



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**“ANÁLISIS DEL PROCESO DE CAÑONEO A CHORRO EN EL
POZO COCA-K44 - BLOQUE 7, MEDIANTE LA UTILIZACIÓN
DE HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO.”**

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

JOHNNY PATRICIO ALMEIDA PÉREZ

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ

Quito, Junio 2015

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2012
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **JOHNNY PATRICIO ALMEIDA PÉREZ**, 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.

Johnny Patricio Almeida Pérez

C.I. 0401588991

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**ANÁLISIS DEL PROCESO DE CAÑONEO A CHORRO EN EL POZO COCA-K44 - BLOQUE 7, MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO.**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Johnny Patricio Almeida Pérez**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

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

CARTA DE LA INSTITUCIÓN



Secretaría de
Hidrocarburos
ECUADOR

Av. Amazonas N23-69 y Juan Pablo Sanz,
Edif. Amazonas 4000 T-41 (S.O.) 3952000 | Quito

Oficio Nro. SHE-SCH-UTE-2014-2533-OF

Quito, D.M., 19 de septiembre de 2014

Asunto: TESIS DE GRADO

Señor Ingeniero
Fausto Rene Ramos Aguirre
Coordinador de la Carrera de Ingeniería de Petróleos
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
En su Despacho

De mi consideración:

En atención a la comunicación UTE-PP-AAM-No.00689-2014, de 2 de septiembre de 2014, mediante la cual el Coordinador de la carrera de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Tecnológica Equinoccial, solicita conceder las facilidades necesarias a fin de que el señor **ALMEIDA PEREZ JOHNNY PATRICIO** estudiante de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, realice su proyecto de tesis de grado en la Secretaría de Hidrocarburos; al respecto cumpla **en indicar que se aprueba lo solicitado.**

Suscribo el presente oficio en virtud de la Delegación otorgada mediante Resolución No. 624 de 7 de mayo de 2014, por la Dra. Yvonne Fabara Arias, en su calidad de Secretaria de Hidrocarburos.

Atentamente,

Ing. Diógenes Salomón Morán Muñoz
DIRECTOR DE LA UNIDAD TÉCNICA

Referencias:
- SHE-CAF-CDD-2014-5709-CD

me/jc

DEDICATORIA

*Alcance mi meta; este trabajo va dedicado
a los únicos ingenieros, Germán y Sonia
quienes me impulsan a seguir adelante, día a día
con todo su esfuerzo, amor y dedicación.
Son los mejores padres del mundo.
¡ Lo logramos ! . . .*

Johnny P. Almeida Pérez

AGRADECIMIENTO

En primer lugar quiero agradecer a Dios, a mi abuelita Adelita quien con su bendición y sabia enseñanza hoy soy lo que soy. Gracias.

A mis padres Germán y Sonia, su ejemplo, sus consejos; paso a paso se llega a la meta; por algo te quemas las pestañas ¡Lo lograras!, son mis pilares. Gracias por estar siempre a mi lado.

A mis hermanas Martita, Ger y Mile quienes siempre me ayudaron con algunos deberes ja ja, siempre estuvieron ahí para mí. Gracias.

A Juan quien fue el encargado de acompañarme en mis primeros días como universitario..! y quien me sacaba de apuros. Gracias cuñado.

A Luis quien cuenta los días para que defendiera la tesis ja ja. Gracias cuñado.

A mis verdaderas inspiraciones mis sobrinos Gene y Joel, mis anti estrés. Gracias.

A quienes me formaron y compartieron sus enseñanzas a los Ingenieros Benjamín Hincapié y Faustos Ramos. Gracias.

A mis amigos, con quienes compartí aquellos momentos universitarios, fueron como una familia más para mí en la UTE. Gracias.

A mis compañeritos chéveres de la Secretaria de Hidrocarburos, gracias por las clases extra que son hoy mi trabajo diario. Gracias.

Johnny P. Almeida Pérez

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. PROBLEMA	3
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	4
1.3. OBJETIVOS.....	5
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	5
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
CAPÍTULO II	6
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1. INTRODUCCIÓN AL CAÑONEO DE POZOS	6
2.1.1. DEFINICIÓN DE CAÑONEO.....	7
2.1.1.1. Aspectos importantes del cañón y carga.....	8
2.1.1.2. Tipos de cargas.....	11
2.1.2. FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO	11
2.1.2.1. Residuos arenosos.....	11
2.1.2.2. Efecto de la presión diferencial	11

2.1.2.3. Correlación errónea de profundidad.....	12
2.1.2.4. Uso de fluidos.....	13
2.1.2.5. Resistencia de compresión	13
2.1.2.6. Estado del cemento.....	13
2.1.2.7. Limitaciones de presión y temperatura.....	14
2.1.3. TÉCNICAS UTILIZADAS PARA EL CAÑONEO.....	15
2.1.3.1. Bajo balance.....	15
2.1.3.2. Sobre balance	16
2.1.4. MÉTODOS UTILIZADOS EN EL CAÑONEO.....	17
2.1.4.1. Bajados a través de tubería de producción	17
2.1.4.2. Bajados a través del revestidor	19
2.1.4.3. Transportador con tubería (TCP)	21
2.1.5. TIPOS DE CAÑONEO.....	22
2.1.5.1. Cañoneo tipo bala	23
2.1.5.2. Cañoneo tipo chorro.....	23
2.1.5.3. Cañoneo tipo hidráulico (Hydrajet Perforating Technology)	24
2.2. HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY	25
2.2.1. DESCRIPCIÓN.....	25
2.2.1.1. Ecuación de Bernoulli.....	26

2.2.2. APLICACIONES DE HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY	28
2.2.3. COMPONENTES DE HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY	28
2.2.3.1. Equipo en superficie	28
2.2.3.2. Equipo de fondo	33
2.2.4. VENTAJAS DE LA HERRAMIENTA.....	37
2.2.5. DESVENTAJAS DE LA HERRAMIENTA	37
2.2.6. DETALLES IMPORTANTES DE LA OPERACIÓN.....	37
CAPÍTULO III.....	39
3. METODOLOGÍA	39
3.1. CAMPO COCA.....	39
3.1.1. RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO COCA.....	39
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
3.1.5.1. Formación orteguaza	44
3.1.5.2. Formación tiyuyacu	45
3.1.5.3. Formación tena	45
3.1.5.4. Formación napo	45

3.1.5.5. Formación hollín.....	47
3.1.6. PRODUCCIÓN DEL CAMPO COCA.....	48
3.1.7. RESERVAS DEL CAMPO COCA.....	51
3.1.8. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS.....	51
3.1.9. PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS.....	53
3.2. PROGRAMA DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES ...	53
3.2.1. OBJETIVO DE LA COMPLETACIÓN.....	53
3.2.2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA COMPLETACIÓN	54
3.2.2.1. Intervalos a punzar y mecanismo.....	54
3.2.3. PROCEDIMIENTO - HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY	55
3.2.3.1. Alcance de la técnica	55
3.2.3.2. Operaciones Hydrajet Perforating Technology.....	55
3.2.4. DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN.....	58
3.2.5. EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	60
CAPÍTULO IV	62
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	62
4.1. ANÁLISIS DEL PROCESO DE CAÑONEO A CHORRO EN EL POZO COCA-K44 MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY.....	62
4.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL POZO.....	62

4.1.2. ANÁLISIS DEL ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO .	64
4.1.2.1. Perforación del pozo	64
4.1.3. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS	66
4.1.3.1. Registros eléctricos.....	66
4.1.3.2. Registro de cementación.....	69
4.1.3.3. Núcleos y ripios de las arenas Hollín Superior e Inferior .	71
4.1.3.4. Reservas del pozo.....	72
4.1.4. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS INTERVALOS A PUNZAR	74
4.1.5. ANÁLISIS DE JETEO	77
4.1.6. ANÁLISIS PARA EL RPM	78
4.1.7. ANÁLISIS DE LA ARENA.....	78
4.1.7.1. Medición del tiempo decantación de la arena	81
4.1.8. ANÁLISIS PARA EL HOT ROCK ACID.....	82
4.1.8.1. Receta química	84
4.2. SIMULACIONES Y CÁLCULOS CON LA HERRAMIENTA	84
4.2.1. CÁLCULO DE PRESIONES PARA EL PROGRAMA DE BOMBEO	85
4.2.1.1. Presión fricción de tubing.....	85
4.2.1.2. Simulación para la caída de presión en las boquillas.....	86
4.2.1.3. Simulación para la presión frente a la arena	86
4.2.2. SIMULACIÓN ARENA 20/40.....	90

4.3.	VELOCIDAD DEL FLUIDO EN EL JET.....	92
4.3.1.	MONITOREO DE PERFORACIÓN EN EL RESERVORIO HOLLÍN	92
4.3.2.	REMOCIÓN DE FILTER CAKE.....	93
4.4.	PRODUCCIÓN ESPERADA SIN HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY.....	94
4.5.	PRODUCCIÓN ESPERADA CON HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY.....	94
4.5.1.	BENEFICIOS DE LA HERRAMIENTA	95
4.6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	96
4.6.1.	ESTIMACIÓN DE INGRESOS	96
4.6.2.	FLUJO NETO DE CAJA (FNC)	97
4.6.3.	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	97
4.6.4.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	98
4.6.5.	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	99
4.6.5.1.	Costo.....	99
4.6.6.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	103
4.6.6.1.	Análisis de resultados	104
CAPÍTULO V	106
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
5.1.	CONCLUSIONES	106
5.2.	RECOMENDACIONES.....	108

GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	109
BIBLIOGRAFÍA.....	114
ANEXOS.....	117

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Clasificación de los cañones.	9
Tabla 2. Configuración de los cañones y cargas.	10
Tabla 3. Presión diferencial - Formación.	12
Tabla 4. Especificaciones de uso para bala y cañón.	23
Tabla 5. Especificaciones de uso para bala y cañón.	24
Tabla 6. Equipo en fondo - Hydrajet Perforating Technology.	36
Tabla 7. Información complementaria del Campo Coca.	40
Tabla 8. Producción anual del Campo Coca.	49
Tabla 9. Datos Promedio PVT - Reservorio Hollín.	52
Tabla 10. Presiones en las arenas productoras (psi) - Campo Coca.	53
Tabla 11. Intervalos a cañonear.	54
Tabla 12. Descripción tipo de carga.	55
Tabla 13. Descripción de los disparos - Hollín.	57
Tabla 14. Diseño de completación selectiva.	59
Tabla 15. Pozo Coca-K44.	62
Tabla 16. Revestimiento - Pozo Coca-K44.	64
Tabla 17. Resumen de propiedades petrofísicas - Hollín Superior e Inferior.	69
Tabla 18. Valores del análisis de núcleos.	72

Tabla 19. Intervalos propuestos – Pozo Coca-K44.	75
Tabla 20. Valores estimados en la herramienta y fluidos.	77
Tabla 21. Concentración en los aditivos del RPM.	78
Tabla 22. Tabla de peso de la arena en el tamiz 20/40.	80
Tabla 23. Concentración del fluido ácido Hot Rock Acid.	82
Tabla 24. Ácido inorgánico utilizado.	83
Tabla 25. Servicio de Hydrajet Perforating Technology.	100
Tabla 26. Servicio de bombeo - Hydrajet Perforating Technology.	101
Tabla 27. Costos por completación del pozo Coca-K44.	102
Tabla 28. Parámetros considerados para el análisis económico.	103
Tabla 29. Cálculo de ingresos USD \$.	103
Tabla 30. Cálculo de egresos USD \$.	104
Tabla 31. Cálculo del FNC.	104
Tabla 32. Resumen del análisis económico.	105

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Geometría de cañoneo.	6
Figura 2. Alcance en el área cañoneada (vista desde superficie).	8
Figura 3. Alcance en el área cañoneada (vista lateral).	8
Figura 4. Disparo con bajo balance en el pozo.	15
Figura 5. Disparo con sobre balance en el pozo.	16
Figura 6. Bajados a través de tubería de producción.	18
Figura 7. Bajados a través del revestidor.	20
Figura 8. Transportador con tubería (TCP).	22
Figura 9. Hydrajet Perforating Technology.	25
Figura 10. Configuración de Jets.	26
Figura 11. Ecuación de Bernoulli.	27
Figura 12. Descripción del fenómeno de la presión.	27
Figura 13. Fotografía - Unidad de bombeo.	29
Figura 14. Fotografía - Blender.	30
Figura 15. Fotografía - Dosificador de arena.	30
Figura 16. Choke manifold.	31
Figura 17. Equipos en superficie - Hydrajet Perforating Technology.	33
Figura 18. Diseño de jets - Hydrajet Perforating Technology.	34

Figura 19. Jets - Hydrajet Perforating Technology.	34
Figura 20. Túnel perforado - Hydrajet Perforating Technology.	38
Figura 21. Bloque 7.	42
Figura 22. Mapa Isópaco – Bloque 7.	43
Figura 23. Correlación estructural – Estratigráfica reservorio Hollín Inferior.	48
Figura 24. Curva Histórica de Producción del Campo Coca.	50
Figura 25. Diagrama de completación con equipo BES.	61
Figura 26. Ubicación del pozo Coca-K44.	63
Figura 27. Diagrama de perforación del pozo Coca-K44.	65
Figura 28. Evaluación petrofísica - Hollín Superior.	67
Figura 29. Evaluación petrofísica - Hollín Inferior.	68
Figura 30. Evaluación de cemento - Reservorio Hollín.	70
Figura 31. Núcleos - Reservorio Hollín.	71
Figura 32. Reservas en el reservorio Hollín – Pozo Coca-K44.	73
Figura 33. Zona de jeteo en Hollín.	74
Figura 34. Zona pago reservorio Hollín.	76
Figura 35. Agitador de mezclas.	79
Figura 36. Análisis del Test.	80
Figura 37. Tiempo de decantación.	81
Figura 38. Receta química.	84

Figura 39. Curva presión de fricción – Gel WG-11.....	85
Figura 40. Caída de presión en las boquillas.	86
Figura 41. Presión de estallido en el casing 9 5/8 pulgadas.	87
Figura 42. Presión de estallido en el casing 7 pulgadas.	88
Figura 43. Presiones dentro del pozo Coca-K44.....	89
Figura 44. Gradiente de fractura.	89
Figura 45. Capacidad de levantamiento de arena.....	91
Figura 46. Jet de 0.25 pulgadas de diámetro.	92
Figura 47. Monitoreo de Perforaciones - Hollín.....	92
Figura 48. Filter Cake.....	93
Figura 49. Limpieza Filter Cake - Ácido Hot Rock.....	94
Figura 50. Pruebas de inicio de producción – Pozo Coca-K44.	95
Figura 51. Optimización de la Producción- Criterios.	96

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
Anexo 1. Diagrama del hueco perforado.....	117
Anexo 2. Clasificación de los cañones según sus porta-cargas.....	118
Anexo 3. Alcance de penetración.....	119
Anexo 4. Procedimiento para bajar cañones (TCP).....	120
Anexo 5. Litoestratigrafía – Estratigrafía Secuencial.....	121
Anexo 6. Procedimiento de Completación y Pruebas Iniciales.	122
Anexo 7. Formato de solicitud de perforación del pozo Coca-K44.....	127
Anexo 8. Hydrajet Perforating Technology.....	132
Anexo 9. Efecto del chorro.....	133
Anexo 10. Hollín Superior – Mapa Estructural al tope.....	134
Anexo 11. Hollín Superior – Sección Estructural (NE-SE).	135
Anexo 12. Hollín Superior – Mapa Estructural de espesores.....	136
Anexo 13. Hoyo Perforado con la técnica Hydrajet Perforating Technology.	137
Anexo 14. Formato de solicitud de Completación y Pruebas Iniciales.	138
Anexo 15. Prueba de producción - Pozo Coca-K44.....	139
Anexo 16. Curva de producción - Pozo Coca-K44.....	140

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁGINA
Ecuación 1. Ecuación de Bernoulli.	26
Ecuación 2. Presión estimada para bombeo en superficie.	85
Ecuación 3. Flujo neto de caja (FNC).	97
Ecuación 4. Valor actual neto (VAN).	97
Ecuación 5. Tasa interna de retorno (TIR).....	98
Ecuación 6. Relación Beneficio/Costo.	99
Ecuación 7. Porosidad.....	111
Ecuación 8. Saturación.....	112

RESUMEN

En nuestro país el método de cañoneo, sin duda, busca obtener mejores producciones, asumir retos mediante la explotación de hidrocarburo en la cuenca oriente del Ecuador, por tal motivo el presente trabajo **“ANÁLISIS DEL PROCESO DE CAÑONEO A CHORRO EN EL POZO COCA-K44 - BLOQUE 7, MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO.”**, describe aspectos importantes referentes a la obtención del hidrocarburo por nuevas técnicas de penetración a la arena productora.

Es así que este trabajo inicia con un resumen sobre los tipos de cañoneo convencional, factores que lo afectan, técnicas y métodos que actualmente se usan, ventajas y desventajas.

Al igual que se describe la reseña histórica del Campo Coca, Programa de Completación y Pruebas iniciales en el pozo Coca-K44, procedimientos a seguir por la Compañía Operadora y Prestadora de Servicio para cañoneo con Hydrajet Perforating Technology, destacando los aspectos técnicos importantes de esta herramienta.

Se analiza el proceso para la implementación de Hydrajet Perforating Technology, datos importantes como los parámetros petrofísicos y de fluido del pozo Coca-K44 a ser considerados, análisis e interpretación y cálculos que eviten sobrepasar el gradiente de presión y provocar daño en la formación.

Además, se realiza un análisis económico y finalmente se describen las conclusiones y recomendaciones para futuras aplicaciones de esta técnica frente a los sistemas de cañoneo convencionales.

ABSTRACT

In our country the method of shelling, definitely, certainly looking better productions, looking for better production, take on challenges by exploiting hydrocarbon in the eastern basin of Ecuador, for that reason this paper “ANALYSIS OF JET PROCESS IN THE WELL COCA-K44 - Block 7, BY USING HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY TO OPTIMIZE OIL PRODUCTION”, it describes important aspects related to obtaining hydrocarbon penetration by new techniques for producing sand.

Thus, this paper begins with an overview of the types of conventional shelling, factors affecting, techniques and methods currently used, advantages and disadvantages.

As the historical review of the Campo Coca, Program Completion and initial testing in the Coca-K44 well, procedures to be followed by the operating company and provider of gunfire with Hydrajet Service Perforating Technology, described highlighting important technical aspects of this tool.

It analyzed the process for implementing Hydrajet Perforating Technology, important data like the petrophysical parameters of well fluid and Coca-K44, for consideration, analysis and interpretation and calculation to avoid exceeding the pressure gradient is analyzed and cause formation damage.

In addition, an economic analysis is performed and finally the conclusions and recommendations for future applications of this technique are described compared to conventional systems cannonade.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Este estudio se lo ha realizado con el objetivo de optimizar la producción de crudo, con respecto a la curva de declinación de la primera fase; siendo esta por medio de flujo natural de los pozos, para ello se promueve la utilización de Hydrajet Perforating Technology, preservando la vida útil del reservorio, de ahí que la estrategia de las compañías petroleras, es explotar el crudo de sus campos, sin llegar al 100% de su potencial, mientras se realizan nuevas exploraciones con el fin de reemplazar la producción actual de los campos, manteniendo una óptima relación entre reservas-producción.

Una de las tecnologías recientemente utilizadas en nuestro país, es el diseño de orificios que penetren tanto en el casing, cemento y formación de la arena productora utilizando la técnica del Hydrajet Perforating Technology. Ésta herramienta realiza múltiples erosiones (jeteos) mediante un chorro abrasivo directo a la arena con potencial hidrocarburiífero, generando aberturas u orificios que pueden alcanzar hasta 10 pies de penetración a lo largo de la zona de interés, en un solo viaje al fondo del pozo, consta también de un equipo de bombeo en forma estándar para la operación; siendo su principal objetivo: manipular la presión de inyección que sea cercana al gradiente de fractura de la formación, logrando tener una producción que beneficie la rentabilidad del pozo sin provocar daño (cero skin).

Además el monitoreo que brinda dicha tecnología permite el control personalizado en la arenisca productora; se asienta un CIBP a cierta profundidad, del cual se correlaciona la marca radioactiva como punto de referencia donde se va situar la herramienta y continuar a jetear (erosionar la arena).

El manejo de los fluidos existentes en la formación, no es impedimento, ya que la configuración de los jets que trae incorporados Hydrajet Perforating

Technology, hace posible el desplazamiento de un chorro de agua-arena acompañado por otro chorro con polímeros y/o gel reductor de fricción a cierta presión, dejando los orificios limpios en la zona donde se encuentra el petróleo in-situ. Después de esta operación los sistemas de tratamiento y procesamiento de crudo son modulares, para ahorrar espacio físico y permitir expansiones futuras.

En el Bloque 7 – Campo “Coca”, se realiza un nuevo estudio de factibilidad, asumiendo el reto de aumentar 4 pozos, los mismos que se destacan por la utilización de Hydrajet Perforating Technology, que incrementarán el acumulado de producción del campo de las formaciones Napo y Hollín.

Los aspectos principales que se ha tomado en cuenta, como es el caso del pozo Coca-K44 motivo del presente estudio; es crear un mayor diámetro y penetración de “perforación/túnel”, donde se reducen las posibilidades de daño e integridad de cemento/aislamiento zonal, mejorando procedimientos de armada y bajada de la herramienta que deberán hacerse con sumo cuidado, generando mayores ingresos por cantidad de barriles producidos. Estas serían las ventajas de Hydrajet Perforating Technology, asumiendo el costo por servicio que es la única limitante para la Operadora encargada.

Pero conforme se vaya produciendo, el índice de productividad va a ir declinando y por la producción de finos y estratos no consolidados, lo que reduce la permeabilidad, lo cual podemos remediar no sobrepasando el límite de fractura ni la zona de daño para posibles trabajos de estimulación a futuro.

Este trabajo de titulación se enfoca en hacer un análisis técnico que mejore la producción mediante la selección de la mejor herramienta, accesorios, manejo y configuración a ser considerados en su diseño para cañoneo. Además de las técnicas necesarias para bajarla dentro del pozo, y así lograr una implementación óptima y segura, logrando producir e incrementar la producción de reservas.

1.1. PROBLEMA

En el Bloque 7– Campo “Coca”, en la actualidad su modelo para optimizar la producción necesita ser mejorado, el tipo de los punzados en la arenisca productora no cumple con el desarrollo cuantitativo en la producción del campo.

- ¿Cuáles son las especificaciones para la utilización de Hydrajet Perforating Technology identificadas como oportunidad para mejorar la producción de un campo?
- ¿Cuál sería la información que debería obtener previo hacer un estudio técnico de la herramienta, y prever los parámetros necesarios del pozo para cañonear con Hydrajet Perforating Technology?
- ¿Cuál es el procedimiento para un trabajo de completación mediante la utilización Hydrajet Perforating Technology, que permita reducir futuras intervenciones de reacondicionamientos en el pozo?
- ¿Qué resultados me permiten dar una interpretación acertada para afirmar que un pozo que fue cañoneado con Hydrajet Perforating Technology mejore su producción?

La base petrolera de extraer crudo a la superficie no ha dedicado tiempo para una implementación que permita la rentabilidad de producción, equipos, procesos en la gran mayoría de sus pozos; un diseño que sea capaz de equilibrar estos factores y dar mejores resultados en producción sería el uso de Hydrajet Perforating Technology.

1.2. JUSTIFICACIÓN

En el ámbito petrolero actual debe procurar invertir en nuevas tecnologías, enfocarse en la forma en que estamos produciendo nuestro más precioso recurso, el oro negro; y tratar de hacerlo con los mecanismos que incluyan tratamientos, procesos o procedimientos que nos lleven de la mano con el medio ambiente, y, elevar el nivel de producción de hidrocarburos, por ello el primer paso es la investigación.

Este trabajo prevé, ingenio a la hora de la investigación y se plantea la utilización de **Hydrajet Perforating Technology**, por lo que permitirá al operador un mejor análisis técnico de la curva de declinación de producción. De esta manera se podrá aumentar el interés en invertir en nuevas Perforaciones Multietapas.

Por el gran aporte que ha tenido el Hydrajet Perforating Technology en el campo "Coca", se realizará un análisis técnico, tomando como estudio el pozo Coca-K44.

Dando a conocer que se disminuye notablemente el factor pérdida con esta técnica, ya que se aprovechan zonas ya conocidas con reservas ya calculadas, y/o se permite la producción de arena candidata que aportara significativamente y en forma práctica para su aplicación en futuros pozos.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Elaborar un análisis técnico para la utilización de Hydrajet Perforating Technology, que permita optimizar la producción de crudo, aplicado en el pozo Coca-K44 del Bloque 7 – Campo Coca.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir las características petrofísicas del pozo Coca-K44, que estén acorde a los principios de aplicación con Hydrajet Perforating Technology.
- Determinar el funcionamiento de Hydrajet Perforating Technology como herramienta para cañoneo a chorro abrasivo y costos de operación.
- Conocer los resultados de la completación y pruebas iniciales de producción, a fin de recomendar el uso de Hydrajet Perforating Technology para futuros pozos.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN AL CAÑONEO DE POZOS

La optimización de la producción 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.

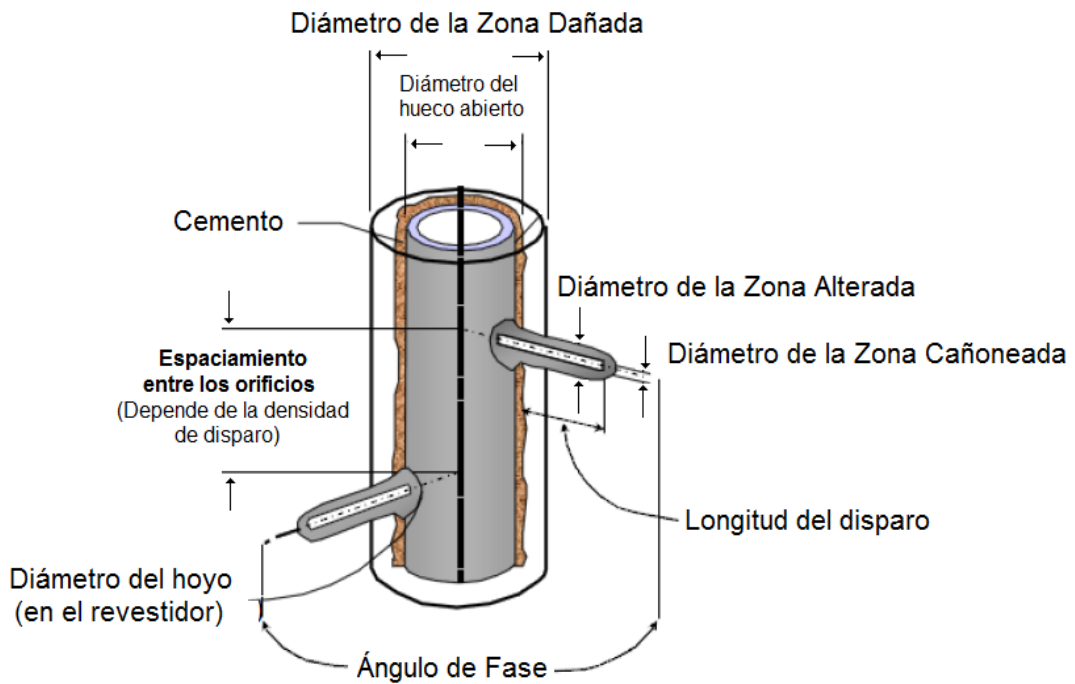


Figura 1. Geometría de cañoneo.
(Arrienta)

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 este 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. (Ver Anexo 1)

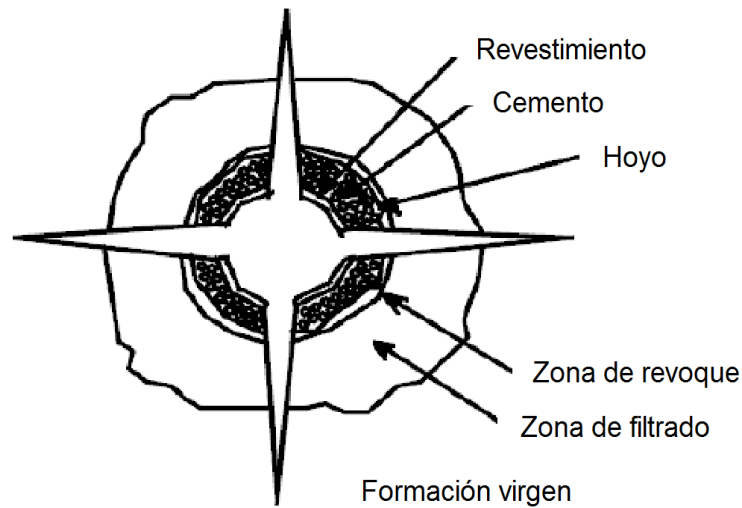


Figura 2. Alcance en el área cañoneada (vista desde superficie).
(Arrienta)

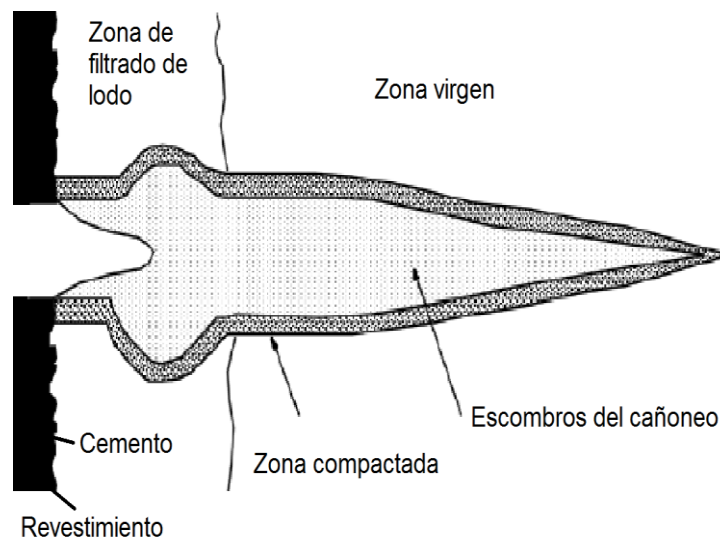


Figura 3. Alcance en el área cañoneada (vista lateral).
(Arrienta)

2.1.1.1. Aspectos importantes del cañón y carga

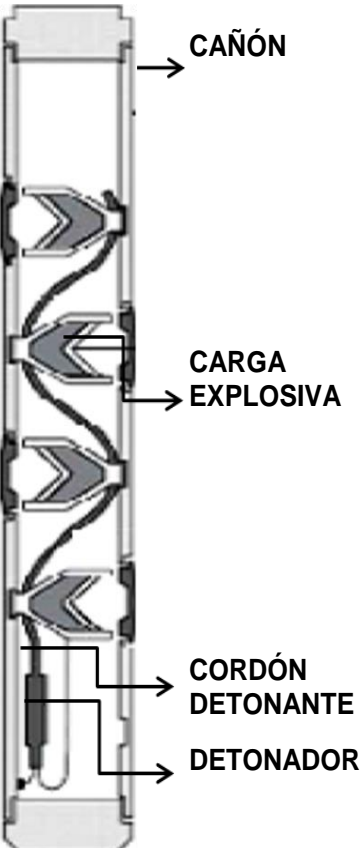
El cañón y la eficiencia por detonación de la carga son dos aspectos a considerar antes de bajar la herramienta de cañoneo, motivo por el cual en las siguientes Tablas 1 y 2 se indica la clasificación de los cañones (Ver Anexo 2), partes de un cañón, configuración y tipos de cargas usadas según el porta-carga.

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.

(Arrienta)

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 atravesase 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 (taponamiento) 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 UTILIZADAS PARA EL CAÑONEO

Entendiéndose que son formas o maniobras previamente analizadas con los factores reales del pozo para la ejecución de disparos/punzados. (Ver Anexo 3)

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.

(Presión hidrostática < Presión de formación)

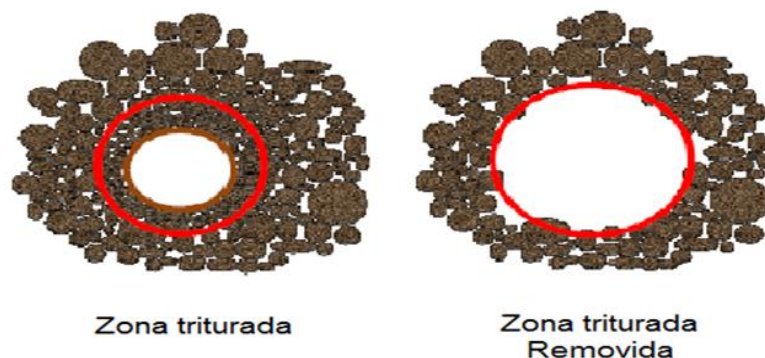


Figura 4. Disparo con bajo balance en el pozo.
(Halliburton, 2013)

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)

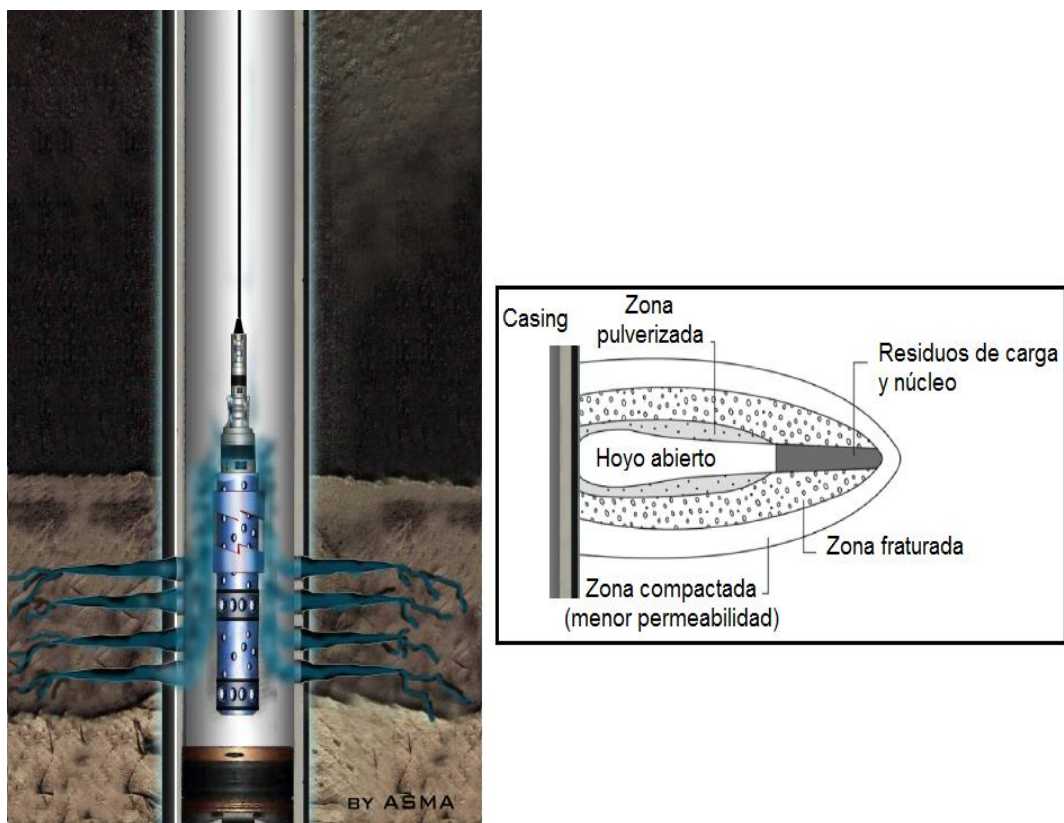


Figura 5. Disparo con sobre balance en el pozo.
(Halliburton, 2013)

2.1.4. MÉTODOS UTILIZADOS 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.

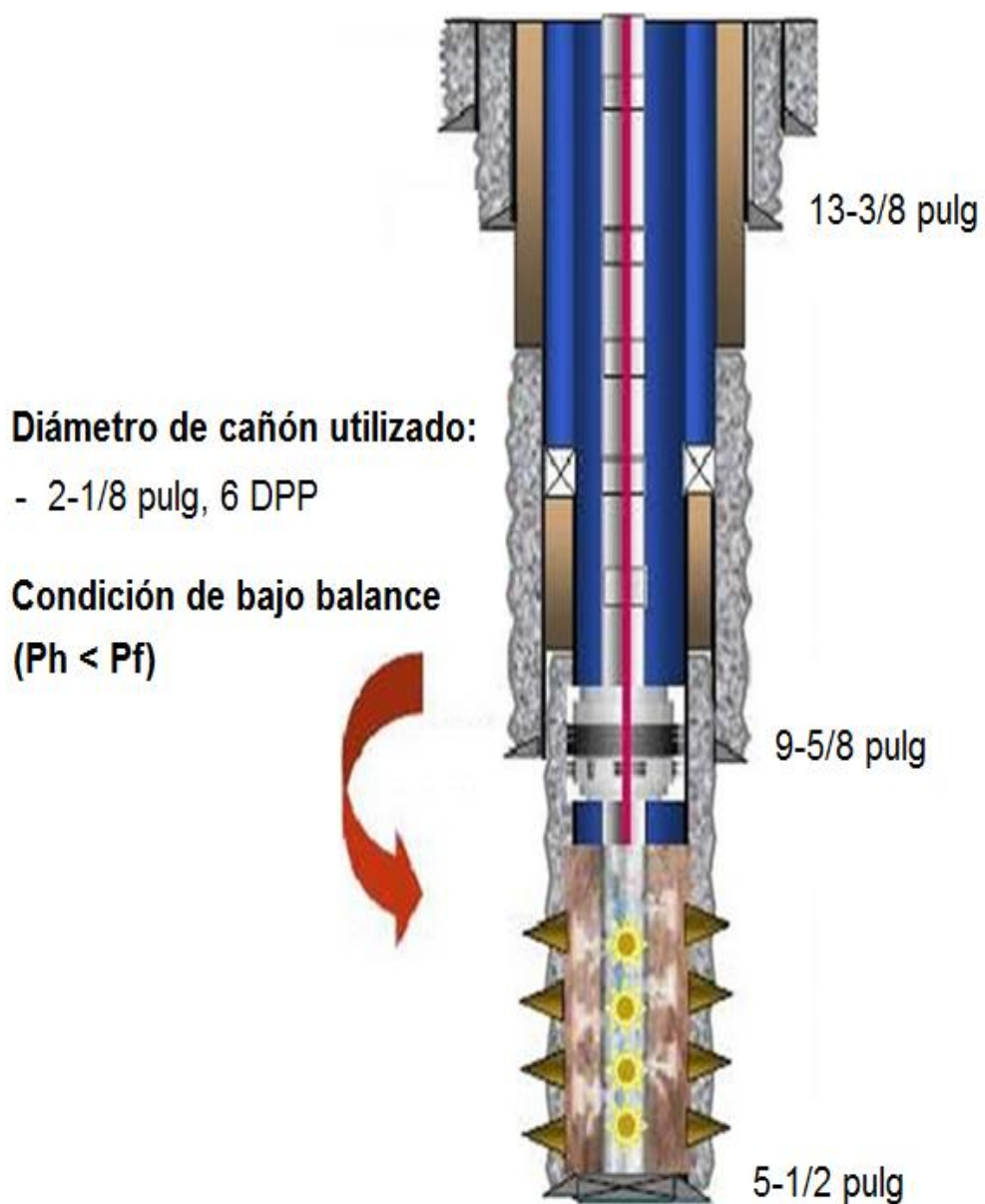


Figura 6. Bajados a través de tubería de producción.
(Arrienta)

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.

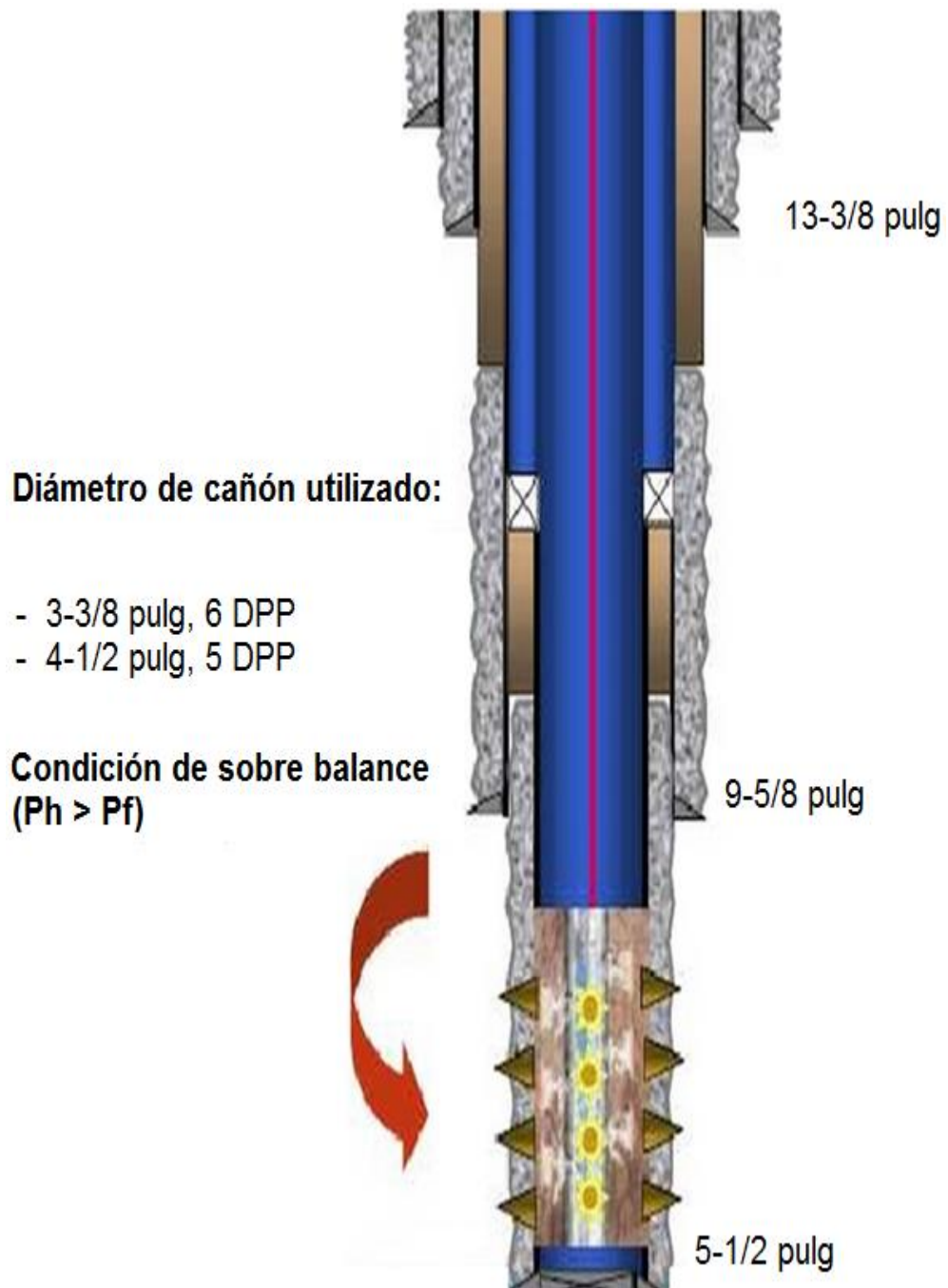


Figura 7. Bajados a través del revestidor.
(Arriente)

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. (Ver Anexo 4)

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.

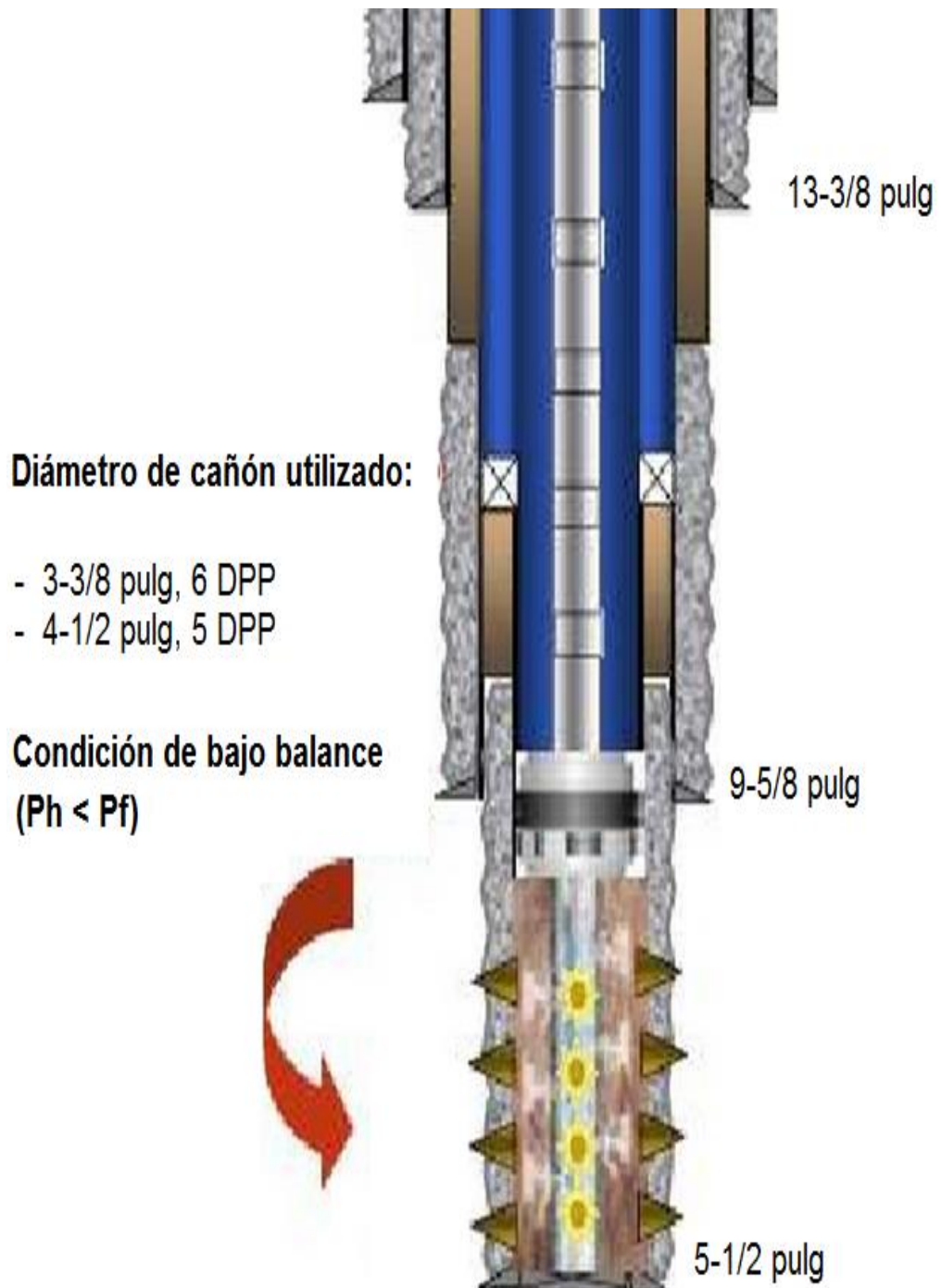


Figura 8. Transportador con tubería (TCP).
(Arrienta)

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. Especificaciones de uso para bala y cañón.

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 (Hydrajet Perforating Technology)

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, HYDRAJET

PERFORATING TECHNOLOGY es la mejor opción que puede lograr alta producción de petróleo en los pozos.

2.2. HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY

2.2.1. DESCRIPCIÓN

La tecnología Hydrajet Perforating Technology se basa en el principio de jeteo de un fluido abrasivo constituido por arena y gel, esto permite lograr la perforación o socavación de pequeños túneles a través de la formación o yacimiento productor, creando un área de flujo mayor que la obtenida con sistemas de cañoneo convencionales.

Las perforaciones provocadas por el chorro abrasivo, comienza a erosionar; generando orificios tanto en el casing, cemento y formación. (Ver Figura 9)



Figura 9. Hydrajet Perforating Technology.
(Halliburton, 2015)

Cabe mencionar que la ecuación de Bernoulli esta aplicada en el funcionamiento de Hydrajet 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 10)

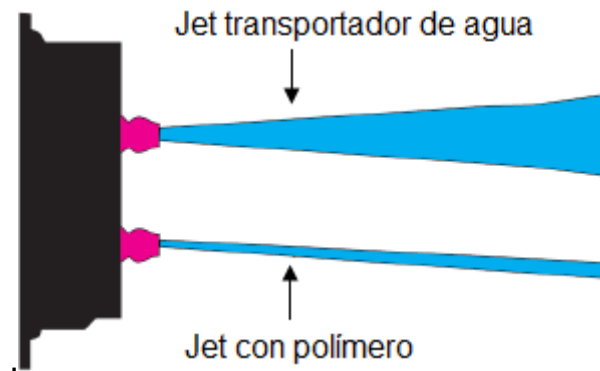


Figura 10. Configuración de Jets.
(Halliburton, 2015)

2.2.1.1. Ecuación de Bernoulli

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

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

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 (gr.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).

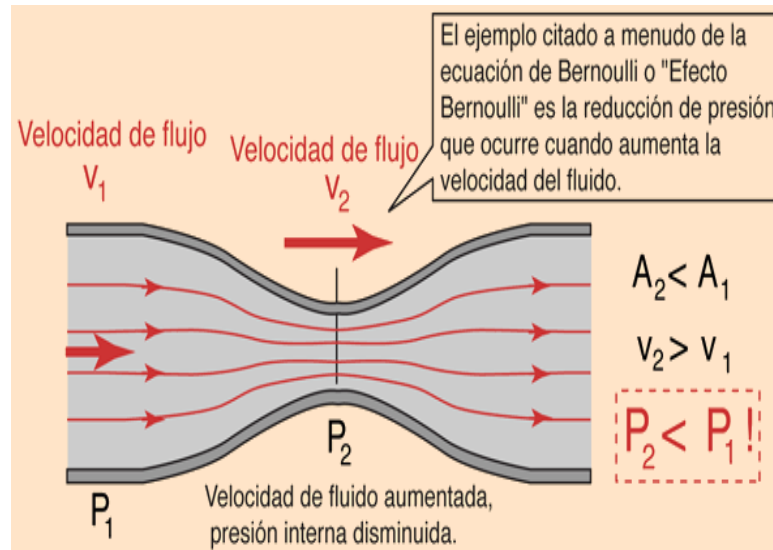


Figura 11. Ecuación de Bernoulli.
(Schlumberger, 2006)

Entonces si observamos las Figuras 11 y 12, 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.

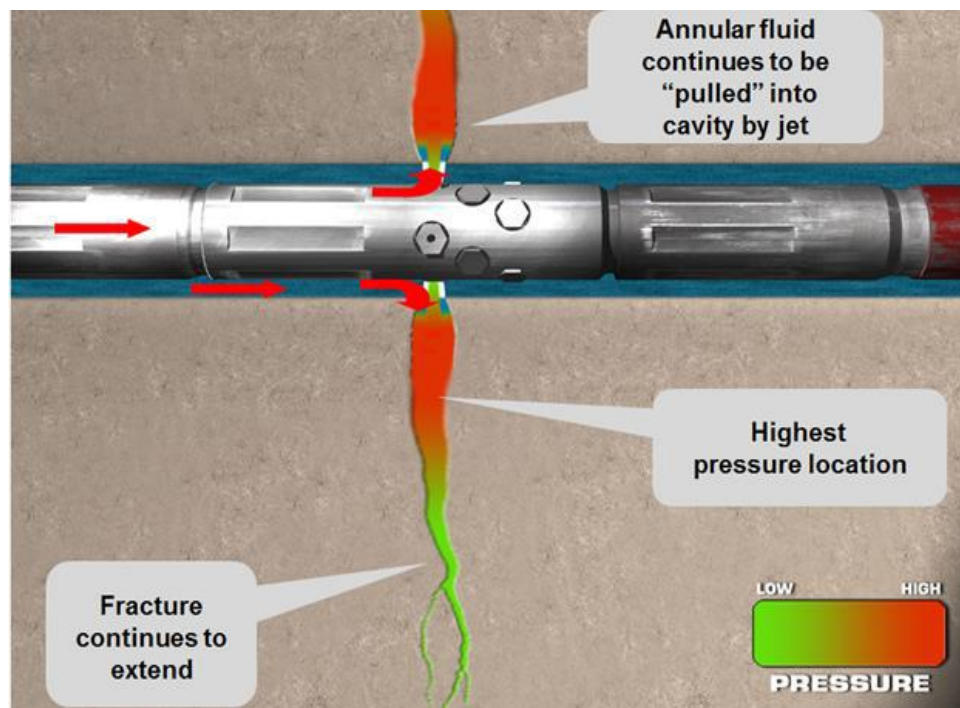


Figura 12. Descripción del fenómeno de la presión.
(Halliburton, 2014)

2.2.2. APLICACIONES DE HYDRAJET 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.

2.2.3. COMPONENTES DE HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY

Cabe mencionar que para iniciar el jeteo a la arena candidata en el pozo (erosionar/perforar) es necesario apreciar la distribución de los equipos utilizados en superficie (Ver Figura 17) y en fondo (Ver Tabla 6).

2.2.3.1. Equipo en superficie

2.2.3.1.1. Unidad de bombeo de alta potencia

La unidad que más se usa es la HQ - 2 000 que 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. (Ver Figura 13)



Figura 13. Fotografía - Unidad de bombeo.
(Halliburton, 2015)

2.2.3.1.2. Blender (Mezclador)

Los químicos y fluidos necesarios para la operación de jeteo son mezclados en este equipo (Ver Figura 14) 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).



Figura 14. Fotografía - Blender.
(Halliburton, 2015)

2.2.3.1.3. Mountain mover

En la Figura 15 se encuentra el mountain mover cuya funcionalidad de esta unidad es dosificar la arena en el momento de las operaciones de perforación.



Figura 15. Fotografía - Dosificador de arena.
(Halliburton, 2015)

2.2.3.1.4. 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.

2.2.3.1.5. 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.

2.2.3.1.6. 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. (Ver Figura 16)



Figura 16. Choke manifold.
(Halliburton, 2015)

2.2.3.1.7. Cabina de monitoreo

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

2.2.3.1.8. 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 es para evitar invasión en la formación y controlar la arremetida de agua.

Es decir, el sistema modificador de permeabilidad relativa (RPM) proporciona un control de conformidad post-frac, sin afectar el flujo de hidrocarburos; este tratamiento ofrece reducir la producción de agua después de la fractura sin perder el beneficio de un tratamiento de estimulación de fractura.

RPM es un fluido que se adsorbe sobre la superficie de la roca, generando reducción de la permeabilidad para el agua de 7 a 10 veces más que para los hidrocarburos, creando resistencia y permitiendo que el petróleo y el gas pase libremente.

- Hot Rock Acid, el mismo que ayudara a remover costras formadas por el RPM durante la formación del túnel.

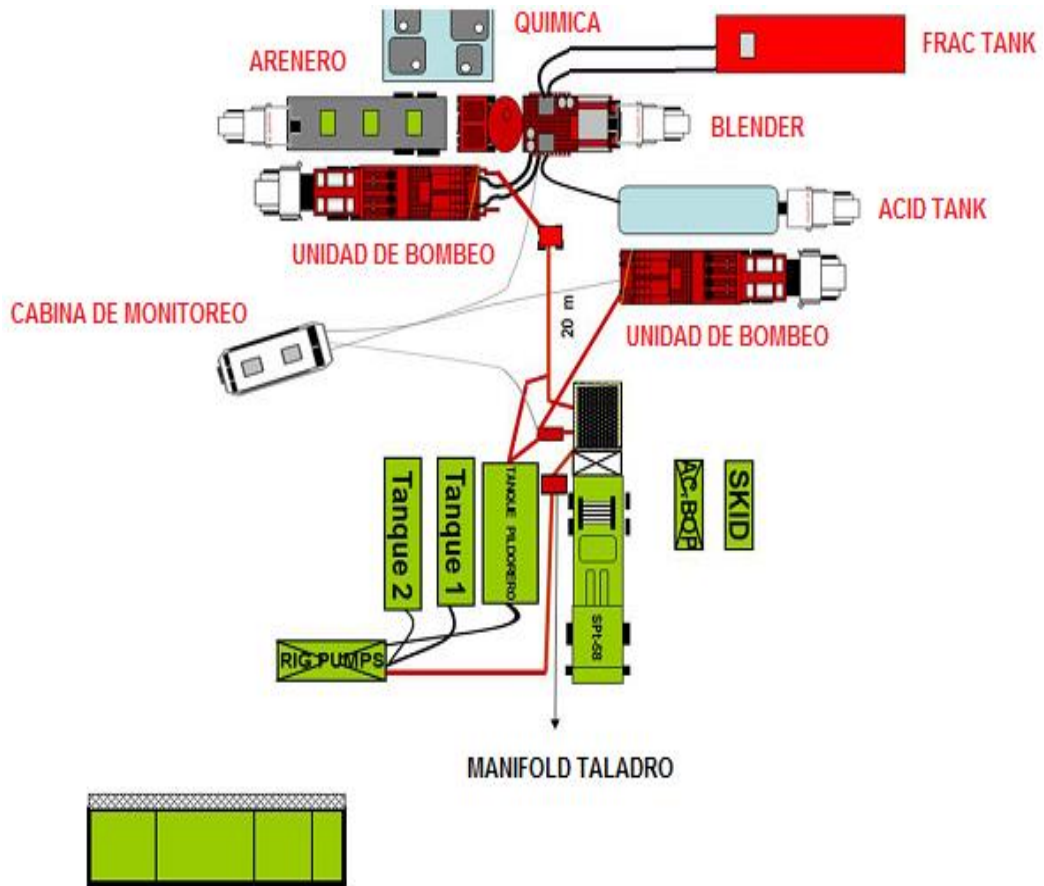


Figura 17. Equipos en superficie - Hydrajet Perforating Technology.
(Halliburton, 2015)

2.2.3.2. Equipo de fondo

El diseño de Hydrajet Perforating Technology se basa por alojar jets en su parte exterior, ubicados en forma perpendicular a la formación, siendo desplazados en la herramienta a 30°, 45°, 60°, 180° dependiendo del diámetro o abertura del orificio a ser perforado. (Ver Figuras 18 y 19)

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.

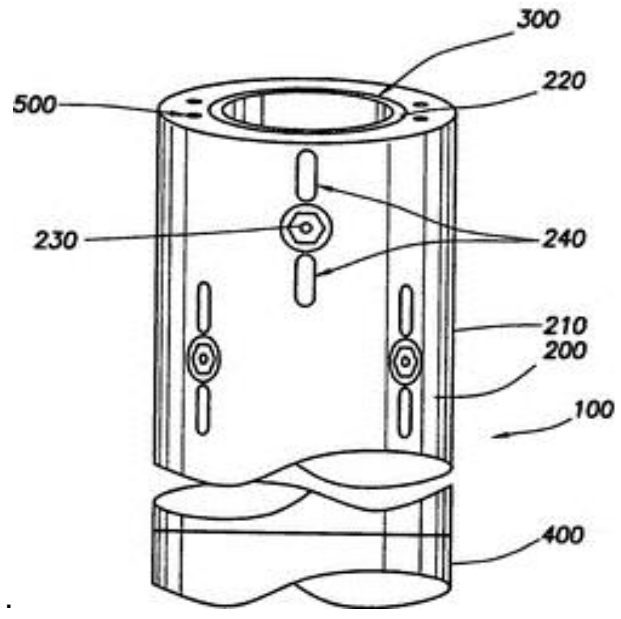


Figura 18. Diseño de jets - Hydrajet Perforating Technology.
(Halliburton, 2015)



Figura 19. Jets - Hydrajet Perforating Technology.
(Halliburton, 2015)

2.2.3.2.1. Junta

Las juntas 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.

2.2.3.2.2. 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.

2.2.3.2.3. Crossover nipple

Es una herramienta especializada, que se utiliza con frecuencia en operaciones de empaque de grava, que permite la circulación del fluido de tratamiento a partir de la trayectoria de flujo interna de la sarta de herramientas en el área de anillo que ha de envasarse.

2.2.3.2.4. Reverse circulating ball sub

La válvula de circulación permite que el fluido salga por los jet sin tener pérdidas hacia abajo.

2.2.3.2.5. Bull nose

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

En la Tabla 6 se muestra el BHA que se desplaza junto con la herramienta.

Tabla 6. Equipo en fondo - Hydrajet Perforating Technology.

DIAGRAMA	DESCRIPCIÓN	ROSCA TOPE (pulgadas)	ROSCA FONDO (pulgadas)	TUBOS	OD (pulgadas)	LONGITUD (pies)
	1 Joint 3 1/2 pulg, EUE	3 1/2 IF BOX	3 1/2 EUE PIN	1	3.5	31.2
	Centralizador con mandril para 7 pulg, 26-35 ppf Casing	3 1/2 IF BOX	3 1/2 EUE PIN	1	5.83	0.9
	Crossover Nipple 3 1/2 pulg x 3 1/2 pulg	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE BOX	1	3.06	0.8
	HYDRAJET TOOL de 4 x 0.25 pulg, nozzles	3 1/2 EUE PIN	3 1/2 EUE PIN	1	3.06	1.18
	Crossover Nipple 3 1/2 pulg x 3 1/2 pulg	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE BOX	1	3.06	0.55
	REVERSE CIRCULATING BALL SUB	3 1/2 EUE PIN	3 1/2 EUE PIN	1	3.06	1.5
	BULL NOSE	3 1/2 EUE BOX		1	3.06	0.62

(Halliburton, 2015)

2.2.4. VENTAJAS DE LA HERRAMIENTA

- Cero perforación Skin (no hay daño por zona compacta, inherente a cañones convencionales).
- Mayor diámetro y penetración de perforaciones/túneles.
- No daña integridad de cemento/aislamiento zonal.
- Fluido abrasivo a base de RPM-Logard, el pozo queda controlado y la arena queda protegida de daño por invasión de fluidos post-cañoneo.
- El sistema implica el uso de un bache ácido posterior al cañoneo, para remoción de los residuos del filtro de perforación por el cual se estimula la arena.
- No usa explosivos.

2.2.5. 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.
- Costo.

2.2.6. DETALLES IMPORTANTES DE LA OPERACIÓN

- Correlación de la marca radioactiva (CIBP/Marca).
- Marcación de tubería.
- Disposición de arena.

- Choke manifold (Aumento/disminución de presión necesaria).
- Válvula de alivio.
- Tiempo de jeteo.

El tiempo aproximado es de 3 a 10 minutos por jeteo dependiendo principalmente de la presión que es conducida a través del BHA + Hydrajet Perforating Technology hacia la pared de la formación y que es regulada en superficie con el uso de choke manifold sin sobrepasar el gradiente de presión.

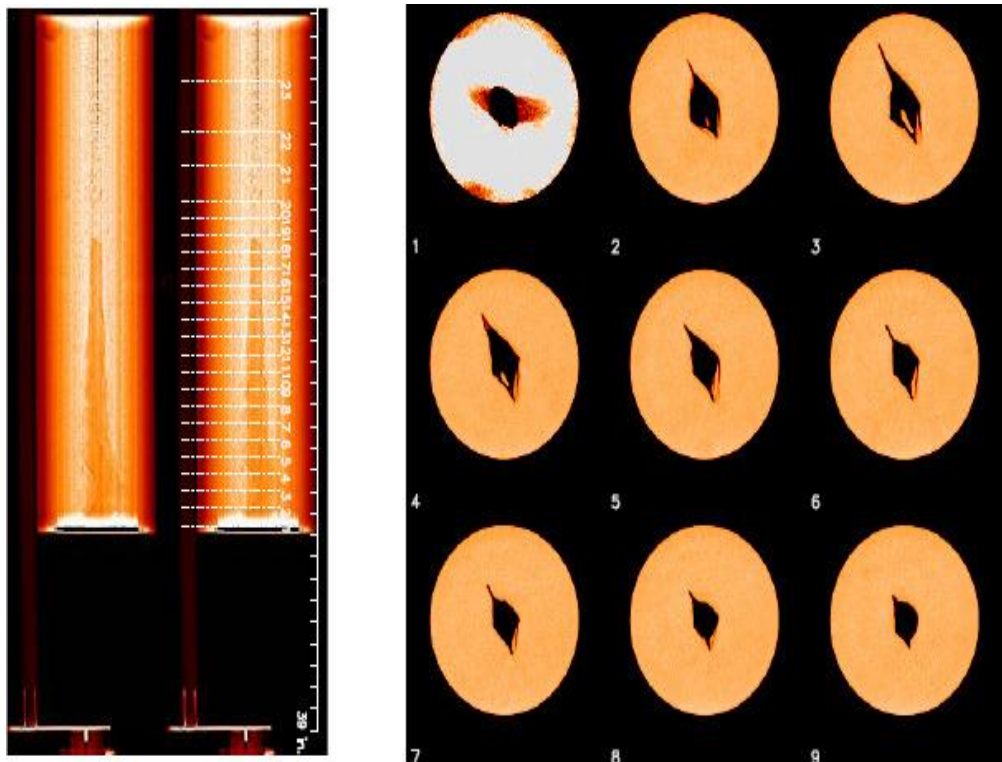


Figura 20. Túnel perforado - Hydrajet Perforating Technology.
(Halliburton, 2015)

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. (Ver Figura 20)

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

La observación de campo, básicamente se procederá con la inspección de los puntos críticos donde existe mayor efecto en pozos del Campo Coca - Bloque 7, que sean factibles a mejorar su factor de recobro.

Revisión de archivos, en donde necesariamente se obtendrá todos los métodos o sistema que describan el historial del pozo Coca-K44 candidato para estudio previo a realizar un análisis de sus resultados.

3.1. CAMPO COCA

3.1.1. RESEÑA HISTORICA 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 promedia 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 inyectores; 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 7 describe más a detalle el Campo.

Tabla 7. Información complementaria del Campo Coca.

No. Total de pozos	50
No. de pozos productores	48
No. de pozos inyectores	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 21)

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.

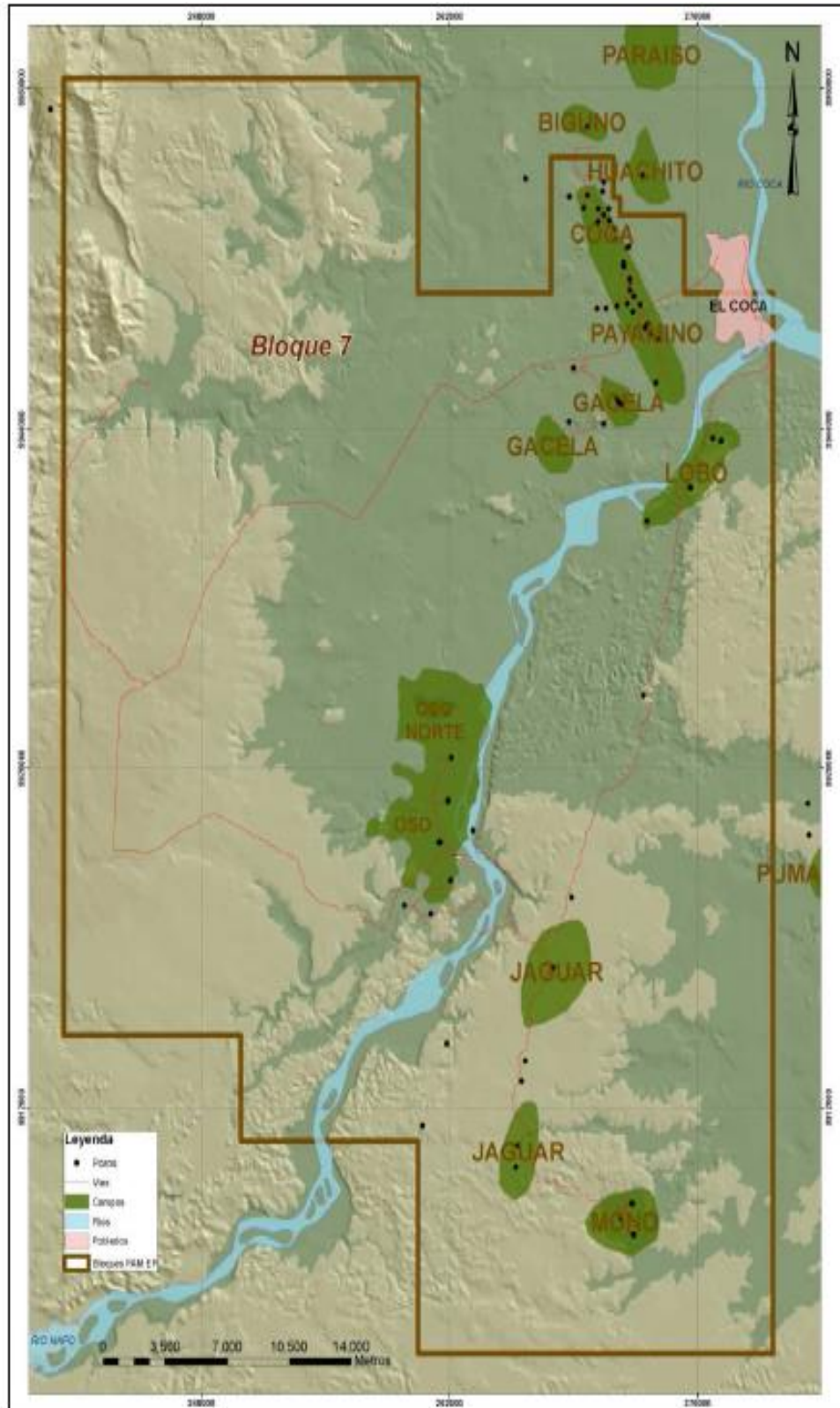


Figura 21. Bloque 7.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

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 22 que corresponde al mapa isópaco de pago neto.

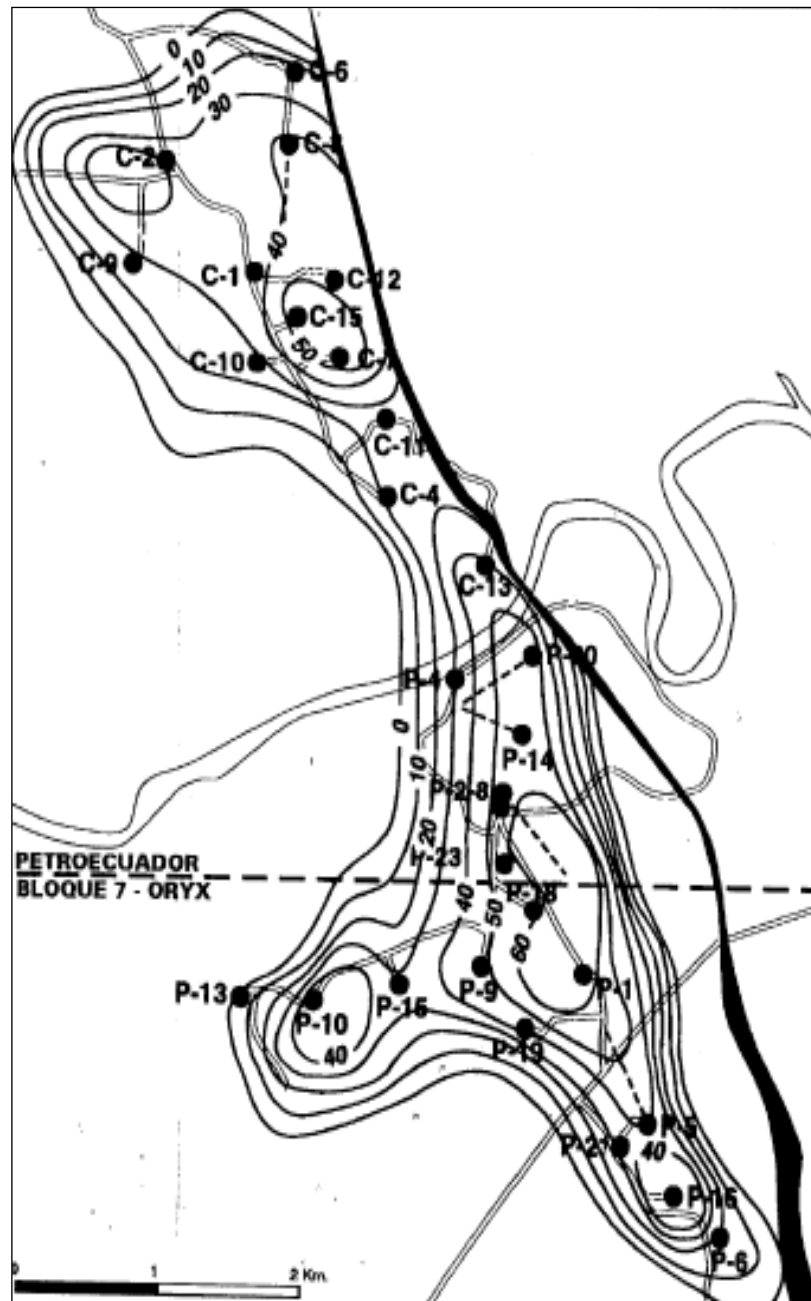


Figura 22. Mapa Isópaco – Bloque 7.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

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. (Ver Anexo 5)

3.1.5.1. Formación orteguaza

Se observa una columna estratigráfica caracterizada por sedimentos continentales principalmente representados por arcillas no calcáreas, limolitas y areniscas de grano fino a muy fino, pertenecientes a formaciones miocénicas y oligocénicas en los niveles superficiales representados por las formaciones arajuno, chalcana y orteguaza.

3.1.5.2. Formación tiyuyacu

La formación tiyuyacu está representada por grandes paquetes de arcillolita café rojiza, café amarillenta, café, con intercalaciones de areniscas de grano fino a medio e intercalaciones menores de microconglomerados de grano grueso a muy grueso sin cemento o matriz visibles. En los niveles inferiores de la formación orteguaza se presentan niveles menores de chert de grano grueso a muy grueso muy duros.

3.1.5.3. Formación tena

La formación tena se observa como arcillas café oscura, café amarillenta, ligeramente calcárea, con intercalaciones de limolita de color café y gris ligeramente calcárea y areniscas de grano fino sin matriz o cemento visibles. En los niveles inferiores se observa un aumento en la concentración de carbonato provocando la aparición de margas de color blanco moteado con negro y calizas de tipo mudstone a wackstone de color blancas moteado con negro, con porosidad no visible y sin manifestación de hidrocarburos.

3.1.5.4. Formación napo

La formación napo sobreyace a la formación hollín y su litología representa una secuencia marina con niveles eustáticos fluctuantes. Su litología está representada por secuencias grano decreciente de arenisca, lutitas y Calizas. La formación Napo está dividida en varios miembros:

3.1.5.4.1. Caliza “A”

Del tipo Mudstone a Packstone, es de color crema moteada con café oscura, de moderadamente dura a suave. A la base incrementa la proporción de lutita gris oscura a negra, moderadamente dura, fisil a subfisil, no calcarea.

3.1.5.4.2. Arenisca “U”

La arenisca “U” en el Campo Coca-Payamino no está muy desarrollada en cuanto a la arenisca se refiere. La arenisca es cuarzosa, blanca, café clara,

transparente a translúcida, grano fino a muy fino, friable, subredondeada a redondeada, moderado sorteo, en parte matriz arcillosa, en parte cemento calcáreo, pobre porosidad visible, en parte con inclusiones de glauconita.

Se encuentra muy intercalada con calizas del tipo packstone a mudstone, es blanca moteada con café clara, gris clara, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita. Además también se encuentra la abundante presencia de lutitas de color negro, gris, gris claro, moderadamente dura, fisil, laminar, no calcárea.

3.1.5.4.3. Caliza “B”

Del tipo mudstone a grainstone es de color café claro, café, blanco moteado con gris, suave a moderadamente dura, porosidad no visible. Esta intercalada con lutita de color gris, gris claro, negra, laminar, fisil, ligeramente calcárea.

También se observa la presencia de arenisca cuarzosa, blanca, café clara, grano fino a muy fino, en parte matriz arcillosa, en parte cemento calcáreo y pobre porosidad visible.

3.1.5.4.4. Arenisca “T”

Al igual que el miembro “T”, esta arenisca esta no muy desarrollada y muestra alternancia con calizas y lutitas.

La arenisca es cuarzosa, blanca, café clara, grano fino a muy fino, en parte matriz arcillosa, en parte cemento calcáreo, pobre porosidad visible. La caliza es del tipo mudstone café claro, blanca moteada con café, blanca, porosidad no visible. La lutita es negra, gris clara, gris, laminar, ligeramente calcárea.

3.1.5.4.5. Basal tena shale

Este miembro está compuesto básicamente por lutitas gris oscura, gris, negra, moderadamente dura a dura, fisil a subfisil, laminar, astillosa, textura

cerosa, no calcárea. Además también muestran intercalaciones de caliza del tipo mudstone a packstone, gris claro, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita. También muestra presencias menores de arenisca de grano muy fino, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad visible, en parte con inclusiones de glauconita.

3.1.5.5. Formación hollín

El Campo Coca tiene como reservorio principal a la arenisca Hollín y se detalla en la Figura 23.

Se divide en dos miembros; Hollín superior y Hollín inferior, la primera posee muy poco desarrollo. Esta formación se caracteriza principalmente por un potente paquete de areniscas de grano medio a fino a la base, pasando a finos paquetes lutitas y terminando con un pequeño estrato de calizas (que generan un marcador sísmico) al tope.

Tiene un espesor de 80 a 240 metros e incluye lutitas fracturadas, capas guijarrosas delgadas, limolitas. Hacia el sur de la cuenca (cordillera del Cutucú), el espesor es máximo y bastante grande en la parte central de la cuenca (pozos Aguila y Tiguino) y en la región del domo de Napo; disminuye hacia el oeste en la depresión tectónica de Mera – Puyo. En esta formación se encontraron microfósiles, restos de plantas, lechos carbonosos, presencia de pólenes de angiospermas, lo que permitió que con dataciones palinológicas determinar que la base de la formación Hollín no es más antigua que la base del Aptiano superior.

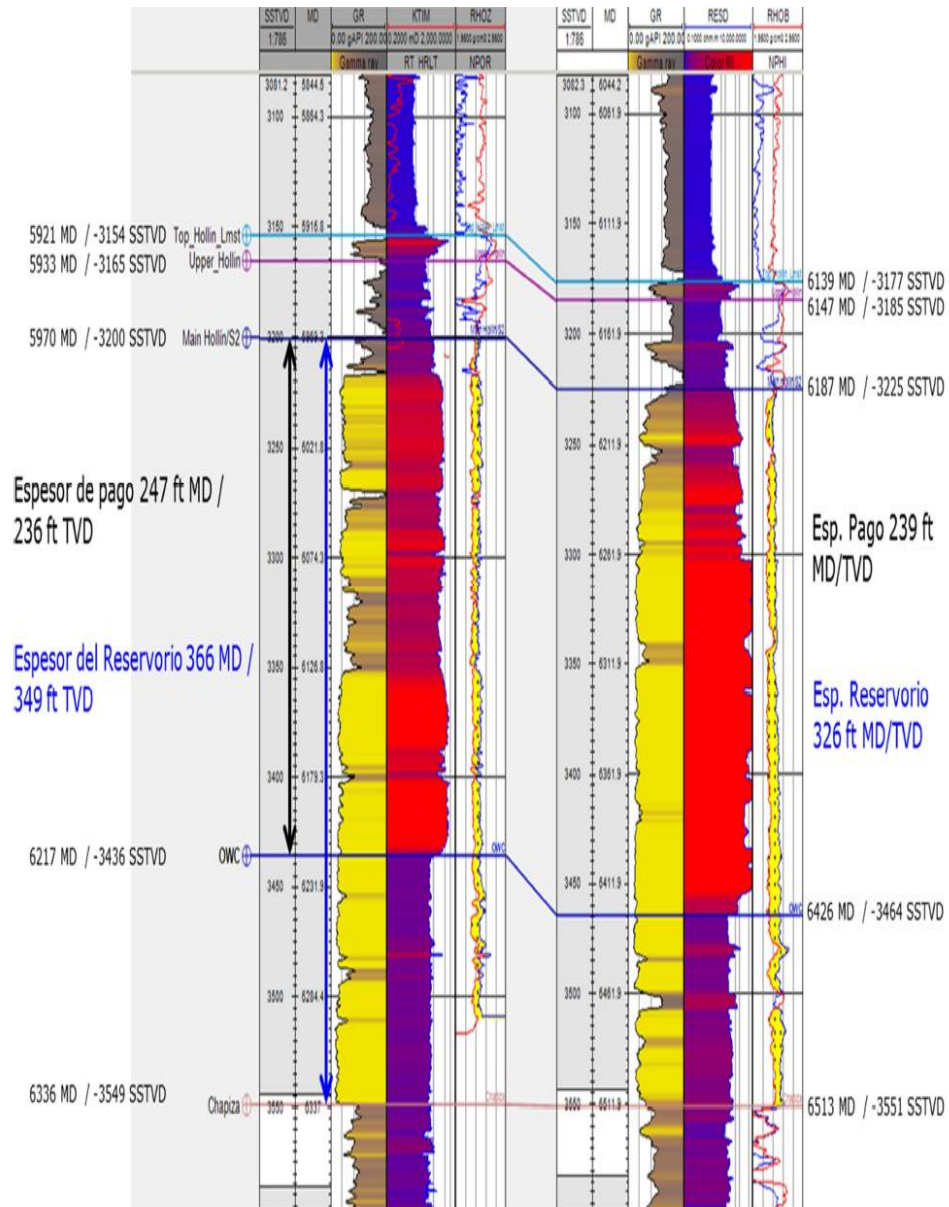


Figura 23. Correlación estructural – Estratigráfica reservorio Hollín Inferior. (Petroecuador, 2013)

3.1.6. PRODUCCIÓN DEL CAMPO COCA

El primer barril de petróleo que se extrae de este campo es aproximadamente en diciembre de 1990 con el pozo COCA-A1. La interpretación de resultados de este pozo determino que el yacimiento de la arena Hollín Inferior estaba altamente saturado de crudo.

En la actualidad la producción se mantiene con un BSW de 66% de un crudo de 25.0°API, a continuación en la Tabla 8 se resalta la producción anual del Campo Coca desde sus inicios en el año 1990 hasta enero de 2015:

Tabla 8. Producción anual del Campo Coca.

Año	bppd	bapd
1990	21 171	135 859
1991	524 904	143 358
1992	858 707	1 059 281
1993	1 138 059	3 395 884
1994	1 831 679	7 679 749
1995	2 255 640	10 121 591
1996	2 295 815	9 225 952
1997	1 976 845	6 389 775
1998	2 065 270	1 687 908
1999	1 911 777	608 407
2000	1 547 175	1 030 489
2001	1 810 831	2 597 773
2002	1 837 164	5 263 228
2003	1 356 863	5 835 139
2004	1 200 140	6 394 040
2005	1 111 617	6 106 517
2006	862 998	5 188 564
2007	686 311	4 162 358
2008	613 989	4 099 129
2009	521 023	4 017 399
2010	561 288	3 464 159
2011	480 622	2 643 782
2012	558 668	2 711 422
2013	2 077 163	3 376 239
2014	3 330 607	6 250 738
08-ene-15	85 618	165 276

(Petroamazonas EP, 2015)

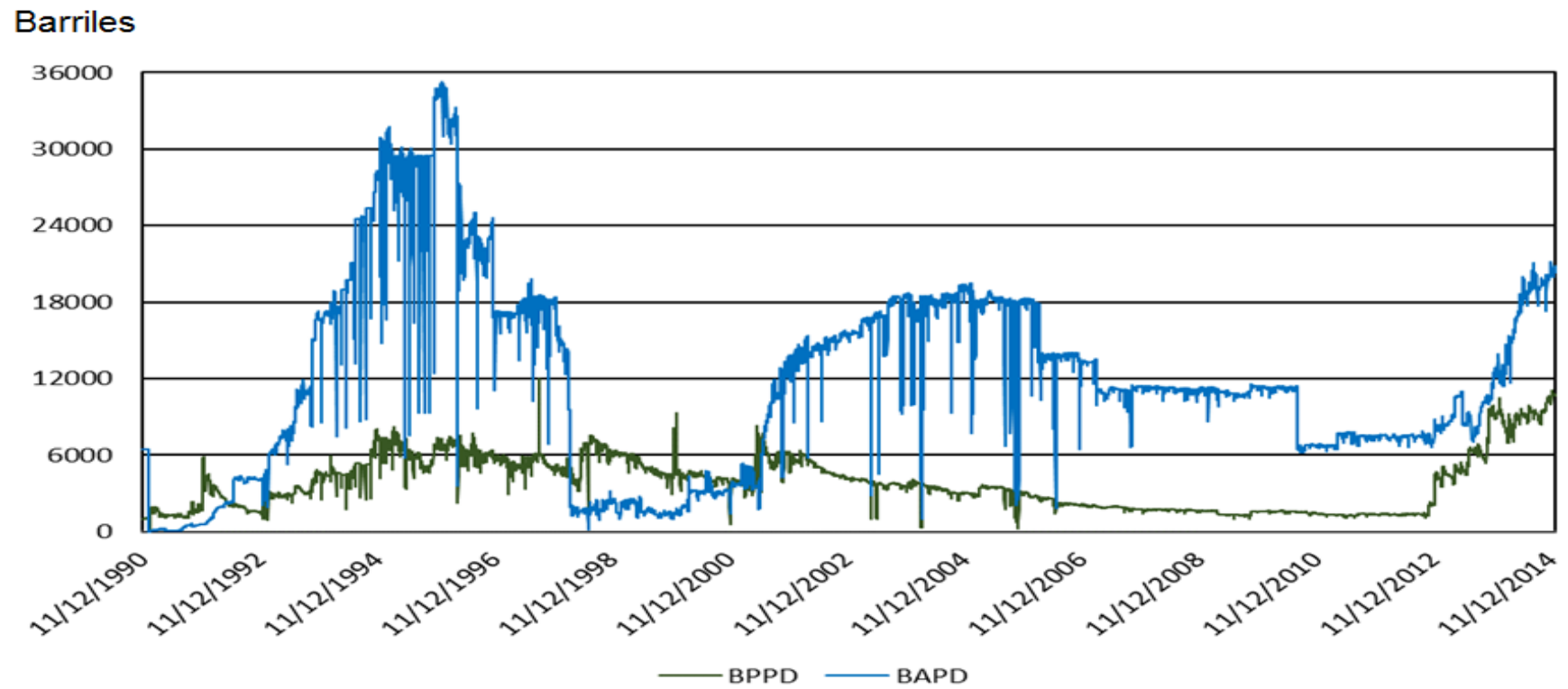


Figura 24. Curva Histórica de Producción del Campo Coca.

(Petroamazonas EP, 2015)

En la Figura 24 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.

3.1.7. RESERVAS DEL CAMPO COCA

El cálculo de las reservas remanentes de este campo fue de 38 286 923 barriles (bls), petróleo in-situ de 379 741 737 bls y como dato adicional el acumulado de petróleo es de 66 030 423 bls a 31 de diciembre de 2013, conservando hasta esa fecha reservas probadas de 104 317 346 bls con petróleo de 19.2°API para la arena Basal Tena, 24.2°API para la arena Hollín Inferior, 24.7°API para la arena Hollín Superior y 20.8°API para la arena U, asumiendo factores de recobro de 13.70% para Basal Tena, 37.04% para Hollín Inferior, 30.26% para Hollín Superior y 18.31% para U aproximadamente.

3.1.8. 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
Presión de fondo estática	(psi)	4 174
Saturación de agua, S_w	(%)	27.7
Relación petróleo-agua	(%)	39.1
Permeabilidad horizontal, k_h	(mD)	318
Permeabilidad vertical, k_v	(mD)	166

(Petroamazonas EP, 2015)

3.1.9. 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)

3.2. PROGRAMA DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES

Antes de entrar en detalles de procedimientos de operación en un pozo, la compañía encargada de la producción del campo presenta una solicitud de completación y pruebas iniciales, trabajos de reacondicionamientos, cambio de zona y programas alternos con sus respectivos justificativos técnicos para aprobación de los mismos a la Secretaría de Hidrocarburos; institución encargada de analizar, aprobar y emitir si es el caso resoluciones para que inicien actividades en el pozo. (Ver Anexo 6)

3.2.1. OBJETIVO DE LA COMPLETACIÓN

Completar el pozo direccional de desarrollo COCA-K44 en el yacimiento Hollín el mismo que consiste en:

- Realizar limpieza del pozo.
- Correr registro de cemento.
- Disparar con Hydrajel, en los intervalos que se definirán en base a los registros en la arenisca Hollín.
- Instalar equipo BES con Y-tool, diseñado para manejar la producción esperada.
- Dejar el pozo en producción de la arenisca Hollín.

3.2.2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA COMPLETACIÓN

El programa consiste en: realizar limpieza del pozo, correr registros de cemento GR-CBL-VDL-IBC hasta 11 070 pies, correlacionar profundidad, punzar con Hydrajel en 16 etapas los intervalos: 11 161 pies - 11 166 pies (5 pies), 11 171 pies - 11 184 pies (13 pies) y 11 200 pies - 11 208 pies (8 pies) de la arena “Hollín” y bajar equipo BES de acuerdo a diseño para producir de la arena mencionada. (Ver Anexo 6)

3.2.2.1. Intervalos a punzar y mecanismo

A continuación en las Tablas 11 y 12 se describen los intervalos propuestos a cañonear y mediante que mecanismo se realizara en el pozo Coca-K44.

Tabla 11. Intervalos a cañonear.

PRUEBA	ARENAS	INTERVALOS (pies)		DIÁMETRO CAÑÓN (pulgadas)	N° DISPAROS (pie) DPP
		DESDE	HASTA		
1	Hollín	11 161	11 166	4 1/2	4
2	Hollín	11 171	11 184	4 1/2	4
3	Hollín	11 200	11 208	4 1/2	4

(Petroamazonas EP, 2015)

Tabla 12. Descripción tipo de carga.

CARGA TIPO	PENETRACIÓN (pulgadas)	DIÁMETRO ORIFICIO (pulgadas)
HYDRAJET	70	1

(Petroamazonas EP, 2015)

3.2.3. PROCEDIMIENTO - HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY

3.2.3.1. Alcance de la técnica

Punzar la formación de mayor potencial hidrocarburífero mediante la perforación de orificios limpios de largo alcance para el inicio de producción del pozo.

3.2.3.2. Operaciones Hydrajet Perforating Technology

- Taladro debe designar una zona para RIG UP de equipos Halliburton.
- Armar equipo de bombeo de la forma estándar indicada en la Figura 17 para trabajos con alta presión.
- Realizar test de presión de líneas de superficie con 7 000 psi.
- Colocar BHA de Herramienta Hydrajet 3.06 pulgadas en punta de tubería 3.5 pulgadas DP o tubing.
- Colocar un NOGO (con standing valve) sobre el BHA de Hydrajet para bajar probando la tubería 3.5 pulgadas EUE o DP con 3 000 psi cada 3 000 pies.
- Bajar hasta topar CIBP a 11 211 pies, de esta forma el centro de la Herramienta Hydrajet estará automáticamente a 11 208 pies.
- SlickLine baja a recuperar standing valve hasta superficie.

Nota: Cerciorarse que antes de iniciar el bombeo abrasivo todos los tanques de retorno/catch tanks estén 100% vacíos para poder recibir sin interrupción el fluido de retorno. Mantener un vacuum de 160 barriles durante el momento durante el jeteo abrasivo para que ayude a desalojar fluido de los tanques de retorno.

Y continuar con el programa de disparos en los intervalos o etapas señaladas.

Tabla 13. Descripción de los disparos - Hollín.

DISPAROS PRODUCCIÓN							
(Correlación de registro de cemento y técnica HYDRAJET)							
Arena	Intervalo (pies)		Diámetro Penetración (pulgadas)	DPP	Diámetro Jet (pulgadas)	Penetración (pies)	Diámetro Casing (pulgadas)
	Desde	Hasta					
Hollín	11 209	11 209	2	4	0.25	2	7
Hollín	11 207	11 209	2	4	0.25	2	7
Hollín	11 205	11 207	2	4	0.25	2	7
Hollín	11 203	11 205	2	4	0.25	2	7
Hollín	11 186	11 203	2	4	0.25	6	7
Hollín	11 184	11 186	2	4	0.25	6	7
Hollín	11 182	11 184	2	4	0.25	6	7
Hollín	11 180	11 182	2	4	0.25	6	7
Hollín	11 178	11 180	2	4	0.25	6	7
Hollín	11 176	11 178	2	4	0.25	6	7
Hollín	11 174	11 176	2	4	0.25	6	7
Hollín	11 173	11 174	2	4	0.25	6	7
Hollín	11 168	11 173	2	4	0.25	10	7
Hollín	11 166	11 168	2	4	0.25	10	7
Hollín	11 164	11 166	2	4	0.25	10	7
Hollín	11 163	11 164	2	4	0.25	10	7

(Petroamazonas EP, 2015)

- Circular por reversa (casing-tubing) con salmuera y bombas del taladro a caudal 3.5 bpm sin chocar el anular, dirigiendo retornos al tanque de retornos del taladro y tanque de retorno proporcionado por Halliburton; el vacuum proporcionado por PAM deberá ayudar a evacuar el fluido de los tanques de retorno; y posteriormente que se decante la arena, evacuar todo el fluido de los tanques de retornos, y se deberá captar dicha arena asentada en el fondo de los tanques almacenándolas en Bigbags/Totetanks proporcionados por Halliburton.

Nota: Halliburton se llevara a base Coca los residuos de arena resultantes del trabajo para su disposición final.

- Una vez con pozo limpio de arena, circular 30 bls de Hot Rock Acid hasta la punta de tubería, desplazando con KCl o fluido del taladro, usando bomba Halliburton, cerrar anular del casing y forzar ácido a los túneles/perforaciones creadas excitando con presión máxima de bombeo de 2 300 psi en superficie, para remoción del filter cake del RPM Perforating Fluid.
- POOH tubería, desarme BHA Hydrajet Perforating Technology.

Nota: Se contara con otra Herramienta Hydrajet de backup en la locación como contingencia en caso de erosión del JetBody del Hydrajet por SplashBack/Overshooting.

- Fin de trabajo y desarme de equipos Halliburton.

3.2.4. DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN

Después de sacar a superficie el BHA de disparos en la siguiente Tabla 14, se indica el armado de la completación selectiva con packers, probando con tubería cada 40 tubos con 2 500 psi por 10 minutos, como sigue:

Tabla 14. Diseño de completación selectiva.

Bull plug	2 7/8 pulg EUE
Pup joint	2 7/8 pulg EUE
Camisa	2 7/8 pulg x 1.87 pulg EUE tipo L abierta
Pup joint	2 7/8 pulg EUE
Packer hidráulico	7 pulg x 2 7/8 pulg EUE
Tubing	2 7/8 pulg EUE
Camisa	2 7/8 pulg x 1.87 pulg EUE tipo L cerrada
Crossover	3 ½ pulg EUE BOX x 2 7/8 pulg EUE PIN
Tubing	3 ½ pulg EUE
Packer hidráulico	7 pulg x 3 1/2 pulg EUE
Tubing	3 1/2 pulg EUE
On – off	5.5 pulg x 3 1/2 pulg EUE invertido
Tubing	3 ½ pulg EUE
No – Go	Tipo R x 2.75 pulg 3 ½ pulg EUE box – pin con standing valve.
Tubing	3 ½ pulg hasta superficie

(Petroamazonas EP, 2015)

3.2.5. EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Terminados los trabajos de instalación de equipos de completación asegurando los intervalos productores se baja equipo BES en tubería de 3 ½ pulg EUE, 9.3 lb/pie, L-80 y asentarlo a 10 300 pies MD intake. Cada 40 tubos probar la integridad de la tubería con 1 500 psi por 10 minutos, medir parámetros eléctricos en el cable, colocando protectores de cable en cada tubo.

Arrancar equipo BES 289 – 150 HP, según pre-installation y diseño que se indica en la Figura 25, probar giro y medir parámetros eléctricos e iniciar la prueba de producción.

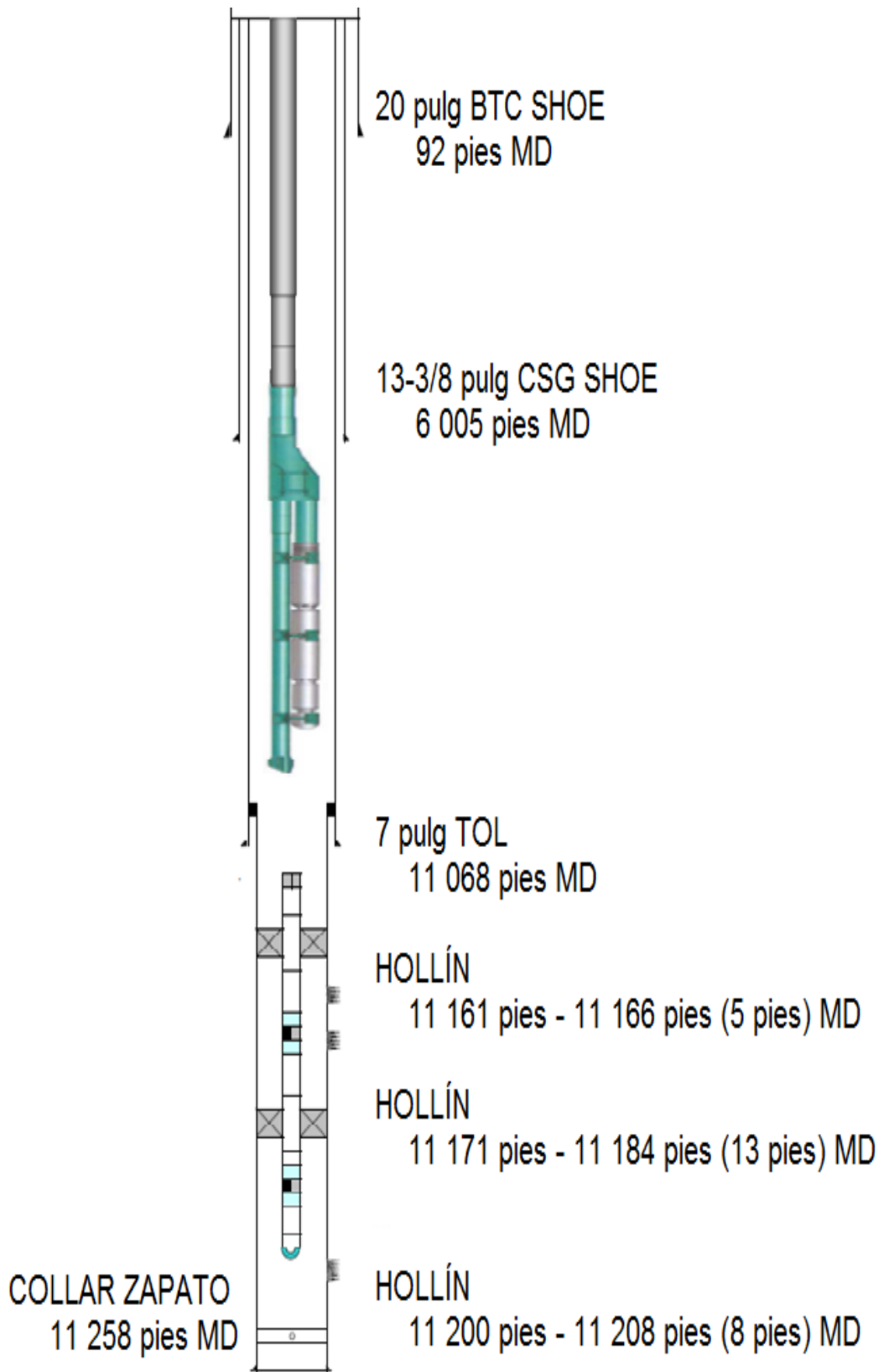


Figura 25. Diagrama de completación con equipo BES.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2015)

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el presente trabajo se ha tomado como estudio el pozo Coca-K44, motivo por el cual se aplicara la técnica de punzados Hydrajet Perforating Technology incrementando la producción en el Campo Coca – Bloque 7.

4.1. ANÁLISIS DEL PROCESO DE CAÑONEO A CHORRO EN EL POZO COCA-K44 MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY.

4.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL POZO

Este pozo se sitúa en la provincia de Orellana, jurisdicción del cantón Loreto, en las siguientes coordenadas UTM:

Tabla 15. Pozo Coca-K44.

LOCALIZACIÓN DEL POZO		
AZIMUT	225.64	
LONGITUD OBJETIVO	77°3'30.55"W	
LATITUD OBJETIVO	0°26'22.52'S	
DISTANCIA AL POZO MÁS CERCANO (m)	400 m (Coca-K41)	
ELEVACIÓN DE TERRENO (pies)	828.41	
COORDENADAS UTM	X	Y
SUPERFICIE	272 130 138 E	9 952 556 298 N
OBJETIVO	270 890 000 E	9 951 380 000 N

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

En la Figura 26 se indica la ubicación del pozo Coca-K44.

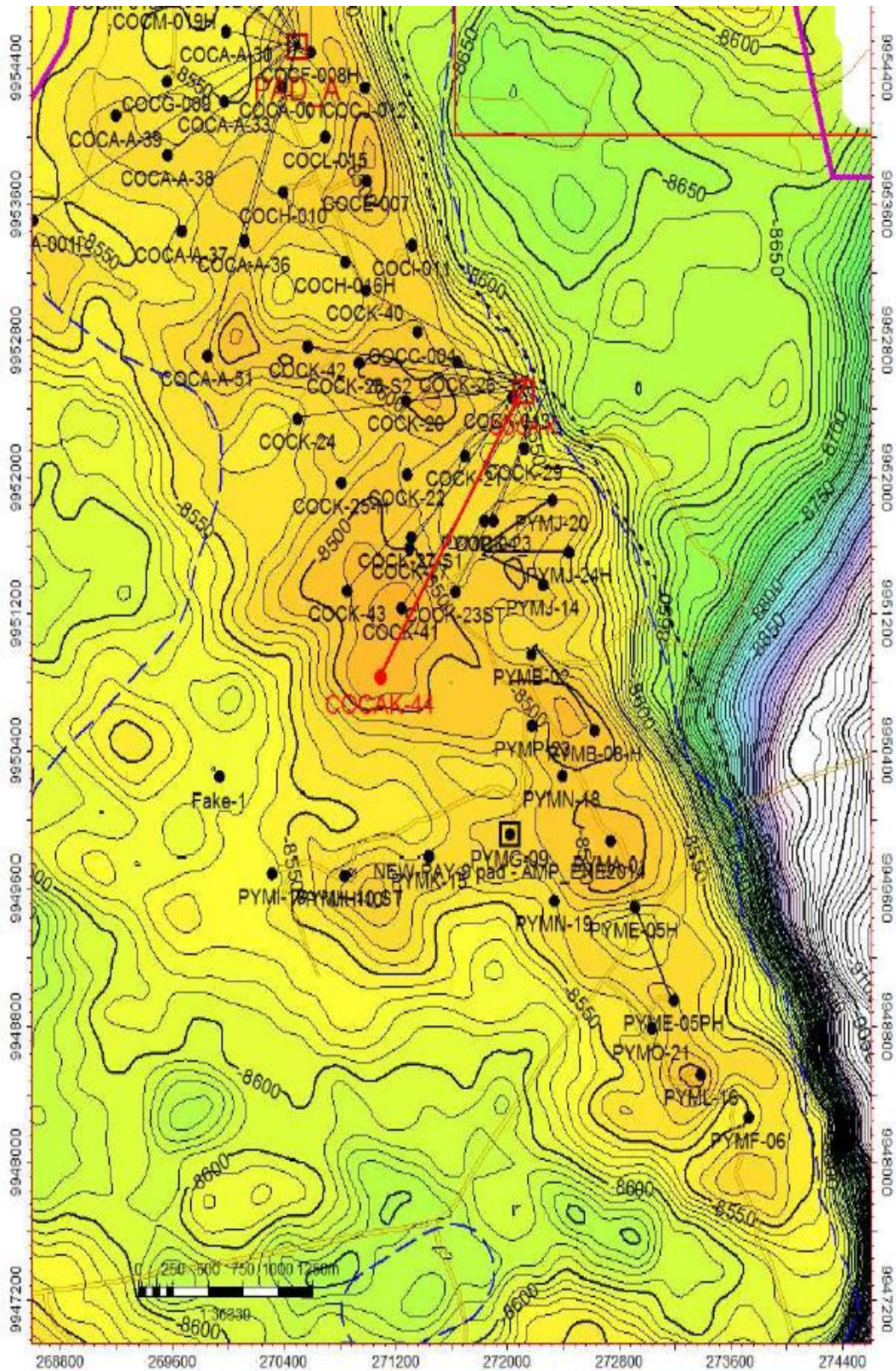


Figura 26. Ubicación del pozo Coca-K44.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

4.1.2. 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.

4.1.2.1. Perforación del pozo

El pozo Coca-K44 es un pozo direccional perforado en el bloque 7. La perforación inicia el 2 de Septiembre del 2014 alcanzando una profundidad total de 9 701.78 pies TVD el 30 de Septiembre de 2014.

En la siguiente Tabla 16 se puede observar el diseño del revestimiento y terminación del pozo para obtener producción comercial de hidrocarburos del reservorio Hollín, como secundario, las formaciones Napo y Tena. (Ver Anexo 7)

Tabla 16. Revestimiento - Pozo Coca-K44.

DISEÑO DE REVESTIMIENTO DEL POZO	
Casing 2 pulg, K-55, 94 lbs/pie, BTC:	Cementado a 92 pies
Casing 13-3/8 pulg, K-55, 54.5 lb/pie, BTC:	Cementado a 747 pies
Casing 13-3/8 pulg, K-55, 68 lb/pie, BTC:	Cementado desde 747 pies hasta 6 005 pies
Casing 9-5/8 pulg, N-80, 47 lb/pie, BTC:	Cementado a 7 460 pies
Casing 9-5/8 pulg, P-100, 53.5 lb/pie, BTC:	Cementado desde 7 460 pies hasta 11 120 pies
Liner 7 pulg P-110, 26 lb/pie, BTC:	Pozo direccional tipo "J".
Tipo de fluido en el hueco:	Agua filtrada 8.4 ppg
Perforado por:	RIG SINOPEC 119
Presión de reservorio al punto medio de la perforación de Hollín: 4 100 psi	

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

En la Figura 27 se indica el diagrama mecánico propuesto para el revestimiento realizado en el pozo.

Elevación de referencia RKB TVD @ MSL = 828 412 pies
 Elevación de terreno @ MSL = 865 412 pies
 Elevación desde nivel del terreno RKB = 37.0°

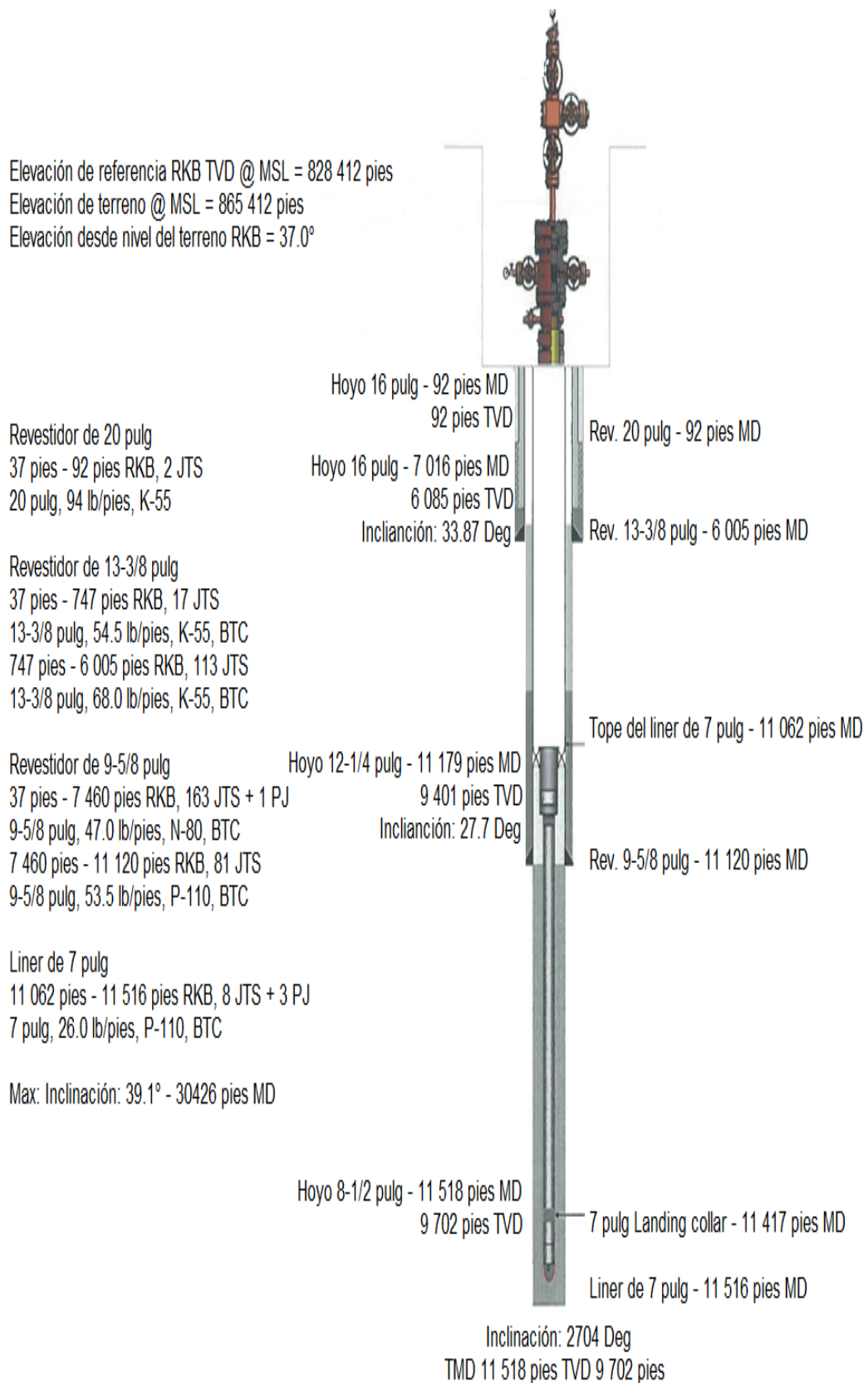


Figura 27. Diagrama de perforación del pozo Coca-K44.
 (Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

4.1.3. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

La interpretación de resultados que se obtiene a través de los registros eléctricos, presentan con gran certeza la litología, calidad de cemento, localización de la zona de interés con potencial hidrocarburífero.

4.1.3.1. Registros eléctricos

Para el inicio de producción del pozo Coca-K44 se programó desde su perforación explotar el reservorio Hollín, el mismo que es objeto de estudio para el presente trabajo de titulación.

A continuación en las Figuras 28 y 29 se determina las diferentes correlaciones realizadas para la litología, resistividad, porosidad, saturación y permeabilidad en las arenas Hollín Superior y Hollín Inferior, respectivamente, categorizadas así desde el año 2011 en el reservorio Hollín.

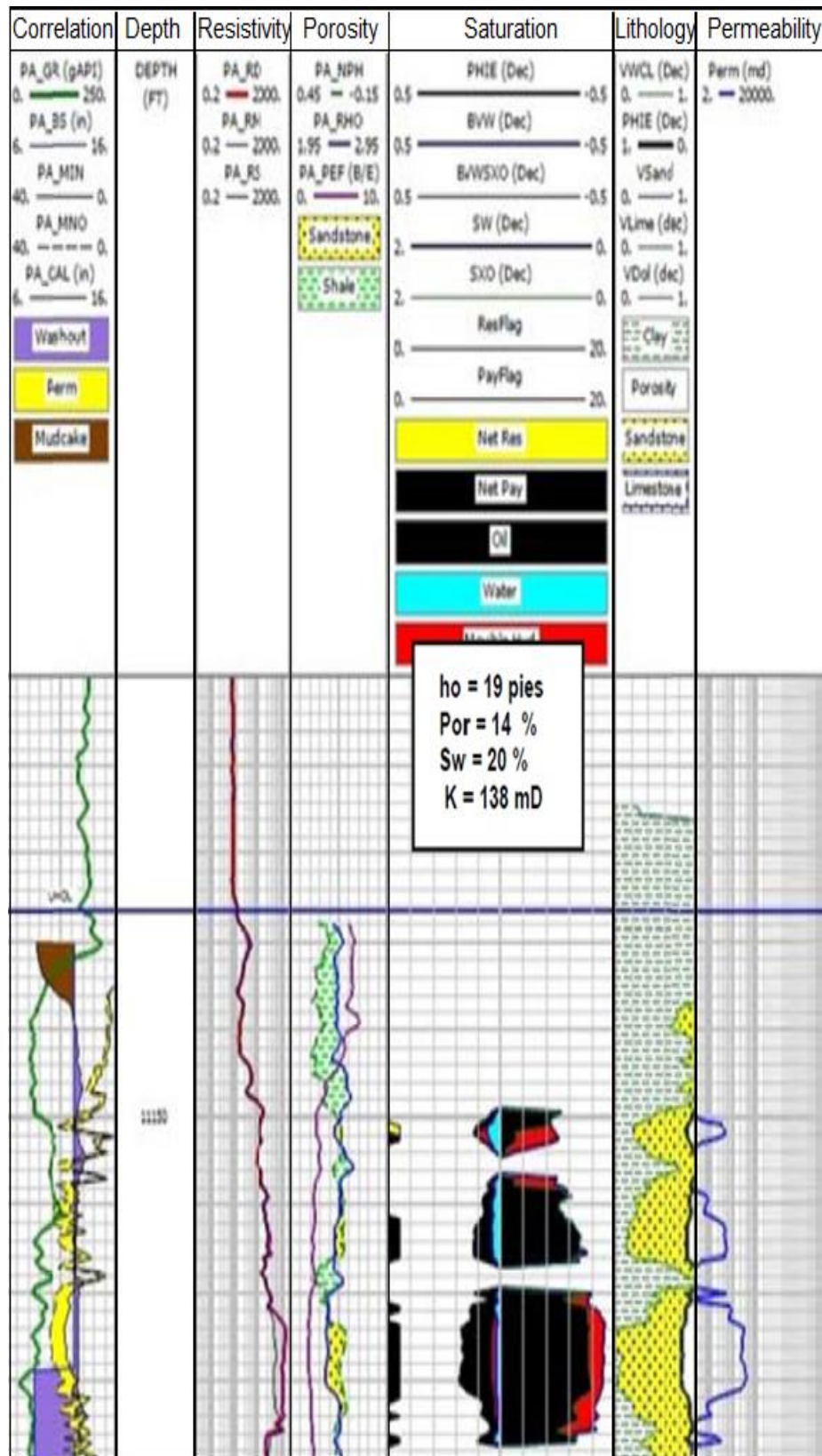


Figura 28. Evaluación petrofísica - Hollín Superior.
 (Petroamazonas EP, 2015)

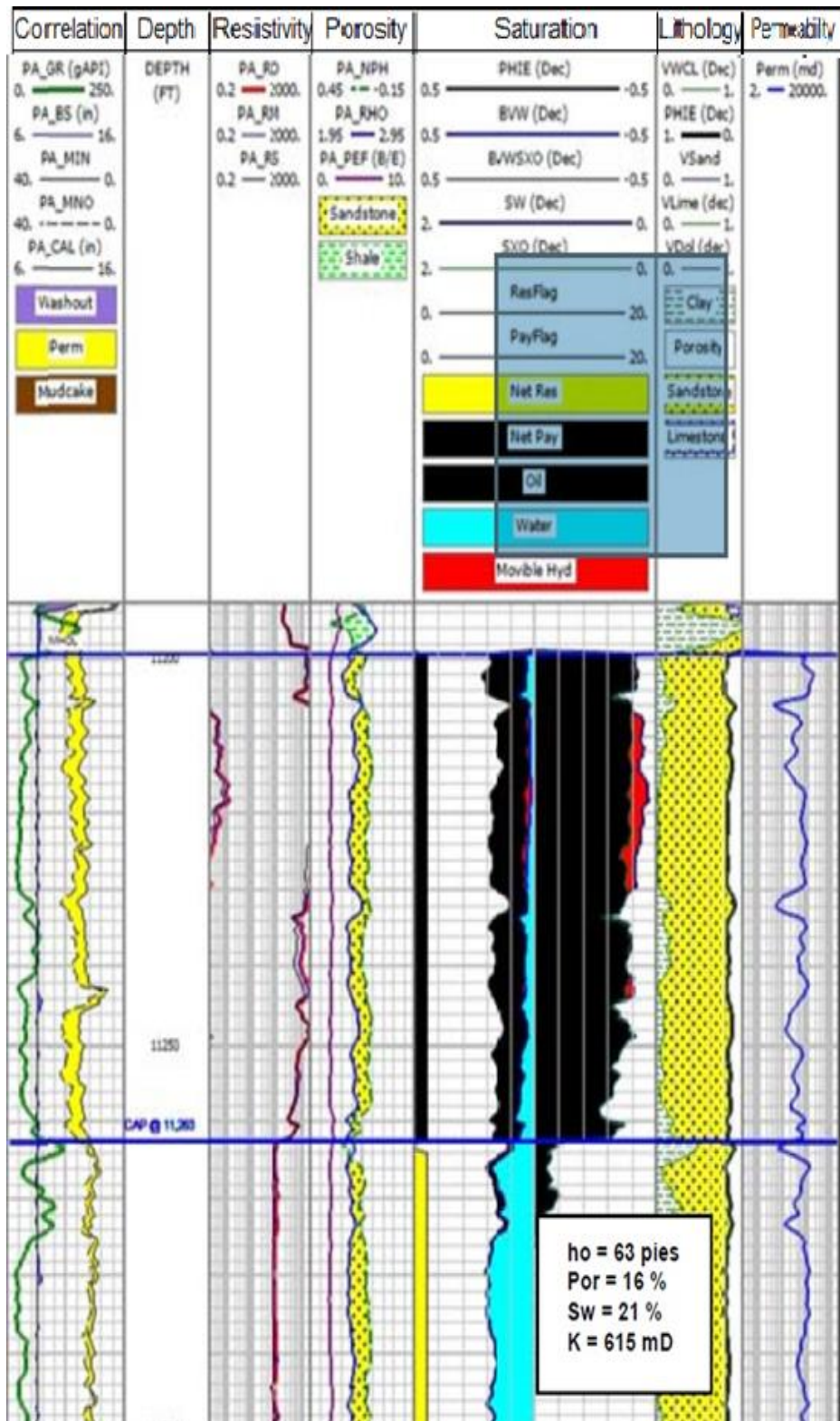


Figura 29. Evaluación petrofísica - Hollín Inferior.
(Petroamazonas EP, 2015)

Por tanto en la Tabla 17 se observa un resumen de los valores petrofísicos promedios para las arenas Hollín Superior y Hollín Inferior.

Tabla 17. Resumen de propiedades petrofísicas - Hollín Superior e Inferior.

Arenas	Tope MD	Base MD	Espesor Total MD	Espesor Neto MD	θ	Sat. Agua	Vol. Arcilla
	(pies)	(pies)	(pies)	(pies)	%	%	%
HS	11 116	11 188	72	19	14	20	14
HI	11 200	11 550	350	63	16	21	7

(Petroamazonas EP, 2015)

Cabe mencionar que para cada arena le corresponde la permeabilidad de 138 mD y 615 mD, respectivamente; y que las propiedades de los fluidos dependen de la presión y de la temperatura bajo condiciones in-situ.

4.1.3.2. Registro de cementación

El fraguado del cemento para el reservorio Hollín es regular como se puede observar en el lado derecho de la Figura 30.

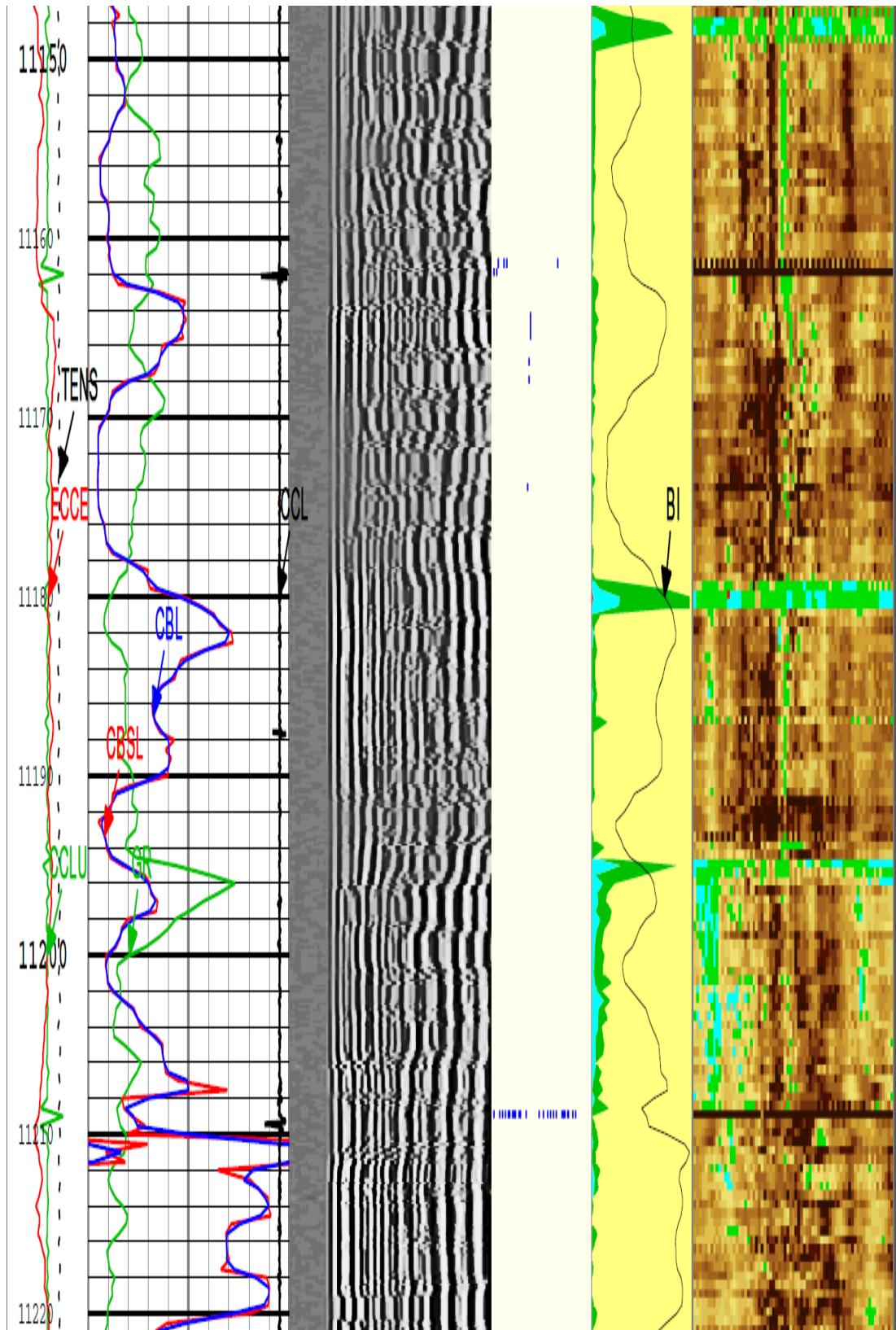


Figura 30. Evaluación de cemento - Reservorio Hollín.
(Halliburton, 2015)

4.1.3.3. Núcleos y ripios de las arenas Hollín Superior e Inferior

Para un mejor análisis del reservorio propuesto, se realizó análisis de ripios y análisis de núcleos por separado, es decir tanto para la arena Hollín Superior y Hollín Inferior expuestos en la Figura 31, mediante el cual permiten determinar los valores promedios de: espesor neto de petróleo, porosidad efectiva y saturación de petróleo mediante la evaluación petrofísica del pozo Coca-K44.

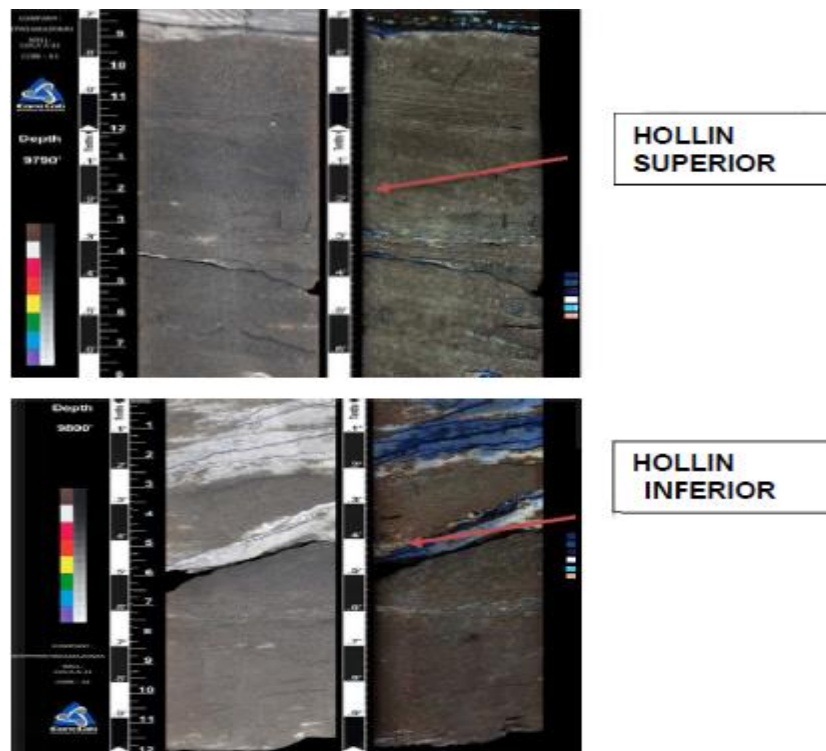


Figura 31. Núcleos - Reservorio Hollín.
(Halliburton, 2015)

4.1.3.3.1. Características petrofísicas y de fluidos del reservorio Hollín.

En los núcleos tomados en el reservorio Hollín del pozo, se observa la presencia de glauconita en la arena Hollín superior y caolinita en la arena Hollín Inferior.

Para la evaluación petrofísica del reservorio Hollín se usaron los siguientes valores obtenidos de los análisis de núcleo y que se indican en la Tabla 18:

Tabla 18. Valores del análisis de núcleos.

VALORES OBTENIDOS A TRAVES DEL ANÁLISIS DE NÚCLEOS			
Arena	Exponente cementación	Exponente saturación	Constante
	m	n	a
H. Superior	1.67	1.70	1
H. Inferior	1.70	1.73	1

(Petroamazonas EP, 2015)

Además para el reservorio Hollín se aplicaron los siguientes parámetros de corte (cut-off).

- Para la arena Hollín Superior se emplearon los valores de VCL menor o igual al 40%, porosidad mayor o igual a 10% y saturación de agua menor o igual al 50%.
- Para la arena Hollín Inferior se emplearon los valores de VCL menor o igual al 40%, porosidad mayor o igual a 10% y saturación de agua menor o igual al 50%.

4.1.3.4. Reservas del pozo

En la Figura 32, se aprecia la declinación del pozo Coca-K44 en la arenisca Hollín Superior proyectada al año 2020, la misma que se ha determinado un total de reservas probadas en 892 695 miles de barriles.

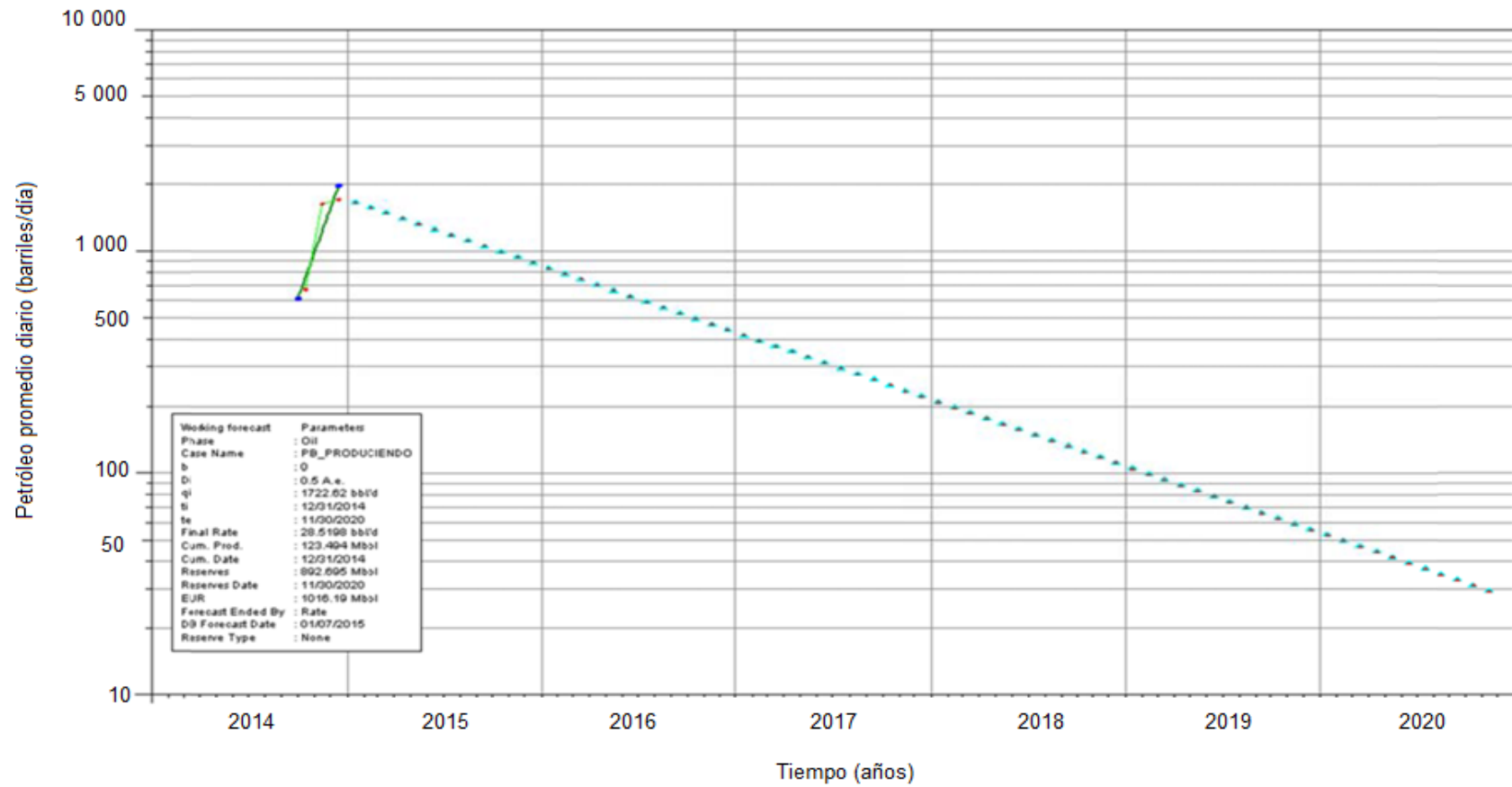


Figura 32. Reservas en el reservorio Hollín – Pozo Coca-K44.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2015)

En la Tabla 19 además de los intervalos también se indican los valores de permeabilidad promedios y tiempo que demoraría en realizar el orificio.

Tabla 19. Intervalos propuestos – Pozo Coca-K44.

INTERVALOS R. HOLLÍN (pies)	PERMEABILIDAD (mD)	TIEMPO DE JETEO (min)
11 161 – 11 166 (5)	30	15
11 171 – 11 184 (13)	110	10
11 200 – 11 208 (8)	1 000	5

(Secretaría de Hidrocarburos, 2015)

Con la información proporcionada, el bombeo de fluidos para Hydrjet Perforating Technology en el reservorio Hollín, es con la finalidad de by-passar el daño profundo y aumentar el área de flujo o drenaje en los 3 intervalos (2 intervalos en la arena Hollín Superior y 1 en la arena Hollín Inferior) en la zona de pago. (Ver Figura 34)

Scale : 1 : 200

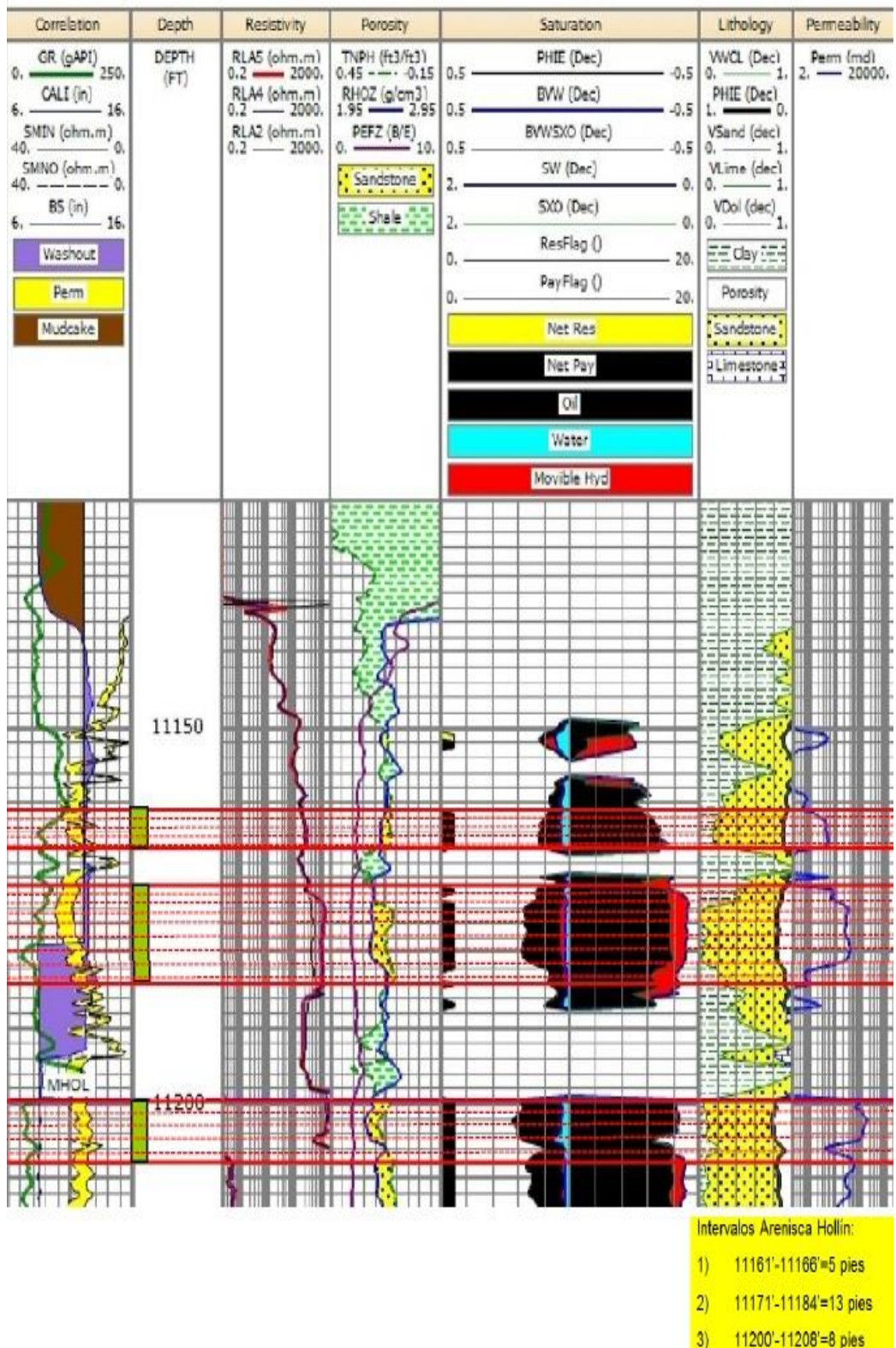


Figura 34. Zona pago reservorio Hollín.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2015)

4.1.5. ANÁLISIS DE JETEO

Se utilizaran 4 jets de 0.25 pulgadas de diámetro, a un caudal de 2.2 bpm por jet y una presión estimada de bombeo en superficie de 6 000 a 7 000 psi.

En la Tabla 20 se indican los valores específicos por jet.

Tabla 20. Valores estimados en la herramienta y fluidos.

Tamaño de la boquilla (Jet)	0.25	pulgadas
Número de boquillas (jets)	4	
Fluido que se desplazara por cada boquilla	92.4	gpm
	2.20	bpm
Total de fluido	369.6	gpm
	8.80	bpm
Densidad del fluido base	8.5	ppg
Libras de arena por galón de fluido de base	1	ppg
Volumen específico de la arena	0.0456	gal/lb
Caída de presión en cada boquilla	2 673	psi

(Halliburton, 2015)

Cabe indicar que la densidad del agua a condiciones de 60°F es de 8.33 ppg (libras/galón).

4.1.6. ANÁLISIS PARA EL RPM

La producción de agua excesiva puede acortar la vida útil de un pozo de producción y disminuir seriamente su potencial económico, motivo por el cual en la Tabla 21 se describe la concentración de los aditivos que contiene el RPM para el control de agua en el fondo de pozo.

Tabla 21. Concentración en los aditivos del RPM.

ADITIVOS	CONCENTRACIÓN
AGUA	18 900 gal
KCl	2% (5.5 lb/bbl)
WG-11	40 lb/Mgal
HPT-1	50 gal/Mgal
LOSURF-300	2 gal/Mgal
BA-20	1 gal/Mgal

(Halliburton, 2015)

El Gel WG-11 es el modificador de permeabilidad y se estima una concentración de 40 libras por mil galones el suministro para reducir la permeabilidad de la roca y permitir el libre paso del hidrocarburo.

4.1.7. ANÁLISIS DE LA ARENA

Para realizar el ensayo de determinación del tamaño de la arena 20/40 que ira mezclada junto con el gel reductor de fricción, se realiza el siguiente procedimiento:

- Tomar una muestra de arena CRC Premium – 20/40.

- Tomar el peso de cada una de las mallas que se van a usar para realizar el sieve test antes de colocar la arena.
- Colocar 100 gr. de arena en el arreglo de mallas y llevarlo al agitador en donde se va a realizar el ensayo.



Figura 35. Agitador de mezclas.
(Halliburton, 2015)

- Agitar el arreglo durante diez minutos y volver a tomar el peso de cada una de las mallas. Restar del peso inicial e incluir el valor en la columna “weight”.

Los resultados que se obtuvieron con las diferentes mallas y usando la arena Sand – CRC Premium son las siguientes:

Tabla 22. Tabla de peso de la arena en el tamiz 20/40.

TAMIZ (TAMAÑO 20/40)	PESO (gr)	PESO CON ARENA (gr)	PESO FINAL (gr)
18	398.54	398.66	0.12
20	396.28	400.27	3.99
40	352.23	446.33	94.1
45	352.97	354.11	1.14
60	339.81	340.39	0.58
BANDEJA	373.12	373.15	0.03

(Halliburton, 2015)

- Analizar visualmente los residuos e interpretar los resultados.

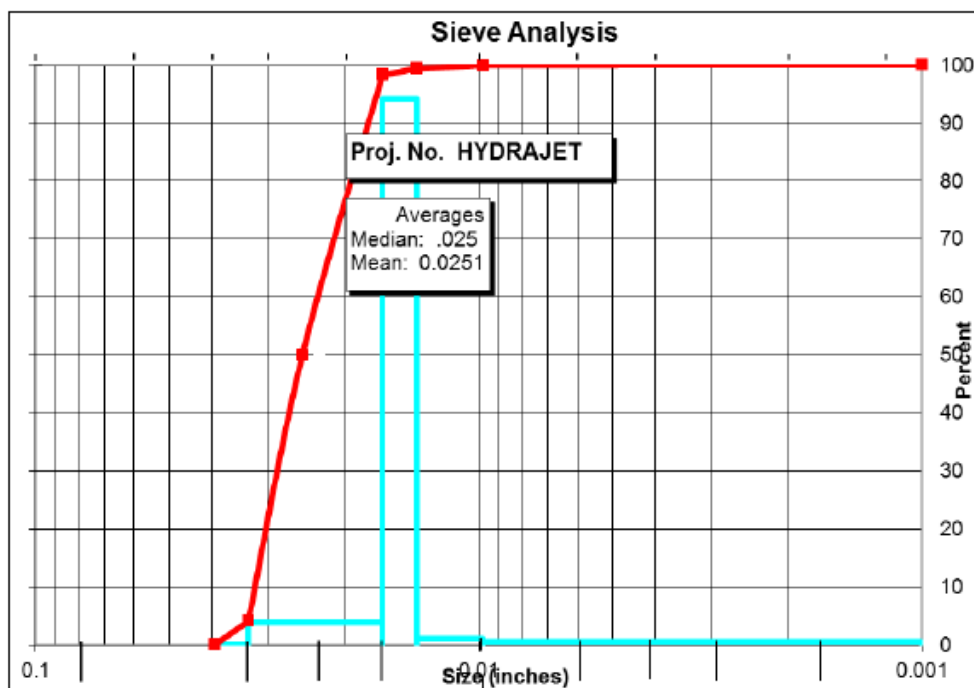


Figura 36. Análisis del Test.

(Halliburton, 2015)

El 94.14% de la muestra de 100 gr. de arena utilizada se encontraba en la malla 40, un 3.99% se depositó en la malla 20 y un 1.14% en la malla 45, es decir; que en las mallas restantes el porcentaje de residuos fue mínimo, determinando así el tamaño de la arena entre 0.0331 y 0.0165 pulgadas.

4.1.7.1. Medición del tiempo decantación de la arena

Para la realización de este ensayo se siguió el siguiente procedimiento:

Se preparó el gel base y se colocó en una probeta de 250 ml y se tomó el tiempo que se demora la arena (5 gramos) en llegar al fondo. Dicho ensayo se lo realizo a temperatura ambiente y a 180°F.

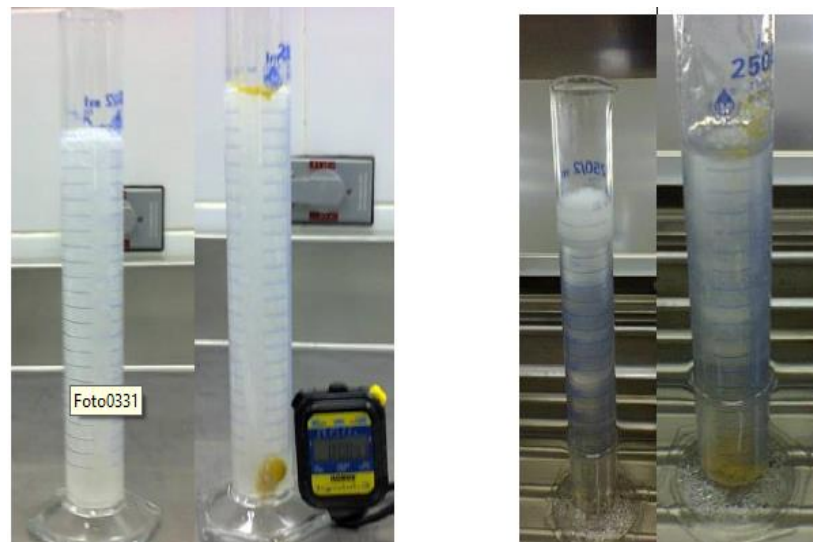


Figura 37. Tiempo de decantación.
(Halliburton, 2015)

El tiempo en el cual la arena alcanzó el fondo de la probeta de 22.5 cm fue aproximadamente 8 segundos a temperatura ambiente y 1 segundo a 180°F en una distancia de 29 cm, con lo cual se deduce que la velocidad de la arena a 80°F es de 55.31 pies por minuto y a 180°F fue de 5.7 pies por minuto.

Consideraciones previas para el mezclado e inicio de bombeo

- Es importante el orden de mezcla para preparar este sistema.

- Una vez agregado el WG-11 dejar que se hidrate por espacio de 30 minutos hasta que tome viscosidad y luego añadir el aditivo para evitar la formación de grumos y tener una mezcla homogénea del fluido.
- Por último agregar el búfer BA-20 hasta obtener el pH deseado.
- Las muestras de gel base se lo dejo por espacio de 12 horas a temperatura ambiente y a 180°F en el baño termostático sin observar ningún cambio.
- Considerar también la agitación evitando la generación de espuma al momento de agregar el HPT-1 y el surfactante.
- En caso de existir espuma adicionar un antiespumante.

4.1.8. ANÁLISIS PARA EL HOT ROCK ACID.

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.

En la Tabla 23 se aprecia la composición de ácido con diferentes productos.

Tabla 23. Concentración del fluido ácido Hot Rock Acid.

FLUIDOS	PH
AGUA DE LABORATORIO	7.2
AGUA + KCl	8.0
AGUA + KCl + WG-11	9.8
AGUA + KCl+WG-11 + HPT-1	9.1
AGUA + KCl+WG-11 + HPT-1 + LOSURF -300	9.1
AGUA + KCl+WG-11 + HPT-1 + LOSURF -300 + BA-20	5.9

(Halliburton, 2015)

Y para la Tabla 24 se aprecia que el ácido inorgánico utilizado tiene una equivalencia de CaCO_3 parecida a una concentración de 15% de HCl.

Tabla 24. Ácido inorgánico utilizado.

TIPOS DE ÁCIDO	CONCENTRACIÓN (%)	CaCO_3 Equivalente (lb/Mgal ácido)
HCl	7.5	890
HCl	15	1 840
HCl	20	2 512
Formic	10	910
Ácido Acético	10	710
Ácido Acético	15	1 065
Formic - HCl	21.5	2 420
Ácido Acético - HCl	24	2 380
Hot Rock Acid		1 830

(Halliburton, 2015)

4.1.8.1. Receta química

RPM Perforating Fluid	Volume :	21000 gal 500 bbl	Cantidad a Mezclar
Agua fresca filtrada			450 bbl
Waterweb			1470 gal
WG-11		40 lb/MGAL	2520 lbs
20/40 sand		1 lb/gal	60800 lbs

Waterweb*	Volume:	1470 gal 35 bbl	Cantidad a Mezclar
Agua fresca filtrada			20 gal
10% KCL	38.92 lb/bbl		58380 lbs
HPT-1	550 gal/Mgal		1320 gal
BA-20	1 gal/Mgal		60 gal
Losurf 300	2 gal/Mgal		130 gal

Nota: El Waterweb forma parte de los 500 bbls del sistema RPM Perforating Fluid

Hot Rock Acid	Volume:	1260 gals 30 bbls	Cantidad a Mezclar
Agua	790 gal/Mgal		960 gal
Acido Acetico	135 gal/Mgal		175 gal
Acido Formico	89 gal/Mgal		115 gal
MSA II	2 gal/Mgal		3 gal
Losurf	5 gal/Mgal		7 gal

Figura 38. Receta química.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2015)

Los volúmenes que se muestran, son valores propuestos para disminuir la fricción de perforación, reducir la permeabilidad de la roca y limpiar después del punzado.

4.2. SIMULACIONES Y CÁLCULOS CON LA HERRAMIENTA

Una vez definida 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.

4.2.1. CÁLCULO DE PRESIONES PARA EL PROGRAMA DE BOMBEO

La presión que se estima para bombeo en superficie es de 6 000 a 7 000 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

Ec [2]

Se aproximara un valor al esperado de 6 217 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 (WG-11); en la Figura 39 se indica la curva presión de fricción del mismo.

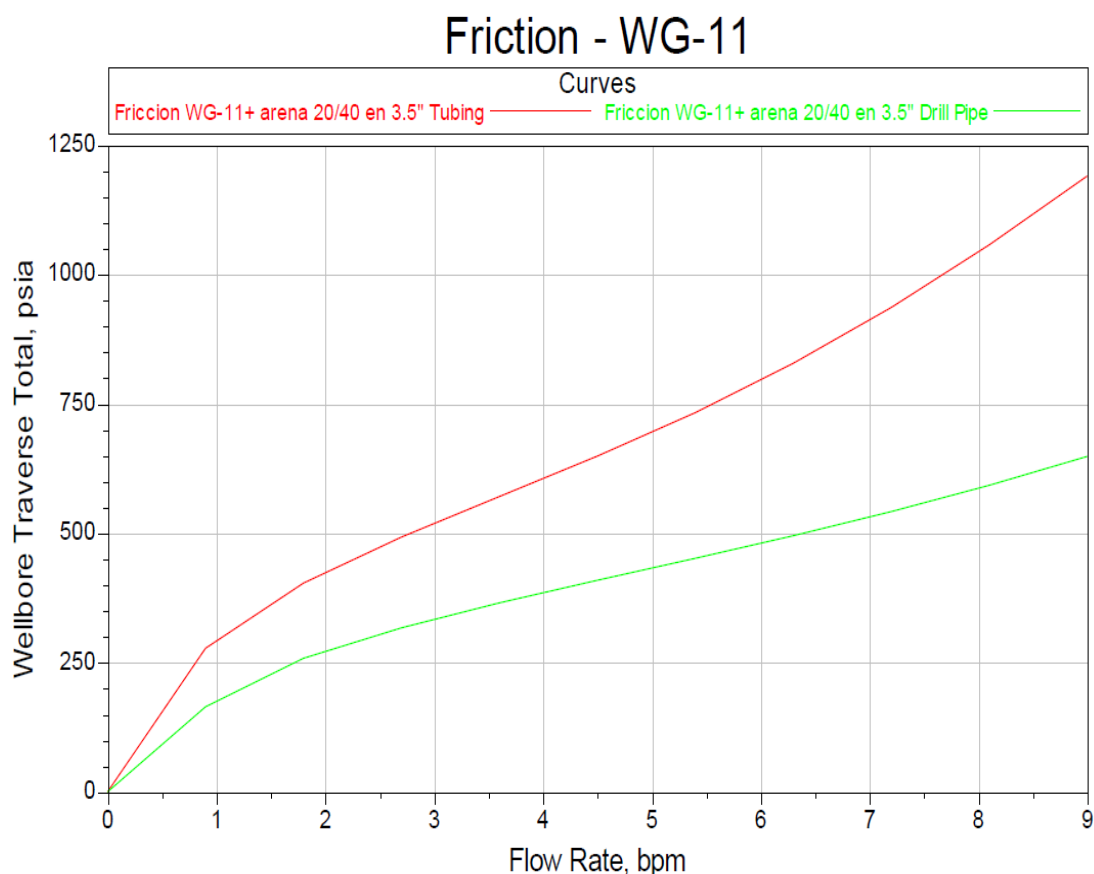


Figura 39. Curva presión de fricción – Gel WG-11.
(Halliburton, 2015)

Como se puede observar el aproximado de presión de fricción de tubing ocasionado al bombear 8.80 bpm en los 4 jets de la herramienta es de 1 250 psi, la función del Gel WG-11 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 Nozzle Pressure Drop se estima un valor de 2 667 psi para un área de 0.16 pulgadas² y fluido velocidad de fluido de 36.25 pies/minuto.

The screenshot shows the 'Nozzle Pressure Drop' software window. At the top, there is a menu bar with 'File', 'Edit', 'View', and 'Help'. Below the menu bar are several icons. The main interface features three input fields: 'Flow Rate, bpm:' with the value '8.8', 'Fluid Density, lb/gal:' with the value '9.06', and 'Pressure Drop, psi:' with the value '2667.63'. Below these fields is a table with the following data:

Nozzle Set	Number of Nozzles	Diameter	Discharge Coefficient	Area Small	Velocity	Rate	Force
		in		in ²	ft/min	gpm	lbf
1 (Top)	4	0.250	1.00	0.164	36235	369.60	1047.5
2							
3							

Figura 40. Caída de presión en las boquillas.
(Halliburton, 2015)

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 2 300 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) tal como se observa en las Figuras 41 y 42.

Presiones de tratamiento en pozo no sobrepasara presión de estallido de los casings:

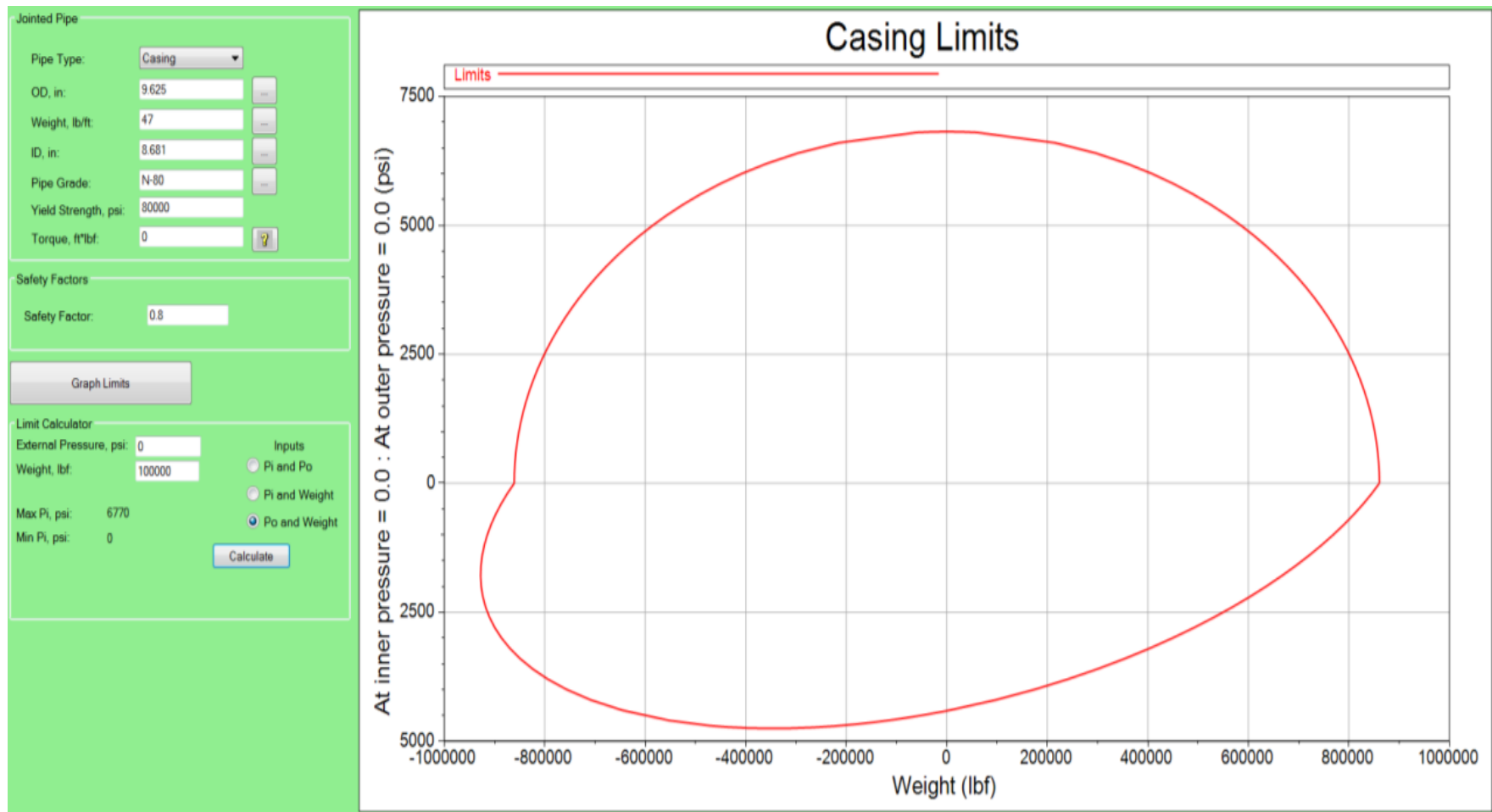


Figura 41. Presión de estallido en el casing 9 5/8 pulgadas.
(Halliburton, 2015)

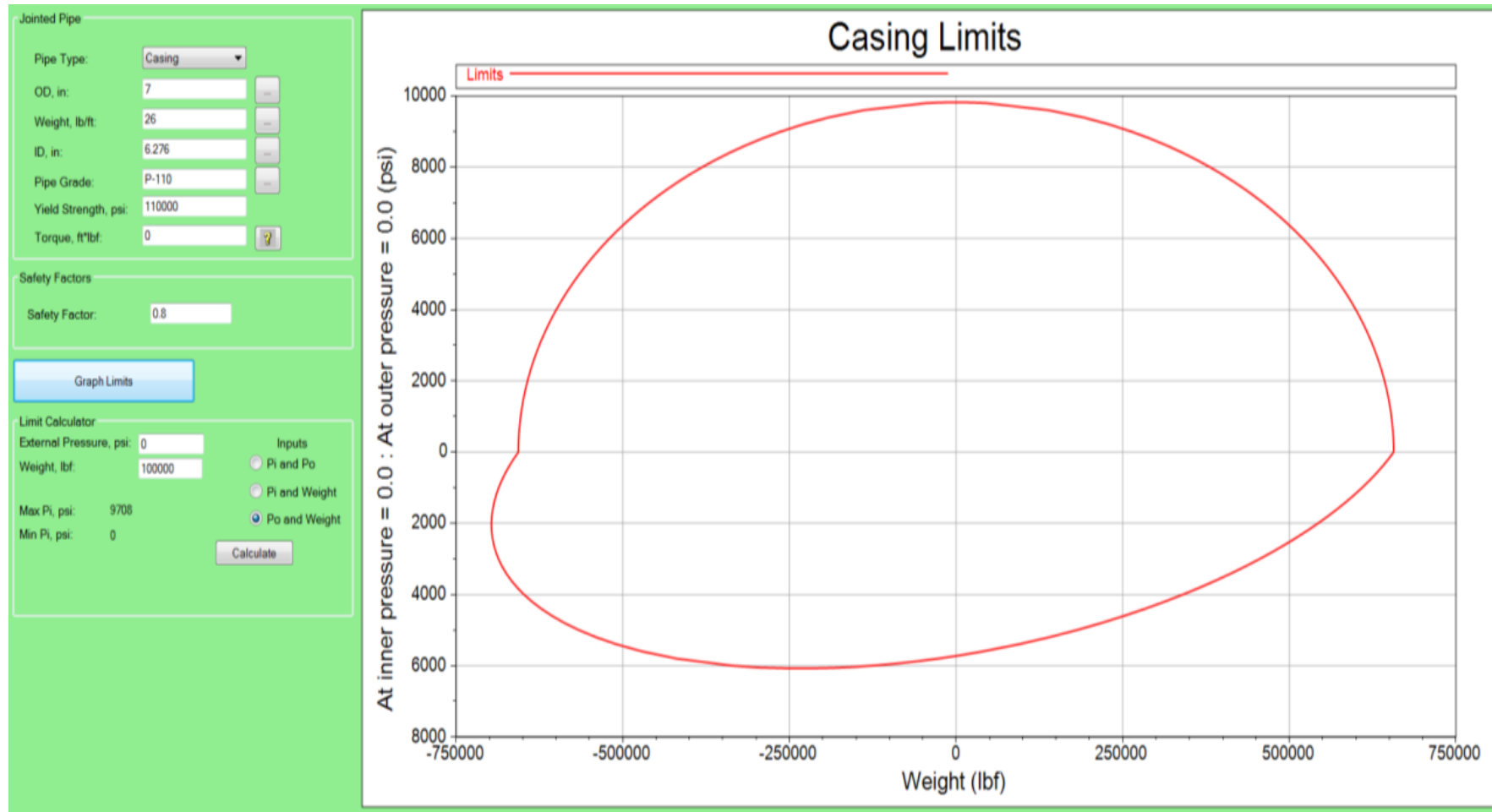


Figura 42. Presión de estallido en el casing 7 pulgadas.
(Halliburton, 2015)

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

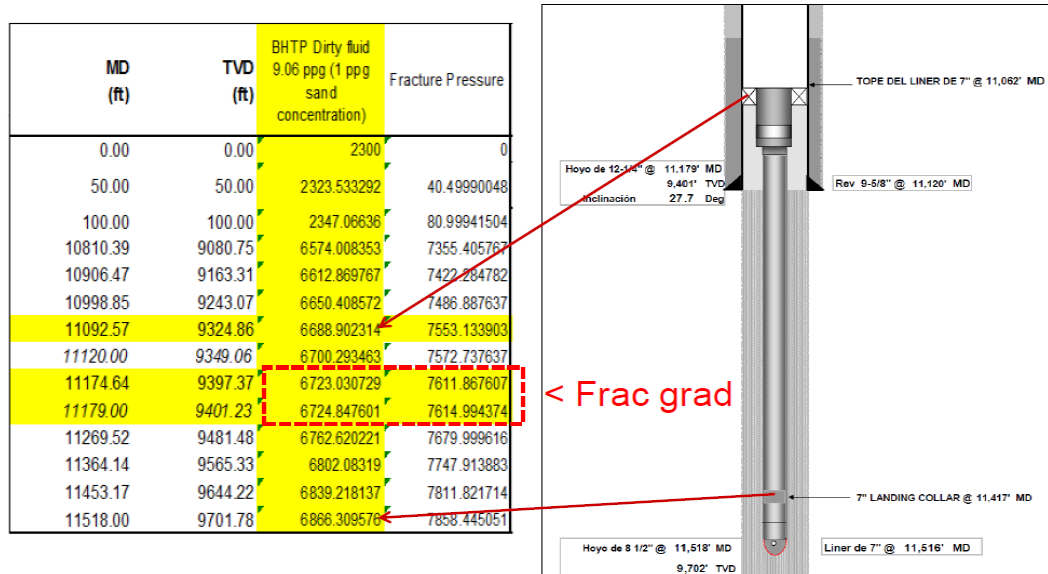


Figura 43. Presiones dentro del pozo Coca-K44. (Halliburton, 2015)

Por tanto la presión en fondo de pozo a profundidad de TOL a 11 062 pies será 6 688 psi y la presión de fondo de pozo en el landing collar del casing 7 pulgadas a 11 417 pies será de 6 839 psi, manteniendo lo más cerca/lejano del gradiente de fractura.

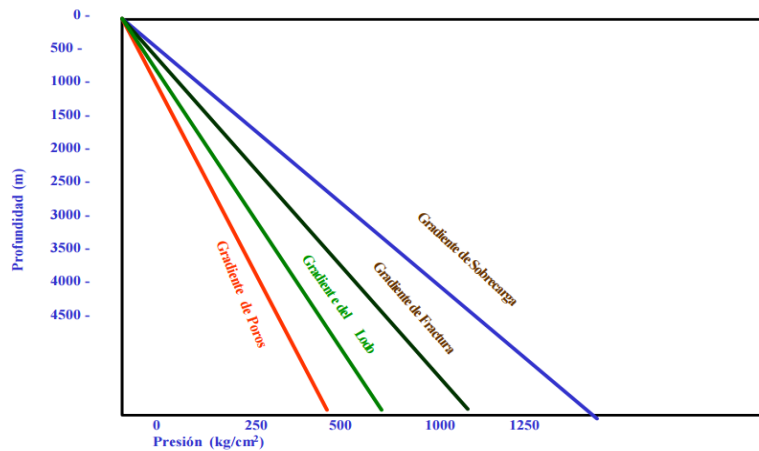


Figura 44. Gradiente de fractura. (Schlumberger, 2000)

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 = 1 250 psi + 2 667 psi + 2 300 psi = 6 217 psi

4.2.2. SIMULACIÓN ARENA 20/40

Buena capacidad de levantamiento de arena 20/40 usando gel @ 8.8 bpm, conforme el software Fill Removal Calculator.

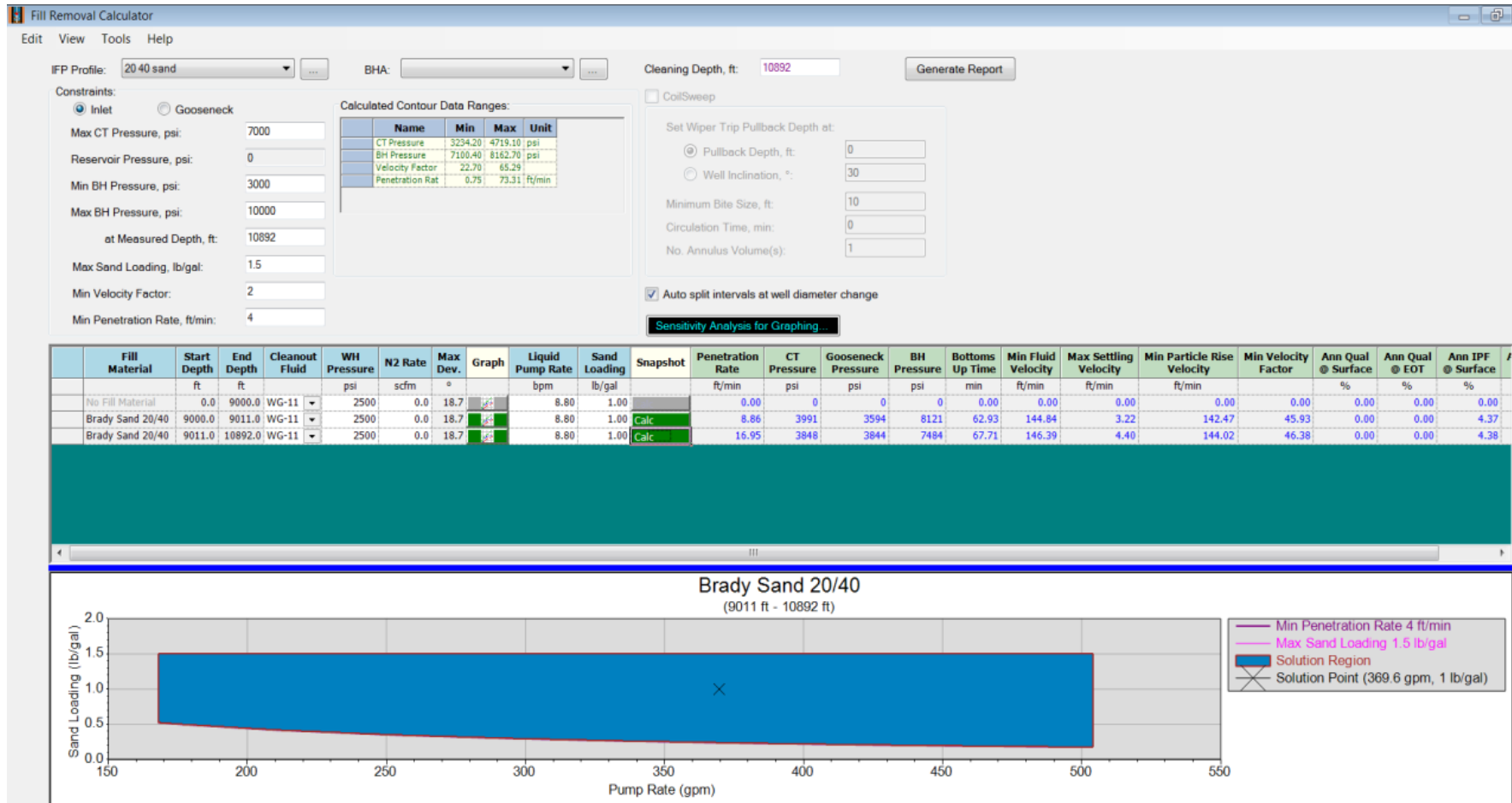


Figura 45. Capacidad de levantamiento de arena.
(Halliburton, 2015)

4.3. VELOCIDAD DEL FLUIDO EN EL JET

Se determinó que para un mejor radio de drenaje se utilizaran 4 nozzles o boquillas (jets) que son 0.25 pulgadas de diámetro y fluido desplazado de 8.80 bpm con volumen de arena de 0.0456 gal/lb; el resultado de la velocidad es 602 pies/seg. (Ver Tabla 36 y Figura 46)



Figura 46. Jet de 0.25 pulgadas de diámetro.
(Petroamazonas EP, 2015)

4.3.1. MONITOREO DE PERFORACIÓN EN EL RESERVORIO HOLLÍN

Como se puede observar en la Figura 47 la presión de jeteo no sobrepasa a la calculada en superficie de 6 770 psi, esto se debe a que la presión del nozzle o jet es 2 300 psi.

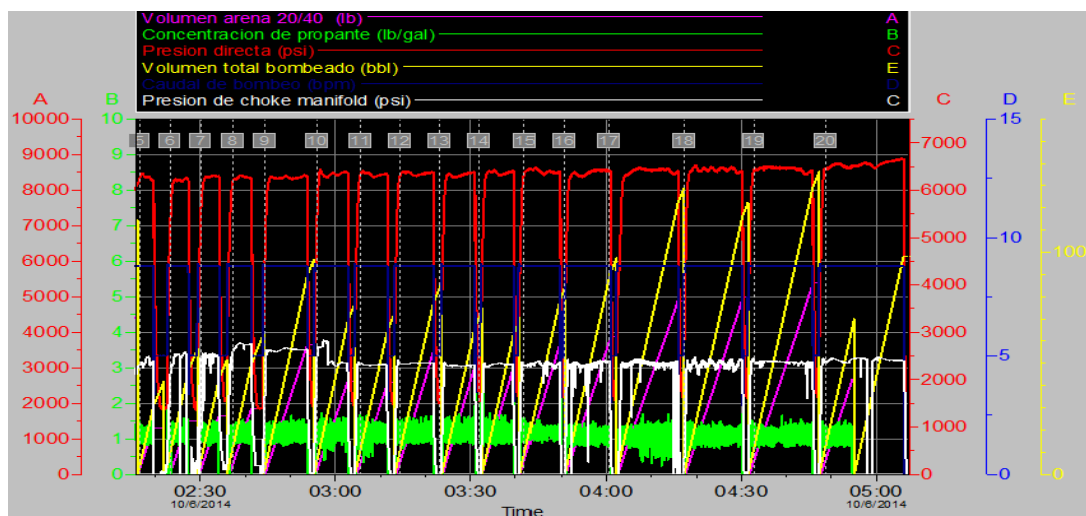


Figura 47. Monitoreo de Perforaciones - Hollín.
(Halliburton, 2015)

4.3.2. REMOCIÓN DE FILTER CAKE

El residuo depositado por el RPM sobre el medio permeable del reservorio Hollín es removido mediante el uso de Hot Rock Acid.

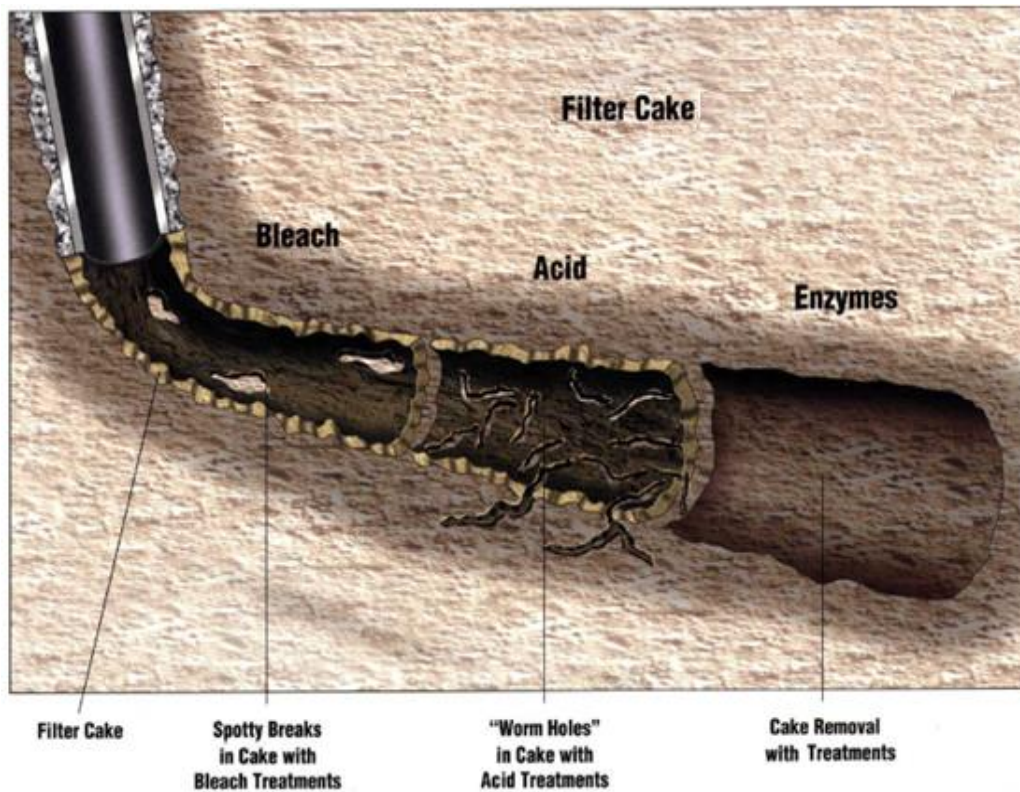


Figura 48. Filter Cake.
(Halliburton, 2014)

A un caudal de 0.3 bpm y presión de bombeo menor a 2 000 psi dejando los orificios limpios, tal como se indica en la Figura 49.

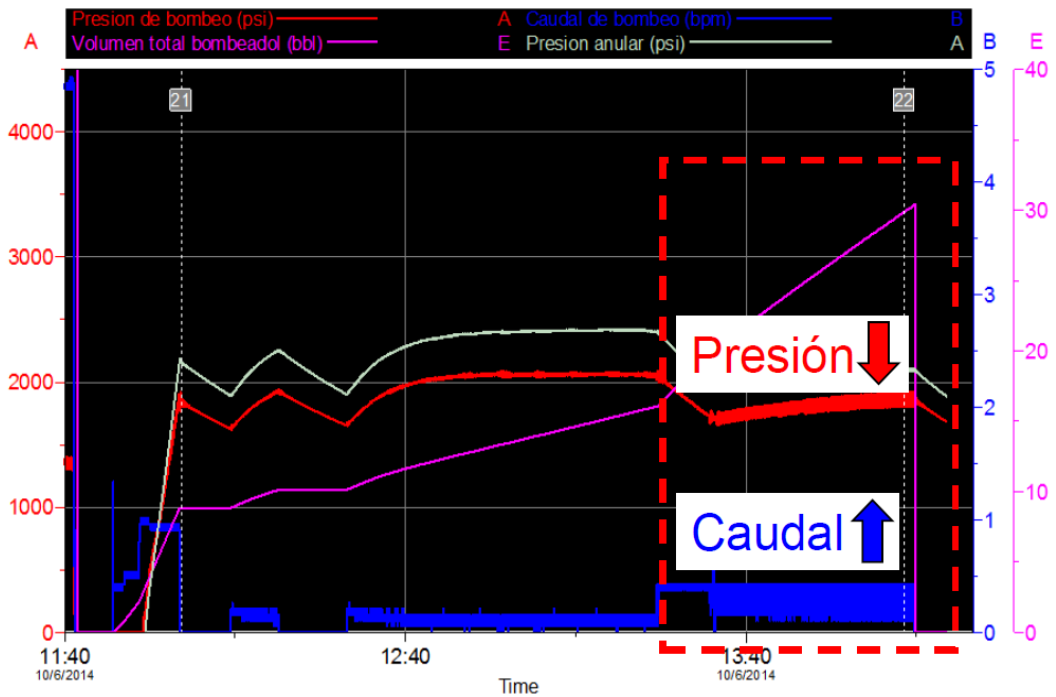


Figura 49. Limpieza Filter Cake - Ácido Hot Rock.
(Halliburton, 2015)

El tiempo estimado para forzar a la limpieza de los orificios perforados es de un aproximado 1 hora y 40 minutos para 30 bbl de ácido Hot Rock Acid.

4.4. PRODUCCIÓN ESPERADA SIN HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY

Se espera un inicio de producción de 700 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.

4.5. PRODUCCIÓN ESPERADA CON HYDRAJET PERFORATING TECHNOLOGY

En la siguiente Figura 50 se describe la curva de producción de petróleo del pozo Coca-K44, el cual en su primer día aporó con 875 bls de fluido, 617 bls

de agua, es decir que produjo 258 barriles de petróleo por día de un petróleo de 25.0°API.

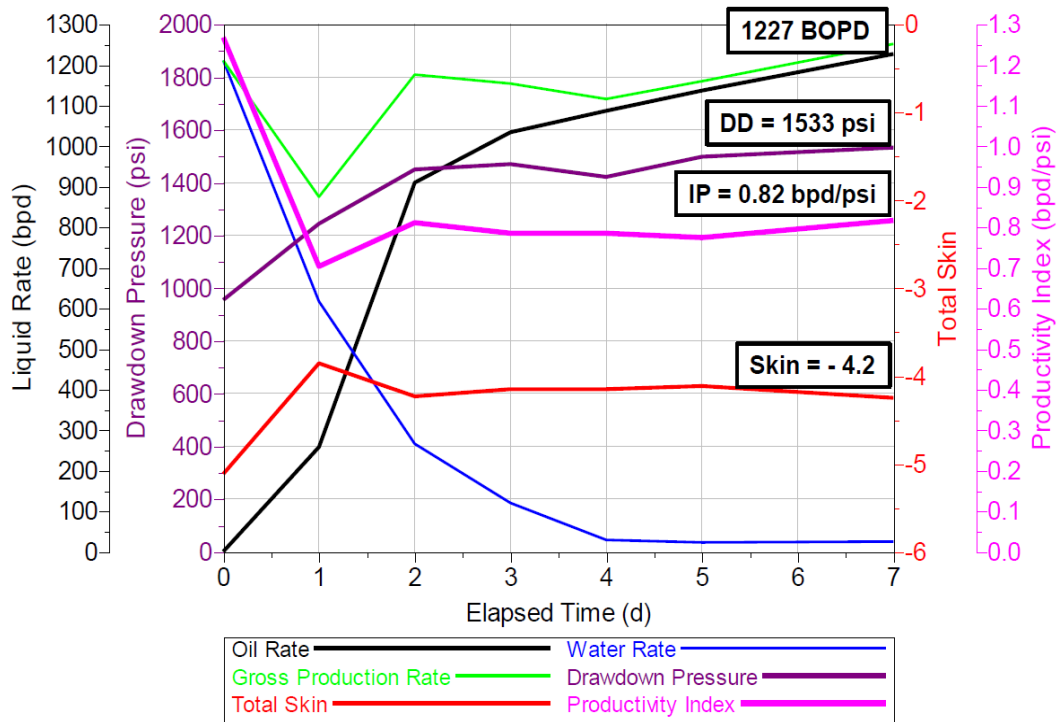


Figura 50. Pruebas de inicio de producción – Pozo Coca-K44.
(Halliburton, 2015)

Por tanto, al segundo día de producir el el pozo genera mejores resultados y esta vez permanentes hasta la fecha con un promedio de la arena Hollín Superior con 1 227 bppd con un BSW de 10.4%. (Ver Anexo 16)

4.5.1. BENEFICIOS DE LA HERRAMIENTA

- Pozo estimulado, skin = - 4.2
- No se afectó integridad de cemento.
- Pozo quedo controlado.
- Excedió expectativas de producción Coca K44. (Ver Anexo 17)

4.6. ANÁLISIS ECONÓMICO

En un país petrolero se puede generar costos de inversión por nuevas tecnologías, por esta razón se debe llevar a cabo un análisis económico que permita visualizar el valor monetario por la ejecución de un proyecto, tal como se demuestra en la Figura 51.

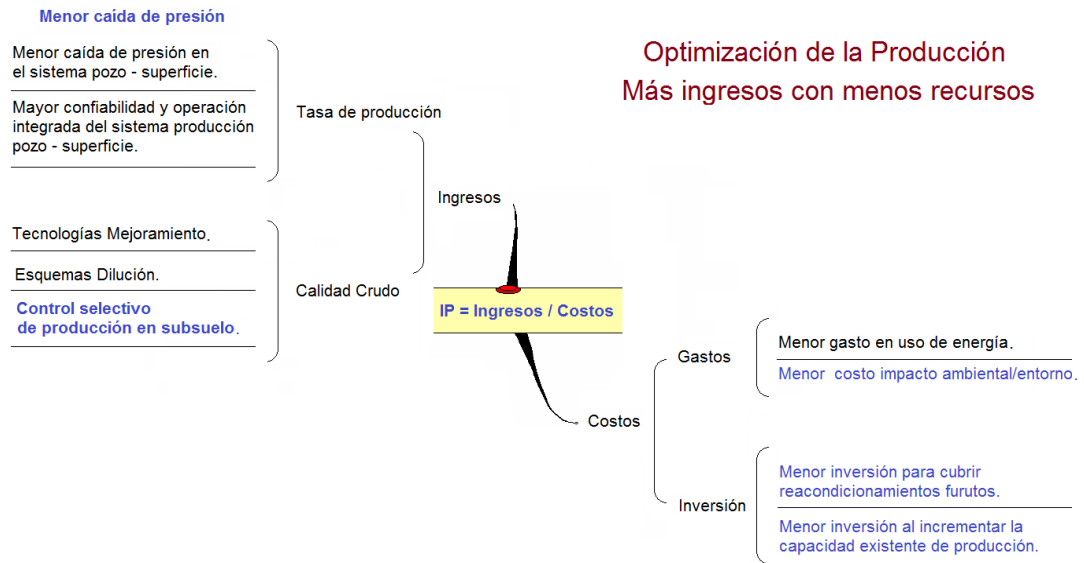


Figura 51. Optimización de la Producción- Criterios.

Es decir, que para optimizar la producción de petróleo en superficie, se necesita más de un criterio técnico o toma de decisiones en el gerenciamiento de un yacimiento, motivo por el cual una completación para un pozo con un sistema de cañoneo como Hydrajet Perforating Technology, demanda costos por ser diferente a los sistemas convencionales existentes ya que satisface las exigencias técnicas en procedimientos de operación.

4.6.1. 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 y un periodo semanal de 7 días.

4.6.2. 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.

$$FNC_t = R_t - D_t \quad \text{Ec [3]}$$

Donde,

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

4.6.3. 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.

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

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.

4.6.4. 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.

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

Dónde:

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

4.6.5. 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:

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

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.

4.6.5.1. Costo

La Compañía Prestadora de Servicio Hydrjet Perforating Technology, mantiene un desglose en los costos por operación de la herramienta y son:

- Servicio de la herramienta, materiales y bombeo de ácidos para las perforaciones. (Ver Tabla 25)
- Servicio de bombeo de alta potencia para Hydrjet Perforating Technology. (Ver Tabla 26)

Es decir, la cotización por el personal técnico operador, químicos y herramienta es de USD \$: 164 792.30

Tabla 25. Servicio de Hydrajet Perforating Technology.

SERVICIO DE HERRAMIENTAS HYDRAJET PERFORATING + MATERIALES + BOMBEO DE ACIDO PARA PERFORACIONES						
DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDADES	CANTIDAD	UNIDADES	PRECIO UNITARIO (USD \$)	VALOR (USD \$)
MILEAGE FOR COILED TUBING EQUIPMENT, Round trip, per unit, per km	44	KM	10	EA	4.92	2 164.80
MILEAGE FOR COILED TUBING CREW, Round trip, per km	44	KM	1	EA	2.65	116.60
Acid pumping charge, supplied by Halliburton, per gallon	840	GAL	1	GAL	2.24	1 881.60
Storage Tank, per day	3	d	7	EA	264.80	5 560.80
Tank, fracturing fluid storage, per job, all sizes	3	EA	1	EA	938.44	2 815.32
TANKAGE - Acid Pup Trailer Use, per day	3	d	1	EA	561.81	1 685.43
ENGINEER, Land (8 hour minimum) Per day	3	d	2	MAN	1 073.52	6 441.12
SUPERVISOR, Land (8 hour minimum) Per day	3	d	1	MAN	849.87	2 549.61
OPERATOR, Land (8 hour minimum) Per day	3	d	1	MAN	760.41	2 281.23
ASSISTANT, Land (8 hour minimum) Per day	3	d	3	MAN	581.49	5 233.41
Data Acquisition System (DAS) Land, per day	3	d	1	EA	774.95	2 324.85
Dual choke manifold, 15 000 psi, per day	3	d	1	EA	1 968.12	5 904.36
Environmental Cleanup and Disposal, per job	1	EA	1	EA	465.41	465.41
Hydra - Jet Service - With Halliburton Pumping Units - Jets, each	4	EA	1	EA	242.14	968.56
Hydra-Jet Service - With Halliburton Pumping Units - Hydra - Jet Tool, self - decentralized, retrievable on tubing or wire line First 8 hours or fraction	1	EA	1	EA	1 809.44	1 809.44
First 2 hours or fraction on location, per pump, - 0 to 2 500 psi	1	EA	1	EA	1 171.93	1 171.93
Each additional hour or fraction per pump - 0 to 2 500 psi	1	h	2	EA	289.85	579.70
MATERIALES						
Water Web services, per gallon	840	GAL	1	GAL	8.58	7 207.20
WG-18, per pound (50# bag)	2 307	LB	1	LB	17.18	39 634.26
Hot Rock Acid	840	GAL	1	GAL	5.43	4 561.20
Fracturing Sand, Sacked, 20/40 Mesh and Smaller, 100 lb. sack, per pound or fraction	70 100	LB	1	LB	0.60	42 060.00
SUBTOTAL						137 416.83

(Halliburton, 2015)

Tabla 26. Servicio de bombeo - Hydrajet Perforating Technology.

SERVICIO DE BOMBEO DE ALTA POTENCIA PARA HYDRAJET TS PERFORATING						
MILEAGE FOR FRACTURING OR STIMULATIONS EQUIPMENT From the nearest Halliburton base, round trip, per unit, per km	44 000	KM	3	EA	4.92	649.44
MILEAGE FOR FRACTURING OR STIMULATIONS CREW, round trip, per km	44 000	KM	1	EA	2.65	116.6
Mountain Mover Sand System - First 2 days, per unit, per job,	1 000	EA	1	EA	1 655.90	1 655.90
Slurry Processor System - 0 -10 BPM	1 000	EA	1	EA	3 770.21	3 770.21
Base Pumping Charge First 2 hours, per well, per job, per hydraulic horsepower used, - 0 to 5 000 psi	700	HHP	1	EA	8.75	6 125.00
Additional Hourly Pumping Charge Each additional hour or fraction, in excess of first 2 hours, per well, per job, per hydraulic horsepower used, - 0 to 5 000 psi	700	HHP	1	h	3.5	2 450.00
Proppant Concentration Pumping Charge - 0 to 4.0 lbs. per gallon concentration	84 268 800	GAL	1	EA	0.07	5 898.82
Service Supervisor, per day. (Estimulacion)	2 000	d	1	MAN	849.87	1 699.74
Operator National, per day. (Estimulacion)	2 000	d	1	MAN	760.41	1 520.82
Assistant Operator National, per day. (Estimulacion)	2 000	d	3	MAN	581.49	3 488.94
SUBTOTAL						27 375.47
TOTAL						164 792.30

(Halliburton, 2015)

El desglose del total de inversión que oportunamente es dado a conocer a la compañía Operadora, es un valor que refleja los recursos proporcionados por Halliburton, y en cuanto a las operaciones por completación y pruebas de producción falta incluir al valor de inversión o gasto por las operaciones de limpieza del pozo, corrida de registros, equipo BES.

A Continuación en la Tabla 27 costos adicionales de completación del pozo Coca-K44 es de USD \$: 721 000.

Tabla 27. Costos por completación del pozo Coca-K44.

COMPañÍA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS (USD \$)
Sinopec 119	Tarifa diaria (9 días)		274 500
Secretaria de hidrocarburos	Notificación Programa		3 000
Halliburton	Gerenciamiento		18 000
Halliburton	Registros		30 000
Schlumberger	Registros de cemento		50 000
Petroamazonas EP		Cabezal + Accesorios	20 000
Petroamazonas EP		Tubería de producción	150 000
Petroamazonas EP		KCl, Surf, Biocida, Gel	30 000
Baker	Herramientas de limpieza		25 000
Summapet	Slick line		4 000
Weatherford	Servicio de ajuste de tubería		25 000
Noroccidental	Transporte y vacuum		16 500
Baroid	Servicios de filtración y limpieza química		17 000
Baroid	Control de sólidos		30 000
Ocaña	Renta de equipo pesado		12 000
Caves	Alimentación y alojamiento		9 000
Mission petroleum	Instalación de cabezal		7 000
TOTAL			721 000

(Petroamazonas EP, 2015)

Al final el costo total por el pozo Coca-K44 es de USD \$: 885 792.30

4.6.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Para es siguiente análisis se considera estos parámetros:

- La tasa de actualización es del 12% anual, 1% mensual.
- Costo del proyecto USD \$ 885 792.30
- 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 \$ 60.

Tabla 28. Parámetros considerados para el análisis económico.

DATOS					
Caudal inicial (bppd)	252	Precio por barril (USD \$)	60	Inversión Inicial (USD \$)	885 792.30
Tasa de declinación mensual (%)	1.41	Tasa de actualización mensual (%)	1	Costo Operativo por Barril (USD \$)	9.07

Tabla 29. Cálculo de ingresos USD \$.

No. MESES	PRODUCCIÓN DIARIA (bppd)	PRODUCCIÓN MESUAL (bppm)	INGRESOS (USD \$)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD \$)
0	252 00	--	--	--
1	1 163.04	35 368.05	2 122 082.78	2 101 072.06
2	1 638.61	49 830.13	2 989 807.81	2 960 205.75
3	1 722.62	52 384.87	3 143 092.45	3 111 972.72
4	1 668.98	50 753.68	3 045 220.91	3 015 070.21
5	1 587.11	48 264.02	2 895 840.91	2 867 169.21
TOTAL		236 600.75	14 196 044.86	14 055 489.96

Tabla 30. Cálculo de egresos USD \$.

No. MESES	PRODUCCIÓN MESUAL (bppm)	INVERSIÓN	EGRESOS (USD \$)	INVERSIÓN + EGRESOS (USD \$)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD \$)
0	--	885 792.30	--	885 792.30	885 792.30
1	35 368.05	--	320 788.18	320 788.18	317 612.06
2	49 830.13	--	451 959.28	451 959.28	447 484.44
3	52 384.87	--	475 130.81	475 130.81	470 426.54
4	50 753.68	--	460 335.89	460 335.89	455 778.11
5	48 264.02	--	437 754.62	437 754.62	433 420.41
TOTAL	236 600.75	--	--	3 031 761.08	3 010 513.87

Tabla 31. Cálculo del FNC.

No. MESES	PRODUCCIÓN MENSUAL (bppm)	FNC	FNC ACTUALIZADO	FNC ACTUALIZADO ACUMULADO
0	--	-885 792.30	-885 792.30	-885 792.30
1	35 368.05	1 801 294.60	1 783 460.00	897 667.70
2	49 830.13	2 537 848.53	2 512 721.31	3 410 389.02
3	52 384.87	2 667 961.64	2 641 546.18	6 051 935.20
4	50 753.68	2 584 885.01	2 559 292.09	8 611 227.29
5	48 264.02	2 458 086.29	2 433 748.80	11 044 976.09
VAN		11 164 283.78	11 044 976.09	

4.6.6.1. Análisis de resultados

Como resultados finales del análisis económico del proyecto propuesto se puede indicar que es rentable y representa una ganancia económica para la compañía. Para un criterio optimista se puede decir que al valor de comercialización de USD \$ 60 por barril de petróleo se obtiene una tasa interna de retorno mayor a cero y la mayor rentabilidad con una relación beneficio-costos de 6.62 lo cual representa que la inversión será recuperada a mediados del primer mes de trabajo bajo las condiciones de operación.

Tabla 32. Resumen del análisis económico.

Costo de implementación	885 792.30	USD \$
Valor actual neto	11 044 976.09	USD \$
Beneficio/Costo	6.62	
Tiempo de recuperación	14.9	días

Cabe señalar que para obtener un estimado de la tasa interna de retorno es necesario aportar con un periodo anual de producción del pozo, motivo por el cual en este análisis económico solo se plantea la fórmula del TIR, sin realizar cálculos por cuanto el pozo Coca-K44 lleva produciendo 5 meses al término de este trabajo de titulación.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al término de este trabajo, se han obtenido las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1. CONCLUSIONES

- Para optimizar la producción de petróleo, hay que considerar el diseño, procedimiento y herramienta 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.
- 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.
- Los parámetros y especificaciones para el porta-carga están directamente relacionados con la presión y temperatura, por esta razón es necesario generar oportunidad de selección en caso de prolongar los disparos en el intervalo candidato; por generalidad el número de disparos por pie son cinco.
- El Campo Coca – Bloque 7 en su inicio de producción mantuvo 21 171 bppd, en su gran mayoría de pozos con aporte de petróleo del reservorio Hollín y pese a los sistemas de cañoneo la recuperación de petróleo hoy es de 85 618 bppd, corte de agua de 66% BSW para un petróleo de 25.0°API; al igual que por los procedimientos de análisis e interpretación de datos se continuó en el Pozo Coca-K44 para la respectiva evaluación en esta arena.

- Con las especificaciones de Hydrajet Perforating Technology se logra tener penetraciones de largo alcance en zonas consolidadas, la estructura con la que fue fabricada puede lograr un mínimo de daño en la formación y ser más aplicable aun si está cerca al contacto agua-petróleo, focaliza un chorro con control de agua requerido para puntos de mayor saturación de hidrocarburos.
- El pozo Coca-K44 es tipo direccional, alcanzo una profundidad de 11 595 pies en MD (9 757 pies TVD), en el Programa de Perforación del pozo se propone como arenas productoras Hollín y como objetivos secundarios las arenisca T Inferior, U Inferior y Basal Tena.
- El proceso de cañoneo en su inicio de jeteo / erosión considera que el gel cargado con arena abrasiva (20/40), de acuerdo con recomendaciones de HALLIBURTON, este fluido abrasivo pasa a través de los 4 jets de 0.25 pulgadas de la herramienta Hydrajet con chorros focalizados y abrasivos de hasta 602 pies/seg cuyo impacto y choque contra la pared de la tubería y formación perforo los túneles por erosión/abrasión.
- Posterior al cañoneo se completa en pozo con equipo BES 289 – 150 HP, resaltando la evaluación de la arena “Hollín Superior” con un valor de 0.82 bls/día/psi como índice de productividad, descartando la producción esperada sin Hydrajet Perforating Technology.
- Los resultados de producción del pozo Coca-K44 con la utilización de la herramienta fue de 252 barriles de petróleo en superficie, al inicio y para un periodo de 7 días de evaluación se estabilizo en un margen de 1 200 bls de petróleo, se estima un corte de agua de 10.4%.
- El proyecto Hydrajet Perforating Technology es aceptable, para una inversión de USD \$ 885 792.30 se tiene un tiempo de recuperación de 14.9 días, el valor del precio de petróleo al cual fue calculado los ingresos es USD \$ 60, generando un valor actual neto de USD \$ 11 044 976.09 en

un máximo de 5 meses que lleva produciendo actualmente el pozo Coca-k44.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda la utilización de Hydrajet Perforating Technology, el resultado que ofrece esta herramienta son orificios limpios de largo alcance, factor skin cero o negativo, maximiza la producción evitando la intervención temprana de reacondicionamientos en el pozo.
- Se sugiere que en el momento de erosionar la formación, mediante chorro abrasivo (gel agregado WG-11), se especifique 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.
- Es recomendable evaluar el comportamiento de un pozo, diagnosticar las anomalías en relación tasa-caída de presión, determinar el factor daño estableciendo las restricciones en la zona cercana al pozo es decir tener registros de producción en cuanto a la distribución de flujo dentro del hoyo.
- Se recomienda mantener la seguridad a toda hora, la utilización de los equipos en fondo y superficie manejan presión altas, 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.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Se considera a continuación términos necesarios que mejoraran la comprensión y desarrollo del presente trabajo.

Abandono de pozo Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

Completación de pozo Es el conjunto de operaciones ejercida después que el pozo se ha perforado, la tubería de revestimiento o casing se ha colocado y cementado, los equipos y herramientas se han instalado, para obtener del yacimiento por primera vez.

Daño a la formación Está presente cuando existe una reducción de la capacidad original de flujo de un pozo que es provocado por disminución de la permeabilidad relativa en los hidrocarburos in-situ.

Está restricción al flujo de fluidos disminuye significativamente la productividad del pozo ocasionando una caída de presión adicional en las cercanías del mismo.

Densidad Es una propiedad única de cada sustancia, que depende solo de la temperatura; entendiéndose como producto del peso por unidad de volumen de la sustancia o cuerpo. Por lo tanto es inversamente proporcional a la temperatura, es decir, si esta sube, la densidad disminuye, porque el volumen aumenta con la temperatura.

Densidad de disparo	<p>Se define como el número de cargas por unidad de longitud o de ser el caso es el número de etapas a jetear (erosionar/perforar) en el intervalo de la formación productora.</p> <p>Usualmente los más comunes son de 4 a 5 disparos por pie (DPP).</p>
Desarrollo	Básicamente se determina un esquema de explotación del hidrocarburo.
Detonador	Elemento que almacena al explosivo primarios, necesario para activar el cordón detonante en los cañones.
Erosión	Efecto de pulido de una superficie rocosa mediante un proceso de transporte de materiales que crea impacto y fricción de partículas o clastos por un agente geológico como el agua.
Evaluación	Es el análisis de la información recolectada, motivo por el cual permite tener diferentes escenarios probables de explotación, asumiendo criterios y decisiones sobre si es económicamente rentable el campo.
Exploración	Es el descubrimiento o hallazgo de acumulaciones de hidrocarburos mediante el empleo de perforación de pozos.
Gerenciamiento del yacimiento	Es el monitoreo y manejo del esquema de explotación que se ha de implementar durante la producción hasta que la acumulación de hidrocarburo sea agotada y abandonada.

Gravedad específica Es la relación de la densidad o peso específico de un fluido. O dicho de otra forma es la relación de la densidad del líquido a 60°F para la densidad del agua pura (agua = 1).

Gradiente de presión Es la presión ejercida por un fluido por cada pie de peso de fluido. El agua fresca o dulce ejerce una presión gradiente de 0.433 psi/pies. La gradiente de presión del agua fresca o dulce es la que se toma como referencia para el diseño del sistema de bombeo eléctrico.

Por lo tanto, una columna de agua de 50 pies ejercería una presión de 21.65 psi (50 pie * 0.433 psi/pie). Para incrementar la presión en un psi se requiere 2.31 pies de incremento en la profundidad.

Permeabilidad Es la propiedad petrofísica de las rocas que indica su capacidad de conducción a los fluidos, a través de grietas, poros o espacios intersticiales, conectados en un cuerpo sólido.

Porosidad Es la razón de volumen de espacio abierto al volumen de total de una arena, sedimento o suelo, su estimación es la siguiente:

$$\emptyset = \frac{V_P}{V_t} \quad \text{Ec [7]}$$

Donde,

- V_P , Volumen poroso
- V_t , *Volumen total*

De acuerdo a la intercomunicación de V_P , la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.

Reacondicionamiento de pozo Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo. Pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como estimulación, acidificación, fracturamiento, etc.

Saturación de fluidos Se define como la fracción del volumen ocupado por un fluido con relación al volumen poroso de la roca.

Los fluidos presentes en los poros pueden ser petróleo, gas o agua, o cualquier combinación de los tres fluidos; la cual se expresa en porcentaje (%) de poro que está lleno de fluido; entonces se deriva la saturación de fluidos mediante la siguiente fórmula:

$$S_t = S_o + S_w + S_g \quad \text{Ec [8]}$$

Cabe mencionar que S_t representa el 100%.

Viscosidad Es la medida de la resistencia interna que tienen los líquidos y gases para fluir libremente dentro de una tubería. En caso de los líquidos presentan mayor resistencia que los gases. Entre líquidos debemos diferenciar la densidad con la viscosidad; por ejemplo, el agua tiene una densidad de 62.4 lb/pie³ y una viscosidad de 1 centipoise a 60°F, un petróleo de 30.0°API tendrá una densidad de 54.64 lb/pie³ y una viscosidad de 10 centipoise.

Como se puede apreciar, a pesar de ser más liviano el petróleo, tiene una mayor resistencia al flujo en una tubería.

La viscosidad es inversamente proporcional a la temperatura, es decir, a mayor temperatura, menor viscosidad porque disminuye la resistencia al flujo al destruirse las fuerzas de cohesión.

BIBLIOGRAFÍA

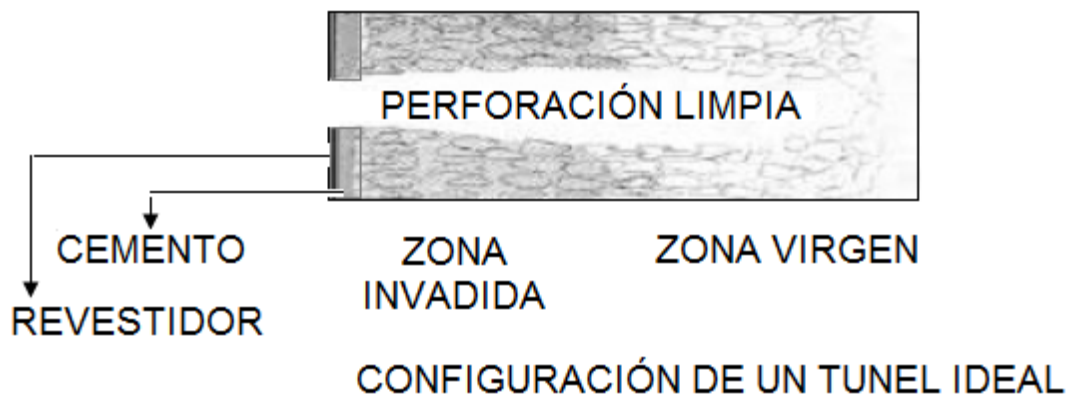
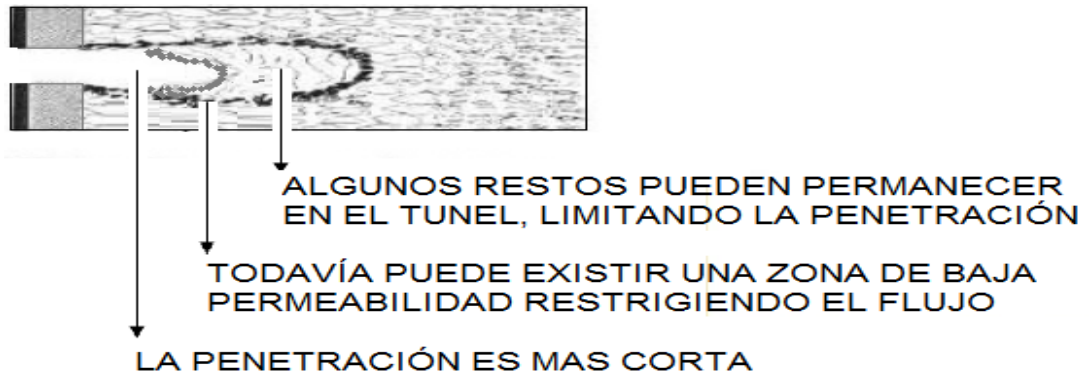
- Arrieta, M. (s.f.). *Daño de formación y cañoneo*.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La cuenca oriente geología y petróleo*. Ecuador.
- DÍAS RODRÍGUEZ, J. (2007). *Análisis técnico- económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operativos de petroproducción*. 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.
- Geney, G. (2000). *Aplicaciones de los Sistemas de Registro LWD en Operaciones de Perforación de Pozos*. Medellín.
- Halliburton. (2011). *FB4K Bleder*.
- 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. (2014). *Hydrajet Perforating Technology - Reservoir Stimulated Area*. Quito.
- Halliburton. (2015). *Report Post Operacional Hydrajet Perforating Technology*.
- Halliburton. (2015). *Hydrajet Perforating Technology - Resultados de Operación del pozo Coca-K44*. 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.
- Ocorro, G. (s.f.). *Exposicion Producción Cañoneo*.
- Oilfield. (2000). *Control de Agua*. Estados Unidos.
- OilProduction. (s.f.). *OilProduction.net*. Recuperado el 8 de Mayo de 2015, de www.oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf
- ORTIZ PULGARIN, D. P. (2009). *Metodologia para la seleccion, diseño y ejecucion del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial*. Bucaramanga, colombia.
- Oyarzún, J. (2009). *Léxico xobre procesos y estructuras geológicas*. Chile.
- Perenco Ecuador Limited. (2007). *Campo Coca - Potencial de Producción*. Quito.
- Petroamazonas EP. (2015). *Informe de la completación del pozo Coca-K44*. Quito.
- Petroamazonas EP. (2015). *Producción del Pozo Coca-K44*. Quito.
- Petroamazonas EP. (2015). *Sumario de operaciones en el pozo Coca-K44*. Quito.
- Petroecuador. (2013). *El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera*. Quito: Primera edicion.
- Schlumberger. (2000). *Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad*. Estados Unidos.
- Schlumberger. (2006). *Nuevas practicas para mejorar los resultados de las operaciones de disparos*. Escocia.

- Secretaría de Hidrocarburos. (2014). *Formato de solicitud - Unidad Técnica Notificación de Perforación*. Quito.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2015). *Producción del Campo Coca - Unidad Técnica Producción*. Quito.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2015). *Programa de Completación y Pruebas Iniciales*. Quito.
- SPE 114876. (2008). *Evolution of Hydraulic Fracturing*. Rusia.
- Weatherford. (s.f.). *Cased hole and production LOG evaluation*.

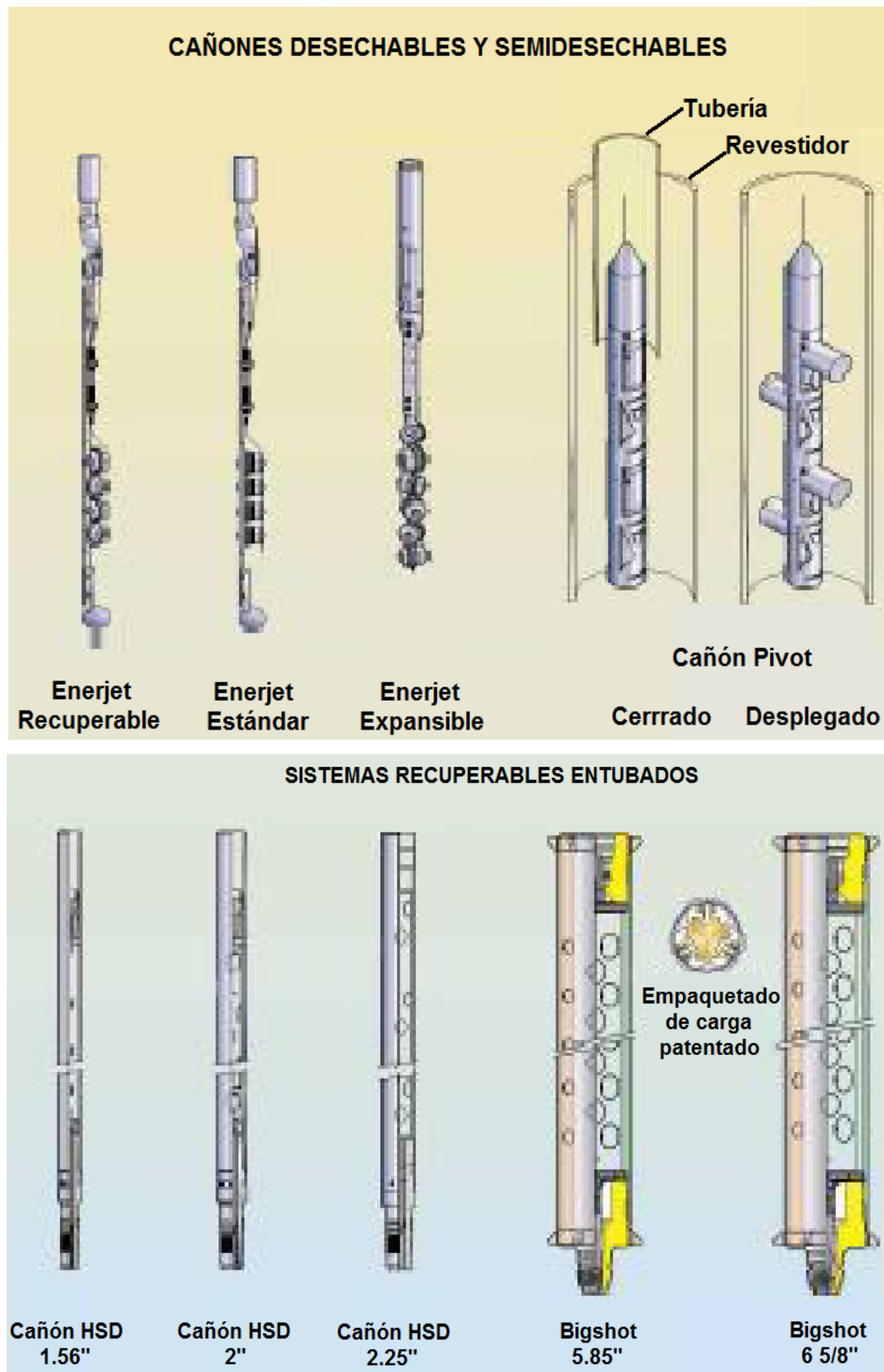
ANEXOS

Anexo 1. Diagrama del hueco perforado.



(ORTIZ PULGARIN, 2009)

Anexo 2. Clasificación de los cañones según sus porta-cargas.



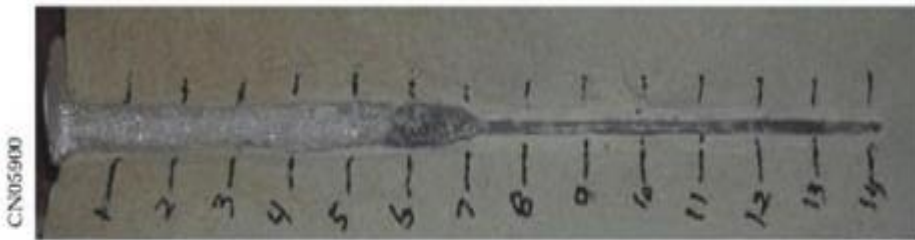
(Schlumberger, 2006)

Anexo 3. Alcance de penetración.

Deep Penetrating



Sobre Balance



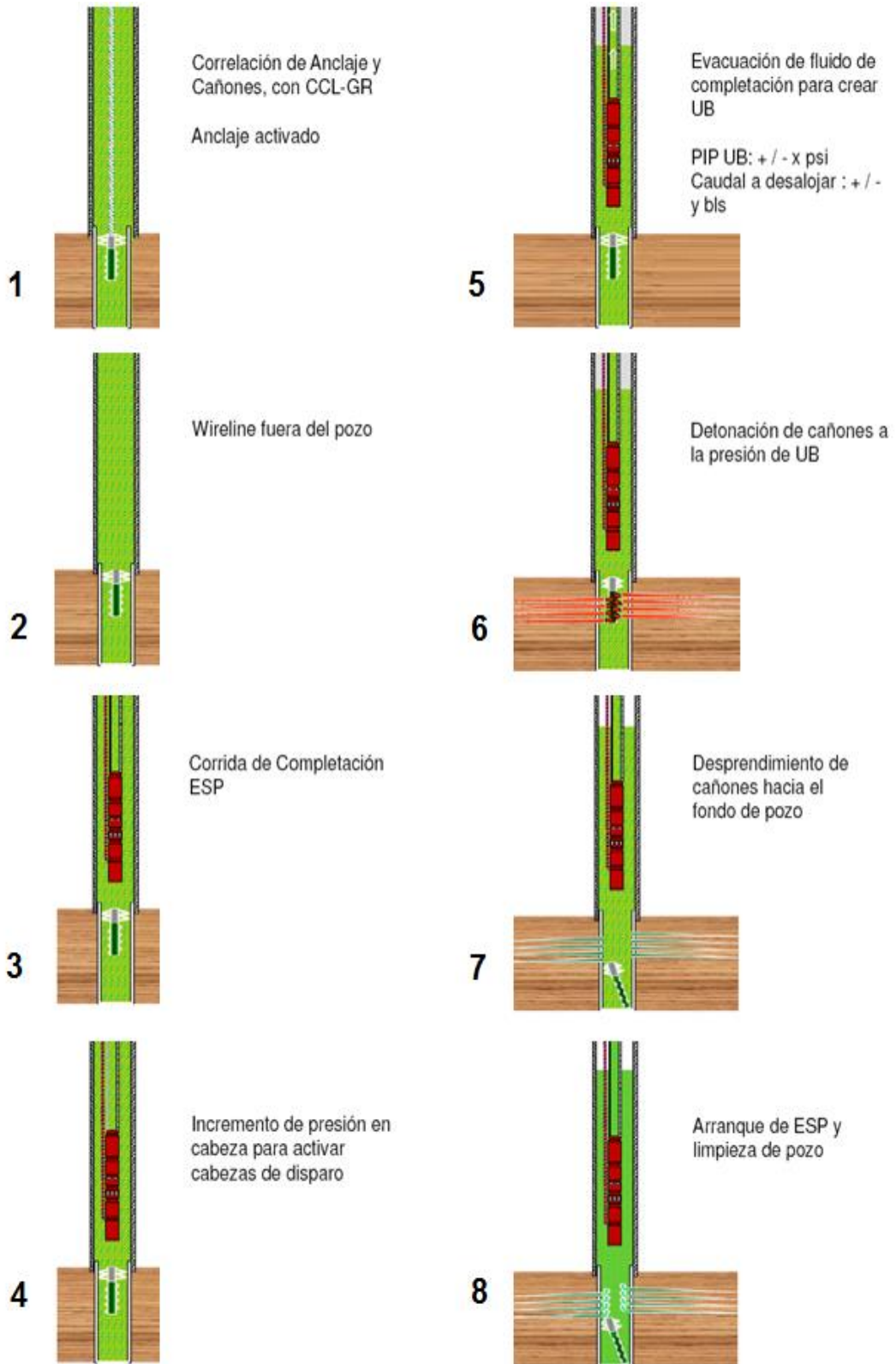
Balance



Bajo Balance

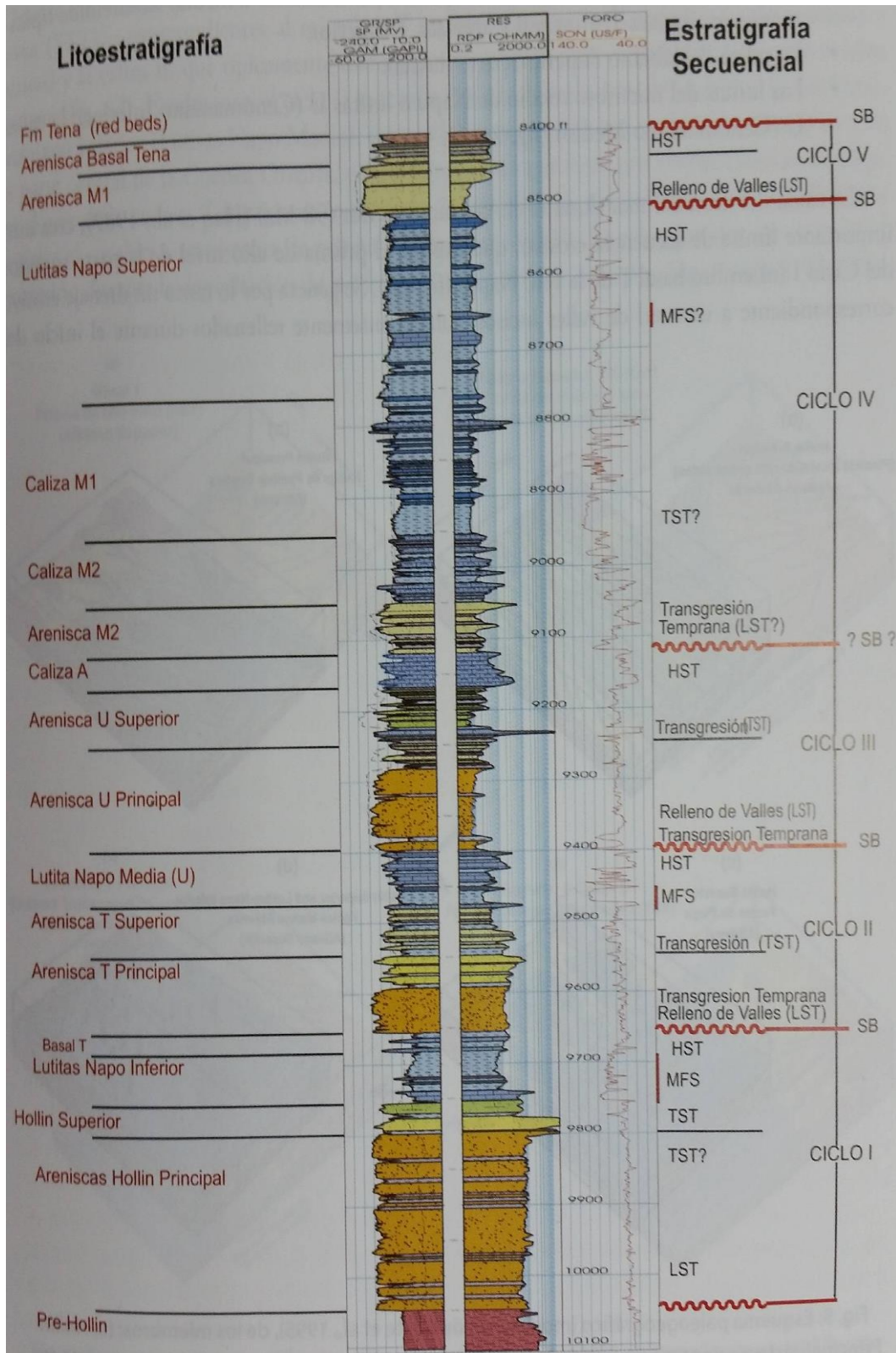
(Halliburton, 2013)

Anexo 4. Procedimiento para bajar cañones (TCP).



(DÍAS RODRÍGUEZ, 2007)

Anexo 5. Litoestratigrafía – Estratigrafía Secuencial.



(Petroecuador, 2013)

Anexo 6. Procedimiento de Completación y Pruebas Iniciales.

1. Preparar y llenar tanques con 1 600 bls de agua filtrada de 8.4 ppg tratada con surfactante (2 gls/100 bls), biocida, (4 gls/100 bls) y anticorrosivo, (2 gln/100 bls).
2. Armar BHA # 1 de limpieza del casing de 9 5/8 pulg con scraper de 9 5/8 pulg de 4 ½ pulg IF Pin-Box + magneto de 4 ½ pulg IF Pin-Box + canasta de 9 5/8 pulg de 4 ½ pulg IF Pin-Box+ Crossover de 5.5 pulg Box x 4 ½ pulg If Pin + drill pipe de 5 1/2 pulg Pin Box. Durante la bajada no rotar, hasta llegar a localizar el tope de liner 7 pulg, luego circular hasta obtener retornos limpios y salir.
3. Armar BHA # 2 de limpieza realizando el espaciado adecuado entre la broca tricónica de 6-1/8 pulg y las herramientas de limpieza del liner de 7 pulg (ver procedimiento de la empresa de servicio).

Las herramientas de limpieza de 7 pulg deben tener la siguiente secuencia: Scraper de 7 pulg + Magneto de 7 pulg + canasta de 7 pulg con conexión 3 ½ pulg IF + drill pipe de 3 ½ pulg IF + drill pipe de 5.5 Box x 4 ½ pulg If Pin hasta superficie

4. Con el BHA de limpieza en fondo, limpiar dentro del liner de 7 pulg hasta el tope del Collar. Circular en directa hasta obtener retornos limpios. Circular tren de píldoras según programa de Halliburton adjunto, luego desplazar con agua filtrada de 8.4 ppg.

NOTA: Antes de ingresar al liner de 7 pulg, esperar fragüe de cemento (WOC) hasta completar las 50 horas desde el inicio de la mezcla. De todas maneras antes de hacerlo, verificar que las muestras de cemento tomadas por BJ (Baker) durante la mezcla estén completamente duras, si no fuera así llamar a Quito, informar y solicitar instrucciones.

5. Cerrar los Rams y probar hermeticidad total del pozo con 1 500 psi x 15 minutos y registrar, para asegurar especialmente el sello del TOL. Salir a superficie y desarmar BHA de limpieza.

Continúa Anexo 6. Procedimiento de Completación y Pruebas Iniciales

6. Retirar el WearBushing e Instalar shootingnipple bridado.
 7. Realizar una reunión de seguridad con todo el personal del pozo, indispensable la presencia del Company Man.
 8. Esperar 60 hrs (WOC) frague y correr los registros de cemento GR-CBL-VDL-IBC, en el liner de 7 pulg desde Collar de 7 pulg hasta +/- 11 070 pies MD, realizando un control de profundidad. Enviar información a Quito.
 9. Si los registros indican buena calidad de cemento, continuar en el paso 10, caso contrario se realizará una cementación remedial.
 10. Armar y bajar sarta con hydrajet, según el procedimiento de la empresa de servicio.
 11. Una vez que se ha llegado a fondo, correlacionar la profundidad, considerando que los intervalos tentativos propuestos en Hollín son: 11 161 pies – 11 166 pies (5 pies), 11 171 pies – 11 184 pies (13 pies) y 11 200 pies – 11 208 pies (8 pies) MD.
- NOTA: Corregir los intervalos si fuera necesario, considerando el registro de cemento.
12. Sacar a superficie el BHA de disparos.
 13. Armar y bajar completación selectiva con packers, probando tubería cada 40 tubos con 2 500 psi por 10 minutos, como sigue:

Bull plug	2 7/8 pulg EUE
Pup joint	2 7/8 pulg EUE
Camisa	2 7/8 pulg x 1.87 pulg EUE tipo L abierta
Pup joint	2 7/8 pulg EUE
Packer hidráulico	7 pulg x 2 7/8 pulg EUE
Tubing	2 7/8 pulg EUE

Camisa	2 7/8 pulg x 1.87 pulg EUE tipo L cerrada
Crossover	3 ½ pulg EUE BOX x 2 7/8 pulg EUE PIN
Tubing	3 1/2 pulg EUE
Packer hidráulico	7 pulg x 3 1/2 pulg EUE
Tubing	3 1/2 pulg EUE
On – off	5.5 x 3 1/2 pulg EUE invertido
Tubing	3 ½ EUE
No – Go	tipo R x 2.75 pulg 3 ½ pulg EUE box – pin con standing valve.
Tubing	3 ½ pulg hasta superficie

Con unidad de slick line bajar a recuperar standing valve de prueba alojado en el No – Go.

14. Con unidad de slick line bajar a cerrar la camisa ubicada en la arenisca Hollín Inferior.

15. Asentar packers. Realizar prueba de asentamiento con 800 psi por anular.

16. Con unidad de slick line bajar a abrir la camisa ubicada en la arenisca Hollín Superior.

17. Desconectar la sarta de tubing del on-off y salir a superficie en paradas.

18. Instalar polea y spooler de Cia de servicios para carrito de cable plano con un capilar.

19. Armar Equipo BES compuesto por:

- Centralizador
- Sensor
- 562 MOTOR

- Sección de sellos.

Continúa Anexo 6. Procedimiento de Completación y Pruebas Iniciales

- Intake
- Bomba
- Descarga
- Y-tool 9 5/8 pulg x 3 ½ pulg SEC. Con standing valve de 2.81 pulg
- X-over de 3 ½ pulg SEC pin x 3 ½ pulg EUE box
- Tubing de 3 ½ pulg EUE
- X-over de 3 ½ pulg EUE pin x 3 ½ pulg EUE pin

20. Bajar equipo BES en tubería de 3 ½ pulg EUE, 9.3 lb/pie, L-80 y asentarlo @ 10 300 pies MD intake. Cada 40 tubos probar la integridad de la tubería con 1 500 psi por 10 minutos, medir parámetros eléctricos en el cable. Colocar protectores de cable en cada tubo.

21. Instalar colgador de tubería. Realizar última prueba de integridad. Armar unidad de Slick Line y bajar a recuperar standing valve 2.81 pulg alojada en la Y- tool.

Nota: No liberar las compañías de servicios de completación hasta que el pozo se encuentre con parámetros normales de operación.

22. Instalar BPV, en TBG HGR, y realizar (Lower Pig tail), conector x debajo del TBG HGR, conectar el tubo capilar, asentar colgador (TBG HGR) sin O-Rings en la sección B.

Nota: La compañía BAKER CENTRILIFT provee el conector de cabezal.

23. Retirar el BOP.

24. Levantar la sarta, instalar los O rings en el TBG HGR, y alinear a la línea de flujo en acuerdo con el personal de producción.

Continúa Anexo 6. Procedimiento de Completación y Pruebas Iniciales

25. Instalar Cabezal, Bonnet, ajustar los pernos, y probar la cámara, con 2 000 PSI x 10 minutos, con la bomba Enerpack, Instalar Sección C, (Master y WingValve).

26. Recuperar BPV y colocar DSV. Probar cabezal con 1 500 psi, contra la DSV, recuperar válvula, tomar los últimos datos eléctricos del equipo y reportar.

27. Instalar conector, (Surface Upper Pig Tail) Probar la línea de flujo a la estación con 400/500 psi. Según ANSI, x 15 minutos.

28. Arrancar equipo BES, según pre-installation, probar giro y medir parámetros eléctricos.

29. Iniciar la prueba de producción y tomar parámetros hasta que el pozo se estabilice

30. Esperar órdenes del Departamento de Producción para dar por terminadas las operaciones de la Torre.

(Secretaría de Hidrocarburos, 2015)

Anexo 7. Formato de solicitud de perforación del pozo Coca-K44.

Secretaría de Hidrocarburos <small>FCIADOR</small>		UNIDAD TÉCNICA NOTIFICACIÓN DE PERFORACIÓN		No			
ENCABEZADO							
FECHA DE PRESENTACIÓN		Agoeto, 2014		COMPañIA OPERADORA			
COMPañIAS CONTRATISTAS		COMPañIA TORRE:		Petrobras			
PAM - SLD D & M		SINOPEC INTERNATIONAL PETROLEUM SERVICE ECUADOR S.A.: RIG SINOPEC 119		PERFORACIÓN			
BAKER PUMPING				CEMENTACIÓN			
HALLIBURTON BAROID				FLUIDOS DE PERFORACIÓN			
GEO SERVICES				CONTROL GEOLÓGICO			
HALLIBURTON BAROID				TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE DESECHOS			
Elevación de la mesa rotaria relativo a QL (pies):		37		Posición Geológica:			
				Plano de la Estructura			
				Anticlinal			
1. DATOS GENERALES							
1.1 DATOS GENERALES							
POZO:	COCA-K048	BLOQUE:	7	CAMPO:			
CLASIFICACIÓN DEL POZO:	Desarrollo	CUENCA DEL POZO:	Cuenca Oriente				
PROFUNDIDAD (MD/TVD):	1156' pies MD / 9766.513 pies TVD	TIPO DE POZO:	Direccional				
FECHA DE INICIO PERFORACIÓN:	Agoeto, 2014	TIPO DE TRAMPA:	Anticlinal Fallada				
FECHA FINAL DE PERFORACIÓN:	Septiembre, 2014						
OBJETIVO:	Hollín Superior, Objetivo Primario		MD	11,176'	TVD	9,401'	
	Basal Tena, Objetivo Secundario		MD	9,832'	TVD	8,300'	
	Arenisca U Principal, Objetivo Secundario		MD	10,671'	TVD	8,969'	
	Arenisca T Principal, Objetivo Secundario		MD	11,007'	TVD	9,250'	
	Hollín Principal, Objetivo Secundario		MD	11,298'	TVD	9,470'	
PRESUPUESTO AÑO: 2014	No. POZO DEL PRESUPUESTO: 154	PLATAFORMA: Coca / Pad K	LIC. AMBIENTAL No.: 1042				
1.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO (Adjuntar mapa topográfico por favor)							
PROVINCIA:	Orellana	CANTÓN:	Loreto	Azmut:	226.04		
Coordenadas UTM	X	Y	LONGITUD CONDUCTOR	077° 02' 50.48" W			
Superficie	272,130.130 E	9,982,556.298 N	LATITUD CONDUCTOR	00° 25' 44.25" S			
Objetivo	270,690.000 E	9,981,300.000 N	LONGITUD OBJETIVO	77° 3' 30.55" W			
			LATTUD OBJETIVO	0° 26' 22.52" S			
Elevación del Terreno (pies):	835.41	Distancia al pozo más cercano (m):		-400 m (COCA-K041)			
Ángulo Máximo de Desviación:	30.69° @ 2954.25' MD / 2801.27' TVD	Posición con respecto a la trampa (pies):		Bajo centro de la Estructura			
Distancia más corta al límite del área de control (m):		-4341	Espaciamiento entre pozos (pies):		12' entre celdas en superficie.		
Elevación de la mesa rotaria (pies):	805.41	Posición Geológica:		Bajo centro de la Estructura			
2. EQUIPO DE PERFORACIÓN							
2.1 EQUIPO DE PERFORACIÓN							
Turnos:	X	Metro	Torne	SINOPEC 119	Mástil	JJ450/45-K	
Marca:	Bacj Oilfield Machinery Co, Ltd	Tipo Taladro:	Eléctrico SCR	Capacidad	1,000,000 lbs		
Año de fabricación de la torre:	Febrero 2012	No. De permiso de importación de la torre		040-2012-10-002225-1 / 18762073			
Carga crítica sobre el gancho (Mbs):	1						
No. de líneas al bloque viajero:	12						
Capacidad nominal bruta:	1,000,000 libras						
Mesa rotaria:	Marca	Bacj	Modelo	ZP 375			
SI	D.I. (pulg.)	37-1/2					
Top Drive y sus características	CANRIG		Modelo 1250AC / Capacidad 500 Ton				
Rango de RPM	máximo		265	mínimo		5	
Capacidad de carga estática, 1000 lbs:	1,000 lbs						
Capacidad torque (ft-pies):	Continuo: 51,400 ft-lb @ 120 RPM		Intermitente: 61,200 ft-lb				
HP rotario:	1,150 HP	Transmis. a la rotaria, tipo:		Mótor Eléctrico GE 520 AC			
3. VÁLVULAS DE SEGURIDAD							
3.1 CABEZAL DE CONTROL							
Diámetro (pulg)		Presión de trabajo (PSI)		Capacidad máxima de operación (PSI)		Bnda (pulg)	
13-5/8		3000		3000		13-5/8	
11		3000		3000		11	
3.2 PREVENTORES DE REVENTONES							
Número	Clase	Marca	Tipo	Tamaño (pulg)	Capacidad máxima de operación (PSI)	Tipo de anillo	
1	Anular	RongSheng Machinery Manufacture	F35-70	13-5/8	5,000	Anular	
2	Artesa de tuerca	RongSheng Machinery Manufacture	F35-70	13-5/8	5,000	Doble/Anillo	
3	Artesa	RongSheng Machinery Manufacture	F35-70	13-5/8	5,000	Artesa 2 set cada uno, con artesa cilíndrico	
4	Choke Manifold	RongSheng Machinery Manufacture	-	4 1/16"x3 1/16"	5,000	Cheque hidráulico	
5	Acumulador	RongSheng Machinery Manufacture	F106407	-	3,000		

Continuación Anexo 7. Formato de solicitud de perforación del pozo Coca-K44

4. EQUIPO / DIAS ESTIMADOS					
4.1 TRANSPORTE DEL EQUIPO					
Terrestre (kms):	0				
Fluvial (kms):	0				
Aéreo (kms):	0				
Marítimo (kms):	0				
Total (kms):	0				
4.2 DÍAS ESTIMADOS DE OPERACIÓN					
Transporte	7				
Perforación	28.75				
Transporte	0				
Completación	10				
Armada del equipo	0				
Desarmada	0				
5. ESTRATIGRAFÍA ESPERADA (Topes)					
5.1 ESTRATIGRAFÍA ESPERADA					
Formación / Reservorio	MD (pies)		TVD (pies)		
ORTEGUAZA	6,048.38		5,282.41		
TINUYACU	6,973.47		6,023.41		
TENA	8,412.06		7,183.41		
BASAL TENA	8,822.01		8,308.41		
NAPO	9,938.22		9,321.41		
CALIZA M1	9,995.36		9,447.41		
CALIZA M2	10,276.04		9,672.41		
CALIZA A	10,471.73		9,829.41		
ARENISCA U SUPERIOR	10,606.41		9,937.41		
ARENISCA U PRINCIPAL	10,671.26		9,989.41		
LUTITA NAPO MEDIA	10,736.12		9,999.01		
CALIZA B	10,871.18		9,150.41		
ARENISCA T SUPERIOR	10,910.52		9,182.41		
ARENISCA T PRINCIPAL	11,000.40		9,258.41		
LUTITA NAPO INFERIOR	11,077.41		9,319.41		
HOLLIN SUPERIOR	11,176.17		9,401.41		
HOLLIN PRINCIPAL	11,268.18		9,478.41		
CAP	11,286.53		9,501.41		
PROFUNDIDAD TOTAL	11,286'		9,756.51'		
5.2 PROGRAMA DE MUESTREO					
Formación / Reservorio	DE		A		
	TVD (Pies)	MD (Pies)	TVD (Pies)	MD (Pies)	
400' - 7360' (TVD) (Cada 30 pies) (Formaciones Chalcana, Orteguzza, Tinuyacu y Tena)	400	400	7,300	8,572	
7360' - PT (TVD) (Cada 10 pies) (Formaciones Tena, Basal Tena, Napo y Hollin)	7,300	8,572	9,757'	11,585'	
5.3 TESTIGOS DE CORONA					
Formación / Reservorio	DE		A		
	TVD (Pies)	MD (Pies)	TVD (Pies)	MD (Pies)	
N/A					
5.4 TESTIGOS LATERALES					
Formación / Reservorio	DE		A		
	TVD (Pies)	MD (Pies)	TVD (Pies)	MD (Pies)	
N/A					
5.5 PROGRAMA DE PERFILAJE DE POZO					
Registo	Escala	DE		A	
		TVD (Pies)	MD (Pies)	TVD (Pies)	MD (Pies)
MWD (Triple Combo para registrar desde 100 ft arriba de Basal Tena)	1:200 / 1:500	92	92	9,757'	11,585'
LWD (Triple Combo para registrar desde 100 ft arriba de Basal Tena)	1:200 / 1:500	8,208'	9,722'	9,405'	11,180'
LWD: Triple Combo + GFV. Se registrarán 100 pies arriba del punto de casing de 8-5/8" Opcional: Registros semiconducentes (Triple combo con Dual Lateralog con Nitro)	1:200 / 1:500	8,305	11,580	9,757'	11,586'

Continuación Anexo 7. Formato de solicitud de perforación del pozo Coca-K44

6. PROCESO DE PERFORACIÓN								
6.1 BROCAS								
6.1.1 BROCAS								
No.	Díámetro (pulg.)	Marca	Tipo	Boquillas	Intervalo (pies)	Peso (1000 lbs)	RPM	
1	18	NOV	T11CP	3x15 / 1x16	0	400'	2 - 15	80 - 120
2	18	NOV	TFH6198	3x14 / 2x15	490'	7,120'	5 - 40	40 - 70
3	12 1/4	NOV	E1136-A1	7x4	7,120'	8,510'	5 - 35	80 - 120
4	12 1/4	NOV	DGR419M	6x3	8,510'	9,830'	5 - 35	80 - 120
5	12 1/4	NOV	E1134	7x4	9,830'	11,160'	10 - 40	80 - 120
6	8 1/2	NOV	SRF619M	6x12	11,160'	11,590'	8 - 30	40 - 80
6.1.2 TUBERÍA DE PERFORACIÓN								
Díámetro Ex. (pulg.)	Junta	Peso (lb/pie)	Grado	Longitud (pies)				
6-1/2"	X754	24.7	S-135	12,000				
6.1.3 TUBERÍA PESANTE								
No. de Juntas	Díámetro (pulg.)		Peso (lb/pie)	Tipo	Longitud (pies)			
	Externo	Interno						
60	6"	3	48.30	Heavy Weight	1883			
14	6 1/2"	2 3/16"	60.00	Drill Collar	436			
12	8"	3 1/8"	150.00	Drill Collar	370			
8	4 3/4"	3	48.30	Tubos correa	248			
6.1.4 ESTABILIZADORES								
Número	Díámetro	Tipo	Ubicación sobre la broca (pies)					
1	15-8"	Alasas Integradas	28.04' - BHA N° 01					
2	18-4" / 15-8"	Alasas Integradas	3.58' / 48.81' - BHA N° 02					
2	18-4" / 15-8"	Alasas Integradas	3.58' / 47.04' - BHA N° 03					
1	12"	Alasas Integradas	16.30' - BHA N° 04					
2	12" / 11-3/4"	Alasas Integradas	3.180' / 34.82' - BHA N° 05					
4	8-1/4" / 8-1/4" / 8-1/4" / 8-1/4"	Alasas Integradas	2.58' / 31.92' / 35.67' / 44.49' - BHA N° 06					
6.1.5 OTRAS HERRAMIENTAS								
Número	Díámetro	Herramientas	Ubicación sobre la broca (pies)					
Hoyo 18" (1)	8 6/25"	Motor de fondo	1.4					
Hoyo 18" (1)	8 1/2"	Mantillo Hidráulico	834.78					
Hoyo 12-1/4" (1)	8"	Rotary Desembla	1.29					
Hoyo 12-1/4" (1)	8 1/2"	Mantillo Hidráulico	1111.26					
Hoyo 12-1/4" (1)	8"	Motor de fondo	2.24					
Hoyo 12-1/4" (1)	8 1/2"	Mantillo Hidráulico	1118.47					
Hoyo 12-1/4" (1)	8 1/2"	Acelerador	1273.25					
Hoyo 8-1/2" (1)	8 3/4"	Motor de fondo	2.45					
Hoyo 8-1/2" (1)	8 1/2"	Mantillo Hidráulico	813.5					
Hoyo 8-1/2" (1)	8 1/2"	Acelerador	1037.54					
6.1.6 PROGRAMA DE LODOS								
Tipo de lodo	Profundidad (pies)	Peso (lb/gal)	Vac. (seg.)	WYYP	Filtrado (c.c.)	Sólidos (%)		
ACUAGEL - NITRATO DE CALCIO	7130	8.8-10.5 (10.7)	3545	5-10,10-18	< 15.0	< 8.0		
POLÍMEROS HIBRIDO	11160	10.7-11.5 (11.7)	4890	19-22,24-29	< 4.5	< 8.0		
BARADROLL-N	11595	6.4	4448	14-17,19-25	< 8.0	< 8.0		
6.1.7 PROGRAMA HIDRÁULICO								
MARCA DE BOMBA	SS China	TIPO	F-1600	CAMISA X LINER	6-3/4" X 12"	pulg.		
NÚMERO	PROFUNDIDAD (pies)	DIÁMETRO BROCA (pulg.)	BOQUILLAS (1/32")	CAUDAL (GPM)	DIÁMETRO		PESO LODOS (lb/gal)	
					PERFORACIÓN	PESANTE		
1	0'	400'	18	3x15 / 1x16	593	5.5	8.00	8.5
2	437'	7,120'	16	3x14 / 2x15	1080	5.5	8.00	10.8
3	7,120'	8,510'	18.25	7x4	953	5.5	8.00	11.8
4	8,510'	9,830'	12.25	6x15	953	5.5	8.00	11.2
5	9,830'	11,160'	12.25	7x4	803	5.5	8.00	11.3
6	11,160'	11,590'	8.5	6x12	493	5.5	8.75	9.4
6.1.8 CONTROL DE LA VERTICALIDAD								
Tipo instrumento a utilizar		Órgo & MWD (según necesidad)						
Frecuencia de medida								
No. De medidas	Profundidad (pies)							
71	0	7130						
41	7130	11160						
4	11160	11595						
Veloc. boquil (pies/seg.)	Veloc. Anular DP	Veloc. Anular DC (pies/min)	PRESIÓN		POTENCIA FONDO (hp)	HHP/ft		
			SUP. (psi)	JETS (psi)				
224.66	64	64	521	398.45	164.57	6.92		
423.14	114	134	3012	1517.32	925.51	4.62		
283.64	194	271	3788	744.79	412.81	3.60		
284.36	194	271	3575	783.25	434.13	3.66		
243.51	164	228	3014	553.17	257.72	2.19		
217.86	263	413	2710	393.11	94.54	1.67		

Continuación Anexo 7. Formato de solicitud de perforación del pozo Coca-K44

5.2 REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN							
5.2.1 PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN							
PRIMERA ETAPA							
OBJETIVO:	Proveer un aislamiento zonal en el anular desde el punto de revestidor de 13-3/8" hasta superficie y proveer un sello hidráulico en la zapata capaz de soportar las futuras operaciones de perforación.						
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO							
No. JUNTAS	DIÁMETRO		DENSIDAD LODO (lb/gal)	PROFUNDIDAD		GRADO	PESO (lb/pie)
	Huaco (pulg)	Tub. Rev. (pulg)		MD (Pie)	TVD (Pie)		
45	16	13 3/8	10.7	1830	1783	K-55	54.5
130	16	13 3/8	10.7	7120	6142	K-55	66
CEMENTACIÓN							
Método a utilizarse	Convencional en dos lechadas, adicionalmente se utilizará una lechada Sure Fit						
No. LECHADA	DIÁMETRO		PROFUNDIDAD (PES)	No. DE SACOS A SER UTILIZADOS	CLASE	PESO LECHADA (LB/SGLN)	ADITIVOS
	Huaco (pulg)	Tub. Rev. (pulg)					
Sure Fit	16	13 3/8	0 - 220'	1094	A	14.5	MPA-3 + BA-10 + A-2 + CD-33 + R-8 + GW-22 + FP-6L
Relleño	16	13 3/8	220' - 8120'	868	A	14.5	A-7L + A-3L + R-21L + FP-6L
Cola	16	13 3/8	8120' - 7120'	288	A	16.0	CD-33 + R-21L + FP-6L
MATERIALES A UTILIZARSE							
PROFUNDIDAD							
				MD	TVD		
Zapata Tipo:	Flotadora		7125	8142	Cementizadores	Centak	20
Collar:	Flotador		7075	8397	Raspadores:		
Taponas Tipo:	Tapon de Fondo y de Tapa			Otros: 40 Stop Collars			
SEGUNDA ETAPA							
OBJETIVO:	Proveer un buen aislamiento en la zona desde la zapata de 9-5/8" hasta la zapata de 13 3/8", usando dos tipos de lechada mezcladas a 14.5 ppg y 16 ppg (cemento clase "G")						
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO							
No. JUNTAS	DIÁMETRO		DENSIDAD LODO (lb/gal)	PROFUNDIDAD		GRADO	PESO (lb/pie)
	Huaco (pulg)	Tub. Rev. (pulg)		MD (Pie)	TVD (Pie)		
180	12.25	9 5/8	11.7	7930	6527	M-60	47
90	12.25	9 5/8	11.7	11160	9425	P-110	53.5
CEMENTACIÓN							
Método a utilizarse	Convencional en dos lechadas + lechada removedora						
No. LECHADA	DIÁMETRO		PROFUNDIDAD (PES)	No. DE SACOS A SER UTILIZADOS	CLASE	PESO LECHADA (LB/SGLN)	ADITIVOS
	Huaco (pulg)	Tub. Rev. (pulg)					
Relleño	12.25	9 5/8	765' - 952'	518	G	14.5	GW-22 + BA-10 + FL-54 + MPA-3 + R-21L + FP-6L
Cola	12.25	9 5/8	952' - 11160'	452	G	16	EC-1 + BA-10 + FL-54 + MPA-3 + CD-33 + R-21L + FP-6L
MATERIALES A UTILIZARSE							
PROFUNDIDAD							
				MD	TVD		
Zapata Tipo:	Flotadora		11183	9405	Cementizadores	Centak	34
Collar:	Flotador		11135	9303	Raspadores:		
Taponas Tipo:	Tapon de Fondo y de Tapa			Otros: 68 Stop Collars			
TERCERA ETAPA							
OBJETIVO:	Proveer un buen aislamiento zonal en los objetivos primario y secundarios. Proveer un buen sello en el traspase del liner. El diámetro del hoyo estará basado en la información del caliper.						
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (LINER)							
No. JUNTAS	DIÁMETRO		DENSIDAD LODO (lb/gal)	PROFUNDIDAD		GRADO	PESO (lb/pie)
	Huaco (pulg)	Tub. Rev. (pulg)		MD (Pie)	TVD (Pie)		
14	8 1/2	7"	9.4	11595	9757	P-110	26
CEMENTACIÓN							
Método a utilizarse	Plenificación en lechada de producción, Convencional en dos lechadas + lechada removedora						
No. LECHADA/ ETAPAS	DIÁMETRO		PROFUNDIDAD (PES)	SACOS	CLASE	PESO LECHADA (LB/SGLN)	ADITIVOS
	Huaco (pulg)	Tub. Rev. (pulg)					
Relleño	8 1/2	7"	11020' - 11180"	13	G	16.2	MPA-3 + BA-10 + FL-54 + EC-1 + CD-33 + R-21L + BA-60L + FP-6L
Cola	8 1/2	7"	11180' - 11595'	59	G	19.2	MPA-3 + BA-10 + FL-54 + EC-1 + CD-33 + R-21L + BA-60L + FP-6L
MATERIALES A UTILIZARSE							
PROFUNDIDAD							
				MD	TVD		
Zapata Tipo:	Gula		11595	9757	Cementizadores	CENTEK	22
Collar/Lines:	Flotador		11595	9887	Raspadores:		
Taponas Tipo:	Carro de desplazamiento			Otros: 44 Stop Collars + Colgador expandible de liner de 9-5/8" x 7"			

**Continuación Anexo 7. Formato de solicitud de perforación del pozo Coca-
K44**

6.3 POZO DIRIGIDO / COSTOS ESTIMADOS			
PERFORACION			
VERTICAL	DIRIGIDA 1°	DIRIGIDA 5°	HORIZONTAL
	X		
6.3.1 COSTOS ESTIMADOS PERFORACION DEL POZO			DOLARES
SERVICIO TALADRO PERFORACION			966,098.78
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION			62,000.40
SERVICIO DE DIRECCIONAL			501,819.41
SERVICIO LODOS PERFORACION			663,070.22
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION			275,901.84
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION			64,878.51
SERVICIO DE GYRO			28,000.00
SERVICIO DE CATERING PERFORACION			33,814.90
SERVICIO INSPECCION & REPARACION DE TUBULARES PERFORACION			9,031.68
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION			96,258.40
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION			453,802.11
SERVICIO DE LINER HANGER			145,736.15
SERVICIO LUMP SUM BROCCAS PERFORACION			282,543.52
SERVICIO LWD			145,444.32
SERVICIO DE GEOMECANICA			60,803.05
RENTA DE EQUIPOS PERFORACION			60,082.88
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION			99,904.02
COMBUSTIBLES PERFORACION			92,500.42
TUBERIA DE REVESTIMIENTO			1,030,133.85
ACEITES Y GRASAS PERFORACION			1,000.00
BROCCAS BODEGA			10,000.00
SERVICIO DE TRANSPORTE			2,974.02
SERVICIO DE CAMION VACCUM			112,007.71
PERMISOS CNH			10,000.00
SERVICIO DE ING GEOLOGIA			1,250.00
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS			20,202.89
RETENCIONES			80,000.00
TOTAL CON IVA (12%) INCLUIDO			5,389,217.07
ARREGLO GEOMETRICO:	20° x 13-30° x 9-50° x 7°		

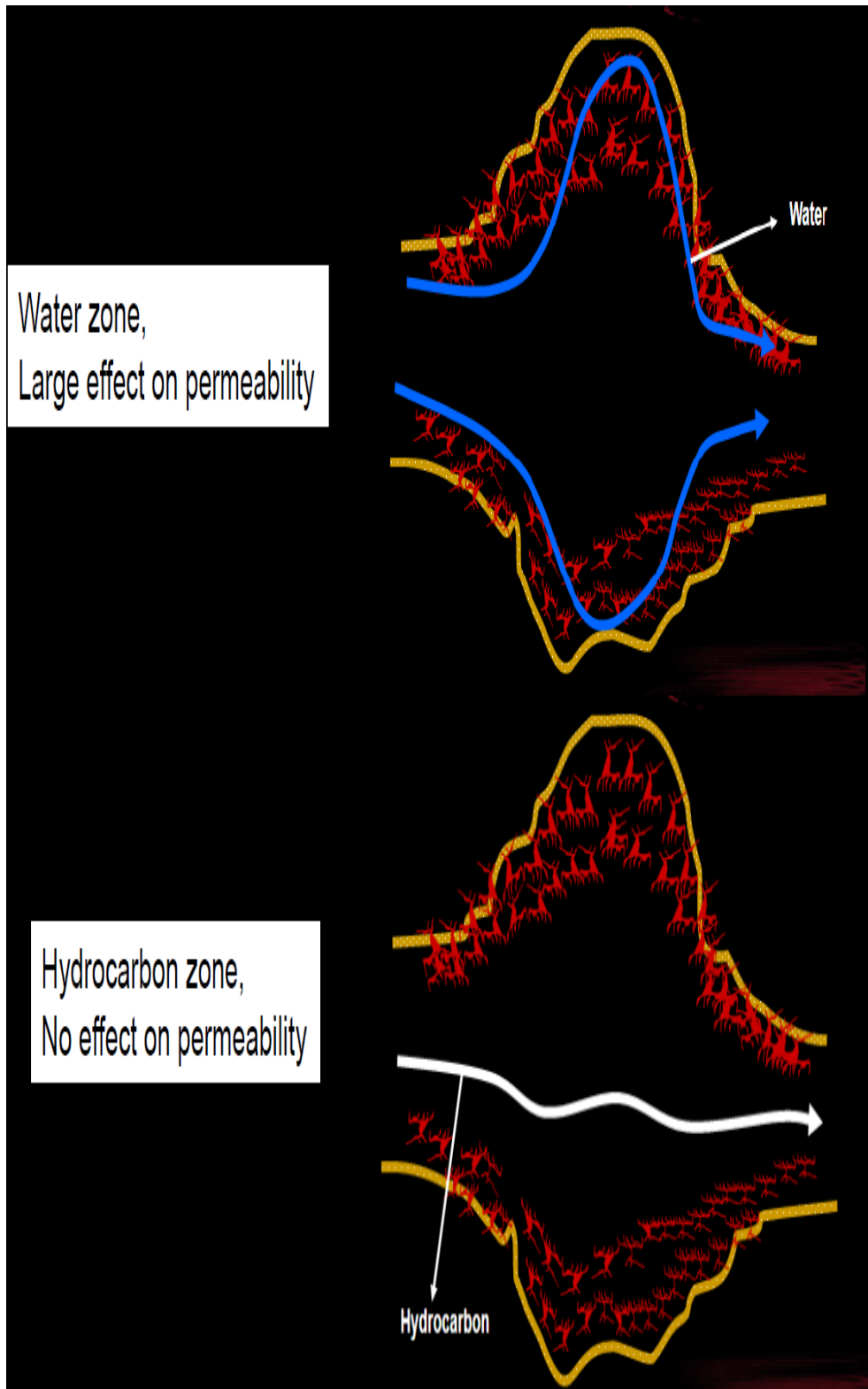
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 8. Hydrajet Perforating Technology.



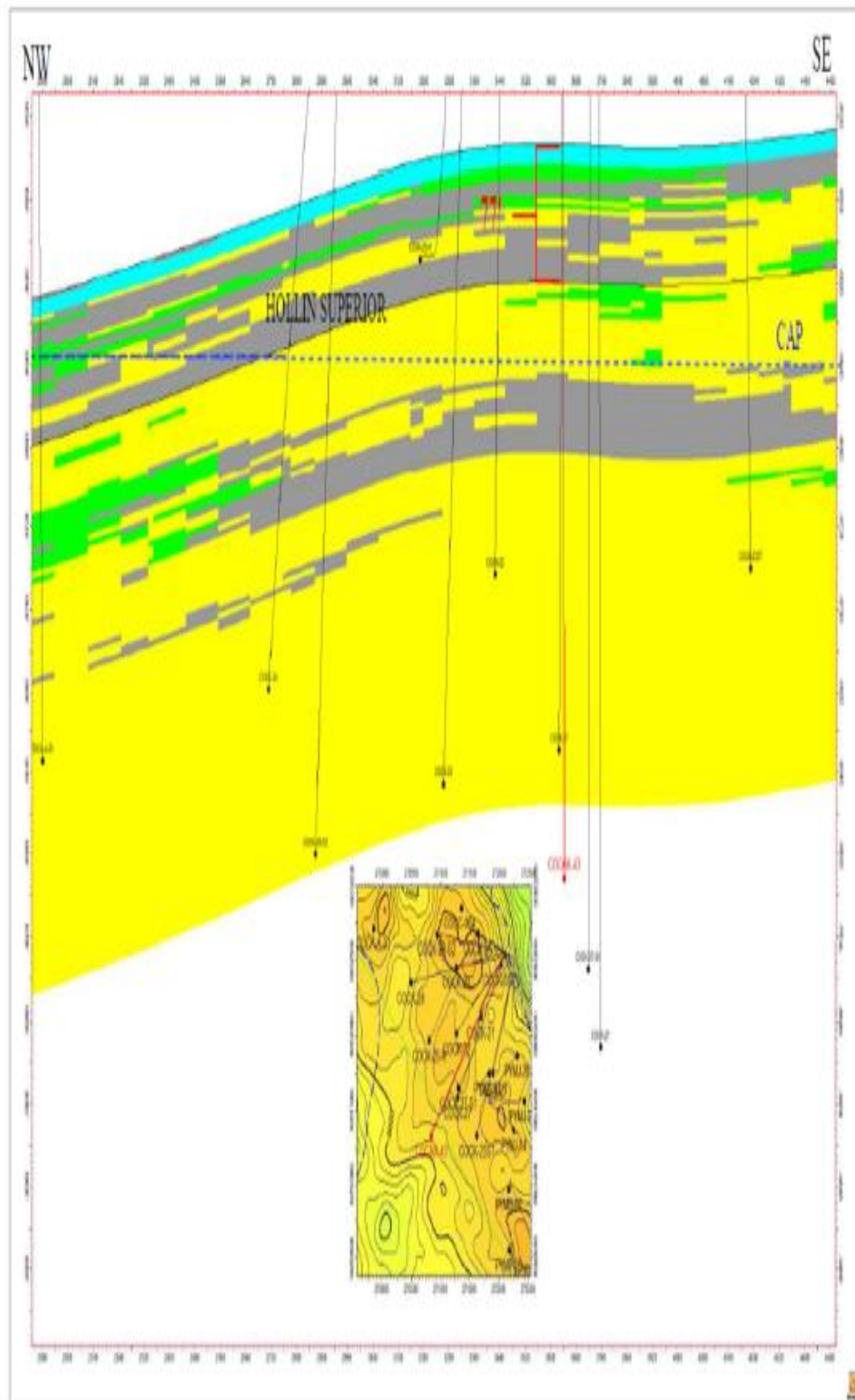
(Halliburton, 2014)

Anexo 9. Efecto del chorro.



(Halliburton, 2015)

Anexo 11. Hollín Superior – Sección Estructural (NE-SE).




(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 13. Hoyo Perforado con la técnica Hydrjet Perforating Technology.



(Halliburton, 2014)

Anexo 14. Formato de solicitud de Completación y Pruebas Iniciales.

 DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN PROGRAMA DE TERMINACION Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION							
DNH-00EEEPDM							No 1
DATOS GENERALES							
COMPAÑIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	ARENA	TIPO POZO	FECHA	CLASIFICACIÓN
PETROAMAZONAS EP	7	COCA	COCA-K44	HOLLIN	DIRECCIONAL	1-Oct-14	DESARROLLO
ESTRUCTURA	ELEVACIÓN MESAROTATIVA	PROFUNDIDAD (Pies)		ÁNGULO MÁXIMO DE DESVIACIÓN	PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO DE BOMBA		
		TOTAL MEDIDA	VERTICAL VERDADERA				
ANTICLINAL	828,41	11.916	9.702	39,1	10.300 pies MD / 8.645 pies TVD		
OBJETIVO	<p>Completar el pozo direccional de desarrollo COCA-K44 en el yacimiento Hollin el mismo que consiste en:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Realizar limpieza del pozo - Correr registro de cemento. - Disparar con Hydrajet, en los intervalos que se definirán en base a los registros en la arenisca Hollin - Instalar equipo BE-S con Y-tool, diseñado para manejar la producción esperada. - Dejar el pozo en producción de la arenisca Hollin. 						
1. PRUEBA DE PRODUCCION							
PRUEBA	ARENAS	INTERVALOS (Pies)		DIÁMETRO CAÑÓN (Pulg)	N° DISPAROS (req) DPP	MILLAS PREMIUM SCREEN 4 1/2"	ICDS 4 1/2"
		DESDE	HASTA				
1	HOLLIN	11.161	11.166	4 1/2"	4		
2	HOLLIN	11.171	11.184	4 1/2"	4		
3	HOLLIN	11.200	11.208	4 1/2"	4		
CARGA TIPO		PENETRACIÓN (Pulg)	DIÁMETRO ORIFICIO (Pulg)	PIES SATURADOS HC	SW PROMEDIO %	POROSIDAD PROMEDIO %	Rw (ohm.m)
HYDRAJET		70	1				
2. HERRAMIENTAS							
PRUEBA	HERRAMIENTAS DE PRUEBA	TIPO DE SISTEMA DE PRUEBA	INSTALACIÓN DE SUPERFICIE PARA EL CONTROL DE PRUEBA		OBSERVACIONES		
1	EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE BAKER CENTRILIFT, CON SENSOR WELL LIFT	BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	FACILIDADES DEL PAD K EN EL CAMPO COCA				
3. COSTOS ESTIMADOS DE OPERACION							
COMPAÑIA	SERVICIO	MATERIAL	GASTOS	INVERSIÓN			
SINOPEC 119	Tarifa diaria (9 días)	-		274.500			
SECRETARIA DE HIDROCARBUROS	Notificación Programa	-		3.000			
HALLIBURTON - IPM	Gerenciamiento	-		18.000			
PETROAMAZONAS	-	Cabezal + Accesorios		20.000			
PETROAMAZONAS	-	Tubería de producción		150.000			
PETROAMAZONAS	-	KCl, Surf, Bióxido, Gel		30.000			
HALLIBURTON	Cañones	-		150.000			
HALLIBURTON	Registros	-		30.000			
SCHLUMBERGER	Registros de cemento	-		50.000			
BAKER	Herramientas de limpieza	-		25.000			
SUNMAPET	Slick line	-		4.000			
WEATHERFORD	Servicio de ajuste de tubería	-		25.000			
MOROCCIDENTAL	Transporte y vacuun	-		16.500			
BAROID	Servicios de filtración y limpieza química	-		17.000			
BAROID	Control de sólidos	-		30.000			
OCANA	Renta de equipo pesado	-		12.000			
CAVES	Alimentación y alojamiento	-		9.000			
MISSION PETROLEUM	Instalación de cabezal	-		7.000			

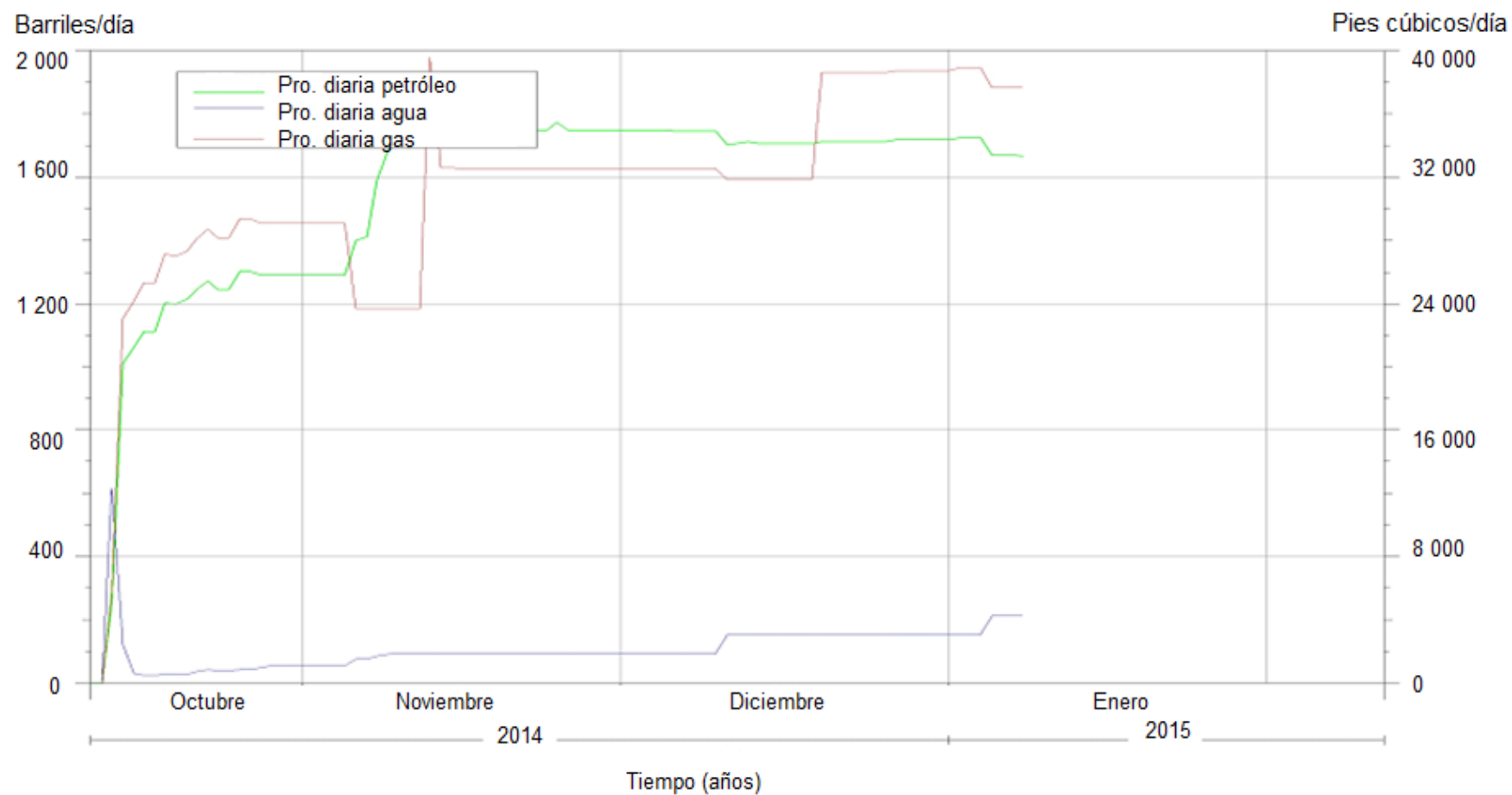
(Secretaría de Hidrocarburos, 2015)

Anexo 15. Prueba de producción - Pozo Coca-K44.

FECHA	PRESIONES (psi)			PRODUCCION REAL					DATOS DEL EQUIPO BES				GAS		TIEMPO	ARENA	TIPO DE BOMBA	SALINIDAD
	P.Tbg	P. Mnf	P.sep/Oled	bfpd	bppd	bapd	BSW	°API	HZ	AMP	VOL	PIP	GAS	GOR	HORAS			PPM
	Pc	Pm	Ps	(bls)	(bls)	(bls)	(%)				(psi)							
15-oct-14	164	158	51	875	258	617	70.5	25.7	44	97	352	2 652	5.78	22.40	24	HS	400 P18 – 232 STGS	47 629
16-oct-14	125	120	26	1 154	1 034	120	10.4	25.7	44	94	352	2 444	23.05	22.29	24	HS	400 P18 – 232 STGS	26 833
17-oct-14	125	120	26	1 116	1 087	29	2.6	25.7	44	94	353	2 434	24.17	22.24	24	HS	400 P18 – 232 STGS	30 490
18-oct-14	125	120	26	1 160	1 137	23	2	25.7	44	96	356	2 424	25.29	22.24	24	HS	400 P18 – 232 STGS	31 197
20-oct-14	125	120	26	1 252	1 227	25	2	25.6	46	100	367	2 388	27.13	22.11	24	HS	400 P18 – 232 STGS	31 799
21-oct-14	134	129	26	1 249	1 224	25	2	25.6	46	101	368	2 413	26.99	22.05	24	HS	400 P18 – 232 STGS	18 750
22-oct-14	135	125	26	1 267	1 242	25	2	25.6	46	100	368	2 413	26.99	21.73	14	HS	400 P18 – 232 STGS	18 750
23-oct-14	130	125	123	1 311	1 276	35	2.7	25.6	46	101	368	2 489	28.18	22.08	24	HS	400 P18 – 232 STGS	6 380
24-oct-14	130	125	123	1 341	1 301	40	3	25.6	46	101	369	2 515	28.69	22.05	24	HS	400 P18 – 232 STGS	2 475
25-oct-14	130	125	123	1 313	1 274	39	3	25.6	46	101	367	2 538	28.17	22.11	24	HS	400 P18 – 232 STGS	1 555
27-oct-14	130	123	118	1 371	1 330	41	3	25.6	47	102	374	2 549	29.41	22.11	24	HS	400 P18 – 232 STGS	1 400
29-oct-14	130	120	115	1 364	1 315	49	3.6	25.6	47	104	376	2 551	29.07	22.11	11	HS	400 P18 – 232 STGS	1 400
30-oct-14	130	125	120	1 370	1 315	55	4	25.6	47	103	376	N/R	29.07	22.11	11	HS	400 P18 – 232 STGS	1 420
07-nov-14	130	125	120	1 503	1 428	75	5	25.6	48	105	380	N/R	23.70	16.60	19	HS	400 P18 – 232 STGS	1 380
08-nov-14	130	125	120	1 515	1 439	76	5	25.6	48	105	385	N/R	23.70	16.47	18	HS	400 P18 – 232 STGS	1 420
09-nov-14	130	125	120	1 704	1 619	85	5	25.6	50	112	404	N/R	23.70	14.64	16	HS	400 P18 – 232 STGS	1 400
10-nov-14	130	125	120	1 814	1 723	91	5	25.6	52	118	420	N/R	23.70	13.76	24	HS	400 P18 – 232 STGS	1 400
11-nov-14	130	125	120	1 847	1 755	92	5	25.6	53	119	424	2 325	38.70	22.05	24	HS	400 P18 – 232 STGS	1 400
14-nov-14	130	125	120	1 890	1 795	95	5	25.6	54	123	432	2 324	39.58	22.05	14	HS	400 P18 – 232 STGS	1 350
15-nov-14	130	125	120	1 884	1 790	94	5	25.6	55	126	440	2 273	32.63	18.23	24	HS	400 P18 – 232 STGS	845
16-nov-14	130	125	120	1 882	1 788	94	5	25.6	55	126	440	2 273	36.60	20.47	12	HS	400 P18 – 232 STGS	704
17-nov-14	130	125	120	1 880	1 786	94	5	25.6	55	126	440	2 273	32.56	18.23	12	HS	400 P18 – 232 STGS	704
18-nov-14	130	125	120	1 880	1 786	94	5	25.6	55	126	440	2 273	32.56	18.23	12	HS	400 P18 – 232 STGS	650
19-nov-14	130	125	120	1 880	1 786	94	5	25.6	55	124	440	2 273	32.56	18.23	12	HS	400 P18 – 232 STGS	348
12-dic-14	130	125	120	1 899	1 747	152	8	25.6	55	126	440	2 312	31.85	18.23	24	HS	400 P18 – 232 STGS	315
21-dic-14	130	125	120	1 904	1 752	152	8	25.6	55	125	440	2 312	38.63	22.05	24	HS	400 P18 – 232 STGS	258
28-dic-14	130	125	120	1 910	1 757	153	8	25.6	55	126	440	2 312	38.74	22.05	14	HS	400 P18 – 232 STGS	225
03-ene-15	130	120	115	1 917	1 764	153	8	25.6	55	127	441	2 312	38.90	22.05	24	HS	400 P18 – 232 STGS	350
06-ene-15	130	120	115	1 917	1 706	211	11	25.6	55	127	441	2 312	37.62	22.05	24	HS	400 P18 – 232 STGS	
16-ene-15	120	117	115	1 972	1 656	316	16	25.6	55	127	441	2 312	37.86	22.86	22	HS	400 P18 – 232 STGS	
05-feb-15	130	124	117	1 943	1 632	311	16	25.6	55	128	441	2 509	37.86	23.20	22	HS	400 P18 – 232 STGS	

(Petroamazonas EP, 2015)

Anexo 16. Curva de producción - Pozo Coca-K44



(Petroamazonas EP, 2015)