



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**“ANÁLISIS TÉCNICO Y COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS DE
DISPARO TIPO MAX-R Y TCP PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN EN 4
POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI”**

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

NATASHA FERNANDA VALLEJOS DIAZ

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ

Quito, Noviembre 2014

DERECHOS DE AUTOR

© Universidad Tecnológica Equinoccial 20XX

Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo NATASHA FERNANDA VALLEJOS DÍAZ, 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

Natasha Fernanda Vallejos Díaz

C.I. 1003857800

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis Técnico y Comparativo entre los Sistemas de Disparo tipo MAX-R y TCP para optimizar la producción en 4 pozos seleccionados del campo Shushufindi**”, que, para aspirar al título de **Ingeniera de Petróleos** fue desarrollado por **Natasha Fernanda Vallejos Díaz**, 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

CARTA DE LA INSTITUCIÓN



Secretaría de
Hidrocarburos
ECUADOR

Av. Amazonas 963-98 y Juan Pablo II s/n
1501 - Guayaquil-EC. Tel: 0043 2922000/2000

Oficio Nro. SHE-SCH-UTE-2014-1611-OF

Quito, D.M., 11 de junio de 2014

Asunto: TESIS DE GRADO

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

De mi consideración:

En atención al oficio No. UTE-PP-AAM-No.00373-2014, ingresado el 6 de junio de 2014, mediante el cual el Coordinador de la carrera de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Tecnológica Equinoccial, solicita a ésta Secretaría conceder las facilidades necesarias a fin de que la señorita **VALLEJOS DIAZ NATASHA FERNANDA** estudiante de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, realice un proyecto de tesis de grado con el tema "Análisis Técnico y Comparativo entre los sistemas de disparo Tipo MAXAR y TCP para Optimizar la Producción en el Campo Shastuffindí", al respecto cumplo 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.

Acentuando,

Ing. Douglas Salomón Morán Muñoz
DIRECTOR DE LA UNIDAD TÉCNICA

Referencia:
- SHE-CAF-CDD-2014-1692-CD

nc/rg

DEDICATORIA

Quiero dedicar con profundo amor a Dios que ha guiado mi vida y mi camino día a día cuando sentía desmayar.

A mis padres Lolita Díaz y Shofre Vallejos que gracias a su apoyo y a su incondicional amor y cariño soy lo que soy, a mi hermana Irina Vallejos que ha sido mi compañera y amiga incondicional en toda mi vida.

A mi querida abuelita Blanca Ramírez que siempre ha estado ahí dándome sus consejos y sus buenas vibras para seguir adelante, a mis abuelitos que están en el cielo y a toda mi familia que ha sido parte de esto.

A dos grandes profesionales Ing. Fernando Estacio y al Ing. Gleen Guamanquishpe que me han hecho crecer como profesional en esta etapa de mi vida y que me han brindado su apoyo en todo momento.

Natasha Vallejos

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a Dios quien es el pilar fundamental en mi vida para bendecirme y guiarme día a día, a mis padres por el apoyo que siempre he tenido para ser una mejor persona y una buena profesional.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial que me ha brindado una oportunidad para crecer como profesional ya que durante esta etapa de mi vida he tenido la oportunidad de conocer docentes que han sabido ser guías y amigos en todo mi camino, a compañeros y amigos que siempre han estado ahí brindándome una palabra de aliento y de apoyo para poder culminar mi meta con éxito.

A la Secretaría de Hidrocarburos por su colaboración, apoyo y respaldo en el desarrollo del presente trabajo de titulación.

Sin embargo darle las gracias infinitas al Ing. Benjamín Hincapié por haber guiado con paciencia mi trabajo de titulación y haberme hecho crecer como persona y profesional en esta etapa de mi vida por que más que un docente ha sido un amigo.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	PROBLEMA.....	2
1.2	JUSTIFICACIÓN.....	3
1.3	OBJETIVOS.....	4
1.3.1	GENERAL	4
1.3.2	ESPECÍFICOS	4
2	MARCO TEÓRICO.....	5
2.1	CAÑONEO.....	6
2.2	PROCESO DE PUNZONAMIENTO	6
2.3	CONDICIONES HIDROSTÁTICAS DEL CAÑONEO	7
2.3.1	SOBRE BALANCE ESTÁTICO	8
2.3.2	BAJO BALANCE ESTÁTICO	8
2.4	TIPOS DE CAÑONEO.....	9
2.4.1	CAÑONEO UTILIZANDO BALAS.	9
2.4.2	CAÑONEO CON CHORROS DE AGUA A ALTA PRESIÓN (HIDRÁULICO).....	10
2.4.3	CAÑONEO CON CARGAS MOLDEADAS TIPO CHORRO.	10
2.5	SISTEMAS DE CAÑONEO.....	10
2.5.1	SISTEMA DE CAÑONEO TRANSPORTADO MEDIANTE CABLE ELÉCTRICO O WIRELINE.....	11
2.5.1.1	Ventajas del Sistema Wireline.	12
2.5.1.2	Desventajas del Sistema Wireline.....	12

2.5.2	SISTEMA DE CAÑONEO TRANSPORTADO POR TUBERÍA O TCP.	13
2.5.2.1	Ventajas del sistema TCP.....	14
2.5.2.2	Desventajas del sistema TCP.....	15
2.5.3	SISTEMA DE CAÑONEO TRANSPORTADO MEDIANTE TUBERÍA FLEXIBLE O COILED TUBING.....	15
2.5.3.1	Ventajas del Sistema Coiled Tubing.....	16
2.5.3.2	Desventajas del Sistema Coiled Tubing.....	17
2.6	EXPLOSIVOS Y CAÑONES.....	17
2.6.1	EXPLOSIVOS.....	17
2.6.1.1	Selección de explosivos.....	17
2.6.1.2	Tipos de Explosivos.....	18
2.6.1.2.1	Explosivos Altos.....	18
2.6.1.2.2	Explosivos Bajos.....	19
2.6.2	CAÑONES.....	20
2.6.2.1	Elementos de un Cañón.....	20
2.6.2.1.1	Contenedor.....	20
2.6.2.1.2	Iniciador o Detonador.....	20
2.6.2.1.2.1	Detonador Eléctrico.....	21
2.6.2.1.2.2	Detonador de Percusión.....	22
2.6.2.1.3	Cordón detonante.....	22
2.6.2.1.4	Cargas Moldeadas.....	23
2.6.2.2	Tipos de cañones.....	26
2.6.2.2.1	Cañones Recuperables.....	26
2.6.2.2.2	Cañones Semirecuperables.....	27

2.6.2.2.3 Cañones Desechables.....	28
2.7 PARÁMETROS QUE AFECTAN A LA EFECTIVIDAD DE LOS DISPAROS.....	29
2.7.1 TAPONAMIENTOS DE LOS DISPAROS.....	29
2.7.2 COSTOS.....	30
2.7.3 DAÑOS DEL CEMENTO Y EL CASING.....	30
2.7.4 MEDICIÓN DE LA PROFUNDIDAD.....	31
2.7.5 RESISTENCIA Y COMPRESIÓN DE LA FORMACIÓN.....	31
2.7.5.1 Formaciones Consolidadas.....	32
2.7.5.2 Formaciones no consolidadas.....	33
2.8 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO.....	33
2.8.1 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO.....	34
2.8.1.1 Densidad de Disparo.....	35
2.8.1.2 Diámetro de los cañones.....	36
2.8.1.3 Ángulo de Fase.....	37
2.8.1.4 Daño de Formación.....	37
2.8.1.4.1 Tipos de daño de formación.....	39
3 METODOLOGÍA.....	43
3.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	43
3.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	44
3.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	46
3.4 LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA.....	46
3.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUNDI.....	49
3.6 RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	50

3.7	VALORES PROMEDIOS DE PRUEBAS PVT.....	50
3.8	DESCRIPCION DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO TCP Y MAX-R..	51
3.8.1	TÉCNICA DE CAÑONEO TCP CONVENCIONAL (CAÑONES TRANSPORTADOS CON TUBERÍA).....	51
3.8.1.1	Operación de los cañones transportados con tubería.....	53
3.8.1.2	Evaluación de los cañones.	54
3.8.1.3	Programación de los trabajos a realizarse en el cañoneo.....	55
3.8.1.4	Especificaciones de la tubería.	56
3.8.1.5	Fluido del pozo.....	56
3.8.1.6	Parámetros de seguridad para el trabajo de cañoneo.	56
3.8.1.7	Ventajas del sistema de cañoneo TCP.	57
3.8.1.8	Desventajas del sistema TCP.	58
3.8.2	TÉCNICA DE CAÑONEO TIPO MAX-R.....	58
3.8.2.1	Proceso de anclaje.	61
3.8.2.2	Procedimiento de punzonamiento para MAX-R.	62
3.8.2.3	Diferencias entre correr la técnica de cañoneo MAX-R con los sistemas TCP y Wireline.	65
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS.	66
4.1	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE CAÑONEO TCP Y MAX- R. 66	
4.1.1	EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	66
4.1.2	ANÁLISIS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA TCP. 67	
4.1.2.1	Datos generales de los pozos.....	67
4.1.2.1.1	Pozo SSF- 208 D.	67

4.1.2.1.2 Pozo SSF-113 D.....	68
4.1.2.2 Datos de la producción previa al cañoneo.....	70
4.1.2.3 Datos de producción posterior al cañoneo.....	70
4.1.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA MAX-R. 71	
4.1.3.1 Datos generales de los pozos.....	71
4.1.3.1.1 Pozo SSF-220 D.....	72
4.1.3.1.2 Pozo SSF-250 D.....	73
4.1.3.2 Datos de la producción previa al cañoneo.....	74
4.1.3.3 Datos de producción posterior al cañoneo.....	74
4.1.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN.....	75
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	77
4.2.1 PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	77
4.2.1.1 Flujo Neto de Caja.....	78
4.2.1.2 Valor Actual Neto.....	78
4.2.1.3 Tasa Interna de Retorno.....	79
4.2.1.4 Relación beneficio / costo.....	80
4.2.1.5 Ingresos.....	81
4.2.1.6 Egresos.....	82
4.2.1.7 Consideraciones.....	82
4.2.2 INVERSIÓN INICIAL DEL POZO SSF -208 D.....	83
4.2.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SHUSHUFINDI 208 D.....	84
4.2.3.1 Escenario 1 (\$79,70).....	84
4.2.3.2 Escenario 2.....	86

4.2.4	INVERSIÓN INICIAL DEL POZO SSF-113 D.	87
4.2.5	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SSF-113 D.	88
4.2.5.1	Escenario 1 (\$79,70).....	88
4.2.5.2	Escenario 2.	90
4.2.6	INVERSIÓN DEL POZO SSF-220 D.	91
4.2.7	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SSF-220D.	92
4.2.7.1	Escenario 1 (\$79,70).....	93
4.2.7.2	Escenario 2.	94
4.2.7.3	Análisis por pérdida de producción.	95
4.2.7.4	Cálculo del Daño de formación en el pozo SSF- 220 D.	96
4.2.7.5	Análisis económico con la producción de petróleo estimada.	97
4.2.7.6	Escenario 1 (\$ 79,70).....	98
4.2.7.7	Escenario 2.	99
4.2.7.8	Resumen de los valores obtenidos en la producción.	100
4.2.8	INVERSIÓN DEL POZO SSF-250 D.	103
4.2.9	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SSF-250 D.	104
4.2.9.1	Escenario 1 (\$79,70).....	104
4.2.9.2	Escenario 2.	106
4.3	RESUMEN DE VALORES OBTENIDOS.	107
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	112
5.1	CONCLUSIONES.	112
5.2	RECOMENDACIONES.	113

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Explosivos altos y sus propiedades	19
Tabla 3.1 Datos de producción del campo Shushufindi	49
Tabla 3.2 Datos de ° API y BSW del campo Shushufindi	50
Tabla 3.3 Valores promedios de las pruebas PVT.....	51
Tabla 4.1 Nombre real de los pozos a evaluarse.....	67
Tabla 4.2 Parámetros generales del pozo.	68
Tabla 4.3 Parámetros generales del pozo.	69
Tabla 4.4 Producción previa al cañoneo.....	70
Tabla 4.5 Producción posterior al cañoneo.....	71
Tabla 4.6 Parámetros generales del pozo.	72
Tabla 4.7 Parámetros generales del pozo	73
Tabla 4.8 Producción previa al cañoneo.....	74
Tabla 4.9 Producción posterior al cañoneo.....	75
Tabla 4.10 Análisis de producción	75
Tabla 4.11 Inversión Inicial pozo SSF-208 D.....	83
Tabla 4.12 Producción mensual del pozo SSF-208 D y costos de producción.	84
Tabla 4.13 Flujo de caja del pozo SSF-208 D en el escenario 1.	85
Tabla 4.14 Indicadores económicos del pozo SSF-208 D	85
Tabla 4.15 Flujo de caja escenario 2.	86
Tabla 4.16 Indicadores económicos del pozo SSF-208 D	86
Tabla 4.17 Inversión Inicial pozo SSF-113 D.....	87
Tabla 4.18 Producción mensual del pozo SSF-113 D y costos de producción.	88
Tabla 4.19 Flujo de caja escenario 1.	89
Tabla 4.20 Indicadores económicos del pozo SSF-113 D	89
Tabla 4.21 Flujo de caja escenario 2.	90
Tabla 4.22 Indicadores económicos del pozo SSF-113 D	90
Tabla 4.23 Inversión Inicial pozo SSF-220 D.....	91
Tabla 4.24 Producción mensual del pozo SSF-220 D y costos de producción.	92

Tabla 4.25 Flujo de caja escenario 1.	93
Tabla 4.26 Indicadores económicos del pozo SSF-220 D	93
Tabla 4.27 Flujo de caja escenario 2.	94
Tabla 4.28 Indicadores económicos del pozo SSF-220 D	95
Tabla 4.29 Valores de la producción antes y después del cañoneo.	95
Tabla 4.30 Producción mensual del pozo SSF-220 D y costos de producción estimada	97
Tabla 4.31 Flujo de caja escenario 1.	98
Tabla 4.32 Indicadores económicos del pozo SSF-220 D	99
Tabla 4.33 Flujo de caja escenario 2.	99
Tabla 4.34 Indicadores económicos del pozo SSF-220 D	100
Tabla 4.35 Indicadores económicos del escenario 1.	100
Tabla 4.36 Indicadores económicos del escenario 2.	101
Tabla 4.37 Inversión Inicial pozo SSF-250 D	103
Tabla 4.38 Producción mensual del pozo SSF-250 D y costos de producción	104
Tabla 4.39 Flujo de caja escenario 1.	105
Tabla 4.40 Indicadores económicos del pozo SSF-250 D	105
Tabla 4.41 Flujo de caja escenario 2.	106
Tabla 4.42 Indicadores económicos del pozo SSF-250 D	106
Tabla 4.43 Valores de la TIR de los pozos analizados	107
Tabla 4.44 Valores del VAN de los pozos analizados.....	108
Tabla 4.45 Valores de la relación B/C de los pozos analizados	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Proceso de Punzonamiento	7
Figura 2.2 Sistema de cañoneo por Wireline	11
Figura 2.3 Sistema de cañoneo por TCP	14
Figura 2.4 Sistema de cañoneo Coiled Tubing	16
Figura 2.5 Iniciador o Detonador.....	21
Figura 2.6 Detonador Eléctrico	21
Figura 2.7 Detonador de Percusión	22
Figura 2.8 Cordón detonante	23
Figura 2.9 Componentes de una carga.....	24
Figura 2.10 Configuración de alta penetración.	25
Figura 2.11 Configuración de alta penetración	25
Figura 2.12 Cañones Recuperables	27
Figura 2.13 Cañones Desechables y Semidesechables.....	28
Figura 2.14 Curva de selección de arenisca en relación a la porosidad y profundidad.....	32
Figura 2.15 Parámetros geométricos del disparo.	35
Figura 2.16 Efecto de la penetración y densidad de disparo con respecto a la productividad.....	36
Figura 2.17 Efecto del ángulo de fase en relación a la productividad	37
Figura 2.18 Daño de formación por cañoneo.....	41
Figura 2.19 Invasión de cemento a la formación	42
Figura 3.1 Ubicación de los pozos en el campo Shushufindi.....	45
Figura 3.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	48
Figura 3.3 Partes de la Herramienta de cañoneo TCP	53
Figura 3.4 BHA de MAX-R.....	60
Figura 3.5 Proceso de anclaje y cañoneo MAX-R	62
Figura 4.1 Producción total de las técnicas de cañoneo evaluadas.....	76
Figura 4.2 Análisis económico escenario 1.....	102

Figura 4.3 Análisis económico escenario 2.....	102
Figura 4.4 Valores de la TIR de los pozos analizados.	108
Figura 4.5 Valores del VAN de los pozos analizados.	109
Figura 4.6 Valores de la B/C de los pozos analizados.....	111

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec [2.1]	33
Ec [2.2].....	38
Ec [4.1].....	79
Ec [4.2].....	79
Ec [4.3].....	80
Ec [4.4].....	81

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Ejemplo de un procedimiento de la técnica TCP.	122
Anexo 2 Ejemplo de un procedimiento de la técnica MAX-R.....	129
Anexo 3 Estado Mecánico del pozo SSF-113 D.....	133
Anexo 4 Terminación y pruebas iniciales del pozo SSF-113 D.	134
Anexo 5 Estado Mecánico del pozo SSF-208 D.	136
Anexo 6 Terminación y pruebas iniciales del pozo SSF-208 D.	137
Anexo 7 Estado Mecánico del pozo SSF-220 D.	139
Anexo 8 Terminación y pruebas iniciales del pozo SSF-220 D.	140
Anexo 9 Estado Mecánico del pozo SSF-250 D.	142
Anexo 10 Terminación y pruebas iniciales del pozo SSF-250 D.	143

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo la realización del análisis técnico y comparativo entre las técnicas de cañoneo TCP y MAX-R en 4 pozos seleccionados del campo Shushufindi tomando en cuenta que es importante realizar un buen diseño de cañoneo para un pozo de perforación ya que la producción depende de esto.

Es por esto que el capítulo 2 detalla las técnicas de cañoneo existentes con sus respectivas ventajas y desventajas para elegir la técnica adecuada para un pozo; el capítulo 3 se ha basado en la descripción general del campo Shushufindi, los parámetros de fluido que varían dependiendo a la arena en la que se encuentran y la descripción de las dos técnicas de cañoneo a compararse.

El capítulo 4 detalla el análisis técnico de cada pozo y el análisis económico en dos escenarios, siendo el primero el valor de 79,70 USD/BBL que corresponde al barril de petróleo de exportación considerado en la proforma presupuestaria para el año 2015 del Ecuador; y el segundo escenario un valor de 72,00 USD/BBL que corresponde a las proyecciones del precio mundial del petróleo que según análisis lo estiman para el Ecuador.

Finalmente el capítulo 5 muestra las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado, llegando a tener los resultados que se han obtenido en las dos técnicas de cañoneo comparadas y concluyendo que en este trabajo la mejor técnica de cañoneo resultado ser la técnica TCP ya que se ha observado una rentabilidad mucho mayor en el pozo tanto en la producción diaria de petróleo como en el resultado económico.

ABSTRACT

This work aims to complete the technical and comparative analysis of cannonade techniques TCP and MAX-R in 4 selected wells in the Shushufindi field, considering that it is important to make a good design for a cannonade borehole as the production depends on this.

This is why Chapter 2 details the existing cannonade techniques with their respective advantages and disadvantages to choose the right technique for drilling a well; Chapter 3 is based on the general description of the Shushufindi field and its fluid parameters that depends on the productive zone, and the description of the two cannonade techniques compared.

Chapter 4 details the technical analysis of each well and the economic analysis in two stages, the first one considers the value of \$ 79.70 / BBL corresponding to a barrel of exported oil considered in the pro forma budget for 2015 of Ecuador; and the second scenario, a value of \$ 72.00 / BBL corresponding to the projections of world oil prices as they deem analysis for Ecuador.

Finally Chapter 5 shows the conclusions and recommendations of the work done, getting the results of the two cannonade techniques compared, and concluding that in this work the best cannonade technique has proved to be the TCP technique because it has demonstrated a much higher profitability on the well: in daily oil production and in economic results.

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

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

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

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

La necesidad de realizar punzados más eficientes ha dado lugar al estudio de nuevas alternativas como el Sistema de cañoneo MAX-R que consiste en combinar un sistema de cañoneo tipo ancla de bajo balance con la completación del pozo definitiva, siendo esta de bombeo electrosumergible.

Toda esta investigación se basa en el análisis de casos existentes para así poder verificar y notar posibles parámetros los cuales se deben aplicar en la técnica MAX-R como método de punzonamiento con lo que podremos decir los beneficios correspondientes y las ventajas establecidas para el aumento de la producción.

Cabe destacar que cuando se realiza en un pozo labores de punzonamiento existen factores y parámetros que están orientados a facilitar el diseño y la ejecución de dicha actividad es así que los factores que intervienen en este caso son: Presión Diferencial, Densidad de Disparos, Resistencia y Compresión de la Formación.

Una vez que se realice el trabajo respectivo de disparos se debe llevar al pozo a prueba y aquí se podrá encontrar factores que afectan a la productividad del mismo como son: Daño de la formación, factores Geométricos, Penetración de disparos.

En este caso y como nueva tecnología las pruebas de producción luego de cañonear; no se las realiza puesto que la completación definitiva o final se encuentra ya en posición y por lo tanto el pozo tendrá una producción de fluidos desde el inicio y así se observa la gran ventaja de disminuir el daño a la formación, el ahorro de costos y la rápida producción del reservorio.

1.1 PROBLEMA

En la investigación de pozos lo más importante y trascendental a tratar es el daño inducido a la formación por los punzados, logrando ventajas como el de

tener disparos limpios sin importar el tipo de formación a ser perforada o que se está perforando y el saber las condiciones en que el pozo se encuentra.

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

1.2 JUSTIFICACIÓN

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

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

La idea de comparar este sistema de cañoneo con la nueva tecnología llamada MAX-R es reducir el daño de formación y poniendo al pozo en producción inmediatamente después del cañoneo, logrando con esto ahorrar tiempo y costos de taladro, tomando en cuenta que no se requiere de control del pozo después del cañoneo y no se requiere fluido de matado para el mismo.

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

1.3 OBJETIVOS

El presente trabajo tiene como objetivo principal y objetivos específicos los siguientes:

1.3.1 GENERAL

Analizar y comparar los resultados del Sistema de Disparos tipo MAX-R y TCP en 4 pozos seleccionados del campo Shushufindi en la Amazonía Ecuatoriana.

1.3.2 ESPECÍFICOS

- Describir el principio y funcionamiento de la nueva técnica de disparo tipo MAXR.
- Evaluar los trabajos de cañoneo realizados en el campo Shushufindi de los pozos Shushufindi 208 D y 113 D TCP y Shushufindi 220 D y 250 D MAX-R.
- Realizar el análisis técnico comparativo de los sistemas de disparo tipo MAXR y TCP antes y después del sistema de cañoneo aplicado.
- Determinar las principales ventajas y desventajas al utilizar esta nueva tecnología en base al análisis técnico y económico.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO

Desde el pasado se ha utilizado en la industria petrolera varias técnicas de punzonamiento o cañoneo, todas con la única finalidad de brindar el mejor ajuste a las características del pozo y reservorio, con el objetivo de minimizar el daño de formación y así poder obtener una buena productividad del pozo.

Estas técnicas han ido creciendo, tal es así que antes del año 1932 se utilizaban cortadores mecánicos los cuales realizaban la función de fabricar los agujeros para que exista la comunicación entre la formación y el pozo, para los años posteriores ya se empezaron a utilizar balas, para el año 1948 se innovó en la creación de las denominadas cargas configuradas que son aquellas que poseen una detonación controlada.

Para los años 80 se incrementó una alternativa al transporte de cañones mediante la utilización de tubería de producción unida al respectivo cañón conocido hoy en día como TCP (Tubing Conveyed Perforating). También se incrementaron nuevas formas como Wireline y Coiled Tubing.

En el presente se han desarrollado nuevas técnicas con la implementación de nuevas herramientas de las cuales se pueden tener varias aplicaciones según las características del reservorio y del pozo, una de estas es la técnica de cañoneo tipo ancla o no convencional, llamada MAX-R.

2.1 CAÑONEO

El establecimiento de una eficaz comunicación entre la formación y el pozo da como resultado la actividad de punzonamiento o cañoneo que consiste en realizar agujeros que pasen por la tubería de revestimiento, por el cemento y finalmente se internen en la formación para permitir el paso del fluido al pozo.

2.2 PROCESO DE PUNZONAMIENTO

El punzonamiento inicia desde la colocación del ensamble de cañoneo en fondo de pozo, frente a la zona de interés. Todos los cañoneos se generan en la fracción de un segundo.

El proceso comienza al iniciar la detonación del explosivo principal, en donde se genera una ráfaga o chorro de energía que se impulsa a muy altas velocidades y gran potencia. Esta velocidad, la cual es mayor en la punta de la ráfaga y menor en la cola de la misma, es la causante de un gradiente de velocidad el cual produce el alargamiento del chorro que será el responsable de crear los orificios en las barreras y también de internarse en la formación.

En la etapa 1, la carga aún no ha sido detonada; en la 2, la carga se detona y produce el colapso del liner y la expansión de la carcasa o casco; en la 3, ya se puede ver la formación de un chorro a manera de ráfaga con partículas de metal; en la 4, la presión de la detonación empieza a ejercer fuerza y ha perforado ya el revestidor; en la 5, el chorro alcanza una elongación pronunciada y logra atravesar el cemento; en la 6, el chorro logra entrar a la formación en donde la presión es muy elevada.

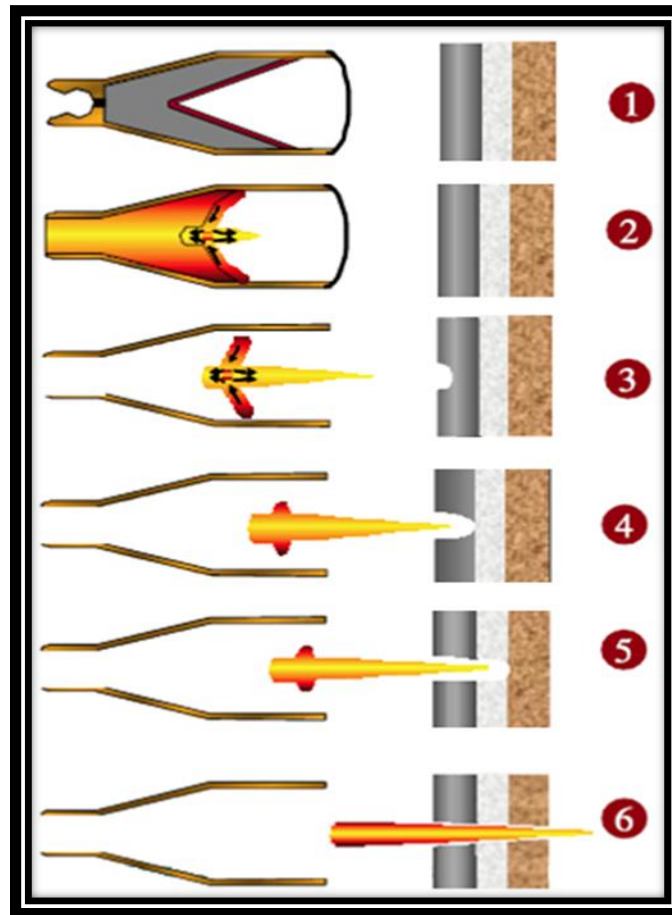


Figura 2.1 Proceso de Punzonamiento
(Arrieta)

2.3 CONDICIONES HIDROSTÁTICAS DEL CAÑONEO

Las condiciones en las que un pozo va a ser cañoneado son indispensables para lograr un exitoso punzonamiento, por tal motivo existen dos condiciones de presión en la cual se puede llevar a cabo esta actividad. La única forma de poder crear esta presión diferencial es gracias al fluido de control que se encuentra dentro del pozo, esta columna de fluido puede transmitir dos condiciones de presión diferencial que son:

2.3.1 SOBRE BALANCE ESTÁTICO

La altura de la columna de fluido en el interior del pozo es controlada de tal manera que la presión hidrostática resulte mayor que la presión de reservorio. Generalmente cuando se prefiere este estado para el pozo es garantizar que cuando se realice el cañoneo, los fluidos del reservorio no provoquen una reacción contraria a la del cañón, esto se la realiza principalmente cuando el sistema de cañoneo es con cable eléctrico.

2.3.2 BAJO BALANCE ESTÁTICO

Es la situación contraria a la de sobre balance estático, es decir que la presión del reservorio es mayor que la presión hidrostática. La limpieza de residuos será más eficiente, y en ocasiones eliminará la necesidad de futuros trabajos de estimulación dando una larga vida útil al pozo, la presente condición depende de dos factores fundamentales que son la permeabilidad de la formación y el tipo de fluido de matado.

La disminución del daño asegura una limpieza de los agujeros más eficiente ya que los residuos de la carga son desalojados de la formación donde los fluidos del reservorio invadirán el túnel hecho por el cañón debido a la presión y llevarán consigo todo lo que encuentren a su paso logrando así dejar limpio los túneles para que la salida del hidrocarburo sea lo más limpia posible.

Ambas condiciones han sido desarrolladas tanto, con el fin de mejorar la efectividad del cañoneo, mitigando el daño de formación por cañoneo, como para mantener la seguridad de la actividad.

Es necesario mencionar que esta condición de bajo balance también tiene una condición que cumplir y esta es que el cálculo para crear la diferencia de presión debe ser bien realizado con el fin de crear el balance óptimo para cada pozo, ya que una presión diferencial excesiva puede provocar el arenamiento de formación, lo cual representaría una pérdida en flujo de fluido o peor aún el colapso de la tubería.

2.4 TIPOS DE CAÑONEO.

Se define diversos tipos de cañones que se han utilizado a lo largo del tiempo, entre los cuales resaltan:

- Tipo Balas
- Tipo Hidráulico
- Tipo Chorro

2.4.1 CAÑONEO UTILIZANDO BALAS.

El principio de este cañoneo son las balas disparadas hacia el revestidor atravesando el cemento hasta llegar a la formación, pero su desempeño disminuye al incrementar la dureza de las formaciones, del revestidor y cementos de alta consistencia. Es poco utilizado en la actualidad.

2.4.2 CAÑONEO CON CHORROS DE AGUA A ALTA PRESIÓN (HIDRÁULICO).

El cañoneo hidráulico utiliza altas presiones de fluido (algunas veces con arena) para abrir agujeros a través del revestidor, cemento y formación, estos fluidos son bombeados a través de la tubería hasta llegar a un arreglo de orificios direccionados hacia la pared del revestidor.

La principal desventaja de éste método es que los agujeros son creados uno a la vez, lo que hace del sistema bastante lento y costoso.

2.4.3 CAÑONEO CON CARGAS MOLDEADAS TIPO CHORRO.

Involucra el uso de explosivos de alta potencia y cargas moldeadas con una cubierta metálica. El sistema resulta altamente versátil, debido a que las cargas son seleccionadas para los diferentes tipos de formación y los cañones pueden ser bajados simultáneamente dentro del pozo utilizando Wireline, tubería de producción o tubería flexible (Coiled Tubing).

2.5 SISTEMAS DE CAÑONEO.

Se llama sistemas de cañoneo a la manera de transportar los cañones pozo abajo y colocarlo frente a la formación, estos sistemas han sido ampliamente utilizados durante muchos años y cada uno tiene sus aplicaciones, ventajas y desventajas, que serán descritas a continuación:

2.5.1 SISTEMA DE CAÑONEO TRANSPORTADO MEDIANTE CABLE ELÉCTRICO O WIRELINE.

En este sistema se utiliza una unidad que porte cable eléctrico quien es el encargado de llevar los cañones al intervalo deseado, este puede ser usado antes o después de introducir la tubería de producción.

Generalmente cuando se baja cañones con cable se lo hace porque las operaciones van a ser realizadas en sobre balance para evitar el soplo de los cañones debido a que existe altas presiones, pero esto no quiere decir que no se puedan utilizar para bajo balance pero por supuesto existen ciertas restricciones importantes las cuales deben ser tomadas en cuenta.

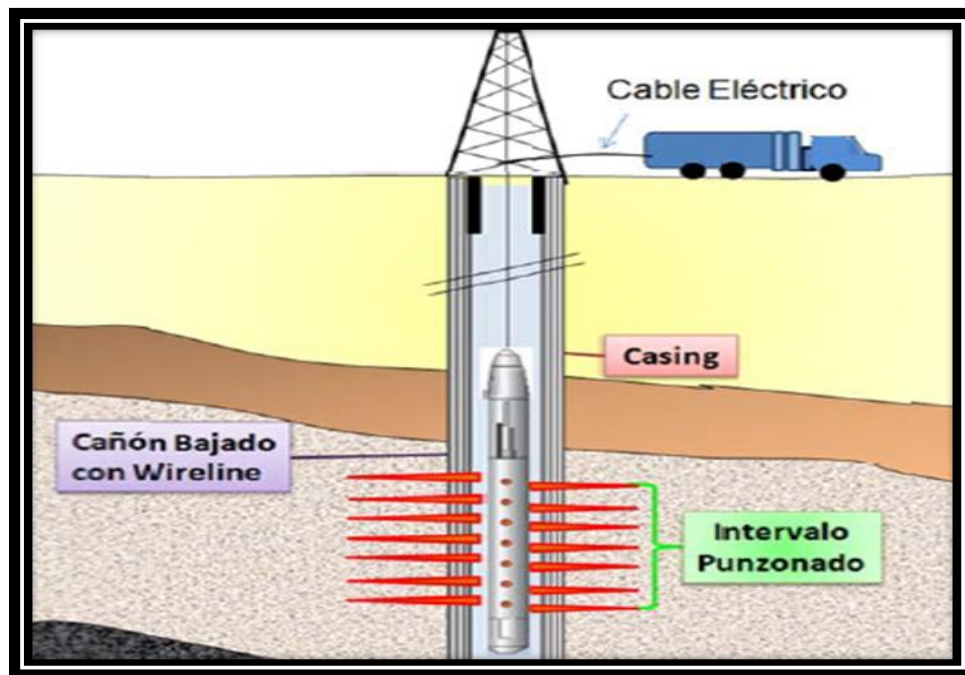


Figura 2.2 Sistema de cañoneo por Wireline
(Matute Calva & Portero Naranjo, 2012)

2.5.1.1 Ventajas del Sistema Wireline.

- Ahorro en costos de servicios por usar cable y no necesitar taladro, por ello es el sistema más económico en el mercado.
- Sistema de punzonamiento rápido puede durar entre 6 a 8 horas para intervalos cortos.
- Se puede llevar a cabo con cualquier densidad de disparo.
- Permite la selección del tamaño del cañón que sea compatible con el diámetro del revestidor.
- Se puede disparar en zonas que sean de alta presión.
- Los cañones no están expuestos a altas temperaturas por prolongados periodos de tiempo, lo que permite que se puedan usar cañones de baja temperatura los cuales resultan ser menos costosos.

2.5.1.2 Desventajas del Sistema Wireline.

- Presenta limitaciones de uso en pozos altamente desviados, por lo que se puede obtener un disparo óptimo hasta los 65°.
- El 50% de los canales de flujo generados durante el cañoneo con Wireline no quedan abiertos al flujo.
- Durante la corrida del cable con los cañones se deben interrumpir otras actividades tales como, comunicaciones de radio, operaciones de suelda puesto que pueden crear interferencia.

2.5.2 SISTEMA DE CAÑONEO TRANSPORTADO POR TUBERÍA O TCP.

Este sistema transporta los cañones mediante la tubería hasta llegar al intervalo deseado, se la puede emplear para transportar cañoneos en bajo balance así como también en sobre balance, su principal objetivo es obtener túneles limpios, profundos y simétricos.

También nos permite seleccionar cañones de considerable diámetro, alta densidad de disparos, cargas de alta penetración. Generalmente es el sistema mayormente utilizado ya que nos ayuda en la eliminación del daño por efecto del punzonamiento logrando así la mayor productividad del pozo a pesar de los taponamientos que puedan existir.

Para llevar a cabo el punzonamiento con esta técnica se debe bajar los cañones con el tubing (tubería de producción) parcialmente llena con fluido limpio y en condiciones de bajo balance; para controlar el nivel del fluido se debe asentar un packer pero previamente se debe localizar el intervalo a punzonar y colocar el cañón.

El cañón puede ser disparado de dos maneras, estas son:

- Por caída de una barra detonadora, la cual se lanza a través del tubing (tubería de producción) y golpea en el pin de disparo de cañón.
- Por aplicación de presión a un pistón de detonación, ensamblado bajo el cañón con el fin de activarlo.

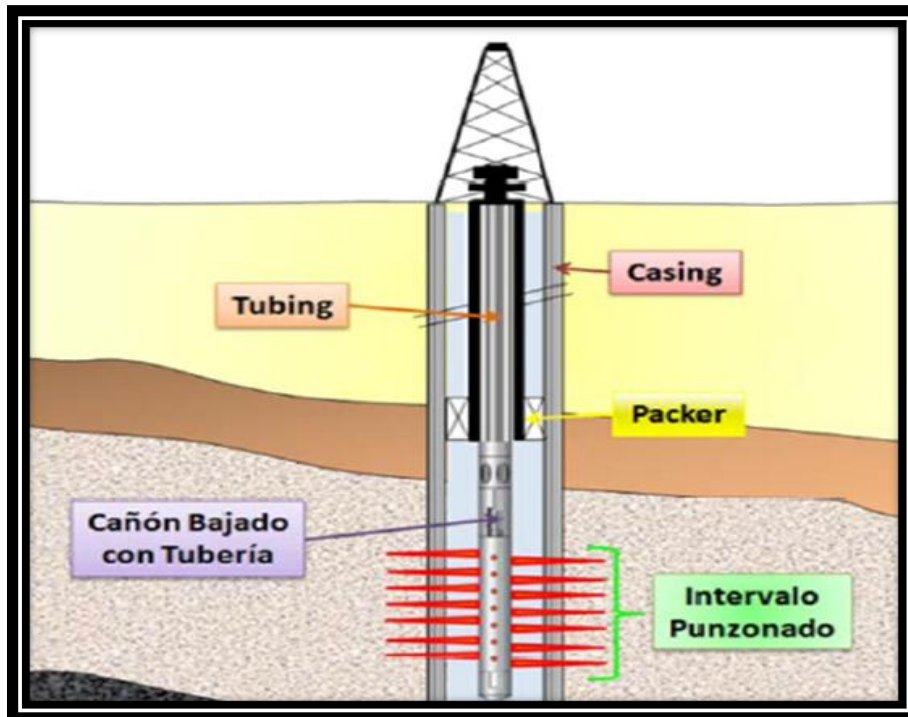


Figura 2.3 Sistema de cañoneo por TCP.

(Matute Calva & Portero Naranjo, 2012)

2.5.2.1 Ventajas del sistema TCP.

- Tiene un mejor desempeño en intervalos grandes ya que se puede cañonear la longitud deseada y cualquier cantidad de intervalos en una sola corrida.
- Su transporte se hace más seguro por el simple hecho de ser transportados por tubería.

- No posee restricción en cuanto a pozos desviados se refiere, es más, es la única técnica disponible de punzonamiento para pozos horizontales y desviados con ángulos mayores a 65°.

2.5.2.2 Desventajas del sistema TCP.

- La operación toma más tiempo, especialmente en intervalos cortos.
- Se necesita utilizar torre para bajar la tubería lo que representa altos costos, y en caso de ocurrir una falla en el punzonamiento se alargaría el tiempo de taladro lo que haría incurrir en mayores costos.
- La operación es más demorosa por el cuidado de la operación.

2.5.3 SISTEMA DE CAÑONEO TRANSPORTADO MEDIANTE TUBERÍA FLEXIBLE O COILED TUBING.

Este tipo de cañoneo es usado en cañoneos de bajo balance, no presentan amplio historial de uso, sin embargo son utilizados generalmente para operaciones de reacondicionamientos.

Consiste en tuberías conformadas de secciones de acero los cuales se pueden enrollar en un carrete para facilitar su transporte, dando a notar que la técnica de cañoneo más usada con este tipo de sistema es la de tipo Through Tubing, la cual es mundialmente utilizada.

El uso de este sistema permite una mayor capacidad y flexibilidad que los anteriores sistemas, para esto se utiliza tuberías de diámetros que van desde 1 pulgada a 3,5 pulgadas y pueden alcanzar hasta una profundidad de 24 000 ft.

Este sistema ha demostrado tener mayor rigidez al momento de ser utilizado, lo que significa que permite soportar mayores fuerzas de tensión y compresión.



Figura 2.4 Sistema de cañoneo Coiled Tubing

(Pozo Cruz, 2013)

2.5.3.1 Ventajas del Sistema Coiled Tubing.

- Más eficiente en pozos con alta desviación gracias a la flexibilidad.
- Mayor seguridad cuando los cañones sean de mayor longitud y peso.
- Los tiempos de operación son relativamente cortos y se necesita el mínimo de operadores.
- Se puede circular fluido continuamente y así contribuir al desplazamiento de la tubería.

2.5.3.2 Desventajas del Sistema Coiled Tubing.

- Altas pérdidas de presión por fricción al circular.
- El tamaño de los cañones es limitado por el diámetro de la tubería.

2.6 EXPLOSIVOS Y CAÑONES

2.6.1 EXPLOSIVOS

Un explosivo es definido como una mezcla o un compuesto químico capaz de reaccionar instantáneamente generando cierta energía para provocar alguna alteración en su medio, en este caso para las actividades de punzonamiento el explosivos debe generar tanta energía de tal manera que construya orificios en el revestidor, cemento y formación.

El explosivo es la fuente ideal de energía por sus diversas ventajas, como la capacidad de almacenamiento durante largos periodos de tiempo, actuar inmediatamente y el manejo seguro con las precauciones necesarias.

2.6.1.1 Selección de explosivos

Existe dos parámetros importantes para la selección de los explosivos que son la temperatura y el tiempo, estos nos ayudarán a escoger el material explosivo que se debe usar, siendo así muy importante mencionar que para poder obtener el mejor desempeño del explosivo, no es recomendable exceder el tiempo de exposición en determinada temperatura de fondo.

Al momento de escoger los explosivos hay que tomar en cuenta dos características trascendentales, las cuales son:

- Sensitividad del explosivo refiriéndose a la medida de la mínima energía o presión para detonarlo, podemos diferenciar dos clases, sensitividad al impacto, que es la altura mínima de la cual se deja caer un peso para detonar el explosivo y sensitividad a la chispa, que es la cantidad de energía que debe tener una chispa para lograr la detonación del explosivo.
- Estabilidad, refiriéndose a la capacidad de un explosivo para soportar altas temperaturas sin descomponerse o de perdurar largo tiempo almacenado.

2.6.1.2 Tipos de Explosivos.

Existe dos clases de explosivos los cuales se clasifican de acuerdo a la velocidad de reacción y se clasifican en:

2.6.1.2.1 Explosivos Altos.

Su característica importante es que su reacción se da en el proceso de detonación, el cual es una combustión que genera una onda expansiva y una zona de reacción, dando lugar a una velocidad de combustión mayor a 16 400 ft/s (casi 5000m/s).

El calor, la fricción o corriente eléctrica es capaz de activar la detonación ya que la potencia liberada es mucho más grande que la generada por los explosivos bajos; la estabilidad y sensitividad de cada explosivo es diferente por lo que se debe escoger apropiadamente el elemento a usar.

Los explosivos más usados en el punzonamiento de pozos se los puede ver en el siguiente cuadro ya que nos muestra ciertas propiedades de los explosivos.

Tabla 2.1 Explosivos altos y sus propiedades

Explosivo	Velocidad de detonación (pies/s).	Temperatura Máxima Soportada (°F)	Presión de detonación (MM lppc)	Densidad (g/cm³).
HMX	29 857	400	5,7	1,9
RDX	28 709	325	5	1,82
HNS	24 967	520	3,5	1,75
PYX	24 623	600	7,7	1,77

(PDVSA, 1997)

2.6.1.2.2 Explosivos Bajos.

Son aquellos que trabajan bajo el fenómeno de deflagración, esto quiere decir que su velocidad de combustión es menor a 16 400 ft/s (casi 5000m/s).

Estos explosivos no detonan y son altamente sensibles al calor, generalmente iniciados por una chispa o alguna otra fuente de calor, pasan del estado sólido al estado líquido y finalmente llegan al estado gaseoso. Hoy en día son ampliamente usados para los procesos de estimulación como sobre balance dinámico.

2.6.2 CAÑONES.

Los cañones de perforación son conocidos también como un porta-cargas, el cual consta de un tren de explosivos donde lleva varios dispositivos utilizados para iniciar y propagar la detonación de los mismos.

2.6.2.1 Elementos de un Cañón.

El tren explosivo de los cañones está conformado por 4 elementos que serán descritos a continuación:

2.6.2.1.1 Contenedor.

Se llama contenedor a este elemento debido a que es el elemento metálico o tubería que contendrá todos los componentes de la carga y que además ayudará en su transporte. Este será el primer obstáculo por el cual la carga debe pasar antes de atravesar el revestidor, cemento y formación.

2.6.2.1.2 Iniciador o Detonador

Este se localiza en la cabeza de disparo y su principal función es de iniciar el proceso de la detonación de las cargas o explosivos. Existen dos tipos de detonadores, estos son el eléctrico y el de percusión.

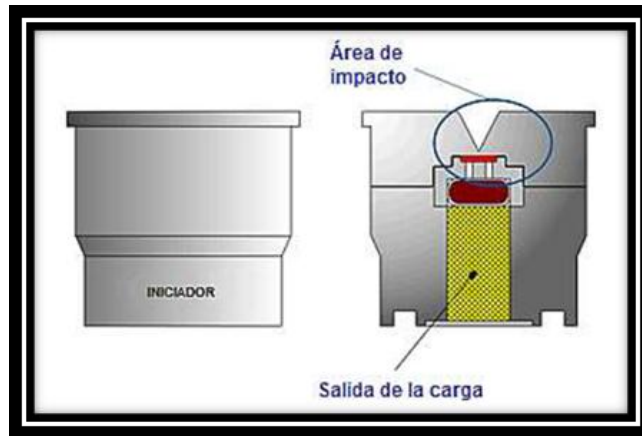


Figura 2.5 Iniciador o Detonador
(Zuñiga Acurio, 2013)

2.6.2.1.2.1 Detonador Eléctrico.

Son conocidos como electro-explosivos ya que son dispositivos para la iniciación de la detonación en cañones transportados por cable eléctrico.

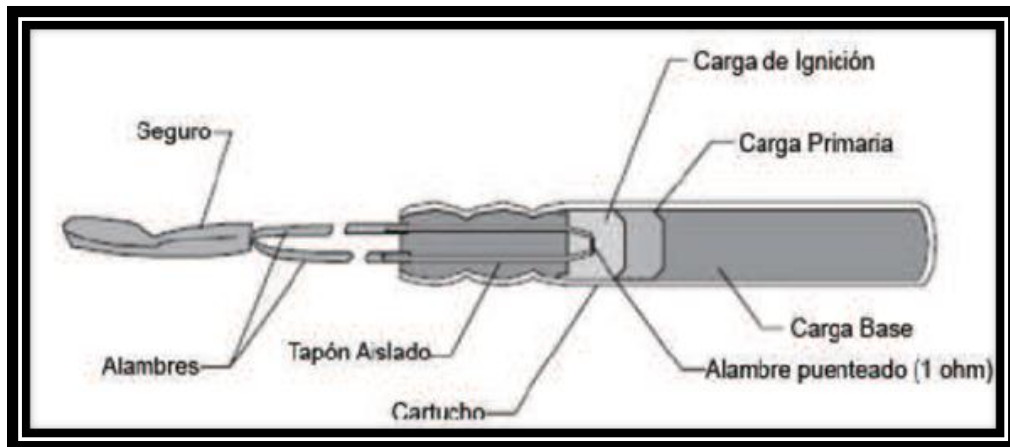


Figura 2.6 Detonador Eléctrico
(Brito Flores, 2013)

2.6.2.1.2.2 Detonador de Percusión

Es un Detonador el cual permiten iniciar la detonación mediante un golpe que es generado por un gatillo de disparo altamente sensible, provocando esto la reacción en los explosivos.

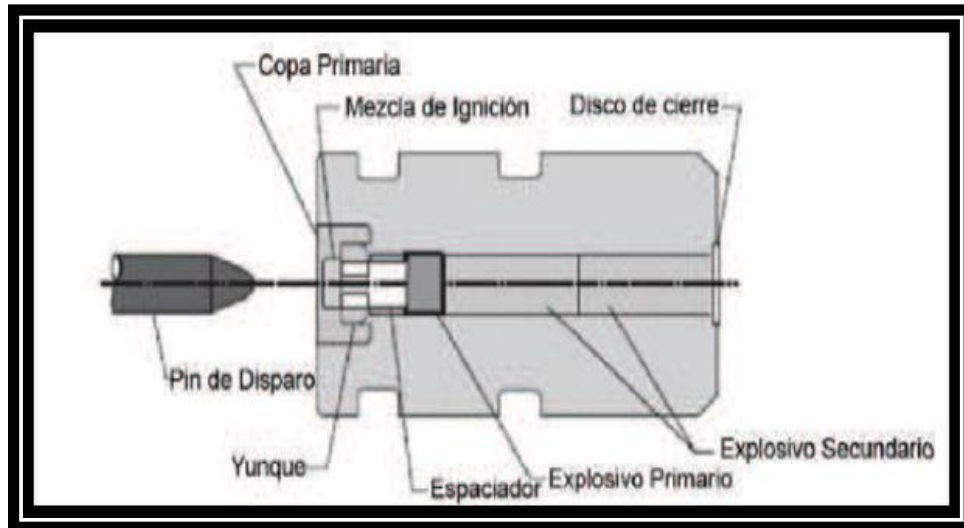


Figura 2.7 Detonador de Percusión

(Brito Flores, 2013)

2.6.2.1.3 Cordón detonante.

Este elemento se encuentra formado por un núcleo central de explosivo, está recubierto de fibra en el interior y por plástico en el exterior, forma una cordón resistente a la tracción además de ser impermeable.

Su función es de proveer detonaciones a las cargas moldeadas.

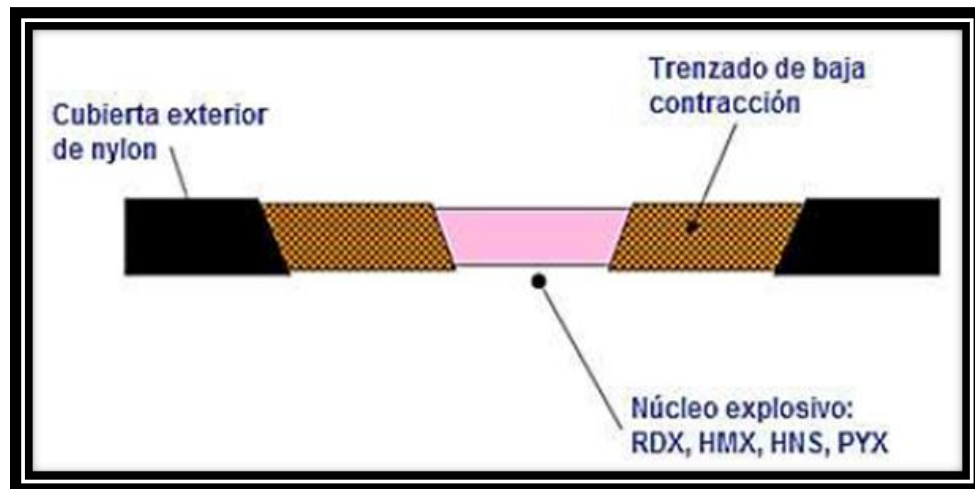


Figura 2.8 Cordón detonante

(Zuñiga Acurio, 2013).

2.6.2.1.4 Cargas Moldeadas.

Está constituido por un compuesto de varios elementos los cuales generarán la explosión para poder fabricar las perforaciones a la tubería de revestimiento, cemento y formación. La onda de presión que puede generar una carga puede ser de hasta 5 millones de psi.

Las cargas son configuradas o más conocidas como tipo jet las cuales son las más utilizadas en la industria para el cañoneo de pozos, estas han sido el reemplazo para la carga tipo bala que antiguamente se usaba.

Hay que tener muy en cuenta ciertos factores para el buen manejo de las cargas, entre los cuales se puede mencionar, como el de no dejar caer o no se los debe dejar recibir algún tipo de golpe, es importante inspeccionar las cargas para cerciorarse que no exista ningún tipo de daño en su estructura, y por último protegerlas de la humedad.

El resultado que consiga la carga en cuanto a la profundidad de penetración y el diámetro del hoyo generado es totalmente dependiente de la configuración y parámetros de diseño con el cual se fabricó la carga.

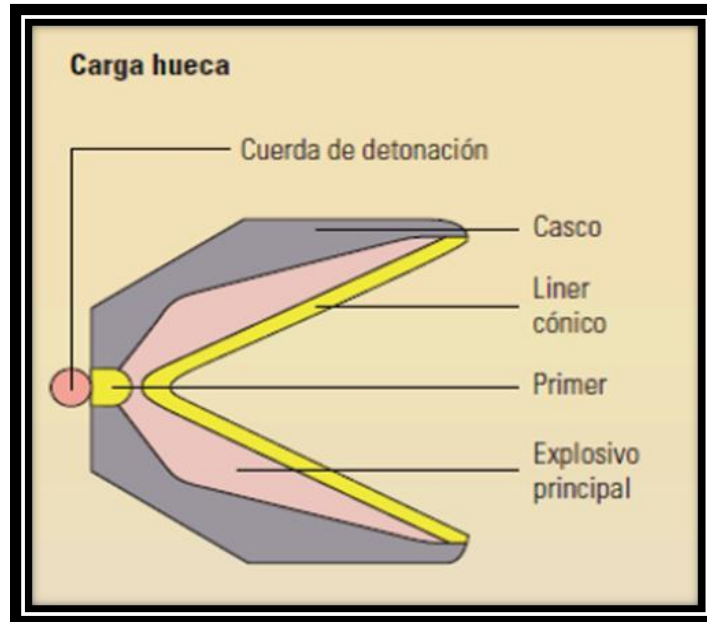


Figura 2.9 Componentes de una carga.

(Pozo Cruz, 2013)

Se distingue dos tipos de configuraciones de acuerdo al resultado que se desea obtener:

- Configuración de alta penetración.

Las características en las que resultara es de un hoyo de entrada pequeño (0.25 a 0.50 pulgadas) pero con una profundidad significativa (13 a 43 pulgadas).

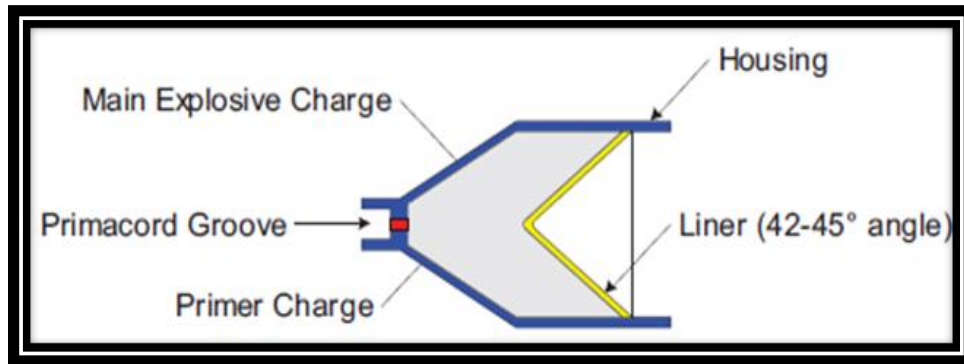


Figura 2.10 Configuración de alta penetración.

(Brito Flores, 2013)

- Configuración de hoyo grande.

Las características en donde dará resultado es en un hoyo de entrada de diámetro significativo (0.5 a 1.125 pulgadas) pero con una profundidad reducida (5 a 8 pulgadas).

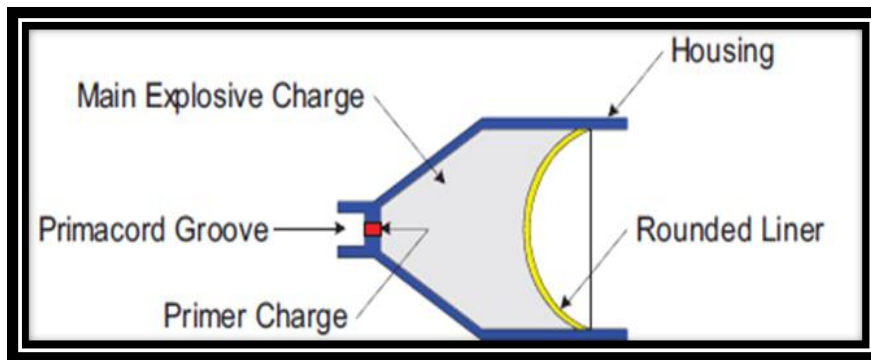


Figura 2.11 Configuración de alta penetración

(Brito Flores, 2013)

2.6.2.2 Tipos de cañones.

La selección de los cañones se la realiza de acuerdo a la necesidad o condiciones del pozo, los cuales se los clasifica según su portacargas y estos son:

2.6.2.2.1 Cañones Recuperables.

Este tipo de cañones cumple un proceso de detonación la cual ocurre dentro del tubo bajo presión atmosférica, estos pueden ser bajados con cable de acero, tubería de producción, sarta de perforación o tubería flexible. Los transportadores huecos de acero donde se baja la carga, son los que se depositan al fondo del pozo una vez que se ha terminado las operaciones y estos pueden ser recuperados posteriormente.

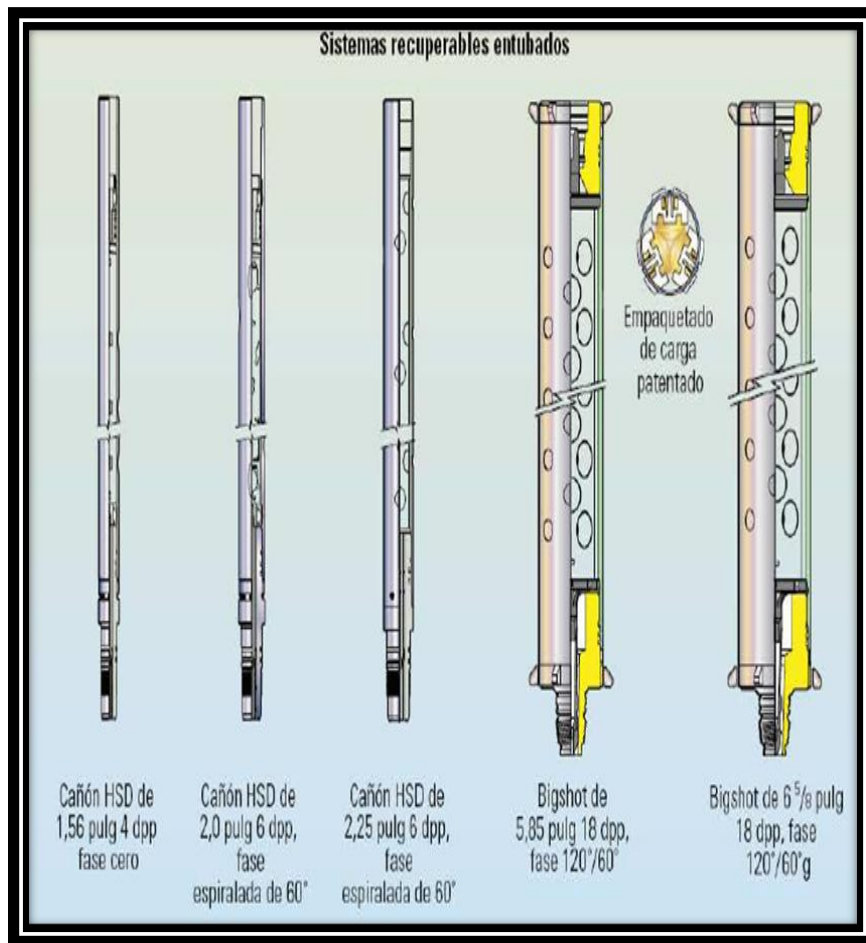


Figura 2.12 Cañones Recuperables

(Zuñiga Acurio, 2013)

2.6.2.2.2 Cañones Semirecuperables.

Son aquellos que constan de un fleje recuperable de acero o alambre donde van montadas las cargas. Estas se encuentran recubiertas de cerámica o de vidrio, y los desechos después de la detonación se parecen a la arena o grava. Soportan la presión y desgaste, y las cubiertas de cerámica son resistentes a las sustancias químicas. Como lo indica la figura 2.13.

2.6.2.2.3 Cañones Desechables.

Este tipo de cañones son aquellos que no poseen ningún tubo que cubra la carga, solamente tiene una cápsula que resiste presiones y temperaturas generadas por los fluidos presentes en el pozo, esta situación podría verse como desventaja.

La ventaja de estos cañones se ve desde el punto en el que las cargas pueden ser de mayor tamaño, con lo que se podría obtener una mayor penetración, pero al terminar el proceso los residuos de las cargas permanecen en el pozo dando así un motivo de interferencia en la producción del pozo.

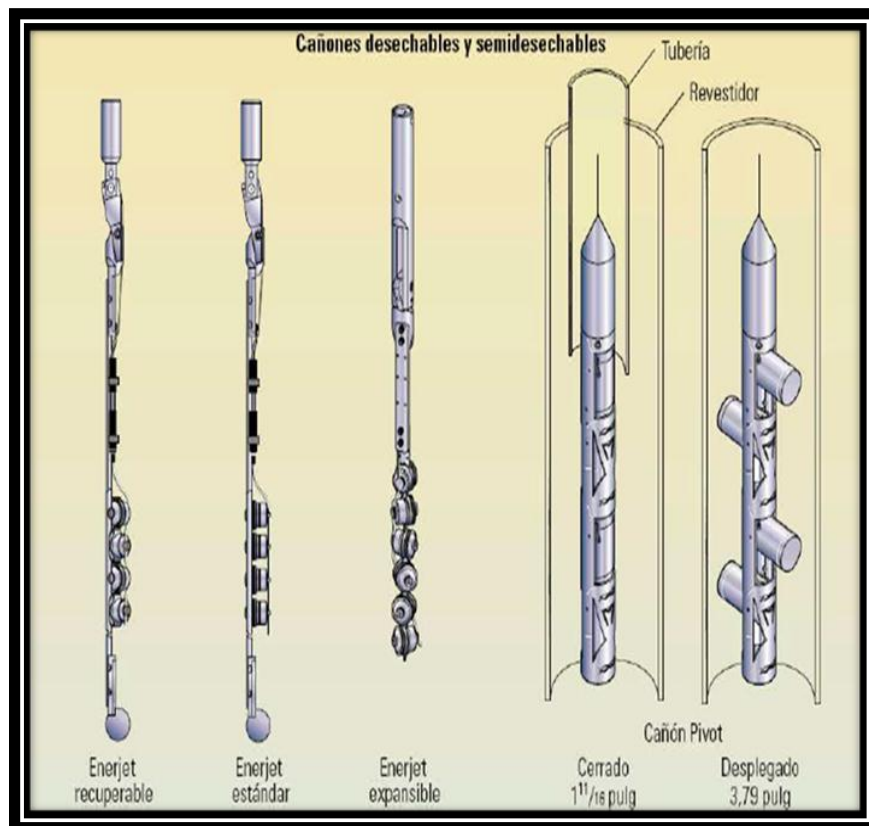


Figura 2.13 Cañones Desechables y Semidesechables.

(Zuñiga Acurio, 2013)

2.7 PARÁMETROS QUE AFECTAN A LA EFECTIVIDAD DE LOS DISPAROS.

Es necesario siempre tomar en cuenta las siguientes condiciones al momento de realizar un diseño del sistema de cañoneo del pozo, entre las cuales tenemos:

- Determinar el método de cañoneo.
- Datos del pozo y yacimiento.
- Selección del diámetro del cañón.
- Selección del tipo de explosivo (tiempo vs temperatura).

Por esta razón las siguientes condiciones deben ser tomadas en cuenta ya que intervienen en el diseño y ejecución del punzonamiento.

2.7.1 TAPONAMIENTOS DE LOS DISPAROS.

Los restos de cañones y de las cargas huecas tienden a aumentar el riesgo de aprisionamiento lo que constituye un peligro para la integridad del pozo y su producción. Una buena manera de controlar los residuos es mediante empaque que evite que estos abandonen el cañón colocándolos de forma más cercana de acuerdo al tamaño del cañón y la densidad de disparos de tal manera que no se puedan expandir.

Al disparar suele llenarse con roca triturada de la formación, sólidos de lodo y restos de las cargas cuando se ha disparado en lodo, estos tapones son

difíciles de remover por el contraflujo. La presencia de partículas compactadas y trituradas de la formación alrededor de los disparos procede a reducir la probabilidad de limpiar los disparos.

Cabe mencionar que en formaciones estratificadas como las que están constituidas por secuencia de lutita y arena, un gran número de disparos se encuentran taponados y pueden evitar que se drene algunas zonas específicas dando así lugar a que se obtenga resultados erróneos del daño que se produjo en la formación, índice de productividad a partir de la realización de las pruebas de presión a realizarse.

2.7.2 COSTOS.

Los costos pueden variar de manera general ya que son bajos cuando se usan bajas densidades de disparo, dando lugar a que el empleo de cañones selectivos puede ahorrar un tiempo apreciable en las intervenciones que se tiene en zonas productoras separadas por intervalos no productores. Al utilizar cañones que se corren a través de la tubería de producción pueden permitir también el ahorro de tiempo si la tubería de producción se encuentra abierta en su extremo y situada arriba de las zonas disparadas.

Para el caso de cañones anclados el pozo entra en producción después de cañoneo por lo que se ahorra tiempo y costos de taladro.

2.7.3 DAÑOS DEL CEMENTO Y EL CASING.

En este punto se habla de la energía que no es empleada al detonar las cargas ya que es absorbida por los cañones con cargador de tubo, el cual evita que el cemento se resquebraje y también se produzca grietas en el casing. Con el uso

de los cañones a bala no se produce daño en el revestidor, a diferencia de los cañones a chorro con cargas expuestas como las de tipo encapsuladas o en tiras que son las causantes de la deformación, fracturamiento y ruptura de la tubería de revestimiento así como el agrietamiento del cemento el cual se ve afectado debido a la cantidad de explosivo, densidad de disparo, diámetro del casing y grado de adherencia del casing al cemento.

2.7.4 MEDICIÓN DE LA PROFUNDIDAD.

La herramienta utilizada es un registro localizador de collares (CCL) que se utiliza para determinar la profundidad con respecto a las formaciones a las que se va a punzonar con los cañones usando registros radioactivos.

La marca radioactiva la cual consiste de una sustancia radioactiva, es un identificador de profundidad, que es utilizada por el registro Gamma Ray donde es colocado en la rosca de una lastra barrena y seleccionado como un puente de referencia para punzonar.

2.7.5 RESISTENCIA Y COMPRESIÓN DE LA FORMACIÓN.

La formación posee varias características importantes para determinar el diseño del sistema de cañoneo ya que con esta información se podrá tener un alto porcentaje de los problemas que se puede encontrar al realizar el proceso de cañoneo o punzonamiento.

Existen dos tipos de formaciones de las cuales es necesario tener el conocimiento de las características que presenta cada una de ellas.

2.7.5.1 Formaciones Consolidadas.

Se las llama así ya que tiene un alto grado de compactación, este es un factor que procede a reducir el porcentaje de porosidad como se puede verificar en la figura 2.14, además las fuerzas causantes de la compactación están en función de la máxima profundidad de entierro de la roca.

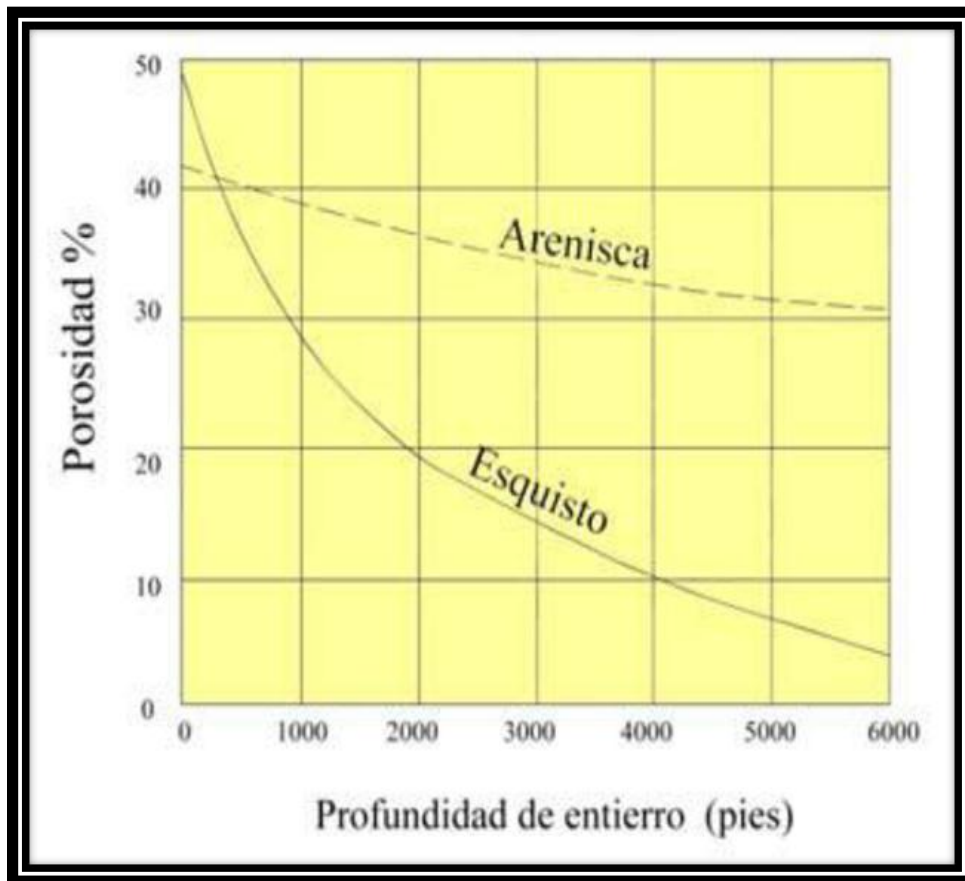


Figura 2.14 Curva de selección de arenisca en relación a la porosidad y profundidad.

(Chila Angulo, 2012)

2.7.5.2 Formaciones no consolidadas.

Son aquellas que se les considera débiles debido a que existen factores influyentes como el de no realizar a hueco abierto el punzonamiento, la distancia de los disparos adyacentes, el desbalance, los fluidos en los espacios porosos y la tensión efectiva.

Cuando se dispara en arenas no consolidadas los túneles de los disparos no están definidos ya que el disparar tiene como objetivo disminuir la caída brusca de presión en el hueco relleno de arena casing y cemento. Además hay que destacar que la acumulación de residuos perjudican la permeabilidad y la capacidad de flujo.

2.8 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO.

Existen varios factores que afectan al índice de productividad del pozo, el cual es encargado de evaluar la potencialidad del mismo y este es representado ór la ecuación 2.1

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ec [2.1]}$$

Dónde:

J = Índice de productividad

Q = Tasa de producción, bppd.

P_{ws} = Presión del reservorio, lppc.

P_{wf} = Presión de fondo fluente, lppc.

El índice de productividad no es un parámetro que se utiliza para comparar el potencial entre pozos aunque estén ubicados en el mismo yacimiento. Para esto cabe mencionar que los principales factores que afecta a la productividad del pozo son:

- Factores geométricos del disparo.
- Daño de la formación
- Daño causado por el disparo
- Daño causado por el fluido

2.8.1 FACTORES GEOMÉTICOS DEL DISPARO.

La geometría de los agujeros influye mucho en la productividad del pozo, por lo que se ha definido tres factores importantes que son descritos a continuación.

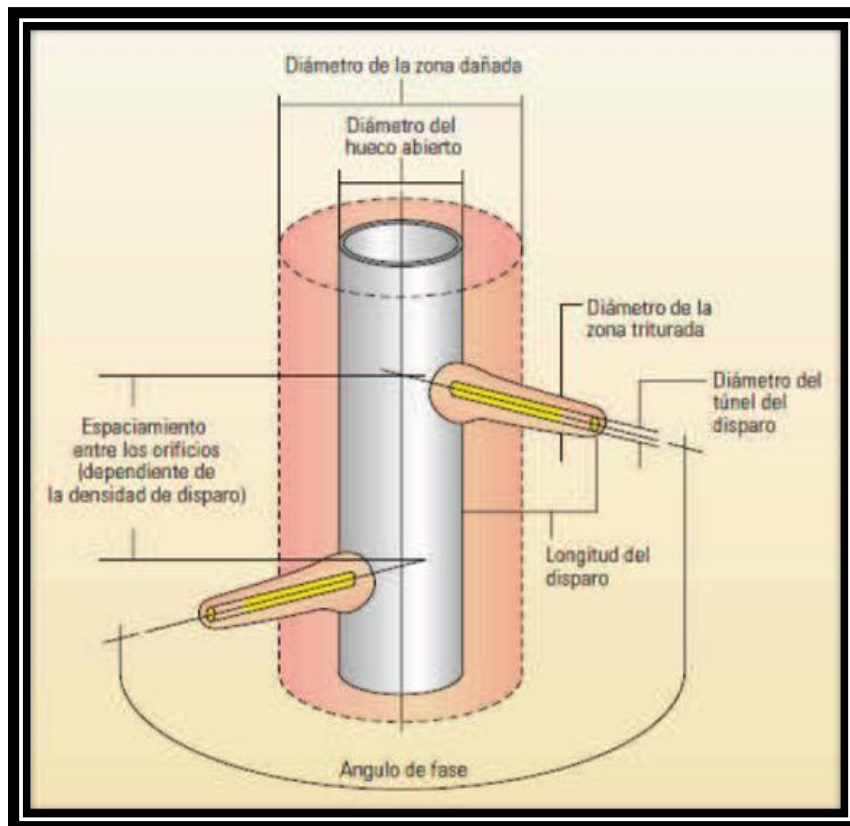


Figura 2.15 Parámetros geométricos del disparo.

(SCHLUMBERGER, 2009)

2.8.1.1 Densidad de Disparo.

Es una característica importante en el diseño de operaciones ya que especifica el número de disparos por pie, al obtener una efectiva densidad de disparo ayudara al fluido a encontrar la mayor posibilidad de caminos hacia el pozo lo que permitirá establecer un contacto con capas hidrocarburíferas adyacentes.

La relación que existe con respecto a la productividad por lo general aumenta cuando existe una mayor densidad de disparos ya que hay una mayor presión interna en los cañones, causando así un mejor efecto del bajo balance

esperado Basándonos en la siguiente figura podremos verificar que ara una densidad de 13 disparos por metro es necesario una penetración de 16 pulgadas para así obtener una relación de productividad de 1.

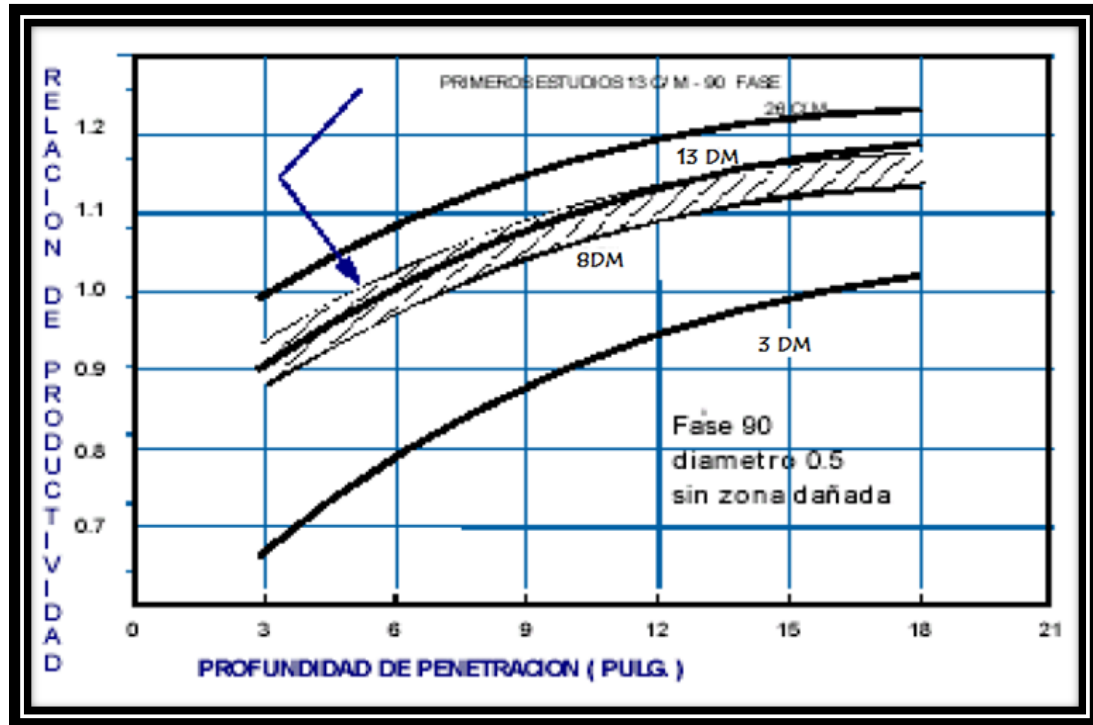


Figura 2.16 Efecto de la penetración y densidad de disparo con respecto a la productividad

(Chila Angulo, 2012)

2.8.1.2 Diámetro de los cañones.

El tamaño de los cañones depende del tamaño de la tubería y se procede a escoger según su diámetro, es necesario e importante tomar en cuenta los niveles de presión que se requiere ya que esta es una variable que puede hacer cambiar el tamaño; los cañones más utilizados son los de 4 1/2 pulgadas de diámetro externo los cuales tiene un hinchamiento de 4 11/16 pulgadas en una tubería de 7 pulgadas.

2.8.1.3 Ángulo de Fase.

Este es el ángulo existente entre los orificios resultantes de los disparos, la fase más utilizada en la industria es de 60° , la experiencia muestra que la relación de productividad disminuye cuando se emplea sistemas de 0° y aumenta con los de 45° , 60° y 90° .

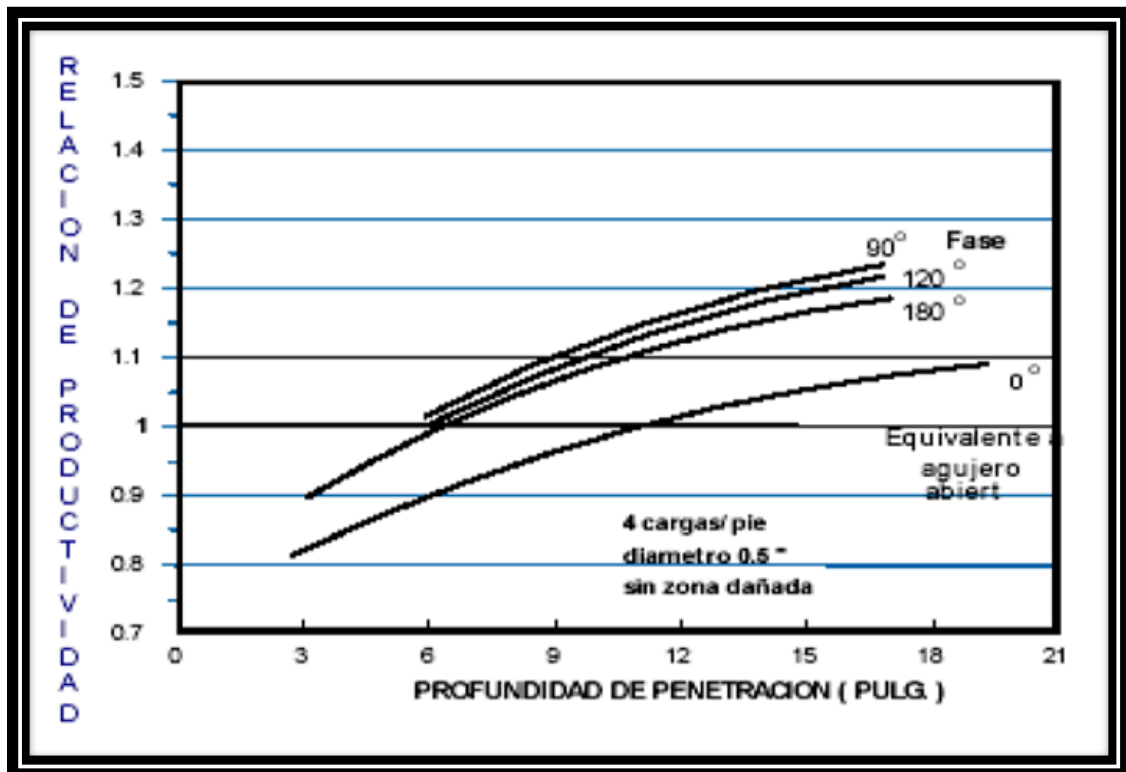


Figura 2.17 Efecto del ángulo de fase en relación a la productividad
(Chila Angulo, 2012)

2.8.1.4 Daño de Formación.

Es el daño causado a la formación debido a los movimientos hacia adentro y hacia afuera durante las operaciones de perforación, reacondicionamiento,

producción o inyección, suele causar daño también los sólidos de cemento, residuos de carga durante el cañoneo y sólidos de fluidos de terminación.

Existe una ecuación de Hawkins (1959) que determina el valor del daño la cual denota los siguientes parámetros involucrados:

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad \text{Ec [2.2]}$$

Dónde:

S = Daño o Skin.

K = Permeabilidad de la formación (mD).

k_{skin} = Permeabilidad de la zona dañada (mD).

r_{skin} = Radio de la zona de daño (pies).

r_w = radio del pozo (pies).

El resultado que se obtenga al realizar la ecuación con los diferentes valores necesarios se puede obtener tres tipos de conclusiones referentes al Daño, las cuales son:

- Facto de daño igual a cero (S = 0)

Cuando el valor del daño es igual a cero se dice que no existe daño de formación y restricciones de flujo de fluidos hacia el pozo debido a que no hay presencia de cambio de permeabilidad en la vecindad del fondo del pozo.

- Factor de daño positivo ($S > 0$)

Cuando el valor es mayor a 0 se dice que el pozo se encuentra dañado, existiendo restricciones para el flujo de fluido hacia el pozo y la permeabilidad de la zona dañada es menor que la permeabilidad de la formación dando lugar a que el radio de la zona de daño crezca.

- Factor de daño negativo ($S < 0$)

Cuando el valor es menor a 0 se dice que el pozo se encuentra estimulado, y por ello está produciendo más de lo esperado, generalmente se debe a la estimulación con alguna técnica como estimulación acida, uso de tecnologías de bajo balance, etc.

2.8.1.4.1 Tipos de daño de formación.

Existe varios daños hacia la formación asociando al transporte y atrapamiento de sólidos y reacciones químicas entre el fluido y rocas reservorio las cuales son generadas en el proceso que se realiza para extraer petróleo, así que a continuación se detallara los tipos de daños que se tiene:

- Daño de formación producido por la perforación.

La perforación es uno de los eventos durante el proceso de extraer petróleo que da origen a un daño de formación ya que el choque de la broca con las paredes del pozo, los fluidos utilizados son causantes de que se tenga invasiones dentro del pozo tanto de sólidos que tienden a interrumpir el paso del fluido y la invasión de filtrados que se da principalmente por el fluido circulante.

- Daño de formación producido por la completación

Es muy importante el proceso de completación de un pozo, sin embargo hay que tomar en cuenta que esta producirá cierto daño ya que necesita la utilización de químicos como inhibidores, polímeros, entre otros los cuales crearán taponamientos con el paso del tiempo.

- Daño de formación producido por el Cañoneo.

Las operaciones de cañoneo son causantes de daños en la formación debido a que los cañones son disparados con cargas moldeadas desde la superficie a la formación, con el objetivo de crear una comunicación entre el reservorio y el pozo, esto se da atravesando el casing, cemento y y formación. Debido a este impacto se tiene una reducción del 80 % de la permeabilidad en la zona compactada en comparación con la zona virgen.

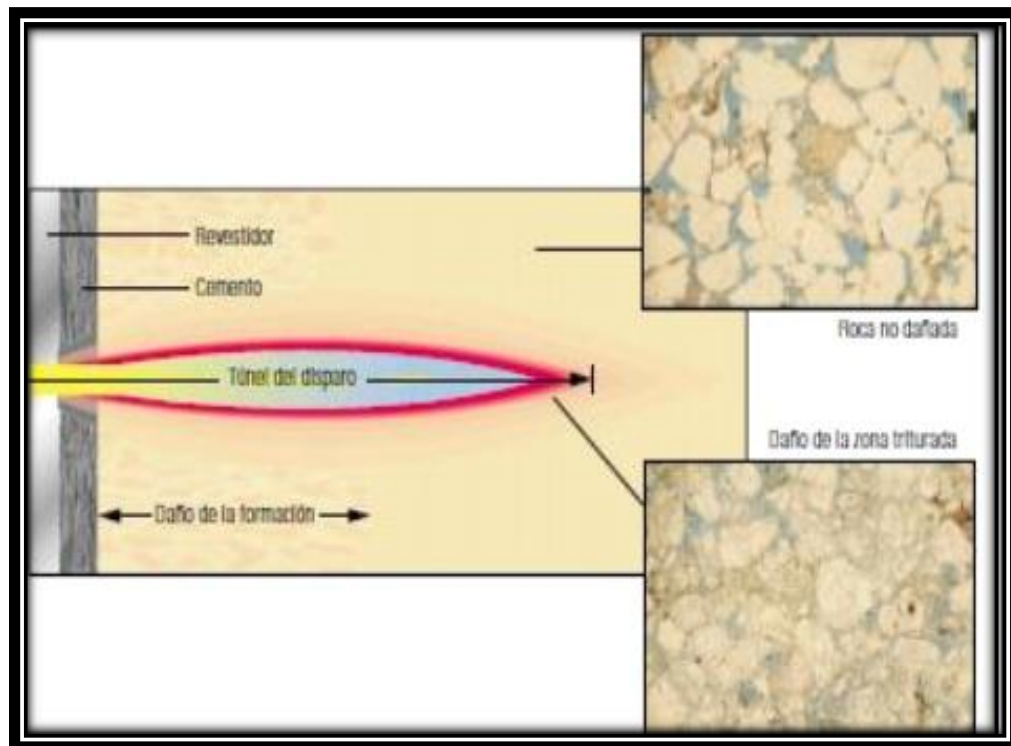


Figura 2.18 Daño de formación por cañoneo

(Baker Hughes, 2013)

- Daño de formación producido por la Cementación.

El cemento contiene químicos como dispersantes y emulsificantes, los cuales en el momento de su filtración generan residuos de sales insolubles. Cuando este cae en la formación, los químicos reaccionan con los minerales ya existentes en la formación y proceden a cambiar las propiedades, entre ellas el pH el cual puede resultar en precipitados inorgánicos como carbonato de calcio y sulfato de calcio.

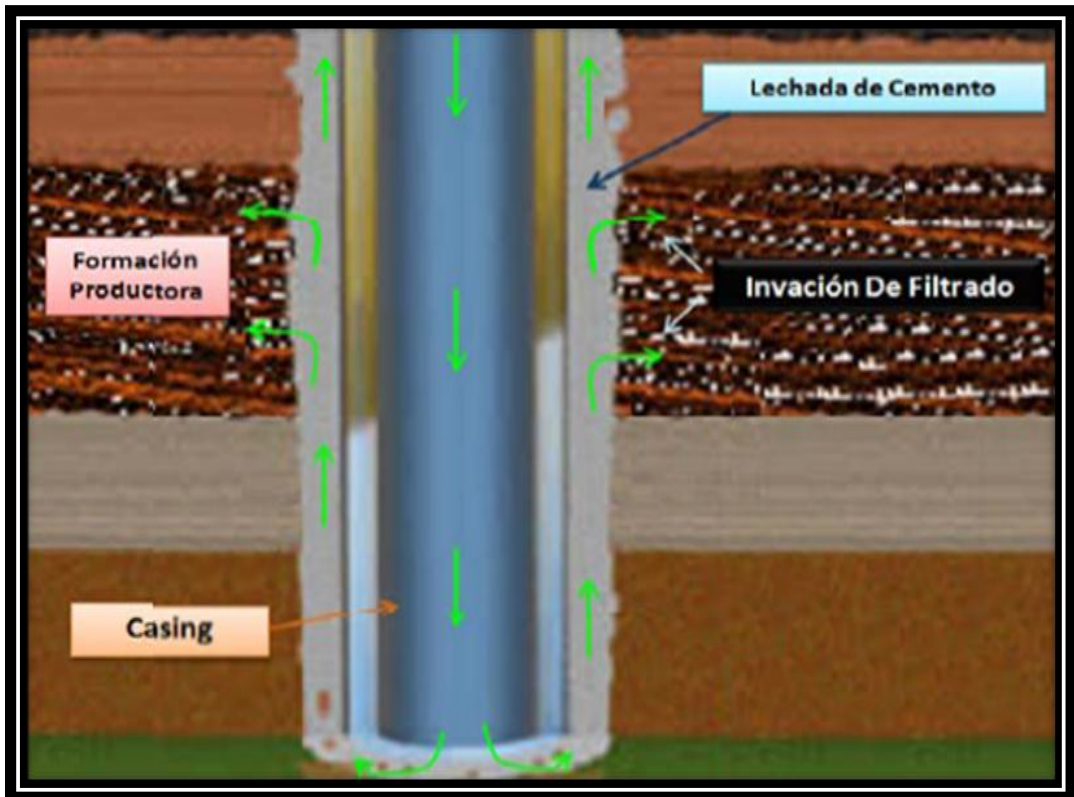


Figura 2.19 Invasión de cemento a la formación
(Matute Calva & Portero Naranjo, 2012)

CAPÍTULO III

3 METODOLOGÍA.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.

El campo Shushufindi fue descubierto en el año de 1968 con la perforación del pozo Shushufindi 1, a una profundidad final de 9772 pies y completado en enero del año 1969, se inició la perforación de pozos de desarrollo en el mes de febrero del año 1972.

La producción en este campo inicia en el mes de agosto de ese año alcanzando su máxima producción promedio diaria de 126.400 barriles de petróleo en agosto del año 1986.

La ubicación del campo Shushufindi con respecto al eje de la Cuenca Oriente que es toda la región plana que se extiende hacia el oriente a partir de la zona del frente de empuje de la cordillera. Forma parte del corredor Sacha Shushufindi y se localiza en la provincia de Sucumbíos a 250 km al este de Quito y 35 km al sur de Colombia.

Su producción proviene de los reservorios T y U pertenecientes a la formación Napo de edad cretácica o precretácico en la edad mesozoica lecho de un mar antiguo hace cien millones de años., en la etapa inicial se dice que el petróleo original en sitio era aproximadamente 3500 millones de barriles de petróleo,

Cuando se realizaron las pruebas iniciales respectivamente fueron de 2496 BPPD en el reservorio U con 26.6° API y de 2621 BPPD en el reservorio T con 32,5° API, el campo Shushufindi está constituido por cinco estaciones de producción las mismas que desde la estación Shushufindi Central bombean el crudo hacia la estación Lago Agrio de donde el crudo se envía hacia el SOTE.

Es un campo con petróleo Liviano más grande del oriente ecuatoriano tanto por la producción de crudo liviano, gas y por las reservas existentes, sin embargo desde el año de 1994 el campo entro a su etapa de madurez después de una producción promedia de 100 mil barriles, en la actualidad este campo se ha planteado controlar la producción de agua que en los últimos años se ha incrementado dificultando así los procesos de producción , tanto en las instalaciones como en los trabajos de operación debido a la corrosión en las líneas de flujo, escala, incremento de químicos, mayor demanda de energía y problemas en el ambiente.

3.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.

El campo Shushufindi se encuentra en la provincia de Sucumbíos, geográficamente se extiende desde 00°42'26" a los 00°19'32" de latitud Sur y desde 76°35'58" hasta 76°42'26" de longitud Oeste. Los ríos que lo delimitan son: al norte desde el río Conambo hasta el río Eno, al este desde el río Aguarico hasta el río Payayacu, al sur desde el río Tiputini hasta el río N° 5, al Oeste desde el Río Tiputini hasta el río Añangu Cocha.

Los campos que delimitan al campo Shushufindi - Aguarico son: Libertador y Atacapi al norte, Limoncocha y Pacay al sur, al oeste el Sacha y las estructuras Eno., Ron y Vista. Está orientado en dirección norte – sur con un área de 43200

acres o 174.82km³, la ubicación geográfica de los 108 pozos del campo se halla en la figura 2.23.

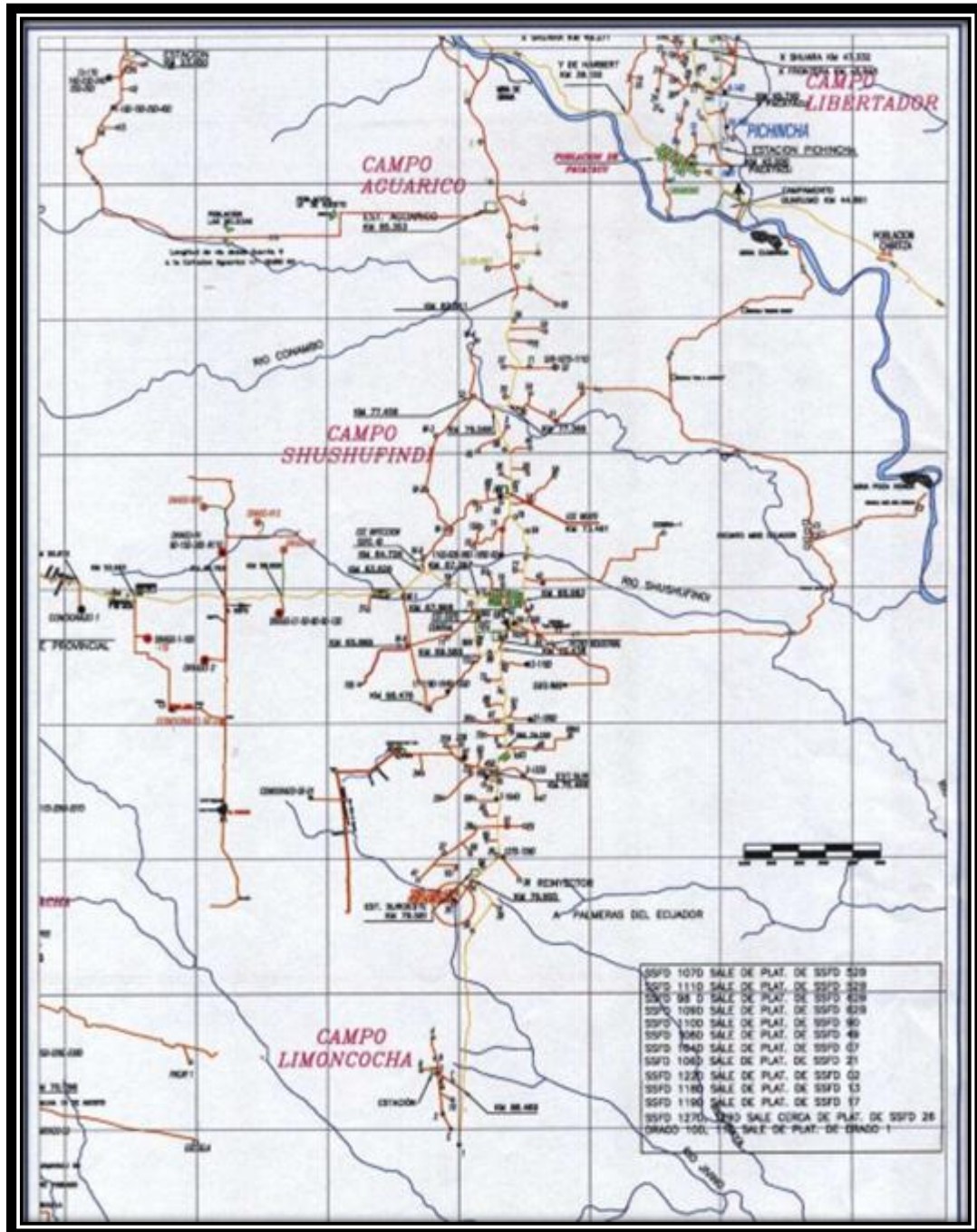


Figura 3.1 Ubicación de los pozos en el campo Shushufindi
(SHE, Unidad Técnica de Producción , 2012)

3.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.

El campo Shushufindi está conformado por 206 pozos perforados desde el año de 1972 hasta el 2014, estructuralmente es un anticlinal asimétrico con una longitud aproximada de 30 Km en dirección norte-sur y un eje secundario de dirección este oeste de 7 Km de ancho con un cierre vertical de 370 pies.

Los yacimientos U y T del campo Shushufindi están definidos como anticlinales de orientación norte-sur limitados en el flanco este por fallas no completamente sellantes u en las otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente. Estos acuíferos son muy activos en los extremos norte y sur del campo. El modelo estructural del sistema de fallas permite determinar la comunicación de los fluidos entre los diferentes estratos porosos y permeables U y T, este sistema de fallas constituye una vía de comunicación entre los fluidos.

3.4 LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA.

Las arenas U y T son similares tanto en origen como en constitución y están formadas por areniscas de grano fino, son regionalmente continuas con espesores que varían entre diez y noventa pies.

La variación de la porosidad en la arena U es mayor que en la arena T la dispersión en los valores de porosidad en la arena U varían entre 13% y 23%, lo que indica que es un yacimiento heterogéneo con sectores de mejores características. La porosidad promedio es de 18,4% para los dos yacimientos. La distribución tanto de la porosidad como de la permeabilidad incide directamente en el comportamiento de producción de las arenas. Con los

parámetros petrofísicos determinados se deduce que la movilidad del fluido es mayor en la arena T las tres arenas productoras del campo se encuentran a una profundidad entre 9000 y 9450 pies, como se puede observar en la figura 2.

La saturación de petróleo en la zona alcanza valores de 85% correspondiendo el 15% de agua irreductible. En la zona baja cercana al contacto agua-petróleo la saturación de agua se incrementa hasta valores del 30%, en las zonas estructuralmente altas se encuentran agua de emulsión en porcentajes muy bajos y los pozos que producen de esta zona lo hacen con altas tasas de petróleo y por largo tiempo.

De oeste a este la configuración de la estructura es irregular, el sistema de las fallas permite la comunicación de los fluidos entre los diferentes estratos porosos y permeables de las arenas U y T motivo por el cual se han determinado variaciones en el comportamiento de producción de las arenas acentuarán cambios en el BSW se alteran los valores de salinidad del agua de formación cabe recalcar que los cambios de salinidad en el agua de formación no son consecuencia del agua de inyección.

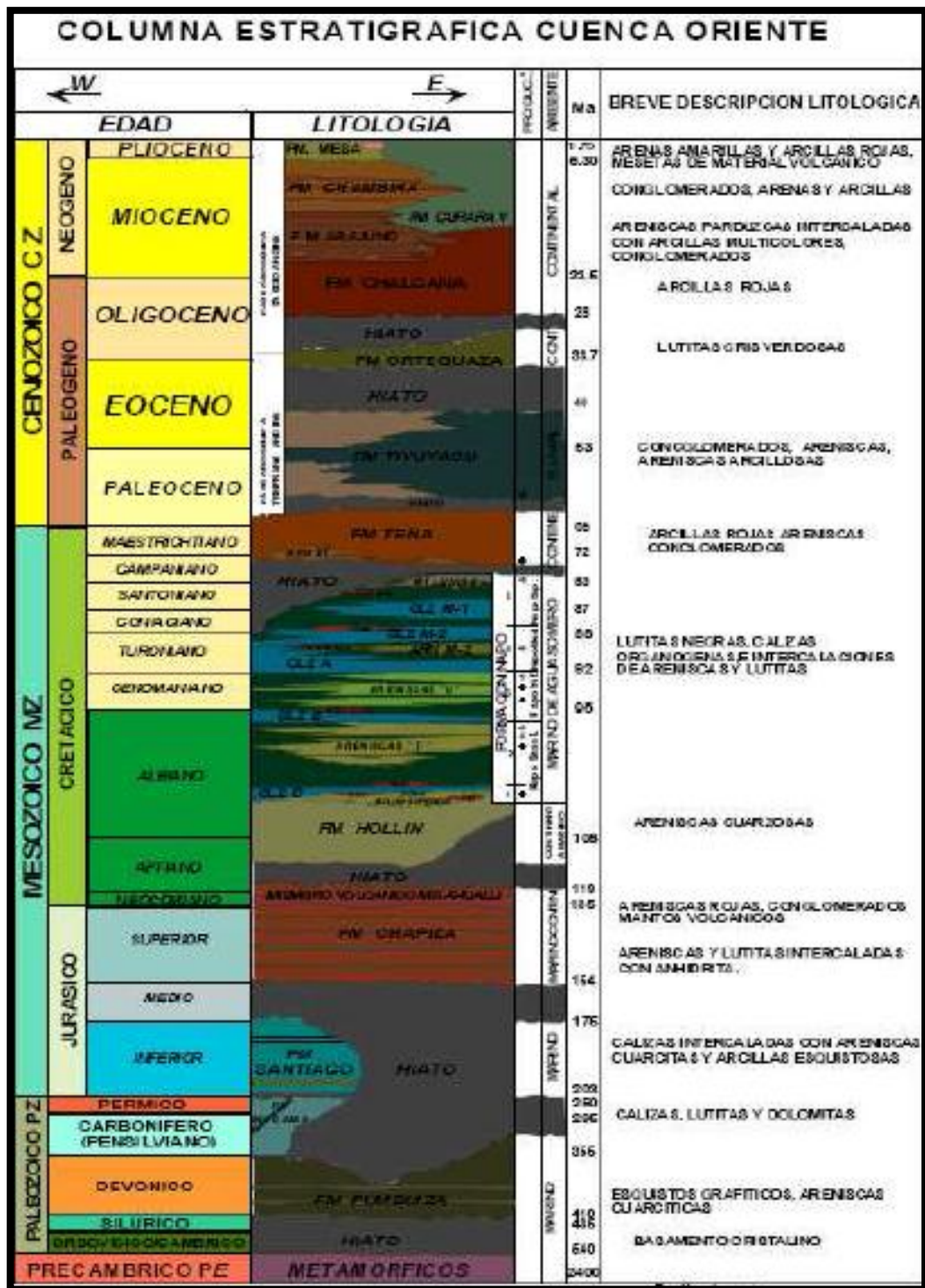


Figura 3.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente
(PETROAMAZONAS, Departamento de Yacimientos, 2014)

3.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUNDI.

La producción oficial en el campo inicia en agosto del año 1972 alcanzando su máxima producción promedio diaria de 126.400 barriles de petróleo (BP) en agosto de 1986. En la tabla 1 se observa los barriles de petróleo por día (BPPD), barriles de agua por día (BAPD), barriles de fluido por día (BFPD) y el porcentaje de agua y sedimentos desde el año 1972 hasta el año 2008.

Tabla 3.1 Datos de producción del campo Shushufindi

ESTACIÓN	PRODUCCIÓN		
	PETRÓLEO bppd	AGUA bapd	FLUIDO TOTAL bfpd
Central	11706	22560	34266
Drago	388	97	485
Drago Este	4145	1034	5179
Drago Norte	3726	496	4222
Norte	12772	17059	29831
Suroeste	3467	14458	17925
Sur	10255	27634	37889
Condorazo	112	174	286
Aguarico	5917	2595	7412
Total	51388		

(EP PETROECUADOR, Departamento de Ingeniería de Yacimientos)

La producción del campo Shushufindi tuvo su máxima producción en el año de 1986, desde aquí a la actualidad siempre ha ido decreciendo año tras año, en el futuro será necesaria la utilización de nuevas tecnologías en proyectos de exploración, explotación y recuperación secundaria con el fin de aumentar a vida productiva del campo.

En la actualidad el campo Shushufindi tiene 108 pozos cuya producción de datos de BSW y API se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Datos de ° API y BSW del campo Shushufindi

ESTACIÓN	° API	BSW (%)
Central	27,4	65,8
Campo Drago	26,0	20,0
Campo Drago Este	29,1	20,0
Campo Drago Norte	26,9	11,7
Norte	28,6	57,2
Suroeste	23,8	80,7
Sur	30,2	72,9
Campo Condorazo	26,0	61,0
Aguarico	28,0	35,0

(EP PETROECUADOR, Departamento de Ingeniería de Yacimientos)

3.6 RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.

En la fase de desarrollo inicial se calculó que el petróleo original in situ (POES) era de aproximadamente 3500 millones de barriles de petróleo (MMBP). Las reservas originales del campo se calcularon en 1590 millones de barriles de petróleo (MMBP).

3.7 VALORES PROMEDIOS DE PRUEBAS PVT.

Los valores promedios se detallan a continuación en la tabla 3, donde se observa la presión de burbuja (Pb), la temperatura del yacimiento (Ty), la

relación gas petróleo (GOR), el factor volumétrico del petróleo (B_o) y la gravedad API para cada arena productora

Tabla 3.3 Valores promedios de las pruebas PVT.

CAMPO	Zona	Pb (lppc)	Ty($^{\circ}$F)	$^{\circ}$API	GOR (PCS/ BF)	B_o
SSF	T	1061	217	32	386	1,305
	U	101	218	22,4	233	1,302
	BASAL TENA	870	185	24	187	1,175

(EP PETROECUADOR, Departamento de Ingeniería de Yacimientos)

3.8 DESCRIPCION DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO TCP Y MAX-R.

Con el pasar de los años las empresas petroleras han ido adquiriendo más experiencia en este tipo de trabajos relevantes como es el de punzonar o cañonear un pozo, lo que ha permitido se considere nuevas técnicas dependiendo a las características tanto del fluido como el de ahorrar costos y minimizar el tiempo de cañoneo. Siendo así a continuación se detallara cada técnica basándose en los requerimientos que necesita cada pozo.

3.8.1 TÉCNICA DE CAÑONEO TCP CONVENCIONAL (CAÑONES TRANSPORTADOS CON TUBERÍA).

Una de las opciones para bajar los cañones desde el año de 1980 fue hacerlo con tubería, lo cual consistía en un ensamblaje de fondo, en el contenía un

transportador de cañones a través del casing en forma vertical con una cabeza de disparo donde esta es usada para permitir el flujo de los fluidos del reservorio al tubing y una empacadura de producción que es colocada por encima de la salida de los fluidos de formación.

Todo el ensamblaje es bajado dentro del pozo al final de la sarta de tubing, esta es colocada con un detector de rayos gamma a la profundidad deseada el proceso se observa en la siguiente figura 2.20.

Cuando los cañones han sido posicionados, la empacadura es asentada y el pozo es preparado para la producción, luego de que los cañones son disparados los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo ayudando en la limpieza de la perforación realizada.

Una ventaja de la técnica de cañoneo TCP es que permite abrir todos los intervalos de flujo hacia el hoyo debido a que son cañoneado al mismo tiempo, el cañoneo con flujo produce una limpieza instantánea hacia la zona productora y se puede usar diámetro externos cercanos al diámetro interno del revestimiento a cañonear, lo que permite orientar a las cargas en diferentes direcciones.



Figura 3.3 Partes de la Herramienta de cañoneo TCP
(Baker Hughes, 1997)

3.8.1.1 Operación de los cañones transportados con tubería.

Este es un método sencillo y seguro para cañonear, una vez que los cañones fueron colocados a la profundidad deseada, según la medida de la tubería se procede a correr registros de correlación llamados rayos gamma que permiten con una marca radioactiva colocada en la sarta de tubería se determine la profundidad real de los cañones.

Para obtener precisión se debe asentar un obturador, de esta manera se toma en cuenta el desplazamiento del mandril del obturador como el efecto del peso aplicado a la tubería. Una vez que se procedió a colocar los cañones frente a los intervalos de interés y asentado el obturador de producción con el peso adecuado se instala y prueba los equipos de superficie para la producción del pozo verificando así las líneas, manómetros, etc.

Posteriormente se procede a detonar los cañones utilizando el sistema seleccionado ya sea mecánico o hidráulico, hay que destacar que el pozo debe estar abierto a producción al momento de detonar los cañones, con el fin de obtener una limpieza inmediata de los canales abiertos en la formación. Después de concluido el periodo de limpieza o pruebas de presión se procede a recuperar los cañones detonados.

3.8.1.2 Evaluación de los cañones.

Para realizar la evaluación de los cañones que son transportados por medio de tubería se realizan comparaciones mediante los problemas obtenidos al realizar la operación de cañoneo, costos involucrados y la respectiva producción de fluido, dando lugar a que esta comparación sea realizada en tres zonas cañoneadas en el mismo pozo.

Para esto en la eficiencia de flujo se considera el efecto superficial y el daño de la formación lo cual representa la reducción de la permeabilidad, la capacidad de flujo en la vecindad del pozo y el daño.

3.8.1.3 Programación de los trabajos a realizarse en el cañoneo.

La temperatura es un parámetro importante para la efectividad de las cargas haciendo relación a la temperatura del pozo como al tiempo de exposición de las cargas a dicha temperatura, por esta razón se define las siguientes características cuando hay una temperatura alta o baja.

- Temperatura alta.

En un ambiente de alta temperatura la utilización de los cañones puede tener las siguientes contradicciones:

- A medida que la temperatura aumenta existe una alta posibilidad de explosiones espontáneas.
- Los cañones de alta temperatura producen una penetración menor.
- Los cañones de alta temperatura son más costosos y no permiten una selección muy amplia de las cargas.

- Temperatura baja.

En un ambiente de baja temperatura la operación de un cañón puede tener las siguientes contradicciones.

- Es recomendado circular el pozo con fluidos de baja temperatura cuando se emplea cañones de tubería los cuales se pueden introducir al pozo después del proceso de circulación.
- Hay que tomar en cuenta que existe incógnitas acerca de que si se puede exceder el límite de temperatura del cañón antes de que se

produzca el disparo, pues en estas circunstancias se debe utilizar detonadores de alta temperatura aun si el cañón posee cargas de baja temperatura, esto evitara disparos accidentales.

3.8.1.4 Especificaciones de la tubería.

Las especificaciones de las tuberías se toman en consideración tanto para el tamaño de los cañones y el método de detonación de los mismos. Los diámetros internos de las herramientas de la sarta como la camisa de producción y el revestimiento son los que definen e diámetro de los cañones a utilizarse.

3.8.1.5 Fluido del pozo.

El tipo de fluido dentro del pozo es un factor importante que es tomado en cuenta en la planificación de trabajos con cañones que son transportados por tubería, siempre que se utilice lodo de perforación debe tomarse en cuenta la utilización del método de detonación hidráulico y no el método mecánico debido a la posibilidad que existe de precipitación de sólidos sobre el dispositivo mecánico lo que impedirá que la barra de hierro detone los cañones.

3.8.1.6 Parámetros de seguridad para el trabajo de cañoneo.

Las medidas de seguridad que deben tomarse en cuenta son las siguientes:

- Apagar los radios transistores desde el inicio del ensamblaje de los cañones hasta haber bajado 1000 ft dentro del pozo.
- Apagar las máquinas de soldar disponibles en el área.

- Colocar el detonador de las caras unos 20 ft de los cañones separando por un espaciador.
- Cuando la barra es lanzada desde superficie a detonar los cañones se atasca en la tubería existe la posibilidad de que dicha barra se salga de su posición y se detonen las cargas.

3.8.1.7 Ventajas del sistema de cañoneo TCP.

El sistema de cañoneo TCP ofrece las siguientes ventajas detalladas a continuación:

- Perforar grandes intervalos simultáneamente en un mismo viaje dentro del pozo
- El tipo de pozos a perforarse pueden ser horizontales y desviados empujando los cañones dentro del pozo.
- El pozo puede ser perforado con un gran diámetro, funcionamiento, alta densidad de disparo en el casing en condición de bajo balance.
- Permite una limpieza instantánea de las perforaciones.
- Permite que la empaadura sea sentada antes de que se proceda a disparar los cañones.
- Al usar TCP la determinación de la profundidad se realiza con Gamma Ray el cual nos da datos más seguros y precisos.

3.8.1.8 Desventajas del sistema TCP.

Hay que tomar en cuenta que este sistema no puede ser aplicado a todo los pozos debido a que tiene sus desventajas ya sea a largo o corto plazo, por esta razón se la detalla a continuación:

- Es difícil saber si todos los cañones fueron disparados dentro del pozo.
- Las opciones con TCP son limitadas ya que no es rentable realizarla en algunos casos.
- El posicionamiento preciso de la sarta de cañoneo a la profundidad requerida es más difícil comparada con otros tipos de cañoneo.
- En el caso de TCP se usa explosivos HMX ya que la temperatura de fondo de pozo se encuentra alrededor de 200°F y este explosivo tiende a resistir mucho tiempo en el fondo sin degradarse.

3.8.2 TÉCNICA DE CAÑONEO TIPO MAX-R.

La industria petrolera en los últimos años ha tratado de minorar tiempo y costos al realizar la perforación de un pozo donde se tiene varias intervenciones, siendo una de ellas el proceso de cañoneo.

Por este motivo se ha puesto en marcha el cañoneo con la técnica MAX-R ya que permite la minimización del daño de formación y rápida optimización de producción. La técnica es realizada por medio de anclaje que nos permite la combinación de operaciones y una rápida puesta en marcha de la producción una vez finalizado el cañoneo, para ello la completación final es con el tipo de

levantamiento artificial de Bombeo Electrosumergible o también puede ser completado con Power Oil.

Cuando se procede a bajar los equipos hasta la profundidad deseada los cañones son anclados y están listos para ser detonados según lo hayan preparado los ingenieros de campo encargados. Una vez que la bomba se encuentra instalada y oportunamente probada se procede a presurizar el pozo con una presión de superficie alrededor de 2500 psi y así poder activar el sistema hidráulico de detonación de la cabeza de disparo, el cual consiste en la descompresión de un resorte interno por el flujo de aceite, dicha compresión puede tardar hasta 20 horas según lo planificado en este tiempo se procede a realizar el vaciado del pozo utilizando la bomba BES para generar el desbalance deseado.

Es importante saber que una vez que el pozo ha sido cañoneado no se podrá detener la producción del mismo a menos que se lo cierre, sin embargo esto ocasionara que las pruebas de Build Up ya realizadas sean alteradas y pospuestas para cuando se necesite realizar un trabajo de reacondicionamiento en el pozo, así eliminamos la necesidad de controlar el pozo una vez que ha sido cañoneado reduciendo el daño de formación y evitando invasiones de fluidos. A continuación se presenta el BHA del tipo de cañoneo MAX-R:

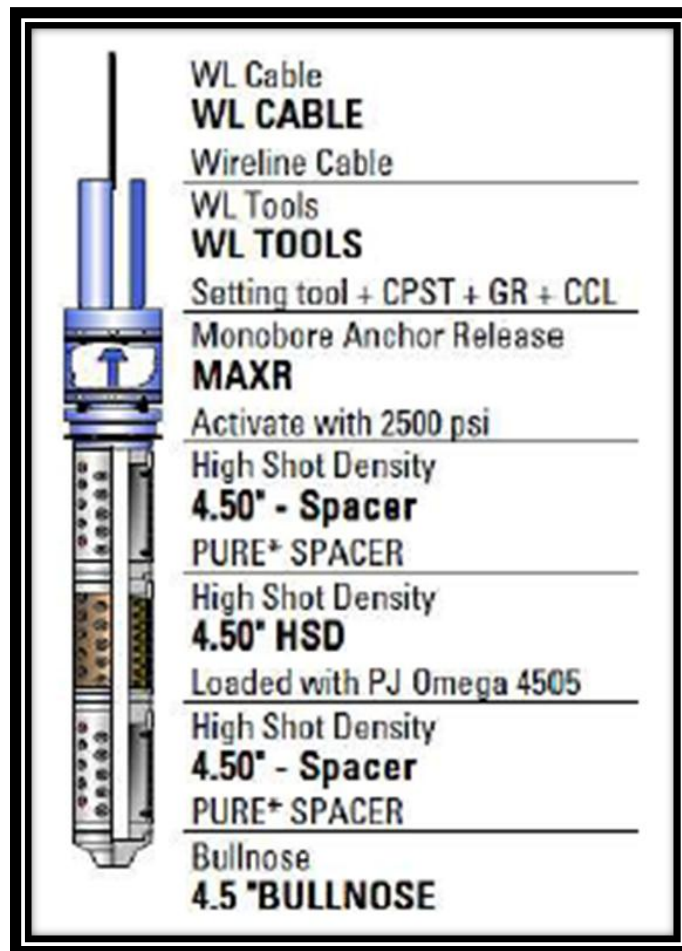


Figura 3.4 BHA de MAX-R

(Zuñiga Acurio, 2013)

Esta tecnología es brindada por dos empresas de servicios en el Ecuador que las denominan de diferentes nombres pero realizan la misma función en cuanto se refiere al objetivo de punzonamiento, es decir ambas siguen el proceso de anclaje y posteriormente cañoneo, se puede decir que la única diferencia se da en el procedimiento que siguen para el desarrollo de las actividades.

Las empresas que prestan este servicio son:

- ONE TRIP, de la compañía Baker Hughes.

- MAX-R, de la compañía Schlumberger.

3.8.2.1 Proceso de anclaje.

El proceso de anclaje es iniciado cuando el ancla y los cañones han sido corridos en el pozo y se los detiene a la profundidad de disparo deseada, el ancla posee un sistema de ignición primaria que puede ser accionado hidráulica, eléctrica o mecánicamente.

Para que el ancla sea asentada se debe utilizar una herramienta llamada setting tool que se coloca en el tope del ancla mientras que los cañones se los coloca debajo del ancla, cuando se activa el setting tool el alojamiento o housing exterior es forzado a desplazarse hacia abajo mientras que el madril interno es empujado hacia arriba, este movimiento opuesto provoca un empuje a las cuñas del ancla para que salgan y logren encontrar la pared interior de la tubería de revestimiento con el fin de aprisionarlo con los dientes de la cuña.

En caso de que se produzca un caso de emergencia y se necesita soltar los cañones y el ancla es posible accionar un sistema de desenganche mecánico de seguridad operado con línea de acero o una herramienta de servicio.

Después de realizar esto se instala el cabezal de pozo tomado en cuenta las condiciones necesarias en superficie para proceder a generar la presión que da lugar a la detonación de cargas, cuando los cañones han sido disparados las cuñas de ancla se retractan automáticamente por el sistema de liberación, el ensamblaje cae al fondo del pozo y no resultará un obstáculo para el flujo de fluidos.

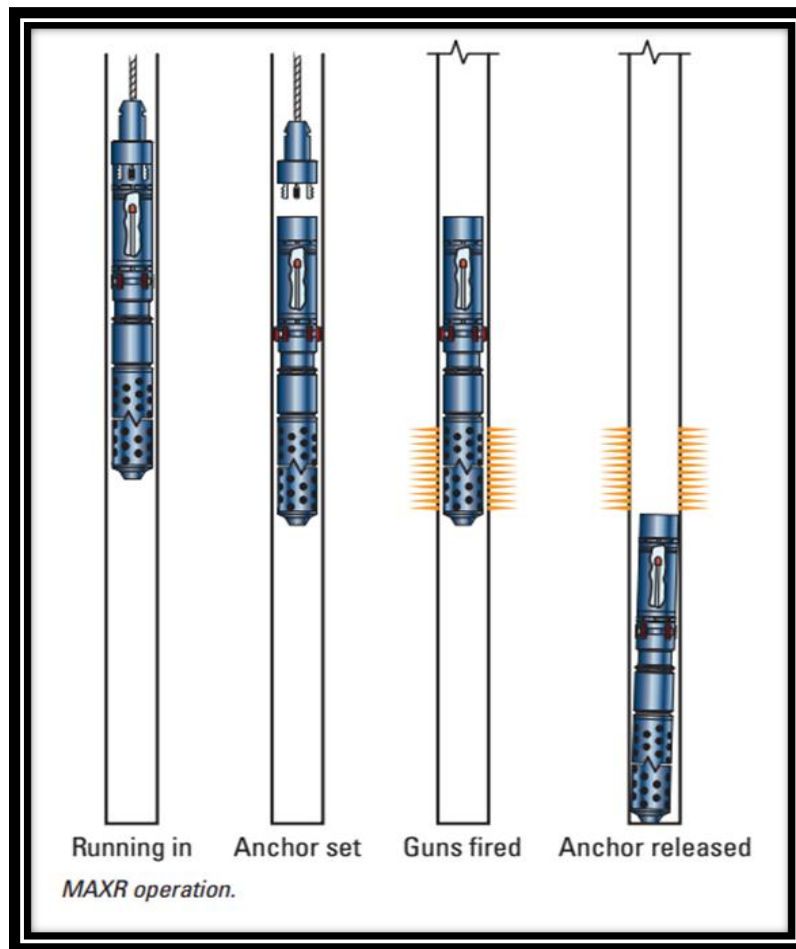


Figura 3.5 Proceso de anclaje y cañoneo MAX-R
(Schlumberger Perforating, 2012)

3.8.2.2 Procedimiento de punzonamiento para MAX-R.

Hay que empezar revisando el procedimiento para disparar en los intervalos deseados por lo que el representante de la empresa operadora en el taladro (Company Man) es el encargado.

El pozo debe estar totalmente limpio y adicionalmente se recomienda la corrida de una canasta de mínimo 5.75 pulgadas si es que el casing es de 7 pulgadas (hay que tomar en cuenta el drift del casing que para el de 7" es 6.15"), es

recomendable también probar la hermeticidad del pozo con 2500 psi por alrededor de 5 minutos.

Se procederá a realizar una charla de seguridad con todo el personal del taladro ya que es indispensable la presencia del Company Man, representante de la compañía operadora, ingeniero de la empresa de servicios a cargo de las operaciones, ingeniero de Wireline, el perforador y dos cuñeros, junto con ellos se acuerda tener todo el material necesario en la mesa del taladro, prescindir de personas ajenas a la operación, y seguir las instrucciones del ingeniero a cargo de la empresa de servicios. Es de vital importancia que el Company Man y representante de la empresa operadora estén en acuerdo con la correlación previo al asentamiento del MAX-R.

Se procede al ensamblaje del cañón de acuerdo a la secuencia que cada una de las empresas de servicio tenga, empezando así con la corrida del ensamblaje y registros GR-CCL con Wireline a una velocidad máxima de 5000 a 6000 pies por hora, se debe tener mucho cuidado al entrar al liner.

Cuando nos encontramos a la profundidad deseada se asienta el ensamblaje MAX-R, activando así los explosivos dentro del setting tool, se debe tener un registro de la tensión del cable todo el tiempo y esperar 5 minutos antes de sacar el cable, procediendo a levantar 50 pies de cable y bajarlo nuevamente de forma lenta, para verificar si el ensamblaje se encuentra en posición y anclado correctamente.

Luego se debe sacar el equipo de asentamiento dejando en posición en sistema de ancla junto con los cañones, se procede con la bajada de la bomba electrosumergible de acuerdo al programa de la empresa de servicios realizando pruebas de presión cada 200 pies y aplicando 1000 psi a la tubería

contra el standing valve, así manteniendo el BOP abierto de lo contrario se puede activar la cabeza de disparo.

Se desmonta el BOP y se arma el cabezal teniendo en cuenta las conexiones eléctricas finales, es necesario que el standing valve se deje en la tubería para garantizar el balance de diseño y tiempos de retardo establecido en la cabeza hidráulica, se arranca la bomba electrosumergible y se realiza pruebas de rotación.

Se procede a conectar las líneas de producción al cabezal y se las prueba con 2500 psi con la válvula máster cerrada, conectando también la línea anular al sistema de bombeo del rig, luego se completa el fluido desplazado en la pruebas de rotación y se aplica 2500 psi para activar la cabeza de disparo durante un minuto.

Después de ese tiempo liberar la presión a cero, arrancar la BES para desplazar la cantidad de barriles necesarios para obtener el bajo balance estático deseado, tomando en cuenta que el tiempo de evacuación de fluido dependerá del diseño de la bomba y debe ser lógico con el tiempo de retardo de la cabeza de disparo.

Se espera la detonación exitosa de los cañones, la cual es verificada con el sensor de la BES con un incremento de presión debido al aporte de pozo, en caso de que la detonación no tenga lugar se seguirá el procedimiento de contingencia de la compañía de servicios preparado para estos casos, mismo que indica esperar el doble de tiempo máximo.

Finamente lograda la detonación se arranca la BES para prueba de producción y se finaliza las operaciones de la empresa de servicios.

3.8.2.3 Diferencias entre correr la técnica de cañoneo MAX-R con los sistemas TCP y Wireline.

Los sistemas más utilizados en la industria petrolera referente a los cañones son Wireline y TCP, en las que existe algunas diferencias que relacionan las ventajas y desventajas de cada sistema las cuales son:

- Cuando se tiene varios intervalos de mayor longitud a disparar es recomendable utilizar un sistema TCP ya que permite ejecutar el trabajo sin ningún inconveniente y en una sola corrida, mientras que con Wireline la configuración hace imposible que sea una sola corrida.
- El sistema Wireline que baja la tecnología MAX-R no necesita de taladro mientras que el sistema TCP si, lo que esto aumenta los costos de la empresa operadora hacia la empresa prestadora de servicios.
- El sistema TCP permite que la técnica MAX.-R pueda ser corrida en pozos altamente desviados y horizontales, mientras que Wireline tiene un desempeño óptimo en pozos de hasta 65°.

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El siguiente capítulo detalla el análisis técnico y el análisis económico realizado a cada pozo para verificar si las técnicas de cañoneo escogidas fueron las correctas.

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE CAÑONEO TCP Y MAX-R.

La realización del análisis técnico es necesario ya que podremos verificar si se aplicó el diseño adecuado para cada pozo, por este motivo se ve sintetizado a continuación de una forma detalla y especifica los parámetros necesarios de cada pozo.

4.1.1 EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

Para el presente estudio se toma como muestra 4 pozos del campo Shushufindi, los cuales han sido cañoneados, dos pozos por el sistema de cañoneo TCP y 2 pozos cañoneados por el sistema MAX-R.

Los pozos seleccionados parar cada técnica fueron:

Tabla 4.1 Nombre real de los pozos a evaluarse

TÉCNICA DE CAÑONEO	POZOS
TCP	Shushufindi 208 D
	Shushufindi 113 D
MAX-R	Shushufindi 220 D
	Shushufindi 250 D

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.1.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA TCP.

A continuación se realizará el análisis técnico de los pozos SSF-208 D y SSF-113 D que fueron cañoneados por la técnica TCP.

4.1.2.1 Datos generales de los pozos.

En las siguientes tablas se describe los parámetros importantes de cada pozo cañoneado con la técnica TCP en el campo Shushufindi.

4.1.2.1.1 Pozo SSF- 208 D.

En el pozo SSF-208 D el intervalo de interés a ser cañoneado fue de 9698-9723 (pies) en la arena T inferior, con una totalidad de 25 pies perforados @ 5 DPP (número de disparos) con un diámetro del cañón de 4,5 pulgadas, respectivamente con una porosidad promedio es de 13% y la saturación de agua es de 12,6%.

Tabla 4.2 Parámetros generales del pozo.

INTERVALOS (pies)		PENETRACIÓN (pulg)	DIAMETRO DE ORIFICIO (pulg)	ARENA	CARGA TIPO	Pies PERFORADOS	DPP	Ø (%)	Sw (%)
DESDE	HASTA								
9698	9723	19,3	0,41	T inferior	HMX	25	4.8	13	12,6

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.1.2.1.2 Pozo SSF-113 D.

En el pozo SSF-113 D el intervalo de interés a ser cañoneado es de 10650-10666 (pies) en la arena T inferior con una totalidad de 16 pies perforados @ 5 DPP (número de disparos), con un diámetro del cañón de 4.5 pulgadas, respectivamente con una porosidad de 17-20 % y una saturación de agua promedio de 14,6%.

En este pozo podemos encontrar que también se cañoneo parte de la arena U inferior denotando los intervalos de interés 10330-10336 (pies) con una totalidad de 6 pies perforados @ 4.8 DPP, con porosidad promedio es de 7% y saturación de agua de 36.9 %;el siguiente intervalo de interés de 10348-10355 (pies) con una totalidad de 7 pies

perforados @ 4.8 DPP , con porosidad de 15.7 % y al intervalo de 10374-10380 (pies) con una totalidad de 6 pies perforados @ 4.8 DPP, con porosidad de 16.5% y la saturación de agua promedio de 15,5 %.

Tabla 4.3 Parámetros generales del pozo.

INTERVALOS (pies)		PENETRACIÓN (pulg)	DIAMETRO DE ORIFICIO (pulg)	ARENA	CARGA TIPO	Pies PERFORADOS	DPP	Ø (%)	Sw (%)
DESDE	HASTA								
10650	10666	19.34	0,41	T inferior	HMX	16	4.8	17-20	14.6
10330	10336	19.39	0,41	U inferior	HMX	6	4.8	7	36.9
10348	10355	19.39	0,41		HMX	7	4.8	15.7	16.7
10374	10380	19.39	0,41		HMX	6	4.8	16.5	15.5

(SHE, Unidad Técnica de Producción , 2014)

4.1.2.2 Datos de la producción previa al cañoneo.

En la tabla 4.4 se muestra los datos de producción estimados de cada pozo a ser cañoneado con la técnica TCP, en la que el pozo Shushufindi 208 D mediante la zona de interés en la arena T inferior se proyecta una producción de 3116 BFPD de los cuales 499 BPD eran de petróleo y 2617 BPD de agua, con un porcentaje de 84% agua y sedimentos en el crudo.

En el pozo Shushufindi 113 D en la arena U Inferior se tiene como producción estimado de 578 BFPD de los cuales 439 BPD son de petróleo y 139 BPD de agua, con un porcentaje de 24% agua y sedimentos; en la arena T inferior el estimado de producción es de 1231 BFPD en donde 85 son de petróleo y 1146 de agua, con un porcentaje de 93% de agua y sedimentos.

Tabla 4.4 Producción previa al cañoneo

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
SSF-208 D	T INFERIOR	3116	499	2617	84
SSF-113 D	U INFERIOR	578	439	139	24
	T INFERIOR	1231	85	1146	93

(SHE, Unidad Técnica de Producción , 2014)

4.1.2.3 Datos de producción posterior al cañoneo.

En la tabla 4.5 se muestra los datos de producción, en el pozo Shushufindi 208 D con zona de interés en la arena T Inferior donde se ha obtenido una producción después del cañoneo de 1891 BFPD donde 662 BPD son de

petróleo y 1229 BPD de agua con un porcentaje de agua y sedimentos de 65% respectivamente.

En el pozo Shushufindi 113 D en la arena U Inferior se tiene después de realizar el cañoneo una producción de 677 BFPD de los cuales 440 BPD son de petróleo y 237 BPD de agua, con un porcentaje de 35% agua y sedimentos; en la arena T inferior la producción es de 598 BFPD en donde 122 son de petróleo y 476 de agua, con un porcentaje de 80% de agua y sedimentos.

Hay que recalcar que el estimado de estas arenas es entre 22,4 y 32 °API.

Tabla 4.5 Producción posterior al cañoneo

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
SSF-208 D	T INFERIOR	1891	662	1229	65
SSF-113 D	U INFERIOR	677	440	237	35
	T INFERIOR	598	122	476	80

(SHE, Unidad Técnica de Producción , 2014)

4.1.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON LA TÉCNICA MAX-R.

A continuación se realizará el análisis técnico de los pozos SSF-220 D y SSF-250 D que fueron cañoneados por la técnica TCP.

4.1.3.1 Datos generales de los pozos.

En las siguientes tablas se describe los parámetros importantes de cada pozo cañoneado con la técnica MAX-R en el campo Shushufindi.

4.1.3.1.1 Pozo SSF-220 D

En el pozo SSF-220 D el intervalo de interés a ser cañoneado fue de 9373 - 9400 (pies) en la arena U inferior, con una totalidad de 27 pies perforados @ 4,3 DPP (número de disparos) con un diámetro del cañón de 4,5 pulgadas, respectivamente con una porosidad promedio es de 11-20 % y la saturación de agua es de 10%; el intervalo de interés de la misma arena de 9406 - 9414 con una de 8 pies perforados @ 5 DPP (número de disparos), la porosidad promedio en este intervalo es de 11.5 - 18.8 % y la saturación de agua de 16.5%.

Tabla 4.6 Parámetros generales del pozo.

INTERVALOS (pies)		PENETRACIÓN (pulg)	DIÁMETRO DE ORIFICIO (pulg)	ARENA	CARGA TIPO	PIES PERFORADOS	DIÁMETRO DEL CAÑÓN (pulg)	Nº DE DISPAROS DPP	Ø (%)	Sw (%)
DESDE	HASTA									
9373	9400	65,2	0,45	U Inferior	HMX	27	4.5	4,3	11-20	10
9406	9414					8		5	11.5-18.8	16,5

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.1.3.1.2 Pozo SSF-250 D.

En el pozo SSF-250 D el intervalo de interés a ser cañoneado fue de 9330 - 9339 (pies) en la arena U superior, con una totalidad de 9 pies perforados @ 4.5 DPP (número de disparos) con un diámetro del cañón de 4,5 pulgadas, respectivamente con una porosidad promedio es de 13 – 14,2 % y la saturación de agua es de 12,5 – 10 %.

Tabla 4.7 Parámetros generales del pozo

INTERVALOS (pies)		PENETRACIÓN (pulg)	DIAMETRO DE ORIFICIO (pulg)	ARENA	CARGA TIPO	Pies PERFORADOS	DIÁMETRO DEL CAÑON (pulg)	Nº DE DISPAROS DPP	Ø (%)	Sw (%)
DESDE	HASTA									
9330	9339	19.54	0,41	U Superior	HMX	9	4.5	4.5	13-14.2	12.5-10

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.1.3.2 Datos de la producción previa al cañoneo.

En la tabla 4.8 se muestra los datos de producción estimados de cada pozo a ser cañoneado con la técnica MAX-R, en la que el pozo Shushufindi 220 D mediante la zona de interés en la arena U inferior tiene una producción estimada de 1868 BFPD de los cuales 1308 BPD eran de petróleo y 560 BPD de agua, con un porcentaje de 30% agua y sedimentos en el crudo.

En el pozo Shushufindi 250 D en la arena U Superior se tiene como producción estimada de 483 BFPD de los cuales 213 BPD son de petróleo y 270 BPD de agua, con un porcentaje de 56 % agua y sedimentos.

Tabla 4.8 Producción previa al cañoneo.

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
SSF-220 D	U INFERIOR	1868	1308	560	30
SSF-250 D	U SUPERIOR	483	213	270	56

(SHE, Unidad Técnica de Producción , 2014)

4.1.3.3 Datos de producción posterior al cañoneo.

En la tabla 4.9 se muestra los datos de producción, en el pozo Shushufindi 220D con zona de interés en la arena U Inferior se ha obtenido una producción de 878 BFPD donde 502 BPD son de petróleo y 376 BPD de agua con un porcentaje de agua y sedimentos de 31% respectivamente.

En el pozo Shushufindi 250 D en la arena U Superior se tiene después del cañoneo una producción de 548 BFPD de los cuales 278 BPD son de petróleo y 270 BPD de agua, con un porcentaje de 49 % agua y sedimentos.

Hay que recalcar que el estimado de estas arenas es entre 22,4 y 32 °API.

Tabla 4.9 Producción posterior al cañoneo.

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
SSF-220 D	U INFERIOR	878	502	376	31
SSF-250 D	U SUPERIOR	548	278	270	49

(SHE, Unidad Técnica de Producción , 2014)

4.1.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN.

En la siguiente tabla se indica la producción de cada pozo y arena respectivamente aplicado a las dos técnicas de cañoneo.

Tabla 4.10 Análisis de producción

TÉCNICA DE CAÑONEO	POZO	ARENA	BPPD	PRODUCCIÓN TOTAL
TCP	SSF-208 D	T INFERIOR	662	1244
	SSF-113 D	U INFERIOR	440	
		T INFERIOR	122	
MAX-R	SSF-220 D	U INFERIOR	502	780
	SSF-250 D	U SUPERIOR	278	

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

Podemos encontrar en la tabla la producción de petróleo diaria de cada pozo, la cual varía dependiendo a los parámetros del mismo y de la arena en la que se ha encontrado la zona de interés. En el pozo SSF- 208 D cañoneado por la técnica TCP observamos un valor de 662 barriles por día de petróleo lo que al

relacionarlo con el pozo SSF- 113 D cañoneado por la misma técnica tiende a tener una producción de 562 barriles diarios, lo que verifica una producción equitativa para los dos pozos analizados.

Por otro lado en el pozo SSF-220 D cañoneado por la técnica MAX-R la producción después del cañoneo tiende a ser de 502 barriles de petróleo diario y en el pozo SSF-250 D la producción es de 278 barriles diarios lo que se puede predecir que la producción de este pozo es menor al resultado de los pozos anteriormente mencionados,

En la gráfica apreciamos la producción total de los pozos analizados por cada técnica de cañoneo, donde podemos comparar que técnica ha obtenido la producción más alta, dando realce a la técnica más favorable que en esta ocasión ha sido la de cañoneo por TCP Convencional en el pozo SSF-208 D.

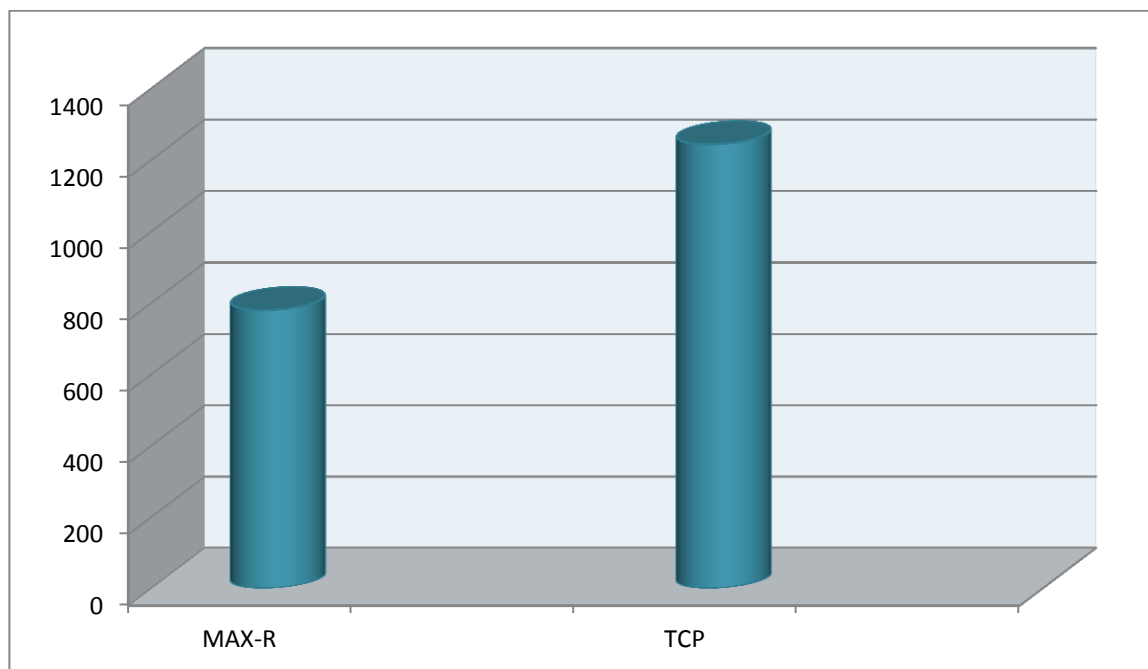


Figura 4.1 Producción total de las técnicas de cañoneo evaluadas.

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

Es importante mencionar que la producción de los pozos depende del proceso de perforación, cañoneo y completación, tomando en cuenta que se debe utilizar las técnicas adecuadas para así producir daños menores a la formación y dar una vida larga y útil al pozo.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.

El motivo de realizar el análisis económico de cada técnica es para la determinación de los parámetros que va a contribuir en la toma de decisiones para que el resultado del proyecto sea finalizado con éxito.

Este análisis se basa e indicadores financieros tales como: Flujo Neto de Caja (FNC), Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN), Relación Beneficio/Costo, ara verificar si el proyecto es rentable económicamente es necesario tomar en cuenta las siguientes condiciones:

- El Valor Actual Neto debe ser mayor a cero
- La Tasa Interna de Retorno es mayor a la tasa de actualización.
- La Relación Beneficio/Costo debe ser mayor a 1.

4.2.1 PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO.

A continuación se detalla los parámetros necesarios para realizar el análisis económico de cada pozo del campo Shushufindi.

4.2.1.1 Flujo Neto de Caja.

El estado de flujo de caja tiene como objetivo proveer información importante de los ingresos y egresos de un proyecto en un periodo de tiempo determinado que generalmente tiende a ser un año.

El flujo de caja registra las entradas y salidas de dinero en una manera real siendo su característica principal el de retornar los desembolsos que no son efectivos; para esto se ha tomado en cuenta la siguiente ecuación:

$$\mathbf{FNC}_K = \mathbf{R}_K - \mathbf{D}_K$$

Ecuación 4.1

Dónde:

R_K = Ingresos para el tiempo K.

D_K =Egresos para el tiempo K.

4.2.1.2 Valor Actual Neto.

El valor actual neto tiende a ser el valor de la recuperación de la inversión a una tasa determinada, es decir significa traer valores presentes a los flujos futuros, a este valor se le resta la inversión inicial de manera que el valor obtenido es el valor actual del proyecto.

La ecuación que permite calcular el valor actual neto es la siguiente:

$$VAN = \frac{SUMA\ FLUJOS\ NETOS\ EFECTIVO}{(1+K)} - INVERSIÓN\ INICIAL \quad \text{Ec [4.1]}$$

Resultados del VAN

- Si el VAN es mayor a cero (es positivo), la inversión será aceptada ya que el proyecto es factible.
- Si el VAN es igual a cero existe la posibilidad de aceptar la inversión ya que el proyecto regresa únicamente el desembolso inicial.
- Si el VAN es menos a cero (es negativo) la inversión debe ser rechazada ya que el proyecto no es factible.

4.2.1.3 Tasa Interna de Retorno.

La tasa interna de retorno es definida como la tasa de descuento que hace que el valor actual neto sea cero, es decir que el valor presente de los ingresos sea exactamente igual a la inversión realizada inicialmente.

La ecuación que permite calcular la tasa interna de retorno es la siguiente:

$$0 = I_0 + \frac{FNC}{(1+r)^1} + \frac{FNC}{(1+r)^2} + \frac{FNC}{(1+r)^3} + \dots + \frac{FNC}{(1+r)^n} \quad \text{Ec [4.2]}$$

Dónde:

$r = \text{TIR}$

$I_0 = \text{Inversión inicial}$

Para poder verificar con este valor si el proyecto es rentable o no, se procede a realizar una comparación con el costo de oportunidad y se obtiene los criterios:

- Si el $\text{TIR} \geq$ tasa de actualización, el proyecto es aceptado.
- Si el $\text{TIR} \leq$ tasa de actualización, el proyecto será rechazado.
- Cuando el TIR tiende a ser mucho mayor que el costo de oportunidad garantiza que el proyecto rendirá más que la inversión alternativa.

4.2.1.4 Relación beneficio / costo.

Se define como un indicador económico que considera los ingresos como beneficio y los egresos sumados a la inversión inicial como el costo, es decir que resulta ser la ganancia que se obtiene en relación a la inversión.

La relación beneficio / costos puede ser calculada por la siguiente fórmula:

$$\mathbf{RBC} = \frac{\mathbf{Ingresos actualizados}}{\mathbf{Egresos+Inversión Inicial}} \quad \mathbf{Ec [4.3]}$$

Resultados de RBC:

- Si $RBC > 1$, los ingresos son mayores que los egresos es decir el proyecto es aceptable.
- Si $RBC < 1$, los ingresos son menores a los egresos por lo tanto el proyecto no es aceptable.
- Si $RBC = 1$, los ingresos son iguales a los egresos es decir el proyecto es indiferente.

4.2.1.5 Ingresos.

Para poder obtener los ingresos se multiplica el precio de barril de petróleo por la producción de crudo obtenida en las pruebas iniciales con la técnica de cañoneo aplicada al respectivo pozo, esta producción obtenida es la base para el respectivo cálculo de la producción de petróleo en el tiempo de la evaluación del proyecto mediante la siguiente ecuación de declinación exponencial:

$$q = q_0 * e^{-d*t} \quad \text{Ec [4.4]}$$

Dónde:

q = Producción esperada en el tiempo t .

q_0 = Producción inicial.

d = Tasa de declinación.

t = tiempo.

Es necesario saber que el precio del barril de petróleo es determinado por el crudo estadounidense West Texas (WTI) y la diferencia es establecida por la empresa EP PETROECUADOR.

4.2.1.6 Egresos.

Los valores que contribuyen a los egresos por la inversión inicial previa al cañoneo, el costo operativo de cañoneo empleado y el costo de producción posterior de cada barril de petróleo aproximadamente es de 7,91 USD/BBL para el Campo Shushufindi.

4.2.1.7 Consideraciones.

Los siguientes parámetros son necesarios para el análisis económico a realizarse de cada pozo:

- El análisis se lo realiza en un periodo de 1 año.
- La tasa de actualización es de 12% anual (1% mensual).
- El costo operativo de producción en el Campo Shushufindi es de 7,91 USD/BBL.
- La tasa de declinación promedio es de 11,9% anual.
- Son considerados dos escenarios para el análisis de cada pozo.

- Al primer escenario se le concede al valor de 79,70 USD/BBL que corresponde al barril de petróleo de exportación considerado en la proforma presupuestaria para el año 2015 del Ecuador.
- Al segundo escenario se le concede un valor de 72,00 USD/BBL que corresponde a las proyecciones del precio mundial del petróleo que según análisis lo estiman para el Ecuador.

4.2.2 INVERSIÓN INICIAL DEL POZO SSF -208 D.

La inversión inicial se considera como la suma de los gastos que se generan a partir de la completación del pozo incluyendo la técnica de cañoneo tal como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 4.11 Inversión Inicial pozo SSF-208 D

SERVICIO	MATERIAL	INVERSIÓN (USD)
MOVIMIENTO DE LA TORRE		7,532
TRABAJO DE LA TORRE		105,000
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE		409,400
QUIMICOS		41,032
SUPERVISIÓN + INSTALACIÓN + BES		674,000
EVALUACIÓN WIRELINE + TCP		236,000
SPOOLERV+ VAC + TBG		120,000
CABLE ELECT + WELL HEAD +WL		85,017
EQUIPO COMPLETACIÓN		39,700
CONTIGENCIAS		103,677
	TOTAL	1,821,358

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.2.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SHUSHUFINDI 208 D.

De acuerdo a la producción posterior al cañoneo en el pozo SSF-208 D con un valor de 662 BPPD se procede a calcular la producción de acuerdo a la tasa de declinación mencionada en las consideraciones.

Los costos de producción son calculados en base a la tasa de producción diaria de petróleo, multiplicando por el costo de barril estimado en el Campo Shushufindi por el valor de \$ 7,91 y los 30 días del mes.

Tabla 4.12 Producción mensual del pozo SSF-208 D y costos de producción

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)
1	19,860.00	157,092.60
2	19,694.50	155,783.50
3	19,530.38	154,485.30
4	19,367.63	153,197.92
5	19,206.23	151,921.27
6	19,046.18	150,655.26
7	18,887.46	149,399.80
8	18,730.06	148,154.80
9	18,573.98	146,920.18
10	18,419.20	145,695.84
11	18,265.70	144,481.71
12	18,113.49	143,277.70

4.2.3.1 Escenario 1 (\$79,70).

Una vez obtenido los valores de producción mensual y costos de producción para un año, se procede a obtener el flujo de caja respectivo de cada escenario como se lo muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.13 Flujo de caja del pozo SSF-208 D en el escenario 1.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	1,821,358.00	-1,821,358.00
1	1,582,842	157,092.60		1,425,749.40
2	1,569,652	155,783.50		1,413,868.16
3	1,556,571	154,485.30		1,402,085.92
4	1,543,600	153,197.92		1,390,401.87
5	1,530,736	151,921.27		1,378,815.19
6	1,517,980	150,655.26		1,367,325.06
7	1,505,330	149,399.80		1,355,930.69
8	1,492,786	148,154.80		1,344,631.26
9	1,480,346	146,920.18		1,333,426.00
10	1,468,010	145,695.84		1,322,314.12
11	1,455,777	144,481.71		1,311,294.84
12	1,443,645	143,277.70		1,300,367.38
	18,147,276	1,801,065.89	1,821,358.00	14,524,851.89

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 1 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.14 Indicadores económicos del pozo SSF-208 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
77%	6,709,230.95	5.01

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.3.2 Escenario 2.

El valor determinado para este escenario es de \$ 72,00 donde la siguiente tabla detalla el flujo de caja:

Tabla 4.15 Flujo de caja escenario 2.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	1,821,358.00	- 1,821,358.00
1	1,429,920	157,092.60		1,272,827.40
2	1,418,004	155,783.50		1,262,220.51
3	1,406,187	154,485.30		1,251,702.00
4	1,394,469	153,197.92		1,241,271.15
5	1,382,848	151,921.27		1,230,927.22
6	1,371,325	150,655.26		1,220,669.50
7	1,359,897	149,399.80		1,210,497.25
8	1,348,565	148,154.80		1,200,409.77
9	1,337,327	146,920.18		1,190,406.36
10	1,326,182	145,695.84		1,180,486.31
11	1,315,131	144,481.71		1,170,648.92
12	1,304,171	143,277.70		1,160,893.51
	16,394,026	1,801,065.89	1,821,358.00	12,771,601.91

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario conservador se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.16 Indicadores económicos del pozo SSF-208 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
69%	5,794,263.19	4.53

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.4 INVERSIÓN INICIAL DEL POZO SSF-113 D.

La inversión inicial se considera como la suma de los gastos que se generan a partir de la completación del pozo incluyendo la técnica de cañoneo tal como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 4.17 Inversión Inicial pozo SSF-113 D

SERVICIO	MATERIAL	INVERSIÓN (USD)
MOVIMIENTO DE LA TORRE		7,532
TRABAJO DE LA TORRE		140,581
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE		409,400
QUIMICOS		41,032
SUPERVISIÓN + INSTALACIÓN + BES		674,000
EVALUACIÓN WIRELINE + TCP		436,000
SPOOLERV+ VAC + TBG		170,000
CABLE ELECT + WELL HEAD +WL		155,000
EQUIPO COMPLETACIÓN		40,000
CONTIGENCIAS		103,677
	TOTAL	2,177,222

(SHE, Unidad Técnica de Producción , 2014)

4.2.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SSF-113 D.

De acuerdo a la producción posterior al cañoneo en el pozo SSF-113 D con un valor de 562 BPPD se procede a calcular la producción de acuerdo a la tasa de declinación mencionada en las consideraciones.

Los costos de producción son calculados en base a la tasa de producción diaria de petróleo, multiplicando por el costo de barril estimado en el Campo Shushufindi por el valor de \$ 7,91 y los 30 días del mes.

Tabla 4.18 Producción mensual del pozo SSF-113 D y costos de producción

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)
1	16,860.00	133,362.60
2	16,719.50	132,251.25
3	16,580.17	131,149.15
4	16,442.00	130,056.24
5	16,304.99	128,972.44
6	16,169.11	127,897.67
7	16,034.37	126,831.86
8	15,900.75	125,774.92
9	15,768.24	124,726.80
10	15,636.84	123,687.41
11	15,506.53	122,656.68
12	15,377.31	121,634.54

4.2.5.1 Escenario 1 (\$79,70).

Una vez obtenido los valores de producción mensual y costos de producción para un año, se procede a obtener el flujo de caja respectivo de cada escenario como se lo muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.19 Flujo de caja escenario 1.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	2,177,222.00	- 2,177,222.00
1	1,343,742	157,092.60		1,186,649.40
2	1,332,544	155,783.50		1,176,760.66
3	1,321,440	154,485.30		1,166,954.32
4	1,310,428	153,197.92		1,157,229.70
5	1,299,507	151,921.27		1,147,586.12
6	1,288,678	150,655.26		1,138,022.90
7	1,277,939	149,399.80		1,128,539.37
8	1,267,290	148,154.80		1,119,134.88
9	1,256,729	146,920.18		1,109,808.76
10	1,246,256	145,695.84		1,100,560.35
11	1,235,871	144,481.71		1,091,389.01
12	1,225,572	143,277.70		1,082,294.10
	15,405,995	1,801,065.89	2,177,222.00	11,427,707.56

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 1 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.20 Indicadores económicos del pozo SSF-113 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
53%	4,922,776.26	3.87

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.5.2 Escenario 2.

El valor determinado para este escenario es de \$ 72,00 donde la siguiente tabla detalla el flujo de caja:

Tabla 4.21 Flujo de caja escenario 2.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	2,177,222.00	- 2,177,222.00
1	1,213,920	157,092.60		1,056,827.40
2	1,203,804	155,783.50		1,048,020.51
3	1,193,772	154,485.30		1,039,287.00
4	1,183,824	153,197.92		1,030,626.28
5	1,173,959	151,921.27		1,022,037.72
6	1,164,176	150,655.26		1,013,520.74
7	1,154,475	149,399.80		1,005,074.74
8	1,144,854	148,154.80		996,699.11
9	1,135,313	146,920.18		988,393.29
10	1,125,853	145,695.84		980,156.68
11	1,116,470	144,481.71		971,988.70
12	1,107,166	143,277.70		963,888.80
	13,917,587	1,801,065.89	2,177,222.00	9,939,298.96

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 2 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.22 Indicadores económicos del pozo SSF-113 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
47%	4,146,021.16	3.50

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.6 INVERSIÓN DEL POZO SSF-220 D.

La inversión inicial se considera como la suma de los gastos que se generan a partir de la completación del pozo incluyendo la técnica de cañoneo tal como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 4.23 Inversión Inicial pozo SSF-220 D

SERVICIO	MATERIAL	INVERSIÓN (USD)
MOVIMIENTO DE LA TORRE		0
TRABAJO DE LA TORRE		330,160
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE		142,000
QUIMICOS		22,068
SUPERVISIÓN + INSTALACIÓN + BES		589,000
EVALUACIÓN WIRELINE + MAXR		154,202
SPOOLERV+ VAC + TBG		168,270
CABLE ELECT + WELL HEAD +WL		222,000
EQUIPO COMPLETACIÓN		44,000
CONTIGENCIAS		83,585
	TOTAL	1,755,285

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.2.7 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SSF-220D.

De acuerdo a la producción posterior al cañoneo en el pozo SSF-113 D con un valor de 502 BPPD se procede a calcular la producción de acuerdo a la tasa de declinación mencionada en las consideraciones.

Los costos de producción son calculados en base a la tasa de producción diaria de petróleo, multiplicando por el costo de barril estimado en el Campo Shushufindi por el valor de \$ 7,91 y los 30 días del mes.

Tabla 4.24 Producción mensual del pozo SSF-220 D y costos de producción

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)
1	15,060.00	119,124.60
2	14,934.50	118,131.90
3	14,810.05	117,147.46
4	14,686.63	116,171.23
5	14,564.24	115,203.14
6	14,442.87	114,243.11
7	14,322.51	113,291.09
8	14,203.16	112,347.00
9	14,084.80	111,410.77
10	13,967.43	110,482.35
11	13,851.03	109,561.66
12	13,735.61	108,648.65

4.2.7.1 Escenario 1 (\$79,70).

Una vez obtenido los valores de producción mensual y costos de producción par un año, se procede a obtener el flujo de caja respectivo de cada escenario como se lo muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.25 Flujo de caja escenario 1.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	1,755,285.00	- 1,755,285.00
1	1,200,282	157,092.60		1,043,189.40
2	1,190,280	155,783.50		1,034,496.16
3	1,180,361	154,485.30		1,025,875.35
4	1,170,524	153,197.92		1,017,326.39
5	1,160,770	151,921.27		1,008,848.67
6	1,151,097	150,655.26		1,000,441.60
7	1,141,504	149,399.80		992,104.59
8	1,131,992	148,154.80		983,837.05
9	1,122,559	146,920.18		975,638.41
10	1,113,204	145,695.84		967,508.09
11	1,103,927	144,481.71		959,445.52
12	1,094,728	143,277.70		951,450.14
	13,761,227	1,801,065.89	1,755,285.00	10,204,876.36

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 1 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.26 Indicadores económicos del pozo SSF-220 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
58%	4,486,358.84	3.87

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.7.2 Escenario 2.

El valor determinado para este escenario es de \$ 72,00 donde la siguiente tabla detalla el flujo de caja:

Tabla 4.27 Flujo de caja escenario 2.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	1,755,285.00	-1,755,285.00
1	1,084,320	157,092.60		927,227.40
2	1,075,284	155,783.50		919,500.51
3	1,066,323	154,485.30		911,838.00
4	1,057,437	153,197.92		904,239.35
5	1,048,625	151,921.27		896,704.02
6	1,039,887	150,655.26		889,231.49
7	1,031,221	149,399.80		881,821.23
8	1,022,628	148,154.80		874,472.72
9	1,014,106	146,920.18		867,185.44
10	1,005,655	145,695.84		859,958.90
11	997,274	144,481.71		852,792.57
12	988,964	143,277.70		845,685.97
	12,431,723	1,801,065.89	1,755,285.00	8,875,372.60

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 2 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.28 Indicadores económicos del pozo SSF-220 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
52%	3,792,531.33	3.50

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.7.3 Análisis por pérdida de producción.

En este caso se realiza el análisis por pérdida de producción debido a que la producción estimada antes del cañoneo por medio de pozos vecinos tenía un valor muy considerable lo que al compararlo con la producción obtenida después de que el pozo fue cañoneado resulta muy baja y es por esto que los siguientes datos son detallados en la tabla a continuación:

Tabla 4.29 Valores de la producción antes y después del cañoneo.

PRODUCCIÓN PREVIA AL CAÑONEO				PRODUCCIÓN POSTERIOR AL CAÑONEO			
BPPD	BFPPD	BAPD	BSW	BPPD	BFPPD	BAPD	BSW
1868	1308	560	30%	878	502	376	31%

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

El pozo SSF-220D tiende a estimar una producción de petróleo de 1308 barriles diarios lo que el proyecto tendría una rentabilidad muy buena ya que el costo en

la técnica MAX- R es menor a la técnica TCP, pero al realizar la comparación con la producción posterior al cañoneo que tiene una producción de 502 barriles diarios de petróleo resulta que no se escogió la técnica de cañoneo adecuada al pozo ya que este no produjo lo estimado.

Por esta razón se calcula el daño a la formación y lo que se hubiese obtenido en los dos escenarios referentemente al análisis económico del pozo.

4.2.7.4 Cálculo del Daño de formación en el pozo SSF- 220 D.

Datos del pozo

K = Permeabilidad de la formación (255 md)

k_{skin} = Permeabilidad de la zona dañada (20md)

r_{skin} = Radio de la zona de daño (0,40ft)

r_w = radio del pozo (0,29ft)

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

$$S = (11,75 - 1) \ln \left(\frac{0,40}{0,29} \right)$$

$$S = 3,778$$

Podemos verificar que existe daño ya que el valor de este parámetro es mayor a cero lo que se estima que el diseño de la técnica de cañoneo en este pozo no

fue la adecuada ya que por esta razón no se obtuvieron los barriles de petróleo estimados antes del cañoneo.

Se dice que el pozo se encuentra dañado, existiendo restricciones para el flujo de fluido hacia el pozo y la permeabilidad de la zona dañada es menor que la permeabilidad de la formación dando lugar a que el radio de la zona de daño crezca.

4.2.7.5 Análisis económico con la producción de petróleo estimada.

De acuerdo a la producción estimada al cañoneo en el pozo SSF-220 D con un valor de 1308 BPPD se procede a calcular la producción de acuerdo a la tasa de declinación mencionada en las consideraciones.

Los costos de producción son calculados en base a la tasa de producción diaria de petróleo, multiplicando por el costo de barril estimado en el Campo Shushufindi por el valor de \$ 7,91 y los 30 días del mes.

Tabla 4.30 Producción mensual del pozo SSF-220 D y costos de producción estimada

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)
1	39,240.00	310,388.40
2	38,913.00	307,801.83
3	38,588.73	305,236.81
4	38,267.15	302,693.17
5	37,948.26	300,170.73
6	37,632.02	297,669.31

7	37,318.42	295,188.73
8	37,007.44	292,728.83
9	36,699.04	290,289.42
10	36,393.22	287,870.34
11	36,089.94	285,471.42
12	35,789.19	283,092.49

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.2.7.6 Escenario 1 (\$ 79,70).

Una vez obtenido los valores de producción mensual y costos de producción para un año, se procede a obtener el flujo de caja respectivo de cada escenario como se lo muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.31 Flujo de caja escenario 1.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	1,755,285.00	-1,755,285.00
1	3,127,428	157,092.60		2,970,335.40
2	3,101,366	155,783.50		2,945,582.61
3	3,075,521	154,485.30		2,921,036.08
4	3,049,892	153,197.92		2,896,694.12
5	3,024,476	151,921.27		2,872,555.00
6	2,999,272	150,655.26		2,848,617.04
7	2,974,278	149,399.80		2,824,878.56
8	2,949,493	148,154.80		2,801,337.91
9	2,924,914	146,920.18		2,777,993.43
10	2,900,539	145,695.84		2,754,843.48
11	2,876,368	144,481.71		2,731,886.45
12	2,852,398	143,277.70		2,709,120.73
	35,855,947	1,801,065.89	1,755,285.00	32,299,595.81

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 1 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.32 Indicadores económicos del pozo SSF-220 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
168%	16,016,919.80	10.08

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.7.7 Escenario 2.

El valor determinado para este escenario es de \$ 72,00 donde la siguiente tabla detalla el flujo de caja:

Tabla 4.33 Flujo de caja escenario 2.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	1,755,285.00	- 1,755,285.00
1	2,825,280	157,092.60		2,668,187.40
2	2,801,736	155,783.50		2,645,952.51
3	2,778,388	154,485.30		2,623,902.90
4	2,755,235	153,197.92		2,602,037.04
5	2,732,275	151,921.27		2,580,353.40
6	2,709,506	150,655.26		2,558,850.46
7	2,686,927	149,399.80		2,537,526.70
8	2,664,535	148,154.80		2,516,380.65
9	2,642,331	146,920.18		2,495,410.81
10	2,620,312	145,695.84		2,474,615.72

11	2,598,476	144,481.71		2,453,993.92
12	2,576,822	143,277.70		2,433,543.97
	32,391,821	1,801,065.89	1,755,285.00	28,835,470.47

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 2 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.34 Indicadores económicos del pozo SSF-220 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
151%	14,209,098.32	9.11

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.7.8 Resumen de los valores obtenidos en la producción.

En la siguiente tabla podemos comparar el resultado de los valores del TIR, VAN y B/C de la producción antes y después del cañoneo en los dos escenarios planteados.

Tabla 4.35 Indicadores económicos del escenario 1.

ESCENARIO 1	TIR	VAN	B/C
Producción obtenida después del cañoneo	58%	\$ 4,486,358.84	\$ 3.87

Producción estimada	168%	\$ 16,016,919.80	\$ 10.08
--------------------------------	------	------------------	----------

Tabla 4.36 Indicadores económicos del escenario 2.

ESCENARIO 2	TIR	VAN	B/C
Producción obtenida después del cañoneo	52%	\$ 3,792,531.33	\$ 3.50
Producción estimada	151%	\$ 14,209,098.32	\$ 9.11

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable en ambos casos, pero debo recalcar que si se hubiese aplicado la técnica adecuada al pozo SSF-220 D los resultados de inversión que se hubiese obtenido estaban alrededor del doble de lo estimado actualmente siendo la razón el daño que se causó a la formación y se produjo una restricción en el flujo del fluido.

La figura a continuación nos verifica la rentabilidad que hubiese tenido el proyecto a comparación de lo que se analizó con los datos de producción posteriores al cañoneo en los dos escenarios.

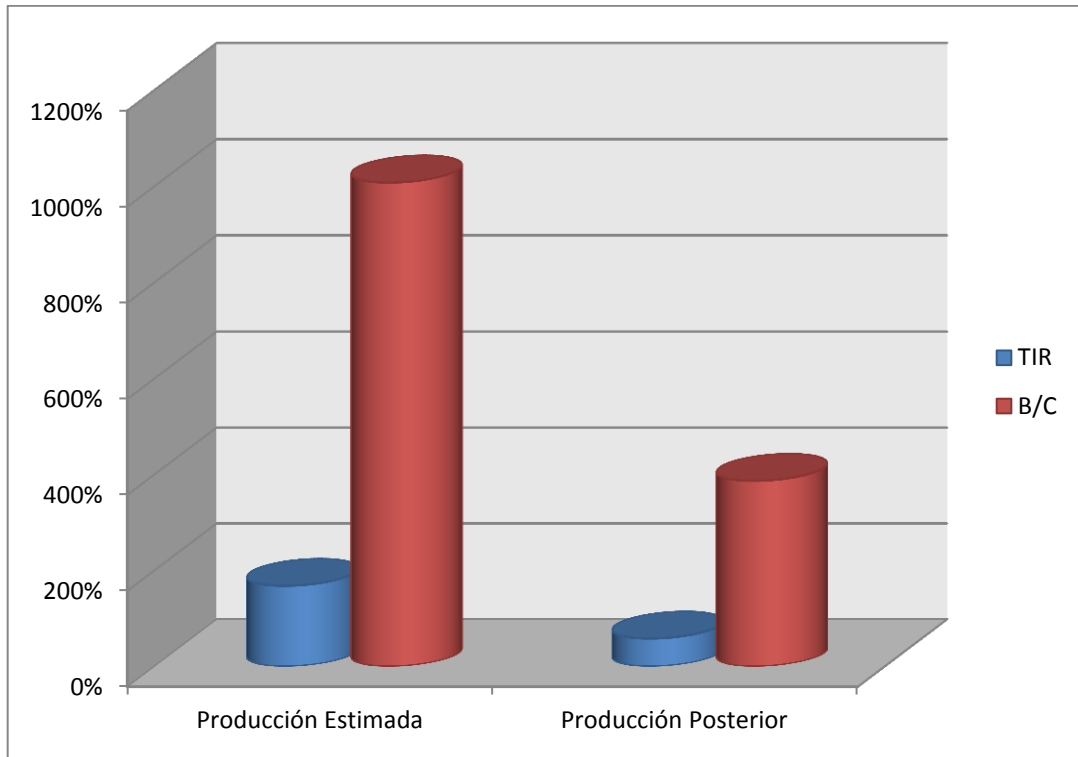


Figura 4.2 Análisis económico escenario 1.

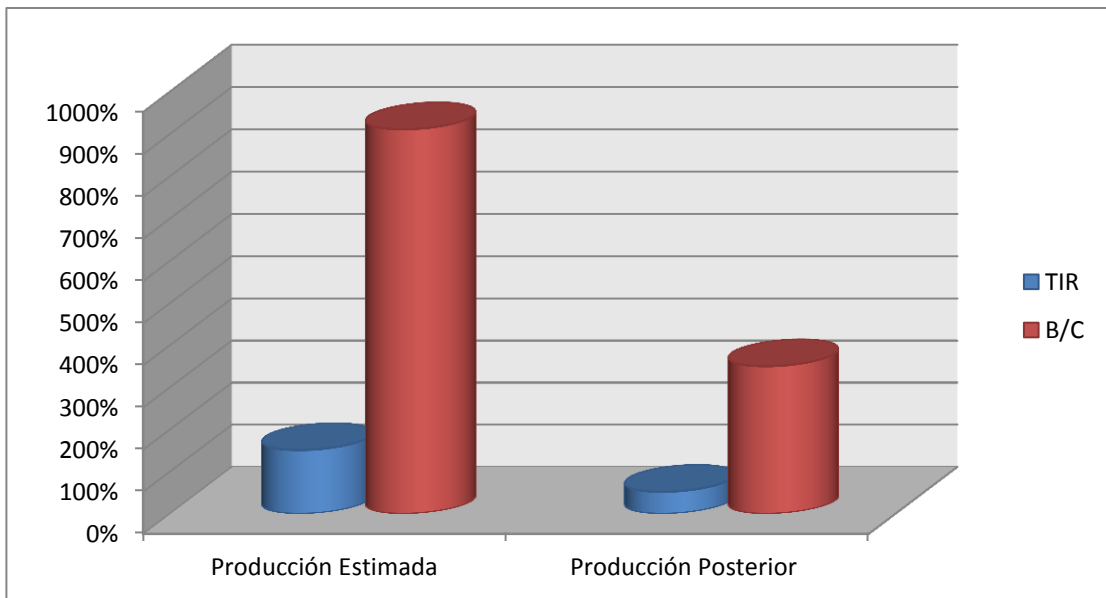


Figura 4.3 Análisis económico escenario 2.

Con la verificación de lo que la figura 4.2 y la figura 4.3 se llega a la conclusión de que se obtuvo pérdidas tanto de producción como económicas en este pozo ya que el diseño de cañoneo causo un taponamiento del flujo en la formación.

4.2.8 INVERSIÓN DEL POZO SSF-250 D.

La inversión inicial se considera como la suma de los gastos que se generan a partir de la completación del pozo incluyendo la técnica de cañoneo tal como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 4.37 Inversión Inicial pozo SSF-250 D

SERVICIO	MATERIAL	INVERSIÓN (USD)
MOVIMIENTO DE LA TORRE		0
TRABAJO DE LA TORRE		330,160
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE		142,000
QUIMICOS		22,068
SUPERVISIÓN + INSTALACIÓN + BES		589,000
EVALUACIÓN WIRELINE + MAXR		154,202
SPOOLERV+ VAC + TBG		168,270
CABLE ELECT + WELL HEAD +WL		222,000
EQUIPO COMPLETACIÓN		44,000
CONTIGENCIAS		83,585
	TOTAL	1,755,285

(SHE, Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.2.9 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO SSF-250 D.

De acuerdo a la producción posterior al cañoneo en el pozo SSF-113 D con un valor de 278 BPPD se procede a calcular la producción de acuerdo a la tasa de declinación mencionada en las consideraciones.

Los costos de producción son calculados en base a la tasa de producción diaria de petróleo, multiplicando por el costo de barril estimado en el Campo Shushufindi por el valor de \$ 7,91 y los 30 días del mes.

Tabla 4.38 Producción mensual del pozo SSF-250 D y costos de producción

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)
1	8,340.00	65,969.40
2	8,270.50	65,419.66
3	8,201.58	64,874.49
4	8,133.23	64,333.87
5	8,065.46	63,797.75
6	7,998.24	63,266.11
7	7,931.59	62,738.89
8	7,865.49	62,216.07
9	7,799.95	61,697.60
10	7,734.95	61,183.45
11	7,670.49	60,673.59
12	7,606.57	60,167.98

4.2.9.1 Escenario 1 (\$79,70).

Una vez obtenido los valores de producción mensual y costos de producción para un año, se procede a obtener el flujo de caja respectivo de cada escenario como se lo muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.39 Flujo de caja escenario 1.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	1,755,285.00	- 1,755,285.00
1	664,698	157,092.60		507,605.40
2	659,159	155,783.50		503,375.36
3	653,666	154,485.30		499,180.56
4	648,219	153,197.92		495,020.72
5	642,817	151,921.27		490,895.55
6	637,460	150,655.26		486,804.75
7	632,148	149,399.80		482,748.05
8	626,880	148,154.80		478,725.15
9	621,656	146,920.18		474,735.77
10	616,475	145,695.84		470,779.64
11	611,338	144,481.71		466,856.48
12	606,244	143,277.70		462,966.00
	7,620,759	1,801,065.89	1,755,285.00	4,064,408.42

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 1 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.40 Indicadores económicos del pozo SSF-250 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
27%	1,281,835.70	2.14

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.2.9.2 Escenario 2.

El valor determinado para este escenario es de \$ 72,00 donde la siguiente tabla detalla el flujo de caja:

Tabla 4.41 Flujo de caja escenario 2.

MES	INGRESOS (USD)	COSTOS DE PRODUCCIÓN (USD)	INVERSIÓN (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0,00	0,00	1,755,285.00	- 1,755,285.00
1	600,480	157,092.60		443,387.40
2	595,476	155,783.50		439,692.51
3	590,514	154,485.30		436,028.40
4	585,593	153,197.92		432,394.83
5	580,713	151,921.27		428,791.54
6	575,874	150,655.26		425,218.28
7	571,075	149,399.80		421,674.79
8	566,316	148,154.80		418,160.84
9	561,596	146,920.18		414,676.16
10	556,916	145,695.84		411,220.53
11	552,275	144,481.71		407,793.69
12	547,673	143,277.70		404,395.41
	6,884,500	1,801,065.89	1,755,285.00	3,328,149.37

Una vez que se obtuvo el flujo de caja del escenario 2 se procede a obtener el VAN, TIR Y B/C como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.42 Indicadores económicos del pozo SSF-250 D

TIR (%)	VAN (USD)	B/C (USD)
22%	897,604.53	1.94

Los resultados indican que el Valor Actual Neto (VAN) es mayor a cero, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización y el valor de la relación beneficio / costo es mayor a uno lo que indica que el proyecto es rentable.

4.3 RESUMEN DE VALORES OBTENIDOS.

En la siguiente tabla 4.43 se puede observar un resumen de los valores obtenidos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los pozos analizados:

Tabla 4.43 Valores de la TIR de los pozos analizados

		TASA INTERNA DE RETORNO	
POZOS	TÉCNICA DE CAÑONEO	Escenario 1	Escenario 2
SSF-208 D	TCP	77%	69%
SSF-113 D	TCP	53%	47%
SSF-220 D	MAX-R	58%	52%
SSF-250 D	MAX-R	27%	22%

La tabla 4.43 nos indica el porcentaje de la Tasa Interna de Retorno en donde encontramos los valores más altos en los pozos Shushufindi 208 D con la técnica de cañoneo TCP y en el pozo Shushufindi 220 D con la técnica de cañoneo MAX-R, el pozo Shushufindi 113 D tiende a tener un valor no muy lejano a comparación del pozo Shushufindi 250 D el cual presenta el valor más bajo de la TIR con respecto a los pozos analizados económicamente.

Como se mencionó anteriormente todos los valores de la TIR son mayores a la tasa de actualización lo que hace saber que el proyecto tiene una excelente rentabilidad en los pozos analizados.

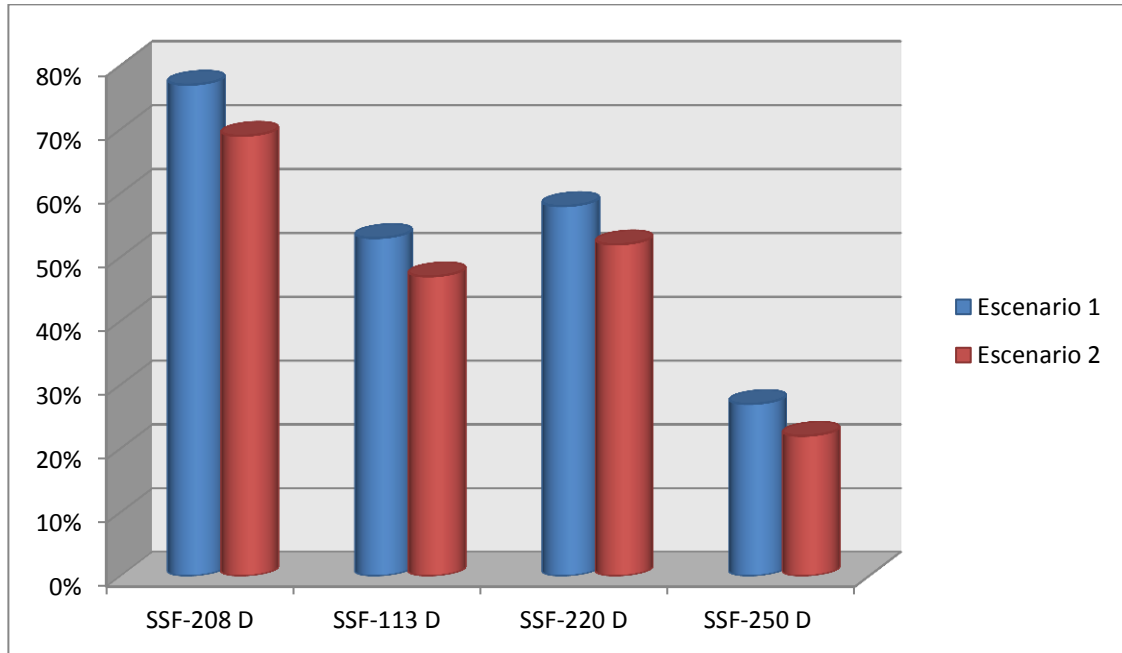


Figura 4.4 Valores de la TIR de los pozos analizados.

En la siguiente tabla se indica los valores del Valor Actual Neto calculados en cada uno de los pozos:

Tabla 4.44 Valores del VAN de los pozos analizados

POZOS	TÉCNICA DE CAÑONEO	VALOR ACTUAL NETO	
		Escenario 1	Escenario 2
SSF-208 D	TCP	\$ 6,709,230.95	\$ 5,794,263.19
SSF-113 D	TCP	\$ 4,922,776.26	\$ 4,146,021.16
SSF-220 D	MAX-R	\$ 4,486,358.84	\$ 3,792,531.33
SSF-250 D	MAX-R	\$ 1,281,835.70	\$ 897,604.53

La tabla 4.44 nos indica los valores respectivos a cada pozo, entre los cuales los valores más altos del Valor Actual Neto es del pozo Shushufindi 208 D cañoneados por la técnica TCP Convencional; el pozo Shushufindi 220 D tiene un valor equitativo con el pozo Shushufindi 113 D; y el valor más bajo del VAN en el pozo se obtuvo del pozo Shushufindi 250 D cañoneados por la técnica MAX-R.

Como se mencionó anteriormente todos los valores del VAN son mayores a cero y por esta razón el proyecto tiene una excelente rentabilidad en los pozos analizados.

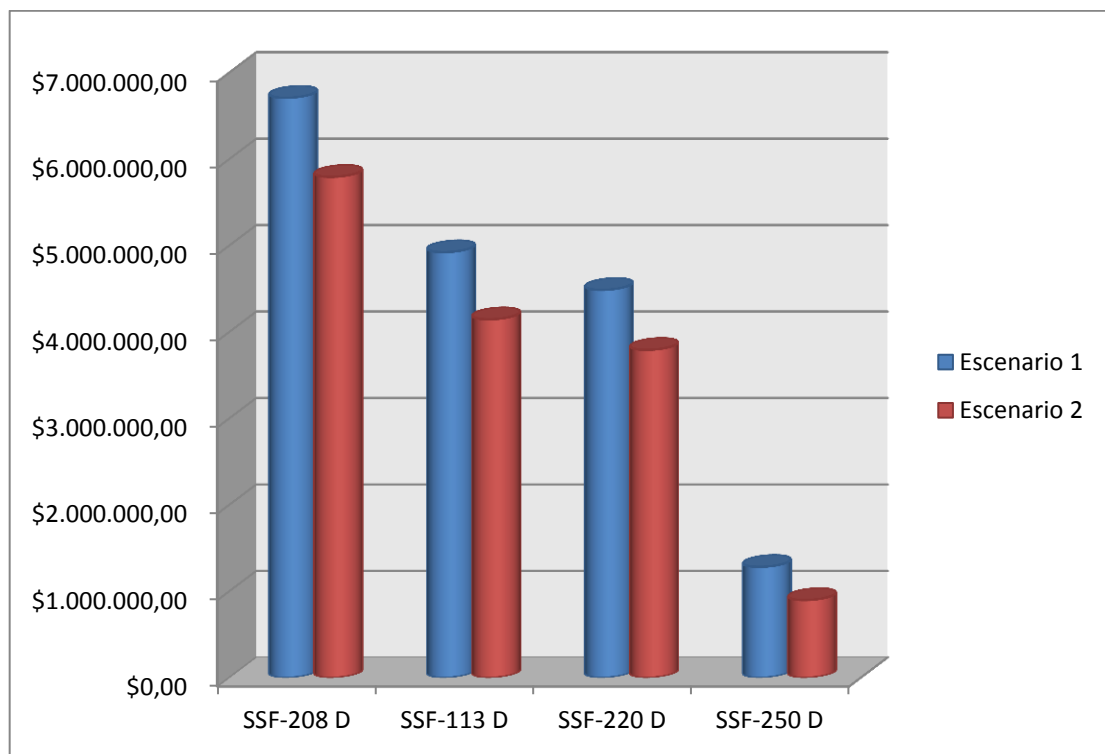


Figura 4.5 Valores del VAN de los pozos analizados.

Finalmente tenemos los valores de la relación Beneficio / Costos que se indica detalladamente en la siguiente tabla:

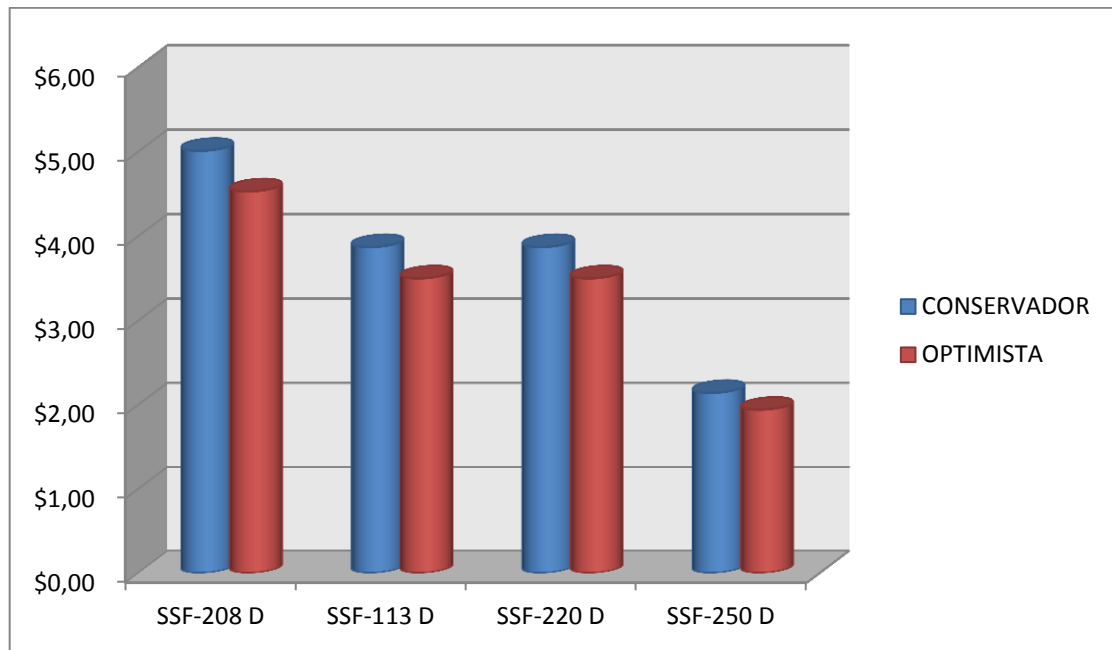
Tabla 4.45 Valores de la relación B/C de los pozos analizados

POZOS	TÉCNICA DE CAÑONEO	RELACIÓN BENEFICIO / COSTOS	
		Escenario 1	Escenario 2
SSF-208 D	TCP	\$ 5.01	\$ 4.53
SSF-113 D	TCP	\$ 3.87	\$ 3.50
SSF-220 D	MAX-R	\$ 3.87	\$ 3.50
SSF-250 D	MAX-R	\$ 2.14	\$ 1.94

En la tabla podemos ver los valores de la relación Beneficio / Costo que se tiene en cada pozo en dos escenarios, refiriéndose tanto a la proyección del precio del petróleo a nivel mundial que según análisis lo estiman para el Ecuador y el valor de la proforma presupuestaria para el año 2015 en el Ecuador.

El valor más alto es del pozo Shushufindi 208 D el cual se aplicó por la técnica de cañoneo TCP; los pozos Shushufindi 113 D aplicado la técnica TCP y Shushufindi 220 D que empleo la técnica MAX-R tiene valores casi similares pero el pozo que obtuvo el valor más bajo es el Shushufindi 250 D referente al escenario 2, en la figura 4,4 se puede observar con mayor claridad lo mencionado.

Figura 4.6 Valores de la B/C de los pozos analizados.



CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES

- La técnica de cañoneo TCP Convencional a pesar de ser costosa sigue siendo en algunos pozos una técnica rentable ya que como se observó en el pozo Shushufindi 208 D mediante la producción estimada posterior al cañoneo tiende a tener la producción más alta a comparación de los cuatro pozos analizados.
- La técnica de cañoneo MAX-R es una nueva tecnología propuesta por la empresa Schlumberger donde tiene como ventaja importante el de minimizar el daño de formación dando lugar a una vida larga y útil al pozo.
- La técnica de cañoneo MAX-R permite poner en producción el pozo inmediatamente lo que nos permite obtener ahorros de tiempo y costos de taladro, ya que después de haber sido cañoneado el pozo los cañones se depositan en el fondo del pozo y no necesitan ser sacados sino hasta el primer trabajo de reacondicionamiento.
- En el pozo Shushufindi 250 D con un valor de 278 barriles diarios de petróleo producido, posteriormente después del cañoneo se verifico que a pesar de que tiene la producción más baja al compararlo con los pozos analizados se toma en cuenta que el proyecto es rentable económicamente ya que el Valor Actual Neto en los tres escenarios

calculados y la Tasa Interna de Retorno es la adecuada para una inversión positiva.

- La selección de una adecuada técnica de cañoneo requiere considerar parámetros importantes como: porosidad, presión permeabilidad y las respectivas propiedades del fluido como: viscosidad, factor volumétrico, salinidad del agua de formación, contenido de agua y sedimentos en el petróleo debido a esto se obtendrá una buena producción del pozo y la rentabilidad económica del mismo.

5.2 RECOMENDACIONES.

- Es fundamental que en las operaciones de cañoneo cumplan normas de seguridad antes, durante y después de trabajo de cañoneo ya que es un trabajo sumamente peligroso.
- El diseño del sistema de cañoneo es importante para obtener una penetración exitosa en la zona de interés y así el valor de la eficiencia de productividad sea la deseada.
- Es recomendable utilizar una correcta técnica de cañoneo para así producir el menor daño a la formación, ya que como pudimos observar en el pozo SSF-220 D la producción estimada mediante pozos vecinos de la misma arena era mucho mayor a la producción que se obtuvo después del cañoneo, por esta razón hay que tomar en cuenta que el diseño de la técnica de cañoneo a emplear sea la correcta y así el pozo pueda tener una vida larga y útil.
- No es recomendable realizar la técnica de cañoneo MAX-R en pozos donde la distancia desde la base de la zona de interés hacia el pozo es

muy corta ya que los cañones después de ser detonados caen al fondo por lo que podrían interferir a la arena productora disminuyendo la producción de petróleo.

- El personal encargado de las operaciones de cañoneo debe ser capacitado técnicamente y económicamente ya que de esta manera se podrá controlar cualquier problema o percance que se presente el momento de realizar el trabajo.
- En el momento que se esté seleccionado la técnica de cañoneo adecuada para el pozo es recomendable basarse en resultados de los pozos vecinos, por lo que de esta manera podremos saber qué ventajas y desventajas se obtendrán al realizar el trabajo de cañoneo.

BIBLIOGRAFÍA

- Arrieta, M. (s.f.). Obtenido de <http://profesormario.file.wordpress.com/2010/10/05/dac3b1o-de-formacion-y-cac3b1oneo.pdf>
- Baker Hughes. (1997). Partes de la Herramienta de Cañoneo TCP.
- Baker Hughes. (2013). Sistemas de Cañoneo One Trip. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Brito Flores, M. V. (Septiembre de 2013). Análisis Comparativo de la Técnica de Cañoneo Convencional con el Sistema de Cañoneo Tipo Ancla en Pozos de la Cuenca Oriente . Quito, Pichincha , Ecuador.
- Chila Angulo, K. Y. (Marzo de 2012). Evaluación de las técnicas de cañoneo TCP convencional y TCP bajo balance dinámico, aplicadas en el Campo Auca . Quito, Pichincha, Ecuador.
- EP PETROECUADOR, Departamento de Ingeniería de Yacimientos. (s.f.). Datos de producción del Campo Shushufindi . Quito.
- Matute Calva, J. B., & Portero Naranjo, E. B. (2012). Método para la minimización del daño de formación a la cara del yacimiento con tecnología tipo ancla frente a los métodos anteriores de cañoneo, aplicado al campo Cuyabeno. Quito, Pichincha, Ecuador.
- PDVSA. (1997). Completación y Reacondicionamiento de Pozos. Quito , Pichincha, Ecuador.

- PETROAMAZONAS, Departamento de Yacimientos. (2014). Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente. Quito.
- Pozo Cruz, S. D. (Febreo de 2013). Factibilidad de aplicación de nuevas tecnologías de Cañoneo en pozos petroleros del área cuyabeno, para incrementar la producción . Quito, Pichincha, Ecuador.
- SCHLUMBERGER. (2009). Nuevas técnicas para mejorar los resultados de las operaciones de disparos.
- Schlumberger Perforating. (Diciembre de 2012). *Schlumberger Perforating*. Obtenido de http://www.slb.com/~media/Files/perforating/product_sheets/tubing_conv eyed_perforating/gunrelease/maxr_ps.pdf
- SHE, Unidad Técnica de Producción . (2012). Mapa Campo Shushufindi. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SHE, Unidad Técnica de Producción . (2014). Completación y Pruebas Iniciales del pozo SSF-113 D. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SHE, Unidad Técnica de Producción . (2014). Datos de Producción de los pozos SSF-220 D y SSF-250 D. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SHE, Unidad Técnica de Producción . (2014). Datos de Producción del pozo SSF-208 D y SSF-113 D. Quito , Pichincha , Ecuador.
- SHE, Unidad Técnica de Producción. (2014). Campo Shushufindi, pozos a evaluarse . Quito , Pichincha , Ecuador.
- SHE, Unidad Técnica de Producción. (2014). Completación y Pruebas iniciales del pozo SSF-208 D. Quito, Pichincha, Ecuador.

- SHE, Unidad Técnica de Producción. (2014). Completación y Pruebas Iniciales del pozo SSF-220 D . Quito, Pichincha, Ecuador.
- SHE, Unidad Técnica de Producción. (2014). Completación y Pruebas Iniciales del pozo SSF-250 D. Quito, Pichincha , Ecuador.
- Zuñiga Acurio, G. E. (Junio de 2013). Análisis y selección de la mejor técnica de Cañoneo de bajo balance y su aplicación en el Área Auca. Quito, Pichincha, Ecuador.

GLOSARIO

ALGORITMO

Conjunto de reglas bien ordenadas que permiten realizar una actividad mediante pasos sucesivos que no generan dudas.

°API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE)

Organismo estadounidense de la industria petrolera fundado en 1920, la API es la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y producción petrolera.

BSW

Es el contenido de agua y sedimentos que se encuentran en el petróleo.

CAÑONEO

Es el proceso de crear aberturas a través de la tubería de revestimiento y el cemento para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas.

DAÑO DE FORMACIÓN

Se define como una reducción en la permeabilidad (k) y porosidad de la zona productora o vecindades del pozo.

DENSIDAD

Es la masa por unidad de volumen de una sustancia a una temperatura determinada.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

Es una representación utilizada en geología para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

DENSIDAD DE CAÑONEO

Es el número de cargas por unidad de longitud en donde las más comunes son las de 2 a 4 disparos por pie (DPP).

DIÁMETRO A LA ENTRADA DE LA PERFORACIÓN

Es el diámetro que se crea en el revestidor durante el proceso de cañoneo.

ESPESOR

Es el espesor promedio de la formación permeable que contiene el área de drenaje por donde el fluido fluye hacia el pozo.

GRAVEDAD API

Es una medida arbitraria de la densidad o gravedad específica de los fluidos a temperatura y presión estándar (60°F y 14.7 PSIA).

INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Es un indicador de la capacidad que tiene un pozo para producir fluido.

PENETRACIÓN

Longitud de la perforación que es realizada por una carga dada.

PERMEABILIDAD

Es la capacidad de la roca que permite que los fluidos fluyan a través de ella.

PETRÓLEO

Sustancia compuesta por una mezcla de hidrocarburos, de color negro y más ligero que el agua; se encuentra en estado natural en yacimientos subterráneos de los estratos superiores de la corteza terrestre; su destilación fraccionada da productos de gran importancia industrial como la gasolina, el queroseno, el alquitrán, los disolventes, etc.

POROSIDAD

La porosidad es el volumen de huecos en la roca, se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca.

SALINIDAD

Es una medida de la saturación de sales en el agua, su unidad más común son las parte por millón (ppm).

WTI (WEST TEXAS INTERMEDIATE CRUDE OIL)

Es el crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio de petróleo en los Estados Unidos y el resto de América.

YACIMIENTO

Es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas donde los hidrocarburos naturales son retenidos por formaciones de rocas con baja permeabilidad.

ANEXOS

Anexo 1 Ejemplo de un procedimiento de la técnica TCP.

Schlumberger	SSF-208D "Ti"		
	PROCEDIMIENTO DE TCP ARENA TI SSF-208D		
Version: 0	Preparado por:	Byron Rosario	Fecha: 15-Mayo-2014
	Revisado por:		Página: Pag. 1 of 7

PROCEDIMIENTO A SEGUIRSE PARA CAÑONES TCP ZONA "TI" CABEZA eFire/BHF

OBJETIVO

- Disparos con TCP del intervalo:
 - 9698 – 9723 PJ NOVA 4505 @ 4.8 SPF + PURE
- Evaluar pozo
- Controlar pozo para sacar sarta TCP.

DATOS

Casing : 7", 29# L-80

Tipo de Pozo : Desviado (Máxima desviación 18 deg)

Peso de fluido en anular : 8.4 PPG, Fluido Especial

Peso de fluido en tubería : 8.4 PPG, Fluido Especial

PERSONAL

REVISION DEL PROGRAMA EN EL CAMPO:
 Previa a la corrida de la sarta, el presente procedimiento debe ser revisado y discutido en su totalidad por las siguientes personas:

- Company Man
- Representante del **CSSF** campo y oficinas
- Ingeniero de Testing representante en campo y oficinas – Schlumberger

Antes de bajar el BHA el **CSSF** debe confirmar limpieza del pozo y garantizar que la tubería a utilizar este completamente limpia libre de escala, corrosión o cualquier suciedad que pueda perjudicar la operación de TCP

PROCEDIMIENTO OPERATIVO:

PROCEDIMIENTO DE TCP ARENA TI SSF-208D

Version: 0	Preparado por:	Byron Rosario	Fecha:	15-Mayo-2014
	Revisado por:		Página:	Pag. 2 of 7

1. Realizar una reunión de seguridad: Todo el personal en el pozo es bienvenido, es mandatorio la presencia del Company Man, representante del **CSSF0**, ingeniero de SLB a cargo de las operaciones de TCP, supervisor del rig, perforador, encuallador y cuñeros. Realizar las siguientes recomendaciones:
 - El material que debe estar disponible en la mesa del Rig:
 - Caño 4 1/2" y tubería a usar
 - Collarín 4 1/2" y tubería a usar
 - Elevador 2 7/8", 3 1/2" y tubería a usar
 - 5 tubos 2 7/8" EUE
 - Llave hidráulica para torqurear conexiones EUE
 - Crossover de tubería hacia 1502" hembra para enviar el nitrógeno
 - Pup Joints para realizar espaciamiento.
 - Personal no necesario por favor mantenerse alejado de la mesa.
 - Ninguna persona debe encontrarse alrededor del BOP al momento de ensamblar la cabeza de disparo.
 - Ensamblar los cañones de acuerdo a las instrucciones del Ingeniero de SLB. Cañones serán torqureados con las llaves especiales de SLB, no utilizar los lagartos.
 - Toda la tubería debe ser conejada
 - Colocar una tapa en la sarta para evitar que cualquier objeto extraño caiga dentro de ella.
 - La tubería debe ser engrasada solo en el pin.
 - Correr la sarta en el pozo a una velocidad razonable, una parada de 3 tubos en 90 segundos.

2. Medir longitudes OD's e ID's de toda la sarta de TCP, esta deberá realizarse conjuntamente con un representante del **CSSF0** y supervisor del taladro. **Nota: La longitud desde la primera carga hasta la marca radiactiva debe ser cuidadosamente medida y chequeada por Co. Man, representante del CSSF0 e ingeniero a cargo de la operación de TCP.**

3. Ensamblar la sarta TCP como sigue:
 - 4 1/2" cañones cargados con PJNOVA 4505 @ 4.8 SPF + PURE
 - 4 1/2" espaciador + cámara PURE
 - 2-7/8" eFire/BHF Cabeza de disparo
 - 2-7/8" EUE Tubería x 1 Tubos
 - 2-7/8" DTRV - Válvula de producción

PROCEDIMIENTO DE TCP ARENA TI SSF-208D

Version: 0

Preparado por:	Byron Rosario	Fecha:	15-Mayo-2014
Revisado por:		Página:	Pag. 3 of 7

- 2-7/8" EUE Tubería x 2 Tubos
 - 2-7/8" EUE Pin x 3-1/2" IF Box, Mecánico 7"packet. **Nota: El mecanismo de anclaje del packer será probado en la mesa rotaria en presencia del representante de CSSFD.**
 - 3/4" F Safety Joint
 - 3-1/2" IF Marca Radioactiva
 - X-Over 3/4" IF PIN x 3/4" EUE BOX
 - 3-1/2" EUE Tubería x 1 Tubos
 - 3/4" NO-GO
 - 3-1/2" EUE Tubería x 1 Tubos
 - 3-1/2" EUE Camisa 2.81"
 - 3-1/2" EUE Tubería hasta superficie
4. Realizar prueba de presión del ensamble de TCP con 1000 psi durante 5 min.
Nota: El BOP deberá estar abierto.
6. Bajar el ensamble de TCP en tubería de 3-1/2" EUE, llenándola cada 10 tubos hasta alcanzar un colchón de **800psi** a la profundidad de la arena. (Presión reservorio **2400 psi, UB= 1800 psi**). Llenar la tubería con fluido **8.4 ppg.**
5. Verificar con Co. Man e ingeniero a cargo de operación de TCP la densidad del fluido a utilizar para el colchón con algún método de medición disponible en pozo.
6. Bajar la sarta hasta tener los cañones frente al intervalo a dispararse, espaciar profundidad con tubos cortos. **Nota: Tubos cortos de 3, 5, 10 ft deben haber disponibles en la locación**
7. Tomar los pesos de la sarta subiendo y bajando. Dejar en tensión la sarta previa la operación de correlación.
8. Realizar una reunión de seguridad con Company Man, Personal del rig, personal SLB encargado de correlación, y todo el personal involucrado en la operación previo a la correlación.
- Las siguientes recomendaciones deben ser discutidas:
- Personal innecesario para la operación debe mantenerse alejado.
 - Seguir todas las recomendaciones para ensamble de herramientas de correlación.

PROCEDIMIENTO DE TCP ARENA TI SSF-208D

Version: 0

Preparado por:	Byron Rosario	Fecha:	15-Mayo-2014
Revisado por:		Página:	Pag 4 of 7

- La correlación se realizará en presencia de Ing. SLB-TS supervisor de TCP, Ing. SLB-WL supervisor de correlación, Company Man y representante de CSSFO.
 - Movimiento de la sarta con el cable de correlación dentro para colocar los cañones en profundidad. La polea se debe colocar lo más alto posible para evitar inconvenientes al mover la sarta.
 - **Asentamiento de Packer:**
 - **El maquinista debe cumplir con las instrucciones del Ing. SLB-TS supervisor de TCP.**
 - Alejarse de la mesa rotaria al momento de girar la sarta.
 - Procedimiento de secuencia de disparo y normas de seguridad a cumplirse.
 - Hacer el menor ruido posible para constatar la detonación de los cañones
9. Realizar el Rig Up de herramientas de correlación por parte de Wire Line.
 10. Correlacionar profundidad de Marca Radioactiva.
 11. Mover la tubería lo necesario para dejar la sarta en profundidad tomando como referencia la profundidad de la marca radioactiva.
 12. Asentar el Packer 7", el Ingeniero de Schlumberger debe recomendar el peso indicado, se recomienda inicialmente con 10000 lb. de peso.
 13. Si el packer no toma peso, se debe seguir las recomendaciones de acuerdo al plan de contingencia SDP
 14. Verificar la profundidad de la Marca Radioactiva luego de asentamiento del packer con equipo de correlación. **Nota: Company Man, Testigo de Ingeniería de CSSFO e Ingeniero de Schlumberger deben estar en total acuerdo con la profundidad de la Marca Radioactiva antes de seguir con el siguiente paso.**
 15. Sacar las herramientas de correlación.
 16. Aplicar peso adicional necesario al packer (20000 lbs). El Ing de Schlumberger se encargará de informar el peso total necesario considerando las condiciones del pozo.

Preparado por:	Byron Rosario	Fecha:	15-Mayo-2014
Revisado por:		Página:	Pag 5 of 7

- 17.** Ensamblar y probar líneas de superficie para secuencia de disparo y recepción de flujo de pozo.
- 18.** Enviar comando de Nitrógeno con el fin de activar cabeza de disparo electrónica eFire como sigue:
- Cerrar la válvula de entrada del cabezal de flujo y abrir el número necesario de botellas de N2 para enviar el primer pulso
 - Abrir la válvula de entrada para enviar el volumen de N2 hacia el interior de la tubería.
 - A los 5 min exactos abrir la válvula de descarga y cerrar la válvula de entrada, para liberar presión de N2 del interior de la tubería.
 - Esperar 10 min exactos desde que se libera presión, antes de enviar el segundo pulso.
 - Con la válvula de entrada cerrada, abrir el número necesario de botellas de N2 para enviar el segundo pulso.
 - Abrir la válvula de entrada para enviar el volumen de N2 hacia el interior de la tubería.
 - A los 5 min exactos abrir la válvula de descarga y cerrar la válvula de entrada, para liberar presión de N2 del interior de la tubería.
 - Después de activada la cabeza de disparo se deberá esperar el tiempo de retardo programado en la herramienta antes tener una indicación de la detonación (10 minutos).
- 19.** Si hay buena indicación de disparo seguir con el paso se debe soltar la barra con el objetivo de abrir válvula de producción y monitorear respuesta de la formación. Esta acción se la debe realizar inmediatamente después de la detonación de los cañones.
- 20.** Si hay buena indicación de disparo y reacción de pozo, seguir con el paso #28
- 21.** En caso de no existir detonación de los cañones, seguir las contingencias para eFire de acuerdo a TCP SDP.
- 22.** En caso de no existir indicación de disparo, informar a todas las partes involucradas para la activación de cabeza de disparo secundaria BHF de acuerdo a las recomendaciones de Ingeniero Schlumberger TS.

PROCEDIMIENTO DE TCP ARENA TI SSF-208D

Version: 0

Preparado por:	Byron Rosario	Fecha:	15-Mayo-2014
Revisado por:		Página:	Pag 6 of 7

23. Soltar barra de disparo con el objetivo de abrir válvula de producción DTRV y disparo de los cañones.
24. Monitorear la reacción de la formación, soplo o succión en la manguera de observación colocada en el choke manifold del rig.
25. Si hay buena indicación de disparo seguir con el paso #28
26. En caso de no existir detonación de los cañones, seguir las contingencias para BHF de acuerdo a TCP SOP.
27. Si después de activar las dos cabezas de disparo no hay indicación de detonación de los cañones se deberá realizar un programa alterno que será aprobado por gerencia de Schlumberger y **CSSF** para continuar con las operaciones en el pozo.
28. Monitorear reacción de la formación según el tiempo que sea requerido por el **CSSF**. Se recomienda 30 min
29. Correr herramientas de Slickline para subir camisa de circulación 2.81". Sacar herramientas de slickline.
30. Correr herramientas de Slickline y asentarse en NO-GO 2.75" Standing valve + sensores de fondo. Sacar herramientas de slickline.
31. Correr herramientas de Slickline y asentarse en Camisa 2.81" Bomba Jet. Sacar herramientas de slickline.
32. Presurizar tubería con 3500 psi para iniciar limpieza y estabilización del pozo.
33. Fluir pozo monitoreando caudal BSW hasta obtener estabilización de parámetros, una vez se tenga estabilización de parámetros, con fluir fluyendo para medir potencial de la arena.
34. Realizar cierre en fondo.
35. Recuperar bomba jet y sensores de presión y temperatura. Si los resultados de la prueba son positivos, controlar pozo de acuerdo a indicaciones de **CSSF**

Schlumberger

SSF-208D "Ti"



PROCEDIMIENTO DE TCP ARENA TI :SSF-208D

Version: 0

Preparado por:	Byron Rosario	Fecha:	15-Mayo-2014
Revisado por:		Página:	Pag 7 of 7

Nota: Los periodos de flujo y cierre deben ser determinados por **Consorcio Shushufindi**. Si existe alguna discrepancia entre este procedimiento de evaluación y el procedimiento de evaluación proporcionado por Schlumberger IPM, el supervisor de Testing Services deberá informar inmediatamente a WSS, FSM y soporte técnico Quito.

36. Desasentar packer de acuerdo a instrucciones de ingeniero de Testing Services
37. Sacar BHA TCP + evaluación
38. Realizar una reunión de seguridad para discutir el procedimiento de rig down de BHA TCP + evaluación
39. Rig Down de herramientas TCP
40. Fin de operaciones de Schlumberger TS

Anexo 2 Ejemplo de un procedimiento de la técnica MAX-R.

Schlumberger	CONSORCIO SHUSHUFINDI			
	TMA: Procedimiento MAXR/ SSF-250 U ₂			
Rev: 1.0	Preparado por:	Jose Escudero	Fecha:	29/03/2014
	Revisado por:	Edison Bustillos	Página:	Pag. 1 of 4

MAXR PURE – Procedimiento
SSF-250 U₂

Coordinar procedimiento con Company Man e Ingeniero a Cargo de Operaciones de la compañía CONSORCIO SHUSHUFINDI para disparar el siguiente intervalo de la arena U inferior: **PUNOVA 4.5 DPP + 0.5 DPP PURE**
9334F-9333F

Nota: Realizar actualización de las medidas de cada componente de la sarta de MAXR en el pozo por parte del especialista de TCP.

1. Con el Sistema MAXR (Monobore Anchor Automatic Release) y Cañones cargados con cargas Power-Jet NOVIA HMX según diseño PURE*.
2. Antes de empezar con las operaciones de MAXR se recomienda probar el pozo con 2500 psi para asegurar la integridad del mismo, correr una caneta de 7", 29 #WT, drill 6.184.
3. Realizar una reunión de seguridad. Todo personal en el pozo es bienvenido, es indispensable la presencia: Representante del CONSORCIO SHUSHUFINDI, Ingeniero de Schlumberger a cargo de las operaciones del MAXR, Ingeniero de Wireline, Perforador y Cuferos, responsable por la bomba que se usara para activar la cabeza de disparo. Realizar las siguientes recomendaciones:
 - El Material que debe estar disponible en la mesa del Rig es: Collarín de 4-1/2", Cufas de 4-1/2", Elevador para 2-7/8". (Responsable Rig)
 - Personal no necesario por favor mantenerse alejado.
 - Verificar que ninguna persona se encuentre alrededor del BOP al momento de ensamblar los cañones con el MAXR.
 - Ensamblar los cañones de acuerdo a las instrucciones del Ingeniero de TCP a cargo de la operación de MAXR.
 - Los cañones serán ajustados con las llaves especiales de Schlumberger, no utilizar llaves de potencia.

Preparado por:	Jose Escudero	Fecha:	29/03/2014
Revisado por:	Edison Bustillos	Página:	Pag. 2 of 4

- Distancia de la primera bola hasta el cero del CCL debe ser doblemente chequeado por el Representante del CONSORCIO SHUSHUFINDI. De igual manera el WSS deben estar en total acuerdo con la correlación previo al asentamiento del MAXR.
- Correr el MAXR en el pozo a una velocidad razonable, de 5000-6000 pies por hora.
- Es indispensable apagar todos los sistemas de radio comunicaciones inmediatamente luego de la reunión de seguridad hasta realizar el asentamiento del MAXR.

4. Ensamblar los cañones y MAXR como sigue:

Nota: especialista de TCP al llegar a la locación deberá reconfirmar en sitio condiciones de pozo y datos para el trabajo de acuerdo al Service Delivery Procedure.

- Bottom nose
 - Cámara PURE & 4-1/2" Cañones cargados con 4505 Power Jet NOVA según diagrama de TCP proporcionado por el Especialista TCP a cargo de la operación.
 - MAXR para casing de 7" 29#ft con cabeza de disparo hidráulica HDF para ser activada con **presión máxima 2300 psi** aplicados al anular y con un tiempo de retardo aproximado entre **(35.6 min – 32.6 min)**, valores de presión y tiempo según indique el Especialista de TCP a cargo de la operación.
 - MAXR Setting tool con punto débil de 55000 libras de rompimiento.
 - CPST-AA+ GR- CCL
5. Correr los Cañones + MAXR + GR-CCL con Wireline a una velocidad máxima de 6000 pies/hora. Tener mucho cuidado de no frenar bruscamente y a la entrada del liner.
6. Una vez en profundidad tomar los pesos de la sarta subiendo y bajando. Correlacionar la profundidad de asentamiento.

Preparado por:	Jose Escudero	Fecha:	25/03/2014
Revisado por:	Edison Bustillos	Página:	Pag. 3 of 4

7. Asentar el MAXR activando explosivos dentro de la CPST-AA. Registrar la tensión del cable todo el tiempo, esperar mínimo 5 min antes de sacar el cable.
8. Una vez MAXR asentado confirmar su asentamiento topando con las herramientas de WL.
9. Sacar el equipo de asentamiento y CPST, dejando el MAXR asentado junto con los cañones en la zona de interés.
10. Continuar con bajada de bomba electrosumergible (BES) de acuerdo al programa de Schlumberger Artificial Lift -ATL. Realizar pruebas de presión cada 2000 ft a la tubería durante la bajada de la BES, aplicar 1000 psi a la tubería contra el standing valve **MANTENIENDO EL BOP ABIERTO**, esto debido a que la cabeza de disparo se activa con presión y si hay alguna fuga durante la prueba la presión, esta puede transmitirse por el anular y activar accidentalmente el sistema de disparo.
11. Desmontar el BOP y armar el Cabezal de Pozo (árbol de Navidad). Revisar las conexiones eléctricas finales.
12. Conectar líneas de superficie (producción) al Cabezal de Pozo.
13. Realizar reunión de seguridad para explicar la secuencia de disparo con todo el personal involucrado.
14. Arrancar la BES para realizar pruebas de rotación y de funcionamiento en ambos sentidos.
15. Conectar la línea anular al sistema de bombeo del rig, completar el fluido @8.4ppg desplazado durante las pruebas de rotación y aplicar **2300 psi** para activar la cabeza de disparo hidráulica HDF durante **5 minutos**. Liberar la presión a 0 psi.
Nota: Presiones y tiempos a ser entregados por el Especialista de TCP.
16. Arrancar la bomba electrosumergible de acuerdo a las recomendaciones de ATL a una frecuencia de **55 Hz** hasta tener un caudal de **340 bbl/día** para desplazar **139 bl**. De esta manera, el tiempo estimado para la evacuación es de **5:07 min**, sin retirar la standing valve de la tubería.
Obteniendo balance al dejar una presión hidrostática frente a la formación de **3000 psi**. (Presión formación= **3000 psi**).

Schlumberger

CONSORCIO SHUSHUANGI

TEMA: Procedimiento MAER/ SSF-250 Us

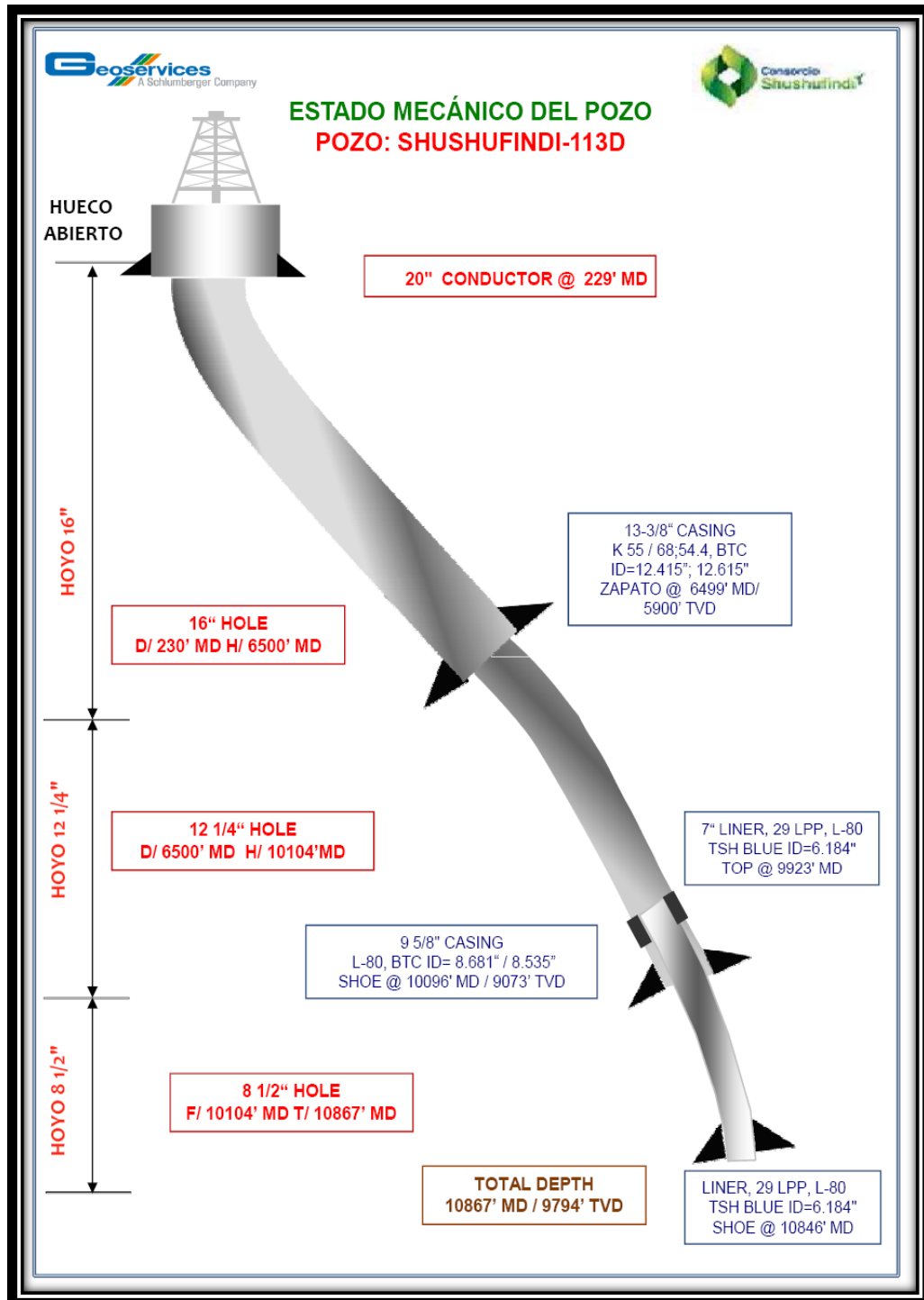
Rev: 1.0

Preparado por:	Jose Escudero	Fecha:	26/03/2014
Revisado por:	Edison Bustillos	Página:	Pag 4 of 4



NOTA: En caso de no tener activación de cañones en el tiempo máximo indicado **(126 min)** por contingencia se debe esperar el doble de tiempo.

17. Esperar la detonación de los cañones de acuerdo al tiempo establecido a partir de la presión de activación aplicada por anular.
18. Una vez que se tenga detonación de los cañones, podrá ser verificado con el sensor de la BES con un ligero incremento de presión y disminución de la temperatura del motor debido al aporte del pozo.
19. Fin de operaciones de Schlumberger Testing en el pozo SSF-250
20. Continuar de acuerdo a programa de pozo.

Anexo 3 Estado Mecánico del pozo SSF-113 D

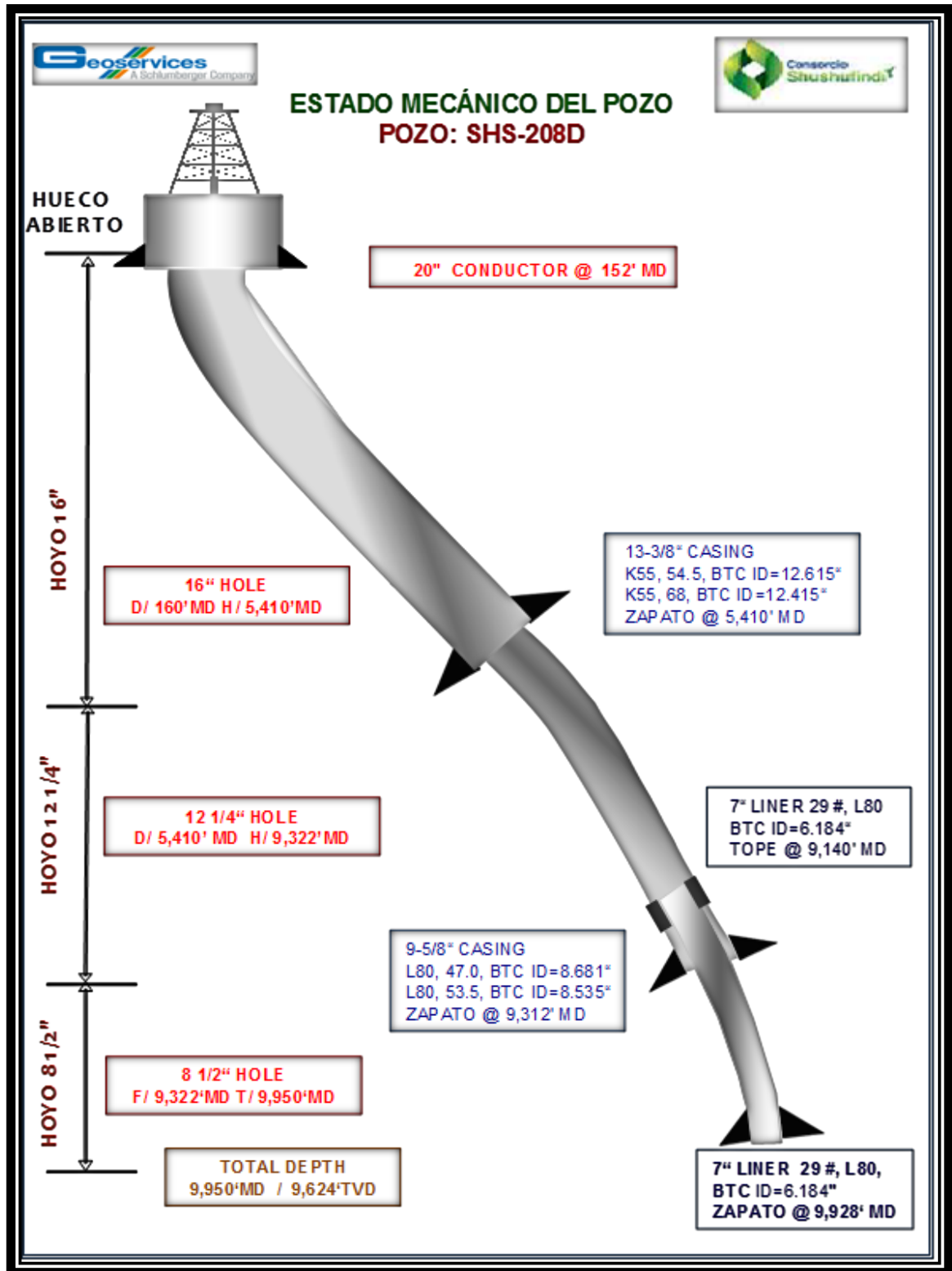


Anexo 4 Terminación y pruebas iniciales del pozo SSF-113 D.



		AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURIFERO EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN PROGRAMA DE TERMINACION Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION E INYECTIVIDAD						
ARCH-00EEEPR05						No		
DATOS GENERALES								
NOTIFICACION		X						
AUTORIZACION								
COMPANIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	ARENA	TIPO POZO	FECHA	CLASIFICACION	
PETROAMAZONAS EP	57	SHUSHUFINDI	SSF-113D	Ti/Uj	DIRECCIONAL	14-may-14	DESARROLLO	
ESTRUCTURA	ELEVACION MESA	PROFUNDIDAD (Pies)		ANGULO MAXIMO DE DESVIACION	PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO DE BOMBA			
	ROTATIVA	TOTAL MEDIDA	VERTICAL VERDADERA					
ANTICLINAL	878.61	10,867	9,794	30.49	(+/-) 989'			
OBJETIVO	COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES DE POZO							
1. PRUEBA DE PRODUCCION								
PRUEBA	ARENAS	INTERVALOS (Pies)		DIAMETRO CAÑON (Pulg)	N° DISPAROS (pie) DPP	RANURADO CSG		
		DESDE	HASTA					
1	T inferior	10650	10666	4.5	4.8			
1	U inferior	10330	10336	4.5	4.8			
		10348	10355	4.5	4.8			
		10374	10380	4.5	4.8			
2	T inferior	10583	10582					
3	T inferior	10620	10640					
CARGA TIPO	Intervalos		PENETRACION (Pulg)	DIAMETRO ORIFICIO (Pulg)	PIES SATURADOS HC	SW PROMEDIO %	POROSIDAD PROMEDIO %	Rw (ohm-m)
	Desde	Hasta						
HMX	10650	10666	19.34	0.41	16	14.6	17 - 20	0.211
HMX	10330	10336	19.39	0.41	6	36.9	7	0.03
HMX	10348	10355	19.39	0.41	7	16.7	15.7	0.03
HMX	10374	10380	19.39	0.41	6	15.5	16.5	0.03
2. HERRAMIENTAS								
PRUEBA	HERRAMIENTAS DE PRUEBA	TIPO DE SISTEMA DE PRUEBA	INSTALACION DE SUPERFICIE PARA EL CONTROL DE PRUEBA			OBSERVACIONES		
1	JET PUMP	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	MEDIDOR MULTIFASICO Y FACILIDADES					
2	JET PUMP	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	MEDIDOR MULTIFASICO Y FACILIDADES					

3. COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN				
COMPANÍA	SERVICIO	MATERIAL	INVERSION	
	MOVIMIENTO DE LA TORRE		7,532	
	TRABAJO DE LA TORRE		140,581	
	SUPERVISION Y TRANSPORTE		408,400	
	QUIMICOS		41,032	
	SUPERV. + INTALACION + BEB		674,000	
	EVALUACION WIRE LINE + TCP		436,000	
	SPOOLER + VAG + TBG		170,000	
	CABLE ELEC. + WELL HEAD+ WL		155,000	
	EQUIPO COMPLETACION+ SL		40,000	
	CONTINGENCIAS		103,677	
			SUBTOTAL	
			TOTAL	2,177,222
4. PROCEDIMIENTO				
DETALLE DEL PROCEDIMIENTO				
A continuación se listan las principales actividades a realizar en el pozo.				
1.- Movilizar torre de reacondicionamiento a la locación del pozo. Efectuar reunión de seguridad con todo el personal involucrado con la operacion.				
2.- Retirar cabezal del pozo, instalar y probar BOP's.				
3.- Armar y bajar BHA de molienda para moler cemento desde tope teorico cemento (10599') hasta landing collar 10761'. Circular hasta obtener retornos limpios Sacar BHA hasta superficie.				
4.- Bajar BHA de limpieza y calibracion en tandem para Liner de 7" 29#/ft y CSG de produccion de 9 5/8" 47#/ft -53.5#/ft y acondicionar pozo. Utilizar pildoras viscosas de acuerdo a los requerimientos.				
5.- Cambiar fluido de control por fluido de completación (filtrado).				
6.- Armar unidad de Wireline y correr registro USIT+CBL+VDL+GR+CCL para evaluación de la cementación primaria en el liner de 7" desde el fondo del pozo (landing collar @ +/- 10761') hasta el tope del liner de 7" +/- 9468'. Nota: En caso de que el registro indique zonas de pobre/ mal cemento se efectuara un trabajo de cementacion remedial. Un programa alterno sera elaborado.				
7.- Armar y bajar conjunto de evaluacion + TCP con cargas 4 1/2" P/JN 4505 + PURE midiendo, calibrando y probando tubería para cañonear el intervalo de T inferior. Posicionar empaque con unidad de cable eléctrico de acuerdo a marca radioactiva, probar asentamiento del packer con presión por espacio anular con 500 psi por 10 minutos y disparar intervalo propuesto. Arena T inferior 10650' - 10666' (16') @ 4.8 DPP + PURE				
8.- Armar unidad de cable de acero y abrir camisa de circulación de 3 1/2" localizada por encima del packer de 7", bajar sensores de presión-temperatura e instalar bomba jet para colocar pozo en periodo de limpieza, evaluacion con unidad MTU y cierre para BUP.				
9.- Con unidad de cable de acero recuperar bomba jet y sensores de P/T. Evaluar informacion adquirida. Nota: Si los resultados de la evaluación muestran baja produccion y baja densidad API del crudo (tomar muestra superficie) y continuar con el paso 10 del programa. Si los resultados de la evaluación muestran buena produccion del pozo continuar con el paso 15 del programa				
10.- Controlar pozo con fluido de control. Desasentar packer de 7" y retirar conjunto TCP + Evaluacion. Verificar detonación de los cañones en un 100%. Bombear pildoras antiperdidas en caso de ser necesario.				
11.- Armar unidad de cable electrico con herramientas GR CCL y posicionar tapon CIBP de 7" +/- @ 10600'. Colocar 5' de cemento con Dump Bailer. Retirar herramientas del pozo.				
12.- Armar y bajar conjunto de evaluacion + TCP con cargas 4 1/2" P/JN` empaque con unidad de cable eléctrico de acuerdo a marca radioactiva, probar asentamiento del packer con presión por espacio anular con 500 psi por 10 minutos y disparar intervalos propuestos. Arena U inferior 10330' - 10336' (6') @ 4.8 DPP + PURE 10348' - 10355' (7') @ 4.8 DPP + PURE 10374' - 10380' (6') @ 4.8 DPP + PURE				
13.- Armar unidad de cable de acero y abrir camisa de circulación de 3 1/2" localizada por encima del packer de 7", bajar sensores de presión-temperatura e instalar bomba jet para colocar pozo en periodo de limpieza, evaluacion y cierre para BUP.				
14.- Con unidad de cable de acero recuperar bomba jet y sensores de P/T. Evaluar informacion adquirida. Nota: Dependiendo de los resultados de la evaluación; un trabajo de estimulación podrá ser realizado. Un programa alterno será elaborado para tal fin.				
15.- Controlar pozo con fluido de control. Desasentar packer de 7" y retirar conjunto TCP + Evaluacion. Verificar detonación de los cañones en un 100%. Bombear pildoras antiperdidas en caso de ser necesario.				
16.- Bajar en tubería de 3 1/4" Clase "A" midiendo, calibrando y probando con 2000 psi cada 20 paradas, equipo de levantamiento artificial (BES) con Y-TOOL diseñado de acuerdo a la evaluación y datos del BUP.				
17.- Retirar BOP, instalar y probar cabezal del pozo.				
18.- Realizar prueba de rotación y producción estabilizada por +/- 6 horas.				
19.- Finalizar operaciones.				
19.- Entregar pozo al departamento respectivo.				
20.- Mover equipo de reacondicionamiento al siguiente pozo.				

Anexo 5 Estado Mecánico del pozo SSF-208 D.



Anexo 6 Terminación y pruebas iniciales del pozo SSF-208 D.

		AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURIFERO EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN						
PROGRAMA DE TERMINACION Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION E INYECTIVIDAD								
ARCH-00EEEPR05							No	
DATOS GENERALES								
NOTIFICACION		X						
AUTORIZACION								
COMPañIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	ARENA	TIPO POZO	FECHA	CLASIFICACIÓN	
PETROAMAZONAS EP	57	SHUSHUFINDI	SSF-208D	TI	DIRECCIONAL	19-may-14	DESARROLLO	
ESTRUCTURA	ELEVACION MESA ROTATIVA	PROFUNDIDAD (Pies)		ANGULO MAXIMO DE DESVIACION	PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO DE BOMBA			
		TOTAL MEDIDA	VERTICAL VERDADERA					
ANTICLINAL	876.3	9,950	9,623	18.47	(±) 8935'			
OBJETIVO	COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES DE POZO							
1. PRUEBA DE PRODUCCION								
PRUEBA	ARENAS	INTERVALOS (Pies)		DIAMETRO CAÑON (Pulg)	N° DISPAROS (pie) DPP	RANURADO CSG		
		DESDE	HASTA					
1	T inferior	9698	9723	4.5	4.8			
2	U inferior	9470	9482					
		9492	9505					
3	T superior	9671	9679					
CARGA TIPO	Intervalos		PENETRACION (Pulg)	DIAMETRO ORIFICIO (Pulg)	PIES SATURADOS HC	SW PROMEDIO %	POROSIDAD PROMEDIO %	Rw (ohm-m)
	Desde	Hasta						
HMX	9698	9723	19.3	0.41	25	12.6	13	0.223
HMX	9470	9482	19.3	0.41	12	14.8	18	0.029
HMX	9492	9505	19.3	0.41	13	23.6	19	0.029
HMX	9671	9679	19.3	0.41	8	50.9	11	0.223
2. HERRAMIENTAS								
PRUEBA	HERRAMIENTAS DE PRUEBA	TIPO DE SISTEMA DE PRUEBA		INSTALACION DE SUPERFICIE PARA EL CONTROL DE PRUEBA		OBSERVACIONES		
1	JET PUMP	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO		MEDIDOR MULTIFASICO Y FACILIDADES				
3. COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN								
COMPañIA	SERVICIO	MATERIAL	INVERSION					
	MOVIMIENTO DE LA TORRE		7,532					
	TRABAJO DE LA TORRE		105,000					
	SUPERVISION Y TRANSPORTE		409,400					
	QUIMICOS		41,032					
	SUPERV. + INTALACION + BES		674,000					
	EVALUACION WIRE LINE + TCP		236,000					
	SPOOLER + VAC + TBG		120,000					
	CABLE ELEC. + WELL HEAD+ WL		85,017					
	EQUIPO COMPLETACION+ SL		39,700					
	CONTINGENCIAS		103,877					
			SUBTOTAL					
			TOTAL					
			1,821,358					

4. PROCEDIMIENTO

DETALLE DEL PROCEDIMIENTO

A continuación se listan las principales actividades a realizar en el pozo.

- 1.- Movilizar torre de reacondicionamiento a la locación del pozo. Efectuar reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación.
- 2.- Retirar cabezal del pozo, instalar y probar BOP's.
- 3.- Bajar BHA de limpieza y calibración en tandem para Liner de 7" 29#/ft y CSG de producción de 9 5/8" 47#/ft -53.5#/ft y acondicionar pozo. Utilizar píldoras viscosas de acuerdo a los requerimientos.
- 4.- Cambiar fluido de control por fluido de completación (filtrado).
- 5.- Armar unidad de cable eléctrico y correr registro USIT+CBL+VDL+GR+CCL para evaluación de la cementación primaria en el liner de 7" desde el fondo del pozo (landing collar @ +/- 9858') hasta el tope del liner de 7" @ +/- 9135'.
Nota: En caso de que el registro indique zonas de pobre/ mal cemento se efectuara un trabajo de cementación remedial. Un programa alterno será elaborado para este fin.
- 6.- Armar y bajar conjunto de TCP + Evaluación con cargas 4 1/2" P/JN 4505 + PURE midiendo, calibrando y probando tubería para cañonear el intervalo de T inferior. Posicionar empaque con unidad de cable eléctrico de acuerdo a marca radioactiva, probar asentamiento del packer con presión por espacio anular con 500 psi por 10 minutos y disparar intervalo propuesto.

Arena T inferior 9698' - 9723' (25') @ 4.8 DPP + PURE

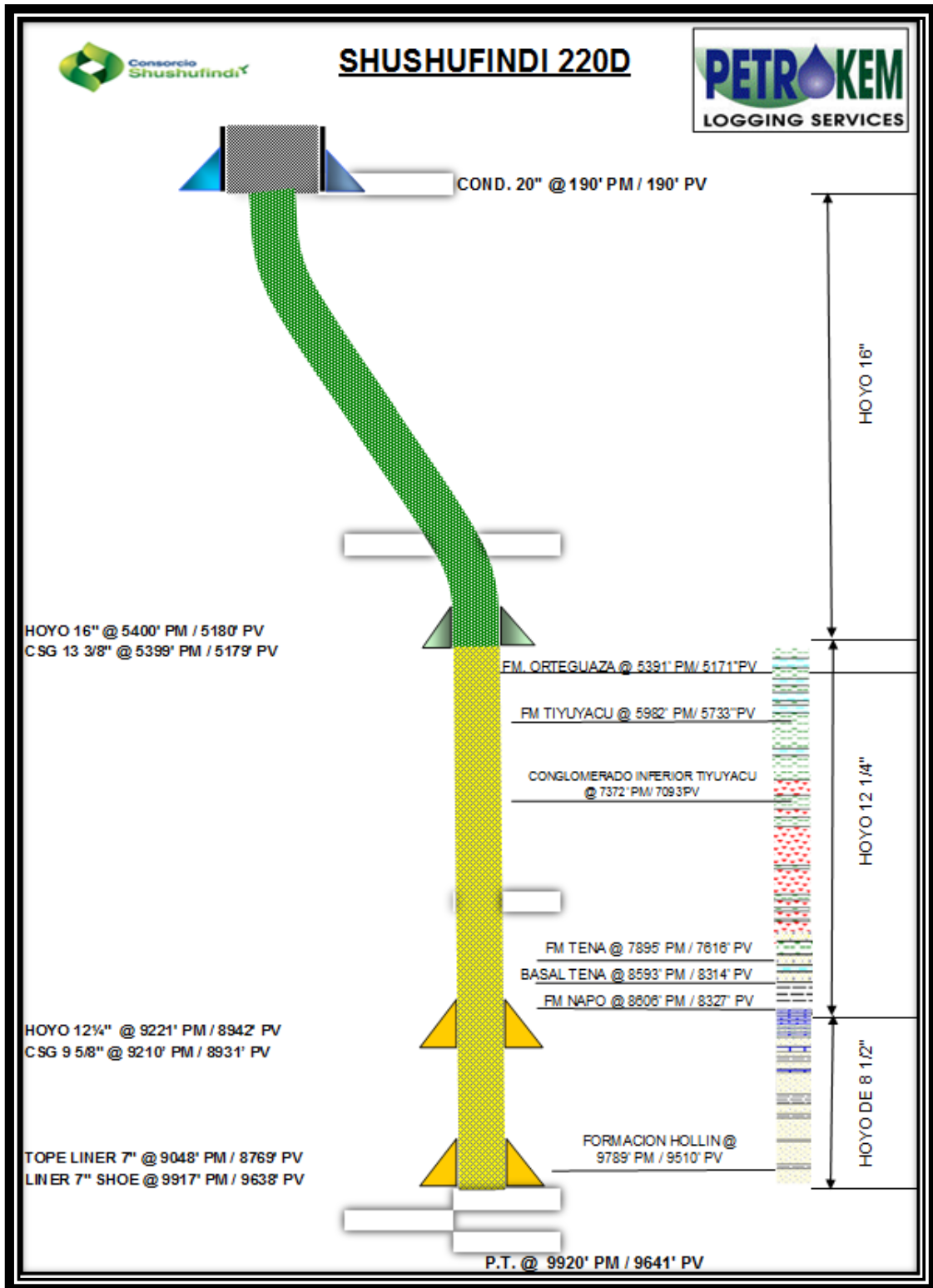
- 7.- Armar unidad de cable de acero y abrir camisa de circulación de 3 1/2" localizada por encima del packer de 7", bajar sensores de presión-temperatura e instalar bomba jet para colocar pozo en periodo de limpieza, evaluación con unidad MTU y cierre para BUP.
- 8.- Con unidad de cable de acero recuperar bomba jet y sensores de P/T. Evaluar información adquirida.
Nota: Dependiendo de los resultados de la evaluación; un trabajo de estimulación podrá ser realizado. Un programa alterno será elaborado para tal fin.
- 9.- Controlar pozo con fluido de control. Desasentar packer de 7" y retirar conjunto TCP + Evaluación. Verificar detonación de los cañones en un 100%. Bombear píldoras antiperdidas en caso de ser necesario.
- 10.- Bajar en tubería de 3 1/2" Clase "A" midiendo, calibrando y probando con 2000 psi cada 20 paradas, equipo de levantamiento artificial (BES) diseñado de acuerdo a la evaluación y datos del BUP.

- 11.- Retirar BOP, instalar y probar cabezal del pozo.
- 12.- Realizar prueba de rotación y producción estabilizada por +/- 6 horas.
- 13.- Finalizar operaciones.
- 14.- Entregar pozo al departamento respectivo.
- 15.- Mover equipo de reacondicionamiento al siguiente pozo.

NOTA: PROGRAMA ELABORADO CONFORME A CONTRATO SUSCRITO ENTRE EP PETROECUADOR (AHORA PETROAMAZONAS EP) & CONSORCIO SHUSHUFINDI EL CUAL CONSTA EN CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE 2014.

CONSORCIO SHUSHUFINDI
NOMBRE: JORGE HURTADO

Anexo 7 Estado Mecánico del pozo SSF-220 D.



Anexo 8 Terminación y pruebas iniciales del pozo SSF-220 D.

SECRETARIA DE HIDROCARBUROS								PÁGINA: 1 DE 2
PROGRAMA DE TERMINACION Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION E INYECTIVIDAD								
SH-00EEPR01 No								
DATOS GENERALES								
NOTIFICACION AUTORIZACION		<input checked="" type="checkbox"/>						
COMPANIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	ARENA	TIPO POZO	FECHA	CLASIFICACION	
PETROMAZONAS EP	57	SHLSHFN01	SSF-220D	U INF	0100000A	15-JUN-12	DESARROLLO	
ESTRUCTURA	EL ELEVACION MESA ROTATIVA	PROFUNDIDAD (Pies)		ANGULO MAXIMO DE DESVIACION	PROFUNDIDAD ASENTIMIENTO DE BOMBA			
		TOTAL MEDIDA	UNICA VERIFICADA					
ANTICORRAL	832.60	8.900	9.641	21.18	+/- 9200'			
OBJETIVO	COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES DE POZO							
1. PRUEBA DE PRODUCCION								
PRUEBA	ARENAS	INTERVALOS (Pies)		DIAMETRO CAÑON (Pulg)	N° DISPAROS (psi) DPP	RANURADO CSQ		
		DESDE	HASTA					
1	U inferior	9373	9400	4.5	4.3			
		9400	9414	4.5	5.0			
2	T inferior	9643	9650	4.5				
		9677	9685	4.5				
3	U superior	9343	9348	4.5				
		9352	9361	4.5				
CARGA TIPO		PERETRACION (Pulg)	DIAMETRO ORIFICIO (Pulg)	PIES SATURADOS HC	SW PROMEDIO %	POROSIDAD PROMEDIO %	R _w (ohm-m)	
HMX		65.2	0.45	27	10	11 - 20	0.05	
		65.2	0.45	8	16.5	11.5 - 19.8	0.05	
2. HERRAMIENTAS								
PRUEBA	HERRAMIENTAS DE PRUEBA	TIPO DE SISTEMA DE PRUEBA	INSTALACION DE SUPERFICIE PARA EL CONTROL DE PRUEBA		OBSERVACIONES			
1	MAXR (PURE) + BES	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	MEDIDOR MULTIFUNCION Y FACILIDADES		MAXR			
3. COSTOS ESTIMADOS DE OPERACION								
COMPANIA	SERVICIO	MATERIAL	INVERSION					
	MOVIMIENTO DE LA TORRE		0					
	TRABAJO DE LA TORRE		330,160					
	SUPERVISION Y TRANSPORTE		147,000					
	QUIMICOS		27,000					
	SUPERV. + INSTALACION + BES		589,000					
	EVALUACION WIRE LINE + MAX-R		164,202					
	SPOOLER + VAC + TBS		168,270					
	CABLE ELEC. + WELL HEAD WL		222,000					
			44,000					
	CONTINGENCIAS		83,585					
			SUBTOTAL					
			TOTAL	1,755,285				

4. PROCEDIMIENTO
DETALLE DEL PROCEDIMIENTO

Las operaciones de completamiento del pozo se efectuaran con el mismo equipo de perforación HP-176. A continuación se lista la secuencia de actividades a realizar en el pozo:

- 1.- Efectuar revisión de seguridad con todo el personal involucrado en las operaciones de completamiento del pozo.
- 2.- Bajar BHA de limpieza y calibración en tandem para Liner de 7" 20MB y CSG de producción de 9 5/8" 53.58 - 478 y acondicionar pozo hasta el Landing Collar @ +/- 9835'. Utilizar píloras viscosas de acuerdo a los requerimientos.
- 3.- Cambiar fluido de control por fluido de completación (lítrado).
- 4.- Armar unidad de Wireline y correr registro USIT+CBL+VDL+GR+CCI, para evaluación de la cementación primaria en el liner de 7" desde el fondo del pozo (landing collar @ +/- 9835') hasta el tope del liner de 7" +/- 9049'.
Nota: En caso de que el registro indique zonas de pobre/ mal cemento se efectuará un trabajo de cementación remedial. Un programa alterno será elaborado.
- 5.- Realizar viaje de limpieza y prueba de tubería "Flex Trip", balancear píloras anti pérdida en caso de ser requerido. Sacar tubería a la torre.
- 6.- Armar y bajar cañones con ancla MAXI para cementar los intervalos de U inferior con cañones 4 1/2" P.JOMEGA 4505 + PURE como se describe a continuación:

9373' - 9400' (27') @ 4.1 DPP + 0.28 DPP PURE

9406' - 9414' (8') @ 4.5 DPP + 0.5 DPP PURE

- 7.- Bajar bomba electro sumergible (BES) con tubería de producción 3 1/2" 9.3 #/ft TSH BLUE midiendo y probando hasta +/- 9200'.

4 EA BOMBA D1780L 78 + 85 + 88 + 124 STGS, SERIE 400
1 EA MANEJADOR DE GAS AGH D5-21, SERIE 400
1 EA SEPARADOR DE GAS, DRS, SERIE 400
1 EA PROTECTOR MAXIMUS LSRP9 HL-RIJY SERIE 400
1 EA PROTECTOR MAXIMUS BPSL HL-RIJY SERIE 400
1 EA MOTOR 270HP MAXIMUS SERIE 450
1 EA SENSOR SELCET XT1-150
9000 PIES DE CABLE 11 AWG, DOBLE CAPILAR 30

- 8.- Desmontar BOP's, armar y probar cabezal del pozo (árbol de navidad).
- 9.- Armar bomba BES para realizar prueba de rotación y funcionamiento de la misma.
- 10.- Llenar anular con fluido de completamiento y confirmar que está se encuentra completamente lleno.
- 11.- Aplicar presión anular +/- 2500 psi por 10 minutos para activar cabeza de disparo hidráulica "HDF" y luego liberar presión hasta 0 psi.
- 12.- Arrancar bomba BES y evacuar 203 Bbls aproximadamente para generar un bajo balance estático de 100 psi.
- 13.- Suspender operación de la bomba BES y esperar detonación de cañones en los intervalos de la arena T como se describe a continuación:

9373' - 9400' (27') @ 4.1 DPP + 0.28 DPP PURE

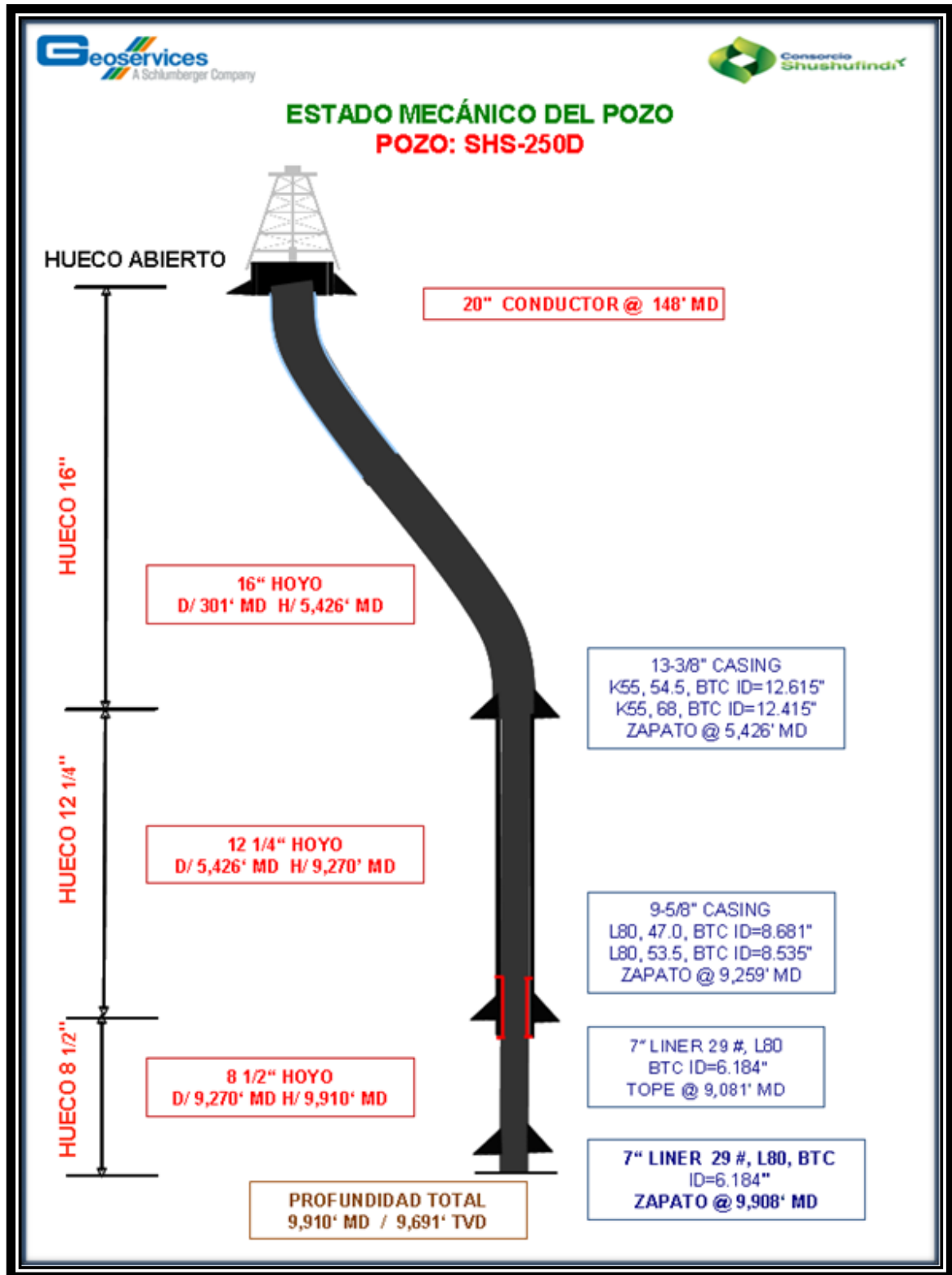
9406' - 9414' (8') @ 4.5 DPP + 0.5 DPP PURE

- 14.- Una vez se verifique la detonación de cañones con el sensor de la bomba BES, arrancar equipo BES y realizar prueba de producción de aproximadamente +/- 6 Hrs estabilizadas.
- 15.- Culminar operaciones de completamiento.
- 16.- Efectuar entrega de la localización al departamento respectivo.
- 17.- Movilizar equipo de perforación al siguiente pozo.



XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Anexo 9 Estado Mecánico del pozo SSF-250 D.



Anexo 10 Terminación y pruebas iniciales del pozo SSF-250 D.

SECRETARIA DE HIDROCARBUROS								
PROGRAMA DE TERMINACION Y PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION E INYECTIVIDAD								
SH-00EEEEPR01							No	
DATOS GENERALES								
NOTIFICACION	<input checked="" type="checkbox"/>							
AUTORIZACION	<input type="checkbox"/>							
COMPANIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	ARENA	TIPO POZO	FECHA	CLASIFICACION	
PETROAMAZONAS EP	57	SHUSHUFINDI	SSF-250D	Us	DIRECCIONAL	26-mar-14	DESARROLLO	
ESTRUCTURA	ELEVACION MESA ROTATIVA	PROFUNDIDAD (Pies)		ANGULO MAXIMO DE DESVIACION	PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO DE BOMBA			
		TOTAL MEDIDA	VERTICAL VERDADERA					
ANTICLINAL	876.3'	9,910	9,691	19.65	Aprox. 9233'			
OBJETIVO	COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES DE POZO							
1. PRUEBA DE PRODUCCION								
PRUEBA	ARENAS	INTERVALOS (Pies)		DIAMETRO CAÑON (Pulg)	N° DISPAROS (pie) DPP	RANURADO CSG		
		DESDE	HASTA					
1	U superior	9330	9339	4.5	4.5			
2	T inferior	9681	9687					
		9692	9697					
		9704	9713					
CARGA TIPO	PENETRACION (Pulg)	DIAMETRO ORIFICIO (Pulg)	PIES SATURADOS HC	SW PROMEDIO %	POROSIDAD PROMEDIO %	Rw (ohm-m)		
HMX	19.54	0.41	9	12.5 - 10	13 - 14.2	0.017		
2. HERRAMIENTAS								
PRUEBA	HERRAMIENTAS DE PRUEBA	TIPO DE SISTEMA DE PRUEBA	INSTALACION DE SUPERFICIE PARA EL CONTROL DE PRUEBA			OBSERVACIONES		
1	MAXR (PURE) + BES	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO	MEDIDOR MULTIFASICO Y FACILIDADES			MAX-R		
3. COSTOS ESTIMADOS DE OPERACION								
COMPANIA	SERVICIO	MATERIAL	INVERSION					
	MOVIMIENTO DE LA TORRE		0					
	TRABAJO DE LA TORRE		330,160					
	SUPERVISION Y TRANSPORTE		142,000					
	QUIMICOS		22,068					
	SUPERV. + INTALACION + BES		589,000					
	EVALUACION WIRE LINE + MAX-R		154,202					
	SPOOLER + VAC + TBG		168,270					
	CABLE ELEC. + WELL HEAD+ WL		222,000					
	EQUIPO COMPLETACION+ SL		44,000					
	CONTINGENCIAS		83,585					
			SUBTOTAL					
			TOTAL	1,755,285				

4. PROCEDIMIENTO

DETALLE DEL PROCEDIMIENTO

Las operaciones de completamiento del pozo se efectuaran con el mismo equipo de perforación Tuscary- 117. A continuación se lista la secuencia de actividades a realizar en el pozo:

- 1.- Efectuar reunión de seguridad con todo el personal involucrado en las operaciones de completamiento del pozo.
- 2.- Bajar BHA de limpieza y calibración en tandem para Liner de 7" 29#/ft y CSG de producción de 9 5/8" 47#/ft -53.5#/ft y acondicionar pozo. Utilizar piloras viscosas de acuerdo a los requerimientos.
- 3.- Cambiar fluido de control por fluido de completación (filtrado).
- 4.- Armar unidad de Wireline y correr registro IBC+CBL+VDL+GR+CCL para evaluación de la cementación primaria en el liner de 7" desde el fondo del pozo (landing collar @ +/-9826") hasta el tope del liner de 7" +/- 9082".
Nota:En caso de que el registro indique zonas de pobre/ mal cemento se efectuara un trabajo de cementación remedial. Un programa alternativo será elaborado.
- 5.- Armar y bajar canones con ancla MAXR para cañonear el intervalo de U superior con canones 4 1/2" P.JNOVA 4505 como se describe a continuación:

Arena U superior intervalo 9330' - 9339' (9') @ 4.5 DPP + PURE

- 6.- Bajar bomba electro sumergible (BES) con tubería de producción 3 1/2" 9,3 #/ft TSH BLUE midiendo y probando hasta +/- 9233'.

BODH serie 400- 3 1/2" EUE8RD - RLOY
Discharge Pressure Sub, Serie 400, RLOY
D460N, Serie 400, 121 stg, CR, CT, ES ZZ, INC, RLOY
D460N, Serie 400, 121 stg, CR, CT, ES ZZ, INC, RLOY
Manejador de Gas, AGH D5-21, serie 400, ES, INC, RLOY
SEPARADOR DRS, Serie 400
Protector Maximus, Serie 400, BPBSL, INC, ES, HL, RLOY
Protector Maximus, Serie 400/456 ,BPBSL, INC, ES, HL, RLOY
MAXIMUS 456 / 120 HP / 2533 V / 30.9 A, RA-RLOY-AS-AFL, Derateado 75 HP 2272.3 VOLTIOS 20.5 A.
XT 150 TIPO 1
Redalead, AWG 4, Galv. con doble capilar

- 7.- Desmontar BOP's , armar y probar cabezal del pozo (árbol de navidad).
- 8.- Arrancar bomba BES para realizar prueba de rotación y funcionamiento de la misma.
- 9.- Llenar anular con fluido de completamiento y confirmar que este se encuentra completamente lleno.
- 10.-Aplicar presión anular +/- 2300' psi por 10 minutos para activar cabeza de disparo hidráulica "HDF" y luego liberar presión hasta 0 psi.
- 11.-Arrancar bomba BES y evacuar 139 Bbls aproximadamente para generar un balance estatico de 3,000 psi (presión de formación 3,000 psi).
- 12.-Suspender operación de la bomba BES y esperar detonación de cañones en los intervalos de la arena U superior como se describe a continuación:

Arena U superior intervalo 9330' - 9339' (9') @ 4.5 DPP + PURE

- 13.-Una vez se verifique la detonación de cañones con el sensor de la bomba BES; arrancar equipo BES y realizar prueba de producción de aproximadamente +/- 6 Hrs estabilizadas.
- 14.-Culminar operaciones de completamiento.
- 15.-Efectuar entrega de la localización al departamento respectivo.
- 16.-Movilizar equipo de perforación al siguiente pozo.

NOTA: PROGRAMA ELABORADO CONFORME A CONTRATO SUSCRITO ENTRE EP PETROECUADOR (AHORA PETROAMAZONAS EP) & CONSORCIO SHUSHUFINDI EL CUAL CONSTA EN CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

CONSORCIO SHUSHUFINDI
NOMBRE: JORGE HURTADO