

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **“FLUIDO ABRASIVO: ALTERNATIVA DE DISPAROS PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE PETRÓLEO. CAMPO COCA – ORIENTE ECUATORIANO”**

#### **TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS**

**EDMUNDO CRUZ VILLARRUEL**

edmundo20121990@gmail.com

**NADIA KAROLINA TAMAYO GUEVARA**

tamayo\_158@hotmail.com

**DIRECTOR: MSc. FRANKLIN GÓMEZ SOTO**

franklin.gomez@epn.edu.ec

**Quito, noviembre 2016**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Edmundo Cruz Villarruel y Nadia Karolina Tamayo Guevara, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado 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 cedemos nuestros 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.

---

Edmundo Cruz Villarruel

---

Nadia Karolina Tamayo Guevara

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edmundo Cruz Villarruel y Nadia Karolina Tamayo Guevara, bajo mi supervisión.

---

MSc. Franklin Gómez  
DIRECTOR DEL TRABAJO

## AGRADECIMIENTOS

A mi familia, que ha sido parte indispensable del camino que hoy culmina con este trabajo, gracias por mantenerse a mi lado a pesar de las circunstancias difíciles de la vida.

A Alejandra, que ha vivido paso a paso junto a mí esta dura lucha, por amarme mucho y no abandonarme; por regalarme un pedacito de cielo que es la esperanza de mi vida, el motivo de mis alegrías y esfuerzos, gracias por brindarme la oportunidad de conocer el amor a un hijo, por darme a José David.

A la Escuela Politécnica Nacional, que a través de los maestros que han sabido guiar nuestro camino, forma hombres y mujeres de bien, llenos de conocimiento y útiles para la sociedad.

A la empresa Petroamazonas EP, por brindar las facilidades para hacer posible la realización de este trabajo.

Al Msc. Franklin Gómez y al Ing. Luis Carrera Jácome, representantes de las dos instituciones antes mencionadas, por su supervisión y apoyo incondicional para con nosotros y lograr ascender un peldaño más en la escalera de la vida.

A Karito, que se convirtió en una amiga muy especial durante la carrea y me acompañó en la realización de este trabajo. Gracias por hacer equipo conmigo hasta el final.

A mis compañeros politécnicos, en especial a los Petroleros y Geólogos, a mis amigos; con quienes compartí tantos momentos, unos dulces y otros amargos, que me ayudaron a crecer como ser humano y vivir diferentes facetas como estudiante de la Poli. La pasamos bien en estos años.

A ADEPON y SEMOSER, mis lugares de trabajo, que a través de sus representantes hicieron posible que mi objetivo no se pierda de vista, gracias por su apoyo y solidaridad.

Gracias a todos, cada uno de ustedes ha sido muy importante en mi camino, no lo olvidaré jamás.

EDMUNDO CRUZ VILLARRUEL

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a la empresa Petroamazonas EP en la persona del Ing. Luis Carrera por brindar las facilidades para la realización de este estudio comparado, además del soporte técnico necesario para llegar a su culminación. De igual manera a la Escuela Politécnica Nacional en la persona del Msc. Franklin Gómez por su supervisión en cada uno de los pasos de este estudio comparado.

Además a Fernando, Mary, Mary Fer y Joaquin, mi amada familia que siempre ha estado a mi lado y por quienes cada día quiero ser mejor.

Nico, Pauly y Dani son las tres personas más importantes, en quienes me he podido apoyar y siempre escuche palabras de aliento las cuales les agradezco infinitamente. Los amo.

NADIA KAROLINA TAMAYO GUEVARA

## DEDICATORIA

Al amor infinito de una madre, que siempre muestra una palabra de aliento y no desmaya nunca en su afán de ver cada día mejores a sus hijos, ese que nunca se termina, que no se rinde y siempre espera; ese que es el motivo de crecimiento del ser humano.

Al amor a los hijos, al manantial interminable de ternura y sonrisas, el que motiva a seguir adelante y en pie de lucha, el que no permite claudicar en la batalla; a ese, que es la razón de vivir, también motivo de crecimiento del ser humano.

A ustedes, Mónica y José David; tesoros más preciados de mi vida a quienes siempre deseo ver felices, a quienes amo con todas mis fuerzas.

EDMUNDO CRUZ VILLARRUEL

## DEDICATORIA

A Joaquín.

NADIA KAROLINA TAMAYO GUEVARA

## CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	XVI
CERTIFICACIÓN.....	XVII
AGRADECIMIENTOS .....	XVIII
DEDICATORIA.....	XX
CONTENIDO.....	XXII
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	XXVI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XXVII
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XXVIII
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	XXIX
RESUMEN.....	XXXI
PRESENTACIÓN .....	XXXII
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO II.....	5
CAÑONEO CONVENCIONAL Y DISPAROS CON FLUIDO ABRASIVO.....	5
2.1. CAÑONEO .....	5
2.1.1. OPERACIONES CON CABLE O WIRELINE .....	6
2.1.2. OPERACIONES CON TUBERÍA RÍGIDA O TCP .....	6
2.1.3. OPERACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE O COILED TUBING .....	7
2.1.4. CAÑONEO EN BAJO BALANCE Y SOBRE BALANCE .....	7
2.1.4.1. BAJO BALANCE.....	7
2.1.4.1.1. BAJO BALANCE DINÁMICO .....	7
2.1.4.2. SOBRE BALANCE EXTREMO .....	9
2.2. TÉCNICAS DE CAÑONEO CONVENCIONALES.....	11

2.2.1. CAÑONEO CON BALAS .....	11
2.2.2. CAÑONEO CON CARGAS HUECAS .....	11
2.3. DISPAROS CON FLUIDO ABRASIVO .....	14
2.3.1. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN ABRASIVA .....	16
2.3.2. APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN ABRASIVA	16
2.3.2.1. PRODUCCIÓN .....	17
2.3.2.2. FRACTURAMIENTO Y CEMENTACIÓN FORZADA.....	17
CAPÍTULO III.....	18
ANÁLISIS DE LOS POZOS EN ESTUDIO Y COMPARACIÓN TÉCNICO- ECONÓMICA .....	18
3.1.1. FLUIDO ABRASIVO VS. CAÑONEO CONVENCIONAL .....	20
3.1.1.1. OPERACIONES DE DISPAROS CON FLUIDO ABRASIVO. CARACTERÍSTICAS Y PROCEDIMIENTO.....	20
3.1.1.2. OPERACIONES DE CAÑONEO CONVENCIONAL (CARGAS HUECAS). CARACTERÍSTICAS Y PROCEDIMIENTO.....	21
3.1.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN.....	23
3.1.3. CÁLCULOS.....	29
3.1.3.1. POZO COCA-A39 (CAÑONEO CONVENCIONAL).....	29
3.1.3.2. POZO COCA-A55 (FLUIDO ABRASIVO).....	31
3.1.3.3. POZO COCA-K20 (CAÑONEO CONVENCIONAL).....	33
3.1.3.4. POZO COCA-K43 (FLUIDO ABRASIVO).....	36
3.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRABAJO .....	38
3.2.1. FLUJO NETO DE CAJA (FNC).....	39
3.2.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	40
3.2.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	41
3.2.4 RELACIÓN BENEFICIO – COSTO (B/C) .....	42

3.2.5. PROCEDIMIENTO APLICADO PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN EN LOS 4 POZOS DE ESTUDIO .....	43
3.2.6. ESCENARIOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRABAJO....	45
3.2.7. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-A39 .....	46
3.2.7.1. ESCENARIO PESIMISTA PARA EL POZO COCA-A39.....	47
3.2.7.2. ESCENARIO PROMEDIO PARA EL POZO COCA-A39 .....	47
3.2.7.3. ESCENARIO OPTIMISTA PARA EL POZO COCA-A39 .....	48
3.2.8. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-A55 .....	49
3.2.8.1. ESCENARIO PESIMISTA PARA EL POZO COCA-A55.....	50
3.2.8.2. ESCENARIO PROMEDIO PARA EL POZO COCA-A55 .....	51
3.2.8.3. ESCENARIO OPTIMISTA PARA EL POZO COCA-A55 .....	52
3.2.9. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-K20 .....	53
3.2.9.1. ESCENARIO PESIMISTA PARA EL POZO COCA-K20.....	54
3.2.9.2. ESCENARIO PROMEDIO PARA EL POZO COCA-K20 .....	55
3.2.9.3. ESCENARIO OPTIMISTA PARA EL POZO COCA-K20 .....	55
3.2.10. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-K43 .....	57
3.2.10.1. ESCENARIO PESIMISTA PARA EL POZO COCA-K43.....	58
3.2.10.2. ESCENARIO PROMEDIO PARA EL POZO COCA-K43 .....	58
3.2.10.3. ESCENARIO OPTIMISTA PARA EL POZO COCA-K43 .....	59
3.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	62
3.3.1. COMPARACIÓN TÉCNICA .....	62
3.3.2. COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD .....	64
3.3.3. COMPARACIÓN ECONÓMICA.....	65
3.3.3.1. PAREJA DE POZOS PAD A (COCA-A39 Y COCA-A55) .....	65
3.3.3.1.1. POZO COCA-A39 .....	65
3.3.3.1.2. POZO COCA-A55 .....	65

3.3.3.2. PAREJA DE POZOS PAD K (COCA-K20 Y COCA-K43) .....	66
3.3.3.2.1. POZO COCA-K20 .....	66
3.3.3.2.2. POZO COCA-K43 .....	67
CAPÍTULO IV .....	68
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	68
4.2. CONCLUSIONES.....	68
4.3. RECOMENDACIONES .....	69
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	70
ANEXOS.....	73

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<b>No</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
1.1	UBICACIÓN CAMPO COCA	4
2.1	BAJO BALANCE DINÁMICO	8
2.2	SOBRE BALANCE EXTREMO	10
2.3	CARGA HUECA	12
2.4	EFFECTOS DE CAVIDAD EXPLOSIVA	12
2.5	DETONACIÓN DE CARGA	13
2.6	INICIO DEL CHORRO	13
2.7	FINAL DEL CHORRO	13
2.8	DIAGRAMA DE PENETRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN ABRASIVA	15
3.1	INTERVALO DE FONDO	24
3.2	Curvas IPR COCA-A39 con S=0 y S=13,54	31
3.3	Curvas IPR COCA-A55 con S=0 y S=-2,486	33
3.4	Curvas IPR COCA-K20 con S=0 y S=17,98	35
3.5	Curvas IPR COCA-K43 con S=0 y S=-2,899	38
3.6	FLUJO NETO DE CAJA	39
3.7	TASA INTERNA DE RETORNO	41
3.8	FLUJO NETO DE CAJA COCA-A39 ESCENARIO PESIMISTA	47
3.9	FLUJO NETO DE CAJA COCA-A39 ESCENARIO PROMEDIO	48
3.10	FLUJO NETO DE CAJA COCA-A39 ESCENARIO OPTIMISTA	48
3.11	FLUJO NETO DE CAJA COCA-A55 ESCENARIO PESIMISTA	50
3.12	FLUJO NETO DE CAJA COCA-A55 ESCENARIO PROMEDIO	51
3.13	FLUJO NETO DE CAJA COCA-A55 ESCENARIO OPTIMISTA	52
3.14	FLUJO NETO DE CAJA COCA-K20 ESCENARIO PESIMISTA	54
3.15	FLUJO NETO DE CAJA COCA-K20 ESCENARIO PROMEDIO	55
3.16	FLUJO NETO DE CAJA COCA-K20 ESCENARIO OPTIMISTA	56
3.17	FLUJO NETO DE CAJA COCA-K43 ESCENARIO PESIMISTA	58
3.18	FLUJO NETO DE CAJA COCA-K43 ESCENARIO PROMEDIO	59
3.19	FLUJO NETO DE CAJA COCA-K43 ESCENARIO OPTIMISTA	60
3.20	DIAGRAMA DE DIÁMETROS Y PENETRACIONES CAÑONEO CONVENCIONAL Y PERFORACIÓN ABRASIVA	63

## ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS 4 POZOS EN ESTUDIO	19
3.2	COMPONENTES DEL BHA PARA CAÑONEO DE FLUIDO ABRASIVO	20
3.2	COMPONENTES DEL BHA PARA CAÑONEO CONVENCIONAL	22
3.4	PRESIÓN VS CAUDAL	28
3.5	PARÁMETROS DEL POZO COCA-A39	29
3.6	RESULTADOS DEL POZO COCA-A39	30
3.7	PRESIÓN VS CAUDAL DEL POZO COCA-A39	30
3.8	PARÁMETROS DEL POZO COCA-A55	32
3.9	RESULTADOS DEL POZO COCA-A55	33
3.10	PRESIÓN VS CAUDAL DEL POZO COCA-A55	33
3.11	PARÁMETROS DEL POZO COCA-K20	34
3.12	RESULTADOS DEL POZO COCA-K20	34
3.13	PRESIÓN VS CAUDAL DEL POZO COCA-K20	34
3.14	PARÁMETROS DEL POZO COCA-K43	36
3.15	RESULTADOS DEL POZO COCA-K43	36
3.16	PRESIÓN VS CAUDAL DEL POZO COCA-K43	37
3.17	VALOR ACTUAL NETO DE LOS POZOS DEL PAD K, POR PERÍODOS ANUALES	45
3.18	DATOS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO COCA-A39	46
3.19	VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO Y RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DEL POZO COCA -A39	49
3.20	DATOS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO COCA-A55	49
3.21	VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO Y RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DEL POZO COCA-A55	52
3.22	DATOS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO COCA-K20	52
3.23	VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO Y RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DEL POZO COCA-K20	56
3.24	DATOS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO COCA-K43	57
3.25	VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO Y RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DEL POZO COCA-K43	60
3.26	INDICADORES ECONÓMICOS SUJETOS A COMPARACIÓN, PAD A	61
3.27	INDICADORES ECONÓMICOS SUJETOS A COMPARACIÓN, PAD K	61
3.28	ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD Y DAÑOS, CAÑONEO CONVENCIONAL	64
3.29	ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD Y DAÑOS, PERFORACIÓN ABRASIVA	64

## ÍNDICE DE ECUACIONES

<b>No</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
1	Movimiento del fluido	16
2	Presión hidrostática	24
3	Densidad del fluido	25
4	Gravedad específica del petróleo	25
5	Presión de fondo fluyente	25
6	Índice de productividad	26
7	Índice de productividad	26
8	Índice de productividad considerando el daño (S)	27
9	Daño (S)	27
10	Flujo Neto de Caja	39
11	Valor Actual Neto	40
12	Tasa Interna de Retorno	41
13	Relación Beneficio-Costo	42
14	Potencia de Levantamiento de Fluido	43
15	Costo total de producción	44

## SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	DIMENSIONES
\$	Dólares Estados Unidos de América	
API <sup>o</sup>	Gravedad API del petróleo	T
BBLS	Barriles	L <sup>3</sup>
BSW	Corte de agua incluyendo sedimentos de fondo	
CAP	Contacto agua petróleo	L
cp	centipoise	M/Lt
CT	Coiled tubing	
$\bar{\rho}_f$	Densidad del fluido	M/L <sup>3</sup>
$\beta_o$	Factor volumétrico del petróleo	
<sup>o</sup> F	Fahrenheit	T
FNC	Flujo neto de caja	
FNC <sub>k</sub>	Flujo neto de caja de un determinado período	
Ft	Pies	L
GE <sub>o</sub>	Gravedad específica del petróleo	
Gew	Gravedad específica del agua	
I	Valor de la inversión inicial	
in	Pulgadas	L
IP	Índice de productividad	L <sup>4</sup> t/M
IPR	Inflow-Performance-Relationships	
K <sub>o</sub>	Permeabilidad del petróleo	L <sup>2</sup>
lb	Libras	M
Mbl	Miles de barriles	L <sup>3</sup>
md	milidarcys	L <sup>2</sup>
Ø	Porosidad	
P <sub>b</sub>	Presión de burbuja	M/Lt <sup>2</sup>
Ph	Presión hidrostática	M/Lt <sup>2</sup>
PIP	Presión de entrada de la bomba	M/Lt <sup>2</sup>
P <sub>R</sub>	Presión de reservorio	M/Lt <sup>2</sup>
PSI	Libras por pulgada cuadrada	M/Lt <sup>2</sup>
Pwf	Presión de fondo fluvente	M/Lt <sup>2</sup>
Q	Caudal de petróleo	L <sup>3</sup> /t
q	Tasa de flujo de petróleo	L <sup>3</sup> /t
r	Tasa de descuento	
r <sub>e</sub>	Radio de drenaje del pozo	L
r <sub>w</sub>	Radio del pozo	L
S	Daño	

stdB	Barriles estándar	L <sup>3</sup>
Sw	Saturación de agua	
T	Temperatura	T
TCP	Tubería de producción	
TIR	Tasa interna de retorno	
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
VAN	Valor actual neto	
VCL	Volumen de la roca	L <sup>3</sup>
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo	M/Lt

## RESUMEN

El trabajo desarrollado a continuación, tiene como objetivo principal realizar una comparación entre las tecnologías de cañoneo convencional y la tecnología de disparos con fluido abrasivo, desde el punto de vista técnico y económico, de tal manera que se puedan recomendar condiciones económicas y de yacimiento para la utilización de las mismas.

Una introducción acerca de la historia de las tecnologías de disparo, acompañada de una breve descripción del campo COCA del Bloque 7, es lo que se presenta en el capítulo I.

El capítulo II contiene información detallada acerca de cada una de las tecnologías de cañoneo convencional y por supuesto también de la tecnología de disparos con fluido abrasivo.

A continuación se detalla en el capítulo III información de los pozos de las dos plataformas del campo COCA, de petrofísica y producción, tabulada en tablas para una mejor comprensión. Dicha información permitirá escoger dos pares de pozos por plataforma que tengan similares características pero diferentes tecnologías de disparo, para su comparación.

Adicionalmente se desarrolla el análisis técnico, a base de gráficas IPR para cada pozo, dejando ver resultados de producción que servirán para el subsiguiente análisis económico, realizado con tres escenarios de costos de barril de petróleo.

Utilizando todos estos datos se calculan indicadores económicos como VAN, TIR y Relación Beneficio-Costo, que permiten conocer cuál de las dos tecnologías en comparación es la más idónea para los pozos escogidos del campo Coca.

## PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación toma en cuenta las técnicas de cañoneo convencional y la tecnología de cañoneo con fluido abrasivo, utilizadas en 40 pozos del campo COCA del Bloque 7 operado por Petroamazonas EP. Estos 40 pozos están divididos en dos plataformas, con 20 cada una.

En el desarrollo de este trabajo, se realiza un análisis desde el punto de vista técnico y económico a partir de escenarios de producción. El estudio se hace en base a la información proporcionada de las áreas de yacimientos (PVT, Registros Eléctricos, Petrofísica, Reservas) y operaciones (Diagramas mecánicos, pruebas de producción).

Los datos se analizan mediante tablas, conteniendo características de cada uno de los pozos de las dos plataformas. En dicha tabla se visualizan los posibles pozos a comparar, tratando de escoger aquellos en los cuales sus propiedades se asemejen más, convirtiendo sus características en prácticamente constantes dejando una única variable que sería la tecnología de disparos utilizada, que en definitiva es el objetivo de la comparación.

Con este estudio se establecen las mejores condiciones económicas y de yacimiento para la aplicación de una u otra tecnología de cañoneo, con el fin de optimizar tiempo y recursos en las operaciones.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo ha desarrollado diferentes técnicas de perforación de casing<sup>1</sup> para iniciar la producción del crudo proveniente del subsuelo. En 1902 se inventan los cortadores mecánicos, que son básicamente un tipo de tijeras que al abrir y cerrar generaban agujeros en la tubería. Éstos permitían la comunicación del pozo con el yacimiento, y por consiguiente el flujo del hidrocarburo.

Cuando se descubrieron yacimientos más profundos, se hizo muy necesario encontrar una nueva forma de producir petróleo. Por tal motivo, en 1939 **Ira J. McCullough** inventa los disparos con balas de acero, en varias profundidades a nivel del yacimiento, consiguiendo disparar las cargas simultáneamente en una sola detonación.

Esta técnica obtuvo varias mejoras hasta que en 1951, **Well Explosives Company** patenta un dispositivo que tenía un ensamblaje de cargas huecas (cañón), para la perforación del revestimiento y paredes del cemento en los pozos.

La industria del petróleo trata, cada vez más, de crear nuevas tecnologías, para permitir a la ingeniería ir más allá en cuanto a seguridad, profundidad y ambientes del subsuelo intervenidos.

Este se convierte en un objetivo a cumplirse con las alternativas de disparos en los pozos, que cada vez proporcionan mayores presiones en el fondo del agujero, y diferentes desafíos a vencer para poder satisfacer las necesidades del mundo en cuanto a la generación de energía (Wells, 2012).

En la búsqueda de alternativas para el aumento de la productividad de los pozos mediante la generación de agujeros o canales de producción más profundos y con mayor diámetro, se empieza a desarrollar la tecnología de disparos con fluido abrasivo, la cual consiste en propulsar a través de un jet a muy alta presión dicho fluido.

---

<sup>1</sup> Casing: Tubería de revestimiento.

Su composición (la del fluido) está dada por un gel de propiedades especiales:

- Alta viscosidad<sup>2</sup>, que le dará consistencia al fluido para realizar mejores y más profundas perforaciones.
- Alta tixotropía<sup>3</sup>, muy necesaria para que los residuos de la perforación no se sedimenten, evitando el daño por taponamiento de los canales porosos creándose una zona de baja permeabilidad.

Además de partículas de arena, que gracias a la alta velocidad con la que viajan perforan la arena por abrasión<sup>4</sup>, creando canales de producción que comunican al yacimiento con el pozo.

A inicios de los años 60 se introduce esta tecnología, que ha sido usada en la industria petrolera por varias décadas, consiguiendo mejoras con el avance tecnológico mundial, hasta llegar a posicionarse como una alternativa muy interesante para utilizar en lugar del cañoneo con cargas explosivas o dinamita.

Las compañías operadoras han encontrado que con los explosivos se tiene un mayor número de inconvenientes, pues para perforar los pozos con cañones, se necesitan permisos especiales para el manejo y transporte de explosivos, los cuales se expiden en horarios de oficina.

Consecuentemente, el acopio de los mismos lo controlan las Fuerzas Armadas, y es necesario tener una planificación bastante rigurosa que por cierto no estará sujeta a cambios de carácter emergente.

Estos inconvenientes causan retrasos por lo difícil que se vuelve conseguir los explosivos, estos tiempos pueden variar entre una semana y un mes, lo cual influye en la paralización del taladro y equipo de operaciones.

Esto acarrea un aumento considerable en costos por el alquiler de los mismos, sin olvidarnos de los rubros de remuneración del personal de la locación (Kritsanaphak et al., 2010).

---

<sup>2</sup> Viscosidad: Resistencia de un fluido al movimiento. Inversamente proporcional a la movilidad.

<sup>3</sup> Tixotropía: propiedad que permite al fluido mantener sólidos en suspensión.

<sup>4</sup> Abrasión: Efecto de desgaste o erosión de un material debido al movimiento de partículas, como puede ser choque elástico o rozamiento.

Por otro lado, la perforación abrasiva no requiere de autorizaciones especiales, se la puede utilizar a cualquier hora del día o de la noche, permitiéndose incluso cambios de última hora como por ejemplo, disparar una sección adicional que no estaba planificada, y que podría significar un aumento en la producción.

Y aunque estas operaciones tienen altos costos, pueden significar un aumento considerable de la productividad de los pozos, que es suficiente para garantizar la rentabilidad de esta tecnología, obviamente haciendo un estudio minucioso de las condiciones en las que se le aplicaría.

Con estos antecedentes se puede estar ante una solución viable, la cual se debe analizar técnica y económicamente para que pueda ser implementada con éxito.

En el Ecuador se la ha utilizado en varios campos, teniendo resultados positivos en cuanto al aumento de la producción de los pozos y por consiguiente en el ámbito económico, mejorando la rentabilidad de las operaciones, recuperando más fluido en menor tiempo.

Sin embargo, también se han tenido resultados negativos, por cuanto no se ha utilizado la tecnología de manera adecuada, o en el yacimiento adecuado.

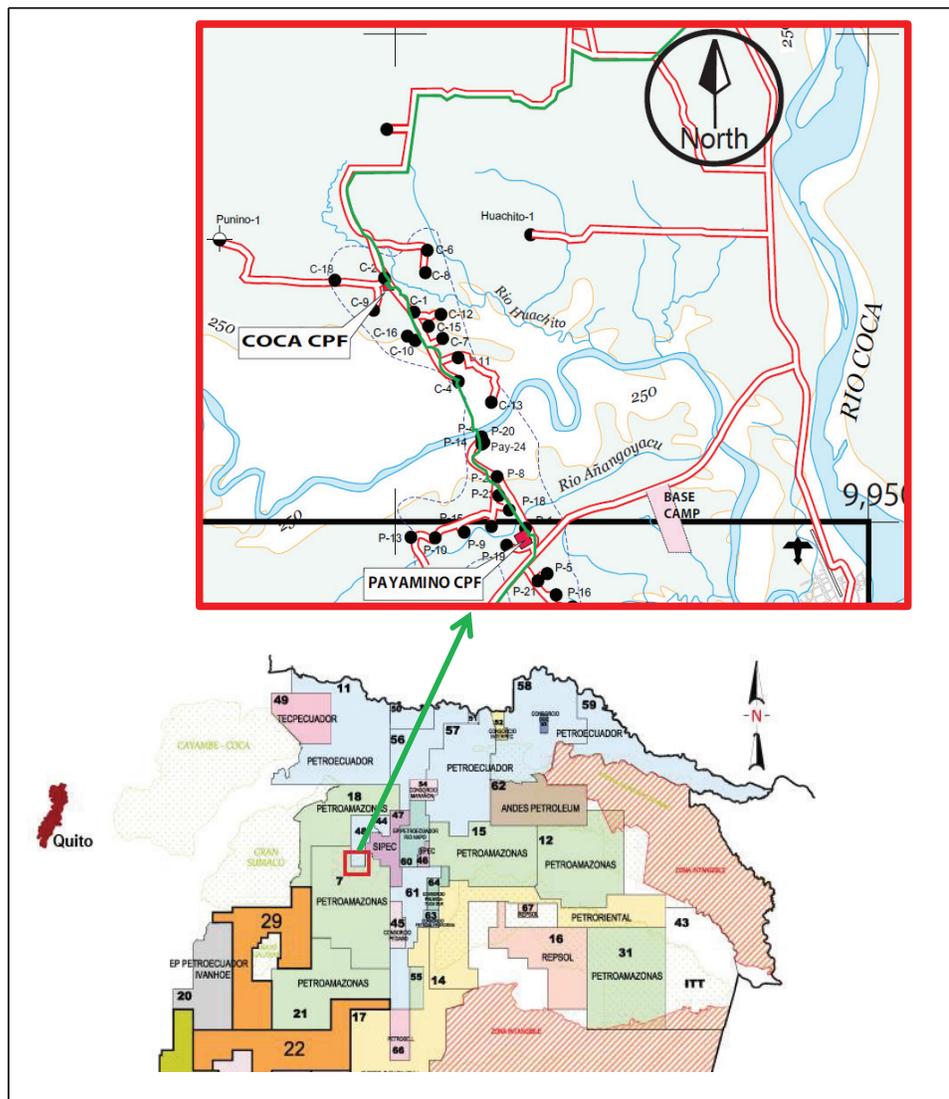
Sí, como se ha dicho anteriormente, es necesario saber qué características tiene el yacimiento, pues esta tecnología no es aplicable en el 100% de los pozos (Kritsanaphak et al., 2010).

En el presente trabajo de titulación se detalla técnicamente cada una de las tecnologías de perforación realizadas en los pozos del campo Coca, precisamente en dos plataformas, A y K, de veinte pozos cada una, que han sido disparados con diferentes tipos de tecnologías entre convencionales y con fluido abrasivo.

Dicho estudio se centrará en un análisis comparativo técnico-económico de dichas tecnologías donde se definirán las condiciones petrofísicas, de producción y costos idóneas para la aplicación de cada una de ellas.

Los pozos que están en el análisis, pertenecen al campo Coca, que es parte del campo unificado Coca-Payamino, ubicado en el Bloque 7 del distrito Amazónico, provincia de Orellana a 160 km al este de la ciudad de Quito. Su ubicación geográfica está en latitud S 0° 25' 43.30090" y longitud O 77° 2' 50.26284". Ver gráfico 1.1 (Petroamazonas EP, 2015).

**GRÁFICO 1.1**  
UBICACIÓN CAMPO COCA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP

## CAPÍTULO II

### CAÑONEO CONVENCIONAL Y DISPAROS CON FLUIDO ABRASIVO

#### 2.1. CAÑONEO

El término cañonear se refiere a la perforación de agujeros o túneles que atraviesan el casing o liner<sup>5</sup>, y el cemento hasta llegar a la formación productora permitiendo la correcta conexión de la misma con el pozo, para que el fluido ingrese y pueda llegar a la superficie, iniciándose la producción.

Para formar dichos túneles, se necesitan varios disparos, que se realizarán con balas o cargas explosivas correctamente ubicadas a nivel de la zona de interés (arena saturada con hidrocarburo).

Se busca como resultado la creación de agujeros limpios que permitan una efectiva conexión con el pozo para garantizar la producción deseada.

La operadora tendrá a su disposición las diferentes técnicas de cañoneo, entre las que elegirá la más apropiada de acuerdo a las condiciones económicas y de yacimiento (Hyne, 2014).

En la actualidad, se llevan a cabo diferentes técnicas de cañoneo, destacándose mucho más aquellas que toman en consideración el diseño apropiado de las cargas, además de la obtención de perforaciones óptimas y limpias (Farid, 2012).

Las diferentes configuraciones de cañones y cargas o explosivos, son desplegadas hacia la profundidad del pozo con wireline<sup>6</sup>, TCP<sup>7</sup> o Coiled Tubing<sup>8</sup> (Behrmann & Khong, 2006).

---

<sup>5</sup> Liner: Tubería de producción.

<sup>6</sup> Wireline: Cable de metal.

<sup>7</sup> TCP: Tubería rígida, usada en pozos verticales y direccionales.

<sup>8</sup> Coiled Tubing: Tubería flexible, usada en pozos horizontales y en algunos direccionales.

### **2.1.1. OPERACIONES CON CABLE O WIRELINE**

En este tipo de operaciones, cables de metal son usados para bajar los equipamientos o dispositivos a nivel de la zona de interés, además de que también se pueden correr simultáneamente registros eléctricos para conocer las características del yacimiento durante el workover o trabajos de reacondicionamiento<sup>9</sup> de pozos.

### **2.1.2. OPERACIONES CON TUBERÍA RÍGIDA O TCP**

En las operaciones, el TCP como medio de transporte es mayormente utilizado para cañones de gran diámetro, varios intervalos de cañoneo, cañoneo en bajo balance y para pozos horizontales con alto grado de desviación.

Los cañones son bajados dentro de la tubería de revestimiento y posicionados a la profundidad requerida que se obtuvo por correlaciones de registros eléctricos. Cuando se requiere la perforación en bajo balance la tubería será llenada con fluido (mezcla de nitrógeno con otros), para poder obtener dicha condición de presiones, acto seguido se asienta el packer.

Al darse la detonación la válvula de ventilación ubicada debajo del packer es abierta de manera que el fluido de la tubería fluya junto con el fluido del reservorio hasta la superficie.

Los tipos de dispositivos que activarán las detonaciones pueden ser: percusión, pistón, presión diferencial, presión interna de la tubería o con cable (Petoil, 2012).

Finalmente la herramienta usada en estas operaciones es dejada en la ratonera (espacio adicional dejado bajo del intervalo de cañoneo), para operaciones futuras (Farid, 2012).

---

<sup>9</sup> Reacondicionamiento: Conjunto de operaciones destinadas a cumplir el único objetivo de aumentar la productividad de un pozo (acidificación, repunzonamiento, fracturamiento, etc).

### **2.1.3. OPERACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE O COILED TUBING**

Las operaciones con tubería flexible son usadas en condiciones de bajo balance aunque no son comunes ya que los diámetros de los cañones son relativamente menores a los de los cañones usados en los otros tipos de operaciones. Su uso es más amplio en operaciones de reacondicionamiento con tratamientos químicos (Benavides, 2012).

### **2.1.4. CAÑONEO EN BAJO BALANCE Y SOBRE BALANCE**

Durante las operaciones de completación<sup>10</sup>, antes del cañoneo, la presión en el pozo es diferente a la de la formación, por lo tanto puede estar en bajo balance o sobre balance (Behrmann & Khong, 2006).

Estos tipos de cañoneo utilizan para su correcto desempeño el diferencial de presión entre el pozo y la formación (Farid, 2012).

#### **2.1.4.1. BAJO BALANCE**

Si se cañonea con estas condiciones, el fluido en el yacimiento se descomprime casi instantáneamente, las fuerzas dinámicas como el diferencial de presión y el arrastre actúan en las paredes de los agujeros creados disminuyendo el daño, erosionando y removiendo los residuos causados al fracturar la formación.

En conclusión, las fuerzas antes mencionadas son más efectivas en el instante de los disparos (Behrmann et al, 2000).

##### **2.1.4.1.1. BAJO BALANCE DINÁMICO**

En ésta técnica se crea un bajo balance<sup>11</sup> transitorio justo después de que una cavidad se forma por el cañón y el diferencial de presión requerido será definido en base a propiedades de la roca como permeabilidad y dureza. Ver gráfico 2.1 (Schlumberger, 2014).

---

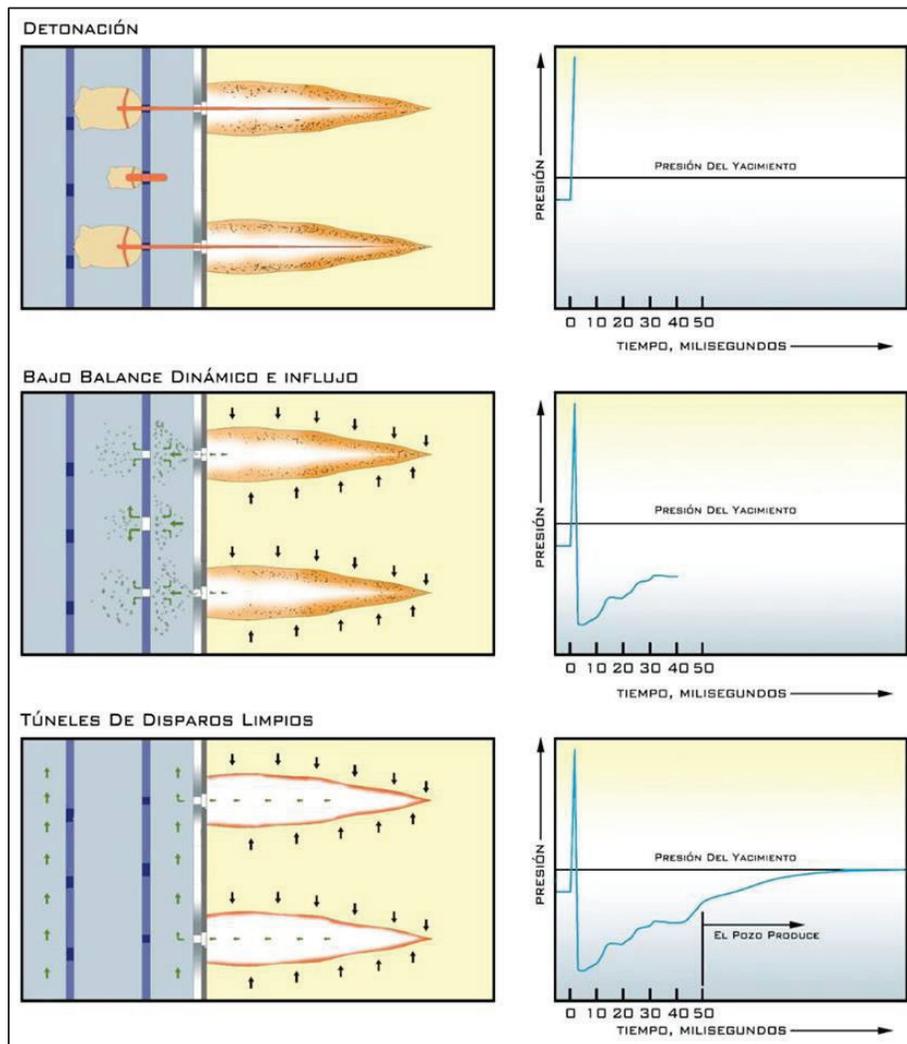
<sup>10</sup> Completación: Conjunto de operaciones que tienen como objetivo el descenso de las herramientas encargadas de la producción del pozo.

<sup>11</sup> Bajo balance: Se da cuando la presión de formación es mayor que la del pozo.

Se usan diseños personalizados para características únicas de pozos, se especializa en las cargas que se ajustan y son configuradas para un único propósito que es generar un gran bajo balance dinámico que puede ser aplicado en cualquier ambiente, como bajo balance estático, balance<sup>12</sup> o sobre balance<sup>13</sup> (Behrmann & Khong, 2006).

## GRÁFICO 2.1

### BAJO BALANCE DINÁMICO



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Baxter et al, 2009

<sup>12</sup> Balance: Cuando la presión de la formación es igual que la presión del pozo.

<sup>13</sup> Sobre balance: Cuando la presión de la formación es mayor que la presión del pozo.

La técnica más usada en la actualidad consiste en combinar parámetros de diseño de operaciones y equipos especiales, para lo cual en una sarta de pistolas se colocan cargas huecas con explosivos y cargas huecas sin detonante.

Estos dos tipos de cargas crearán una condición de bajo balance dinámico que se generará cuando se perforen agujeros muy grandes en el sistema de transporte y establecerán una comunicación máxima entre el pozo y la zona de interés, permitiendo así el flujo rápido del fluido hacia el interior del pozo, siendo que las cargas en bajo balance no penetran la tubería de revestimiento.

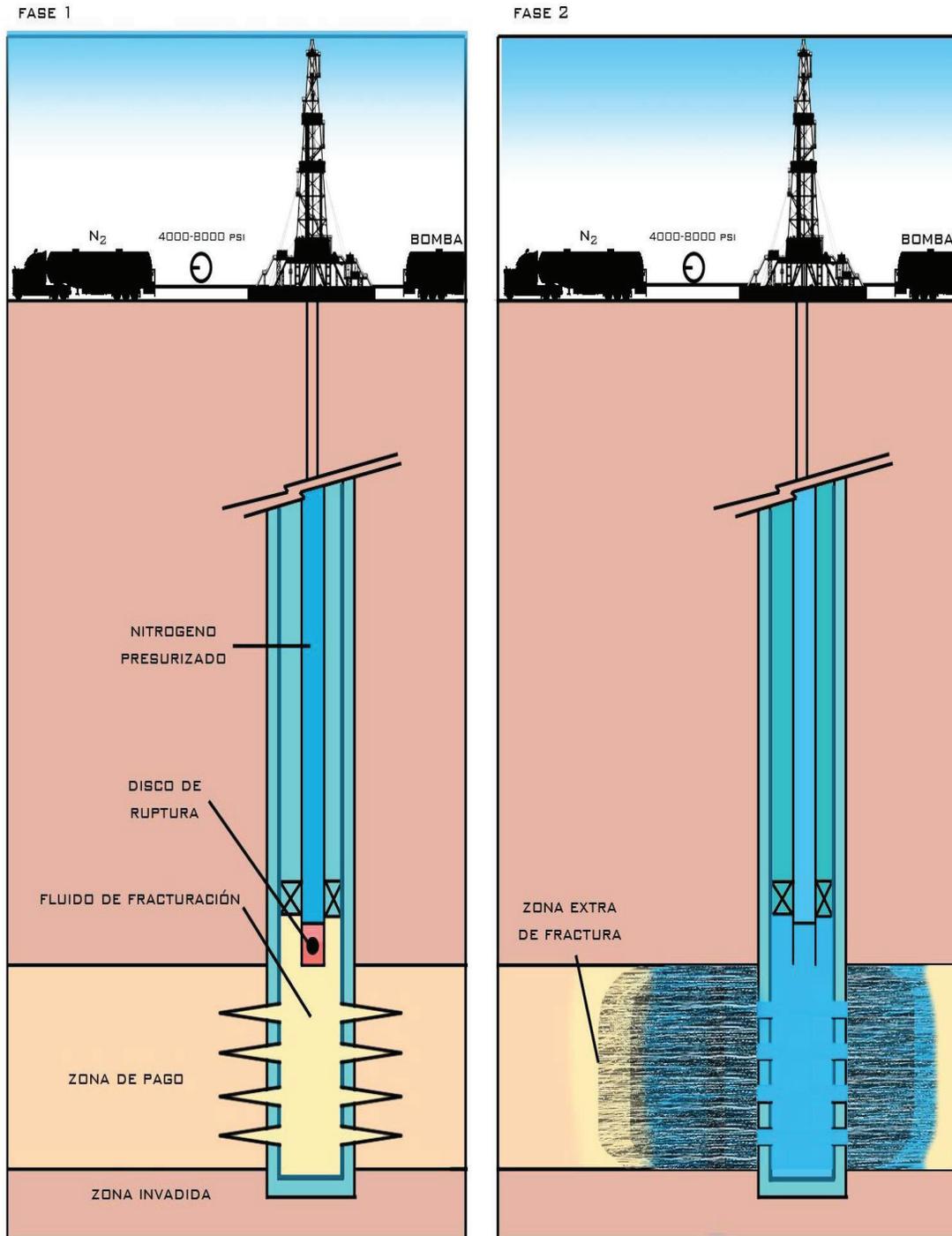
La creación de un grado adicional de caída de presión se da ya que las cámaras de bajo balance lo crean, las cuales son colocadas lo más cercano posible a las cargas huecas (Baxter et al, 2009).

#### **2.1.4.2. SOBRE BALANCE EXTREMO**

En ésta técnica lo que se busca es crear y estimular el agujero resultante, en el cual se crearán pequeñas fracturas que obvian la necesidad de la limpieza del mismo.

Se usa tubería (TCP), el método consiste en presurizarla (con líquido y la ayuda de una bomba) antes de que las balas sean encendidas. Una vez encendidas, dicha presión es liberada con lo cual la presión del pozo excede a la presión del límite elástico de la roca y pequeñas fracturas se irán formando en la misma. Ver gráfico 2.2.

Con la detonación de las balas el líquido es dirigido hacia la formación a altas ratas y al expandirse como un gas causarán las pequeñas fracturas que a su vez permiten que el radio efectivo aumente creando canales de flujo estable (Behrmann et al, 1996).

**GRÁFICO 2.2****SOBRE BALANCE EXTREMO**

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: (Behrmann et al, 1996)

## **2.2. TÉCNICAS DE CAÑONEO CONVENCIONALES**

### **2.2.1. CAÑONEO CON BALAS**

Una vez que el cañón se ha transportado a la zona de interés la bala será disparada alcanzando una velocidad aproximada de 900 m/s, creando un agujero preciso rugoso en la tubería de revestimiento y rompiendo las rocas circundantes en la formación.

La energía de la bala será directamente proporcional a su masa y a la cantidad de propelente<sup>14</sup> que ésta tenga. La penetración se da en función de la resistencia de la formación y del espesor del revestimiento.

Con el fin de aumentar la permeabilidad<sup>15</sup> en la zona de interés muchas de las balas están acompañadas de selladores en formas de bolas que actúan rápida y eficientemente para sellar los agujeros causados por los disparos.

Este tipo de cañoneo es favorable debido a que causa el aumento de la permeabilidad alrededor de los túneles que tendrán un tamaño de agujero exacto, su uso se limita a formaciones blandas (Farid, 2012).

### **2.2.2. CAÑONEO CON CARGAS HUECAS**

Las cargas huecas están conformadas por cinco elementos básicos: cuerda detonante, casco, liner cónico, primer<sup>16</sup> y explosivo principal, como se muestra en la gráfico 2.3.

Todas estas partes en conjunto trabajan de la siguiente manera: la cavidad contiene al liner cónico que es de metal, para maximizar la penetración en la tubería de revestimiento, el cemento y la roca. Es muy importante el uso del liner cónico metálico, pues se obtiene una mejor perforación, como se muestra en la gráfico 2.4. (Behrmann & Khong, 2006).

---

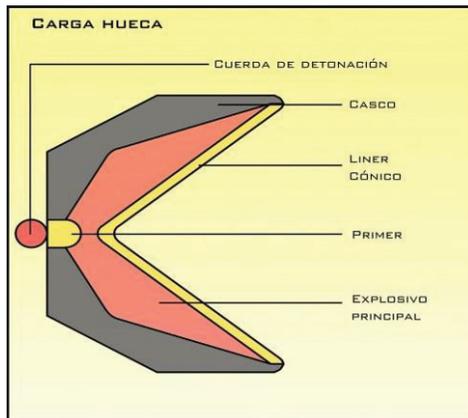
<sup>14</sup> Propelente: sustancia explosiva utilizada en cañones para enviar proyectiles a una alta velocidad.

<sup>15</sup> Permeabilidad: Es la capacidad de la roca para permitir el flujo de un fluido por su medio poroso, sin alterar su estructura interna.

<sup>16</sup> Primer: Donde se inicia la detonación de la carga.

### GRÁFICO 2.3

#### CARGA HUECA

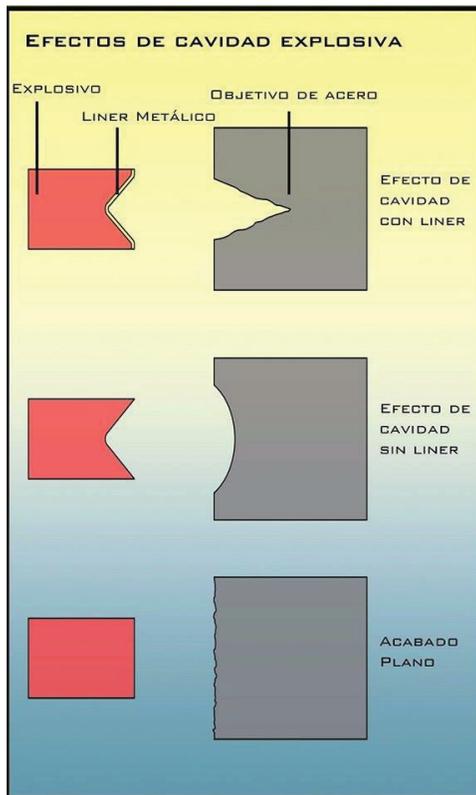


Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Behrmann et al, 2000

### GRÁFICO 2.4

#### EFFECTOS DE CAVIDAD EXPLOSIVA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

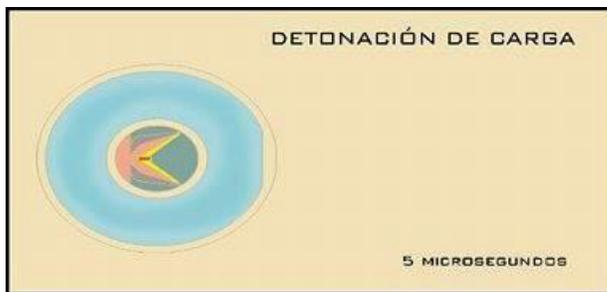
Fuente: Behrmann et al, 2000

La detonación se realiza de la siguiente manera: La carga se detona con la cuerda de detonación, el revestimiento del liner cónico colapsa en forma de partículas de metal fluidizado creando un chorro de alta velocidad (Ver gráfico 2.5).

El inicio (del chorro) viaja a 7 km/seg aproximadamente y la cola (del chorro) viaja a 1 km/seg aproximadamente, como se muestra en los gráficos 2.6 y 2.7. Las ondas causadas irán tomando una forma de varillas de alta velocidad con un gran impacto de presión; alrededor de 3 millones de psi sobre la tubería de revestimiento y 300.000 psi sobre las formaciones (Behrmann et al, 2000) (Behrmann & Khong, 2006).

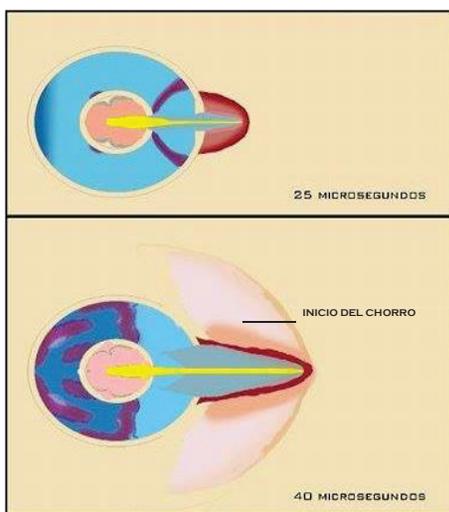
### GRÁFICO 2.5

#### DETONACIÓN DE CARGA



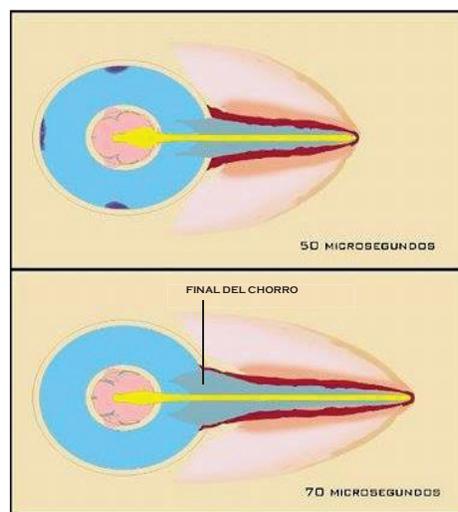
### GRÁFICO 2.6

#### INICIO DEL CHORRO



### GRÁFICO 2.7

#### FINAL DEL CHORRO



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Behrmann et al, 2000

El acero, las rocas y el cemento se fracturan y salen junto con los fluidos del yacimiento hacia superficie de manera plástica.

Adicionalmente con el rebote elástico de las partículas, la roca queda deteriorada por el choque, haciendo que las paredes de los túneles creados con los disparos tengan un daño considerable (Behrmann et al, 2000) (Behrmann & Khong, 2006).

### **2.3. DISPAROS CON FLUIDO ABRASIVO**

El fluido abrasivo es una mezcla de agua pura, gel y material abrasivo (arena). El material abrasivo tiene como objetivo actuar sobre otro material para tritararlo, molerlo, romperlo, ya sea por frotamiento o choque. Cabe recalcar que el abrasivo debe tener una dureza mayor al material a intervenir (Rodríguez, 2013).

Esta tecnología consiste en usar importantes volúmenes de fluido abrasivo, propulsados a alta presión a través de la tobera<sup>17</sup> de un jet, con el objetivo de perforar usando el método de choque de partículas.

El fluido utilizado en las operaciones de perforación abrasiva tiene una composición claramente definida:

- Partículas de arena (el abrasivo puede variar dependiendo del trabajo a realizarse, pudiendo ser carbonato de calcio u otros minerales y materiales sintéticos, pero la arena es la más utilizada en estas operaciones), las cuales deben tener dimensiones un poco mayores a las gargantas porales de la formación a perforar, para evitar daños al yacimiento por concepto de taponamiento. Su dureza está entre 8 y 9 en la escala de Mohs<sup>18</sup>.
- Gel con características de viscosidad (42cp) y alta tixotropía que actúa como medio de transporte para la arena, para que todo el tiempo pueda mantener a los sólidos suspendidos y así cualquier tipo de residuo salga a superficie sin problemas. El choque es elástico, los granos de arena usados tienen una dureza y plasticidad que permite el rebote de los

---

<sup>17</sup> Tobera o nozzle: Sistema de propulsión que convierte la presión de un fluido en energía cinética, es decir eleva la velocidad de un chorro considerablemente.

<sup>18</sup> Escala de Mohs: Escala en la cual se mide la dureza de los materiales, en este caso el abrasivo (arena), va desde 1 hasta 10, el talco con dureza 1 y el carburo de silicio con dureza 10 son los extremos de la escala.

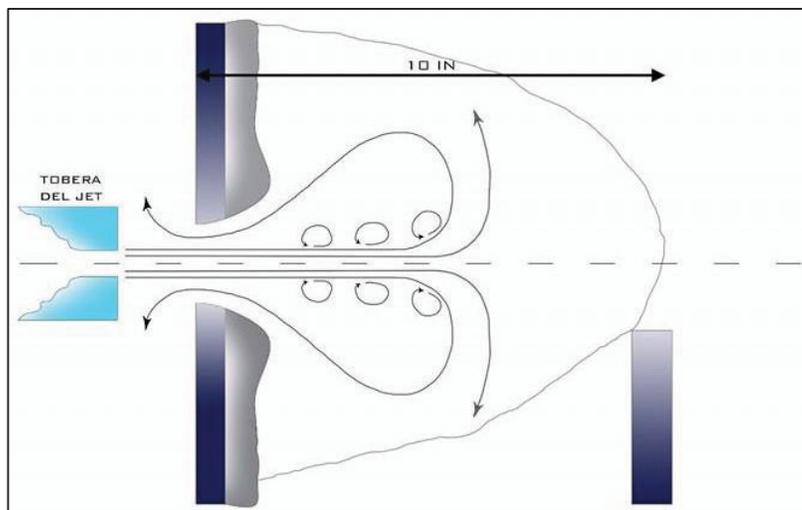
mismos después de la colisión, tratando de volver a su forma original al mismo tiempo que van erosionando el objetivo.

- Agua limpia y filtrada, para que las características del gel no se alteren.

Las perforaciones en la formación objetivo se pueden crear aproximadamente con un tiempo de 10 a 20 minutos de propulsión continua de fluido, pudiéndose alcanzar una penetración de entre 5 y 10 pulgadas y diámetros de entre 0.75 y 3 pulgadas (gráfico 2.8), que se pueden ver en las pruebas de campo y registros de imagen, después de realizada la perforación. La tecnología puede ser desplegada en tubería acoplada, o en tubería flexible (coiled tubing).

### GRÁFICO 2.8

#### DIAGRAMA DE PENETRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN ABRASIVA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: (Kritsanaphak et al., 2010)

Los resultados que se obtendrán dependen de diversos factores:

- Las características de la formación: es necesario que exista una presión de yacimiento “infinita” o constante dada por un acuífero porque al tener una alta presión aumenta el caudal del fluido recuperado y, una arena bien consolidada que pueda sostener a los nuevos túneles creados sin colapsar, por la profundidad de los mismos (SPE, 2015) (Kritsanaphak et al., 2010).

- La configuración y posicionamiento de la herramienta (es importante tomar en cuenta la distancia entre la tobera y el revestimiento). La tobera consigue una conservación de energía, reducción del tiempo en las operaciones, disminución del efecto de la distancia con la tubería. Aunque su diseño tiene múltiples usos, por la velocidad del fluido y su composición se desgasta rápidamente (SPE, 2015) (Kritsanaphak et al., 2010).

### **2.3.1. TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN ABRASIVA**

Desarrollada a inicios de los años 60 y aunque se dieron muy buenos resultados, el cañoneo con cargas huecas se seguía desarrollando, de una manera más constante y con menores costos, lo que hizo que siga como la técnica prioritaria para perforar pozos.

Es en mediados de los 90 que se le encuentra una nueva aplicación con Coiled Tubing en pozos horizontales, para poder hacer perforaciones en varias etapas simultáneamente sin necesidad de aislamiento mecánico. Esto incluyendo que se mantenía el control del pozo de manera satisfactoria.

$$Ec = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

La ecuación (1) se utiliza para el movimiento del fluido, la energía de presión se va a convertir en energía cinética, directamente proporcional a la velocidad y masa del mismo.

La velocidad que alcance el fluido abrasivo es un factor muy importante para garantizar la efectividad de las perforaciones, tomando en cuenta también la densidad y el diseño de las toberas del jet (Kritsanaphak et al., 2010).

### **2.3.2. APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN ABRASIVA**

La perforación con fluido abrasivo se ha desarrollado, obteniéndose mejoras, lo que ha permitido alcanzar una variedad de aplicaciones de esta tecnología, las cuales se mencionan a continuación.

### **2.3.2.1. PRODUCCIÓN**

Cuando se tiene un pozo recientemente perforado y listo para disparar, surgen las incógnitas sobre qué tecnología de disparos utilizar (Kritsanaphak et al., 2010).

Y si habiendo evaluado todos los escenarios posibles, se llega a la conclusión de que al elegir los explosivos se pueden generar retrasos no programados y problemas poco habituales para el inicio de la producción se puede tomar otra alternativa

Ésta alternativa podría ser perforar con fluido abrasivo, la cual de acuerdo a casos reales, puede maximizar el rendimiento de los pozos, traducido en una elevación considerable de los índices de productividad, así como también llegar a concluir que no se produce daño a la formación con una prueba de build up<sup>19</sup>, condiciones primordiales para la evaluación de una u otra tecnología.

### **2.3.2.2. FRACTURAMIENTO Y CEMENTACIÓN FORZADA**

La tecnología de perforación abrasiva permite realizar también estos procesos, dando versatilidad y funcionalidad a la herramienta que los ejecuta. Lo importante es que gracias a su eficiencia se pueden dar interesantes resultados y satisfacer las necesidades en el momento (Kritsanaphak et al., 2010).

En el presente trabajo no se tocarán estos temas a fondo, pues no son objetivo del estudio a realizarse.

---

<sup>19</sup> Build Up: Prueba de restauración de presión, generalmente usada para saber el comportamiento del yacimiento en cuanto a presiones y calcular factores como la permeabilidad.

## **CAPÍTULO III**

### **ANÁLISIS DE LOS POZOS EN ESTUDIO Y COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

Para realizar el análisis, se tiene a disposición la información detallada de 40 pozos del campo Coca (Ver Anexo 1), divididos en dos plataformas o pad (A y K). Cada una de ellas tiene 20 pozos, completados y disparados con diferentes técnicas, entre las que podemos encontrar tecnologías que utilizan cañones y explosivos a las cuales hemos denominado convencionales y tecnologías que utilizan fluido abrasivo.

De estos 40 pozos se van a elegir dos pares de pozos, uno por plataforma, siendo elegidos aquellos en los cuales sus propiedades se asemejen más, convirtiendo sus características en prácticamente constantes dejando una única variable que sería la tecnología de disparos utilizada.

En la tabla 3.1 se muestra una clasificación detallada de características petrofísicas, de yacimiento y de disparos para cada uno de los pozos que serán objeto del estudio (Petroamazonas EP, 2015).

**TABLA 3.1**  
**CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS 4 POZOS EN ESTUDIO**

PAD A	PETROFÍSICA			DISPAROS			PERFORACIÓN	YACIMIENTO	PRODUCCIÓN MENSUAL
	ARENA	Ø (%)	Sw (%)	VCL (%)	INTERVALOS CAÑONEADOS (ft)	ESESOR (ft)			
COCA-A39	Hollín Superior	16	33	8	10616 - 10629	13	DIRECCIONAL J	CAP (ft)	(BBLS)
					10638 - 10646	8			
COCA-A55	Hollín Superior	11	43	16	11259 - 11264	5	DIRECCIONAL J	11357	60303
					11267 - 11273	6			
					11295 - 11298	3			
					11311 - 11317	6			
	Hollín Principal	16	33	10	11329 - 11332	3			
PAD K	PETROFÍSICA			DISPAROS			PERFORACIÓN	YACIMIENTO	PRODUCCIÓN MENSUAL
COCA-K20	Hollín Superior	15	31	12	10023 - 10029	6	DIRECCIONAL J	10120	80647
		17	29	10	10041 - 10076	35			
	Hollín Principal	14	35	18	10087 - 10095	8			
COCA-K43	Hollín Superior	14	19	14	11163 - 11209	46	DIRECCIONAL J	11263	72390

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo  
Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### 3.1.1. FLUIDO ABRASIVO VS. CAÑONEO CONVENCIONAL

A continuación se detallan los procesos de operación para las tecnologías utilizadas en los pozos estudiados, Fluido Abrasivo y Cañoneo con Cargas Huecas.

#### 3.1.1.1. OPERACIONES DE DISPAROS CON FLUIDO ABRASIVO. CARACTERÍSTICAS Y PROCEDIMIENTO

- Se designa una zona para equipos: Tanque de fractura, de ácido, de arena y unidad de bombeo, además de un tanque vacío que recibirá el fluido de regreso al final de la perforación (Halliburton, 2014).
- Se arma un BHA (ver tabla 3.2) que será bajado con tubing de 3.5" EUE (Halliburton, 2014).

**TABLA 3.2**

#### COMPONENTES DEL BHA PARA CAÑONEO DE FLUIDO ABRASIVO

HERRAMIENTA	ROSCA DE TOPE	ROSCA DE FONDO	OD (in)	ID (in)	DESCRIPCIÓN
Centralizador con mandril para 7"	3 1/2" EUE <sup>20</sup> BOX <sup>21</sup>	3 1/2" EUE PIN <sup>22</sup>	5,829	2,85	Es un componente que se utiliza para mantener centrado el BHA (Schlumberger, 2016).
Crossover Nipple 3 1/2" X 3 1/2"	3 1/2" EUE BOX	3 1/2" EUE BOX	4,5	3,58	Es un componente el cual es usado para realizar conexiones entre tuberías con distinta rosca o diferente diámetro (Schlumberger, 2016).
Herramienta de Perforación Abrasiva	3 1/2" EUE PIN	3 1/2" EUE PIN	3,06	2,5	La herramienta con la cual se realizara los disparos con fluido abrasivo que contiene 4 nozzles de diámetro de 0,25" (Halliburton, 2014).
Crossover Nipple 3 1/2" X 3 1/2"	3 1/2" EUE BOX	3 1/2" EUE BOX	3,06	3,58	Es un componente el cual es usado para realizar conexiones entre tuberías con distinta rosca o diferente diámetro (Schlumberger, 2016).
Reverse Circulating Ball Sub	3 1/2" EUE PIN	3 1/2" EUE PIN	3,06	2,85	Es un componente que permite la circulación en reversa mediante el sistema indicador de Ball Sub (Halliburton, 2012).
Bull Nose	3 1/2" EUE BOX		3,06	3,58	Es un componente con un borde redondeado que se ubica al fondo del BHA el cual actúa como guía, e incluye una válvula grande para una fácil remoción de materiales (Schlumberger, 2016).

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

<sup>20</sup> EUE: Conexión que posee 8 vueltas por rosca y una resistencia superior a la del cuerpo del tubo.

<sup>21</sup> BOX: rosca interna.

<sup>22</sup> PIN: rosca externa.

- Para poder posicionar el BHA que contiene la herramienta se realiza una marca radioactiva, que será correlacionada con los datos conocidos para asegurar el objetivo exacto de perforación abrasiva en cada sección.
- El fluido compuesto por agua pura, arena y gel se bombea a una presión igual al 11% por debajo del gradiente de fractura, para alcanzar una profundidad de 10 pulgadas en las perforaciones.
- Si se tienen varias secciones, se inicia la perforación con la más profunda, hasta la más somera, el gel utilizado puede quedar en las perforaciones hasta que se termine la operación, gracias a sus características que permiten mantener los sólidos residuales en suspensión.
- Una vez terminados los disparos, se realiza una circulación en reversa, con fluido del taladro, para retirar la mayor cantidad de residuos.
- Cuando el pozo se encuentra limpio de arena, se circulará una píldora ácida, también con fluido del taladro, para realizar la limpieza final de los túneles creados con esta tecnología (Halliburton, 2014).

### **3.1.1.2. OPERACIONES DE CAÑONEO CONVENCIONAL (CARGAS HUECAS). CARACTERÍSTICAS Y PROCEDIMIENTO**

- Realizar un viaje de limpieza y asegurarse de que esté circulando con agua filtrada.
- Realizar una prueba de presión en superficie, previo al armado del BHA.
- Se arma el BHA<sup>23</sup> (ver tabla 3.3) con los cañones, configurando cargas huecas con detonante y cargas huecas vacías, para crear un efecto de bajo balance dinámico.

---

<sup>23</sup> BHA: arreglo de fondo de pozo, que tendrá diferentes configuraciones dependiendo del uso que se le vaya a dar.

**TABLA 3.3****COMPONENTES DEL BHA PARA CAÑONEO CONVENCIONAL**

HERRAMIENTA	OD (in)	DESCRIPCIÓN
PFC GAMMA RAY (CCL MP)	3.500	Este componente hace un registro de la radioactividad total que medirá la zona lavada o de interés (Schlumberger, 2016).
BARILLA DE PESO	4.500	Este dispositivo es usado en operaciones con wire line, para superar los efectos de presión del pozo (Schlumberger, 2016).
MRD RUNNING TOOL	2.750	Dispositivo que se utiliza para la colocación del equipo de fondo y que una vez acabado el proceso de operación se recuperara (Schlumberger, 2016).
CUELLO DE PESCA	3.375	Es un componente sobre el cual se acoplan herramientas que se instalan temporalmente (Schlumberger, 2016).
CROSS OVER	3.375	Es un componente el cual es usado para realizar conexiones entre tuberías con distinta rosca o diferente diámetro (Schlumberger, 2016).
JUNTA PERFORADA+ Cabeza de Disparo Hidráulico con retardo de tiempo	3.375	Componente que contiene el sistema hidráulico de detonación que es una cabeza de disparo que consiste en un resorte interno que se descomprime por el flujo interno de un aceite.
Crossover- Top Sub	3.375	Es un componente el cual es usado para realizar conexiones entre tuberías con distinta rosca o diferente diámetro, en este caso será de una longitud corta (Schlumberger, 2016).
Crossover para la cabeza de disparo hidráulico	4.500	Es un componente el cual es usado para realizar conexiones entre tuberías con distinta rosca o diferente diámetro (Schlumberger, 2016).
Centralizador	5.500	Es un componente que se utiliza para mantener centrado el BHA (Schlumberger, 2016).
Cañón con cargas vacías de 4 1/2"	4.500	La herramienta con la cual se realizara los disparos que contiene los cañones de un diámetro de 4,5" (Baker, 2014).
Cañón con cargas cargadas de 4 1/2"	4.500	
Centralizador	5.500	Es un componente que se utiliza para mantener centrado el BHA (Schlumberger, 2016).
TOP SUB	4.500	Es un componente de unión de rosca corta así como su longitud (Schlumberger, 2016).
Ancla Mecánica	5.850	Es un componente el cual al estar en la posición indicada, se aplica presión dentro del pozo y así se acciona las cuñas por medio de las cuales se anclara (Schlumberger, 2016).

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

- Se baja el BHA con wireline, utilizando Gamma Ray - CCL, para determinar el punto de asentamiento de los cañones, que coincida con la zona de interés.
- Para asentar el ancla hidráulica se presuriza el pozo una vez que esto se lleva a cabo, se desconecta la herramienta de wireline, llevándola a superficie.
- Inmediatamente se instala el sistema BES<sup>24</sup>, que es bajado con tubing.
- Una vez que la bomba esté instalada se realizará una presurización del pozo con alrededor de 2500 psi en superficie, presión que acciona el sistema hidráulico de detonación que es una cabeza de disparo que consiste en un resorte interno que se descomprime por el flujo interno de un aceite.
- Esta descompresión es calculada en base a la viscosidad de dicho aceite y la temperatura de la formación, puede tardar 10 horas aproximadamente.
- Este tiempo es utilizado para vaciar el pozo hasta el nivel calculado, para generar el desbalance antes de la detonación de las cargas.
- Se apaga la BES y se espera la detonación de los cañones, la cual se comprobará al observarse un incremento de la presión en el sensor de intake de la bomba. Una vez comprobado, se arranca de nuevo la BES.

### 3.1.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El análisis técnico tiene como objeto, cuatro pozos modelo, que han sido seleccionados en base a sus características petrofísicas y de producción; se hará una comparación por pares de pozos, estos son:

- COCA-A39 y COCA-A55 (Plataforma A)
- COCA-K20 y COCA-K43 (Plataforma K)

---

<sup>24</sup> BES: bombeo electro sumergible.

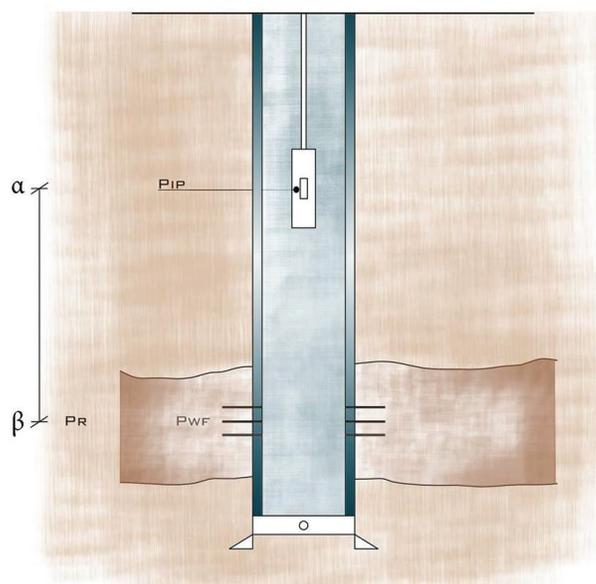
Con la información disponible de los pozos, se realizaron cálculos aplicando las fórmulas existentes que describen el comportamiento de afluencia de las formaciones productoras y su análisis nodal.

Estos cálculos se detallan a continuación:

Inicialmente, se determinó la presión hidrostática con la ecuación (2), en el intervalo de fondo comprendido entre la profundidad de la bomba y el intervalo disparado (gráfico 3.1), usando las ecuaciones (3) y (4) también para dicho cálculo (como se muestra a continuación) (Universidad de América, 2012).

### GRÁFICO 3.1

#### INTERVALO DE FONDO



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

$$P_h = (\beta - \alpha) * 0.052 * \delta_f \quad (2)$$

Donde:

**P<sub>h</sub>**= Presión hidrostática (psi)

**β**= Profundidad TVD de los disparos (ft)

**α**= Profundidad TVD de la bomba (ft)

**δ<sub>f</sub>**= Densidad del fluido (lb/ft<sup>3</sup>)

$$\delta f = [GE_o * (1 - BSW) + GE_w * BSW] \quad (3)$$

Donde:

**$\delta f$** = Densidad del fluido (lb/ft<sup>3</sup>)

**$GE_o$** = Gravedad específica del petróleo

**$BSW$** = Corte de agua incluyendo sedimentos de fondo

**$GE_w$** = Gravedad específica del agua

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (4)$$

Donde:

**$GE_o$** = Gravedad específica del petróleo

**$API$** = Gravedad API del petróleo

Una vez hallada la presión hidrostática (2) y habiendo hecho el análisis nodal de la sección, conociendo la presión interna de la bomba se obtiene presión de fondo fluyente, con la ecuación (5) mostrada a continuación:

$$P_{wf} = PIP + P_h \quad (5)$$

Donde:

**$P_{wf}$** = Presión de fondo fluyente (psi)

**$PIP$** = Presión de entrada de la bomba (psi)

**$P_h$** = Presión hidrostática (psi)

A continuación se determina el Índice de Productividad (IP), que es la relación del caudal producido y la diferencia entre la presión de yacimiento y la de fondo fluyente (Ver ecuación (6)) (Universidad de América, 2012).

Se va a realizar una comparación entre dos curvas IPR en cada par de pozos, la primera tendrá un IP calculado sin incluir el daño<sup>25</sup>, es decir antes de realizar los disparos (Openhole) utilizando la ecuación (6).

La segunda, en cambio, será graficada en base al IP calculado con la ecuación (8), tomando en cuenta el daño generado por la tecnología de disparos (Universidad de América, 2012).

Dentro de los factores que causan daño a la formación están los disparos; este daño causado por disparos es el que se tomará en cuenta para realizar la comparación (Universidad de América, 2011).

#### ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD SIN CONSIDERAR DAÑO:

$$IP = \frac{0.00708 * K_o * h}{\mu_o * \beta_o * \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (6)$$

Donde:

**IP**= Índice de productividad (bpd/psi)

**K<sub>o</sub>**= Permeabilidad del petróleo (md)

**h**= Espesor de la zona disparada (ft)

**μ<sub>o</sub>**= Viscosidad del petróleo (cp)

**r<sub>e</sub>**= Radio de drenaje del pozo (ft)

**r<sub>w</sub>**= Radio del pozo (ft)

O también:

$$IP = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} \quad (7)$$

Donde:

**IP**= Índice de productividad (bpd/psi)

---

<sup>25</sup> Daño o Skin (S): Se define como una limitación que merma el flujo de fluidos en determinado medio poroso, ya sea por diferentes factores, causando una reducción en la permeabilidad de dicha formación.

**q**= Tasa de flujo de petróleo (bpd)

**P<sub>r</sub>**= Presión de reservorio (psi)

**P<sub>wf</sub>**= Presión de fondo fluyente (psi)

### ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSIDERANDO DAÑO:

Se utiliza la ecuación de Darcy (9), donde se considera el daño (S), la cual se obtiene bajo el establecimiento de ciertas asunciones y condiciones de límite en el pozo (Universidad de América, 2011), de la siguiente manera:

$$IP = \frac{0.00708 * K_o * h}{\mu_o * \beta_o * \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \quad (8)$$

Donde:

**IP**= Índice de productividad (bpd/psi)

**K<sub>o</sub>**= Permeabilidad del volumen de roca saturado de petróleo (md)

**h**= Espesor de la zona disparada (ft)

**μ<sub>o</sub>**= Viscosidad del petróleo (cp)

**β<sub>o</sub>**= Factor volumétrico del petróleo (bbls/stdB)

**r<sub>e</sub>**= Radio de drenaje del pozo (ft)

**r<sub>w</sub>**= Radio del pozo (ft)

**S**= Daño

Para determinar el valor del daño S se reemplazó la ecuación (7) en la ecuación (8), despejando S se obtiene:

$$S = \frac{0.00708 * K_o * h * (P_r - P_{wf})}{q * \mu_o * \beta_o} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + 0.75 \quad (9)$$

Donde:

**S**= Daño

**K<sub>o</sub>**= Permeabilidad del volumen de roca saturado de petróleo (md)

$P_r$ = Presión del reservorio (psi)

$P_{wf}$ = Presión de fondo fluvente (psi)

$h$ = Espesor de la zona disparada (ft)

$\mu_o$ = Viscosidad del petróleo (cp)

$\beta_o$ = Factor volumétrico del petróleo (bbls/stdB)

$r_e$ = Radio de drenaje del pozo (ft)

$r_w$ = Radio del pozo (ft)

Todos estos cálculos y sus resultados se hicieron con el fin de llegar a obtener la curva de oferta denominada IPR<sup>26</sup> (Universidad de América, 2012).

Para graficar la curva IPR, se toma en cuenta que en el presente estudio comparativo las presiones  $P_R > P_b$  (presión de burbuja), por lo cual en la primera sección de la curva IPR tiene un comportamiento lineal. (Universidad de América, 2011)

Las dos curvas IPR se realizarán de la siguiente manera: las coordenadas del eje x corresponden a las tasas de producción y sus respectivas  $P_{wf}$  corresponden a las coordenadas del eje y.

Se debe tomar en cuenta que se graficará IPR con daño e IPR sin daño, para lo cual se realiza una tabla como se muestra en el ejemplo 3.4.

**TABLA 3.4**

**PRESIÓN VS CAUDAL**

<b>Presión</b>	<b>Q</b>
4300	$IP^*(P_R-4300)$
4100	$IP^*(P_R-4100)$
⋮	⋮
250	$IP^*(P_R-250)$

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

---

<sup>26</sup> "Inflow Performance Relationships": Representación gráfica de las distintas presiones de fondo fluvente  $P_{wf}$  con la cual el yacimiento entrega diferentes tasas de producción.

### 3.1.3. CÁLCULOS

A continuación, se muestran los parámetros de cada uno de los pozos en estudio, así como también los resultados obtenidos de las ecuaciones detalladas en el análisis de producción.

También se tiene disponible la tabla de Presión vs. Caudal, para finalmente mostrar las curvas IPR para los casos de  $S=0$  (Open hole) y  $S \neq 0$  (después de los disparos).

#### 3.1.3.1. POZO COCA-A39 (CAÑONEO CONVENCIONAL)

El pozo COCA-A39, tiene en la tabla 3.5 sus parámetros, mientras que los resultados se muestran en la tabla 3.6.

Adicionalmente se encuentra la tabla 3.7 que detalla las presiones y caudales para los casos de  $S=0$  y  $S \neq 0$ .

Las curvas IPR para cada uno de los casos mencionados, se muestran en el gráfico 3.2.

**TABLA 3.5**

PARÁMETROS DEL POZO COCA-A39

PARÁMETRO	
Arena	Hollín Superior
Porosidad %	16
BSW	1
VCL %	8
$K_o$ (md)	170
$r_e$ (ft)	600
$r_w$ (ft)	0,583
$P_R$ (psi)	4300
$P_b$ (psi)	250
PIP (psi)	1573
$\mu_o$ (cp)	4,1
T (°F)	220
API	25
h (ft)	21
$\beta$ (ft)	9474,63
$\alpha$ (ft)	8430,05

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.6****RESULTADOS DEL POZO COCA-A39**

<b>RESULTADOS</b>	
<b>GE<sub>o</sub></b>	0,904
<b>δ<sub>r</sub> (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	1,036
<b>GE<sub>w</sub></b>	1,173
<b>P<sub>h</sub> (psi)</b>	56,352
<b>P<sub>wf</sub> (psi)</b>	1629,35
<b>IP (S=0) (bpd/psi)</b>	0,988
<b>S</b>	13,541
<b>IP(S≠0) (bpd/psi)</b>	0,295

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

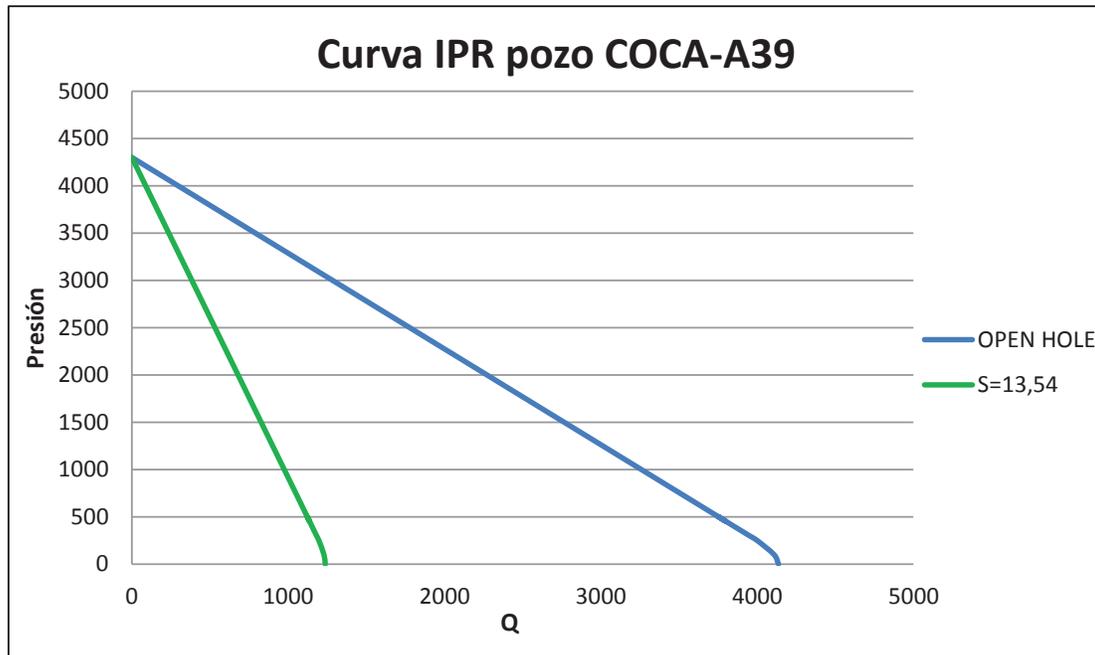
**TABLA 3.7****PRESIÓN VS CAUDAL DEL POZO COCA-A39**

<b>PRESIÓN (psi)</b>	<b>Q (S=0) (bpd)</b>	<b>Q (S≠0) (bpd)</b>
4300	0	0
4100	197,522	58,929
3900	395,044	117,857
3700	592,566	176,786
3500	790,088	235,715
3300	987,610	294,643
3100	1185,132	353,572
2900	1382,654	412,501
2700	1580,176	471,429
2500	1777,698	530,358
2300	1975,220	589,287
2100	2172,742	648,215
1900	2370,264	707,144
1700	2567,786	766,073
1500	2765,308	825,001
1300	2962,830	883,930
1100	3160,352	942,859
900	3357,874	1001,787
700	3555,395	1060,716
450	3802,298	1134,377
500	3752,917	1119,645
300	3950,439	1178,574
250	3999,820	1193,306
100	4108,457	1225,716
0	4136,988	1234,228

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### GRÁFICO 3.2

CURVAS IPR COCA-A39 CON S=0 Y S=13,54



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

#### 3.1.3.2. POZO COCA-A55 (FLUIDO ABRASIVO)

El pozo COCA-A55, tiene en la tabla 3.8 sus parámetros, mientras que los resultados se muestran en la tabla 3.9.

Adicionalmente se encuentra la tabla 3.10 que detalla las presiones y caudales para los casos de S=0 y S≠0.

Las curvas IPR para cada uno de los casos mencionados, se muestran en el gráfico 3.3.

**TABLA 3.8**

PARÁMETROS DEL POZO COCA-A55

PARÁMETRO	
Arena	Hollín Superior
Porosidad %	11
BSW	0,285
VCL %	16
K <sub>o</sub> (md)	140
r <sub>e</sub> (ft)	600
r <sub>w</sub> (ft)	0,583

<b>P<sub>R</sub> (psi)</b>	4300
<b>P<sub>b</sub> (psi)</b>	250
<b>PIP (psi)</b>	1726
<b>μ<sub>o</sub> (cp)</b>	4,1
<b>T (°F)</b>	220
<b>API</b>	26,1
<b>h (ft)</b>	23
<b>β (ft)</b>	9430
<b>α (ft)</b>	8649,54

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.9**

RESULTADOS DEL POZO COCA-A55

<b>RESULTADOS</b>	
<b>GE<sub>o</sub></b>	0,898
<b>δ<sub>r</sub> (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	0,976
<b>GE<sub>w</sub></b>	1,173
<b>P<sub>h</sub> (psi)</b>	88,393
<b>P<sub>wf</sub> (psi)</b>	1622,26
<b>IP (S=0) (bpd/psi)</b>	1,145
<b>S</b>	-2,486
<b>IP(S≠0) (bpd/psi)</b>	2,009

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.10**

PRESIÓN VS CAUDAL DEL POZO COCA-A55

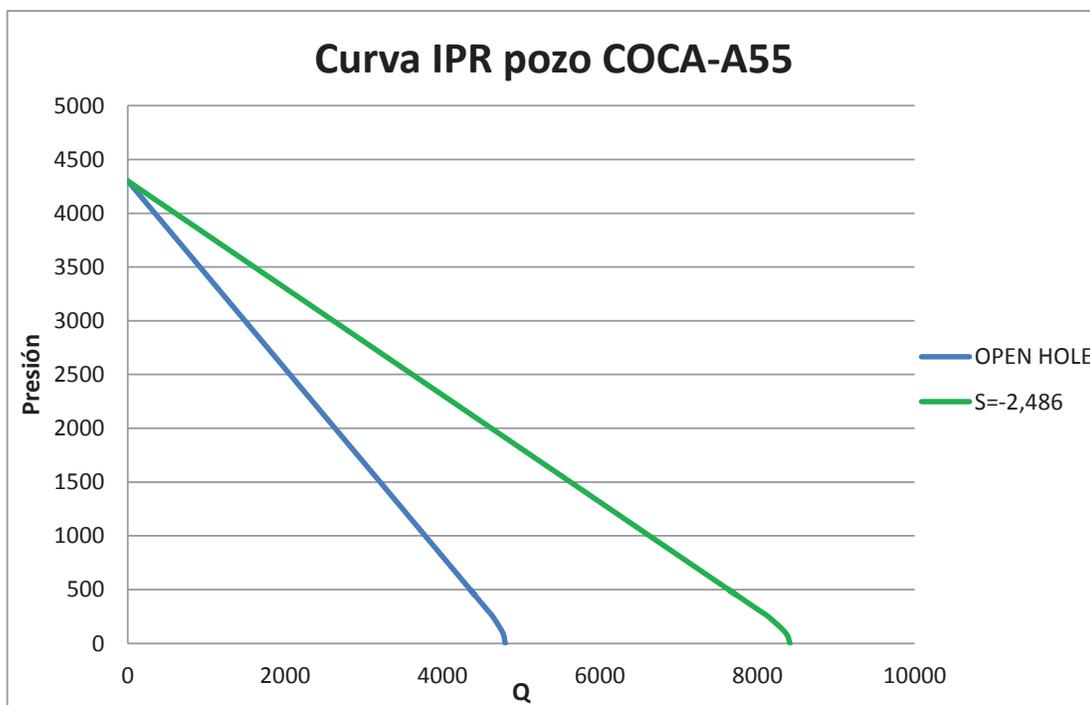
<b>PRESIÓN (psi)</b>	<b>Q (S=0) (bpd)</b>	<b>Q (S≠0) (bpd)</b>
4300	0	0
4100	229,059	401,850
3900	458,118	803,700
3700	687,177	1205,550
3500	916,236	1607,400
3300	1145,295	2009,250
3100	1374,355	2411,101
2900	1603,414	2812,951
2700	1832,473	3214,801
2500	2061,532	3616,651
2300	2290,591	4018,501
2100	2519,650	4420,351
1900	2748,709	4822,201
1700	2977,768	5224,051
1500	3206,827	5625,901
1300	3435,886	6027,751

1100	3664,945	6429,601
900	3894,005	6831,452
700	4123,064	7233,302
450	4409,388	7735,614
500	4352,123	7635,152
300	4581,182	8037,002
250	4638,447	8137,464
100	4764,429	8358,482
0	4797,515	8416,527

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### GRÁFICO 3.3

CURVAS IPR COCA-A55 CON  $S=0$  Y  $S=-2,486$



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

#### 3.1.3.3. POZO COCA-K20 (CAÑONEO CONVENCIONAL)

El pozo COCA-K20, tiene en la tabla 3.11 sus parámetros, mientras que los resultados se muestran en la tabla 3.12.

Adicionalmente se encuentra la tabla 3.13 que detalla las presiones y caudales para los casos de  $S=0$  y  $S \neq 0$ .

Las curvas IPR para cada uno de los casos mencionados, se muestran en el gráfico 3.4.

**TABLA 3.11**

## PARÁMETROS DEL POZO COCA-K20

PARÁMETRO	
Arena	Hollín Superior
Porosidad %	16
BSW	11,2
VCL %	10
K (md)	140
$r_e$ (ft)	600
$r_w$ (ft)	0,58333
$P_R$ (psi)	4300
$P_b$ (psi)	250
PIP (psi)	1053
$\mu_o$ (cp)	4,1
T (°F)	220
API	26
h (ft)	24
$\beta$ (ft)	9407,25
$\alpha$ (ft)	8520,8

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.12**

## RESULTADOS DEL POZO COCA-K20

RESULTADOS	
$GE_o$	0,898
$\delta_f$ (lb/ft <sup>3</sup> )	0,929
$GE_w$	1,173
$P_h$ (psi)	44,093
$P_{wf}$ (psi)	1097,093
IP (S=0) (bpd/psi)	1,195
S	17,98
IP(S≠0) (bpd/psi)	0,290

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.13**

## PRESIÓN VS CAUDAL DEL POZO COCA-K20

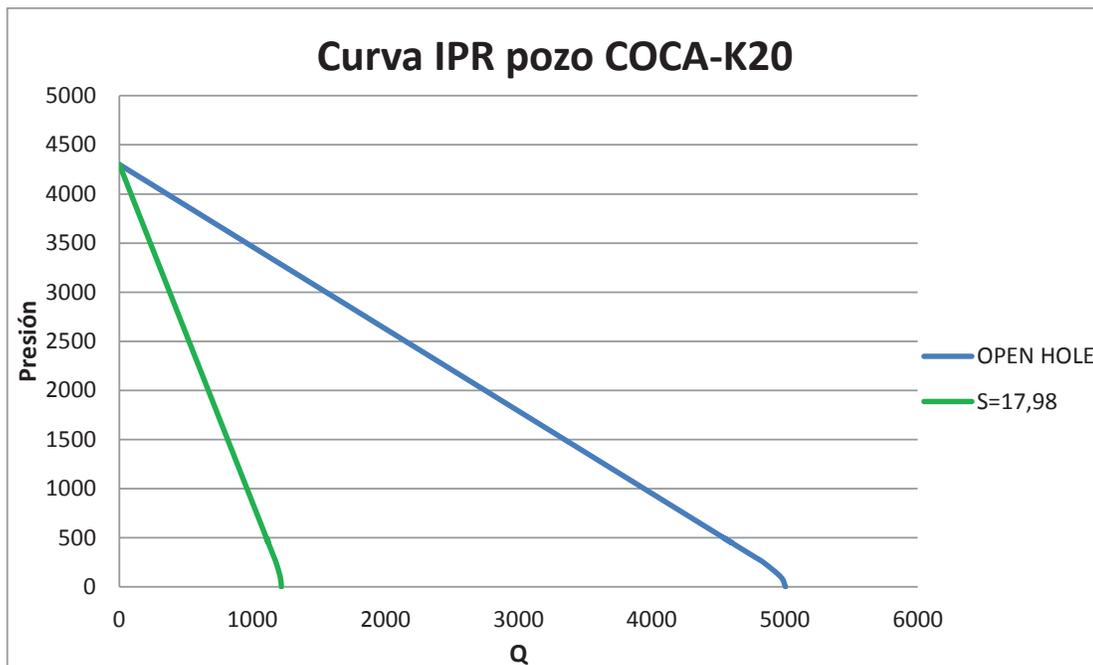
PRESIÓN (psi)	Q (S=0) (bpd)	Q (S≠0) (bpd)
4300	0	0
4100	239,018	58,133
3900	478,036	116,267
3700	717,055	174,400
3500	956,073	232,534
3300	1195,091	290,667

3100	1434,109	348,801
2900	1673,127	406,934
2700	1912,145	465,067
2500	2151,164	523,201
2300	2390,182	581,334
2100	2629,200	639,468
1900	2868,218	697,601
1700	3107,236	755,734
1500	3346,255	813,868
1300	3585,273	872,001
1100	3824,291	930,135
900	4063,309	988,268
700	4302,327	1046,402
450	4601,100	1119,068
500	4541,346	1104,535
300	4780,364	1162,668
250	4840,118	1177,202
100	4971,578	1209,175
0	5006,103	1217,572

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### GRÁFICO 3.4

CURVAS IPR COCA-K20 CON S=0 Y S=17,98



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### 3.1.3.4. POZO COCA-K43 (FLUIDO ABRASIVO)

El pozo COCA-K43, tiene en la tabla 3.14 sus parámetros, mientras que los resultados se muestran en la tabla 3.15.

Adicionalmente se encuentra la tabla 3.16 que detalla las presiones y caudales para los casos de  $S=0$  y  $S \neq 0$ .

Las curvas IPR para cada uno de los casos mencionados, se muestran en el gráfico 3.5.

**TABLA 3.14**

PARÁMETROS DEL POZO COCA-K43

PARÁMETRO	
<b>Arena</b>	Hollín Superior
<b>Porosidad %</b>	14
<b>BSW</b>	24
<b>VCL %</b>	14
<b>K (md)</b>	162
<b><math>r_e</math> (ft)</b>	600
<b><math>r_w</math> (ft)</b>	0,58333
<b><math>P_R</math> (psi)</b>	4300
<b><math>P_b</math> (psi)</b>	250
<b>PIP (psi)</b>	2509
<b><math>\mu_o</math> (cp)</b>	4,1
<b>T (°F)</b>	220
<b>API</b>	25,6
<b>h (ft)</b>	19
<b><math>\beta</math> (ft)</b>	9434,8
<b><math>\alpha</math> (ft)</b>	8656,43

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.15**

RESULTADOS DEL POZO COCA-K43

RESULTADOS	
<b><math>GE_o</math></b>	0,901
<b><math>\delta_f</math> (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	1,093
<b><math>GE_w</math></b>	1,173
<b><math>P_h</math> (psi)</b>	40,895
<b><math>P_{wf}</math> (psi)</b>	2973,895
<b>IP (S=0) (bpd/psi)</b>	0,851
<b>S</b>	-2,899
<b>IP(S≠0) (bpd/psi)</b>	1,708

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.16**

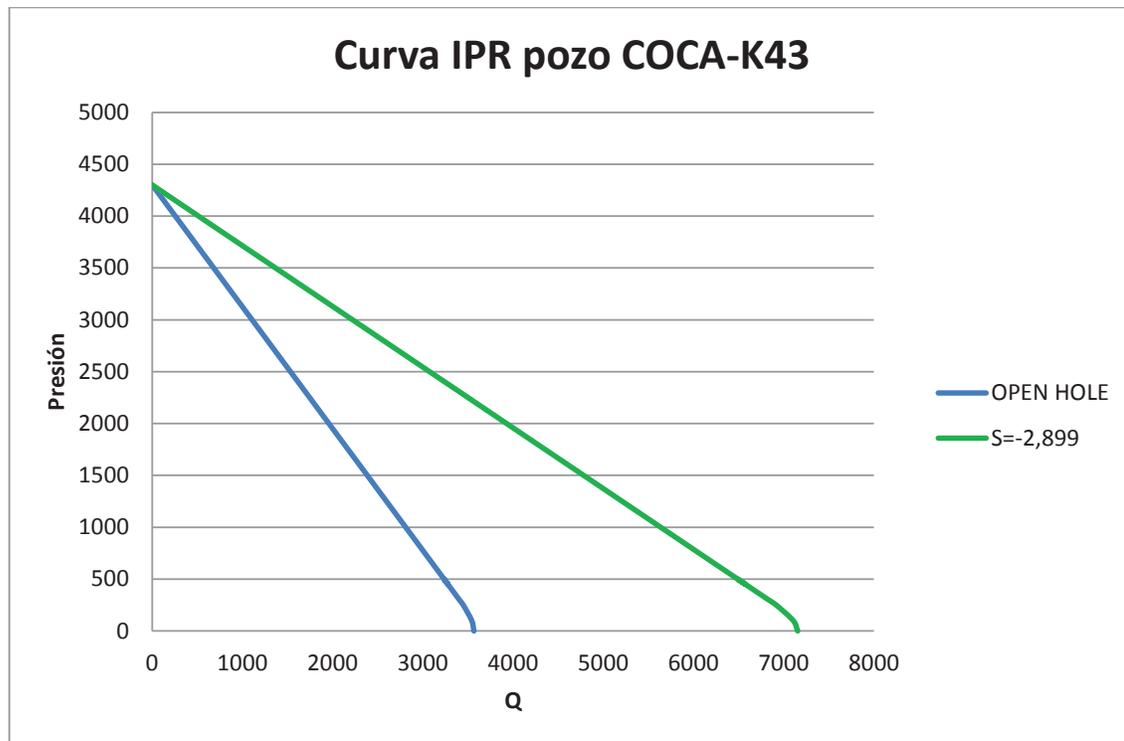
PRESIÓN VS CAUDAL DEL POZO COCA-K43

<b>PRESIÓN (psi)</b>	<b>Q (S=0) (bpd)</b>	<b>Q (S≠0) (bpd)</b>
4300	0	0
4100	170,300	341,691
3900	340,601	683,383
3700	510,901	1025,074
3500	681,202	1366,765
3300	851,502	1708,457
3100	1021,803	2050,148
2900	1192,103	2391,839
2700	1362,404	2733,531
2500	1532,704	3075,222
2300	1703,005	3416,913
2100	1873,305	3758,605
1900	2043,605	4100,296
1700	2213,906	4441,987
1500	2384,206	4783,679
1300	2554,507	5125,370
1100	2724,807	5467,061
900	2895,108	5808,753
700	3065,408	6150,444
450	3278,284	6577,558
500	3235,709	6492,135
300	3406,009	6833,827
250	3448,584	6919,249
100	3542,249	7107,180
0	3566,848	7156,535

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**GRÁFICO 3.5**

CURVAS IPR COCA-K43 CON S=0 Y S=-2,899



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**3.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRABAJO**

Este análisis tiene como objetivo principal identificar mediante indicadores económicos como el FNC (Flujo neto de caja), VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno) y PRI (Período de Recuperación de la Inversión), cuál de las dos tecnologías que se van a comparar representan una mayor rentabilidad para la empresa, independientemente de los costos operacionales y de producción (Moreno, 2010).

A continuación se presentan dichos indicadores, sus definiciones y cálculos correspondientes para los casos sujetos a comparación, divididos en pares de pozos: COCA-A39 / COCA-A55 y COCA-K43 / COCA-K20 (Petroamazonas, 2015).

### 3.2.1. FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

Presenta los flujos de entrada y salida de dinero en detalle, que tiene una empresa en un período determinado como indica la ecuación (10), generalmente es anual. El flujo de caja es un indicativo de liquidez, si es positivo significa que entró más dinero que el que salió, y viceversa (gráfico 3.6). (Moreno, 2010).

$$FNC_k = Ingresos - Gastos \quad (10)$$

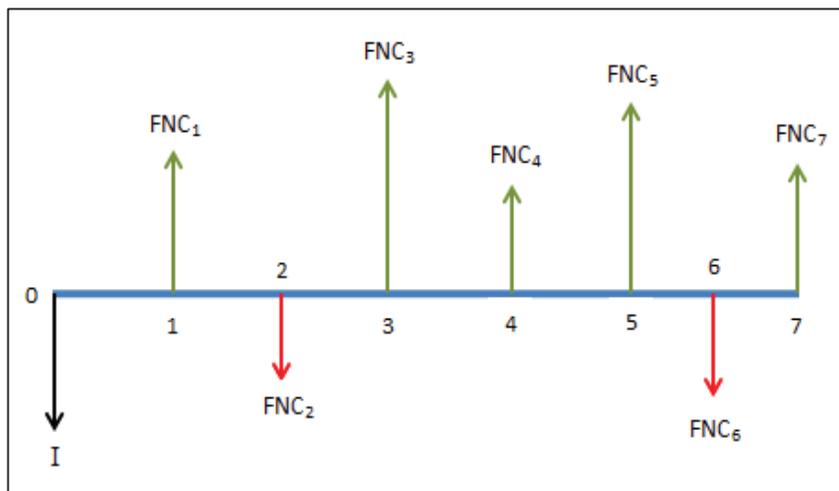
Donde:

**FNC** = Flujo Neto de Caja

**k** = Período

#### GRÁFICO 3.6

#### FLUJO NETO DE CAJA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

En este estudio, se hará un detalle de los costos operacionales, de perforación, completación, levantamiento, y de producción que son los egresos; así como también los ingresos por la comercialización del petróleo producido. Esto para cada pozo y tecnología utilizada (Petroamazonas, 2015).

### 3.2.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

También conocido como Valor Presente Neto, es un indicador que permite realizar un análisis financiero de un proyecto, consiste en realizar la diferencia entre los flujos de caja en un determinado número de períodos y la inversión inicial, para así encontrar el valor del proyecto.

Es necesario tomar en cuenta que los flujos de caja deben ser calculados al momento actual mediante una tasa de descuento, es decir, se descuentan los beneficios netos a futuro, pues lo que se toma en cuenta es el valor del dinero en el presente.

La ecuación (11) es la que define el cálculo del VAN.

$$VAN = -1 + \sum_{k=1}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} \quad (11)$$

Donde:

**I** = Valor de la inversión inicial

**FNC<sub>k</sub>** = Flujo neto de caja de un determinado período

**n** = Número de períodos considerados

**r** = Tasa de descuento mínima permitida, para llevar los flujos de caja al presente

Como se pudo observar en la gráfico 3.6, hay siete períodos, cada uno con un flujo de caja, y en el instante inicial se tiene la inversión, aplicando la fórmula se tendría un valor el cual hay que interpretarlo.

El objetivo del uso del indicador VAN, es evaluar la viabilidad del proyecto, para lo cual existen tres escenarios:

- **VAN > 0**

Indica que el proyecto es viable y tendrá una rentabilidad, por lo tanto es seguro realizarlo (FAO, 2005) (Turmero, 2006).

- **VAN = 0**

Indica que el proyecto no tiene ni pérdidas ni ganancias, es decir que la inversión no alcanzará una rentabilidad con dicho proyecto, pero tampoco se perderá. Se podría decir que es viable, pero invertir en algo para no encontrar ganancias sería incoherente desde el punto de vista económico.

- **VAN < 0**

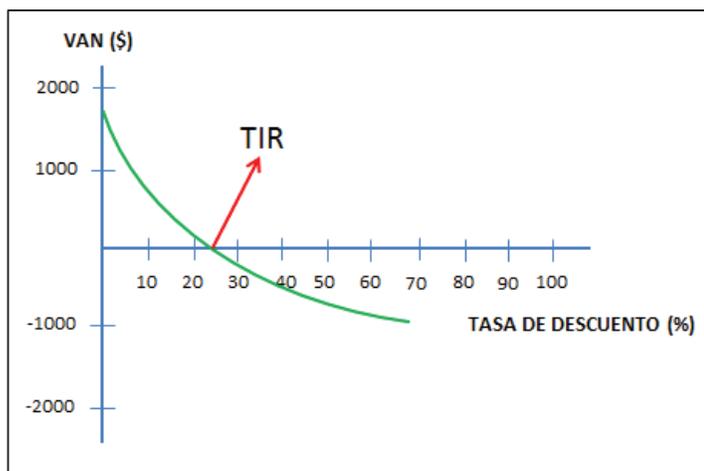
Indica que el proyecto no es viable y acarreará pérdidas económicas si se lo llega a realizar. La respuesta inmediata es rechazarlo (Turmero, 2006).

### 3.2.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es un indicador que se constituye en una manera de evaluar la rentabilidad de un proyecto en porcentaje. Es una tasa efectiva anual que se calcula con una metodología similar a la del VAN, de hecho la fórmula es la misma; la diferencia radica en que la TIR es la tasa a la cual el VAN del proyecto es igual a cero, o en otras palabras, los beneficios son iguales a los costos (gráfico 3.7). La ecuación (12) indica el cálculo de la TIR (Financiera, 2012) (Iturrioz, 2016) (FAO, 2005).

#### GRÁFICO 3.7

##### TASA INTERNA DE RETORNO



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

$$0 = -1 + \sum_{k=1}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} \quad (12)$$

Donde:

**FNC<sub>k</sub>** = Flujo neto de caja de un determinado período

**n** = Número de períodos considerados

**TIR** = Tasa Interna de Retorno

El cálculo de la TIR, manualmente exige varias iteraciones, estimando un valor para dicha tasa, hasta conseguir que el Valor Actual Neto sea cero. Hoy en día, las calculadoras facilitan este proceso y pueden calcular un valor en cuestión de segundos, para luego realizar la interpretación, teniendo en cuenta que el proyecto es aceptable si la TIR es mayor a la tasa permitida usada para el proyecto.

Esto tiene sentido, puesto que si los beneficios y los costos se igualan a una mayor tasa, la rentabilidad será más alta. Mientras mayor sea la Tasa Interna de Retorno, mucho más llamativa será la realización del proyecto (Iturrioz, 2016) (FAO, 2005).

### 3.2.4 RELACIÓN BENEFICIO – COSTO (B/C)

Por medio de esta relación se analiza la rentabilidad de un proyecto. Para su obtención se utiliza la ecuación (13) (Financiera, 2012):

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{k=1}^n Ingresos_k}{\sum_{k=1}^n Egresos_k} \quad (13)$$

Donde:

**B** = Beneficio

**C** = Costo

**Ingresos** = Sumatoria de los ingresos en todos los períodos

**Egresos** = Sumatoria de los egresos en todos los períodos

Una vez efectuada la relación Beneficio-Costo, un proyecto será aceptable cuando esta relación tenga un valor mayor a uno.

Habiendo detallado los indicadores que se van a utilizar en el presente análisis económico y sus respectivas definiciones, es importante definir una tabla de inversión, costos, tasa de descuento, ingresos, con el fin de tener todos los datos necesarios para llegar a los valores deseados en el proyecto (Financiera, 2012) (Iturrioz, 2016) (FAO, 2005).

### 3.2.5. PROCEDIMIENTO APLICADO PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN EN LOS 4 POZOS DE ESTUDIO

- De la data proporcionada por la empresa se tomará una producción diaria como lo indica el anexo 2. De allí que con esos datos se llenarán las secciones de la tabla como son: BFPD, BPPD, BAPD, API° y BSW.
- Para la obtención de la potencia para levantar el fluido se utilizó la ecuación (14):

$$P = \frac{\text{amperaje} * \text{voltaje} * \sqrt{3}}{10000} \quad (14)$$

Donde:

**P** = potencia para levantar el fluido (kw)

**amperaje** = amperaje de la bomba electro sumergible (A)

**voltaje** = voltaje de la bomba electro sumergible (v)

- Para obtener el consumo de energía en levantamiento artificial a la potencia para levantar al fluido se la dividió para 24 horas.
- El consumo de diesel es un dato proporcionado por la empresa, para cada bomba BES se utilizan 200,01 galones diarios. El consumo de diésel diario para todo el campo se encuentra detallado en una tabla (ver anexo 3).
- El consumo de diesel por kw al día, se lo obtiene: al dividir P (potencia) con el consumo de diésel (gal/día)
- El promedio de energía consumida por barril de fluido será la división entre: P (potencia) con BFPD.

- El detalle de la obtención del costo de químico por cada barril de fluido producido se encuentra en una tabla detallada (ver anexo 4).
- Costo de galón de diesel es el costo al cual el gobierno proporciona a la empresa el diesel que se usara para todas sus operaciones.
- Los costos por mantenimientos anuales por barril de crudo producido, abarca todo costo en el que se incurra por reparación, renovación y/o mantenimiento de equipos de planta, generación eléctrica, equipo de islas y equipos de fondo. Mostrados en el anexo 5.
- Mediante el producto de: costo por galones de diesel, costo de diesel por kw al día y el promedio de energía consumida por barril de fluido más costos por mantenimiento anuales por barril de crudo producido; se obtiene como resultado costo por levantamiento artificial de cada barril producido.
- Costo por cada barril de crudo transportado así como los costos indirectos, son costos constantes en Petroamazonas EP.
- La ecuación (15) muestra la manera de calcular el costo total de producción.

$$CP = CLBF * BFPD + CQBF * BFPD + CTBP * BPPD + CI * BFPD \quad (15)$$

Donde:

**CP**= Costo de producción

**CLBF** = Costo por levantamiento artificial de cada barril de fluido producido

**BFPD** = Barriles de fluido producidos por día

**CQBF** = Costo del químico por barril de fluido producido

**CTBP** = Costo de transporte por barril de crudo

**BPPD** = Barriles de petróleo producidos por día

**CI** = Costos indirectos

- Dando como resultado después de estos procedimiento la obtención del Costo de Producción por Barril.

### 3.2.6. ESCENARIOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRABAJO

Para realizar el análisis económico se van a tomar en cuenta tres escenarios, pesimista, promedio y optimista (Ver anexo 6).

La inversión incluye el costo total de perforación del pozo y el costo total de la tecnología de disparos.

Cabe recalcar que al calcular los VAN para el cañoneo convencional y para el fluido abrasivo, se encuentra que para el primer caso la inversión se recupera en un tiempo mucho mayor que en el segundo, como muestra la tabla 3.17. Se utiliza como ejemplo el par de pozos del pad K.

**TABLA 3.17**

VALOR ACTUAL NETO DE LOS POZOS DEL PAD K, POR PERÍODOS ANUALES

ESCENARIO	COCA-K20			COCA-K43		
	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA
INVERSIÓN	\$ 3,680,598	\$ 3,680,598	\$ 3,680,598	\$ 3,449,843	\$ 3,449,843	\$ 3,449,843
PERÍODOS	6	6	6	1	1	1
VAN	-\$ 1,020,997	\$ 1,001,512	\$ 2,590,627	\$ 3,811,570	\$ 8,720,300	\$ 12,577,159

Como se puede observar, para la perforación abrasiva la inversión se recupera en mucho menor tiempo, pues al primer año ya se tienen utilidades, es decir, toma menos de un período recuperar la inversión; mientras que para el cañoneo convencional se necesitan seis períodos para visualizar la recuperación de la misma.

Es por este motivo que, con fines didácticos, se realizará un análisis anual para los pozos que producen con cañoneo convencional y un análisis mensual para los pozos que producen con perforación abrasiva.

Esto permitirá al lector poder visualizar y comprender de mejor manera la recuperación y utilidades que brindan cada una de las tecnologías.

### 3.2.7. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-A39<sup>27</sup>

Para el pozo COCA-A39 se ha decidido utilizar tres escenarios, con costos de barril de petróleo diferentes; habrá un escenario pesimista, con un costo definido de 35 USD/bl; otro con el costo más probable o promedio definido de 49 USD/bl; y otro con un costo optimista definido de 60 USD/bl (ver anexo 6). Los costos de producción para este pozo son calculados y sus resultados se muestran a continuación (Ver tabla 3.18) (Fusion Media Ltda, 2015).

**TABLA 3.18**

DATOS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO COCA-A39

<b>COCA-A39</b>	
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	
BFPD	248
BPPD	230,6
BAPD	17,36
API°	25
BSW (%)	7,00%
Potencia para levantar el fluido (Kw)	86
Consumo de energía en levantamiento artificial (Kwh)	3,57
Consumo de diesel (gal/día)	200,01
Consumo de diesel por Kw al día (gal/Kw)	2,3
Promedio de energía consumida por barril de fluido (Kw/bl)	0,346
<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN</b>	
Costo del químico por cada barril de fluido producido (usd/bl)	0,34
Costo por galon de diesel (usd/gal)	0,82
Costos por mantenimientos anuales por barril de crudo producido (usd/bl)	3,99
Costo por levantamiento artificial de cada barril producido (usd/bl)	4,65
Costo por cada barril de crudo transportado (usd/bl)	1,00
Costos indirectos (usd/bl)	0,50
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN (usd)</b>	<b>1592</b>
<b>COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL (usd)</b>	<b>7,40</b>

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo  
Fuente: Petroamazonas EP, 2015

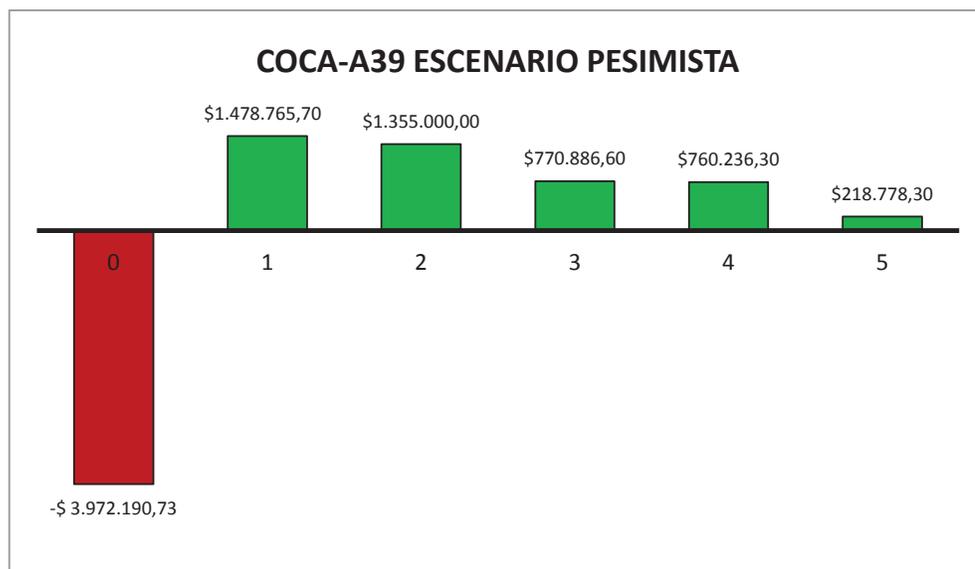
<sup>27</sup> Para el pozo COCA-A39 se ha decidido hacer los cálculos del Valor Actual Neto y de la Tasa Interna de Retorno, en períodos anuales, pues la inversión se recupera en un plazo mucho mayor a 12 meses, y no se considera didáctico tener tablas tan largas para este tipo de análisis.

### 3.2.7.1. ESCENARIO PESIMISTA PARA EL POZO COCA-A39

A continuación se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.8; ver anexo 7) que en este caso son anuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.19) para COCA-A39, perforado con tecnología de cañoneo convencional, con un costo de 35 USD/bl.

#### GRÁFICO 3.8

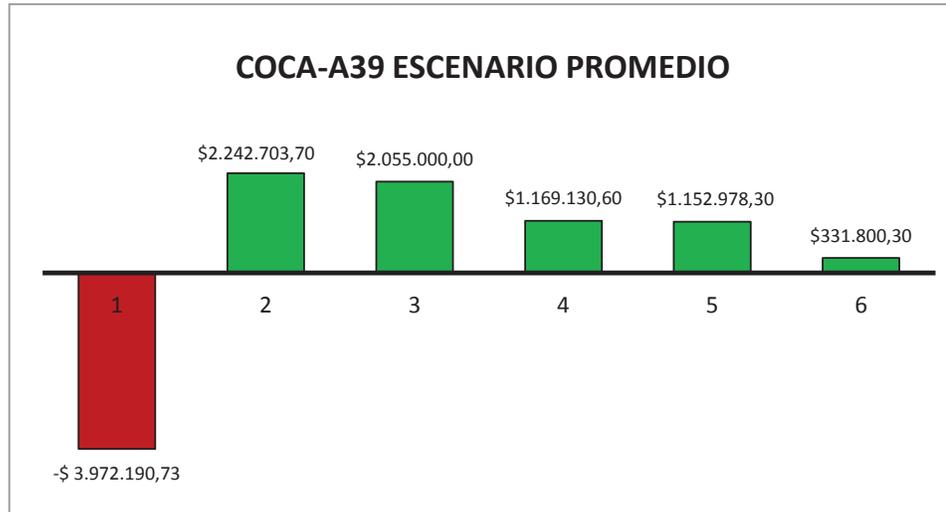
FLUJO NETO DE CAJA COCA-A39 ESCENARIO PESIMISTA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### 3.2.7.2. ESCENARIO PROMEDIO PARA EL POZO COCA-A39

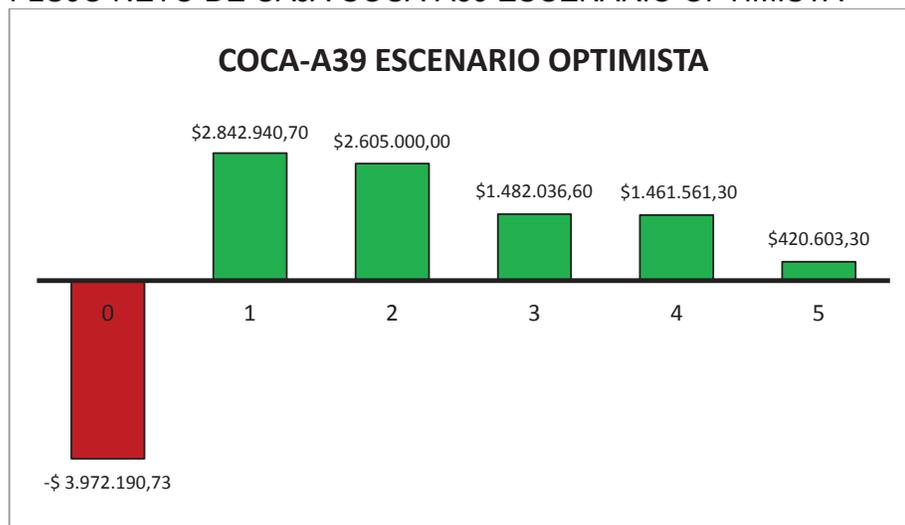
A continuación se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.9; ver anexo 7), que en este caso son anuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.19) para COCA-A39, perforado con tecnología de cañoneo convencional, con un costo de 49 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

**GRÁFICO 3.9****FLUJO NETO DE CAJA COCA-A39 ESCENARIO PROMEDIO**

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**3.2.7.3. ESCENARIO OPTIMISTA PARA EL POZO COCA-A39**

A continuación se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.10; ver anexo 7) que en este caso son anuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.19) para COCA-A39, perforado con tecnología de cañoneo convencional, con un costo de 60 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

**GRÁFICO 3.10****FLUJO NETO DE CAJA COCA-A39 ESCENARIO OPTIMISTA**

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.19**

VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO Y RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DEL POZO COCA-A39

COCA-A39			
ESCENARIO	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA
VAN	-\$ 190.640,33	\$ 1.762.928,14	\$ 3.297.874,80
TIR	0,1342	0,299	0,4716
B/C	0,893	1,561	1,912

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### 3.2.8. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-A55<sup>28</sup>

Para el pozo COCA-A55 se ha decidido utilizar tres escenarios, con costos de barril de petróleo diferentes; habrá un escenario pesimista, con un costo definido de 35 USD/bl; otro con el costo más probable o promedio definido de 49 USD/bl; y otro con un costo optimista definido de 60 USD/bl (ver anexo 6). Los costos de producción para este pozo son calculados y sus resultados se muestran a continuación (ver tabla 3.20) (Fusion Media Ltda, 2015).

**TABLA 3.20**

DATOS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO COCA-A55

COCA-A55	
DATOS DE PRODUCCIÓN	
BFPD	1134
BPPD	1128,3
BAPD	5,67
API°	26,1
BSW (%)	0,50%
Potencia para levantar el fluido (Kw)	115
Consumo de energía en levantamiento artificial (Kwh)	4,79
Consumo de diesel (gal/día)	200,01
Consumo de diesel por Kw al día (gal/Kw)	1,7
Promedio de energía consumida por barril de fluido (Kw/bl)	0,101

<sup>28</sup> Para el pozo COCA-A55 se ha decidido hacer los cálculos del Valor Actual Neto y de la Tasa Interna de Retorno, en períodos mensuales, pues la inversión se recupera en un plazo menor a 12 meses, y es más sencillo visualizarlo de esta manera.

<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN</b>	
Costo del químico por cada barril de fluido producido (usd/bl)	0,34
Costo por galon de diesel (usd/gal)	0,82
Costos por mantenimientos anuales por barril de crudo producido (usd/bl)	3,99
Costo por levantamiento artificial de cada barril producido (usd/bl)	4,13
Costo por cada barril de crudo transportado (usd/bl)	1,00
Costos indirectos (usd/bl)	0,50
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN (usd)</b>	<b>6770</b>
<b>COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL (usd)</b>	<b>6,50</b>

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

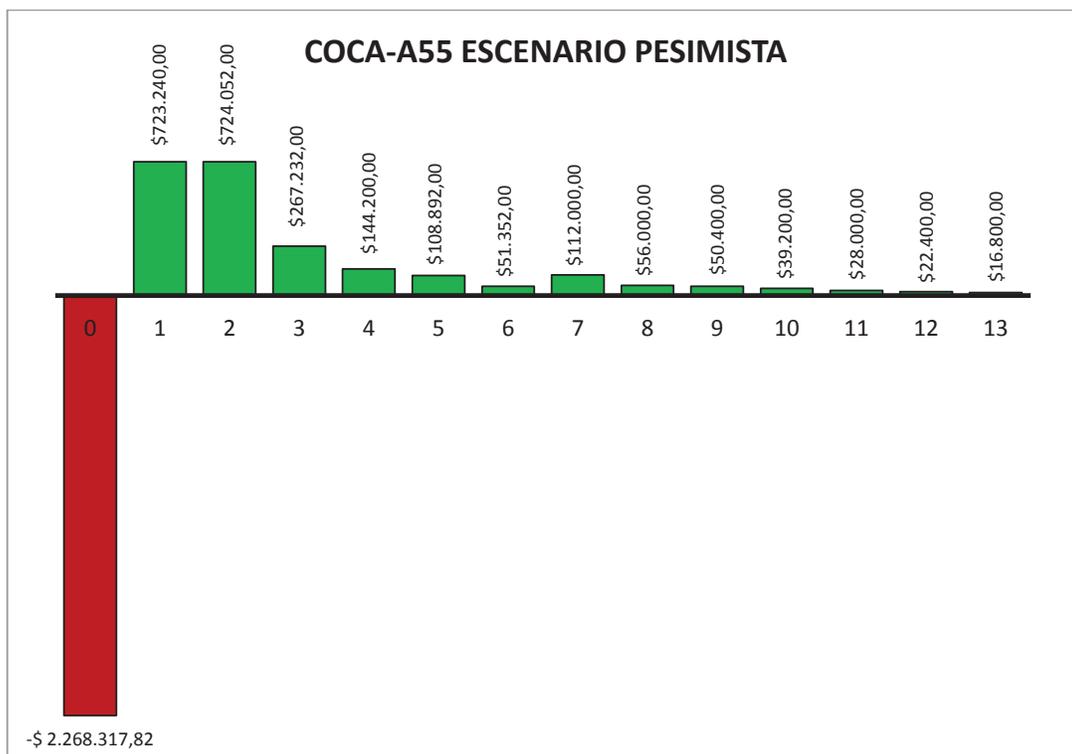
Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### 3.2.8.1. ESCENARIO PESIMISTA PARA EL POZO COCA-A55

A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.11; ver anexo 8), que en este caso son mensuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.21) para COCA-A55, perforado con la tecnología de disparos con fluido abrasivo, con un costo de 35 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

#### GRÁFICO 3.11

##### FLUJO NETO DE CAJA COCA-A55 ESCENARIO PESIMISTA



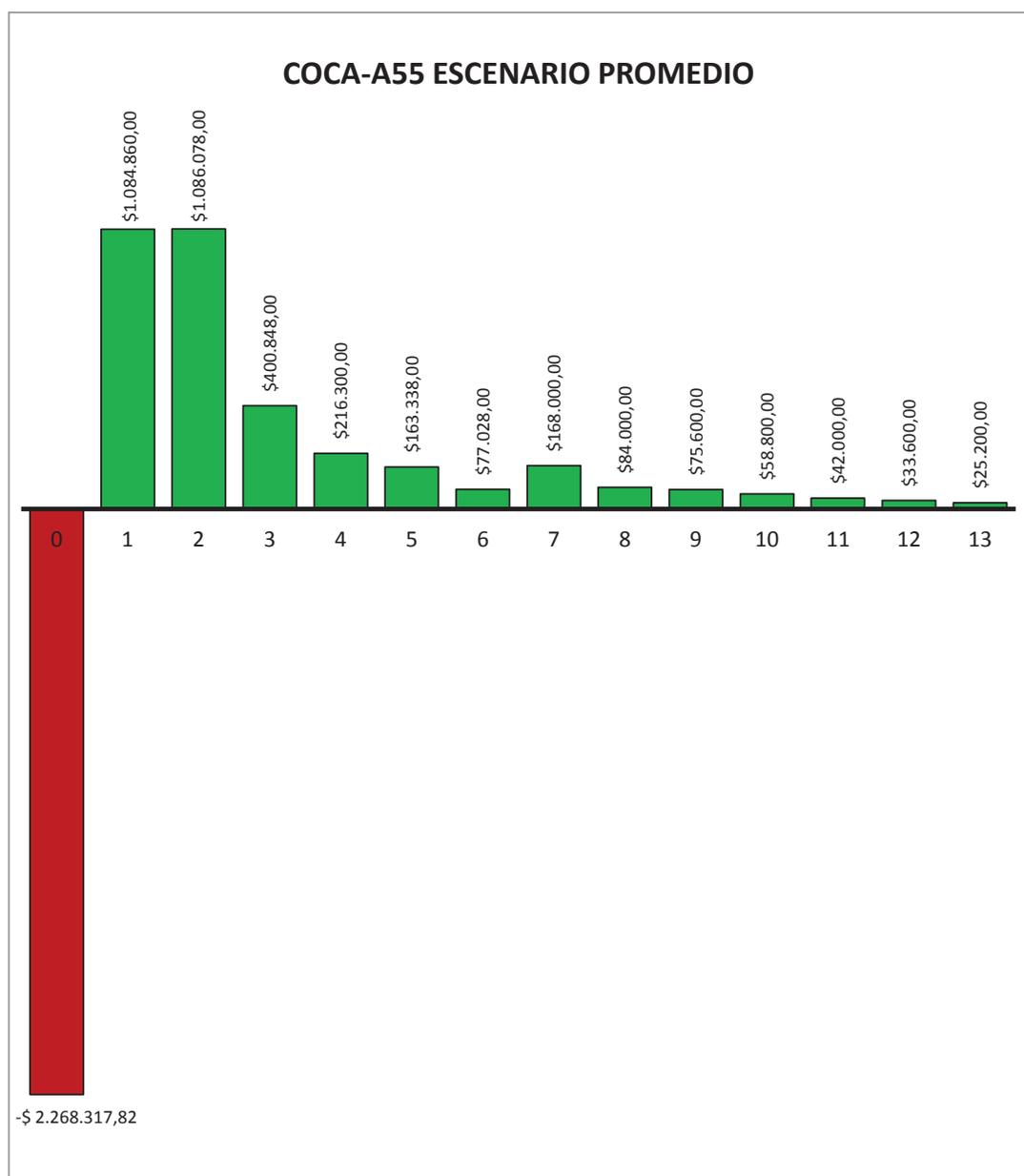
Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### 3.2.8.2. ESCENARIO PROMEDIO PARA EL POZO COCA-A55

A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.12; ver anexo 8), que en este caso son mensuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.21) para COCA-A55, perforado con la tecnología de disparos con fluido abrasivo, con un costo de 49 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

#### GRÁFICO 3.12

FLUJO NETO DE CAJA COCA-A55 ESCENARIO PROMEDIO



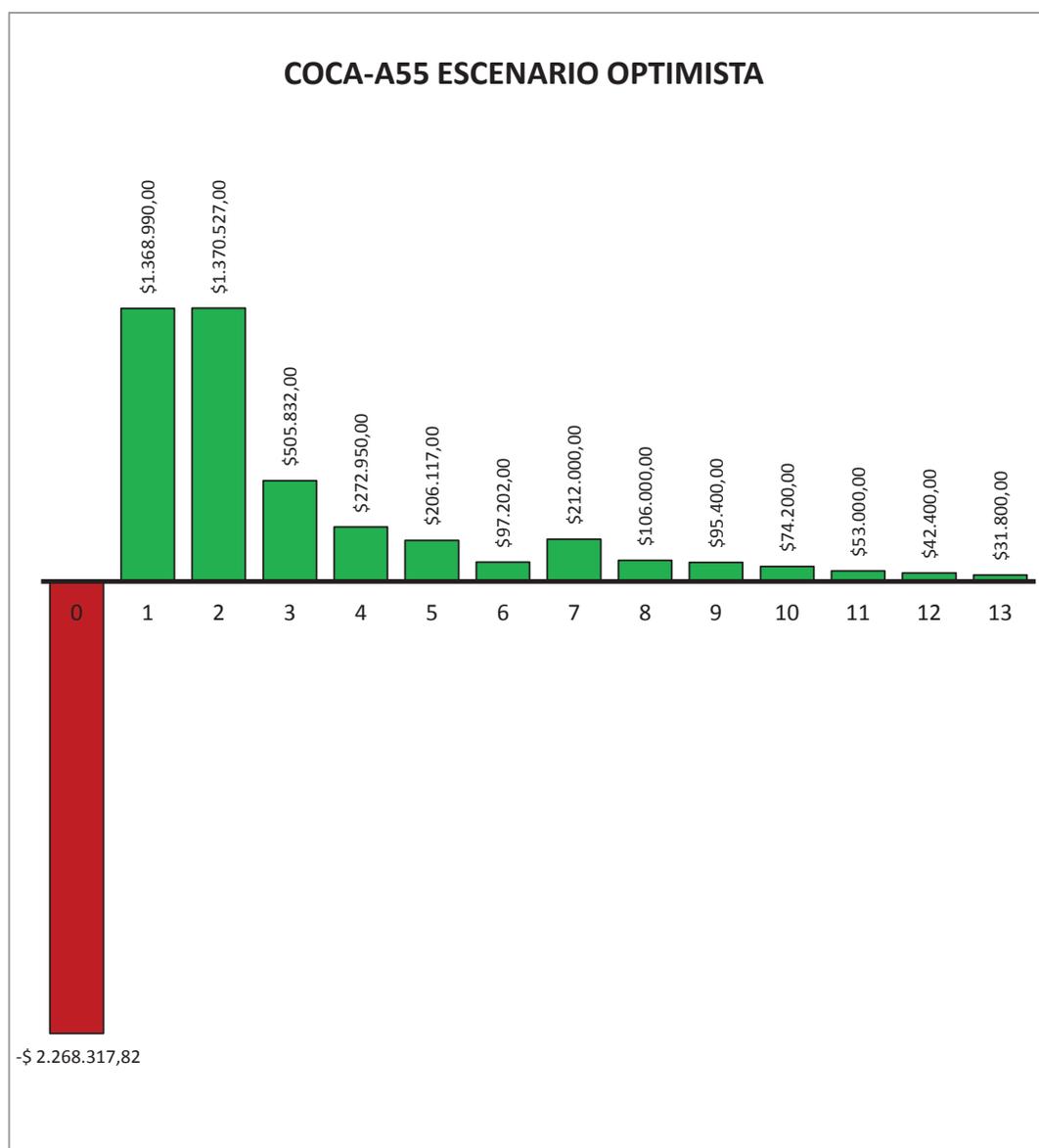
Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### 3.2.8.3. ESCENARIO OPTIMISTA PARA EL POZO COCA-A55

A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.13; ver anexo 8), que en este caso son mensuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.21) para COCA-A55, perforado con la tecnología de disparos con fluido abrasivo, con un costo de 60 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

#### GRÁFICO 3.13

FLUJO NETO DE CAJA COCA-A55 ESCENARIO OPTIMISTA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.21**

VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO Y RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DEL POZO COCA-A55

COCA-A55			
ESCENARIO	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA
VAN	\$ 22.805,71	\$ 1.168.367,47	\$ 2.068.451,71
TIR (MENSUAL)	0,0107	0,1809	0,3183
B/C	1,026	1,437	1,76

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### 3.2.9. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-K20<sup>29</sup>

Para el pozo COCA-K20 se ha decidido utilizar tres escenarios, con costos de barril de petróleo diferentes; habrá un escenario pesimista, con un costo definido de 35 USD/bl; otro con el costo más probable o promedio definido de 49 USD/bl; y otro con un costo optimista definido de 60 USD/bl (ver anexo 6). Los costos de producción para este pozo son calculados y sus resultados se muestran a continuación (ver tabla 3.22) (Fusion Media Ltda, 2015).

**TABLA 3.22**

DATOS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO COCA-K20

COCA-K20	
DATOS DE PRODUCCIÓN	
BFPD	323
BPPD	129,2
BAPD	193,80
API°	26
BSW (%)	60,00%
Potencia para levantar el fluido (Kw)	60
Consumo de energía en levantamiento artificial (Kwh)	2,50
Consumo de diesel (gal/día)	200,01
Consumo de diesel por Kw al día (gal/Kw)	3,3
Promedio de energía consumida por barril de fluido (Kw/bl)	0,186

<sup>29</sup> Para el pozo COCA-K20 se ha decidido hacer los cálculos del Valor Actual Neto y de la Tasa Interna de Retorno, en períodos anuales, pues la inversión se recupera en un plazo mucho mayor a 12 meses, y no se considera didáctico tener tablas tan largas para este tipo de análisis.

COSTOS DE PRODUCCIÓN	
Costo del químico por cada barril de fluido producido (usd/bl)	0,84
Costo por galon de diesel (usd/gal)	0,82
Costos por mantenimientos anuales por barril de crudo producido (usd/bl)	3,99
Costo por levantamiento artificial de cada barril producido (usd/bl)	4,50
Costo por cada barril de crudo transportado (usd/bl)	1,00
Costos indirectos (usd/bl)	0,50
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN (usd)</b>	<b>2015</b>
<b>COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL (usd)</b>	<b>16,09</b>

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### 3.2.9.1. ESCENARIO PESIMISTA PARA EL POZO COCA-K20

A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.14; ver anexo 3.9), que en este caso son anuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.23) para COCA-K20, perforado con la tecnología de cañoneo convencional, con un costo de 35 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

#### GRÁFICO 3.14

##### FLUJO NETO DE CAJA COCA-K20 ESCENARIO PESIMISTA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### 3.2.9.2. ESCENARIO PROMEDIO PARA EL POZO COCA-K20

A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.15; ver anexo 3.9), que en este caso son anuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.23) para COCA-K20, perforado con la tecnología de cañoneo convencional, con un costo de 49 USD/bl.

#### GRÁFICO 3.15

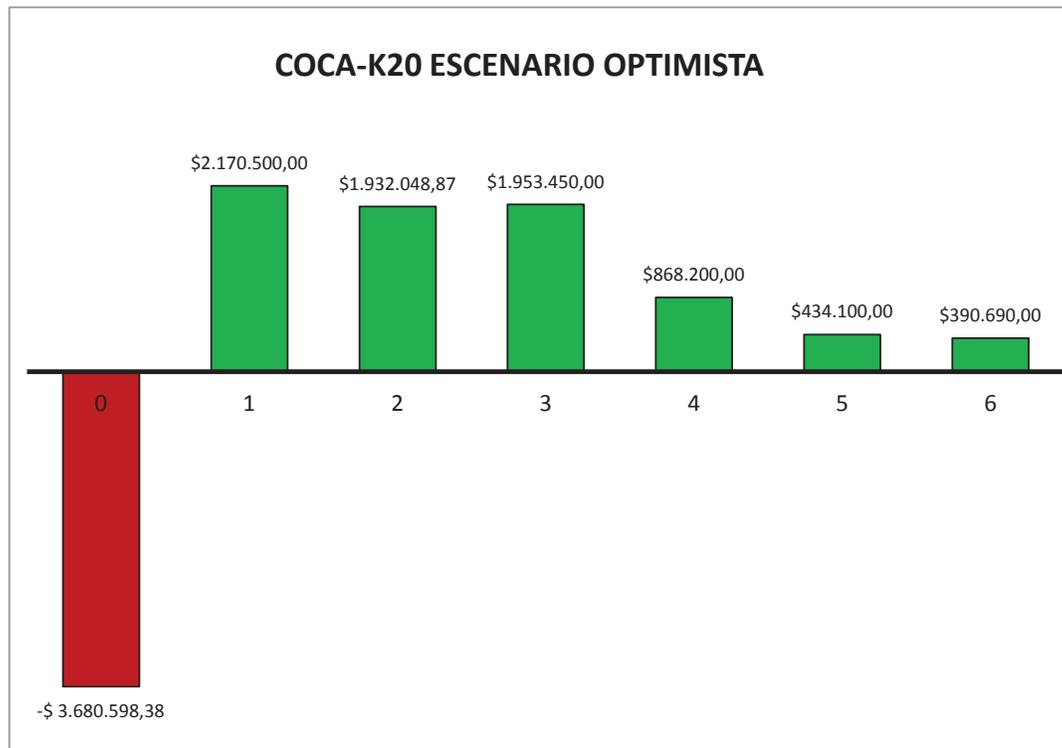
#### FLUJO NETO DE CAJA COCA-K20 ESCENARIO PROMEDIO



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### 3.2.9.3. ESCENARIO OPTIMISTA PARA EL POZO COCA-K20

A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.16; ver anexo 9), que en este caso son anuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.23) para COCA-K20, perforado con la tecnología de cañoneo convencional, con un costo de 60 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

**GRÁFICO 3.16****FLUJO NETO DE CAJA COCA-K20 ESCENARIO OPTIMISTA**

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.23**

VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO Y RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DEL POZO COCA-K20

COCA-K20			
ESCENARIO	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA
VAN	-\$ 1.020.997,55	\$ 1.001.512,58	\$ 2.590.627,69
TIR	-0,0425	0,2081	0,386
B/C	0,941	1,317	1,613

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### 3.2.10. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-K43<sup>30</sup>

Para el pozo COCA-K43 se ha decidido utilizar tres escenarios, con costos de barril de petróleo diferentes; habrá un escenario pesimista, con un costo definido de 35 USD/bl; otro con el costo más probable o promedio definido de 49 USD/bl; y otro con un costo optimista definido de 60 USD/bl (ver anexo 6). Los costos de producción para este pozo son calculados y sus resultados se muestran a continuación (ver tabla 3.24) (Fusion Media Ltda, 2015).

**TABLA 3.24**

DATOS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO COCA-K43

<b>COCA-K 43</b>	
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	
BFPD	2134
BPPD	939,0
BAPD	1195,04
API°	25,6
BSW (%)	56,00%
Potencia para levantar el fluido (Kw)	89
Consumo de energía en levantamiento artificial (Kwh)	3,72
Consumo de diesel (gal/día)	200,01
Consumo de diesel por Kw al día (gal/Kw)	2,2
Promedio de energía consumida por barril de fluido (Kw/bl)	0,042
<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN</b>	
Costo del químico por cada barril de fluido producido (usd/bl)	0,84
Costo por galon de diesel (usd/gal)	0,82
Costos por mantenimientos anuales por barril de crudo producido (usd/bl)	3,99
Costo por levantamiento artificial de cada barril producido (usd/bl)	4,07
Costo por cada barril de crudo transportado (usd/bl)	1,00
Costos indirectos (usd/bl)	0,50
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN (usd)</b>	<b>12477</b>
<b>COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL (usd)</b>	<b>13,79</b>

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

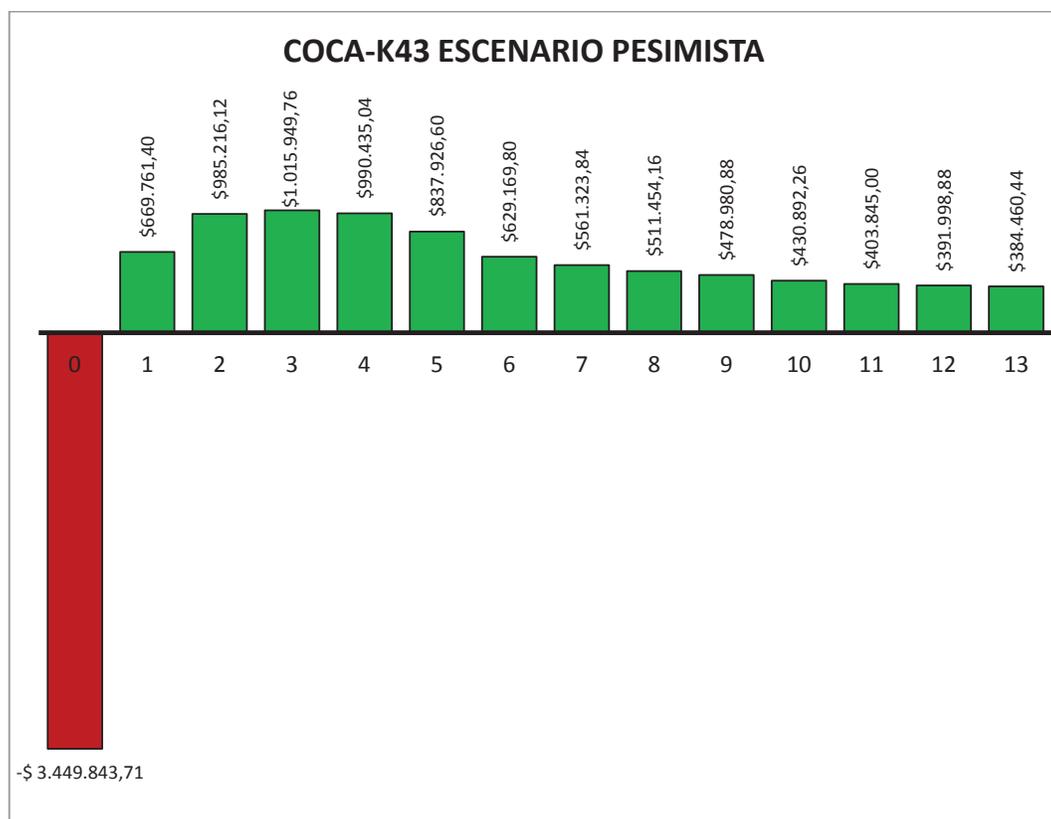
<sup>30</sup> Para el pozo COCA-K43 se ha decidido hacer los cálculos del Valor Actual Neto y de la Tasa Interna de Retorno, en períodos mensuales, pues la inversión se recupera en un plazo menor a 12 meses, y es más sencillo visualizarlo de esta manera.

### 3.2.10.1. ESCENARIO PESIMISTA PARA EL POZO COCA-K43

A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.17; ver anexo 10), que en este caso son mensuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.25) para COCA-K43, perforado con la tecnología de disparos con fluido abrasivo, con un costo de 35 USD/bl.

#### GRÁFICO 3.17

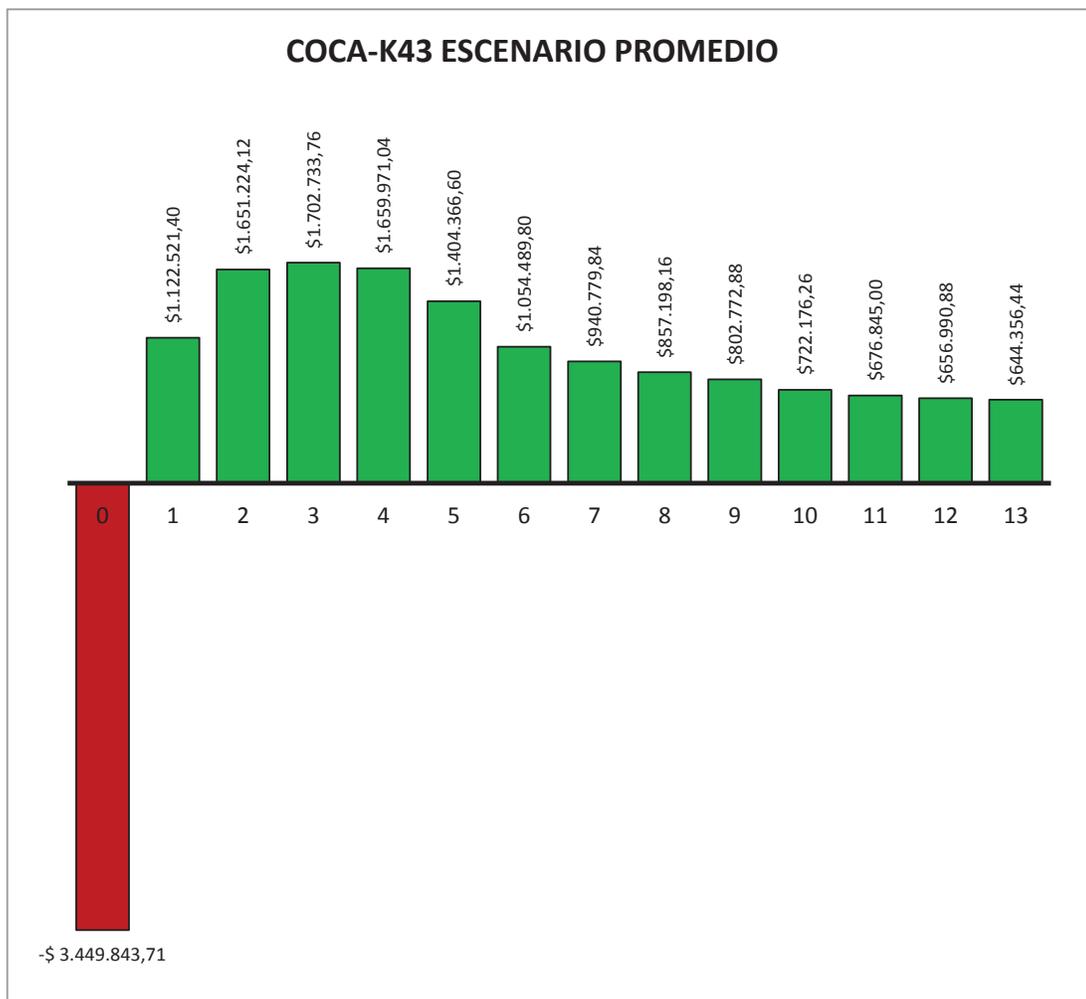
FLUJO NETO DE CAJA COCA-K43 ESCENARIO PESIMISTA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

### 3.2.10.2. ESCENARIO PROMEDIO PARA EL POZO COCA-K43

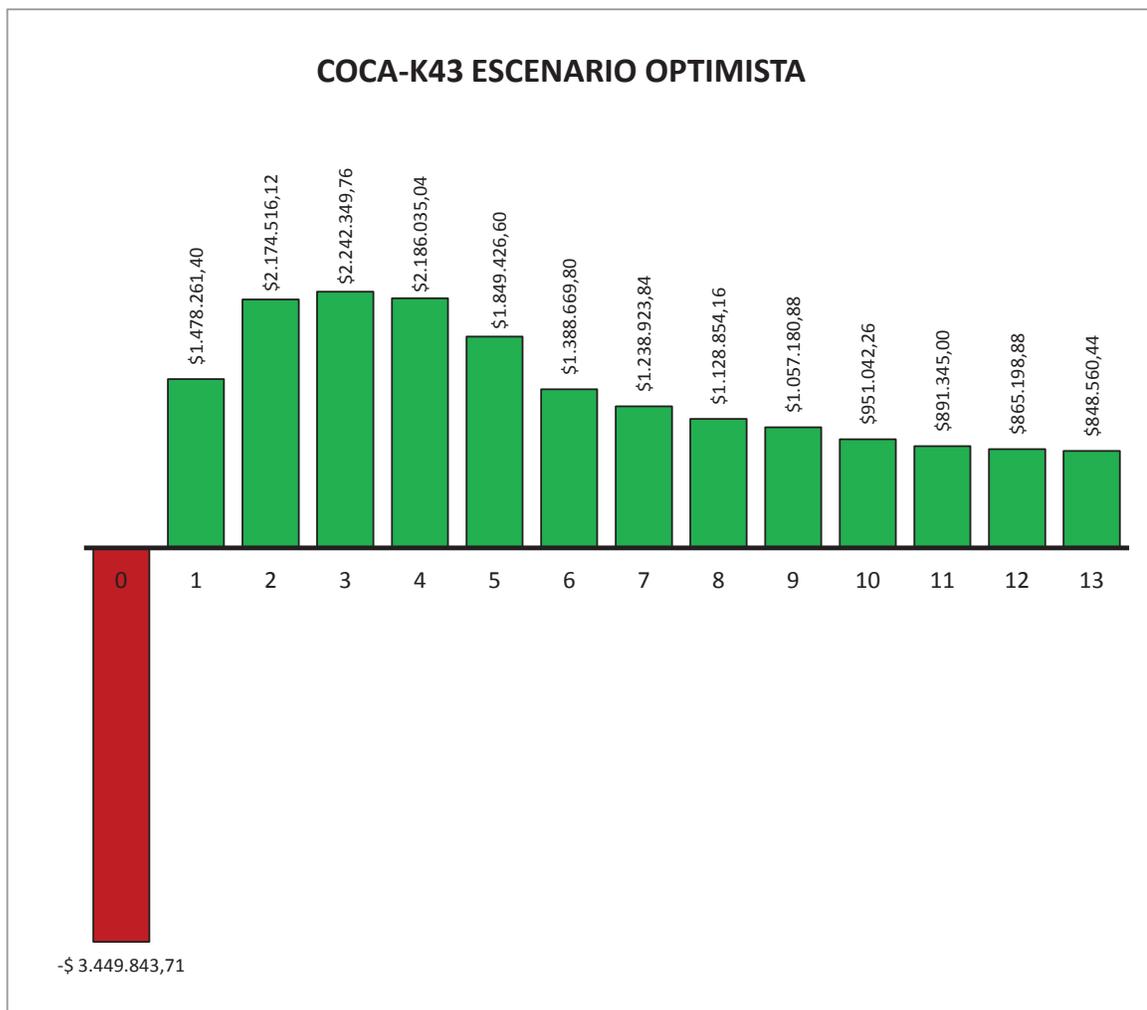
A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.18; ver anexo 10), que en este caso son mensuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.25) para COCA-K43, perforado con la tecnología de disparos con fluido abrasivo, con un costo de 49 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

**GRÁFICO 3.18****FLUJO NETO DE CAJA COCA-K43 ESCENARIO PROMEDIO**

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**3.2.10.3. ESCENARIO OPTIMISTA PARA EL POZO COCA-K43**

A continuación, se detallarán los flujos netos de caja para cada uno de los períodos (ver gráfico 3.19; ver anexo 10), que en este caso son mensuales, así como también el VAN, la TIR y la relación B/C (ver tabla 3.25) para COCA-K43, perforado con la tecnología de disparos con fluido abrasivo, con un costo de 60 USD/bl (Fusion Media Ltda, 2015).

**GRÁFICO 3.19****FLUJO NETO DE CAJA COCA-K43 ESCENARIO OPTIMISTA**

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

**TABLA 3.25****VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO DEL POZO COCA-K43**

<b>COCA-K43</b>			
<b>ESCENARIO</b>	<b>PESIMISTA</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>OPTIMISTA</b>
<b>VAN</b>	\$ 4.494.598,55	\$ 9.865.056,86	\$ 14.084.702,68
<b>TIR (MENSUAL)</b>	0,1981	0,3863	0,5224
<b>B/C</b>	1,528	2,139	2,619

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**TABLAS DE INDICADORES ECONÓMICOS DE LOS POZOS EN ESTUDIO**

**TABLA 3.26**  
INDICADORES ECONÓMICOS SUJETOS A COMPARACIÓN, PAD A

INDICADOR	COCA-A39			COCA-A55		
	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA
VAN	-\$ 190.640,33	\$ 1.762.928,14	\$ 3.297.874,80	\$ 22.805,71	\$ 1.168.367,47	\$ 2.068.451,71
TIR	0,065	0,299	0,4716	0,0107	0,1809	0,3183
TASA DE AMORTIZACIÓN ANUAL		0,0889			0,0889	
TASA DE AMORTIZACIÓN MENSUAL	-	-	-		0,007408	
INVERSIÓN INICIAL		\$ 3.972.190,73			\$ 2.268.317,82	
PERÍODOS		5			13	
INVERSIÓN*INTERÉS*PERÍODO		\$ 1.765.638,78			\$ 218.457,90	
B/C	1,115	1,561	1,912	1,026	1,437	1,76

**TABLA 3.27**  
INDICADORES ECONÓMICOS SUJETOS A COMPARACIÓN, PAD K

INDICADOR	COCA-K20			COCA-K43		
	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA	PESIMISTA	PROMEDIO	OPTIMISTA
VAN	-\$ 1.020.997,55	\$ 1.001.512,58	\$ 2.590.627,69	\$ 4.494.598,55	\$ 9.865.056,86	\$ 14.084.702,68
TIR	-0,0425	0,2081	0,386	0,1981	0,3863	0,5224
TASA DE AMORTIZACIÓN ANUAL		0,0889			0,0889	
TASA DE AMORTIZACIÓN MENSUAL	-	-	-		0,007408	
INVERSIÓN INICIAL		\$ 3.680.598,38			\$ 3.449.843,71	
PERÍODOS		6			13	
INVERSIÓN*INTERÉS*PERÍODO		\$ 1.963.231,18			\$ 332.248,68	
B/C	0,941	1,317	1,613	1,528	2,139	2,619

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### 3.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

#### 3.3.1. COMPARACIÓN TÉCNICA

El campo Coca tiene la presencia de un acuífero, mismo que provee al yacimiento de una presión constante o “infinita”. Condición que aumenta la efectividad de la tecnología de disparos con fluido abrasivo, porque al aumentar el tamaño de las perforaciones esta presión hace posible tener un mayor caudal de fluido gracias a que se maximiza el área de drenaje en los túneles creados. De lo contrario, si se usa en un acuífero depletable no habría diferencia de caudal de producción con el cañoneo convencional, para el cual no es necesario que exista empuje hidráulico.

La presión constante del acuífero también realiza un empuje del gel que actúa como una costra, antes de circular una píldora ácida para que en lugar de invadir las paredes de las perforaciones, tienda a salir de la formación. Finalizada la operación tenemos una estimulación del pozo.

El gel es un medio para transportar el material abrasivo (arena), es tan alta la velocidad del chorro gracias a la presión de salida en las toberas del jet que causa un diferencial de presión muy pequeño en la cara del pozo. Se genera una invasión mínima, pero con la píldora ácida el gel es removido en su totalidad, con lo que se limpia todo el túnel creado.

Para el cañoneo convencional se presuriza hasta 1200 psi menos que la presión de yacimiento, mientras que la perforación abrasiva utiliza presiones cercanas a la presión de fractura; gracias a esta alta presión se consiguen penetraciones mayores.

Los diámetros alcanzados con el cañoneo convencional en los pozos COCA-A39 y COCA-K20, son aproximadamente 0.39” y 0.41” respectivamente, mientras que las penetraciones están en un rango de 3” a 5”; con la perforación abrasiva en los pozos COCA-A55 y COCA-K43, se alcanzan diámetros de 2” a 3”, mientras que las penetraciones alcanzan un rango de 8” a 10”, teniendo un área mayor para el drenaje de fluido del yacimiento hacia el pozo (gráfico 3.20).

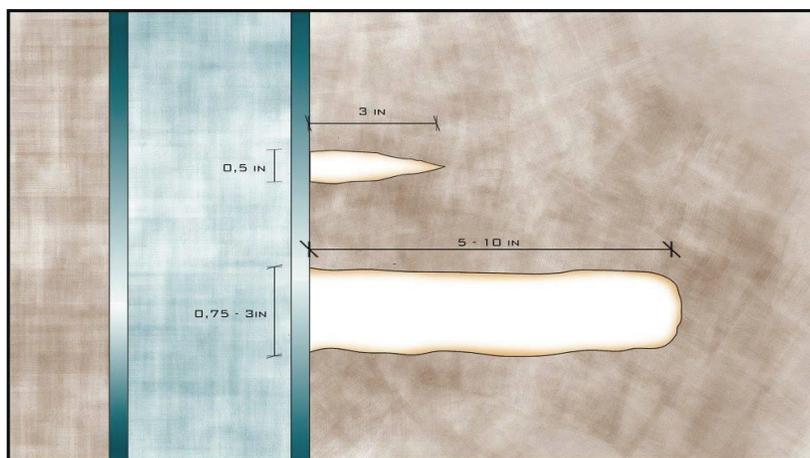
Se puede observar que los explosivos del cañoneo convencional generan una perforación en forma de zanahoria, el fin es una punta que por lo general termina

llena de escombros y roca pulverizada producto de la explosión del propelente, invadiendo las gargantas porales. Las acidificaciones realizadas en búsqueda de una limpieza total no son 100% efectivas pues siempre queda una zona de baja permeabilidad.

Por otro lado, la forma de las perforaciones abrasivas es de un túnel amplio y profundo con área de drenaje máximo. Los residuos de roca que son generados quedan en suspensión gracias a las características del gel usado en el fluido, por lo que no invaden a la formación sino que en la acidificación terminan por salir y dejar una zona estimulada para la producción del pozo.

### GRÁFICO 3.20

#### DIAGRAMA DE DIÁMETROS Y PENETRACIONES CAÑONEO CONVENCIONAL Y PERFORACIÓN ABRASIVA



Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Para la perforación abrasiva es necesario tener una arena bien consolidada, pues la alta penetración conseguida con esta tecnología puede causar colapsos o derrumbes en la formación. Esta condición no es necesaria para el cañoneo convencional ya que las penetraciones son mucho más pequeñas y no se generan este tipo de problemas.

Si se tiene un contacto Agua-Petróleo cercano a la zona de interés es bueno usar la tecnología de perforación abrasiva, porque con el cañoneo convencional utilizar propelente cerca del agua no daría buenos resultados.

### 3.3.2. COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDAD

Como se demostró en los gráficos 3.2, y 3.4, las curvas IPR de cada pozo perforado con cañoneo convencional, dejan claro que la productividad disminuye, haciendo visible que el cañoneo crea una zona de baja permeabilidad que merma la expectativa de rendimiento calculado antes de disparar (Open hole) de los pozos estudiados. Los resultados de este análisis se presentan en la tabla 3.28.

**TABLA 3.28**

ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD Y DAÑOS, CAÑONEO CONVENCIONAL

COCA-A39		COCA-K20	
IP	S	IP	S
0,988	0	1,195	0
<b>0,295</b>	<b>13,54</b>	<b>0,290</b>	<b>17,98</b>

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo  
Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Contrariamente, en los gráficos 3.3 y 3.5, las curvas IPR de cada pozo disparado con fluido abrasivo, dejan claro que la productividad aumenta de manera considerable, haciendo visible que la perforación no produce daño y que adicionalmente se estimula el pozo, aumentando en gran medida las expectativas de rendimiento calculado antes de disparar (Open hole) de los pozos estudiados. Los resultados de este análisis se presentan en la tabla 3.29.

**TABLA 3.29**

ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD Y DAÑOS, PERFORACIÓN ABRASIVA

COCA-A55		COCA-K43	
IP	S	IP	S
1,145	0	0,851	0
<b>2,009</b>	<b>-2,486</b>	<b>1,708</b>	<b>-2,899</b>

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo  
Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### **3.3.3. COMPARACIÓN ECONÓMICA**

Las tablas 3.26 y 3.27 muestran los resultados del análisis económico, entre los cuales podemos realizar comparaciones, que se explicarán a continuación.

#### **3.3.3.1. PAREJA DE POZOS PAD A (COCA-A39 Y COCA-A55)**

##### **3.3.3.1.1. POZO COCA-A39**

Como muestra la tabla 3.26, para el pozo COCA-A39 (Cañoneo Convencional), el proyecto es viable en los escenarios promedio (49 USD/bl) y optimista (60 USD/bl), pues el VAN en esos casos es mayor que cero; sin embargo, se debe llevar a cabo el proyecto únicamente en el escenario optimista, debido a que sólo aquí el VAN es mayor a la ganancia de la inversión con la tasa de amortización.

En el caso de la TIR, para el escenario pesimista (35 USD/bl) es menor a la tasa anual de amortización, por lo tanto el proyecto no es viable, más en los escenarios siguientes sí lo es.

Finalmente la relación Beneficio / Costo en los tres escenarios es mayor que 1, este indicador no toma en cuenta la tasa de amortización del dinero en el tiempo, por lo que no llega a tener una alta exactitud ni tampoco ser quien defina la decisión para llevar a cabo el proyecto, pero nos da una idea de cómo serán sus resultados.

En otras palabras, en los dos escenarios iniciales, es mejor dejar el dinero en el banco, pues sin necesidad de moverlo generará mayor ganancia que arriesgándolo en un proyecto que quizá no rinda como se espera.

##### **3.3.3.1.2. POZO COCA-A55**

Como muestra la tabla 3.26, para el pozo COCA-A55 (Fluido Abrasivo), el proyecto es viable en los tres escenarios propuestos, pues el VAN en todos los casos es mayor que cero; sin embargo, se debe llevar a cabo el proyecto en los escenarios promedio (49 USD/bl) y optimista (60 USD/bl), debido a que el VAN en el escenario pesimista (35 USD/bl), no llega a ser mayor a la ganancia de la inversión con la tasa de amortización.

En el caso de la TIR, para el escenario pesimista, es menor que la tasa de amortización, corroborando lo dicho en el párrafo anterior, es decir que el proyecto es viable en los escenarios promedio y optimista, pues las tasas son mayores a la de amortización.

Finalmente la relación Beneficio / Costo en los tres escenarios es mayor que 1, este indicador no toma en cuenta la tasa de amortización del dinero en el tiempo, por lo que no llega a tener una alta exactitud ni tampoco ser quien defina la decisión para llevar a cabo el proyecto, pero nos da una idea de cómo serán sus resultados.

En otras palabras, sólo en el escenario pesimista se debería dejar el dinero en el banco, en los demás el proyecto es bastante rentable.

### **3.3.3.2. PAREJA DE POZOS PAD K (COCA-K20 Y COCA-K43)**

#### **3.3.3.2.1. POZO COCA-K20**

Como muestra la tabla 3.27, para el pozo COCA-K20 (Cañoneo Convencional), el proyecto es viable en los escenarios promedio (49 USD/bl) y optimista (60 USD/bl), pues el VAN en esos casos es mayor que cero; sin embargo, se debe llevar a cabo el proyecto únicamente en el escenario optimista, debido a que sólo aquí el VAN es mayor a la ganancia de la inversión con la tasa de amortización.

En el caso de la TIR, para el escenario pesimista (35 USD/bl) es menor a la tasa anual de amortización, por lo tanto el proyecto no es viable, más en los escenarios siguientes sí lo es.

En otras palabras, en los dos escenarios iniciales, es mejor dejar el dinero en el banco, pues sin necesidad de moverlo generará mayor ganancia que arriesgándolo en un proyecto que quizá no rinda como se espera.

Finalmente la relación Beneficio / Costo es mayor que 1 en los escenarios promedio y optimista, este indicador no toma en cuenta la tasa de amortización del dinero en el tiempo, por lo que no llega a tener una alta exactitud ni tampoco ser quien defina la decisión para llevar a cabo el proyecto, pero nos da una idea de cómo serán sus resultados.

### 3.3.3.2.2. POZO COCA-K43

Como muestra la tabla 3.27, para el pozo COCA-K43 (Fluido Abrasivo), el proyecto es viable en los tres escenarios propuestos, pues el VAN en todos los casos es mayor que cero.

En el caso de la TIR, muestra resultados muy positivos en los tres escenarios, pues se eleva bastante conforme el precio del barril de crudo aumenta.

Finalmente la relación Beneficio / Costo en los tres escenarios es mayor que 1, este indicador no toma en cuenta la tasa de amortización del dinero en el tiempo, por lo que no llega a tener una alta exactitud ni tampoco ser quien defina la decisión para llevar a cabo el proyecto, pero nos da una idea de cómo serán sus resultados.

En otras palabras, es evidente que la inversión se debe realizar pues los resultados son muy alentadores y atractivos.

## CAPÍTULO IV

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 4.2. CONCLUSIONES

Después de haber analizado técnica y económicamente las parejas de pozos en estudio, se realiza una comparación de resultados, de la cual se derivan las siguientes conclusiones:

- La tecnología de disparos con fluido abrasivo es más efectiva en pozos que tienen empuje hidráulico y su contacto agua petróleo se encuentra cercano a la zona de interés, como es el caso de los pozos en estudio.
- La tecnología de disparos con fluido abrasivo no necesita de permisos especiales de transporte y manejo, como los explosivos utilizados en las tecnologías de cañoneo convencional.
- La perforación abrasiva no produce daño alguno asociado al cañoneo (como sucede al utilizar explosivos), ni siquiera daño cero, en realidad se logran daños negativos (estimulación) como se demostró en el análisis técnico del proyecto (Ver gráficas 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5).
- Los índices de productividad indican un aumento considerable con el uso de la perforación abrasiva, contrario a lo que sucede con el cañoneo convencional, donde se ve un descenso de la IP esperada en los cálculos de Openhole (antes de disparar) (Ver tablas 3.28 y 3.29)
- La píldora ácida utilizada para la remoción de residuos de perforación, causa una estimulación en la arena, lo cual explica el daño negativo y los resultados de producción elevados con relación al cañoneo convencional.
- La tecnología de disparos con fluido abrasivo genera profundidades de túneles de 5 a 10 pulgadas, y diámetros entre 0.75 y 3 pulgadas, a diferencia del cañoneo convencional que alcanza profundidades de “zanahorias” de 2 a 3 pulgadas y diámetros entre 0.3 y 0.5 pulgadas.
- La tecnología de disparos con fluido abrasivo es entre un 50 y 70%, más costosa que las de cañoneo convencional. Sin embargo, la rentabilidad de la primera es más grande, pues la recuperación de fluido del yacimiento es mucho mayor en menor tiempo.

- El Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno muestran que la tecnología de disparos con fluido abrasivo, con las características de yacimiento correctas, es una alternativa muy confiable frente al cañoneo convencional por lo demostrado en el análisis económico del proyecto (Ver tablas 3.26 y 3.27).
- La relación Beneficio / Costo nos da una idea de cómo serán los resultados del proyecto, sin embargo al no tomar en cuenta la tasa de amortización del dinero, no es exacta la comparación entre ingresos y egresos, por lo cual no es el indicador que aclara el panorama para decidir qué escenario y tecnología ejecutar.

### **4.3. RECOMENDACIONES**

- La perforación abrasiva es recomendada para pozos que tienen arenas consolidadas, que pueden aguantar túneles más profundos sin colapsar y dañar la formación.
- La perforación abrasiva es recomendada para yacimientos con empuje hidráulico, de un acuífero importante que genere una presión infinita. Como el caso de Hollín Superior; esto porque la presión alta y constante genera mayores caudales de fluido, teniendo una mayor área de drenaje.
- Es recomendable usar arena diseñada para choques elásticos, para garantizar que sus granos no pierdan forma ni tamaño en tiempos cortos, de tal manera que sea posible recircular el fluido una o hasta dos veces más, tomando en cuenta el límite elástico del grano. Así, se consigue mayor eficiencia evitando daño por taponamiento de arena ocasionado por los granos que pierden forma y tamaño en el camino de la abrasión.
- Es recomendable tener una separación suficiente entre el liner y las toberas de jet dependiendo de la tubería usada, porque de esta manera se realizará una abrasión ideal y se reducen los daños a la herramienta por concepto de retorno del fluido abrasivo.
- Es recomendable presurizar la formación con el fluido abrasivo hasta un poco antes de la presión de fractura, para llegar a mayores profundidades y tener pequeñas fracturas en las inmediaciones de los túneles.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baxter, D., Behrmann, L., Grove, B., Williams, H., Heiland, J., Hong, L., Khong, C. & Suppiah, R. (2009). *Operaciones de disparo: Cuando la falla es el objetivo*. Oilfield Review, 21, no 3.
- Behrmann, L., Brooks, J. E., Farrant, S., Fayard, A., Venkitaraman, A., Brown, A., & Underdown, D. (2000). *Perforating Practices That Optimize Productivity*. Oilfield Review, 12(1), 52.
- Behrmann, L., Huber, K., McDonald, B., Couët, B., Dees, J., Folsie, R., ... & Snider, P. (1996). *Quo Vadis, Extreme Overbalance?*. Oilfield Review, 8, 18-33.
- Behrmann, L.A., Khong, C.K. (2006). *"The Search for Perfect Perforations"*. Middle East & Asia Reservoir Review. Volume 7.
- 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* (Doctoral dissertation, QUITO/EPN/2012).
- Farid, J. (2012). *IMPORTANCE OF PERFORATION PROCESS AND ITS TECHNIQUES*.
- FAO. (2005). *Análisis financiero y preparación de recomendaciones* . En Formulación y análisis detallado de proyectos (Capítulo 9). Roma: FAO.
- Financiera, E. (2012). *Enciclopedia Financiera*. Obtenido de <http://www.encyclopediafinanciera.com/finanzas-corporativas/tasa-interna-de-retorno.htm>
- Fusion Media Ltda.(2015). *Energías. Petróleo crudo Precios históricos*. abril 23, 2016, de Investing Sitio web: <http://es.investing.com/commodities/crude-oil-historical-data>
- Halliburton. (Octubre, 2014). Programa de Hydrajet Perforating, COCA K43.
- Halliburton. (Noviembre, 2012). IndicatingBall Catcher System. H04904. Halliburton 2012.
- Hyne, N. (2014). *Dictionary of petroleum exploration, drilling & production*. PennWell Corporation. Pg 374.

Iturrioz, J. (2016). *Diccionario Económico*. España: Unidad Editorial Información Económica S.L.

Kritsanaphak, K., Tirichine, S., & Abed, M. L. (Enero, 2010). Using Hydrjet Perforating Technique as An Effective Alternative to Explosive Perforating for Algerian Oil and Gas Fields. In IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

Moreno, M.. (2010). *El flujo de caja y su importancia en la toma de decisiones*. abril 27, 2016, de El Blog Salmón Sitio web: <http://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/el-flujo-de-caja-y-su-importancia-en-la-toma-de-decisiones>

Peláez García, K. (2009). *Análisis de viabilidad del Campo Drago de Petroproducción en el Oriente Ecuatoriano*.

Petoil. (marzo 7, 2012). *Types Of Perforation Techniques*. noviembre 3, 2015, de Petroleum media Sitio web: <http://petoil.blogspot.com/2012/03/types-of-perforation-techniques.html>

Petroamazonas EP. (2015). Campaña de perforación y reacondicionamiento de los pozos en las plataformas A y K, del Campo Coca, Bloque 7.

Rodríguez, M. (2013). Aspectos básicos sobre la clasificación del desgaste. agosto 16, 2016, de Monografías.com Sitio web: <http://www.monografias.com/trabajos96/aspectos-basicos-clasificacion-del-desgaste/aspectos-basicos-clasificacion-del-desgaste.shtml#desgastaaa>

Schlumberger. (2014) . *PURE Clean perforations system*.

Schlumberger. (2016). Oilfield Glossary.

Schlumberger. (2016). *WELL PROTECTOR*. Agosto 17, 2016, de Schlumberger Sitio web: [http://www.slb.com/services/completions/completions/specialized\\_tools/debris\\_recovery\\_tools/well\\_protector.aspx](http://www.slb.com/services/completions/completions/specialized_tools/debris_recovery_tools/well_protector.aspx)

SPE. (2015). *Perforating methods*. noviembre 4, 2015, de PetroWiki Sitio web: [http://petrowiki.org/Perforating\\_methods](http://petrowiki.org/Perforating_methods)

Turnero, I. (2006). *Valor Presente Neto*. abril 21, 2016, de Monografías Sitio web: <http://www.monografias.com/trabajos104/valor-presente-neto/valor-presente-neto.shtml>

Universidad de América. (2012). *Análisis nodal*. Febrero 29, 2016, de SlideShare Sitio web: <http://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-material-de-clase-1>

Universidad de América. (2011). *Análisis nodal*. Marzo 3, 2016, de SlideShare Sitio web: <http://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-1-clase-5>

Wells, B. (2012). Downhole Bazooka. (Noviembre 2, 2015), de American Oil & Gas Historical Society Sitio web: <http://aoghs.org/technology/downhole-bazooka/>

## **ANEXOS**

**ANEXOS**

<b>No</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
1	Características generales de los 40 pozos en estudio	75
2	Producción diaria	81
3	Consumo de diesel	83
4	Costo del químico	85
5	Costo de mantenimiento	87
6	Costos promedio, pesimista y optimista	89
7	Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-A39	98
8	Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-A55	94
9	Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-K20	102
10	Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-K43	110

**ANEXO 1**

**CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS 40**

**POZOS EN ESTUDIO**



**CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS POZOS DEL PAD A**

PAD A	PETROFÍSICA				DISPAROS			TECNOLOGÍA	PERFORACIÓN	YACIMIENTO	PRODUCCIÓN
	ARENA	Ø (%)	SW (%)	VCL (%)	INTERVALOS CAÑONEADOS (ft)	ESPESOR (ft)	TIPO DE POZO				
<b>COCA-A021</b>	Hollín Superior	15	17	10	11104 - 11106	2	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	11152	2348	
					11109 - 11112	3					
					11118 - 11126	8					
<b>COCA-A30</b>	Arena "U"	12	23	16	9461 - 9481	20	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	9991	40998	
	Hollín Superior	13	21		9938 - 9945	7					
<b>COCA-A31</b>	Hollín Principal	14	35	8	10286 - 10296	10	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	10348	36106	
<b>COCA-A32</b>	Hollín Superior	14	22	18	10436 - 10442	6	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	10518	53305	
					10452 - 10458	6					
					10462 - 10470	8					
					10476 - 10483	7					
<b>COCA-A33</b>	Basal Tena	17	29	17	8624 - 8645	7	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	9826	4102	
	Hollín Principal	14	35	11	9765 - 9776	11					
				9797 - 9806	9						
<b>COCA-A34</b>	Hollín Principal	17	34	9	10172 - 10215	43	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	10303	30804	
					10219 - 10236	17					
<b>COCA-A35</b>	Hollín Principal	17	23	8	10272 - 10295	23	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	10345	52733	
					10305 - 10310	5					
<b>COCA-A36</b>	Hollín Principal	15	41	12	10495 - 10505	10	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	10530	12653	
<b>COCA-A37</b>	Hollín Principal	16	36	9	10762 - 10770	8	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	10810	2938	
		14	39	13	10777 - 10787	10					
<b>COCA-A38</b>	Hollín Principal	15	33	11	10440 - 10447	7	DIRECCIONAL J	CAÑONEO CONVENCIONAL	10590	3905	
					10489 - 10509	20					

**CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS POZOS DEL PAD A**

PAD A	PETROFÍSICA				DISPAROS				PERFORACIÓN	YACIMIENTO	PRODUCCIÓN
	ARENA	Ø (%)	Sw (%)	VCL (%)	INTERVALOS CAÑONEADOS (ft)	ESESOR (ft)	TECNOLOGÍA	TIPO DE POZO			
COCA-A39	Hollín Superior	16	33	8	10616 - 10629	13	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	10672	24483	
					10638 - 10646	8					
COCA-A50	Hollín Principal	14	36	10	10539 - 10549	10	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	10600	52267	
					10563 - 10583	20					
COCA-A51	Hollín Superior	13	19	18	11918 - 11925	7	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	11964	16915	
					11937 - 11943	6					
					11956 - 11960	4					
COCA-A52	Hollín Superior	12	23	9	11354 - 11375	21	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL	11409	0	
					11354 - 11369	15					
COCA-A53	Hollín Superior	13	25	11	10880 - 10885	5	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL	10929	0	
					10895 - 10900	5					
COCA-A54	Hollín Superior	20	34	12	10571 - 10578	7	FLUIDO ABRASIVO	DIRECCIONAL J	10657	8912	
					10590 - 10594	4					
					10606 - 10616	10					
COCA-A55	Hollín Superior	11	43	16	11259 - 11264	5	FLUIDO ABRASIVO	DIRECCIONAL J	11357	60303	
					11267 - 11273	6					
					11295 - 11298	3					
					11311 - 11317	6					
					11329 - 11332	3					
COCA-A56	Hollín Superior	14	42	10	11188 - 11200	12	FLUIDO ABRASIVO	DIRECCIONAL J	11289	11757	
					11227 - 11232	5					
COCA-A57	Hollín Principal	13	29	11	11253 - 11264	11	CAÑONEO CONVENCIONAL	HORIZONTAL	11295	3581	

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS POZOS DEL PAD K**

PAD K	PETROFÍSICA				DISPAROS			TECNOLOGÍA	PERFORACIÓN	YACIMIENTO	PRODUCCIÓN
	ARENA	Ø (%)	Sw (%)	VCL (%)	INTERVALOS CAÑONEADOS (ft)	ESPESOR (ft)	TIPO DE POZO				
COCA-K20	Hollín Superior	15	31	12	10023 - 10029	6	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	10120	80647	
	Hollín Principal	17	29	10	10041 - 10076	35					
		14	35	18	10087 - 10095	8					
COCA-K21	Hollín Principal	12	28	11	9836 - 9844	8	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	9904	93879	
		16		16	9859 - 9874	15					
COCA-K22	Hollín Principal	16	34	14	10350 - 10366	16	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	10433	115038	
					10372 - 10382	10					
					10386 - 10391	5					
COCA-K23	Hollín Superior	13	29	13	11238 - 11285	47	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	11351	20190	
					11302 - 11314	12					
COCA-K24	Hollín Superior	14	29	20	11583 - 11593	10	CAÑONEO CONVENCIONAL	J MODIFICADO	11689	45556	
	Hollín Principal	14	28	11	11617 - 11630	13					
COCA-K25	Hollín Principal	13	37	17	10576 - 10589	13	CAÑONEO CONVENCIONAL	HORIZONTAL	10611	64817	
COCA-K26	Hollín Superior	16	39	8	9739 - 9749	10	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	9800	89581	
					9699 - 9713	14					
COCA-K27	Hollín	15	29	11	10288 - 10299	11	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	10372	30811	
					10318 - 10333	15					
					10338 - 10343	5					
COCA-K28	Hollín Superior	15	23	16	10567 - 10572	5	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	10671	14757	
					10581 - 10594	13					
					10613 - 10628	15					
COCA-K29	Hollín Principal	17	20	9	9620 - 9627	7	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL S	9652	30062	

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS POZOS DEL PAD K**

PAD K	PETROFÍSICA				DISPAROS				PERFORACIÓN	YACIMIENTO	PRODUCCIÓN
	ARENA	Ø (%)	Sw (%)	VCL (%)	INTERVALOS CAÑONEADOS (ft)	ESPESOR (ft)	TECNOLOGÍA	TIPO DE POZO			
COCA-K40	Hollín Principal	16	31	17	10349 - 10358	9	CAÑONEO CONVENCIONAL FLUIDO ABRASIVO	DIRECCIONAL	10425	8698	
		17	25	18	10368 - 10373	5					
		13	27	15	10393 - 10398	5					
COCA-K41	Hollín Superior	15	23	22	10956 - 10965 10986 - 11002	9 16	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	1180	27461	
		16	29	14	10827 - 10836	9					
COCA-K42	Hollín Superior Hollín Principal	18	21	16	10881 - 10886	5	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	10916	15467	
		14	19	14	11163 - 11209	46					
COCA-K43	Hollín Superior	13	35	18	11710 - 11716	6	FLUIDO ABRASIVO	DIRECCIONAL J	11263	72390	
COCA-K44	Hollín	15	38	12	11726 - 11732	6	FLUIDO ABRASIVO	DIRECCIONAL J	11756	6941	
		17	19	15	11528 - 11534	6					
COCA-K45	Hollín	18	26	14	11546 - 11552	6	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	11642	32570	
		11	28	16	11558 - 11566	8					
		13	27	18	11568 - 11578	10					
		14	19	17	11581 - 11587	6					
		17	35	16	11601 - 11603	2					
		15	33	12	11608 - 11610	2					

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS POZOS DEL PAD K

PAD K	PETROFÍSICA			DISPAROS			PERFORACIÓN		YACIMIENTO	PRODUCCIÓN (BBLs)
	ARENA	Ø (%)	Sw (%)	VCL (%)	INTERVALOS CAÑONEADOS (ft)	ESPESOR (ft)	TECNOLOGÍA	TIPO DE POZO		
COCA-K46	Hollín Superior	14	29	13	11105 - 11120	15	FLUIDO ABRASIVO CAÑONEO CONVENCIONAL FLUIDO ABRASIVO CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	11184	4870
		15	28	15	11105 - 11118	13				
		17	19	17	11122 - 11128	6				
		19	26	12	11133 - 11137	4				
		17	27	17	11143 - 11157	14				
		16	31	16	11144 - 11157	13				
COCA-K47	Hollín Superior	15	21	9	11162 - 11202	40	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	11253	60777
COCA-K48	Hollín Superior	12	20	23	10611 - 10626	15	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL J	10736	412
					10640 - 10662	22				
					10666 - 10669	3				
COCA-K49	Arena "U"	11	36	13	10147 - 10152	5	CAÑONEO CONVENCIONAL	DIRECCIONAL	10723	419
		17	17	10	10161 - 10170	9				
				10190 - 10216	26					
				10640 - 10647	7					
COCA-K60	Hollín Superior	14	19	12	10654 - 10658	4	FLUIDO ABRASIVO	DIRECCIONAL J	12061	12046
					10678 - 10685	7				
					10705 - 10710	5				
COCA-K60	Hollín Superior	12	24	15	11968 - 11976	8	FLUIDO ABRASIVO	DIRECCIONAL J	12061	12046
		14	32		11986 - 11999	13				
					12003 - 12010	7				

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**ANEXO 2**  
**PRODUCCIÓN DIARIA**

## PRODUCCION DIARIA DE LOS 4 POZOS EN ESTUDIO

### CARACTERISTICAS DEL PAR DE POZOS DEL PAD A

FECHA	POZO	P. Tbg	P. Mnf	P. sep/Oled	BFPD	BOPD	BAPD	BSW	API	H <sub>z</sub>	Amp
26-ene-15	COCA-055	60	57	55	1134	1128	6	0,5	26,1	50,0	168
26-ene-15	COCA-039	100	58	56	248	231	17	7	25,0	43,0	144

V	PIP	GAS	GOR	T	ARENA	TIPO DE	Salini	OBSERVACIONES	RUN
394	1671	25,37	22,49	24	HS	FLEX 10 323 ETAPAS (119+119+85)		APORTE ESTABLE (+4 BPPD)	276
344	1207	4,84	20,95	24	H	P12 - 330 Sigs	60	BAJO APORTE (-34 BPPD)	772

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

### CARACTERISTICAS DEL PAR DE POZOS DEL PAD K

FECHA	POZO	P. Tbg	P. Mnf	P. sep/Oled	BFPD	BOPD	BAPD	BSW	API	H <sub>z</sub>	Amp
10-may-15	COCK-020	150	138	133	323	129	194	60	26,0	52,0	87
10-may-15	COCK-043	140	138	132	2134	939	1195	56	25,6	55,0	117

V	PIP	GAS	GOR	T	ARENA	TIPO DE BOMBA	Salinidad	OBSERVACIONES
399	1170	2,85	22,09	16	HS	FLEX 10 - 238 Sigs	300	APORTE ESTABLE (-3 BPPD)
440	2748	20,70	22,04	19	HS	400 P18 - 232 STGS	225	INCREMENTA BSW DE 54% @ 56% (-29 BPPD)

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**ANEXO 3**  
**CONSUMO DE DIESEL**

CONSUMO DIARIO DE DIESEL EN LOS CAMPOS Y CAMPAMENTO PAYAMINO

MES PROMEDIO

CAMPO	CONSUMO DIARIO DE DIESEL EN GL													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
COCA ESTACION-1	2.777	2.633	2.735	2.623	2.644	2.504	2.543	2.557	2.613	2.494	2.436	2.483	2.436	2.483
COCA ESTACION-2	-	-	-	-	-	-	-	17	-	-	-	-	-	-
BIFUEL	308	501	431	365	343	338	424	321	411	301	328	260	413	477
<b>TOTAL COCA</b>	<b>3.085</b>	<b>3.134</b>	<b>3.166</b>	<b>2.988</b>	<b>2.987</b>	<b>2.842</b>	<b>2.967</b>	<b>2.895</b>	<b>3.024</b>	<b>2.795</b>	<b>2.764</b>	<b>2.743</b>	<b>2.849</b>	<b>2.960</b>

CAMPO	CONSUMO DIARIO DE DIESEL EN GL															
	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
COCA ESTACION-1	2.300	2.363	2.427	2.510	2.579	2.452	2.583	2.354	2.425	2.544	2.537	2.670	2.389	2.618	2.618	46
COCA ESTACION-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	336	2.461
BIFUEL	406	350	388	313	390	292	465	265	288	450	401	317	346	326	440	440
<b>TOTAL COCA</b>	<b>2.706</b>	<b>2.713</b>	<b>2.815</b>	<b>2.823</b>	<b>2.969</b>	<b>2.744</b>	<b>3.048</b>	<b>2.619</b>	<b>2.713</b>	<b>2.994</b>	<b>2.938</b>	<b>2.987</b>	<b>2.735</b>	<b>3.280</b>	<b>2.947</b>	<b>2.947</b>

TOTAL CONSUMO	CONSUMO PROMEDIO
72.986	2.354,39
2.814	90,77
11.018	355,42
<b>86.818</b>	<b>2.801</b>

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**ANEXO 4**  
**COSTO DEL QUÍMICO**

## CONSUMO Y COSTO DEL TRATAMIENTO QUIMICO

	<b>GPD</b>	<b>COSTO \$</b>
<b>DEMULSIFICANTE: DMO-14606</b>		
LOBO	0,0	0,0
GACELA	184,0	2116,0
PAY	1126,0	12949,0
COCA	645,0	7417,5
<b>ANTIESPUMANTE: DFO-14898</b>		
LOBO	214,0	1585,7
GACELA	103,0	763,2
PAYAMINO	79,0	585,4
COCA	0,0	0,0
<b>ANTIPARAFINICO: PAO-14715</b>		
COCA	348,0	2397,7
<b>ANTI ESCALA: SCW-14327</b>		
LOBO	0,0	0,0
GACELA	46,5	486,4
PAYAMINO	85,0	889,1
COCA	89,0	930,9
<b>ANTICORROSIVO: CRW-14132</b>		
LOBO	0,0	0,0
GACELA	57,0	470,3
PAYAMINO	299,0	2466,8
COCA	62,0	511,5
<b>ANTIASFALTENICO: PA0-14724</b>		
LOBO	94,0	983,2
<b>BACTERICIDA: XC 14827</b>		
LOBO	0,0	0,0
GACELA	0,0	0,0
PAYAMINO	0,0	0,0
COCA	0,0	0,0
<b>CLARIFICANTE RBW-503</b>		
GACELA	10,0	191,1
PAYAMINO	24,8	473,9
<b>SURFACTANTE WAW-14253</b>		
PAYAMINO	0,0	0,0
<b>CLARIFICANTE RBW-6060</b>		
PAYAMINO	10,8	122,0
<b>DEMULSIFICANTE: 14607</b>		
GACELA	0,0	0,0

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**ANEXO 5**  
**COSTOS DE MANTENIMIENTO**

## COSTOS MANTENIMIENTO - 2015

LOCACIÓN	CENTRO DE COSTOS	DESCRIPCIÓN	EJECUCIÓN REAL FEBRERO 2015	EJECUCIÓN REAL MARZO 2015	EJECUCIÓN REAL ABRIL 2015	EJECUCIÓN REAL MAYO 2015	EJECUCIÓN REAL JUNIO 2015	EJECUCIÓN REAL JULIO 2015	EJECUCIÓN REAL AGOSTO 2015	EJECUCIÓN REAL SEPTIEMBRE 2015	EJECUCIÓN REAL OCTUBRE 2015	EJECUCIÓN REAL NOVIEMBRE 2015	PROYECCION DICIEMBRE 2015	SUMA AÑO 2015	BPPA	CM/BS
			EJECUCIÓN REAL ENERO 2015													
			37.693,30	15.472,73	31.260,92	11.276,15	21.906,37	119.049,32	119.648,32	36.924,91	71.174,30	60.370,34	48.191,69			
			32.487,36	1.324,48	42.703,55	37.771,31	48.840,35	26.236,32	17.618,49	68.491,20	8.664,73	14.669,30	32.312,92			
			16.900,00	16.900,00	16.900,00	16.900,00	16.900,00	16.900,00	16.900,00	16.900,00	16.900,00	16.900,00	16.900,00			
			66.970,66	33.697,21	90.864,47	65.847,46	87.646,72	162.185,64	154.466,81	122.316,11	96.739,03	91.939,64	97.404,61	1.168.855,33	293.227,00	3,99
			2.042,76	14.187,15	54.186,64	101.734,11	70.069,73	43.766,04	52.486,34	115.593,09	160.991,56	55.824,25	63.187,05			
			3.408,81	6.083,92	28.464,08	33.775,10	24.253,28	17.087,09	35.224,19	26.232,59	14.289,73	12.140,95	19.478,34			
			41.831,36	21.652,57	50.155,98	90.292,56	46.071,92	79.425,22	-	69.350,59	47.652,26	93.673,88	53.248,55			
			9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00			
			56.382,97	51.003,64	141.905,70	224.907,77	149.484,93	149.448,93	96.420,53	220.276,27	231.953,57	170.739,08	145.014,54	1.740.174,49	818.161,00	2,13
			13.804,32	175,73	6.007,20	-	32.741,52	62.241,31	38.514,76	163.421,21	8.635,59	23.041,27	32.178,66			
			440,17	1.117,12	-	2.804,08	1.897,64	660,20	47.720,53	1.566,80	1.443,46	746,15	5.373,24			
			4.877,52	5.831,86	1.504,41	6.098,75	18.275,34	-	3.165,30	10.709,16	5.928,37	454,28	5.683,66			
			1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00			
			20.772,01	6.774,71	9.161,61	10.552,89	54.564,59	64.551,51	66.993,91	177.567,17	17.657,42	25.591,79	44.885,56	538.626,76	162.962,50	3,31
			105,29	1.192,88	11.897,36	-	230,00	238,11	1.589,98	4.380,32	22.699,14	22.414,57	5.880,82			
			-	-	1.313,78	958,40	17,54	-	65,43	6.704,37	-	-	826,94			
			15.550,66	388,65	22.586,27	22.081,86	26.586,12	40.515,77	-	18.670,36	15.000,00	15.500,00	17.274,09			
			550,00	550,00	550,00	550,00	550,00	550,00	550,00	550,00	550,00	550,00	550,00			
			16.205,95	2.131,33	35.347,41	23.590,26	27.333,66	41.303,89	2.185,41	30.305,05	38.289,14	38.464,57	24.531,84	294.382,12	353.080,27	0,83
			SUMA TOTAL	180.331,59	203.429,86	278.280,19	334.992,32	319.089,81	417.589,38	339.223,36	550.264,60	384.589,16	327.034,99	311.836,56	3.742.038,71	1.627.430,77

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**ANEXO 6**  
**COSTOS PROMEDIO, PESISMISTA Y OPTIMISTA**

Fecha	Último USD	Apertura USD	Máximo USD	Mínimo USD	Var. %
31.12.2015	37.04	36.81	37.79	36.22	1.20%
30.12.2015	36.60	37.36	37.40	36.40	-3.35%
29.12.2015	37.87	36.70	37.94	36.66	2.88%
28.12.2015	36.81	38.00	38.09	36.60	-3.39%
24.12.2015	38.10	37.86	38.28	37.38	1.60%
23.12.2015	37.50	36.47	37.95	36.28	3.76%
22.12.2015	36.14	35.80	36.54	35.66	4.03%
21.12.2015	34.74	34.58	34.86	33.98	0.03%
18.12.2015	34.73	34.87	35.57	34.29	-0.63%
17.12.2015	34.95	35.80	35.84	34.63	-1.60%
16.12.2015	35.52	36.79	37.35	35.29	-4.90%
15.12.2015	37.35	36.32	37.88	36.03	2.86%
14.12.2015	36.31	35.40	36.70	34.53	1.94%
11.12.2015	35.62	36.63	36.84	35.16	-3.10%
10.12.2015	36.76	37.27	37.54	36.38	-1.08%
09.12.2015	37.16	37.86	38.99	36.87	-0.93%
08.12.2015	37.51	37.68	38.58	36.64	-0.37%
07.12.2015	37.65	40.10	40.15	37.50	-5.80%
04.12.2015	39.97	41.31	42.00	39.60	-2.70%
03.12.2015	41.08	40.15	41.78	40.07	2.85%
02.12.2015	39.94	41.69	41.97	39.84	-4.56%
01.12.2015	41.85	41.73	42.23	41.17	0.48%
30.11.2015	41.65	41.77	42.61	41.50	-0.14%
27.11.2015	41.71	43.25	43.30	41.67	-2.07%
26.11.2015	42.59	43.08	43.29	42.30	-1.05%
25.11.2015	43.04	42.69	43.25	41.72	0.40%
24.11.2015	42.87	42.04	43.46	41.86	2.68%
23.11.2015	41.75	41.49	42.75	40.41	3.37%
20.11.2015	40.39	40.54	40.99	38.99	-0.37%
19.11.2015	40.54	40.72	41.05	39.89	-0.52%
18.11.2015	40.75	41.11	41.55	39.91	0.20%
17.11.2015	40.67	41.96	42.03	40.58	-2.56%
16.11.2015	41.74	40.92	42.25	40.06	2.45%

Fecha	Último USD	Apertura USD	Máximo USD	Mínimo USD	Var. %
13.11.2015	40.74	41.61	42.21	40.22	-2.42%
12.11.2015	41.75	43.05	43.33	41.54	-2.75%
11.11.2015	42.93	43.63	44.11	42.62	-2.90%
10.11.2015	44.21	44.10	44.76	43.57	0.78%
09.11.2015	43.87	44.52	45.12	43.64	-0.95%
06.11.2015	44.29	45.41	45.64	44.11	-2.01%
05.11.2015	45.20	46.57	46.65	45.12	-2.42%
04.11.2015	46.32	47.74	48.28	46.17	-3.30%
03.11.2015	47.90	46.11	48.36	45.96	3.81%
02.11.2015	46.14	46.43	46.73	45.56	-0.97%
30.10.2015	46.59	45.74	47.03	45.48	1.15%
29.10.2015	46.06	46.06	46.79	45.16	0.26%
28.10.2015	45.94	43.44	46.22	43.06	6.34%
27.10.2015	43.20	43.78	43.91	42.58	-1.77%
26.10.2015	43.98	44.74	44.94	43.64	-1.39%
23.10.2015	44.60	45.44	45.75	44.20	-1.72%
22.10.2015	45.38	45.27	46.10	44.90	0.40%
21.10.2015	45.20	45.88	46.08	44.86	-0.77%
20.10.2015	45.55	46.25	46.52	45.23	-0.74%
19.10.2015	45.89	47.27	47.49	45.85	-2.90%
16.10.2015	47.26	46.87	47.50	46.16	1.90%
15.10.2015	46.38	46.28	47.02	45.23	-0.56%
14.10.2015	46.64	46.69	46.96	45.94	-0.04%
13.10.2015	46.66	47.46	48.43	46.44	-0.93%
12.10.2015	47.10	49.51	50.13	47.04	-5.10%
09.10.2015	49.63	49.69	50.92	49.17	0.40%
08.10.2015	49.43	48.11	50.07	47.76	3.39%
07.10.2015	47.81	49.00	49.71	47.70	-1.48%
06.10.2015	48.53	46.20	49.08	45.73	4.91%
05.10.2015	46.26	45.65	46.94	45.21	1.58%
02.10.2015	45.54	45.07	45.81	43.97	1.79%
01.10.2015	44.74	45.38	47.10	44.63	-0.78%
30.09.2015	45.09	44.92	45.85	44.68	-0.31%
29.09.2015	45.23	44.50	45.70	44.30	1.80%

Fecha	Último USD	Apertura USD	Máximo USD	Mínimo USD	Var. %
28.09.2015	44.43	45.38	45.50	44.30	-2.78%
25.09.2015	45.70	45.05	46.38	44.86	1.76%
24.09.2015	44.91	44.62	45.18	43.71	0.97%
23.09.2015	44.48	46.54	47.15	44.41	-2.95%
22.09.2015	45.83	46.45	46.48	45.14	-1.82%
21.09.2015	46.68	44.97	46.74	44.69	4.48%
18.09.2015	44.68	46.89	47.03	44.24	-4.73%
17.09.2015	46.90	47.13	47.71	46.33	-0.53%
16.09.2015	47.15	45.16	47.35	44.82	5.74%
15.09.2015	44.59	44.11	45.25	43.92	1.34%
14.09.2015	44.00	44.78	44.97	43.59	-1.41%
11.09.2015	44.63	45.71	45.88	44.16	-2.81%
10.09.2015	45.92	44.16	46.04	43.36	4.01%
09.09.2015	44.15	45.79	46.26	44.05	-3.90%
08.09.2015	45.94	45.82	46.41	44.14	2.77%
07.09.2015	44.70	45.72	45.92	44.15	-2.23%
06.09.2015	45.72	45.72	45.87	45.61	-0.72%
04.09.2015	46.05	46.68	47.23	45.61	-1.50%
03.09.2015	46.75	46.11	48.42	45.65	1.08%
02.09.2015	46.25	44.26	46.77	43.21	1.85%
01.09.2015	45.41	48.10	48.87	44.15	-7.70%
31.08.2015	49.20	45.00	49.33	43.60	8.80%
28.08.2015	45.22	42.68	45.90	41.78	6.25%
27.08.2015	42.56	38.96	42.86	38.95	10.26%
26.08.2015	38.60	39.69	39.86	38.52	-1.81%
25.08.2015	39.31	38.18	39.89	38.16	2.80%
24.08.2015	38.24	40.30	40.47	37.75	-5.46%
21.08.2015	40.45	41.03	41.40	39.86	-1.68%
20.08.2015	41.14	40.58	41.48	40.21	0.83%
19.08.2015	40.80	42.41	42.68	40.40	-4.27%
18.08.2015	42.62	41.88	42.90	41.43	1.79%
17.08.2015	41.87	42.18	42.69	41.64	-1.48%
14.08.2015	42.50	42.23	42.96	41.35	0.64%
13.08.2015	42.23	43.34	43.72	41.91	-2.47%

Fecha	Último USD	Apertura USD	Máximo USD	Mínimo USD	Var. %
12.08.2015	43.30	43.27	43.87	42.80	0.51%
11.08.2015	43.08	44.81	45.34	42.69	-4.18%
10.08.2015	44.96	43.58	45.01	43.35	2.48%
07.08.2015	43.87	44.82	45.16	43.70	-1.77%
06.08.2015	44.66	45.16	45.27	44.20	-1.09%
05.08.2015	45.15	45.96	46.70	44.83	-1.29%
04.08.2015	45.74	45.35	46.23	45.29	1.26%
03.08.2015	45.17	46.86	46.94	45.08	-4.14%
31.07.2015	47.12	48.47	48.62	46.70	-2.89%
30.07.2015	48.52	48.83	49.36	48.34	-0.55%
29.07.2015	48.79	47.81	49.52	47.39	1.69%
28.07.2015	47.98	47.02	48.44	46.68	1.24%
27.07.2015	47.39	48.00	48.20	46.91	-1.56%
24.07.2015	48.14	48.79	49.03	47.72	-0.64%
23.07.2015	48.45	49.23	49.63	48.21	-1.50%
22.07.2015	49.19	50.71	50.71	49.04	-2.32%
21.07.2015	50.36	49.95	51.02	49.77	0.42%
20.07.2015	50.15	50.76	51.26	49.85	-1.45%
17.07.2015	50.89	50.91	51.23	50.14	-0.04%
16.07.2015	50.91	51.62	52.17	50.84	-0.97%
15.07.2015	51.41	53.40	53.50	51.21	-3.07%
14.07.2015	53.04	52.00	53.43	50.88	1.61%
13.07.2015	52.20	52.15	53.17	51.26	-1.02%
10.07.2015	52.74	52.48	53.89	51.96	-0.08%
09.07.2015	52.78	51.83	53.54	51.48	2.19%
08.07.2015	51.65	52.91	52.96	50.91	-1.30%
07.07.2015	52.33	52.75	53.43	50.58	-0.38%
06.07.2015	52.53	56.42	56.79	52.41	-5.39%
03.07.2015	55.52	56.60	56.78	55.42	-2.48%
02.07.2015	56.93	56.87	57.95	56.50	-0.05%
01.07.2015	56.96	58.98	58.98	56.68	-4.22%
30.06.2015	59.47	58.27	59.69	57.94	1.95%
29.06.2015	58.33	58.84	59.27	58.04	-2.18%
26.06.2015	59.63	59.66	59.96	58.76	-0.12%

Fecha	Último USD	Apertura USD	Máximo USD	Mínimo USD	Var. %
25.06.2015	59.70	60.22	60.46	59.43	-0.95%
24.06.2015	60.27	61.14	61.57	59.80	-1.21%
23.06.2015	61.01	60.21	61.49	59.55	2.23%
22.06.2015	59.68	59.44	60.30	58.93	0.12%
19.06.2015	59.61	60.50	60.56	58.88	-1.39%
18.06.2015	60.45	59.78	60.89	59.25	0.88%
17.06.2015	59.92	60.03	61.38	58.85	-0.08%
16.06.2015	59.97	59.60	60.37	59.42	0.76%
15.06.2015	59.52	59.90	59.98	58.73	-0.73%
12.06.2015	59.96	60.55	60.63	59.73	-1.33%
11.06.2015	60.77	61.14	61.53	60.21	-1.07%
10.06.2015	61.43	60.58	61.82	60.45	2.14%
09.06.2015	60.14	58.31	60.68	58.23	3.44%
08.06.2015	58.14	58.96	59.13	57.86	-1.67%
05.06.2015	59.13	57.99	59.23	56.83	1.95%
04.06.2015	58.00	59.57	59.94	57.83	-2.75%
03.06.2015	59.64	61.02	61.43	59.34	-2.64%
02.06.2015	61.26	60.18	61.58	60.09	1.76%
01.06.2015	60.20	60.29	60.64	59.33	-0.17%
29.05.2015	60.30	57.97	60.70	57.72	4.54%
28.05.2015	57.68	57.63	58.07	56.51	0.30%
27.05.2015	57.51	58.32	58.95	57.36	-0.90%
26.05.2015	58.03	60.05	60.25	57.71	-3.03%
25.05.2015	59.85	59.93	60.24	59.11	-0.12%
24.05.2015	59.92	60.01	60.01	59.78	0.33%
22.05.2015	59.72	60.66	60.80	59.35	-1.65%
21.05.2015	60.72	58.81	60.94	58.69	2.95%
20.05.2015	58.98	58.32	59.04	58.10	3.00%
19.05.2015	57.26	59.54	59.63	57.09	-3.65%
18.05.2015	59.43	59.85	60.88	59.06	-0.44%
15.05.2015	59.69	59.67	59.97	58.42	-0.32%
14.05.2015	59.88	60.10	60.84	59.36	-1.02%
13.05.2015	60.50	61.23	61.85	60.02	-0.41%
12.05.2015	60.75	59.27	61.36	59.12	2.53%

Fecha	Último USD	Apertura USD	Máximo USD	Mínimo USD	Var. %
11.05.2015	59.25	59.43	59.85	58.75	-0.24%
08.05.2015	59.39	59.02	59.90	58.14	0.76%
07.05.2015	58.94	60.69	61.31	58.49	-3.27%
06.05.2015	60.93	60.72	62.58	60.54	0.88%
05.05.2015	60.40	58.95	61.10	58.63	2.49%
04.05.2015	58.93	59.30	59.73	58.45	-0.37%
01.05.2015	59.15	59.79	59.90	58.32	-0.80%
30.04.2015	59.63	58.55	59.85	58.38	1.79%
29.04.2015	58.58	56.93	59.33	56.54	2.66%
28.04.2015	57.06	56.65	57.83	56.07	0.12%
27.04.2015	56.99	57.30	57.89	56.52	-0.28%
24.04.2015	57.15	57.53	57.95	56.50	-1.02%
23.04.2015	57.74	56.28	58.41	55.76	2.81%
22.04.2015	56.16	56.34	57.19	55.73	1.63%
21.04.2015	55.26	56.41	56.91	55.01	-1.99%
20.04.2015	56.38	56.16	57.17	54.85	1.15%
17.04.2015	55.74	56.56	56.88	55.31	-1.71%
16.04.2015	56.71	55.92	57.42	55.07	0.57%
15.04.2015	56.39	53.55	56.69	53.39	5.82%
14.04.2015	53.29	52.05	53.79	51.83	2.66%
13.04.2015	51.91	51.81	53.10	51.47	0.52%
10.04.2015	51.64	50.73	51.93	50.08	1.67%
09.04.2015	50.79	51.00	52.07	50.51	0.73%
08.04.2015	50.42	53.18	53.23	50.37	-6.60%
07.04.2015	53.98	51.95	54.13	51.17	3.53%
06.04.2015	52.14	49.47	52.24	49.47	6.11%
03.04.2015	49.14	49.14	49.14	49.14	0.00%
02.04.2015	49.14	49.59	50.27	48.11	-1.90%
01.04.2015	50.09	47.55	50.45	47.05	5.23%
31.03.2015	47.60	48.73	48.73	47.28	-2.22%
30.03.2015	48.68	48.57	49.16	47.61	-0.39%
27.03.2015	48.87	51.01	51.38	48.21	-4.98%
26.03.2015	51.43	49.02	52.48	48.73	4.51%
25.03.2015	49.21	47.72	49.46	47.00	3.58%

Fecha	Último USD	Apertura USD	Máximo USD	Mínimo USD	Var. %
24.03.2015	47.51	47.46	48.56	46.67	0.13%
23.03.2015	47.45	46.41	47.61	45.33	3.78%
20.03.2015	45.72	43.99	46.53	43.31	4.00%
19.03.2015	43.96	44.60	44.71	42.75	-1.57%
18.03.2015	44.66	42.51	45.34	42.03	2.76%
17.03.2015	43.46	43.84	44.20	42.41	-0.96%
16.03.2015	43.88	44.81	45.00	42.85	-2.14%
13.03.2015	44.84	46.93	47.28	44.75	-4.70%
12.03.2015	47.05	48.44	48.76	46.86	-2.33%
11.03.2015	48.17	48.77	49.05	47.33	-0.25%
10.03.2015	48.29	50.08	50.36	48.20	-3.42%
09.03.2015	50.00	49.60	50.79	49.25	0.79%
06.03.2015	49.61	50.89	51.22	48.88	-2.27%
05.03.2015	50.76	51.62	52.40	50.61	-1.49%
04.03.2015	51.53	50.61	51.99	49.60	2.00%
03.03.2015	50.52	49.80	50.83	49.45	1.88%
02.03.2015	49.59	49.45	51.04	48.71	-0.34%
27.02.2015	49.76	48.97	49.94	48.46	3.30%
26.02.2015	48.17	51.00	51.22	47.80	-5.53%
25.02.2015	50.99	49.16	51.28	48.43	3.47%
24.02.2015	49.28	49.42	50.33	48.68	-0.34%
23.02.2015	49.45	50.75	50.99	48.67	-1.77%
20.02.2015	50.34	51.24	51.85	49.91	-1.60%
19.02.2015	51.16	50.55	52.14	49.15	-1.88%
18.02.2015	52.14	53.24	53.41	50.32	-2.60%
17.02.2015	53.53	52.75	54.15	50.81	-0.15%
16.02.2015	53.61	54.04	54.08	52.92	-0.82%
15.02.2015	54.06	53.75	54.42	53.71	2.42%
13.02.2015	52.78	51.35	53.43	51.03	3.07%
12.02.2015	51.21	49.42	51.60	49.14	4.85%
11.02.2015	48.84	50.98	51.14	48.05	-2.36%
10.02.2015	50.02	52.43	52.65	49.86	-5.37%
09.02.2015	52.86	52.01	53.99	51.65	2.26%
06.02.2015	51.69	50.86	53.16	50.72	2.40%

Fecha	Último USD	Apertura USD	Máximo USD	Mínimo USD	Var. %
05.02.2015	50.48	48.67	52.10	47.36	4.19%
04.02.2015	48.45	51.67	52.56	47.95	-8.67%
03.02.2015	53.05	49.79	54.24	49.69	7.02%
02.02.2015	49.57	47.59	50.56	46.67	2.76%
30.01.2015	48.24	44.63	48.35	44.31	8.33%
29.01.2015	44.53	44.43	44.96	43.58	0.18%
28.01.2015	44.45	45.83	45.83	44.08	-3.85%
27.01.2015	46.23	45.13	46.55	44.81	2.39%
26.01.2015	45.15	45.20	46.41	44.35	-0.97%
23.01.2015	45.59	46.63	47.76	45.21	-1.55%
22.01.2015	46.31	47.35	49.09	45.87	-3.08%
21.01.2015	47.78	46.69	48.20	46.55	3.00%
20.01.2015	46.39	48.69	48.77	45.89	-2.91%
Más alto: 60			Más bajo: 35		

Fuente: Fusion Media Ltda. 2015.

**ANEXO 7**  
**DATOS Y FLUJOS NETOS DE CAJA DEL POZO**  
**COCA-A39**

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-A39, escenario pesimista

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Costos Perforación/Completación		\$ 27.283,50	\$ 25.000,00	\$ 14.223,00	\$ 14.026,50	\$ 4.036,50
Costo Tecnología de Disparos	\$ 3.856.775,00	\$ 403.795,80	\$ 370.000,00	\$ 210.500,40	\$ 207.592,20	\$ 59.740,20
Costo del barril [\$]	\$ 115.415,73	54567	50000	28446	28053	8073
	\$ 35,00					
<b>PERÍODO ANUAL</b>						
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50					
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 7,40					
Producción Anual [bl]						
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 7,90	<b>\$ 431.079,30</b>	<b>\$ 395.000,00</b>	<b>\$ 224.723,40</b>	<b>\$ 221.618,70</b>	<b>\$ 63.776,70</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$ 1.909.845,00	\$ 1.750.000,00	\$ 995.610,00	\$ 981.855,00	\$ 282.555,00
Flujo Neto de Caja por período	\$ -3.972.190,73	\$ 1.478.765,70	\$ 1.355.000,00	\$ 770.886,60	\$ 760.236,30	\$ 218.778,30

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-A39, escenario promedio

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>		<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Costos Perforación/Completación	\$		27.283,50	25.000,00	14.223,00	14.026,50	4.036,50
Costo Tecnología de Disparos	\$		403.795,80	370.000,00	210.500,40	207.592,20	59.740,20
Costo del barril [\$/]	\$		49,00				
<b>PERÍODO ANUAL</b>							
Costos Operacionales [\$/bl]	\$	0,50		50000	28446	28053	8073
Costos de Producción [\$/bl]	\$	7,40					
Producción Anual [bl]							
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$	7,90	<b>431.079,30</b>	<b>395.000,00</b>	<b>224.723,40</b>	<b>221.618,70</b>	<b>63.776,70</b>
Ingresos por Producción de crudo			2.673.783,00	2.450.000,00	1.393.854,00	1.374.597,00	395.577,00
Flujo Neto de Caja por período	\$	-3.972.190,73	2.242.703,70	2.055.000,00	1.169.130,60	1.152.978,30	331.800,30

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo  
Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-A39, escenario optimista

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>		<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Costos Perforación/Completación	\$		27.283,50	25.000,00	14.223,00	14.026,50	4.036,50
Costo Tecnología de Disparos	\$		403.795,80	370.000,00	210.500,40	207.592,20	59.740,20
Costo del barril [\$]	\$		54567	50000	28446	28053	8073
			<b>\$ 431.079,30</b>	<b>\$ 395.000,00</b>	<b>\$ 224.723,40</b>	<b>\$ 221.618,70</b>	<b>\$ 63.776,70</b>
<b>Costos Operacionales [\$ /bl]</b>	\$		\$ 3.274.020,00	\$ 3.000.000,00	\$ 1.706.760,00	\$ 1.683.180,00	\$ 484.380,00
Costos de Producción [\$ /bl]	\$						
Producción Anual [bl]							
<b>Costo Total (\$ /bl)</b>	\$						
Ingresos por Producción de crudo							
Flujo Neto de Caja por período		\$ -3.972.190,73	\$ 2.842.940,70	\$ 2.605.000,00	\$ 1.482.036,60	\$ 1.461.561,30	\$ 420.603,30

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**ANEXO 8**  
**DATOS Y FLUJOS NETOS DE CAJA DEL POZO**  
**COCA-A55**

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-A55, escenario pesimista

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Costos Perforación/Completación	\$ 2.090.260,55						
Costo Tecnología de Disparos	\$ 178.057,27						
Costo del barril [\$]	\$ 35,00						
<b>PERÍODO MENSUAL</b>							
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 12.915,00	\$ 12.929,50	\$ 4.772,00	\$ 2.575,00	\$ 1.944,50	\$ 917,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 6,50	\$ 167.895,00	\$168.083,50	\$ 62.036,00	\$ 33.475,00	\$ 25.278,50	\$ 11.921,00
Producción mensual [bl]		25830	25859	9544	5150	3889	1834
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 7,00	<b>\$ 180.810,00</b>	<b>\$181.013,00</b>	<b>\$ 66.808,00</b>	<b>\$ 36.050,00</b>	<b>\$ 27.223,00</b>	<b>\$ 12.838,00</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$ 904.050,00	\$905.065,00	\$334.040,00	\$180.250,00	\$136.115,00	\$ 64.190,00
Flujo Neto de Caja por período		\$ -2.268.317,82	\$724.052,00	\$267.232,00	\$144.200,00	\$108.892,00	\$ 51.352,00

<b>PERÍODO MENSUAL</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 2.000,00	\$ 900,00	\$ 700,00	\$ 500,00	\$ 400,00	\$ 300,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 6,50	\$ 26.000,00	\$ 11.700,00	\$ 9.100,00	\$ 6.500,00	\$ 5.200,00	\$ 3.900,00
Producción mensual [bl]		4000	1800	1400	1000	800	600
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 7,00	<b>\$ 28.000,00</b>	<b>\$ 12.600,00</b>	<b>\$ 9.800,00</b>	<b>\$ 7.000,00</b>	<b>\$ 5.600,00</b>	<b>\$ 4.200,00</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$ 140.000,00	\$ 63.000,00	\$ 49.000,00	\$ 35.000,00	\$ 28.000,00	\$ 1.000,00
Flujo Neto de Caja por período		\$ 112.000,00	\$ 50.400,00	\$ 39.200,00	\$ 28.000,00	\$ 22.400,00	\$ 16.800,00

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-A55, escenario promedio

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>		<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Costos Perforación/Completación	\$		\$ 12.915,00	\$ 12.929,50	\$ 4.772,00	\$ 2.575,00	\$ 1.944,50	\$ 917,00
Costo Tecnología de Disparos	\$		\$ 167.895,00	\$ 168.083,50	\$ 62.036,00	\$ 33.475,00	\$ 25.278,50	\$11.921,00
Costo del barril [\$]	\$		25830	25859	9544	5150	3889	1834
<b>PERÍODO MENSUAL</b>								
Costos Operacionales [\$/bl]	\$		0,50					
Costos de Producción [\$/bl]	\$		6,50					
Producción mensual [bl]								
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$		<b>\$ 180.810,00</b>	<b>\$ 181.013,00</b>	<b>\$ 66.808,00</b>	<b>\$ 36.050,00</b>	<b>\$ 27.223,00</b>	<b>\$ 12.838,00</b>
Ingresos por Producción de crudo			\$1.265.670,00	\$1.267.091,00	\$ 467.656,00	\$ 252.350,00	\$ 190.561,00	\$ 89.866,00
Flujo Neto de Caja por período		\$-2.268.317,82	\$1.084.860,00	\$1.086.078,00	\$ 400.848,00	\$ 216.300,00	\$ 163.338,00	\$ 77.028,00

<b>PERÍODO MENSUAL</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 1.000,00	\$ 900,00	\$ 700,00	\$ 500,00	\$ 400,00	\$ 300,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 6,50	\$ 13.000,00	\$ 11.700,00	\$ 9.100,00	\$ 6.500,00	\$ 5.200,00	\$ 3.900,00
Producción mensual [bl]	4000	2000	1800	1400	1000	800	600
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 7,00	<b>\$ 14.000,00</b>	<b>\$ 12.600,00</b>	<b>\$ 9.800,00</b>	<b>\$ 7.000,00</b>	<b>\$ 5.600,00</b>	<b>\$ 4.200,00</b>
Ingresos por Producción de crudo	\$ 196.000,00	\$ 98.000,00	\$ 88.200,00	\$ 68.600,00	\$ 49.000,00	\$ 39.200,00	\$ 29.400,00
Flujo Neto de Caja por período	\$ 168.000,00	\$ 84.000,00	\$ 75.600,00	\$ 58.800,00	\$ 42.000,00	\$ 33.600,00	\$ 25.200,00

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-A55, escenario optimista

INVERSIÓN INICIAL	PERÍODO MENSUAL						
	0	1	2	3	4	5	6
Costos Perforación/Completación		\$ 12.915,00	\$ 12.929,50	\$ 4.772,00	\$ 2.575,00	\$ 1.944,50	\$ 917,00
Costo Tecnología de Disparos	\$ 2.090.260,55	\$ 167.895,00	\$ 168.083,50	\$ 62.036,00	\$ 33.475,00	\$ 25.278,50	\$ 11.921,00
Costo del barril [\$/]	\$ 60,00	25830	25859	9544	5150	3889	1834
<b>Costo Total (\$/bl)</b>		<b>\$ 180.810,00</b>	<b>\$ 181.013,00</b>	<b>\$ 66.808,00</b>	<b>\$ 36.050,00</b>	<b>\$ 27.223,00</b>	<b>\$ 12.838,00</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$1.549.800,00	\$ 1.551.540,00	\$572.640,00	\$309.000,00	\$233.340,00	\$110.040,00
Flujo Neto de Caja por período		\$-2.268.317,82	\$ 1.370.527,00	\$505.832,00	\$272.950,00	\$206.117,00	\$ 97.202,00

PERÍODO MENSUAL	7	8	9	10	11	12	13
	Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 1.000,00	\$ 900,00	\$ 700,00	\$ 500,00	\$ 400,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 6,50	\$ 13.000,00	\$ 11.700,00	\$ 9.100,00	\$ 6.500,00	\$ 5.200,00	\$ 3.900,00
Producción mensual [bl]	4000	2000	1800	1400	1000	800	600
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	<b>\$ 7,00</b>	<b>\$ 14.000,00</b>	<b>\$ 12.600,00</b>	<b>\$ 9.800,00</b>	<b>\$ 7.000,00</b>	<b>\$ 5.600,00</b>	<b>\$ 4.200,00</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$ 240.000,00	\$ 108.000,00	\$ 84.000,00	\$ 60.000,00	\$ 48.000,00	\$ 36.000,00
Flujo Neto de Caja por período		\$ 212.000,00	\$ 95.400,00	\$ 74.200,00	\$ 53.000,00	\$ 42.400,00	\$ 31.800,00

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**ANEXO 9**  
**DATOS Y FLUJOS NETOS DE CAJA DEL POZO**  
**COCA-K20**

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-K20, escenario pesimista

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Costos Perforación/Completación		\$ 25.000,00	\$ 22.253,50	\$ 22.500,00	\$ 10.000,00	\$ 5.000,00	\$ 4.500,00
Costo Tecnología de Disparos		\$ 804.500,00	\$ 716.117,63	\$ 724.050,00	\$ 321.800,00	\$ 160.900,00	\$ 144.810,00
Costo del barril [\$]		\$ 35,00					
<b>PERÍODO ANUAL</b>							
Costos Operacionales [\$/bl]		\$ 0,50					
Costos de Producción [\$/bl]		\$ 16,09					
Producción Anual [bl]		50000	44507	45000	20000	10000	9000
<b>Costo Total (\$/bl)</b>		<b>\$ 829.500,00</b>	<b>\$ 738.371,13</b>	<b>\$ 746.550,00</b>	<b>\$ 331.800,00</b>	<b>\$ 165.900,00</b>	<b>\$ 149.310,00</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$ 1.750.000,00	\$ 1.557.745,00	\$ 1.575.000,00	\$ 700.000,00	\$ 350.000,00	\$ 315.000,00
Flujo Neto de Caja por período	\$ -3.680.598,38	\$ 920.500,00	\$ 819.373,87	\$ 828.450,00	\$ 368.200,00	\$ 184.100,00	\$ 165.690,00

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-K20, escenario promedio

INVERSIÓN INICIAL	PERÍODO ANUAL						
	0	1	2	3	4	5	6
Costos Perforación/Completación	\$ 3.567.842,16						
Costo Tecnología de Disparos	\$ 112.756,22						
Costo del barril [\$/]	\$ 49,00						
<b>Costos Operacionales [\$/bl]</b>	\$ 0,50	\$ 25.000,00	\$ 22.253,50	\$ 22.500,00	\$ 10.000,00	\$ 5.000,00	\$ 4.500,00
<b>Costos de Producción [\$/bl]</b>	\$ 16,09	\$ 804.500,00	\$ 716.117,63	\$ 724.050,00	\$ 321.800,00	\$ 160.900,00	\$ 144.810,00
<b>Producción Anual [bl]</b>		50000	44507	45000	20000	10000	9000
<b>Costo Total [\$/bl]</b>	\$ 16,59	\$ 829.500,00	\$ 738.371,13	\$ 746.550,00	\$ 331.800,00	\$ 165.900,00	\$ 149.310,00
<b>Ingresos por Producción de crudo</b>		\$ 2.450.000,00	\$ 2.180.843,00	\$ 2.205.000,00	\$ 980.000,00	\$ 490.000,00	\$ 441.000,00
<b>Flujo Neto de Caja por período</b>	\$ -3.680.598,38	\$ 1.620.500,00	\$ 1.442.471,87	\$ 1.458.450,00	\$ 648.200,00	\$ 324.100,00	\$ 291.690,00

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-K20, escenario optimista

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Costos Perforación/Completación	\$3.567.842,16						
Costo Tecnología de Disparos	\$ 112.756,22						
Costo del barril [\$]	\$ 60,00						
<b>PERÍODO ANUAL</b>							
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 25.000,00	\$ 22.253,50	\$ 22.500,00	\$ 10.000,00	\$ 5.000,00	\$ 4.500,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 16,09	\$ 804.500,00	\$ 716.117,63	\$ 724.050,00	\$ 321.800,00	\$ 160.900,00	\$ 144.810,00
Producción Anual [bl]		50000	44507	45000	20000	10000	9000
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 16,59	<b>\$ 829.500,00</b>	<b>\$ 738.371,13</b>	<b>\$ 746.550,00</b>	<b>\$ 331.800,00</b>	<b>\$ 165.900,00</b>	<b>\$ 149.310,00</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$3.000.000,00	\$ 2.670.420,00	\$2.700.000,00	\$ 1.200.000,00	\$ 600.000,00	\$ 540.000,00
Flujo Neto de Caja por período		\$-3.680.598,38	\$ 1.932.048,87	\$1.953.450,00	\$ 868.200,00	\$ 434.100,00	\$ 390.690,00

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**ANEXO 10**  
**DATOS Y FLUJOS NETOS DE CAJA DEL POZO**  
**COCA-K43**

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-K43, escenario pesimista

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Costos Perforación/Completación	\$ 3.245.463,33						
Costo Tecnología de Disparos	\$ 204.380,38						
Costo del barril [\$]	\$ 35,00						
<b>PERÍODO MENSUAL</b>							
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 16.170,00	\$ 23.786,00	\$ 24.528,00	\$ 23.912,00	\$ 20.230,00	\$ 15.190,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 13,79	\$ 445.968,60	\$ 656.017,88	\$ 676.482,24	\$ 659.492,96	\$ 557.943,40	\$ 418.940,20
Producción mensual [bl]		32340	47572	49056	47824	40460	30380
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 14,29	<b>\$ 462.138,60</b>	<b>\$ 679.803,88</b>	<b>\$ 701.010,24</b>	<b>\$ 683.404,96</b>	<b>\$ 578.173,40</b>	<b>\$ 434.130,20</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$1.131.900,00	\$1.665.020,00	\$1.716.960,00	\$1.673.840,00	\$1.416.100,00	\$ 1.063.300,00
Flujo Neto de Caja por período		-\$3.449.843,71	\$ 985.216,12	\$1.015.949,76	\$ 990.435,04	\$ 837.926,60	\$ 629.169,80

<b>PERÍODO MENSUAL</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 12.348,00	\$ 11.564,00	\$ 10.403,00	\$ 9.750,00	\$ 9.464,00	\$ 9.282,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 13,79	\$ 340.557,84	\$ 318.935,12	\$ 286.914,74	\$ 268.905,00	\$ 261.017,12	\$ 255.997,56
Producción mensual [bl]		24696	23128	20806	19500	18928	18564
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 14,29	<b>\$ 352.905,84</b>	<b>\$ 330.499,12</b>	<b>\$ 297.317,74</b>	<b>\$ 278.655,00</b>	<b>\$ 270.481,12</b>	<b>\$ 265.279,56</b>
Ingresos por Producción de crudo		\$ 948.640,00	\$ 809.480,00	\$ 728.210,00	\$ 682.500,00	\$ 662.480,00	\$ 649.740,00
Flujo Neto de Caja por período		\$ 561.323,84	\$ 478.980,88	\$ 430.892,26	\$ 403.845,00	\$ 391.998,88	\$ 384.460,44

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

**Tabla 3.40 - Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-K43, escenario promedio**

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>		<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Costos Perforación/Completación	\$ 3.245.463,33		\$ 16.170,00	\$ 23.786,00	\$ 24.528,00	\$ 23.912,00	\$ 20.230,00	\$ 15.190,00
Costo Tecnología de Disparos	\$ 204.380,38		\$ 445.968,60	\$ 656.017,88	\$ 676.482,24	\$ 659.492,96	\$ 557.943,40	\$ 418.940,20
Costo del barril [\$]	\$ 49,00		32340	47572	49056	47824	40460	30380
<b>PERÍODO MENSUAL</b>								
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50		\$ 16.170,00	\$ 23.786,00	\$ 24.528,00	\$ 23.912,00	\$ 20.230,00	\$ 15.190,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 13,79		\$ 445.968,60	\$ 656.017,88	\$ 676.482,24	\$ 659.492,96	\$ 557.943,40	\$ 418.940,20
Producción Mensual [bl]			32340	47572	49056	47824	40460	30380
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 14,29		\$ 462.138,60	\$ 679.803,88	\$ 701.010,24	\$ 683.404,96	\$ 578.173,40	\$ 434.130,20
Ingresos por Producción de crudo			\$1.584.660,00	\$2.331.028,00	\$2.403.744,00	\$2.343.376,00	\$1.982.540,00	\$1.488.620,00
Flujo Neto de Caja por período			-\$3.449.843,71	\$1.651.224,12	\$1.702.733,76	\$1.659.971,04	\$1.404.366,60	\$1.054.489,80

<b>PERÍODO MENSUAL</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 12.348,00	\$ 11.564,00	\$ 10.403,00	\$ 9.750,00	\$ 9.464,00	\$ 9.282,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 13,79	\$ 340.557,84	\$ 318.935,12	\$ 286.914,74	\$ 268.905,00	\$ 261.017,12	\$ 255.997,56
Producción Mensual [bl]	27104	24696	23128	20806	19500	18928	18564
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 14,29	\$ 352.905,84	\$ 330.499,12	\$ 297.317,74	\$ 278.655,00	\$ 270.481,12	\$ 265.279,56
Ingresos por Producción de crudo	\$ 1.328.096,00	\$ 1.210.104,00	\$ 1.133.272,00	\$ 1.019.494,00	\$ 955.500,00	\$ 927.472,00	\$ 09.636,00
Flujo Neto de Caja por período	\$ 940.779,84	\$ 857.198,16	\$ 802.772,88	\$ 722.176,26	\$ 676.845,00	\$ 656.990,88	\$ 644.356,44

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Datos y Flujos Netos de caja del pozo COCA-K43, escenario optimista

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Costos Perforación/Completación	\$ 3.245.463,33						
Costo Tecnología de Disparos	\$ 204.380,38						
Costo del barril [\$]	\$ 60,00						
<b>PERÍODO MENSUAL</b>							
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 16.170,00	\$ 23.786,00	\$ 24.528,00	\$ 23.912,00	\$ 20.230,00	\$ 15.190,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 13,79	\$ 445.968,60	\$ 656.017,88	\$ 676.482,24	\$ 659.492,96	\$ 557.943,40	\$ 418.940,20
Producción Mensual [bl]		32340	47572	49056	47824	40460	30380
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 14,29	\$ 462.138,60	\$ 679.803,88	\$ 701.010,24	\$ 683.404,96	\$ 578.173,40	\$ 434.130,20
Ingresos por Producción de crudo		\$1.940.400,00	\$2.854.320,00	\$2.943.360,00	\$2.869.440,00	\$2.427.600,00	\$1.822.800,00
Flujo Neto de Caja por período		-\$3.449.843,71	\$2.174.516,12	\$2.242.349,76	\$2.186.035,04	\$1.849.426,60	\$1.388.669,80

<b>PERÍODO MENSUAL</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
Costos Operacionales [\$/bl]	\$ 0,50	\$ 12.348,00	\$ 11.564,00	\$ 10.403,00	\$ 9.750,00	\$ 9.464,00	\$ 9.282,00
Costos de Producción [\$/bl]	\$ 13,79	\$ 340.557,84	\$ 318.935,12	\$ 286.914,74	\$ 268.905,00	\$ 261.017,12	\$ 255.997,56
Producción Mensual [bl]		24696	23128	20806	19500	18928	18564
<b>Costo Total (\$/bl)</b>	\$ 14,29	\$ 352.905,84	\$ 330.499,12	\$ 297.317,74	\$ 278.655,00	\$ 270.481,12	\$ 265.279,56
Ingresos por Producción de crudo		\$1.626.240,00	\$1.387.680,00	\$1.248.360,00	\$1.170.000,00	\$1.135.680,00	\$1.113.840,00
Flujo Neto de Caja por período		\$1.238.923,84	\$1.057.180,88	\$ 951.042,26	\$ 891.345,00	\$ 865.198,88	\$ 848.560,44

Elaborado por: Edmundo Cruz y Karolina Tamayo

Fuente: Petroamazonas EP, 2015