ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE DIFERENTES TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

EDUARDO ENRIQUE SALAZAR CEDEÑO
edu_salazar@yahoo.es

DIRECTOR: ING. JULIO LOZADA LÓPEZ
julio.lozadalopez@halliburton.com

Quito, Julio 2013

DECLARACIÓN

Yo, Eduardo Enrique Salazar Cedeño, declaro bajo juramento 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.

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

Eduardo Enrique Salazar Cedeño

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Eduardo Enrique Salazar Cedeño, bajo mi supervisión.

Ing. Julio Lozada López
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por su amor infinito, por su ayuda y bendiciones, y por permitirme llegar hasta esta etapa de mi vida.

A mis padres, María Elena y Eduardo, por su amor y apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida.

A mis tíos, Carlos y Geoconda, por su gran cariño y apoyo.

A los profesores de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, especialmente al Ing. Raúl Valencia y al Ing. Jorge Velásquez, por los conocimientos que me transmitieron durante la etapa universitaria.

Al Ingeniero Julio Lozada y al Ingeniero Vate López, por la oportunidad, ayuda, experiencia y conocimientos brindados para el desarrollo de este trabajo.

A los Ingenieros: Santiago Carrillo, Andrea Machado, Carlos Yánez, Santiago Aguirre y José Castillo, por su ayuda en el avance del presente estudio.

DEDICATORIA

A mis padres, María Elena y Eduardo.

A mi hermana, María Belén.

Eduardo

CONTENIDO

DECLARACIÓN ..... **II**
CERTIFICACIÓN ..... **III**
AGRADECIMIENTOS ..... **IV**
DEDICATORIA ..... **V**
CONTENIDO ..... **VI**
ÍNDICE DE FIGURAS ..... **XII**
ÍNDICE DE TABLAS ..... **XIV**
ÍNDICE DE GRÁFICOS ..... **XVI**
ÍNDICE DE ANEXOS ..... **XVII**
RESUMEN ..... **XVIII**
PRESENTACIÓN ..... **XIX**
CAPÍTULO 1 ..... **1**
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA Y PROPIEDADES DE LAS ARENAS HOLLÍN, NAPO U Y NAPO T **1**
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO 1
1.1.1 LOCALIZACIÓN 1
1.1.2 HISTORIA 2
1.2 GEOLOGÍA 3
1.2.1 ESTRUCTURA 3
1.2.2 ESTRATIGRAFÍA 9
1.2.2.1 Formación Hollín 9
1.2.2.2 Formación Napo 10
1.2.2.3 Formación Tena 11
1.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS 11
1.3.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS RESERVORIOS 12
1.3.2 PARÁMETROS PVT 13
1.3.3 PRESIONES DE LAS ZONAS PRODUCTORAS 13
1.3.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO POR ARENA 14
1.4 CONDICIONES ACTUALES DEL CAMPO SACHA 15
1.4.1 ESTADO DE LOS POZOS 15

1.4.2 PRODUCCIÓN 16
1.4.3 RESERVAS 20
CAPÍTULO 2 21
PRINCIPIOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO 21
2.1 INTRODUCCIÓN 21
2.2 OPERACIÓN DE CAÑONEO 22
2.3 TÉCNICAS DE CAÑONEO 23
2.3.1 CAÑONEO CON WIRELINE 23
2.3.1.1 Portadores Jet 25
2.3.1.1.1 Casing Gun 25
2.3.1.1.2 Through Tubing 27
2.3.2 CAÑONEO CON TCP 29
2.3.2.1 Herramientas de TCP 32
2.3.2.1.1 Cabezas de disparo 32
2.3.2.1.2 Liberador mecánico de disparo 33
2.3.2.1.3 Barra detonadora 33
2.3.2.1.4 Velocidad de la barra 34
2.3.3 CAÑONEO CON PROPELENTES 34
2.3.3.1 Cañoneo con StimGun 36
2.3.3.1.1 Descripción del proceso 38
2.3.3.1.2 Descripción de los propelentes en StimGun 40
2.3.3.1.3 Componentes 41
2.3.3.2 Cañoneo con StimPro 45
2.3.3.2.1 Componentes 45
2.3.3.2.2 Procedimiento 45
2.3.3.2.3 Surgencia dinámica 47
2.4 EFECTOS DEL PUNZONAMIENTO EN DIFERENTES FLUIDOS 49
2.5 EVALUACIÓN DEL PUNZONAMIENTO EN LA FORMACIÓN 51
2.6 PUNZONAMIENTOS TAPONADOS 52
2.7 LIMPIEZA DE LOS PUNZONAMIENTOS TAPONADOS 53
2.8 FACTORES INVOLUCRADOS EN UN PUNZONAMIENTO 53
2.8.1 PRESIÓN DIFERENCIAL 53
2.8.1.1 Presión de sobre balance 54

2.8.1.2 Presión de bajo balance 54
2.8.1.2.1 Determinación de la presión de bajo-balance (ΔP) 56
2.8.2 EFECTOS DE FLUIDOS LIMPIOS 57
2.8.3 RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN 57
2.8.4 DENSIDAD DE DISPAROS 57
2.8.5 LIMITACIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA 58
2.8.6 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN 60
2.8.6.1 Formaciones consolidadas 61
2.8.6.2 Formaciones no consolidadas 61
2.8.7 TIPOS DE COMPLETACIÓN 61
2.8.7.1 Completación natural 62
2.8.7.2 Control de arena 63
2.8.7.3 Estimulación 65
2.8.8 DAÑOS AL CASING Y AL CEMENTO 66
2.8.9 ESPACIO LIBRE EN EL DISPARO DE LOS CAÑONES 66
2.8.10 MEDIDA DE LA PROFUNDIDAD 67
2.8.11 PENETRACIÓN VERSUS TAMAÑO DEL HUECO 67
2.8.12 DISEÑO DE LAS CARGAS 67
2.9 TÉRMINOS ASOCIADOS A EXPLOSIVOS 68
2.9.1 COMBUSTIÓN, DEFLAGRACIÓN Y DETONACIÓN 68
2.9.2 VELOCIDAD DE REACCIÓN 69
2.9.3 EXPLOSIVOS BAJOS (Explosivos de deflagración) 69
2.9.4 EXPLOSIVOS ALTOS 69
2.9.5 SENSIBILIDAD 70
2.9.6 EXPLOSIVOS PRIMARIOS 70
2.9.7 EXPLOSIVOS SECUNDARIOS 71
2.10 CARGAS 71
2.10.1 TIPOS DE CARGAS 71
2.10.1.1 Jet 72
2.10.1.2 Millenium 73
2.10.1.3 MaxForce 75
2.10.2 PATRONES DE PUNZONAMIENTO 77
2.10.3 COMPONENTES DE LAS CARGAS 79

2.10.3.1 Envoltura de la carga 80
2.10.3.2 Liner 80
2.10.3.3 Explosivo principal 81
2.10.3.4 Primer 81
2.11 CORDÓN DETONANTE 82
2.12 INICIADORES Y BOOSTERS 82
2.13 CAÑONES 83
2.14 FAST GAUGE 84
CAPÍTULO 3 85
ANÁLISIS TÉCNICO-COMPARATIVO DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO UTILIZADAS EN EL CAMPO SACHA 85
3.1 TÉCNICAS UTILIZADAS EN EL CAMPO SACHA 85
3.1.1 WIRELINE 85
3.1.2 TCP CONVENCIONAL 85
3.1.3 STIMGUN 85
3.1.4 STIMPRO 85
3.2 POZOS SELECCIONADOS 85
3.2.1 POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE 88
3.2.1.1 Datos petrofísicos de interés 88
3.2.1.2 Eventos de cañoneo 89
3.2.1.3 Producción previa al cañoneo 91
3.2.1.4 Producción posterior al cañoneo 91
3.2.1.5 Producción enero 2013 92
3.2.1.6 Factor Skin y permeabilidad posteriores al cañoneo 93
3.2.2 POZOS CAÑONEADOS CON TCP CONVENCIONAL 94
3.2.2.1 Datos petrofísicos de interés 94
3.2.2.2 Eventos de cañoneo 95
3.2.2.3 Producción previa al cañoneo 96
3.2.2.4 Producción posterior al cañoneo 97
3.2.2.5 Producción enero 2013 98
3.2.2.6 Factor Skin y permeabilidad posteriores al cañoneo 99
3.2.3 POZOS CAÑONEADOS CON STIMGUN 100
3.2.3.1 Datos petrofísicos de interés 100

3.2.3.2 Eventos de cañoneo 101
3.2.3.3 Producción previa al cañoneo 102
3.2.3.4 Producción posterior al cañoneo 102
3.2.3.5 Producción enero 2013 103
3.2.3.6 Factor Skin y permeabilidad posteriores al cañoneo 103
3.2.4 POZOS CAÑONEADO CON STIMPRO 104
3.2.4.1 Datos petrofísicos de interés 105
3.2.4.2 Eventos de cañoneo 105
3.2.4.3 Producción previa al cañoneo 106
3.2.4.4 Producción posterior al cañoneo 106
3.2.4.5 Producción enero 2013 108
3.2.4.6 Factor Skin y permeabilidad posteriores al cañoneo 108
3.3 ANÁLISIS TÉCNICO 109
3.3.1 BAJO BALANCE DE LA PRESIÓN 110
3.3.2 ANÁLISIS DEL FACTOR SKIN OBTENIDO DESPUÉS DEL CAÑONEO 114
3.3.3 ANÁLISIS DE PERMEABILIDAD 116
3.3.3.1 Arena Hollín inferior 116
3.3.3.2 Arena Hollín superior 116
3.3.3.3 Arena T inferior 117
3.3.3.4 Arena U inferior 117
3.3.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN 118
CAPÍTULO 4 122
ANÁLISIS ECONÓMICO 122
4.1 INTRODUCCIÓN 122
4.2 DEFINICIONES DE INTERÉS 122
4.2.1 INVERSIÓN 122
4.2.2 VIDA ÚTIL 123
4.2.3 TASA MÍNIMA REQUERIDA 123
4.2.4 FLUJOS DE EFECTIVO 123
4.2.5 EVALUACIÓN FINANCIERA 124
4.2.6 VALOR ACTUAL NETO (VAN) 124
4.2.7 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) 124

4.3 INDICADORES BÁSICOS PARA LA EVALUACIÓN DE UN PROYECTO ……..124
4.3.1 FLUJO NETO DE CAJA 125
4.3.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)..... 125
4.3.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) 126
4.3.4 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO 127
4.3.5 TASA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN 128
4.4 PARÁMETROS IMPORTANTES PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO 128
4.4.1 COSTOS ESTIMADOS PARA LA OPERACIÓN DE CAÑONEO..... 128
4.4.2 INGRESOS ESTIMADOS 129
4.4.3 EGRESOS..... 130
4.4.4 COSTOS DE OPERACIÓN..... 131
4.4.5 DATOS PARA LAS ESTIMACIONES..... 131
4.5 ANÁLISIS DE ESCENARIOS 133
4.5.1 ESCENARIO NORMAL 135
4.5.2 ESCENARIO OPTIMISTA 137
4.5.3 ESCENARIO PESIMISTA 138
4.5.4 RESUMEN 139
CAPÍTULO 5 141
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 141
5.1 CONCLUSIONES 141
5.2 RECOMENDACIONES 143
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 145
ANEXOS 147

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación del campo Sacha 1
Figura 2 Sección sísmica estructural con orientación Oeste-Este (SACHA NORTE - LINE 957), y mapa estructural al tope de la Caliza A 3
Figura 3 Sección sísmica estructural con orientación Este-Oeste (SACHA SUR - TRACE 277), y mapa estructural al tope de la Caliza A 4
Figura 4 Sección sísmica estructural con orientación Sur-Norte (SACHA NORTE – TRACE 277), y mapa estructural al tope de la Caliza A 4
Figura 5 Contacto agua-petróleo inclinado en Hollín 5
Figura 6 Contacto agua-petróleo en T inferior 6
Figura 7 CAP en U inferior 7
Figura 8 CAP probado a -7830 ft 8
Figura 9 Columna estratigráfica del campo Sacha 9
Figura 10 Sarta de cañoneo con Wireline 24
Figura 11 Componentes de un cañón 26
Figura 12 Tipos de cañones 27
Figura 13 Cañoneo mediante TCP convencional 30
Figura 14 Sarta de cañoneo TCP 31
Figura 15 Camisa de propelente 35
Figura 16 Sarta de StimGun 37
Figura 17 Ensamblaje StimGun 42
Figura 18 Bar Pressure Vent 43
Figura 19 Maximun differential Bar Vent 44
Figura 20 Camisa de surgencia para SurgePro 46
Figura 21 Cañoneo con StimPro 48
Figura 22 Distribución de la presión en un reservorio con daño. 62
Figura 23 Alineación de los punzonamientos con preferencia al plano del esfuerzo 63
Figura 24 Completación natural y completación con un gravel packed 64
Figura 25 Punzonamiento mal orientado y orientado 65
Figura 26 Proceso de cañoneo con cargas jet usando un liner sólido de metal. . 73
Figura 27 Secuencia de penetración de las cargas 74

Figura 28 Componentes de una carga 80
Figura 29 Tipos de cañones 83
Figura 30 Fast Gauge..... 84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Parámetros petrofísicos de los reservorios 12
Tabla 2 Parámetros PVT promedio..... 13
Tabla 3 Presiones iniciales y actuales del campo Sacha..... 13
Tabla 4 Estado de los pozos a 31 de enero de 2013..... 15
Tabla 5 Tipo de levantamiento de los pozos productores al 31 de enero de 2013. 16
Tabla 6 Producción por tipo de levantamiento a enero de 2013. 16
Tabla 7 Producción por estaciones a enero de 2013. 17
Tabla 8 Petróleo Original in Situ (POES) del campo Sacha 20
Tabla 9 Reservas de petróleo del campo Sacha a 31 de enero de 2013 20
Tabla 10 Rango del bajo balance para alcanzar una limpieza adecuada de perforaciones en formaciones no consolidadas. 55
Tabla 11 Cargas disponibles..... 75
Tabla 12 Pozos seleccionados. 86
Tabla 13 Pozos cañoneados con Wireline. 88
Tabla 14 Datos petrofísicos de interés de los pozos cañoneados con Wireline... 89
Tabla 15 Eventos de cañoneo de los pozos cañoneados con Wireline. 89
Tabla 16 Producción previa de los pozos cañoneados con Wireline 91
Tabla 17 Producción posterior de los pozos cañoneados con Wireline. 92
Tabla 18 Producción a enero de 2013 de los pozos cañoneados con Wireline ... 93
Tabla 19 Factor Skin y permeabilidad de los pozos cañoneados con Wireline.... 93
Tabla 20 Pozos cañoneados con TCP. 94
Tabla 21 Datos petrofísicos de interés de los pozos cañoneados con TCP. 95
Tabla 22 Eventos de cañoneo de los pozos cañoneados con TCP. 95
Tabla 23 Producción previa de los pozos cañoneados con TCP. 97
Tabla 24 Producción posterior de los pozos cañoneados con TCP. 98
Tabla 25 Producción a enero de 2013 de los pozos cañoneados con TCP. 99
Tabla 26 Factor Skin y permeabilidad de los pozos cañoneados con TCP. 99
Tabla 27 Pozos cañoneados con StimGun 100
Tabla 28 Datos petrofísicos de interés de los pozos cañoneados con StimGun.100
Tabla 29 Eventos de cañoneo de los pozos cañoneados con StimGun. 101

Tabla 30 Producción posterior de los pozos cañoneados con StimGun. 102
Tabla 31 Producción a enero de 2013 de los pozos cañoneados con StimGun. 103
Tabla 32 Factor Skin y permeabilidad de los pozos cañoneados con StimGun. 104
Tabla 33 Pozos cañoneados con StimPro 104
Tabla 34 Datos petrofísicos de interés de los pozos cañoneados con StimPro. 105
Tabla 35 Eventos de cañoneo de los pozos cañoneados con StimPro. 106
Tabla 36 Producción posterior de los pozos cañoneados con StimPro. 107
Tabla 37 Producción a enero de 2013 de los pozos cañoneados con StimPro. 108
Tabla 38 Factor Skin y permeabilidad de los pozos cañoneados con StimPro.. 109
Tabla 39 Bajo balance de presión de los pozos seleccionados. 113
Tabla 40 Factor Skin de los pozos seleccionados. 114
Tabla 41 Permeabilidad de la arena Hollín inferior en los pozos seleccionados. 116
Tabla 42 Permeabilidad de la arena Hollín superior en los pozos seleccionados. 116
Tabla 43 Permeabilidad de la arena T inferior en los pozos seleccionados. 117
Tabla 44 Permeabilidad de la arena U inferior en los pozos seleccionados. 117
Tabla 45 Resumen de la permeabilidad de las arenas en los pozos seleccionados..... 118
Tabla 46 Producción total de los pozos seleccionados por cada técnica. 119
Tabla 47 Producción previa y posterior de los pozos seleccionados. 121
Tabla 48 Costos estimados de la operación de cañoneo. 129
Tabla 49 Costo total de cada técnica..... 131
Tabla 50 Variación de producción en los pozos seleccionados antes y después del cañoneo..... 133
Tabla 51 Indicadores económicos para la situación previa..... 135
Tabla 52 Resultados escenario normal..... 136
Tabla 53 Resultados escenario optimista. 137
Tabla 54 Resultados escenario pesimista. 138
Tabla 55 Resumen de resultados. 139

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Producción acumulada del campo Sacha a enero de 2013. 18
Gráfico 2 Historial de producción de petróleo, agua y gas del campo Sacha hasta el 31 de diciembre de 2012. 19
Gráfico 3 Carta de explosivos: temperatura vs tiempo de explosión. 59
Gráfico 4 Registro de presión con Fast Gauge 84
Gráfico 5 Factor Skin de los pozos seleccionados. 115
Gráfico 6 Producción total de los pozos seleccionados. 120
Gráfico 7 Evolución del precio del petróleo. 130
Gráfico 8 Producción previa vs producción posterior de los pozos seleccionados. 134
Gráfico 9 Valor Actual Neto para el escenario normal. 136
Gráfico 10 Valor Actual Neto para el escenario optimista. 137
Gráfico 11 Valor Actual Neto para el escenario pesimista. 138
Gráfico 12 Resumen de los resultados del Valor actual Neto. 139

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 DATOS PETROFÍSICOS DE INTERÉS 149
ANEXO 2 EVENTOS DE CAÑONEO 155
ANEXO 3 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN 160
ANEXO 4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN 166
ANEXO 5 CÁLCULO DEL BAJO BALANCE DE PRESIÓN 169
ANEXO 6 PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 171
ANEXO 7 INDICADORES ECONÓMICOS CONSIDERANDO LA PRODUCCIÓN PREVIA AL CAÑONEO 173
ANEXO 8 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ESCENARIO NORMAL 175
ANEXO 9 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ESCENARIO OPTIMISTA 178
ANEXO 10 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ESCENARIO PESIMISTA 180

RESUMEN

El presente proyecto denominado “ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE DIFERENTES TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA” está constituido de cinco capítulos.

El primer capítulo contiene la descripción del campo Sacha, su localización, historia, geología, condiciones actuales, reservas y producción; así como caracterización y propiedades de sus arenas productoras.

El segundo capítulo explica los fundamentos teóricos del cañoneo, operaciones, herramientas y equipos, e información detallada de las técnicas de cañoneo.

El tercer capítulo consta del análisis técnico-comparativo de las técnicas de cañoneo consideradas para el presente estudio: Wireline, TCP convencional, StimGun y StimPro, que son las técnicas de Halliburton aplicadas en el campo Sacha. Con los resultados de producción, factor Skin y permeabilidad obtenidos con cada técnica, se compara y se determina la técnica más eficiente.

El cuarto capítulo es el análisis económico, basado en el análisis técnico previamente mencionado, en el que se indican los costos de cada técnica y los resultados de los indicadores económicos de acuerdo a dichos costos y a la producción obtenida después de la aplicación de las distintas técnicas de cañoneo, considerando tres escenarios de análisis, que son: normal, pesimista y optimista. Con ello, se realiza una comparación entre las técnicas, para determinar la más adecuada.

El quinto capítulo muestra las conclusiones que se generan de este trabajo, proponiendo la mejor técnica de cañoneo a implementarse en el campo Sacha; así como también, se hacen recomendaciones en los trabajos de cañoneo de dicho campo para mejorar las operaciones que se continúen realizando.

PRESENTACIÓN

Con el fin de alcanzar mejor productividad en un pozo, es importante considerar una técnica de cañoneo eficaz, que no sólo permita lograr buenos resultados en producción, sino que también cause el menor daño posible al reservorio.

En la actualidad se busca utilizar técnicas de cañoneo más eficientes, esto ha dado lugar a la utilización de nuevas alternativas, es por eso que surge la necesidad de realizar el presente trabajo, donde se determina la técnica de cañoneo más adecuada para el campo Sacha, tanto a nivel productivo como económico.

Con la aplicación de diferentes y nuevas técnicas de cañoneo en los pozos del campo Sacha, se ha mejorado la producción. Las técnicas consideradas en el presente documento son: cañoneo con Wireline, TCP convencional, StimGun mediante tubería y StimPro mediante tubería. Se analizan los resultados de producción, factor Skin, permeabilidades y resultados económicos de 15 pozos cañoneados con dichas técnicas, cuyas formaciones productoras son Hollín, Napo U y Napo T, y se determina la mejor opción de entre dichas técnicas.

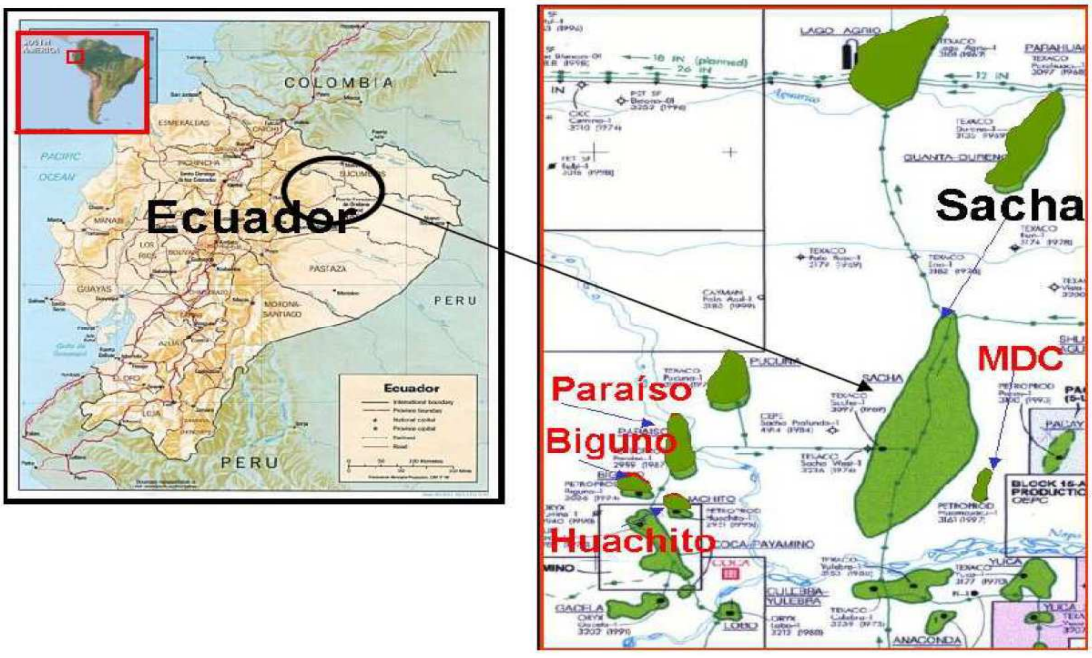
CAPÍTULO 1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA Y PROPIEDADES DE LAS ARENAS HOLLÍN, NAPO U Y NAPO T

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

1.1.1 LOCALIZACIÓN

El campo Sacha se encuentra ubicado en el cantón “Joya de los Sachas”, en la provincia de Orellana, Nororiente de la Región Amazónica, a 180 km al este de la ciudad de Quito. Actualmente forma parte del bloque 60. Está delimitado al norte por las estructuras Palo Rojo, Eno y Vista; al sur por los campos Culebra-Yulebra; al este por los campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi y al oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito, como se observa en la figura 1.

Figura 1 Ubicación del campo Sacha



Fuente: Departamento de Geociencias, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Geociencias, ORN-CEM.

Geográficamente está ubicado entre los 00°11`00`` y los 00°24`30`` de latitud sur y desde los 76°49`40`` hasta los 76°54`16`` de long itud oeste. Cubre un área total aproximada de 124 km^2 y está conformado por 4 estaciones: Sacha Central, Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur.

1.1.2 HISTORIA

El campo Sacha fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf en el año de 1969, a través de la perforación del pozo exploratorio Sacha-01, llegando a alcanzar una profundidad total de 10.160 pies (penetrando 39 pies de la Formación Pre-Cretácica Chapiza), obteniendo una producción inicial de la arena Hollín Inferior de 1.328 BPPD de 29,9º API con un BSW de 0,1%. Este pozo se cerró el 1 de noviembre del 2001 con una producción acumulada de 1’475.598 barriles de petróleo.

El campo Sacha inició su producción el 6 de julio de 1972 con una tasa promedio de 29.269 BPPD, la cual llegó a incrementarse a 117.591 BPPD en noviembre del mismo año, convirtiéndose en la producción máxima registrada en la vida productiva del campo.

En diciembre de 1973 producía 88.024 BPPD, en septiembre de 1974 produjo a una tasa promedio de 52.000 BPPD. Desde entonces la producción se mantuvo cercana a los 60.000 BPPD. En marzo de 1994 produjo por última vez sobre los 60.000 BPPD.

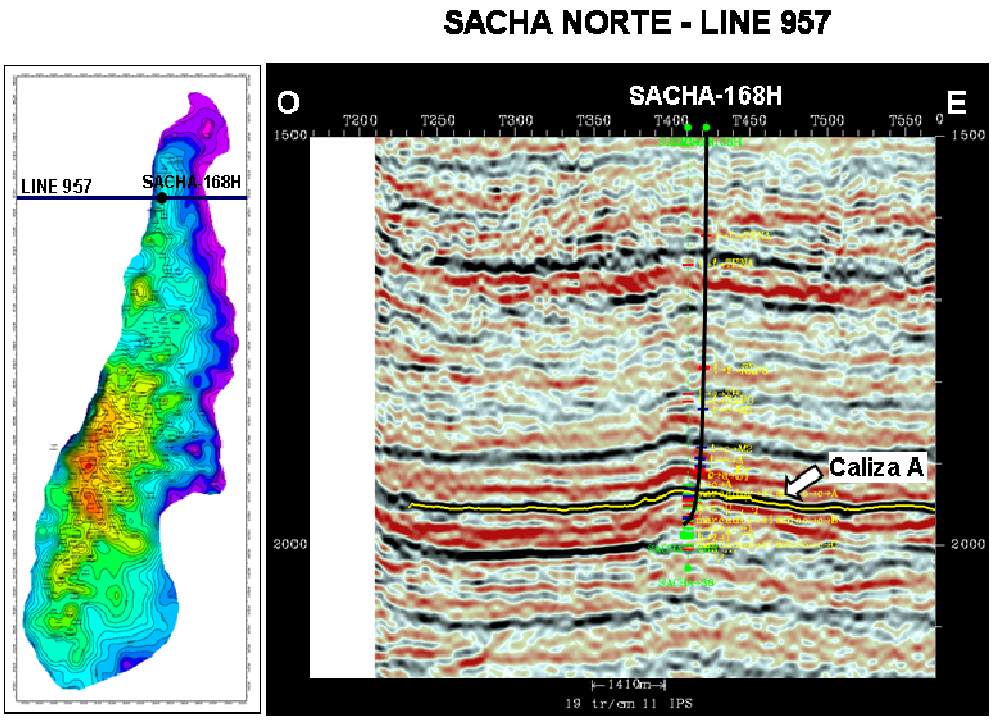
Desde el 3 de noviembre de 2009, el campo es operado por Operaciones Río Napo CEM, Compañía de Economía Mixta formada con un 70% de participación de EP Petroecuador, actualmente Petroamazonas EP, y un 30% de Petróleos de Venezuela (PDVSA).

1.2 GEOLOGÍA

1.2.1 ESTRUCTURA

El Campo Sacha, se encuentra definido por una estructura anticlinal asimétrica de bajo relieve, cuyo eje principal está en la parte norte con dirección Noreste-Suroeste, hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado Norte-Sur y en la parte Sur del campo se presenta un sistema de fallamiento de dirección Este-Oeste. La estructura está cortada en su flanco oeste por una falla transpresional dextral, tiene un ancho de 4 kms al norte y alrededor de 7 kms al centro y sur con una longitud aproximada de 33 kms. Presenta un cierre vertical máximo de alrededor de 240 pies a la base de la caliza “A” (culminación en el área del pozo Sacha-1) y un área de 32.167 acres. Las secciones sísmicas del área (Figuras: 2, 3 y 4) ilustran la configuración estructural del Campo Sacha.

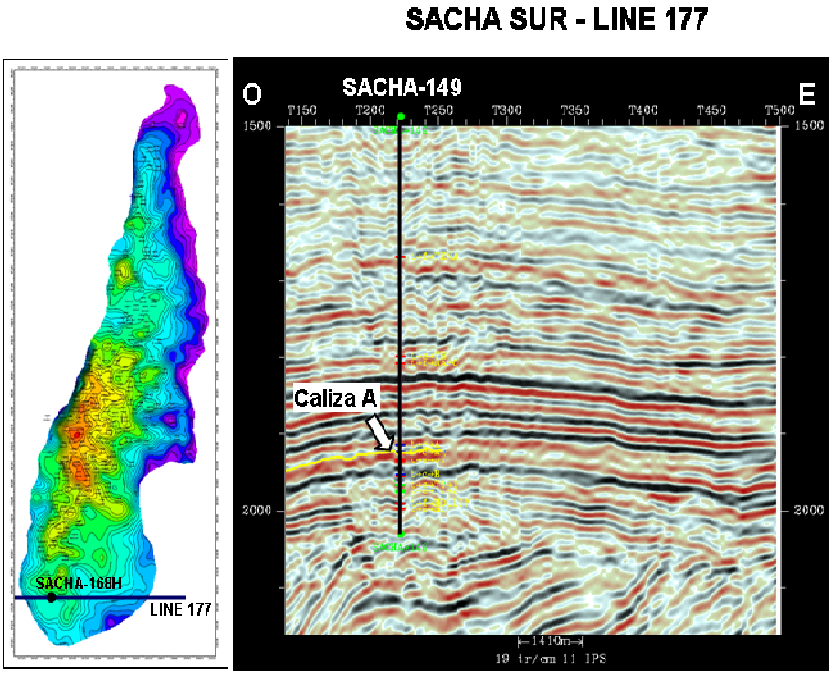
Figura 2 Sección sísmica estructural con orientación Oeste-Este (SACHA NORTE - LINE 957), y mapa estructural al tope de la Caliza A



Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

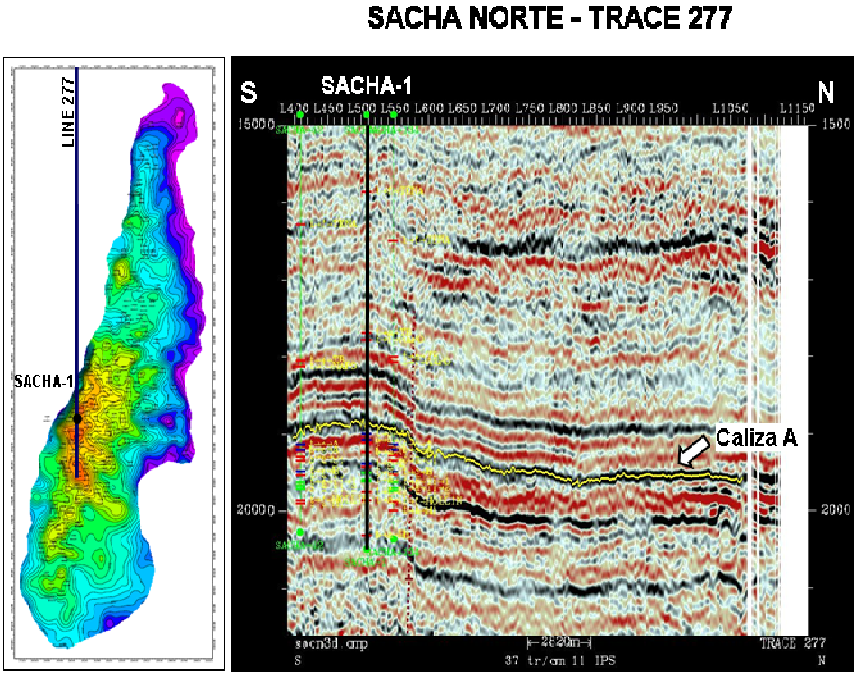
Figura 3 Sección sísmica estructural con orientación Este-Oeste (SACHA SUR - TRACE 277), y mapa estructural al tope de la Caliza A



Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Figura 4 Sección sísmica estructural con orientación Sur-Norte (SACHA NORTE – TRACE 277), y mapa estructural al tope de la Caliza A

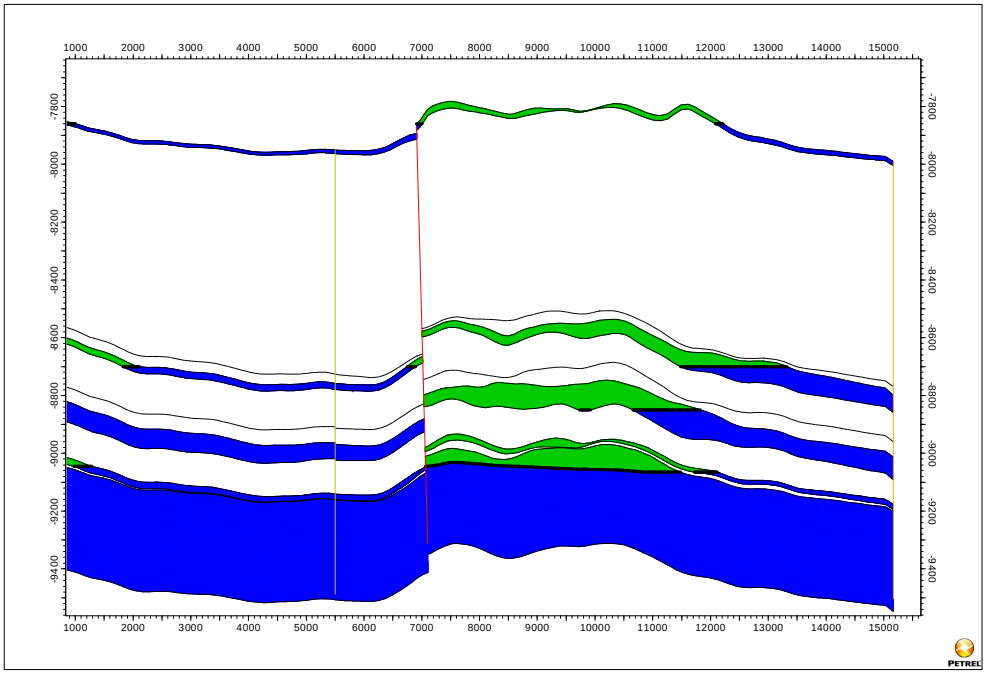


Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Basados en el análisis de registros eléctricos convencionales de los pozos del Campo Sacha se determinaron contactos agua/petróleo para los reservorios de Hollín, "T" inferior, "U" inferior y Basal Tena. En Hollín Inferior y Hollín Superior se determinó que existe comunicación entre los dos reservorios en algunos sectores del campo, es decir compartirían el mismo Contacto Agua-Petróleo (CAP). Los rangos de variación en profundidad del CAP de Hollín van desde -9006' a -9065', es decir, 59 pies de variación vertical de CAP. El contacto agua petróleo en Hollín es un contacto inclinado hacia el Este (Figura 5). En la parte centro sur del Campo se encuentran los valores de CAP más someros entre los pozos SAC-080, SAC-081, SAC-084, SAC-199D, SAC-128 y SAC-042 debido a que esa zona se encuentra limitada por una falla inversa la cual crearía un efecto de barrera, de esta manera podríamos decir que hacia las fallas del campo los contactos tendrían valores más someros**.**

Figura 5 Contacto agua-petróleo inclinado en Hollín



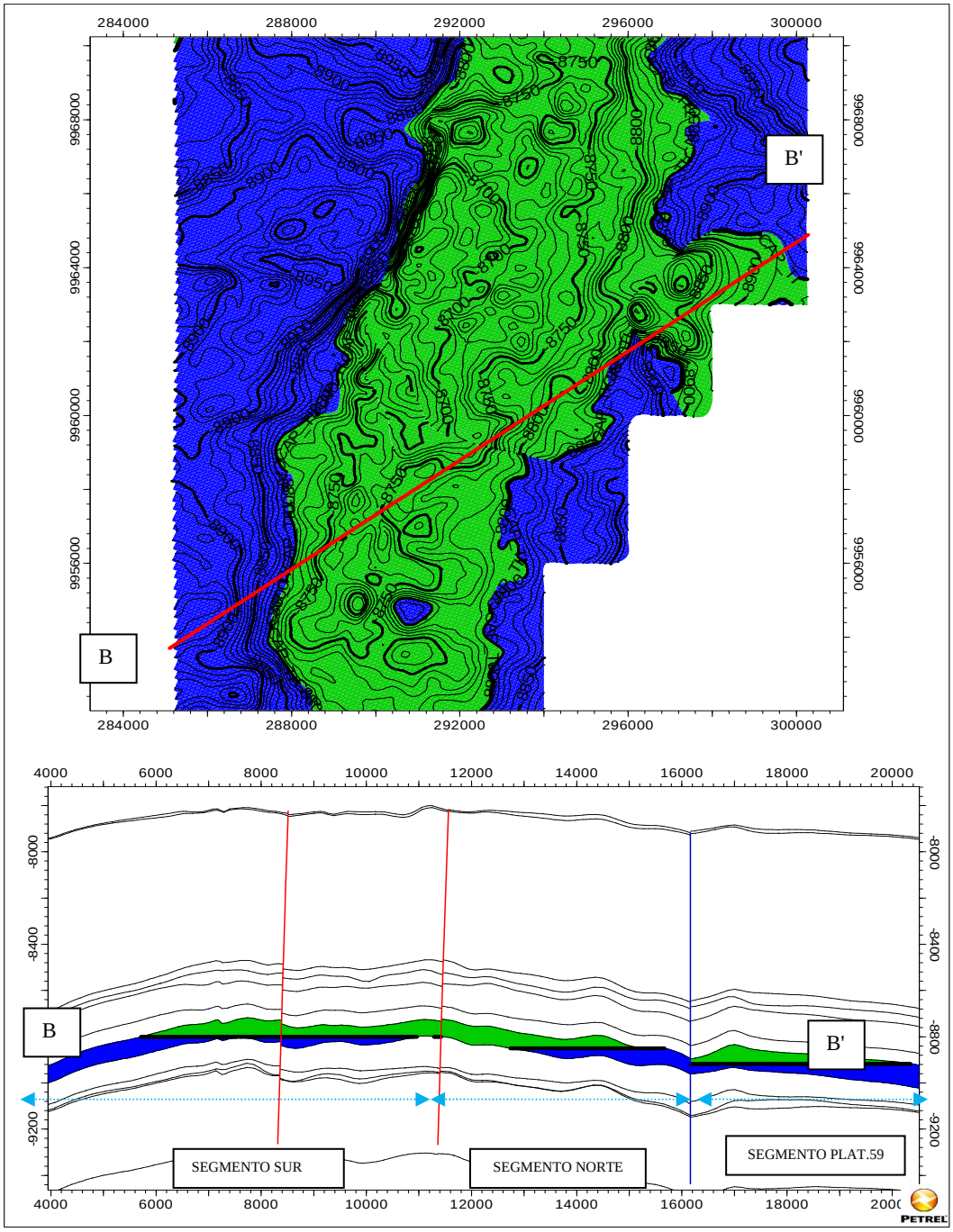
Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

En el reservorio "T" inferior se definieron 3 niveles de contacto agua petróleo (CAP). Para la representación de cada nivel se crearon pseudo fallas las cuales

sirvieron para delimitar un segmento para cada contacto. Para el segmento Norte se tiene un CAP promedio de -8850 ft, el segmento Sur con un CAP promedio de -8800 ft y un segmento ubicado hacia el centro-sureste del campo con un CAP promedio de -8917 ft (Figura 6).

Figura 6 Contacto agua-petróleo en T inferior

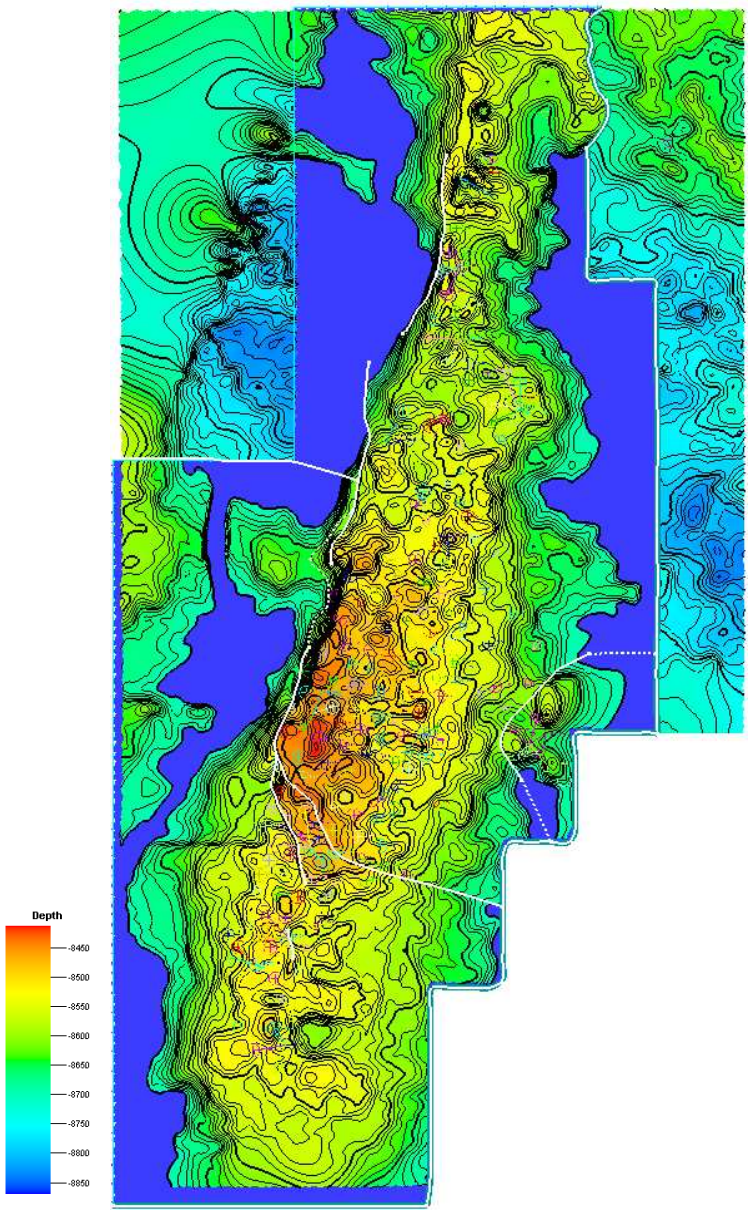


Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

En "U" inferior, el contacto agua Petróleo fue definido a -8700ft (Figura 7).

Figura 7 CAP en U inferior

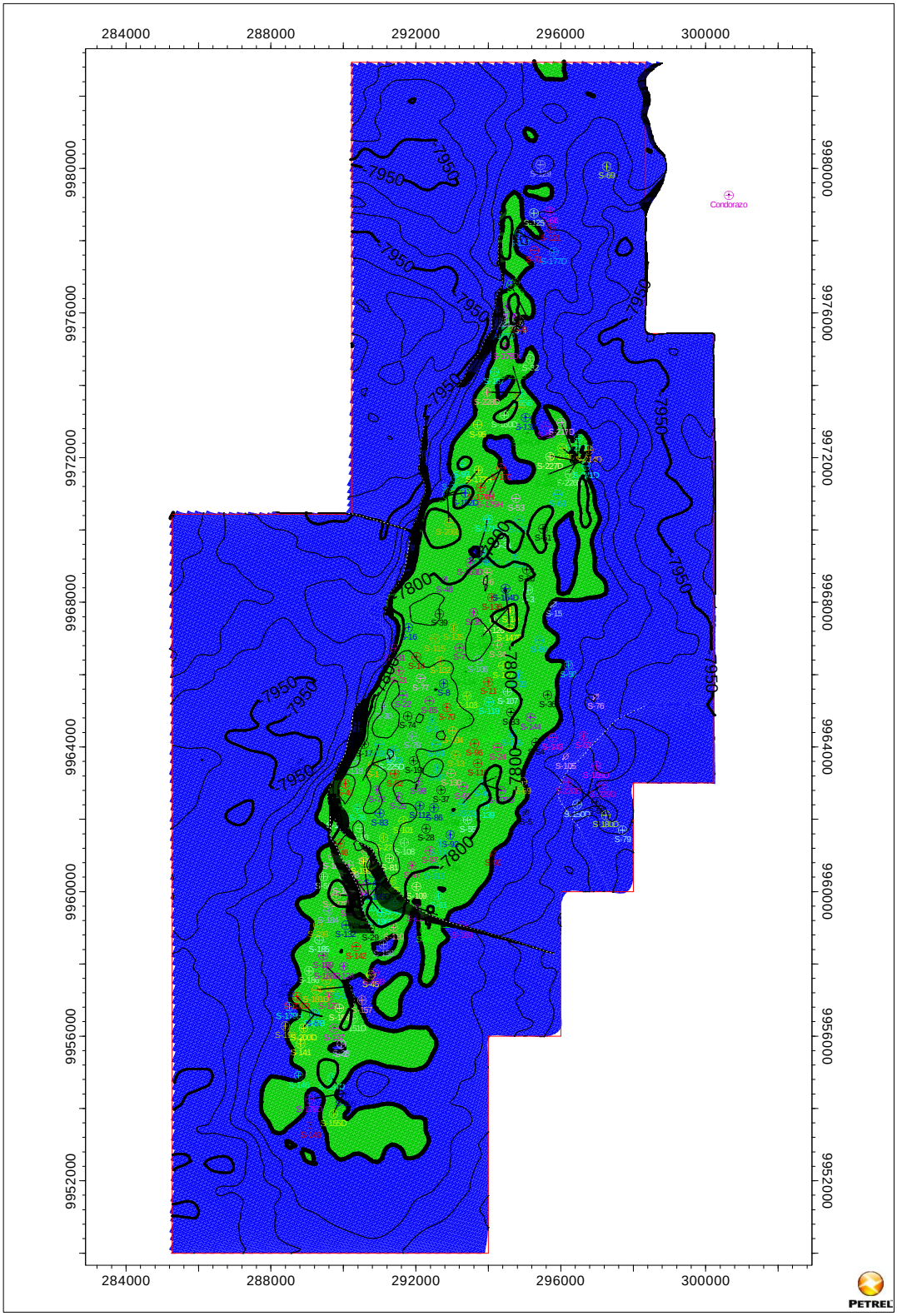


Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

En el caso de Basal Tena, se definieron dos tipos de contacto agua-petróleo denominados P1 (-7830 ft) (Figura 8) y P2 (-7860 ft); el contacto agua-petróleo probado se lo determinó en el pozo S-63. El mecanismo de producción en el reservorio se da por empuje lateral hacia el Oeste como Este del Campo.

Figura 8 CAP probado a -7830 ft



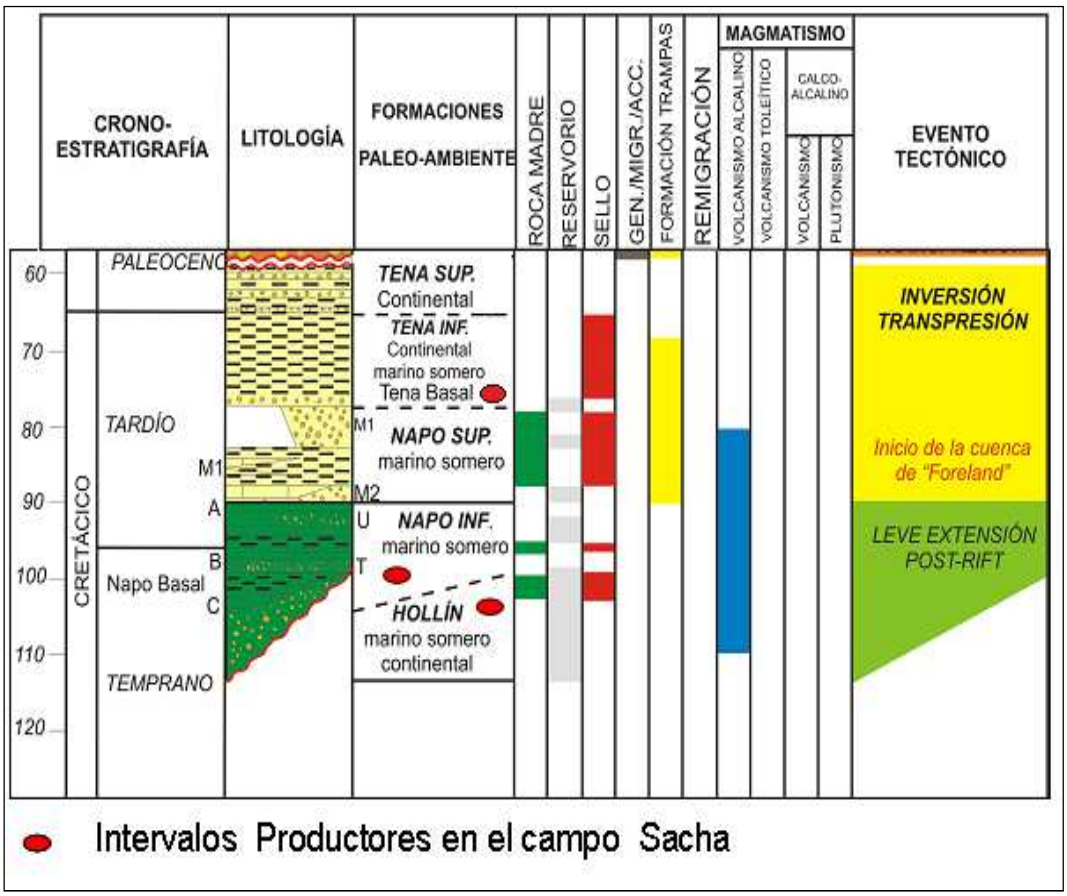
Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

1.2.2 ESTRATIGRAFÍA

Es importante recalcar que en el campo Sacha, las arenas de interés petrolífero de base a tope, son: Hollín Inferior, Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior y Basal Tena (Figura 9).

Figura 9 Columna estratigráfica del campo Sacha



Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

1.2.2.1 Formación Hollín

Reservorio Hollín Inferior

Corresponde a la edad Cretácica inferior, el posible ambiente de depósito es de tipo fluvial, está constituido por una arenisca cuarzosa, parda clara, consolidada, de grano fino, medio y muy fino, subredondeada y subangular, presenta una

buena selección, matriz y cemento silícico, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín.

Reservorio Hollín Superior

Es una arenisca cuarzosa parda oscura, gris verdosa, translúcida, consolidada, dura y de grano muy fino, subredondeada y subangular, de una buena selección con una matriz arcillosa, cemento silícico y con inclusiones de glauconita y clorita. Presenta buena saturación de hidrocarburos. El ambiente de depositación es del tipo estuarino. Se encuentra intercalado de lentes de lutita y caliza.

1.2.2.2 Formación Napo

Reservorio Napo T

Este reservorio corresponde al Albiano Superior a Inferior.

- **Napo T Inferior:** Es una arenisca cuarzosa, café clara, con cemento silicio, de grano medio a fino, localmente grano grueso, con buena saturación de hidrocarburos.

- **Napo T Superior:** Es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita y manchas de hidrocarburo café oscuro.

Reservorio Napo U

De edad Cenomaniano, está constituida por lutitas, areniscas calcáreas y calizas marinas.

- **Napo U Inferior.** Está constituida por una arenisca cuarzosa, de color marrón o café clara, de grano fino a muy fino, selección regular, con

cemento silícico. Dispone de una buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecina.

- **Napo U Superior.** Constituida de una arenisca cuarzosa, blanca translúcida, transparente, de grano fino a muy fino, cemento silicio, inclusiones de glauconita y pirita.

1.2.2.3 Formación Tena

Reservorio Basal Tena

Corresponde al Maestrichtiano, constituida por areniscas cuarzosas translúcidas, de grano medio subangular a subredondeado, con clasificación regular, cemento calcáreo. Presenta una buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarilla-blanquecina. El desarrollo de la arena es de forma irregular dando lugar a la formación de estratos lenticulares a lo largo de todo el campo.

1.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

La producción de petróleo en este campo proviene de los reservorios Hollín Superior e Inferior, Napo T, Napo U y en menor grado del reservorio Basal Tena. Adicionalmente existen reservorios de interés hidrocarburífero que aún no han sido explotados como las calizas de la Formación Napo y del miembro inferior de la Formación Tiyuyacu, que en el futuro podrían incorporarse a la producción. Estos reservorios se distribuyen total o parcialmente por todo el campo según su formación, debido a esto, los parámetros de cada yacimiento varían, así como las propiedades de la roca y/o fluidos.

Reservorio Hollín Inferior: Presenta una buena saturación de hidrocarburos, con un espesor promedio saturado de 45 a 55 pies, una porosidad del 15 %, una saturación inicial de agua entre el 20 y 40 %, salinidad promedio de 500 ppm de NaCl y un crudo mediano de 29° API.

Reservorio Hollín Superior: Posee una buena saturación de hidrocarburos, con un espesor saturado promedio de 25 pies en el centro del campo, una porosidad de 12 %, saturación inicial de agua de 30 a 40 %, salinidad de 3.890 ppm de NaCl y un crudo mediano de 27° API.

Reservorio Napo T: Tiene un espesor neto saturado de aproximadamente 20 pies, una porosidad de 14,5 %, una saturación inicial de agua de 15 a 20 %, una salinidad entre 20.000 y 25.000 ppm de NaCl y un crudo mediano de 27° API.

Reservorio Napo U: Este reservorio tiene un espesor neto promedio de 30 pies, porosidad de 14 %, saturación inicial de agua de 20 a 25 % y una salinidad entre 30.000 y 35.000 ppm de NaCl y un crudo mediano de 27° API.

Reservorio Basal Tena: Posee un espesor neto entre 10 a 15 pies, porosidad de 15 %, saturación inicial de agua de 25 %, salinidad que va de 13000 a 24000 ppm de NaCl y un crudo mediano de 26° API.

1.3.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS RESERVORIOS

En la tabla 1 se observan los parámetros petrofísicos de las arenas productoras.

Tabla 1 Parámetros petrofísicos de los reservorios

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	Hollín Inferior	Hollín Superior	Napo T	Napo U	Basal Tena
DATUM (pies)	-8.975	-8.975	-8.765	-8.530	-7.800
Espesor neto (pies)	45-55	25	20	30	10-15
Porosidad (%)	15	12	14,5	14	15
Permeabilidad (md)	350	130	240	425	433
Swi (%)	20-40	30-40	15-20	20-25	25
Salinidad (ppm NaCl)	500	3.890	20.000-25.000	30.000-35.000	13.000-24.000

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

1.3.2 PARÁMETROS PVT

La taba 2 indica los parámetros PVT promedio de cada reservorio.

Tabla 2 Parámetros PVT promedio

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	Hollín Inferior	Hollín Superior	Napo T	Napo U	Basal Tena
Presión inicial (psi)	4.450	4.450	4.146	4.054	3.585
Pb (psi)	80,00	550,00	1.310	1.170	870,00
T (℉)	225,00	225,00	221,00	219,00	181,00
GRAVEDAD API	29,70	27,30	30,30	22,80	24,10
GOR (SCF/STB)	24,00	124,00	436,00	270,00	150,00
Boi (B/STB)	1,16	1,13	1,37	1,23	1,12
□ Gas	1,58	1,35	1,25	1,13	1,09
Rs (SCF/STB)	28,00	28,00	422,00	345,00	-
μoi (cp)	3,70	1,40	1,60	1,80	2,50
Coi x 10-6 (Psi^{-1})	5,70	9,20	9,02	8,02	7,00

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

1.3.3 PRESIONES DE LAS ZONAS PRODUCTORAS

Los valores de las presiones iniciales se presentan en la tabla 3, basándose en los resultados arrojados por las pruebas de restauración de presión de los años 1970 – 1973 y la presión de las arenas del campo que se muestra en la tabla, como presión actual, está estimada para el año 2012.

Tabla 3 Presiones iniciales y actuales del campo Sacha

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	Hollín Inferior	Hollín Superior	Napo T	Napo U	Basal Tena
Presión inicial (psi)	4.450	4.450	4.146	4.054	3.585
Presión actual (psi)	3.008	2.389	1.411	1.460	1.278
Presión burbuja (psi)	80	550	1.310	1.170	870
ΔP (Pr-Pb) (psi)	2.928	1.839	101	290	408

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

1.3.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO POR ARENA

Reservorio Hollín. El mecanismo de producción principal en el reservorio de la Formación Hollín es el empuje hidráulico, generado por un acuífero de comportamiento infinito, conectado en el fondo y lateralmente (de oeste a este) al reservorio. Las características infinitas de este acuífero se deben a que es un acuífero de tipo artesiano que presenta un afloramiento en superficie y se recarga constantemente en la cordillera. Adicionalmente, se encuentra presente la expansión de la roca y los fluidos, sin embargo, debido a que la caída de presión es muy baja, este mecanismo de producción es despreciable.

Reservorios Napo U y T: En la Formación Napo el desplazamiento de los fluidos del yacimiento se debe a la expansión de los fluidos y compresibilidad de la roca, adicionalmente cuenta con acuíferos laterales para sus reservorios. La arena “U” inferior presenta dos acuíferos laterales claramente definidos, uno se inicia por el flanco Noreste afectando la parte Norte y el otro en la parte Sur-Oeste afectando la parte central del campo. El acuífero lateral del yacimiento “U" es el principal mecanismo de producción, con el tiempo ha venido inundando y disminuyendo la parte Centro-Noreste del reservorio. En el reservorio “T” inferior existe un acuífero lateral que viene del Noreste del campo afectando en mayor grado el área Norte.

Esta intrusión de agua no ha sido suficiente para mantener la presión de estas arenas, por lo que desde 1986 se ha implementada un sistema de recuperación mejorada mediante la inyección de agua periférica lo que ha disminuido la caída de presión de estos reservorios.

Reservorio Basal Tena: Por las condiciones y el comportamiento del yacimiento, el mecanismo de producción del reservorio Basal Tena es por: gas en solución, expansión de roca y fluidos y un empuje lateral de agua parcial en la parte Centro-Noroeste y Suroeste del campo. El empuje hidráulico ha sido importante pero no suficiente para mantener la presión en el área de drenaje de los pozos.

1.4 CONDICIONES ACTUALES DEL CAMPO SACHA

La producción promedio del campo Sacha en enero de 2013 es 63.900 BPPD y 68.600 BAPD, con un BSW de 51,8%, además la producción promedio de gas a dicho mes es 5,9 MMPCD.

Las formaciones de interés de este campo (Hollín Inferior, Hollín Superior, Napo T, Napo U y Basal Tena) producen petróleo promedio de 26,3 ºAPI.

El método de levantamiento artificial que predomina en este campo es el bombeo electro sumergible, existiendo únicamente un pozo a flujo natural.

Actualmente, un problema que se presenta en el campo es el cierre de varios pozos debido al elevado contenido de agua, parafinas, sólidos, daño de formación y la caída de presión en las arenas U y T de la formación Napo.

1.4.1 ESTADO DE LOS POZOS

Al mes de enero de 2013, el campo Sacha tiene 1 pozo que produce mediante flujo natural, 53 pozos mediante bombeo hidráulico y 134 pozos mediante bombeo electro sumergible, es decir que existen 188 pozos en producción en este campo. También existen 10 pozos abandonados, 88 pozos cerrados, 6 pozos inyectores, 8 pozos re-inyectores y 4 pozos en perforación. Esta información se muestra en la tabla 4.

Tabla 4 Estado de los pozos a 31 de enero de 2013

ESTADO	NÚMERO DE POZOS
Productores	188
Abandonados	10
Cerrados	88
Inyectores	6
Re-inyectores	8
En perforación	4
TOTAL	**304**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

La tabla 5 muestra el tipo de levantamiento de los pozos productores.

Tabla 5 Tipo de levantamiento de los pozos productores al 31 de enero de 2013

ESTADO	SISTEMA	NÚMERO DE POZOS
Productores	**Flujo Natural**	1
	Bombeo hidráulico	53
	Bombeo electro sumergible	134
	TOTAL	**188**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

1.4.2 PRODUCCIÓN

Cuando se dispone de la energía suficiente para desplazar los fluidos desde el interior del reservorio hasta la superficie, se tiene un pozo que fluye naturalmente. Sin embargo, el flujo natural no garantiza una producción conveniente en términos económicos durante la vida productiva del pozo, ya que llega un punto en que la presión cae hasta que el pozo deja de producir. Es por esta razón que surge la necesidad de aplicar una energía externa al pozo, mediante el uso de diferentes métodos de levantamiento artificial. La producción por tipo de levantamiento y por estaciones se observa en las tablas 6 y 7, respectivamente.

Tabla 6 Producción por tipo de levantamiento a enero de 2013

SISTEMA	NÚM. POZOS	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD)	PRODUCCIÓN TOTAL (BFPD)
Flujo Natural	1	297	765	1.062
Bombeo hidráulico	53	13.892	19.033	32.925
Bombeo electro sumergible	134	49.723	48.850	98.574
TOTAL	**188**	**63.912**	**68.648**	**132.561**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Tabla 7 Producción por estaciones a enero de 2013

ESTACIÓN	PRODUCCIÓN			BSW %
	BFPD	BPPD	BAPD	
CENTRAL (C)	12.945	7.649	5.296	41
SUR (S)	40.172	25.311	14.861	37
NORTE 1 (N1)	46.100	14.730	31.370	68
NORTE 2 (N2)	33.344	16.222	17.121	51
TOTAL	**132.561**	**63.912**	**68.648**	**52**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

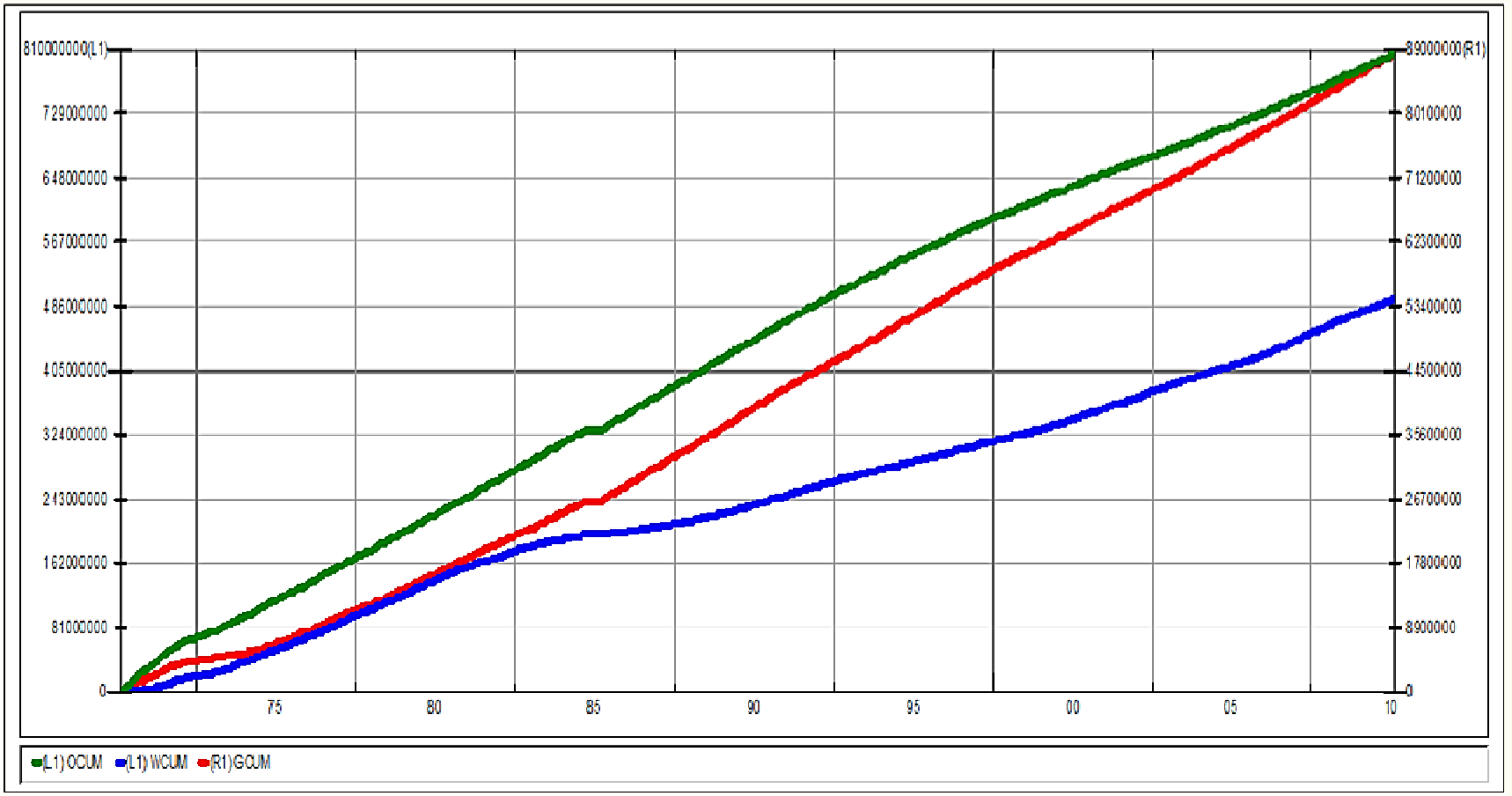
Elaborado por: Eduardo Salazar C.

La producción acumulada del campo, desde el 1 de julio de 1972 hasta el 31 de enero de 2013, es 804’808.625 barriles de petróleo, 504’852.713 barriles de agua y 88.500 millones de pies cúbicos de gas.

En el gráfico 1 se indica la producción acumulada de petróleo, agua y gas del campo Sacha al 31 de enero de 2013. La curva verde representa la producción acumulada de petróleo por años, el eje vertical izquierdo muestra dicha producción en barriles y en el eje horizontal se ubican los años respectivos. La curva azul representa la producción acumulada de agua en cada año, al igual que para la curva anterior, el eje vertical izquierdo muestra esa producción en barriles y se muestran los años en el eje horizontal. Ahora, la producción acumulada de gas asociado se muestra en la curva roja, el eje vertical derecho muestra dicha producción en miles de pies cúbicos y en el eje horizontal, los años.

El gráfico 2 muestra el historial de producción de petróleo, agua y gas del campo Sacha desde el 1 de julio de 1972 hasta el 31 de diciembre de 2012. La curva verde representa la producción diaria de petróleo promedio en cada año, cuya tasa se observa en el eje vertical izquierdo en BPPD, mientras que en el eje horizontal se tienen los años respectivos. La curva azul indica la producción diaria de agua promedio en cada año, al igual que para la curva anterior, el eje vertical izquierdo muestra dicha tasa en BAPD y los años en el eje horizontal. La producción diaria de gas se observa en el eje vertical derecho en MPCD y se representa en la curva roja y, en el eje horizontal se tienen los años.

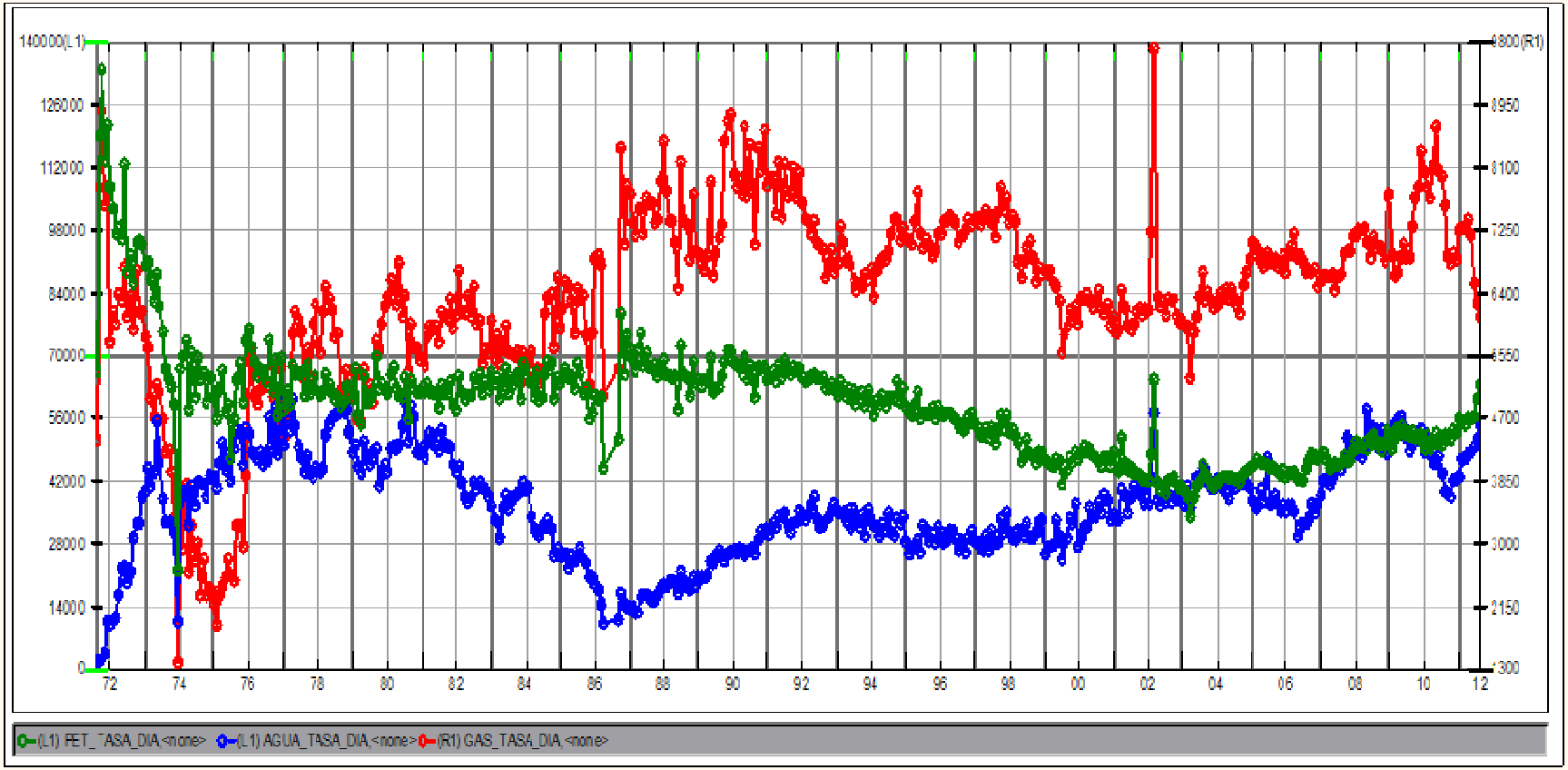
Gráfico 1 Producción acumulada del campo Sacha a enero de 2013



Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Gráfico 2 Historial de producción de petróleo, agua y gas del campo Sacha hasta el 31 de diciembre de 2012



Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

1.4.3 RESERVAS

El Petróleo Original in Situ (POES) calculado para el campo Sacha es 3.500 millones de barriles de petróleo, los cuales, como se muestra en la tabla 8, se distribuyen en diferentes cantidades por cada reservorio.

Tabla 8 Petróleo Original in Situ (POES) del campo Sacha

CAMPO	YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU (POES) Bls.	POES %
SACHA	Basal Tena	117'685.666	3,36
	U	762'615.924	21,78
	T	483'325.941	13,80
	Hollín	2.137'516.953	61,05
TOTAL SACHA		**3.501'144.484**	**100**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Las reservas probadas se han estimado en 1.205 millones de barriles de petróleo aproximadamente, cuyo factor de recobro promedio es 32,84 %. Como ya se mencionó anteriormente, hasta el 31 de enero de 2013, la producción extraída del campo ha sido 804'808.625 barriles de petróleo, por lo tanto, las reservas remanentes de petróleo se estiman en alrededor de 400 millones de barriles, lo cual se especifica en tabla 9.

Tabla 9 Reservas de petróleo del campo Sacha a 31 de enero de 2013

RESERVORIO	POES Bls.	FACTOR DE RECOBRO %	RESERVAS PROBADAS Bls.	Np Bls.	RESERVAS REMANENTES Bls.
Basal Tena	117'685.666	20,84	24'527.100	20.240	4.287.588
U Inferior	762'615.924	39,92	304'436.277	210.790	93.646.642
T Inferior	483'325.941	38,26	184'920.505	105.835	79.085.246
Hollín	2.137'516.953	32,33	691'059.231	467.944	223.115.012
TOTAL	**3.501'144.484**		**1.204'943.113**	**804.809**	**400'134.488**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

CAPÍTULO 2
PRINCIPIOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO

2.1 INTRODUCCIÓN

El cañoneo desempeña un papel fundamental en la producción de hidrocarburos, es decir, es un elemento clave para el éxito de la exploración, la producción económica del petróleo y gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos. El diseño de los disparos constituye una parte integral del planeamiento de la completación en el que se tiene en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y las exigencias del pozo.

El cañoneo o punzonamiento es la operación más importante en pozos entubados. Para que un trabajo de cañoneo resulte eficiente, se debe considerar lo siguiente:

- Conocer las técnicas y requerimientos.

- No sacar los cañones inmediatamente después de disparar, cualquiera que haya sido el método utilizado.

- Controlar adecuadamente el espacio libre de los cañones.

- No seleccionar los cañones y cargas en base a las pruebas de penetración que se hacen en superficie, es decir; en laboratorio.

- Estimar la calidad del cañoneo basándose en beneficios de producción, no sólo considerando el costo del mismo.

2.2 OPERACIÓN DE CAÑONEO

El cañón es parte del ensamblaje del sistema de cañoneo o punzonamiento. Existe una serie de componentes explosivos diseñados para operar en una secuencia predeterminada y a un debido tiempo. La reacción de un componente de la serie conlleva a la reacción de la siguiente y eventualmente culmina en un punzonamiento de la tubería de revestimiento y del cemento. Una vez que la secuencia se ha iniciado, ésta no puede ser parada, dado que la secuencia completa va desde la activación del detonador hasta la penetración de la tubería de revestimiento y del cemento requiriéndose solamente unos micro segundos. El diseño del equipo y la planificación del trabajo son muy importantes.

El detonador es el elemento que permite la activación del cordón detonante, el cual acopla explosivamente a las cargas. Este elemento fue popularizado en 1939, época en la que se introdujo el detonador eléctrico, el cual se usa en las operaciones con Wireline. El detonador de hoy utiliza un cable puente, alambres de empalme de cobre aislados con plástico, y un tapón de caucho para mantener los cables de empalme en su sitio y aislar el explosivo. Sobre los alambres de empalme se encuentra colocado un corto, para reducir la posibilidad de que el detonador se dispare accidentalmente.

Dentro de una cápsula se hallan la mezcla de ignición, la carga primaria y la carga base. La cápsula es de aluminio, bronce o hierro y se encuentra sujeta alrededor del tapón de caucho. El calor del alambre puente inicia la mezcla de ignición para activar la carga primaria, ésta es necesaria para detonar la carga base, de más baja sensibilidad, la cual es generalmente un explosivo alto como RDX o HMX.

Los detonadores no eléctricos requieren de iniciación por choque, es decir dejarles caer una barra o aplicarles presión, dependiendo de su aplicación.

El cordón detonante acopla las cargas explosivamente. Una onda iniciada por el detonador viaja rápidamente a través del cordón y dispara en secuencia las cargas entrelazadas de punzonamiento. El interior del cordón está conformado por PETN, RDX, HMX, PYX u otro explosivo alto. La cubierta exterior puede ser de polietileno, nylon, silicona o teflón. Los diámetros externos del cordón detonante varían desde 0.10 pulgadas hasta 0.25 pulgadas, generalmente.

El componente más importante de un cañón es la carga jet o carga a chorro. El explosivo en la carga expulsa un jet de partículas metálicas a alta velocidad que penetran la tubería de revestimiento, el cemento y la formación. Estas cargas son elementos de precisión y deben ser muy cuidadosamente diseñadas y fabricadas para asegurar que se obtengan los resultados deseados del cañoneo.

2.3 TÉCNICAS DE CAÑONEO

Las técnicas de cañoneo utilizadas en la industria petrolera son las siguientes: cañoneo con cable eléctrico (Wireline), cañoneo con tubería (TCP convencional) y además, cañoneo con propelentes, que se puede realizar mediante cable eléctrico o mediante tubería.

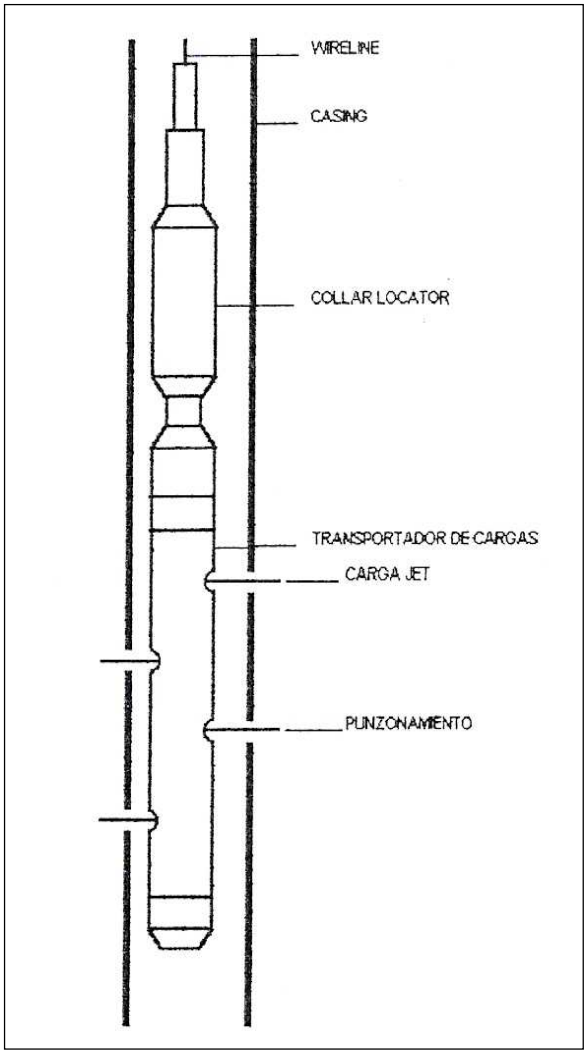
2.3.1 CAÑONEO CON WIRELINE

Esta técnica se la realiza utilizando una unidad de cable eléctrico; la sarta para realizar el punzonamiento con esta técnica se muestra en la figura 10.

En esta técnica se utilizan portadores de carga jet. El cañoneo se lo realiza en condiciones de overbalanced (sobre balance) hacia la formación, es decir, que la presión hidrostática necesaria para matar al pozo es mayor a la presión de formación, en algunos casos, se trabaja en condiciones de balance, es decir que la presión para matar el pozo es igual a la presión de la formación; estas condiciones

se establecen con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba y altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

Figura 10 Sarta de cañoneo con Wireline



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

A continuación se indican los diversos tipos de portadores jet que pueden ser utilizados con wireline:

2.3.1.1 Portadores Jet

Están basados en el área de aplicación y son: Casing Gun (cañones que sirven para cañonear el casing o tubería de revestimiento) y Through Tubing (cañones que son de menor diámetro que el Casing Gun y que son bajados a través de la tubería de producción o tubing).

Los cañones 'Casing Gun' son usados para punzonar casing de gran diámetro, todos son recuperables, algunos son reusables. Los 'Through Tubing' son usados para punzonar casing y tubing; son recuperables y algunos reusables. En la figura 11 se muestra un típico cañón de punzonamiento con sus componentes principales y la figura 12 ilustra algunas clases de cañones.

2.3.1.1.1 Casing Gun

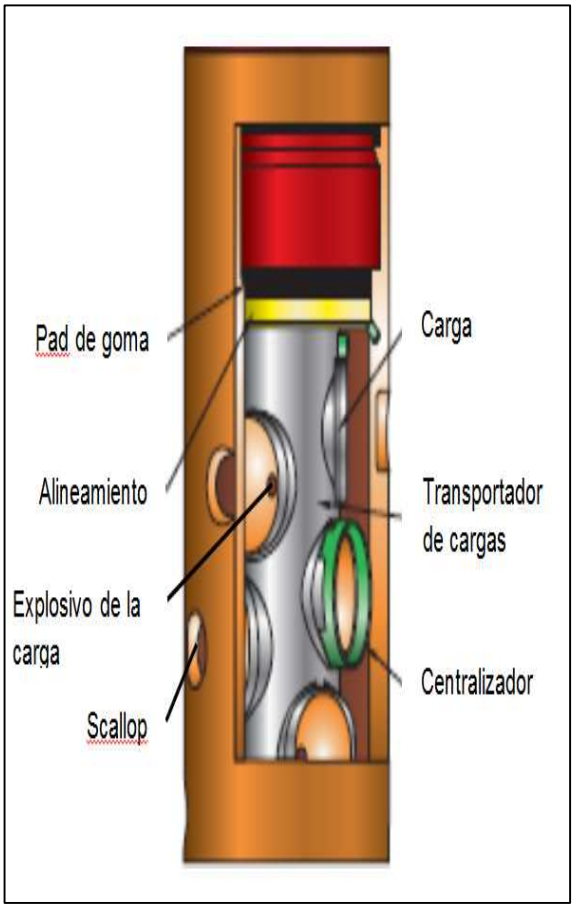
Está compuesto de un transportador de pared delgada. El final de la parte del cañón en la que se alojan las cargas está sellado, para proteger dichas cargas de los fluidos del pozo y de la presión. Las cargas se disparan a través de orificios roscados (screw ports) o a través de orificios fabricados (machined ports o scallops). Los 'screw ports' son orificios que han sido perforados a través de la pared del transportador del cañón y que son sellados con taponamientos de metal delgado ajustados con empaques; mientras que los 'machined ports' son áreas delgadas que han sido manufacturadas dentro de la pared del transportador. El diámetro mayor de los cañones Casing Gun permite flexibilidad en el tamaño de las cargas que se pueden utilizar.

Los restos de la cargas, después de ser disparadas, son retenidos en el transportador y esto evita que se taponen los choques, válvulas y líneas de flujo, sin embargo, debido a la condición de sobre balance, los orificios de los disparos se taponan por dichos restos; este taponamiento continúa aún si el pozo es puesto a producir. Es muy difícil conseguir generar un diferencial de presión que limpie la

mayoría de los orificios de los disparos, creándose de esta manera altas velocidades de flujo y por consiguiente una turbulencia en el frente productor; por lo tanto, realizar una limpieza de estos taponamientos resulta complicado, puesto que aun acidificando no se lo consigue totalmente. Si se evalúa estos taponamientos, en la zona compactada se reduce la permeabilidad original hasta en un 80%, esto se torna más crítico en campos con un alto índice de agotamiento.

En general, este tipo de cañones (Casing Gun) es muy similar a los Through Tubing, pero con un diámetro mucho mayor.

Figura 11 Componentes de un cañón



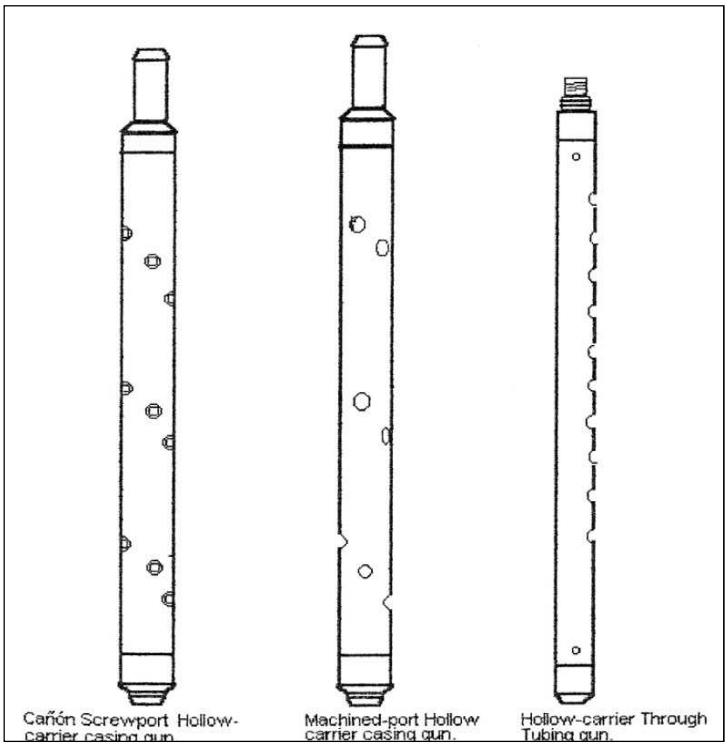
Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.3.1.1.2 Through Tubing

Estos cañones no son reusables si las cargas son disparadas a través de orificios fabricados o 'scallops'. Las fases son generalmente limitadas de 0 a 180º y la densidad de disparo varía de 1 a 6 disparos por pie (DPP). Dentro de este grupo de cañones existen: cañones de carga expuesta y de carga no expuesta; los cañones de carga expuesta son aquellos cuya carga no tiene ningún recubrimiento y están en contacto con el fluido de perforación o el existente en el pozo; los cañones de carga no expuesta se denominan 'Hollow Carrier Gun", que son una versión del Casing Gun, en menor diámetro y con similares ventajas, en los que las cargas están protegidas por un tubo de acero y posicionadas con la ayuda de regletas, sin embargo, dependiendo principalmente de las cargas que se utilicen, se obtendrá un determinado diámetro del orificio y una determinada penetración.

Figura 12 Tipos de cañones



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

Dentro de esta clasificación podemos decir que los típicos cañones de carga expuesta son: Swing Jet (Cañón accionado mecánicamente para que las balas se activen a la profundidad indicada, detonándose eléctricamente. Sirve para punzonar el casing en el pozo), Strip Gun (cañón que consiste en una regleta en donde se colocan las cargas, no poseen mucha penetración) y Wiregun (cañón compuesto de algunas piezas fijas y un alambre de gran diámetro). Los cañones de carga no expuesta son del tipo Casing Gun.

Los cañones con 'screw ports' no son desechables; los cañones que tienen 'scallops' o 'machined port guns' si lo son, puesto que sus orificios no pueden ser sellados nuevamente. De manera general, los cañones Through Tubing proveen una adecuada penetración sin dañar el casing; son corridos con presión atmosférica dentro del cañón; la energía que no es usada para producir el jet o chorro es absorbida por el portador y no por el casing.

Para los cañones Swing Jet, cañones transportados por wireline, su principal ventaja es la capacidad de poder correrlos a través del tubing para punzonar y entonces recuperarlos, mientras se mantiene una presión diferencial dentro del pozo.

Los cañones Swing Jet provocan huecos de gran diámetro y de suficiente penetración, pero su desventaja es la manipulación mecánica a la que son sometidos para poder ser corridos, y la gran cantidad de restos que se generan después del cañoneo. Otro inconveniente al disparar estos cañones es que se debe tener el adecuado espacio libre para obtener una adecuada penetración y no resquebrajar el casing. Los cañones de pared delgada vencen el inconveniente de no producir un resquebrajamiento del casing, puesto, que pueden ser posicionados mediante magnetos a la cara del pozo y de esta manera tener un espacio libre de 0", pero se sacrifica la penetración y el tamaño del orificio. Estos cañones son utilizados ampliamente para punzonar pozos productores o inyectores, en éstos se puede tener un pequeño diferencial de presión a favor de la formación al momento del cañoneo.

Esta pequeña cantidad de presión a favor de la formación, que puede ser usada sin soplar las herramientas hacia arriba, no es suficiente para remover y eliminar los restos de las cargas de la zona compactada creada alrededor del orifico del disparo.

Una desventaja adicional, es que el pequeño diferencial de presión a favor de la formación, sólo se puede aplicar a la primera zona o intervalo a cañonear, por limitaciones en el lubricador, punto débil del cable eléctrico o en la tubería de producción.

Con este tipo de cañones se puede trabajar ante diferentes situaciones, y se debe realizar un diseño adecuado para vencer las respectivas limitaciones, dichas situaciones son:

- Los cañones están disponibles para completaciones convencionales y a través del tubing.

- Existen cañones disponibles para penetrar solo el tubing, y en esos casos se debe tener cuidado de que el cañón se encuentre centralizado para evitar daños al casing.

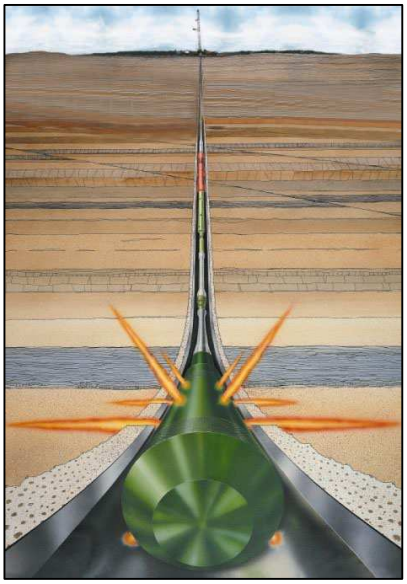
- Se pueden disparar y penetrar casing de diverso diámetro.

- Los cañones en hueco abierto son más ventajosos por la alta penetración que pueden lograr, pero producen serios problemas en la cara del pozo.

2.3.2 CAÑONEO CON TCP

Se define como cañoneo transportado por tubería o TCP (Tubing Coveyed Perforating), es decir, los cañones son transportados mediante tubería hasta llegar a la profundidad que se desea disparar, empleando cañones del tipo Casing Gun. La figura 13 muestra una operación de cañoneo con TCP.

Figura 13 Cañoneo mediante TCP convencional



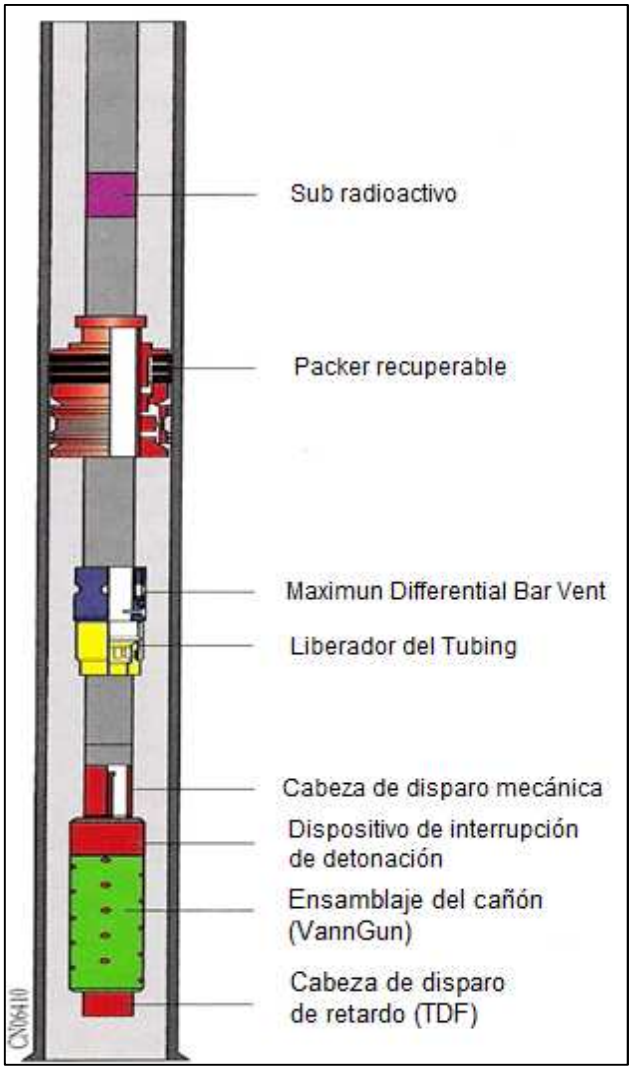
Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

La técnica TCP debe ser operada en condición de bajo balance, es decir, que la presión de la formación es mayor que la presión de la columna hidrostática.

El TCP involucra correr un cañón estándar con tubing bajo un packer de tensión o compresión. Un mandril de camisa deslizable es instalado en el tubing, entre el packer y el cañón, un disco cortante está localizado en el tubing en un predeterminado punto sobre el packer. Antes de asentar el packer, el cañón deberá ser localizado, exactamente, en relación al intervalo de casing a ser cañoneado; para ayudar en esta operación una pastilla radioactiva se coloca en un collar. Cuando el cañón ha sido colocado a la profundidad correcta a punzonar, el tubing queda colgado de las cuñas; entonces un registro de gamma ray o neutrón es corrido para localizar la pastilla radioactiva en el tubing y hacer la correspondiente correlación de profundidad. Si no está a la profundidad deseada para el punzonamiento, el tubing es espaciado para ubicar el cañón correctamente. En la figura 14 se indica la sarta de TCP.

Figura 14 Sarta de cañoneo TCP



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

Con TCP, el cañón puede ser disparado por una de las siguientes maneras:

1. Por caída de una barra detonadora que se lanza a través del tubing hasta que golpee el pin de disparo del cañón.

2. Por aplicación de presión a un pistón de detonación ensamblado abajo del cañón.

Si es empleado el sistema de detonación utilizando una barra, ésta es arrojada por el tubing, cae libremente sobre el disco de corte, rompe el disco, y entonces caerá sobre el tope superior de los cañones donde golpea el detonador y dispara el cañón. Bajo situaciones normales el pozo empezará a fluir inmediatamente. Si se emplea el sistema de detonación aplicando una presión de disparo controlada, el cañón será disparado por una presión diferencial o una presión absoluta.

En algunos casos el cañón puede ser equipado para permanecer como una completación definitiva; también el tubing y el cañón pueden ser recuperados, o el cañón puede ser liberado y se tiene la opción de dejarlos caer hacia el fondo del hueco. El mecanismo de liberación que debe tener el cañón, usualmente involucra un martillo.

2.3.2.1 Herramientas de TCP

Realizar un cañoneo con TCP involucra una sarta de herramientas que se detallan a continuación:

2.3.2.1.1 Cabezas de disparo

Las cabezas de disparo son las herramientas que inician la secuencia de disparo para el cañoneo dentro del pozo; requieren una fuerza mecánica para iniciar dicha secuencia. Esta fuerza es comúnmente aplicada por la caída de una barra desde superficie, la cual permite que la cabeza de disparo se active para poder cumplir su función.

Existen dos categorías de cabeza de disparo: Estándar o normal y de liberación automática. Cada categoría tiene variaciones, las cuales están dadas por las medidas en cuanto a longitud y también en lo que se refiere a métodos de operación y aplicaciones.

2.3.2.1.2 Liberador mecánico de disparo

El liberador mecánico de disparo o MRF (Mechanical Release Firer) es un dispositivo disponible con la cabeza de disparo mecánica. El mecanismo de liberación es usado en aplicaciones donde se desea que los cañones sean liberados inmediatamente después de ser disparados.

Este mecanismo es operado por la presión de la cara del pozo. Dos pequeñas cargas en la parte más baja del MRF son detonadas por el primacord; entonces la presión del pozo entra a través de los punzonamientos y mediante un procedimiento mecánico, los cañones son liberados. La selección del mecanismo dependerá de las condiciones del pozo. Las mismas condiciones y precauciones deberán tenerse en cuenta cuando se emplee un MRF dependiendo de qué mecanismo de disparo es utilizado.

2.3.2.1.3 Barra detonadora

La barra detonadora o de disparo, es usada para detonar las diversas configuraciones de la cabeza de disparo mecánicamente de 3 3/8¨ de diámetro exterior. A menudo se usan ensamblajes del 'Maximun Differencial Bar Pressure Vent' y el 'Bar Pressure Vent', herramientas que se detallan más adelante.

La barra detonadora hace estallar la cabeza de disparo por la entrega de suficiente energía al pin de disparo para iniciar la percusión de la cápsula. Cuando la barra cae a través del 'Bar Pressure Vent', 'Maximun Diferencial Bar Pressure Vent' o 'Diferencial Pressure Reduction Sub', la barra rompe el tapón, permitiendo que la presión sea transmitida a través de dicho tapón.

Las barras de disparo se presentan en secciones de barra sólida y barra de rodillo. La barra detonadora o jabalina mide 10 pies de largo y de 1" y 1.25" de diámetro. La

barra de rodillo se usa generalmente en pozos desviados o que tengan un ángulo de desviación mayor a 33º.

2.3.2.1.4 Velocidad de la barra

La velocidad de la barra puede ser calculada en pies por segundo para estimar el tiempo que tomará alcanzar el pin de disparo. La barra caerá a 275-300 pies por segundo en tubería seca y a 20-25 pies por segundo en fluido limpio (agua o diesel). La velocidad de la barra variará cuando caiga en lodo de perforación, dependiendo de la condición y peso del lodo. En lodo, la barra caerá de 15 a 25 pies por segundo. Cuando se usa nitrógeno (N_2) para desplazar el fluido en el tubing y luego se lo libera, la barra viajará de 200-250 pies por segundo; si se mantiene la presión que ejerce el nitrógeno, el tiempo de viaje será de 150-175 pies por segundo.

2.3.3 CAÑONEO CON PROPELENTES

En 1860, una tubería de cobre de 3 ft de longitud y 2 in de diámetro, con un polvo negro denominado “torpedo”, fue utilizada como un cañón, teniendo éxito en el punzonamiento y estimulación de pozos de petróleo.

La Nitroglicerina y otros explosivos fueron usados hasta los años 40, cuando éstos elementos, usados para punzonar y estimular, fueron remplazados por el fracturamiento hidráulico.

Se inició con una herramienta cilíndrica con un tapón al fondo, la cual tenía un sistema de ignición que era bastante sencillo. En años sucesivos la tecnología fue mejorando el desarrollo de la técnica, se realizó una prueba con la aplicación de la tecnología de los propelentes sólidos, realzando de esta manera la operación, todo esto con la ayuda de un registrador de datos de alta velocidad (Fast Gauge) en el pozo, más una simulación con un computador y el diseño de una nueva herramienta y nuevos dispositivos. La camisa de propelente moderna se indica en la figura 15.

Figura 15 Camisa de propelente

Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.
Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

El propelente es un compuesto oxidante formado por partículas de perclorato de potasio y una resina epóxica. Por tal, no debe considerarse como explosivo y para su activación necesita de condiciones instantáneas de presión, temperatura y además confinamiento.

Cuando el propelente reacciona por la acción de los explosivos genera gas de alta tasa de expansión, ultrarrápido y actúa en milisegundos.

Para garantizar un trabajo de punzonamiento exitoso, es necesario remover los residuos y minimizar el daño causado por el cañoneo, es por esto que para evitar procesos complejos como estimulación ácida, lavado con salmuera o fracturamiento hidráulico, se desarrolla el cañoneo con propelente.

Las técnicas que utilizan propelente involucran un desbalance estático y dinámico, con procedimientos de completaciones temporales o permanentes.

El propelente sólido se coloca recubriendo al cañón, generalmente el 75% de la longitud de disparos debe ir recubierta por propelente, luego éste reacciona al instante en el que se produce el disparo, produciendo un considerable porcentaje de gas a alta presión (CO_2) en condiciones de sobre balance durante ese lapso de tiempo, que pasa por los orificios disparados en la formación y genera micro fracturas, las cuales mejoran la comunicación entre el reservorio y el pozo.

El cañoneo con propelente puede ser realizado con cable eléctrico y también con tubería. La técnica más común que utiliza propelente, se conoce como StimGun

(marca registrada de Halliburton), la cual se detallará más adelante, como una de las técnicas utilizadas en el campo Sacha, al igual que la técnica StimPro, que incorpora una cámara de surgencia, la cual se activa después de que se realicen los disparos.

El propelente ha sido diseñado para utilizarlo en tres procesos diferentes, como son:

- Ensamblaje de cañoneo en StimGun y StimPro.
- Estimulación de pozos.
- Activación de cámaras de surgencia.

El éxito de la tecnología de los propelentes, se basa en:

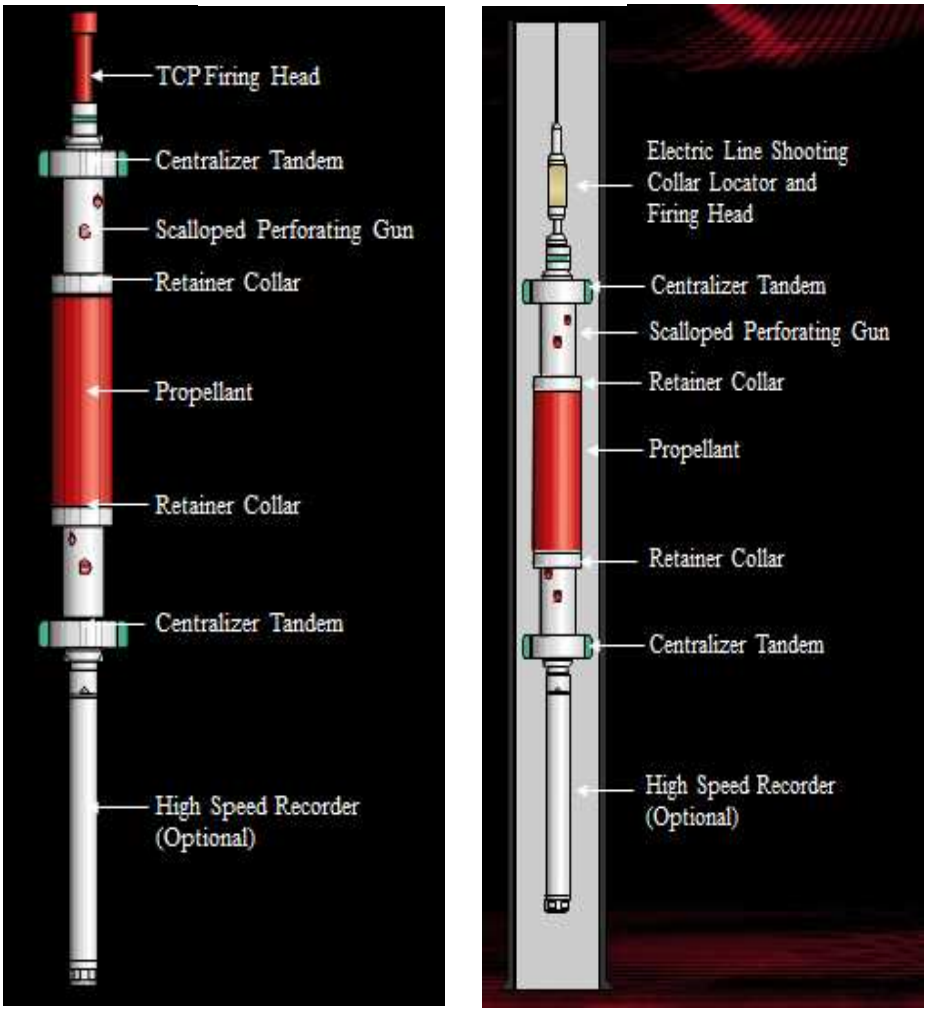
- Integrado paquete de ingeniería.
- Alta velocidad de adquisición de datos con un sofisticado paquete de computación.
- Análisis de datos.
- Extensa experiencia en el campo.

2.3.3.1 Cañoneo con StimGun

Se lo puede utilizar con tubería o wireline; aunque en intervalos grandes y para obtener mejores resultados, con perforados más limpios, es preferible utilizarlo con tubería, ya que involucra bajo balance estático. Para el presente estudio se considera el cañoneo realizado con StimGun mediante tubería. El propelente cuando reacciona genera agua y CO_2, el proceso al estar confinado genera un impulso de 15.000 a 20.000 psi, lo cual origina el canal propio de la carga y la fractura.

La técnica StimGun, marca registrada de Halliburton, es más efectiva que las técnicas convencionales, pues combina el uso de cañones con cargas de alta penetración y propelentes. Las camisas estimulantes de material propelente son colocadas externamente al cañón y se activan instantáneamente al momento del disparo, generando grandes cantidades de gas a alta presión sobre las perforaciones creando micro fracturas que mejoran el canal de flujo de la formación hacia el pozo. En la figura 16 se puede observar el ensamblaje de StimGun mediante tubería (izquierda) y cable eléctrico (derecha).

Figura 16 Sarta de StimGun



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.3.3.1.1 Descripción del proceso

El ensamble del StimGun se compone de un cañón convencional, rodeado por una camisa de material oxidante tipo propelente, que es detonado en el pozo según lo establecido y durante el proceso de cañoneo, la camisa es iniciada; este componente, que es un oxidante patentado, arde rápidamente y produce gas a alta presión. Este gas a alta presión entra a las perforaciones y crea fracturas alrededor de las zonas dañadas y crea un flujo mejorado de la formación al agujero. El ensamble del StimGun puede ser bajado al pozo con cable eléctrico, tubería de producción, tubería de perforación, o con tubería flexible.

La camisa del StimGun está expuesta directamente al agujero, no es tan resistente como el mismo cañón, es similar en resistencia a la tubería de PVC. Se debe tener cuidado cuando se maneja el ensamble de manera que no impacte la camisa, ya que es quebradiza y cualquier impacto puede causarle fractura.

La camisa requiere tres condiciones para inflamarse: confinamiento, presión y temperatura. Es básicamente inerte en superficie porque estas tres condiciones no existen comúnmente. Existe una ligera probabilidad de iniciación si la camisa es impactada (por ejemplo, con un martillo), pero esta probabilidad es mínima. En el pozo, esta camisa está confinada en la tubería de revestimiento y existe presión suficiente proveniente de la presión hidrostática y temperatura en el pozo creada por la detonación de las cargas de perforación, la cual es suficiente, ya que el propelente se activa a temperaturas mayores a 200 ℃ (392 ℉).

Las condiciones de reservorio no necesariamente deben ser las mejores para poder aplicar StimGun, sino por el contrario, este proceso puede ser aplicado en condiciones petrofísicas pobres (considerándose en Ecuador como permeabilidades bajas, a las formaciones que tienen una permeabilidad menor a 300 md) ya que su objetivo es mejorarlas.

Antes de realizar un trabajo de StimGun, se debe analizar cierta información, para poder realizar la simulación del cañoneo en el software anteriormente mencionado (PerfPro Y PulsFrac de Halliburton), obteniendo el desempeño de los explosivos, cargas y cañones, a las condiciones de fondo. Dicha información es la siguiente:

- Configuración del pozo.
  - Tubería de revestimiento.
  - Tubería de producción.
  - Profundidades.
  - Desviación del pozo.
  - Conexiones.
  - Longitudes.

- Registros.
  - Sónico.
  - Cemento.
  - Temperatura.

- Parámetros del yacimiento.
  - Permeabilidad.
  - Porosidad.
  - Presiones.
  - Elasticidad de la roca.
  - Esfuerzos y Resistencia.

La actuación del propelente y el adecuado desbalance, permiten mejor comunicación entre el reservorio y el pozo y, asegura la limpieza de los túneles. Todos los pozos que poseen baja permeabilidad son candidatos potenciales para el punzonamiento con StimGun.

2.3.3.1.2 Descripción de los propelentes en StimGun

El propelente es un explosivo deflagrante, cuyo oxidante es el perclorato de potasio, sin embargo es estable y seguro. Para que reaccione y pueda entrar en ignición, debe estar a una temperatura y presión determinadas, confinado aproximadamente a 500 psi de presión hidrostática.

La cantidad de propelente se determina por el recubrimiento, el cual, generalmente es el 75% de la longitud del intervalo a cañonear.

Para formaciones consolidadas la cantidad de propelente es menor que para formaciones no consolidadas, por la facilidad que tiene de expandirse. El propelente se puede usar en pozos inyectores.

El propelente se usa:

- Para lograr una mejor conexión con el reservorio.
- Para la estimulación de pozos.
- Para restablecer inyectabilidad en pozos inyectores.
- Como un método de pre-fractura.
- Es un método de limpieza.
- En pozos horizontales y abiertos donde hay daño, para determinarlo.
- No remplaza una fractura hidráulica.

- Se usa con slickline y coiled tubing.

- En pozos donde hay un daño de formación cerca.

Tiene algunas limitaciones como:

- La máxima temperatura para el uso de propelente es 350 ºF.

- Requiere un mínimo de presión de confinamiento de 500 psi.

- Requiere por lo menos que se tenga en superficie 100 ft^3 de aire o gas.

- La fase en los cañones nunca puede ser igual a 0º.

- Tiene que estar centralizado.

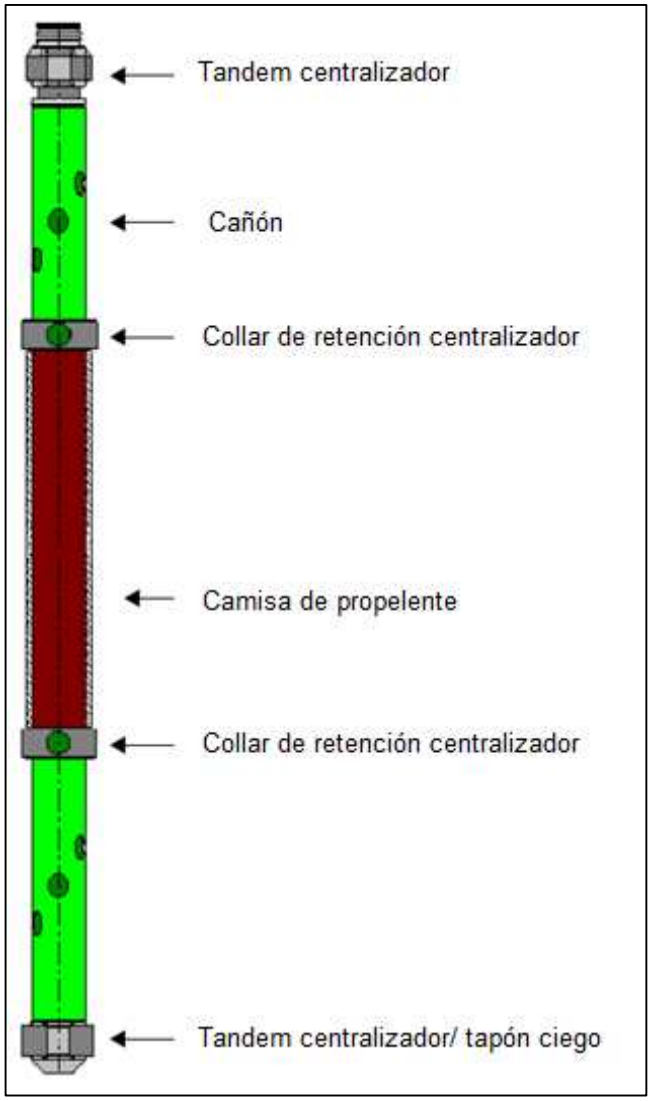
- Si hay tapones, debe estar por lo menos a 50 ft de separación.

- Si se baja con cable la velocidad máxima es de 50 ft, con TCP no hay problema.

2.3.3.1.3 Componentes

Está conformada por un cañón normal usado en cualquier sistema de cañoneo (En Ecuador, se utilizan los Scalloped Guns), el cual está armado por explosivos, cargas, booster, primacord (cordón detonante), y a este conjunto se le adiciona una camisa de propelente al revestidor del cañón, la cual se la sujeta con collares retenedores. La sarta de StimGun con tubería es muy similar a la que se utiliza en un TCP convencional y se muestra en la figura 17.

Figura 17 Ensamblaje StimGun



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

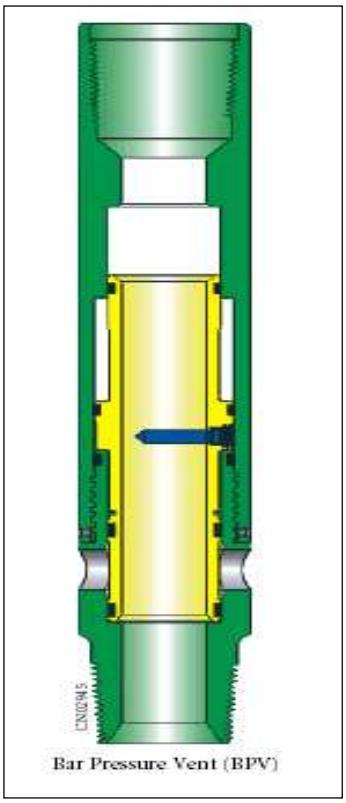
Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

Las figuras 18 y 19 representan las ventanas de flujo utilizadas para operaciones de StimGun con tubería y TCP convencional.

Muchos pozos requieren estar parcialmente vacíos para alcanzar un balance subterráneo en el sondeo. El Bar Pressure Vent (BPV) es una ventana de flujo simple para alcanzar el balance. Una vez que se determinó la presión diferencial deseada,

se puede calcular la cantidad de presión hidrostática que se necesita en el tubo. Las pistolas y el tubo pueden funcionar en el agujero seco y el fluido se puede agregar después de que se coloque el empaque, el fluido puede ser agregado al entrar por el agujero o se puede utilizar una Válvula de Circulación Vann para llenar automáticamente el tubo al nivel calculado. El BPV se desarrolló para crear el cálculo diferencial al momento de la perforación, mediante el Sub de Circulación accionado por barra, que permite alcanzar una presión diferencial entre la formación y la tubería. El BPV puede ser abierto antes de disparar las pistolas para alcanzar una prueba del empaque o puede ser abierto simultáneamente con el disparo de las pistolas para alcanzar un cálculo diferencial en los pozos con perforaciones ya existentes. El BPV consiste de un alojamiento, un niple perforado y una camisa deslizable.

Figura 18 Bar Pressure Vent

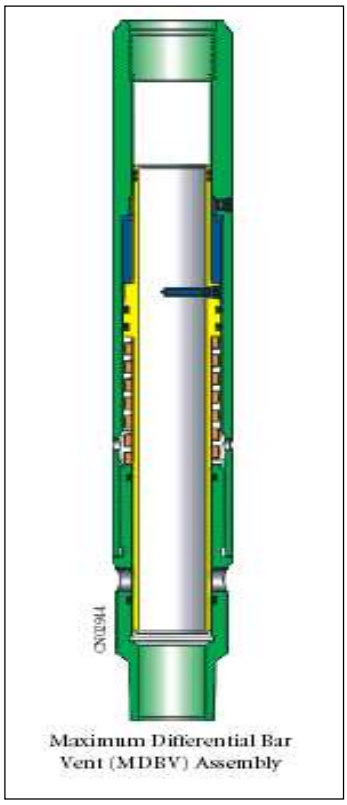


Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

El Maximum Differential Bar Vent (MDBV) se utiliza para los pozos de baja presión de formación. El MDBV es un respiradero que funciona entre los cañones y el empaque. Después de que se fije el empaque, la abertura del respiradero crea una comunicación entre la tubería y el hueco de ratón. La abertura del respiradero se alcanza al romper el perno de ruptura en el interior de la herramienta y permitiendo que la manga destape los puertos. El MDBV se abre con hasta 1.000 psi en la tubería sin importar la presión del hueco de ratón. La operación de la herramienta MDBV es la siguiente: la manga del pistón se sostiene en una posición cerrada cerca de una cámara de fluido siliconado, el cual mantiene un resorte comprimido. El fluido siliconado se libera cuando el perno se rompe, exponiendo el agujero, esto permite que el fluido siliconado drene dentro del tubo. Cuando este fluido se libera de la cámara, el resorte se expandirá y se abrirá el respiradero.

Figura 19 Maximun differential Bar Vent



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.3.3.2 Cañoneo con StimPro

Esta técnica patentada por Halliburton y desarrollada en Ecuador, es similar a la anterior, con la diferencia de que involucra un sistema de surgencia. Por lo tanto, ambos sistemas (propelente y surgencia) compiten en términos de presión, considerando que debe existir una sincronización entre uno y otro, la cual juega un papel sumamente importante para poder aplicar la técnica correctamente. Esta técnica puede ser operada mediante cable eléctrico o tubería, sin embargo es más conveniente hacerlo con tubería. En el presente estudio se consideran los trabajos de cañoneo con StimPro mediante tubería, lo cual se analiza en el capítulo 3.

2.3.3.2.1 Componentes

Las herramientas que se requieren para realizar un trabajo de cañoneo con esta técnica son las siguientes:

- Propelente.
- Cañones.
- Ventanas y cámara de surgencia.
- Mecanismo de retardo (delay).

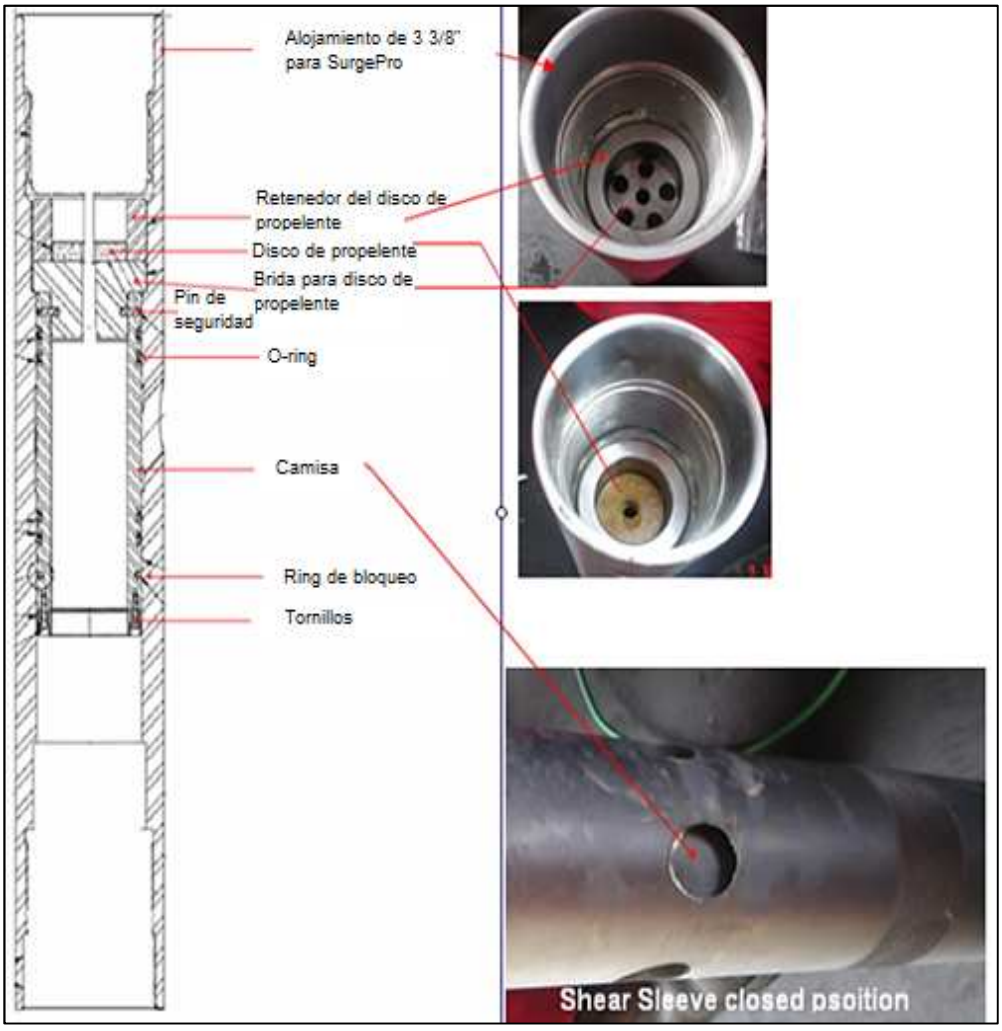
2.3.3.2.2 Procedimiento

El procedimiento es sencillo, una vez hechos los disparos, el propelente que recubre a los cañones se activa, al igual que en la técnica anterior; entonces, aumenta la presión en el pozo y en las cercanías del mismo; una vez que el propelente cumple su función, hay una caída de presión en el fondo y el flujo se invierte en el interior del pozo.

El sistema de surgencia dinámica se denomina SurgePro^{TM} (Figura 20), que crea un bajo balance dinámico y optimiza el índice de productividad. Tiene incorporado una

cámara al vacío, que tiene la función de absorber la mayor cantidad de residuos que se originan en el punzado, lo que garantiza una mayor limpieza de túneles creados, esta cámara se activa después de realizados los disparos. La camisa de circulación del sistema se abre inmediatamente después del cañoneo, gracias al gas liberado por la activación de un disco de perclorato de potasio que se encuentra dentro de otra cámara pequeña, cerrada a presión atmosférica. Una vez que se abren las ventanas, se llenan los espaciadores o secciones de cañones, que constituyen la cámara de vacío en sí, creando de esta manera el efecto de surgencia dinámica.

Figura 20 Camisa de surgencia para SurgePro



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.3.3.2.3 Surgencia dinámica

La surgencia dinámica consiste en la caída de presión instantánea que ocurre al momento de detonar un cañón ya sea en condiciones de balance, desbalance o sobre balance estático.

Esta caída de presión es el efecto de la igualación de la presión en la cara del pozo y sus alrededores con la presión atmosférica dentro de las secciones de cañones y/o secciones de espaciadores.

Estudios de laboratorio han determinado que este efecto instantáneo que puede ir de unos milisegundos a unos cuantos segundos, limpia el túnel del perforado creado al disparar los cañones ofreciendo mejor conectividad pozo-yacimiento.

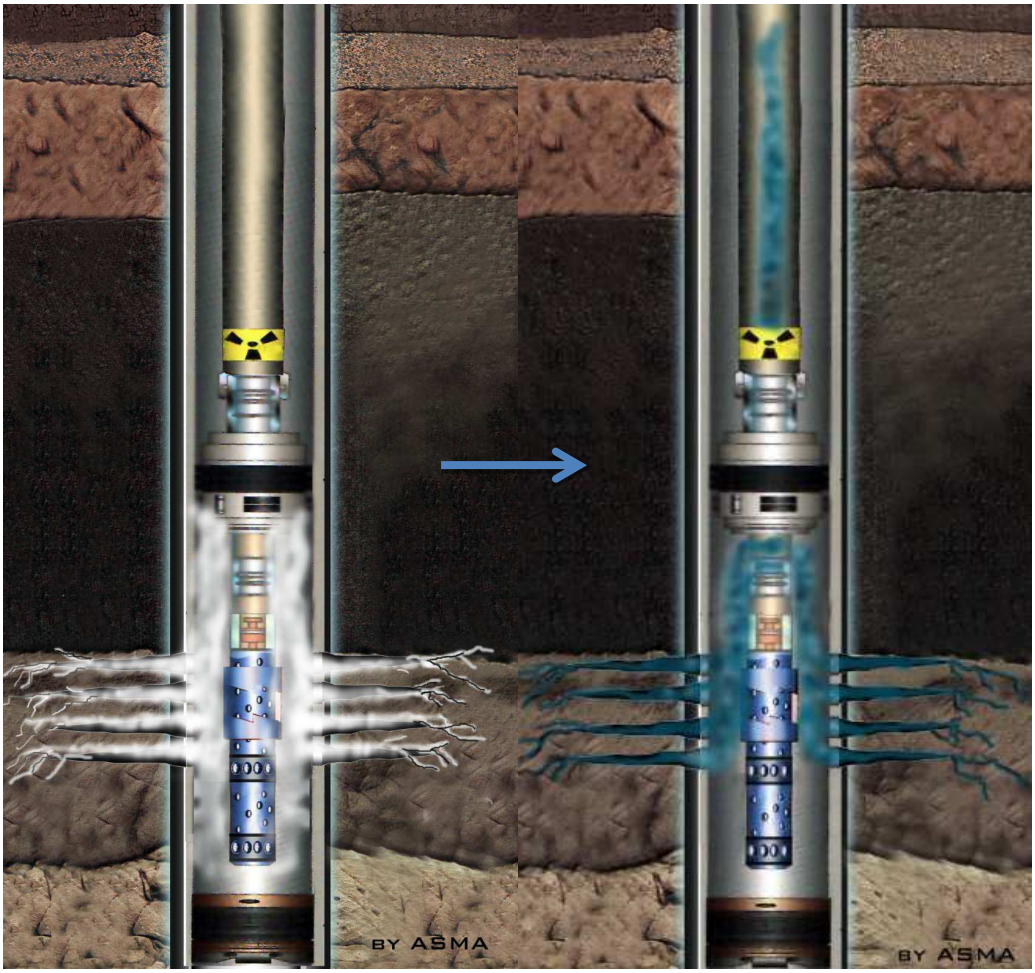
Este efecto dinámico está directamente relacionado con:

- Volumen en el pozo.
- Compresibilidad del fluido en el pozo.
- Presión Inicial.
- Disponibilidad de volumen de los cañones.
- Tamaño de la carga, tipo y densidad de disparo.
- Diámetro de agujero en el cañón.
- Diámetro del perforado.
- Volumen en el túnel del perforado.
- Tipo de fluido de formación.
- Compresibilidad del fluido de formación.
- Permeabilidad en la formación.
- Presión de formación.
- Daño de formación.

La surgencia dinámica ha sido un fenómeno que ha ocurrido desde que existen las distintas técnicas de cañoneo, pero es hasta ahora cuando se ha podido estudiar con más profundidad y hacer uso positivo de su efecto.

Esta técnica permite optimizar los resultados del cañoneo y ayuda a obtener mejores tasas de producción, donde el desbalance no es posible o viable, por eso la necesidad de entender como diseñar y optimizar este tipo de trabajo de desbalance dinámico. La figura 21 representa el proceso de cañoneo con esta técnica.

Figura 21 Cañoneo con StimPro



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.4 EFECTOS DEL PUNZONAMIENTO EN DIFERENTES FLUIDOS

Para algunas formaciones, el cañoneo utilizando fluidos limpios con una presión diferencial a favor de la formación, da como resultado pozos con una alta productividad. El método usado es el punzonamiento con cañones Through Tubing con 0" de espacio libre, en fluidos limpios con un diferencial de presión dentro de la cara del pozo. Sin embargo, en muchos casos existen restricciones, a causa de las limitaciones del diámetro del tubing y de las herramientas necesarias para cumplir con estos objetivos, por lo que no se puede obtener suficiente tamaño del orificio y penetración. Si los cañones Through Tubing no tienen suficiente potencia para realizar un punzonamiento, existen algunas otras opciones que se pueden tomar en cuenta, tales como:

- La primera opción es usar un lubricador de gran diámetro en la cabeza del pozo y emplear los siguientes procedimientos:

    - Punzonar con un cañón de diámetro cercano al del casing en fluido limpio y con una presión diferencial a favor de la formación, y luego recuperar el cañón bajo la presión del pozo. Usualmente se usa una presión diferencial de 500 psi a favor de la formación, lo cual se realiza cuando se tiene una alta permeabilidad y una presión normal del pozo. La presión requerida se obtiene llenando parcialmente o completamente el casing con agua salada, agua fresca o aceite. Se puede también usar gas o nitrógeno para proveer la presión deseada en lugar de otro fluido.

    - Después de punzonar, el cañón es removido, y se coloca un packer, el cual es asentado mediante cable eléctrico a la profundidad deseada. Después de asentado el packer, la presión del casing sobre el packer es aliviada.

- Una segunda opción involucra, que el pozo tenga una baja presión, donde el gradiente de presión es menor que 0.465 psi/pie.

  Estos pozos pueden ser llenados parcialmente con aceite, agua fresca, agua salada, KCl o $CaCl_2$, y son suaveados circulando con Nitrógeno, usando tubing para proveer la presión diferencial dentro de la cara del pozo. Si el pozo es productor de petróleo, la entrada de petróleo dentro de la cara del pozo incrementará la presión de la formación. Si la presión no puede ser aliviada antes de correr el tubing, será necesario bombear algunos barriles limpios de NaCl, $CaCl_2$ o KCl con agua o petróleo para matar el pozo. Los punzonamientos deberán ser limpiados a fondo antes de correr el tubing. Si todos los restos de arena y escombros han sido limpiados desde los punzonamientos, matar un pozo con fluido limpio provocará menor daño al mismo.

  Después de punzonar, los escombros y restos de roca serán removidos si el diferencial de presión se mantiene continuo dentro de la cara del pozo; habrá un promedio de 0.5 a 2.0 barriles de fluido que circularán si se bombea o suavea por cada punzonamiento. Los pozos de gas también requieren una presión diferencial continua dentro de la cara del pozo para remover los escombros y desperdicios de roca aplastada. Si un pozo es cerrado rápidamente después del cañoneo para recuperar los cañones, algunos orificios de los disparos permanecerán taponados, a menos que exista comunicación entre los punzonamientos atrás del casing a causa de los canales existentes en el cemento. Si los escombros del punzonamiento y roca aplastada son limpiados de todos los agujeros, el matado de un pozo con aceite o agua limpia para recuperar los cañones y correr tubing, no causará un apreciable taponamiento de los punzonamientos; la validez de este procedimiento puede ser verificado en cualquier pozo con un medidor de flujo

a través del tubing, el cual indicará un volumen de flujo que proviene de cada intervalo cañoneado.

- Una tercera opción, es punzonar el casing con un cañón convencional en fluido limpio (agua, aceite o nitrógeno) con una presión diferencial a favor de la formación, y recuperar los cañones bajo presión con el pozo fluyendo a una tasa baja.

- Una cuarta opción es punzonar el casing con un cañón convencional con una presión diferencial a favor de la formación que permita limpiar totalmente los orificios de los disparos. Luego de realizada esta operación, se debe recuperar el cañón bajo la presión total del pozo y amortiguar el tubing dentro del mismo.

2.5 EVALUACIÓN DEL PUNZONAMIENTO EN LA FORMACIÓN

Antes de 1952 toda prueba o evaluación era realizada en superficie, a la presión y temperatura atmosféricas, en casing cementado dentro de tambores de acero, similares a las pruebas realizadas por la norma API RP 43.

Realizar comparaciones con pruebas realizadas a pozos de gas y petróleo resulta difícil, puesto que no resultan similares a una misma formación en diferentes pozos cañoneados. Las pruebas realizadas en superficie a presión atmosférica tienen varios inconvenientes y por lo tanto no arrojan un parámetro exacto de comparación; como ejemplo, se puede mencionar que el liner de la carga actuando a presión atmosférica tiende a ser desviado del punzonamiento deseado; otro inconveniente, es que no se puede predecir el flujo en el pozo a través de los punzonamientos, como ocurre con la norma API RP43 sección I. Por consiguiente, se puede concluir que las pruebas en superficie resultan inadecuadas para predecir las condiciones y comportamiento de los punzonamientos.

2.6 PUNZONAMIENTOS TAPONADOS

Los taponamientos a causa de los residuos de la carga son muy severos, estos residuos taponan los orificios en el casing y en el cemento, ya que después de realizar los disparos, el liner de la carga es transportado dentro de cada punzonamiento, transformado en pequeñas partículas. Las pruebas de superficie de la norma API RP43 Sección I, no pueden evaluar este tipo de taponamientos debido a que son hechas a presión atmosférica y los elementos del explosivo de la carga, a esta presión, son desviados del punzonamiento. Si los disparos son hechos en lodos que contienen sólidos, los punzonamientos son taponados con roca de formación aplastada, sólidos del lodo y escombros de la carga.

Estos taponamientos no son removidos por un reflujo, debido a que alrededor de los punzonamientos, la roca compactada y aplastada crea una zona de permeabilidad nula, esto se da esencialmente cuando se cañonea con lodos pesados, mezclados con gran densidad de sólidos, tales como la barita. Cuando unos pocos punzonamientos están abiertos, el flujo a través de éstos, teniendo una presión de restauración en la cara del pozo, hace difícil crear la gran presión de drawdown necesaria para abrir los punzonamientos que se encontraban taponados. Esta situación es más notable en pozos de gas, donde la presión de restauración en la cara del pozo debido al flujo de unos pocos punzonamientos es muy rápida, esto ocasiona que los taponamientos en pozos de gas puedan permanecer sellados para siempre.

Todo lo indicado anteriormente, puede ocasionar fracasos para drenar muchas zonas específicas en formaciones estratificadas, tales como areniscas y lutitas. Cuando todos los punzonamientos en una o más zonas que contienen múltiples estratos están completamente taponados, pruebas de producción y pruebas de restauración de presión, incluido el cálculo del factor Skin, pueden proveer una evaluación errónea del daño del pozo, potencial de productividad y recobro de hidrocarburo.

2.7 LIMPIEZA DE LOS PUNZONAMIENTOS TAPONADOS

Para arenas no consolidadas o arenas muy permeables, la mejor opción es utilizar herramientas que limpien el punzonamiento con un pie de espaciamiento entre las empaquetaduras. Si esto no se puede realizar, la mejor opción será fracturar cada punzonamiento con agua o petróleo limpio usando selladores de bola. Normalmente, estas fracturas estarán listas media hora después de que ha sido retirada la presión de fractura. Otra posibilidad es repunzonar con gas, nitrógeno, agua o aceite limpio con un diferencial de presión a favor de la formación. Si se usa ácido como fluido de fractura para limpiar los punzonamientos, el cemento arriba del intervalo cañoneado es dañado. La acidificación para taponamientos de lodo en formaciones carbonatadas es usualmente exitosa, porque el ácido entra a unos pocos punzonamientos y disuelve suficiente carbonatos para abrir algunos de los punzonamientos adyacentes sin usar una presión de fractura.

2.8 FACTORES INVOLUCRADOS EN UN PUNZONAMIENTO

2.8.1 PRESIÓN DIFERENCIAL

Cuando se cañonea con una presión diferencial en contra de la formación, ésta hace que los punzonamientos se llenen con sólidos del lodo, desperdicios de la carga y partículas de la formación, como se había mencionado. Los taponamientos de lodo son difíciles de remover y generalmente producen taponamientos permanentes que reducen la productividad del pozo y el factor de recobro, estos problemas pueden ser agudizados en reservorios de lutita o de arena laminada. Cuando se cañonea teniendo una columna hidrostática que contenga agua o aceite, y si la formación tiene una permeabilidad alta (mayor a 250 md), los desperdicios de la carga, cemento, óxido u otras sustancias finas pueden penetrar profundamente dentro de los poros de la formación ocasionando un daño muy severo. Para formaciones de

carbonato es aconsejable punzonar con HCl o ácido acético, para obtener una alta productividad, pero generalmente se cañonea con fluidos limpios.

2.8.1.1 Presión de sobre balance

El objetivo de una operación de cañoneo bajo condiciones de presión sobre-balanceada es fracturar o fragmentar la formación, al momento de la detonación. Es recomendable alcanzar una presión adecuada después del disparo y antes que fluya el pozo, sino se obtendrán tapones con residuos de las cargas. Además luego del inicio de la producción es probable que los disparos sean parcialmente taponados, creando una zona compactada de baja permeabilidad.

2.8.1.2 Presión de bajo balance

En un trabajo de cañoneo bajo condiciones de presión bajo-balanceada, la limpieza de los residuos es más eficiente y la zona comprimida será desalojada por la acción del fluido de matado. En ciertas ocasiones al realizar una operación adecuada en condición de bajo balance, se elimina la necesidad de futuros trabajos de estimulación.

El empleo de presiones diferenciales muy altas es inadecuado, porque a partir de un valor determinado no se conseguirá una mejora en el proceso de limpieza, más bien podría inducirse un aporte de granos finos de la formación; que dificultarán el flujo a través de los punzonamientos o incluso un colapso en el casing.

Los factores para el cálculo de la presión diferencial durante el proceso de disparo son:

- Grado de consolidación de la formación.
- Permeabilidad de la formación.
- Fluido en los poros.

- Presión de colapso de las tuberías y equipo.
- Grado de invasión del fluido de perforación.
- Tipo de cemento.

La presión diferencial a condiciones de bajo-balance depende primordialmente de dos factores:

- La permeabilidad de la formación.
- El tipo de fluido de matado.

Se ha establecido un rango de valores del bajo balance de presión, para obtener mejores resultados en la limpieza de las perforaciones, ya sea para yacimientos de petróleo o gas de acuerdo a investigaciones realizadas por W. T. Bell. Esta información se presenta en la tabla 15, para el caso de formaciones no consolidadas, es decir, cuyo valor de densidad es menor a 2,4 g/cm^3.

Tabla 10 Rango del bajo balance para alcanzar una limpieza adecuada de perforaciones en formaciones no consolidadas

YACIMIENTO	PERMEABILIDAD K > 100 md	PERMEABILIDAD K< 100 md
	BAJO BALANCE DE PRESIÓN ($\overline{\Delta P}$)	
Petróleo	200-500 psi	1000-2000 psi
Gas	1000-2000 psi	2000 -5000 psi

Fuente: PEMEX

Modificado por: Eduardo Salazar C.

Cuando existen registros y estos indican una invasión somera o se usó cemento con baja pérdida de agua, ΔP se debe ajustar a un valor entre el mínimo ($\Delta P_{mín}$) y el promedio ($\overline{\Delta P}$). Si los registros indican una invasión media a profunda o se usó cemento con media a alta pérdida de agua, ΔP se debe ajustar a un valor entre el promedio ($\overline{\Delta P}$) y el máximo ($\Delta P_{máx}$). Por último, si la presión diferencial calculada no

está dentro del rango, se debe ajustar su valor considerando el mínimo o el máximo; aunque es preferible ajustarla considerando el valor mínimo, es decir entre $\Delta P_{mín}$ y $\overline{\Delta P}$, ya que así se puede saber el máximo valor de presión que se puede utilizar en la columna hidrostática, tomando en cuenta que el trabajo se lo realiza en bajo balance, es decir que la presión hidrostática en el pozo es menor a la del reservorio ($P_h<P_R$).

2.8.1.2.1 Determinación de la presión de bajo-balance (ΔP)

El procedimiento para determinar el valor del bajo balance adecuado es el siguiente:

1. Calcular el bajo balance máximo ($\Delta P_{máx}$ en psi):

$$\Delta P_{máx} = 3600 - 20\Delta t \qquad (2.1)$$

Dónde:
Δt= tiempo de tránsito de la formación en µseg/ft.

O también se puede utilizar la siguiente expresión:

$$\Delta P_{máx} = 2340\rho_b - 4000 \qquad (2.2)$$

Dónde:
ρ_b= densidad de la formación en g/cm^3.

2. Calcular el bajo balance mínimo ($\Delta P_{mín}$ en psi):

$$\Delta P_{mín} = \frac{3500}{K^{0.37}} \qquad (2.3)$$

Dónde:
K = Permeabilidad en md.

3. Calcular el bajo balance promedio ($\overline{\Delta P}$ en psi):

$$\overline{\Delta \mathrm{P}} = \frac{(\Delta \mathrm{P}_{\mathrm{máx}} + \Delta \mathrm{P}_{\mathrm{mín}})}{2} \cong \Delta \mathrm{P} \qquad (2.4)$$

Este valor es equivalente al valor del bajo balance de presión. Si no se encuentra dentro del rango que se indica en la tabla 15, se debe ajustar de acuerdo a lo indicado.

2.8.2 EFECTOS DE FLUIDOS LIMPIOS

La productividad del pozo, en todas las formaciones de arena y carbonato, se puede maximizar con cañoneo utilizando agua salada o aceite limpios, con una presión diferencial a favor de la formación, además, es necesario considerar un periodo de limpieza de los punzonamientos. Si el pozo está cerrado hay que recuperar los cañones antes de completar la limpieza de todos los punzonamientos; muchos punzonamientos podrán permanecer taponados debido a un asentamiento de sólidos en el pozo durante el periodo de cierre.

2.8.3 RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN

La penetración y tamaño de los disparos son reducidos cuando aumenta la resistencia a la compresión del casing, cemento y roca de formación.

2.8.4 DENSIDAD DE DISPAROS

La densidad de disparos depende del requerimiento de la rata de producción, la cual depende del diámetro del punzonamiento, permeabilidad de la formación y espesor del intervalo cañoneado. Cuatro disparos de 0.5” por pie, son adecuados para varios pozos. En pozos que tienen bajos volúmenes, dos disparos por pie son satisfactorios y suficiente.

Cuando se cañonea con una densidad de cuatro o más disparos por pie, con una carga de alta potencia en casing de pequeño diámetro, se puede causar serios resquebrajamientos al casing; además se puede cuartear el cemento que está detrás del casing.

Cuando se producen problemas conmo el mencionado en el párrafo anterior, puede ser muy difícil controlar la migración de agua o gas a través del cemento dañado.

2.8.5 LIMITACIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA

Las compañías de servicios disponen de cargas para todos los rangos de presión y temperatura. La presión y temperatura del fondo del pozo pueden imponer algunas limitaciones, especialmente cuando se trabaja con cargas expuestas.

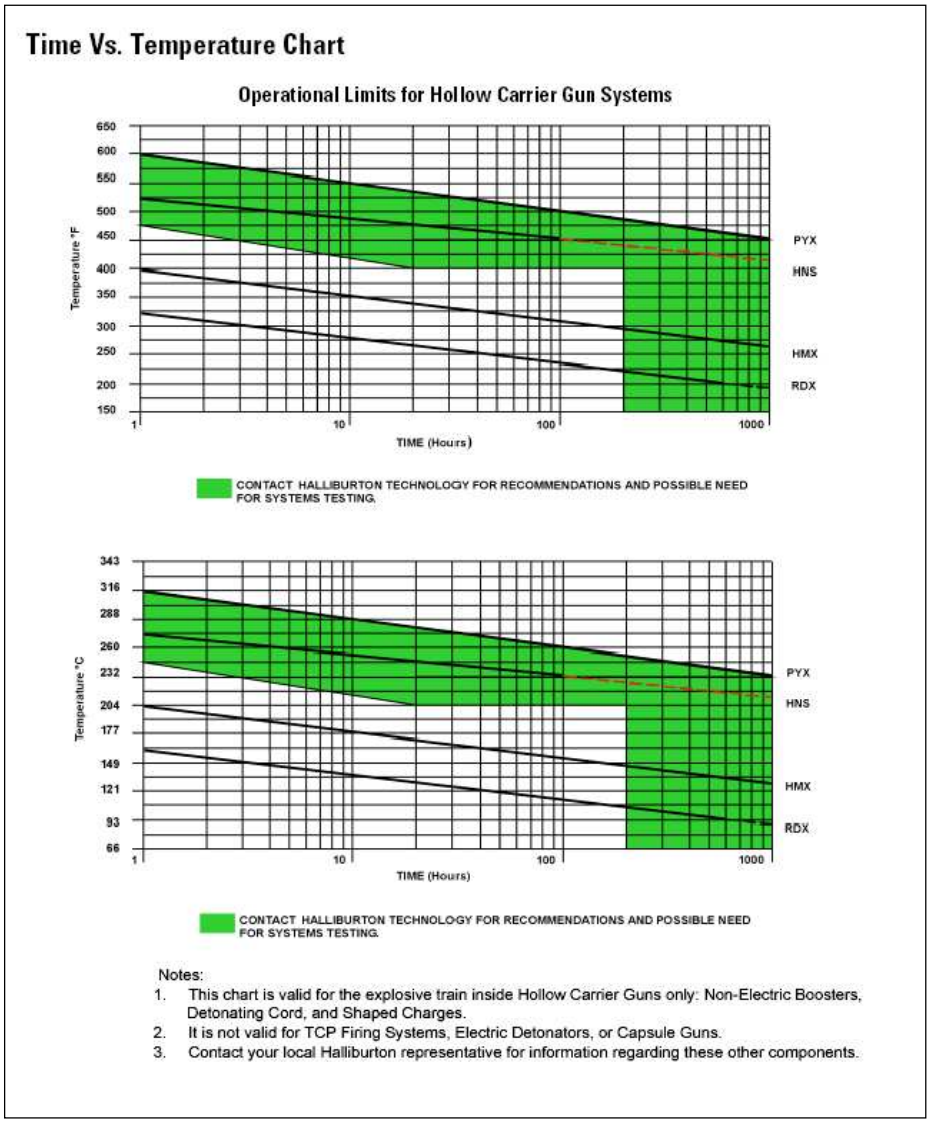
El gráfico 3 muestra detonaciones en las que se grafica curvas de temperatura versus tiempo para varios explosivos usados en cargas convencionales.

Como regla general, las cargas de alta temperatura no deben ser empleadas en pozos con un rango de temperatura entre 300-340 ℉.

Esta recomendación está basada en lo siguiente:

- Algunas cargas de alta temperatura proveen baja penetración.
- Son cargas menos sensibles, lo que puede provocar un incremento en las fallas.
- Son cargas más costosas.
- Existen menos opciones de selección.

Gráfico 3 Carta de explosivos: temperatura vs tiempo de explosión**.**



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

Cuando se usa cargas de baja temperatura y se trabaja en los límites máximos de temperatura, se deben tomar en cuenta las siguientes opciones:

- Los pozos pueden ser circulados con fluidos que tengan baja temperatura para reducir la temperatura de la formación y la zona circundante; esto es

aplicable para cañones Through Tubing, los cuales pueden ser corridos inmediatamente después de que el fluido ha sido parado.

- Si existe alguna duda en cuanto a si el límite de temperatura de los cañones puede ser alcanzado antes de disparar, los detonadores de alta temperatura pueden ser empleados en cañones equipados con cargas convencionales de baja temperatura. Esta opción prevendrá punzonamientos accidentales en un intervalo erróneo debido a la alta temperatura del fondo del pozo. Las cargas expuestas a una alta temperatura se iniciarán sin punzonar el casing, a menos que se disparen con un cañón punzonador con detonador. Para pozos de excesiva temperatura, lo que se hace es emplear todo un paquete de componentes de alta temperatura; esto incluye un detonador, primacord, la carga booster y la carga de potencia principal; generalmente, el detonador es la clave de todo el sistema, ya que si este no es disparado, tampoco lo harán las cargas.

2.8.6 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN

Las características a ser consideradas incluyen: profundidad, litología (arena, dolomita, caliza), peso del fluido (gas, aceite, agua), presión y temperatura. Si se va a estimar el punzonamiento hecho por una carga determinada se necesitará conocer la velocidad del sonido en la formación, la densidad de la matriz y la resistencia a la compresión. Otra información necesaria que se debe conocer es si la formación esta fracturada o no, si contiene laminaciones de lutita, si se va a realizar una completación adicional, si se tiene un pozo cercano con la misma completación que la que se va a realizar, las técnicas utilizadas y si dieron resultado.

Todos estos parámetros permiten conocer el tipo de cañón, carga y equipo de presión que será necesario.

2.8.6.1 Formaciones consolidadas

Se debe definir y tener muy claro el concepto de formaciones consolidadas y no consolidadas para usar un diferencial de presión apropiado, necesario para eliminar el daño total en el momento del punzonamiento.

Una formación es consolidada cuando los granos de arena están cementados y compactados lo suficiente como para que queden intactos y no fluyan, aún en el caso de que haya flujo turbulento en sus espacios porosos; el grado de consolidación de una arenisca se identifica usando los registros sónico y de densidad. Se reconoce a las arenas consolidadas por las lutitas adyacentes (encima o debajo), que están compactadas de tal manera que el tiempo de tránsito del registro sónico en ellas es de 100 µseg/pie o menos; con este valor experimentalmente, se ha podido comprobar que las areniscas están lo suficientemente consolidadas para que su registro pueda utilizarse y obtener valores de porosidad sin que haga falta usar la corrección por compactación. Se utilizan las lutitas adyacentes, puesto que si se utilizara las areniscas de interés se deberían realizar correcciones por fluidos presentes para obtener un tiempo de tránsito real que determine el tipo de formación.

2.8.6.2 Formaciones no consolidadas

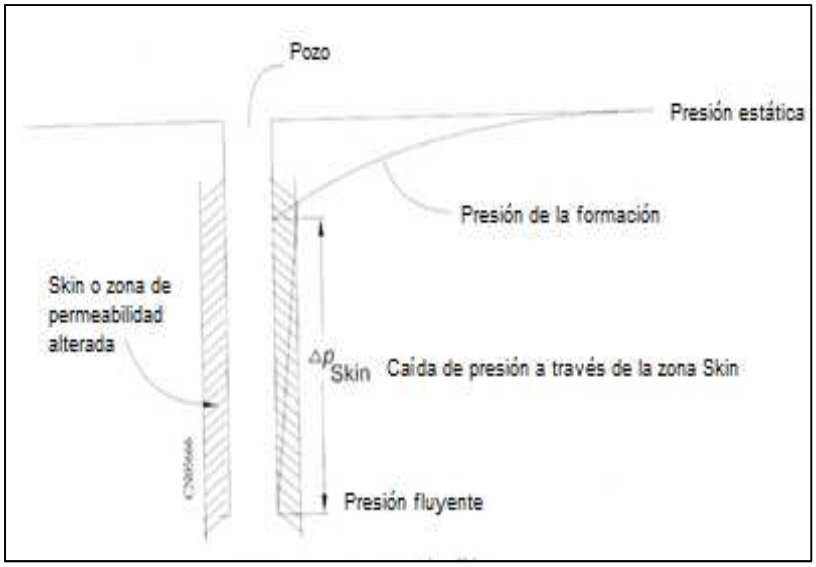
Se define una formación no consolidada cuando las formaciones de lutitas adyacentes tienen un tiempo de tránsito en el registro sónico mayor a 100 µseg/pie o, su densidad volumétrica es menor a 2,4 g/cm^3.

2.8.7 TIPOS DE COMPLETACIÓN

Existen tres tipos de completación para realizar un cañoneo: completación natural, completación que requiere control de arena, completación para una estimulación. El tipo de completación a utilizarse está influenciado por las características de la formación. Los factores geométricos del punzonamiento como fase del cañón,

densidad de disparo, profundidad de la penetración y diámetro del punzonamiento, son diferentes para cada completación e interfieren en el valor del factor Skin, profundidad y orientación de los disparos, como se observa en la figuras 22, 23 y 25.

Figura 22 Distribución de la presión en un reservorio con daño.



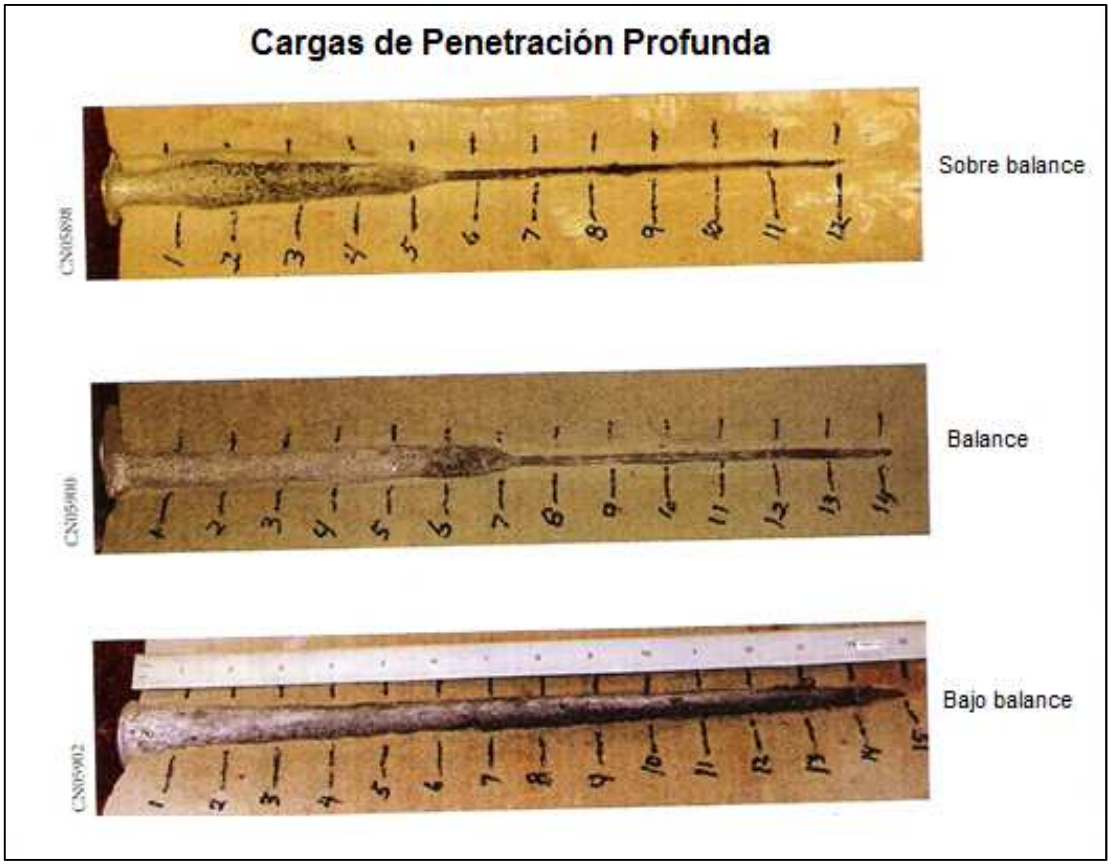
Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.
Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.8.7.1 Completación natural

El objetivo es maximizar la relación de producción. El orden de importancia de los factores geométricos del cañoneo en una completación natural es el siguiente:

- Densidad de disparos.
- Profundidad de los disparos.
- Fase del cañón.
- Diámetro del punzonamiento.

Figura 23 Alineación de los punzonamientos con preferencia al plano de esfuerzo



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

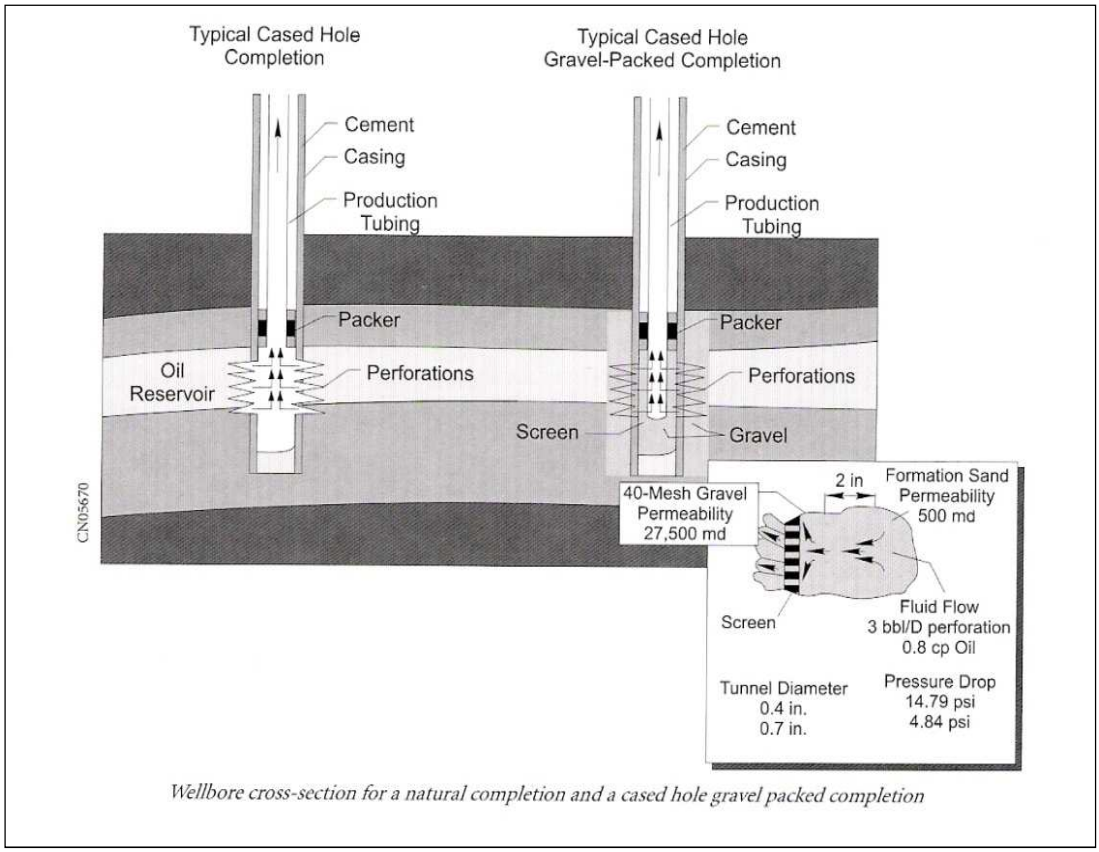
Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.8.7.2 Control de arena

El objetivo es prevenir que la formación se deteriore o derrumbe alrededor del punzonamiento, porque estos se pueden bloquear con el material de la formación (Figura 24).

En formaciones no consolidadas, el drenaje puede ocurrir si hay una apreciable caída de presión entre la formación y la cara del pozo. Dicha caída de presión es inversamente proporcional a la sección cañoneada, la probabilidad de drenaje puede ser minimizada al maximizar el área total cañoneada; esto es controlado principalmente por la densidad de disparo y el diámetro del punzonamiento.

Figura 24 Completación natural y completación con un gravel packed



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

La importancia de los factores geométricos para este caso es la siguiente:

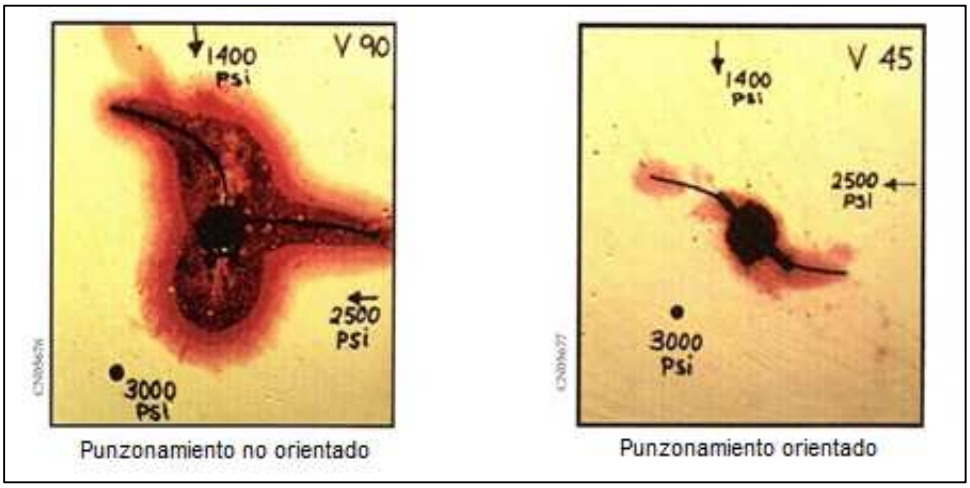
- Diámetro del punzonamiento.
- Densidad de disparos.
- Fase del cañón.
- Profundidad de los disparos.

2.8.7.3 Estimulación

Las operaciones de estimulación involucran acidificación y fracturamiento hidráulico. El objetivo es incrementar el tamaño y número de caminos por los cuales el fluido circule desde la formación a la cara del pozo. Las dos operaciones (acidificación y fracturamiento) requieren que un gran volumen de fluido sea bombeado bajo gran presión dentro de la formación. En formaciones que requieren estimulación, el diámetro y la distribución vertical de los punzonamientos es lo más importante. Los diámetros del punzonamiento y densidad de disparo son seleccionados para controlar la caída de presión a través de los punzonamientos y por lo tanto minimizar los requerimientos del equipo de bombeo. Para estimulación, la importancia de los factores geométricos es el siguiente:

- Diámetro del punzonamiento.
- Densidad de disparos.
- Fase del cañón.
- Profundidad de los disparos.

Figura 25 Punzonamiento mal orientado y orientado



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.8.8 DAÑOS AL CASING Y AL CEMENTO

Los tubos de acero que contienen las cargas, absorben la energía no usada para realizar el punzonamiento, que constituye cerca del 93% de la energía total entregada por la carga. La utilización de estos tubos de acero previene resquebrajamiento del casing y virtualmente del cemento. Disparar con 0 grados de fase y 0 pulgadas de espacio libre, tiende a minimizar daños al casing. Los cañones con carga expuesta tales como los Strip Gun, pueden causar deformación, resquebrajamiento y ruptura del casing y del cemento. El peso del explosivo, grado de soporte del casing con el cemento, densidad de disparos, diámetro del casing y relación masa-fuerza (producto del peso/pie y la fuerza yield del casing) son factores que intervienen en el resquebrajamiento del casing con cargas expuestas.

2.8.9 ESPACIO LIBRE EN EL DISPARO DE LOS CAÑONES

Un excesivo espacio libre en cualquier cañón, especialmente en algún cañón Through Tubing, puede resultar en una penetración inadecuada, inadecuado tamaño del orificio o hueco disparado y en una irregular forma del mismo. El control del espacio libre puede ser alcanzado mediante el uso de resortes tipo deflectores y magnetos.

Los cañones Jet deben ser disparados con un espacio libre de 0 a 0.5” para proveer más penetración y un adecuado tamaño del hueco. En los cañones de casing o Casing Gun, que tienen un espacio libre de 2”, es usualmente deseable descentralizarlos, o usar 0 grados de fase de carga y orientar la dirección del disparo de tal manera que el lado cargado quede cerca del casing.

La centralización no es buena opción para algunos cañones Through Tubing, los cuales son diseñados para ser disparados con un espacio libre de 0”. Los cañones Swing Jet pueden aliviar el problema del espacio libre que tienen los cañones

Through Tubing; sin embargo, los restos creados en los disparos y problemas mecánicos pueden ocasionar un serio problema.

2.8.10 MEDIDA DE LA PROFUNDIDAD

El método aceptado para realizar un exacto control de profundidad para cañonear, es correr un registro localizador de collares (CCL) y medir desde los collares del casing, los cuales han sido previamente localizados con respecto a las formaciones usando registros radioactivos. Se pueden introducir dentro de la sarta de cañoneo pastillas radioactivas para ayudar en la localización exacta de profundidad del punzonamiento con un registro de rayos gamma. Los registros del collar pueden mostrar viejos punzonamientos hechos con cargas expuestas, estos se muestran a manera de hinchamientos o abultamientos en el casing debido a la detonación de las cargas.

2.8.11 PENETRACIÓN VERSUS TAMAÑO DEL HUECO

Para el diseño de cualquier carga preformada, se considera una gran penetración, sacrificando el tamaño del orificio del disparo. Debido a que la penetración es aparentemente importantísima en el cálculo del flujo teórico, la industria petrolera a menudo considera y desea una gran penetración y no le importa el tamaño del orificio. Sin embargo, para algunas situaciones a causa de la dificultad en remover sólidos del lodo, restos de las cargas, arena, partículas de carbonatos, partículas finas de la formación, asfaltos y parafinas desde los orificios de los punzonamientos; es necesario tener orificios uniformes de diámetro de 0.5 a 0.8” para máxima penetración.

2.8.12 DISEÑO DE LAS CARGAS

El diseño de la carga es una operación compleja que involucra muchos parámetros interrelacionados. Se suele utilizar cobre como material del liner y generalmente un incremento en el espesor de este componente de la carga, hará decrecer la

velocidad del jet y por lo tanto se provocaría reducción en la penetración; por otro lado, la reducción del espesor puede ocasionar un jet inadecuado. El ángulo formado por la tangente a la onda de detonación y la normal al liner afectan la dirección en la cual el material del liner es proyectado y por lo tanto la velocidad del jet.

2.9 TÉRMINOS ASOCIADOS A EXPLOSIVOS

Los explosivos suministran la energía necesaria para que las cargas penetren efectivamente la tubería de revestimiento, el cemento y la formación. Los explosivos actúan muy rápidamente y pueden ser almacenados por largos períodos de tiempo. Aún más, son seguros cuando son tomadas las precauciones necesarias.

Una explosión es un evento caracterizado por la producción de una onda de choque cuya velocidad excede la velocidad del sonido en el medio que le rodea. Un explosivo es una mezcla o compuesto químico que reacciona tan rápidamente y que libera energía tan intempestivamente que ocasiona una explosión. Los explosivos generalmente contienen carbón, hidrógeno, oxígeno y nitrógeno.

La iniciación es el proceso por el cual se comienzan las reacciones químicas que conllevan a una explosión. Estos procesos incluyen: calor, fricción, presión y corriente eléctrica.

2.9.1 COMBUSTIÓN, DEFLAGRACIÓN Y DETONACIÓN

Son todas reacciones de oxidación y todas pueden resultar en explosiones. Sin embargo, todas ellas difieren grandemente en la velocidad de la reacción, potencia producida y presión generada.

Combustión y deflagración son reacciones lentas. La velocidad de reacción para ambos es más lenta que la velocidad del sonido en el medio que reacciona. La diferencia principal entre las dos es que la velocidad de reacción es menor en combustión que en deflagración. En ambos, la reacción es propagada a través del medio de reacción por conducción de calor. La detonación es una reacción que excede la velocidad del sonido en el medio que reacciona.

2.9.2 VELOCIDAD DE REACCIÓN

Es la velocidad a la cual la reacción prosigue en el medio en que reacciona. La rata de reacción es la tasa a la cual el medio de reacción es consumido. Por su velocidad de reacción los explosivos pueden ser calificados en explosivos bajos y explosivos altos.

2.9.3 EXPLOSIVOS BAJOS (EXPLOSIVOS DE DEFLAGRACIÓN)

Son no detonantes. Ellos queman muy rápidamente y generalmente tienen que estar confinados si se les quiere usar para generar trabajo útil. Ellos son sensibles al calor y son generalmente iniciados por llama, chispas u otras fuentes de calor. Pólvora negra y cargas de saca muestras son explosivos bajos.

2.9.4 EXPLOSIVOS ALTOS

Son del tipo de detonación y son iniciados por calor o por percusión. Tienen velocidades de reacción en exceso de 1500 m/s. Al comparar, la presión producida por un explosivo alto permanece únicamente por pocos microsegundos. Por lo tanto, la cantidad de potencia de los explosivos altos es generalmente mucho más grande que aquella producida por los explosivos bajos.

Otras propiedades son sensibilidad y estabilidad. La sensibilidad es la facilidad con la cual un explosivo es iniciado y la estabilidad se refiere a la habilidad de un explosivo

de sobrevivir por largos períodos de tiempo o de soportar altas temperaturas sin descomponerse.

Los explosivos usados en punzonamientos deben tener estabilidades altas para que puedan ser operados efectivamente después de haber sido expuestos a las temperaturas de los pozos. Los explosivos altos pueden ser encontrados en las cargas de punzonamiento y en las cuerdas de detonación. La estabilidad de cada uno de estos explosivos es diferente.

2.9.5 SENSIBILIDAD

Es la facilidad con la cual un explosivo puede ser iniciado. Existen dos tipos de sensibilidad: sensibilidad por impacto que indica la mínima altura desde la cual un peso puede ser dejado caer sobre un explosivo para detonarlo y, sensibilidad por chispa que indica la cantidad de energía que debe ser aplicada por una chispa para detonarlo. En cualquiera de los dos casos, los valores más altos indican más bajas sensibilidades.

De acuerdo a la sensibilidad, los explosivos altos pueden ser subdivididos en dos grupos: primarios y secundarios.

2.9.6 EXPLOSIVOS PRIMARIOS

Los cuales son muy sensitivos a los estímulos externos tales como calor, fricción o choque y corriente eléctrica.

Los explosivos primarios son utilizados generalmente para iniciar a los menos sensitivos pero más potentes explosivos secundarios.

El fulminato de mercurio fue el primer explosivo primario. Fue utilizado para iniciar mezclas que contienen nitroglicerina y en los primeros detonadores del campo

petrolero. El azida de plomo es un explosivo primario y se encuentra en los detonadores. Los detonadores utilizados para cañones de punzonamiento con unidades de registros de cable eléctrico son iniciados con corriente eléctrica. Los detonadores utilizados para cañones transportados con tubería son no eléctricos y son iniciados por choque o por presión.

2.9.7 EXPLOSIVOS SECUNDARIOS

Son relativamente no sensitivos a iniciación. Cuando son iniciados por llama, éstos se pueden deflagrar sin detonación. Para tener detonación, generalmente requieren del choque provisto por un explosivo primario.

Los explosivos secundarios, también conocidos como no iniciadores, son menos sensibles a la iniciación y son encontrados en cargas y en cordón detonante. Entre los explosivos secundarios tenemos: PETN o tetranitrato pentaeritrol; Pentolite, que es una mezcla de PETN y TNT, fue el explosivo utilizado en las primeras cargas de punzonamiento; RDX o ciclonita que es trinitramina y cyclotrimetileno; HMX que es comúnmente utilizado en cargas de punzonamiento y en cordón detonante. Tienen un promedio de temperatura más alto que el RDX. Químicamente, HMX es tetranitramina cyclotetrametileno; HNS, Hesanitrostilbene, tiene mejor estabilidad térmica que el RDX y el HMX y es utilizado en cordón detonante y en cargas de punzonamiento que son expuestas a altas temperatura.

2.10 CARGAS

2.10.1 TIPOS DE CARGAS

Existen diferentes tipos de cargas, sin embargo, actualmente en la industria las que se utilizan son las cargas preformadas, que se detallan en la tabla 11. Entre estas se tiene:

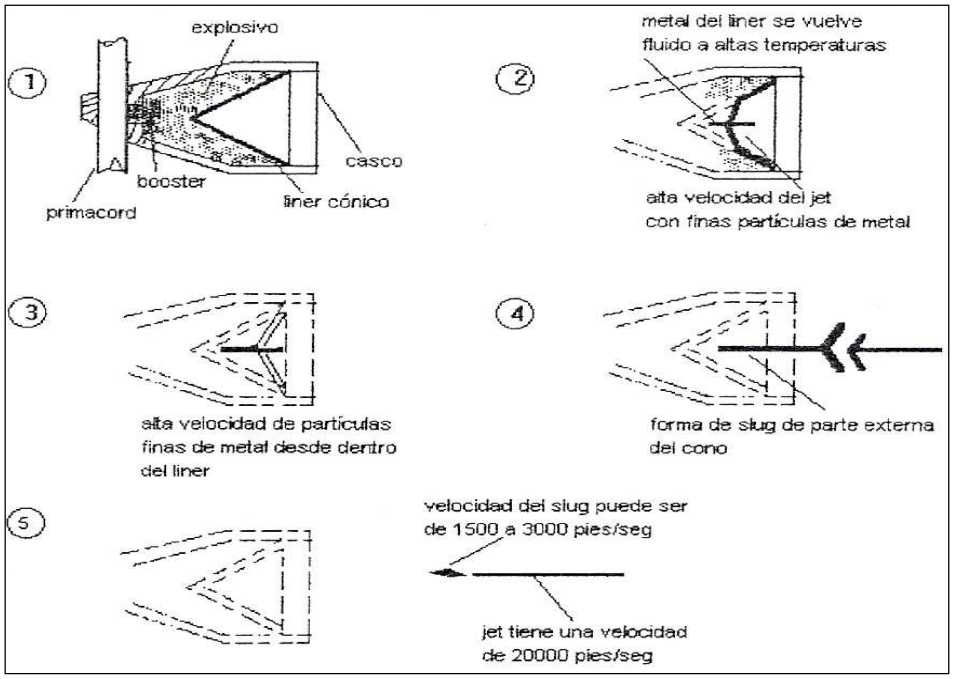
2.10.1.1 Jet

El proceso de cañoneo con cargas Jet se muestra en las figuras 26 y en la figura 27 se indica el proceso con cualquier tipo de carga preformada. Un detonador accionado eléctricamente, mecánicamente, hidráulicamente, empieza una reacción en cadena, la cual detona el primacord o cordón detonante, la gran velocidad del booster en la carga hace que se produzca la explosión principal. La gran presión causada por el explosivo causa que el metal en el liner de la carga fluya separando el interior y el exterior de la capa del liner. El aumento de presión en el liner de la carga hace que el chorro de partículas a una alta velocidad, aproximadamente 20000 pies/seg, salga desde el cono con una presión en este punto aproximadamente de 10´000.000 PSI. El exterior de la carga colapsa debido a la alta presión y viaja a una velocidad de 1.500-3.000 pies/seg, formando una corriente de metal.

Debido a la alta sensibilidad de este tipo de punzonamiento, cualquier falla podía causar un mal funcionamiento del sistema, lo que se refleja en un inadecuado tamaño del orificio y baja penetración. Esta falla es provocada por:

- Insuficiente corriente, voltaje o presión para el detonador.
- Un detonador en mal estado.
- Cordón detonante mojado, viejo o húmedo.
- Pobre o viejo empaquetamiento del explosivo principal.
- El liner de la carga no se encuentra posicionado o en efectivo contacto con el explosivo.
- Se ha expuesto a altas temperatura a componentes de baja temperatura.

Figura 26 Proceso de cañoneo con cargas jet usando un liner sólido de metal**.**



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

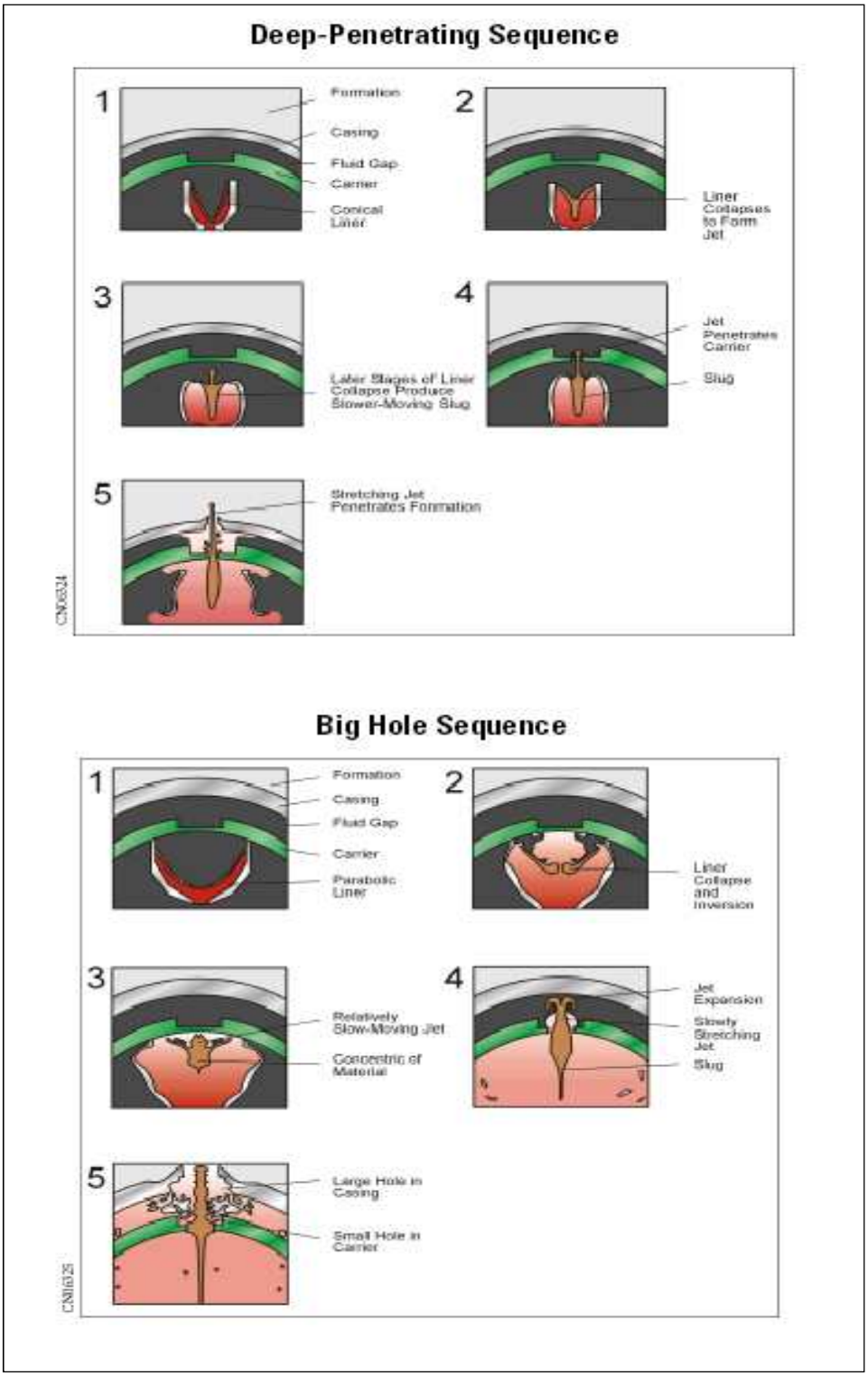
2.10.1.2 Millenium

Las cargas tipo Millennium son las más ampliamente utilizadas dentro del gran arsenal del Jet Research Center; aunque el diseño ha sufrido algunas evoluciones, el concepto es el mismo al de las cargas Jet. Las cargas Milleniun penetran más profundamente que las Jet, en formaciones duras; sin embargo, algunas Jet penetran más las formaciones que tienen baja resistencia de compresión, particularmente si los cañones son disparados con un espacio libre 0".

BENEFICIOS

- Mayor penetración.
- Atravieza la zona de permeabilidad alterada.
- Reduce la presión a través de las perforaciones.
- Previene la escala, parafina, asfaltos.
- Evita reacondicionamientos – reduce riesgos.

Figura 27 Secuencia de penetración de las cargas



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.10.1.3 MaxForce

Las cargas MaxForce, son cargas preformadas; producen un tamaño de agujero en el casing mucho más consistente, independientemente del espacio entre el cañón y el casing, frente a otras cargas preformadas convencionales (Millenium y Jet). La penetración de estas cargas es mayor, especialmente en formaciones consolidadas.

Tabla 11 Cargas disponibles

GUN SIZE	PHASING	SHOTS PER FOOT	SHOTS PER METER	JRC P/N	CHARGE NAME	Explosive Load (Grams)	Case Material	Casing Size (in.)	Target Strength (psi)	EHD (in.)	EHD (mm.)	Total Target Penetration (in.)	Total Target Penetration (mm.)	Penetration Normalized to 5000 psi (5% per 1000) (in.)	Penetration Normalized to 5000 psi (5% per 1000) (mm.)	Data Type
					SCALLOPED GUNS											
4-5/8"	180	4	13	101446899	4-5/8" KleenZone G-FORCE HMX	39	Steel	7"	5208	0.36	9.1	42.80	1087.1	43.25	1098.6	19B
4-5/8"	350/10	4	13	101446899	4-5/8" KleenZone G-FORCE HMX	39	Steel	7"	5412	0.35	8.9	41.70	1059.2	42.56	1081	19B
4-5/8"	60	5	16	101210636	4" MILLENNIUM HMX	39	Steel	7"	5502	0.37	9.4	52.00	1320.8	53.31	1354.1	RP43
4-5/8"	60	5	16	101210636	4" MILLENNIUM HMX	39	Steel	7"	5518	0.35	8.9	43.60	1107.4	44.73	1136.1	19B
4-5/8"	60	5	16	101287306	4" HNS DP	39	Steel	7"	7559	0.33	8.4	31.20	792.5	35.19	893.8	19B
4-5/8"	60	6	20	100005322	4-5/8" RDX DP	32	Steel	7"	5325	0.43	10.9	30.46	773.7	30.95	786.1	RP43
4-5/8"	72	5	16	101702911	4-5/8" HMX MILLENNIUM II	39	Steel	7"	5319	0.40	10.2	53.10	1348.7	53.95	1370.3	19B
4-5/8"	60	6	20	101332806	4-5/8" HNS DP	32	Steel	7"	5814	0.45	11.4	30.30	769.6	31.53	800.9	QC
4-5/8"	150/30	12	39	101210674	4-1/2" MILLENNIUM HMX	22.7	Steel	7"	8484	0.38	9.7	26.80	680.7	31.47	799.3	RP43
4-5/8"	150/30	12	39	101210674	4-1/2" MILLENNIUM HMX	22.7	Steel	7"	6322	0.38	9.7	24.40	619.8	26.01	660.7	19B
4-5/8"	150/30	12	39	100005324	4-5/8" OMNI RDX DP	22.7	Steel	7"	9080	0.36	9.1	16.25	412.8	19.57	497.1	RP43
4-5/8"	150/30	12	39	100014352	4-5/8" OMNI HMX DP	22.7	Steel	7"	9080	0.37	9.4	16.09	408.7	19.37	492	RP43
4-5/8"	150/30	12	39	101343830	4-5/8" OMNI HNS DP	21.5	Steel	7"	5020	0.35	8.9	28.00	711.2	28.03	712	QC
4-5/8"	150/30	12	39	100005340	4-5/8" OMNI HMX DP/LD	22.7	Zinc	7"	5685	0.30	7.6	18.37	466.6	19.00	482.6	RP43
4-5/8"	150/30	12	39	100005319	4-5/8" OMNI RDX BH	25	Steel	7"	6840	0.74	18.8	6.41	162.8	7.00	177.8	RP43
4-5/8"	150/30	12	39	100005326	4-5/8" OMNI RDX BH/LD	22.7	Zinc	7"	7346	0.65	16.5	5.51	140	6.16	156.5	RP43
4-5/8"	150/30	12	39	100157006	4-5/8" HMX BH	25	Steel	7"	5723	0.75	19.1	7.02	178.3	7.27	184.7	QC
4-5/8"	150/30	12	39	100005311	4-5/8" OMNI RDX SH	28	Steel	7"	6982	0.93	23.6	6.30	160	6.92	175.8	RP43
4-5/8"	150/30	12	39	100156995	4-5/8" OMNI HMX SH	28	Steel	7"	5016	0.96	24.4	5.10	129.5	5.10	129.5	RP43
4-5/8"	150/30	12	39	101228756	4-5/8" RDX SUPER HOLE/LD	28	Zinc	7"	5124	0.81	20.6	5.40	137.2	5.43	137.9	QC
4-5/8"	150/30	12	39	101233690	4-5/8" HMX SUPER HOLE/LD	28	Zinc	7"	5622	0.85	21.6	5.30	134.6	5.46	138.7	RP43
4-5/8"	135/45	18	59	100156990	4-5/8" RDX BH	20	Steel	7"	5553	0.73	18.5	6.18	157	6.35	161.3	RP43
4-5/8"	180	4	13	101287306	4-5/8" HNS DP	39	Steel	7-5/8"	6349	0.29	7.4	30.20	767.1	32.24	818.9	19B
4-3/4"	135	14	46	101787632	4-3/4" MIRAGE HMX BH	21	Zinc	7"	6506	0.71	18.0	5.90	149.9	6.34	161	19B
5"	150/30	12	39	100005311	4-5/8" OMNI RDX SUPER HOLE	28	Steel	7"	5192	0.91	23.1	6.90	175.3	6.97	177	RP43
5"	150/30	12	39	100005319	4-5/8" OMNI RDX BH	25	Steel	7"	6508	0.84	21.3	8.80	223.5	9.46	240.3	QC
5"	150/30	12	39	100156995	4-5/8" OMNI HMX SUPER HOLE	28	Steel	7"	6487	1.00	25.4	6.00	152.4	6.45	163.8	QC
5"	150/30	12	39	100005311	4-5/8" OMNI RDX SUPER HOLE	28	Steel	7-5/8"	7877	0.83	21.1	6.65	168.9	7.61	193.3	RP43
5"	135	12	39	101307494	5" MIRAGE RDX SUPER HOLE/LD	32	Zinc	7-5/8"	6345	0.90	22.9	6.00	152.4	6.4	162.6	19B
5"	120 Cluster	21	69	101292616	5" RDX BH	21	Steel	7-5/8"	5411	0.72	18.3	5.30	134.6	5.41	137.4	19B [1]
5-1/8"	135	12	39	101307494	5" MIRAGE RDX SUPER HOLE/LD	32	Zinc	7-5/8"	5576	0.88	22.4	6.60	167.6	6.79	172.5	19B
5-1/8"	120 Cluster	21	69	101292616	5-1/8" RDX BH	21	Steel	7-5/8"	6246	0.74	18.8	5.65	143.5	5.99	152.1	QC
5-3/4"	60/120	18	59	101688614	5-3/4" MIRAGE RDX BH	28	Zinc	8-5/8"	6050	0.94	23.9	6.50	165.1	6.84	173.7	QC
6-1/2"	135/45/138	12/14	39/46	101304878	6-1/2" MIRAGE RDX BH/LD	47	Zinc	8-5/8"	7043	1.07	27.2	5.60	142.2	6.17	156.7	19B
6-1/2"	135/45/138	12/14	39/46	101304878	6-1/2" MIRAGE RDX BH/LD	47	Zinc	9-5/8"	5088	0.91	23.1	6.80	172.7	6.83	173.5	19B [2]
7"	135/45	12	39	101207997	7" MILLENNIUM HMX	39	Steel	9-5/8"	7006	0.36	9.1	43.30	1099.8	47.63	1209.8	RP43

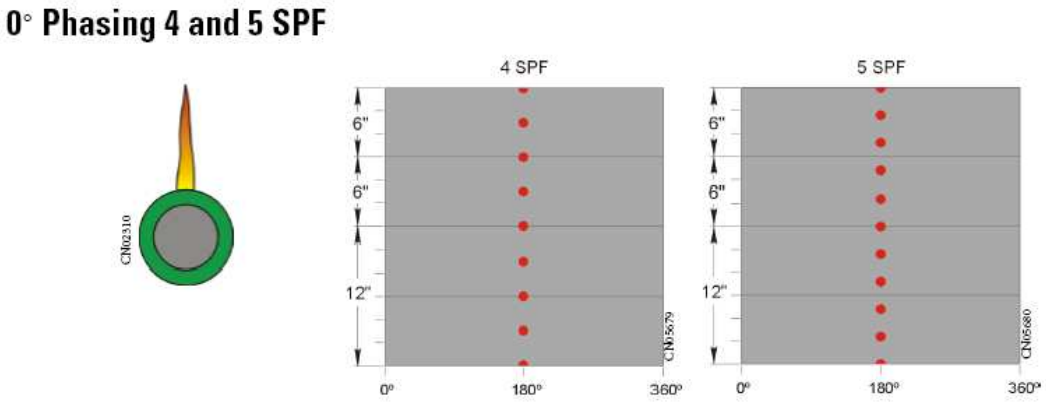
GUN SIZE	PHASING	SHOTS PER FOOT	SHOTS PER METER	JRC P/N	CHARGE NAME	Explosive Load (Grams)	Case Material	Casing Size (in.)	Target Strength (psi)	EHD (in.)	EHD (mm.)	Total Target Penetration (in.)	Total Target Penetration (mm.)	Penetration Normalized to 5000 psi (5% per 1000) (in.)	Penetration Normalized to 5000 psi (5% per 1000) (mm.)	Data Type
					SCALLOPED GUNS											
1-9/16"	0	4	13	100157028	1-9/16" MILLENNIUM IS HMX	3.4	Steel	4-1/2"	5967	0.21	5.3	11.34	288	11.89	302	RP43
1-9/16"	60	6	20	100157028	1-9/16" MILLENNIUM IS HMX	3.4	Steel	2-7/8"	6949	0.23	5.8	8.30	210.8	9.11	231.4	19B
2"	60	6	20	101208224	2" MILLENNIUM HMX	6.8	Steel	3-1/2"	6470	0.26	6.6	19.20	487.7	20.61	523.5	RP43
2"	60	6	20	101208224	2" MILLENNIUM IS HMX	6.8	Steel	2-7/8"	6019	0.22	5.6	18.30	464.8	19.23	488.4	19B
2"	60	6	20	101603801	2" MaxForce IS HMX	7	Steel	2-7/8"	5697	0.24	6.1	20.30	515.6	21.01	533.7	19B
2"	0	6	20	101206246	2"-HMX BH	6.8	Steel	3-1/2"	6418	0.39	9.9	4.83	122.7	5.17	131.3	RP43
2"	60	6	20	101206246	2" IS-HMX BH	6.8	Steel	3-1/2"	7332	0.48	12.2	3.00	76.2	3.35	85.1	19B
2-3/8"	60	6	20	101590845	2-3/8" MaxForce IS HMX	10	Steel	3-1/2"	5663	0.28	7.1	19.90	505.5	20.56	522.2	19B
2"	0	6	20	100157018	2" Sidewinder II HNS DP	6.9	Steel	4-1/2"	5960	0.23	5.8	11.80	299.7	12.37	314.2	QC
2-1/2"	60	6	20	101418095	2 1/2" MILLENNIUM II IS HMX	11.1	Steel	3-1/2"	5996	0.32	8.1	24.50	622.3	25.72	653.3	19B
2-1/2"	60	6	20	101206251	2-1/2" MILLENNIUM HMX	11	Steel	3-1/2"	5854	0.32	8.1	26.50	673.1	27.63	701.8	RP43
2-1/2"	60	6	20	101244923	2-1/2" HNS DP	11.1	Steel	3-1/2"	7128	0.26	6.6	12.60	320	13.94	354.1	19B
2-3/4"	60	6	20	101233817	2-3/4" MILLENNIUM HMX	15	Steel	4-1/2"	6093	0.32	8.1	26.40	670.6	27.84	707.1	RP43
2-3/4"	60	6	20	101233817	2-3/4" MILLENNIUM HMX	15	Steel	4-1/2"	6394	0.30	7.6	26.00	660.4	27.81	706.4	19B
2-3/4"	60	6	20	101318485	2-3/4" MILLENNIUM HNS	15.1	Steel	4-1/2"	5694	0.30	7.6	27.55	699.8	28.51	724.2	QC
2-3/4"	60	6	20	101206793	2-3/4" RDX BH	14.7	Steel	4-1/2"	6109	0.67	17.0	5.50	139.7	5.80	147.3	RP43
2-3/4"	60	6	20	101270158	2-3/4" HMX BH	15	Steel	4-1/2"	7381	0.65	16.5	4.20	106.7	4.7	119.4	19B
2-7/8"	60	6	20	101233817	2-3/4" MILLENNIUM HMX (Hvy Wall Gun)	15	Steel	4-1/2"	6388	0.31	7.9	27.30	693.4	29.19	741.4	19B
2-7/8"	60	6	20	101233817	2-3/4" MILLENNIUM HMX (Hvy Wall Gun)	15	Steel	4-1/2"	5124	0.35	8.9	30.00	762	30.19	766.8	19B [1]
2-7/8"	60	6	20	101388406	2-7/8" MILLENNIUM HMX	17.5	Steel	4-1/2"	6522	0.38	9.7	26.63	676.4	28.6	726.4	QC
2-7/8"	60	6	20	101388407	2-7/8" MILLENNIUM HNS	18.5	Steel	4-1/2"	6859	0.28	7.1	22.80	579.1	24.92	633	19B
3-1/8"	60	6	20	101366678	3-1/8" MILLENNIUM IS HMX SDP	21	Steel	4-1/2"	6200	0.40	10.2	38.30	972.8	40.60	1031.2	QC
3-1/8"	60	6	20	101618998	3-1/8" MILLENNIUM Express IS DP RDX	21	Steel	4-1/2"	5324	0.42	10.7	27.90	708.7	28.35	720.1	QC
3-1/8"	135/45	10	33	101351605	3-1/8" MIRAGE HMX BH/LD	14	Zinc	5"	6100	0.64	16.3	3.80	96.5	4.01	101.9	QC
3-3/8"	60	6	20	101233819	3-3/8" MILLENNIUM HMX	25	Steel	4-1/2"	6215	0.48	12.2	40.40	1026.2	42.85	1088.4	RP43
3-3/8"	60	6	20	101233819	3-3/8" MILLENNIUM HMX	25	Steel	4-1/2"	5754	0.45	11.4	37.50	952.5	38.91	988.3	19B
3-3/8"	60	6	20	101600039	3-3/8" MILLENNIUM Express IS RDX DP	23	Steel	4-1/2"	5704	0.42	10.7	25.60	650.2	26.5	673.1	QC
3-3/8"	60	6	20	101589695	3-3/8" MILLENNIUM Express IS RDX SDP	23	Steel	4-1/2"	5219	0.39	9.9	43.00	1092.2	43.5	1104.9	QC
3-3/8"	60	6	20	101365876	3-3/8" MILLENNIUM HNS	25	Steel	4-1/2"	6578	0.31	7.9	22.10	561.3	23.84	605.5	19B
3-3/8"	60	6	20	101293450	3-3/8" RDX SUPER DP/LD	24	Zinc	4-1/2"	5602	0.38	9.7	27.00	685.8	27.81	706.4	QC
3-3/8"	60	6	20	100008249	3-3/8" HMX SUPER DP	25	Steel	4-1/2"	6127	0.42	10.7	27.87	707.9	29.44	747.8	RP43
3-3/8"	60	6	20	100008249	3-3/8" HMX SUPER DP	25	Steel	4-1/2"	5967	0.40	10.2	26.20	665.5	27.47	697.7	19B
3-3/8"	60	6	20	100008249	3-3/8" HMX SUPER DP	25	Steel	5"	6097	0.40	10.2	28.70	729	30.27	768.9	RP43
3-3/8"	135/45	12	39	101351605	3-3/8" MIRAGE HMX BH/LD	14	Zinc	5-1/2"	6100	0.63	16.0	4.15	105.4	4.01	101.9	QC
3-3/8"	60	6	20	100005321	3-3/8" RDX BH	24	Steel	4-1/2"	6101	0.86	21.8	4.66	118.4	4.92	125	QC
3-3/8"	150/30	12	39	100008251	3-3/8" OMNI RDX BH	14	Steel	5-1/2"	7802	0.62	15.7	5.33	135.4	6.08	154.4	RP43
3-1/2"	135/45	12	39	101542642	3-1/2" MIRAGE HMX BH/LD	15	Zinc	5-1/2"	6100	0.65	16.5	4.20	106.7	4.43	112.5	QC
4"	90	4	13	101355271	4" MILLENNIUM RDX	39	Steel	5-1/2"	6100	0.42	10.7	51.68	1312.7	54.52	1384.8	QC
4"	90	4	13	101210636	4" MILLENNIUM HMX	39	Steel	5-1/2"	5490	0.39	9.9	44.60	1132.8	45.69	1160.5	RP43
4"	90	4	13	101210636	4" MILLENNIUM HMX	39	Steel	5-1/2"	6365	0.38	9.7	43.40	1102.4	46.36	1177.5	19B
4"	60	6	20	100005322	4-5/8" RDX DP	32	Steel	7"	5277	0.6	15.2	40.50	1028.7	41.06	1042.9	QC
4-1/2"	60	5	16	101210636	4" MILLENNIUM HMX	39	Steel	7"	6775	0.37	9.4	39.60	1005.8	43.11	1095	19B
4-1/2"	150/30	12	39	101210674	4-1/2" MILLENNIUM HMX	22.7	Steel	7"	8484	0.38	9.7	26.80	680.7	31.47	799.3	RP43

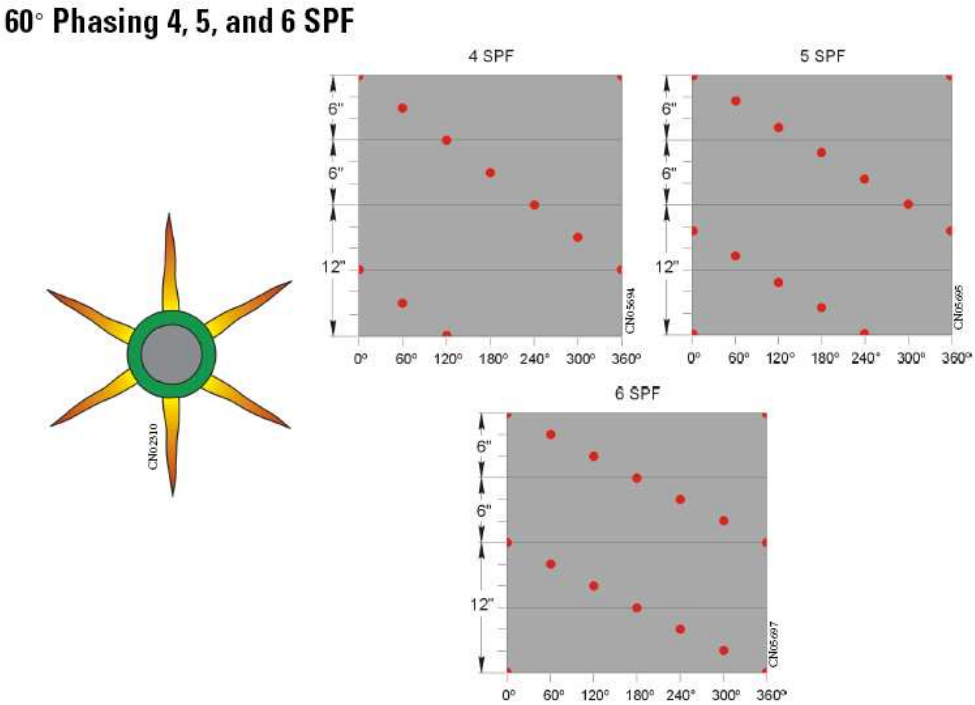
Fuente: Jet Research Center Catalog.

Elaborado por: Jet Research Center.

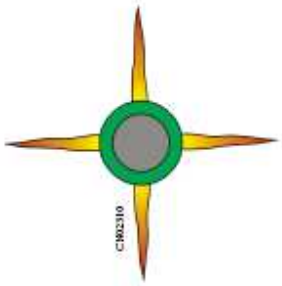
2.10.2 PATRONES DE PUNZONAMIENTO

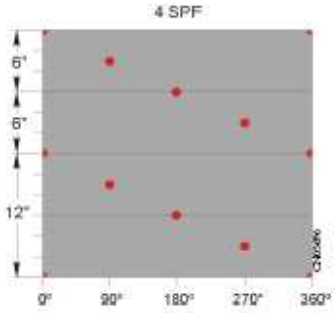
Existen patrones de punzonamiento a diferentes grados o fase y a distintas densidades de disparo, como los siguientes:



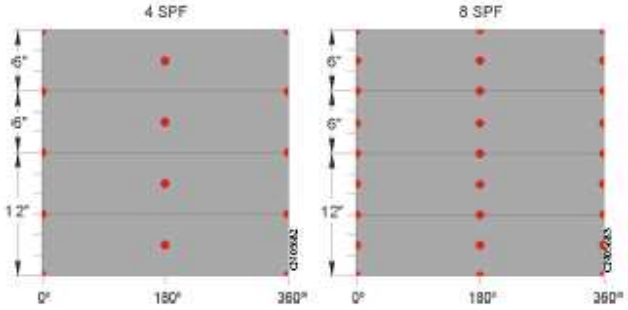


90° Phasing 4 SPF

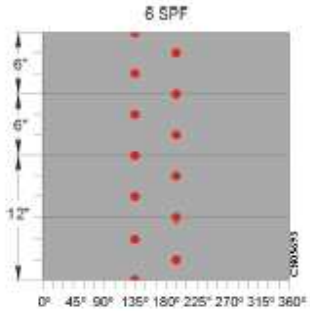


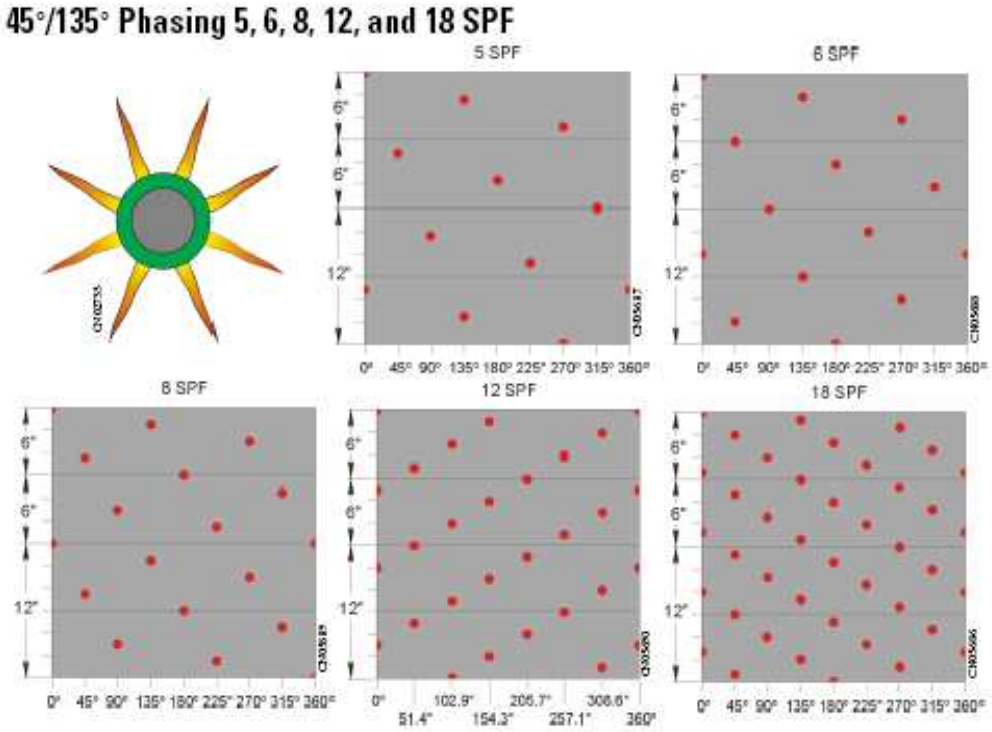


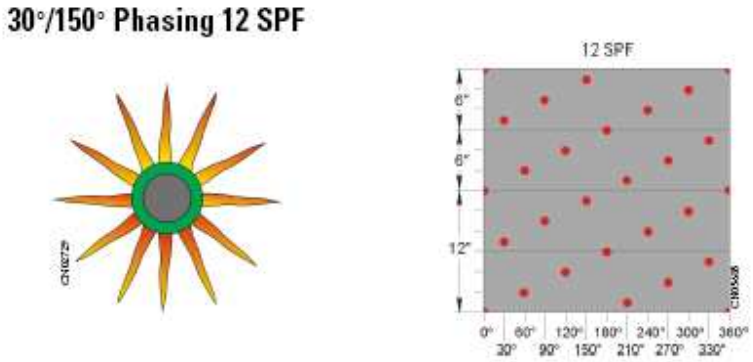
180° Phasing 4 and 8 SPF



60° Phasing 6 SPF Two Planes



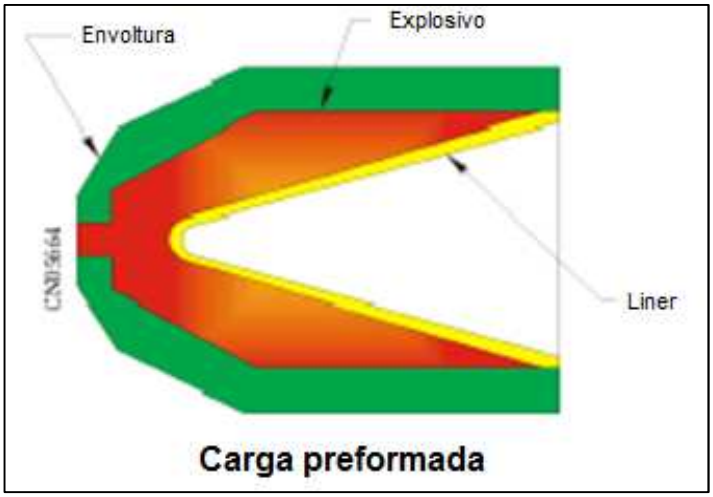




2.10.3 COMPONENTES DE LAS CARGAS

Las cargas preformadas, de manera general, tienen cuatro componentes: la envoltura o caja, el liner, el explosivo principal y el primer o booster (Figura 28).

Figura 28 Componentes de una carga



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.10.3.1 Envoltura de la carga

Es la parte que contiene los demás componentes, ésta deberá soportar gran presión y temperatura, además soportará la gran abrasión resultante de los fluidos que hay en el pozo. Comúnmente se utiliza materiales como acero, aluminio y cerámica para elaborarla. Las cargas que son corridas en el pozo con cañones reusables del tipo screwport, están parcialmente cubiertas por un caucho que sirve para proteger que los cañones no se dañen y para alinear correctamente las cargas cuando son disparadas.

2.10.3.2 Liner

Es donde se encuentra toda la carga explosiva para penetrar el casing, cemento y formación. La presión que se ocasiona cuando el explosivo principal detona causa que el liner colapse para formar el jet. La forma del liner, su espesor y composición influyen en la penetración, diámetro y efectividad del punzonamiento. El liner tiene usualmente una forma cónica o parabólica; la forma cónica es usada para las cargas de alta penetración, para producir punzonamientos largos; la forma parabólica es utilizada para provocar orificios de gran diámetro.

La punta del cono es denominada vértice y el ancho es llamado base. Los liners son fabricados especialmente de cobre o una mezcla de cobre y otro metal; el material del sólido puede ser prensado o sólido; el prensado es utilizado en cargas de penetración profunda; cuando las cargas son detonadas, los liners prensados se desintegran para formar el jet fino, sin embargo, estas partículas tienden a dispersarse sobre el largo de los pequeños orificios sin causar ninguna obstrucción para que el fluido circule a través de ellos.

Los liners sólidos son hechos de cobre y de una aleación de cobre y plata, son utilizados en las cargas de gran orificio y forman un slug sólido en el fin del jet, que no bloquea el punzonamiento.

2.10.3.3 Explosivo principal

Es el que provee la energía necesaria para producir el jet. La masa, distribución y velocidad de detonación afectan el rendimiento de la carga. Los explosivos de alto orden o secundarios, tales como RDX, HMX y PYX son usados en este caso. La forma del liner determina la distribución del explosivo, mientras que, la velocidad de detonación es determinada por el tipo de explosivo y su densidad. La cantidad de explosivo que puede ser colocado en una carga va desde los 2 g en cargas utilizadas a hueco abierto hasta 30 g en cargas usadas en hueco entubado.

2.10.3.4 Primer

El primer o booster está compuesto de pequeñas cantidades de explosivo que debe ser más sensible que el explosivo principal. Su finalidad es la de transmitir la onda de choque desde el cordón detonante al explosivo principal. La onda de choque en el cordón detonante genera otra onda en el primer, el cual detona el explosivo principal. El primer usualmente consta de cerca de 1 g del mismo tipo de explosivo usado para el explosivo principal, sin embargo, es más sensible para detonar.

2.11 CORDÓN DETONANTE

Es el cordón que conecta las cargas y los cañones y, sirve como medio de transmisión de la onda explosiva de choque a través del ensamblaje del cañón. El cordón detonante es denominado comúnmente Primacord, el cual es una marca de la Compañía Ensing Bickford.

Primacord es el término industrial que sirve para referirnos al explosivo secundario que se encuentra dentro de un tubo cilíndrico o rectangular, el cual cuando detona correctamente provoca que detonen todas las cargas para punzonar los respectivos pozos.

El primacord se especifica por el contenido de explosivo por pie, tipo de explosivo y cubierta. La velocidad de detonación es diferente para cada tipo de explosivo, además cada tipo de explosivo ha sido fabricado para soportar diversas temperaturas en diferentes tiempos de exposición. El primacord es detonado por la onda de choque creada por el booster o detonador. La velocidad de la onda de choque determina que el primacord detone o deflagre. Generalmente el primacord consta de los siguientes explosivos: RDX, HMX o PYX.

2.12 INICIADORES Y BOOSTERS

En la industria, varias compañías manejan iniciadores y boosters para detonar el primacord y las cargas. La alta temperatura del iniciador es utilizada en la cabeza de disparo para la fuerza inicial de detonación. Se colocan boosters bidireccionales sobre el primacord para llevar la detonación de cañón a cañón. El iniciador de alta temperatura (HTI) es detonado por medio de un pin de disparo, el cual es transportado dentro de un yunque encima del iniciador.

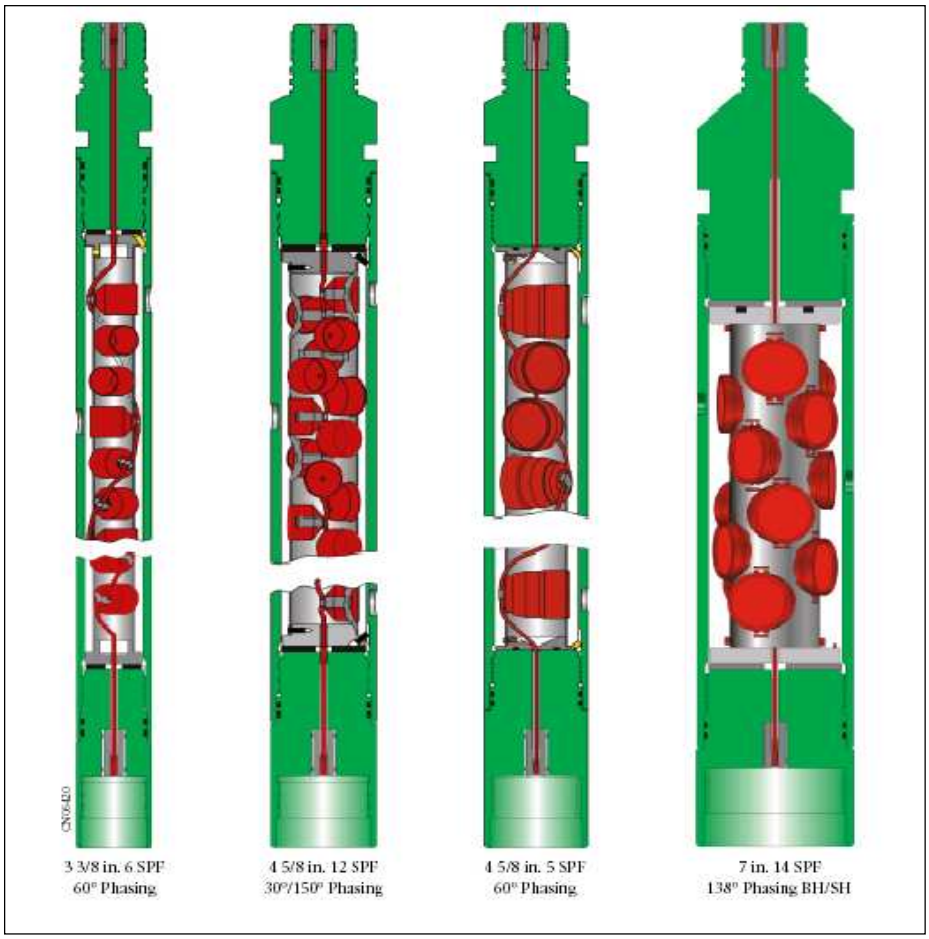
Los boosters bidireccionales deben ser colocados en el primacord arriba y abajo del ensamblaje del cañón, éstos deben permanecer en una posición específica para poder tener la capacidad de continuar el proceso de detonación. El largo correcto de

corte del primacord asegura una apropiada posición entre los boosters o detonadores.

2.13 CAÑONES

En la figura 29 se muestran los diversos tamaños de cañones Casing Gun con Hollow Carrier, con sus respectivas longitudes, diámetros, densidad de disparo y tipo de carga que admiten. Existen cañones con longitudes de: 4, 8, 11, 16, y 22 pie; por lo general, se trabaja con cañones de 22 pies. El diámetro varía desde 1 9/16” hasta 7”, con 4 dpp a 21 dpp.

Figura 29 Tipos de cañones



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.

Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

2.14 FAST GAUGE

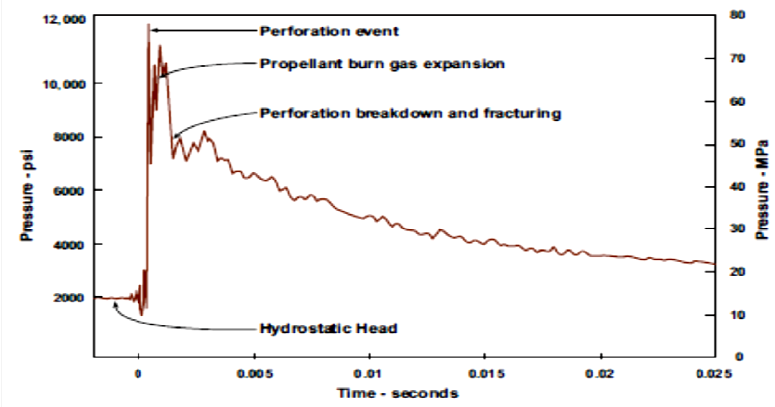
Al momento de realizar el cañoneo, es difícil confirmar si todos los disparos se realizaron, a menos que todos los cañones sean retirados del pozo. Para evitar hacer eso, se utiliza una herramienta electrónica llamada Fast Gauge (figura 30).

Figura 30 Fast Gauge

Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.
Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

Esta herramienta permite registrar datos de presión y temperatura en ambientes con alta vibración mientras se dispara (gráfico 4), gracias a un sensor interno.

Gráfico 4 Registro de presión con Fast Gauge



Fuente: Perforating Solutions, Halliburton.
Elaborado por: Perforating Solutions, Halliburton.

CAPÍTULO 3
ANÁLISIS TÉCNICO-COMPARATIVO DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO UTILIZADAS EN EL CAMPO SACHA

3.1 TÉCNICAS UTILIZADAS EN EL CAMPO SACHA

3.1.1 WIRELINE

Con esta técnica, generalmente, existe mayor invasión y daño a la formación ya que se la realiza en sobre balance; además, la longitud de cañoneo es limitada.

3.1.2 TCP CONVENCIONAL

Con esta técnica se pueden utilizar cañones y cargas con alta densidad de disparo, en condiciones de bajo balance; además se pueden disparar grandes intervalos simultáneamente y en múltiples zonas.

3.1.3 STIMGUN

Para el presente análisis se consideraron los pozos cañoneados mediante la técnica StimGun con tubería.

3.1.4 STIMPRO

En el presente análisis se consideran los pozos cañoneados mediante la técnica StimPro con tubería.

3.2 POZOS SELECCIONADOS

Para realizar el presente análisis se seleccionaron los pozos en función de las técnicas de cañoneo de la empresa Halliburton, utilizadas en las operaciones de punzonamiento en el campo Sacha a partir del año 2010. El total de pozos

seleccionados es de 15, los cuales se clasifican de la siguiente manera: 4 pozos cañoneados con Wireline, 4 pozos cañoneados con TCP convencional, 3 pozos cañoneados con StimGun mediante tubería y 4 pozos cañoneados con StimPro mediante tubería. Estos pozos se detallan en la tabla 12.

Tabla 12 Pozos seleccionados

TÉCNICA	POZO
WIRELINE	SAC-030
	SAC-052B
	SAC-099
	SAC-150D
TCP CONVENCIONAL	SAC-092
	SAC-242D
	SAC-251D
	SAC-263D
STIMGUN	SAC-125
	SAC-260D
	SAC-312D
STIMPRO	SAC-083
	SAC-162
	SAC-165D
	SAC-223D

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

La información de cada pozo se detalla más adelante en diferentes tablas de acuerdo a la técnica de cañoneo utilizada.

En primer lugar se indica la técnica aplicada, el pozo respectivo y la arena cañoneada de dicho pozo.

En segundo lugar se muestran datos petrofísicos de interés de la arena cañoneada por pozo, que corresponden a: tope, base y espesor en profundidad medida (MD) y

en profundidad vertical verdadera (TVD), también porosidad (Φ) promedio de la zona de pago y saturación de agua (Sw) promedio de dicha zona, en porcentajes.

En tercer lugar se tiene el detalle de cada operación de cañoneo en el pozo, concerniente a: fecha del cañoneo, objetivo de la operación, arena cañoneada, base del intervalo cañoneado, tope del intervalo cañoneado, distancia base-tope (TS-BS) densidad de disparos, espesor del intervalo cañoneado, espesor neto cañoneado, fase o ángulo de los disparos y total de disparos.

En cuarto lugar se dispone de la producción por pozo previa a la operación de cañoneo, indicando: producción diaria de petróleo como promedio del mes anterior a la operación, así como también de agua y gas, además se detalla el porcentaje de BSW, el grado API, la relación gas-petróleo (GOR) como promedios de dicho mes y el método de levantamiento instalado en el pozo a esa fecha.

En quinto lugar se especifica la producción del mes posterior a la operación de cañoneo, es decir: producción diaria de petróleo como promedio del mes siguiente a la operación, así como también de agua y gas, además se detalla el porcentaje de BSW, el grado API, la relación gas-petróleo (GOR) como promedios de dicho mes y el método de levantamiento instalado en el pozo a esa fecha. Los resultados de la producción posterior se los usa como una forma rápida de determinar si la producción es buena o mala, para decidir si se continúa con la producción del pozo respectivo o si es necesario hacer algún otro trabajo de reacondicionamiento.

En sexto lugar se presenta la producción del pozo a enero de 2013, como referencia del estado de dicho pozo y por ende de la arena disparada, detallando: producción diaria de petróleo como promedio de ese mes, al igual que la producción de fluido (agua y petróleo), BSW, presión estática (Ps), presión de fondo fluyente (Pwf), índice de productividad (IP) y método de levantamiento instalado en el pozo a esa fecha.

Por último, se dispone de los valores de factor Skin total (S_t) y permeabilidad (k) de las arenas cañoneadas por pozo, así como también de sus valores de presión (P_R). Estos valores se obtuvieron de las pruebas de Build Up realizadas después de los eventos de cañoneo para algunos pozos, mientras que para otros se los obtuvo de las simulaciones de cañoneo hechas con el software PerfPro de Halliburton.

3.2.1 POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE

Los pozos cañoneados con Wireline se muestran en la tabla 13.

Tabla 13 Pozos cañoneados con Wireline

TÉCNICA	POZO	ZONA
WIRELINE	SAC-030	HOLLÍN SUPERIOR
	SAC-052B	U INFERIOR
	SAC-099	T INFERIOR
	SAC-150D	U INFERIOR

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.1.1 Datos petrofísicos de interés

De acuerdo a la tabla 14, en la que se especifican datos petrofísicos de las arenas cañoneadas mediante Wireline, la arena Hollín en el pozo SAC-030 posee el mayor espesor (180 ft), seguida de la arena T inferior en el pozo SAC-099 (85 ft), mientras que la arena Ui en los pozos SAC-052B y SAC-150D poseen un espesor similar de 58 ft y 59 ft respectivamente. La arena más porosa es U inferior en el pozo SAC-052B, cuya porosidad se estima en 29,2 %, mientras que en los otros pozos las porosidades de las arenas son bajas. La saturación de agua mayor se presenta en la arena Hollín del pozo SAC-030, con un valor estimado de 34,7 %, en comparación con los demás valores que son relativamente bajos. El detalle de los datos petrofísicos se encuentra en el anexo 1.

Tabla 14 Datos petrofísicos de interés de los pozos cañoneados con Wireline

POZO	ARENA	TOPE MD	TOPE TVD	BASE MD	BASE TVD	ESPESOR BRUTO MD	ESPESOR BRUTO TVD	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	Sw PROMEDIO (ZONA DE PAGO)
SAC-030	H	9.768	9.768	9.948	9.948	180,00	180,00	0,14	0,35
SAC-052B	Ui	9.348	9.348	9.406	9.406	58,00	58,00	0,29	0,09
SAC-099	Ti	9.598	9.598	9.683	9.683	85,00	85,00	0,17	0,15
SAC-150D	Ui	9.697	9.491	9.756	9.550	59,00	59,00	0,17	0,15

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.1.2 Eventos de cañoneo

En la tabla 15 se puede observar el detalle de los eventos de cañoneo realizados con Wireline, en donde el mayor intervalo cañoneado (54 ft) se presenta en la arena U inferior del pozo SAC-150D, mientras que el menor intervalo es 26 ft en la arena T inferior del pozo SAC-099. Se mantiene la misma tendencia en cuanto al valor total de disparos, a pesar de que la densidad de disparos es diferente en cada intervalo. La fase o ángulo de las cargas es de 35 grados para todos los pozos, excepto en el pozo SAC-150D para el cual no existe registro de ese dato. El detalle de los eventos de cañoneo se encuentra en el anexo 2.

Tabla 15 Eventos de cañoneo de los pozos cañoneados con Wireline

POZO	FECHA	OBJETIVO	ARENA	Base MD (ft)	Tope MD (ft)	Densidad disparos (shot/ft)	TS-BS (ft)	Intervalo neto cañoneado (ft)	Fase	Total disparos
SAC-030	23/04/2011	REDISPARAR ARENA Hs CON CABLE.	Hs	9.828	9.779	5	51	51	35	255
SAC-052B	09/04/2012	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE.	Ui	9.364	9.350	4	14	30	35	132
	09/04/2012	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE.	Ui	9.376	9.364	5	12	30	35	132
	09/04/2012	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE.	Ui	9.380	9.376	4	4	30	35	132

Continuación tabla 15

POZO	FECHA	OBJETIVO	ARENA	Base MD (ft)	Tope MD (ft)	Densidad disparos (shot/ft)	TS-BS (ft)	Intervalo neto cañoneado (ft)	Fase	Total disparos
SAC-099	01/03/2010	REDISPARAR ARENA Ti CON CABLE.	Ti	9.676	9.650	5	26	26	35	130
SAC-150D	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.705	9.700	5	5	54	-	270
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.728	9.722	5	6	54	-	270
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.720	9.715	5	5	54	-	270
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.754	9.728	5	26	54	-	270
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.722	9.720	5	2	54	-	270
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.715	9.705	5	10	54	-	270

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.1.3 Producción previa al cañoneo

La tabla 16 muestra los datos de producción diaria de cada pozo antes del cañoneo mediante Wireline, como promedio del mes previo al evento. La arena que tuvo mayor producción de petróleo (445 BPPD) es U inferior del pozo SAC-150D; la más baja (171 BPPD) corresponde a la arena Hs del pozo SAC-030. El porcentaje de BSW es bajo, excepto para el pozo SAC-150D cuyo valor es 50%. La relación gas-petróleo va desde 8 PCS/BF, para el pozo SAC-030, hasta 653 PCS/BF, para el pozo SAC-052B. El método de levantamiento instalado en estos pozos es bombeo electro sumergible, excluyendo al pozo SAC-030 que tiene instalado bombeo hidráulico.

Tabla 16 Producción previa de los pozos cañoneados con Wireline

POZO	ARENA	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO-PROMEDIO MENSUAL (BPPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA-PROMEDIO MENSUAL (BAPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS-PROMEDIO MENSUAL (PCD)	BSW-PROMEDIO MENSUAL (%)	API	GOR (PCS/BF)	MÉTODO DE LEV.
SAC-030	Hs	171	37,00	1,40	17,80	27,20	8	PPH
SAC-052B	Ui	356	82,90	232,00	18,9	24,30	653	PPS
SAC-099	Ti	352	34,90	88,80	9,01	30,10	252	PPS
SAC-150D	Ui	445	446,00	138,00	50,00	26,00	310	PPS

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.1.4 Producción posterior al cañoneo

La tabla 17 muestra los datos de producción diaria de cada pozo después del cañoneo mediante Wireline, como promedio del mes posterior al evento. La arena con mayor producción de petróleo (512 BPPD) es U inferior del pozo SAC-150D; la más baja (42,7 BPPD) corresponde a la arena Hs del pozo SAC-030; en estos pozos se mantiene la misma tendencia que en la tabla anterior. El porcentaje de BSW es

mayor al 30 %, excepto para el pozo SAC-099 cuyo valor es 9,1 %. La relación gas-petróleo va desde 91,8 PCS/BF, para el pozo SAC-150D, hasta 1.019 PCS/BF, para el pozo SAC-052B. El método de levantamiento instalado en estos pozos se mantiene, es decir bombeo hidráulico en SAC-030 y electro sumergible para los tres restantes. Los resultados de producción posteriores a los eventos de cañoneo, para determinados días, se encuentran en el anexo 3.

Tabla 17 Producción posterior de los pozos cañoneados con Wireline

POZO	ARENA	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO-PROMEDIO MENSUAL (BPPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA-PROMEDIO MENSUAL (BAPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS-PROMEDIO MENSUAL (PCD)	BSW-PROMEDIO MENSUAL (%)	API	GOR (PCS/BF)	MÉTODO DE LEV.
SAC-030	Hs	42,7 (SE CERRÓ 10/2012, BAJO APORTE)	28	-	39,60	27,10	-	PPH
SAC-052B	Ui	228	120	232	34,50	24,50	1.019	PPS
SAC-099	Ti	431	43,10	89	9,10	30,30	207	PPS
SAC-150D	Ui	512	321	47	38,50	26,20	92	PPS

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.1.5 Producción enero 2013

Respecto a la tabla 18, en esta se indica el estado y la producción de los pozos, que fueron cañoneados mediante Wireline, al mes de enero de 2013. Se puede observar que únicamente el pozo SAC-030 se encuentra cerrado debido a que su producción no era rentable; en cuanto a los demás pozos, estos presentan una tasa de producción que va desde 316 BPPD, de la arena U inferior en el pozo SAC-052B, hasta 770 BPPD de la arena T inferior en el pozo SAC-099. El rango de BSW está entre 1,4 % y 40%, mientras que el Índice de Productividad se estima desde 1,256

BPPD/psi (pozo SAC-052B) a 1,888 BPPD/psi (pozo SAC-150D). En cuanto a los métodos de levantamiento artificial instalados en los pozos, predomina el bombeo electro sumergible, en contraste con el bombeo hidráulico instalado en el pozo SAC-030, que como se mencionó se encuentra cerrado a la espera de workover.

Tabla 18 Producción a enero de 2013 de los pozos cañoneados con Wireline

POZO	ESTADO	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	Ps	Pwf	IP	MÉTODO DE LEV.
SAC-030	PC	Hs	BAJO APORTE (10/2012)						PPH
SAC-052B	PP	Ui	381	316	17,00	1.105	933	1,26	PPS
SAC-099	PP	Ti	781	770	1,40	1.328	1.009	1,73	PPS
SAC-150D	PP	Ui	995	597	40,00	2.512	2.029	1,89	PPS

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.1.6 Factor Skin y permeabilidad posteriores al cañoneo

De acuerdo a la tabla 19, en los pozos cañoneados con wireline el factor Skin se encuentra entre 2,8 y 15, para la arena U inferior del pozo SAC-150D y para la arena T inferior del pozo SAC-099, respectivamente. La arena U inferior en el pozo SAC-052B posee la menor permeabilidad, con un valor de 160 md. En lo que respecta a las presiones del reservorio, la arena U inferior (pozo SAC-052B) presenta un valor estimado en 1118 psi y la arena U inferior (pozo 150D) es 2.537 psi. Los valores de estos parámetros fueron obtenidos a partir de las pruebas de Build Up o restauración de presión realizadas en los pozos posteriormente al cañoneo. Los resultados del análisis de las pruebas de restauración de presión se encuentran en anexo 4.

Tabla 19 Factor Skin y permeabilidad de los pozos cañoneados con Wireline

POZO	ARENA	P_R	S_t	K
SAC-030	Hs	1.299	11	427
SAC-052B	Ui	1.118	13	160

Continuación tabla 19

POZO	ARENA	P_R	S_t	K
SAC-099	Ti	1.337	15	257
SAC-150D	Ui	2.537	2,8	230

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.2 POZOS CAÑONEADOS CON TCP CONVENCIONAL

Los pozos cañoneados con TCP convencional se pueden observar en la tabla 20.

Tabla 20 Pozos cañoneados con TCP

TÉCNICA	POZO	ARENA
TCP CONVENCIONAL	SAC-092	U INFERIOR
	SAC-242D	BASAL TENA
		HOLLÍN SUPERIOR
	SAC-251D	HOLLÍN INFERIOR
	SAC-263D	HOLLÍN INFERIOR

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.2.1 Datos petrofísicos de interés

De acuerdo a la tabla 21, en la que se especifican datos petrofísicos de las arenas cañoneadas mediante TCP convencional, la arena U inferior en el pozo SAC-092 posee el mayor espesor (35 ft), seguida de la arena Hollín superior en el pozo SAC-242D (14,75 ft), recalcando que no existe ningún registro de datos petrofísicos para los pozos SAC-251D y SAC-263D. Las arenas más porosas son Hollín superior y Basal Tena en el pozo SAC-242D, cuya porosidad se estima en 17,1 y 17,7 % respectivamente, sin embargo la arena Basal Tena en este pozo, no ha iniciado producción después del cañoneo; mientras que en el pozo SAC-092 la porosidad es más baja (13,4%) en la arena U inferior. La saturación de agua mayor se presenta en la arena Basal Tena del pozo SAC-242D, con un valor estimado de 23,3 %. El detalle de los datos petrofísicos se encuentra en el anexo 1.

Tabla 21 Datos petrofísicos de interés de los pozos cañoneados con TCP

POZO	ARENA	TOPE MD	TOPE TVD	BASE MD	BASE TVD	ESPESOR BRUTO MD	ESPESOR BRUTO TVD	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	Sw PROMEDIO (ZONA DE PAGO)
SAC-092	Ui	9.413	9.413	9.448	9.448	35,00	35,00	0,13	0,14
SAC-242D	Hs	10.660	9.903	10.675	9.918	14,75	14,66	0,17	0,08
	BT	9.411	8.742	9.420	8.750	9,00	7,68	0,18	0,23
SAC-251D	Hi	NO EXISTE REGISTRO							
SAC-263D	Hi	NO EXISTE REGISTRO							

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.2.2 Eventos de cañoneo

En la tabla 22 se puede observar el detalle de los eventos de cañoneo realizados con TCP convencional, en donde el mayor intervalo cañoneado (26 ft) se presenta en la arena U inferior del pozo SAC-092, mientras que el menor intervalo (17 ft) en la arena Hollín inferior del pozo SAC-251D. Se mantiene la misma tendencia en cuanto al valor total de disparos, con una densidad de disparos de 5 shot/ft para todos los intervalos cañoneados. La fase o ángulo de las cargas es de 35 y 60 grados, excepto en los pozos SAC-242D y SAC-251D, para los cuales no existe registro de ese dato. El detalle de los eventos de cañoneo se encuentra en el anexo 2.

Tabla 22 Eventos de cañoneo de los pozos cañoneados con TCP

POZO	FECHA	OBJETIVO	ARENA	Base MD (ft)	Tope MD (ft)	Densidad disparos (shot/ft)	TS-BS (ft)	Intervalo neto cañoneado (ft)	Fase	Total disparos
SAC-092	05/06/2010	REDISPARAR ARENA Ui, EVALUAR.	Ui	9.430	9.418	5	12	26	35	130
	05/06/2010	REDISPARAR ARENA Ui, EVALUAR.	Ui	9.444	9.430	5	14	26	35	130

Continuación tabla 22

POZO	FECHA	OBJETIVO	ARENA	Base MD (ft)	Tope MD (ft)	Densidad disparos (shot/ft)	TS-BS (ft)	Intervalo neto cañoneado (ft)	Fase	Total disparos
SAC-242D	27/02/2011	DISPARAR ARENAS BT Y Hs, COMPLETAR DE ACUERDO A RESULTADOS.	BT (No se la ha puesto a producir)	9.419	9.410	5	9	23	-	45
	27/02/2011	DISPARAR ARENAS BT Y Hs, COMPLETAR DE ACUERDO A RESULTADOS.	Hs	10.675	10.661	5	14	23	-	70
SAC-251D	25/09/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hi	10.329	10.312	5	17	17	-	85
SAC-263D	31/08/2011	DISPARAR ARENA Hi, BAJAR COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA PARA PRODUCIR CON BES.	Hi	10.253	10.228	5	25	25	60	125

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.2.3 Producción previa al cañoneo

La tabla 23 muestra los datos de producción diaria de cada pozo antes del cañoneo mediante TCP convencional, como promedio del mes previo al evento. El único pozo que estaba produciendo es el SAC-092, de la arena U inferior, con un valor de 154 BPPD de 26,5 API, BSW mayor a 50 % y relación gas-petróleo de 240 PCS/BF. Los demás pozos no estaban produciendo de las arenas cañoneadas, por lo tanto no registran datos. Sin embargo, los pozos SAC-092 y SAC-242D tienen instalado bombeo hidráulico y bombeo electro sumergible, respectivamente.

Tabla 23 Producción previa de los pozos cañoneados con TCP

POZO	ARENA	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO-PROMEDIO MENSUAL (BPPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA-PROMEDIO MENSUAL (BAPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS-PROMEDIO MENSUAL (PCD)	BSW-PROMEDIO MENSUAL (%)	API	GOR (PCS/BF)	MÉTODO DE LEV.
SAC-092	Ui	154	179	37	53,80	26,50	240	PPH
SAC-242D	BT	0	0	0	0	0	0	PPS
	Hs	0	0	0	0	0	0	
SAC-251D	Hi	0	0	0	0	0	0	-
SAC-263D	Hi	0	0	0	0	0	0	-

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.2.4 Producción posterior al cañoneo

La tabla 24 muestra los datos de producción diaria de cada pozo después del cañoneo mediante TCP convencional, como promedio del mes posterior al evento. La arena con mayor producción de petróleo (558 BPPD) es Hollín inferior del pozo SAC-251D; la más baja (100 BPPD) corresponde a la arena U inferior del pozo SAC-092; en la arena Basal Tena en el pozo SAC-242D no ha iniciado con la producción. El porcentaje de BSW es mayor al 20 % en todos los pozos. La relación gas-petróleo solo se registra para la arena Hollín superior en el pozo SAC-242D, con un valor estimado en 24,3 PCS/BF. El método de levantamiento instalado en estos pozos es bombeo hidráulico para SAC-092 y SAC-251D y, bombeo electro sumergible para SAC-242D y 263D. Los resultados de producción posteriores a los eventos de cañoneo, para determinados días, se encuentran en el anexo 3.

Tabla 24 Producción posterior de los pozos cañoneados con TCP

POZO	ARENA	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO-PROMEDIO MENSUAL (BPPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA-PROMEDIO MENSUAL (BAPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS-PROMEDIO MENSUAL (PCD)	BSW-PROMEDIO MENSUAL (%)	API	GOR (PCS/BF)	MÉTODO DE LEV.
SAC-092	Ui	100 (SE CERRÓ EN 10/2010, BAJO APORTE Y ALTO BSW)	281	-	73,80	26,50	-	PPH
SAC-242D	BT	NO SE HA INICIADO PRODUCCIÓN						PPS
	Hs	374	393	9,07	51,30	24,20	24,30	
SAC-251D	Hi	558	28,9	-	4,90	24,10	-	PPH
SAC-263D	Hi	203	141	-	40,99	22,60	-	PPS

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.2.5 Producción enero 2013

Respecto a la tabla 25, en esta se indica el estado y la producción de los pozos que fueron cañoneados mediante TCP convencional, al mes de enero de 2013. Se puede observar que únicamente el pozo SAC-092 se encuentra cerrado debido al bajo aporte y alto BSW que venía presentando; en cuanto a los demás pozos, estos presentan una tasa de producción que va desde 257 BPPD, de la arena Hollín inferior en el pozo SAC-263D, hasta 1956 BPPD de la arena Hollín inferior en el pozo SAC-251D. El rango de BSW está entre 36 y 75 %, mientras que el Índice de Productividad se estima en 0,774 y 0,6 BPPD/psi para los pozos SAC-242D y SAC-251D respectivamente. En cuanto a los métodos de levantamiento artificial instalados en los pozos, predomina el bombeo electro sumergible, en contraste con el bombeo hidráulico instalado en el pozo SAC-251D; el pozo SAC-092 no tiene instalado ningún método de levantamiento en esa fecha.

Tabla 25 Producción a enero de 2013 de los pozos cañoneados con TCP

POZO	ESTADO	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	Ps	Pwf	IP	MÉTODO DE LEV.
SAC-092	PC	Ui	BAJO APORTE, ALTO BSW (10/2010)						-
SAC-242D	PP	Hs	768	192	75	3.804,56	2.563,75	0,77	PPS
SAC-251D	PP	Hi	1.956	1.252	36	4.194,00	3.189,00	0,60	PPH
SAC-263D	PP	Hi	257	129	50	-	-	-	PPS

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.2.6 Factor Skin y permeabilidad posteriores al cañoneo

De acuerdo a la tabla 26, en los pozos cañoneados con TCP convencional, el factor Skin se encuentra entre 2,5 y 5,73, para la arena Hollín inferior del pozo SAC-263D y para la arena U inferior del pozo SAC-092, respectivamente; resaltando que no existen datos para el pozo SAC-251D. La arena U inferior en el pozo SAC-092 posee la menor permeabilidad, con un valor de 20 md. En lo que respecta a las presiones del reservorio, la arena U inferior (pozo SAC-092) presenta un valor estimado en 3829 psi y la arena Hollín inferior (SAC-263D), 4120 psi. Los valores de estos parámetros fueron obtenidos a partir de las pruebas de Build Up o restauración de presión realizadas posteriormente al cañoneo, excepto para el pozo SAC-263, cuyos valores se obtuvieron de la simulación de cañoneo con el software PerfPro. Los resultados del análisis de las pruebas de restauración de presión se encuentran en anexo 4.

Tabla 26 Factor Skin y permeabilidad de los pozos cañoneados con TCP

POZO	ARENA	P_R	S_t	K
SAC-092	Ui	3.829	5,73	20
SAC-242D	Hs	3.836	5,45	276
SAC-251D	Hi	NO EXISTE REGISTRO		
SAC-263D	Hi	4.120	2,50	400

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.3 POZOS CAÑONEADOS CON STIMGUN

Los pozos cañoneados con StimGun se indican en la tabla 27.

Tabla 27 Pozos cañoneados con StimGun

TÉCNICA	POZO	ARENA
STIMGUN	SAC-125	HOLLÍN INFERIOR
	SAC-260D	T SUPERIOR
		U INFERIOR
	SAC-312D	T INFERIOR

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.3.1 Datos petrofísicos de interés

De acuerdo a la tabla 28, en la que se especifican datos petrofísicos de las arenas cañoneadas mediante StimGun, la arena Hollín inferior en el pozo SAC-125 posee el mayor espesor (83,62 ft); la arena U inferior en el pozo SAC-260D tiene el menor espesor (31,27 ft). La porosidad de estas arenas está entre 11 y 17%, en sus zonas de pago. La saturación de agua mayor se presenta en la arena T superior del pozo SAC-260D, con un valor de 42,9 %, sin embargo esta arena no se la ha puesto a producir después del cañoneo; la arena con menor saturación de agua es U inferior del pozo SAC-260D, cuyo valor es 7,9 %. El detalle de los datos petrofísicos se encuentra en el anexo 1.

Tabla 28 Datos petrofísicos de interés de los pozos cañoneados con StimGun

POZO	ARENA	TOPE MD	TOPE TVD	BASE MD	BASE TVD	ESPESOR BRUTO MD	ESPESOR BRUTO TVD	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	Sw PROMEDIO (ZONA DE PAGO)
SAC-125	Hi	9.948	9.948	10.032	10.032	83,62	83,62	0,18	0,38
SAC-260D	Ts	9.821	9.688	9.873	9.741	52,70	52,70	0,11	0,43
	Ui	9.664	9.532	9.794	9.794	31,27	31,27	0,13	0,08
SAC-312D	Ti	10.138		10.209		71,00		0,12	0,22

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.3.2 Eventos de cañoneo

En la tabla 29 se puede observar el detalle de los eventos de cañoneo realizados con StimGun, en donde el mayor intervalo cañoneado se presenta en el pozo SAC-260D, con 91 ft cañoneados para la arena T superior, en la que no se ha iniciado su producción, y 15 ft cañoneados en U inferior; mientras que el menor intervalo es 12 ft en la arena Hollín inferior del pozo SAC-125. Se mantiene la misma tendencia en cuanto al valor total de disparos, a pesar de que la densidad de disparos es diferente en cada intervalo. La fase o ángulo de las cargas es de 35 grados para todos los pozos, excepto en el pozo SAC-312D para el cual es 60 grados. El detalle de los eventos de cañoneo se encuentra en el anexo 2.

Tabla 29 Eventos de cañoneo de los pozos cañoneados con StimGun

POZO	FECHA	OBJETIVO	ARENA	Base MD (ft)	Tope MD (ft)	Densidad disparos (shot/ft)	TS-BS (ft)	Intervalo neto cañoneado (ft)	Fase	Total disparos
SAC-125	05/08/2010	DISPARAR ARENA Hi, EVALUAR, BAJAR BHA DE PRODUCCIÓN DE ACUERDO A RESULTADOS.	Hi	9.962	9.960	2	2	12	35	54
	05/08/2010	DISPARAR ARENA Hi, EVALUAR, BAJAR BHA DE PRODUCCIÓN DE ACUERDO A RESULTADOS.	Hi	9.960	9.950	5	10	12	35	54
SAC-260D	17/02/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ts (No se la ha puesto a producir)	9.932	9.923	5	9	106	39	455
	17/02/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ts (No se la ha puesto a producir)	9.905	9.823	5	82	106	39	455
	17/02/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ui	9.681	9.666	5	15	106	35	75

Continuación tabla 29

SAC-312D	23/03/2012	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES	Ti	10.224	10.161	5	63	63	60	315

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.3.3 Producción previa al cañoneo

Los pozos cañoneados con esta técnica, no registran producción alguna de las arenas respectivas. Sin embargo, el pozo SAC-125D tiene instalado bombeo electro sumergible en el mes previo al cañoneo.

3.2.3.4 Producción posterior al cañoneo

La tabla 30 muestra los datos de producción diaria de cada pozo después del cañoneo mediante StimGun, como promedio del mes posterior al evento. La arena con mayor producción de petróleo (504 BPPD) es T inferior del pozo SAC-312D; la más baja (221 BPPD) corresponde a la arena U inferior del pozo SAC-260D, sin embargo en la arena T superior de ese mismo pozo, no se ha iniciado producción. El porcentaje de BSW se encuentra alrededor del 27 %. La relación gas-petróleo no registra valor para ningún pozo, ya que la producción de gas tampoco se registra. El método de levantamiento instalado en estos pozos se mantiene, con relación a la tabla anterior. Estos resultados de producción se encuentran en el anexo 3.

Tabla 30 Producción posterior de los pozos cañoneados con StimGun

POZO	ARENA	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO-PROMEDIO MENSUAL (BPPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA-PROMEDIO MENSUAL (BAPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS-PROMEDIO MENSUAL (PCD)	BSW-PROMEDIO MENSUAL (%)	API	GOR (PCS/BF)	MÉTODO DE LEV.
SAC-125	Hi	491	4,96	-	1,00	27,20	-	PPS
SAC-260D	Ts	NO SE HA INICIADO PRODUCCIÓN						
	Ui	221	30,60	-	12,10	26,30	-	PPS
SAC-312D	Ti	504	45,00	-	8,20	27,60	-	PPH

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.3.5 Producción enero 2013

Respecto a la tabla 31, en esta se indica el estado y la producción de los pozos, que fueron cañoneados mediante StimGun, al mes de enero de 2013. Se puede observar que todos se encuentran produciendo de las respectivas arenas, cuya producción va desde 84 BPPD, de la arena U inferior en el pozo SAC-260D, hasta 469 BPPD de la arena Hollín inferior en el pozo SAC-099. El valor menor de BSW es 1,4 % para el pozo SAC-312D y el mayor es 18 % para el pozo SAC-125, mientras que el Índice de Productividad se estima en 0,463 BPPD/psi para el pozo SAC-125 que produce de la arena Hollín inferior y, 0,677 BPPD/psi para el pozo SAC-260D que produce de la arena U inferior al mes mencionado; los demás pozos no registran ese dato. En cuanto a los métodos de levantamiento artificial instalados en los pozos, predomina el bombeo electro sumergible, en contraste con el bombeo hidráulico instalado en el pozo SAC-312D.

Tabla 31 Producción a enero de 2013 de los pozos cañoneados con StimGun

POZO	ESTADO	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	Ps	Pwf	IP	MÉTODO DE LEV.
SAC-125	PP	Hi	469	385	18,00	4.174	2.517	0,46	PPS
SAC-260D	PP	Ui	84	76	10,00	1.786	1.078	0,68	PPS
SAC-312D	PP	Ti	140	138	1,40	-	-	-	PPH

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.3.6 Factor Skin y permeabilidad posteriores al cañoneo

De acuerdo a la tabla 32, en los pozos cañoneados con StimGun, el factor Skin es 10 en la arena U inferior del pozo SAC-260D y 20 en la arena T inferior del pozo SAC-312D, mientras que en Hollín inferior del pozo SAC-125 no se registran datos. La arena U inferior en el pozo SAC-260D posee una permeabilidad estimada en 911 md, mientras que en T inferior del pozo SAC-312D, la permeabilidad estimada es 160 md.

En lo que respecta a las presiones de reservorio, la arena T inferior (pozo SAC-312D) presenta un valor de 1.400 psi y la arena U inferior (pozo SAC-260D) registra un valor de 2.537 psi. Los valores de estos parámetros para el pozo SAC-260D fueron obtenidos a partir de las pruebas de Build Up o restauración de presión posteriores al cañoneo y, para el pozo SAC-312D se obtuvieron a partir de la simulación realizada con PerfPro. Los resultados del análisis de las pruebas de restauración de presión se encuentran en anexo 4.

Tabla 32 Factor Skin y permeabilidad de los pozos cañoneados con StimGun

POZO	ARENA	P_R	S_t	K
SAC-125	Hi	No existe registro		
SAC-260D	Ui	2.304	10	911
SAC-312D	Ti	1.400	20	160

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.4 POZOS CAÑONEADO CON STIMPRO

Los pozos cañoneados con StimPro se encuentran en la tabla 33.

Tabla 33 Pozos cañoneados con StimPro

TÉCNICA	POZO	ARENA
STIMPRO	SAC-083	T INFERIOR
	SAC-162	U INFERIOR
	SAC-165D	HOLLÍN SUPERIOR
	SAC-223D	U INFERIOR

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.4.1 Datos petrofísicos de interés

De acuerdo a la tabla 34, en la que se especifican datos petrofísicos de las arenas cañoneadas mediante StimPro, la arena T inferior en el pozo SAC-083 posee el mayor espesor (63 ft); la arena Hollín superior en el pozo SAC-165D tiene el menor espesor (17 ft). La porosidad de estas arenas está entre 6 y 15%, en sus zonas de pago. La saturación de agua mayor se presenta en la arena Hollín superior del pozo SAC-165D, con un valor de 41,9 %, la arena con menor saturación de agua es U inferior del pozo SAC-223D, cuyo valor es 6,3 %. El detalle de los datos petrofísicos se encuentra en el anexo 1.

Tabla 34 Datos petrofísicos de interés de los pozos cañoneados con StimPro.

POZO	ARENA	TOPE MD	TOPE TVD	BASE MD	BASE TVD	ESPESOR BRUTO MD	ESPESOR BRUTO TVD	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	Sw PROMEDIO(ZONA DE PAGO)
SAC-083	Ti	9.650	9.650	9.713	9.713	63,00	63,00	0,15	0,17
SAC-162	Ui	9.476	9.476	9.511	9.511	35,00	35,00	0,15	0,07
SAC-165D	Hs	10.180	9.878	10.197	9.895	17,00	17,00	0,15	0,42
SAC-223D	Ui	9.788		9.912		25,00		0,07	0,06

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.4.2 Eventos de cañoneo

En la tabla 35 se puede observar el detalle de los eventos de cañoneo realizados con StimPro, en donde el mayor intervalo cañoneado se presenta en el pozo SAC-223D, con 25 ft cañoneados para la arena U inferior; mientras que el menor intervalo es 10 ft en la arena T inferior del pozo SAC-083. Se mantiene la misma tendencia en cuanto al valor total de disparos, con una densidad de disparos de 5 shot/ft. La fase o ángulo de las cargas es 35 y 60 grados. El detalle de los eventos de cañoneo se encuentra en el anexo 2.

Tabla 35 Eventos de cañoneo de los pozos cañoneados con StimPro

POZO	FECHA	OBJETIVO	ARENA	Base MD (ft)	Tope MD (ft)	Densidad disparos (shot/ft)	TS-BS (ft)	Intervalo neto cañoneado (ft)	Fase	Total disparos
SAC-083	12/06/2011	AISLAR ENTRADA DE AGUA DE Hs CON CIBP, DISPARAR ARENA Ti.	Ti	9.682	9.672	5	10	10	35	50
SAC-162	16/09/2012	DISPARAR ARENA Ui.	Ui	9.494	9.478	5	16	16	60	80
SAC-165D	22/07/2010	REALIZAR SQZ ARENAS Hi Y Ti, DISPARAR ARENA Hs, EVALUAR, DISEÑAR Y BAJAR COMPLETACIÓN BES DE ACUERDO A RESULTADOS.	Hs	10.198	10.180	5	18	18	35	90
SAC-223D	27/06/2011	DISPARAR Y COMPLETAR ARENA Ui.	Ui	9.813	9.788	5	25	25	60	125

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.4.3 Producción previa al cañoneo

Ninguno de los pozos estaba produciendo de las arenas cañoneadas, por lo tanto no registran datos. Sin embargo, los pozos SAC-083 y SAC-162 165D tienen instalado bombeo hidráulico previamente al cañoneo, el pozo SAC-165D tiene bombeo electro sumergible y el pozo SAC-223D no tiene instalado ningún método de levantamiento.

3.2.4.4 Producción posterior al cañoneo

La tabla 36 muestra los datos de producción diaria de cada pozo después del cañoneo mediante StimPro, como promedio del mes posterior al evento. La arena con mayor producción de petróleo (407 BPPD) es Hollín superior del pozo SAC-

165D; la más baja (230 BPPD) corresponde a la arena U inferior del pozo SAC-223D. El porcentaje de BSW se encuentra entre 26 % y 32 %. La mayor relación gas-petróleo es 504 PCS/BF para el pozo SAC-083, y la menor es 398 PCS/BF en el pozo SAC-165D; los otros pozos no registran valor alguno para ese parámetro. El método de levantamiento instalado en estos pozos es bombeo hidráulico (pozos SAC-083 y SAC-223D) y electro sumergible (pozos SAC-162 y SAC-165D). Los resultados de producción posteriores a los eventos de cañoneo, para determinados días, se encuentran en el anexo 3.

Tabla 36 Producción posterior de los pozos cañoneados con StimPro

POZO	ARENA	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO-PROMEDIO MENSUAL (BPPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE AGUA-PROMEDIO MENSUAL (BAPD)	PRODUCCIÓN DIARIA DE GAS-PROMEDIO MENSUAL (PCD)	BSW-PROMEDIO MENSUAL (%)	API	GOR (PCS/BF)	MÉTODO DE LEV.
SAC-083	Ti	358	19,90	80	5,30	27,80	504	PPH
SAC-162	Ui	255	99,00	0	27,97	26,70	0	PPS
SAC-165D	Hs	407 SE CERRÓ POR COMUNICACIÓN TBG-CSG (09/2011), ESPERANDO WORKOVER	2,13	162	0,52	26,90	398	PPS
SAC-223D	Ui	230 SE CERRÓ POR ALTO BSW (05-2012)	1,40	0	0,61	32,10	0	PPH

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.4.5 Producción enero 2013

Respecto a la tabla 37, en esta se indica el estado y la producción de los pozos, que fueron cañoneados mediante StimPro, al mes de enero de 2013. Se puede observar que los pozos SAC-083 y SAC-162 se encuentran produciendo de las respectivas arenas, con una tasa de 190 BPPD y 112 BPPD respectivamente. Los pozos SAC-165D y SAC-223D se encuentran cerrados por problemas que no están relacionados a la operación de cañoneo realizada a las arenas de estos pozos.

El valor de BSW de los pozos que están produciendo es 38,4 % y 68 %; mientras que el Índice de Productividad no se registra. En cuanto a los métodos de levantamiento artificial instalados en los pozos en producción es bombeo hidráulico y electro sumergible, respectivamente; los pozos cerrados se encuentran sin bomba.

Tabla 37 Producción a enero de 2013 de los pozos cañoneados con StimPro

POZO	ESTADO	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	Ps	Pwf	IP	MÉTODO DE LEV.
SAC-083	PP	Ti	190	117	38,40				PPH
SAC-162	PP	Ui	112	36	68,00				PPS
SAC-165D	PC	Hs	COMUNICACIÓN TBG-CSG (09/2011), ESPERANDO WORKOVER						-
SAC-223D	PC	Ui	ALTO BSW (05-2012)						-

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.
Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.2.4.6 Factor Skin y permeabilidad posteriores al cañoneo

De acuerdo a la tabla 38, en los pozos cañoneados con StimGun, el factor Skin va desde 0,11 en la arena U inferior del pozo SAC-223D, hasta 1,02 en la arena U inferior del pozo SAC-162. La permeabilidad va desde 43 md a 178,9 md. En lo que respecta a las presiones de reservorio, la arena U inferior (pozo SAC-223D) presenta

el mayor valor (1.400 psi) y la arena T inferior (pozo SAC-083) registra el menor valor (1.204 psi).

Los valores de los parámetros mencionados en el párrafo anterior fueron obtenidos a partir de las pruebas de Build Up o restauración de presión posteriores al cañoneo, excepto para el pozo SAC-223D, cuyos valores se obtuvieron de la simulación del cañoneo realizada en PerfPro. Los resultados del análisis de las pruebas de restauración de presión se encuentran en anexo 4.

Tabla 38 Factor Skin y permeabilidad de los pozos cañoneados con StimPro

POZO	ARENA	P_R	S_t	K
SAC-083	Ti	1.204	0,56	43,00
SAC-162	Ui	1.248	1,02	178,90
SAC-165D	Hs	NO EXISTE REGISTRO		
SAC-223D	Ui	1.400	0,11	125,00

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.3 ANÁLISIS TÉCNICO

En el presente análisis, se comparan los resultados de cada técnica en las diferentes arenas de los pozos cañoneados; es decir, se compara el factor Skin total de cada técnica, obtenido del análisis de las pruebas de restauración de presión realizadas en los distintos pozos después del cañoneo en las mencionadas arenas; además se consideran parámetros de cada arena como porosidad, permeabilidad y saturación de agua. También se analiza la producción de cada pozo por arena de acuerdo a la técnica aplicada, comparando los resultados de producción entre las técnicas para una misma arena, considerando el pozo respectivo y, en el caso de los pozos que estuvieron produciendo previamente de la misma arena cañoneada, también se comparan los valores de dichas tasas.

3.3.1 BAJO BALANCE DE LA PRESIÓN

En las operaciones de cañoneo mediante tubería realizadas en el campo Sacha, es necesario determinar un valor estimado del bajo balance de presión necesario para cañonear las diferentes arenas. Para ello se calcula el diferencial de presión a favor de la formación (∆P o presión de bajo balance), para poder considerar un valor óptimo en la operación.

En el siguiente ejemplo de cálculo se muestra la estimación del valor del bajo balance para el pozo SAC-260D, en el que se cañoneó la arena U inferior, cuyo valor de densidad (ρ_b) es 2,32 g/cm^3 y la permeabilidad (K) en esta arena, obtenida de los resultados del análisis de la prueba de restauración de presión realizada en este pozo, es 911 md.

1. Cálculo del bajo balance máximo, $\Delta P_{máx}$:

$$\Delta P_{máx} = 2.340\rho_b - 4.000 \qquad (2.2)$$

$$\Delta P_{máx} = (2.340 \times 2{,}32)\ \text{psi} - 4.000\ \text{psi}$$

$$\Delta P_{máx} = 1.428{,}8\ \text{psi}$$

2. Cálculo del bajo balance mínimo, $\Delta P_{mín}$:

$$\Delta P_{mín} = \frac{3.500}{K^{0.37}} \qquad (2.3)$$

$$\Delta P_{mín} = \frac{3.500}{(911)^{0.37}}\ \text{psi}$$

$\Delta P_{mín} = 281{,}22$ psi

3. Cálculo del bajo balance promedio, $\overline{\Delta P}$:

$$\overline{\Delta P} = \frac{(\Delta P_{máx} + \Delta P_{mín})}{2} \quad (2.4)$$

$$\overline{\Delta P} = \frac{(1.428{,}8 + 281{,}22)}{2} \text{ psi}$$

$$\overline{\Delta P} = 855{,}01 \text{ psi}$$

El valor del bajo balance calculado ($\overline{\Delta P}$) está fuera del rango indicado en la tabla 10. En estos casos se debe calcular un valor que se ajuste a aquel rango. Para ello se calcula un valor del bajo balance (ΔP) entre el valor mínimo y el promedio, ya que ese bajo balance, es el valor de diferencia de presión que debe existir entre el reservorio y la columna hidrostática del pozo. Además, calculando el valor de ΔP de la manera indicada, se puede conocer valor máximo de presión que debe tener la columna hidrostática para crear dicho bajo balance (ΔP).

$$\Delta P = \frac{(\overline{\Delta P} + \Delta P_{mín})}{2}$$

$$\Delta P = \frac{(855{,}01 + 281{,}22)}{2} \text{ psi}$$

$$\Delta P = 568{,}12 \text{ psi}$$

En la tabla 39 se puede observar los valores de bajo balance (ΔP) para cada pozo por arena cañoneada, considerando que este cálculo solo se lo realiza para las operaciones de cañoneo en bajo balance, es decir que en el presente estudio, este cálculo se aplica para los cañoneos hechos con TCP convencional, StimGun y StimPro. Los resultados correspondientes se encuentran en el anexo 5.

Para la arena Hollín inferior, los pozos SAC-125 y SAC-251D no registran valores de permeabilidad, ya que no se les realizó pruebas de restauración de presión, sin embargo, para el pozo SAC-263D cañoneado con TCP convencional, se observa que el valor de bajo balance es 643,20 psi.

Para la arena Hollín Superior, el pozo SAC-030 no registra valor de bajo balance, ya que fue cañoneado con Wireline, tampoco el pozo SAC-165D, debido a que no se dispone del valor de la permeabilidad porque no se le realizó prueba de restauración de presión; sin embargo, para el pozo SAC-242D cañoneado con TCP convencional, se observa que el valor de bajo balance es 679,44 psi.

Para la arena T inferior, el pozo SAC-099 no registra valor de bajo balance, ya que fue cañoneado con Wireline. En el pozo SAC-083, cañoneado con StimPro, se observa que el valor de bajo balance es 1.161,27 psi, el cual es un valor alto porque la permeabilidad de la arena, obtenida del análisis de la prueba de restauración de presión hecha en este pozo, es baja. En el pozo SAC-312D, cañoneado con StimGun, se observa que el valor de bajo balance es 764,48 psi y está en relación con el valor de la presión del yacimiento (P_{yac}), 1.400 psi, indicado en la tabla 32.

Para la arena U inferior, los pozos SAC-052B y SAC-150D no registran valores de bajo balance, ya que fueron cañoneados con Wireline. En el pozo SAC-092, cañoneado con TCP convencional, se observa que el valor de bajo balance es alto, 1.292,04 psi, porque la permeabilidad de la arena, obtenida del análisis de la prueba de restauración de presión hecha en este pozo, es baja; sin embargo, este valor de bajo balance es coherente ya que la presión de yacimiento, que se indica en la tabla 26, es 3.829 psi. Para los pozos SAC-162 y SAC-223D, cañoneados con StimPro, el bajo balance calculado es 742,38 psi y 797,02 psi.

El pozo SAC-260D, cañoneado con StimGun, registra un valor de bajo balance de 568,12 psi, el cual es lógico, con respecto al valor de la presión de yacimiento, 2.304 psi, que se muestra en la tabla 32. Los valores del bajo balance, que se indican en la

tabla 39 son estimados y calculados en base al valor promedio y al valor mínimo del bajo balance, como se explica en el ejemplo de cálculo.

Tabla 39 Bajo balance de presión de los pozos seleccionados

ARENA	POZO	TÉCNICA	ρ_b (g/cm^3)	K (md)	ΔP (psi)
HOLLÍN INFERIOR	SAC-125	STIMGUN	2,32	-	**-**
	SAC-251D	TCP CONVENCIONAL	2,32	-	**-**
	SAC-263D	TCP CONVENCIONAL	2,32	400	**643,20**
HOLLÍN SUPERIOR	SAC-030	WIRELINE	-	-	**-**
	SAC-165D	STIMPRO	2,31	-	**-**
	SAC-242D	TCP CONVENCIONAL	2,31	276	**679,44**
T INFERIOR	SAC-099	WIRELINE	-	-	**-**
	SAC-083	STIMPRO	2,33	43	**1.161,27**
	SAC-312D	STIMGUN	2,33	160	**764,48**
U INFERIOR	SAC-052B	WIRELINE	-	-	**-**
	SAC-092	TCP CONVENCIONAL	2,32	20	**1292,04**
	SAC-150D	WIRELINE	-	-	**-**
	SAC-162	STIMPRO	2,32	178,90	**742,38**
	SAC-223D	STIMPRO	2,32	125	**797,02**
	SAC-260D	STIMGUN	2,32	911	**568,12**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.3.2 ANÁLISIS DEL FACTOR SKIN OBTENIDO DESPUÉS DEL CAÑONEO

En esta sección, se analiza el valor del factor Skin obtenido después del cañoneo realizado con las técnicas descritas anteriormente, en las distintas arenas de los pozos respectivos. El valor del factor Skin que se utiliza para el análisis es el promedio correspondiente a cada técnica, ya que los valores del factor Skin son similares dentro de cada una de ellas, como se indica en la tabla 40.

Tabla 40 Factor Skin de los pozos seleccionados

POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE				
POZO	**ARENA**	**S_t**	**$\overline{S_t}$**	**K**
SAC-030	Hs	11,00	10,45	427
SAC-052B	Ui	13,00		160
SAC-099	Ti	15,00		257
SAC-150D	Ui	2,80		230
POZOS CAÑONEADOS CON TCP CONVENCIONAL				
POZO	**ARENA**	**S_t**	**$\overline{S_t}$**	**K**
SAC-251D	Hi	-	4,56	-
SAC-092	Ui	5,73		20
SAC-242D	Hs	5,45		276
SAC-263D	Hi	2,50		400
POZOS CAÑONEADOS CON STIMGUN				
POZO	**ARENA**	**S_t**	**$\overline{S_t}$**	**K**
SAC-125	Hi	-	15,00	-
SAC-260D	Ui	10,00		911
SAC-312D	Ti	20,00		160
POZOS CAÑONEADOS CON STIMPRO				
POZO	**ARENA**	**S_t**	**$\overline{S_t}$**	**K**
SAC-165D	Hs	-	0,56	-
SAC-083	Ti	0,56		43
SAC-162	Ui	1,02		179
SAC-223D	Ui	0,11		125

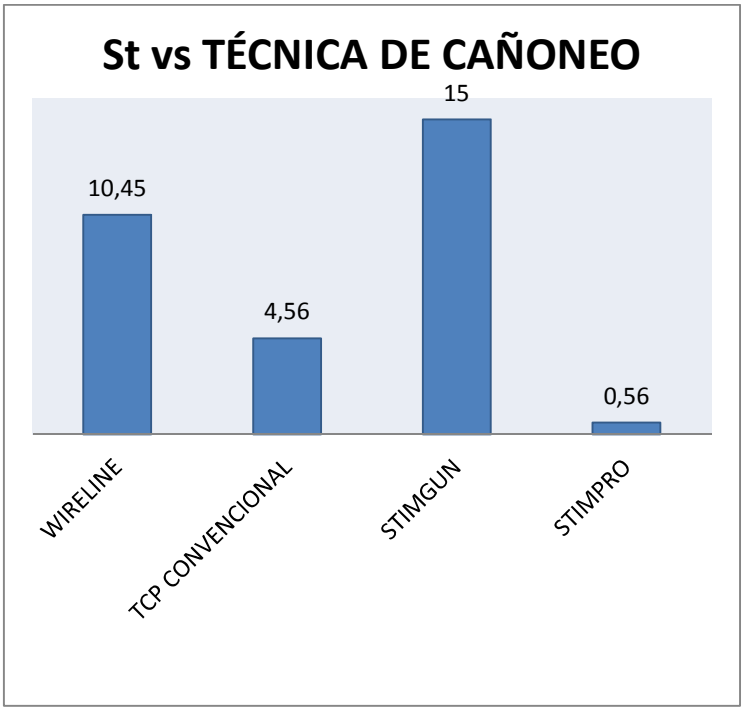
Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

La técnica a la que le corresponde el menor factor Skin es StimPro, mientras que el mayor valor se registra con la técnica StimGun, considerando que solo se dispone del valor del factor Skin de dos de los tres pozos cañoneados con esta técnica. Los pozos cañoneados con Wireline también presentan un alto valor de factor Skin y los pozos cañoneados con TCP convencional, tienen un valor menor a los de Wireline y StimGun, que son cercanos y muy alejados del valor del factor Skin con StimPro. Comparando los valores de este parámetro, la técnica más adecuada es StimPro, ya que como se mencionó, el valor del factor Skin es el menor, lo cual indica que el daño causado con esta técnica es mucho menor que con las otras.

El gráfico 5 ilustra de mejor manera el factor Skin correspondiente a cada técnica, con el cual se determina que la técnica StimPro es la que causa menos daño.

Gráfico 5 Factor Skin de los pozos seleccionados



Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.3.3 ANÁLISIS DE PERMEABILIDAD

3.3.3.1 Arena Hollín inferior

Tabla 41 Permeabilidad de la arena Hollín inferior en los pozos seleccionados

ARENA	TÉCNICA	POZO	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	K (md)
HOLLÍN INFERIOR	TCP CONVENCIONAL	SAC-251D	-	-
		SAC-263D	-	400
	STIMGUN	SAC-125	0,18	-

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

De acuerdo a la tabla 41, en esta arena solo se dispone del valor de permeabilidad referente al pozo SAC-263D, por lo tanto no es posible comparar con las otras técnicas, aunque este valor de permeabilidad es alto.

3.3.3.2 Arena Hollín superior

Tabla 42 Permeabilidad de la arena Hollín superior en los pozos seleccionados

ARENA	TÉCNICA	POZO	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	K (md)
HOLLÍN SUPERIOR	WIRELINE	SAC-030	0,14	427
	TCP CONVENCIONAL	SAC-242D	0,17	276
	STIMPRO	SAC-165D	0,15	-

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

En la tabla 42, se observa el mayor valor de permeabilidad para el caso del cañoneo con Wireline, en comparación con el valor correspondiente a TCP convencional, que es menor. Por tanto, comparando permeabilidades, la técnica más adecuada para esta arena es Wireline; recalcando que no se dispone de valor alguno de permeabilidad en el caso del cañoneo con StimPro.

3.3.3.3 Arena T inferior

Tabla 43 Permeabilidad de la arena T inferior en los pozos seleccionados

ARENA	TÉCNICA	POZO	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	K (md)
T INFERIOR	WIRELINE	SAC-099	0,17	**257**
	STIMGUN	SAC-312D	0,12	**160**
	STIMPRO	SAC-083	0,15	**43**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

De acuerdo a la tabla 43, se observan los valores de permeabilidad más altos para el caso del cañoneo con Wireline y StimGun, en comparación con el valor correspondiente a StimPro, que es el menor. Comparando permeabilidades, la técnica más apropiada para esta arena es Wireline.

3.3.3.4 Arena U inferior

Tabla 44 Permeabilidad de la arena U inferior en los pozos seleccionados

ARENA	TÉCNICA	POZO	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	K (md)
U INFERIOR	WIRELINE	SAC-052B	0,29	**160**
		SAC-150D	0,17	**0,15**
	TCP CONVENCIONAL	SAC-092	0,13	**20**
	STIMGUN	SAC-260D	0,13	**911**
	STIMPRO	SAC-162	0,15	**178,90**
		SAC-223D	0,07	**125**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

En la tabla 44, los valores de permeabilidad más bajos se observan en los pozos cañoneados con Wireline y TCP, en comparación con los pozos cañoneados con StimGun y StimPro, en los que se demuestra que estas técnicas son las más adecuadas, notando que el mayor valor de permeabilidad corresponde a la técnica StimGun. En la tabla 45, se presenta un resumen de los valores de permeabilidad por técnica de cañoneo, en la que se evidencia lo mencionado anteriormente para cada arena.

Tabla 45 Resumen de la permeabilidad de las arenas en los pozos seleccionados

TÉCNICA	POZO	ZONA	K
WIRELINE	SAC-030	Hs	**427,0**
	SAC-052B	Ui	**160,0**
	SAC-099	Ti	**257,0**
	SAC-150D	Ui	**230,0**
TCP CONVENCIONAL	SAC-092	Ui	**20,0**
	SAC-242D	Hs	**276,0**
	SAC-251D	Hi	**-**
	SAC-263D	Hi	**400,0**
STIMGUN	SAC-125	Hi	**-**
	SAC-260D	Ui	**911,0**
	SAC-312D	Ti	**160,0**
STIMPRO	SAC-083	Ti	**43,0**
	SAC-162	Ui	**178,9**
	SAC-165D	Hs	**-**
	SAC-223D	Ui	**125,9**

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

3.3.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

En esta sección, se analiza el valor de la producción alcanzada de la respectiva arena de cada pozo después del cañoneo; esta tasa es el valor diario promedio del mes posterior al cañoneo y se indica en la tabla 46.

Tabla 46 Producción total de los pozos seleccionados por cada técnica

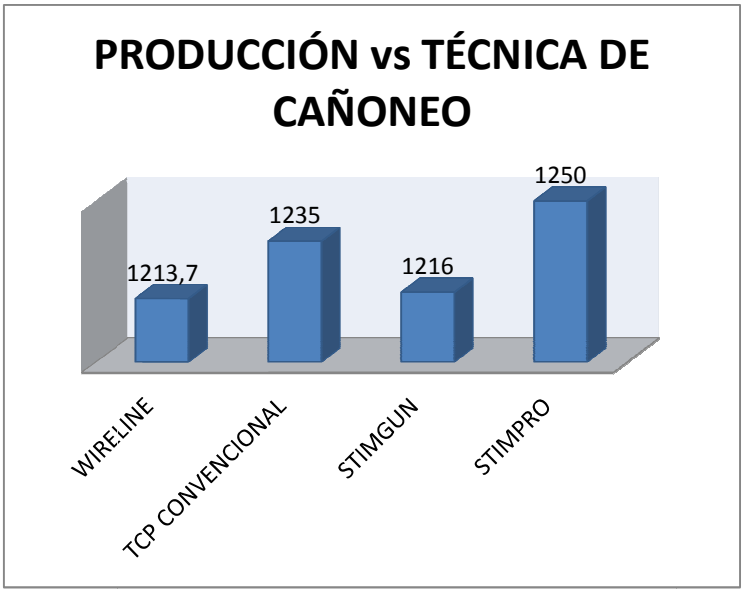
TÉCNICA	POZO	ARENA	PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO-PROMEDIO MENSUAL (BPPD)	BSW-PROMEDIO MENSUAL (%)	PRODUCCIÓN TOTAL POR TÉCNICA (BPPD)
WIRELINE	SAC-030	Hs	42,7 (SE CERRÓ 10/2012, BAJO APORTE)	39,60	1.213,7
	SAC-052B	Ui	228	34,50	
	SAC-099	Ti	431	9,10	
	SAC-150D	Ui	512	38,50	
TCP CONVENCIONAL	SAC-092	Ui	100 (SE CERRÓ EN 10/2010, BAJO APORTE Y ALTO BSW)	73,80	1.235
	SAC-242	Hs	374	51,30	
	SAC-251D	Hi	558	4,90	
	SAC-263D	Hi	203	40,99	
STIMGUN	SAC-125	Hi	491	1,00	1.216
	SAC-260	Ui	221	12,10	
	SAC-312D	Ti	504	8,20	
STIMPRO	SAC-083	Ti	358	5,30	1.250
	SAC-162	Ui	255	27,97	
	SAC-165D	Hs	407 (SE CERRÓ POR COMUNICACIÓN TBG-CSG EN 09/2011, ESPERANDO WORKOVER)	0,52	
	SAC-223D	Ui	230 (SE CERRÓ POR ALTO BSW EN 05/2012)	0,61	

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

La mayor producción alcanzada se da en las arenas de los pozos cañoneados con StimPro y, la menor producción se da en los pozos cañoneados con Wireline. La producción de las arenas de los pozos cañoneados con StimGun es ligeramente mayor a la de los pozos cañoneados con Wireline, por tanto es mucho menor que las demás, esto se debe a que en el presente estudio solo se consideraron 3 pozos para esta técnica, ya que hasta la fecha solamente en esos 3 pozos se la ha aplicado. En el gráfico 6 se ilustran los datos de la tabla anterior.

Gráfico 6 Producción total de los pozos seleccionados



Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Es importante mencionar, que los pozos SAC-030, SAC-052B, SAC-099 y SAC-092 estaban produciendo de las arenas respectivas, previamente al cañoneo. Los pozos SAC-030 y SAC-052B cañoneados con Wireline y, el pozo SAC-092 cañoneado con TCP convencional, muestran una disminución en sus tasas de producción después del evento de cañoneo; esto constituye una desventaja para estas técnicas, especialmente para el cañoneo con Wireline, que además registra el menor valor de producción total como se mencionó. Esta información se indica en la tabla 47.

Tabla 47 Producción previa y posterior de los pozos seleccionados

TÉCNICA	POZO	BPPD ANTES	BPPD DESPUÉS
WIRELINE	SAC-030	171	43
	SAC-052B	356	228
	SAC-099	352	431
	SAC-150D	445	512
TCP CONVENCIONAL	SAC-092	154	100
	SAC-242D	-	374
	SAC-251D	-	558
	SAC-263D	-	203
STIMGUN	SAC-260D	-	221
	SAC-312D	-	504
	SAC-125	-	491
STIMPRO	SAC-083	-	358
	SAC-162	-	255
	SAC-223D	-	230
	SAC-165D	-	407

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Tomando en cuenta todos los valores indicados y analizándolos, se establece que el cañoneo con Wireline es la técnica menos adecuada y, la técnica StimPro es la que arroja mejores resultados.

CAPÍTULO 4
ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 INTRODUCCIÓN

El análisis económico es la clave para la evaluación de un proyecto y en éste, se sistematizan los resultados económicos, calculando las cuentas financieras de costos, depreciación y valor de salvamento del proyecto, definiendo la estructura financiera del mismo.

El estudio financiero deberá demostrar que el proyecto puede realizarse con los recursos financieros disponibles. Asimismo, se debe examinar la conveniencia de comprometer los recursos financieros en el proyecto, en comparación con otras posibilidades que se conozcan de colocación.

Al hablar específicamente de este estudio, se pretende determinar la técnica de cañoneo más óptima que permita generar más ingresos a la organización en comparación con sus costos; por tanto, el estudio se basa principalmente en las proyecciones y simulaciones de los cálculos financieros en las diferentes técnicas empleadas.

4.2 DEFINICIONES DE INTERÉS

Para un mejor entendimiento de los conceptos que se emplean durante el análisis, a continuación se presentan la definición de los mismos:

4.2.1 INVERSIÓN

Es el capital de trabajo, la inversión adicional líquida que debe aportarse para que la empresa empiece a elaborar el producto, diferente a la inversión en activos fijos. La

inversión se refiere a la necesidad de financiar la primera producción antes de recibir ingresos; por lo que se deberá comprar materias primas, pagar mano de obra directa que la transforme, otorgar crédito en las primeras ventas y contar con cierta cantidad de efectivo para sufragar los gastos diarios de la empresa.

4.2.2 VIDA ÚTIL

Es el tiempo en el que se considera que el proyecto generará beneficios y deberá estar considerado en el horizonte de planeación del proyecto.

4.2.3 TASA MÍNIMA REQUERIDA

Es la tasa de ganancia anual que solicita ganar el inversionista para llevar a cabo el proyecto. Esta tasa debe de cubrir al menos el costo de capital de los recursos utilizados por la empresa para la adquisición de activos requeridos para realizar el proyecto de inversión.

Otra manera de determinar la tasa mínima requerida es fijar como piso, la tasa de interés pasiva (tasa que se paga a los inversionistas que depositan sus recursos) y agregándole algunos puntos adicionales por el riesgo específico que conlleva invertir en el proyecto de inversión.

4.2.4 FLUJOS DE EFECTIVO

Un proyecto debe de generar beneficios económicos futuros que justifiquen la inversión. Estos beneficios deben ser calculados al hacer las proyecciones financieras del proyecto y no son otra cosa que, el importe obtenido por la operación del proyecto.

4.2.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

Es el análisis cuantitativo. En esta etapa se evalúa cada uno de los proyectos por medio de los diferentes métodos cuantitativos. Dicha evaluación culmina comparando los resultados de los diferentes métodos con la importancia relativa que se les asignen a cada uno. Se escoge el que mejor califique.

4.2.6 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Descuenta los flujos a la tasa mínima y le resta la inversión necesaria para el proyecto. Si la diferencia es positiva, el proyecto resulta atractivo.

4.2.7 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa a la que se deben descontar los flujos para que la suma de flujos descontados sea igual a la inversión. Al compararla con la TREMA se puede apreciar la calidad de la inversión.

4.3 INDICADORES BÁSICOS PARA LA EVALUACIÓN DE UN PROYECTO

En el presente análisis se toman ciertos indicadores que sirven de guía, con la finalidad de tomar la decisión correcta. Para ello, se empieza con el flujo neto de caja para revisar los rendimientos esperados con las técnicas empleadas en el cañoneo de los pozos, obteniendo el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Relación Costo-Beneficio.

4.3.1 FLUJO NETO DE CAJA

El flujo neto de caja constituye uno de los elementos más importantes dentro de un proyecto, ya que la evaluación del mismo se efectúa sobre los resultados que en éste se determinen. La información básica para realizar esta proyección está contenida en los estudios de mercado, técnico y organizacional.

El Flujo de Caja de cualquier proyecto se compone de cuatro elementos básicos:

1. Egresos iniciales de fondos

2. Ingresos y egresos de operación

3. Momento en que ocurren estos ingresos y egresos, y

4. Valor de desecho o salvamento del proyecto

4.3.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor presente neto se define como la sumatoria de los flujos netos de caja anuales actualizados menos la inversión inicial. Con este indicador de evaluación se conoce al dinero actual que se va a recibir a futuro a una tasa de interés y a un periodo específico a fin de comparar con la inversión inicial.

$$VAN = -I_O + \sum_{i=1}^{n} \frac{F_i}{(1+t)^i}$$

Dónde:

I_O: Inversión Inicial
F_i: Flujo neto anual; *Si VAN > 0 ==> ACEPTAR PROYECTO*

t: tasa de actualización
n: años de duración del Proyecto

4.3.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Representa aquella tasa porcentual que reduce a cero el valor actual neto del proyecto. La TIR muestra al inversionista la tasa de interés máxima a la que debe contraer una deuda, sin que incurra en futuros fracasos financieros. Para lograr esto se busca aquella tasa que aplicada al flujo neto de caja hace que el VAN sea igual a cero. A diferencia del VAN, donde la tasa de actualización se fija de acuerdo a las alternativas de inversión externas, aquí no se conoce la tasa que se aplicara para encontrar el TIR; por definición la tasa buscada será aquella que reduce el VAN de un proyecto a cero. En virtud a que la TIR proviene del VAN, primero se debe calcular el valor actual neto.

El procedimiento para determinar la TIR es igual al utilizado para el cálculo del VAN; para posteriormente aplicar el método numérico mediante aproximaciones sucesivas hasta acercarnos a un VAN = 0, o por interpolación. Para el cálculo del VAN se aplica la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_o + \sum_{i-1}^{n} \frac{F_i}{(1+t)^i} = 0$$

$$-I_o + \sum_{i-1}^{n} \frac{F_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

Una forma práctica de operar lo anterior es mediante las aproximaciones sucesivas, su manejo supone encontrar un VAN positivo y uno negativo a tasas distintas. Si con la tasa de descuento escogida el VAN resultante continua positivo, entonces habrá que repetir el cálculo con una "i" mayor hasta hallar un VAN negativo

Obtenido un VAN positivo y otro negativo, se procede a la aproximación dentro de estos márgenes hasta encontrar un VAN igual o cercano a cero, con lo que se arriba más rápidamente a la TIR (la precisión es mayor cuando más se aproxima a cero). Para el cálculo se aplica la siguiente formula de interpolación lineal:

$$TIR = i_1 + (i_2 - i_1)\frac{VAN_1}{VAN_1 + VAN_2}$$

Dónde:

i_1: Tasa de actualización del ultimo VAN POSITIVO
i_2: Tasa de actualización del primer VAN NEGATIVO
VAN_1: Valor Actual Neto del primer periodo
VAN_2: Valor Actual Neto del segundo periodo

4.3.4 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad, entendiéndose por proyecto de inversión no solo la creación de un nuevo negocio, sino también, las inversiones que se pueden hacer en un negocio en marcha, tales como el desarrollo de un nuevo producto o la adquisición de nueva maquinaria.

$$B/C = VAI / VAC$$

Según el análisis costo-beneficio, un proyecto o negocio será rentable cuando la relación costo-beneficio es mayor que la unidad.

$$B/C > 1 \rightarrow \text{el proyecto es rentable}$$

4.3.5 TASA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

La declinación de producción se utiliza para conocer la cantidad de hidrocarburo producido en un determinado tiempo en el futuro, el método de declinación de producción empleado es la Declinación Exponencial, mediante la siguiente ecuación:

$$q = q_o \times e^{-dt}$$

Dónde:

q: Producción a un tiempo determinado t
q_o: Producción inicial
d: Declinación de producción
t: Tiempo

4.4 PARÁMETROS IMPORTANTES PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO

4.4.1 COSTOS ESTIMADOS PARA LA OPERACIÓN DE CAÑONEO

Los costos para la operación de cañoneo de cada pozo son aquellos costos en los que se incurre para que a futuro se generen ingresos. Para ello se indican las inversiones realizadas en los pozos seleccionados para el estudio. Para cada técnica los costos son diferentes, debido a que cada una de ellas difiere de las demás, no solo por el principio, sino también por su aplicación, además de que el tiempo involucrado en cada operación es distinto y cada zona tiene sus características propias. Los costos respectivos estimados de cada operación de cañoneo por pozo se encuentran en la tabla 48.

Tabla 48 Costos estimados de la operación de cañoneo

TÉCNICA	POZO	ZONA	COSTO CAÑONEO (1)	COSTO ESTIMADO TALADRO Y OTROS EQUIPOS (2)	COSTO TOTAL POR POZO (1+2)
WIRELINE	SAC-030	HS	$ 43.395,10	$ 25.000,00	$ 68.395,10
	SAC-052B	UI	$ 41.861,84	$ 25.000,00	$ 66.861,84
	SAC-099	TI	$ 28.081,56	$ 25.000,00	$ 53.081,56
	SAC-150D	UI	$ 23.173,86	$ 25.000,00	$ 48.173,86
TCP CONVENCIONAL	SAC-092	UI	$ 23.654,69	$ 30.000,00	$ 53.654,69
	SAC-242D	HS	$ 36.950,56	$ 30.000,00	$ 66.950,56
	SAC-251D	HI	$ 45.567,92	$ 30.000,00	$ 75.567,92
	SAC-263D	HI	$ 38.341,40	$ 30.000,00	$ 68.341,40
STIMGUN	SAC-260D	UI	$ 112.649,26	$ 30.000,00	$ 142.649,26
	SAC-312D	TI	$ 60.523,31	$ 30.000,00	$ 90.523,31
	SAC-125	HI	$ 14.610,74	$ 30.000,00	$ 44.610,74
STIMPRO	SAC-083	T	$ 46.582,21	$ 30.000,00	$ 76.582,21
	SAC-162	UI	$ 42.403,50	$ 30.000,00	$ 72.403,50
	SAC-223D	UI	$ 69.565,03	$ 30.000,00	$ 99.565,03
	SAC-165D	HS	$ 21.205,26	$ 30.000,00	$ 51.205,26

Fuente: ORN-CEM y HALLIBURTON.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

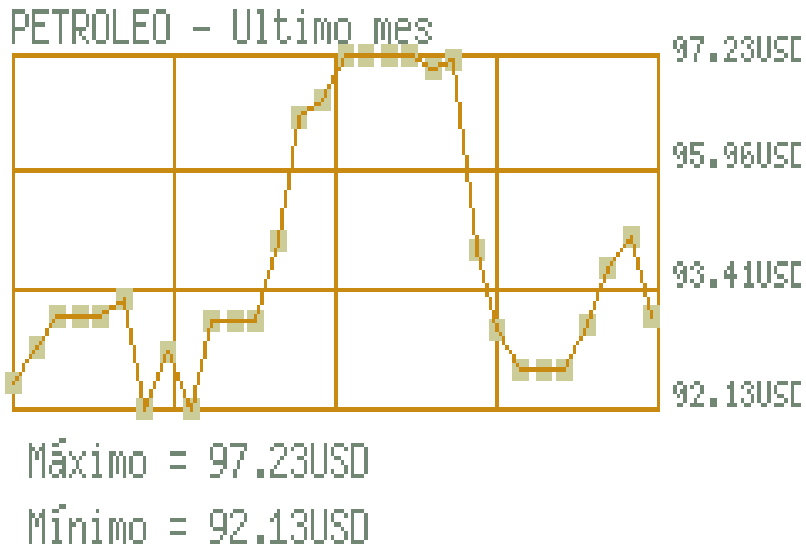
4.4.2 INGRESOS ESTIMADOS

Para efectos del proyecto, en base a la aplicación de las diferentes técnicas de cañoneo, se han considerado ciertas variables como precio del barril según el Banco Central del Ecuador, tasa de declinación de la producción para el campo Sacha y otras variables, las cuales se calculan en base al aumento o disminución de producción, para ello se toman todos los datos de la tasa de producción diaria (promedio mensual) por técnica y se multiplica por el precio estimado, con ello se obtienen los ingresos proyectados.

Para el cálculo de la producción en el tiempo de evaluación económica del presente estudio, se considera una declinación de producción del campo igual al 12% anual.

El precio del petróleo ecuatoriano se encuentra fijado por el crudo estadounidense West Texas Intermediate (WTI), cuya diferencia es establecida mensualmente por PETROECUADOR. En el gráfico 7 se presenta la evolución de los precios del barril de petróleo ecuatoriano. Los precios del barril del petróleo ecuatoriano en marzo y abril de 2013 se indican en el anexo 6.

Gráfico 7 Evolución del precio del petróleo



Fuente: BCE

Elaborado por: BCE

4.4.3 EGRESOS

Para considerar los egresos para el primer periodo tomamos la suma de los costos de trabajos de cañoneo por técnica, cuyos valores involucran el costo del cañoneo propiamente dicho y el del taladro y otros equipos, ya que esto constituye la inversión inicial para el proyecto, la cual se va a comparar con los flujos para determinar la rentabilidad. En la tabla 49 se muestra dicho valor y además se indica el costo

aproximado por pie cañoneado, el cual está obtenido a partir de la relación entre el costo de cañoneo propiamente dicho en dólares (USD) y el intervalo neto cañoneado en pies (ft).

Tabla 49 Costo total de cada técnica

TÉCNICA	NÚMERO DE POZOS CAÑONEADOS	COSTO APROXIMADO POR PIE CAÑONEADO	COSTO TOTAL POR TÉCNICA
WIRELINE	4	$ 850,88	$ 236.512,36
TCP CONVENCIONAL	4	$ 1.119,71	$ 264.514,57
STIMGUN	3	$ 1.407,52	$ 277.783,31
STIMPRO	4	$ 2.150,22	$ 299.756,00

Fuente: ORN-CEM y HALLIBURTON.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Para los siguientes periodos consideramos la multiplicación de la tasa BPPD por pozo y por técnica con los costos estimados por barril, ahí obtendremos los egresos totales a efectos de poder calcular los flujos que nos servirán para determinar que técnica es rentable.

4.4.4 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación son todos aquellos costos en los que se incurren para la extracción del crudo en los pozos, que para efectos del proyecto es US$ 6,60 por barril de petróleo, según la información proporcionada por Operaciones Río Napo (ORN).

4.4.5 DATOS PARA LAS ESTIMACIONES

Entre los principales datos requeridos para realizar las estimaciones del estudio económico, en adición a los ya descritos, se tiene:

- Para la proyección de los ingresos se tomó como base el precio del barril del petróleo WTI[1] registrado en el Presupuesto General del Estado para el año 2013, se tomó como fuente la estimación realizada por el Ministerio de Economía para el año 2013, que es de US$ 79,90. Este precio es la base para el análisis del escenario normal que se detalla más adelante.

- Para determinar el escenario optimista, se tomó como base el precio del barril de petróleo registrado en el Banco Central del Ecuador al 11 de abril de 2013, el cual es US$ 93,45.

- Para proyectar el escenario pesimista, se estableció como base el precio histórico del barril del petróleo (crudo oriente) registrado en el Presupuesto General del Estado para el año 2011, el cual es US$ 73,30.

- La tasa de actualización o descuento proporcionada por Operaciones Río Napo es 15% anual.

- La tasa de declinación de la producción proporcionada por Operaciones Río Napo es 12% anual.

- El costo de operación por barril de petróleo proporcionado por Operaciones Río Napo es US$ 6,60.

- Para efectos de depreciación de los equipos y maquinaria, no se considera depreciación contable, puesto que no intervienen los impuestos fiscales según lo revisado en la Ley Orgánica de Régimen tributario Interno.

[1] West Texas Intermediate

4.5 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

El análisis de escenarios es una herramienta que permite realizar distintas proyecciones de los flujos de efectivo a fin de obtener resultados que ayuden a determinar qué escenario es el más apropiado para el proyecto y tomar la mejor decisión.

En la tabla 50 se detalla la producción de petróleo previa y posterior al cañoneo, en base a la tasa de producción diaria promedio (BPPD). Se evidencia una mejora en la producción, excepto para los pozos SAC-030 y SAC-052B cañoneados con Wireline y en el pozo SAC-092 cañoneado con TCP; además algunos pozos no presentan producción previa, lo cual ya se explicó en el capítulo anterior.

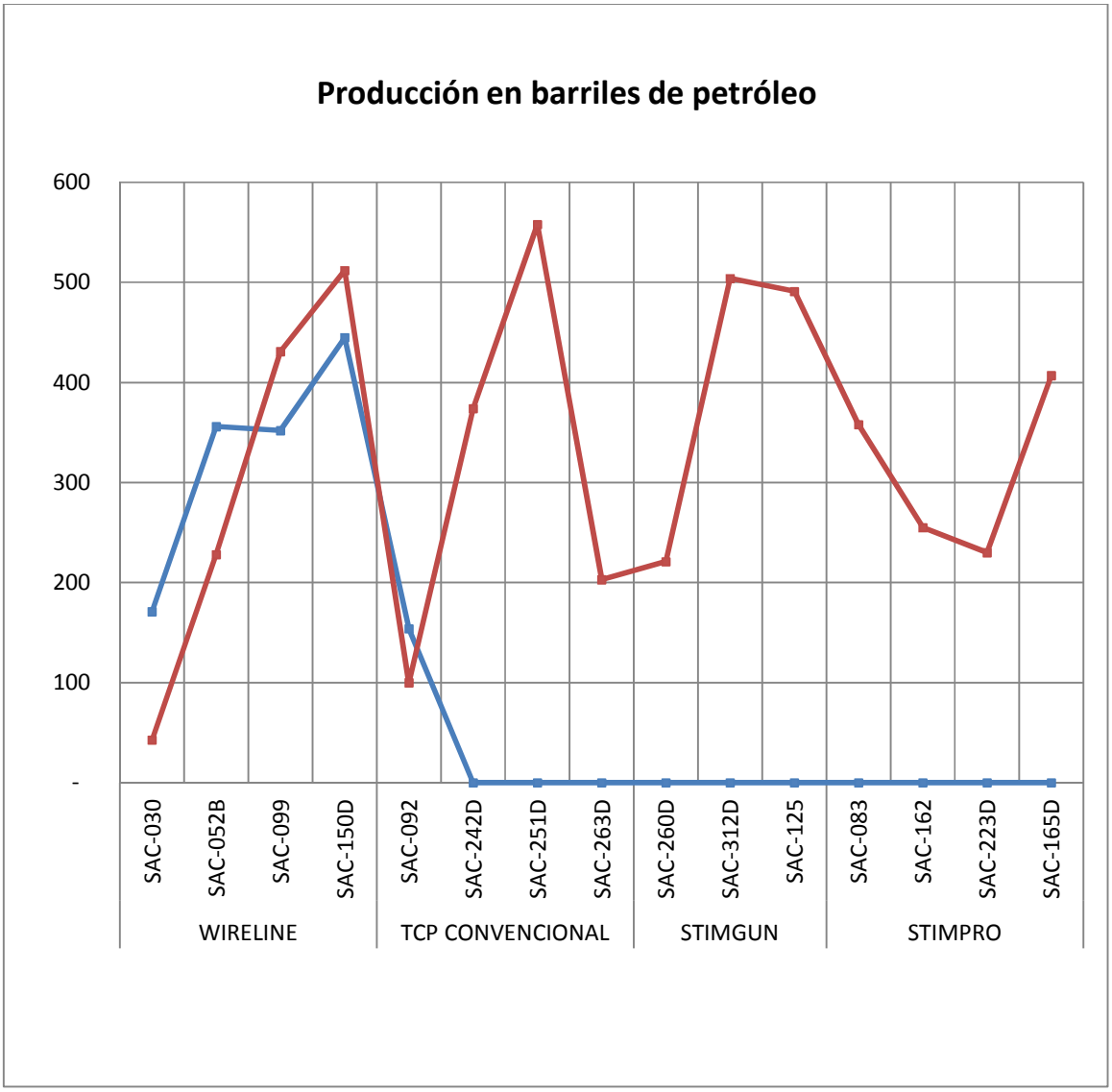
Tabla 50 Variación de producción en los pozos seleccionados antes y después del cañoneo

TÉCNICA	POZO	BPPD ANTES	BPPD DESPUÉS	VARIACIÓN	%
WIRELINE	SAC-030	171	43	-128	-75%
	SAC-052B	356	228	-128	-36%
	SAC-099	352	431	79	22%
	SAC-150D	445	512	67	15%
TCP CONVENCIONAL	SAC-092	154	100	-54	-35%
	SAC-242D	-	374	374	-
	SAC-251D	-	558	558	-
	SAC-263D	-	203	203	-
STIMGUN	SAC-260D	-	221	221	-
	SAC-312D	-	504	504	-
	SAC-125	-	491	491	-
STIMPRO	SAC-083	-	358	358	-
	SAC-162	-	255	255	-
	SAC-223D	-	230	230	-
	SAC-165D	-	407	407	-

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Gráfico 8 Producción previa vs producción posterior de los pozos seleccionados



Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM.

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Como se observa en el gráfico 8, la producción posterior de cada pozo (línea roja) es mayor, excepto en los pozos descritos en el párrafo anterior. En los pozos donde no existía producción, que son la mayoría, se empieza a producir después de la aplicación de las técnicas de cañoneo, lo cual hace que los ingresos aumenten.

Con esta información se realiza la proyección de los flujos de caja tanto de la producción previa, como de la producción posterior en la que se distingue una mejora con el cálculo de los indicadores. La tabla 51 muestra los indicadores para la situación previa al cañoneo

Tabla 51 Indicadores económicos para la situación previa

TÉCNICA	VAN	TIR	B/C
WIRELINE	$655.103,45	37,04%	2,77
TCP CONVENCIONAL	-$146.341,16	-12,73%	-0,55
STIMGUN	-	-	-
STIMPRO	-	-	-

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Al considerar la producción previa, se observa que para la técnica WIRELINE el VAN es US$ 655.103 con una Tasa Interna de Retorno de 37,04% y una razón costo-beneficio de 2,77; lo cual es bueno, sin embargo para la técnica TCP Convencional, su VAN es negativo al igual que los otros índices, debido a que la producción previa no cubre las expectativas de la inversión (Ver Anexo 7), es decir que si el valor de la producción se mantuviera después de aplicar las técnicas de cañoneo, no sería rentable en comparación al costo de la inversión en el cañoneo.

Es por esto que se hace el análisis de resultados por escenarios con la producción obtenida después de aplicar las técnicas de cañoneo correspondientes. Los resultados son positivos y se muestran más adelante.

4.5.1 ESCENARIO NORMAL

Los resultados de los indicadores en el escenario normal se presentan en la tabla 52 y, en el gráfico 9 se indica el VAN respectivo. En este caso se toma como referencia el valor de US$ 79,90 por barril, para los ingresos y US$ 6,60 por barril, para los costos operativos.

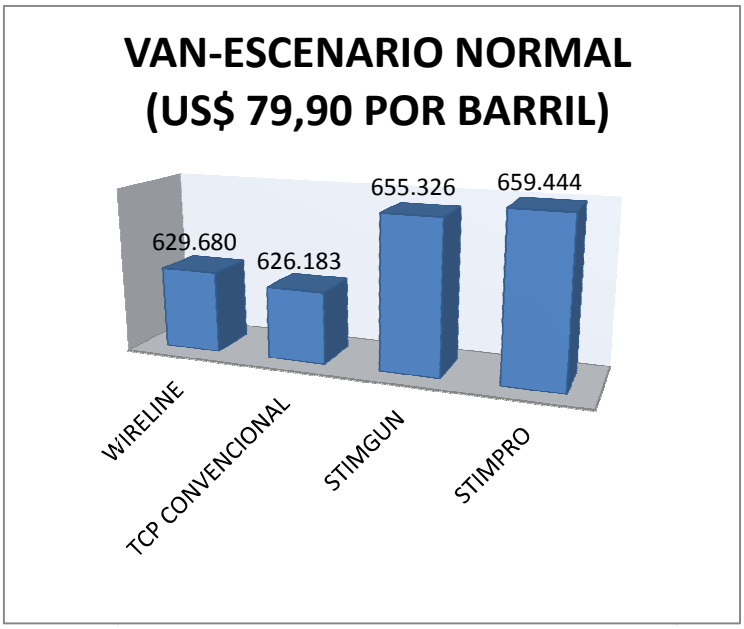
Tabla 52 Resultados escenario normal

TÉCNICA	ESCENARIO	VAN	TIR	B/C
WIRELINE	Normal	629.679,88	34%	2,66
TCP CONVENCIONAL	Normal	626.182,99	30%	2,37
STIMGUN	Normal	655.326,24	28%	2,36
STIMPRO	Normal	659.443,79	26%	2,20

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Como se puede observar, bajo el escenario normal, las técnicas que mejor resultado económico presentan en base al VAN son STIMPRO y STIMGUN, ya que sus valores son mayores a las otras técnicas. Sin embargo, en función de la tasa interna de retorno, las técnicas Wireline y TCP convencional presentan una mejor rentabilidad, debido a que los costos totales incurridos inicialmente no son los mismos para cada técnica y tampoco el número de pozos en todas las técnicas es igual ya que en el caso de StimGun son 3 pozos, a diferencia de los pozos correspondientes a las demás técnicas, que son 4 pozos. Ver Anexo 8.

Gráfico 9 Valor Actual Neto para el escenario normal



Elaborado por: Eduardo Salazar C.

4.5.2 ESCENARIO OPTIMISTA

Para el escenario optimista se consideró el valor de US$ 93,45 para los ingresos y US$ 6,60 para los costos operativos por barril de petróleo. En la tabla 53 se muestran los resultados y en el gráfico 10 se ilustra el VAN respectivo.

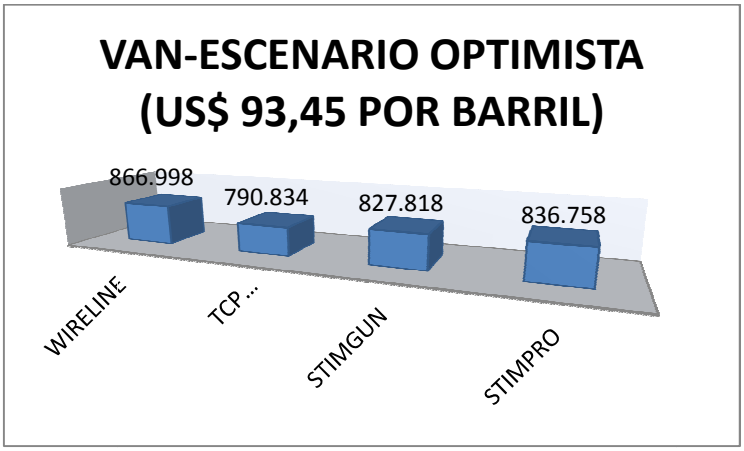
Tabla 53 Resultados escenario optimista

TÉCNICA	ESCENARIO	VAN	TIR	B/C
WIRELINE	Optimista	866.997,61	41%	3,67
TCP CONVENCIONAL	Optimista	790.834,44	38%	2,99
STIMGUN	Optimista	827.817,85	34%	2,98
STIMPRO	Optimista	836.758,35	32%	2,79

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Según los resultados obtenidos, la técnica que mejor se ajusta bajo este escenario es WIRELINE ya que arroja un VAN de US$ 866.998, una tasa interna de retorno de 41% y una razón costo-beneficio de 3,67; es decir que bajo esta técnica se obtiene una rentabilidad mejor que con las otras, sin embargo, la técnica STIMPRO también posee una rentabilidad aceptable, además que sus índices son adecuados con respecto a la inversión inicial, ya que de acuerdo a la información presentada para estos, no existía anteriormente producción. Ver Anexo 9.

Gráfico 10 Valor Actual Neto para el escenario optimista



Elaborado por: Eduardo Salazar C.

4.5.3 ESCENARIO PESIMISTA

En el escenario pesimista, el valor considerado por barril de petróleo es US$ 73,30 para los ingresos y US$ 6,60 para los costos operativos. Los resultados se indican en la tabla 54; de igual forma el gráfico muestra el VAN correspondiente.

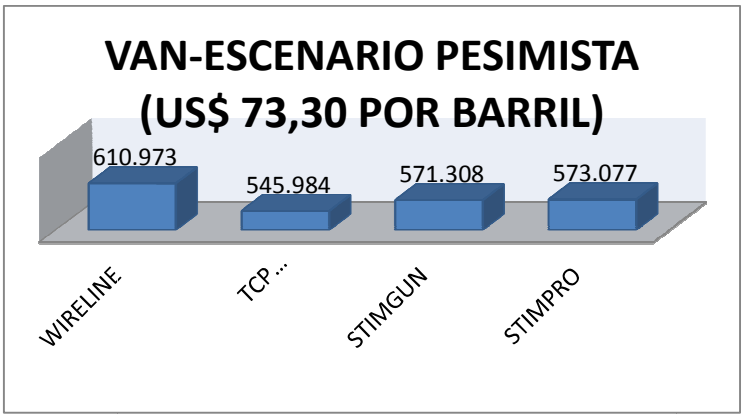
Tabla 54 Resultados escenario pesimista

TÉCNICA	ESCENARIOS	VAN	TIR	B/C
WIRELINE	Pesimista	610.973,13	30%	2,58
TCP CONVENCIONAL	Pesimista	545.983,75	28%	2,06
STIMGUN	Pesimista	571.308,19	25%	2,06
STIMPRO	Pesimista	573.076,55	23%	1,91

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Bajo este escenario en el cual los precios por barril son menores, la técnica que mejores resultados arroja es Wireline, pero eso se debe a que sus costos totales en comparación con los de las otras técnicas, son menores; pero en función con lo descrito, las técnicas STIMPRO y STIMGUN permiten obtener resultados adecuados en cuanto a producción y rentabilidad, ya que luego de la aplicación de estas técnicas, la producción se incrementó por completo en los pozos en lo que se las aplicó y a pesar de que en este escenario se considera un precio por barril bajo, estas mantienen una rentabilidad adecuada. Ver Anexo 10.

Gráfico 11 Valor Actual Neto para el escenario pesimista



Elaborado por: Eduardo Salazar C.

4.5.4 RESUMEN

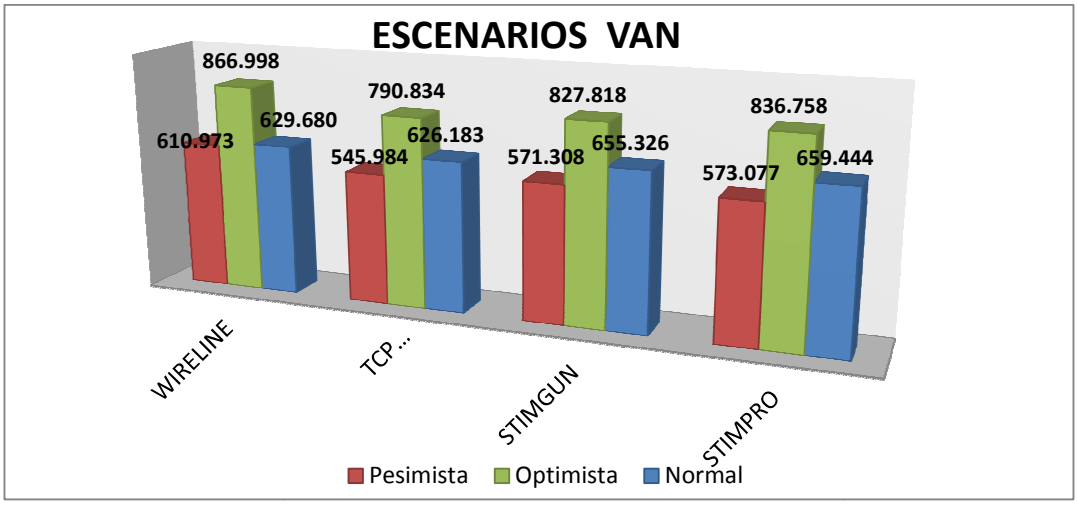
Todos los resultados de las técnicas aplicadas con los escenarios planteados son rentables, ya que poseen un VAN positivo y sus tasas internas de retorno son altas, por lo que a futuro generarán ganancias económicas. En la tabla 55 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de cada técnica por escenarios. En el gráfico 12, se ilustran de mejor manera los resultados.

Tabla 55 Resumen de resultados

TÉCNICA	ESCENARIO	VAN	TIR	B/C
WIRELINE	Optimista	$866.997,61	41,02%	3,67
	Normal	$629.679,88	33,75%	2,66
	Pesimista	$610.973,13	30,13%	2,58
TCP CONVENCIONAL	Optimista	$790.834,44	38,24%	2,99
	Normal	$626.182,99	29,73%	2,37
	Pesimista	$545.983,75	27,91%	2,06
STIMGUN	Optimista	$827.817,85	34,18%	2,98
	Normal	$655.326,24	27,81%	2,36
	Pesimista	$571.308,19	24,62%	2,06
STIMPRO	Optimista	$836.758,35	32,26%	2,79
	Normal	$659.443,79	26,14%	2,20
	Pesimista	$573.076,55	23,06%	1,91

Elaborado por: Eduardo Salazar C.

Gráfico 12 Resumen de los resultados del Valor actual Neto



Elaborado por: Eduardo Salazar C.

En el escenario normal, que es el real y más importante, pues no se basa en proyecciones, la técnica StimPro es la más favorable, seguida de StimGun, especialmente en cuanto al valor del VAN, que es el principal parámetro de comparación. Bajo la premisa de producción, la técnica StimPro en el escenario optimista, con un precio por barril de petróleo US$ 93,45 dólares, es la alternativa más adecuada, seguida de StimGun, ya que además de que sus tasas internas de retorno son altas y presentan rentabilidad conveniente, tienen una relación costo-beneficio mayor a 2. En el escenario pesimista, la técnica Wireline es la que ofrece mejores resultados, de acuerdo a los indicadores mencionados, seguida por la técnica TCP convencional; no obstante, las técnicas StimPro y StimGun presentan indicadores rentables y su producción es mayor a la obtenida con las otras técnicas, por lo que son mejores que TCP convencional y cañoneo con Wireline.

CAPÍTULO 5
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Considerando los resultados de producción, con la aplicación de las técnicas de cañoneo analizadas, en términos generales, se logra un incremento en la misma. Sin embargo, los pozos cañoneado con Wireline (SAC-030 y SAC-052B) y con TCP convencional (SAC-092), registran disminución en sus tasas de producción de petróleo, y un aumento en la producción de agua, esto se debe a que la Saturación de agua es alta en las zonas cañoneadas de las arenas de estos pozos, es por esto que el BSW aumenta, dando a entender que con estas técnicas en estos pozos, el tiempo en que el agua se empezó a conificar fue bastante rápido, lo que no sucede en los pozos cañoneados con StimGun y StimPro, y cuyas tasas de producción son muy buenas en comparación con los pozos cañoneado con las otras técnicas mencionadas.

- Tomando en cuenta los resultados del factor Skin, que es un parámetro de comparación importante, se observa que este valor es mayor a cero con todas las técnicas, lo que refiere a la existencia de daño en la formación. La técnica más adecuada es StimPro, ya que los valores son bastante bajos (cercanos a cero) que los obtenidos con StimGun, TCP convencional y Wireline, tomando en cuenta que el factor Skin correspondiente a la técnica StimGun es mayor que ocasionado por las demás técnicas. Esto se debe a que el sistema de surgencia que actúa en la técnica StimPro limpia los disparos y reduce el daño ocasionado en la formación, así como también, previene en cierta forma de futuros taponamientos en dichos disparos, lo cual se comprueba con los

valores del factor Skin obtenidos para las arenas de los pozos cañoneados con esta técnica.

- Ahora, al existir un daño en la formación, se entiende que se alteran la porosidad y permeabilidad de la roca, al ser estas propiedades características específicas y propias de cada formación, el análisis de los valores de permeabilidad se lo hace por arena.

- Considerando la condición descrita en el párrafo anterior, la arena más adecuada para aplicar la técnica StimPro es la arena U inferior, ya que es la única arena en la que se han utilizado las cuatro técnicas y los mejores resultados, en cuanto a la permeabilidad, se obtienen con dicha técnica, a pesar de que la permeabilidad de esta arena para el caso de StimGun es alta, pero solamente se dispone de los datos de un pozo cañoneado con esta técnica en esta arena.

- En términos económicos, la técnica StimPro seguida de la técnica StimGun, son las alternativas más apropiadas, ya que para los pozos cañoneados con estas técnicas, se obtiene una mayor rentabilidad e ingresos. Sin embargo, es importante mencionar que mayores flujos de efectivo se registran con la técnica Wireline y que los resultados en los indicadores VAN, TIR y B/C fueron mejores en ciertos casos. Esto se debe a que sus costos totales son más bajos, pero hay que recalcar que la producción es menor y que se registra disminución de producción en dos de los pozos cañoneados con esta técnica.

- Si se considera el costo de perforar un pozo, que es bastante alto, es necesario que la técnica de cañoneo que se seleccione para dicho pozo sea la que mejores resultados ofrezca, es decir, que la producción que se puede alcanzar con una determinada técnica es el parámetro más importante para determinar la técnica a utilizarse, no el costo del

cañoneo, por lo tanto se recupera más rápido la inversión con una técnica que de mejor rendimiento, a pesar de que sea más costosa que otras.

- Por todas estas razones, la técnica más conveniente es StimPro, de acuerdo a los resultados obtenidos de los pozos analizados, además de que con esta técnica se logra la mayor tasa de producción en los pozos seleccionados, por lo que el incremento de producción del campo es evidente.

5.2 RECOMENDACIONES

- Tomar pruebas de presión en los pozos que no existe registro de estos datos, ya que los resultados del análisis son muy importantes para determinar las razones de cualquier futuro problema con el pozo.

- En los pozos que se encuentran cerrados (SAC-030, SAC-092 y SAC-165D) es aconsejable realizar trabajos de reacondicionamiento, ya que el bajo aporte, incremento de BSW o problemas en la completación, razones por las cuales se encuentran cerrados, son dificultades que ocasionan pérdidas económicas, aunque en pequeñas cantidades, comparando con el total de pozos del campo.

- Es recomendable utilizar la técnica StimPro en el campo Sacha, especialmente en pozos cuyas arenas productoras tienen permeabilidades bajas, además de que esta técnica ofrece más ventajas y beneficios en comparación a las anteriores, como ya se describió.

- Después de realizar el cañoneo de una arena, es recomendable tomar datos mediante una prueba de presión, para saber los resultados posteriores al

cañoneo y confirmarlos con la simulación del cañonea realizada mediante el software PerfPro y/o PulsFrac de Halliburton.

- Al momento de realizar los disparos es necesario emplear fluidos compatibles con las arenas, es decir, fluidos que no provoquen daños adicionales a las formaciones que se cañoneen.

- Se debe analizar las propiedades petrofísicas previamente al cañoneo, porque la distancia que hay entre los disparos y el contacto agua-petróleo (CAP) es determinante en el futuro del cañoneo de un pozo, ya que así se evita la conificación del agua. Generalmente se debe disparar a 15 o 20 ft del CAP.

- Cumplir con las normas de Calidad, Salud, Seguridad y Medio ambiente ante cualquier trabajo que se realice en el pozo o donde sea necesario.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- NCT Energy Group (2009). Certificación de Reservas de los Campos de PETROPRODUCCIÓN ubicados en el Distrito Amazónico. Quito.

- Operaciones Río Napo (2011). Modelización Estática del Campo Sacha-Reporte Final. Quito.

- Operaciones Río Napo (2011). Modelización Dinámica del Campo Sacha. Quito.

- Mena, Danilo P. (2012). Incremento de la Producción aplicando tecnología de Perforación Radial en pozos del Campo Sacha. Quito.

- Halliburton (2005). Catalog of Perforating Solutions. Houston.

- Halliburton (2008). Catalog of Wireline and Perforating Solutions. Houston.

- Jet Research Center (2012). Charge Performance Data, Alvarado.

- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito.

- Bustillos, Fernando V. (2008). Análisis y Selección de la mejor Técnica de Cañoneo para el Bloque Tarapoa. Quito.

- Benavides, Carlos L. (2012). Estudio Técnico-Económico de la utilización de los diferentes Sistemas de Cañoneo a las arenas U y T en el Área Cuyabeno. Quito.

- PEMEX-Gerencia de Ingeniería (2003). Guía de Diseño para Disparos de Producción. México D.F.

- Ortegón, E., Pacheco, J. y Roura, H. (2005). Metodología General de Identificación, Preparación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública. Santiago de Chile.

- Banco Central del Ecuador (2013). Precio del barril de petróleo. Disponible en: http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo

- Ministerio de Economía y Finanzas de Ecuador (2013). Proforma Presupuestaria de los años 2011 y 2013. Disponible en: http://www.finanzas.gob.ec/proforma-presupuestaria

- Crece Negocios (2012). El Análisis Costo-Beneficio. Disponible en: http://www.crecenegocios.com/el-analisis-costo-beneficio

ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 1 DATOS PETROFÍSICOS DE INTERÉS

POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE														
POZO	**ARENA**	**TOPE MD**	**TOPE TVD**	**BASE MD**	**BASE TVD**	**ESPESOR BRUTO MD**	**ESPESOR BRUTO TVD**	**ESPESOR NETO MD**	**ESPESOR NETO TVD**	**PAGO NETO MD**	**PAGO NETO TVD**	**Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)**	**Sw PROMEDIO (ZONA DE PAGO)**	**V ARCILLA PROMEDIO (ZONA DE PAGO)**
SAC-030	H	9.768	9.768	9.948	9.948	180,00	180,00	81,00	81,00	57,00	57,00	0,137	0,347	0,126
	Ti	9.589	9.589	9.659	9.659	70,00	70,00	5,00	5,00	5,00	5,00	0,148	0,166	0,017
	Ts	9.518	9.518	9.518	9.518									
	Ui	9.380	9.380	9.414	9.414	34,00	34,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
	Us	9.348	9.348	9.380	9.380	32,00	32,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
	BT	8.654	8.654	8.678	8.678	23,85	23,85	11,50	11,50	11,50	11,50	0,156	0,173	0,294
SAC-052B	Hi	9.801	9.801	9.870	9.870	69,00	69,00	64,75	64,75	0,00	0,00			
	Hs	9.765	9.765	9.787	9.787	22,00	22,00	19,50	19,50	11,50	11,50	0,183	0,464	0,224
	Ti	9.562	9.562	9.663	9.663	101,00	101,00	41,00	41,00	35,50	35,50	0,181	0,304	0,196
	Ts	9.516	9.516	9.516	9.516	46,00	46,00	7,75	7,75	7,75	7,75	0,161	0,366	0,224
	Ui	9.348	9.348	9.406	9.406	58,00	58,00	54,50	54,50	54,50	54,50	0,292	0,090	0,079
	Us	9.319	9.319	9.348	9.348	29,00	29,00	4,50	4,50	4,50	4,50	0,125	0,288	0,208
	BT	8.660	8.660	8.668	8.668	8,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
SAC-099	Hi	9.845	9.845	9.885	9.885	40,00	40,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,125	0,147	0,151
	Hs	9.795	9.795	9.834	9.834	39,00	39,00	35,75	35,75	6,50	6,50	0,166	0,587	0,168
	Ti	9.598	9.598	9.683	9.683	85,00	85,00	43,00	43,00	43,00	43,00	0,167	0,147	0,098
	Ts	9.542	9.542	9.542	9.542	56,00	56,00	6,50	6,50	3,50	3,50	0,116	0,391	0,321
	Ui	9.393	9.393	9.440	9.440	47,00	47,00	8,50	8,50	8,50	8,50	0,124	0,137	0,314
	Us	9.363	9.363	9.393	9.393	30,00	30,00	5,25	5,25	5,25	5,25	0,132	0,216	0,308
	BT	8.671	8.671	8.690	8.690	19,00	19,00	15,50	15,50	15,50	15,50	0,158	0,190	0,187
SAC-150D	Hi	10.170	9.964	10.202	9.996	31,61	31,61	11,00	11,00	5,50	5,50	0,168	0,497	0,050
	Hs	10.104	9.898	10.161	9.955	57,47	57,47	44,25	44,25	0,00	0,00			

Continuación Anexo 1

SAC-150D	Ti	9.919	9.713	9.987	9.781	68,00	68,00	18,50	18,50	18,50	18,50	0,151	0,191	0,096
	Ts	9.862	9.656	9.862	9.656									
	Ui	9.697	9.491	9.756	9.550	59,00	59,00	56,00	56,00	55,50	55,50	0,166	0,154	0,180
	Us	9.668	9.462	9.697	9.491	29,00	29,00	5,00	5,00	4,50	4,50	0,159	0,383	0,238
	BT	8.957	8.751	8.967	8.761	10,00	10,00	2,50	2,50	2,50	2,50	0,121	0,267	0,184

POZOS CAÑONEADOS CON TCP CONVENCIONAL

POZO	ARENA	TOPE MD	TOPE TVD	BASE MD	BASE TVD	ESPESOR BRUTO MD	ESPESOR BRUTO TVD	ESPESOR NETO MD	ESPESOR NETO TVD	PAGO NETO MD	PAGO NETO TVD	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	Sw PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	V ARCILLA PROMEDIO (ZONA DE PAGO)
SAC-092	Hi	9.831	9.831	9.875	9.875	44,00	44,00	17,25	17,25	14,50	14,50	0,125	0,281	0,046
	Hs	9.804	9.804	9.822	9.822	18,00	18,00	10,00	10,00	0,00	0,00			
	Ti	9.643	9.643	9.695	9.695	52,00	52,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
	Ts	9.585	9.585	9.585	9.585									
	Ui	9.413	9.413	9.448	9.448	35,00	35,00	29,00	29,00	29,00	29,00	0,134	0,141	0,177
	Us	9.378	9.378	9.413	9.413	35,00	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
	BT	8.677	8.677	8.705	8.705	27,89	27,89	2,50	2,50	2,50	2,50	0,127	0,291	0,369
SAC-242D	Hi	10.687	9.930	10.805	10.048	118,50	117,83	50,38	50,09	50,38	50,09	0,173	0,098	0,125
	Hs	10.660	9.903	10.675	9.918	14,75	14,66	14,75	14,69	14,75	14,69	0,171	0,081	0,174
	Ti	10.477	9.721	10.539	9.783	62,75	62,28	39,00	38,71	39,00	38,71	0,121	0,247	0,198
	Ts	10.396	9.641	10.477	9.721	80,50	79,78	23,25	23,04	23,25	23,04	0,126	0,297	0,256
	Ui	10.228	9.477	10.263	9.510	34,75	33,82	13,00	12,67	13,00	12,67	0,142	0,110	0,089
	Us	10.187	9.437	10.228	9.477	41,25	39,95	15,25	14,78	15,25	14,78	0,168	0,243	0,130
	BT	9.411	8.742	9.420	8.750	9,00	7,68	8,13	6,93	8,13	6,93	0,177	0,233	0,194
SAC-251D	Hi	NO EXISTE REGISTRO												
	Hs													
	Ti													
	Ts													

Continuación Anexo 1

SAC-251D	Ui	NO EXISTE REGISTRO
	Us	
	BT	
SAC-263D	Hi	NO EXISTE REGISTRO
	Hs	
	Ti	
	Ts	
	Ui	
	Us	
	BT	

POZOS CAÑONEADOS CON STIMGUN

POZO	ARENA	TOPE MD	TOPE TVD	BASE MD	BASE TVD	ESPESOR BRUTO MD	ESPESOR BRUTO TVD	ESPESOR NETO MD	ESPESOR NETO TVD	PAGO NETO MD	PAGO NETO TVD	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	Sw PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	V ARCILLA PROMEDIO (ZONA DE PAGO)
SAC-125	Hi	9.948	9.948	10.032	10.032	83,62	83,62	19,37	19,37	18,50	18,50	0,178	0,376	0,097
	Hs	9.910	9.910	9.945	9.945	35,32	35,32	32,25	32,25	0,50	0,50	0,178	0,584	0,043
	Ti	9.739	9.739	9.812	9.812	73,00	73,00	51,00	51,00	51,00	51,00	0,149	0,218	0,116
	Ts	9.688	9.688	9.688	9.688									
	Ui	9.543	9.543	9.577	9.577	33,53	33,53	16,50	16,50	16,50	16,50	0,149	0,073	0,238
	Us	9.503	9.503	9.543	9.543	40,00	40,00	4,75	4,75	4,75	4,75	0,141	0,168	0,276
	BT	8.788	8.788	8.808	8.808	20,00	20,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
SAC-260D	Hi	10.102	9.970	10.239	10.107	137,00	137,00			18,00	18,00	0,136	0,383	0,034
	Hs	10.040	9.908	10.102	9.970	61,79	61,79			4,00	4,00	0,146	0,584	0,069
	Ti	9.873	9.741	9.975	9.842	101,60	101,60			11,31	11,31	0,126	0,406	0,269
	Ts	9.821	9.688	9.873	9.741	52,70	52,70			18,19	18,19	0,114	0,429	0,218
	Ui	9.664	9.532	9.794	9.794	31,27	31,27			17,50	17,50	0,131	0,079	0,145
	Us	9.629	9.497	9.664	9.532	34,75	34,75			5,19	5,19	0,137	0,100	0,290

Continuación Anexo 1

SAC-260D	BT	8.928	8.928	8.937	8.937	8,66	8,66			3,50	3,50	0,167	0,316	0,096
SAC-312D	Hi	10.361,5		10.551		189,5				23		0,164	0,171	
	Hs	10.320,5		10.361,5		41				27		0,132	0,405	
	Ti	10.138		10.209		71				63		0,121	0,218	0,189
	BT	9.168,5		9.185,5		17				9,75		0,212	0,342	

POZOS CAÑONEADOS CON STIMPRO

POZO	ARENA	TOPE MD	TOPE TVD	BASE MD	BASE TVD	ESPESOR BRUTO MD	ESPESOR BRUTO TVD	ESPESOR NETO MD	ESPESOR NETO TVD	PAGO NETO MD	PAGO NETO TVD	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	Sw PROMEDIO(ZONA DE PAGO)	V ARCILLA PROMEDIO (ZONA DE PAGO)
SAC-083	Hi	9.854	9.854	9.950	9.950	96,00	96,00	64,50	64,50	64,50	64,50	0,148	0,243	0,084
	Hs	9.829	9.829	9.848	9.848	19,00	19,00	13,50	13,50	10,00	10,00	0,129	0,510	0,065
	Ti	9.650	9.650	9.713	9.713	63,00	63,00	19,50	19,50	19,50	19,50	0,147	0,173	0,077
	Ts	9.596	9.596	9.596	9.596	54,00	54,00	3,50	3,50	3,00	3,00	0,155	0,380	0,336
	Ui	9.414	9.414	9.468	9.468	53,98	53,98	46,50	46,50	46,50	46,50	0,149	0,068	0,127
	Us	9.381	9.381	9.414	9.414	33,02	33,02	0,00	0,00	0,00	0,00			
	BT	8.709	8.709	8.736	8.736	27,00	27,00	3,25	3,25	2,75	2,75	0,137	0,380	0,249
SAC-162	Hi	9.898	9.898	9.985	9.985	87,00	87,00	40,00	40,00	29,00	29,00	0,142	0,381	0,193
	Hs	9.874	9.874	9.888	9.888	14,00	14,00	7,75	7,75	1,00	1,00	0,105	0,511	0,105
	Ti	9.676	9.676	9.753	9.753	77,00	77,00	19,50	19,50	13,00	13,00	0,148	0,376	0,165
	Ts	9.622	9.622	9.622	9.622									
	Ui	9.476	9.476	9.511	9.511	35,00	35,00	26,00	26,00	26,00	26,00	0,151	0,069	0,161
	Us	9.434	9.434	9.476	9.476	42,00	42,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
	BT	8.712	8.712	8.720	8.720	8,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
SAC-165D	Hi	10.206	9.904	10.350	10.048	144,00	143,98	23,25	23,25	23,25	23,25	0,172	0,174	0,074
	Hs	10.180	9.878	10.197	9.895	17,00	17,00	12,00	12,00	4,25	4,25	0,151	0,419	0,098
	Ti	10.006	9.704	10.076	9.774	70,00	69,97	40,25	40,23	34,50	34,49	0,139	0,163	0,117
	Ts	9.955	9.653	9.955	9.653									

Continuación Anexo 1

POZO	ARENA	TOPE MD	TOPE TVD	BASE MD	BASE TVD	ESPESOR BRUTO MD	ESPESOR BRUTO TVD	ESPESOR NETO MD	ESPESOR NETO TVD	PAGO NETO MD	PAGO NETO TVD	Φ PROMEDIO (ZONA DE PAGO)	Sw PROMEDIO(ZONA DE PAGO)	V ARCILLA PROMEDIO (ZONA DE PAGO)
SAC-165D	Ui	9.806	9.504	9.831	9.529	25,00	25,00	5,88	5,87	5,88	5,87	0,126	0,271	0,309
	Us	9.759	9.457	9.806	9.504	47,00	47,00	2,00	2,00	2,00	2,00	0,139	0,183	0,311
	BT	9.071	8.769	9.075	8.773	4,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
SAC-223D	Hi	10.230		10.460		230,20				42,00	42,00	0,151	0,411	0,141
	Hs	10.177		10.230		52,80				9,43	9,43	0,135	0,328	0,122
	Ti	10.004		10.165		69,00				14,75	14,75	0,134	0,381	0,267
	Ts	9.932		9.932		0,00				0,00	0,00	0,000	0,000	0,000
	Ui	9.788		9.912		25,00				0,15	0,15	0,066	0,063	
	Us	9.741		9.788		46,70				9,58	9,58	0,113	0,257	0,126
	BT	9.069		9.079		9,70				6,75	6,75	0,189	0,116	0,042

ANEXO 2

ANEXO 2 EVENTOS DE CAÑONEO

POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE											
POZO	**FECHA**	**OBJETIVO**	**ARENA**	**Base MD (ft)**	**Tope MD (ft)**	**Densidad de disparos (shot/ft)**	**TS-BS (ft)**	**Intervalo neto cañoneado (ft)**	**Fase**	**Total disparos**	**Densidad promedio de disparos (shot/ft)**
SAC-030	01/04/1972	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hi	9.880	9.854	2	26	123	180	246	2
	01/04/1972	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	T	9.628	9.624	2	4	123	180	246	2
	23/04/2011	REDISPARAR ARENA Hs CON CABLE.	Hs	9.828	9.779	5	51	51	35	255	5
SAC-052B	08/08/1997	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ti	9.612	9.600	4	12	223	35	892	4
	08/08/1997	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hs	9.786	9.760	4	26	223	35	892	4
	09/04/2012	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE.	Ui	9.364	9.350	4	14	30	35	132	4,40
	09/04/2012	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE.	Ui	9.376	9.364	5	12	30	35	132	4,40
	09/04/2012	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE.	Ui	9.380	9.376	4	4	30	35	132	4,40
SAC-099	03/07/1982	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hi	9.869	9.858	4	11	11	35	44	4
	01/03/2010	REDISPARAR ARENA Ti CON CABLE.	Ti	9.676	9.650	5	26	26	35	130	5
SAC-150D	24/07/2008	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ti	9.986	9.982	5	4	4	35	20	5
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.705	9.700	5	5	54		270	5
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.728	9.722	5	6	54		270	5
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.720	9.715	5	5	54		270	5

Continuación Anexo 2

SAC-150D	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.754	9.728	5	26	54		270	5
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.722	9.720	5	2	54		270	5
	30/06/2011	REDISPARAR ARENA Ui CON CABLE, EVALUAR, BAJAR EQUIPO BES.	Ui	9.715	9.705	5	10	54		270	5
POZOS CAÑONEADOS CON TCP CONVENCIONAL											
POZO	**FECHA**	**OBJETIVO**	**ARENA**	**Base MD (ft)**	**Tope MD (ft)**	**Densidad de disparos (shot/ft)**	**TS-BS (ft)**	**Intervalo neto cañoneado (ft)**	**Fase**	**Total disparos**	**Densidad promedio de disparos (shot/ft)**
SAC-092	07/10/1980	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hi	9.854	9.844	4	10	10	35	40	4
	05/06/2010	REDISPARAR ARENA Ui, EVALUAR.	Ui	9.430	9.418	5	12	26	35	130	5
	05/06/2010	REDISPARAR ARENA Ui, EVALUAR.	Ui	9.444	9.430	5	14	26	35	130	5
SAC-242D	14/09/2010	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES, EVALUAR ARENA Hi.	Hi	10.705	10.702	5	3	14		70	5
	14/09/2010	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES, EVALUAR ARENA Hi.	Hi	10.698	10.687	5	11	14		70	5
	27/02/2011	DISPARAR ARENAS BT Y Hs, COMPLETAR DE ACUERDO A RESULTADOS.	BT (No se ha puesto a producir)	9.419	9.410	5	9	23		45	5
	27/02/2011	DISPARAR ARENAS BT Y Hs, COMPLETAR DE ACUERDO A RESULTADOS.	Hs (Principal)	10.675	10.661	5	14	23		70	5
SAC-251D	25/09/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hi	10.329	10.312	5	17	17		85	5
SAC-263D	25/06/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hs	10.222	10.182	5	40	82	26	410	5
	25/06/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ui	9.832	9.790	5	42	82	26	410	5

Continuación Anexo 2

SAC-263D	31/08/2011	DISPARAR ARENA Hi, BAJAR COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA PARA PRODUCIR CON BES.	Hi	10.253	10.228	5	25	25	60	125	5
POZOS CAÑONEADOS CON STIMGUN											
POZO	**FECHA**	**OBJETIVO**	**ARENA**	**Base MD (ft)**	**Tope MD (ft)**	**Densidad de disparos (shot/ft)**	**TS-BS (ft)**	**Intervalo neto cañoneado (ft)**	**Fase**	**Total disparos**	**Densidad promedio de disparos (shot/ft)**
SAC-125	24/03/1992	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ti	9.800	9.780	4	20	45	35	180	4
	05/08/2010	DISPARAR ARENA Hi, EVALUAR, BAJAR BHA DE PRODUCCIÓN DE ACUERDO A RESULTADOS.	Hi	9.962	9.960	2	2	12	35	54	4,50
	05/08/2010	DISPARAR ARENA Hi, EVALUAR, BAJAR BHA DE PRODUCCIÓN DE ACUERDO A RESULTADOS.	Hi	9.960	9.950	5	10	12	35	54	4,50
SAC-260D	17/02/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ts (No se ha puesto a producir)	9.932	9.923	5	9	106	39	455	5
	17/02/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ts (No se ha puesto a producir)	9.905	9.823	5	82	106	39	455	5
	17/02/2011	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Ui	9.681	9.666	5	15	106	35	75	5
SAC-312D	23/03/2012	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES	Ti	10.224	10.161	5	63	63	60	315	5
POZOS CAÑONEADOS CON STIMPRO											
POZO	**INICIO**	**OBJETIVO**	**ARENA**	**Base MD (ft)**	**Tope MD (ft)**	**Densidad de disparos (shot/ft)**	**TS-BS (ft)**	**Intervalo neto cañoneado (ft)**	**Fase**	**Total disparos**	**Densidad promedio de disparos (shot/ft)**
SAC-083	02/11/1976	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hs	9.862	9.854	4	8	26	35	174	6,69

Continuación Anexo 2

POZO	INICIO	OBJETIVO	ARENA	Base MD (ft)	Tope MD (ft)	Densidad de disparos (shot/ft)	TS-BS (ft)	Intervalo neto cañoneado (ft)	Fase	Total disparos	Densidad promedio de disparos (shot/ft)
SAC-083	02/11/1976	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hs	9.846	9.832	9	14	26	35	174	6.69
	02/11/1976	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hs	9.850	9.846	4	4	26	35	174	6,69
	12/06/2011	AISLAR ENTRADA DE AGUA DE Hs CON CIBP, DISPARAR ARENA Ti.	Ti	9.682	9.672	5	10	10	35	50	5
SAC-162	12/09/2000	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.	Hi	9.942	9.928	5	14	14	35	70	5
	16/09/2012	DISPARAR ARENA Ui.	Ui	9.494	9.478	5	16	16	60	80	5
SAC-165D	30/07/2007	COMPLETACIÓN INICIAL.	Hi	10.250	10.242	5	8	8	35	40	5
	22/07/2010	REALIZAR SQZ ARENAS Hi Y Ti, DISPARAR ARENA Hs, EVALUAR, DISEÑAR Y BAJAR COMPLETACIÓN BES DE ACUERDO A RESULTADOS.	Hs	10.198	10.180	5	18	18	35	90	5
SAC-223D	27/06/2011	DISPARAR Y COMPLETAR ARENA Ui.	Ui	9.813	9.788	5	25	25	60	125	5

ANEXO 3

ANEXO 3 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE												
POZO	**FECHA**	**BAPD**	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**GOR**	**SALINIDAD**	**ARENA**	**MÉTODO DE LEVANTAMIENTO**	**API**	**PRESIÓN CABEZA**	**PRESIÓN INTAKE**
SAC-030	17/06/2011	31	211	180	14,69	122	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPH	27,2	0	0
	29/07/2011	46	115	69	40,00	14	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPH	27,2	45	0
	19/08/2011	35	88	53	39,77	19	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPH	27,3	38	0
	27/09/2011	35	84	49	41,67	20	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPH	27,2	40	0
	27/11/2011	25	66	41	37,88	24	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPH	27,2	38	0
	15/01/2012	47	125	78	37,60	13	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPH	27,2	42	0
	21/03/2012	32	84	52	38,10	0	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPH	27,2	36	0
	29/05/2012	28,05	74	45,95	37,90	0		HOLLÍN SUPERIOR	PPH (SE CERRÓ)			0
SAC-052B	07/05/2012	120	299	179	40,13	1.291	0	U INFERIOR	PPS	24,5	61	565
	25/07/2012	63	372	309	16,94	748	0	U INFERIOR	PPS	26,1	50	563
SAC-099	25/03/2010	15	741	726	2	114	0	T INFERIOR	PPS	30,3	0	0
	25/05/2010	15	763	748	2	76	0	T INFERIOR	PPS	30,3	0	0
	20/08/2010	15	774	759	2	97	0	T INFERIOR	PPS	0	0	0
	11/12/2010	16	793	777	2	108	0	T INFERIOR	PPS	30,3	419	999
	06/02/2011	15	726	711	2	115	0	T INFERIOR	PPS	30,3	419	999
	12/04/2011	16	785	769	2	107	0	T INFERIOR	PPS	28	29	961
	13/07/2011	8	763	755	1,05	111	0	T INFERIOR	PPS	27,2	60	947
	05/10/2011	8	793	785	1,01	433	0	T INFERIOR	PPS	28,2	70	931
	20/12/2011	10	748	738	1,34	442	0	T INFERIOR	PPS	27,7	70	910
	11/02/2012	11	794	783	1,39	414	0	T INFERIOR	PPS	28,2	75	900
	27/04/2012	11	781	770	1,41	423	0	T INFERIOR	PPS	27,6	75	891
	21/07/2012	9	660	651	1,36	501	0	T INFERIOR	PPS	28,1	75	896
SAC-150D	08/07/2011	672	800	128	84	266	0	U INFERIOR	PPS	26	155	0
	09/07/2011	381	705	324	54	269	0	U INFERIOR	PPS	26	155	1158

Continuación Anexo 3

SAC-150D	27/09/2011	337	842	505	40,02	93	0	U INFERIOR	PPS	21,7	150	1105
	31/12/2011	348	871	523	39,95	96	0	U INFERIOR	PPS	23	150	1089,1
	09/03/2012	321	802	481	40,03	110	0	U INFERIOR	PPS	19,6	195	1129
	21/05/2012	308	769	461	40,05	115	0	U INFERIOR	PPS	20	200	1169
	24/07/2012	373	931	558	40,06	95	0	U INFERIOR	PPS	19	200	1018

POZOS CAÑONEADOS CON TCP CONVENCIONAL

POZO	FECHA	BAPD	BFPD	BPPD	BSW	GOR	SALINIDAD	ARENA	MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	API	PRESIÓN CABEZA	PRESIÓN INTAKE
SAC-092	27/06/2010	288	384	96	75	0	0	U INFERIOR	PPH	26,7	0	0
	30/07/2010	177	277	100	64	0	0	U INFERIOR	PPH	26,7	0	0
	02/08/2010	172	269	97	64	0	0	U INFERIOR	PPH	26,7	0	0
	22/09/2010	273	426	153	64	0	0	U INFERIOR	PPH	0	0	0
	24/10/2010	344	344	0	100	0	0	U INFERIOR	PPH (SE CERRÓ)	26,7	0	0
SAC-242D	08/03/2011	58	960	902	6	24	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	24,4	0	0
	18/04/2011	7	920	913	1	24	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	24,0	0	0
	30/06/2011	7	824	817	1	24	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	24,0	0	0
	26/08/2011	492	984	492	50	18	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	25,2	50	1.917
	27/11/2011	424	848	424	50	21	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	25,2	50	1.864
	19/01/2012	366	832	466	43,99	19	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	26,0	60	1.769
	20/03/2012	395	760	365	51,97	25	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	25,2	60	1.838
	16/07/2012	262	504	242	51,98	37	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	26,0	60	2.120
SAC-251D	02/10/2011	2	708	706	0,28	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPH	0	0	0
	31/12/2011	31	780	749	3,97	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPH	0	140	0
	30/03/2012	28	695	667	4,03	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPH	0	130	0
	28/05/2012	324	1800	1476	18	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPH	23,6	0	0

Continuación Anexo 3

SAC-251D	23/07/2012	512	1830	1318	27,98	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPH	27,5	0	0
SAC-263D	28/10/2011	25	246	221	10,16	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	0	80	0
	24/04/2012	152	400	248	38	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	0	0	0
	26/06/2012	350	604	254	57,95	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	0	35	476
	11/07/2012	266	459	193	57,95	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	22,5	30	402
POZOS CAÑONEADOS CON STIMGUN												
POZO	**FECHA**	**BAPD**	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**GOR**	**SALINIDAD**	**ARENA**	**MÉTODO DE LEVANTAMIENTO**	**API**	**PRESIÓN CABEZA**	**PRESIÓN INTAKE**
SAC-125	16/09/2010	7	749	742	1	128	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	0	0	0
	15/12/2010	7	703	696	1	440	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	27,7	373	1642
	28/02/2011	7	741	734	1	786	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	23,1	373	1642
	18/05/2011	7	704	697	1	274	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	23	80	1334
	24/08/2011	6	670	664	0,9	358	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	25,8	90	1150
	08/11/2011	7	674	667	1,04	357	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	26,2	50	800
	09/02/2012	38	627	589	6,06	404	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	26,1	80	686
	07/05/2012	37	613	576	6,04	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	23,1	10	672
	22/07/2012	60	504	444	11,91	0	0	HOLLÍN INFERIOR	PPS	23,1	60	737
SAC-260D	08/04/2011	5	254	249	2	24	0	U INFERIOR	PPS	26,1	21	352
	20/08/2011	1	105	104	0,95	462	0	U INFERIOR	PPS	28,2	125	297
	30/12/2011	2	206	204	0,97	0	0	U INFERIOR	PPS	26,0	10	267
	06/02/2012	2	294	292	0,68	0	0	U INFERIOR	PPS	26,1	10	268
	16/05/2012	16	156	140	10,26	0	0	U INFERIOR	PPS	26,1	20	233

Continuación Anexo 3

SAC-260D	09/07/2012	16	160	144	10	0	0	U INFERIOR	PPS	31,2	20	230
SAC-312D	01/05/2012	62	480	418	12,92	0	0	T INFERIOR	PPH	0	50	0
	26/06/2012	41	514	473	7,98	0	0	T INFERIOR	PPH	0	130	0
	26/07/2012	5	360	355	1,39	0	0	T INFERIOR	PPH	0	20	306

POZOS CAÑONEADOS CON STIMPRO

POZO	FECHA	BAPD	BFPD	BPPD	BSW	GOR	SALINIDAD	ARENA	MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	API	PRESIÓN CABEZA	PRESIÓN INTAKE
SAC-083	13/06/2011	291	318	27	92	444	0	T INFERIOR	PPH	0	0	0
	10/07/2011	20	173	153	11,56	0	0	T INFERIOR	PPH	27,8	0	0
	12/11/2011	92	583	491	15,78	204	0	T INFERIOR	PPH	27,8	55	0
	23/02/2012	126	398	272	31,66	368	0	T INFERIOR	PPH	27,8	54	0
	24/05/2012	86	226	140	38,05	714	0	T INFERIOR	PPH	27,8	30	0
	17/07/2012	97	255	158	38,04	633	0	T INFERIOR	PPH	26,9	66	0
SAC-162	25/09/2012	66	236	170	27,97	0	0	U INFERIOR	PPS	26,7	0	0
	27/09/2012	99	354	255	27,97	0	0	U INFERIOR	PPS	26,7	0	0
	19/10/2012	54	80	26	67,5	0	0	U INFERIOR	PPS	26,7	0	0
	29/10/2012	73	107	34	68,22	0	0	U INFERIOR	PPS	26,7	0	0
	02/11/2012	110	162	52	67,9	0	0	U INFERIOR	PPS	26,7	0	0
	09/11/2012	88	130	42	67,69	0	0	U INFERIOR	PPS		0	0
SAC-165D	02/09/2010	3	514	511	0,5	0	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	0	0	0
	13/01/2011	1	225	224	0,5	1371	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	27,1	365	507
	18/05/2011	1	118	117	1	1726	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS	26	25	395

Continuación Anexo 3

POZO	FECHA	BAPD	BFPD	BPPD	BSW	GOR	SALINIDAD	ARENA	MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	API	PRESIÓN CABEZA	PRESIÓN INTAKE
SAC-165D	06/08/2011	0	63	63	0	0	0	HOLLÍN SUPERIOR	PPS (SE CERRÓ)	26,3	26	249
SAC-223D	07/07/2011	142,56	264	121,44	54	270		U INFERIOR	PPH	32,1		0
	19/10/2011	6	307	301	1,95	0	0	U INFERIOR	PPH	32,1	80	0
	25/12/2011	2	255	253	0,78	229	0	U INFERIOR	PPH	32,1	80	0
	07/03/2012	6	216	210	2,78	276	0	U INFERIOR	PPH	32,1	90	0
	17/05/2012	83	101	18	82,18	3222	0	U INFERIOR	PPH	32,1	3500	0
	08/06/2012	89	120	31	74,17	1871	0	U INFERIOR	PPH (SE CERRÓ, ALTO BSW)	32,1	3500	0

ANEXO 4

ANEXO 4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

POZOS CAÑONEADOS CON WIRELINE																
POZO	**ARENA**	**FECHA**	**PROF. TVD**	**API**	**Qo**	**Qw**	**BSW**	**Pwf**	**Pws**	**Pyac**	**S_f**	**S_t**	**IPi**	**IPa**	**K**	**POR**
SAC-030	Hs	06/2011	9.777	28,5	303	12	3,80	860	1.299	1.299	11,00	11,00	0,69	0,72	427,00	0,114
SAC-052B	Ui	04/2012	9.370	26,1	76	140	64,80	933	1.105	1.118	13,00	13,00	3,48	1,26	160,00	0,18
SAC-099	Ti	03/2010	9.660	27,6	547	5	0,90	1.009	1.328	1.337	15,00	15,00	4,48	1,73	257,00	0,17
SAC-150D	Ui	07/2011	9.521	20,0	657	255	28,00	2.086	2.569	2.537	2,80	2,80	2,58	1,89	230,00	0,18
POZOS CAÑONEADOS CON TCP CONVENCIONAL																
POZO	**ARENA**	**FECHA**	**PROF. TVD**	**API**	**Qo**	**Qw**	**BSW**	**Pwf**	**Pws**	**Pyac**	**S_f**	**S_t**	**IPi**	**IPa**	**K**	**POR**
SAC-092	Ui	06/2010	9.426,0	28,1	223	521	70,00	1.486	3.823	3.829	2,76	5,73	0,58	0,32	20,00	0,13
SAC-242D	Hs	03/2011	9.909,5		35	109	75,70	1.294	3.819	3.836	5,45	5,45		0,06	276,00	0,12
SAC-251D	Hi	NO EXISTE REGISTRO														
SAC-263D	Hi	DATOS REGISTRADOS DE LA SIMULACIÓN CON PERFPRO														
POZOS CAÑONEADOS CON STIMGUN																
POZO	**ARENA**	**FECHA**	**PROF. TVD**	**API**	**Qo**	**Qw**	**BSW**	**Pwf**	**Pws**	**Pyac**	**S_f**	**S_t**	**IPi**	**IPa**	**K**	**POR**
SAC-125	Hi	NO EXISTE REGISTRO														
SAC-260D	Ui	03/2011	9.564	18,6	605	259	30,00	2.117	2.354	2.304	8,35	10,00	4,81	3,65	911,00	0,15
SAC-312D	Ti	DATOS REGISTRADOS DE LA SIMULACIÓN CON PERFPRO														

Continuación Anexo 4

POZOS CAÑONEADOS CON STIMPRO																
POZO	**ARENA**	**FECHA**	**PROF. TVD**	**API**	**Qo**	**Qw**	**BSW**	**Pwf**	**Pws**	**Pyac**	**S_f**	**S_t**	**IPi**	**IPa**	**K**	**POR**
SAC-083	Ti	06/2011	9.661	27,5	89	31	25,80	1094	1203	1204	0,56	0,56	1,12	1,10	43,00	0,15
SAC-162	Ui	09/2012	9.478	26,9	49	71	59,20	947		1248	57,00	1,02	0,00	0,39	178,90	0,20
SAC-165D	Hs	NO EXISTE REGISTRO														
SAC-223D	Ui	DATOS REGISTRADOS DE LA SIMULACIÓN CON PERFPRO														

ANEXO 5

ANEXO 5 CÁLCULO DEL BAJO BALANCE DE PRESIÓN

TÉCNICA	POZO	ARENA	ρ_b (g/cm^3)	$\Delta P_{máx}$	K (md)	$\Delta P_{mín}$	$\overline{\Delta P}$	OBSERVACIÓN	ΔP
WIRELINE	SAC-030	Hs	2,31	-	427	-	-	-	-
	SAC-052B	Ui	2,32	-	160	-	-	-	-
	SAC-099	Ti	2,33	-	257	-	-	-	-
	SAC-150D	Ui	2,32	-	230	-	-	-	-
TCP CONVENCIONAL	SAC-092	Ui	2,32	1428,80	20	1155,28	1292,04	Dentro de Rango	1292,04
	SAC-242D	Hs	2,31	1405,40	276	437,45	921,43	Fuera de Rango	679,44
	SAC-251D	Hi	2,32	1428,80	-	-	-	-	-
	SAC-263D	Hi	2,32	1428,80	400	381,33	905,07	Fuera de Rango	643,20
STIMGUN	SAC-125	Hi	2,32	1428,80	-	-	-	-	-
	SAC-260D	Ui	2,32	1428,80	911	281,22	855,01	Fuera de Rango	568,12
	SAC-312D	Ti	2,33	1452,20	160	535,23	993,72	Fuera de Rango	764,48
STIMPRO	SAC-083	Ti	2,33	1452,20	43	870,33	1161,27	Dentro de Rango	1161,27
	SAC-162	Ui	2,32	1428,80	178,9	513,57	971,19	Fuera de Rango	742,38
	SAC-165D	Hs	2,31	1405,40	-	-	-	-	-
	SAC-223D	Ui	2,32	1428,80	125	586,42	1007,61	Fuera de Rango	797,02

ANEXO 6

ANEXO 6 PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO

FECHA	VALOR
Abril-11-2013	93,45 USD
Abril-10-2013	94,64 USD
Abril-09-2013	94,20 USD
Abril-08-2013	93,36 USD
Abril-07-2013	92,70 USD
Abril-06-2013	92,70 USD
Abril-05-2013	92,70 USD
Abril-04-2013	93,26 USD
Abril-03-2013	94,45 USD
Abril-02-2013	97,19 USD
Abril-01-2013	97,07 USD
Marzo-31-2013	97,23 USD
Marzo-30-2013	97,23 USD
Marzo-29-2013	97,23 USD
Marzo-28-2013	97,23 USD
Marzo-27-2013	96,58 USD
Marzo-26-2013	96,34 USD
Marzo-25-2013	94,56 USD
Marzo-24-2013	93,39 USD
Marzo-23-2013	93,39 USD
Marzo-22-2013	93,39 USD
Marzo-21-2013	92,13 USD
Marzo-20-2013	92,96 USD
Marzo-19-2013	92,16 USD
Marzo-18-2013	93,74 USD
Marzo-17-2013	93,45 USD

Continuación

FECHA	VALOR
Marzo-16-2013	93,45 USD
Marzo-15-2013	93,45 USD
Marzo-14-2013	93,03 USD
Marzo-13-2013	92,52 USD

ANEXO 7

ANEXO 7 INDICADORES ECONÓMICOS CONSIDERANDO LA PRODUCCIÓN PREVIA AL CAÑONEO

	Periodos											
TECNICA: WIRELINE CONVENCIONAL	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
BPPD												
SAC-030-HS		171,00	169,30	167,61	165,95	164,29	162,66	161,04	159,44	157,85	156,28	154,73
SAC-052B-UI		356,00	352,46	348,95	345,48	342,04	338,64	335,27	331,93	328,63	325,36	322,12
SAC-099-TI		352,00	348,50	345,03	341,60	338,20	334,83	331,50	328,20	324,94	321,70	318,50
SAC-150D		445,00	440,57	436,19	431,85	427,55	423,30	419,09	414,92	410,79	406,70	402,65
TOTAL BPPD WIRELINE CONVENCIONAL		1.324,00	1.310,83	1.297,78	1.284,87	1.272,09	1.259,43	1.246,90	1.234,49	1.222,21	1.210,04	364,46
INGRESOS		105.787,60	104.735,00	103.692,87	102.661,10	101.639,61	100.628,28	99.627,01	98.635,70	97.654,26	96.682,59	29.120,24
EGRESOS		8.738,40	8.651,45	8.565,37	8.480,14	8.395,76	8.312,22	8.229,52	8.147,63	8.066,56	7.986,30	2.405,43
FLUJO DE CAJA		97.049,20	96.083,54	95.127,50	94.180,96	93.243,85	92.316,05	91.397,49	90.488,07	89.587,70	88.696,29	26.714,81
FLUJO NETO DE CAJA	- 236.512,36	$95.851,06	$93.725,76	$91.647,57	$89.615,47	$87.628,43	$85.685,44	$83.785,54	$81.927,76	$80.111,18	$78.334,87	$23.302,73
VAN	**$655.103,45**											
TIR	**37,04%**											
B/C	**2,77**											

	Periodos											
TECNICA: TCP CONVENCIONAL	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
BPPD												
SAC-092		154,00	152,47	150,95	149,45	147,96	146,49	145,03	143,59	142,16	140,75	139,34
SAC-242D		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAC-251D		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAC-263D		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL BPPD WIRELINE CONVENCIONAL		154,00	152,47	150,95	149,45	147,96	146,49	145,03	143,59	142,16	140,75	139,34
INGRESOS		12.304,60	12.182,17	12.060,95	11.940,94	11.822,13	11.704,50	11.588,04	11.472,73	11.358,58	11.245,56	11.133,66
EGRESOS		1.016,40	1.006,29	996,27	986,36	976,55	966,83	957,21	947,69	938,26	928,92	919,68
FLUJO DE CAJA		11.288,20	11.175,88	11.064,68	10.954,58	10.845,58	10.737,67	10.630,83	10.525,05	10.420,32	10.316,64	10.213,99
FLUJO NETO DE CAJA	- 264.514,57	$11.148,84	$10.901,64	$10.659,91	$10.423,55	$10.192,43	$9.966,43	$9.745,45	$9.529,36	$9.318,07	$9.111,46	$8.909,43
VAN	**-$146.341,16**											
TIR	**-12,73%**											
B/C	**- 0,55**											

ANEXO 8

ANEXO 8 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ESCENARIO NORMAL

	Periodos											
TECNICA: WIRELINE CONVENCIONAL	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
BPPD												
SAC-030		42,70	42,28	41,85	41,44	41,03	40,62	40,21	39,81	39,42	39,02	38,64
SAC-052B		228,00	225,73	223,49	221,26	219,06	216,88	214,72	212,59	210,47	208,38	206,30
SAC-099		431,00	426,71	422,47	418,26	414,10	409,98	405,90	401,86	397,86	393,90	389,98
SAC-150D		512,00	506,91	501,86	496,87	491,92	487,03	482,18	477,39	472,64	467,93	463,28
TOTAL BPPD WIRELINE CONVENCIONAL		1.213,70	1.201,62	1.189,67	1.177,83	1.166,11	1.154,51	1.143,02	1.131,65	1.120,39	1.109,24	1.098,20
INGRESOS		96.974,63	96.009,72	95.054,40	94.108,60	93.172,20	92.245,12	91.327,27	90.418,55	89.518,87	88.628,14	87.746,27
EGRESOS		8.010,42	7.930,71	7.851,80	7.773,68	7.696,33	7.619,75	7.543,93	7.468,87	7.394,55	7.320,97	7.248,13
FLUJO DE CAJA		88.964,21	88.079,00	87.202,60	86.334,92	85.475,87	84.625,37	83.783,34	82.949,68	82.124,32	81.307,17	80.498,15
FLUJO NETO DE CAJA	- 236.512,36	$87.865,89	$85.917,64	$84.012,58	$82.149,77	$80.328,27	$78.547,15	$76.805,52	$75.102,51	$73.437,26	$71.808,94	$70.216,72
VAN	**$629.679,88**											
TIR	**33,75%**											
B/C	**2,66**											

	Periodos											
TECNICA: TCP CONVENCIONAL	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
BPPD												
SAC-092		100,00	99,00	98,02	97,04	96,08	95,12	94,18	93,24	92,31	91,39	90,48
SAC-242D		374,00	370,28	366,59	362,95	359,34	355,76	352,22	348,72	345,25	341,81	338,41
SAC-251D		558,00	552,45	546,95	541,51	536,12	530,79	525,50	520,28	515,10	509,97	504,90
SAC-263D		203,00	200,98	198,98	197,00	195,04	193,10	191,18	189,28	187,39	185,53	183,68
TOTAL BPPD WIRELINE CONVENCIONAL		1.235,00	1.222,71	1.210,55	1.198,50	1.186,57	1.174,77	1.163,08	1.151,51	1.140,05	1.128,71	339,96
INGRESOS		98.676,50	97.694,65	96.722,57	95.760,17	94.807,34	93.863,99	92.930,03	92.005,36	91.089,89	90.183,53	27.162,76
EGRESOS		8.151,00	8.069,90	7.989,60	7.910,10	7.831,39	7.753,47	7.676,32	7.599,94	7.524,32	7.449,45	2.243,73
FLUJO DE CAJA		90.525,50	89.624,76	88.732,98	87.850,07	86.975,94	86.110,52	85.253,71	84.405,42	83.565,57	82.734,08	24.919,03
FLUJO NETO DE CAJA	- 264.514,57	$89.407,90	$87.425,46	$85.486,97	$83.591,47	$81.738,00	$79.925,62	$78.153,43	$76.420,53	$74.726,06	$73.069,16	$21.736,30
VAN	**$626.182,99**											
TIR	**29,73%**											
B/C	**2,37**											

Continuación Anexo 8

	Periodos											
TECNICA: STIMGUN	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
BPPD												
SAC-260D		221,00	218,80	216,62	214,47	212,33	210,22	208,13	206,06	204,01	201,98	199,97
SAC-312D		504,00	498,99	494,02	489,10	484,24	479,42	474,65	469,93	465,25	460,62	456,04
SAC-125		491,00	486,11	481,28	476,49	471,75	467,05	462,41	457,81	453,25	448,74	444,28
TOTAL BPPD WIRELINE CONVENCIONAL		1.216,00	1.203,90	1.191,92	1.180,06	1.168,32	1.156,69	1.145,19	1.133,79	1.122,51	1.111,34	1.100,28
INGRESOS		97.158,40	96.191,66	95.234,53	94.286,94	93.348,76	92.419,93	91.500,34	90.589,89	89.688,51	88.796,09	87.912,56
EGRESOS		8.025,60	7.945,74	7.866,68	7.788,41	7.710,91	7.634,19	7.558,23	7.483,02	7.408,56	7.334,85	7.261,86
FLUJO DE CAJA		89.132,80	88.245,91	87.367,85	86.498,53	85.637,85	84.785,74	83.942,11	83.106,87	82.279,94	81.461,25	80.650,69
FLUJO NETO DE CAJA	- 277.783,31	$88.032,40	$86.080,45	$84.171,79	$82.305,45	$80.480,49	$78.696,00	$76.951,07	$75.244,83	$73.576,43	$71.945,02	$70.349,78
VAN	**$655.326,24**											
TIR	**27,81%**											
B/C	**2,36**											

	Periodos											
TECNICA: STIMPRO	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
BPPD												
SAC-083		358	354,44	350,91	347,42	343,96	340,54	337,15	333,80	330,48	327,19	323,93
SAC-162		255	252,46	249,95	247,46	245,00	242,56	240,15	237,76	235,39	233,05	230,73
SAC-223D		230	227,71	225,45	223,20	220,98	218,78	216,61	214,45	212,32	210,20	208,11
SAC-165D		407	402,95	398,94	394,97	391,04	387,15	383,30	379,48	375,71	371,97	368,27
TOTAL BPPD WIRELINE CONVENCIONAL		1.250,00	1.237,56	1.225,25	1.213,06	1.200,99	1.189,04	1.177,21	1.165,49	1.153,90	1.142,41	1.131,05
INGRESOS		99.875,00	98.881,23	97.897,34	96.923,25	95.958,85	95.004,04	94.058,73	93.122,83	92.196,25	91.278,88	90.370,64
EGRESOS		8.250,00	8.167,91	8.086,64	8.006,18	7.926,51	7.847,64	7.769,56	7.692,25	7.615,71	7.539,93	7.464,91
FLUJO DE CAJA		91.625,00	90.713,32	89.810,70	88.917,07	88.032,33	87.156,40	86.289,18	85.430,58	84.580,54	83.738,94	82.905,73
FLUJO NETO DE CAJA	- 299.756,00	$90.493,83	$88.487,31	$86.525,28	$84.606,75	$82.730,77	$80.896,38	$79.102,66	$77.348,72	$75.633,66	$73.956,64	$72.316,80
VAN	**$659.443,79**											
TIR	**26,14%**											
B/C	**2,20**											

ANEXO 9

ANEXO 9 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ESCENARIO OPTIMISTA

TÉCNICA: WIRELINE

Escenario Optimista												
INGRESOS		113.420,27	112.291,71	111.174,39	110.068,19	108.972,99	107.888,69	106.815,18	105.752,35	104.700,10	103.658,32	102.626,90
EGRESOS		8.010,42	7.930,71	7.851,80	7.773,68	7.696,33	7.619,75	7.543,93	7.468,87	7.394,55	7.320,97	7.248,13
FLUJO DE CAJA		105.409,85	104.361,00	103.322,59	102.294,51	101.276,67	100.268,95	99.271,25	98.283,49	97.305,55	96.337,34	95.378,77
FLUJO NETO DE CAJA	- 236.512,36	$104.108,49	$101.800,09	$99.542,88	$97.335,71	$95.177,49	$93.067,12	$91.003,54	$88.985,72	$87.012,64	$85.083,31	$83.196,75
VAN	$866.997,61											
TIR	41,02%											
B/C	3,67											

TÉCNICA: TCP CONVENCIONAL

Escenario Optimista												
INGRESOS		115.410,75	114.262,39	113.125,46	111.999,85	110.885,43	109.782,10	108.689,75	107.608,27	106.537,55	105.477,48	31.769,21
EGRESOS		8.151,00	8.069,90	7.989,60	7.910,10	7.831,39	7.753,47	7.676,32	7.599,94	7.524,32	7.449,45	2.243,73
FLUJO DE CAJA		107.259,75	106.192,50	105.135,86	104.089,75	103.054,04	102.028,63	101.013,43	100.008,33	99.013,23	98.028,03	29.525,48
FLUJO NETO DE CAJA	- 264.514,57	$107.259,75	$106.192,50	$105.135,86	$104.089,75	$103.054,04	$102.028,63	$101.013,43	$100.008,33	$99.013,23	$98.028,03	$29.525,48
VAN	$790.834,44											
TIR	38,24%											
B/C	2,99											

TÉCNICA: STIMGUN

Escenario Optimista												
INGRESOS		113.635,20	112.504,51	111.385,07	110.276,77	109.179,50	108.093,15	107.017,60	105.952,76	104.898,51	103.854,75	102.821,38
EGRESOS		8.025,60	7.945,74	7.866,68	7.788,41	7.710,91	7.634,19	7.558,23	7.483,02	7.408,56	7.334,85	7.261,86
FLUJO DE CAJA		105.609,60	104.558,77	103.518,39	102.488,36	101.468,59	100.458,96	99.459,38	98.469,74	97.489,95	96.519,91	95.559,52
FLUJO NETO DE CAJA	- 277.783,31	$104.305,78	$101.993,01	$99.731,51	$97.520,17	$95.357,85	$93.243,48	$91.175,99	$89.154,35	$87.177,53	$85.244,54	$83.354,41
VAN	$827.817,85											
TIR	34,18%											
B/C	2,98											

TÉCNICA: STIMPRO

Escenario Optimista												
INGRESOS		116.812,50	115.650,20	114.499,46	113.360,17	112.232,22	111.115,49	110.009,87	108.915,25	107.831,53	106.758,59	105.696,32
EGRESOS		8.250,00	8.167,91	8.086,64	8.006,18	7.926,51	7.847,64	7.769,56	7.692,25	7.615,71	7.539,93	7.464,91
FLUJO DE CAJA		108.562,50	107.482,29	106.412,82	105.353,99	104.305,70	103.267,84	102.240,31	101.223,00	100.215,82	99.218,65	98.231,41
FLUJO NETO DE CAJA	- 299.756,00	$107.222,22	$104.844,78	$102.520,06	$100.246,88	$98.024,11	$95.850,62	$93.725,32	$91.647,15	$89.615,06	$87.628,02	$85.685,05
VAN	$836.758,35											
TIR	32,26%											
B/C	2,79											

ANEXO 10

ANEXO 10 INDICADORES ECONÓMICOS DEL ESCENARIO PESIMISTA

TÉCNICA: WIRELINE

Escenario Pesimista												
INGRESOS		88.964,21	88.079,00	87.202,60	86.334,92	85.475,87	84.625,37	83.783,34	82.949,68	82.124,32	81.307,17	80.498,15
EGRESOS		8.010,42	7.930,71	7.851,80	7.773,68	7.696,33	7.619,75	7.543,93	7.468,87	7.394,55	7.320,97	7.248,13
FLUJO DE CAJA		80.953,79	80.148,29	79.350,80	78.561,24	77.779,55	77.005,63	76.239,41	75.480,81	74.729,77	73.986,19	73.250,02
FLUJO NETO DE CAJA	- 236.512,36	$79.954,36	$78.181,53	$76.448,01	$74.752,93	$73.095,43	$71.474,69	$69.889,88	$68.340,21	$66.824,90	$65.343,19	$63.894,34
VAN	**$610.973,13**											
TIR	**30,13%**											
B/C	**2,58**											

TÉCNICA: TCP CONVENCIONAL

Escenario Pesimista												
INGRESOS		90.525,50	89.624,76	88.732,98	87.850,07	86.975,94	86.110,52	85.253,71	84.405,42	83.565,57	82.734,08	24.919,03
EGRESOS		8.151,00	8.069,90	7.989,60	7.910,10	7.831,39	7.753,47	7.676,32	7.599,94	7.524,32	7.449,45	2.243,73
FLUJO DE CAJA		82.374,50	81.554,86	80.743,38	79.939,97	79.144,55	78.357,05	77.577,38	76.805,47	76.041,25	75.284,62	22.675,29
FLUJO NETO DE CAJA	- 264.514,57	$82.374,50	$81.554,86	$80.743,38	$79.939,97	$79.144,55	$78.357,05	$77.577,38	$76.805,47	$76.041,25	$75.284,62	$22.675,29
VAN	**$545.983,75**											
TIR	**27,91%**											
B/C	**2,06**											

TÉCNICA: STIMGUN

Escenario Pesimista												
INGRESOS		89.132,80	88.245,91	87.367,85	86.498,53	85.637,85	84.785,74	83.942,11	83.106,87	82.279,94	81.461,25	80.650,69
EGRESOS		8.025,60	7.945,74	7.866,68	7.788,41	7.710,91	7.634,19	7.558,23	7.483,02	7.408,56	7.334,85	7.261,86
FLUJO DE CAJA		81.107,20	80.300,17	79.501,17	78.710,12	77.926,94	77.151,56	76.383,88	75.623,85	74.871,38	74.126,40	73.388,83
FLUJO NETO DE CAJA	- 277.783,31	$80.105,88	$78.329,69	$76.592,88	$74.894,59	$73.233,95	$71.610,14	$70.022,32	$68.469,72	$66.951,54	$65.467,02	$64.015,42
VAN	**$571.308,19**											
TIR	**24,62%**											
B/C	**2,06**											

TÉCNICA: STIMPRO

Escenario Pesimista												
INGRESOS		91.625,00	90.713,32	89.810,70	88.917,07	88.032,33	87.156,40	86.289,18	85.430,58	84.580,54	83.738,94	82.905,73
EGRESOS		8.250,00	8.167,91	8.086,64	8.006,18	7.926,51	7.847,64	7.769,56	7.692,25	7.615,71	7.539,93	7.464,91
FLUJO DE CAJA		83.375,00	82.545,40	81.724,06	80.910,90	80.105,82	79.308,75	78.519,62	77.738,33	76.964,83	76.199,01	75.440,82
FLUJO NETO DE CAJA	- 299.756,00	$82.345,68	$80.519,83	$78.734,46	$76.988,68	$75.281,61	$73.612,39	$71.980,18	$70.384,17	$68.823,54	$67.297,51	$65.805,33
VAN	**$573.076,55**											
TIR	**23,06%**											
B/C	**1,91**											