

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LA MEJOR TÉCNICA DE  
CAÑONEO DE BAJO BALANCE Y SU APLICACIÓN EN EL  
ÁREA AUCA**

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

**GABRIELA ESTEFANÍA ZÚÑIGA ACURIO  
(gaby.zuniga.acurio@gmail.com)**

**DIRECTOR: ING. VINICIO MELO, MSc.  
(vinicio.melo@epn.edu.ec)**

**Quito, Junio 2013**

## DECLARACIÓN

Yo, GABRIELA ESTEFANÍA ZÚÑIGA ACURIO, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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.

---

GABRIELA ESTEFANÍA ZÚÑIGA ACURIO

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por GABRIELA ESTEFANÍA ZÚÑIGA ACURIO, bajo mi supervisión.

---

ING. VINICIO MELO  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por el infinito amor recibido en todas las bendiciones de mi vida.

A mis padres Luis y Marcia, por su gran amor, paciencia, sacrificio, ejemplo y apoyo incondicional para que mis hermanos y yo lleguemos lejos siempre recordando su mejor enseñanza de tener a Dios en nuestro corazón.

A mis hermanos Karinita, Pauly y Sebas, porque ustedes también han hecho sacrificios por mí, además de regalarme su cariño y sus ocurrencias que me alegran la vida.

A todos mis compañeros y amigos con quienes compartí este camino, por el apoyo y la amistad sincera, de manera especial a Soe y Pauly que más que mis mejores amigas han sido mis hermanas.

A la Escuela Politécnica Nacional y sus profesores, principalmente al ingeniero Vinicio Melo por su paciencia y guía en el desarrollo de este proyecto además de brindarme su amistad y comprensión.

A Miguel Cevallos mi agradecimiento especial e imperecedero por su inmensa ayuda, sin la cual no hubiese sido posible la finalización de este proyecto de titulación, por compartir amablemente conmigo sus conocimientos y consejos, y por su constante apoyo.

*Gaby*



## DEDICATORIA

Para mi mamita Marcia, quien además de ser la mejor de las madres ha sido mi amiga y mi ejemplo.

Para mi papi Luis, quien siempre me ha brindado su apoyo y el impulso para ser mejor cada día.

Para mis tesoros Karinita, Pauly y Sebas, quienes son mi alegría y mi orgullo al ser buenos en todo sentido.

Para ustedes con todo mi amor.

*Gaby*

## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
LISTADO DE FIGURAS .....	XIV
LISTADO DE TABLAS .....	XVI
RESUMEN .....	XIX
PRESENTACIÓN .....	XX
CAPÍTULO I .....	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA AUCA Y CARACTERIZACIÓN DE SUS YACIMIENTOS.....	1
1.1 GENERALIDADES .....	1
1.2 RESEÑA HISTÓRICA.....	3
1.2.1 CAMPO AUCA.....	3
1.2.2 CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	4
1.3 LAS ESTRUCTURAS Y SU EDAD .....	5
1.3.1 ESTRUCTURA AUCA .....	5
1.3.2 ESTRUCTURA CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA .....	5
1.4 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS RESERVORIOS .....	6
1.4.1 CAMPO AUCA.....	6
1.4.2 CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	6
1.5 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS .....	7
1.5.1 CAMPO AUCA.....	7

1.5.1.1	Reservorio Hollín .....	7
1.5.1.2	Reservorio Napo “T” .....	7
1.5.1.3	Reservorio Napo “U” .....	7
1.5.1.4	Reservorio Basal Tena .....	8
1.5.2	CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA .....	9
1.5.2.1	Reservorio Hollín .....	9
1.5.2.2	Reservorio “T” .....	9
1.5.2.3	Reservorio “U” .....	9
1.5.2.4	Reservorio Basal Tena .....	9
1.6	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS .....	10
1.6.1	CAMPO AUCA .....	10
1.6.1.1	Reservorio Hollín Inferior .....	10
1.6.1.2	Reservorio Hollín Superior .....	11
1.6.1.3	Reservorio “T” Inferior .....	11
1.6.1.4	Reservorio “T” Superior .....	12
1.6.1.5	Reservorio “U” Inferior .....	12
1.6.1.6	Reservorio “U” Superior .....	12
1.6.1.7	Reservorio Basal Tena .....	12
1.6.2	CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA .....	13
1.6.2.1	Reservorio Hollín Inferior .....	14
1.6.2.2	Reservorio Hollín Superior .....	14
1.6.2.3	Reservorio Napo “T” .....	14
1.6.2.4	Reservorio Napo “U” .....	15
1.6.2.5	Reservorio Basal Tena .....	15
1.7	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE LOS RESERVORIOS .....	16
1.7.1	CAMPO AUCA .....	16
1.7.1.1	Reservorio Hollín Inferior .....	16

1.7.1.2	Reservorio Hollín Superior .....	17
1.7.1.3	Reservorio “T” .....	17
1.7.1.4	Reservorio “U” .....	17
1.7.1.5	Reservorio Basal Tena .....	17
1.7.2	CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	18
1.7.2.1	Reservorio Hollín Inferior.....	18
1.7.2.2	Reservorio Hollín Superior .....	18
1.7.2.3	Reservorio “T” .....	18
1.7.2.4	Reservorio “U” .....	19
1.7.2.5	Reservorio Basal Tena.....	19
1.8	COMPORTAMIENTO DE PRESIONES DE LOS RESERVORIOS.....	20
1.8.1	CAMPO AUCA.....	20
1.8.1.1	Reservorio Hollín Inferior.....	20
1.8.1.2	Reservorio Hollín Superior .....	20
1.8.1.3	Reservorio “T” .....	20
1.8.1.4	Reservorio “U” .....	21
1.8.1.5	Reservorio Basal Tena.....	21
1.8.2	CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	21
1.8.2.1	Reservorio Hollín Inferior.....	22
1.8.2.2	Reservorio Hollín Superior .....	22
1.8.2.3	Reservorio “T” .....	22
1.8.2.4	Reservorio “U” .....	22
1.8.2.5	Reservorio Basal Tena.....	22
1.9	RESERVAS CERTIFICADAS DE LOS RESERVORIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010.....	23
1.9.1	CAMPO AUCA.....	23
1.9.1.1	Reservorio Hollín Inferior.....	23

1.9.1.2	Reservorio Hollín Superior .....	23
1.9.1.3	Reservorio “T” .....	24
1.9.1.4	Reservorio “U” .....	24
1.9.1.5	Reservorio Basal Tena .....	24
1.9.2	CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	26
1.9.2.1	Reservorio Hollín Inferior.....	26
1.9.2.2	Reservorio Hollín Superior .....	26
1.9.2.3	Reservorio “T” .....	26
1.9.2.4	Reservorio “U” .....	26
1.9.2.5	Reservorio Basal Tena.....	27
CAPÍTULO II .....		29
FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE.....		29
2.1	GENERALIDADES .....	29
2.2	MARCO TEÓRICO .....	30
2.2.1	EXPLOSIVOS.....	30
2.2.1.1	Definición.....	30
2.2.1.2	Tipos de Explosivos.....	30
2.2.1.2.1	Explosivos Bajos .....	31
2.2.1.2.2	Explosivos Altos .....	31
2.2.1.2.3	Explosivos Altos Primarios .....	31
2.2.1.2.4	Explosivos Altos Secundarios .....	31
2.2.1.3	Características de los explosivos .....	33
2.2.1.3.1	Sensitividad .....	33
2.2.1.3.2	Estabilidad.....	33
2.2.2	CAÑONES.....	34

2.2.2.1	Elementos de un cañón.....	34
2.2.2.1.1	Iniciadores.....	35
2.2.2.1.2	Cordón detonante.....	35
2.2.2.1.3	Boosters .....	37
2.2.2.1.4	Cargas moldeadas .....	37
2.2.2.2	Tipos de cañones .....	38
2.2.2.2.1	Cañones Desechables y Semidesechables .....	39
2.2.2.2.2	Cañones Recuperables.....	40
2.2.3	CARGAS .....	41
2.2.3.1	Elementos de una carga.....	41
2.2.3.2	Proceso de detonación de la carga .....	42
2.2.3.3	Diseño y comportamiento de las cargas.....	43
2.2.3.3.1	Cargas de Penetración Profunda (DEEP PENETRATION).....	43
2.2.3.3.2	Cargas de Orificio grande (BIG HOLE) .....	44
2.2.4	FACTORES DEL DISPARO QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO.....	45
2.2.4.1	Factores Geométricos del Disparo .....	45
2.2.4.1.1	Densidad de los disparos .....	46
2.2.4.1.2	Penetración de los disparos .....	46
2.2.4.1.3	Fase angular entre disparos.....	46
2.2.4.1.4	Diámetro de los disparos.....	47
2.2.4.1.5	Sistema de Evaluación API RP 19B.....	48
2.2.4.2	Daño por cañoneo.....	50
2.2.4.3	Presión Diferencial durante el punzonamiento .....	51
2.2.4.3.1	Procedimiento de cálculo de la presión diferencial de bajo balance .....	51
2.2.5	TÉCNICAS DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE.....	55

2.2.5.1	Técnicas de Cañoneo de Bajo Balance con Ancla.....	55
2.2.5.1.1	Tecnologías MAX-R / ONE-TRIP .....	56
2.2.5.1.2	Procedimiento para el punzonamiento con estas tecnologías...59	
2.2.5.1.3	Ventajas y Desventajas de las Tecnologías bajadas con cable (ONE-TRIP y MAX-R) .....	61
2.2.5.2	Técnicas de Cañoneo de Bajo Balance con Tubería .....	62
2.2.5.2.1	Procedimiento TCP .....	64
2.2.5.2.2	Ventajas y Desventajas del cañoneo TCP .....	65
2.2.5.3	Técnica de Cañoneo de Bajo Balance con Coiled Tubing RIGLESS .....	66
2.2.5.3.1	Procedimiento RIGLESS.....	67
2.2.5.3.2	Ventajas del cañoneo con RIGLESS.....	69
2.2.5.3.3	Lecciones aprendidas de la Operación RIGLESS.....	70
2.2.5.4	Técnicas de Cañoneo con Bajo Balance Dinámico.....	70
2.2.5.4.1	Tecnología PURE (Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation) .....	71
2.2.5.4.2	Tecnología DUO (Dynamic Underbalance Oprimization) .....	74
2.2.5.4.3	Ventajas de utilizar Bajo Balance Dinámico .....	75
CAPÍTULO III .....		76
RECOPIACIÓN – TABULACIÓN DE DATOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES. ANÁLISIS TÉCNICO DE RESULTADOS .....		76
3.1	TABULACIÓN DE DATOS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON BAJO BALANCE .....	76
3.1.1	POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA DE TUBERÍA.....	76
3.1.1.1	Cañoneos con TCP .....	76
3.1.1.2	Cañoneos con TCP + PURE / DUO .....	78
3.1.2	POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TIPO ANCLA.....	81

3.1.2.1 Cañoneos con MAX-R + PURE / ONE-TRIP.....	81
3.1.3 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA DE COILED TUBING RIGLESS.....	83
3.2 ANÁLISIS TÉCNICO.....	83
3.2.1 INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE .....	84
3.2.2 AJUSTE DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LOS POZOS PRE- SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO .....	87
3.2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	89
3.2.3.1 Análisis Técnico del Pozo AU 66D .....	89
3.2.3.2 Análisis Técnico del Pozo AU 83D .....	90
3.2.3.3 Análisis Técnico del Pozo AU 97D .....	90
3.2.3.4 Análisis Técnico del Pozo AU 92D .....	90
3.2.3.5 Análisis Técnico del Pozo AU 81D .....	90
3.2.3.6 Análisis Técnico del Pozo AU 58D .....	90
3.2.3.7 Análisis Técnico del Pozo AU 79D .....	99
3.2.3.8 Análisis Técnico del Pozo AU 21D .....	107
3.2.3.9 Análisis Técnico del Pozo AU 95D .....	115
 CAPÍTULO IV .....	 127
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS DIFERENTES TÉCNICAS APLICADAS. PROPUESTA DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE .....	 127
4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	127
4.1.1 INTRODUCCIÓN.....	127
4.1.2 PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO .....	127
4.1.2.1 Flujo Neto de Caja.....	127
4.1.2.2 Valor Actual Neto .....	128
4.1.2.3 Tasa Interna de Retorno.....	129



4.1.2.4 Relación Beneficio - Costo .....	129
4.1.3 INGRESOS.....	130
4.1.4 EGRESOS.....	130
4.1.5 CONSIDERACIONES.....	132
4.1.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO AU 58D.....	132
4.1.7 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO AU 79D.....	135
4.1.8 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO AU 95D.....	138
4.1.9 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO AU 21 .....	141
4.2 PROPUESTA DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE.....	144
CAPÍTULO V .....	145
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	145
5.1 CONCLUSIONES .....	145
5.2 RECOMENDACIONES.....	147
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	149
ANEXOS .....	151

## LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1. 1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA – AUCA SUR .....	2
FIGURA 1. 2 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	3
FIGURA 1. 3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA – AUCA SUR .....	8
FIGURA 1. 4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CULEBRA– YULEBRA–ANACONDA .....	10
FIGURA 2. 1 ESTABILIDAD DE LOS EXPLOSIVOS. RANGOS DE TEMPERATURA .....	34
FIGURA 2. 2 PARTES DEL INICIADOR .....	35
FIGURA 2. 3 PARTES DEL CORDÓN DETONANTE.....	36
FIGURA 2. 4 PARTES DEL BOOSTER .....	37
FIGURA 2. 5 PARTES DE LAS CARGAS MOLDEADAS .....	38
FIGURA 2. 6 CAÑONES DESECHABLES Y SEMIDESECHABLES .....	39
FIGURA 2. 7 CAÑONES RECUPERABLES .....	40
FIGURA 2. 8 ELEMENTOS DE LAS CARGAS.....	41
FIGURA 2. 9 PROCESO DE DETONACIÓN DE LA CARGA .....	42
FIGURA 2. 10 CARGAS DE PENETRACIÓN PROFUNDA.....	44
FIGURA 2. 11 CARGAS DE ORIFICIO GRANDE.....	44
FIGURA 2. 12 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO.....	45
FIGURA 2. 13 FASE ANGULAR ENTRE DISPAROS.....	46
FIGURA 2. 14 OPTIMIZACIÓN DE LA FASE PARA PREVENCIÓN DE PRODUCCIÓN DE ARENA .....	47
FIGURA 2. 15 DAÑO GENERADO POR EL DISPARO.....	50
FIGURA 2. 16 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO POR ANCLAJE .....	57
FIGURA 2. 17 COMPONENTES DE MAX-R .....	58
FIGURA 2. 18 ESQUEMA DE ONE TRIP. BAJO BALANCE ESTÁTICO .....	59
FIGURA 2. 19 SARTA DE CAÑONEO TCP.....	63
FIGURA 2. 20 EQUIPO RIGLESS .....	66

FIGURA 2. 21 EFECTO DEL BAJO BALANCE DINÁMICO COMPARADO AL BAJO BALANCE ESTÁTICO .....	71
FIGURA 2. 22 ESQUEMA DE LA TECNOLOGÍA PURE .....	72
FIGURA 2. 23 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL TIEMPO .....	73
FIGURA 2. 24 ESQUEMA DE LA TECNOLOGÍA DUO .....	74

## LISTADO DE TABLAS

TABLA 1. 1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR RESERVORIO DEL CAMPO AUCA .....	13
TABLA 1. 2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR RESERVORIO DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA .....	16
TABLA 1. 3 SUMARIO DE INFORMACIÓN PVT POR RESERVORIO DEL CAMPO AUCA .....	18
TABLA 1. 4 SUMARIO DE INFORMACIÓN PVT POR RESERVORIO DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA .....	19
TABLA 1. 5 ESTIMADO DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR RESERVORIO EN PRODUCCIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 DEL CAMPO AUCA .....	25
TABLA 1. 6 ESTIMADO DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR RESERVORIO EN PRODUCCIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA .....	28
TABLA 2. 1 TIPOS DE EXPLOSIVOS ALTOS SECUNDARIOS.....	32
TABLA 2. 2 DIMENSIONES RECOMENDADAS DE LOS CAÑONES.....	48
TABLA 2. 3 CARACTERÍSTICAS DE LOS CAÑONES SEGÚN LA HOJA DE DATOS API RP19B.....	49
TABLA 2. 4 VALORES REFERENCIALES DE PRESIÓN DE BAJO BALANCE PREVIA AL DISPARO.....	53
TABLA 2. 5 PREPARACIÓN DE BAJO BALANCE: TABLA DE FLUIDOS .....	68
TABLA 2. 6 CARGAS POSIBLES PARA DESCENDER CON RIGLESS.....	68
TABLA 3. 1 CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO.....	76
TABLA 3. 2 CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO .....	77
TABLA 3. 3 CARACTERÍSTICAS DEL CAÑONEO. ....	77
TABLA 3. 4 DATOS DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DEL DISPARO. ....	77
TABLA 3. 5 CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO.....	78
TABLA 3. 6 CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO .....	78
TABLA 3. 7 CARACTERÍSTICAS DEL CAÑONEO .....	79
TABLA 3. 8 DATOS DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DEL DISPARO .....	80

TABLA 3. 9 CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO.....	81
TABLA 3. 10 CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO .....	81
TABLA 3. 11 CARACTERÍSTICAS DEL CAÑONEO .....	82
TABLA 3. 12 DATOS DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DEL DISPARO .....	83
TABLA 3. 13 EFECTIVIDAD DEL DISPARO EN RELACIÓN A LA RELACIÓN Kc / K.....	89
TABLA 3. 14 RESULTADOS DEL ANÁLISIS EN EL SOFTWARE .....	126
TABLA 3. 15 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ASUMIENDO OTROS VALORES DE Kc / K.....	126
TABLA 4. 1 INVERSIÓN INICIAL.....	130
TABLA 4. 2 COSTOS POR TÉCNICA DE CAÑONEO .....	131
TABLA 4. 3 PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO AU-58D Y SU COSTO. AÑO 2012 .....	132
TABLA 4. 4 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-58D. ESCENARIO REALISTA (\$100).....	133
TABLA 4. 5 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-58D. ESCENARIO OPTIMISTA (\$112.45).....	134
TABLA 4. 6 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-58D. ESCENARIO PESIMISTA (\$79.70).....	134
TABLA 4. 7 RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL POZO AU-58D .....	135
TABLA 4. 8 PRODUCCIÓN DEL POZO AU-79D Y SU COSTO. SEPTIEMBRE 2011 – AGOSTO 2012.....	135
TABLA 4. 9 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-79D. ESCENARIO REALISTA (\$100).....	136
TABLA 4. 10 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-79D. ESCENARIO OPTIMISTA (\$112.45).....	137
TABLA 4. 11 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-79D. ESCENARIO PESIMISTA (\$79.70).....	137
TABLA 4. 12 RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL POZO AU-79D .....	138
TABLA 4. 13 PRODUCCIÓN DEL POZO AU-95D Y SU COSTO. AÑO 2011 - 2012.....	138

TABLA 4. 14 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-95D. ESCENARIO REALISTA (\$100).....	139
TABLA 4. 15 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-95D. ESCENARIO OPTIMISTA (\$112.45).....	140
TABLA 4. 16 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-95D. ESCENARIO PESIMISTA (\$79.70).....	140
TABLA 4. 17 RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL POZO AU-95D .....	141
TABLA 4. 18 PRODUCCIÓN DEL POZO AU-21 Y SU COSTO. OCTUBRE 2011 – SEPTIEMBRE 2012 .....	141
TABLA 4. 19 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-21. ESCENARIO REALISTA (\$100).....	142
TABLA 4. 20 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-21. ESCENARIO OPTIMISTA (\$112.45).....	143
TABLA 4. 21 FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-21. ESCENARIO PESIMISTA (\$79.70).....	143
TABLA 4. 22 RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL POZO AU-21 .....	144

## RESUMEN

El principal objetivo de este Proyecto de Titulación es analizar las técnicas de cañoneo de bajo balance y seleccionar la mejor aplicada en el Área Auca, operativa y económicamente entre las técnicas TCP (Tubing Conveyed Perforating), MAX-R / ONE TRIP (tipo ancla) y RIGLESS (Coiled Tubing) incluyendo o no PURE / DUO (bajo balance dinámico).

Se recopiló y tabuló la información requerida para el análisis, y al no contar con datos de pruebas de restauración de presión (Build Up) para conocer el daño de formación generado con cada técnica y así poder realizar un análisis comparativo adecuado, se recurrió al análisis mediante el ajuste del modelo de simulación para cada pozo en el software SPAN de Schlumberger, en base a la información recolectada de reservorio, fluido y disparo comparando la producción obtenida de la simulación con el dato de producción real.

Una vez realizado el ajuste del modelo, se procedió a la interpretación de los resultados en función de  $K_c / K$  (relación de permeabilidad de la zona triturada con la permeabilidad del reservorio) para determinar la eficiencia del cañoneo ejecutado y se generó otras corridas de la simulación para conocer los posibles resultados en distintas condiciones en cada pozo.

Después del análisis económico de cada pozo y la descripción de un procedimiento como propuesta de cañoneo, se desarrollaron las conclusiones y recomendaciones con el propósito de tener un criterio más completo para trabajos de cañoneo futuros donde se pueda obtener la mayor producción posible.

## PRESENTACIÓN

El presente proyecto de titulación comprende cinco capítulos que se han desarrollado de la siguiente manera:

El primer capítulo contiene una descripción de la ubicación e historia del Área Auca así como de las características geológicas principales de sus yacimientos productores.

El segundo capítulo consta de los fundamentos teóricos de las operaciones de cañoneo, incluyendo los principios de funcionamiento, ventajas y desventajas de cada una de las técnicas de cañoneo de bajo balance aplicadas.

El tercer capítulo presenta una recopilación detallada por técnica de cañoneo, de la información necesaria para el análisis de las técnicas aplicadas, además del análisis técnico efectuado mediante simulaciones en el software SPAN y su interpretación para determinar la eficiencia de los trabajos realizados.

En el cuarto capítulo se muestra el análisis económico donde se ha definido la rentabilidad de cada técnica analizada en base a tres escenarios, realista, optimista y pesimista, comparaciones que permitirán discernir si el método utilizado es el más recomendable; además se incluye una propuesta de cañoneo de bajo balance donde se describe el procedimiento sugerido a la hora de planificar una operación de cañoneo y decidir la mejor opción.

Finalmente, se presentan las conclusiones obtenidas durante el desarrollo de este proyecto y las recomendaciones a tomar en cuenta para trabajos de cañoneo futuros.



# CAPÍTULO I

## DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA AUCA Y CARACTERIZACIÓN DE SUS YACIMIENTOS

### 1.1 GENERALIDADES

La Cuenca Oriente ecuatoriana representa una de las cuencas subandinas más complejas y atractivas, tanto científica como económicamente. Está localizada en una zona estructuralmente muy compleja, justo al norte de la charnela entre los Andes centrales y los Andes septentrionales. Esta posición particular hace que esta región esté sometida a cambios de esfuerzos importantes y, por lo tanto, pueda ser responsable de la fuerte actividad sísmica y volcánica que la caracteriza. Está bajo la influencia de tres elementos geológicos de segundo grado:

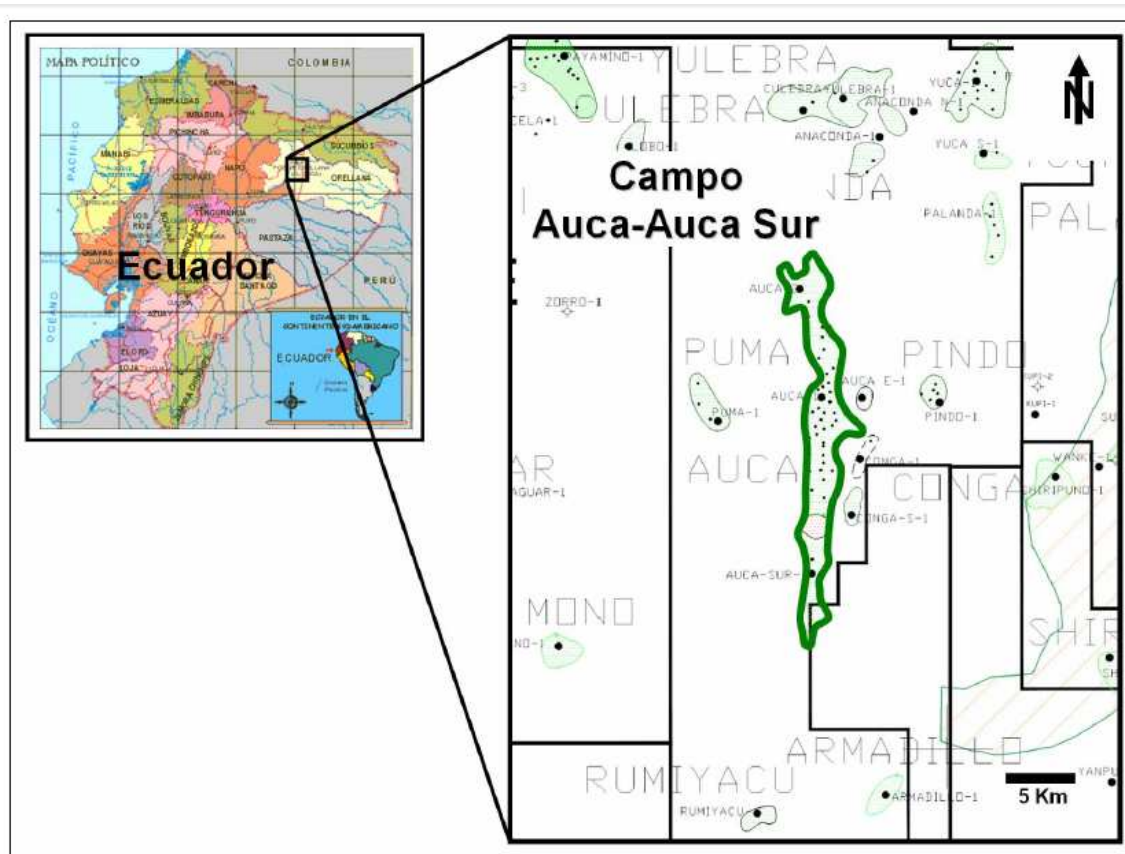
- El Escudo Guayanés al Este
- La Cordillera de los Andes al Oeste
- La Cuenca del Alto Amazónico al Sur.

El Área Auca está conformada por los campos: Auca – Auca Sur, Auca Este, Yuca, Culebra – Yulebra – Anaconda, Cononaco, Armadillo, Conga, Conga Sur, Rumiyacu, los campos a analizar en este proyecto son los campos Auca – Auca Sur y Culebra – Yulebra – Anaconda pues en estos dos campos se han implementado las diversas técnicas de cañoneo de bajo balance, tema en el cual se centra este análisis.

Como se puede observar en la Figura 1.1, el campo Auca se encuentra ubicado en la Región Oriental, al Nororiente del Ecuador, en el corredor Sacha – Shushufindi en la cuenca oriente, en la provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana (El Coca), Parroquia Dayuma, a 183 km al sureste de la ciudad de Quito, exactamente en Latitud 0° 34' S – 0° 48' S y Longitud 76° 50' O – 76° 54' O.

FIGURA 1. 1

## MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA – AUCA SUR



FUENTE: EP – PETROECUADOR, Geología del campo Auca, “Informe de Certificación de Reservas del campo Auca – Auca Sur al 31/12/2008”.

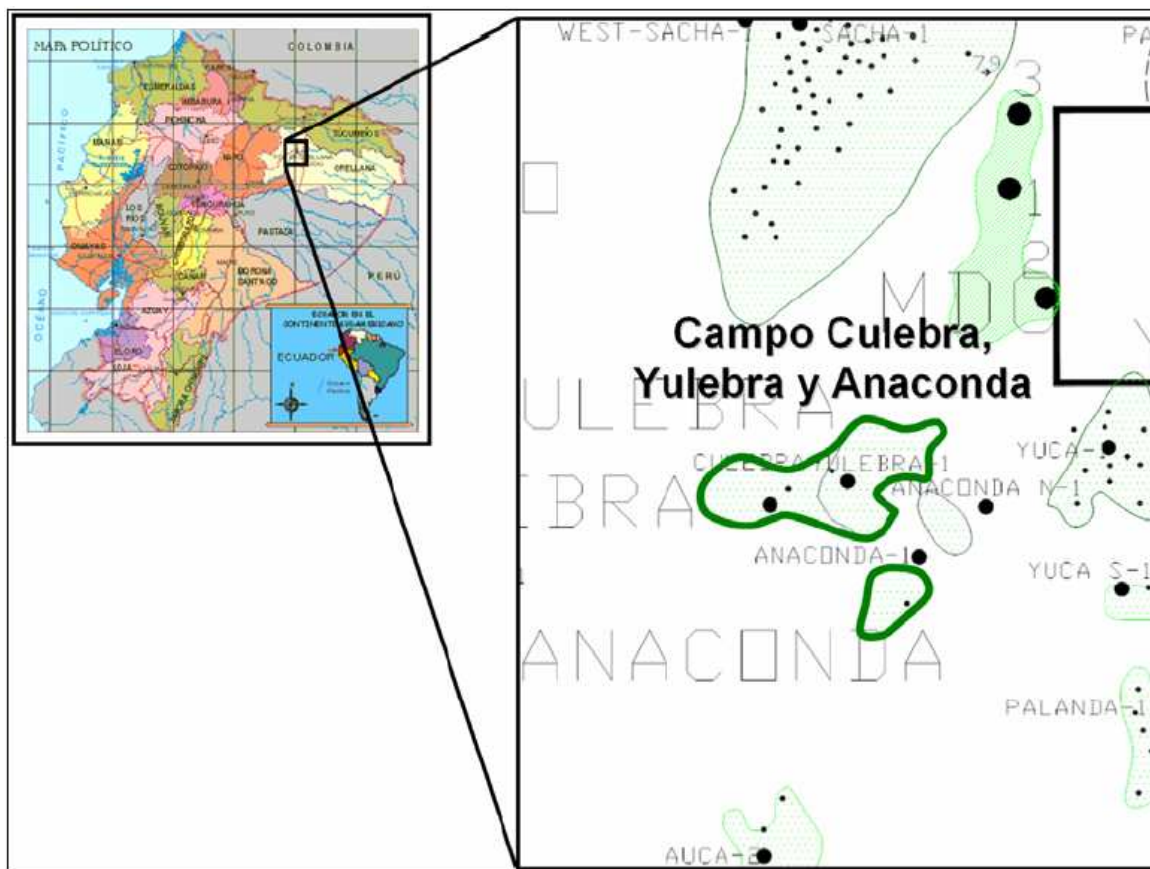
ELABORACIÓN: EP – PETROECUADOR

El campo Culebra – Yulebra – Anaconda se encuentra localizado en el Oriente ecuatoriano, Provincia de Orellana a 180 Km al sureste de la ciudad de Quito, entre los campos Sacha, Mauro Dávalos MDC, Yuca y Auca, como indica la Figura 1.2.

Su producción proviene principalmente de los reservorios Basal Tena y Napo “U” de edad Terciaria y Cretácica. El reservorio Basal Tena de la Formación Tena, se presenta en determinadas áreas del Campo en forma lenticular. Los reservorios “T” y Hollín tienen propiedades roca – fluido de menor calidad, por lo que se les considera productores en menor escala que los otros reservorios.

FIGURA 1. 2

MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA



FUENTE: EP – PETROECUADOR, Geología del campo Auca, “Informe de Certificación de Reservas del campo Culebra – Yulebra – Anaconda al 31/12/2008”.

ELABORACIÓN: EP – PETROECUADOR

## 1.2 RESEÑA HISTÓRICA

### 1.2.1 CAMPO AUCA

El campo Auca fue descubierto a través de investigaciones sísmicas, las mismas que fueron confirmadas con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10 578', atravesando toda la secuencia estratigráfica ya conocida para esta parte de la cuenca.

En la recomendación, el geólogo de Texaco sustenta la necesidad de perforar el pozo por la gran dimensión de la estructura, por estar ubicada en el tren productivo Sacha y por la necesidad de evaluar el potencial en la parte sur de la concesión Coca.

En abril de 1975, este campo comenzó a producir 6 752 BPPD. Posteriormente, con altibajos, mantiene un incremento de producción hasta que en julio de 1994, alcanza su máxima producción histórica promedio con 24 367 BPPD. Durante los primeros meses del 2003, estuvo produciendo alrededor de 16 500 BPPD. A Partir del año 2006 se inició parcialmente un proyecto de presurización de la formación Napo en la estación Sur del campo con la inyección de agua en los pozos AUC-41 y AUC-12.

A marzo de 2012 la producción de este campo es de aproximadamente 44 113 BFPD, con 28 379 BPPD, un corte de agua promedio de 32.88% y una gravedad específica de 24.6 °API ponderados. La producción p or tipo de levantamiento es distribuida de la siguiente forma: 33 pozos con bombeo electrosumergible con una producción de 18 662 BPPD, 28 pozos con bombeo hidráulico con una producción de 6 724 BPPD y 1 pozo a flujo natural con una producción de 2 993 BPPD.

### **1.2.2 CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA**

Inicialmente, se consideraban tres campos independientes: Culebra, Yulebra y Anaconda. Texaco perforó el pozo Culebra 1 el 8 de noviembre de 1973, siendo completado el 17 de diciembre del mismo año. Alcanzó los 10 625' de profundidad y produjo durante las pruebas por pistoneo 60 bl de crudo de Hollín, cerca de 100 bl de 26°API de "T", y alrededor de 360 BPPD de 19° API del reservorio "U".

En 1980, la misma Texaco perforó el Yulebra 1, que alcanzó 10 345' de profundidad, arrojando 1 803 BPPD de los reservorios Basal Tena (1 614 BPPD, 23°API), Hollín (189 BPPD, 27°API), obteniéndose ad icionalmente por pistoneo alrededor de 252 bl de 20°API de "U" y 63 bl de 22° API de una caliza situada sobre la caliza "M2".

En 1991, Petroamazonas perforó el pozo Anaconda 1, que alcanzó los 10 403' de profundidad y dio una producción de 1 488 BPPD, provenientes de los reservorios

Hollín Principal, Hollín Secundaria y “U”. Petroproducción, con un nuevo modelo geológico y los trabajos de simulación desarrollados entre 1997 y 1998, define que Culebra – Yulebra – Anaconda constituyen un solo campo.

El campo fue puesto en producción con 131 BPPD en promedio, en febrero de 1981. Muestra una tendencia incremental continua en el tiempo, estabilizándose entre 7 000 y 8 000 BPPD a partir de diciembre de 1995 hasta el primer trimestre de 2003. En junio de 1997 el campo alcanzó su producción histórica más alta con 8 328 BPPD.

### **1.3 LAS ESTRUCTURAS Y SU EDAD**

#### **1.3.1 ESTRUCTURA AUCA**

La estructura Auca es un anticlinal bastante simétrico, elongado en dirección N-NO-S, de aproximadamente 23 km de longitud, que se ensancha en dirección norte con muy poca alteración tectónica al techo de la arenisca U principal.

Las fallas observadas en las secciones sísmicas alcanzan solamente Hollín y Napo Basal. La estructura Auca se formó durante el *Maastrichtiano-Paleoceno*, como se evidencia en la sección sísmica CP-83-314, que muestra deformación sintectónica de los depósitos de la Formación Tena.

#### **1.3.2 ESTRUCTURA CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA**

La estructura Culebra – Yulebra – Anaconda es una de las pocas estructuras de orientación O-E-SE, lo que constituye una anomalía estructural en la cuenca, por cuanto la absoluta mayoría de estructuras productivas y no productivas tienen orientación andina. Está compuesta por tres altos conocidos como Culebra, Yulebra y Anaconda.

El cierre en los altos varía entre 30 y 40'. Sobre la base de la deformación sin sedimentaria de los depósitos Tena, se define una edad *maastrichtiana* para este anticlinal. En esta sección, se confirma la presencia observada en otros campos

de una fase extensiva albiana. La falla oriental de la estructura Culebra no está completamente invertida y presenta todavía un play normal.

## **1.4 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS RESERVORIOS**

### **1.4.1 CAMPO AUCA**

La arenisca Hollín corresponde a depósitos de canales fluviales en su parte inferior a media y de un ambiente marino somero en su parte superior.

Las areniscas “T” y “U” fueron depositadas luego de una importante regresión marina con un desplazamiento de la línea de costa en dirección Oeste, a partir de la cual y sobre valles socavados se desarrollaron ambientes estuarinos con ingresos fluviales afectados por mareas, con facies menos desarrolladas de barras, y litofacies de llanura lodosa y areniscas glauconíticas de plataforma marina somera.

Al tiempo Basal Tena, se describen rellenos de canal con clastos gruesos, conglomeráticos a la base, posiblemente de origen fluvial y en partes se observa influencia de mareas, lutitas y limolitas de plataforma.

Étienne Jaillard (1997), por su parte, considera que las areniscas son de origen deltaico dominado por mareas, definiendo para “U” ambientes fluviales, de playa y de plataforma marina somera.

### **1.4.2 CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA**

En la arenisca “T” se analizaron pedazos remanentes de núcleos del Yulebra 1, definiendo como un ambiente de marea (subambiente de banco de marea), que evoluciona hacia una plataforma marina lodosa. Indica que este perfil se puede también atribuir a un complejo de canal de marea, con un ambiente lagunar similar cercano a la línea de costa. Es decir, corresponde a la parte superior de una secuencia de relleno de valle socavado.

## **1.5 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS**

### **1.5.1 CAMPO AUCA**

#### **1.5.1.1 Reservorio Hollín**

Se trata de una arenisca de cuarzo de grano fino compuesta de cuarzo monocristalino, granos de arcilla y fragmentos de roca caliza, tienen importante presencia de material carbonáceo. Son areniscas de cuarzo glauconíticas y areniscas de cuarzo limpio. La mayoría de las arenas son de grano fino, de clasificación moderada a buena, cementación moderada a buena, la porosidad y la permeabilidad son moderadas.

La clasificación como roca – yacimiento para estas litofacies es relativamente baja por la abundancia de cemento y la baja permeabilidad resultante. Un conjunto adicional de litofacies corresponde a areniscas de cuarzo muy limpias, con alta porosidad y excelente permeabilidad, representan facies de calidad de reservorio de buena a excelente.

#### **1.5.1.2 Reservorio Napo “T”**

Consiste en una arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla y presencia variable de glauconita. Las areniscas son de grano fino, de clasificación moderada a buena. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenos con illita y caolinita. Su porosidad está entre 10% y 15%, la permeabilidad es de baja a regular. Hacia arriba (“T” Superior), se desarrolla una arenisca cuarzosa – glauconítica de grano fino, en partes con fuerte bioturbación.

#### **1.5.1.3 Reservorio Napo “U”**

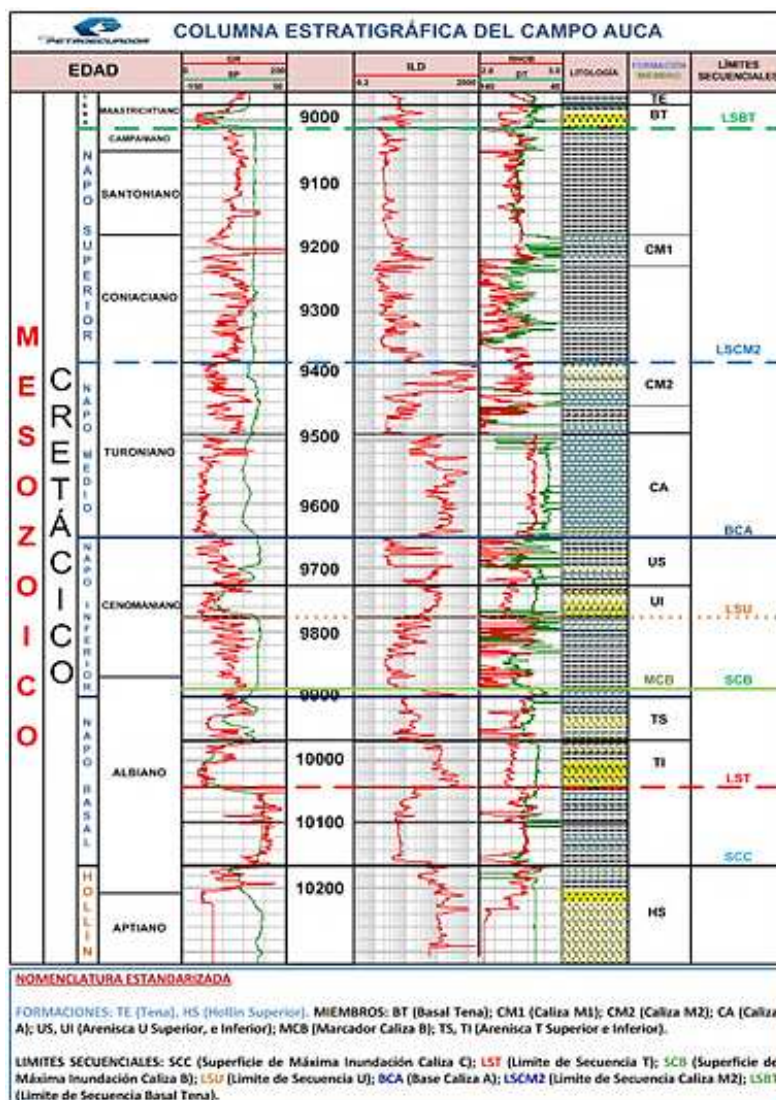
Arenisca cuarzosa limpia de grano fino, masiva, de grano bien clasificado. Las porosidades alcanzan valores muy aceptables con permeabilidades entre 300 y 1300 md. Hacia el techo del cuerpo “U” principal (el más limpio y desarrollado, ubicado en la parte inferior), se encuentran limolitas en estratos delgados. La arenisca “U” Superior es una arenisca cuarzosa–glauconítica de grano fino, dispuesta en capas delgadas, con importante bioturbación.

### 1.5.1.4 Reservorio Basal Tena

Se trata de una arenisca cuarzosa detrítica redondeada, de grano medio a grueso, clasificación moderada a pobre y forma angular a subangular. El cuarzo es monocristalino, se presentan también pellets de arcilla y granos de fosfato. La calidad como roca reservorio es excelente, con un promedio de porosidad del 17% y permeabilidades de hasta 5 darcys.

**FIGURA 1.3**

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA – AUCA SUR



FUENTE: EP – PETROECUADOR, Geología del campo Auca, “Informe de Certificación de Reservas del campo Auca – Auca Sur al 31/12/2008”.

ELABORACIÓN: EP – PETROECUADOR



## **1.5.2 CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA**

La sección de interés económico local corresponde a los sedimentos depositados durante el Cretácico Intermedio con la formación Hollín con sus componentes Inferior y Superior, la arenisca “T” y arenisca “U” de la formación Napo, y el Cretácico Superior caracterizado por la arenisca Basal Tena, lo cual se advierte en la Figura 1.4.

### **1.5.2.1 Reservorio Hollín**

Se presenta como una arenisca de cuarzo de granos muy finos, subangulares a redondeados, de buena clasificación, con presencia de glauconita, materia orgánica y pirita, con cemento calcáreo. El espesor promedio de la formación es de 32 pies de Hollín Inferior y de 45 pies para Hollín Superior.

### **1.5.2.2 Reservorio “T”**

Sobre la base de unos pocos pedazos de núcleo, se describe una arenisca cuarzosa, con estratificación cruzada a la base, sobre la que se desarrollan areniscas de grano fino con estratificación tipo “flaser”, grano decreciente hasta un cambio abrupto a una lodolita laminada. Presenta un espesor aproximado de 18 pies para “T” Inferior y 20 pies para “T” Superior.

### **1.5.2.3 Reservorio “U”**

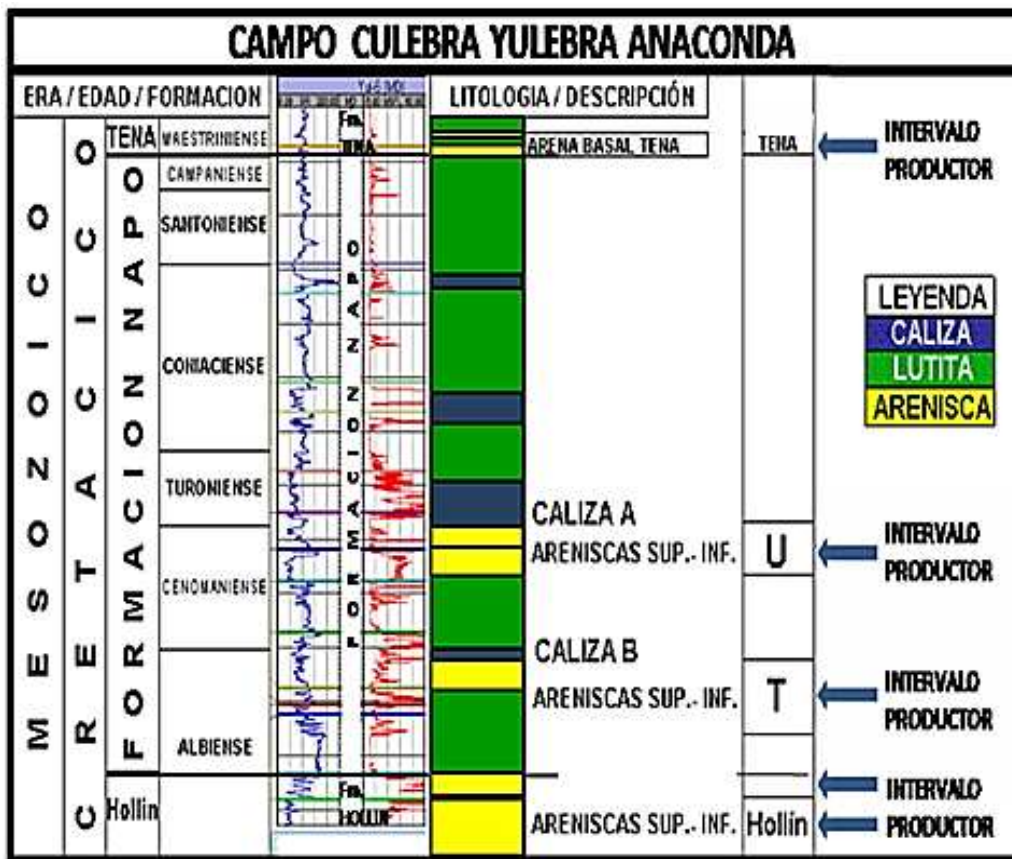
Se trata de una arenisca cuarzosa, de grano a fino a medio, subangulares a subredondeadas, de regular a buena clasificación, con cemento silíceo, a veces calcáreo – siderítico, a veces con glauconita hacia el tope, se observa presencia de carbón, azufre y yeso. El espesor promedio de esta arena es de aproximadamente 43 pies.

### **1.5.2.4 Reservorio Basal Tena**

Localmente está constituido por areniscas de cuarzo de grano fino a muy fino, subangulares a redondeados, con regular a buena selección, con cemento silíceo – calcáreo y con presencia de circón, rutilo y glauconita. Presenta un espesor promedio de 21 pies.

FIGURA 1. 4

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CULEBRA–YULEBRA–ANACONDA



FUENTE: EP – PETROECUADOR, Geología del campo Auca, “Informe de Certificación de Reservas del campo Culebra – Yulebra – Anaconda al 31/12/2008”.

ELABORACIÓN: EP - PETROECUADOR

## 1.6 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS

### 1.6.1 CAMPO AUCA

#### 1.6.1.1 Reservorio Hollín Inferior

Está formado por areniscas cuarzosas limpias con ciertas intercalaciones de arcillas, con una porosidad de 15.15%, un espesor neto de 25.52 pies y una saturación de agua aproximada de 29.86%. La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es de 2.29 Ohm-m a una temperatura de 236°F. La salinidad del agua de formación es variable entre 500 a 1 500 ppm de NaCl.

En la estructura Auca está definido un límite a la profundidad de -9 310 pies en el flanco Oeste y un contacto agua – petróleo en el flanco Este a la profundidad de -9 355 pies. En la zona nororiental (Área Au-51) se define un límite a la profundidad de -9 307 pies y en la estructura Auca Sur un contacto a la profundidad de -9 380 pies.

#### **1.6.1.2 Reservorio Hollín Superior**

Está formado por areniscas cuarzosas limpias con intercalaciones de arcillas, con una porosidad de 12.54%, un espesor neto de 17.08 pies y una saturación de agua de aproximadamente 37.06%. La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es de 1.95 Ohm-m a una temperatura de 235°F. La salinidad del agua de formación es variable entre 1 500 a 5 000 ppm de NaCl.

En la estructura Auca está definido un límite inferior de petróleo LIP a la profundidad de -9 290 pies en el flanco Oeste y en el flanco Este a la profundidad de -9 310 pies y en la estructura Auca Sur un LIP a la profundidad de -9 360 pies y en la zona noreste se definió un límite a la profundidad de -9 236 pies.

#### **1.6.1.3 Reservorio “T” Inferior**

Está formado por areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas. En la estructura Auca – Auca Sur este intervalo está dividido en “T Inferior-2” y “T Inferior-1”. Para “T Inferior-2”, presenta una porosidad de 13.32%, un espesor neto de 24.5 pies y una saturación de agua de aproximadamente 25.59% y “T Inferior-1”, presenta una porosidad de 12.61%, un espesor neto petrolífero de 16.4 pies y una saturación de agua de aproximadamente 37.99%.

La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es de 0.11 Ohm-m a una temperatura de 233°F. La salinidad del agua de formación es variable entre 16 000 a 28 000 ppm de NaCl.

En la estructura Auca está definido un contacto a la profundidad de -9 090 pies, en el flanco Oeste y en el flanco Este se definió un límite inferior de petróleo a la profundidad de -9 140 pies y en la estructura Auca Sur un límite a la profundidad de -9 180 pies y en la zona noreste se definió un límite a la profundidad de -9 068 pies.

#### **1.6.1.4 Reservorio “T” Superior**

Está formado por areniscas con intercalaciones de lutitas, presenta una porosidad de 11.35%, un espesor neto petrolífero de 12.39 pies y una saturación de agua de aproximadamente 39.24%. La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es de 0.11 Ohm-m a una temperatura de 233°F. La salinidad del agua de formación es variable entre 16 000 a 28 000 ppm de NaCl. En la estructura Auca está definido un límite inferior de petróleo (LIP) a -9 090 pies de profundidad, en el flanco Oeste y Este y en la estructura Auca Sur un límite a la profundidad de -9 145 pies y en la zona noreste se definió un límite a la profundidad de -9 045 pies.

#### **1.6.1.5 Reservorio “U” Inferior**

Está formado por areniscas arcillosas con intercalaciones de lutitas, presenta una porosidad de 15.65%, un espesor neto petrolífero de 23.4 pies y una saturación de agua de aproximadamente 16.16%. La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es de 0.077 Ohm-m a una temperatura de 229°F. La salinidad del agua de formación es variable entre 25 000 a 42 000 ppm de NaCl. En la estructura Auca está definido un límite inferior de petróleo a la profundidad de -8 870 pies, en el flanco Oeste y Este y en la estructura Auca Sur un límite a -8 920 pies y en la zona noreste se definió un LIP a la profundidad de -8 845 pies.

#### **1.6.1.6 Reservorio “U” Superior**

Constituido por areniscas con intercalaciones de lutitas, presenta una porosidad de 11.38%, un espesor neto petrolífero de 6.87 pies y una saturación de agua de aproximadamente 30.16%. La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es de 0.077 Ohm-m a una temperatura de 229°F. La salinidad del agua de formación es variable entre 25 000 a 42 000 ppm de NaCl. En la estructura Auca está definido un límite inferior de petróleo a la profundidad de -8 855 pies en el flanco Oeste y Este y en la estructura Auca Sur un límite a la profundidad de -8 890 pies.

#### **1.6.1.7 Reservorio Basal Tena**

Esta arena está principalmente constituida por areniscas. La salinidad del agua de formación es variable entre 20 000 a 30 000 ppm de NaCl, con una resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) de 0.085 Ohm-m a una temperatura de 210°F.

Presenta valores de porosidad de 17.09%, un espesor neto petrolífero de 13.86 pies y una saturación de agua en el orden de 26.59%. En la estructura Auca, se definió como LIP a la profundidad de -8 080 pies en el flanco Oeste, y a la profundidad de -8 120 pies en el flanco Este y en la estructura Auca Sur un límite a la profundidad de -8 130 pies y en la zona noreste un límite a la profundidad de -8 037 pies.

Esta información se encuentra resumida en la Tabla 1.1 a continuación:

**TABLA 1. 1**

**PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR RESERVORIO DEL CAMPO AUCA**

Reservorio	Ho (pies)	Porosidad (%)	Sw (%)
<b>Basal Tena</b>	13.86	17.09	26.59
<b>U Superior</b>	6.87	11.38	30.16
<b>U Inferior</b>	23.4	15.65	16.16
<b>T Superior</b>	12.39	11.35	39.24
<b>T Inferior-2</b>	24.5	13.32	25.59
<b>T Inferior-1</b>	16.4	12.61	37.99
<b>Hollín Superior</b>	17.08	12.54	37.06
<b>Hollín Inferior</b>	25.52	15.15	29.86

FUENTE: EP – PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

### **1.6.2 CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA**

A lo largo del tiempo, se ha utilizado la información del campo Auca pues los dos campos están muy próximos y tienen características similares, pero de acuerdo a sumarios petrofísicos anteriores del Campo Culebra – Yulebra – Anaconda se han obtenido los siguientes datos sintetizados en la Tabla 1.2.

### **1.6.2.1 Reservorio Hollín Inferior**

Generalmente formado por areniscas blancas cuarzosas con varias intercalaciones de arcillas, porosas, pobremente estratificadas, con baja presencia de arcillas de aproximadamente 15.7%, con una porosidad ponderada entre 14% y 17% y una permeabilidad de 112.94 md. Esta arena tiene un espesor neto petrolífero de 32 pies, con una saturación de agua del 8.4%.

La resistividad del agua de formación varía entre 1.6 y 2.2 Ohm-m a una temperatura de reservorio de 241°F. La salinidad de l agua de formación varía entre 800 y 1 000 ppm de NaCl. Pero esta arena solo producía de Anaconda y se han implementado pocos pozos en Yulebra. Se encuentra limitada estructuralmente por un contacto agua – petróleo identificado a la profundidad de -10 082 pies.

### **1.6.2.2 Reservorio Hollín Superior**

Constituido por areniscas blancas de grano grueso cuarzosas, porosas, pobremente estratificadas, con presencia de arcillas y algunas calizas. La porosidad varía de 10% a 16% y una permeabilidad de 127.71. Esta arena es una de las más cañoneadas, tiene un espesor neto petrolífero de 10.3 pies, con una saturación de agua del 35% y un volumen de arcillas del 14.7%.

La resistividad del agua de formación varía entre 0.16 a 0.23 Ohm-m, a una temperatura de reservorio de 240°F. La salinidad de l agua de formación es variable entre 8 000 a 12 000 ppm de NaCl.

Para esta arena se consideró como límites de reservorio, los LIP a la profundidad de -9 993 pies para los campos Culebra – Yulebra y para el área del campo Anaconda a la profundidad de -10 039 pies hacia el área oriental y -10 090 pies para el área occidental.

### **1.6.2.3 Reservorio Napo “T”**

Principalmente constituido por areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas, se observa una división de la arena Napo T en las unidades: Napo T-Inferior 1 y Napo T-Inferior 2, las cuales fueron unificadas, debido a que en los libros de

reservas aparecen como la arena Napo T, por lo que se promediaron las propiedades petrofísicas de las mismas, obteniéndose una porosidad variable entre 12% y 18% y una permeabilidad aproximada de 121.8 md.

Esta arena posee un espesor neto petrolífero de 5.6 pies, con una saturación de agua del 39% con buena calidad de roca y un volumen de arcillas del 17.19%. La resistividad del agua de formación es de 0.091 Ohm-m, a una temperatura de reservorio de 238°F. La salinidad varía entre 20 000 a 25 000 ppm de NaCl.

Para la arena unificada se utilizó como límite del reservorio el límite inferior de petróleo a la profundidad de -9 844 pies.

#### **1.6.2.4 Reservorio Napo “U”**

Formado principalmente por areniscas arcillosas con intercalaciones de lutitas, esta es la principal arena productora del campo presentando porosidades entre 14% y 19%. Tiene un espesor neto petrolífero de 31.9 pies con una permeabilidad aproximada de 289.5 md, una saturación de agua de 16.9%.

La salinidad del agua de formación es de 50 000 ppm de NaCl. La resistividad del agua de formación es de 0.05 Ohm-m a una temperatura de reservorio de 235°F. El límite del reservorio al oeste se establece por el límite inferior de petróleo identificado a la profundidad de -9 719 pies, y al este por un contacto agua – petróleo a una profundidad de -9 667 pies.

#### **1.6.2.5 Reservorio Basal Tena**

La arena Basal Tena presenta una distribución discontinua, constituida por lutitas y limos finos. La salinidad del agua de formación es de 50 000 ppm de NaCl, con resistividades de agua de formación ( $R_w$ ) de 0.05 Ohm-m, a una temperatura de 214°F. Presenta porosidades entre 15% y 20%, un espesor neto petrolífero de 10 pies y saturación de agua en el orden de 23%.

Debido a que no se evidencia la presencia de un contacto agua – petróleo, se ha definido como límite del reservorio un LIP a la profundidad de -8 980 pies en los campos Culebra – Yulebra y para el área de Anaconda se observó a una profundidad de -8 887 pies.

**TABLA 1. 2**

PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR RESERVORIO DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA

Reservorio	Ho (pies)	Porosidad (%)	Sw (%)
<b>Basal Tena</b>	10	18	23
<b>Napo U</b>	31.9	16.4	16.9
<b>Napo T</b>	5.6	15.1	39
<b>Hollín Superior</b>	10.3	12.6	14.7
<b>Hollín Inferior</b>	31.8	15.7	8.4

FUENTE: EP – PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

## 1.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE LOS RESERVORIOS

Después de estudiar varios análisis PVT se pudo confirmar que los reservorios son subsaturados de acuerdo a los valores de presión inicial y de burbuja. Después de una descripción del comportamiento de producción de los diferentes reservorios, se muestran las Tablas 1.3 y 1.4 con el sumario de la información PVT en cada uno de los reservorios de los campos Auca y Culebra – Yulebra – Anaconda, respectivamente.

### 1.7.1 CAMPO AUCA

#### 1.7.1.1 Reservorio Hollín Inferior

El reservorio Hollín Inferior tuvo una producción acumulada de 39 869 457 bl de petróleo de 31.6 °API desde el 1 de febrero de 1975 hasta el 31 de diciembre de 2008. Se completaron 37 pozos como productores, mostrando una producción de 1 449 BPPD con 76.4% de BSW. La producción acumulada de agua hasta la fecha citada fue de 41 062 200 bl lo que representa un corte de agua acumulado de 43%.



### **1.7.1.2 Reservorio Hollín Superior**

El reservorio Hollín Superior tuvo una producción acumulada de 41 383 858 bl de petróleo de 31.6 °API desde enero de 1994 hasta diciembre de 2008. Se completaron 27 pozos como productores del mismo, y mostró una producción de 2 914 BPPD con 51.1% de BSW.

La producción acumulada de agua fue de 10 297 400 bl lo que representa un corte acumulado de 30.5%.

### **1.7.1.3 Reservorio “T”**

Este reservorio tuvo una producción acumulada de 69 993 116 bl de petróleo de 29 °API hasta el 31 de diciembre de 2008. A partir de enero de 1994 fue cuando empezó realmente la explotación de este reservorio y hasta diciembre de 2008 se completaron 30 pozos como productores, mostrando una producción de 6 638 BPPD con 14.1% de BSW. La producción acumulada de agua fue de 4 913 900 bl lo que representa un corte acumulado de agua de 18.2%.

### **1.7.1.4 Reservorio “U”**

Este reservorio tuvo una producción acumulada de 43 016 567 bl de petróleo de 19 °API hasta el 31 de diciembre de 2008. A partir de octubre de 1985 empezó la explotación de este reservorio produciendo en forma continua hasta diciembre de 2008.

Se completaron 30 pozos como productores, y mostró una producción de 6 638 BPPD con 14.1% de BSW. La producción acumulada de agua fue de 4 913 900 bl lo que representa un corte acumulado de agua de 18.2%.

### **1.7.1.5 Reservorio Basal Tena**

El reservorio Basal Tena tuvo una producción acumulada de 8 791 889 bl de petróleo de 21.1 °API para diciembre de 2008 con una producción continua desde 1981. Se completaron 17 pozos como productores del mismo, mostrando una producción de 1 108 BPPD con 50.2% de BSW. La producción acumulada de agua fue de 3 822 900 bl lo que representa un corte acumulado de agua de 30.1%.

**TABLA 1. 3****SUMARIO DE INFORMACIÓN PVT POR RESERVORIO DEL CAMPO AUCA**

Reservorio	Presión inicial (psi)	Presión de burbuja (psi)	Boi (BY/BN)	Bob (BY/BN)	°API
<b>Hollín Inferior</b>	4500	195	1.037	1.069	31.6
<b>Hollín Superior</b>	4500	175	1.037	1.069	31.6
<b>Napo “T”</b>	4213	478	1.111	1.121	29
<b>Napo “U”</b>	4141	880	1.072	1.09	19
<b>Basal Tena</b>	3563	630	1.133	1.154	21.1

FUENTE: EP – PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**1.7.2 CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA****1.7.2.1 Reservorio Hollín Inferior**

Presentó una producción acumulada de 5 383 557 bl de petróleo, con un comportamiento continuo hasta el 31 de octubre de 2008 cuando fue cerrado por alta producción de agua pues en la última prueba indicó una producción de 131 BPPD con 94% de BSW, la producción acumulada de agua fue de 4 523 Mbl constituyendo un corte acumulado de agua de 45.8%.

**1.7.2.2 Reservorio Hollín Superior**

Este reservorio mostró una producción acumulada de 57 029 bl de petróleo hasta diciembre de 2008, pero no se cuentan con datos suficientes de los últimos pozos desarrollados.

**1.7.2.3 Reservorio “T”**

Este reservorio tuvo una producción acumulada de 113 400 bl de petróleo. Durante noviembre del 2008 se activó el pozo Anaconda 2 el cual comenzó con una buena producción aproximada de 1 878 BPPD y un 5% de BSW; son datos representativos del reservorio al no poseer mayor información.

#### 1.7.2.4 Reservorio “U”

Presentó una producción acumulada de 34 016 383 bl de petróleo mostrando un comportamiento continuo de producción e indicando una producción de 2 954 BPPD con 34% de BSW. Al haber obtenido una producción acumulada de agua de 10 369.6 Mbl se alcanzó un corte acumulado de agua de 23%.

#### 1.7.2.5 Reservorio Basal Tena

El reservorio Basal Tena contó con una producción acumulada de 9 438 397 bl de petróleo hasta diciembre de 2008, mostrando un comportamiento continuo de producción y una producción de 1 387 BPPD con 6.1% de BSW. Como la producción acumulada de agua fue de 1 796.7 Mbl se contó con un corte acumulado de agua del 15.6%.

**TABLA 1. 4**

SUMARIO DE INFORMACIÓN PVT POR RESERVORIO DEL CAMPO CULEBRA  
– YULEBRA – ANACONDA

Reservorio	Presión inicial (psi)	Presión de burbuja (psi)	Boi (BY/BN)	Bob (BY/BN)	Rsi (PC/BN)	°API
<b>Hollín Inferior</b>	4500	206	1.1479	1.152	40	27.2
<b>Hollín Superior</b>	4390	206	1.1479	1.152	40	27.2
<b>Napo “T”</b>	4270	860	1.1526	1.169	128	25.2
<b>Napo “U”</b>	3955	860	1.1689	1.199	163	21.3
<b>Basal Tena</b>	3720	890	1.1254	1.134	108	21.2

FUENTE: EP – PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

## **1.8 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES DE LOS RESERVORIOS**

### **1.8.1 CAMPO AUCA**

A la información de presiones que se ha dispuesto desde el año 1974 se corrigió a un nivel de referencia definido para cada uno de los reservorios obteniendo el siguiente comportamiento:

#### **1.8.1.1 Reservorio Hollín Inferior**

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4 500 psi, y la presión (a diciembre del 2008) está en el orden de 4 350 psi a 9 500 pies. Se puede observar una declinación de la presión que presenta una tasa de agotamiento de 20.1 psi/MMbl. Esta baja tasa de agotamiento indica un fuerte soporte de presión debido al acuífero de fondo activo definido en este reservorio. Comparando con otros reservorios, éste es el que presenta la menor tasa de agotamiento a pesar de haber producido en forma continua desde 1975.

#### **1.8.1.2 Reservorio Hollín Superior**

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4 500 psi, y la presión (a diciembre del 2008) está en el orden de 3 500 psi a 9 225 pies. Se puede observar una declinación de la presión que presenta una tasa de agotamiento de 24.2 psi/MMbl. Similar a Hollín Inferior se observa un buen soporte de energía debido al acuífero del reservorio, aunque pudiera decirse que moderado tomando en cuenta que tiene un menor tiempo de producción que Hollín Inferior y menor desarrollo de pozos.

#### **1.8.1.3 Reservorio “T”**

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4 213 psi, y la presión (a diciembre del 2008) está en el orden de 1 400 psi. La declinación de presión muestra una tasa de agotamiento de 40 psi/MMbl. Este reservorio indica que tiene poco soporte de energía, confirmando que el mecanismo principal de producción es el de expansión roca – fluido.

En Auca se ha observado que en la zona central de Tena y Napo existen las menores presiones, por lo que en el año 2007 se inició un proyecto piloto de Inyección de Agua a dos pozos en la arena “T” sin obtener los resultados esperados, por lo cual es importante revisar opciones para mejorar el soporte de presión en los reservorios “T” y “U”. Las presiones están referidas a un nivel de profundidad de 9 050 pies.

#### **1.8.1.4 Reservorio “U”**

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4 141 psi, contando con múltiples medidas de presiones desde el año 1981. En este reservorio se han observado varias tendencias, los mayores valores de presiones corresponden al área Auca Sur en el orden de 3 500 psi en el año 1993 hasta 3 000 psi en el 2002.

Para las demás presiones se ha observado una disminución hasta un promedio de 1 500 psi entre los años 1990 y 1998, manteniendo esa tendencia hasta llegar a valores de 800 psi en el 2005 medida en el pozo AU-34 en la zona central del reservorio. Sin embargo se advierte que en el pozo AU-52, ubicado al norte, se tiene una presión medida por encima de 2 000 psi.

Se nota la declinación de presión presentando una tasa de agotamiento de 67 psi/MMbl. La profundidad a la que están referidas las presiones es de 8 775 pies.

#### **1.8.1.5 Reservorio Basal Tena**

La presión inicial del reservorio fue reportada en 3 563 psi contando con medidas de presión desde el año 1993, observándose una presión a diciembre 2008 en el orden de 1 300 psi a 9 100 pies. Se nota una declinación de presión con una tasa de agotamiento de 257 psi/MMbl.

### **1.8.2 CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA**

A la información de presiones que se ha dispuesto desde el año 1981 se corrigió a un nivel de referencia definido para cada uno de los reservorios obteniendo el siguiente comportamiento:

### **1.8.2.1 Reservorio Hollín Inferior**

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4500 psi contando con medidas de presión hasta el año 1998 en el orden de la presión inicial a un nivel de referencia de -9 150 pies.

### **1.8.2.2 Reservorio Hollín Superior**

La presión inicial de reservorio fue reportada en 4 390 psi y la última presión corresponde al año 1997, con 3 983 psi a un nivel de referencia de -9 120 pies. Este reservorio no cuenta con medidas de presión pues la mayor parte del tiempo ha permanecido inactivo.

### **1.8.2.3 Reservorio “T”**

La presión inicial de reservorio fue reportada en 4 270 psi y la última presión corresponde al año 1997, con 3 855 psi a un nivel de referencia de -8 970 pies. Este reservorio no cuenta con medidas de presión pues la mayor parte del tiempo ha permanecido inactivo.

### **1.8.2.4 Reservorio “U”**

La presión inicial del reservorio fue reportada en 3 955 psi, las últimas presiones medidas son del año 2004 y se encuentran en el orden de 2 000 psi a un nivel de referencia de -8 730 pies, representando un agotamiento de presión de 57psi/MMbl. Es evidente la presencia de un acuífero lateral al este del reservorio a una profundidad de -8 759 pies en el pozo Yulebra 6, el cual se puede definir como un acuífero débil debido a la caída de presión observada.

### **1.8.2.5 Reservorio Basal Tena**

La presión inicial del reservorio fue reportada en 3 720 psi, luego de 25 años de producción continua se obtuvo una presión medida en el orden de 2 000 psi a nivel de referencia de -7 985 pies en el año 2006, representando un agotamiento de presión de 176 psi/MMbl.

## **1.9 RESERVAS CERTIFICADAS DE LOS RESERVORIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010<sup>1</sup>**

### **1.9.1 CAMPO AUCA**

#### **1.9.1.1 Reservorio Hollín Inferior**

El reservorio Hollín Inferior ha producido en forma continua desde febrero de 1975 hasta la actualidad. La producción acumulada al 31 de diciembre de 2010 es de 40 714 589 BN (Barriles Normales) de un crudo de 31.6°API. Las reservas estimadas volumétricamente están asociadas al volumen contenido entre: el límite inferior de petróleo LIP identificado a la profundidad de -9 310 pies para el flanco Oeste, el contacto agua – petróleo CAP a -9 307 pies para el área noreste de Auca, el CAP a -9 355 pies para el flanco Este de Auca, el CAP a -9 380 pies para Auca Sur y el tope del reservorio. Las reservas probadas recuperables totalizan 43 459 503 BN (Barriles Normales), las reservas probables son de 15 600 000 BN y las reservas totales son de 59 059 503 BN.

El petróleo original in situ del reservorio es 244 154 511 BN, el factor de recobro de petróleo del reservorio es del 17.8%. Las reservas probadas remanentes son de 2 744 914 Bls.

#### **1.9.1.2 Reservorio Hollín Superior**

El reservorio Hollín ha producido en forma continua desde enero de 1994 hasta el 31 de diciembre de 2010 con una producción acumulada a la fecha de 43 485 518 BN con un crudo de 31.6°API. Las reservas totales e stimadas volumétricamente están asociadas al volumen contenido entre los LIP identificados a las profundidades de -9 236 pies, -9 290 pies, -9 310 pies y -9 360 pies para las áreas noreste de Auca, flancos Oeste y Este de Auca y Auca Sur, respectivamente y el tope de reservorio.

---

<sup>1</sup> EP – PETROECUADOR, Subgerencia de Exploración y Desarrollo, “Estimado de Reservas de Petróleo por Campo y por Yacimiento en producción al 31 de diciembre de 2010”, Quito – Ecuador, Diciembre 2010.

Las reservas probadas recuperables totalizan 89 654 142 BN. El petróleo original in situ del reservorio es 200 120 852 BN, el factor de recobro de petróleo es de 44.8%. Las reservas remanentes son de 46 168 624 BN.

#### **1.9.1.3 Reservorio “T”**

El reservorio “T” muestra producción desde enero de 1994 con una producción acumulada al 31 de diciembre del 2010 de 75 241 075 BN de un crudo de 29°API. Las reservas totales fueron estimadas volumétricamente con un POES total de 351 726 117 BN. Las reservas probadas recuperables totalizan 103 407 478 BN y las reservas probables son de aproximadamente 4 300 000 BN, sumando 107 707 478 BN de reservas totales. El factor de recobro de petróleo para el reservorio es de 29.4%. Las reservas remanentes son de 28 166 403 BN.

#### **1.9.1.4 Reservorio “U”**

El reservorio “U” ha producido en forma continua desde 1985 con una producción acumulada de 48 101 755 BN de un crudo de 19°API. El POES total es de 324 891 563. Las reservas probadas recuperables totalizan 97 792 369 BN y las reservas probables son de 2 600 000 BN, sumando 100 392 600 BN de reservas totales. El factor de recobro de petróleo es de 30.1%. Las reservas remanentes son de 49 690 605 BN.

#### **1.9.1.5 Reservorio Basal Tena**

El reservorio Basal Tena ha producido en forma continua desde 1981 con una producción acumulada de 9 544 851 BN de un crudo de 21.1°API. Las reservas totales fueron estimadas volumétricamente y el POES total fue de 141 006 079 BN. Las reservas probadas recuperables totalizan 27 496 185 BN. El factor de recobro del reservorio es de 19.5%. Las reservas remanentes son de 17 951 334 BN.

En la Tabla 1.5 a continuación se encuentra resumida la información de las reservas de petróleo del Campo Auca.



**TABLA 1. 5**

ESTIMADO DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR RESERVORIO EN PRODUCCIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 DEL CAMPO AUCA

Yacimiento	POES (BN)	Factor de recobro (%)	RESERVAS ORIGINALES			Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	°API
			Probadas (BN)	Probables (BN)	Totales (BN)			
<b>Hollín Inferior</b>	244.154.511	17,8	43.459.503	15.600.000	59.059.503	40.714.589	2.744.914	31,6
<b>Hollín Superior</b>	200.120.852	44,8	89.654.142	-	89.654.142	43.485.518	46.168.624	31,6
<b>Napo "T"</b>	351.726.117	29,4	103.407.478	4.300.000	107.707.478	75.241.075	28.166.403	29,0
<b>Napo "U"</b>	324.891.563	30,1	97.792.360	2.600.000	100.392.600	48.101.755	49.690.605	19,0
<b>Basal Tena</b>	141.006.079	19,5	27.496.185	-	27.496.185	9.544.851	17.951.334	21,1
<b>Subtotal</b>	<b>1.261.899.122</b>		<b>361.809.668</b>	<b>22.500.000</b>	<b>384.309.908</b>	<b>217.087.788</b>	<b>144.721.880</b>	<b>25,47</b>

FUENTE: Libro de Reservas, SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

## **1.9.2 CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA**

### **1.9.2.1 Reservorio Hollín Inferior**

El reservorio Hollín Inferior ha producido en forma continua desde febrero de 1975 hasta el 31 de diciembre de 2010. La producción acumulada hasta la fecha mencionada fue de 5 474 111 BN de crudo de 27.2°API. Las reservas probadas recuperables totalizan 5 665 955 BN. El petróleo original in situ del reservorio es 18 886 517 BN, el factor de recobro de petróleo del reservorio es del 30%. Las reservas remanentes son de 191 844 BN.

### **1.9.2.2 Reservorio Hollín Superior**

El reservorio Hollín ha producido en forma continua desde enero de 1994 hasta el 31-12-2010 con una producción acumulada a la fecha de 57 029 BN con un crudo de 27.2°API. Las reservas probadas recuperables 8 934 773 BN. El petróleo original in situ del reservorio es 44 673 867 BN, el factor de recobro de petróleo es de 20%. Las reservas remanentes son de 8 877 744 BN.

### **1.9.2.3 Reservorio “T”**

El reservorio “T” muestra producción desde enero de 1994 con una producción acumulada al 31 de diciembre del 2010 de 689 656 BN de un crudo de 25.2°API. Las reservas totales fueron estimadas con un POES total de 10 926 958 BN. Las reservas probadas recuperables totalizan 2 185 932 BN. El factor de recobro de petróleo para el reservorio es de 20%. Las reservas remanentes son de 1 495 736 BN.

### **1.9.2.4 Reservorio “U”**

El reservorio “U” ha producido en forma continua desde 1985 con una producción acumulada de 37 111 740 BN de un crudo de 21.3°API. El POES total es de 224 300 000. Las reservas probadas recuperables totalizan 63 252 600 BN, el factor de recobro de petróleo es de 28.2%. Las reservas remanentes son de 26 140 860 BN.

#### **1.9.2.5 Reservorio Basal Tena**

El reservorio Basal Tena ha producido en forma continua desde 1981 con una producción acumulada de 10 352 065 BN de un crudo de 21.2°API. Las reservas totales fueron estimadas volumétricamente y el POES total fue de 49 300 000 BN.

Las reservas probadas recuperables totalizan 15 308 200 BN. El factor de recobro de petróleo es de 31.05% y las reservas remanentes son de 4 956 135 BN.

En la Tabla 1.6 a continuación se encuentra resumida la información de las reservas de petróleo del Campo Culebra – Yulebra – Anaconda.

**TABLA 1. 6**

ESTIMADO DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR RESERVORIO EN PRODUCCIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA

Yacimiento	POES (BN)	Factor de recobro (%)	RESERVAS ORIGINALES			Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	%API
			Probadas (BN)	Probables (BN)	Totales (BN)			
<b>Hollín Inferior</b>	18.886.517	30	5.665.955	-	5.665.955	5.474.111	191.844	27,2
<b>Hollín Superior</b>	44.673.867	20	8.934.773	-	8.934.773	57.029	8.877.744	27,2
<b>Napo "T"</b>	10.926.958	20	2.185.392	-	2.185.392	689.656	1.495.736	25,2
<b>Napo "U"</b>	224.300.000	28,2	63.252.600	-	63.252.600	37.111.740	26.140.860	21,3
<b>Basal Tena</b>	49.300.000	31,05	15.308.200	-	15.308.200	10.352.065	4.956.135	21,2
<b>Subtotal</b>	<b>348.087.342</b>		<b>95.346.920</b>	-	<b>95.346.920</b>	<b>53.684.601</b>	<b>41.662.319</b>	<b>22,71</b>

FUENTE: Libro de Reservas, SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

## **CAPÍTULO II**

### **FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE**

#### **2.1 GENERALIDADES**

En el planeamiento de la completación, una de las operaciones más determinantes es el punzonamiento, pues la producción de determinada arena depende del tipo de camino que se deje entre el fondo del pozo y el reservorio.

El cañoneo consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer túneles de conducción que sirvan de enlace entre el pozo y los fluidos del yacimiento.

Antes del año 1932, los disparos se realizaban simplemente creando orificios en el casing con cortadores mecánicos, pero a partir de aquel año se implementó el uso de balas para realizar los orificios, la detonación fue lograda mediante el paso de corriente eléctrica hacia un cable conductor.

Posteriormente, por el año 1958, se comenzó a bombear abrasivos, pero la técnica que se ha utilizado por su mejor rendimiento, desde 1948, es la detonación de explosivos con cargas huecas especiales fabricadas especialmente para la industria. Los métodos de transporte de los cañones se han actualizado conforme a la incorporación de diferentes técnicas de disparo y acorde al avance de la tecnología.

El disparo llega a alterar la roca alrededor del túnel creado cambiando su permeabilidad; por lo que, tanto este cambio en las propiedades de la roca, como parámetros de los cañones y cargas tales como la profundidad de penetración en la formación, el tamaño del agujero, la densidad de los disparos (número de disparos por pie) y el ángulo entre agujeros, influyen representativamente en la caída de presión en las cercanías del pozo (daño por cañoneo) y, por ende, en la producción.

Esto ha derivado investigaciones a lo largo del tiempo, en las cuales se plantea que la mejor manera de remover el daño, parcial o totalmente, y retirar de la formación los detritos de los disparos, es el punzonamiento en condiciones de desbalance a favor de la formación (bajo balance), siendo lo ideal la consecuencia de dos fenómenos es decir que la presión hidrostática de la columna antes del disparo sea menor que la presión de la formación.

En el presente proyecto se analizarán técnicas de bajo balance estático y dinámico cuyos resultados se compararán para determinar la efectividad de las diferentes técnicas disponibles en el mercado para disparar zonas productoras de petróleo o gas, tales como TCP, Cañoneo tipo ancla y Cañoneo utilizando Coiled Tubing.

La diferencia entre bajo balance estático y dinámico radica en el tiempo en el cual se producen los cambios de presión, así lo denominamos dinámico cuando los cambios de presión se presentan en microsegundos y estático cuando los cambios se presentan en segundos.

## **2.2 MARCO TEÓRICO**

### **2.2.1 EXPLOSIVOS**

#### **2.2.1.1 Definición**

Es cualquier sustancia que puede ser sometida a un cambio químico rápido, sin requerir necesariamente un aporte externo de oxígeno. También es cualquier material que contiene una gran cantidad de energía potencial que puede ser liberada de pronto, convirtiendo la materia en gas comprimido y fragmentos que se expanden con gran fuerza y velocidad.

#### **2.2.1.2 Tipos de Explosivos**

Los dos factores principales que determinan qué material explosivo utilizar son el tiempo y la temperatura. Existen dos grandes grupos de explosivos:

#### **2.2.1.2.1 Explosivos Bajos**

Es un material explosivo en el cual la velocidad de combustión es más lenta que la velocidad del sonido, es decir menor a 16 400 ft/s (5000 m/s) a través del material explosivo que está quemándose. Este fenómeno se conoce como deflagración. Pasa de un estado sólido, a un estado líquido y finalmente a uno gaseoso.

Este tipo de explosivos pueden ser sensibles al calor en cualquier forma incluyendo fricción, chispas, llamas, choques mecánicos y descargas eléctricas. Son usados en aplicaciones de campo modernas como perforadores de bala, así como también para procedimientos de estimulación como Sobre Balance Dinámico.

#### **2.2.1.2.2 Explosivos Altos**

Es un material explosivo en el cual la velocidad de combustión es mayor a 16 400 ft/s (5000 m/s) a través del material explosivo. Este fenómeno se conoce como detonación. Pasa de un estado sólido a un estado gaseoso. Los explosivos altos se dividen en dos subgrupos:

- Explosivos Altos primarios
- Explosivos Altos secundarios

#### **2.2.1.2.3 Explosivos Altos Primarios**

Son más sensibles que los explosivos altos secundarios, tienen una salida de energía total menor a la de los explosivos altos secundarios. Se encienden por chispas, llamas, fricción, choques o un cableado caliente.

#### **2.2.1.2.4 Explosivos Altos Secundarios**

Son menos sensibles a las chispas, llamas, fricción o choques que los explosivos altos primarios. Estos no transfieren fácilmente de una deflagración a una detonación (DDT) así como los explosivos bajos, son los explosivos más poderosos y destructivos. La velocidad de detonación en estos explosivos generalmente excede los 20 000 ft/s (6100 m/s). Estos explosivos se encuentran descritos en la Tabla 2.1.

TABLA 2. 1

## TIPOS DE EXPLOSIVOS ALTOS SECUNDARIOS

Nombre	Código de color	Temperatura aproximada	Composición	Velocidad de detonación aproximada	Uso
<b>RDX</b> <b>Cyclonite</b> <b>Hexogen</b>	Rosado	250°F para 48 horas	$C_3H_6N_6O_6$	8180 m/s	Cargas moldeadas
<b>CLCP</b>		325°F para 48 horas			Iniciadores
<b>HMX</b> <b>Octogen</b>	Blanco	325°F para 48 horas	$C_4H_8N_4(NO_2)_4$	9100 m/s	Cargas moldeadas Boosters Cordón detonante
<b>HNS</b>	Amarillo pálido	400°F para 48 horas	$C_{14}H_6N_6O_{12}$	6900 m/s	Cargas moldeadas Boosters Cordón detonante Time delays
<b>PYX</b>	Amarillo	500°F para 48 horas	$C_{17}H_7N_{11}O_{16}$	7100 m/s	Cargas moldeadas Boosters Cordón detonante Iniciadores Time delays Bloques de transferencia

FUENTE: BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

Debido al costo y a las mejores condiciones, los explosivos RDX son los más comúnmente utilizados para los sistemas de perforación. Los explosivos HMX son los más poderosos por unidad de masa que se utiliza en los sistemas de perforación petroleros.

La selección del tipo de explosivo alto secundario depende básicamente de la temperatura y el tiempo a los cuales serán expuestos estos explosivos.



### **2.2.1.3 Características de los explosivos**

#### **2.2.1.3.1 Sensitividad**

La sensitividad es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo y nos indica la facilidad con la que puede iniciarse. Existen dos principales tipos de sensitividad: al impacto y a la chispa.

Sensitividad al impacto.- Es la altura mínima de la cual se puede dejar caer un peso (barra detonante) sobre el explosivo para que detone.

Sensitividad a la chispa.- Es la cantidad de energía que debe tener una chispa para que inicie la detonación de un explosivo.

#### **2.2.1.3.2 Estabilidad**

Se refiere a la cualidad de un explosivo para permanecer por períodos largos, soportando altas temperaturas sin descomponerse.

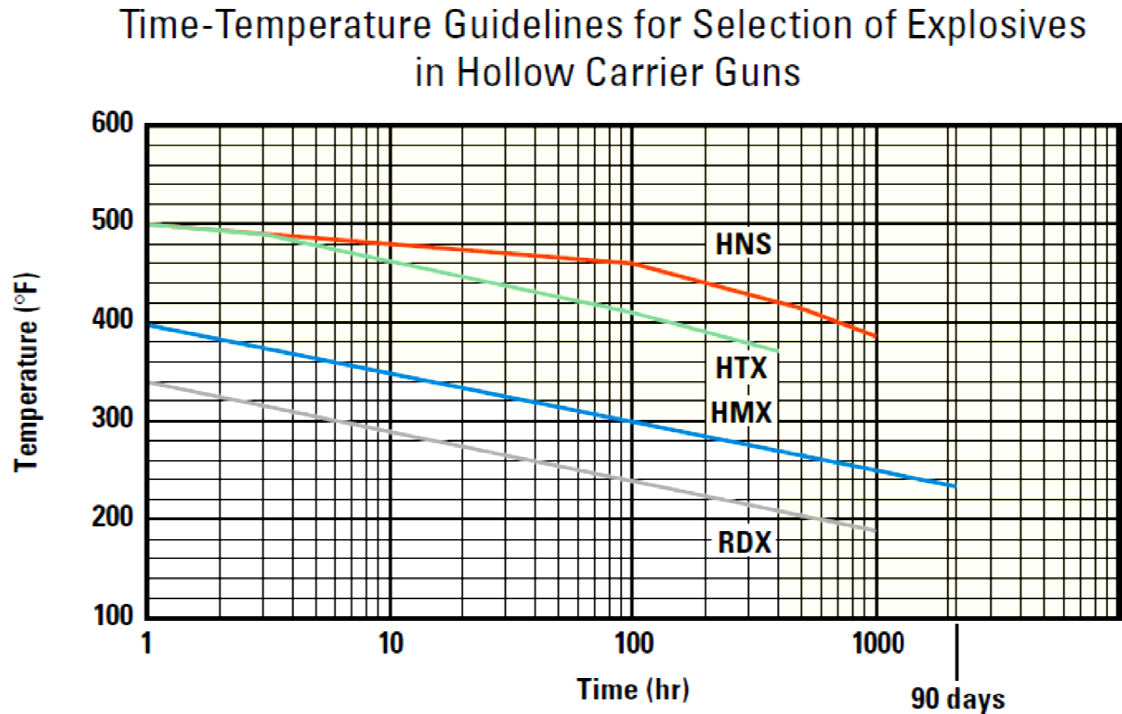
Esta es una característica muy importante que se debe tener en cuenta para la selección de los explosivos para que puedan permanecer en buen estado por un tiempo considerable y que éstos puedan operar de manera óptima al estar expuestos a altas temperaturas, pues si se excede el tiempo diseñado podría disminuir la eficiencia de los disparos o podría incurrir en una autodetonación.

En la Figura 2.1 se puede observar la relación de estabilidad de los explosivos para su adecuada selección dependiendo de las condiciones de la formación a disparar, mostrando la temperatura que soporta cada tipo de explosivo por un tiempo determinado antes de degradarse.

Como muestra la figura, el explosivo HMX tiene un rango mayor de tiempo pues puede funcionar de manera correcta hasta 90 días a una temperatura máxima de 230°F

FIGURA 2. 1

ESTABILIDAD DE LOS EXPLOSIVOS. RANGOS DE TEMPERATURA



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

### 2.2.2 CAÑONES

Los cañones de perforación consisten en el ensamblaje de un tren explosivo que consta de varios dispositivos utilizados para iniciar y propagar la detonación de los explosivos.

#### 2.2.2.1 Elementos de un cañón

Las partes que constituyen el tren explosivo de los cañones son:

- Dispositivos de iniciación (iniciadores y unidades de retardo)
- Cordón detonante
- Booster

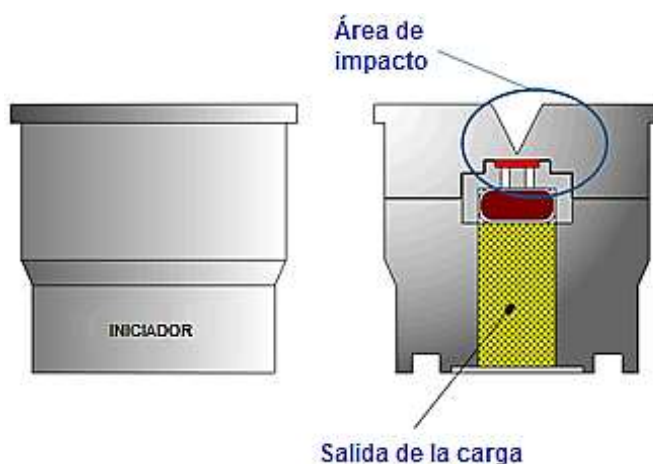
- Cargas moldeadas

### 2.2.2.1.1 *Iniciadores*

Son utilizados para iniciar la detonación de los explosivos. Siempre se localizan en la cabeza de disparo. Se inicia por percusión, impacto, no de manera eléctrica. El martillo de impacto está forzado a impactar en el tope del iniciador, éste convierte el impacto en una detonación que es transferida a el resto del tren explosivo. Deben ser manejados con mucho cuidado. En la Figura 2.2 se pueden observar sus partes.

## FIGURA 2. 2

### PARTES DEL INICIADOR



FUENTE: BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: BAKER HUGHES

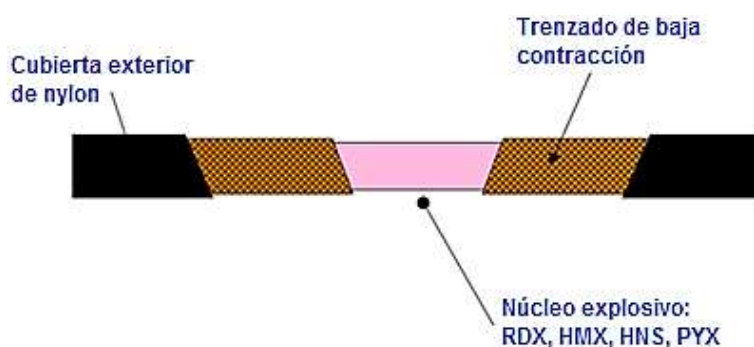
### 2.2.2.1.2 *Cordón detonante*

El cordón detonante o primacord es un accesorio de voladura formado por un núcleo central de explosivo (PETN) recubierto por una serie de fibras sintéticas y una cubierta exterior de plástico coloreado como se indica en la Figura 2.3, que conforman en conjunto un cordón flexible, resistente a la tracción e impermeable. Este es detonado debido a la onda de choque creada por el booster y transfiere la onda explosiva a través del ensamblaje del cañón. La velocidad de la onda

determina que el cordón detone o deflagre. Los cordones detonantes proveen detonaciones para cada carga moldeada. Los cordones RDX, HMX y HNS están disponibles en un revestimiento flexible.

### FIGURA 2. 3

#### PARTES DEL CORDÓN DETONANTE



FUENTE: BAKER HUGHES

MODIFICADO POR: Gabriela Zúñiga Acurio

#### *Recomendaciones para cortar cordón detonante*

- Utilizar solamente cortadores de cordón detonante aprobados.
- Asegurarse de que la cuchilla esté afilada para evitar la deformación del cordón detonante.
- La cuchilla debe estar limpia para evitar contaminar el cordón detonante que podría causar un mal encendido.
- Reemplazar la cuchilla cuando sea necesario.
- Nunca empalmar cordón detonante durante una operación.
- Asegurarse de que el corte sea suave y en ángulo recto.

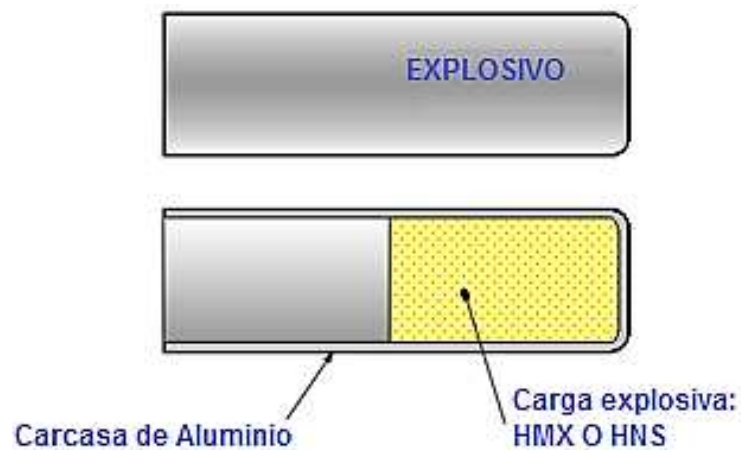
Si el corte no es suave y perpendicular o si el explosivo se ha caído se debe volver a cortar si el cordón detonante no es de la longitud deseada o reemplazar si el cordón detonante es demasiado corto.

### 2.2.2.1.3 Boosters

Transfieren la detonación a través de un espacio de aire en conexiones de cañones en tándem, desde el iniciador hasta el cañón superior. Se encuentran doblados hacia adentro de cada extremo del cordón detonante, si se encuentran doblados de manera incorrecta puede ocurrir una interrupción en el disparo. Nunca se debe mezclar boosters de diferentes fabricantes por sus distintas especificaciones. En la Figura 2.4 se pueden observar sus componentes.

#### FIGURA 2. 4

##### PARTES DEL BOOSTER



FUENTE: BAKER HUGHES

MODIFICADO POR: Gabriela Zúñiga Acurio

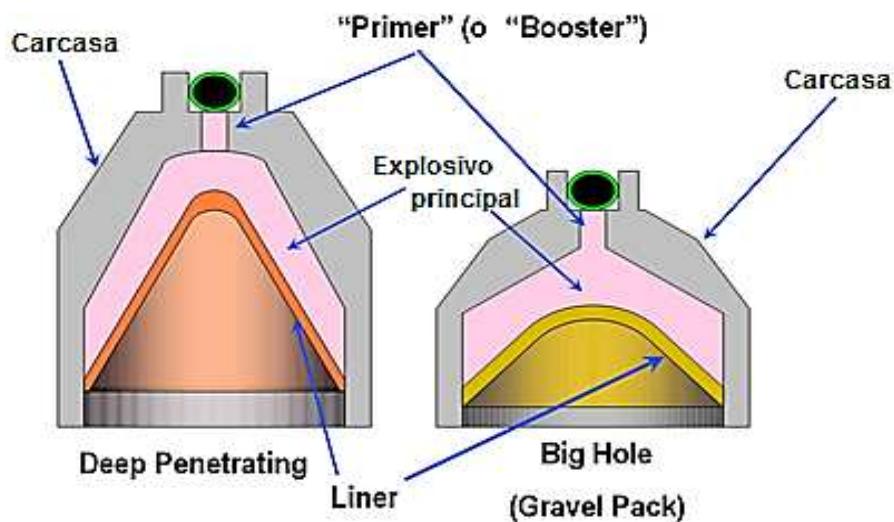
### 2.2.2.1.4 Cargas moldeadas

Son las encargadas de crear las perforaciones. Sus principales componentes son: Carcasa o casco, liner, explosivo principal y explosivo "primer". La forma del liner determina la forma del jet y están disponibles en las cargas de Penetración Profunda (Deep Penetrating) y las de Hueco grande (Big hole – Gravel Pack) como se puede observar en la Figura 2.5.

Debido a la importancia de las cargas, se profundizará sobre estos elementos en el siguiente subcapítulo.

FIGURA 2. 5

## PARTES DE LAS CARGAS MOLDEADAS



FUENTE: BAKER HUGHES

MODIFICADO POR: Gabriela Zúñiga Acurio

*Recomendaciones para el manejo de las cargas moldeadas*

- No dejar caer
- Evitar golpes e impactos. Si resulta difícil instalar las cargas, inspeccionar y determinar el problema, NO se debe forzar en el tubo de la carga.
- Inspeccionar todas las cargas previo a su instalación. No utilizar ninguna carga con liners rotos, desplazados o dañados.
- Proteger las cargas de la humedad.
- Todas las cargas moldeadas deben ser manipuladas únicamente por personal autorizado.

**2.2.2.2 Tipos de cañones**

Existen dos categorías de cañones: en el primer grupo se encuentran los cañones desechables y semidesechables, y en el segundo grupo están los sistemas recuperables entubados.

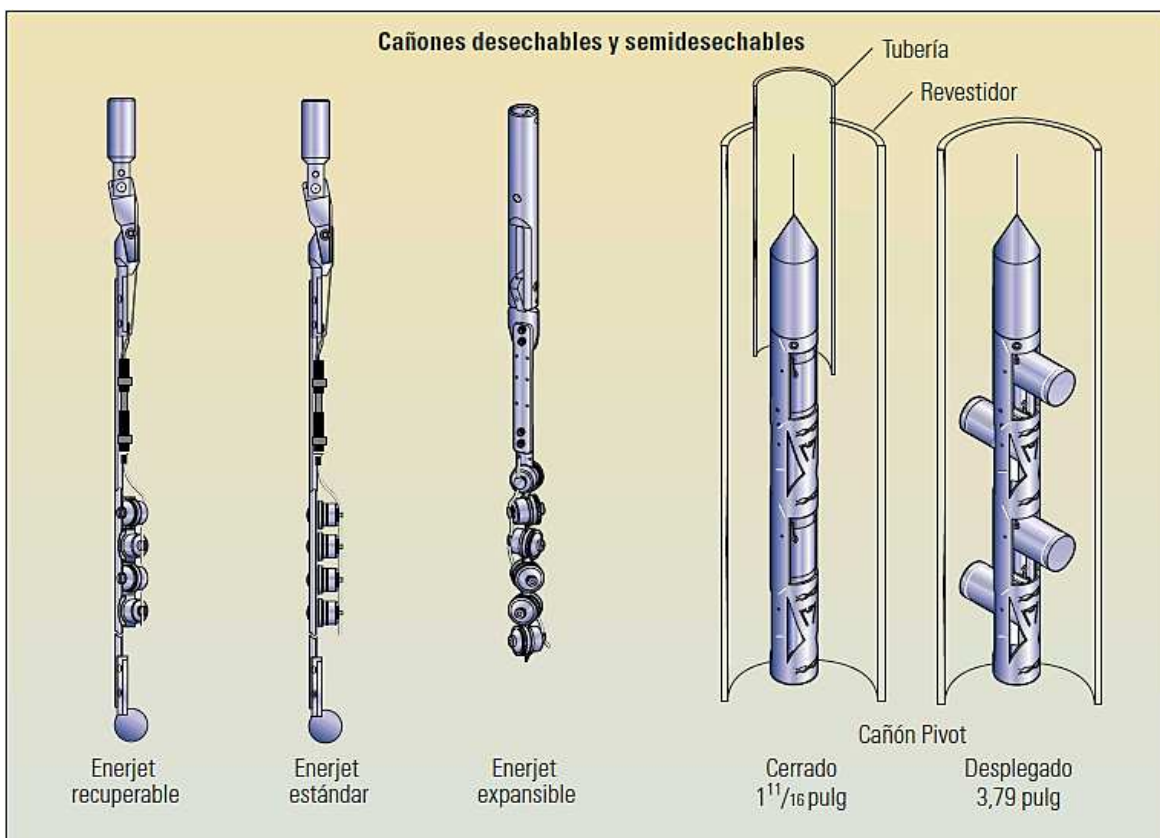
**2.2.2.2.1 Cañones Desechables y Semidesechables**

Estos cañones se utilizan en operaciones realizadas a través de las tuberías de producción y se bajan con cable de acero eléctrico y línea de arrastre. En este tipo de cañones, las cargas se encuentran expuestas a las condiciones del pozo y se deben encapsular en contenedores separados y resistentes a la presión. Se los puede observar en la Figura 2.6

Una vez realizado el disparo, los residuos de estos cañones quedan en el pozo, lo cual puede interferir con la producción.

**FIGURA 2. 6**

**CAÑONES DESECHABLES Y SEMIDESECHABLES**



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

### 2.2.2.2 Cañones Recuperables

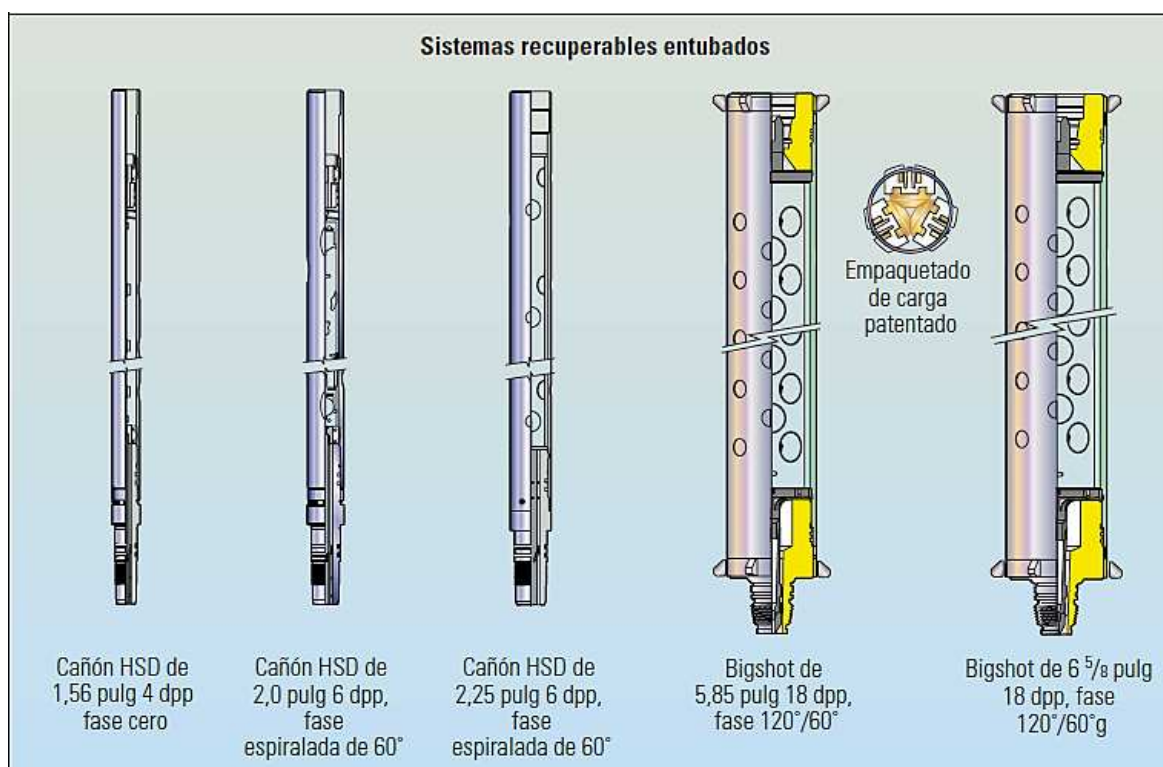
Los sistemas recuperables entubados son bajados con cable de acero o línea de arrastre, tuberías de producción o sartas de perforación operadas por equipos de perforación y reacondicionamiento o unidades para entubar contra presión o también por tubería flexible con o sin línea eléctrica.

En estos cañones, las cargas y la mayor parte de los detritos se encuentran contenidas dentro de transportadores huecos de acero que son recuperados, o liberados y abandonados en el fondo una vez culminada la operación.

Estos se pueden diseñar de tal manera que retengan los residuos dentro del tubo transportador, en la Figura 2.7 se muestran varios diseños. La detonación ocurre dentro del tubo bajo presión atmosférica

**FIGURA 2. 7**

#### CAÑONES RECUPERABLES



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER



### 2.2.3 CARGAS

Tienen la capacidad de liberar energía en forma instantánea en un explosivo, utilizan un efecto de cavidad y un liner metálico para maximizar la penetración.

#### 2.2.3.1 Elementos de una carga

*Carcasa o casco.*-Este puede ser de distintos materiales como acero, zinc, aluminio y su propósito es mantener la potencia de la detonación el tiempo suficiente y necesario para que el jet se forme.

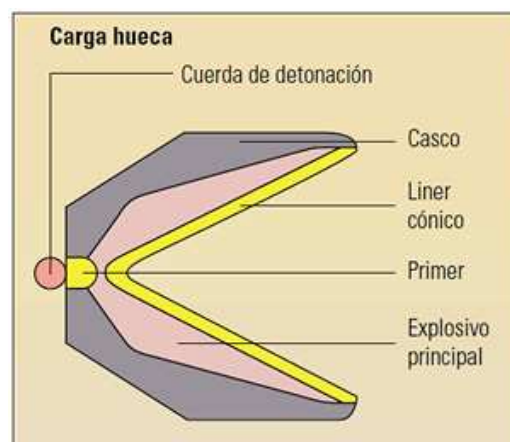
*Liner cónico.*- Es un revestimiento de partículas de metales pulverizados como el cobre, tungsteno, zinc, plomo y estaño, para incrementar la penetración otorgándole una densidad suficiente y el gradiente de velocidad necesario al jet. Este se encuentra en el centro de la carga

*Explosivo principal.*-Es el componente que libera la energía a altas velocidades que genera la detonación de la carga formando el jet (chorro), el cual originará el túnel de disparo.

*Explosivo "primer".*- Es un explosivo de alta sensibilidad y pureza que actúa como detonador del explosivo principal. Estos elementos se muestran en la Figura 2.8

### FIGURA 2. 8

#### ELEMENTOS DE LAS CARGAS



FUENTE: SCHLUMBERGER

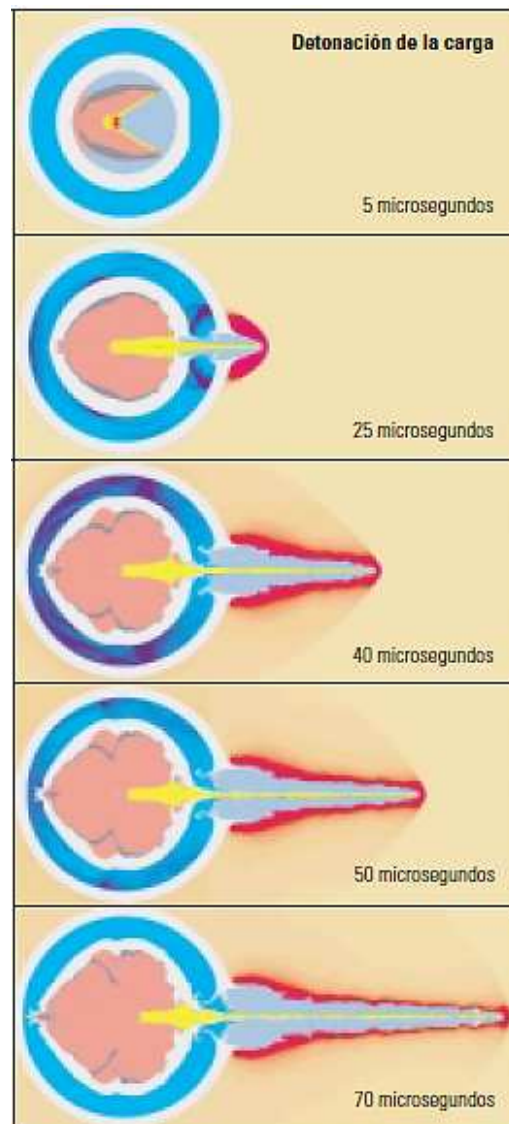
ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

### 2.2.3.2 Proceso de detonación de la carga

Como se puede notar en la Figura 2.9, durante la detonación de la carga se generan varios eventos: una onda explosiva recorre el cordón de disparo, activa el detonador y hace estallar el explosivo principal; una detonación avanza en forma esférica y puede alcanzar presiones de 7.5 MMpsi antes de alcanzar el vértice del liner, por lo cual es muy importante manejar estos dispositivos con las precauciones debidas.

**FIGURA 2. 9**

PROCESO DE DETONACIÓN DE LA CARGA



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

Posteriormente el casco de la carga se expande, el liner colapsa y se forma un chorro de partículas de metal fluidizado de gran potencia que consta de una punta más rápida y una cola más lenta, el cual es impulsado a lo largo del eje de la carga. La punta viaja a aproximadamente 7 km/seg mientras que la cola se mueve a menos de 1 km/seg. Este gradiente de velocidad ocasiona que el chorro se alargue de modo que atraviese el casing, el cemento y la formación. Los chorros de las cargas se desgastan hasta que consumen toda su energía al alcanzar el extremo del túnel del disparo.

Todo este proceso dura aproximadamente 70 microsegundos.

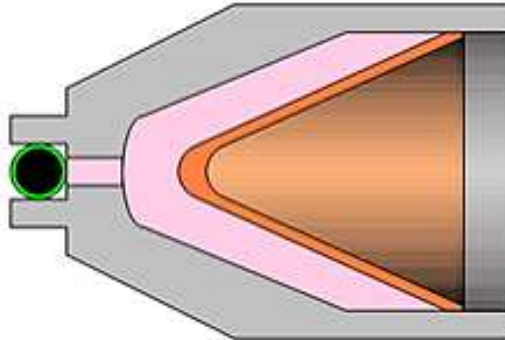
### **2.2.3.3 Diseño y comportamiento de las cargas**

Las cargas están diseñadas para generar disposiciones óptimas respecto a tamaño de orificio y penetración. La efectividad de las cargas depende de su simetría y de las características del chorro, pues si el chorro o jet es asimétrico desemboca en una reducción del rendimiento de la carga. Existen dos tipos de cargas que cumplen distintos enfoques, éstos son de penetración profunda (Deep Penetration) y de orificios grandes (Big Hole).

#### ***2.2.3.3.1 Cargas de Penetración Profunda (DEEP PENETRATION)***

Al utilizar este tipo de cargas, la invasión de los fluidos de perforación y completación pueden variar de pocas pulgadas a algunos pies. Los disparos con gran penetración, que atraviesan el daño incrementan el radio efectivo del hueco, también reducen la caída de presión en los intervalos disparados para prevenir la producción de arena.

Para garantizar la optimización del rendimiento sobre materiales que no sean concreto, las cargas se prueban con diferentes sólidos como areniscas de gran resistencia, concreto estándar y concreto según la Sección 1 del API. Su gran penetración se debe a la forma cónica alargada del liner, y por ende de la carga como lo indica la Figura 2.10.

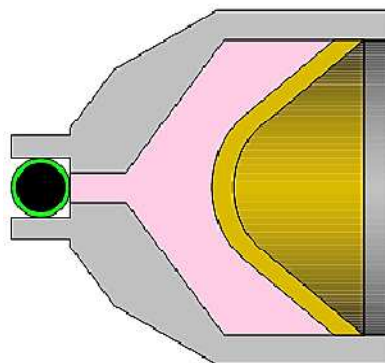
**FIGURA 2. 10****CARGAS DE PENETRACIÓN PROFUNDA**

FUENTE: BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: BAKER HUGHES

**2.2.3.3.2 Cargas de Orificio grande (BIG HOLE)**

Al manejar las cargas de hueco grande se obtienen menos detritos y se optimiza la resistencia del revestidor. Debido al incremento del área de flujo observado en la Figura 2.11, se mejora la localización de la grava para el control de la producción de arena y se reducen las restricciones de la caída de presión ocasionada por la turbulencia de los pozos con producción alta.

**FIGURA 2. 11****CARGAS DE ORIFICIO GRANDE**

FUENTE: BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: BAKER HUGHES

## 2.2.4 FACTORES DEL DISPARO QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

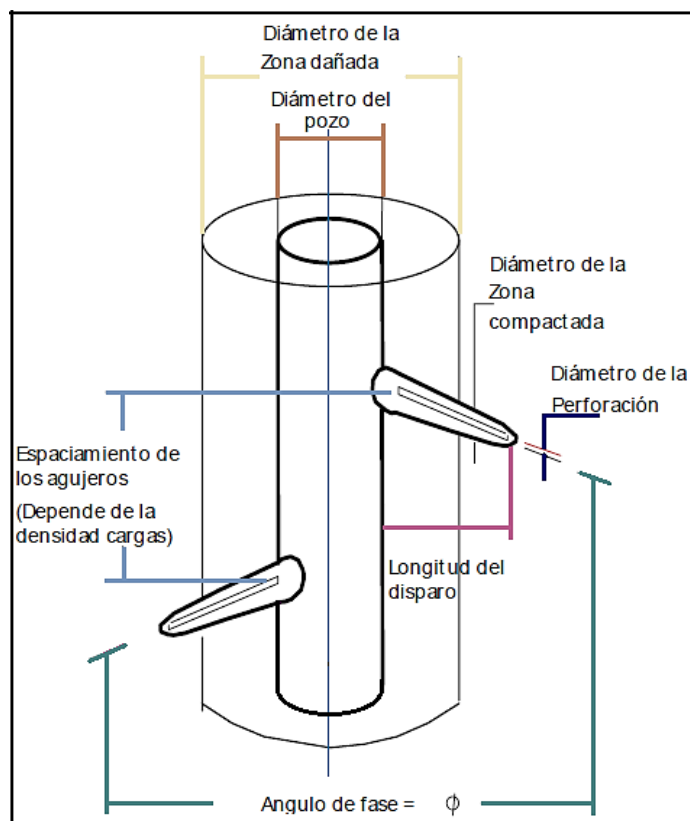
Existen varios parámetros del disparo que afectan la productividad del pozo, por lo cual su correcto diseño es necesario para obtener buenos resultados. Entre estos están: los factores geométricos del disparo, el tipo de cañones y cargas utilizadas, el daño causado por el disparo y como se analiza en este proyecto principalmente la presión diferencial al momento del punzonamiento.

### 2.2.4.1 Factores Geométricos del Disparo

Los factores geométricos del disparo a diseñar, en orden de importancia son: la densidad de los disparos, la penetración alcanzada, la fase angular entre orificios y el diámetro de los disparos mostrados en la Figura 2.12.

**FIGURA 2. 12**

### FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO



FUENTE: SCHLUMBERGER

MODIFICADO POR: Gabriela Zúñiga Acurio

### 2.2.4.1.1 Densidad de los disparos

La densidad de los disparos se refiere principalmente al número de disparos por pie expresados en DPP, o también se utiliza los términos disparos por metro (dpm). La densidad de los disparos requerida está determinada principalmente por el tipo de completación. La relación de productividad generalmente aumenta a mayor densidad de los disparos, pero hay parámetros a tomar en cuenta al momento de diseñar la densidad de los disparos, pues a mayor densidad aumenta también la presión interna de los cañones, lo que puede alterar el efecto de bajo balance esperado.

### 2.2.4.1.2 Penetración de los disparos

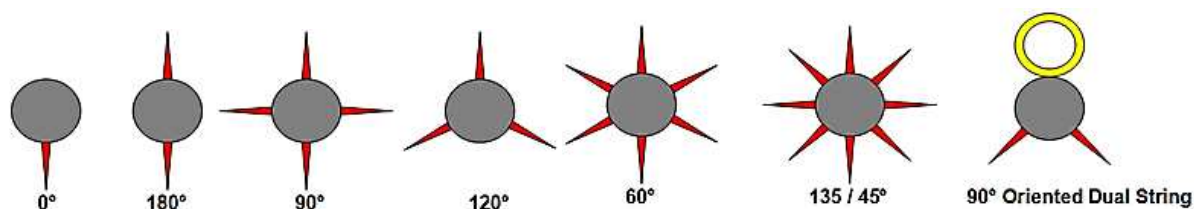
Este parámetro depende del tipo de cargas utilizadas, en la página web del American Petroleum Institute se muestra las pruebas según API 19B que norma la forma de disparar, los objetivos a los que se disparan para tener parámetros de comparación entre cargas de diferentes compañías.

### 2.2.4.1.3 Fase angular entre disparos

Es el ángulo existente entre los orificios resultantes de los disparos como se puede observar en la Figura 2.13, en la industria existen de  $0^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $45^\circ/135^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $120^\circ$ ,  $180^\circ$ , siendo la fase de  $60^\circ$  la más utilizada. Según los análisis, la relación de productividad disminuye cuando se emplean sistemas de  $0^\circ$  y aumenta con los de  $90^\circ$ ,  $60^\circ$  y  $45^\circ$ .

**FIGURA 2. 13**

FASE ANGULAR ENTRE DISPAROS



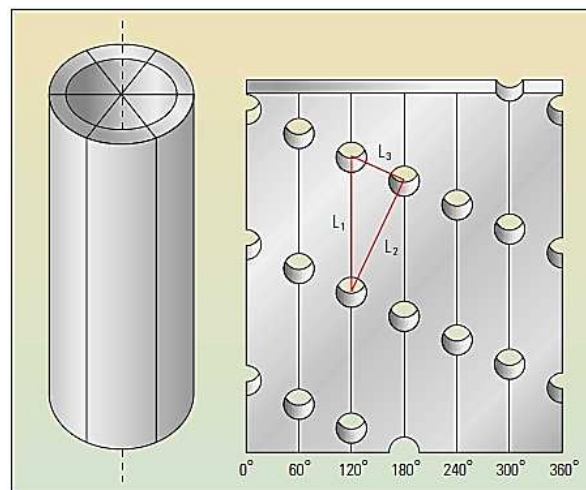
FUENTE: BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: BAKER HUGHES

La fase real de los disparos en la formación depende del radio del hueco y de la densidad del disparo. Un nuevo método desarrollado y patentado por Schlumberger permite diseñar cañones con un ángulo de fase que maximiza las distancias  $L_1$ ,  $L_2$  y  $L_3$  entre los orificios. El objetivo de una densidad de disparo determinada consiste en preservar la formación involucrada tanto como sea posible sin perjudicar la tasa de flujo por disparo.

### FIGURA 2. 14

#### OPTIMIZACIÓN DE LA FASE PARA PREVENCIÓN DE PRODUCCIÓN DE ARENA



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

#### 2.2.4.1.4 *Diámetro de los disparos*

Existen distintos tamaños de cañones dependiendo del diámetro de la tubería que los contenga. El hinchamiento de los cañones también debe ser considerado para adaptar el potencial de limpieza y recuperación. Los niveles de presión requeridos pueden afectar el tamaño de los cañones a ser corridos, como referencia, los cañones más pequeños tienen mayores niveles de presión. Los cañones más utilizados son de 4 1/2 pulgadas de diámetro externo, el cual presenta un hinchamiento aproximado de 4 11/16 para una tubería de 7 pulgadas de diámetro y de un peso de 17 a 41 libras por pie, como lo describe la Tabla 2.2.

**TABLA 2. 2****DIMENSIONES RECOMENDADAS DE LOS CAÑONES**

DIÁMETRO CASING (in)	PESO CASING (lb/ft)	TAMAÑO WASHPIPE (in)	DIÁMETRO MÁXIMO WASHOVER (in)	MÁXIMO OD CAÑÓN (OD, in)	HINCHAMIENTO DEL CAÑÓN (Referencia)
<b>4 1/2</b>	11.6	3 3/4 x 3.250 ID	3 1/8	2 7/8	3 1/16
	13.5	3 5/8 x 3.240 ID			
<b>5</b>	11.5	4 3/8 x 3.826 ID	3 3/4	3 3/8	3 9/16
	13.0 – 18.0	4 x 3.426 ID	3 5/16	3 1/8	3 5/16
	13.0 – 24.2	3 3/4 x 3.250 ID	3 1/8	2 7/8	3 1/16
<b>5 1/2</b>	14.0 – 23.0	4 1/2 x 4.000 ID	3 7/8	3 3/8	3 9/16
		4 1/2 x 3.826 ID	3 11/16		
	14.0 – 23.8	4 3/8 x 3.826 ID	3 3/4		
	14.0 – 29.7	4 x 3.426 ID	3 5/16	3 1/8	3 5/16
<b>7</b>	17.0 – 23.0	6 x 5. 352 ID	5 1/4	5	5 3/16
	17.0 – 35.0	5 3/4 x 5. 124 ID	5	4 5/8	4 13/16
	<b>17.0 – 41.0</b>	<b>5 1/2 x 4.892 ID</b>	<b>4 3/4</b>	<b>4 1/2</b>	<b>4 11/16</b>
<b>7 5/8</b>	24.0 – 39.0	6 3/8 x 5. 625 ID	5 1/2	5 1/4	5 7/16
	24.0 – 47.1	6 x 5. 352 ID	5 1/4	5	5 3/16
<b>9 5/8</b>	32.3 – 58.4	8 1/8 x 7.375	7 1/4	7	7 3/16

FUENTE: BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**2.2.4.1.5 Sistema de Evaluación API RP 19B**

Las Compañías de Servicios deben presentar los resultados del sistema de evaluación de los cañones, incluidos los no disparados. Además de las características de explosivos y cañones como tipo, densidad, fase, profundidad, diámetro externo del cañón, se presenta el EHD (Entry Hole Diameter) que es la distancia al casing, medido desde la parte externa del casing hasta el cañón como lo describe la Tabla 2.3.

La profundidad total de penetración es medida desde la pared interior del casing hasta el fin de la perforación, si el promedio está dentro de 3 pulgadas del borde, el test no es válido.



**TABLA 2. 3**

**CARACTERÍSTICAS DE LOS CAÑONES SEGÚN LA HOJA DE DATOS API  
RP19B**

<b>OD CAÑÓN (in)</b>	<b>DPP</b>	<b>CARGA</b>	<b>FASE ( ° )</b>	<b>PROF. PENETR. (in)</b>	<b>EHD (in)</b>	<b>ESFUERZO COMPRESIVO (psi)</b>
<b>1 9/16</b>	6	PowerJet 1606, HMX	60°	11.3	0.18	7378
<b>1 9/16</b>	4	1503 PredatorPerfform	0°	10.20	0.16	6567
<b>2 7/8</b>	6	PowerJet 2906	60°	25.3	0.38	6989
<b>2 7/8</b>	6	2818 Predator XP	60°	26.70	0.31	5254
<b>3 1/8</b>	6	PowerJet Omega 3106	60°	36.9	0.34	6158
<b>3 1/8</b>	6	3123 Predator XP	60°	29.80	0.35	5908
<b>4 1/2</b>	5	PowerJet 4505 HMX	72°	46.4	0.47	6583
<b>4 1/2</b>	5	PowerJet Omega 4505	72°	59.2	0.44	6303
<b>4 1/2</b>	5	4539 Predator XP	60°	45.00	0.41	5582
<b>4 1/2</b>	12	4523 GP Perfform	45°	5.20	0.72	6242
<b>4 5/8</b>	21	PowerFlow 4621, HMX	120°60°	6.8	0.73	6480
<b>4 5/8</b>	16	4526 GP Perfform	45°	5.01	0.86	8118
<b>5</b>	18	4523 GP Perfform	20°	4.90	0.75	6948
<b>6</b>	12	6032 GP Perfform	45°	6.14	0.77	5133
<b>6 5/8</b>	18	PowerFlow Max 6618	120°60°	8.1	0.81	5807
<b>7</b>	12	4539 Predator XP	45°	41.60	0.41	7105
<b>7</b>	18	7039 GP Perfform	20°	5.21	0.94	5539
<b>7</b>	12	PowerJet Omega 4505	135°45°	63	0.84	5787

FUENTE: Pruebas API 19B

<http://compositelist.api.org/FacilitiesList.ASP?Fac=Yes&CertificationStandard=API-19B>

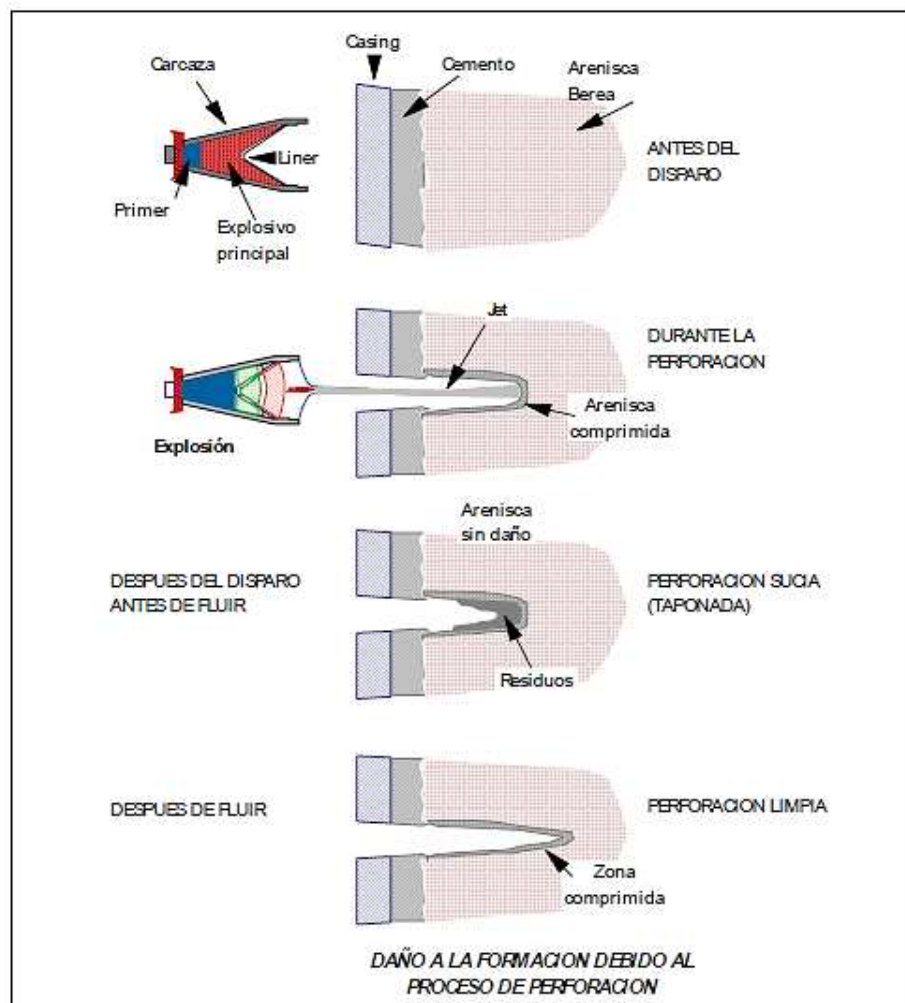
ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

### 2.2.4.2 Daño por cañoneo

Debido al proceso de perforación en formaciones porosas y permeables realizado, se crea una “película” la cual resiste el flujo. El momento que ingresa el jet en la arena a alta velocidad, se desplaza de manera radial el material de la formación lo que crea una zona compactada alrededor del orificio reduciendo la permeabilidad como lo muestra la Figura 2.15. Una manera de atenuar este daño por efecto pelicular es extender la profundidad de penetración para sobrepasar la zona de daño.

**FIGURA 2. 15**

DAÑO GENERADO POR EL DISPARO



FUENTE: Paper PEMEX, Gerencia de Ingeniería.

ELABORACIÓN: PEMEX

### 2.2.4.3 Presión Diferencial durante el punzonamiento

El proceso de punzonamiento en condiciones de bajo balance conduce a la disminución del efecto de daño skin, una limpieza de los agujeros pues los residuos de las cargas son desalojados de la formación debido a esta diferencia de presión a favor de ésta, aunque se debe realizar un correcto cálculo del bajo balance óptimo para cada pozo pues una presión diferencial excesiva puede inducir arenamientos o aporte de finos de formación lo cual obstaculizará el flujo o peor aún un colapso de la tubería, este valor depende principalmente de la permeabilidad de la formación y del tipo de fluido.

#### 2.2.4.3.1 Procedimiento de cálculo de la presión diferencial de bajo balance

Las compañías que ofrecen este servicio cuentan con sus propios simuladores de cañoneo y software adecuados que realizan este cálculo de manera confiable. El procedimiento para determinar el bajo balance adecuado depende del grado de consolidación de la formación, por lo que después de analizar el registro sísmico y/o de densidad se seguirá el proceso definido para arena consolidada o no consolidada.

##### *Para Formaciones Consolidadas*

Se considera una formación consolidada que tiene un buen grado de cementación entre sus granos, si en el registro sísmico se visualizan capas de lutitas adyacentes a la formación con tiempos de tránsito hasta de 100 microsegundos por pie ( $\Delta t \leq 100 \mu\text{seg}/\text{pie}$ ), o si en el registro de densidad se observa una densidad volumétrica de las lutitas adyacentes es superior a 2.4 gramos por centímetro cúbico ( $\rho_b \geq 2.4 \text{ gr}/\text{cm}^3$ ).

1. El primer paso es determinar la presión de bajo balance máxima  $\Delta P_{m\acute{a}x}$ , la cual se puede obtener por dos métodos explicados a continuación:
  - a. La presión diferencial máxima estará definida por el límite de presión de colapso del casing o tubería, presión diferencial en los packers u otros accesorios. Para tubería nueva el límite de presión es de un

80% de su presión de colapso para obtener un factor de seguridad del 20%; para equipos usados se debe incrementar el factor de seguridad de acuerdo a las condiciones de estos.

- b. En este caso se utiliza la resistencia compresiva de formación  $R_c$ , pues se ha concluido por pruebas de laboratorio que no existe movimiento en la matriz de la formación hasta que el esfuerzo efectivo excede 1.7 veces la resistencia compresiva de la formación. El esfuerzo efectivo  $\sigma_z$  es igual a la presión de sobrecarga  $\sigma_{sob}$  menos la presión de poro  $P_p$ , por lo que la presión de poro mínima es igual a la presión de sobrecarga menos 1.7 veces la resistencia compresiva, además se debe tomar en cuenta que la presión de bajo balance máxima es la presión de la formación menos la presión de poro mínima:

$$\sigma_z = \sigma_{sob} - P_p \quad (2.1)$$

$$\sigma_z < 1.7 R_c \quad (2.2)$$

$$P_{p \text{ mín}} = \sigma_{sob} - 1.7 R_c \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{\text{máx}} = P_f - P_{p \text{ mín}} \quad (2.4)$$

Se procede a determinar la presión de bajo balance mínima  $\Delta P_{\text{mín}}$ , la cual depende de la permeabilidad de la formación y el tipo de fluido. Existen valores aproximados para arenas con aceite o gas y de alta o baja permeabilidad determinados mediante análisis estadísticos que sirven de referencia, estos valores se muestran en la Tabla 2.4.

- a. Para arenas con petróleo:

$$\Delta P_{\text{mín}} = \frac{3500}{k^{0.37}} \quad (2.5)$$

- b. Para arenas con gas:

$$\Delta P_{\text{mín}} = \frac{2500}{k^{0.17}} \quad (2.6)$$

**TABLA 2. 4**

VALORES REFERENCIALES DE PRESIÓN DE BAJO BALANCE PREVIA AL DISPARO

PERMEABILIDAD	PRESIÓN BAJO BALANCEADA (psi)	
	PETRÓLEO	GAS
<b>ALTA</b> <b>k &gt; 100 md</b>	200 – 500	1 000 – 2 000
<b>BAJA</b> <b>k &lt; 100 md</b>	1 000 – 2 000	2 000 – 5 000

FUENTE: Paper PEMEX, Gerencia de Ingeniería

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

2. Con los valores obtenidos de  $\Delta P_{m\acute{a}x}$  y  $\Delta P_{m\acute{i}n}$ , se calcula su promedio el cual representa la presión de bajo balance requerida:

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{m\acute{a}x} + \Delta P_{m\acute{i}n}}{2} \quad (2.7)$$

Analizando los registros, si se observa una invasión somera y/o se utilizó cemento con baja pérdida de agua, la presión de bajo balance deseada se encontrará entre el  $\Delta P_{m\acute{i}n}$  y el punto medio; pero si se observa una invasión media o profunda y/o se utilizó cemento de media a alta pérdida de agua, la presión de bajo balance deseada se encontrará entre el punto medio y el  $\Delta P_{m\acute{a}x}$ .

#### *Para Formaciones No Consolidadas*

Una formación no consolidada con un grado de cementación bajo implica que los granos puedan fluir cuando exista movimiento de fluidos a través de la formación. Se la considera como tal a una arena que, en los registros eléctricos presenta capas de lutitas adyacentes con un tiempo de tránsito superior a 100

microsegundos por pie ( $\Delta t > 100 \mu\text{seg}/\text{pie}$ ) o una densidad volumétrica inferior a 2.4 gramos por centímetro cúbico ( $\rho_b < 2.4 \text{ gr}/\text{cm}^3$ ).

Si se cuenta con una buena medida de la resistencia compresiva de la formación  $R_c$ , se puede determinar la  $\Delta P_{m\acute{a}x}$  empleando el mismo procedimiento que para formaciones consolidadas; pero, si no se posee este dato  $R_c$  se siguen los siguientes pasos para calcular la presión de bajo balance deseado:

1. Se calcula la  $\Delta P_{m\acute{a}x}$  en base al tiempo de tránsito o a la densidad volumétrica, y dependiendo del fluido a producir obteniendo el resultado en psi.

- a. Para arenas no consolidadas con petróleo:

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 3600 - 20 \Delta t \quad (2.8)$$

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 2340 \rho_b - 4000 \quad (2.9)$$

- b. Para arenas no consolidadas con gas:

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 4750 - 25 \Delta t \quad (2.10)$$

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 2900 \rho_b - 4700 \quad (2.11)$$

2. Se calcula la  $\Delta P_{m\acute{i}n}$  en base a la permeabilidad de la formación con las mismas ecuaciones utilizadas para formaciones consolidadas. (Véase Ecuación 2.5 y Ecuación 2.6).
3. Se determina la presión promedio con los valores obtenidos siguiendo el mismo procedimiento que para arenas consolidadas. (Véase Ecuación 2.7).

Actualmente, existen programas que realizan los cálculos para obtener una presión desbalanceada aproximada o cuando los datos no son suficientes se toma como referencia el desbalance utilizado en pozos vecinos de acuerdo a la experiencia de campo.

## **2.2.5 TÉCNICAS DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE**

Como ya se ha mencionado, el bajo balance es el único factor que contribuye significativamente en la remoción del daño de formación. Actualmente existen diversas técnicas para el proceso de punzonamiento en condiciones de bajo balance estático y/o dinámico, y los cañones pueden ser bajados a la profundidad de la arena productora con cable, tubería o coiled tubing.

La elección del método para introducir en el pozo los cañones dependerá de los objetivos de completación y de las consideraciones operacionales de cada pozo.

### **2.2.5.1 Técnicas de Cañoneo de Bajo Balance con Ancla**

Estas técnicas de cañoneo de bajo balance estático se caracterizan porque los cañones son bajados con cable a la profundidad a punzonar, la fuerza principal de conducción es la gravedad, debido a esto, la colocación de los cañones en pozos muy desviados a través de cable puede ser difícil por lo que no se utilizan en pozos con un ángulo mayor a  $65^\circ$  o en pozos horizontales, pues posiblemente el cable no permita el descenso de los cañones a la profundidad deseada.

Tampoco es muy recomendable aplicar para formaciones con presiones muy altas pues puede incidir en daño del cable. Cuando se trata de zonas de mucha longitud, se deben realizar varios descensos pues el peso de los cañones no permite bajarlos en una sola corrida.

Como ventaja del punzonamiento con wireline, está el hecho que es más económico pues no requiere de torre en la locación y el equipo de control de presión es simple, el tiempo de operación es menor, es ideal para intervalos relativamente cortos y no muy profundos, además es capaz de realizar perforación selectiva multizonas.

En este tipo de punzonamiento, los cañones no están expuestos a la temperatura de fondo por un largo tiempo, se pueden utilizar explosivos de baja temperatura que usualmente son menos costosos.

Dentro de sus desventajas está que solamente puede ser usado para intervalos cortos, está limitado por el peso de los cañones (generalmente alrededor de 2500

libras), se debe realizar varias corridas para intervalos largos y solo es capaz de un mínimo bajo balance cuando se utiliza cargas de diámetro grande por lo que se requiere de cargas de pequeños diámetros para un adecuado bajo balance. También demanda de un cable especial cuando se corre en ambientes adversos como dióxido de carbono o ácido sulfhídrico.

Las tecnologías de cañoneo de bajo balance bajadas con cable que tienen sistema de anclaje automático utilizadas en el Área Auca son ONE-TRIP de la compañía Baker Hughes y MAX-R de la empresa Schlumberger.

#### ***2.2.5.1.1 Tecnologías MAX-R / ONE-TRIP***

Estas técnicas permiten la transición de la completación a producción sin exponer la formación a los fluidos que controlan el pozo, en los últimos años se ha incrementado mucho el uso de esta técnica.

Con esta técnica se fija el sistema de anclaje a las paredes del casing y permite la liberación automática después de la detonación por lo que todo el equipo de cañones y anclaje caen al fondo del pozo y queda libre el área de flujo para producir. Permite maximizar la productividad del pozo y optimizar la recuperación de hidrocarburos evitando daño a la formación debido al bajo balance estático.

Se puede perforar con bajo balance sin necesidad de matar el pozo antes de ponerlo en producción, elimina la necesidad de aplicar fluidos de control y material de pérdida de circulación a través de los intervalos perforados para sacar los cañones pues estos caen al fondo del pozo, por lo que mejora el flujo al reducir el daño a la formación.

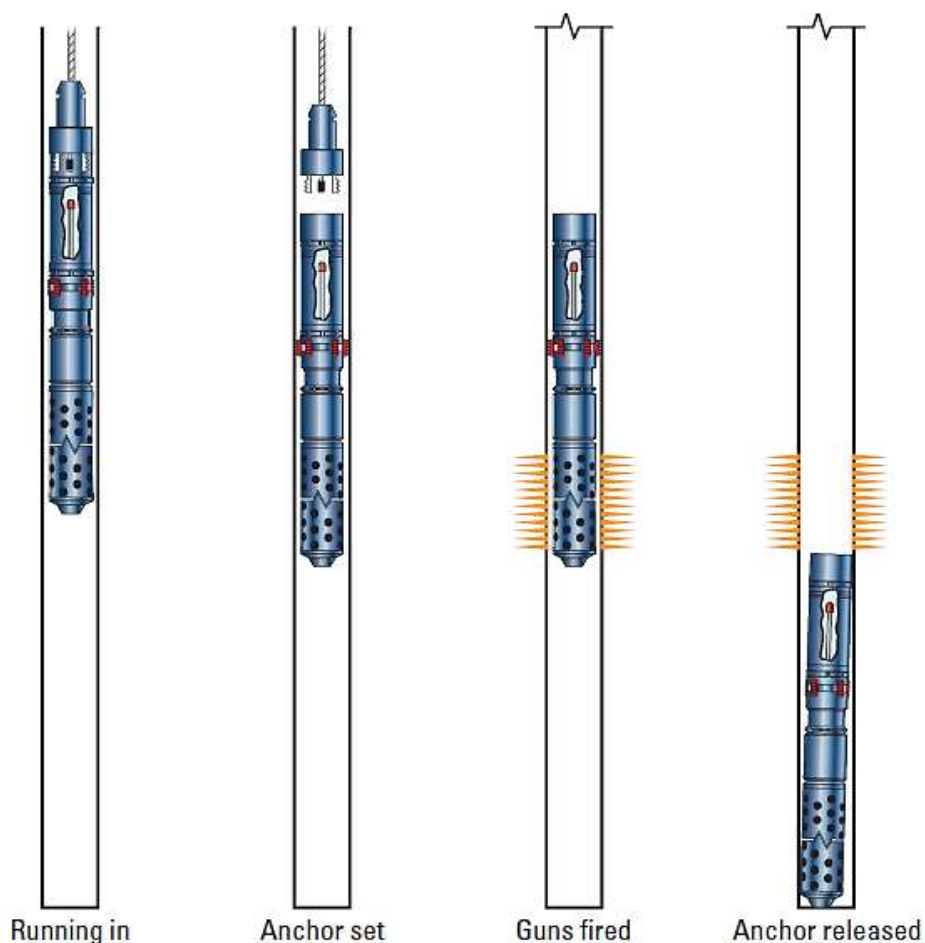
En la Figura 2.16 se indica las etapas de anclaje, se corre el string mediante wireline para asentarlos a profundidad, cuando se comprueba por correlación que los cañones estén a profundidad de la formación a disparar se realiza el asentamiento en el revestidor al deslizarse las anclas que permiten que las cuñas se ajusten al revestimiento al deslizarse radialmente.



Para detonar los cañones se activa la cabeza de disparo hidráulica, después la herramienta de liberación automática es accionada por la presión del fluido que mueve a los pistones de su estructura, con lo que se retraen las anclas y los cañones caen al fondo del pozo para dejar libre el espacio para producir.

**FIGURA 2. 16**

PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO POR ANCLAJE



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

El sistema MAX-R está compuesto por varias partes como:

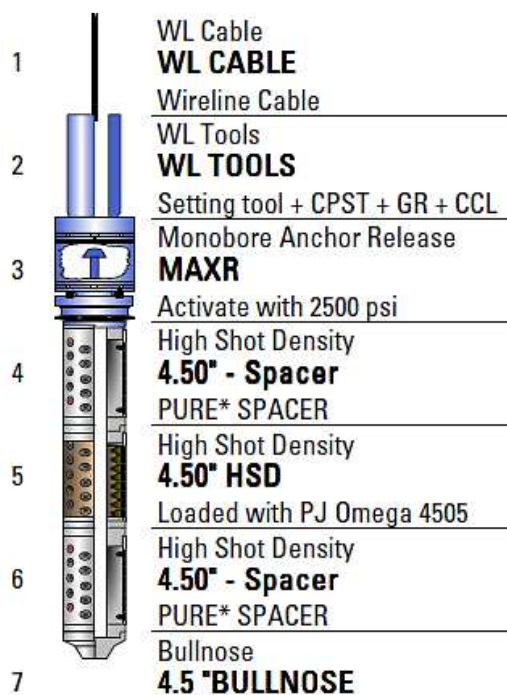
- *Cable Wireline* para correr dentro del pozo
- *Setting Tool + CPST + GR + CCL* para correlacionar a la profundidad deseada

- *Sistema de anclaje MAX-R* para ajustar al casing + Cabeza de disparo
- *Cargas HSD* para el punzonamiento + diseño PURE
- *Espaciadores con cámaras PURE* (opcional) para crear bajo balance dinámico
- *Bullnose* que sirve de guía para el string.

Todos estos componentes están detallados en la Figura 2.17

**FIGURA 2. 17**

COMPONENTES DE MAX-R



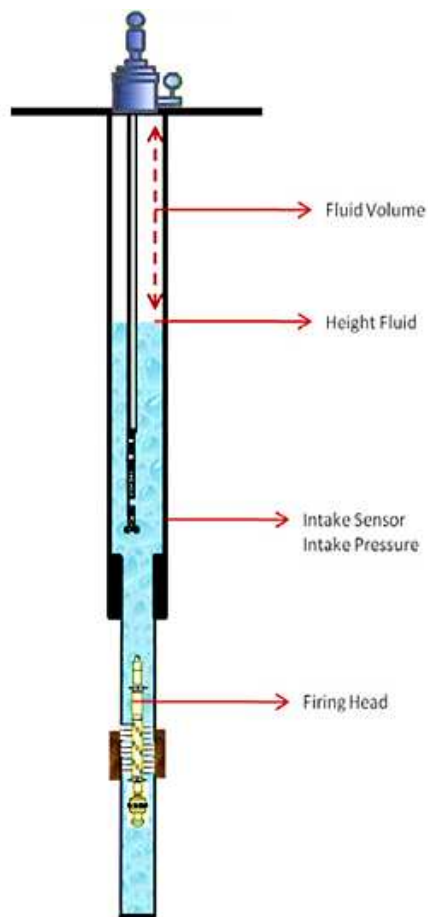
FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

Con ONE-TRIP se obtiene un mayor tiempo de delay en la cabeza de disparo, lo que fue diseñado con el fin de asegurar el vaciado para alcanzar el bajo balance estático deseado, cuyo esquema se visualiza en la Fig. 2.18.

**FIGURA 2. 18**

ESQUEMA DE ONE TRIP. BAJO BALANCE ESTÁTICO



FUENTE: BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: BAKER HUGHES

#### *2.2.5.1.2 Procedimiento para el punzonamiento con estas tecnologías*

Se coordina el procedimiento con el Company Man y el Ingeniero a cargo de las operaciones de la compañía EP Petroecuador para disparar el intervalo diseñado. Antes de empezar con las operaciones de cañoneo, se presuriza el pozo para asegurar la integridad del mismo. Se realiza una reunión de seguridad donde todo el personal puede estar presente pero es obligatoria la presencia del Company Man, el Representante de EP Petroecuador, el Ingeniero de la Compañía de Servicios a cargo de las operaciones de cañoneo, el Ingeniero de Wireline, Perforador y 2 Cuñeros.

Se verifica que el material necesario esté disponible en la mesa del Rig y que ninguna persona se encuentre alrededor del BOP al momento de ensamblar los cañones, estos cañones se ensamblan de acuerdo a las instrucciones del Ingeniero de la compañía encargada del cañoneo, los cuales serán ajustados con las llaves especiales y no ninguna llave de potencia.

Mediante wireline, se corren los cañones, MAX-R / ONE-TRIP y el registro GammaRay – CCL y se realiza la correlación de profundidad verificando con el personal de EP Petroecuador y el Comany Man como testigos. La velocidad de corrida recomendada es entre 5 000 – 6 000 ft/h, se debe poner especial cuidado a la entrada del liner y de no frenar bruscamente. Una vez a la profundidad deseada se toma el peso de la sarta subiendo y bajando y se correlaciona la profundidad de asentamiento.

Se asientan las anclas de la tecnología utilizada MAX-R / ONE-TRIP, activando explosivos dentro de CPST-AA y se registra la tensión del cable todo el tiempo, se debe esperar mínimo 5 minutos antes de sacar el cable. Se saca a superficie el equipo de asentamiento, dejando el MAX-R / ONE-TRIP asentado junto con los cañones en la zona de interés.

Se continúa con la bajada de la bomba electrosumergible (BES) de acuerdo al programa de completación y se realizan pruebas de presión cada 2 000 ft a la tubería durante el descenso de la BES, aplicar 1 000 psi a la tubería contra el standing valve manteniendo el BOP abierto, esto debido a que la cabeza de disparo se activa con presión, y si exista alguna fuga durante la prueba de presión, ésta puede transmitirse por el anular y activar accidentalmente el sistema de disparo.

Se desmonta el BOP y se procede a armar el Cabezal de Pozo, revisando las conexiones eléctricas finales. Se conectan líneas de superficie (producción) al Cabezal de Pozo y se prueba presurizando con la válvula máster cerrada. Se arranca la BES para realizar las pruebas de rotación y funcionamiento en ambos sentidos. Se conecta la línea anular al sistema de bombeo de la torre, se completa el fluido desplazado durante las pruebas de rotación y aplicar la presión calculada para activar la cabeza de disparo hidráulica y se libera presión a 0 psi.

Se arranca la bomba electrosomergible a la frecuencia determinada para desplazar los barriles de fluido necesarios para obtener el bajo balance estático requerido, el cual será verificado con el sensor de la BES. El tiempo de evacuación de fluido dependerá del diseño de la bomba y debe ser coherente con el tiempo de retardo de la cabeza de disparo.

Se espera la detonación de los cañones de acuerdo al tiempo establecido a partir de la presión de activación aplicada por el anular. La detonación de los cañones podrá ser verificada con el sensor de la BES con un ligero incremento de presión y disminución de la temperatura del motor debido al aporte del pozo. Inmediatamente realizado el punzonamiento, las anclas se retraen y la herramienta cae al fondo del pozo.

Se monitorea la respuesta de la formación y se continúan las instrucciones de producción en el pozo a la frecuencia indicada de acuerdo al diseño de la bomba.

#### ***2.2.5.1.3 Ventajas y Desventajas de las Tecnologías bajadas con cable (ONE-TRIP y MAX-R)***

##### ***VENTAJAS:***

- Se reduce el tiempo de operación de taladro pues el punzonamiento se realiza mediante unidad de Wireline, así se disminuyen los costos.
- No existe la necesidad de controlar el pozo (matar el pozo) para liberar los cañones y colocar la completación definitiva, evitando así un potencial daño a la formación.
- Se obtiene producción inmediata pues con este sistema la completación definitiva (BES) ya está dentro del pozo.
- Con este sistema de bajo balance estático también se puede combinar una tecnología de bajo balance dinámico para obtener aún mejores resultados en reducción de daño y producción debido a una óptima limpieza de disparo y una rápida remoción de los detritos en los túneles de los disparos.

### *DESVENTAJAS:*

- En pozos altamente desviados ( $>65^\circ$ ) u horizontales ni en intervalos muy grandes no se puede bajar con cable, pero se puede acoplar la herramienta para bajarla con tubería.
- No se debe utilizar cuando la distancia desde el fondo del pozo hasta la zona de interés es pequeña, pues debido a que los cañones caen al fondo, si no existe la distancia necesaria, la herramienta podría obstruir el flujo de la zona de interés lo cual disminuiría radicalmente la producción.

#### **2.2.5.2 Técnicas de Cañoneo de Bajo Balance con Tubería**

En el cañoneo con TCP (Tubing Conveyed Perforating), los cañones se colocan frente a la zona a disparar mediante tubería, las fuerzas de conducción son la gravedad y la rigidez de la tubería. Esta rigidez tiene la capacidad de colocar los cañones en zonas prácticamente de cualquier desviación.

Esta técnica fue desarrollada y patentada por EXXON en 1950 con el fin de evitar el daño a la formación y crear agujeros profundos y grandes para mejorar la productividad del pozo.

Las técnicas de cañoneo bajadas con tubería tienen como objetivo principal crear bajo balance, se cañonea cualquier longitud y número de intervalos en una sola corrida, lo que involucra un mejor desempeño en intervalos grandes, no existen restricciones para el peso de los cañones ni la desviación del pozo y se puede observar una sarta de cañoneo TCP en la Figura 2.19.

Existe una mayor seguridad y control continuo del pozo al momento de cañonear, si es necesario se puede orientar los cañones y es más económico para intervalos grandes.

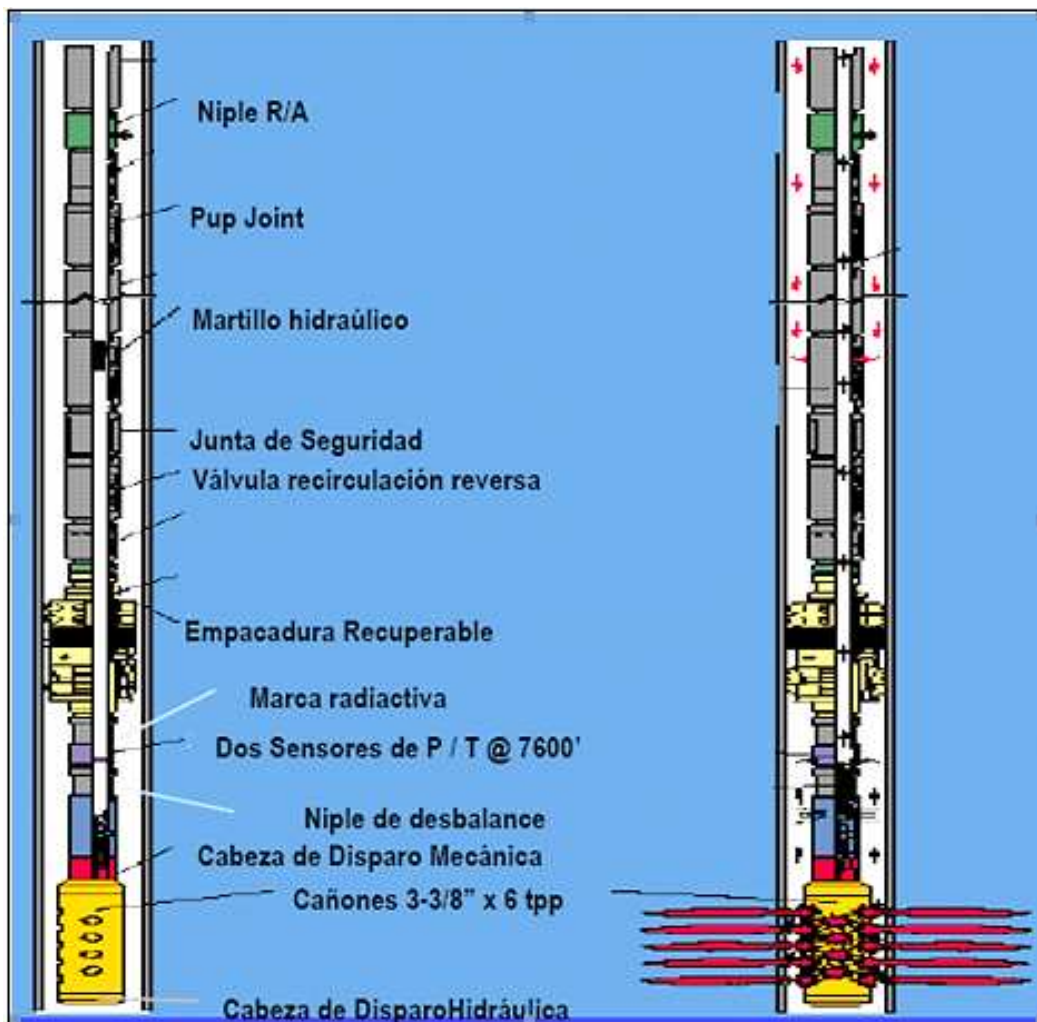
Existen distintas maneras de iniciar la detonación, puede ser con cabezas de disparo mecánicas, hidráulicas, electrónicas y variaciones de éstas. Cuando se utiliza una cabeza de disparo mecánica (BHF), se lanza una barra desde superficie que inicia el detonador, una limitación de este tipo de cabeza de disparo

es que no se puede realizar en pozos con una desviación mayor a  $55^\circ$  pues se corre el riesgo que no llegue al objetivo.

Otro tipo es la cabeza de disparo hidráulica (HDF), la cual se encuentra llena de aceite de una viscosidad calculada, este aceite es desalojado a partir de su iniciación lo que representa el delay para que detonen los cañones.

**FIGURA 2. 19**

SARTA DE CAÑONEO TCP



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

#### ***2.2.5.2.1 Procedimiento TCP***

Realizar una reunión de seguridad, todo el personal en el pozo puede estar presente en la reunión, es obligatoria la presencia del Company Man, el Toolpusher, el Representante de EP Petroecuador, el Ingeniero de la Empresa a cargo de las operaciones, Ingeniero de Wireline, Perforador y 2 Cuñeros para revisar y discutir el procedimiento.

Se debe verificar que el material necesario esté disponible en la mesa del Rig. Ninguna persona debe encontrarse alrededor del BOP al momento de ensamblar la cabeza de disparo.

Ensamblar los cañones de acuerdo a las instrucciones del Ingeniero de la empresa. Los cañones serán torqueados con las llaves especiales de la empresa, no se debe utilizar lagartos.

Todo el tubing debe ser conejeado. Se debe colocar una tapa en la sarta para evitar que cualquier objeto extraño caiga dentro de ella. La tubería debe ser engrasada solo en el pin y se debe correr el string en el pozo a una velocidad razonable, aproximadamente una parada de 2 tubos en 90 segundos.

Correr el BHA de fondo y llenar los pies de colchón sugeridos para el bajo balance estático calculado apropiado para este pozo, esta longitud se la debe tomar desde el primer disparo. Se llena la tubería hasta acabar de llenar el colchón.

La longitud desde la primera carga hasta la marca radioactiva debe ser cuidadosamente medida, para lo cual se correlaciona con los registros a hueco abierto Gamma Ray y CCL y cuando esté a la profundidad deseada se aplica presión para asentar el packer.

Se procede a soltar la barra para activar la cabeza de disparo y se espera sentir la activación de los cañones en superficie después de un par de minutos.

Se siente el soplo de la formación en superficie y se espera una producción a flujo natural si la presión del reservorio es lo suficientemente alta, caso contrario se instala un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico o con una unidad MTU se pone el pozo en evaluación.



Posteriormente, se toman pruebas de BUILD UP para conocer parámetros importantes como la presión de reservorio, presión de fondo fluyente, índice de productividad y el daño de formación.

#### *2.2.5.2.2 Ventajas y Desventajas del cañoneo TCP*

##### *VENTAJAS:*

- Se pueden realizar disparos en más intervalos y de mayor longitud en una sola corrida.
- Es posible tener pozos de gran diámetro y una alta densidad de disparos lo que mejora la productividad.
- Se puede utilizar en pozos desviados y horizontales.
- Se puede acoplar registradores de presión para tomar build up's y conocer exactamente los parámetros del pozo.
- Se puede orientar los cañones si se lo requiere.
- No es necesario interrumpir las comunicaciones pues la cabeza de disparo es mecánica y se activa soltando la barra detonadora y no con otro tipo de señales.

##### *DESVANTAJAS:*

- Se corre el riesgo de dañar la formación el momento de controlar el pozo al bajar y sacar los cañones.
- Los costos son elevados por el uso de taladro durante toda la operación.
- El tiempo de operación de esta técnica es alto en comparación a los cañones bajados con cable, y si existe alguna falla en el cañoneo, se incrementa aún más el tiempo y su costo. Es más difícil posicionar a profundidad los cañones y consume más tiempo en comparación a posicionar con wireline.

### 2.2.5.3 Técnica de Cañoneo de Bajo Balance con Coiled Tubing RIGLESS

Este es un método que consiste en efectuar todas las operaciones en el pozo sin utilizar equipo de torre con el fin principal de disminuir los tiempos operativos, además de realizar las etapas de ensayos, evaluación y estimulación del pozo sin involucrar equipos de torre generando impactos en índices de seguridad al utilizar menor cantidad de personas expuestas y menor cantidad de maniobras.

Con esta técnica se disminuye tiempos no productivos (NPT), al realizar maniobras integradas con las compañías en el sitio, aprovechando curvas de aprendizaje de experiencias anteriores, menor impacto de condiciones climáticas. Este equipo se indica a continuación en la Figura 2.20.

#### FIGURA 2. 20

#### EQUIPO RIGLESS



FUENTE: Operaciones Rigless. PETGAS

Las operaciones con RIGLESS tiene algunas ventajas como:

- Evita el uso más prolongado del equipo de reparación.

- Menor tiempo y costo de completación.
- Operación más segura.
- Trabaja el mismo personal operativo desde el inicio hasta el fin de la operación.
- Es una operación ecológicamente limpia.
- Se obtiene una producción más temprana.
- Al ser una técnica con condiciones de bajo balance se obtiene una menor invasión de fluido por lo tanto un menor daño a la formación.

Actualmente, en el país existen tres compañías de servicios que tienen unidades de Coiled Tubing (CT) de 1 ½ pulgadas con longitudes de tubería entre 12 700 y 16 000 pies. Adicionalmente, cada compañía cuenta con una unidad de tubería de 1 ½ pulgadas con cable enhebrado y dos de ellas disponen de unidades de nitrógeno.

#### ***2.2.5.3.1 Procedimiento RIGLESS***

En el país se realizó por primera vez una operación de este tipo en el pozo YUL–10D del campo Culebra – Yulebra – Anaconda, donde se implementó el siguiente procedimiento:

Después de perforar, entubar y cementar el pozo según el programa se acondiciona la completación para luego evaluar la cementación primaria del liner de 7". Si está deficiente se procede a corregir mientras la torre de perforación aún está en el sitio.

Luego se circula el pozo y se lo deja lleno de gasoil. Posteriormente con la unidad de Coiled Tubing se desplaza Gasoil con Nitrógeno hasta la profundidad calculada para alcanzar el bajo balance óptimo estático a favor del yacimiento como se indica en la Tabla 2.5. Para el cálculo del bajo balance se puede considerar los datos de presión tomados en pozos aledaños y considerando entre otros datos la porosidad, permeabilidad y tipo de formación.

Se procede a validar los resultados y se coteja el resultado con experiencias en bajo balance clase mundial.

**TABLA 2. 5****PREPARACIÓN DE BAJO BALANCE: TABLA DE FLUIDOS**

PROFUNDIDAD (Pies)	TIPO DE FLUIDO	ESPACIO OCUPADO	VOLUMEN (Bls)
0 – 6662	Vacío	Tubería de 3 ½"	---
6662 – 9350	Gasoil	Tubería de 3 ½"	23
9350 – 9800	Gasoil	Revestim. de 7"	17
0 – 9148	Gasoil	Anular de 9 5/8" x 3 ½"	563
9148 – 9350	Gasoil	Anular de 7" x 3 ½"	8

FUENTE: Operaciones Rigless. PETGAS

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga

El siguiente paso es armar y bajar los cañones, para lo cual se realiza el posicionamiento mediante correlación con registros eléctricos (Gamma Ray GR y Casing Collar Locator CCL) y se disparan los cañones utilizando un carrito de tubería flexible con cable enhebrado. Se activa el pozo a producción con el objetivo de medir retornos mientras se limpia el mismo, aprovechando de esta manera la energía proporcionada por el nitrógeno. Las cargas que pueden ser descendidas a través de una tubería de 3 ½" pulgadas son de 1 11/16", 2 1/8" y 2 1/2". Para los efectos, las cargas de 2 1/2" tipo ETA no están disponibles actualmente en el país, como se detalla en la Tabla 2.6.

**TABLA 2. 6****CARGAS POSIBLES PARA DESCENDER CON RIGLESS**

CARGAS	TPP	FASE	PENETRACIÓN (in)	ESFUERZO COMPRESIVO	DISPONIBILIDAD
1 11/16" BAKER	6	60	17.5	7350	SI
2 1/8" BAKER	6	60	29.8	7095	SI
2 1/2" ETA	5	60	35.9	6606	NO (importar)
2 1/2" BAKER	6	60	27.3	7140	NO (importar)

FUENTE: Operaciones Rigless. PETGAS

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga

Actualmente se consulta a las compañías de servicios en el área de disparos la disponibilidad de cargas que cumplan con los diámetros mencionados y que a su vez manifiesten un mejor performance.

Luego de disparar el intervalo principal programado se desmonta la unidad, se activa el pozo a producción y se procede a evaluar el intervalo cañoneado con unidad MTU.

#### ***2.2.5.3.2 Ventajas del cañoneo con RIGLESS***

Las principales ventajas de este tipo de cañoneo con Bajo Balance con Gasoil son:

- Se producen inmediatamente los detritos y residuos dejados por el cañón.
- Se disminuye la posibilidad de daño por efecto de reducción de permeabilidad en las cercanías del túnel cañoneado debido al contraste de temperaturas.
- Se disminuye la posibilidad de daño por efecto de bloqueo por emulsión, en caso de que ocurra una invasión mínima del Gasoil dentro del yacimiento.
- Se aumenta la posibilidad de mejorar la respuesta de producción del pozo al comparar la misma con la alcanzada por otros pozos de la misma área donde se han aplicado las técnicas convencionales de cañoneo.
- Se disminuye la posibilidad de tener que estimular la zona cañoneada por efecto de reducción del daño.
- Debido al arreglo de preventores sobre la cruz del pozo se puede activar el mismo inmediatamente a producción y de esta forma evaluar la arena cañoneada, inclusive con los portacargas en el fondo (Producción temprana).
- En caso de tomarse una decisión de abandono de la zona cañoneada considerando solamente la respuesta de producción, la unidad de coiled tubing puede ser utilizada para la colocación de cemento aplicando la técnica más adecuada, solamente con reemplazar el carrete con cable enhebrado por un carrete convencional.
- Se tiene disponibilidad de la unidad de coiled tubing con carrete convencional en caso de requerirse la aplicación de un trabajo de

estimulación reactivo / no reactivo de acuerdo a los resultados arrojados por el análisis de la prueba Build-Up.

#### **2.2.5.3.3 Lecciones aprendidas de la Operación RIGLESS**

- Se requiere disponer de la línea de producción hacia la estación de flujo con suficiente tiempo como para probar y verificar cada uno de sus componentes (Bridas, Válvulas check, etc)
- Se requiere disponer de dos tanques para almacenamiento de diesel con líneas de descarga de 4 pulgadas en las líneas de succión de las unidades de bombeo.
- Para efectos de no perder tiempo durante la corrida de la tubería con cable enhebrado y unidad de registros se requiere efectuar modificación del incoder de la unidad de cable eléctrico que va acoplada a la unidad de coiled tubing.
- Se requiere disponer de unidades vacuum en sitio con agua tratada para efectuar el llenado de la tubería antes de iniciar la etapa de prueba del pozo con unidad de MTU.
- Se deben supervisar los equipos en general tales como unidades de wireline, bombeo, coiled tubing, y unidades de registro en sus respectivas bases para certificarlos antes de ir al pozo.
- Se deben solicitar los certificados de pruebas de equipos involucrados (mantenimientos, horas de trabajo, certificaciones de izamientos, pruebas de tensión documentadas, inspección de líneas de bombeo, fatiga del cable y de la tubería continua entre otros.

#### **2.2.5.4 Técnicas de Cañoneo con Bajo Balance Dinámico**

Debido a las operaciones de perforación, cementación, completación y punzonamiento se genera daño de formación y además los residuos producto del cañoneo crean alrededor del túnel una zona de baja permeabilidad que reducen considerablemente la efectividad de la producción de los pozos.

Este proceso (Bajo Balance Dinámico) utiliza operaciones de disparos diseñadas a la medida de las necesidades, cargas huecas especiales y configuraciones de

cañones diseñados para generar un alto nivel de bajo balance dinámico partiendo o no de bajo balance estático de un sistema bajado con cable o con tubería.

Esta técnica mejora sustancialmente la productividad o la inyectividad del pozo, elimina o minimiza el daño con una efectiva limpieza de los disparos como lo indica la Figura 2.21, y también mejora la eficiencia operacional de la completación de pozos.

### FIGURA 2. 21

#### EFFECTO DEL BAJO BALANCE DINÁMICO COMPARADO AL BAJO BALANCE ESTÁTICO



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

En el Área Auca se utilizan dos tecnologías para crear bajo balance dinámico que son PURE y DUO, de las compañías Schlumberger y Baker Hughes respectivamente.

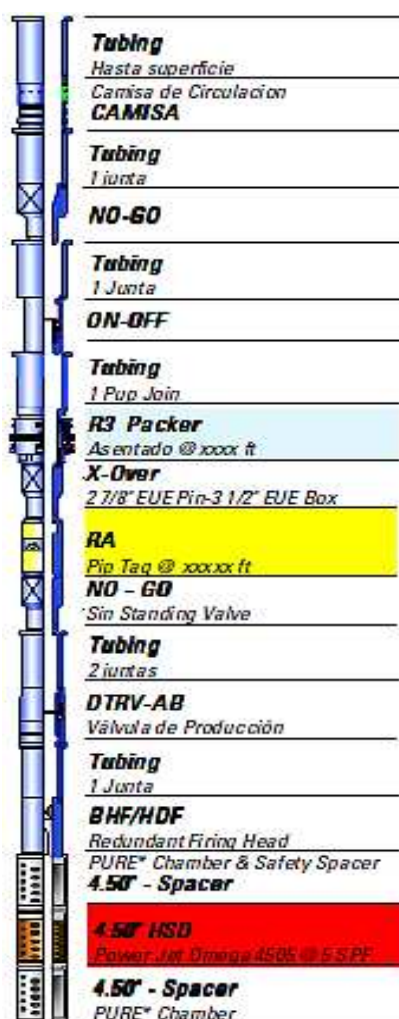
#### 2.2.5.4.1 Tecnología PURE (*Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation*)

Utiliza un proceso de diseño y equipos especiales para obtener orificios limpios con el fin de mejorar significativamente la productividad. En la empresa Schlumberger han desarrollado su sistema PURE donde sus cargas especiales PURE no penetran en la tubería de revestimiento del pozo y menos aún alcanzan a topar la formación, pues su función es abrir orificios extras en el revestidor de

los cañones, estos orificios son de mayor diámetro que las cargas normales y además dentro del diseño del string de esta tecnología se encuentran cámaras PURE adicionales que se encuentran a presión atmosférica para maximizar el diferencial de presión y así optimizar la limpieza de los disparos y alojar los desechos de las cargas para una mejor producción debido a que la permeabilidad de la zona triturada mejora considerablemente. Aunque lo aconsejable es partir de un bajo balance estático, por la efectividad de la tecnología se puede utilizar incluso combinado con un moderado sobre balance de presión. Su esquema se detalla en la Fig. 2.22.

**FIGURA 2. 22**

**ESQUEMA DE LA TECNOLOGÍA PURE**



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

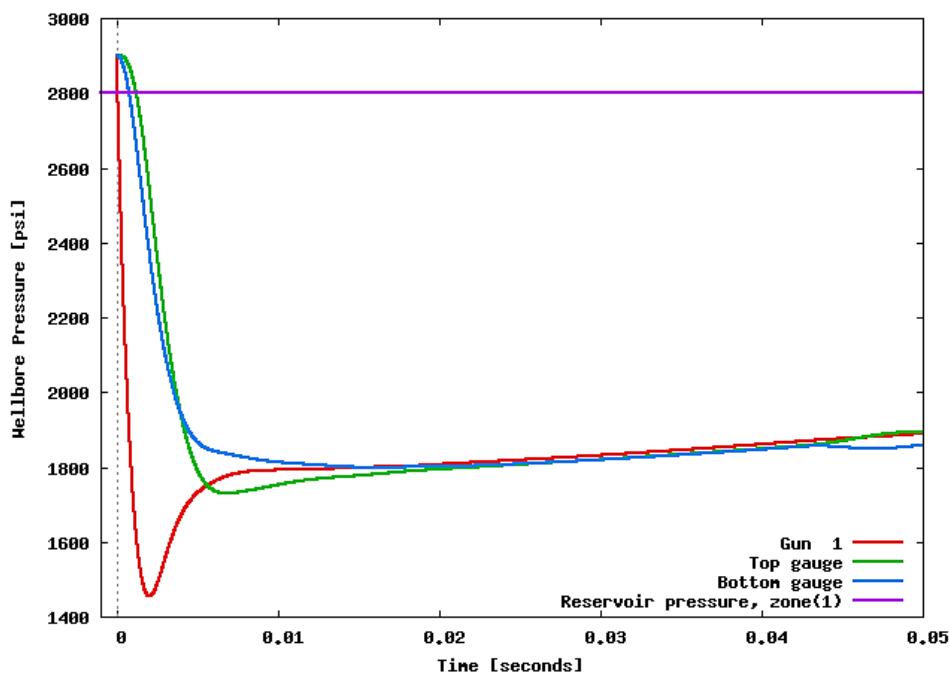


Puede ser utilizado con cañones bajados con cable o con tubería, en pozos verticales o direccionales para incrementar la efectividad de estimulaciones aplicadas a una formación. Antes de aplicar la tecnología PURE el simulador SPAN analiza todos los parámetros de la formación a disparar y de los cañones a utilizar y muestra los resultados esperados en cuanto a penetración, daño, etc. Entre las condiciones para poder recurrir a esta técnica está que la presión de reservorio debe ser mayor a 1 000 psi y que la permeabilidad debe ser mayor a 5md.

En la Figura 2.23 se observa el comportamiento de la presión inmediatamente después de la detonación del cañón al utilizar la tecnología PURE que alcanza un bajo balance dinámico excelente pues en los primeros microsegundos la presión cae hasta 500 psi por debajo de la presión de reservorio, este diferencial de presión en el menor tiempo posible asegura un limpieza efectiva y evita una invasión de fluido en la formación.

**FIGURA 2. 23**

#### COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL TIEMPO



FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: SCHLUMBERGER

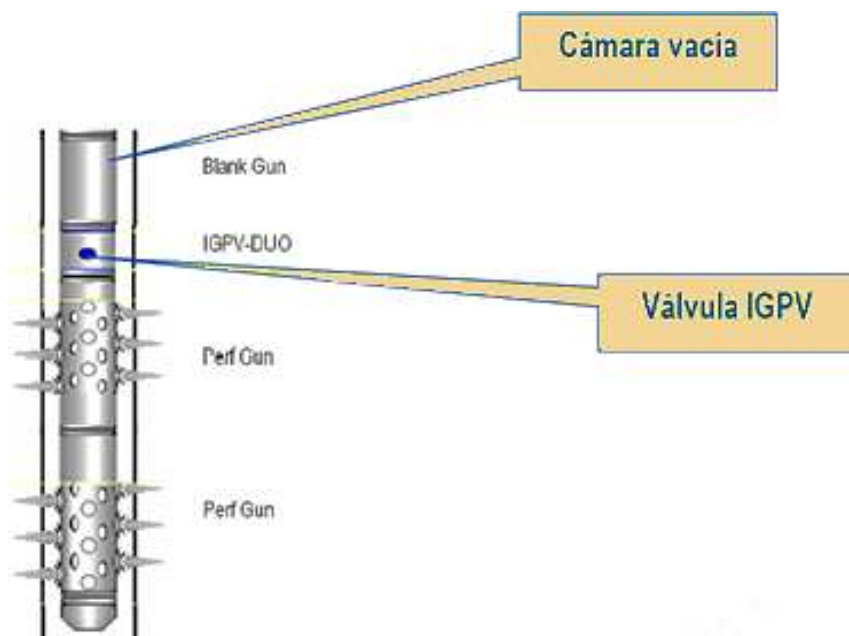
#### 2.2.5.4.2 Tecnología DUO (Dynamic Underbalance Optimization)

Es una técnica de cañoneo que provee daños cercanos a cero en las perforaciones que utiliza la dinámica del pozo durante el proceso de punzonamiento para crear temporalmente una condición de bajo balance. El diseño del bajo balance dinámico para la limpieza de la perforación requiere el retiro de los residuos y de la zona dañada sin afectar la zona virgen mediante el flujo.

Este bajo balance dinámico se puede obtener por la utilización de cámaras de vacío que consisten en cañones vacíos y válvulas IGPV (Inter-Gun Pressure Valves), como lo indica la Figura 2.24, estas válvulas son la parte más importante del sistema DUO pues en el momento de la detonación, al tener presión atmosférica se crea un gran diferencial de presión y en las cámaras se aloja fluido y principalmente los detritos de los disparos, obteniendo una producción inmediata y una efectiva limpieza de los disparos.

**FIGURA 2. 24**

ESQUEMA DE LA TECNOLOGÍA DUO



FUENTE: BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: BAKER HUGHES

Se analizan los parámetros de la formación a disparar, los fluidos que intervienen en el proceso, la configuración de las cargas y los resultados esperados en cuanto a daño, penetración de los disparos, entre otros, mediante el programa de simulación iPERF para escoger las cargas adecuadas y comprobar que el pozo sea apto para utilizar esta técnica.

#### ***2.2.5.4.3 Ventajas de utilizar Bajo Balance Dinámico***

- Maximiza el flujo de las perforaciones y aumenta considerablemente la productividad e inyectividad del yacimiento.
- Se crea en los primeros milisegundos después de la detonación el bajo balance dinámico.
- Reduce el daño de perforación y los residuos en el túnel.
- Debido a la alta limpieza de los disparos, se puede evitar realizar operaciones de lavado con ácido en formaciones de baja permeabilidad.
- Previene el arenamiento de los cañones.
- Simplifica la preparación del pozo eliminando la necesidad de presiones estáticas grandes para crear el bajo balance, por lo que no es necesario tener un bajo balance estático previo aunque es muy conveniente para maximizar la eficiencia.
- Disminuye la intensidad de las vibraciones producidas por los disparos, lo cual permite minimizar el deterioro de la adherencia cemento – formación manteniendo un buen aislamiento de la zona.

## CAPÍTULO III

### RECOPIACIÓN – TABULACIÓN DE DATOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES. ANÁLISIS TÉCNICO DE RESULTADOS

#### 3.1 TABULACIÓN DE DATOS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON BAJO BALANCE

En el Área Auca con el fin de incrementar la producción se han implementado técnicas de cañoneo de bajo balance, en el período entre enero de 2011 y febrero de 2012 se han realizado 28 punzonamientos que serán detallados a continuación:

##### 3.1.1 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA DE TUBERÍA

Se han realizado 17 trabajos con sistema de cañoneo con tubería, los cuales se distribuyen: 3 solamente con TCP, 8 con TCP + PURE y 6 con TCP + DUO. Toda la información de estos cañoneos se encuentra de la Tabla 3.1 a la Tabla 3.8

##### 3.1.1.1 Cañoneos con TCP

**TABLA 3. 1**

CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO

POZO	ARENA	INTERVALO MD	K (md)	Φ (%)	Tf (F)	Pr (psi)	Resist. Compresiva Uniaxial (UCS)
<b>AU 97D</b>	Hs	10651'-10689'	150	12	204	4200	11075
<b>AU 87D</b>	Ui	10725'-10752'	157	18	211	1419	11500
<b>ANA 05D</b>	Hi	10521'-10530'	183	17	220	4250	11500

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 2**

## CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO

POZO	ARENA	API	$\mu_o$ (cp)	SALINIDAD (ppm)	$\beta_o$ (bl/BF)	Pb (psi)	Sw (%)
<b>AU 97D</b>	Hs	21,8	4,76	2125	1,1525	175	33
<b>AU 87D</b>	Ui	19,8	3,13	40000	1,043	230	73
<b>ANA 05D</b>	Hi	27,5	5,5	1000	1,11	195	27,3

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 3**

## CARACTERÍSTICAS DEL CAÑONEO.

POZO	ARENA	INTERVALO DISPARADO	TÈCNICA USADA	DPP	TIPO DE CARGA	FECHA DISPARO
<b>AU 97D</b>	Hs	10651'-10689'	TCP	5	HSD, PJ Omega 4505 HMX	21/Ene/2011
<b>AU 87D</b>	Ui	10725'-10752'	TCP	5	HMX EXTRA DP	6/Feb/2012
<b>ANA 05D</b>	Hi	10521'-10530'	TCP	5	HMX EXTRA DP	19/Ago/2011

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 4**

## DATOS DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DEL DISPARO.

POZO	ARENA	FECHA PRODUCCIÓN	FLUIDO PRODUCIDO (BFPD)	BSW (%)	PETRÒLEO PRODUCIDO (BPPD)	API
<b>AU 97D</b>	Hs	17/Feb/2011	650	30	195	21,8
<b>AU 87D</b>	Ui	15/May/2012	222	73	162	19,8
<b>ANA 05D</b>	Hi	---	---	---	---	---

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

### 3.1.1.2 Cañoneos con TCP + PURE / DUO

**TABLA 3. 5**

#### CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO

POZO	ARENA	INTERVALO MD	K (md)	$\Phi$ (%)	Tf (F)	Pr (psi)	Resistencia Compresiva Uniaxial (UCS)
AU 71D	Hs	10134'-10144'	1023	16,4	214	4366	11075
AU 66D	Hi	10460'-10469'	500	13	207	4400	11500
	Hs	10425'-10446'	150	13	206	3800	11075
AU 83D	Hi	10826'-10840'	210	16	210	4100	11500
AU 91D	Hi	10710'-10725'	500	14	192	4400	11500
AUS 2RE	Hs	10355'-10384'	111	28,5	196	3975	11075
AU 80D	Ui	10158'-10174'	200	16	190	1500	11500
	Ti	10422'-10460'	250	17	187	1700	6540
AU 21	Hi	10250'-10255'	600	15,6	204	4100	11500
AU 54D	Hi	10616'-10632'	983	17	232	4382	11500
AU 63D	Hi	10505'-10523'	500	15,3	197	4100	11500
YUL 13D	Ui	9927'-9946'	54,23	17	223	2140	11500
ANA 06D	Hs	10415'-1430'	200	13,4	211	4100	11075
ANA 07D	Hi	10936'-10960'	1340	14	196	4171	11500

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 6**

#### CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO

POZO	ARENA	API	$\mu_o$ (cp)	SALINIDAD (ppm)	$\beta_o$ (bl/BF)	Pb (psi)	Sw (%)
AU 71D	Hs	32,6	1,46	2125	1,03	195	24,4
AU 66D	Hi	31	4,76	1000	1,26	195	21
	Hs	32	4,76	2125	1,26	175	38
AU 83D	Hi	31,6	4,76	1000	1,11	195	34,2
AU 91D	Hi	30	4,79	1000	1,16	72	30,3
AUS 2RE	Hs	34,5	1,7	2125	1,036	175	6,4

TABLA 3.6 CONTINUACIÓN

POZO	ARENA	API	$\mu$ (cp)	SALINIDAD (ppm)	$\beta$ (bl/BF)	Pb (psi)	Sw (%)
AU 80D	Ui	21,5	13,8	40000	1,09	430	8,8
	Ti	26	5,05	15000	1,09	690	10
AU 54D	Hi	30	1,462	800	1,11	190	18,4
AU 63D	Hi	31	4,76	1000	1,16	195	24,6
YUL 13D	Ui	21	2,2	40000	1,09	430	---
ANA 06D	Hs	29,2	4,2	2125	1,26	175	43,4
ANA 07D	Hi	31	5,5	1000	1,16	195	3,7

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

TABLA 3. 7

## CARACTERÍSTICAS DEL CAÑONEO

POZO	ARENA	INTERVALO DISPARADO	TÈCNICA USADA	DPP	TIPO DE CARGA	FECHA DISPARO
AU 71D	Hi	10134'-10144'	TCP+PURE	5	PJ OMEGA 4505 HMX	18/Ene/2012
AU 66D	Hi	10460'-10469'	TCP+PURE	5	PJ OMEGA 4505 HMX	23/Nov/2011
	Hs	10425'-10446'	TCP+PURE	5	PJ OMEGA 4505 HMX	28/Nov/2011
AU 83D	Hi	10826'-10840'	TCP+PURE	5	HSD, PJ OMEGA 4505 HMX	2/Ene/2011
AU 91D	Hi	10710'-10725'	TCP+PURE	4.5	PJ OMEGA 4505 HMX	1/Nov/2011
AUS 2RE	Hs	10355'-10384'	TCP+PURE	4.5	HSD, PJ NOVA 3406 HMX	17/Dic/2011
AU 80D	Ui	10158'-10174'	TCP+PURE	4.5	HSD, PJ OMEGA 4505 HMX	10/Sep/2011
	Ti	10422'-10460'	TCP+PURE	5	HSD, PJ OMEGA 4505 HMX	10/Sep/2011
AU 21	Hi	10250'-10255'	TCP+DUO	5	HMX EXTRA DP	7/Jul/2011

**TABLA 3.7 CONTINUACIÓN**

POZO	ARENA	INTERVALO DISPARADO	TÉCNICA USADA	DPP	TIPO DE CARGA	FECHA DISPARO
<b>AU 54D</b>	Hi	10616'-10632'	TCP+DUO	5	HMX EXTRA DP	15/Sep/2011
<b>AU 63D</b>	Hi	10505'-10523'	TCP+DUO	5	HMX EXTRA DP	14/Oct/2011
<b>YUL 13D</b>	Ui	9927'-9946'	TCP+DUO	5	HMX EXTRA DP	26/Jul/2011
<b>ANA 06D</b>	Hs	10415'-1430'	TCP+DUO	5	HMX EXTRA DP	15/Oct/2011
<b>ANA 07D</b>	Hi	10936'-10960'	TCP+DUO	5	HMX EXTRA DP	5/Feb/2012

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 8**

DATOS DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DEL DISPARO

POZO	ARENA	FECHA PRODUCCIÓN	FLUIDO PRODUCIDO (BFPD)	BSW (%)	PETRÓLEO PRODUCIDO (BPPD)	API
<b>AU 71D</b>	Hi	28/Ene/2012	923,23	1	914	32,4
<b>AU 66D</b>	Hi	---	---	---	---	---
	Hs	---	---	---	---	---
<b>AU 83D</b>	Hi	8/Ene/2011	4140,4	1	4099	32,7
<b>AU 91D</b>	Hi	6/Nov/2011	1387,87	1	1374	30
<b>AUS 2RE</b>	Hs	17/Ene/2012	624,44	10	562	29,7
<b>AU 80D</b>	Ui	---	---	---	---	---
	Ti	29/Sep/2011	576,53	2	565	27,3
<b>AU 21</b>	Hi	12/Sep/2011	925	60	370	26
<b>AU 54D</b>	Hi	---	---	---	---	---
<b>AU 63D</b>	Hi	3/Nov/2011	1151,67	40	691	28,3
<b>YUL 13D</b>	Ui	---	---	---	---	---
<b>ANA 06D</b>	Hs	---	---	---	---	---
<b>ANA 07D</b>	Hi	---	---	---	---	---

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio



### 3.1.2 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA TIPO ANCLA

Se han realizado 9 trabajos con sistema de cañoneo tipo ancla con Schlumberger y Baker. Los 9 cañoneos se distribuyen: 2 con MAX-R + PURE y 7 con ONE TRIP. Los datos de estos cañoneos se encuentran de la Tabla 3.9 a la Tabla 3.12.

#### 3.1.2.1 Cañoneos con MAX-R + PURE / ONE-TRIP

**TABLA 3. 9**

#### CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO

POZO	ARENA	INTERVALO MD	K (md)	$\Phi$ (%)	Tf (°F)	Pr (psi)	Resist. Compresiva Uniaxial (UCS)
AU 79D	Ti	10589'-10636'	359	17	243	1700	6540
AU 58D	Ti	10279'-10312'	175	19	200	1550	6540
AU 92	Hi	10528'-10540'	210	15,2	210	4100	11500
AU 95	Ti	10468'-10510'	150	15,7	208	1660	6540
AU 81	Hi	10613'-10620'	600	15	235	4000	11500
AU 54D	Ui	10090'-10100' 10116'-10150	235	12,1	185	1350	11500
CUL 8V	Ui	9708'-9758'	150	12,6	195	1382	11500
CUL 18D	Ui	9990'-10030'	---	---	---	---	11500
ANA 05D	Hs	10479'-10488' 10492'-10508'	270	12,3	215	3850	11075

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 10**

#### CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO

POZO	ARENA	API	$\mu_o$ (cp)	SALINIDAD (ppm)	$\beta_o$ (bl/BF)	Pb (psi)	Sw (%)
AU 79D	Ti	25,9	1,9	15000	1,13	690	2
AU 58D	Ti	26	2,7	15000	1,13	690	3
AU 92	Hi	32,6	4,1	1000	1,11	72	52
AU 95	Ti	28,1	2	15000	1,13	690	2

**TABLA 3.10 CONTINUACIÓN**

POZO	ARENA	API	$\mu$ (cp)	SALINIDAD (ppm)	$\beta$ <sub>o</sub> (bl/BF)	P <sub>b</sub> (psi)	Sw (%)
AU 81	Hi	29	2,86	1000	1,11	195	32
AU 54D	Ui	25	13,8	40000	1,043	430	19,7
CUL 8V	Ui	18,4	7,5	40000	1,043	430	16,1
CUL 18D	Ui	---	---	---	---	---	---
ANA 05D	Hs	29,6	3,01	2125	1,036	185	18,8

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 11**

## CARACTERÍSTICAS DEL CAÑONEO

POZO	ARENA	INTERVALO DISPARADO	TÉCNICA USADA	DPP	TIPO DE CARGA	FECHA DISPARO
AU 79D	Ti	10589'-10636'	MAX-R+PURE	5	HSD, PJ OMEGA 4505 HMX	01/Ago/2011
AU 58D	Ti	10279'-10312'	MAX-R+PURE	4	PJ OMEGA 4505 HMX	26/Nov/2011
AU 92	Hi	10528'-10540'	ONE TRIP	5	HMX EXTRA DP	12/Ene/2012
AU 95	Ti	10468'-10510'	ONE TRIP	5	HMX EXTRA DP	2/Jun/2011
AU 81	Hi	10613'-10620'	ONE TRIP	5	HMX EXTRA DP	25/Jul/2011
AU 54D	Ui	10090'-10100' 10116'-10150'	ONE TRIP	5	HMX EXTRA DP	6/Nov/2011
CUL 8V	Ui	9708'-9758'	ONE TRIP	5	HMX EXTRA DP	21/Nov/2011
CUL 18D	Ui	9990'-10030'	ONE TRIP	5	HMX EXTRA DP	29/Dic/2011
ANA 05D	Hs	10479'-10488' 10492'-10508'	ONE TRIP	5	HMX EXTRA DP	3/Nov/2011

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 12****DATOS DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DEL DISPARO**

POZO	ARENA	FECHA PRODUCCIÓN	FLUIDO PRODUCIDO (BFPD)	BSW (%)	PETRÒLEO PRODUCIDO (BPPD)	API
<b>AU 79D</b>	Ti	21/Ago/2011	1328,57	2	1302	26
<b>AU 58D</b>	Ti	20/Dic/2011	1187,63	3	1152	25,1
<b>AU 92</b>	Hi	26/Ene/2012	2400	52	1152	32,6
<b>AU 95</b>	Ti	15/Jun/2011	1179,6	2	1156	28,1
<b>AU 81</b>	Hi	25/Jul/2011	2544,11	32	1730	29
<b>AU 54D</b>	Ui	13/Dic/2011	239,13	8	220	25,6
<b>CUL 8V</b>	Ui	Dic/2011	479,84	0,8	476	21,7
<b>CUL 18D</b>	Ui	2/Ene/2012	262,88	3	255	21,7
<b>ANA 05D</b>	Hs	---	---	---	---	---

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**3.1.3 POZOS CAÑONEADOS CON SISTEMA DE COILED TUBING RIGLESS**

Se realizó solamente un punzonamiento con este sistema de cañoneo en el pozo YUL-10D. Se planificó cañonear la arena U inferior en el intervalo pero por el comportamiento se determinó que se perforó el contacto agua – petróleo. Posteriormente se realizó un squeeze para luego recañonear la zona pero lamentablemente no se obtuvo un buen resultado, cambiaron de zona a punzonar sin conseguir buena producción y finalmente se cerró el pozo.

**3.2 ANÁLISIS TÉCNICO**

Para el análisis técnico se utilizó el software SPAN Rock de Shlumberger, este programa es usado para modelar el desempeño del punzonamiento pues permite optimizar la eficiencia de la completación del pozo mediante la comparación de una variedad de configuraciones de cargas / cañones y las condiciones del reservorio.

El software permite realizar un análisis de la productividad del cañoneo, el cual comprende criterios como la dependencia de la longitud del canal y el diámetro del orificio de entrada creados por el cañón seleccionado, del tipo de casing, roca, fluido de perforación, cemento, etc,

Con la ayuda de este programa se puede observar con anticipación el resultado de las operaciones de cañoneo y posterior al trabajo se puede evaluar el desempeño del mismo con datos reales y determinar, como en este estudio, si la técnica usada para el cañoneo fue la apropiada o si pudo ser mejor.

El procedimiento efectuado para el análisis técnico se especifica a continuación:

### 3.2.1 INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE

Para el análisis se debe ajustar el modelo de cañoneo realizado en cada pozo, para lo cual primero se ingresa la información obtenida de la siguiente manera:

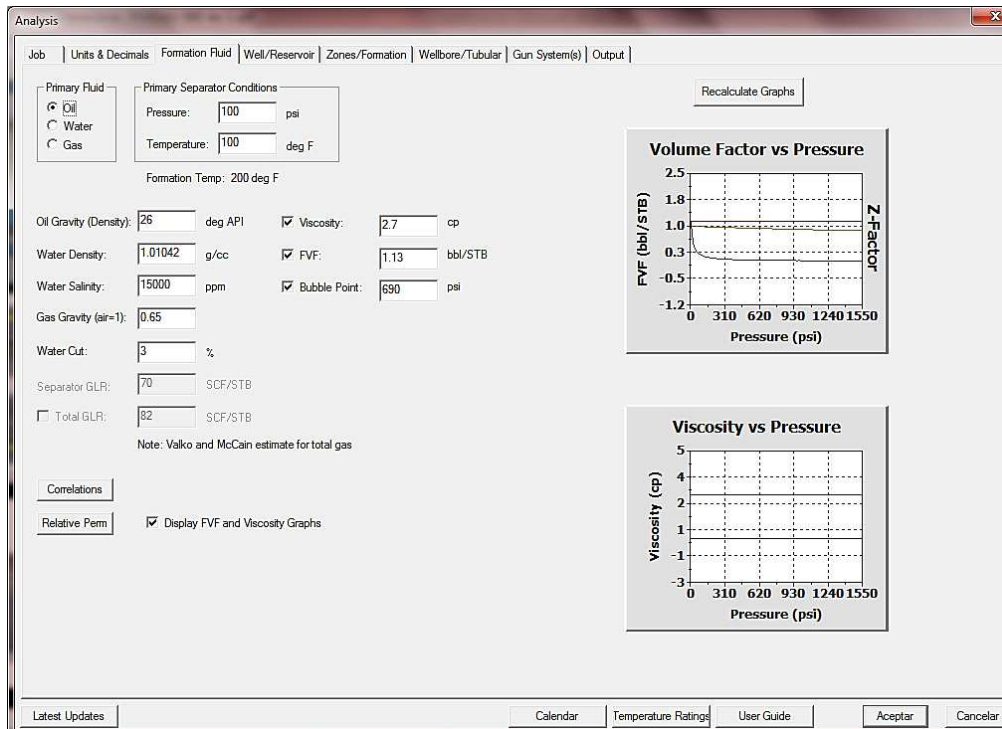
- Se completa la información general del pozo, campo, país, empresa, la persona que realiza el diseño y el tipo de trabajo sea TCP, Coiled Tubing, Wireline u otro.

The screenshot shows the 'Analysis' software window with the following fields and options:

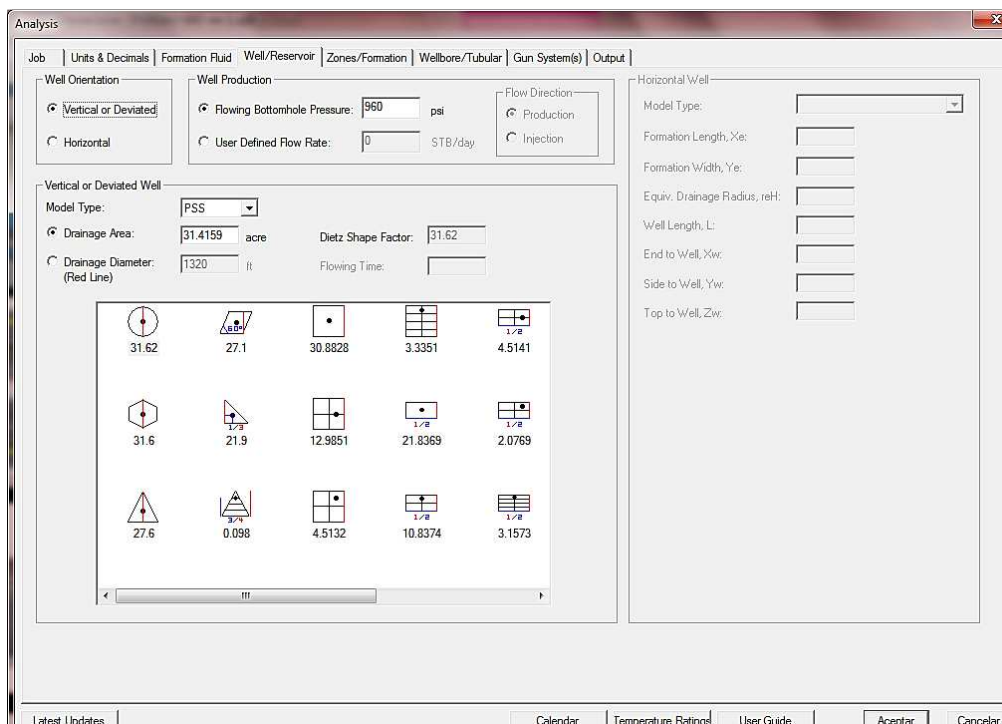
- Job Information:**
  - Company: PPR
  - Well: AUCA 58D
  - Field: AUCA
  - Engineer: Gaby Zúñiga
  - GeoMarket: None
  - Country: Ecuador
  - Job Method: Other
  - PURE Job ID: 0
  - Comment: (empty text area)
- Analysis Type:**
  - Penetration and EH Only
  - Penetration, EH and Well Productivity
  - Well Productivity Only
- Re-Perforation:**
  - Re-Perforation
- Design Type:**
  - Single Depth / Zone
  - Multizone - Manual Input \*
  - Multizone - Log Input \*

\* Define MEM properties from formation top to bottom. Multiple zones can be defined in the Zones page.
- Date:**
  - use today
  - user
- Default Job Directory:**
  -
- Include Job File Name On Reports/Plots
- \*\* To improve output formatting, allow text on the same line to wrap, and only use "Enter" key to force a new line.
- Buttons:** Latest Updates, Calendar, Temperature Ratings, User Guide, Aceptar, Cancelar

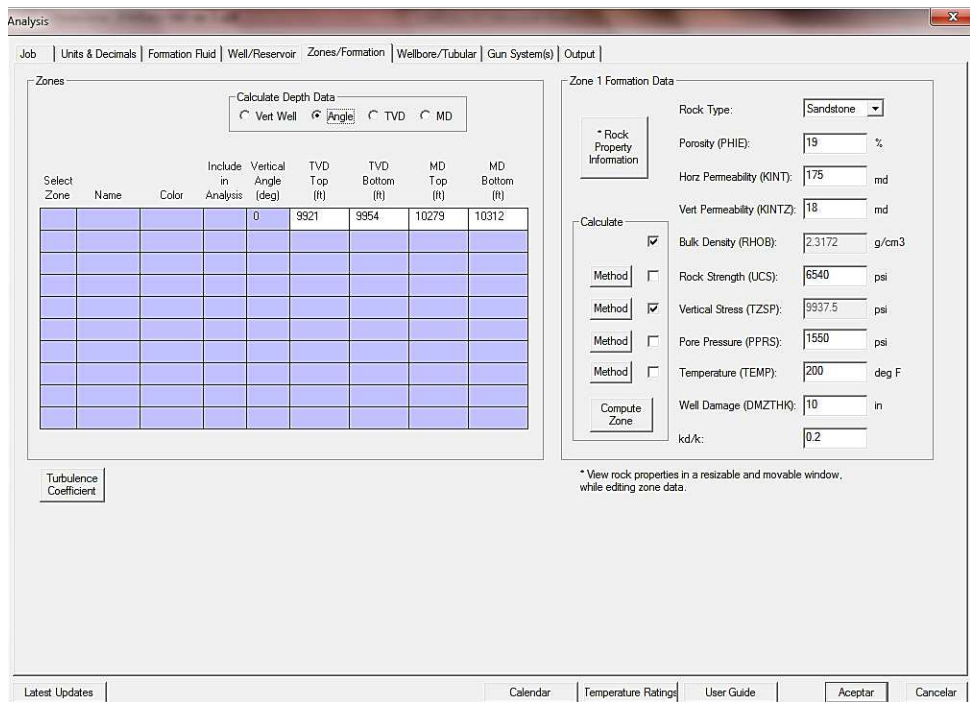
- Se ingresa las características del fluido como gravedad, viscosidad y factor volumétrico de formación del petróleo, salinidad del agua de formación, corte de agua y presión de burbuja.



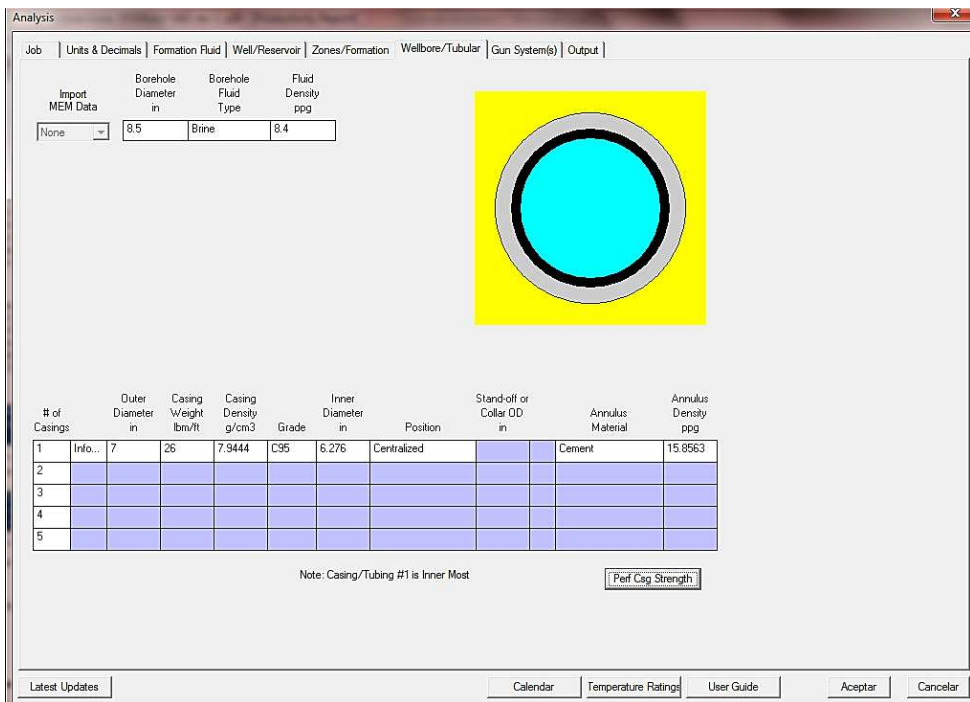
- Se ingresa la presión de fondo fluyente y especificar si el pozo es vertical / inclinado u horizontal.



- Se añade el intervalo de disparo en MD y TVD (tomados de los Anexos 2, 4 y 6), características del reservorio: porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, resistencia a la compresión uniaxial UCS, esfuerzo vertical, presión y temperatura de reservorio, diámetro de invasión (≈ 10 – 12 in).



- Se especifica el tipo y densidad del fluido de completación además de los datos de la tubería de completación observados en los Anexos 1, 3, 5 y 7.



- Se incluye el tipo de cañón y cargas, densidad del disparo, espesor de la zona, modelo de penetración (roca o concreto) y Kc/K.

The screenshot shows the 'Analysis' software interface with the following configuration details:

- # of Gun Systems: 1
- Gun System #1:
  - Phasing: 72 deg
  - Open Perfs: 100 %
  - Gun Top Delta: 0 ft
  - String Length: 33 ft
  - Gun Position: Eccentered
  - Rotation Offset: 0 deg
  - Shot Density: 5 spf
  - PURE: 0 spf
  - Top Shot Delta: 0 ft
  - Std Chg Load Len: 33 ft
  - Standoff: 0 in
- Gun System: 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX
- Charge Weight: 38.8 g
- API EH: 0.43 in
- Hardware Type: PURE
- Gravel Perm: (empty)
- Comp Type: Perf, Open
- Crushed kc/k: 0.7** (highlighted with a red circle)
- API Pen: 59.2 in
- API Test Edition: Based on 198 1st Ed
- Pen Model: Rock based (API Sect 2)
- Gravel Volume: (empty)
- Screen Diameter: (empty)
- Crush Thickness: 0.7 in

Underbalance Conditions:

- Estimate DUB:  (none),  PURE
- Estimate kc/k:  Behrmann Static UB/OB

Reservoir Pres: 1550 psi  
Wellbore Pres: (empty)

Buttons at the bottom: Latest Updates, Calendar, Temperature Ratings, User Guide, Aceptar, Cancelar.

### 3.2.2 AJUSTE DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LOS POZOS PRE-SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO

No todos los pozos fueron aptos para la simulación al carecer de datos imprescindibles como la presión de fondo fluvente que fue extraída de pruebas de Build up o calculada de la siguiente manera:

De los datos de producción de los pozos que, como método de levantamiento artificial usan bomba electrosumergible, se obtiene el dato de presión de intake de la bomba; del diagrama mecánico de cada pozo se toma la profundidad de la bomba y además se calcula la profundidad media de los perforados

$$P_{wf} = P_{int} + 0.052 \times \rho_o \times (Prof_{media} - Prof_{int})$$

Donde,

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluvente, psi

$P_{int}$  = Presión de intake de la bomba, psi

$\rho_o$  = Densidad del petróleo, ppg

$Prof_{media}$  = Profundidad media de los perforados, ft

$Prof_{int}$  = Profundidad del intake de la bomba, ft

Como este valor de presión de fondo fluyente es indispensable, los pozos en los que se pudo obtener este valor y a los cuales se realizó la simulación son los siguientes: AU-21, AU-58D, AU-79D, AU-81, AU-92, AU-95, AU-97D, AU-66D, AU-83D.

Para ajustar el modelo se toma en cuenta los datos reales de producción de petróleo después de aproximadamente 5 días después del disparo, tiempo en el cual ya se pueda obtener una producción estable y no solamente la etapa de limpieza que se manifiesta después del cañoneo. A este valor de  $Q_o$  real se debe ajustar el  $Q_o$  calculado por SPAN, para esto el último parámetro a variar es  $K_c / K$  que es la relación de la permeabilidad de la zona triturada (crushed zone) con la permeabilidad de la formación.

Esta “crushed zone” se refiere a la zona triturada o dañada que rodea el túnel perforado donde la acción de la carga o bala ha alterado la estructura y la permeabilidad de la formación.

La severidad o extensión de la zona triturada dependen en gran medida de las características de la formación, la carga utilizada y las condiciones de cañoneo en sobre-balance o bajo-balance, por lo que la principal medida para reducir el efecto de esta zona es el disparo en bajo balance para que los detritos se eliminen tan pronto como la perforación se crea.

Esta relación  $K_c / K$  será el parámetro que permitirá definir si ha sido un buen disparo o si se podría mejorar la efectividad del mismo aplicando otra técnica, como se puede observar en la Tabla 3.13:



**TABLA 3. 13**EFECTIVIDAD DEL DISPARO EN RELACIÓN A LA RELACIÓN  $K_c / K$ 

$K_c/K$	CONCLUSIÓN DEL DISPARO
<b>0.001 – 0.19</b>	Regular
<b>0.2 – 0.5</b>	Bueno
<b>0.5 – 0.9</b>	Excelente

FUENTE: SCHLUMBERGER

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

Un valor de  $K_c / K$  igual a 1 no es físicamente posible pues siempre existirá algún efecto del disparo que afecte la permeabilidad alrededor del túnel. Al realizar un cañoneo en condiciones de bajo balance estático se obtiene una limpieza del túnel que podría ser representada con el valor de  $K_c / K$  igual a 0.2 pero al realizarlo en condiciones de bajo balance dinámico, la relación  $K_c / K$  puede llegar a valores de 0.7 a 0.9.

### 3.2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los 9 pozos en los que se encontró todos los datos necesarios para ingresar en el software, en 5 de ellos existieron grandes discrepancias entre los datos y los resultados durante la simulación, por lo que fue imposible ajustar el modelo y por consiguiente no son adecuados para sacar conclusiones acerca de la efectividad del cañoneo.

#### 3.2.3.1 Análisis Técnico del Pozo AU 66D

En el pozo AU-66D que se cañoneó la arena Hollín Superior con TCP + PURE el 28 de noviembre de 2011, se contó con un Build-up efectuado entre el 28 de enero y el 2 de febrero de 2012, y según los datos de este informe el pozo no es apto para el estudio pues no existe manera de hacer match en la simulación sin modificar las propiedades del fluido.

### **3.2.3.2 Análisis Técnico del Pozo AU 83D**

En el pozo AU-83D se disparó la arena Hollín Inferior con TCP + PURE el 2 de enero de 2011 y también se encontró información de un Build-up tomado entre el 13 y el 16 de enero de 2011, pero este análisis no fue concluyente por lo que sus valores no fueron confiables para el estudio.

### **3.2.3.3 Análisis Técnico del Pozo AU 97D**

El pozo AU-97D fue cañoneado 28 ft en la arena Hollín Superior mediante TCP el 21 de enero de 2011, la simulación arrojó una producción de petróleo de 1,545 BPPD cuando la producción real es de 195 BPPD, son datos no concordantes por errores sea en los datos proporcionados para la simulación o al momento de tomar la producción real; o posiblemente existe un taponamiento en los 20 ft inferiores, al estar abiertos solamente los 8 ft superiores se explicaría esta producción tan baja; por lo que este pozo no es apto para el estudio.

### **3.2.3.4 Análisis Técnico del Pozo AU 92D**

En el pozo AU-92D se punzonó la arena Hollín Inferior con ONE TRIP el 12 de enero de 2012, en el software se obtuvo un valor de producción de petróleo de 480 BPPD y la producción real alcanzó los 1,152 BPPD lo que recalca la discordancia en los datos proporcionados para la simulación impidiendo su inclusión en el análisis.

### **3.2.3.5 Análisis Técnico del Pozo AU 81D**

En el pozo AU-81D también se cañoneó la arena Hollín Inferior mediante ONE TRIP el 25 de julio de 2011 donde según la simulación la producción sería 268 BPPD cuando la producción real de petróleo es de 1730 BPPD, debido a esta divergencia no se puede incluir este pozo en el estudio para obtener conclusiones sobre el método de cañoneo.

### **3.2.3.6 Análisis Técnico del Pozo AU 58D**

En el pozo AU-58D se realizó el cañoneo de la arena T Inferior con MAX-R + PURE el 26 de noviembre de 2011, se realizó el ajuste al modelo obteniendo una producción en la simulación y en la realidad de 1,150 BPPD y 1,152 BPPD

respectivamente, con una presión de fondo fluyente de 953 psi y la relación de permeabilidades  $K_c / K$  igual 0.7, lo que denota que fue un buen disparo. A continuación se incluye el reporte del análisis de este pozo en SPAN con una breve explicación de los parámetros que contiene el mismo.

## SPAN Rock Perforating Analysis

Company : PPR  
Well : AUCA 58D  
Field : AUCA  
Engineer : Gaby Zúñiga  
Date : March 17, 2013

# Schlumberger

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

En el reporte de productividad se incluyen datos de completación, formación y de sistemas de perforación ingresados en el programa como la longitud del cañón cargado medida en pies (Loaded Length), el ángulo de fase en grados (Phasing Angle), densidad de los disparos por pie y el porcentaje de orificios abiertos (Shot Density / Open Perfs), densidad de los disparos con cargas PURE por pie (PURE Density), relación  $K_c/K$  y espesor de la zona triturada en pulgadas (Crush Zone), longitud y diámetro de la penetración en la formación en pulgadas (Form Pen Avg & Form Dia Avg).

Company: PFR

## Productivity Report

Well: AUCA 58D

## Completion

Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre
Form Top (TVD):	9921.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62	
Form Bottom (TVD):	9954.0	ft	Formation Height (TVD):	33.0	ft
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage:	100	%
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD):	0.0	ft
Fluid Density:	8.763	ppg			

## Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil	[GLR=81.9 SCF/STB]	
Porosity:	19.0	%	Gravity (Density):	26.0	deg API
Horizontal Permeability:	175.00	md	Form Volume Factor:	1.13	bb/STB
Vertical Permeability:	18.00	md	Viscosity:	2.70	cp
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	1550	psi
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	200	deg F

## Perforating System(s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf%)	1:1 Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	Eff Dia Avg (in)
1	33.0	72	5.00/100	5.00	0.00	0.70	0.70	17.78 *	0.93	0.44

\* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18kpsi under downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coef (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day) (/psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	-0.11	-0.12	-0.12	0.05	0.00	0.00	1.243e-5	0.01304	1.02	2.01	1185.6

1. 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX

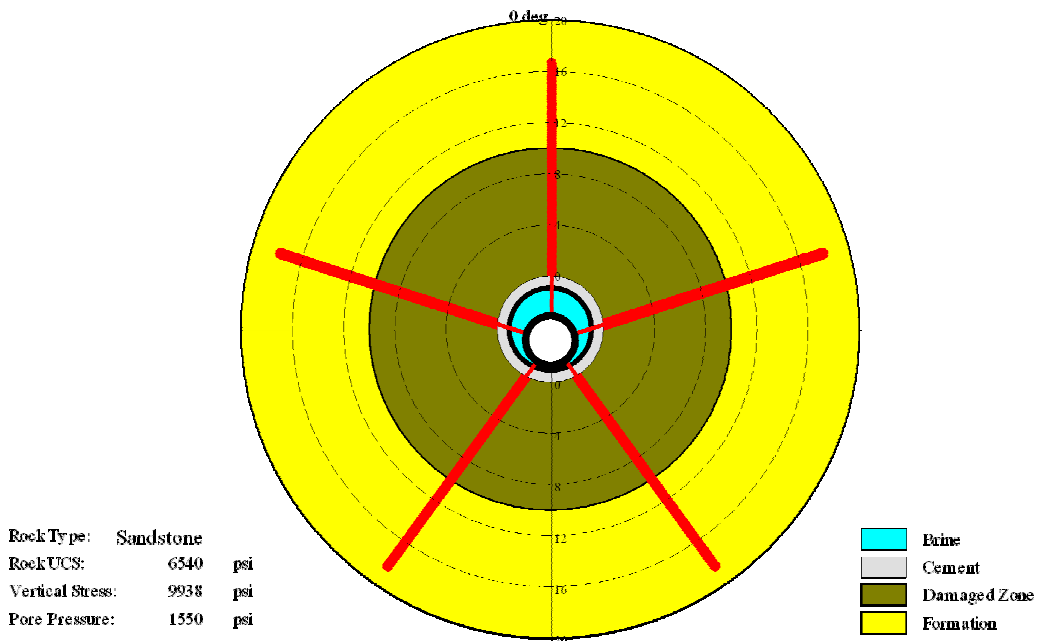
\* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=960 psi

En la parte inferior se encuentra el tipo de cañones utilizados, los distintos tipos de daño que pueden afectar como el daño efectivo (Eff Skin), daño según Darcy (Darcy Skin), daño por cañoneo (Perf Skin), daño de la zona triturada (Crush Zone Skin), daño por desviación (Deviation Skin), daño por penetración parcial (Partially Open Skin; además de datos utilizados durante las correlaciones del software como el coeficiente no darcy, el daño no darcy, el coeficiente de productividad PR que es la relación entre la tasa de producción esperada en el pozo cañoneado y la tasa de producción a hueco abierto, el índice de productividad que se define como la relación entre la tasa de flujo y la caída de presión (BPD/psi) y finalmente se muestra una tasa de flujo en barriles por día, recordando que representa el flujo total de petróleo y agua.

En este gráfico se encuentra representada la penetración de las cargas atravesando el fluido de completación, el casing, el cemento y la zona dañada hasta llegar a la formación (zona virgen).

### Perforating System

4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX, 38.8 g, OD 4.5 in  
72° Phasing, 5.00 spf



Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen * (in)	Form Pen * (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.78	17.80	16.69	0.85	0.40
72	1.05	18.99	17.88	0.98	0.46
144	0.13	19.33	18.22	0.92	0.43
216	0.13	19.33	18.22	0.92	0.43
288	1.05	18.99	17.88	0.98	0.46
Average	0.82	18.89	17.78	0.93	0.44
AOF (in <sup>2</sup> /ft)					0.75172

at 5.00 spf

API Pen 59.20 in, EH Dia 0.43 in, Based on 19B 1st Ed

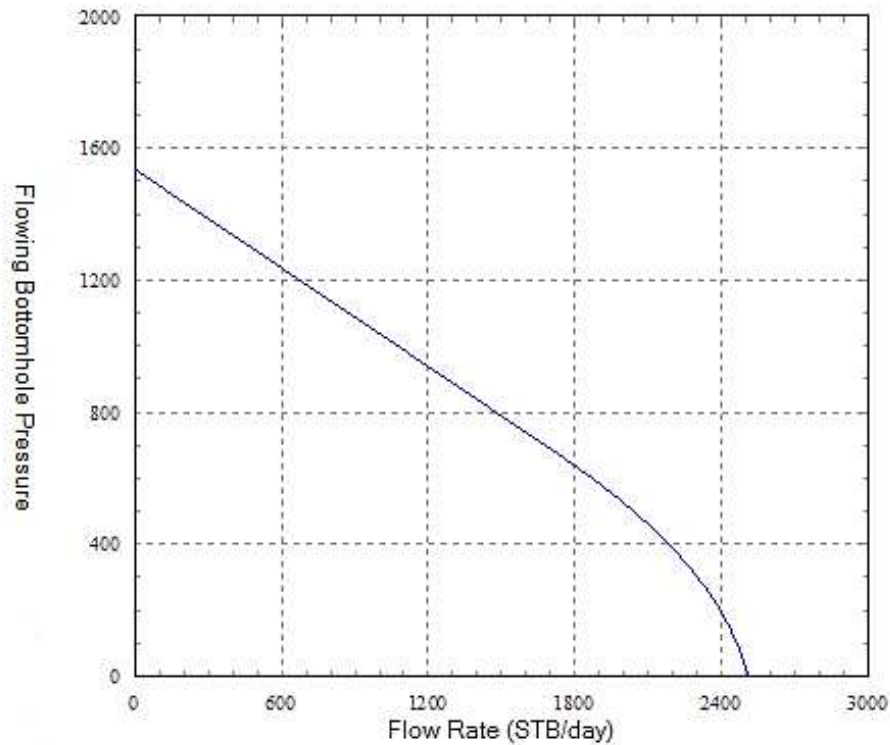
\* Rock-based Model

La curva IPR es una medida de la productividad del pozo que sirve para determinar un método de producción óptimo, un diseño de levantamiento artificial, de estimulación, tratamiento y desempeño de producción. También se utiliza para optimizar los parámetros de producción, para determinar el índice de productividad para un tiempo dado y tener una proyección de la declinación de la capacidad de aporte del pozo.

Company: PPR

Well: AUCA 58D

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spft)	kd/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.70	17.78/0.93 *	33.0	100

\* Rock-based Model

**Formation**

kh: 175.00 md  
 kh/kv: 9.72  
 kd/k: 0.20  
 Well Damage: 10 in  
 Fluid: Oil  
 Gravity (Density): 26.0 deg API  
 Form Volume Factor: 1.13 bbl/STB

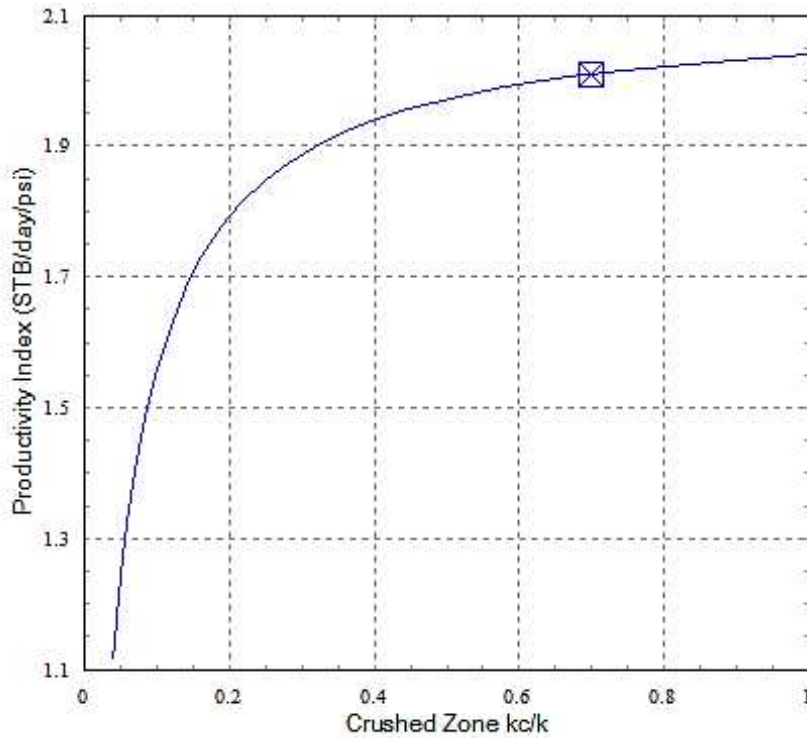
**Completion**

Well Deviation: 0 deg  
 Formation Thickness (TVD): 33.0 ft  
 Wellbore Length: 33.0 ft  
 Drainage Area: 31.42 acre  
 Dietz Shape Factor: 31.62

Company: PPR

Well: AUCA 58D

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k



— 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMK

Gun #	Phasing	Effect (spft)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.70	17.78/0.93 *	33.0	100

\* Rock-based Model

#### Formation

kh:	175.00	md
kh/kv:	9.72	
Bulk Density:	2.32	g/cm <sup>3</sup>
Rock UCS:	6540	psi
Vertical Stress:	9937	psi
Pore Pressure:	1550	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	10	in

#### Completion

Well Deviation:	0	deg
Formation Thickness (TVD):	33.0	ft
Wellbore Length:	33.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Dietz Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	1185.6	STB/day

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

El valor de  $K_c / K$  de 0.7 indica que el cañoneo en condiciones de bajo balance dinámico fue favorable pues se obtuvo un considerable incremento en la producción específicamente de 444 BPPD, es decir existió una buena limpieza al túnel perforado a pesar que mejorando el diseño pudo haber llegado a ser mejor

(Kc / K hasta 0.9). En el reporte a continuación de la simulación realizada utilizando otro tipo de disparo que no incluya bajo balance (podría asumirse cañoneo con wireline), donde la relación Kc / K sea mínima, en este caso de 0.05, se evidencia que el cañoneo en bajo balance dinámico alcanza mejores resultados.

Company: PPR

## Productivity Report

Well: AUCA 58D

## Completion

Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre
Form Top (TVD):	9921.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62	
Form Bottom (TVD):	9954.0	ft	Formation Height (TVD):	33.0	ft
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage:	100	%
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD):	0.0	ft
Fluid Density:	8.763	ppg			

## Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil [GLR=81.9 SCF/STB]
Porosity:	19.0	Gravity (Density):	26.0 deg API
Horizontal Permeability:	175.00	Form Volume Factor:	1.13
Vertical Permeability:	18.00	Viscosity:	2.70 cp
kd/k:	0.20	Pore Pressure:	1550 psi
Wellbore Damage:	10	Formation Temperature:	200 deg F

## Perforating System (s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)
1	33.0	72	5.00/100	5.00	0.00	0.05	0.70	17.78 *	0.93	0.44

\* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18kpsi under downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coef (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day) (/psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	4.08	4.06	4.06	2.36	0.00	0.00	2.303e-5	0.01485	0.63	1.23	728.4

1. 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX

\* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=960 psi

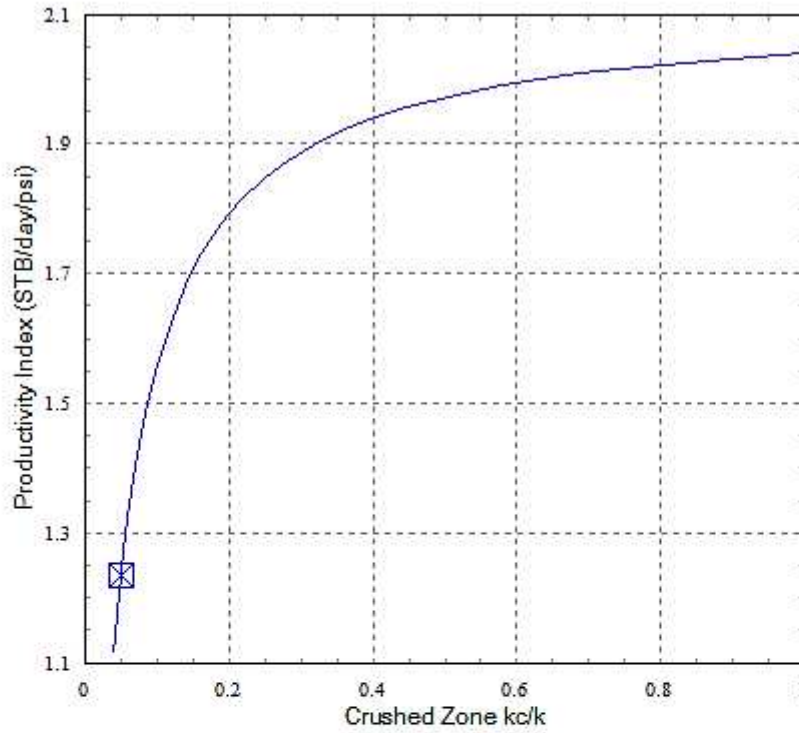
Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.



Company: PPR

Well: AUCA 58D

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k



— 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMK

Gun #	Phasing	Effect (spft)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.05	17.78/0.93 *	33.0	100

\* Rock-based Model

#### Formation

kh:	175.00	md
kh/kv:	9.72	
Bulk Density:	2.32	g/cm <sup>3</sup>
Rock UCS:	6540	psi
Vertical Stress:	9937	psi
Pore Pressure:	1550	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	10	in

#### Completion

Well Deviation:	0	deg
Formation Thickness (TVD):	33.0	ft
Wellbore Length:	33.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Diarr Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	728.4	STB/day

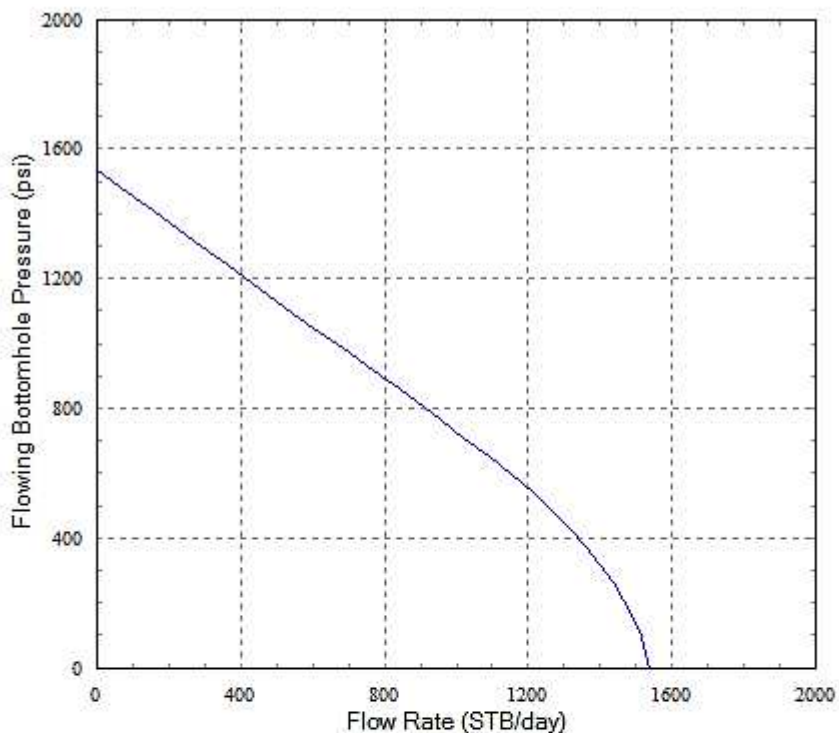
Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

Company: PPR

Well: AUCA 58D

### Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMD

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.05	17.78/0.93 *	33.0	100

\* Rock-based Model

#### Formation

kh: 175.00 md  
 kh/kv: 9.72  
 kd/k: 0.20  
 Well Damage: 10 in  
 Fluid: Oil  
 Gravity (Density): 26.0 deg API  
 Form Volume Factor: 1.13 bbl/STB

#### Completion

Well Deviation: 0 deg  
 Formation Thickness (TVD): 33.0 ft  
 Wellbore Length: 33.0 ft  
 Drainage Area: 31.42 acre  
 Diet: Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

### 3.2.3.7 Análisis Técnico del Pozo AU 79D

En el pozo AU-79D se realizó el cañoneo de la arena T Inferior con MAX-R + PURE el 1 de agosto de 2011, se realizó el ajuste al modelo obteniendo una producción en la simulación y en la realidad de 1,338 BPPD y 1,302 BPPD respectivamente, con una presión de fondo fluyente de 1500 psi y la relación de permeabilidades  $K_c / K$  igual 0.7, lo que denota que fue un buen disparo. A continuación se incluye el reporte del análisis de este pozo en SPAN.

#### SPAN Rock

#### Perforating Analysis

Company : PPR  
Well : AUCA 79D  
Field : AUCA  
Engineer : Gaby Zúñiga  
Date : March 17, 2013

# Schlumberger

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

Company: PPR

## Productivity Report

Well: AUCA 79D

## Completion

Well Deviation:	1 deg	Drainage Area:	31.42 acre
Form Top (TVD):	10589.0 ft	Dietz Shape Factor:	31.62
Form Bottom (TVD):	10636.0 ft	Formation Height (TVD):	47.0 ft
Borehole Diameter:	8.5 in	Completion Percentage:	100 %
Wellbore Fluid:	Brine	Perf to Form Top (TVD):	0.0 ft
Fluid Density:	8.4 ppg		

## Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil [GLR=77.5 SCF/STB]
Porosity:	15.4 %	Gravity (Density):	25.9 deg API
Horizontal Permeability:	359.00 md	Form Volume Factor:	1.13 bbl/STB
Vertical Permeability:	36.00 md	Viscosity:	1.90 cp
kd/k:	0.20	Pore Pressure:	1700 psi
Wellbore Damage:	10 in	Formation Temperature:	243 deg F

## Perforating System(s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)
1	47.0	72	5.00/100	5.00	0.00	0.70	0.50	12.87 *	0.75	0.44

\* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18kpsi under downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coef (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day)/(psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	1.37	1.36	1.36	0.07	-0.00	0.00	1.28e-5	0.01546	0.83	6.83	1365.1

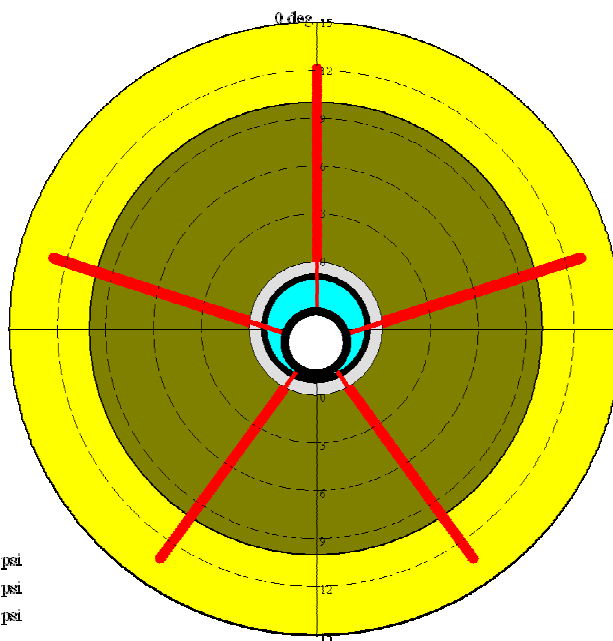
1. 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX

\* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1500 psi

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

### Perforating System

4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX, 38.8 g, OD 4.5 in  
72° Phasing, 3.00 spf



RockType: Sandstone  
RockUCS: 12750 psi  
Vertical Stress: 10612 psi  
Pore Pressure: 1700 psi

■ Bore  
■ Cement  
■ Damaged Zone  
■ Formation

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen * (in)	Form Pen * (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.78	13.24	12.13	0.69	0.40
72	1.05	14.06	12.94	0.79	0.46
<b>144</b>	0.13	14.28	13.17	0.74	0.43
216	0.13	14.28	13.17	0.74	0.43
288	1.05	14.06	12.94	0.79	0.46
<b>Average</b>	0.82	13.98	12.87	0.75	0.44
<b>AOF (in<sup>2</sup>/ft)</b>					<b>0.75387</b>

at 3.00 spf

API Pen 59.20 in, EH Dia 0.43 in, Based on 19B 1st Ed  
\* Rock-based Model

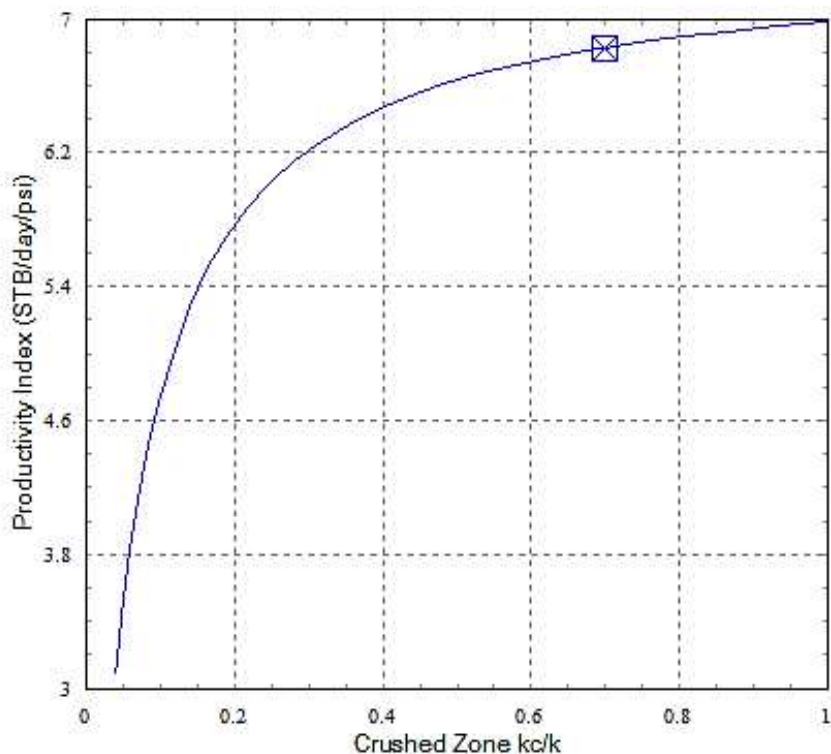
Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

Company: PPR

Well: AUCA 79D

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k



— 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMK

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.70	12.87/0.75 *	47.0	100

\* Rock-based Model

#### Formation

kh:	359.00	md
kh/kv:	9.97	
Bulk Density:	2.38	g/cm3
Rock UCS:	12750	psi
Vertical Stress:	10612	psi
Pore Pressure:	1700	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	10	in

#### Completion

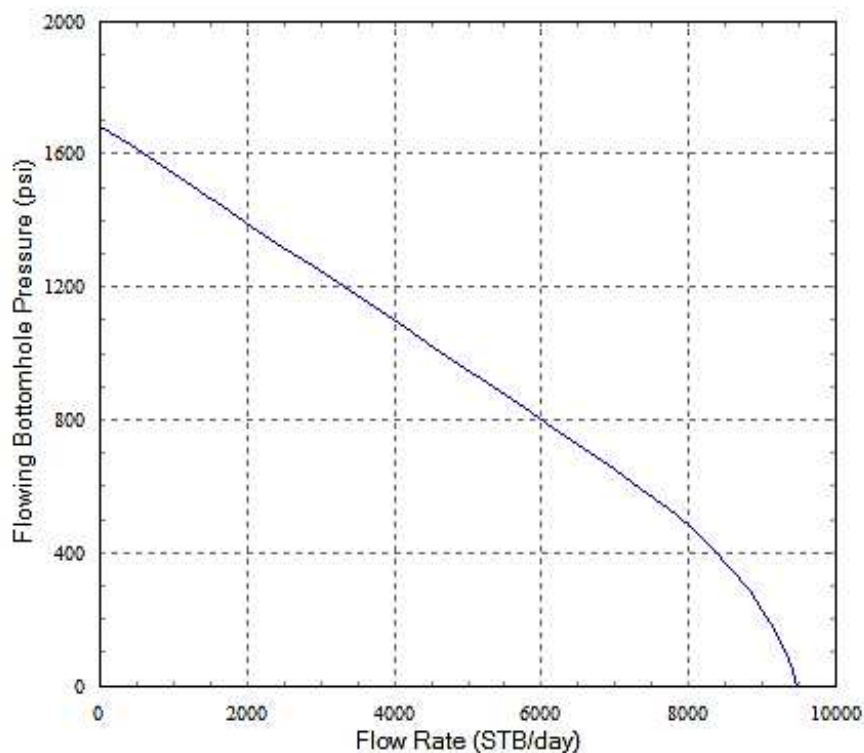
Well Deviation:	1	deg
Formation Thickness (TVD):	47.0	ft
Wellbore Length:	47.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Diets Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	1365.1	STB/day

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

Company: PPR

Well: AUCA 79D

## Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.70	12.87/0.75 *	47.0	100

\* Rock-based Model

## Formation

kh:	359.00	md
kh kv:	9.97	
kd/k:	0.20	
Well Damage:	10	in
Fluid:	Oil	
Gravity (Density):	25.9	deg API
Form Volume Factor:	1.13	bbl/STB

## Completion

Well Deviation:	1	deg
Formation Thickness (TVD):	47.0	ft
Wellbore Length:	47.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Dietz Shape Factor:	31.62	

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

Al igual que en el caso anterior, se observa que el cañoneo en condiciones de bajo balance dinámico fue favorable pues se obtuvo un gran incremento en la producción en comparación a la producción que se hubiese obtenido sin esta

condición (cañoneo con wireline), donde la relación  $K_c / K$  sería de 0.05, la diferencia en producción asciende a aproximadamente 651 BPPD como se puede observar en el reporte de la simulación en esas condiciones.

Company: PPR

Well: AUCA 79D

## Productivity Report

### Completion

Well Deviation:	1 deg	Drainage Area:	31.42 acre
Form Top (TVD):	10589.0 ft	Dietz Shape Factor:	31.62
Form Bottom (TVD):	10636.0 ft	Formation Height (TVD):	47.0 ft
Borehole Diameter:	8.5 in	Completion Percentage:	100 %
Wellbore Fluid:	Brine	Perf to Form Top (TVD):	0.0 ft
Fluid Density:	8.4 ppg		

### Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil [GLR=77.5 SCF/STB]
Porosity:	15.4 %	Gravity (Density):	25.9 deg API
Horizontal Permeability:	359.00 md	Form Volume Factor:	1.13 bbl/STB
Vertical Permeability:	36.00 md	Viscosity:	1.90 cp
kd/k:	0.20	Pore Pressure:	1700 psi
Wellbore Damage:	10 in	Formation Temperature:	243 deg F

### Perforating System(s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	Eff Dia Avg (in)
1	47.0	72	5.00/100	5.00	0.00	0.05	0.50	12.87 *	0.75	0.44

\* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18kpsi under downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coef (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day) (/psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	9.10	9.08	9.08	2.99	-0.00	0.00	3.325e-5	0.02062	0.43	3.50	700.7

1. 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX

\* At the stable bottom hole flowing pressure  $P_{wf}=1500$  psi

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

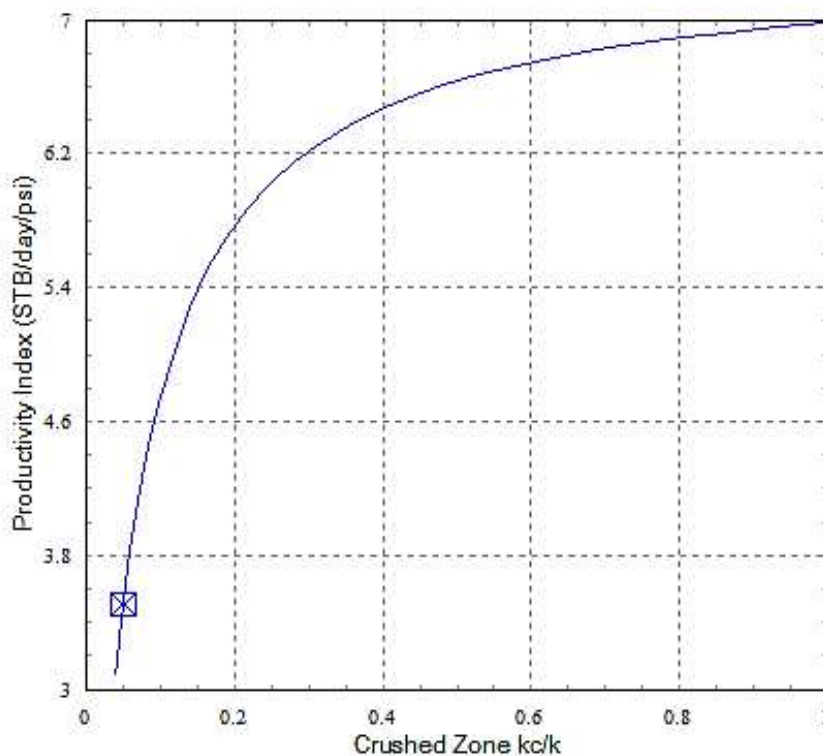
SPAN Rock Version 9.1.5



Company: PPR

Well: AUCA 79D

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k



— 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMK

Gun #	Phasing	Effect (spft)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.05	12.87/0.75 *	47.0	100

\* Rock-based Model

#### Formation

kh:	359.00	md
kh/kv:	9.97	
Bulk Density:	2.38	g/cm3
Rock UCS:	12750	psi
Vertical Stress:	10612	psi
Pore Pressure:	1700	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	10	in

#### Completion

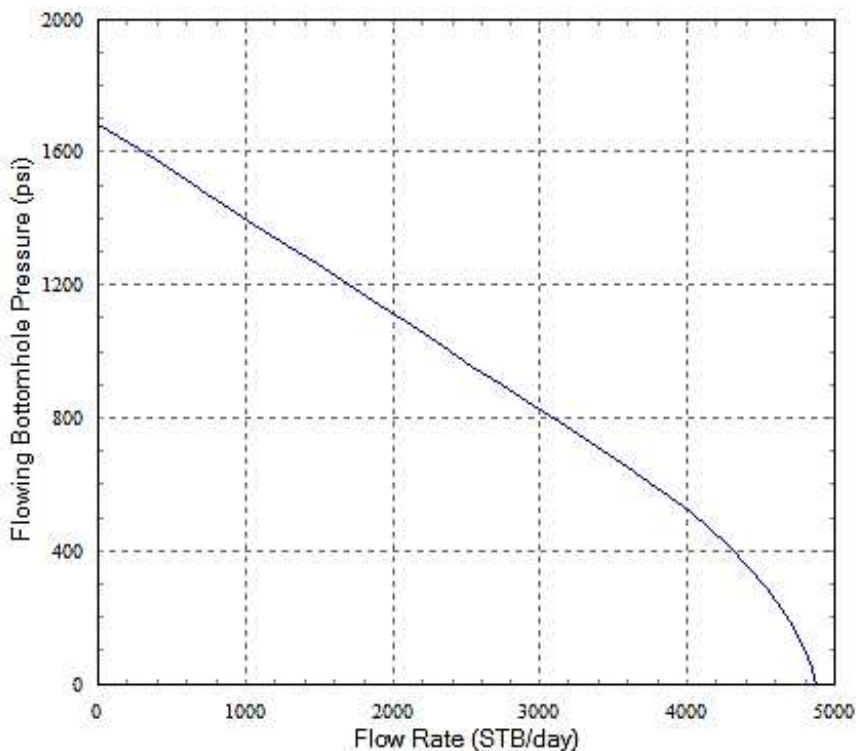
Well Deviation:	1	deg
Formation Thickness (TVD):	47.0	ft
Wellbore Length:	47.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Dist: Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	700.7	STB/day

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

Company: PPR

Well: AUCA 79D

### Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, PowerJet Omega 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dis Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.05	12.87/0.75 *	47.0	100

\* Rock-based Model

#### Formation

kh: 359.00 md  
 kh/kv: 9.97  
 kd/k: 0.20  
 Well Damage: 10 in  
 Fluid: Oil  
 Gravity (Density): 25.9 deg API  
 Form Volume Factor: 1.13 bbl/STB

#### Completion

Well Deviation: 1 deg  
 Formation Thickness (TVD): 47.0 ft  
 Wellbore Length: 47.0 ft  
 Drainage Area: 31.42 acre  
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

### 3.2.3.8 Análisis Técnico del Pozo AU 21D

En el pozo AU-21 se realizó el cañoneo de la arena Hollín Inferior con TCP + DUO el 7 de julio de 2011, se realizó el ajuste al modelo obteniendo una producción en la simulación y en la realidad de 417 BPPD y 370 BPPD respectivamente, con una presión de fondo fluyente de 2358 psi y la relación de permeabilidades  $K_c / K$  igual 0.7, lo que denota que fue un buen disparo al utilizar bajo balance dinámico. A continuación se incluye el reporte del análisis de este pozo en SPAN.

#### SPAN Rock

#### Perforating Analysis

Company : PPR  
Well : AUCA21D  
Field : AUCA  
Engineer : Gaby Zúñiga  
Date : March 17, 2013

# Schlumberger

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

Company: PPR

## Productivity Report

Well: AUCA 21D

## Completion

Well Deviation:	0 deg	Drainage Area:	31.42 acre
Form Top (TVD):	10246.0 ft	Dietz Shape Factor:	31.62
Form Bottom (TVD):	10272.0 ft	Formation Height (TVD):	26.0 ft
Borehole Diameter:	8.5 in	Completion Percentage:	19 %
Wellbore Fluid:	Brine	Perf to Form Top (TVD):	0.0 ft
Fluid Density:	8.4 ppg		

## Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil [GLR=11 SCF/STB]
Porosity:	15.6 %	Gravity (Density):	30.0 deg API
Horizontal Permeability:	600.00 md	Form Volume Factor:	1.15 bbl/STB
Vertical Permeability:	60.00 md	Viscosity:	6.00 cp
kd/k:	0.20	Pore Pressure:	4100 psi
Wellbore Damage:	12 in	Formation Temperature:	204 deg F

## Perforating System(s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)
1	5.0	72	5.00/100	5.00	0.00	0.70	0.50	15.61 *	0.79	0.45

\* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18kpsi under downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coef (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day) (/psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	19.92	19.74	0.79	0.05	0.00	15.64	1.981e-4	0.1797	0.26	0.60	1043.3

1. 4-1/2" EXTRA DP, HMX

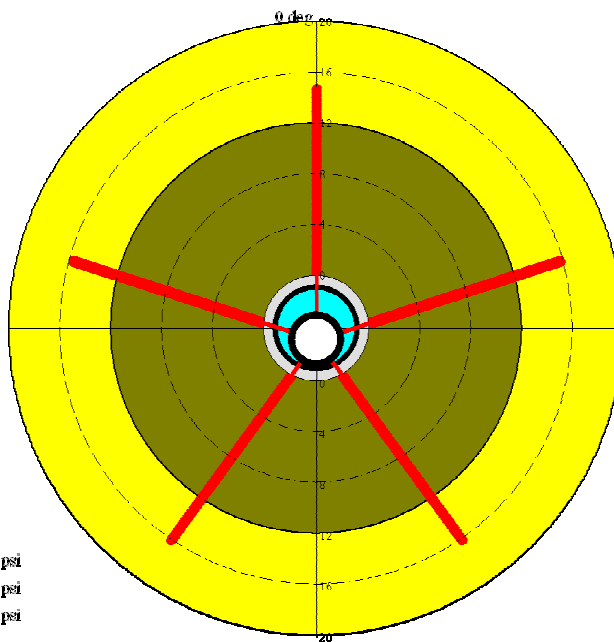
\* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=2360 psi

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

### Perforating System

4-1/2" EXTRA DP, HMX, 38.8 g, OD 4.5 in  
72° Phasing, 5.00 spf



RockType: Sandstone  
RockUCS: 11500 psi  
Vertical Stress: 7090 psi  
Pore Pressure: 4100 psi

Brine  
Cement  
Damaged Zone  
Formation

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen * (in)	Form Pen * (in)	Form Dia (in)	Csg BH Dia (in)
0	1.78	15.82	14.71	0.73	0.41
72	1.05	16.81	15.70	0.83	0.47
144	0.13	17.09	15.98	0.78	0.44
216	0.13	17.09	15.98	0.78	0.44
288	1.05	16.81	15.70	0.83	0.47
Average	0.82	16.72	15.61	0.79	0.45
ACF (in <sup>2</sup> /ft)					0.77846

at 5.00 spf

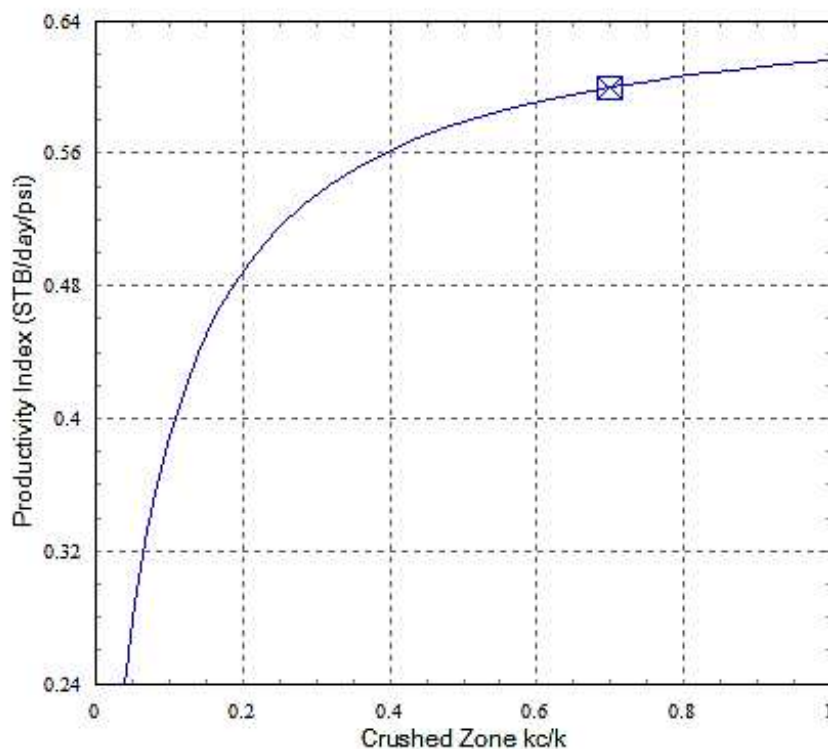
API Pen 59.20 in, EH Dia 0.43 in, Based on 19B 1st Ed  
\* Rock-based Model

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

Company: PPR

Well: AUCA 21D

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k



— 4-1/2" EXTRA DP, HMDX

Gun #	Phasing	Effect (spft)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.70	15.61/0.79 *	5.0	19

\* Rock-based Model

#### Formation

kh:	600.00	md
kh/kv:	10.00	
Bulk Density:	2.37	g/cm <sup>3</sup>
Rock UCS:	11500	psi
Vertical Stress:	7090	psi
Pore Pressure:	4100	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	12	in

#### Completion

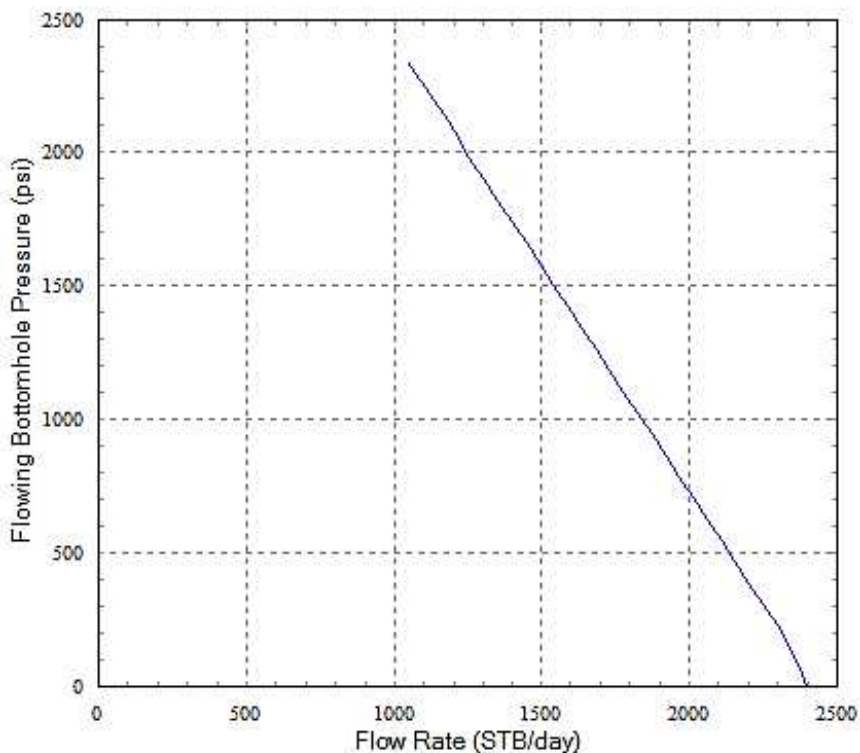
Well Deviation:	0	deg
Formation Thickness (TVD):	26.0	ft
Wellbore Length:	26.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Dietz Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	1043.3	STB/day

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

Company: PPR

Well: AUCA 21D

### Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" EXTRA DP, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spft)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.70	15.61/0.79 *	5.0	19

\* Rock-based Model

#### Formation

kh: 600.00 md  
 kh/kv: 10.00  
 kd/k: 0.20  
 Well Damage: 12 in  
 Fluid: Oil  
 Gravity (Density): 30.0 deg API  
 Form Volume Factor: 1.15 bbl/STB

#### Completion

Well Deviation: 0 deg  
 Formation Thickness (TVD): 26.0 ft  
 Wellbore Length: 26.0 ft  
 Drainage Area: 31.42 acre  
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

Como en los anteriores pozos, se observa que el cañoneo en condiciones de bajo balance dinámico fue favorable pues se obtuvo un importante incremento en la producción en comparación a la producción que se hubiese obtenido sin esta

condición (por ejemplo cañoneo con wireline), donde la relación  $K_c / K$  sería de 0.05, la diferencia en producción asciende a aproximadamente 226 BPPD como se puede observar en el reporte de la simulación en esas condiciones.

Company: PPR

## Productivity Report

Well: AUCA 21D

## Completion

Well Deviation:	0 deg	Drainage Area:	31.42 acre
Form Top (TVD):	10246.0 ft	Dietz Shape Factor:	31.62
Form Bottom (TVD):	10272.0 ft	Formation Height (TVD):	26.0 ft
Borehole Diameter:	8.5 in	Completion Percentage:	19 %
Wellbore Fluid:	Brine	Perf to Form Top (TVD):	0.0 ft
Fluid Density:	8.4 ppg		

## Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil [GLR=11 SCF/STB]
Porosity:	15.6 %	Gravity (Density):	30.0 deg API
Horizontal Permeability:	600.00 md	Form Volume Factor:	1.15 bbl/STB
Vertical Permeability:	60.00 md	Viscosity:	6.00 cp
kd/k:	0.20	Pore Pressure:	4100 psi
Wellbore Damage:	12 in	Formation Temperature:	204 deg F

## Perforating System (s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)
1	5.0	72	5.00/100	5.00	0.00	0.05	0.50	15.61 *	0.79	0.45

\* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18kpsi under downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coef (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day) (/psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	51.35	51.18	6.84	2.38	0.00	15.64	3.953e-4	0.1647	0.12	0.28	479.3

1. 4-1/2" EXTRA DP, HMX

\* At the stable bottom hole flowing pressure  $P_{wf}=2360$  psi

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

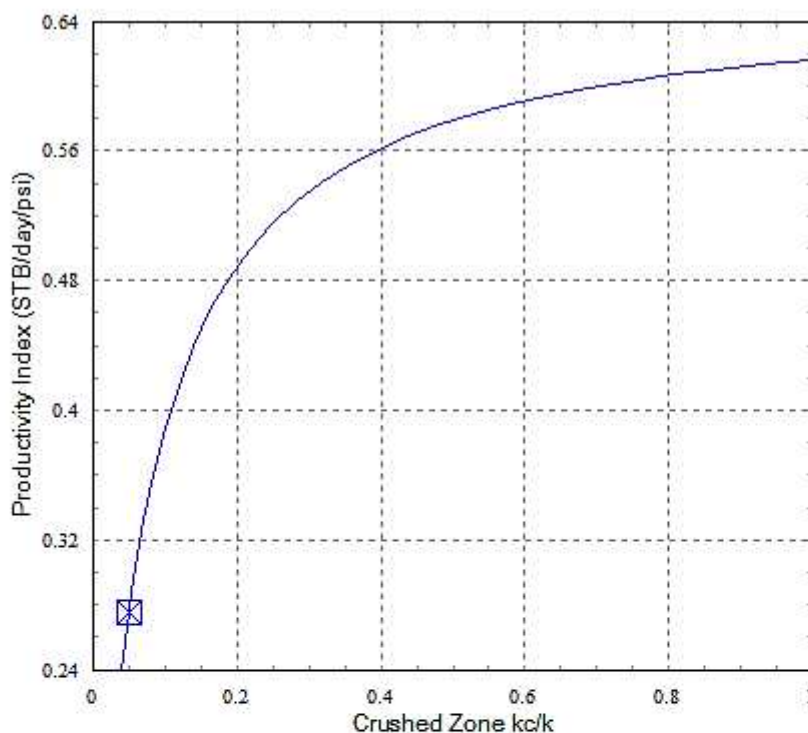
SPAN Rock Version 9.1.5



Company: PPR

Well: AUCA 21D

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k



— 4-1/2" EXTRA DP, HMK

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	3.00	0.05	13.61/0.79 *	3.0	19

\* Rock-based Model

#### Formation

kh:	600.00	md
kh/kv:	10.00	
Bulk Density:	2.37	g/cm <sup>3</sup>
Rock UCS:	11500	psi
Vertical Stress:	7090	psi
Pore Pressure:	4100	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	12	in

#### Completion

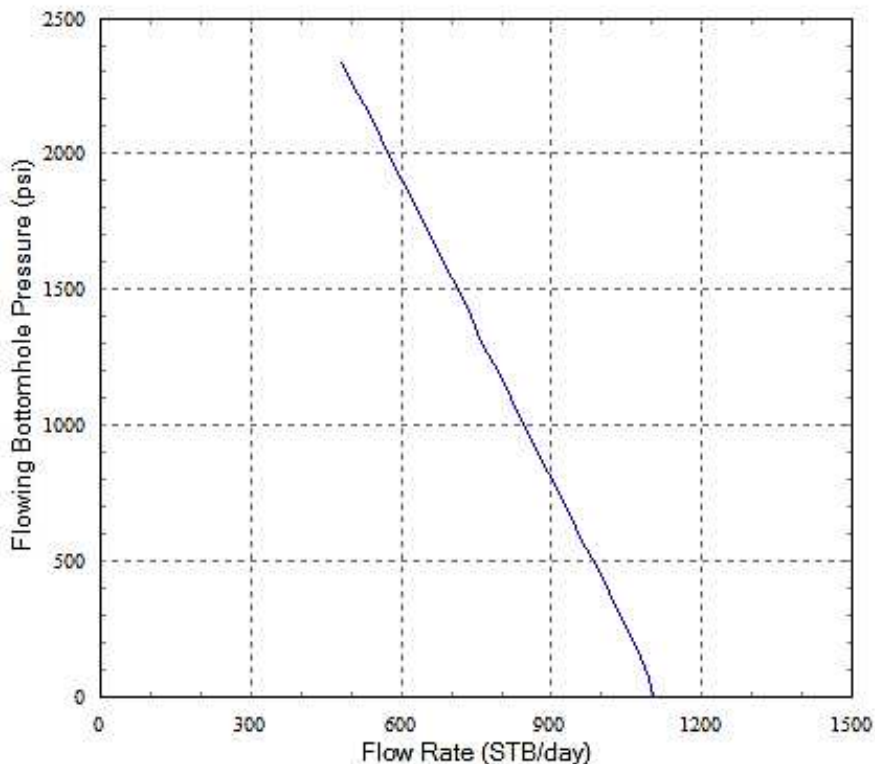
Well Deviation:	0	deg
Formation Thickness (TVD):	26.0	ft
Wellbore Length:	26.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Dietz Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	479.3	STB/day

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

Company: PPR

Well: AUCA 21D

### Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" EXTRA DP, HMK

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	3.00	0.05	15.61/0.79 *	5.0	19

\* Rock-based Model

#### Formation

kh: 600.00 md  
 kh/kv: 10.00  
 kd/k: 0.20  
 Well Damage: 12 in  
 Fluid: Oil  
 Gravity (Density): 30.0 deg API  
 Form Volume Factor: 1.15 bbl/STB

#### Completion

Well Deviation: 0 deg  
 Formation Thickness (TVD): 26.0 ft  
 Wellbore Length: 26.0 ft  
 Drainage Area: 31.42 acre  
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

### 3.2.3.9 Análisis Técnico del Pozo AU 95D

En el pozo AU-95 se realizó el cañoneo de la arena T Inferior con ONE TRIP el 2 de junio de 2011, se realizó el ajuste al modelo obteniendo una producción en la simulación y en la realidad de 1,148 BPPD y 1,156 BPPD respectivamente, con una presión de fondo fluyente de 1338 psi y la relación de permeabilidades  $K_c / K$  igual 0.2. A continuación se muestra el reporte del análisis de este pozo en SPAN.

#### SPAN Rock

#### Perforating Analysis

Company :  
Well : AU-95D  
Field : Auca  
Engineer : Gaby Zúñiga  
Date : March 17, 2013

# Schlumberger

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

## Productivity Report

Well: AU-95D

### Completion

Well Deviation:	14 deg	Drainage Area:	31.42 acre
Form Top (TVD):	9999.2 ft	Dietz Shape Factor:	31.62
Form Bottom (TVD):	10040.0 ft	Formation Height (TVD):	40.8 ft
Borehole Diameter:	8.5 in	Completion Percentage:	100 %
Wellbore Fluid:	Brine	Perf to Form Top (TVD):	0.0 ft
Fluid Density:	8.4 ppg		

### Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil [GLR=88.6 SCF/STB]
Porosity:	14.6 %	Gravity (Density):	28.1 deg API
Horizontal Permeability:	150.00 md	Form Volume Factor:	1.13 bbl/STB
Vertical Permeability:	15.00 md	Viscosity:	2.00 cp
kd/k:	0.20	Pore Pressure:	1660 psi
Wellbore Damage:	10 in	Formation Temperature:	208 deg F

### Perforating System(s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (sp/%)	Eff Shot Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)
1	42.0	72	5.00/100	5.00	0.20	0.50	29.02 ^	0.93	0.44

^ Concrete-based Model Based on traditional API Section I results converted to downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	PI * (STB/day) (/psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	-1.13	-1.15	-1.13	0.24	-0.01	0.00	3.64	1171.2

1. 4-1/2" HSD, Extra DF, HMX

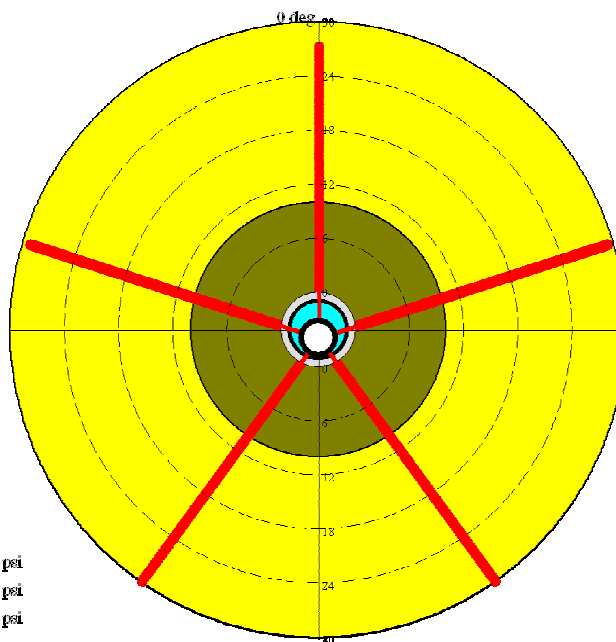
\* At the stable bottom hole flowing pressure  $P_{wf}$ =1338 psi

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

SPAN Rock Version 9.1.5

### Perforating System

4-1/2" HSD, Extra DP, HMX, 38.8 g, OD 4.5 in  
72° Phasing, 5.00 spf



RockType: Sandstone  
RockUCS: 6540 psi  
Vertical Stress: 7270 psi  
Pore Pressure: 1660 psi

■ Bore  
■ Cement  
■ Damaged Zone  
■ Formation

Angle (deg)	Clearance (in)	Total Pen ^ (in)	Form Pen ^ (in)	Form Dia (in)	Csg EH Dia (in)
0	1.78	28.41	27.30	0.86	0.40
72	1.05	30.30	29.19	0.98	0.46
144	0.13	30.82	29.71	0.92	0.43
216	0.13	30.82	29.71	0.92	0.43
288	1.05	30.30	29.19	0.98	0.46
Average	0.82	30.13	29.02	0.93	0.44
AOE (in <sup>2</sup> /ft)					0.75587

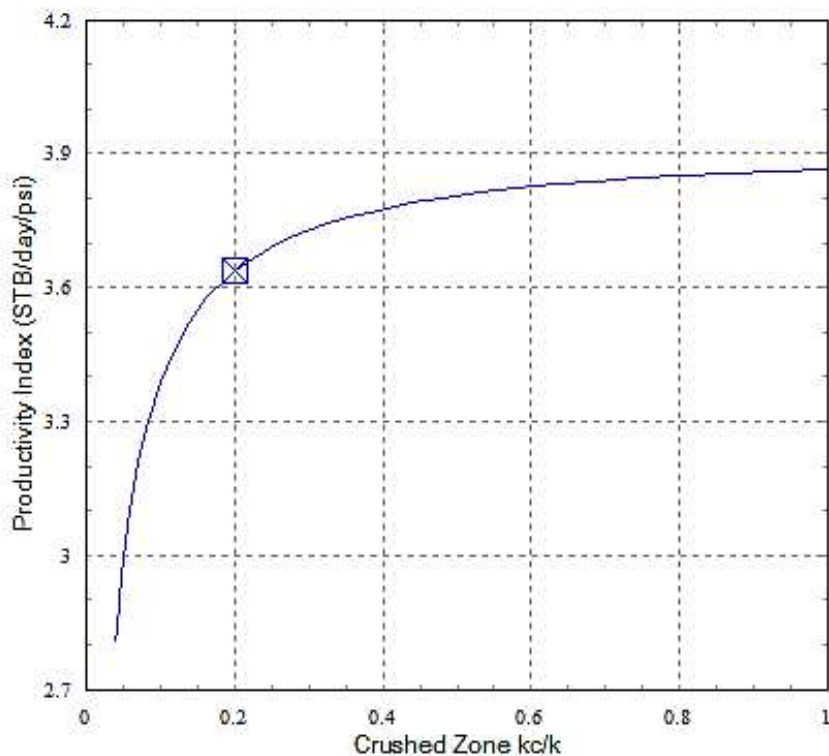
at 5.00 spf

API Pen 59.20 in, EH Dia 0.43 in, 19B 1st Ed  
^ Concrete-based Model

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k

Well: AU-95D



— 4-1/2" HSD, Extra DP, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	3.00	0.20	29.02/0.93 ^	42.0	100

^ Concrete-based Model

#### Formation

kh:	150.00	md
kh/kv:	10.00	
Bulk Density:	2.39	g/cm3
Rock UCS:	6540	psi
Vertical Stress:	7270	psi
Pore Pressure:	1660	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	10	in

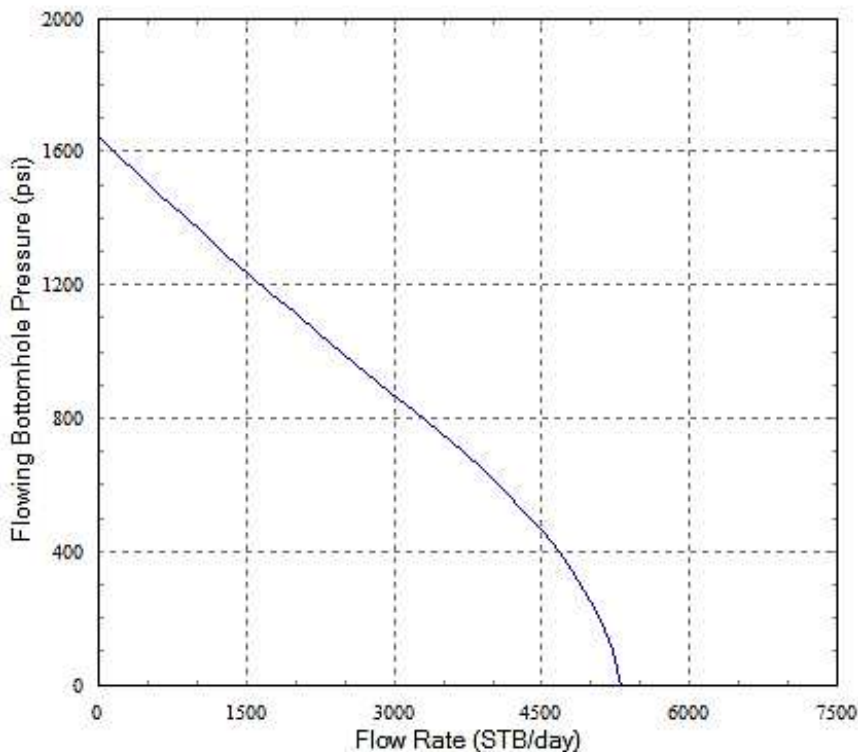
#### Completion

Well Deviation:	14	deg
Formation Thickness (TVD):	40.8	ft
Wellbore Length:	42.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Diets Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	1171.2	STB/day

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

### Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)

Well: AU-95D



— 4-1/2" HSD, Extra DP, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.20	29.02/0.93 ^	42.0	100

^ Concrete-based Model

#### Formation

kh: 150.00 md  
 kh/kv: 10.00  
 kd/k: 0.20  
 Well Damage: 10 in  
 Fluid: Oil  
 Gravity (Density): 28.1 deg API  
 Form Volume Factor: 1.13 bbl/STB

#### Completion

Well Deviation: 14 deg  
 Formation Thickness (TVD): 40.8 ft  
 Wellbore Length: 42.0 ft  
 Drainage Area: 31.42 acre  
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

En este pozo no se cañoneó en condiciones de bajo balance dinámico sino bajo balance estático con  $K_c / K$  igual a 0.2, aún al no haber sido este parámetro el óptimo, este pozo consiguió una producción alta debido a las excelentes características del reservorio, pero siempre el bajo balance constituirá una ventaja pues en este caso se obtuvo una diferencia en producción de 208 BPPD en comparación a la simulación de disparo sin esta condición de bajo balance, como se puede observar en el reporte de la simulación a continuación

## Productivity Report

Well: AU-95D

### Completion

Well Deviation:	14 deg	Drainage Area:	31.42 acre
Form Top (TVD):	9999.2 ft	Dietz Shape Factor:	31.62
Form Bottom (TVD):	10040.0 ft	Formation Height (TVD):	40.8 ft
Borehole Diameter:	8.5 in	Completion Percentage:	100 %
Wellbore Fluid:	Brine	Perf to Form Top (TVD):	0.0 ft
Fluid Density:	8.4 ppG		

### Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil [GLR=88.6 SCF/STB]
Porosity:	14.6 %	Gravity (Density):	28.1 deg API
Horizontal Permeability:	150.00 md	Form Volume Factor:	1.13 bbl/STB
Vertical Permeability:	15.00 md	Viscosity:	2.00 cp
k <sub>d</sub> /k:	0.20	Pore Pressure:	1660 psi
Wellbore Damage:	10 in	Formation Temperature:	208 deg F

### Perforating System (s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spl/%)	Eff Shot Density (spl)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)
1	42.0	72	5.00/100	5.00	0.05	0.50	29.02	0.93	0.44

Concrete-based Model Based on traditional API Section 1 results converted to downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	PI * (STB/day) (/psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	0.12	0.10	0.12	1.14	-0.01	0.00	2.98	959.3

1. 4-1/2" HSD, Extra DP, HMN

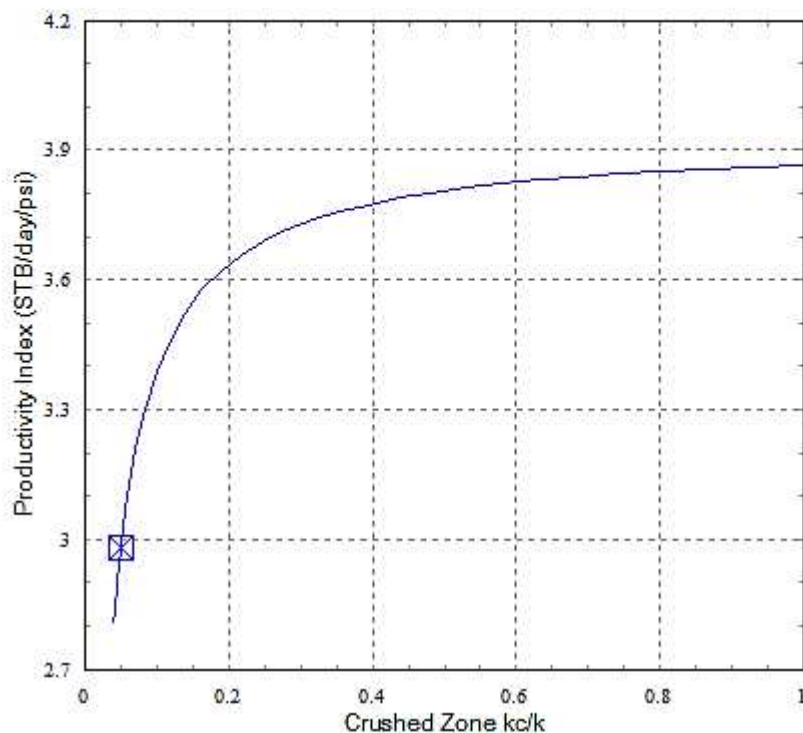
\* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1338 psi

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.



Well: AU-95D

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k



— 4-1/2" HSD, Extra DP, HMK

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	3.00	0.05	29.02/0.93 ^	42.0	100

^ Concrete-based Model

#### Formation

kh:	150.00	md
kh/kv:	10.00	
Bulk Density:	2.39	g/cm3
Rock UCS:	6540	psi
Vertical Stress:	7270	psi
Pore Pressure:	1660	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	10	in

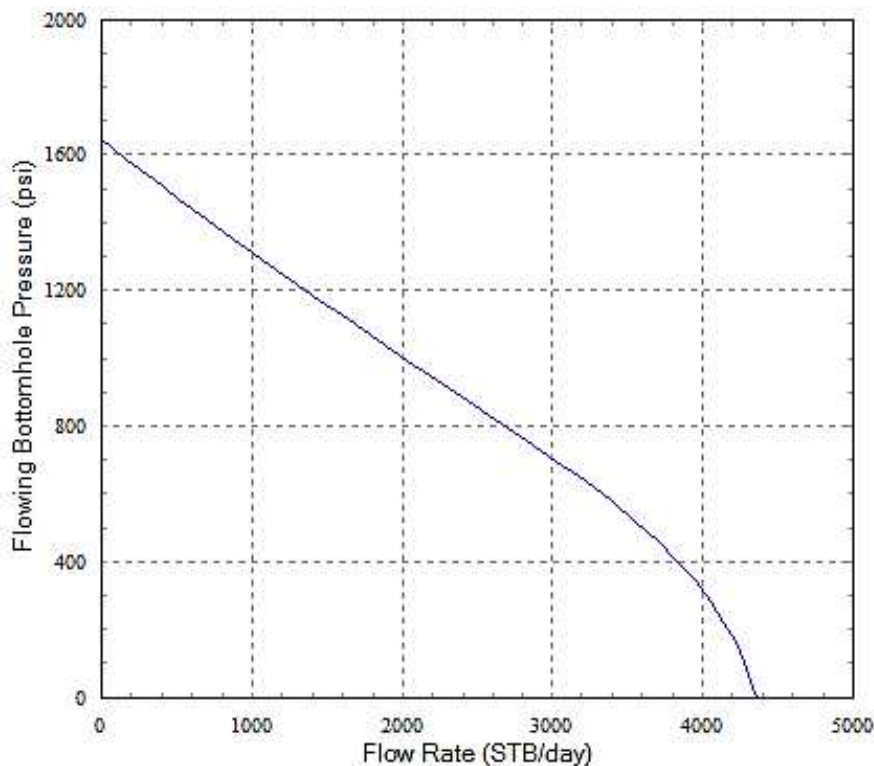
#### Completion

Well Deviation:	14	deg
Formation Thickness (TVD):	40.8	ft
Wellbore Length:	42.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Diets Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	959.3	STB/day

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

### Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)

Well: AU-95D



— 4-1/2" HSD, Extra DP, HMD

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.05	29.02/0.93 ^	42.0	100

^ Concrete-based Model

#### Formation

kh: 150.00 md  
 kh/kv: 10.00  
 kd/k: 0.20  
 Well Damage: 10 in  
 Fluid: Oil  
 Gravity (Density): 28.1 deg API  
 Form Volume Factor: 1.13 bbl/STB

#### Completion

Well Deviation: 14 deg  
 Formation Thickness (TVD): 40.8 ft  
 Wellbore Length: 42.0 ft  
 Drainage Area: 31.42 acre  
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

También se incluye el reporte de la simulación efectuada considerando el uso de una técnica de cañoneo en condiciones de bajo balance dinámico con una relación de  $K_c / K$  de 0.8 para observar si un cañoneo bajo este parámetro conlleva un gran aumento en la producción que compense la inversión. En comparación al cañoneo real, al utilizar bajo balance dinámico se hubiese obtenido un incremental de 67 BPPD.

## Productivity Report

Well: AU-9SD

### Completion

Well Deviation:	14 deg	Drainage Area:	31.42 acre
Form Top (TVD):	9999.2 ft	Dietz Shape Factor:	31.62
Form Bottom (TVD):	10040.0 ft	Formation Height (TVD):	40.8 ft
Borehole Diameter:	8.5 in	Completion Percentage:	100 %
Wellbore Fluid:	Brine	Perf to Form Top (TVD):	0.0 ft
Fluid Density:	8.4 ppg		

### Formation

Rock Type:	Sandstone	Formation Fluid:	Oil [GLR=88.6 SCF/STB]
Porosity:	14.6 %	Gravity (Density):	28.1 deg API
Horizontal Permeability:	150.00 md	Form Volume Factor:	1.13 bbl/STB
Vertical Permeability:	15.00 md	Viscosity:	2.00 cp
kc/k:	0.20	Pore Pressure:	1660 psi
Wellbore Damage:	10 in	Formation Temperature:	208 deg F

### Perforating System(s)

Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (sp/%)	Diff Shot Density (sp/)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	PII Dia Avg (in)
1	42.0	72	5.00/100	5.00	0.80	0.50	29.02 ^	0.93	0.44

^ Concrete-based Model: Based on traditional API Section 1 results converted to downhole conditions

Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	PI * (STB/day) (/psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	-1.44	-1.46	-1.44	0.02	-0.01	0.00	3.85	1239.7

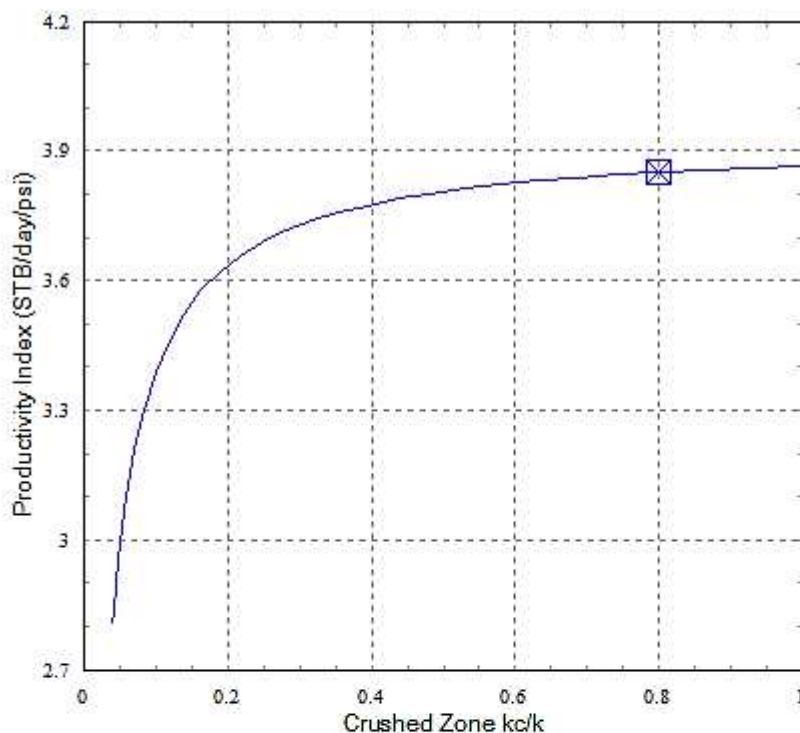
1. 4-1/2" HSD, Extra DP, HMX

\* At the stable bottom hole flowing pressure  $P_{wf}=1338$  psi

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

### Productivity Index vs Crushed Zone kc/k

Well: AU-95D



— 4-1/2" HSD, Extra DP, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spft)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.80	29.02/0.93 ^	42.0	100

^ Concrete-based Model

#### Formation

kh:	150.00	md
kh/kv:	10.00	
Bulk Density:	2.39	g/cm <sup>3</sup>
Rock UCS:	6540	psi
Vertical Stress:	7270	psi
Pore Pressure:	1660	psi
kd/k:	0.20	
Well Damage:	10	in

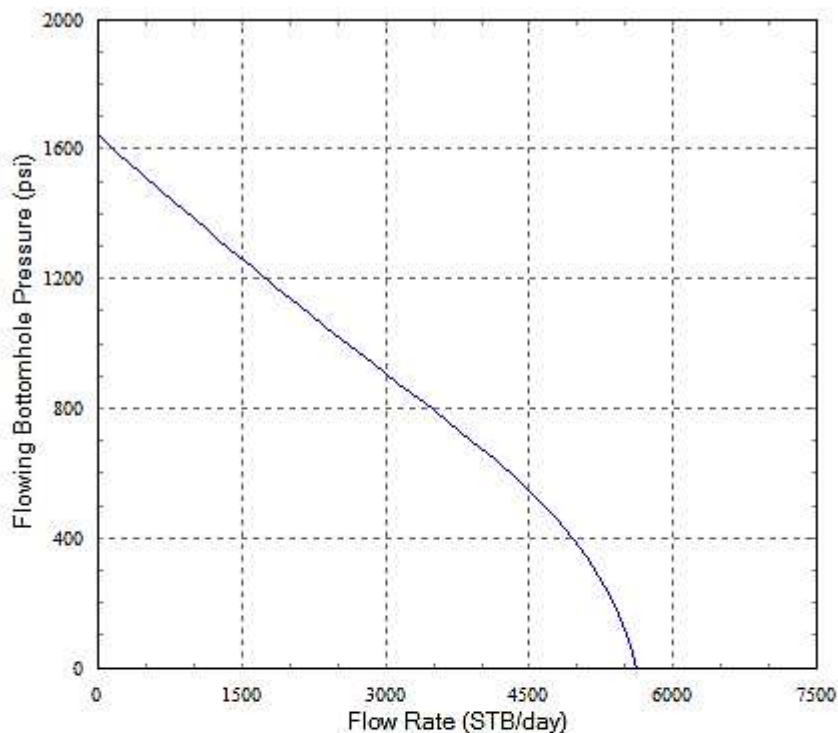
#### Completion

Well Deviation:	14	deg
Formation Thickness (TVD):	40.8	ft
Wellbore Length:	42.0	ft
Drainage Area:	31.42	acre
Dietz Shape Factor:	31.62	
Flow Rate:	1239.7	STB/day

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

### Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)

Well: AU-95D



— 4-1/2" HSD, Extra DP, HMK

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.80	29.02/0.93 ^	42.0	100

^ Concrete-based Model

#### Formation

kh: 150.00 md  
 kh/kv: 10.00  
 kd/k: 0.20  
 Well Damage: 10 in  
 Fluid: Oil  
 Gravity (Density): 28.1 deg API  
 Form Volume Factor: 1.13 bbl/STB

#### Completion

Well Deviation: 14 deg  
 Formation Thickness (TVD): 40.8 ft  
 Wellbore Length: 42.0 ft  
 Drainage Area: 31.42 acre  
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

Los resultados concluyentes de los 4 pozos aptos para el análisis se encuentran resumidos en la Tabla 3.14. En la Tabla 3.15 se muestran los resultados de los análisis en casos hipotéticos asumiendo el uso de otros valores de  $K_c / K$ .

**TABLA 3. 14**

RESULTADOS DEL ANÁLISIS EN EL SOFTWARE

POZO	ARENA	TÉCNICA	Pwf (psi)	Qo BPPD	Qo SPAN BPPD	Kc/K SPAN
<b>AU 58D</b>	Ti	MAX-R + PURE	952,93	1152	1150,30	0,7
<b>AU 79D</b>	Ti	MAX-R + PURE	1500	1302	1337,80	0,7
<b>AU 21</b>	Hi	TCP DUO	2358,38	370	417,32	0,7
<b>AU 95</b>	Ti	ONE TRIP	1337,68	1156	1147,78	0,2

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 3. 15**

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ASUMIENDO OTROS VALORES DE  $K_c / K$

POZO	ARENA	TÉCNICA	Kc/K ASUMIDO	Qt SPAN BFPD	Qo SPAN BPPD	OBSERVACIÓN
<b>AU 58D</b>	Ti	MAX-R + PURE	0,05	728	706,16	SIN BAJO BALANCE
<b>AU 79D</b>	Ti	MAX-R + PURE	0,05	700,7	686,686	SIN BAJO BALANCE
<b>AU 21</b>	Hi	TCP DUO	0,05	479,3	191,72	SIN BAJO BALANCE
<b>AU 95</b>	Ti	ONE TRIP	0,05	959,3	940,114	SIN BAJO BALANCE
			0,8	1239,7	1214,906	BAJO BALANCE DINÁMICO

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS DIFERENTES TÉCNICAS APLICADAS.**

#### **PROPUESTA DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE**

#### **4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO**

##### **4.1.1 INTRODUCCIÓN**

El análisis económico se lo realiza con la finalidad de obtener parámetros que contribuyan a la toma de decisiones en diferentes escenarios y poder conocer la viabilidad del proyecto.

Este análisis se basa en indicadores económicos como el valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio – costo (RBC). El proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor a cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.
- La relación beneficio – costo (RBC) es mayor a 1.

##### **4.1.2 PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO**

###### **4.1.2.1 Flujo Neto de Caja**

El flujo de caja es un informe financiero que presenta el detalle de los flujos de ingresos y egresos que tiene un proyecto en un período determinado que generalmente es un año.

La diferencia entre los ingresos y los egresos reales o efectivos se conoce como saldo o flujo neto, lo que constituye un importante indicador de la liquidez. No se toma en cuenta valores como depreciaciones o inmovilizaciones.

El flujo neto de caja está representado por la Ecuación 4.1 a continuación

$$FNC_k = R_k - D_k \quad (4.1)$$

Donde:

$FNC_k$  = Flujo neto de caja, dólares.

$R_k$  = Ingresos correspondientes al año  $k$

$D_k$  = Egresos correspondientes al año  $k$

#### 4.1.2.2 Valor Actual Neto

El valor actual neto consiste en actualizar al valor presente los flujos de caja futuros, que va a generar el proyecto, descontados a un cierto tipo de interés (tasa de actualización) y compararlos con el importe inicial de la inversión. Si el VAN es mayor que cero el proyecto es rentable y se acepta, si el VAN es igual a cero no existen pérdidas ni ganancias, si el VAN es menor que cero el proyecto no es rentable y se rechaza, y a la hora de elegir entre dos proyectos se escoge aquel que tenga el mayor VAN.

Este método se considera el más apropiado a la hora de analizar la rentabilidad de un proyecto y se calcula mediante la Ecuación 4.2:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} \quad (4.2)$$

Donde:

VAN = Valor Actual Neto, dólares

$FNC_k$  = Flujo Neto de Caja para un tiempo  $k$

$r$  = Tasa de actualización de la empresa

$k$  = Tiempo asociado al proyecto



#### 4.1.2.3 Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno de una inversión o proyecto es la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de actualización que hace que el valor actual neto VAN de todos los flujos de caja de una determinado inversión sea igual a cero. El TIR se calcula mediante la siguiente Ecuación 4.3.

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} = VAN = 0 \quad (4.3)$$

Para analizar la aceptación de un proyecto se toma en cuenta que, si el TIR es mayor o igual a la tasa de actualización el proyecto da una rentabilidad mayor a la rentabilidad mínima requerida entonces se aceptaría el proyecto, caso contrario de ser menor a la tasa de actualización se lo rechaza pues se obtendría una rentabilidad menor a la mínima requerida.

#### 4.1.2.4 Relación Beneficio - Costo

La relación beneficio – costo es un método de evaluación de proyectos que considera los ingresos como beneficio y los egresos sumados a la inversión inicial como el costo:

$$RBC = \frac{\text{Ingresos actualizados}}{\text{Egresos actualizados} + \text{Inversión inicial}} \quad (4.4)$$

Si la RBC es mayor que 1 significa que el proyecto es aceptable pues genera ganancia a partir de la inversión; si esta relación es igual a 1 el proyecto es indiferente pues los beneficios y los costos se igualan, y si la RBC es menor que 1 el proyecto no es rentable pues no tiene la capacidad de que los ingresos cubran los gastos del mismo.

### 4.1.3 INGRESOS

Los ingresos se obtienen de la multiplicación del precio por barril de petróleo por la producción de crudo obtenido al utilizar las distintas técnicas de cañoneo de bajo balance. La producción de petróleo en el tiempo de la evaluación del proyecto se calcula a partir del dato de producción real después del disparo con la respectiva declinación exponencial de producción del campo.

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

Donde:

$q$  = Producción esperada en el tiempo  $t$

$q_o$  = Producción inicial

$d$  = Tasa de declinación

$t$  = Tiempo

### 4.1.4 EGRESOS

Los egresos se constituyen por los costos generados por la inversión inicial previa al cañoneo, el costo operativo de acuerdo a la técnica de cañoneo aplicada y el costo de producción posterior de cada barril de crudo aproximado de 7.24 USD/BL para el Área Auca.

La inversión inicial se considera como la suma de los gastos generados a partir de la construcción del pozo, que por lo general es direccional, y los costos de completación sin tomar en cuenta el disparo como se puede observar en la Tabla 4.1.

**TABLA 4. 1**

#### INVERSIÓN INICIAL

DETALLE	MONTO (DÓLARES)
Construcción del pozo	4,500,000
Movimiento de la torre	17,000

**TABLA 4.1 CONTINUACIÓN**

DETALLE	MONTO (DÓLARES)
Costos de trabajo de la torre y campamento	120,000
Químicos y Fluido de control	70,000
BHA de limpieza	30,800
Registros eléctricos	70,000
Herramientas (tubería, packers, niples, camisas)	250,000
Servicios de Slickline	10,000
Servicios de Wireline (asentamiento de packers, correlación de cañones)	40,000
Equipo BES y accesorios	250,000
Personal y Misceláneos	120,000
<b>TOTAL</b>	<b>5,477,800</b>

FUENTE: SCHLUMBERGER, EP – PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

Los costos operativos por técnica de cañoneo utilizada se resumen en la Tabla 4.2:

**TABLA 4. 2**

COSTOS POR TÉCNICA DE CAÑONEO

TÉCNICA UTILIZADA	MONTO (DÓLARES)
MAX-R + PURE	194,237.89
ONE TRIP	175,392.04
TCP + DUO	76,941.56

FUENTE: SCHLUMBERGER, BAKER HUGHES

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

#### 4.1.5 CONSIDERACIONES

Para el análisis económico se tomarán en cuenta los siguientes parámetros:

- El análisis se lo realiza para un período de un año,
- La tasa de actualización anual se asume del 12% (1% mensual).
- El costo operativo de producción en el Área Auca es de 7.24 USD/BL.
- Se estima una tasa de declinación de producción promedio de 5% anual, la tasa de declinación mensual (30 días) para el proyecto es de 0.4167%.
- No se considera depreciación contable de los equipos pues no intervienen impuestos fiscales.
- Se consideran tres escenarios para el análisis de cada pozo, uno realista de 100 USD/BL con el precio promedio del año 2012, un escenario optimista asumiendo un valor de 112.45 USD/BL de acuerdo a la Proyección Oficial de EP Petroecuador al 26 de marzo de 2012, y otro pesimista de 79.70 USD/BL con el precio del Presupuesto General del Estado para el año 2012.

#### 4.1.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO AU 58D

Se realizó el cálculo de producción de acuerdo a la tasa de declinación exponencial antes señalada, partiendo de la producción diaria registrada de 1 152 BPPD. En base a este valor de producción se calculan los costos de producción multiplicándola por el costo por barril producido de 7.24 USD y se incrementa el costo por cañoneo con MAX-R + PURE como se observa en la Tabla 4.3.

**TABLA 4. 3**

PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO AU-58D Y SU COSTO. AÑO 2012

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTO DE PRODUCCIÓN (USD)
Enero 2012	34,560.00	444,452.29
Febrero 2012	34,416.30	443,411.90
Marzo 2012	34,273.20	442,375.83
Abril 2012	34,130.70	441,344.08
Mayo 2012	33,988.80	440,316.61
Junio 2012	33,847.40	439,293.41

**TABLA 4.3 CONTINUACIÓN**

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTO DE PRODUCCIÓN (USD)
Julio 2012	33,706.70	438,274.47
Agosto 2012	33,566.60	437,259.77
Septiembre 2012	33,427.00	436,249.29
Octubre 2012	33,288.00	435,243.00
Noviembre 2012	33,149.60	434,240.90
Diciembre 2012	32,874.50	432,249.19

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

Posteriormente, tomando en cuenta los valores de ingresos y egresos, mediante las ecuaciones descritas anteriormente se calcula el flujo de caja, VAN, TIR y RBC para cada uno de los escenarios como se muestra de la Tabla 4.4 a la Tabla 4.7.

**TABLA 4. 4**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-58D. ESCENARIO REALISTA (\$100)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Diciembre	0	0	0	5477800.00	-5477800.00
Enero	1	3456000.00	444452.29	—	3011547.71
Febrero	2	3441629.96	443411.90	—	2998218.06
Marzo	3	3427319.67	442375.83	—	2984943.83
Abril	4	3413068.88	441344.08	—	2971724.80
Mayo	5	3398877.34	440316.61	—	2958560.73
Junio	6	3384744.82	439293.41	—	2945451.40
Julio	7	3370671.06	438274.47	—	2932396.58
Agosto	8	3356655.81	437259.77	—	2919396.04
Septiembre	9	3342698.84	436249.29	—	2906449.56
Octubre	10	3328799.91	435243.00	—	2893556.90
Noviembre	11	3314958.76	434240.90	—	2880717.86
Diciembre	12	3287448.89	432249.19	—	2855199.70
		<b>40,522,873.94</b>	<b>5,264,710.75</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>29,780,363.19</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 5**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-58D. ESCENARIO OPTIMISTA (\$112.45)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Diciembre	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Enero	1	3886272.00	444452.29	—	3441819.71
Febrero	2	3870112.89	443411.90	—	3426700.99
Marzo	3	3854020.97	442375.83	—	3411645.13
Abril	4	3837995.95	441344.08	—	3396651.88
Mayo	5	3822037.57	440316.61	—	3381720.96
Junio	6	3806145.55	439293.41	—	3366852.13
Julio	7	3790319.60	438274.47	—	3352045.13
Agosto	8	3774559.46	437259.77	—	3337299.69
Septiembre	9	3758864.85	436249.29	—	3322615.56
Octubre	10	3743235.50	435243.00	—	3307992.49
Noviembre	11	3727671.13	434240.90	—	3293430.23
Diciembre	12	3696736.28	432249.19	—	3264487.09
		<b>45,567,971.75</b>	<b>5,264,710.75</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>34,825,460.99</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 6**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-58D. ESCENARIO PESIMISTA (\$79.70)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Diciembre	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Enero	1	2754432.00	444452.29	—	2309979.71
Febrero	2	2742979.08	443411.90	—	2299567.18
Marzo	3	2731573.77	442375.83	—	2289197.94
Abril	4	2720215.90	441344.08	—	2278871.82
Mayo	5	2708905.24	440316.61	—	2268588.63
Junio	6	2697641.62	439293.41	—	2258348.21
Julio	7	2686424.83	438274.47	—	2248150.36
Agosto	8	2675254.68	437259.77	—	2237994.91
Septiembre	9	2664130.98	436249.29	—	2227881.69
Octubre	10	2653053.53	435243.00	—	2217810.52
Noviembre	11	2642022.13	434240.90	—	2207781.23
Diciembre	12	2620096.77	432249.19	—	2187847.58
		<b>32,296,730.53</b>	<b>5,264,710.75</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>21,554,219.78</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 7****RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL POZO AU-58D**

POZO	PRECIO (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	RBC (\$)
<b>AU-58D</b>	100.00	27,336,346.84	54%	3.77
	112.45	32,023,810.56	62%	4.24
	79.70	19,693,333.70	41%	3.00

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

Al cumplir con las condiciones del VAN ser mayor a cero, el TIR mayor a la tasa de actualización de la empresa y la relación beneficio – costo mayor a 1 recuperando por cada dólar invertido \$3.77 en el escenario realista, \$4.24 en el optimista y \$3.00 en el escenario pesimista, se puede determinar que el proyecto es rentable y al desarrollarlo se obtendría una ganancia considerable.

**4.1.7 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO AU 79D**

En base al valor de producción (producción diaria registrada de 1 302 BPPD) se calculan los costos de producción multiplicándola por el costo por barril producido de 7.24 USD y se incrementa el costo por cañoneo con MAX-R + PURE. Datos de producción, flujos de caja y resumen de parámetros se encuentran de la Tabla 4.8 a la Tabla 4.12.

**TABLA 4. 8****PRODUCCIÓN DEL POZO AU-79D Y SU COSTO. SEPTIEMBRE 2011 – AGOSTO 2012**

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTO DE PRODUCCIÓN (USD)
Septiembre 2011	39,060.00	477,032.29
Octubre 2011	38,897.59	475,856.43
Noviembre 2011	38,735.85	474,685.46
Diciembre 2011	38,574.79	473,519.36
Enero 2012	38,414.39	472,358.11

**TABLA 4.8 CONTINUACIÓN**

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTO DE PRODUCCIÓN (USD)
Febrero 2012	38,254.67	471,201.69
Marzo 2012	38,095.61	470,050.07
Abril 2012	37,937.20	468,903.24
Mayo 2012	37,779.46	467,761.19
Junio 2012	37,622.37	466,623.88
Julio 2012	37,465.94	465,491.30
Agosto 2012	37,155.02	463,240.24

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4.9**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-79D. ESCENARIO REALISTA (\$100)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Septiembre	0	0.00	0	5477800.00	-5477800.00
Octubre	1	3906000.00	477032.29	—	3428967.71
Noviembre	2	3889758.86	475856.43	—	3413902.43
Diciembre	3	3873585.25	474685.46	—	3398899.79
Enero	4	3857478.89	473519.36	—	3383959.53
Febrero	5	3841439.50	472358.11	—	3369081.39
Marzo	6	3825466.80	471201.69	—	3354265.11
Abril	7	3809560.52	470050.07	—	3339510.44
Mayo	8	3793720.37	468903.24	—	3324817.13
Junio	9	3777946.09	467761.19	—	3310184.90
Julio	10	3762237.40	466623.88	—	3295613.52
Agosto	11	3746594.02	465491.30	—	3281102.72
Septiembre	12	3715502.13	463240.24	—	3252261.89
		<b>45,799,289.82</b>	<b>5,646,723.26</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>34,674,766.56</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio



**TABLA 4. 10**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-79D. ESCENARIO OPTIMISTA (\$112.45)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Septiembre	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800,00
Octubre	1	4392297.00	477032.29	—	3915264,71
Noviembre	2	4374033.84	475856.43	—	3898177,41
Diciembre	3	4355846.61	474685.46	—	3881161,15
Enero	4	4337735.01	473519.36	—	3864215,65
Febrero	5	4319698.72	472358.11	—	3847340,61
Marzo	6	4301737.42	471201.69	—	3830535,73
Abril	7	4283850.80	470050.07	—	3813800,73
Mayo	8	4266038.56	468903.24	—	3797135,31
Junio	9	4248300.38	467761.19	—	3780539,19
Julio	10	4230635.95	466623.88	—	3764012,07
Agosto	11	4213044.97	465491.30	—	3747553,68
Septiembre	12	4178082.15	463240.24	—	3714841,90
		<b>51,501,301.40</b>	<b>5,646,723.26</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>40376778,14</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 11**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-79D. ESCENARIO PESIMISTA (\$79.70)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Septiembre	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Octubre	1	3113082.00	477032.29	—	2636049.71
Noviembre	2	3100137.81	475856.43	—	2624281.38
Diciembre	3	3087247.44	474685.46	—	2612561.98
Enero	4	3074410.67	473519.36	—	2600891.31
Febrero	5	3061627.28	472358.11	—	2589269.17
Marzo	6	3048897.04	471201.69	—	2577695.35
Abril	7	3036219.73	470050.07	—	2566169.66
Mayo	8	3023595.14	468903.24	—	2554691.89
Junio	9	3011023.03	467761.19	—	2543261.85
Julio	10	2998503.20	466623.88	—	2531879.33
Agosto	11	2986035.43	465491.30	—	2520544.14
Septiembre	12	2961255.20	463240.24	—	2498014.95
		<b>36,502,033.99</b>	<b>5,646,723.26</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>25,377,510.72</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 12****RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL POZO AU-79D**

POZO	PRECIO (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	RBC (\$)
<b>AU-79D</b>	100.00	31,883,798.47	62%	4.17
	112.45	37,181,609.03	71%	4.63
	79.70	23,245,601.33	47%	3.28

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

Al cumplir con las condiciones del VAN ser mayor a cero, el TIR mayor a la tasa de actualización de la empresa y la relación beneficio – costo mayor a 1 recuperando por la inversión de cada dólar \$4.17 en el escenario realista, \$4.63 en el optimista y \$3.28 en el escenario pesimista, se puede determinar que el proyecto es rentable y al desarrollarlo se obtendría una ganancia considerable.

**4.1.8 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO AU 95D**

En base al valor de producción (producción diaria de 1 156 BPPD) se calculan los costos de producción multiplicándola por el costo por barril producido de 7.24 USD y se incrementa el costo por cañoneo con ONE TRIP. La producción, flujos de caja y resumen de parámetros se encuentran de la Tabla 4.13 a la Tabla 4.17

**TABLA 4. 13****PRODUCCIÓN DEL POZO AU-95D Y SU COSTO. AÑO 2011 - 2012**

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTO DE PRODUCCIÓN (USD)
Julio 2011	34,680.00	426,475.24
Agosto 2011	34,535.80	425,431.24
Septiembre 2011	34,392.20	424,391.57
Octubre 2011	34,249.20	423,356.23
Noviembre 2011	34,106.79	422,325.20
Diciembre 2011	33,964.97	421,298.45
Enero 2012	33,823.75	420,275.97

**TABLA 4.13 CONTINUACIÓN**

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTO DE PRODUCCIÓN (USD)
Febrero 2012	33,683.11	419,257.75
Marzo 2012	33,543.05	418,243.75
Abril 2012	33,403.58	417,233.98
Mayo 2012	33,264.69	416,228.40
Junio 2012	32,988.64	414,229.77

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 14**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-95D. ESCENARIO REALISTA (\$100)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Julio	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Agosto	1	3468000.00	426475.24	—	3041524.76
Septiembre	2	3453580.06	425431.24	—	3028148.83
Octubre	3	3439220.08	424391.57	—	3014828.51
Noviembre	4	3424919.81	423356.23	—	3001563.58
Diciembre	5	3410679.00	422325.20	—	2988353.80
Enero	6	3396497.40	421298.45	—	2975198.95
Febrero	7	3382374.77	420275.97	—	2962098.80
Marzo	8	3368310.87	419257.75	—	2949053.12
Abril	9	3354305.44	418243.75	—	2936061.68
Mayo	10	3340358.24	417233.98	—	2923124.26
Junio	11	3326469.04	416228.40	—	2910240.64
Julio	12	3298863.64	414229.77	—	2884633.88
		<b>40,663,578.36</b>	<b>5,048,747.55</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>30,137,030.81</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 15**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-95D. ESCENARIO OPTIMISTA (\$112.45)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Julio	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Agosto	1	3899766.00	426475.24	—	3473290.76
Septiembre	2	3883550.78	425431.24	—	3458119.54
Octubre	3	3867402.98	424391.57	—	3443011.41
Noviembre	4	3851322.33	423356.23	—	3427966.09
Diciembre	5	3835308.54	422325.20	—	3412983.34
Enero	6	3819361.33	421298.45	—	3398062.88
Febrero	7	3803480.43	420275.97	—	3383204.46
Marzo	8	3787665.57	419257.75	—	3368407.82
Abril	9	3771916.46	418243.75	—	3353672.71
Mayo	10	3756232.84	417233.98	—	3338998.86
Junio	11	3740614.43	416228.40	—	3324386.03
Julio	12	3709572.17	414229.77	—	3295342.40
		<b>45,726,193.87</b>	<b>5,048,747.55</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>35,199,646.32</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 16**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-95D. ESCENARIO PESIMISTA (\$79.70)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Julio	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Agosto	1	2763996.00	426475.24	—	2337520.76
Septiembre	2	2752503.31	425431.24	—	2327072.07
Octubre	3	2741058.41	424391.57	—	2316666.83
Noviembre	4	2729661.09	423356.23	—	2306304.86
Diciembre	5	2718311.16	422325.20	—	2295985.96
Enero	6	2707008.43	421298.45	—	2285709.98
Febrero	7	2695752.70	420275.97	—	2275476.72
Marzo	8	2684543.76	419257.75	—	2265286.01
Abril	9	2673381.43	418243.75	—	2255137.68
Mayo	10	2662265.52	417233.98	—	2245031.54
Junio	11	2651195.82	416228.40	—	2234967.42
Julio	12	2629194.32	414229.77	—	2214964.56
		<b>32,408,871.96</b>	<b>5,048,747.55</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>21,882,324.40</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 17****RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL POZO AU-95D**

POZO	PRECIO (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	RBC (\$)
<b>AU-95D</b>	100.00	27,667,623.60	55%	3.86
	112.45	32,371,363.24	63%	4.34
	79.70	19,998,072.22	42%	3.08

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

Al cumplir con las condiciones del VAN ser mayor a cero, el TIR mayor a la tasa de actualización de la empresa y la relación beneficio – costo mayor a 1 recuperando por la inversión de cada dólar \$3.86 en el escenario optimista, \$4.34 en el optimista y \$3.08 en el escenario pesimista, se puede determinar que el proyecto es rentable y al desarrollarlo se obtendría una ganancia considerable.

**4.1.9 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO AU 21**

En base al valor de producción se calculan los costos de producción multiplicándola por el costo por barril producido de 7.24 USD y se incrementa el costo por cañoneo con TCP DUO. El análisis se encuentra detallado desde la Tabla 4.18 hasta la Tabla 4.22.

**TABLA 4. 18****PRODUCCIÓN DEL POZO AU-21 Y SU COSTO. OCTUBRE 2011 – SEPTIEMBRE 2012**

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTO DE PRODUCCIÓN (USD)
Octubre 2011	11,100.00	157,305.56
Noviembre 2011	11,053.85	156,971.41
Diciembre 2011	11,007.88	156,638.64
Enero 2012	10,962.11	156,307.26
Febrero 2012	10,916.53	155,977.26

**TABLA 4.18 CONTINUACIÓN**

MES	PRODUCCIÓN (BPPD)	COSTO DE PRODUCCIÓN (USD)
Marzo 2012	10,871.14	155,648.63
Abril 2012	10,825.94	155,321.37
Mayo 2012	10,780.93	154,995.46
Junio 2012	10,736.10	154,670.91
Julio 2012	10,691.46	154,347.72
Agosto 2012	10,647.00	154,025.86
Septiembre 2012	10,558.65	153,386.16

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 19**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-21. ESCENARIO REALISTA (\$100)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Octubre	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Noviembre	1	1110000.00	157305.56	—	952694.44
Diciembre	2	1105384.62	156971.41	—	948413.22
Enero	3	1100788.43	156638.64	—	944149.79
Febrero	4	1096211.36	156307.26	—	939904.10
Marzo	5	1091653.31	155977.26	—	935676.05
Abril	6	1087114.22	155648.63	—	931465.59
Mayo	7	1082594.00	155321.37	—	927272.64
Junio	8	1078092.58	154995.46	—	923097.12
Julio	9	1073609.87	154670.91	—	918938.96
Agosto	10	1069145.80	154347.72	—	914798.09
Septiembre	11	1064700.30	154025.86	—	910674.44
Octubre	12	1055864.66	153386.16	—	902478.50
		<b>13,015,159.17</b>	<b>1,865,596.24</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>5,671,762.92</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 20**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-21. ESCENARIO OPTIMISTA (\$112.45)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Octubre	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Noviembre	1	1248195.00	157305.56	—	1090889.44
Diciembre	2	1243005.01	156971.41	—	1086033.60
Enero	3	1237836.59	156638.64	—	1081197.95
Febrero	4	1232689.67	156307.26	—	1076382.41
Marzo	5	1227564.15	155977.26	—	1071586.89
Abril	6	1222459.94	155648.63	—	1066811.31
Mayo	7	1217376.96	155321.37	—	1062055.59
Junio	8	1212315.10	154995.46	—	1057319.64
Julio	9	1207274.30	154670.91	—	1052603.39
Agosto	10	1202254.46	154347.72	—	1047906.74
Septiembre	11	1197255.48	154025.86	—	1043229.62
Octubre	12	1187319.81	153386.16	—	1033933.65
		<b>14,635,546.48</b>	<b>1,865,596.24</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>7,292,150.24</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 21**

FLUJO DE CAJA DEL POZO AU-21. ESCENARIO PESIMISTA (\$79.70)

MES	PERÍODO	INGRESOS (\$)	COSTO DE PRODUCCIÓN (\$)	INVERSIÓN (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
Octubre	0	0.00	0.00	5477800.00	-5477800.00
Noviembre	1	884670.00	157305.56	—	727364.44
Diciembre	2	880991.54	156971.41	—	724020.14
Enero	3	877328.38	156638.64	—	720689.74
Febrero	4	873680.45	156307.26	—	717373.19
Marzo	5	870047.69	155977.26	—	714070.43
Abril	6	866430.03	155648.63	—	710781.40
Mayo	7	862827.42	155321.37	—	707506.05
Junio	8	859239.79	154995.46	—	704244.32
Julio	9	855667.07	154670.91	—	700996.15
Agosto	10	852109.21	154347.72	—	697761.49
Septiembre	11	848566.14	154025.86	—	694540.28
Octubre	12	841524.13	153386.16	—	688137.97
		<b>10,373,081.85</b>	<b>1,865,596.24</b>	<b>5,477,800.00</b>	<b>3029685.61</b>

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

**TABLA 4. 22****RESUMEN DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL POZO AU-21**

POZO	PRECIO (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	RBC (\$)
AU-21	100.00	4,936,073.87	13%	1.77
	112.45	6,441,596.07	16%	1.99
	79.70	2,481,286.66	8%	1.41

ELABORACIÓN: Gabriela Zúñiga Acurio

Al cumplir con las condiciones del VAN ser mayor a cero, el TIR mayor a la tasa de actualización de la empresa y la relación beneficio – costo mayor a 1 recuperando por la inversión de cada dólar \$1.77 en el escenario realista, \$1.99 en el optimista y \$1.41 en el escenario pesimista, se puede determinar que el proyecto es rentable.

## 4.2 PROPUESTA DE CAÑONEO DE BAJO BALANCE

Después de los análisis tanto técnico como económico se ratifican los beneficios del cañoneo con bajo balance y en base a estos resultados se ha elaborado una propuesta del procedimiento a seguir en futuros trabajos:

1. Es preciso realizar simulaciones previas al cañoneo con las diferentes técnicas para determinar el mejor método para cada pozo según sus condiciones de reservorio y fluido.
2. Realizar el trabajo en condiciones de bajo balance. Cabe resaltar que según este proyecto, es categórica la superioridad de los resultados cuando se utiliza bajo balance dinámico.
3. Actualizar las simulaciones realizadas con nuevos resultados obtenidos de build - up's o registro de producciones como presiones de fondo fluyente, caudales, etc.
4. De acuerdo a los valores de la relación  $K_c / K$ , determinar si fue un buen trabajo o si existe una operación adicional que se pueda realizar para mejorar el desempeño del pozo.



## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- Para realizar una simulación acertada previa al cañoneo, es imperante tener información correcta del reservorio, del fluido y del pozo. Las características del reservorio necesarias son: permeabilidad, porosidad, resistencia a la compresión uniaxial (UCS), esfuerzo vertical, presión y temperatura del reservorio; dentro de las propiedades del fluido están: gravedad específica, viscosidad y factor volumétrico de formación del petróleo, salinidad del agua de formación, corte de agua y presión de burbuja; y los datos requeridos del pozo son: inclinación, espesor del intervalo a disparar, presión de fondo fluyente, tipo y densidad del fluido de completación y especificaciones de la tubería de completación. Si se carece de cierta información específica del reservorio o del fluido, se puede recurrir a las correlaciones del software que son bastante próximas a los parámetros reales.
- De la lista de 28 cañoneos en condiciones de bajo balance, solamente se pudo realizar el análisis adecuado de 4 pozos. Esto se debe principalmente a la escasez de información como build-up's tomados después del disparo y a la incongruencia de los datos recibidos. La mayor parte de inconvenientes se presentaron en Hollín pues se encontraron varias discrepancias entre los datos proveídos para la simulación y los resultados reales, lo cual denota falta de conocimiento del campo o una generalización de la información debido a la ausencia de estudios pertinentes. Aquí se puede evidenciar la importancia de obtener información mediante pruebas de pozo (caudales, presiones de fondo estática y fluyente, propiedades PVT del fluido), datos que llegan a ser

críticos para efectuar un análisis técnico – económico real de las operaciones realizadas y por tanto obtener las mejores recomendaciones para operaciones futuras.

- El pozo AU-58D que fue cañoneado en la arena T inferior mediante MAX-R + PURE, es decir un conjunto de bajo balance estático y dinámico, presentó excelentes resultados al alcanzar una producción diaria de petróleo de 1 152 BPPD (34 560 barriles por mes) lo cual influye en la rentabilidad del proyecto favorable determinada con el análisis económico pues incluso en el escenario pesimista se obtiene una ganancia de \$3.00 por cada dólar invertido. Al realizar el disparo con bajo balance dinámico se obtuvo un incremento en la producción de petróleo de aproximadamente 444 BPPD (13 324 barriles de petróleo por mes).
- El pozo AU-79D fue el mejor de los pozos estudiados, se punzonó en la arena T inferior con la combinación de bajo balance estático y dinámico MAX-R + PURE obteniendo 1 302 BPPD (39 060 barriles de petróleo por mes) que representa en el escenario pesimista una ganancia de \$3.28 por dólar invertido, \$4.17 en el escenario realista y hasta \$4.63 en el escenario optimista por cada dólar invertido en el proyecto. Se alcanzó una producción de petróleo adicional de 651 BPPD (19 533 barriles de petróleo por mes).
- En el pozo AU-95D se disparó en la arena T inferior mediante ONE TRIP que, a pesar de solamente realizar bajo balance estático, alcanzó buenos resultados debido a la excelente calidad de las características del reservorio con una producción de 1 156 BPPD (34 680 barriles por mes) que radica, en el peor escenario, en una ganancia de \$3.08 por cada dólar de inversión y hasta \$4.34 en el escenario optimista. Al utilizar bajo balance estático se obtuvo un incremento de 208 BPPD (6 230 barriles por mes) en comparación a un disparo sin bajo balance; y si se hubiera implementado bajo balance dinámico se hubiese alcanzado 67 BPPD adicionales, que posiblemente no representen gran diferencia en las ganancias respecto al incremento del precio de operación.

- El pozo AU-21 fue cañoneado en la arena Hollín Inferior con TCP DUO (bajo balance estático y dinámico) donde los resultados fueron buenos pero bajos en comparación a los anteriores pozos, obteniendo una producción de 370 BPPD (11 100 barriles por mes) lo que aún permite que sea rentable el proyecto con una ganancia de \$1.44 por cada dólar invertido en el escenario pesimista, \$1.77 en el escenario realista y hasta \$1.99 en el escenario optimista por cada dólar invertido. Con bajo balance dinámico se obtuvieron aproximadamente 226 BPPD adicionales que representan 6758 barriles de petróleo por mes.
- Conforme al análisis realizado se concluye que la mejor opción de cañoneo es realizarlo en condiciones de bajo balance dinámico pues es evidente el incremento de producción debido a la limpieza de las perforaciones. Pero el éxito de los punzonamientos y la tecnología escogida dependerá de las condiciones del reservorio, del presupuesto y el tiempo disponible, por ejemplo, a pesar de que el mejor caso estudiado se atribuye a la tecnología combinada de bajo balance estático y dinámico MAX-R + PURE, esta tecnología sería la más costosa, pero también optimiza el tiempo al permitir al pozo una producción inmediata además de una alta producción por el efecto de limpieza.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- Para un futuro análisis como el realizado en este Proyecto de Titulación e incluso para un mejor diseño de cañoneo donde se obtengan mejores resultados, es recomendable que se realicen los estudios necesarios que permitan un mejor conocimiento del campo y así eliminar o disminuir la incertidumbre en variables importantes.
- El principal parámetro para conocer la eficiencia de un trabajo de cañoneo además de la producción obtenida, es el daño de formación registrado

después del disparo, por lo que es recomendable y muy importante realizar pruebas de restauración de presión (Build – Up) después de este tipo de trabajos pues aportan una gran cantidad de información. En el caso de este proyecto, no se contó con esta valiosa información que pudo haber contribuido a un análisis más extenso y preciso.

- Durante los trabajos de cañoneo, al ser operaciones que implican el uso de explosivos, es recomendable acatar de manera estricta las normas de seguridad indicadas por el personal encargado de la operación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**American Petroleum Institute**, Composite List Search - Norma API19B.  
<http://compositelist.api.org/FacilitiesList.ASP?Fac=Yes&CertificationStandard=API-19B>.

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

**Baker Hughes** (2009), Explosives safety, Quito, Ecuador

**Baker Hughes** (2009), Perforating guns, Quito, Ecuador.

**Baker Hughes** (2009), Perforating guns Selection, Quito, Ecuador.

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

**Cevallos M.** (2000), Determinación de los punzonamientos para las diferentes arenas en base al estudio del campo Sacha de Petroecuador, Tesis de Grado EPN, Quito, Ecuador.

**Cevallos M. y Flores J.** (2003), An Objective Methodology for Optimum Perforating Design and Evaluation. Application for Production Enhancement, paper SPE 81052, Quito, Ecuador: Schlumberger.

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

**Petroproducción** (2009), Informe de Certificación de Reservas del campo Auca – Auca Sur al 31/12/2008, Quito, Ecuador.

**Petroproducción** (2009), Informe de Certificación de Reservas del campo Culebra – Yulebra – Anaconda al 31/12/2008, Quito, Ecuador.

**Schlumberger** (2003), PURE Dynamic Underbalance, technique for increased productivity. Bulletin CO\_03\_223\_0. Texas, EEUU: Schlumberger

**Schlumberger** (2007), Advanced PURE Applications, Quito, Ecuador.

**Schlumberger** (2008), Perforating Services Catalog, Texas, EEUU: Schlumberger.

**Subgerencia de Exploración y Desarrollo EP – PETROECUADOR** (2010), Estimado de Reservas de Petróleo por Campo y Yacimiento en producción al 31 de diciembre de 2010, Quito, Ecuador.

**Vega C.**, (1983), Ingeniería Económica, Quito, Ecuador. Mediavilla.

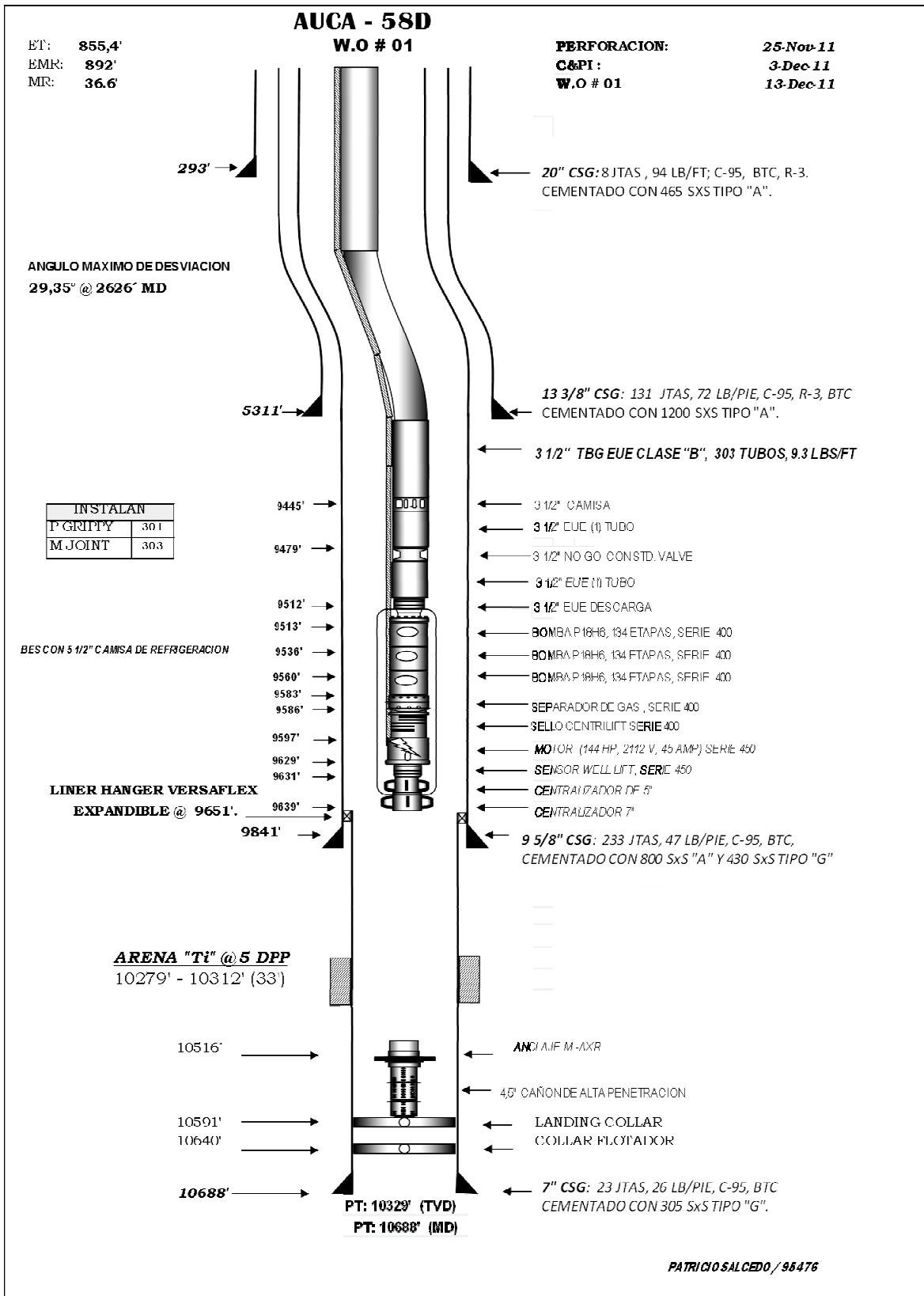
## **ANEXOS**

**ANEXO No 1**

**DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AU-58D**



## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AU-58D



**ANEXO No 2**  
**SURVEY DEL POZO AU-58D**



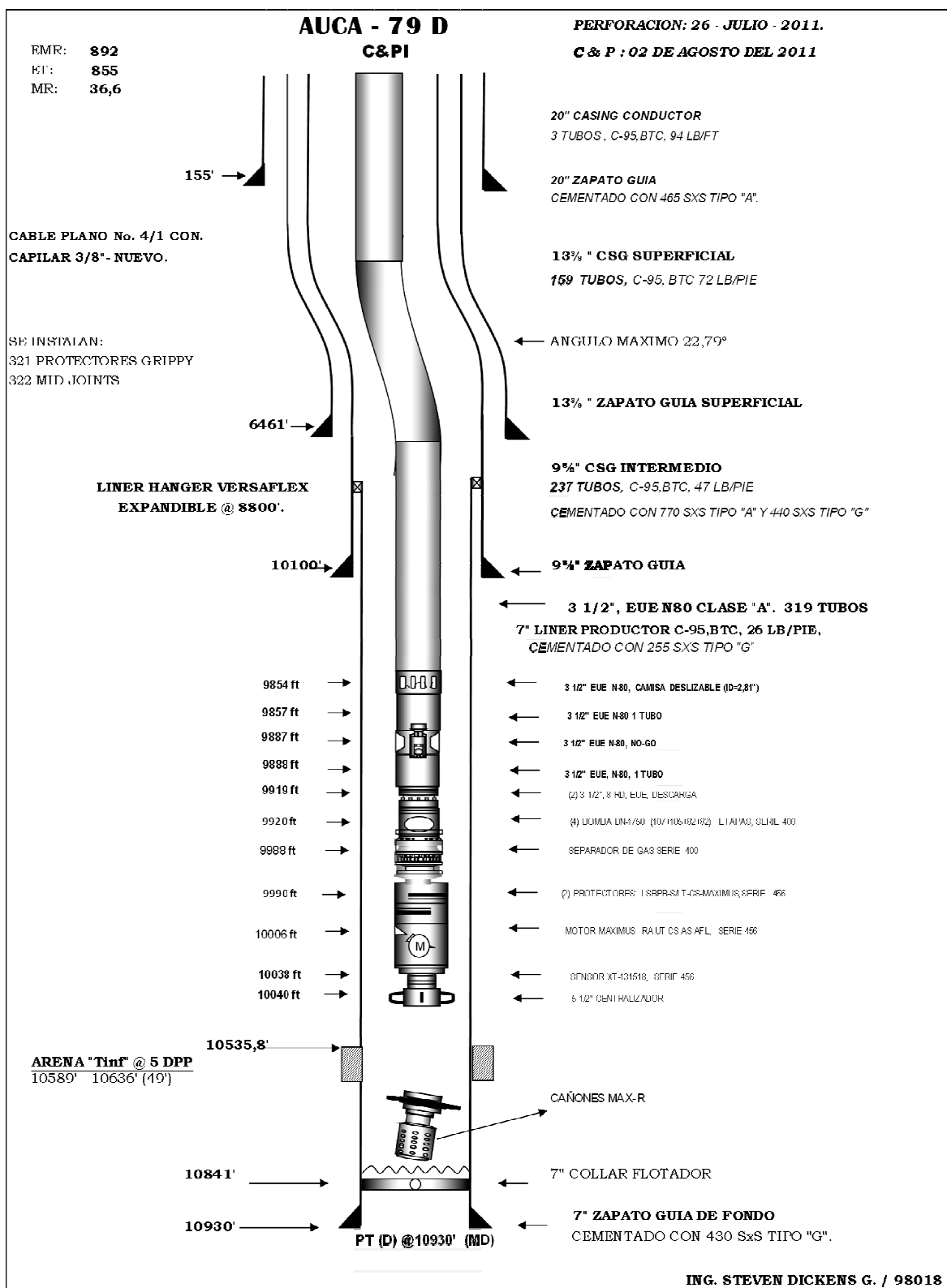
## CONTINUACIÓN SURVEY DEL POZO AU-58D

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N-S (ft)	+E-W (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (1/100ft)	Tooface Azimuth (°)	Build Rate (1/100ft)	Turn Rate (1/100ft)	Distance to Plan (ft)	Y Offset to Plan (ft)	X Offset to Plan (ft)
7,114.000	0.830	179.380	6,755.349	-1,732.103	-214.413	1,745.322	0.06	101.637	-0.01	4.26	4.75	-4.33	1.94
7,210.000	0.800	176.110	6,851.339	-1,733.467	-214.360	1,746.668	0.06	-124.449	-0.03	-3.41	6.03	-5.80	1.65
7,305.000	0.940	172.610	6,946.328	-1,734.901	-214.215	1,748.074	0.16	-22.542	0.15	-3.68	7.44	-7.33	1.26
7,400.000	1.030	171.970	7,041.314	-1,736.520	-213.995	1,749.652	0.10	-7.290	0.09	-0.67	9.06	-8.98	1.17
7,495.000	1.080	175.470	7,136.298	-1,738.258	-213.805	1,751.353	0.09	53.951	0.05	3.68	10.79	-10.64	1.76
7,591.000	1.130	173.310	7,232.280	-1,740.100	-213.624	1,753.158	0.07	-40.881	0.05	-2.25	12.62	-12.55	1.33
7,686.000	1.300	175.300	7,327.259	-1,742.104	-213.426	1,755.122	0.18	14.936	0.18	2.09	14.62	-14.51	1.80
7,781.000	1.080	174.030	7,422.238	-1,744.068	-213.245	1,757.049	0.23	-173.798	-0.23	-1.34	16.58	-16.52	1.45
7,877.000	0.260	161.100	7,518.231	-1,745.174	-213.080	1,758.126	0.86	-175.974	-0.85	-13.47	17.70	-17.52	-2.49
7,972.000	0.200	144.610	7,613.230	-1,745.513	-212.914	1,758.442	0.09	-140.237	-0.06	-17.36	18.06	-16.47	-7.42
8,067.000	0.260	133.920	7,708.229	-1,745.798	-212.663	1,758.693	0.08	-40.996	0.06	-11.25	18.39	-15.19	-10.38
8,162.000	0.200	135.600	7,803.228	-1,746.066	-212.392	1,758.925	0.06	174.426	-0.06	1.77	18.71	-15.87	-9.92
8,258.000	0.220	48.670	7,899.228	-1,746.064	-212.136	1,758.892	0.30	-130.589	0.02	-90.55	18.77	8.86	-16.54
8,353.000	0.360	12.470	7,994.227	-1,745.652	-211.935	1,758.458	0.24	-71.654	0.15	-38.11	18.41	16.48	-8.22
8,448.000	0.410	356.170	8,089.225	-1,745.022	-211.893	1,757.827	0.13	-73.759	0.05	-17.16	17.81	17.50	-3.35
8,544.000	0.440	353.030	8,185.222	-1,744.313	-211.961	1,757.132	0.04	-39.402	0.03	-3.27	17.11	16.94	-2.41
8,639.000	0.500	347.720	8,280.219	-1,743.546	-212.093	1,756.388	0.08	-38.653	0.06	-5.59	16.34	16.31	-0.86
8,734.000	0.530	346.350	8,375.215	-1,742.714	-212.285	1,755.586	0.03	-23.002	0.03	-1.44	15.48	15.48	-0.48
8,830.000	0.450	2.560	8,471.211	-1,741.906	-212.373	1,754.795	0.17	127.927	-0.08	16.89	14.68	13.92	-4.66
8,925.000	0.530	7.150	8,566.208	-1,741.097	-212.302	1,753.984	0.09	28.443	0.08	4.83	13.93	12.69	-5.73
9,020.000	0.620	358.100	8,661.203	-1,740.148	-212.264	1,753.037	0.13	-49.845	0.09	-9.53	13.03	12.49	-3.73
9,116.000	0.800	2.800	8,757.196	-1,738.959	-212.248	1,751.856	0.20	20.289	0.19	4.90	11.92	10.95	-4.70
9,211.000	0.860	0.170	8,852.186	-1,737.584	-212.214	1,750.487	0.07	-33.733	0.06	-2.77	10.65	9.78	-4.22
9,306.000	0.860	356.510	8,947.175	-1,736.159	-212.255	1,749.078	0.06	-91.830	0.00	-3.85	9.34	8.61	-3.63
9,401.000	0.860	7.600	9,042.165	-1,734.741	-212.204	1,747.665	0.17	95.544	0.00	11.67	8.12	6.34	-5.08
9,497.000	0.930	15.920	9,138.153	-1,733.278	-211.895	1,746.174	0.15	65.893	0.07	8.67	7.10	4.04	-5.84
9,592.000	0.990	24.060	9,233.140	-1,731.787	-211.349	1,744.627	0.16	70.358	0.06	8.57	6.44	1.59	-6.25
9,687.000	1.000	20.860	9,328.125	-1,730.263	-210.719	1,743.037	0.06	-81.401	0.01	-3.37	6.20	0.29	-6.19
9,733.000	0.940	20.930	9,374.119	-1,729.535	-210.442	1,742.280	0.13	178.904	-0.13	0.15	6.21	-0.50	-6.19
9,896.000	1.000	9.590	9,537.085	-1,726.884	-209.727	1,739.561	0.12	-78.366	0.04	-6.96	6.74	-2.00	-6.43
9,991.000	1.000	9.800	9,632.081	-1,725.250	-209.448	1,737.904	0.00	90.105	0.00	0.22	7.41	-3.69	-6.42
10,087.000	1.050	9.190	9,728.066	-1,723.556	-209.165	1,736.188	0.05	-12.616	0.05	-0.64	8.39	-5.33	-6.47
10,182.000	0.920	356.750	9,823.052	-1,721.935	-209.069	1,734.588	0.26	-127.414	-0.14	-13.09	9.38	-5.43	-7.66
10,277.000	0.870	1.110	9,918.040	-1,720.453	-209.098	1,733.101	0.09	128.452	-0.05	4.59	10.35	-7.48	-7.16
10,381.000	0.610	4.210	10,022.031	-1,719.111	-209.042	1,731.763	0.25	172.794	-0.25	2.98	11.38	-9.19	-6.71
10,476.000	0.640	80.480	10,117.027	-1,718.519	-208.482	1,731.106	0.81	126.382	0.03	80.28	12.19	-9.35	7.83
10,571.000	0.880	112.810	10,212.019	-1,718.714	-207.286	1,731.151	0.51	77.585	0.25	34.03	12.86	-4.89	11.90
Ultimo MWD Survey @ 10,571 ft MD													
10,688.000	0.880	112.810	10,329.005	-1,719.411	-205.630	1,731.636	0.00	0.000	0.00	0.00	15.62	-7.55	13.67

**ANEXO No 3**

**DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AU-79D**

## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AU-79D



**ANEXO No 4**  
**SURVEY DEL POZO AU-79D**





## CONTINUACIÓN SURVEY DEL POZO AU-79D

Measured			Vertical	Local +N-S	+E-W	Geographic Coordinates		UTM Coordinates	
	Inclination	Azimuth				Latitude	Longitude	Northing	Easting
7,767.000	21.810	66.540	7,297.766	982.380	2,245.819	0°43' 44.604 S	76°5' 2' 21.476 W	9,919,373.059	291,594.126
7,862.000	21.630	67.190	7,386.021	996.193	2,278.147	0°43' 44.467 S	76°52' 21.157 W	9,919,377.270	291,603.979
7,958.000	21.990	66.990	7,475.150	1,010.078	2,311.000	0°43' 44.330 S	76°52' 20.834 W	9,919,381.502	291,613.993
8,053.000	22.920	66.400	7,563.145	1,024.244	2,343.881	0°43' 44.189 S	76°52' 20.509 W	9,919,385.819	291,624.015
8,148.000	22.720	65.780	7,650.910	1,038.983	2,377.122	0°43' 44.043 S	76°52' 20.182 W	9,919,390.312	291,634.147
8,243.000	21.650	65.570	7,738.876	1,053.757	2,409.809	0°43' 43.897 S	76° 52' 19.859 W	9,919,394.815	291,644.110
8,339.000	21.840	65.610	7,828.045	1,068.455	2,442.196	0°43' 43.751 S	76°52' 19.540 W	9,919,399.295	291,653.981
8,434.000	21.800	65.550	7,916.239	1,083.053	2,474.348	0°43' 43.606 S	76°52' 19.223 W	9,919,403.745	291,663.781
8,487.000	21.883	65.677	7,965.434	1,091.195	2,492.307	0°43' 43.526 S	76°52' 19.046 W	9,919,406.226	291,669.255
8,530.000	21.950	65.780	8,005.327	1,097.792	2,506.938	0°43' 43.460 S	76°52' 18.902 W	9,919,408.237	291,673.715
8,625.000	21.780	65.560	8,093.493	1,112.368	2,539.176	0°43' 43.316 S	76° 52' 18.584 W	9,919,412.680	291,683.541
8,694.000	21.671	66.111	8,157.592	1,122.824	2,562.478	0°43' 43.212 S	76°52' 18.354 W	9,919,415.867	291,690.643
8,720.000	21.630	66.320	8,181.757	1,126.692	2,571.256	0°43' 43.174 S	76°52' 18.268 W	9,919,417.046	291,693.319
8,816.000	21.810	65.510	8,270.942	1,141.191	2,603.689	0°43' 43.030 S	76°52' 17.948 W	9,919,421.465	291,703.204
8,833.000	21.783	65.506	8,286.726	1,143.808	2,609.433	0°43' 43.004 S	76°52' 17.892 W	9,919,422.263	291,704.955
8,911.000	21.660	65.490	8,359.188	1,155.780	2,635.701	0°43' 42.885 S	76° 52' 17.633 W	9,919,425.912	291,712.962
9,006.000	22.080	65.690	8,447.351	1,170.404	2,667.926	0°43' 42.740 S	76°52' 17.315 W	9,919,430.369	291,722.784
9,102.000	21.970	65.950	8,536.345	1,185.150	2,700.768	0°43' 42.594 S	76°52' 16.991 W	9,919,434.864	291,732.794
9,197.000	21.790	66.100	8,624.501	1,199.536	2,733.116	0°43' 42.452 S	76°52' 16.672 W	9,919,439.249	291,742.654
9,292.000	21.630	65.650	8,712.763	1,213.899	2,765.188	0°43' 42.309 S	76°52' 16.356 W	9,919,443.626	291,752.429
9,387.000	21.130	65.550	8,801.228	1,228.205	2,796.727	0°43' 42.167 S	76° 52' 16.045 W	9,919,447.987	291,762.043
9,460.000	21.898	65.542	8,869.138	1,239.287	2,821.097	0°43' 42.058 S	76°52' 15.805 W	9,919,451.365	291,769.470
9,472.000	22.025	65.541	8,880.268	1,241.145	2,825.182	0°43' 42.039 S	76°52' 15.765 W	9,919,451.931	291,770.716
9,482.000	22.130	65.540	8,889.534	1,242.702	2,828.603	0°43' 42.024 S	76°52' 15.731 W	9,919,452.405	291,771.758
9,555.111	20.990	65.503	8,957.531	1,253.631	2,853.049	0°43' 41.913 S	76°52' 15.490 W	9,919,455.798	291,779.209
9,578.000	20.620	65.490	8,978.928	1,257.202	2,860.445	0°43' 41.880 S	76° 52' 15.417 W	9,919,456.825	291,781.464
9,610.000	20.536	65.624	9,008.887	1,261.856	2,870.685	0°43' 41.834 S	76°52' 15.316 W	9,919,458.244	291,784.585
9,673.000	20.370	65.890	9,067.915	1,270.896	2,890.758	0°43' 41.744 S	76°52' 15.118 W	9,919,460.999	291,790.703
9,723.000	20.227	66.424	9,114.810	1,277.908	2,906.623	0°43' 41.675 S	76°52' 14.962 W	9,919,463.136	291,795.539
9,768.000	20.100	66.910	9,157.052	1,284.052	2,920.865	0°43' 41.614 S	76°52' 14.822 W	9,919,465.009	291,799.880
9,864.000	19.610	67.740	9,247.345	1,296.823	2,950.949	0°43' 41.489 S	76° 52' 14.525 W	9,919,468.841	291,809.049
9,959.000	19.170	67.900	9,336.957	1,308.531	2,980.154	0°43' 41.371 S	76°52' 14.237 W	9,919,472.470	291,817.951
10,023.000	18.378	67.248	9,397.551	1,316.386	2,999.195	0°43' 41.293 S	76°52' 14.049 W	9,919,474.864	291,823.755
10,035.000	18.230	67.120	9,408.944	1,317.847	3,002.668	0°43' 41.279 S	76°52' 14.015 W	9,919,475.310	291,824.813
10,100.000	17.814	67.062	9,470.755	1,325.675	3,021.192	0°43' 41.201 S	76°52' 13.833 W	9,919,477.696	291,830.459
10,148.000	17.520	67.020	9,514.585	1,331.121	3,034.047	0°43' 41.147 S	76° 52' 13.706 W	9,919,479.356	291,834.377
10,206.000	17.184	67.788	9,571.855	1,337.997	3,050.567	0°43' 41.079 S	76°52' 13.543 W	9,919,481.452	291,839.413
10,241.000	16.990	68.250	9,605.310	1,341.847	3,060.103	0°43' 41.041 S	76°52' 13.449 W	9,919,482.625	291,842.319
10,259.000	16.861	69.103	9,622.530	1,343.795	3,064.968	0°43' 41.022 S	76°52' 13.401 W	9,919,483.219	291,843.802
10,307.405	16.514	67.698	9,668.896	1,349.023	3,077.847	0°43' 40.970 S	76°52' 13.274 W	9,919,484.812	291,847.728
10,313.000	16.474	67.650	9,674.261	1,349.627	3,079.316	0°43' 40.964 S	76° 52' 13.260 W	9,919,484.996	291,848.176
10,336.000	16.310	67.450	9,696.326	1,352.106	3,085.315	0°43' 40.938 S	76° 52' 13.200 W	9,919,485.752	291,850.004

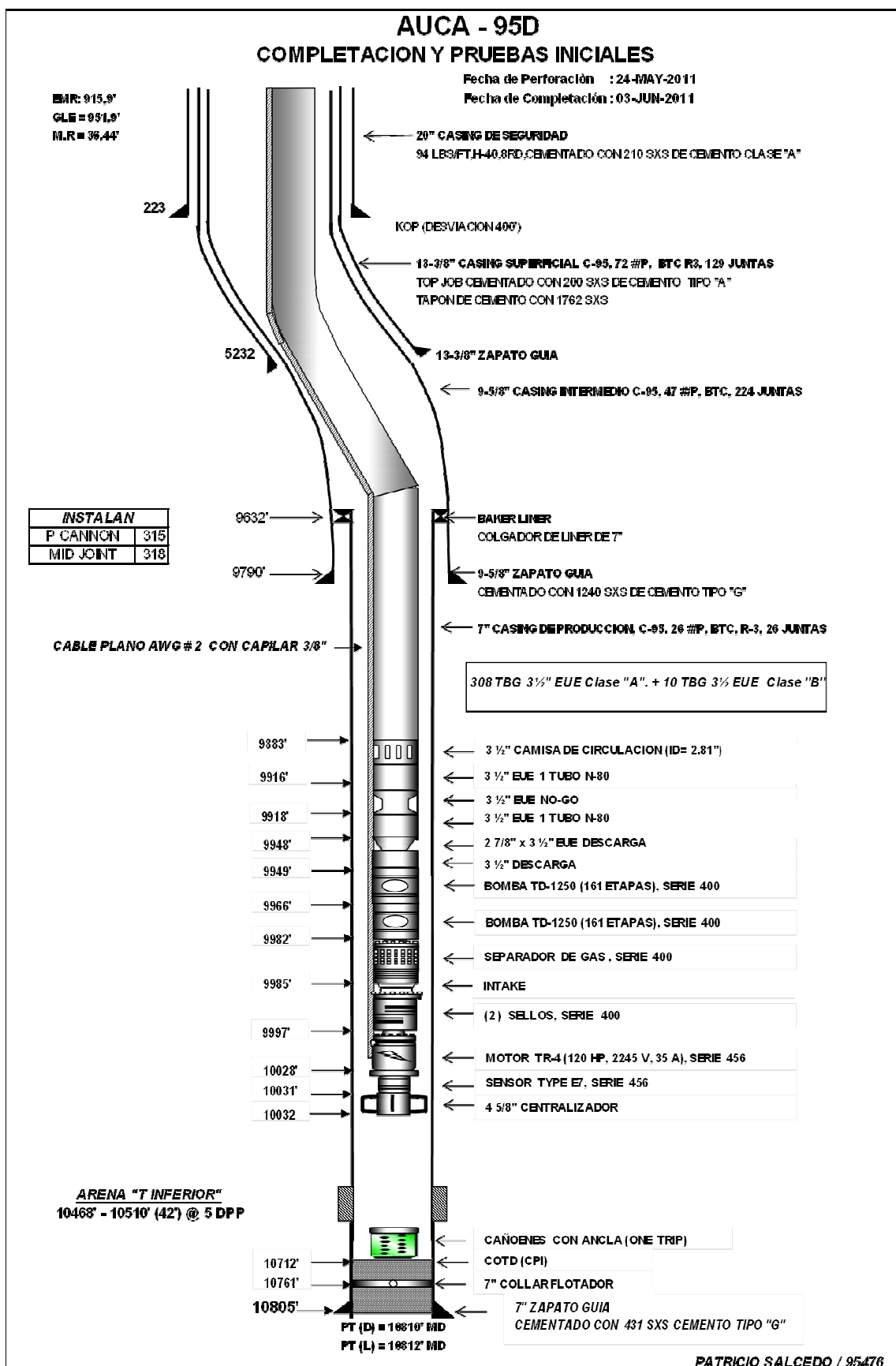
  

Measured			Vertical	Local +N-S	+E-W	Geographic Coordinates		UTM Coordinates	
	Inclination	Azimuth				Latitude	Longitude	Northing	Easting
10,432.000	15.380	67.180	9,788.678	1,362.213	3,109.499	0°43' 40.839 S	76°52' 12.962 W	9,919,488.832	291,857.375
10,435.000	15.364	67.203	9,791.570	1,362.521	3,110.232	0°43' 40.836 S	76°52' 12.955 W	9,919,488.926	291,857.599
10,454.000	15.262	67.352	9,809.896	1,364.459	3,114.860	0°43' 40.817 S	76°52' 12.909 W	9,919,489.517	291,859.009
10,527.000	14.870	67.940	9,880.386	1,371.677	3,132.408	0°43' 40.745 S	76° 52' 12.736 W	9,919,491.717	291,864.358
10,557.000	14.769	68.092	9,909.389	1,374.549	3,139.524	0°43' 40.717 S	76°52' 12.666 W	9,919,492.593	291,866.527
10,577.189	14.701	68.196	9,928.913	1,376.461	3,144.290	0°43' 40.698 S	76°52' 12.619 W	9,919,493.175	291,867.979
10,622.000	14.550	68.430	9,972.273	1,380.642	3,154.803	0°43' 40.656 S	76°52' 12.515 W	9,919,494.450	291,871.184
10,655.000	13.638	67.919	10,004.279	1,383.629	3,162.263	0°43' 40.627 S	76°52' 12.442 W	9,919,495.360	291,873.458
10,718.000	11.900	66.730	10,065.719	1,388.987	3,175.114	0°43' 40.574 S	76° 52' 12.315 W	9,919,496.993	291,877.375
10,740.000	11.593	66.336	10,087.258	1,390.771	3,179.222	0°43' 40.556 S	76°52' 12.275 W	9,919,497.537	291,878.627
10,754.000	11.398	66.075	10,100.977	1,391.896	3,181.775	0°43' 40.545 S	76°52' 12.250 W	9,919,497.880	291,879.405
10,790.000	10.898	65.361	10,136.298	1,394.758	3,188.121	0°43' 40.517 S	76°52' 12.187 W	9,919,498.752	291,881.339
10,803.121	10.717	65.084	10,149.186	1,395.789	3,190.354	0°43' 40.506 S	76°52' 12.165 W	9,919,499.066	291,882.020
10,813.000	10.580	64.870	10,158.895	1,396.561	3,192.009	0°43' 40.499 S	76° 52' 12.149 W	9,919,499.302	291,882.524
10,876.000	10.840	63.680	10,220.797	1,401.644	3,202.555	0°43' 40.448 S	76°52' 12.045 W	9,919,500.851	291,885.739
10,930.000	10.840	63.680	10,273.834	1,406.147	3,211.658	0°43' 40.404 S	76° 52' 11.955 W	9,919,502.223	291,888.513

**ANEXO No 5**

**DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AU-95D**

## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AU-95D



**ANEXO No 6**  
**SURVEY DEL POZO AU-95D**

SURVEY DEL POZO AU-95D

Actual Wellpath Geographic Report

Report Generated: 02/22/2011 at 11:30:10 AM
Operator: EP Palmarucador
Area: Delfino Amazonico
Field: AUCA
Facility: AUCA 2B
Slot: AUCA 06D
Well: AUCA 06D
Wellbore: AUCA 06D Survey Finish
Wellpath: AUCA 06D Survey Finish
Wellbore Last Revised: 04/20/2011
Siderack from: (none)
User: [redacted]
Calculation method: Minimum curvature

Projection System: PSAD 1988 / UTM Zone 18 South
North Reference: Grid
Scale: 1,000:1
Horizontal Reference Point: Facility Center
Vertical Reference Point: SINOPREC-219 (RT)
MD Reference Point: SINOPREC-219 (RT)
Field Vertical Reference: Ground Level Elevation
SINOPREC-219 (RT) to Facility Vertical Datum: 36.00 ft
SINOPREC-219 (RT) to Ground Level Elevation: 661.91 ft
Facility Vertical Datum to Mud Line (Facility): 0.00 ft
Section Origin X: E 98.81 ft
Section Origin Y: N 73.84 ft
Section Azimuth: 83.26°

Local North, Local East, Grid East, Grid North, Latitude, Longitude
Slot Location: 42.64, 66.41, 29 0995.69, 9929199.59, 0°43'10.626"S, 78°42'20.364"W
Facility Reference Pt: 399879.69, 9928117.59, 0°43'20.348"S, 78°42'21.335"W
Field Reference Pt: 399879.69, 9928117.59, 0°43'20.348"S, 78°42'21.335"W

Main data table with columns: MD, Inclination, Azimuth, TVD, TVD from Fid Ref, North, East, Grid East, Grid North, Latitude, Longitude, DLS (F/100m), Toolface, Build Rate (F/100m), Turn Rate (F/100m), Vert Sec (ft), Comments. Includes survey data points and a final 'Survey Final Netback 9-1/2'



**ANEXO No 7**

**DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AU-21**

## DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AU-21

