

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS DE
CAÑONEO EN POZOS PETROLEROS DEL ÁREA CUYABENO,
PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN”**

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

**STALIN DAVID POZO CRUZ
david-pozo@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. GERARDO BARROS
gerardo.barros@epn.edu.ec**

Quito, Febrero 2013

DECLARACIÓN

Yo, Stalin David Pozo Cruz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

STALIN DAVID POZO CRUZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Stalin David Pozo Cruz, bajo mi supervisión.

ING. GERARDO BARROS
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Rafael Pozo y Susana Cruz por haber dado todo su esfuerzo y apoyo incondicional para formar en mí una persona de bien.

A mis hermanos Angie, Lenin y Vero por siempre estar presentes para mí.

A los Ingenieros de la Escuela Politécnica Nacional y especialmente un profundo y sincero agradecimiento al Ingeniero Gerardo Barros por brindarme su ayuda en el desarrollo de este proyecto.

A Luisana por todo su amor y apoyo que me ha brindado durante esta etapa tan importante de mi vida.

A mis amigos y compañeros con los que compartimos los mejores momentos en la universidad.

David.

DEDICATORIA

A mis padres Rafael Pozo y Susana Cruz.
A mis hermanos Angie, Lenin y Vero.

David.

CONTENIDO

CONTENIDO	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
RESUMEN	XVIII
PRESENTACIÓN	XIX
 CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA CUYABENO Y SUS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS CAMPOS.....	1
1.1.1. BREVE RESEÑA HISTORICA	1
1.1.2. UBICACIÓN.....	1
1.1.3. ESTRUCTURA	3
1.1.4. ESTRATIGRAFIA	3
1.1.4.1. Reservorios U superior – U inferior	3
1.1.4.2. Reservorio T.....	6
1.1.4.3. Basal Tena	6
1.1.4.4. Reservorio Arenisca M2.....	6
1.1.4.5. Formación Tiyuyacu.....	6
1.1.5. PETROFÍSICA Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	6
1.1.5.1. Presión.....	6
1.1.5.2. Parámetros petrofísicos promedio	8
1.1.5.3. Propiedades de los fluidos	8
1.2. DESCRIPCIÓN DE RESERVAS	9
1.2.1. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	9
1.2.2. FACTOR DE RECOBRO (FR).....	10
1.2.3. RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO	11
1.3. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN	11
1.3.1. PRODUCCION ACTUAL	11
1.3.2. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN	14

1.4.	DESCRIPCION DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCION	14
1.4.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN.....	15
1.4.2.	ESTADO ACTUAL DE LAS FACILIDADES PRODUCCIÓN	16

CAPÍTULO II

	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CAÑONEO.	20
2.1.	ANTECEDENTES	20
2.2.	ELEMENTOS DE LA TECNOLOGIA DE CAÑONEO	21
2.2.1.	EXPLOSIVOS.....	21
2.2.1.1.	Sensitividad.....	21
2.2.1.2.	Estabilidad.....	22
2.2.1.3.	Selección de explosivos	22
2.2.2.	CAÑONES	23
2.2.3.	CARGAS.....	24
2.2.3.1.	Cargas Configuradas	25
2.3.	FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO.....	27
2.3.1.	FACTORES GEOMÉTRICOS DEL SISTEMA DE DISPAROS.	27
2.3.1.1.	Ángulo fase.....	28
2.3.1.2.	Densidad de disparos.....	29
2.3.1.3.	Longitud de penetración de perforación	30
2.3.2.	PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO	31
2.3.3.	DAÑO CAUSADO POR LOS DISPAROS.	31
2.3.4.	DAÑO CAUSADO POR EL FLUIDO DE TERMINACIÓN.....	33
2.3.5.	DAÑO GENERADO POR EL LODO DE PERFORACIÓN.....	33
2.4.	TÉCNICAS DE CAÑONEO.....	33
2.4.1.	DISPAROS BAJADOS CON CABLE ELÉCTRICO	34
2.4.1.1.	Ventajas del Sistema Bajado con Cable Eléctrico.....	34
2.4.1.2.	Desventajas del Sistema Bajado con Cable Eléctrico.....	34
2.4.2.	COILED TUBING	35
2.4.3.	SLICKLINE	36
2.4.4.	SISTEMA DE DISPARO BAJADO CON TUBERÍA	36
2.4.4.1.	Ventajas del sistema TCP	37

2.4.4.2.	Desventajas del sistema TCP	38
2.4.5.	SISTEMA DE DISPAROS EN BAJOBALANCE.....	38
2.4.5.1.	Bajo-balance estático.....	40
2.4.5.2.	Bajo-balance dinámico.....	40
2.4.6.	SISTEMA DE CAÑONES CON ANCLAJE.	41
2.4.6.1.	Procedimiento del sistema de cañoneo con anclaje.	41
2.4.6.2.	Ventajas del sistema de cañoneo con anclaje	42
2.4.6.3.	Desventajas del sistema de cañoneo con anclaje.....	43
CAPÍTULO III	44
SELECCIÓN DE LOS POZOS A CAÑONEAR Y PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN.....		44
3.1.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE POZOS PERFORADOS A PARTIR DEL AÑO 2010	44
3.1.1.	POZOS DISPARADOS CON TCP.....	45
3.1.1.1.	Pozo Cuyabeno 33-D.....	47
3.1.1.2.	Pozo Cuyabeno 36-D.....	51
3.1.2.	POZOS DISPARADOS CON LA TÉCNICA DE ANCLAJE.....	56
3.1.2.1.	Pozo Cuyabeno 35-D.....	56
3.1.2.2.	Pozo Sansahuari 13-D.....	60
3.1.3.	COMPARACIÓN ENTRE LAS DOS TÉCNICAS APLICADAS.....	65
3.2.	SELECCION DE LOS POZOS A CAÑONEAR	66
POZO CUYABENO 37-D.....		66
3.2.1.1	Ubicación del pozo y de los pozos vecinos	66
3.2.1.2	Correlación	67
3.2.1.3	Intervalos a disparar.....	67
3.2.1.4	Pruebas de producción	68
3.2.1.5	Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.	
	69	
POZO CUYABENO 39-D.....		70
3.2.2.1	Ubicación del pozo y de los pozos vecinos	70
3.2.2.2	Correlación.....	70
3.2.2.3	Intervalos a disparar	71

3.2.2.4 Pruebas de producción.....	72
3.2.2.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.	72
3.2.3 POZO SANSAHUARI 15-D.....	73
3.2.3.1 Ubicación del pozo y de los pozos vecinos	73
3.2.3.2 Correlación	73
3.2.3.3 Intervalos a disparar	74
3.2.3.4 Potencial de producción	75
3.2.3.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.	75
3.2.4 POZO SANSAHUARI 18-D.....	76
3.2.4.1 Ubicación del pozo y de los pozos vecinos	76
3.2.4.2 Correlación.....	76
3.2.4.3 Intervalos a disparar	77
3.2.4.4 Pruebas de producción.....	78
3.2.4.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.	78
3.2.5 POZO VHR 24-D.	79
3.2.5.1 Ubicación del pozo y de los pozos vecinos	79
3.2.5.2 Correlación	79
3.2.5.3 Intervalos a disparar	80
3.2.5.4 Pruebas de producción.....	81
3.2.5.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.	81

CAPITULO IV

ANÁLISIS TECNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	82
4.1 CONSIDERACIONES EN LAS QUE SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	82
4.1.1 FLUJO DE CAJA	82
4.1.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	82
4.1.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	83
4.1.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).	83
4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA COMPARATIVA DE COSTOS EN POZOS QUE SE APLICÓ LAS TÉCNICAS CON ANCLA Y TCP.....	83
4.2.1 EVALUACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN USANDO LA TECNICA TCP Y CON ANCLA.	84

4.2.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN USANDO LA TÉCNICA TCP Y CON ANCLA.	85
4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TÉCNICA CON ANCLA Y TCP EN LOS POZO PROPUESTOS	86
4.3.1 INGRESOS Y COSTOS.	86
4.3.2 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.	87
4.3.3 FLUJO DE CAJA Y RESULTADOS DE RENTABILIDAD	88
CAPITULO V	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
5.1 CONCLUSIONES.....	90
5.2. RECOMENDACIONES	91
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
SIMBOLOGÍA.....	95
ANEXOS	97
ANEXO 1.1 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.....	98
ANEXO 2.1. DIAGRAMA DE CONFIGURACIÓN DE NUEVA TECNOLOGIA DE CAÑONES CON ANCLAS.....	99
ANEXO 3.1. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO VHR 24-D.....	100
ANEXO 3.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO SANSAHUARI 18-D.	101
ANEXO 3.3. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO SANSAHUARI 15-D.	102
ANEXO 3.4. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO CUYABENO 37-D.....	103
ANEXO 3.5. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO CUYABENO 39-D.....	104
ANEXO 4.1. GRAFICA DECLINACIÓN DE PRODUCCION PARA LOS 5 POZOS PROPUESTOS EN EL PROYECTO.	105

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. PRESIONES PROMEDIO DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.....	8
TABLA 1.2. PROPIEDADES PETROFISICAS DE LOS RESERVORIOS.....	8
TABLA 1.3. PROPIEDADES DEL FLUIDO	9
TABLA 1.4. RESERVAS GENERALES DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI	10
TABLA 1.5. RESERVAS GENERALES DEL CAMPO VHR	10
TABLA 1.6. PRODUCCION ACTUAL DEL CAMPO CUYABENO.	12
TABLA 1.7 PRODUCCION ACTUAL DEL CAMPO SANSAHUARI.	13
TABLA 1.8. PRODUCCION ACTUAL DEL CAMPO VHR.....	13
TABLA 1.9. PROYECCION DE PRODUCCION PARA EL CAMPO CUYABENO.	14
TABLA 1.10. PROYECCION DE PRODUCCION PARA EL CAMPO VICTOR HUGO RUALES.	14
TABLA 1.11. FACILIDADES DE PRODUCCION DE LA ESTACION CUYABENO	16
TABLA 1.12. FACILIDADES DE PRODUCCION DE LAS ESTACION SANSAHUARI	17
TABLA 1.13. FACILIDADES DE PRODUCCION DE LA ESTACION VHR	18
TABLA 2.1 ESPECIFICACIÓN DE UN CAÑÓN.....	24
TABLA 3.1 POZOS DISPARADOS A PARTIR DEL AÑO 2010.....	44
TABLA 3.2. PARÁMETROS DEL POZO CUYABENO 33-D.	47
TABLA 3.3. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE	48
TABLA 3.4 SARTA DE DISPARO.....	48
TABLA 3.5 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 33D.....	50

TABLA 3.6. PARÁMETROS DEL POZO CUYABENO 36-D.	52
TABLA 3.7. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE	52
TABLA 3.8 SARTA DE DISPARO.....	52
TABLA 3.9 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 36-D.....	55
TABLA 3.10. PARÁMETROS DEL POZO CUYABENO 35-D.	56
TABLA 3.11 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 35-D.	59
TABLA 3.12. PARÁMETROS DEL POZO SANSAHUARI 13-D.....	61
TABLA 3.13 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 35-D.	64
TABLA 3.14 POZOS A CAÑONEAR Y POZOS ALEDAÑOS.....	66
TABLA 3.15 INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO CUYABENO 37-D	68
TABLA 3.16 PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO CUYABENO 37-D.....	68
TABLA 3.17 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUYABENO 37-D.	69
TABLA 3.18 INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO CUYABENO 39-D.	71
TABLA 3.19 PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO CUYABENO 39-D.	72
TABLA 3.20 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUYABENO 39-D.	72
TABLA 3.21. INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO SANSAHUARI 15-D	74
TABLA 3.22. PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO SANSAHUARI 15-D	75

TABLA 3.23 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SANSAHUARI 15-D	75
TABLA 3.24 INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO SANSAHUARI 18-D	77
TABLA 3.25 PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO SANSAHUARI 18-D.....	78
TABLA 3.26 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SANSAHUARI 18-D	78
TABLA 3.27 INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO VHR 24-D.....	80
TABLA 3.28 PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO VHR 24-D	81
TABLA 3.29 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO VHR 24-D.....	81
TABLA 4.1. TIEMPO Y COSTO ESTIMADO DE CAÑONEO CON ANCLA PARA EL POZO CUY-38D.....	84
TABLA 4.2. TIEMPO Y COSTO ESTIMADO DE CAÑONEO CON TCP PARA EL POZO CUY-36D.....	85
TABLA 4.5 INGRESOS Y COSTOS AL USAR LA TÉCNICA TCP EN LOS POZOS PROPUESTOS.....	86
TABLA 4.6 COSTOS AL USAR LA TÉCNICA DE CAÑONES CON ANCLA EN LOS POZOS PROPUESTOS.....	86
TABLA 4.7. DECLINACION DE PRODUCCION DE LOZ POZOS PROPUESTOS	88
TABLA 4.7. FLUJO NETO DE CAJA Y ACUMULADO.....	88
TABLA 4.8 RESULTADOS DE LOS PARAMETROS DE EVALUACION PARA EL PROYECTO.	89

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPOS CUYABENO-SANSAHUARI Y VHR.	2
FIGURA 1.2. MAPA ESTRUCTURAL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI A LA BASE DE LA CALIZA “A”	4
FIGURA 1.3. MAPA ESTRUCTURAL CAMPO VHR AL TOPE DE LA ARENISCA U SUPERIOR.	5
FIGURA 1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL	7
FIGURA 2.1. LINEAMIENTOS DE TIEMPO VS. TEMPERATURA	22
FIGURA 2.2 COMPONENTES DE UN CAÑÓN	23
FIGURA 2.3 COMPONENTES DE UNA CARGA.....	25
FIGURA 2.4 EFECTO DE CAVIDAD.....	26
FIGURA 2.5 FACTORES GEOMÉTRICOS DE UNA CARGA.	27
FIGURA 2.6 ARREGLOS DE ÁNGULOS FASE	29
FIGURA 2.7 VARIACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD EN LA LONGITUD DE LAS PERFORACIONES.....	30
FIGURA 2.8 DAÑOS EN LA FORMACIÓN.....	32
FIGURA 2.9 CAÑONEO CON UNIDAD DE COILED TUBING	35
FIGURA 2.10 DISPAROS EN SOBREALANCE, BALANCE Y BAJO BALANCE.	39
FIGURA 2.11 TIPOS DE BAJO BALANCE.	40
FIGURA 2.4.4 SISTEMA DE CAÑONEO CON ANCLAJE.	42
FIGURA 3.1 UBICACIÓN DEL MARCADOR RADIACTIVO	45
FIGURA 3.2 PERFILES DE GR Y CCL.....	46
FIGURA 3.3 DIAGRAMAS DE LA SARTA DE DISPARO.	49
FIGURA 3.4 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO CUYABENO 33D.....	49

FIGURA 3.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	51
FIGURA 3.6 DIAGRAMAS DE LA SARTA DE DISPARO.	53
FIGURA 3.7 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO CUYABENO 36-D.....	54
FIGURA 3.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUYABENO 36-D.....	55
FIGURA 3.9. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO CUYABENO 35-D.	56
FIGURA 3.10. DIAGRAMA DE LA SARTA DE DISPARO DEL POZO CUYABENO 35-D.....	58
FIGURA 3.11 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO CUYABENO 35-D.....	58
FIGURA 3.12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUYABENO 35-D....	60
FIGURA 3.13. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO SANSAHUARI 13-D.	61
FIGURA 3.14. DIAGRAMA DE LA SARTA DE DISPARO DEL POZO SANSAHUARI 13-D.	63
FIGURA 3.15 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO SANSAHUARI 13-D.....	63
FIGURA 3.16. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SANSAHUARI 13-D.65	
FIGURA 3.17 UBICACIÓN DEL POZO CUYABENO 37-D.....	67
FIGURA 3.18 REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO CUYABENO 37-D.....	67
FIGURA 3.19 UBICACIÓN DEL POZO CUYABENO 39-D.....	70
FIGURA 3.20. REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO CUYABENO 39-D.	70
FIGURA 3.21 UBICACIÓN DEL POZO SANSAHUARI 15-D.....	73
FIGURA 3.22. REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO SANSAHUARI 15-D.....	73
FIGURA 3.23 UBICACIÓN DEL POZO SANSAHUARI 18-D.....	76

FIGURA 3.24. REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS ALEDAÑOS AL POZO SANSAHUARI 18-D	76
FIGURA 3.25 UBICACIÓN DEL POZO VHR 24-D.....	79
FIGURA 3.26 REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS ALEDAÑOS AL POZO VHR 24-D.....	79

RESUMEN

El presente proyecto muestra un estudio técnico-económico de la técnica de disparos con ancla, que fueron diseñadas para presentar mejores resultados a condiciones de fondo, presenta además, los lineamientos que nos permitirán comparar los beneficios de usar esta técnica respecto de la técnica convencional TCP.

En el primer capítulo se realiza la descripción de la ubicación geográfica, las características generales de los yacimientos y la situación actual de las facilidades de producción de los campos Cuyabeno-Sansahuari y VHR.

En el segundo capítulo se describe el marco teórico de las diferentes técnicas de disparos, así como también las ventajas y desventajas que presentan cada una de estas.

En el tercer capítulo se analiza, tomando como ejemplos trabajos realizados tanto con la técnica de cañones con anclas y la técnica convencional TCP, en pozos de los campos Cuyabeno-Sansahuari y VHR. A partir de este análisis y de los requerimientos planteados en el Plan de Desarrollo del campo se selecciona y detalla los beneficios de la aplicación de la técnica de cañones con ancla en los pozos propuestos.

En el cuarto capítulo se presenta el análisis económico en base a los beneficios técnicos de la aplicación de cañones con anclas, se obtiene las bondades económicas que representan en cuestión operativa así como en producción de petróleo para el campo Cuyabeno-Sansahuari y VHR. Finalmente se determina la rentabilidad favorable del proyecto.

En el quinto capítulo se establecen las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron de la realización de este proyecto.

PRESENTACIÓN

La realización de este proyecto se encuentra enfocada en el análisis de la factibilidad de la aplicación de la técnica de cañones con anclas en los diferentes pozos de los campos Cuyabeno-Sansahuari y VHR ya que al comparar con la técnica convencional de disparos TCP, presenta beneficios técnicos como la reducción del daño de formación durante el proceso operativo y por lo tanto representa bondades económicas al mejorar la producción de petróleo en los pozos. Para el desarrollo de este análisis técnico se analizaron los trabajos realizados en el campo y los resultados obtenidos de la aplicación de las diferentes técnicas de disparos.

Para el desarrollo de este análisis técnico se analizaron los historiales de producción, antes y después de una completación y/o reacondicionamiento; se realizó el estudio técnico económico del proceso operativo de disparos, además de realizarse la determinación de las características de los pozos como presiones de yacimiento, arenas productoras y propiedades de roca y fluidos en los pozos propuestos en base a la correlación de datos con pozos aledaños en el campo. Esto nos permitió la selección adecuada de los pozos en los cuales se recomienda la aplicación de la técnica de cañones con anclas.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA CUYABENO Y SUS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS CAMPOS

1.1.1. BREVE RESEÑA HISTORICA

El área Cuyabeno comprende los campos Cuyabeno-Sansahuari, Víctor Hugo Ruales (VHR), y Bloque 27.

El campo Cuyabeno fue descubierto mediante la perforación del pozo Cuyabeno-1 el 23 de noviembre de 1972 por el consorcio Texaco-CEPE con una profundidad de 8157 pies, una producción de 648 BPPD de 25.5 °API.

El campo Sansahuari fue descubierto por CEPE el 11 de noviembre de 1979 con la perforación del pozo Sansahuari-1 el cual alcanzó una profundidad de 8268 pies, una producción de 2098 BPPD de 25 °API.

Los yacimientos existentes en este campo son: “U Superior”, “U Inferior” y “T”. Inicialmente se creía que eran dos estructuras diferentes, pero en 1996 mediante estudios geológicos y sísmicos realizados por PETROECUADOR concluyeron que se trataba de un solo campo. Esto se confirmaría con las perforaciones de los pozos Cuyabeno-21 y Sansahuari-10. Es así que, desde esta fecha se lo conoce como el campo Cuyabeno-Sansahuari.

El Campo Víctor Hugo Ruales (VHR) fue descubierto en julio de 1988 con la perforación del pozo Cantagallo-01, en la actualidad se lo nombra como VHR-01. La perforación alcanzó una profundidad de 8330 pies, y en el mes de abril de 1991 empezó su producción con 2850 BPPD de 32 °API.

1.1.2. UBICACIÓN

El campo Cuyabeno-Sansahuari se encuentran ubicado en la Región Amazónica, al noreste de la provincia de Sucumbíos, (ver figura 1.1), aproximadamente a unos 23 kilómetros al noreste de la población de Tarapoa a 900 m sobre el nivel

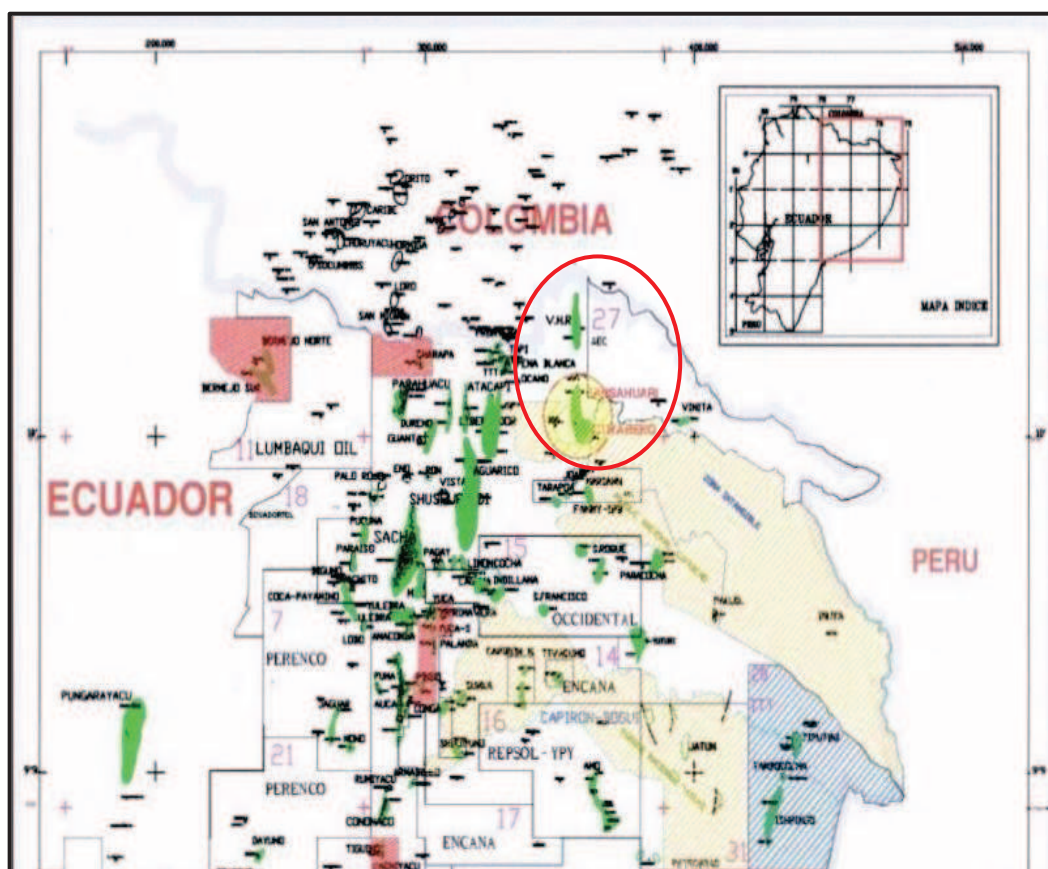
del mar. Se encuentra limitado al norte por el campo Victor Hugo Ruales (VHR), al sur por el campo Tarapoa y al oeste por el campo Libertador: entre las siguientes coordenadas geográficas:

- Latitud: 00° 07' 53" N - 00° 00' 18" S
- Longitud: 76° 14' 54" E – 76° 17' 57" W

El campo VHR se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos en el nororiente ecuatoriano, entre los ríos San Miguel y Putumayo, cerca de la frontera con Colombia, al norte de los campos Cuyabeno-Sansahuari, sus coordenadas geográficas son:

- Latitud: 00° 16' N – 00° 25' S
- Longitud: 76° 15' E – 76° 20' W

FIGURA 1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPOS CUYABENO-SANSAHUARI Y VHR.



Fuente: EP PETROECUADOR

1.1.3. ESTRUCTURA

La estructura del campo Cuyabeno-Sansahuari es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de 16 km de longitud aproximadamente, cuyo límite al oeste es una falla inversa con un salto de 375 pies en el sector de Cuyabeno y de 332 pies en Sansahuari. En contra de esta falla se cierra la estructura, probando así la impermeabilidad de la misma. Ver figura 1.2.

La estructura ocupa un área aproximada de 85 km² en la parte elevada de la falla donde se encuentran los pozos productivos de Sansahuari al norte y de Cuyabeno al sur, y un área aproximada de 30 km² en lado hundido de la falla.

El campo Víctor Hugo Ruales (VHR) es un anticlinal asimétrico alargado en dirección norte-sur, posee 16 km de largo y 2 km de ancho aproximadamente, cerrado al este con una falla inversa con un salto de 127 pies, la misma que actúa como sello de los diferentes yacimientos. Ver figura 1.3.

1.1.4. ESTRATIGRAFIA

Los reservorios del campo Cuyabeno-Sansahuari están situados en la formación Napo, tomando en cuenta la naturaleza reducida de la formación Hollín. El fluido producido proviene de las arenas “Us”, “Ui” y “T” pertenecientes a la formación Napo, correspondientes al periodo Cretácico Medio Superior. Esta formación alcanza un espesor promedio de 940 pies, representada por una secuencia de areniscas, calizas y lutitas. Ver figura 1.4.

La producción del campo VHR se la obtiene de la formación Napo de las arenas “M1”, “M2”, “Ui”, “Um”, “Us” y “T”, y de la formación Basal Tena “BT”.

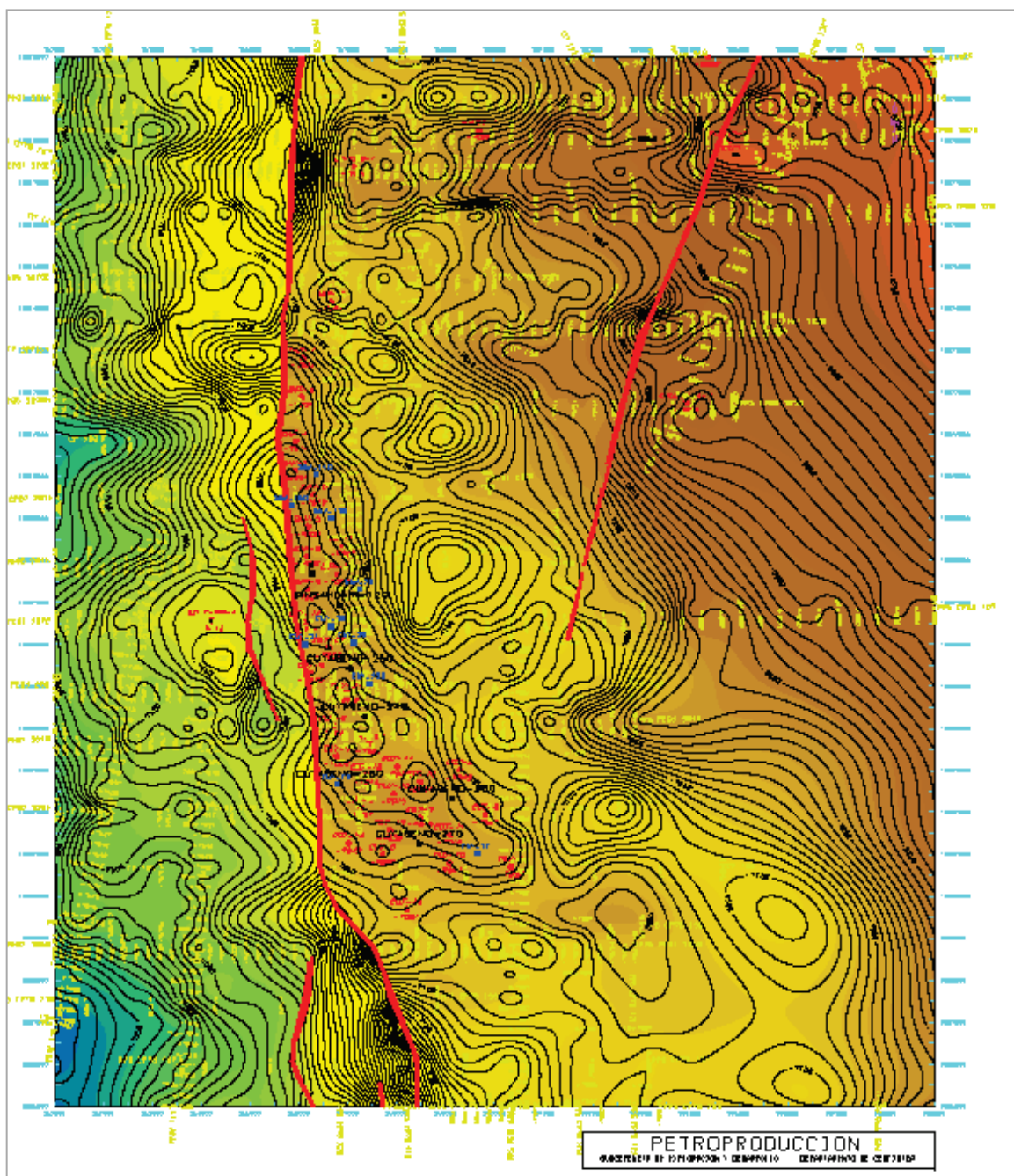
1.1.4.1. Reservorios U superior – U inferior

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

La arena “Us” tiene un espesor de 36 pies y se puede sintetizar como un cuerpo arenoso casi homogéneo, que disminuye su espesor entre 12 y 27 pies en los pozos CUY-8 y 12. Litológicamente se presenta como una arenisca cuarzosa de grano fino con cemento calcáreo y trazas de glaucomita.

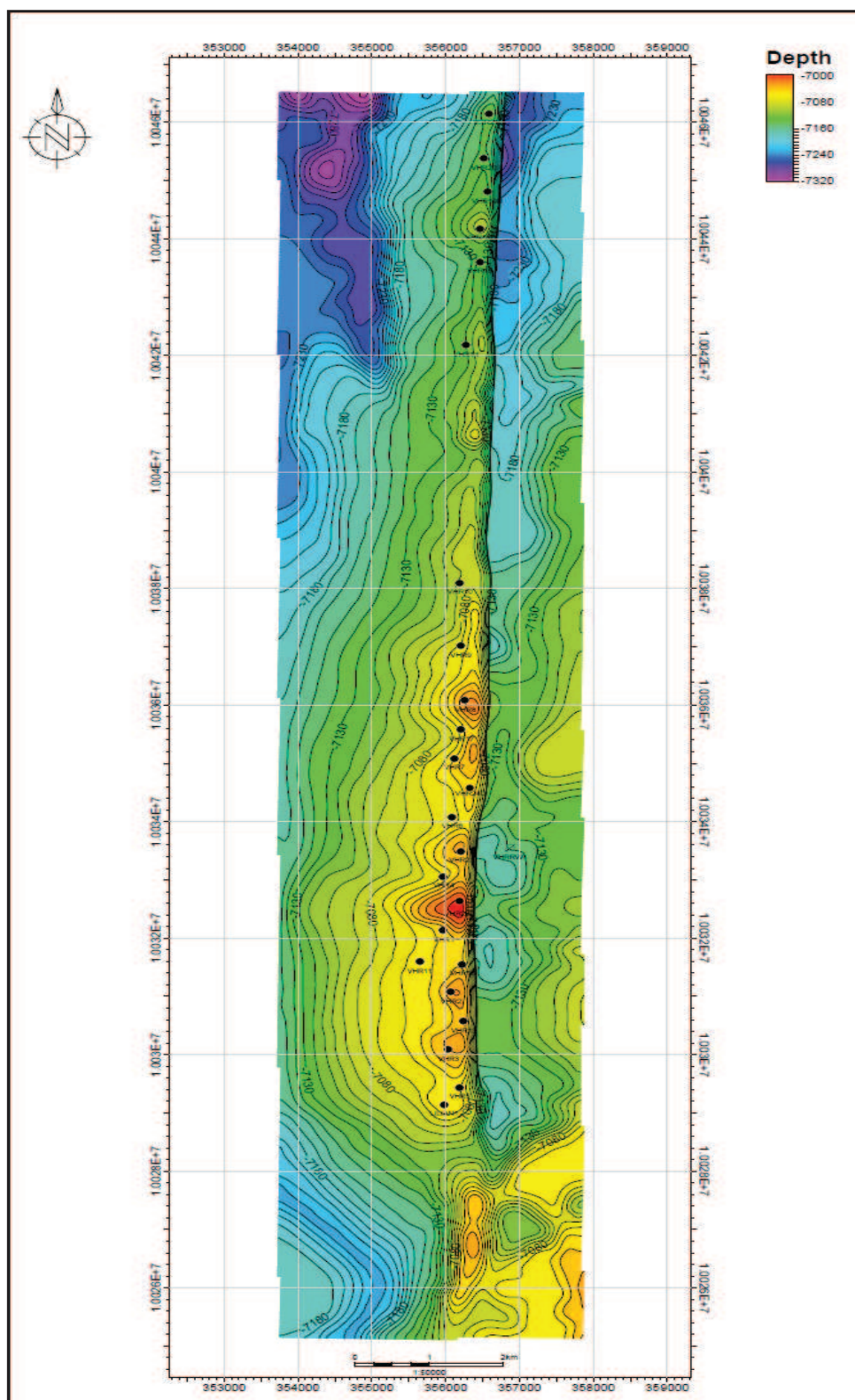
La arena "Ui" es la mejor desarrollada dentro del campo, está compuesta por una arenisca de cuarzo y presenta buenas propiedades petrofísicas, tiene un espesor máximo de 72 pies en el pozo CUY-2.

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



Fuente: EP PETROECUADOR

FIGURA 1.3. MAPA ESTRUCTURAL CAMPO VHR AL TOPE DE LA ARENISCA U SUPERIOR.



Fuente: EP PETROECUADOR

1.1.4.2. Reservorio T

La arenisca T-inferior presenta las mejores características, pero es siempre un acuífero, en cambio la arenisca T-superior es a menudo petrolífera. En su parte más alta está conformada de arenisca de grano fino, tiene un espesor de 50 pies, esto se ha obtenido de los pozos CUY- 4 y CUY -1.

1.1.4.3. Basal Tena

Es una arenisca gris clara, gris obscura, transparente, subtranslúcida, grano fino a muy fino, subangular a sub redondeada, de moderada selección, moderadamente consolidada, de regular porosidad, con cemento calcáreo, sin fluorescencia natural, y con muchos puntales de hidrocarburo residual.

1.1.4.4. Reservorio Arenisca M2.

Es una arenisca cuarzosa, café muy clara, translúcida a transparente, subangular, angular, ocasionalmente subredondeada, de grano fino a muy fino, con granos sueltos, friable, con inclusiones glauconíticas, de buena porosidad, matriz y cemento no visible, con manchas de hidrocarburo café oscuro.

1.1.4.5. Formación Tiyuyacu.

Es una arenisca cuarzosa, subtransparente, subtranslúcida, de grano fino a medio, subangular a subredondeada, de selección regular, con matriz arcillosa, cemento calcáreo, y de pobre porosidad visible.

1.1.5. PETROFÍSICA Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En la formación Napo se encuentran los dos principales yacimientos que son las areniscas "U" y "T". También se encuentran las areniscas "BT", "M1" y "M2". Estos yacimientos de petróleo son de tipo subsaturado, por lo que a condiciones del yacimiento, el gas se encuentra disuelto en solución en el petróleo.

1.1.5.1. Presión

La producción de los yacimientos de estos campos se debe a un mecanismo de empuje de agua de fondo, razón por la cual la declinación de la presión en dichos yacimientos no ha mostrado una disminución considerable con respecto a la

producción de petróleo. Las presiones promedio de los yacimientos productores del campo se presentan en la Tabla 1.1.

FIGURA 1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA								
ERA	EDAD	FORMACION	AMBIENTE	ESP.	COL. LITOL.	DESC. LITOL.	OBSERVACIONES	
CENOZOICO	RECIENTE	ALUVION	FLUVIAL			Arenas o Lodos		
	PLEISTOCENO	TERRAZAS				Conglomerados		
	PLOCENO A MIOCENO	CHAMBIRA	AGUA SALOBRE A CONTINENTAL		6000		Arcillolitas y Arenisca	Manifestaciones de Petróleo no conocidas
		ARAJUNO						
		CHALCANA			6700			
		OLIGOCENO		Agua salobre a marina	400		Arenisca Lut	Equivalente a Chalcana Continental
	OLIGOCENO A EOCENO	TYUYACU	Continental	1500		Arenisca Arcillolita Conglomerado	Conglomerado productivo en Colombia	
	PALEOCENO	TENA	Continental a Medio Somero	400 - 3200		Arcillolita	Delgada Arena Basal. Frecuente Contenido de Gas y Petróleo	
MESOZOICO	CRETACICO MEDIO A SUPERIOR	NAPO	Marino Transg con Facies Regresivas	500 - 2550		Lutita Caliza y Arena	Arenas "U", "T" Saturación de Petróleo	
		HOLLIN	Marino Transgresivo	70 - 780		Arenisca	Reservorio Principal	
	JURASICO MEDIO A SUPERIOR	WASHUALI	CONTINENTAL		2160		Parte Superior Volcánica	Manifestaciones de Petróleo no conocidas
		CHAPIZA						
		JURASICO INFERIOR	SANTIAGO	MARINO	4950	EST	Principalmente Caliza Marina Lutita y Arenisca	Indicaciones de Petróleo en los Alforriamientos del S.O. Oriente
PALEOZOICO	PERMICO A PENSILANIENSE	MACUMA	MARINO	2000	EST	Caliza Dolomita Lutita y Arenisca Marina	POSIBLE ROCA MADRE	
	MISSISSIPIENSE DEVONIANO Y SILURIANO	PUMBUIZA	MARINO ABIERTO	1550		Lutita con Arenisca Lomolita en partes Caliza y Lutita Alterada	No existe significativas manifestaciones de petróleo	
	BASAMENTO CRISTALINO							

Fuente: EP PETROECUADOR

TABLA 1.1. PRESIONES PROMEDIO DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.

YACIMIENTO		PRESIÓN INICIAL (lppc)	PRESIÓN ACTUAL (lppc)
U	SUPERIOR	3240	2800
	INFERIOR	3270	2800
T		3360	3000
BASAL TENA		3308	3100

Fuente: EP PETROECUADOR.

1.1.5.2. Parámetros petrofísicos promedio

Las areniscas Napo “U”, “T” y “BT” constituyen los yacimientos productores de los campos. Los parámetros petrofísicos promedio principales que caracterizan a estos yacimientos son: Porosidad (\emptyset), Permeabilidad (k), Espesor (ho), Saturación de Agua (S_w), y se muestran en la Tabla 1.2.

TABLA 1.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS

YACIMIENTO		Saturación de Agua, S_w (%)	Porosidad, \emptyset (%)	Espesor, Ho (pies)	Permeabilidad, K (md)
U	SUPERIOR	30	17	12	451
	INFERIOR	30	19	29	233
T		25	17	25	235
BASAL TENA		27	18	21	315

Fuente: EP PETROECUADOR.

1.1.5.3. Propiedades de los fluidos

Los fluidos de los yacimientos presentan las siguientes propiedades PVT:

Los crudos de las areniscas “T” y “U” tienen una gravedad API promedio de 29° y 28.5°API respectivamente. El porcentaje de azufre para “T” va de 0.84% a 1.03 %

y de 0.86% a 1.48 % para la arena “U”. El grado API promedio del campo es de 25.8°.

El valor promedio del GOR del campo Cuyabeno-Sansahuari es de 270 PCS/BF y para VHR es de 349 PCS/BF.

Factor Volumétrico promedio que se tiene para estos yacimientos es de 1.16 bl/bf.

En la Tabla 1.3 se muestran las propiedades de los fluidos para las diferentes arenas.

TABLA 1.3. PROPIEDADES DEL FLUIDO

YACIMIENTO		Temperatura (°F)	Presión de Burbuja (lppc)	GOR (scf/bl)	β_o (bl/bf)	API (°)	μ_o (cp)
U	SUPERIOR	183	2952	155	1,163	30,2	3,5
	INFERIOR	206	3010	271	1,163	27,8	3,07
T		200	3000	357	1,248	29	1,58
BASAL TENA		187	3308	349	1.092	24.5	1.020

Fuente: EP PETROECUADOR.

1.2. DESCRIPCIÓN DE RESERVAS

Las reservas de hidrocarburo es el porcentaje del petróleo original que se puede recuperar del yacimiento petrolífero. Las reservas nos permiten cuantificar la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en un yacimiento, para realizar los programas de desarrollo de un campo.

1.2.1. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Se define como el volumen estimado de petróleo crudo que ocupa el espacio poroso de un reservorio antes que inicie su producción.

Un yacimiento petrolífero está confinado por límites geológicos como también por límites de fluidos, los cuales deben determinarse lo más exactamente posible. Dentro del confinamiento de tales límites, el petróleo está contenido en lo que

generalmente se refiere a la zona bruta productiva. La cual, es la parte del reservorio de donde se produce el petróleo y se determina de acuerdo con los parámetros de los fluidos, análisis petrofísicos, registros eléctricos, datos PVT, datos geológicos etc.

Mediante el uso de los métodos de balance de materiales, volumétrico y simulación, se determinó a fines del año 2011 el volumen in situ (POES), factor de recobro, reservas probadas, producción acumulada y reservas remanentes. Estos datos se encuentran detallados por arenas en la tabla 1.4 y 1.5.

TABLA 1.4. RESERVAS GENERALES CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

YACIMIENTO	VOLUMEN IN SITU (POES) BLS	FR (INICIAL) %	RESERVAS	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	FR actual %	° API
			PROBADAS BLS				
BASAL TENA	1.200.000	16,00	192.000	185.582	6.418	15,5	30,10
U SUP	80.331.295	39,63	31.833.248	22.962.535	8.870.713	28,6	26,00
U MED	22.395.670	51,47	11.526.060	1.577.820	9.948.240	7,0	26,00
U INF	211.974.759	28,40	60.195.360	40.528.860	19.666.500	19,1	26,00
T SUP	111.729.824	37,77	42.196.704	30.513.956	11.682.748	27,3	27,00
T INF	32.086.102	12,75	4.089.681	1.122.283	2.967.398	3,5	27,00
TOTAL	459.717.650	32,6	150.033.053	96.891.036	53.142.017	21,1	27,02

Fuente: EP PETROECUADOR.

TABLA 1.5. RESERVAS GENERALES DEL CAMPO VHR

YACIMIENTO	VOLUMEN IN SITU (POES) BLS	FR (INICIAL) %	RESERVAS	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	FR actual %	° API
			PROBADAS BLS				
BASAL TENA	16.439.591	45,00	7.397.816	5.731.884	1.665.932	34,9	19,50
M-2	8.305.121	35,00	2.906.792	2.600.238	306.554	31,3	29,20
U SUP	29.925.034	38,00	11.371.513	11.112.017	259.496	37,1	32,00
U MEDIA	24.096.509	40,00	9.638.604	8.573.566	1.065.037	35,6	30,00
U INF	49.868.947	33,50	16.704.580	10.152.901	6.551.679	20,4	32,00
T SUP	4.159.241	20,00	831.848	553.750	278.098	13,3	31,00
T INF	16.466.580	18,00	2.963.984	1.973.779	990.205	12,0	31,00
TOTAL	149.261.023	34,7	51.815.136	40.698.135	11.117.002	27,3	29,24

Fuente: EP PETROECUADOR.

1.2.2. FACTOR DE RECOBRO (FR)

El factor de recobro representa un porcentaje del volumen total de petróleo original en sitio (POES) que puede ser recuperado.

1.2.3. RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO

Son los volúmenes de hidrocarburos a condiciones normalizadas que pueden ser extraídos como resultado de la producción económica, a partir de las condiciones originales del yacimiento hasta las de abandono, considerando las técnicas disponibles en el momento en que se realiza la evaluación. En las tablas 1.4 y 1.5 se observa las reservas aproximadas para los campos.

1.3. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

1.3.1. PRODUCCION ACTUAL

Las operaciones de producción del campo Cuyabeno-Sansahuari se inició en el año de 1984 bajo la administración de CEPE. La producción actual registrada a inicios del 2012 es de 12278 BPPD de 25,8° API. Los yacimientos productores son “Ui”, “Um”, “Us”, “T” y “Ts”, de la formación Napo. De donde 15 pozos producen de la arena “Ui”, 5 pozos producen de la arena “Us”, 3 pozos de la arena “T”, 5 pozos de la arena “Ts”, 1 pozo de las arenas “Ts+Ui”, y 1 pozo de las arenas “Ui+Um”. Además existen 5 Pozos reinyectores a la formación Tiyuyacu y un pozo cerrado (esperando W.O.). Ver tabla 1.6 y 1.7.

La producción actual para el campo VHR es de 10168 BPPD de 29,8° API. En el campo actualmente existen 11 pozos produciendo de las areniscas: “BT”, “M1”, “M2”, “Ui”, “Um”, “Us” y “T”. De los cuales 3 pozos producen de la arena “Um”, 2 pozos de la arena “Ui”, 2 de la “Us”, 1 en la arena “M1”, 1 en la arena “M2”, 1 en la arena “T”, 1 de las arena “Ui+M2”, 3 de la arena “BT” y 2 pozos reinyectores a la formación Tiyuyacu y 3 pozos cerrados. Ver tabla 1.8

TABLA 1.6. PRODUCCION ACTUAL DEL CAMPO CUYABENO.

POZO	ZONA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD
CUY-RW1	Ty				
CUY-01	Ui				
CUY-02	Ui				
CUY-03	T	1470	78	324	1146
CUY-04	Ty				
CUY-05	Ty				
CUY-06	Us	867	77	203	664
CUY-07	Ui	1184	81	224	960
CUY-08	Ui	2043	70	620	1423
CUY-09	Ui	820	73	223	597
CUY-10	Ui	1183	79	254	929
CUY-11	Ui	2054	92	158	1896
CUY-12	Us			0	0
CUY-13D	Us	1270	25	953	318
CUY-14	Us			0	0
CUY-15	Ts	1843	82	332	1511
CUY-16	Ui	626	79	131	495
CUY-17	Ui			0	0
CUY-18	Ty			0	0
CUY-19	Us	788	80	158	630
CUY-20	T	772	80	155	617
CUY-21	Ui	1946	86	272	1674
CUY-22	Ts	2107	64	759	1348
CUY-23	Ui	3434	80	687	2747
CUY-24D	Ui			0	0
CUY-24D	Us	1470	78	323	1147
CUY-25	Ui	2029	88	243	1786
CUY-26	Ui+Um			0	0
CUY-27	Ui	2084	88	250	1834
CUY-28D	Ui	1608	81	308	1300
CUY-29D	Ts	941	48	489	452
CUY-30D	Ui	2211	67	730	1481
CUY-31D	Us	835	52	401	434
CUY-32D	Ui	1235	76	296	939
CUY-33D	Ts			0	0
CUY-34D	Ui	1960	52	941	1019
CUY-35D	Ui	2352	56	1035	1317
CUY-36D	Ui	941	74	245	696
TOTAL		40.073	73	10.714	29.359

Fuente: EP PETROECUADOR.

TABLA 1.7 PRODUCCION ACTUAL DEL CAMPO SANSAHUARI.

POZO	ZONA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD
SSH-01	Ty				
SSH-02	Ui	674	67	221	453
SSH-03	T			0	0
SSH-04	Ts	859	79	185	674
SSH-05	Ui			0	0
SSH-06	Ts	309	97	9	300
SSH-07	Ui			0	0
SSH-08	Ts			0	0
SSH-09	Ui	1449	64	516	933
SSH-10	Us	910	81	174	736
SSH-11	Us	1088	82	194	894
SSH-12D	Ts	1333	80	267	1066
SSH-01-SO	Ui				
TOTAL		6.622	76	1.564	5.058

Fuente: EP PETROECUADOR.

TABLA 1.8. PRODUCCION ACTUAL DEL CAMPO VHR.

POZO	ZONA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD
VHR-01-RW					
VHR-01	M-1	916	16	769	147
VHR-02	Ui+M2	2322	30	1625	697
VHR-03	Us	1728	85	259	1469
VHR-04	Um	1834	76	440	1394
VHR-05	Um	1186	85	178	1008
VHR-06	BT	782	6	735	47
VHR-07	Um	1006	60	402	604
VHR-08	Us	274	36	175	99
VHR-09	Ui	1520	90	152	1368
VHR-10	Ty			0	0
VHR-11	M2	972	78	214	758
VHR-12D	Us	960	80	192	768
VHR-13	Us	1127	64	406	721
VHR-14	BT	619	60	248	371
VHR-15	Us	2304	5	2189	115
VHR-16	Us	1077	95	54	1023
VHR-17	BT	806	59	330	476
VHR-18D	Us	870	92	70	800
VHR-19D	Ti	903	79	190	713
VHR-20	Us	771	60	308	463
VHR-21D	Ui	1380	92	110	1270
VHR-22D	BT	418	64	150	268
VHR-23	Us	2872	77	661	2211
VHR-24D	Us	1476	79	310	1166
TOTAL		28.123	64	10.168	17.955

Fuente: EP PETROECUADOR.

1.3.2. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Para obtener una óptima recuperación de las reservas, EP Petroecuador elaboró un Plan de Desarrollo, que contempla la perforación de pozos productores y reinyectores, la implementación de nuevas tecnologías de completación, y cambios de zonas productoras, que permitan la explotación racional de sus yacimientos.

Las proyecciones de producción están referidas hasta el año 2021 y se encuentran detalladas en las tablas 1.9 y 1.10.

TABLA 1.9. PROYECCION DE PRODUCCION PARA EL CAMPO CUYABENO.

AÑO	Petróleo (BPD)	Agua (BPD)	Gas (MPCSD)	Fluido (BPD)	Corte de agua (%)	Fluido Motriz (BIPD)
2011	10999	28211	2200	39210	72	11657
2012	10415	28374	2083	38789	73	10724
2013	9861	28581	1972	38442	74	9866
2014	9332	28836	1866	38168	76	9077
2015	8829	29146	1766	37975	77	8351
2016	8349	29516	1670	37865	78	7683
2017	7894	29968	1579	37862	79	7086
2018	7462	30513	1492	37975	80	6503
2019	7051	31167	1410	38218	82	5983
2020	6660	31951	1332	38611	83	5504
2021	6290	32903	1258	39193	84	5064

Fuente: EP PETROECUADOR.

TABLA 1.10. PROYECCION DE PRODUCCION PARA EL CAMPO VICTOR HUGO RUALES.

AÑO	Petróleo (BPD)	Agua (BPD)	Gas (MPCSD)	Fluido (BPD)	Corte de agua (%)
2011	6990	18689	1398	25679	72,8
2012	6909	19174	1382	26084	73,5
2013	6834	19705	1367	26540	74,2
2014	6565	19691	1313	26256	75
2015	6121	19120	1224	25241	75,7
2016	5708	18590	1142	24297	76,5
2017	5322	18099	1064	23421	77,3
2018	4962	17648	992	22610	78,1
2019	4626	17236	925	21863	78,8
2020	4314	16864	863	21177	79,6
2021	4022	16531	804	20553	80,4

Fuente: EP PETROECUADOR.

1.4. DESCRIPCION DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCION

1.4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN

Las facilidades de producción instaladas en el campo Cuyabeno-Sansahuari, están básicamente conformadas por la estación de producción Cuyabeno y la estación de producción Sansahuari. Estas dos estaciones presentan facilidades y el proceso de producción similares.

El proceso de producción inicia, con las líneas de flujo que van desde los cabezales de los pozos hasta el manifold o múltiple de producción, éste se encarga de recoger la producción de los diferentes pozos y llevar el fluido hacia los separadores de prueba y producción.

Las instalaciones cuentan con separadores de producción horizontales q pueden ser bifásicos o trifásico.

El gas desprendido de la etapa de los separadores se dirige a los depuradores (scrubbers) para ser aprovechado en un sistema de calentamiento de agua que recircula en el tanque de lavado, el excedente de gas de los separadores pasa por el depurador hasta llegar a la tea de alta donde es quemado.

El petróleo saliente del separador trifásico junto con el líquido que proviene de los separadores bifásicos se dirige hacia la bota de gas, el líquido continúa su recorrido hacia el tanque de lavado, previo ingreso a este se mezcla con el agua caliente; el petróleo luego es dirigido a un tanque de reposo donde parte del crudo es enviado al sistema de power oil y el restante a tanques de almacenamiento, para enviarse al oleoducto con destino a Lago Agrio.

El gas desprendido de la bota de gas se envía a la tea de baja para su combustión. El gas residual del tanque de reposo y del tanque de lavado se dirige a venteo atmosférico.

Un tanque de reinyección, recoge el agua del separador trifásico y del tanque de lavado para su tratamiento, el agua debe pasar por filtros para ser contenido en un tanque de agua de formación o enviarse al sistema de drenaje cerrado. El fluido que se ha dirigido al tanque es utilizado en la reinyección de agua a los pozos reinyectores.

Las facilidades de superficie cuentan con sistemas de bombeo para poder enviar los fluidos al destino elegido. En el tramo entre separadores trifásicos y el tanque de reinyección están las bombas de alimentación, desde el tanque de lavado al de reinyección. De igual manera el fluido recircula del tanque de reposo al tanque de lavado con el uso de una bomba. El sistema de power oil es posible gracias a las bombas que toman el petróleo del tanque de reposo.

El agua del tanque finalmente se envía a los diferentes pozos para ser reinyectada.

En la estación de producción del campo VHR se recoge la producción de 23 pozos, que tienen sistema de levantamiento de bombeo electrosumergible (BES). Las facilidades de superficie y procesos son similares a los descritos para las estaciones de producción Cuyabeno-Sansahuari. La diferencia es que al ser el campo VHR un campo BES no dispone de facilidades de superficie para bombeo hidráulico como sucede en Cuyabeno-Sansahuari.

1.4.2. ESTADO ACTUAL DE LAS FACILIDADES PRODUCCIÓN

Los principales sistemas instalados en los campos Cuyabeno-Sansahuari y Víctor Hugo Ruales se resumen y detallan en las tablas 1.11, 1.12 y 1.13.

TABLA 1.11. FACILIDADES DE PRODUCCION DE LA ESTACION CUYABENO

UBICACIÓN	ELEMENTO
Área de producción	Manifolds 3 bombas eléctricas 1/4 HP Toma muestras de crudo (20 pozos) 3 Scrubbers Bota 1 calentador 1 motor 7.5 HP (bomba Durco) 1 motor de 20 HP (b/ Durco)
Sistema Power Oil	4 unidades Ingersoll Rand Motor eléctrico 100 HP (b/Durco) Motor Caterpillar(b/Durco) 3 bombas eléctricas 1/4 HP
Sistema Neumático	1 compresor eléctrico Sullair 1 compresor mecánico Lister 1 compresor eléctrico 5HP

Fuente: EP PETROECUADOR.

Continuacion de la TABLA 1.11

Tanques de Petróleo	1 tanque de lavado 18130 Bls (CN) 16116 Bls (CO) 1 tanque de reposo 24631 Bls (CN) 21938 Bls (CO) 1 tanque de oleoducto 40790 Bls (CN) 35020 Bls (CO) 1 tanque de oleoducto 40730 Bls (CN) 35080 Bls (CO)
Bombas de Oleoducto	2 motores eléctricos 100 HP Booster 2 motores eléctricos 20 HP Booster 2 bombas eléctricas horizontales REDA 1 bomba eléctrica horizontal REDA 3 bombas triplex worthington
Separadores	1 separadores de producción 35000 BFPD 2 separadores de producción 10000 BFPD 1 separador de prueba 5000 BFPD
Sistema de Reinyección de agua	1 tanque Empernado 2552 Bls 2552 Bls (CN) 1 bomba eléctrica 25 HP 2 bombas eléctrica 60 HP 1 bomba REDA JN10000(350HP) 2 bomba REDA HJ350N(450H) 3 bombas de químicos ¼ HP
Centro de Generación	2 generador Caterpillar 600 KW 1 generador 1200 KW(rs roth)
Sistema Contra Incendios	Tanque 3155 Bis 1 bomba Detroit a diesel 1 motor eléctrico 250 HP Tanque 2300 gls horizontal 1 bomba eléctrica 7.5 HP 1 bomba eléctrica 5 HP
Tanques de Combustibles	Tanque vertical 9500 gls (CN) Tanque vertical 9501 gls (CN) Tanque vertical 38000 gls (CN) Tanque vertical 607 gls (CN)
Bombas sumideros	5 bombas eléctricas
Cubetos	Lavado Surgencia Oleoducto Diesel

Fuente: EP PETROECUADOR.

**TABLA 1.12. FACILIDADES DE PRODUCCION DE LAS ESTACION
SANSAHUARI**

UBICACIÓN	ELEMENTO
Área de producción	Manifolds 2 Scrubbers Bota 1 calentador
Sistema Power Oil	2 bombas National 1 compresor mecánico Lister 3 bombas de químicos
Sistema Neumático	1 compresor eléctrico National
Tanques de Petróleo	1 tanque de lavado 1250 Bls (CN) 11190 Bls (CO) 1 tanque de reposo 18094 Bls (CN) 16118 Bls (CO)
Bombas de Oleoducto	3 bombas eléctricas 5HP 1 bomba Lister diesel 2 bombas eléctricas 50 HP 2 bombas eléctricas 15 HP 1 bomba eléctrica
Separadores	1 separador 10000 Bls (CN) 1 separador 15000 Bls (CN) 1 separador de prueba 5000 Bls (CN)
Sistema de Reinyección de agua	1 tanque 3000 Bls (CN) 2 bomba eléctrica 50HP 1 tanque 3000 Bls (CN) 2 bombas REDA GN-7000 2 bombas booster 60 HP 3 bombas de químicos 1/4HP 1 tanque horizontal 5006 gls
Centro de Generación	1 generador Caterpillar 3412 455 KW 1 generador Caterpillar 3412 500KW
Sistema Contra Incendios	Tanque 12590 Bls 2 motor/bomba Detroit a diesel Tanque 1700 gls horizontal
Tanques de Combustibles	Tanque 9622 gls
Bombas sumideros	1 motor/bomba Enclosed 5HP 1motor /bomba Aurora
Cubetos	Lavado Surgencia Mecheros

Fuente: EP PETROECUADOR.

TABLA 1.13. FACILIDADES DE PRODUCCION DE LA ESTACION VHR

UBICACIÓN	ELEMENTO
Área de producción	Manifolds Bota
Tanques de Petróleo	1 tanque lavado 24680 Bls (CN) 21938 Bls (CO) 1 tanque de reposo 32230 Bls (CN) 28650 Bls (CO)
Sistema de Transferencia	2 bombas eléctricas Booster 25 HP 2 medidores de flujo 2 bombas triplex National 780 psi max descarga 1 compresor eléctrico Marathon 150 HP 1 compresor mecánico Lister 3 bombas de químico
Separadores	1 separador de producción 10000 BFPD (CN) 1 separador F.W.K.O. 20000 BFPD (CN) 1 separador de prueba 5000 BFPD (CN)
Sistema de Reinyección de agua	1 tanque de pulido 3000 Bls (CN) 1 bomba de reinyección HJ-350 12000bls 3250 psi 1 tanque de almacenamiento de agua 3000 Bls (CN) 2 bombas Mark III 18000 Bls 70 psi. 2 bombas booster 18000 bls 70 psi 50 HP 2 bombas reinyección HJ-200n CT 600 bls 2350 psi
Centro de Generación	3 motores mack 6CM25 3 generador Caterpillar 1670 KW-13,8 KV-60Hz crudo/diesel
Sistema Contra Incendios	1 tanque 3000 Bls 1 bomba eléctrica Maraton 150 HP 1 motor Caterpillar 1 tanque horizontal 1000 gls
Tanques de Combustibles	Tanque vertical 5000 gls
Cubetos	Lavado Surgencia

Fuente: EP Petroecuador.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CAÑONEO.

2.1. ANTECEDENTES

Una vez que se ha completado el pozo, es decir se ha perforado, entubado y cementado, se requiere establecer una comunicación entre el pozo y la formación. Para esto se realizará una operación de cañoneo o disparos los cuáles tienen como finalidad atravesar el casing, el cemento y la formación a fin de permitir al fluido confinado en el reservorio fluir hacia el pozo y consecuentemente hacia la superficie.

Esta operación de disparos ha venido evolucionando desde sus inicios con el cañoneo con balas, patentado en 1926 y más generalmente usado desde 1930 y 1950. Este procedimiento consistía en disparar una bala usando propelente y mediante un cable eléctrico y un tubo o portador se enviaba la bala hasta el fondo para posteriormente conseguir el disparo mediante una señal eléctrica a través del cable eléctrico quemando el propelente y proporcionando una aceleración a la bala, penetrando aproximadamente 2 pulgadas, este procedimiento se dejó de usar ya que resultó ineficiente para formaciones duras.

Se desarrolló entonces otro método que consistía en enviar un chorro de agua y arena a alta presión hacia el fondo mediante tubería y con orificios dirigidos. Se permitía que el chorro impactara el casing formando un túnel limpio y casi sin daño, sin embargo era un proceso costoso y lento ya que solo se podía crear un orificio a la vez, resultando un proceso no aplicable para grandes intervalos.

Para optimizar la producción o inyección, el cañoneo en los pozos de petróleo o gas debe diseñarse de modo que se minimice las futuras reparaciones y se alargue al máximo la vida útil del pozo. Para lograr esto se debe tener diseños cuidadosos para obtener disparos conductores limpios. Los métodos de transporte de los cañones también se han mantenido actualizados a la par de la tecnología y las técnicas de disparo.

A fines de la década de los 70 y principios de los 80, las estrategias de disparo se limitaban a la utilización de cañones más pequeños que se bajaban a través de la tubería de producción o cañones más grandes que se bajaban a través del revestidor, transportados principalmente con cable de acero. Las cargas de cada tipo y tamaño de cañón se diseñaban con el fin de lograr el tamaño máximo del orificio, o bien una penetración profunda.

A mediados de los años ochenta, se ampliaron las opciones de transporte de los cañones con la utilización de tubería de producción (TCP, Tubing Conveyed Perforating), que vino a ser un elemento esencial de muchas completaciones de pozos y una importante herramienta para efectuar disparos.

En la actualidad se utiliza diferentes métodos de transporte como Slickline, Coiled Tubing, Wire Line y TCP que describiremos más adelante en este Capítulo.

2.2. ELEMENTOS DE LA TECNOLOGIA DE CAÑONEO

2.2.1. EXPLOSIVOS

Las cargas para perforar la tubería dependen de los explosivos para generar la energía necesaria y tener una penetración efectiva de la tubería de revestimiento, cemento y formación. Por esto, el desempeño de la carga está relacionado directamente con el desempeño del explosivo.

Debido a su enorme relación Energía – Peso se prefiere los explosivos sobre otra fuente de energía. Los explosivos actúan rápidamente, son confiables y pueden ser almacenados por largos periodos de tiempo. Además, se manejan con seguridad tomando las precauciones debidas.

2.2.1.1. Sensitividad

La sensitividad es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para detonar un explosivo. La sensitividad al impacto es la altura mínima de la cual se puede dejar caer un peso sobre el explosivo para que detone; mientras que la sensitividad a la chispa es la cantidad de energía que debe tener una chispa para detonar un explosivo.

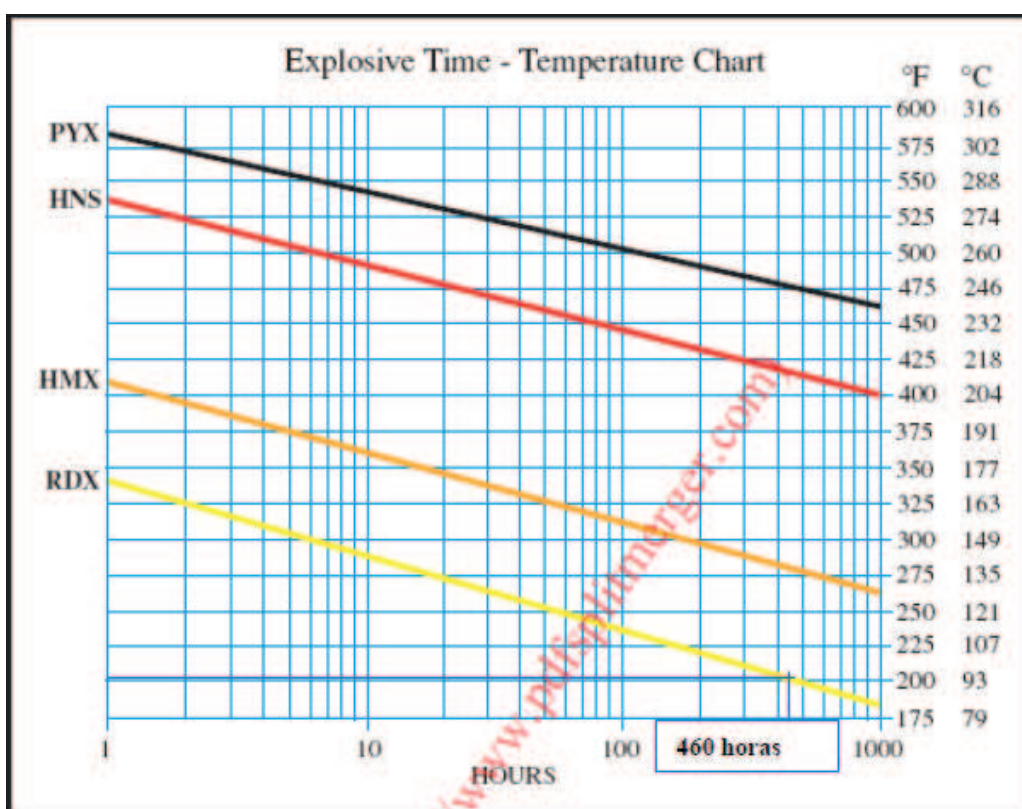
2.2.1.2. Estabilidad

La estabilidad se refiere a la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo o para soportar altas temperaturas sin descomponerse. Los explosivos usados en los disparos deben tener una alta estabilidad para que puedan ser almacenados por un tiempo razonable y que puedan operar efectivamente después de exponerse a las temperaturas del pozo.

2.2.1.3. Selección de explosivos

Para la selección de explosivos se debe seguir el lineamiento de tiempo vs. Temperatura lo cual se lo puede hacer utilizando la Figura 2.1.

FIGURA 2.1. LINEAMIENTOS DE TIEMPO VS. TEMPERATURA



Fuente: Baker Hughes

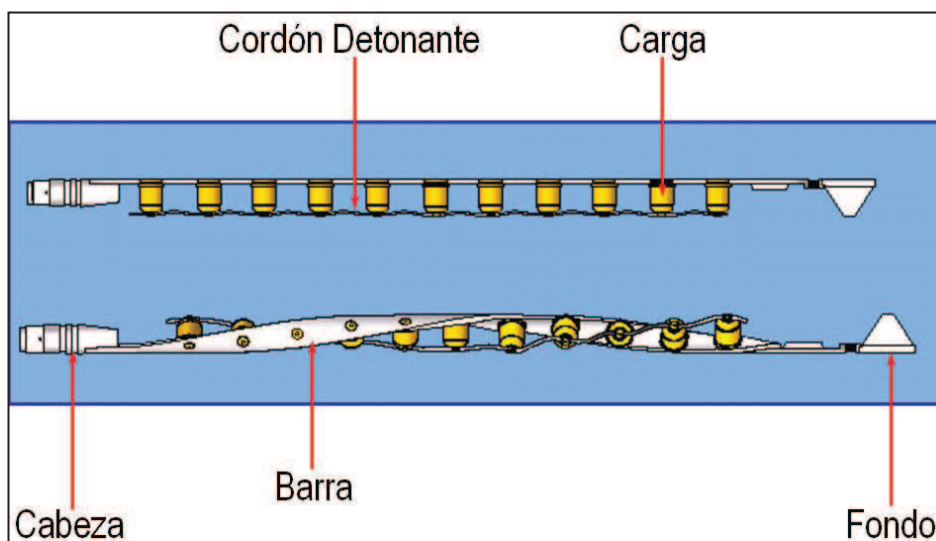
Los explosivos usados para el proceso de Cañoneo son diseñados principalmente para diferentes rangos de temperatura de pozos. El rango de temperatura de un explosivo depende del tiempo de exposición a cierta temperatura. Los explosivos deben ser seleccionados en base a la temperatura del pozo y la duración calculada de exposición. Dada una temperatura de fondo no se debería exceder

el tiempo de exposición para cada tipo de explosivo de manera de obtener un óptimo desempeño de la carga.

2.2.2. CAÑONES

Los componentes explosivos son montados en un porta cargas o cañón el cuál puede ser un tubo, una lámina ó un alambre.

FIGURA 2.2 COMPONENTES DE UN CAÑÓN



Fuente: Baker Hughes.

Estos pueden ser de carga expuesta y no expuesta:

De carga Expuesta: cuyas cargas no tiene recubrimiento (tubo de acero) y están en contacto con el fluido de Perforación del pozo.

De carga No Expuesta: cuyas cargas están protegidas por un tubo de acero.

Los cañones se clasifican en:

- Recuperables (no expuestas)
- Semidesechables (expuestas)
- Desechables (expuestas)

Recuperables.- En este sistema los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo. Además los explosivos no están expuestos a la presión y ambiente del pozo, lo cual lo hace más adecuado para ambientes hostiles.

Semidesechable.- Este sistema es similar al desechable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, ya que se recupera el porta cargas.

Desechables.- En los sistemas desechables, los residuos de las cargas, cordón detonante, detonador y el sistema portador (lámina, alambre, uniones de cargas), se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. La ventaja es que al no estar las cargas contenidas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño con lo que se obtiene una mayor penetración. La desventaja es que los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que, normalmente, este sistema está limitado por estas condiciones. En la tabla 2.1 se muestran las principales especificaciones de un cañón.

TABLA 2.1 ESPECIFICACIÓN DE UN CAÑÓN

Diámetro de Cañones OD (plg)	Faseamiento (°)	Densidad de Disparo (DPP)	Presión de los cañones (Psi)	Temperatura (°F)
2	60	6	20000	400
2 ½	60	6	25000	400
2 7/8	60	6	25000	400
3 1/8	72	6	20000	400
3 ½	72	6	25000	400
3.67	72	6	25000	400
4	72	5	20000	400
4 ½	72	5	12000	400
4 ½	135/45	12	12000	400
4.72	72	5	20000	400
7	135/45	12	20000	400

Fuente: Schlumberger

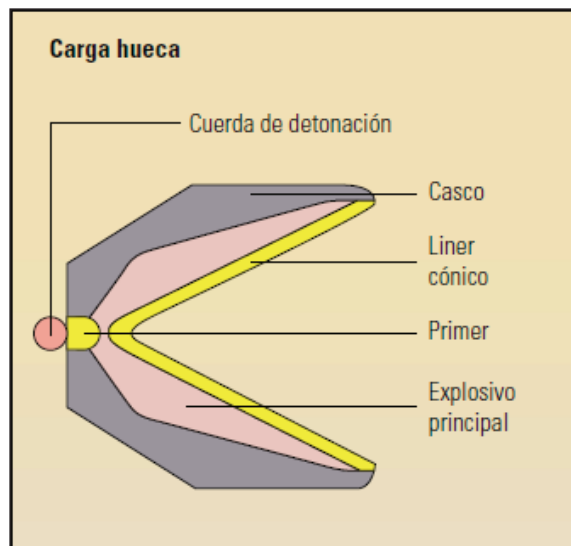
2.2.3. CARGAS

Para nuestro estudio sólo tomaremos en cuenta las cargas configuradas o mejor conocidas como cargas tipo jet ya que son las que actualmente se utilizan para el cañoneo de pozos, las mismas que han remplazado a las cargas tipo bala.

2.2.3.1. Cargas Configuradas

Estas cargas consisten de: un explosivo de alta sensibilidad y pureza, un casco, y un liner cónico altamente explosivo conectado con una cuerda de disparo (Figura 2.3).

FIGURA 2.3 COMPONENTES DE UNA CARGA



Fuente: Schlumberger

Casco.- Puede ser de acero, zinc, aluminio o incluso cerámica o vidrio. Mantiene la fuerza de la detonación el tiempo suficiente como para que el Jet se forme.

El liner cónico.- se encuentra en el centro de la carga. El colapso del liner bajo la fuerza de detonación de la carga principal es la acción crítica para la formación del jet de cañoneo. El liner es una mezcla de polvos de metales pulverizados como el cobre, tungsteno, estaño, zinc y plomo que proporcionan al jet una densidad suficiente y un gradiente de velocidad uniforme para obtener una penetración profunda sin taponamiento.

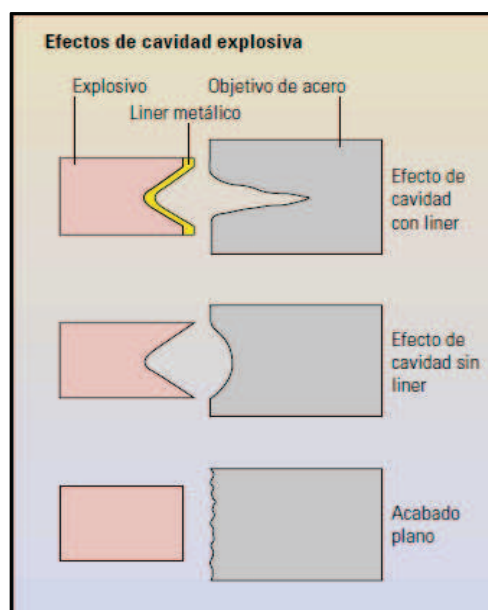
Explosivo Principal.- El explosivo constituye el elemento que libera su energía a grandes velocidades y es el elemento más importante de los componentes de la carga puesto que es el que produce la detonación y por ende la mayor o menor penetración.

Cuerda de detonación.- No es más que un cable eléctrico que permite accionar todas las cargas del cañón o cañones.

Cada componente debe estar fabricado con tolerancias exactas. Cuando se detona el explosivo, el trazador de líneas del metal se comprime y se exprime adelante, formando un jet de las partículas del metal con una velocidad de la extremidad superior a 20.000 pies por segundo.

Este tipo de carga emplea una carga de fuerza explosiva. El objetivo de una carga es crear un canal en el casing, en el cemento y en la formación de una manera eficiente y económica. Estas cargas son compuestas de material explosivo configurado en un extremo para formar una cavidad. En la formación (blanco de disparo) se produce el reverso o la imagen de espejo de la configuración de la carga. Estas cargas producen en la formación huecos de configuración de forma de V estrecha como muestra la primera forma en la figura 2.4 con una cavidad que logra el propósito de penetración en la formación.

FIGURA 2.4 EFECTO DE CAVIDAD



Fuente: Schlumberger

Esta es la base de las llamadas cargas configuradas. Estos dispositivos para cañonear con Jet, presentan un casco o forro exterior metálico de configuración cónica que contiene encerrado un explosivo, la carga explosiva principal.

Con estos componentes, el primer charge (iniciador de la carga) y el liner cónico se forma un orificio, un canal en la tubería y el cemento por la acción caliente de un flujo delgado de polvo explosivo.

2.3. FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

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

Como se puede observar, los cinco primeros factores que afectan la productividad pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo tanto con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

2.3.1. FACTORES GEOMÉTRICOS DEL SISTEMA DE DISPAROS.

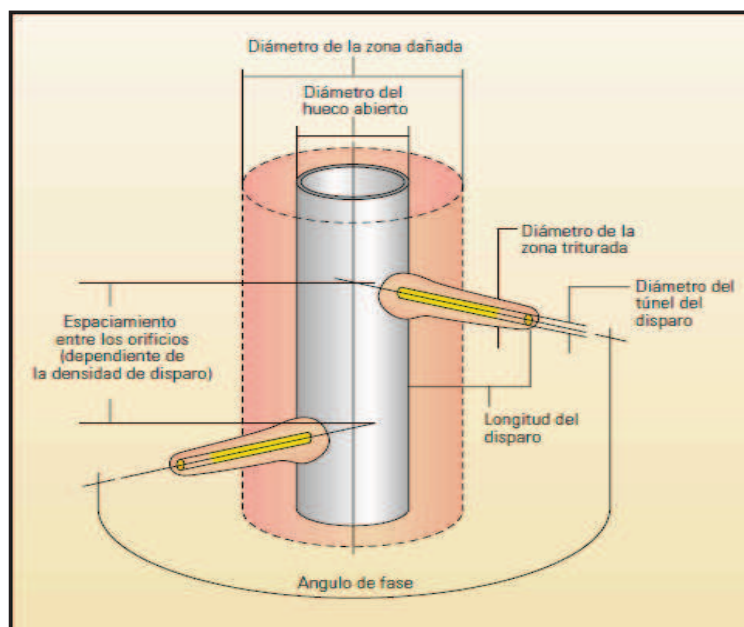
Para poder realizar un diseño adecuado del sistema de disparos es importante tomar en cuenta los factores geométricos que afectan al adecuado rendimiento, por lo que resulta importante conocerlos (figura 2.5). Los principales factores geométricos son:

- Ángulo Fase.
- Densidad de Disparos.
- Longitud del túnel de perforación

Una buena geometría del pozo nos permite que todos los parámetros de disparos puedan ser optimizados. La fase angular entre perforaciones y la densidad de disparos por pie son dos factores que están muy relacionados entre sí, por la configuración que deben tener las perforaciones para un disparo exitoso, la fase angular entre perforaciones tiene que ser tal que permita que en 1 pie (12 pulg), alcance ciertos disparos por pie, esto también dependiendo si son cargas del tipo de alta penetración o de agujero grande. Las ultimas cargas van a ocupar mayor

espacio entre perforaciones, lo que significa que no se puede alojar muchas cargas en un pie, y la fase angular debe ser bien distribuida evitando que se lo haga en un solo sentido.

FIGURA 2.5 FACTORES GEOMÉTRICOS DE UNA CARGA.



Fuente: Halliburton

La configuración entre perforaciones que ofrecen las compañías de servicios tiene un patrón de agujeros establecido.

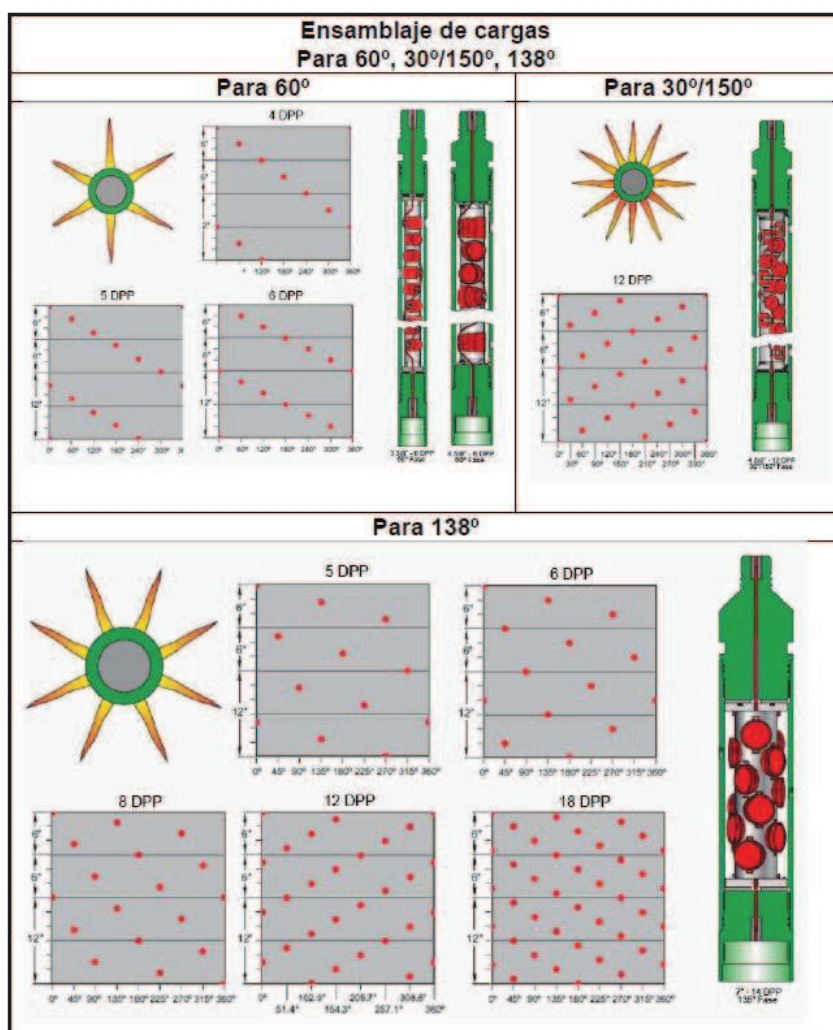
2.3.1.1. Ángulo fase.

El ángulo fase entre las cargas es a menudo una variable no muy considerada, aun cuando su importancia es muy significativa en muchas formaciones ya sea que se haya elegido un sistema de cañoneo con tubería o cable eléctrico, si se elige un ángulo fase de 0° , es decir que todos las cargas se encuentran localizados en el mismo plano y se alinea el cañón hacia donde se realizarán los disparos, se tendrá una máxima profundidad de disparos en la formación. El porcentaje de productividad se reducirá (típicamente de 5 a 10 %) debido a que el camino que el fluido de la formación tendrá que atravesar hasta entrar en el pozo será más tortuoso.

Para formaciones donde las fracturas naturales sean predominantes es recomendable escoger un arreglo de fase en varias direcciones de manera que

exista una mayor probabilidad de conectar los disparos con las fracturas. Existen arreglos de: 0° , 25° , $7^\circ/128^\circ$, 5° , $30^\circ/150^\circ$, $45^\circ/135^\circ$, $51,4^\circ/154,3^\circ$, $60^\circ/120^\circ$, 90° , 120° , 138° , $140^\circ/160^\circ$ y 180° . En la Figura 2.6, se presentan algunos arreglos de ángulos fase conocidos, los más usados son los de 60° .

FIGURA 2.6 ARREGLOS DE ÁNGULOS FASE



Fuente: Halliburton

2.3.1.2. Densidad de disparos.

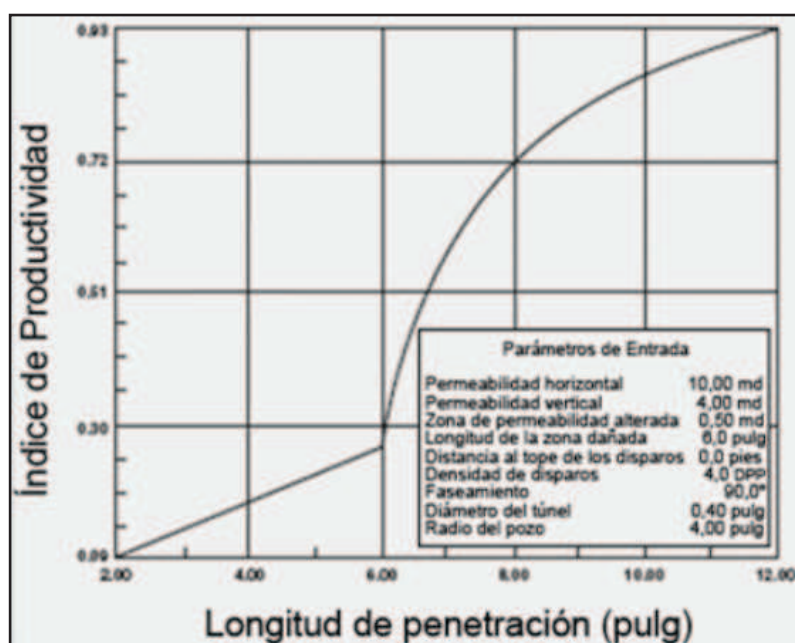
Se refiere al número de disparos por pie que se realizan en una operación de cañoneo, éste es un factor muy importante a ser tomado en cuenta, ya que por ejemplo para cañones con un ángulo fase de 0° , indican que los disparos se realizarán en un mismo plano por lo que esto debilitará el casing haciéndolo colapsar.

Una efectiva densidad de disparos no solo dará al flujo de fluido de la formación más caminos por donde fluir hacia el pozo, sino que también permitirá establecer contacto con capas hidrocarburíferas adyacentes.

2.3.1.3. Longitud de penetración de perforación

Los disparos que llegan más allá de la zona dañada pueden incrementar grandemente la productividad del pozo. La invasión del lodo de perforación, la vibración, los sólidos de la perforación, los residuos del cemento causan emulsiones y desestabilizan la formación reduciendo la permeabilidad cercana al pozo en forma permanente o temporalmente.

FIGURA 2.7 VARIACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD EN LA LONGITUD DE LAS PERFORACIONES.



Fuente: Halliburton

La Figura 2.7 es un ejemplo que muestra el incremento que se da en el índice de productividad si la profundidad de los disparos va más allá de la zona invadida.

Sin embargo en la mayoría de los casos la profundidad de los disparos es incierta, pero los datos de la resistividad de los registros eléctricos a hueco abierto pueden ser usados como una primera aproximación del espesor de la zona invadida a ser atravesada. El ingeniero podrá comparar las curvas de resistividad somera, media y profunda, obteniendo información al menos de la zona invadida. Por ejemplo, si

las curvas de resistividad media y profunda nos da esencialmente iguales valores y comparándolos con los valores de la curva de resistividad somera (que tiene un radio de investigación aproximadamente de 1"), obtenemos valores significativamente diferentes esto quiere decir que la profundidad de la zona invadida se encuentra entre el radio de investigación de la somera y la media.

2.3.2. PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO

El modo en que el pozo es terminado ejerce una gran influencia en su productividad. Existen dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

- Sobre – balance: Presión hidrostática > Presión de formación
- Bajo – balance: Presión hidrostática < Presión de formación

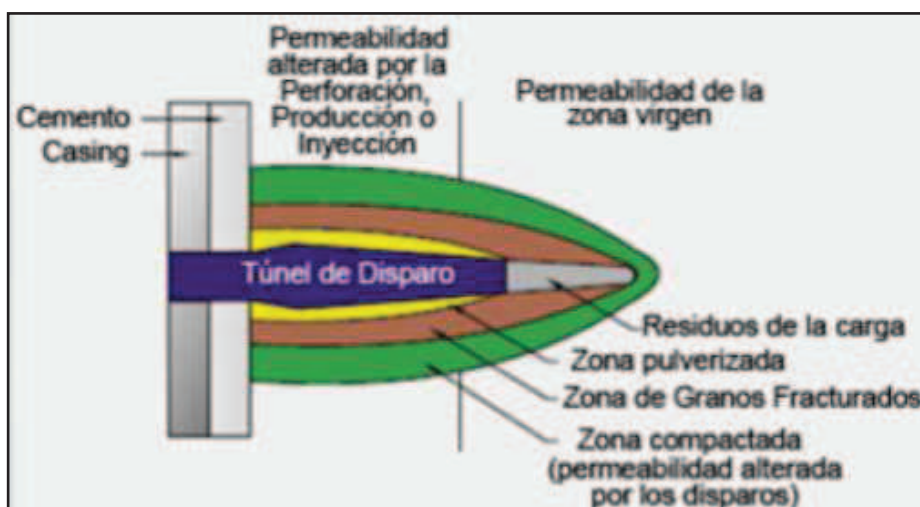
El objetivo de una terminación sobre-balanceada es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas. Después de dejar fluir el pozo, es posible que aun se tenga una perforación parcialmente taponada y una zona compactada de baja permeabilidad.

Cuando se tiene una terminación diferencial bajo-balanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido de terminación. Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado ya que arriba de cierto valor no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpiado. Una presión diferencial excesiva puede provocar arenamiento o aporte de finos de formación que impedirán el flujo a través de la perforación, o un colapso de la tubería de revestimiento.

2.3.3. DAÑO CAUSADO POR LOS DISPAROS.

Durante el proceso de disparos tipo jet se produce un daño en la roca matriz alrededor del túnel de perforación como se muestra en la figura 2.8.

FIGURA 2.8 DAÑOS EN LA FORMACIÓN.



Fuente: Halliburton

El área alterada llamada también zona dañada (crushed and compacted), es el resultado del impacto producido por la alta presión durante los disparos. La zona dañada consiste de los granos triturados y compactados formando una capa de aproximadamente de 0,25 a 0,5 pulgadas alrededor del túnel de perforación, el grosor de la zona dañada no es uniforme y decrece a lo largo del túnel de perforación. Algunas evidencias muestran que las cargas de hueco grande pueden causar un daño de 1 pulgada alrededor del túnel de perforación, además, estudios de laboratorio indican que la permeabilidad de la zona dañada puede ser del 10 a 20% de la permeabilidad de la zona virgen, por esta razón es muy importante realizar un buen diseño de los disparos para causar un mínimo daño sobre el pozo.

El daño es un factor muy importante a considerar, razón por la cual se busca el desarrollo de métodos que reduzcan el daño durante los disparos mejorando ya sea el diseño o composición de las cargas y mediante el uso de técnicas como:

Disparos a Bajo Balance, en la cual el operador trata de remover el daño mediante una limpieza efectiva de la formación.

Disparos en Sobre Balance Extremo, en la cual se intenta inducir daño a las perforaciones mediante micro facturas que atraviesen la zona dañada, las presiones de sobre balance pueden ser proporcionadas por el pozo en sí, presurizando con N₂ o mediante el uso de cargas con propelente.

2.3.4. DAÑO CAUSADO POR EL FLUIDO DE TERMINACIÓN.

El fluido de terminación es un factor muy importante a considerar, por su influencia en el rendimiento de las cargas y productividad del pozo al momento de los disparos, es así que debe tratarse de un fluido limpio, de lo contrario la presencia de algún material extraño podría causar que el jet empuje éste material dentro de la formación resultando un pequeño taponamiento. Al momento de los disparos se generan gases asociados con la explosión, lo que provocaría que el frente de fluido sea lanzado dentro del túnel de perforación, creándose momentáneamente una condición de sobre balance dónde las partículas serán adheridas en el interior del túnel, alterando la geometría radial del flujo y afectando así la productividad del pozo.

2.3.5. DAÑO GENERADO POR EL LODO DE PERFORACIÓN.

En el proceso de perforación del pozo resulta casi inevitable el inducir daño a la formación, que viene asociado al taponamiento de los poros alrededor del pozo. Una de las razones es la tendencia que existe al usar lodos que permitan una perforación rápida, segura y económica sin tomar en cuenta los efectos que éste puede causar sobre la productividad del pozo. Pese a que el lodo tiene la propiedad de formar una costra o película que impide una invasión masiva del fluido hacia la formación es inevitable que ocurra, es así que se vuelve un reto durante las operaciones de disparos atravesar ésta zona dañada.

2.4. TÉCNICAS DE CAÑONEO

La Completación de un pozo incluye la selección de fluidos adecuados, cañoneo de la zona productora, control de arena y diseño de configuración del pozo. En esta sección se trata de resumir un análisis corto sobre el cañoneo con diferentes técnicas como la de cable eléctrico conocido como método convencional que por su costo es la más común, otras no tan utilizadas como el Slickline y el Coiled Tubing, para finalmente terminar con un análisis de la técnica de cañoneo TCP.

2.4.1. DISPAROS BAJADOS CON CABLE ELÉCTRICO

El sistema de disparo bajado con Cable Eléctrico puede usarse antes o después de introducir la tubería de producción. La ventaja de efectuar el disparo previo a la introducción del aparejo es que se pueden emplear cañones de diámetro más grande, generando un disparo más profundo.

Se realiza en condiciones de sobre balance, con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, implicando altas presiones en el espacio anular y en la superficie. Esto deja los canales de comunicación taponados por los restos de la carga, aun si el intervalo a disparar es reducido o el pozo se pone en producción. Durante esta condición de trabajo, es raro un diferencial de presión que limpie los canales perforados.

2.4.1.1. Ventajas del Sistema Bajado con Cable Eléctrico

- En caso de falla la pérdida de tiempo es menor con respecto al TCP (cañones transportados por tubería de Producción).
- El servicio es más económico con respecto al tiempo de taladro que se emplea con TCP.
- La operación es rápida aumentando el rango de temperatura para las cargas usadas.
- Permite la selección del tamaño del cañón compatible con diámetro de la tubería de revestimiento.
- Se puede disparar en zonas de alta presión.
- El tiempo de operación es de 4 a 8 horas.

2.4.1.2. Desventajas del Sistema Bajado con Cable Eléctrico.

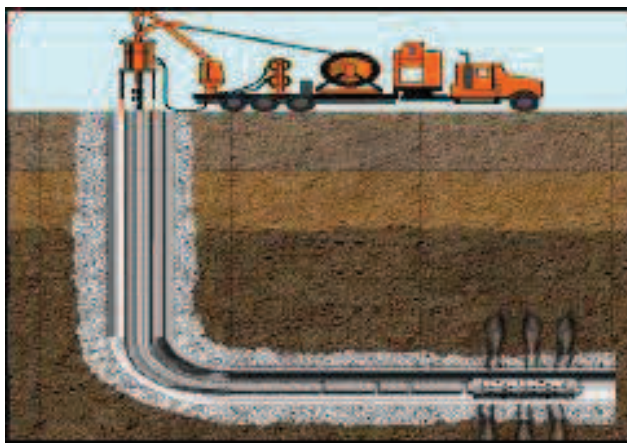
- El daño por disparo es severo en condiciones de sobre balance. Los Build ups (pruebas de restauración de presión) han indicado un factor de daño alto.
- Se realiza el disparo con el pozo lleno de agua de matado (Previniendo un reventón con cañón dentro del pozo).

- Se produce una reducción de la permeabilidad en la zona triturada, esto si se realiza el cañoneo en condiciones de sobre-balance.
- Durante el trabajo se debe interrumpir las comunicaciones de radio, operaciones de solda pues interfieren con el disparo.
- La inclinación máxima a la que se puede realizar el disparo es a 65°.

2.4.2. COILED TUBING

La Tubería Flexible o por sus siglas en inglés CT – Coiled Tubing, es una herramienta que alguna vez fue considerada de alto riesgo y aplicable solamente a trabajos especiales. Hoy por hoy se ha convertido en una herramienta esencial para muchas operaciones de intervención de pozos. El Coiled Tubing describe tramos de acero que para su mejor transporte y conservación se enrolla en un carrete. Las sargas de Coiled Tubing puede tener una longitud de 31000 pies o superior según el carrete y los diámetros de los tubos que oscilan entre 1 y 4½ plg.

FIGURA 2.9 CAÑONEO CON UNIDAD DE COILED TUBING



Fuente: Schlumberger

Una unidad motriz hidráulica o aparato motriz, controlado desde una consola instalada en una cabina de control central acciona el cabezal del inyector para desplegar y recuperar el Coiled Tubing. La tubería continua pasa por encima de un cuello de cisne y a través de un cabezal del inyector antes de su inserción en el pozo a través del equipo de control del pozo que consta típicamente de un prensaestopas, un tubo prolongador y un conjunto de preventor de reventones

(BOP), sobre el cabezal del pozo. Este proceso se invierte para recuperar el Coiled Tubing y enrollarla nuevamente en el carrete, tal como se muestra en la Figura 2.9

Esta técnica se ha utilizado con éxito para la perforación desbalanceada de pozos verticales de reentrada. Los cañones más usados son del tipo Through tubing. Una subdivisión de los cañones de este tipo refleja la recuperabilidad del sistema de disparo.

2.4.3. SLICKLINE

Es un sistema de cable más delgado que el convencional (sistema de disparos bajados con cable eléctrico). Tiene diferentes diámetros de acuerdo al uso que se le quiera dar a la unidad. Las operaciones de cañoneo son similares a las descritas en el método convencional, se requiere precisión para ubicar de las herramientas, dentro del pozo y se recomiendan intervalos cortos. No es recomendable para pozos desviados y horizontales debido a que se presentan inconvenientes operacionales que causarían pérdida de tiempo. Se realiza en condiciones de sobre balance.

2.4.4. SISTEMA DE DISPARO BAJADO CON TUBERÍA

Actualmente existen herramientas que evitan la invasión de agua y minimizan cualquier daño de formación, mediante un diseño del tipo, densidad y cantidad de carga más adecuadas y se conoce como Tubing Conveyed Perforating (TCP por sus siglas en inglés). En el sistema de disparo bajado con tubería el cañón es bajado al intervalo de interés con tubería de trabajo.

A diferencia de los cañones bajados con cable, en este sistema solo se utilizan cañones entubados, además la operación de disparos puede ser efectuada en una sola corrida, lo cual favorece la técnica de disparos bajo balance. El objetivo fundamental del sistema TCP es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad del pozo. También este sistema es recomendado (si las condiciones mecánicas lo permiten) cuando se dispara en doble tubería de revestimiento, esto con la finalidad de generar una penetración adecuada del disparo.

El TCP ha evolucionado desde que simplemente se “bajan los cañones con tubería” a una variedad de sistemas de optimización de cañoneo diseñados para mejorar el proceso de Completación.

Este sistema fue desarrollado y patentado en 1950 por EXXON para vencer los daños en la formación cuando se punzona en casing convencional en presencia de lodos u otros fluidos con una presión diferencial a favor de la formación.

El armado TCP permite ubicar los cañones para la operación de cañoneo arrastrándolos a través de la tubería de perforación o producción, con una conexión giratoria transferida de explosivos, útil en pozos horizontales donde los disparos necesitan ser orientados en una dirección específica al borde del pozo, además es bidireccional, permitiendo la ignición desde cualquier dirección. Permite obtener un canal ideal de gran penetración, donde la zona compactada y el resto de carga son removidos y eliminados por medio de un diferencial de presión a favor de la formación, utilizando energía propia del yacimiento. Además permite disparar desde cualquier longitud de intervalos o zonas productoras en un mismo viaje, bajo cualquier ángulo de desviación de la tubería con alta densidad de disparo.

Como parte de la preparación para disparar el cañón, el Tubing es parcialmente lleno de fluido limpio sobre el disco cortante, la localización del disco y el nivel de fluido son factores importantes para controlar la presión a favor de la formación al momento del disparo.

El cañón puede dispararse:

Por caída de una barra detonadora que se lanza a través del tubing que libera el pin de disparo del cañón y golpea al detonador.

Por aplicación de una presión diferencial a un pistón de detonación.

2.4.4.1. Ventajas del sistema TCP

- Permite trabajar en bajo balance de manera que al producir inmediatamente después del disparo el pozo fluye y disminuye significativamente el daño por cañoneo.

- Se obtiene gran seguridad y completo control del pozo durante la operación.
- El bajo balance necesita ser ajustado una sola vez y permite un buen limpiado de los disparos realizados.
- Se puede disparar más intervalos y mucho más largos en una sola corrida y penetra hasta 3 revestidores.
- Para pozos altamente desviados ($>45^\circ$) y horizontales es la única opción de disparo posible.
- En formaciones sensibles a los fluidos de completación se puede disparar, evaluar y completar simultáneamente el pozo.
- Los cañones bajados con tubería son considerados más seguros que los cañones bajados con línea de acero, cuando hay altas presiones o en presencia de H₂S.
- Puede adaptarse para un trabajo con registradores de presión activados luego del disparo.
- No se necesita interrumpir las comunicaciones de radio, operaciones de suelda durante la operación.

2.4.4.2. Desventajas del sistema TCP

- Tiene limitaciones económicas, los costos son más altos que el convencional considerando el tiempo de taladro que se emplea en la operación.
- El cañón no es reusable después de ser disparado.
- Considerando el tiempo de taladro, los disparos perdidos son tiempo consumido y dinero perdido.

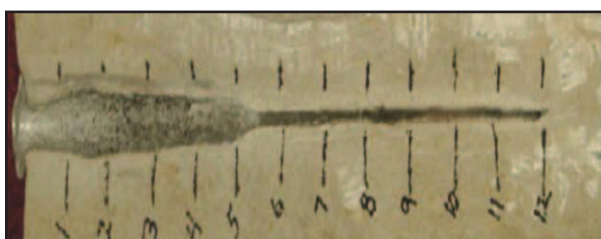
2.4.5. SISTEMA DE DISPAROS EN BAJO-BALANCE

Debido a que en el presente trabajo se propondrá la aplicación de la tecnología en bajo balance, nos referiremos únicamente a esta tecnología.

Los disparos en bajo balance se refieren a los disparos en la cual la presión en el pozo es menor que la presión en la formación. Cuando se usa apropiadamente esta técnica el resultado es una mayor producción. Los disparos en bajo balance crean un ambiente donde el flujo de fluido que proviene de la formación al pozo se da inmediatamente, lo cual es preferible a tener la condición de sobre balance en el pozo donde los fluidos de la formación y los residuos producidos por los disparos continuarán en la formación. En el momento de los disparos la presión diferencial creada en el pozo ayuda a limpiar las perforaciones y a remover los escombros generados por los disparos. Los factores que intervienen para tener la condición de bajo balance que permita la remoción y limpieza de los escombros y de otros mecanismos de daño en las cercanías del pozo son: el tipo de fluido de la formación y la permeabilidad del reservorio.

En La figura 2.10 se muestra los diferentes desbalances de presión dentro de las técnicas de disparo.

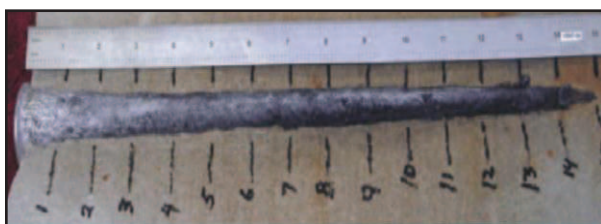
FIGURA 2.10 DISPAROS EN SOBREALANCE, BALANCE Y BAJO BALANCE.



SOBREALANCE



BALANCE



BAJOBALANCE

Fuente: Halliburton

2.4.5.1. Bajo-balance estático.

Es cuando la presión del pozo está por debajo de la presión del reservorio, como se muestra en la línea verde de la figura 2.11. El pico de presión indica la detonación de la carga. La presión retorna a un estado de bajo balance hasta lograr un equilibrio entre la presión cercana al pozo y la presión del pozo.

2.4.5.2. Bajo-balance dinámico.

Permite a la presión estática inicial encontrarse en bajo-balance, balance o sobrebalance. Esta caída de presión es el efecto de la igualación de la presión en la cara del pozo y sus alrededores con la presión atmosférica dentro de las secciones de cañones y/o secciones de espaciadores. Estudios de laboratorio han determinado que este efecto instantáneo puede ir de unos milisegundos a unos cuantos segundos, limpiando el túnel perforado al disparar los cañones ofreciendo mejor conectividad pozo-yacimiento.

FIGURA 2.11 TIPOS DE BAJO BALANCE.



Fuente: Halliburton

Como se observa en la línea azul de la figura 2.11, el pico de presión indica que se ha producido la detonación de la carga. Después de la detonación se puede generar un bajo balance mediante un buen diseño del sistema de cañoneo, lográndose mediante la presión transitoria y su efecto en la cara del pozo. Éste

método me permite tener una buena limpieza de mi zona dañada y compactada con residuos después de los disparos.

Esta técnica no pretende sustituir el cañoneo a bajo balance, sino mejorarlos y ayudar a obtener mejores resultados de producción donde el desbalance no es posible o viable, por eso la necesidad de entender cómo podemos diseñar y optimizar este tipo de trabajo de desbalance dinámico.

2.4.6. SISTEMA DE CAÑONES CON ANCLAJE.

Este sistema de cañoneo, fue diseñado básicamente para anclar cañones al casing frente a la cara de la zona de interés. Se puede correr en el pozo ya sea con cable eléctrico o con tubería, este mecanismo puede ser usado tanto en sistema de levantamiento tipo BES (Bombeo Electro sumergible) así como también para un sistema Power Oil.

Los cañones con anclaje permiten perforar en condiciones de desbalance, obtenido por la bomba, este sistema puede también ser usado en completaciones convencionales donde los cañones se corren en el pozo antes de bajar la completación final, como por ejemplo, antes de una BES.

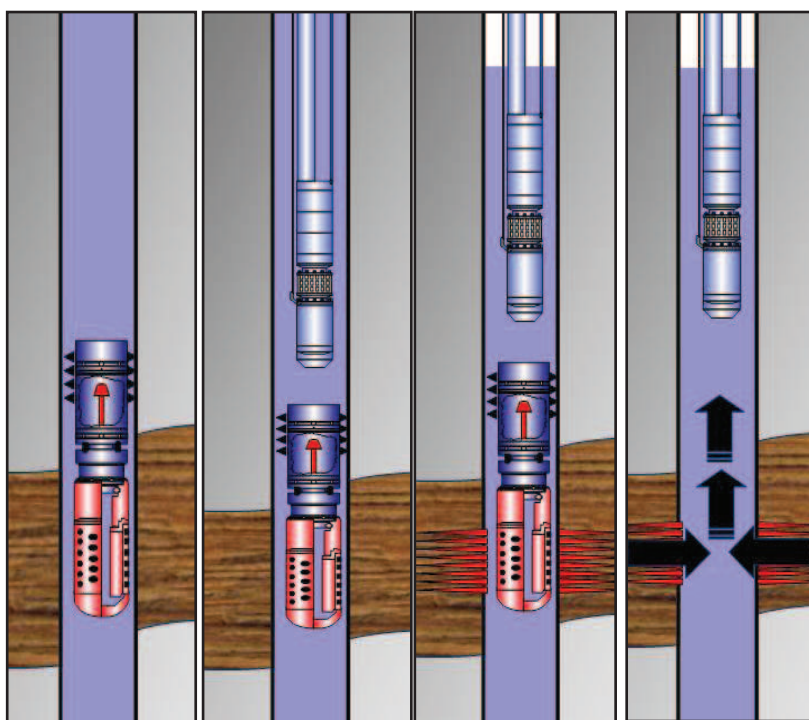
Cuando la cabeza de disparo es activada y detona al cordón detonante atravesando los cañones, el mecanismo de liberación tipo "X" retracta las cuñas de los cañones. Una vez realizados los disparos, el ancla y los cañones caen hasta el fondo del pozo dejando el casing libre de cualquier restricción para fluir. Los cañones pueden ser fácilmente pescados cuando sea necesario. En caso de emergencia un mecanismo de liberación adicional mecánico está disponible para soltar los cañones.

2.4.6.1. Procedimiento del sistema de cañoneo con anclaje.

- Se baja la sarta de cañoneo, es decir, los cañones junto con el sistema de anclaje, usando un cable eléctrico.
- Se realiza la correlación y ubicación de la sarta de disparos en la profundidad deseada para su asentamiento o anclaje.

- Se procede a bajar la sarta de completación del pozo (puede ser BES o power oil PPH), con la bomba respectiva.
- Se armar el cabezal de producción y líneas de flujo.
- Se realiza una prueba de rotación de la bomba.
- Se procede a activar la cabeza de disparo.
- Se crea un Underbalance o bajo balance de presión con el uso de la bomba.
- Esperar detonación de Cañones.
- Se desasienta la sarta de disparo y cae al fondo del pozo.
- Arrancar la bomba y el sistema de producción del pozo.

FIGURA 2.4.4 SISTEMA DE CAÑONEO CON ANCLAJE.



Fuente: Schlumberger.

2.4.6.2. Ventajas del sistema de cañoneo con anclaje

- Con este procedimiento de cañones con anclaje existe un incremento de producción debido a la disminución del daño ya que la formación nunca entra en contacto con los fluidos de completación.

- Reduce el tiempo de taladro ya que este sistema es desplegado por la unidad de Wire Line, dando horas de producción extra.
- Es posible combinar con un bajo-balance estático o dinámico al mismo tiempo, evitando poner en contacto la formación con los fluidos de completación.
- Una vez que se enciende la ESP se pueden realizar pruebas multi-ratas tan solo variando la frecuencia de la bomba.
- Con las pruebas multi-ratas se pueden determinar IP's a diferentes frecuencias así como también daños aparentes de la formación.
- El no tener el anular totalmente lleno, esto ayuda al enfriamiento del motor, por la pronta aportación del pozo.

2.4.6.3. Desventajas del sistema de cañoneo con anclaje

- No se recomienda usar esta técnica en pozos en los cuales la distancia desde la base de la zona de interés hasta el fondo del pozo es muy pequeño, ya que la herramienta que cae al fondo podría interferir a la zona productora disminuyendo la producción.
- Esta técnica tiene restricciones a usarse cuando se desea realizar disparos de diferentes zonas simultáneamente, ya que al tener que mantenerse anclados los cañones solamente puede soportar un peso equivalente a 30 pies de la herramienta con cañones. Para una longitud mayor a esta no se puede usar esta técnica.

CAPÍTULO III

SELECCIÓN DE LOS POZOS A CAÑONEAR Y PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

3.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE POZOS PERFORADOS A PARTIR DEL AÑO 2010

El presente capítulo tiene como objetivo realizar un análisis comparativo de las técnicas de cañoneo utilizadas en el Área Cuyabeno, es decir, TCP y Cañones con ancla, en base a los datos obtenidos de los trabajos realizados en pozos de esta área, esto nos permitirá determinar las ventajas de la propuesta de aplicación de la nueva tecnología de cañones con ancla.

De los datos recopilados en el área Cuyabeno a partir del año 2010, dependiendo de las circunstancias y propiedades de cada pozo se ha utilizado tanto la técnica de TCP como cañones con ancla, de los cuales para nuestro análisis tomaremos dos pozos por cada técnica.

Se presenta en la tabla 3.1 los pozos perforados y sus técnicas usadas, a partir del 2010 hasta la actualidad.

TABLA 3.1 POZOS DISPARADOS A PARTIR DEL AÑO 2010.

Nº	TÉCNICA DE DISPARO	POZO	ARENA	FECHA	OBSERVACION
1	CAÑONES CON ANCLA	CUY-30D	"Uj"	19/05/2010	SE DISPARA EN C&PI
2	CAÑONES CON ANCLA	CUY-32D	"Uj"	10/06/2010	SE DISPARA EN C&PI
3	TCP	CUY-33D	"Ts"	03/08/2010	SE DISPARA EN C&PI
4	CAÑONES CON ANCLA	CUY-34D	"Uj"	13/02/2010	SE DISPARA EN C&PI
5	CAÑONES CON ANCLA	CUY-35D	"Uj"	18/03/2010	SE DISPARA EN C&PI
6	TCP	CUY-36D	"Uj"	23/07/2010	SE DISPARA EN C&PI
7	CAÑONES CON ANCLA	CUY-38D	"Uj"	13/02/2012	SE DISPARA EN C&PI
8	CAÑONES CON ANCLA	SSH-13D	"US"	30/03/2012	SE DISPARA EN C&PI
9	CAÑONES CON ANCLA	SSH-14D	"US"	04/05/2012	SE DISPARA EN C&PI
10	CAÑONES CON ANCLA	VHR-15	"Uj"	05/01/2011	SE DISPARA EN WO # 03
11	CAÑONES CON ANCLA	VHR-21D	"Um"	03/02/2011	SE DISPARA EN WO # 01

FUENTE: EP PETROECUADOR.

3.1.1. POZOS DISPARADOS CON TCP

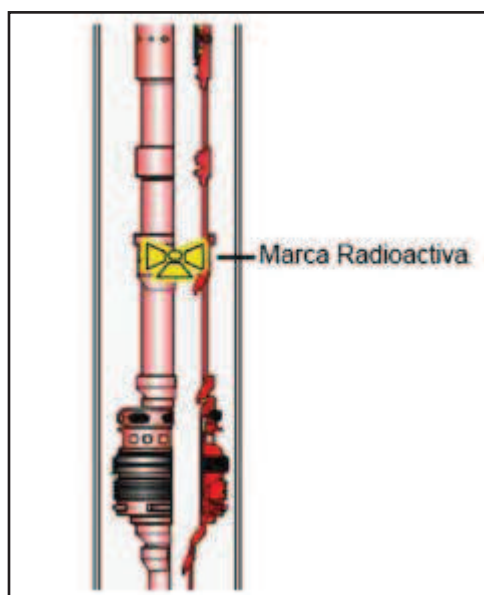
Un procedimiento importante a seguir previo a la operación de los disparos TCP es la Correlación en profundidad.

La correlación de profundidad en la operación de cañoneo permite ubicarse con mayor exactitud, de manera que se tenga una certeza de que el intervalo a dispararse es el deseado.

Los pasos que se siguen para poder correlacionarse en profundidad son:

Incluir en la sarta de disparo un marcador radiactivo (ver figura 3.1), este contiene una pastilla radiactiva de Cobalto 60, debido a que presenta una radiación mínima es nocivo al ser humano por lo tanto es muy usada en el campo de la medicina, sin embargo la radiación que emite es suficiente para ser captada por la herramienta (Gamma Ray).

FIGURA 3.1 UBICACIÓN DEL MARCADOR RADIOACTIVO

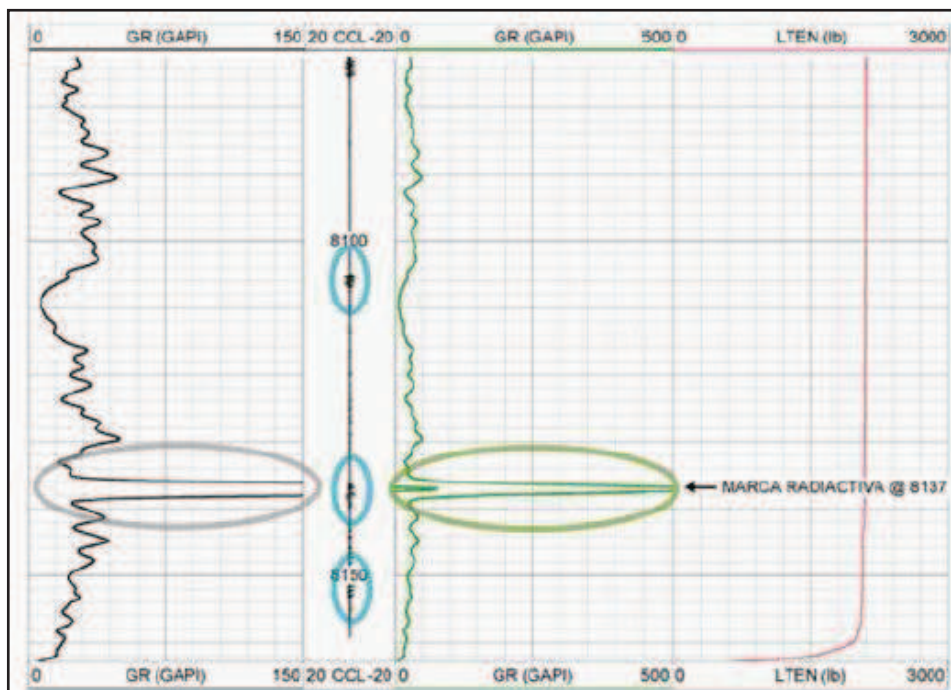


Fuente: Halliburton.

Una vez que se ha bajado la sarta de disparo al fondo se procede a instalar en superficie la unidad de cable eléctrico que se encargará de bajar dos herramientas acopladas en la misma corrida, el Gamma Ray (GR) y el Localizador de Collares (Casing Collar Locator, CCL). El GR responde en presencia de la radiactividad natural de la formación y de elementos radioactivos, es así que se

evidenciará un pico de GR en el momento en el que la herramienta pase por el marcador radiactivo (color negro, verde), el CCL es una herramienta magnética sensible a los incrementos de masa metálica es por esto que se refleja una distorsión de la medida en presencia de collares o roscas entre tubo y tubo (color negro, azul) ver figura 3.2.

FIGURA 3.2 PERFILES DE GR Y CCL.



Fuente: Halliburton.

El perfil de GR-CCL lo comparamos con el registro GR del pozo (corrido después de perforar el pozo) y lo correlacionamos en conjunto con los datos de profundidad de la sarta de disparo y observamos si estamos más arriba o más abajo de la zona a disparar, conocido entonces el desfase asentamos el Packer, debiendo ahora estar perfectamente posicionados en profundidad, si se desea se puede realizar una nueva corrida para verificar que estemos correlacionados en profundidad de disparo.

A continuación tomaremos como ejemplo dos pozos en los cuales se aplicaron la técnica de TCP, para los cuales se realizará un análisis de todas sus características.

3.1.1.1. Pozo Cuyabeno 33-D

En el pozo Cuyabeno 33D de Petroproducción, se realizó los trabajos de disparos con la técnica de TCP para diferentes arenas en donde se asumía la presencia de petróleo basado en el análisis de registros eléctricos. Así los intervalos disparados son los siguientes:

- Arena “Ti” 8692’ – 8708’ (16’) a 5 DPP
- Arena “Ts” 8641’ – 8653’ (12’) a 5 DPP
- Arena “Ui” 8542’ – 8550’ (8’) a 5 DPP

Adicionalmente se disparó un intervalo utilizando una técnica convencional.

- Arena “Um” 8514’ – 8524’ (10’) a 5 DPP

Luego de realizar las respectivas evaluaciones de las arenas se decidió realizar la completación definitiva de power oil en tubería 3 ½” para la arena “T superior” en el intervalo 8641’ – 8653’ (12’), con cañones de 4 5/8” a 5 DPP.

Este trabajo básicamente consistió en realizar los disparos combinando la técnica convencional de disparos TCP con la Técnica de desbalance estático y dinámico.

- **CONDICIONES INICIALES FLUYENTES DEL POZO**

TABLA 3.2. PARÁMETROS DEL POZO CUYABENO 33-D.

TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	92.00 BPPD
TASA DE PRODUCCIÓN DE AGUA	195.00 BAPD
API	28 °
GRAVEDAD DEL GAS	12.429
PRESION DE BURBUJA	940 PSI
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	40 PIES (8640’ -8680’)
POROSIDAD	16.2%
BSW	68%
RADIO DEL POZO (rw)	0.29 PIES
PROFUNDIDAD DE LOS SENSORES	8462 PIES
GOR	349
VISCOSIDAD (μo)	1.650
FACTOR VOLUMETRICO (BO)	12.429

Fuente: EP PETROECUADOR

En la tabla 3.2 se presentan los principales parámetros obtenidos en las pruebas iniciales, las propiedades del fluido y características de la formación productora del Pozo Cuyabeno 33-D.

• DESCRIPCIÓN DE LA SARTA DE DISPARO

Es importante que para la configuración de la sarta se debe tomar en cuenta varios factores tales como: pies a disparar, tipo de cargas a usarse, cañón de seguridad (5'), separación de los cañones al packer (mínimo 50'), combinación de técnicas a usarse, etc.

- La sarta de disparo básicamente está conformada por:
- El Sensor Fast Gauge (barra de disparo),
- Sarta de disparo en sí.

La configuración de la Sarta de disparo se observa en la Tabla 3.3, Tabla 3.4 y Figura 3.3.

TABLA 3.3. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE

No.	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN (pies)
5	Pescador de Barra	1
4	Registrador HMR - GT - 400K	1.5
3	Registrador OWR	1
2	HMR Baterías	4
1	Pin de Impacto	3
LONGITUD TOTAL		10.5

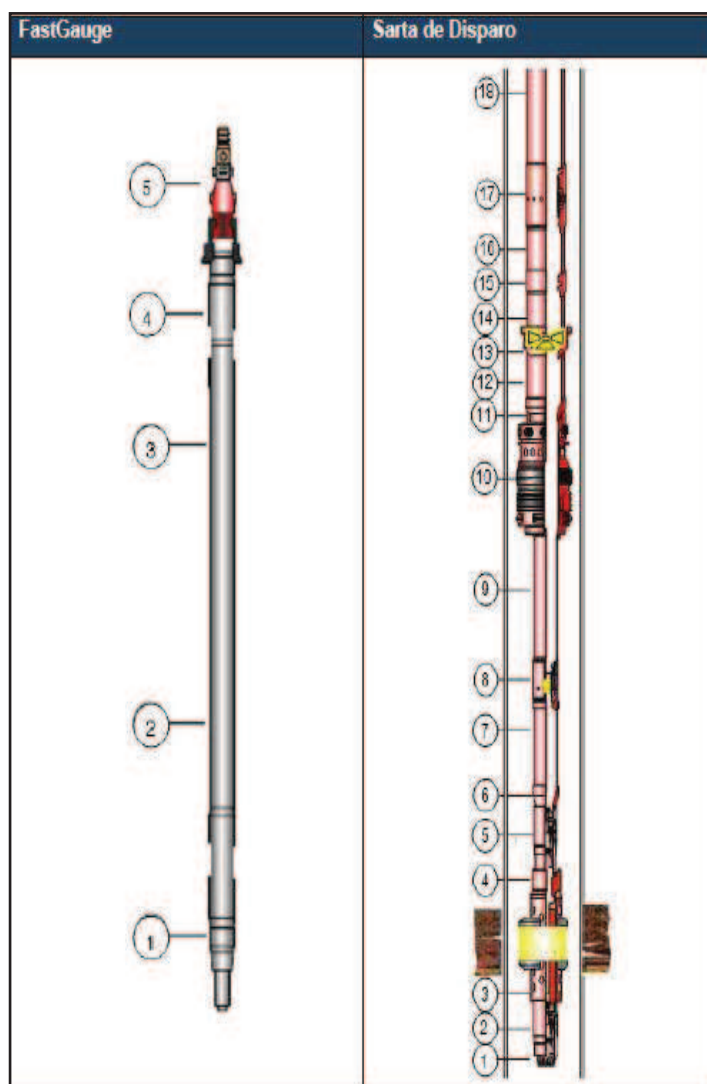
Fuente: EP PETROECUADOR

TABLA 3.4 SARTA DE DISPARO.

Nº	Descripción	OD (pulg.)	ID (pulg.)	Longitud (pies)
18	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pie, N-80 a Sup.	3 1/2	2.992	31.00
17	Camisa 3 1/2", SL-SL Mod." L"	4 1/2	2.810	2.92
16	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pies, N-80	3 1/2	2.992	31.48
15	No-Go Mod."R", 3 1/2" x 2 3/4"	4 1/2	2.75	1.01
14	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.31
13	Sub Radioactivo 3 1/2" EUE	4 1/2	2.980	0.6
	Marcador Radioactivo	4 1/2	2.980	0.37
12	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.40
11	X-Over 3 1/2" a 2 7/8" EUE	4.44	2.44	0.78
10	Tope Champ a Gomas	5.65	2.37	5.47
	Gomas a fondo Champ Packer	5.87	2.37	2.58
9	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.36
8	MDBV Niple de Flujo 2 7/8"	3.88	2.25	2.41
7	Tbg 2 7/8 EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.63
6	X-over 2 7/8" a 2 3/8 " EUE	3 5/7	1.61	0.71
5	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2.375	n/a	5.00
4	Cañón de Seguridad 4 5/8"	4.625	n/a	10.46
	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	14
3	TCP 4 5/8", 5 dpp, 39 g. Cargas Dominator DP, con 4 Camisas de Propelente	4 5/8	n/a	14
	Fondo de Disparo	4 5/8	n/a	14
2	X-OVER 4 5/8" a 3 3/8"	4 5/8	n/a	0.60
1	TDF 3 3/8"	3 3/8	n/a	2.40

Fuente: EP PETROECUADOR

FIGURA 3.3 DIAGRAMAS DE LA SARTA DE DISPARO.



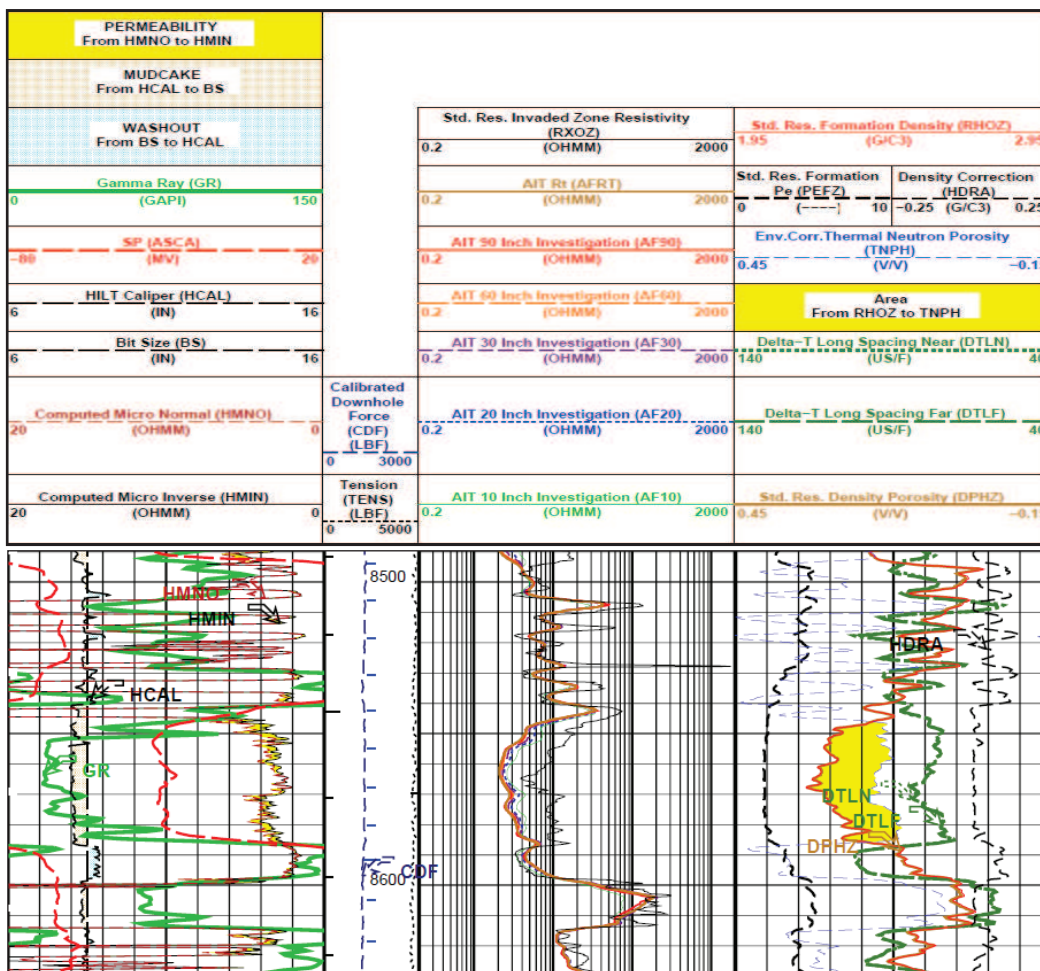
Fuente: Halliburton

- **REGISTROS DE LA ZONA DE INTERES Y PROPIEDADES PETROFISICAS.**

Las propiedades petrofísicas de la matriz son interpretadas cualitativamente de la Figura 3.4, en la que se muestra el registro eléctrico de la zona a disparar.

Como podemos ver del registro eléctrico se ha tomado la zona de interés para este pozo que es la arena "Ts", la cual al correlacionar el registro Gr, SP que muestran una zona permeable; los registros de densidad y neutrónico indican una buena porosidad y finalmente los de resistividad nos muestran que el fluido se trata de hidrocarburo. Entonces en base a la interpretación completa se llegó a determinar y calcular la zona a ser disparada.

FIGURA 3.4 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO CUYABENO 33D.



FUENTE: EP PETROECUADOR

- RESULTADOS DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES
- TABLA 3.5 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 33D.

Prueba de Producción		
Qo	92	BPPD
Qw	195	BAPD
Qt	288	BFPD
BSW	68	%
API	28	°
Presiones		
Pwf	776	psi
Pr	2484	psi
Pb	940	psi
Resultados de Productividad		
IP	0,17	BF/D/psi
Qmax	112	BPPD

Resultados de Interpretación		
Método de Horner		
Pendiente	66,19	md/pie
K	1,654	md/pie
S	-1,66	
P*	2397	psi
Método de la Derivada		
K	1,654	md
S	-1,665	
ΔP*	1958	psi
Cs	0,0042	
Pipunzonados	2145	psi

Fuente: EP PETROECUADOR.

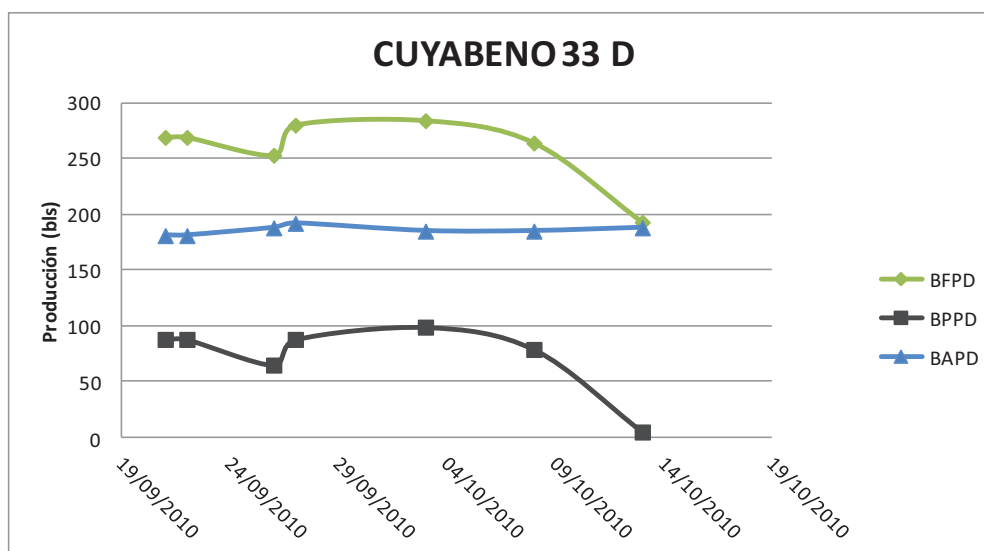
Una vez finalizadas las operaciones de los disparos, se realiza la evaluación del pozo, para éste pozo los resultados de las pruebas de presión tenemos en la tabla 3.5:

- **HISTORIAL DE PRODUCCIÓN**

El historial de producción para el pozo después de haber disparado se presenta en Figura 3.5.

Es importante notar que solo se ha tomado en cuenta la producción hasta el 13 de Octubre ya que posterior a esta fecha se procedió a realizar un cambio de bomba.

FIGURA 3.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.



Fuente: EP PETROECUADOR.

Como se observa la producción de fluido empieza a declinar al mes de haber disparado, el caudal de agua se mantiene e incluso va aumentando ya q el caudal de petróleo en cambio declina totalmente por lo q se decide cerrar el pozo para buscar una posible solución.

3.1.1.2. Pozo Cuyabeno 36-D

En el Pozo Cuyabeno 36-D se inician las operaciones de completación el 27 de Junio del 2010, se realizaron los disparos utilizando la técnica TCP en el intervalo de la Arena "Ui" 8203' – 8220' (17'), para luego ser completado con equipo BES y realizar las pruebas iniciales cuyos resultados observaremos más adelante.

- **CONDICIONES INICIALES FLUYENTES DEL POZO**

A continuación se presentan los principales parámetros obtenidos en las pruebas iniciales, las propiedades del fluido y características de la formación productora del Pozo Cuyabeno 36-D las cuales podemos observar en la Tabla 3.6.

TABLA 3.6. PARÁMETROS DEL POZO CUYABENO 36-D.

TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	1419 BPPD
TASA DE PRODUCCIÓN DE AGUA	141 BAPD
API	25,7 °
GRAVEDAD DEL GAS	0,8
PRESION DE BURBUJA	690 PSI
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	50 PIES (8200'-8250')
POROSIDAD	17,50%
BSW	8%
RADIO DEL POZO (rw)	0.29 PIES
PROFUNDIDAD DE LOS SENSORES	7880
GOR	99,5
VISCOSIDAD (μo)	4
FACTOR VOLUMETRICO (BO)	1,1

Fuente: EP PETROECUADOR.

- **DESCRIPCIÓN DE LA SARTA DE DISPARO**

Para la configuración de la sarta se debe tomar en cuenta varios factores tales como: pies a disparar, tipo de cargas a usarse, cañón de seguridad (5'), separación de los cañones al packer (mínimo 50'), técnica a usarse, etc.

- La sarta de disparo básicamente está conformada por:
- El Sensor Fast Gauge (barra de disparo),
- Sarta de disparo en sí.

La configuración de la Sarta de disparo se observa en la Tabla 3.7, Tabla 3.8 y Figura 3.6.

TABLA 3.7. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE

No.	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN (pies)
5	Pescador de Barra	1
4	Registrador HMR - GT - 400K	1.5
3	Registrador OWR	1
2	HMR Baterías	4
1	Pin de Impacto	3
LONGITUD TOTAL		10.5

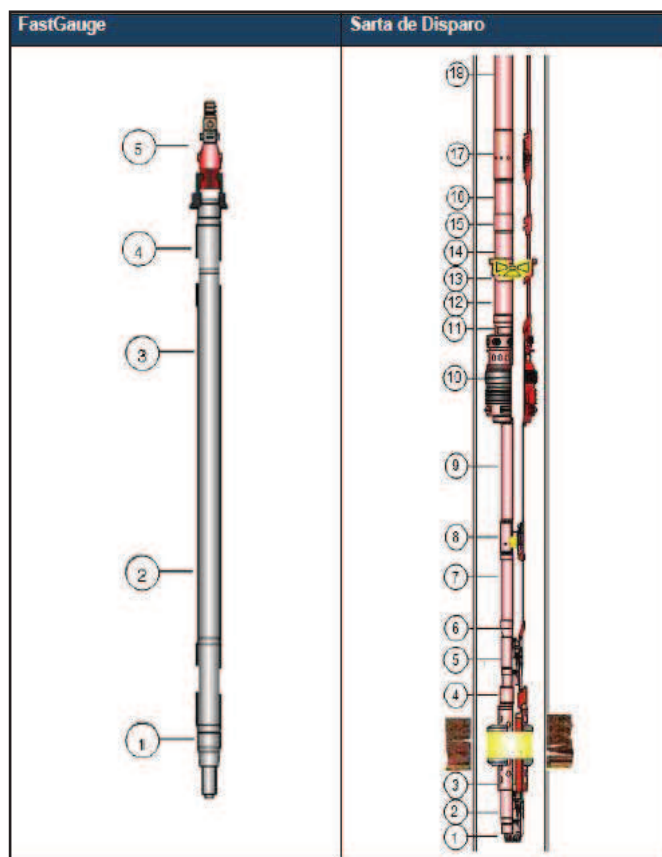
Fuente: EP PETROECUADOR.

TABLA 3.8 SARTA DE DISPARO.

Nº	Descripción	OD (pulg.)	ID (pulg.)	Longitud (pies)
18	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pie, N-80 a Sup.	3 1/2	2.992	31.00
17	Camisa 3 1/2", SL-SL Mod." L"	4 1/2	2.810	2.92
16	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pies, N-80	3 1/2	2.992	31.48
15	No-Go Mod."R", 3 1/2" x 2 3/4"	4 1/2	2.75	1.01
14	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.31
13	Sub Radioactivo 3 1/2" EUE	4 1/2	2.980	0.6
	Marcador Radiactivo	4 1/2	2.980	0.37
12	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.40
11	X-Over 3 1/2" a 2 7/8" EUE	4.44	2.44	0.78
	Tope Champ a Gomas	5.65	2.37	5.47
10	Gomas a fondo Champ Packer	5.87	2.37	2.58
	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.36
9	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.36
8	MDBV Niple de Flujo 2 7/8"	3.88	2.25	2.41
7	Tbg 2 7/8 EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.63
6	X-over 2 7/8" a 2 3/8 " EUE	3 5/7	1.61	0.71
5	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2.375	n/a	5.00
4	Cañón de Seguridad 4 5/8"	4.625	n/a	10.46
	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	14
	TCP 4 5/8", 5 dpp, 39 g. Cargas Dominator DP, con 4 Camisas de Propelente	4 5/8	n/a	14
	Fondo de Disparo	4 5/8	n/a	14
3	X-OVER 4 5/8" a 3 3/8"	4 5/8	n/a	0.60
2	X-OVER 4 5/8" a 3 3/8"	4 5/8	n/a	0.60
1	TDF 3 3/8	3 3/8	n/a	2.40

Fuente: EP PETROECUADOR.

FIGURA 3.6 DIAGRAMAS DE LA SARTA DE DISPARO.

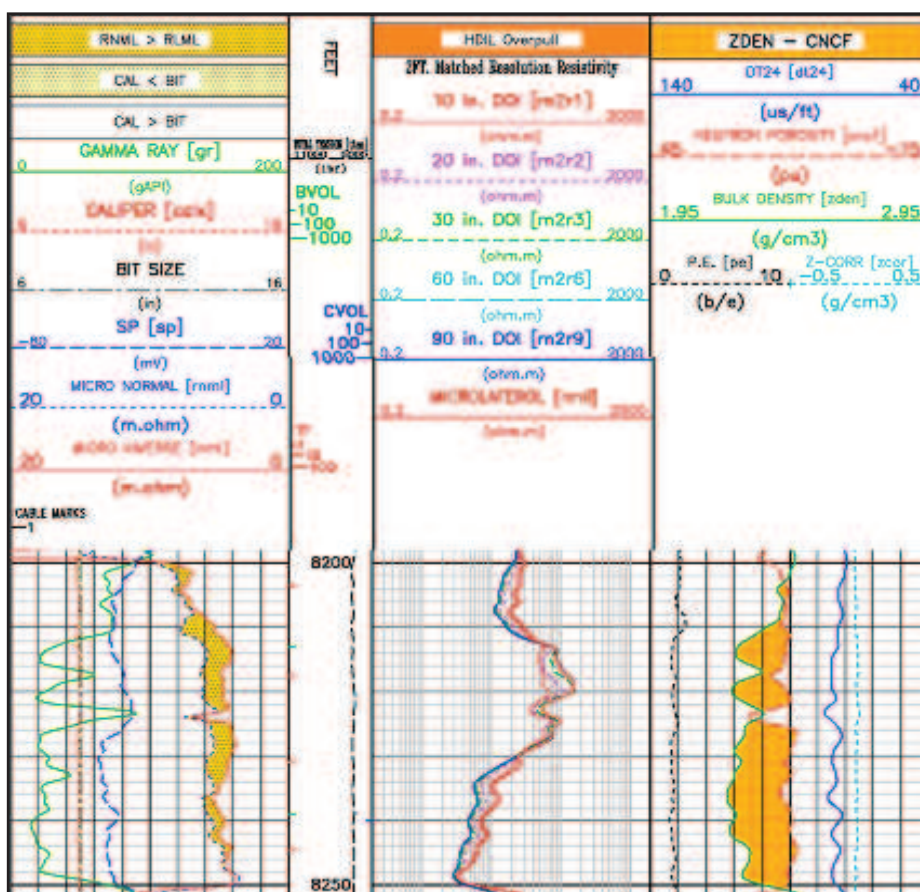


Fuente: Halliburton

- **REGISTROS DE LA ZONA DE INTERES Y PROPIEDADES PETROFISICAS.**

Las propiedades petrofísicas de la matriz son interpretadas cualitativamente de la Figura 3.7, en la cual se puede observar que la zona de interés para este pozo es la arena U inferior, se nota la presencia de permeabilidad debido a las curvas del registro Gr como el SP, además el micro normal y micro inverso nos muestran la formación de costra de lodo debido al filtrado de lodo, la porosidad podemos observar al en el cruce de las curvas del registro de densidad y neutrónico y al correlacionar con los registros de resistividad determinamos la presencia hidrocarburo en esta zona.

FIGURA 3.7 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO CUYABENO 36-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

• RESULTADOS DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES

Una vez finalizadas las operaciones de los disparos, se realiza la evaluación del pozo, para éste pozo los resultados de las pruebas de de presión tenemos a continuación en la tabla 3.9:

TABLA 3.9 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 36-D.

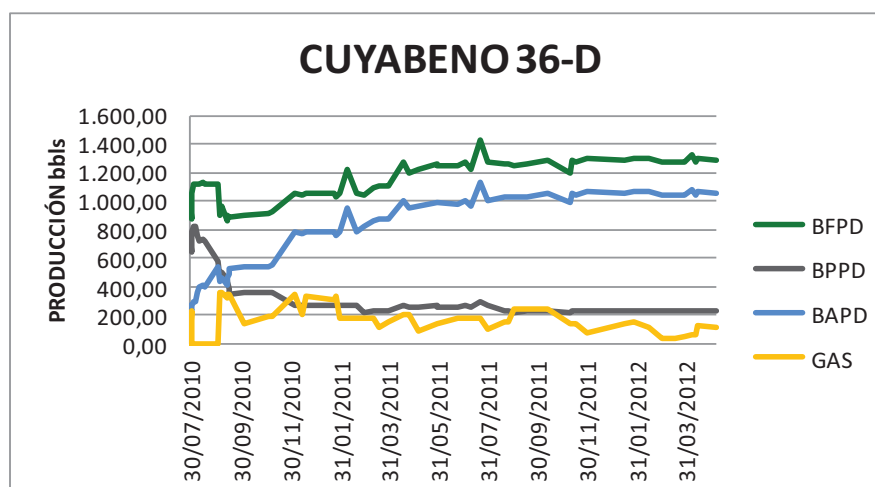
Prueba de Producción			Resultados de Interpretación		
Qo	1432	BPPD	Método de Horner		
Qw	123	BAPD	Pendiente	73846,2	md/pie
Qt	1560	BFPD	K	1476,9	md/pie
BSW	8	%	S	50,95	
API	25,7	e	P*	2896,3	psi
Presiones			Método de la Derivada		
Pwf	2302	psi	K	1476,9	md
Pr	3023	psi	S	50,95	
Pb	690	psi	ΔP^*	2896,3	psi
Resultados de Productividad			Cs	0,0064	
IP	2,16	BF/D/psi	Pipunzonados	2879	psi
Qmax	1550	BPPD			

Fuente: EP PETROECUADOR.

- HISTORIAL DE PRODUCCIÓN**

El historial de producción para el pozo después de haber disparado se presenta en Figura 3.8.

FIGURA 3.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUYABENO 36-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

Se puede observar un inicio de producción aproximado de 800 bbbls/día, luego declina pero se estabiliza aproximadamente a 200 bbbls/día, de igual forma el desprendimiento de gas se mantiene casi constante, el corte de agua se incrementa y se mantiene en un promedio de 1000 bbbls/ día.

3.1.2. POZOS DISPARADOS CON LA TÉCNICA DE ANCLAJE

3.1.2.1. Pozo Cuyabeno 35-D

El pozo Cuyabeno 35-D inicia sus operaciones de completación el 07 de marzo del 2010, en la cual para el cañoneo se utiliza una combinación entre la técnica de disparos con anclas y bajo-balance en el intervalo de la arena "Ts": 8397'- 8423' (26') y luego se inician las pruebas iniciales de producción del pozo.

- **CONDICIONES INICIALES FLUYENTES DEL POZO**

Como podemos observar en la Tabla 3.10, se presentan los principales parámetros obtenidos en las pruebas iniciales, las propiedades del fluido y características de la formación productora del Pozo Cuyabeno 35-D.

TABLA 3.10. PARÁMETROS DEL POZO CUYABENO 35-D.

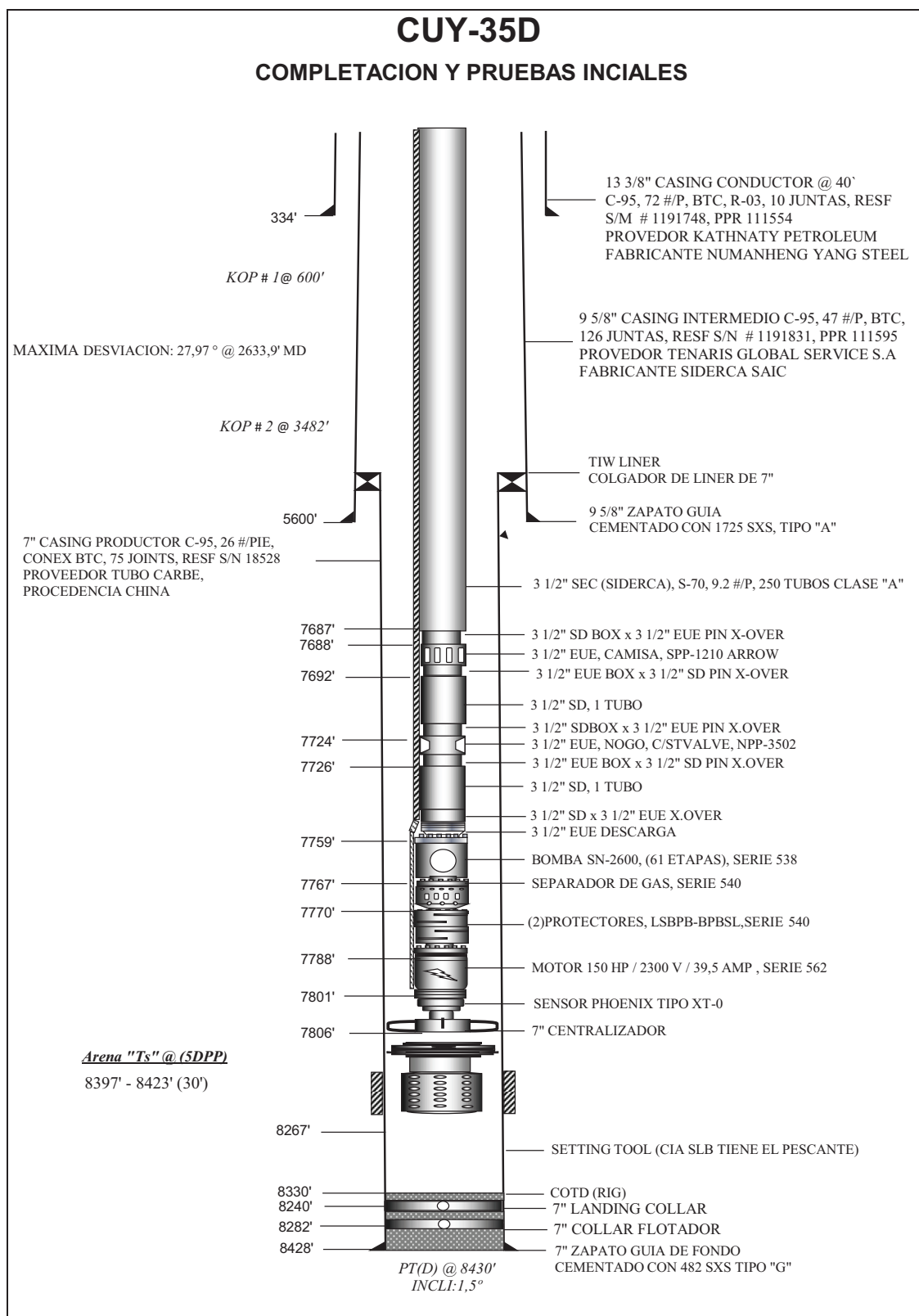
TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	3714 BPPD
TASA DE PRODUCCIÓN DE AGUA	37,52 BAPD
API	26,7
GRAVEDAD DEL GAS	0,96
PRESION DE BURBUJA	700 PSI
ESESOR DE LA FORMACIÓN	30 PIES (8079'-8109')
POROSIDAD	19,00%
BSW	1%
RADIO DEL POZO (r_w)	0.3 PIES
PROFUNDIDAD DE LOS SENSORES	7801
GOR	164
VISCOSIDAD (μ_o)	1,5
FACTOR VOLUMETRICO (BO)	1,05

Fuente: EP PETROECUADOR.

- **DESCRIPCIÓN DE LA SARTA DE DISPARO Y COMPLETACIÓN**


Para la configuración de la sarta se debe tomar en cuenta varios factores tales como: pies a disparar, tipo de cargas a usarse, cañón de seguridad (5'), separación de los cañones al packer (mínimo 50'), técnica a usarse, etc. Para la técnica de cañones con ancla se presenta la configuración (ver figura 3.9 y 3.10), en la cual observamos en conjunto la completación del pozo mas la sarta anclada de disparos, la misma que consta de la cabeza de disparo, el packer o ancla y la configuración de cargas o cañones.

FIGURA 3.9. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO CUYABENO 35-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

**FIGURA 3.10. DIAGRAMA DE LA SARTA DE DISPARO DEL POZO
CUYABENO 35-D.**

#	Tool	Description	Tensile	Working	Diameter		Threads		Length	Depth	
			Rating	Pressure	OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom
			Ksi	psi	in.				feet	feet	
Final String											
1		Wireline cable Wireline	0	0	0.30	0.00	Cable	Cable	8042.41	0.00	8042.41
2		Wireline cable Setting tool + CPST + CCL Tool Wireline	500	15,000	5.00	0.00	Cable	3 3/8" API	9.94	8042.41	8052.35
3		Wireline tools High Shot Density MAXR	133	11,000	5.75	0.00	3 3/8" API	3 3/8" API	9.52	8052.35	8061.87
4		Activate pressure @ 2400 psi High Shot Density 4.50" - Spacer	133	11,000	4.50	0.00	3 3/8" API	3 3/8" API	10.00	8061.87	8071.87
5		Safety Spacer High Shot Density 4.50" HSD	133	11,000	4.50	0.00	3 3/8" API	3 3/8" API	7.13	8071.87	8079.00
6		PURE Chamber High Shot Density 4.50" HSD	133	11,000	4.50	0.00	3 3/8" API	3 3/8" API	30.00	8079.00	8109.00
7		P.J Omega 4505, 5 spf High Shot Density 4.50" HSD	133	11,000	4.50	0.00	3 3/8" API	3 3/8" API	5.82	8109.00	8114.82
8		PURE Chamber High Shot Density 4.50" HSD	133	11,000	4.50	0.00	3 3/8" API	3 3/8" API	0.85	8114.82	8115.67
		Bull Nose									

Fuente: Schlumberger.

- **REGISTROS DE LA ZONA DE INTERES Y PROPIEDADES PETROFISICAS.**

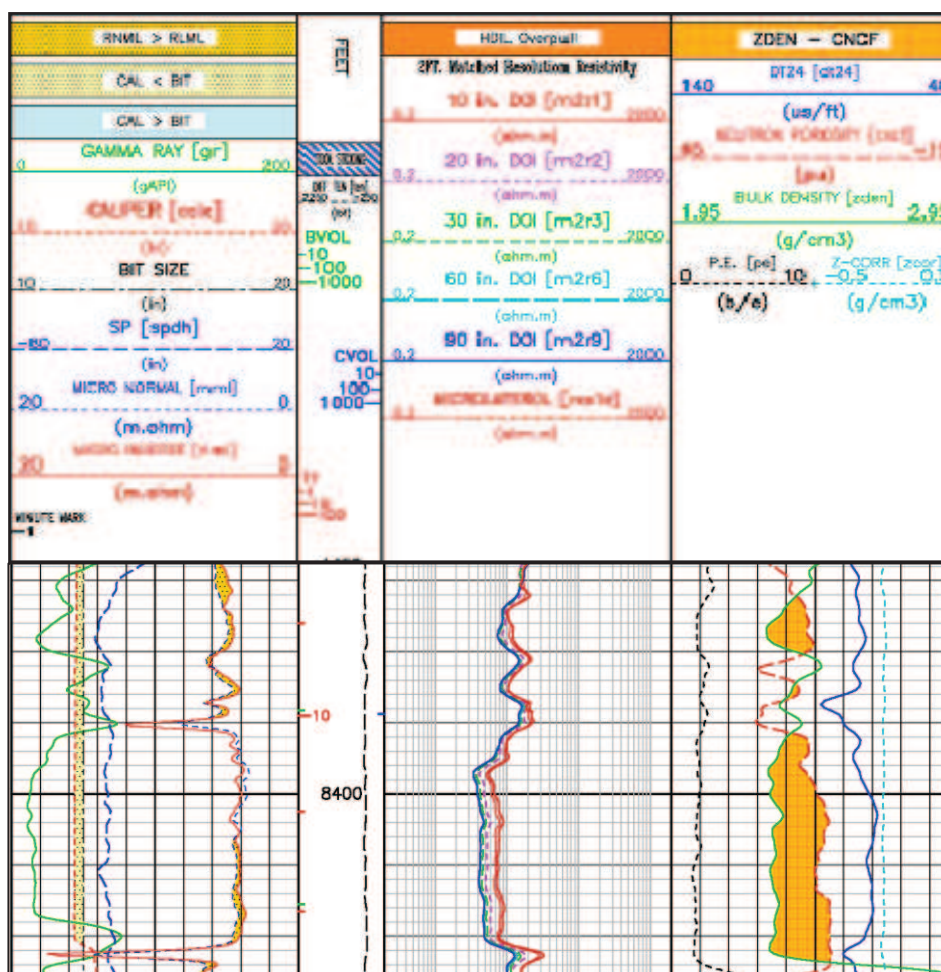
Las propiedades petrofísicas de la matriz son interpretadas cualitativamente de la Figura 3.11, en la que se muestra el registro eléctrico de la zona a disparar.

Como podemos en el registro eléctrico de la zona de interés que para este pozo que es la arena "T superior", la cual al correlacionar el registro Gr, SP que muestran una zona permeable; los registros de densidad y neutrónico indican una buena porosidad y finalmente los de resistividad nos muestran que el fluido se trata de hidrocarburo. Entonces de la interpretación completa se llegó a determinar y calcular la zona a ser disparada.

- **RESULTADOS DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES**

Una vez finalizadas las operaciones de los disparos, se realiza la evaluación del pozo, para éste pozo los resultados de las pruebas de de presión tenemos a continuación en la tabla 3.11:

FIGURA 3.11 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO CUYABENO 35-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

TABLA 3.11 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 35-D.

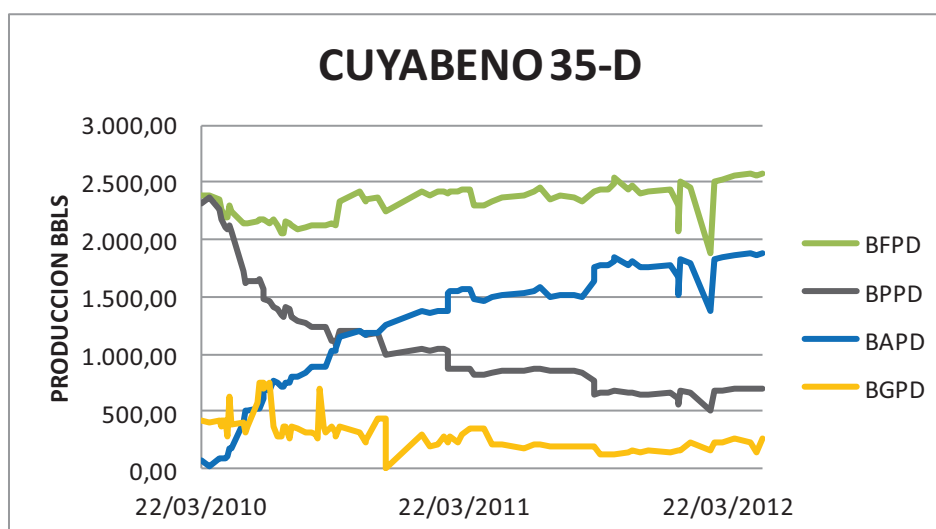
Prueba de Producción			Resultados de Interpretación		
Qo	3714	BPPD	Método de Horner Pendiente 46,13 md/pie K 500 md/pie S -0,24 P* 2886 psi		
Qw	37,52	BAPD			
Qt	3752	BFPD			
BSW	1	%			
API	26,7	°			
Presiones			Método de la Derivada K 500 md S -0,24 ΔP* 2768 psi Cs 6,06E-06 Pipunzonados 3041 psi		
Pwf	2768	psi			
Pr	2905	psi			
Pb	700	psi			
Resultados de Productividad					
IP	15,53	BF/D/psi			
Qmax	3714	BPPD			

Fuente: EP PETROECUADOR.

- **HISTORIAL DE PRODUCCIÓN**

El historial de producción para el pozo después de haber disparado se presenta en Figura 3.12.

FIGURA 3.12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUYABENO 35-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

Como se observa en la figura 3.12, la producción inicial empieza a declinar notablemente y al año se estabiliza en 1000 BPPD aproximadamente, así mismo se nota el aumento notable del corte de agua. En el siguiente año se nota q disminuye un poco en promedio de producción de 700 BPPD hasta la actual producción.

Es importante recalcar que después de realizados los disparos el 18 de marzo de 2010 se tuvo una buena producción en un principio, finalmente la producción es de aproximadamente 700 BPPD, pese a ello existe un considerable incremento del corte de agua, de lo que podemos asumir que el yacimiento tiene un empuje debido a un acuífero y se debería revisar bien el contacto agua- petróleo para evitar una posible invasión total de agua en este intervalo de arena.

3.1.2.2. Pozo Sansahuari 13-D

En el pozo Sansahuari 13-D se inician las operaciones de completación el 14 de Marzo del 2012, en las cuales se utilizó combinación de las técnicas de disparos con anclas junto con el de bajo balance, para la Arena "Us" en el intervalo de

8047' - 8064' (17 pies), y luego se realizaron las pruebas iniciales de producción del pozo.

- **CONDICIONES INICIALES FLUYENTES DEL POZO**

A continuación se presentan los principales parámetros obtenidos en las pruebas iniciales, las propiedades del fluido y características de la formación productora del Pozo Sansahuari 13-D las cuales podemos observar en la Tabla 3.12.

TABLA 3.12. PARÁMETROS DEL POZO SANSAHUARI 13-D.

TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	432 BPPD
TASA DE PRODUCCIÓN DE AGUA	432 BAPD
API	17,6
GRAVEDAD DEL GAS	1,38
PRESION DE BURBUJA	832
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	7796' - 7801' (5 pies)
POROSIDAD	20%
BSW	77%
RADIO DEL POZO (rw)	0.42 PIES
PROFUNDIDAD DE LOS SENSORES	7713
GOR	0,14
VISCOSIDAD ($\mu\sigma$)	8,2
FACTOR VOLUMETRICO (BO)	1,18

Fuente: EP PETROECUADOR.

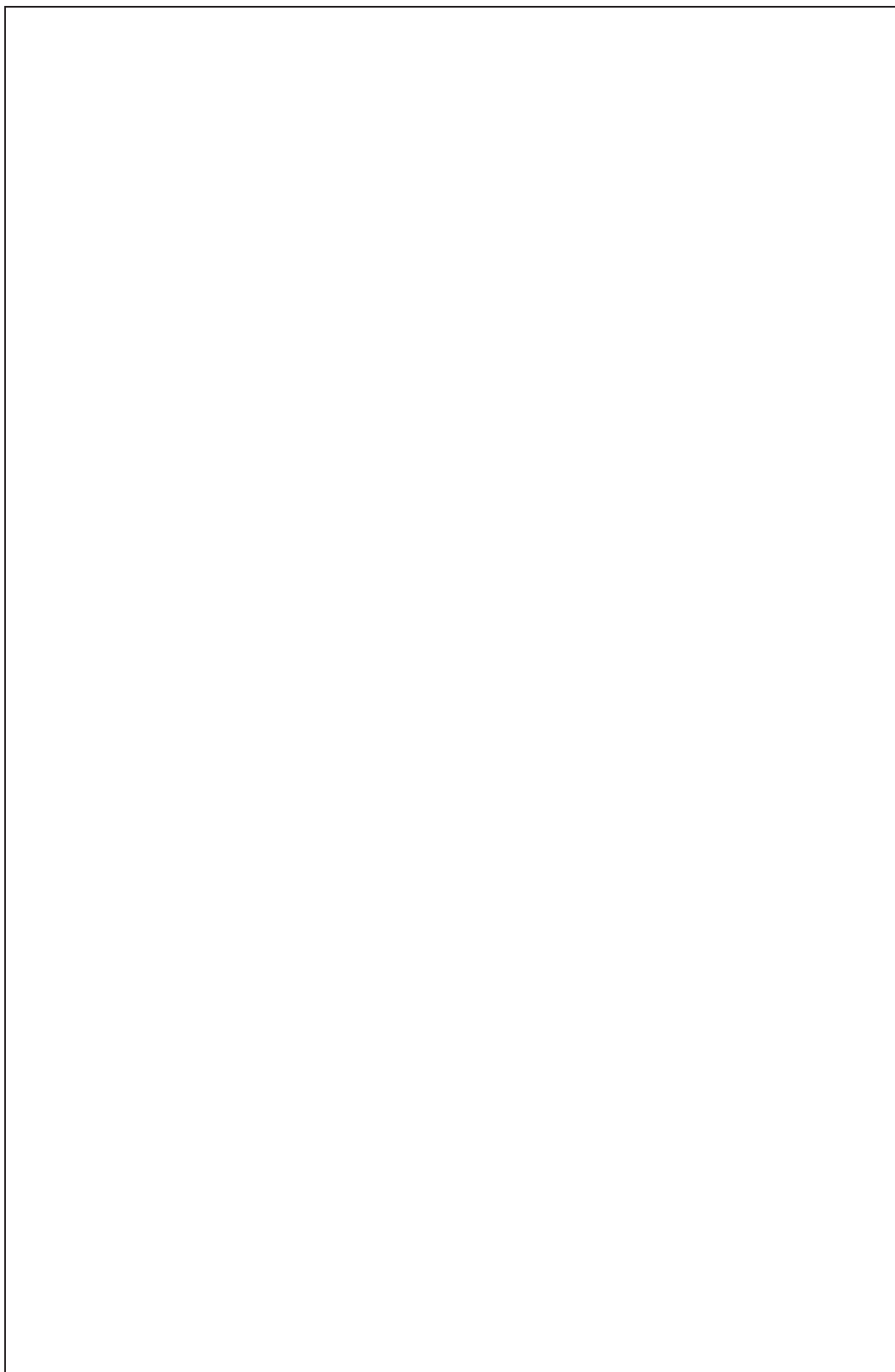
- **DESCRIPCIÓN DE LA COMPLETACION Y SARTA DE DISPARO.**

Para la configuración de la sarta se debe tomar en cuenta varios factores tales como: pies a disparar, tipo de cargas a usarse, cañón de seguridad (5'), separación de los cañones al packer (mínimo 50'), técnica a usarse, etc. Para la técnica de cañones con ancla se presenta la configuración (ver figura 3.13 y 3.14), en la cual observamos en conjunto la completación del pozo mas la sarta anclada de disparos, la misma que consta de la cabeza de disparo, el packer o ancla y la configuración de cargas o cañones.

- **REGISTROS DE LA ZONA DE INTERES Y PROPIEDADES PETROFISICAS.**


Las propiedades petrofísicas de la matriz son interpretadas cualitativamente de la Figura 3.15, en la que se muestra el registro eléctrico de la zona a disparar.

**FIGURA 3.13. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL
POZO SANSAHUARI 13-D.**



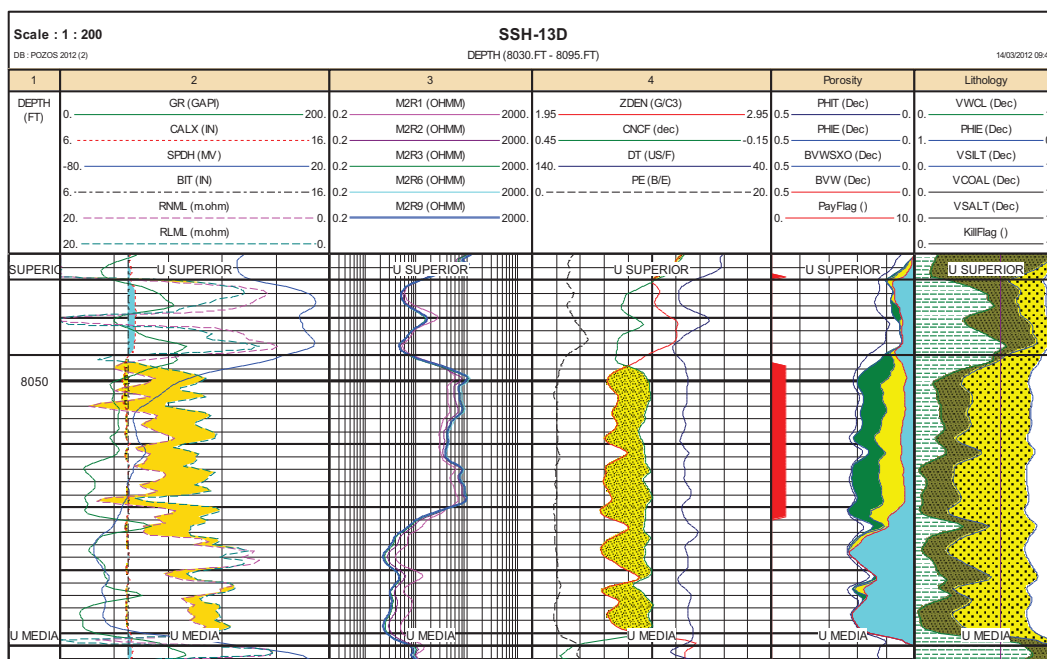
Fuente: EP PETROECUADOR.

FIGURA 3.14. DIAGRAMA DE LA SARTA DE DISPARO DEL POZO SANSAHUARI 13-D.

#	Tool	Description	Tensile Rating	Working Pressure	Diameter		Threads		Length	Depth		
			Klb	psi	OD	ID	Top	Bottom	feet	Top	Bottom	
String Final												
1		WL Cable WL CABLE Wireline Cable	6	15,000	0.50			Cable Box	Cable Pin	8036.16		8036.16
2		WL TOOLS Setting tool + CPST + GR + CCL Monobore Anchor Release	133	10,000	4.00			Cable BOX	Special PIN	9.93	8036.16	8046.09
3		MAXR Activate with 2200 psi High Shot Density	133	20,000	5.75			Special Box	3 3/8" API Pin	9.76	8046.09	8055.85
4		4.50" - Spacer PURE* Spacer High Shot Density	133	11,000	4.50			3 3/8" API Box	3 3/8" API Pin	22.15	8055.85	8078.00
5		4.50" HSD Loade with PJO 4505 HMX High Shot Density	133	11,000	4.50			3 3/8" API Box	3 3/8" API Pin	10.00	8078.00	8088.00
6		4.50" - Spacer PURE* Spacer High Shot Density	133	11,000	4.50			3 3/8" API Box	3 3/8" API Pin	9.78	8088.00	8097.78
7		Bullnose 4.5" BULLNOSE	133	11,000	4.50			3 3/8" API Box	3 3/8" API Pin	0.85	8097.78	8098.63

Fuente: Schlumberger.

FIGURA 3.15 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO SANSAHUARI 13-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

En la figura 3.15 se puede observar que la zona de interés, que en este pozo es la arena "U superior", presenta en el registro de permeabilidad así como la formación de costra de lodo debido al filtrado de lodo, presenta porosidad al ver el

cruce de las líneas del registro de densidad y neutrónico y se correlaciona con los resistivos. Así se determina con mayor seguridad el intervalo a ser disparado.

- **RESULTADOS DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES.**

Una vez finalizadas las operaciones de los disparos, se realiza la evaluación del pozo, para éste pozo los resultados de las pruebas de presión tenemos en la tabla 3.13:

**TABLA 3.13 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN DEL POZO
SANSAHUARI 13-D.**

Prueba de Producción		
Qo	680,4	BPPD
Qw	159,6	BAPD
Qt	840	BFPD
BSW	19	%
API	24,8	°
Presiones		
Pwf	1464,7	psi
Pr	2769,5	psi
Pb	968	psi
Resultados de Productividad		
IP	0,6437	BF/D/psi
Qmax	1504	BPPD

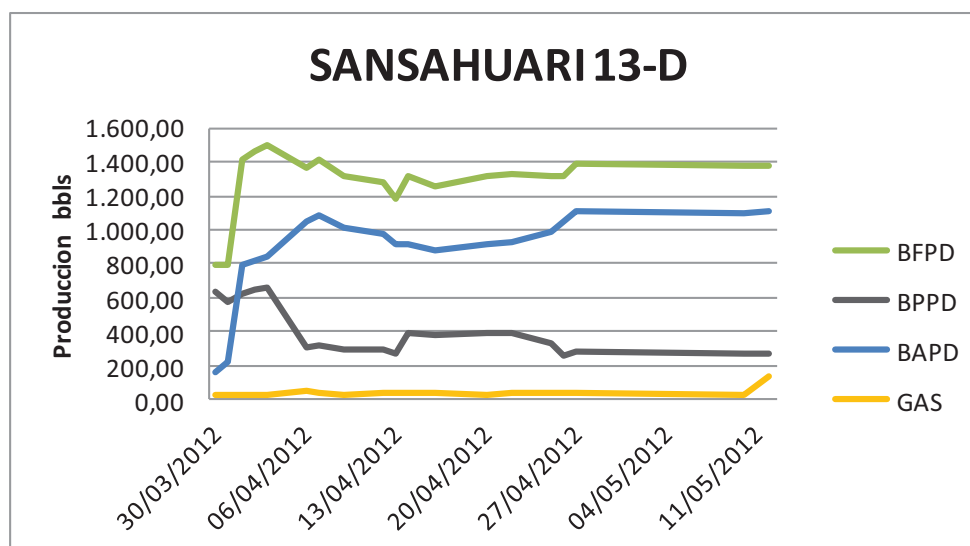
Resultados de Interpretación		
Método de Horner		
Pendiente	-177	md/pie
K	204	md/pie
S	0,0127	
P*	2778	psi
Método de la Derivada		
K	205	md
S	0,164	
Cs	9,09E-04	
Pipunzonados	2805	psi

Fuente: EP PETROECUADOR.

- **HISTORIAL DE PRODUCCIÓN**

El historial de producción para el pozo después de haber disparado se presenta en Figura 3.16.

Como se observa en la figura 3.16, desde el inicio de la producción se instaló una sistema BES levantando fluido a razón de 800 BFPD, 600 BPPD y 200 BAPD en promedio, se ve en los días siguientes una pequeña disminución del aporte de crudo y aumentando notablemente el corte de agua, con lo que la producción se estabiliza en 300 BPPD aproximadamente en el mes siguiente hasta el último reporte de producción del pozo. Es importante notar que solo se tiene un mes de producción aunque mantiene una estabilidad en la producción por lo que se asume un buen trabajo durante la operación de disparos, es decir, mantener lo más limpia la formación.

FIGURA 3.16. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SANSAHUARI 13-D.

Fuente: EP PETROECUADOR.

3.1.3. COMPARACIÓN ENTRE LAS DOS TÉCNICAS APLICADAS

Para realizar el análisis comparativo entre las dos técnicas aplicadas, de los ejemplos se toman en cuenta las ventajas y desventajas de cada técnica así como también los factores más importantes como el daño, la producción.

Como podemos observar en los dos primeros pozos en donde se utilizó la técnica de disparo del TCP, en los resultados tanto de pruebas iniciales y determinación de las propiedades petrofísicas de los pozos vemos que tiene un daño importante y por lo tanto la producción se ve afectada, esto se debe a que esta técnica se realiza mediante el matado del pozo que es donde se produce el daño a la formación.

En los dos pozos tomados como ejemplo en donde se utilizó la técnica de disparo con anclas que además esta técnica se combina con el manejo de presión de bajo balance, podemos ver que de igual forma en los resultados de las propiedades del yacimiento y pruebas iniciales, tenemos un daño casi despreciable lo que según datos obtenidos de operaciones en campo favorece aproximadamente en un rango estimado de 5 - 20 % en la producción de los pozos respecto a la técnica TCP.

Entonces notamos que la técnica de disparo con anclas combinado con el bajo balance, nos ofrece mayores ventajas técnicas principalmente en evitar en daño y así aumentar la producción de petróleo, respecto de la técnica de TCP.

3.2. SELECCION DE LOS POZOS A CAÑONEAR

Los nuevos pozos que se encuentran dentro de los proyectos de EP PETROECUADOR a desarrollarse en el transcurso del año 2012-2013 que se han seleccionado para nuestro estudio, son los siguientes: SSH 15D, SS H18D, CUY 37-D, CUY 39-D, VHR 24-D.

Para alcanzar el objetivo de nuestro proyecto se correlacionará la data obtenida de los pozos de interés con información de pozos aledaños. Ver tabla 3.14 Se indican los pozos a cañonear y sus respectivos pozos aledaños.

TABLA 3.14 POZOS A CAÑONEAR Y POZOS ALEDAÑOS

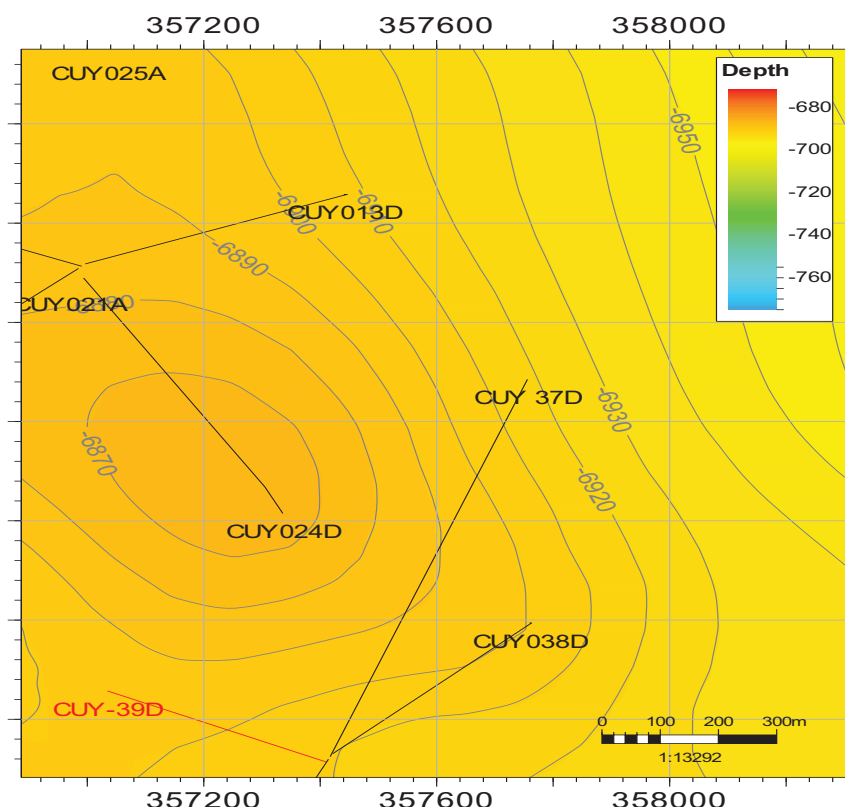
POZOS CAÑONEAR	A	POZOS ALEDAÑOS
SSH 15-D		SSH 005-A SSH 11-A
SSH 18-D		SSH 007-A SSH 13-A
CUY 37-D		CUY 38-D CUY 13-D
CUY 39-D		CUY 22-A CUY 008-A
VHR 24-D		VHR 23 VHR 7

Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.1 POZO CUYABENO 37-D

3.2.1.1 Ubicación del pozo y de los pozos vecinos

En la figura 3.17. Se observar la ubicación del nuevo pozo Cuyabeno 37-D, y sus pozos aledaños, el cual se encuentra dentro de los límites del yacimiento, ubicado distancias adecuadas de los pozos aledaños de tal manera que no se afecte la producción de estos ya que el objetivo es incrementar la producción aprovechando el potencial del yacimiento.

FIGURA 3.17 UBICACIÓN DEL POZO CUYABENO 37-D

Fuente: EP PETROECUADOR.

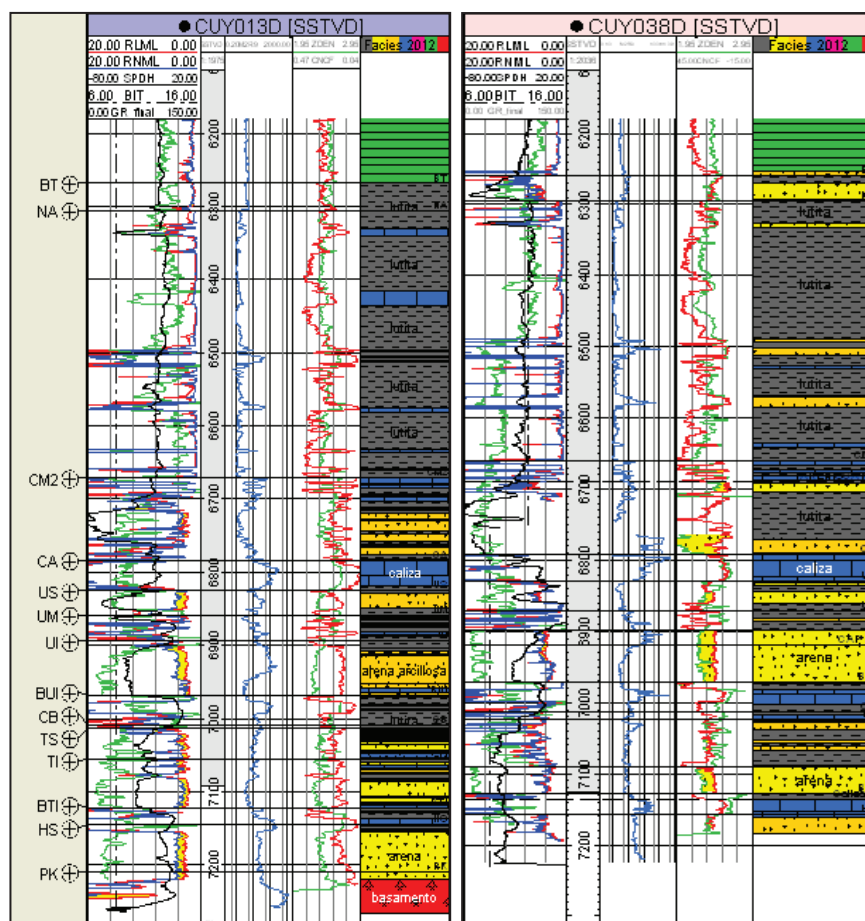
3.2.1.2 Correlación

Una vez obtenidos los registros eléctricos de los pozos adyacentes se realiza la correlación (ver figura 3.18), y se determinaron sus propiedades petrofísicas, las cuales se muestran en la tabla 3.17, de forma más específica y ubicando la profundidad de las arenas productoras.

3.2.1.3 Intervalos a disparar

Estos posibles intervalos fueron determinados de la correlación de los registros eléctricos de la figura 3.18, que al realizar una proyección geológica de los estratos, que como vemos (figura 3.17) este pozo se encuentra a una mayor profundidad, entonces se determinaron las profundidades de las arenas productoras, las mismas que están ordenadas en orden de prioridad y por lo tanto se propone disparar en la arena "U inferior" en 22 pies de altura de la formación la misma que presenta buenas propiedades petrofísicas además que sus pozos adyacentes indican una buena producción.

FIGURA 3.18 REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO CUYABENO 37-D



Fuente: EP PETROECUADOR.

TABLA 3.15 INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO CUYABENO 37-D

Prioridad	Arena	Profundidad (pies)	Total (pies)
1	U inferior	8438	8460
		8373	8376
2	U superior	8381	8393
		8586	8596
3	T superior	8603	8616

Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.1.4 Pruebas de producción

Finalmente realizamos la correlación de los caudales de producción los pozos vecinos con lo cual nos permite tener un criterio para determinar un estimativo del potencial de producción de nuestro pozo.

**TABLA 3.16 PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO
CUYABENO 37-D**

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS						
PRUEBAS INICIALES						
POZO	FECHA	ARENA	ESTADO	BFPD	BPPD	BSW %
CUY-13D	3/1/2010	UI	PPH	1608	579	64
CUY-13D	2/25/2010	US	PPH	1584	638	59.7
CUY-22	2/3/1998	TS	PPH	1824	1769	3
CUY-24D	7/27/2006	UI	PPH	1800	1753	2.6
CUY-24D	7/19/2006	US	PPH	1632	1536	5.9
CUY-38D	2/13/2012	UI	PPS	2592	1866	28
PRUEBAS ACTUALES						
POZO	FECHA	ARENA	ESTADO	BFPD	BPPD	BSW %
CUY-22	4/15/2012	TS	PPS	2310	716	69
CUY-13D	4/2/2012	UI	PPS	1872	334	82
CUY-13D	4/14/2012	US	PPS	1254	201	84
CUY-21	4/12/2012	UI	PPS	2760	331	88
CUY-24D	4/7/2012	UI	PPS	2634	474	82
CUY-24D	3/28/2012	US	PPS	1464	644	56
CUY-38D	4/8/2012	UI	PPS	2304	438	81

Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.1.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.

A continuación en la tabla 3.17 se muestran los parámetros finales obtenidos de la correlación tanto de registros eléctricos como de producción de los pozos aledaños con los cuales se caracteriza el pozo Cuyabeno 37-D.

**TABLA 3.17 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN
DEL POZO CUYABENO 37-D.**

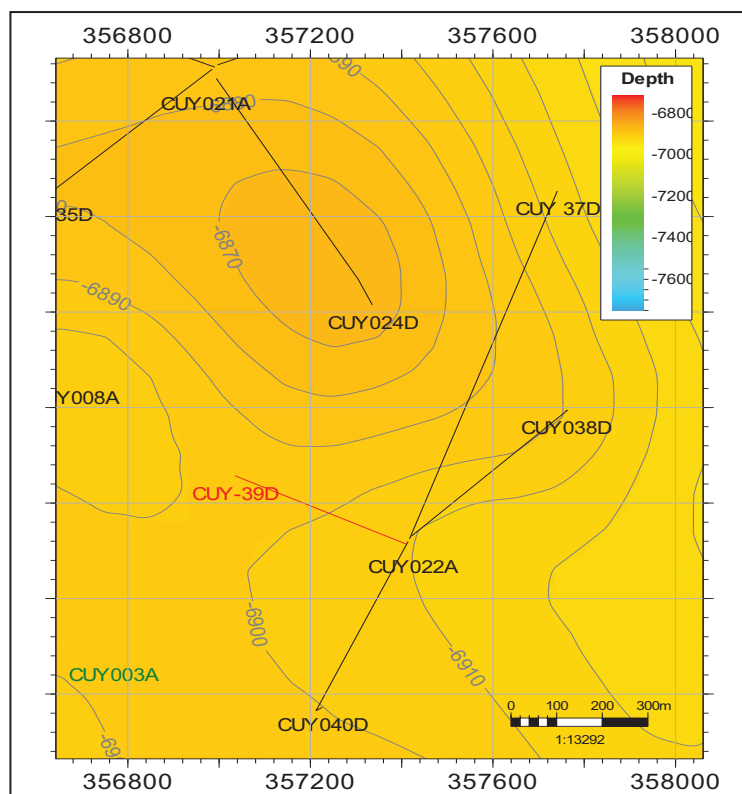
TASA DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO	2000	[BFPD]
TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	500	[BPPD]
BSW	75	[%]
API	24	[°]
GOR	0,32	
POROSIDAD	17	[%]
PRESION DE BURBUJA	700	[psi]
P_{wf}	2768	[psi]
PRESIÓN DE RESERVORIO	2905	[psi]
PRESIÓN DE CABEZA	150	[psi]
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	22 (8438'-8460')	[pies]

Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.2 POZO CUYABENO 39-D

3.2.2.1 Ubicación del pozo y de los pozos vecinos

FIGURA 3.19 UBICACIÓN DEL POZO CUYABENO 39-D



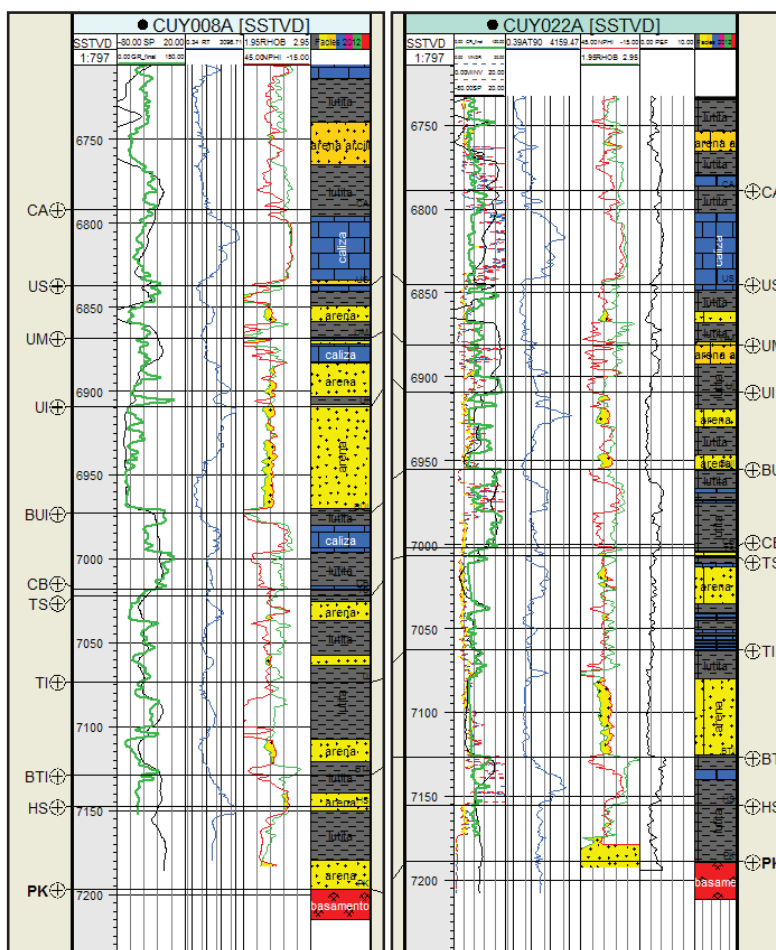
Fuente: EP PETROECUADOR.

En la figura 3.19. Se puede observar la ubicación del nuevo pozo Cuyabeno 39-D, y sus pozos aledaños, el cual se encuentra dentro de los límites del yacimiento, ubicado distancias adecuadas de los pozos aledaños de tal manera que no se afecte la producción de estos ya que el objetivo es incrementar la producción aprovechando el potencial del yacimiento.

3.2.2.2 Correlación

Una vez obtenidos los registros eléctricos de los pozo aledaños se realiza la correlación y se determinaron sus propiedades petrofísicas, las cuales se muestran más adelante en la tabla 3.20, de forma más específica y ubicando la profundidad de las arenas productoras.

FIGURA 3.20. REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO CUYABENO 39-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.2.3 Intervalos a disparar

TABLA 3.18 INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO CUYABENO 39-D.

Prioridad	Arena	Profundidad (pies)	Total (pies)	
1	U inferior	7966	7990	24
		7997	8004	7
2	T superior	8083	8103	20
3	U superior	7923	7929	6

Fuente: EP PETROECUADOR.

Estos intervalos fueron determinados de la correlación de los registros eléctricos de la figura 3.20, que al realizar una proyección geológica de los estratos, que como vemos (figura 3.19) este pozo se encuentra a una mayor profundidad, entonces se determinaron así las profundidades de las arenas productoras las

mismas que están ordenadas en orden de prioridad y por lo tanto se propone disparar en la arena "U inferior" que consta de dos intervalos con una altura total de la formación de 31 pies, la misma que presenta buenas propiedades petrofísicas además que sus pozos aledaños indican una buena producción.

3.2.2.4 Pruebas de producción

TABLA 3.19 PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO CUYABENO 39-D.

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS						
PRUEBAS INICIALES						
POZO	FECHA	ARENA	ESTADO	BFPD	BPPD	BSW %
CUY-22	2/3/1998	TS	PPH	1824	1769	3
CUY-24D	7/27/2006	UI	PPH	1800	1753	2.6
CUY-24D	7/19/2006	US	PPH	1632	1536	5.9
CUY-40D	3/21/2012	US	PPH	1416	1104	22
PRUEBAS ACTUALES						
POZO	FECHA	ARENA	ESTADO	BFPD	BPPD	BSW %
CUY-22	6/30/2012	TS	PPS	2280	706	69
CUY-08	7/7/2012	UI	PPH	1550	256	84
CUY-24D	6/24/2012	UI	PPS	2034	366	82
CUY-24D	6/23/2012	US	PPS	1500	420	72
CUY-40D	7/9/2012	US	PPH	1128	767	32

Fuente: EP PETROECUADOR.

Finalmente realizamos la correlación de los caudales de producción los pozos vecinos con lo cual nos permite tener un criterio para determinar un estimativo del potencial de producción de nuestro pozo.

3.2.2.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.

A continuación en la tabla 3.20 se muestran los parámetros finales obtenidos de la correlación tanto de registros eléctricos como de producción de los pozos aledaños con los cuales se caracteriza el pozo Cuyabeno 39-D.

TABLA 3.20 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUYABENO 39-D.

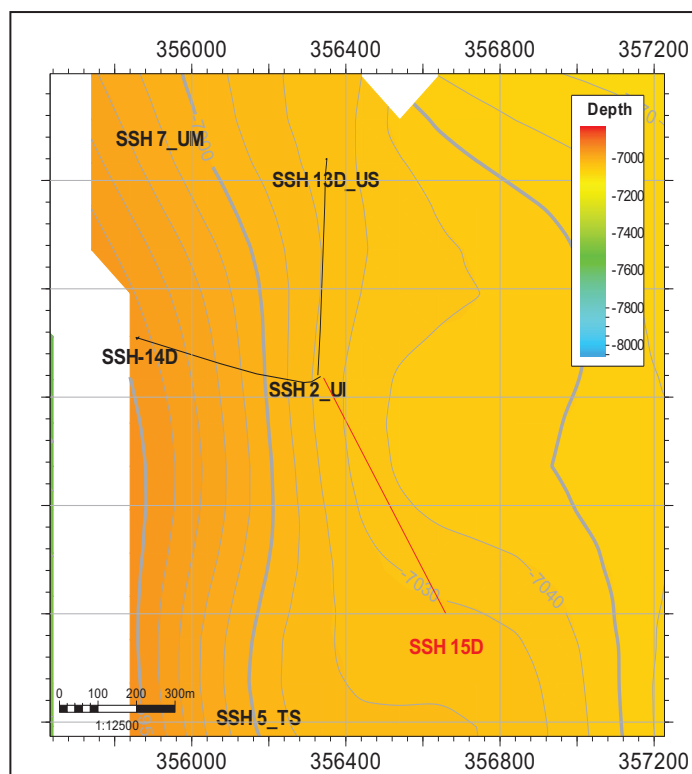
TASA DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO	2400	[BFPD]
TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	1200	[BPPD]
BSW	50	[%]
API	27	[°]
GOR	0,19	
POROSIDAD	20	[%]
PRESION DE BURBUJA	900	[psi]
Pwf	2200	[psi]
PRESIÓN DE RESERVORIO	2700	[psi]
PRESIÓN DE CABEZA	110	[psi]
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	24 (7966'-7990')	[pies]

Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.3 POZO SANSAHUARI 15-D

3.2.3.1 Ubicación del pozo y de los pozos vecinos

FIGURA 3.21 UBICACIÓN DEL POZO SANSAHUARI 15-D



Fuente: EP PETROECUADOR.

En la figura 3.21. Se observar la ubicación del nuevo pozo SSH 15-D, y sus pozos aledaños, el cual se encuentra dentro de los límites del yacimiento, ubicado distancias adecuadas de los pozos aledaños de tal manera que no se afecte la producción de estos ya que el objetivo es incrementar la producción aprovechando el potencial del yacimiento.

3.2.3.2 Correlación

Una vez obtenidos los registros eléctricos de los pozo aledaños se realiza la correlación y se determinaron sus propiedades petrofísicas, las cuales se muestran más adelante en la tabla 3.23, de forma más específica y ubicando la profundidad de las arenas productoras.

FIGURA 3.22. REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO SANSAHUARI 15-D



Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.3.3 Intervalos a disparar

TABLA 3.21. INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO SANSAHUARI 15-D

Prioridad	Arena	Profundidad (pies)	Total (pies)	
1	T superior	8401	8410	9
		8415	8419	4
		8424	8430	6
2	U superior	8280	8287	7
3	U media	8222	8232	10
4	U inferior	8290	8294	4

Fuente: EP PETROECUADOR.

Estos intervalos fueron determinados de la correlación de los registros eléctricos de la figura 3.22, que al realizar una proyección geológica de los estratos, que como vemos (figura 3.21) este pozo se encuentra a una mayor profundidad, entonces se determinaron así las profundidades de las arenas productoras las

mismas que están ordenadas en orden de prioridad y por lo tanto se propone disparar en la arena "T superior" que consta de tres intervalos, ya que presenta buenas propiedades petrofísicas además que sus pozos aledaños indican una buena producción.

3.2.3.4 Potencial de producción

TABLA 3.22. PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO SANSAHUARI 15-D

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS						
PRUEBAS INICIALES						
POZO	FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW %
SSH-12D	4/22/2012	UM	PPH	1296	1283	1
SSH-13D	3/30/2012	US	PPS	864	432	50
PRUEBAS ACTUALES						
POZO	FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW %
SSH-02	5/25/2012	UI	PPH	683	178	74
SSH-05	5/25/2012	TS	PPH	520	289	44
SSH-07	5/25/2012	UM	PPH	832	267	68
SSH-13D	5/27/2012	US	PPS	1682	168	90

Fuente: EP PETROECUADOR.

Finalmente realizamos la correlación de los caudales de producción los pozos vecinos con lo cual nos permite tener un criterio para determinar un estimativo del potencial de producción de nuestro pozo.

3.2.3.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.

A continuación en la tabla 3.23 se muestran los parámetros finales obtenidos de la correlación tanto de registros eléctricos como de producción de los pozos aledaños con los cuales se caracteriza el pozo Sansahuari 15-D.

TABLA 3.23 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SANSAHUARI 15-D

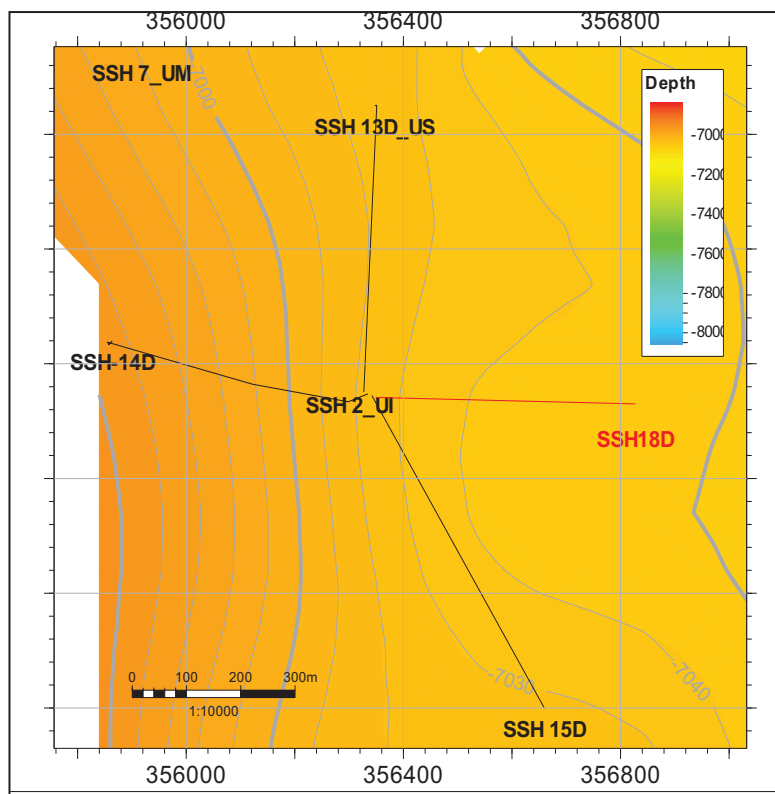
TASA DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO	706	[BFPD]
TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	220	[BPPD]
BSW	68,8	[%]
API	17,2	[°]
GOR	0,13	
POROSIDAD	19	[%]
PRESION DE BURBUJA	700	[psi]
Pwf	1464	[psi]
Presión reservorio	2769	[psi]
Presión cabeza	250	[psi]
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	29 (8401'-8430')	[pies]

Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.4 POZO SANSAHUARI 18-D

3.2.4.1 Ubicación del pozo y de los pozos vecinos

FIGURA 3.23 UBICACIÓN DEL POZO SANSAHUARI 18-D



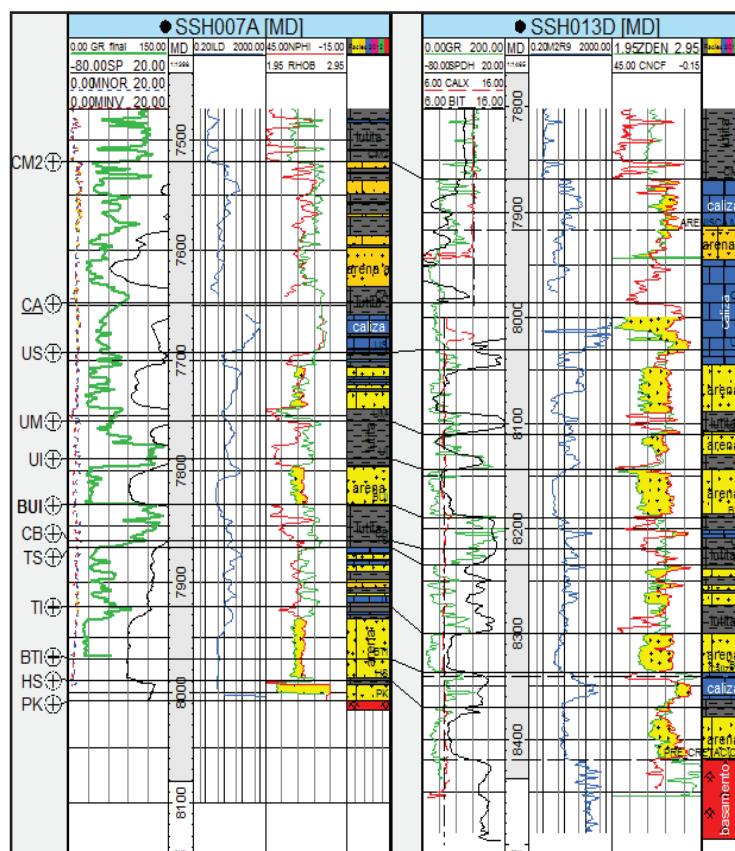
Fuente: EP PETROECUADOR.

En la figura 3.23, Se observar la ubicación del nuevo pozo Sansahuari 18-D, y sus pozos aledaños, el cual se encuentra dentro de los límites del yacimiento, ubicado distancias adecuadas de los pozos aledaños de tal manera que no se afecte la producción de estos ya que el objetivo es incrementar la producción aprovechando el potencial del yacimiento.

3.2.4.2 Correlación

Una vez obtenidos los registros eléctricos de los pozo aledaños se realiza la correlación y se determinaron sus propiedades petrofísicas, las cuales se muestran más adelante en la tabla 3.26, de forma más específica y ubicando la profundidad de las arenas productoras.

FIGURA 3.24. REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS ALEDAÑOS AL POZO SANSAHUARI 18-D



Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.4.3 Intervalos a disparar

TABLA 3.24 INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO SANSAHUARI 18-D

Prioridad	Arena	Profundidad (pies)	Total (pies)	
1	U media	8044	8049	5
		8060	8075	15
2	U superior	7986	7992	6
		8000	8008	8
3	T superior	8192	8200	8
		8206	8209	3
4	T inferior	8240	8246	6

Fuente: EP PETROECUADOR.

Estos intervalos fueron determinados de la correlación de los registros eléctricos de la figura 3.24, que al realizar una proyección geológica de los estratos, que como vemos (figura 3.23) este pozo se encuentra a una mayor profundidad, entonces se determinaron así las profundidades de las arenas productoras las mismas que están ordenadas en orden de prioridad y por lo tanto se propone

dispara en la arena “U media” que consta de 2 intervalos con un total de 20 pies de altura de la formación la misma que presenta buenas propiedades petrofísicas además que sus pozos aledaños indican una buena producción.

3.2.4.4 Pruebas de producción

TABLA 3.25 PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO SANSAHUARI 18-D

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS						
PRUEBAS INICIALES						
POZO	FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW %
SSH-12D	4/22/2012	UM	PPH	1296	1283	1
SSH-13D	3/30/2012	US	PPS	864	432	50
PRUEBAS ACTUALES						
POZO	FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW %
SSH-02	7/1/2012	UI	PPH	682	188	72.4
SSH-12D	6/30/2012	UM	PPH	1454	1414	3
SSH-13D	6/27/2012	US	PPS	1730	173	90
SSH-15D	6/28/2012	TS	PPS	1003	100	90

Fuente: EP PETROECUADOR.

Finalmente realizamos la correlación de los caudales de producción los pozos vecinos con lo cual nos permite tener un criterio para determinar un estimativo del potencial de producción de nuestro pozo.

3.2.4.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.

TABLA 3.26 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SANSAHUARI 18-D

TASA DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO	1500	[BFPD]
TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	800	[BPPD]
BSW	53,3	[%]
API	17,6	[°]
GOR	0,15	
POROSIDAD	22	[%]
PRESION DE BURBUJA	832	[psi]
Pwf	2716	[psi]
PRESIÓN DE RESERVOIRIO	3026	[psi]
PRESIÓN DE CABEZA	250	[psi]
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	20 (8055'-8075')	[pies]

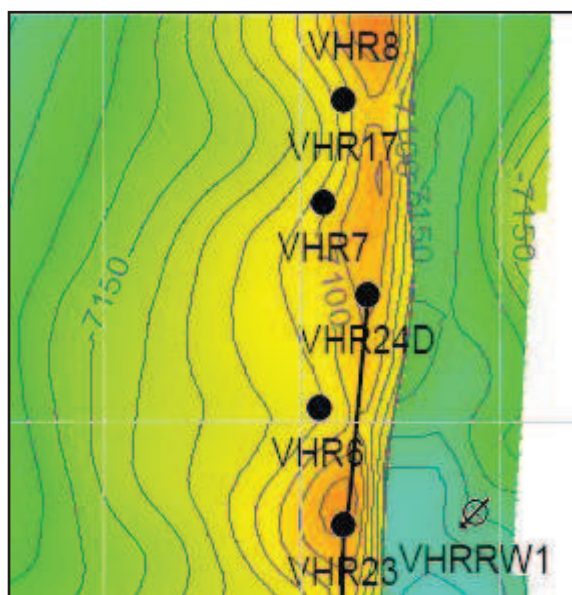
Fuente: EP PETROECUADOR.

En la tabla 3.26 se muestran los parámetros finales obtenidos de la correlación tanto de registros eléctricos como de producción de los pozos aledaños con los cuales se caracteriza el pozo Sansahuari 18-D.

3.2.5 POZO VHR 24-D.

3.2.5.1 Ubicación del pozo y de los pozos vecinos

FIGURA 3.25 UBICACIÓN DEL POZO VHR 24-D.



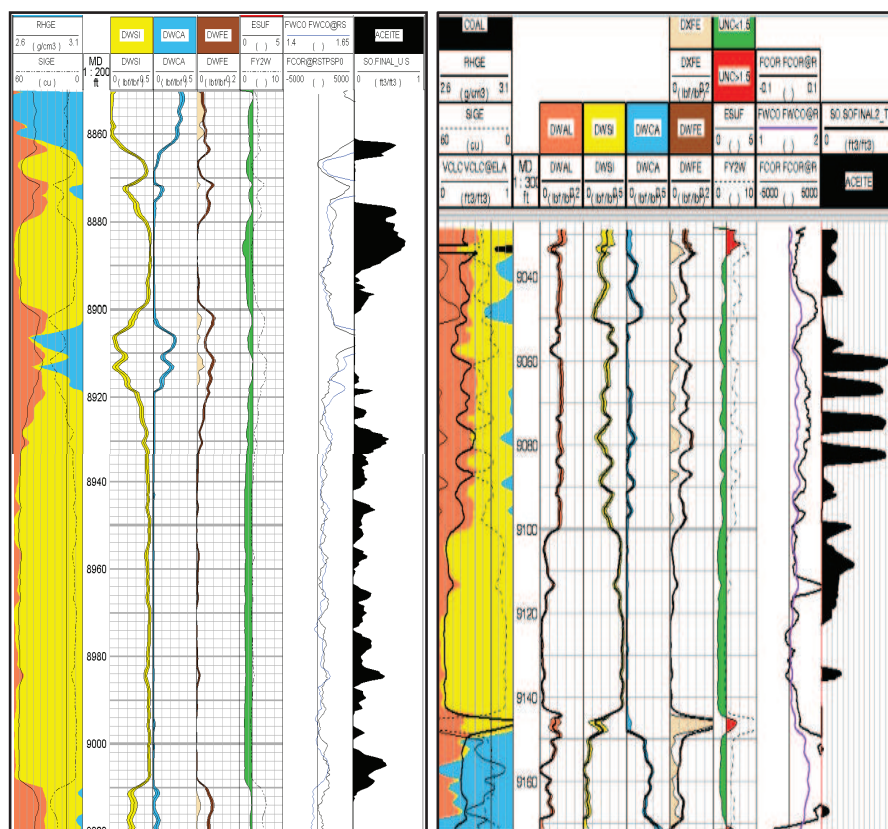
Fuente: EP PETROECUADOR.

En la figura 3.25. Se observar la ubicación del nuevo pozo VHR 24-D, y sus pozos aledaños, el cual se encuentra dentro de los límites del yacimiento, ubicado distancias adecuadas de los pozos aledaños de tal manera que no se afecte la producción de estos ya que el objetivo es incrementar la producción aprovechando el potencial del yacimiento.

3.2.5.2 Correlación

Una vez obtenidos los registros eléctricos de los pozo aledaños se realiza la correlación y se determinaron sus propiedades petrofísicas, las cuales se muestran más adelante en la tabla 3.29, de forma más específica y ubicando la profundidad de las arenas productoras.

FIGURA 3.26 REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS ALEDAÑOS AL POZO VHR 24-D



Fuente: EP PETROECUADOR.

3.2.5.3 Intervalos a disparar

TABLA 3.27 INTERVALOS DE ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO VHR 24-D

Prioridad	Arena	Profundidad (pies)	Total (pies)
1	U media	8924 - 8936	12
		8964 - 8980	15
2	U superior	8878 - 8886	8
		8890 - 8894	4
3	T superior	9102 - 9120	18

Fuente: EP PETROECUADOR.

Estos intervalos fueron determinados de la correlación de los registros eléctricos de la figura 3.26, que al realizar una proyección geológica de los estratos, que como vemos (figura 3.25) este pozo se encuentra a una mayor profundidad, entonces se determinaron así las profundidades de las arenas productoras las mismas que están ordenadas en orden de prioridad y por lo tanto se propone

dispara en la arena “U media” que consta de dos intervalos, ya que presenta buenas propiedades petrofísicas además que sus pozos aledaños indican una buena producción.

3.2.5.4 Pruebas de producción

TABLA 3.28 PRODUCCIÓN DE POZOS ALEDAÑOS AL POZO VHR 24-D

POZO	FORECAST JUNIO				PRODUCCION ACTUAL			
	ARENA	BFPD	BSW	BPPD	FECHA	BFPD	BSW	BPPD
VHR-22D	Us	2780	54	1279	06-jul	1512	62	575
VHR-23D	Ui	1442	64	519	30-jun	1448	64	521
VHR-17	BT	1000	75	250	01-jul	942	75	236
VHR-08	BT+Us	190	40	114	03-jul	192	40	115

Fuente: EP PETROECUADOR.

Finalmente realizamos la correlación de los caudales de producción los pozos vecinos con lo cual nos permite tener un criterio para determinar un estimativo del potencial de producción de nuestro pozo.

3.2.5.5 Resultados de parámetros petrofísicos y potencial de producción.

A continuación en la tabla 3.29 se muestran los parámetros finales obtenidos de la correlación tanto de registros eléctricos como de producción de los pozos aledaños con los cuales se caracteriza el pozo VHR 24-D.

TABLA 3.29 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO VHR 24-D

TASA DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO	1500	[BFPD]
TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	400	[BPPD]
BSW	73,3	[%]
API	26	[°]
GOR	0,64	
POROSIDAD	20	[%]
PRESION DE BURBUJA	900	[psi]
Pwf	2300	[psi]
PRESIÓN DE RESERVORIO	2900	[psi]
PRESIÓN DE CABEZA	60	[psi]
ESPESOR DE LA FORMACIÓN	10 (8876'-8886')	[pies]

Fuente: EP PETROECUADOR.

CAPITULO IV

ANÁLISIS TECNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO

La rentabilidad económica de un proyecto de la industria petrolera, no es fácil determinar por las dificultades que existen para pronosticar el comportamiento de todas las variables que condicionan su resultado. Por ello en el presente trabajo es necesario aclarar que se evalúa un escenario, quizás el más probable, de todos los escenarios que podría enfrentar el proyecto.

Éste análisis tiene por objeto presentar en forma sintetizada las diferentes opciones de costos en cuanto a servicios de las técnicas de disparo: TCP y cañones con anclas. Se proporciona además una idea de la rentabilidad de este proyecto en base a los costos previstos con los beneficios esperados de la técnica aplicada en los pozos propuestos.

4.1 CONSIDERACIONES EN LAS QUE SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico del presente proyecto se evalúan varios parámetros económicos como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), y finalmente el Flujo Neto de Caja, que determinarán si el proyecto es rentable o no.

4.1.1 FLUJO DE CAJA

El flujo de fondos o flujo neto de caja es un esquema organizado que muestra cuales son los ingresos y egresos del proyecto a evaluar y además muestra el periodo de tiempo en el cual ocurren. Esta presentación organizada de los costos es la base para encontrar un indicador de rentabilidad.

4.1.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN).

El VAN es el método más conocido y más aceptado en la evaluación de proyectos. Para ello se calcula la sumatoria del valor actual de todos los flujos futuros de caja proyectados a partir del primer período de operación, y se resta la

inversión total en el periodo 0. Con esto se mide el excedente resultante después de obtener la rentabilidad deseada, y después de recuperar toda la inversión. Cabe recalcar que el proyecto es económicamente rentable cuando el VAN es mayor que 0. Para su cálculo se emplea la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=1}^n \frac{FNCK}{(1+i)^k} \quad (4.1)$$

donde:

n= numero de periodos

F= flujo neto de caja al periodo k.

Io= Inversión Inicial

i= Tasa mínima de Interés.

4.1.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

Es la tasa de rendimiento por período, con la cual, la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente igual a los desembolsos expresados en moneda actual. Cabe recalcar que el proyecto es económicamente rentable cuando el TIR es mayor a la tasa de actualización. Para su cálculo se emplea la siguiente ecuación:

$$0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+TIR)^j} \quad (4.2)$$

4.1.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).

Es un indicador que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los ingresos de efectivo recuperen la inversión inicial del proyecto.

4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA COMPARATIVA DE COSTOS EN POZOS QUE SE APLICÓ LAS TÉCNICAS CON ANCLA Y TCP.

En el presente proyecto se realiza un análisis de los costos operativos que implican en el desarrollo de un pozo productivo, partir de los procesos de cañoneo y completación y puesta en producción del pozo. La diferencia de costos básicamente estará en la técnica de disparo que se va a usar entre TCP y

cañones con ancla. Además es importante destacar que el tiempo de operación de la torre o taladro es importante, puesto que esto implica costos operativos así como también influye en la producción diferida que esto produce.

4.2.1 EVALUACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN USANDO LA TECNICA TCP Y CON ANCLA.

Para nuestro análisis se tomará de referencia como ejemplo el pozo CUY-38D, en el cual se uso la técnica de cañoneo con ancla, en la tabla 4.1 se puede observar el costo y tiempo de operación del taladro y costo estimado para cañoneo y completación.

TABLA 4.1. TIEMPO Y COSTO ESTIMADO DE CAÑONEO CON ANCLA PARA EL POZO CUY-38D

TIEMPO, COSTOS DE CAÑONEO Y COMPLETACIÓN DEL POZO CUY-38D	
SERVICIO	INVERSIÓN
Trabajo de la torre (6 días)	S/. 171,000
Supervisión & Transporte	S/. 6,300
Equipo de subsuelo y superficie	S/. 373,489
Unidad de wireline	S/. 3,284
Registros (USIT-CBL-VDL-GR-CCL)	S/. 33,549
CIBP	S/. 29,600
Cañones con ancla + correlación	S/. 105,278
Supervisión e instalación BES	S/. 2,286
Protectores cannon + quick conector	S/. 12,749
Servicio de spooler	S/. 2,465
Completación y pruebas	170,000
	TOTAL
	S/. 910,000

ELABORACIÓN: David Pozo

Para tomar de referencia tomamos como ejemplo el pozo Cuy 36-D en donde se realizó el trabajo de disparos con la técnica convencional TCP. En la tabla 4.2, se puede observar los costos estimados y tiempo necesario de operación del taladro para realizar el cañoneo con TCP.

TABLA 4.2. TIEMPO Y COSTO ESTIMADO DE CAÑONEO CON TCP PARA EL POZO CUY-36D

TIEMPO, COSTOS DE CAÑONEO Y COMPLETACIÓN DEL POZO CUY-36D	
SERVICIO	INVERSIÓN
Trabajo de la torre (11 días)	S/. 313,500
Supervisión & Transporte	S/. 6,300
Equipo de subsuelo y superficie	S/. 373,489
Unidad de wireline	S/. 3,284
Registros (USIT-CBL-VDL-GR-CCL)	S/. 33,549
CIBP	S/. 29,600
Cañones con TCP + correlación	S/. 65,278
Supervisión e instalación BES	S/. 2,286
Protectores cannon + quick conector	S/. 12,748
Servicio de spooler	S/. 2,465
Completación y pruebas	170,000
TOTAL	S/. 1,012,500

ELABORACIÓN: David Pozo

Analizando los tiempos de operación para el cañoneo con la técnica TCP más la completación, son 5 días adicionales respecto a la operación de cañoneo con ANCLA más la completación, influenciando directamente en el incremento en la inversión, siendo este de \$ 142.500.

En cambio el costo de la herramienta de cañoneo con la técnica TCP es \$ 40.000 menos que el costo de la herramienta en la técnica de cañoneo con ancla. Finalmente el costo de operación total con la técnica TCP es \$102.500 más que la técnica con ancla debido al costo de operación del taladro.

4.2.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN USANDO LA TECNICA TCP Y CON ANCLA.

Trabajos realizados en campo han demostrado que la técnica de cañoneo con ancla permite incrementar en un rango del 5 – 20 % la producción de petróleo

debido a sus beneficios técnicos respecto de la técnica TCP, lo que significa un mayor ingreso económico. Para el objetivo de nuestro estudio se asumirá el 10% de incremento de producción en los pozos propuestos. Además se tomará en cuenta la producción diferida debido a la diferencia en los días de uso del taladro.

4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TÉCNICA CON ANCLA Y TCP EN LOS POZOS PROPUESTOS

4.3.1 INGRESOS Y COSTOS.

En las tablas 4.5 y 4.6 se presentan el detalle de los costos de operación de cada técnica respectivamente así como también los ingresos debido a la producción obtenida, para lo cual tomaremos un precio de barril de petróleo de \$80, precio tomado como referencia del Banco Central del Ecuador. Se tomaran en cuenta los valores de costo de cañoneo y completación, de acuerdo a los ejemplos mostrados en las tablas 4.1 y 4.2, se calcula el ingreso en función de la producción mensual de cada pozo.

TABLA 4.5 INGRESOS Y COSTOS AL USAR LA TÉCNICA TCP EN LOS POZOS PROPUESTOS.

POZO	COSTO DE CAÑONEO CON TCP Y COMPLETACIÓN (\$)	BPPD	PRECIO BARRIL DE PETROLEO (\$)	INGRESO MENSUAL (\$)
CUY 37-D	1.012.500	450	80	1080000
CUY 39-D		1080		2592000
SSH 15D		198		475200
SSH 18D		720		1728000
VHR 24-D		360		864000
TOTAL		2808		6739200

ELABORACIÓN: David Pozo

TABLA 4.6 COSTOS AL USAR LA TÉCNICA DE CAÑONES CON ANCLA EN LOS POZOS PROPUESTOS.

POZO	COSTO DE CAÑONEO CON ANCLA Y COMPLETACIÓN (\$)	BPPD	PRECIO BARRIL DE PETROLEO (\$)	INGRESO MENSUAL (\$)	PRODUCCIÓN DIFERIDA (\$)
CUY 37-D	910.000	500	80	1200000	200000
CUY 39-D		1200		2880000	480000
SSH 15D		220		528000	88000
SSH 18D		800		1920000	320000
VHR 24-D		400		960000	160000
TOTAL		3120		7488000	1248000

ELABORACIÓN: David Pozo

Observamos que el resultado del análisis comparativo entre el uso de las dos técnicas respectivamente, empieza con la diferencia en el costo operativo del uso de la técnica, luego existe una mayor recuperación es decir en el ingreso debido a la producción q es mayor en un 10% lo que aumenta el ingreso mensual así como también el aumento de la producción diferenciada.

En conclusión se observa que la aplicación de la técnica con ancla presenta mayores beneficios económicos respecto del uso de la técnica TCP, por lo tanto se realizará el análisis económico y su evaluación usando esta nueva tecnología de cañoneo.

4.3.2 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.

Es importante tomar muy en cuenta que este factor nos muestra que la declinación de Producción me permitirá conocer la cantidad de hidrocarburo producido a través de un determinado tiempo en nuestro caso para un año. El método de declinación de producción usado es el de Declinación Exponencial, mediante la ecuación 4.3.

$$q = q_i * e^{-dt} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

q = Producción a un tiempo determinado t .

q_i = Producción inicial.

d = Declinación de producción mensual.

t = Tiempo en meses.

Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de evaluación económica se considera una declinación de producción (d) de 20 % anual, lo que implicaría un 1,67 % mensual.

En la tabla 4.7 se presenta la declinación de producción de los 5 pozos propuestos calculado para un año a partir del estimado inicial de producción de cada pozo.

Los egresos están dados por el costo operativo que se obtiene de la multiplicación entre la producción acumulada mensual por el costo operativo del barril de

petróleo, donde se maneja un costo operativo aproximado del barril de petróleo en el campo de 5,50 dólares, en los que se incluyen: Costo Administrativo, Diesel para las bombeo mecánico, Energía Eléctrica, Químicos para tratar el fluido y Gastos de mantenimiento (cabezal, balancín, variadores de voltaje).

TABLA 4.7. DECLINACION DE PRODUCCION DE LOZ POZOS PROPUESTOS

MES	PRODUCCION DE PETRÓLEO (BPPD)					PRODUCCIÓN TOTAL MENSUAL	COSTOS PRODUCCION EGRESOS
	CUY 37-D	CUY 39-D	SSH 15D	SSH 18D	VHR 24-D		
1	500	1200	220	800	400	93600,0	514800
2	491,74	1180,17	216,37	786,78	393,39	92053,5	506294,5
3	475,62	1141,50	209,27	761,00	380,50	89036,9	489702,7017
4	452,44	1085,85	199,07	723,90	361,95	84696,2	465828,9356
5	423,27	1015,85	186,24	677,23	338,62	79236,0	435797,8442
6	389,44	934,65	171,35	623,10	311,55	72903,0	400966,7378
7	352,39	845,74	155,05	563,83	281,91	65968,0	362824,2204
8	313,60	752,65	137,99	501,76	250,88	58706,5	322885,7275
9	274,47	658,73	120,77	439,15	219,58	51381,1	282596,0452
10	236,25	567,01	103,95	378,01	189,00	44226,8	243247,2646
11	200,00	480,00	88,00	320,00	160,00	37439,7	205918,0915
12	166,51	399,62	73,26	266,41	133,21	31170,4	171437,4498

ELABORACIÓN: David Pozo

4.3.3 FLUJO DE CAJA Y RESULTADOS DE RENTABILIDAD

Una vez que se han determinado los ingresos y egresos del proyecto, el siguiente paso es la elaboración del flujo de caja, para poder determinar los indicadores económicos, y así determinar la rentabilidad del proyecto. En la tabla 4.7, se encuentran todos estos valores proyectados para un año de vida aproximada del proyecto.

TABLA 4.7. FLUJO NETO DE CAJA Y ACUMULADO.

MES	INVERSIÓN	PRODUCCION MENSUAL	INGRESOS (\$USD)	EGRESOS (\$USD)	FLUJO DE CAJA (\$USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$USD)
0	4.550.000,0				-4.550.000,0	-4.550.000,0
1		93.600,0	8.736.000,0	514.800,0	8.221.200,0	3.671.200,0
2		92.053,5	7.364.283,3	506.294,5	6.857.988,9	10.529.188,9
3		89.036,9	7.122.948,4	489.702,7	6.633.245,7	17.162.434,5
4		84.696,2	6.775.693,6	465.828,9	6.309.864,7	23.472.299,2
5		79.236,0	6.338.877,7	435.797,8	5.903.079,9	29.375.379,1
6		72.903,0	5.832.243,5	400.966,7	5.431.276,7	34.806.655,8
7		65.968,0	5.277.443,2	362.824,2	4.914.619,0	39.721.274,8
8		58.706,5	4.696.519,7	322.885,7	4.373.633,9	44.094.908,8
9		51.381,1	4.110.487,9	282.596,0	3.827.891,9	47.922.800,6
10		44.226,8	3.538.142,0	243.247,3	3.294.894,8	51.217.695,4
11		37.439,7	2.995.172,2	205.918,1	2.789.254,1	54.006.949,6
12		31.170,4	2.493.635,6	171.437,4	2.322.198,2	56.329.147,7

ELABORACIÓN: David Pozo

El flujo neto de caja se lo obtuvo de la sumatoria de la inversión mas los ingresos y restando los egresos. A partir de los datos de la tabla 4.7 se determinan los parámetros de evaluación TIR, VAN y PRI, con las fórmulas ya descritas, para los cuales se considera una tasa de actualización anual para el proyecto del 12 %. Los resultados se muestran en la tabla 4.8.

TABLA 4.8 RESULTADOS DE LOS PARAMETROS DE EVALUACION PARA EL PROYECTO.

TIR (%)	176,5
VAN (USD)	30.918.870
PRI (meses)	1

ELABORACIÓN: David Pozo

Como podemos observar los indicadores de la evaluación del proyecto son verdaderamente favorables, es decir, nos muestra que la rentabilidad económica del proyecto es muy alta.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La nueva tecnología de disparos con ancla presenta mejores beneficios técnicos en el proceso operativo, respecto de la técnica convencional TCP, ya que al ser combinado con un bajo balance reduce al mínimo el contacto de la formación con los fluidos de control y completación, disminuyendo el daño de formación.
- Como podemos observar en los 2 pozos tomados como ejemplos que se aplicó la técnica con ancla, presentan unos daños de formación de -0.24 y 0.16 lo que nos muestra claramente que es un daño despreciable respecto al daño que se causa al utilizar la técnica convencional TCP.
- Si bien el costo de la herramienta para el uso de cañones con ancla es superior al que se tiene con la herramienta convencional TCP, los resultados sugieren que el beneficio para el cliente será técnica y económicamente rentable.
- Trabajos realizados en campo han demostrado que la técnica de cañoneo con ancla permite incrementar en un rango del 5 – 20 % la producción de petróleo debido a sus beneficios técnicos respecto de la técnica TCP, lo que significa un mayor ingreso económico.
- Para el proyecto se tomó como referencia un promedio de aumento de producción del 10%, lo que representa económicamente un ingreso mensual de en total \$24.960, que sería la ganancia que se tiene al comparar con el uso del TCP.
- El cañoneo con ancla reduce el tiempo de operación de la torre o taladro ya que este sistema es desplegado por la unidad de Wire Line, reduciendo los costos operativos y además dando horas de producción extra que se conoce como producción diferida.

- Analizando los tiempos de operación para el cañoneo con la técnica TCP más la completación, son 5 días adicionales respecto a la operación de cañoneo con ANCLA más la completación, influenciando directamente en el incremento en la inversión, siendo este de \$ 142.500
- Calculando los parámetros económicos se tiene un TIR del 176%, el resultado del VAN es de \$30.918.870 y el tiempo en que se recupera la inversión es en el primer mes. Por lo que se puede determinar que la aplicación de la técnica de cañoneo con ancla representa mayor rentabilidad respecto de la técnica TCP.

5.2. RECOMENDACIONES

Una vez que se ha realizado el estudio y haber obtenido la comprobación de la hipótesis de manera positiva, mediante el análisis técnico y de rentabilidad del proyecto con los parámetros económicos de evaluación TIR, VAN y PRI, se recomienda la ejecución del proyecto, considerando las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda el uso de la técnica de disparos con ancla en pozos nuevos, que además permite combinar con la técnica de bajo balance y consecuentemente causa un daño de formación menor que con disparos con TCP, ya que los resultados han demostrado que es técnica y económicamente más rentable.
- Al realizar el estudio y recopilación de los datos de campo se pudo evidenciar que al usar la técnica de cañones con ancla, sería necesario la toma de pruebas de presión una vez que se inicie las pruebas de producción, ya que esto permitiría caracterizar mejor los yacimientos productores.
- No se recomienda usar esta técnica de cañones con ancla en pozos en donde la distancia desde la base de la zona que se dispara hasta el fondo del pozo es muy pequeño, ya que la herramienta que cae al fondo podría interferir a la zona productora disminuyendo la producción.

- Usando el mismo enfoque metodológico se recomienda que el presente estudio sirva como base para el desarrollo y aplicación de proyectos similares en otros campos petroleros de EP Petroecuador.
- Las operaciones de cañoneo, hacen uso de material explosivo y radioactivo por lo que se debe en todo momento seguir las normativas de seguridad proporcionadas por el personal que lleve a cabo la operación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **BARKER J. y S. PHIL**, “*Perforatig*”, Halliburton Energy Services, págs. 345-368.
- **BUSTILLOS, FERNANDO. (2008)**. “Análisis y selección de la mejor técnica de cañoneo para el Bloque Tarapoa”. (Tesis Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional).
- **CEVALLOS, CHRISTIAN. (2010)**. “Estudio de disparos con cargas dominador de alta Penetración en pozos petroleros seleccionados del Oriente ecuatoriano”. (Tesis Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional).
- **CRAFT, B.C y HAWKINS.M.F.** Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Editorial Tecnos. Madrid. 1977. 560 páginas.
- **DIAZ JOHAN Y SÁNCHEZ CHRITIAN. (2007)**. “Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción” (Tesis Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Politécnica del Litoral).
- **EP PETROECUADOR** “Plan de Desarrollo Cuyabeno Sansahuari”. Gerencia de Exploración y Desarrollo. Abril de 2011.
- **EP PETROECUADOR, DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS.** Exploración Producción, Área Cuyabeno. Julio 2012.
- **GARCIA, EDUARDO. (2008)**. “Estudio técnico – económico de la implementación de un sistema de seguridad para minimizar derrames de Crudo en los campos Cuyabeno y Sansahuari” (Tesis Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional).
- **LOROÑA, María (2000)**. “Optimización de la Densidad de Disparos y Sistemas de cañoneo en Formaciones Productoras” (Tesis no publicada. FIGEMPA, Universidad Central del Ecuador.)

- **MARTINEZ A. S.**, “Técnicas de Punzado para Optimización de la Producción”, Wireline & Perforating Services, Weatherford.
- **POZO, LENIN. (2012).** “Captación y tratamiento del gas asociado al petróleo de los campos: Cuyabeno-Sansahuari, y VHR para su utilización como combustible en el sistema de generación eléctrica” (Tesis DE Grado en Maestría de Gas y Petróleo, Facultad de Ingeniería, Instituto del Gas y del Petróleo, Universidad de Buenos Aires).

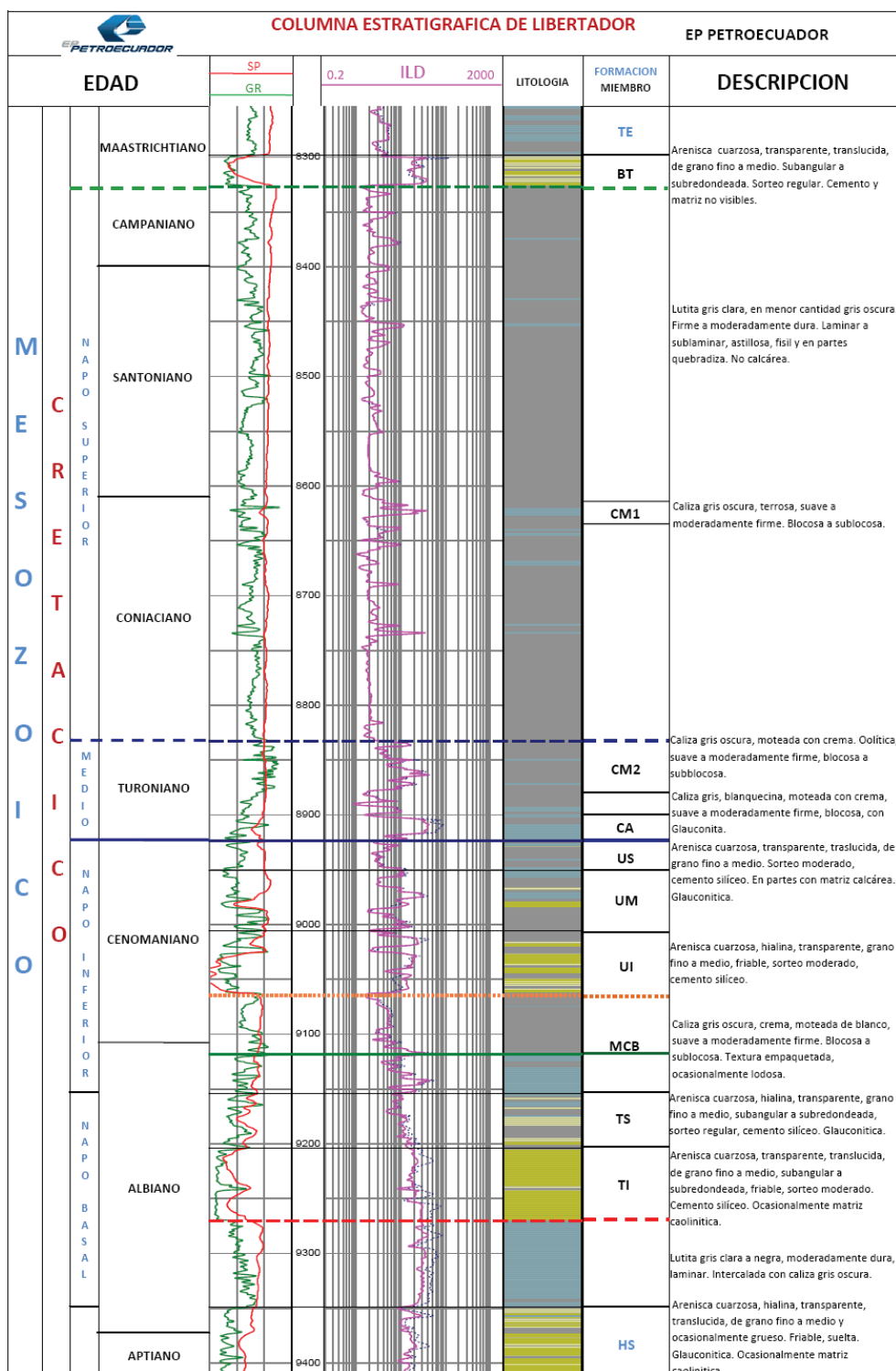
SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
°API	Densidad del petróleo (American Petroleum Institute)
°C	Grado Celsius
°F	Grado Fahrenheit
μ	Viscosidad del agua
μm	Micras
Bls	Barriles
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basement Solids and Water (agua, sólidos y sedimentos contenidos en el petróleo)
cm ³	Centímetro cúbico
cp	Centipoise
ft	Pie
g	Gramo
gls	Galones
Km	Kilómetro
HP	Horse Power (caballo de fuerza)
Hz	Hertzio
L	Litro
mg	Miligramo
PPH	Bombeo hidráulico
PPS	Bombeo eléctrico

BES	Bombeo electro sumergible
ppm	Partes por millón
RPM	Revoluciones por minuto
s	Segundo
VOLT	Voltios
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
GOR	Relación Gas - Petróleo
PSI	Libra por pulgada cuadrada
mg/l	Miligramo por litro
∅	Porosidad
Sw	Saturación de agua
K	Permeabilidad
β_o	Factor Volumétrico del Petróleo
md	Milidarcys
PCS/BLS	Pies cúbicos por Barril
W.O	Workover (Trabajo a hueco abierto)
q	Tasa de producción al tiempo t (BPPD)
q ₀	Tasa de producción al tiempo t=0 (BPPD)
d	Declinación exponencial (1/año)
t	tiempo en meses.

ANEXOS

ANEXO 1.1 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

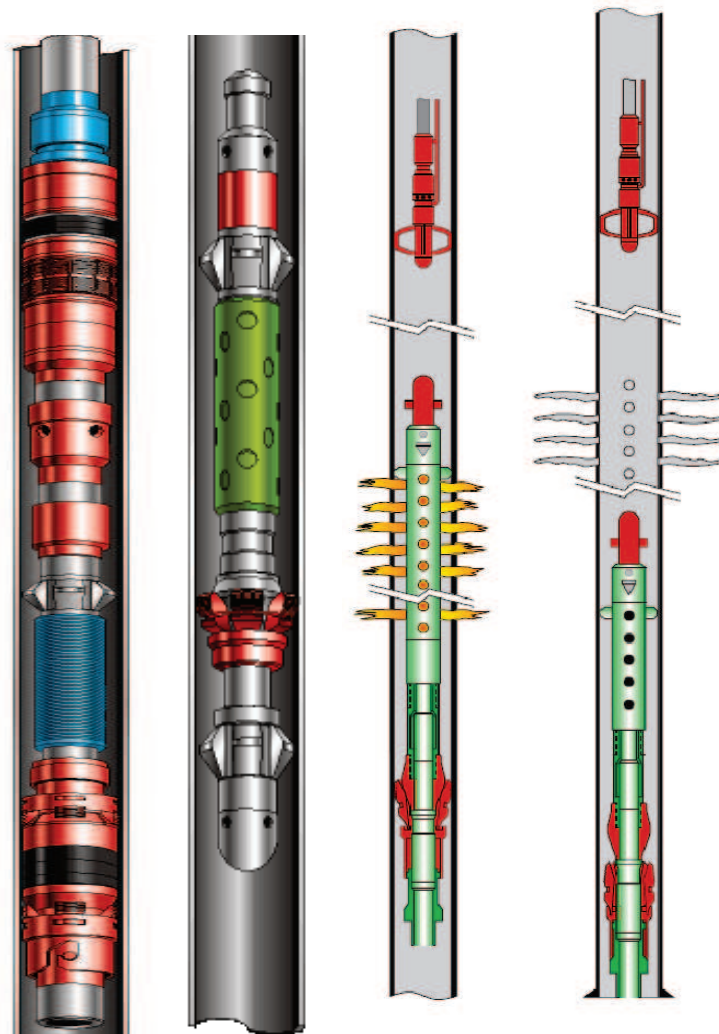


NOMENCLATURA ESTANDARIZADA FORMACIONES: TE (Tena), HS (Hollín Superior)

MIEMBROS: BT (Basal Tena), CM1 (Caliza M1), CM2 (Caliza M2), CA (Caliza A), US, UM, UI (Arenisca U Superior, Media e Inferior), MCB (Marcador Caliza B), TS, TI (Arenisca T Superior e Inferior).

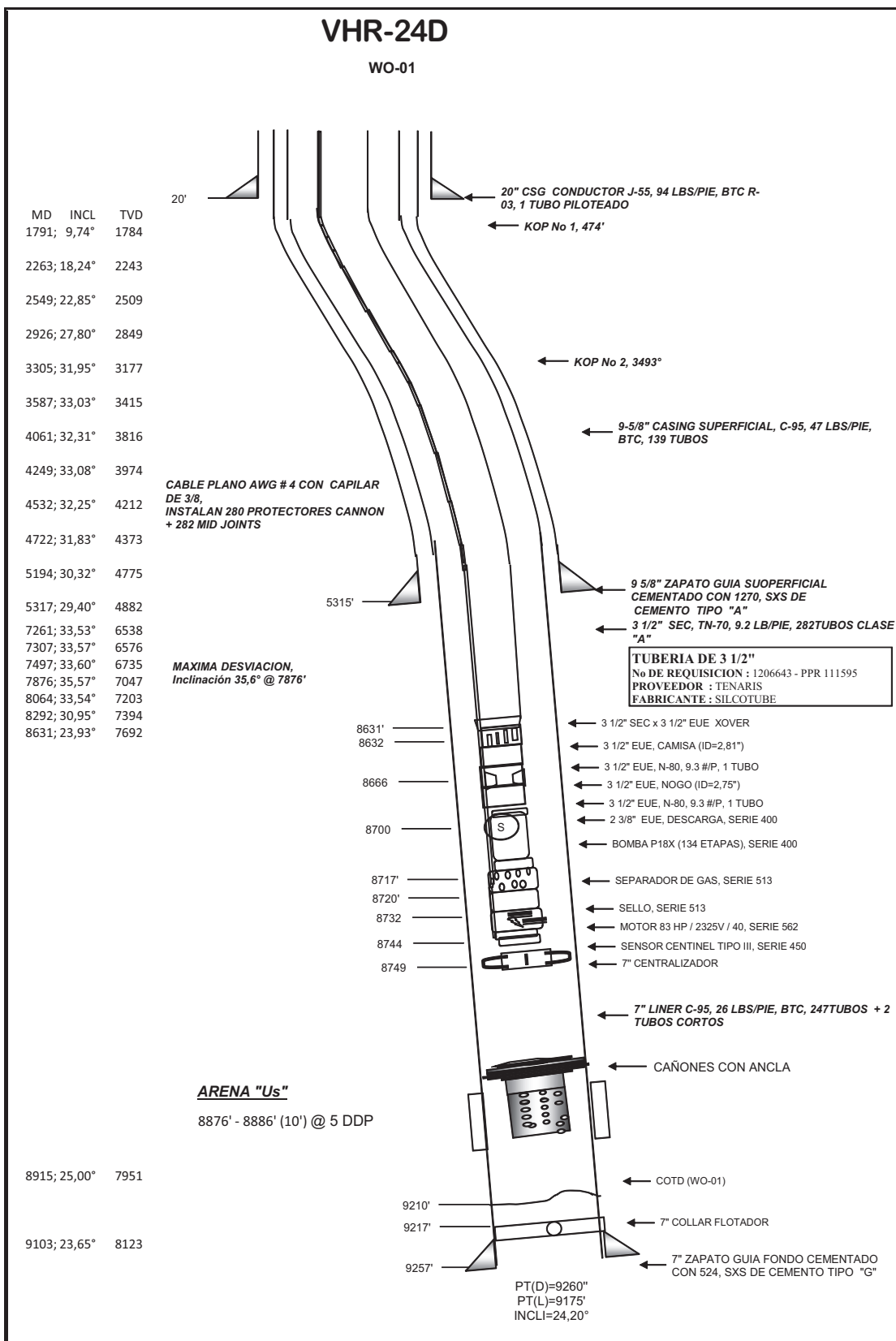
Fuente: EP PETROECUADOR.

ANEXO 2.1. DIAGRAMA DE CONFIGURACIÓN DE NUEVA TECNOLOGÍA DE CAÑONES CON ANCLAS.



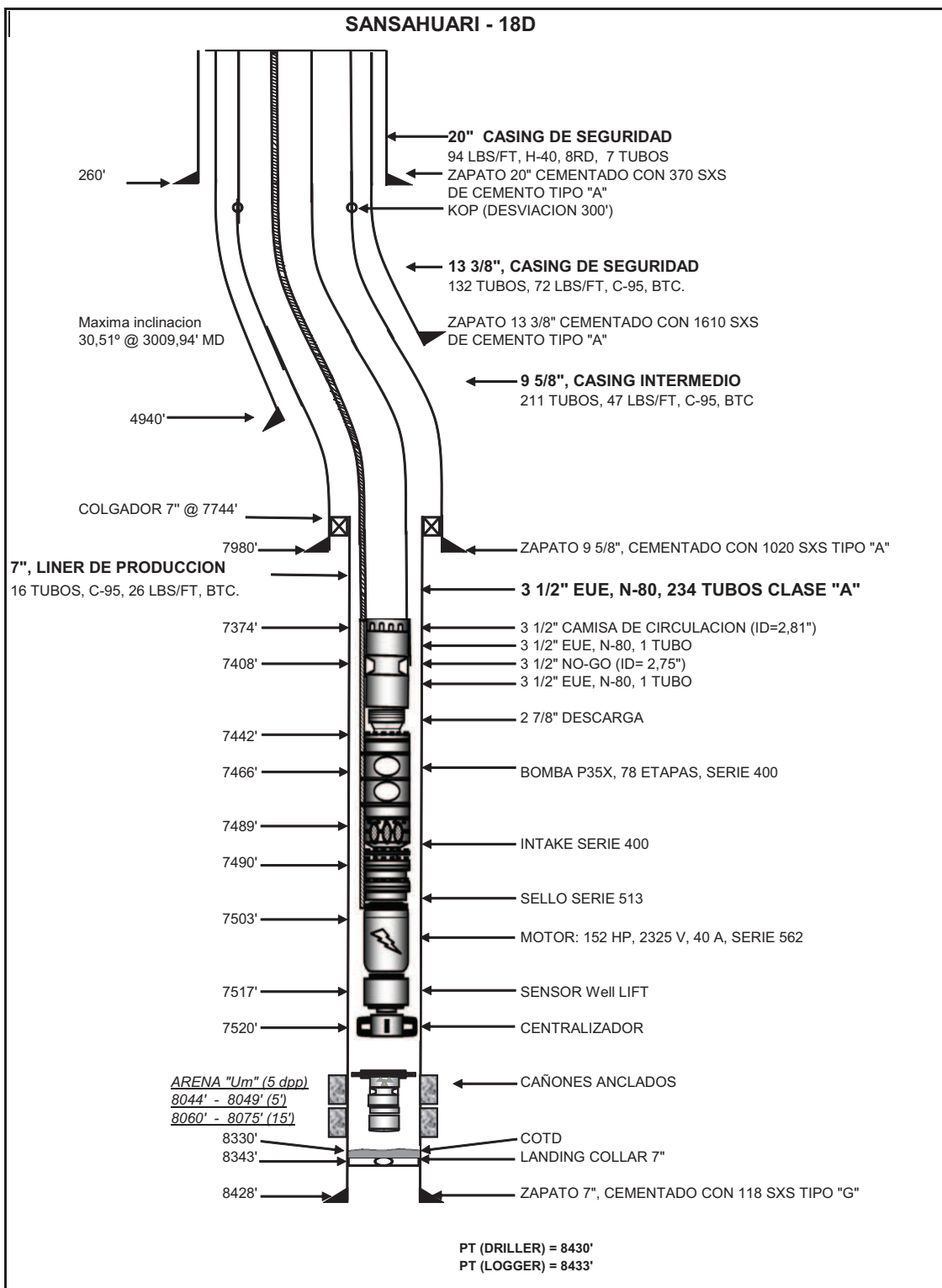
Fuente: HALLIBURTON.

ANEXO 3.1. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO VHR 24-D.



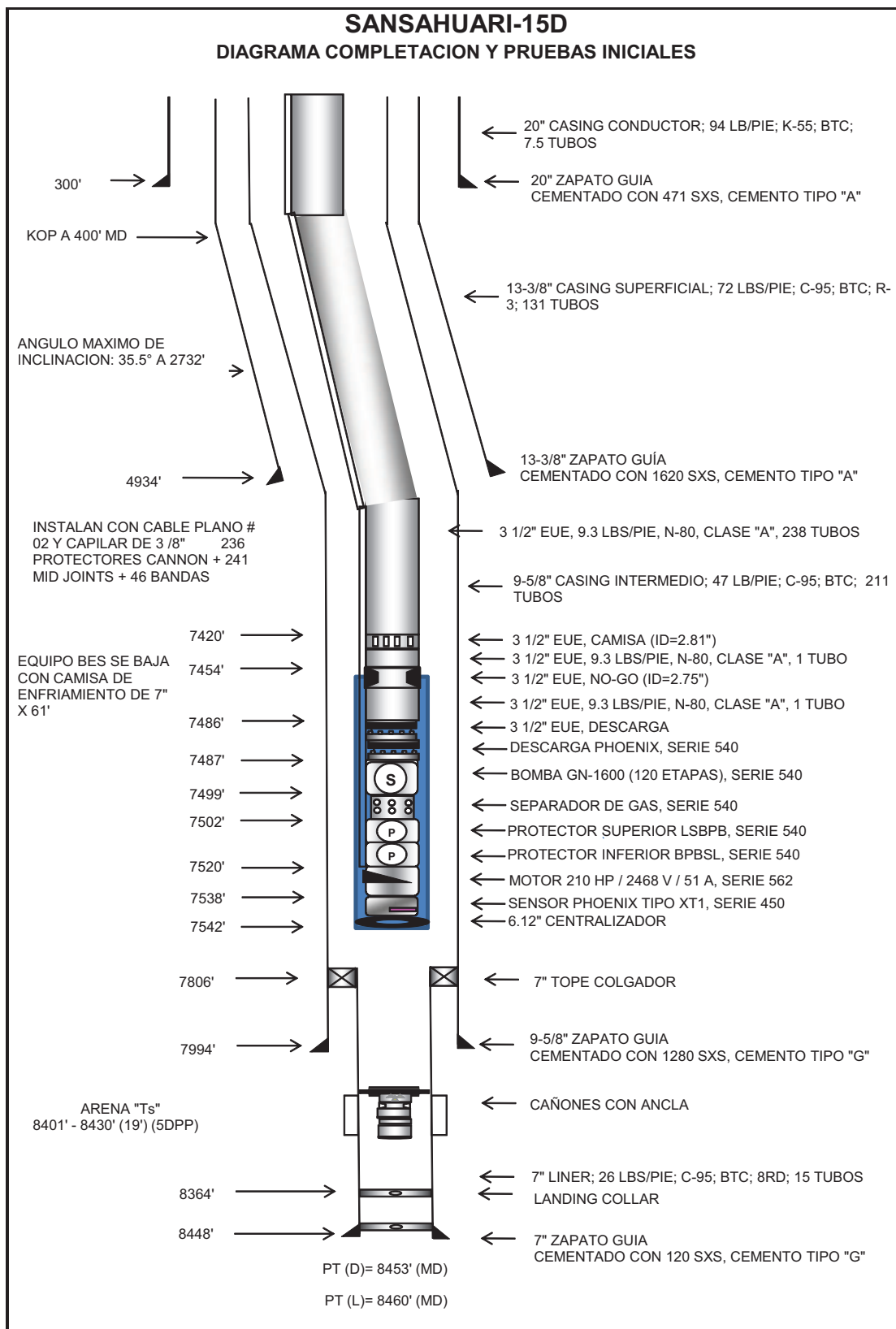
Fuente: EP PETROECUADOR.

ANEXO 3.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO SANSAHUARI 18-D.



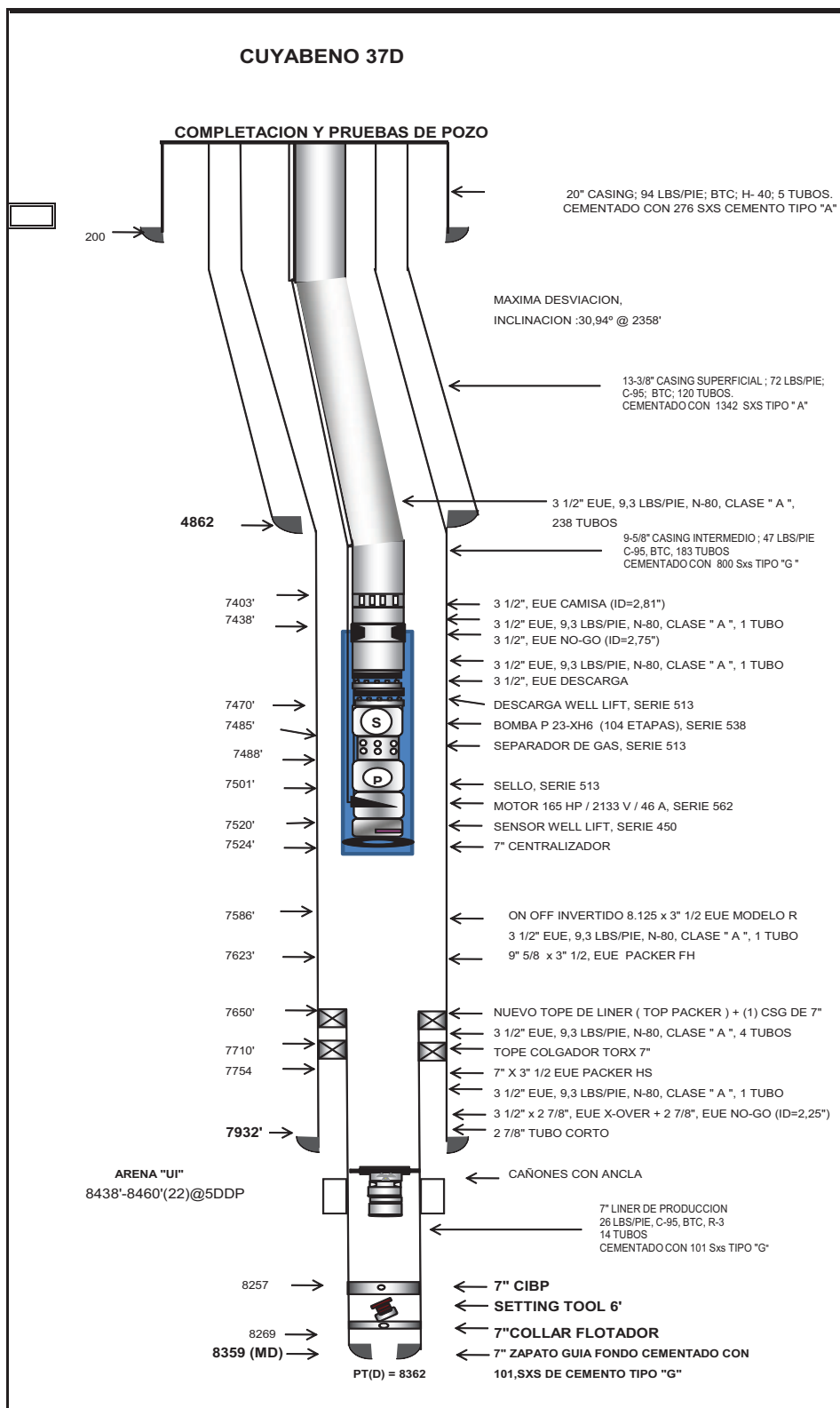
Fuente: EP PETROECUADOR.

ANEXO 3.3. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO SANSAHUARI 15-D.



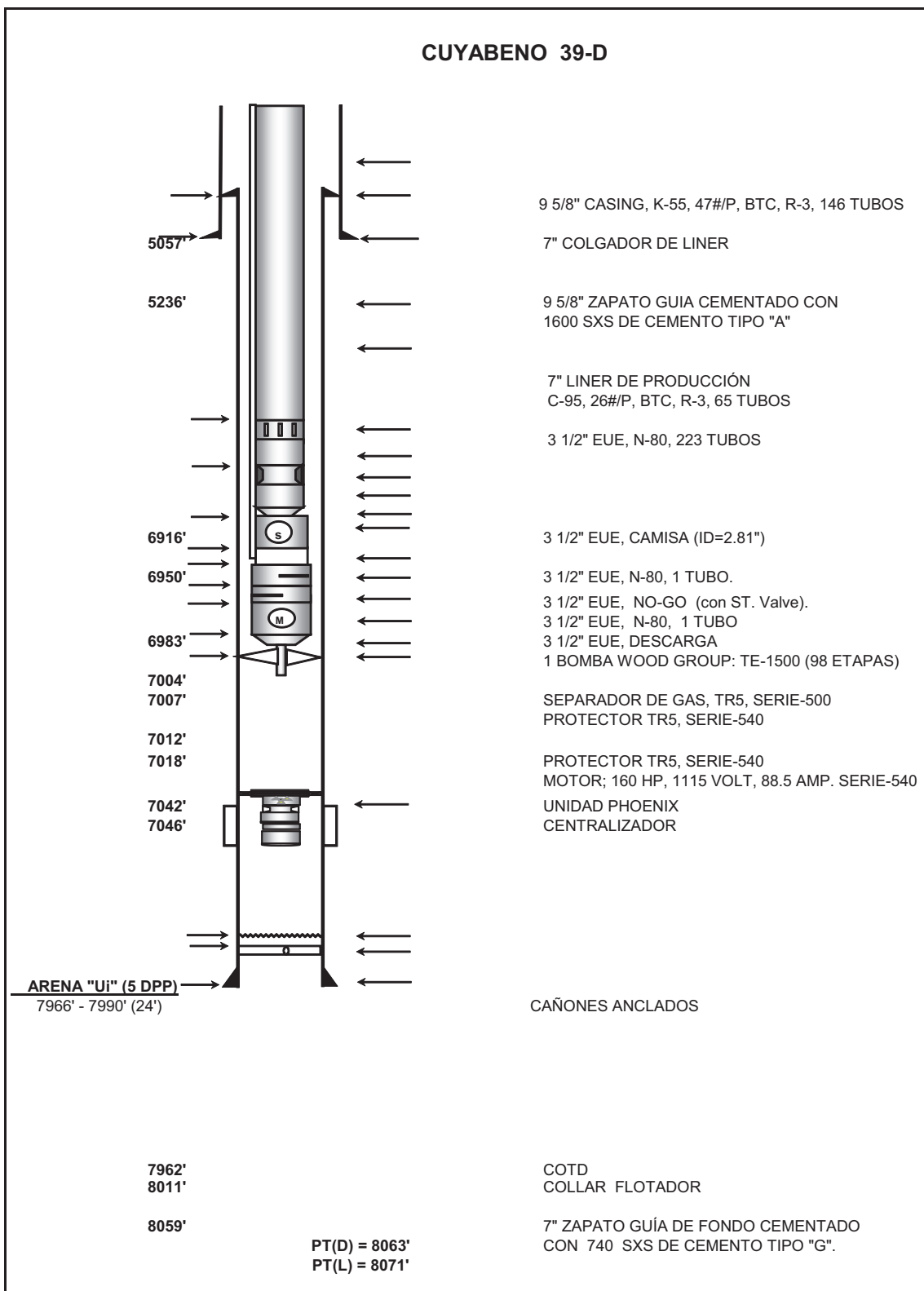
Fuente: EP PETROECUADOR.

ANEXO 3.4. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO CUYABENO 37-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

ANEXO 3.5. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN Y SARTA DE DISPARO DEL POZO CUYABENO 39-D.



Fuente: EP PETROECUADOR.

**ANEXO 4.1. GRAFICA DECLINACIÓN DE PRODUCCION PARA
LOS 5 POZOS PROPUESTOS EN EL PROYECTO.**

