Variation density Log) medidos en micro segundos. El registro CBL mide la amplitud de ondas de sonido que llega a través de la tubería y nos indica la adherencia del cemento a la tubería, mientras que el registro VDL es una imagen del tren de ondas completo de la señal que se tiene en el receptor y es un indicador de la adherencia del cemento a la formación.

GRÁFICO 2.6
REGISTRO DE CEMENTO DEL POZO I-1



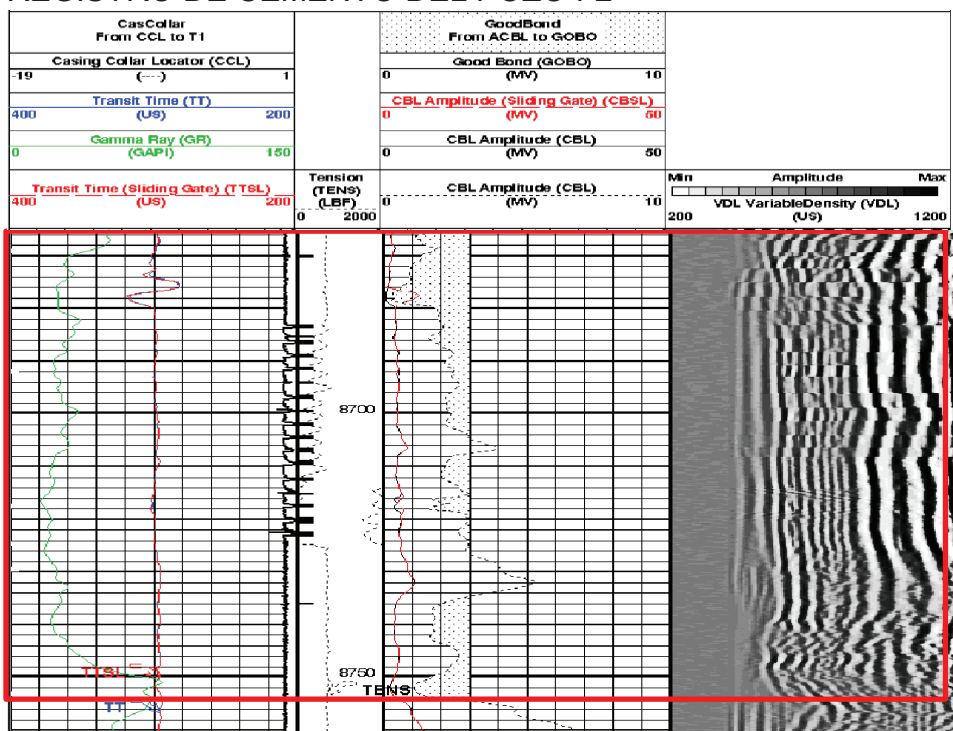
Fuente: Repsol Ecuador

Modificado por: Hugo Castillo

Analizando el registro de cemento del pozo I-1 se puede observar que las zonas en las que se va a cañonear muestran valores de amplitud bastante altos, en la primera sección alcanza valores de hasta 55 mV y en la segunda sección hasta 50 mV. Al correlacionar los valores de amplitud con el micro sismograma, en ambas secciones se muestran arribos a tubería bastante malos, esto nos indica que existe poca adherencia cemento-tubería, lo que se conoce como tubería libre. Los arribos a formación tienen una mejor calidad lo que nos indica que se tiene una mejor

adherencia cemento-formación, esto se puede apreciar debido a la alta actividad que se nota en la parte derecha del micro sismograma. Incluso cuando la calidad del cemento no era la más adecuada en la zona a cañonear, la calidad de la zona inferior es bastante buena, esto sumado a que no se tiene ningún empuje de agua lateral fueron las premisas para continuar con la operación pese al estado del cemento.

GRÁFICO 2.7
REGISTRO DE CEMENTO DEL POZO I-2



Fuente: Repsol Ecuador

Modificado por: Hugo Castillo

En el registro del pozo I2 se pueden observar valores bajos de amplitud, de lo que se puede apreciar se encuentra por debajo de los 5 mV en el intervalo en el que se iba a realizar la intervención, este valor de amplitud es considerado como adecuado dentro de lo que se considera una buena cementación, aunque es necesario correlacionar con los demás parámetros. Al correlacionar con el micro sismograma se puede observar que se tiene arribos a tubería relativamente regulares y arribos a formación bastante buenos, lo que indica que en realidad corresponde a una buena

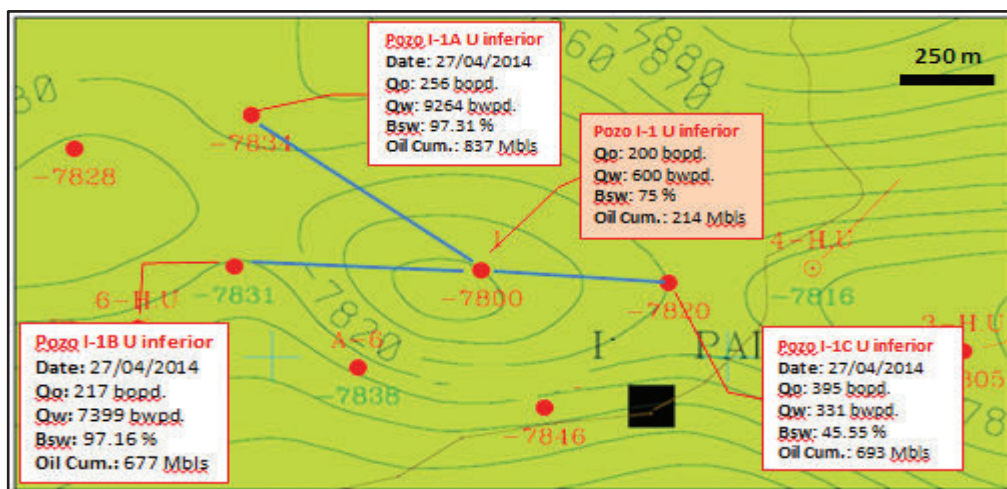
cementación de la zona a intervenir, por lo que no se ve ningún posible inconveniente para la operación.

2.6.4 MAPAS ESTRUCTURALES EN PROFUNDIDAD

El siguiente mapa estructural en profundidad busca tener una idea de la ubicación de los pozos en el bloque 16 y la profundidad vertical verdadera a la que se encuentran. Esto es importante en el caso del pozo I-1 debido a que se va a intervenir una zona nueva y no se posee información suficiente. Por tal razón es importante realizar un análisis de pozos aledaños que producen de la misma zona, con esto se busca encontrar que pozos son adecuados para realizar una correlación estructural.

GRÁFICO 2.8

MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD DEL POZO I-1 E INFORMACIÓN DE POZOS CERCANOS



Fuente: Repsol Ecuador

Modificado por: Hugo Castillo

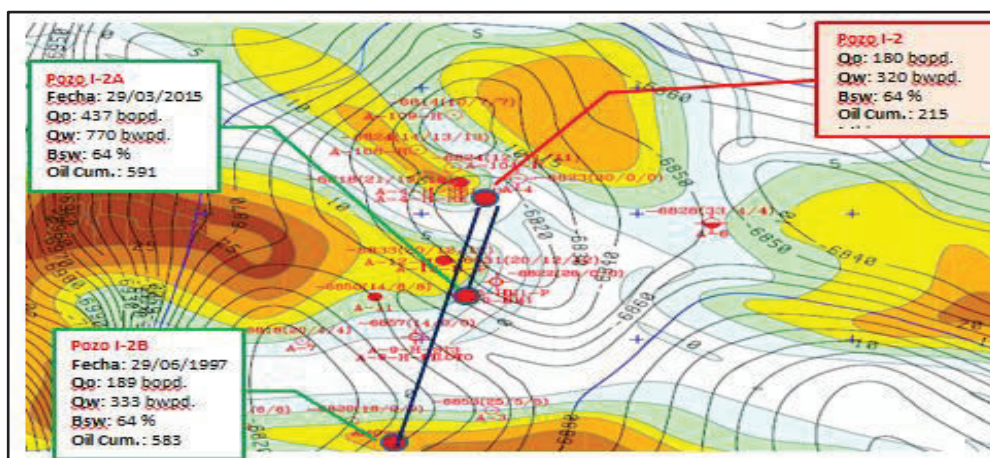
Lo que principalmente se busca mediante la selección de los pozos para realizar el corte estructural es poder definir si existe continuidad de estrato de interés, en este caso la parte superior de la arena U inferior, y donde se ubican los topes y las bases de la formación. Los pozos se seleccionan en base a la proximidad con la que se encuentran y la profundidad que poseen, en el caso del pozo I-1 se seleccionó a los pozos I-1A e I-1C que, como se puede ver en el gráfico 2.8, se encuentran a una

distancia de 550 metros en promedio y aun profundidad similar de 7800 pies. Este método para seleccionar una zona a cañonear se aplica debido a que no se posee un registro petrofísico del pozo que se va a intervenir, por lo que se requiere emplear este tipo de análisis para determinar la zona adecuada.

Una vez seleccionados los pozos se procede a realizar el corte estructural para definir los parámetros que se requieren para la intervención. El corte estructural del pozo I-1 muestra que existe una continuidad estratigráfica de la parte superior de la arena U inferior, se puede ver que los estratos tienden a disminuir su espesor conforme se acerca al pozo I-1. Se puede observar que a partir del tope de la arena U inferior se tiene una arena limpia que presenta valores buenos de resistividad, y que sumado al análisis ya realizado de los pozos cercanos permite determinar que es una buena zona para cañonear. (Ver anexo 5)

GRÁFICO 2.9

MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD DEL POZO I-2 E INFORMACIÓN DE POZOS CERCANOS



Fuente: Repsol Ecuador

Modificado por: Hugo Castillo

En el caso del gráfico 2.9 correspondiente al pozo I-2 nos indica que la producción acumulada de los campos cercanos es bastante alta. Esto simplemente ayuda como un indicador para tener una idea de la capacidad probable que puede poseer el

reservorio, ya que para este pozo si se posee información de registros petrofísicos para realizar una correcta interpretación.

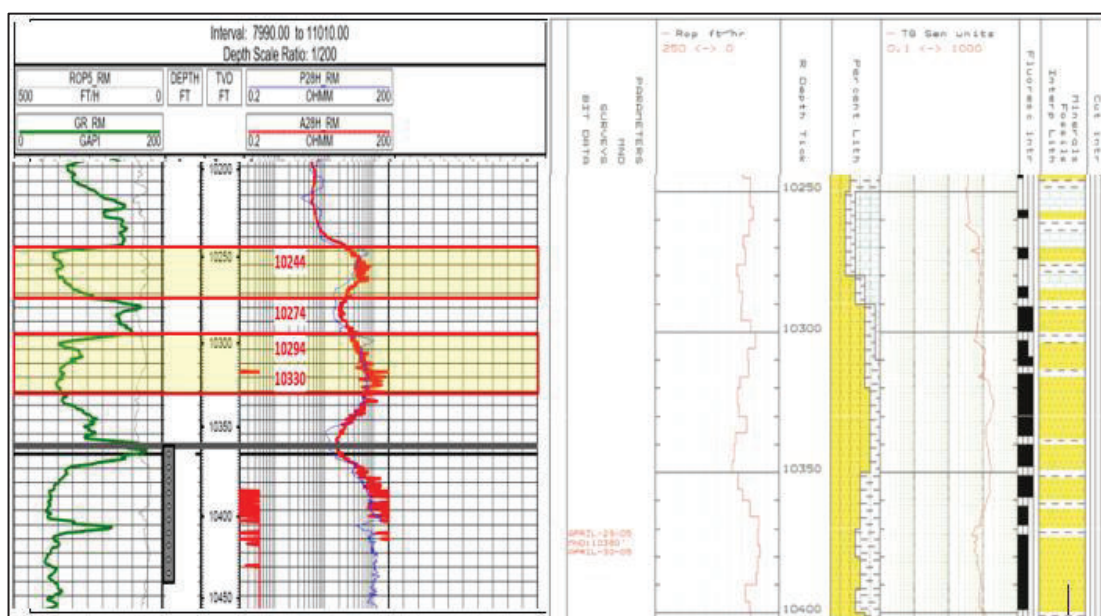
2.6.5 ANÁLISIS DE INTERVALOS A INTERVENIR

El análisis de intervalos permite identificar las zonas que se va a intervenir, en el aspecto que es de interés para realizar el diseño del cañoneo se requiere conocer principalmente cuál es la profundidad a la que se va a cañonear, cuál es su espesor, qué tipo de roca es y si el intervalo se encuentra cementado o descubierto.

Para el pozo I-1, debido a que el cañoneo se realiza en una zona que es nueva, se requiere realizar un análisis adicional, este consta de una correlación estructural para verificar la continuidad de la zona a intervenir y adicionalmente un análisis del masterlog¹¹ para verificar la litología de la zona. Este análisis es requerido por que no se posee un análisis petrofísico que permita evaluar la zona de interés.

GRÁFICO 2.10

REGISTRO ELÉCTRICO Y MASTERLOG DEL POZO I-1



Fuente: Repsol Ecuador

Modificado por: Hugo Castillo

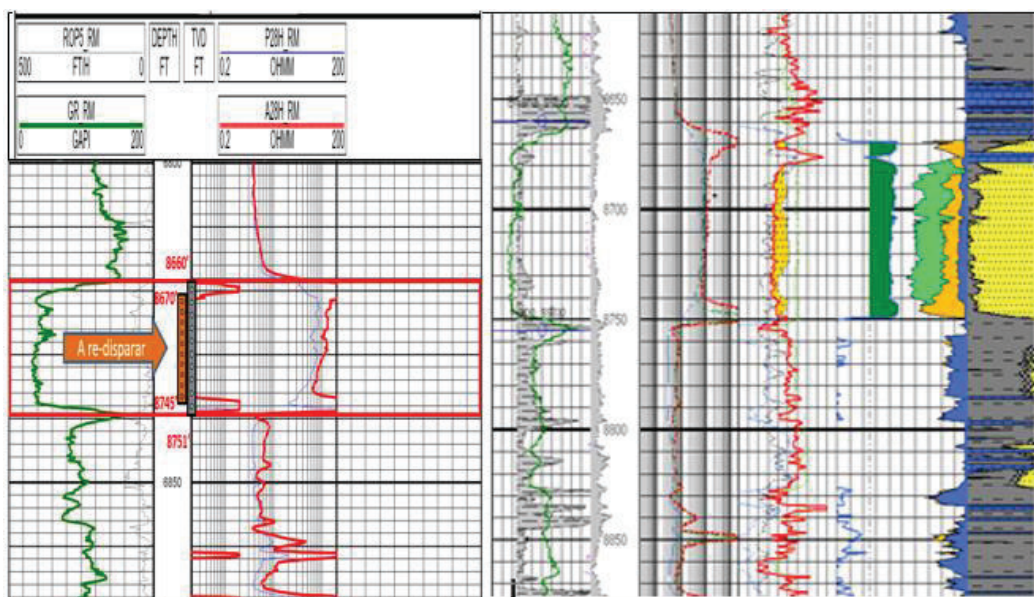
¹¹ Masterlog: Registro litológico del pozo.

De lo que se puede observar en el registro la zona a cañonear se encuentra comprendido desde 10244 a 10330 pies. El cañoneo se va a realizar en dos intervalos, el primero de 10244 a 10274 y el segundo de 10294 a 10330 pies, en estos intervalos se puede observar valores altos de resistividad y bajos de gamma ray¹² que generalmente corresponden a una arena, es necesario que se correlacione con el masterlog, que es un registro gráfico de la litología del pozo, y en donde también se puede apreciar que la zona corresponde en su mayoría a una arena con contenido de hidrocarburo. A lo largo del intervalo también se puede identificar contenido de caliza y lutita en una menor proporción.

Se observa que en el intervalo de 10274 a 10294 el valor del gamma ray tiende a incrementarse y que al correlacionar con el masterlog se puede interpretar que se trata de una zona en la que se tiene un alto porcentaje de calizas, y lutitas en una menor proporción, por lo que no es conveniente realizar el cañoneo en esa zona.

GRÁFICO 2.11

REGISTRO ELÉCTRICO Y ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL POZO I-2



Fuente: Repsol Ecuador

Modificado por: Hugo Castillo

¹² Gamma Ray: Registro de rayos gamma.

Debido a que el pozo I-2 si posee un análisis petrofísico es más fácil determinar las características del intervalo a cañonear, considerando también que es una zona que ya se había cañoneado. Como se puede observar en el gráfico 2.11, el intervalo a cañonear es de 75 pies de los cuales al correlacionar con el registro petrofísico indica que es una arena limpia, posee una entrada lateral de agua que representaría en primera instancia un 25% de la producción total que aportaría el pozo.

Dentro de lo que corresponde a los valores petrofísicos se puede estimar un promedio de la porosidad que corresponde a un valor del 15% aproximadamente, lo que al relacionar con el espesor de la arena y los historiales del pozo antes de su cierre, se podría estimar que la cantidad de fluido que se espera produzca es aproximadamente 600 barriles de fluido.

CAPITULO III

ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico tiene como fin establecer un análisis de los resultados que se obtuvieron a partir de la aplicación de cañoneo con bajo balance dinámico y con bajo balance estático, esto con el fin de determinar la eficiencia de cada técnica empleada y los beneficios tanto a nivel de reservorio, producción y finalmente económico.

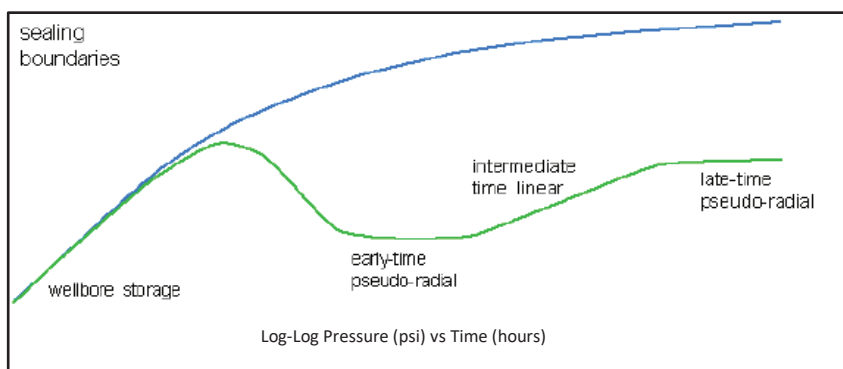
3.1 ANÁLISIS DEL POZO I-1 (U superior)

3.1.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Una prueba de presión es una respuesta generada por el reservorio producto de cambios generados ya sea por producción o inyección, para la realización de estas se coloca un sensor en fondo que registra las respuestas de presión del pozo (Ortiz y Camacho, 2011).

GRÁFICO 3.1

COMPORTAMIENTO DE LA DERIVADA EN POZOS HORIZONTALES



Fuente: Halliburton Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

Para la presente investigación se utilizaron los datos de la prueba de restauración de presión, también conocida como build up, que se realizó en los distintos reservorios. Esta prueba consiste en cerrar el pozo en un momento determinado mientras este se

encuentra produciendo y registrar el incremento de presión que se genera en función del tiempo, esto permite determinar valores como la permeabilidad, la presión de reservorio y daño deformación entre los más importantes. El método de Horner y el método de la derivada son dos de los métodos más utilizados para interpretar las pruebas de presión

3.1.1.1 MÉTODO DE HORNER

El método de Horner permite analizar las pruebas de presión a partir de la aplicación de una recta de pendiente m que es ubicada en el flujo radial. A partir del valor de esta pendiente se determinan parámetros del reservorio como permeabilidad efectiva y la presión inicial del reservorio (Valencia, 2011).

Ecuaciones de Horner para calcular permeabilidad y presión estática inicial:

$$P_{ws} = \frac{162.6 * Q_o * u * B}{k * h} \left[\log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \quad (6)$$

$$K = \frac{162.6 * Q_o * u * B}{m * h} \quad (7)$$

Donde:

P_{ws} : Presión estática inicial del reservorio (Psi)

Q_o : Caudal de petróleo (Bls)

u : Viscosidad (cp)

B : Factor volumétrico (Bls/STB)

m : Pendiente de Horner (psi/ciclo)

K : Permeabilidad (mD)

h : Espesor (ft)

tp: Tiempo de producción (hrs)

Δt : Tiempo de cierre (hrs)

Ecuación de Horner para calcular el daño:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} \right] - \log \frac{K}{\Phi * u * r_w^2 * c_t} + 3.23 \quad (8)$$

$P_{wf}(\Delta t=0)$: Presión de fondo antes del cierre (psi)

P_{1h} : Presión de Horner a $\Delta t=1$ (psi)

m: Pendiente de Horner (psi/ciclo)

K: Permeabilidad (mD)

r_w : Radio del pozo (ft)

u: Viscosidad (cp)

ϕ : Porosidad

C_t : Compresibilidad de la formación (psi^{-1})

3.1.1.2 MÉTODO DE LA DERIVADA

A partir de los estudios de Bourdet et al (1983) se propuso que se puede caracterizar de mejor manera los regímenes de flujo aplicando la función derivada de la presión en un gráfico de log-log. Dentro de las ventajas que tiene el método de la derivada se tiene:

- Regímenes de flujo bien diferenciados
- Mejor manera de interpretar heterogeneidades.

Ecuación de la derivada para calcular permeabilidad:

$$K * h = 141.2 * Q * B * u \left[\frac{P_D}{\Delta p} \right]_{M.P} \quad (9)$$

Donde:

K: Permeabilidad (mD)

h: espesor de la formación (ft)

Q: Caudal (Bls)

u: Viscosidad (cp)

B: Factor volumétrico (Bls/STB)

P_D: Valor de presión en el punto de empate

Ecuaciones de la derivada para calcular daño:

$$S = \frac{1}{2} \ln \left\{ \frac{(C_D e^{2s})_{MP}}{C_D} \right\} \quad (10)$$

$$C = \left(0.000295 * \frac{k * h}{u} \right) * \left(\frac{\Delta t}{t_D / C_D} \right) \quad (11)$$

$$C_D = \frac{0.8937 * C}{\Phi * h * C_t * r_w^2} \quad (12)$$

Donde:

S: Daño de formación

C_De^{2s}: Grupo adimensional que define la forma de las curvas tipo

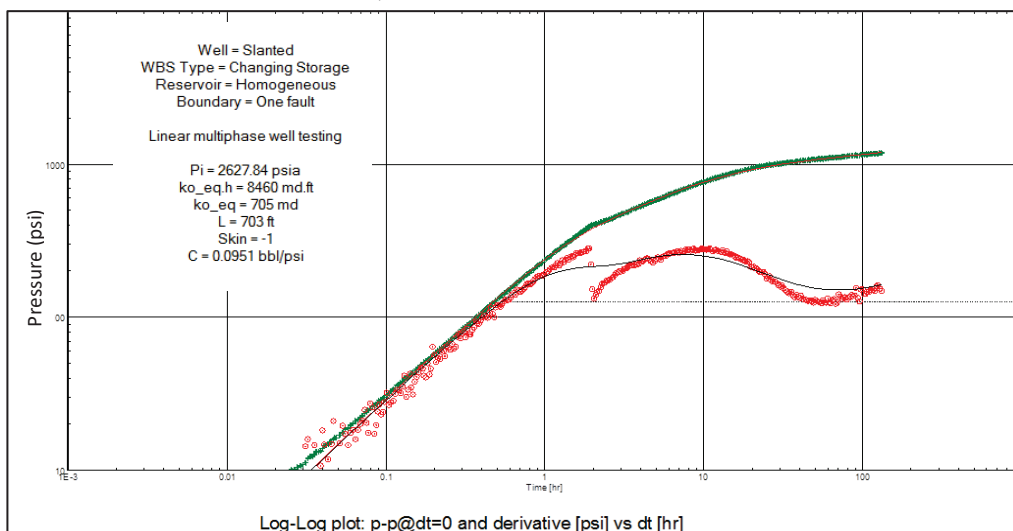
t_D/C_D: Tiempo adimensional

C: Coeficiente de almacenamiento

C_D: Grupo adimensional del coeficiente de almacenamiento

GRÁFICO 3.2

DERIVADA DEL POZO I-1, RESERVORIO U SUPERIOR



Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

A partir de los datos de la prueba de presión se utilizó el software Saphir para poder interpretar los mismos y se determinó los valores presión, permeabilidad y daño de formación que se requieren para el presente estudio.

En la interpretación se nota un comportamiento similar al de un pozo horizontal, empieza con un efecto de almacenamiento producto del cierre del pozo es en superficie. Se nota un cambio drástico luego del almacenamiento que es producto de la distribución de fases. Se distinguen 3 tipos de flujo: flujo radial temprano, flujo lineal intermedio y flujo radial tardío. Se debe tener en cuenta que una vez que alcanza el flujo radial la derivada empieza a tener una tendencia que se asemeja a la de una falla, o puede corresponder a que la arena U superior es de tipo estratigráfico y su presencia no es continua a lo largo de la cuenca por lo que la tendencia que toma es producto de una reducción en el espesor de la arena o por su falta de continuidad.

Tabla 3.1

RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LA DERIVADA PARA EL POZO I-1 (US)

Reservorio	Presión inicial (psi)	Permeabilidad (md)	Daño de formación
U superior	2627	705	-1

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.1.2 MODELO DE IPR DE JOSHI PARA EL RESERVORIO U SUPERIOR

Como primer punto se realizó los modelos estimados de producción utilizando el modelo de Joshi para pozos horizontales. Se debe tener en cuenta que son pozos de alto ángulo por lo que este modelo es el que más se asemeja a la configuración de estos pozos. Este modelo permite generar las curvas IPR estimadas, aunque es necesario mencionar que el modelo de Joshi posee algunas consideraciones que fueron mencionadas en el capítulo II, por lo que este modelo sirve como una predicción.

Se realizaron tres escenarios en los cuales varía el daño de formación, estimando que luego del cañoneo se puede generar cualquiera de los casos planteados. En el anexo 4 se encuentran los datos y las tablas correspondientes a las curvas IPR.

3.1.2.1 EJEMPLO DE CÁLCULO DEL MODELO DE JOSHI

$$J_h = \frac{0.00708 * h * K_h}{u_o * B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{B^2 * h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) + S \right]}$$

$$B = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

$$B = \sqrt{\frac{705}{100}} = 2.64$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5}$$

$$a = \left(\frac{45}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2 * 0.255}{45}\right)^4} \right]^{0.5} = 700.18(ft)$$

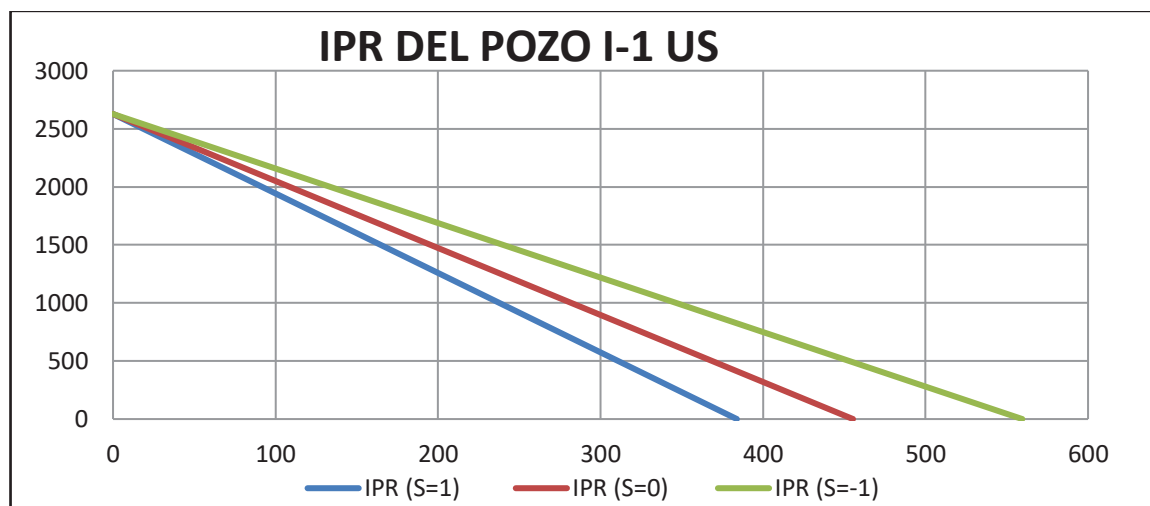
$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}$$

$$R = \frac{700.18 + \sqrt{700.18^2 - \left(\frac{45}{2}\right)^2}}{\frac{45}{2}} = 62.2(ft)$$

$$J_h = \frac{0.00708 * 12 * 705}{32 * 1.077 \left[\ln(62.2) + \left(\frac{2.64^2 * 12}{45}\right) \ln\left(\frac{12}{2 * 0.255}\right) + 0 \right]} = 0.173(STB / psi)$$

GRÁFICO 3.3

IPR DEL MODELO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (US)



Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.2

DATOS OBTENIDOS DEL MÉTODO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (US)

L (ft)	a (ft)	R (ft)	B	IP (S=1) STB/ft	IP (S=0) STB/ft	IP (S=-1) STB/ft
45	700.181	62.222	2.6458	0.146	0.17334259	0.21299881
Caudal a 1200 psi (bpd)				210	250	310

Fuente: Repsol Ecuador

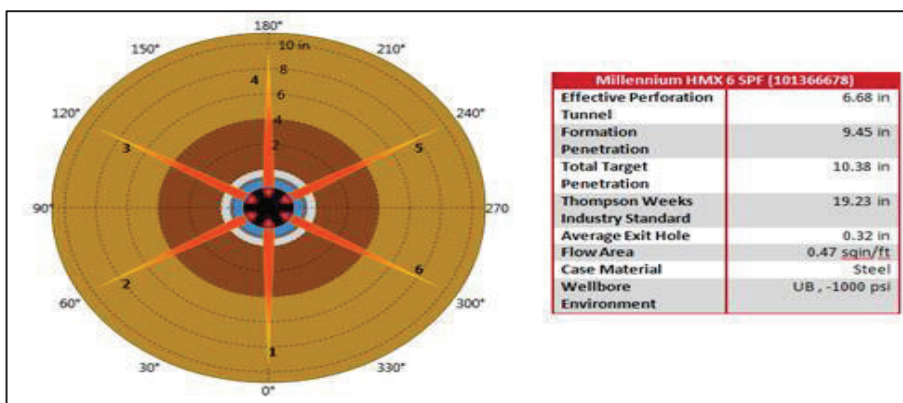
Elaboración: Hugo Castillo

3.1.3 ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO EN U SUPERIOR

En base a los datos obtenidos de las pruebas de presión es posible utilizar los mismos para determinar principalmente cuál fue el desempeño obtenido con las cargas utilizadas en el reservorio y con el método de cañoneo empleado.

GRÁFICO 3.4

SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE CARGAS PARA EL POZO I-1 (US)



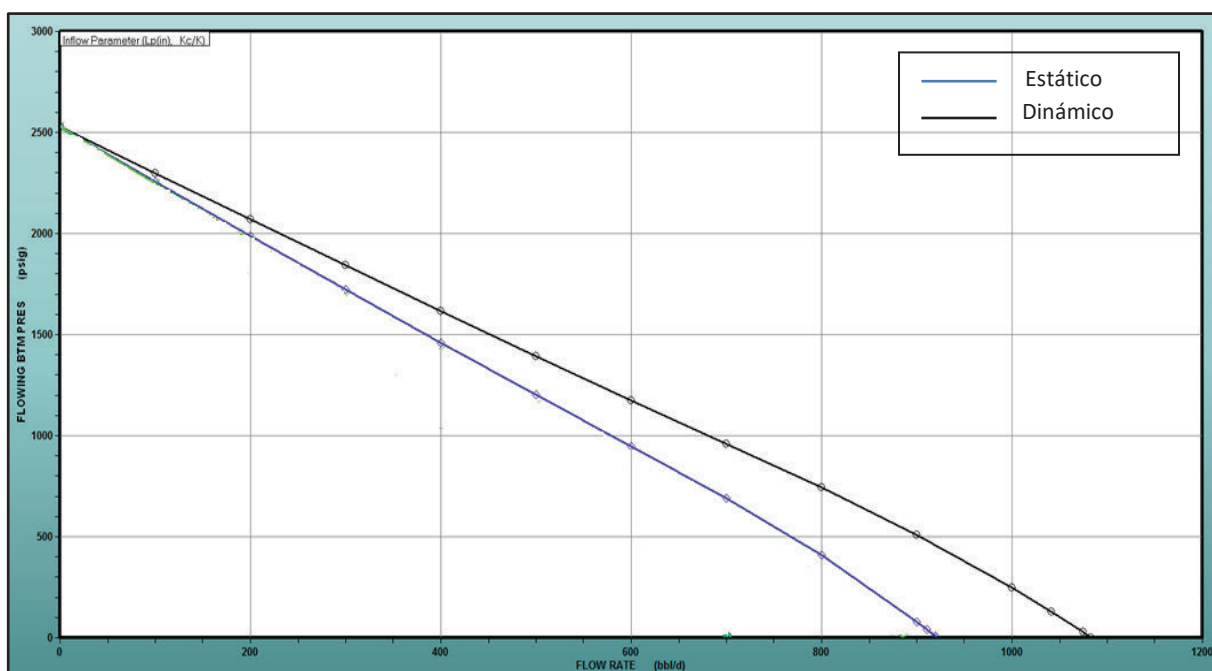
Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Para determinar el desempeño de cargas se utilizó el software HPTK, se ingresó datos de la formación y se utilizó un bajo balance de 1000 psi, que fue utilizado en el cañoneo, lo que dio como resultado una penetración de 9.45 pulgadas en la formación. Con esta información se utilizó el software WEM de cañoneo para plantear distintos escenarios posibles generados a distintos tipos de cañoneo.

GRÁFICO 3.5

SIMULACIÓN DE CURVA IPR PARA EL POZO I-1 (US)



Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

El gráfico 3.5 es una gráfica de curvas IPR comparativa entre distintos escenarios que se hubiesen obtenido a partir del uso de distintas técnicas de cañoneo. Se utilizó los datos obtenidos de la reinterpretación de las pruebas de presión, el survey¹³ de los pozos (Ver anexo 2), espesores de las formaciones y el desempeño de cargas obtenido a partir del simulador HPTK. Es una simulación mucho más amplia ya que considera todos los parámetros del pozo y del reservorio.

La simulación se realizó para 2 casos de cañoneo, tanto dinámico como estático, los cuales se resumen en la tabla 3.3, y permite establecer un comparativo entre el desempeño de cada técnica.

¹³ Survey: Registro de desviación del pozo.

Tabla 3.3

COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA EL POZO I-1 (US)

Tipo	Técnica	Kc/K	Caudal @ 1200 psi
TCP	Bajo balance estático	0.6	475
TCP	Bajo balance dinámico	0.9	565

Fuente: Halliburton Ecuador

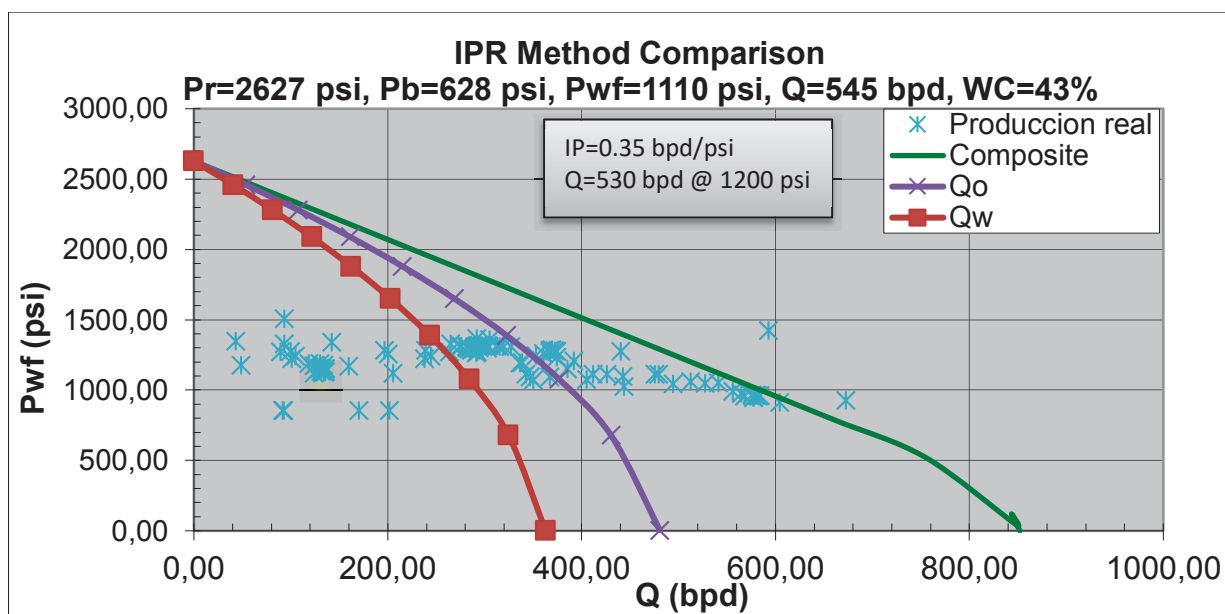
Elaboración: Hugo Castillo

3.1.4 IPR REAL DEL POZO I-1 (U SUPERIOR)

A partir de los datos de producción y sus correspondientes presiones de fondo fluyente se determinó una curva IPR utilizando el método de Vogel, para el presente estudio denominada como IPR real, en la cual permite ajustar la curva de producción del pozo a un modelo con el fin de determinar la capacidad de aporte que este está generando. Los datos tomados para realizar las distintas curvas fueron los tomados en las pruebas de producción (Ver anexo 3), ya que son datos más estables.

GRÁFICO 3.6

IPR REAL PARA EL POZO I-1 (US)



Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.1.5 RESUMEN DEL POZO I-1 (U SUPERIOR)

Tabla 3.4

COMPARACIÓN ENTRE MODELO DE JOSHI Y CASO REAL PARA EL POZO I-1 (US)

Bajo balance (psi)	IP @ S=-1 real	IP @ S=-1 Joshi	Q @ 1200 psi (S=-1) Real (BFD)	Q @ 1200 psi (S=-1) Joshi (BFD)
1000	0.35	0.21	530	310

Elaboración: Hugo Castillo

Al realizar una comparación entre el modelo estimado de Joshi y el modelo real realizado a partir de las pruebas de producción se determinó que existe una variación muy amplia, si bien el modelo de Joshi sirve como una estimación, se puede determinar que la producción está directamente relacionada con la eficiencia del cañoneo, lo que se refleja en la tabla 3.4.

Tabla 3.5

COMPARACIÓN ENTRE SIMULACIÓN Y CASO REAL DEL POZO I-1 (US)

Bajo balance (psi)	Q @ 1200 psi (S=-1) Simulación con BBD (BFD)	Q @ 1200 psi (S=-1) Real (BFD)	Variación entre caso real y simulación	Q @ 1200 psi simulación con BBE (BFD)
1000	565	530	6%	475

Elaboración: Hugo Castillo

El ajuste entre la simulación y los datos obtenidos de las pruebas de producción indica una variación del 6%, lo que indica que en efecto se alcanzó una limpieza superior a la que se hubiera generado solo con un bajo balance estático, por lo que se puede afirmar que la relación entre K_c/K estaría en el rango de 0.6 a 0.9. A partir de los análisis realizados para el pozo I-1, reservorio Us, se puede decir lo siguiente:

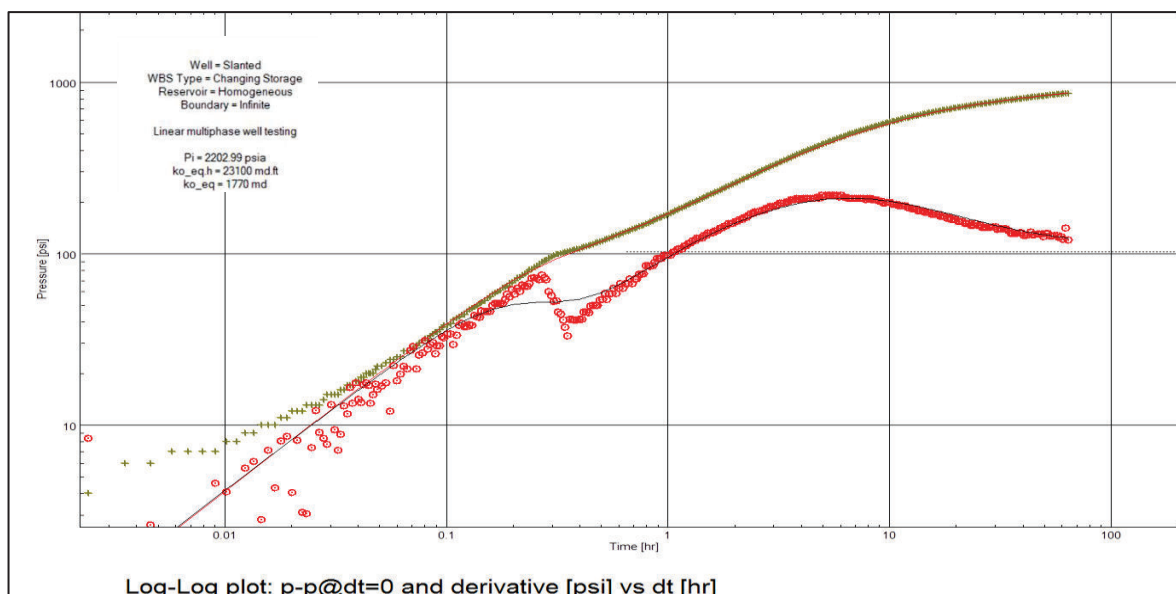
- Se obtuvo una penetración de carga de 9.45 pulgadas en la formación, lo que permitió alcanzar la zona virgen¹⁴.
- Debido a la inclinación del pozo genera un pseudodaño negativo a favor del flujo, lo que influye en la productividad de manera positiva.
- La limpieza generada en los punzados debido al efecto del bajo balance dinámico está en el rango de 0.6 a 0.9.
- A partir de la simulación se puede concluir que para este caso el cañoneo con bajo balance dinámico permite obtener hasta 10 % más de producción en comparación a si se hubiese usado cañoneo con bajo balance estático.
- Se obtuvo un daño de formación negativo e igual a -1.

3.2 ANÁLISIS DEL POZO I-1 (U inferior)

3.2.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

GRÁFICO 3.7

DERIVADA DEL POZO I-1, RESERVORIO U INFERIOR



Fuente: Halliburton Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

¹⁴ Zona Virgen: zona del reservorio en la que no se ha afectado la permeabilidad.

En el análisis de la derivada se observa de igual manera que es un comportamiento esperado en un pozo horizontal, de igual manera consta con 3 regímenes de flujo. La diferencia con la derivada realizada en U superior radica en que en este caso al parecer no se alcanzó a reestablecer totalmente la prueba, por lo que en la parte final de la prueba se puede observar que no se alcanza una estabilidad para definir qué tipo de límite posee.

Tabla 3.6

RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LA DERIVADA DEL POZO I-1 (UI)

Reservorio	Presión inicial (psi)	Permeabilidad (md)	Daño de formación
U inferior	2203	1770	-1.45

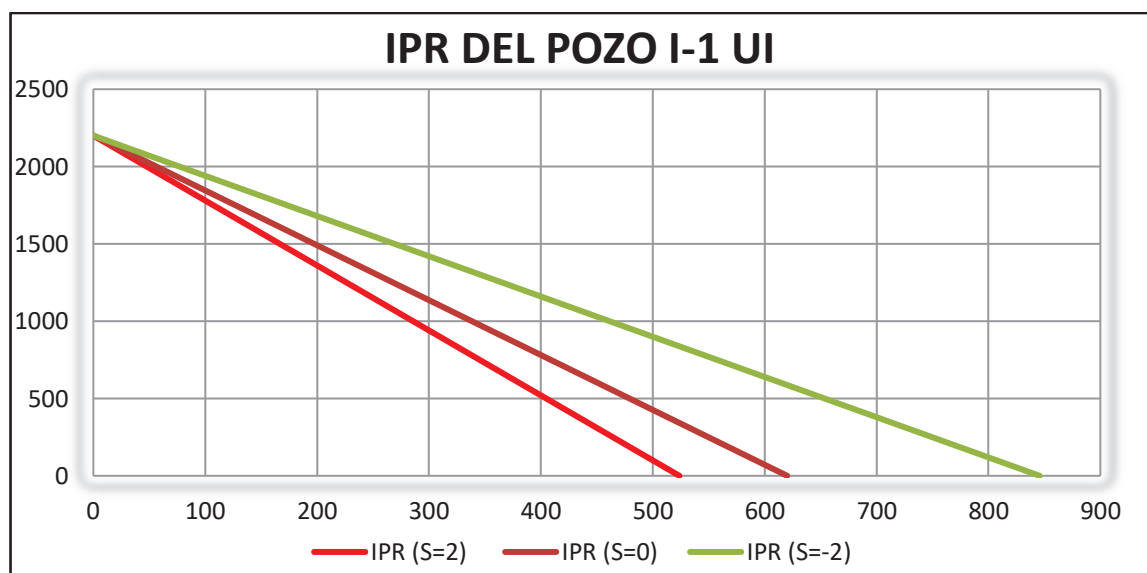
Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.2.2 MODELO DE JOSHI PARA EL RESERVORIO U INFERIOR

GRÁFICO 3.8

IPR DEL MODELO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (UI)



Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.7

DATOS OBTENIDOS DEL MÉTODO DE JOSHI PARA EL POZO I-1 (UI)

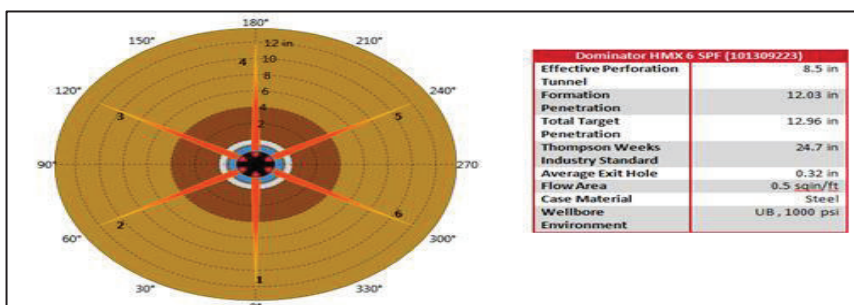
L (ft)	a (ft)	R (ft)	B	IP (S=1.45) (STB/psi)	IP (S=0) (STB/psi)	IP (S=-1.45) (STB/psi)
66	1300.209	78.788	3.162	0.238	0.281	0.384
Caudal a 1200 psi (bpd)				240	280	380

Fuente: Repsol Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

3.2.3 ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO EN U INFERIOR

GRÁFICO 3.9

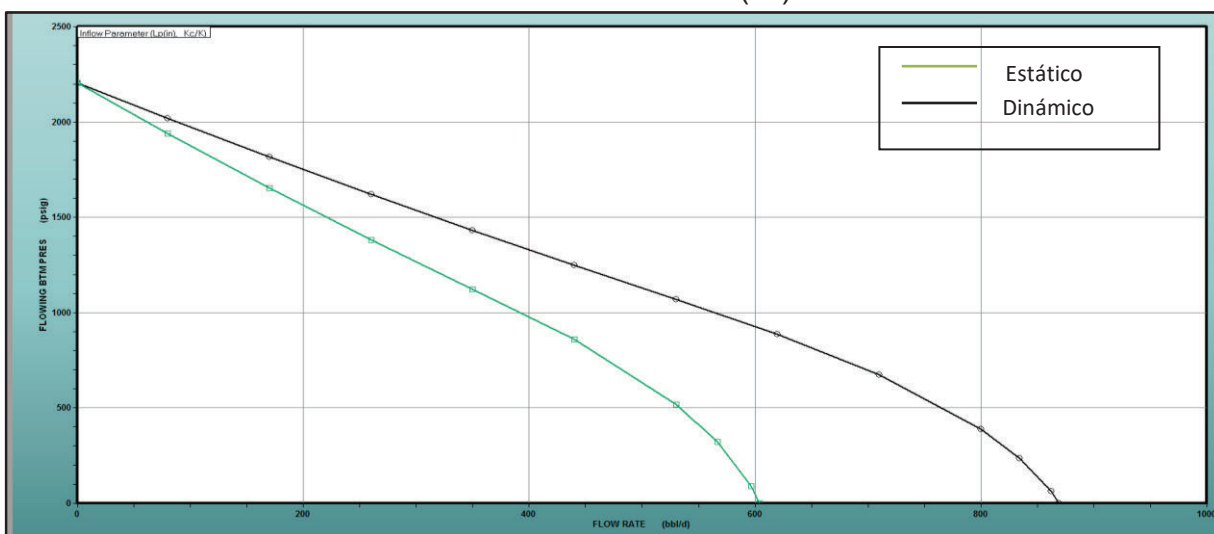
SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE CARGAS PARA EL POZO I-1 (UI)



Fuente: Halliburton Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

GRÁFICO 3.10

SIMULACIÓN DE CURVA IPR PARA EL POZO I-1 (UI)



Fuente: Halliburton Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.8

COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA EL POZO I-1 (UI)

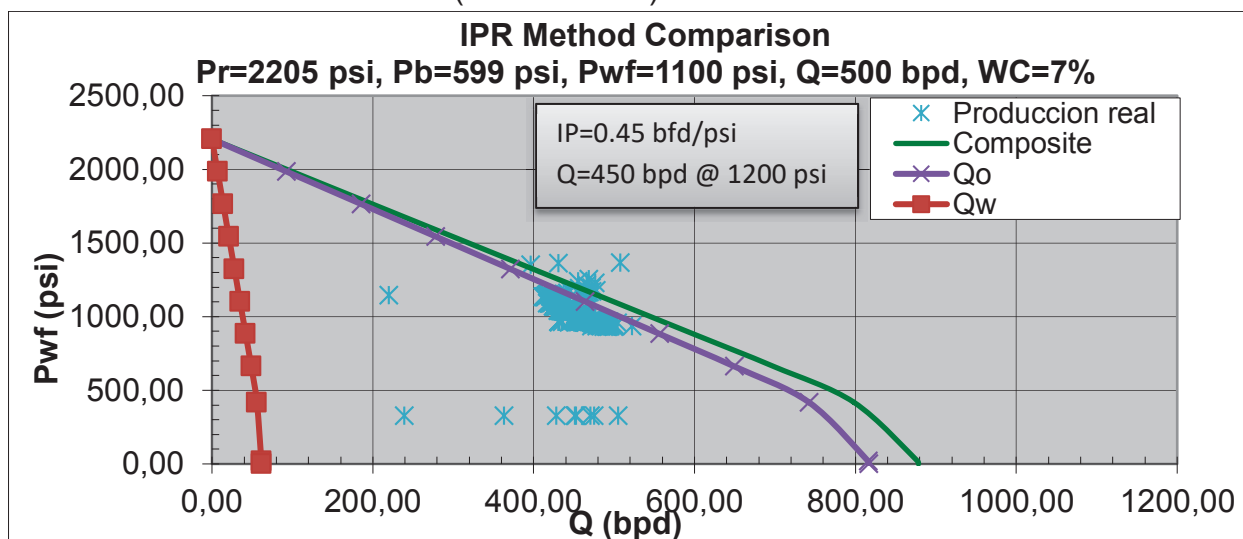
Tipo	Técnica	Relación Kc/K	Caudal @ 1200 psi
TCP	Bajo balance estático	0.3	340
TCP	Bajo balance dinámico	0.9	470

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.2.4 IPR REAL DEL POZO I-1 (U INFERIOR)**GRÁFICO 3.11**

IPR REAL PARA EL POZO I-1 (U INFERIOR)



Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.2.5 RESUMEN DEL POZO I-1 (U INFERIOR)**Tabla 3.9**

COMPARACIÓN ENTRE MODELO DE JOSHI Y CASO REAL PARA EL POZO I-1 (UI)

Bajo balance (psi)	IP @ S=-1.45 real	IP @ S=-1.45 Joshi	Q @ 1200 psi (S=-1.45) Real (BFD)	Q @ 1200 psi (S=-1.45) Joshi (BFD)
1000	0.45	0.38	450	380

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.10

COMPARACIÓN ENTRE SIMULACIÓN DE CURVAS Y CASO REAL DEL POZO I-1 (UI)

Bajo balance (psi)	Q @ 1200 psi (S=-1) Simulación con BBD (BFD)	Q @ 1200 psi (S=-1) Real (BFD)	Variación entre caso real y simulación	Q @ 1200 psi simulación con BBE (BFD)
1000	470	450	5%	340

Elaboración: Hugo Castillo

De lo analizado en el pozo I-1, reservorio Ui, se puede establecer los siguientes resultados:

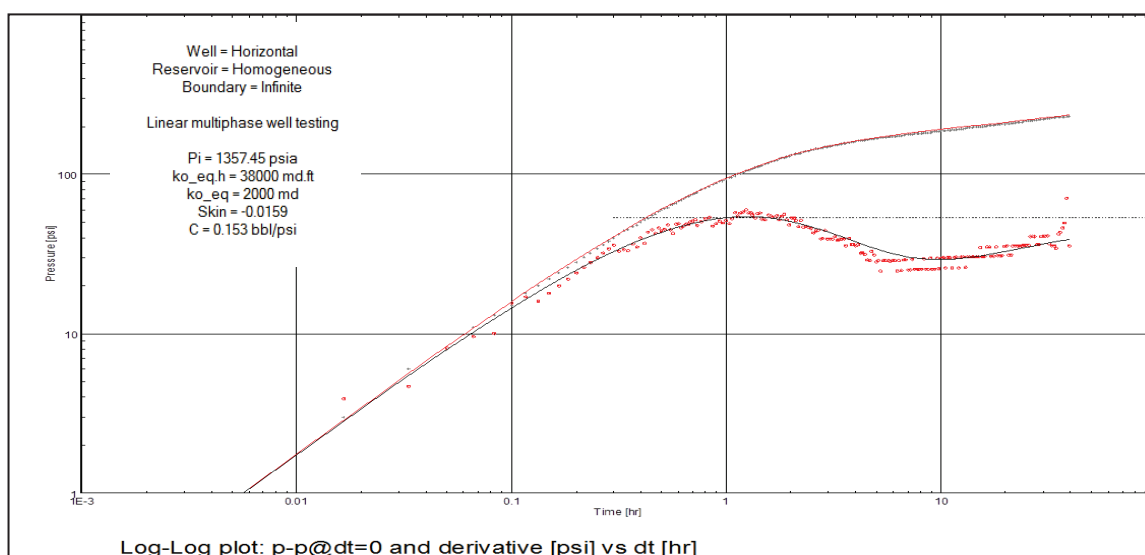
- Se obtuvo una penetración de las cargas en la formación de 12 pulgadas, que alcanzó la zona virgen del reservorio.
- La inclinación del pozo genera un pseudodaño negativo a favor del flujo, lo que influye en la productividad de manera positiva.
- La limpieza generada en los punzados debido al efecto del bajo balance dinámico está en el rango de 0.6 a 0.9.
- A partir de la simulación se puede concluir que para este caso el cañoneo con bajo balance dinámico permite obtener hasta 27 % más de producción en comparación a si se hubiese usado cañoneo con bajo balance estático.
- Se obtuvo un daño de formación negativo e igual a -1.45.

3.3 ANÁLISIS DEL POZO I-2 (Basal Tena)

3.3.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

GRÁFICO 3.12

DERIVADA DEL POZO I-2, RESERVORIO BASAL TENA



Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

La prueba de presión muestra un periodo de almacenamiento en primera instancia, seguido de los tres regímenes de flujo que se presentan normalmente en pozos horizontales. Se puede observar que luego de alcanzar el periodo de estabilización correspondiente al flujo radial, se observa una tendencia de la curva hacia arriba, que de igual manera lo más probable es que sea generada debido a que el reservorio Basal Tena es de tipo estratigráfico y no es continuo a lo largo de la cuenca.

Tabla 3.11

RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DE LA DERIVADA DEL POZO I-2 (BT)

Reservorio	Presión inicial (psi)	Permeabilidad (md)	Daño de formación
Basal Tena	1357	2000	-0.0159

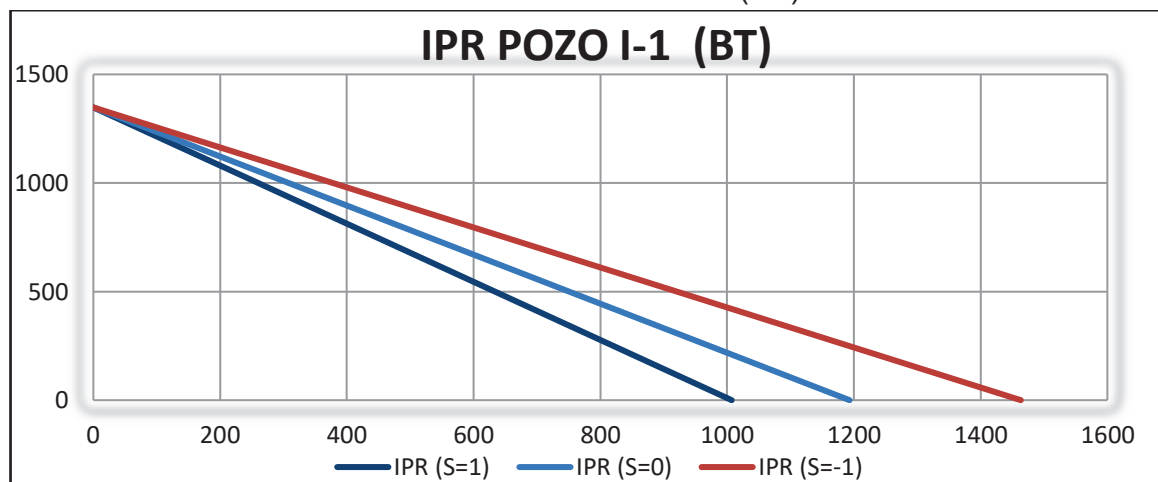
Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.3.2 MODELO DE JOSHI PARA EL RESERVORIO BASAL TENA

GRÁFICO 3.13

IPR DEL MODELO DE JOSHI PARA EL POZO I-2 (BT)



Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.12

DATOS OBTENIDOS DEL MÉTODO DE JOSHI PARA EL POZO I-2 (BT)

L (ft)	a (ft)	R (ft)	B	IP (S=1) (STB/psi)	IP (S=0) (STB/psi)	IP (S=-1) (STB/psi)
91	501.03	21.97	2.64	0.74	0.88	1.085
Caudal a 1000 psi (bpd)				260	310	380

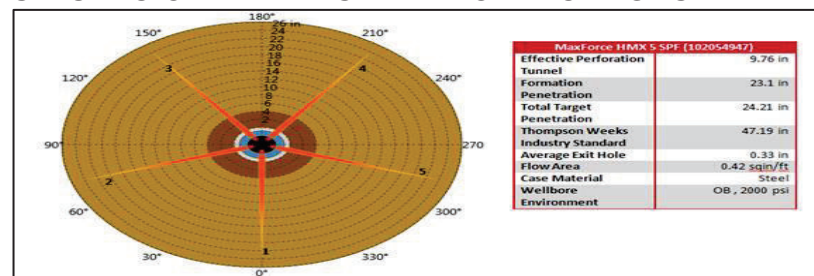
Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.3.3 ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE CAÑONEO EN BASAL TENA

GRÁFICO 3.14

SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE CARGAS PARA EL POZO I-2 (BT)

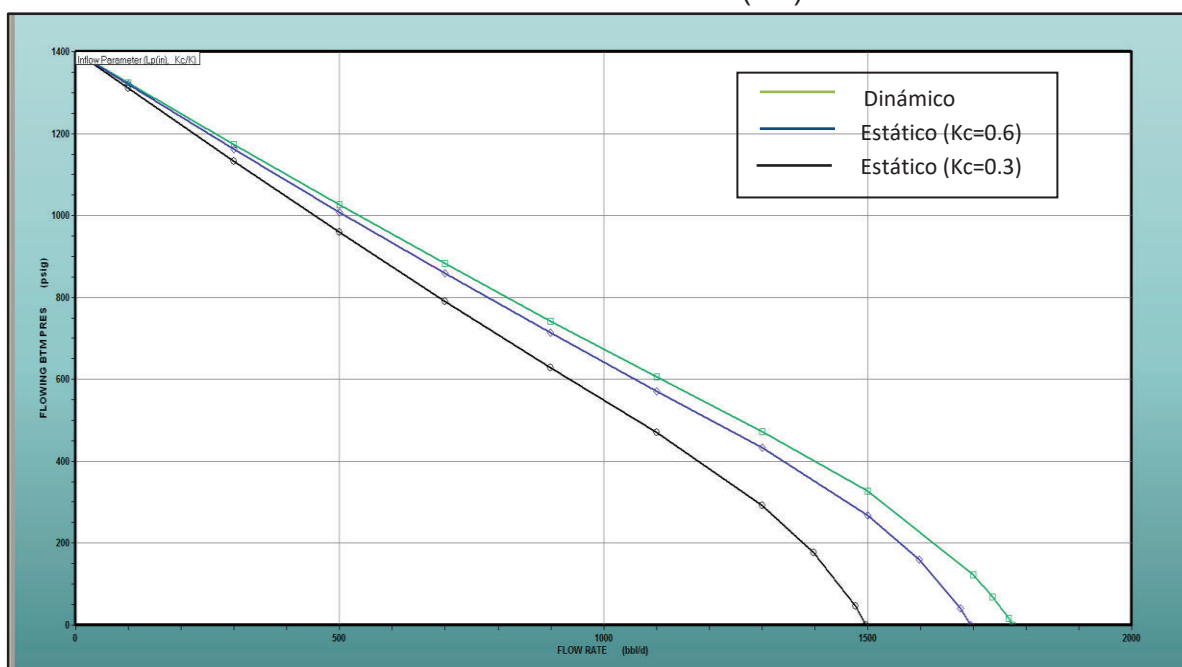


Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

GRÁFICO 3.15

SIMULACIÓN DE CURVA IPR PARA EL POZO I-2 (BT)



Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Debido a que en el pozo I-2 se aplicó la técnica de cañoneo con bajo balance estático, se realizó la simulación de las curvas IPR para distintos valores de K_c y además se proyectó cual hubiese sido la producción de la curva con bajo balance dinámico.

Tabla 3.13

COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA EL POZO I-2 (BT)

Tipo	Técnica	Relación K_c/K	Caudal @ 1000 psi
Cable	Bajo balance estático	0.3	440
TCP	Bajo balance estático	0.6	500
TCP	Bajo balance dinámico	0.9	530

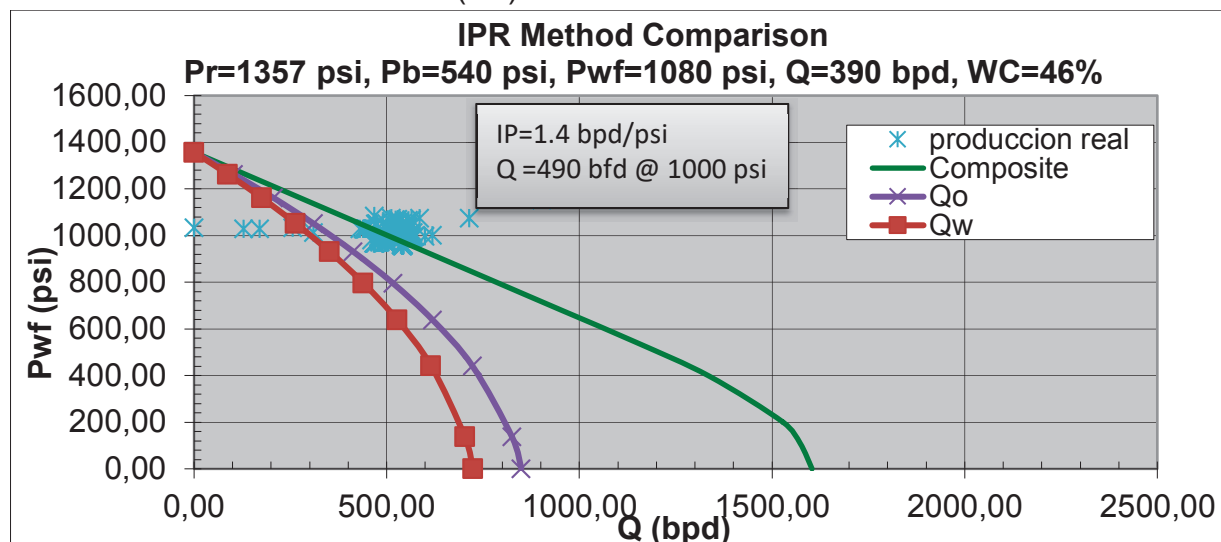
Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.3.4 IPR REAL DEL POZO I-2 (BASAL TENA)

GRÁFICO 3.16

IPR REAL PARA EL POZO I-2 (BT)



Fuente: Repsol Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

3.3.5 RESUMEN DEL POZO I-2 (BASAL TENA)

Tabla 3.14

COMPARACIÓN ENTRE MODELO DE JOSHI Y CASO REAL PARA EL POZO I-2 (BT)

Bajo balance (psi)	IP @ S=0 real	IP @ S=0 Joshi	Q @ 1000 psi (S=0) Real (BFD)	Q @ 1000 psi (S=0) Joshi (BFD)
1500	1.4	0.88	490	310

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.15

COMPARACIÓN ENTRE SIMULACIÓN Y CASO REAL PARA EL POZO I-2 (BT)

Bajo balance (psi)	Q @ 1000 psi (S=0) Simulación con BBE (BFD)	Q @ 1200 psi (S=0) Real (BFD)	Variación entre caso real y simulación	Q @ 1000 psi simulación con BBD (BFD)
1500	500	490	2%	530

Elaboración: Hugo Castillo

Para este caso la técnica empleada fue cañoneo con bajo balance estático, por lo que el objetivo de este análisis es determinar cuál hubiera sido el pronóstico esperado si se hubiese aplicado el bajo balance dinámico. De lo analizado en el pozo I-2 se pueden establecer los siguientes resultados:

- La penetración de las cargas en la formación fue de 23 pulgadas, esto se debe a que el bajo balance utilizado fue de 1500 psi. Se alcanzó la zona virgen del reservorio.
- La limpieza generada en los punzados debido al efecto del bajo balance estático está en el rango de 0.3 a 0.6.
- La inclinación del pozo genera un pseudodaño negativo a favor del flujo, lo que influye en la productividad de manera positiva.
- En este caso a partir de la simulación se nota que el beneficio que se hubiese generado al aplicar bajo balance dinámico no es muy amplio. Las razones son los altos valores de permeabilidad y capacidad de flujo que tiene el reservorio.

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO (FC)

El objetivo del presente análisis económico tiene como fin determinar si la inversión realizada en los pozos recuperada a partir de la producción de los pozos. Para esto se utilizó la producción total de los pozos una vez intervenidos con la técnica de cañoneo con bajo balance estático y dinámico. Esto se realizó debido a que se analizó las producciones previas de los pozos y se determinó que estos ya habían compensado las inversiones realizadas en cada uno de los mismos (Ver anexo 7).

3.4.1 FLUJO DE CAJA

Un flujo de caja se define como un informe financiero en el cual se detallan los distintos movimientos en los que incurre producto de flujos de ingreso y egreso de dinero como resultado de una actividad comercial. Este se calcula mediante la

diferencia entre ingresos y egresos a lo largo de un periodo de actividad K (Moreno, 2010).

$$FC_k = Ingresos_k - Egresos_k \quad (13)$$

3.4.2 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

El periodo de recuperación de la inversión es un indicador financiero que nos permite determinar en qué momento del ciclo comercial se va a recuperar la inversión. Este indicador financiero, conjuntamente con otros como el VAN y el TIR, nos permite determinar con anterioridad si un proyecto es viable o no (Pillajo, 2010).

$$PRI_k = n_{k-1} + \frac{(I - FEA_{k-1})}{FE_k} \quad (14)$$

Donde:

I: Inversión inicial

PRI_k : Periodo de recuperación de la inversión

n_{k-1} : Año anterior al que se recupera la inversión

FEA_{k-1} : Flujo de efectivo acumulado en el año anterior a la recuperación de la inversión

FE_k : Flujo de efectivo en el año que se recupera la inversión

3.4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO I-1 (U SUPERIOR)

El fin del presente análisis económico es determinar si la inversión realizada tanto en los pozos I-1 e I-2 generó réditos durante el periodo de producción que han tenido los pozos, y de ser así, determinar el periodo de retorno de la inversión.

Tabla 3.16

INGRESO POR PRODUCCIÓN DEL POZO I-1 (US)

2014	Producción petróleo (Bls)	Precio por barril (USD)	Ingreso por producción	Producción x Costo por barril	Ganancias por producción
Agosto	2880.66	\$82.32	\$237,137.3	\$34,567.90	\$202,569.46
Septiembre	2375.88	\$79.79	\$189,581.9	\$28,510.50	\$161,071.48
Octubre	1348.58	\$70.81	\$95,493.3	\$16,182.96	\$79,310.37
Noviembre	621.60	\$58.07	\$36,099.3	\$7,459.20	\$28,640.18
Diciembre	558.66	\$41.89	\$23,404.2	\$6,703.92	\$16,700.32

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Para la realización del análisis económico se utilizó un costo de producción por barril de 12 dólares americanos, además se utilizó como referencia el precio promedio mensual del crudo napo en el respectivo periodo de producción.

A continuación, se detalla los costos en los que se incurrió para llevar a cabo la operación de cañoneo:

Tabla 3.17

INVERSIÓN REALIZADA EN EL POZO I-1 (US)

Servicio	Costo
Costo BHA limpieza	\$21,000.00
Costo TCP UB	\$52,100.00
Wireline, Correlación GR	\$10,500.00
Packer, completions	\$14,120.00
Diesel	\$6,400.00
Cementación	\$43,000.00
Equipo electrosumergible	\$56,000.00
taladro	\$62,000.00
permisos	\$8,500.00
Inversión Total	\$273,620.00

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.18

FLUJO DE CAJA PARA EL POZO I-1 (US)

Mes	periodo	Ingresos	costo producción	Inversión	Flujo de caja	Flujo acumulado
Julio	0			\$273,620.0	-\$273,620.0	
Agosto	1	\$237,137.35	\$34,567.90	-	\$202,569.46	-\$71,050.54
Septiembre	2	\$189,581.98	\$28,510.50	-	\$161,071.48	\$90,020.94
Octubre	3	\$95,493.33	\$16,182.96	-	\$79,310.37	\$169,331.31
Noviembre	4	\$36,099.38	\$7,459.20	-	\$28,640.18	\$197,971.49
Diciembre	5	\$23,404.24	\$6,703.92	-	\$16,700.32	\$214,671.82

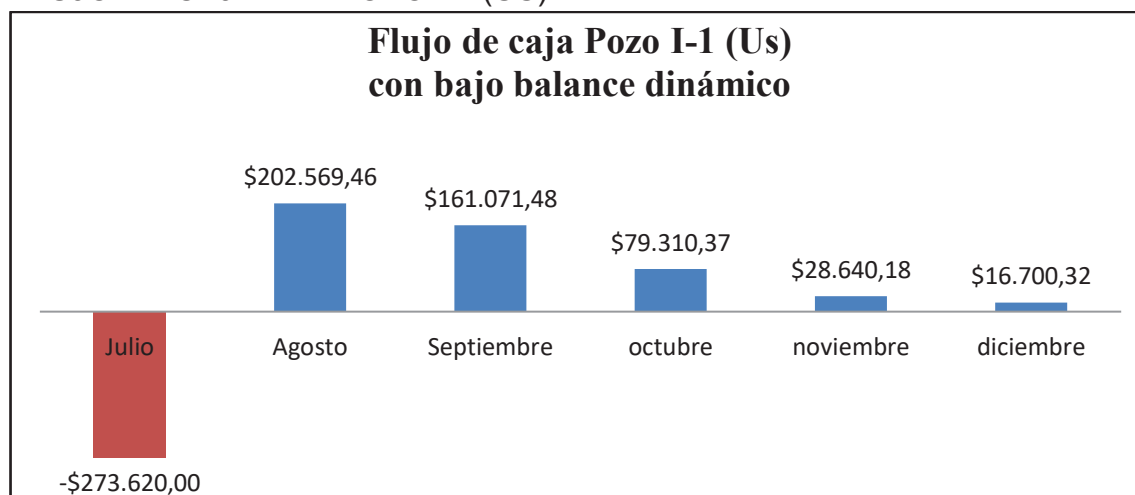
Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Como se puede observar en la gráfica 3.17 generada a partir del flujo de caja, la inversión realizada se recuperó al segundo periodo a partir de que empezó a producir el pozo I-1. A partir de este periodo la producción obtenida del pozo resulta en ganancias para la compañía.

GRÁFICO 3.17

FLUJO DE CAJA DEL POZO I-1 (US)



Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.19**RESULTADOS FINANCIEROS DEL POZO I-1 (U SUPERIOR)**

Ingreso neto por producción	Inversión	Ganancias	Periodo de recuperación de la inversión
\$488,291.82	\$273,620.00	\$214,671.82	1.44

Elaboración: Hugo Castillo

Como conclusión del análisis económico del pozo I-1, reservorio U superior, se puede decir que la inversión se recuperó a la mitad del segundo mes desde que empezó a producir el pozo, a partir de este periodo los ingresos representaban ganancias.

3.4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO I-1 (U INFERIOR)

Los ingresos por producción y los gastos incurridos para generar la operación en el pozo I-1, reservorio Ui, se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 3.20**INGRESO POR PRODUCCIÓN DEL POZO I-1 (UI)**

Mes	Producción de petróleo (Bls)	Precio x barril (USD)	Ingreso por producción	Producción x Costo por barril	Ingreso por producción
2015					
Octubre	7,213.31	\$34.05	\$245,602.45	\$86,559.72	\$159,042.73
Noviembre	11,917.64	\$28.56	\$340,319.84	\$143,011.68	\$197,308.16
Diciembre	13,232.91	\$24.55	\$324,873.08	\$158,794.92	\$166,078.16
2016					
Enero	12,267.61	\$19.44	\$238,500.32	\$147,211.32	\$91,289.00
Febrero	11,357.02	\$16.38	\$185,993.41	\$136,284.24	\$49,709.17
Marzo	11,951.35	\$25.19	\$301,097.17	\$143,416.20	\$157,680.97
Abril	10,005.93	\$29.89	\$299,116.38	\$120,071.16	\$179,045.22
Mayo	10,208.60	\$33.63	\$343,304.33	\$122,503.20	\$220,801.13
Junio	9,554.35	\$37.36	\$356,973.87	\$114,652.20	\$242,321.67
Julio	8,766.48	\$32.72	\$286,840.61	\$105,197.76	\$181,642.85

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.21
INVERSIÓN REALIZADA EN EL POZO I-1 (UI)

Servicio	Costo
Cementación	\$25,200.00
Packer	\$14,700.00
Tubería	\$6,100.00
Diesel	\$4,180.00
Limpieza	\$32,200.00
TCP DUB	\$80,900.00
Equipo electrosumergible	\$48,000.00
taladro	\$56,500.00
Inversión Total	\$267,780.00

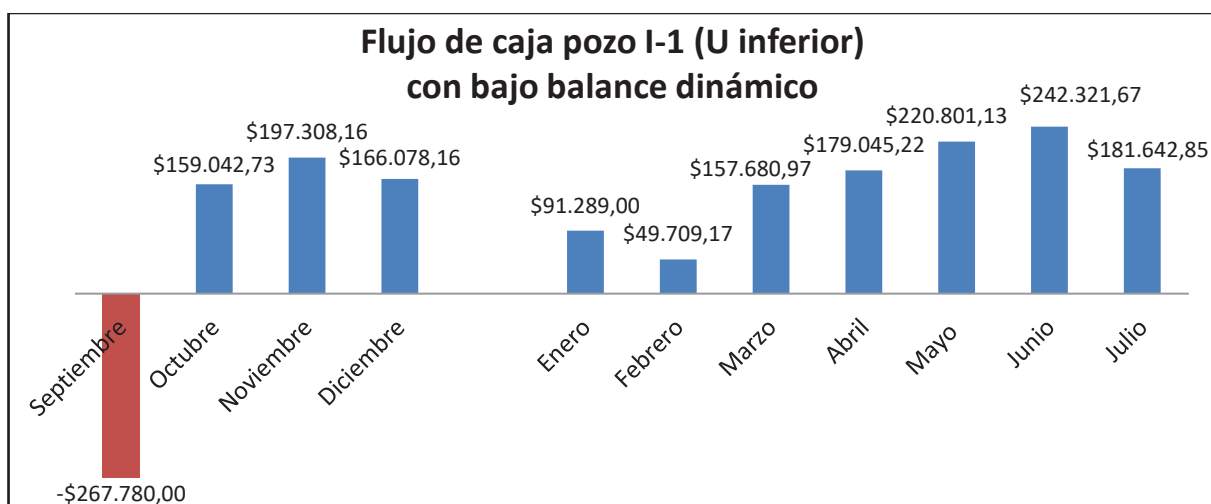
Fuente: Halliburton Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.22
FLUJO DE CAJA DEL POZO I-1 (UI)

Mes	periodo	Ingresos	Costo producción	Inversión	Flujo de caja	Flujo acumulado
2015						
Septiembre	0			\$267,780.0	-\$267,780.0	
Octubre	1	\$245,602.45	\$86,559.72		\$159,042.73	-\$108,737.27
Noviembre	2	\$340,319.84	\$143,011.68		\$197,308.16	\$88,570.89
Diciembre	3	\$324,873.08	\$158,794.92		\$166,078.16	\$254,649.05
2016						
Enero	4	\$238,500.32	\$147,211.32		\$91,289.00	\$345,938.06
Febrero	5	\$185,993.41	\$136,284.24		\$49,709.17	\$395,647.23
Marzo	6	\$301,097.17	\$143,416.20		\$157,680.97	\$553,328.20
Abril	7	\$299,116.38	\$120,071.16		\$179,045.22	\$732,373.42
Mayo	8	\$343,304.33	\$122,503.20		\$220,801.13	\$953,174.55
Junio	9	\$356,973.87	\$114,652.20		\$242,321.67	\$1,195,496.23
Julio	10	\$286,840.61	\$105,197.76		\$181,642.85	\$1,377,139.08

Fuente: Halliburton Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

Como se puede observar en el gráfico 3.18 generado a partir del flujo de caja del pozo I-1, reservorio U inferior, se puede observar que la inversión se recupera a partir del segundo mes de puesta a producción del pozo.

GRÁFICO 3.18**FLUJO DE CAJA DEL POZO I-2 (BT)**

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.23**RESULTADOS FINANCIEROS DEL POZO I-1 (U INFERIOR)**

Ingreso neto por producción	Inversión	Ganancias	Periodo de recuperación de la inversión
\$2,922,621.48	\$267,780.00	\$1,377,139.08	1.55

Elaboración: Hugo Castillo

Se puede concluir que para el pozo I-2 la recuperación de la inversión se realizó al mes y medio desde que empezó a producir el pozo, representando ganancias a partir de este periodo.

3.4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO I-2 (BASAL TENA)

Los ingresos por producción y los gastos incurridos para generar la operación en el pozo I-2, reservorio BT, se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 3.24

INGRESO POR PRODUCCIÓN POZO I-2 (BT)

Mes	Producción de petróleo (Bls)	Precio por barril (USD)	Ingreso	Producción x Costo por barril	Ingreso por producción
2015					
Julio	8403.11	\$39.59	\$332,679.12	\$100,837.32	\$231,841.80
Agosto	8242.22	\$32.90	\$271,169.04	\$98,906.64	\$172,262.40
Septiembre	7554.49	\$37.06	\$279,969.40	\$90,653.88	\$189,315.52
Octubre	7760.59	\$34.05	\$264,236.52	\$93,127.08	\$171,109.44
Noviembre	7571.75	\$28.56	\$216,218.71	\$90,861.00	\$125,357.71
Diciembre	6906.54	\$24.55	\$169,558.24	\$82,878.48	\$86,679.76
2016					
Enero	5628.97	\$19.44	\$109,435.43	\$67,547.64	\$41,887.79
Febrero	4828.00	\$16.38	\$79,067.94	\$57,936.00	\$21,131.94
Marzo	5368.74	\$25.19	\$135,257.73	\$64,424.88	\$70,832.85
Abril	6018.38	\$29.89	\$179,912.92	\$72,220.56	\$107,692.36
Mayo	5444.40	\$33.63	\$183,089.37	\$65,332.80	\$117,756.57
Junio	5370.39	\$37.36	\$200,650.90	\$64,444.68	\$136,206.22
Julio	6153.26	\$32.72	\$201,335.64	\$73,839.12	\$127,496.52
total	85250.84		\$2,622,580.95	\$1,023,010.08	\$1,599,570.87

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.25

INVERSIÓN REALIZADA EN EL POZO I-2 (BT)

Servicio	Costo (USD)
Cementación	\$32,400.00
Packer	\$12,800.00
Tubería	\$5,900.00
Diesel	\$5,200.00
Limpieza	\$39,300.00
TCP EB	\$40,700.00
Equipo electrosumergible taladro	\$52,300.00
	\$47,500.00
Inversión Total	\$236,100.00

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.26

FLUJO DE CAJA CON DEL POZO I-2 (BT)

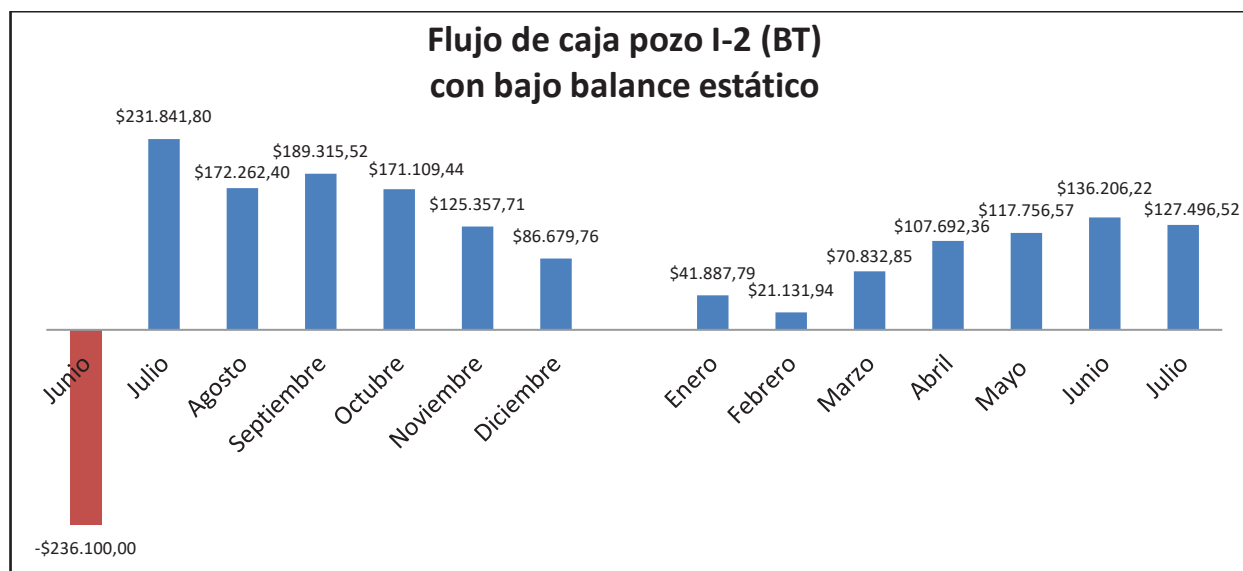
Mes	periodo	Ingresos	costo prod	Inversion	Flujo de caja	Flujo acumulado
2015						
Junio	0			\$236,100.0	-\$236,100.0	
Julio	1	\$332,679.12	\$100,837.32		\$231,841.80	-\$4,258.20
Agosto	2	\$271,169.04	\$98,906.64		\$172,262.40	\$168,004.20
Septiembre	3	\$279,969.40	\$90,653.88		\$189,315.52	\$357,319.72
Octubre	4	\$264,236.52	\$93,127.08		\$171,109.44	\$528,429.16
Noviembre	5	\$216,218.71	\$90,861.00		\$125,357.71	\$653,786.87
Diciembre	6	\$169,558.24	\$82,878.48		\$86,679.76	\$740,466.63
2016						
Enero	7	\$109,435.43	\$67,547.64		\$41,887.79	\$782,354.42
Febrero	8	\$79,067.94	\$57,936.00		\$21,131.94	\$803,486.36
Marzo	9	\$135,257.73	\$64,424.88		\$70,832.85	\$874,319.21
Abril	10	\$179,912.92	\$72,220.56		\$107,692.36	\$982,011.57
Mayo	11	\$183,089.37	\$65,332.80		\$117,756.57	\$1,099,768.13
Junio	12	\$200,650.90	\$64,444.68		\$136,206.22	\$1,235,974.35
Julio	13	\$201,335.64	\$73,839.12		\$127,496.52	\$1,363,470.87

Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

GRÁFICO 3.19

FLIJO DE CAJA POZO I-2 (BT)



Fuente: Halliburton Ecuador

Elaboración: Hugo Castillo

Tabla 3.27**RESULTADOS FINANCIEROS DEL POZO I-2 (BASAL TENA)**

Ingreso neto por producción	Inversión	Ganancias	Periodo de recuperación de la inversión
\$2,622,580.95	\$236,100.00	\$1,363,470.87	1.02

Elaboración: Hugo Castillo

De los resultados obtenidos del análisis al pozo I-2 se puede concluir que la inversión realizada se cubrió dentro del primer mes desde que se puso a producir al pozo, a partir de este periodo los ingresos representan ganancias.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

El presente estudio realizado permitió llegar a las siguientes conclusiones:

- La aplicación de la técnica de cañoneo con bajo balance dinámico, específicamente en pozos de alto ángulo, es posible mediante el uso del sistema de transmisión de presión señalado, ya que con métodos convencionales de cañoneo no se podría ejecutar la técnica en estos pozos.
- La determinación del bajo balance necesario para aplicar la técnica de cañoneo está directamente relacionado con las propiedades del reservorio tales como grado de compactación de la formación y permeabilidad.
- La técnica de cañoneo con bajo balance permite mejorar la relación entre la permeabilidad de la zona crushed y la permeabilidad de la formación, lo que mejora la capacidad de flujo hacia el pozo.
- La aplicación de la técnica de cañoneo con bajo balance dinámico tiene mayor efectividad en reservorios cuyos valores de permeabilidad no son tan elevados generando una mayor limpieza de los perforados y beneficiando al flujo.
- El método de Joshi permite tener un indicativo de la capacidad de producción que tiene un reservorio. En el presente análisis su efectividad disminuye debido a que no son pozos totalmente horizontales.
- En el caso del pozo I-1, a partir reinterpretación de las pruebas de presión se obtuvo daños de formación: $S=-1$ para U_s y $S=-1,45$ para U_i , utilizando la técnica de cañoneo con bajo balance dinámico.
- En el caso del pozo I-2, se aplicó cañoneo con bajo balance estático, y se determinó un valor de daño $S=-0.0159$.

- A través de la reinterpretación de las pruebas de presión y analizando los valores de daño de formación, se puede afirmar que la técnica aplicada en los pozos I-1 e I2 minimiza el daño de formación y genera una mayor productividad de los pozos
- Los pozos intervenidos no se encontraban produciendo por lo que se concluye lo siguiente:
 - Para el caso del pozo I-1, reservorio Us, la producción incremental que presentó fue de 120 barriles de petróleo en promedio.
 - Para el caso del pozo I-1, reservorio Ui, la producción incremental que presentó fue de 450 barriles de petróleo en promedio.
 - Para el caso del pozo I-2, reservorio BT, la producción incremental que presento fue de 300 barriles de petróleo en promedio.
- La variación entre el caso real y la simulación no supera el 6% en los pozos analizados, por lo que a partir de las simulaciones se determinó lo siguiente:

Pozo	Reservorio	Presión de fondo (PSI)	Producción con BBE (BFD)	Producción con BBD (BFD)
I-1	Us	1200	475	530
I-1	Ui	1200	340	470
I-2	BT	1000	500	530

- Para el pozo I-1, reservorio Us, la producción con bajo balance dinámico representó un 10% más que con bajo balance estático.
 - Para el pozo I-1, reservorio Ui, la producción con bajo balance dinámico representó un 27% más que con bajo balance estático.
 - Para el pozo I-2, reservorio BT, la producción con bajo balance dinámico representó un 6% más que con bajo balance estático.
- Para los pozos I-1 e I-2 se determinó que se encuentran en los siguientes rangos de limpieza:

Pozo	Reservorio	Técnica	Rango de limpieza
I-1	Us	Bajo balance dinámico	0.6-0.9
I-1	Ui	Bajo balance dinámico	0.6-0.9
I-2	BT	Bajo balance estático	0.3-0.6

- Se determinó que el cañoneo con bajo balance dinámico presenta mejores rangos de limpieza, esto significa un menor impacto en el reservorio y una producción mayor.
- A partir del análisis económico se determinaron los siguientes periodos de recuperación de la inversión:

Pozo	Reservorio	Ganancia después de inversión	Periodo de recuperación de inversión (meses)
I-1	Us	\$214,671.82	1.44
I-1	Ui	\$1,377,139.08	1.55
I-2	BT	\$1,363,470.87	1.02

- Para los tres casos se determinó que la inversión se recupera a partir del primer mes de puesta a producción del pozo.

4.2 RECOMENDACIONES

El presente estudio realizado permitió llegar a las siguientes recomendaciones:

- Realizar un método de selección de pozos correcto permite desarrollar una propuesta de cañoneo más acorde a las necesidades de cada reservorio.
- Se recomienda realizar una corrida de limpieza previa al cañoneo, esto con el fin de no tener inconvenientes en la aplicación de la misma.
- Analizar los registros de cemento para verificar la integridad del mismo en la zona a intervenir y tener la seguridad de que presenta condiciones óptimas.
- Es recomendable tener información del registro sísmico y de densidad con el fin de conocer el grado de consolidación de la arena, ya que la técnica de cañoneo con bajo balance dinámico no es recomendable para formaciones no consolidadas.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

Astudillo, O. (2014). *Estudio Técnico-Económico del cañoneo PerfStim en el yacimiento "M2" del campo Edén Yuturi* (Tesis de ingeniería). Recuperado de: http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5252/1/57840_1.pdf

Artieda, G. (2015). *Metodología para la selección de Técnicas de Cañoneo en el Oriente Ecuatoriano* (Tesis de Ingeniería). Recuperado de: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/89182/D-70090.pdf>

Benavides, C. (2012). *Estudio Técnico-Económico de la utilización de los diferentes sistemas de cañoneo a las arenas "U" y "T" en el área Cuyabeno* (Tesis de ingeniería). Recuperado de: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4661>

Bolívar, H. y López, M. (2013). *Evaluación del comportamiento de un fluido de completación y reacondicionamiento formulado con agua de formación de los campos el Furrial y Morichal* (Tesis de Ingeniería). Recuperado de: http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/4376/1/Miguel%20Lopez%20-%20Hector%20Bolivar_jjmr.pdf

Carrera, M. y Pacheco, J. (2012). *Estudio experimental de permeabilidad en medios porosos gruesos* (Tesis de Ingeniería). Recuperado de: <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/4980/1/T-ESPE-033028.pdf>

Castellanos, J. y León, O. (2009). *Selección de pozos candidatos a estimulación. Caso Campo Colorado* (Tesis de Ingeniería). Recuperado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/133535.pdf>

Dees, J. M. (1995, May 1). *Highly Overbalanced Perforating*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/30342-PA

Díaz, J. y Sánchez, C. (2007). *Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción*

(Tesis de Ingeniería). Recuperado de:

<https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/190>

Economides, M. Watters, L. Norman, D. (Ed,1998). *Petroleum Well Construction*. Tottenham, London.

Farid, J. (2012). *Importance of Perforation Process and its Techniques* (Tesis de Maestría). Recuperado de:

<https://www.dal.ca/content/dam/dalhousie/pdf/faculty/engineering/peas/MEngProjects/2012MEngProjects/Jawad%20Farid,%20IMPORTANCE%20OF%20PERFORATION%20PROCESS%20AND%20ITS%20TECHNIQUES.pdf>

Figuroa, A. y Gómez, E. (2007). *Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado* (Tesis de Ingeniería). Recuperado de: <http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/356/1/Tesis-IQ007-F34.pdf>

Flores, J. G. (2005, January 1). *Perforating for Zero Skin: A Study of Productivity Improvement in Ecuador*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/95859-MS

Haggerty, D., Craddock, G., & Quattlebaum, C. (2012, January 1). *Evaluation of Established Perforation Cleanup Models on Dynamic Underbalanced Perforating*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/159413-MS

Montalvo, C. (2011). *Análisis de la productividad de un pozo base aceite a partir de pruebas de presión* (Tesis de Ingeniería). Recuperado de: http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:Ep9leO6ft1EJ:www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3616/Tesis.pdf%3Fsequence%3D1+%&cd=2&hl=en&ct=clnk&lr=lang_en%7Clang_es

López, Y. (2012). *Metodología aplicada para el diagnóstico y evaluación de los mecanismos de daño de formación en los pozos pertenecientes a los campos Morrocoy, Caricare y Canaguey del occidente de Colombia, Llano norte* (Tesis de ingeniería). Recuperado de:

<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/handle/123456789/775>

Orozco, S. (2010). Fundamentos para pruebas de presión y cálculos de potencial para pozos de gas (Tesis de ingeniería). Recuperado de: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1278/Tesis.pdf?sequence=1>

Pillajo, A. (2010). Creación de un complejo turístico (Tesis de Ingeniería). Recuperado de: http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/7473/1/44584_1.pdf

Sánchez, A. (2010). Determinación de las curvas IPR y VLP usando el simulador prosper en el campo QQ profundo (Tesis de Ingeniería). Recuperado de: <http://159.90.80.55/tesis/000149225.pdf>

Schlumberger. (2016). Oilfield Glossary. Recuperado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_damage.aspx

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Acuífero: Reservorio con empuje de agua bajo presión, dependiendo de su ubicación con respecto al acuífero estos pueden ser laterales o de fondo.

Arenisca transgresiva: Se deposita en el inicio de la subida del nivel del mar y es de grano decreciente.

APCA: “Annulus Pressure crossover Assembly” por sus siglas en inglés, herramienta que permite la transmisión de presión para encender la cabeza de detonación para dar paso al cañoneo.

Bajo balance: Método que consiste en mantener la presión hidrostática en un valor menor a la presión del reservorio.

B´UP: Prueba de restauración de presión, consiste en tomar los valores de presión una vez que se cierra el pozo.

BPVD: “Below Packer Vent Device” por sus siglas en inglés, herramienta que nos permite transmitir la presión y adicionalmente tener comunicación del reservorio a la tubería de producción.

BSW: “Basic Sediment water” por sus siglas en inglés, porcentaje de agua y materiales que se produce conjuntamente con el petróleo.

Cañoneo: Método que consiste en generar una comunicación efectiva pozo-reservorio a partir de la detonación de cargas a alta presión.

CBL: “Cement Bond” Log por sus siglas en inglés, registro que mide la amplitud de las ondas de sonido que llega a través de la tubería. Se mide en mili voltios.

Casing: Tubería de revestimiento.

Cargas moldeadas: Explosivos que generan los perforados.

IPR: Curva de productividad del pozo, Inflow Performance Relationship por sus siglas en ingles.

Masterlog: Registro litológico del pozo.

Packer: Herramienta que permite generar un sello entre el casing y la tubería.

Punzado: Túnel creado una vez generada la detonación de las cargas producto del cañoneo.

Survey: Registro de desviación del pozo

Tubing: Tubería de producción.

TCP: “Tubing Convey Perforating” por sus siglas en inglés, técnica para ejecutar operaciones de cañoneo.

Viscosidad: Propiedad del fluido la cual representa una fuerza de resistencia al movimiento.

VDL: “Variation Density Log” por sus siglas en inglés, es un registro que muestra la imagen del tren de onda completo de la señal del receptor. Se mide en micro segundos.

Workover: operaciones de reacondicionamiento para mejorar la productividad del pozo.

Zona Crushed: Zona triturada producto del cañoneo.

Zona Virgen: zona del reservorio en la que no se ha afectado la permeabilidad.

ANEXOS

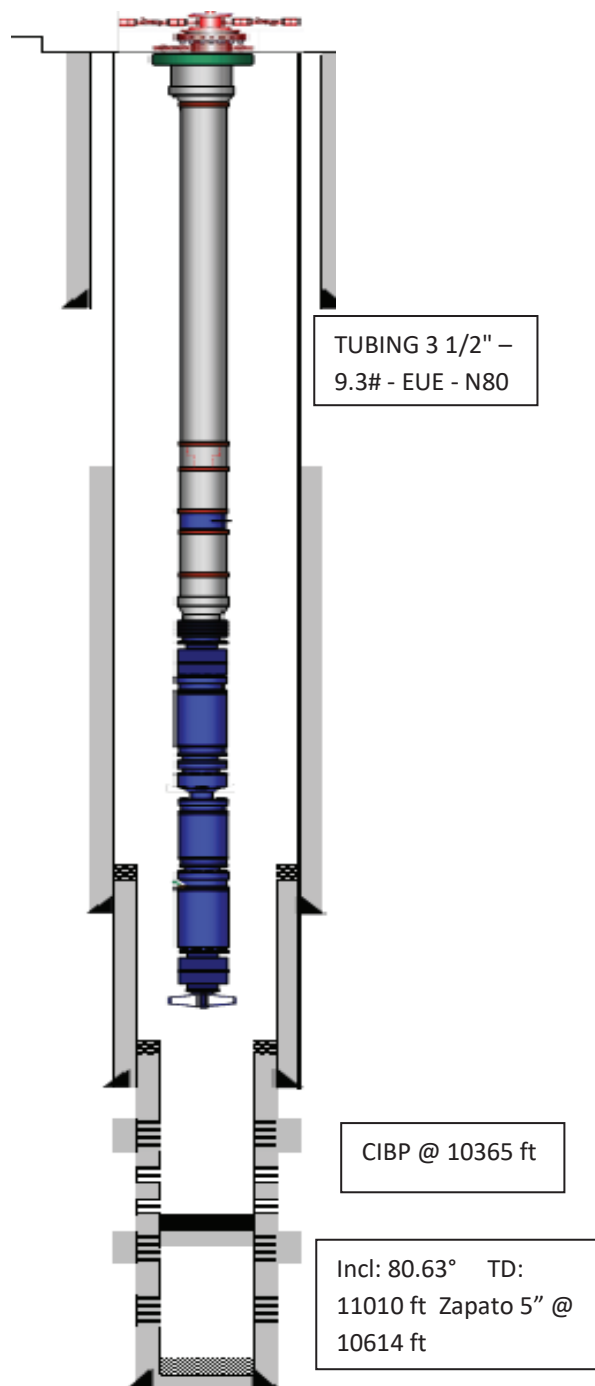
ANEXOS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Esquema mecánico de los pozos I1 e I2	75
2	Survey de los pozos I1 e I2	78
3	Pruebas de producción de los pozos I1 e I2	81
4	Datos utilizados en el modelo de Joshi para los pozos I1 e I2	85
5	Corte estratigráfico del pozo I-1	89
6	Flujograma del proceso de selección de pozos	91
7	Ingresos de los pozos I-1 e I-2 previa intervención	94

ANEXO 1

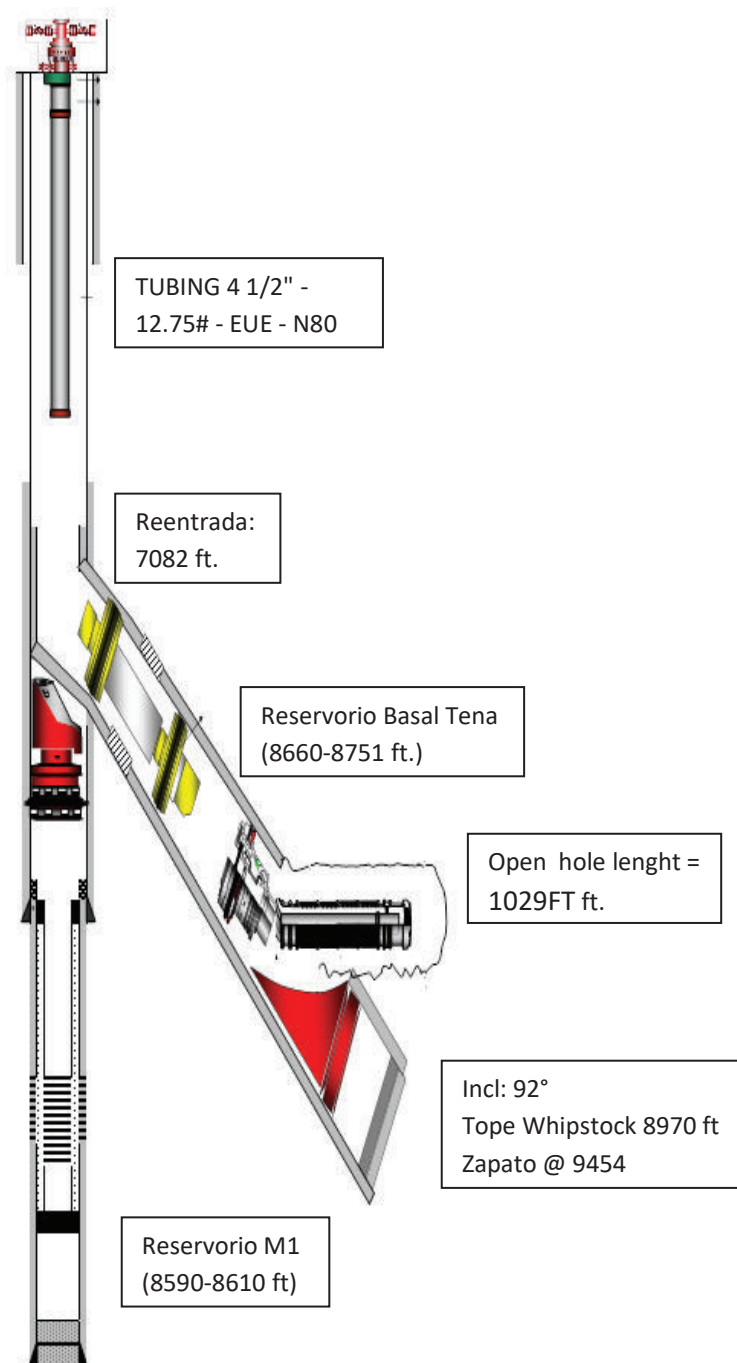
Esquema mecánico de los pozos I1 e I2

Esquema mecánico del pozo I-1 (U superior)



Fuente: Repsol Ecuador
Modificado por: Hugo Castillo

Esquema mecánico del pozo I-1 (U superior)

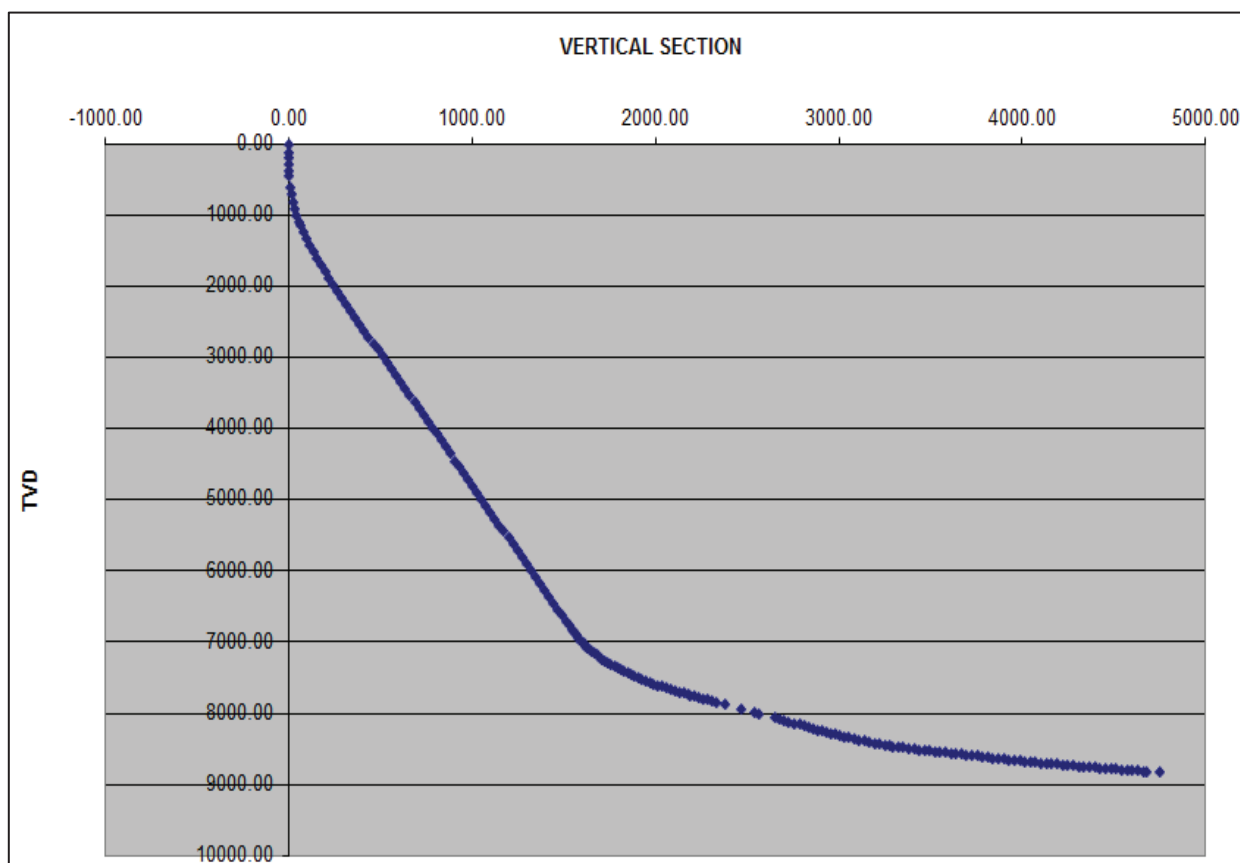


Fuente: Repsol Ecuador
Modificado por: Hugo Castillo

ANEXO 2

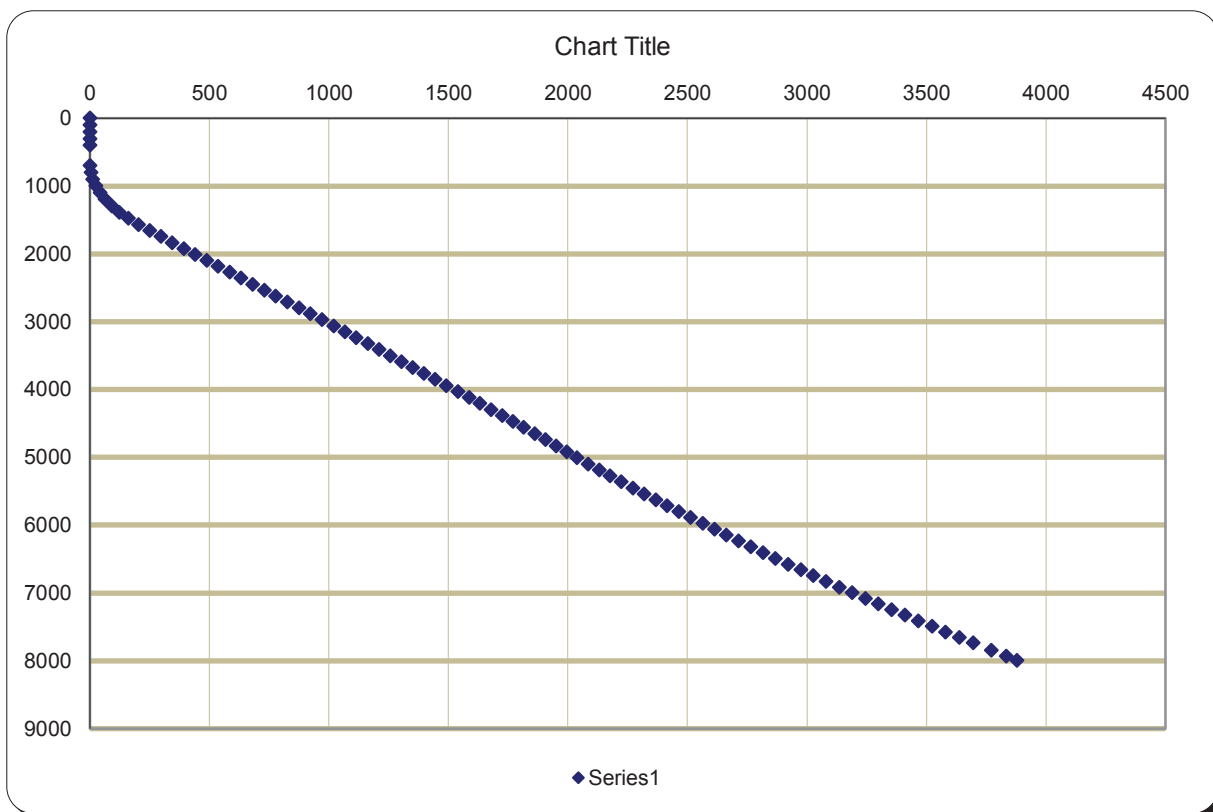
Survey de los pozos I1 e I2

Survey del pozo I-1



Fuente: Repsol Ecuador

Survey del pozo I-2



Fuente: Repsol Ecuador

ANEXO 3

Pruebas de producción de los pozos I1 e I2

Prueba de producción del pozo I-1 (U superior)

Date	PROD_OIL bbl/d	PROD_WATER bbl/d	Test Fluid Production	BHP psia	AMPS	FREQUENCY	Test Water Cut %	GRAV_OIL	WHP psia	BH_TMP	HORSE_POWER
06/08/2014	171	711	882	344	38	50	80.604	15	326	199	336
07/08/2014	173	195	368	341	37	50	52.965	15	325	200	336
08/08/2014	140	131	271	386	42	52	48.385	15	327	202	336
09/08/2014	171	106	276	365	42	52	38.224	15	333	205	336
10/08/2014	148	86	235	402	42	52	36.798	15	333	205	336
11/08/2014	314	199	513	420	42	52	38.738	15	345	205	336
12/08/2014	167	110	276	429	42	52	39.645	15	349	204	336
13/08/2014	177	125	302	415	42	52	41.468	15	345	206	336
14/08/2014	187	142	329	417	42	52	43.197	15	341	205	336
15/08/2014	180	142	323	437	42	52	44.102	15	338	204	336
16/08/2014	165	141	306	453	42	52	46.109	15	348	204	336
17/08/2014	155	139	295	472	42	52	47.232	15	330	203	336
18/08/2014	172	163	335	504	42	52	48.735	15	350	202	336
19/08/2014	159	159	318	511	42	52	49.945	15	356	201	336
20/08/2014	113	107	220	483	42	52	48.826	15	331	203	336
22/08/2014	152	162	314	407	44	54	51.736	15	340	202	336
23/08/2014	152	161	313	428	43	54	51.396	15	345	205	336
24/08/2014	146	161	307	438	43	54	52.305	15	364	205	336
25/08/2014	155	172	327	441	44	56	52.614	15	376	205	336
26/08/2014	147	166	313	447	44	56	52.973	15	358	205	336
27/08/2014	145	167	311	440	45	56	53.542	15	388	205	336
28/08/2014	135	169	308	447	45	56	55.616	15	382	205	336
29/08/2014	134	169	302	453	44	56	55.823	15	376	205	336
30/08/2014	133	165	298	458	44	56	55.447	15	374	205	336
31/08/2014	114	190	304	458	45	56	62.555	15	373	205	336
01/09/2014	105	197	302	459	45	56	65.25	15	373	204	336
02/09/2014	106	199	304	460	44	56	65.289	15	379	204	336
03/09/2014	97	210	307	461	45	56	68.254	15	374	203	336
04/09/2014	103	203	306	462	44	56	66.188	15	376	203	336
05/09/2014	113	217	330	454	44	56	65.833	15	372	203	336
06/09/2014	111	209	320	457	44	56	65.19	15	367	203	336
07/09/2014	112	222	334	452	45	56	66.525	15	372	203	336
08/09/2014	114	211	325	454	45	56	64.863	15	370	203	336
09/09/2014	137	214	351	338	46	56	60.898	15	369	204	336
10/09/2014	145	222	367	216	47	56	60.43	15	362	204	336
11/09/2014	184	282	466	170	47	56	60.57	15	345	205	336
12/09/2014	182	280	463	240	47	56	60.599	15	352	205	336
13/09/2014	171	260	431	263	46	56	60.42	15	363	205	336
19/09/2014	193	280	473	295	47	56	59.229	15	380	202	336
20/09/2014	187	304	491	256	47	56	61.85	15	364	203	336
21/09/2014	160	285	446	255	47	56	63.982	15	363	203	336
22/09/2014	147	252	399	351	46	56	63.188	15	378	204	336

Fuente: Repsol

Prueba de producción del pozo I-1 (U inferior)

FECHA	PETROLEO	AGUA	FLUIDO	PIP	WHP	BSW	FRECUENCIA
dd/mm/aaaa	bls	bls	bls	psia	psia	%	hz
12/10/2015	23	469	492	1034	343	95.4%	50
13/10/2015	513	93	606	1038	349	15.3%	50
14/10/2015	554	27	581	927	346	4.6%	50
15/10/2015	571	17	588	901	342	2.9%	50
16/10/2015	559	17	576	886	351	2.9%	50
17/10/2015	571	13	584	870	342	2.3%	50
18/10/2015	575	13	588	852	331	2.2%	50
19/10/2015	566	13	579	845	338	2.2%	50
20/10/2015	564	12	576	841	341	2.1%	50
21/10/2015	563	12	575	836	340	2.1%	50
22/10/2015	555	18	573	828	330	3.2%	50
23/10/2015	550	18	568	825	328	3.2%	50
24/10/2015	547	20	567	822	328	3.5%	50
25/10/2015	544	19	563	819	335	3.4%	50
26/10/2015	540	20	560	815	329	3.6%	50
27/10/2015	516	20	536	817	328	3.8%	50
30/10/2015	557	42	599	1025	327	7.0%	50
31/10/2015	525	40	565	912	343	7.0%	50
01/11/2015	510	41	551	866	328	7.4%	50
02/11/2015	496	41	537	847	333	7.6%	50
03/11/2015	496	38	534	832	323	7.2%	50
04/11/2015	486	41	526	825	331	7.7%	50
05/11/2015	484	40	524	820	333	7.6%	50
06/11/2015	486	37	523	812	335	7.0%	50
07/11/2015	480	39	519	808	355	7.6%	50
08/11/2015	483	36	519	804	336	6.9%	50

Fuente: Repsol

Prueba de producción del pozo I-2 (Basal Tena)

Date	OIL	Total Test Fluid bb/d	BHP	HZ HZ	Test Water Cut %	GRAV_OIL	WHP	BHT	HORSE_POWER
03/07/2015	8	432	977		98	16.6	345	192	328
04/07/2015	73	844	523		91	16.6	326	196	328
05/07/2015	319	753	444		58	16.6	313	196	328
06/07/2015	520	703	444	50	26	16.6	341	196	328
07/07/2015	592	706	437	50	16	16.6	300	196	328
08/07/2015	557	660	441	50	16	16.6	332	196	328
09/07/2015	521	635	444	50	18	16.6	360	197	328
10/07/2015	479	633	438	50	24	16.6	338	197	328
11/07/2015	492	639	431	50	23	16.6	332	198	328
12/07/2015	488	642	428	50	24	16.6	328	197	328
13/07/2015	487	648	422	50	25	16.6	322	197	328
14/07/2015	505	663	421	50	24	16.6	326	197	328
16/07/2015	494	631	412	50	22	16.6	354	200	328
17/07/2015	495	642	431	50	23	16.6	352	200	328
18/07/2015	500	645	406	50	22	16.6	321	200	328
19/07/2015	481	620	404	50	22	16.6	329	200	328
21/07/2015	474	667	453	50	29	16.6	353	199	328
22/07/2015	464	664	435	50	30	16.6	322	199	328
23/07/2015	452	649	416	50	30	16.6	330	200	328
24/07/2015	419	617	408	50	32	16.6	327	200	328
25/07/2015	423	628	407	50	33	16.6	325	200	328
26/07/2015	434	644	407	50	33	16.6	326	200	328

Fuente: Repsol

ANEXO 4

Datos utilizados en el modelo de Joshi para los pozos I1 e I2

Parámetros de reservorio y PVT del pozo I-1 (U superior)

Datos		
kh	705	md
h	12	ft
μ_o	32	cp
BO	1.077	bb/STB
rw	0.255	ft
s	1, 0, -1	
PR	2627	psi
Kv	100	mD

Fuente: Repsol Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

Datos de caudales utilizados para el modelo de Joshi en el pozo I-1 (U inferior)

Pwf	BSW	Qt (S=1)	Qt (S=0)	Qt (S=-1)
2627	0.54	0	0	0
2500	0.54	18.55915645	22.01450885	27.05084841
2000	0.54	91.62670155	108.6858035	133.5502516
1500	0.54	164.6942466	195.3570982	240.0496548
1200	0.54	208.5347737	247.359875	303.9492967
500	0.54	310.8293368	368.6996876	453.0484612
0	0.54	383.8968819	455.3709823	559.5478644

Fuente: Repsol

Parámetros de reservorio y PVT del pozo I-1 (U inferior)

Datos		
kh	1770	md
h	13	ft
μ_o	48	cp
BO	1.08	bbI/STB
rw	0.26	ft
s	1, 0, -1.45	
PR	2200	psi
Kv	177	mD

Fuente: Repsol Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

Datos de caudales utilizados para el modelo de Joshi en el pozo I-1 (U inferior)

Pwf	BSW	Qt (S=1)	Qt (S=0)	Qt (S=-1.45)
2200	0.4	0	0	0
2150	0.4	11.90489287	14.0949647	19.2225335
2100	0.4	23.80978573	28.1899294	38.4450669
2000	0.4	47.61957146	56.3798588	76.8901338
1300	0.4	214.2880716	253.709364	346.005602
1200	0.4	238.0978573	281.899294	384.450669
500	0.4	404.7663574	479.228799	653.566138
0	0.4	523.8152861	620.178446	845.791472

Elaboración: Hugo Castillo

Parámetros de reservorio y PVT del pozo I-2 (Basal Tena)

Datos		
kh	2000	md
h	19	ft
μ_o	40	cp
BO	1.056	bbl/STB
rw	0.35	ft
s	1	0
PR	1348	psi

Fuente: Repsol Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

Datos de caudales utilizados para el modelo de Joshi en el pozo I-2 (Basal Tena)

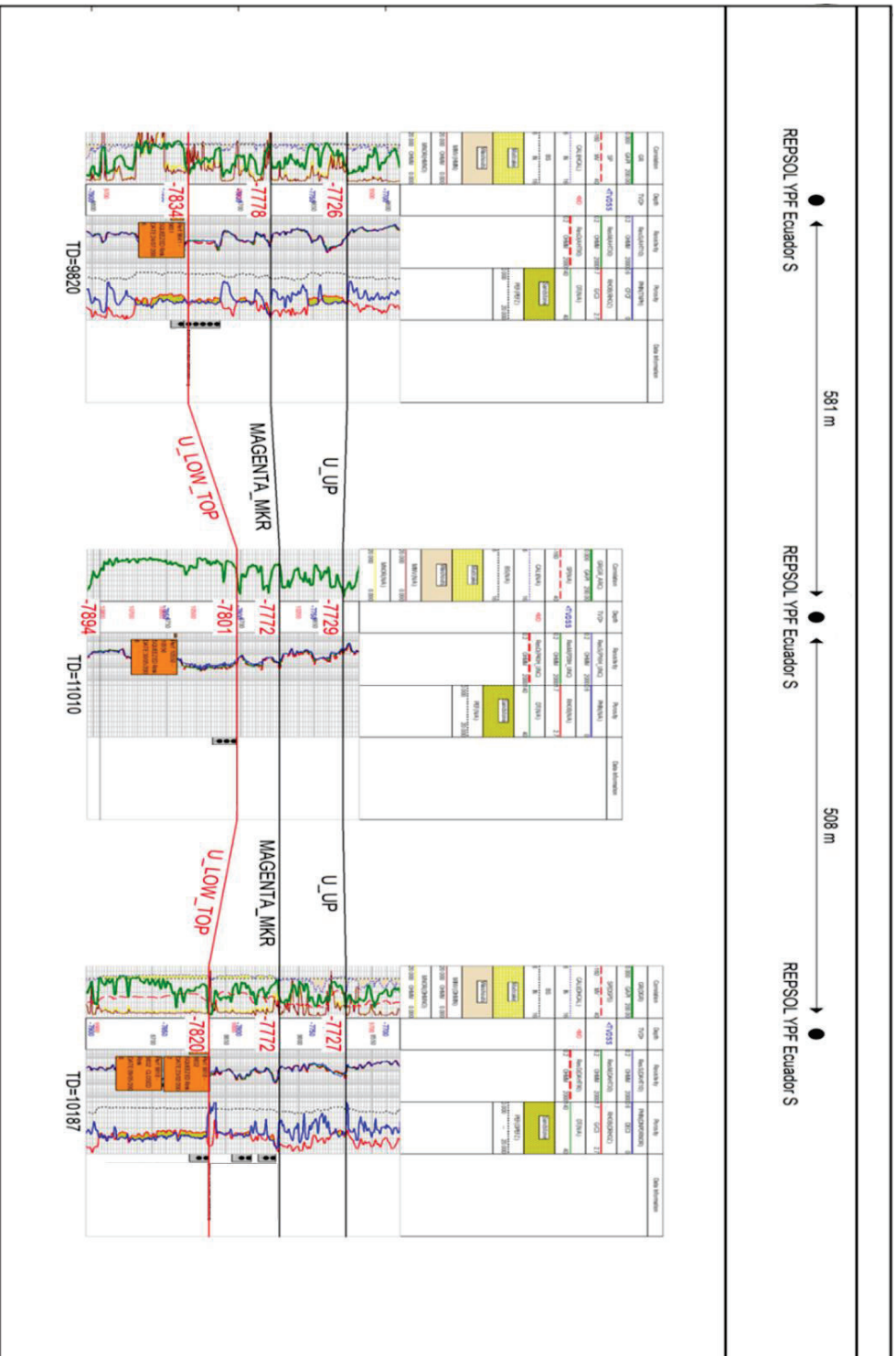
Pwf	BSW	Qt (S=1)	Qt (S=0)	Qt (S=-1)
1348	0.46	0	0	0
1300	0.46	35.8670703	42.4902868	52.11358637
1200	0.46	110.590134	131.011718	160.683558
1000	0.46	260.03626	308.054579	377.8235012
500	0.46	633.651576	750.661733	920.6733591
300		783.097703	927.704595	1137.813302
0	0.46	1007.26689	1193.26889	1463.523217

Elaboración: Hugo Castillo

ANEXO 5

Corte estratigráfico del pozo I1

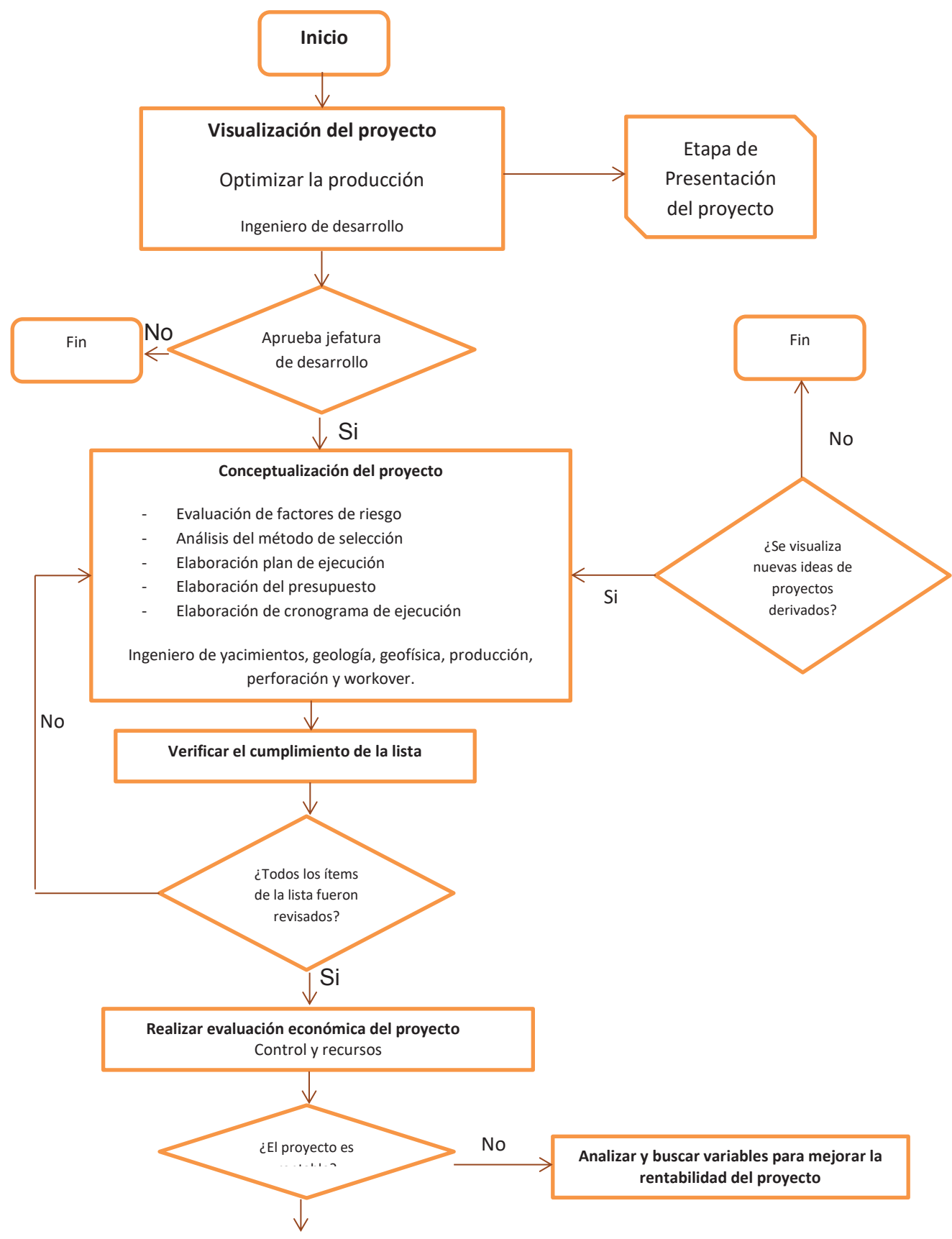
Corte estratigráfico del pozo I-1

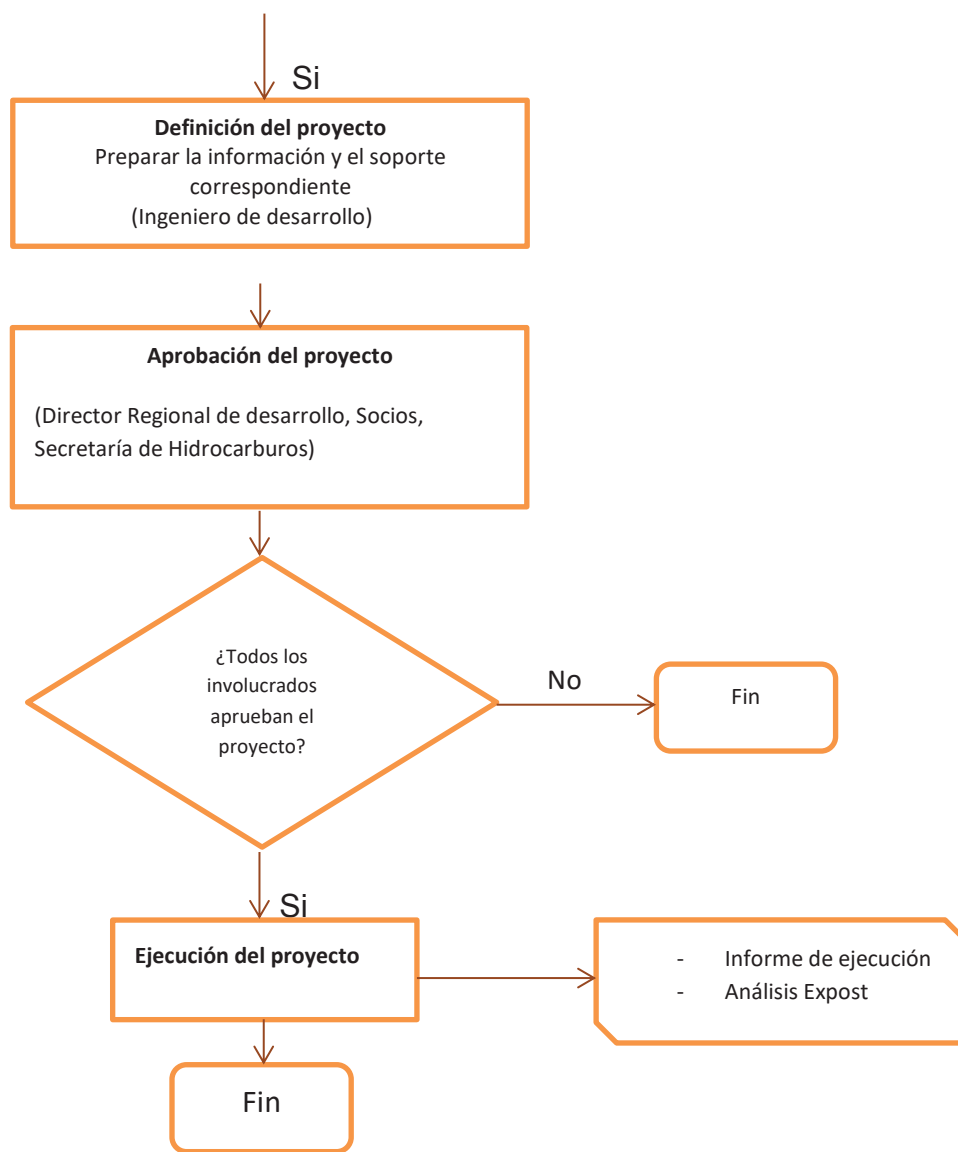


Fuente: Repsol Ecuador.

ANEXO 6

Flujograma del proceso de selección de pozos





Fuente: Repsol Ecuador
Elaboración: Hugo Castillo

ANEXO 7

Ingresos de los pozos I-1 e I-2 previa su intervención

Ingresos del pozo I-1 (Us)

Año	Qo (barriles)	Valor del barril en promedio anual	Ingreso anual por producción	Costo de producción acumulado
2005	136471,3	\$38,58	\$5.265.062,75	\$1.637.655,60
2006	156122,8	\$48,56	\$7.581.323,17	\$1.873.473,60
2007	138556,5	\$56,34	\$7.806.273,21	\$1.662.678,00
2008	109890,7	\$82,04	\$9.015.433,03	\$1.318.688,40
2009	90876,6	\$50,87	\$4.622.892,64	\$1.090.519,20
2010	82222,2	\$70,00	\$5.755.554,00	\$986.666,40
2011	82461,9	\$95,11	\$7.842.951,31	\$989.542,80
2012	103009	\$98,00	\$10.094.882,00	\$1.236.108,00
2013	81322,4	\$95,00	\$7.725.628,00	\$975.868,80
Total	980933,4		\$65.710.000,11	\$11.771.200,80

Ingresos del pozo I-2 (M1)

Año	Qo (barriles)	Valor del barril en promedio anual	Ingreso anual por producción	Costo de producción acumulado
2006	269535,97	\$48,56	\$13.088.666,46	\$3.234.431,58
2007	262003,36	\$56,34	\$14.761.269,02	\$3.144.040,26
2008	139021,37	\$82,04	\$11.405.313,28	\$1.668.256,45
2009	40225,86	\$50,87	\$2.046.289,29	\$482.710,27
2010	120241,58	\$70,00	\$8.416.910,67	\$1.442.898,97
2011	133878,73	\$95,11	\$12.733.206,30	\$1.606.544,80
2012	115053,52	\$98,00	\$11.275.244,86	\$1.380.642,23
2013	111023,87	\$95,00	\$10.547.267,56	\$1.332.286,43
2014	124221,17	\$53,00	\$6.583.722,01	\$1.490.654,04
	1315205,42		\$90.857.889,45	\$15.782.465,03

Ingresos del pozo I-2 (BT)

Año	Qo (barriles)	Valor del barril en promedio anual	Ingreso anual por producción	Costo de producción por barril
2009	134026,04	\$50,87	\$6.817.904,65	\$1.608.312,48
2010	138072,84	\$70,00	\$9.665.098,87	\$1.656.874,09
	272098,88		\$16.483.003,52	\$3.265.186,57