

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS Y PREDICCIÓN DE
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CULEBRA - YULEBRA**

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

FIDEL ERNESTO ANDRADE CORRALES
fdlandrade@yahoo.com

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

Quito, marzo 2009

DECLARACIÓN

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

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

Fidel Ernesto Andrade Corrales

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Fidel Ernesto Andrade Corrales, bajo mi supervisión.

Ing. Gerardo Barros

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, por las bendiciones recibidas y a mi familia por su incondicional apoyo en todos los proyectos de mi vida.

A la Escuela Politécnica Nacional, por la oportunidad de estudiar en tan prestigiosa institución.

A todos y cada uno de los profesores que contribuyeron para mi formación profesional y personal dentro y fuera de las aulas de la especialización en petróleos.

Al ingeniero Gerardo Barros, por su dedicación y el aporte con su experiencia en la dirección del presente proyecto.

A Petroproducción, por el auspicio y las facilidades ofrecidas para el desarrollo del proyecto por los departamentos de Yacimientos, Geología, Geofísica y Archivo Técnico.

A todos los que conforman el departamento de Yacimientos de Petroproducción por su calidad humana y de manera especial a los ingenieros Marco Gallegos y Miguel Orozco por el apoyo y asesoría técnica brindada.

A Rita por su apoyo y comprensión, así como a todos los amigos y amigas que directa o indirectamente contribuyeron en este proyecto.

Fidel

DEDICATORIA

A mi fuente de inspiración y ejemplo de virtud,
Luis y Amparo, mis amados Padres
y a mi querido hermano Andrés.

Fidel

CONTENIDO

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 UBICACIÓN	2
1.2.1 COORDENADAS UTM	4
1.3 GEOLOGÍA	4
1.3.1 MARCO ESTRUCTURAL	4
1.3.2 CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA.....	6
1.3.2.1 Formación Tena.....	8
1.3.2.2 Formación Napo	8
1.4 YACIMIENTOS PRODUCTORES.....	8
1.4.1 TOPES Y BASES.....	9
1.5 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN.....	11
1.5.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS.....	12
1.6 FACILIDADES DE PRODUCCION	13
1.6.1 RE-INYECCIÓN DE AGUA	13

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS	15
2.1 ANÁLISIS DE NÚCLEOS	15
2.1.1 ANALISIS CONVENCIONALES.....	16
2.1.2 CONTENIDO DE FLUIDOS	16
2.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS	16
2.2.1 REGISTROS ELÉCTRICOS CORRIDOS EN LOS POZOS	17
2.2.1.1 Registros Caliper, Potencial Espontáneo, Microlog y Gamma Ray ..	17
2.2.1.1.1 Caliper.....	17
2.2.1.1.2 Potencial Espontáneo	18
2.2.1.1.3 Microlog	18
2.2.1.1.4 Gamma Ray	18
2.2.1.2 Registros de Resistividad	19
2.2.1.2.1 Doble Laterolog	19

2.2.1.2.2 Micro-Esféricamente Enfocado.....	19
2.2.1.3 Registros de Porosidad y Litología	19
2.2.1.3.1 Densidad de Formación	19
2.2.1.3.2 Neutrónico.....	20
2.2.1.3.3 Sónico	20
2.2.1.3.4 Factor Fotoeléctrico (PEF)	20
2.2.2 REEVALUACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS	21
2.2.2.1 Formaciones Arcillosas.....	21
2.2.2.1.1 Tipo Laminar	21
2.2.2.1.2 Tipo Estructural	22
2.2.2.1.3 Tipo Dispersa	22
2.2.2.2 Comportamiento de Perfiles Frente a Formaciones Arcillosas	22
2.2.2.2.1 Curva de Potencial Espontáneo	22
2.2.2.2.2 Perfil de Densidad.....	22
2.2.2.2.3 Perfil Neutrónico.....	23
2.2.2.2.4 Perfil Sónico	23
2.2.2.3 Indicadores de Arcillosidad.....	23
2.2.2.4 Cálculo del Volumen de Arcilla (Vsh).....	24
2.2.2.4.1 Registros de Rayos Gamma	24
2.2.2.4.2 CrossPlot Densidad de Formación – Neutrónico	24
2.2.2.5 Cálculo de la Porosidad.....	26
2.2.2.5.1 Perfil de Densidad de Formación	26
2.2.2.5.2 Perfil Sónico	27
2.2.2.5.3 Perfil Neutrónico.....	27
2.2.2.6 Determinación de la Resistividad del Agua (Rw)	29
2.2.2.7 Cálculo de la Saturación de Agua.....	31
2.2.2.8 Valores de corte.....	32
2.2.3 INTERACTIVE PETROPHYSICS™	33
2.2.4 RESULTADOS.....	46
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	47
2.3.1 ANÁLISIS PVT	48
2.3.1.1 Presión de burbuja (presión en el punto de burbujeo)	48
2.3.1.2 Razón gas en solución – petróleo.....	49
2.3.1.3 Factor volumétrico del petróleo.....	49
2.3.1.4 Viscosidad del petróleo.....	49
2.3.1.5 Densidad del petróleo.....	50
CAPÍTULO 3	
DEFINICIÓN DE LOS MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS Y CÁLCULO DE RESERVAS	52

3.1	COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS YACIMIENTOS.....	52
3.1.1	HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	52
3.1.1.1	Yacimiento Basal Tena.....	55
3.1.1.2	Yacimiento “U” Inferior.....	56
3.1.1.3	Yacimiento “T” Inferior.....	57
3.1.1.4	Yacimiento Hollín Superior.....	57
3.1.1.5	Yacimiento Hollín Inferior.....	59
3.1.2	HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS.....	60
3.1.3	PRESIONES.....	60
3.2	MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS.....	61
3.3	CÁLCULO DE RESERVAS.....	62
3.3.1	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	64
3.3.1.1	Índice de Hidrocarburo.....	65
3.3.1.2	Área de los Yacimientos.....	66
3.3.1.2.1	Yacimiento Basal Tena.....	66
3.3.1.2.2	Yacimiento “U” Inferior.....	67
3.3.1.2.3	Yacimiento “T” Inferior.....	67
3.3.1.2.4	Yacimientos Hollín Superior e Inferior.....	67
3.3.1.3	Oil Field Manager™.....	68
3.3.2	FACTOR DE RECOBRO.....	70
3.3.3	RESULTADOS.....	72
 CAPÍTULO 4		
ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO.....		
		79
4.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	79
4.1.1	RESERVAS OFICIALES.....	79
4.1.2	COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LOS DATOS OFICIALES....	79
4.2	PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO.....	81
4.2.1	DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	81
4.2.2	TASA DE ABANDONO.....	83
4.2.3	PROCEDIMIENTO.....	83
4.2.4	RESULTADOS.....	85
 CAPÍTULO 5		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		93
5.1	CONCLUSIONES.....	93

5.2 RECOMENDACIONES	95
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96
ABREVIATURAS.....	98
ANEXOS	99

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1: Características del petróleo.....	2
Tabla 1.2: Coordenadas UTM.....	4
Tabla 1.3: Parámetros petrofísicos	9
Tabla 1.4: Topes y bases promedio	10
Tabla 1.5: Rango de espesor total de los yacimientos.....	10
Tabla 1.6: Producción promedio de junio del 2008	11
Tabla 1.7: Producción acumulada.....	11
Tabla 1.8: Estado actual de los pozos	12

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1: Salinidades de los yacimientos	28
Tabla 2.2: Resultados promedio de la reevaluación de registros eléctricos.....	44
Tabla 2.3: Análisis PVT disponibles	45
Tabla 2.4: Datos de los análisis PVT	48

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1: Inicio de la producción de los pozos.....	50
Tabla 3.2: Pozos que han producido del yacimiento Basal Tena.....	53
Tabla 3.3: Pozos que han producido del yacimiento “U” Inferior.....	54
Tabla 3.4: Pozos que han producido del yacimiento Hollín Superior	55
Tabla 3.5: Pozos que han producido del yacimiento Hollín Inferior.....	56
Tabla 3.6. Resumen de los trabajos de reacondicionamiento.....	57
Tabla 3.7: Presiones de los yacimientos.....	58
Tabla 3.8: Área de los yacimientos	64

Tabla 3.9: Volumen de petróleo original en sitio	66
Tabla 3.10: Factores de recobro de los yacimientos	68
Tabla 3.11: Datos utilizados en el cálculo del factor de recobro	68
Tabla 3.12: Resultados de la actualización de reservas	70

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1: Reservas oficiales	76
Tabla 4.2: Comparación de resultados con los datos oficiales	77
Tabla 4.3: Predicción de producción	83

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1: Mapa de ubicación	3
Figura 1.2: Corredores estructurales petrolíferos de la Cuenca Oriente	5
Figura 1.3: Mapa estructural al tope de la arenisca “U” Inferior	6
Figura 1.4: Columna estratigráfica	7

CAPÍTULO 2

Figura 2.1: Acceso a la base de datos de Interactive Petrophysics™	31
Figura 2.2: Datos del pozo	32
Figura 2.3: Presentación de las curvas disponibles	33
Figura 2.4: Escala y presentación de las curvas	34
Figura 2.5: Comparación de curvas y valores	34
Figura 2.6: Ingreso de topes y bases	35
Figura 2.7: Presentación de topes y bases en las pistas	35
Figura 2.8: Intervalos disparados	36
Figura 2.9: Análisis del volumen de arcilla	37
Figura 2.10: Histograma de Gamma Ray	38
Figura 2.11: CrossPlot densidad de formación – neutrón	38
Figura 2.12: Gradiente de temperatura	39
Figura 2.13: Análisis de porosidad y saturación de agua	40
Figura 2.14: Parámetros de porosidad y saturación de agua	41
Figura 2.15: Curvas del análisis de porosidad y saturación de agua	41
Figura 2.16: Valores de corte	42
Figura 2.17: Curvas del análisis de los valores de corte	43

Figura 2.18: Parámetros petrofísicos	43
--	----

CAPÍTULO 3

Figura 3.1: Producción del campo.....	50
Figura 3.2: Producción del yacimiento Basal Tena	52
Figura 3.3: Producción del yacimiento “U” Inferior	53
Figura 3.4: Producción del yacimiento Hollín Superior.....	55
Figura 3.5: Producción del yacimiento Hollín Inferior	56
Figura 3.6: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento Basal Tena	71
Figura 3.7: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento “U” Inferior	72
Figura 3.8: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento “T” Inferior.....	73
Figura 3.9: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento Hollín Superior...	74
Figura 3.10: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento Hollín Inferior ...	75

CAPÍTULO 4

Figura 4.1: Ajuste del escenario de predicción	81
Figura 4.2: Predicción de producción del yacimiento Basal Tena	84
Figura 4.3: Predicción de producción del yacimiento “U” Inferior	85
Figura 4.4: Predicción de producción del yacimiento “T” Inferior	86
Figura 4.5: Predicción de producción del yacimiento Hollín Superior	87
Figura 4.6: Predicción de producción del yacimiento Hollín Inferior.....	88
Figura 4.7: Mapas de producción acumulada de petróleo	89

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPÍTULO 1

Anexo 1.1: Topes y bases.....	97
Anexo 1.2: Facilidades.....	99

CAPÍTULO 2

Anexo 2.1 Resultados de análisis de núcleos de corona.....	102
Anexo 2.2 Curvas disponibles en los registros eléctricos	103
Anexo 2.3: Carta Gen 9	104
Anexo 2.4 Encabezados de los registros eléctricos	105
Anexo 2.5 Temperatura, resistividad del agua y resistividad del filtrado de lodo.....	106
Anexo 2.6 Resultados de la reevaluación de registros eléctricos	108
Anexo 2.7 Imágenes de la reevaluación de registros eléctricos.....	111

CAPÍTULO 3

Anexo 3.1 Disparos y pruebas iniciales	128
Anexo 3.2 Disparos en trabajos de reacondicionamiento	130
Anexo 3.3 Presión actual de los yacimientos.....	131
Anexo 3.4 Mapas estructurales.....	133

RESUMEN

En el Proyecto de Titulación, ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS Y PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CULEBRA – YULEBRA, se hace un análisis de los reservorios a partir de la información recopilada en el Archivo Técnico y proporcionada por los Departamentos de Yacimientos, Geología y Geofísica de Petroproducción.

En el primer capítulo, se hace una descripción general del campo, en la que se presenta los topes y bases de los yacimientos y parámetros petrofísicos obtenidos en anteriores estudios. Además, se hace referencia al descubrimiento del campo, su ubicación geográfica, las facilidades de producción y una breve descripción geológica.

En el segundo capítulo, se hace un análisis de la información disponible y se determina los parámetros petrofísicos de todos los pozos perforados en el campo. Esto, a partir de la reevaluación de registros eléctricos mediante el programa Interactive Petrophysics™. Además, se determina las propiedades de los fluidos a partir de los análisis PVT.

En el tercer capítulo, se hace un estudio del comportamiento productivo y se determina el mecanismo de empuje de cada uno de los reservorios. Luego, se calcula las reservas de petróleo aplicando los factores de recobro determinados en este estudio al petróleo original en sitio. Para determinar el petróleo original en sitio, se usa el programa Oil Field Manager™, que aplica el método Volumétrico en base al índice de Hidrocarburo.

En el cuarto capítulo, se hace un análisis comparativo de los resultados con los datos oficiales de Petroproducción y se hace la proyección de producción de los reservorios con el programa Oil Field Manager™, aplicando el método de declinación exponencial.

Finalmente, en el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

PRESENTACIÓN

La Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, constituye el soporte fundamental de la economía nacional y del Estado. Es por esto que su Filial PETROPRODUCCIÓN, Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador, tiene como misión realizar la exploración y explotación de los hidrocarburos de manera sustentable, en armonía con los recursos socio-ambientales, para contribuir al desarrollo económico y al progreso del país.

La situación financiera de la empresa depende directamente de sus reservas, es por esto que la ingeniería de yacimientos tiene como una importante función el permanente cálculo del hidrocarburo en el yacimiento, así como su recuperación bajo los mecanismos existentes.

El presente estudio se enfoca en determinar las reservas de petróleo del campo Culebra-Yulebra-Anaconda utilizando como herramienta los programas computacionales Interactive PetrophysicsTM y Oil Field ManagerTM, actualmente utilizados en el manejo de reservorios por Petroproducción.

Petroproducción está interesada en incrementar la producción de sus campos. Por esta razón, en este estudio se analiza y se procesa la información disponible con el objetivo de obtener resultados que se ajusten a la realidad de los reservorios y proporcionar una base técnica que aporte en las decisiones que se tomen para el desarrollo del campo.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1 ANTECEDENTES

Culebra - Yulebra fue descubierto por el consorcio CEPE - TEXACO a inicios de la década del setenta. Texaco perforó el pozo Culebra 1 el 8 de noviembre de 1973 y fue completado el 17 de diciembre del mismo año. Los registros indican que alcanzó los 10,625 pies de profundidad, siendo hasta la actualidad el más profundo del campo, durante las pruebas iniciales se obtuvo una producción total de 440 BPPD a flujo natural, de los cuales "U" Inferior aportó 360 BPPD, "T" Inferior aportó 80 BPPD, mientras que Hollín Inferior no aportó crudo.

Texaco, en el año de 1980 perforó el pozo Yulebra 1, éste alcanzó 10,345 pies de profundidad. De las pruebas iniciales se obtuvo una producción total de 1,803 BPPD a flujo natural, de los cuales Basal Tena aportó 1,614 BPPD y Hollín Inferior 189 BPPD. Adicionalmente, por pistoneo, se obtuvo un aporte de 252 BPPD de "U" Inferior, mientras que "T" Inferior y Hollín Superior no registraron aporte de crudo.

Culebra, Yulebra y Anaconda fueron inicialmente considerados como campos independientes hasta que, en base a estudios geológicos y los trabajos de simulación desarrollados entre 1997 y 1998, se definió a éstos como un solo campo. Por este motivo, el presente trabajo considera para su estudio el campo Culebra - Yulebra - Anaconda.

Anaconda fue descubierto por la ex Filial Petroamazonas con la perforación del pozo Anaconda 1 en el año 1991, éste alcanzó 10,403 pies de profundidad. De las pruebas iniciales se obtuvo una producción total de 1,488 BPPD, de los cuales "U" Inferior aportó 614 BPPD, Hollín Superior 451 BPPD y Hollín Inferior 423 BPPD.

El campo se puso en producción en febrero de 1981 con un promedio de 131 BPPD, su comportamiento mostró una tendencia incremental continua en el tiempo hasta llegar a una estabilización entre diciembre de 1995 y principios del

2003 de 7,000 a 8,000 BPPD. En junio de 1997 alcanzó su producción histórica más alta con 8,328 BPPD.

El contenido de azufre y el grado API son un indicativo del tipo de hidrocarburo presente en los yacimientos, éstas características se resumen en la tabla 1.1.

Tabla 1.1: Características del petróleo

YACIMIENTO	GRAVEDAD	PESO DE AZUFRE
	[°API]	[%]
Basal Tena	17 - 23	1.59
"U"	19 - 21	1.95 - 2.15
"T"	20	-----
Hollín	24 - 29	0.99

Fuente: BABY P., RIVADENEIRA M., BARRAGAN R., La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 1ª edición, 2004

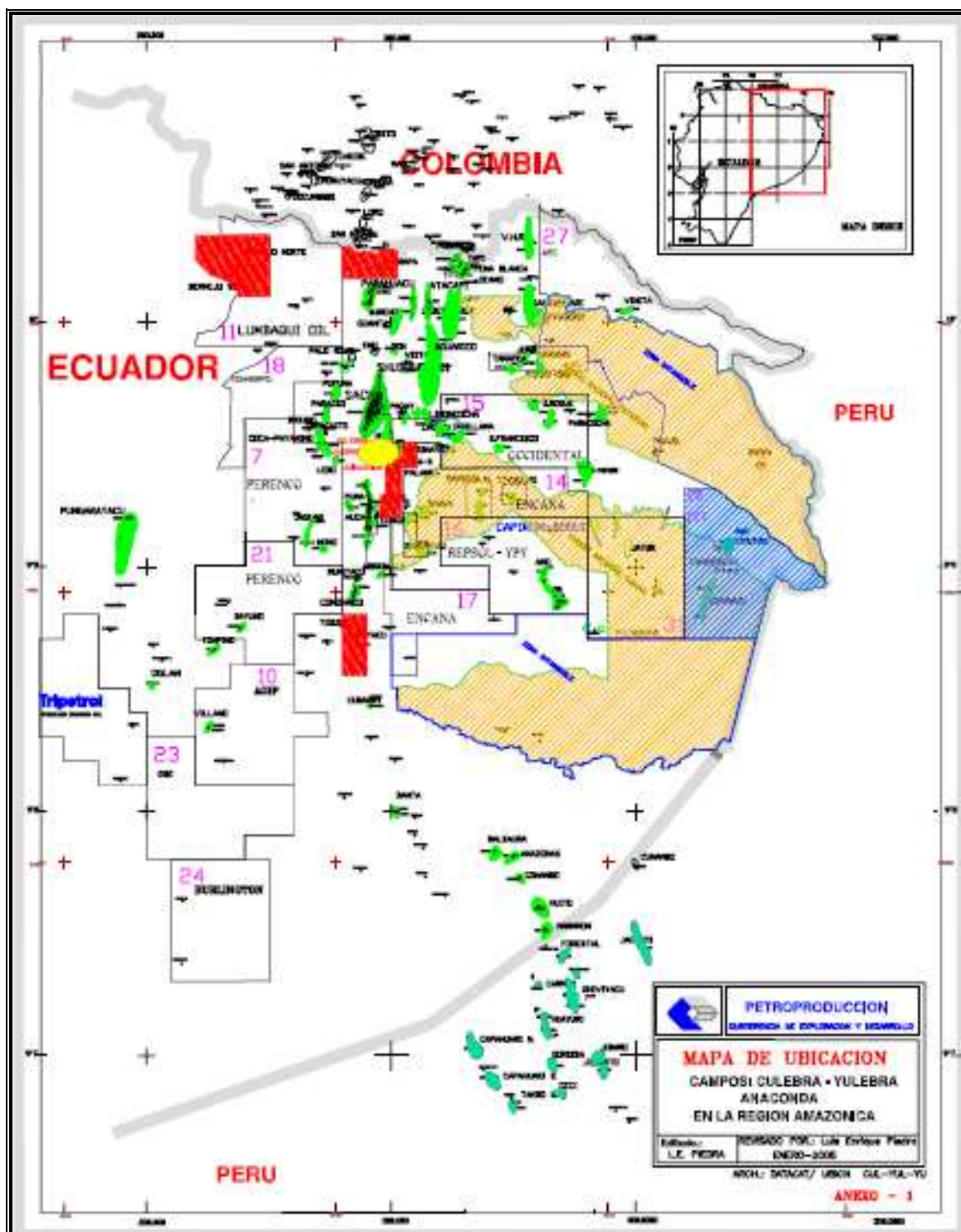
Elaborado por: Fidel Andrade

1.2 UBICACIÓN

El campo Culebra - Yulebra - Anaconda se encuentra ubicado en la Provincia de Orellana, región oriental del Ecuador, a unos 12 km al Este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca) y a unos 80 km al sur de la frontera con Colombia; se localiza al sur del Campo Sacha. En la figura 1.1 se destaca el campo en el mapa de ubicación de los campos de la Cuenca Oriente.

Culebra, Yulebra y Anaconda conjuntamente con Armadillo, Auca, Auca Este, Auca Sur, Conga, Conga Sur, Cononaco, Puma, Rumiyacu y Yuca conforman el Área Auca.

Figura 1.1: Mapa de ubicación



Fuente: Petroproducción, Departamento de Cartografía

1.2.1 COORDENADAS UTM

El área comprendida por Culebra - Yulebra - Anaconda se encuentra dentro de las coordenadas que se muestra en la tabla 1.2:

Tabla 1.2: Coordenadas UTM

	X	Y
Mínimo	284,000	9,941,000
Máximo	296,000	9,951,000

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico

Elaborado por: Fidel Andrade

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 MARCO ESTRUCTURAL

La estructura Culebra - Yulebra - Anaconda forma parte del Dominio Central o Corredor Sacha - Shushufindi de la Cuenca Oriente, en el cual se ubican los más importantes campos petrolíferos de la misma.

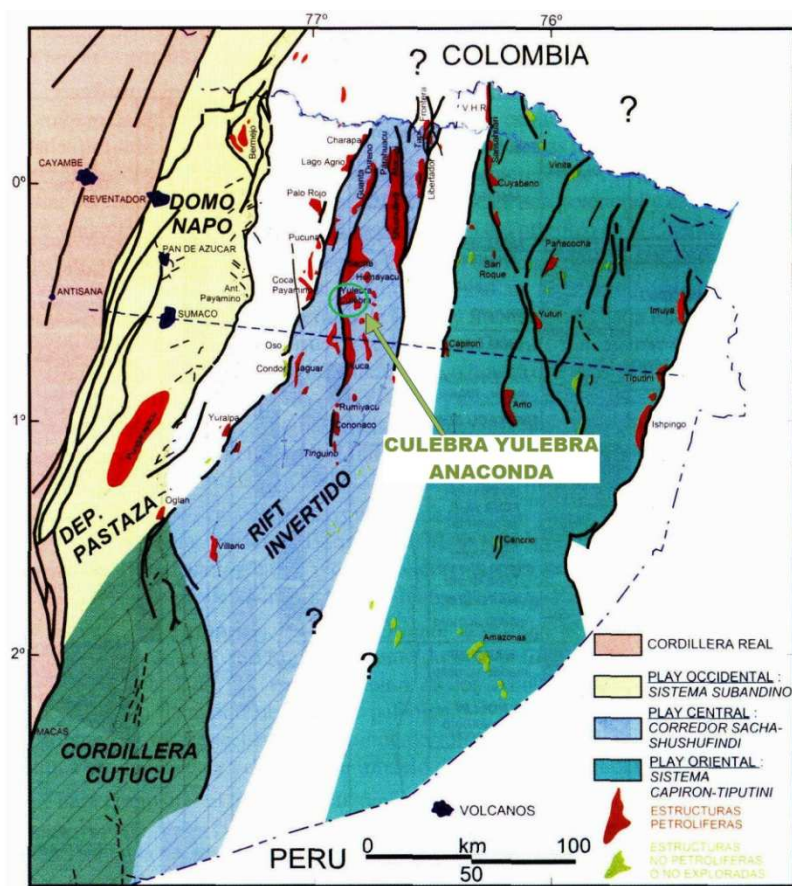
Se encuentra alineada en el eje estructural principal, Norte - Sur, conformado por Lago Agrio, Sacha, Culebra, Yulebra y Auca como se puede observar en la figura 1.2 que muestra los tres corredores estructurales petrolíferos de la cuenca.

La estructura del campo constituye un anticlinal asimétrico con una tendencia preferencial Oeste – Este y un eje secundario de dirección Sur - Este en el que se encuentra el alto Anaconda, se la puede considerar como una anomalía estructural de la cuenca ya que la mayoría de estructuras productivas y no productivas son de orientación andina.

Culebra y Yulebra constituyen dos altos estructurales asimétricos, el alto llamado Culebra se encuentra levemente separado del alto Yulebra por una silla estructural localizada a la altura de los pozos Culebra 2 y Yulebra 2, mientras que

Anaconda es un pequeño anticlinal que se encuentra limitado en sus flancos Norte, Este y Sur por bajos estructurales bien definidos.¹

Figura 1.2: Corredores estructurales petrolíferos de la Cuenca Oriente



Fuente: BABY P., RIVADENEIRA M., BARRAGAN R., La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 1ª edición, 2004

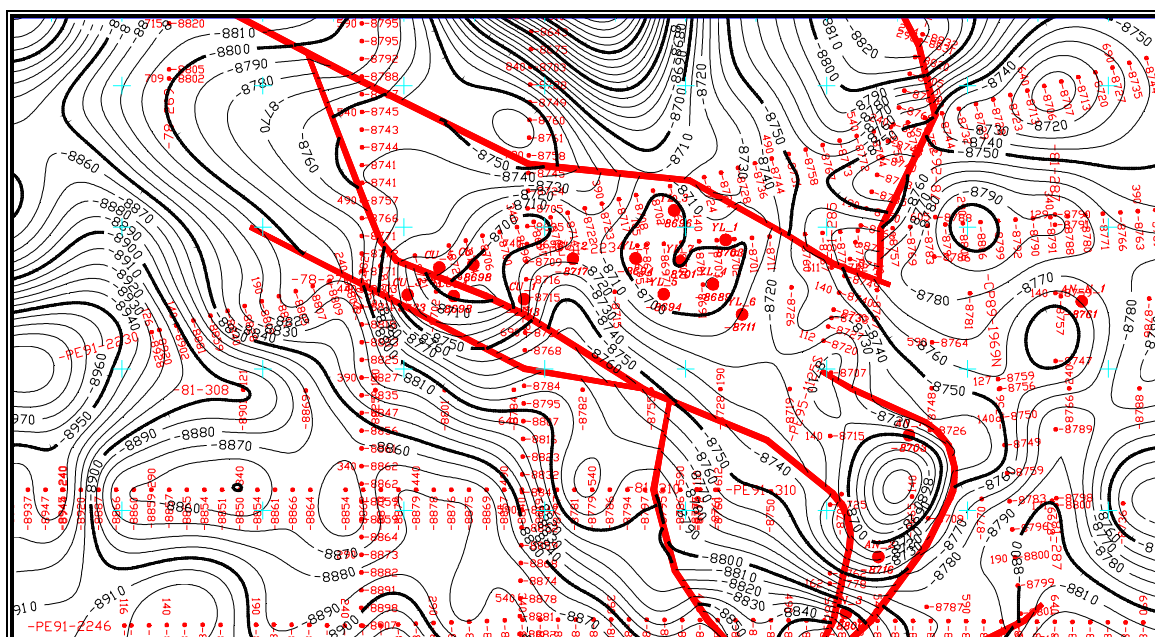
Modificado por: Fidel Andrade

En la figura 1.3 se muestra el mapa estructural al tope de la arenisca "U" Inferior en donde se puede observar lo antes descrito.

En sus flancos Norte y Sur no es posible determinar su cierre estructural, por este motivo los estudios de Petroproducción sugieren un levantamiento sísmico 3D para poder determinar con mayor certeza la estructura del campo en dichas direcciones.

¹ PETROPRODUCCIÓN; Informe Geofísico, Geológico, Petrofísico, Calculo de Reservas y Estado Actual de los Pozos. Campos: Culebra, Yulebra, Anaconda y Yuca; 2004

Figura 1.3: Mapa estructural al tope de la arenisca “U” Inferior



Fuente: Petroproducción, Departamento de Geofísica

Modificado por: Fidel Andrade

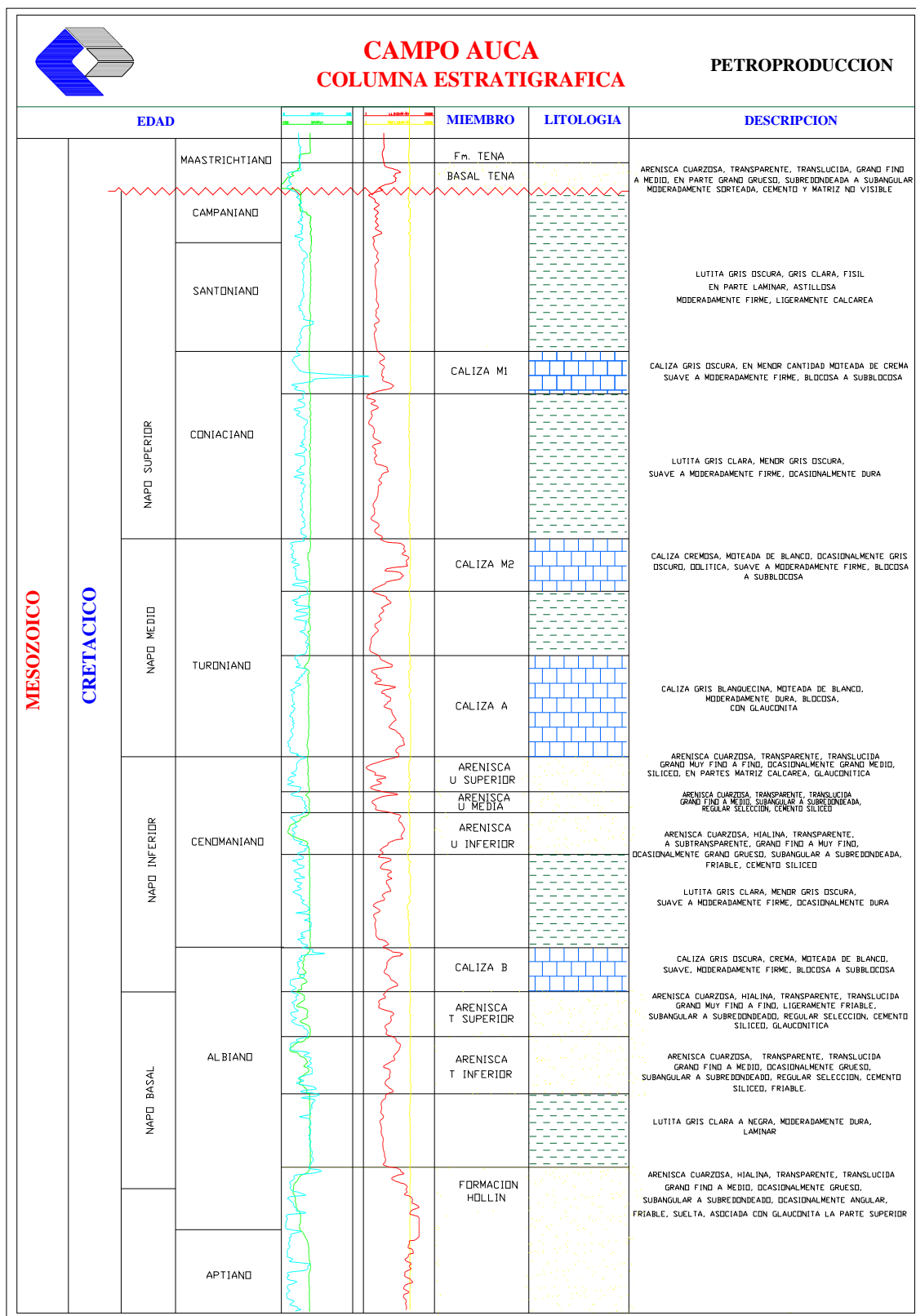
1.3.2 CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA

La mayoría de la producción de petróleo obtenida de la Cuenca Oriente está vinculada con reservorios que datan del Cretácico Inferior a Medio, de las formaciones Hollín y Napo; además, en algunas zonas es posible obtener producción de la sección basal de la formación Tena, la misma que pertenece al Cretácico Superior. En la figura 1.4 se presenta la columna estratigráfica del campo.

“U” Inferior, debido a su desarrollo y distribución, es el yacimiento considerado como el de mayor interés del campo, el cual presenta en Culebra y Yulebra mejores propiedades que en Anaconda.

A continuación se citan algunas características de las formaciones Napo y Tena en base al estudio realizado por Petroproducción de los pozos Yulebra 1, Yulebra 5 y Yulebra 7 en el año 2000 con un total de 49 muestras, de las cuales 45 fueron procedentes de la formación Napo, principalmente de la arenisca U y 4 de la formación Tena.

Figura 1.4: Columna estratigráfica



Fuente: CARAGUAY Nydia, Actualización de Reservas y Predicción del Comportamiento Productivo del Campo Yuca, 2005

1.3.2.1 Formación Tena

El único pozo registrado fue el Yulebra 5. Los resultados muestran presencia de caliza y arenisca cuarzosa, con cemento calcáreo. Cabe indicar que los resultados obtenidos del estudio no son representativos.

1.3.2.2 Formación Napo

Arenisca U, analizada en los pozos Yulebra 5 y Yulebra 7. Son areniscas cuarzosas de color marrón por la presencia de hidrocarburos, de grano fino a muy fino, matriz caolinita; cemento principalmente silíceo y en partes calcáreo. La porosidad es primaria intergranular, varía de baja a moderada (2 a 8%); el diámetro de poros varía de microporos a mesoporos (30 a 80 micras).

Caliza B, analizada en el pozo Yulebra 7, son rocas calcáreas arcillosas con materia orgánica, glauconita, fosfato y fragmentos de conchas de moluscos.

Arenisca T, analizada en el pozo Yulebra 1, son areniscas cuarzosas de grano muy fino, matriz caolinita, cemento silíceo, calcáreo y siderítico con porosidad primaria intergranular.²

1.4 YACIMIENTOS PRODUCTORES

En la actualidad los yacimientos productores son las areniscas cretácicas "U" inferior de la formación Napo, Basal Tena de la formación Tena y Hollín inferior de la formación Hollín, mientras que Hollín Superior y "T" Inferior no se encuentran en producción.

Los parámetros petrofísicos promedio determinados en anteriores estudios se muestran en la tabla 1.3. Donde: "Ho" representa el espesor neto del reservorio saturado de hidrocarburo, "Φ" representa la porosidad efectiva y "Sw" representa la saturación inicial de agua en el reservorio.

² PETROPRODUCCIÓN, Informe Técnico "Caracterización de Reservorios Campo Yulebra-Culebra", 2000

Tabla 1.3: Parámetros petrofísicos

CAMPO	YACIMIENTO	Ho	Φ	Sw
		pies	%	%
Culebra	Basal Tena	0.5 - 10	15.0	28.0
	"U"	29 - 59	16.5	23.0
	"T"	3 - 10	14.0	41.0
	Hollín	2 - 25	11.0	35.0
Yulebra	Basal Tena	0.5 - 10	15.0	29.0
	"U"	16 - 50	15.0	33.3
	"T"	0 - 8	14.0	23.2
	Hollín	10 - 25	13.5	25.0
Anaconda	Basal Tena	0 - 10	15.0	33.0
	"U"	15 - 25	17.0	30.5
	"T"	7 - 23	12.5	61.5
	Hollín	0 - 30	15.5	16.0

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico³

Elaborado por: Fidel Andrade

1.4.1 TOPES Y BASES

Los topes y bases usados en el presente estudio son los determinados por el Departamento de Geología de Petroproducción.

Como referencia de la profundidad de los yacimientos, en la tabla 1.4 se presenta los topes y bases promedio del campo, expresados en pies.

Los topes y bases de cada uno de los pozos se presentan en el anexo 1.1.

En la tabla 1.5 se presenta el rango de espesor total de los yacimientos, determinados con los topes y bases de cada pozo. Los valores se expresan en pies.

³ PETROPRODUCCIÓN; Informe Geofísico, Geológico, Petrofísico, Calculo de Reservas y Estado Actual de los Pozos Campos: Culebra, Yulebra, Anaconda y Yuca; 2004

Tabla 1.4: Topes y bases promedio

	YACIMIENTO	TOPE	BASE
Culebra	Basal Tena	8,926	8,948
	"U" Inferior	9,665	9,725
	"T" Inferior	9,916	9,973
	Hollín Superior	10,088	10,129
	Hollín Inferior	10,129	10,242
Yulebra	Basal Tena	8,825	8,844
	"U" Inferior	9,571	9,628
	"T" Inferior	9,832	9,878
	Hollín Superior	9,983	10,031
	Hollín Inferior	10,031	10,134
Anaconda	Basal Tena	8,862	8,881
	"U" Inferior	9,632	9,667
	"T" Inferior	9,887	9,944
	Hollín Superior	10,054	10,103
	Hollín Inferior	10,103	10,287

Elaborado por: Fidel Andrade

Tabla 1.5: Rango de espesor total de los yacimientos

	CULEBRA	YULEBRA	ANACONDA
Basal Tena	18 - 28	12 - 28	16 - 24
"U" Inferior	37 - 88	31 - 63	22 - 48
"T" Inferior	53 - 66	36 - 55	45 - 70
Hollín Superior	33 - 48	44 - 58	32 - 62
Hollín Inferior	20 - 325	10 - 341	84 - 341

Elaborado por: Fidel Andrade

1.5 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN

El promedio de la producción de crudo del campo en el mes de junio del 2008 representó el 3.05% del aporte obtenido de los campos de operación directa de Petroproducción, mientras que el agua alcanzó el 1.96%.

En relación con el área Auca, conformada también por Armadillo, Auca, Auca Este, Auca Sur, Conga, Conga Sur, Cononaco, Puma, Rumiya y Yuca, la producción promedio del mes de junio representa el 15.70%, mientras que la de agua alcanzó el 15.08%. La producción promedio del mes de junio del 2008 se muestra en la tabla 1.6.

Tabla 1.6: Producción promedio de junio del 2008

	PETRÓLEO	AGUA	GAS
	BPPD	BAPD	PCS/DIA
Culebra	2,265	327	114
Yulebra	2,006	2,564	355
Anaconda	776	2,143	1
TOTAL	5,047	5,033	471

Elaborado por: Fidel Andrade

Tabla 1.7: Producción acumulada

	PETRÓLEO	AGUA	GAS
	BF	BF	PCS
Culebra	17,183,483	2,789,083	1,972,662
Yulebra	24,696,474	8,340,752	2,918,108
Anaconda	6,009,119	4,574,319	169,813
TOTAL	47,889,076	15,704,154	5,060,583

Elaborado por: Fidel Andrade

La producción acumulada de crudo del campo representa en la actualidad únicamente el 1.58% del aporte obtenido de los campos de operación directa de Petroproducción, mientras que la producción acumulada de agua se acerca al 1%.

En relación con el área Auca la producción acumulada de crudo representa el 11.80%, mientras que la de agua representa el 7.06%. La producción acumulada del campo se muestra en la tabla 1.7.

1.5.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

Actualmente se tiene un total de diecisiete pozos perforados, seis ubicados en el área Culebra, siete en el área Yulebra y cuatro en el área Anaconda. Se encuentran cerrados los pozos Anaconda 3 desde enero del 2006 por no aporte de arena Hollín y Anaconda 4 desde marzo de 1994 debido a daño en la bomba eléctrica. El pozo Yulebra 6 ha sido utilizado como re-inyector desde noviembre del año 2000, además no se dispone de pozos inyectoros ni se registra pozos abandonados. El estado actual de los pozos se resume en la tabla 1.8.

Al momento todos los pozos productores del campo se encuentran con Sistema de Levantamiento Artificial mediante Bomba Electrosomergible (BES).

Tabla 1.8: Estado actual de los pozos

	POZOS			
	PERFORADOS	PRODUCTORES	REINYECTORES	CERRADOS
Culebra	6	6	0	0
Yulebra	7	6	1	0
Anaconda	4	2	0	2
TOTAL	17	14	1	2

Elaborado por: Fidel Andrade

1.6 FACILIDADES DE PRODUCCION

El campo dispone de la Sub-Estación Culebra y la Sub-Estación Yulebra, donde se tiene los procesos de separación de fluido y bombeo del crudo hacia el oleoducto.

La Sub-Estación Culebra cuenta con:

- Manifold
- 2 Botas de gas
- 2 Tanques de crudo
- 2 Bombas Booster
- 2 Unidades de transferencia de desplazamiento positivo

La Sub-Estación Yulebra cuenta con:

- Manifold
- 2 separadores (prueba y producción)
- Bota de gas
- Tanque de lavado
- Tanque de reposo
- 2 Bombas Booster
- 3 Unidades de transferencia de desplazamiento positivo

Debido al plan de perforación de pozos de desarrollo, Petroproducción tiene una comisión encargada de planificar y sugerir a las autoridades la implementación de nuevas facilidades de producción, tratamiento y transferencia a través del Oleoducto Auca – Sacha.⁴

1.6.1 RE-INYECCIÓN DE AGUA

El agua de formación se re-inyecta a la formación Tiyuyacu por el pozo Yulebra 6. Las facilidades cuentan con un tanque empernado de 1500 barriles de capacidad

⁴ PETROPRODUCCIÓN - GRUPO DE TRABAJO AUCA, Estudio del Área Auca Diagnóstico Y Proyección – 2007.

de 24 pies de altura, dos bombas Booster y dos bombas centrífugas eléctricas horizontales.

En el Anexo 1.2 se muestran los diagramas de las facilidades de superficie con los que cuenta el campo.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS

Las propiedades físicas de una roca reservorio son las que determinan que éstas sean contenedoras de fluidos, así como la posibilidad de que los fluidos puedan atravesar o no la roca. Por esta razón las propiedades de mayor interés de una roca reservorio son porosidad y permeabilidad.

Porosidad.- es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación; es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos.⁵

Permeabilidad.- es la propiedad que indica la habilidad, o medida de la habilidad de la roca, para transmitir fluidos, típicamente expresada en darcies o milidarcies.⁶

2.1 ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Los núcleos, también conocidos como cores, son muestras de los yacimientos que se toman a diferentes profundidades con el fin de ser analizados en el laboratorio para determinar las propiedades de la roca y de los fluidos presentes en el reservorio.

Los núcleos disponibles en el Centro de Investigaciones Geológicas de Petroproducción para el Campo Culebra Yulebra Anaconda son los tomados de los Pozos Culebra 5 y 6; Yulebra 1, 5 y 7; y Anaconda 1. En las carpetas de los pozos del campo, disponibles en el Archivo Técnico de Petroproducción, se tiene los resultados de los Análisis Convencionales de Núcleos y de Contenido de Fluidos que se presentan en el anexo 2.1.

⁵ SCHLUMBERGER, Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros Eléctricos.

⁶ <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

2.1.1 ANALISIS CONVENCIONALES

De este tipo de análisis se obtiene porosidad efectiva, permeabilidad y densidad del grano. Para el cálculo de la porosidad efectiva, se utiliza el porosímetro de helio y para la permeabilidad el permeámetro de gas. Se cortan muestras de una pulgada de diámetro utilizando agua salada como lubricante de acuerdo a la salinidad de la formación. Éstas son lavadas en los equipos Soxhlt utilizando tolueno para extraer el crudo. Se las somete a inspección con el fluoroscopio y acetona para estar seguros de que están limpias, se coloca las mismas en un horno convencional por doce horas y luego en un horno al vacío a 82°C para evitar daño en los minerales.

2.1.2 CONTENIDO DE FLUIDOS

Para este análisis se realiza un muestreo de la parte central de los núcleos, aproximadamente de 100 gramos, luego se colocan en la cápsula (porta muestras) y se las somete a una temperatura de 400°F durante 20 minutos, determinándose así el volumen de agua. Posteriormente se evacúa el agua de refrigeración y se eleva la temperatura a 1200°F para obtener el volumen de aceite.

2.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Para la determinación de los parámetros petrofísicos es necesario utilizar un modelo petrofísico, es decir, un procedimiento para la interpretación de los datos, generalmente provenientes de los registros eléctricos, para el presente proyecto se utilizará el programa Interactive PetrophysicsTM de la compañía Schlumberger con el fin de determinar: porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y espesor neto de petróleo para las zonas potencialmente productoras en cada uno de los pozos.

Para la evaluación petrofísica mediante el software indicado se usaron los registros eléctricos de los pozos en formato "ASCII", los mismos que fueron proporcionados por Petroproducción.

Antes de iniciar con el uso del programa es necesario disponer de los datos a ser ingresados y revisar algunos conceptos en los que éste se basa.

2.2.1 REGISTROS ELÉCTRICOS CORRIDOS EN LOS POZOS

El objetivo fundamental de los registros eléctricos es la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos.

Los registros de pozos son representaciones gráficas de las mediciones de los diferentes instrumentos en función de la profundidad, los mismos que representan la única información permanente y disponible en el futuro, y consecuentemente una base fundamental para la toma de decisiones.

Los registros a hueco abierto son una fuente de la información de los campos y son corridos antes de que el pozo sea revestido y cementado. Además, existen registros que pueden ser corridos en huecos entubados para obtener información adicional, acorde a las necesidades de mantenimiento en la vida productiva del pozo.

Para el presente estudio se usó los registros eléctricos corridos a hueco abierto en los diecisiete pozos perforados en el campo. Las curvas disponibles más comunes en los registros eléctricos son: CALI, GR, SP, MNOR, MINV, LLD, LLS, MSFL, RHOB, NPHI, DT y PEF. En lo referente a resistividad se observa que en los pozos más antiguos no se disponen de algunas curvas, pero se tiene curvas como: ILD, PROX, SN, SFLU; mientras que en los pozos más recientes se dispone de curvas adicionales. Las curvas disponibles para cada pozo se presentan en el Anexo 2.2

A continuación se hará una breve descripción de las principales características de los registros eléctricos corridos en los pozos.

2.2.1.1 Registros Caliper, Potencial Espontáneo, Microlog y Gamma Ray

Estos registros son comúnmente corridos en los pozos para determinar las zonas permeables, generalmente las curvas se las presenta en la Pista I.

2.2.1.1.1 Caliper

Este registro mide el diámetro del hueco y puede ser comparado con el diámetro de la broca; es útil para determinar zonas con presencia de costra de lodo (mudcake) o derrumbes (washout), además de su utilidad en el cálculo del volumen del hueco.

2.2.1.1.2 Potencial Espontáneo

Es una grabación continua, versus profundidad, de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el agujero y un electrodo fijo en superficie. En formaciones permeables, la curva del Potencial Espontáneo (SP) muestra deflexiones desde la línea base arcillas; la deflexión de la curva puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente de la resistividad relativa del agua de formación y del filtrado de lodo. Puede usarse cuantitativamente para determinar la resistividad del agua (R_w) y el volumen de arcilla en la zona (V_{sh}).

2.2.1.1.3 Microlog

Consta de dos dispositivos de diferentes profundidades de investigación (MINV = 1 pulgada y MNOR = 2 pulgadas) que proporcionan medidas de resistividad de un volumen muy pequeño de costra y formación. En formaciones no permeables las dos curvas tienen lecturas semejantes o exhiben una separación negativa; en formaciones permeables el micronormal lee resistividades más altas, produciendo una separación positiva. Por lo tanto es un buen indicador cualitativo de permeabilidad.

2.2.1.1.4 Gamma Ray

Es una medida de la radioactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias el registro refleja normalmente el volumen de arcillas de las formaciones debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias normalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, al menos que contaminantes radioactivos estén presentes, por esta razón sirve como herramienta complementaria para la determinación de zonas permeables.

Es útil de manera cuantitativa para determinar el volumen de arcilla y debido a que puede ser corrido en pozos entubados es comúnmente utilizado en correlaciones de profundidad en trabajos de reacondicionamiento de pozos.

2.2.1.2 Registros de Resistividad

La resistividad de la formación es una de las propiedades más importantes, las mediciones de resistividad, en conjunto con las de porosidad se usan en los cálculos de saturación de agua, y consecuentemente en la saturación de hidrocarburos. Los principales registros de resistividad disponibles para los pozos en estudio son:

2.2.1.2.1 Doble Laterolog

La herramienta se basa en la emisión de corriente de electrodo que se mide mejor en lodos salinos ($R_t / R_m \gg 100$, $R_{mf} / R_w < 2.5$). Está diseñado para obtener la resistividad de la formación (R_t) midiendo la resistividad a diferentes profundidades de investigación, por lo tanto, tenemos dos curvas resultantes que indican las medidas de resistividad profunda y somera.

2.2.1.2.2 Micro-Esféricamente Enfocado

Es un registro esféricamente enfocado utilizado para la medición de la resistividad de la zona lavada (R_{xo}), el cual puede ser combinado con otros tipos de registros para obtener información que se ajuste al perfil de invasión.

2.2.1.3 Registros de Porosidad y Litología

Estos registros, basados en diferentes principios, son usados principalmente para determinar la porosidad; además, mediante técnicas que combinan dichos registros se puede determinar la litología del subsuelo. Las diferentes curvas son comúnmente presentadas en la Pista III.

2.2.1.3.1 Densidad de Formación

La respuesta de la herramienta está determinada esencialmente por la densidad de los electrones de la formación; relacionada con el volumen de densidad real

(ρ_b), y a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. Además, se los puede utilizar para identificación de minerales, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y de litologías complejas, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

2.2.1.3.2 Neutrónico

La respuesta de las herramientas de neutrones refleja principalmente la cantidad de hidrógeno en la formación. Mediante una fuente radioactiva en la sonda se emite constantemente neutrones de alta energía.

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad, en formaciones limpias cuyos poros están saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido, debido a que el aceite y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno. Es importante tomar en cuenta que la respuesta incluye además todos los átomos de hidrógeno combinados químicamente con los minerales de la matriz. Cuando el gas está presente a una distancia del agujero dentro de la zona de investigación de la herramienta el registro de neutrones lee una porosidad muy baja.

2.2.1.3.3 Sónico

Una herramienta sónica consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos, el registro sónico mide el tiempo que una onda sonora requiere para atravesar un pie de formación, conocido como tiempo de tránsito (Δt). El tiempo de tránsito para una formación depende de su litología y su porosidad.

2.2.1.3.4 Factor Fotoeléctrico (PEF)

Responde principalmente a la litología, esta curva es un buen indicador de matriz. Está influenciado ligeramente por la porosidad de la formación y la presencia de

gas. Los valores referenciales para una rápida identificación de arenas, lutitas y calizas están en el orden de 2, 3 y 4.5 respectivamente.

2.2.2 REEVALUACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Un programa moderno suministra además de información para el mapeo estructural del subsuelo, una gama de información referente a litología, identificación y espesor de las zonas productoras, profundidad e interpretaciones cualitativas y cuantitativas del contenido del reservorio y características del mismo.

La interpretación de registros es el proceso por el cual parámetros medibles como resistividad, densidad, tiempo de tránsito, potencial espontáneo, radioactividad natural y contenido de nitrógeno se traducen a los parámetros petrofísicos y litología del subsuelo.

2.2.2.1 Formaciones Arcillosas

Las formaciones de la Cuenca Oriente se caracterizan por no ser arenas completamente limpias, es decir, tienen una presencia representativa de arcilla, por lo tanto, es necesario dedicar especial atención a la interpretación de formaciones arcillosas. Los parámetros o valores leídos directamente de los registros o perfiles están afectados por la influencia del material arcilloso.

La forma en que la arcillosidad afecta los parámetros obtenidos de los perfiles depende de la proporción de arcilla presente, de sus propiedades físicas y de la forma en que se encuentra distribuida en la formación. En base a estudios sobre núcleos se ha determinado que el material arcilloso puede distribuirse de las siguientes maneras.

2.2.2.1.1 Tipo Laminar

Cuando series de lutitas o arcilla en forma de láminas se encuentran depositadas entre las capas de arena. Este tipo de arcilla afecta la lectura de los registros, mientras que la porosidad y permeabilidad de la arena como tal no es afectada.

2.2.2.1.2 Tipo Estructural

Son granos de arcilla en la matriz de la formación, es decir formando parte de la arena. Tiene las mismas propiedades que la del tipo laminar, es decir, afecta únicamente las lecturas de los registros.

2.2.2.1.3 Tipo Dispersa

Cuando el material arcilloso se dispersa a través de la arena donde ocupa parte del espacio intergranular, este tipo de arcilla reduce el espacio del poro disponible para la acumulación de fluidos y también reduce la permeabilidad de la formación.

La arcilla puede presentarse simultáneamente en las diferentes formas antes descritas, aunque existe un tipo predominante de acumulación en las formaciones. Estudios previos indican que la distribución tipo laminar es la más común en las formaciones de la Cuenca Oriente.

2.2.2.2 Comportamiento de Perfiles Frente a Formaciones Arcillosas

Cuando tenemos presencia de arcilla, sin importar el tipo de distribución en las formaciones, debemos considerar que la respuesta de los registros está afectada. Los principales efectos sobre los perfiles son los siguientes:

2.2.2.2.1 Curva de Potencial Espontáneo

La curva es proporcionalmente reducida con la cantidad de arcilla presente en la formación, respecto a una formación limpia de suficiente espesor que tuviera el mismo tipo de agua de formación. La reducción es más notoria en el tipo laminado y estructural.

2.2.2.2.2 Perfil de Densidad

La presencia de arcilla en una formación produce el aumento de la porosidad efectiva, debido a que el perfil responde a la densidad electrónica del medio y por lo general la densidad de las lutitas es del orden de 2.2 a 2.65 gr/cc.

2.2.2.2.3 Perfil Neutrónico

La lectura de porosidad del perfil se encuentra incrementada por efecto de las arcillas, debido a que responde a todo el hidrógeno presente en la formación, incluyendo el agua intersticial presente en las arcillas.

2.2.2.2.4 Perfil Sónico

Al igual que los otros perfiles de porosidad, la presencia de arcilla aumenta los valores de la lectura; en este caso es importante considerar el tipo de distribución de la arcilla en la formación para hacer una corrección, distinguiéndose dos casos: dispersa y laminar o estructural.

Para los registros neutrónicos y de densidad de formación la respuesta frente a arcillas laminares se considera como similar a la obtenida en las arcillas estratificadas vecinas.

2.2.2.3 Indicadores de Arcillosidad

Los indicadores de arcillosidad tienen el objeto de indicar cualitativamente si la formación es limpia o arcillosa. Su utilidad es mayor cuando pueden proporcionar cuantitativamente la fracción de arcilla presente en la formación y corregir las lecturas de los registros por efecto de arcillosidad. Los indicadores de arcilla mediante el uso de los registros eléctricos son los siguientes:

- Perfil de Rayos Gamma
- Curva de Potencial Espontáneo
- Perfil de Resistividad
- Perfil Neutrónico
- CrossPlot Densidad de Formación - Sónico
- CrossPlot Densidad de Formación - Neutrónico
- CrossPlot Neutrónico - Sónico

2.2.2.4 Cálculo del Volumen de Arcilla (Vsh)

La curva de Rayos Gamma es considerada de mayor utilidad que la del Potencial Espontáneo en interpretaciones de arenas arcillosas, siempre y cuando no estén presentes minerales radioactivos.

Para mayor seguridad en los resultados, cuando se dispone de la información, es aconsejable usar al menos dos indicadores de arcilla que permitan la interpretación cualitativa y cuantitativa de una zona. En el presente estudio se ha escogido usar la curva de Rayos Gamma y la Combinación Densidad de Formación-Neutrónico (CrossPlot) por ser considerados métodos confiables y comúnmente aplicados para los pozos de la Cuenca Oriente.

2.2.2.4.1 Registros de Rayos Gamma

La curva de Rayos Gamma permite estimar la fracción de arcilla (Vsh) en arenas que no contienen materiales radioactivos, mediante la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

V_{sh} :	Volumen de arcilla
GR:	Lectura del perfil frente al nivel o arena en estudio
GR_{clean} :	Lectura del perfil frente a una formación considerada limpia
GR_{shale} :	Lectura del perfil frente a una arcilla o lutita vecina

2.2.2.4.2 CrossPlot Densidad de Formación – Neutrónico

La combinación de estos perfiles es de gran utilidad como indicador de arcilla, cuando, independientemente de la distribución, los parámetros de la matriz de la formación son conocidos y relativamente constantes.

Para una formación cualquiera tenemos que:

$$\rho_D = \rho_s + V_{sh} * \rho_{Dsh} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$\rho_N = \rho_s + V_{sh} * \rho_{Nsh} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

\emptyset_N : Porosidad del perfil neutrónico

\emptyset_D : Porosidad del perfil de densidad de formación

\emptyset_e : Porosidad efectiva

V_{sh} : Volumen de arcilla

\emptyset_{Nsh} : Porosidad del perfil neutrónico frente a una arcilla o lutita vecina.

\emptyset_{Dsh} : Porosidad del perfil de densidad de formación frente a una arcilla o

lutita vecina.

Resolviendo el sistema formado por las ecuaciones (2.2) y (2.3), obtenemos ϕ_e y

V_{sh} sin tener en cuenta la distribución o tipo de arcilla presente.

Para una evaluación más detallada se representan los valores obtenidos de los

perfiles de porosidad (ρ_b vs. ϕ_N o ϕ_D vs. ϕ_N) sobre un gráfico cruzado (Cross-Plot).

Éste método proporciona buenos resultados cuando la matriz es caliza.

2.2.2.5 Cálculo de la Porosidad

El cálculo de la porosidad se la puede hacer a partir de los diferentes perfiles. Debido a que cada perfil trabaja bajo un principio diferente, la porosidad en cada uno de ellos está dada por:

2.2.2.5.1 Perfil de Densidad de Formación

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

ϕ_D : Porosidad del perfil de densidad de formación

ρ_{ma} : Densidad de la matriz

ρ_b : Densidad registrada por la herramienta

ρ_f : Densidad del fluido

2.2.2.5.2 Perfil Sónico

$$\phi_s = \frac{t_{log} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

ϕ_s : Porosidad del perfil sónico

t_{log} : Tiempo de tránsito registrado por la herramienta

t_{ma} : Tiempo de tránsito de la matriz

t_f : Tiempo de tránsito del fluido

2.2.2.5.3 Perfil Neutrónico

En este caso el registro nos proporciona una medida directa de porosidad, expresada en fracción.

La porosidad que se obtiene de estas ecuaciones es la porosidad total, es decir, “la fracción de la unidad de volumen de la formación ocupada por fluidos, que son: agua adherida a las arcillas, agua libre e hidrocarburos”⁷.

Uno de los principales problemas en la lectura de los registros, como se mencionó anteriormente, es la presencia de arcilla, por lo tanto los valores de porosidad deben ser corregidos para obtener la porosidad efectiva, “volumen de poros interconectados o espacio ocupado en una roca que contribuya al flujo de fluidos o permeabilidad en un reservorio”⁸, mediante las siguientes ecuaciones:

Perfil de Densidad de Formación:

$$\phi_e = \phi_D - \phi_{Dsh} * V_{sh} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Perfil Neutrónico:

$$\phi_e = \phi_N - \phi_{Nsh} * V_{sh} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

⁷ CRUZ Efraín, Interpretación de registros de pozos a hueco abierto, Schlumberger 2002

⁸ <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

Perfil Sónico:

$$\phi_e = \phi_s - \phi_{ssh} * V_{sh} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

ϕ_e : Porosidad efectiva

V_{sh} : Contenido de arcilla determinado a partir de un indicador de arcillas.

ϕ_D, ϕ_N, ϕ_S : Porosidad obtenida del respectivo perfil.

$\phi_{Dsh}, \phi_{Nsh}, \phi_{ssh}$: Índice de porosidad aparente del respectivo perfil en

una formación arcillosa.

El Índice de porosidad aparente en una formación arcillosa puede determinarse mediante lectura del perfil respectivo en arcillas cercanas.

Una combinación de los perfiles de porosidad permite obtener resultados más confiables. Mediante el modelo de porosidad Neutrón - Densidad de Formación se puede hacer un cálculo de la porosidad efectiva mediante las expresiones:

$$\phi_T = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$\phi_e = \phi_T * (1 - V_{sh}) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

\emptyset_T : Porosidad total

\emptyset_e : Porosidad efectiva

\emptyset_N : Porosidad obtenida a partir del perfil neutrónico

\emptyset_D : Porosidad obtenida a partir del perfil de densidad de formación

2.2.2.6 Determinación de la Resistividad del Agua (R_w)

La resistividad del agua es un parámetro muy importante en la interpretación de registros, especialmente en el cálculo de la saturación de fluido presente en el reservorio. Es posible determinarla por diferentes métodos, tales como:

- Datos de resistividad y temperatura de una muestra de agua
- Análisis químico
- Curva de Potencial Espontáneo
- Cartas
- Catálogos

Las medidas de salinidad son datos obtenidos de la producción de agua de cada pozo, por lo tanto, contribuye a que el modelo de interpretación de registros se

ajuste de mejor manera a la realidad de los yacimientos. Para el presente proyecto se usó los datos obtenidos de las salinidades reportadas por el Departamento de Corrosión Auca.

Para obtener valores de resistividad del agua a partir de la salinidad se usó la Carta Gen - 9 del libro "Cartas de Interpretación de Registros" de la compañía Schlumberger, la misma que se muestra en el Anexo 2.3.

Para el uso de la carta Gen-9 es necesario conocer la temperatura del reservorio y la salinidad expresada en partes por millón de Cloruro de Sodio (ppm NaCl). Los datos de salinidad reportados por el Laboratorio de Corrosión se expresan en partes por millón de ion Cloro (ppm Cl⁻), por lo tanto, deben ser transformados (a ppm NaCl) multiplicándolos por un factor de 1.65.

Para el presente proyecto se calculó un valor promedio de salinidad para cada arena en función de los datos disponibles y se los mantuvo constantes para todos los pozos. Los valores de salinidad utilizados se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Salinidades de los yacimientos

YACIMIENTO	SALINIDAD	
	PPM Cl ⁻	PPM NaCl
Basal Tena	25,250	41,663
"U" Inferior	31,740	52,371
"T" Inferior	29,150	48,098
Hollín Superior	4,950	8,168
Hollín Inferior	1,450	2,393

Fuente: Laboratorio de Corrosión Auca
Elaborado por: Fidel Andrade

Para Basal Tena se usó la salinidad del pozo Yulebra 1, para la arenisca U inferior se usó el valor promedio de las salinidades de los pozos Culebra 1, 2, 4 y Yulebra 4 y 7; mientras que para Hollín Inferior se usó el valor del pozo Anaconda 2.

Debido a que no se dispone de datos confiables de salinidad en los pozos del campo para el resto de reservorios se usó datos del campo Yuca; para T inferior

el promedio de los pozos Yuca 8, 12 y 14 mientras que para Hollín superior del pozo Yuca 16.

La Temperatura de fondo utilizada en todos los pozos del presente estudio fue la establecida en el Estudio de Simulación Matemática del campo para Hollín Inferior, (BHT) 241°F, ya que en este último se concluyó que las temperaturas de fondo reportadas en los registros eléctricos de los pozos son incorrectas.

Para calcular el gradiente de temperatura en cada uno de los pozos se utilizó la temperatura de superficie reportada en los encabezados de los registros eléctricos junto con la temperatura de fondo establecida.

2.2.2.7 Cálculo de la Saturación de Agua

La saturación de agua, fracción del volumen poroso de una formación ocupada por agua, puede ser determinada por diferentes ecuaciones en función de las características del reservorio, las más conocidas y comúnmente utilizadas son: Doble Agua, Archie, Simandoux e Indonesian.

Para la Cuenca Oriente, basados en análisis de núcleos y debido a que se caracteriza por la presencia de arenas arcillosas ($V_{sh} > 20\%$), se ha determinado que la ecuación de "Indonesian" es la que mejor se ajusta a las condiciones de los reservorios, razón por la cual ha sido utilizada en este estudio.

La saturación de agua calculada a partir de la ecuación de "Indonesian" esta expresada por:

$$S_w = \left[\frac{1}{\sqrt{R_t} \left(\frac{\sqrt{Q_g^{1/n}}}{\sqrt{\alpha \cdot R_w}} + \frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2}\right)}{\sqrt{R_{cl}}} \right)} \right]^{2/n} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

- S_w : Saturación de agua
- R_w : Resistividad del agua
- R_t : Resistividad de la zona virgen

R_{cl} : Resistividad de la arcilla

V_{cl} : Volumen de arcilla

ϕ_e : Porosidad efectiva

a: Factor de cementación

m: Exponente de cementación

n: Exponente de saturación

El factor de cementación (a) es un indicador de la regularidad de la geometría de los poros, el exponente de cementación o porosidad (m) refleja la dificultad del paso de fluidos por el espacio poroso interconectado, el exponente de saturación (n) expresa el incremento de la resistividad debido a la distribución de fluidos no conductivos (petróleo-gas) en los espacios porosos⁹.

Éstos datos pueden ser determinados a partir de análisis especiales de núcleos, pero, actualmente el campo Culebra Yulebra Anaconda no dispone de estos estudios, por lo que se ha utilizado valores estándar recomendados como confiables en evaluación de formaciones ($a = 1$, $m = 2$ y $n = 2$).

2.2.2.8 Valores de corte

Los valores de corte se definen como un valor específico aplicado a los parámetros del reservorio para separar la formación en zonas de pago.¹⁰

Los valores de corte nos permiten establecer los límites dentro de los cuales consideramos a nuestros reservorios como zonas de interés (zona de pago). Los valores utilizados para la evaluación son los considerados por Petroproducción para el efecto, así tenemos:

⁹ CARAGUAY Nydia, Actualización De Reservas Y Predicción Del Comportamiento Productivo Del Campo Yuca, 2005

¹⁰ CONSENTINO Luca, Integrated Reservoir Studies, Editorial Technip. Francia 2001. Pg 139.

- Porosidad efectiva PHIE > 0.08
- Saturación de Agua Sw < 0.50
- Volumen de Arcilla Vsh < 0.50

2.2.3 INTERACTIVE PETROPHYSICS™

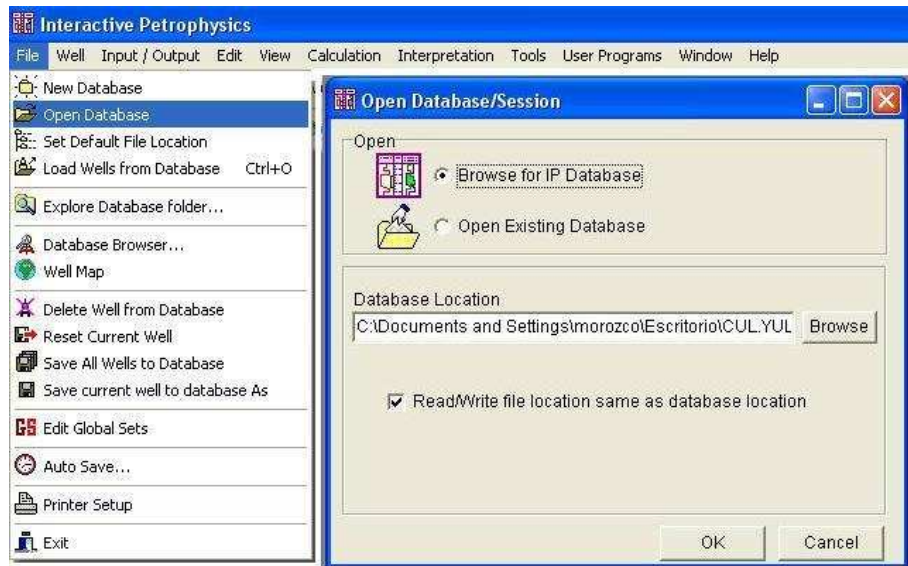
Para la Interpretación de los registros eléctricos del campo se utilizó el software Interactive Petrophysics™ versión 3.3.1.4 de la compañía Schlumberger.

La base de datos consta de curvas de registros, información general del pozo y conjuntos de parámetros relacionados con los mismos. Tiene una interface similar a la utilizada por Windows™, pudiéndose usar los controles estándar de edición en el manejo de datos.

A continuación se hará una breve descripción de los pasos seguidos y las funciones utilizadas para la interpretación de los registros eléctricos de los pozos Culebra, Yulebra y Anaconda:

1. Crear un directorio donde se tiene los registros eléctricos en formato ASCII, donde también se guardan los datos de la interpretación que se generan por cada pozo.
2. Abrir la base de datos desde "File >> Open Database", seleccionar la opción "Browse for IP Database" y luego "Browse". La figura 2.1 muestra las ventanas que permiten direccionar al programa a nuestra base de datos.

Figura 2.1: Acceso a la base de datos de Interactive Petrophysics™



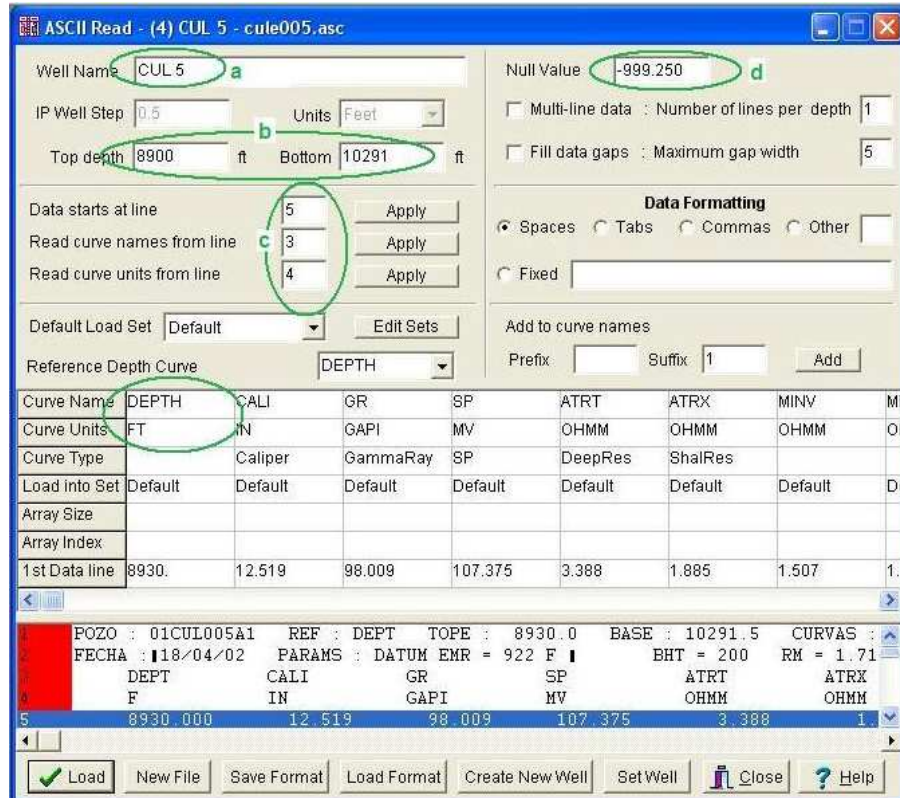
Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

3. Cargar los datos del pozo en la opción “Input/ Output >> Load Data >> ASCII Load” y seleccionar el archivo en formato ASCII. Al visualizar la ventana que se muestra en la figura 2.2 se debe ingresar:
 - a. Nombre del Pozo (Well Name)
 - b. Tope y Base de los datos del registro
 - c. El número de las filas en las que el programa debe leer los primeros datos, los nombres de las curvas y las unidades.
 - d. El valor que debe asumir el programa como nulo (Null Value)

Además, en la primera celda de los nombres de las curvas se debe corregir la palabra DEPTH e indicar las unidades en la celda inferior.

Los datos del archivo ASCII se pueden visualizar en la parte inferior de la ventana como ayuda para el correcto ingreso de los mismos.

Figura 2.2: Datos del pozo



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade


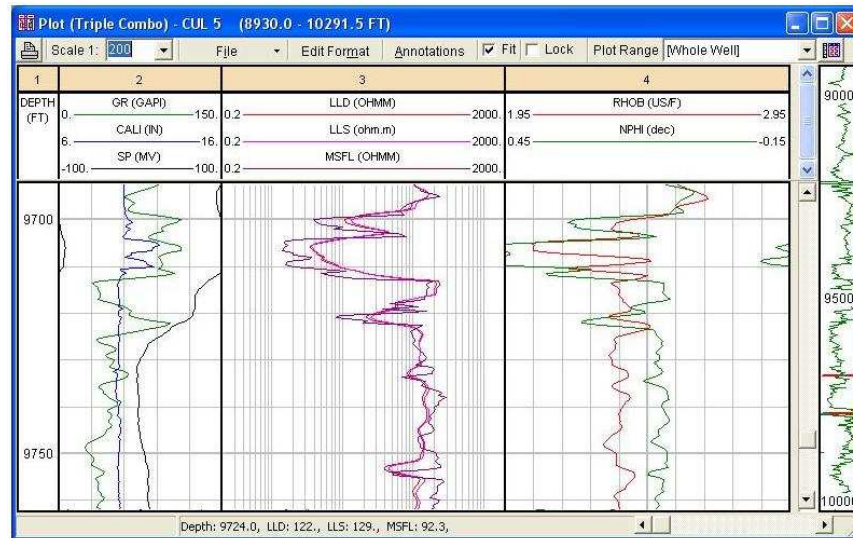
4. Crear la presentación de las curvas disponibles mediante la función "Plot". Al hacer un clic en el icono "Plot" () se presenta una ventana para crear las pistas que van a contener las curvas del pozo mediante las opciones: "File >> Program Default Plots >> Triple Combo". Al final del proceso se obtendrá un registro como se muestra en la figura 2.3.

Figura 2.3: Presentación de las curvas disponibles

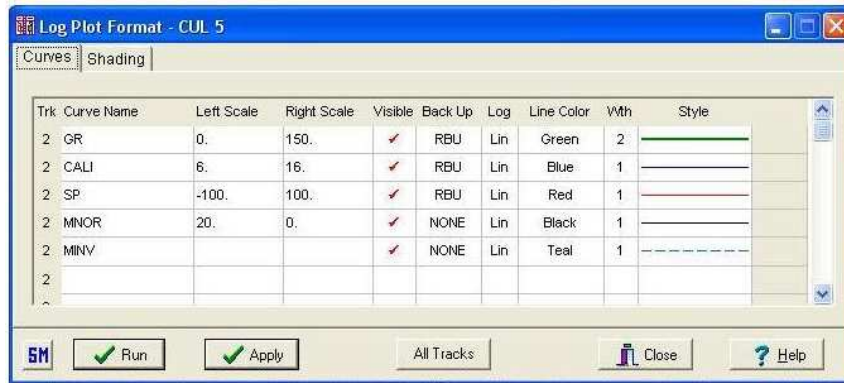


Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

5. Arreglar la escala y presentación de las curvas. Al hacer clic en el encabezado de la pista que se quiere editar se visualiza una ventana como la que se muestra en la figura 2.4, donde se puede cargar las curvas requeridas, fijar las escalas de presentación deseadas y escoger el color, grosor y estilo de la línea de cada curva.
6. Ingresar las condiciones que ayuden en la interpretación. En la pestaña “Shading” de la ventana descrita en el punto anterior es posible resaltar zonas comparando curvas o valores.

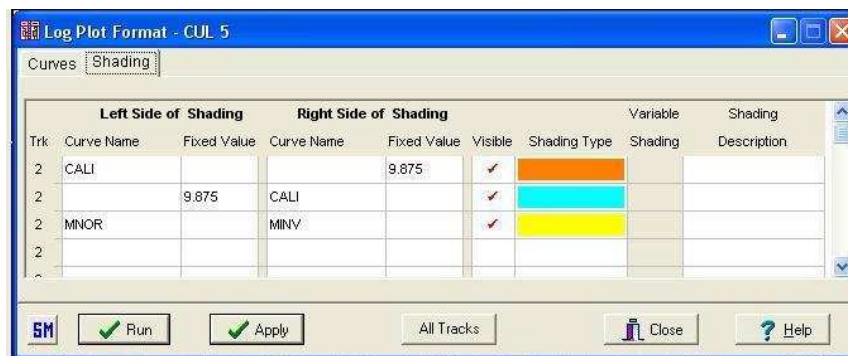
En el presente proyecto se comparó el diámetro de la broca con la curva Caliper para determinar zonas con presencia de costra de lodo o derrumbe (mudcake o washout), en los pozos en los que se dispone de Microlog se pudo identificar zonas permeables cuando el micronormal (MNOR) es mayor que el microinverso (MINV) como se muestra en la figura 2.5. Además, con las curvas de porosidad se pudo también determinar zonas permeables cuando el perfil de densidad de formación se cruza con el perfil neutrónico.

Figura 2.4: Escala y presentación de las curvas



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

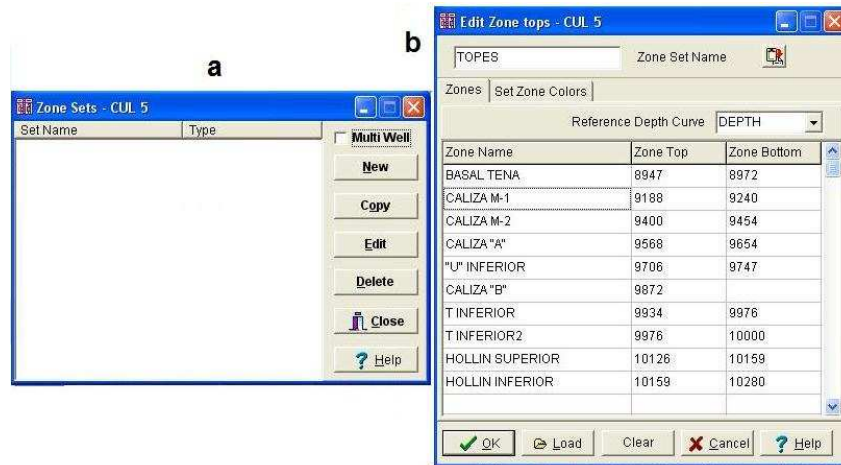
Figura 2.5: Comparación de curvas y valores



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

- Ingresar los topes y bases de las formaciones. Mediante la opción "Input/Output >> Load Data >> Load Zone Tops" se visualiza una ventana (figura 2.6 sección a) donde se escoge la opción "New" para visualizar la ventana (figura 2.6 sección b) donde se ingresa el nombre que identifica al archivo ("Zone Set Name"), luego el nombre y las profundidades de cada formación. Finalmente, con la opción "OK" se carga los valores ingresados a la base de datos.

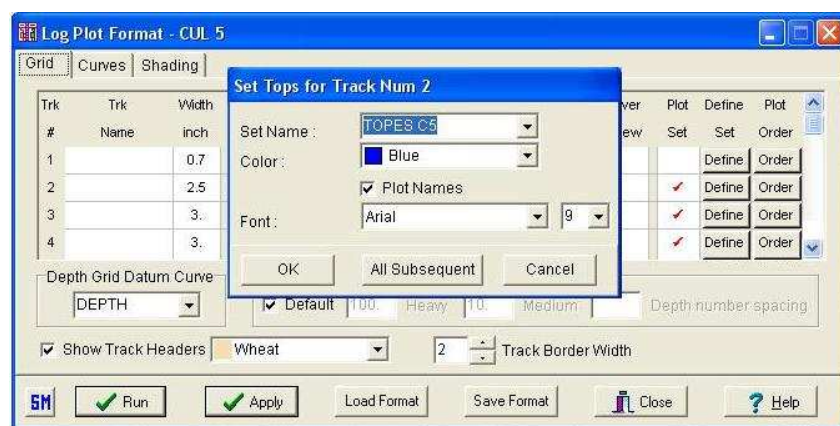
Figura 2.6: Ingreso de topes y bases



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

8. Cargar los topes y bases en las pistas. Mediante la ventana "Grid" que se visualiza ejecutando la opción "Edit Format" se escoge la opción "Define" para que se visualice una nueva ventana que permite seleccionar el archivo guardado con la información de topes y bases del pozo, como se muestra en la figura 2.7. Además, es posible escoger el color de las líneas, las pistas en la que se desea cargar los topes y bases y las pistas en las que se desea que se muestre el nombre de la zona.

Figura 2.7: Presentación de topes y bases en las pistas



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

9. Ingresar los intervalos disparados. En el caso de disponer de los datos, mediante la opción "Input / Output >> Load Data >> Interval Loader" se

visualiza la ventana que se muestra en la figura 2.8, donde se debe ingresar los intervalos en los que el pozo ha sido disparado, identificar con un nombre a la curva en la casilla “Name” e ingresar el número “1” en la casilla ubicada frente a las profundidades.

10. Cargar los intervalos disparados en cualquier pista del registro, en el caso de que se los haya ingresado, haciendo clic en el encabezado de la pista seleccionada; buscar la curva creada en el paso anterior en la sección “Name” de la pestaña “Curves”, definir las propiedades de la curva y aplicar los cambios.

Figura 2.8: Intervalos disparados

Top Depth	Bottom Depth	Name	Curve 1	Curve 2	Curve 3	Curve 4
		DISP INI				
		Units				
		Type				
		Set	Default			
		Array Size				
		Array No.				
9714	9772		1			

Reference Depth Curve: DEPTH Default Load Set: Default Edit Sets

Delete Curves before write Clear All Clear Row Clear Column

SM Load New File Paste Close Help

Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

11. Al finalizar de trabajar con la presentación del registro es recomendable activar la opción “Lock” para guardar el formato y la información mostrada en el mismo.
12. Ejecutar el análisis para determinar el volumen de arcilla. Mediante la opción “Interpretation >> Clay Volume” se visualiza la ventana que se muestra en la figura 2.9, donde se debe seleccionar los métodos a utilizarse en la interpretación del pozo. Los indicadores de arcillosidad a

utilizarse, como se mencionó anteriormente, son Gamma Ray y CrossPlot Densidad de Formación – Neutrón.

Figura 2.9: Análisis del volumen de arcilla

Use	Name	Input Curves	Output Curves	
<input checked="" type="checkbox"/>	Gamma Ray	GR	VCLGR	
<input type="checkbox"/>	Neutron	NPHI	VCLN	
<input type="checkbox"/>	Resistivity	ATRT	VCLR	
<input type="checkbox"/>	SP	SP	VCLSP	
<input type="checkbox"/>				
Double Clay Indicator				
<input checked="" type="checkbox"/>	Density	RHOB	Neutron NPHI	VCLND
<input type="checkbox"/>	Density	RHOB	Sonic DTLF	VCLSD
<input type="checkbox"/>	Sonic	DTLF	Neutron NPHI	VCLNS
<input type="checkbox"/>			Other 2	
Bad Hole Indicators for Double Clay Indicators				
<input type="checkbox"/>	Name		Minimum Clay Volume	VCL
<input type="checkbox"/>	Name		Average Clay Volume	VCLAV
Parameter set name		ClayVol		Load / Save Parameter Sets
SM	<input checked="" type="checkbox"/> Run	<input type="checkbox"/> Cancel	<input type="checkbox"/> Help	

Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

Al ejecutar el análisis se muestra las pistas con las curvas seleccionadas y las curvas con los resultados de la evaluación. En este punto, es necesario dividir las zonas para hacer un ajuste independiente de los diferentes indicadores y de esta manera obtener resultados más reales y confiables en cada zona. Para ello se debe hacer clic derecho en la segunda pista del registro y seleccionar la opción “Split Zone”.

Para ajustar el Gamma Ray como indicador de arcilla, generalmente se utiliza la opción “GR Histogram” que se presenta al hacer clic derecho en la pista que muestra el perfil de Rayos Gamma, esta función permite ajustar la línea base lutita en la zona limpia (GR Clean) y en la zona arcillosa (GR Clay) mediante un gráfico estadístico de los valores de radioactividad de la zona, como se puede observar en la figura 2.10.

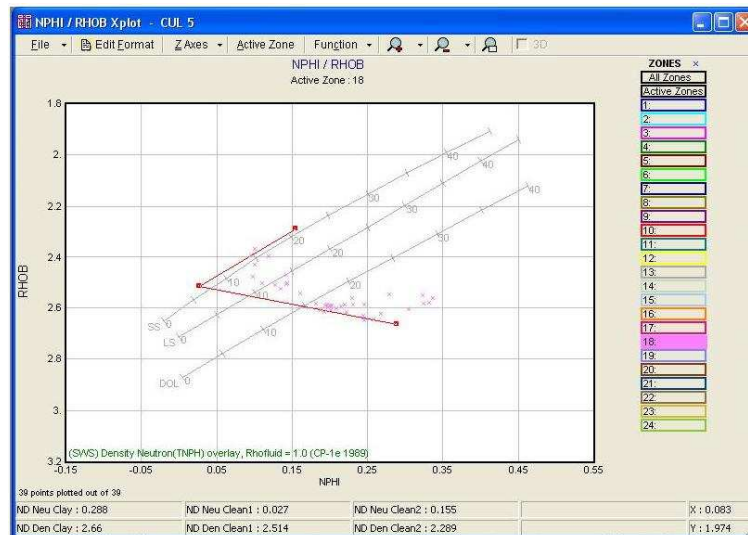
Figura 2.10: Histograma de Gamma Ray



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

Para ajustar el indicador combinado Densidad de Formación – Neutrón es recomendable usar la opción “NPHI/RHOB XPlot” que se puede ejecutar al hacer clic derecho sobre la pista que muestra las curvas de porosidad indicadas.

Figura 2.11: CrossPlot Densidad de Formación – Neutrón



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

El ajuste consiste en ubicar las líneas móviles de tal manera que abarquen la mayor cantidad de puntos de la zona, como se muestra en la figura 2.11.

Éste grafico cruzado permite además conocer la litología de la zona con solo observar la disposición de los puntos en el mismo.

13. Calcular el gradiente de temperatura. Mediante la opción “Calculation >> Temperature Gradient” se visualiza la ventana que permite ingresar los valores de profundidad y temperatura del pozo en superficie y al fondo. En la figura 2.12 se puede observar un ejemplo de los puntos utilizados para el pozo Culebra 5.

Figura 2.12: Gradiente de temperatura

Depth	Temp.
0	87.
10291.5	241.

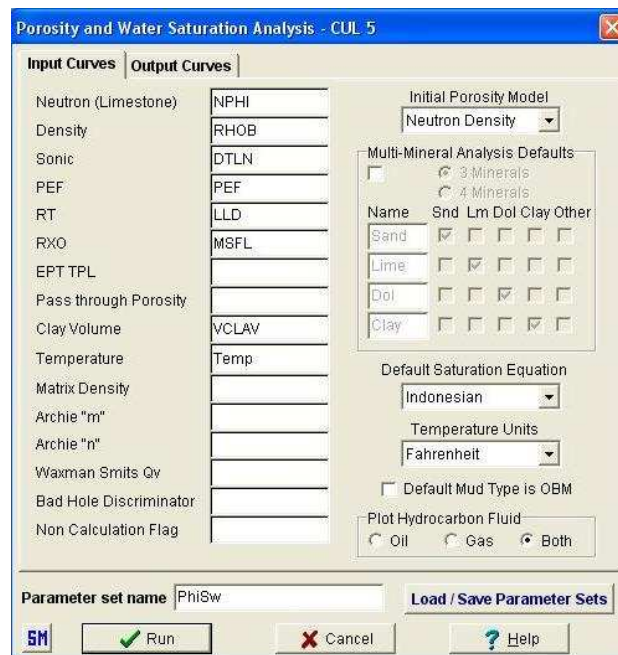
Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

En el Anexo 2.4 se presentan los datos de los encabezados de los registros eléctricos del campo. Aunque es preciso recordar que la temperatura de fondo utilizada fue la determinada para Hollín Inferior en el Estudio de Simulación Matemática.

14. Ejecutar el análisis para determinar la porosidad y saturación de agua. Mediante la opción “Interpretation >> Porosity and Water Saturation” se visualiza la ventana que se muestra en la figura 2.13 en la que se debe seleccionar:
- Las curvas que se van a utilizar en el análisis.

- b. El modelo para determinar la porosidad. En la mayoría de los pozos se utilizó el modelo “Neutron Density”; excepto en los que no se dispone de perfil neutrónico, donde se utilizó el modelo “Density”.
- c. La ecuación para calcular la saturación de agua. Por los motivos antes mencionados, se utilizó la ecuación de “Indonesian”.

Figura 2.13: Análisis de porosidad y saturación de agua



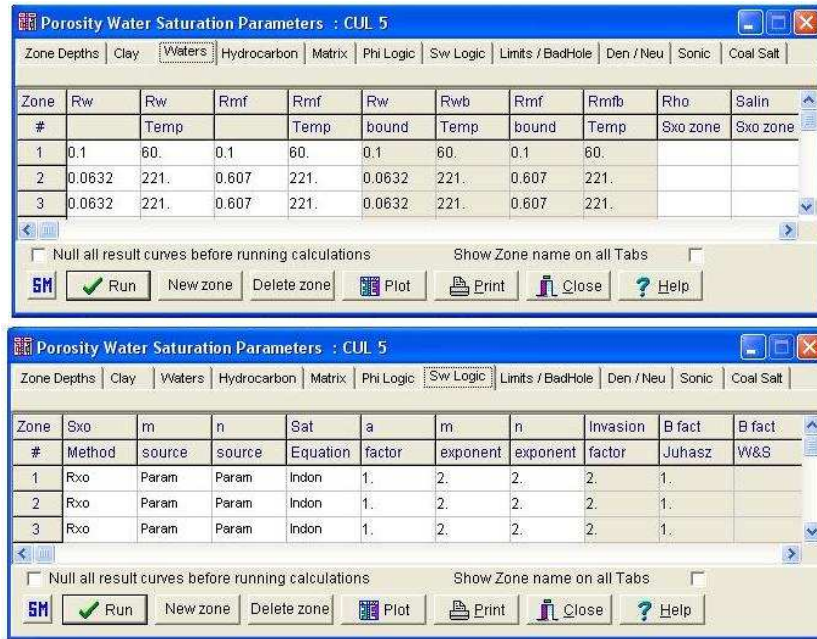
Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

15. Ingresar los parámetros de cada zona. En la pestaña “Waters” que se visualiza al ejecutar la opción “Interpretation >> Porosity and Water Saturation Parameters” se ingresa los valores de temperatura, resistividad del agua (R_w), y resistividad del filtrado de lodo (R_{mf}) de cada una de las zonas del pozo como se muestra en la figura 2.14.

Los valores ingresados para cada pozo se muestran en el Anexo 2.5.

En la pestaña “Sw Logic” es posible además ingresar los valores de factor de cementación (a), exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n) cuando se dispone de ellos, en este caso se usaron los valores teóricos descritos anteriormente, los mismos que el programa los asume por defecto.

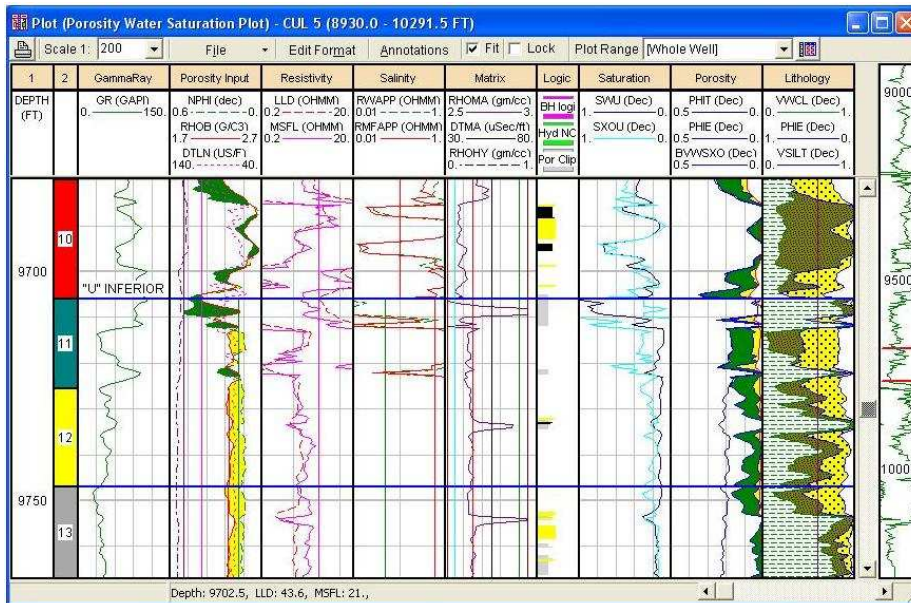
Figura 2.14: Parámetros de porosidad y saturación de agua



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

Al ejecutar el análisis se obtiene las curvas que se muestran en la figura 2.15

Figura 2.15: Curvas del análisis de porosidad y saturación de agua



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

16. Establecer los valores de corte. En la ventana que se muestra en la figura 2.16 que se visualiza al ejecutar la opción “Interpretation >> Cutoff and Summation” se establecen los valores de corte. Los valores ingresados son los considerados por Petroproducción.

Figura 2.16: Valores de corte

		Report 1		Report 2		Report 3		Report 4		Report 5	
Report Title	Reservoir			Pay							
Short Name	Res	Res		Pay							
Use report	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>							
Cutoff	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default
Name	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value
1 Porosity	0.08	<input checked="" type="checkbox"/>	0.08	<input checked="" type="checkbox"/>	0.08	<input checked="" type="checkbox"/>	0.08	<input checked="" type="checkbox"/>	0.08	<input checked="" type="checkbox"/>	0.08
2 Water Saturation	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5
3 Clay Volume	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5

Parameter set name: Cutoff

Buttons: Run, Apply, Close, Help

Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

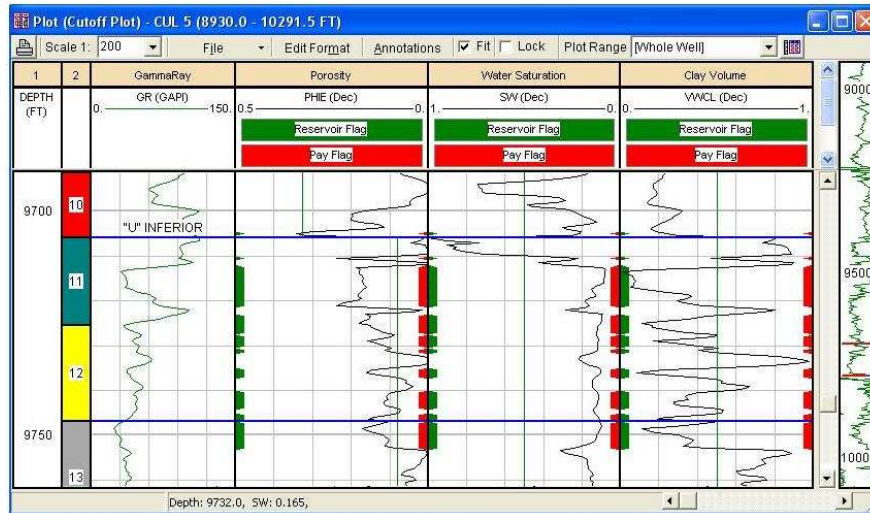
Los valores de corte se aplican para todas las zonas del pozo, dentro de las pistas de resultados se presenta una línea que representa a cada uno de ellos. Es posible ajustar el valor de corte en cualquier zona cambiando la posición de dicha línea.

En los resultados de este análisis el programa destaca dos tipos de indicadores; en color verde la zona considerada como reservorio con posibilidad de contener hidrocarburo y en color rojo como zona de pago, siendo ésta última en la que se recomienda hacer los disparos para producir el hidrocarburo presente en el reservorio. En la figura 2.17 se puede observar los resultados de una zona analizada.

17. Identificar las zonas analizadas. En la pestaña “Zone Dephts” que se visualiza al ejecutar la opción “Interpretation >> Cutoff and Summation Parameters” se ingresa los nombres de las zonas analizadas, mientras que en la pestaña “Pay Results” se puede observar los parámetros petrofísicos

calculados para cada pozo. En la figura 2.18 se puede observar un ejemplo correspondiente a las zonas U inferior y T inferior del pozo Culebra 5.

Figura 2.17: Curvas del análisis de los valores de corte



Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

Figura 2.18: Parámetros petrofísicos

Zone #	Name	Gross Interval	Net Pay	Net/Gross Pay	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	PhiH	PhiSoH	VclH
11	Ui	19.50	11.75	0.603	0.180	0.123	0.224	2.11	1.85	2.63
12	Ui	21.50	12.75	0.593	0.120	0.116	0.310	1.53	1.35	3.95
13	Ui	25.00	6.75	0.270	0.122	0.134	0.305	0.83	0.72	2.06
14		162.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---	---
15	Ti	26.00	5.00	0.192	0.099	0.483	0.376	0.49	0.26	1.88
16	Ti	12.50	0.25	0.020	0.114	0.338	0.454	0.03	0.02	0.11
17	Ti	8.50	6.25	0.735	0.107	0.317	0.199	0.67	0.46	1.24
18	Ti	19.00	3.00	0.158	0.126	0.382	0.128	0.38	0.23	0.38

Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

2.2.4 RESULTADOS

Los resultados de la reevaluación de registros eléctricos se los obtuvo mediante la opción de exportación de datos que ofrece Interactive Petrophysics™, los mismos

que luego de analizarlos y procesarlos se calculó los promedios presentados en la tabla 2.2. Los valores de espesor neto y total se expresan en pies, mientras que los de porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (Sw) y contenido de arcilla (Vsh) en fracción. Además, se presenta la relación entre espesor neto y total (N/G).

Tabla 2.2: Resultados promedio de la reevaluación de registros eléctricos

YACIMIENTO	ESPESOR			PHIE	Sw	Vsh
	TOTAL	NETO	N/G			
Basal Tena	20.06	8.76	0.425	0.181	0.251	0.257
"U" Inferior	53.82	37.44	0.688	0.163	0.143	0.241
"T" Inferior	52.47	18.37	0.349	0.141	0.268	0.229
Hollín Superior	45.76	16.96	0.368	0.136	0.227	0.253
Hollín Inferior	158.38	4.88	0.052	0.150	0.328	0.251

Fuente: Interactive Petrophysics™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

Los parámetros obtenidos para cada pozo se presentan en el Anexo 2.6.

Los resultados pueden también ser presentados en forma gráfica, visualizando las curvas de los análisis, "Clay Volumen", "Porosity and Saturation" y/o "Cutoff and Summation", junto con las curvas obtenidas con las herramientas de los registros eléctricos. En el Anexo 2.7 se presenta un tipo de arreglo que puede ser utilizado como referencia para futuros trabajos en el campo.

2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades físicas de los fluidos son un indicativo de su comportamiento a diferentes condiciones, ya sea en el reservorio, en los sistemas de producción o en el tanque.

2.3.1 ANÁLISIS PVT

Los análisis de Presión – Volumen – Temperatura (PVT) son estudios de laboratorio que permiten conocer el comportamiento de los fluidos de un reservorio ante la variación de las condiciones de dichos parámetros.

Los datos más confiables son los obtenidos a partir del análisis de una muestra de fondo, aunque es posible hacerlo de muestras tomadas en superficie.

En la actualidad el campo dispone de análisis PVT tomados de los fluidos producidos por los pozos que se presentan en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Análisis PVT disponibles

FECHA	POZO	YACIMIENTO
may-81	Yulebra 1	Basal Tena
sep-93	Anaconda 2	Hollín Inferior
jun-97	Yulebra 3	"U" Inferior
sep-97	Yulebra 7	Hollín Superior
may-02	Culebra 6	"U" Inferior

Elaborado por: Fidel Andrade

El yacimiento "T" Inferior no dispone de análisis PVT, por lo que se usó los datos del campo Auca por recomendación del Departamento de Yacimientos de Petroproducción. Además, se decidió no considerar los datos del análisis realizado al fluido del pozo Culebra 6 debido a que existió contaminación de la muestra.

Entre las principales propiedades tenemos:

2.3.1.1 Presión de burbuja (presión en el punto de burbujeo)

Es la presión de un sistema en el punto de burbujeo; considerando al punto de burbujeo como "el estado de equilibrio de un sistema compuesto de petróleo

crudo y gas, en el cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas”¹¹.

2.3.1.2 Razón gas en solución – petróleo

La razón gas petróleo (**GOR**) “es el resultado de dividir una cantidad de gas a condiciones normales por determinada cantidad de petróleo, también a condiciones normales”.¹²

La razón gas en solución – petróleo (**RGsP** o **Rs**), es un tipo de razón gas – petróleo y se define como “gas en solución (a condiciones normales), generalmente en PCN, por unidad volumétrica de petróleo (a condiciones normales), generalmente en BN”.¹²

Donde, PCN representa pies cúbicos a condiciones normales y BN representa barriles a condiciones normales.

2.3.1.3 Factor volumétrico del petróleo

El factor volumétrico del petróleo (**B_o**), puede definirse, a cualquier presión, como “el volumen en barriles que un barril en condiciones standard ocupa en la formación (yacimiento), es decir, a la temperatura del yacimiento y con el gas disuelto que puede retener el petróleo a esa presión”.¹³

Este factor será siempre mayor que la unidad. Sobre el punto de burbuja, es decir, cuando todo el gas presente está disuelto en el petróleo, un aumento de la presión reduce el volumen en proporción a la compresibilidad del líquido.

2.3.1.4 Viscosidad del petróleo

La viscosidad del petróleo (**U_o**), puede definirse como la propiedad que indica su resistencia al flujo. Esta resistencia está relacionada con la capacidad de fluir en un espacio poroso y se presenta debido a la fricción interna que se produce entre las moléculas del fluido.

¹¹ CRAFT B.C. y HAWKINS M.F., Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, 1977, pag. 538

¹² CRAFT B.C. y HAWKINS M.F., Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, 1977, pag. 544

¹³ CRAFT B.C. y HAWKINS M.F., Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, 1977, pag. 140

Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad del petróleo disminuye con el aumento de la presión, mientras que sobre el punto de burbujeo la viscosidad aumenta con el aumento de la presión.

2.3.1.5 Densidad del petróleo

La densidad se define como masa por unidad de volumen. La densidad del petróleo (ρ_o) depende de la temperatura y la presión, razón por la cual es muy importante conocer las condiciones a la que es medida esta propiedad.

En la tabla 2.4 se presentan las principales propiedades de los fluidos de cada uno de los reservorios.

Tabla 2.4: Datos de los análisis PVT

		BASAL TENA	"U" INFERIOR	"T" INFERIOR	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLÍN INFERIOR
Gravedad del petróleo residual a 60°F	°API	18.5	18.4	29.0	28.2	28.9
Temperatura del yacimiento	°F	191	223	235	225	237
Presión de burbuja, P_b	PSI	890	860	640	206	120
Razón gas en solución - petróleo, R_s	PC/bbl	133	147	163	62	17
Factor volumétrico del petróleo en el punto de burbuja, B_{ob}	bbl/BF	1.1137	1.1550	1.1600	1.1998	1.1792
Factor volumétrico inicial del petróleo, B_{oi}	bbl/BF	1.0915	1.1257	1.1310	1.1576	1.1315
Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja, U_{ob}	cp	16.02	8.33	2.60	1.57	3.36
Viscosidad inicial del petróleo, U_{oi}	cp	22.71	11.40	5.05	3.21	4.77
Densidad del petróleo en el punto de burbuja, ρ_{ob}	lbs/bbl	155.91	292.64	---	261.06	262.81

Fuente: Departamento de Yacimientos y Archivo Técnico, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

CAPÍTULO 3

DEFINICIÓN DE LOS MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS Y CÁLCULO DE RESERVAS

3.1 COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS YACIMIENTOS

El comportamiento productivo de los reservorios de hidrocarburo está influenciado por diferentes fuerzas naturales, las mismas que dependen de las propiedades de roca y fluido del reservorio. Adicionalmente, para estudiar el comportamiento productivo de los yacimientos es necesario analizar los historiales de producción, historiales de reacondicionamiento de los pozos y el comportamiento de las presiones.

3.1.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Para el estudio de la historia de producción se usó la base de datos proporcionada por Petroproducción; al ser ingresada en el programa Oil Field Manager™ se elaboró la figura 3.1 que muestra el historial de producción del campo.

En la parte superior de la figura se puede observar el gráfico de la producción de petróleo, agua y líquido en barriles por día versus tiempo, mientras que en la parte inferior se presenta el gráfico de la producción acumulada de las mismas variables en miles de barriles versus tiempo. Además, en cada uno de los gráficos se presenta la producción de gas en miles de pies cúbicos por día y millones de pies cúbicos respectivamente.

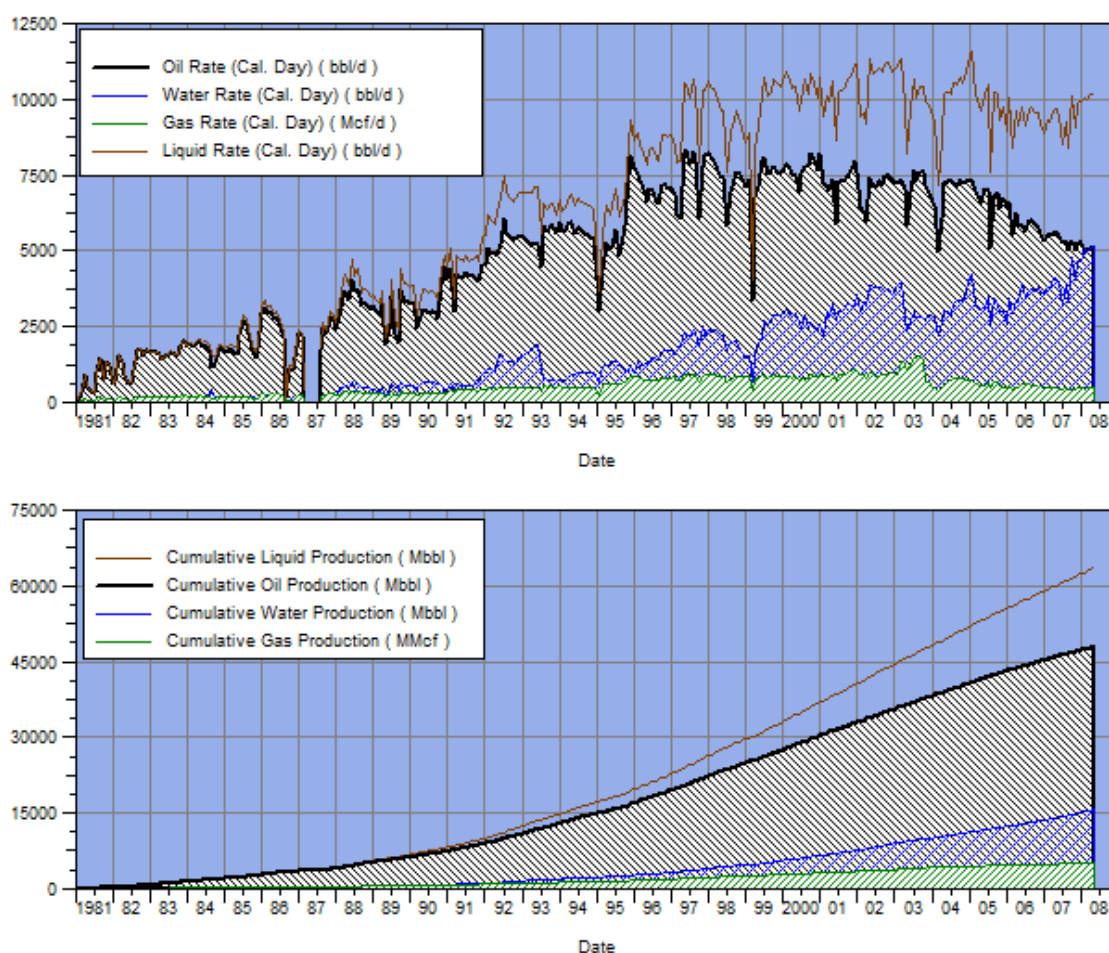
En el estudio de la historia de producción del campo es importante conocer el número de pozos que han aportado durante su etapa productiva, es por eso que en la Tabla 3.1 se presenta en forma cronológica el inicio de la producción de cada uno de ellos.

Al analizar la base de datos se observa que en la etapa inicial del campo se reportó el origen de la producción de algunos pozos como Hollín, Napo y U.

Considerando que en el campo se tienen los yacimientos: Basal Tena, "U" Inferior, "T" inferior, Hollín Superior y Hollín Inferior, se analizó la información de las pruebas iniciales, disparos iniciales y disparos en los trabajos de reacondicionamiento para determinar los yacimientos a los que corresponde la producción reportada como Hollín, Napo y U.

En los Anexos 3.1 y 3.2 se presenta la información utilizada en este análisis, la misma que se obtuvo de la carpeta de cada uno de los pozos.

Figura 3.1: Producción del campo



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

Tabla 3.1: Inicio de la producción de los pozos

FECHA	POZO	YACIMIENTO
feb-81	Yulebra 1	Basal Tena
mar-81	Culebra 1	"U" Inferior
jun-85	Yulebra 2	Hollín Superior
oct-87	Culebra 2	Basal Tena
mar-88	Yulebra 3	"U" Inferior
oct-91	Anaconda 1	Hollín Inferior
ene-92	Anaconda 3	Hollín Superior
jul-92	Anaconda 2	Hollín Inferior
dic-93	Anaconda 4	"T" Inferior
oct-95	Yulebra 4	"U" Inferior
jul-95	Yulebra 5	"U" Inferior
oct-95	Yulebra 6	"U" Inferior
ene-97	Culebra 4	"U" Inferior
may-97	Culebra 3	"U" Inferior
may-97	Yulebra 7	Hollín Superior
ago-00	Culebra 5	"U" Inferior
may-02	Culebra 6	"U" Inferior

Elaborado por: Fidel Andrade

En cuanto a la producción reportada como Hollín, se determinó que los pozos Anaconda 3 y Yulebra 2 produjeron de Hollín Superior, el pozo Anaconda 2 lo hizo de Hollín Inferior, mientras que en el pozo Anaconda 1 la producción comprendida entre octubre de 1991 y abril de 1992 pertenece a Hollín Inferior y la producción comprendida entre mayo de 1992 y julio de 1993 pertenece a Hollín Superior e Inferior.

Para el periodo de producción conjunta de los yacimientos, se determinó un factor de contribución de cada reservorio en función de las pruebas iniciales, 52% para Hollín Superior y 48% para Hollín Inferior.

Por otra parte, se determinó que la producción del pozo Culebra 1, reportada como Napo, pertenece a "U" Inferior.

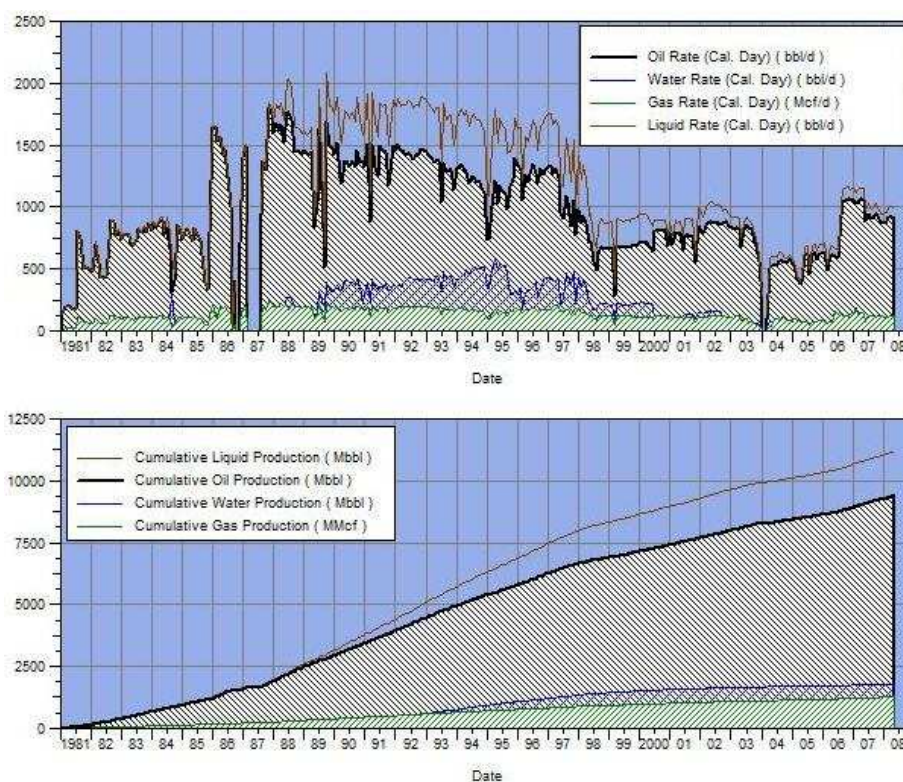
Finalmente, se determinó que en los pozos en los que se reporta la producción como “U” pertenece a “U” Inferior.

Una vez determinado el origen de toda la producción del campo, se elaboró los gráficos de producción de cada reservorio.

3.1.1.1 Yacimiento Basal Tena

En la figura 3.2 se presenta la producción del yacimiento, mientras que en la tabla 3.2 se presenta los pozos que han aportado en su vida productiva.

Figura 3.2: Producción del yacimiento Basal Tena



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

Como se puede observar en la figura 3.2, la producción de agua ha sido controlada a partir del año 2000, luego del incremento registrado entre los años 1989 y 2000.

Tabla 3.2: Pozos que han producido del yacimiento Basal Tena

POZO	FECHA	
	Desde	Hasta
Yulebra 1	feb-81	*
Culebra 2	oct-87	may-98
Anaconda 1	ago-06	*

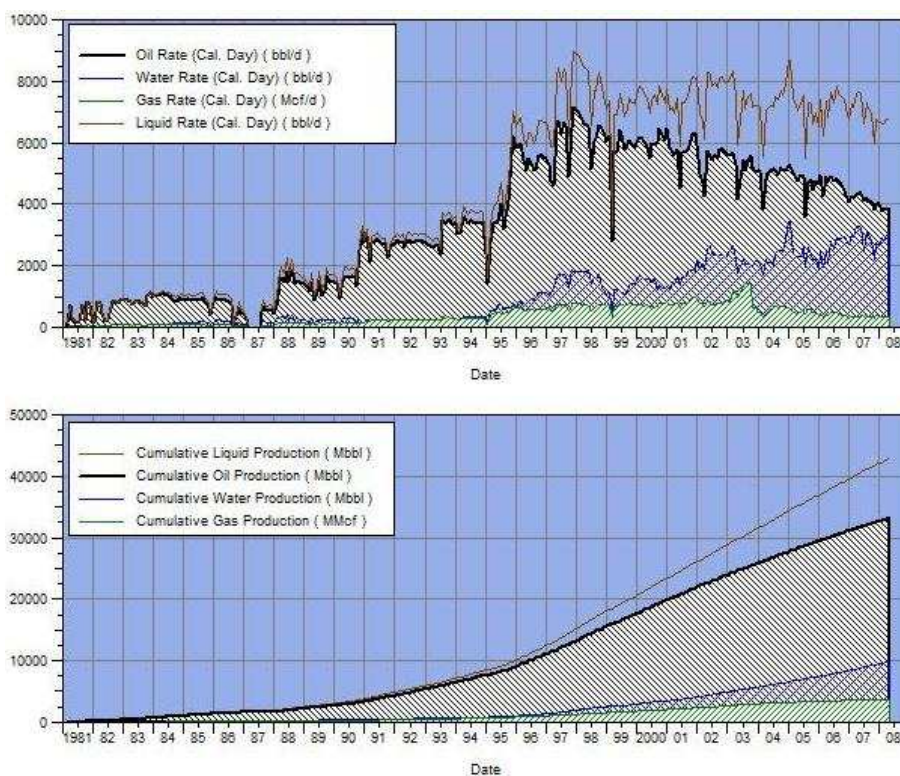
* Produciendo a la fecha de cierre del estudio

Elaborado por: Fidel Andrade

3.1.1.2 Yacimiento “U” Inferior

La producción de este yacimiento es la más representativa del campo por ser el reservorio con mejor potencial de producción, en la figura 3.3 se presenta la producción del yacimiento, mientras que en la tabla 3.3 se presenta los pozos que han aportado en su vida productiva.

Figura 3.3: Producción del yacimiento “U” Inferior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

Tabla 3.3: Pozos que han producido del yacimiento “U” Inferior

POZO	FECHA	
	Desde	Hasta
Culebra 1	mar-81	*
Yulebra 3	mar-88	*
Yulebra 2	may-90	*
Anaconda 1	ago-93	feb-05
Yulebra 4	oct-95	*
Yulebra 5	jul-95	*
Yulebra 6	oct-95	dic-98
Culebra 4	ene-97	*
Culebra 3	may-97	*
Yulebra 7	dic-97	*
Culebra 2	sep-98	*
Culebra 5	ago-00	*
Culebra 6	may-02	*

* Produciendo a la fecha de cierre del estudio

Elaborado por: Fidel Andrade

3.1.1.3 Yacimiento “T” Inferior

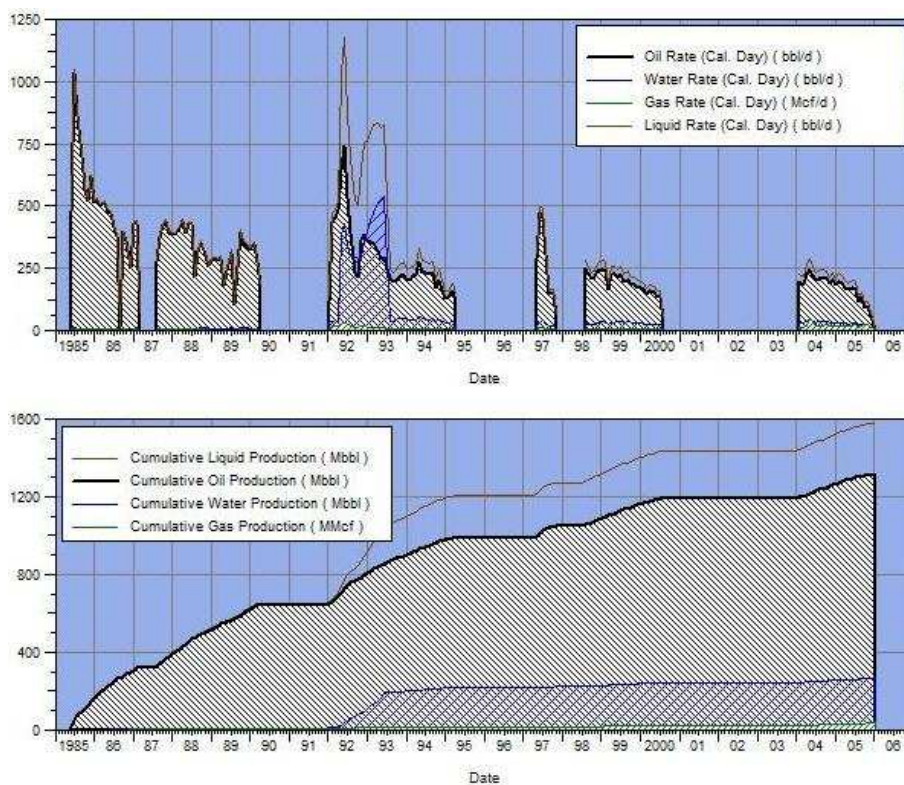
Los únicos registros de producción son los del pozo Anaconda 4, entre diciembre de 1993 y marzo de 1994.

La producción promedio alcanzó los 210 BPPD y 40 BAPD, mientras que la producción acumulada es de 19,511 barriles de petróleo y 4,274 barriles de agua.

3.1.1.4 Yacimiento Hollín Superior

Hollín Superior ha sido explotado en periodos aislados y actualmente no se encuentra en producción. En la figura 3.4 se presenta la producción del yacimiento, mientras que en la tabla 3.4 se presenta los pozos que han aportado en su vida productiva.

Figura 3.4: Producción del yacimiento Hollín Superior



Fuente: Oil Field ManagerTM, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

Tabla 3.4: Pozos que han producido del yacimiento Hollín Superior

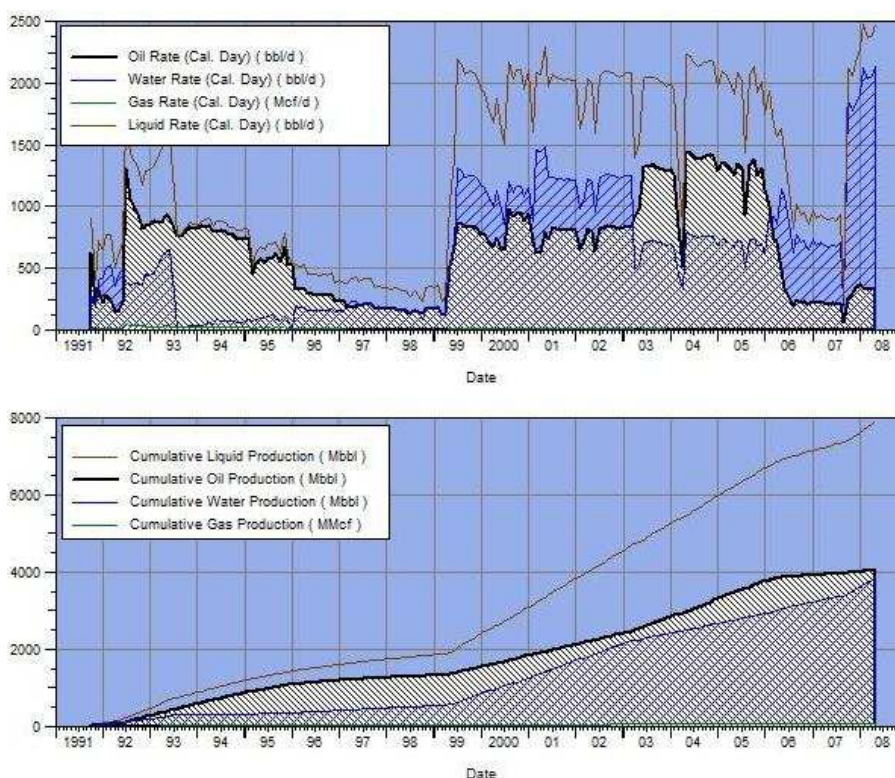
POZO	FECHA	
	Desde	Hasta
Yulebra 2	jun-85	abr-90
Anaconda 1	may-92	jul-93
Yulebra 7	may-97	nov-97
Anaconda 3	ene-92	abr-95
Anaconda 3	ago-98	ago-00
Anaconda 3	feb-04	ene-06

Elaborado por: Fidel Andrade

3.1.1.5 Yacimiento Hollín Inferior

La producción de este yacimiento corresponde principalmente al aporte del pozo Anaconda 2. En la figura 3.5 se presenta la producción del yacimiento, mientras que en la tabla 3.5 se presenta los pozos que han aportado en su vida productiva.

Figura 3.5: Producción del yacimiento Hollín Inferior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

Tabla 3.5: Pozos que han producido del yacimiento Hollín Inferior

POZO	FECHA	
	Desde	Hasta
Anaconda 1	oct-91	jul-93
Anaconda 2	jul-92	*

* Produciendo a la fecha de cierre del estudio

Elaborado por: Fidel Andrade

3.1.2 HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS

Los problemas con el equipo eléctrico sumergible son la principal causa para la planificación de los trabajos. Éstos están principalmente relacionados con problemas operativos como reparación del equipo BES o cambios de completación y tubería.

En menor cantidad se registran trabajos relacionados con los efectos del fluido y formación, como tratamientos anti-escala, tratamientos anti-incrustaciones, estimulaciones con solventes, entre otros.

La tabla 3.6 resume los trabajos realizados en los pozos del campo, la misma que se obtuvo al analizar los resultados de los reacondicionamientos en el Archivo Técnico de Petroproducción.

Tabla 3.6. Resumen de los trabajos de reacondicionamiento

TIPO DE TRABAJO	CANTIDAD
Reparar BES	82
Cambio de completación o tubería	21
Tratamiento químico o estimulación	19
Punzonar o repunzonar arenas	15
Cementación forzada	4

Elaborado por: Fidel Andrade

3.1.3 PRESIONES

Para la caracterización de reservorios es necesario conocer principalmente la presión inicial (P_i), la presión actual (P_a) y la presión de burbuja (P_b) de los yacimientos.

La presión inicial fue proporcionada por el Departamento de Yacimientos de Petroproducción, cuyos valores fueron obtenidos de las pruebas de presión y datos de perforación.

La presión de burbuja de los reservorios se tomó de los análisis PVT disponibles en el campo (tabla 2.4).

La presión actual se determinó mediante la proyección de la presión a partir de los datos de las pruebas de restauración de presión, ya que el campo no dispone de datos actualizados.

Para "U" Inferior se usó los datos del sistema de administración de información digital AS/400, mientras que para el resto de reservorios, cuya información es muy escasa, se usó los datos recopilados en el Archivo Técnico de Petroproducción.

En el Anexo 3.2 se presenta los gráficos generados para determinar la presión actual de Basal Tena, "U" Inferior y Hollín Superior, mientras que en la tabla 3.7 se presenta las presiones de los yacimientos, expresadas en PSI.

Tabla 3.7: Presiones de los yacimientos

YACIMIENTO	PRESIÓN INICIAL	PRESIÓN DE BURBUJA	PRESIÓN ACTUAL
Basal Tena	3,720	890	1,400
"U" Inferior	3,955	860	1,270
"T" Inferior	4,270	640	---
Hollín Superior	4,390	206	4,320
Hollín Inferior	4,500	120	---

Fuente: Departamento de Yacimientos y Archivo Técnico, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

3.2 MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS

Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento de los reservorios son: expansión de roca y fluido, empuje por gas en solución, empuje por capa de gas y empuje hidráulico.

Cada uno de estos mecanismos puede actuar en los yacimientos de manera individual o combinada.

Actualmente, los yacimientos del campo se encuentran por encima de la presión de burbuja, por lo tanto, se trata de reservorios subsaturados y que además cuentan con una baja relación gas – líquido.

Luego del análisis del comportamiento productivo y considerando que:

- En yacimientos que no tienen intrusión de agua, yacimientos volumétricos, y que se encuentran produciendo sobre el punto de burbuja, es decir, son yacimientos subsaturados, el principal mecanismo de empuje es el de expansión de roca y fluido.
- Según la teoría de yacimientos de hidrocarburo, la máxima recuperación obtenida de un reservorio mediante la expansión de roca y fluido no supera el cinco por ciento (5%).
- La recuperación actual de los yacimientos Basal Tena, "U" Inferior y Hollín Inferior supera la eficiencia máxima que se obtendría por expansión de roca y fluido.
- Se conoce que en toda la Cuenca Oriente el yacimiento Hollín Inferior cuenta con la influencia de un acuífero de fondo, que ayuda a mantener la presión, mientras que Hollín Superior tiene la influencia de un acuífero lateral.
- Estudios del yacimiento "T" Inferior en campos vecinos indican la influencia de un acuífero lateral.

Se determinó que además de la expansión de roca y fluidos, los yacimientos Basal Tena, "U" Inferior, "T" Inferior y Hollín Superior tienen como principal mecanismo de desplazamiento el empuje hidráulico lateral, con una entrada parcial de agua, mientras que el yacimiento Hollín Inferior tiene como principal mecanismo de desplazamiento el empuje hidráulico de fondo.

3.3 CÁLCULO DE RESERVAS

La situación financiera de una compañía depende directamente de sus reservas, es por esto que la ingeniería de yacimientos tiene como una importante función el permanente cálculo del hidrocarburo en el yacimiento, así como su recuperación bajo los mecanismos existentes.

Las reservas de petróleo se obtienen por lo general aplicando factores de recuperación al petróleo en el yacimiento o por el método de las curvas de declinación.

El cálculo de las reservas se las hizo en base a las definiciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos - SPE - aprobadas en marzo de 1997 y el Congreso Mundial del Petróleo - WPC - en octubre de 1996.

Reservas.- “Las reservas son 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”.

Es también importante anotar que los cálculos de reservas incluyen un cierto grado de incertidumbre, el mismo que puede expresarse clasificando las reservas en probadas y no probadas. Así tenemos que:

Reservas Probadas.- son las reservas que pueden ser recuperadas en las áreas en donde se ha desarrollado el campo, es decir, son aquellos volúmenes de petróleo que pueden calcularse mediante el análisis de los datos geológicos y de ingeniería de reservorios, los cuales pueden ser recuperados mediante mecanismos primarios o secundarios bajo las condiciones técnicas, legales y económicas actuales.

Reservas No Probadas.- “Las reservas no probadas se basan en datos geológicos y/o tecnológicos similares a los datos usados para calcular reservas probadas pero con incertidumbre en regulaciones, condiciones económicas, contractuales y técnicas, todo lo cual no permite clasificarlas como probadas”¹⁴.

Las reservas no probadas pueden además clasificarse en reservas probables y reservas posibles.

Reservas Probables.- “Las Reservas Probables son aquellas reservas no probadas, las cuales se han determinado con cierto grado de certeza mediante análisis geológicos y de ingeniería. Sin embargo, las condiciones económicas, operativas y otras condiciones (regulaciones) hacen que estas reservas no sean

¹⁴ PETROPRODUCCIÓN – DNH, Estimación de Reservas de Petróleo Crudo y Gas del País al 31 de diciembre de 2006.

económicas en el tiempo de análisis. Debido a esto, se estima que tienen menos probabilidad de ser recuperadas en comparación con las reservas probadas”¹⁵.

Reservas Posibles.- “Las Reservas Posibles son aquellas reservas no probadas, las cuales se han determinado con menor grado de certeza mediante análisis geológicos y de ingeniería que las reservas probables. A partir de esto se estima que las reservas posibles tienen menos probabilidad de ser recuperables en comparación con las reservas probables”¹⁶.

Reservas Remanentes.- “Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento”¹⁷.

3.3.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El volumen de petróleo original en el yacimiento puede ser calculado por el método volumétrico o por estudios de balance de materiales.

El método de balance de materiales aplica la ley de la conservación de la materia al reservorio. La exactitud de este método depende, además de las propiedades de roca y fluido, del comportamiento de las presiones a través de la vida productiva de los reservorios.

El presente proyecto tiene como objetivo determinar el petróleo original en sitio mediante el uso del programa Oil Field ManagerTM, el cual aplica el método volumétrico.

“El método volumétrico se basa en la información obtenida de registros y de análisis de núcleos de donde se determina el volumen total, porosidad, saturación de fluido, y del análisis del fluido de donde se determina el factor volumétrico del petróleo”¹⁸

El petróleo original en sitio puede ser expresado por la ecuación (3.1):

¹⁵ CARAGUAY, Nidia. Actualización de Reservas Y Predicción del Comportamiento Productivo del Campo Yuca, 2005

¹⁶ CORE LAB, Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi Aguatico, 2004

¹⁷ PETROECUADOR, Glosario de la Industria Hidrocarbúfera, 2001

¹⁸ CRAFT B.C. y HAWKINS M.F., Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, 1977

$$POES = 7758 * \frac{V_b * \phi_e * (1 - S_{w_i})}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

V_b : Volumen bruto, acre-pie

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción

S_{w_i} : Saturación inicial de agua, fracción

B_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo, bbl/BF

7758: Factor de conversión de unidades, bbl/acre-pie

El volumen bruto (V_b) es el producto entre el espesor y el área del yacimiento. Al analizar la ecuación (3.1) podemos darnos cuenta que es necesario utilizar un procedimiento que permita determinar el volumen de hidrocarburo en el yacimiento que considere la variación de las propiedades petrofísicas entre los diferentes pozos del campo.

Oil Field Manager™ ofrece la opción de determinar el volumen del reservorio aplicando del Método Volumétrico en base al Índice de Hidrocarburo de los yacimientos y el área de los mismos.

3.3.1.1 Índice de Hidrocarburo

El Índice de Hidrocarburo (Ih) representa la fracción del espesor neto poroso de una roca saturada por hidrocarburos y se determina por la ecuación (3.2).

$$Ih = h_o * \phi_e * S_o \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

Ih : Índice de Hidrocarburos, pies

h_o : Espesor neto saturado de hidrocarburo, pies

\emptyset_e : Porosidad efectiva, fracción

S_o : Saturación de petróleo, fracción

El cálculo del Índice de Hidrocarburo para cada pozo y reservorio se lo hizo con los resultados de la evaluación petrofísica presentados en el Anexo 2.6 (Resultados de la reevaluación de registros eléctricos).

3.3.1.2 Área de los Yacimientos

Para la definición del área de cada uno de los reservorios es necesario determinar los contornos que marcan sus límites, éstos generalmente lo constituyen las fallas estructurales, los contactos entre fluidos o el límite inferior de arena.

Se trabajó en base de los mapas estructurales: referido al tope de la arenisca “U” Inferior, referido al tope de la arenisca “T” Inferior y referido al tope de la arenisca Hollín, proporcionados por el Departamento de Geofísica de Petroproducción, también se usó el mapa estructural referido al tope de la arenisca Basal Tena obtenido del informe de simulación matemática del campo.

Para el yacimiento Basal Tena fue necesario digitalizar el mapa estructural y hacer un geoposicionamiento, utilizando las coordenadas UTM de dos pozos. Con las coordenadas UTM del resto de pozos se pudo verificar que el geoposicionamiento fue realizado correctamente.

Una vez obtenido el mapa estructural referido al tope de la arenisca Basal Tena en coordenadas UTM, al igual que el resto de mapas, se procedió a determinar los límites de los yacimientos.

3.3.1.2.1 Yacimiento Basal Tena

Se utilizó el límite inferior de petróleo detectado en los registros eléctricos, al este con el pozo Anaconda 3 (- 8,020 pbnm) y al Oeste con el pozo Culebra 3 (- 8,000 pbnm). Además fue necesario proyectar las fallas detectadas en “U” Inferior

debido a que en las zonas norte y sur las líneas estructurales se abren y no permiten cerrar la estructura.

3.3.1.2.2 *Yacimiento "U" Inferior*

Los límites fueron determinados por las fallas estructurales en las zonas norte y sur, mientras que al este y oeste por medio del límite inferior de petróleo, determinado con los pozos Anaconda 4 (- 8,770 pbnm) y Culebra 3 (- 8,786 pbnm).

3.3.1.2.3 *Yacimiento "T" Inferior*

Se proyectó las fallas estructurales detectadas en "U" inferior, lo que permitió cerrar la estructura conjuntamente con el límite inferior de petróleo detectado en el pozo Culebra 3 (- 9,020 pbnm).

3.3.1.2.4 *Yacimientos Hollín Superior e Inferior*

Se utilizó las fallas estructurales presentes en el mapa estructural referido al tope de la arenisca Hollín, conjuntamente con el límite inferior de petróleo de Hollín Superior determinado en los pozos Yulebra 3 (- 9,155 pbnm) al norte, Anaconda 3 (- 9,235 pbnm) al sur, Anaconda 2 (- 9,172 pbnm) al este y Culebra 3 (- 9,170 pbnm) al oeste.

En la tabla 3.8 se presenta el área de los yacimientos obtenida con el programa AutoCad, mientras que los mapas estructurales utilizados se muestran en el Anexo 3.3.

Tabla 3.8: Área de los yacimientos

YACIMIENTO	ÁREA [M ²]	ÁREA [ACRES]
Basal Tena	23,326,579.18	5,763.98
"U" Inferior	34,903,348.42	8,624.60
"T" Inferior	31,772,985.93	7,851.08
Hollín	29,079,272.74	7,185.47

Elaborado por: Fidel Andrade

3.3.1.3 Oil Field Manager™

El programa Oil Field Manager™, denotado por sus siglas OFM™, almacena la información en tablas relacionadas que forman parte de una base de datos.

Para el ingreso de los datos fue necesario crear registros para cada yacimiento en cada uno de los pozos en la Tabla Master (“HEADERID”) de OFM™ con la finalidad de ingresar en la tabla “Resproperty”, que contiene la información petrofísica, los datos necesarios para el cálculo del Índice de Hidrocarburo.

OFM™ usa coordenadas UTM para la ubicación de los pozos de su base de datos, por lo tanto calcula el volumen de los yacimientos en metros cúbicos.

Para calcular el Índice de Hidrocarburos, en metros, aplicando la conversión de unidades se ingresó a OFM™ la ecuación (3.3) y se nombró “ISOINDICE” a la variable que almacena los resultados.

$$ISOINDICE = \frac{h_o * \phi_e * S_o}{3.2808} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

ISOINDICE: Variable que representa el Índice de Hidrocarburo, m

h_o : Espesor neto saturado de hidrocarburo, pies

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción

S_o : Saturación de petróleo, fracción

3.2808: Factor de conversión de unidades, pies/m

Para poder ingresar el área en OFM™ es necesario generar archivos en formato “.ano” con las coordenadas de los límites de los reservorios.

Una vez ingresados los resultados de la evaluación petrofísica y la ecuación (3.3) en OFM™, para determinar el volumen del petróleo original en sitio se procedió de la siguiente manera:

1. Filtrar los datos de cada pozo por el yacimiento a analizar.
2. Cargar el contorno del yacimiento en formato “.ano” mediante la opción “Edit >> Map >> Annotations”.
3. Generar un “Bubble Map” (Mapa de Burbujas) con la variable “ISOINDICE”
4. Generar un “Grid Map” (Mapa de Grilla) con la variable “ISOINDICE”
5. Establecer el área del yacimiento mediante la opción “Grid Area >> New” sobrepasando la línea de contorno generada por el archivo “.ano”.

Al guardar este contorno generado en OFM™ se obtiene un archivo del tipo “.ga”, el cual sirve para delimitar el área de cualquier gráfico del yacimiento que se genere en OFM™.

En el “Grid Map” generado, OFM™ calcula el volumen en función de los datos ingresados, por lo tanto, luego de definir los límites del yacimiento se tiene el volumen de hidrocarburo en el reservorio expresado en metros cúbicos.

Para obtener el POES, en barriles a condiciones de superficie, únicamente se debe aplicar la ecuación (3.4). En la tabla 3.9 se muestran los valores obtenidos.

$$POES = \frac{6.2893 + V_{Hc}}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

- POES: Petróleo original en sitio, BF
- V_{Hc} : Volumen de hidrocarburo en el yacimiento, m³
- B_{oi} : Factor volumétrico, bbl/BF
- 6.2893: Factor de conversión de unidades, bbl/m³

Tabla 3.9: Volumen de petróleo original en sitio

YACIMIENTO	VOLUMEN EN EL YACIMIENTO	POES
	[M ³]	[BF]
Basal Tena	8,822,480	50,835,752
"U" Inferior	56,409,500	315,160,583
"T" Inferior	17,346,300	96,459,845
Hollín Superior	15,374,200	83,528,815

Hollín Inferior	4,137,240	22,996,327
-----------------	-----------	------------

Elaborado por: Fidel Andrade

OFM™ permite generar gráficos del yacimiento en tres dimensiones (Surface Map) con la posibilidad de girarlo en cualquier dirección con solo modificar la Elevación y el Azimut en la pestaña de propiedades.

En las figuras 3.6 a 3.10 se presenta los mapas del índice de hidrocarburo (Grid Map y Surface Map) utilizados en el cálculo del petróleo original en sitio.

3.3.2 FACTOR DE RECOBRO

Por recomendación del Departamento de Yacimientos de Petroproducción, para determinar el factor de recobro del yacimiento Hollín Inferior se utilizó la ecuación (3.5), desarrollada por Arps para yacimientos con empuje hidrostático de fondo, mientras que para el resto de reservorios se utilizó la ecuación (3.6), que permite determinar el factor de recobro para yacimientos con empuje hidrostático lateral.

$$FR = 54.898 * \left[\frac{\Phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \right]^{0.0422} * \left(\frac{K * \mu_{oi}}{\mu_{ob}} \right)^{0.0770} * (S_w)^{-0.1903} * \left(\frac{P_i}{P_b} \right)^{-0.2159} \quad (\text{Ec. 3.5})^{19}$$

$$FR = 41.815 * \left[\frac{\Phi * (1 - S_w)}{B_{ob}} \right]^{0.1611} * \left(\frac{K}{\mu_{ob}} \right)^{0.0979} * (S_w)^{0.3722} * \left(\frac{P_i}{P_A} \right)^{0.1741} \quad (\text{Ec. 3.6})^{20}$$

Donde

Φ :	Porosidad, fracción
S_w :	Saturación de agua, fracción
K :	Permeabilidad del petróleo, md
P_i :	Presión inicial, psi
P_b :	Presión de burbuja, psi
P_A :	Presión de abandono, psi
B_{oi}, B_{ob} :	Factor volumétrico del petróleo (inicial y en el punto de burbuja), bbl/BF
μ_{oi}, μ_{ob} :	Viscosidad del petróleo (inicial y en el punto de burbuja), cp

¹⁹ SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO, Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

²⁰ SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO, Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

μ_{wi} : Viscosidad inicial del agua, cp

Los valores de las variables de las ecuaciones (3.5) y (3.6) fueron obtenidos de los análisis PVT, pruebas de restauración de presión y reevaluación de registros eléctricos.

Para aplicar la ecuación (3.6) es necesario determinar la presión de abandono. En este caso, se asumió como presión de abandono a la presión de burbuja. Aunque 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.

En la Tabla 3.10 se presenta el factor de recobro de los yacimientos, obtenidos mediante las ecuaciones 3.5 y 3.6; mientras que en la Tabla 3.11 se presentan los valores de las variables utilizados en el cálculo.

Tabla 3.10: Factores de recobro de los yacimientos

YACIMIENTO	FR [%]
Basal Tena	33.87
"U" Inferior	29.47
"T" Inferior	37.73
Hollín Superior	39.61
Hollín Inferior	35.40

Elaborado por: Fidel Andrade

Tabla 3.11: Datos utilizados en el cálculo del factor de recobro

	Φ	S_w	Bob	K	Uob	Pi	P_A	
Basal Tena	0.181	0.251	1.1137	900	16.02	3,720	890	
"U" Inferior	0.163	0.143	1.1550	814	8.33	3,955	860	
"T" Inferior	0.141	0.268	1.1600	251	2.60	4,270	640	
Hollín Superior	0.136	0.227	1.1998	61	1.57	4,390	206	
	U_w	Φ	S_w	Boi	K	Uoi	Pi	Pb
Hollín Inferior	0.267	0.150	0.328	1.1315	371	4.77	4,500	120

Elaborado por: Fidel Andrade

Para el cálculo del factor de recobro de Hollín Inferior se utilizó el valor de la viscosidad inicial del agua del campo Yuca, ya que no se dispone de este dato en el campo.

3.3.3 RESULTADOS

Las reservas de petróleo de un yacimiento, aplicando factores de recuperación al volumen de petróleo se lo determina mediante la ecuación (3.7).

$$\mathbf{RESERVAS\ INICIALES = POES * FR} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

POES: Petróleo original en sitio, BF

FR: Factor de recobro, fracción

Las reservas probadas de petróleo son el producto del petróleo original en sitio y el factor de recobro, mientras que las reservas remanentes constituyen la diferencia entre las reservas probadas y la producción acumulada a la fecha de cierre del estudio, junio de 2008. El resultado de la actualización de reservas se presenta en la Tabla 3.12.

El factor de recobro actual (FR_a), como su nombre lo indica, refleja el estado actual de la recuperación de los reservorios; se lo obtuvo mediante la relación entre la producción acumulada y el petróleo original en sitio, como se expresa en la ecuación (3.8):

$$\mathbf{FR_a = \frac{N_p}{POES}} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

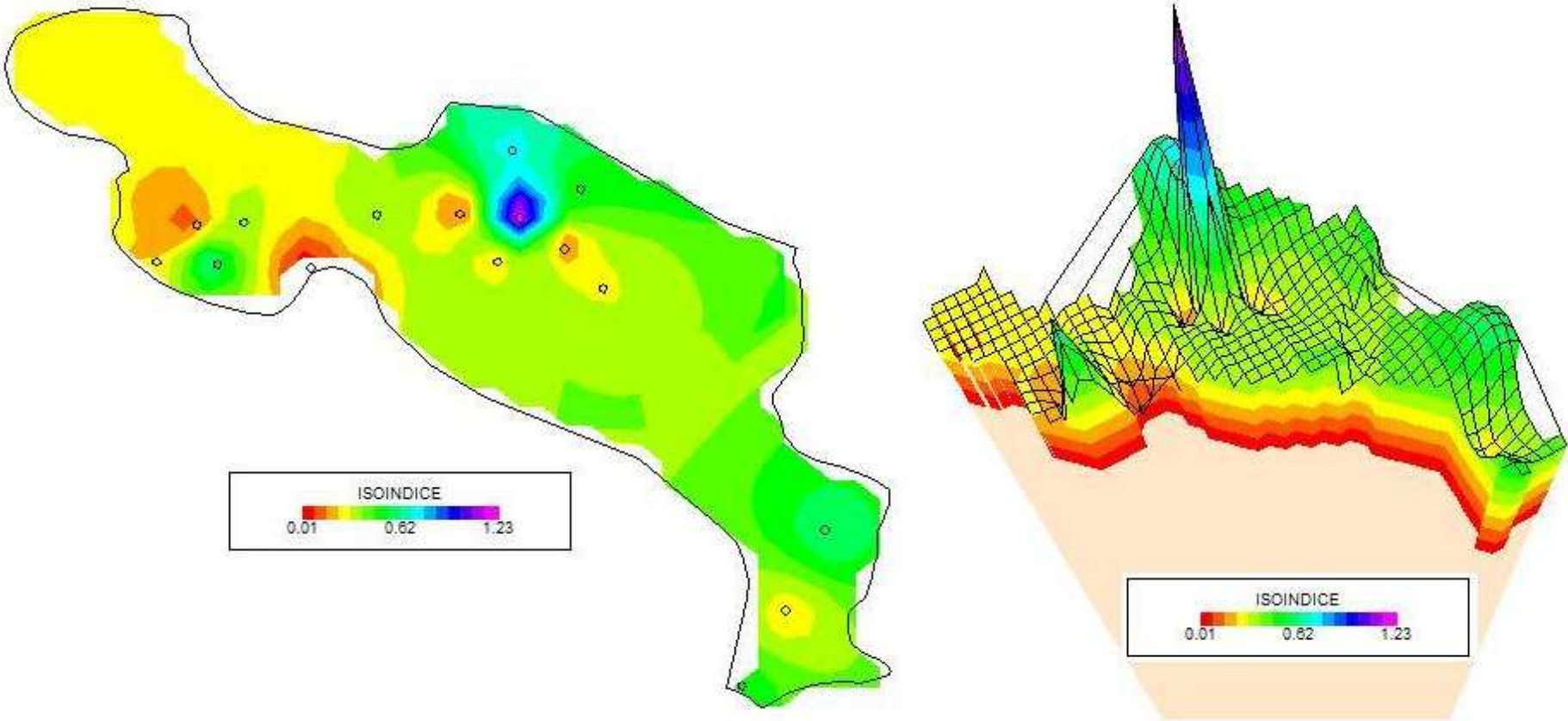
Donde: FR_a Factor de recobro actual, fracción
 N_p Producción acumulada, BF
 POES Petróleo original en sitio, BF

Tabla 3.12: Resultados de la actualización de reservas

YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU	FR	RESERVAS PROBADAS	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	FRa
	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[BF]	[%]
Basal Tena	50,835,752	33.87	17,219,619	9,388,003	7,831,616	18.47
"U" Inferior	315,160,583	29.47	92,880,982	33,114,293	59,766,689	10.51
"T" Inferior	96,459,845	37.73	36,391,806	19,511	36,372,295	0.02
Hollín Superior	83,528,815	39.61	33,084,435	1,313,883	31,770,552	1.57
Hollín Inferior	22,996,327	35.40	8,140,866	4,053,386	4,087,480	17.63

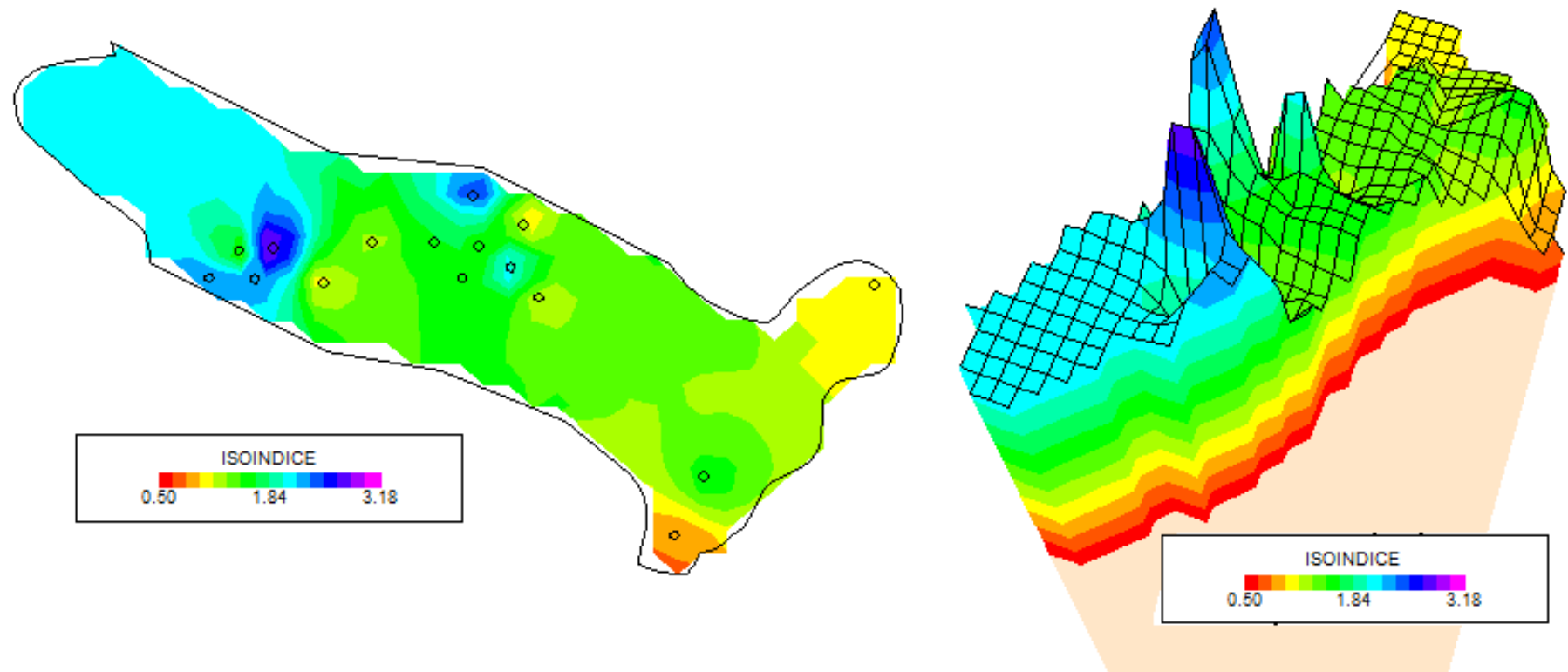
Elaborado por: Fidel Andrade

Figura 3.6: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento Basal Tena



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

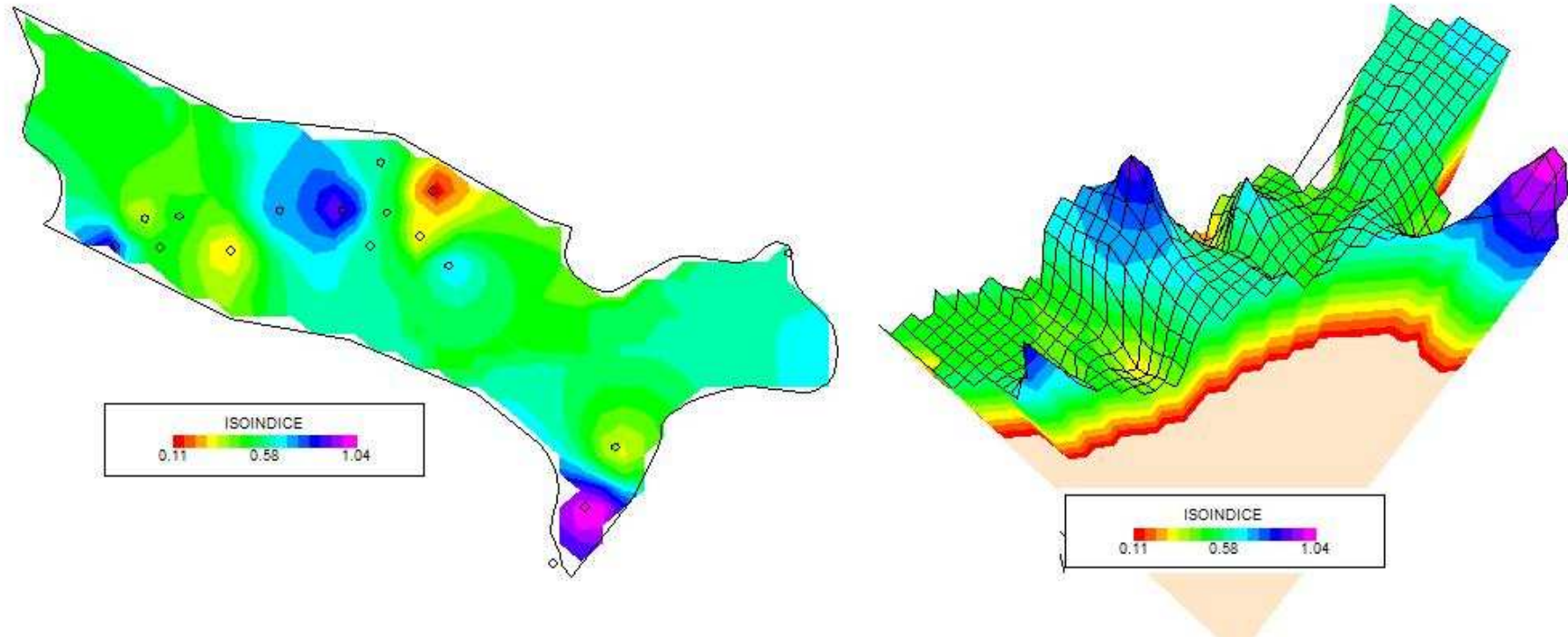
Figura 3.7: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento "U" Inferior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

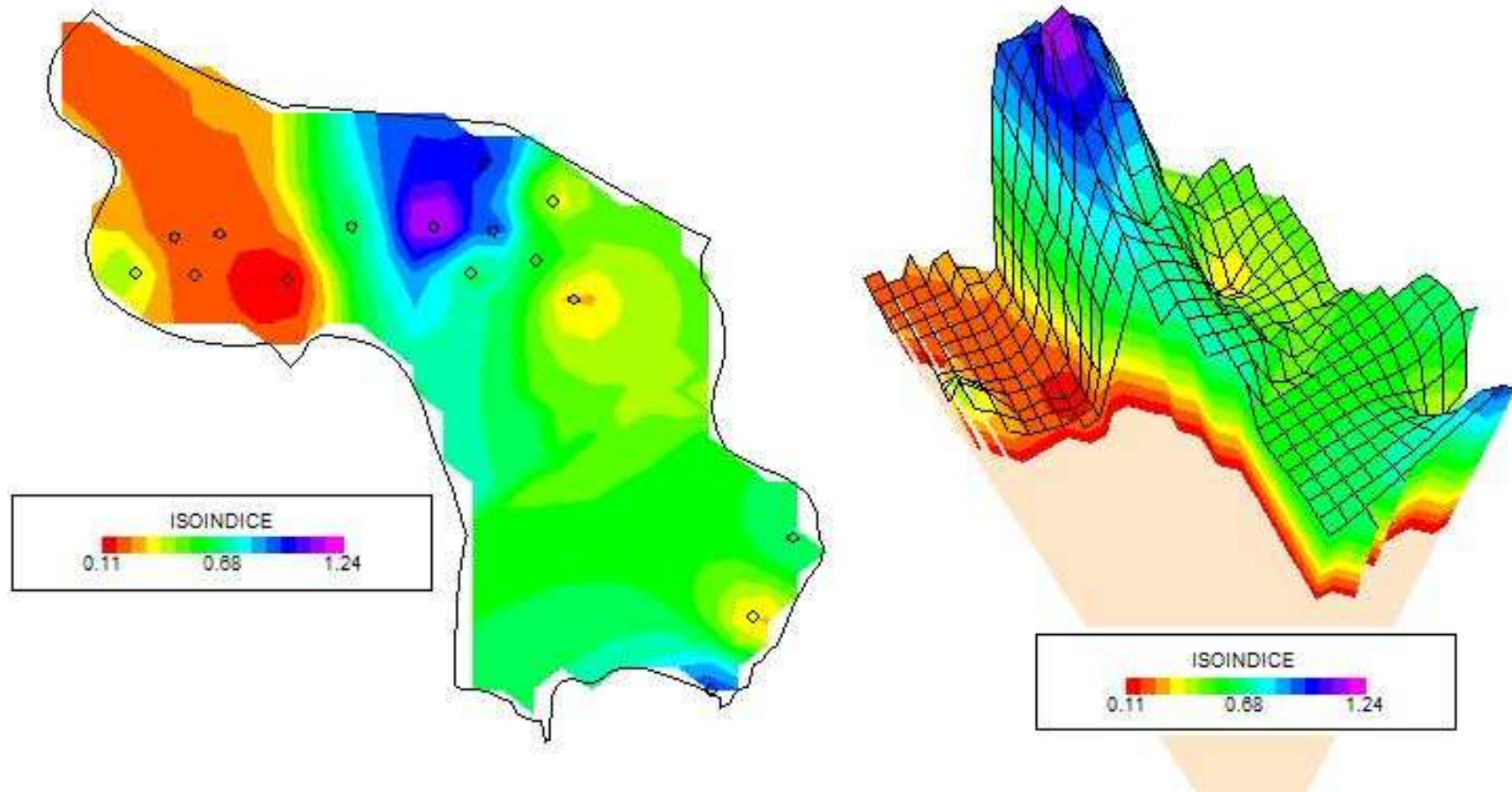
Figura 3.8: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento “T” Inferior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

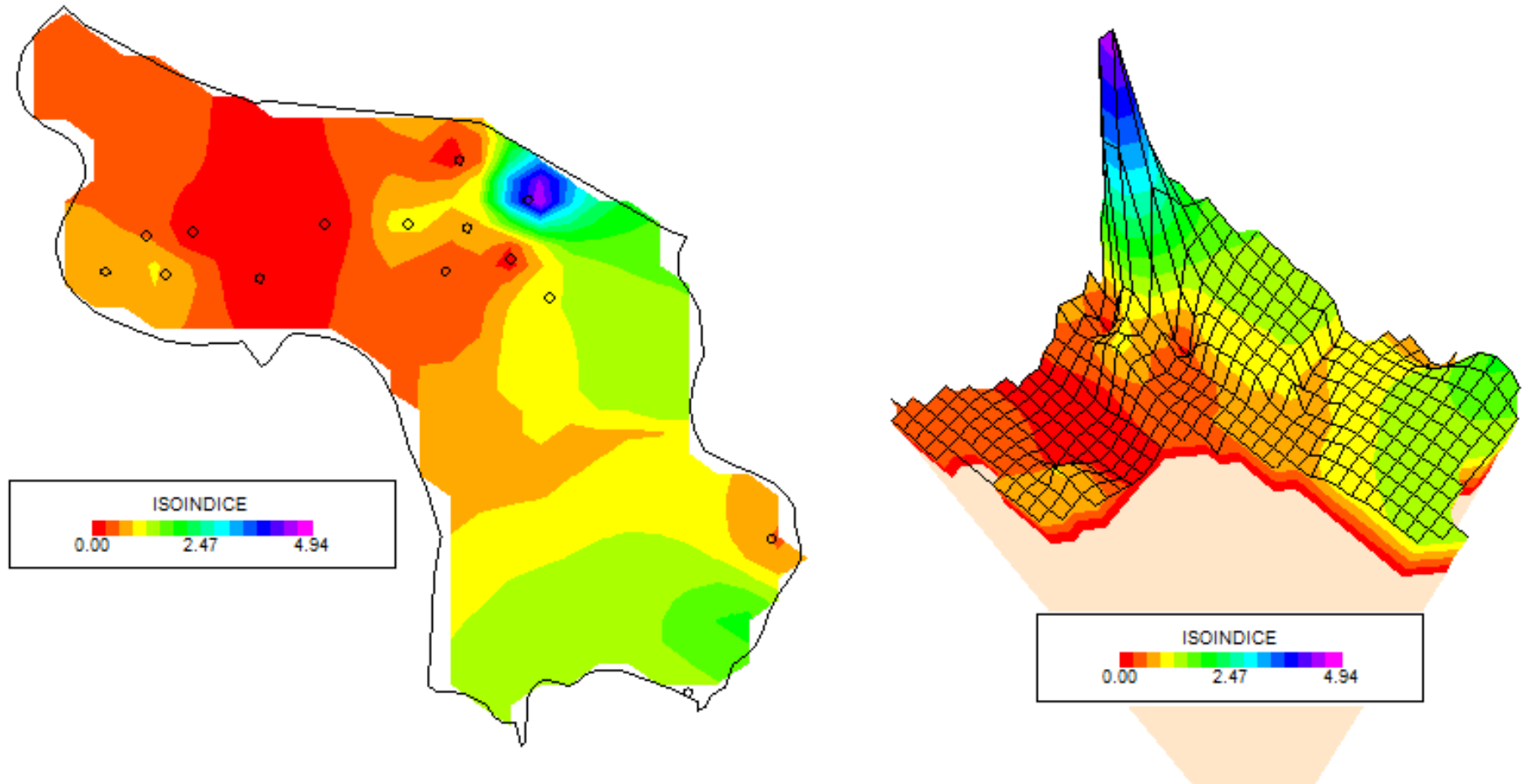
Elaborado por: Fidel Andrade

Figura 3.9: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento Hollín Superior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción
Elaborado por: Fidel Andrade

Figura 3.10: Mapas del Índice de Hidrocarburo del yacimiento Hollín Inferior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO.

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados del presente estudio se los obtuvo a partir del procesamiento y análisis de la información proporcionada por los Departamentos de Yacimientos, Geología y Geofísica junto con la recopilada en el Archivo Técnico de Petroproducción.

4.1.1 RESERVAS OFICIALES

Las Reservas Oficiales son las reportadas en el documento preparado por la comisión interinstitucional integrada por técnicos de Petroproducción y la Dirección Nacional de Hidrocarburos, y se presentan en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Reservas oficiales

YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU	FR	RESERVAS PROBADAS	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[BF]
Basal Tena	49,300,000	31.05	15,308,200	9,063,471	6,244,729
U	224,300,000	28.20	63,252,600	32,677,975	30,574,625
T	10,926,958	20.00	2,185,392	19,511	2,165,881
Hollín Superior	44,673,867	20.00	8,934,773	235,145	8,699,628
Hollín	18,886,517	30.00	5,665,955	5,119,658	546,297

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroproducción²¹

Elaborado por: Fidel Andrade

4.1.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LOS DATOS OFICIALES

Al analizar los resultados de la actualización de reservas se determinó que el Yacimiento Hollín Inferior se reporta en las reservas oficiales como Hollín, aunque

²¹ PETROPRODUCCIÓN – DNH, Reservas de Petróleo Crudo y Gas del País al 31 de diciembre del 2007

la producción acumulada no corresponde en su totalidad a este reservorio, como se explicó en el capítulo anterior. En la Tabla 4.2 se presenta la comparación de resultados con los datos oficiales.

Tabla 4.2: Comparación de resultados con los datos oficiales

YACIMIENTO	RESULTADOS			DATOS OFICIALES		
	PETRÓLEO IN SITU	FR	RESERVAS PROBADAS	PETRÓLEO IN SITU	FR	RESERVAS PROBADAS
	[BF]	[%]	[BF]	[BF]	[%]	[BF]
Basal Tena	50,835,752	33.87	17,219,619	49,300,000	31.05	15,308,200
"U" Inferior	315,160,583	29.47	92,880,982	224,300,000	28.20	63,252,600
"T" Inferior	96,459,845	37.73	36,391,806	10,926,958	20.00	2,185,392
Hollín Superior	83,528,815	39.61	33,084,435	44,673,867	20.00	8,934,773
Hollín Inferior	22,996,327	35.40	8,140,866	18,886,517	30.00	5,665,955

Elaborado por: Fidel Andrade

Los resultados de este estudio en relación con los datos oficiales muestran un incremento tanto en las reservas como en los factores de recobro. Esto se debe al aporte de la información adicional que actualmente dispone el campo, en relación con estudios anteriores, principalmente de los pozos Culebra 5, Culebra 6 y Anaconda 4.

En el yacimiento "U" Inferior se tiene un incremento de reservas debido a que con la información obtenida del pozo Anaconda 4, ubicado al noreste del campo se aumentó el área del yacimiento y consecuentemente el volumen de petróleo original en sitio. Además, el pozo Culebra 6 es el pozo con el mejor Índice de Hidrocarburo del reservorio.

En el yacimiento Basal Tena no se observa mayor cambio, ya que al no tener desarrollo de la arena en el pozo Anaconda 4, los límites del reservorio son similares a los considerados en estudios anteriores.

En los yacimientos "T" Inferior, Hollín Superior y Hollín Inferior, debido a que no se dispone de la información sobre el área de los reservorios ni el método con el que se determinó los factores de recobro, no es posible hacer un análisis detallado de

los resultados. Aunque, es importante destacar que los espesores netos determinados en este estudio son más conservadores que los presentados en anteriores estudios.

Los factores de recobro determinados en este estudio para los yacimientos Basal Tena y “U” Inferior, estudiados en la simulación matemática del campo, se asemejan a los datos oficiales. Esto confirma que las ecuaciones utilizadas en este estudio se ajustan al comportamiento de los reservorios.

Se puede considerar que los resultados presentados en este estudio se ajustan de mejor manera a la realidad de los yacimientos y se presentan como referencia para futuros estudios del campo. En los cuales deberán ser complementados y mejorados con la información que se pueda adquirir y con nuevas y/o mejores técnicas de análisis.

4.2 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO

Para hacer una proyección es necesario tomar como referencia los eventos ocurridos en el pasado, por lo tanto, se ha tomado como referencia el historial de producción de cada uno de los reservorios.

Para predecir el comportamiento productivo se utilizó el programa OFMTM y la base de datos proporcionada por Petroproducción, con las observaciones expuestas en el análisis de producción.

Al analizar el comportamiento productivo de cada uno de los reservorios se determinó que el modelo de Declinación Exponencial es el que mejor se ajusta al comportamiento de los mismos, por lo tanto, es el que se utilizó para la predicción.

4.2.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

Al usar OFMTM como herramienta de predicción, se puede obtener fácilmente la declinación de un pozo, un yacimiento o un campo, aunque es importante conocer el fundamento matemático utilizado.

La declinación de producción en función del tiempo puede ser expresada por la ecuación (4.1).

$$\frac{dq}{dt} = -D * q \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Si se considera constante la tasa de declinación (D) en el tiempo, al integrar se tiene:

$$\frac{dq}{q} = -D dt$$

$$\int \frac{dq}{q} = - \int D dt$$

$$\ln q = -Dt + C \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Dadas las condiciones iniciales, donde $t = 0$ y $q = q_0$ se puede encontrar el valor de la constante de integración, así:

$$\ln q_0 = -D(0) + C$$

$$\ln q_0 = C \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Reemplazando el valor de la constante de integración, ecuación (4.3), en la ecuación (4.2) se tiene:

$$\ln q = -Dt + \ln q_0$$

Donde:

$$\ln q - \ln q_0 = -Dt$$

$$\ln \left(\frac{q}{q_0} \right) = -Dt$$

$$\frac{q}{q_0} = e^{-Dt} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Despejando la ecuación (4.4) se obtiene la ecuación para la declinación exponencial:

$$q = q_0 * e^{-Dt} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

- q: Tasa de producción en cualquier instante, bbl/día
- q₀: Tasa de producción inicial, bbl/día
- e: Base de los logaritmos neperianos (e = 2.7182)
- D: Factor constante de declinación anual de producción, fracción
- t: Tiempo, años

4.2.2 TASA DE ABANDONO

La tasa de abandono está relacionada con las condiciones que determinan que la producción de petróleo sea económicamente rentable, es decir, que los costos de producción sean inferiores a los ingresos generados. Cuando costos de producción se igualan con los ingresos generados se obtiene el Límite Económico, el cual es un punto clave en los trabajos de predicción de producción.

Por recomendación de Petroproducción, el Límite Económico considerado para un pozo productor es de 100 BPPD, mientras que para los yacimientos se debe considerar todos los pozos que han producido del mismo, incluidos los que se encuentran activos al momento de la predicción.

Considerando constantes las actuales condiciones de producción del campo, las tasas de abandono de los yacimientos en este estudio son: 300 BPPD para Basal Tena, 1300 BPPD para "U" Inferior y 100 BPPD para "T" Inferior, Hollín Superior Hollín Inferior.

4.2.3 PROCEDIMIENTO

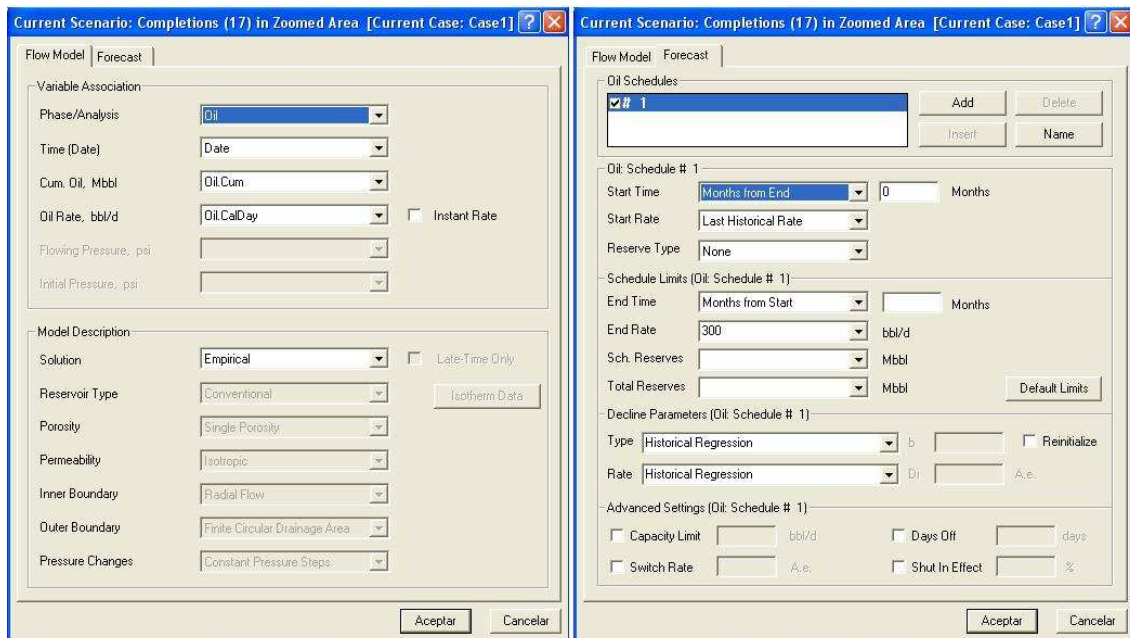
Para obtener las proyecciones de producción mediante OFMTM se procedió de la siguiente manera:

1. Filtrar los datos de cada pozo por el yacimiento a analizar.

2. Seleccionar la opción “Forecast” del menú “Analysis” o hacer clic en el icono (📅).
3. Ajustar el escenario de predicción mediante la opción “Scenario” que se presenta al hacer clic derecho sobre el gráfico que se despliega en el paso anterior.

Al ajustar el escenario de predicción se tiene dos pestañas: en la pestaña “Flow Model” se escoge los datos que se usan en el análisis, mientras que en la pestaña “Forecast” se establece las condiciones iniciales y la tasa de abandono como se observa en la figura 4.1.

Figura 4.1: Ajuste del escenario de predicción



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

4. Seleccionar el modelo de comportamiento productivo en la pestaña “Properties”, en este caso modelo Exponencial.
5. Establecer la tendencia de declinación en función del historial de producción.

4.2.4 RESULTADOS

Mediante el procedimiento descrito, OFMTM además de predecir el comportamiento productivo hace una estimación de reservas mediante el método de Análisis de Curvas de Declinación (DCA), en las figuras 4.2 a 4.6 se presentan los resultados obtenidos.

En estos gráficos se puede observar un cuadro con los parámetros de la predicción, entre los más importantes tenemos:

D_i :	Factor de declinación anual de producción
q_i :	Tasa inicial de la predicción
t_i :	Fecha inicial de predicción
t_e :	Fecha final de predicción
Final Rate:	Tasa final de producción
Cum Prod. :	Producción acumulada
Reserves:	Reservas remanentes
Reserves Date:	Fecha final del cálculo de reservas
EUR:	Reservas probadas (Reserves + Cum Prod.)

Al comparar los resultados de reservas obtenidos por el método de Análisis de Curvas de Declinación y el método Volumétrico, se observa una significativa diferencia. Esto se debe a que la producción obtenida no representa el verdadero potencial productivo de los reservorios, como se puede observar en los mapas de producción acumulada de los reservorios que se presenta en la figura 4.7.

Con el factor de declinación anual calculado por OFMTM se puede predecir la tasa de producción de petróleo en el tiempo, aplicando la ecuación (4.5). La tabla 4.3 muestra los valores obtenidos para cada uno de los reservorios.

Tabla 4.3: Predicción de producción

	BASAL TENA	"U" INFERIOR	"T" INFERIOR	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLÍN INFERIOR
D_i	0.0278842	0.0429090	0.1661250	0.2681860	0.0808784
q_i	906	3,808	209	200	347
AÑO	PRODUCCIÓN [BPPD]				
2009	881	3,648	177	153	320
2010	857	3,495	150	117	295
2011	833	3,348	127	89	272
2012	811	3,208	108	---	251
2013	788	3,073	91	---	231
2014	767	2,944	---	---	213
2015	745	2,820	---	---	197
2016	725	2,702	---	---	181
2017	705	2,588	---	---	167
2018	686	2,479	---	---	154
2019	667	2,375	---	---	142
2020	648	2,276	---	---	131
2021	631	2,180	---	---	121
2022	613	2,088	---	---	112
2023	596	2,001	---	---	103
2024	580	1,917	---	---	95
2025	564	1,836	---	---	---
2026	549	1,759	---	---	---
2027	533	1,685	---	---	---
2028	519	1,614	---	---	---

Elaborado por: Fidel Andrade

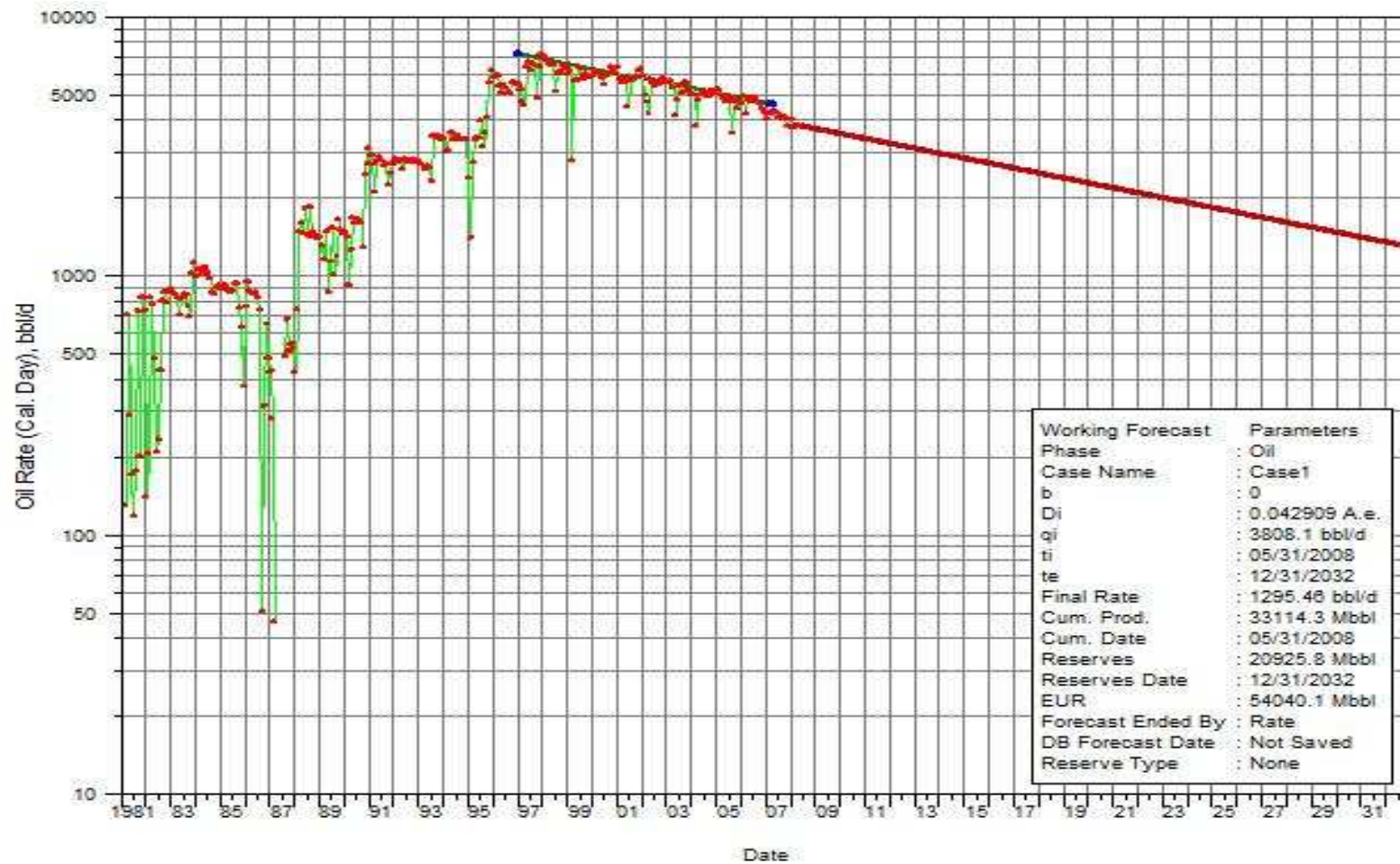
Figura 4.2: Predicción de producción del yacimiento Basal Tena



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

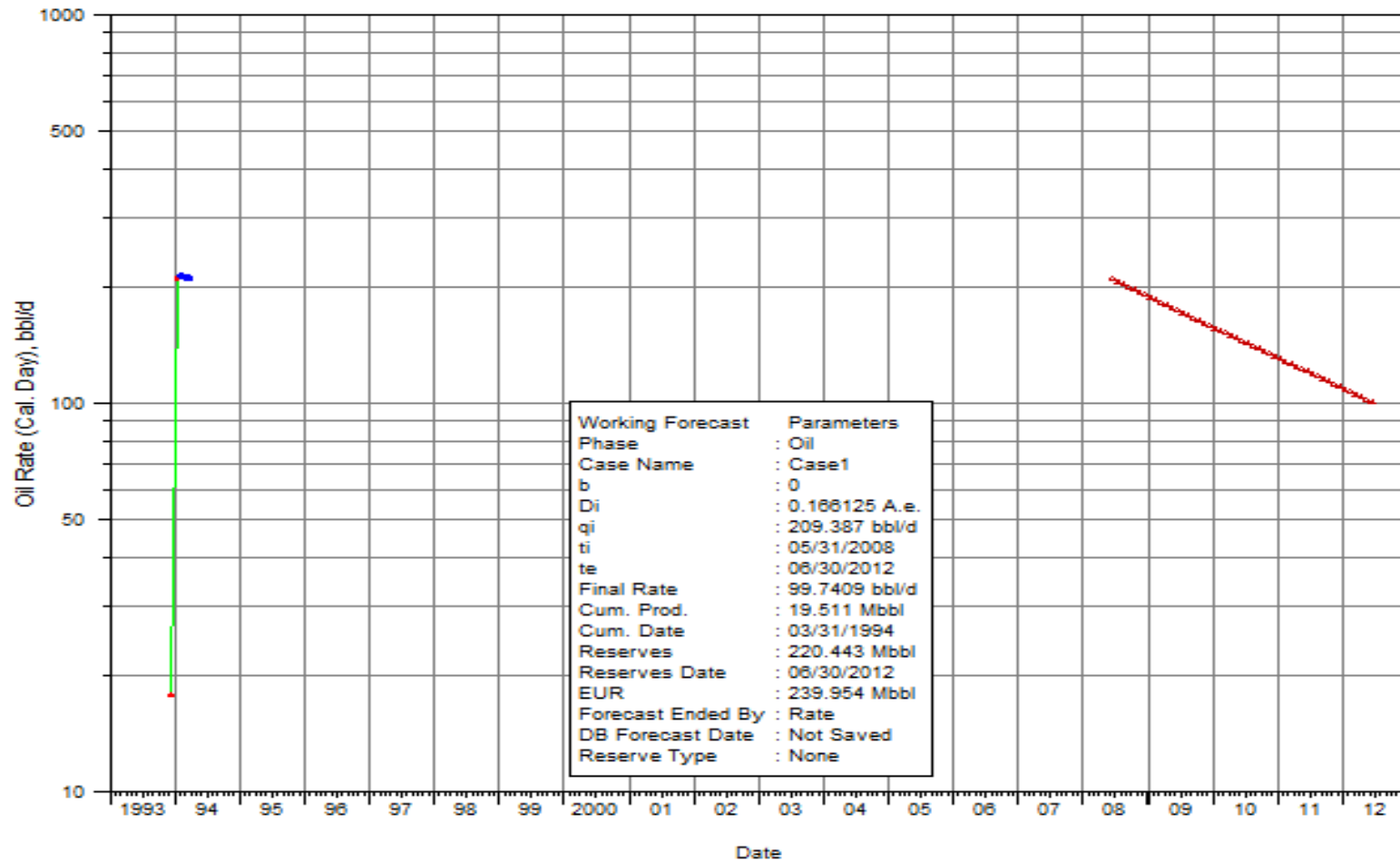
Figura 4.3: Predicción de producción del yacimiento “U” Inferior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

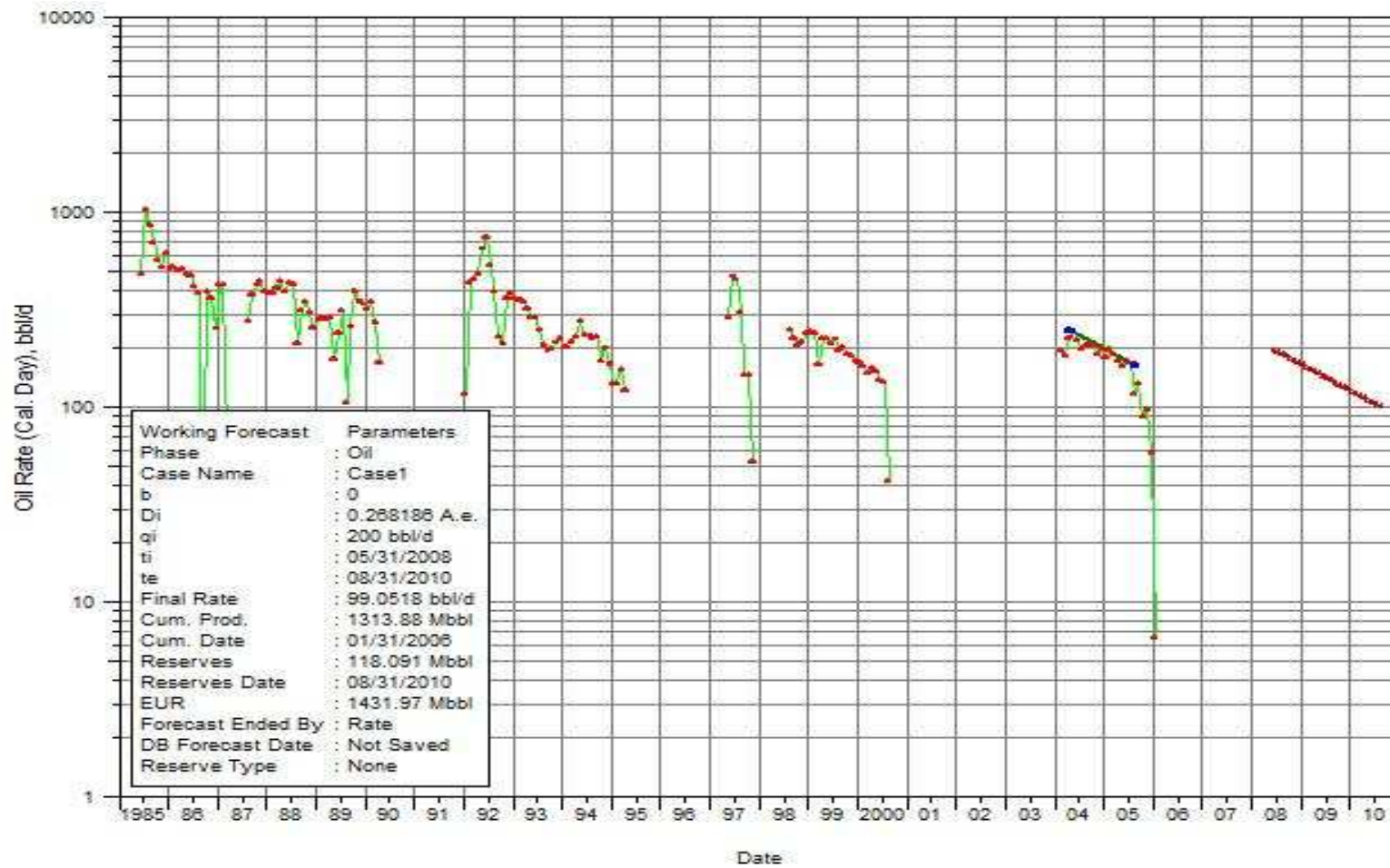
Figura 4.4: Predicción de producción del yacimiento “T” Inferior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

Figura 4.5: Predicción de producción del yacimiento Hollín Superior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

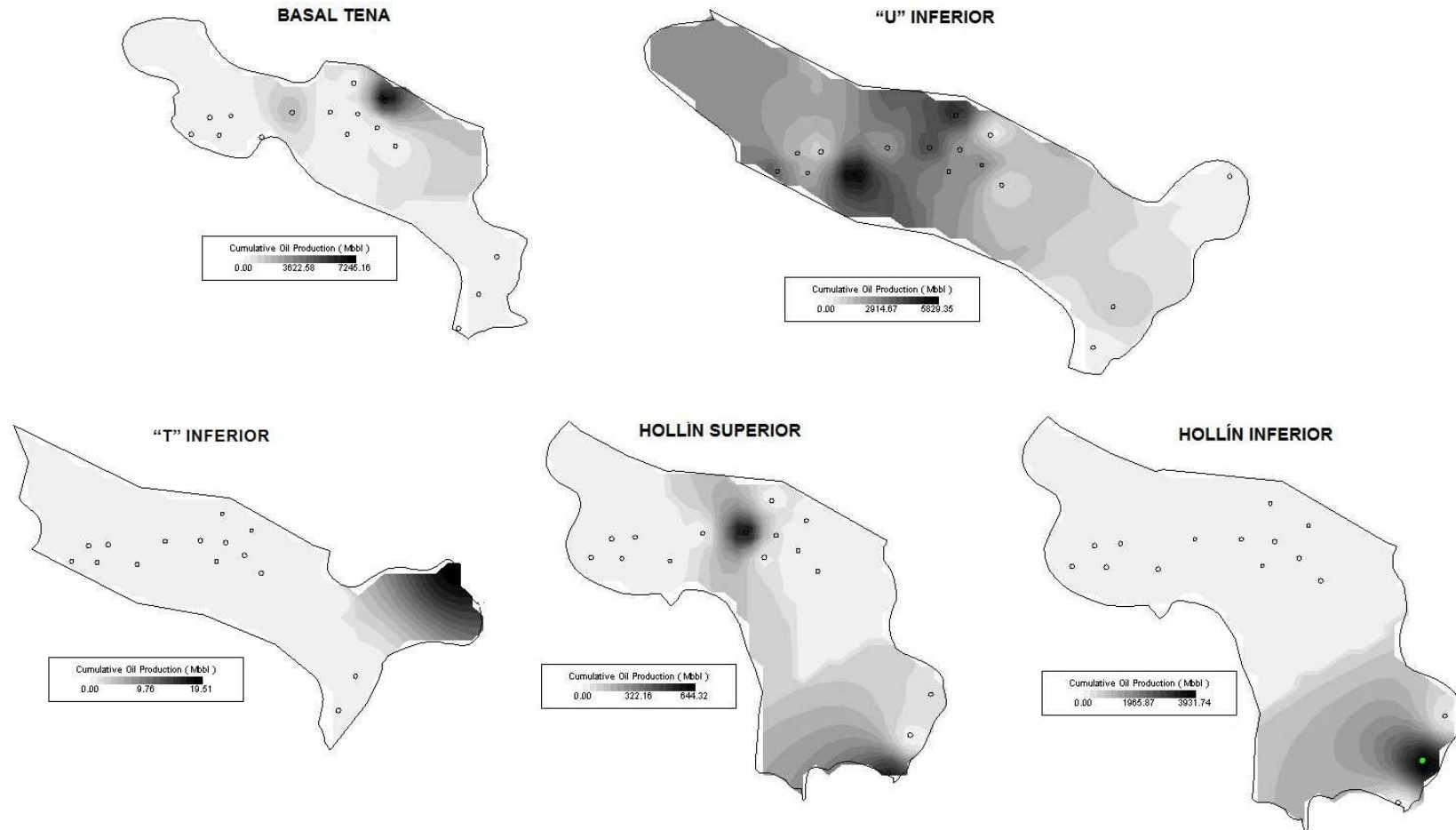
Figura 4.6: Predicción de producción del yacimiento Hollín Inferior



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

Figura 4.7: Mapas de producción acumulada de petróleo



Fuente: Oil Field Manager™, Petroproducción

Elaborado por: Fidel Andrade

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La reevaluación de registros eléctricos fue exitosa, debido a que se la realizó con la asesoría de los especialistas de Petroproducción que manejan el campo y los resultados obtenidos son similares a los presentados en anteriores estudios.
- Los parámetros petrofísicos determinados para la zona de pago de los reservorios constituye un aporte para la base de datos del campo, ya que incluye la evaluación de los últimos pozos perforados.
- Los resultados petrofísicos del yacimiento Basal Tena, en los pozos Culebra 1, Yulebra 1 y Yulebra 2 se vieron afectados por el efecto de los derrumbes (washout) en la respuesta de las herramientas de los registros eléctricos.
- El yacimiento “U” Inferior presenta los mejores parámetros petrofísicos y se justifica su prioridad en cuanto a explotación, aunque los yacimientos “T” Inferior y Hollín Superior poseen un considerable volumen de reservas y consecuentemente se puede producir de ellos en el futuro.
- El estudio de la producción del campo permite conocer de manera más real el comportamiento productivo de cada uno de los reservorios.
- Con la información disponible actualmente en el campo, el método Volumétrico, aplicando el Índice de Hidrocarburo es el más confiable para el cálculo del petróleo original en sitio.

- El Petróleo Original en Sitio calculado en el presente proyecto está en el orden de 568.98 MMBLS de petróleo, de los cuales el 55% pertenece a “U” Inferior, 17% a “T” Inferior, 15% a Hollín Superior, 9% a Basal Tena y 4% a Hollín Inferior.
- Los factores de recobro determinados para los yacimientos Basal Tena y “U” Inferior, estudiados en la simulación matemática del campo, confirman que las ecuaciones utilizadas en este estudio se ajustan al comportamiento de los reservorios.
- Las Reservas Remanentes de Culebra Yulebra Anaconda están en el orden de 139.83 MMBLS, de los cuales 59.77 MMBLS pertenecen a “U” Inferior, 36.37 MMBLS a “T” Inferior, 31.77 MMBLS a Hollín Superior, 7.83 MMBLS a Basal Tena y 4.09 MMBLS a Hollín Inferior.
- Los resultados presentados en este estudio se ajustan de mejor manera a la realidad de los yacimientos y se presentan como referencia para futuros estudios del campo, en los cuales deberán ser complementados y mejorados con la información que se pueda adquirir y con nuevas y/o mejores técnicas de análisis.
- Con los resultados de la predicción de producción se concluye que el campo necesita la perforación de nuevos pozos productores para extraer las reservas presentes en los reservorios.
- Los programas computacionales son una herramienta de gran utilidad en la evaluación, organización y manejo de la información de un campo, aunque es necesario conocer el fundamento teórico de sus aplicaciones para tener resultados exitosos, ya que éstos dependen directamente del criterio del evaluador.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un levantamiento sísmico 3D con el objetivo de determinar con precisión los límites de los yacimientos.
- Se recomienda realizar estudios que puedan aportar con información petrofísica y de los fluidos de todos los reservorios en los futuros pozos que se perforen en el campo, principalmente análisis de núcleos, PVT y salinidad del agua.
- Se recomienda un estudio más detallado de los yacimientos “T” Inferior y Hollín Superior con la información que se adquiriera en el futuro con la finalidad de confirmar los resultados obtenidos en este estudio y extraer sus reservas.
- Se recomienda actualizar periódicamente la base de datos del campo para aprovechar al máximo las herramientas informáticas disponibles en el mercado y tener mejores criterios para la evaluación de los reservorios.
- Se recomienda que antes de usar los programas computacionales, se conozca el fundamento teórico de los métodos de evaluación para optimizar la herramienta y los resultados se ajusten a la realidad de los reservorios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BABY P., RIVADENEIRA M., BARRAGAN R.; La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 1ª edición, 2004
2. PETROPRODUCCIÓN; Informe Geofísico, Geológico, Petrofísico, Calculo de Reservas y Estado Actual de los Pozos. Campos: Culebra, Yulebra, Anaconda y Yuca; 2004
3. PETROPRODUCCIÓN, Informe Técnico “Caracterización de Reservorios Campo Yulebra-Culebra”, 2000
4. PETROPRODUCCIÓN GRUPO DE TRABAJO AUCA, Estudio del Área Auca, Diagnóstico y Proyección, 2007
5. PETROPRODUCCIÓN – ARCHIVO TÉCNICO, Carpetas de los Pozos del Campo Culebra - Yulebra - Anaconda.
6. SCHLUMBERGER, Log Interpretation Book.
7. SCHLUMBERGER, Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros Eléctricos. 1997
8. SCHLUMBERGER, Log Interpretation Charts, 2000
9. HALLIBURTON / WELEX, Introducción al Análisis de los Registros de Pozos.
10. BASSIOUNI Zaki, Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs.
11. COELLO Héctor, Evaluación de Formaciones, 1987

12. CRAFT B.C. y HAWKINS M.F., Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, 1977.
13. PIRSON, Sylvain J., Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. 1963
14. OIL FIELD MANAGER™, Ayuda para el usuario, versión 2007
15. INTERACTIVE PETROPHYSICS, Ayuda para el usuario, versión 3.3.1.4
16. PETROPRODUCCIÓN – DNH, Estimación de Reservas de Petróleo Crudo y Gas del País al 31 de diciembre de 2006
17. PETROPRODUCCIÓN, Actualización de Reservas de Petróleo Campo Yuca, Yacimientos U Principal y Hollín Superior, 2007
18. CARAGUAY Nydia, Actualización de Reservas y Predicción del Comportamiento Productivo del Campo Yuca, 2005
19. ENRIQUEZ José y FEIJOO Marlon, Actualización de Reservas en Base a los Nuevos Factores de Recobro del Campo Shushufindi, 2007
20. REVELO Tatiana, Actualización de Reservas y Ubicación de Pozos de Desarrollo en el Campo Tapi – Tetete, 2007
21. PETROECUADOR, Glosario de la Industria Hidrocarburífera, 2001
22. PETROPRODUCCIÓN – DNH, Reservas de Petróleo Crudo y Gas del País al 31 de diciembre del 2007
23. SCHLUMBERGER, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

ABREVIATURAS

API:	American Petroleum Institute
BAPD:	Barriles de Agua por Día
BES:	Bomba Eléctrica Sumergible
BF:	Barriles Fiscales
BHT:	Bottom Hole Temperature
BPPD:	Barriles de Petróleo por Día
CALI:	Caliper
DNH:	Dirección Nacional de Hidrocarburos
GR:	Gamma Ray
gr/cc:	Gramos por Centímetro Cúbico
MINV:	Microinverso
MMBLS:	Millones de Barriles
MNOR:	Micronormal
MSFL:	Microspherically Focused Log
NPHI:	Neutron Log
OFM TM :	Oil Field Manager TM
pbnm:	Pies Bajo el Nivel del Mar
PEF:	Photoelectric factor
PROX:	Proximity
PSI:	Pound per Square Inch
PVT:	Presión Volumen Temperatura
RHOB:	Bulk Density
Rm:	Resistividad del lodo
Rt:	Resistividad total
SN:	Short Normal
SP:	Spontaneous Potential
UTM:	Universal Transverse Marcator
°C:	Grados Celcius
°F:	Grados Farenheit
3D:	Tres Dimensiones

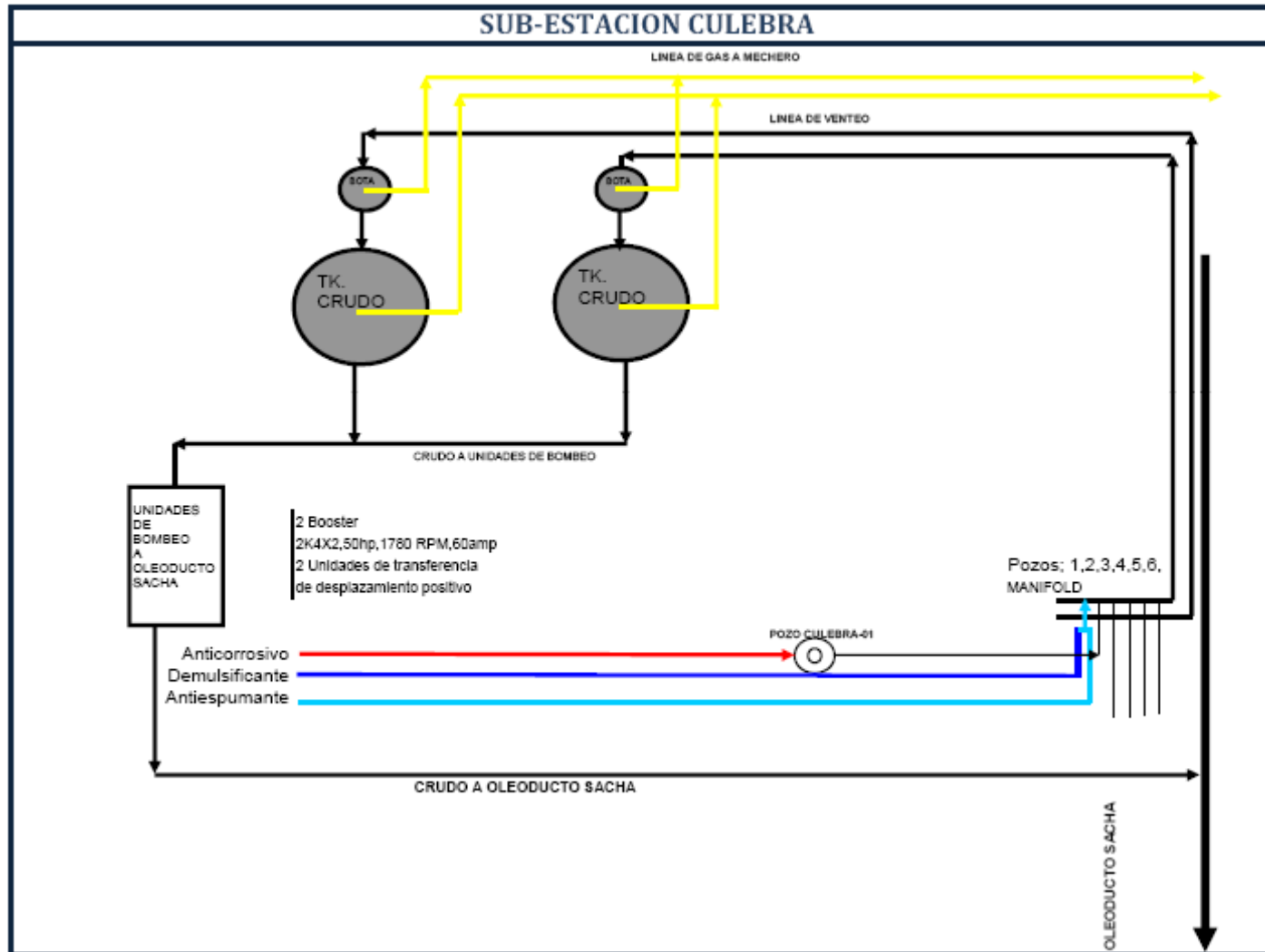
ANEXOS

ANEXO 1.1: TOPES Y BASES

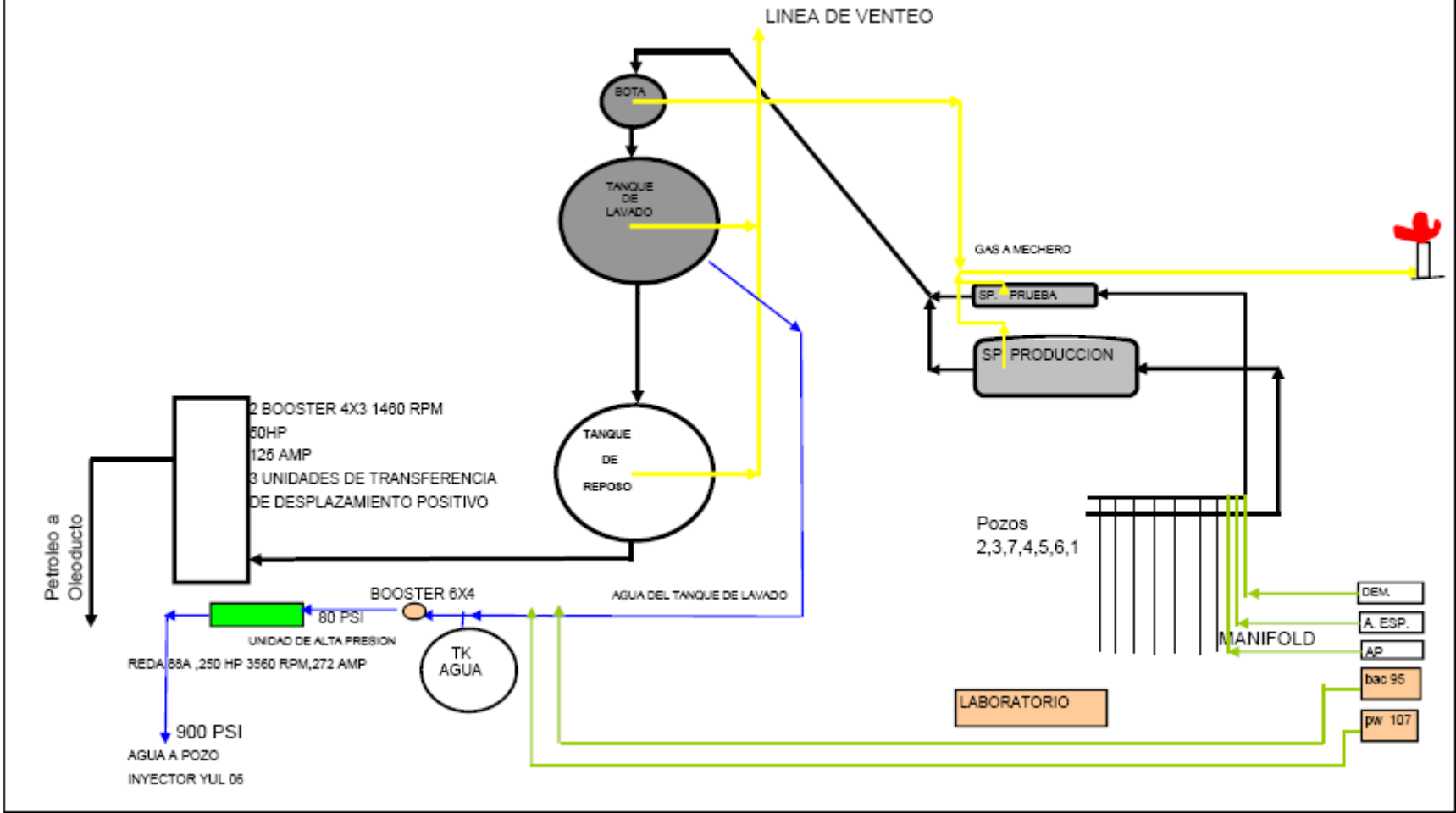
	Cul-01	Cul-02	Cul-03	Cul-04	Cul-05	Cul-06	Yul-01	Yul-02	Yul-03
Y	9945983.94	9946556.66	9946044.86	9946029.14	9946431.14	9946474.15	9946822.47	9946560.72	9947237.14
X	289707.66	290400.33	288055.70	288709.41	288504.98	288987.17	292568.94	291289.09	291837.03
MR	1003	858	933	986	992	956	842	862	845
ORT	5655	5516	5594	5640	5632	5608	5467	5508	5485
TIY	6539	6189	6278	6310	6330	6294	6138	6181	6156
TEN	8190	8067	8126	8166	8162	8142	8030	8058	8043
BASAL	8970	8842	8908	8950	8947	8936	8774	8818	8798
TENA	8994	8863	8929	8978	8972	8954	8797	8836	8822
Cal M-1	9184	9054	9130	9170	9188	9148	9000	9028	9020
	9240	9100	9180	9218	9240	9186	9056	9086	9072
Cal M-2	9404	9274	9340	9380	9400	9359	9222	9250	9236
	9454	9330	9396	9434	9454	9411	9278	9304	9290
Cal "A"	9572	9442	9508	9548	9568	9523	9390	9416	9406
	9660	9523	9594	9634	9654	9606	9468	9498	9482
"U" inf	9716	9575	9656	9684	9706	9654	9545	9556	9541
	9753	9628	9719	9758	9747	9742	9576	9618	9604
Cal "B"	9864	9733	9804	9846	9872	9832	9666	9706	9693
T inf	9956	9833	9892	9944	9934	9934	9799	9816	9807
	9980	9864	9922	9968	9976	9962	9809	9841	9820
Tinf2	9980	9864	9922	9968	9976	9962	9809	9841	9820
	10010	9891	9954	9998	10000	9987	9835	9871	9848
Hollin sup	10127	9992	10069	10112	10126	10104	9940	9968	9958
	10167	10040	10110	10150	10159	10146	9984	10012	10002
Hollin inf	10167	10040	10110	10150	10159	10146	9984	10012	10002
PT	10626	10060	10200	10230	10280	10188	10345	10075	10012

	Yul-04	Yul-05	Yul-06	Yul-07	Ana-01	Ana-02	Ana-03	Ana-4	Promedio
Y	9946194.85	9946053.82	9945770.40	9946516.61	9944065.78	9942346.36	9941554.43	9945951.89	
X	292390.45	291689.07	292801.45	291922.36	295169.88	294735.89	294276.48	297620.91	
MR	852	941	908	861	859	868	861	955	
ORT	5482	5559	5522	5484	5487	5508	5510	5578	5543
TIY	6146	6244	6203	6156	6482	6489	6489	6492	6301
TEN	8053	8143	8126	8064	8104	8130	8150	8217	8116
BASAL	8797	8896	8872	8818	8810	8831	8871	8935	8869
TENA	8809	8912	8887	8846	8834	8847	8890	8952	8890
Cal M-1	9020	9120	9090	9038	9036	9054	9104	9188	9092
	9072	9168	9144	9090	9094	9116	9150	9218	9143
Cal M-2	9236	9332	9308	9252	9266	9284	9332	9408	9311
	9290	9386	9364	9308	9336	9332	9382	9481	9366
Cal "A"	9400	9502	9472	9420	9266	9284	9332	9560	9448
	9472	9578	9550	9500	9336	9332	9282	9632	9518
"U" inf	9541	9635	9619	9562	9562	9584	9667	9716	9619
	9602	9697	9678	9621	9596	9618	9689	9764	9671
Cal "B"	9693	9793	9772	9708	9732	9738	9783	9866	9771
T inf	9802	9904	9874	9821	9839	9844	9891	9974	9874
	9834	9922	9906	9842	9876	9891	9927	10044	9905
Tinf2	9834	9922	9906	9842	9876	9891	9927	10016	9903
	9856	9946	9924	9866	9892	9903	9936	10044	9927
Hollin sup	9960	10054	10033	9967	9997	10008	10054	10157	10037
	10006	10108	10082	10025	10059	10040	10096	10218	10083
Hollin inf	10006	10108	10082	10025	10059	10040	10096	10218	10083
PT	10028	10208	10193	10100	10403	10255	10180	10311	10217

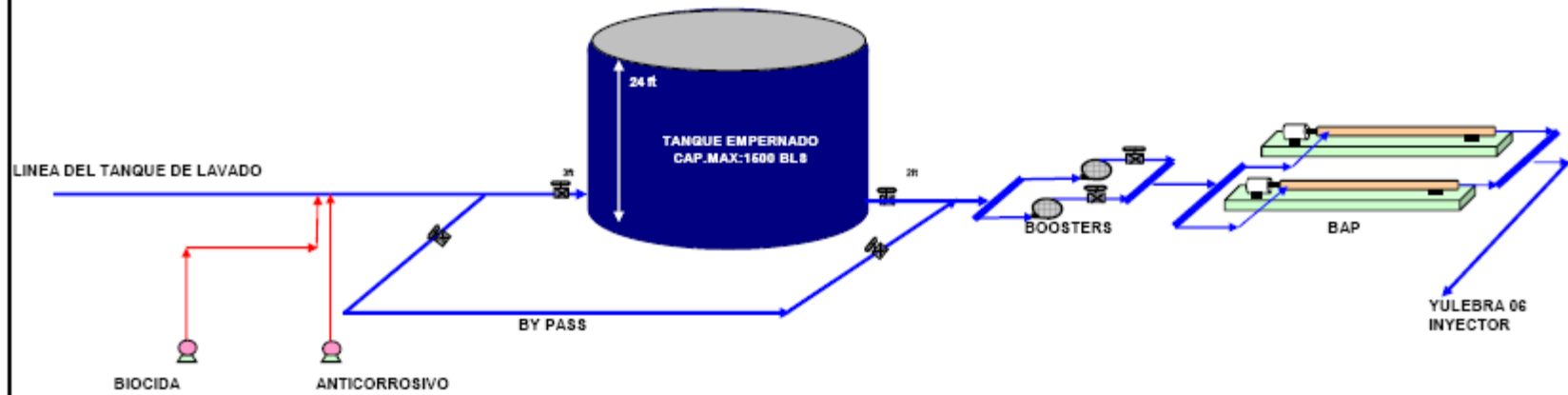
ANEXO 1.2: FACILIDADES



SUB-ESTACION YULEBRA



ESTACION DE REINYECCION: YULEBRA



ANEXO 2.1 RESULTADOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS DE CORONA

ANÁLISIS CONVENCIONALES					
POZO	Fecha	ZONA	Porosidad %	Permeabilidad md	Densidad de Grano gr/cc
CUL 5	ene-01	UI	15.93	623.86	2.63
CUL 6	jul-02	U	18.49	1282.19	2.63
YUL 7	oct-97	U	16.88	880.00	2.65
ANA 1	mar-03	T	9.74	9.10	2.68

CONTENIDO DE FLUIDOS					
POZO	Fecha	ZONA	Saturación de aceite %	Saturación de agua %	Porosidad %
CUL 5	ago-00	UI	27.77	19.61	19.74
CUL 6	abr-02	U	21.76	17.70	19.60
YUL 5	jul-95	BT	14.63	17.90	12.66
YUL 5	jul-95	U	14.73	22.49	13.21
YUL 7	jul-97	U	19.65	28.65	16.49
YUL 7	jul-97	U	12.37	21.23	23.90

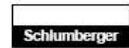
Los valores presentados son el promedio aritmético de los resultados obtenidos en el intervalo analizado

ANEXO 2.2 CURVAS DISPONIBLES EN LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

CUL 1	CALI	GR	MINV	MNOR	IL	PROX	SN	RHOB	DT							
	IN	GAPI	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	G/C3	US/F							
CUL 2	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	PEF	NPHI	RHOB	DT	DTL			
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3	US/F	US/F			
CUL 3	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	HDRS	HMRS	DFL	PEF	NPHI	RHOB	DTC1	SDT2
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3	US/F	US/F
CUL 4	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	HDRS	HMRS	DFL	PEF	NPHI	RHOB	DTC1	SDT2
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3	US/F	US/F
CUL 5	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	ATRT	ATRX	AT10	AT20	AT30	AT60	AT90	PEF
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----
CUL 6	NPHI	RHOB	DTLF	DTLN												
	%	G/C3	US/F	US/F												
CUL 6	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	ATRT	ATRX	AT10	AT20	AT30	AT60	AT90	PEF
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----
CUL 6	NPHI	RHOB	DTCO	DTSM												
	%	G/C3	US/F	US/F												
YUL 1	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	ILD	MSFL	SFLU	NPHI	RHOB	DT					
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	%	G/C3	US/F					
YUL 2	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	ILD	MSFL	SFLU	PEF	NPHI	RHOB					
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3					
YUL 3	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	NPHI	RHOB						
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	%	G/C3						
YUL 4	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	HDRS	HMRS	DFL	PEF	NPHI	RHOB	DT8	DT10
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3	US/F	US/F
YUL 5	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	HDRS	HMRS	DFL	PEF	NPHI	RHOB	DT8	DT10
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3	US/F	US/F
YUL 6	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	HDRS	HMRS	DFL	PEF	NPHI	RHOB	DTC1	SDT2
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3	US/F	US/F
YUL 7	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	HDRS	HMRS	DFL	PEF	NPHI	RHOB	DTC1	SDT2
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3	US/F	US/F
ANA 1	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	RHOB	ILD	SN	DT8	DT10			
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	G/C3	OHMM	OHMM	US/F	US/F			
ANA 2	CALI	GR	SP	LLD	LLS	MSFL	NPHI	RHOB								
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	%	G/C3								
ANA 3	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	PEF	NPHI	RHOB					
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3					
ANA 4	CALI	GR	SP	MINV	MNOR	LLD	LLS	MSFL	PEF	NPHI	RHOB	DTLF	DTLN			
	IN	GAPI	MV	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	----	%	G/C3	US/F	US/F			

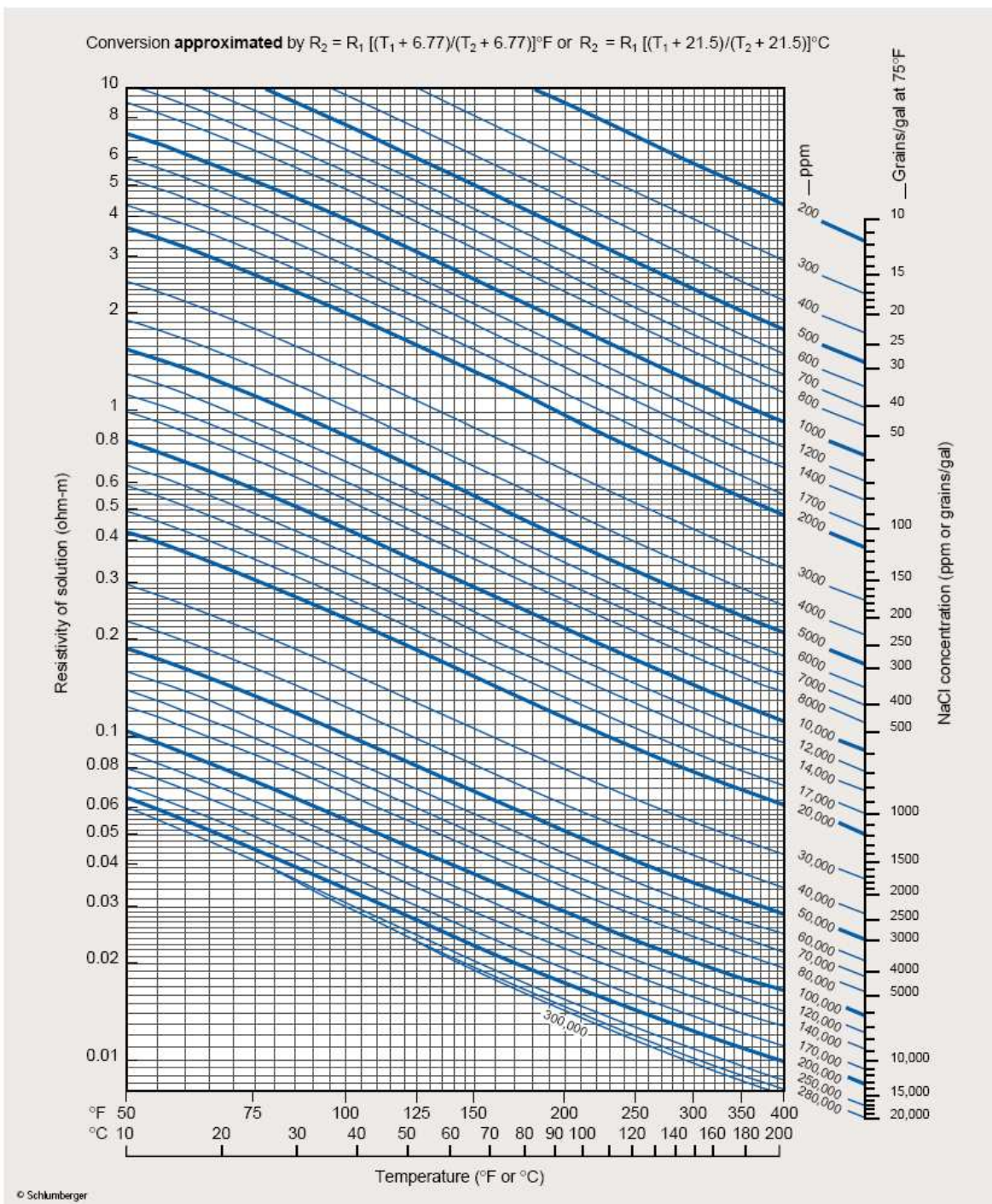
ANEXO 2.3: CARTA GEN 9

Basic Material



Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9



ANEXO 2.4 ENCABEZADOS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

POZO	FECHA	RM @ T		RMF @ T		RMC @ T		RM @ BHT		BIT	PROF. [pies]		CSG @ PROF	
		Ω.m	°F	Ω.m	°F	Ω.m	°F	Ω.m	°F	pulg.	Driller	Logger	pulg.	pies
CUL 1	28/11/1973	1.27	103.0	1.24	77.0	1.92	77.0	0.65	200	8 3/4	10625	10617	9 5/8	2471
CUL 2	15/09/1987	1.79	115.0	1.97	80.0	3.24	80.0	1.01	210	9 7/8	10045	10060	10 3/4	1870
CUL 3	16/11/1997	2.42	76.2	2.29	73.5	3.90	74.6	0.94	206	9 7/8	10200	10200	10 3/4	3029
CUL 4	12/08/1995	2.85	76.0	2.60	77.8	3.30	78.8	1.13	203	9 7/8	10230	10218	10 3/4	3002
CUL 5	27/07/2000	1.71	87.0	1.48	87.0	2.41	87.0	0.77	200	9 7/8	---	10280	10 3/4	3021
CUL 6	24/03/2002	1.67	75.0	1.27	75.0	2.50	75.0	0.65	203	9 7/8	10210	10188	10 3/4	2993
YUL 1	25/05/1980	1.42	80.0	1.37	86.0	2.57	84.0	0.53	224	9 7/8	10337	10345	10 3/4	2217
YUL 2	21/05/1985	1.01	117.0	0.98	90.0	1.12	90.0	0.61	198	9 7/8	10075	10070	10 3/4	2029
YUL 3	30/01/1988	1.90	76.0	1.70	76.0	2.10	76.0	---	---	9 7/8	10002	10012	10 3/4	2010
YUL 4	18/07/1995	2.56	81.3	2.50	73.4	2.60	78.0	1.04	210	9 7/8	10080	10028	10 3/4	3015
YUL 5	09/06/1995	2.87	74.7	2.80	72.9	3.04	77.4	1.10	206	9 7/8	10210	10208	10 3/4	2516
YUL 6	23/08/1995	2.94	81.5	2.70	81.1	3.20	80.4	1.13	205	9 7/8	10200	10193	10 3/4	2985
YUL 7	17/04/1997	2.50	74.1	2.30	73.9	2.73	74.0	0.95	205	9 7/8	10100	10098	10 3/4	3001
ANA 1	12/03/1991	1.60	80.0	1.20	80.0	2.00	80.0	---	208	9 7/8	10403	10400	10 3/4	2476
ANA 2	---	1.09	110.0	1.25	81.0	2.10	81.0	0.60	204	9 7/8	10255	10267	10 3/4	2600
ANA 3	23/12/1991	1.15	96.0	1.10	81.0	2.15	81.0	0.63	181	9 7/8	10180	10185	10 3/4	2613
ANA 4	16/11/1993	1.45	104.0	1.22	83.0	2.65	85.0	0.76	205	9 7/8	10300	10311	10 3/4	2601

ANEXO 2.5 TEMPERATURA, RESISTIVIDAD DEL AGUA Y RESISTIVIDAD DEL FILTRADO DE LODO

			CUL 1	CUL 2	CUL 3	CUL 4	CUL 5	CUL 6	YUL 1	YUL 2	YUL 3
TS		[°F]	77	80	73.5	77.8	87	75	86	90	76
BT	TF	[°F]	215	---	219	219	221	220	217	221	221
	Rw	[Ω.m]	0.058	---	0.055	0.058	0.063	0.055	0.064	0.065	0.056
	Rmf	[Ω.m]	0.468	---	0.814	0.974	0.607	0.457	0.568	0.416	0.618
"Ui"	TF	[°F]	227	233	232	231	232	232	228	233	233
	Rw	[Ω.m]	0.045	0.046	0.042	0.045	0.049	0.043	0.050	0.051	0.043
	Rmf	[Ω.m]	0.444	0.713	0.770	0.925	0.579	0.434	0.541	0.396	0.587
"Ti"	TF	[°F]	231	238	236	235	236	237	232	237	237
	Rw	[Ω.m]	0.048	0.048	0.045	0.047	0.052	0.045	0.053	0.054	0.046
	Rmf	[Ω.m]	0.437	0.698	0.757	0.909	0.570	0.425	0.532	0.389	0.577
Hs	TF	[°F]	233	240	238	238	238	239	234	239	240
	Rw	[Ω.m]	0.238	0.240	0.224	0.236	0.261	0.227	0.263	0.269	0.229
	Rmf	[Ω.m]	0.433	0.693	0.751	0.898	0.565	0.422	0.528	0.386	0.570
Hi	TF	[°F]	236	241	239	239	239	240	237	240	240
	Rw	[Ω.m]	0.751	0.762	0.711	0.749	0.830	0.721	0.828	0.853	0.730
	Rmf	[Ω.m]	0.428	0.690	0.748	0.895	0.563	0.420	0.521	0.384	0.570

			YUL 4	YUL 5	YUL 6	YUL 7	ANA 1	ANA 2	ANA 3	ANA 4
TS		[°F]	73.4	72.9	81.1	73.9	80	81	81	83
BT	TF	[°F]	220	219	220	219	216	221	220	220
	Rw	[Ω.m]	0.054	0.054	0.060	0.055	0.060	0.059	0.059	0.061
	Rmf	[Ω.m]	0.884	0.988	1.046	0.822	0.467	0.482	0.426	0.483
"Ui"	TF	[°F]	233	232	232	232	227	233	233	232
	Rw	[Ω.m]	0.042	0.042	0.046	0.043	0.047	0.046	0.046	0.047
	Rmf	[Ω.m]	0.836	0.934	0.994	0.777	0.445	0.458	0.403	0.459
"Ti"	TF	[°F]	237	236	236	236	232	237	236	236
	Rw	[Ω.m]	0.045	0.044	0.049	0.045	0.049	0.049	0.049	0.050
	Rmf	[Ω.m]	0.822	0.919	0.977	0.764	0.436	0.450	0.398	0.451
Hs	TF	[°F]	240	238	238	239	234	239	239	239
	Rw	[Ω.m]	0.222	0.222	0.245	0.224	0.246	0.244	0.244	0.249
	Rmf	[Ω.m]	0.812	0.911	0.969	0.755	0.432	0.446	0.393	0.446
Hi	TF	[°F]	240	239	239	240	237	240	240	240
	Rw	[Ω.m]	0.707	0.705	0.778	0.711	0.775	0.774	0.774	0.792
	Rmf	[Ω.m]	0.812	0.908	0.965	0.752	0.427	0.445	0.391	0.444

ANEXO 2.6 RESULTADOS DE LA REEVALUACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS

BASAL TENA									
POZO	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*So*H
CUL 1	8970	8994	24	0.75	0.031	0.265	0.421	0.334	0.115
CUL 2	8842	8863	21	11.50	0.548	0.145	0.254	0.151	1.244
CUL 3	8908	8921	13	6.50	0.500	0.154	0.263	0.240	0.738
CUL 4	8950	8978	28	16.50	0.589	0.159	0.195	0.203	2.109
CUL 5	8947	8972	25	2.50	0.100	0.120	0.190	0.166	0.243
CUL 6	8936	8954	18	11.00	0.611	0.170	0.388	0.251	1.144
YUL 1	8774	8797	23	8.25	0.359	0.208	0.063	0.215	1.608
YUL 2	8818	8836	18	2.00	0.111	0.261	0.342	0.419	0.343
YUL 3	8798	8822	24	15.25	0.635	0.194	0.208	0.333	2.345
YUL 4	8797	8809	12	3.25	0.271	0.182	0.242	0.208	0.448
YUL 5	8896	8912	16	5.75	0.359	0.185	0.273	0.295	0.773
YUL 6	8872	8887	15	8.75	0.583	0.151	0.259	0.288	0.979
YUL 7	8818	8846	28	24.50	0.875	0.192	0.142	0.228	4.029
ANA 1	8810	8834	24	14.00	0.583	0.144	0.028	0.189	1.960
ANA 2	8831	8847	16	10.00	0.625	0.128	0.303	0.275	0.892
ANA 3	8871	8890	19	8.25	0.434	0.272	0.271	0.218	1.636
ANA 4	8935	8952	17	0.25	0.015	0.153	0.418	0.356	0.022
PROMEDIO			20.06	8.76	0.425	0.181	0.251	0.257	1.213

Los datos de Espesor Neto, Porosidad, Saturación de Agua y Contenido de Arcilla del pozo Culebra 2 fueron tomados de los resultados presentados en la Simulación Matemática del Campo.

"U" INFERIOR									
POZO	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*So*H
CUL 1	9716	9753	37	26.75	0.723	0.178	0.305	0.208	3.309
CUL 2	9575	9628	52	32.25	0.620	0.137	0.038	0.207	4.263
CUL 3	9656	9719	63	51.75	0.821	0.171	0.114	0.157	7.818
CUL 4	9684	9758	74	59.75	0.807	0.142	0.106	0.219	7.582
CUL 5	9706	9772	66	31.25	0.473	0.143	0.123	0.277	3.921
CUL 6	9654	9742	88	69.25	0.787	0.167	0.099	0.269	10.424
YUL 1	9545	9576	31	17.75	0.573	0.199	0.149	0.243	3.008
YUL 2	9556	9618	62	40.25	0.649	0.164	0.169	0.248	5.486
YUL 3	9541	9604	63	57.50	0.913	0.168	0.126	0.295	8.459
YUL 4	9541	9602	61	49.25	0.807	0.171	0.114	0.149	7.462
YUL 5	9635	9697	62	40.25	0.649	0.144	0.126	0.319	5.068
YUL 6	9619	9678	59	24.50	0.415	0.160	0.041	0.338	3.761
YUL 7	9562	9621	59	43.25	0.733	0.136	0.154	0.304	4.958
ANA 1	9562	9596	34	25.50	0.750	0.211	0.022	0.203	5.267
ANA 2	9584	9618	34	24.50	0.721	0.136	0.152	0.283	2.837
ANA 3	9667	9689	22	14.50	0.659	0.182	0.377	0.165	1.647
ANA 4	9716	9764	48	28.25	0.589	0.164	0.215	0.207	3.642
PROMEDIO			53.82	37.44	0.688	0.163	0.143	0.241	5.230

"T" INFERIOR									
POZO	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*So*H
CUL 1	9956	10010	54	9.75	0.181	0.139	0.337	0.230	0.899
CUL 2	9833	9891	53	22.50	0.425	0.150	0.281	0.239	2.432
CUL 3	9892	9954	62	30.00	0.484	0.127	0.231	0.224	2.942
CUL 4	9944	9998	54	18.00	0.333	0.111	0.197	0.198	1.604
CUL 5	9934	10000	66	14.50	0.220	0.108	0.388	0.250	0.961
CUL 6	9934	9987	53	15.50	0.292	0.145	0.284	0.127	1.609
YUL 1	9799	9835	36	3.25	0.090	0.141	0.195	0.278	0.369
YUL 2	9816	9871	55	25.00	0.455	0.176	0.298	0.258	3.082
YUL 3	9807	9848	41	20.00	0.488	0.129	0.236	0.225	1.975
YUL 4	9802	9856	54	12.50	0.231	0.113	0.367	0.248	0.894
YUL 5	9904	9946	42	12.75	0.304	0.198	0.230	0.275	1.948
YUL 6	9874	9924	50	15.25	0.305	0.208	0.263	0.285	2.335
YUL 7	9821	9866	45	20.50	0.456	0.122	0.297	0.140	1.760
ANA 1	9839	9892	53	11.00	0.208	0.121	0.205	0.258	1.058
ANA 2	9844	9903	59	31.00	0.525	0.125	0.121	0.176	3.411
ANA 3	9891	9936	45	25.75	0.572	0.154	0.306	0.201	2.751
ANA 4	9974	10044	70	25.00	0.357	0.121	0.317	0.275	2.066
PROMEDIO			52.47	18.37	0.349	0.141	0.268	0.229	1.888

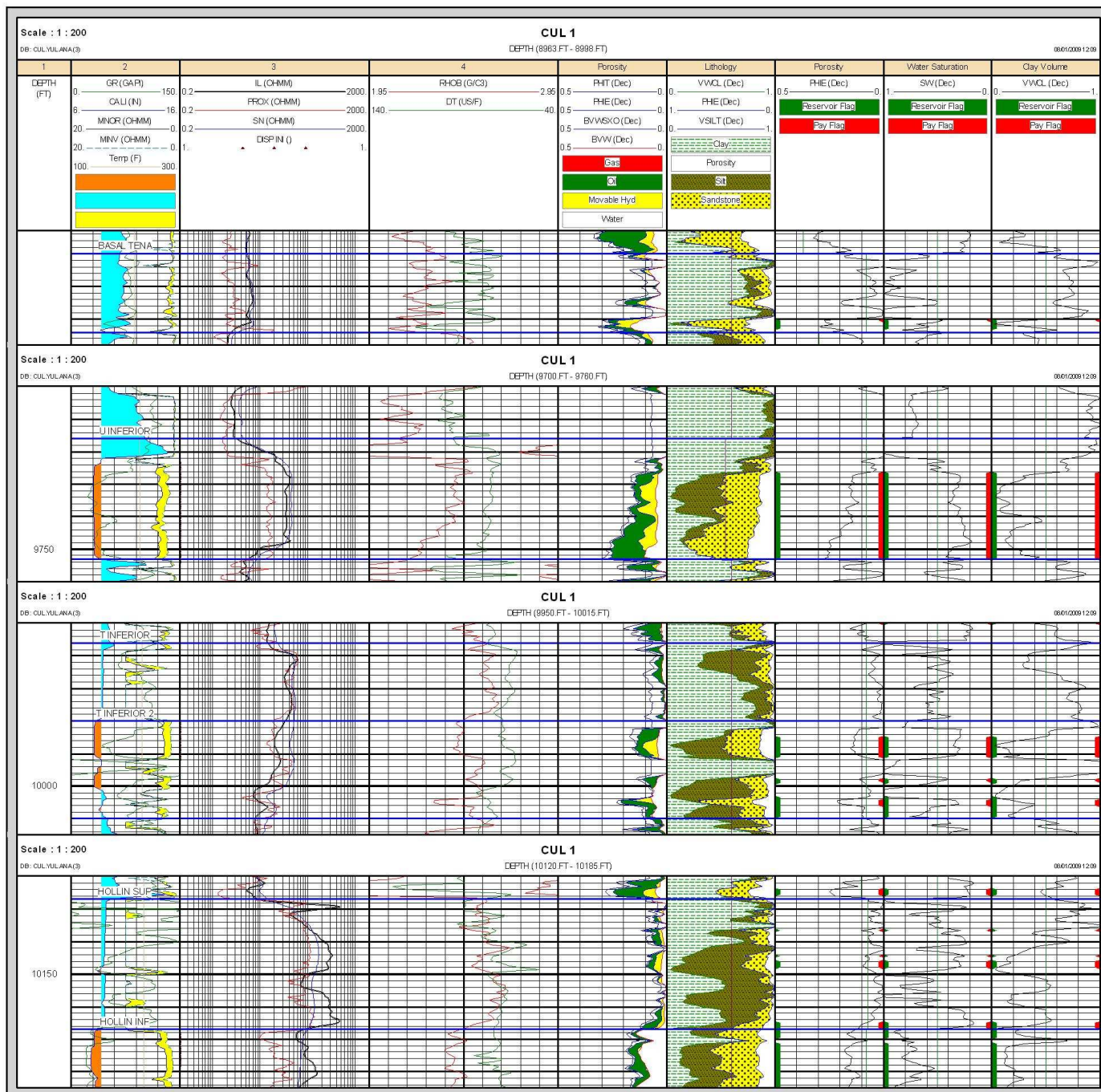
HOLLÍN SUPERIOR									
POZO	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*So*H
CUL 1	10127	10167	40	5.50	0.138	0.093	0.274	0.235	0.371
CUL 2	9992	10040	48	21.75	0.453	0.134	0.274	0.233	2.108
CUL 3	10069	10110	41	15.75	0.384	0.125	0.216	0.232	1.545
CUL 4	10112	10150	38	4.50	0.118	0.149	0.137	0.315	0.577
CUL 5	10126	10159	33	8.00	0.242	0.115	0.230	0.217	0.710
CUL 6	10104	10146	42	4.75	0.113	0.168	0.248	0.344	0.600
YUL 1	9940	9984	44	9.00	0.205	0.142	0.141	0.286	1.099
YUL 2	9968	10012	44	32.25	0.733	0.168	0.250	0.260	4.064
YUL 3	9958	10002	44	31.50	0.716	0.143	0.275	0.219	3.276
YUL 4	9960	10006	46	22.25	0.484	0.136	0.339	0.175	2.000
YUL 5	10054	10108	54	26.50	0.491	0.110	0.282	0.265	2.093
YUL 6	10033	10082	49	10.75	0.219	0.118	0.283	0.185	0.910
YUL 7	9967	10025	58	28.00	0.483	0.129	0.147	0.214	3.081
ANA 1	9997	10059	62	22.00	0.355	0.108	0.056	0.221	2.243
ANA 2	10008	10040	32	12.00	0.375	0.108	0.237	0.282	0.989
ANA 3	10054	10096	42	26.25	0.625	0.148	0.190	0.211	3.140
ANA 4	10157	10218	61	7.50	0.123	0.212	0.272	0.405	1.158
PROMEDIO			45.76	16.96	0.368	0.136	0.227	0.253	1.763

HOLLÍN INFERIOR									
POZO	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*So*H
CUL 1	10167	10492	325	0.00	---	---	---	---	---
CUL 3	10110	10200	90	0.00	---	---	---	---	---
CUL 4	10150	10230	80	10.00	0.125	0.107	0.422	0.351	0.618
CUL 5	10159	10280	121	1.00	0.008	0.185	0.466	0.480	0.099
YUL 1	9984	10345	361	9.50	0.026	0.233	0.254	0.242	1.651
YUL 2	10012	10075	63	5.50	0.087	0.126	0.395	0.264	0.419
YUL 5	10108	10208	100	0.00	---	---	---	---	---
YUL 6	10082	10193	111	4.00	0.036	0.099	0.309	0.133	0.274
YUL 7	10025	10100	75	5.00	0.067	0.209	0.391	0.063	0.636
ANA 1	10059	10400	341	18.00	0.053	0.131	0.094	0.233	2.136
ANA 2	10040	10255	215	8.00	0.037	0.141	0.149	0.267	0.960
ANA 3	10096	10180	84	2.50	0.030	0.122	0.472	0.224	0.161
ANA 4	10218	10311	93	0.00	---	---	---	---	---
PROMEDIO			158.38	4.88	0.052	0.150	0.328	0.251	0.773

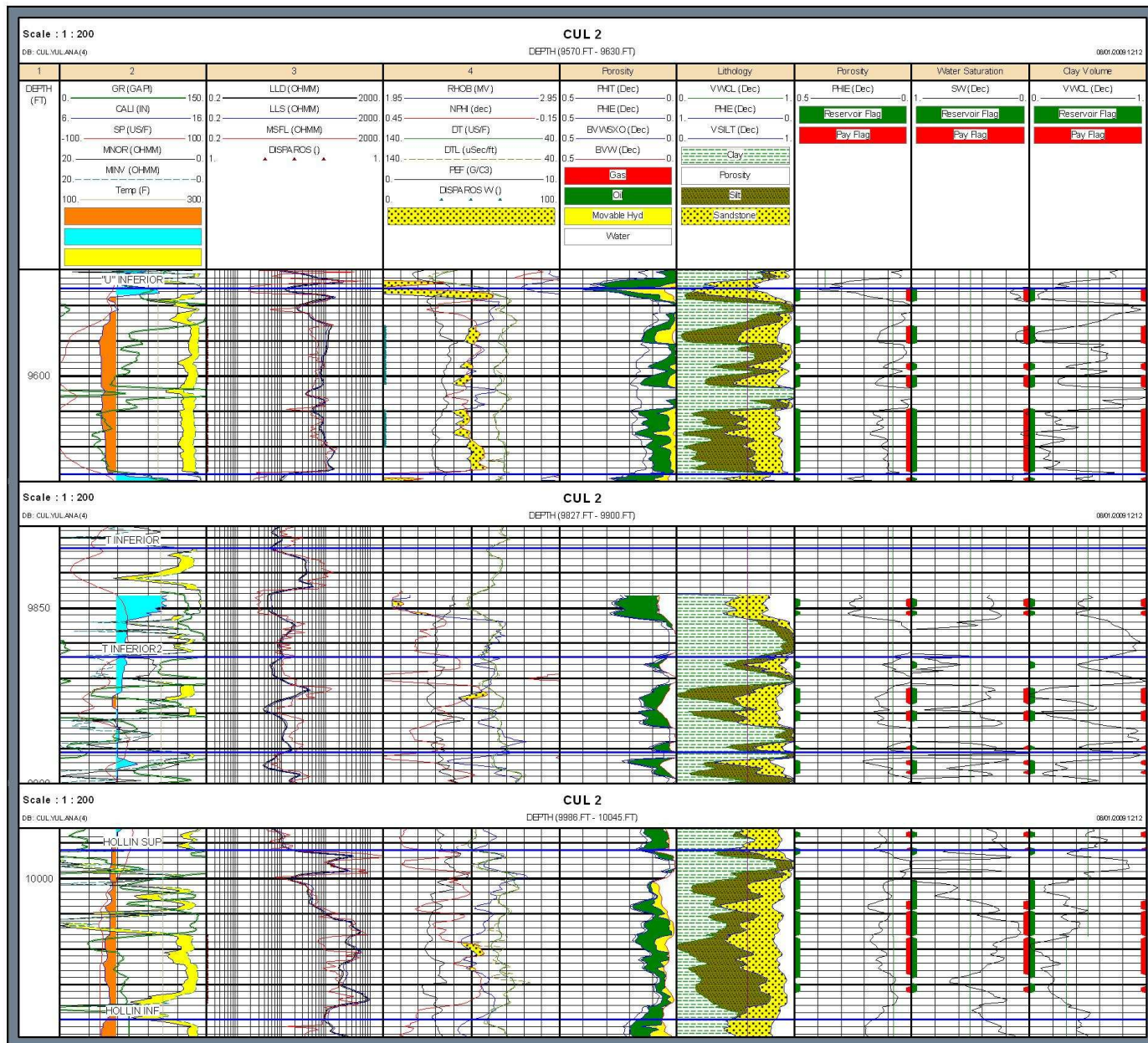
Los registros de los pozos Culebra 2, Culebra 6, Yulebra 3 y Yulebra 4 no atravesaron Hollín Inferior

ANEXO 2.7 IMÁGENES DE LA REEVALUACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS

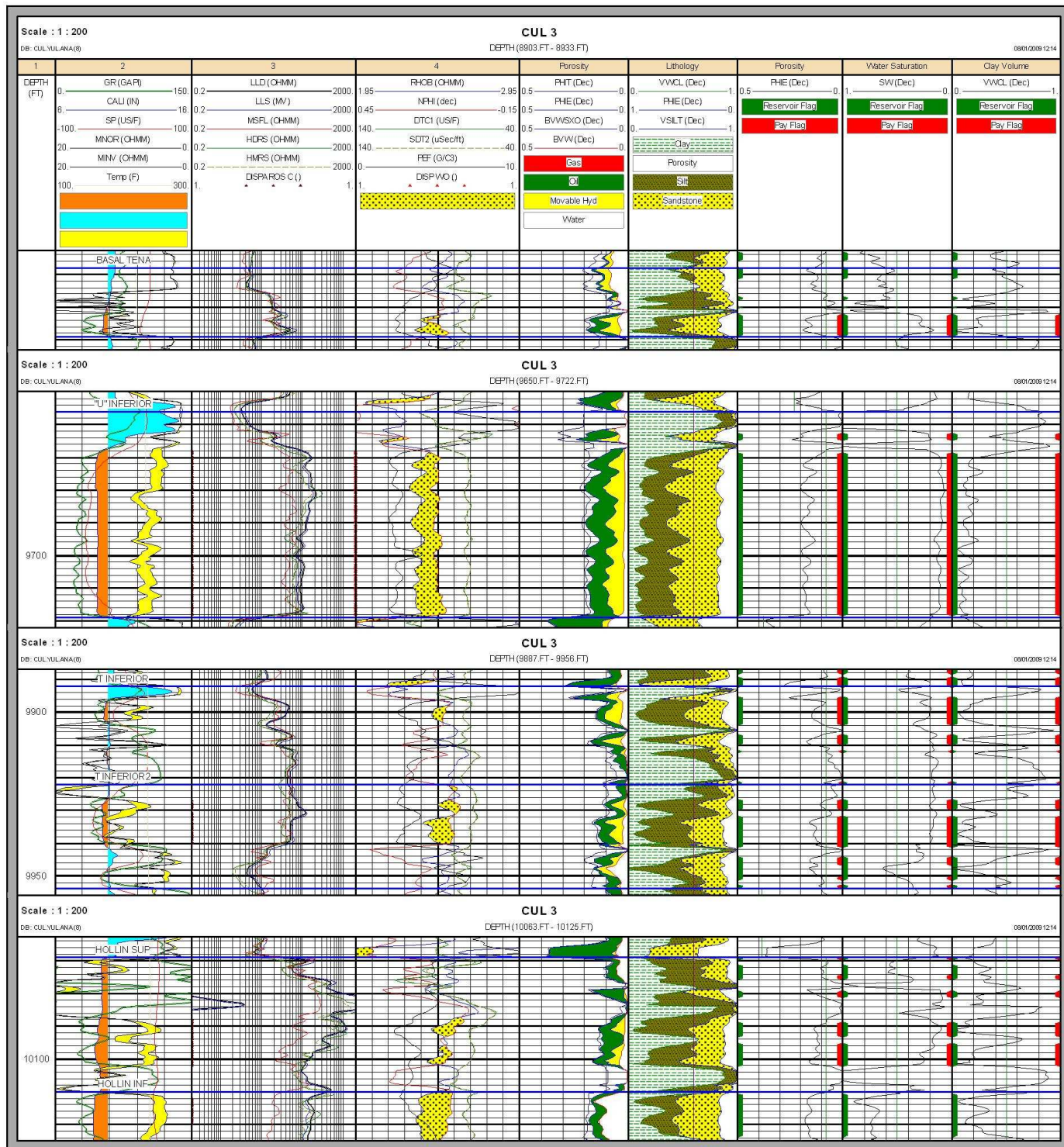
POZO: CULEBRA 1



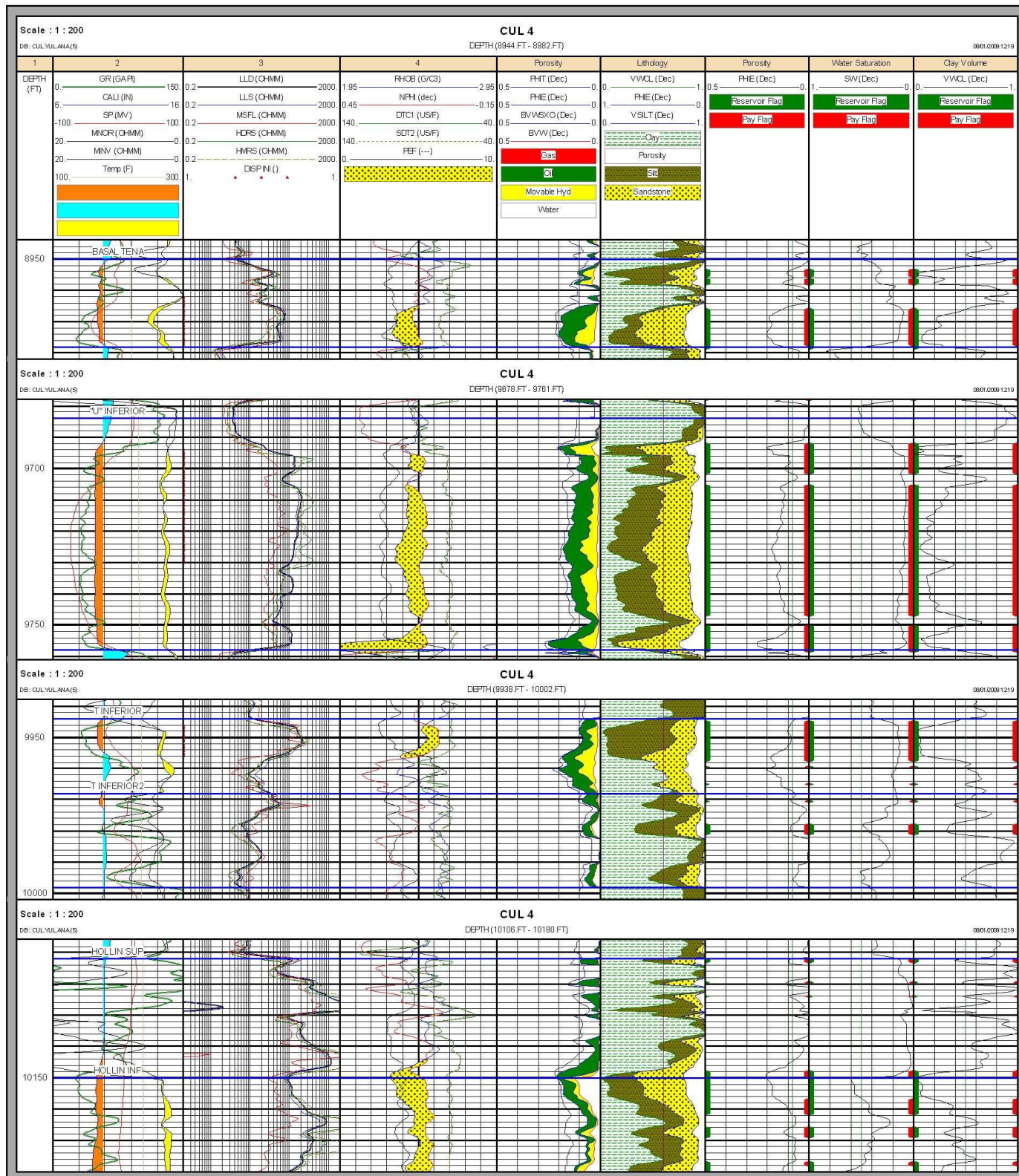
POZO: CULEBRA 2



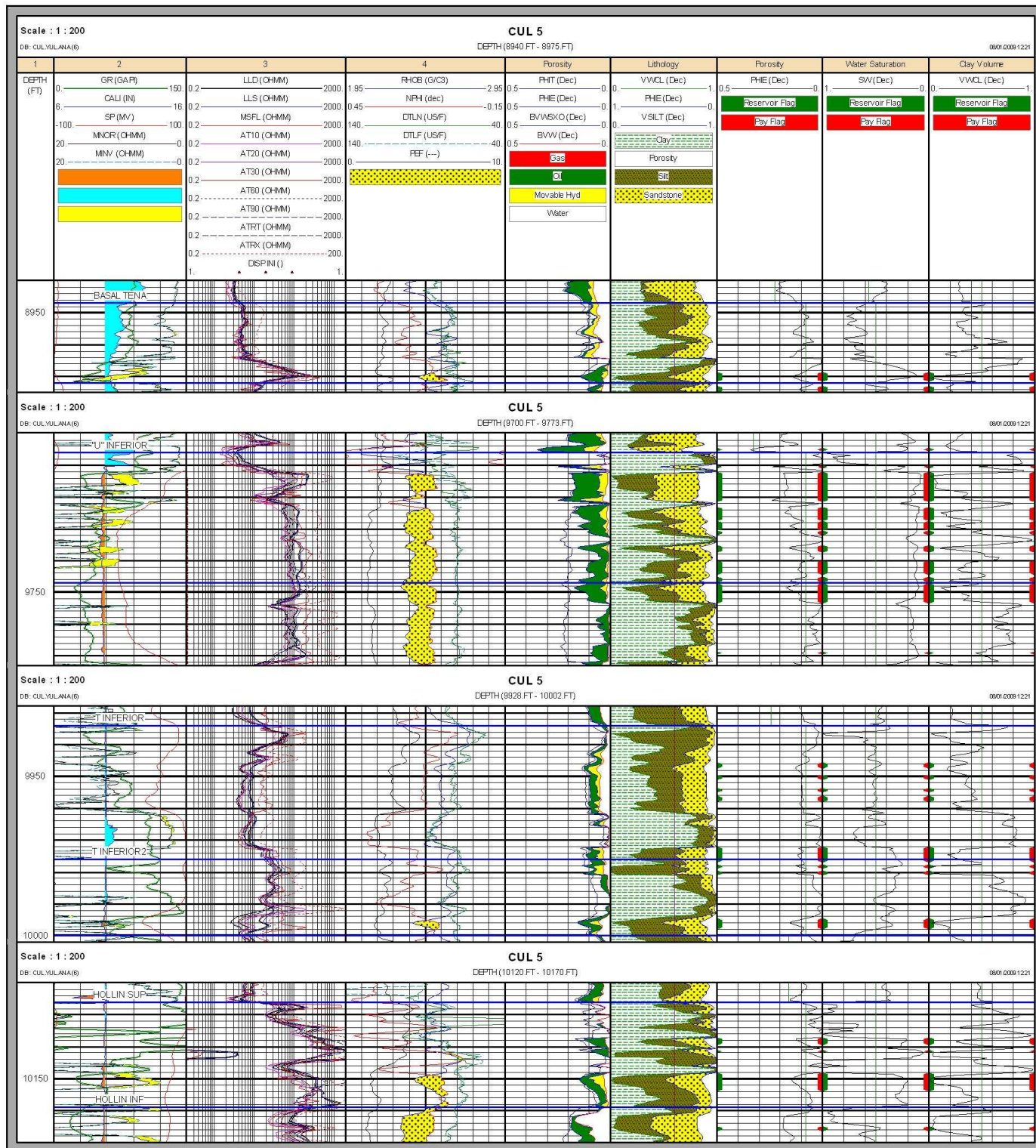
POZO: CULEBRA 3



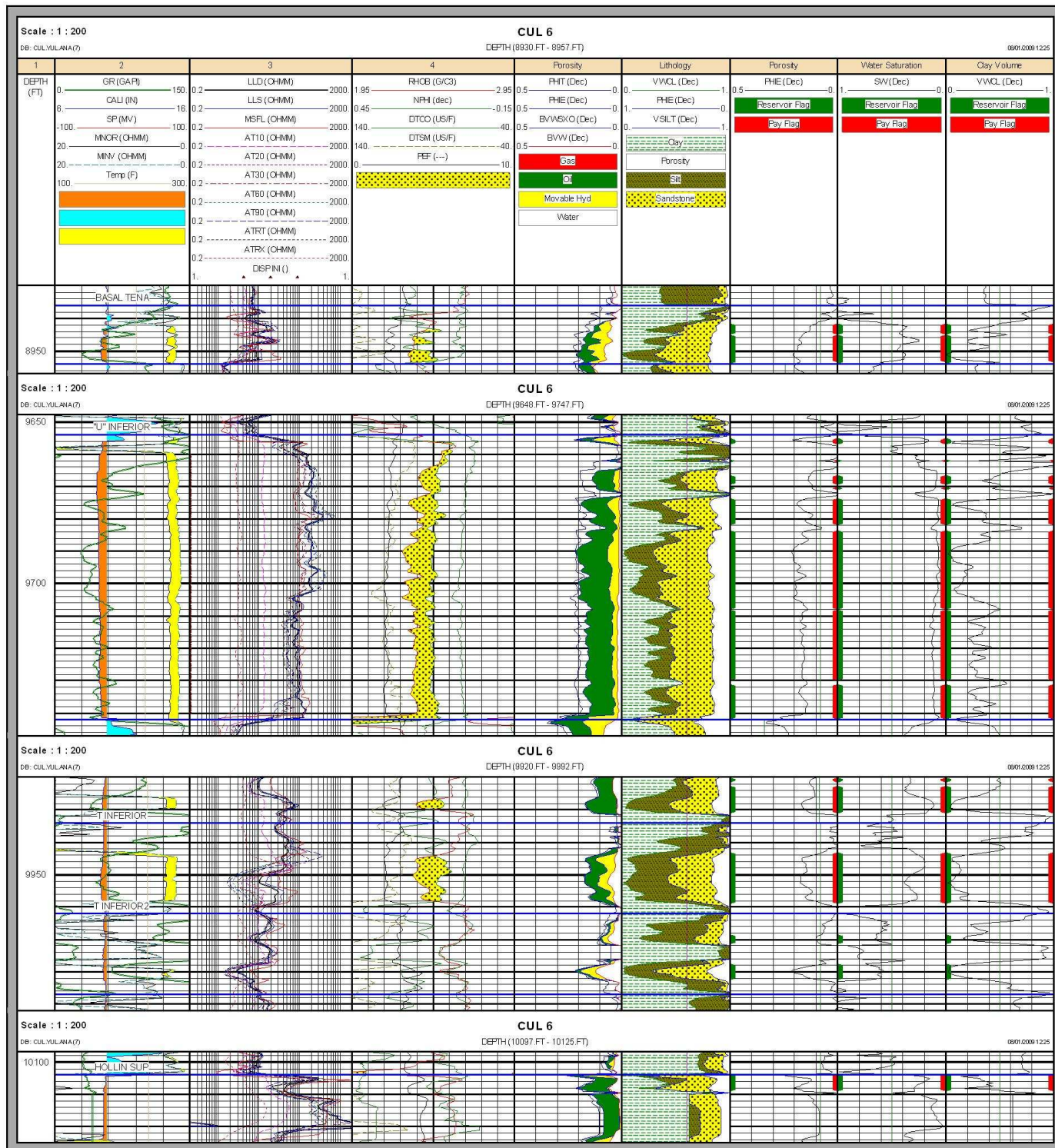
POZO: CULEBRA 4



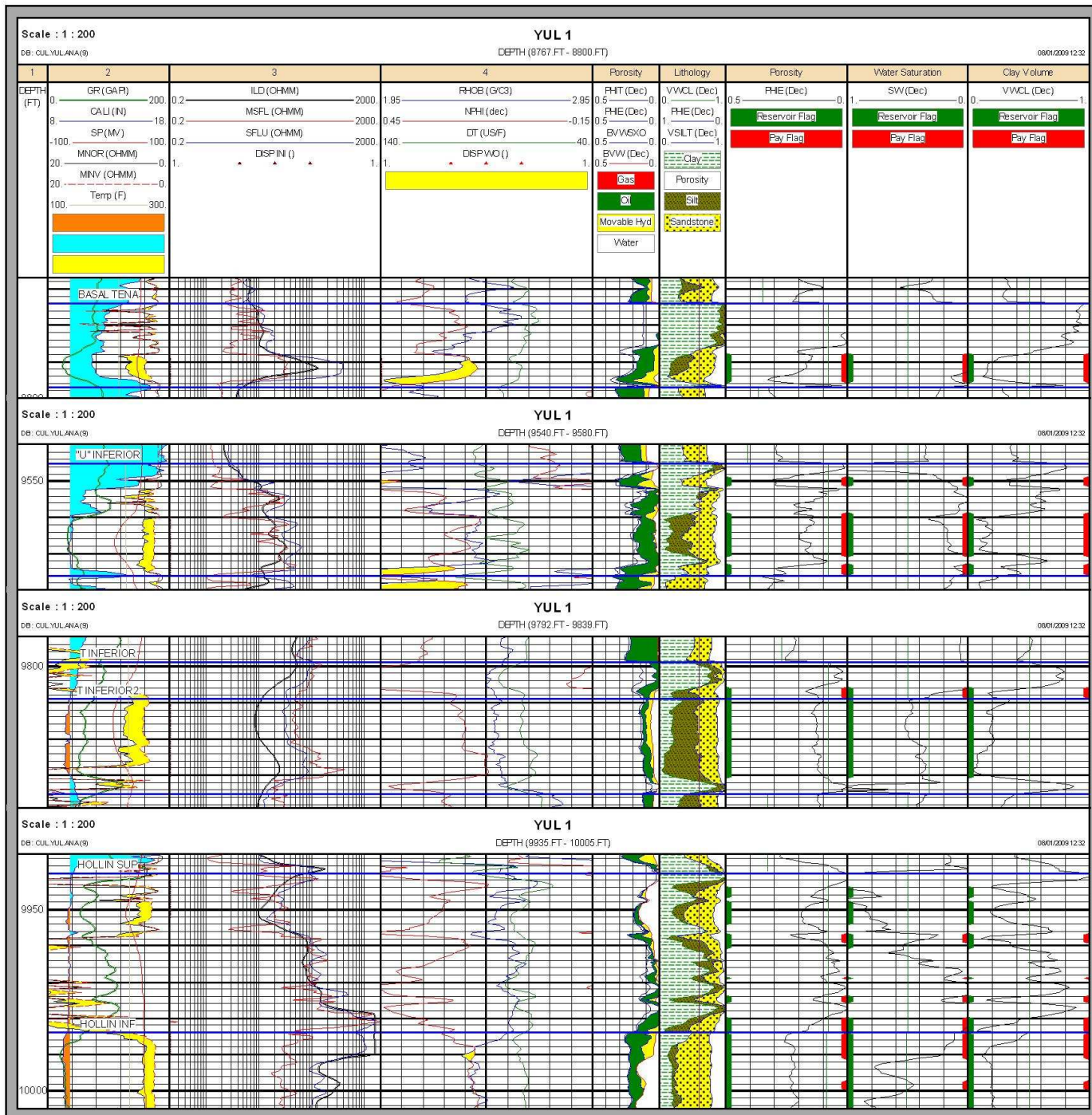
POZO: CULEBRA 5



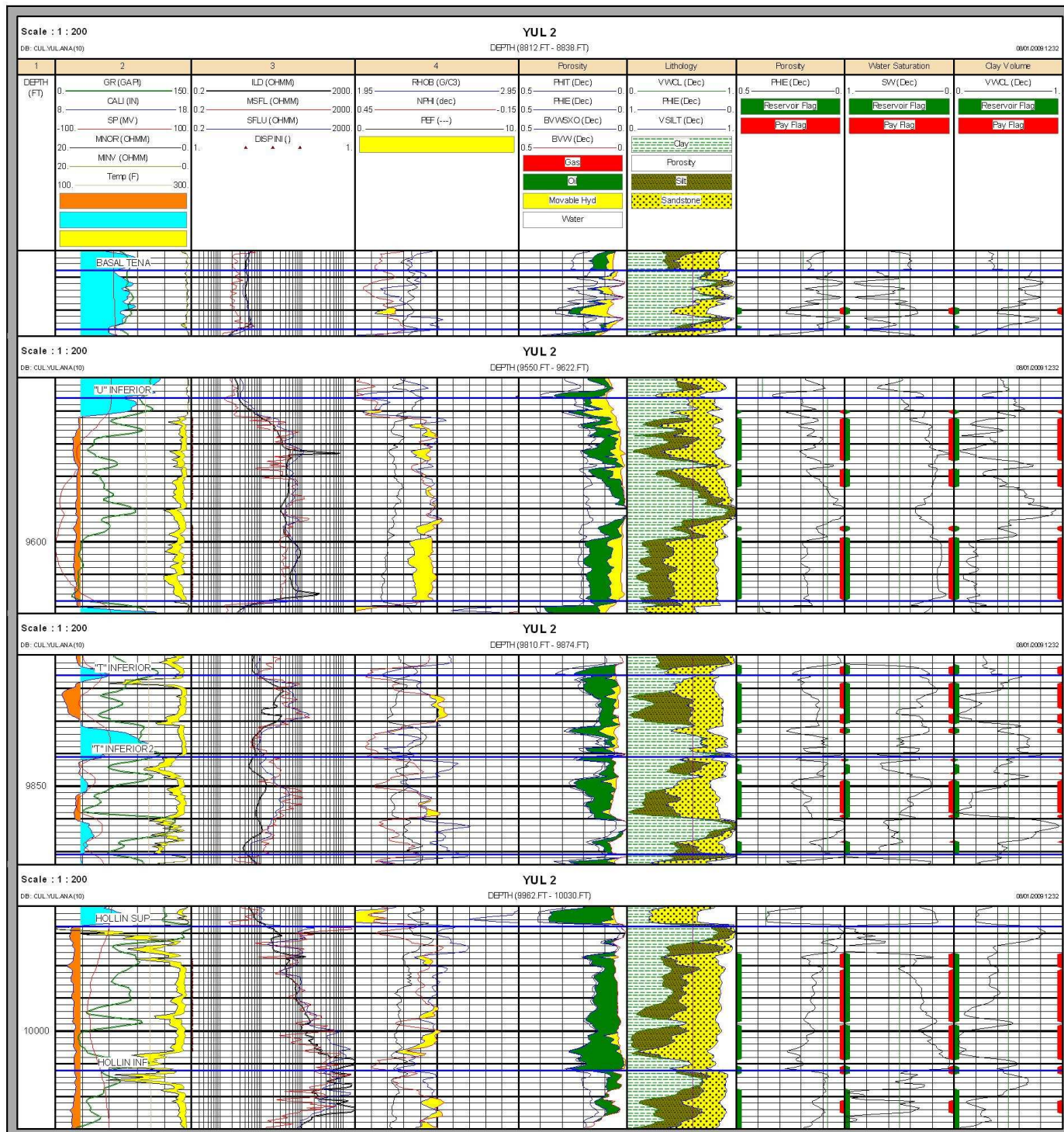
POZO: CULEBRA 6



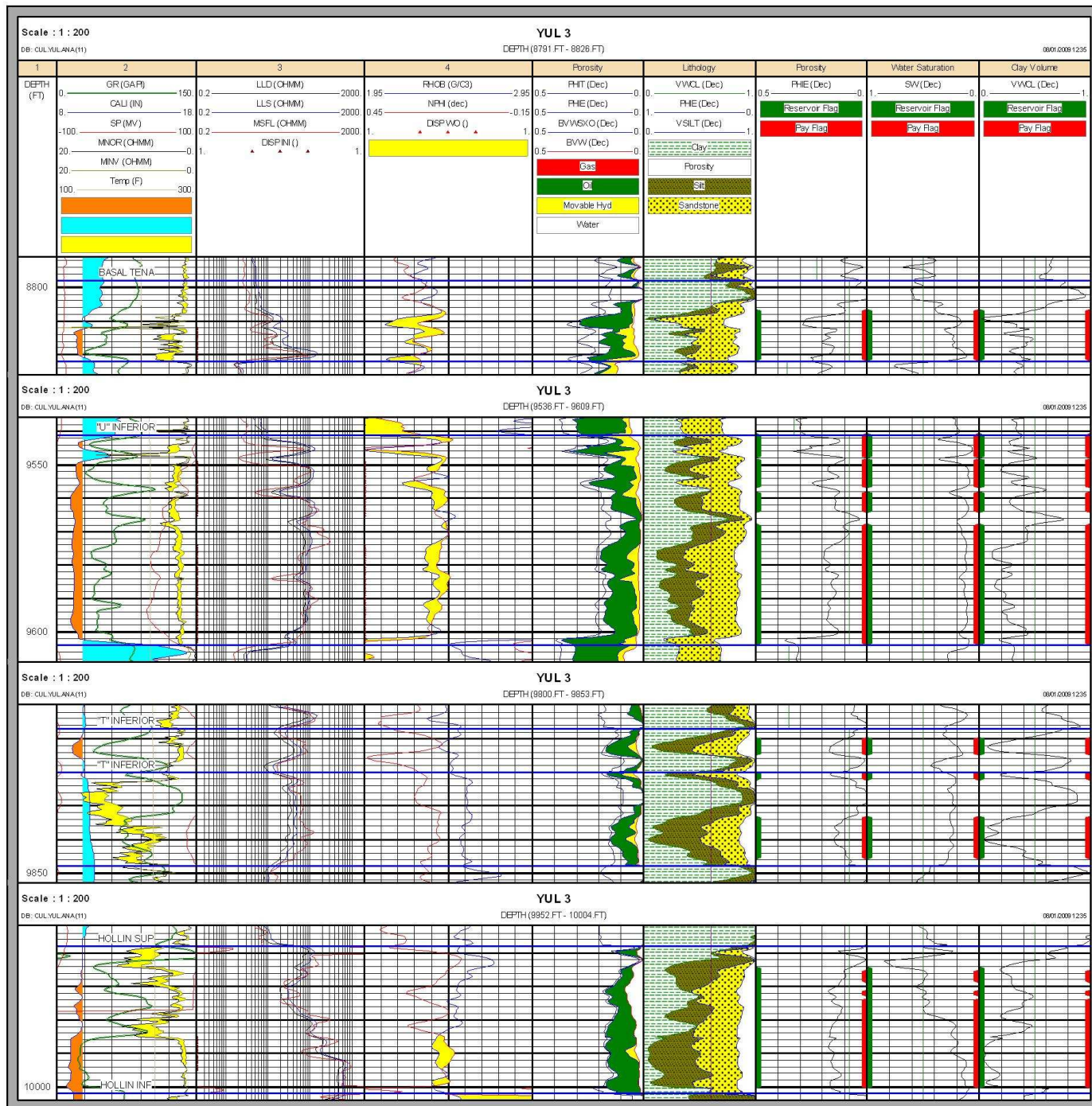
POZO: YULEBRA 1



POZO: YULEBRA 2



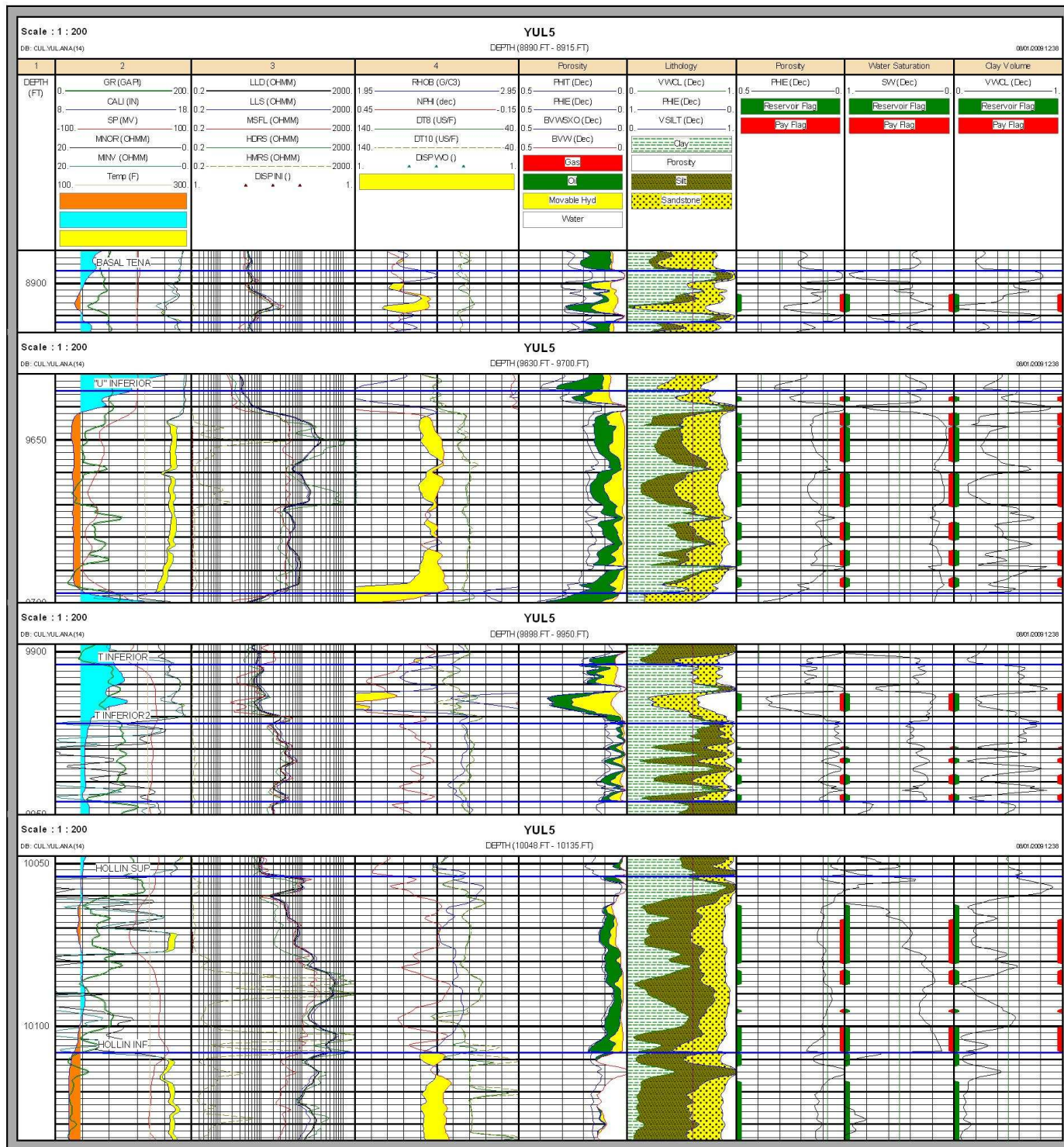
POZO: YULEBRA 3



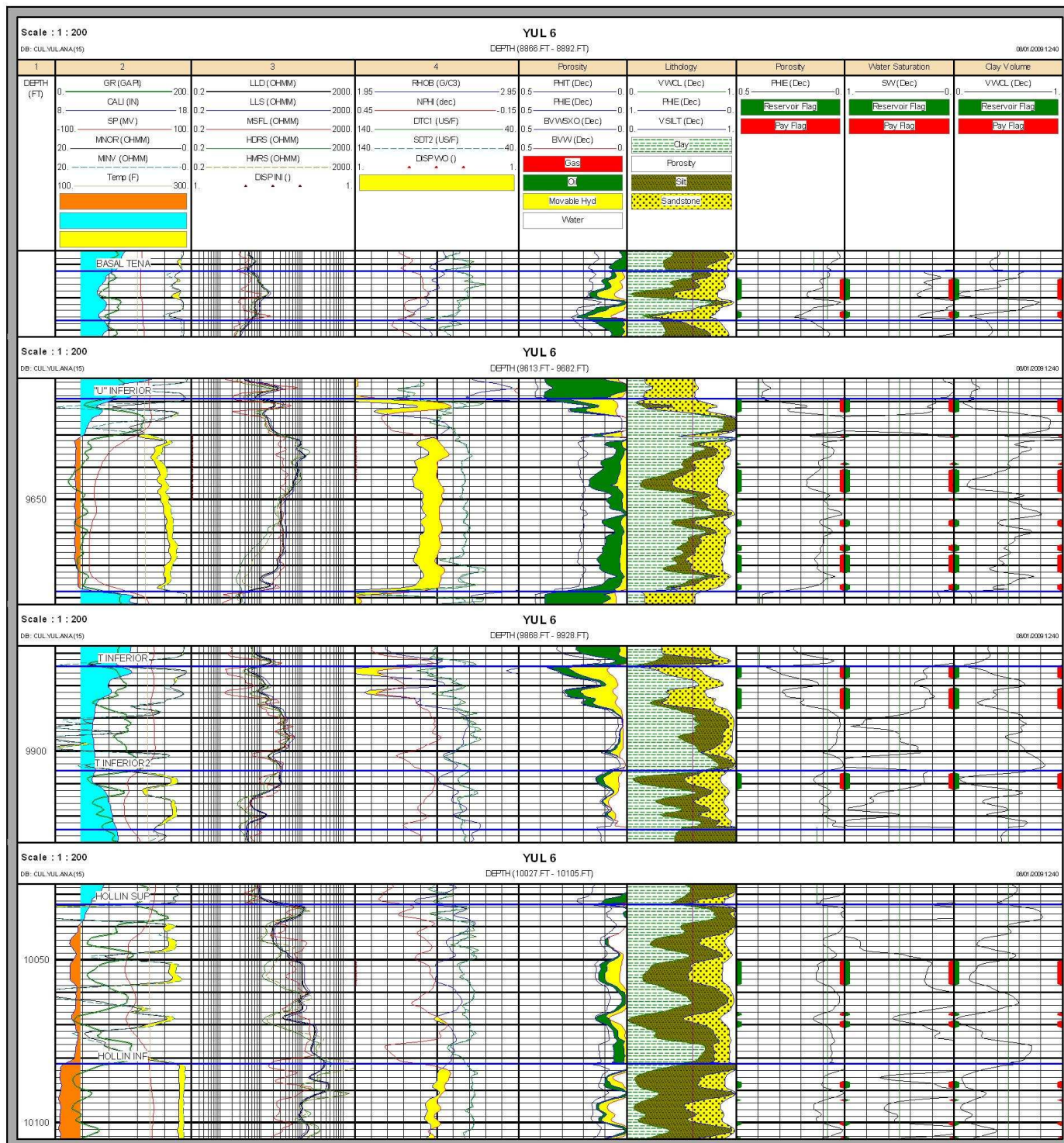
POZO: YULEBRA 4



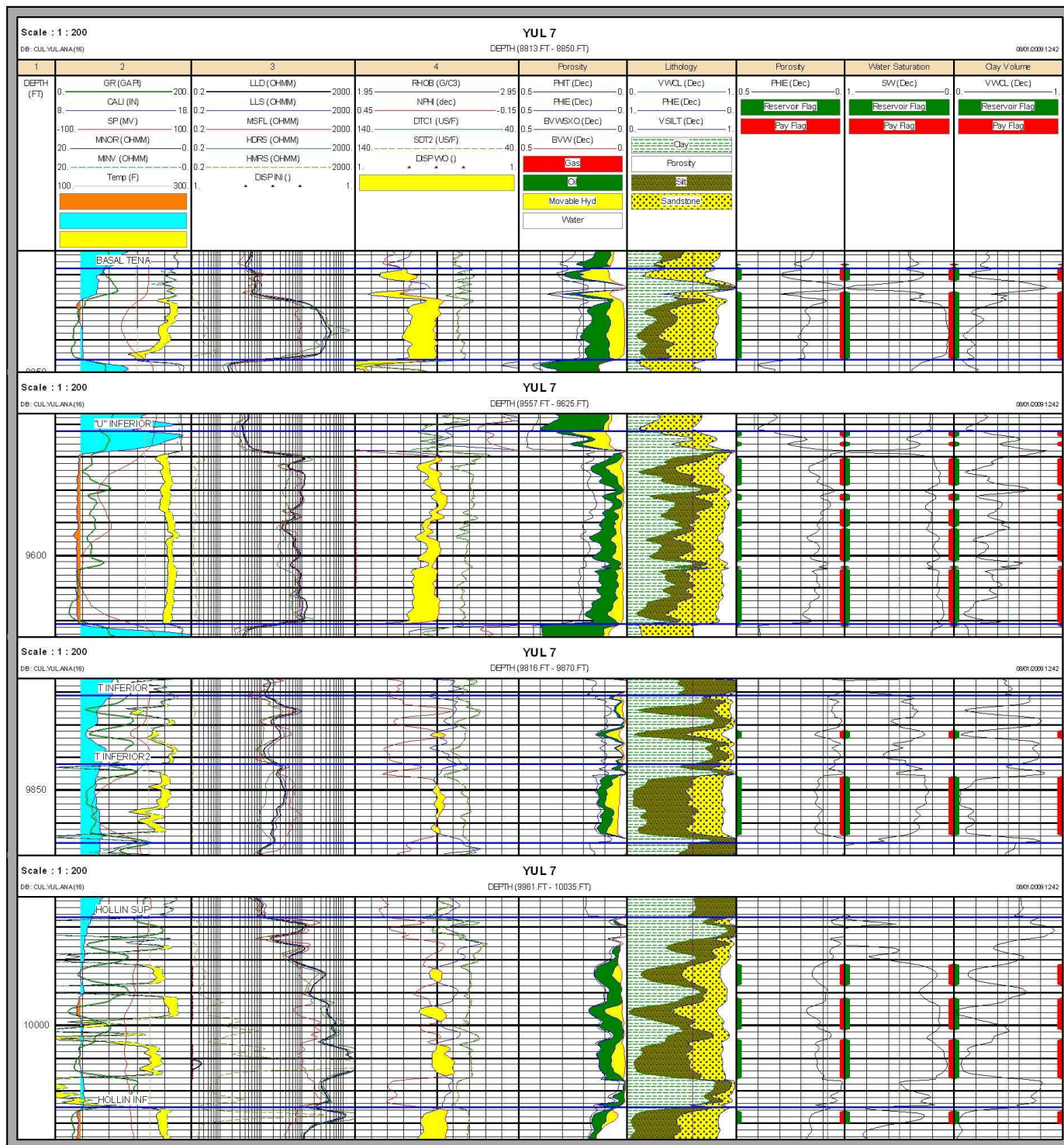
POZO: YULEBRA 5



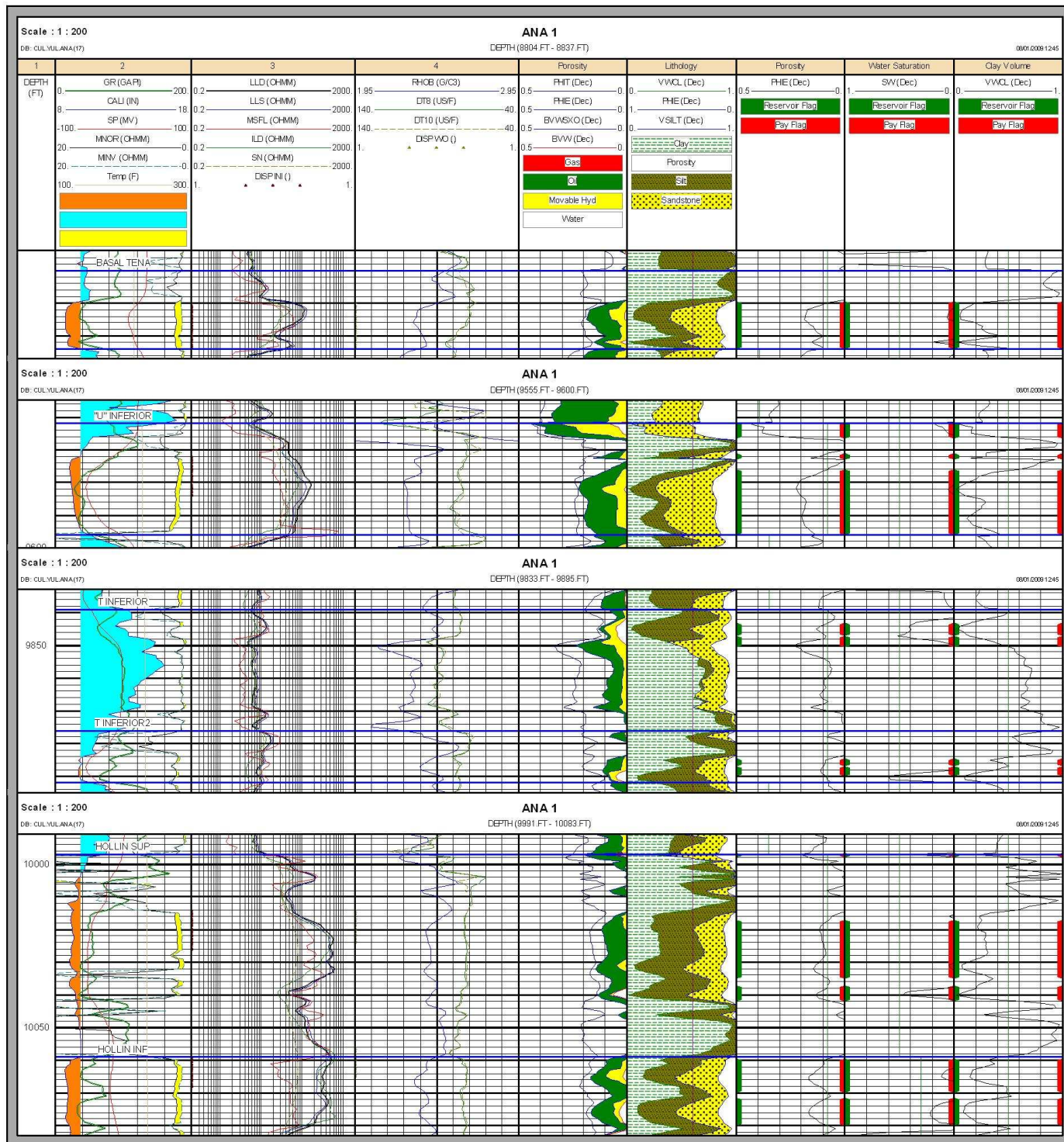
POZO: YULEBRA 6



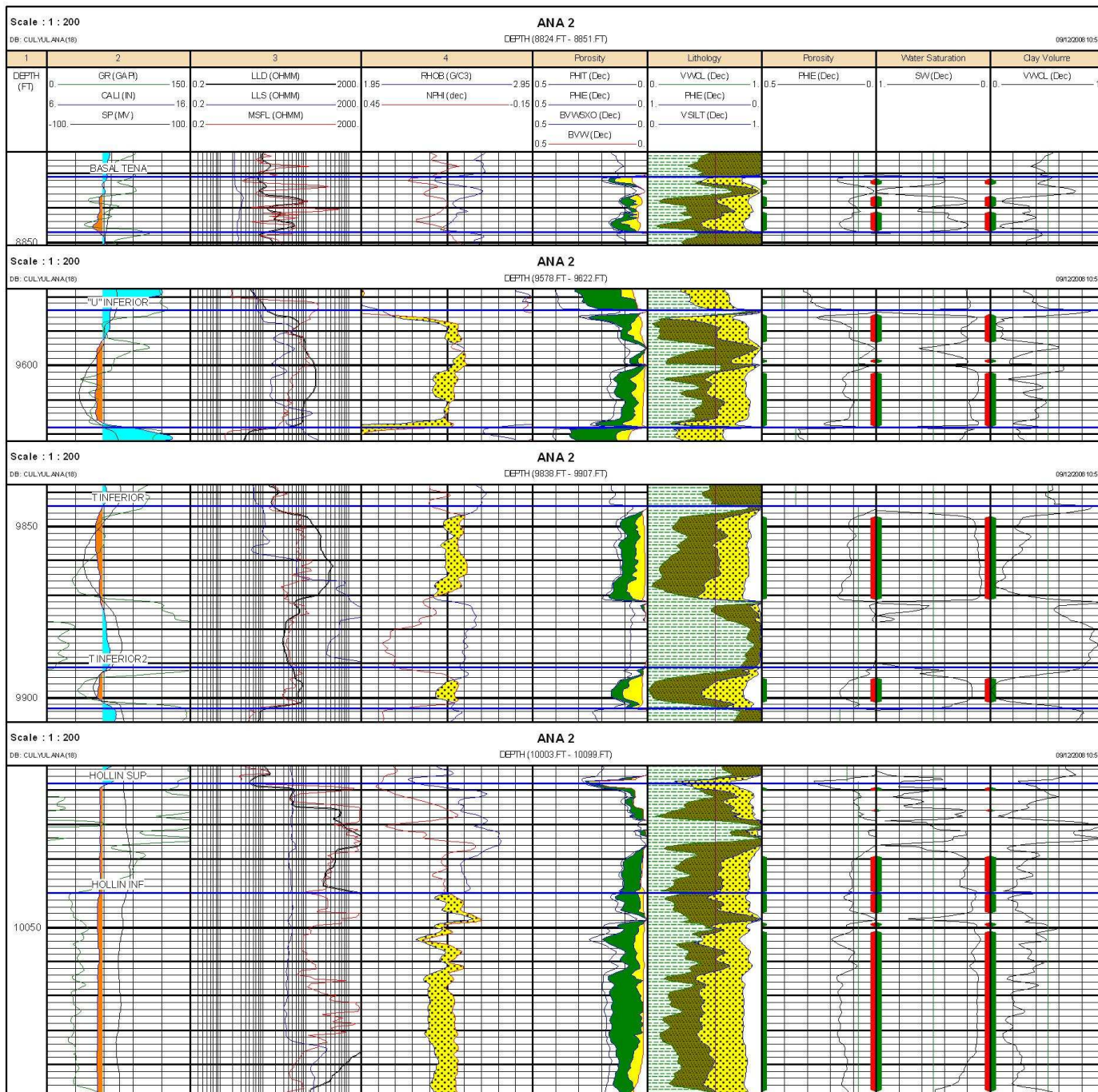
POZO: YULEBRA 7



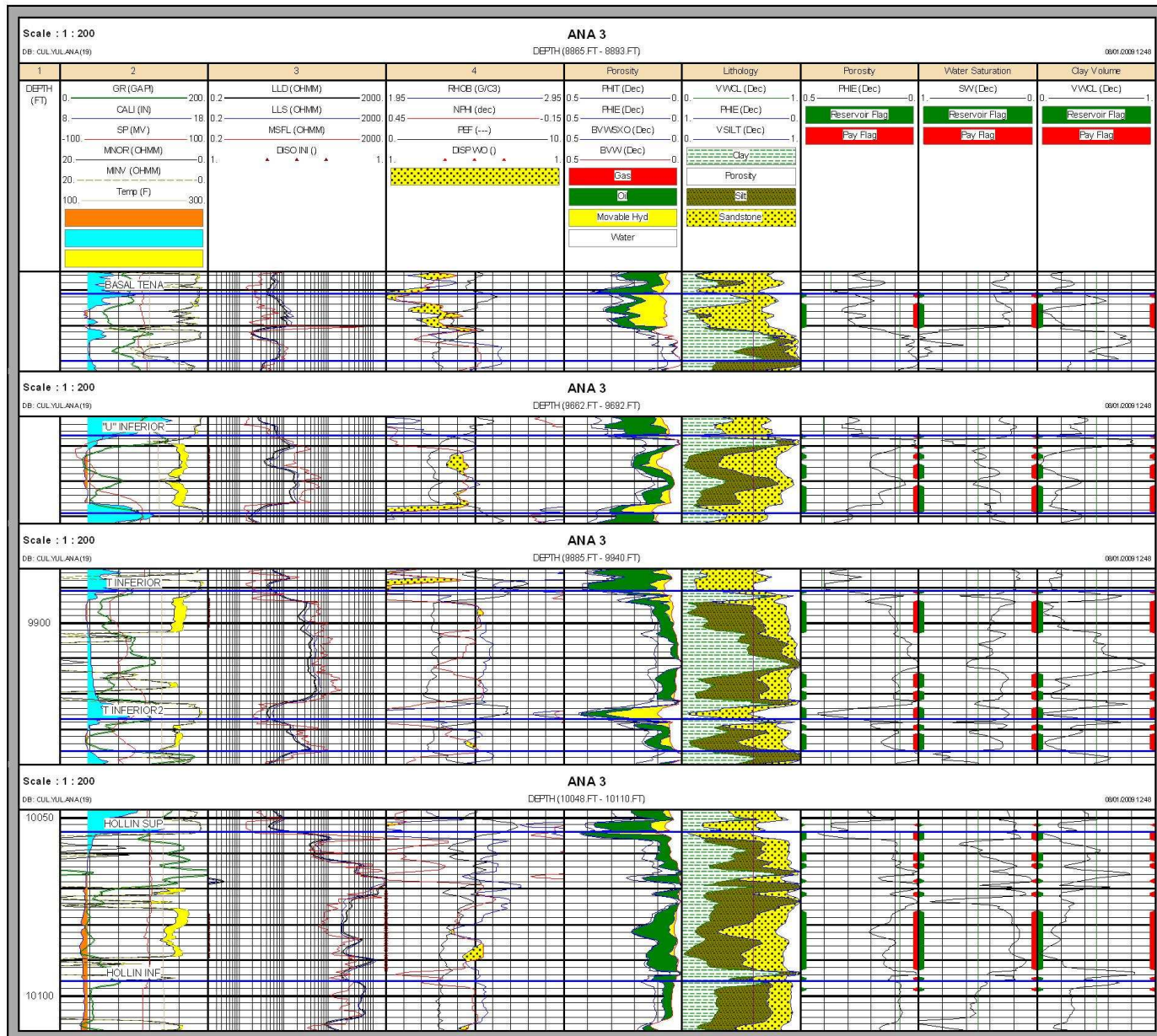
POZO: ANACONDA 1



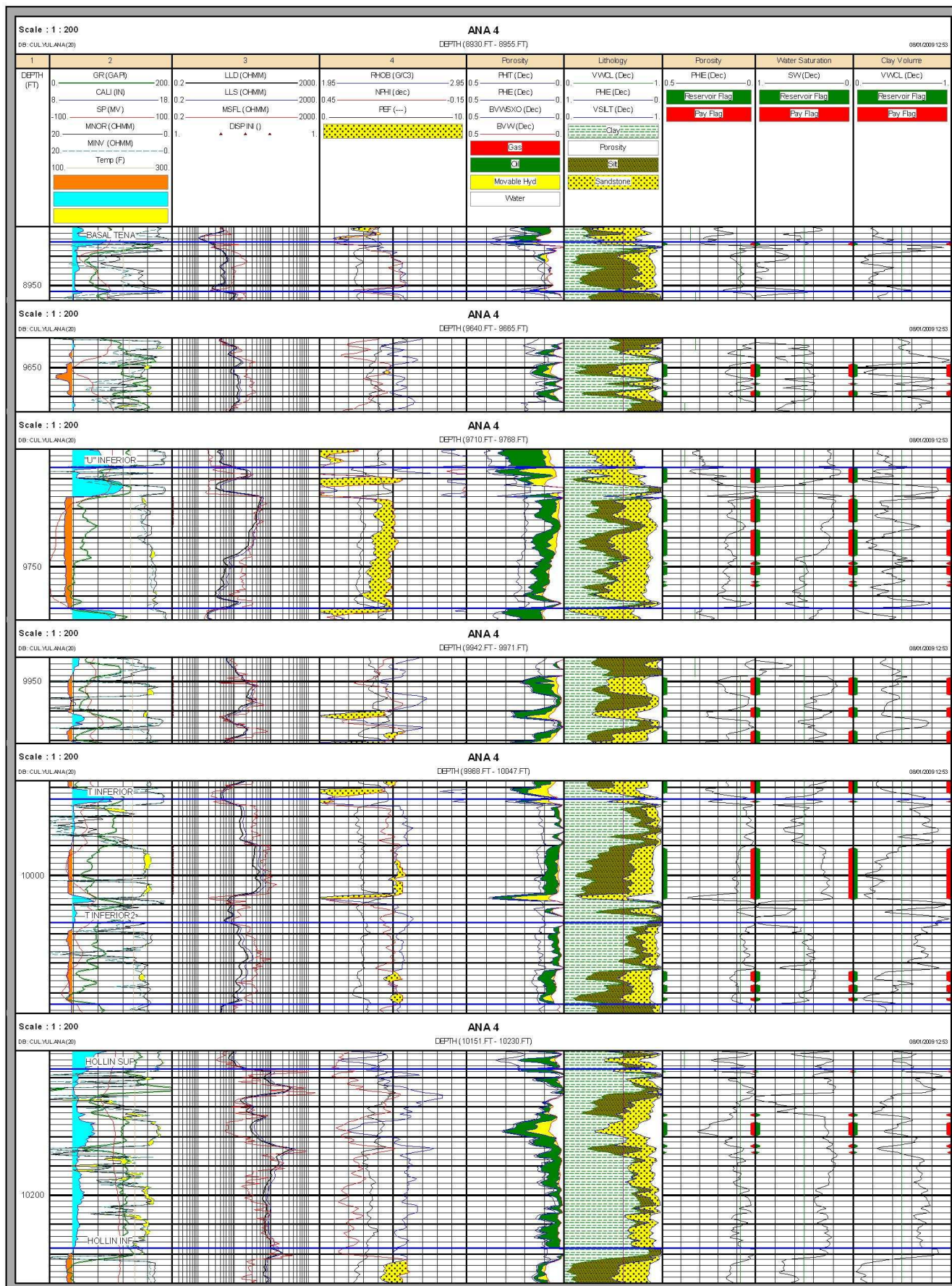
POZO: ANACONDA 2



POZO: ANACONDA 3



POZO: ANACONDA 4



ANEXO 3.1 DISPAROS Y PRUEBAS INICIALES

POZO	COMPLETACIÓN INICIAL	ZONA	PERFORACIONES INICIALES	PRUEBAS INICIALES				
				FECHA	MET	BPPD	BSW	API
CUL 1	17/12/1973	H	10168 - 10178 10' 2 DPP	17/12/1973	PPF	0	100	
		T	9980 - 9992 12' 2 DPP	17/12/1973	PPF	80	20	
		U	9723 - 9754 31' 2 DPP	17/12/1973	PPF	360	15	18
CUL 2	25/10/1987	H	10016 - 10035 19' 4 DPP					
		U	9610 - 9627 17' 4 DPP					
			9586 - 9602 16' 4 DPP					
		BT	8847 - 8863 16' 4 DPP	24/11/1987	PPS	728	4	14
	10/01/1988		PPS	451	30	14		
CUL 3	30/04/1997	Hi	10112 - 10120 8' 8 DPP					
		Hs	10088 - 10102 14' 8 DPP					
		T	9927 - 9940 13' 6 DPP	16/04/1997	PPH	100	70	13.2
		U	9668 - 9718 50' 6 DPP	22/04/1997	PPH	468	25	18
	26/04/1997		PPH	655	25	18.2		
CUL 4	03/10/1995	T	9946 - 9956 10' 4 DPP	19/09/1995	PPH	100	48	
		U	9694 - 9730 36' 4 DPP	23/09/1995	PPH	792	3	16
		BT	8962 - 8978 16' 4 DPP	29/09/1995	PPH	174	71	12
CUL 5	30/08/2000	Ui	9714 - 9772 58' 10 DPP	12/08/2000	PPH	664	21	18.4
CUL 6	07/05/2002	U	9660 9690 30' 10 DPP	02/05/2002	PPH	307	20	18.3
			9690 9710 20' 5 DPP					
			9710 9740 30' 10 DPP					
YUL 1	21/06/1980	Hi	9984 - 9990 6' 4 DPP	31/05/1980	PPF	189	18	27
		Hs	9942 - 9952 10' 4 DPP	02/06/1980	SWAB	0	0	
		T	9810 - 9830 20' 4 DPP	04/06/1980	SWAB	0	100	
		U	9560 - 9576 16' 4 DPP	06/06/1980	SWAB	252	6	20.3
		Cal Napo	9264 - 9276 12' 4 DPP	14/06/1980	SWAB	0		
			9236 - 9260 24' 4 DPP					
BT	8789 - 8796 7' 4 DPP	18/06/1980	PPF	1614	1	23.3		
YUL 2	07/06/1985	H	9978 - 10006 28' 4 DPP	30/05/1985	PPH	1259	1	22.4
		U	9562 - 9587 25' 4 DPP	04/06/1985	PPH	1223	2	17.3

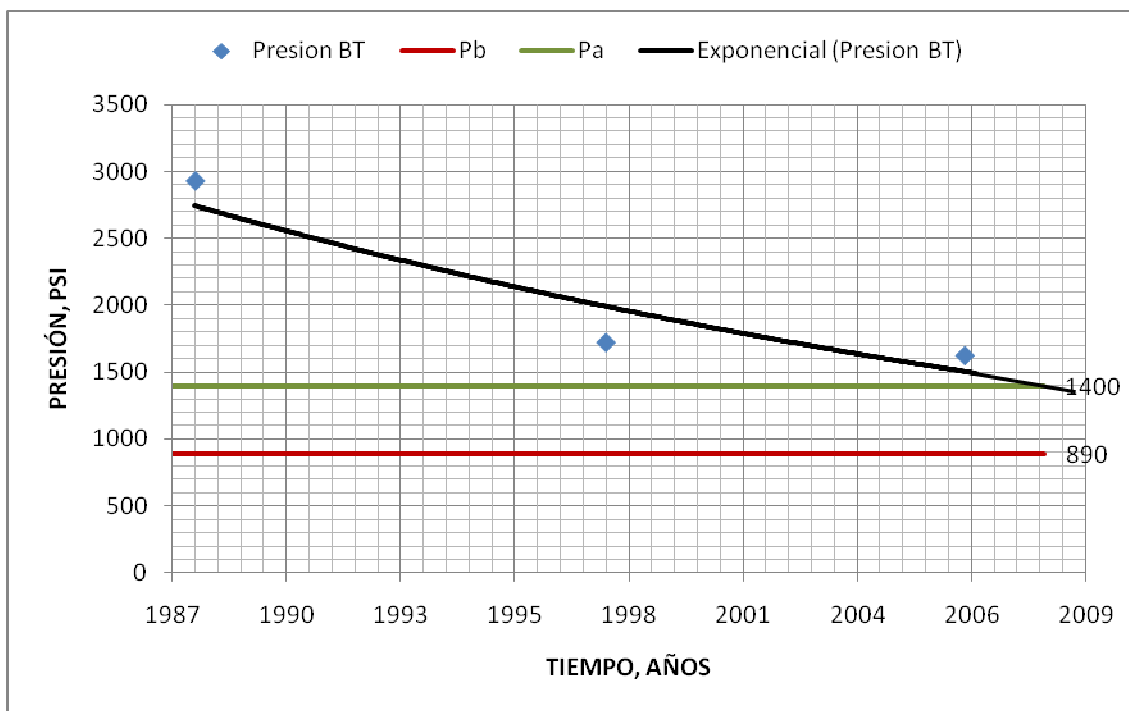
POZO	COMPLETACIÓN INICIAL	ZONA	PERFORACIONES INICIALES	PRUEBAS INICIALES				
				FECHA	MET	BPPD	BSW	API
YUL 2	07/06/1985	U	9595 - 9618 23' 4 DPP					
		H + U		05/06/1985	PPH	2506	0	22
YUL 3	28/02/1988	H	9985 - 9995 10'	28/02/1988	PPH	595	0.8	22.3
		U	9549 - 9565 16'	28/02/1988	PPH	1148	8	18.4
			9574 - 9603 29'					
		BT	8812 - 8822 10'	28/02/1988	PPH	1813	12	20.7
YUL 4	26/08/1995	Hs	9979 - 9994 15' 6 DPP	13/08/1995	PPH	245	15	
		Ui	9552 - 9602 50' 6 DPP	20/08/1995	PPH	979	20	17
YUL 5	30/06/1995	Hs	10071 - 10077 6' 8 DPP	28/06/1995	PPH	0	100	
		U	9646 - 9696 50' 4 DPP	27/06/1995	PPH	1466	6	15.8
YUL 6	14/09/1995	U	9630 - 9650 20' 6 DPP	09/09/1995	PPH	994	8	18.1
YUL 7	12/05/1997	HS	9982 - 9988 6' 6 DPP	07/05/1997	PPH	657	24	21.6
			9991 - 9998 7' 6 DPP					
			10006 - 10016 10' 6 DPP					
ANA 1	11/05/1991	Hi	10059 - 10068 9' 4 DPP	17/04/1991	PPF	423	16	23.8
		Hs	10014 - 10026 12' 4 DPP	20/04/1991	PPF	451	12	25.6
		Ui	9572 - 9584 12' 4 DPP	29/04/1991	PPF	614	2	19.1
		Cal B	9614 - 9640 26' 4 DPP					
		BT	8820 - 8834 14' 4 DPP					
ANA 2	01/07/1992	H	10040 - 10070 30' 4 DPP	23/06/1992	PPF	2441	0.3	29.3
ANA 3	19/01/1992	Hi	10077 - 10089 12' 4 DPP	06/01/1992	PPH	381	6.5	19
		T	9893 - 9901 8' 4 DPP	10/01/1992	PPH	0	100	
		U	9670 - 9686 16' 4 DPP	12/01/1992	PPH	0	100	
		M-2	9333 - 9341 8' 8 DPP					
			9352 - 9362 10' 8 DPP					
			9369 - 9378 9' 8 DPP					
ANA 4	25/12/1993	T INF	9990 - 10006 16' 4 DPP	11/12/1993	PPH	0	0	
		T SUP	9948 - 9962 14' 4 DPP	14/12/1993	PPH	346	10	23.2
		U	9726 - 9736 10' 4 DPP	20/12/1993	PPH	108	44	22

ANEXO 3.2 DISPAROS EN TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO

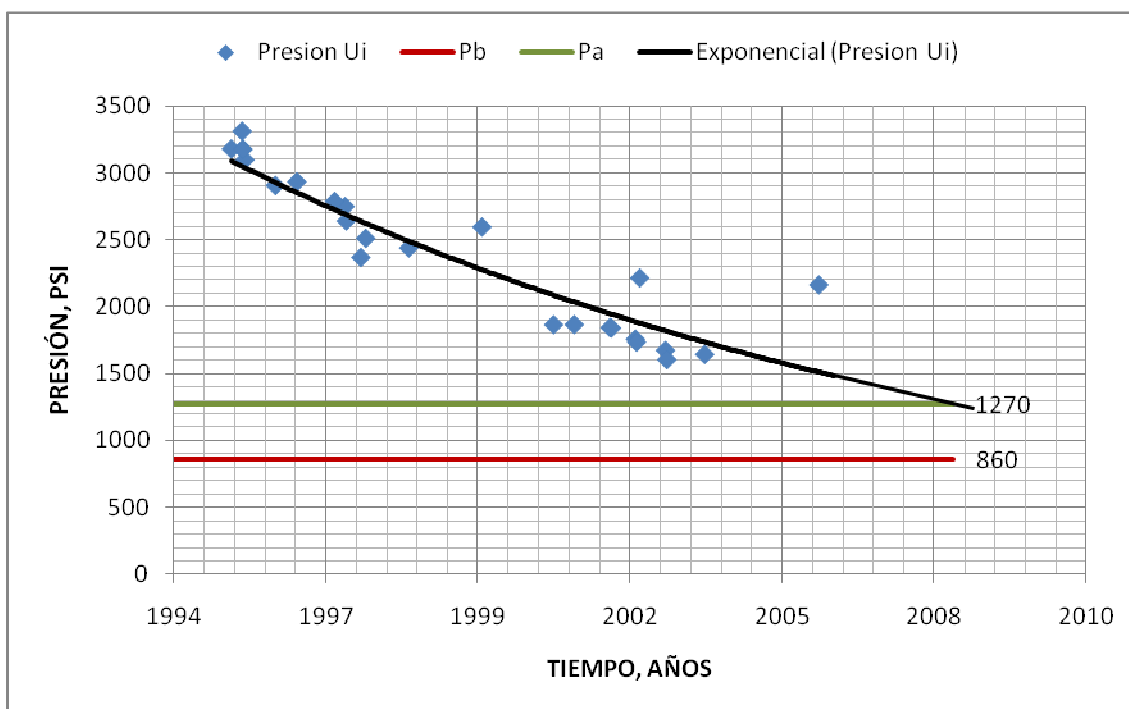
POZO	WO #	FECHA	ZONA	DISPAROS				
CUL 1	8	05/01/1986	T	9980	-	9992	12'	2 DPP
	18	12/09/1995	U	9723	-	9740	17'	2 DPP
CUL 2	4	23/07/1997	U	9586	-	9602	16'	6 DPP
				9610	-	9620	10'	6 DPP
	5	03/01/1998	BT	8847	-	8857	10'	5 DPP
CUL 3	2	25/10/2001	U	9668	-	9718	50'	4 DPP
	4	30/05/2002	U	9668	-	9718	50'	5 DPP
CUL 4	1	29/10/1997	U	9694	-	9720	26'	6 DPP
	6	09/05/2003	Ui	9730	-	9745	15'	5 DPP
YUL 1	4	18/10/1984	BT	8789	-	8796	7'	
	13	05/02/2004	BT	8789	-	8796	7'	5 DPP
YUL 3	4	26/07/1997	U	9574	-	9603	29'	5 DPP
				9549	-	9565	16'	5 DPP
YUL 5	6	30/01/2006	U	9646	-	9670	24'	5 DPP
YUL 6	2	25/07/1999	UI	9630	-	9644	14'	SQZ
			H	10050	-	10058	8'	
			UI	9630	-	9640	10'	
YUL 7	2	02/12/1997	Ui	9570	-	9620	50'	6 DPP
	4	07/11/2002	UI	9570	-	9610	40'	5 DPP
ANA 1	2	03/05/1992	Hi	10056	-	10065	9'	
			Hs	10014	-	10024	10'	
	5	15/08/2006	BT	8820	-	8834	14'	5 DPP
ANA 3	3	02/08/1998	H	10077	-	10089	12'	6 DPP
	4	05/02/2004	H	10070	-	10077	7'	5 DPP
			H	10089	-	10093	4'	5 DPP

ANEXO 3.3 PRESIÓN ACTUAL DE LOS YACIMIENTOS

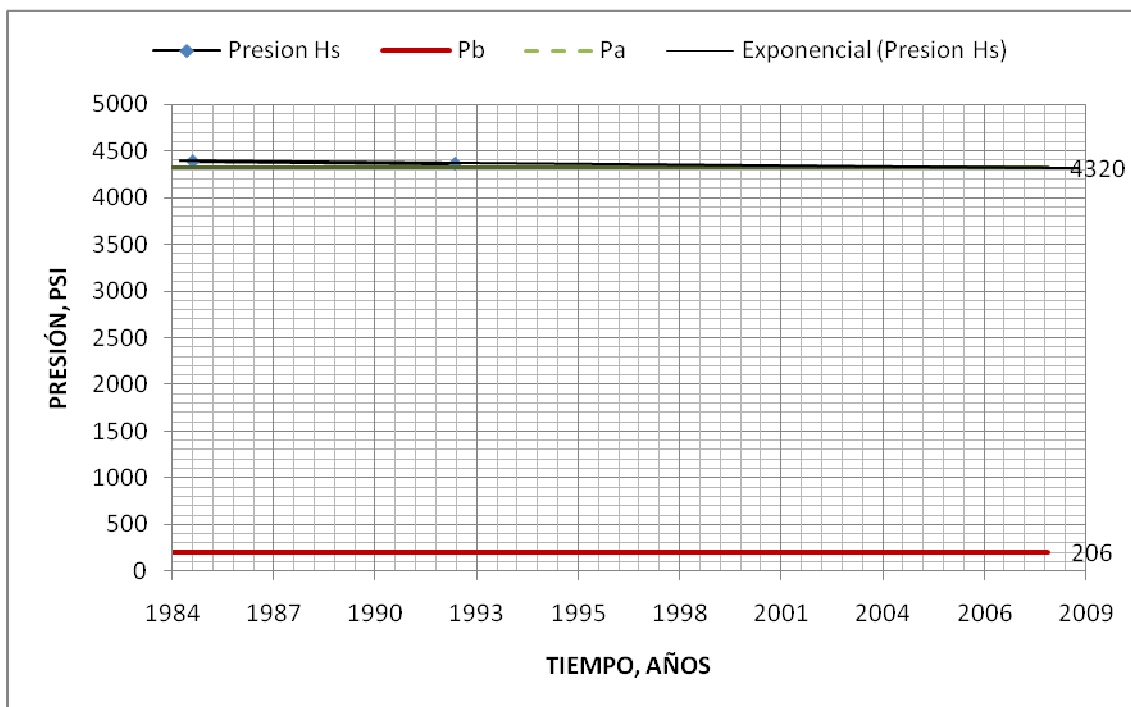
YACIMIENTO BASAL TENA



YACIMIENTO "U" INFERIOR



YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR



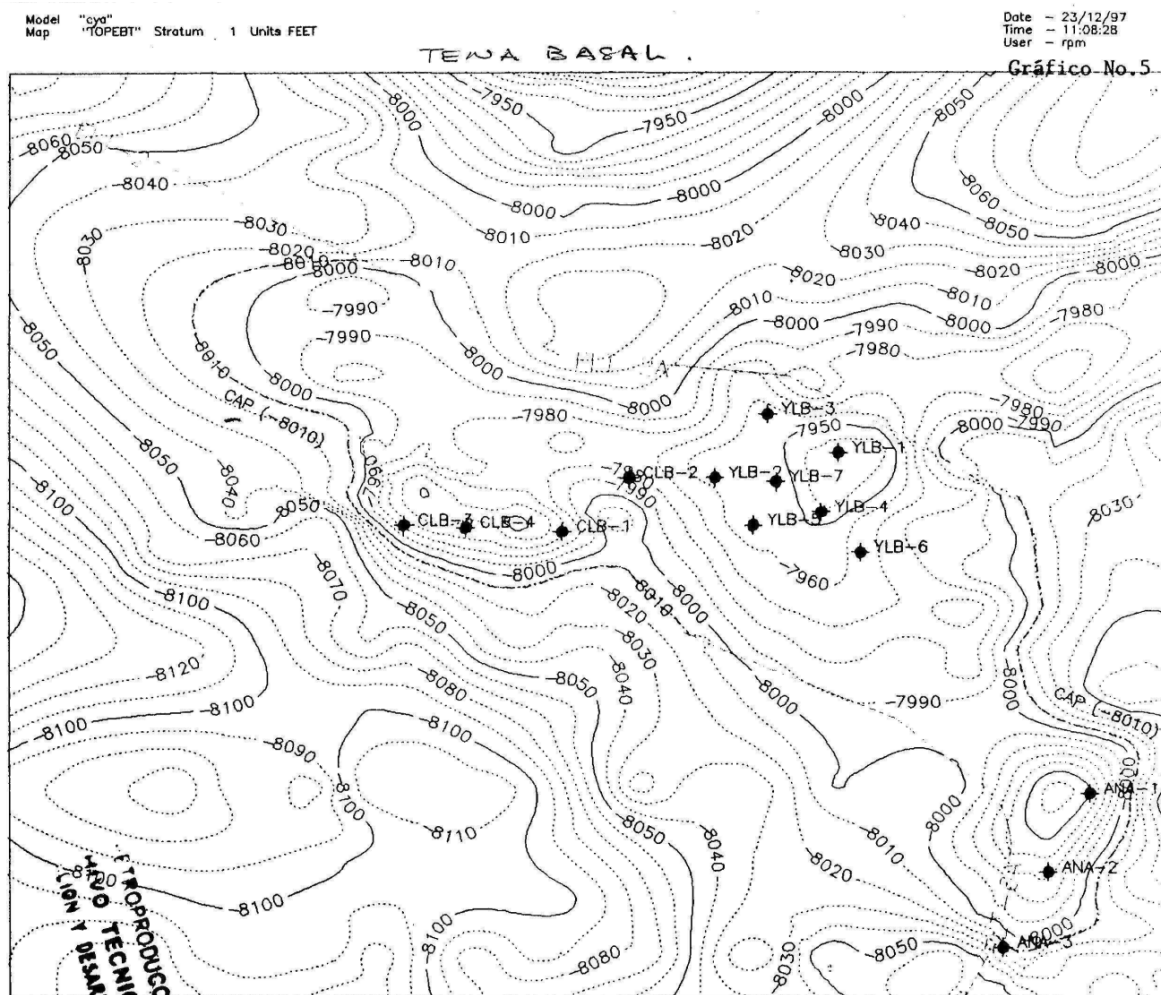
Pb : Presión de burbuja

Pa: Presión actual

Exponencial (Presión): Línea de tendencia

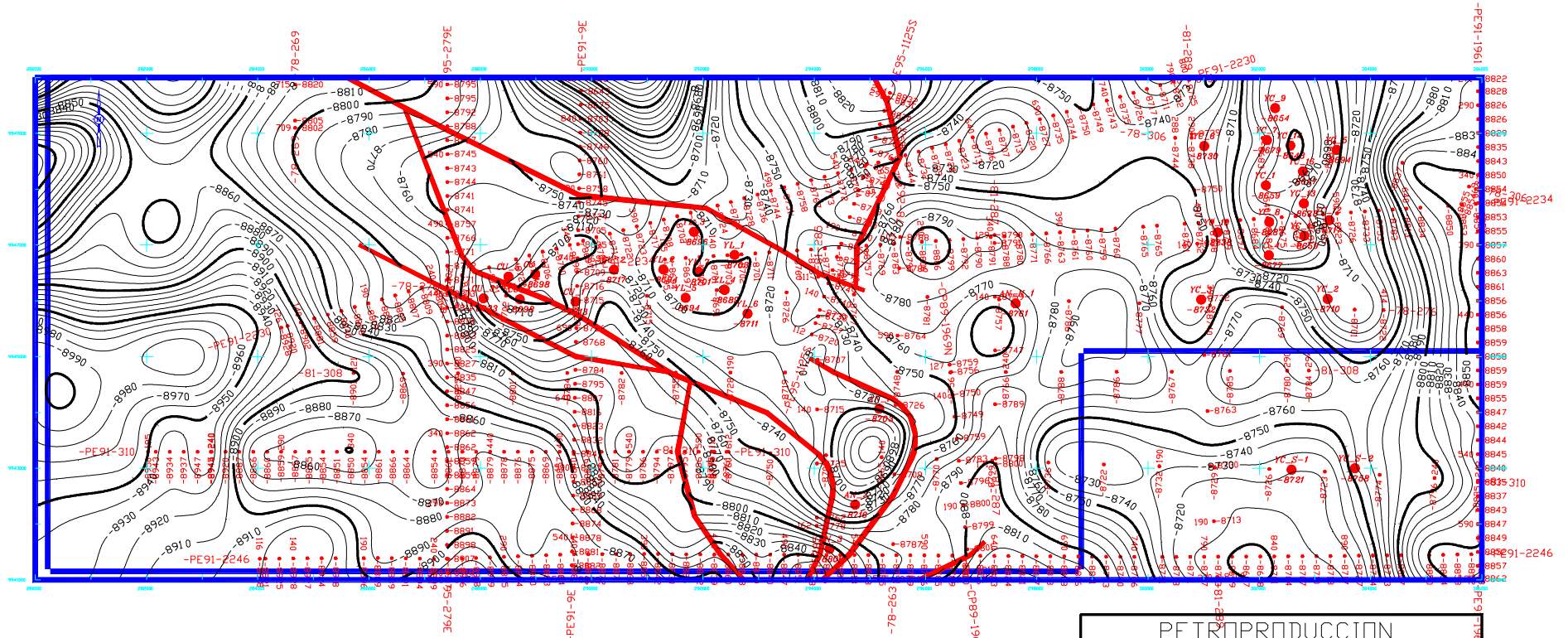
ANEXO 3.4 MAPAS ESTRUCTURALES

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA BASAL TENA



Fuente: Informe de Simulación Matemática Culebra Yulebra Anaconda

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA "U" INFERIOR

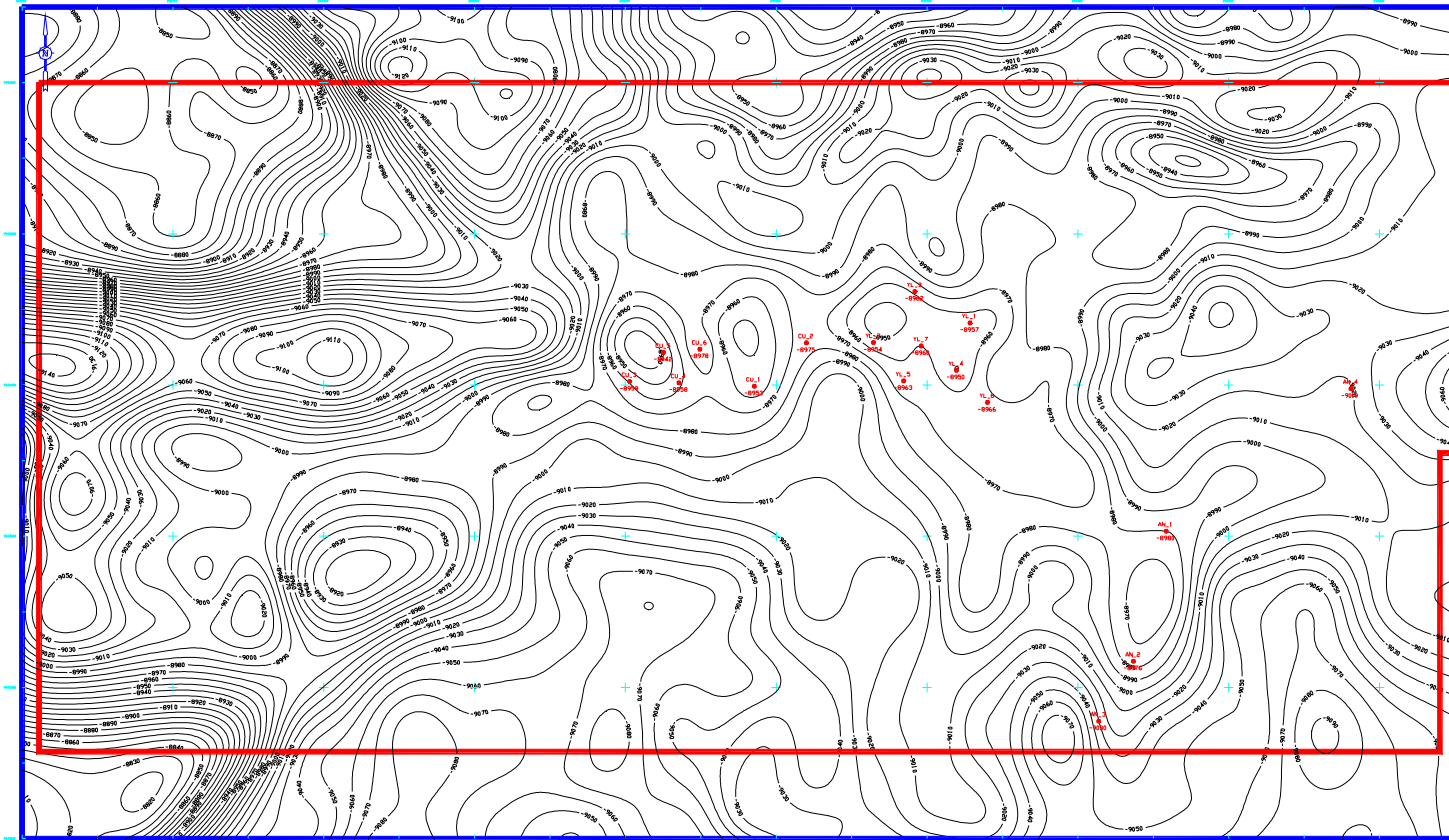


1:50000
 STATUTE MILES 0 5 STATUTE MILES
 KILOMETERS 0 1.0 KILOMETERS

PETROPRODUCCION		
SUBGERENCIA DE EXPLORACION Y DESARROLLO - DEP. GEOFISICA		
CAMPOS CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA - YUCA		
Mapa Estructural referido al Tope ARENISCA U inferior		
I.C. = 10 pies N.M.		
SCALE 1 : 50.000	DRAWN RICAURTE J. L.	DATE 23-NOV-2004
DRAWING		

Fuente: Departamento de Geofísica, Petroproducción

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA "T" INFERIOR

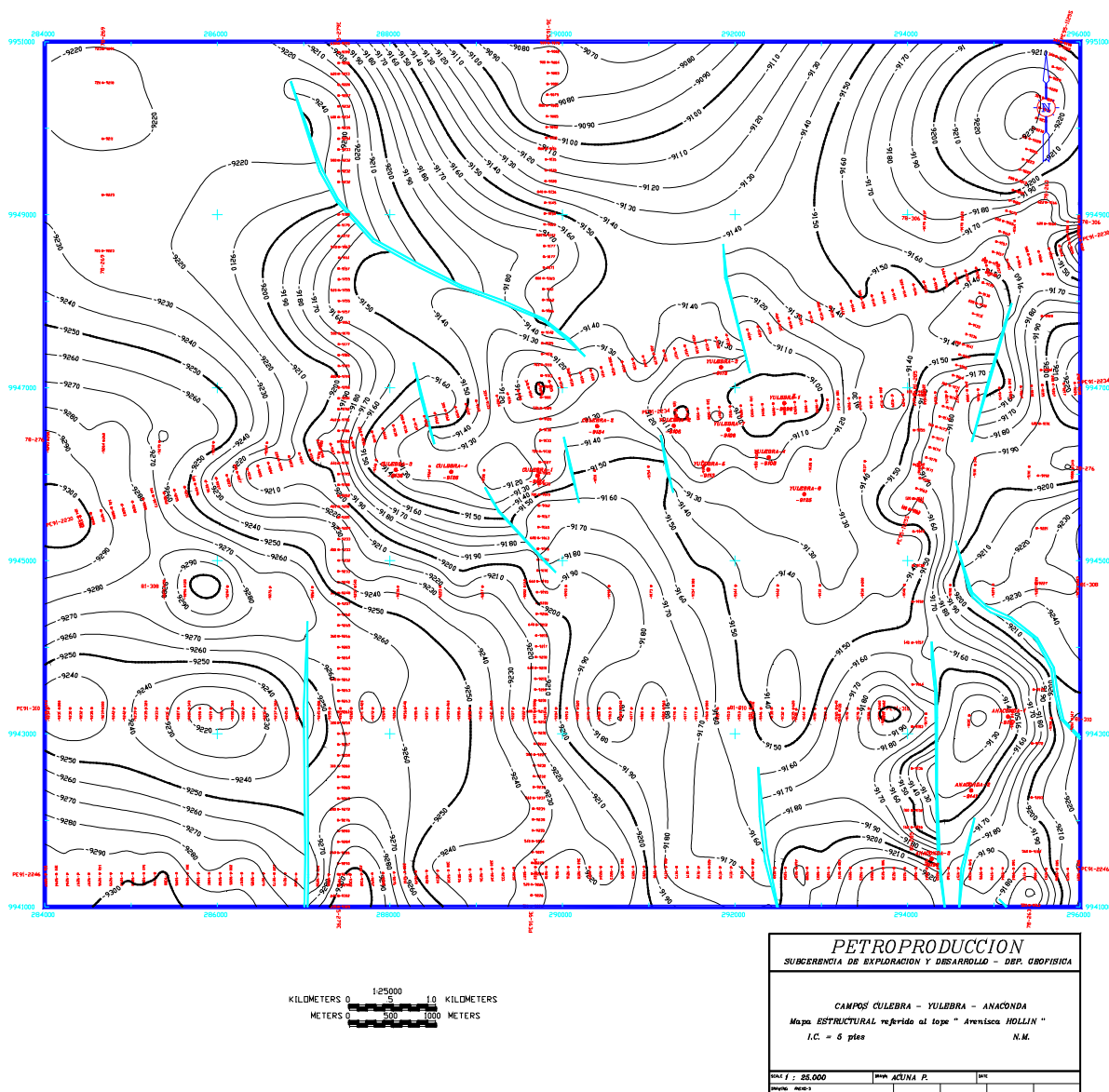


STATUTE MILES $\frac{1}{25000}$ STATUTE MILES
KILOMETERS $\frac{1}{25000}$ KILOMETERS

PETROPRODUCCION	
SUBSANCIA DE EXPLORACION Y DESARROLLO - DEP. GEOFISICA	
CAMPOS CULIBRA - YULIBRA - ANACONDA	
Mapa ESTRUCTURAL referido al Tope ARENISCA "T" inferior	
I.C. = 10 pies	D.P. = 250 metros
1" = 25,000	1" = ESCALA 2:1
1" = 250,000	1" = 250,000

Fuente: Departamento de Geofísica, Petroproducción

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA HOLLÍN



Fuente: Departamento de Geofísica, Petroproducción