

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO DE LA UTILIZACIÓN DE LOS
DIFERENTES SISTEMAS DE CAÑONEO A LAS ARENAS “U” Y “T”
EN EL ÁREA CUYABENO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

CARLOS LEONARDO BENAVIDES LAGUAPILLO

carleonardo10@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO

vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, Junio 2012

DECLARACIÓN

Yo Carlos Leonardo Benavides Laguapillo, 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.

CARLOS BENAVIDES LAGUAPILLO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Leonardo Benavides Laguapillo, bajo mi supervisión.

Ing. VINICIO MELO

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Primeramente agradezco a Dios, por darme la vida, una familia, amigos y cuidarme a través de mi vida siempre llenándome de alegría y esperanza.

Agradezco a mis padres, Carlos y Gladys, por ser mí ejemplo a seguir, por brindarme su confianza, su apoyo, su dedicación, su cariño, su paciencia y encaminarme día tras día con su maravillosa y particular manera.

A mi hermana mayor Vane, por su inmenso cariño, coraje, valentía, solidaridad, apoyo en los todos los momentos y por inculcarme ánimos para ser mejor.

A mis mejores amigos Marco Masabanda, Daniela Noroña, Pathy Moya, Sarita Gómez y Nydia Lavanda, por enseñarme que un amigo es aquel que pone el pecho a las balas sin esperar nada a cambio, un abrazo en el momento justo, una palabra precisa en momentos felices y tristes; por su aprecio, su perdurable amistad y por ayudarme a ser cada día mejor persona.

A mi recordado equipo de fútbol Broca Mocha y cada uno de sus integrantes: Hanz, Eduardo, Andrés, Juan Pablo, Corch, José Luis, Lucho, Diego, Ricardo, Jorge, Josué, Walter, pero sobretodo a Esteban y Paúl a quienes considero como mis hermanos mayores; por enseñarme que con corazón y ganas lo imposible se hace posible.

Un inmenso agradecimiento al Ing. Vinicio Melo mi tutor, excelente catedrático siempre dispuesto a ayudar, con su experiencia y sabiduría a guiarme en el desarrollo de este proyecto.

A la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la honorable Escuela Politécnica Nacional por los conocimientos impartidos durante mi formación profesional y personal.

Carlitos

DEDICATORIA

A mis padres, Carlos y Gladys, por ser los mejores padres que Dios pudo otorgarme, que a pesar de que todo se hallase en mi contra siempre confían en mi triunfo y esperan lo mejor para mí.

A mi hermana mayor Vane, por ser como mi segunda madre, apoyarme en todas los enredos que me he metido y salvarme de varios de ellos.

A toda mi familia tanto paterna como materna este trabajo es para cada uno de ellos por haber colaborado directa o indirectamente en mi crianza y crecimiento personal.

A mis mejores amigos Marco Masabanda, Daniela Noroña, Pathy Moya, Sarita Gómez y Nydia Lavanda, por siempre estar en todas las circunstancias de mi vida, sean buenas o malas, alentándome a ser mejor de lo que ya soy gracias a ellos.

A mi equipo de fútbol Broca Mocha y cada uno de sus integrantes: Hanz, Eduardo, Andrés, Juan Pablo, Corch, José Luis, Lucho, Diego, Ricardo, Jorge, Josué, Walter, Esteban y Paúl porque juntos demostramos que con esfuerzo se alcanzan logros importantes.

A mi Colegio San Gabriel y a mi Escuela Theodore W. Anderson por asentar las bases de mi vida estudiantil de la mejor manera.

A todos los Químicos-Biólogos generación 2005 que a pesar de elegir rumbos diferentes y la distancia, siempre guardo los mejores recuerdos; deseándoles los mayores éxitos en vida personal y profesional.

A todos mis amigos petroleros que de algún modo me ayudaron a ser la persona que soy hoy en día, tanto en lo profesional como en la personal.

Carlitos

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VI
SIMBOLOGÍA	XVIII
RESUMEN	XX
PRESENTACIÓN	XXI
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA CUYABENO Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS U Y T	1
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO.....	1
1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	1
1.1.2 HISTORIA DEL CAMPO	2
1.1.3 ESTRUCTURA.....	3
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA.....	5
1.1.4.1 Estratigrafía secuencial	5
1.1.4.2 Consideraciones geológicas de las formaciones de interés.....	5
1.1.4.2.1 Formación Hollín	6
1.1.4.2.2 Formación Napo.....	7
1.1.4.2.3 Formación Tena	7
1.2 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	8
1.2.1 GRADO API	8
1.2.2 GOR, WOR	8
1.2.3 VISCOSIDAD	9
1.2.4 FACTOR VOLUMÉTRICO	9
1.3 DESCRIPCIÓN DE RESERVAS	9
1.3.1 RESERVAS PROBADAS.....	10

1.3.2 RESERVAS REMANENTES.....	11
1.3.3 RESERVAS PROBABLES	11
1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	11
1.4.1 SATURACIÓN.....	11
1.4.2 POROSIDAD.....	12
1.4.3 PERMEABILIDAD	13
1.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO	14
1.5.1 PRODUCCIONES INICALES.....	14
1.5.1.1 Reservoirio U Superior	17
1.5.1.2 Reservoirio U Inferior	17
1.5.1.3 Reservoirio T	18
1.5.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN.....	18
CAPÍTULO 2.....	20
DESCRIPCIÓN Y FUNDAMENTOS DEL SISTEMA DE CAÑONEO	20
2.1 ANTECEDENTES.....	20
2.2 EXPLOSIVOS	21
2.2.1 TIPOS	21
2.2.1.1 Explosivos altos.....	22
2.2.1.2 Explosivos bajos.....	23
2.2.2 CARACTERÍSTICAS.....	23
2.2.2.1 Sensibilidad	23
2.2.2.2 Estabilidad	24
2.2.3 SELECCIÓN DE EXPLOSIVOS MEDIANTE DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA	24
2.3 CAÑONES	25
2.3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CAÑONES SEGÚN SU PORTACARGAS ..	27
2.3.1.1 Recuperables	27
2.3.1.2 Semidesechable	28
2.3.1.3 Desechables.....	28
2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CAÑONES POR SU TAMAÑO.....	28
2.3.2.1 Casing Gun.....	28

2.3.2.1.1 Ventajas del sistema Casing Gun.....	30
2.3.2.1.2 Desventajas del sistema Casing Gun.	31
2.3.2.2 Through Tubing Gun	32
2.3.2.2.1 Ventajas del sistema Through Tubing Gun	33
2.3.2.2.2 Desventajas del sistema Through Tubing Gun	34
2.4 CARGAS.....	34
2.4.1 CARGAS CONFIGURADAS	34
2.4.1.1 Tipos de Cargas configuradas.....	35
2.4.1.1.1 Cargas de Alta Penetración DP (Deep Penetration)	35
2.4.1.1.2 Cargas de Hueco Grande, BH (Big Hole).....	37
2.4.2 ELEMENTOS DE UNA CARGA.....	38
2.4.2.1 Casco	38
2.4.2.2 Liner	38
2.4.2.3 Primer	39
2.4.2.4 Explosivo principal.....	39
2.4.2.5 Cordón detonante.....	39
2.5 DETONADORES	39
2.5.1 DETONADORES ELÉCTRICOS.....	39
2.5.2 DETONADORES DE PERCUSIÓN	40
2.6 CORDÓN DETONANTE.....	40
2.7 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO.....	41
2.7.1 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO.....	43
2.7.1.1 Penetración y Densidad de disparo.....	43
2.7.1.2 Faseamiento o Ángulo de fase	45
2.7.2 PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO	47
2.7.2.1 Presión de sobre-balance.....	48
2.7.2.2 Presión de bajo-balance.....	48
2.7.2.3 Determinación de la presión a condiciones de bajo-balance (ΔP)..	49
2.7.3 DAÑO GENERADO POR EL DISPARO	51
2.7.4 DAÑO CAUSADO POR EL FLUIDO DE COMPLETACIÓN	53
2.7.5 DAÑO GENERADO POR EL FLUIDO DE LA PERFORACIÓN.....	53

2.8 TÉCNICAS DE CAÑONEO.....	54
2.8.1 SISTEMA DE CAÑONEO CON CABLE O WIRELINE.....	54
2.8.1.1 Ventajas del sistema de cañoneo con cable eléctrico	55
2.8.1.2 Desventajas del sistema de cañoneo con cable eléctrico	56
2.8.2 SISTEMA DE CAÑONEO CON COILED TUBING O TUBERÍA FLEXIBLE	56
2.8.3 SISTEMA DE CAÑONEO CON SLICKLINE	57
2.8.4 SISTEMA DE CAÑONEO CON TUBERÍA O TCP	57
2.8.4.1 Ventajas del sistema de cañoneo TCP.....	59
2.8.4.2 Desventajas del sistema de cañoneo TCP.....	60
2.8.5 SISTEMA DE CAÑONEO PURE (PERFORATING FOR ULTIMATE RESERVOIR EXPLOITATION).....	61
2.8.5.1 Ventajas del sistema de cañoneo PURE	63
2.8.5.2 Desventajas del sistema de cañoneo PURE	63
2.8.6 SISTEMA DE CAÑONEO TIPO ANCLA O MAX-R.....	64
2.8.6.1 Ventajas del sistema de cañoneo tipo ancla o MAX-R.....	66
2.8.6.2 Desventajas del sistema de cañoneo tipo ancla o MAX-R	66
CAPÍTULO 3	67
SISTEMAS DE CAÑONEO IMPLEMENTADOS EN EL ÁREA CUYABENO	67
3.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS.....	67
3.2 PROCESO DE SELECCIÓN	67
3.3 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE	69
3.3.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	69
3.3.2 DATOS DE PRODUCCIÓN	70
3.3.2.1 Pruebas iniciales	70
3.3.2.2 Producción Agosto 2011	71
3.3.3 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.....	72
3.4 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP.....	72
3.4.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	73
3.4.2 DATOS DE PRODUCCIÓN	74
3.4.2.1 Pruebas iniciales	74

3.4.2.2 Producción Agosto 2011	75
3.4.3 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.....	75
3.5 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA	76
3.5.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	77
3.5.2 DATOS DE PRODUCCIÓN	77
3.5.2.1 Pruebas iniciales	78
3.5.2.2 Producción Agosto 2011	78
3.5.3 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.....	79
CAPÍTULO 4	80
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE EL SISTEMA DE ANCLA Y LOS SISTEMAS CONVENCIONALES EN EL ÁREA CUYABENO	80
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	80
4.1.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN BAJO BALANCEADA	80
4.1.2 FACTOR S, PERMEABILIDAD Y PRODUCCIÓN VS SISTEMA DE CAÑONEO	83
4.1.2.1 Arena U superior	85
4.1.2.2 Arena U inferior	86
4.1.2.3 Arena T superior.....	88
4.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	88
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	89
4.2.1 FLUJO NETO DE CAJA (FNC)	90
4.2.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)	90
4.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	91
4.2.4 RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	92
4.2.5 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.	93
4.2.6 INGRESOS	93
4.2.7 EGRESOS	94
4.2.8 CONSIDERACIONES	95
4.2.9 ANÁLISIS POR ESCENARIOS.....	96
4.2.9.1 Escenario optimista (Costo de barril de petróleo \$112.45).....	98
4.2.9.2 Escenario conservador (Costo de barril de petróleo \$107.03).....	99
4.2.9.3 Escenario pesimista (Costo de barril de petróleo \$79.73).....	101

4.2.10 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	102
CAPÍTULO 5.....	104
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
5.1 CONCLUSIONES.....	104
5.2 RECOMENDACIONES.....	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	108
GLOSARIO.....	110
ANEXOS.....	115

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO 1.1	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO.....	6
CUADRO 1.2	CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO	9
CUADRO 1.3	RESERVAS DEL CAMPO CUYABENO – SANSAHUARI A 31 DE DICIEMBRE 2010	10
CUADRO 1.4	RESERVAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO CUYABENO - SANSAHUARI A 31 DE DICIEMBRE 2010	10
CUADRO 1.5	VALORES DE SATURACIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.....	12
CUADRO 1.6	VALORES DE POROSIDAD DE LA ARENA “U” SUPERIOR	13
CUADRO 1.7	VALORES DE POROSIDAD DE LA ARENA “U” INFERIOR.....	13
CUADRO 1.8	VALORES DE POROSIDAD DE LA ARENA “T” SUPERIOR.....	13
CUADRO 1.9	VALORES DE POROSIDAD DE LA ARENA “T” INFERIOR	13
CUADRO 1.10	VALORES DE PERMEABILIDAD DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.....	14
CUADRO 1.11	DATOS DE LA PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO.....	19
CUADRO 2.1	PROPIEDADES DE LOS EXPLOSIVOS ALTOS	22
CUADRO 2.2	TIPOS Y PROPIEDADES DE LOS EXPLOSIVOS	23
CUADRO 2.3	RANGOS DE PRESIÓN BAJO BALANCE PARA ALCANZAR UNA LIMPIEZA ADECUADA DE PERFORACIONES	50
CUADRO 3.1	DATOS GENERALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE	69
CUADRO 3.2	HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE	70
CUADRO 3.3	PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE	70

CUADRO 3.4	DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE	71
CUADRO 3.5	DATOS DE PRUEBAS BUILD UP DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE.....	72
CUADRO 3.6	DATOS GENERALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP	73
CUADRO 3.7	HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP	73
CUADRO 3.8	PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP	74
CUADRO 3.9	DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP	75
CUADRO 3.10	DATOS DE PRUEBAS BUILD UP DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP.....	76
CUADRO 3.11	DATOS GENERALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA	77
CUADRO 3.12	HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA	77
CUADRO 3.13	PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA	78
CUADRO 3.14	DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA	78
CUADRO 3.15	DATOS DE PRUEBAS BUILD UP DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA.....	79
CUADRO 4.1	RESUMEN CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE BAJO BALANCE PARA CADA POZO SELECCIONADO	82
CUADRO 4.2	CANTIDAD DE POZOS SELECCIONADOS POR TECNICA DE CAÑONEO.....	83

CUADRO 4.3	CANTIDAD DE POZOS SELECCIONADOS POR ARENA PRODUCTORA	83
CUADRO 4.4	DATOS DE PERMEABILIDAD, FACTOR S Y PRODUCCIÓN DE POZOS SELECCIONADOS.....	84
CUADRO 4.5	VALORES DE FACTOR S, PERMEABILIDAD Y BPPD CLASIFICADOS POR SU TIPO DE FACTOR S Y TÉCNICA DE CAÑONEO	86
CUADRO 4.6	PRECIO DEL PETRÓLEO ECUATORIANO.....	94
CUADRO 4.7	COSTOS TIPO PARA LAS TÉCNICA DE CAÑONEO	95
CUADRO 4.8	PRODUCCIÓN AL IMPLEMENTAR LAS DIFERENTES TÉCNICAS DE CAÑONEO.....	96
CUADRO 4.9	COSTO CONSTRUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	97
CUADRO 4.10	PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN EXCLUSIVAMENTE DE LA OPERACIÓN DE CAÑONEO	98
CUADRO 4.11	ESCENARIO OPTIMISTA DE CADA TÉCNICAS DE CAÑONEO.....	98
CUADRO 4.12	ESCENARIO CONSERVADOR DE CADA TÉCNICAS DE CAÑONEO.....	100
CUADRO 4.13	ESCENARIO PESIMISTA DE CADA TÉCNICAS DE CAÑONEO.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1	MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO CUYABENO.....	2
FIGURA 1.2	MAPA ESTRUCTURAL CAMPO CUYABENO A LA BASE DE LA CALIZA “A”	4
FIGURA 1.3	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO CUYABENO	15
FIGURA 1.4	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO CUYABNEO	15
FIGURA 1.5	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO CUYABENO	16
FIGURA 1.6	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DEL CAMPO CUYABENO	16
FIGURA 1.7	HISTORIAL DEL CORTE DE AGUA DEL CAMPO CUYABENO ..	17
FIGURA 2.1	CARTA TEMPERATURA VS TIEMPO	24
FIGURA 2.2	COMPONENTES DE UN CAÑÓN.....	26
FIGURA 2.3	CLASIFICACIÓN DE LOS CAÑONES SEGÚN SU PORTACARGAS.....	27
FIGURA 2.4	CASING GUN	29
FIGURA 2.5	TIPOS DE CAÑONES CASING GUN.....	30
FIGURA 2.6	THROUGH TUBING GUN	32
FIGURA 2.7	TIPOS DE CAÑONES THROUGH TUBING GUN	33
FIGURA 2.8	EFFECTOS DE CAVIDAD EXPLOSIVA	35
FIGURA 2.9	PROCESO DE DETONACIÓN CARGA DE ALTA PENETRACIÓN.	36
FIGURA 2.10	PROCESO DE DETONACIÓN CARGA DE HUECO GRANDE. ...	37
FIGURA 2.11	DISPOSITIVOS DE UNA CARGA.	38
FIGURA 2.12	FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO.....	43

FIGURA 2.13 EFECTO DE LA PENETRACIÓN Y DENSIDAD DE DISPARO SOBRE LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD	44
FIGURA 2.14 EFECTO DEL ÁNGULO DE FASE SOBRE LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD	45
FIGURA 2.15 PATRONES DE DISPAROS PARA ÁNGULO DE 0°, 30°, 45°, 60°, 90° Y 180°	46
FIGURA 2.16 EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL	47
FIGURA 2.17 PRESIÓN DE BAJO BALANCE VS PERMEABILIDAD	51
FIGURA 2.18 DAÑO POR DISPARO A LA FORMACIÓN	52
FIGURA 2.19 ESQUEMA DE CAÑONEO CON CABLE O WIRELINE	54
FIGURA 2.20 ESQUEMA DE CAÑONEO TCP	58
FIGURA 2.21 OPERACIÓN DE CAÑONEO EN CONDICIÓN DE BAJO BALANCE DINÁMICO	61
FIGURA 2.22 PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA PURE	62
FIGURA 2.23 ESQUEMA DE CAÑONEO MAX-R	64
FIGURA 2.24 PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA MAX-R.....	65

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO	117
ANEXO 2	HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE	119
ANEXO 3	PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE	123
ANEXO 4	PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE	125
ANEXO 5	HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP	127
ANEXO 6	PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP	129
ANEXO 7	PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP	131
ANEXO 8	HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA.....	133
ANEXO 9	PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA.....	135
ANEXO 10	PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA	137

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
AMP	Amperaje	-
API	American Petroleum Institute	-
B'UP	Prueba de restauración de presión	-
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos	%
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
BL	Barriles	L ³
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
BPD	Barriles por día	L ³ /t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
cp	Centipoise	m/Lt
CUY	Cuyabeno	-
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos	-
DPP	Disparos Por Pie	-
EF	Eficiencia de flujo	-
FR	Factor de recobro	-
βoi	Factor volumétrico del petróleo	-
GOR	Relación gas petróleo	-
h	Espesor del reservorio	L
HESG	High efficiency shot density	-
HSD	High shot density	-
Hz	Hertz	-
IP	Índice de productividad	L ⁴ t/m
IPI	Índice de productividad ideal	L ⁴ t/m
IP B'UP	Índice de productividad de la prueba de restauración de presión	L ⁴ t/m
K	Permeabilidad	L ²
MAX-R	Monobore anchor release X-tool	-
md	miliDarcys	L ²
∅	Porosidad	-
Pb	Presión de burbuja	m/Lt ²

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
PPF	Producción a flujo natural	L ³ /t
PPG	Port plug	-
PPH	Producción por bombeo hidráulico	L ³ /t
ppm	Partes por millón	-
PPS	Producción por bombeo electrosumergible	L ³ /t
ΔP	Presión de bajo balance	m/Lt ²
$\Delta P_{\text{máx}}$	Presión máxima de bajo balance	m/Lt ²
$\Delta P_{\text{mín}}$	Presión mínima de bajo balance	m/Lt ²
Pr	Presión de reservorio	m/Lt ²
psi	Libra por pulgada cuadrada	m/Lt ²
pulg	Pulgada	L
PURE	Perforation ultimate for reservoir exploitation	-
Pwf	Presión de fondo fluyente	m/Lt ²
re	Radio de drenaje	L
RP	Relación de Productividad	-
rw	Radio del pozo	L
SG _o	Gravedad específica del petróleo	-
Sf	Daño de formación	-
St	Daño total	-
°F	Grados Fahrenheit	T
TBG-CSG	Tubing – Casing	-
TCP	Tubing conveyed perforating	-
Ts	Arena T superior	-
Ui	Arena U inferior	-
Us	Arena U superior	-
μ_o	Viscosidad del petróleo	m/Lt
WL	Wireline	-
WO	Workover o trabajo de reacondicionamiento	-
WOR	Relación agua petróleo	-
'	Pies	L

RESUMEN

El presente proyecto de titulación se encuentra compuesto por cinco capítulos.

Dentro del primer capítulo se presenta una descripción general del Área Cuyabeno, dando a conocer de modo general y breve su geología, sus propiedades petrofísicas, su localización e historia.

El segundo capítulo muestra fundamentos generales del funcionamiento del cañoneo; y la descripción de cada sistema de cañoneo en estudio (sistema con cable eléctrico o wireline, sistema TCP y sistema tipo ancla), utilizados como herramientas para conseguir la mayor producción posible.

En el tercer capítulo se presenta una recopilación de datos, necesaria para realizar la comparación entre los sistemas de cañoneo implementados en el Área Cuyabeno; la información se encuentra clasificada por tipo de técnica de cañoneo.

El cuarto capítulo tiene como fin analizar técnicamente a los diferentes sistemas de cañoneo, tomando en cuenta factores como el daño de formación, permeabilidad y producción; además se presenta conjuntamente un análisis económico basado en tres escenarios (optimista, conservador y pesimista); dichos análisis permitirán elegir la técnica de cañoneo más adecuada.

Finalmente, se concluye y se recomienda emplear la técnica de cañoneo tipo ancla para futuros trabajos de disparo, la cual presenta mayores beneficios técnicos y económicos.

PRESENTACIÓN

El objetivo principal del presente proyecto de titulación es seleccionar la mejor alternativa de las técnicas de cañoneo implementadas en el Área Cuyabeno, mediante una comparación técnica y económica entre cada una de ellas.

Las técnicas de cañoneo sujetas a análisis son: sistema con cable eléctrico o wireline, sistema TCP (Tubing Conveyed Perforating) y sistema tipo ancla.

Se recopiló toda la información necesaria de cada pozo sujeto al análisis, la cual comprende historiales de trabajos de reacondicionamientos, pruebas iniciales, historiales de pruebas de restauración de presión, datos de producción y características generales; generando una base de datos útil para estudio.

Las comparaciones entre técnicas de cañoneo, se realizaron por arenas productoras (U superior, U inferior y T superior), considerando factores que determinan la eficiencia de las mismos, como el factor skin o daño de formación y permeabilidad y producción de petróleo; con el fin de identificar la mejor técnica de cañoneo.

La importancia del proyecto radica en seleccionar la mejor técnica de cañoneo del Área Cuyabeno, con el fin de incrementar la producción de petróleo y disminuir el daño producido por los disparos en futuros trabajos; y conseguir los mejores beneficios técnicos y económicos posibles para la operadora estatal EP PETROECUADOR de modo que se beneficie al Ecuador.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA CUYABENO Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS U Y T

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

En esta sección se dará a conocer las características del campo Cuyabeno como su ubicación, historia y geología; con el fin de tener un conocimiento más específico del área en análisis.

Algunos de los valores que se presentarán son en conjunto con el campo Sansahuari debido a que la Compañía Estatal EP Petroecuador considera ambos campos como uno, debido a sus características similares como se observará al describir su estructura.

Los valores de las características petrofísicas mencionados en este capítulo son promedio y por ende sólo nos brinda una referencia global del campo en análisis.

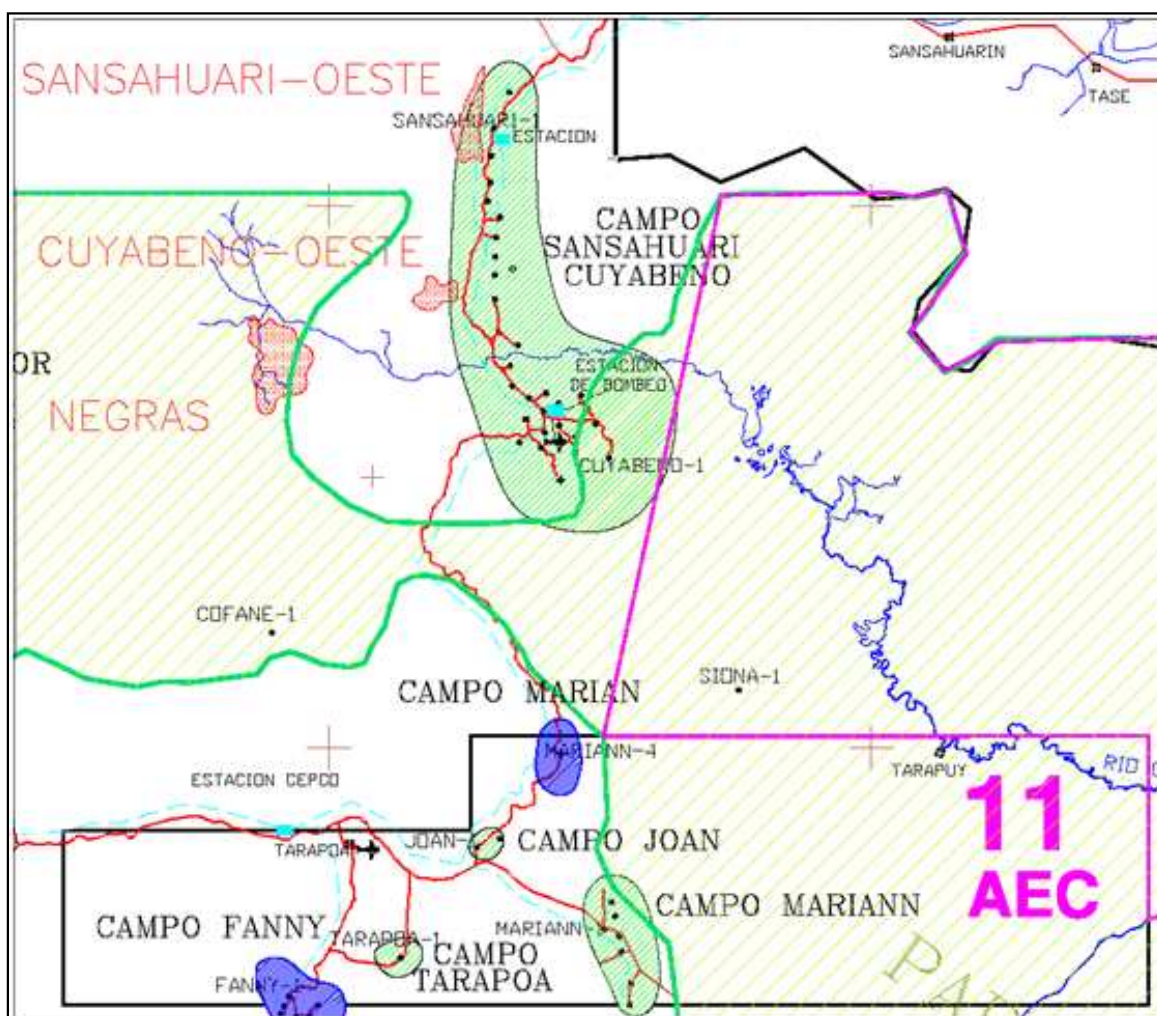
1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Cuyabeno se encuentra localizado en la región amazónica del Ecuador, concretamente en el interior de la Reserva Faunística del Cuyabeno, al noreste de la provincia de Sucumbíos, aproximadamente a 23 km al norte de la localidad de Tarapoa, a 900 metros sobre el nivel del mar.

El campo Cuyabeno se encuentra limitado: al norte por el campo Sansahuari, al sur por el campo Tarapoa, al este por el pozo Margaret - 01 y al oeste por el campo Libertador, Figura 1.1; se localiza dentro de las siguientes coordenadas geográficas:

Longitud: 00° 09' N – 00° 01' S y Latitud: 76° 1 5' E – 76° 18' W.

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO CUYABENO



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: EP Petroecuador

1.1.2 HISTORIA DEL CAMPO

El Cuyabeno – 01 fue el primer pozo en perforarse en el campo, a partir del 23 de octubre de 1972, siendo completado el 24 de noviembre del mismo año. Su producción (reservorio U) fue de 648 BPPD con un grado API de alrededor de 26, trabajo efectuado por la compañía Texaco. Como es de conocimiento público, posteriormente, por Decreto Ministerial número 430, el área fue entregada a Petroecuador (ex CEPE).

En años posteriores se descubrió entrapamiento en las areniscas de la formación Napo U superior y U inferior, iniciando su producción en enero de 1984.

El Área Cuyabeno abarca un total de 36 pozos distribuidos de la siguiente modo: 15 pozos poseen bombeo electrosumergible, 12 pozos bombeo hidráulico, 5 pozos se encuentran cerrados (CUY- 02, 11, 12, 24D, 26) y 4 pozos son reinyectores (CUY- 01, 04, 05, 18).

La causa por la cual los pozos CUY – 02, 11, 12, 24D y 26 se encuentran actualmente cerrados es su alto corte de agua. En un futuro posiblemente se conviertan en pozos reinyectores.

El pozo CUY – 01 es el primer pozo reinector del Área Cuyabeno, operando desde el 6 de agosto del 2009; mientras tanto los pozos CUY – 04, CUY – 05 y CUY – 18 fueron productores hasta convertirse en reinyectores el 20 de octubre del 2010, 2 de noviembre del 2010 y 2 de abril del 2010, respectivamente.

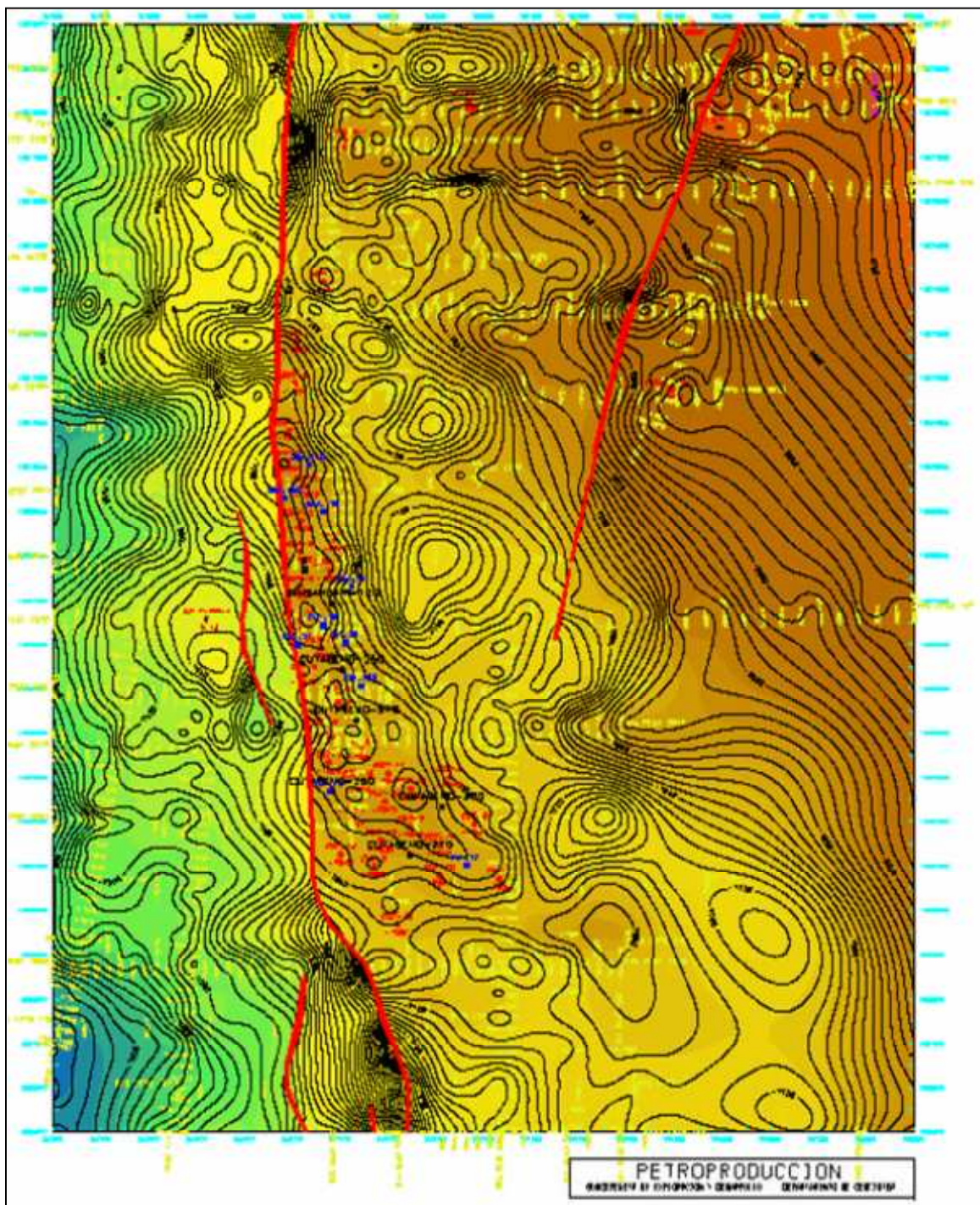
El Área Cuyabeno posee 11 pozos direccionales (CUY- 13, 24, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36), en su mayoría fueron perforados en el año 2010, a excepción de los pozos CUY- 24 y CUY- 28 perforados en el 2006 y 2009, respectivamente.

1.1.3 ESTRUCTURA

La estructura del campo es un anticlinal alargado en dirección norte-sur de 16 km de longitud y se ensancha en dirección sur, limitada al oeste por una falla inversa de un salto de 375 pies contra la cual se cierra la estructura, comprobando la impermeabilidad de dicha falla, Figura 1.2.

Producto de la perforación de los pozos CUY 21 y SSH 10 se determinó, que la estructura del Área Cuyabeno y Sansahuari son semejantes; además al poseer una profundidad simétrica del contacto agua-petróleo entre los pozos Cuyabeno – 03, 04, 05, 09 y 10 y Sansahuari – 01, 02, 03, 04, 05 y 06, se ratificó que se trata del mismo yacimiento a ese nivel (entre los reservorios “U” y “T”).

FIGURA 1.2 MAPA ESTRUCTURAL CAMPO CUYABENO A LA BASE DE LA CALIZA "A"



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: EP Petroecuador

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA

La formación Napo comprende los tres yacimientos de hidrocarburo del Área Cuyabeno (U superior, U inferior y T), tomando en consideración que la formación Hollín se presenta de forma reducida.

Las arenas productoras del Área Cuyabeno corresponden al período Cretácico Medio Superior, se encuentran localizadas sobre la formación Hollín y bajo la formación Tena; con un espesor promedio de aproximadamente 940 pies, en donde se puede encontrar secuencias de areniscas, calizas y lutitas.

1.1.4.1 Estratigrafía secuencial

CICLO I: posee sedimentos arenosos de la formación Hollín, y lutíticos de la parte inferior de la formación Napo.

CICLO II: localizado sobre la secuencia anterior, tiene forma concordante a la arenisca T principal, T superior y a la sección lutítica de Napo medio.

CICLO III: Sobrepuesto a la secuencia preliminar, posee sedimentos arenosos de la formación U Inferior, Superior y de la caliza A.

CICLO IV: Superpuesto a la secuencia previa se encuentran las calizas M2 y M1, y lutitas de la formación Napo Superior.

CICLO V: ubicado sobre la secuencia anterior, posee forma semejante a la arenisca M1 y Basal Tena.

1.1.4.2 Consideraciones geológicas de las formaciones de interés.

La continuidad de las formaciones fue analizada, basándose en correlaciones estratigráficas, registros eléctricos y análisis de núcleos; permitiendo definir las propiedades geológicas de las mismas, Cuadro 1.1.

CUADRO 1.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO

Era	Periodo	Formación	Espesor	Ambiente	Miembro	Zona	Litología	Descripción	Observación
Mesozoico	Oligoceno a Eoceno	Tiyuyacu	1510 ft	Continental				Arenisca y Conglomerado	Productivo en Colombia
	Cretácico Superior	Tena	350 ft	Marino				Arcillas café chocolate y gris verdoso en ocasiones	Delgada arena basal, frecuente contenido de gas y petróleo
		Basal Tena		Continental					
	Cretácico	Napo	912 ft	Marino transgresivo con facies regresivas en parte	Superior	Arenisca M1		Niveles de arena y caliza con intercalaciones de lutita oscuras	Arena U y T con contenido de petróleo
						Caliza M1			
					Medio	Arenisca M2			
						Caliza A			
					Inferior	Arena Us 36'			
						Arena Ui 72'			
						Caliza B			
Arena Ts 50'									
Arena Ti 67'									
Caliza C									
Cretácico Inferior	Hollín	85 ft	Marino Transgresivo				Areniscas cuarzosas blancas	Arena Hs con petróleo	
Pre cretácico	Chapiza MIsahualli	2300 ft a 4500 ft	Continental				Arcilla semidura y calcárea		
					SIMBOLOGÍA				
							Arcilla		
							Arenisca		
							Conglomerado		

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: EP Petroecuador

1.1.4.2.1 Formación Hollín

Compuesta por areniscas cuarzosas de color blanco, translucido de grano medio a grueso con buena clasificación y cemento silicio, con un espesor promedio de 85 pies.

1.1.4.2.2 Formación Napo

Constituida por niveles de areniscas y calizas con intercalaciones de lutitas oscuras con un espesor aproximado de 940 pies. Dividida en: Napo Superior, Medio e Inferior.

Los reservorios Napo “U” superior e inferior son independientes y sus contactos agua – petróleo son completamente diferentes.

La arena U superior posee un espesor de 36 pies y es un cuerpo arenoso casi homogéneo, que disminuye su espesor entre 12 y 27 pies en los pozos Cuyabeno CUY - 08 y CUY - 12. Litológicamente se presenta como una arenisca cuarzosa de grano fino con cemento calcáreo y trazas de glauconita.

La arena U inferior es la mejor desarrollada dentro del campo, está compuesta por una arenisca de cuarzo y presenta buenas propiedades petrofísicas, con un espesor máximo de 72 pies en el pozo CUY - 02.

El yacimiento Napo T inferior presenta las mejores características, pero es siempre acuífero con un espesor promedio de 67 pies; se caracteriza por la presencia de grano grueso muy bien seleccionado de cemento cuarzoso.

El reservorio T superior es comúnmente petrolífero, en su parte superior está conformado de arenisca de grano fino, con un espesor de 50 pies en los pozos CUY- 04 y CUY - 01.

1.1.4.2.3 Formación Tena

Con un espesor promedio de 350 pies, posee arcillas predominantemente de color café chocolate y gris verdoso ocasionalmente calcárea.

1.2 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

En la siguiente sección se presentan las características principales de los fluidos (Cuadro 1.2) y las reservas, con el objetivo de poder evidenciar el estado del Área Cuyabeno en la actualidad.

1.2.1 GRADO API

El grado API es una medida de la densidad del petróleo, la cual cambia en función de la temperatura y presión; se relaciona con la gravedad específica del petróleo mediante la Ecuación 1.1.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (1.1)$$

Donde:

SG_o = Gravedad específica del petróleo.

API = Densidad del petróleo en grados API.

El crudo de la arena T posee una gravedad API promedio de 29° y la arena U 25°, pueden alterarse de acuerdo al contenido de azufre, para el caso de T va de 0.84% a 1.03 % y de 0.86% a 1.48 % para U. El grado API promedio del campo es 25.8°.

1.2.2 GOR, WOR

La relación gas – petróleo (GOR) representa la razón entre los pies cúbicos de gas a condiciones estándar con respecto a los barriles producidos a condiciones normales. Las unidades que la simbolizan son PCS/BF. El valor promedio para el Área Cuyabeno es de 270 PCS/BF.

La relación agua – petróleo (WOR) es la razón matemática entre el volumen de agua producida por cada barril de petróleo extraído. Las unidades que la simbolizan son los bl/BF.

1.2.3 VISCOSIDAD

Es la resistencia que presenta un fluido a desplazarse, se puede medir exclusivamente cuando el fluido (líquido o gas) se encuentra en movimiento.

La viscosidad es una cantidad numérica, que representa las fuerzas de arrastre ocasionadas por las fuerzas de atracción en capas de fluido adyacentes, se la puede considerar como la fricción que ocurre a nivel interno entre moléculas. La unidad que la representa, comúnmente, es el centipoise (cp).

1.2.4 FACTOR VOLUMÉTRICO

Relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie, existen factores para el petróleo, gas y agua. Se puede medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas. Las unidades que lo representan son bl/BF.

CUADRO 1.2 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO PRODUCIDO

ARENA	Pr (psi)	P _b (psi)	T (F)	°API	GOR (PCS/BF)	β _{oi} (Bbl/BF)	μ _o (cp)
Us	2800	570	184	24.5	155	1.163	3.5
Ui	2800	690	203	27.3	185	1.163	3.07
T	3000	1005	205	29.4	357	1.248	1.58

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

1.3 DESCRIPCIÓN DE RESERVAS

Las reservas son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre, dependiendo principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos.

1.3.1 RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas son las cantidades de hidrocarburos estimados por análisis de datos de geología e ingeniería con razonable certeza, que serán recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, a partir de una fecha determinada en adelante, bajo las actuales condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales. Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o superiores al estimado.

En el Cuadro 1.3 se observa al petróleo original in situ, reservas probadas recuperables y remanentes del campo; mientras en el Cuadro 1.4 se muestra las mismas características, pero por arenas productoras.

CUADRO 1.3 RESERVAS DEL CAMPO CUYABENO – SANSAHUARI A 31 DE DICIEMBRE 2010

POES	RESERVAS PROBADAS RECUPERABLES	PRODUCCIÓN ACUMULADA (N _p)	RESERVAS PROBADAS REMANENTES
(Bls)	(Bls)	(Bls)	(Bls)
459'717,650	150'033,053	92'482,384	57'550,669

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

CUADRO 1.4 RESERVAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO CUYABENO - SANSAHUARI A 31 DE DICIEMBRE 2010

ARENA	POES (Bls)	FR inicial (%)	RESERVAS PROBADAS RECUPERABLES (Bls)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bls)	FR actual (%)	RESERVAS PROBADAS REMANENTES (Bls)
Basal Tena	1'200,000	16.00	192,000	183,368	15.30	8,632
U superior	80'331,295	39.63	31'833,248	22'140,628	27.60	9'692,620
U media	22'395,670	51.47	11'526,060	1'560,075	7.00	9'965,985
U inferior	211'974,759	28.40	60'195,360	37'847,960	17.90	22'347,400
T superior	111'729,824	37.77	42'196,704	29'628,071	26.50	12'568,633
T inferior	32'086,102	12.75	4'089,681	1'122,283	3.50	2'967,398

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

1.3.2 RESERVAS REMANENTES

Volumen de hidrocarburos que puede ser recuperado del yacimiento, cuantificado posterior a una fecha determinada.

1.3.3 RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables son los volúmenes de hidrocarburos por análisis de datos de geología e ingeniería con una certeza menor a las reservas probadas, asociados a reservorios conocidos; recuperables de una manera comercialmente rentable, considerando las condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales actuales; al utilizar métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o superior a la suma de las reservas probadas más las probables.

1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

En este apartado se muestran valores promedios de las diferentes características petrofísicas de la roca para las arenas productoras del Área Cuyabeno.

1.4.1 SATURACIÓN

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca, que ocupa dicho fluido, Ecuación 1.2.

$$S_x = \frac{V_x}{V_t} \quad (1.2)$$

Donde:

S_x = Saturación de la fase X.

V_x = Volumen que ocupa la fase X.

V_t = Volumen poroso total de la roca.

Al realizar la sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, su resultado debe ser igual a 1.

Los valores de saturación de agua irreducible obtenidos de análisis petrofísicos se presentan en el Cuadro 1.5.

CUADRO 1.5 VALORES DE SATURACIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

YACIMIENTO	Swi (%)
U superior	32.8
U media	23.5
U inferior	22.2
T superior	25.3
T media	36.4
T inferior	44.9

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

1.4.2 POROSIDAD

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos de una roca y se la expresa como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a los espacios interconectados, en donde se pueden almacenar fluidos, dicha porosidad es la denominada efectiva en la cual se basan todos los cálculos de la industria petrolera, representada por la Ecuación 1.3.

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} \quad (1.3)$$

Como el volumen poroso no puede ser mayor que el volumen total de la roca, la porosidad es una fracción y el máximo valor, arreglo cúbico, que puede alcanzar es 47.6%, en la mayoría de ocasiones la porosidad es expresada como un porcentaje, esta cantidad resulta de multiplicar el resultado de la Ecuación 1.3 por 100.

En los Cuadros 1.6, 1.7, 1.8, y 1.9 se presentan dos tipos de porosidad, una obtenida a través de simulación matemática del campo y otra de la interpretación

de los registros eléctricos; para cada una de las arenas productoras del Área Cuyabeno.

CUADRO 1.6 VALORES DE POROSIDAD DE LA ARENA “U” SUPERIOR

TIPO	MÍNIMO	MÁXIMO
Simulación Matemática	0	0.22
Registros eléctricos	0	0.24

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

CUADRO 1.7 VALORES DE POROSIDAD DE LA ARENA “U” INFERIOR

TIPO	MÍNIMO	MÁXIMO
Simulación Matemática	0	0.24
Registros eléctricos	0	0.25

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

CUADRO 1.8 VALORES DE POROSIDAD DE LA ARENA “T” SUPERIOR

TIPO	MÍNIMO	MÁXIMO
Simulación Matemática	0	0.22
Registros eléctricos	0	0.23

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

CUADRO 1.9 VALORES DE POROSIDAD DE LA ARENA “T” INFERIOR

TIPO	MÍNIMO	MÁXIMO
Simulación Matemática	0	0.24
Registros eléctricos	0	0.24

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

1.4.3 PERMEABILIDAD

La permeabilidad absoluta es la capacidad de la roca para permitir el flujo a través de sus poros interconectados, al estar saturada al 100% por un fluido homogéneo.

Si la roca posee más de un fase (petróleo, agua y gas) en su medio poroso, su capacidad para permitir el flujo de cada una de las mismas a través de dicho medio poroso se define como permeabilidad efectiva.

La permeabilidad efectiva de una fase determinada es menor a la permeabilidad absoluta; y se encuentra en función de la saturación de la misma.

Los valores de permeabilidad son obtenidos de los análisis de los núcleos y de las pruebas de restauración de presión realizadas en los pozos.

CUADRO 1.10 VALORES DE PERMEABILIDAD DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

PERMEABILIDAD	K (md)
U superior	451
U inferior	233
T superior	235
T inferior	250

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

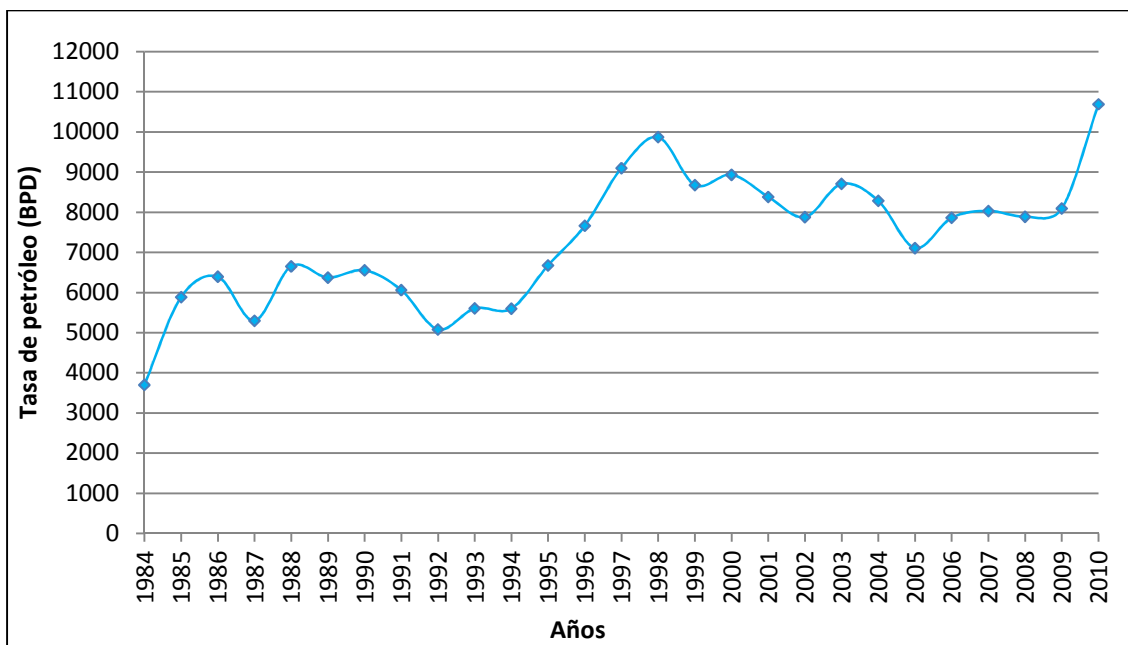
1.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO

El campo Cuyabeno es uno de los más representativos y desarrollados del oriente ecuatoriano con aproximadamente 27 años de operación continua, dentro de este apartado se muestra como ha cambiado la producción de fluidos a través del tiempo.

1.5.1 PRODUCCIONES INICALES

A continuación se presentan en las Figuras 1.3, 1.4, 1.5, 1.6 y 1.7 los historiales de producción de petróleo, agua, gas, petróleo-agua y corte de agua, del campo Cuyabeno; con el fin de observar la tendencia del Área Cuyabeno a través del paso de los años, sus respectivos valores se los puede observar en el Anexo 1.

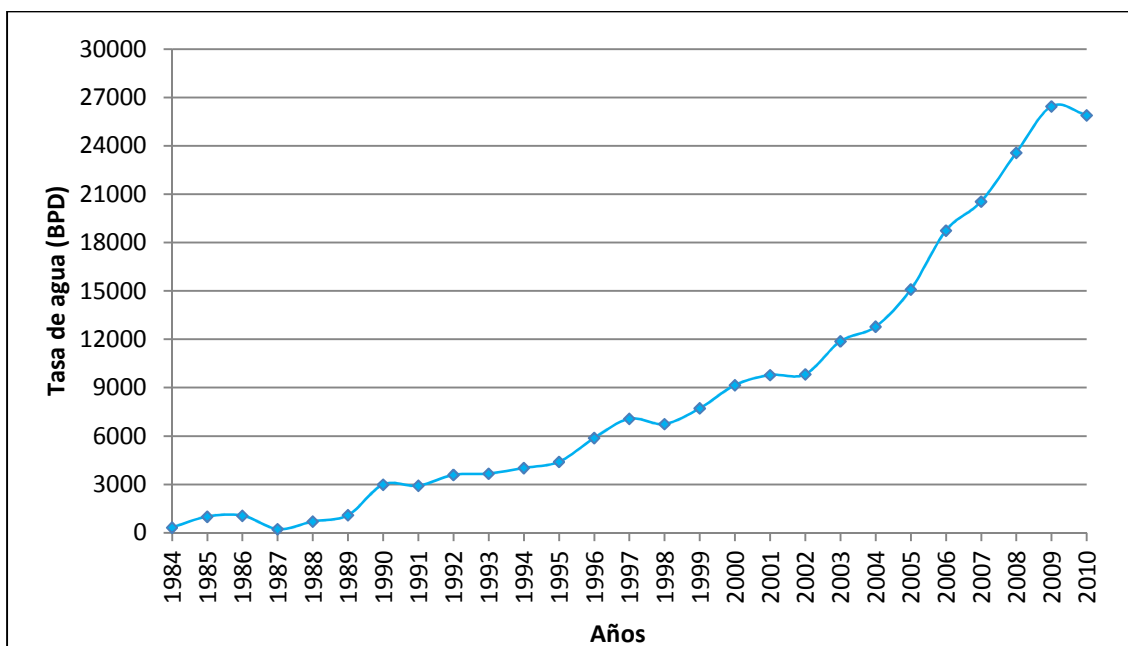
FIGURA 1.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO CUYABENO



Fuente: EP Petroecuador

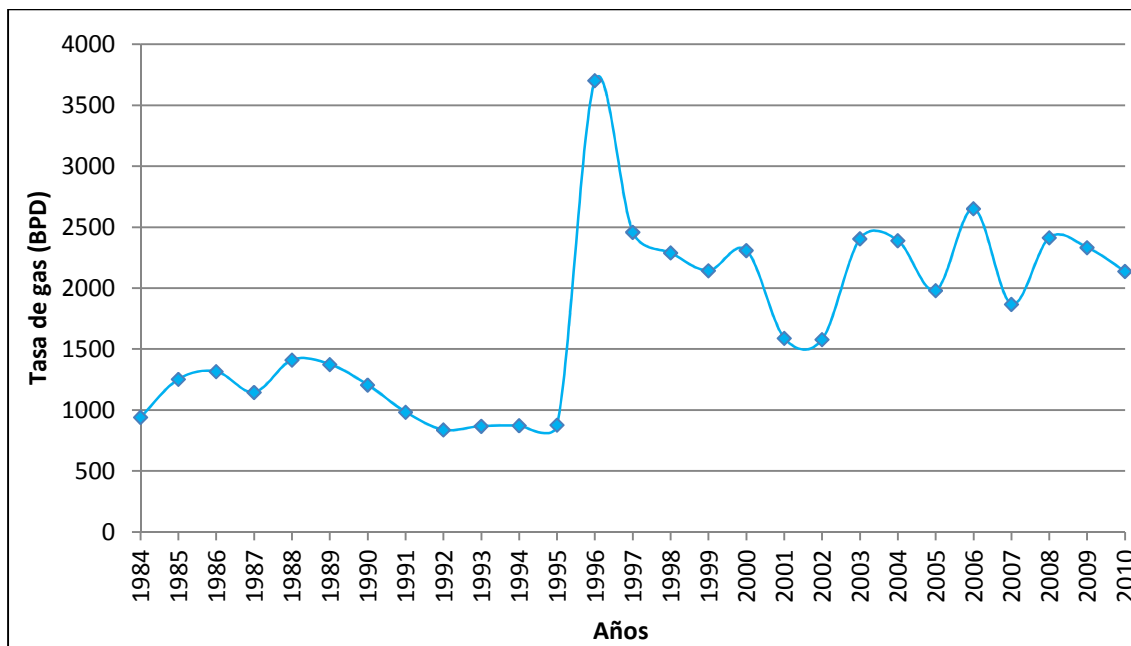
Elaborado por: Carlos Benavides L.

FIGURA 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO CUYABENO



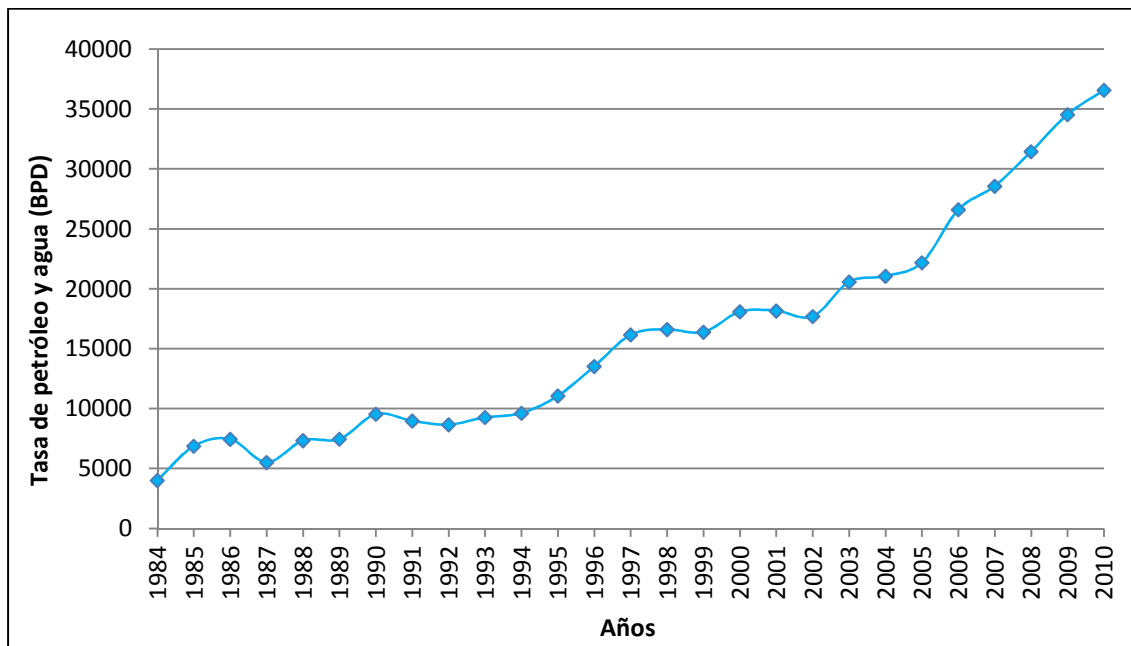
Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

FIGURA 1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO CUYABENO

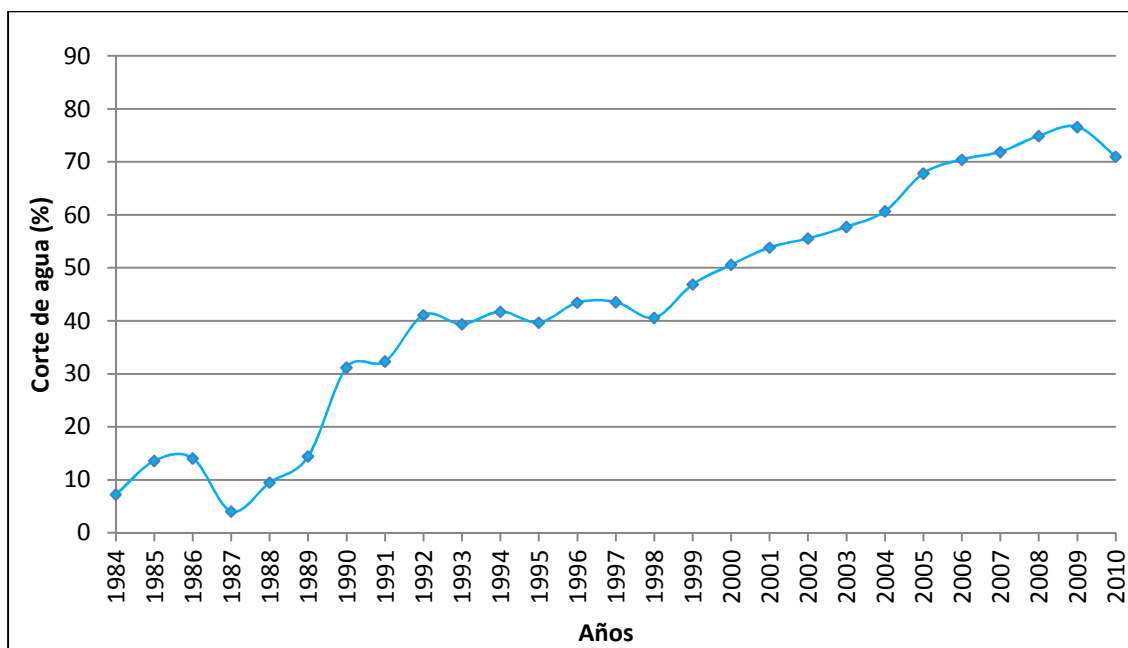
Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

FIGURA 1.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DEL CAMPO CUYABENO

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

FIGURA 1.7 HISTORIAL DEL CORTE DE AGUA DEL CAMPO CUYABENO

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

1.5.1.1 Reservorio U Superior

La producción inicial fue 1500 BPPD con un corte de agua del 3%, tras el paso de del tiempo se mantuvo en el orden de 2000 BPPD con un corte de agua que aumento hasta un 43%.

En el año 1997 se elevó el número de pozos activos de 5 a 13, con este acontecimiento se logró incrementar la producción hasta 6600 BPPD con un corte de agua del 50%. Desde 1999 la tasa de producción comienza a declinar hasta obtener en el año 2010 un valor de 1850 BPPD con una evidente elevación del corte de agua a 72%,

1.5.1.2 Reservorio U Inferior

Este yacimiento tuvo una producción inicial de 1700 BPPD con un corte de agua del 6%. Posteriormente el reservorio ha producido de manera continua una tasa promedio de 5000 BPPD con un incremento del corte de agua entre 25 a 80%.

Para el 2010 su producción es 6900 BPPD con un corte de agua del 77%.

1.5.1.3 Reservoirio T

El reservorio se encuentra en producción desde el año 1984, en la cual su producción inicial fue de 1800 BPPD con un corte de agua aproximado del 0.6%. Su producción ha sido continua, manteniéndose en los primeros años dentro de valores cercanos a 5000 BPPD.

En 1988 la producción comienza a disminuir hasta niveles de 3100 BPPD con un incremento del corte de agua de 20% a 40%. La producción sigue declinando para el año 2010 se obtiene una producción de 1200 BPPD con un corte de agua del 62%.

1.5.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN

En el Cuadro 1.11 se observan las proyecciones de producción elaboradas por la compañía estatal EP Petroecuador hasta el año 2021, en lo que a producción de petróleo concierne va disminuyendo con una tasa de declinación anual de alrededor del 5.45%; mientras que la producción de agua aumentará proporcionalmente al BSW o corte de agua, para el caso del gas es similar al de la producción de petróleo, es decir disminuye su aportación con el paso de los años.

Además se observa que a partir de año 2013 la producción de fluido se mantiene en un promedio de alrededor de 38000 barriles de fluido.

Finalmente es evidente como la cantidad de fluido motriz va ha disminuir paulatinamente,

CUADRO 1.11 DATOS DE LA PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO

AÑO	PETRÓLEO (BPD)	AGUA (BPD)	GAS (MPCSD)	FLUIDO	CORTE DE AGUA (%)	FLUIDO MOTRIZ (BIPD)
2011	10999	28211	2200	39210	72	11657
2012	10415	28374	2083	38789	73	10724
2013	9861	28581	1972	38442	74	9866
2014	9332	28836	1866	38168	76	9077
2015	8829	29146	1766	37975	77	8351
2016	8349	29516	1670	37865	78	7683
2017	7894	29968	1579	37862	79	7086
2018	7462	30513	1492	37975	80	6503
2019	7051	31167	1410	38218	82	5983
2020	6660	31951	1332	38611	83	5504
2021	6290	32903	1258	38193	84	5064

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: EP Petroecuador

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN Y FUNDAMENTOS DEL SISTEMA DE CAÑONEO

2.1 ANTECEDENTES

En la industria del petróleo desde el inicio hasta la actualidad, las operaciones de cañoneo constituyen una actividad primordial, para establecer la conectividad entre los reservorios y pozos, que poseen tubería de revestimiento (casing).

El cañoneo tanto en pozos de petróleo como en gas debe diseñarse de la mejor forma posible, para lograr disparos limpios y por consiguiente alcanzar una optimización de la producción o inyección, dependiendo el tipo de pozo; de tal modo que se minimice el número de trabajos de reacondicionamiento futuros y se alargue al máximo la vida útil del pozo.

Las operaciones de cañoneo previas a 1932 consistían generalmente en orificios realizados en el acero, mediante el empleo de cortadores mecánicos. A partir de 1932 las operaciones se ejecutaban con balas, desde 1948 hasta el presente se ha utilizando las denominadas cargas configuradas.

Las cargas configuradas poseen una detonación controlada, son específicamente diseñadas y fabricadas para pozos entubados; obteniendo como resultado orificios o perforaciones tanto en la tubería de revestimiento, en el cemento y en la formación adyacente, de modo que los fluidos puedan desplazarse hacia el pozo y posteriormente hacia superficie.

A finales de los años setenta e inicios de la década del ochenta, las técnicas de cañoneo se limitaban a la utilización de dos tipos de cañones: unos transportados a través de la tubería de producción y otros más grandes a través de la tubería de revestimiento, generalmente con cable de acero. Las cargas de los diversos tipos

y tamaños de cañón se diseñaban con el único fin de lograr el tamaño máximo del orificio o una penetración profunda.

Durante la década de los ochenta se incrementaron las alternativas de transporte de los cañones a través del pozo, mediante la utilización de la tubería de producción unida a su respectivo cañón, denominado sistema TCP (Tubing Conveyed Perforating), llegando a ser un elemento esencial para muchas completaciones de pozos y una valiosa herramienta para efectuar disparos.

En el presente se utiliza diversos métodos de transporte, como son Slickline, Coiled Tubing, Wire Line y TCP, que serán descritos posteriormente.

2.2 EXPLOSIVOS

Los explosivos son mezclas o compuestos químicos de reacción instantánea y con la capacidad de generar energía suficiente, para conseguir una penetración efectiva tanto en tubería de revestimiento, cemento y formación, de tal manera que exista conectividad apropiada entre pozo y reservorio; el éxito de la operación depende de la relación directa entre el desempeño de la carga y del explosivo.

Los explosivos se priorizan sobre otras fuentes de energía, debido a sus propiedades como actuar velozmente, confiables, se puede almacenarlos durante largos períodos de tiempo y su manejo es seguro tomando las respectivas precauciones.

2.2.1 TIPOS

Los explosivos se clasifican desde el punto de vista de su velocidad en altos y bajos.

2.2.1.1 Explosivos altos

Al inflamarse, estos explosivos reaccionan de manera supersónica en un proceso denominado: detonación, el cual consiste en una combustión con una onda expansiva y una zona de reacción detrás de ella; el calor, la fricción, un golpe y corriente eléctrica son capaces de activar la detonación en un tiempo muy corto. Un ejemplo muy común de esta clase de explosivos es la dinamita o TNT (trinitrotolueno).

Los explosivos altos más empleados dentro de la industria petrolera son:

- *PYX* (Picrilaminodinitropiridina, Bis - picrylamino - 3,5 dinitropyridine).
- *RDX* (Royal Demolition Explosivo, Ciclotrimetileno Trinitramina, ciclonita, hexógeno, o T4).
- *HNS* (Hexanitrostilbeno).
- *HMX* (High Melting Explosivo, octógeno o Ciclotetrametileno Tetranitramina).

En el Cuadro 2.1 se observan las propiedades de los explosivos antes mencionados; en donde el punto de fusión, la presión de detonación y la temperatura de aplicación más altas corresponden al explosivo PYX; mientras los valores máximos para densidad y velocidad de detonación corresponden a los explosivos HMX.

CUADRO 2.1 PROPIEDADES DE LOS EXPLOSIVOS ALTOS

EXPLOSIVO	VELOCIDAD DE DETONACIÓN (pie/s)	TEMPERATURA MÁXIMA DE APLICACIÓN (°F)	PRESIÓN DE DETONACIÓN (MMpsi)	DENSIDAD (g/cm ³)	COLOR
RDX	28709	325	5	1.82	Rosado
HMX	29857	400	5.7	1.9	Blanco
HNS	24967	520	3.5	1.75	Amarillo
PYX	24623	600	7.7	1.77	Amarillo Intenso

Fuente: Geodynamics

Elaborado por: Carlos Benavides L.

2.2.1.2 Explosivos bajos

Estos compuestos son sensibles, pueden deflagrarse sin detonar; la deflagración ocurre por una reacción a un estímulo subsónico provocando una combustión súbita con llama a baja velocidad de propagación sin explosión, no se los emplea frecuentemente en aplicaciones de cañoneo Tipo Jet.

En el Cuadro 2.2 se observa el contraste de las principales características de los explosivos bajos y altos, su velocidad de detonación y su método de ignición.

CUADRO 2.2 TIPOS Y PROPIEDADES DE LOS EXPLOSIVOS

	EXPLOSIVOS ALTOS	EXPLOSIVOS BAJOS
VELOCIDAD DE DETONACIÓN (pie/s)	Mayor a 4920	1080– 4920
MÉTODO DE IGNICIÓN	Calor o percusión	Llama o chispa

Fuente: Pemex

Elaborado por: Pemex

2.2.2 CARACTERÍSTICAS

Las principales características físicas, a tomar en cuenta para una adecuada elección del explosivo son la sensibilidad y la estabilidad.

2.2.2.1 Sensibilidad

Se define como la medida de la energía, presión o potencia mínima necesaria para iniciar la detonación de un explosivo, a su vez refleja la facilidad con la que puede iniciarse.

Sensibilidad al impacto.- Altura mínima requerida para que al dejar caer un peso sobre el explosivo, éste se detone.

Sensibilidad a la chispa.- Cantidad mínima de energía que deberá poseer una chispa para detonar el explosivo.

2.2.2.2 Estabilidad

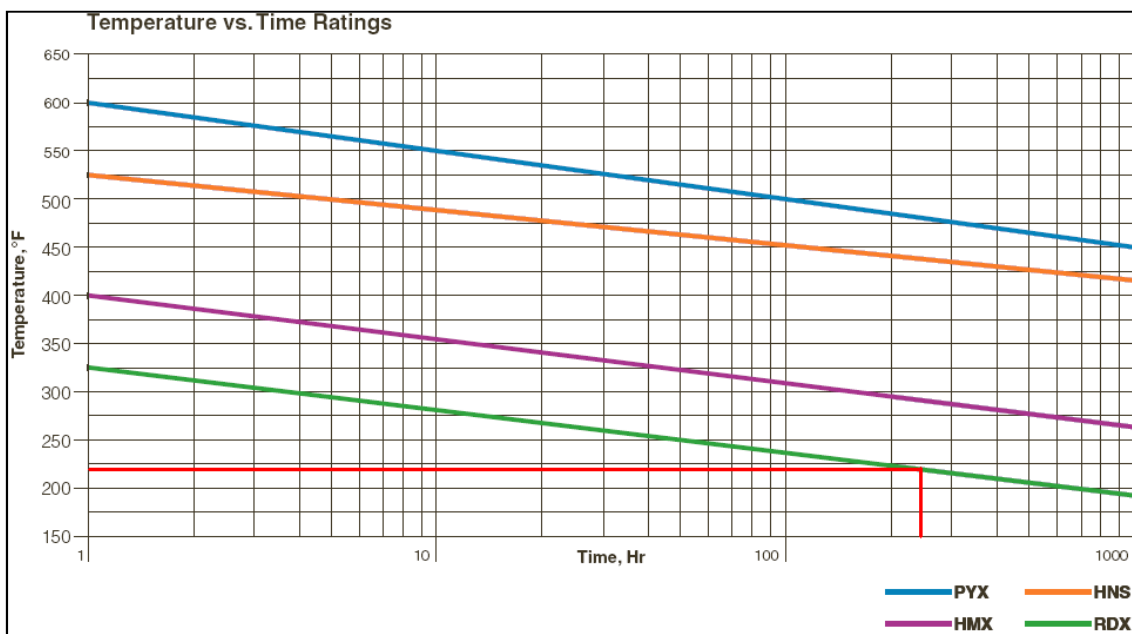
Es la habilidad del explosivo para preservarse durante extensos períodos de tiempo o tolerar altas temperaturas, sin sufrir daño excesivo o descomponerse.

Al poseer una alta estabilidad, se puede almacenar los explosivos por un tiempo prudente, además que los mismos soportarán las temperaturas del pozo.

2.2.3 SELECCIÓN DE EXPLOSIVOS MEDIANTE DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA

Para obtener una eficiente selección de explosivos se debe seguir la carta o lineamiento de Temperatura vs. Tiempo que se observa en la Figura 2.1.

FIGURA 2.1 CARTA TEMPERATURA VS TIEMPO



Fuente: Geodynamics

Elaborado por: Geodynamics

Para mayor entendimiento del empleo de la carta de lineamiento de tiempo vs temperatura, se propone un ejemplo enfocándolo a las condiciones de temperatura de las formaciones en la cuenca oriente del Ecuador, es decir una temperatura promedio de 220 °F; con esta temperatura de pozo la opción más correcta es el explosivo RDX, obteniendo al mismo tiempo un desempeño óptimo hasta 250 horas, como se puede notar en la línea de color rojo en la Figura 2.1. Por otra parte si el tiempo de exposición supera el rango anterior, puede repercutir en auto detonación o en la degradación de la eficiencia de la carga.

Los explosivos se los elije a partir de la temperatura de fondo y la duración calculada de exposición a dicha temperatura.

2.3 CAÑONES

Los explosivos son montados en un portacargas, comúnmente conocido como cañón el cuál puede ser un alambre, una lámina o un tubo. El cañón se encuentra formado por contenedor, cordón detonante, detonador y cargas jet.

CONTENEDOR

Tubo metálico cuya función es proteger y aislar las cargas, detonador y el cordón detonante para un disparo óptimo.

CORDÓN DETONANTE

Explosivo secundario que genera una gran onda de presión que inicia la detonación de todas las cargas.

DETONADOR

Dispositivo que almacena al explosivo primario, necesario para activar el cordón detonante. Activado eléctricamente desde superficie.

CARGAS JET

Dispositivos pre-formados que contienen el explosivo y material necesario para generar un chorro que atraviesa la tubería de revestimiento y la formación.

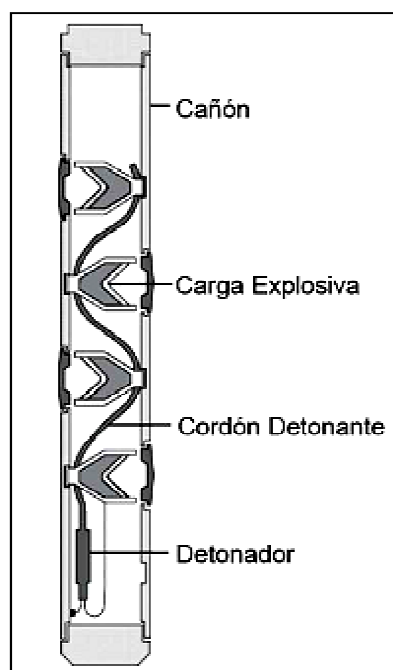
Los cañoneos poseen dos tipos de carga: expuesta y no expuesta:

a) Carga Expuesta.- Sus cargas no tiene ninguno recubrimiento y están en contacto directo con el fluido de perforación del pozo.

b) Carga No Expuesta.- Como su nombre lo indica posee una protección de acero, es decir se encuentra recubierta por un tubo de acero.

En la Figura 2.2 se observa la localización de los componentes principales de un cañón, en la parte inferior se ubica el detonador, las cargas están distribuidas a lo largo del cañón y el cordón detonante atraviesa el cañón desde el detonador hasta la última carga.

FIGURA 2.2 COMPONENTES DE UN CAÑÓN



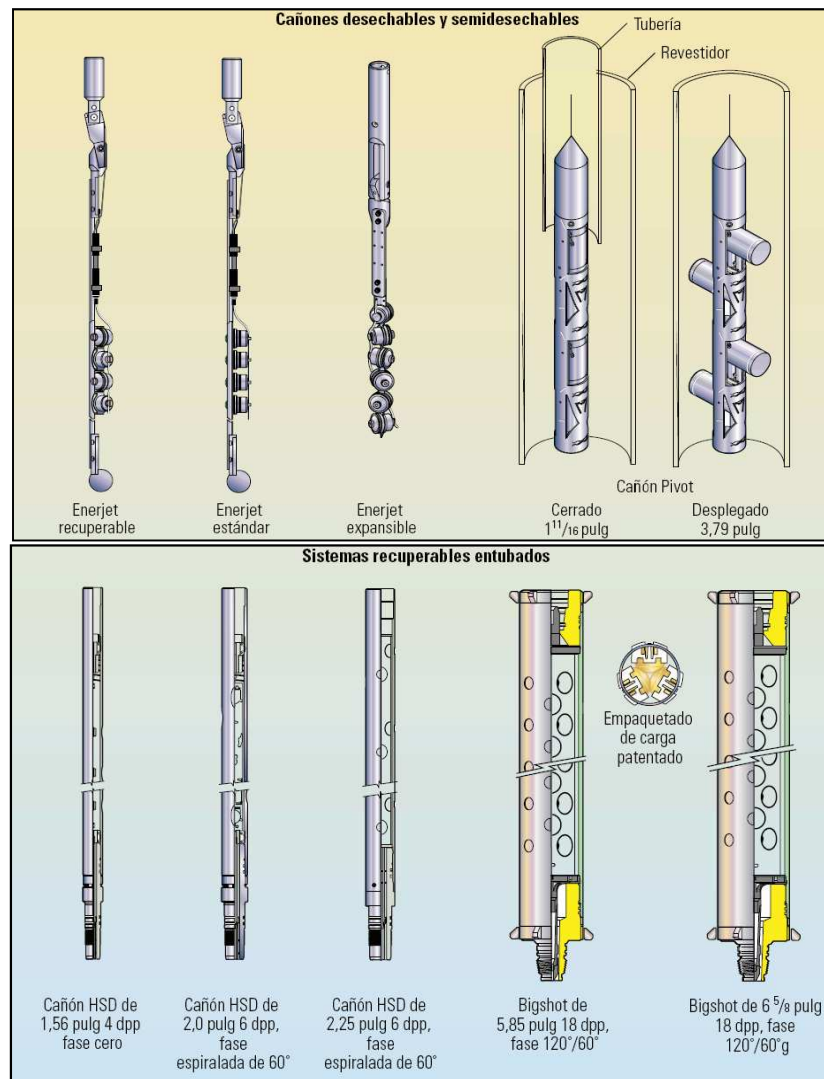
Fuente: Halliburton

Elaborado por: Halliburton

2.3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CAÑONES SEGÚN SU PORTACARGAS

Los cañones mediante este tipo de clasificación son: recuperables, semidesechables y desechables (Figura 2.3).

FIGURA 2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS CAÑONES SEGÚN SU PORTACARGAS



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

2.3.1.1 Recuperables

En los sistemas recuperables el portacargas no se encuentra expuesto, los residuos tanto de los explosivos como de la lámina portadora son recuperados y

prácticamente no queda basura dentro del pozo. Esta clase de sistemas al no estar expuestos sus explosivos a la presión y ambiente del pozo, se los recomienda para ambientes hostiles.

2.3.1.2 Semidesechable

Este sistema es similar al desechable con una ventaja considerable, la cantidad de residuos dentro del pozo es menor y además se recupera el portacargas.

2.3.1.3 Desechables

En los sistemas desechables los residuos de las cargas, cordón detonante, detonador y contenedor (lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo, dejando una importante cantidad de basura.

Su ventaja es no poseer sus cargas dentro de un tubo, por ende las mismas pueden alcanzar un mayor tamaño consiguiendo una mayor penetración.

Por otro lado su principal desventaja radica en que sus componentes explosivos están demasiado expuestos a la presión y fluido del pozo, lo cual limita al sistema a dichas condiciones.

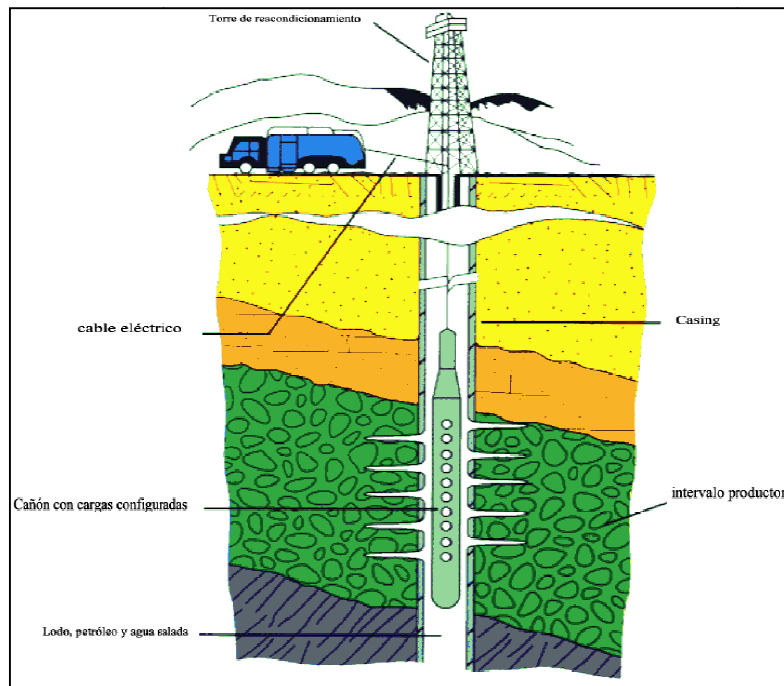
2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CAÑONES POR SU TAMAÑO

Los cañones por su tamaño se los clasifica en dos grandes grupos: Casing Gun y Through Tubing Gun.

2.3.2.1 Casing Gun

Estos cañones se transportan a través de la tubería de revestimiento (casing), por consiguiente su diámetro es mayor y se emplea cargas de gran tamaño, provocando un incremento en la profundidad del disparo, (Figura 2.4).

FIGURA 2.4 CASING GUN



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

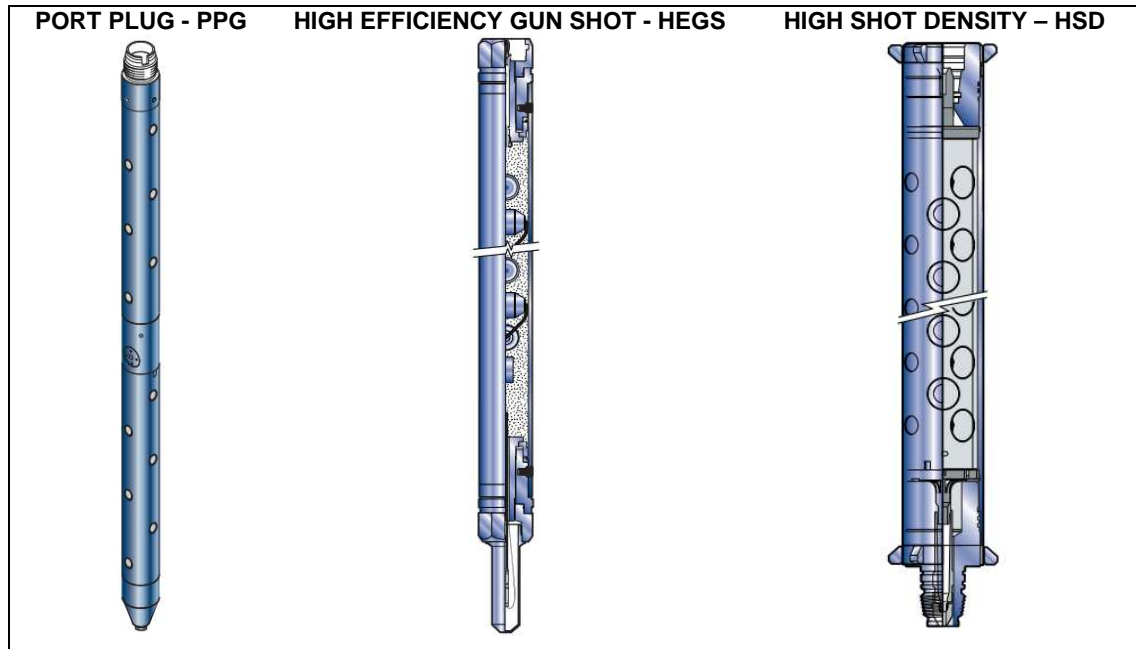
El Casing Gun se conforma por un transportador de pared delgada donde las cargas se hallan ubicadas en los denominados flejes, tubos de carga empleados para alojar las cargas. En la parte final de las cargas, se encuentra sellado para protegerlas de fluidos y presiones.

Los Casing Gun tal como lo indica su nombre, se los transporta a través de la tubería de revestimiento o casing, son similares a los Through Tubing pero con un diámetro mayor.

Este tipo de cañones son bajados con cable eléctrico como se observa en la Figura 2.4, provocan orificios de gran penetración, es clave indicar que su procedimiento se debe realizar con el pozo en condiciones de sobre-balance; evitando el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie. Su velocidad para deslizarse en el pozo puede ser mayor a 200 pies/min.

Los Casing Guns pueden ser: Port plug – PPG, High Efficiency Gun Shot – HEGS y High Shot Density – HSD (Figura 2.5).

FIGURA 2.5 TIPOS DE CAÑONES CASING GUN



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

El cañones Port plug están diseñados para bajas presiones y temperaturas, sus tamaños son variados y se transportan mediante wireline.

Los cañones HEGS son los más económicos, se emplean a bajas y altas presiones y temperaturas, utilizan cargas de alta penetración o de hueco grande.

Los cañones HSD se utilizan a bajas y altas presiones y temperaturas, utilizan cargas de alta penetración; pueden ser transportados por wireline, slickline, tubería de producción o coiled tubing y se puede alinearlos uno tras otro para incrementar el intervalo de disparo.

2.3.2.1.1 Ventajas del sistema Casing Gun.

- Adecuado para transportar cargas de alta penetración.

- Puede trasladar cargas de gran diámetro de entrada.
- Al producirse un error la pérdida de tiempo es mínima.
- El transporte a través del pozo es rápido, aumentando el rango de temperatura para las cargas empleadas.
- Posee una densidad de disparo hasta de 12 DPP.
- Permite una apropiada selección del tamaño del cañón compatible con el diámetro de la tubería de revestimiento.
- Puede emplearse para realizar disparos en zonas de alta presión.
- El tiempo de duración de la operación se encuentra en el rango de 4 a 8 horas.

2.3.2.1.2 Desventajas del sistema Casing Gun.

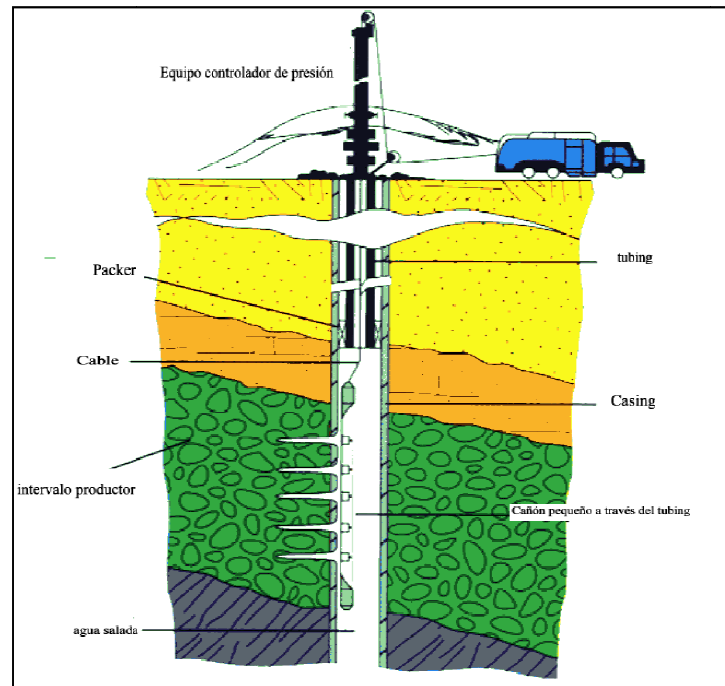
- Posee un factor skin o daño severo, debido a que su operación se realiza en condiciones de sobre-balance.
- Se dispara con pozo lleno de fluido de matado.
- Al terminar los disparos se disminuye la permeabilidad entre 70 al 80%¹.
- Durante el tiempo de trabajo se debe interrumpir comunicaciones de radio y operaciones de suelda, ya que interfieren con el disparo.

¹ Schlumberger, (1998) Introduction to Well Testing.

2.3.2.2 Through Tubing Gun

Estos cañones se transportan por el interior de la tubería de producción, por consiguiente su diámetro es menor y se utilizan cargas pequeñas, provocando una reducción del orificio disparado y profundidad de penetración, (Figura 2.6).

FIGURA 2.6 THROUGH TUBING GUN



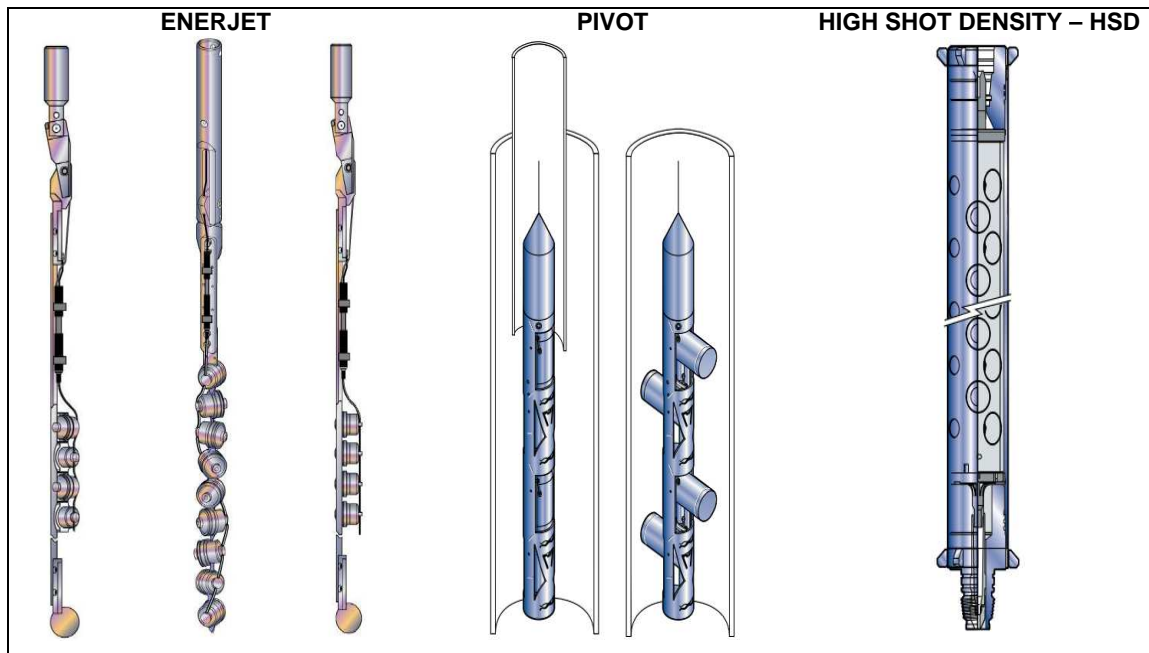
Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

El objetivo principal es reducir los problemas, que pueden presentarse por causa del lodo, además de brindar una penetración óptima sin dañar el casing. Tiene fases limitadas de 0° a 180° , densidad de disparo entre 1 – 6 DPP y máxima velocidad de desplazamiento en el pozo de 200 pies/min.

Pueden emplearse cuando se posea un arreglo de producción en el pozo y a condiciones de bajo balance, como se ve en la Figura 2.6. Puede disparar hasta 30 ft en una sola corrida.

Los cañones del tipo Through Tubing Gun pueden ser: Enerjet, Pivot, High Shot Density – HSD (Figura 2.7).

FIGURA 2.7 TIPOS DE CAÑONES THROUGH TUBING GUN

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

Los cañones Enerjet tienen su carga expuesta, se transportan a través de la tubería de producción y pueden ser semidesechables o desechables.

Los cañones Pivot son transportados por wireline a través de la tubería de producción, se emplean en trabajos de reacondicionamiento que involucran repunzonamientos y son semidesechables.

Los cañones HSD se emplean en bajas y altas presiones y temperaturas, utilizan cargas de alta penetración; pueden ser transportados por wireline, slickline, tubería de producción o coiled tubing y se puede alinearlos uno tras otro para un mayor intervalo de disparo.

2.3.2.2.1 Ventajas del sistema Through Tubing Gun

- La operación se efectúa con tan sólo un pequeño bajo balance, permitiendo que los fluidos de formación limpien las perforaciones realizadas.

- En la completación de una nueva zona o reacondicionamiento de una zona, no se requiere la utilización de taladro.
- Posee tiempos de operación cortos.
- Se puede crear un desbalance utilizando este tipo de cañón.

2.3.2.2.2 Desventajas del sistema Through Tubing Gun

- Se obtienen reducidas penetraciones debido al tamaño reducido de las cargas.
- Los desperdicios de la operación caen al fondo del pozo.
- Su velocidad de desplazamiento dentro del pozo está restringida a máximo 200 pie/min.
- Usualmente se lo ubica contra la tubería de revestimiento, para eliminar la pérdida de rendimiento al perforar a través de líquido en el pozo;

2.4 CARGAS

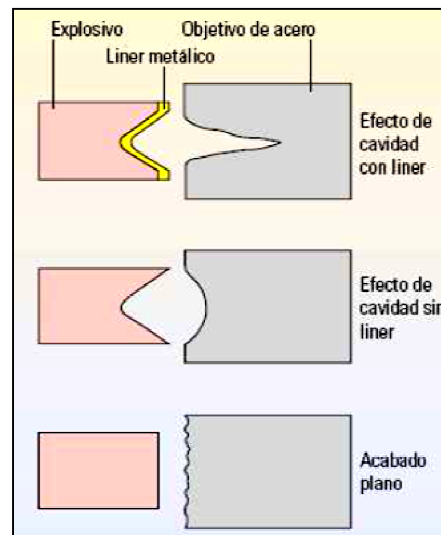
La siguiente sección se enfoca en las cargas configuradas o tipo jet, debido a que son las utilizadas actualmente en el cañoneo de pozos; las mismas que han substituido a las cargas tipo bala.

2.4.1 CARGAS CONFIGURADAS

Las cargas jet se hallan formadas por un explosivo de alta sensibilidad y pureza denominado primer, un casco, un liner cónico y altamente explosivo conectado con una cuerda de disparo; con el objetivo de formar un canal óptimo que atraviese al casing, el cemento y la formación para lograr una eficiente conectividad entre pozo y reservorio

Durante el proceso de detonación del explosivo, el liner de metal sufre un cambio al comprimirse para posteriormente expandirse hacia adelante (Figura 2.8), formando un chorro de las partículas del metal con una velocidad superior a 20000 pie/s.

FIGURA 2.8 EFECTOS DE CAVIDAD EXPLOSIVA



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

En la parte inferior de la Figura 2.8 se observa las cargas no forradas, las cuales carecen de recubrimiento, generando cráteres lisos y poco profundos; además en su parte media se muestra, una carga sin liner metálico la cual genera sólo una penetración superficial.

2.4.1.1 Tipos de Cargas configuradas

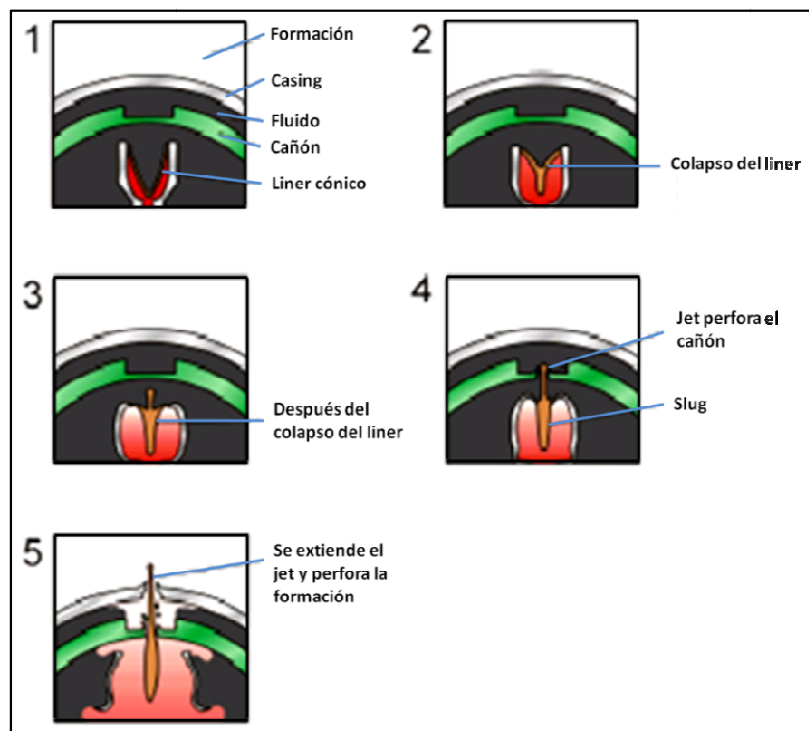
Las cargas configuradas se clasifican en cargas de alta penetración y cargas de hueco grande.

2.4.1.1.1 Cargas de Alta Penetración DP (Deep Penetration)

En esta categoría de cargas, la geometría del liner es una estructura cónica y genera un jet angosto, alargado y fino; consiguiendo una penetración relativamente profunda y un diámetro de agujero pequeño.

El liner se halla compuesto de diversas mezclas de metal pulverizado, el cual luego de la detonación colapsará, formando un jet que generará un canal de comunicación entre el pozo y la formación; dejando una mínima cantidad de residuos fruto del disparo, la mayoría de los mismos provendrá del casco (Figura 2.9).

FIGURA 2.9 PROCESO DE DETONACIÓN CARGA DE ALTA PENETRACIÓN



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

Cuando el casco es formado de zinc, los residuos se disgregan quedando prácticamente polvo facilitando su evacuación; por otra parte si el casco fuese de acero se generarán residuos de mayor tamaño, permaneciendo una fracción dentro del tubo o cápsula.

El pico de presión de colapso en la línea central luego de la detonación, logra un valor de alrededor de 29×10^6 psi y disminuirá hasta alrededor de $2,9 \times 10^6$ psi. En un liner de cobre las velocidades en la punta del jet pueden alcanzar valores máximos de 28000 pie/s

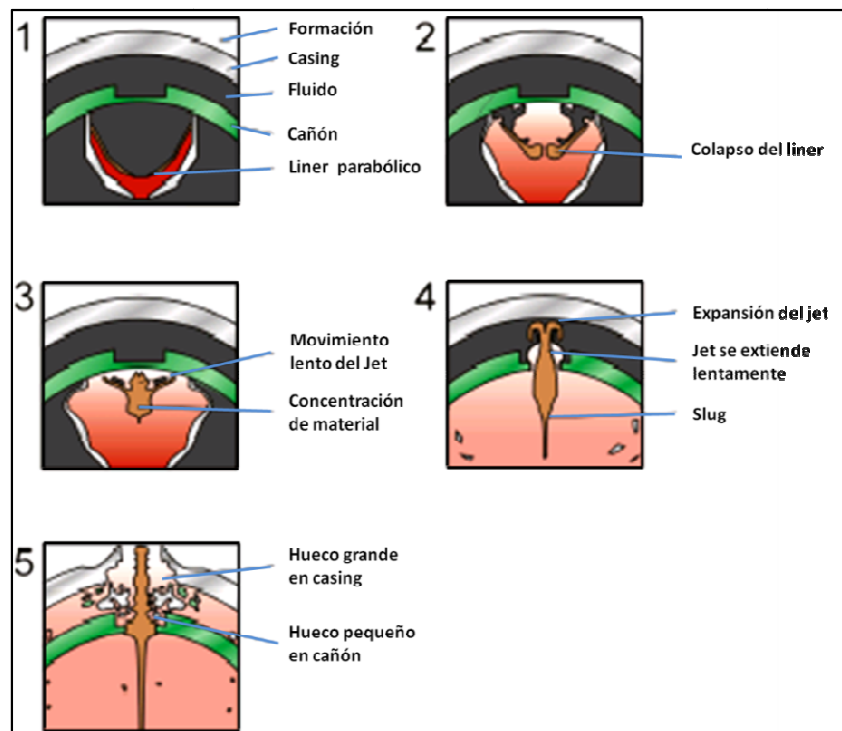
El 20% del material que compone el liner formará el jet de alta velocidad y el restante 80% tendrá movimiento lento, que generalmente no ayuda en el proceso de penetración.

2.4.1.1.2 Cargas de Hueco Grande, BH (Big Hole)

Este tipo de cargas tienen la geometría del liner parabólica o hemisférica y son empleadas para incrementar el rendimiento de la densidad de disparos y el área total de flujo.

El liner de forma parabólica, provocará un jet con bajas velocidades, producto de acarrear mayor cantidad de masa, generando una perforación poco profunda. El agujero creado en la tubería de revestimiento durante el procedimiento será mayor con respecto a las cargas de alta penetración (Figura 2.10).

FIGURA 2.10 PROCESO DE DETONACIÓN CARGA DE HUECO GRANDE



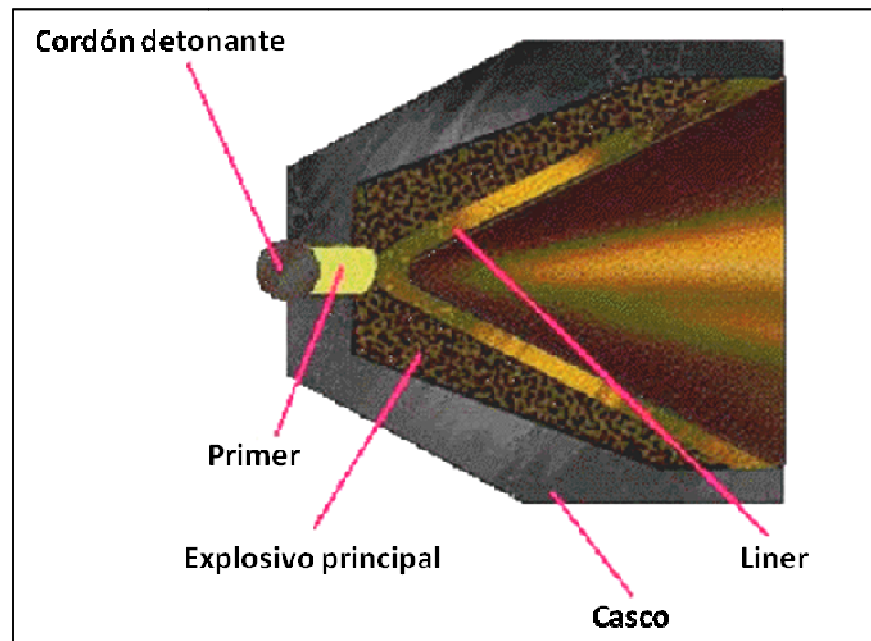
Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

2.4.2 ELEMENTOS DE UNA CARGA

Los elementos de la carga configurada son: Casco, liner, primer, explosivo principal y cordón detonante (Figura 2.11).

FIGURA 2.11 DISPOSITIVOS DE UNA CARGA.



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

2.4.2.1 Casco

Fabricado de distintos materiales como acero, zinc, aluminio, cerámica o vidrio; su función es mantener la fuerza generada por la detonación el tiempo necesario para que se forme el Jet.

2.4.2.2 Liner

Puede ser cónico o parabólico, dependiendo de la clase de carga a la que pertenezca, se ubica en el centro de la carga. El colapso de este elemento por la energía producto de la detonación de la carga principal es trascendental para la formación adecuada del Jet.

El liner es una combinación de polvos metálicos pulverizados como cobre, tungsteno, estaño, zinc y plomo, que aportan al Jet una densidad adecuada y un gradiente de velocidad uniforme, para lograr una penetración profunda sin taponamiento.

2.4.2.3 Primer

También denominado primer charge, es un explosivo de alta sensibilidad y pureza; cuya función es accionar la carga en la detonación.

2.4.2.4 Explosivo principal

Este elemento libera su energía a altas velocidades, para producir la detonación y determina a su vez la mayor o menor penetración; estas características lo tornan en el elemento primordial en la carga.

2.4.2.5 Cordón detonante

Es un cable eléctrico, cuya función es accionar en secuencia todas las cargas del cañón o cañones, dependiendo la operación realizada.

2.5 DETONADORES

Son dispositivos utilizados, para iniciar la detonación de la carga dentro del cañón. Los empleados actualmente en sistemas de cañoneo, son de dos tipos: eléctricos y de percusión.

2.5.1 DETONADORES ELÉCTRICOS

Este tipo de detonadores se activan mediante una corriente eléctrica, se los denomina dispositivos electro-explosivos; los más simples son los detonadores no resistorizados, es decir no poseen resistencias dentro de sus componentes principales.

Con el avance de la tecnología se logró mejoras en la seguridad como la eliminación de explosivos primarios sensibles y la creación de detonadores eléctricos con resistores de seguridad o resistorizados, cuya función es disipar el flujo de corriente de fuentes externas no deseadas.

2.5.2 DETONADORES DE PERCUSIÓN

Esta clase de detonadores se activan por un golpe generando una reacción rápida tanto de explosivos primarios y secundarios, se los emplea en sistemas de cañoneo TCP (Tubing Conveyed Perforating).

Los detonadores de percusión no necesitan corriente eléctrica para su activación, por ende no presentan predisposición a problemas eléctricos; por otra parte la energía de percusión, para su detonación es de alrededor de 5 a 7 lb-pie.

2.6 CORDÓN DETONANTE

Su función es transmitir la detonación por todo el eje del cañón, permitiendo que la onda de detonación siga en secuencia de una carga explosiva a otra. El cordón detonante está compuesto de explosivo secundario, el cual se encuentra aislado en su totalidad por una cubierta protectora.

La importancia de selección del material de la cubierta es vital sobretodo en aplicaciones de cañones expuestos.

La velocidad de detonación puede alterarse, fundamentalmente por el tipo de cordón detonante empleado en la operación. Los cordones detonantes elaborados para los explosivos HNS y PYX son generalmente lentos, con velocidades entre 22000 y 25000 pies/s; mientras los fabricados para explosivos RDX y HMX son más rápidos con velocidades aproximadamente entre 28000 y 30000 pies/s.

2.7 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL CAÑONEO

Para el estudio de la eficiencia, se toma como punto de partida a la productividad, evaluándola mediante la utilización del índice de productividad para examinar el potencial del pozo y su ecuación de cálculo para yacimientos subsaturados es (Ecuación 2.1):

$$IP = J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (2.1)$$

Donde:

Q = Caudal del fluido producido (bl/día).

P_r = Presión del reservorio (psi).

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

Las unidades de campo del índice de productividad se representan usualmente con bls/día /psi.

Otro método para determinar la productividad de un reservorio, es la Relación de Productividad (RP); la cual analiza el efecto del diseño del sistema de disparo y se representa por la Ecuación 2.2:

$$RP = \frac{Q_{completado}}{Q_{hueco\ abierto}} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_t\right]} \quad (2.2)$$

Donde:

$Q_{completado}$ = Producción de una zona entubada y disparada (bl).

$Q_{hueco\ abierto}$ = Producción de toda la zona de interés entubada pero a hueco abierto (bl).

S_t = Daño total.

r_e = Radio de drenaje (pulg).

r_w = Radio del pozo (pulg).

Otra opción para analizar la productividad, es la Eficiencia de Flujo (EF), una medida de la condición de daño o estimulación del pozo, se expresa como la razón entre el índice de productividad real e ideal (Ecuación 2.3).

$$EF = \frac{P - P_{wf'}}{P - P_{wf}} \quad (2.3)$$

Donde:

P = Presión de reservorio (psi).

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

P_{wf}' = Presión de fondo fluyente ideal (psi).

Si la eficiencia de flujo del pozo es 0.1 (pozo con daño positivo), significa que el mismo produce 10% de fluido con una pérdida del 90% de su producción. Por el contrario, si dicho pozo posee una eficiencia de flujo de 2 (pozo con daño negativo), implica que la producción se duplicará.

Los factores claves que afectan la productividad del pozo son:

- Factores geométricos del disparo
- Presión diferencial al momento del disparo
- Tipo de pistolas y cargas (descritas anteriormente)
- Daño generado por el disparo
- Daño causado por el fluido de la completación
- Daño causado por el fluido de perforación

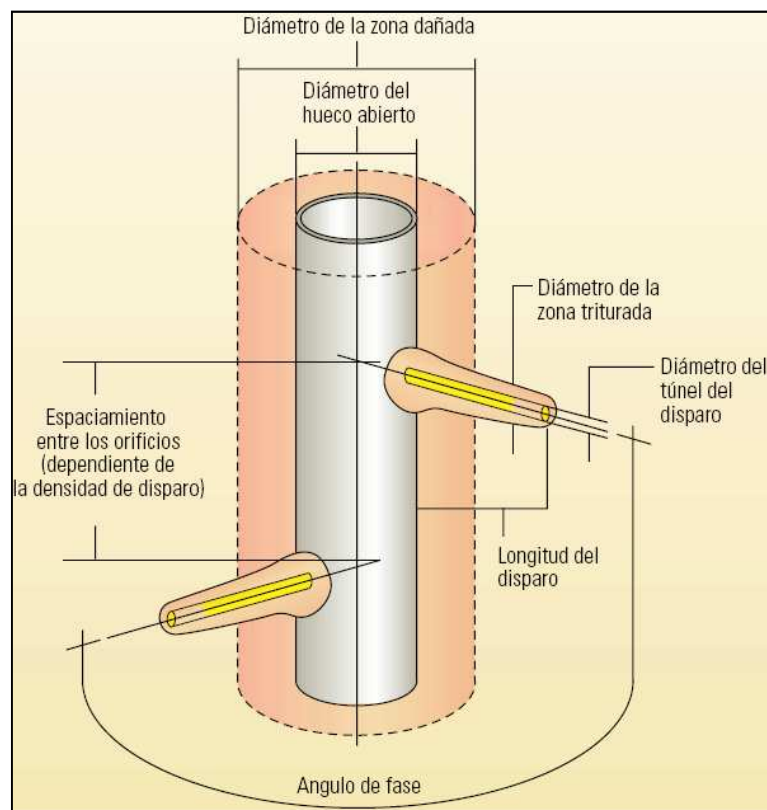
A excepción del daño ocasionado por fluido de perforación, los factores que influyen la productividad pueden ser controlados durante el proceso de diseño del

cañoneo, mediante un análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema más adecuado para lograr la máxima producción del pozo.

2.7.1 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO

La geometría de los agujeros es la distribución de las cargas explosivas alrededor del cañón para perforar eficientemente la formación, se determina por los siguientes factores geométricos: penetración, densidad de cargas por pie, fase angular entre perforaciones y diámetro del disparo (Figura 2.12).

FIGURA 2.12 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

2.7.1.1 Penetración y Densidad de disparo

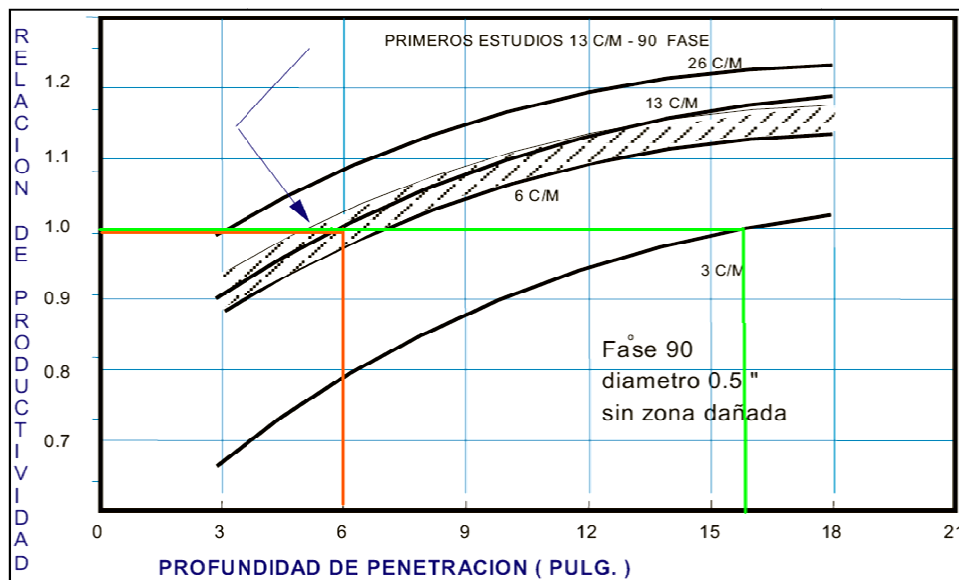
El objetivo principal dentro de las operaciones de cañoneo, es conseguir la mayor penetración posible sin problema alguno, así sea necesario sacrificar el tamaño

del orificio. Generalmente el diámetro mínimo de un orificio liso en condiciones normales es 0.5 pulg.; aunque en algunos casos puede reducir su tamaño mínimo hasta 0.4 pulg, cuando se posea alta resistencia en el casing y la formación sea muy densa.

El efecto de la penetración y la densidad de disparo son complementarios entre si usualmente son más marcados en la vecindad del pozo. A partir de las 6 pulgadas en adelante la tendencia es menor.

En la Figura 2.13 se observa como la densidad de cargas influye en la relación de productividad; con una densidad de 3 cargas/m es necesaria una penetración de aproximadamente 16 pulgadas para obtener una relación de productividad de 1.0 (línea naranja), para alcanzar la misma relación de productividad con una densidad de 13 cargas/m se necesitan tan sólo 6 pulgadas de penetración (línea verde).

FIGURA 2.13 EFECTO DE LA PENETRACIÓN Y DENSIDAD DE DISPARO SOBRE LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD



Fuente: Pemex

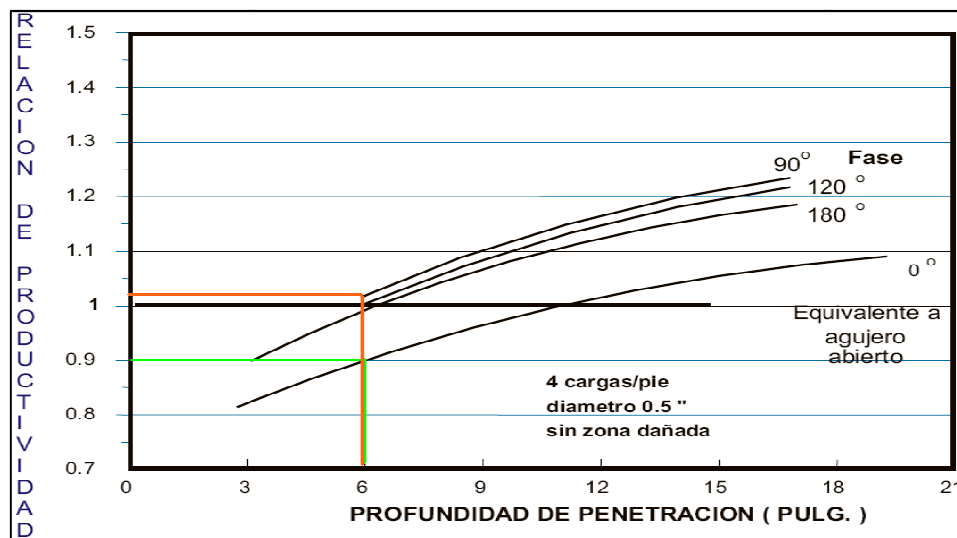
Elaborado por: Pemex

2.7.1.2 Faseamiento o Ángulo de fase

El faseamiento es la distribución de las diferentes cargas de manera cíclica alrededor del cañón. El ángulo de fase entre las cargas explosivas es un factor primordial en todos los sistemas de cañoneo, como se evidencia en la Figura 2.14.

En la Figura 2.14, con una penetración de 6 pulgadas y un ángulo de fase 0° , se conseguirá una relación de productividad de 0.9 (línea verde). Por otra parte con un ángulo de 90° y una penetración de 6 pulgadas, se obtiene una relación de productividad aproximadamente de 1.025 (línea naranja).

FIGURA 2.14 EFECTO DEL ÁNGULO DE FASE SOBRE LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD



Fuente: Pemex

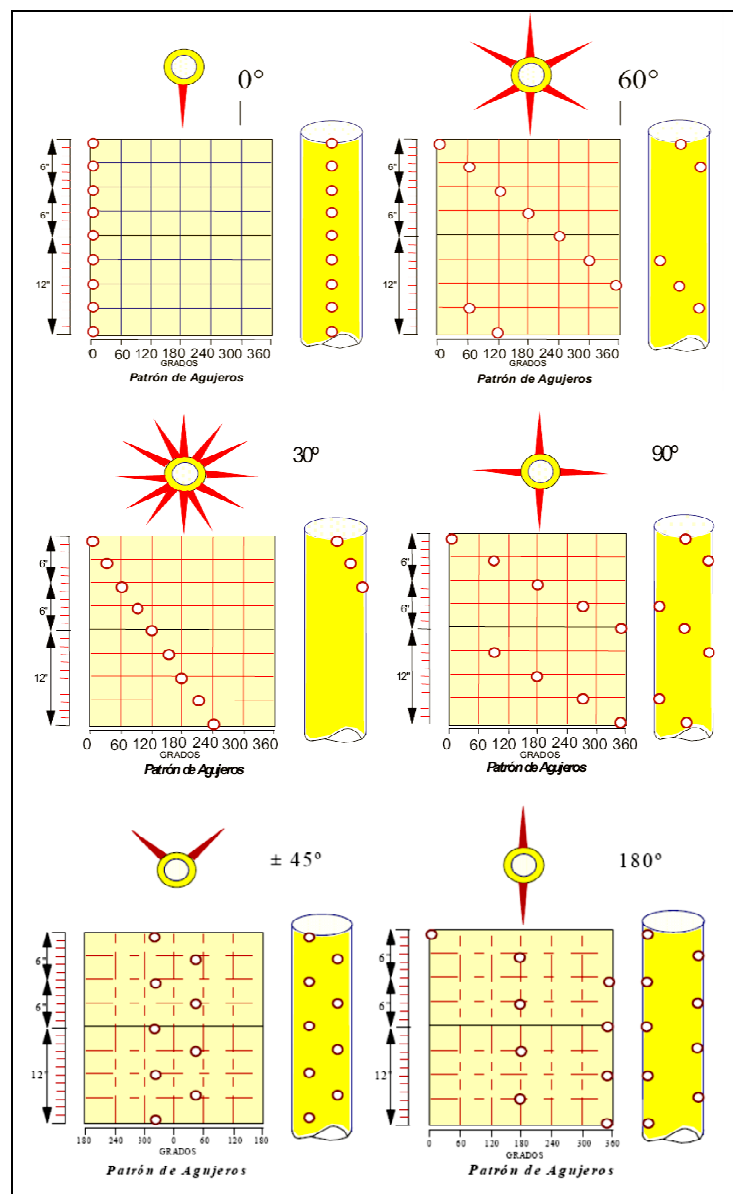
Elaborado por: Pemex

La fase debe ser correctamente distribuida, evitando hacerlo en un solo sentido. Si se elige un ángulo fase de 0° , se obtendrá disparos ubicados en un mismo plano y por consiguiente el cañón se descentraliza hacia donde se efectúan los mismos, consiguiendo la máxima profundidad de disparos en la formación.

En formaciones con gran cantidad de fracturas naturales es aconsejable, optar por un arreglo de fase en varias direcciones, obteniendo una alta probabilidad de conectividad entre disparos y fracturas.

En la Figura 2.15 se observan patrones de disparo para ángulos de 0° , 30° , 45° , 60° , 90° y 180° ; generalmente los más usados son los de 60° .

FIGURA 2.15 PATRONES DE DISPAROS PARA ÁNGULO DE 0° , 30° , 45° , 60° , 90° Y 180°



Fuente: Pemex

Elaborado por: Pemex

2.7.2 PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO

Es la interacción entre un pozo completado y su formación, que facilita o dificulta el proceso de limpieza de disparos y la productividad. Se puede clasificarla en presión sobre-balanceada, en la cual la presión hidrostática es mayor a la presión de formación; y presión bajo-balanceada, en donde la presión hidrostática es menor a la presión de formación.

En la industria del petróleo es preponderante la limpieza de los disparos, para perjudicar lo menos posible a la productividad del pozo (Figura 2.16), por ese motivo se prefiere utilizar una condición de bajo balance sobre una de sobre-balance.

FIGURA 2.16 EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL



Fuente: Pemex

Elaborado por: Pemex

2.7.2.1 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 la presión necesaria después del disparo y antes que fluya el pozo, sino se obtendrán taponos con residuos de las cargas. Además luego del inicio de la producción es probable que la perforación sea parcialmente taponada, creando una zona compactada de baja permeabilidad.

2.7.2.2 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 completación. 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 la perforación 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.

2.7.2.3 Determinación de la presión a condiciones de bajo-balance (ΔP)

En el cálculo de la presión bajo balanceada se emplean datos como permeabilidad, tiempo de tránsito o densidad de la formación; el procedimiento a seguir es hallar un punto de presión promedia entre una presión bajo-balanceada mínima y máxima:

1. Cálculo de la presión bajo-balanceada máxima (Ecuación 2.4 o Ecuación 2.5), $\Delta P_{m\acute{a}x}$.

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 3600 - 20\Delta t \quad (2.4)$$

Donde:

Δt = Tiempo de tránsito de la formación.

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 2340\rho_b - 4000 \quad (2.5)$$

Donde:

ρ_b = Densidad total de la formación.

2. Cálculo de la presión bajo-balanceada mínima (Ecuación 2.6), ΔP_{\min} .

$$\Delta P_{\min} = \frac{3500}{K^{0.37}} \quad (2.6)$$

Donde:

K = Permeabilidad (md).

3. Cálculo del punto promedio de presión $\overline{\Delta P}$

Una vez determinado ΔP_{\max} y ΔP_{\min} en los pasos anteriores, se determina el punto medio de presión, equivalente a la presión diferencial bajo-balanceada (Ecuación 2.7):

$$\overline{\Delta P} = \frac{(\Delta P_{\max} + \Delta P_{\min})}{2} \cong \Delta P \quad (2.7)$$

Basándose en estudios estadísticos realizados por W. T. Bell en 1984, se estableció un rango de valores de presión bajo-balanceada para la limpieza de las perforaciones en yacimientos de petróleo y gas, como se muestra en la Cuadro 2.3.

CUADRO 2.3 RANGOS DE PRESIÓN BAJO BALANCE PARA ALCANZAR UNA LIMPIEZA ADECUADA DE PERFORACIONES

FLUIDO	PERMEABILIDAD ALTA $K > 100$ md	PERMEABILIDAD BAJA $K < 100$ md
Petróleo	500 – 1000 psi	1000 – 2000 psi
Gas	1000 – 2000 psi	2000 – 5000 psi

Fuente: Schlumberger

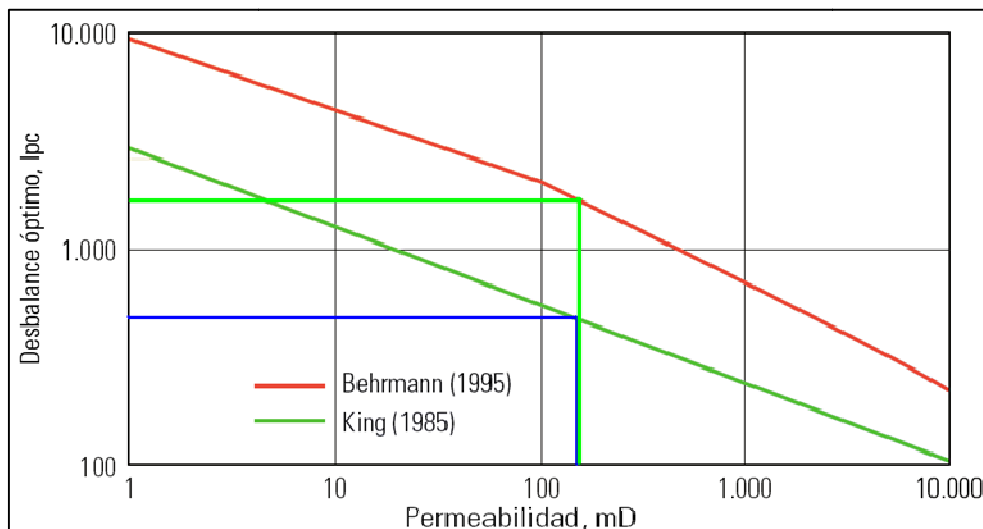
Elaborado por: Carlos Benavides L.

En caso de que los registros indiquen una invasión somera de fluido de perforación y/o se utilizó cemento con baja pérdida de agua, la presión bajo-balanceada se encontrará entre ΔP_{\min} y el punto promedio de presión.

Por otra parte cuando los registros indican una invasión de fluido de perforación de media a profunda y/o se empleó cemento con media o alta pérdida de agua, la presión bajo-balanceada se encontrará entre el punto promedio de presión y $\Delta P_{\text{máx}}$.

Un complemento a los métodos previamente descritos es la gráfica de King y Behrmann (Figura 2.17), en la cual se puede obtener mediante el valor de la permeabilidad la presión de bajo-balance requerido en pozos de petróleo y gas. Por ejemplo con una permeabilidad de 200 md, se interseca a ambas curvas, obteniendo valores de 850 psi (línea azul) y 2750 psi (línea verde) para los métodos de King y Behrmann, respectivamente; el valor de la presión de bajo-balance es 950 psi; se lo consigue restando el valor del método de Behrmann del valor del método de King, y dividiendo el resultado para dos.

FIGURA 2.17 PRESIÓN DE BAJO BALANCE VS PERMEABILIDAD



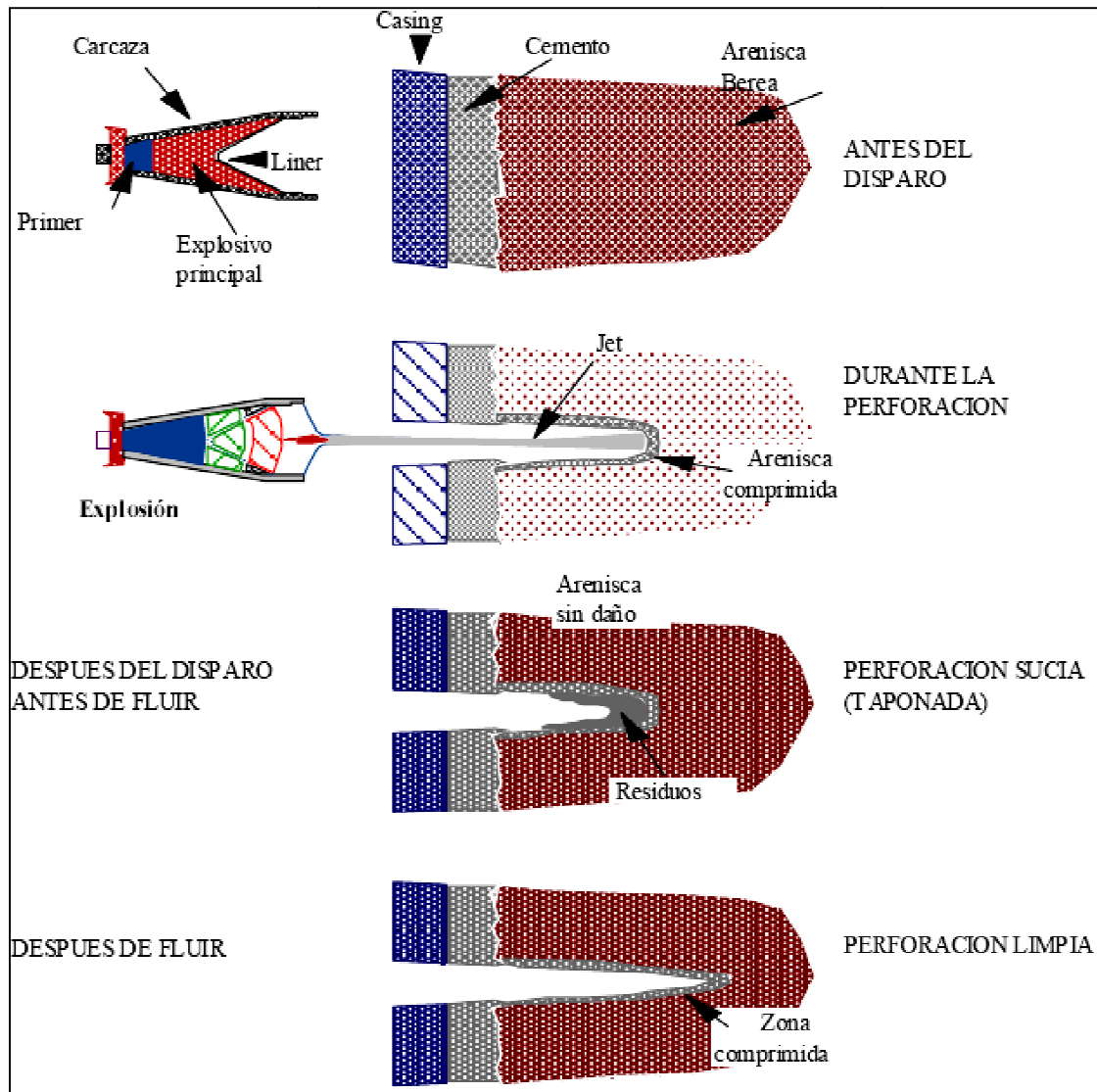
Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

2.7.3 DAÑO GENERADO POR EL DISPARO

En la Figura 2.18 se observa el proceso de cañoneo de formaciones permeables y porosas con cargas configuradas; luego de la detonación se genera una zona comprimida (película) producto del impacto a alta presión, la dirección de la misma es contraria al flujo en el agujero.

FIGURA 2.18 DAÑO POR DISPARO A LA FORMACIÓN



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

El chorro generado por la explosión de las cargas penetra la formación a alta velocidad, desplazando el material de formación, creando una zona compactada en las vecindades del agujero y disminuyendo la permeabilidad inicial. Dicha zona está compuesta por los granos triturados y compactados formando una capa de alrededor de 0.25 a 0.5 pulg, cuyo grosor no es uniforme y disminuye mientras se acerca el final del canal de perforación.

La recomendación para disminuir este tipo de daño es incrementar la penetración para sobrepasar la zona de daño.

2.7.4 DAÑO CAUSADO POR EL FLUIDO DE COMPLETACIÓN

El fluido de completación es un factor de vital importancia, si hubiese algún material extraño en el fluido, este podría ser empujado dentro de la perforación por efecto de la formación del Jet, produciendo taponamiento.

Luego del disparo por unos instantes se provoca una condición de sobre-balance con las fuerzas de impacto y si el fluido no es íntegramente limpio, las partículas se adhieren a las paredes del agujero, alterando la geometría radial del flujo y la productividad del pozo.

El efecto combinado que causan factores como: daño del pozo, las perforaciones de las cargas, penetración parcial y la desviación, se denomina “efecto pelicular” y provoca una reducción de presión, perjudicando a la producción.

2.7.5 DAÑO GENERADO POR EL FLUIDO DE LA PERFORACIÓN

En el proceso de perforación del pozo se produce un daño a la formación debido a la invasión del lodo de perforación, generalmente este daño se lo asocia con el taponamiento de los poros

La tendencia en la industria del petróleo es emplear fluidos que cumplan con el objetivo de una perforación segura, inmediata y económicamente rentable, lo cual en algunas ocasiones genera efectos del fluido contraproducentes sobre la productividad del pozo.

La costra de lodo es un modo de disminuir la invasión del filtrado pero si no es removida adecuadamente antes de realizar la cementación, las partículas sólidas pueden ser empujadas hacia el interior del orificio generado por el jet del disparo, aunque se use un fluido aparentemente limpio de completación.

2.8 TÉCNICAS DE CAÑONEO

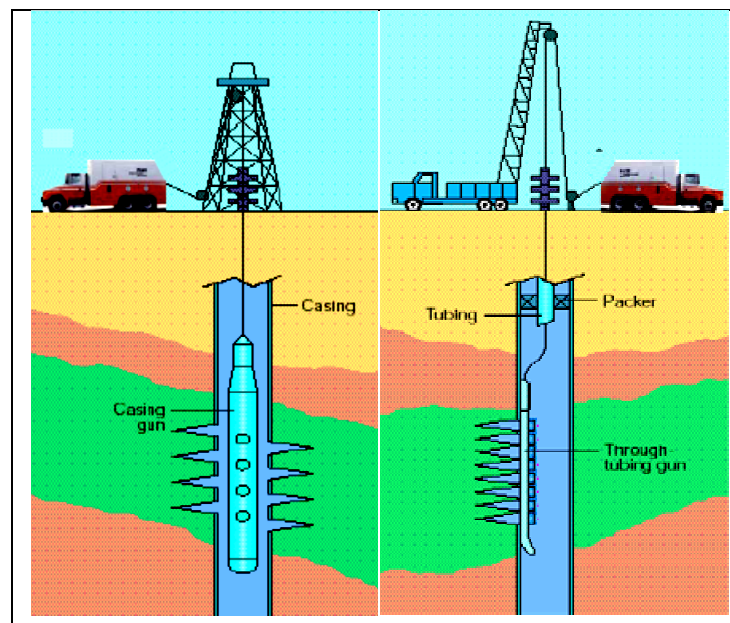
Dentro de la completación de un pozo se tiene procesos como selección de fluidos adecuados, cañoneo de la zona productora, control de arena y diseño de configuración.

En este punto se realizará una descripción de las diversas técnicas de cañoneo: con cable eléctrico o Wireline denominado conjuntamente con la técnica de TCP como métodos convencionales, añadiendo algunas no tan comúnmente empleadas como Slickline y Coiled Tubing, para posteriormente concluir con el análisis de técnica de cañoneo tipo ancla.

2.8.1 SISTEMA DE CAÑONEO CON CABLE O WIRELINE

El sistema de cañoneo bajado con cable o conocido comúnmente como Wireline se lo emplea antes o después de introducir la tubería de producción (Figura 2.19), además que se puede utilizar cañones de diámetro mayor por consiguiente obteniendo una penetración más profunda.

FIGURA 2.19 ESQUEMA DE CAÑONEO CON CABLE O WIRELINE



Fuente: Baker Hughes

Elaborado por: Baker Hughes

Este procedimiento se efectúa en condiciones de presión de sobre-balance, con el propósito de minimizar el soplado de los cañones hacia arriba, debido a las altas presiones existentes en el espacio anular y en superficie.

Resultado del procedimiento a condiciones de sobre-balance, los canales de comunicación se obstruyen por residuos, incluso si el intervalo de disparo es corto o el pozo inicia su producción; en conclusión a condiciones de sobre-balance es difícil que se realice una limpieza eficaz de las perforaciones, debido a las altas velocidades de flujo y turbulencia en el frente productor.

La zona compactada en la vecindad de las perforaciones y los restos de las cargas, son muy difíciles de remover acidificando, en esta región se disminuye la permeabilidad inicial hasta en un 80%; siendo un factor más crítico en campos con un índice de agotamiento elevado.

2.8.1.1 Ventajas del sistema de cañoneo con cable eléctrico

- Pérdida mínima de tiempo en relación a TCP en caso que ocurriese una falla.
- Costo del servicio más económico al compararlo con el tiempo de taladro necesario en las operaciones con TCP.
- La elección del tamaño del cañón se puede realizar de acuerdo con el diámetro de la tubería de revestimiento.
- Apto para disparar en zonas de alta presión.
- Duración de la operación entre 4 y 8 horas.

2.8.1.2 Desventajas del sistema de cañoneo con cable eléctrico

- Al ser una técnica en la cual se dispara con presión de sobre balance, se causan daños elevados.
- Los disparos se realizan con el pozo lleno de agua de control para prevenir un reventón, con el cañón aún dentro del pozo.
- Disminución de la permeabilidad en la zona compactada debido al cañoneo efectuado en condiciones de sobre-balance.
- En el momento de efectuar la operación es preciso interrumpir las comunicaciones de radio y maniobras de suelda, ya que interfieren con el disparo.
- El ángulo de inclinación máximo en el cual se puede conseguir un disparo óptimo es de 65°.

2.8.2 SISTEMA DE CAÑONEO CON COILED TUBING O TUBERÍA FLEXIBLE

El proceso de disparo se lo realiza a condiciones de bajo-balance, comúnmente no se los emplea, porque el diámetro de sus cañones es menor con respecto a otros sistemas, disminuyendo la profundidad de penetración en algunos casos. Los cañones más utilizados en esta técnica son del tipo Through tubing.

Anteriormente se consideraba un dispositivo de alto riesgo y aplicable exclusivamente en trabajos especiales, por el contrario en la actualidad se ha transformado en una herramienta vital para operaciones de reacondicionamiento como tratamientos químicos.

Esta tubería se halla conformada por secciones de acero, para facilitar su transporte y almacenamiento se enrolla en un carrete, su longitud es de alrededor

de 31000 pies o superior dependiendo del carrete y los diámetros fluctúan entre 1 y 4½ pulg.

2.8.3 SISTEMA DE CAÑONEO CON SLICKLINE

Es una técnica similar al sistema de cañoneo con cable eléctrico o wireline, pero con diámetro de cable menor en comparación al anteriormente mencionado. Una cualidad es poseer diversos diámetros, utilizados según sea requerido.

El procedimiento a seguir en operaciones de cañoneo con slickline es análogo al método empleado por el sistema con cable eléctrico o wireline, se recomiendan intervalos de interés cortos.

No se aconseja para pozos desviados y horizontales debido a que estos presentan ángulos de inclinación que podrían derivar en inconvenientes generando pérdida en el tiempo de duración de la operación.

2.8.4 SISTEMA DE CAÑONEO CON TUBERÍA O TCP

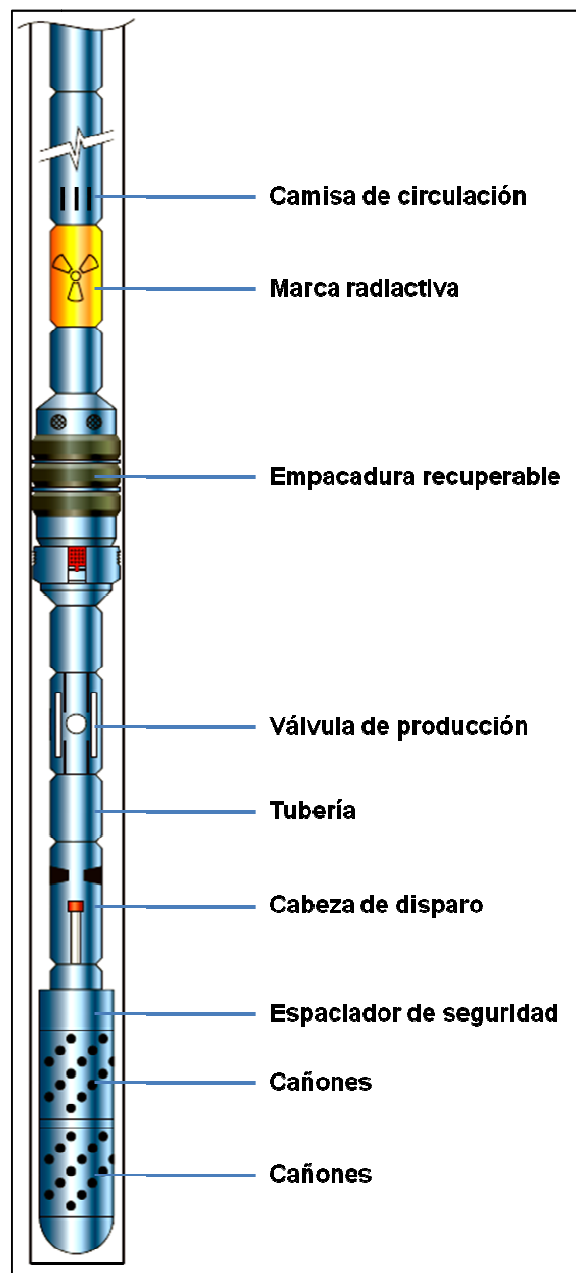
El método Tubing Conveyed Perforating (TCP) utiliza cañones del tipo Casing gun. La herramienta se la opera con fluido limpio dentro del pozo a condiciones de presión bajo-balanceada, es decir la presión de la formación es mayor a la presión de la columna hidrostática.

El principal propósito de la operación de cañoneo con TCP es obtener agujeros limpios, profundos y simétricos; a su vez permite seleccionar cañones de diámetros elevados, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos, sin limitaciones de longitud en intervalos de interés a cañonear en un mismo viaje.

Además el sistema permite eliminar el daño producto de la perforación, cementación y cañoneo, utilizando para este fin la misma energía del yacimiento; consiguiendo una productividad adecuada, a pesar del taponamiento de la mitad o dos terceras partes de las penetraciones.

En contraste a los sistemas de cañoneo con cable eléctrico o wireline, esta técnica emplea cañones entubados (Figura 2.20); igualmente su operación se la ejecuta en una sola corrida, facilitando la condición de bajo-balance de los disparos, dependiendo de la situación los cañones serán recuperados o abandonados en el fondo del pozo.

FIGURA 2.20 ESQUEMA DE CAÑONEO TCP



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

El sistema de cañoneo TCP ha desarrollado su tecnología desde un simple uso para descender cañones con tubería hasta en la actualidad llegar a poseer una infinidad de sistemas para la optimización de cañoneo, diseñados para perfeccionar el proceso de completación.

En sus inicios en 1950 fue desarrollado y patentado por la compañía EXXON con el objetivo de evitar los daños producidos en la formación, cuando se dispara la tubería de revestimiento a condiciones de bajo-balance en presencia de lodos u otros fluidos con presión.

Permite generar un canal ideal de profunda penetración, en el cual la zona compactada y los residuos de las cargas son removidos satisfactoriamente por medio del diferencial de presión a favor de la formación.

El cañón puede detonarse mediante dos métodos:

- Por caída de la barra detonadora, lanzada a través de la tubería provocando la liberación del pin de disparo del cañón que golpea al detonador
- Por aplicación de una presión diferencial sobre el pistón de detonación.

2.8.4.1 Ventajas del sistema de cañoneo TCP

- La operación se realiza en condiciones de bajo-balance, con el objetivo de poner a producir el pozo inmediatamente después del disparo y reducir considerablemente el daño.
- Brinda alta seguridad y control total del pozo durante el tiempo de duración de la operación.
- El bajo-balance requiere ajustarse sólo por una ocasión, además ayuda a un óptimo limpiado de las perforaciones realizadas.

- Permite disparar mayor cantidad de intervalos y de mayor longitud en tan solo una corrida, además puede llegar a penetrar hasta 3 tuberías de revestimiento o casing.
- Se puede emplear en pozos altamente desviados con ángulos de inclinación mayores a 65°, para pozos horizontales es la única opción de disparo viable.
- En formaciones sensibles a los fluidos de completación se puede disparar, evaluar y completar simultáneamente el pozo.
- Poseen mayor seguridad en circunstancias donde existe la presencia de altas presiones o H₂S (ácido sulfhídrico), que los transportados con cable eléctrico.
- Son adaptables para trabajos con registradores de presión, activados después del disparo.
- No se requiere interrumpir comunicaciones de radio, operaciones de suelda durante el tiempo de operación.

2.8.4.2 Desventajas del sistema de cañoneo TCP

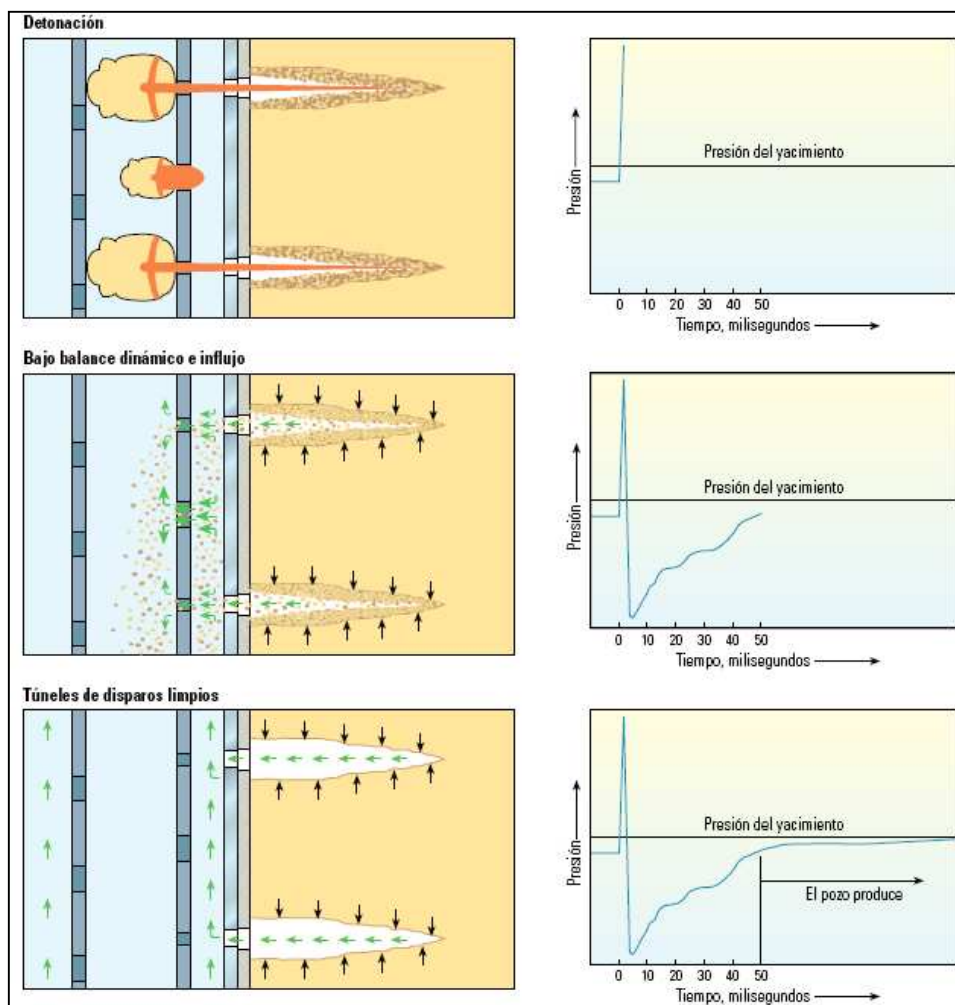
- Su principal desventaja es la económica, porque sus costos son más elevados, tomando en cuenta el tiempo de taladro que se necesita para efectuar la operación.
- El cañón una vez disparado ya no es reutilizable.
- Toma algún tiempo correr la sarta de TCP, con lo cual se puede provocar una degradación anticipada de los explosivos al estar expuestos a elevadas temperaturas, por ende reduciendo el desempeño de las cargas.

- El posicionamiento del cañón en la profundidad adecuada mediante la sarta requiere de gran cantidad de tiempo.

2.8.5 SISTEMA DE CAÑONEO PURE (PERFORATING FOR ULTIMATE RESERVOIR EXPLOITATION)

Esta técnica emplea una condición de bajo-balance dinámico, fenómeno que ocurre de inmediato luego del disparo, el bajo-balance dinámico puede ser conseguido, si el estado inicial fue bajo-balance o sobre-balance estático, como se visualiza en la Figura 2.21.

FIGURA 2.21 OPERACIÓN DE CAÑONEO EN CONDICIÓN DE BAJO BALANCE DINÁMICO



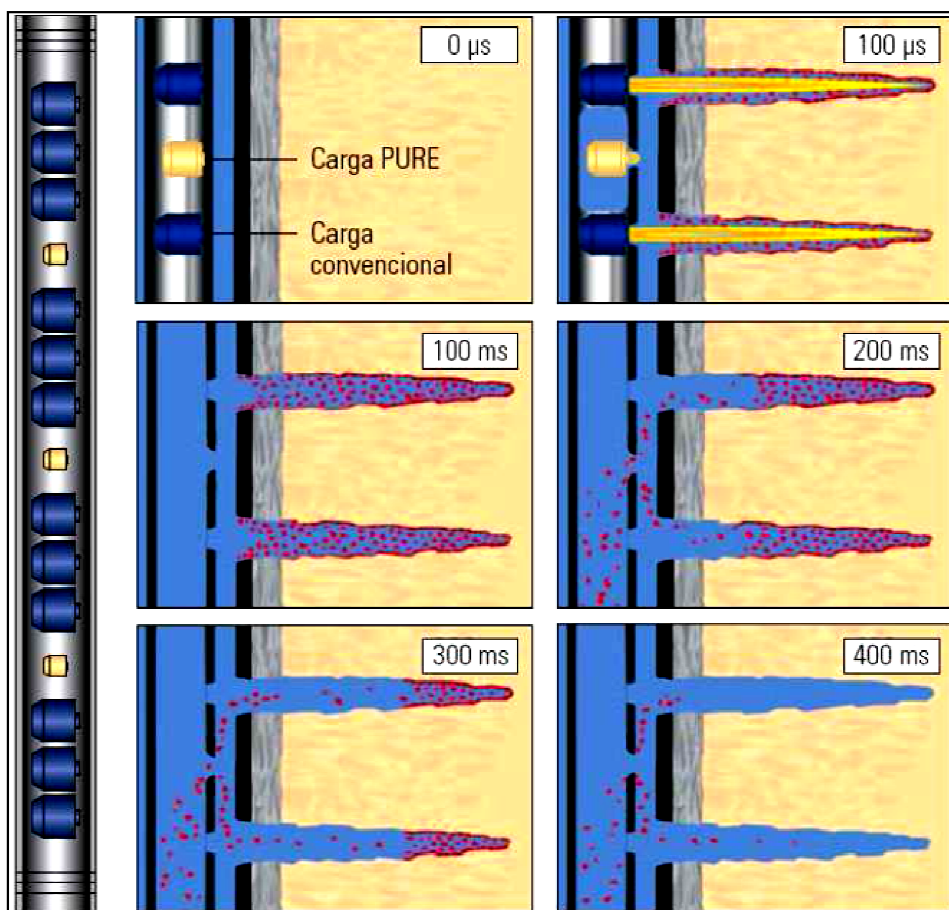
Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

El sistema PURE es un sistema adicional o complementario a otros, se puede aplicar en cada una de las técnicas de transporte como: TCP, Wireline, Coiled Tubing, y Slickline.

En la Figura 2.22 se observa al cañón con sistema PURE, dicho sistema emplea cargas configuradas (color azul) y cargas PURE especiales (color amarillo). El propósito de las cargas PURE es crear orificios extra en los transportadores de las cargas convencionales o en las cámaras PURE adicionales sin llegar a penetrar la tubería de revestimiento del pozo, de tal manera que se maximice la diferencia de presión y mejore la limpieza de los disparos.

FIGURA 2.22 PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA PURE



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

Inmediatamente luego de la detonación de la carga, los jets de alta velocidad de los disparos crean canales en la formación, (0 a 100 μ s). Los diseños PURE varían las condiciones del pozo y parámetros de los cañoneos para provocar instantáneamente un bajo-balance en el intervalo de interés disparado (100 a 200 ms).

El daño en la zona triturada en las vecindades de los túneles de los disparos y la oleada inicial desde formación, se encargan de eliminar el daño inducido y los escombros residuales (300 a 400 ms) producto de la operación.

2.8.5.1 Ventajas del sistema de cañoneo PURE

- Disminuye considerablemente el daño causado por perforación o fluidos de completación mediante la implementación de un bajo-balance dinámico controlado.
- Provoca una condición bajo-balance dinámico inmediatamente luego del disparo, en los primeros 100 milisegundos.
- Para su operación el pozo puede encontrarse en bajo-balance o sobre-balance estático, para posteriormente generar el bajo balance dinámico y mejorar la limpieza de las perforaciones.
- Puede utilizarse en todas las técnicas de cañoneo como son Wireline, TCP, Coiled Tubing, Slickline.
- Eleva la productividad o inyectividad, dependiendo del tipo de pozo en el que se realice la operación, al optimizar la limpieza de las perforaciones.

2.8.5.2 Desventajas del sistema de cañoneo PURE

- La densidad de los disparos podría ser afectada por el diseño del sistema PURE, debido a la necesidad de suplantar algunas cargas configuradas

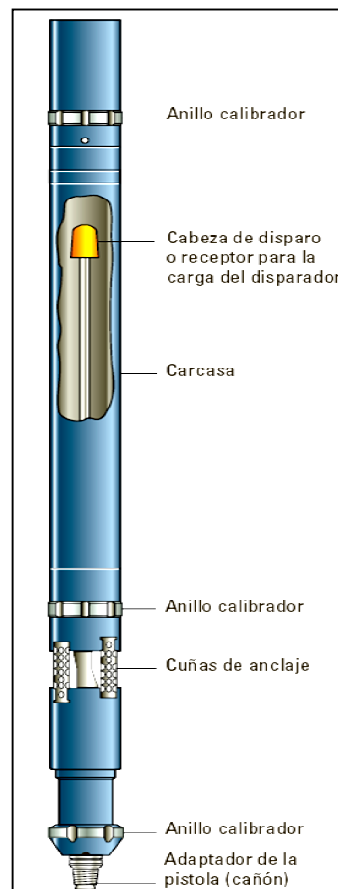
convencionales por cargas PURE por tanto la cantidad de perforaciones total podría disminuir.

- Su costo es adicional al valor de la operación de cañoneo, al ser complemento para mejorar la eficiencia de los disparos y en algunos casos es una cantidad bastante representativa.

2.8.6 SISTEMA DE CAÑONEO TIPO ANCLA O MAX-R

Monobore Anchor Release X-Tool por sus siglas en inglés, se lo diseño con el principal propósito de lograr anclar cañones al casing, se puede transportar a través del pozo con cable eléctrico o tubería; en la Figura 2.23 se observa un esquema del sistema.

FIGURA 2.23 ESQUEMA DE CAÑONEO MAX-R



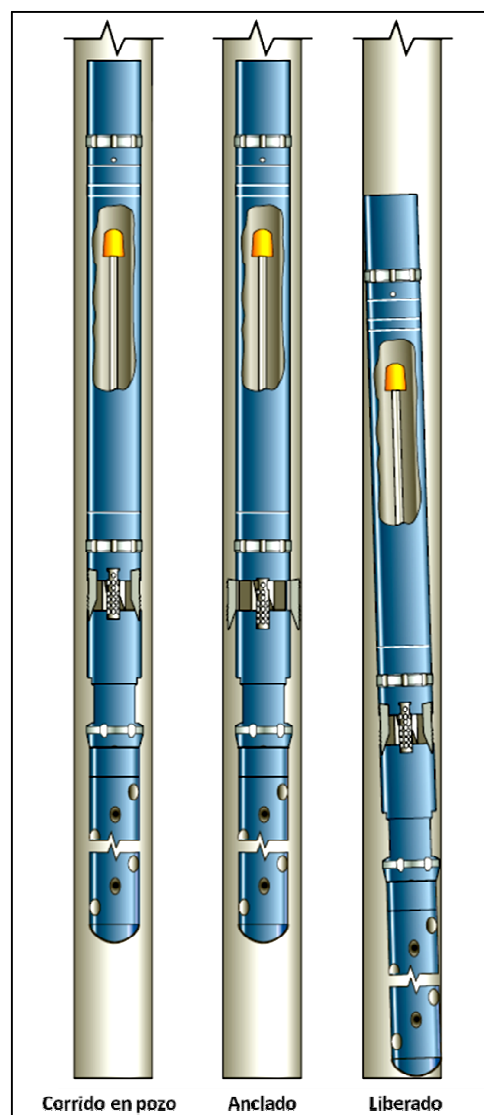
Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

La técnica MAXR puede utilizarse en completaciones, en las cuales los cañones se corren dentro del pozo conjuntamente con la completación final, como en el caso del bombeo electrosumergible.

En la Figura 2.24 se observa, el procedimiento general del sistema de cañoneo tipo ancla, descrito por tres grandes pasos: transporte de cañón a través del pozo, luego su anclaje y finalmente su liberación.

FIGURA 2.24 PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA MAX-R



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Schlumberger

Durante la operación al activar la cabeza de disparo, se acciona al mecanismo de liberación tipo "X" retractando las cuñas del MAXR. El ancla y los cañones caen al fondo del pozo, por ende la tubería de revestimiento queda libre sin ninguna restricción para fluir.

El MAXR y los cañones pueden ser fácilmente recuperados en el momento que se considere necesario. Además en caso que ocurra una emergencia, el dispositivo posee un mecanismo de liberación mecánico extra para soltar los cañones.

2.8.6.1 Ventajas del sistema de cañoneo tipo ancla o MAX-R

- El fluido de completación no se encuentra en contacto directo con la formación durante el proceso de disparo disminuyendo el daño de formación.
- Si se utiliza un sistema Wireline se disminuye el tiempo de taladro y costos, además se obtienen horas de producción extra.
- Se puede utilizar simultáneamente condiciones de bajo-balance estático y dinámico, además de evitar colocar en contacto directo la formación con los fluidos de completación.

2.8.6.2 Desventajas del sistema de cañoneo tipo ancla o MAX-R

- La técnica MAXR no es aconsejable emplearla en pozos, en los cuales su distancia desde la base de la zona perforada hasta el fondo del pozo es reducida, porque a consecuencia de la operación la herramienta cae al fondo y si no existe espacio suficiente podría obstaculizar a la zona productora disminuyendo la producción.
- No es recomendable aplicarla en pozos direccionales que posean ángulos muy elevados.

CAPÍTULO 3

SISTEMAS DE CAÑONEO IMPLEMENTADOS EN EL ÁREA CUYABENO

3.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS

La Empresa Pública Petroecuador tiene la misión de extraer hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del Ecuador; operar y explotar los campos asignados en la región amazónica, con el propósito de incrementar las reservas y transportar hidrocarburos hasta los principales centros de acopio con la mejor tecnología posible.

Los sistemas de cañoneo implementados en el Área Cuyabeno son: Wireline o cable eléctrico, TCP (Tubing Coveyed Perforating) y tipo ancla o MAX-R; previamente descritos en el capítulo anterior, a continuación se trata de manera más profunda el proceso de selección de pozos para el análisis técnico económico.

3.2 PROCESO DE SELECCIÓN

El Área Cuyabeno abarca un total de 36 pozos distribuidos del siguiente modo: 15 pozos poseen bombeo electrosumergible, 12 pozos bombeo hidráulico, 5 pozos se encuentran cerrados (CUY- 02, 11, 12, 24D, 26) y 4 pozos son reinyectores (CUY- 01, 04, 05, 18); todos los pozos productores pertenecen a la formación Napo.

La selección de los pozos para el consecuente análisis técnico-económico, se realizó en base al método de cañoneo de la última completación o workover posterior al año 2000; obteniendo un total de 17 pozos seleccionados de los cuales 6 fueron cañoneados con sistema wireline (CUY-02, 03, 07, 12, 26 y 32D),

8 con sistema TCP (CUY-13D, 25, 27, 28D, 29D, 31D, 33D y 36D) y 3 con sistema tipo ancla (CUY-30D, 34D y 35D).

Los 17 pozos seleccionados para el estudio se distribuyen en tres grandes grupos: pozos cañoneados con sistema de cañoneo wireline, TCP y tipo ancla; posteriormente se agrupa su información en cinco cuadros para cada sistema, de acuerdo con lo anteriormente descrito.

El primer cuadro corresponde a las características generales de cada pozo seleccionado como: intervalo y pies perforados, disparos por pie, arena cañoneada, espesor de la arena productora, porosidad, saturación de agua, factor volumétrico del petróleo y grados API.

El segundo cuadro posee la información de la última completación o workover posterior al año 2000 de cada pozo seleccionado; presentando datos como: número de workover, fecha de realización, detalle de la operación, BPPD antes y después de la operación, corte de agua, arena cañoneada y método de producción.

El tercer cuadro se conforma de los datos de las pruebas iniciales de producción de cada pozo seleccionado como: fecha de realización, arena cañoneada, método de producción, BFDP, BPPD, BAPD, corte de agua, grados API y salinidad.

El cuarto cuadro representa los datos de producción de Agosto 2011 de cada pozo seleccionado como: tipo de bombeo, arena cañoneada, tipo de bomba, BFDP, BPPD, corte de agua, BAPD, GOR, Tasa entregada por la D.N.H., temperatura y grados API a 60 °F.

Finalmente el quinto cuadro contiene la información de las pruebas de restauración de presión de cada pozo seleccionado; mostrando datos como: fecha de realización, arena cañoneada, BFDP, BPPD, BAPD, profundidad de medición, presión de reservorio, presión de fondo fluyente, daño de la formación, daño total y permeabilidad.

3.3 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

Los pozos seleccionados con este sistema de cañoneo son: CUY – 02, CUY – 03, CUY – 07, CUY – 12, CUY – 26 y CUY – 32D.

En el Cuadro 3.1 se observa, que todos los pozos fueron cañoneados a 5 DPP; los grados API se encuentran entre 17.1 – 27.6; los pies disparados poseen un rango de 4 – 11 pies; la porosidad y espesor más bajos pertenecen a la arena Ts en el pozo Cuy – 26, en contraste con los más elevados de la arena Ui en el pozo CUY – 07. El espacio no perforado entre intervalos corresponde a un rango de seguridad cuando se utiliza más de un cañón para el disparo.

CUADRO 3.1 DATOS GENERALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

POZO	INTERVALO	PIES PERFORADOS	DPP	ARENA	ho (ft)	Ø (%)	Sw (%)	βoi (bbl/BF)	API
CUY – 02	7746' - 7754'	8	5	Ui	22	14	43	1.16	27.5
	7766' - 7774'	8							
CUY – 03	7640' - 7650'	10	5	Us	15.5	16	25	1.14	27.6
CUY – 07	7736' - 7746'	10	5	Ui	46.8	21	22	1.16	27.5
	7750' - 7756'	6							
CUY – 12	7690' - 7694'	4	5	Us	3.5	17	49	1.14	17.1
	7696' - 7700'	4							
CUY – 26	7872' - 7876'	4	5	Ts	1.5	10	45	1.25	22.3
	7926' - 7935'	9							
CUY-32D	8413' - 8422'	11	5	Ui	33	19	18	1.16	24.8

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.3.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En el Cuadro 3.2 se presenta exclusivamente los trabajos de reacondicionamiento, en los cuales se realizó repunzonamientos, la información completa del historial de reacondicionamientos de cada pozo se encuentra en el Anexo 2; en la mayoría de los casos no existen BPPD anteriores debido a que los pozos estaban cerrados y a la espera de workover.

CUADRO 3.2 HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-02	7	25/07/2011	Corre registros de cementación y saturación, realiza cementación forzada, repunzonar y evalúa	151	93	0.93	Ui	PPH
CUY-03	4	25/07/2011	Corre registro de saturación, realiza cementación forzada, repunzona y evalúa	0	336	0.72	Us	PPH
CUY-07	6	18/02/2010	Repunzona y evalúa	0	174	0.86	Ui	PPH
CUY-12	2	03/05/2008	Repunzona y evalúa	0	144	0.64	Us	PPH
CUY-26	2	11/09/2010	Repunzona y evalúa	BES OFF	0	1	Ts	PPS
CUY-32D	1	14/03/2011	Cambio de completación comunicación TBG-CSG, realiza cementación forzada, corre registro de saturación, repunzona, evalúa y rediseña BES	253	901	0.6	Ui	PPS

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.3.2 DATOS DE PRODUCCIÓN

A continuación se presentan las pruebas de producción luego del disparo y la producción de Agosto 2011, como referencia del estado actual de los pozos.

3.3.2.1 Pruebas iniciales

En el Cuadro 3.3 se distingue al bombeo hidráulico, como método de producción más utilizado; el rango de su tasa de producción de petróleo es de 93 – 901 BPPD, con cortes de agua mayores al 60%; además no se posee registro de valores de salinidad para ningún caso.

CUADRO 3.3 PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

POZO	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINDAD
CUY-02	25/07/2011	Ui	PPH	1476	93	1383	93.7%	27.5	NR

CUADRO 3.3 CONTINUACIÓN

POZO	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINIDAD
CUY-03	25/07/2011	Us	PPH	1200	336	864	72%	27.6	NR
CUY-07	18/02/2010	Ui	PPH	1248	174	1074	86%	27.5	NR
CUY-12	03/05/2008	Us	PPH	400	144	256	64%	17.1	NR
CUY-26	11/09/2010	Ts	PPS	960	0	960	100%	22.3	NR
CUY-32D	14/03/2011	Ui	PPS	1502	901	601	60%	24.8	NR

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.3.2.2 Producción Agosto 2011

Actualmente la mitad de los pozos en estudio, se encuentran en producción; producto del cierre de los pozos CUY – 02, 12 y 26, como se muestra en el Cuadro 3.4.

Las tasas de producción poseen un rango entre los 103 – 357 BPPD; además sus BSW son elevados entre 72 – 90%, por dicha razón algunos de los pozos se encuentran cerrados y/o a la espera de workover; la totalidad de la información de producción se encuentra en el Anexo 3.

CUADRO 3.4 DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO										
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	G.O.R	TASA D.N.H	Tº	API @60
CUY-02	Ui	JET-8J	CERRADO POR ALTO BSW - ESPERANDO WORKOVER							
CUY-03	Us	JET-10K	1262	357	72	905	182	1000	-	22.6
CUY-07	Ui	JET PL II 8I	1012	103	90	909	369	400	94	26.1
CUY-12	Us	JET SL 10J	CERRADO POR ALTO BSW							
POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE										
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	G.O.R	TASA D.N.H	Tº	API @60
CUY-26	CERRADO POR ALTO BSW									
CUY-32D	Ui	P-23X	2052	349	83	1703	175	500	95	-

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.3.3 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

Las pruebas de restauración de presión para los pozos en análisis, se muestran en el Cuadro 3.5; el rango del factor S total es variado entre -2.28 – 9.00, algo similar se presenta en la permeabilidad con valores desde 6.1 – 1910 md; algunos casos carecen de un registro actualizado, o sencillamente no lo poseen como los pozos CUY – 03 y CUY – 26, porque las pruebas no se las realiza con regularidad; la totalidad de los parámetros de las pruebas se encuentran en el Anexo 4.

CUADRO 3.5 DATOS DE PRUEBAS BUILD UP DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

POZO	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr	Pwf	Sf	St	K (md)
CUY-02	13/06/1997	Ui	1585	721	864	7680	3130	2595	2.06	9.00	417
	12/12/2005		-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUY-03	NO HAY REGISTRO DE PRUEBAS DE REACONDICIONAMIENTO PARA U SUPERIOR										
CUY-07	01/10/1996	Us	1072	1066	6	7710	2733	1799	4.30	5.50	126
	22/02/1997	T	934	883	51	7689	2737	1207	2.47	5.86	133
	30/03/2004	Um	1361	907	454	7687	3051	2359	0.66	0.66	54.23
CUY-12	20/03/2008	Us	288	153	135	7603	3081	642	0.50	0.50	6.10
CUY-26	NO HAY REGISTRO DE PRUEBAS DE REACONDICIONAMIENTO PARA ESTE POZO										
CUY-32D	27/06/2010	Ui	1864	1230	634	6917	3671	3523	-	-2.28	1910

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.4 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

Los pozos seleccionados para este sistema de cañoneo son los siguientes: CUY – 13D, CUY – 25, CUY – 27, CUY – 28D, CUY – 29D, CUY – 31D, CUY – 33D y CUY – 36D.

Dentro del Cuadro 3.6 se observa una densidad de disparo de 5 para todos los casos; los grados API poseen valores entre 23.3 – 28; la porosidad y espesor más pequeños corresponden al pozo CUY – 33D en la arena Ts, mientras que los

pozos CUY – 36D y 25 en la arena Ui, ostentan el mayor espesor y porosidad, respectivamente. El espacio no perforado entre intervalos corresponde a un rango de seguridad cuando se utiliza más de un cañón para el disparo.

CUADRO 3.6 DATOS GENERALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

POZO	INTERVALO	PIES PERFORADOS	DPP	ARENA	ho (ft)	Ø (%)	Sw (%)	βoi (bbl/BF)	API
CUY-13D	7997 - 8020'	23	5	Ui	NR				24.6
CUY-25	7682' - 7694'	12	5	Ui	36	22	9	1.16	23.3
CUY-27	7784' - 7814'	30	5	Ui	42.5	20	18	1.16	27
CUY-28D	8244' - 8251'	7	5	Ui	25.5	20	38	1.16	25.2
CUY-29D	8258' - 8263'	5	5	Ts	29	17	39	1.16	27.5
	8266' - 8273'	7							
	8278' - 8284'	6							
	8287' - 8298'	11							
CUY-31D	8129' - 8144'	15	5	Us	4.75	20	48	1.14	24.1
CUY-33D	8641' - 8653'	12	5	Ts	3.75	16	43	1.25	28
CUY-36D	8203' - 8220'	17	5	Ui	45.5	18	28	1.16	25.7

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.4.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Acorde al Cuadro 3.7, la mayoría de los pozos poseen su primer y único cañoneo; excepto el pozo CUY – 28D, en donde se efectuó repunzonamiento; todo el historial de reacondicionamientos de cada pozo se encuentra en el Anexo 5; en casi la totalidad de los pozos se carece de pruebas anteriores, debido a que los mismos son relativamente nuevos o se encontraban cerrados antes del trabajo de repunzonamiento.

CUADRO 3.7 HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-13D	C&PI	11/04/2010	Completación y pruebas iniciales	0	678	0.64	Ui	PPS
CUY-25	C&PI	02/06/2010	Completación y pruebas iniciales	0	1623	0.02	Ui	PPS
CUY-27	C&PI	03/04/2006	Completación y pruebas iniciales	0	1200	0.05	Ui	PPF
CUY-28D	1	22/11/2010	Realiza cementación forzada y repunzona	108	88	0.927	Ui	PPH

CUADRO 3.7 CONTINUACIÓN

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-29D	C&PI	26/05/2010	Completación y pruebas iniciales	0	504	0.5	Ts	PPS
CUY-31D	C&PI	13/06/2010	Completación y pruebas iniciales	0	490	0.4	Us	PPS
CUY-33D	C&PI	03/08/2010	Completación y pruebas iniciales	0	68	0.92	Ts	PPH
CUY-36D	C&PI	23/07/2010	Completación y pruebas iniciales	0	1435	0.08	Ui	PPS

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.4.2 DATOS DE PRODUCCIÓN

A continuación se muestran las pruebas de producción luego del disparo y la producción de Agosto 2011, como referencia del estado actual de los pozos.

3.4.2.1 Pruebas iniciales

En el Cuadro 3.8 se observa que el método de producción más utilizado es el bombeo electrosumergible para pozos cañoneados con TCP, además se posee un pozo con flujo natural, CUY – 27; la tasa de producción de petróleo posee un rango desde 68 – 1623 BPPD con cortes de agua entre 2 – 92.7%, finalmente los valores de salinidad se encuentran distribuidos entre 4600 – 7450ppm Cl⁻¹.

CUADRO 3.8 PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

POZO	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINDAD
CUY-13D	11/04/2010	Ui	PPS	1883	678	1205	64%	22	6500
CUY-25	02/06/2010	Ui	PPS	1656	1623	33	2%	23.3	5000
CUY-27	03/04/2006	Ui	PPF	1200	1194	6	0.5%	27	NR
CUY-28D	22/11/2010	Ui	PPH	1205	88	1117	92.7%	27	5700
CUY-29D	26/05/2010	Ui	PPS	1008	504	504	50%	27.5	5000
CUY-31D	13/06/2010	Us	PPS	816	490	326	40%	24.1	NR
CUY-33D	03/08/2010	Ts	PPH	850	68	782	92%	28	4600
CUY-36D	23/07/2010	Ui	PPS	1560	1435	123	8%	25.7	7450

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.4.2.2 Producción Agosto 2011

Conforme al Cuadro 3.9, los pozos en producción poseen bombeo electrosumergible; en contraste los dos pozos con bombeo hidráulico, se encuentran cerrados a la espera de trabajos de reacondicionamiento; su tasa de producción actual es variada desde 227 – 625 BPPD; los valores de BSW poseen un rango entre 56 – 88%; la totalidad de la información de producción se encuentra en el Anexo 6.

CUADRO 3.9 DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO										
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	G.O.R	TASA D.N.H	T°	API @60
CUY-28D	Ts	JET - 10I	CERRADO POR ALTO BSW - ESPERANDO WORKOVER							
CUY-33D	Ts	JET PL II 10J	CERRADO POR ALTO BSW - ESPERANDO WORKOVER							
POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE										
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	G.O.R	TASA D.N.H	T°	API @60
CUY-13D	Ui	JET-11K	1488	625	58	863	0	1000	87	-
CUY-25	Ui	TE-1500	2232	268	88	1964	567	700	78	26.9
CUY-27	Ui	P-23X	2340	398	83	1942	224	850	98	24.6
CUY-29D	Ts	P-12X	1050	462	56	588	214	700	91	26.3
CUY-31D	Us	P-12X	1146	298	74	848	477	400	98	21.1
CUY-36D	Ui	P-12X	1260	227	82	1033	1066	400	98	-

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.4.3 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

En el Cuadro 3.10 se observan las pruebas de restauración de presión para los pozos bajo análisis; el factor S total posee un rango muy extenso entre -0.30 – 50.87, algo similar se presenta en la permeabilidad con valores desde 1.65 – 2581 md; en la mayoría de casos se posee un registro actualizado posterior a la ejecución de la operación, pero en algunos de ellos existen contradicciones como

en el pozo CUY – 27 y 36D, al tener una alta permeabilidad y daño al mismo tiempo; todos los parámetros de las pruebas se encuentran en el Anexo 7.

CUADRO 3.10 DATOS DE PRUEBAS BUILD UP DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

POZO	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr	Pwf	Sf	St	K (md)
CUY-13D	27/02/2010	Ui	1608	1158	450	7795	2914	2514	20	20	682
	27/02/2010	Us	1584	633	950	7777	2831	2352	-	2.79	429
CUY-25	31/05/2006	Ui	-	-	-	7464	3042	2763	-	-	-
CUY-27	19/11/2006	Ui	1200	1194	6	7577	3051	2972	20	20	2581
CUY-28D	NO HAY REGISTRO DE PRUEBAS DE REACONDICIONAMIENTO PARA T SUPERIOR										
CUY-29D	27/05/2010	Ts	1008	504	504	8067	2649	2132	1.60	1.60	149
CUY-31D	10/06/2010	Ts	336	181	155	8297	2900	361	-	-1.00	13.50
	15/06/2010	Us	696	174	522	7946	2628	1606	-	-0.30	118
CUY-33D	04/07/2010	Ts	287	92	195	8462	2484	776	-1.66	-1.66	1.65
CUY-36D	24/07/2010	Ui	1560	1419	141	7880	3023	2302	50.87	50.87	1477

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.5 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

Los pozos seleccionados con este sistema de cañoneo son: CUY – 30D, CUY – 34D y CUY – 35D.

En el Cuadro 3.11 se observa una densidad de disparo de 5 DPP para el pozo CUY – 30D, mientras la densidad para los pozos CUY – 34D y 35D es 4 DPP; su particularidad es producir todos de la misma arena Ui, y por ende su porosidad es idéntica; los pies perforados poseen un rango de 20 – 32 pies; su espesor de arena es alto entre 53 – 73.3 pies. El espacio no perforado entre intervalos corresponde a un rango de seguridad cuando se utiliza más de un cañón para el disparo.

CUADRO 3.11 DATOS GENERALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

POZO	INTERVALO	PIES PERFORADOS	DPP	ARENA	ho (ft)	Ø (%)	Sw (%)	βoi (bbl/BF)	API
CUY-30D	8142' - 8162'	20	5	Ui	53	19	21	1.16	26.5
CUY-34D	7898' - 7930'	32	4	Ui	73.3	19	12	1.16	28
CUY-35D	8079' - 8109'	30	4	Ui	64	19	11	1.16	26.7

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.5.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

Conforme a la información del Cuadro 3.12 los pozos cañoneados con sistema tipo ancla son relativamente nuevos, por ende presentan su primer y único cañoneo; la información completa del historial de reacondicionamientos para cada pozo se encuentra en el Anexo 8.

CUADRO 3.12 HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-30D	C&PI	09/05/2010	Completación y pruebas iniciales	0	1987	0.08	Ui	PPS
CUY-34D	C&PI	12/02/2010	Completación y pruebas iniciales	0	2074	0.04	Ui	PPS
CUY-35D	C&PI	18/03/2010	Completación y pruebas iniciales	0	3714	0.01	Ui	PPS

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.5.2 DATOS DE PRODUCCIÓN

A continuación se presentan las pruebas de producción luego del disparo y la producción de Agosto 2011, como referencia del estado actual de los pozos.

3.5.2.1 Pruebas iniciales

En el Cuadro 3.13 se muestra al bombeo electrosumergible como método de producción exclusivo para pozos cañoneados con sistema tipo ancla; la tasa de producción de petróleo es bastante elevada con un rango desde 1987 – 3714 BPPD; por lo cual los cortes de agua son valores muy pequeños de 1 – 8%, además la salinidad se encuentran en valores entre 880 – 6500ppm Cl⁻¹.

CUADRO 3.13 PRUEBAS INICIALES DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

POZO	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINDAD
CUY-30D	09/05/2010	Ui	PPS	2160	1987	173	8%	26.5	2500
CUY-34D	12/02/2010	Ui	PPS	2160	2074	86	4%	28	880
CUY-35D	18/03/2010	Ui	PPS	3752	3714	38	1%	26.7	6500

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.5.2.2 Producción Agosto 2011

Como se observa en el Cuadro 3.14 los pozos en estudio poseen una producción muy elevada, con un rango entre 658 – 1030 BPPD; por ende los BSW no son muy altos, localizándose entre 60 – 73%, la totalidad de los pozos produce mediante bombeo electrosumergible, toda la información de producción se encuentran en el Anexo 9.

CUADRO 3.14 DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE										
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	G.O.R	TASA D.N.H	Tº	API @60
CUY-30D	Ui	DN-3000	2766	830	70	1936	153	1000	98	25.3
CUY-34D	Ui	SN-2600	2574	1030	60	1544	130	1400	95	25.7
CUY-35D	Ui	SN-2600	2436	658	73	1778	182	1400	98	26.1

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

3.5.3 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

De acuerdo al Cuadro 3.15, el factor S posee valores mínimos entre -5.86 – 0.74, su permeabilidad posee valores desde 467 – 696 md; en todos los casos el registro está actualizado posterior a la ejecución de la operación; la totalidad de los parámetros de las pruebas se encuentra en el Anexo 10.

CUADRO 3.15 DATOS DE PRUEBAS BUILD UP DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

POZO	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr	Pwf	Sf	St	K (md)
CUY-30D	25/05/2010	Ui	1968	1496	472	7817	2989	2892	-	-3.40	182
	28/06/2010		1955	1486	469	7817	2959	2856	-	0.74	688
CUY-34D	21/05/2010	Ui	2058	1646	412	7808	2979	2829	-	-2.40	378
	23/06/2010		2049	-	-	7808	3054	3015	-	-0.02	467
CUY-35D	21/05/2010	Ui	2144	1629	515	7808	2986	2884	-	-0.24	500
	23/06/2010		2144	1629	515	7808	3007	2870	-	-5.86	696

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE EL SISTEMA DE ANCLA Y LOS SISTEMAS CONVENCIONALES EN EL ÁREA CUYABENO

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Mediante el empleo del procedimiento previamente mencionado dentro del Capítulo 2 se realiza el cálculo de la presión de bajo balance para las arenas productoras U_s , U_i y T_s ; utilizando valores de permeabilidad obtenidos de las pruebas de restauración de presión y densidades.

El procedimiento se lo realizará con detenimiento para cada pozo seleccionado previamente en el Capítulo 3, clasificándolos al igual que en dicho capítulo mediante el sistema de cañoneo implementado en ellos.

4.1.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN BAJO BALANCEADA

A continuación se observa un ejemplo de cálculo de la presión bajo balanceada, en cual se considera las características del pozo CUY – 13D.

1. Cálculo de la presión bajo-balanceada máxima, $\Delta P_{m\acute{a}x}$:

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 2340\rho_b - 4000 \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = (2340 \times 2.33) - 4000 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 1452.2 \text{ psi}$$

2. Cálculo de la presión bajo-balanceada mínima, ΔP_{\min} , empleando valores de permeabilidad de las pruebas de restauración de presión.

$$\Delta P_{\min} = \frac{3500}{K^{0.37}} \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{\min} = \frac{3500}{(682)^{0.37}} \text{ psi}$$

$$\Delta P_{\min} = 313.02 \text{ psi}$$

3. Cálculo del punto promedio de presión $\overline{\Delta P}$

$$\overline{\Delta P} = \frac{(\Delta P_{\max} + \Delta P_{\min})}{2} \quad (2.7)$$

$$\overline{\Delta P} = \frac{(1452.2 + 313.02)}{2} \text{ psi}$$

$$\overline{\Delta P} = 882.61 \text{ psi}$$

La presión diferencial calculada (ΔP promedio) está fuera de los rangos ilustrados en la Cuadro 2.3, por tal motivo se debe ajustar el valor de la presión bajo-balanceada, es decir obtener un ΔP entre ΔP_{\min} y el punto medio.

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

$$\Delta P = \frac{(882.61 + 313.02)}{2} \text{ psi}$$

$$\Delta P = 597.81 \text{ psi}$$

En el Cuadro 4.1 se observa a las presiones bajo-balanceadas para cada pozo en estudio, cuyos valores oscilan entre 506.52 psi y 2549.92 psi; al agrupar por arenas productoras se obtienen valores de 1349,36 psi para Ts, 806.5 psi para Us y 597,48 para Ui. El valor tan elevado para la arena Ts es causado por la permeabilidad muy baja del pozo 33D. Por otra parte para la arena Us solo se posee el valor del pozo 31D, debido a que no se toman en cuenta dentro del cálculo los pozos cañoneados con sistema wireline, ya que su procedimiento se realiza con presión sobre-balanceada.

CUADRO 4.1 RESUMEN CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE BAJO BALANCE PARA CADA POZO SELECCIONADO

POZO	ARENA	TÉCNICA DE CAÑONEO	PERMEABILIDAD (md)	ΔP BAJO BALANCE
CUY-02	Ui	WL	417	NA
CUY-03	Us	WL	451	NA
CUY-07	Ui	WL	54.23	NA
CUY-12	Us	WL	6.1	NA
CUY-13D	Ui	TCP	682	597.81
CUY-25	Ui	TCP	233	712.36
CUY-26	Ts	WL	235	NA
CUY-27	Ui	TCP	2581	506.52
CUY-28D	Ts	TCP	2200	717.10
CUY-29D	Ts	TCP	149	781.05
CUY-30D	Ui	ANCLA	688	597.05
CUY-31D	Us	TCP	118	806.50
CUY-32D	Ui	WL	1910	NA
CUY-33D	Ts	TCP	1.65	2549.92
CUY-34D	Ui	ANCLA	467	633.12
CUY-35D	Ui	ANCLA	696	596.05
CUY-36D	Ui	TCP	1476.9	539.44

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

Las densidades que se asumen para el proceso de cálculo son de 2.32, 2.33 y 2.34 g/cm³ para las arena Us, Ui y Ts, respectivamente²; basadas en valores experimentales provenientes de registros eléctricos de pozos del Área Cuyabeno.

² Baby P., Barragán R., Marco Rivadeneira, (2004) La Cuenca Oriente Geología y Petróleo.

El objetivo por el cual se realiza el cálculo respectivo de la presión bajo balanceada para cada pozo, mediante las condiciones petrofísicas particulares es tener una idea más detallada para realizar operaciones de cañoneo óptimas.

4.1.2 FACTOR S, PERMEABILIDAD Y PRODUCCIÓN VS SISTEMA DE CAÑONEO

Dentro de esta sección se realiza una comparación tanto del factor S (positivo y negativo), permeabilidad y tasa de producción de petróleo con respecto a la técnica de cañoneo.

Previo al análisis es conveniente indicar la cantidad de pozos seleccionados para cada técnica de cañoneo (Cuadro 4.2) y la cantidad de los mismos con respecto a su arena productora (Cuadro 4.3).

CUADRO 4.2 CANTIDAD DE POZOS SELECCIONADOS POR TECNICA DE CAÑONEO

TÉCNICA DE CAÑONEO	POZOS
Wireline	6
TCP	8
Ancla	3
Total	17

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

CUADRO 4.3 CANTIDAD DE POZOS SELECCIONADOS POR ARENA PRODUCTORA

	U superior	U inferior	T superior
Wireline	2	3	1
TCP	1	4	3
Ancla	NA	3	NA
Total	3	10	4

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

En el Cuadro 4.4 se muestran los datos del factor S, permeabilidad, barriles de petróleo producidos por día y cortes de agua obtenidos de las pruebas de restauración de presión y producción de Agosto 2011, respectivamente; considerando su arena productora y técnica de cañoneo.

CUADRO 4.4 DATOS DE PERMEABILIDAD, FACTOR S Y PRODUCCIÓN DE POZOS SELECCIONADOS

POZO	ARENA	TÉCNICA DE CAÑONEO	S _t	K (md)	BPPD	BSW
CUY-02	Ui	WL	9	417	CERRADO ALTO BSW E.W.O.	CERRADO ALTO BSW E.W.O.
CUY-03	Us	WL	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO	357	71.7
CUY-07	Ui	WL	0.66	54.23	103	89.8
CUY-12	Us	WL	0.5	6.1	CERRADO ALTO BSW	CERRADO ALTO BSW
CUY-13D	Ui	TCP	20	682	625	58
CUY-25	Ui	TCP	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO	268	88
CUY-26	Ts	WL	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO	CERRADO ALTO BSW	CERRADO ALTO BSW
CUY-27	Ui	TCP	20	2581	398	83
CUY-28D	Ts	TCP	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO	CERRADO ALTO BSW E.W.O.	CERRADO ALTO BSW E.W.O.
CUY-29D	Ts	TCP	1.6	149	462	56
CUY-30D	Ui	ANCLA	0.74	688	830	70
CUY-31D	Us	TCP	-0.3	118	298	74
CUY-32D	Ui	WL	-2.28	1910	349	83
CUY-33D	Ts	TCP	-1.16	1.65	CERRADO ALTO BSW E.W.O.	CERRADO ALTO BSW E.W.O.
CUY-34D	Ui	ANCLA	-0.02	467	1030	60
CUY-35D	Ui	ANCLA	-5.86	696	658	73
CUY-36D	Ui	TCP	50.87	1476.9	227	82

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

En el Cuadro 4.4, se observa que los pozos CUY – 03, 25, 26 y 28D no poseen registro de datos del factor S y permeabilidad por distintas razones como: el primero posee datos de la arena Ts pero se halla produciendo de Us; en pozo CUY – 25 a pesar de contar con una prueba de restauración de presión de la arena U inferior de la cual produce actualmente, no hay reporte de dichos valores en la prueba; en el tercer pozo no existen pruebas de restauración de presión de ninguna arena; y en el último pozo sucede algo similar al primer caso debido a

que se tienen pruebas de restauración de presión para la arena Ui pero se encuentra produciendo de Ts.

Además, los pozos CUY – 02, 12, 26, 28D y 33D no poseen valores de BPPD y BSW, porque se encuentran cerrados o en un compás de espera previo a la ejecución de un trabajo de reacondicionamiento debido a su alto corte de agua.

A continuación se presenta la comparación entre las diferentes técnicas de cañoneo del Área Cuyabeno, agrupando los pozos por arenas productoras.

4.1.2.1 Arena U superior

Los pozos productores de la arena Us son: CUY – 03, 12 y 31D, los dos primeros pozos fueron cañoneados con sistema de cañoneo wireline y el restante con TCP, teniendo en cuenta que no se tiene registro para los valores del factor S y permeabilidad del pozo CUY–03 para la arena productora en análisis y el pozo CUY–12 se encuentra cerrado por alto corte de agua; ningún pozo posee el sistema tipo ancla en la arena Us.

Comparando el factor S entre los sistemas de cañoneo TCP y wireline se obtiene como técnica de cañoneo más favorable al sistema TCP para la arena Us, debido a tener un factor S negativo de -0.3, en contraste a un factor S positivo de 0.5 perteneciente al sistema wireline.

La mayor permeabilidad pertenece al sistema TCP con 118 md, mientras la menos adecuada corresponde al sistema wireline con un valor de 6.1 md

La producción de petróleo más alta corresponde al sistema wireline con 357 BPPD, en comparación con el sistema TCP con 298 BPPD.

4.1.2.2 Arena U inferior

Los pozos productores de la arena U_i son: CUY – 02, 07, 13D, 25, 27, 30D, 32D, 34D, 35D y 36D; los pozos CUY–02, 07, 13D, 27, 30D, 36D poseen un factor S positivo, por otra parte los pozos CUY – 32D, 34D y 35D tienen un factor S negativo; mientras el pozo CUY – 25 no posee registro alguno de factor S o permeabilidad para la arena productora en análisis, además el pozo CUY–02 se encuentra cerrado por alto corte de agua y a la espera de workover.

Como método de comparación se realiza un promedio de los valores tanto de factor S, permeabilidad y BPPD agrupándolos por su respectivo tipo de factor S (positivo o negativo) y técnica de cañoneo.

En el cuadro 4.5 se observa el promedio de factor S, permeabilidad y BPPD de los pozos con factor S positivo y negativo, agrupados en su respectiva técnica de cañoneo para la arena U_i; exceptuando en los casos como en el factor S positivo para la técnica de cañoneo tipo ancla y factor S negativo en la técnica de cañoneo wireline, debido a que solo se posee un pozo para cada caso.

CUADRO 4.5 VALORES DE FACTOR S, PERMEABILIDAD Y BPPD CLASIFICADOS POR SU TIPO DE FACTOR S Y TÉCNICA DE CAÑONEO

TÉCNICA DE CAÑONEO	TIPO DE FACTOR S	FACTOR S	PERMEABILIDAD (md)	BPPD
Wireline	Positivo	4.83	235.62	103
	Negativo	-2.28	1910	349
TCP	Positivo	30.29	1579.97	379.50
	Negativo	NA	NA	NA
Ancla	Positivo	0.74	688	830
	Negativo	-2.94	581.50	844

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

Al realizar una comparación entre los factores S positivos se observa que la técnica de cañoneo más adecuada es tipo ancla con 0.74, siendo la opción menos favorable el cañoneo con sistema TCP con 30.29; el cañoneo con sistema wireline presenta un factor S de 4.83.

En cuanto a permeabilidades, la más favorable es la técnica de cañoneo TCP con 1579.97 md seguida de la técnica de cañoneo tipo ancla con 688 md y la menos recomendable es la técnica de cañoneo wireline con 235.63 md.

En la comparación de producciones de petróleo se observa claramente que la mejor opción es el sistema de cañoneo ancla, a pesar de solo poseer un pozo con una producción de 830 BPPD, mientras que el sistema de cañoneo TCP posee 379.5 BPPD, y finalmente la opción menos adecuada es la técnica de cañoneo con wireline al producir 103 BPPD e incluso tener un pozo cerrado y a la espera de workover (CUY-02).

Al comparar los factores S negativos se obtiene a la técnica de cañoneo tipo ancla como la más favorable con -2.94, además la alternativa de cañoneo con TCP no posee valores negativos del factor S; por lo tanto la técnica de cañoneo wireline con -2.28 es la menos adecuada para la arena Ui.

Con respecto a permeabilidades, la más adecuada es la técnica de cañoneo wireline con 1910 md; y la menos recomendable es la técnica de cañoneo ancla con 581.5 md, considerando que no existen datos para el cañoneo con sistema TCP.

Al comparar las producciones de petróleo se observa notoriamente que la mejor opción es el sistema de cañoneo tipo ancla con 844 BPPD, la opción menos favorable es la técnica de cañoneo con wireline al producir 349 BPPD, mientras que el sistema TCP no posee valores de producción de petróleo para factor S negativo.

4.1.2.3 Arena T superior

Los pozos productores de la arena Ts son: CUY – 26, 28D, 29D y 33D; sólo el primer pozo fue cañoneado con sistema wireline y tres restantes con TCP, considerando que no se tiene registro para los valores del factor S y permeabilidad de los pozos CUY–26 y 28D para la arena productora en análisis, además los mismos se encuentran cerrados por alto corte de agua y a la espera de workover conjuntamente con el pozo CUY–33D; ningún pozo posee el sistema tipo ancla en la arena Ts.

En esta arena productora no se puede realizar una comparación apropiada entre técnicas de cañoneo debido a que el único sistema de cañoneo que posee datos es TCP, el mismo presenta un factor S negativo de -1.16 y un factor S positivo de 1.6 lo cual indica que es una técnica de cañoneo adecuada para la arena Ts.

La mayor permeabilidad pertenece al pozo CUY–29D con 149 md, mientras la menos adecuada corresponde al pozo CUY – 33D con 1.65 md.

La producción de petróleo proviene exclusivamente del pozo CUY – 29D con 462 BPPD, ya que el resto de los pozos se encuentran cerrados y a la espera de workover.

4.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Antes de realizar el análisis en conjunto del factor S, permeabilidad y producción de petróleo por arena productora; es necesario recordar que para algunos casos no se posee datos de permeabilidad, factor S o producción de petróleo; o dichos valores pertenecen a una arena productora diferente, como se describió previamente en cada una de las arenas productoras en análisis.

En la arena U superior la técnica de cañoneo más favorable obtenida es el sistema de cañoneo wireline, ya que a pesar de no poseer registro de permeabilidad y factor S, tiene la mayor producción de petróleo con 357 BPPD; lo

cual indicaría que sus valores del factor S y permeabilidad serían más favorables en comparación a técnica de cañoneo TCP con 298 BPPD.

Al realizar un análisis en conjunto de los resultados obtenidos de las comparaciones entre técnicas de cañoneo en la arena U inferior, se concluye que el sistema de cañoneo ancla es el más adecuado para aplicarse, porque brinda los mejores beneficios tanto con factor S positivo (0.74) o negativo (-2.94), permeabilidad adecuada entre 581.5 – 688 md; y una producción de petróleo elevada con un rango desde 830 BPPD – 844 BPPD.

En la arena T superior posee exclusivamente datos del factor S, permeabilidad y producción de petróleo para el sistema de cañoneo TCP, posiblemente debido a ser la arena productora más profunda se buscó incrementar la seguridad y limpieza de residuos posteriores al disparo; además esta arena productora actualmente solo tiene un pozo en producción, CUY-29D.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico es fundamental, para determinar la técnica de cañoneo óptima, siendo un factor clave en el momento de elegir a la compañía de servicios a contratarse.

El análisis de los diferentes aspectos económicos, posee como objetivo presentar de manera sintetizada los diferentes escenarios de costos para las distintas técnicas de cañoneo en estudio. Igualmente se logra una idea de la rentabilidad del proyecto en base a los costos previstos con los beneficios esperados de cada una de las técnicas de cañoneo aplicadas en los distintos escenarios.

En el análisis económico del proyecto se emplea los indicadores financieros: Flujo Neto de Caja (FNC), Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN), Relación Beneficio/Costo y análisis de resultados. A un proyecto se lo considera económicamente rentable cuando: el valor actual neto (VAN) es mayor que 0, la

tasa interna de retomo (TIR) es mayor a la tasa de actualización y la Relación Beneficio/Costo es mayor que 1.

4.2.1 FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

Se define al Flujo Neto de Caja como la suma de todas las entradas y salidas de efectivo en el transcurso de la vida útil del proyecto, su valor es equivalente a la cantidad prevista para los ingresos menos la cantidad prevista para los egresos correspondientes al mismo tiempo del proyecto, (Ecuación 4.1).

La Empresa Pública Petroecuador maneja como datos para todos sus proyectos una tasa de actualización del 12% anual, 1% mensual.

$$FNC_K = R_K - D_K \quad (4.1)$$

Donde:

R_K = Ingresos para el tiempo K.

D_k = Egresos para el tiempo K.

4.2.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto de un proyecto permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, generados por una inversión. El procedimiento radica en actualizar mediante una tasa a todos los flujos de caja futuros del proyecto, y sumarlos de manera algebraica. A dicho valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto, (Ecuación 4.2).

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_K}{(1+i)^j} - I_o \quad (4.2)$$

Donde:

FNC_K = Flujo Neto de Caja para el tiempo K.

i = Tasa de actualización.

j = Periodo.

I_o = Inversión inicial.

Al comienzo del proyecto comúnmente el VAN es negativo, ese valor representa a su fase de inversión, posteriormente será positivo en su etapa de recuperación de la misma.

- Si $VAN > 0$, la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida, el proyecto puede aceptarse.
- Si $VAN = 0$, La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.
- Si $VAN < 0$, la inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida, el proyecto debería rechazarse.

4.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de rendimiento por periodo, generalmente se la define como la tasa de actualización cuando el valor actual neto es nulo, empleando la siguiente Ecuación 4.3:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_K}{(1 + TIR)^j} - I_o = 0 \quad (4.3)$$

Donde:

FNC_K = Flujo Neto de Caja para el tiempo K.

j = Periodo.

I_o = Inversión inicial.

- Si la tasa interna de retomo es mayor a la tasa de actualización (i), el proyecto es rentable.
- Si la tasa interna de retomo es igual a la tasa de actualización (i), el proyecto no presenta pérdidas ni ganancias.
- Si la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable.

4.2.4 RELACIÓN BENEFICIO/COSTO

Es la relación entre los ingresos y la inversión inicial más los egresos, es conveniente para determinar los beneficios por cada dólar que se sacrifica en el proyecto, se representa por la Ecuación 4.4:

$$\text{Beneficio/Costo} = \frac{R_K}{D_K + I_o} \quad (4.4)$$

Donde:

R_K = Ingresos para el tiempo K.

D_k = Egresos para el tiempo K.

I_o = Inversión inicial.

- Si $B/C > 1$, los ingresos son mayores que los egresos, el proyecto es recomendable.
- Si $B/C = 1$, los ingresos son iguales que los egresos, el proyecto es indiferente.
- Si $B/C < 1$, los ingresos son menores que los egresos, el proyecto no es recomendable.

4.2.5 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 Ecuación 4.5:

$$q = q_o \times e^{-dt} \quad (4.5)$$

Donde:

q = Producción a un tiempo determinado t .

q_o = Producción inicial.

d = Declinación de producción.

t = Tiempo.

4.2.6 INGRESOS

Los ingresos se calculan en base al aumento o disminución de producción que se obtiene luego de la implementación de las diferentes técnicas de cañoneo, mediante la multiplicación por el precio del barril de petróleo ecuatoriano; tomando en cuenta el porcentaje de BPPD correspondientes exclusivamente a la operación de cañoneo, debido a que el total del incremento o reducción de BPPD son resultado de algunas operaciones (perforación, facilidades, sísmica, etc.), además del cañoneo.

Para el cálculo de la producción en el tiempo de evaluación económica del proyecto se considera una declinación de producción del campo de 4% anual.

El precio del petróleo ecuatoriano se encuentra fijado por el crudo estadounidense West Texas Intermediate (WTI), cuya diferencia es establecida mensualmente por EP PETROECUADOR. En el Cuadro 4.6 se observa el precio de petróleo según el Banco Central del Ecuador.

CUADRO 4.6 PRECIO DEL PETRÓLEO ECUATORIANO

FECHA	VALOR
Marzo-26-2012	107.03 USD
Marzo-23-2012	106.47 USD
Marzo-22-2012	104.96 USD
Marzo-21-2012	106.86 USD
Marzo-20-2012	105.61 USD
Marzo-19-2012	108.09 USD
Marzo-16-2012	107.06 USD
Marzo-15-2012	105.11 USD
Marzo-14-2012	105.43 USD
Marzo-13-2012	106.71 USD
Marzo-12-2012	106.34 USD
Marzo-09-2012	107.40 USD
Marzo-08-2012	106.58 USD
Marzo-07-2012	106.16 USD
Marzo-06-2012	104.70 USD
Marzo-05-2012	106.72 USD
Marzo-02-2012	106.70 USD
Marzo-01-2012	108.84 USD
Febrero-29-2012	107.07 USD
Febrero-28-2012	106.55 USD
Febrero-27-2012	108.56 USD
Febrero-24-2012	109.49 USD
Febrero-23-2012	107.49 USD
Febrero-22-2012	105.93 USD
Febrero-21-2012	105.84 USD
Febrero-20-2012	103.24 USD
Febrero-17-2012	103.24 USD
Febrero-16-2012	102.31 USD
Febrero-15-2012	101.80 USD

Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Banco Central del Ecuador

4.2.7 EGRESOS

Los egresos para el primer mes se componen de la suma de los costos de trabajos de cañoneo; los meses posteriores constituyen el costo operativo de producción de un barril de crudo estimado en 6.00 dólares.

Debido a que los costos para las diferentes técnicas de cañoneo son muy variados, se ha partido de valores tipo para el cálculo de la inversión. La inversión para cada técnica de cañoneo se obtiene mediante la multiplicación de los valores tipo por su respectiva cantidad de pozos, como se observa en el Cuadro 4.7; además como es de dominio público dichos costos son datos confidenciales y obviamente son específicos para cada caso.

CUADRO 4.7 COSTOS TIPO PARA LAS TÉCNICA DE CAÑONEO

TÉCNICA DE CAÑONEO	NÚMERO DE POZOS	COSTO (USD)	INVERSIÓN (USD)
CABLE ELÉCTRICO O WIRELINE	6	27622.69	165736.13
TCP (Tubing Conveyed Perforating)	8	45363.30	362906.43
TIPO ANCLA	3	97578.87	292736.61

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

4.2.8 CONSIDERACIONES

A continuación se indican todos los parámetros considerados para el cálculo de la consecución del presente estudio económico:

- El período de tiempo del análisis es un año, doce meses.
- La depletación de producción anual del campo es 4%.
- La tasa de actualización es del 12% anual, 1% mensual.
- El costo operativo por producción de 1 barril es de 6 dólares.
- Se considerará tres escenarios para el análisis: uno optimista, otro conservador y un final pesimista.

- El primer escenario, denominado optimista, asume un costo de barril de petróleo de 112.45 dólares a 26 de Marzo de 2012³ (Proyección oficial EP Petroecuador).
- Un segundo escenario, llamado conservador, posee un costo de barril de petróleo 107.03 dólares a 26 de Marzo de 2012⁴, precio actual promedio del barril de crudo petróleo según el Banco Central del Ecuador.
- Finalmente el tercer escenario, nombrado pesimista, tiene un costo de barril de petróleo de 79.73 dólares (Proyección oficial Gobierno Central para el presupuesto del Estado del año 2012).
- No se considera depreciación contable de los equipos, puesto que no intervienen los impuestos fiscales.

4.2.9 ANÁLISIS POR ESCENARIOS

A continuación en el Cuadro 4.8 se muestra con mayor detalle el incremento o disminución de producción luego de la ejecución de las diferentes técnicas de cañoneo, se presentando pérdidas de producción, en los pozos CUY – 02 y CUY – 28D; igualmente se observa un caso especial en el pozo CUY – 26, el cual no posee incremento, ni pérdida de producción; la inversión realizada en los dichos pozos se perdió, al no obtener ganancia alguna.

CUADRO 4.8 PRODUCCIÓN AL IMPLEMENTAR LAS DIFERENTES TÉCNICAS DE CAÑONEO

POZOS CAÑONEADOS SISTEMA WIRELINE			
POZO	BPPD ANTES	BPPD DESPUÉS	BPPD
CUY - 02	151	93	-58
CUY - 03	0	336	336
CUY - 07	0	174	174
CUY - 12	0	144	144

³ <http://www.eppetroecuador.ec/index.htm>

⁴ http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo

CUADRO 4.8 CONTINUACIÓN

POZO	BPPD ANTES	BPPD DESPUÉS	BPPD
CUY - 26	0	0	0
CUY - 32D	253	901	648
TOTAL	404	1648	1244
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP			
POZO	BPPD ANTES	BPPD DESPUÉS	BPPD
CUY - 13D	0	678	678
CUY - 25	0	1623	1623
CUY - 27	0	1200	1200
CUY - 28D	108	88	-20
CUY - 29D	0	504	504
CUY - 31D	0	490	490
CUY - 33D	0	68	68
CUY - 36D	0	1435	1435
TOTAL	108	6086	5978
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TIPO ANCLA			
POZO	BPPD ANTES	BPPD DESPUÉS	BPPD
CUY - 30D	0	1987	1987
CUY - 34D	0	2074	2074
CUY - 35D	0	3714	3714
TOTAL	0	7775	7775

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

Como se describió en el apartado de los ingresos la producción de petróleo es resultado de algunas operaciones no solo del cañoneo, por lo cual en el Cuadro 4.9 se observa el costo de construcción de los pozos seleccionados para cada técnica de cañoneo, siendo 4,500,000 USD para pozos verticales y 8,000,000 para pozos direccionales USD.

CUADRO 4.9 COSTO CONSTRUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

TÉCNICA DE CAÑONEO	POZOS VERTICALES	POZOS DIRECCIONALES	COSTO POZOS VERTICALES (USD)	COSTO POZOS DIRECCIONALES (USD)	COSTO TOTAL (USD)
WIRELINE	5	1	22,500,000	8,000,000	30,500,000
TCP	2	6	9,000,000	48,000,000	57,000,000
TIPO ANCLA	0	3	0	24,000,000	24,000,000

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

En el 4.10 se muestra el porcentaje de ingresos correspondiente a cada técnica de cañoneo mediante un análisis de costos, en base a la inversión (Cuadro 4.7) con respecto al costo total de construcción de los pozos seleccionados (Cuadro 4.9), para finalmente obtener el porcentaje de BPPD y BPPM en función del incremento o disminución de producción luego de la ejecución de las diferentes técnicas de cañoneo (Cuadro 4.8)

CUADRO 4.10 PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN EXCLUSIVAMENTE DE LA OPERACIÓN DE CAÑONEO

TÉCNICA DE CAÑONEO	PORCENTAJE CAÑONEO	BPPD TOTALES	BPPD CAÑONEO	BPPM CAÑONEO
WIRELIN	0,005433971	1244	6.76	202.80
TCP	0,00636678	5978	38.06	1141.82
TIPO ANCLA	0,012197359	7775	94.83	2845.03

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

4.2.9.1 Escenario optimista (Costo de barril de petróleo \$112.45)

El Cuadro 4.11 presenta el estudio económico para las diferentes técnicas de cañoneo en el escenario optimista, conjuntamente con sus respectivos indicadores económicos.

CUADRO 4.11 ESCENARIO OPTIMISTA DE CADA TÉCNICAS DE CAÑONEO

POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	165736.13	-165736.13	VAN
1	202.80	22804.39	1216.77	21587.61	
2	202.12	22728.50	1212.73	21515.78	
3	200.78	22577.48	1204.67	21372.81	44388.18
4	198.78	22352.83	1192.68	21160.15	TIR
5	196.15	22056.77	1176.88	20879.89	
6	192.91	21692.21	1157.43	20534.77	5.44%
7	189.09	21262.67	1134.51	20128.16	
8	184.72	20772.29	1108.35	19663.94	
9	179.86	20225.68	1079.18	19146.50	

CUADRO 4.11 CONTINUACIÓN

PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
10	174.55	19627.92	1047.29	18580.63	B/C
11	168.83	18984.44	1012.95	17971.49	1.32
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	362906.43	-362906.43	VAN
1	1141.82	128397.46	6850.91	121546.55	820174.06
2	1138.02	127970.18	6828.11	121142.07	
3	1130.46	127119.89	6782.74	120337.14	
4	1119.21	125855.02	6715.25	119139.77	TIR
5	1104.38	124188.09	6626.31	117561.78	30.94%
6	1086.13	122135.44	6516.79	115618.66	
7	1064.62	119717.00	6387.75	113329.25	
8	1040.07	116955.94	6240.42	110715.52	B/C
9	1012.70	113878.33	6076.21	107802.12	3.05
10	982.77	110512.72	5896.63	104616.09	
11	950.55	106889.68	5703.32	101186.36	
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TIPO ANCLA					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	292736.61	-292736.61	VAN
1	2845.03	319924.06	17070.20	302853.86	2655109.21
2	2835.57	318859.43	17013.40	301846.03	
3	2816.73	316740.77	16900.35	299840.41	
4	2788.70	313589.14	16732.19	296856.95	TIR
5	2751.76	309435.71	16510.58	292925.13	102.77%
6	2706.28	304321.18	16237.68	288083.50	
7	2652.69	298295.22	15916.15	282379.07	
8	2591.51	291415.57	15549.07	275866.50	B/C
9	2523.32	283747.19	15139.91	268607.28	7.04
10	2448.74	275361.19	14692.46	260668.73	
11	2368.46	266333.78	14210.78	252123.00	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

4.2.9.2 Escenario conservador (Costo de barril de petróleo \$107.03)

En el Cuadro 4.12 se observa el estudio económico para las distintas técnicas de cañoneo dentro del escenario conservador, al mismo tiempo que sus correspondientes indicadores económicos.

CUADRO 4.12 ESCENARIO CONSERVADOR DE CADA TÉCNICAS DE CAÑONEO

POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA CON CABLE ELÉCTRICO O WIRELINE					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	165736.13	-165736.13	VAN
1	202.80	21705.24	1216.77	20488.46	
2	202.12	21633.01	1212.73	20420.28	33689.51
3	200.78	21489.27	1204.67	20284.60	
4	198.78	21275.44	1192.68	20082.76	TIR
5	196.15	20993.65	1176.88	19816.77	
6	192.91	20646.66	1157.43	19489.23	4.42%
7	189.09	20237.83	1134.51	19103.31	
8	184.72	19771.08	1108.35	18662.73	B/C
9	179.86	19250.82	1079.18	18171.63	
10	174.55	18681.87	1047.29	17634.58	1.26
11	168.83	18069.41	1012.95	17056.45	
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	362906.43	-362906.43	VAN
1	1141.82	122208.81	6850.91	115357.90	
2	1138.02	121802.12	6828.11	114974.01	759936.43
3	1130.46	120992.81	6782.74	114210.07	
4	1119.21	119788.91	6715.25	113073.66	TIR
5	1104.38	118202.33	6626.31	111576.02	
6	1086.13	116248.61	6516.79	109731.83	29.04%
7	1064.62	113946.74	6387.75	107558.99	
8	1040.07	111318.76	6240.42	105078.33	B/C
9	1012.70	108389.49	6076.21	102313.28	
10	982.77	105186.09	5896.63	99289.46	2.91
11	950.55	101737.68	5703.32	96034.37	
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TIPO ANCLA					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	292736.61	-292736.61	VAN
1	2845.03	304503.98	17070.20	287433.78	
2	2835.57	303490.66	17013.40	286477.26	2505016.92
3	2816.73	301474.11	16900.35	284573.76	
4	2788.70	298474.40	16732.19	281742.21	TIR
5	2751.76	294521.15	16510.58	278010.58	
6	2706.28	289653.15	16237.68	273415.47	97.48%
7	2652.69	283917.63	15916.15	268001.48	
8	2591.51	277369.58	15549.07	261820.50	

CUADRO 4.12 CONTINUACIÓN

PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
9	2523.32	270070.80	15139.91	254930.89	B/C
10	2448.74	262089.00	14692.46	247396.54	6.69
11	2368.46	253496.70	14210.78	239285.92	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

4.2.9.3 Escenario pesimista (Costo de barril de petróleo \$79.73)

El Cuadro 4.13 se muestra el estudio económico para las diversas técnicas de cañoneo en el escenario pesimista, con sus respectivos indicadores económicos.

CUADRO 4.13 ESCENARIO PESIMISTA DE CADA TÉCNICAS DE CAÑONEO

POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA CON CABLE ELÉCTRICO O WIRELINE					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	165736.13	-165736.13	VAN
1	202.80	16168.91	1216.77	14952.14	
2	202.12	16115.10	1212.73	14902.38	-20198,64
3	200.78	16008.03	1204.67	14803.36	
4	198.78	15848.74	1192.68	14656.06	TIR
5	196.15	15638.83	1176.88	14461.95	
6	192.91	15380.34	1157.43	14222.91	-1.23%
7	189.09	15075.79	1134.51	13941.28	
8	184.72	14728.10	1108.35	13619.75	B/C
9	179.86	14340.54	1079.18	13261.35	
10	174.55	13916.71	1047.29	12869.42	0.93
11	168.83	13460.47	1012.95	12447.51	
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	362906.43	-362906.43	VAN
1	1141.82	91037.17	6850.91	84186.26	
2	1138.02	90734.22	6828.11	83906.11	456525.46
3	1130.46	90131.33	6782.74	83348.59	
4	1119.21	89234.51	6715.25	82519.26	TIR
5	1104.38	88052.62	6626.31	81426.31	
6	1086.13	86597.23	6516.79	80080.45	19.08%
7	1064.62	84882.49	6387.75	78494.75	
8	1040.07	82924.83	6240.42	76684.41	
9	1012.70	80742.73	6076.21	74666.51	

CUADRO 4.13 CONTINUACIÓN

PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
10	982.77	78356.42	5896.63	72459.78	B/C
11	950.55	75787.59	5703.32	70084.27	2.16
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TIPO ANCLA					
PERIODO	BPPM	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FNC \$	
0	0.00	0.00	292736.61	-292736.61	VAN
1	2845.03	226834.55	17070.20	209764.35	
2	2835.57	226079.70	17013.40	209066.30	1749017.01
3	2816.73	224577.51	16900.35	207677.16	
4	2788.70	222342.93	16732.19	205610.74	TIR
5	2751.76	219398.03	16510.58	202887.46	70.72%
6	2706.28	215771.70	16237.68	199534.02	
7	2652.69	211499.14	15916.15	195582.98	B/C
8	2591.51	206621.29	15549.07	191072.21	
9	2523.32	201184.20	15139.91	186044.29	4.99
10	2448.74	195238.31	14692.46	180545.85	
11	2368.46	188837.64	14210.78	174626.85	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

4.2.10 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Al examinar los resultados obtenidos a partir del análisis económico del proyecto para los escenarios planteados, se puede observar que en su mayoría son rentables y a futuro generarán una ganancia económica para la empresa operadora; a excepción del escenario pesimista para la técnica de cañoneo wireline, en donde no se llega a recuperar la inversión en año.

En el escenario optimista, con un valor de comercialización del barril de petróleo 112.45 dólares; la elección más adecuada son los pozos cañoneados con sistema tipo ancla, en los cuales se obtiene la mejor tasa interna de retorno de 102.77%, la mayor rentabilidad con una relación beneficio/costo de 7.04; siendo la mejor opción de todas las técnicas y escenarios.

Para el escenario conservador, la opción más adecuada son los pozos cañoneados con sistema tipo ancla, con la referencia 107.03 dólares como precio

de comercialización del barril de petróleo se consigue una tasa interna de retorno de 97.48% y una relación beneficio/costo de 6.69.

Inclusive en el escenario pesimista, con un valor de comercialización del barril de petróleo 79.73 dólares, los pozos cañoneados con sistema tipo ancla, siguen siendo los más rentables; con una tasa interna de retorno de 70.72% y una relación beneficio/ costo de 4.99.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El valor calculado de la presión de bajo balance es una magnitud referencial, debido a que en el procedimiento empleado en el Capítulo 4 no se tomaron en cuenta factores más específicos como el tipo y tamaño de las cargas; que se los utiliza en una simulación de cañoneo, previo a la realización de la operación.

La técnica de cañoneo tipo ancla brinda los mejores beneficios y rentabilidad, debido a presentar el menor factor S -2.98, permeabilidad entre 581.8 – 688 md, ganancia de 94.83 BPPD (correspondientes a la suma de tres pozos), la mejor tasa interna de retorno 102.77% y la relación beneficio/costo más favorable 7.04.

En los seis pozos cañoneados con sistema wireline se obtiene una ganancia de 6.76 BPPD, en los ocho pozos cañoneados con sistema TCP se alcanza un incremento en la producción de 38.06 BPPD y en los tres pozos cañoneados con sistema tipo ancla se logra una ganancia de 94.83 BPPD; por lo tanto la técnica de cañoneo tipo ancla presenta el mayor aumento en la producción de petróleo, pese a tener la menor cantidad de pozos.

Los factores S positivos y negativos el Área Cuyabeno clasificados por su técnica de cañoneo son: 4.83 y -2.28 en el caso del sistema de cañoneo wireline; 30.29 para el sistema de cañoneo TCP (Tubing Conveyed Perforating), el cual no posee factor S negativo; 0.74 y -2.94 para el sistema tipo ancla.

El requerimiento imprescindible para la ejecución del sistema de cañoneo tipo ancla es poseer la distancia adecuada entre la base de la zona de interés y el fondo del pozo, previniendo una disminución en la producción por obstrucción, debido a que la herramienta se deposita dentro del pozo luego de la operación.

Los factores S producto de la operaciones de cañoneo no son elevados en su mayoría, exceptuando el factor S positivo de la técnica de cañoneo TCP; lo cual podría indicar que la baja producción se debe a otros factores como el tiempo de producción del campo, provocando en algunos casos el incremento vertiginoso del corte de agua y a futuro la implementación de nuevos trabajos de reacondicionamiento o cierres definitivos.

La Arena U superior presenta una cantidad limitada de trabajos de cañoneo, a pesar de ello presenta las técnicas de cañoneo TCP (Tubing Conveyed Perforating) y wireline; la mejor opción de las mismas es el sistema TCP, porque posee un factor S negativo de -0.3 y una permeabilidad de 118 md.

La arena U inferior posee indudablemente las mejores características para ser explotada por su alta permeabilidad y mayor espesor, en contraste a las arenas del estudio; por encontrarse en la mayoría de pozos productores (10) del Área Cuyabeno y ser la única, en donde se realizaron todas las técnicas de cañoneo descritas en este estudio.

La arena T superior presenta el menor número de trabajos de cañoneo, además se ha utilizado exclusivamente la técnica de cañoneo TCP por su seguridad y eficiencia en esta arena específicamente.

Conforme al análisis de los escenarios de sensibilidad realizados en el estudio económico del proyecto, se concluye que la técnica de cañoneo tipo ancla es rentable para los tres escenarios. En el primer escenario, para un precio del crudo de 112.45 dólares, se obtienen un VAN de 2'655,109.21 dólares, el TIR de 102.77% mensual que es mayor a la tasa de actualización mensual, la RCB de 7.04 que es mayor a 1; dichos indicadores reflejan la rentabilidad del proyecto.

En el segundo escenario (conservador), para un precio del crudo de 107.03 dólares, se consiguen un VAN de 2'505,016.92 dólares, el TIR de 97.48% mensual, la RCB de 6.69 que es mayor a 1; dichos indicadores reflejan la rentabilidad del proyecto.

En el tercer escenario (pesimista), para un precio del crudo de 79.73 dólares, se alcanzan un VAN de 1'749,017.01 dólares, el TIR de 70.72% mensual, RCB de 4.99 que es mayor a 1; dichos indicadores reflejan la rentabilidad del proyecto.

5.2 RECOMENDACIONES

En los pozos CUY – 03 y 25 se debe actualizar las pruebas de restauración de presión para mejorar análisis futuros, ya que no se poseen registros de sus arenas en producción.

En los pozos cerrados y/o a la espera de trabajos de reacondicionamiento como CUY–02 y 33D es necesario comprobar sus valores tan bajos de permeabilidad, de obtener resultados similares se recomienda fracturar; en el pozo CUY–12 es aconsejable estimular químicamente por su permeabilidad de 417md; mientras en los pozos CUY–26 y 28D se recomienda un análisis más profundo porque llevan un tiempo mayor de cierre en comparación a los otros pozos.

Luego del análisis realizado a las arenas productoras se aconseja, utilizar el sistema de cañoneo tipo ancla, ya que ofrece mejores resultados técnicos con un factor S negativo de -2.98 y permeabilidad entre 581.8 – 688 md; como económicos con una tasa interna de retorno 102.77%, valor costo beneficio de 7.04; además presenta la mayor producción de entre las tres técnicas de cañoneo con 94.83 BPPD.

Si se efectúan trabajos de cañoneado que empleen una presión de sobre balance, es necesario realizar luego de la operación tratamientos químicos o con ácidos para reducir el daño provocado por los disparos.

Es conveniente tomar pruebas de restauración de presión, luego de realizar trabajos de cañoneo para evaluar de manera más fehaciente los beneficios o perjuicios obtenidos.

Emplear fluidos de control de pozo que sean compatibles con los provenientes de la formación para operaciones de cañoneo con presión de sobre balance, evitando generar un daño adicional irreversible y minimizando el daño por filtración.

En los trabajos con sistemas de cañoneo se emplea material explosivo y radioactivo, por tal motivo es muy recomendable durante el proceso guardar estrictamente las normas de seguridad proporcionadas por los especialistas a cargo de la operación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Banco Central del Ecuador, (2012), Precio del Petróleo, http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo

Baby P., Barragán R. y Marco Rivadeneira (2004) La Cuenca Oriente Geología y Petróleo. Quito, Ecuador: EP Petroecuador.

Behrmann L., Brooks J., Brown A., Farrant S., Fayard A., Michel C., Noordermeer A., Smith P., Venkitaraman A. y David Underdown, (2004), La nueva dinámica de operaciones de disparo en condiciones de bajo balance. Texas, EEUU: Schlumberger.

Bjorn F., Fimreite H., Morten K. y Bob Parrott, (2000), Técnica de diseño de los disparos para optimizar la productividad. Texas, EEUU: Schlumberger.

Bradley H. B., (1992), Petroleum Engineering Handbook. Richardson, EEUU: SPE.

Bustillos F., (2008), Análisis y Selección de la mejor técnica de cañoneo para el bloque Tarapoa. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Cevallos C., (2010), Estudio de disparos con cargas Dominator de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Crart B., (1997), Ingeniería aplicada a yacimientos petrolíferos. Madrid, España: Tecnos S.A.

Díaz J., y Christian Sánchez, (2007), Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por EP-Petroecuador. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.

Departamento de Ingeniería de Petr6leos, (2011). Forecast y archivos t6cnicos del Campo Cuyabeno. Distrito Oriente, Ecuador.

EP Petroecuador, (2012), Precio del Petr6leo,
<http://www.eppetroecuador.ec/index.htm>

Oilproduction, (2000), Terminaci6n y mantenimiento de pozos,
http://www.oilproduction.net/cms/files/libro_terminacion.pdf

Gerencia de Ingenieria y Tecnologa de la Unidad de Perforaci6n y Mantenimiento de Pozos, (2008), Terminaci6n gua de diseo: Disparos de Producci6n. M6xico DF, M6xico: Pemex.

Schlumberger, (1998), Introduction to well testing. Bath, Inglaterra.

Schlumberger, (2003), PURE Dynamic underbalance, technique for increased productivity. Bulletin CO_03_224_0. Texas, EEUU: Schlumberger.

Valencia R., (2008), Fundamentos de pruebas de Presi6n. Quito, Ecuador.

Vega C., (1983), Ingenieria Econ6mica. Quito, Ecuador: Mediavilla.

GLOSARIO

Ángulo de Fase o Faseamiento.- Indica la dirección en la cual las cargas son disparadas con relación a los otros disparos, pueden realizarse en una o varias direcciones (0° , 45° , 60° , 90° , 120° y 180°).

API.- "American Petroleum Institute", formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

Carga configuradas.- Son cargas explosivas que poseen una detonación controlada, son específicamente diseñadas y fabricadas para pozos entubados; obteniendo como resultado orificios o perforaciones tanto en la tubería de revestimiento, en el cemento y en la formación adyacente, de modo que los fluidos puedan desplazarse hacia el pozo y posteriormente hacia superficie.

Carga Expuesta.- No posee ninguno recubrimiento y están en contacto directo con el fluido de perforación del pozo.

Carga No Expuesta.- Como su nombre lo indica posee una protección de acero, es decir se encuentra recubierta por un tubo de acero.

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

Explosivo.- Son mezclas o compuestos químicos de reacción instantánea y con la capacidad de generar energía suficiente, para conseguir una penetración efectiva tanto en tubería de revestimiento, cemento y formación, de tal manera que exista conectividad apropiada entre pozo y reservorio

Daño o factor skin.- Es la reducción de la capacidad original de flujo de un pozo debido a una restricción provocando una disminución de la permeabilidad del yacimiento y una caída adicional de presión en las cercanías del pozo

Densidad de disparo.- Es el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son de 2 a 5 disparos por pie, mediante dispositivos especiales esta densidad se puede elevar a 8 y 14 DPP.

Detonador.- Dispositivo que almacena el explosivo primario, necesario para activar el cordón detonante. Activado eléctricamente desde superficie

Cordón detonante.- Explosivo secundario que genera una gran onda de presión que inicia la detonación de todas las cargas.

Estabilidad.- Es la habilidad del explosivo para preservarse durante extensos períodos de tiempo o tolerar altas temperaturas, sin sufrir daño excesivo o descomponerse.

Hidrocarburo.- Son compuestos o mezcla de compuestos, sólidos, líquidos o gaseosos orgánicos formados por átomos de carbono e hidrógeno.

Permeabilidad.- Es la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

Penetración.- Es la longitud de la perforación obtenida por una determinada carga explosiva.

Presión.- El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza sobre área.

Presión de bajo balance.- Se presenta cuando la presión de la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada es mayor que la presión de la formación.

Presión de sobre balance.- Se presenta cuando la presión de la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada es menor que la presión de la formación.

Prueba de restauración de presión o BUILD UP.- Es una prueba utilizada para determinar la presión en el estado transitorio. Básicamente, la prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie) permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión (usualmente hoyo a bajo) en el pozo es una función del tiempo. A partir de esa data, es frecuentemente posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión del área de drenaje actual, caracterizar el daño o estimulación y las heterogeneidades del yacimiento o los límites.

Pozo.- Hoyo que ha sido completado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un reservorio.

Sensibilidad.- Es la medida de la energía, presión o potencia mínima necesaria para iniciar la detonación de un explosivo

Sensibilidad al impacto.- Altura mínima requerida para que al dejar caer un peso sobre el explosivo, éste se detone.

Sensibilidad a la chispa.- Cantidad mínima de energía que deberá poseer una chispa para detonar el explosivo.

TCP.- Tipo de cañoneo de pozos, en el cual los cañones son transportados a través del pozo mediante tubería de producción.

Wireline.- Relacionado para algunos aspectos de registros y cañoneo que emplean cable eléctrico para bajar herramientas dentro del pozo perforado y para transmisión de datos.

W.T.I.- West Texas Intermediate Crude Oil, crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en los Estados Unidos de América y países del cono sur.

Yacimiento (Reservorio).- Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

ANEXOS

ANEXO No 1
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO CUYABENO

ANEXO 1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO

AÑO	PETRÓLEO (BPD)	AGUA (BPD)	GAS (BPD)	PETRÓLEO Y AGUA (BPD)	CORTE DE AGUA (%)
1984	3699	326	942	4025	7,25
1985	5886	1001	1253	6886	13,60
1986	6394	1061	1317	7455	14,05
1987	5299	230	1146	5529	4,05
1988	6653	695	1411	7347	9,50
1989	6373	1093	1375	7466	14,45
1990	6554	2989	1207	9543	31,20
1991	6061	2918	983	8979	32,35
1992	5082	3591	838	8673	41,10
1993	5605	3669	869	9274	39,40
1994	5599	4022	873	9620	41,75
1995	6676	4402	878	11078	39,70
1996	7663	5877	3704	13540	43,45
1997	9099	7068	2460	16166	43,55
1998	9871	6745	2290	16616	40,60
1999	8677	7721	2145	16398	46,90
2000	8935	9153	2311	18087	50,60
2001	8383	9782	1590	18165	53,85
2002	7878	9830	1580	17707	55,55
2003	8707	11874	2406	20581	57,75
2004	8285	12784	2391	21069	60,70
2005	7109	15089	1982	22197	67,85
2006	7864	18744	2653	26607	70,45
2007	8031	20545	1868	28576	71,90
2008	7888	23574	2415	31462	74,90
2009	8095	26447	2334	34542	76,60
2010	10691	25892	2138	36583	71,00

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 2
HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS
CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

ANEXO 2 HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-02	C&PI	05/01/1980	Completación y pruebas iniciales	0	2488	0.04	Ui	PPF
	1	13/09/1985	Realiza cementación al fondo, evalúa independientemente	1849	929	0.4	Ui	PPF
	2	11/12/1990	Realiza cementación forzada, repunzona. evalúa y cambio sistema levantamiento a PPH	0	1152	0.4	Ui	PPH
	3	12/12/1991	Retira completación y recupera bomba	0	0	0	Ui	PPH
	4	09/12/1992	Retira completación y recuperar bomba	0	899	0.50	Ui	PPH
	5	16/03/2005	Retira completación para recuperar parte de bomba	0	1304	0.4	Ui	PPH
	6	24/03/2009	Corre registro de saturación, realiza cementación forzada. repunzona y evalúa	138	187	0.90	Ui	PPH
	7	25/07/2011	Corre registros de cementación y saturación, realiza cementación forzada. repunzonar y evalúa	151	93	0.93	Ui	PPH
CUY-03	C&PI	22/08/1981	Completación y pruebas iniciales	0	1950	0.2	T	PPF
	1	21/09/1994	Cambio de sistema de levantamiento a PPH y evalúa	304	619	0.04	T	PPH
	2	31/07/2002	Cambio de completación por comunicación TBG-CSG y Evalúa	0	889	0.01	T	PPH
	3	31/08/2002	Corre registro de saturación. realiza cementación forzada, repunzona y evalúa	0	710	0.01	T	PPH
	4	25/07/2011	Corre registro de saturación, realiza cementación forzada. repunzona y evalúa	0	336	0.72	Us	PPH
CUY-07	C&PI	24/02/1982	Completación y pruebas iniciales	0	2074	0.01	Ui	PPF

ANEXO 2 CONTINUACIÓN

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-07	1	06/05/1985	Realiza cementación forzada. repunzona y evalúa	359	1086	0.01	Ui	PPF
	2	07/08/1989	Cambio de sistema de levantamiento a PPH	0	1314	0.25	Ui	PPH
	3	08/08/1991	Cambio de completación para recuperar bomba y pescado; y evalúa	0	415	0.55	Ui	PPH
	4	08/05/2003	Cambio de completación por cavidad mala	0	317	0.52	T	PPH
	5	12/12/2006	Cambio de completación comunicación TBG-CSG y evalúa	0	1126	0.744	Ui	PPH
	6	18/02/2010	Repunzona y evalúa	0	174	0.86	Ui	PPH
CUY-12	C&PI	25/05/1985	Completación y pruebas iniciales	0		0.8	Us	PPF
	1	14/05/2008	Cambio completación por bomba atascada y evalúa	359	154	0.46	Us	PPH
	2	03/05/2008	Repunzona y evalúa	0	144	0.64	Us	PPH
	3	09/12/2008	Cambio completación comunicación TBG-CSG y evalúa	0	504	1	Us	PPH
	4	09/12/2010	Cambio de completación comunicación TBG-CSG y evalúa	0	360	1	Us	PPH
CUY-26	C&PI	20/05/2006	Completación y pruebas iniciales	0	1426	0.34	Us	PPS
	1	13/09/2006	Realiza cementación forzada, repunzona. evalúa y rediseña BES	BES OFF	441	0.64	Ui	PPS
	2	11/09/2010	Repunzona y evalúa	BES OFF	0	1	Ts	PPS
CUY-32D	C&PI	10/06/2010	Completación y pruebas iniciales	0	2488	0.04	Ui	PPS

ANEXO 2 CONTINUACIÓN

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-32D	1	14/03/2011	Cambio de completación comunicación TBG-CSG, realiza cementación forzada, corre registro de saturación, repunzona, evalúa y rediseña BES	253	901	0.6	Ui	PPS
	2	14/07/2011	Cambio completación BES por posible equipo desprendido	683	374	0.83	Ui	PPS

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 3
PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS
CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

ANEXO 3 PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

BOMBEO HIDRÁULICO															
POZO	ARENA	BOMBA	PSI INYECCIÓN	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	BPPD INYECCIÓN	PÉRDIDAS POR BSW	GAS FORMACIÓN	GOR	TASA D.N.H	PÉRDIDAS TOTALES	Tº	API @60
CUY-02	Ui	JET-8J	CERRADO POR ALTO BSW - ESPERANDO WORKOVER												
CUY-03	Us	JET-10K	3650	1262	357	72	905	1570	10	65	182	1000	17		22.6
CUY-07	Ui	JET PL II 8I	3700	1012	103	90	909	1010	0	38	369	400	0	94	26.1
CUY-12	Us	JET SL 10J	CERRADO POR ALTO BSW												
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE															
POZO	ARENA	BOMBA	Hz	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	AMP.	PÉRDIDAS POR BSW	GAS FORMACIÓN	GOR	TASA D.N.H	PÉRDIDAS TOTALES	Tº	API @60
CUY-26	CERRADO POR ALTO BSW														
CUY-32D	Ui	P-23X	55	2052	349	83	1703	215	0	61	175	500	0	95	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 4

**PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE**

ANEXO 4 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA WIRELINE

POZO	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr	Pwf	Sf	St	K (md)	API	BSW %	EF	IP i	GOR	μo	∅ %	Pb	IP B'UP
CUY-02	13/06/1997	Ui	1585	721	864	7680	3130	2595	2.06	9.00	417	28	54.5	0.67	4.45					2.96
	12/12/2005																			
CUY-03	29/07/2002	Ts	864	691	173	7722	2026	822	1.60	1.60	105	27.6	20	0.83	0.9					0.75
	15/10/2003									0.16	83.6			0.99	0.42	170	1.49	15	1000	0.42
CUY-07	01/10/1996	Us	1072	1066	6	7710	2733	1799	4.30	5.50	126	25								
	22/02/1997	T	934	883	51	7689	2737	1207	2.47	5.86	133	26								
	30/03/2004	Um	1361	907	454	7687	3051	2359	0.66	0.66	54.2	27	33.4	0.92	2.15	200	2.06	16	840	1.968
CUY-12	20/03/2008	Us	288	153	135	7603	3081	642	0.50	0.50	6.10	17.1	46.9	0.86	0.14	357	2.4	15	1380	0.12
CUY-26	NO HAY REGISTTRO DE PRUEBAS DE REACONDICIONAMIENTO PARA ESTE POZO																			
CUY-32D	27/06/2010	Ui	1864	1230	634	6917	3671	3523		-2.28	1910	27.3	34		10.3	185	3.2	19	690	12.59

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 5
HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS
CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

ANEXO 5 HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-13D	C&PI	11/04/2010	Completación y pruebas iniciales	0	678	0.64	Ui	PPS
	1	06/08/2010	Repara BES y evalúa	BES OFF	0	1	Us	PPS
CUY-25	C&PI	02/06/2006	Completación y pruebas iniciales	0	1623	0.02	Ui	PPS
CUY-27	C&PI	03/04/2006	Completación y pruebas iniciales	0	1200	0.05	Ui	PPF
	1	03/12/2006	Cambio de sistema de levantamiento a PPS.	569	683	0.56	Ui	PPS
CUY-28D	C&PI	31/03/2009	Completación y pruebas iniciales	0	2160	0.3	Ui	PPF
	1	22/11/2010	Realiza cementación forzada, corre registros de cementación y GR espectral, repunzona y evalúa	108	88	0.927	Ui	PPH
CUY-29D	C&PI	26/04/2010	Completación y pruebas iniciales	0	504	0.5	Ts	PPS
CUY-31D	C&PI	13/06/2010	Completación y pruebas iniciales	0	490	0.4	Us	PPS
CUY-33D	C&PI	03/10/2010	Completación y pruebas iniciales	0	68	0.92	Ts	PPH
CUY-36D	C&PI	23/07/2010	Completación y pruebas iniciales	0	1435	0.08	Ui	PPS

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 6
PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS
CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

ANEXO 6 PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

BOMBEO HIDRÁULICO															
POZO	ARENA	BOMBA	PSI INYECCIÓN	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	BPPD INYECCIÓN	PÉRDIDAS POR BSW	GAS FORMACIÓN	GOR	TASA D.N.H	PÉRDIDAS TOTALES	Tº	API @60
CUY-28	Ts	JET - 10I	CERRADO POR ALTO BSW - ESPERANDO WORKOVER												
CUY-33D	Ts	JET PL II 10J	CERRADO POR ALTO BSW - ESPERANDO WORKOVER												
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE															
POZO	ARENA	BOMBA	Hz	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	AMP.	PÉRDIDAS POR BSW	GAS FORMACIÓN	G.O.R	TASA D.N.H	PÉRDIDAS TOTALES	Tº	API @60
CUY-13D	Ui	JET-11K	CTK	1488	625	58	863	CTK	-417		0	1000	-417	87	
CUY-25	Ui	TE-1500	53	2232	268	88	1964	168	0	152	567	700	2	78	26.9
CUY-27	Ui	P-23X	51	2340	398	83	1942	113	0	89	224	850	0	98	24.6
CUY-29D	Ts	P-12X	55	1050	462	56	588	146	0	99	214	700	0	91	26.3
CUY-31D	Us	P-12X	52	1146	298	74	848	36	0	142	477	400	0	98	21.1
CUY-36D	Ui	P-12X	56	1260	227	82	1033	82	0	242	1066	400	0	98	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 7
PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

ANEXO 7 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TCP

POZO	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr	Pwf	Sf	St	K (md)	API	BSW %	EF	IP i	GOR	μo	Ø %	Pb	IP B'UP
CUY-13D	27/02/2010	Ui	1608	1158	450	7795	2914	2514	20	20	682	24.6	27.9	0.86	4.68	392	1.1	17	1380	4.02
	27/02/2010	Us	1584	633	950	7777	2831	2352		2.79	429	22	59.9	0.72	4.36	254	1.94	19	1828	3.16
CUY-25	31/05/2006	Ui				7464	3042	2763				23.2	2						690	
CUY-27	19/11/2006	Ui	1200	1194	6	7577	3051	2972	20	20	2581	28.3	0.5	0.59	25.7	454	1.25	16	1380	15.2
CUY-28D	03/05/2009	Ui	2273	1001	1272	8139	2991	2568	20	20	2630	27	55.9	0.26	20.6	390	1.1	18	1380	5.37
	19/11/2010	Ui	720	108	612	8050	2990	2294	10	10	2200	27	85	0.40		390	1.49	18	1380	1.03
CUY-29D	27/05/2010	Ts	1008	504	504	8067	2649	2132	1.60	1.60	149	27.5	50	0.86	2	349	1.25	17	940	1.71
CUY-31D	10/06/2010	Ts	336	181	155	8297	2900	361		-1.00	13.5	24.5	46	1.00	0.15	349	1.65	20	1179	0.146
	15/06/2010	Us	696	174	522	7946	2628	1606		-0.30	118	19.9	75	1.04	0.66	210	2.68	20	1348	0.679
CUY-33D	04/07/2010	Ts	287	92	195	8462	2484	775.66	-1.66	-1.66	1.65	28	67.9			349	1.65	16	940	0.17
CUY-36D	24/07/2010	Ui	1560	1419	141	7880	3023	2302	50.9	50.9	1477	25.7	9	1.00	2.16	99.5	4	18	690	2.16

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 8
HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS
CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

ANEXO 8 HISTORIAL DE WORKOVER DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

POZO	W.O.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO
CUY-30D	C&PI	09/05/2010	Completación y pruebas iniciales	0	1987	0.08	Ui	PPS
CUY-34D	C&PI	12/02/2010	Completación y pruebas iniciales	0	2074	0.04	Ui	PPS
CUY-35D	C&PI	18/03/2010	Completación y pruebas iniciales	0	3714	0.01	Ui	PPS

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 9
PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS
CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

ANEXO 9 PRODUCCIÓN AGOSTO 2011 DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE															
POZO	ARENA	BOMBA	Hz	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	AMP.	PÉRDIDAS POR BSW	GAS FORMACIÓN	G.O.R	TASA D.N.H	PÉRDIDAS TOTALES	Tº	API @60
CUY-30D	Ui	DN-3000	60	2766	830	70	1936	34	0	127	153	1000	0	98	25.3
CUY-34D	Ui	SN-2600	53	2574	1030	60	1544	26	0	134	130	1400	0	95	25.7
CUY-35D	Ui	SN-2600	48	2436	658	73	1778	23	0	120	182	1400	2	98	26.1

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.

ANEXO No 10
PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS
POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

ANEXO 10 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA ANCLA

POZO	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr	Pwf	Sf	St	K (md)	API	BSW %	EF	IP i	GOR	μo	Ø %	Pb	IP B'UP
CUY-30D	25/05/2010	Ui	1968	1496	472	7817	2989	2892		-3.40	182	26.7	23.9	0.76	20.2	165	3.2	19	690	15.3
	28/06/2010		1955	1486	469	7817	2959	2856		0.74	688	26.7	23.9				0.84	19	700	
CUY-34D	21/05/2010	Ui	2058	1646	412	7808	2979	2829		-2.40	378	28	20	1.57	8.75	174	3.2	19	690	13.7
	23/06/2010		2049			7808	3054	3015		-0.02	467	28					0.81	19	690	
CUY-35D	21/05/2010	Ui	2144	1629	515	7808	2986	2884		-0.24	500	26.7	24	1.06	19.8	164	3.2	19	690	21
	23/06/2010		2144	1629	515	7808	3007	2870		-5.86	696	26.7	24				1.5	19	700	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Carlos Benavides L.