



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE CAÑONEO "EASY CUT
PERFORATING", PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DEL
POZO COCA 046 UBICADO EN EL CAMPO COCA DEL
ORIENTE ECUATORIANO.**

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

XAVIER ALEJANDRO SILVA ESPÍN

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ

Quito, Junio 2016

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2016
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **XAVIER ALEJANDRO SILVA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi 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.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



Xavier Alejandro Silva Espín

C.I. 160044825-0

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título **“ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE CAÑONEO “EASY CUT PERFORATING”, PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO COCA 046 UBICADO EN EL CAMPO COCA DEL ORIENTE ECUATORIANO.”**, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Xavier Alejandro Silva Espín**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 Y 28.



Ing. BENJAMÍN HINCAPIÉ
DIRECTOR DEL TRABAJO
C.I. 0800852758

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

**FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO****PROYECTO DE TITULACIÓN**

DATOS DE CONTACTO	
CEDULA DE IDENTIDAD	1600448250
APELLIDO Y NOMBRES:	SILVA ESPÍN XAVIER ALEJANDRO
DIRECCIÓN:	6 DE DICIEMBRE Y LA NIÑA
EMAIL:	alejito313@hotmail.com
TELEFONO FIJO:	032885374
TELEFONO MOVIL:	0984731426

DATOS DE LA OBRA	
TITULO	ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE CAÑONEO "EASY CUT PERFORATING", PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO COCA 046 UBICADO EN EL CAMPO COCA DEL ORIENTE ECUATORIANO
AUTOR O AUTORES	SILVA ESPÍN XAVIER ALEJANDRO
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN	06/06/2016
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	ING. BENJAMIN HINCAPIÉ
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TITULO POR EL QUE OPTA:	INGENIERO DE PETROLEOS
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	El presente estudio está compuesto de cinco capítulos, el primero de ellos hace una breve descripción del problema y los objetivos planteados, En el segundo capítulo se realiza una breve descripción del Campo Coca, la ubicación del campo, geología del reservorio, parámetros petrofísicos etc., el tercer capítulo, inicia con un resumen sobre los tipos de cañoneo convencional, factores que lo afectan, técnicas etc., en el capítulo cuarto, se analiza el proceso para la implementación de EASY CUT PERFORATING, datos



	importantes como los parámetros petrofísicos y de fluido del pozo Coca 046 a ser considerados., y finalmente en el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones de todo el estudio.
PALABRAS CLAVES:	Técnica de Cañoneo, Tecnología EASY CUT PERFORATING.
ABSTRACT:	This study consists of five chapters, the first of them is a brief description of the problem and the objectives set, the second chapter is a brief description of the Coca field, the location of the field, geology of reservoir Petrophysical parameters etc., the third chapter, begins with a summary on the types of conventional cannonade, factors affecting it technical, etc., in the fourth chapter, discusses the process for the implementation of EASY CUT PERFORATING, important data as Petrophysical parameters and fluid of the Coca 046 to be considered well. ; and finally in the fifth chapter presents the conclusions and recommendations of the entire study.
KEYWORDS	Cannonade Techniques , Technology EASY CUT PERFORATING.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f. 

SILVA ESPÍN XAVIER ALEJANDRO

160044825-0

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **SILVA ESPÍN XAVIER ALEJANDRO**, CI 160044825-0 autor/a del proyecto titulado: **ANÁLISIS DE LA TÉCNICA DE CAÑONEO "EASY CUT PERFORATING", PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO COCA 046 UBICADO EN EL CAMPO COCA DEL ORIENTE ECUATORIANO**, previo a la obtención del título de **Ingeniero de petróleos** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 06 junio del 2016

f. 

SILVA ESPÍN XAVIER ALEJANDRO

160044825-0

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado a mis padres ARTURO y KATI, porque ellos son el pilar fundamental y más importante en mi vida, quienes día a día guiaron mis pasos y me entregaron todo su amor y apoyo incondicional e inculcaron en mi valores y la firme convicción de luchar y esforzarme por cumplir cada una de las metas que me he propuesto, porque han sido ellos quienes me enseñaron a seguir adelante sin importar las adversidades que se crucen en mi camino y a no desmayar ante ninguna dificultad. A mí querido hijo ALEJANDRO porque es él el motivo de mi entrega y esfuerzo diario, porque es por él que lucho cada día.

AGRADECIMIENTO

Agradezco principalmente a Dios por darme la vida, salud y fortaleza para luchar y superar los momentos difíciles, y la bendición de saber guiar mis pasos para que mis sueños y anhelos se cumplan.

Con todo mi cariño y agradecimiento a mis PADRES, Arturo y Kati, a quienes admiro y respeto por haber sido un pilar en mi vida universitaria. Que con su voluntad, cariño y confianza me han permitido culminar un peldaño más.

A Michel y Alejandro que han sido parte de mí convivir diario, por brindarme su apoyo incondicional en todo momento a pesar de la distancia, ya que han estado para celebrar mis triunfos y superar situaciones difíciles, vivir lejos de la familia es difícil y sacrificado.

A mis hermanos, Valeria y Arturo que supieron brindarme su apoyo y fortaleza incondicional para lograr esta meta, además de ser grandes personas e hijos.

Agradezco a mi prima Paulina porque ella ha sido mi segunda familia en una parte de mi vida universitaria, por extenderme su mano y ser cómplice para que hoy yo pueda alcanzar esta meta.

A mi tutor de tesis, por brindar toda su dedicación para que yo pueda concluir este trabajo y ser fuente de conocimientos, con lo cual se ha ganado mi respeto y admiración.

A la Facultad de Ciencias de la Ingeniería por brindarme los conocimientos necesarios y madurez que me servirá en mi vida profesional.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
ÍNDICE DE CONTENIDOS	I
ÍNDICE DE TABLAS	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. PROBLEMA	2
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	3
1.3. OBJETIVOS.....	3
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	3
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
CAPÍTULO II.....	5
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. CAÑONEO DE POZOS	5
2.1.1. DEFINICIÓN DE CAÑONEO.....	6
2.1.1.1. Aspectos importantes del cañón y carga.....	7
2.1.1.2. Tipos de cargas.....	10
2.1.2. FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO.....	10
2.1.2.1. Residuos arenosos.....	10
2.1.2.2. Efecto de la presión diferencial	10
2.1.2.3. Correlación errónea de profundidad.....	11
2.1.2.4. Uso de fluidos.....	12
2.1.2.5. Resistencia de compresión	12

2.1.2.6. Estado del cemento.....	12
2.1.2.7. Limitaciones de presión y temperatura.....	13
2.1.3. TÉCNICAS DE CAÑONEO.....	14
2.1.3.1. Bajo balance.....	14
2.1.3.2. Sobre balance	15
2.1.4. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS EN EL CAÑONEO.....	16
2.1.4.1. Bajados a través de tubería de producción	16
2.1.4.2. Bajados a través del revestidor	18
2.1.4.3. Transportador con tubería (TCP)	20
2.1.5. TIPOS DE CAÑONEO	21
2.1.5.1. Cañoneo tipo bala	22
2.1.5.2. Cañoneo tipo chorro.....	23
2.1.5.3. Cañoneo tipo hidráulico.....	24
2.2. <i>EASY CUT PERFORATING TECHNOLOGY</i>	24
2.2.1. DESCRIPCIÓN.....	24
2.2.1.1. Equipos de fondo utilizado	24
2.2.1.2. Equipos empleados en la superficie.....	28
2.2.2. PRUEBA DEL EASY CUT PERFORATING	30
2.2.3. PRUEBA DE PUNZONAMIENTO DEL EASY CUT PERFORATING	33
2.2.4. ECUACIÓN DE BERNOULLI.....	36
2.2.5. APLICACIONES DEL EASY CUT PERFORATING TECHNOLOGY.....	38
2.2.6. . VENTAJAS DE LA HERRAMIENTA.....	38
2.2.7. DESVENTAJAS DE LA HERRAMIENTA.....	39
CAPÍTULO III.....	40
3. METODOLOGÍA.....	40
3.1 CAMPO COCA	40
3.1.1. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO COCA	40
3.1.2. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO COCA.....	40
3.1.3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	41

3.1.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	43
3.1.5. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA	44
3.1.6. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	47
3.1.7. PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS	48
CAPÍTULO IV	49
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	49
4.1. ANÁLISIS DEL CAÑONEO EN EL POZO COCA-046	
<i>UTILIZANDO EASY CUT PERFORATING TECHNOLOGY.</i>	49
4.1.1. ANÁLISIS DEL ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO..	49
4.1.1.1. Perforación del pozo	49
4.1.2. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS	51
4.1.2.1. Registros eléctricos	51
4.1.2.2. Registro de cementación.....	52
4.1.3. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DEL POZO ANTES DE	
PUNZAR	52
4.1.4. PARÁMETROS DE JETEO	54
4.1.5. DESARROLLO OPERACIONAL	55
4.1.5.1. Primera Etapa	56
4.1.5.2. Segunda y tercera etapa	59
4.1.6. REGISTRO DE CORROSIÓN	64
4.1.7. CONSIDERACIONES TÉCNICAS.....	65
4.2. SIMULACIONES Y CÁLCULOS CON LA HERRAMIENTA	66
4.2.1. CÁLCULO DE PRESIONES PARA EL PROGRAMA DE	
BOMBEO	66
4.2.1.1. Presión fricción de tubing	66
4.2.1.2. Simulación para la caída de presión en las boquillas.....	67
4.2.1.3. Simulación para la presión frente a la arena	68
4.3. PRODUCCIÓN ESPERADA UTILIZANDO TCP.....	68
4.4. PRODUCCIÓN ESPERADA EASY CUT PERFORATING	
TECHNOLOGY.....	68
4.5. ANÁLISIS ECONÓMICO.	69
4.5.1. ESTIMACIÓN DE INGRESOS.....	70

4.5.2. FLUJO NETO DE CAJA (FNC).....	70
4.5.3. VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	70
4.5.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	71
4.5.5. RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	72
4.5.5.1. Costo.....	72
4.5.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	73
4.5.6.1. Análisis de resultados	74
CAPÍTULO V	76
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
5.1. CONCLUSIONES	76
5.2. RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	79

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Clasificación de los cañones.	8
Tabla 2. Configuración de los cañones y cargas.	9
Tabla 3. Presión diferencial - Formación.	11
Tabla 4. Especificaciones de uso para bala y cañón.	22
Tabla 5. Condiciones de eficiencia de la carga tipo chorro.	23
Tabla 6. Especificaciones Easy Cut Perforating.	27
Tabla 7. Composición de la lechada de cemento para la prueba.	31
Tabla 8. Información complementaria del Campo Coca.	41
Tabla 9. Datos Promedio PVT - Reservorio Hollín.	47
Tabla 10. Presiones en las arenas productoras (psi) - Campo Coca.	48
Tabla 11. Resumen de propiedades petrofísicas - Hollín Superior para punzar.	51
Tabla 12. Costos por Completación del pozo Coca-046.	73
Tabla 13. Parámetros considerados para el análisis económico.	74
Tabla 14. Cálculo del Flujo Neto de Caja (FNC).	74
Tabla 15. Resumen del análisis económico.	75

ÍNDICE DE FIGURAS

PÁGINA

Figura 1. Geometría de cañoneo.	5
Figura 2. Alcance en el área cañoneada (vista desde superficie).	7
Figura 3. Alcance en el área cañoneada (vista lateral).	7
Figura 4. Disparo con bajo balance en el pozo.	14
Figura 5. Disparo con sobre balance en el pozo.	15
Figura 6. Bajados a través de tubería de producción.	17
Figura 7. Bajados a través del revestidor.	19
Figura 8. Transportador con tubería (TCP).	21
Figura 9. Easy Cut Perforating Technology.	25
Figura 10. Parte superior del Easy Cut Perforating Technology.	26
Figura 11. Parte inferior del Easy Cut Perforating Technology.	26
Figura 12. Jet del Easy Cut Perforating Technology.	27
Figura 13. Equipo de superficie utilizado en el ECP.	28
Figura 14. Anillo de cemento para prueba del ECP Technology.	31
Figura 15. Prueba de la consistencia del cemento a probar.	32
Figura 16. Prueba de la resistencia a la compresión del cemento a probar.	33
Figura 17. Anillo de cemento de 50 pulgadas y casing a punzonar.	34
Figura 18. Tipos de arena y gravedad específica para lograr la abrasión.	34
Figura 19. Parámetros obtenidos en la prueba del ECP en el anillo de cemento y casing en superficie.	35
Figura 20. Profundidad y diámetro de los orificios obtenidos en la prueba.	35
Figura 21. Configuración de Jets.	36
Figura 22. Ecuación de Bernoulli.	37
Figura 23. Descripción del fenómeno de la presión.	37
Figura 24. Bloque 7.	42
Figura 25. Mapa Isópaco – Bloque 7.	43
Figura 26. Correlación estructural – Estratigráfica reservorio Hollín Inferior.	45
Figura 27. Curva Histórica de Producción del Campo Coca.	46

Figura 28. Diagrama del pozo Coca 046.....	50
Figura 29. Evaluación de cemento - Reservorio Hollín.	52
Figura 30. Condiciones iniciales del pozo Coca 046.....	53
Figura 31. Simulación CIRCA para el pozo Coca 046	54
Figura 32. Presiones en Simulación CIRCA para el pozo Coca 046.....	55
Figura 33. Configuración de la herramienta ESJP para el pozo Coca 046 .	56
Figura 34. Configuración de la herramienta ESJP para el pozo Coca 046 .	57
Figura 35. Prueba de circulación Directa e Inversa.....	58
Figura 36. Punzonamiento del primer intervalo pozo Coca 046.....	58
Figura 37. Gráfico registrado el Punzonamiento del primer intervalo pozo Coca 046	59
Figura 38. Gráfico registrado de circulación segunda etapa pozo Coca 046	59
Figura 39. Chequeo de las herramientas en superficie	60
Figura 40. Configuración de la herramienta ESJP No Reverse para el pozo Coca 046	60
Figura 41. Punzonamiento del segundo intervalo pozo Coca 046	61
Figura 42. Gráfico registrado en Punzonamiento del segundo y tercer intervalo pozo Coca 046	62
Figura 43. Punzonamiento del tercer intervalo pozo Coca 046.....	63
Figura 44. Gráfico registrado pruebas de admisión en los intervalos pozo Coca 046	63
Figura 45. Registro de Corrosión etapa I pozo Coca 046	64
Figura 46. Registro de Corrosión etapa II y III pozo Coca 046	65
Figura 47. Consideraciones para diseño de jet.....	65
Figura 48. Curva presión de fricción del Gel Lineal.....	67
Figura 49. Pruebas de producción, supuesta para Pozo Coca-046.....	69

RESUMEN

El presente estudio está compuesto de cinco capítulos, el primero de ellos hace una breve descripción del problema y los objetivos planteados para la elaboración del mencionado trabajo de titulación.

En el segundo capítulo se realiza una breve descripción del Campo Coca, la ubicación del campo, geología del reservorio, parámetros petrofísicos, y propiedades de los fluidos.

El tercer capítulo, inicia con un resumen sobre los tipos de cañoneo convencional, factores que lo afectan, técnicas y métodos que actualmente se usan, ventajas y desventajas; además se menciona el funcionamiento y una descripción de la tecnología EASY CUT PERFORATING.

En el capítulo cuarto, se analiza el proceso para la implementación de EASY CUT PERFORATING, datos importantes como los parámetros petrofísicos y de fluido del pozo Coca 046 a ser considerados, análisis e interpretación y cálculos que eviten sobrepasar el gradiente de presión y provocar daño en la formación; y finalmente en el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones de todo el estudio.

ABSTRACT

This study consists of five chapters, the first one gives a brief description of the problem and the objectives for the development of that work degree.

In the second chapter a brief description of Campo Coca, the location of the field, reservoir geology, petro physical parameters, and fluid properties.

The third chapter begins with an overview of the types of conventional shelling, factors affecting, techniques and methods currently used, advantages and disadvantages, addition operation and a description of the Perforating Hydrajet mentioned technology EASY CUT PERFORATING.

In the fourth chapter, It analyzed the process for implementing EASY CUT PERFORATING, important data like the petrophysical parameters of well fluid and Coca 046, for consideration, analysis and interpretation and calculation to avoid exceeding the pressure gradient is analyzed and cause formation damage; and finally in the fifth chapter the conclusions and recommendations are presented the study.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El procedimiento que se realiza después de la perforación de un pozo y para ponerlo en producción es necesario y muy importante establecer una comunicación entre el reservorio y el pozo con la finalidad de que el flujo salga a superficie, este procedimiento es llamado Operación de Punzonamiento donde se crea aberturas en el pozo pasando a través de tubería de revestimiento y cemento hasta que llegue a penetrar la formación.

Por esta razón es importante la selección de un correcto Sistema de Disparos para así obtener una excelente productividad y una disminución de intervenciones adicionales ya que se requiere de que en futuros años se minimice las reparaciones y se alargue al máximo la vida útil del pozo.

Hoy en día la tecnología en referencia a los Sistemas de disparos ha evolucionado rápidamente y es posible encontrar en el mercado un gran número de opciones y proveedores, por tal motivo se necesita escoger de manera óptima y segura la herramienta y el proceso indicado para realizar dicha actividad.

La necesidad de realizar punzados más eficientes ha dado lugar al estudio de nuevas alternativas como es técnica de cañoneo "Easy Cut Perforating", es *un método de punzonamiento abrasivo que consiste en la generación de alta velocidad e impacto en la salida de los jets nozzles especialmente diseñados, empleando gel lineal y arena como fluido abrasivo los cuales son diseñados a una concentración adecuada para la generación de las perforaciones en tubulares y casing alcanzando una penetración controlada.*

1.1. PROBLEMA

En la investigación de pozos lo más importante y trascendental a tratar es el daño inducido a la formación por los punzados, logrando ventajas como el de tener disparos limpios, sin importar el tipo de formación a ser perforada o que se está perforando, y el saber las condiciones en que el pozo se encuentra.

Como consecuencia de lo mencionado, daría como resultado la optimización de la producción, buena penetración de disparos y el que se alargue así la vida útil del pozo; con esto se desarrolla un diseño bueno y óptimo para obtener conductores limpios, eficiente sistema de disparos y así mismo la completación final del pozo, dando lugar a que mientras el pozo produce no exista taponamientos.

1.2. JUSTIFICACIÓN

En La producción de un pozo es muy importante ya que por esta razón se debe realizar una correcta selección de la técnica de cañoneo a utilizarse, debido a que se debe minimizar el daño a la formación que es causado por los disparos y poder obtener una productividad optima y no realizar intervenciones al pozo en el futuro alargando su vida útil.

En años anteriores se ha realizado la técnica de cañoneo con un sistema de disparos TCP logrando así llegar a la zona de interés, pero a la vez produciendo altos daños a la formación.

La idea de utilizar la nueva tecnología llamada "Easy Cut Perforating", es reducir el daño de formación y poniendo al pozo en producción inmediatamente después del cañoneo, logrando con esto ahorrar tiempo y costos de taladro, tomando en cuenta que no se requiere de control del pozo después del cañoneo y no se requiere fluido de matado para el mismo.

El sistema de cañoneo de un pozo será adaptado dependiendo de las condiciones del mismo obteniendo así un mejor resultado de producción.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Plantear un análisis de la técnica de cañoneo "Easy Cut Perforating", para mejorar la productividad del pozo coca 046, ubicado en el campo coca del oriente ecuatoriano.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer las características petrofísicas del pozo Coca 086, para la aplicación de la técnica *"Easy Cut Perforating"*.
- Exponer el funcionamiento de la técnica *"Easy Cut Perforating"*.

como herramienta para cañoneo a chorro abrasivo.

- Plantear el análisis técnico de los sistemas *"Easy Cut Perforating."*, y compararlo con la técnica de disparo TCP.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. CAÑONEO DE POZOS

La producción pozos demanda diseños más eficientes, para obtener aberturas u orificios conductores limpios en la arena. Por tal motivo el diseño de los punzados debe considerar la selección del mejor sistema de disparos, cargas, cañones, diámetro de los orificios, densidad de disparo y el proceso de Completación y Producción en el pozo.

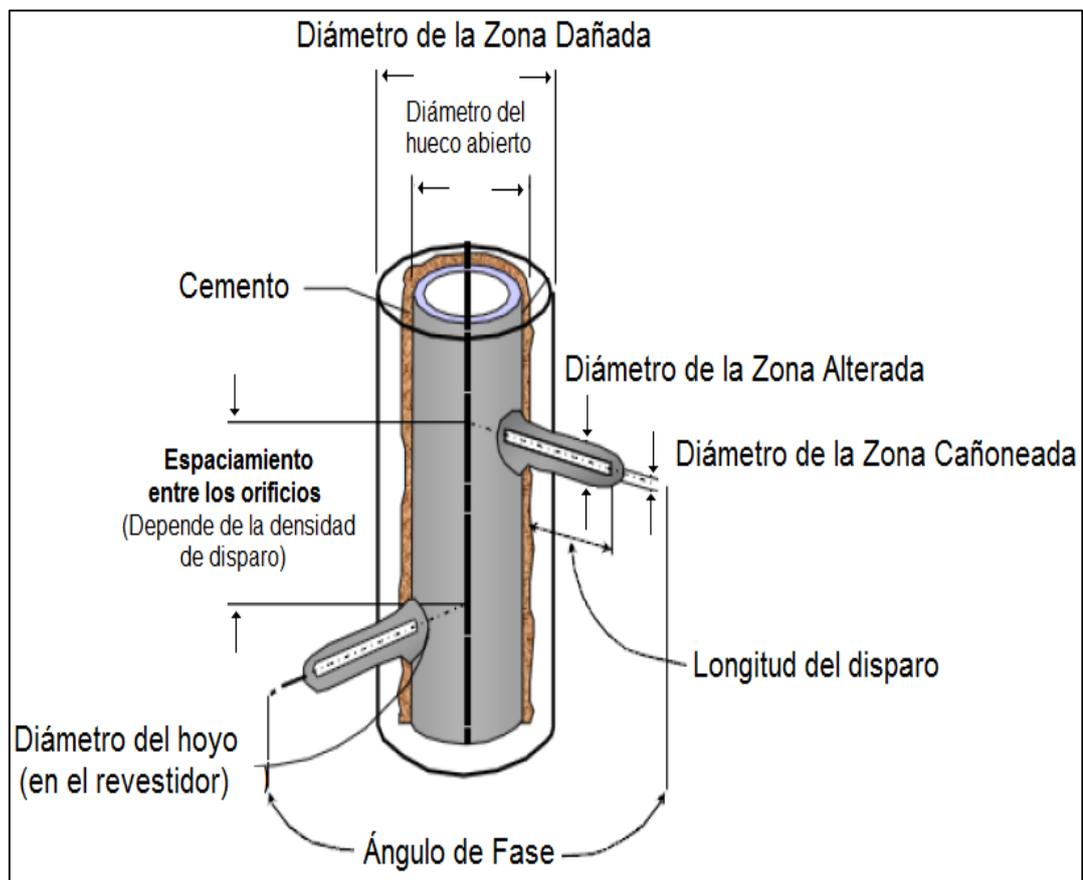


Figura 1. Geometría de cañoneo.

(Arrieta)

En la Figura 1 se indica el esquema de operación para cañoneo, el mismo que radica en realizar daño en la formación causado por el disparo en el

acumulado de hidrocarburo o a su vez por la construcción del orificio en multietapas con el uso del cañoneo a chorro, la limitante de esta técnica con cañones convencionales es que dejan escombros de la perforación sueltos en los ductos del orificio, reduciendo la productividad del pozo o inyectividad del mismo.

2.1.1. DEFINICIÓN DE CAÑONEO

Es el proceso mediante el cual crea aberturas a través de la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento.

Como incidencia los objetivos del cañoneo permiten tener:

- Comunicación entre la formación productora y el interior del pozo.
- Punzados de largo alcance en la formación productora tanto como sea posible.
- Máxima tasa de flujo, después de las operaciones de cañoneo.
- Mínimo daño en la formación, revestimiento y cemento.
- Precisión en el intervalo en donde existe petróleo y lo más cercano o lejos de la zona contacto agua-petróleo.

En las Figuras 2 y 3 se observa el área de alcance cañoneado y la penetración del punzado o disparo en la formación que comunica el hidrocarburo con la superficie.

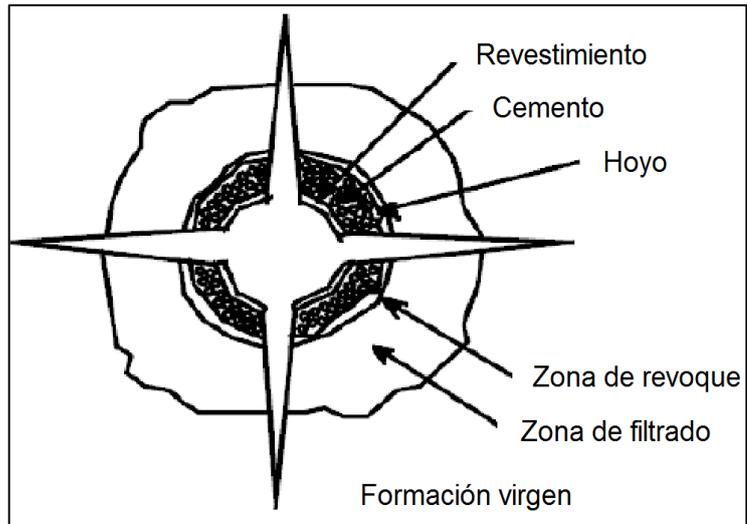


Figura 2. Alcance en el área cañoneada (vista desde superficie).
(Arrienta)

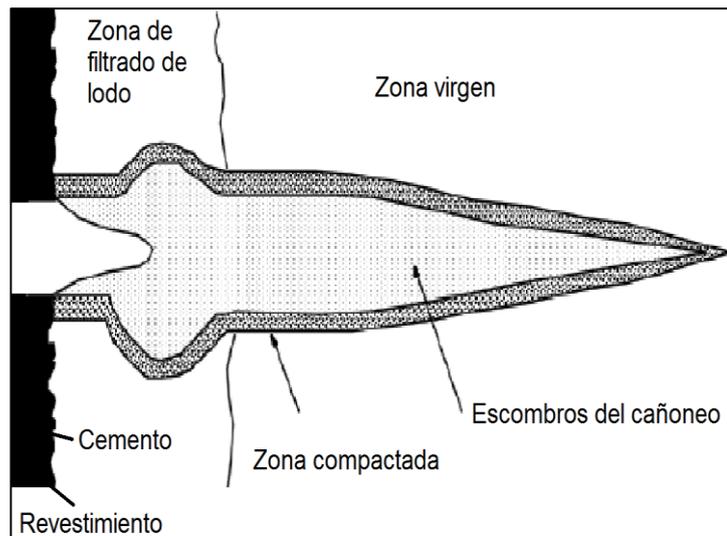


Figura 3. Alcance en el área cañoneada (vista lateral).
(Arrienta)

2.1.1.1. Aspectos importantes del cañón y carga

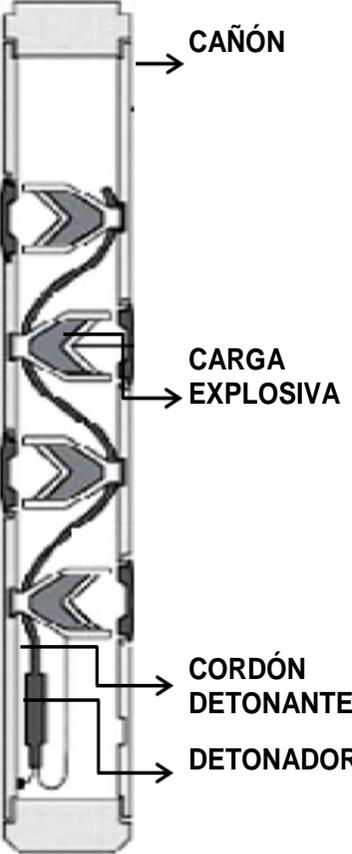
El cañón y la eficiencia por detonación de la carga son dos aspectos a considerar antes de bajar la herramienta de cañoneo, motivo por el cual en las siguientes Tablas 1 y 2 se indica la clasificación de los cañones, partes de un cañón, configuración y tipos de cargas usadas según el porta-carga.

Tabla 1. Clasificación de los cañones.

Recuperables (no expuestas)	Los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados, sin dejar basura en el pozo. En este sistema no están expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo.
Semi – desechables (expuestas)	La ventaja de este sistema a diferencia de los desechables es que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, ya que se recupera el porta-cargas.
Desechables (expuestas y no expuestas)	Los residuos de las cargas, cordón detonante, detonador y el sistema portador (Lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo; considerada como basura.

(Arrieta)

Tabla 2. Configuración de los cañones y cargas.

 <p>CAÑÓN</p> <p>CARGA EXPLOSIVA</p> <p>CORDÓN DETONANTE</p> <p>DETONADOR</p>	<p>Los componentes explosivos son montados en un porta-cargas o cañón; puede ser un tubo, una lámina ó un alambre.</p>
	<p>Las cargas pueden ser de 2 tipos configuradas o tipo jet.</p> <p><u>Tipo Jet:</u> Básicamente se configuran un explosivo de alta sensibilidad y pureza denominada primera, un casco, un liner cónico y altamente explosivo conectado con una cuerda de disparo; para tener un canal óptimo que atraviese al casing, cemento y formación.</p> <p><u>Cargas configuradas:</u> se clasifican en cargas de alta penetración y cargas de hueco grande.</p> <p>Cargas de alta penetración: la geometría del liner es una estructura cónica y genera un jet angosto, alargado y fino; consiguiendo una penetración relativamente profunda y un diámetro de agujero pequeño.</p> <p>Cargas de hueco grande: tienen la geometría del liner parabólica o hemisférica; son empleadas para incrementar el rendimiento de la densidad de disparos y el área total de flujo.</p>
	<p>Consiste en un sistema de conexiones que permite la transmisión del iniciador a las cargas huecas y, por consiguiente, posibilita la detonación a lo largo del eje del cañón.</p>
	<p>Dispositivo que almacena al explosivo primario, necesario para activar el cordón detonante, puede estar localizado encima o debajo de los cañones.</p>

(Arrieta)

2.1.1.2. Tipos de cargas

Además dependiendo del tipo de pozo, profundidad y condiciones del reservorio; las cargas pueden ser bajadas en dos formas que son:

- Carga expuesta.- son cargas que no tienen recubrimiento (tubo de acero) y están en contacto con el fluido de perforación del pozo.
- Carga no expuesta.- cargas que se encuentran protegidas con tubo de acero.

Permitiendo de esta manera estar seguros ante la detonación de disparos accidentales en la formación no deseada y en el reservorio inapropiado.

2.1.2. FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO

2.1.2.1. Residuos arenosos

En tiempo real y mientras se realiza la operación de cañoneo ciertas partículas o clastos son removidos por el contra flujo del disparo o carga al detonarse, provocando tapones densos que pueden obstruir la zona del yacimiento productor, generando resultados de evaluación errónea sobre un daño causado para recuperar hidrocarburo.

2.1.2.2. Efecto de la presión diferencial

El manejo de la presión diferencial se debería considerar antes de realizar un disparo, motivo por el cual las partículas sólidas existentes del lodo de formación y residuos de las cargas pueden desplazarse hacia los poros de la formación o por las fracturas, ocasionando un daño muy severo (tajonamiento) reduciendo la productividad del pozo.

En formaciones de areniscas en la actualidad se dispara en fluidos limpios tales como agua y aceite, pero es aconsejable punzar con HCl o ácido acético, a continuación se describe ciertas recomendaciones en la Tabla 3 de acuerdo a los resultados de estudios de campo hechos por King, Anderson y Brigham.

Tabla 3. Presión diferencial - Formación.

CONDICIONES DEL RESERVORIO	PRESIÓN DIFERENCIAL (psi)	
	POZOS DE PETRÓLEO	POZOS DE GAS
ARENAS NO CONSOLIDADAS	300 – 500	300 – 500
ARENAS CONSOLIDADAS Permeabilidad de la formación		
Mayor que 100 mD	500	1 000
Desde 100 hasta 10 mD	500 – 1 000	2 000
Menos de 10 mD	1 000 – 2 000	2 000
CARBONATOS Permeabilidad de la formación		
Mayor que 350 mD	500	500
Desde 100 a 250 mD	750	1 000
Menor que 100 mD	1 000	2 000
Menor que 10 mD	2 000	2 000

(Consideraciones antes del punzado)

(DÍAS RODRÍGUEZ, 2007)

2.1.2.3. Correlación errónea de profundidad

Antes de cualquier procedimiento de disparo es necesario correr un registro localizador de collares (CCL) con los cañones, y medir la profundidad de los

collares que han sido localizados, respecto a las formaciones, usando registros radioactivos.

Estos registros se basan en las lecturas que emiten las pastillas radioactivas que son insertadas dentro de la sarta de cañoneo, las mismas que ayudan a localizar en forma exacta la profundidad del punzado con un registro de rayos gamma; también podemos correlacionar registros del collar y ubicarnos en los punzados anteriormente hechos con cargas expuestas, visualizando hinchamientos o abultamientos en el casing debido a la detonación de las cargas.

2.1.2.4. Uso de fluidos

En la operación de cañoneo es recomendable mantener circulación de fluido limpio, el empleo de aceite o salmuera limpios con una presión diferencial a favor de la formación, esto permitirá maximizar la productividad del pozo.

Además es necesario tener un periodo de limpieza del punzado, esta acción previene futuros taponados debido a un asentamiento de sólidos en el pozo durante el periodo de producción.

2.1.2.5. Resistencia de compresión

Si la resistencia de compresión aumenta en el casing, cemento y roca de formación, reduce el tamaño del hueco y penetración de disparo, ocasionando un factor de recobro menor que el esperado.

2.1.2.6. Estado del cemento

Es necesario verificar con registros de cemento CBL-VDL-CCL-USIT el estado de la cementación primaria, de ser el caso es recomendable hacer cementación forzada con pruebas de admisión. Esto evita el agrietamiento de la tubería de revestimiento y elimina que el cemento se resquebraje.

Además de que la cantidad de explosivo, densidad de disparo, diámetro de la tubería de revestimiento y su resistencia son factores comprendidos de

incidencia a que exista taponamiento u arenamiento en la formación de interés.

2.1.2.7. Limitaciones de presión y temperatura

Generalmente como parte importante del sistema de cañoneo es el detonador, es sumamente primordial darle un cierto aislamiento cuando la herramienta es ingresada a ciertas condiciones del pozo.

Para esto existen especificaciones de presión y temperatura aptas para cada tipo de cañones y cargas, identificando cuando es necesario usar cargas de alta temperatura y cargas de baja temperatura.

Cabe mencionar que si el pozo tiene un rango de temperatura entre 300 - 400°F, no es apropiado bajar cargas de alta temperatura, por motivos que se basan en:

- Ciertas cargas de alta temperatura pueden crear baja penetración.
- Son menos sensibles, por lo cual pueden provocar un aumento en las fallas.
- Su costo es elevado.
- No hay demasiadas opciones de selección.

Y si se usa cargas de baja temperatura se puede operar al máximo del límite especificado por la herramienta, considerando:

- Circular fluido de baja temperatura en el pozo, esto ayudara a mantener un balance en las condiciones reales de la formación y operar con cañones que superen el límite de temperatura recomendado.
- Dar un aislamiento o recubrir con cargas convencionales que tengan baja temperatura los detonadores de alta temperatura, por lo cual previene punzados accidentales en la formación.

- Cuando se considere pozos de excesiva temperatura, es necesario emplear componentes de alta temperatura incluyendo el detonador.

2.1.3. TÉCNICAS DE CAÑONEO

Entendiéndose que son formas o maniobras previamente analizadas con los factores reales del pozo para la ejecución de disparos/punzados.

2.1.3.1. Bajo balance

La técnica prevé un menor daño de formación en el momento del disparo. Las operaciones se las realiza con el pozo abierto y en condiciones de fluir hacia la estación de flujo.

Una vez realizado el disparo como se observa en la Figura 4, se crea una zona compactada de menor permeabilidad y se remueve los restos de cañones incrustados en el pozo después de la detonación de las cargas en los túneles perforados.

Es decir, que el desbalance de presiones en el momento del cañoneo genera flujo de fluidos inmediatos de la formación hacia el pozo dando el efecto de surgencia que es limpieza de los túneles cañoneados, en razón de que la presión de la formación es mayor a la presión ejercida por la columna hidrostática.

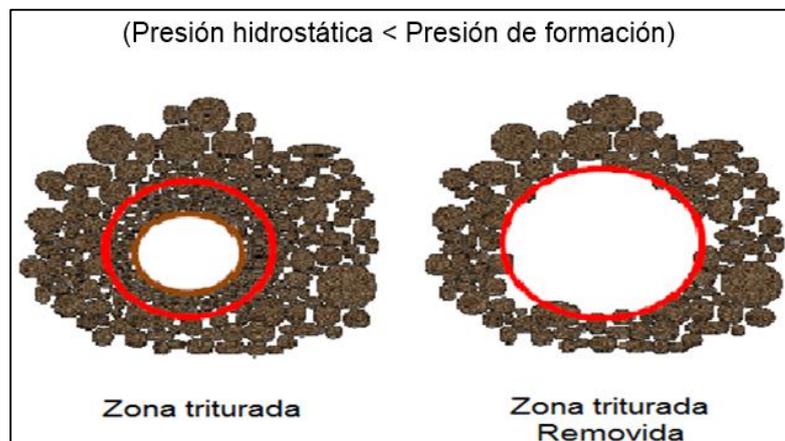


Figura 4. Disparo con bajo balance en el pozo.

(Halliburton, 2013)

2.1.3.2. Sobre balance

El objetivo del sobre balance es fracturar la formación en el instante del disparo, para esto el pozo debe permanecer cerrado y controlado durante la operación de cañoneo tal como se indica en la Figura 5.

Una vez realizado el disparo con cañones, se crea una zona compactada de menor permeabilidad, máximo diámetro y longitud de perforación; este efecto se hace en razón de que la presión hidrostática es mayor a la presión de formación, pero de igual manera este tipo de técnica provoca invasión de fluidos de completación y partículas finas a la formación, ocasionando daño a la misma, y al no proveer una limpieza efectiva del hoyo al momento de las perforaciones se contribuye a taponamientos con baja eficiencia de flujo.

(Presión hidrostática > Presión de formación)

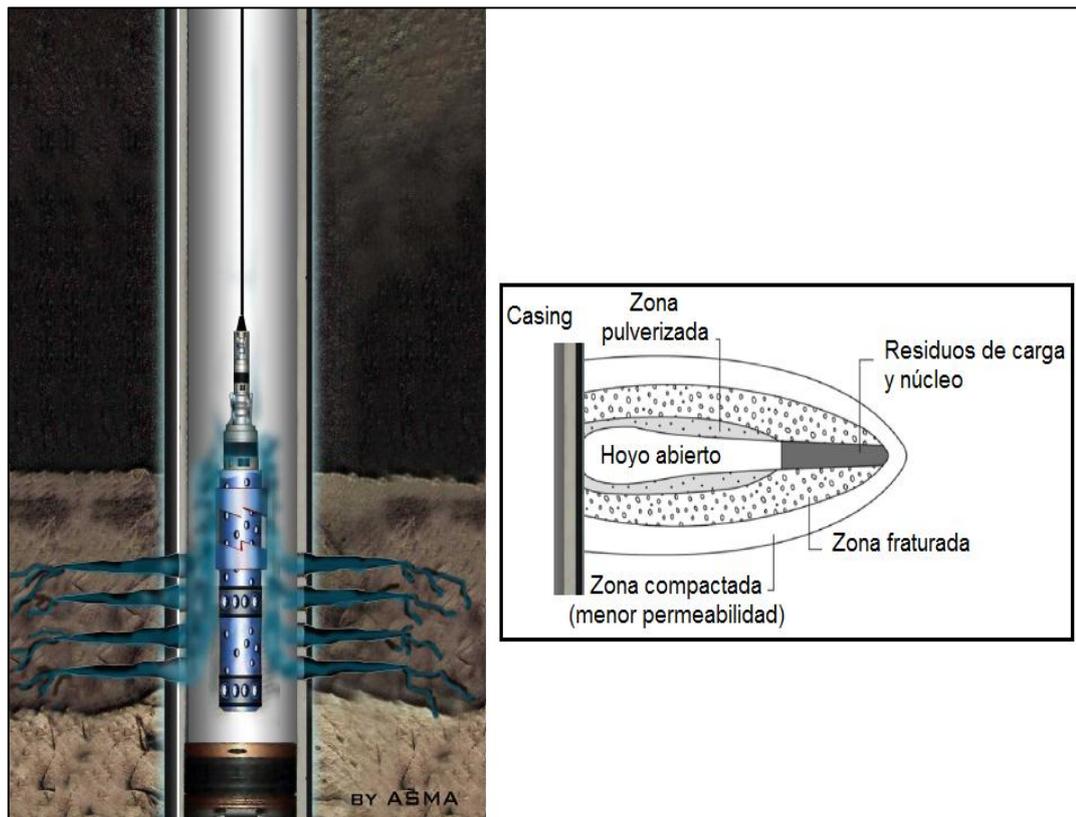


Figura 5. Disparo con sobre balance en el pozo.

(Halliburton, 2013)

2.1.4. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS EN EL CAÑONEO

A continuación se presentan tres procedimientos mediante el cual se desplazan los cañones dentro del pozo.

2.1.4.1. Bajados a través de tubería de producción

El procedimiento a seguir por este método es bajar tubería con empacadura de prueba tal como observa en la Figura 6, se establece diferencial de presión negativa y bajan cañones que pueden ser de tipo desechable o semi-recuperable.

Ventajas:

- Se obtiene limpieza en los hoyos perforados.
- Se puede emplear pequeño bajo balance en la perforación, el cual permite que los fluidos de formación limpien los orificios ejecutados.
- No requiere taladro en actividades como completación de una nueva zona o reacondicionamiento de una zona existente.
- La utilización del registro CCL indica el preciso posicionamiento a la profundidad óptima para el disparo en la formación.

Desventajas:

Se puede decir que estas cargas no pueden penetrar en la formación y no atraviesan la zona dañada por el lodo de perforación, además se debe considerar las siguientes desventajas:

- Baja selectividad en el cañoneo.
- Constante actividad para controlar el pozo cuando se requiere disparar otro intervalo en la zona perforada ya existente.

- Penetraciones pequeñas debido a que el cañón es bajado a través del tubing, y para tener penetraciones mayores el cañón debe estar posicionado contra el casing, esto hará que disminuya la pérdida de rendimiento al momento de perforar a través de líquido en el pozo.
- Existe poco diferencial de presión en favor a la formación, solo se puede aplicar en la primera vez a cañonear, es por limitación del lubricador, punto débil del cable eléctrico o en la tubería de producción.

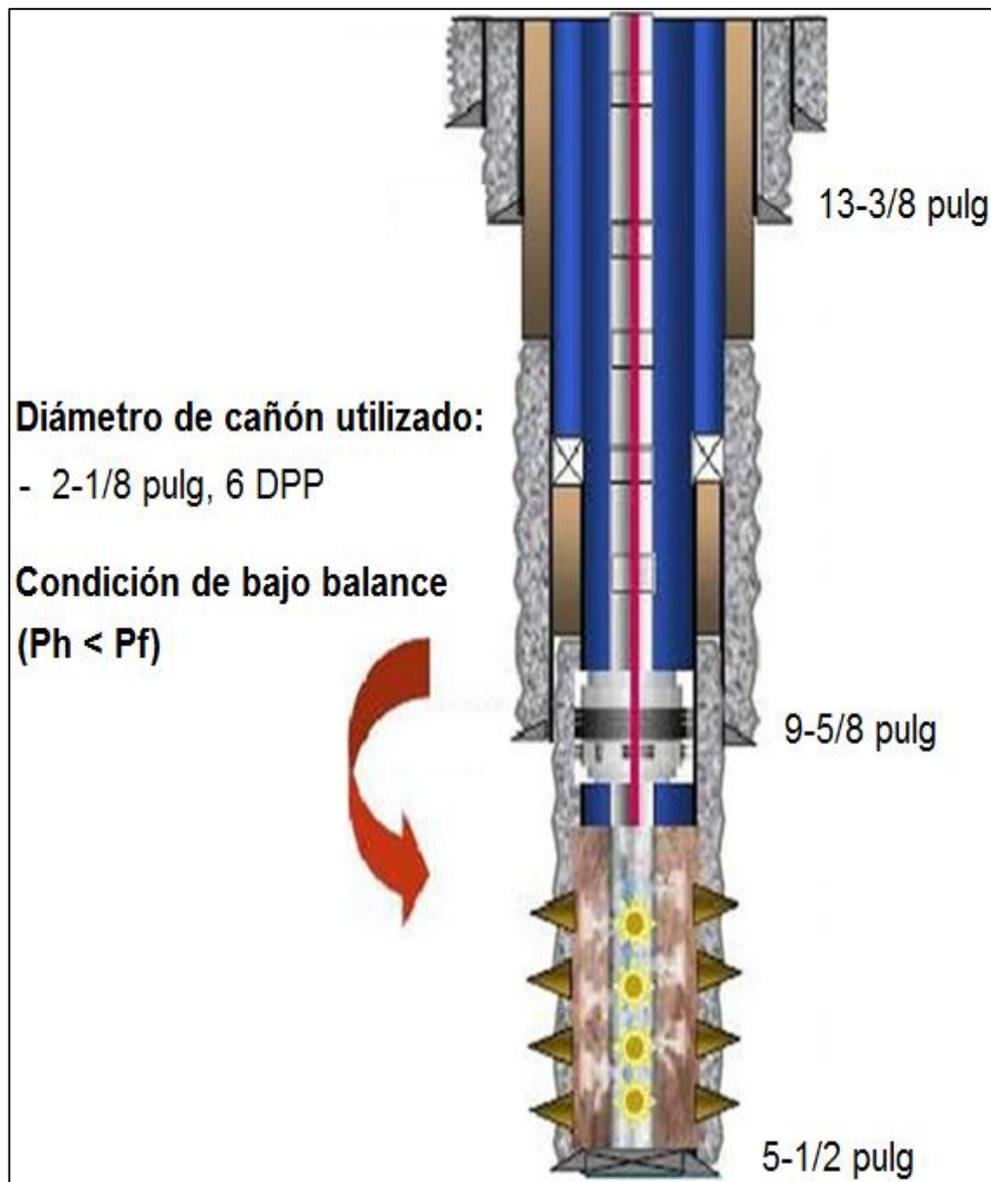


Figura 6. Bajados a través de tubería de producción.

(Arrienta)

2.1.4.2. Bajados a través del revestidor

Se desplazan los cañones por el revestidor usando una torre de perforación o cable de acero; se coloca soportes recuperables en la carga, motivo por el cual el tamaño y rigidez de estos cañones no pueden ser bajados por la sarta de producción, como se indica en la Figura 7.

Como parte fundamental en la operación de cañoneo se introduce fluido al pozo para establecer el diferencial de presión positivo (Presión hidrostática > Presión de formación), una vez logrado la condición de sobre balance, se bajan los cañones, esto evita el soplado de los mismos hacia arriba por las altas presiones que existen entre el espacio anular y en la superficie; los orificios son de alta penetración que atraviesa la zona con daño por el lodo de perforación.

Ventajas:

- Puede disparar en zonas de alta presión, el tiempo de operación es entre 4 a 8 horas.
- Alta capacidad de penetración en la formación, por lo cual su eficiencia puede ser usada para operaciones de fracturamiento o inyección y en zonas donde existe daño por fluidos de perforación o por deposición de escamas.
- Costo más económico en comparación al método TCP (cañones transportados por tuberías de producción), previo a la selección del tamaño del cañón que sea compatible con diámetro de la tubería de revestimiento.
- Con cargas tipo chorro no dañan el revestidor del pozo.

Desventajas:

- Se detona las cargas con pozo lleno de fluido de matado.

- Se puede cañonear en forma irregular, afectando futuros trabajos de acidificación.
- La forma más conveniente es proceder con el cañoneo en presencia de taladro en el pozo.

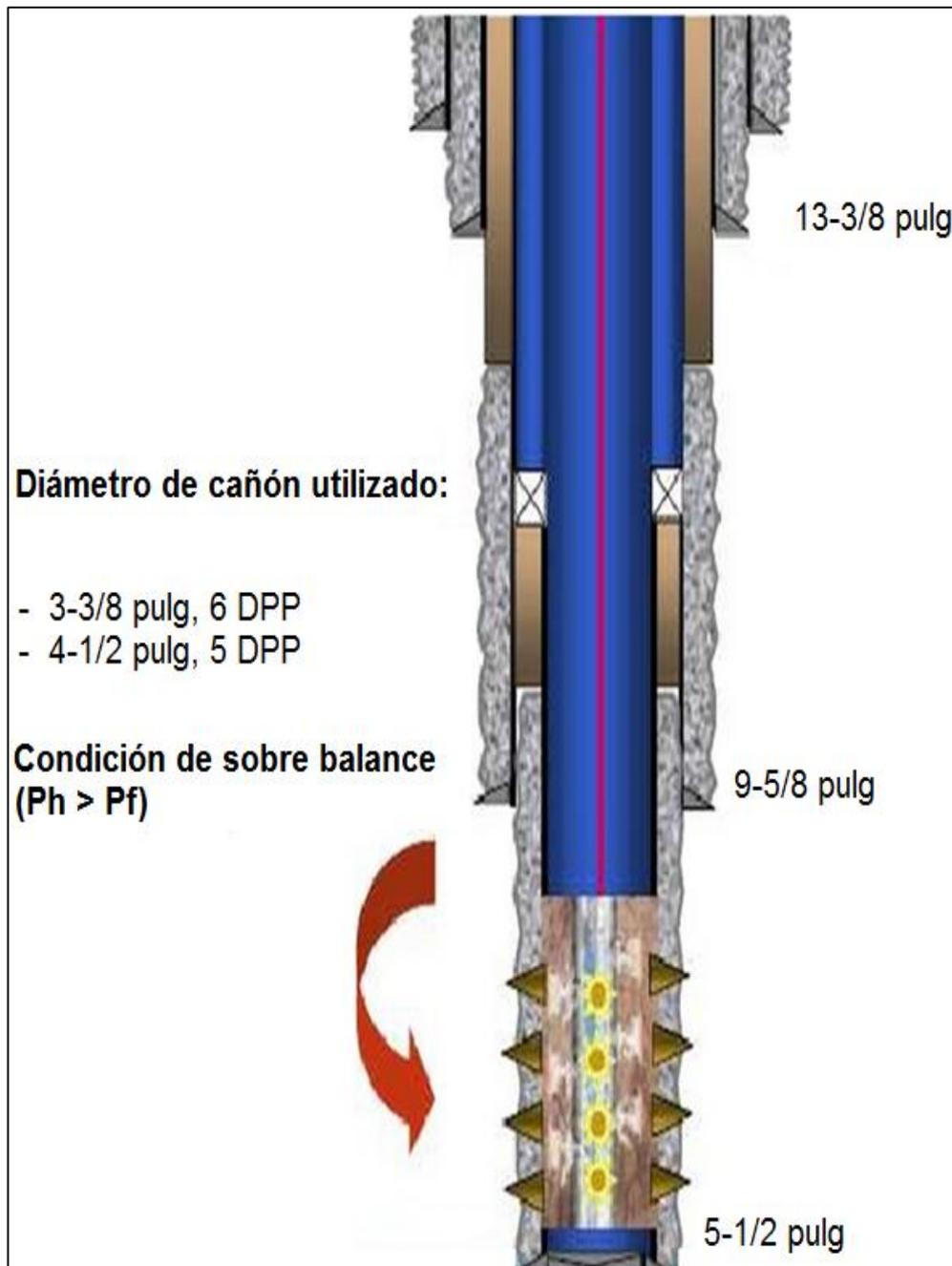


Figura 7. Bajados a través del revestidor.

(Arrienta)

2.1.4.3. Transportador con tubería (TCP)

En la Figura 8 se demuestra como los cañones se transportan en la parte inferior de la tubería producción. El procedimiento inicia al asentar la tubería con empacadura, se desplaza el cañón y se detona obteniendo orificios limpios, profundos y simétricos.

Los cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos, son factibles a ser usados sin límites en la longitud de intervalos a cañonear en un mismo viaje; se elimina el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo, utilizando para ello la misma energía del yacimiento.

Ventajas:

- Se puede usar diferencial de presión negativo con cañones de mayor diámetro.
- Se obtiene alta densidad de disparo, perforaciones óptimas.
- Se disminuye el tiempo de operación, alta tasa de control de arena para mejorar la tasa de penetración.
- No se requiere de taladro para la completación de una nueva zona o reacondicionamiento de una zona existente.

Desventajas:

- Costos elevados.
- Posibles atascamientos al momento de bajar el cañón por el tubing.

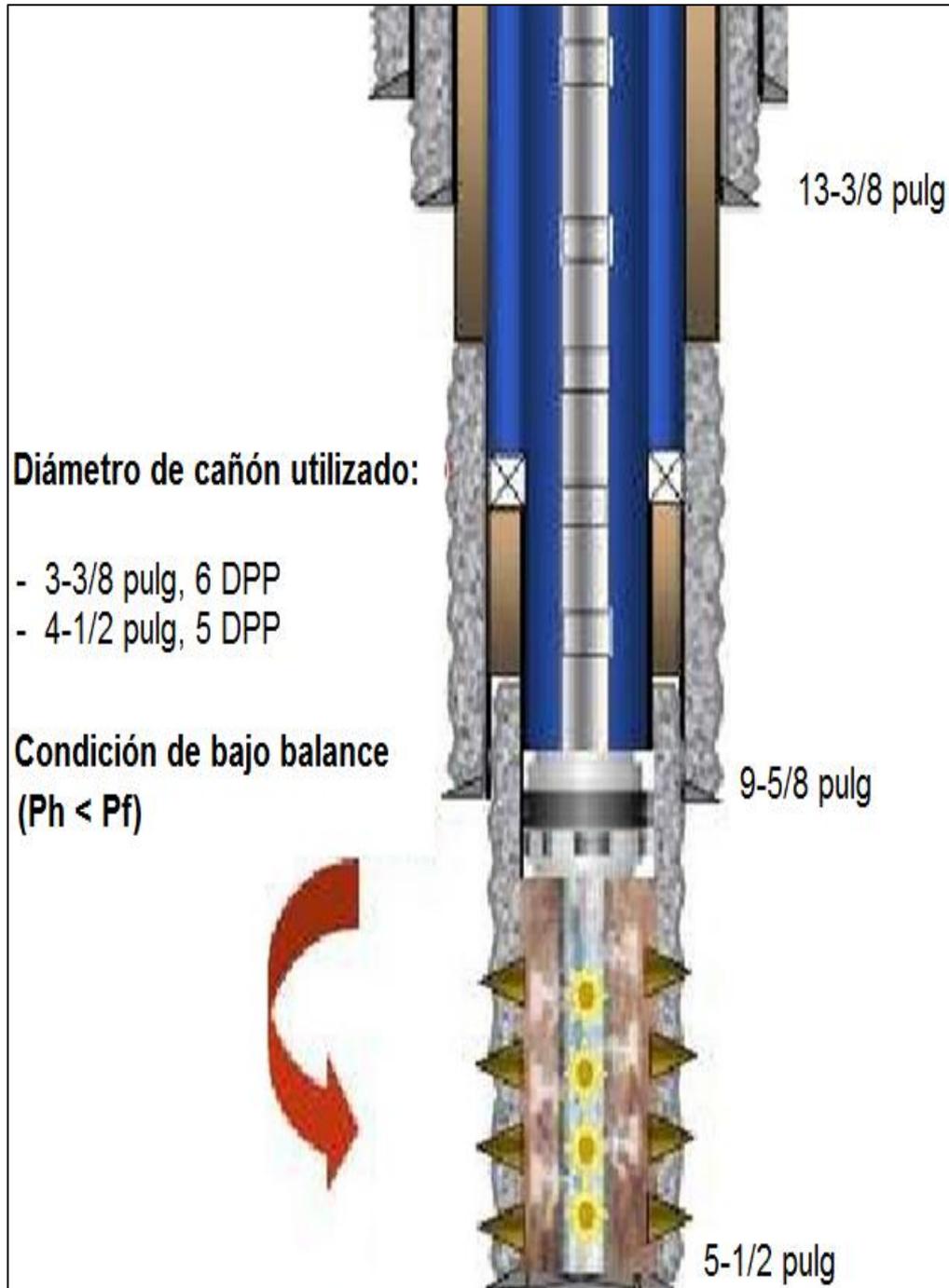


Figura 8. Transportador con tubería (TCP).

(Arrienta)

2.1.5. TIPOS DE CAÑONEO

En la actualidad existen varias formas para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento. Entre estas se mencionan:

2.1.5.1. Cañoneo tipo bala

Este sistema es más utilizado para formaciones blandas o poco consolidadas, básicamente la operación inicia con el desplazamiento de la herramienta al pozo y mediante una señal que se genera en superficie se activa la detonación del disparo de la bala, la misma que atraviesa el revestimiento, cemento y la formación.

La energía que impulsa la bala es la generada por la explotación de la carga, por tal razón a continuación en la Tabla 4 se presenta las especificaciones para la bala y cañón más utilizados hasta la actualidad:

Tabla 4. Especificaciones de uso para bala y cañón.

BALA	
Diámetro (pulg)	1/6 a 9/16
CAÑÓN	
Diámetro (pulg)	3 1/4 a 6
Presión (psi)	20 000
Temperatura (°F)	250

(DÍAS RODRÍGUEZ, 2007)

Es decir, que para estas condiciones el cañón es apto en formaciones más profundas y en cuanto a la bala se debe considerar su potencial de carga detonante ya que puede originar daño a la formación quedando atrapada y disminuyendo el espacio de flujo para el petróleo.

2.1.5.2. Cañoneo tipo chorro

Este sistema propone orificios con amplia apertura entre el revestimiento, cemento y formación; su funcionamiento se basa en el detonador eléctrico en cadena, al final del cordón explosivo la carga intensifica alta velocidad al explosivo principal, por lo que la alta presión generada da salida al chorro de partículas finas de aproximadamente 20 000 pies/seg y de presión estimada de 5 millones de lb/pulg² hacia la pared de la formación.

Estas cargas pueden ser alojadas dentro de los cilindros de acero o cañones que tiene un cierto número de huecos o portadores cóncavos por pie de longitud y dentro de ellos es colocado la carga moldeada o dispositivo; otra forma es mediante ensamblajes destapados para tuberías de sarta 1/9 pulg (pulgadas de diámetro) siendo en forma de barras, capsulas, eslabones, etc.

Como adicional para este tipo de cargas en la Tabla 5 se indican las condiciones de eficiencia:

Tabla 5. Condiciones de eficiencia de la carga tipo chorro.

Condición	Alojadas en el cilindro	Ensamblajes para tuberías
Presión (psi)	20 000	15 000
Temperatura (°F)	400	400

(DÍAS RODRÍGUEZ, 2007)

Al igual que los anteriores sistemas, este puede provocar una detonación accidental, el agua o la humedad en las pistolas, el cordón explosivo o las cargas, pueden provocar un mal funcionamiento o una detonación muy baja.

2.1.5.3. Cañoneo tipo hidráulico

Para este tipo de cañoneo se usa altas presiones para focalizar un chorro de fluido que puede estar acompañado de arena; el cual crea orificios limpios en el revestimiento, cemento y formación del pozo.

El tiempo estimado para esta operación es periódico, debido que cada orificio es creado uno a uno provocando poco daño, es la mejor opción que puede lograr alta producción de petróleo en los pozos.

2.2. EASY CUT PERFORATING TECHNOLOGY

2.2.1. DESCRIPCIÓN

La técnica del Easy Cut Perforating, es un método de punzonamiento abrasivo que consiste en la generación de alta velocidad e impacto en la salida de los jets nozzles especialmente diseñados, empleando gel lineal y arena como fluido abrasivo los cuales son diseñados a una concentración adecuada para la generación de las perforaciones en tubulares y casing alcanzando una penetración controlada.

Esta técnica de punzonamiento abrasivo es ampliamente utilizado en Pozos de petrolero y gas para comunicar el pozo con la formación, logrando perforaciones limpias libres de residuos metálicos, evitando la compactación de la formación y tortuosidades a lo largo del túnel generado, lo cuales permiten una mejor recuperación de la producción y remoción de daño.

2.2.1.1. Equipos de fondo utilizado

El Easy Cut Perforating se basa por alojar jets en su parte exterior, ubicados en forma perpendicular a la formación, como se aprecia en las Figuras 9, 10, 11, siendo desplazados en la herramienta a 30°, 45°, 60°, 120° 180° dependiendo del diámetro o abertura del orificio a ser perforado.

Además los jets son de 0.25 pulgadas de diámetro y en consideración a su experiencia con otros países petroleros, fluye un caudal de 2.2 bpm por jet a una presión de bombeo máxima estimada en fondo de 4 000 psi, aclarando que este valor puede variar de acuerdo a la pared de cemento, formación que se requiera atravesar, ver sus características en la Tabla 6.



Figura 9. Easy Cut Perforating Technology.
(Baker, 2015)

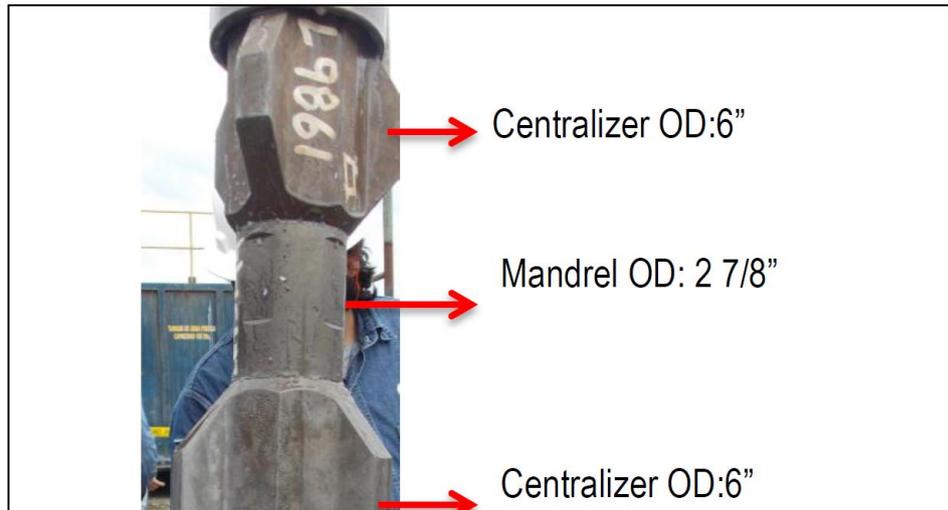


Figura 10. Parte superior del Easy Cut Perforating Technology.
(Baker, 2015)

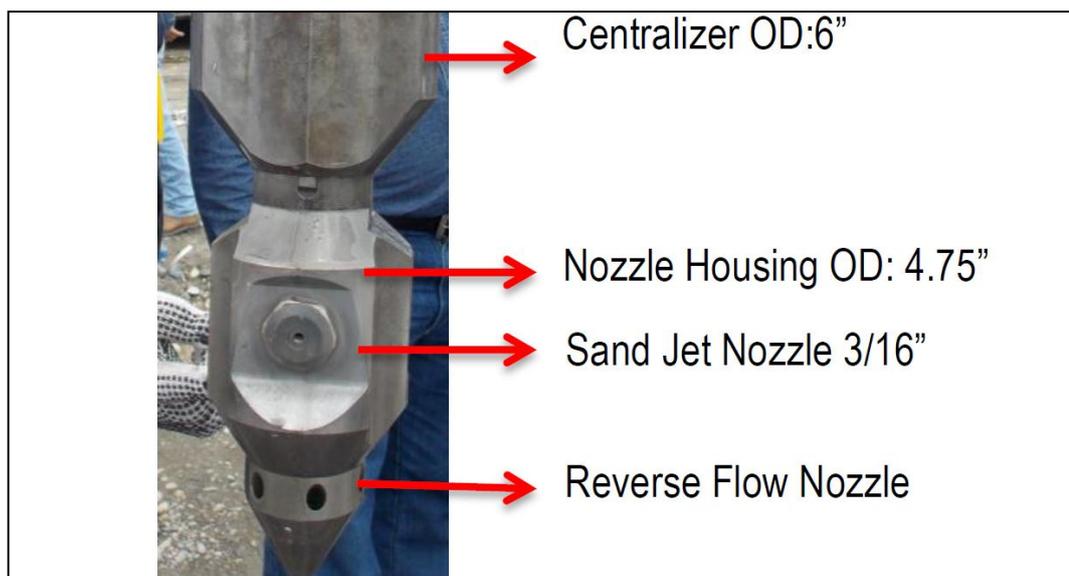


Figura 11. Parte inferior del Easy Cut Perforating Technology.
(Baker, 2015)

- **Junta o Mandrel**

Son accesorios tubulares empleados para separar tubos de largo completo, permitiendo un cambio de medida, tipo de conexión o peso, o reduciendo el efecto de la erosión en la pared de la columna.

- **Nozzle Housing**

Alojamiento de la boquilla; Figura 12, es el dispositivo que permite que se acoplen las boquillas.

- **Sand Jet Nozzle**

Son las boquillas donde sale la arena con fluido inyectado desde la superficie.

- **Centralizador**

Este dispositivo permite mantener la tubería de revestimiento o la tubería de revestimiento corta (liner) en el centro del pozo con el fin de asegurar el emplazamiento eficiente.

- **Reverse flow nozzle**

Este parte de la herramienta que facilita la limpieza del pozo, el fluido ingresa por el orificio y sale a superficie.



Figura 12. Jet del Easy Cut Perforating Technology.
(Baker, 2015)

Tabla 6. Especificaciones Easy Cut Perforating

	IMPERIAL	METRIC
Outside Diameter:		
• Reverse Circulation	4.75 in.	120.7 mm
• Non-Reverse Circulation	3.95 in.	100.3 mm
Nozzle Mounting Circle Diameter:		
• Reverse Circulation	4.58 in.	116.3 mm
• Non-Reverse Circulation	3.72 in.	94.5
Standard Size Centralizer	6 in.	152.4 mm
Operating Temperature (Seals) <i>(see O-ring Selection section on page 2)</i>	400 °F	200 °C
Maximum Differential Pressure	5,000 psi	34,473 kPa
Makeup Torque (Connection to Crossover)	1,000 ft-lb	1,356 N·m
Makeup Torque (to Mandrel)	1,000 ft-lb	1,356 N·m
Top Thread (Crossover)	2.125-8 Stub Acme Box	
Nozzle Housing Thread	2.125-8 Stub Acme Pin	
O-ring Material	Viton-90	
Compatible Fluids	<ul style="list-style-type: none"> • Water • Sand • N₂ 	
Incompatible Fluid	<ul style="list-style-type: none"> • H₂S 	

(Baker, 2015)

2.2.1.2. Equipos empleados en la superficie

Los equipos de superficie utilizados Figura 13, es el siguiente:



Figura 13. Equipo de superficie utilizado en el ECP

- Unidad de Bombeo.

Suministra la potencia necesaria para que los fluidos y productos químicos propuestos sean introducidos al pozo creando las aberturas en la formación en un determinado periodo de tiempo.

- Línea de Alta Presión 2 pulgadas y Choke manifold.

Esta unidad consta de un conjunto de válvulas de alta presión y al menos dos estrangulaciones, que se utiliza para disminuir la presión de la cabeza del pozo.

- Batch Mixer o Blender (Mezclador). Los químicos y fluidos necesarios para la operación de jeteo son mezclados en este equipo antes de ser bombeados al pozo cumpliendo con tres funciones importantes:

- a) Se extrae el fluido de los tanques de almacenaje.
- b) Se mezcla las cantidades adecuadas del fluido con los aditivos químicos.
- c) Se envía el fluido con los aditivos químicos a las succiones de los equipos de bombeo a baja presión (usualmente 60 psi o menores).

- Frac tanks (Tanque de fractura)

En gran mayoría los tanques de fractura se encuentran equipados con un mínimo de cuatro conexiones de 4 pulgadas y una válvula mariposa de 12 pulgadas entre el tanque y las conexiones.

Si es el caso de que intervengan múltiples tanques, algunos de ellos se pueden conectar entre sí, con mangueras cortas flexibles para formar un “manifold” de succión común.

- Mountain mover

La funcionalidad de esta unidad es dosificar la arena en el momento de las operaciones de perforación.

- Catch tank – Acid tank

En las operaciones para crear aberturas en la formación se emplean distintos tanques y tamaños de tanques para almacenaje de fluidos.

- Cabina de monitoreo

Es el lugar donde se reciben los valores a tiempo real y se realizan lecturas en simuladores del proceso de ECP Technology, dando como resultado un control manual de la herramienta.

- Químicos

Son aquellos que se detallan en el programa de bombeo de fluido, el cual impide taponamientos de los jets dejando que se desplace el chorro abrasivo.

Son tres los fluidos considerados en el programa de bombeo: Gel cargado con arena abrasiva a las concentraciones recomendadas para crear impacto y choque contra la pared de la tubería y formación. Waterweb - RPM o modificador de permeabilidad es para evitar invasión en la formación y controlar la arremetida de agua; y el otro fluido es el Hot Rock Acid, el mismo que ayudara a remover costras formadas por el RPM durante la formación del túnel.

- Brazo Hidráulico

2.2.2. PRUEBA DEL EASY CUT PERFORATING

Para comprobar la efectividad de la herramienta, se realiza una prueba en superficie, donde se simulan las condiciones del pozo, Esta prueba consiste en preparar un anillo de cemento usado en la cementación de los pozos, casing, etc.

Se utilizan las siguientes herramientas y materiales:

- Casing 7 pulgadas, 26 lbs/pie.
- Encofrado de 50 pulgadas de diámetro. Ver Figura 14.

- Lechada de Cemento 16 ppg, su composición y pruebas a ser sometidas. Ver Tabla 7, y Figuras 15 y 16.
- Easy Cut Perforating 4 pulgadas.
- Arena Carbolite 20/40, 1.5 ppa. Ver Figura 22.
- Gel lineal de 30 ppg.



Figura 14. Anillo de cemento para prueba del ECP Technology.

Para esta prueba el cemento utilizado tiene la siguiente composición:

Tabla 7. Composición de la lechada de cemento para la prueba

COMPOSICION DE LA LECHADA (16 ppg)		
ADITIVOS		CONCENTRACION
Nombre	Descripción	
MPA-3	MULTIPROPOSITO	35%
BA-10	BONDING ADDITIVE	1.2%
FL-54	FILTRADO	0.17%
CD-33	DISPERSANTE	1.6%
CACO3	PUENTE0	5%
EC-1	EXPANDIBLE	1%
A-2	ACTIVADOR	0.2%
BA-86L	BONDING ADDITIVE	5 GHS
FP-6L	ANTIESPUMANTE	3 GHS
EC-2	EXPANDIBLE	0.7%

(Baker, 2015)

Al realizar las pruebas, se obtuvieron valores de 70 Bc (Unidades de consistencia Bearden) a un tiempo de 2:50 horas; y una resistencia a la compresibilidad de 2 100 psi a las 24h.

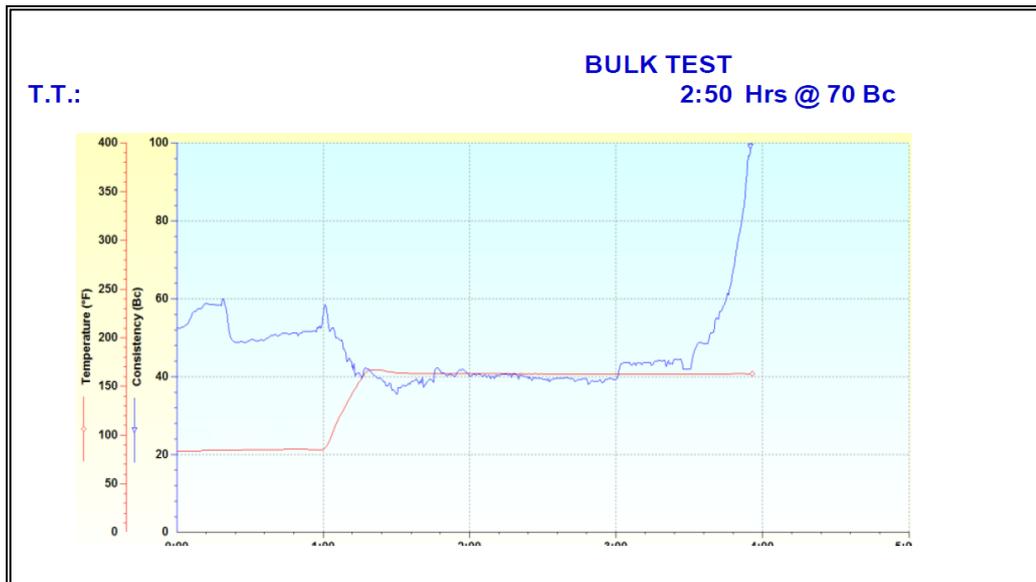


Figura 15. Prueba de la consistencia del cemento a probar
(Baker, 2015)

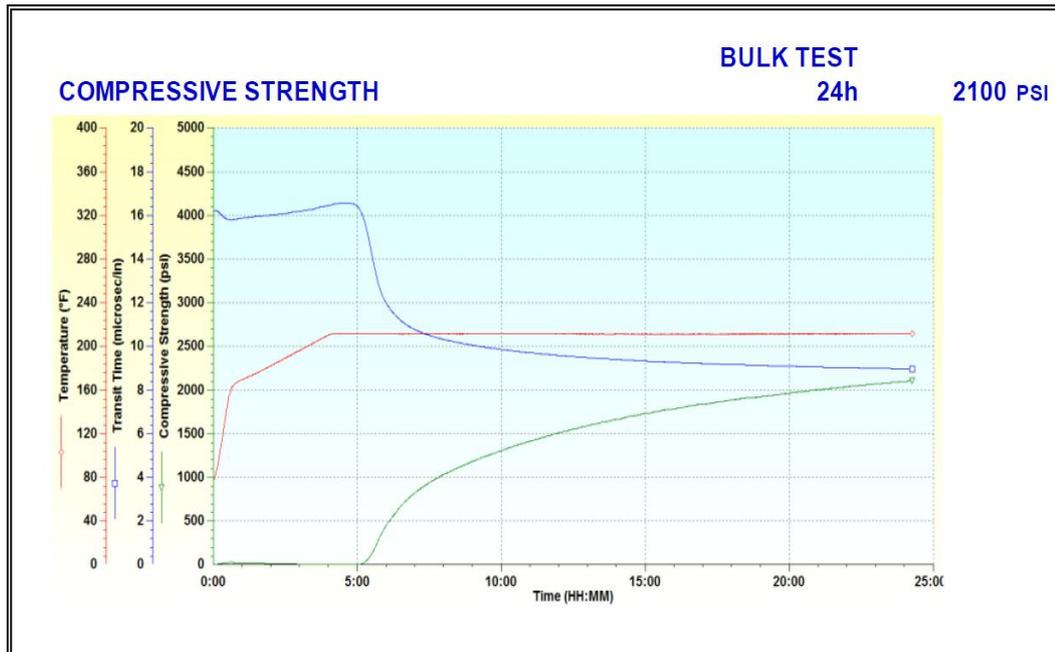


Figura 16. Prueba de la resistencia a la compresión del cemento a probar (Baker, 2015)

2.2.3. PRUEBA DE PUNZONAMIENTO DEL EASY CUT PERFORATING

Se inicia la prueba de la herramienta, haciéndola actuar en la tubería de revestimiento, en el anillo de cemento, según Figura 17, que diseñamos, obteniendo los siguientes resultados, donde se demuestra su efectividad.



Figura 17. Anillo de cemento de 50 pulgadas y casing a punzonar



Figura 18. Tipos de arena y gravedad específica para lograr la abrasión.

El punzonamiento se inicia cuando el fluido abrasivo (Gel + Arena) Figura 18. alcanza una tasa de bombeo de 4BPM y se alcanza una presión de 4 200 psi, esta prueba dura 12 minutos, según Figura 19.

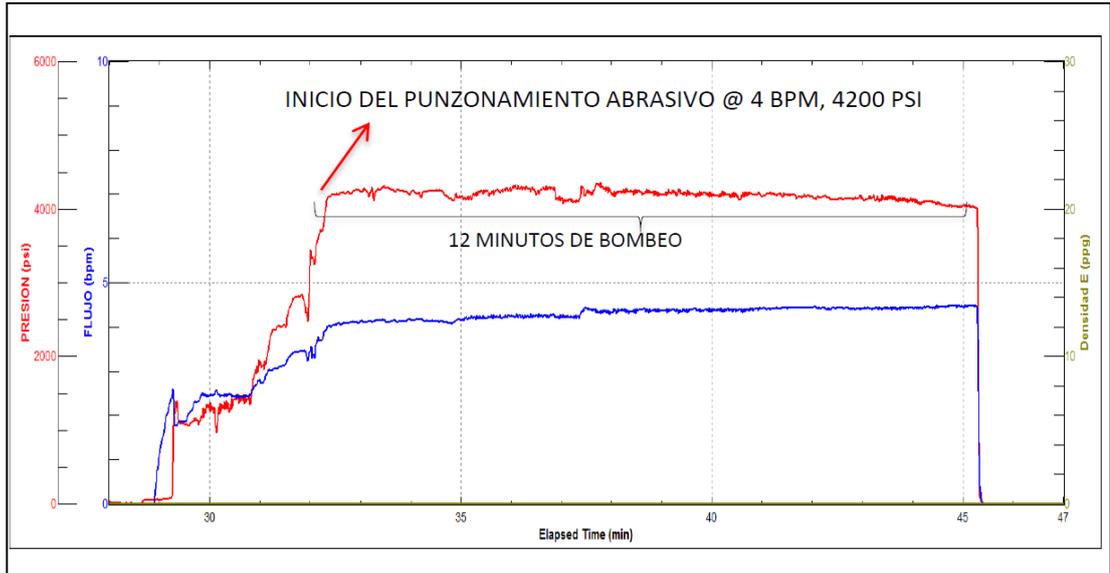


Figura 19. Parámetros obtenidos en la prueba del ECP en el anillo de cemento y casing en superficie.
(Baker, 2015)

Se obtuvieron resultados de profundidad de orificios, Figura 20. de hasta 17 pulgadas y tamaño de los orificios de 5/8 pulgadas a 1 pulgadas en esta prueba.

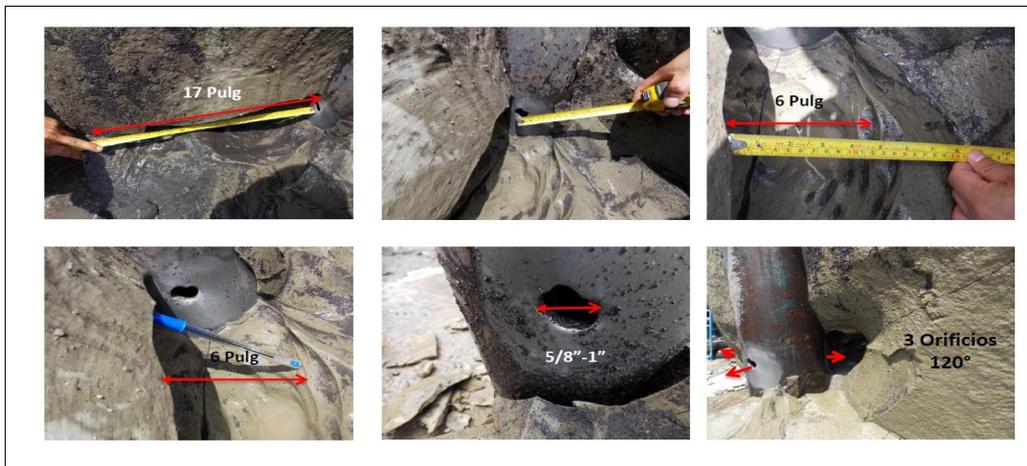


Figura 20. Profundidad y diámetro de los orificios obtenidos en la prueba.

2.2.4. ECUACIÓN DE BERNOULLI

La ecuación de Bernoulli esta aplicada en el funcionamiento del Easy Cut Perforating Technology, donde el diferencial de presión en fondo es la velocidad necesaria para penetrar casing, cemento y formación a través del chorro del jet. (Ver Figura 21)

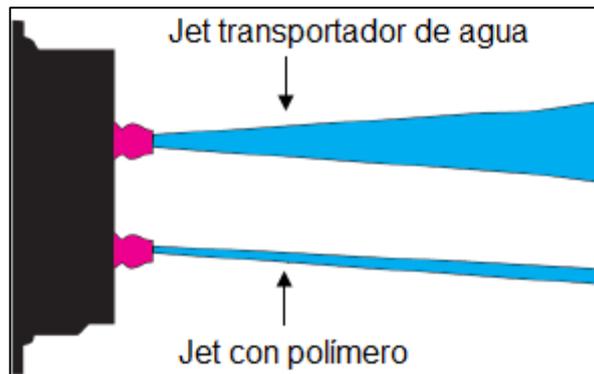


Figura 21. Configuración de Jets.
(Halliburton, 2015)

La ecuación de Bernoulli describe el comportamiento de un fluido bajo condiciones variantes, siendo su fórmula la siguiente:

$$P + 1/2\rho v^2 + \rho gh = \text{constante} \quad [1]$$

Donde,

- P, Es la presión estática a la que está sometido el fluido, debido a las moléculas que lo rodean (kPa).
- ρ , Densidad del fluido (g.cm^{-3}).
- v, Velocidad de flujo del fluido (cm.s^{-1}).
- g, Valor de la aceleración de la gravedad (9.81 m.s^{-2} en la superficie de la Tierra).

- h , Altura sobre un nivel de referencia (m).

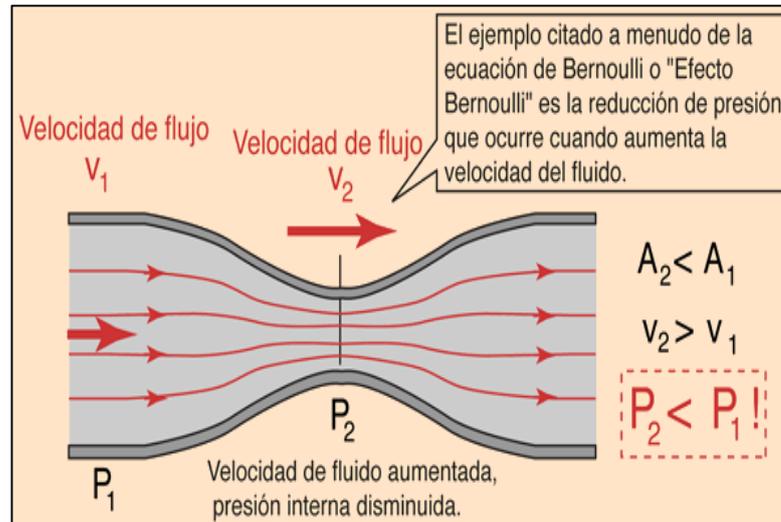


Figura 22. Ecuación de Bernoulli.
 (Schlumberger, 2006)

Entonces si observamos las Figuras 22 y 23, en nuestro caso el diferencial de presión creado entre la presión fondo y presión de inyección de fluido es la que se transforma en velocidad a la pared de la formación.

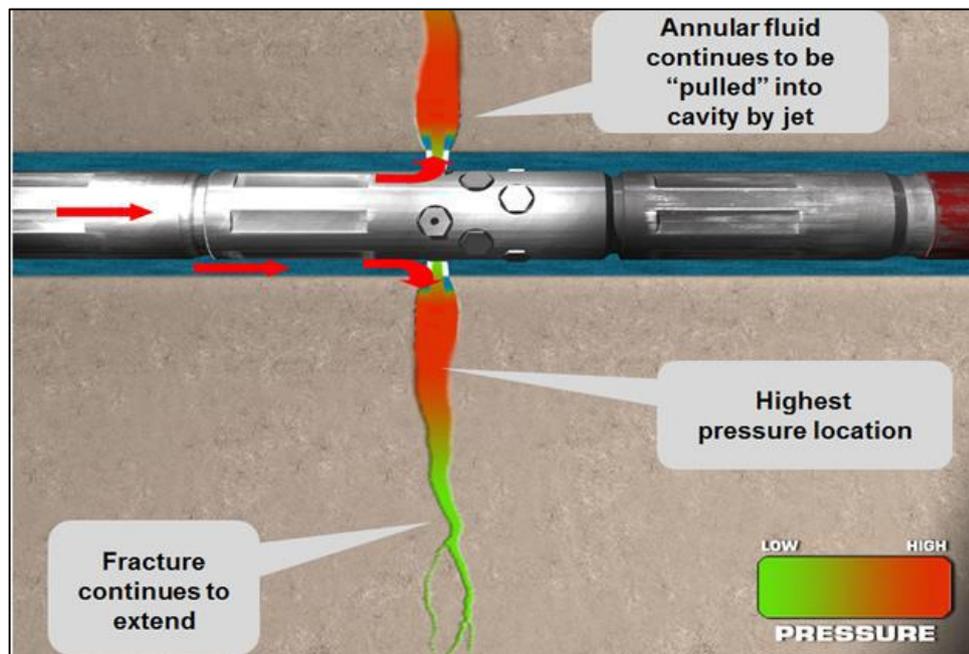


Figura 23. Descripción del fenómeno de la presión.
 (Halliburton, 2014)

2.2.5. APLICACIONES DEL EASY CUT PERFORATING TECHNOLOGY

La herramienta cumple con su propósito, mejora el índice de productividad del pozo, desarrollando zonas de interés con potencial hidrocarburífero que pueden ser explotadas bajo su condición de migración del hidrocarburo, siendo sus aplicaciones las siguientes:

- Daño por excesiva invasión de lodo base barita (no soluble a ácidos o estimulaciones).
- Contacto Agua-Petróleo muy cercano (imposibilidad de propelente, TCP-Perf stim, Fracturing).
- Focalizar perforaciones en puntos de mayor saturación de hidrocarburo.
- Maximiza drenaje en arena con poco espesor de pago.
- Cañoneo de pozo horizontales.
- Cañoneo antes de una fractura (admite concentraciones de arena 20 lb/gal reduce el nivel de fricción cercana al pozo).
- Cañoneo que requiera control de agua.

2.2.6. . VENTAJAS DE LA HERRAMIENTA

- Punzonamientos más limpios, sin fragmentos/residuos/compactación. La arena y el material de formación erosionado son circulados fuera del pozo.
- Minimiza la tortuosidad y la fricción cerca del pozo (Near Wellbore friction), permitiendo fracturamientos hidráulicos con menor presión y menor riesgo de un arenamiento prematuro.

- Incrementa el drenaje de fluidos hacia el Pozo por la geometría generada por el punzonamiento abrasivo.
- No causa deformaciones en el revestimiento (Burst) y cemento.
- Punzonamiento focalizado sin generar micro-fracturas, evitando el contacto con la zona de aporte de agua.
- El ECP posee ventajas de seguridad sobre la perforación convencional, debido a que no se manipulan explosivos.
- Cero perforación Skin (no hay daño por zona compacta, inherente a cañones convencionales).
- Mayor diámetro y penetración de perforaciones/túneles.
- Fluido abrasivo a base de RPM-Logard, el pozo queda controlado y la arena queda protegida de daño por invasión de fluidos post-cañoneo.
- A los 3 minutos el chorro está llegando a la formación y a los 10 minutos se tiene un túnel pronunciado de 3 a 5 pies.

2.2.7. DESVENTAJAS DE LA HERRAMIENTA

- Tiempo/duración de la operación.
- Presión de choke sujeta a condiciones/resistencia del casing.
- Disposición de arena en superficie.
- No aplicable en arenas no consolidadas.
- Alto costo.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1 CAMPO COCA

3.1.1. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO COCA

El Campo Coca-Payamino fue descubierto por la Compañía Texaco en diciembre de 1970, siendo el pozo Coca-1 el primero en ser perforado.

Mediante la interpretación de registros, la arena Hollín Inferior indicaba ser un intervalo productivo arriba del contacto agua-petróleo. Esta arena fue también probada cuando se perforo el pozo Payamino-1 en 1986 por British Petroleum Development Limited (B.P) en diciembre de 1993 con una producción promedio del campo en ese entonces de 9 500 bppd y 21 800 bwpd.

El 18 de diciembre de 1985, la ex corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, (CEPE) que paso a ser Empresa Pública Petroecuador (EP PETROECUADOR) el 26 de septiembre de 1989, suscribió con British Petroleum Development Limited (B.P)., un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana.

En la actualidad este campo es operado por Petroamazonas EP, empresa petrolera del Ecuador encargada mantener la producción de algunos campos que se lideran por activos.

3.1.2. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO COCA

Este campo tiene gran cantidad de pozos perforados, enumerados cuarenta y ocho pozos productores y dos pozos inyectoros; el diseño de la perforación en su mayoría son pozos direccionales, horizontales y verticales que lo fueron

algunos en su inicio de exploración de reservas del campo y ahora pasaron a ser sidetrack; la siguiente Tabla 8 describe más a detalle el Campo.

Tabla 8. Información complementaria del Campo Coca.

No. Total de pozos	50
No. de pozos productores	48
No. de pozos inyectoros	2
No. de pozos perforados verticales	7
No. de pozos perforados Horizontales	4
No. de pozos perforados direccionales	34
No. de pozos perforados Sidetrack	3
Utilización Cañones convencionales	43
Utilización Hydrajet Perforating Technology	7
Arenisca Productora	Hollín
Fecha inicio de producción, Año	1990

3.1.3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Bloque 7 se encuentra localizado aproximadamente a 160 km de distancia al este de la ciudad de Quito, provincia de Pichincha, en el límite del oriente Ecuatoriano. El relieve topográfico cubre una área de 198 665 459 acres. (Ver Figura 24)

Las coordenadas son las siguientes $-77^{\circ} 2' 47.194''$ longitud oeste, y $-0^{\circ} 27' 3.038''$ latitud sur; teniendo una extensión alrededor de 2 055 488 acres y por el cual forma parte del tren de estructuras orientadas en sentido norte-sur, delimitado al norte por el bloque 18 y por las estructuras Huachito, Biguno, Paraíso, correspondientes a la Compañía Enap Sipec, al sur por el Campo Gacela, al este se encuentra el Campo Sacha operado por la Compañía Rio

Napo, y el Campo Culebra - Yulebra operados por Petroamazonas EP, y al oeste se encuentra Campo Balsayacu y Jatumpamba pertenecientes al bloque 18.

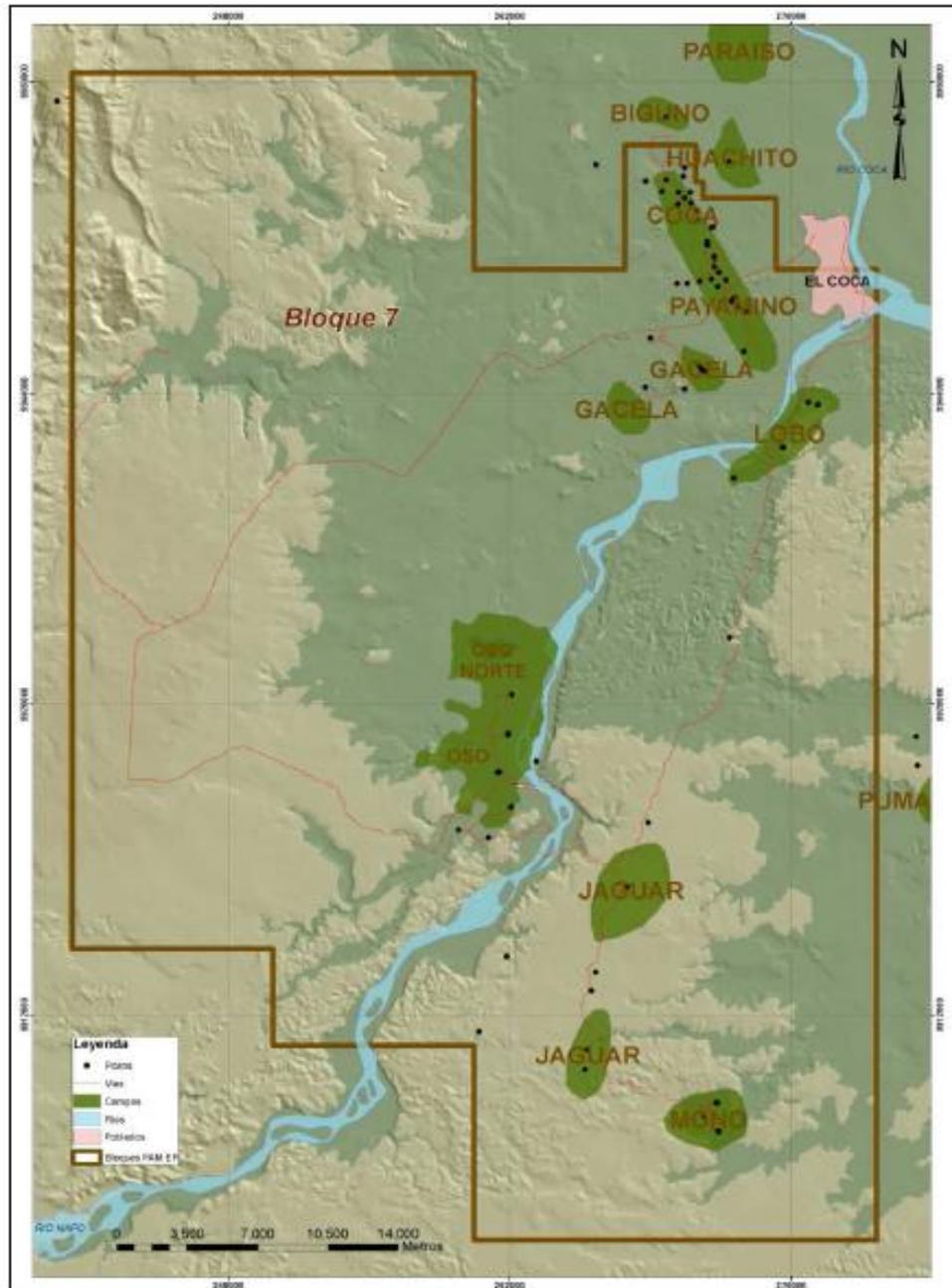


Figura 24. Bloque 7.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

3.1.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La estructura del Bloque 7 se determina que es un anticlinal con dirección noroeste-suroeste con cierre al este definido por una falla inversa como se muestra en la Figura 25 que corresponde al mapa isópaco de pago neto.

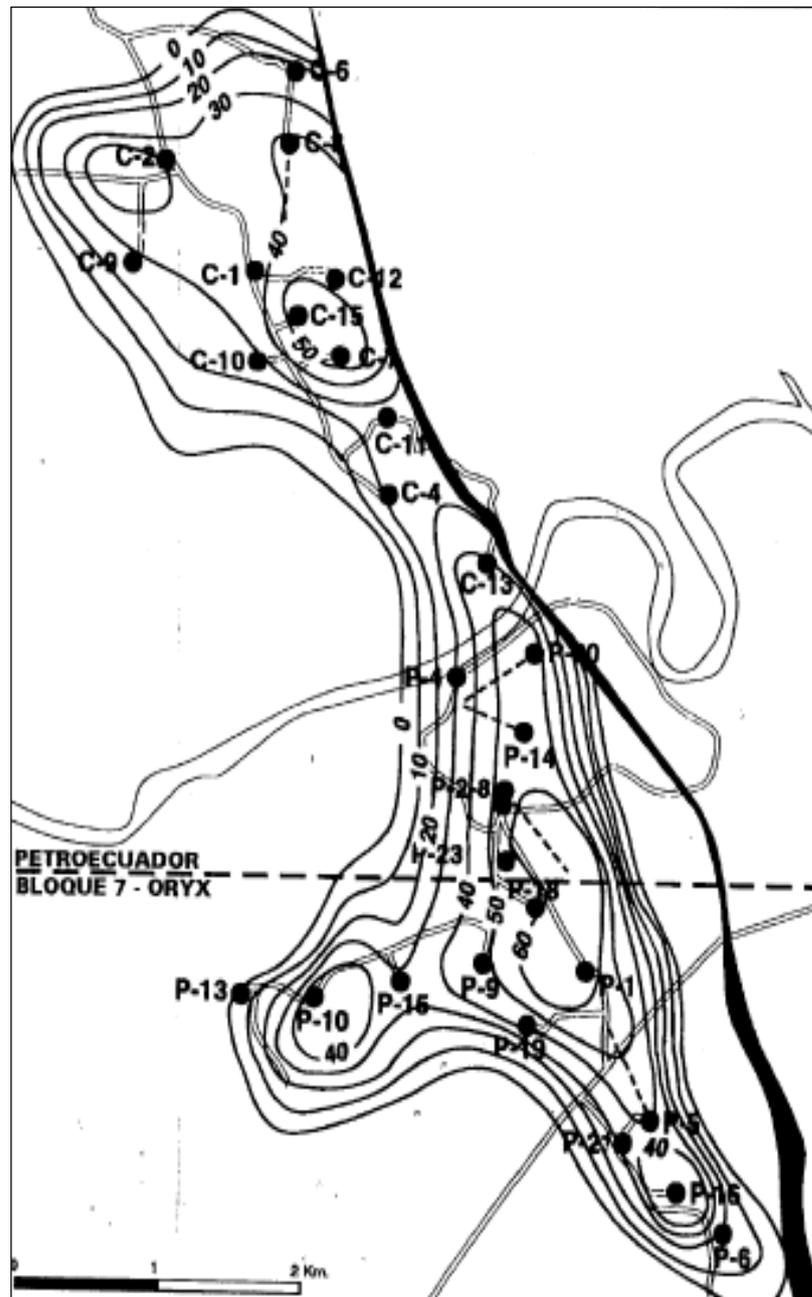


Figura 25. Mapa Isópaco – Bloque 7.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Su extensión es de 11 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho y configura un anticlinal de aproximadamente 80 pies de cierre estructural. La columna de petróleo está acompañada de un acuífero “infinito”, el anticlinal tiene dos columnas, la una en el norte denominada Coca y la otra en el sur denominada Payamino.

Como se puede observar la estructura pertenece a la arena Hollín Inferior que tiene un alto potencial hidrocarburífero, su acumulado de petróleo aflora varias millas al oeste del Coca-Payamino en la cordillera de los Andes, también existe una importante columna de agua en este intervalo de la arena.

3.1.5. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA

El Campo Coca-Payamino presenta en orden descendente en su estratigrafía y litología: secuencia post-orteguaza (Oligoceno-Plioceno), formación orteguaza (Eoceno-Oligoceno), formación tiyuyacu (Eoceno), formación tena (Paleoceno Temprano-Eoceno), arenisca basal tena, formación napo (Albiense-Campanian), lutita de napo superior, caliza A, zona de arena U, lutita de napo central, caliza B, zona de la arenisca T, lutita de napo inferior, formación hollín, arena hollín superior, arena hollín inferior, secuencia del Pre-Hollín (Pre-cretácico), formación chapiza (Jurásico Tardío-Cretáceo Temprano), miembro misahualli.

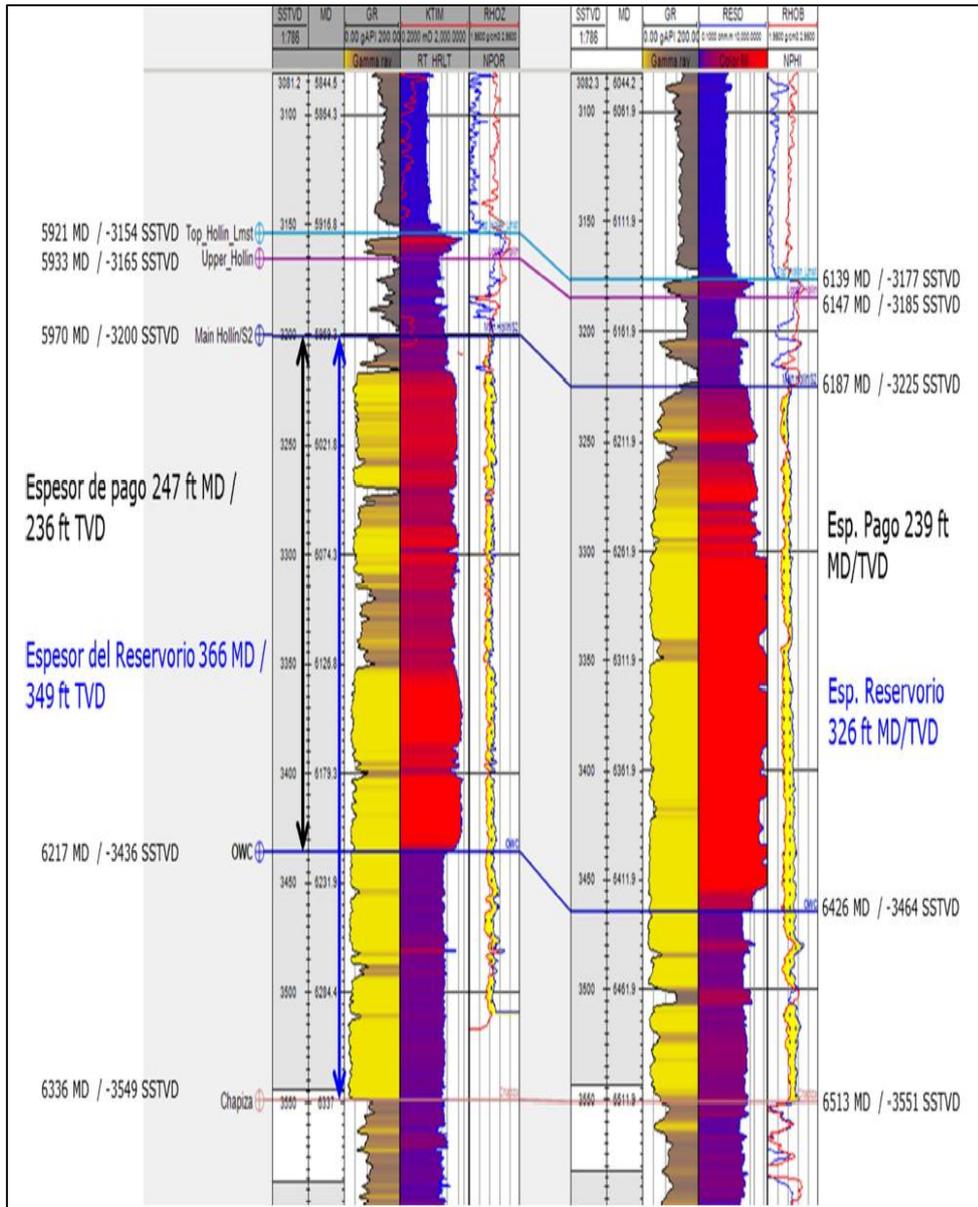


Figura 26. Correlación estructural – Estratigráfica reservorio Hollín Inferior.
(Petroecuador, 2013)

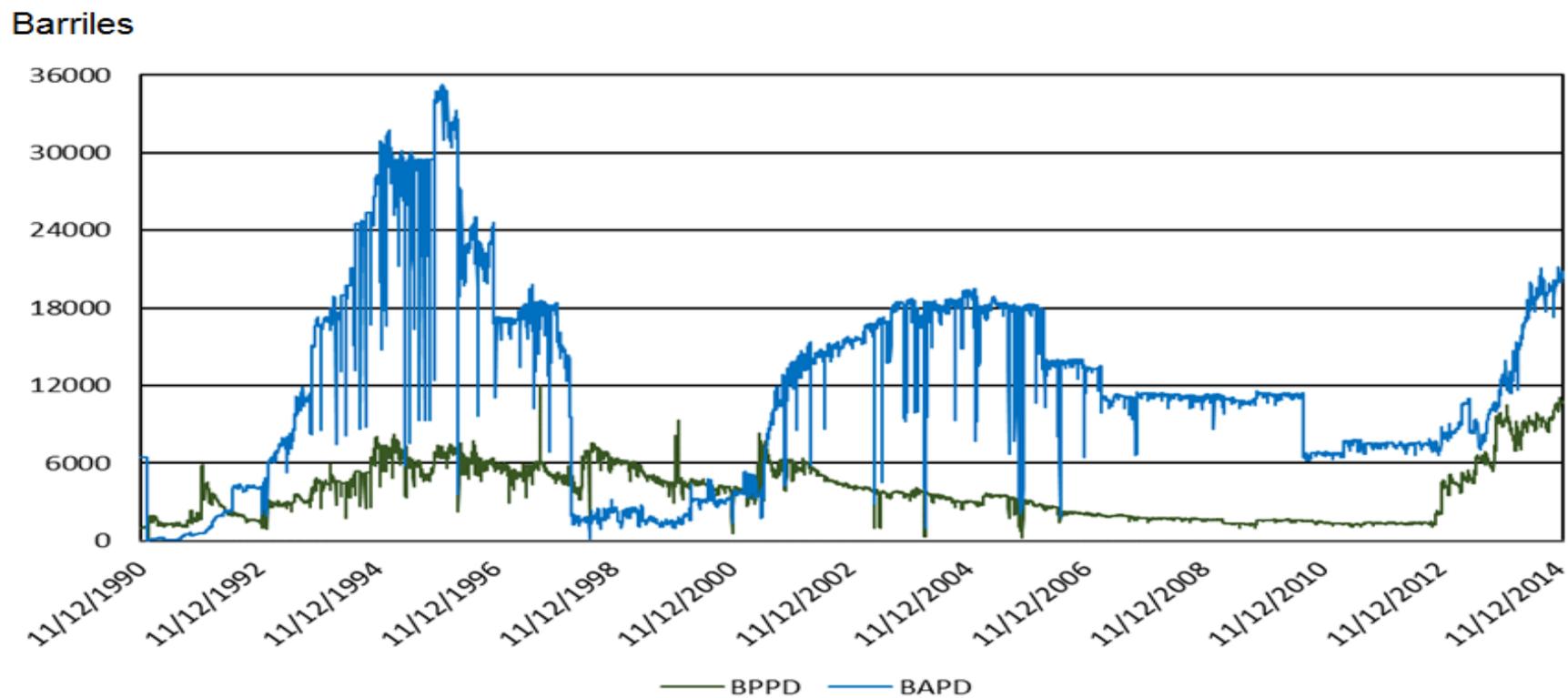


Figura 27. Curva Histórica de Producción del Campo Coca.

(Petroamazonas EP, 2015)

En la Figura 27 se puede observar el histórico de producción del Campo Coca, reflejando un incremento de barriles producidos de petróleo en el año 1995 y bajo corte de agua. La declinación de producción es evidente a partir del año 1998 que conforme al avance en los mecanismos de levantamiento artificial se ha logrado mantener hasta el 2014 con 22 000 bppd.

3.1.6. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

A continuación en la Tabla 9. Se detallan los valores promedio de la evaluación petrofísica perteneciente al reservorio Hollín del Campo Coca, siendo esta la arena productora principal.

Tabla 9. Datos Promedio PVT - Reservorio Hollín.

PARÁMETRO	UNIDAD	HOLLÍN
Factor Volumétrico del Petróleo, Boi	(RB/STB)	1.1
Gravedad °API	(°)	23.4
Densidad del petróleo, ρ_o	(gr/cc)	0.9136
Densidad del agua, ρ_w	(gr/cc)	1.030
Salinidad	(ppm)	3 098
Espesor total	(pies)	44.2
Espesor neto	(pies)	38.6
Espesor de pago	(pies)	15.5
Radio de drenaje	(pies)	840
Continuación Tabla 9		
Presión de fondo estática	(psi)	4 174
Saturación de agua, S_w	(%)	27.7
Relación petróleo-agua	(%)	39.1
Permeabilidad horizontal, kh	(mD)	318
Permeabilidad vertical, kv	(mD)	166

(Petroamazonas EP, 2015)

3.1.7. PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS

En la Tabla 10 se detallan las presiones de reservorio del campo coca corregida al Datum de los campos del bloque 7. Además el reservorio Hollín es una de las formaciones con soporte (acuífero) de fondo es decir que no varía mayormente con el tiempo a diferencia de los reservorios basal tena, napo U, napo T.

Tabla 10. Presiones en las arenas productoras (psi) - Campo Coca.

Basal tena	500
Hollín inferior	4 000
Hollín superior	4 100
Napo U	2 500

(Petroamazonas EP, 2015)

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para este estudio se ha considerado el pozo Coca-046, motivo por el cual se aplicara la técnica de punzados Easy Cut Perforating Technology, para lograr el incremento de la producción en el Campo Coca – Bloque 7.

4.1. ANÁLISIS DEL CAÑONEO EN EL POZO COCA-046 UTILIZANDO EASY CUT PERFORATING TECHNOLOGY.

4.1.1. ANÁLISIS DEL ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO

La siguiente información es un resumen de estado en que se encuentra el pozo antes de las operaciones de completación del pozo.

4.1.1.1. Perforación del pozo

El pozo Coca-046 Figura 28, es un pozo direccional tipo "S" perforado en el bloque 7, alcanzando una profundidad total de 11 527 pies en MD.

Los revestimientos empleados fueron:

- Casing conductor de 20 pulgadas 1 tubo, 94 lb/pie; BTC; K-55 R-3 piloteado a 49 pies.
- Casing superficial 13 3/8 pulgadas 120 tubos, k-55, 68 lb/ft, BTC, r-3, 36 tubos, k-55, 54.5 lb/pie, BTC, r-3, tubería 68 lb/pie de 6 900 pie a 1 625 pie tubería 54.5 lb/pie de 1 625 pie a superficie, profundidad de asentamiento 6 900 pies.
- Casing intermedio 9-5/8 pulgadas 167 tubos, n-80, 47 lb/pie, BTC, R-3, 89 tubos, p-110, 53.5 lb/pie, BTC, R-3, tubería p-110 de 11 102 pie a 7 791

pie tubería N-80 de 7 791 pie a superficie, profundidad alcanzada 11 102 pies.

- Casing producción 7 pulgadas c-95, 26 lpp, 46 juntas liner de producción 10 juntas , p-110, 26 lb/pie, BTC, 3 Pup Joint , p-110, 26 lb/pie, BTC; tope liner expandible colgador versaflex @ 10 980 pies , profundidad

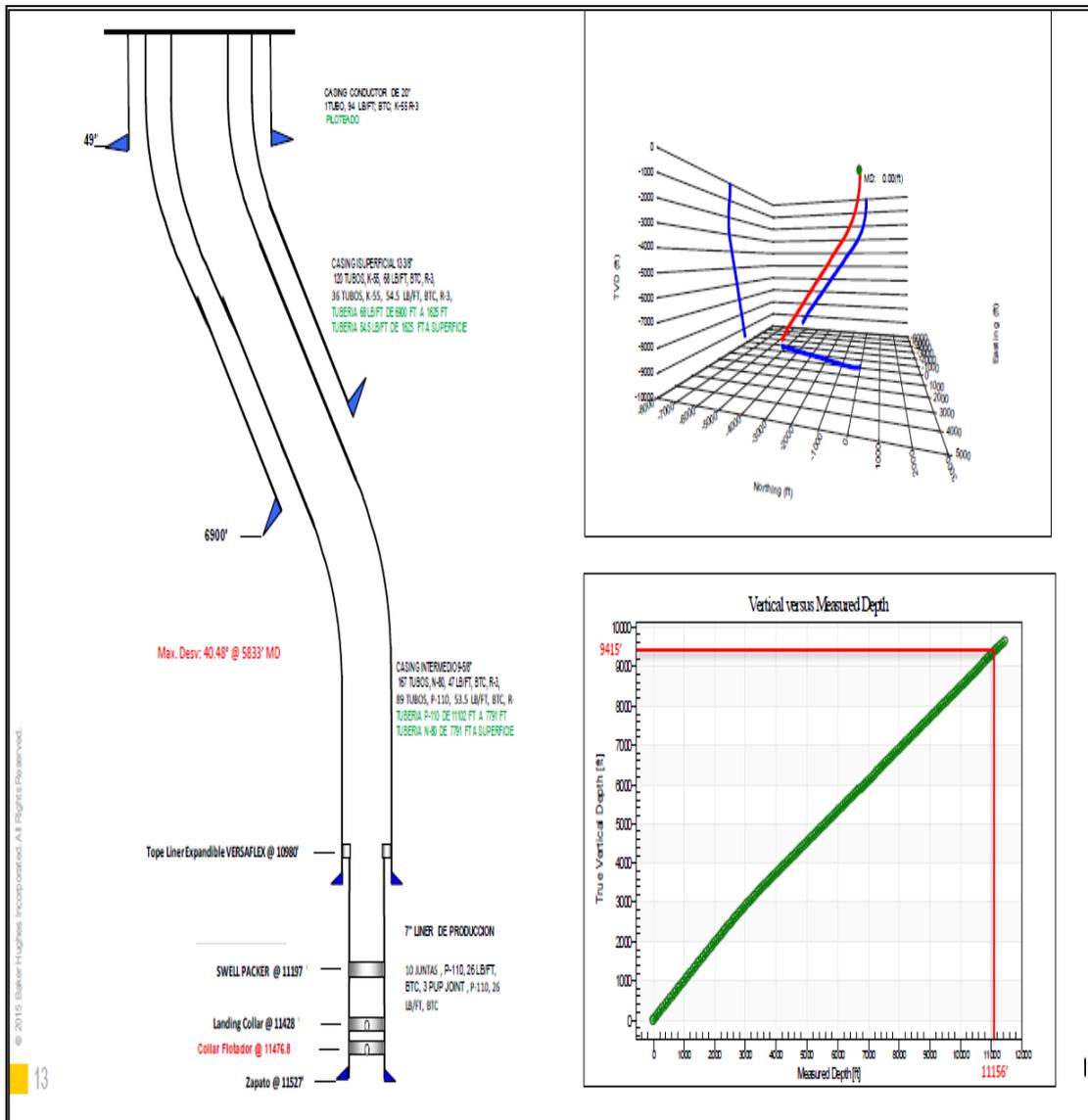


Figura 28. Diagrama del pozo Coca 046 (Baker, 2015)

4.1.2. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

El análisis realizado a través de los registros eléctricos, presentan con gran certeza la litología, calidad de cemento, localización de la zona de interés con potencial hidrocarburífero.

4.1.2.1. Registros eléctricos

El pozo Coca-046 se programó desde su perforación explotar el reservorio Hollín, el mismo que es objeto de estudio para el presente trabajo.

Se determina las diferentes correlaciones realizadas para la litología, resistividad, porosidad, saturación y permeabilidad en la arena Hollín Superior.

Por tanto en la Tabla 11 se observa un resumen de los valores petrofísicos promedios para la arena Hollín Superior.

Tabla 11. Resumen de propiedades petrofísicas - Hollín Superior para punzar

Arenas	Tope MD	Base MD	Espesor Total MD	Espesor Neto MD	Porosidad	Sat. Agua	Vol. Arcilla
	(pies)	(pies)	(pies)	(pies)	%	%	%
HS	11 105	11 157	52	38	15	18	15

(Petroamazonas EP, 2015)

Cabe mencionar que para esta arena le corresponde la permeabilidad de 140 mD; y que las propiedades de los fluidos dependen de la presión y de la temperatura bajo condiciones in-situ.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA GENERADA = 4083 psi.

Realizar cambio del fluido por una salmuera:

CAMBIO DE FLUIDO = SALMUERA KCL 8.9 PPG.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA GENERADA = 4357 psi.

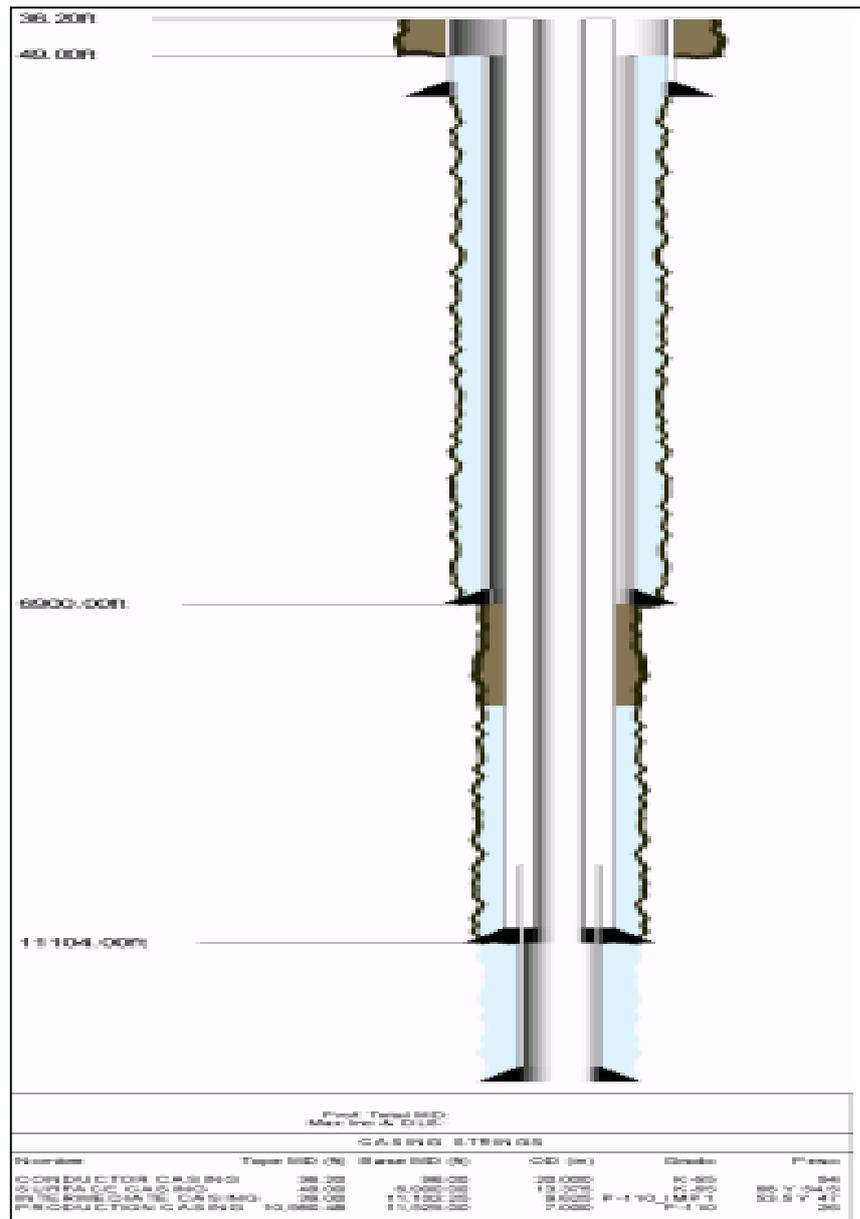


Figura 30. Condiciones iniciales del pozo Coca 046
(Baker, 2015)

4.1.4. PARÁMETROS DE JETEO

Para determinar los parámetros operacionales de la herramienta y de esa manera conseguir los jeteos más óptimos, se utiliza la Simulación CIRCA; donde se ingresan los datos del pozo, casing y nos entrega valores operacionales. Se utilizaran 3 jets de 3/16 pulgadas de diámetro, a un caudal de 4 bpm por jet y consiguiendo una caída de presión de 3 316 psi, siendo la presión de superficie 4 250 psi: el tiempo de la abrasión en el pozo por cada estación de jeteo es de 15 min, donde se consigue diámetros óptimos y profundidades de los orificios. Ver Figuras 31 y 32.

The screenshot shows the 'Abrasive Perforating Tool' simulation interface. The window title is 'Abrasive Perforating Tool'. The interface includes the following fields and values:

- Tool Size (at Nozzle Mounting Diameter): 4.6" (dropdown), 4.750 in (text)
- Nozzle Size: 3/16" (dropdown), # 3 (text), 0.1875 in (text)
- Specify Centralizer: (checkbox), 6" (dropdown), 5.995 in (text)
- BOP ID: 6.250 in (text), Min Restriction ID: 6.276 in (text), Casing ID: 6.276 in (text), Casing OD: 7.000 in (text)
- Open Hole ID: 8.500 in (text)
- Casing Position in Open Hole: Concentric (radio), Eccentric (radio)
- Casing Collar OD: 7.500 in (text)
- Abrasive: 20/40 Mesh Sand (dropdown)
- Perforation Time: 15.00 min (text)
- Workstring Flow Rate: 4.00 bbl/min (text)
- Near Perforation(s) (Min Stand Off): Perf Dia 0.91 in (text), Cement Sheath 0.75 in (text), Tunnel Depth 3.37 in (text)
- Far Perforation(s) (Max Stand Off): Perf Dia 0.76 in (text), Cement Sheath 0.75 in (text), Tunnel Depth 2.75 in (text)
- Solids Left in Well: 4.44 bbl (text), 2520.00 lb (text), Maximum Cuts Possible: nozzle 6 (text), tool 20 (text)
- Centralizer OD: in (text), Tool Pressure Drop: 3316 psi (text)

Buttons at the bottom: Help, BHA Considerations, Job Design, Calculate, Cancel.

Figura 31. Simulación CIRCA para el pozo Coca 046
(Baker, 2015)

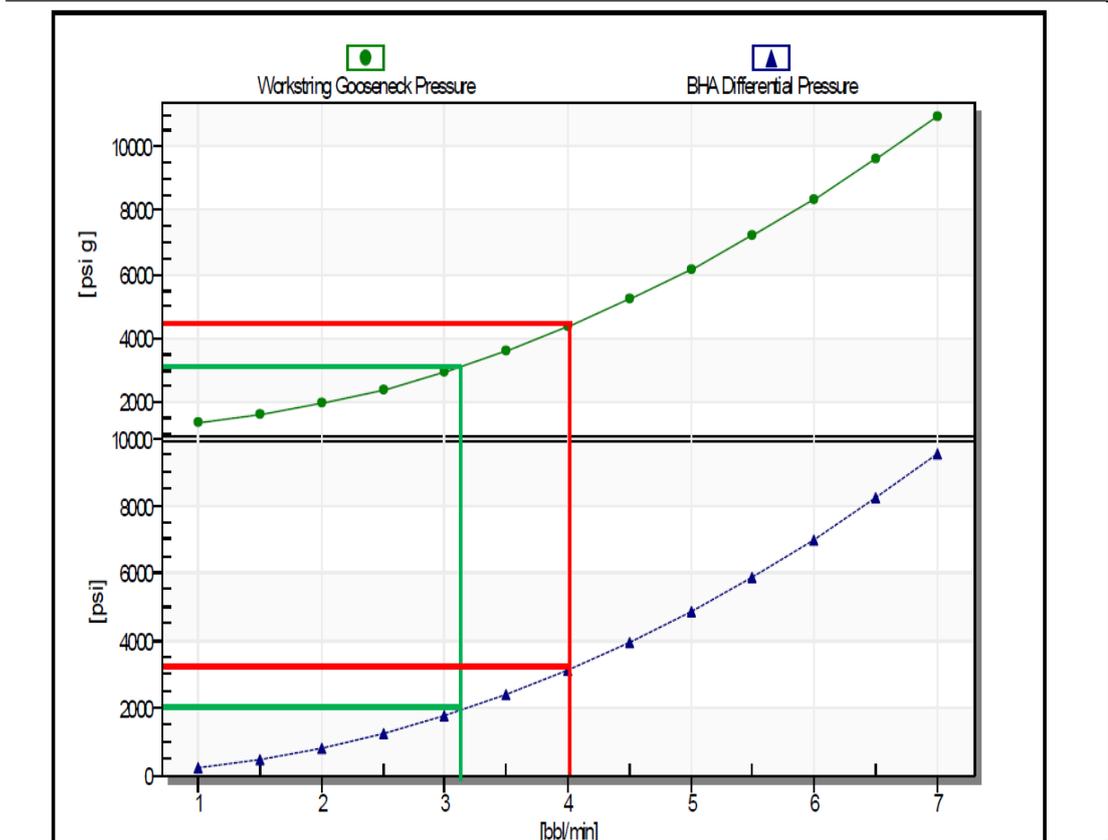


Figura 32. Presiones en Simulación CIRCA para el pozo Coca 046 (Baker, 2015)

4.1.5. DESARROLLO OPERACIONAL

Se diseña cual va a ser la sarta abrasiva o BHA abrasivo, Figura 33, para ser bajado al pozo; se miden cada una de los elementos que van a formar en su totalidad la sarta abrasiva, se establece el orden de cada uno de ellos.

A continuación la configuración para este pozo será la siguiente:

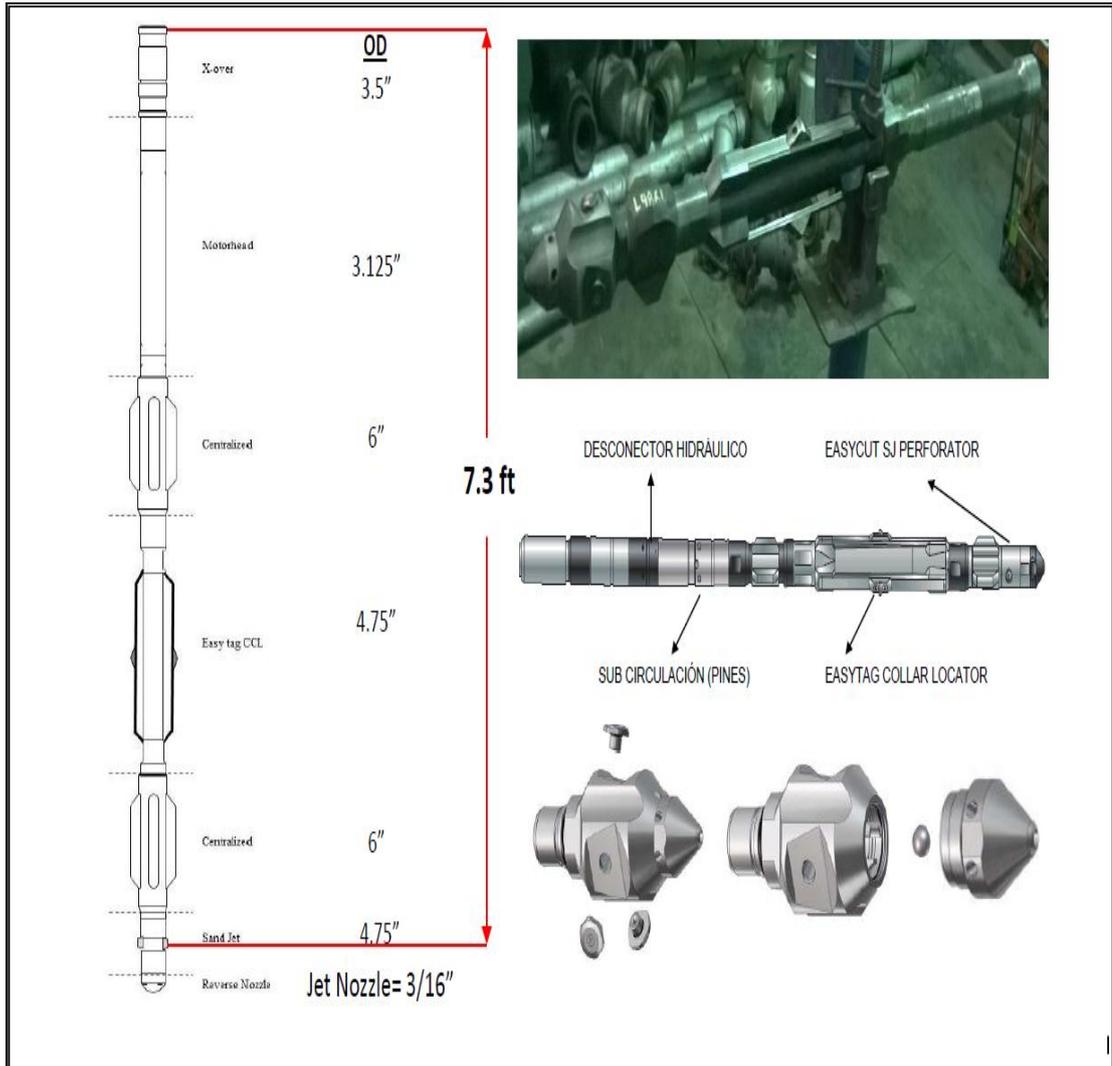


Figura 33. Configuración de la herramienta ESJP para el pozo Coca 046 (Baker, 2015)

4.1.5.1. Primera Etapa

- Taladro bajo TBG 3 ½ pulgadas TSH CON ESJP (BHI) Y SV, probando TBG (4000 psi).
- Dificultad en bajar @ 11 040, se usó top drive (7 RPM) logrando llegar a 11 170 pies. Ver Figura 34.

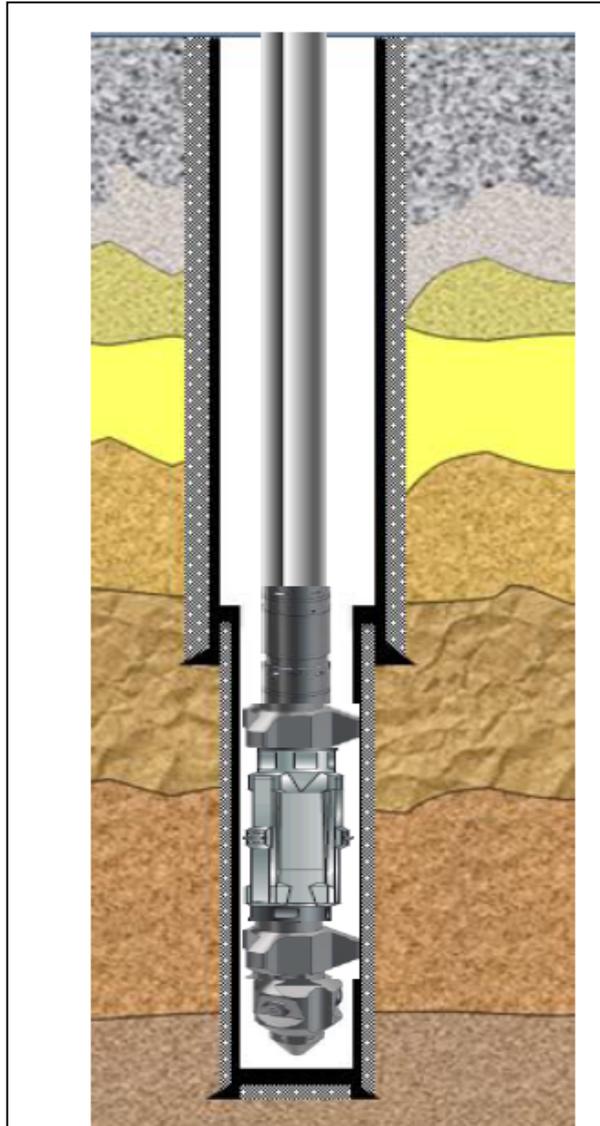


Figura 34. Configuración de la herramienta ESJP para el pozo Coca 046
(Baker, 2015)

- Desde 11 170 pies (RECUPERA SV) se efectuó cambio de fluido por salmuera KCL 8.9 PPG. En reversa @ 6 BPM con bombas del taladro (1 200-1 800 psi).
- Wire line (BHI) efectúa la correlación de profundidad, posicionando ESJP @ 11 156 pies.
- BHI realiza prueba de circulación directa e inversa. Ver Figura 35.

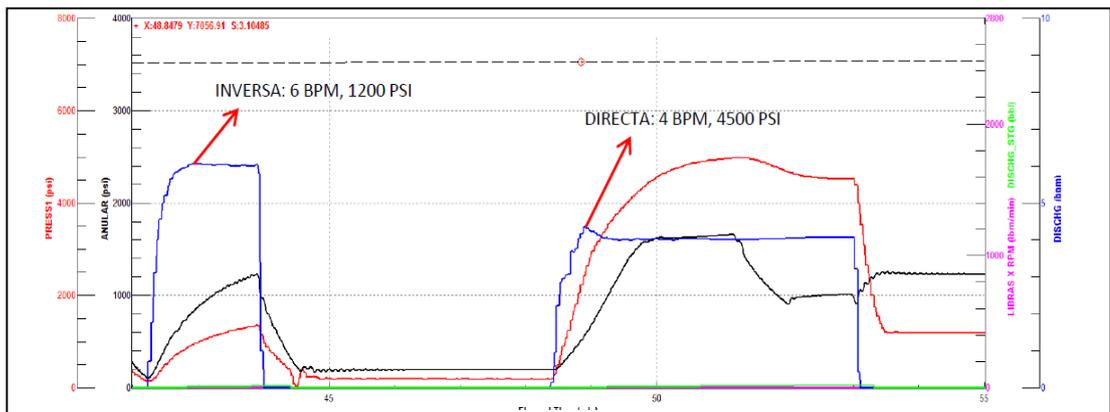


Figura 35. Prueba de circulación Directa e Inversa
(Baker, 2015)

- Efectúa punzonamiento del primer intervalo programado. Figuras 36 y 37.

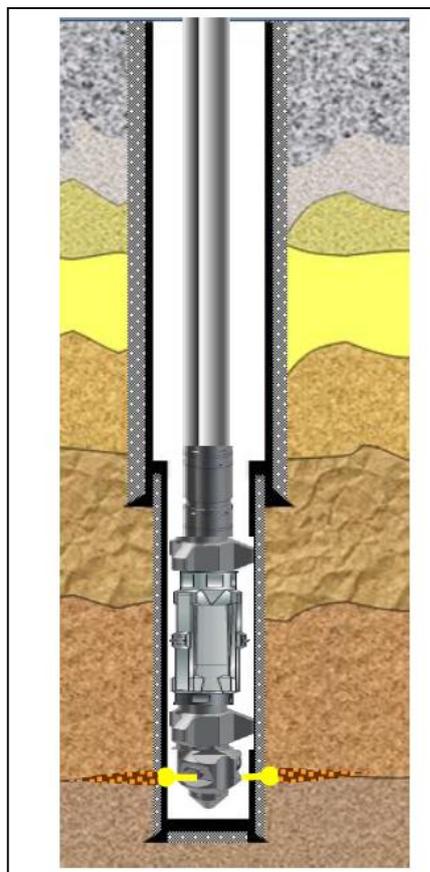


Figura 36. Punzonamiento del primer intervalo pozo Coca 046

(Baker, 2015)

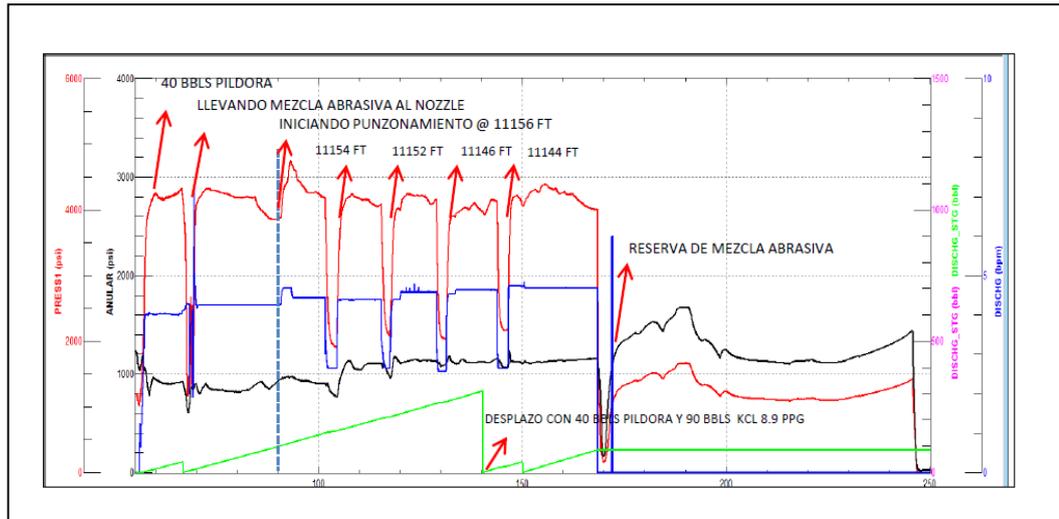


Figura 37. Gráfico registrado el Punzonamiento del primer intervalo pozo Coca 046
(Baker, 2015)

4.1.5.2. Segunda y tercera etapa

- Se prueba circulación directa no alcanzando la presión requerida para efectuar las perforaciones (> 3500 psi). Ver Figura 38.

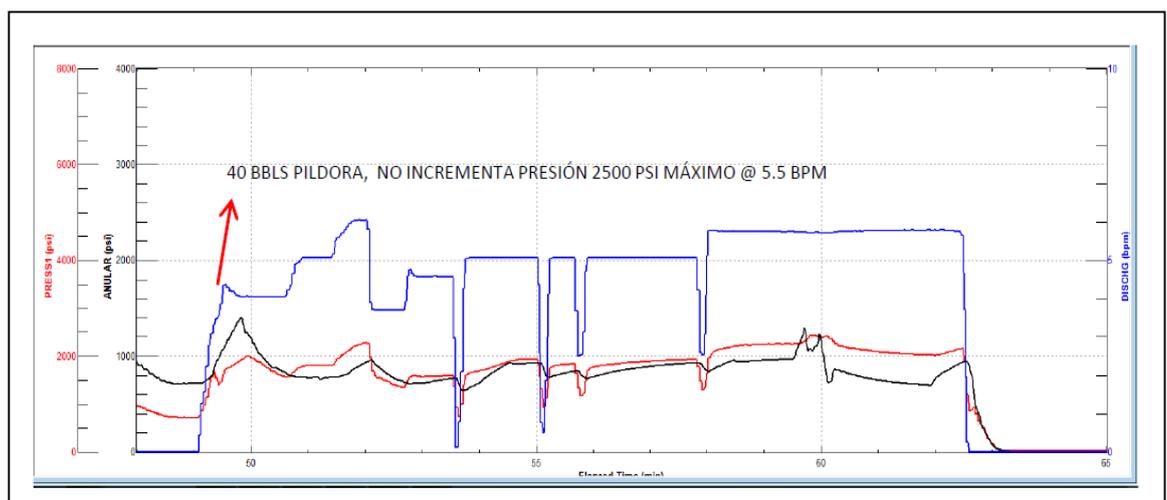


Figura 38. Gráfico registrado de circulación segunda etapa pozo Coca 046
(Baker, 2015)

- Se decide sacar esjp a superficie para verificar estado de la herramienta, ver Figura 39.



Figura 39. Chequeo de las herramientas en superficie

- Se decide bajar ESJP no reverse al pozo. Ver Figura 40.

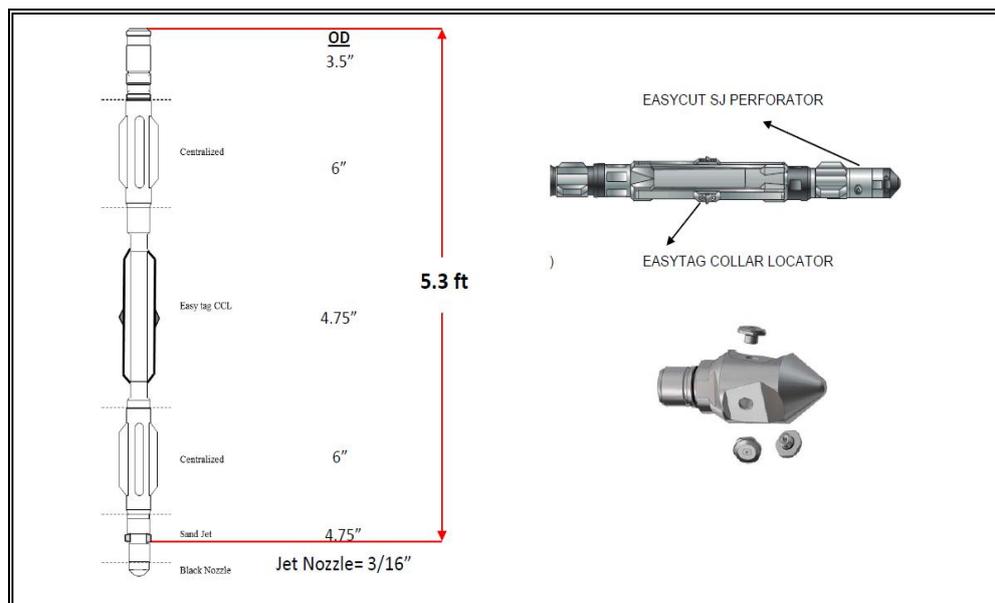


Figura 40. Configuración de la herramienta ESJP No Reverse para el pozo

Coca 046

(Baker, 2015)

- Taladro bajo TBG 3 ½ pulgadas TSH con ESJP (BHI) Y SV, probando TBG (4000 psi).
- Dificultad en bajar @ 11 040 pies Y 11070 pies. (giro sarta y aplico 10k lbs peso).
- Posiciona ESJP @ 11 137 pies donde se iniciara el primer punzado. Ver Figura 41.
- Se efectuá el punzonamiento de la segunda y tercera etapa (10 ESTACIONES), ver Figura 42 y 43.

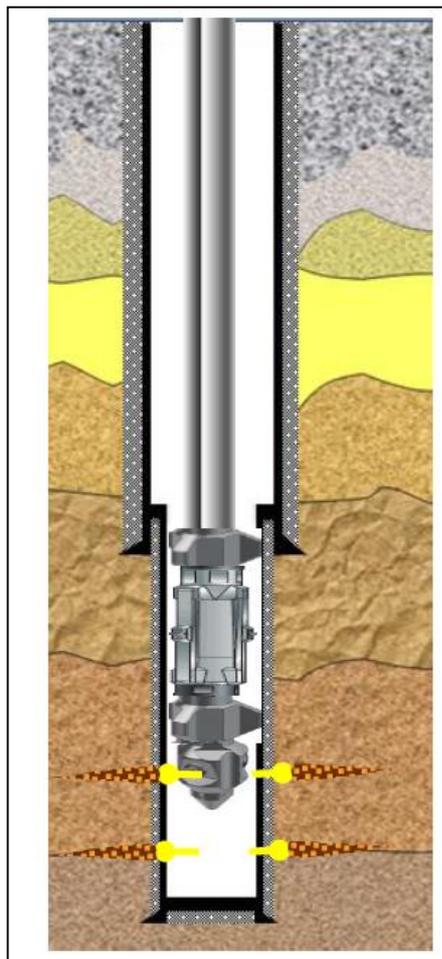


Figura 41. Punzonamiento del segundo intervalo pozo Coca 046

(Baker, 2015)

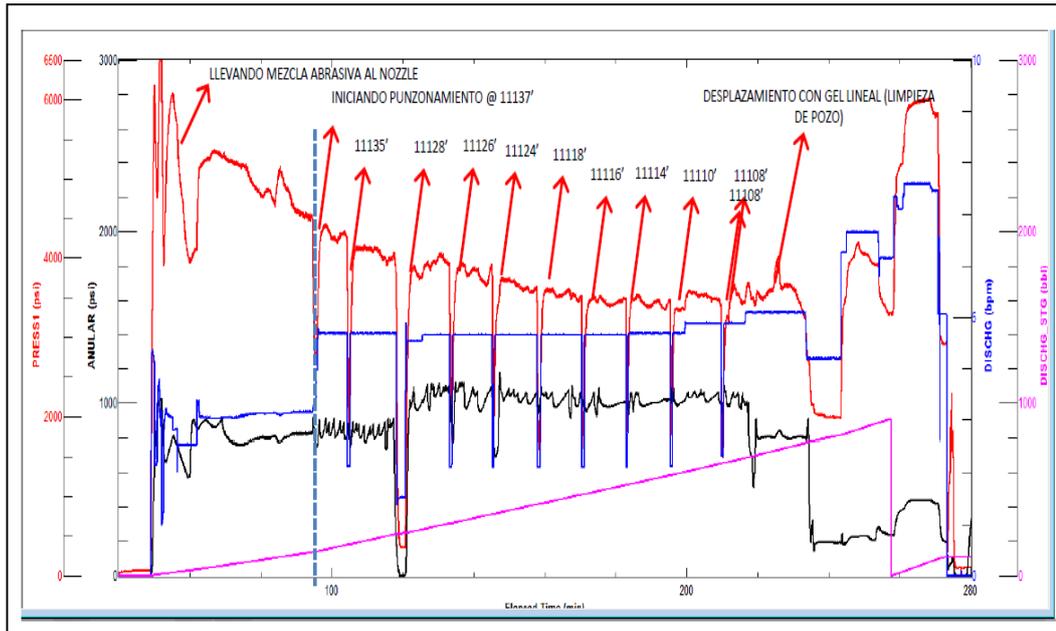


Figura 42. Gráfico registrado en Punzonamiento del segundo y tercer intervalo pozo Coca 046
(Baker, 2015)

- Taladro retira TBG 3 ½ pulgadas TSH con ESJP (BHI) Y SV, probando TBG (4000 psi).
- Taladro baja TBG Y DP 5 pulgadas a limpiar arena desde 10 718 pies hasta 10 426 pies con gel lineal.
- Con punta a 11 157 pies se efectúa prueba admisión hasta 3 000 psi sin éxito.
- Inyecta MUDZYME X ONE STEP hasta cubrir perforaciones.
- Efectúa prueba de admisión (1.5hrs remojo) hasta 3 000 psi declino hasta 2800 psi (admitió 2 bbls). Ver Figura 45.

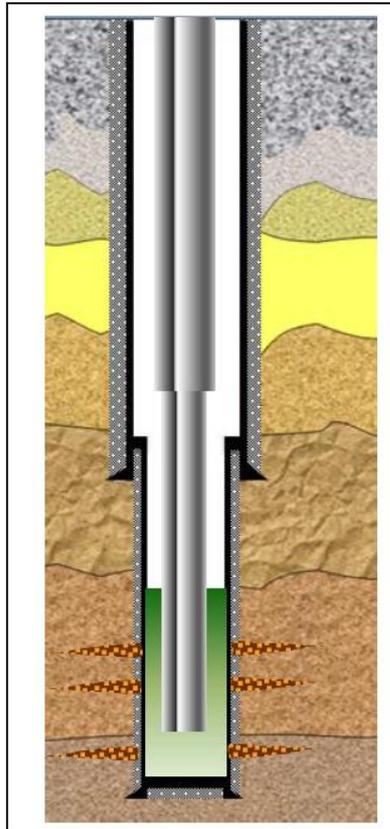


Figura 43. Punzonamiento del tercer intervalo pozo Coca 046
(Baker, 2015)

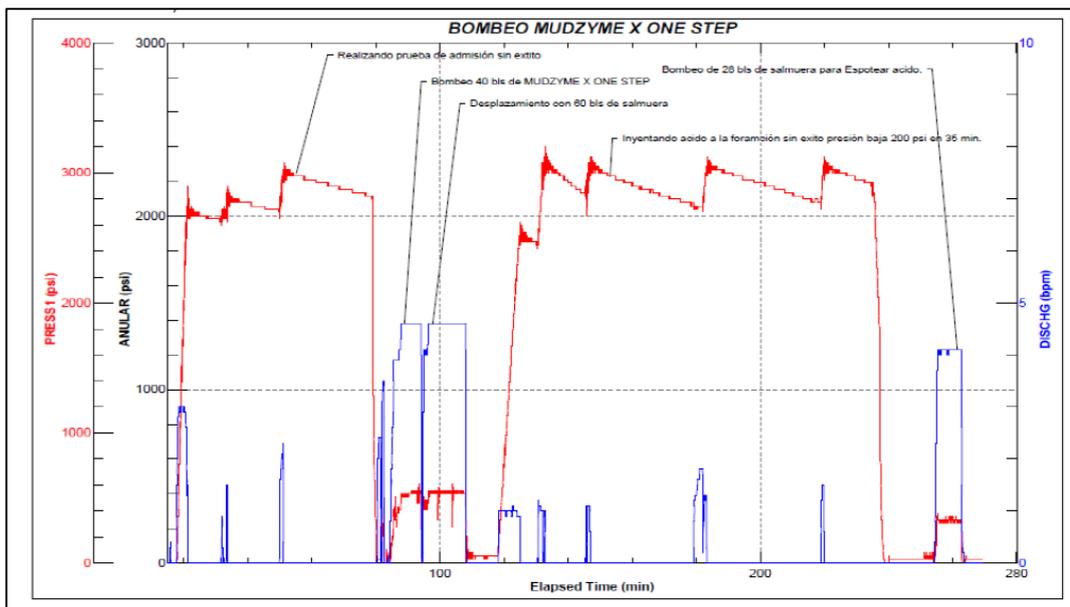


Figura 44. Gráfico registrado pruebas de admisión en los intervalos pozo
Coca 046
(Baker, 2015)

Luego de realizar el jeteo con la arena se procede a limpiar los restos de la misma que hayan quedado en el pozo, para finalmente inyectar un compuesto ácido orgánico que ayudara a limpiar totalmente los agujeros realizados con el jeteo y crear una estimulación del yacimiento.

4.1.6. REGISTRO DE CORROSIÓN

- BHI WL corre registro de corrosión desde 11 424 pies hasta 10 970 pies. Interpretación preliminar corrobora punzonamiento efectuados. Ver Figuras 45 y 46.
- BHI WL baja GR-CCL-CAÑONES 4.5 pulgadas 5 DPP 60° FASE (PROPELENTE)
- Cañonea los intervalos 11 157 – 11 144 pies / 11 118 - 11 105 pies

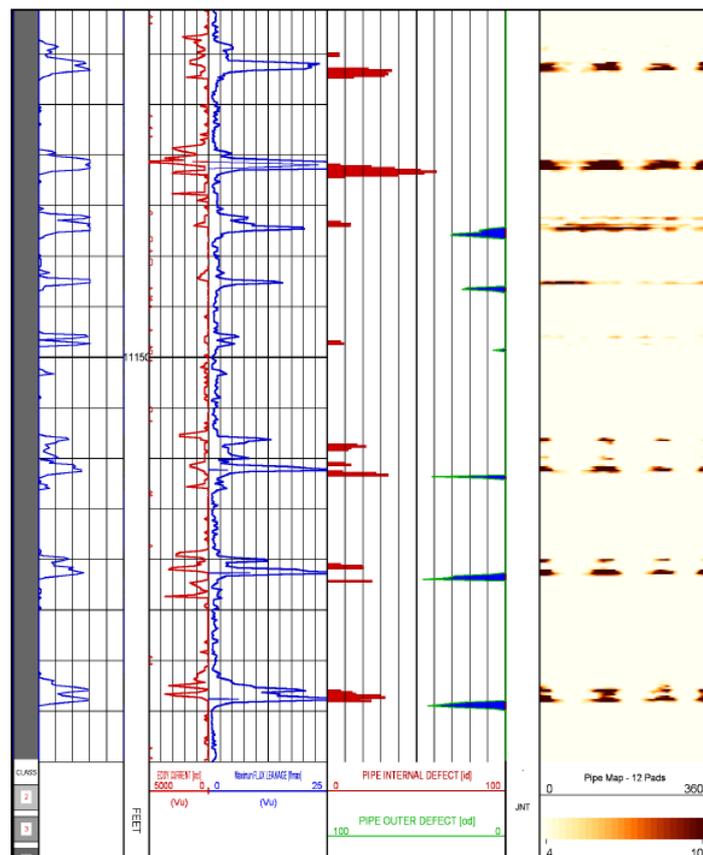


Figura 45. Registro de Corrosión etapa I pozo Coca 046
(Baker, 2015)

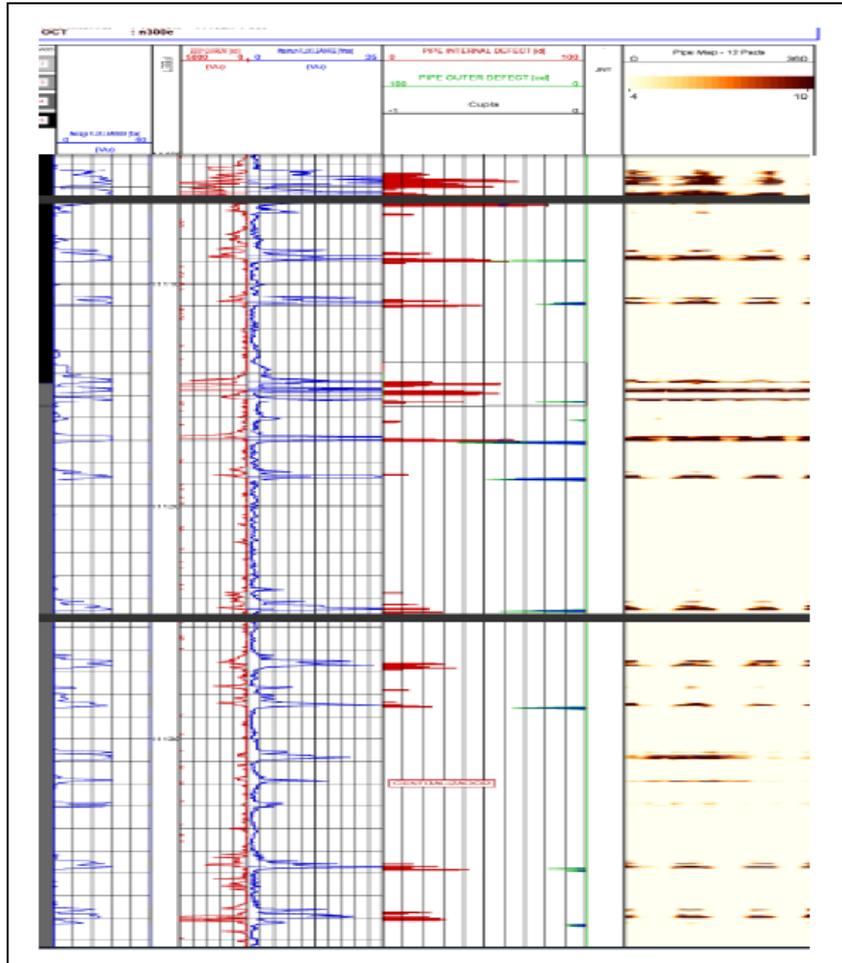


Figura 46. Registro de Corrosión etapa II y III pozo Coca 046
(Baker, 2015)

4.1.7 CONSIDERACIONES TÉCNICAS

- Mejora en el diseño del sistema ESJP Reverse. Figura 47.



Figura 47. Consideraciones para diseño de jet
(Baker, 2015)

- Contar con 3 sistemas de ESJP Reverse adicional como medida de contingencia.
- Efectuar cambios en el proceso operacional durante la ejecución de las perforaciones y reversa de los fluidos abrasivos Forzar sin reversar.
- Resumen operacional para evitar desviación del Programa de trabajo.

4.2. SIMULACIONES Y CÁLCULOS CON LA HERRAMIENTA

Se establece la zona de pago, los intervalos a ser punzados, números de jeteo por intervalo se debe considerar el programa de bombeo de fluidos con especificaciones técnicas en superficie.

Se genera un estallido simulador en el casing de 9 5/8 pulgadas y de 7 pulgadas de diámetro, además de las presiones que se estima tener en el fondo del pozo. Las presiones de resistencia al estallido de las tuberías y casing se encuentran en las tablas de sus características técnicas.

4.2.1. CÁLCULO DE PRESIONES PARA EL PROGRAMA DE BOMBEO

La presión que se estima para bombeo en superficie es de 4 000 a 5 000 psi, pero en base a simulación y cálculos se tiene que si sumamos:

Presión de fricción de tubing + ΔP nozzles + Contra presión en el anular [2]

Se aproximara un valor al esperado de 6 015 psi tal como se demuestra en los siguientes ítems.

4.2.1.1. Presión fricción de tubing

Esta presión se la puede obtener de la curva del gel que se utiliza; en la Figura 48 se indica la curva presión de fricción del mismo.

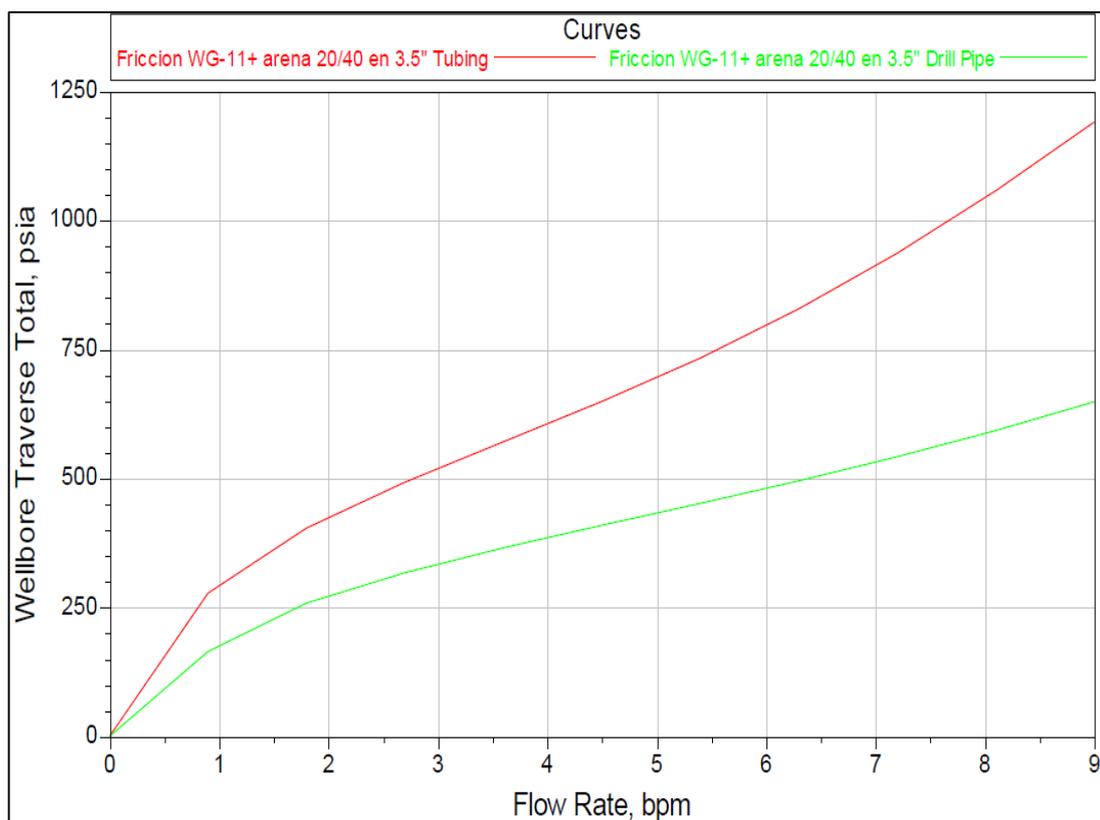


Figura 48. Curva presión de fricción del Gel Lineal
(Halliburton, 2015)

Como se puede observar el aproximado de presión de fricción de tubing ocasionado al bombear 4.0 bpm en los 6 jets de la herramienta es de 600 psi, la función del Gel es reducir esta fricción y al mismo tiempo crear un efecto de focalización del chorro abrasivo para erosionar y generar orificios tanto en el casing, cemento y formación.

4.2.1.2. Simulación para la caída de presión en las boquillas

Además, para una caída de presión en las boquillas mediante el simulador CIRCA se estima un valor de 3 316 psi para un área de 0.1875 pulgadas² y fluido velocidad de fluido saliendo de las jets es de 600 pies/seg.

4.2.1.3. Simulación para la presión frente a la arena

Usando un factor de seguridad de 80% y tomando el MD y TVD del survey, se calcula que chocando el anular con 2 100 psi no se supera la presión de estallido de la tubería, ni para el casing 9 5/8 pulg; N-80 (6 770 psi), ni del casing 7 pulg; P-110 (9 708 psi) .

Adicionalmente se mantendrá a la roca bajo estrés durante el jeteo por debajo de 11% del gradiente de fractura, para poder extender la profundidad de túnel hasta 10 pies..

Concluyendo con el reemplazo de valores en la Ec [2], la presión de bombeo en superficie es:

Presión estimada de bombeo en superficie = Presión de fricción de tubing + ΔP nozzles + Annular BackPressure = 600 psi + 3 316 psi + 2 100 psi = 6 016 psi

4.3. PRODUCCIÓN ESPERADA UTILIZANDO TCP

Con este método de cañoneo se espera un inicio de producción de 500 barriles de petróleo por día con una declinación de 2 años al cual se le implementa la producción de agua por los trabajos futuros que el pozo se debería someter para alcanzar una mayor producción o mantener por medio de equipo de levantamiento artificial.

4.4. PRODUCCIÓN ESPERADA EASY CUT PERFORATING TECHNOLOGY

La curva de producción de petróleo estimada para el pozo Coca-046 se muestra en la Figura 49, la tasa de producción se comenzó a estabilizar al segundo día.

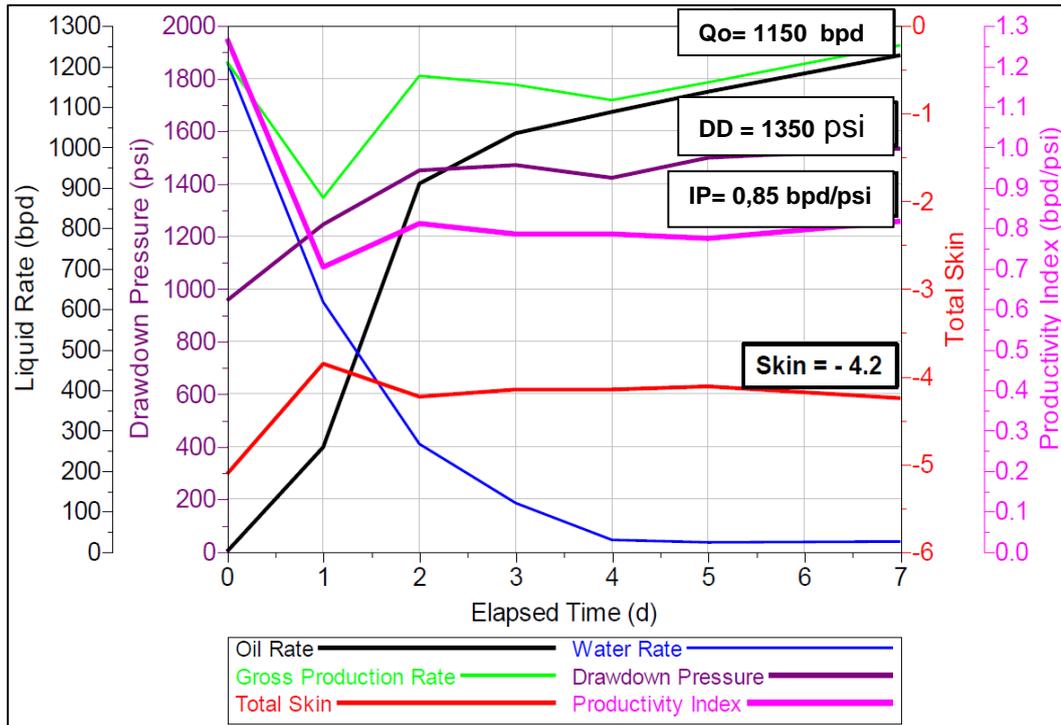


Figura 49. Pruebas de producción, supuesta para Pozo Coca-046.

Es decir al segundo día de producir el pozo genera mejores resultados y esta vez con un promedio de la arena Hollín Superior con 1 150 bppd con un BSW de 10.2%, 25.0°API. El pozo muestra una estimulación con un factor skin = -4.2; un Índice de productividad IP de 0,85 bpd/psi, además no se afectó integridad de cemento el pozo quedo controlado y lo más importante es que se excedió las expectativas de producción.

4.5. ANÁLISIS ECONÓMICO.

Para optimizar la producción de petróleo, tenemos que hacer uso de la tecnología de punta, como son los con sistemas de completaciones inteligentes y sistema de cañoneo como Easy Cut PerforatingTechnology; esto demanda costos por ser diferente a los sistemas convencionales existentes, pero satisface las exigencias técnicas en procedimientos de operación.

4.5.1. ESTIMACIÓN DE INGRESOS

Al término de la completación del pozo, inicia la producción de petróleo, los valores por barril de petróleo por día permiten elaborar la producción mensual a la cual se multiplicara por el precio de petróleo ecuatoriano, de esta forma se estimaran los ingresos.

La elaboración de un perfil de producción mensual en el tiempo de evaluación económica, se considerara una declinación de producción del 1.41% mensual, cabe señalar que un mes equivale a 30,41 días.

4.5.2. FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

Se define como la generación neta de fondos durante un cierto periodo de tiempo que generalmente es el año, y es igual al monto previsto de los egresos que corresponde al tiempo del proyecto (tiempo K, corresponde a 1 año), se maneja una tasa de actualización de 12% anual, es decir 1% mensual para todos los proyectos.

$$FNC_t = R_t - D_t \quad [3]$$

Donde,

- R_t , Monto previsto de ingresos para el año "t".
- D_t , Monto previsto de egresos para el año "t".

4.5.3. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es un proceso que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, que pueden originarse para una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+k)^t} - I_o \quad [4]$$

Dónde:

- FNC_t , Flujo neto de caja.
- I_o , Valor de desembolso inicial.
- K , Tasa de actualización.
- T , Tiempo.

Además, cabe mencionar que el criterio del valor actual dice “Si el valor actual neto de una inversión es mayor que cero, la inversión debe aceptarse y rechazarse si es menor que cero, también se considera que es normal que al inicio de una inversión el VAN es igual a cero, puesto que se está en la etapa de inversión fase de recuperación de la inversión.

4.5.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El TIR de una inversión es la tasa de actualización que anula el valor actual neto del flujo de caja. Se acepta un proyecto si su TIR es mayor a un cierto valor fijado a priori, es decir a la tasa de actualización de la empresa o en lo que respecta a la evaluación de la mejor alternativa del proyecto, es decir, se debe seleccionar aquella alternativa que presente la mayor tasa interna de retorno.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+TIR)^t} - I_o = 0 \quad [5]$$

Dónde:

- FNC_t , Flujo neto de caja.
- TIR , Tasa interna de retorno.
- I_o , Valor de desembolso inicial.

- T , Tiempo.

4.5.5. RELACIÓN BENEFICIO/COSTO

Es el indicador económico en el cual se consideran los ingresos como beneficio y los egresos sumados a la inversión como el costo, por tanto esto es el resultado de la ganancia obtenida en relación a la inversión. Por tanto la relación costo/beneficio se expresa de la siguiente manera:

$$RCB = \frac{R_t}{D_t + I} \quad [6]$$

Dónde:

- R_t , monto previsto de ingresos para el año "t".
- D_t , monto previsto de egresos para el año "t".
- I , inversión a realizar.

El criterio de decisión considera un valor de RCB mayor a 1, el proyecto es rentable, es capaz de generar ganancias; si es igual a 1, se considera que los beneficios y los costos se igualan cubriendo apenas el costo mínimo atribuible a la tasa de actualización y si es menor que 1, el proyecto no es rentable, no es capaz de generar ganancia y no cubre sus gastos.

4.5.5.1. Costo

Los costos de este trabajo de Cañoneo abrasivo con East Cut Perforating, más los costos de workover, completación, administración, se presentan en la siguiente tabla, pero no incluye el valor de inversión o gasto del sistema de levantamiento artificial con equipo BES. Ver Tabla 13.

Tabla 12. Costos por Completación del pozo Coca-046

SERVICIOS	VALOR USD \$
Servicio de la herramienta, materiales y bombeo de ácidos para las perforaciones con Easy Cut Perforating	140 000
Servicio de bombeo de alta potencia para Easy Cut Perforating Technology	30 000
Trabajos de Completación, incluye: Taladro, Registros, cabezal, tubería, matado pozo, limpieza pozo, ajustes de tubería, filtrado, control sólidos. Vacuum. Equipos pesado, administración.	735 000
TOTAL	905 000

(Petroamazonas EP, 2015)

Al final el costo total por el pozo Coca-046 es de USD \$: 905 000.

4.5.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Para el siguiente análisis se considera estos parámetros: Ver Tabla 14.

- La tasa de actualización es del 12% anual, 1% mensual.
- Costo del proyecto USD \$ 905 000
- El costo operativo por producción de 1 barril es de USD \$ 9.07
- Mes de estudio 30.41 días con una declinación mensual del 1.41%.
- Se considera un costo por barril de USD \$ 40.

Tabla 13. Parámetros considerados para el análisis económico.

DATOS					
Caudal (bppd)	1.150	Precio por barril (USD \$)	40	Inversión Inicial (USD \$)	905.000
Tasa de declinación mensual (%)	1.41	Tasa de actualización mensual (%)	1	Costo Operativo por Barril (USD \$)	9.07

Tabla 14. Cálculo del Flujo Neto de Caja (FNC)

	PRODUCCIÓN	INGRESOS	EGRESOS	FNC
MES	BBL	USD \$	USD \$	USD \$
INVERSIÓN				-905.000,00
1	34.971,50	1.398.860,00	317.191,51	1.081.668,50
2	34.478,40	1.379.136,07	312.719,10	1.066.416,97
3	33.992,26	1.359.690,26	308.309,77	1.051.380,49
4	33.512,97	1.340.518,62	303.962,60	1.036.556,03
5	33.040,43	1.321.617,31	299.676,73	1.021.940,59
6	32.574,56	1.302.982,51	295.451,28	1.007.531,22
7	32.115,26	1.284.610,45	291.285,42	993.325,03
8	31.662,44	1.266.497,45	287.178,30	979.319,15
9	31.216,00	1.248.639,83	283.129,08	965.510,75
10	30.775,85	1.231.034,01	279.136,96	951.897,05
11	30.341,91	1.213.676,43	275.201,13	938.475,30
12	29.914,09	1.196.563,59	271.320,79	925.242,80
TOTAL	388.595,66	15.543.826,53	3.524.562,67	11.114.263,86

4.5.6.1. Análisis de resultados

De los valores financieros obtenidos, podemos decir que el proyecto es rentable y representa una ganancia económica para la compañía, ver Tabla

15. Además hemos considerado un precio conservador de USD \$ 40 por barril de petróleo. A decir que si el precio del barril del petróleo sube, este proyecto es aún más rentable. Como podemos ver la tabla 16 del resumen del análisis económico, todos los indicadores muestran valores de rentabilidad y recuperación en el primer mes de operación.

Tabla 15. Resumen del análisis económico.

Costo de inversión (implementación)	905 000	USD \$
Valor actual neto VAN	11' 292 119,73	USD \$
Beneficio/Costo	5,93	
Tiempo de recuperación	25	días
Tasa Interna de retorno TIR	118%	

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- La técnica de cañoneo abrasiva Easy Cut Perforating ECP es una nueva tecnología propuesta por la empresa Baker, teniendo como ventaja importante el de minimizar el daño de formación dando lugar a una vida larga y útil al pozo.
- Las perforaciones con el Método ESJP fueron generadas, lo cual fue verificada por el registro de corrosión.
- En todas las estaciones de Punzonamiento se mantuvo la Presión diferencial requerida en los nozzles para la generación de las perforaciones.
- El ácido colocado frente a las perforaciones fue para asegurar la degradación del gel lineal. El gel lineal empleado contó con enzima para su posterior degradación.
- El diámetro promedio de la perforación generada fue de 1.8 Pulgadas.
- Con el cañoneo ECP se obtuvo una producción promedio de petróleo de la arena Hollín Superior de 1 150 bppd con un BSW de 10.2%,. El pozo muestra una estimulación con un factor skin = - 4.2; un Índice de productividad IP de 0,85 bpd/psi, además no se afectó integridad de cemento. el pozo quedo controlado. y lo más importante es que se excedió las expectativas de producción.

- La producción de petróleo hay que optimizarla, entonces hay que considerar en el diseño, procedimientos y herramientas más eficiente; los tipos de cañoneo convencional, la relación con técnicas y métodos que procure perforar/punzar la zona de interés para tener una buena relación entre productividad y futuras explotaciones.
- Con las especificaciones de Easy Cut Perforating Technology se obtiene perforaciones de largo alcance, además de penetraciones limpias y sin daño en la formación.
- El proyecto Easy Cut Perforation es aceptable, con una inversión de \$ 905.000 se tiene un tiempo de recuperación de 25 días, el valor del precio de petróleo al cual fue calculado los ingresos es \$ 40, generando un valor actual neto de \$ 11.292.119,73 en un máximo de 12 meses, con un TIR de 118%.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda la utilización de Easy Cut Perforating Technology, el resultado que ofrece esta herramienta son orificios limpios de largo alcance, factor skin cero o negativo (estimulado), maximiza la producción evitando la intervención temprana de reacondicionamientos en el pozo.
- En el momento de erosionar la formación, mediante chorro abrasivo (gel y arena), se recomienda que se especifique las etapas o números de jeteo por intervalo a disparar, esto evita el disparo accidental en una zona no deseada que pueda generar daño a la formación.
- Se recomienda la utilización de Easy Cut Perforating Technology, ya que con una buena operación se consigue una eficiencia del 70%, frente a otras técnicas como TCP que tienen una eficiencia del 37%, según estadísticas de compañías de servicios.
- La seguridad en estas operaciones, debe mantenerse en todo momento, ya que se manejan en fondo y superficie manejan altas presiones, ácidos que requieren en mínimo cuidado de aislamiento en las zonas de riesgo.
- El personal técnico que conoce la operación de la herramienta, deberá estar presente y ser el único en manipular los equipos asociados al funcionamiento y precaución de la operación de cañoneo.
- Los factores que afectan la técnica de cañoneo no pueden sobrepasar del rango aceptable en la operación, esto compromete el control del pozo y el flujo de fluido al inicio y fin del disparo, eliminando el riesgo de taponamientos o disparos accidentales en zonas cercanas al contacto agua-petróleo.

BIBLIOGRAFÍA

- Arrieta, M. (s.f.). *Daño de formación y cañoneo*.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La cuenca oriente geología y petróleo*. Ecuador.
- DÍAS RODRÍGUEZ, J. (2007). *Análisis técnico- económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operativos de petroproducción*. Guayaquil, Ecuador.
- Flores, D. C. (2011). *Estudio de las Mediciones Suministradas por la Herramienta MWD (Measurement While Drilling) en varios pozos, para mejorar su Posicionamiento dentro del radio del objetivo*. Quito.
- Halliburton. (2013). *Combinación de sobre balance y bajo balance dinámicos a través de cañoneo convencional de un pozo en la cuenca oriente del Ecuador*. Quito.
- Halliburton. (2015). *Report Post Operacional Hydrajet Perforating Technology*.
- Baker. (2015). *Easy Cut Perforating Technology - Resultados de Operación del pozo Coca-K46*. Quito.
- Halliburton. (2015). *Esquema mecánico del pozo Coca-K44*. Quito.
- Larrea, M. (s.f.). *Análisis del factor de daño y evaluación de los tratamientos de acidificación realizando en el campo AXY del Distrito Amazonico*. Guayaquil: Ecuador..
- Petroamazonas EP. (2015). *Informe de la completación del pozo Coca-K46*. Quito.
- Petroamazonas EP. (2015). *Producción del Pozo Coca-K46*. Quito.

- Petroamazonas EP. (2015). *Sumario de operaciones en el pozo Coca-K44*. Quito.
- Schlumberger. (2000). *Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad*. Estados Unidos.
- ALMEIDA JOHNNY, (2015). Tesis “Análisis del proceso de cañoneo a chorro en el pozo coca-k44 - bloque 7, mediante la utilización de hydrojet perforating technology para optimizar la producción de crudo.”. Quito.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2015). *Producción del Campo Coca - Unidad Técnica Producción*. Quito.