

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**PLAN DE DESARROLLO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA  
PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA**

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

**MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN**  
**majo42002@yahoo.com**

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

**Quito, Junio 2012**

## DECLARACIÓN

Yo, María José León Guanín, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

**MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por María José León Guanín, bajo mi supervisión.

---

**ING. GERARDO BARROS**  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## DEDICATORIA

El trabajo realizado lo dedico a mi gran familia, a mi papito José Vicente León por enseñarme siempre a seguir adelante a trabajar siempre con honestidad, a mi mamita Corina Guanín por darme el gran ejemplo de que la constancia es lo más importante en la vida para alcanzar las metas que nos tracemos y a mis queridas hermanitas Cory y Gaby quienes siempre las he encontrado a mi lado apoyándome y alegrándome la vida de mil maneras. A ustedes quienes son el pilar de mi vida la razón más grande para seguir adelante dedico todo el esfuerzo puesto en este trabajo y toda mi vida estudiantil. Gracias hermosa Familia.

Quiero dedicar al amor de mi vida, Danny Bastidas quien ha estado junto a mí durante toda mi carrera profesional, por su gran cariño, paciencia, y amor que me ha brindado, por su apoyo y comprensión por su respeto y compañía por ayudarme siempre, quien ha sido un apoyo incondicional para poder terminar este proyecto. Mil gracias Amor de mi vida.



También quiero dedicar todo este esfuerzo a mi bebe que ahora esta en el cielo, mi chiquito lindo que me acompañaste por pocos meses durante este proyecto, juntos trabajamos mucho y hasta nos desvelamos pero aquí esta el final de las cosas lo logre por ti mi bebe, gracias porque fuiste una razón mas en mi vida por la cual luchar mi chiquito, y ahora a pesar que no nos conocimos quiero dedicarte este trabajo con mucho amor. Siempre te voy a recordar mi amor chiquito.

**María José**

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por brindarme día a día la vida la salud y las fuerzas para seguir adelante y de esta manera seguir culminando las metas impuestas.

A mis padres y a mis hermanas que con su gran cariño me han sabido apoyar siempre, gracias familia porque ustedes son el motivo más grande que Dios me entrego para seguir adelante.

A los profesores de la Escuela Politécnica Nacional que con gran paciencia y abnegación han sabido transmitir todos los conocimientos y experiencias necesarias para de esta manera afrontar la vida profesional.

Al Ingeniero Gerardo Barros, director de mi Proyecto de Titulación quien me ha sabido guiar de la mejor manera para poder desarrollar y culminar el proyecto.

A EP. PETROECUADOR especialmente al Ing. Omar Carrera por abrirme las puertas de la empresa para de esta manera poder culminar el proyecto con mucho éxito.

**María José**

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
DEDICATORIA .....	IV
AGRADECIMIENTO .....	VI
ÍNDICE DE CONTENIDOS .....	VI
ÍNDICE DE TABLAS .....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XV
ÍNDICE DE MAPAS .....	XVI
RESUMEN .....	XVII
PRESENTACIÓN .....	XIX
CAPÍTULO 1 .....	1
CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO .....	1
1.1. ANTECEDENTES .....	1
1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	1
1.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL .....	3
1.3.1. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA ESTRUCTURAL .....	5
1.3.2. INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES Y FALLAS .....	5
1.3.3. MAPAS ESTRUCTURALES .....	8
1.4. GEOFÍSICA .....	11
1.4.1. SÍSMICA .....	11
1.4.1.1. SÍSMICA 2D .....	11
1.4.1.2. SÍSMICA 3D .....	11
1.4.2. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SECOYA .....	11
1.4.2.1. CORRELACIONES ESTRUCTURALES-ESTRATIGRÁFICAS ...	14
1.4.2.2. MAPAS DE AMBIENTES DE DEPÓSITO .....	14

1.4.3. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO SECOYA.....	17
1.5. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO .....	19
1.5.1. SITUACIÓN ACTUAL DE POZOS .....	19
1.5.1.1. POZOS PRODUCTORES.....	20
1.5.1.2. POZOS REINYECTORES .....	20
1.5.1.3. POZOS CERRADOS .....	21
1.6. PROCUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO SECOYA .....	22
1.6.1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL SECOYA .....	22
1.6.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	22
1.6.1.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SECOYA .....	24
1.6.1.3. INGRESO DE PRODUCCIÓN AL CAMPO.....	24
1.6.1.4. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN Y REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO SECOYA .....	24
CAPÍTULO 2.....	28
ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS .....	28
2.1. MARCO TEÓRICO.....	28
2.1.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN .....	28
2.1.1.1. MECANISMO DE EMPUJE HIDRÁULICO O POR AGUA.....	28
2.1.2. RESERVAS DE PETRÓLEO .....	30
2.1.2.1. RESERVAS PROBADAS.....	31
2.1.2.2. RESERVAS PROBABLES.....	31
2.1.2.3. RESERVAS POSIBLES.....	31
2.1.2.4. RESERVAS DESARROLLADAS .....	31
2.1.2.5. RESERVAS NO DESARROLLADAS.....	31
2.1.2.6. RESERVAS PRIMARIAS.....	32
2.1.2.7. RESERVAS SECUNDARIAS.....	32
2.2. PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO DEL CAMPO SECOYA .....	32
2.2.1. PROPIEDADES FÍSICAS DEL MEDIO POROSO .....	32
2.2.2. INTRODUCCIÓN .....	32

2.2.2.1. PERMEABILIDAD.....	33
2.2.2.2. POROSIDAD .....	34
2.2.2.3. SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS.....	35
2.2.2.4. CONTACTO AGUA – PETRÓLEO (CAP).....	38
2.2.2.5. VOLUMEN DE ARCILLA .....	41
2.2.2.6. DETERMINACIÓN DE ESPESORES.....	42
2.2.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO .....	46
2.2.3.1. DENSIDAD DEL PETRÓLEO .....	46
2.2.3.2. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO .....	47
2.2.3.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO.....	48
2.2.3.4. RELACIÓN GAS-PETRÓLEO .....	49
2.2.3.5. PRESIÓN DE BURBUJA .....	51
2.3. MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA .....	52
2.3.1. CÁLCULO DEL FACTOR DE RECOBRO CAMPO SECOYA .....	52
2.3.1.1. CORRELACIONES ARPS PARA CALCULAR EL FACTOR DE RECOBRO.....	53
2.3.2. FACTORES DE RECOBRO OFICIALES DE EP. PETROECUADOR	55
2.4. CÁLCULO DE RESERVAS .....	56
2.4.1. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO .....	56
2.4.2. DIMENSIONES DEL YACIMIENTO.....	57
2.4.3. CÁLCULO DEL POES .....	60
2.5. MÉTODOS PARA DETERMINAR LAS RESERVAS .....	61
2.5.1. MÉTODO VOLUMÉTRICO .....	62
2.5.2. BALANCE DE MATERIALES.....	66
2.5.3. CURVAS DE DECLINACIÓN.....	68
2.5.3.1. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.....	69
DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	69
DECLINACIÓN HIPERBÓLICA .....	69
2.5.3.2. CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE OIL FIELD MANAGER DE PETROECUADOR	70
CAPÍTULO 3.....	78

PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO SECOYA Y ALTERNATIVAS .....	78
3.1. INTRODUCCIÓN.....	78
3.2. UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS .....	78
3.2.1. ANÁLISIS ESTRUCTURAL .....	78
3.2.2. ESPACIAMIENTO ENTRE POZO .....	79
3.2.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DE POZOS CIRCUNDANTES.....	82
3.2.4. ANÁLISIS SÍSMICO.....	83
3.3. ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO .....	86
3.4. ANÁLISIS DE RIESGO.....	86
3.5. UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS .....	86
3.6. POZOS VECINOS.....	87
3.6.1. ESTADO ACTUAL DE POZOS CIRCUNDANTES .....	88
3.7. ESPESORES DE ARENAS A PRODUCIRSE PARA POZOS PROPUESTOS .....	89
3.8. CÁLCULO DE RESERVAS DE LOS NUEVOS POZOS.....	91
3.8.1. RESERVAS DEL CAMPO SECOYA.....	91
3.8.2. RESERVAS DE LOS NUEVOS POZOS PROPUESTOS.....	91
3.8.2.1. CÁLCULO DEL RADIO DE DRENAJE .....	93
3.9. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN .....	98
3.10. PERFORACIÓN DE POZOS PROPUESTOS .....	102
3.10.1. TIPO DE PERFORACIÓN PARA LOS POZOS PROPUESTOS... 102	
3.10.1.1. PERFORACIÓN DIRECCIONAL TIPO "S" .....	102
3.10.1.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS TIPO "S".....	102
3.10.1.3. APLICACIONES DE LOS POZOS TIPO "S" .....	102
3.10.1.4. DESVENTAJAS DE LOS POZOS TIPO "S" .....	103
3.10.2. MODELO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL PARA LOS POZOS PROPUESTOS.....	104
3.10.3. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS.....	104
3.10.4. ALTERNATIVAS DE COMPLETACIONES PARA POZOS NUEVOS	105

3.10.5. TIPO DE BOMBA QUE SE UTILIZARÁ PARA LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PROPUESTOS .....	106
3.10.6. INYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA POR LOS POZOS PROPUESTOS.....	106
3.10.7. MODERNIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	107
3.11. DEMANDA FUTURA DE ENERGÍA PARA EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA.....	107
3.11.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DE EP. PETROECUADOR .....	108
3.11.2. NECESIDAD ENERGÉTICA ACTUAL Y FUTURA PARA LA INTENDENCIA LIBERTADOR.....	109
3.11.3. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN GENERACIÓN ELÉCTRICA	109
3.12. DESCRIPCIÓN DE CARRETERAS VÍAS DE ACCESO Y ESTADO DE PLATAFORMAS.....	110
3.12.1. VÍAS DE ACCESO CAMPO SECOYA .....	110
3.12.2. ESTADO ACTUAL DE LAS PLATAFORMAS .....	111
3.13. SEGURIDAD, SALUD Y AMBIENTE.....	111
3.13.1. INTRODUCCIÓN.....	111
3.13.1.1. ANÁLISIS FUNCIONAL DE OPERATIVIDAD (AFO) .....	112
3.13.1.2. SEÑALÉTICA.....	112
3.13.1.3. DISPENSARIO MÉDICO .....	112
3.13.1.4. PLAN DE RESPUESTA CONTRA INCENDIOS.....	113
3.13.1.5. PLAN DE EVACUACIÓN MÉDICA DE EMERGENCIA .....	113
3.13.1.6. EQUIPAMIENTO ADICIONAL .....	113
3.13.1.7. HELIPUERTO .....	114
3.13.1.8. MANEJO DE DESECHOS .....	114
3.13.1.9. PLAN DE CONTINGENCIA PARA DERRAMES .....	115
3.14. PROTECCIÓN AMBIENTAL .....	117
3.14.1. PASIVOS AMBIENTALES.....	119
3.15. RELACIONES COMUNITARIAS .....	119
3.15.1. BASES JURÍDICAS DE LAS RELACIONES COMUNITARIAS.....	120

3.15.2. RELACIONES COMUNITARIAS DE EP. PETROECUADOR EN EL CAMPO SECOYA.....	124
3.15.2.1. IDENTIFICACIÓN DE CONFLICTOS SOCIO AMBIENTALES CON LAS COMUNIDADES DEL ÁREA DE ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN Y SUS AFECTACIONES.....	124
3.16. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL.....	126
CAPÍTULO 4.....	129
ANÁLISIS ECONÓMICO Y SU FINANCIAMIENTO .....	129
4.1. INTRODUCCIÓN.....	129
4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO .....	129
4.3. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO .....	131
4.4. INVERSIONES DEL PROYECTO .....	132
4.4.1. INVERSIÓN DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN INICIAL.....	133
4.5. COSTOS DE PRODUCCIÓN .....	133
4.5.1. COSTOS DE OPERACIÓN .....	135
4.6. INGRESOS DEL PROYECTO.....	136
4.7. INDICADORES FINANCIEROS .....	139
4.7.1. FLUJO NETO DE CAJA.....	139
4.7.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	139
4.7.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	140
4.7.4. TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN .....	140
4.7.5. CÁLCULO DE VAN Y TIR DE LOS POZOS PROPUESTOS PARA EL PRECIO DEL PETRÓLEO DE 98,7 [USD/BBL] .....	141
4.7.5.1. POZO SECOYA 39D ESCENARIO BASE.....	141
4.7.5.2. POZO SECOYA 40D ESCENARIO BASE.....	143
CAPÍTULO 5.....	146
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	146
5.1. CONCLUSIONES.....	146
5.2. RECOMENDACIONES.....	147



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	148
NOMENCLATURA.....	150
ANEXOS.....	151
ANEXO 1-1.....	152
ANEXO 1-2.....	153
ANEXO 1-3.....	155
ANEXO 1-4.....	157
ANEXO 2-1.....	158
ANEXO 3-1.....	160
ANEXO 3-2.....	161
ANEXO 3-3.....	162
ANEXO 3-4.....	163
ANEXO 3-5.....	164
ANEXO 3-6.....	165
ANEXO 3-7.....	166
ANEXO 4-1.....	167

## ÍNDICE DE TABLAS

1-1	Coordenadas Geográficas del Campo Secoya _____	3
1-2	Pozos Cerrados campo Secoya _____	21
1-3	Coordenadas UTM de la Estación Secoya _____	22
1-4	Historia de Producción del Campo Secoya a Mayo – 2011 _____	23
2-1	Permeabilidades efectivas de las Arenas Productoras _____	33
2-2	Porosidades Efectivas para cada arena del Campo Secoya _____	35
2-3	Caracterización del Agua de Formación _____	36
2-4	Saturaciones de agua inicial y petróleo para cada arena del Campo Secoya _____	37
2-5	Límites de Arena y CAP para cada Arena del Campo Secoya _____	38
2-6	Volúmenes de Arcilla para cada arena del Campo Secoya _____	42
2-7	Espesores y Zona de Pago de cada arena del Campo Secoya _____	43
2-8	Clasificación del Petróleo según la Gravedad API _____	46
2-9	Grado API del petróleo para cada Arena del Campo Secoya _____	47
2-10	Viscosidades de Cada Arena del Campo Secoya _____	48
2-11	Factores Volumétricos Iniciales de Cada Arena del Campo Secoya _____	49
2-12	Relación Gas Petróleo de las Arenas del Campo Secoya _____	50
2-13	Datos PVT de una muestra de Petróleo obtenidos por Liberación Diferencial _____	51
2-14	Presiones de Burbuja para cada Arena del Campo Secoya _____	52
2-15	Propiedades Petrofísicas de cada Arena del Campo Secoya _____	54
2-16	Factor de Recobro para cada Arena del Campo Secoya _____	55
2-17	Factores de Recobro Oficiales de EP.PETROECUADOR _____	56
2-18	Áreas Productoras de cada arena del Campo Secoya _____	60
2-19	Datos Petrofísicos de cada arena para el Cálculo del POES _____	60
2-20	PEOS y FR para cada Arena del Campo Secoya _____	61
2-21	Reservas Probadas Remanentes y Producción Acumulada de Cada Arena del Campo Secoya _____	64
2-22	Reservas Probadas y Remanentes del Campo Secoya _____	74
2-23	Método Volumétrico y Curvas de declinación _____	77
3-1	Coordenadas Geográficas de los Pozos Direccionales Propuestos _____	87

3-2	<i>Pozos Circundantes a los Pozos SEC 39D y 40D</i>	87
3-3	<i>Historial de Producción de Pozos Vecinos a los Propuestos Secoya</i>	89
3-4	<i>Topes y Bases de Pozos Propuestos Secoya</i>	90
3-5	<i>Espesores de Zonas de Pago de Pozos Propuestos Secoya</i>	90
3-6	<i>Reservas del Campo Secoya</i>	91
3-7	<i>Parámetros Petrofísicos Promedio del Campo Secoya</i>	92
3-8	<i>Distancias Promedio entre Pozos Propuestos y Vecinos</i>	92
3-9	<i>Radio y Áreas de Drenaje de Pozos Propuestos Secoya</i>	93
3-10	<i>Factores de Recobro del Campo Secoya</i>	94
3-11	<i>Reservas Remanentes del Pozo Secoya 39D</i>	95
3-12	<i>Reservas Remanentes del Pozo Secoya 40D</i>	96
3-13	<i>Parámetros para las Completaciones Iniciales de Pozos Propuestos Secoya</i>	106
3-14	<i>Consumo Eléctrico por Estaciones-Campo Libertador</i>	108
3-15	<i>Acuerdos y Convenios con las Comunidades del Campo Secoya</i>	125
4-1	<i>Parámetros modelos de EP. PETROECUADOR</i>	130
4-2	<i>Costos de Producción de EP. PETROECUADOR</i>	134
4-3	<i>Ingresos Anuales y Mensuales del pozo SECOYA 39D</i>	137
4-4	<i>Ingresos Anuales y Mensuales del pozo SECOYA 40D</i>	138
4-5	<i>Valor Actual Neto del Proyecto</i>	141
4-6	<i>Valor Actual Neto del Proyecto</i>	143
4-7	<i>Cuadro Comparativo de Pozos Propuestos</i>	145

## ÍNDICE DE FIGURAS

1-1	Horizontes Interpretados en el Campo Libertad.	7
1-2	Ubicación de las líneas sísmicas usadas para ver la continuidad de las fallas	8
1-3	Mapa Estructural en tiempo para el reflector BCA Libertador.	9
1-4	Mapa Estructural del Campo Secoya al tope de la arena U-inferior	10
1-5	Ciclos sedimentarios y topes operacionales del Campo Secoya	12
1-6	Columna Estratigráfica Tipo de Libertador	13
1-7	Correlación Estratigráfica-Estructural. Norte –Sur Estructuras Secoya7, Secoya6, Secoya3 y Secoya2	15
1-8	Ubicación de los Pozos del Campo Secoya	20
2-1	Empuje Hidráulico de Fondo	29
2-2	Empuje Hidráulico Lateral	30
2-3	Registro Eléctrico del Pozo Secoya 8 – Arena U-Inferior	39
2-4	Registro Eléctrico del Pozo Secoya 7B – LIA	40
2-5	Registro Eléctrico del Pozo Secoya 38D U-Inferior Tope y Base	44
2-6	Registro Eléctrico del Pozo Secoya 33B T-Superior Tope y Base	45
2-7	Método Volumétrico	62
2-8	Relación porcentual POES y R. Probadas	63
2-9	Relación porcentual R. Remanentes y P. Acumulada	65
2-10	Relación Porcentual Producción de Arenas	65
2-11	Producción de petróleo en función del Tiempo	68
2-12	Pozos del Campo Secoya Arena U-inferior	70
2-13	Ventana de Dialogo	71
2-14	Interface Forecast	72
2-15	Curva de Declinación Arena U-inferior	73
2-16	Curva de Declinación. Campo Secoya Arena U-superior	75
2-17	Curva de Declinación. Campo Secoya Arena T-superior	76
3-1	Correlación Estratigráfica entre los Pozos SEC-6, SEC-39D (Propuesto) y SEC-14	80
3-2	Correlación Estratigráfica entre los pozos SEC-17, SEC-40D (Propuesto) y SEC-16	81

3-3	<i>Línea Sísmica W-E Pozo SEC-39D</i>	84
3-4	<i>Línea Sísmica N-S Pozo SEC-39D</i>	84
3-5	<i>Línea Sísmica W-E Pozo SEC-40D</i>	85
3-6	<i>Línea Sísmica N-S Pozo SEC-40D</i>	85
3-7	<i>Proyección de Producción del Pozo Secoya 39-D</i>	99
3-8	<i>Proyección de Producción del Pozo Secoya 40-D</i>	100
3-9	<i>Perfil de Producción del Pozo Secoya 40-D</i>	101
3-10	<i>Pozo Direccional Tipo "S"</i>	103
3-11	<i>Clasificación de Pozos Direccionales</i>	104
3-12	<i>Sistema Eléctrico Interconectado de EP PETROECUADOR, en el Distrito Amazónico.</i>	109

## ÍNDICE DE MAPAS

1-1	<i>Ubicación del Campo Libertador</i>	2
1-2	<i>Mapa Estructural a la Base de Caliza "A" del Campo Secoya</i>	4
1-3	<i>Mapa Estructural en Profundidad al tope de U superior</i>	6
1-4	<i>Mapa de ambientes sedimentarios de depósito para U Inferior.</i>	16
2-1	<i>Mapa Estructural en base U-inferior y Polígono del Área U-inferior</i>	58
2-2	<i>Mapa Estructural en base T-superior y Polígono del Área T-superior</i>	59
3-1	<i>Ubicación de los Nuevos Pozos Direccionales Propuestos</i>	88
3-2	<i>Vías de Acceso a Pozos del Área Libertador – Campo Secoya</i>	110

## RESUMEN

El proyecto presenta un plan de desarrollo del Campo Secoya, el cual se encuentra actualmente operado por EP. PETROECUADOR, con el principal objetivo de optimizar la recuperación de las reservas, mediante el estudio e integración de varias áreas (geofísica, geología, ingeniería de yacimientos) y así determinar la ubicación óptima de pozos para recuperar las reservas remanentes presentes en el campo.

El Campo Secoya es un campo ya maduro por su tiempo de producción fue descubierto con la perforación del pozo Secoya W-1 en 1980, y los mejores yacimientos que presenta el campo son las arenas U-inferior y T-inferior ya que presentan las mejores características petrofísicas, arenas que se recomiendan producir en el proyecto.

En el primer capítulo se presenta la caracterización del campo Secoya, información relacionada a la ubicación geográfica, estado estructural y estratigráfico de las arenas, situación actual del campo en cuanto a número y estado actual de los pozos, producción y facilidades de superficie actuales del campo.

En el segundo capítulo se presenta conceptos generales de las reservas y el tipo de reservas que se encuentran en todas las arenas productoras del campo, así como, conceptos generales del tipo de mecanismo de producción que presenta el mismo; también se realiza la caracterización de las arenas mediante el cálculo de las propiedades tanto de la roca como del fluido tales como: porosidad, permeabilidad, saturación inicial del agua, viscosidad, grado API, factor volumétrico, etc., con lo cual se determina el POES (petróleo original in sitio) y el factor de recobro. Y así realizar la actualización de las reservas del campo mediante el método volumétrico y el método de curvas de declinación, cuyas reservas ascienden a 50 millones de barriles.

En el tercer capítulo se discute sobre la ubicación de nuevos pozos para incrementar la producción del campo, para más adelante determinar los objetivos de perforación, seleccionar la mejor opción para determinar la geometría de los

pozos y la plataforma de partida. Además, las reservas, el área de drenaje, aporte inicial y pronósticos de producción por cada pozo propuesto. Además se realiza el análisis del estado actual y el cálculo de las reservas de cada uno de los pozos circundantes a los pozos propuestos. A continuación se presenta un estudio del estado actual del campo secoya en lo que se refiera ha: seguridad y salud industrial, protección ambiental y relaciones comunitarias.

En el cuarto capítulo se presenta un análisis económico mediante el cual se determina la factibilidad del proyecto, utilizando parámetros financieros así como: valor actual neto, tasa interna de retorno y tiempo de retorno de la inversión. Conociendo los costos que conlleva la producción de un barril de petróleo y los costos de inversión de perforación y completación inicial de los pozos. Considerando que en este proyecto no se consideran costos de inversión de facilidades de superficie.

Para finalizar el proyecto, en el quinto capítulo se presentan las conclusiones que fueron obtenidas en la realización del Plan de Desarrollo del Campo Secoya y además se presentan las recomendaciones que debería realizarse y tomar en cuenta a fin de obtener una explotación de las reservas presentes en los pozos propuestos de manera eficiente.

## PRESENTACIÓN

EP. PETROECUADOR es la empresa encargada de la explotación del Campo Libertador, ubicado en la Provincia de Sucumbíos, al nororiente de la Amazonía Ecuatoriana, su producción inicia en agosto de 1982, es decir, tiene una historia de producción de aproximadamente 30 años por lo cual se considera un campo maduro.

La necesidad principal de los campos maduros es la de contrarrestar la declinación natural de producción y mantener o incrementar los niveles de producción anuales, objetivo que comparte con el de un Plan de Desarrollo como el que se propone, ya que es un conjunto de actividades e inversiones que se proponen para desarrollar los yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables. En el Plan de Desarrollo realizado se propone implementar dos pozos direccionales.

Para lo cual en este proyecto utiliza información geológica, geofísica, de yacimientos y tecnológica que existe hasta agosto del 2011 en el campo, y basándose parámetros estructurales, estratigráficos, propiedades petrofísicas de los yacimientos, factores de recobro, cálculo de reservas remanentes se establece la mejor alternativa para desarrollar el campo.

El proyecto también presenta toda la información necesaria respecto a la seguridad, salud industrial, así como también, sobre los problemas ambientales y con las comunidades que conlleva un plan de desarrollo.

Finalmente el proyecto presenta un análisis económico de gran importancia, para estimar si el proyecto presenta una buena rentabilidad, y su implementación traiga buenos resultados para el Estado Ecuatoriano.



# Capítulo 1

## CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO

### 1.1. ANTECEDENTES

El Campo Libertador fue descubierto en el año 1980 con la perforación del pozo exploratorio Secoya W-1 que alcanzó una profundidad de 9750'. Se encuentra ubicado hacia la parte norte de la Cuenca Oriente en la Provincia de Sucumbíos, Cantón Lago Agrio en el nororiente de la Amazonia Ecuatoriana.

Está limitado al norte por los Campos Tapi, Tetete, al sur el Campo Aguarico, al este el Campo Cuyabeno - Sansahuari y hacia el oeste el Campo Atacapi (Ver Mapa 1.1).

Tomando en cuenta que los principales reservorios del Campo son: Arenisca Basal Tena, Arenisca "U" Inferior, Arenisca "U" Superior y Arenisca "T", las cuales fueron detectadas por sísmica y descubiertas por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), en ese entonces, mediante la perforación de los pozos exploratorios: Secoya W-1 (Noviembre de 1980), Pacayacu-01 (Diciembre de 1982), Pichincha-01 (Mayo de 1983) y Carabobo-01 (Septiembre de 1983).

La Estructura del Campo Libertador tiene forma de cajón con 4 estructuras alineadas en 2 ejes NS. En el eje oriental se encuentran las estructuras Pacayacu y Shuara y en el eje occidental las estructuras Shushuqui y Secoya, las dos se fusionan al sur para formar el periclinal Pichincha – Carabobo.

Su cierre estructural máximo es de 140 pies y corresponde al alto Secoya.

### 1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA


El Campo Secoya se encuentra localizado al Sur-Occidente del Campo



Libertador, junto al campo Shuara, rodeado por los campos Atacapi y Aguarico y al sur del río San Miguel.

Las coordenadas geográficas UTM del Campo Secoya se presentan en la Tabla 1-1 y en el Mapa 1-2.

**Tabla 1-1 Coordenadas Geográficas del Campo Secoya**

COORDENADAS GEOGRÁFICAS (UTM) DEL CAMPO SECOYA 		
VERTICE	COORDENADAS (UTM)	
	X	Y
VERTICE 1	320921	10005767
VERTICE 2	325226	10005767
VERTICE 3	325226	10003018
VERTICE 4	324660	10003018
VERTICE 5	324660	10001975
VERTICE 6	324406	10001975
VERTICE 7	324406	9998444
VERTICE 8	323634	9998444
VERTICE 9	323634	9997739
VERTICE 10	323306	9997739
VERTICE 11	323306	9996860
VERTICE 12	323044	9996860
VERTICE 13	323044	9996217
VERTICE 14	320921	9996217

FUENTE: EP.PETROECUADOR  
REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### 1.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El Campo Libertador yace sobre un gran alto del basamento sísmico. Este alto se extiende hacia el Norte pasando por el campo Tetete, hacia el Oeste hasta la zona del pozo Atacapi-1, hacia el Este mas allá del pozo Farfán Este – 1 y hacia el sur aparecen reflectores sísmicos pre-cretácicos en la zona de los pozos Pichincha.



### **1.3.1. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA ESTRUCTURAL**

La evolución de los altos estructurales de Libertador, que parte de la presencia de altos del pre cretácico, se mantiene activa desde el Cretácico hasta la actualidad, destacándose una fase importante en el Oligoceno<sup>1</sup>, que define las principales características morfo-estructurales del campo, por lo cual este tiempo es el que caracteriza a las estructuras.

### **1.3.2. INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES Y FALLAS**

Para limitar la extensión de las fallas, es importante saber que la mayor densidad de fallamiento, se presenta en los niveles pre-cretácicos y en los depósitos basales del cretácico (Formación Hollín – Base Caliza A) disminuyendo notablemente en la secuencia de edad Turoniano - Campaniano Temprano (Base Caliza – Tope Napo), hasta prácticamente extinguirse en los sedimentos Terciarios.

En el Modelamiento Estadístico del Campo (Geoconsult, 2008) se identificaron dos fallas principales con rumbo NE que limita al oriente los campos Shushuqui –Secoya y Shuara respectivamente (Ver Mapa 1-4).

La falla Secoya es una falla inversa, que tiene una extensión aproximada de 10 km y dirección paralela al eje de la estructura con las siguientes características:

- Salto de falla de 80 pies que afecta la zona de interés desde la discordancia pre-cretácica hasta la Caliza A, y deja de ser evidente a la altura del pozo Shushuqui-1.

La falla Shuara es inversa con las siguientes características:

- Una extensión aproximada de 12 km
- Dirección paralela al eje de la estructura

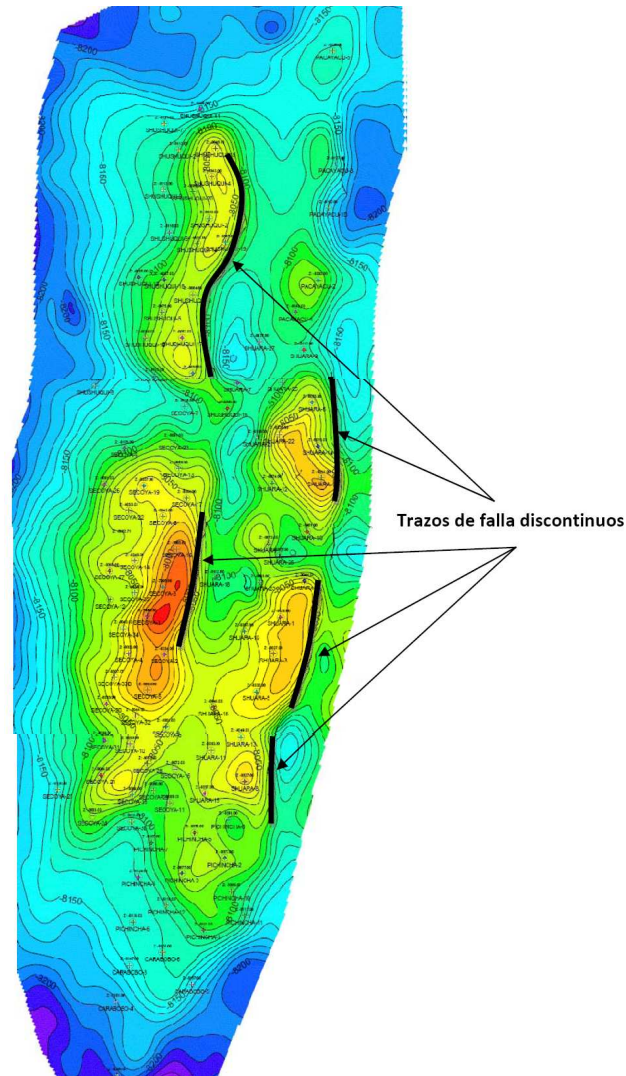
Un salto de falla de 80 pies que afecta la zona de interés desde la discordancia pre-cretácica hasta la Caliza A, presenta un trazo discontinuo hasta el pozo

---

<sup>1</sup> Oligoceno: Es la tercera época geológica del Período Paleógeno en la Era Cenozoica. Comenzó hace 33,9 ± 0,1 millones de años y finalizó hace 23,03 ma.

Shuara-9 donde deja de ser evidente y luego nuevamente aparece a la altura del pozo Pacayacu-3.

### Mapa 1-3 Mapa Estructural en Profundidad al tope de U superior



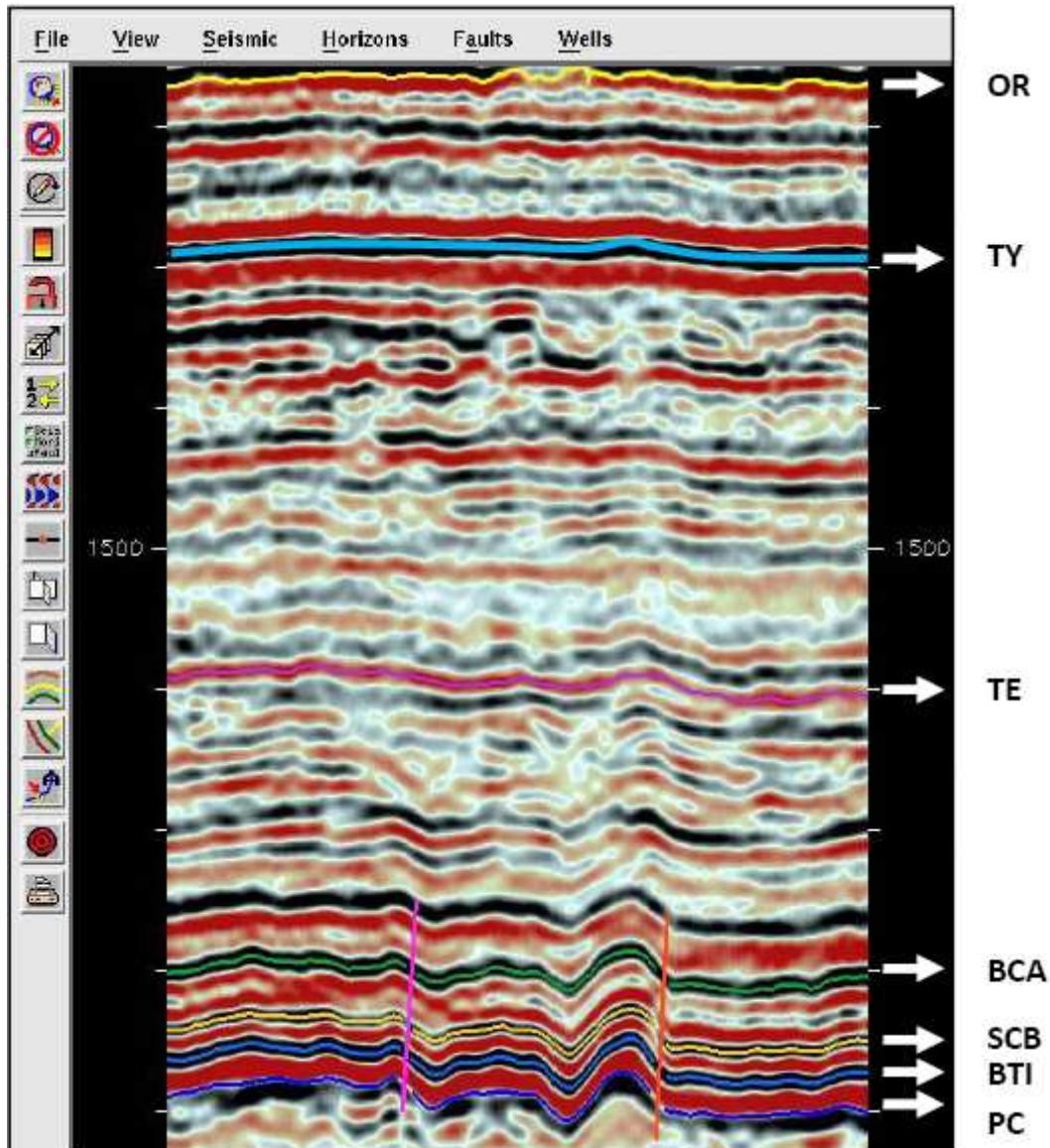
FUENTE: EP.PETROECUADOR (Geoconsult 2008)

Los horizontes (cuyas siglas se definen en la NOMENCLATURA) que fueron seleccionados para la interpretación sísmica fueron OR (Orteguaza), TY (Tiyuyacu), TE (tena), BCA (base caliza A), SCB (superficie de máxima inundación Caliza B), BTI (base Tena inferior), las cuales tienen diferentes características sísmicas.



BCA (Base Caliza A) es el reflector de mayor importancia por estar cerca del reservorio U, mientras que el reflector TY al ser un reflector sísmico muy marcado y continuo fue interpretado solamente cada 20 líneas.

**Figura 1-1 Horizontes Interpretados en el Campo Libertad.**

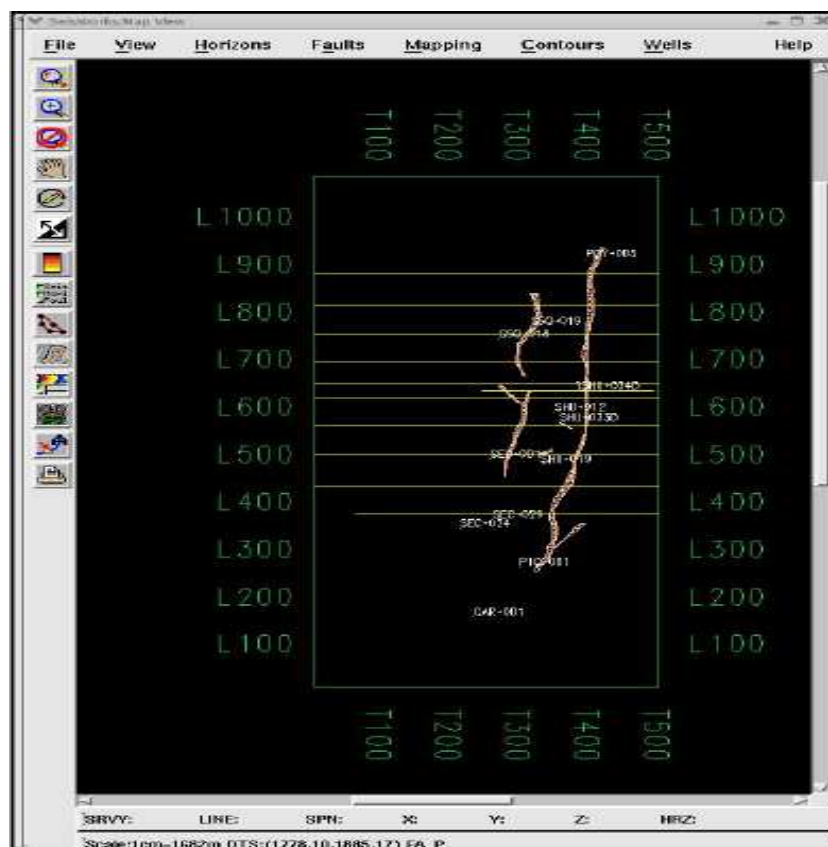


FUENTE: EP.PETROECUADOR

Para la interpretación de fallas se utilizó una densidad de mallado de 5 líneas y 5 trazas (125 m), realizando sucesivos controles de calidad, sobre todo en el sentido W-E, perpendicular a las principales estructuras. A pesar de la calidad de información sísmica y de la resolución vertical no se ha definido la continuidad de los segmentos, tampoco discernir si estos pertenecen a una falla.

La figura 1-2 muestra la continuidad y discontinuidad de las fallas.

**Figura 1-2 Ubicación de las líneas sísmicas usadas para ver la continuidad de las fallas**



FUENTE: PETRECUADOR

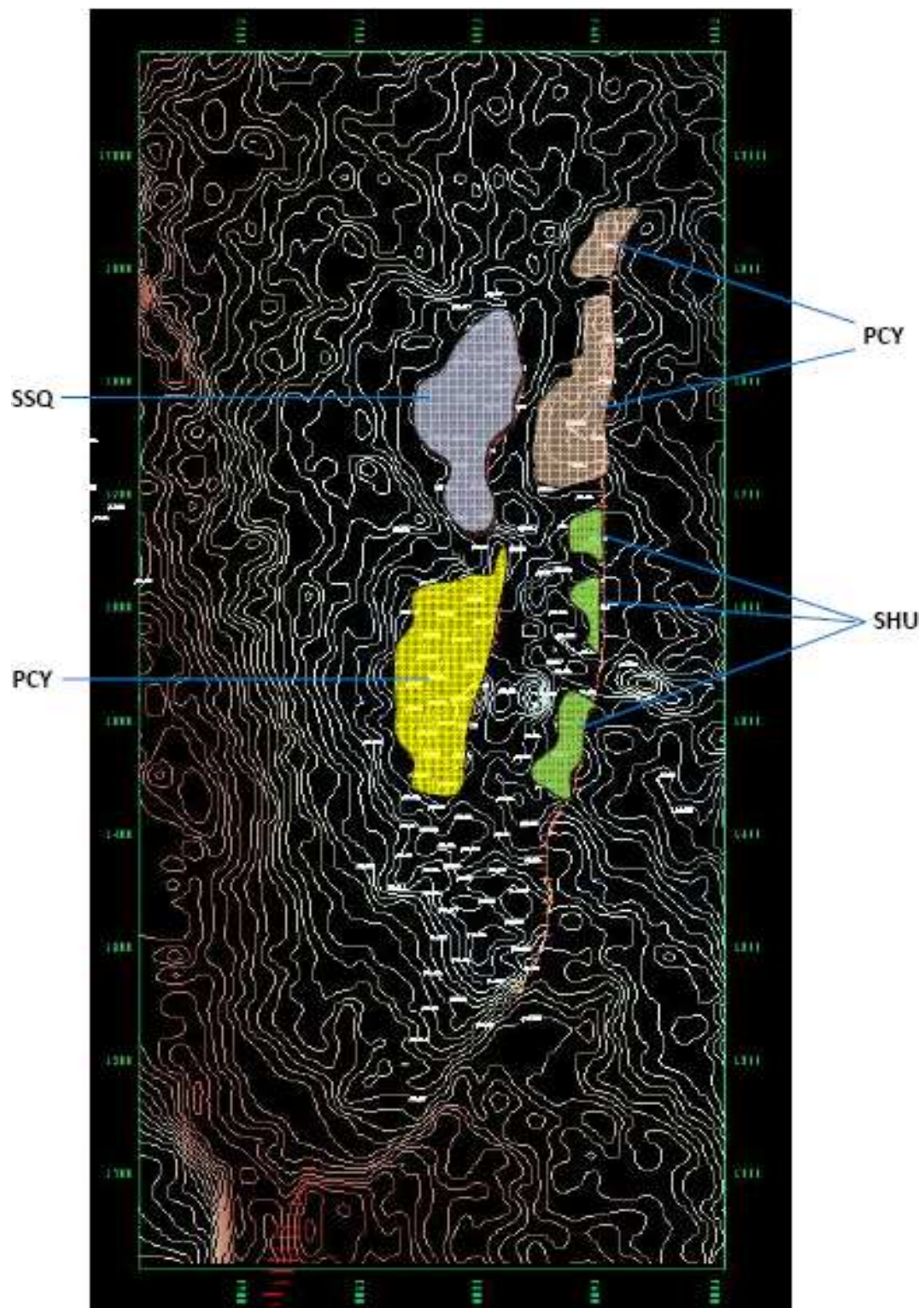
### 1.3.3. MAPAS ESTRUCTURALES

El Mapa Estructural para el Campo Libertador fue construido con referencia al reflector BCA, ya que es el reflector más cercano al principal reservorio del Campo (Arenisca U). En la Figura 1-3 se presenta el Mapa preliminar en tiempo para el reflector BCA del Campo Libertador.

El Mapa Estructural del Campo Secoya se presenta en la Figura 1-4 fue construido con referencia al tope de la arena U-inferior ya que es el reservorio de mejor potencial del Campo.

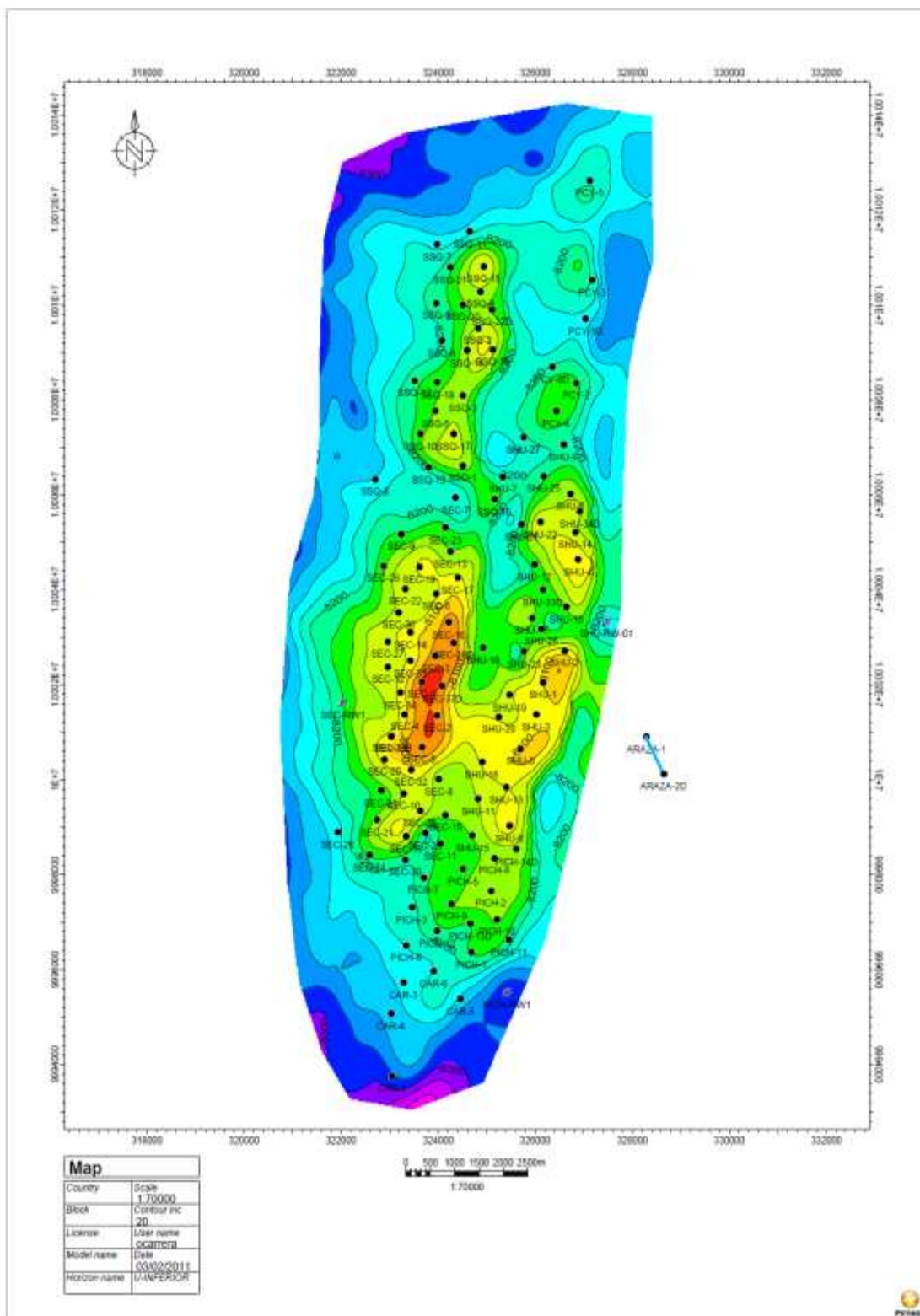


Figura 1-3 Mapa Estructural en tiempo para el reflector BCA Libertador.



FUENTE: EP.PETROECUADOR

**Figura 1-4 Mapa Estructural del Campo Secoya al tope de la arena U-inferior**



FUENTE: EP.PETROECUADOR  
 REALIZADO POR: ING. OMAR CARRERA.

## **1.4. GEOFÍSICA**

### **1.4.1. SÍSMICA**

#### **1.4.1.1. SÍSMICA 2D**

En el Campo Libertador se realizó un trabajo completo de Estratigrafía – Sísmica que fue desarrollado mediante un convenio entre ex Petroproducción y Amoco-Mobil entre los años 1978 al 1995.

El objetivo de este estudio estratigráfico-sísmico fue integrar los datos sísmicos existentes en el Modelo Geológico del Campo Libertador, considerando aspectos evaluadores útiles del desarrollo de los reservorios como:

- Las amplitudes sísmicas en el tope y en la base de los intervalos del reservorio.
- La inversión sísmica.
- Los atributos sísmicos.

Se registraron aproximadamente 1063  $km^2$  de sísmica 2D.

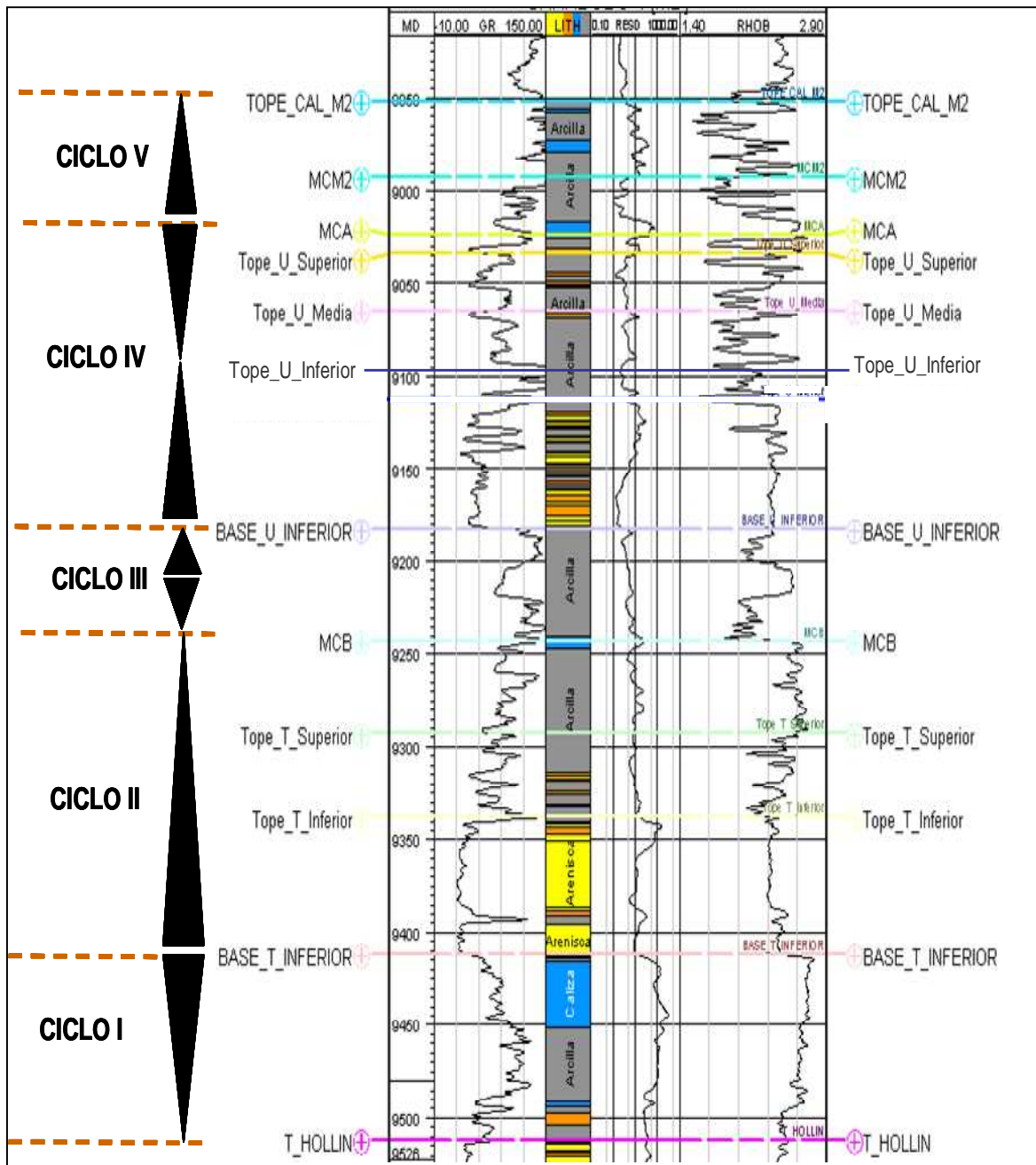
#### **1.4.1.2. SÍSMICA 3D**

Petroproducción realizó la sísmica 3D en el Campo Libertador en los años 2001 y 2002, registró y procesó 197,31  $km^2$  de sísmica 3D. Tanto el registro como procesamiento lo realizó la Empresa PGS OnShore y los resultados fueron interpretados en el año 2003 por Paradigm Inc.

## **1.4.2. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SECOYA**

Los yacimientos “U” Superior, “U” Inferior y “T” (“T” superior + “T” inferior) de la formación Napo, son de origen marino y edad Cretácica, constituyen las zonas de petróleo del Campo Secoya. Además, están conformadas por altos estructurales desarrollados en sentido norte – sur, separados de oriente a occidente con fallas no continuas y una parte baja hacia el centro (entre Shuara y Secoya).

Figura 1-5 Ciclos sedimentarios y topes operacionales del Campo Secoya

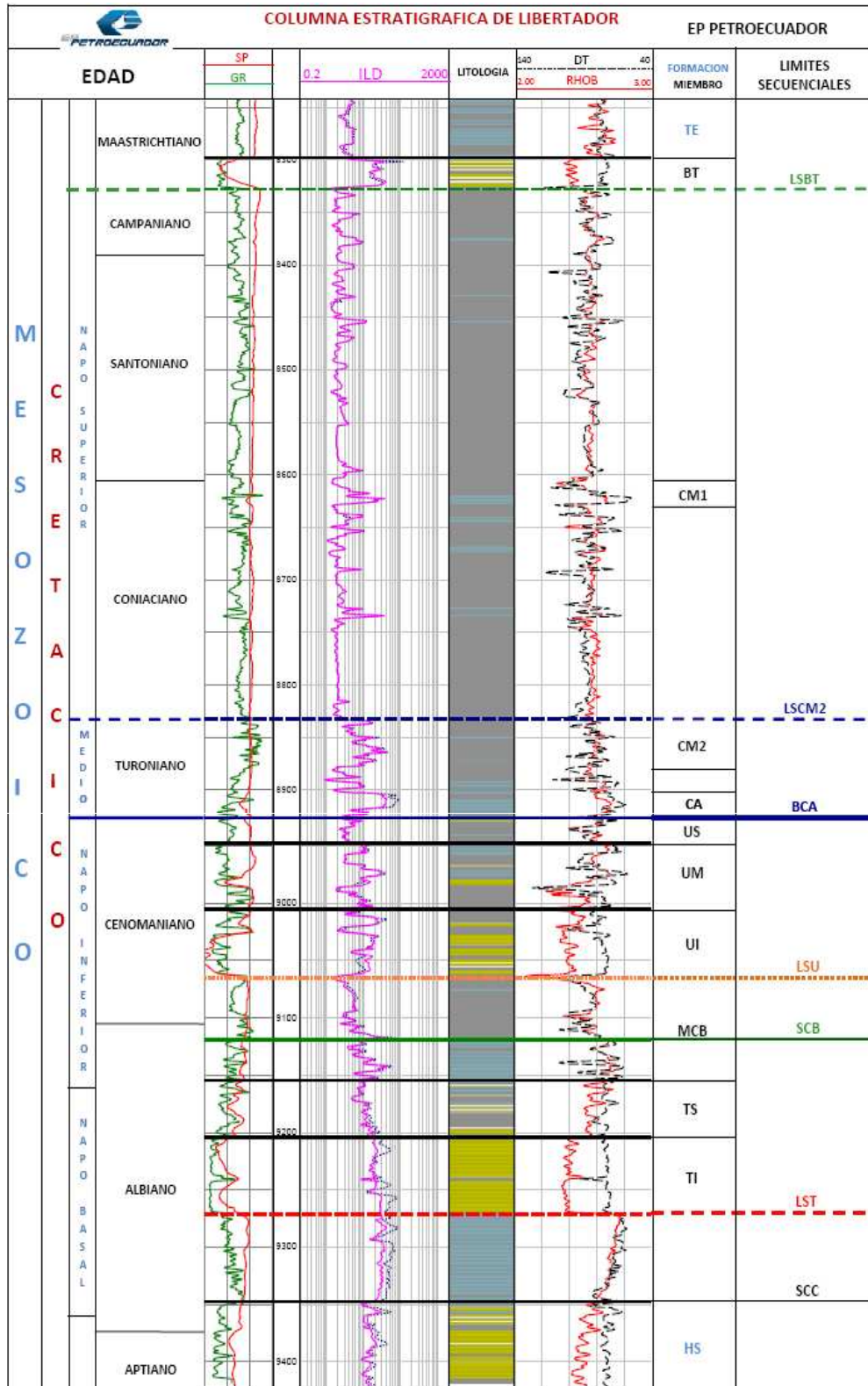


FUENTE: EP.PETROECUADOR - GEOCONSULT, 2008.

Debido a que el estudio se realizó para todo el Campo Libertador dentro del cual se encuentra el área Secoya, la columna estratigráfica fue construida a nivel general, por lo que es una columna estratigráfica que corresponde también para el Campo Secoya.



Figura 1-6 Columna Estratigráfica Tipo de Libertador



FUENTE: EP.PETROEQUADOR

#### **1.4.2.1. CORRELACIONES ESTRUCTURALES-ESTRATIGRÁFICAS**

La correlación estratigráfica-estructural en el Campo Secoya es buena a excelente y no presenta mayores problemas. El ambiente de sedimentación parece haber correspondido a una plataforma marina estable que favoreció la precipitación de carbonatos y depósitos clásticos, alternados, como respuesta a variaciones en el nivel del mar. Los sedimentos clásticos forman dos ciclos bien definidos denominados T y U, que vienen a ser los principales reservorios productores del campo.

El ciclo T está definido por dos unidades de flujo denominadas T Inferior y T Superior y el ciclo U en tres unidades de flujo denominadas U Inferior, U Media y U Superior.

En la Figuras 1-8 se presenta, cortes Estructurales-Estratigráficos entre pozos Secoya.

En la columna estratigráfica tipo se observan las formaciones presentes en el campo y de las cuales se describen desde el Aptiano Superior hasta el Maastrichtiano.

#### **1.4.2.2. MAPAS DE AMBIENTES DE DEPÓSITO**

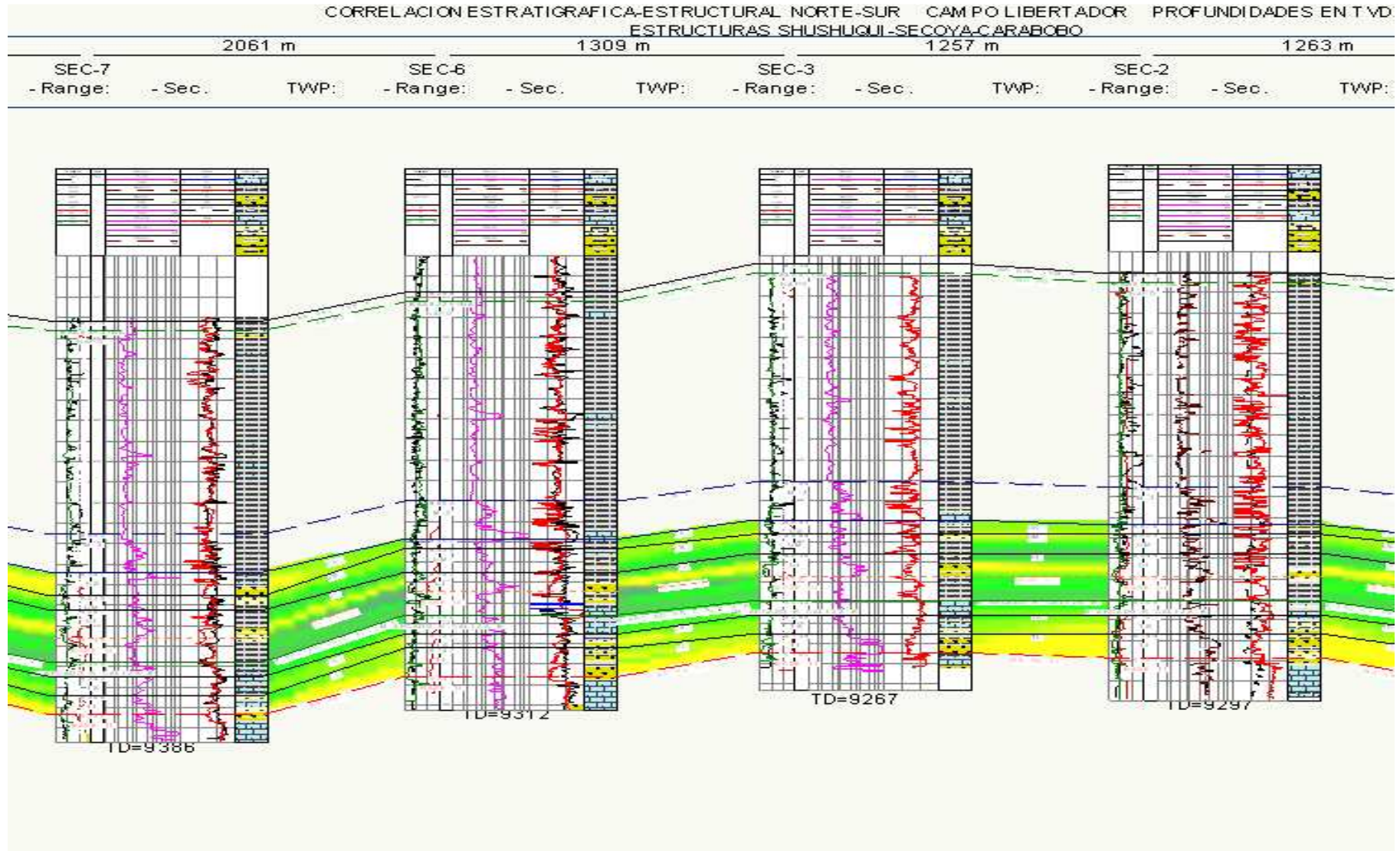
Un depósito sedimentario es el lugar donde el sedimento se deposita y a las condiciones físicas, químicas, y biológicas que existen allí, así como a la masa de sedimentos acumulados y a su caracterización geográfica, morfológica, geométrica y biológica.<sup>2</sup>

El Mapa 1-4 muestra un ejemplo de ambientes sedimentológicos interpretados por CoreLab (2004) para el reservorios U Inferior.

---

<sup>2</sup><http://www.buenastareas.com/ensayos/Ambientes-De-Deposito-Sedimentario-Mixto/1998719.html>

**Figura 1-7 Correlación Estratigráfica-Estructural. Norte –Sur Estructuras Secoya7, Secoya6, Secoya3 y Secoya2**



FUENTE: EP.PETROECUADOR



Mapa 1-4 Mapa de ambientes sedimentarios de depósito para U Inferior.



FUENTE: EP.PETROECUADOR - CORELAB, 2004.



### 1.4.3. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO SECOYA

1. **LA SEMISECUENCIA HOLLÍN.-** Comprendida entre la base erosional Hollín y el Máximo de Inundación de la Caliza C, tiene un espesor total aproximado de 122'.
  - ✓ **Hollín Inferior.-** Arenisca cuarzosa, gris-clara, transparente a translúcida, en partes blanco-lechosa, suelta, hacia arriba moderadamente consolidada, grano medio a grueso, variando hacia arriba de grueso-medio a fino, ocasionalmente muy grueso, los granos son sub angulares a sub redondeados y la selección es regular, cambiando a pobre hacia el techo. Se describe hidrocarburo café-claro en forma de pintas. Intercalaciones de arcilla gris-oscura a gris clara y ocasionalmente gris, dura, plana, físil a subfísil, masiva, en partes astillosa, con inclusiones de micropirita.
  - ✓ **Hollín Superior-Caliza C.-** Arenisca cuarzosa, con glauconita, calcárea, café-clara, transparente y en menor proporción translúcida, suelta, en partes friable, grano medio a grueso, sub-angular a sub-redondeada, regular selección. Presenta pintas de hidrocarburos de color café oscuro. Intercalaciones de lutita gris-oscura a gris, medianamente dura, físil a subfísil, alargada, planar, parcialmente astillosa, con inclusiones de pirita.
  
2. **FOMACIÓN TIYUYACU.-** (Eoceno Inferior a Superior) Presenta dos miembros bien definidos denominados Superior e Inferior:
  - ✓ **Conglomerado Basal.-** Con cherts de colores mostaza, negro, gris oscuro, amarillo verdoso, gris verdoso, amarillo, verde claro y rojo (que es el color típico de los cherts de este cuerpo y ausente en el conglomerado superior como se definió en estudios de campo en el Subandino). Ocasionalmente está asociado con granos tamaño arena de cuarzo blanco amarillento, blanco lechoso, translúcido (matriz), pobremente seleccionados.

- ✓ **Conglomerado Superior.** Con cherts color mostaza, gris oscuro, en fragmentos angulares y granos de cuarzo blanco lechoso, amarillento, translúcido, suelto, grano grueso a muy grueso, angular a sub-angular con pobre selección, que forman la matriz.

3. **FOMACIÓN ORTEGUAZA.-** (Oligoceno) Yace sobre la Formación Tiyuyacu y se encuentra debajo de los sedimentos continentales fluviales de la Formación Chalcana, esta formación constituida de una serie marina somera, está compuesta por:

- ✓ Lutita gris clara, gris verdosa, relativamente dura, subfósil, sub-laminar.
- ✓ Arenisca cuarzosa blanca transparente a sub-transparente, de grano fino a medio, suelta, sub-angular a sub-redondeada, regular selección.

4. **LA SECUENCIA T.-** Desarrollada entre las Superficies de Máxima Inundación Caliza C a la base y Caliza B al techo, tiene 219' de espesor.

- ✓ **Lutitas Napo Basal.-** Lutita gris-oscuro a negra, dura a firme, subfósil, astillosa, ligeramente calcárea, limosa, micro micácea.
- ✓ **Arenisca T Inferior.-** Arenisca cuarzosa, café clara, translúcida, friable a suelta, grano fino a muy fino, variando en menor grado a medio, sub-angular a subred ondeado, pobre selección. Crudo café-claro.
- ✓ **Arenisca T Superior.-** Arenisca cuarzosa, en partes con glauconita, café clara a gris clara, con cuarzo translúcido, friable a suelta, grano fino a muy fino y ocasionalmente medio, granos sub-angulares a sub-redondeados, de pobre selección, con cemento calcáreo.
- ✓ **Caliza B.-** Lodolita crema moteada con gris-claro, suave a moderadamente dura, en sub-bloques y bloques, ocasionalmente con inclusiones de glauconita.

5. **LA SECUENCIA U.-** Desarrollada entre las Superficies de Máxima Inundación Caliza B a la base y Base Caliza A al techo, tiene 209' de espesor.

- ✓ **U Inferior.-** Arenisca cuarzosa, gris clara, translúcida. Friable a suelta, grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, selección regular. Crudo en pintas de color café-claro.
- ✓ **U Media.-** Arenisca cuarzosa blanca, ligeramente calcárea con granos de cuarzo transparente a traslúcidos, consolidada a friable, de grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeados, de regular selección, con matriz arcillosa.
- ✓ **U Superior.-** Arenisca cuarzosa, café clara, con inclusiones de glauconita, con granos transparentes a traslúcidos, friable a suelta, de grano muy fino a fino, sub-angular a sub-redondeados, de regular selección. Con manchas de hidrocarburos café-oscuros.

## 1.5. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO

### 1.5.1. SITUACIÓN ACTUAL DE POZOS

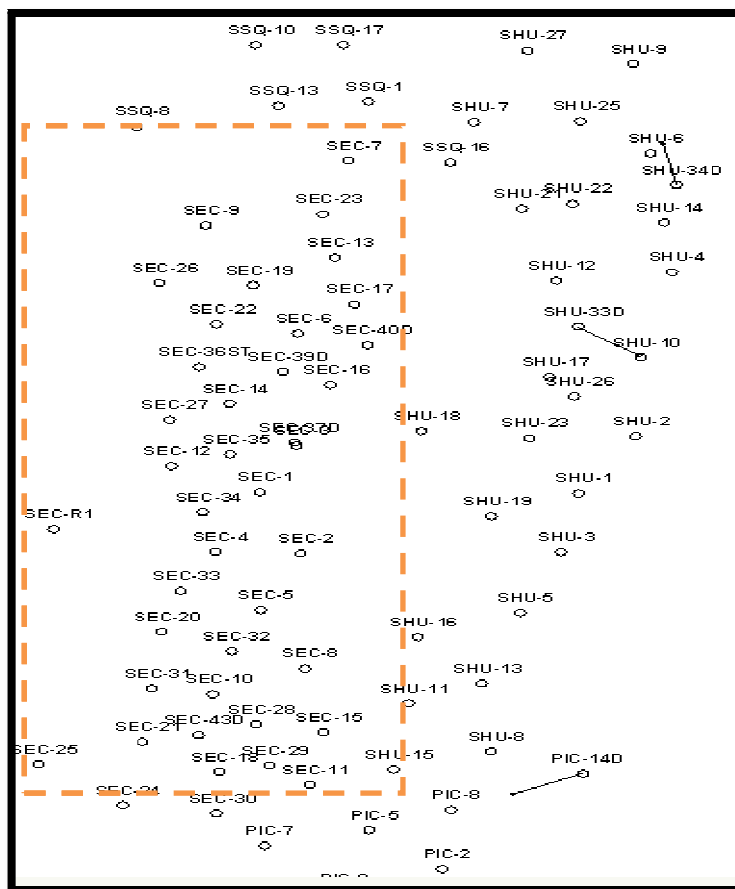
En el Campo Secoya se han perforado 40 pozos, dentro de los cuales 24 pozos son Productores, 14 pozos se encuentran cerrados, y 2 pozos son reinyectores.

De los 40 pozos del Campo Secoya el 89% utiliza un método de producción con Bomba Electro Sumergible (BES), el 8% con bombas de gas, y el 3% utiliza Bombeo Hidráulico.

Los 40 pozos perforados, se encuentran ubicados en el Campo Secoya como se puede observar en la Figura 1-8.

El Pozo SEC25 es un pozo que fue perforado con fines de producción, sin embargo solo produjo agua y no se obtuvo ninguna producción de petróleo. Es por eso que el pozo se lo considero como inyector.

**Figura 1-8 Ubicación de los Pozos del Campo Secoya**



FUENTE: EP.PETROECUADOR

### 1.5.1.1. POZOS PRODUCTORES

Los Pozos productores con los que cuenta el Campo Secoya son: Sec1, Sec2, Sec3, Sec4, Sec5, Sec8, Sec10, Sec11, Sec14, Sec15, Sec16, Sec17, Sec19, Sec21, Sec22, Sec24, Sec27, Sec29, Sec30, Sec31, Sec32, Sec33B, Sec37D, Sec38D.

En el ANEXO 1-1 se presenta la tabla que describe el estado actual de cada pozo del Campo Secoya. En el ANEXO 1-2 se presenta los Diagramas de Completación de los Principales pozos productores del Campo Secoya.

### 1.5.1.2. POZOS REINYECTORES

Los Pozos reinyectores con los que cuenta el Campo Secoya son: Sec1R, Sec25.

### 1.5.1.3. POZOS CERRADOS

Los pozos que se encuentran cerrados en el Campo Secoya son: Sec6, Sec7B, Sec9, Sec12, Sec13, Sec18, Sec20, Sec23, Sec26, Sec28, Sec33, Sec34, Sec35, Sec36.

Los pozos Secoya que se encuentran cerrados por diferentes circunstancias que se los presenta en la Tabla 1-2

**Tabla 1-2 Pozos Cerrados campo Secoya**

<b>POZOS SECOYA CERRADOS</b>		
<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>CAUSA</b>
Secoya 6	Workover 5 suspendido	Existencia de obstrucciones en el pozo, y la herramienta de registro electrico no pasó.
Secoya 7B	Cerrado definitivo	Pozo únicamente con tubo, debido a que las pruebas de producción concluyeron pozo seco.
Secoya 9	Cerrado definitivo	No se obtuvo producción
Secoya 13	Pozo Abandonado	Por posible equipo desprendido
Secoya 20	Cerrado definitivo	Problemas de casing
Secoya 23	Cerrado definitivo	Bajo a porte y alto BSW
Secoya 26	Cerrado definitivo	Alto BSW 96%
Secoya 28	Cerrado definitivo	Posible equipo desprendido
Secoya 33	Pozo Abandonado	Existencia de un pescado y casing roto (ANEXO 1-3)
Secoya 35	Pozo Suspendido	Desprendimiento de

		bomba
Secoya 36	Pozo Suspendido	Presencia de un pescado a la altura 9090' (ANEXO 1-3)

FUETNE: EP. PETROECUADOR

## 1.6. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO SECOYA

De acuerdo a la última prueba realizada en Mayo del 2011 a todos los pozos del Campo Secoya, se tiene la siguiente Historia de Producción del Campo Secoya, que se presenta en la Tabla 1-3.


### 1.6.1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL SECOYA

#### 1.6.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La Estación Central Secoya se encuentra ubicada dentro del Campo Secoya es conocida también como Estación Sucumbíos, que a su vez éste pertenece al área del Libertador.

Las Coordenadas UTM correspondientes a la Estación Secoya se presentan en la Tabla 1-3.


**Tabla 1-3 Coordenadas UTM de la Estación Secoya**

COORDENADAS UTM 	
DIRECCIÓN	UTM
Norte	10.001.624,17
Este	323.339,85

FUENTE: EP.PETROECUADOR

El Diagrama de Flujo de la Producción en la Estación Secoya se presenta en el ANEXO 1-4.

Tabla 1-4 Historia de Producción del Campo Secoya a Mayo – 2011

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA 								
POZO	ARENA	TASA DNH	METODO	ÚLTIMA PRUEBA (MAYO - 2011)				
				FECHA	BFPD	BSW (%)	BPPD	BAPD
SEC 1	Ui	900	PPS	30-May-11	1405	77,0	323	1082
SEC 2	Ts	300	PPS	30-May-11	2323	82,0	418	1868
SEC 3	Ui	900	PPS	27-May-11	1782	90,0	178	1604
SEC 4	Ui	250	PPG	19-May-11	70	20,0	56	14
SEC 5	Ui	300	PPS	24-May-11	612	80,0	122	490
SEC 6	T		CPG					
SEC 7B	Ui		CPS					
SEC 8	Ts	1000	PPS	27-May-11	2564	84,0	410	2154
SEC 9	Ui		No tiene bomba solo se encuentra entubado					
SEC 10	T	500	PPS	29-May-11	855	88,0	128	942
SEC 11	TI	1200	PPS	28-May-11	1826	82,0	329	1471
SEC 12	T		CPH					
SEC 13	Ti	800	PPS	02-Oct-10			0	0
SEC 14	UI	1.650	PPS	24-May-11	4463	84,0	714	3749
SEC 15	Ui		PPS	27-May-11	341	56,0	150	191
SEC 16	Ui	780	PPS	27-May-11	988	82,0	178	810
SEC 17	Ui	500	PPS	26-May-11	876	72,0	245	631
SEC 18	UI		PPS					
SEC 19	Us	600	PPS	23-May-11	376	50,0	188	188
SEC 20	Ui	400	PPG				0	0
SEC 21	UI		PPS	29-May-11	1192	78,0	262	930
SEC 22	Ui	500	PPS	28-May-11	1811	84,0	290	1521
SEC 23	Ui	300	CPS				0	0
SEC 24	US		PPS	29-May-11	512	40,0	307	205
SEC 25	Ho		PR					
SEC 26	Ui	100	CPS					
SEC 27	Ui	600	PPS	28-May-11	2040	90,0	204	1836
SEC 28	Ui	100	PPS	28-Ene-11			0	0
SEC 29	UI	140	PPS	29-May-11	799	92,0	64	677
SEC 30	TS	500	PPS	26-May-11	498	44,0	279	219
SEC 31	UI	1.000	PPS	26-May-11	964	74,0	251	713
SEC 32	Ti	1.150	PPS	28-May-11	1199	86,0	168	1031
SEC 33	Ts		CPS					
SEC 33B	Ui	800	PPS	29-May-11	1088	88,0	131	957
SEC 34	Ui	1.600	PPS	05-Feb-11			0	0
SEC 35	Ts	200	CPS	18-Nov-09				
SEC 36	Ui	500	PPS	23-Ene-11			0	0
SEC 37D	Ti	750	PPS	29-May-11	523	8,0	481	42
SEC 38D	Ui	950	PPS	23-May-11	417	60,0	167	250
<b>24 POZO PRODUCTORES</b>					<b>1230,17</b>	<b>70,46</b>	<b>251,79</b>	<b>982,28</b>

ELABORADO POR: MARÍA JOSE LEÓN GUANIN

FUENTE: EP.PETROECUADOR

### **1.6.1.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SECOYA**

La Estación Central Secoya recibe fluido de 24 pozos a la vez el cual es manejado por 6 baterías de Múltiples. Maneja un flujo promedio de: 29524 [BFPD], 6043 [BPPD], 23575 [BAPD], 79.8 %BSW.

La estación cuenta con 2 separadores con una capacidad de 30000 Bls, además existen 2 separadores de prueba con una capacidad de 5000 Bls y un separador de prueba con capacidad de 10000 Bls, el petróleo proveniente de los separadores y es transportado a un tanque de lavado de techo cónico con una capacidad de 24600 Bls, finalmente el petróleo es almacenado en un tanque de Surgencia techo cónico con una capacidad de 32540 Bls.

La Estación Secoya también dispone de tres tanques con una capacidad operativa de 80000 Bls cada uno que almacena el petróleo enviado de las estaciones Pichincha, Shuara, Shushuqui y Tetete<sup>3</sup>. Todo este crudo almacenado es conducido a la unidad LACT para ser enviado a la estación central en Lago Agrio y posteriormente bombeado al SOTE.

### **1.6.1.3. INGRESO DE PRODUCCIÓN AL CAMPO**

El fluido que recibe la Estación Central Secoya, viaja desde los pozos productores a través de líneas de flujo independientes de 4 pulgadas de diámetro nominal, que se conecta al múltiple de producción que dispone de 4 cabezales: tres cabezales de producción y un cabezal de prueba.

### **1.6.1.4. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN Y REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO SECOYA**

El Campo Secoya cuenta hasta la actualidad con las siguientes facilidades de producción y de reinyección de agua<sup>3</sup>.

1. Manifold

---

<sup>3</sup> PROYECTO DE OBRAS Y SERVICIOS ESPECIFICOS AREA LIBERTADOR. EP.PETROECUADOR



- 5 múltiples de 5 pozos cada uno (sin disponibilidad)

## 2. Separadores

- 1 Separador Trifásico de Prueba de 10.000 BFPD
- 3 Separadores de producción de 35.000 BFPD
- 1 Separador Bifásico de producción de 32.000BFPD

## 3. Tanques

- 1 Tanque de lavado: 24680 Bls de Capacidad. Capacidad Operativa 22600 Bls.
- 1 Tanque de Surgencia: 32230 Bls de capacidad. Capacidad Operativa 29500 Bls.
- 2 Tanques de Almacenamiento 8055 Bls de capacidad. Capacidad Operativa 73000 Bls cada uno.
- 1 Tanque de Almacenamiento: 85000 Bls de capacidad. Capacidad Operativa 73000 Bls.

## 4. Lact's

- 2 Contador "A.O Smith"

## 5. Sistemas de Oleoducto

- Bombas Booster
  - Bomba Worthington 2x6x15 con motor US Motors 125 Hp
- Bombas de Transferencia
  - Bomba Durco 1210 GPM con motor Brow Bevery 60 Hp.
  - Bomba Durco, con motor Lister HR6 75 Hp
- Bombas de Oleoducto
  - 2 Bombas Worthington, 660 GPM con motor Siemmes, 500 Hp.
  - 3 Bombas Worthington, 442 GPM con motor general Electric's 250 Hp.
  - 2 Bombas Worthington442 GPM con motor General Electric's 500 Hp.

## 6. Compresores

Se encuentran instalados 4 compresores de aire:

- 1 Quincy, 2 cilindros, con motor Balder 25 Hp

- 1 Quincy, 2 cilindros, con motor Balder 5 Hp.
- 2 Quincy con motor Balder 14.5 Hp.
- 1 Planta de secado de aires

#### 7. Sistema de Gas Lift

Se encuentran instalados 5 compresores.

- 4 Compresores White Superior, con motor White superior 1504 Hp.
- 1 Compresor White Superior, con motor White superior 14000 Hp.
- 1 Planta de Glycol.

#### 8. Sistemas contra Incendios

Se encuentran instalados 2 unidades

- 1 Bomba Aurora, 2000 GPM, con motor US Motors 250 Hp.
- 1 Bomba Aurora, 2000 GPM, con motor Detroit, 165 Hp.

### ***Sistema de Generación Eléctrica***

En la actualidad existe 1 tanque de capacidad de 2500 Bls, bombas de transferencia, se está acondicionando el Pozo Shuara 18 para reinyectar el agua de Secoya. El agua de Secoya se reinyecta en Shuara 18 o en Secoya 1 o Secoya 25.

Capacidad de reinyección:

Agua producida: 20000 Bls/día

Pozo Reinyector. Shuara 18, Secoya 1, Secoya 25.

Arena a la que se reinyecta: Hollín

Se encuentran instalados 6 Generadores.

- 4 Generadores Kato, 700 Kw, con motor Waukeska, 1029 Hp.
- 1 Generador Waukeska, 700 Kw con motor Waukeska, 1200 Hp.
- 1 Generador Caterpillar, 440 Kw con motor Cat 3412, 749 Hp.

***Sistemas de Reinyección de Agua***

- Línea PVC 8": Secoya – Shuara 5:400 mts.
- Línea PVC 6": Shuara – Shura 5:3200 mts.
- Línea PVC 6": Pichincha – Shuara 5: 5600 mts.
- 3 Reda GN -7000 con motores eléctricos 250 Hp (1800 bls/día).
- 2 Booster 40 Hp.
- 1 Tanque de almacenamiento.

# Capítulo 2

## ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS

### 2.1. MARCO TEÓRICO

#### 2.1.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

La producción de los fluidos de un yacimiento, se puede dar de diferentes maneras, una de ellas es naturalmente (llamada recuperación primaria) cuando el yacimiento tiene una energía natural, la que ayuda a producir dichos fluidos. Existen diferentes orígenes de ésta fuerza natural que dispone cada yacimiento a las cuales se les denomina mecanismos de producción, a continuación se presenta una breve explicación del tipo de mecanismo de producción que presenta el Campo Secoya.

##### 2.1.1.1. MECANISMO DE EMPUJE HIDRÁULICO O POR AGUA

Este tipo de mecanismo de producción también es conocido como invasión de agua. Estos tipos de yacimientos se caracterizan por tener la presencia de un acuífero dentro del sistema.

Algunas de las características asociadas a este tipo de mecanismo son<sup>4</sup>:

1. El volumen de petróleo no permanece constante. Existe una invasión de agua, lo que genera un cambio del volumen inicial del petróleo contenido en el reservorio.
2. Existe un desplazamiento de petróleo por agua.
3. En este tipo de reservorios puede también haber una fase de gas, resultando un mecanismo de producción combinado. Siempre y cuando la

---

<sup>4</sup> THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS. Kermit E. Brown. Página 3

presión del yacimiento llegue a una presión por debajo del punto de burbuja.

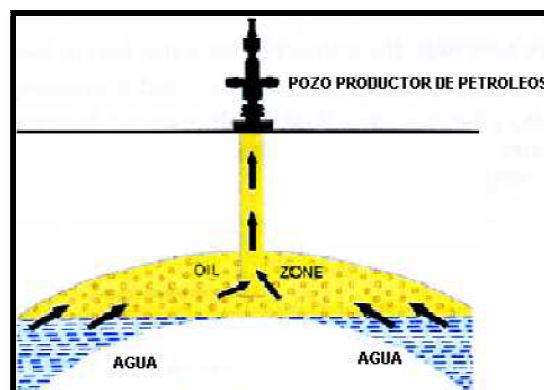
4. En aquellos yacimientos donde el acuífero tiene gran actividad la presión del yacimiento probablemente declinará muy poco.

La intrusión de agua al yacimiento ocurre debido a la expansión del agua del acuífero remplazando parcialmente los fluidos extraídos del reservorio; a medida que se reduce la presión del yacimiento.

A estos yacimientos se los clasifica, dependiendo como el agua ingresa al yacimiento, en empuje de fondo o lateral<sup>5</sup>.

- a) **Reservorios por empuje de fondo**, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua pueda moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la confinación puede convertirse en un gran problema. La Figura 2-1, presenta una ilustración de empuje hidráulico de fondo.

**Figura 2-1 Empuje Hidráulico de Fondo**



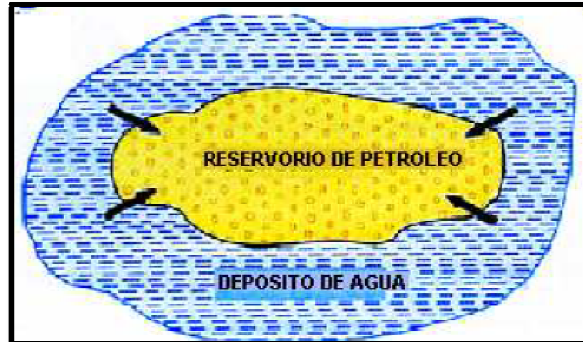
FUENTE: [http://actualidad-petrolera.blogspot.com/2009\\_10\\_01\\_archive.html](http://actualidad-petrolera.blogspot.com/2009_10_01_archive.html)

- b) **Reservorios por empuje lateral**, este tipo de yacimientos se caracteriza por la acción de un acuífero lateral donde la intrusión de agua hacia el yacimiento puede ser paralela a los planos estratificados de las capas, generalmente ocurre en capas delgadas y altamente inclinadas. Debe

<sup>5</sup> "ANÁLISIS DEL FACTOR DE DAÑO Y EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS DE ACIDIFICACIÓN REALIZADO EN EL CAMPO AXEY DEL DISTRITO AMAZONICO". Larrea Miguel. Peña Diego. Página 61.

existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua. La Figura 2-2, presenta una ilustración de empuje hidráulico lateral.

**Figura 2-2 Empuje Hidráulico Lateral**



FUENTE: [http://actualidad-petrolera.blogspot.com/2009\\_10\\_01\\_archive.html](http://actualidad-petrolera.blogspot.com/2009_10_01_archive.html)

### 2.1.2. RESERVAS DE PETRÓLEO

De manera general se puede definir a las reservas de la siguiente manera: *“Es todo el volumen de petróleo que puede ser extraído del yacimiento bajo las condiciones técnicas y económicamente rentables a partir de una determinada fecha en adelante”*<sup>6</sup>

Si se habla de un cálculo de reservas, se debe tener en cuenta que debido a la incertidumbre que conlleva cuantificar el volumen mediante datos geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos; dicho cálculo no es más que una estimación.

Hoy en día las reservas pueden ser clasificadas de la siguiente manera<sup>7</sup>:

- **De acuerdo al grado de certeza**, se clasifica en: reservas probadas, reservas probables, reservas posibles.
- **De acuerdo al estado de desarrollo**, reservas desarrolladas y no desarrolladas.

<sup>6</sup> EP. PETROECUADOR, Glosario de la Industria Hidrocarburífera, 2001.

<sup>7</sup> CONCEPTOS REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE LA RESERVA DE YACIMIENTOS PETROLEROS, M.C. Néstor Valles Villarreal, 2010, Página 5.

- **De acuerdo al mecanismo de producción** en: reservas primarias y reservas secundarias

#### **2.1.2.1. RESERVAS PROBADAS**

Son volúmenes de hidrocarburo que pueden ser recuperadas en las áreas en donde se ha desarrollado el campo. Estas reservas son consideradas técnica y económicamente rentables bajo las condiciones de producción existentes.<sup>8</sup>

#### **2.1.2.2. RESERVAS PROBABLES**

Son volúmenes de hidrocarburo estimados de acuerdo con los estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería, en lugares en donde no existen pozos exploratorios; con un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas<sup>8</sup>.

#### **2.1.2.3. RESERVAS POSIBLES**

Son volúmenes de hidrocarburo que se cree que existe en áreas aun no exploradas y que han sido evaluadas en base a estudios geológicos.<sup>9</sup> Tienen un menor grado de certeza comparado con el de las reservas probables.

#### **2.1.2.4. RESERVAS DESARROLLADAS**

Son las reservas que pueden ser recuperadas de los pozos existentes, con la infraestructura e instalaciones de producción actuales y con costos moderados.<sup>10</sup>

#### **2.1.2.5. RESERVAS NO DESARROLLADAS**

Es el volumen de hidrocarburo que será producido con pozos, infraestructura e instalaciones de producción futura<sup>11</sup>.

---

<sup>8</sup> EP. PETROECUADOR, Glosario de la Industria Hidrocarburífera, 2001.

<sup>9</sup> "ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS AUCA Y AUCA SUR". Gavilanes Rodrigo, Torres Luis, Página 73.

<sup>10</sup> <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/reservas-de-hidrocarburos.html>

<sup>11</sup> <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/reservas-de-hidrocarburos.html>

### **2.1.2.6. RESERVAS PRIMARIAS**

Es el volumen de hidrocarburo que puede ser recuperada con la energía propia o natural del yacimiento.<sup>11</sup>

### **2.1.2.7. RESERVAS SECUNDARIAS**

Es el volumen de hidrocarburo adicional que se podría recuperar de un yacimiento, si éste es sometido a una incorporación de energía suplementaria a través de métodos de recuperación artificiales, tales como: inyección de agua, gas, fluidos miscibles, etc.; energía que ayude a restituir la presión del yacimiento.<sup>11</sup>

El Campo Secoya es un Campo ya maduro, es decir, que sus reservas ya se han comprobado mediante la perforación y producción de los pozos, las reservas que el campo disponga para la producción se las denomina ***Reservas Desarrolladas Probadas Remanentes***.

## **2.2. PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO DEL CAMPO SECOYA**

### **2.2.1. PROPIEDADES FÍSICAS DEL MEDIO POROSO**

#### **2.2.2. INTRODUCCIÓN**

Las propiedades físicas de la roca y de los fluidos se obtienen a partir de información de registros eléctricos, análisis de núcleos, análisis PVT, pruebas de producción.

Los reservorios que son producidos en el Campo Secoya son: U (U-inferior, U-superior) y T (T-inferior, T-superior).

Se debe destacar que las arenas de mayor producción son las arenas U-inferior y T-inferior, gracias a que sus propiedades petrofísicas son mejores que las otras arenas.

A continuación se presentan las siguientes propiedades físicas del medio poroso.



### 2.2.2.1. PERMEABILIDAD

Es la capacidad que tienen las rocas para permitir el flujo de fluidos a través de los poros que se encuentran interconectados. La permeabilidad (k) es medida en milidarcys (md).

De acuerdo como se encuentre saturada la roca la permeabilidad se clasifica de la siguiente manera:

*Permeabilidad Absoluta.*- Es la permeabilidad que se tiene cuando la roca se encuentra 100% saturada con un solo fluido.

*Permeabilidad Efectiva.*- Cuando la roca se encuentra saturada por más de un fluido.

*Permeabilidad Relativa.*- Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Es un valor absoluto.

Para determinar la permeabilidad efectiva al petróleo, se realizó un promedio aritmético de las permeabilidades puntuales que EP. PETROECUADOR obtuvo de cada una de las arenas productoras de los diferentes pozos que tiene el Campo Secoya, cuyos resultados se presentan en la Tabla 2-1.

**Tabla 2-1 Permeabilidades efectivas de las Arenas Productoras**

Permeabilidad Efectiva 		
ARENA	Intervalo Analizado (pies)	Permeabilidad Promedio (md)
U superior	8937- 8984	112
U inferior	9023-9081	682
T superior	9178-9222	297
T inferior	9221-9279	600

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Valores con los que se trabajarán para el cálculo de las reservas de cada arena en el ítem 2.2.3.2.

### 2.2.2.2. POROSIDAD

Es la capacidad de la roca para almacenar uno o varios fluidos. Se expresa como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.<sup>12</sup> La porosidad se expresa matemáticamente en la siguiente Ecuación.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100\% \quad \text{Ecuación 2-1}$$

Donde:

$V_p$  = Volumen Poroso

$V_t$  = Volumen Total

La porosidad se clasifica de dos maneras:

#### Según su origen:

- *Porosidad Primaria.*- Porosidad originada como consecuencia de la depositación inicial de las partículas que conforman la roca.
- *Porosidad Secundaria.*- Se origina por el efecto de procesos naturales. Los procesos que dan origen a la porosidad secundaria son: disolución, fracturas, dolomitización.

#### Según la comunicación de los poros:

- *Porosidad Absoluta.*- Es la porosidad que da como resultado de la sumatoria de la porosidad efectiva y la no efectiva.

$$\phi_{absoluta} = \phi_{efectiva} + \phi_{noefectiva} \quad \text{Ecuación 2-2}$$

<sup>12</sup> <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-la-porosidad.php>

- *Porosidad efectiva.*- Es la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios porosos que pueden contener fluidos y que están conectados entre sí.
- *Porosidad no efectiva o residual.*- Es la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios porosos que pueden contener fluidos pero no están conectados entre sí.

EP. PETROECUADOR, presenta las siguientes porosidades efectivas de cada arena del campo secoya, las cuales son indicadas en la Tabla 2-2.

**Tabla 2-2 Porosidades Efectivas para cada arena del Campo Secoya**

<b>Porosidad Efectiva</b> 	
<b>ARENA</b>	<b>Porosidad (%)</b>
U superior	14
U inferior	17,65
T superior	12
Tinferior	16,8

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### 2.2.2.3. SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS

Es la fracción del volumen poroso total que se encuentra ocupado por un fluido específico.

$$S_f = \frac{V_{pf}}{V_{pt}} \times 100\% \quad \text{Ecuación 2-3}$$

Donde:

$S_f$  = Saturación de un fluido

$V_{pf}$  = Volumen poroso que ocupa un fluido

$V_{pt}$  = Volumen poroso total de la roca

Un yacimiento de petróleo puede encontrarse saturado por varios fluidos de acuerdo a la presión y temperatura que tenga el yacimiento, estos pueden ser: agua de formación, gas, petróleo.

La sumatoria de los fluidos que saturan la roca debe ser igual al 100%.

$$S_w + S_o + S_g = 100 \% \quad \text{Ecuación 2-4}$$

Donde:

$S_w$  = Saturación de agua de formación %

$S_o$  = Saturación de petróleo %

$S_g$  = Saturación de gas %

Las propiedades del agua de formación son determinadas por EP. PETROECUADOR, mediante pruebas de laboratorio obteniendo los siguientes datos en la Tabla 2-3.

**Tabla 2-3 Caracterización del Agua de Formación**

CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO SECOYA 		
PARÁMETROS	SECOYA	UNIDADES
Ph	6,5	-----
Temperatura	118	° F
Dureza Total	7.400	mg /l
Dureza Cálcica	5.900	mg /l $CaCO_3$
Dureza Magnésica	1.500	mg /l $MgCO_3$
Alcalinidad Total	740	mg /l
Hierro	19,8	mg /l Fe ++
Sulfatas	250	ppm $S_4^-$
Cloruro de Sodio	45000	ppm $ClN_a$
Densidad Relativa	1,0158	-----
Oxígeno	0,5	Ppb
$CO_2$	60	mg /l
$H_2S$	0,1	mg /l
Oil	11,06	mg /l

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Existen diferentes Métodos desarrollados para determinar la saturación del agua, el que se utiliza para los campos del Oriente Ecuatoriano es:

## MODELO INDONESIA


El Modelo de Indonesia ha demostrado ser muy satisfactoria en formaciones donde el contenido de la lutita es alta (> 30%). Se consideró que esta situación si existe en el Mioceno, con un Vsh promedio de cerca del 30% en el depósito y la relación Rsh / Rw de cerca de 5. La ecuación de éste modelo se presenta a continuación:

$$S_w = \frac{V_{sh}}{1 - \frac{V_{sh}}{2} \sqrt{R_t R_{sh}}} + \frac{\phi_e}{\sqrt{R_w}} \quad \text{Ecuación 2-5}$$

Este Modelo es el que mejor se ajusta para las formaciones de la Cuenca Oriente, y el que ha utilizado EP. PETROECUADOR para el cálculo de las saturaciones y resistividad del agua de formación.

La saturación de agua inicial, del Campo Secoya es calculado a través de un promedio aritmético de las saturaciones de agua inicial de cada pozo que se encuentran en el campo. Las Saturaciones de agua Promedio para cada arena del Campo Secoya se presentan en la Tabla 2-4.

**Tabla 2-4 Saturaciones de agua inicial y petróleo para cada arena del Campo Secoya**

Saturación de agua inicial promedio 			
ARENA	Intervalo Analizado (pies)	Saturación de agua inicial Swi (%)	Saturación de Petróleo (%)
U superior	8937- 8984	45	55
U inferior	9023-9081	19,3	80,7
T superior	9178-9222	41,29	58,71
Tinferior	9221-9279	30	70

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

#### 2.2.2.4. CONTACTO AGUA – PETRÓLEO (CAP)

El contacto agua petróleo se lo define como el nivel más bajo en donde se puede encontrar petróleo, y puede ser determinado mediante el uso de registros eléctricos.

Para determinar el CAP en base a registros eléctricos se utilizan los siguientes criterios<sup>13</sup>:

- Una deflexión brusca de la curva de resistividad total.
- La curva de la resistividad total mantiene un valor bajo mientras se encuentra presente en zona de arena.

**Tabla 2-5 Límites de Arena y CAP para cada Arena del Campo Secoya**

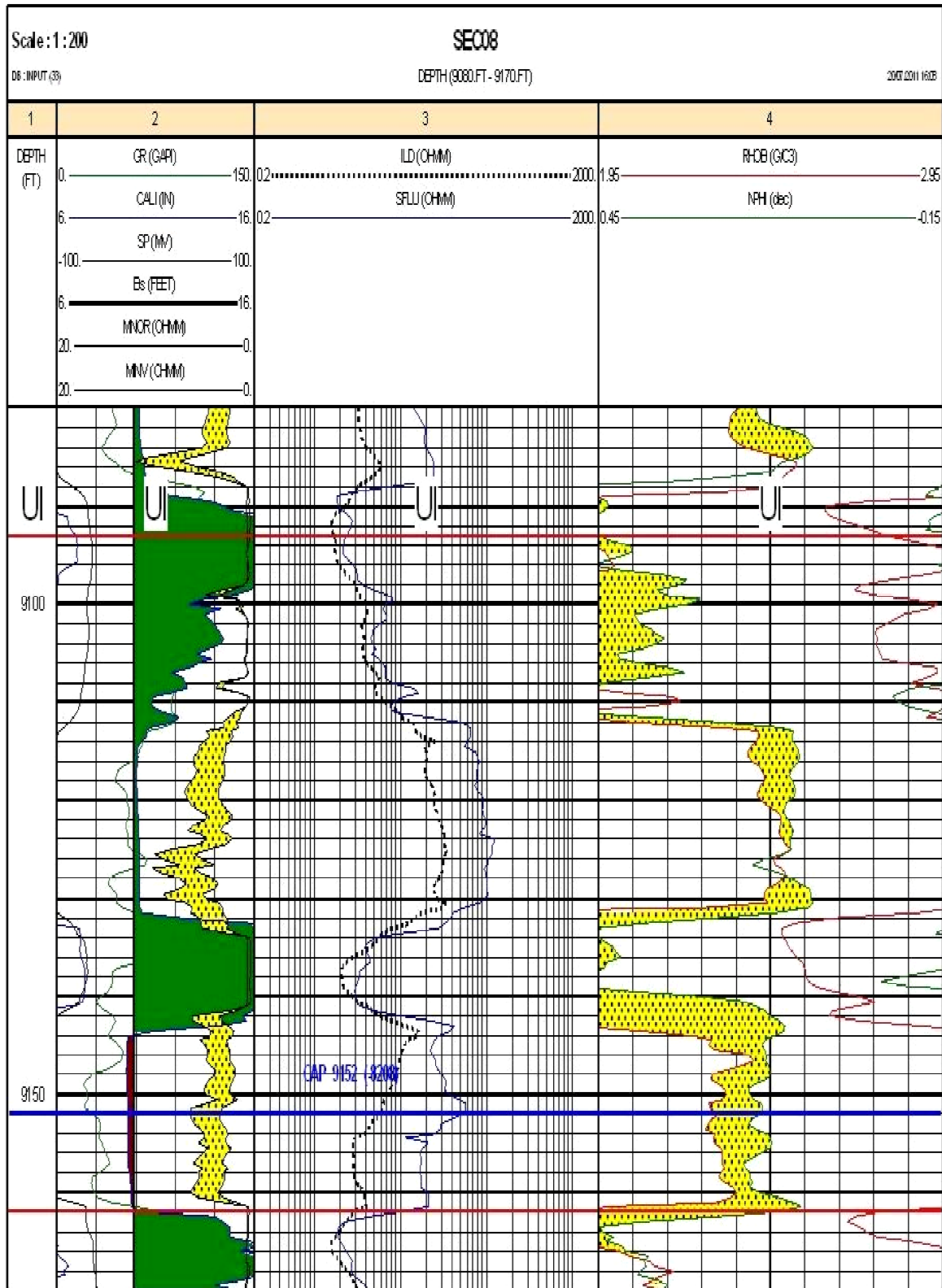
LIMITE INFERIOR DE ARENA Y CAP PARA CADA ARENA DE DIFERENTES POZOS 			
<b>ARENISCA "U" SUPERIOR</b>			
POZO	EMR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	LÍMITE
SEC-7B	862	9030 (-8168)	LIA
<b>ARENISCA "U" INFERIOR</b>			
POZO	EMR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	LÍMITE
SEC-7B	862	9142 (-8280)	LIA
SEC-08	944	9152 (-8208)	CAP
<b>ARENISCA "T" SUPERIOR</b>			
POZO	EMR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	LÍMITE
SEC-09	875	9246 (-8371)	LIA
<b>ARENISCA "T" INFERIOR</b>			
POZO	EMR (PIES)	PROFUNDIDAD (PIES)	LÍMITE
SEC-08	944	9333 (-8389)	CAP
SEC-11	847	9283 (-8436)	LIA
SEC-12	906	9291 (-8385)	LIA
SEC-13	871	9245 (-8374)	CAP
SEC-16	866	9180 (-8314)	CAP

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

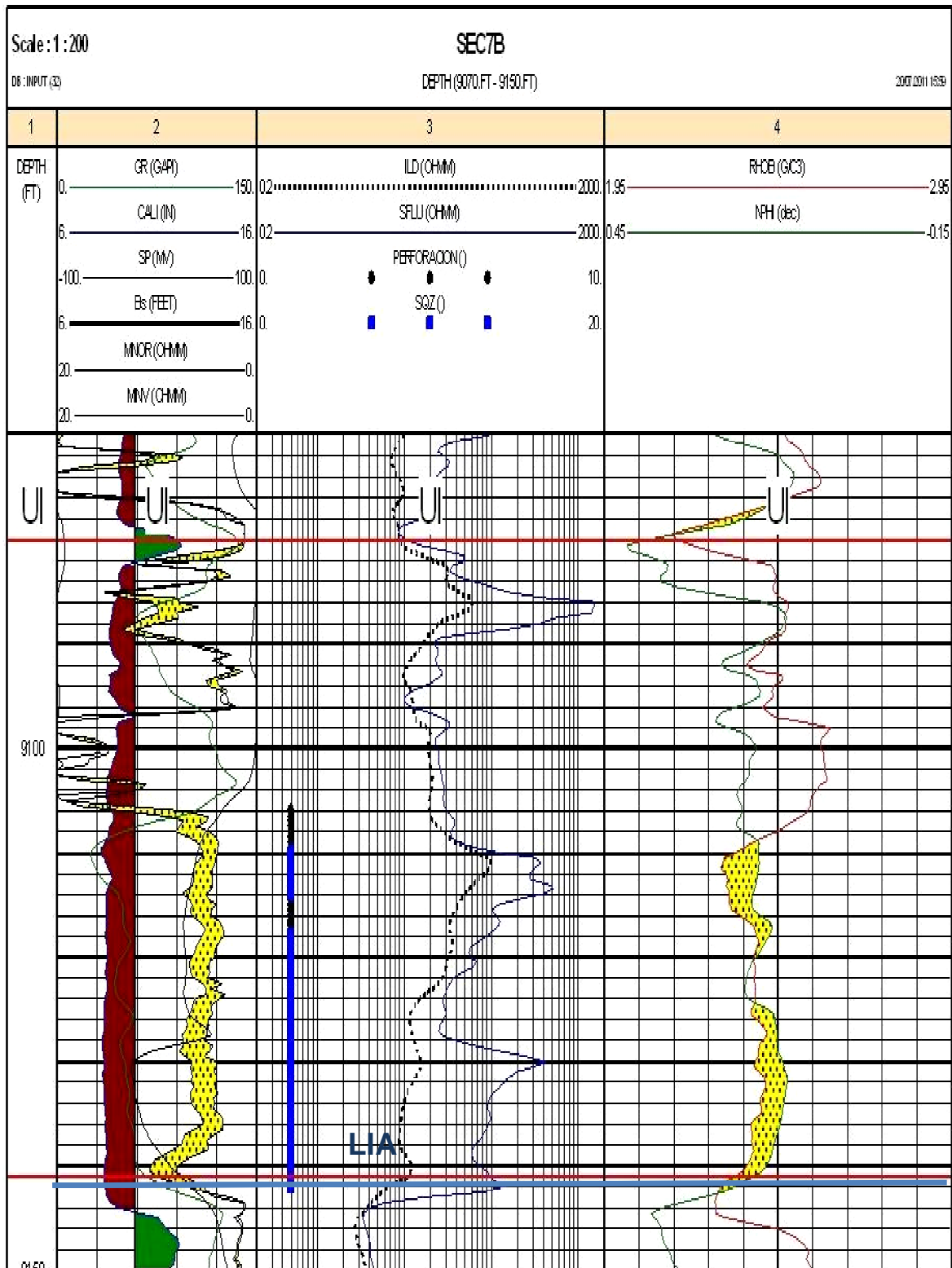
<sup>13</sup> JUAN PABLO JÁTIVA M. Plan de desarrollo del Campo Tumali-Petroamazonas, 2010.

Figura 2-3 Registro Eléctrico del Pozo Secoya 8 – Arena U-Inferior



FUENTE: EP.PETROECUADOR

Figura 2-4 Registro Eléctrico del Pozo Secoya 7B – LIA



FUENTE: EP.PETROECUADOR



Se debe tener en cuenta que estas deflexiones bruscas de resistividad total pueden también ser causadas por cambios litológicos de arena, es decir, es cuando se terminan los intervalos de arenas y pasa a un intervalo de lutitas.

Para poder determinar el contacto agua-petróleo de los reservorios del campo Secoya se utilizan registros eléctricos de resistividad, en los cuales se puede determinar el CAP, observando la profundidad en donde existe una deflexión brusca de la resistividad total. Los reservorios del Campo Secoya presentan los diferentes CAP y LIA en algunos pozos, como se presenta en la Tabla 2-5.

En la Figura 2-3 y Figura 2-4 se presenta ejemplos de registros eléctricos, donde se observa la deflexión de la resistividad para los pozos Secoya 8 y Secoya 7B y se identifican LIA y CAP.

#### **2.2.2.5. VOLUMEN DE ARCILLA**

Se define el volumen de arcilla como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. La presencia de arcillas en las arenas altera, la porosidad la permeabilidad y la saturación del agua.


El volumen de arcilla en la roca se distribuye de tres formas:

- a) Tipo laminar.- La arcilla se presenta como una serie de láminas en la arena.
- b) Tipo estructural.- Cuando la arcilla se encuentra conformando la formación en forma de granos.
- c) Tipo disperso.- La arcilla se encuentra depositada alrededor de los granos de la arena.

El volumen de arcilla para cada arena del Campo Secoya se obtiene a partir de un promedio aritméticos de los volúmenes de arcilla obtenidos de cada pozo, valores que se los obtienen a partir del programa INTERACTIVE PETROPHYSICS de EP.PETROECUADOR, en el cual se hace un análisis del registro Gamma Ray de la arena U-inferior de cada pozo del Campo.

Los Volúmenes de Arcilla promedio para cada arena del Campo se presentan en la Tabla 2-6.

**Tabla 2-6 Volúmenes de Arcilla para cada arena del Campo Secoya**

<b>Volumen de Arcilla Promedio</b> 		
<b>ARENA</b>	<b>Intervalo Analizado (pies)</b>	<b>Voloumen de Arcilla (%)</b>
U superior	8937- 8984	24,2
U inferior	9023-9081	10
T superior	9178-9222	16
Tinferior	9221-9279	14

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

#### **2.2.2.6. DETERMINACIÓN DE ESPESORES**

Para determinar los espesores de las formaciones, se utilizan registros eléctricos los cuales fueron tomados en los diferentes pozos del Campo Secoya. Con el análisis de estos registros se obtienen los topes y bases de las diferentes formaciones, tomando en cuenta los diferentes cambios sedimentarios.


Una vez obtenidos los topes y bases de cada arena, se realiza la diferencia de la base y el tope y se obtiene el espesor total de la formación, a continuación se determina el espesor de arena neto para lo cual se debe analizar en los registros eléctricos las curvas de Potencial Espontaneo (con referencia a la línea base de arcilla) y Gamma Ray (para arenas baja radiación GR), pero se requiere conocer el espesor neto saturado o zona de pago, para lo cual se utiliza el programa de EP. PETROECUADOR Interactive Petro Physics que determinan los espesores netos saturados, en el programa se deben establecer valores de corte que se van

a tomar como límites para reconocer la existencia de reservas. EP. PETROECUADOR ha tomado como valores estándar los siguientes cortes:

- Porosidad Efectiva ( $\phi_e$ ) = 8%
- Saturación de Agua ( $S_w$ ) = 50 %
- Volumen de Arcilla ( $V_{sh}$ ) = 50 %

El análisis explicado anteriormente se realiza para cada pozo del Campo Secoya, obteniendo así los espesores de arena de cada uno de los pozos; y para este proyecto se realiza un promedio aritmético de los espesores de cada una de las arenas, cuyos resultados se presentan en la Tabla 2-7

**Tabla 2-7 Espesores y Zona de Pago de cada arena del Campo Secoya**

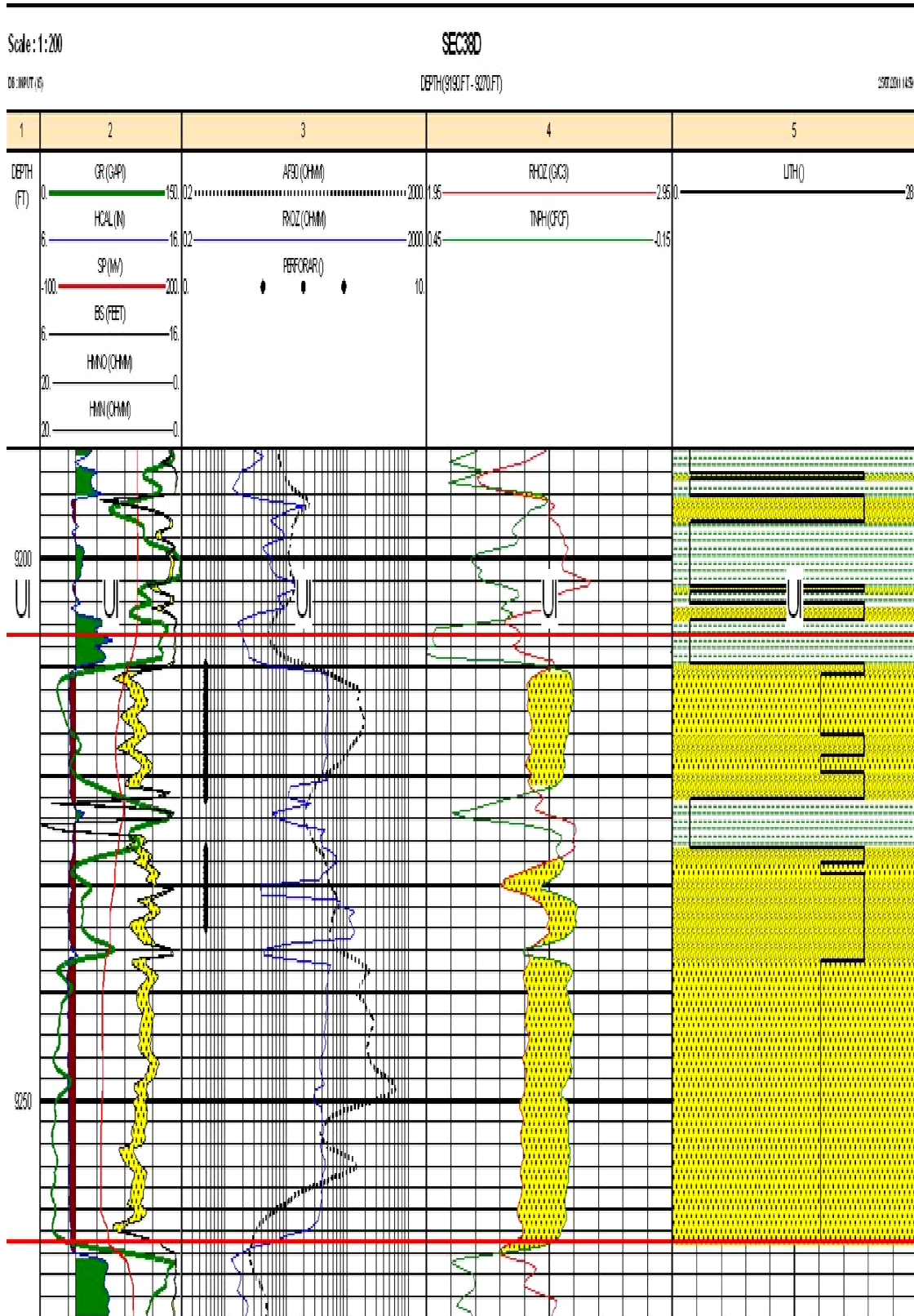
<b>ESPEORES Y ZONAS DE PAGO DE CADA ARENA</b> 					
<b>ARENA</b>	<b>Tope (pies)</b>	<b>Base (pies)</b>	<b>Espesor Promedio (pies)</b>	<b>Espesor de arena Neto (pies)</b>	<b>Zona de Pago (pies)</b>
U superior	8937,30	8984,61	47,30	15,53	10
U inferior	9023,14	9081,22	58,08	44,05	30,63
T superior	9178,29	9222,26	43,97	15,33	16
T inferior	9221,14	9279,37	58,23	42,74	29,64

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

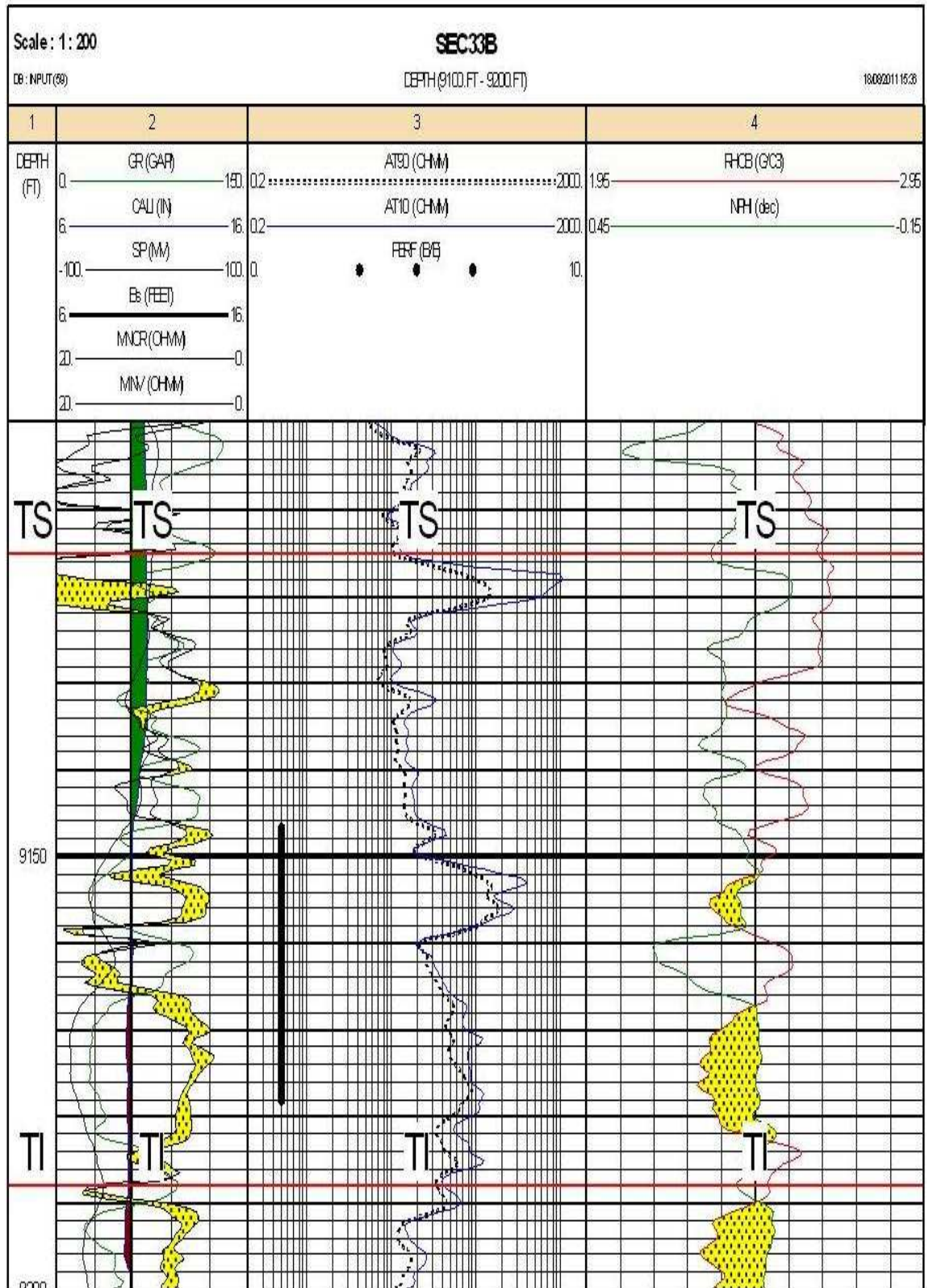
La Figura 2-5 y 2-6 son ejemplos de registros eléctricos en donde se puede observar las profundidades de los topes y bases de las arenas de Pozos del Campo Secoya.

Figura 2-5 Registro Eléctrico del Pozo Secoya 38D U-Inferior Tope y Base



FUENTE: EP.PETROECUADOR

Figura 2-6 Registro Eléctrico del Pozo Secoya 33B T-Superior Tope y Base



FUENTE: EP.PETROECUADOR

### 2.2.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Funcionarios de la División de Yacimiento de la Subgerencia de producción de CEPE, efectuaron el muestreo de fluidos de fondo en el Pozo Secoya – 1 (arena U y T).

Se tomaron muestras duplicadas, las mismas que fueron trasladadas a los Laboratorios de CEPE en Quito para ser analizados en el equipo PVT y efectuar el estudio de fluidos de yacimientos.

A continuación se explica brevemente las propiedades de los fluidos del Campo Secoya.

#### 2.2.3.1. DENSIDAD DEL PETRÓLEO

La densidad del petróleo se lo define como la relación que existe entre la masa del petróleo por unidad de volumen. La Gravedad  $^{\circ}$ API es una medida de densidad que permite realizar una clasificación de los diferentes tipos de petróleo desde pesados hasta muy livianos como se muestra en la Tabla 2-8.

**Tabla 2-8 Clasificación del Petróleo según la Gravedad API**

CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO	
CRUDO	GRADO API
LIVIANO	> 31,1
MEDIANO	22,3 - 31,1
PESADO	10 - 22,3
EXTRAPESADO	< 10

FUENTE: [es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo](https://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo)

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Generalmente, cuando un producto de refinería tiene un valor mayor de gravedad API, éste tiene un mayor valor comercial. Básicamente por la facilidad (operacional y económica) de producir destilados valiosos como la gasolina, jet fuel, etc. Esta regla es válida hasta los 45 grados API, más allá de este valor los productos de refinerías tiene un menor valor comercial.

La fórmula que se utiliza para determinar la gravedad API es:

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{\gamma_{@60^{\circ}F}} - 131.5 \quad \text{Ecuación 2-6}$$

A partir de las pruebas de laboratorio que EP. PETROECUADOR realizó, se obtuvieron los siguientes datos de  $^{\circ}API$  para el Campo Secoya, presentados en la Tabla 2-9.

**Tabla 2-9 Grado API del petróleo para cada Arena del Campo Secoya**

<b><math>^{\circ} API</math> DEL PETRÓLEO DE CADA ARENA</b>	
<b>@ condiciones estandares</b>	
<b>ARENA</b>	<b><math>^{\circ} API</math></b>
U superior	30,2
U inferior	28,3
T superior	34,2
T inferior	30,5

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### 2.2.3.2. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

La viscosidad se define como la resistencia interna de los fluidos a fluir sobre una superficie, la cual es afectada por la temperatura, la presión y el gas que contenga en solución el crudo. La viscosidad se mide en centipoises (cp).

El petróleo del Campo Secoya presenta una viscosidad de petróleo para cada arena descrito en la siguiente Tabla 2-10 medidas a condiciones del yacimiento.

**Tabla 2-10 Viscosidades de Cada Arena del Campo Secoya**

<b>VISCOSIDAD INICIAL DEL PETRÓLEO</b>			
<b>DEL CAMPO SECOYA</b>			
<b>ARENA</b>	<b>Temperatura del Yacimiento (° F)</b>	<b>Presión del Yacimiento (psi)</b>	<b>Viscosidad Inicial (cp)</b>
<b>U superior</b>	205	3710	1,3
<b>U inferior</b>	208	3805	1,402
<b>T superior</b>	230	3910	2,22
<b>T inferior</b>	230	3910	2,7

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### 2.2.3.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO

El factor volumétrico de petróleo  $\beta_o$  se define como el volumen de petróleo y gas disuelto en el yacimiento que se requiere para producir un barril de crudo en superficie o a condiciones estándar. El factor volumétrico también es afectado por la liberación del gas, cuando la presión del crudo se encuentra por debajo de la presión de burbuja.

La ecuación matemática para determinar el factor volumétrico se presenta en la Ecuación 2-7.

$$\beta_o = \frac{(V_o + V_{gas-disuelto}) @ CY}{V_o @ CS} \quad \text{Ecuación 2-7}$$

**Donde:**

$V_o$  = Volumen del Petróleo a Condiciones del Yacimiento (Bl).



$V_{gas-disuelto} @ CY$  = Volumen del gas disuelto en el petróleo a Condiciones del Yacimiento (BlS).

$V_o @ CS$  = Volumen del petróleo a Condiciones Estándares (BF).

En las pruebas de laboratorio realizadas con las muestras obtenidas por CEPE del Campo Secoya, EP. PETROECUADOR obtuvo los Factores Volumétricos asociado para cada arena, los cuales son:

**Tabla 2-11 Factores Volumétricos Iniciales de Cada Arena del Campo Secoya**

<b>FACTORES VOLUMETRICOS INICIALES</b>			
<b>PARA CADA ARENA - CAMPO SECOYA</b>			
<b>ARENA</b>	<b>Factor Volumétrico Inicial (BlS/BF)</b>	<b>Temperatura Inicial (°F)</b>	<b>Presión Inicial (psi)</b>
U superior	1,2631	205	3710
U inferior	1,179	208	3805
T superior	1,2657	230	3910
Tinferior	1,2657	230	3910

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN


#### **2.2.3.4. RELACIÓN GAS-PETRÓLEO**

La relación gas petróleo (GOR) indica la cantidad de gas que se encuentra disuelto en cada barril de crudo a determinadas condiciones de Presión y Temperatura. El volumen de gas se mide en pies cúbicos estándar y el crudo se mide en Barriles Fiscales.

La relación gas petróleo se incrementa a medida que la presión del yacimiento aumenta hasta la presión de burbuja, a partir de esta presión el petróleo se satura completamente y el gas ya no se disuelve en el petróleo a pesar que la presión del yacimiento siga incrementándose.

La relación gas petróleo para éste Campo, EP. PETROECUADOR obtuvo a través de pruebas PVT realizadas para cada arena en el Pozo Secoya 1, y se obtuvieron los datos de GOR para cada arena, presentados en la Tabla 2-12.

**Tabla 2-12 Relación Gas Petróleo de las Arenas del Campo Secoya**

<b>RELACIÓN GAS PETRÓLEO</b> <b>DE CADA ARENA - CAMPO SECOYA</b> 		
<b>ARENA</b>	<b>GOR</b>	<b>UNIDADES</b>
U superior	327	PCS/BF
U inferior	268	PCS/BF
T superior	427	PCS/BF
T inferior	427	PCS/BF

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

En el ANEXO 2-1 se presentan las gráficas obtenidas de datos PVT del petróleo de la arena T-inferior del Campo Secoya, obtenidos por el *Proceso de Liberación Diferencial* a 230 °F. Los datos para la realización de las Gráficas se presentan a continuación en la Tabla 2-13.

Se debe tomar en cuenta que la Presión de Burbuja es 860 psi y la Presión del Yacimiento 3910 psi.

**Tabla 2-13 Datos PVT de una muestra de Petróleo obtenidos por Liberación Diferencial**

<b>COMPORTAMIENTO DEL PETRÓLEO YACIMIENTO T - INFERIOR</b>			
<b>LIBERACIÓN DIFERENCIAL @ 230 ° F</b>			
<b>Presion (psi)</b>	<b>Densidad (gr/cc)</b>	<b>FVF de petroleo</b>	<b>Viscosidad del Petróleo (cps)</b>
0	0,8156	1,0703	6,83
140	0,8048	1,1169	5,2
300	0,796	1,1523	4,4
500	0,786	1,1958	3,4
700	0,7776	1,2236	2,83
860	0,7537	1,2764	2,62
1000	0,759	1,2664	2,78
1500	0,7632	1,2606	3,2
2000	0,7672	1,2539	3,6
2500	0,7719	1,2463	4,03
3000	0,7754	1,2407	4,47
3500	0,7788	1,2353	4,95
3910	0,7821	1,2231	5,018
4000	0,783	1,2286	5,33
4500	0,7854	1,2249	5,76
5000	0,788	1,2208	6,26

FUENTE: EP. PETROECUADOR


REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### 2.2.3.5. PRESIÓN DE BURBUJA

La presión de burbuja  $P_b$  es la presión a la cual se empieza a liberar la primera burbuja de gas del petróleo. Cada yacimiento tiene una presión de burbuja en particular, la cual se determina en función de la temperatura, gravedad específica del gas, gravedad específica del petróleo y cantidad de gas disuelto en el crudo.

La Presión de Burbuja fue determinada mediante pruebas PVT realizadas por EP. PETROECUADOR para el Campo Secoya. El fluido del yacimiento fue cargado en una celda de alta presión de una ventana y calentada a una temperatura del yacimiento; a esta temperatura la muestra presenta un punto de burbujeo, esta presión es la Presión de Burbuja. La presión de burbuja para cada arena productora se presenta en la Tabla 2-14.

**Tabla 2-14 Presiones de Burbuja para cada Arena del Campo Secoya**

PRESIONES DE BURBUJA PARA CADA ARENA DEL CAMPO SECOYA 		
ARENA	Pb (psi)	Temperatura Inicial (°F)
U superior	1117	205
U inferior	1085	208
T superior	1010	230
T inferior	860	230

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

## 2.3. MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA

El mecanismo de producción de todos los reservorios del Campo Secoya, es el empuje hidráulico lateral (movimiento de agua hacia el reservorio desde los lados), por lo general la presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja (yacimiento sub-saturado).

### 2.3.1. CÁLCULO DEL FACTOR DE RECOBRO CAMPO SECOYA

Se define al factor de recobro como el porcentaje de hidrocarburo que se estima es recuperable de un reservorio con respecto al petróleo original en sitio (POES).

Éste depende de los mecanismos de producción y del comportamiento de los reservorios<sup>14</sup>.

### 2.3.1.1. CORRELACIONES ARPS PARA CALCULAR EL FACTOR DE RECOBRO

El Campo Secoya tiene un mecanismo de producción por Empuje Hidráulico Lateral, por lo que para calcular el factor de recobro se utiliza las Correlaciones ARPS.

**Ecuación ARPS para empuje Hidráulico Lateral<sup>15</sup>.**

$$FR = 54.898 \left\{ \phi \left( \frac{1 - S_{wi}}{\beta_{oi}} \right) \right\}^{0.0422} \left( \frac{k\mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} S_{wi}^{-0.1903} \left( \frac{P_i}{P_A} \right)^{-0.2159}$$

**Ecuación 2-8**

Donde:

$\phi$  = Porosidad (%)

$S_{wi}$  = Saturación de agua inicia (%)

$\beta_{oi}$  = Factor Volumétrico Inicial del Petróleo (bls/BF)

$k_o$  = Permeabilidad al petróleo (Darcy)

$\mu_{oi}$  = Viscosidad Inicial del Petróleo (cp)

$\mu_{wi}$  = Viscosidad Inicial del Agua (cp)

$P_A$  = Presión de Abandono (psi)

$P_i$  = Presión Inicial del yacimiento (psi)

Se calcula el Factor de Recobro que tienen cada arena productora del Campo Secoya estas son: las arenas U-superior, U-inferior, T-superior, T-inferior con la

<sup>14</sup> "ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO CONONACO". García Julio, Rodríguez Paulo. Página 102.

<sup>15</sup> FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, Freddy Humberto Escobar. PhD. Página 189.

Ecuación 2-8 (Empuje Hidráulico). Los datos necesarios para el cálculo del FR de cada arena se obtuvieron la mayoría en el ítem 2.1.1 los cuales se presentan en la Tabla 2-15.

Para aplicar la Ecuación 2-8 es necesario conocer la Presión de abandono, que para este caso se asumió como presión de abandono la presión de burbuja.

Esta asunción es aceptada debido a que el Campo Secoya tiene un mecanismo de producción por empuje de agua, y esto tiene como efecto que la presión del yacimiento no disminuya en gran porcentaje por la intrusión de agua. Sin embargo es importante considerar que cuando los yacimientos alcancen la presión de burbuja se producirá la liberación del gas, por lo tanto, el yacimiento requerirá un análisis diferente.

También se debe aclarar que la presión de abandono (asumida como la presión de burbuja) es un parámetro que se utiliza únicamente para el cálculo del Factor de Recobro y no como una presión para abandonar el pozo, para abandonar el pozo se debe considerar que el corte de agua (BSW) debe ser mayor a 90%.

**Tabla 2-15 Propiedades Petrofísicas de cada Arena del Campo Secoya**

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PARA EL CALCULO										
DEL FACTOR DE RECOBRO										
ARENA	PARÁMETROS PETROFÍSICOS									
	Pi	Pb	Pa = Pb	k	$\phi$	$\beta_{oi}$	$h_o$	$S_{wi}$	$\mu_{oi}$	$\mu_{wi}$
	(psi)	(psi)	(psi)	(md)	(%)	(bls/BF)	(pies)	(%)	(cp)	(cp)
U superior	3710	1110	1110	112	14	1,263	10	45	1,300	1
U inferior	3805	1117	1117	682	17,65	1,179	30,63	19,3	1,402	1
T superior	3910	1010	1010	297	12	1,266	16	41,29	2,220	1
T inferior	3910	1010	1010	600	16,8	1,266	29,64	30	2,700	1

FUENTE: EP.PETROECUADOR.

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

Realizando los cálculos respectivos para determinar el Factor de Recobro para cada arena productora del Campo Secoya se obtienen los siguientes resultados en la Tabla 2-16.

**Tabla 2-16 Factor de Recobro para cada Arena del Campo Secoya**

<b>FACTORES DE RECOBRO PARA CADA ARENA - SECOYA</b>	
<b>ARENA</b>	<b>FACTOR DE RECOBRO (%)</b>
U superior	36,2
U inferior	49,9
T superior	36,8
T inferior	41,5

FUENTE: EP.PETROECUADOR.

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

**Ejemplo de Cálculo: Para la arena U-inferior**

$$FR = 54,898 \left\{ \frac{17,65}{100} \left( \frac{(100 - 19,3)/100}{1,179} \right) \right\}^{0,0422} * \left( \frac{0,682 * (1)}{1,402} \right)^{0,077} * \left( \frac{19,3}{100} \right)^{-0,01903} * \left( \frac{3805}{1117} \right)^{-0,2159}$$

$$FR = 49,9\%$$

Los Factores de Recobro calculados para cada arena del Campo Secoya, son valores que serán utilizados para los cálculos de reservas del Campo.

### **2.3.2. FACTORES DE RECOBRO OFICIALES DE EP. PETROECUADOR**

Los Factores de recobro de hidrocarburo oficiales, obtenidos de los estudios realizados por EP.PETROECUADOR mediante la simulación matemática hasta Enero del 2011 se muestra en la Tabla 2-17.

Tabla 2-17 Factores de Recobro Oficiales de EP.PETROECUADOR

FACTORES DE RECOBRO OFICIALES DE PETROECUADOR	
ARENA	FACTOR DE RECOBRO (%)
U superior	24,99
U inferior	41
T superior	31
T inferior	31

FUENTE: EP. PETROECUADOR.

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

## 2.4. CÁLCULO DE RESERVAS

En este proyecto se realizará un nuevo cálculo de las reservas remanentes de petróleo que dispone el Campo Secoya.

### 2.4.1. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO

El petróleo original en sitio (POES) es el volumen original de petróleo que se encuentra en el yacimiento antes que inicie la producción a condiciones estándar.<sup>16</sup>

La fórmula matemática para determinar el POES es la siguiente.

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * S_{oi}}{\beta_{oi}} \quad \text{Ecuación 2-9}$$

Donde:

$POES$  = Petróleo Original en Sitio (BF).

$A$  = Área del yacimiento, en acres.

$h$  = Espesor promedio, en pies. (Zona de Pago).

<sup>16</sup> RECOPIACIÓN TÉCNICA, INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Halliburton



$\phi =$	Porosidad promedio de la roca, (%).
$S_{oi} = 1 - S_{wi}$	Saturación inicial de petróleo, (%).
$\beta_{oi} =$	Factor Volumétrico del Petróleo inicial, (bls/BF)
7758 =	Barriles equivalen a un acre-pie.

## 2.4.2. DIMENSIONES DEL YACIMIENTO

Para determinar el área de cada arena, primero se debe ubicar un cierre estructural; el cierre estructural máximo para el Campo Secoya es de 140 pies. Este cierre estructural máximo es ubicado en diferentes Mapas Estructurales de cada arena, utilizando el programa PETREL de EP.PETROECUADOR; programa para crear modelos tridimensionales geológicos de los yacimientos petrolíferos<sup>17</sup>, para lo cual primero se determinan las coordenadas de este cierre estructural, las cuales son obtenidas de la sísmica 3D.

El programa realiza un cálculo directo del área del polígono que se dibujó en el mapa estructural cada arena respecto al cierre estructural que se ubicó.

A continuación en los Mapas 2-1, 2-2 se presentan ejemplos de los polígonos que se realizaron para cada arena, de los cuales se calcula el área.

Por recomendación del Departamento de Yacimientos de EP.PETROECUADOR, la construcción de los polígonos se realizó, basándose en dos criterios : de acuerdo a los pozos que se encuentran produciendo la arena y al potencial de producción (características litológicas y petrofísicas favorables) que tiene cada arena, es decir, que en el momento de construir los polígonos de cada arenas, por ejemplo de la arena U-inferior, se tomó un área de polígono mayor, debido a que es una arena con un alto potencial de producción y mayor número de pozos que producen esta arena.

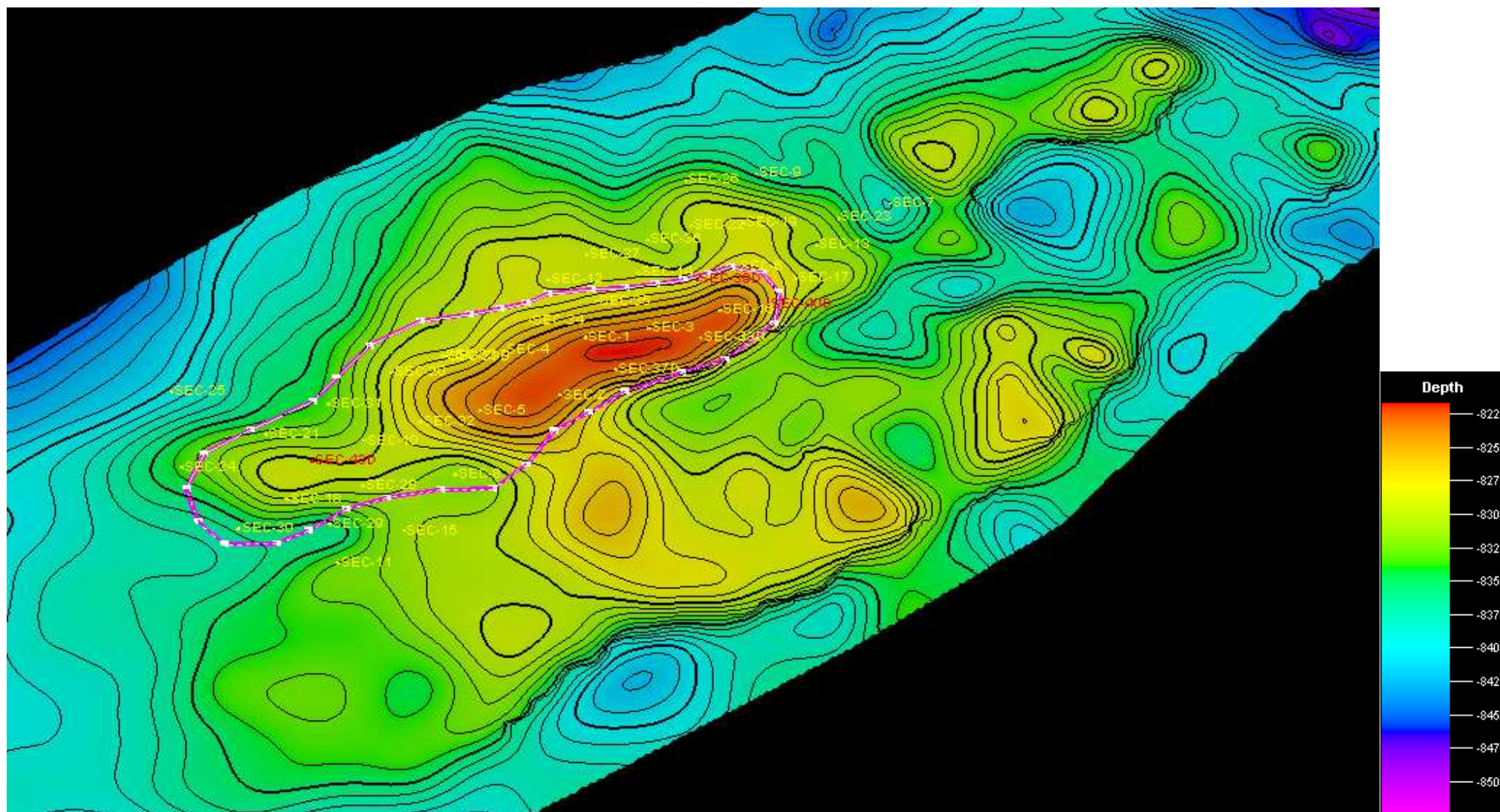
---

<sup>17</sup> <http://www.todoroms.com/petrel-2009-1-x32>





## Mapa 2-2 Mapa Estructural en base T-SUPERIOR y Polígono del Área T-SUPERIOR



FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Las áreas obtenidas por el Programa PETREL se presentan en la Tabla 2-18.

**Tabla 2-18 Áreas Productoras de cada arena del Campo Secoya**

<b>AREAS PRODUCTORAS PARA CADA ARENA</b>	
<b>ARENA</b>	<b>AREAS (acres)</b>
U superior	6300
U inferior	9600
T superior	5800
T inferior	7800

FUENTE: EP. PETROECUADOR.

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

### 2.4.3. CÁLCULO DEL POES

Para determinar el POES se utiliza la Ecuación 2-12, utilizando los datos de cada arena presentados en la Tabla 2-19.

**Tabla 2-19 Datos Petrofísicos de cada arena para el Cálculo del POES**

<b>DATOS DE CADA ARENA PARA EL CALCULO DEL POES</b>						
<b>ARENA</b>	<b>ÁREA</b>	<b>h</b>	<b><math>\phi</math></b>	<b><math>S_{wi}</math></b>	<b><math>S_{oi}</math></b>	<b><math>\beta_{oi}</math></b>
	<b>(acres)</b>	<b>(pies)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>bls/BF</b>
U superior	6300	10	14	45	55	1,263
U inferior	9600	30,63	17,65	19,3	80,7	1,179
T superior	5800	16	12	41,29	58,71	1,266
T inferior	7800	29,64	16,8	30	70	1,266

FUENTE: EP. PETROECUADOR.

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

**Ejemplo de Cálculo: Arena U-inferior**

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * S_{oi}}{\beta_{oi}}$$

$$POES = \frac{7758 * 9600 * 30.63 * (17.65 / 100) * (80.7 / 100)}{1.179}$$

$$POES = 275.595.704,62 \text{ BF}$$

Realizando los respectivos cálculos para cada arena productora se obtienen los siguientes resultados, que se los presentan en la Tabla 2-20.

**Tabla 2-20 PEOS y FR para cada Arena del Campo Secoya**

<b>POES Y FACTOR DE RECOBRO</b>		
<b>ARENA</b>	<b>POES</b>	<b>FR</b>
	<b>(MM BIs)</b>	<b>(%)</b>
<b>U superior</b>	29,79	36.2
<b>U inferior</b>	275,59	49.9
<b>T superior</b>	40,07	36.8
<b>T inferior</b>	166,65	41.5

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

## 2.5. MÉTODOS PARA DETERMINAR LAS RESERVAS

Para estimar las reservas de un yacimiento existen tres métodos<sup>18</sup>:

<sup>18</sup> INGENIERÍA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, B.C. Craft y M.F. Hawkins, Página 144.

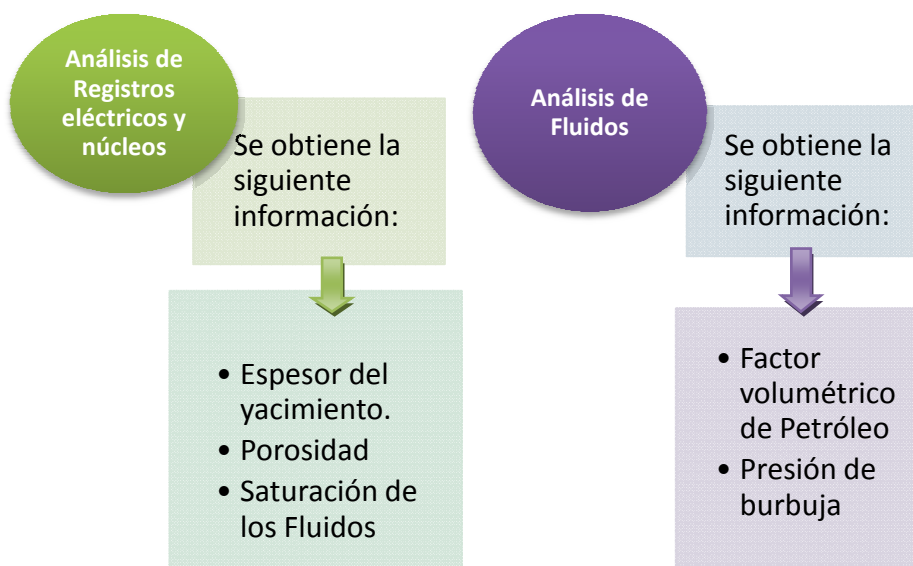
- Método Volumétrico
- Balance de Materiales
- Curvas de Declinación

### 2.5.1. MÉTODO VOLUMÉTRICO

El método volumétrico sirve para determinar el hidrocarburo original en sitio (POES) en base a modelos geológicos que geoméricamente describen al yacimiento, a las propiedades de la roca y a los fluidos que la están saturando.<sup>18</sup> Para luego multiplicar por un factor de recobro, que representa la cantidad de hidrocarburo que se puede obtener en la superficie.

El método Volumétrico para el cálculo de reservas utiliza dos fuentes de información, a partir de las cuales se obtiene los siguientes datos que se presentan en la Figura 2-7.

**Figura 2-7 Método Volumétrico**



REALIZADO: POR MARÍA JOSÉ LOEÓN GUANÍN

La determinación de Petróleo Original en Sitio del Campo Secoya se realizó voluméricamente utilizando espesores netos saturados de hidrocarburo (zona de pago) así como parámetros de roca y fluidos. Para lo cual se utilizó la ecuación del POES que se la analizó en el ítem 2.3.1.

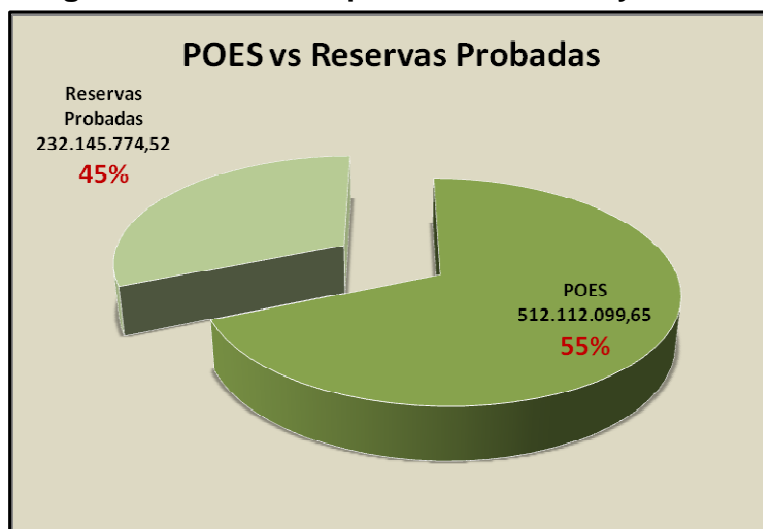
Para determinar las Reservas Probadas de cada arena del Campo Secoya, se utiliza el Factor de Recobro calculado anteriormente en el ítem 2.2.3.2 que será multiplicado por el POES de cada arena.

Es importante conocer cuáles son las reservas remanentes que tiene el yacimiento después de la producción que se ha obtenido hasta la fecha más actual, para lo cual se debe realizar la diferencia de las reservas probadas calculadas anteriormente y la producción acumulada. Se debe tomar en cuenta que las producciones acumuladas fueron tomadas hasta 29 de julio del 2011.

En la Tabla 2-21 se presenta las Reservas Probadas Remanentes para cada arena del Campo Secoya.

Realizando un análisis gráfico de las reservas probadas que tiene el Campo Secoya, se obtuvieron los siguientes gráficos de pastel (Ver Figuras 2-8,2-9,2-10).

**Figura 2-8 Relación porcentual POES y R. Probadas**



REALIZADO POR: MARA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

El Campo Secoya cuenta con un POES total de 512.112.099,65 bls (100%), que al multiplicar por el Factor de Recobro de cada una de las arenas se puede estimar que se tiene un valor de Reservas de Probadas de 232.145.774,52 bls que representa un 45 % de petróleo que se produciría, quedando en el yacimiento un 55 % por producir.

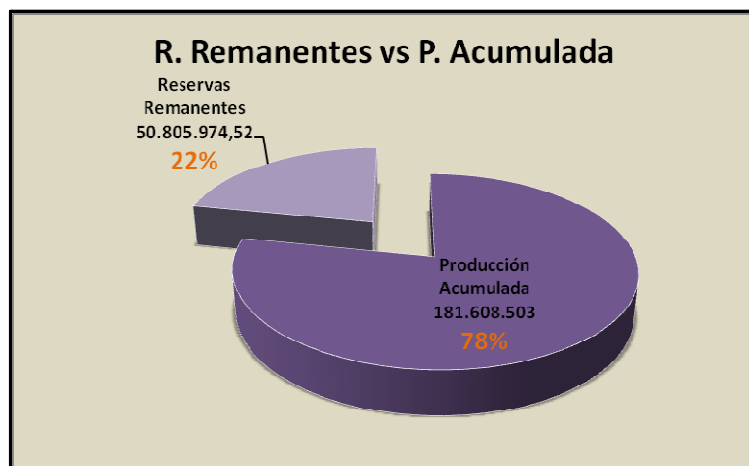
Tabla 2-21 Reservas Probadas Remanentes y Producción Acumulada de Cada Arena del Campo Secoya

<b>RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE CADA ARENA DEL CAMPO SECOYA</b>						
ARENA	POES	FR	Reservas Probadas	Producción Acumulada	Reservas Remanentes	Procentaje Producción Faltante
	(Bls)	(%)	(Bls)	(Bls)	(Bls)	(%)
<b>U superior</b>	29.794.994,85	36,2	10.796.830,57	7.695.800	3.101.030,57	28,72
<b>U inferior</b>	275.595.704,62	49,9	137.413.729,66	107.232.000	30.181.729,66	21,96
<b>T superior</b>	40.073.778,91	36,8	14.736.670,36	9.798.000	4.938.670,36	33,51
<b>T inferior</b>	166.647.621,26	41,5	69.198.543,93	56.614.000	12.584.543,93	18,19
<b>CAMPO SECOYA</b>	<b>512.112.099,65</b>	-----	<b>232.145.774,52</b>	<b>181.339.800</b>	<b>50.805.974,52</b>	<b>21,89</b>

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN



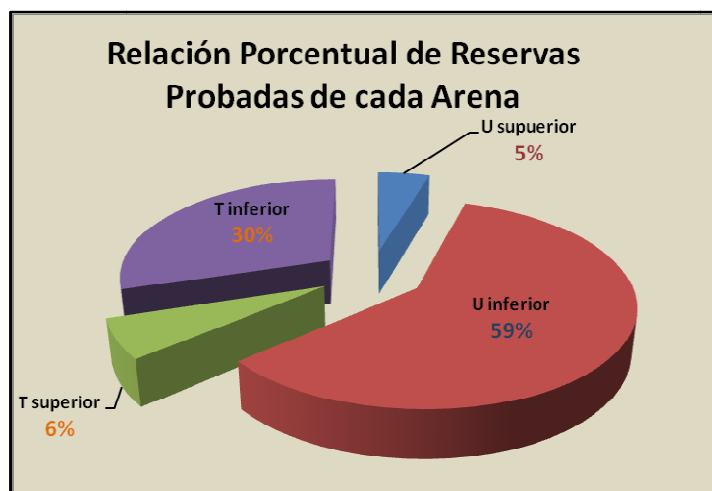
**Figura 2-9 Relación porcentual R. Remanentes y P. Acumulada**



REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

Del total de las Reservas Probadas estimadas, ya se han sido producidas un 78%, quedando para la producción un 22%.

**Figura 2-10 Relación Porcentual Producción de Arenas**



REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

La Figura 2-10, demuestra que las arenas U-inferior y T-inferior tienen una mayor productividad que las otras dos arenas, esto se da ya que estas dos arenas presentan mejores propiedades petrofísicas.

### 2.5.2. BALANCE DE MATERIALES<sup>19</sup>

La Ecuación general del Balance de Materiales, comúnmente denominada ecuación de Schilthuis, consiste simplemente en un balance volumétrico. Se basa en que el volumen del yacimiento (de acuerdo con sus límites iniciales) es constante y por tanto la suma algebraica de los cambios volumétricos de las cantidades de petróleo, gas libre y agua en el yacimiento debe ser igual a cero. Por ejemplo si los volúmenes de gas y petróleo en el yacimiento disminuyen, el total de estas dos reducciones debe ser contrarrestado por un aumento de igual magnitud en el volumen del agua. Si se supone que existe equilibrio completo en el yacimiento a todo tiempo entre el petróleo y su gas disuelto, puede escribirse una ecuación general del balance de materiales que relacione las cantidades de petróleo gas y agua producidas, la presión promedio del yacimiento, la cantidad de intrusión de agua del acuífero y finalmente el contenido inicial de gas y de petróleo en el yacimiento.

La siguiente Ecuación 2-10<sup>20</sup> es utilizada para determinar el volumen de hidrocarburo presente en una roca con empujes simultáneos (empujes combinados).

$$N = \frac{N_p [\beta_t + (R_o - R_{si})\beta_g] - (W_e - \beta_w W_p)}{\beta_t - \beta_{ti} + \frac{m \beta_{ti}}{\beta_{gi}} (\beta_g - \beta_{gi})}$$

$$m = \frac{G * \beta_{gi}}{N * \beta_{oi}}$$

**Ecuación 2-10**

Donde:

$$\beta_t = \beta_o + \beta_g (R_{si} - R_s)$$

<sup>19</sup> INGENIERÍA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, B.C. Craft y M.F. Hawkins, Página 197.

<sup>20</sup> INGENIERÍA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, B.C. Craft y M.F. Hawkins. Página 201.

$N$  = Petróleo Original in-situ, BF.

$N_p$  = Petróleo producido, BF.

$G$  = Gas inicial en el yacimiento.

$\beta_t$  = Factor Volumétrico Total, bls/BF.

$\beta_{ti}$  = Factor Volumétrico Total inicial, bls/BF.

$\beta_{oi}$  = Factor volumétrico del petróleo inicial, bls/BF.

$\beta_g$  = Factor volumétrico del gas, bls/PC

$\beta_{gi}$  = Factor volumétrico del gas inicial, bls/PC.

$\beta_w$  = Factor volumétrico del agua, bls/BF.

$W_e$  = Intrusión acumulada de agua, BF.

$W_p$  = Agua producida acumulado, BF.

$R_{si}$  = Relación gas petróleo inicial, PC/BF.

$R_p$  = Relación gas-petróleo acumulada,  $G_p/N_p$ , PC/BF.

$m$  = Volumen inicial de la capa de gas / Volumen de la zona del petróleo (N)

El Balance de Materiales se ha empleado durante muchos años para<sup>21</sup>:

1. Determinar el petróleo inicial en el yacimiento.
2. Calcular la intrusión de agua en el yacimiento.
3. Pronosticar la presión del yacimiento.

El Método de Balance de Materiales no se lo lleva a cabo en este proyecto, debido a varias razones, la razón de mayor importancia es que para este método se requiere datos de presión confiables, para lo cual se debe realizar pruebas de B'UP las cuales deben tener un tiempo de cierre lo suficientemente largo para obtener datos de presiones confiables, sin embargo el Campo Secoya de EP. PETROECUADOR no dispone de estas pruebas actualizadas y arrojaría resultados con un alto grado de incertidumbre, ya que el principal objetivo es obtener mayor producción del Campo. Además se toma en cuenta, que existen pozos del campo Secoya que han producido simultáneamente de más de una arena a la vez sin llevar un registro individualizado del aporte de cada arena, lo

---

<sup>21</sup> INGENIERÍA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, B.C. Craft y M.F. Hawkins.

cual es otro problema para que el método nos de resultados confiables, debido a estas causas no se aplica el Método de Balance de Materiales en éste Proyecto.

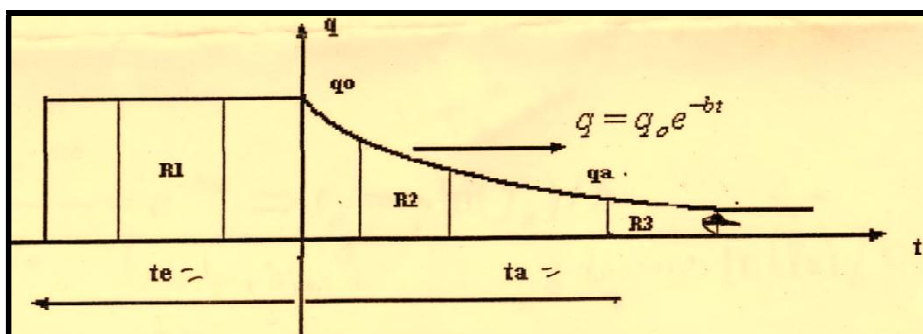
### 2.5.3. CURVAS DE DECLINACIÓN

El análisis de las Curvas de Declinación es uno de los métodos usados ampliamente en la actualidad por la industria petrolera para evaluar el comportamiento de los yacimientos y hacer predicciones de la producción del mismo. Este método consiste principalmente en realizar estimaciones cercanas a la realidad a través de la extrapolación de curvas de declinación de la producción obtenida en el pasado (historia de producción). Este método se basa principalmente en la siguiente premisa **“Todos los Factores que han afectado el yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”**<sup>22</sup>

Una de las ventajas más importantes de éste método es que se lo puede utilizar en aquellos casos que exista una falta de información de las características y parámetros físicos del yacimiento.

El primer método utilizado de las curvas de declinación, fue graficar la producción (q) contra el tiempo (t), basándose en el hecho en que la producción después de un período de tiempo de mantenerse constante, ésta llegará a un momento en que los pozos ya no podrán mantener la producción y disminuirá gradualmente con el tiempo. Como lo representa la Figura 2-11.

**Figura 2-11 Producción de petróleo en función del Tiempo**



FUENTE: EP. PETROECUADOR. DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS

<sup>22</sup><http://es.scribd.com/doc/55122603/44/CURVAS-DE-DECLINACION>. YACIMIENTOS I, INGENIERO JESUS VELÁSQUEZ

### 2.5.3.1. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Existen tres tipos de curvas de declinación son:

- a. Exponencial
- b. Hiperbólica
- c. Armónica

#### *Declinación Exponencial*

Una curva de Declinación de tipo exponencial, muestra una tendencia lineal en un papel semilogarítmico, es decir, que la caída en el ritmo de producción por unidad de tiempo es proporcional al ritmo de la producción<sup>23</sup>.

Para realizar el cálculo de las reservas remanentes de petróleo mediante las curvas de declinación, se tiene la siguiente expresión matemática<sup>23</sup>:

$$\Delta N_p = \frac{q_o - q_e}{D} \quad \text{Ecuación 2-11}$$

Donde:

$\Delta N_p$  : Reservas Remanentes de petróleo (BL)

$q_e$  : Tasa de producción al límite económico (BFPD)

$q_o$  : Tasa de producción al tiempo  $t = 0$  (BFPD).

D: Declinación exponencial anual de producción (% / tiempo).

#### *Declinación Hiperbólica*

Una curva de Declinación de tipo hiperbólica, muestra una tendencia lineal en un papel doble logarítmico. Considera un declive de la producción proporcional a toda una rata de producción, considerando que la rata de declinación varía con el tiempo. También es un tipo de curva de declinación útil para aquellos campos que son maduros, es decir, que ya han llevado una producción por un largo período de tiempo, como es el caso de Campo Secoya.

<sup>23</sup> <http://www.slideshare.net/mardo87/mecanica-de-yacimientos>. MECANICA DE YACIMIENTOS.

### 2.5.3.2. CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE OIL FIELD MANAGER DE PETROECUADOR

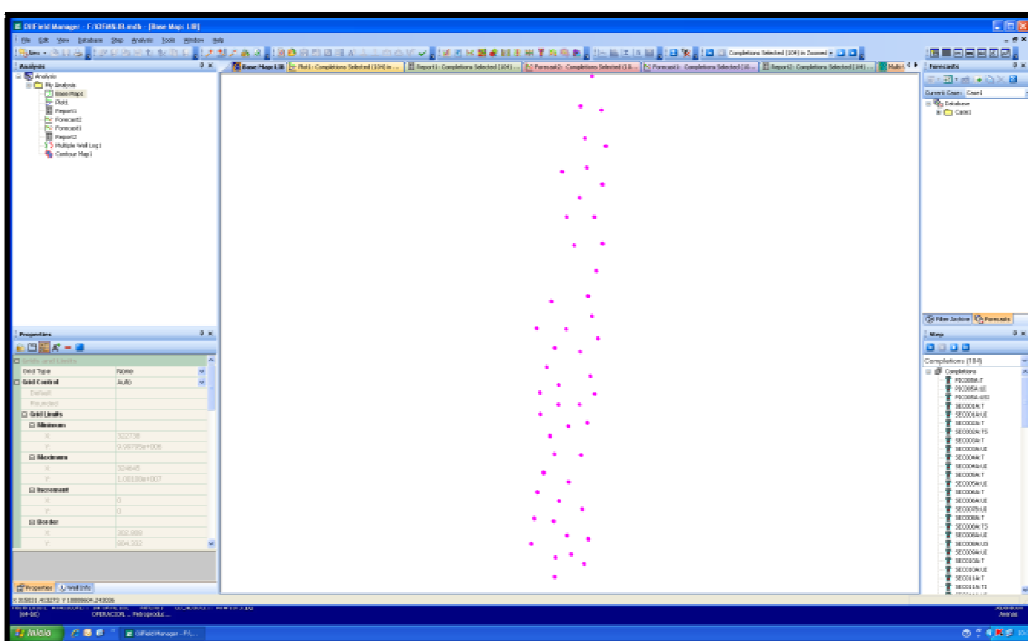
Para realizar el cálculo de las reservas mediante curvas de declinación, se utiliza el Software Oil Field Manager (OFM) de EP. PETROECUADOR, mediante el cual se obtiene las reservas remanentes de petróleo para las arenas U-superior, U-inferior, T-superior, T-inferior del Campo Secoya.

El procedimiento a seguir es:

1. Se debe tener los historiales de producción actuales de cada arena del Campo Secoya, para que sean cargados al programa OFM.
2. Se debe filtrar y seleccionar los pozos del Campo Secoya que se requieren para realizar el cálculo de las reservas por arenas como se realizó el Método Volumétrico.
3. Ya seleccionados los pozos del Campo Secoya se debe cargar la producción por arena, utilizando el icono sumatoria  $\Sigma$  del programa OFM.

Los puntos (pozos) de color rosado (Figura 2-12) significan que la producción ya se encuentra cargada.

**Figura 2-12 Pozos del Campo Secoya Arena U-inferior**



FUENTE: OIL FIELD MANAGER

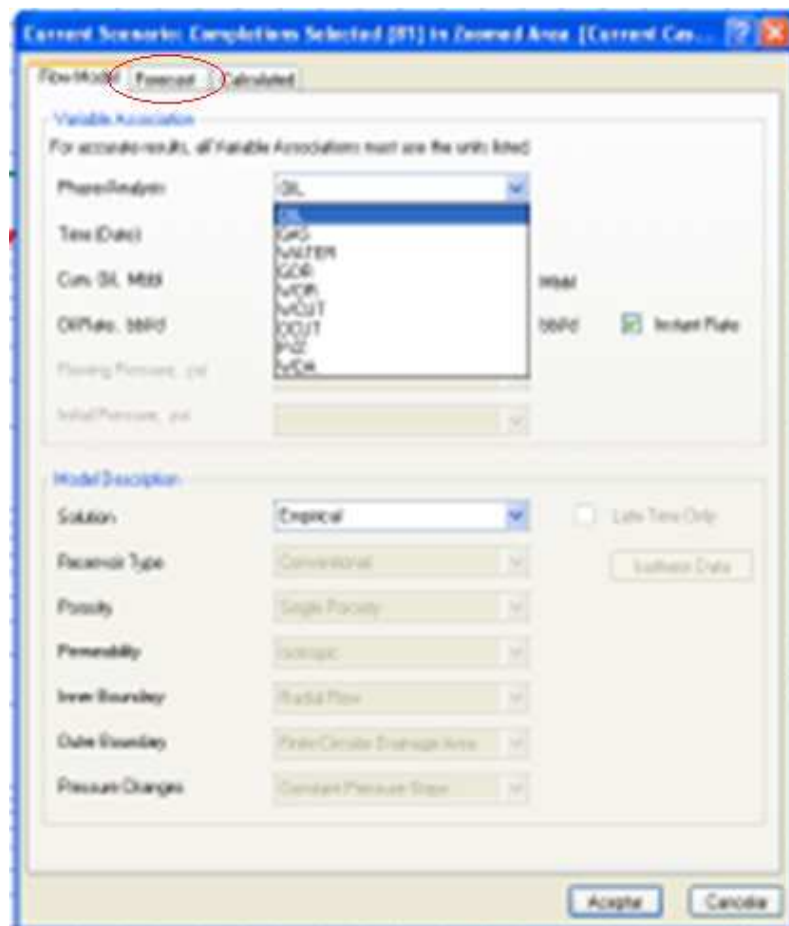
REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

4. Se selecciona la opción **Análisis**, del menú inicio y luego la opción **Forecast**. Al realizar esto se despliega una ventana de dialogo con tres opciones: *Flow Model*, *Historical Regression*, *Forecast*.

Se realiza modificaciones en la pestaña de **Flow Model** (Figura 2-13) seleccionando lo siguiente:

- Phase: Oil (Fase)
- Time: Date (Fecha)
- Cum Oil: Oil. Cum (Acumulación de petróleo)
- Oil Rate: Oil. CalDay (Tasa diaria de petróleo)

**Figura 2-13 Ventana de Dialogo**

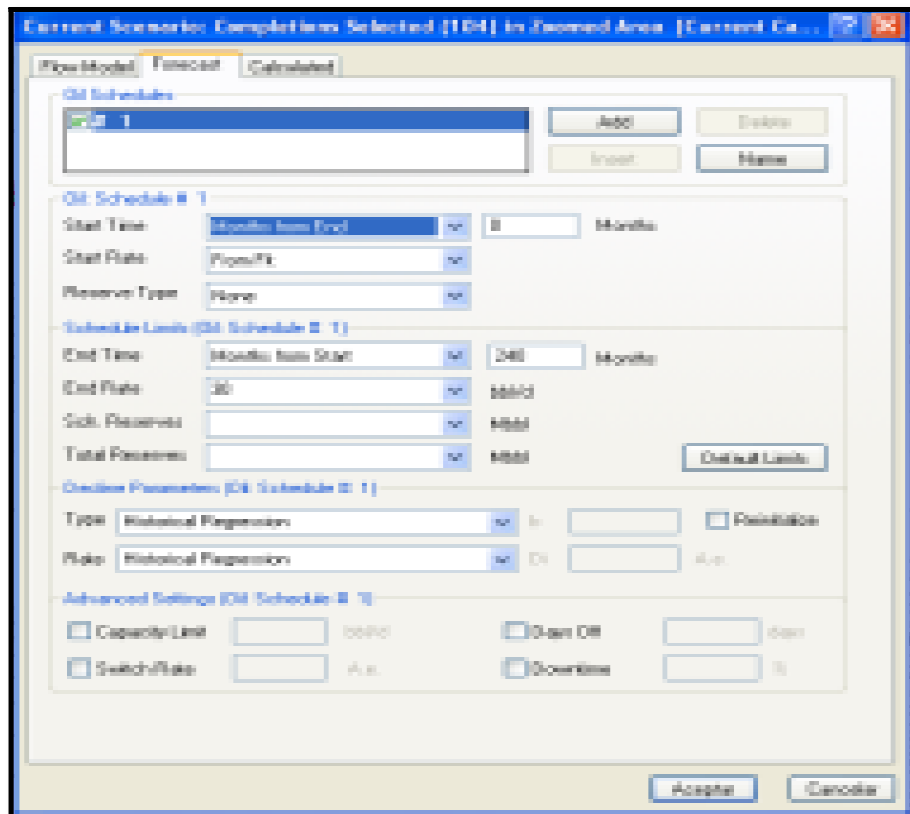


FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

5. En la misma ventana de dialogo se selecciona la opción **Forecast** (Figura 2-14), y se debe ingresar los parámetros de la predicción.

Figura 2-14 Interface Forecast



FUENTE: EP. PETROECUADOR  
 REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

En **Forescat** se presentan los siguientes parámetros:

- Start Time: Tiempo de Inicio de la Producción.
- Start Rate: Tasa inicial de la predicción.
- End Time: Fecha final de la predicción.
- Economic Limit: Tasa de petróleo final.
- Decline Top: Tipo y porcentaje de la declinación.

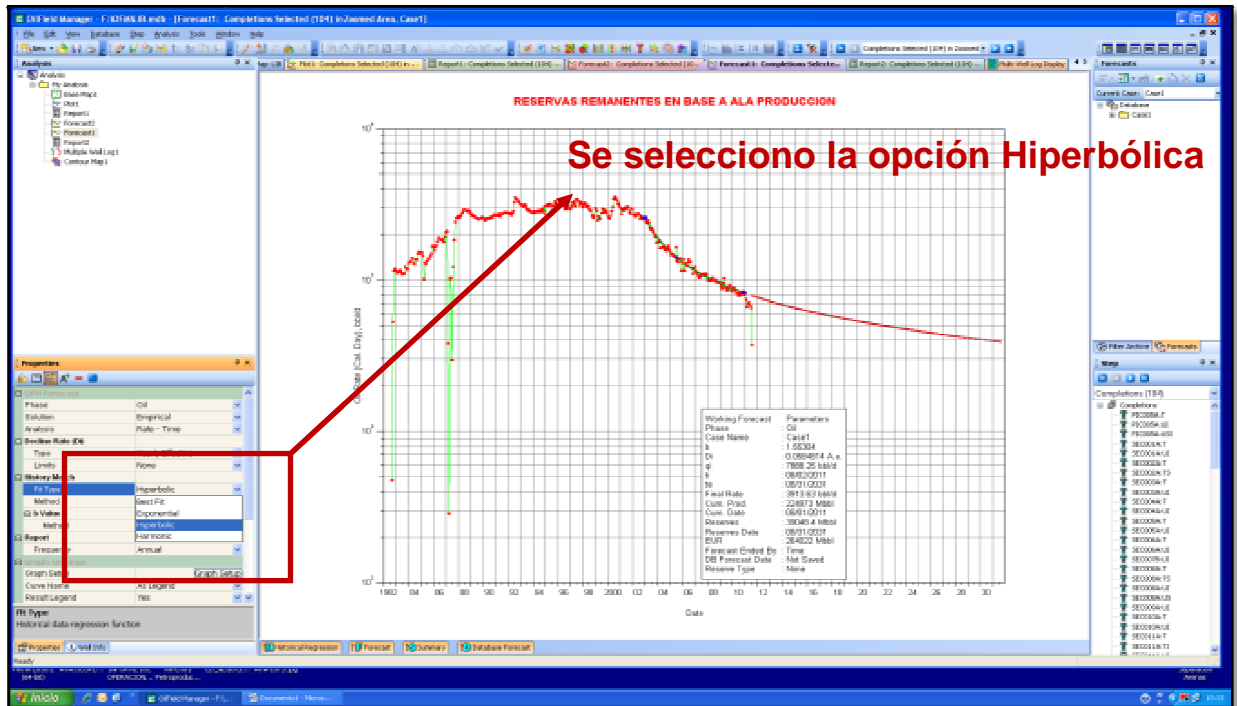
Y son modificados los siguientes:

- End Time: se trabaja con un tiempo de predicción de 240 meses.
  - Economic Limit: Se trabaja con una tasa mínima de producción de 30 Bls/D.
6. Una vez ingresados los datos de los parámetros, se acepta y se despliega las curvas de declinación para la respectiva arena que se seleccionó. En esta interface se debe escoger en el cuadro de la parte inferior de la derecha el tipo



de curva de declinación para calcular las reservas remanentes (Figura 2-15), para el caso de las arenas U-inferior, T-inferior y U-superior, se utilizó curva de declinación hiperbólica.

**Figura 2-15 Curva de Declinación Arena U-inferior**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

7. Ya modificados los parámetros que se necesitan para obtener la curva de declinación, se obtiene la gráfica en escala semilogarítmica la tasa diaria de Petróleo (OilCalDay) en función del tiempo. A la vez se presenta el resultado del cálculo de las reservas remanentes de petróleo.

Se realizó el mismo procedimiento para las cuatro arenas productoras del Campo Secoya, a continuación se presentan dos ejemplos de las curvas de declinación que se obtuvo en las siguientes Figuras 2-16, 2-17.

Al obtener las curvas de declinación para cada arena se presentan los siguientes resultados (forma de cuadrado a un extremo de las curvas) cuyas definiciones son:

- $D_i =$  Declinación de la producción.
- $q_i =$  Tasa inicial de la producción.

- $t_i$  = Fecha inicial de la Producción.
- $t_e$  = Fecha final de la producción.
- *End Rate* = Tasa final de la producción.
- *Final Rate* = Tasa Final al  $t_e$ .
- *Cum. Prod* = Producción Acumulada.
- *Cum Date* = Fecha de la producción acumulada.
- *Reserves* = Reservas Remanentes.
- *EUR* = Reservas totales (Reservas Probadas + Producción Acumulada).
- $b$  = Constante de declinación.

Las curvas de declinación para cada arena, presentan puntos más altos de producción esto se debe a que para estos períodos de tiempo se realizaron trabajos de workover, implementando equipos mecánicos de producción a los pozos o realizando la perforación de nuevos pozos. Después de esto vuelve a caer la producción por naturaleza misma del yacimiento que se está produciendo.

Se debe considerar que las gráficas obtenidas muestran el cálculo de las reservas basadas en la tendencia que presenta la tasa de producción diaria, y las reservas remanentes se calculan mediante la diferencia de las Reservas Probadas y las Producción Acumuladas. Por los que se debe aclarar que este método determina las reservas remanentes de petróleo en base al Historial de Producción.

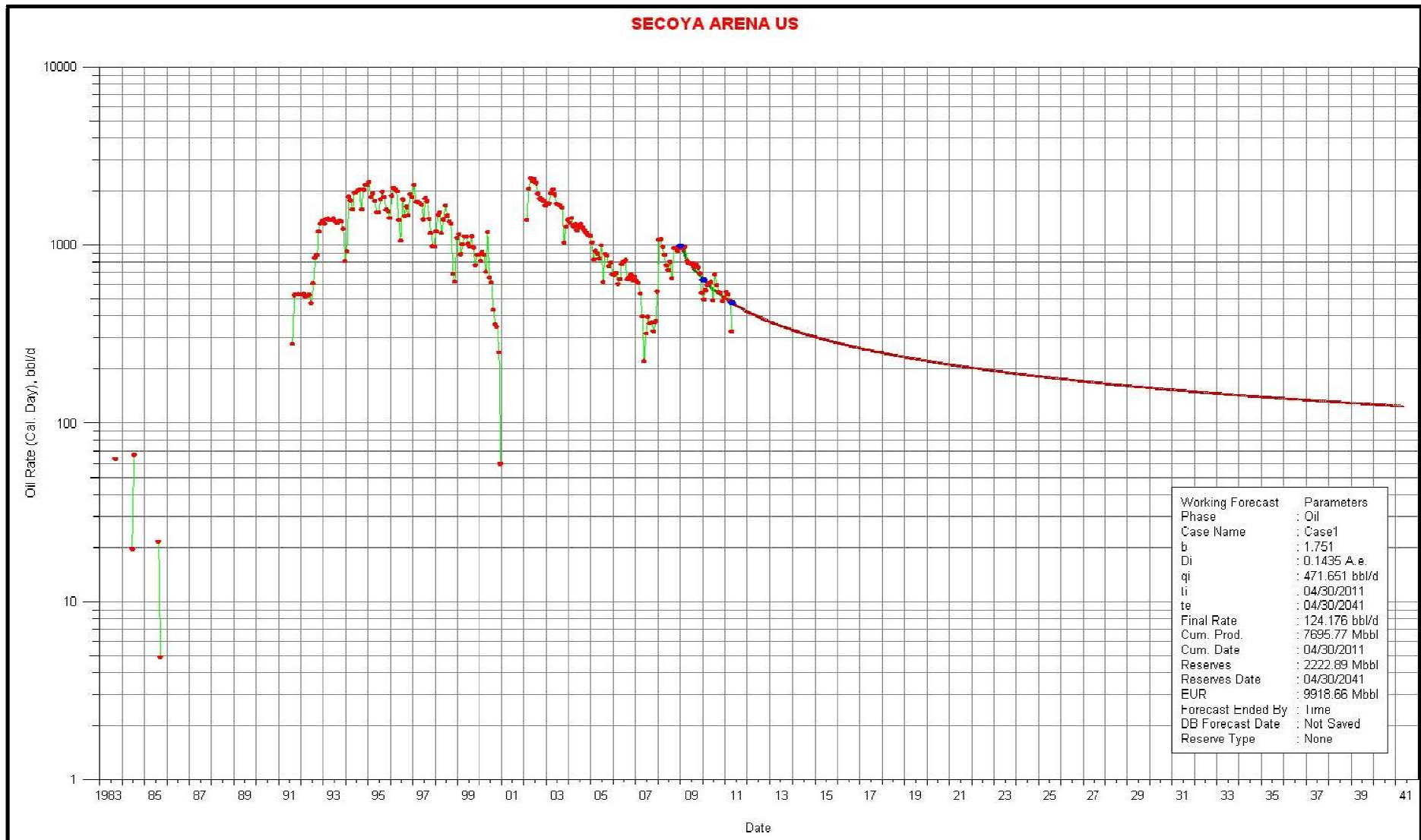
**Tabla 2-22 Reservas Probadas y Remanentes del Campo Secoya**

RESERVAS DEL CAMPO SECOYA POR CURVAS DE DECLINACIÓN 				
CAMPO	ARENA	RESERVAS PROBADAS	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
<b>SECOYA</b>	U-superior	9.918.660	7.695.770	2.222.890
	U-inferior	136.047.000	107.232.000	28.815.000
	T-superior	14.254.500	9.797.940	4.456.560
	T-inferior	65.957.600	56.613.900	9.343.700
	<b>TOTAL DE RESERVAS REMANENTES</b>			

FUENTE: OIL FIELD MANAGER

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

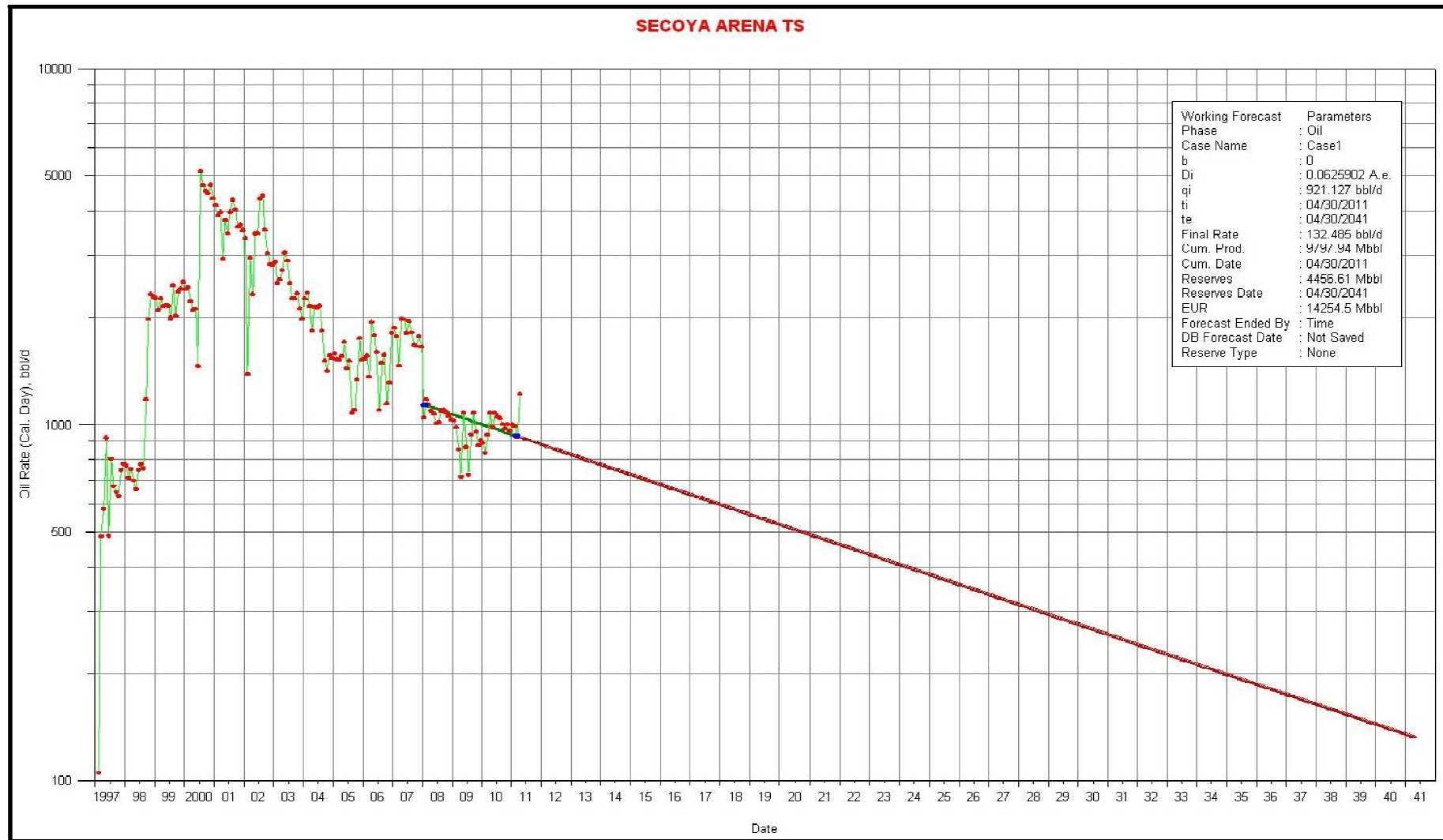
Figura 2-16 Curva de Declinación. Campo Secoya Arena U-superior



FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

Figura 2-17 Curva de Declinación. Campo Secoya Arena T-superior



FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

Mediante el método de Curvas de Declinación se obtienen los siguientes resultados de reservas de petróleo (Tabla 2-22), calculado para cada arena que se están evaluando en este proyecto.

Al realizar un análisis comparativo, de los resultados obtenidos mediante los dos métodos (Método Volumétrico y Curvas de Declinación), se tiene que existe una pequeña variación en los resultados obtenidos, esto se debe a que cada método utiliza diferentes formas de determinar las reservas, sin embargo por la pequeña diferencia que existe, se puede considerar que ambos métodos son satisfactorios y confiables, por lo tanto los cálculos obtenidos también.

A continuación se presenta una tabla comparativa de las reservas entre los dos métodos (Ver Tabla 2-23).

**Tabla 2-23 Método Volumétrico y Curvas de declinación**

TABLA COMPARATIVA: VOLUMÉTRICO Y CURVAS DE DECLINACIÓN 				
MÉTODO VOLUMÉTRICO				
CAMPO	ARENA	RESERVAS PROBADAS	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
<b>SECOYA</b>	U-superior	10.796.831	7.695.800	3.101.031
	U-inferior	137.413.730	107.232.000	30.181.730
	T-superior	14.736.670	9.798.000	4.938.670
	T-inferior	69.198.544	56.614.000	12.584.544
	<b>TOTAL DE RESERVAS REMANENTES</b>			50.805.975
CURVAS DE DECLINACIÓN				
<b>SECOYA</b>	U-superior	9.918.660	7.695.770	2.222.890
	U-inferior	136.047.000	107.232.000	28.815.000
	T-superior	14.254.500	9.797.940	4.456.560
	T-inferior	65.957.600	56.613.900	9.343.700
	<b>TOTAL DE RESERVAS REMANENTES</b>			44.838.150

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LÉON GUANÍN

# Capítulo 3

## PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO SECOYA Y ALTERNATIVAS

### 3.1. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto trabaja junto al principal objetivo de EP. PETROECUADOR, que es contrarrestar la declinación natural de la producción de campos maduros, como es el caso del Campo Secoya y a su vez mantener e incrementar los niveles de producción actuales.

En este capítulo se determinará el número de pozos, la ubicación y la producción estimada de cada uno; mediante un análisis previo que involucra el estudio de: evaluación de formaciones, ingeniería de reservorios y la perforación.

Integrando toda la información del reservorio y su comportamiento se podrá determinar la forma de desarrollar el campo y a su vez contrarrestar la depletación de la producción, que por lo general se presenta en los campos maduros.

### 3.2. UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS

Para proponer la ubicación de nuevos pozos de desarrollo, se consideran los siguientes parámetros: estructura del campo, espaciamiento entre pozos, estratigrafía del campo.

#### 3.2.1. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

Debido a que el campo Secoya tiene un mecanismo de producción por empuje lateral hidráulico, se debe considerar que el agua va a ir subiendo a medida que la producción avanza con el tiempo, estudio realizado en el Capítulo II

mediante el análisis de registros eléctricos de los últimos pozos perforados, en donde se estima que el CAP se encuentra a los -8110 pies en base al mapa estructural para la arena U inferior. Establecida esta razón este proyecto busca ubicar nuevos pozos de desarrollo en los altos estructurales.

Secoya es una de las estructuras más grandes que forma parte del Campo Libertador y está afectada por una falla longitudinal hacia el Este de la estructura.

### **3.2.2. ESPACIAMIENTO ENTRE POZO**

Para establecer los nuevos pozos, primero se debe conocer el espaciamiento entre ellos, esta distancia establece la Secretaría de Hidrocarburos y recomienda que sea una distancia mínima de 450 metros.

Se debe tomar en cuenta que el Campo Secoya es una estructura que tiene una densidad relativamente alta de pozos perforados, por lo que ésta es una limitación para recomendar la ubicación de nuevos pozos.

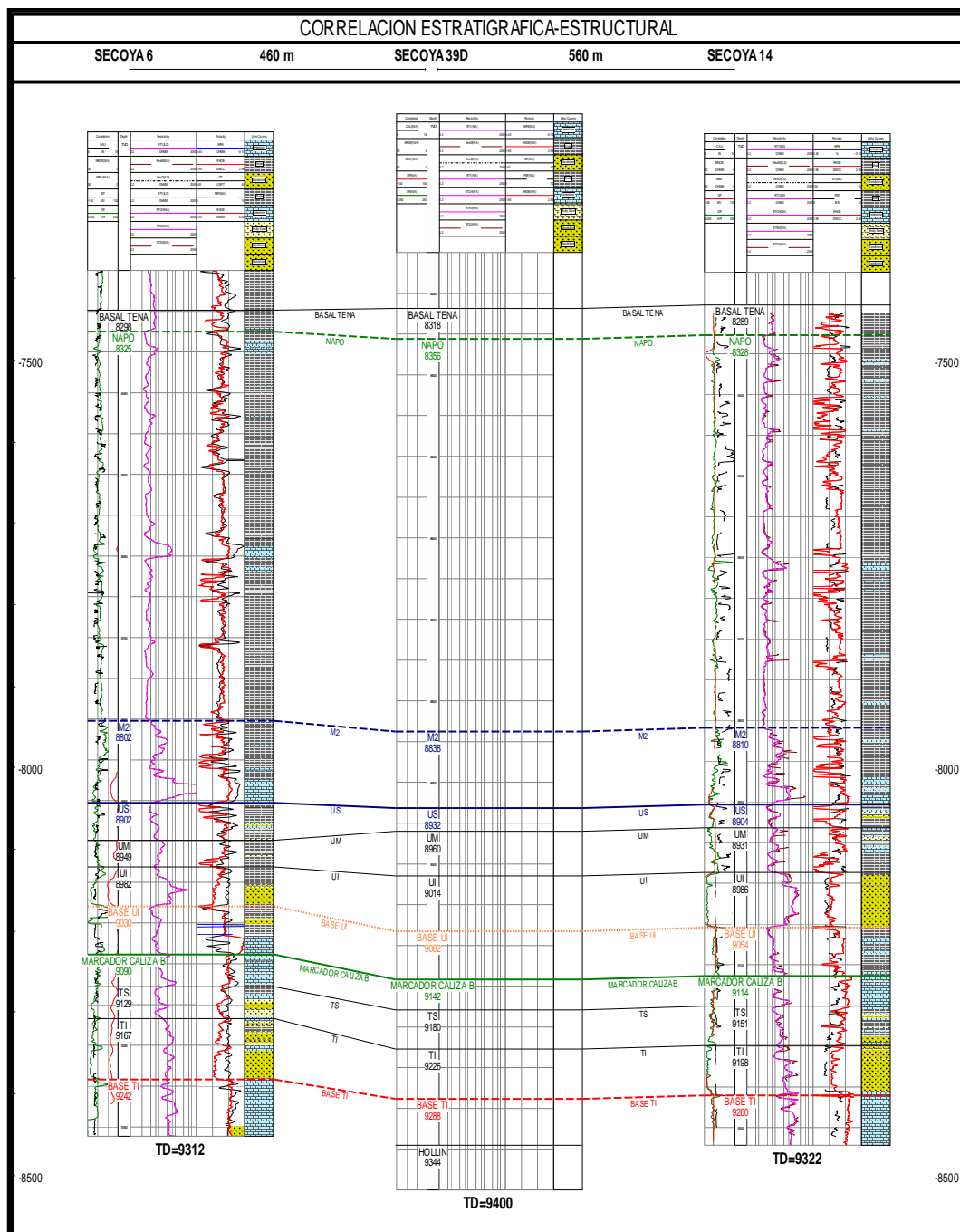
Ya establecido en el ítem anterior que únicamente se recomienda perforar pozos en la parte alta de la estructura, se empieza analizar las distancias que existe entre los pozos que están perforados en esta parte de la estructura, para lo cual se utilizó correlaciones estratigráficas de registros eléctricos ya realizados por EP. PETROECUADOR en donde se encuentra dicha información. Con esta información también se buscó un lugar donde se puedan perfora nuevos pozos que cumpla con la distancia establecida por la Secretaría de Hidrocarburos.

Llegando a la conclusión que se pueden ubicar dos pozos nuevos denominados Secoya-39D y Secoya-40D, los cuales partirían desde la plataforma del Pozo Secoya 6.

En las Figuras 3-1, 3-2 se presentan las correlaciones que fueron realizadas por EP.PETROECUADOR, utilizadas para poder establecer la distancia que existe entre los pozos ya existentes y los propuestos.

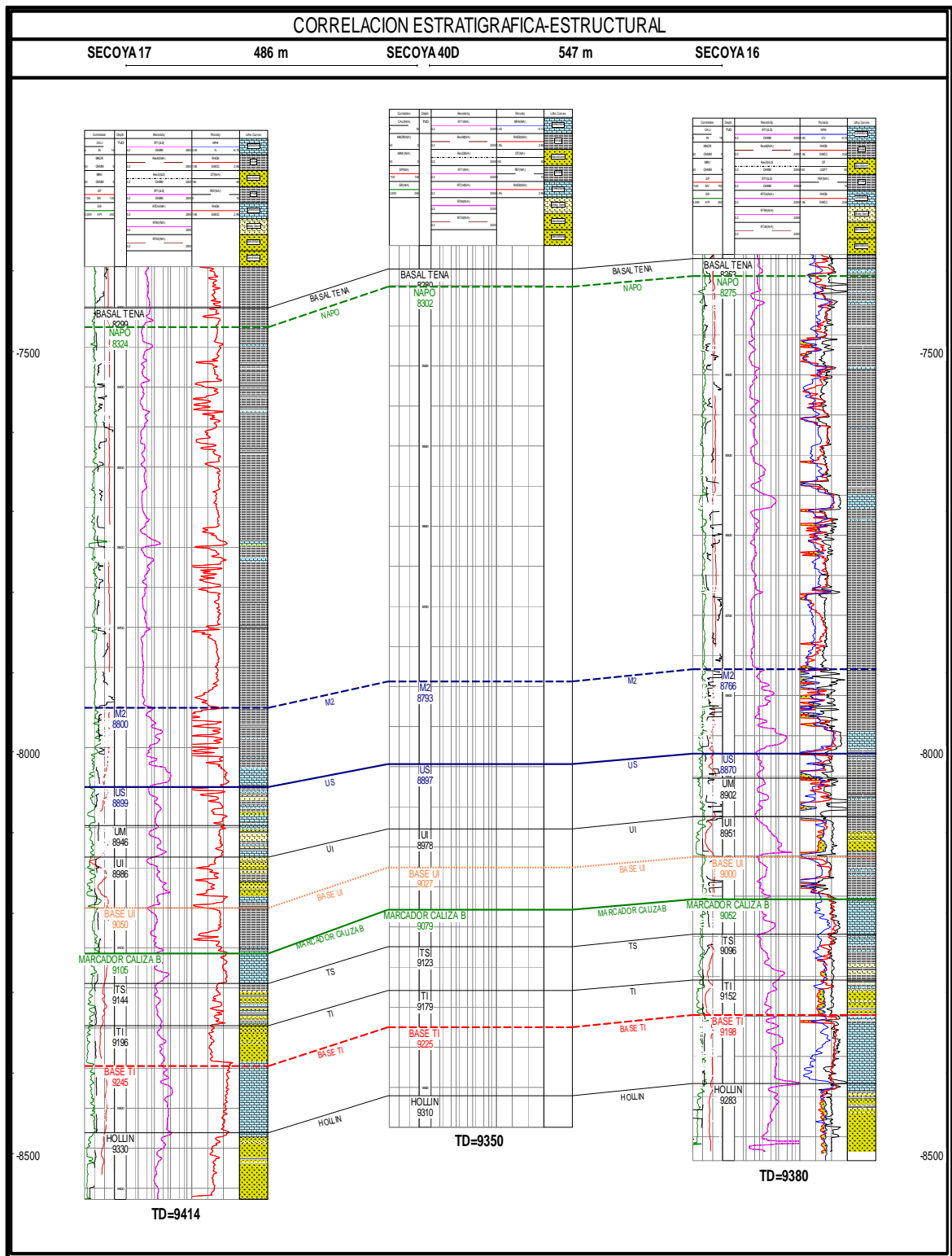
Otra de las razones para que se haya establecido esta ubicación, es debido a que el pozo Secoya 6 es un pozo que se encuentra cerrado desde el año 2003, por lo tanto se podría reducir costos de construcción de plataforma e instalaciones de superficie. Realizando previamente una inspección del estado actual de la plataforma y las instalaciones de superficie.

**Figura 3-1 Correlación Estratigráfica entre los Pozos SEC-6, SEC-39D (Propuesto) y SEC-14**





**Figura 3-2 Correlación Estratigráfica entre los pozos SEC-17, SEC-40D (Propuesto) y SEC-16**



FUENTE: EP. PETROEUAOR

Los pozos propuestos SECOYA – 39D y SECOYA - 40D se localizan al norte de la estructura Secoya, con referencia al pozo Secoya-16 se encuentran ubicados a 550 metros al Este y a 550 metros al Norte respectivamente.

### 3.2.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DE POZOS CIRCUNDANTES

Para determinar las reservas de los pozos circundantes, se considera un diámetro de drenaje para todos los pozos de 500 metros. Distancia de drenaje máxima que recomienda la Secretaría de Hidrocarburo que exista entre los pozos cercanos.

Los parámetros petrofísicos para los pozos circundantes a los pozos propuestos, son los mismos que se determinaron en el Capítulo II para cada arena del Campo Secoya, a excepción de los espesores de la zona de pago que cada pozo tiene diferentes espesores. A continuación se presenta un ejemplo de cálculo para determinar las reservas remanentes que existen en cada pozo cercano a los propuestos, el cálculo se lo realiza para la arena “U inferior” para el Pozo Secoya 6:

Datos:

$$D_{drenaje} = 500m$$

$$r_{drenaje} = \frac{500}{2} = 250m$$

$$A_{drenaje} = \pi \times r_{drenaje}^2 = \pi \times 250m = 133849,57metros^2$$

$$A_{drenaje} = 133849,57metros^2 \times \frac{1acre}{4047metros^2}$$

$$A_{drenaje} = 33,073acres$$

$$h_o = 33pies$$

$$\phi = 17,65\%$$

$$S_{wi} = 19.3\%$$

$$V_o = A_{drenaje} \times h_o = 33,073acres \times 33pies = 1091,41[acres.pies]$$

$$V_o = 1091,41[\text{acres.pies}]$$

$$N = \frac{7758 * V_o * \phi * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}}$$

$$N = \frac{7758 * 1091,41 * (0,1765) * (1 - 0,193)}{1,1790}$$

$$N = 1.022.921[\text{BF}]$$

En el ANEXO 3-1, se presenta la tabla con los resultados de las reservas remanentes de los pozos circundantes a los propuestos.

Analizando los resultados existen de reservas remanentes que no han sido drenadas de todos los pozos circundantes y de todas las arenas de cada pozo suman un valor de 4`698.620 [BF]; mientras que sumando las reservas de todos los pozos circundantes pero únicamente de las arenas que son recomendadas en este proyecto es de 4`365.992 [BF].

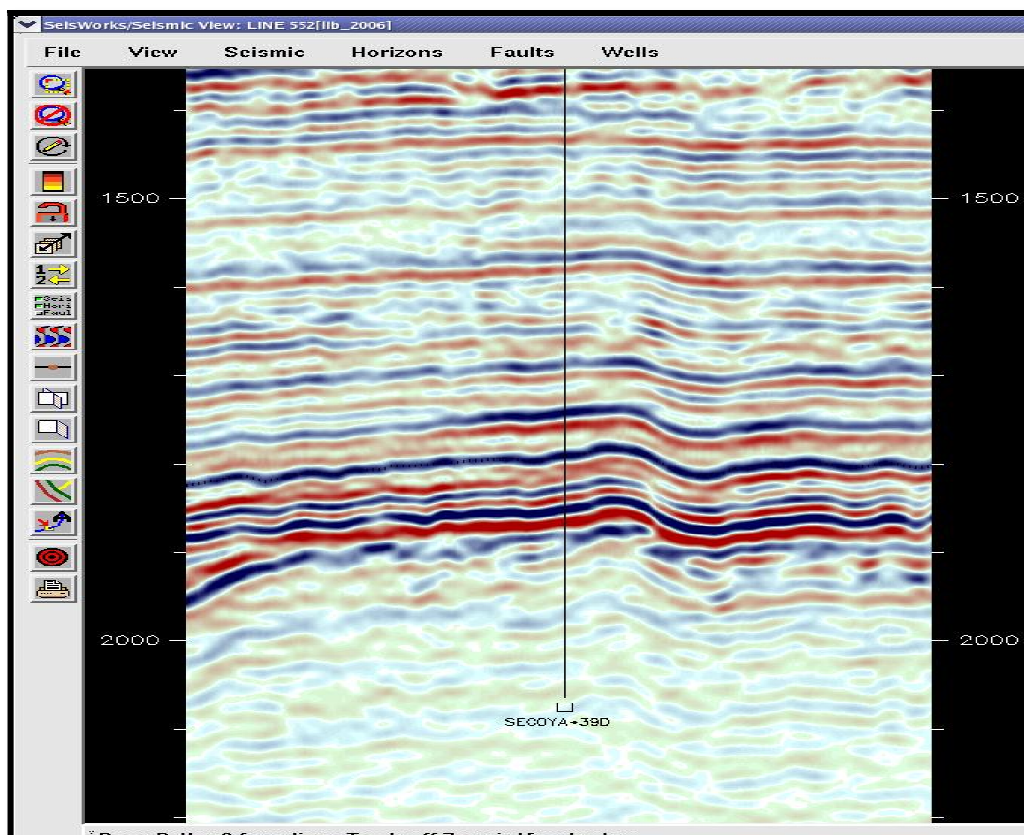
Por lo tanto con este análisis se puede estimar que si existen reservas remanentes en la zona más alta de la estructura que pueden ser drenadas también por los pozos propuestos, y no existirá interferencia entre los pozos.

### 3.2.4. ANÁLISIS SÍSMICO

Una vez establecido el lugar en donde probablemente se pueden ubicar los dos pozos propuestos, posteriormente se realizó la interpretación sísmica a los reflectores, Base Caliza A y Base Caliza B, considerados los más próximos a los reservorios productivos del campo que son las arenas “U” y “T”. Análisis que se realiza para verificar si el pozo propuesto se encuentra en el anticlinal y a su vez para determinar las coordenadas de llegada del pozo propuesto.

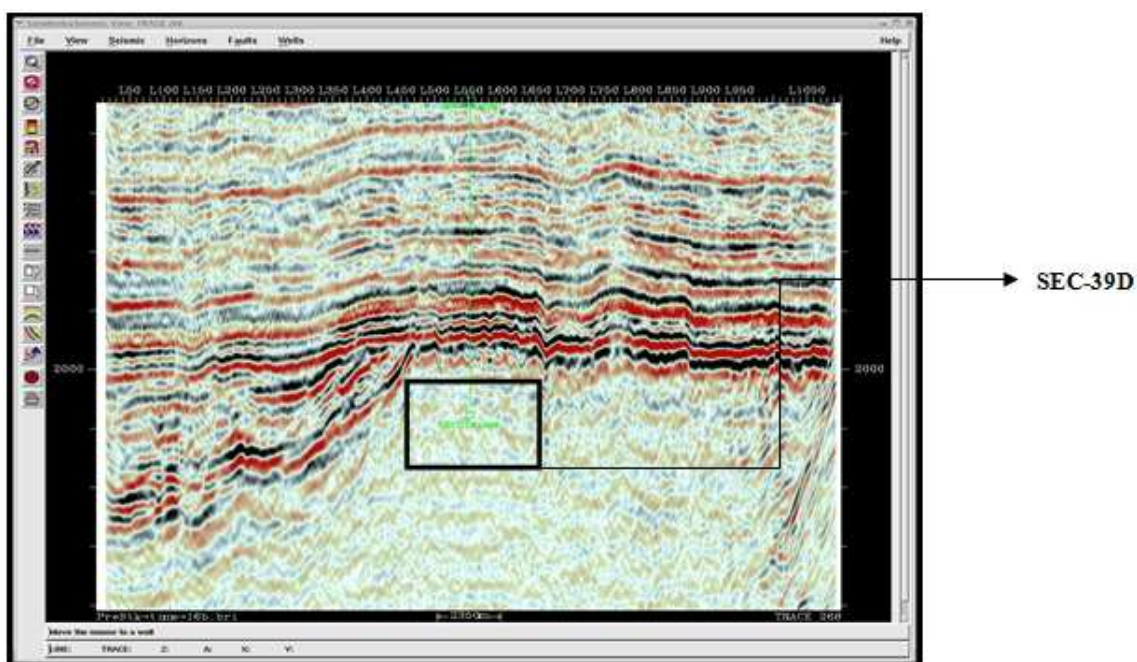
Para lo cual se utilizaron las siguientes líneas sísmicas Oeste – Este y Norte – Sur, presentadas en las Figuras 3-3, 3-4, 3-5, 3-6

**Figura 3-3 Línea Sísmica W-E Pozo SEC-39D**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

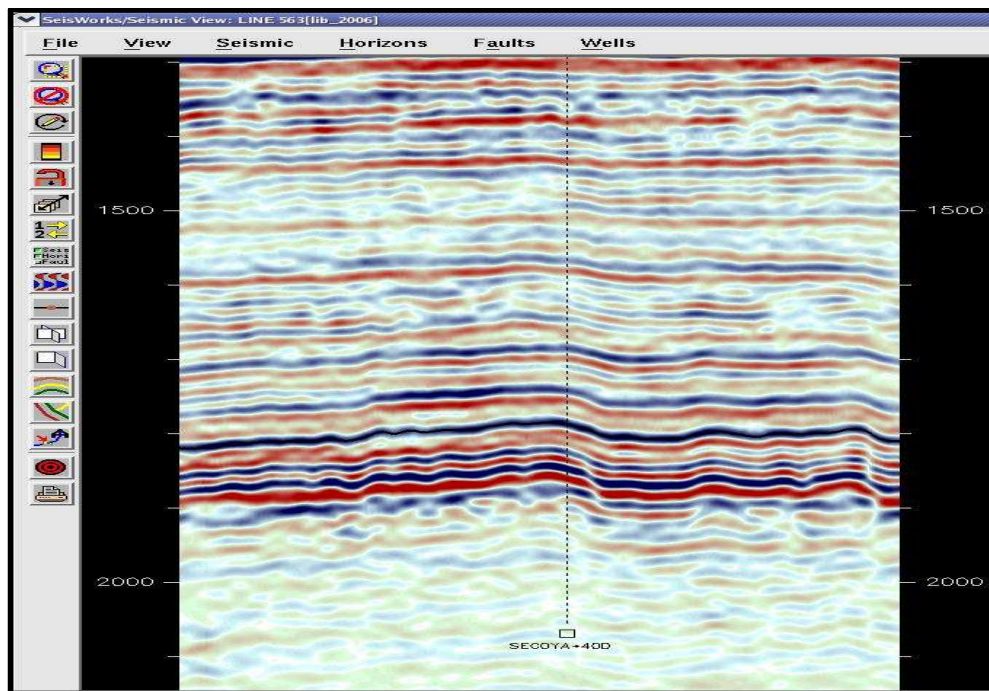
**Figura 3-4 Línea Sísmica N-S Pozo SEC-39D**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

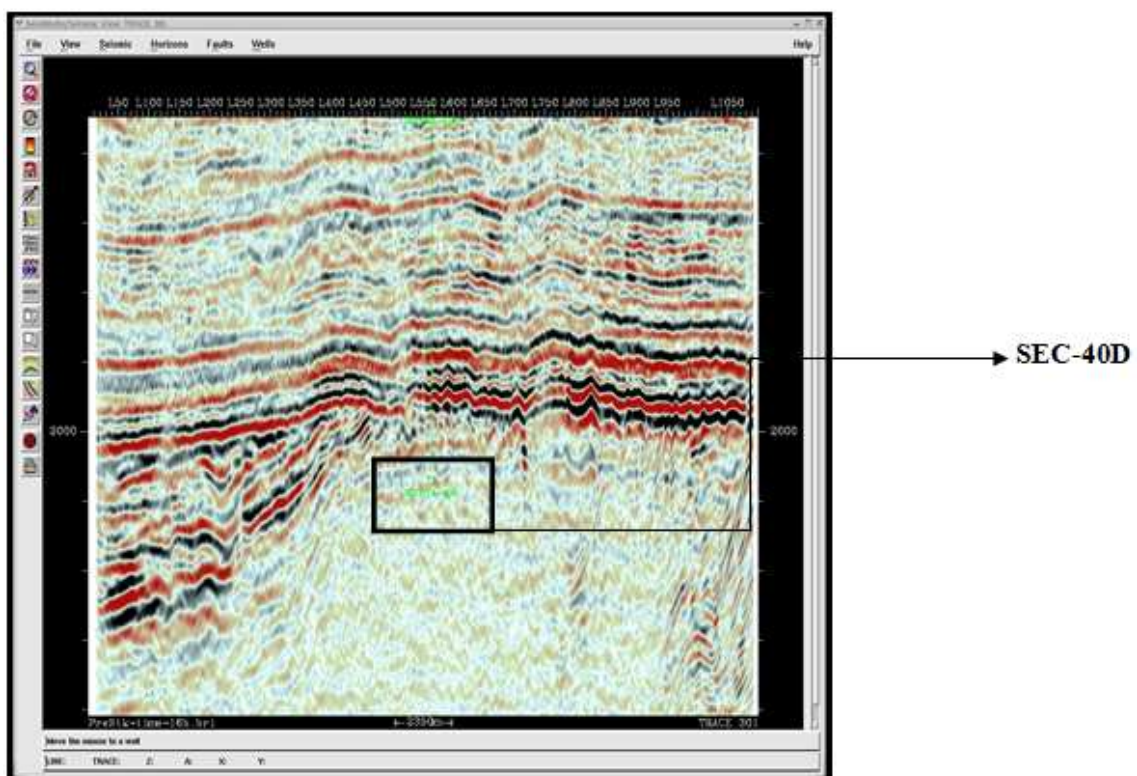


**Figura 3-5 Línea Sísmica W-E Pozo SEC-40D**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

**Figura 3-6 Línea Sísmica N-S Pozo SEC-40D**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

### **3.3. ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO**

El análisis estratigráfico se realiza con el fin de conocer las profundidades a las cuales se encuentran los diferentes estratos del nuevo pozo propuesto; principalmente de los reservorios más importantes del Campo Secoya que son las arenas "U" y "T".

Estas correlaciones son realizadas con registros eléctricos de los pozos que se encuentran circundantes a los propuestos, ya presentadas en las Figuras 3-1 y 3-2.

Los dos pozos de desarrollo propuestos tienen como objetivo producir niveles productivos localizados en las Areniscas: "U" y "T" con sus respectivos intervalos superior e inferior.

### **3.4. ANÁLISIS DE RIESGO**

Realizado todos los estudios anteriores se concluye que existe una posición estructural favorable, es decir, que hay la posibilidad de un entrapamiento de hidrocarburo, y también un desarrollo estratigráfico favorable por lo que la ubicación que se propone para perforar los nuevos pozos es la más conveniente, y se estima que se obtendrán buenos resultados, para ello se debe respetar la distancia mínima entre pozos de desarrollo establecida por la Secretaría de Hidrocarburo la cual es de 450 metros. Esta distancia representa el radio de drenaje que influencia alrededor del pozo.


### **3.5. UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS**

Luego de realizar el análisis estructural y estratigráfico del Campo Secoya se propone perforar los pozos direccionales de desarrollo. Los cuales iniciarán desde la plataforma del pozo Secoya 6.

Se escoge este tipo de perforación ya que se minimizará la construcción de nuevas plataformas, construcción de carreteras, instalaciones de superficie, problemas con la comunidad e impacto al ambiente.

A continuación se presenta la ubicación de los nuevos pozos en coordenadas geográficas o UTM (Ver Tabla 3-1).

**Tabla 3-1 Coordenadas Geográficas de los Pozos Direccionales Propuestos**

COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE POZOS DIRECCIONALES PROPUESTOS 						
POZO	TIPO	PLATAFORMA DE SALIDA	COORDENADAS DE SALIDA		COORDENADAS DE LLEGADA	
			X	Y	X	Y
SEC - 39	Direccional	SECOYA - 6	323.962,93	10`003.880,06	323.843	10`003.472
SEC - 40	Direccional	SECOYA - 6	323.964,33	10`003.887,92	324.451	10`003.753

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN


En el Mapa 3-1 se presenta los pozos direccionales a perforarse, ya ubicados en un mapa estructural del Campo Secoya.

### 3.6. POZOS VECINOS

Los pozos direccionales de desarrollo que se han propuesto en este proyecto se encuentran rodeados de otros pozos vecinos ya perforados y los cuales ya han llevado una vida productiva. En el Campo Secoya todos los pozos se encuentran separados una distancia alrededor de 500 metros, de igual manera se propone perforar los nuevos pozos a la misma distancia.

En la Tabla 3-2, se presentan los pozos circundantes a los pozos propuestos.

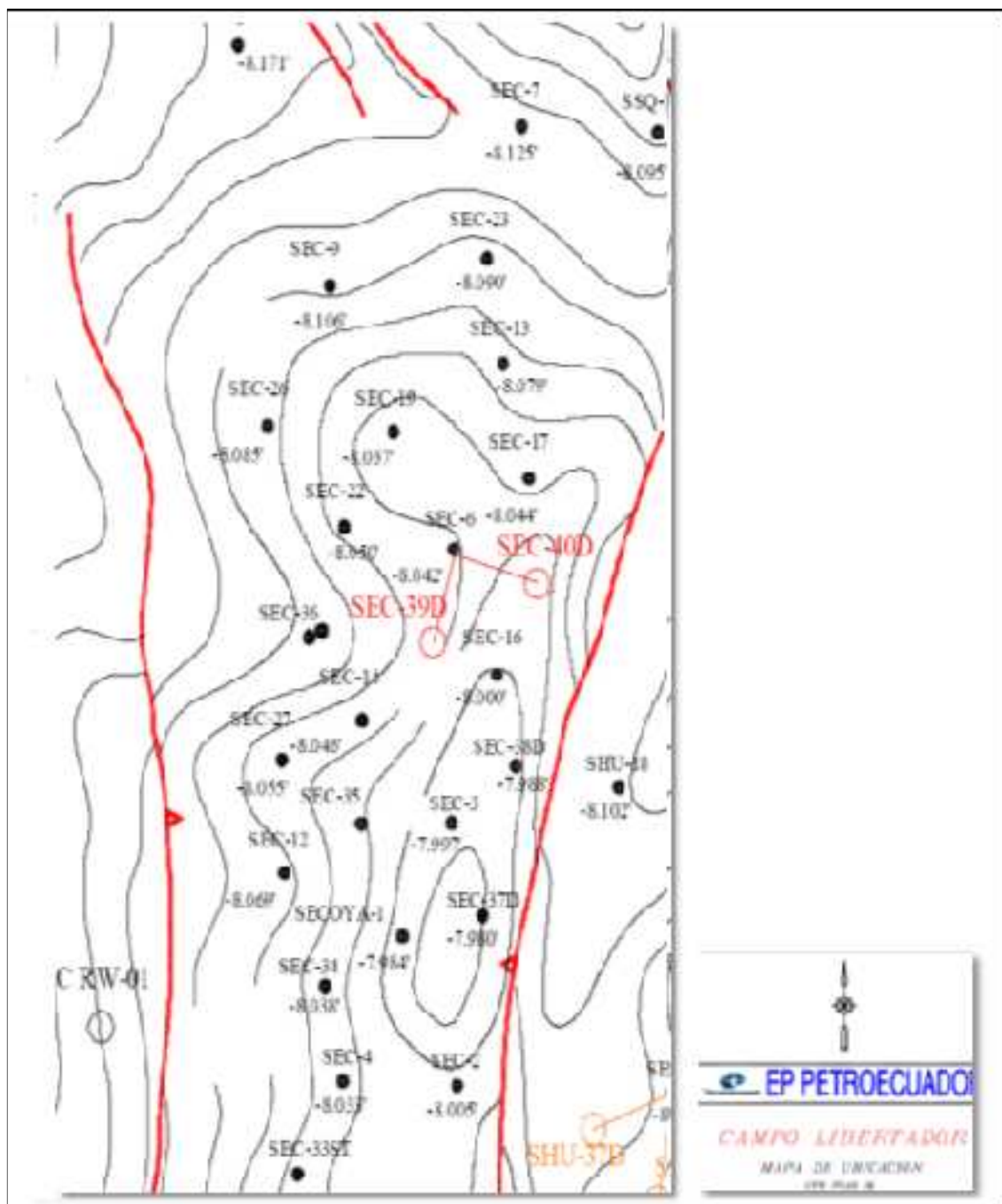
**Tabla 3-2 Pozos Circundantes a los Pozos SEC 39D y 40D**

POZOS VECINOS A LOS POZOS POZOS PROPUESTOS 		
POZO PROPUESTO	POZOS PROPUESTOS	PLATAFORMA DE SALIDA
SEC -39D	SEC 16	SEC 6
	SEC 14	
	SEC 22	
	SEC 36	
SEC - 40D	SEC 16	SEC 6
	SEC 17	

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

**Mapa 3-1 Ubicación de los Nuevos Pozos Direccionales Propuestos**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

### 3.6.1. ESTADO ACTUAL DE POZOS CIRCUNDANTES

En la Tabla 3-3 se presentan las últimas pruebas de producción, producción mensual y acumulada de los pozos circundantes a los propuestos para el año 2011.



**Tabla 3-3 Historial de Producción de Pozos Vecinos a los Propuestos  
Secoya**

PRODUCCION HISTORICA DE POZOS VECINOS A LOS PROPUESTOS 							
POZO	Fecha	YACIMIENTO	Diaria			Acumulada	
			BFPD	BPPD	BSW	Oil	Water
			Rate	Rate		Production	Production
			bbl/d	bbl/d	%	Mbbl	Mbbl
SEC-6	07/03/2000	UI	361	108	70	8543	5,9
	03/11/2003	T	361	217	40	106,6	46,3
SEC-14	24/07/2011	UI	4128	495	88	13306,4	47,4
SEC-16	30/07/2011	UI	1133	204	82	8190,3	42,7
SEC-17	04/03/2002	US	846	508	40	1041	41,8
	21/07/2011	UI	984	295	70	5086,6	29,5
SEC 22	30/07/2011	UI	1611	257,8	84	94,4	76,3
SEC-36	02/12/2010	UI	500	100	80	538,2	55,8

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

### **3.7. ESPEORES DE ARENAS A PRODUCIRSE PARA POZOS PROPUESTOS**

Si existe una posición estructural favorable y no existe ninguna restricción respecto a su ubicación, se empieza a realizar el pronóstico de perforación, esto es predecir la profundidad a la cual se encontraran los diferentes topes y bases de las formaciones y también de los reservorios, basándose en correlaciones estructurales-estratigráficas.


Mediante el análisis estructural estratigráfico (utilizando registros eléctricos de los pozos vecinos y la sísmica de los pozos nuevos) se obtienen los topes y las bases de cada pozo propuesto, al realizar la diferencia de la base y el tope de cada arena se obtiene el espesor de la arena (Tabla 3-4), pero se requiere conocer el espesor neto saturado o zona de pago, para lo cual se utiliza el programa de EP. PETROECUADOR Interactive Petro Physics que determinan los espesores netos saturados, para esto se deben establecer valores de corte

que se van a tomar como límites para reconocer la existencia de reservas. EP. PETROECUADOR ha tomado como valores estándar los siguientes cortes y se ingresa al programa:

- Porosidad Efectiva ( $\phi_e$ ) = 8%
- Saturación de Agua ( $S_w$ ) = 50 %
- Volumen de Arcilla ( $V_{sh}$ ) = 50 %

Los resultados obtenidos de Interactive PetroPhysics se presentan en la Tabla 3-5.


**Tabla 3-4 Topes y Bases de Pozos Propuestos Secoya**

TOPES Y BASES DE LOS POZOS PROPUESTOS SECOYA 												
POZO	U - SUPERIOR			U - INFERIOR			T - SUPERIOR			T - INFERIOR		
	TOPE	BASE	$h_o$	TOPE	BASE	$h_o$	TOPE	BASE	$h_o$	TOPE	BASE	$h_o$
	Pies			Pies			Pies			Pies		
	SEC - 39D	8932	8959	27	9014	9082	68	9180	9225	45	9226	9288
SEC - 40D	8897	8977	80	8978	9027	49	9123	9178	55	9179	9225	46

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

**Tabla 3-5 Espesores de Zonas de Pago de Pozos Propuestos Secoya**

ESPESORES DE LAS ZONAS DE PAGO DE POZOS PROPUESTOS SECOYA 				
POZO	U - SUPERIOR	U - INFERIOR	T - SUPERIOR	T - INFERIOR
	ZONA DE PAGO	ZONA DE PAGO	ZONA DE PAGO	ZONA DE PAGO
	Pies	Pies	Pies	Pies
SEC - 39D	0	20	10	15
SEC - 40D	5	20	15	20

FUENTE: INTERACTIVE PETROPHYSICS.

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### 3.8. CÁLCULO DE RESERVAS DE LOS NUEVOS POZOS

#### 3.8.1. RESERVAS DEL CAMPO SECOYA

En la Tabla 3-6 se presentan las reservas remanentes, reservas probadas, y producción acumulada del Campo Secoya por arenas, los cuales se obtuvieron en el Capítulo II mediante el Método Volumétrico. Se debe considerar que todavía existe un 22 % de reservas remanentes no drenadas en el Campo Secoya.

**Tabla 3-6 Reservas del Campo Secoya**

RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE CADA ARENA DEL CAMPO SECOYA 				
ARENA	Reservas Probadas	Producción Acumulada	Reservas Remanentes	Procentaje Producción Faltante
	(BlS)	(BlS)	(BlS)	(%)
U superior	10.796.830,57	7.696.000	3.100.830,57	28,72
U inferior	137.413.729,66	107.232.000	30.181.729,66	21,96
T superior	14.736.670,36	9.798.000	4.938.670,36	33,51
T inferior	69.198.543,93	56.614.000	12.584.543,93	18,19
<b>CAMPO SECOYA</b>	<b>232.145.774,52</b>	<b>181.340.000</b>	<b>50.805.774,52</b>	<b>21,89</b>


FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

#### 3.8.2. RESERVAS DE LOS NUEVOS POZOS PROPUESTOS

Para determinar las reservas de los pozos propuestos se utilizará el Método Volumétrico, para lo cual se requiere conocer las propiedades petrofísicas de las arenas, que para este proyecto se va a considerar los parámetros determinados en el Capítulo II; a excepción de los espesores de las arenas, ya que se determinaron realizando un promedio de los parámetros de cada uno de los pozos del Campo Secoya, y en este promedio incluyen los pozos circundantes a los propuestos. Estos parámetros promedios se presentan en la Tabla 3-7.

**Tabla 3-7 Parámetros Petrofísicos Promedio del Campo Secoya**


PROPIEDADES PETROFISICAS DE LAS ARENAS DEL CAMPO SECOYA 					
ARENA	$\phi$	$S_w$	$k$	$\beta_{oi}$	$^{\circ} API$
	%	%	md	BY/BF	
U superior	14	45	0,112	1,2631	30,2
U inferior	17,65	19,3	0,682	1,179	28,3
T superior	12	41,29	0,297	1,2657	34,2
T inferior	16,8	30	0,6	1,2657	30,5

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

Además, para el cálculo de reservas se requiere conocer el radio de drenaje de cada uno de los pozos propuestos, lo cual se obtiene realizando un promedio de las distancias entre el pozo propuesto y los pozos vecinos a éste. Pero también se debe considerar que la Secretaria de Hidrocarburos recomienda tener una distancia de separación entre los pozos de mínimo 500 metros. En la Tabla 3-8 se presenta las distancias entre los pozos circundantes y cada pozo propuesto.

**Tabla 3-8 Distancias Promedio entre Pozos Propuestos y Vecinos**

DISTANCIA PROMEDIO ENTRE POZOS PROPUESTOS Y VECINOS 		
POZO PROPUESTO	DISTANCIA POZOS VECINOS	DISTANCIA PROMEDIO
		$D_{promedio}$ [m]
SECOYA - 39D	Al pozo Sec - 16 la distancia es de 489m	505
	Al pozo Sec - 14 la distancia es de 560 m	
	Al pozo Sec - 6 la distancia es de 460 m	
	Al pozo Sec - 36 la distancia es de 510 m	
SECOYA - 40D	Al pozo Sec - 6 la distancia es de 500 m	511
	Al pozo Sec - 16 la distancia es de 547 m	
	Al pozo Sec - 17 la distancia es de 486 m	

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

### 3.8.2.1. CÁLCULO DEL RADIO DE DRENAJE

El radio de drenaje se obtiene realizando un promedio de las distancias entre los pozos vecinos y el propuesto (Tabla 3-8). Para posteriormente con ese valor obtener el área de drenaje del pozo propuesto.

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo del radio de drenaje para el pozo Secoya – 39D.

$$D_{promedio} = \frac{489 + 560 + 510 + 460}{4} = 504,8m$$

$$R_{drenaje} = \frac{504,8}{2} = 252,4m$$

; Se reemplaza en Ecuación 3-1

$$A_{drenaje} = \pi * R_{drenaje}^2 \quad \text{Ecuación 3-1}$$

$$A_{drenaje} = \pi * (252,4)^2 [m^2]$$

$$A_{drenaje} = \pi (252,4)^2 m^2 * \frac{1acre}{4047 m^2}$$

$$A_{drenaje} = 49,4 [acres]$$

El mismo cálculo se realiza para cada uno de los pozos propuestos, cuyos resultados se presentan en la Tabla 3-9.

**Tabla 3-9 Radios y Áreas de Drenaje de Pozos Propuestos Secoya**

<b>ÁREAS DE DRENAJE DE LOS POZOS PROPUESTOS SECOYA</b> 			
<b>POZO</b>	<b>DISTANCIA PROMEDIO [m]</b>	<b>RADIO DE DRENAJE [m]</b>	<b>ÁREA DE DRENAJE [acres]</b>
<b>SEC - 39D</b>	504,8	252,4	49,4
<b>SEC - 40D</b>	511	255,5	50,7

FUENTE: EP. PETROECUADOR


REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

Obtenidas las áreas de drenaje de cada uno de los pozos propuestos, se determina el volumen que va a ser drenado por cada pozo nuevo, para lo que se necesita conocer el espesor de cada una de las arenas de los pozos propuestos, valores que se determinaron en el ítem 3.7.

También se debe considerar que para el cálculo de las reservas remanentes de los nuevos pozos de desarrollo se utilizarán los mismos factores de recobro calculados en el Capítulo II, ya que la producción en todo el Campo Secoya se da por el mismo mecanismo que es por empuje hidráulico.

En la Tabla 3-10 se presentan los Factores de Recobro calculados en el Capítulo II.

**Tabla 3-10 Factores de Recobro del Campo Secoya**

FACTORES DE RECOBRO PARA CADA ARENA - SECOYA 	
ARENA	FACTOR DE RECOBRO (%)
U superior	36,2
U inferior	49,9
T superior	36,8
T inferior	41,5

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo de las reservas probadas del pozo Sec – 39D para la arena U-inferior, considerando que la producción acumulada es cero (BF) ya que es un pozo nuevo a perforarse, por lo tanto las reservas remanentes son iguales a las reservas probadas.

$$V_o = Area * h_o \quad \text{Ecuación 3-2}$$

$$V_o = (49,4 \text{ acres}) * (20 \text{ pies}) = 988 \text{ (acres} \cdot \text{pies)} \quad \text{Remplazar en Ecuación 3-3}$$

$$N = \frac{7758 (Bls) * V_o(acre.pie) * (\phi/100) * (1 - S_w) / 100}{1(acre.pie) * \beta_{oi} (Bls / BF)} \quad \text{Ecuación 3-3}$$

$$N = \frac{7758 (Bls) * 988(acre.pie) * (17,65 / 100) * (100 - 19,3) / 100}{1(acre.pie) * 1,1790 (Bls / BF)}$$

$$N = 926.000,4 BF \quad \text{Reemplazar en la Ecuación 3-4}$$

$$R_{probadas} = N * FR \quad \text{Ecuación 3-4}$$

$$R_{probadas} = 926.000,4 * \frac{49,9}{100}$$

$$R_{probadas} = 462.074,2 BF \quad \text{Reemplazar en la Ecuación 3-5}$$

$$R_{remanentes} = R_{probadas} - P_{acumulada} \quad \text{Ecuación 3-5}$$

$$R_{remanentes} = 462.074,2 BF - 0 BF$$

$$R_{remanentes} = 462.074,2 BF$$

Reservas que van a ser producidas del pozo Sec-39D de la arena U-inferior.

En las siguientes Tablas 3-11 y 3-12 se presentan las reservas remanentes calculadas para pozo propuesto y para cada arena productora.

**Tabla 3-11 Reservas Remanentes del Pozo Secoya 39D**

POZO: SECOYA 39 D											
CALCULO VOLUMETRICO DE RESERVAS INICIALES											
YACIMIENTO	AREA	ho	V. ROCA	Por	Swi	Boi	N	Fr	RES. PROBADAS.	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
	(ACRES)	(PIES)	AC-PIE	(%)	(%)	(BY/BF)	(BF)	(%)	(BF)	(BF)	(BF)
U-SUPERIOR	49,4	0	0	12	45	1,3	0	36,2	0	0	0
U-INFERIOR	49,4	20	988	17,7	19,3	1,2	926000,4	49,9	462074,2	0	462074,2
T-SUPERIOR	49,4	10	494	12	41,3	1,3	213323,8	36,8	78503,2	0	78503,2
T-INFERIOR	49,4	15	741	16,8	29,1	1,3	540918,0	41,5	224481	0	224481
TOTAL	197,6	45	2223	14,6	33,7	-----	1680242,2	-----	765058,3	0	765058,3

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

**Tabla 3-12 Reservas Remanentes del Pozo Secoya 40D**

POZO: SECOYA - 40D											
CALCULO VOLUMETRICO DE RESERVAS INICIALES											
YACIMIENTO	AREA	ho	V. ROCA	Por	Swi	Boi	N	Fr	RES. PROBADAS.	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
	(ACRES)	(PIES)	AC-PIE	(%)	(%)	(BY/BN)	(BN)	(%)	(BN)	(BF)	(BF)
U-SUPERIOR	50,7	5	253,5	12	45	1,3	102762	36,2	37200	0	37200
U-INFERIOR	50,7	20	1014	17,7	19,3	1,2	950368,8	49,9	474234	0	474234
T-SUPERIOR	50,7	15	760,5	12	41,3	1,3	328406,3	36,8	120853,5	0	120853,5
T-INFERIOR	50,7	20	1014	16,8	29,1	1,3	740203,6	41,5	307184,5	0	307184,5
<b>TOTAL</b>	<b>202,8</b>	<b>60</b>	<b>3042</b>	<b>14,6</b>	<b>33,7</b>	<b>-----</b>	<b>2121741,1</b>	<b>-----</b>	<b>939472</b>	<b>0</b>	<b>939472</b>

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Se estima que las reservas totales suman 1.7 millones de barriles, reservas que se encuentran en las arenas “U superior”, “U inferior”, “T superior” y “T inferior”.

En base al análisis del presente estudio de las reservas calculadas se pone a consideración de EP. PETROECUADOR, poner en producción las siguientes arenas para cada pozo propuesto:

1. Pozo Secoya 39D, producir las arenas “Ui” y “Ti”, que son de mayor número de reservas calculadas, tomando en cuenta que para producir arena “Ui” se debe dejar un intervalo de 10 pies para evitar que el agua se venga en corto tiempo, debido a que el contacto agua petróleo se encuentra cercado a esta arena y al pozo Secoya 39D.
2. Pozo Secoya 40D, producir las arenas “Ti” y “Ui”, de igual manera porque se estima el mayor número de reservas en estas arenas, y presentan mejores características petrofísicas. Para este pozo no se considera el riesgo de la cercanía del contacto agua petróleo porque se encuentra ubicado en la parte más alta del anticlinal, es decir, que está más arriba que el pozo Secoya 39D.

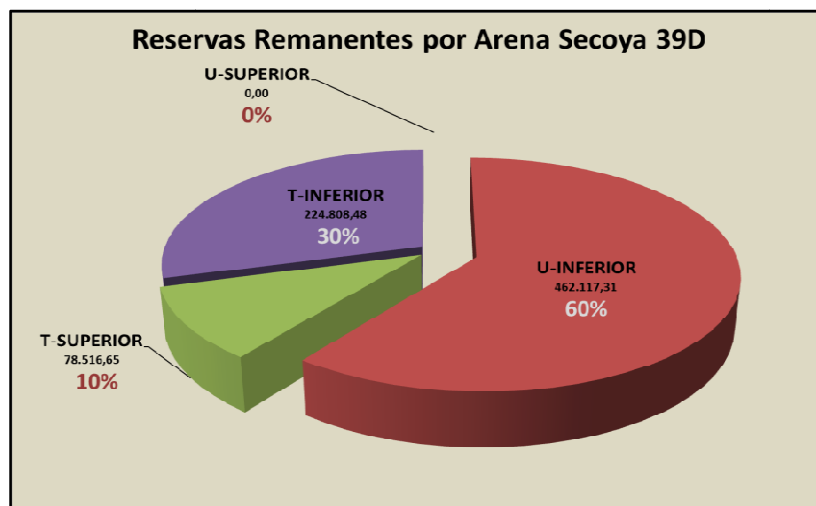
Mediante la implementación de los dos pozos, se estima incrementar la producción en el campo en un promedio de 325 BPPD por pozo.



Realizando un análisis gráfico de las reservas remanentes de las cuatro arenas de los dos pozos propuestos se obtienen las siguientes Gráficas 3-1 y 3-2. Y un análisis gráfico de las reservas remanentes entre los dos pozos propuestos se tienen la Gráfica 3-3.

**Gráfica 3-1 Relación Porcentual de Reservas de cada Arena del Secoya**

**39D**

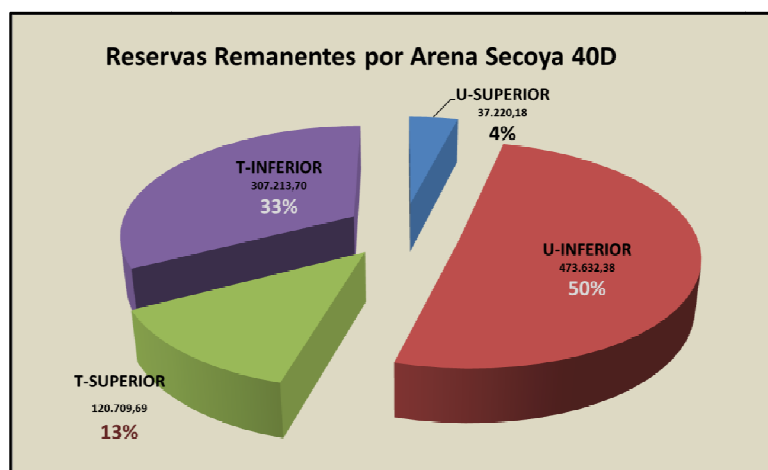


FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

**Gráfica 3-2 Relación Porcentual de Reservas de cada Arena del Secoya**

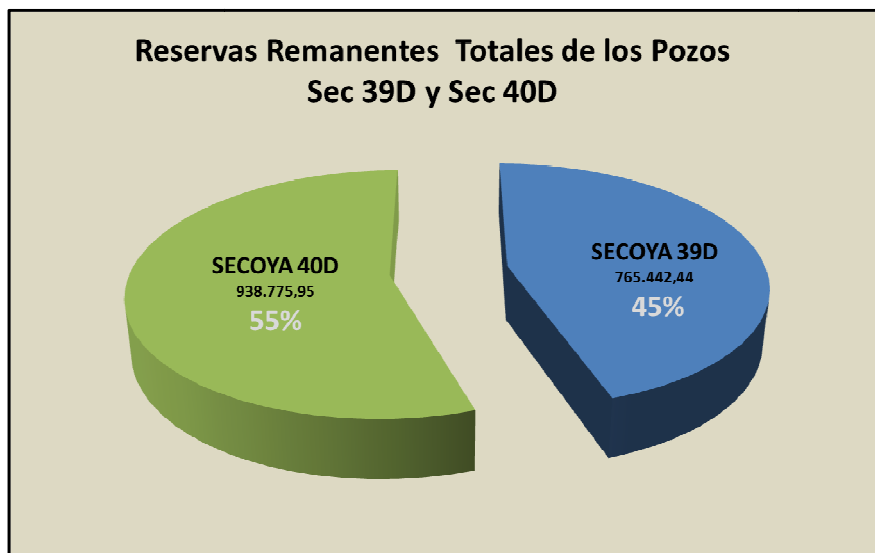
**40D**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

**Gráfica 3-3 Relación Porcentual de Reservas Remanentes entre los Tres Pozos Propuestos Secoya**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### 3.9. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

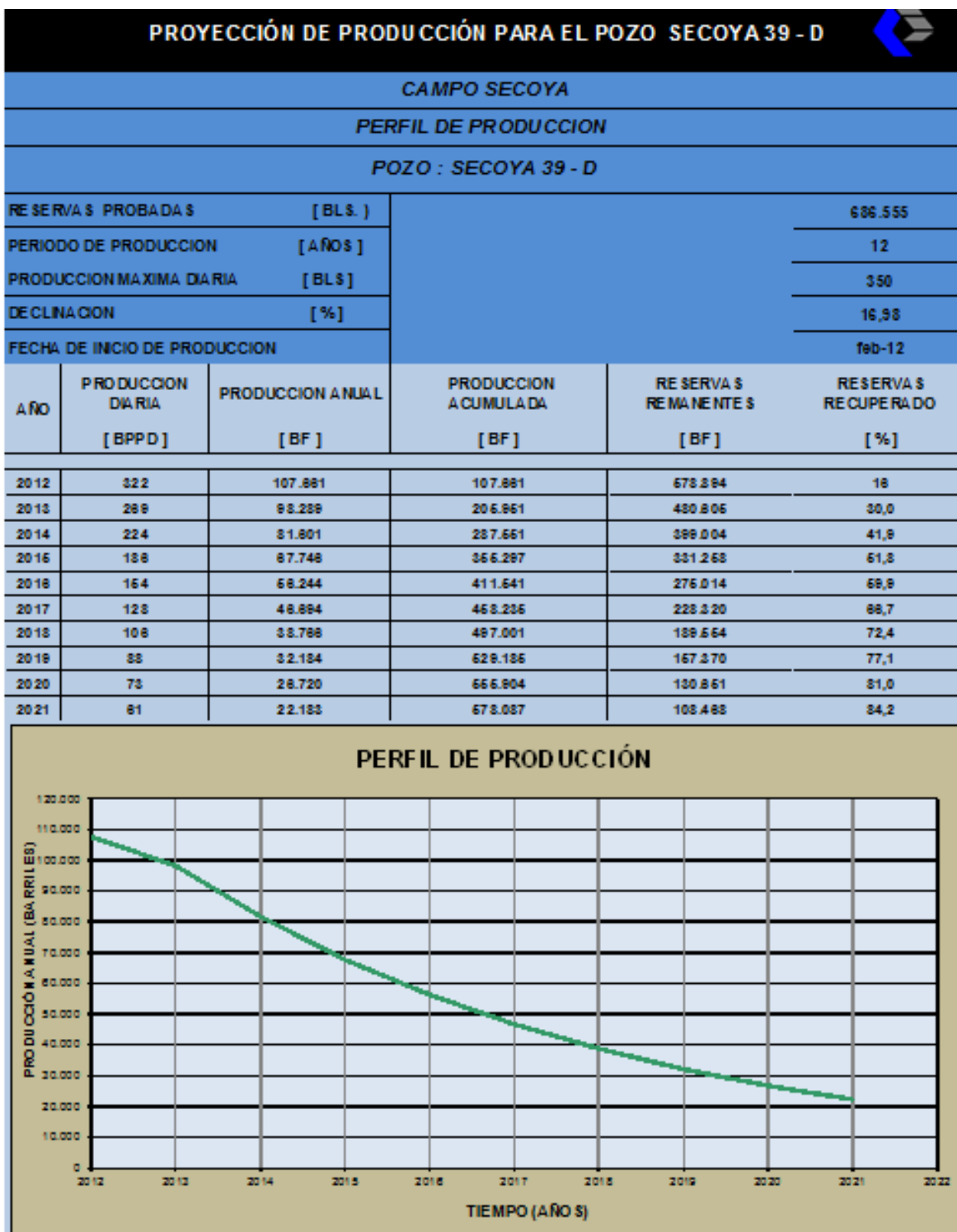
Los pronósticos de producción presentados a continuación para cada pozo propuesto se calculan, de acuerdo a las reservas calculadas mediante el método volumétrico; y a su vez estas reservas están basadas en las propiedades petrofísicas de cada reservorio. Pero únicamente se considera para el pronóstico las reservas de las arenas que se recomiendan producir.

El Programa que se utilizó fue recomendado por El Departamento de Yacimientos de EP. PETROECUADOR; el cual establece los siguientes parámetros:

- Producción máxima diaria: 350 bls
- Tasa mínima rentable : 35 bls

A continuación en las Figuras 3-7 y 3-8 se presentan las proyecciones de producción de los pozos a perforarse.

Figura 3-7 Proyección de Producción del Pozo Secoya 39-D



FUENTE: DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS - EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

La proyección del pozo Sec-39D con las reservas calculadas anteriormente, establece que habrá una producción de petróleo por 12 años trabajando con una

declinación anual de 16.98 % (D). Cabe recalcar que son cálculos que periódicamente son sometidos a actualizaciones, de acuerdo como se vaya desarrollando el pozo.

Se debe considerar que la perforación el pozo Sec-39D se estima iniciará el 1 de enero del 2012, se estima que la perforación tome un tiempo aproximado de 21 días (pozo direccional), y los trabajos de Completación se demorarán un tiempo aproximado de 12 días. Por lo cual se estima que el pozo entrara en producción el 2 de febrero del 2012. Así como tomar en cuenta que la tasa mínima rentable en EP. PETROECUADOR es de 35 barriles de petróleo por día, por lo que el programa grafica la curva de declinación únicamente hasta esta tasa establecida.

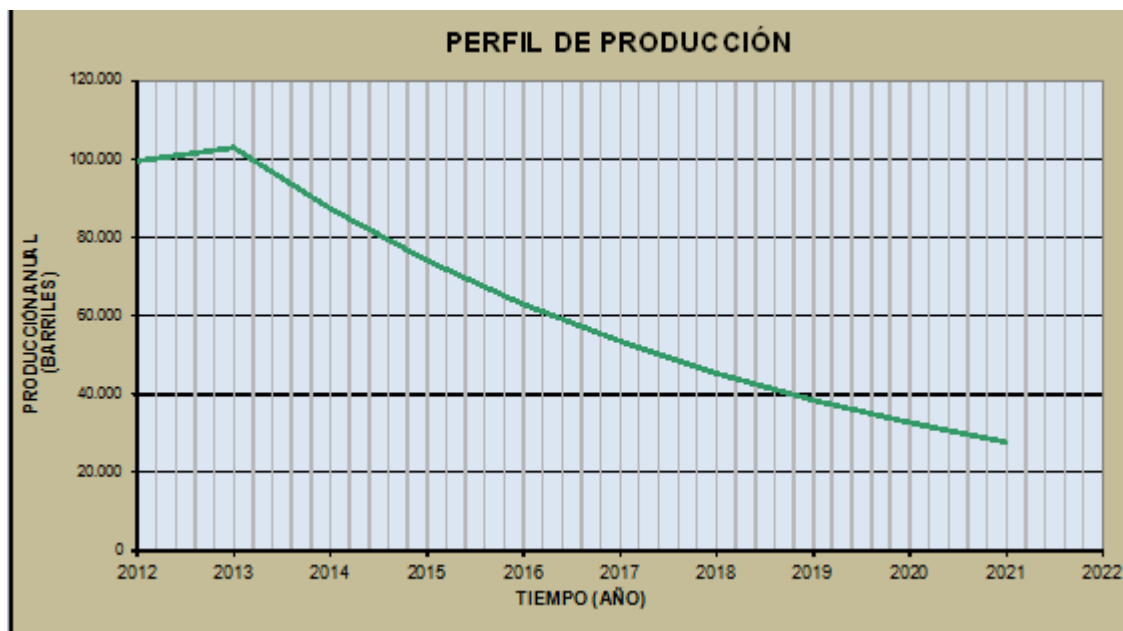
**Figura 3-8 Proyección de Producción del Pozo Secoya 40-D**

<b>PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN SECOYA 40-D</b>					
<i>CAMPO SECOYA</i>					
<i>PERFIL DE PRODUCCION</i>					
<i>POZO: SECOYA 40 - D</i>					
RESERVA S PROBA DA S [ BLS ]					781.419
PERIODO DE PRODUCCION [ AÑOS ]					14
PRODUCCION MA XIMA DIA RIA [ BLS ]					350
DECLINA CION [ % ]					15,08
FECHA DE INICIO DE PRODUCCION					mar-12
AÑO	PRODUCCION DIA RIA [ BPPD ]	PRODUCCION ANUAL [ BF ]	PRODUCCION A CUMULA DA [ BF ]	RESERVA S REMA NENTE S [ BF ]	RESERVA S RECUPERA DA S [ % ]
2012	335	99.525	99.525	681.894	12,7
2013	282	102.844	202.368	579.050	25,9
2014	239	87.333	289.701	491.717	37,1
2015	203	74.161	363.862	417.556	46,6
2016	173	62.976	426.838	354.580	54,6
2017	147	53.478	480.316	301.102	61,5
2018	124	45.412	525.729	255.690	67,3
2019	106	38.563	564.292	217.127	72,2
2020	90	32.747	597.039	184.379	76,4
2021	76	27.808	624.847	156.571	80,0

FUENTE: DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS - EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

**Figura 3-9 Perfil de Producción del Pozo Secoya 40-D**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS - EP. PETROECUADOR  
 REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

La proyección del pozo Sec-40D con las reservas calculadas anteriormente, establece que habrá producción de petróleo por 14 años, trabajando con una declinación anual de 15.08 % (D). Cabe recalcar que son cálculos que periódicamente son sometidos a actualizaciones, de acuerdo como se vaya desarrollando el pozo.

Se estima que el pozo Sec-40D, entre en perforación iniciaría el 6 de febrero del 2012, se estima que la perforación tome un tiempo aproximado de 21 días (pozo direccional), y los trabajos de completación se demorarán un tiempo aproximado de 12 días. Por lo cual se estima que el pozo entrará en producción el 9 de marzo del 2012.

Se debe tomar en cuenta que la tasa mínima rentable en EP. PETROECUADOR es de 35 bls, por lo que el programa grafica la curva de declinación únicamente hasta esta tasa establecida.

Para este proyecto solamente se considerará un tiempo de producción de 10 años para los dos pozos propuestos, a pesar que en cada una de las proyecciones estima un tiempo mayor.

## **3.10. PERFORACIÓN DE POZOS PROPUESTOS**

### **3.10.1. TIPO DE PERFORACIÓN PARA LOS POZOS PROPUESTOS**

El diseño planificado para los pozos propuestos del Campo Secoya son, pozos direccionales de tipo “S”. Se selecciona este tipo de perforación porque se puede utilizar las plataformas de los pozos vecinos a los propuestos y así reducir costos de plataformas individuales y a la vez reducir costos por instalación de facilidades de producción, otra razón es porque existen espaciamientos entre los pozos menores de 500 metros, también para evitar daños al medio ambiente de la zona.

Este tipo de diseño ya ha sido utilizado en la perforación de 5 pozos del Campo Libertador, por lo que el equipo de EP. PETROECUADOR responsables del Campo Secoya tienen suficiente experiencia para este tipo de perforación.

#### **3.10.1.1. PERFORACIÓN DIRECCIONAL TIPO “S”**

En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0°).

A continuación se enumeran las características, aplicaciones y desventajas de los pozos direccionales tipo “S”<sup>24</sup>.

#### **3.10.1.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS TIPO “S”**

- Un punto de arranque a poca profundidad.
- Una sección de construcción.
- Una sección tangente.
- Una sección de “caída”

#### **3.10.1.3. APLICACIONES DE LOS POZOS TIPO “S”**

- Se puede interceptar múltiples zonas de interés.

---

<sup>24</sup> <http://www.petroblogger.com/2010/01/pozos-direccionales-tipo-s.html>

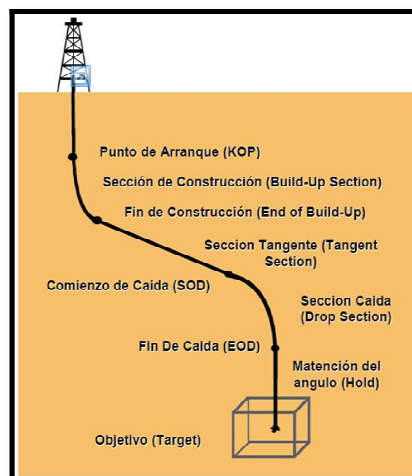
- Se reduce el ángulo de intersección en el reservorio.
- Se realiza este tipo de pozos cuando se tiene limitaciones con el objetivo.
- Por requerimientos de espaciamientos de pozos.
- Cuando se realiza pozos profundos con un pequeño espaciamiento horizontal.

#### 3.10.1.4. DESVENTAJAS DE LOS POZOS TIPO "S"

- Incremento del torque y el arrastre.
- Riesgo de formación de ojos de llaves (Keyseating).
- Riesgo de formación de canales.

En la siguiente Figura 3-10 se representa un pozo Tipo "S", con las diferentes partes que le caracteriza.

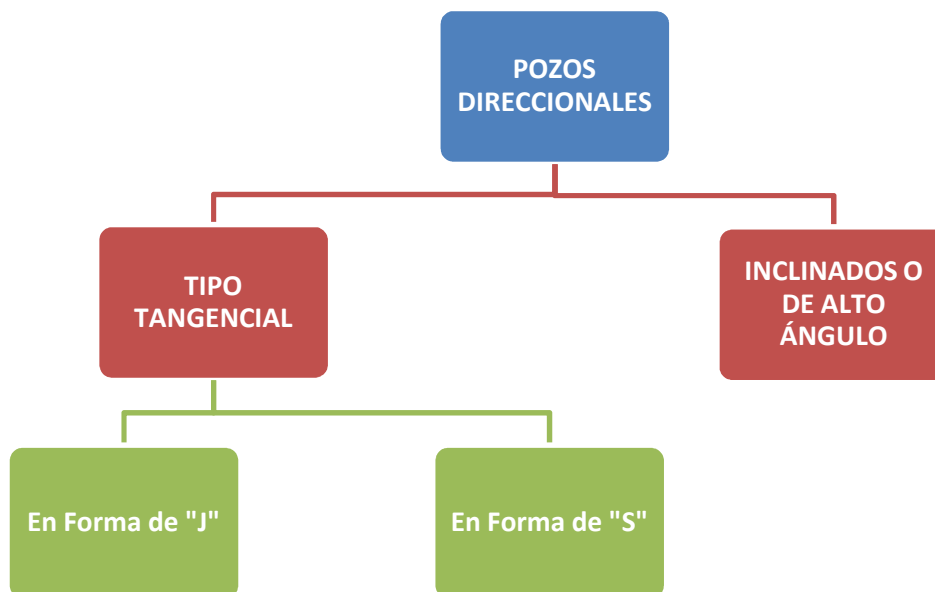
**Figura 3-10 Pozo Direccional Tipo "S"**



FUENTE: <http://www.petroblogger.com/2010/01/pozos-direccionales-tipo-s.html>

Los pozos direccionales se clasifican de acuerdo a la forma que toma el ángulo de inclinación. En la siguiente Figura 3-11 se representa la clasificación de los pozos direccionales.

**Figura 3-11 Clasificación de Pozos Direccionales**



FUENTE: NÚCLEO MONAGAS. PERFORACIÓN AVANZADA  
 REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### **3.10.2. MODELO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL PARA LOS POZOS PROPUESTOS**

El equipo de trabajo del Área de Perforación EP. PETROECUADOR propone los siguientes modelos de perforación direccional para cada uno de los dos pozos de desarrollo propuestos, los cuales se presentan en los ANEXOS 3-1 y 3-2.

### **3.10.3. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS**

El Cronograma de perforación presentado por el área de Perforación de EP. PETROECUADOR, estima que cada pozo se perforaría en un tiempo promedio de 21 días, y el tiempo estimado para la Completación sería de 12 días.

En el ANEXO 3-4 se presentan de manera específica las actividades y los tiempos estimados de los trabajos que se realizarían durante la perforación y la Completación.



### 3.10.4. ALTERNATIVAS DE COMPLETACIONES PARA POZOS NUEVOS

Se debe entender por Completación de Pozos como las actividades que se realizan después de la perforación del pozo o también puede ser durante la reparación del mismo, las cuales permiten dejar listo el pozo para empezar su producción.

La producción de un pozo y su futura vida productiva se verán afectadas por el tipo de Completación y los trabajos efectuados en la misma.

La selección de la Completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en forma más efectiva.

Las completaciones que se efectuaran en los pozos propuestos en el Campo Secoya serán las completaciones dobles, debido a que se recomienda poner a producir dos yacimientos a la vez.

Se presenta a continuación una breve descripción de las profundidades y sus respectivos diámetros, los cuales se estiman llevar a cabo.

**El pozo Secoya-39D**, se lo perforará en tres secciones de: 20" de diámetro del casing la primera sección hasta una profundidad de 5254` de profundidad MD, 13 3/8" de diámetro del casing la segunda sección hasta una profundidad de 9040` de profundidad MD, y 9 5/8" de diámetro del casing la tercera sección hasta una profundidad de 9754`, a esta profundidad se ubica el liner de 7" y una tubería de producción de 3 1/2".

**El pozo Secoya-40D**, se lo perforará en tres secciones de: 20" de diámetro del casing la primera sección hasta una profundidad de 4916` de profundidad MD, 13 3/8" de diámetro del casing la segunda sección hasta una profundidad de 8507` de profundidad MD y 9 5/8" de diámetro del casing la tercera sección hasta una profundidad de 9857` de profundidad MD, a esta profundidad se ubica el liner de 7" y una tubería de producción de 3 1/2".

En la Tabla 3-13 se presenta un resumen de los diámetros del casing, ángulos de desviación y profundidades respectivas que se estiman utilizar en cada pozo propuesto para su Completación inicial.

**Tabla 3-13 Parámetros para las Completaciones Iniciales de Pozos  
Propuestos Secoya**

<b>PARÁMETROS PARA LAS COMPLETACIONES INICIALES DE LOS POZOS SECOYA PROPUESTOS</b>			
<b>POZO</b>	<b>PROFUNDIDAD MD (pies)</b>	<b>ÁNGULO DE DESVIACIÓN</b>	<b>DIÁMETRO DE CASING (plg)</b>
<b>SECOYA - 39D</b>	200	0 °	20 "
	1608	24.2 °	20 "
	3529	24.2 °	20 "
	5254	0°	13 3/8 "
	9040	0°	9 5/8 "
	9554	0 °	7 "
<b>SECOYA - 40D</b>	198	0 °	20 "
	400	0 °	20 "
	1867	29.3 °	20 "
	3502	29.3 °	20 "
	4916	29.3 °	13 3/8 "
	5457	0 °	13 3/8 "
	8507	0 °	9 5/8 "
	9857	0 °	7 "

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

### **3.10.5. TIPO DE BOMBA QUE SE UTILIZARÁ PARA LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PROPUESTOS**

En la producción de cada uno de los pozos propuestos se estima obtener 1200 BFPD, por esta razón la bomba estimada para la producción de cada pozo es una Bomba Electro Sumergible (BES).

### **3.10.6. INYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA POR LOS POZOS PROPUESTOS**

Debido a que el Campo Secoya tiene un mecanismo de producción por empuje lateral hidráulico, se debe considerar que va a existir producción de agua, para lo cual ya se debe establecer donde se va a reinyectar el agua producida.

El agua producida será reinyectada en la Formación Hollín ya que es un reservorio continuo, en los pozos reinyectores Secoya 1, Secoya 25, Shuara 01 y Shuara 21.

### **3.10.7. MODERNIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE**

No se recomienda realizar ninguna modernización de las facilidades de superficie tanto en el pozo como en la Estación de Secoya (Sucumbíos).

Debido a que la distancia entre los pozos propuestos y la estación es relativamente corta, por lo tanto la presión con la que salen los fluidos hasta el cabezal del pozo y las bombas existentes en el área de pozo bastan para que los fluidos puedan llegar a la Estación Secoya, y mientras tanto que la Estación Secoya tiene la suficiente capacidad de tanques y separadores para recibir la nueva producción que se predice de los dos pozos propuestos.

### **3.11. DEMANDA FUTURA DE ENERGÍA PARA EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA**

El Sistema Eléctrico Interconectado de EP. PETROECUADOR (SEIP) une eléctricamente los campos de: Lago Agrio, Parahuacu, Atacapi, Libertador (Secoya, Shuara, Pichincha), Shushufindi, Culebra, Yuca y a corto plazo Auca Central y Sur; por medio de líneas aéreas de sub-transmisión de 69 kV; que interconectan las centrales de generación de energía eléctrica, a través de subestaciones de 13,8 / 69 kV.

El Sistema Eléctrico Interconectado tiene la principal misión que es garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica hacia los sistemas de exploración, extracción y transferencia de crudo en el Distrito Amazónico; por lo cual necesita disponer de:

- *Potencia Eléctrica Disponible.*- Suficiente para atender la demanda de energía de los campos de producción petrolera.

- *Potencia Rodante.*- Necesaria para remplazar la salida de operación de la o las unidades de mayor aporte energético al sistema.
- *Potencia de Reserva.*- Para remplazar la salida de unidades por la realización de mantenimientos preventivos y/o correctivos.

### 3.11.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DE EP. PETROECUADOR

La Potencia Eléctrica instalada en la Intendencia Libertador, es aproximadamente: 31,5 MW; y está distribuida en las Estaciones: Pichincha, Secoya, Shuara y Shushuqui, el consumo eléctrico de cada estación se presenta en la Tabla 3-14.

La Potencia Disponible de la Intendencia Libertador es de: 17 MW, con una Demanda aproximada de: 8,12 MW, permitiendo obtener una Reserva Rodante de: 8,88 MW potencia que resulta insuficiente en caso de suscitarse alguna contingencia operativa, poniendo en riesgo el suministro normal de energía eléctrica, y por consiguiente la producción de petróleo.

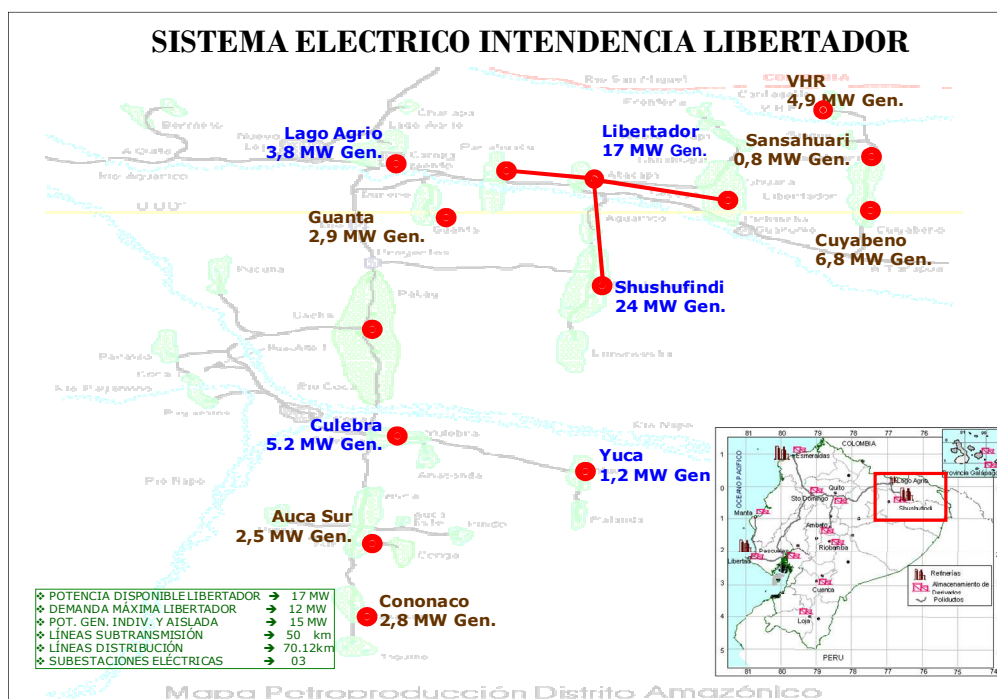
**Tabla 3-14 Consumo Eléctrico por Estaciones-Campo Libertador**

<b>CONSUMO ELECTRICO POR ESTACIONES DEL CAMPO LIBERTADOR</b>	
<b>ESTACIÓN</b>	<b>SUBTOTALES DE POTENCIAL KW</b>
SECOYA	1509,498
SHUARA	2280,723
PICHINCHA	4042,621
SHUSHUQUI	288
<b>TOTAL</b>	<b>8120,842</b>

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

**Figura 3-12 Sistema Eléctrico Interconectado de EP PETROECUADOR, en el Distrito Amazónico.**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

### 3.11.2. NECESIDAD ENERGÉTICA ACTUAL Y FUTURA PARA LA INTENDENCIA LIBERTADOR

Actualmente, en el Campo Libertador tiene una demanda de **3.13 MW** que es atendida por grupos electrógenos rentados; debido a la falta de disponibilidad de potencia del SEIP,

De acuerdo a datos históricos de la demanda energética del Campo Libertador se ha determinado que existe un **crecimiento anual promedio de 3 MW**, considerando un escenario de crecimiento normal con perforación de nuevos pozos.

### 3.11.3. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Actualmente EP. PETROECUADOR consume diariamente 48000 galones de diesel. Se considera éste consumo es demasiado alto con respecto a la producción de petróleo.

Debido a la falta de aprovechamiento del gas que existe en todo el Campo Libertador, se establece un proyecto mediático que permita captar la totalidad del gas del Campo; y utilizarlo como principal combustible para la generación eléctrica de cada Campo de EP. PETROECUADOR.

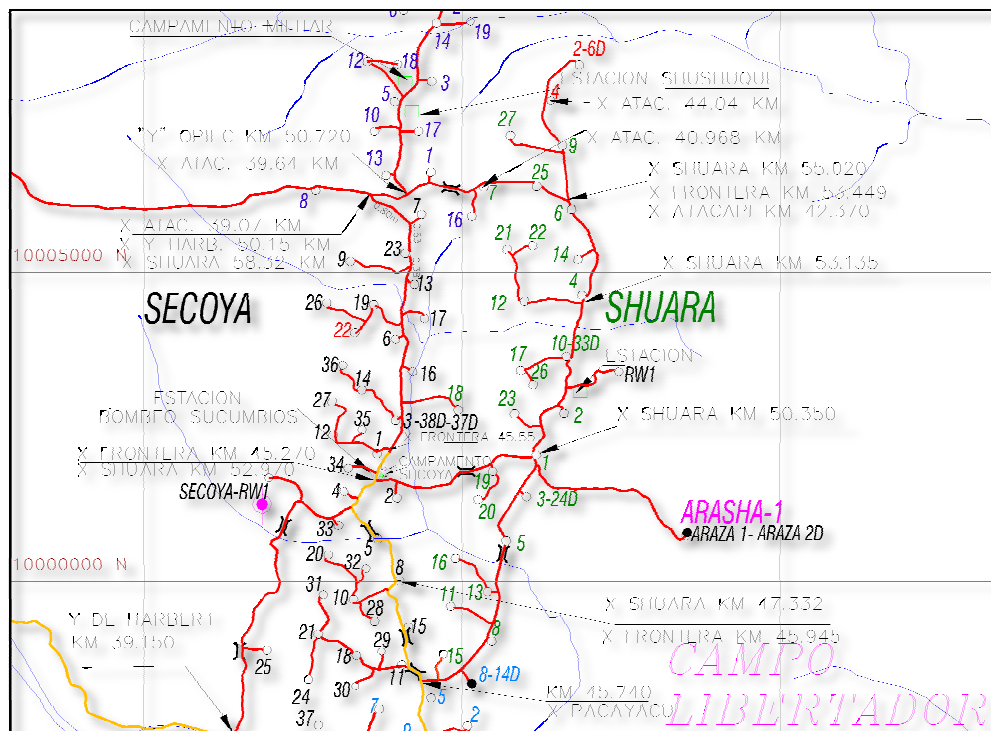
### 3.12. DESCRIPCIÓN DE CARRETERAS VÍAS DE ACCESO Y ESTADO DE PLATAFORMAS

#### 3.12.1. VÍAS DE ACCESO CAMPO SECOYA

El estado de las vías de acceso a los pozos y a la Estación de Bombeo Secoya se encuentra en buen estado. Sin embargo si se debe considerar que se debe realizar un mantenimiento a las vías de acceso para el Pozo Secoya 6 debido a que este pozo se ha encontrado cerrado desde el 2003.

Todas las vías del Campo Secoya son caminos lastrados que continuamente se dan mantenimiento. Existe un pequeño tramo de 7 km comprendido desde la Estación Pichincha a la Estación de Bombeo Secoya en el cual se ha colocado una capa de 2 pulgadas de asfalto en frío.

**Mapa 3-2 Vías de Acceso a Pozos del Área Libertador – Campo Secoya**



FUENTE: EP. PETROECUADOR

### **3.12.2. ESTADO ACTUAL DE LAS PLATAFORMAS**

Las plataformas del Campo Secoya son lastradas, se encuentran en buen estado y continuamente se dan mantenimiento.

Para la perforación de los Pozos Propuestos Secoya-40D y Secoya-39D se utilizará la Plataforma del Pozo Secoya-6, plataforma de perforación que se encuentra en buen estado pero se realizará un aumento de sus dimensiones. Se trabajará en una plataforma rectangular de 143 metros de largo y 85 metros de ancho. Los pozos Secoya-39D y Secoya40D estarán separados entre sí 8 metros.

En el ANEXO 3-4 se presenta la modificación de la plataforma del Pozo Secoya-6 comparada con la plataforma presente y la ubicación de los nuevos pozos.

### **3.13. SEGURIDAD, SALUD Y AMBIENTE**

#### **3.13.1. INTRODUCCIÓN**

EP. PETROECUADOR tiene un sistema estructurado de Salud Ocupacional, Seguridad y Ambiente que permite cumplir con los requerimientos de los estándares ISO14001 (Es una norma aceptada internacionalmente que define la metodología para crear un Sistema de Gestión Medioambiental (SGM) eficaz. La norma ha sido aceptada para gestionar el delicado equilibrio entre el mantenimiento de la rentabilidad y la reducción del impacto medioambiental) y OHSAS 18001 (Norma que ha sido concebida para ser compatible con ISO9001 e ISO14001 con el fin de cumplir de forma eficaz obligaciones inherentes a la salud y seguridad en el trabajo).

Los requerimientos que los estándares mencionados anteriormente solicitan, deben ser implantados en el Campo Secoya, y los cuales concuerdan con la filosofía de operación segura, saludable y sustentable de EP PETROECUADOR, son los siguientes:

### **3.13.1.1. ANÁLISIS FUNCIONAL DE OPERATIVIDAD (AFO)**

El Análisis Funcional de Operatividad o Hazard and Operability (HAZOP), es un análisis de la nueva área de operación en el que se identifican los peligros y riesgos presentes, eliminando aquellos peligros que puedan ocurrir; identificando los factores de riesgo presentes y evaluando los riesgos asociados, con el fin de diseñar e implantar salvaguardas efectivas.

### **3.13.1.2. SEÑALÉTICA**

La señalética estudia y desarrolla un sistema de comunicación visual recopilando un conjunto de señales o símbolos que cumplen la función de guiar u organizar a un conjunto de personas en aquellos puntos del espacio que planteen dilemas de comportamiento<sup>25</sup>.

El diseño de la señalética empieza con el estudio de planos de planta de toda la superficie (de cominería, recorridos o circulaciones planteadas); a continuación para por la presentación de la nueva y óptima organización de estas circulaciones y termina en el diseño de símbolos gráficos sintéticos y de fácil comprensión para guiar a la gente o vehículos por estas grandes superficies.

En el Plan de Desarrollo es necesario determinar la señalética requerida en base a los estándares para las plataformas del Campo, de acuerdo con el Manual de Señalética de PAM y lo especificado en la norma INEN 439. Adicionalmente, se deberá determinar el requerimiento de señalética vial (de ser requerida), en función de lo establecido por la Policía Nacional de Tránsito y/o la Armada Nacional.

### **3.13.1.3. DISPENSARIO MÉDICO**

El Dispensario Médico con el que Cuenta el Campo Secoya brindará todo el soporte necesario a las operaciones, de tal manera que proporcionará un

---

<sup>25</sup> <http://es.wikipedia.org/wiki/Se%C3%B1al%C3%A9tica>



tratamiento adecuado a las afectaciones de salud que pudieren obtener las personas que trabajan en el Área Secoya.

#### **3.13.1.4. PLAN DE RESPUESTA CONTRA INCENDIOS**

En un Plan de Respuesta Contra Incendios, es necesario definir los posibles escenarios de incendio que se podrían presentar en las instalaciones, con el fin de establecer acciones para el control de incendios acorde a la filosofía de respuestas de emergencias de EP. PETROECUADOR.

La atención de una emergencia que involucre incendio estará a cargo de la Brigada de Control de Incendios del Libertador. Este grupo de personas está capacitado en el control de incendios, y actuarán de acuerdo a un Sistema contra incendios; utilizando agua, espuma, extintores y sistemas portátiles de extinción.

También es importante que el personal que operativamente permanezca en el Campo Secoya, se encuentren entrenados en el control de incendios utilizando extintores y sistemas portátiles de extinción, de tal manera que pueden proporcionar la primera atención en un evento de incendio, y hasta cierto punto poder evitar estos eventos.

#### **3.13.1.5. PLAN DE EVACUACIÓN MÉDICA DE EMERGENCIA**

Es importante la conformación de grupos de trabajo dentro de Brigadas de Rescate y Primeros Auxilios para garantizar una respuesta efectiva en caso de una emergencia; EP PETROECUADOR consta de grupo de personas altamente capacitadas tanto en Rescate (en la zona caliente de emergencia) como en Primeros Auxilios (en la zona fría para estabilizar al lesionado).

#### **3.13.1.6. EQUIPAMIENTO ADICIONAL**

Determinar los requerimientos relacionados con la instalación de duchas de emergencia, estaciones fijas y portátiles de lavados de ojos, así como de un

botiquín de primeros auxilios, acordes con los estándares seguidos por EP. PETROECUADOR.

### **3.13.1.7. HELIPUERTO**

Establecer y adecuar una zona de helipuerto, para que el Campo disponga de transporte aéreo para personal y carga. Tomando en cuenta que este medio de transporte será puesto en operación primordialmente cuando exista un plan de evacuación médica de emergencia, control de derrames y /o incendios, de ser requerido.

### **3.13.1.8. MANEJO DE DESECHOS**

El Manejo de Desechos de acuerdo en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), dispone los siguientes requerimientos:

- Cunetas perimetrales de la plataformas.
- Dique perimetral en toda la plataforma.
- Trampas de grasas y aceites.
- Diques para almacenamiento de químicos.
- Piscinas impermeabilizadas para disposición de ripios de perforación base agua.
- Plantas de tratamientos de aguas grises y negras.
- Reducción de ruido y emisiones a la atmosfera debido a generadores.

En el Campo Secoya las descargas Líquidas tanto domesticas (campamento) como industriales (estaciones, pozos), son descargan a un sistema de tratamiento que se encuentra constituido de fosas sépticas con su respectivo campo de infiltración.

Sin embargo algunas de las fosas sépticas por los años de servicios que llevan se encuentran colmatadas y no funcionan al 100% de su capacidad, por lo que se

debería realizar una reparación de las mismas o realizar la adquisición de plantas compactas de tratamiento.

### **3.13.1.9. PLAN DE CONTINGENCIA PARA DERRAMES**

EP. PETROECUADOR presenta El Plan de Contingencias para Derrames, el cual establece las directrices de actuación, organización y funciones del personal que efectuará el control de contingencias; con el fin de reducir daños potenciales al ambiente, al personal de campo, a la población humana local, a las instalaciones y le permita contrarrestar aquellas emergencias relacionadas con eventuales derrames de petróleo, incendios y explosiones de sus instalaciones petroleras.

El Plan de Contingencias para Derrames se encuentra en conformidad con lo dispuesto en el punto 7 del Artículo 41 del RAOHE.

El Plan de Contingencias para Derrames tiene como objetivo general, dotar a EP PETROECUADOR de un instrumento técnico en el plano operativo, organizacional y administrativo; que sirva para manejar rápida y oportunamente un suceso contingente, aplicando eficaces acciones de control frente a las emergencias y así proteger áreas de importancia ambiental, población local y trabajadores de campo.

El Plan de Contingencias para Derrames de EP PETROECUADOR consta de las siguientes actividades:

- Determinar las áreas con mayor riesgo de derrames.
- Determinar las funciones del personal para enfrentar una emergencia.
- Diseñar el organigrama para enfrentar contingencias.
- Determinar el procedimiento operativo de notificación, convocatoria e inicio de las acciones de respuesta para el control de emergencia.
- Estimar y financiar las necesidades de los equipos para enfrentar contingencias.

La Organización e implementación del Plan de Contingencias para Derrames abarca los siguientes escenarios:

**Escenario Operativo.-** Cubre la operación de pozos, líneas de flujo, estaciones, instalaciones conexas a las actividades de producción, transporte y almacenamiento.

**Escenario Geográfico.-** Alcanza las áreas de influencia directa e indirecta; la primera cubre las instalaciones de Petroproducción del Campo Secoya, la segunda las sub-cuencas hidrográficas de ríos (Aguarico y San Miguel).

## **PROCEDIMIENTOS DE ACTIVACIÓN DE CONTINGENCIAS**

**Riesgo Bajo.-** Se trata de controlar derrames pequeños y/o fugas de gases volátiles (fugas en válvulas y accesorios), la toma de decisión es realizada por el Supervisor de Producción quien activa el Plan de Contingencias a cargo de las Brigadas de Reparación dirigidas por el Supervisor respectivo.

**Riesgo Medio.-** Se trata de controlar derrames medianos y/o fugas de gases volátiles (rotura de línea de flujo y conatos de incendios), la toma de decisión es realizada por el Jefe de Campo quien activa el Plan de Contingencias a cargo de las Brigadas de Reparación dirigidas por el Supervisor respectivo.

**Riesgo Alto.-** Se trata de controlar derrames de un volumen mayor con riesgos asociados (incendio, deslave, etc.) con tendencia a ser crítico (roturas de tanque de almacenamiento incendios en botas de gas, etc.). La toma de decisión es realizada por el Jefe de Área quien activa el Plan de Contingencia a cargo de las Brigadas de Reparación dirigidas por el Jefe de Mantenimiento, sus Supervisores y Proyectos Especiales. Este tipo de contingencia se controla en los puntos de control de derrames, los incendios y/o explosiones se controlan con los equipos y sistemas de Seguridad Industrial instalados en las estaciones.

**Riesgo Crítico.-** Se trata de controlar derrames mayores con afectación grave a la población y/o a áreas de sensibilidad biológica, socioeconómica e hídrica críticas, estas contingencias están asociadas con, deslaves explosiones e incendios con tendencia a desastre. La toma de decisión es realizada por el Superintendente del Distrito Amazónico quien activa el Plan de Contingencias.

### **3.14. PROTECCIÓN AMBIENTAL**

La unidad de Gestión Ambiental de EP. PETROECUADOR, maneja los estudios ambientales que se realizan previos a la ejecución, durante la ejecución, y en el abandono de un proyecto.

De acuerdo a la legislación vigente, los estudios que son exigibles en el desarrollo de un proyecto son:

1. Estudios de Impacto Ambiental, EIA, que son elaborados al inicio de un proyecto.
2. Auditoría Ambiental, AA, que se realiza durante la construcción del proyecto.
3. Plan de Manejo Ambiental, PMA, que se realiza en cualquier fase del proyecto.

Otro de los Trámites obligatorios previo al inicio de construcción de proyecto son los procesos de Licenciamiento Ambiental cuyo trámite es responsabilidad de la Unidad de Gestión Ambiental de EP. PETROECUADOR.

En el proceso constructivo del Proyecto de perforación y producción de nuevos pozos, se debe realizar un monitoreo ambiental continuo, el cual abarca las siguientes actividades:

- Medición de las emisiones.
- Control de los efluentes; como la identificación de sustancias contaminantes en concentraciones superiores o inferiores a las establecidas en la legislación vigente.
- Reconocimiento de daños ambientales, como: la pérdida, disminución, o deterioro significativo de las condiciones preexistentes en el medio ambiente.
- Admisión de daños sociales ocasionados a la salud humana, al paisaje y a los bienes públicos o privados.
- Control del cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental y de las especificaciones técnicas ambientales.

De acuerdo al RSAOHE, (Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto No 1215<sup>26</sup>) Art. 34, previo al desarrollo de cada una de las fases de las actividades hidrocarburíferas se debe contar con los Estudios de Impacto Ambiental, incluyendo la fase de perforación.

Dentro de los Estudios de Impacto Ambiental se establece entre otros el Plan de Manejo Ambiental y el de Monitoreo.

En el Plan de Manejo Ambiental se consideran los Planes de:

- a) Prevención y mitigación de impactos.
- b) Contingencias.
- c) Capacitación
- d) Manejo de desechos.
- e) Salud Ocupacional y Seguridad Industrial.
- f) Rehabilitación de áreas afectadas.
- g) Relaciones Comunitarias
- h) Abandono y entrega del área.

En el ANEXO 3-6 se presenta el Flujograma Licencias Ambientales del Cronograma de Perforación de EP. PETROECUADOR. En el cual se explica las diferentes etapas y pasos que se llevan a cabo en EP. PETROECUADOR para la aprobación de las Licencias Ambientales para poder llevar a cabo las perforaciones de los pozos propuestos.

Los Estudios Ambientales realizados, por la Gerencia de Gestión Ambiental, Seguridad y Salud de EP. PETROECUADOR; se encuentran actualmente aprobados para la perforación de los dos pozos Secoya 39D, Secoya 40D.

---

<sup>26</sup> REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR, Decreto No. 1215, Febrero de 2001, Página 20.

### 3.14.1. PASIVOS AMBIENTALES

Los Pasivos Ambientales vinculados con la actividad petrolera se consideran a aquellos que causan pérdidas de otros bienes y servicios que proporciona el capital natural del área; por lo mismo, se considera que activos (facilidades petroleras) y pasivos (daños/pérdidas ambientales) son las dos caras de la misma actividad petrolera y, por lo mismo ambas tiene el mismo nivel de interés y rigor contable, para realizar una gestión ambiental y de producción exitosa.<sup>27</sup>

Se define dos tipos de pasivos<sup>28</sup>: *Pasivos Ambientales Acumulados* originados a partir del abandono de la infraestructura o superficies de terreno afectados o utilizados por la operación petrolera; y *Pasivos Ambientales Flujo* como producto del funcionamiento de las facilidades o activos instalados y en funcionamiento que están causando daños ambientales.

EP. PETROECUADOR trabaja junto a lo que dispone la actual legislación; identificando, describiendo y remediando los Pasivos Ambientales los cuales están bajo su jurisdicción. En el ANEXO 3-7 se presenta la descripción y estado actual de los Pasivos Ambientales del Campo Secoya.

### 3.15. RELACIONES COMUNITARIAS

EP. PETROECUADOR trabaja en base a un Programa de Relaciones Comunitarias que tiene como objetivo principal, establecer vínculos de sana convivencia con las comunidades y propietarios de las áreas de influencia directa<sup>29</sup> de sus operaciones e integrar aspectos de Responsabilidad Social a sus Programas y Planes de Gestión Social.

---

<sup>27</sup> OBSERVATORIO DE LA DEUDA EN LA GLABALIZACIÓN. El Pasivo Ambiental.

<sup>28</sup> PROGRAMAS DE REMEDIACIÓN PARA ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS. Dipl.-Ing. Rosa ZEHNER

<sup>29</sup> Se entiende por áreas de influencia a aquellas zonas territoriales, con sus componentes naturales y humanos, que están en contacto con las actividades de operación de la industria

El grupo con el que dispone EP.PETROCUADOR para realizar las negociaciones con las Comunidades afectadas por la producción de hidrocarburo es el Área de Gestión Ambiental.

El Programa de Relaciones Comunitarias de EP. PETROECUADOR, actúa de acuerdo a los elementos jurídicos que marcan los procedimientos de compensación e indemnización en función de los cuales se establecen muchas de las relaciones entre comunidades y empresas, a continuación se presenta una breve explicación de estas leyes.

### 3.15.1. BASES JURÍDICAS DE LAS RELACIONES COMUNITARIAS

En el Ecuador, las Operaciones Hidrocarburíferas en todas sus fases (exploración explotación, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización), están normadas bajo algunas leyes creadas para esta actividad, a través de las cuales pretenden disminuir los impactos ambientales y sociales que ocasionan, así, estas leyes son:

- La Ley de Hidrocarburos.
- El Reglamento para las Operaciones Hidrocarburíferas y el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas.
- Las Regulaciones no sectoriales como La Ley de Gestión Ambiental, y La Ley de Prevención y Control de la Contaminación, que también marcan de manera general parámetros para su regulación.

Dentro del marco jurídico, se encuentra una mención explícita a las Relaciones Comunitarias en el Art. 4 de la Ley de Gestión Ambiental<sup>30</sup>:

*Art. 4.- Los reglamentos, instructivos, regulaciones y ordenanzas que, dentro del ámbito de su competencia, expidan las instituciones del Estado en materia ambiental, deberán observar las siguientes etapas, según corresponda, desarrollo de estudios técnicos sectoriales, económicos, de **relaciones comunitarias**, de*

---

<sup>30</sup> [http://www.efficacitas.com/efficacitas\\_es/assets/Ley%20de%20Gestion%20Ambiental.pdf](http://www.efficacitas.com/efficacitas_es/assets/Ley%20de%20Gestion%20Ambiental.pdf)



*capacidad institucional y consultas a organismos competentes e información a los sectores ciudadanos (Ley N°37, Registro Oficial N° 245 del 30 de julio de 1999).*

El Artículo menciona que dentro de todos los estudios que realice EP. PETROECUADOR para el desarrollo de nuevos pozos petroleros, deben siempre tomar en cuenta las afectaciones que puedan ocasionar a las comunidades aledañas.

Acatando esta disposición, sectorialmente se mencionan los Art. 33 y 34 citados en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (*Decreto No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de Febrero del 2001*), los cuales determinan que:

*Art. 33.- Definición.- Para los fines establecidos en este Reglamento, los Estudios Ambientales consisten en una estimación predictiva o una identificación presente de los daños o alteraciones ambientales, con el fin de establecer las medidas preventivas, las actividades de mitigación y las medidas de rehabilitación de impactos ambientales producidos por una probable o efectiva ejecución de un proyecto de cualquiera de las fases hidrocarburíferas (...)*

*Art. 34.- Características.- Los Estudios Ambientales serán requeridos previo al desarrollo de cada una de las fases de la actividad hidrocarburífera, según los criterios constantes en este Reglamento (...)*

*El Diagnostico Ambiental.- Línea Base del Estudio de Impacto Ambiental contendrá la información básica sobre las características biofísicas, socio-económicas y culturales del área adjudicada así como el terreno o territorio calificado para ruta de oleoductos, poliductos, gasoductos y Centros de Distribución (...)*

Posteriormente, el Art. 41 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (*Decreto No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 de Febrero del 2001*), establece la **Guía Metodológica** que define los contenidos para la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental

La aplicación del PMA debe iniciarse desde el primer momento en que se ejecuten las operaciones, y además el PMA deberá desarrollar planes más

detallados para áreas específicas. Es aquí donde se instituye específicamente la elaboración de un **Plan de Relaciones Comunitarias**, el cual se define como:

*Un programa de actividades a ser desarrollado con la(s) comunidad(es) directamente involucrada(s) con el proyecto, la autoridad y la empresa operadora. Se incluirán medidas de difusión del Estudio de Impacto Ambiental, las principales estrategias de información y comunicación, eventuales planes de indemnización, proyectos de compensación y mitigación de impactos socio-ambientales, así como un programa de educación ambiental participativa a la comunidad. Estos acuerdos deben permitir la disminución de efectos negativos y la optimización de las acciones positivas<sup>31</sup>.*

En referencia al marco legal de los mecanismos de indemnización y compensación, se observa que también éste resulta bastante generalista y llega a ser confuso; lo que a su vez ha permitido interpretaciones diversas.

Las menciones respecto a indemnizaciones y compensaciones se presentan en los Art. 90<sup>32</sup> (Fijación del monto de las indemnizaciones) y Art. 91<sup>33</sup> de la Ley de Hidrocarburos<sup>34</sup> y en el Art. 9<sup>35</sup> del Reglamento Sustitutivo al Reglamento

---

<sup>31</sup> Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (Decreto N°1215, Registro Oficial N°265 d el 13 de febrero de 2001).

<sup>32</sup> **Art. 90.-**Las indemnizaciones que se deban pagar por los perjuicios ocasionados en terrenos, cultivos, edificios u otros bienes, con motivo de la exploración o el desarrollo de la explotación petrolera, o de cualquier otra fase de las industrias de hidrocarburos, serán fijadas por peritos designados por las partes. En caso de desacuerdo, el Ministerio del Ramo nombrará un dirimente.

<sup>33</sup> **Art. 91.-** A petición de una empresa contratista o de PETROECUADOR, podrá el Ministerio del Ramo, previa declaratoria de utilidad pública, expropiar a favor de PETROECUADOR, para que ésta ceda su uso a la empresa interesada, terrenos u otros bienes inmuebles, o constituir servidumbres, que fuesen indispensables para el desarrollo de cualquier aspecto de la industria petrolera. Todos los gastos y pagos que deban efectuarse para estos fines correrán por cuenta de la empresa interesada o de PETROECUADOR.

<sup>34</sup> Decreto Supremo No. 2967

<sup>35</sup> (...) Los convenios se elaborarán bajo los principios de compensación e indemnización por las posibles afectaciones ambientales y daños a la propiedad que la ejecución de los proyectos

Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas; los cuales hacen referencia a un rubro económico que la empresa debe pagar a el/los propietarios por la ocupación de tierras y perjuicios a otros bienes, o por posibles daños o impactos que la actividad pudiera ocasionar.

En otras palabras se puede decir que el Art. 90, establece que las indemnizaciones que se deban pagar por los perjuicios ocasionados en terrenos, cultivos, edificios u otros bienes, con motivo de la exploración o el desarrollo de la explotación petrolera, o de cualquier otra fase de las industrias de hidrocarburos, serán fijadas por peritos designados por las partes.

Hay que considerar que las disposiciones legales para las indemnizaciones dichas anteriormente; son bastante sencillas y evidencian imprecisiones.

No se conceptualizan por separado ni especifican diferencias concretas entre indemnización y compensación. Tampoco mencionan qué diferencias existen al tratarse de propietarios individuales o propiedad comunal y en ningún caso queda claro bajo qué criterios y ante qué circunstancias se aplicarán de forma diferenciada los convenios.

Según la Ley de Hidrocarburos, los cálculos a través de los cuales se establecen los montos para las indemnizaciones deben ser realizados en base a un inventario de tierras, cultivos y construcciones que hubiera en los terrenos que vayan a ser ocupados por las empresas, con el propósito de determinar los posibles daños que acarrearía dicha ocupación. Este inventario es realizado en un primer momento por la misma empresa, constatado por la Dirección Nacional de Avalúos y Catastros (DINAC), y en base a esta información se realiza el avalúo oficial del impacto.

Al ser el petróleo un recurso de interés estratégico para el país, cuando el suelo es requerido para proyectos definitivos, se procede a la expropiación por

---

energéticos pudieran ocasionar a la población. Los cálculos de indemnización se efectuarán bajo el principio de tablas oficiales vigentes.

Cuando tales espacios o zonas se encuentren dentro del Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, deberán observarse las disposiciones del plan de manejo de dicha zona, conforme la Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre y su Reglamento, aprobado por el Ministerio del Ambiente (...)

declaratoria de “utilidad pública” a favor de EP. Petroecuador y el valor de la indemnización es establecido por la DINAC luego de la correspondiente inspección y avalúo, según consta en el Art. 91 de la Ley de Hidrocarburos antes citado.

Se debe tomar en cuenta que cuando se trata de tierras comunales, la figura que se negocia son los convenios de compensación, que aparece como complementaria a la indemnización y se basa en convenios directos con las comunidades afectadas o potencialmente afectadas. En la práctica, las compensaciones por lo general contemplan la construcción de infraestructura, dotación de servicios, provisión de materiales educativos, medicinas, empleos temporales para miembros de las comunidades, entre otros. Por otro lado cuando se requiere de la ocupación de tierras privadas o de posesión individual, la figura que se negocia con el propietario es la indemnización.

### **3.15.2. RELACIONES COMUNITARIAS DE EP. PETROECUADOR EN EL CAMPO SECOYA**

#### **3.15.2.1. IDENTIFICACIÓN DE CONFLICTOS SOCIO AMBIENTALES CON LAS COMUNIDADES DEL ÁREA DE ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN Y SUS AFECTACIONES.**

Se debe aclarar que el Campo Secoya pertenece al Área Libertador, por lo que los conflictos señalados a continuación han sido analizados de forma general, de acuerdo a la disposición de la información, sin embargo si se presentan análisis específicos del Campo en estudio.

**SITACIÓN ACTUAL.-** Las personas naturales y organizaciones sociales del área de influencia de las estaciones del Campo Libertador, revelan inconformidad ambiental, expectativa económica y la oportunidad de empleo; que con el asesoramiento de políticos y Organizaciones no Gubernamentales como el Frente de Defensa de la Amazonía, Acción Ecológica, Derechos Humanos entre otros, han logrando controlar los puestos de trabajo que EP PETROECUADOR genera, para el efecto presionan con el chantaje y a veces toman medidas de hecho.

**PROBLEMÁTICA DE LAS INSTALACIONES PETROLERAS.-** Los derechos de vía, Plataformas, Estaciones, si EP PETROECUADOR no mantiene la posesión, existe la invasión de los colindantes. Los derechos de vía y/o franjas de seguridad (15 metros a cada lado de las líneas de flujo o redes eléctricas) no son respetados, al igual que las áreas de las plataformas; en cuanto a las áreas de las estaciones, los colindantes respetan el área que mantiene EP.PETROECUADOR y que generalmente está delimitada con malla.


**PASIVOS AMBIENTALES.-** Especialmente en los entornos de las plataformas, estaciones y derrames no remediados existen pasivos ambientales que la Gerencia de Seguridad Salud y Ambiente (GSSA) a través de Mitigación y Remediación Ambiental (MRA) está interviniendo. Esto genera plazas de trabajo en las comunidades del área de influencia pero a su vez inconformidad cuando no hay un reparto equitativo lo que genera conflicto social.

**ÁREAS DE LODOS Y RIPIOS.-** Estas áreas llamadas de sacrificio se ubican en las zonas aledañas a las plataformas de los pozos Secoya-14 que está saturada y Secoya-28 de 18,3 Hectáreas, misma que ha sido observada por políticos, autoridades locales, provinciales y ambientales, aducen no tener EIA y/o un plan de manejo ya que se trata de bosque secundario.

**NUEVOS POZOS.-** Se está negociando con las comunidades de las áreas de influencia del Secoya-6, donde se perforaran los pozos Secoya 39D, 40D.

**AVANCE DE ACUERDOS Y CONVENIOS CON LAS COMUNIDADES.-** En la Tabla 3-15 se anexa, "Avance de Acuerdos y Convenios con las comunidades del Campo Secoya".

**Tabla 3-15 Acuerdos y Convenios con las Comunidades del Campo Secoya**

AVANCE DE ACUERDOS Y CONVENIOS CON LAS COMUNIDADES DEL CAMPO SECOYA 			
NO.	COMUNIDAD	POZO	DESCRIPCIÓN
1	SAN VICENTE - NUEVO AMANECER	Secoya - 6 (SCY 39D y 40D)	Proyectos Productivos

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANIN

### **3.16. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL**

La Seguridad Industrial y Salud Ocupacional es un Plan, de vital importancia dentro del Plan de Manejo Ambiental; y éste, tiene por objeto proveer seguridad, protección, capacitación y atención a los empleados y sus Contratistas en el desempeño de su trabajo. Aplicando las políticas corporativas en todas las actividades vinculadas al proyecto, de tal manera que los trabajos se ejecuten libres de riesgos y accidentes.

Es así, que la vida y el bienestar de los empleados de la operadora y sus Contratistas son de vital importancia para EP. PETROECUADOR; por tal razón es necesario que todos los empleados asuman la responsabilidad sobre la seguridad en el trabajo, tanto por parte de los niveles gerenciales y de todos los empleados de la empresa.

Los objetivos del Plan son<sup>36</sup>:

- Establecer las Normas de Salud y Seguridad que EP. PETROECUADOR, contratistas y personal, deben cumplir para asegurar la Salud y Seguridad Industrial y evitar enfermedades y accidentes ocupacionales.
- Elaborar evaluaciones de riesgos con el objetivo de controlar los riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores.
- Dar cumplimiento a las normas y leyes vigentes sobre la seguridad industrial y salud laboral, que constan en el Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo del Código del Trabajo, expedido por el Decreto No 2393.

EP. PETROECUADOR implementa, El Plan de Salud y Seguridad mediante un programa operativo a través de:

- Capacitación y entrenamiento previos.
- Implementación de técnicas de prevención.
- Implementación de medidas de seguridad en la locación de perforación.
- Equipamiento de elementos de protección personal.

---

<sup>36</sup> EP. PETROECUADOR, DIAGNOSTICO Y PLAN DE MANEJO AMBIENTAL, Cardno ENTRIX.

La Norma que rige la Seguridad Industrial y Salud Ocupacional en las empresas, es la Norma OHSAS<sup>37</sup> 18001. Esta norma es una especificación internacionalmente aceptada que define los requerimientos para el establecimiento, implementación y operación de un Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Laboral efectivo. Se refiere a una serie de especificaciones sobre la salud y seguridad en el trabajo,

Para complementar OHSAS 18001, British Standards Institution (BSI) ha publicado OHSAS 18002, la cual explica los requisitos de especificación y le muestra como trabajar a través de una implantación efectiva de un Sistema en Gestión en Seguridad y Salud Laboral (SGSSL).

Dentro del programa de Salud Ocupacional EP. PETROECUADOR, cuenta con un área médica y un médico ocupacional de planta que está a cargo del programa de salud ocupacional del Área Hidrocarburífera Secoya tanto para los trabajadores de EP, PETROECUADOR y personal que trabaja bajo la modalidad de contratación.

El programa de Salud Ocupacional de EP. PETROECUADOR consta de las siguientes partes:

- Exámenes ocupacionales a todos los empleados de EP. PETROECUADOR.- El servicio médico debe asegurarse del buen estado de salud del personal que entra a trabajar en el Área Hidrocarburífera Secoya, por lo que se mantiene una ficha de los trabajadores con los datos médicos generales, el riesgo de vacunas y el resultado de los exámenes médicos periódicos.
- Seguimiento y tratamiento de enfermedades ocupacionales.- Se evalúa la enfermedad que se presenta y, dependiendo de la gravedad, se realiza el tratamiento o la transferencia a un centro especializado. También es importante registrar en la ficha médica las causas, síntomas, diagnóstico y

---

<sup>37</sup> OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY MANAGEMENT SYSTEM

tratamiento correspondiente a cada caso, para realizar un seguimiento y análisis estadístico enfocado a la prevención.

- Atenciones de emergencias.- Las emergencias que se pueden presentar por accidentes laborales o por enfermedades ocupacionales; deben ser tratadas adecuadamente según los procedimientos. Para atender estos casos, se cuenta con el manual de primeros auxilios de EP. PETROECUADOR y, el servicio médico debe estar equipado para prestar atención en los diferentes casos emergentes.



# Capítulo 4

## ANÁLISIS ECONÓMICO Y SU FINANCIAMIENTO

### 4.1. INTRODUCCIÓN

El Plan de Desarrollo del Campo Secoya, es un proyecto que implica las siguientes actividades: estudios y evaluación de impacto ambiental, modificación y construcción de nueva plataforma Secoya 6, perforación de los pozos Secoya-39D y 40D, completación de los pozos, instalación de bombas.

Cada una de estas etapas mencionadas anteriormente, serán asignadas a diferentes compañías contratistas; y supervisadas por el personal técnico de EP. PETROECUADOR.

### 4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO


El análisis económico del proyecto tiene los siguientes objetivos principales: conocer los costos que conlleva poner a producir los pozos propuestos, determinar si el proyecto es rentable o no; en base a indicadores financieros como: Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), Tiempo de retorno de la inversión.

Para poder llevar a cabo el análisis económico se debe tomar en cuenta algunas hipótesis del proyecto, las cuales son:

- Se estima que cada pozo propuesto tiene un tiempo de producción de 14 años para el pozo secoya 40D y 12 años para el pozo secoya 39D. Periodos de tiempo determinados en el programa de proyecciones de producción de EP. PETROECUADOR del área de Yacimientos, estos tiempos son estimados hasta una tasa mínima rentable que considera EP. PETROECUADOR de 35 barriles de petróleo por día.

- Se estima que existe las siguientes reservas remanentes por pozo propuesto de las arenas “U-inferior” y “ T-inferior”:
  1. Pozo Secoya-39D se estima 686 [MBF] de reservas remanentes.
  2. Pozo Secoya-40D se estima 781 [MBF] de reservas remanentes.
- Debido a que el Campo Secoya es operado por la empresa estatal EP PETROECUADOR; en este proyecto no se considera parámetros como: impuesto a la renta, impuesto de participación laboral, tampoco se considera depreciación contable de los equipos.
- También se debe considerar los siguientes parámetros modelos, indicados en la Tabla 4-1.

**Tabla 4-1 Parámetros modelos de EP. PETROECUADOR**

PARÁMETROS MODELOS 		
Parámetros	Costo	Unidad
Tarifa de transporte	2,32	[USD/bbl]
Ecología	1	[USD/bbl]
Renta Sustitutiva	0,05	[USD/bbl]
Tasa de actualización	12	%

FUENTE: EP. PETROECUADOR.

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN.

**Tarifa de Transporte.-** La tarifa de transporte es determinado en función de dos acuerdos ministeriales; el SOTE (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano) con un rubro de 1.80 dólares por barril y el RODA (Red de Oleoductos del Distrito Amazónico) con un rubro de 0.52 dólares por barril.

**Impuesto Ecología.-** Es el Fondo para el Eco desarrollo de la Región Amazónica, es el pago de un dólar por cada barril de petróleo que se extraiga de la Amazonia y se comercialice en los mercados internos y

externos. El fondo se distribuye a todos los niveles de gobierno, incluyendo las juntas parroquiales<sup>38</sup>.

**Rentas Sustitutivas.-** La Constitución del Ecuador dispone en su artículo 274, que todo Gobierno Local en cuyo territorio se exploten o industrialicen recursos naturales no renovables tienen derecho a participar de las rentas que perciba el Estado por esta actividad. La renta sustitutiva implica un cobro de cinco centavos de dólar por cada barril de crudo transportado por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) que tiene el objeto de compensar a las provincias de Napo, Esmeraldas, Sucumbíos, Orellana y Pastaza, por donde pasa el oleoducto<sup>38</sup>.

### **4.3. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO**

El Ecuador vende dos tipos de crudo, el crudo Oriente de 23,5 ° API (valor referencia) con 1.5% de contenido de azufre, pero también exporta crudo Napo; es un crudo pesado y agrio de alrededor de 18.8 °API Y 2.2% de contenido de azufre<sup>39</sup>. Los precios del crudo se cotizan en dólares americanos por barril, unidad de volumen aceptada por el American Petroleum Institute.

El precio del petróleo depende de su calidad que básicamente tiene que ver con su gravedad API, y su contenido de azufre.

El precio es más alto para los crudos más livianos, fundamentalmente porque en las refinerías se obtendrán mayores volúmenes de gasolina a partir de este tipo de crudo.

El petróleo que produce el Campo Secoya es de 30,8 °API, por lo que se lo considera como Crudo Oriente.

---

<sup>38</sup> Lupa Fiscal, Nuevos Esquemas en política petrolera: Monitorea de la Industria 2008, Página 14.

<sup>39</sup> <http://www.conquito.org.ec>

El precio actual del barril de petróleo de la WTI (West Texas Intermediate) se ubica en 101,8 dólares en el mercado de New York<sup>40</sup>.

El precio del petróleo Ecuatoriano se fija en base al precio referencial de WTI, y que es penalizado por su grado API y el contenido de azufre. En base a estos dos criterios, el precio del petróleo Oriente Ecuatoriano se encuentra en 98,7 dólares por barril<sup>41</sup>, fijado hasta la fecha del 20 de enero del 2012, este precio ya es fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI) cuya diferencia es establecido mensualmente por EP. PETROECUADOR.

#### **4.4. INVERSIONES DEL PROYECTO**

La inversión consiste en que un ente económico llamado inversionista inmoviliza una cantidad cierta de recursos económicos en el día de hoy, con la esperanza de tener en el futuro una utilidad o rentabilidad<sup>42</sup>.

Para este proyecto la inversión la realiza EP. PETROECUADOR, es decir, el estado Ecuatoriano.

Las inversiones que se consideran para las actividades de explotación de petróleo son las inversiones de desarrollo y de producción de petróleo<sup>43</sup>.

El objetivo principal de las inversiones de desarrollo es acceder a las reservas probadas mientras que las inversiones de producción tienen como objetivo principal mantener la infraestructura física de producción de los campos en producción.

Para este proyecto únicamente se considera la inversión de desarrollo, que consisten en la perforación y completación de los pozos.

---

<sup>40</sup> <http://negocio-internacional.net>

<sup>41</sup> [http://www.bce.fin.ec/resumen\\_ticker.php?ticker\\_value=petroleo](http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo)

<sup>42</sup> EXPLOTACIÓN DE UN RESERVORIO, Ing. Celio Vega O. MSc, página 1

<sup>43</sup> EXPLOTACIÓN DE UN RESERVORIO, Ing. Celio Vega O. MSc, página 40

La inversión de producción no es considerada en este proyecto ya que si existen las suficientes facilidades de superficie tanto en la estación de Secoya como en la plataforma del pozo.

#### **4.4.1. INVERSIÓN DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN INICIAL**

Para el proyecto del Campo Secoya se planteó perforar dos pozos direccionales, el Sec-39D y Sec-40D; los cuales están programados para producir las arenas “U inferior” y “Tinferior”. Cada uno de estos pozos tiene su modelo de perforación como se explicó en el Capítulo III. También se estima que los pozos para su producción utilizarán una Bomba Electro Sumergible.

Considerando los siguientes parámetros para cada uno de los pozos propuestos:

- Pozo Secoya 39D, pozo direccional con una profundidad estimada de 9754 pies, y reservas remanentes de 686 [MBF].
- Pozo Secoya 40D, pozo direccional con una profundidad 9857 pies, y reservas remanentes de 781 [MBF].

Llegando a la conclusión que se debe realizar una inversión de 6´719.400 dólares y 7´867.330 dólares para la perforación y completación inicial de los pozos secoya 39D y 40D respectivamente. La inversión total para la implementación del proyecto es de 14´589.730 dólares.

Los costos que se consideran para realizar la perforación y completación inicial de los pozos se presentan en el ANEXO 4-1.

#### **4.5. COSTOS DE PRODUCCIÓN**

El costo de producción de petróleo, es el costo necesario para poner un barril de crudo en el centro de fiscalización o a la cabeza de un oleoducto principal. De

acuerdo con esta definición, el costo de producción está formado de los siguientes componentes<sup>44</sup>:

- Amortización de las inversiones de exploración
- Amortizaciones de las inversiones de desarrollo
- Amortización de las inversiones de producción
- Amortización de las inversiones de recuperación mejorada
- Costos de operación en el campo
- Costos de administración
- Costos financieros y
- Otros.

EP PETROECUDOR estima los costos de producción presentados en la Tabla 4-2.

**Tabla 4-2 Costos de Producción de EP. PETROECUADOR**

<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN</b> 	
<b>COSTOS</b>	<b>[USD/bbl]</b>
COSTOS DE OPERACIÓN	9
COSTOS DE TRANSPORTE	2,32
COSTO DE COMERCIALIZACIÓN	0,08
ECOLOGÍA	1
RENTA SUSTITUTIVA	0,05
<b>COSTO DE PRODUCCIÓN [USD/bbl]</b>	<b>12,45</b>

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Dentro de los costos de producción se encuentran los Costos de Operación, en el cual se consideran los siguientes costos que se presentan a continuación.

<sup>44</sup> EXPLOTACIÓN DE UN RESERVORIO, Ing. Celio Vega O. MSc, página 43

### 4.5.1. COSTOS DE OPERACIÓN

El costo operativo al igual que el de producción se lo expresa en dólares por barril<sup>45</sup>.

Los costos de operación en el campo son aquellos que se incurren con el objeto de asegurar la buena marcha de la producción y está compuesto básicamente de los siguientes elementos<sup>46</sup>:

- Sueldos y salarios del personal que trabaja en el campo
- Beneficios sociales y patronales
- Alimentación, alojamiento y transporte del personal del campo
- Mantenimiento de las facilidades de producción
- Mantenimiento de los pozos (WORKOVER)
- Mantenimiento de carreteras y vías de acceso a los pozos
- Mantenimiento de vehículos
- Energía
- Combustibles
- Lubricantes
- Químicos
- Seguro de las instalaciones y equipos
- Otros.

Los costos de operación, dependen principalmente de los siguientes factores:

- Productividad
- Número de pozos
- Gravedad API del petróleo
- Profundidad de los yacimientos y,
- Relación agua – petróleo.

---

<sup>45</sup> ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL CAMPO DRAGO DE PETROPRODUCCIÓN EN EL ORIENTE ECUATORIANO, Kléver Peláez García, 2009.

<sup>46</sup> EXPLOTACIÓN DE UN RESERVORIO, Ing. Celio Vega O. MSc, página 43

EP. PETROECUADOR, tomando en cuenta todos los costos anteriores mencionados estima que el Costo de Operación es igual a nueve dólares por barril.

#### **4.6. INGRESOS DEL PROYECTO**

Para determinar los ingresos que se estiman obtener en el proyecto, se necesita conocer un pronóstico de producción de cada pozo propuesto, los cuales se obtuvieron en el Capítulo III; el pronóstico realizado nos entrega valores de producción diaria y de producción anual; sin embargo, para realizar un estudio más específico se presentarán los ingresos mensuales.

Para este proyecto únicamente se realizará el estudio con un pronóstico de producción de 10 años, por recomendación de EP. PETROECUADOR, ya que considera el riesgo de la producción de agua debido a que este campo tiene un mecanismo de producción por empuje hidráulico lateral; y también basándose en la historia de producción y avance del agua de todos los pozos que se encuentran en la estructura Secoya. Para de esta manera realizar un estudio más certero para el futuro.

Pero se debe tener en cuenta que EP. PETROECUADOR considera una tasa mínima rentable de 35 barriles por día.

La Tabla 4-3 indican los pronósticos de producción estimados obtenidos en el Capítulo III, en el cual se incluye el cálculo de los ingresos que se obtendrían por mes de producción.

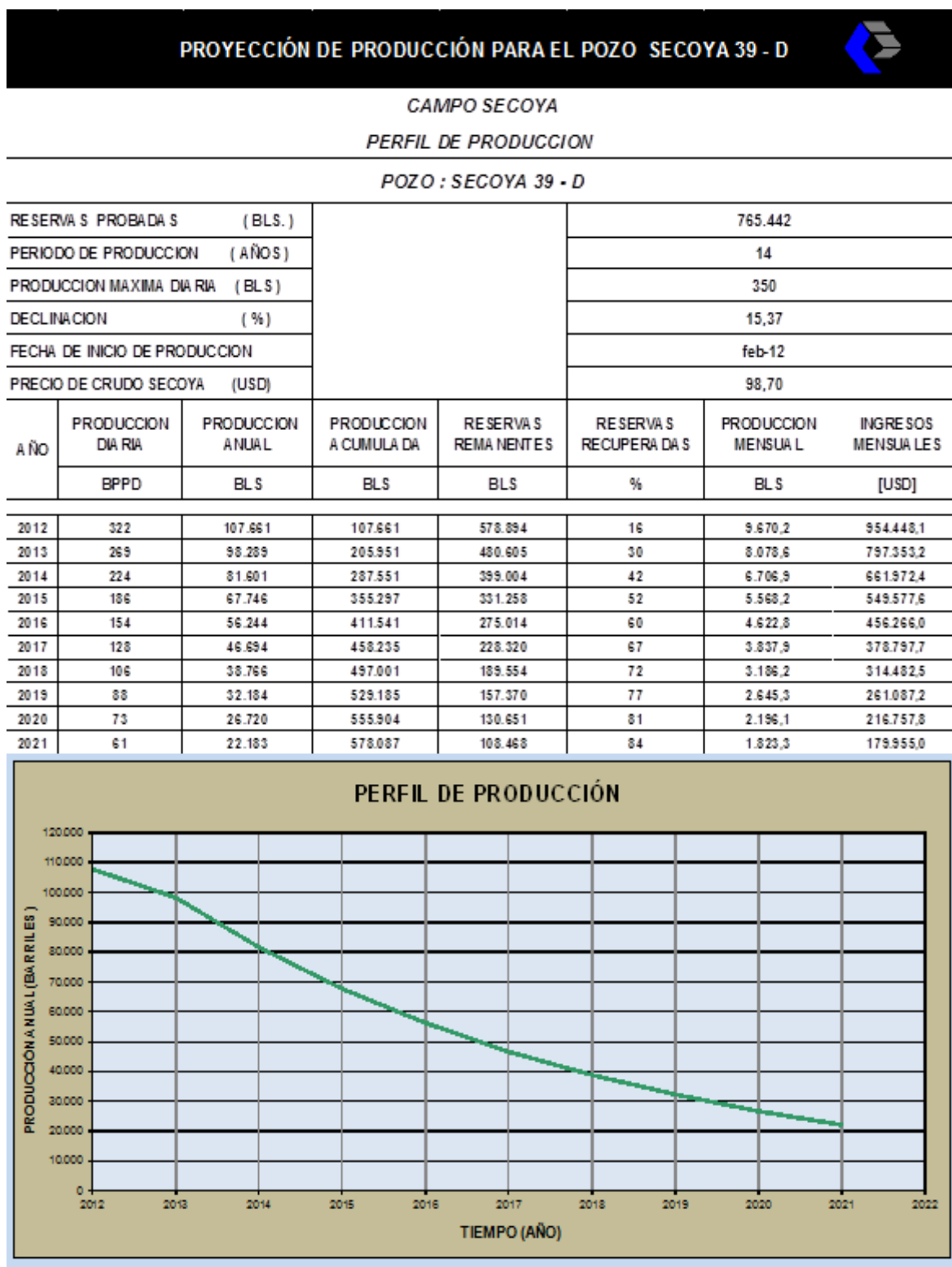
Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el precio del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada mes.

Una vez determinados los ingresos y egresos del proyecto se realiza el cálculo del flujo neto de caja. Se debe aclarar que esta estimación se cumplirá siempre y cuando los pozos cumplan con la producción pronosticada en este proyecto.

Posteriormente se realizará el cálculo de los indicadores financieros básicos como: VAN y TIR.



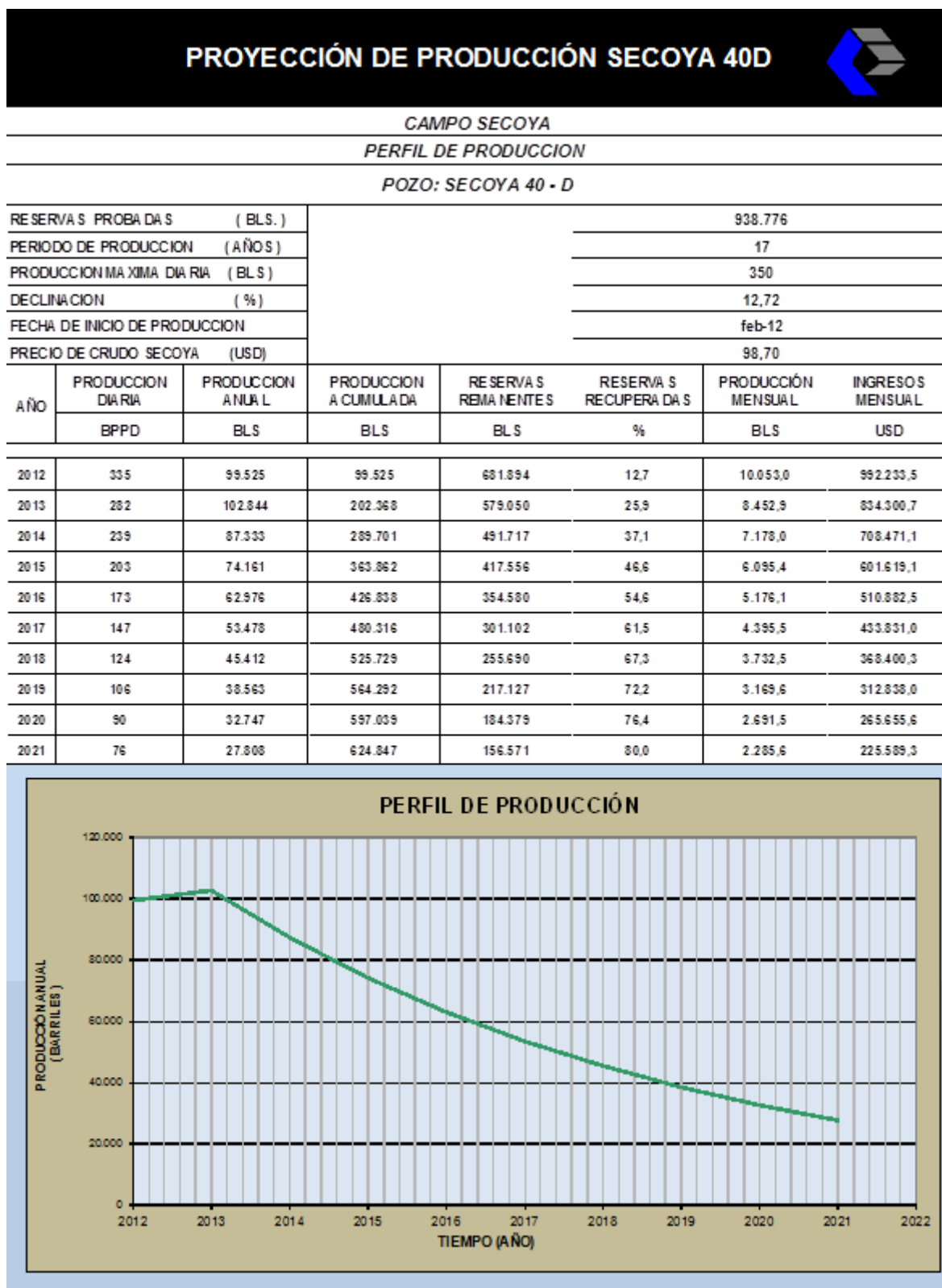
Tabla 4-3 Ingresos Anuales y Mensuales del pozo SECOYA 39D



FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Tabla 4-4 Ingresos Anuales y Mensuales del pozo SECOYA 40D



FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

## **4.7. INDICADORES FINANCIEROS**

Los indicadores financieros, son parámetros financieros sobre los cuales este proyecto se basará para concluir si es rentable o no.

### **4.7.1. FLUJO NETO DE CAJA**

Para realizar el cálculo de los indicadores financieros, se necesita conocer el Flujo Neto de Caja; es la suma de todos los cobros (ingresos) menos todos los pagos (egresos) realizados durante la vida útil del proyecto de inversión<sup>47</sup>.

### **4.7.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)**

Es el método más conocido para evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El valor actual neto representa la suma de todos los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, incluido el valor de la inversión inicial, una vez expresados los beneficios netos futuros en unidades monetarias del presente se puede sumar y así obtener el valor actual neto del proyecto<sup>48</sup>.

El Valor Actual Neto permite determinar si el proyecto establecido es rentable<sup>49</sup> o no, en base a los siguientes criterios:

- Si el VAN es positivo, significa que el proyecto es rentable.
- Si el VAN es nulo, significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que la inversión puesta en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.
- Si en VAN es negativo, significa que el proyecto no es rentable.

La Ecuación 4-1<sup>47</sup> sirve para determinar el VAN.

---

<sup>47</sup> PLAN DE DESARROLLO PARA EL CAMPO VINITA, Cisneros Juan; Vela Edison, 2010.

<sup>48</sup> EXPLOTACIÓN DE UN RESERVORIO, Ing. Celio Vega O. MSc, página 69

<sup>49</sup> La rentabilidad es la obtención de beneficio o ganancias provenientes de una inversión o actividad económica.

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

Ecuación 4-1

Donde:

- n = Número de años
- FNC = Flujo Neto de Caja
- r = Tasa de Actualización<sup>50</sup> (12 %)
- k = Índice que indica el año correspondiente

#### 4.7.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Otro criterio utilizado para la toma de decisiones sobre un proyecto de inversión es la tasa interna de retorno (TIR) que se define como la tasa de interés que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero.

Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca un TIR mayor.

La Ecuación 4-2<sup>47</sup> nos permite calcular la TIR.

$$\sum_{k=0}^n = 0 = \frac{FNC_k}{(1+TIR)^K} = 0 \quad \text{Ecuación 4-2}$$

#### 4.7.4. TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

Se define como el período que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto.

---

<sup>50</sup> Tasa de actualización o tasa de descuento, es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. La tasa de descuento refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente por lo que también se le conoce como costo o tasa de oportunidad. EP. PETROECUADOR trabaja con una tasa de actualización del 12 %.

Tiempo de Recuperación de la Inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo<sup>51</sup>.

#### 4.7.5. CÁLCULO DE VAN Y TIR DE LOS POZOS PROPUESTOS PARA EL PRECIO DEL PETRÓLEO DE 98,7 [USD/BBL]

Utilizando la teoría mencionada anteriormente se ha realizado el siguiente análisis económico presente del proyecto, utilizando el precio actual del crudo Oriente Ecuatoriano.

##### 4.7.5.1. POZO SECOYA 39D ESCENARIO BASE

Se realiza el cálculo del flujo neto de caja para cada año del proyecto, el valor actual neto de cada año para determinar el VAN del proyecto, así como, también la TIR del proyecto, y el tiempo de retorno de la inversión, los cuales fueron calculados con el precio del petróleo de 98.7 [USD/bbl] y se presentan en la Tabla 4-5, en la Gráfica 4-1, y en la Gráfica 4-2 respectivamente.

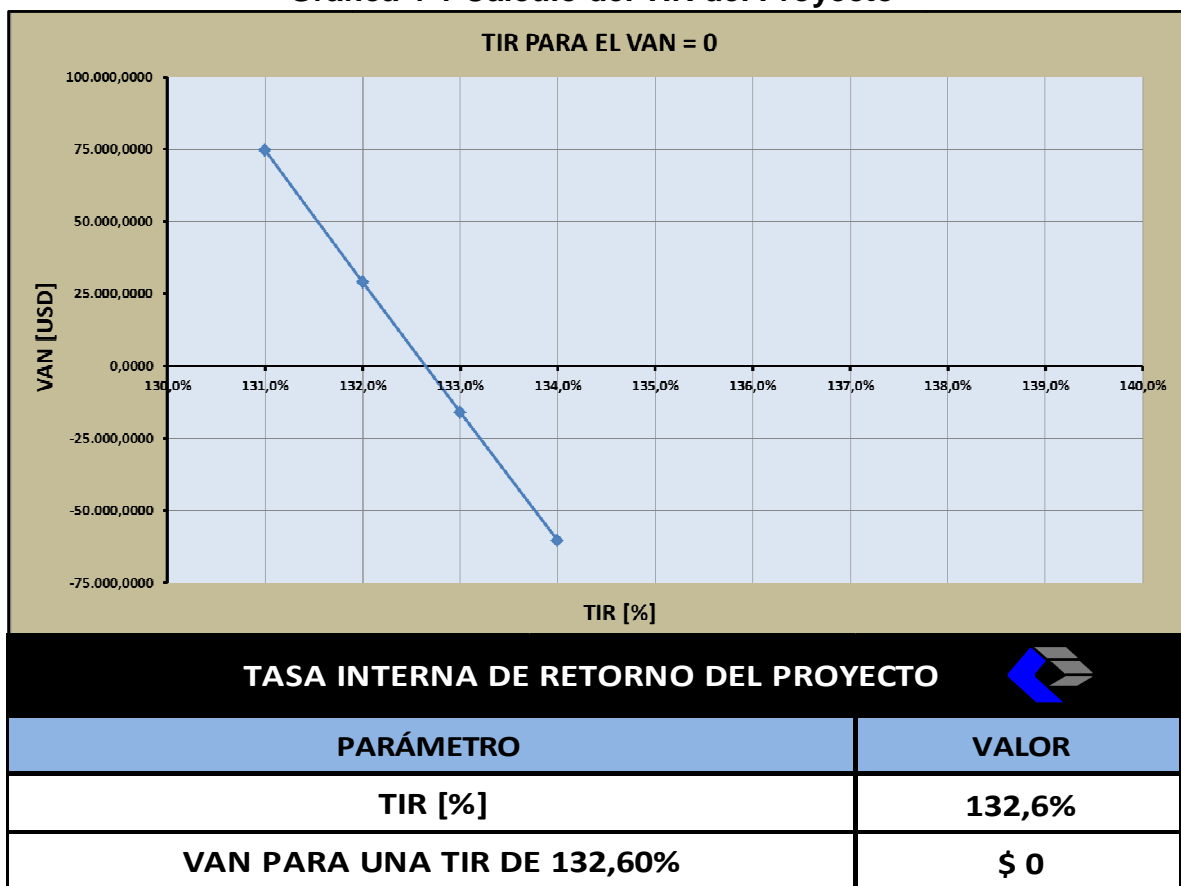
**Tabla 4-5 Valor Actual Neto del Proyecto**

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PLAN DE DESARROLLO CAMPO SECOYA							
POZO SECOYA 39D: RESERVAS 686555 [BF]							
Datos Iniciales							
API CRUDO		30,8	° API	INVERSIONES			
PRECIO DEL CRUDO		98,70	[ USD/bbl ]	Perforación y completación Inicial			
TASA DE ACTUALIZACIÓN		0,12	[ % ]	6.719.400	[USD]		
TARIFA DE TRANSPORTE		2,32	[ USD/bbl ]				
ECOLOGÍA + RENTA SUSTITUTIVA		1,05	[ USD/bbl ]				
COSTO DE PRODUCCIÓN		12,45	[ USD/bbl ]				
AÑOS DEL PROYECTO	AÑO CALENDARIO	PRODUCCIÓN DIARIA [BPPD]	PRODUCCIÓN ANUAL [bbl]	EGRESOS ANUALES [USD]	INGRESOS ANUALES [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD] <i>FNC<sub>k</sub></i>	VALOR ACTUAL NETO [USD] <i>VAN<sub>k</sub></i>
0	2011	0	0	-6.719.400	0	-6.719.400	-\$ 6.719.400,0
1	2012	319	116.568,7	1.451.279,9	11.505.327,1	10.054.047,2	\$ 8.976.827,9
2	2013	265	96.776,7	1.204.870,2	9.551.862,9	8.346.992,7	\$ 6.654.171,4
3	2014	220	80.345,2	1.000.298,0	7.930.073,1	6.929.775,1	\$ 4.932.477,1
4	2015	183	66.703,6	830.459,6	6.583.643,4	5.753.183,9	\$ 3.656.252,3
5	2016	152	55.378,1	689.457,7	5.465.821,1	4.776.363,4	\$ 2.710.236,9
6	2017	126	45.975,6	572.396,2	4.537.791,4	3.965.395,2	\$ 2.008.992,6
7	2018	105	38.169,5	475.210,3	3.767.329,7	3.292.119,5	\$ 1.489.187,7
8	2019	87	31.688,8	394.525,4	3.127.683,1	2.733.157,7	\$ 1.103.876,6
9	2020	72	26.308,4	327.539,8	2.596.640,7	2.269.100,9	\$ 818.260,5
10	2021	60	21.841,6	271.927,5	2.155.762,8	1.883.835,2	\$ 606.544,5
VAN DEL PROYECTO [USD]							\$ 26.237.427,5

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

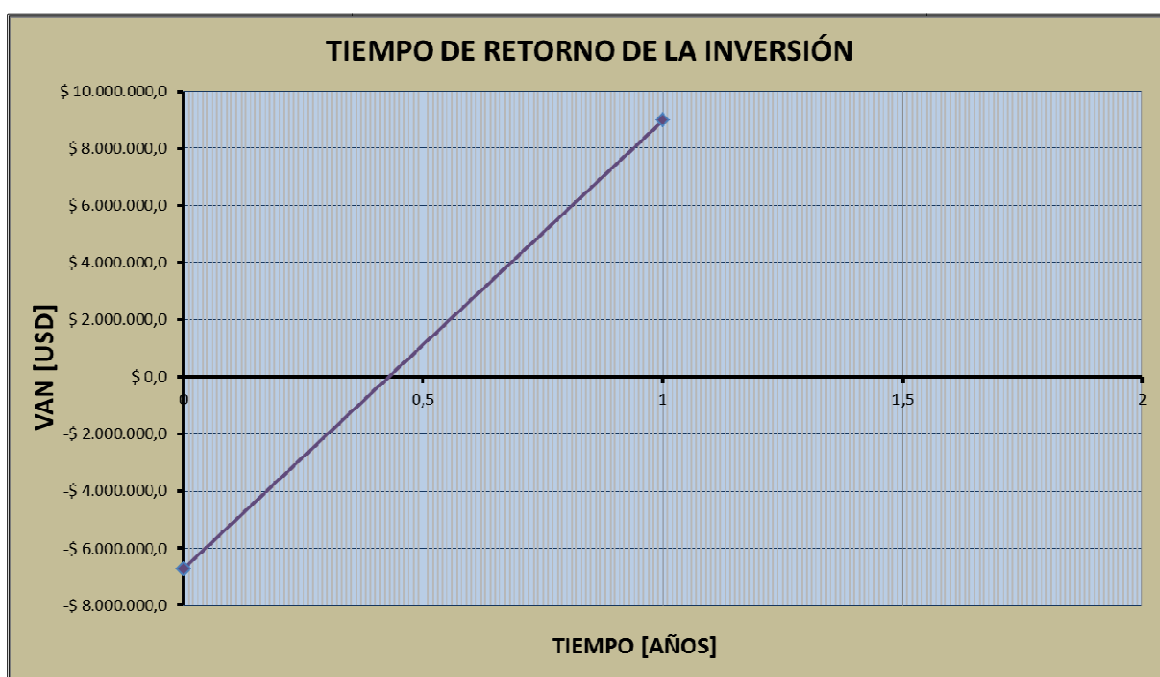
<sup>51</sup> <http://www.pymesfuturo.com/pri.htm>

**Gráfica 4-1 Cálculo del TIR del Proyecto**



REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

**Gráfica 4-2 Tiempo de Retorno de la Inversión del Proyecto**



REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

El proyecto presenta un valor actual neto de 26,23 [MM USD] a una tasa de descuento del 12%. Así mismo la tasa interna de retorno (TIR) obtenida es de 132,6%, mientras que el período de retorno de la inversión del proyecto es de cinco meses.

El análisis económico realizado mediante los parámetros financieros, permite concluir que el desarrollo del Campo Secoya mediante la implementación del pozo Secoya 39D es comercialmente rentable para el Estado Ecuatoriano ya que garantiza importantes ingresos para el mismo.

#### 4.7.5.2. POZO SECOYA 40D ESCENARIO BASE

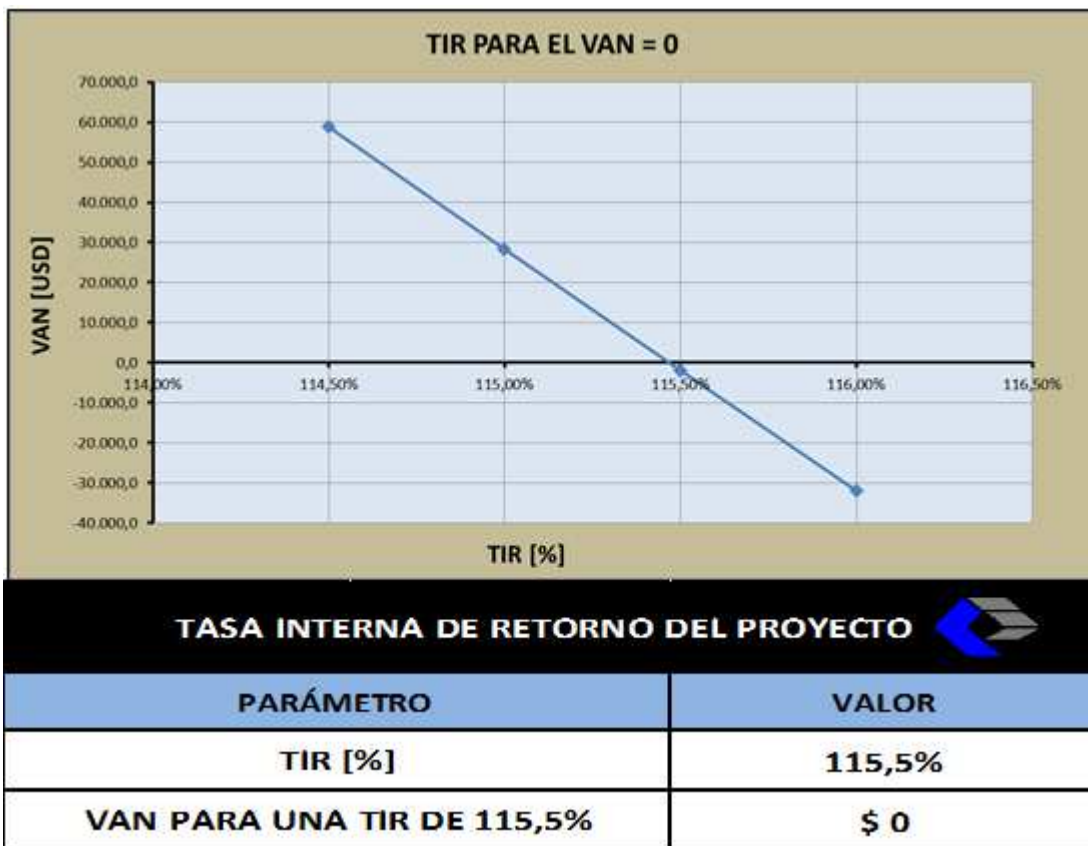
Al igual que el análisis anterior para este pozo también se realiza el cálculo del flujo neto de caja para cada año del proyecto, el valor actual neto de cada año para determinar el VAN del proyecto, así como, también la TIR del proyecto, y el tiempo de retorno de la inversión, los cuales fueron calculados con el precio del petróleo de 98.7 [USD/bbl] y se presentan en la Tabla 4-6, en la Gráfica 4-3, y en la Gráfica 4-4 respectivamente.

**Tabla 4-6 Valor Actual Neto del Proyecto**

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PLAN DE DESARROLLO CAMPO SECOYA							
POZO SECOYA 40D: RESERVAS 781419 [BF]							
Datos Iniciales							
API CRUDO		30,8		° API		INVERSIONES	
PRECIO DEL CRUDO		98,70		[ USD/bbl ]		Perforación y completación Inicial	
TASA DE ACTUALIZACIÓN		0,12		[ % ]		7.867.330	[USD]
TARIFA DE TRANSPORTE		2,32		[ USD/bbl ]			
ECOLOGÍA + RENTA SUSTITUTIVA		1,05		[ USD/bbl ]			
COSTO DE PRODUCCIÓN		12,45		[ USD/bbl ]			
AÑOS DEL PROYECTO	AÑO CALENDARIO	PRODUCCIÓN DIARIA [BPPD]	PRODUCCIÓN ANUAL [bb]	EGRESOS ANUALES [USD]	INGRESOS ANUALES [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD] <i>FNC<sub>k</sub></i>	VALOR ACTUAL NETO [USD] <i>VAN<sub>k</sub></i>
0	2011	0,00	0,00	-7.867.330	0,00	-7.867.330	-7.867.330
1	2012	326	118.845,61	1.479.627,90	11.730.062,17	10.250.434,27	9.152.173,45
2	2013	278	101.451,94	1.263.076,71	10.013.306,95	8.750.230,24	6.975.629,97
3	2014	236	86.150,91	1.072.578,80	8.503.094,57	7.430.515,77	5.288.894,35
4	2015	200	73.157,58	910.811,88	7.220.653,23	6.309.841,35	4.010.018,25
5	2016	170	62.123,91	773.442,74	6.131.630,40	5.358.187,66	3.040.379,57
6	2017	145	52.754,35	656.791,69	5.206.854,57	4.550.062,89	2.305.203,46
7	2018	123	44.797,91	557.734,01	4.421.553,94	3.863.819,94	1.747.795,92
8	2019	104	38.041,47	473.616,26	3.754.692,78	3.281.076,52	1.325.171,78
9	2020	89	32.304,03	402.185,20	3.188.407,98	2.786.222,78	1.004.739,87
10	2021	75	27.431,92	341.527,41	2.707.530,56	2.366.003,15	761.789,69
VAN DEL PROYECTO [USD]							<b>\$ 27.744.466,3</b>

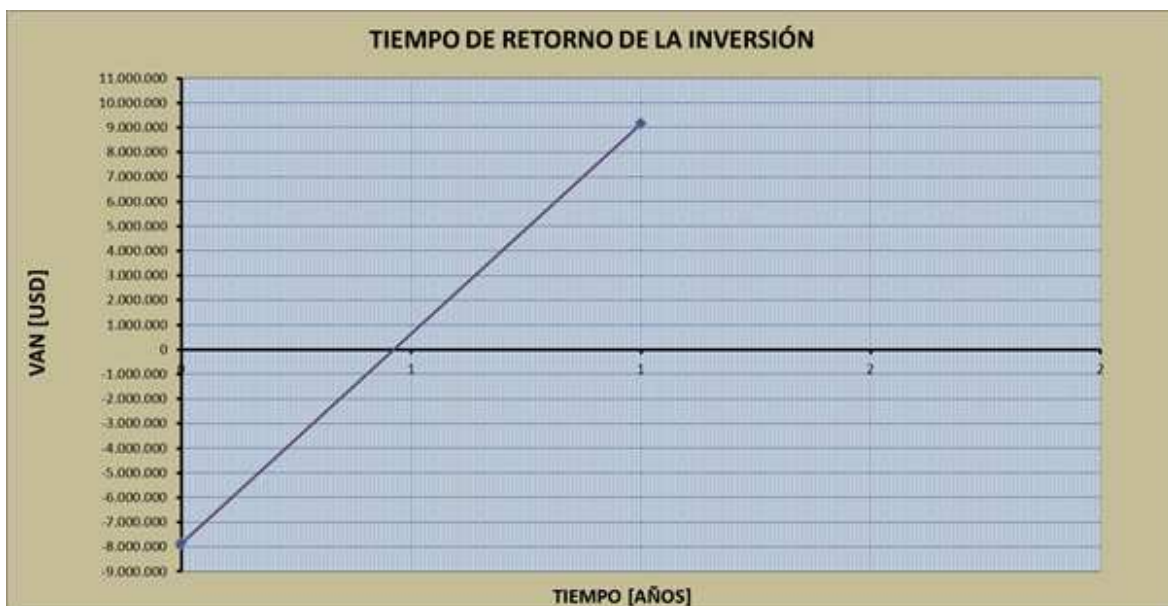
REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Gráfica 4-3 Cálculo del TIR del Proyecto



REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Gráfica 4-4 Tiempo de Retorno de la Inversión del Proyecto



REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN




El proyecto presenta un valor actual neto de 27,74 [MM USD] a una tasa de descuento del 12%. Así mismo la tasa interna de retorno (TIR) obtenida es de 115,5%, mientras que el período de retorno de la inversión del proyecto es de cinco meses dos semanas.

Estos resultados al igual que el análisis anterior muestran claramente la alta rentabilidad del proyecto con la implementación del pozo secoya 40D, lo cual es muy beneficioso para el Estado Ecuatoriano al igual que con la implementación del pozo secoya 39D.

A continuación se presenta un cuadro comparativo del análisis económico de los pozos propuestos, en la Tabla 4-7.

**Tabla 4-7 Cuadro Comparativo de Pozos Propuestos**

	PARÁMETROS FINANCIEROS PARA POZOS PROPUESTOS	
	POZOS PROPUESTOS	
	SECOYA 39D	SECOYA 40D
Valor Actual Neto (VAN) [MM USD]	\$ 26.237.427,49	\$ 27.744.466,31
Tasa Interna de Retorno (TIR) [%]	132,6%	115,5%
Tiempo de Retorno de Inversión [Meses]	5	5

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

Mediante el Cuadro comparativo podemos concluir que con la implementación de los dos pozos, el proyecto tendría una alta rentabilidad. Ya que para ambos casos obtenemos valores de VAN positivos, y calores de TIR mayores que la tasa de actualización utilizada en el proyecto (12%).

# Capítulo 5

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. CONCLUSIONES

1. En base a los registros eléctricos analizados, se puede concluir que las mejores arenas productoras del campo Secoya son “U inferior” y “Tinferior” debido a su alta porosidad, permeabilidad y saturación de petróleo.
2. El campo Secoya tienen una alta densidad de pozos perforados, los cuales se encuentran en diferentes estados, con lo cual se puede concluir que se convierte en una limitante para la ubicación de nuevos pozos, por la distancia entre ellos que se debe tomar en cuenta.
3. Debido a que el yacimiento tiene un empuje hidráulico y al estudio geológico realizado se deben ubicar los pozos en los puntos más altos de la estructura.
4. El estudio geológico realizado me permite concluir que las arenas del campo U inferior y Tinferior, tienen una gran continuidad de espesor.
5. Del cálculo de la actualización de reservas, se concluye que las arenas “U inferior” y “Tinferior” cuentan con 42 M BIs de reservas remanentes en todo el campo, dado esto se debe perforar los pozos Secoya 39D y Secoya 40D.
6. Con la implementación de los 2 pozos propuestos se espera obtener una producción promedio de 650 BPPD, lo cual para la fecha límite que contempla este proyecto, en 2021, se totaliza una recuperación de 1.21 M BF, lo cual permite tener una buena rentabilidad.

7. Se espera que con la implementación de estos pozos la inversión que represente se recuperará en alrededor de 6 meses lo que hace atractivo a este proyecto.
8. Del estudio económico realizado el VAN es de 26,2 millones de dólares para el pozo Secoya 39D y 27,7 millones de dólares para el pozo Secoya 40D, lo cual permite concluir que el proyecto tiene una alta rentabilidad.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

1. Sería recomendable que se realice el trazado de líneas sísmicas 3D, para en el Campo Secoya, para de esta manera conocer mejor las características del campo y poder planificar nuevas perforaciones y así recuperar las reservas de mejor manera.
2. Debido a que de la misma plataforma se realizarán los dos pozos propuestos, sería recomendable que las líneas de acceso a la plataforma se las realice mantenimiento previo a los trabajos de perforación. Debido a que el pozo de esa plataforma se encuentra cerrado desde el año 2003.
3. La elaboración de un plan de desarrollo requiere del conocimiento de varias disciplinas, por lo que sería recomendable comprometer a las diferentes partes que colaboren en la elaboración de proyectos futuros.
4. Se recomienda actualizar los datos principalmente los Build up de los pozos del campo, para obtener datos actualizados, que permitan obtener un factor de recobro más realista del Campo Secoya.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Brown, K. E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. The University of Tulsa .
- Calderón, M. (2007). *ESTUDIAR LA EFICIENCIA DE OPERACIÓN DE LAS BOMBAS ELECTRICAS SUMERGIBLES (BES) EN EL CAMPO SECOYA*. Quito.
- Camacho, P. (02 de Octubre de 2009). *EN YACIMIENTOS* . Recuperado el 20 de Noviembre de 2011, de ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES : [http://actualidad-petrolera.blogspot.com/2009\\_10\\_01\\_archive.html](http://actualidad-petrolera.blogspot.com/2009_10_01_archive.html)
- Campbell, J. (1973). *Petroleum Reservoir Property Evaluation*. Chapter VII.
- Cauich, M. (19 de Octubre de 2009). *SlideShare*. Recuperado el 14 de Octubre de 2011, de Mecanica de Yacimientos : <http://www.slideshare.net/mardo87/mecanica-de-yacimientos>
- Charles, L. (1964). *Ingeniería de Producción de petróleo, desarrollo de los campos petroleros*. México .
- Cisneros, J., & Vela, E. (2010). *Plan de Desarrollo para el Campo Vinita*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional .
- DECRETO No 1215. (2001). *Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas*. Ecuador.
- Didier, J. (23 de Febrero de 2010). *PYMES FUTURO* . Recuperado el 12 de Enero de 2012, de Periodo de Recuperación de la Inversión : <http://www.pymesfuturo.com/pri.htm>
- EP PETROECUADOR . (2001). *Glosario De La Industria Hidrocarburifera*. Quito: PETROECUADOR .
- Escobar, F. (2009). *Análisis moderno de pruebas de presión*. Colombia: Universidad Sur Colombia .
- Escobar, F. H. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombia .
- Garcia, J., & Rodrigue, P. (2010). *Actualización de Reservas del Campo Cononaco*. Quito.

- Gavilanes, J., & Torres, L. (2009). *Actualización de Reservas y Estimación de la Producción de los Campos Auca y Auca Sur*. Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Játiva, J. P. (2010). *Plan de Desarrollo del Campo Tumali - Petroamazonas*. Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Lara, S. (Enero de 2008). *Scribd*. Recuperado el 10 de Diciembre de 2011, de Curvas de Declinación : <http://es.scribd.com/doc/55122603/44/CURVAS-DE-DECLINACION>
- Miranda, B. *Análisis del Factor de Daño y Evaluación de los Tratamientos de Acidificación Realizado en el Campo AXY del Distrito Amazónico*. Guayaquil Ecuador : Escuela Superior Politécnica del Litoral .
- Moreno, F., & Colmont, G. (2000). *Estudio y reevaluación de las formaciones del Campo Santa Paula en base a información de perfiles de pozos*.
- Muñoz, P. (08 de Noviembre de 2008). *La Comunidad Petrolera* . Recuperado el 05 de Octubre de 2011, de Reservas de Hidrocarburos : <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/reservas-de-hidrocarburos.html>
- Osorio, R. (10 de Enero de 2010). *Petroblogger*. Recuperado el 12 de Diciembre de 2011, de Pozos Direccionales Tipo S: <http://www.petroblogger.com/2010/01/pozos-direccionales-tipo-s.html>
- Peláez, K. (2009). *Análisis De Viabilidad Del Campo Drago De Petroproducción En El Oriente Ecuatoriano*. Ecuador: Universidad Andina Simón Bolívar .
- PETROECUADOR, E. *Proyecto de Obras y Servicios Específicos Área Libertador* . Quito: PETROECUADOR.
- Rivadeneira, M. *Cracteriscas Geológicas Generales de los principañes Campos Petroleros de Petroproducción* . Quito: Casilla Postal 17 - 10-7019.
- *Todoroms*. (18 de Octubre de 2010). Recuperado el 10 de Noviembre de 2011, de Petrel 2009 1: <http://www.todoroms.com/petrel-2009-1-x32>
- Valles, N. (2010). *Conceptos Requeridos para el Cálculo de la Reserva de Yacimientos Petroleros*. Diplomado de Ingeniería Petrolera para no petroleros .
- Vega, C. *EXPLORACIÓN DE UN RESERVORIO* . QUITO: EPN.

## NOMENCLATURA

1. *OR: Orteguaza*
2. *TY: Tiyuyacu*
3. *TE: Tena*
4. *HS: Hollín Superior*
5. *BT: Basal Tena*
6. *CM1: Caliza M1*
7. *CM2: Caliza M2*
8. *CA: Caliza A*
9. *US,UM,UI: Arenisca U Superior, Media e Inferior*
10. *MCB: Marcador Caliza B*
11. *TS,TI: Arenisca T Superior e inferior*
12. *SCC: Superficie de Máxima Inundación Caliza C*
13. *LST: Limite de Secuencia T*
14. *SCB: Superficie de Máxima Inundación Caliza B*
15. *LSU: Limite de Secuencia U*
16. *BCA: Base Caliza A*
17. *LSCM2: Limite de Secuencia Caliza M2*
18. *LSBT: Limite de Secuencia Basal Tena*
19. *BTI: Base T inferior*
20. *PPS: Bombeo eléctrico sumergible*
21. *PPH: Bombeo Hidráulico*
22. *PPG: Bombeo por gas*
23. *POA: Programa de Operaciones Ambientales*
24. *GGASS: Gerencia de Gestión Ambiental, Seguridad y Salud.*

# **ANEXOS**

## ANEXO 1-1

### SITUACIÓN ACTUAL DE CADA POZO DEL CAMPO SECOYA

SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SECOYA															
POZO	FECHA COMPLETACIÓN INICIAL	ARENA PRODUCTORA A COMPLETACIÓN INICIAL	INTERVALO ARENA PRODUCTORA A COMPLETACIÓN INICIAL	ARENA PRODUCTORA ACTUALMENTE	INTERVALO ARENA PRODUCTORA ACTUALMENTE	MÉTODO	ÚLTIMA PRUEBA (MAYO - 2011)					NÚMERO COMPLETACIONES TOTAL	FECHA ÚLTIMA COMPLETACIÓN	BOMBA	
							FECHA	QFPD	QSW(%)	QPPD	QAPD				SALINIDAD PPM O/Na
POZO 1	09/03/1990	T	9203' - 9223'	UI	3979' - 3999'	PPB	30-may-11	1405	77	323	1032	16800	10	12/04/2010	GN-1800
POZO 2	20/11/1997	TI	9195' - 9205'	Ta	9132' - 9115'	PPB	30-may-11	2323	52	415	1555	3000	9	27/05/2010	TG-2700
				UI	9000' - 9005'										
				UI	3975' - 3954'										
POZO 3	19/04/1991	T	9182' - 9173'	UI	3983' - 3997'	PPB	27-may-11	1732	90	175	1604	22350	15	19/05/2011	F-23045
POZO 4	16/12/1990	T	9240' - 9252'	T	9152' - 9192'	PPD	19-may-11	70	20	85	14	3550	14	20/01/2011	MEO-1,6X25'
				UI	9045' - 9055'										
POZO 5	24/03/1991	T	9132' - 9174'	UI	3990' - 3944'	PPB	24-may-11	612	30	132	490	15100	19	15/04/2011	D725N
POZO 6	24/05/1993	TI	9345' - 9355'	Ta	9257' - 9270'	PPB	27-may-11	2854	34	410	2154	11700	19	11/05/2011	F-23045
				UI	9275' - 9292'										
				UI	9011' - 9014'										
POZO 10	25/02/1995	T	9322' - 9323'	T	9273' - 9299'	PPB	29-may-11	355	33	125	942	13900	13	15/09/2010	F-12045
				UI	9297' - 9299'										
				UI	9204' - 9211'										
POZO 11	15/11/1995	TI	9222' - 9247'	TI	9222' - 9247'	PPB	25-may-11	1325	32	329	1471	12250	15	20/05/2011	F-15045
				UI	9043' - 9222'										
				UIa	3981' - 3974'										
POZO 14	19/05/1997	TI	9199' - 9195'	UI	3999' - 9033'	PPB	24-may-11	4453	34	714	3749	42500	14	12/05/2009	GN-4000
		Ta	9191' - 9195'												
POZO 15	31/05/1997	TI	9250' - 9253'	UI	9012' - 9033'	PPB	27-may-11	241	85	180	191	29550	3	29/03/2011	TD-450
		Ta	9222' - 9213'												
POZO 16	02/01/1990	TI	9195' - 9195'	UI	3990' - 3975'	PPB	27-may-11	953	32	173	310	22800	13	22/02/2010	DN-1100
POZO 17	05/10/1990	T	9213' - 9240'	UI	3995' - 9002'	PPB	25-may-11	375	72	245	531	37950	21	05/10/2009	DN-1100
				UI	9014' - 9024'										
POZO 19	22/07/1991	UI	9000' - 9110'	UIa	3913' - 3951'	PPB	23-may-11	375	80	133	133	53800	15	11/04/2011	D725N
POZO 21	07/11/1991	T	9302' - 9304'	UI	9072' - 9090'	PPB	29-may-11	1192	75	252	920	27900	10	25/05/2007	PHX
POZO 22	30/05/1992	TI	9222' - 9222'	UI	9050' - 9054'	PPB	25-may-11	1311	34	290	1521	37500	20	25/07/2010	DN-1750
POZO 24	05/03/1992	TI	9215' - 9220'	UIa	3993' - 3994'	PPB	29-may-11	612	40	307	305	25950	3	04/01/2010	F-5045
				UI	9224' - 9223'										
POZO 27	02/11/1994	TI	9223' - 9243'	UI	9000' - 9044'	PPB	23-may-11	2040	90	204	1335	40100	13	10/01/2011	GN-2500
				UI	9245' - 9253'										
POZO 29	24/07/1999	TI	9245' - 9252'	UI	9057' - 9059'	PPB	29-may-11	759	92	54	577	31550	11	20/05/2011	DN-725
				UI	9072' - 9050'										
POZO 30	17/03/1999	TI	9220' - 9234'	Ta	9243' - 9255'	PPB	25-may-11	463	44	279	219	21800	11	22/02/2010	F-5045
POZO 31	11/07/2005	T	9300' - 9210'	UI	9100' - 9115'	PPB	25-may-11	954	74	281	713	21900	4	19/05/2009	DN-1100
POZO 32	27/07/2005	---	---	TI	9195' - 9202'	PPB	23-may-11	1199	35	165	1031	7500	2	22/05/2009	TG-1800
				UI	9204' - 9211'										
POZO 32B	15/04/2003	Ta	9147' - 9150'	UI	3973' - 3955'	PPB	29-may-11	1053	33	131	957	21000	3	20/02/2010	F-12045
				UI	9005' - 9015'										
POZO 37D	13/02/2010	---	---	TI	9707' - 9743'	PPB	29-may-11	523	3	431	42	17150	---	---	PHX
POZO 37D	29/10/2010	TI	9412' - 9413'	UI	9210' - 9222'	PPB	23-may-11	417	80	157	250	34300	---	---	F-5045

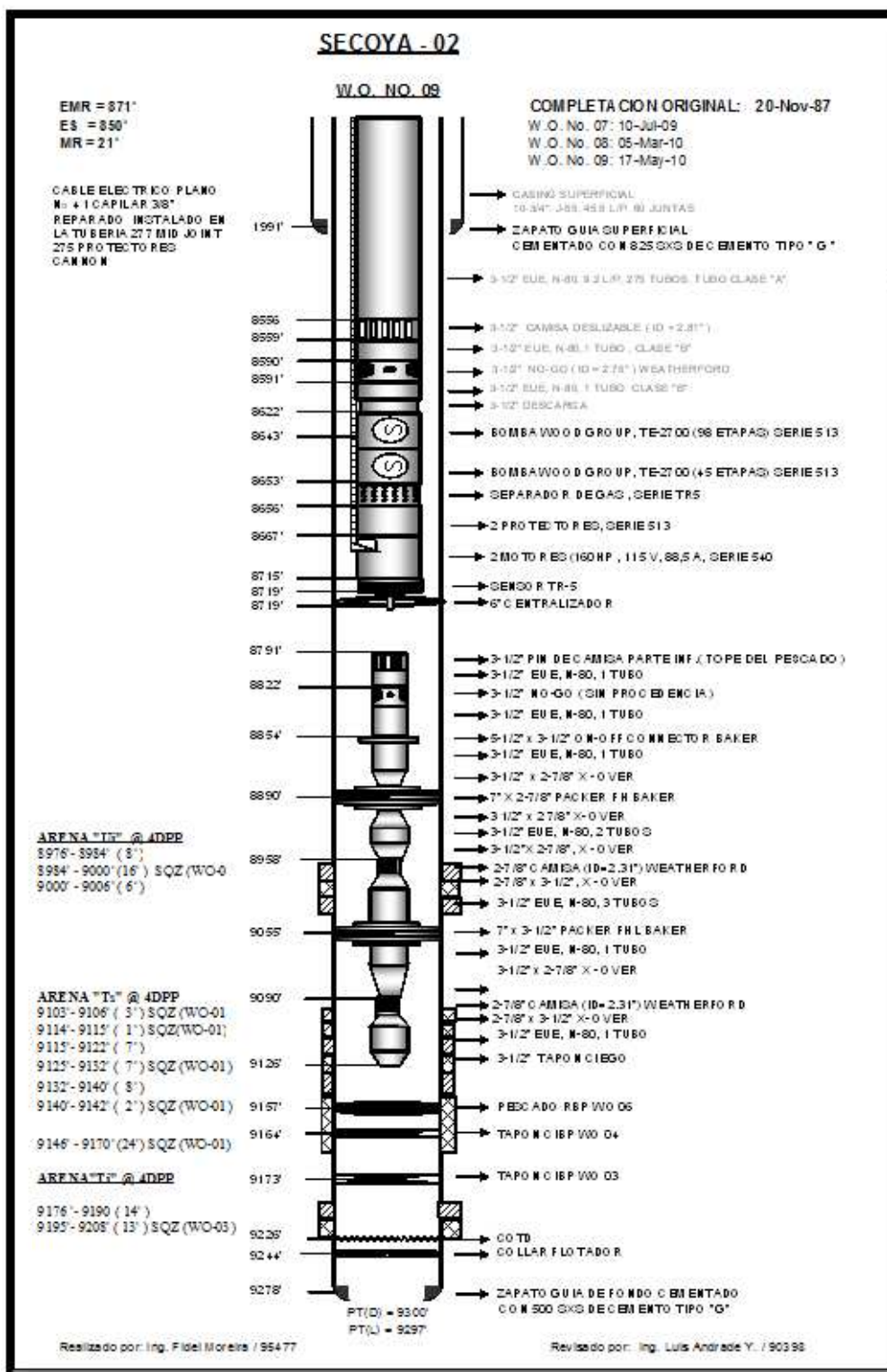
FUENTE: EP. PETROECUADOR  
 REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN



## ANEXO 1-2

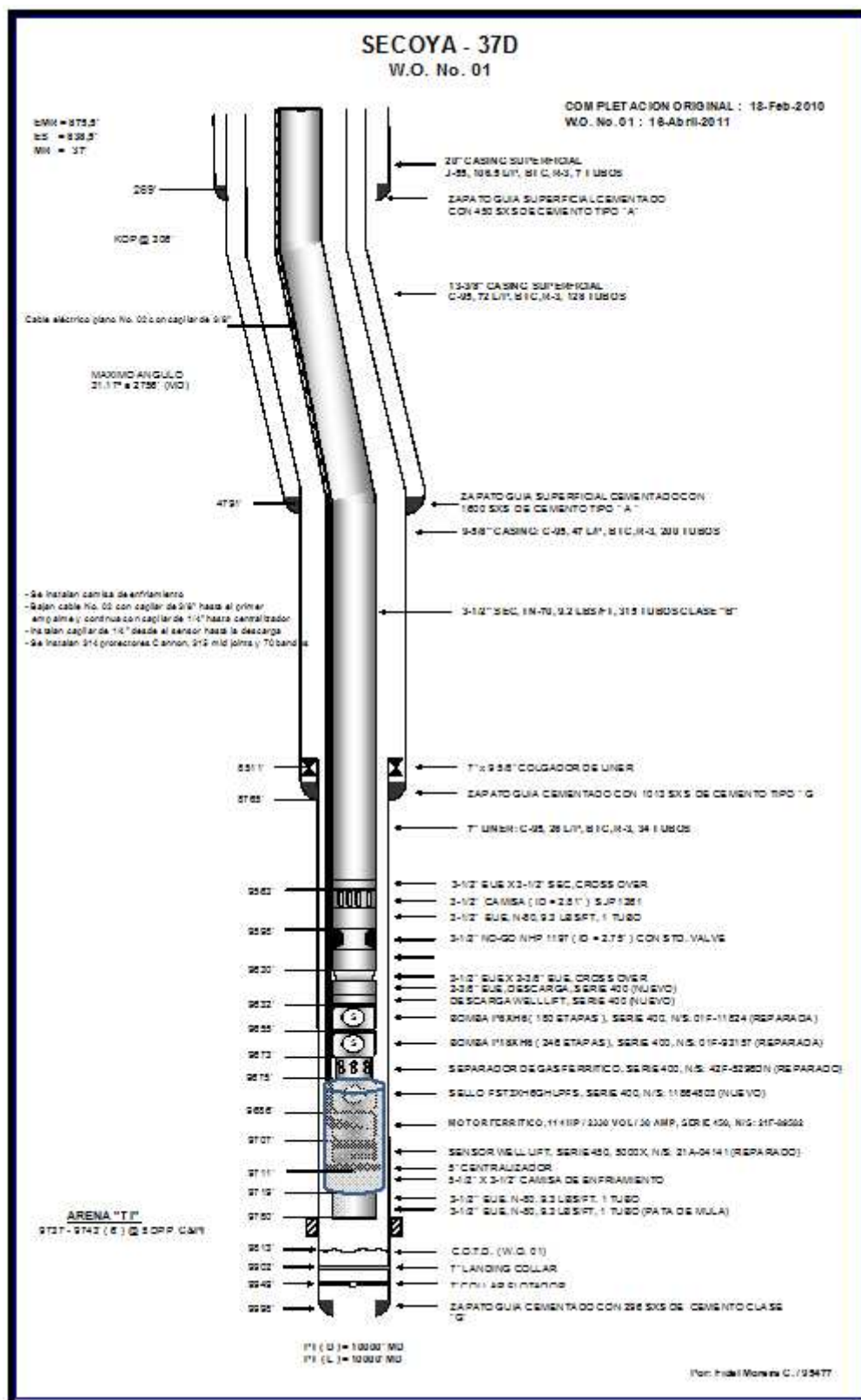
### DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS PRODUCTORES

#### W.O. No 9 POZO SECOYA - 02



FUENTE: EP.PETROECUADOR

### W.O. No 1 POZO SECOYA – 37D

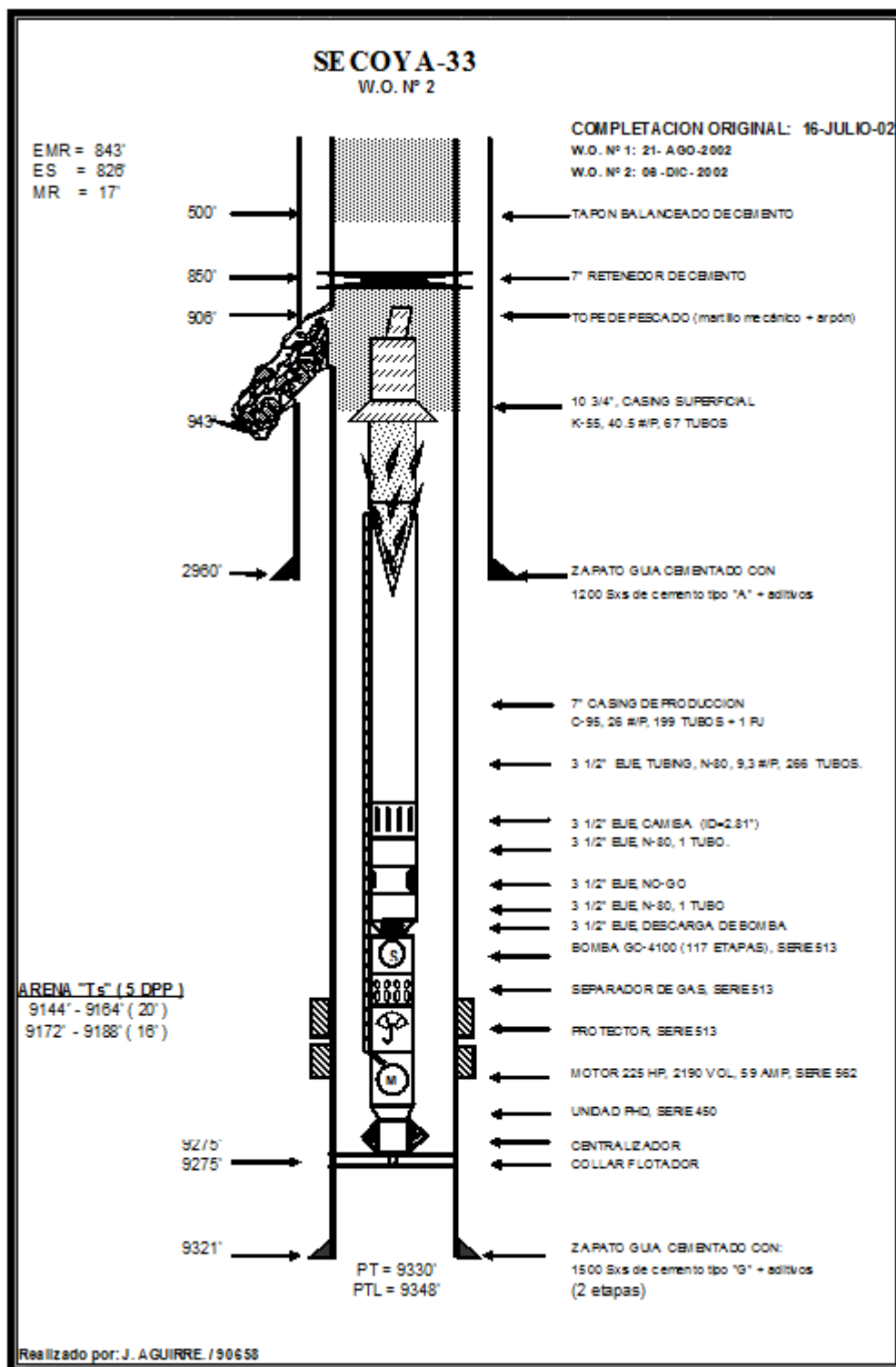


FUENTE: EP.PETROECUADOR

## ANEXO 1-3

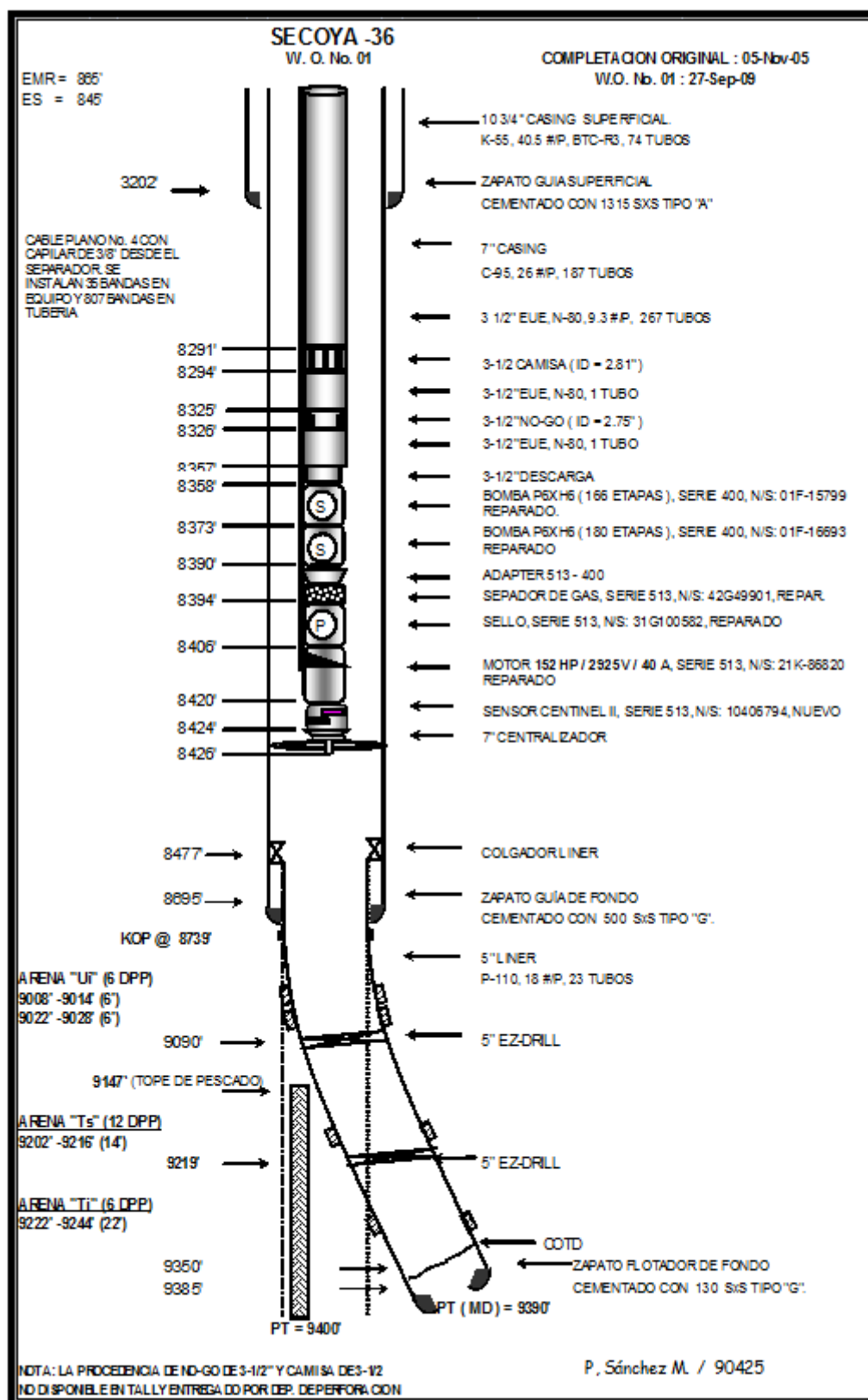
## DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN-POZOS CERRADOS SECOYA 33 Y 36

## W.O. Nº 2 PESCADO Y PROBLEMAS DE CASING



FUENTE: EP.PETROECUADOR

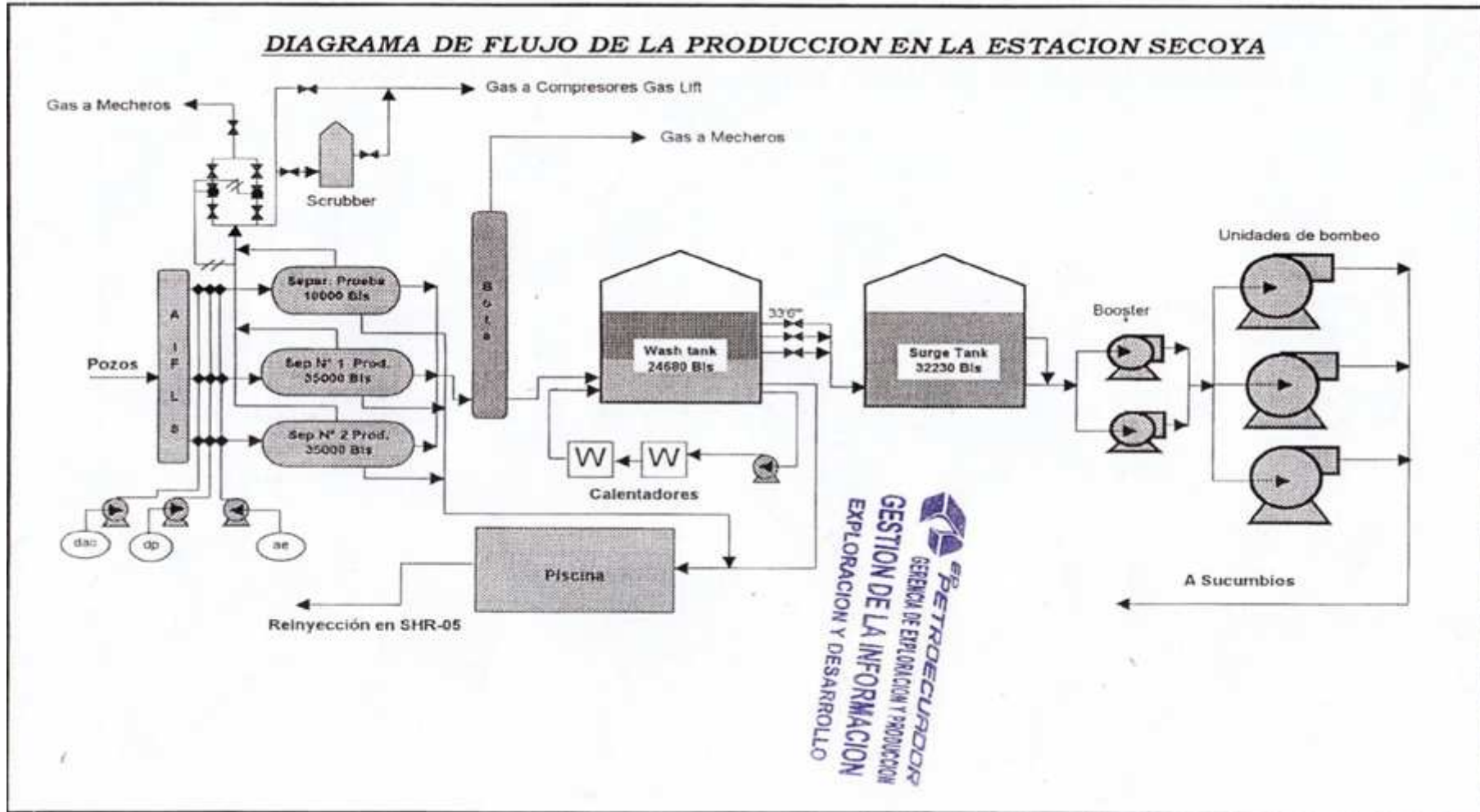
## W.O. Nº 1 PROBLEMAS DE PESCAO



FUENTE: EP.PETROECUADOR

## ANEXO 1-4

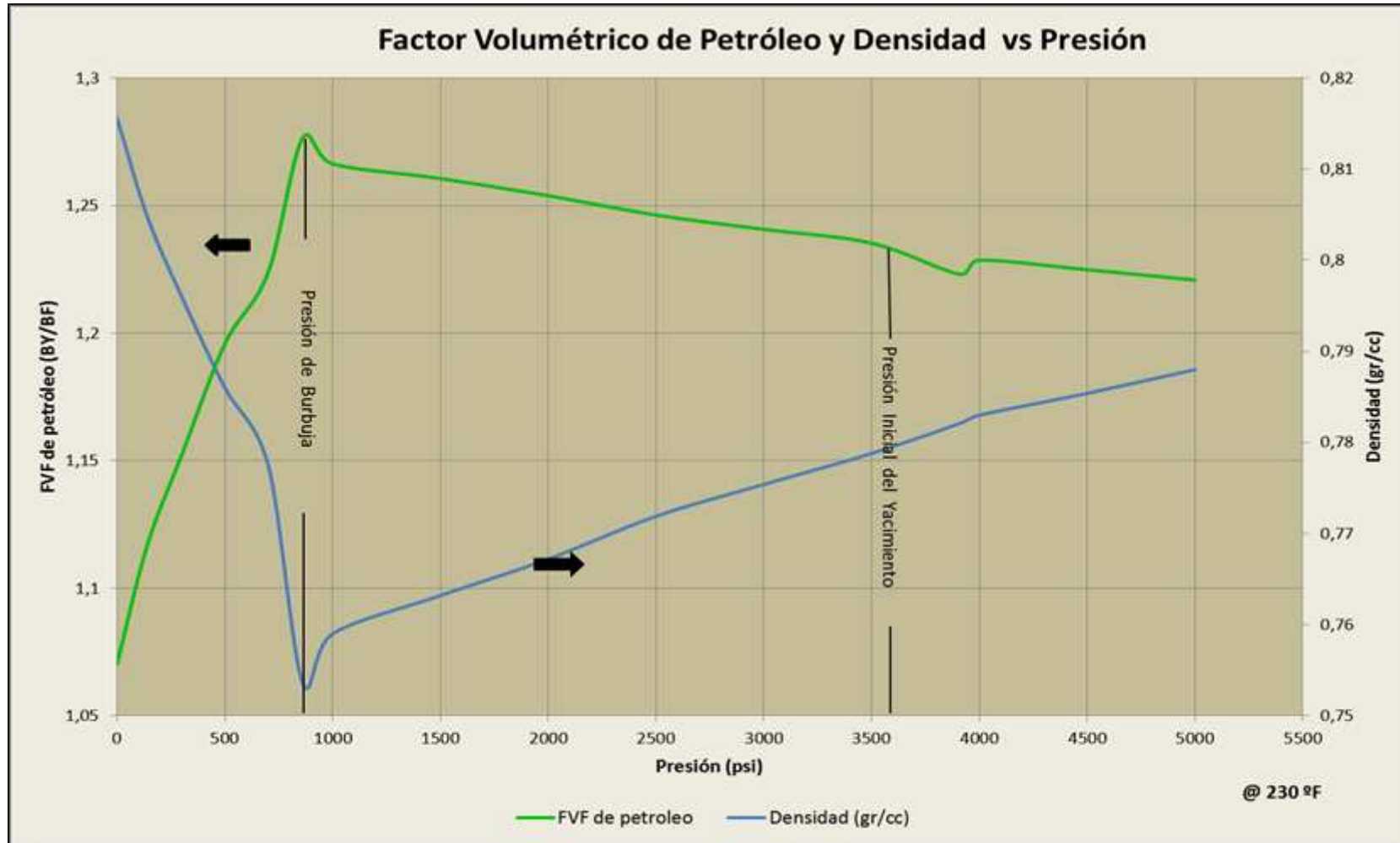
### DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ESTACION SECOYA



FUENTE: EP. PETROECUADOR

## ANEXO 2-1

GRÁFICAS DE DATOS PVT PARA EL YACIMIENTO T-INFERIOR OBTENIDOS A PARTIR DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL A 230 °F  
FACTOR VOLUMÉTRICO, DENSIDAD DEL PETRÓLEO VS PRESIÓN

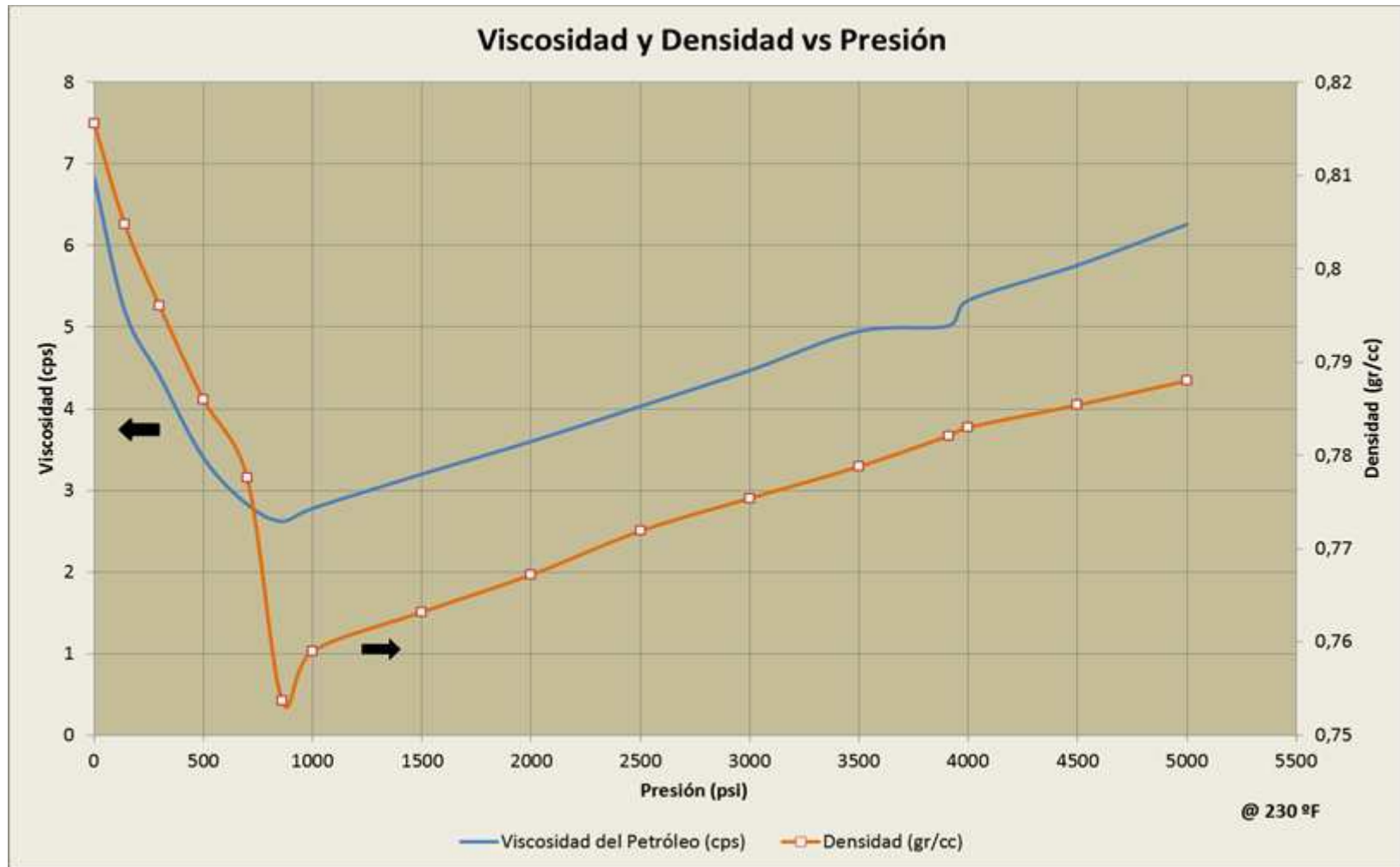


FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN



## VISCOSIDAD, DENSIDAD DEL PETRÓLEO VS PRESIÓN



FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

## ANEXO 3-1

### PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

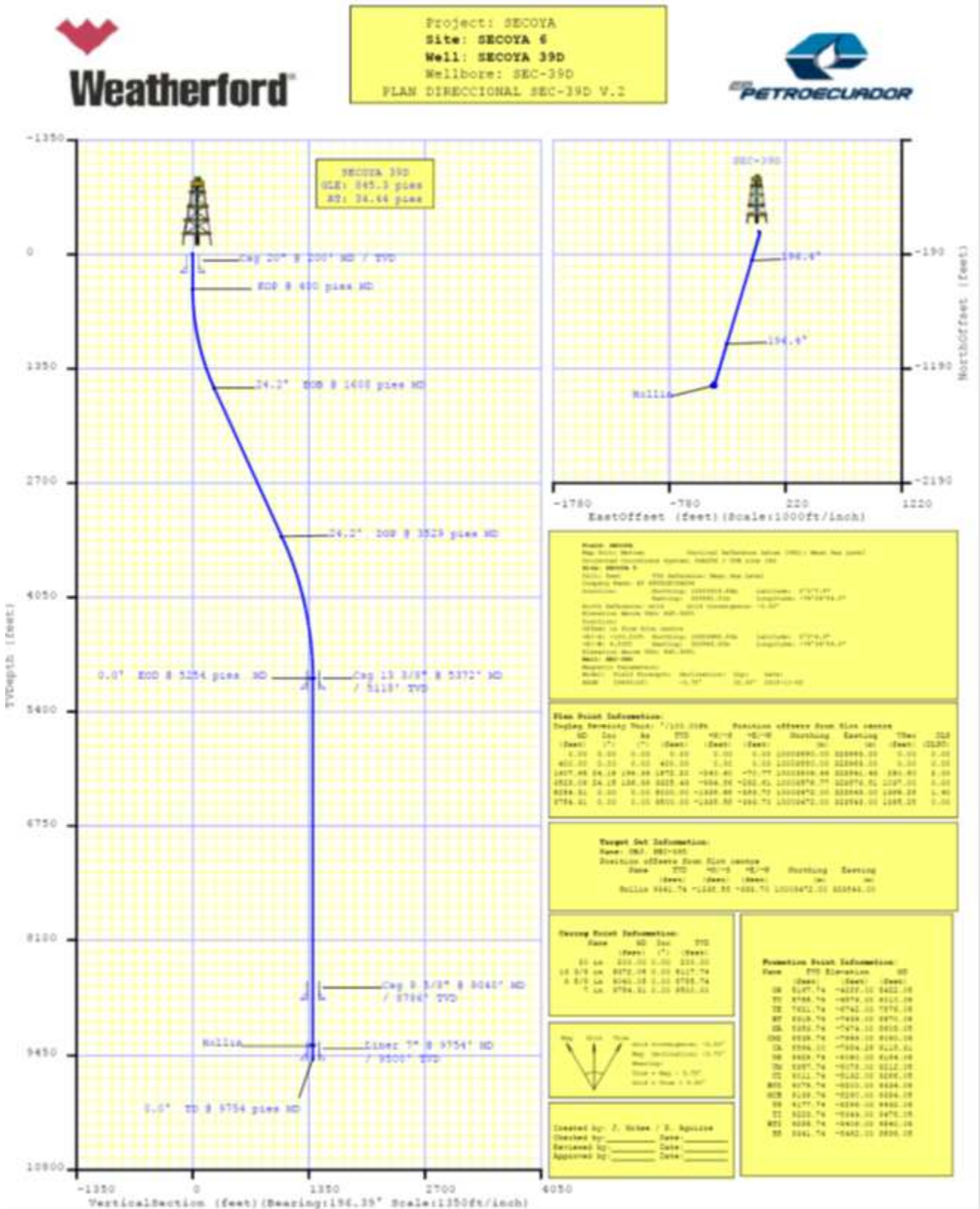
PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PARA EL CALCULO DE RESERVAS												
POZO SECOYA 6												
ARENA	$r_{\text{arenaje}}$	$A_{\text{arenaje}}$	$h_o$	$V_o$	$\phi$	$\beta_{oi}$	$S_{wi}$	N	FR	Reservas Probadas	Producción Acumulada Total	Reservas Remanentes
	[m]	[acres]	[pies]	[acre.pie]	[%]	[bls/BF]	[%]	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[BF]
U superior	250	33.1	0	0	14	1.263	45	0	36.2	0	0	0
U inferior	250	33.1	33	1,091.4	17.7	1.179	19.3	1,022,920.2	49.9	510,437.2	79480	430,957.2
T superior	250	33.1	6	198.4	12	1.266	41.29	85,691.4	36.8	31,534.4	0	31,534.4
T inferior	250	33.1	54	1,785.9	16.8	1.266	30	1,287,341.2	41.5	534,246.6	2668	531,578.6
<b>RESERVAS REMANENTES TOTALES</b>												<b>994,070.2</b>
POZO SECOYA 14												
ARENA	$r_{\text{arenaje}}$	$A_{\text{arenaje}}$	$h_o$	$V_o$	$\phi$	$\beta_{oi}$	$S_{wi}$	N	FR	Reservas Probadas	Producción Acumulada Total	Reservas Remanentes
	[m]	[acres]	[pies]	[acre.pie]	[%]	[bls/BF]	[%]	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[BF]
U superior	250	33.073	10	330.7	14	1.263	45	156,414.3	36.2	56,622.0	0	56,622.0
U inferior	250	33.073	62.5	2,067.1	17.65	1.179	19.3	1,937,348.8	49.9	966,737.1	183087	783,650.1
T superior	250	33.073	3	99.2	12	1.266	41.29	42,845.7	36.8	15,767.2	0	15,767.2
T inferior	250	33.073	45	1,488.3	16.8	1.266	30	1,072,784.3	41.5	445,205.5	0	445,205.5
<b>RESERVAS REMANENTES TOTALES</b>												<b>1,301,244.7</b>
POZO SECOYA 16												
ARENA	$r_{\text{arenaje}}$	$A_{\text{arenaje}}$	$h_o$	$V_o$	$\phi$	$\beta_{oi}$	$S_{wi}$	N	FR	Reservas Probadas	Producción Acumulada Total	Reservas Remanentes
	[m]	[acres]	[pies]	[acre.pie]	[%]	[bls/BF]	[%]	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[BF]
U superior	250	33.073	0	0	14	1.263	45	0.0	36.2	0.0	0	0
U inferior	250	33.073	32	1,058.3	17.65	1.179	19.3	991,922.6	49.9	494,969.4	57,388.0	437,581.4
T superior	250	33.073	2.5	82.7	12	1.266	41.29	35,704.7	36.8	13,139.3	0	13,139.3
T inferior	250	33.073	22	727.6	16.8	1.266	30	524,472.3	41.5	217,656.0	0	217,656.0
<b>RESERVAS REMANENTES TOTALES</b>												<b>668,376.7</b>
POZO SECOYA 17												
ARENA	$r_{\text{arenaje}}$	$A_{\text{arenaje}}$	$h_o$	$V_o$	$\phi$	$\beta_{oi}$	$S_{wi}$	N	FR	Reservas Probadas	Producción Acumulada Total	Reservas Remanentes
	[m]	[acres]	[pies]	[acre.pie]	[%]	[bls/BF]	[%]	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[BF]
U superior	250	33.073	6.5	215.0	14	1.263	45	101,669.3	36.2	36,804.3	26,873.0	9,931.3
U inferior	250	33.073	21.5	711.1	17.65	1.179	19.3	666,448.0	49.9	332,557.5	62,707.0	269,850.5
T superior	250	33.073	3	99.2	12	1.266	41.29	42,845.7	36.8	15,767.2	0	15,767.2
T inferior	250	33.073	40	1,322.9	16.8	1.266	30	953,586.1	41.5	395,738.2	0	395,738.2
<b>RESERVAS REMANENTES TOTALES</b>												<b>691,287.3</b>
POZO SECOYA 22												
ARENA	$r_{\text{arenaje}}$	$A_{\text{arenaje}}$	$h_o$	$V_o$	$\phi$	$\beta_{oi}$	$S_{wi}$	N	FR	Reservas Probadas	Producción Acumulada Total	Reservas Remanentes
	[m]	[acres]	[pies]	[acre.pie]	[%]	[bls/BF]	[%]	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[BF]
U superior	250	33.073	17.5	578.8	14	1.263	45	273,725.0	36.2	99,088.4	21720	77,368.4
U inferior	250	33.073	45	1,488.3	17.65	1.179	19.3	1,394,891.2	49.9	696,050.7	72740	623,310.7
T superior	250	33.073	13.25	438.2	12	1.266	41.29	189,235.1	36.8	69,638.5	0	69,638.5
T inferior	250	33.073	6.75	223.2	16.8	1.266	30	160,917.6	41.5	66,780.8	0	66,780.8
<b>RESERVAS REMANENTES TOTALES</b>												<b>837,098.5</b>
POZO SECOYA 36												
ARENA	$r_{\text{arenaje}}$	$A_{\text{arenaje}}$	$h_o$	$V_o$	$\phi$	$\beta_{oi}$	$S_{wi}$	N	FR	Reservas Probadas	Producción Acumulada Total	Reservas Remanentes
	[m]	[acres]	[pies]	[acre.pie]	[%]	[bls/BF]	[%]	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[BF]
U superior	250	33.073	2	66.1	14	1.263	45	31,282.9	36.2	11,324.4	0	11,324.4
U inferior	250	33.073	9	297.7	17.65	1.179	19.3	278,978.2	49.9	139,210.1	34887	104,323.1
T superior	250	33.073	6	198.4	12	1.266	41.29	85,691.4	36.8	31,534.4	0	31,534.4
T inferior	250	33.073	6	198.4	16.8	1.266	30	143,037.9	41.5	59,360.7	0	59,360.7
<b>RESERVAS REMANENTES TOTALES</b>												<b>206,542.7</b>

FUENTE: EP. PETROECUADOR.  
 REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN



ANEXO 3-2

MODELO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL PARA EL POZO SECOYA 39D



FUENTE: EP. PETROECUADOR

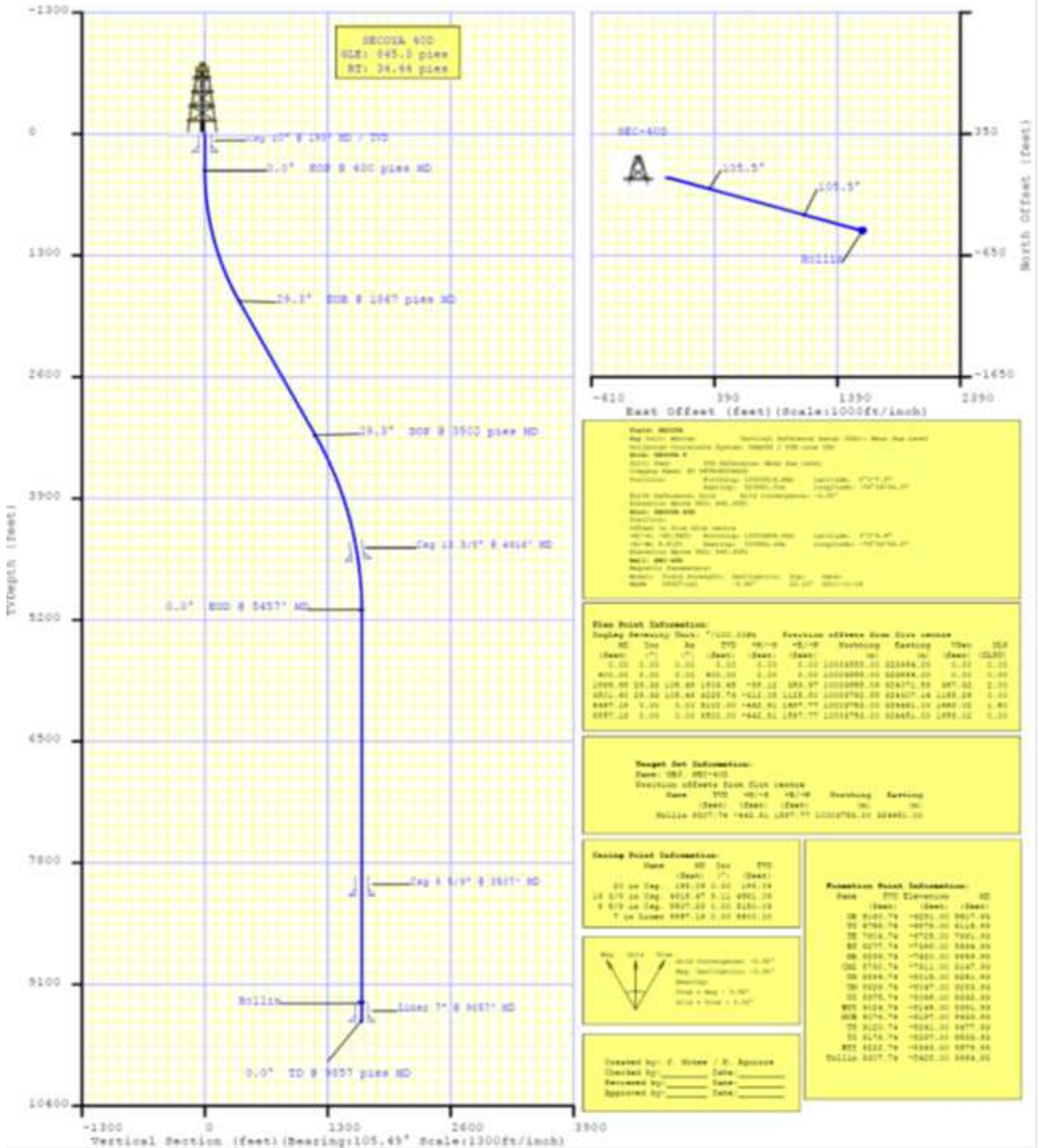
ANEXO 3-3

MODELO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL PARA EL POZO SECOYA 40D



Weatherford®

Project: SECOYA  
 Site: SECOYA 6  
 Well: SECOYA 40D  
 Wellbore: SEC-40D  
 PLAN DIRECCIONAL SEC-40D V.2



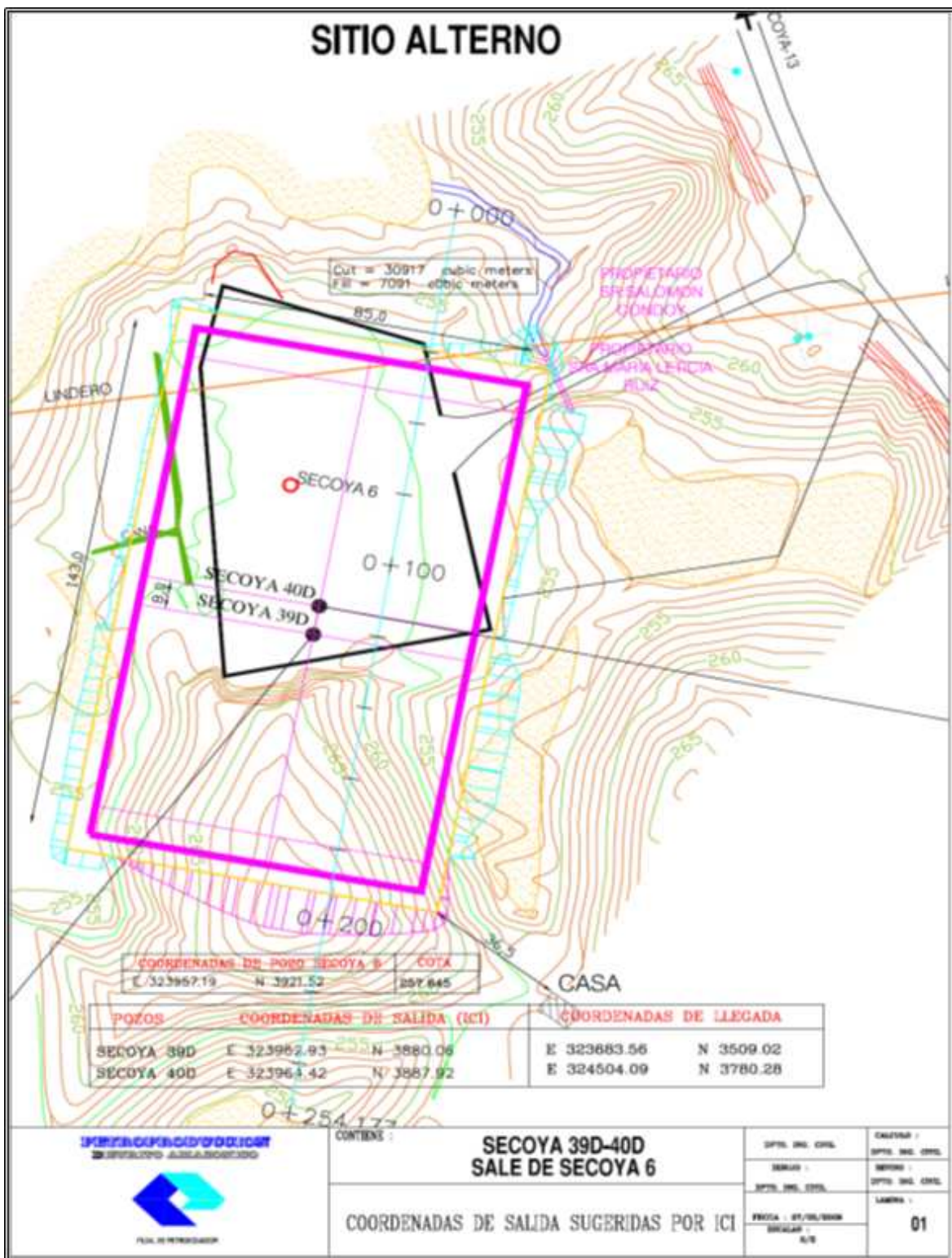
FUENTE: EP. PETROECUADOR





### ANEXO 3-5

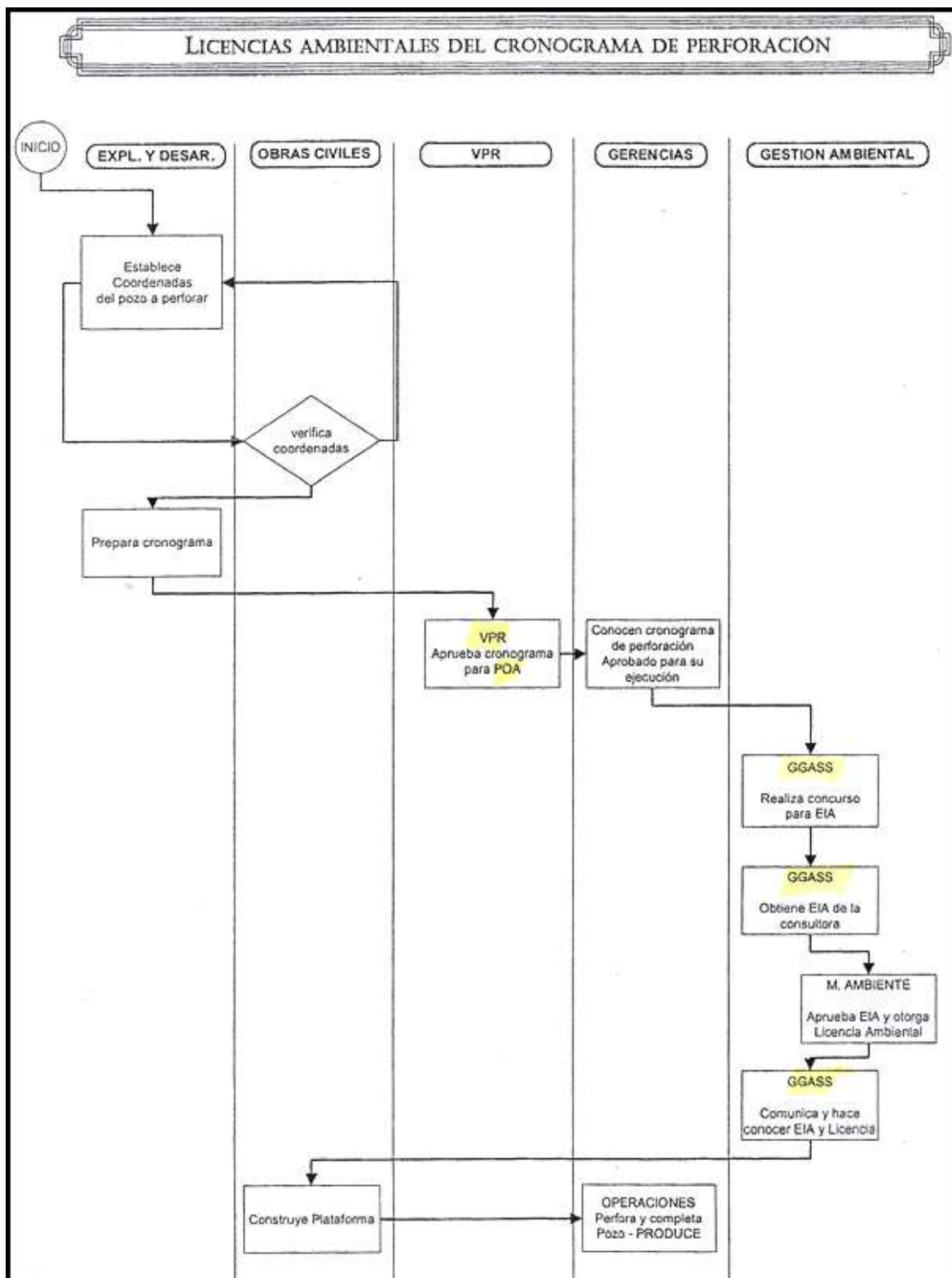
#### PLATAFORMA DE SECOYA-6 Y PROPUESTA PARA LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS SECOYA 39D Y SECOYA 40D.



FUENTE: EP. PETROECUADOR

## ANEXO 3-6

## LICENCIAS AMBIENTALES DEL CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN



FUENTE: EP. PETROECUADOR

## ANEXO 3-7

### **IDENTIFICACIÓN, DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS PASIVOS AMBIENTALES DEL CAMPO SECOYA**


UBICACIÓN, DESCRIPCIÓN Y ESTADO ACTUAL DE PASIVOS AMBIENTALES DEL CAMPO SECOYA											
Ubicación	Dimensiones Aproximadas (metros)			Superficie ( m <sup>2</sup> )	Dimensiones Aproximadas (metros)			Volumen ( m <sup>3</sup> )			Observaciones
	Largo	Ancho	Profundidad		Altura del crudo	Altura del agua	Altura de sedimentos	Crudo	Agua	Sedimentos	
Estación Secoya	60	60	2	2500	1,2	1,5	2	4200	5400	7200	Platina quemada. Con crudo y agua
	45	40	2,5	1800	0,2	---	2	540	0	2600	Platina con crudo
	50	45	2,5	2250	---	1,5	1	0	2275	2250	Platina quemada. Con agua y película
	2400	100	---	240000	---	---	---	0	0	0	Áreas contaminada por agua de formación con crudo
Secoya 2	40	40	2,5	1500	---	1,5	1	0	2400	1500	Platina con agua, paredes con crudo
Secoya 6	50	20	2,5	1500	---	2	1	0	2000	1500	Platina con agua, paredes con crudo
	20	20	2,5	400	0,02	1	1	12	400	400	Platina con agua y crudo
	50	70	---	4200	---	---	---	0	0	0	Derrame antiguo. Fozas con crudo aflorando
Secoya 70	45	40	2,5	1800	---	2	1	0	2800	1800	Platina con agua, paredes con crudo.
	20	45	2,5	2600	0,1	1,5	1	260	5400	2600	Platina con agua, crudo y maleza.
	10	5	---	50	---	---	---	0	0	0	Delimita un área contaminada con crudo
Secoya 8	60	40	2,5	2400	---	---	1	0	0	2400	Platina seca. Fondo con crudo
	25	20	---	1050	---	---	---	0	0	0	Platina tapada, aflorando crudo
	200	40	---	12000	---	---	---	0	0	0	Derrame antiguo. Áreas pantanosas (40 fozas)
Secoya 12	50	40	2,5	2000	---	1,5	1	0	2000	2000	Platina con agua y paredes con crudo
	20	10	---	200	---	1,5	1	0	450	200	Platina con agua
Secoya 13	20	20	2,5	400	0,5	1,5	---	200	500	0	Platina con crudo y agua
	50	20	2,5	1500	---	2	1	0	2000	1500	Platina con agua
Secoya 14	50	45	2,5	2250	---	1,5	1	0	2275	2250	Platina con agua
	10	10	1	100	---	---	---	0	0	0	Platina con agua
	15	15	2,5	225	---	---	---	0	0	0	Platina con agua
Secoya 15	60	20	2,5	1800	---	1,5	1	0	2700	1800	Platina con agua
Secoya 16	75	65	2	4875	---	2	1,5	0	9750	7212,5	Platina recolectora con agua paredes con crudo
	25	20	2	500	---	1	---	0	500	0	Platina recolectora con agua
	15	15	2	225	---	1,5	1	0	227,5	225	Platina con agua paredes con crudo

FUENTE: EP. PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

## ANEXO 4-1

**COSTOS ESTIMADOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN INICIAL POZO  
SECOYA 39D**

<b>COSTOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN INICIAL POZOS PROPUESTOS</b> 	
<b>POZO SECOYA 39D PROFUNDIDAD 9857 PIES RESERVAS 781 [MBF]</b>	
ACTIVIDADES ESTIMADAS	COSTOS ESTIMADOS (DOLARES)
Ampliación de Plata forma	0
Vías de acceso	0
Movilización del taladro	208.000
Costo de perforación	1.485.500
Registros Electricos	150.000
Trabajo de cementación y cemento	160.000
Estudio Ambiental: Control de efluentes; Mitigación social	0
Materia: Químicos	76.500
Materia: Lodos	171.820
Brocas	150.000
Toma de cores	150.000
Análisis de ripios	50.000
Servicios de perforación direccional	500.000
Completaón y pruebas:	50.000
Torre de reacondicionamiento del pozo	200.000
Punzamientos	50.000
Trabajos de cementación (squeeze en la completaón)	367.000
Sistema SCADA	
Levantamiento Artificial (BES)	478.000
Tubería de revestimiento	1.084.270
Árbol de Navidad	50.000
Tubería de producción 3 1/2"	150.000
Colgadores	90.000
Completaón de fondo (instalación)	80.000
Bomba de inyección de químicos	20.000
Control de sólidos	210.000
Combustibles	270.000
Contingencias	518.310
<b>TOTAL</b>	<b>6.719.400</b>

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN

## COSTOS ESTIMADOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN INICIAL POZO SECOYA 40D

COSTOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN INICIAL	
POZO SECOYA 39D PROFUNDIDAD 9754 PIES RESERVAS 686 [MBF]	
ACTIVIDADES ESTIMADAS	COSTOS ESTIMADOS (DOLARES)
Ampliación de Plataforma	176.000
Vías de acceso	359.480
Movilización del taladro	208.000
Costo de perforación	1.470.000
Registros Electricos	150.000
Trabajo de cementación y cemento	150.000
Estudio Ambiental: Control de efluentes; Mitigación social	296.850
Material: Químicos	68.600
Material: Lodos de perforación	150.000
Brocas	150.000
Toma de cores	150.000
Análisis de rípios	50.000
Servicios de perforación direccional	500.000
Completación y pruebas:	50.000
Torre de reacondicionamiento del pozo	200.000
Purzamientos	50.000
Trabajos de cementación (squeeze en la completación)	367.000
Sistema SCADA	600.000
Levantamiento Artificial (BES)	478.000
Tubería de revestimiento	1.072.940
Árbol de Navidad	50.000
Tubería de producción 3 1/2"	140.000
Colgadores	90.000
Completación de fondo (instalación)	80.000
Bomba de inyección de químicos	20.000
Control de sólidos	210.000
Combustibles	262.150
Contingencias	318.310
<b>TOTAL</b>	<b>7.867.330</b>

FUENTE: EP.PETROECUADOR

REALIZADO POR: MARÍA JOSÉ LEÓN GUANÍN