

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE PRESIONES Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL CAMPO YUCA CON EL FIN DE DETERMINAR ZONAS DEPLETADAS Y NO DRENADAS PARA LA UBICACIÓN DE POZOS EN DESARROLLO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

RÓMULO SANTIAGO ARMAS REAL

romuloarmas@hotmail.com

JAVIER ISMAEL CEVALLOS CULQUI

javiercevallos87@hotmail.com

DIRECTOR: ING. MARCO ANTONIO GALLEGOS VALAREZO

marco_gallegos@petroamazonas.ec

Quito, Agosto 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Rómulo Santiago Armas Real, Javier Ismael Cevallos Culqui, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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.

ROMULO ARMAS

JAVIER CEVALLOS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rómulo Santiago Armas Real y Javier Ismael Cevallos Culqui, bajo mi supervisión.

Ing. Marco Antonio Gallegos Valarezo

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Gracias a DIOSITO que me ha dado la oportunidad de terminar este proyecto, que me ha brindado la constancia y me ha enseñado que la única manera de conseguir algo es perseverar por ello; gracias abuelita canita yo sé que desde el cielo me cuidas.

A mi mami Isabel que con sus consejos, alones de oreja y caricias me han sabido encaminar por la senda del bien, mi papi que a su manera me ha demostrado como se van formando los hombres, eres mi héroe papi, gracias viejitos por todo y perdón por tan poco, gracias por sus bendiciones.

A mi hermana Criss que ha sido para mí un ejemplo de persona y que se preocupa por todo lo que me pasa, a mi ñaño el gato que es una de las personas que me entiende y sabe cómo soy, gracias guambra.

A todos mis familiares, tí@s, prim@s que han estado pendientes de mí y que a cada instante me han apoyado.

A los ingenieros que a lo largo de vida universitaria me brindaron sus enseñanzas, en especial al Ing. Gerardo Barros por su apoyo y por la confianza puesta en mí, así como también a la Ing. Carolina Guerra por la paciencia y las ganas de ayudarnos.

A mis amigos politécnicos que han pasado conmigo etapas buenas y malas, Villa, negro, así como también a mis panas petroleros, al buen grupo que formamos Los Perforadores siempre les agradeceré todo lo que aportaron en mi vida, gracias Javier y Jorge por ser mis leales amigos.

A PETROECUADOR por las facilidades brindadas para la elaboración de este proyecto, gracias al Ing. Marco Gallegos por la predisposición y el tiempo brindado para sacar adelante esta tesis.

AGRADECIMIENTO

El presente proyecto, pudo ser terminado por un grupo de personas que me brindaron su amistad, guía y conocimiento, por ello el agradecimiento para todas esas personas que fueron parte de este sueño.

A mi madre Roció y padre Kleber, por todas sus enseñanzas, cariño y sus años de paciencia que me tuvieron durante mi vida universitaria. Y como poder olvidar del ejemplo de vida y superación que me permiten hoy cumplir con mi sueño.

A mis hermanos David y Danilo, que a pesar de las diferencias que hemos vivido, siempre han sido un pilar y un apoyo para avanzar y nunca detenerme.

Mi familia, que siempre me recordó que el camino de la verdad es el camino de la superación. A ellos que siempre estuvieron conmigo en logros y caídas, siempre espero contar con ustedes y nunca defraudarles.

Ingeniero Gerardo Barros, por su ayuda desinteresada, por transmitirnos sus conocimientos y sobre todo por brindarme su amistad y confianza. ¡Gracias!

Como olvidarme de mis compañeros de aula y de diversión, que me brindaron su amistad y su tiempo y compartieron conmigo alegrías y penas, todos en un solo grupo los “Perforadores”, y para mí gran amigo Rómulo con quien elaboramos el Proyecto.

Ingeniero Marco Gallegos, por su ayuda y tiempo prestado para nuestra Tesis.

A todas las personas que forman parte del departamento de Ingeniería en Petróleos, a todos ellos les agradezco por compartir conmigo sus conocimientos y amistad.

Son todos ellos partícipes de este logro, a quienes debo mi más sincero agradecimientos.

DEDICATORIA

Me siento feliz de al fin poder dedicar algo a mis papis, les amo y todo el sacrificio sea poco o mucho ha sido pensado en ustedes, espero que ahorita se sienta un poquito orgullosos, a mis hermanos que también han sido mi inspiración, esto es por mis seres queridos.

A todos los que componen la familia ARMAS REAL por la confianza puesta en mi espero no haberles defraudado, ahora ya tenemos un nuevo ingeniero como siempre a tratar de dejar muy en alto el nombre.

A mis amigos que hicieron de esta vida más llevadera, a todas las personas que pasaron por mi vida, créanme que de todas recojo algo y lo recuerdo, para Ud.

Angélica Sánchez que ha sabido entenderme y que me ha apoyado a pesar de todas las cosas, Ud. tiene gran parte de responsabilidad en este logro.

RÓMULO

DEDICATORIA

A mis padres, Ana y Kleber, vivos ejemplos de lucha, honradez y superación, quienes me demostraron que con esfuerzo y paciencia todo es posible, a ellos dedico este logro que va ser una pequeña paga para tanto sacrificio y esfuerzo que ha hecho por mí. A mis hermanos David y Danilo y mi querido abuelito que descansa en paz Papaíto, sin su ayuda, cariño y confianza no hubiera podido terminar con éxito este sueño que al fin es realidad.

A toda mi familia que siempre confiaron en mí y nunca me negaron un consejo en momentos difíciles, todos ellos me enseñaron que la virtud de un hombre es paciencia y dedicación.

A mis queridos amigos falsos, que me brindaron un segundo hogar en quito, y como olvidar a una gran persona Ingeniero Gerardo Barros, que siempre me brindo su confianza y su amistad.

JAVIER

RESUMEN

El proyecto de titulación tiene como objetivo interpretar las presiones y parámetros petrofísicos del campo Yuca operado por EP PETROECUADOR, con el fin de determinar zonas depletadas y no drenadas, para la posterior ubicación de pozos en desarrollo. El proyecto consta de 6 capítulos.

El capítulo 1 presenta aspectos generales del campo Yuca, ubicación, descripción geológica y estratigráfica, a su vez detalla las características de las formaciones de los reservorios del campo.

El capítulo 2 presenta el análisis de los parámetros petrofísicos del campo. En este también se detallan los topes y bases para Campo Yuca, se detalla los criterios para la evaluación de registros eléctricos, se definen las características de los reservorios productores, se detalla brevemente el modelo estructural que presenta el campo. Por último se analiza los estudios PVT para cada arena productora.

En el capítulo 3 se realizó un cálculo considerando el volumen oficial de las cifras de reservas de EP PETROECUADOR. Seguido a este cálculo se realiza un estudio de producción el cual inicia detallando los mecanismos de producción para cada arena, se realiza un análisis de la historia de producción y presión en el campo y en los pozos seleccionados de la arena U es historial se lleva a cabo gracias al software OFM. Finalmente en este capítulo se realiza una evaluación de presiones (Build`Ups), mediante un ejemplo se visualiza la evaluación realizada para el pozo YUC_002B. Con toda la información obtenida en los capítulos anteriores, como parámetros petrofísicos y de fluidos, historia de presiones y de producción, se determino las zonas depletadas y no drenadas del campo y ubicación de nuevos pozos.

En el capítulo 5 se presenta el análisis económico con tres escenarios que determina la factibilidad del proyecto. Y finalizamos en el capítulo 6 en el cual se sintetizan las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el presente proyecto.

PRESENTACIÓN

Con el fin de contribuir con el realce de la producción del campo Yuca operado por EP Petroecuador, se planteo el presente proyecto titulado “ESTUDIO DE PRESIONES Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL CAMPO YUCA CON EL FIN DE DETERMINAR ZONAS DEPLETADAS Y NO DRENADAS PARA LA UBICACIÓN DE POZOS EN DESARROLLO”.

El proyecto tiene como finalidad determinar zonas depletadas y no drenadas, para la posterior ubicación de pozos en desarrollo, analizando los parámetros petrofísicos y análisis PVT de fluido, el estado de los pozos, los historiales de producción, historiales de presión y reservas del campo.

La propuesta se realiza analizando solamente la arena U, por ser esta la de mayor contribución de petróleo para este campo.

La rentabilidad económica de este proyecto se determina con la estimación del valor actual (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio/costo.

Para finalizar nuestro análisis se plantea perforar cuatro pozos en la mejor zona, que es presentada por mapas detallados construidos en OFM.

El proyecto finaliza sintetizado a través de las conclusiones y recomendaciones.

ABREVIATURAS

Abreviatura	Significado	Unidades
API:	Gravedad del petróleo	Grados API
B_o :	Factor Volumétrico de formación del Petróleo	BLS/STB
B_g :	Factor Volumétrico de formación del Gas	BLS/SCF
B_T :	Factor Volumétrico de formación Total	BLS/STB
B_{ob} :	Factor Volumétrico a la presión de burbuja	BLS/STB
C_o :	Compresibilidad Isotérmica de Petróleo	psi^{-1}
F:	Factor de formación de roca limpia	%
Fsh:	Factor de formación de Arcilla	%
K:	Permeabilidad	MD
P:	Presión	Psia
P_R :	Presión del Reservorio	Psia
P_i :	Presión Inicial	Psia
\bar{P} :	Presión Promedio	Psia
P_{sep} :	Presión actual del Separador	Psia
P_b :	Presión de Burbuja	Psia
P_{Pc} :	Presión Pseudo-Crítica del Petróleo	Psia
PH_{fe} :	Porosidad Efectiva	%
ρ_o :	Densidad del Petróleo	lbs/ftc
ρ_w :	Densidad del Agua	lbs/ftc
ρ_{sc} :	Densidad del Petróleo a condiciones estándar	lbs/ftc
R:	Constante del Gas	Psia-ftc/lb-mol-°R

Rs:	Solubilidad del Gas	scf/STB
Rsh:	Resistividad de la Arcilla	ohm-m
Rw:	Resistividad del Agua	ohm-m
γ_o :	Gravedad específica del Petróleo	UN
γ_g :	Gravedad específica del Gas	UN
γ_{sep} :	Gravedad específica del Petróleo del Separador	UN
SW:	Saturación de agua en zona no invadida	%
T:	Temperatura	°R
T_{PC} :	Temperatura Pseudo-Crítica del Petróleo	°R
Tsep:	Temperatura actual del Separador	°R
μ_o :	Viscosidad del Petróleo subsaturado	cp
μ_{ob} :	Viscosidad del Petróleo saturado	cp
μ_w :	Viscosidad del Agua	cp
Vsh:	Volumen de Arcilla	UN
$(V_o)_{sc}$:	Volumen del Petróleo medido bajo condiciones estándar	STB

CONTENIDO

RESUMEN.....	VIII
PRESENTACIÓN.....	IX
ABREVIATURAS	X
CONTENIDO	XII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XIX
CÁPITULO I	1
DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL CAMPO YUCA	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO	2
1.3 GEOLOGÍA.....	3
1.3.1 ESTRATIGRAFÍA	3
CAPITULO II	5
ANÁLISIS PETROFÍSICO	6
2.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA	6
2.1.1 TOPES Y BASES	6
2.2 EVALUACION DE REGISTROS ELECTRICOS	8
2.2.1 RESULTADOS	9
2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS RESERVORIOS	10
2.4.1 ARENA U	10
2.4.2 ARENA T	10
2.4.3 ARENA HOLLÍN SUPERIOR.....	11
2.4.4 ARENA HOLLÍN INFERIOR.....	11
2.5 MODELO ESTRUCTURAL	11
2.6 PARÁMETROS DE FLUIDOS (PVT)	13
CAPÍTULO III	15
RESERVAS, PRODUCCIÓN Y EVALUACIÓN DE PRESIONES.....	15
3.1 RESERVAS.....	15
3.2 PRODUCCIÓN	16
3.2.1 MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE CADA ARENA	16
3.2.1.1 Reservorio U.....	17
3.2.1.2 Reservorio Hollín Superior	17

3.2.1.3 Reservoirio T	18
3.2.1.4 Reservoirio Hollín Inferior	18
3.3 SISTEMA DE PRODUCCIÓN	19
3.3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS	19
3.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, GAS Y AGUA.....	20
3.4.1 PRUEBAS INICIALES.....	20
3.4.2 PRODUCCIÓN	20
3.4.3 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN (OFM)	20
3.4.3.1 Historial Producción Del Campo Yuca.....	20
3.4.3.2 Arena Ui	22
3.4.3.3 Arena T.....	24
3.4.3.4 Arena Hollín Inferior:	25
3.4.3.5 Arena Hollín Superior.....	27
3.4.4 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN POR POZO (OFM)	28
3.4.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POR POZO.....	37
3.5 EVALUACIÓN DE PRESIONES.....	38
3.5.1 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN POZO YUCA 002-B.....	40
3.5.2 RESULTADOS DE ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN.....	45
3.5.3 PRESIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	46
3.5.3.1 Presión De Reservoirio (<i>PR</i>).....	46
3.6 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRESIÓN (OFM)	46
3.6.1 ARENA U	46
3.6.2 ARENA T.....	48
3.6.3 ARENA HOLLÍN SUPERIOR.....	50
3.6.4 ARENA HOLLÍN INFERIOR.....	52
3.6.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRESIÓN	53
3.6.6 PERMEABILIDAD Y DAÑO DE LA FORMACIÓN	53
CAPÍTULO IV	55
DETERMINACIÓN DE ZONAS DEPLETADAS Y NO DRENADAS DEL CAMPO Y UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS	55
4.1 INTRODUCCIÓN.....	55
4.2 OFM™ OIL FIELD MANAGER.....	55
4.3 ZONAS DEPLETADAS Y NO DRENADAS	56
4.3.1 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR (OFM)	56
4.3.2 ANALISIS DE PRODUCCIÓN	58

4.3.2.1 BSW	58
4.3.2.2 Acumulado De Agua	59
4.3.2.3 Acumulado De Petróleo	60
4.3.2.4 Índice De Heterogeneidad:	61
4.3.3 CONCLUSIÓN (ZONAS DEPLETADAS Y ZONAS NO DRENADAS).....	63
4.4 UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS	63
4.4.1 ANÁLISIS DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS	63
4.4.1.1 Porosidad (Φ)	64
4.4.1.2 Espesor De Arena.....	65
4.4.1.3 Permeabilidad	66
4.4.2 ANÁLISIS DE RADIOS DE DRENAJE	67
4.4.3 COMPORTAMIENTO DE LA ESTRUCTURA DEL CAMPO	68
4.4.4 ANALISIS DE PRESIONES.....	69
4.5 PROPUESTA DE UBICACIÓN DE NUEVO POZO A PERFORARSE	69
4.5.1 COORDENADAS DE UBICACIÓN NUEVOS POZOS	71
4.5.1.2 Ubicación De Los Nuevos Pozos	71
4.5.1.3 Coordenadas de Ubicación y Producción de Nuevos Pozos	72
4.6 PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN (OFM)	72
4.6.1 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN ARENA U CAMPO YUCA.....	73
4.6.2 POZOS NUEVOS.....	74
4.6.2 POR CAMPO	80
CAPITULO V	82
ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PRODUCCIÓN ESTIMADA DEL CAMPO YUCA	82
5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO	82
5.1.1 VALOR ACTUAL NETO (V.A.N)	82
5.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (T.I.R).....	83
5.1.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO	83
5.2 COSTOS DE PERFORACIÓN	84
5.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	85
5.4 INGRESOS.....	85
5.5 EGRESOS	85
5.6 RESUMEN DEL ANALISIS ECONOMICO	85
5.6.1 Primer Escenario (Barril de Petróleo = \$80)	86
5.6.2 Segundo Escenario (Barril de Petróleo = \$90)	86

5.6.3 Tercer Escenario (Barril de Petróleo = \$100)	87
5.6.4 RESULTADOS ECONOMICOS	88
CAPITULO VI	90
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
6.1 CONCLUSIONES	90
6.2 RECOMENDACIONES	93
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍAS	94
ANEXOS	97

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1: Resultado de las pruebas de producción, Pozo Yuca-01	1
Tabla 1.2: Coordenadas UTM	2

CAPÍTULO II

Tabla 2.1: Topes y Bases	7
Tabla 2.2: Salinidad de las Arenas del Campo Yuca	9
Tabla 2.3: Parámetros petrofísicos por arena	10
Tabla 2.4: Propiedades PVT	14

CAPÍTULO III

Tabla 3.1: Reservas Calculadas	16
Tabla 3.2: Situación actual de los pozos	19
Tabla 3.3: Pozos productores de la Arena U	28
Tabla 3.4: Producción diaria campo yuca	35
Tabla 3.5: Pruebas de producción por pozo (hasta julio 2011)	36
Tabla 3.6: Sumario de producción por arena	37
Tabla 3.7: Pruebas existentes para cada pozo	37
Tabla 3.8: Datos petrofísicos y PVT	39
Tabla 3.9: Resultados de la prueba de producción	40
Tabla 3.10: Resultado análisis pruebas de presión	44
Tabla 3.11: Presiones Históricas de la Arena U por pozo	46
Tabla 3.12: Presiones Históricas de la Arena T por pozo	48
Tabla 3.13: Presiones Históricas de la Arena HS por pozo	50
Tabla 3.14: Presiones Históricas de la Arena HI por pozo	51
Tabla 3.15: Resultados del análisis de la historia de presión	52

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1: Presión actual por pozo	56
Tabla 4.2: Características de los Pozos Vecinos	71
Tabla 4.3: Pozos propuestos a ser perforados	72
Tabla 4.4: Proyección de Producción pozo YUC_026	74
Tabla 4.5: Proyección de Producción pozo YUC_027	75
Tabla 4.6: Proyección de Producción pozo YUC_028	77
Tabla 4.7: Proyección de Producción pozo YUC_029	78
Tabla 4.8: Producción acumulada para cada pozo propuesto	80

CAPÍTULO V

Tabla 5.1: Costos Estimados	84
Tabla 5.2: Resultados de los tres escenarios	88

Tabla 5.3: Resultados

89

ÍNDICE DE FIGURAS**CAPÍTULO I**

Figura 1.1: Mapa de ubicación del campo Yuca	1
Figura 1.2: Columna crono estratigráfica del campo.....	2

CAPÍTULO III

Figura 3.1: Mecanismos de empuje reservorio U	17
Figura 3.2: Mecanismos de empuje reservorio T.....	18
Figura 3.3: Historial producción campo yuca	21
Figura 3.4: Historial del BSW del campo yuca	21
Figura 3.5: Historial producción arena U	23
Figura 3.6: Historial del BSW de la arena U.....	23
Figura 3.7: Historial producción arena T.....	24
Figura 3.8: Historial del BSW de la arena T	25
Figura 3.9: Historial producción arena Hollín Inferior.....	26
Figura 3.10: Historial del BSW de la arena Hollín Inferior	26
Figura 3.11: Historial producción arena Hollín Superior	27
Figura 3.12: Historial del BSW de la arena Hollín Superior	28
Figura 3.13: Historial de producción YUC-001B	29
Figura 3.14: Historial de producción YUC-002B	30
Figura 3.15: Historial de producción YUC-007	30
Figura 3.16: Historial de producción YUC-014	31
Figura 3.17: Historial de producción YUC-015.....	32
Figura 3.18: Historial de producción YUC-022D	32
Figura 3.19: Historial de producción YUC-023D	33
Figura 3.20: Historial de producción YUC-025D	34
Figura 3.21: Porcentaje de producción por arena.	35
Figura 3.22: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo YUCA 002-B... 40	
Figura 3.23: Curva del Método de la derivada de Bourdet YUCA 002-B.....	41
Figura 3.24: IPR YUCA 002-B	44
Figura 3.25: Historial presiones Campo Yuca Arena U.....	46
Figura 3.26: Historial presiones Campo Yuca Arena.....	48
Figura 3.27: Historial presiones Campo Yuca Hollín Superior.....	50
Figura 3.28: Historial presiones Campo Yuca Hollín Inferior	51

CAPÍTULO IV

Figura 4.1: Grip map de las presiones de reservorio.....	56
Figura 4.2: BSW	58
Figura 4.3: Acumulado de agua para el campo Yuca.....	59
Figura 4.4: Acumulado de petróleo para el campo Yuca	60
Figura 4.5: Índice de Heterogeneidad del campo Yuca.....	62
Figura 4.6: Porosidad para el campo Yuca	64
Figura 4.7: Espesor neto de arena HO	65
Figura 4.8: Permeabilidades del campo Yuca.....	66
Figura 4.9: Radios de drenaje para el campo Yuca.....	67
Figura 4.10: Mapa estructural Campo Yuca	68
Figura 4.11: Metodología de ubicación	70
Figura 4.12: Ubicación de los pozos nuevos.....	71
Figura 4.13: Cálculo de la Declinación anual de Producción Arena U.....	73
Figura 4.14: Proyección de Producción YUC_026.....	75
Figura 4.15: Proyección de Producción YUC_027.....	76
Figura 4.16: Proyección de Producción YUC_028.....	78
Figura 4.17: Proyección de Producción YUC_029.....	79
Figura 4.18: Proyección de producción del Campo Yuca para 10 años.....	80

CAPÍTULO V

Figura 5.1: Tiempo de Recuperación de la Inversión primer escenario.....	86
Figura 5.2: Tiempo de Recuperación de la Inversión segundo escenario.....	87
Figura 5.3: Tiempo de Recuperación de la Inversión tercer escenario.....	87

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPÍTULO II

Anexo 2.1: Salinidades de los Yacimientos.....	98
Anexo 2.2: Resultados de la evaluación petrofísica por pozo.	99

CAPÍTULO III

Anexo 3.1: Pruebas iniciales.....	106
Anexo 3.2: Resultados de Build'Up.	111
Anexo 3.3: Registros Eléctricos.....	113

CAPÍTULO v

Anexo 5.1: Proyección acumulada en el 2020	126
---	-----

CÁPITULO I

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL CAMPO YUCA

1.1 GENERALIDADES

El campo Yuca fue descubierto el 31 de octubre de 1970 por la Cía. Texaco, con la perforación del pozo exploratorio Yuca-01, alcanzando la profundidad total de 10.426 pies. A este pozo se lo completo en Diciembre de 1970. Los resultados de las pruebas iniciales del pozo se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1: Resultado de las pruebas de producción, Pozo Yuca-01.

ARENA	BPPD	°API	BSW %
NAPO "U"	184	27	0.3
NAPO "T"	520	30	2
HOLLIN SUPERIOR	340	23	50

Fuente: EP Petroecuador.

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos.

Este campo inicia su vida productiva con 1.044 BPPD de los reservorios Hollín Superior, Napo "T", y Napo "U"; siendo explotado por el consorcio CEPE Texaco hasta el año 1991 en que paso a ser campo de EP Petroecuador. Hasta Diciembre del 2012, se han perforado 24 pozos, de los cuales 1 pozo está abandonado, 16 pozos produciendo, 5 pozos cerrados y 2 pozos reinyectores.

Según las cifras oficiales de reservas de EP Petroecuador, el campo Yuca tiene un volumen de 24.3 MM de Reservas Remanentes Probadas.

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Yuca se encuentra ubicado en coordenadas UTM. (Ver Tabla 1.2)

Tabla 1.2: Coordenadas UTM.

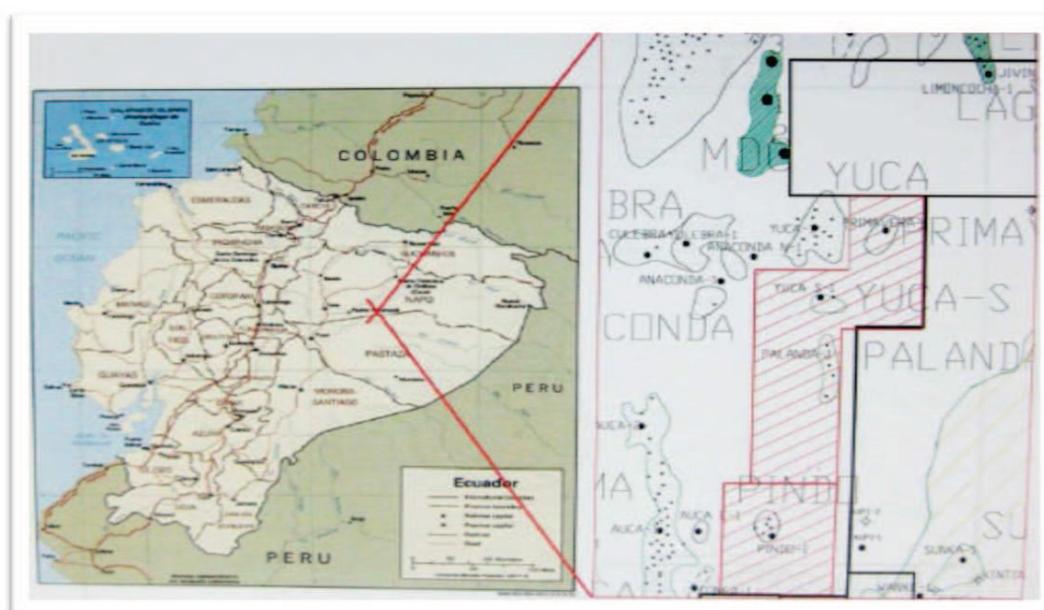
9954000 m	297000 m W	9954000 m	307000 m E
9944000 m	297000 m W	9944000 m	307000 m E

Fuente: EP Petroecuador.

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos.

Localizado al Nororiente del Ecuador, en la Provincia de Orellana, Cantón Coca a 260 Km al Oeste de Quito, aproximadamente 80 Km al sur de la ciudad de Nueva Loja, al Noreste limita con el río Napo en el sector de Primavera, se halla localizado entre los campos Culebra - Yulebra y Primavera (Ver Figura 1.1).

Figura 1.1: Mapa de ubicación del campo Yuca.



Fuente: EP Petroecuador.

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 ESTRATIGRAFÍA

A continuación se hace una breve descripción sedimentológica y estratigráfica de las unidades que comprenden los principales reservorios hidrocarburíferos: las areniscas de las formaciones HOLLIN y NAPO inferior que componen los ciclos arenosos “T”, y “U”.

FORMACION HOLLIN (Aptiano Superior - Albiano Medio)

La Formación Hollín, es una arenisca de grano medio a grueso, con estratificación cruzada, presenta intercalaciones escasas de lutitas arenosas carbonatadas y arenas negras impregnadas de crudo.

Se la ha dividido en dos unidades principales Hollín inferior o Principal y Hollín Superior:

- Hollín Principal: está formada por areniscas de grano grueso y es de ambiente continental. Son depósitos fluviales de relleno de valles seguido por una depositación de ríos entrelazados y diacrónicos de planicies aluviales que se desarrollan hacia el Oeste de la Cuenca. Este sistema pasa a ser progresivamente de tipo de llanura de inundación por la influencia de la transgresión marina.
- Hollín Superior: es producto de un sistema de baja energía donde se observa una transgresión marina desarrollada en un ambiente de tipo estuarino y cubierto por facies de plataforma marino somero.

Esta formación es atravesada en su totalidad por el pozo exploratorio Yuca – 01, con un espesor promedio de 300 pies.

FORMACION NAPO (Albiano Medio – Santoniano)

La Formación Napo, consiste de una serie variable de calizas, grises a negras, intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras. Descansa concordantemente sobre la Formación Hollín y está cubierta por las capas rojas de la Formación Tena con ligera discordancia erosional. Los intervalos de interés dentro de Campo Yuca son:

NAPO “T”:

Con el espesor total de 190 pies a 200 pies aproximadamente que incluye a la zona caliza “B”, en la cual se puede fácilmente diferenciar tres unidades superpuestas:

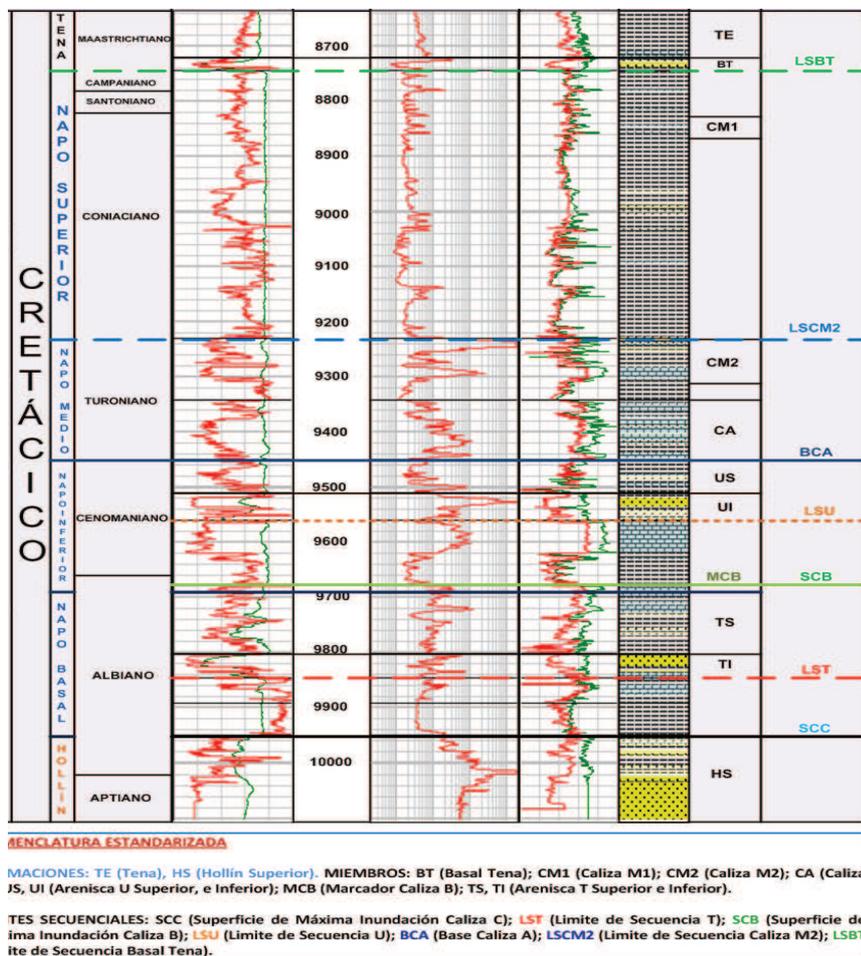
- Una unidad inferior, que comprende los principales reservorios, y en la que las variaciones laterales de facies son muy importantes.
- Una unidad superior, en la que los reservorios útiles están pocos desarrollados y son muy variables. Según la descripción del núcleo del pozo Yuca – 10 cortado en la arenisca “T”, se describe como una arenisca de grano fino a medio con laminación planar y “ripples”, con abundantes detritos carbonaticos, en el pozo Yuca – 12, se presenta como una arenisca glauconítica y un complejo laminado de lodolita/limolítico.
- La caliza “B”

NAPO “U”

Suprayace sobre una zona relativamente compacta de arcillas y de areniscas arcillosas y carbonatadas, la parte superior de la zona U está constituida por una parte detrítica espesa, y por una parte carbonatada.

- La parte inferior es similar a la unidad inferior de T y representa el relleno de valles incisos sobre un límite de secuencia.
- La parte superior detrítica con un espesor cercano a 70 pies comprende reservorios notables está compuesta de una alternancia entre arcillas y rocas carbonatadas impermeables, el nivel más característico corresponde al nivel arenoso “U” superior (G-2).
- La parte carbonatada corresponde a la caliza “A”, su espesor puede alcanzar hasta 80 pies, no representa ninguna característica como reservorio, al contrario constituye un buen marcador lito-estratigráfico.

Figura 1.2: Columna Estratigráfica del campo Yuca.



Fuente: EP Petroecuador

CAPITULO II

ANÁLISIS PETROFÍSICO

2.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

La evaluación e interpretación de los registros eléctricos de los pozos del campo Yuca fueron realizadas con el programa INTERACTIVE PETROPHYSICS, con el propósito de cuantificar los parámetros petrofísicos tales como porosidad (PHI), saturación de agua (Sw), espesor neto de petróleo (Net), volumen de arcilla (VCL) de las principales zonas de interés.

2.1.1 TOPES Y BASES

Del análisis de registros eléctricos, y aplicando los criterios de estratigrafía secuencial se definieron los topes y bases de las unidades que presentan los principales reservorios de la Formación Napo (Ver Tabla 2.1), que definen los principales ciclos arenosos “U”, y “T”, los mismos que se encuentran bien definidos por marcadores regionales de la caliza “A”, y Caliza “B”, y las areniscas de la formación Hollín definido por el marcador de la curva litológica del Gamma Ray, que define el tope de la conocida caliza “C”.

En la tabla 2.1 se muestran los Topes y Bases que se definieron para la evaluación de registros eléctricos.

Tabla 2.1: Topes y Bases

POZO	BASAL TENA		CALIZA M2		CALIZA A		U SUPERIOR		U INFERIOR		CALIZA B		T SUPERIOR		T INFERIOR		H SUPERIOR		H INFERIOR	
	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
YUCA 1	8795	8810	9284	9333	9399	9500	9500	9597	9597	9631	9728	9768	9768	9837	9837	9861	10005	10037	10037	---
YUCA 1B	8782	8793	9266	9320	9385	9489	9489	9584	9584	9617	9715	9756	9756	9824	9824	9845	9991	10025	10025	---
YUCA 2	8670	8708	9210	9264	9330	9439	9439	9524	9524	9568	9674	9738	9738	9818	9818	9830	9956	9994	9994	---
YUCA 2B	8690	8724	9215	9272	9339	9443	9443	9532	9532	9573	9677	9745	9745	9801	9801	9835	9961	9996	9996	---
YUCA 3	8735	8761	9255	9311	9379	9496	9496	9573	9573	9630	9725	9781	9781	9843	9843	9894	10027	10041	10041	---
YUCA 4	8739	8770	9251	9308	9370	9477	9477	9549	9549	9580	9714	9770	9770	9835	9835	9879	10006	10032	10032	---
YUCA 5	8760	8803	9261	9316	9381	9494	9494	9563	9563	9586	9724	9785	9785	9847	9847	9898	10023	10085	10085	---
YUCA 6	8748	8770	9266	9316	9379	9486	9486	9580	9580	9612	9714	9750	9750	9818	9818	9876	9986	10024	10024	---
YUCA 7	8729	8754	9243	9294	9355	9457	9457	9558	9558	9591	9692	9743	9743	9829	9829	9845	9962	10023	10023	---
YUCA 8	8882	8903	9351	9404	9466	9572	9572	9661	9661	9668	9668	9839	9839	9908	9908	9936	10074	10091	10091	---
YUCA 9	8654	8690	9171	9222	9285	9392	9392	9469	9469	9516	9615	9682	9682	9739	9739	9790	9906	9972	9972	---
YUCA 10	8868	8906	9364	9419	9484	9589	9589	9701	9701	9715	9819	9842	9842	9965	9965	10001	10101	10138	10138	---
YUCA 12	8710	8757	9254	9311	9376	9501	9501	9589	9589	9597	9690	9738	9738	9773	9773	9837	9993	10007	10007	---
YUCA 13	8725	8761	9252	9307	9373	9494	9494	9558	9558	9608	9713	9755	9755	9822	9822	9842	9980	10010	10010	---
YUCA 14	8687	8720	9199	9253	9313	9439	9439	9500	9500	9543	9647	9715	9715	9763	9763	9814	9931	9973	9973	---
YUCA 15	8758	8792	9280	9336	9399	9518	9518	9584	9584	9617	9740	9798	9798	9868	9868	9888	10029	10071	10071	---
YUCA 16	8709	8745	9224	9304	9342	9461	9461	9516	9516	9561	9679	9751	9751	9801	9801	9846	9964	10006	10006	---
YUCA 19D	9273	9312	9806	9858	9923	10048	10048	10121	10121	10146	10146	10310	10310	10390	10390	10441	10519	10558	10558	---
YUCA 20D	9069	9085	9589	9644	9710	9830	9830	9898	9898	9929	10047	10097	10097	10192	10192	10214	10333	10366	10366	---
YUCA 22D	9262	9274	9757	9809	9868	9967	9967	10049	10049	10096	10192	10245	10245	10299	10299	10356	10476	10500	10500	---
YUCA 23D	10207	10226	10795	10856	10929	11053	11053	11147	11147	11192	11303	11360	11360	11437	11437	11481	11611	11646	11646	---
YUC-24D	9295	9319	9916	9972	10036	10150	10150	10223	10223	10280	10386	10452	10452	10498	10498	10557	10668	10696	10696	---
YUCA 25D	9255	9287	9764	9816	9877	9979	9979	10064	10064	10108	10207	10251	10251	10325	10325	10363	10477	10502	10502	---

Nota: El pozo Yuca 17 no dispone de registros eléctricos, por lo tanto no se han determinado los topes formacionales.

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

2.2 EVALUACION DE REGISTROS ELECTRICOS

Se determinó la porosidad de la formación a partir de los registros sónico, neutrónico y de densidad, para determinar la porosidad del registro de densidad se consideró una densidad de la matriz de 2.65 g/cc y la del fluido de 1 g/cc.

Se determinó además el volumen de arcilla presente en la formación (V_{sh}), tomando en cuenta dos indicadores de arcillosidad, principalmente el registro Gamma Ray corregido y la combinación Densidad de formación (corregida) – Neutrón (corregida).

Se ha determinado un promedio de salinidad de arena en función de los datos obtenidos.

TABLA 2.2: Salinidad de las Arenas del Campo Yuca.

<i>ARENA</i>	<i>SALINIDAD CI</i>	
	<i>DESDE</i>	<i>HASTA</i>
<i>U</i>	<i>40000</i>	<i>70000</i>
<i>T</i>	<i>27000</i>	<i>37800</i>
<i>Hollín Superior</i>	<i>7000</i>	<i>9000</i>
<i>Hollín Inferior</i>	<i>500</i>	<i>1400</i>

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

En el Anexo 2.1 se encuentran las salinidades en ppm proporcionales por el departamento de corrosión del Área Auca.

El cálculo de volumen de arcilla nos ayuda a identificar si una arena es limpia o no, se lo obtuvo mediante las curvas de Gamma Ray y Neutrónica - Densidad, de acuerdo a los requerimientos de los perfiles de cada pozo.

Para el cálculo de la saturación de agua S_w se utilizó la ecuación de Indonesia, los parámetros de exponente de cementación ($m=2$), exponente de saturación ($n=2$) y el factor de saturación ($a=1$) que se determinaron como válidos para la evaluación de los reservorios U superior e inferior, T superior e inferior, Hollín Superior e inferior.

Los valores de corte utilizados por EP-PETROECUADOR son los siguientes:

- Porosidad: $PHIE \geq 0.08$
- Saturación de Agua. $Sw \leq 0.50$
- Volumen de Arcilla: $Vsh \leq 0.50$

2.3.1 RESULTADOS

La interpretación petrofísica de los pozos del campo YUCA se presenta en el Anexo 2.2 se encuentran los resultados en registros compuestos para cada zona de pago (que contienen hidrocarburo) de los pozos interpretados.

En la tabla 2.3 se presenta un resumen de los parámetros petrofísicos por arena.

Tabla 2.3: Parámetros petrofísicos por arena.

DATOS PROMEDIOS					
ARENA	Espesor de Arena (Gross)	Espesor Neto de Petróleo (Net)	Porosidad (Phi)	Saturación de Agua (Sw)	Volumen de Arcilla(VCL)
BASAL TENA	30.213	-----	-----	-----	-----
U SUPERIOR	80.131	8.060	0.193	0.378	0.311
U INFERIOR	35.631	25.429	0.166	0.181	0.167
T SUPERIOR	67.861	11.250	0.178	0.357	0.251
T INFERIOR	40.714	20.566	0.142	0.252	0.184
HOLLIN SUPERIOR	36.000	14.143	0.135	0.333	0.262
HOLLIN INFERIOR	123.107	21.361	0.152	0.335	0.164

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS RESERVORIOS

2.4.1 ARENA U

La arena U superior tiene un espesor promedio de 10.86 ft, es una arena sucia, calcárea con un volumen de arcilla promedio de la zona de pago de 30.9% y una saturación de agua del 38%.

El límite para la arena U superior se lo determinó en el pozo Yuca 07 y está a (-8629 ft) el cual es un Límite inferior de Petróleo (LIP). Para el sector del Yuc-03 el límite es a 9504 (-8678 ft) el cual es el Límite inferior de Petróleo (LIP) de este pozo.

La arena U inferior, que es la principal arena productora del campo tiene un espesor promedio de 27.24 ft. La porosidad promedio de la arena U inferior es de 16.6% con una saturación de agua de 17.9% y un volumen de arcilla de 16.9%.

El límite para la arena U inferior se lo determinó a partir del pozo Yuca 13 el cual es un Límite inferior de Petróleo (LIP) a (-8746). En el pozo Yuca 03 se encontró un Contacto agua Petróleo (CAP) a 9613 ft (-8787) pero por encontrarse al otro lado de la falla no se utilizó este Contacto agua Petróleo (CAP) para cierre estructural del campo.

2.4.2 ARENA T

La arena T superior tiene un espesor promedio de 13.15 ft, es una arena sucia, calcárea con presencia de glauconita, con un volumen de arcilla promedio de la zona de pago de 25.5% y una saturación de agua del 38%.

El límite para T superior se determinó en el Pozo Yuca 15 a (-8974) el cual es un Límite inferior de Petróleo (LIP).

La arena T inferior es un cuerpo arenoso no desarrollado, con un espesor promedio de 21.44 ft, con una porosidad de 14.1%, saturación de agua de 25.6% y volumen de arcilla 18.5%, para la arena T inferior se determinó en el Pozo Yuc-05 a (-9051) el cual es un Límite inferior de Petróleo (LIP).

2.4.3 ARENA HOLLÍN SUPERIOR.

Un cuerpo poco desarrollado, arcilloso, asociado a glauconita. Las propiedades petrofísicas promedio del campo son de espesor promedio de petróleo 15.95ft, porosidad de 13.5%, saturación de agua de 33.9% y un volumen de arcilla de 26.7%.

El límite para Hollín superior se determinó en el Pozo Yuca 09 a (-9153) el cual es un Límite inferior de Petróleo(LIP).

2.4.4 ARENA HOLLÍN INFERIOR.

Cuerpo arenoso bien desarrollado de buenas características, las curvas de Neutrón – Densidad denotan una arena limpia con un volumen de arcilla promedio de 16.5%, espesor Neto de petróleo de 22.48 ft, porosidad de 15.4% y una saturación de agua de 24.2%.

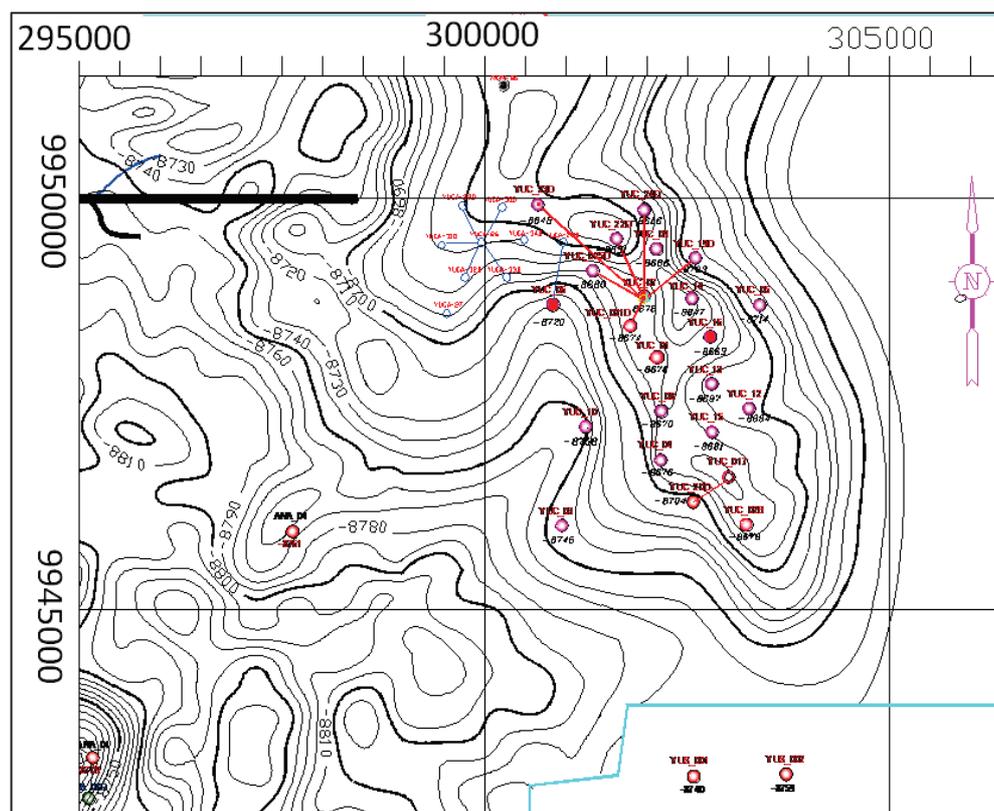
En la arena Hollín Inferior se tiene definido el contacto agua petróleo Contacto agua Petróleo (CAP) a 10098 (-9187) definido en el pozo Yuca 01 que es el primer pozo perforado en este campo.

2.5 MODELO ESTRUCTURAL

De acuerdo al cuadro de topes y bases definidos por Geología (Tabla 2.1), el Departamento de Geofísica de Petroecuador, construyó los mapas estructurales referidos al tope de los reservorios arenosos “U” Superior, “T” Superior, tope formación Hollín Superior, y Tope Arenisca Hollín Inferior, a escala 1:25000 en los cuales se integraron los últimos pozos direccionales perforados durante el 2do

semestre del año 2008 (Yuca – 19D, Yuca – 20D, Yuca – 21D, Yuca – 23D, y Yuca – 25D)

Figura 2.1 Mapa de contorno estructural al tope del reservorio UInferior



Fuente: Departamento de Yacimientos EP-Petroecuador.

En estos mapas se pueden observar una estructuración de tipo anticlinal con su eje de orientación longitudinal Noroeste – Sureste con un relieve suave, asimétrico, desarrollado en el Paleoceno, evidencia la deformación sin-tectónica de la Formación Tena.

Los 4 niveles mapeados están afectados por fallas normales sin-sedimentarias, las mismas que fueron parcialmente invertidas durante el episodio de transgresión - cretácica.

Una segunda y modesta extensión se observa al suroeste del campo y paralela al pozo YUC_003, se deduce principalmente de la sección sísmica D215, la cual no es confirmada con la perforación del pozo YUC_003, encontrándose ensillada entre la estructura principal del campo y esta pequeña extensión.

La falla del flanco occidental que limita y aparentemente controla el campo y la dinámica de movimientos de los fluidos no ha sido probada por la sísmica tradicional, por lo cual se podría hacer una interpretación estructural sin la falla.

En el sector del pozo YUC_006 amerita colocar una discontinuidad que se supone atravesar esta falla, siendo por lo tanto la diferencia de nivel de estos estratos separados por ella muy reducido.

De los mapas estructurales al tope de los reservorios “U” superior, y “T” superior, los geólogos responsables del campo Yuca, por espesores construyeron a escala 1:25000 los mapas de contornos estructurales al tope de de los reservorios “U” principal, y “T” principal, observando la configuración estructural de los mapas principales contruidos por el área de Geofísica.

La mayoría de los pozos productores se los han ubicados y perforado desde el centro del campo hacia el noroeste del mismo.

2.6 PARÁMETROS DE FLUIDOS (PVT)

Los estudios PVT son pruebas de laboratorio, que se realizan a los fluidos durante la vida productiva del yacimiento, simulando las condiciones de presión y temperatura del mismo.

Nos permiten conocer el comportamiento de parámetros como: la presión de burbuja, razón gas en solución-petróleo, factor volumétrico del petróleo, viscosidad del petróleo, densidad del petróleo.

Para el yacimiento U los parámetros de fluido se obtuvieron de los análisis PVT de los pozos Yuc-01 para T, Yuc-07 para U y para el Yacimiento Hollín Superior e Inferior se tomó la información del pozo Yuc-01.

Tabla 2.4: Propiedades PVT.

YACIMIENTO	Presión inicial (Pi)	Presión de Burbuja (Pb)	Viscosidad de Petróleo (Uo)	GOR	Factor Volumétrico del Petróleo (Boi)	°API
	PSI	PSI	Cp	PC/BBL	BIs/BF	
U	3796	830	6.67	124	1.136	18.4
T	4100	743	1.36	197	1.145	24.25
HOLLIN SUPERIOR	4749	160	4.20	50	1.074	27.1
HOLLIN INFERIOR	4322	160	4.20	50	1.074	27.1

Fuente: EP Petroecuador.

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos.

CAPÍTULO III

RESERVAS, PRODUCCIÓN Y EVALUACIÓN DE PRESIONES

3.1 RESERVAS

Para este capítulo se consideró el volumen oficial de las cifras de reservas de EP PETROECUADOR, las mismas que fueron comprobadas en este estudio. El método para este cálculo es el siguiente:

A partir de los mapas estructurales de U superior, U inferior, T superior, T inferior, Hollín superior y Hollín Inferior, se crearon los mapas de tendencias arenosas en función de la evaluación petrofísica de todos los pozos y determinación de los límites de cada reservorio.

Posteriormente, se realizó el cálculo del POES con las propiedades petrofísicas promedios de todos los Pozos.

Para el cálculo de reservas se calculó el Factor de Recobro (FR) utilizando las ecuaciones de Arp's y curvas de declinación utilizando la historia de producción de cada reservorio.

Los Factores Volumétricos del petróleo fueron tomados de los análisis PVT descritos anteriormente.

La tabla 3.1 resume las cifras de reservas calculadas al 31 de diciembre del 2012.

Tabla 3.1: Reservas Calculadas.

EP PETROECUADOR										
GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN						COORDINACIÓN DE DESARROLLO				
RESERVAS DE PETROLEO DEL CAMPO YUCA EN PRODUCCION POR YACIMIENTO										
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012										
CAMPO	YACIMIENTO	VOLUMEN IN SITU(CS) BLS	FR (INICIAL) %	° API	RESERVAS ORIGINALES			PRODUCCION	PRODUCCION	FR (ACTUAL) %
					PROBADAS BLS		TOTALES BLS	ACUMULADA (bls) al 31/12/2012	ACUMULADA (bls) al 31/11/2011	
YUCA	U	96.242.669	35,90	16,90	34.551.118		34.551.118	30.014.021	4.537.097	31
	T	98.806.052	27,00	29,50	26.677.634		26.677.634	21.691.329	4.986.305	22
	HOLLIN SUP	23.824.535	31,80	27,10	7.576.202		7.576.202	494.443	7.081.759	2
	HOLLIN INF	39.656.821	25,00	27,10	9.914.204		9.914.204	2.183.381	7.730.823	6
	SUB-TOTAL	258.530.077	29,92		78.719.158		78.719.158	54.383.174	24.335.984	

Fuente: EP Petroecuador.

3.2 PRODUCCIÓN

3.2.1 MECANISMO DE PRODUCCIÓN DE CADA ARENA

Para los reservorios U y T se presentan gráficos de comportamiento de la presión en función de los acumulados de producción, expresados como porcentaje de la presión inicial del reservorio y el POES a partir de estos se puede conocer la combinación de mecanismos de producción actuantes en el reservorio, así como, el eventual factor de recobro a la presión de abandono. Se utiliza a manera de referencia puesto que la producción acumulada se tomó de la base de datos OFM.

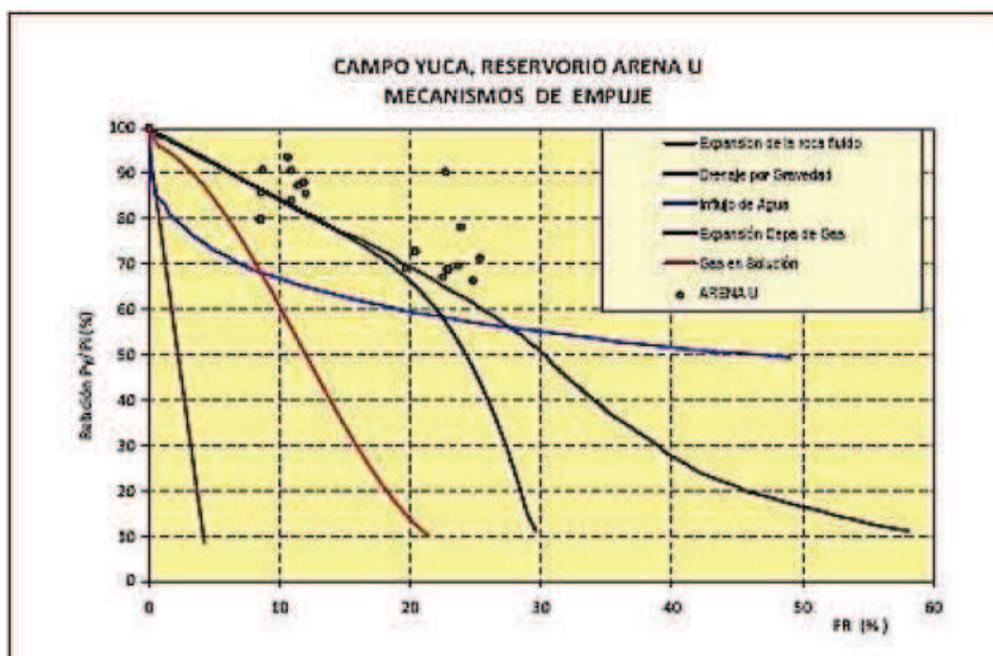
Para los reservorios Hollín superior y Hollín inferior, no existen suficientes datos de producción sobre presión para realizar estos gráficos, ya que han tenido muy poco desarrollado en este campo.

3.2.1.1 Reservorio U

Este reservorio es subsaturado, siendo su presión actual superior a la presión de burbuja, por lo que uno de los mecanismos actuantes es la expansión roca-fluido. De acuerdo al comportamiento de producción-presión pareciera existir una contribución importante de empuje hidráulico en ciertos sectores del reservorio.

De esta manera se puede inferir una combinación de mecanismos de producción actuantes en el reservorio (Ver Figura 3.1)

Figura 3.1: Mecanismos de empuje reservorio U.



Fuente: EP Petroecuador.

3.2.1.2 Reservorio Hollín Superior

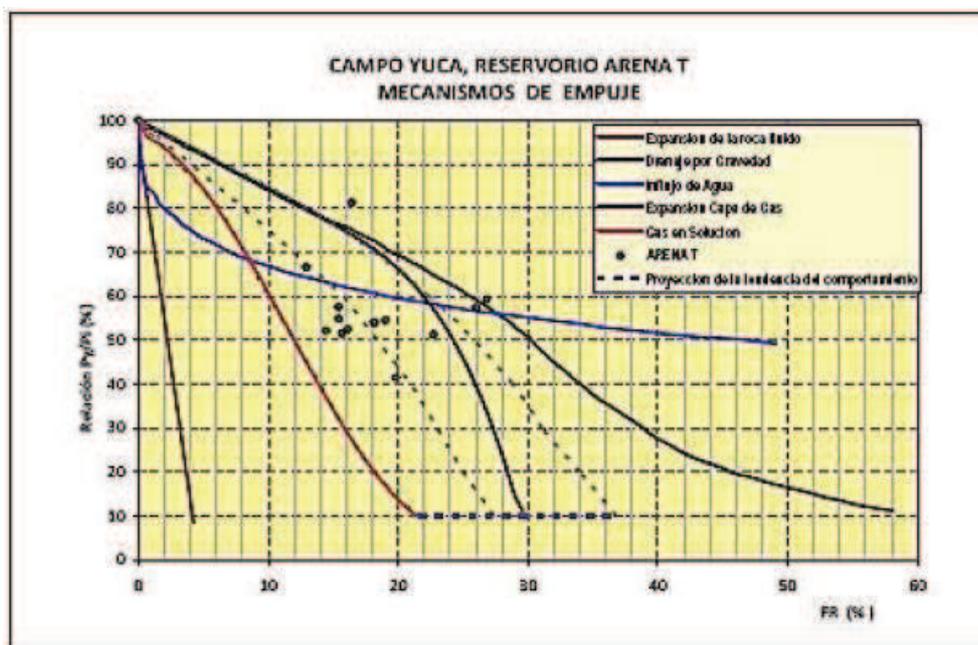
Es un reservorio de tipo estructural estratigráfico, con muy poco desarrollo, por lo que no tiene suficientes datos de producción-presión para definir el mecanismo de producción. Por analogía con los campos vecinos de la Cuenca (Auca-Auca Sur-Cononaco), se conoce que existe empuje hidráulico como mecanismo principal de

empuje con contribución de expansión roca-fluido. Es un reservorio muy poco desarrollado.

3.2.1.3 Reservorio T

Este reservorio es subsaturado, siendo su presión actual mayor a la presión de burbuja, uno de los mecanismos actuantes en el reservorio es el de expansión roca-fluido. De acuerdo al comportamiento de producción-presión, se evidencia la influencia de un empuje hidráulico.

Figura 3.2: Mecanismos de empuje reservorio T.



Fuente: EP Petroecuador.

3.2.1.4 Reservorio Hollín Inferior

Es un reservorio de tipo estructural, con presencia de un contacto agua-petróleo. Por la analogía con los campos vecinos de la Cuenca (Auca-Cononaco), se conoce que existe empuje hidráulico de fondo como mecanismo principal de empuje. Es un reservorio muy poco desarrollado.

3.3 SISTEMA DE PRODUCCIÓN

El Sistema de Producción del Campo Yuca se basa en el Sistema de Bombeo Electrosumergible.

3.3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS

Hasta el 31 de Diciembre del 2012, se han perforado 25 pozos, de los cuales 3 pozos están abandonados, 14 pozos produciendo, 6 pozos cerrados y 2 pozos reinyectores.

Tabla 3.2: Situación actual de los pozos.

Completación	Levantamiento	Arena	Campo	Área	Estado
YUC-001					Abandonado
YUC-001BUI	ESP	UI	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-002					Abandonado
YUC-002BUI	ESP	UI	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-003					Cerrado
YUC-004					Cerrado
YUC-005					Reinyector
YUC-006					Reinyector
YUC-007U	ESP	U	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-008					Cerrado
YUC-009U	ESP	U	YUCA	AUCA	Cerrado
YUC-010					Abandonado
YUC-012T	ESP	T	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-013HS	ESP	HS	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-014UI	ESP	UI	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-015U	ESP	U	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-016TS	ESP	TS	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-017					Cerrado
YUC-019DHS	ESP	HS	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-020DHS	Hidráulico Jet	HS	YUCA	AUCA	Cerrado
YUC-021DTI	ESP	TI	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-022DUI	ESP	UI	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-023DU	ESP	U	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-024DT	ESP	T	YUCA	AUCA	Produciendo
YUC-025DUI	ESP	UI	YUCA	AUCA	Produciendo

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

3.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, GAS Y AGUA

3.4.1 PRUEBAS INICIALES

Las pruebas iniciales contienen datos de la producción de agua y petróleo del pozo en sus inicios, intervalos perforados además de otros parámetros de importancia. Estas pruebas iniciales las podemos observar detalladas para cada pozo en el anexo 3.1.

3.4.2 PRODUCCIÓN

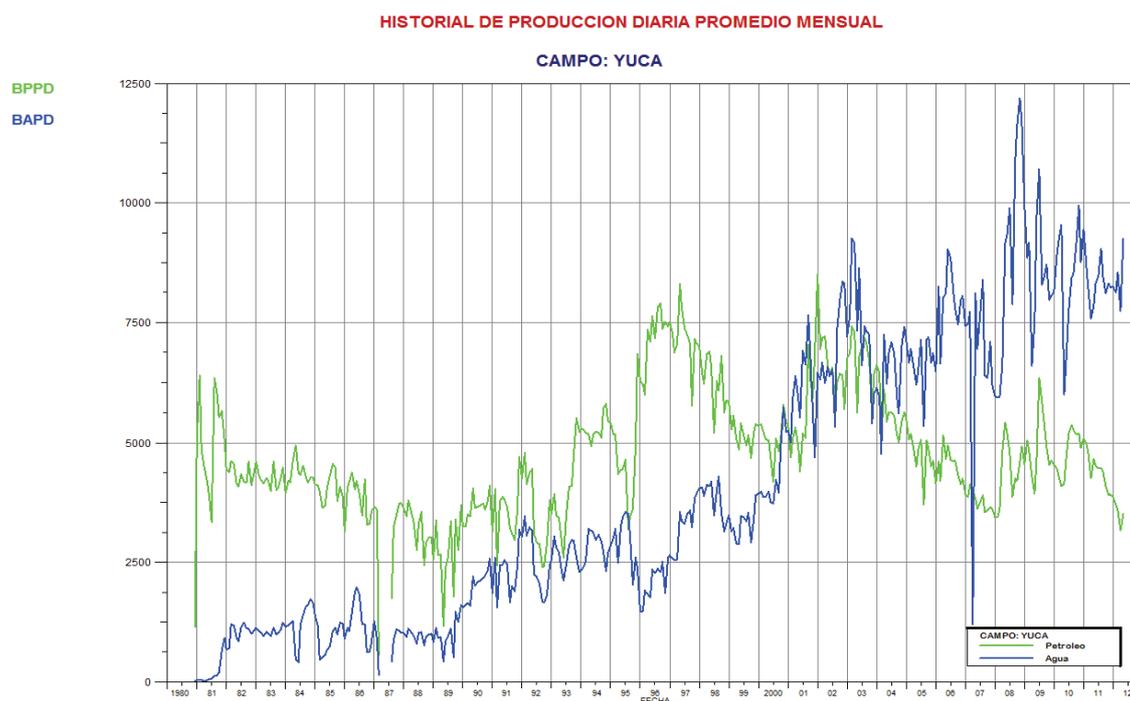
El campo Yuca produce de las arenas U, T y Hollín. La producción diaria del campo asciende a 4357.51 Bls/Día, al 31 de diciembre de 2012

3.4.3 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN (OFM)

3.4.3.1 Historial Producción Del Campo Yuca

Aunque el campo Yuca fue descubierto mediante la perforación del pozo exploratorio Yuca – 01 en Octubre del año de 1970, su producción inicia a finales del año de 1980, con 1150 BPPD de los reservorios Hollín Superior, Napo “T”, y Napo “U” por el Consorcio Cepe-Texaco hasta el año 1991 en que paso a ser operado por PETROECUADOR, a través de su ex-Filial PETROPRODUCCIÓN, y finales del año 2010 por la EP PETROECUADOR.

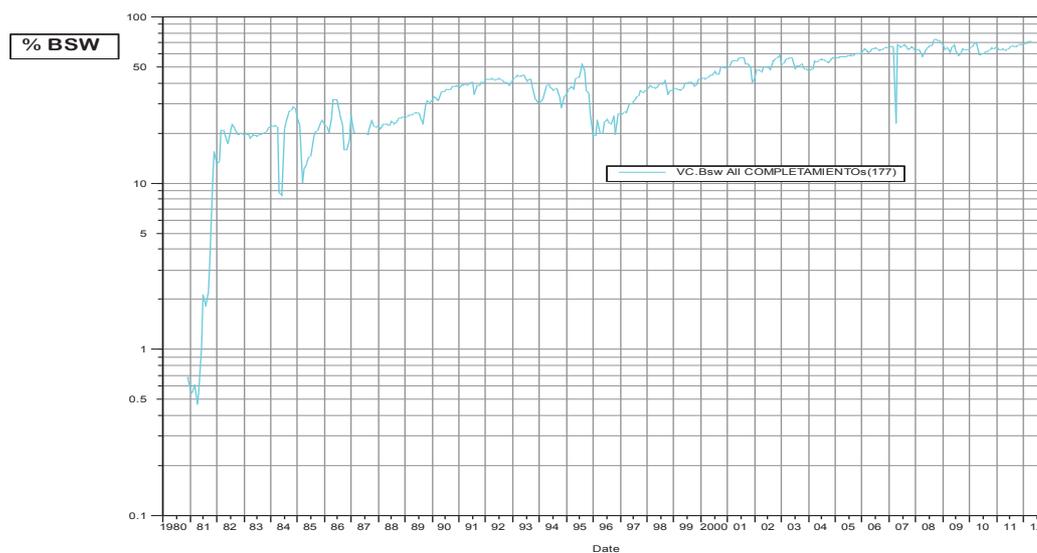
Figura 3.3:Historial producción campo yuca.



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Figura 3.4:Historial del BSW del campo yuca.



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

La vida productiva se ha visto marcada por altos y bajos en su producción, registrando así la menor producción en la historia del campo en 1989 la cual fue de 1.166 BPPD, los incrementos en cambio se han dado gracias a la perforación de nuevos pozos y esto se lo ha hecho en 1993 (YUC-07 y YUC-08), en 1995 (YUC-14 y YUC-15) en este periodo será la mayor producción registrada en el año de 1998 con 8304 BPPD, en el 2001 (YUC-16 y YUC-17), en el 2002 se perfora el pozo YUC-1B.

Y partir de finales de 2008 con la perforación de los pozos: YUC-19D, YUC-20D, YUC-21D, YUC-22D, YUC-25D y en el 2009 de los pozos YUC-23D y YUC-24D, en la actualidad se mantiene una media de producción de 4000 BPPD siendo el pozo que más produce el YUCA 22D con 866 BPPD y lo hace de la arena U.

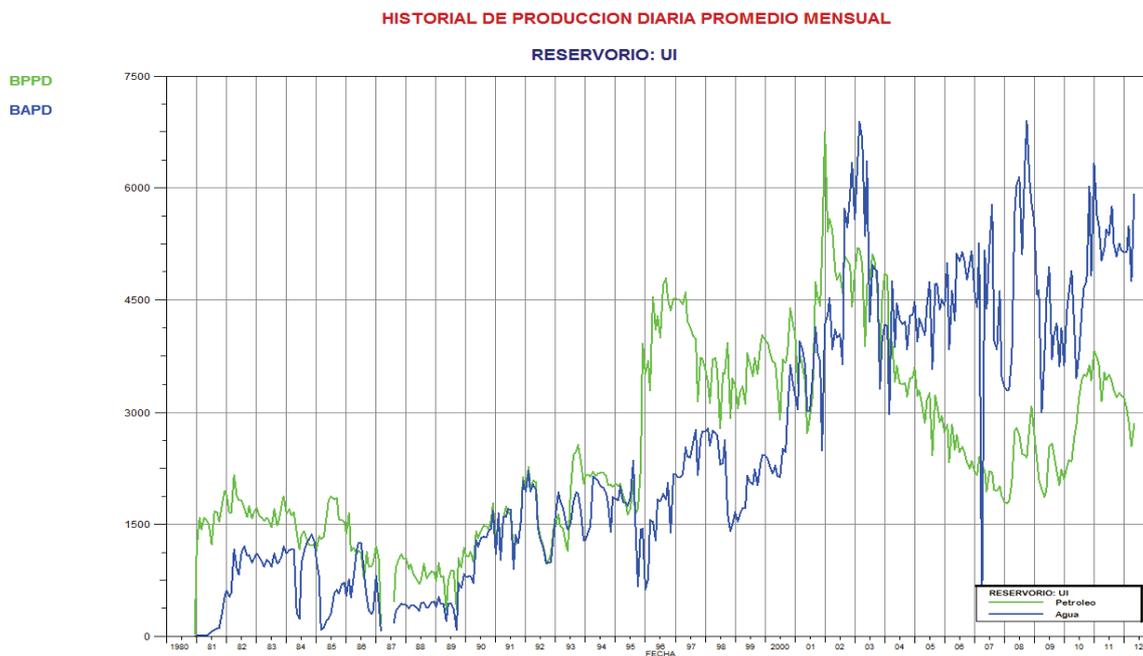
3.4.3.2 Arena Ui

El reservorio U tiene una producción acumulada de 29.396,55Bls. de petróleo de 18.4°API.

En la figura 3.5 el reservorio inicia su producción en 1980, posee 13 pozos completados de los cuales se encuentran produciendo 8, su producción actual diaria asciende a 3286 BPPD, constituyéndose como el reservorio que mayor producción aporta al campo, posee un BSW de 59% y su corte de agua está en un 65%.

La producción acumulada de agua es de 28.501,6Bls.

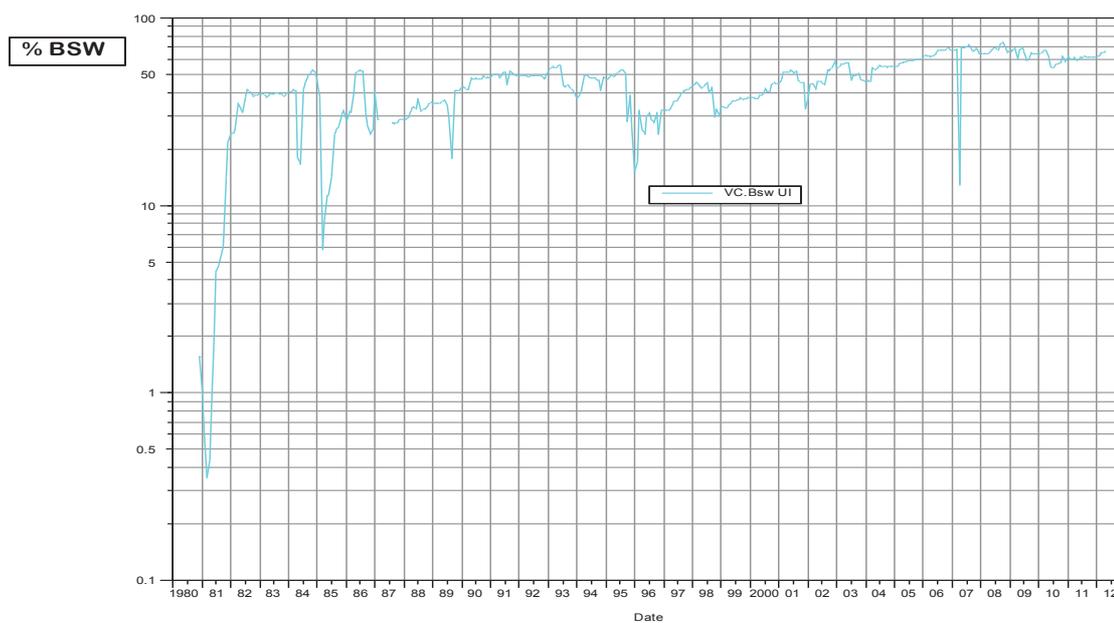
Figura 3.5: Historial producción arena Ui.



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

Figura 3.6: Historial del BSW de la arena U.



Fuente: OFM

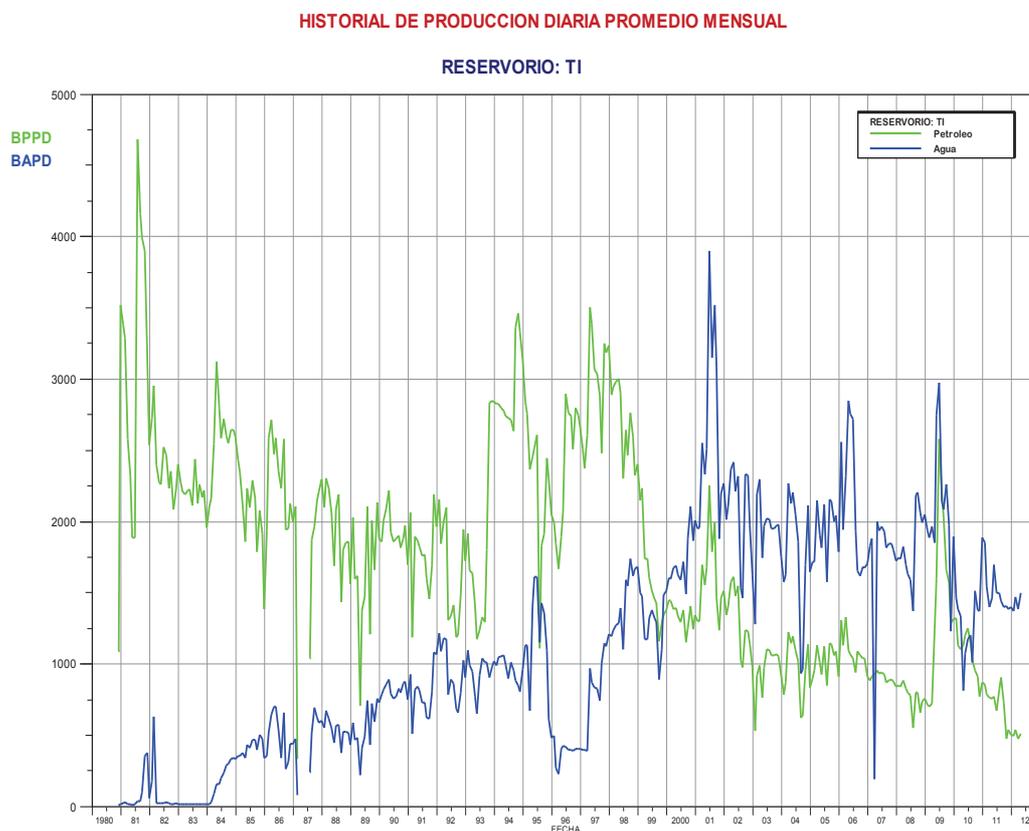
Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

3.4.3.3 Arena T

El reservorio T tiene una producción acumulada de 20.352,27 Bls. de petróleo de 25 °API. De igual manera este reservorio inicia su producción en 1980, a la actualidad se han completado 5 pozos de los cuales 4 se encuentran produciendo, en promedio unos 886 BPPD, posee un BSW de 61% y un corte de agua de entre 20 y 40%.

La producción acumulada de agua es de 13.384,9 Bls.

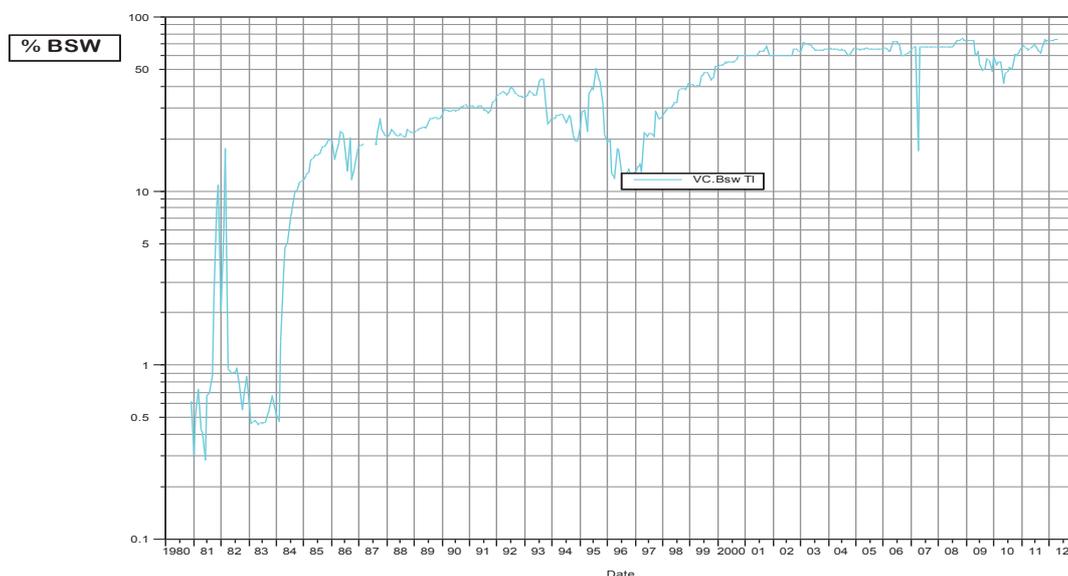
Figura 3.7: Historial producción arena T.



Fuente: OFM.

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

Figura 3.8:Historial del BSW de la arena T.



Fuente: OFM.

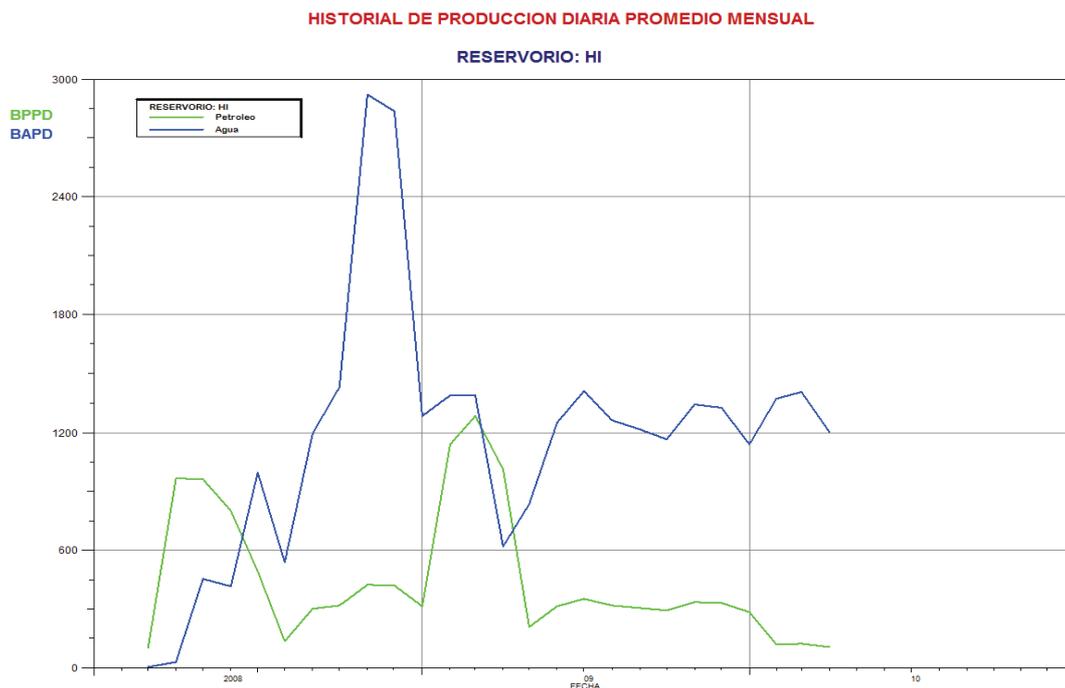
Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

3.4.3.4 Arena Hollín Inferior:

El reservorio Hollín Inferior tiene una producción acumulada de 355,34 Bls. de petróleo de 27.1 °API.

Este reservorio produjo desde marzo del 2008 hasta marzo del 2010, en la actualidad no se encuentra produciendo, para este reservorio se completaron 2 pozos productores. La producción acumulada de agua es de 923.84 Bls.

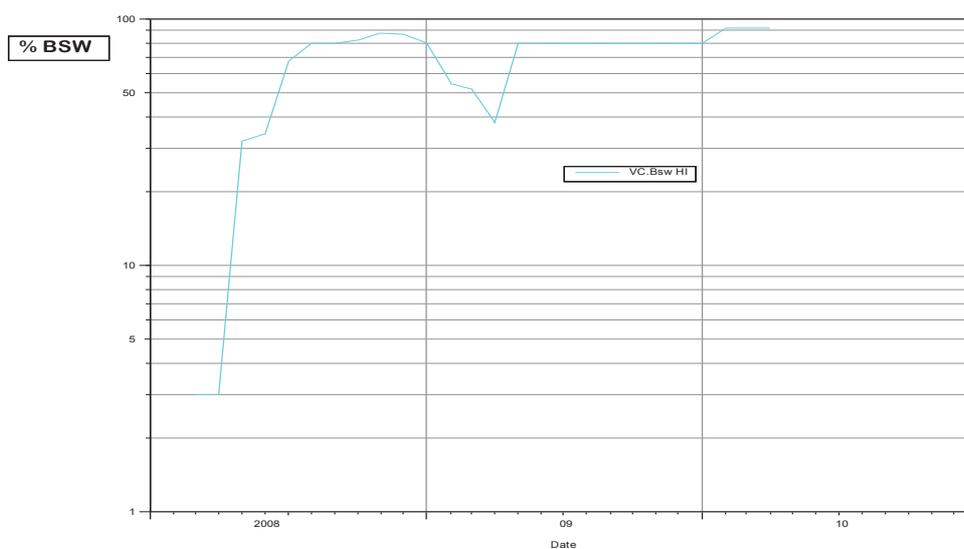
Figura 3.9:Historial producción arena Hollín Inferior.



Fuente: OFM.

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

Figura 3.10:Historial del BSW de la arena Hollín Inferior.



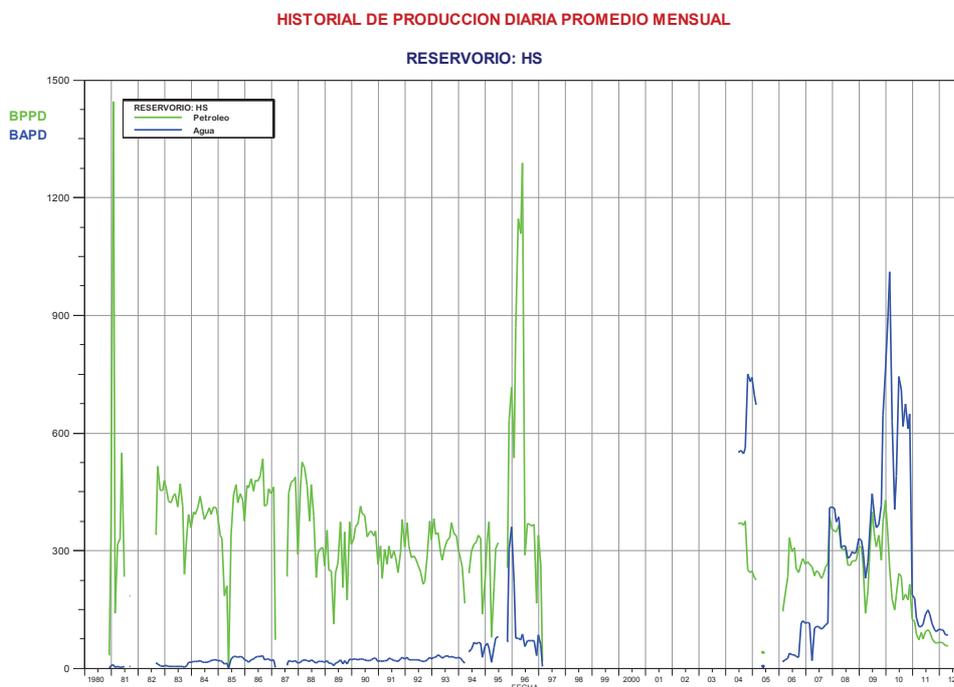
Fuente: OFM.

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

3.4.3.5 Arena Hollín Superior

El reservorio Hollín Inferior tiene una producción acumulada de 2542,65 Bls. de petróleo de 27.1 °API. Inicia su producción de forma continua en el 2006, se completaron 3 pozos, pero en la actualidad solo 2 se encuentran produciendo, posee una producción diaria aproximada de 184 BPPD con un BSW DE 72%. La producción acumulada de agua es de 943.46 Bls.

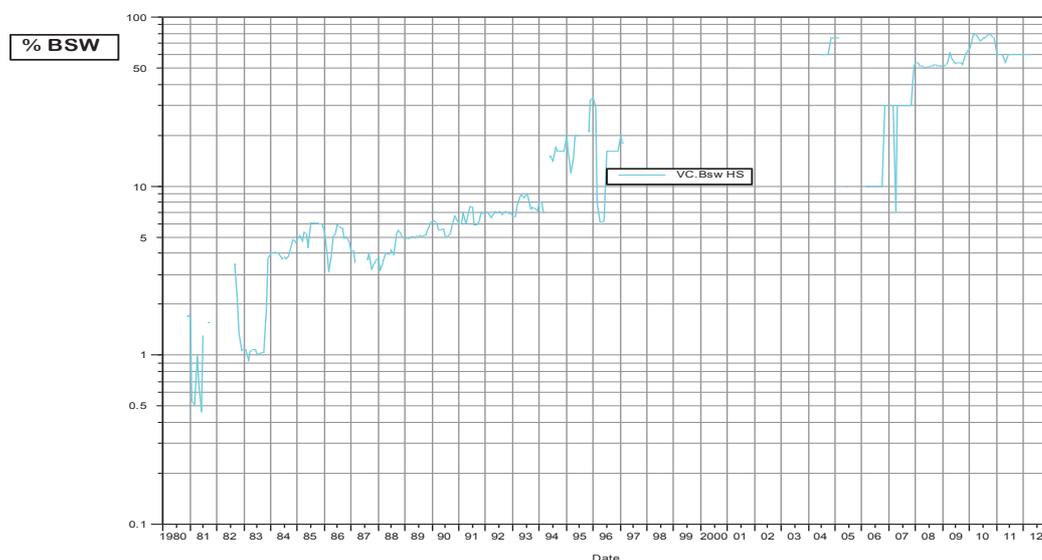
Figura 3.11: Historial producción arena Hollín Superior.



Fuente: OFM.

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

Figura 3.12: Historial del BSW de la arena Hollín Superior.



Fuente: OFM.

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

3.4.4 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN POR POZO (OFM)

El análisis por pozo se lo desarrollo en pozos productores de la arena U, ya que esta es la arena que mayor aporta a la producción acumulada del campo Yuca.

Tabla 3.3: Pozos productores de la Arena U

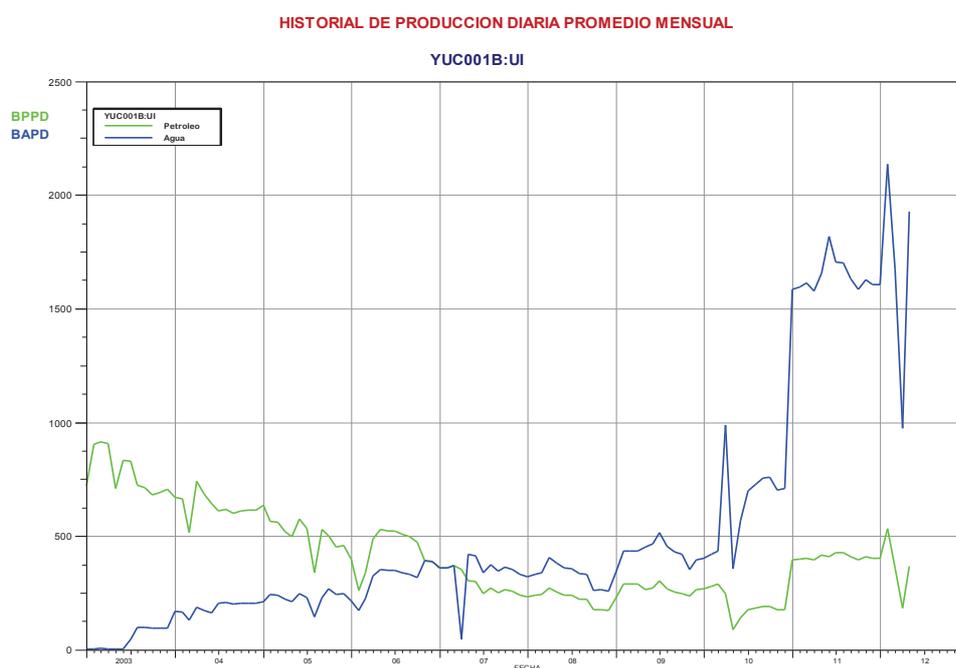
Pozo	Arena	BFPD	BPPD	BSW
YUC-001BUI	UI	1.984,00	396,80	80,00
YUC-002BUI	UI	1.212,00	303,00	75,00
YUC-007U	U	1.710,00	342,00	80,00
YUC-014UI	UI	866,00	103,92	88,00
YUC-015U	U	1.053,00	263,25	75,00
YUC-022DUI	UI	1.140,00	866,40	24,00
YUC-023DU	U	667,00	665,67	0,20
YUC-025DUI	UI	540,00	345,60	36,00
YUCA		9.172,00	3.286,64	

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

YUC-001B: UI

Este es un pozo productor de la arena UI, con una producción de 1984 BFPD y 397 BPPD, con un BSW de 80%. Este pozo muestra unagráfica de producción, en la que se observa que la producción de petróleo declina en los últimos años, mientras que la producción de agua se incrementa.

Figura 3.13: Historial de producción YUC-001B



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

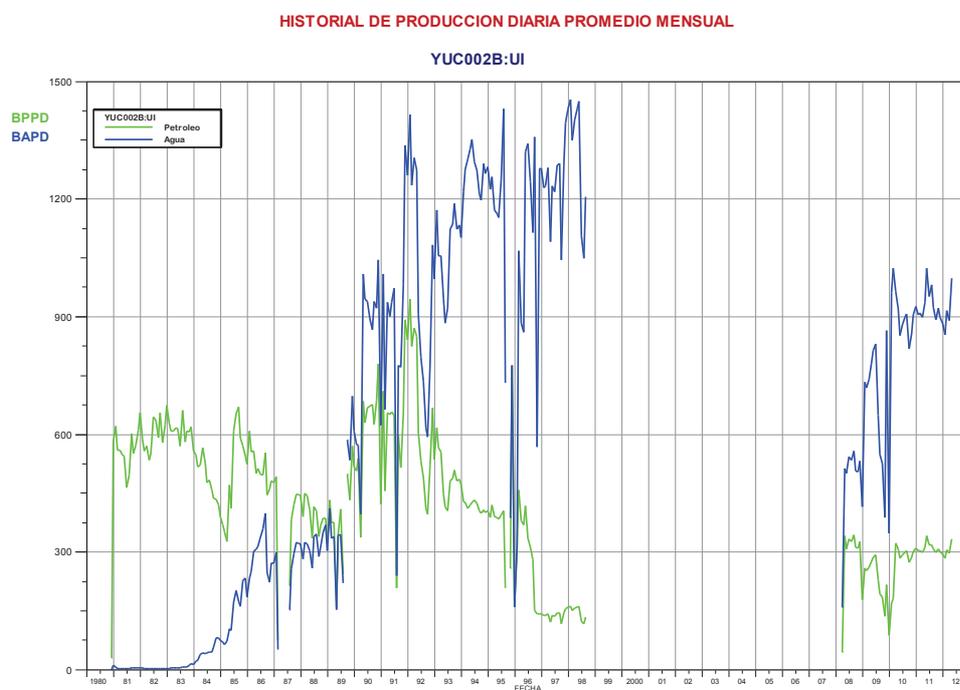
YUC-002B: UI

Este es un pozo productor de la arena UI, con una producción de 1212 BFPD y 303 BPPD, con un BSW de 75%.

Este pozo muestra un plot de producción, en el que se observa que la producción de petróleo declina en los últimos años, mientras que la producción de agua se incrementa.

También se puede observar que existe un lapso de tiempo (1999-2007) en el cual el pozo no estuvo produciendo.

Figura 3.14: Historial de producción YUC-002B



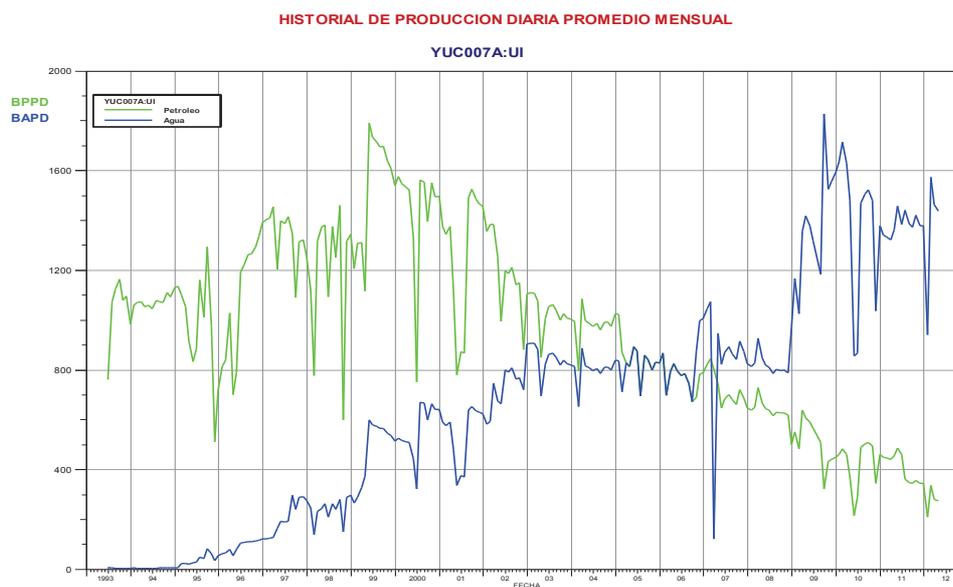
Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

YUC-007: UI

Este es un pozo productor de la arena UI, con una producción de 1710 BFPD y 342 BPPD, con un BSW de 80%. Este pozo muestra un plot de producción, en el que se observa que la producción de petróleo declina en los últimos años, mientras que la producción de agua se incrementa.

Figura 3.15: Historial de producción YUC-007



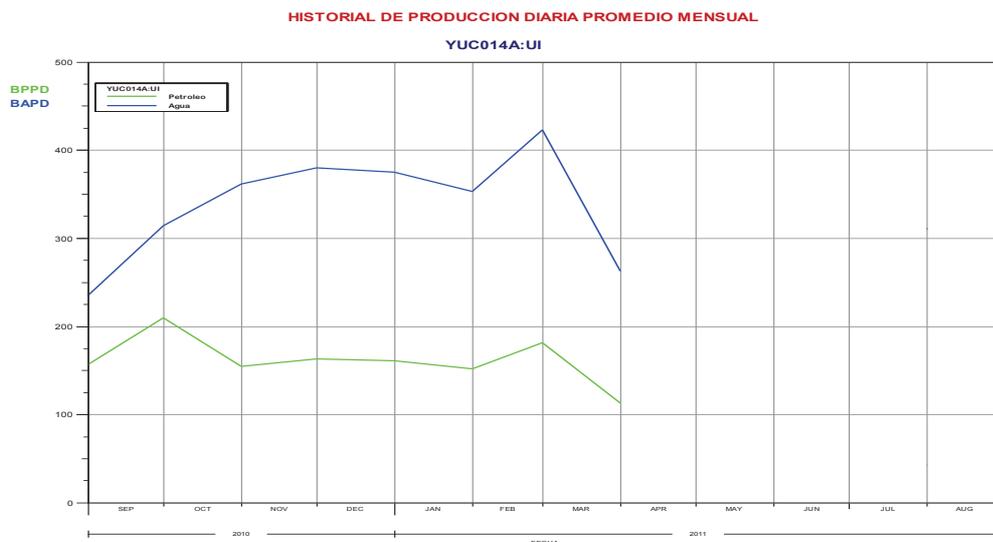
Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

YUC-014: UI

Este es un pozo productor de la arena UI, con una producción de 866 BFPD y 104 BPPD, con un BSW de 88%. Este pozo muestra un plot de producción, en el que se observa que la producción de petróleo declina en los últimos años, mientras que la producción de agua se incrementa.

Figura 3.16: Historial de producción YUC-014



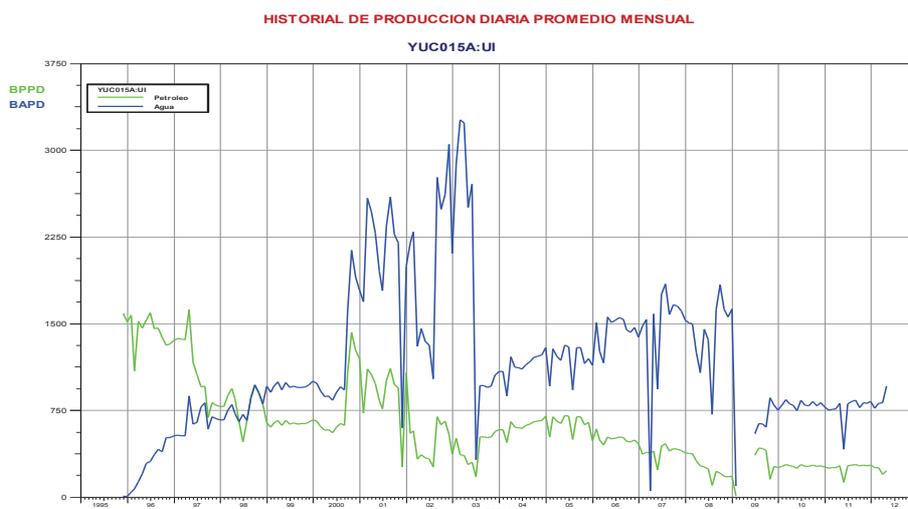
Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

YUC-015: UI

Este es un pozo productor de la arena UI, con una producción de 1053 BFPD y 263 BPPD, con un BSW de 75%. Este pozo muestra un plot de producción, en el que se observa que la producción de petróleo declina en los últimos años, mientras que la producción de agua se incrementa.

Figura 3.17: Historial de producción YUC-015



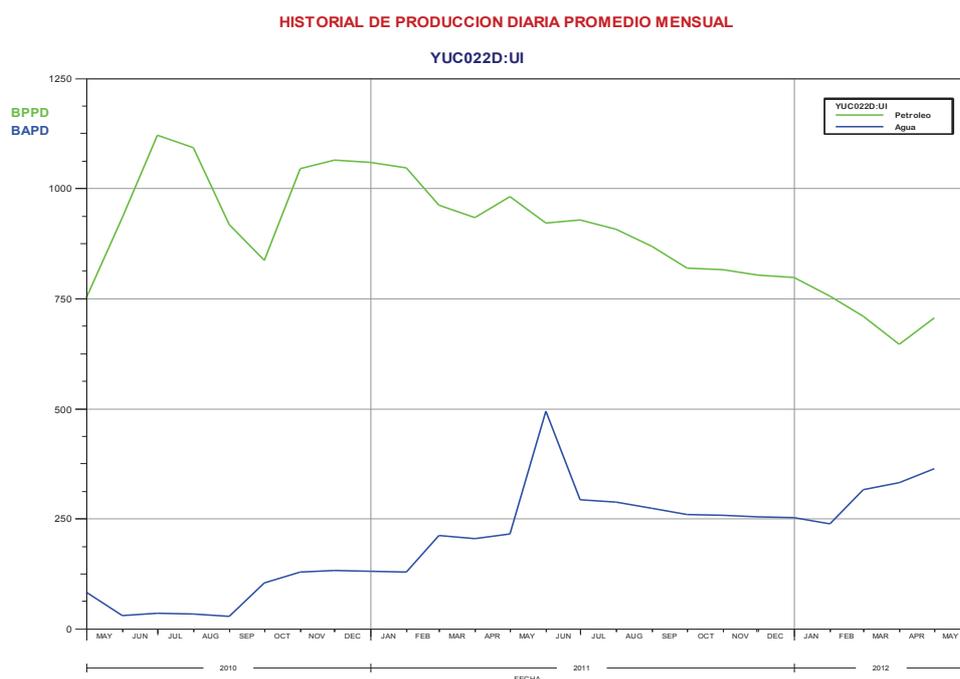
Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

YUC-022D: UI

Este es un pozo productor de la arena UI, con una producción de 1140 BFPD y 866 BPPD, con un BSW de 24%. Este pozo muestra un plot de producción, en el que se observa que la producción de petróleo es mucho mayor que la producción del agua, además este es un pozo que tiene pocos años de producción.

Figura 3.18: Historial de producción YUC-022D



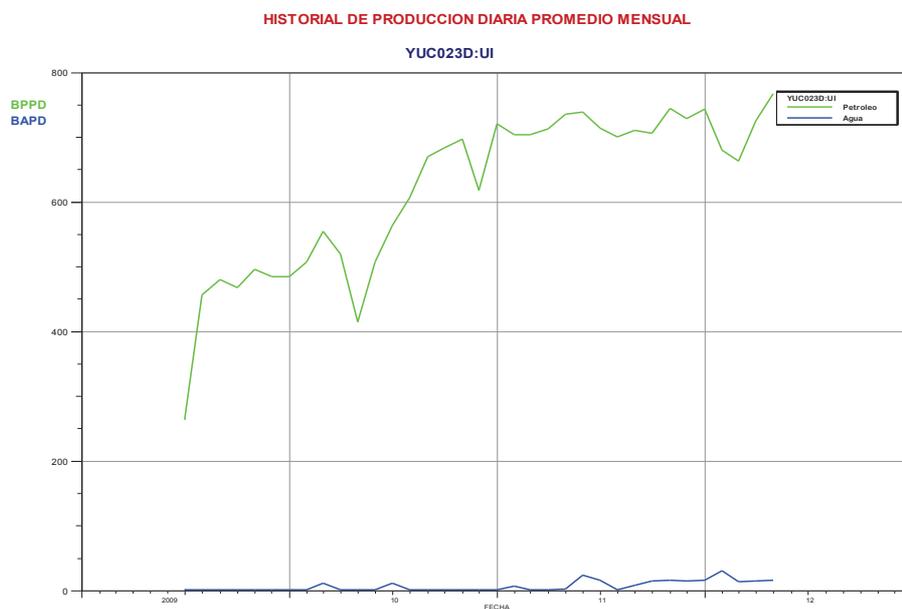
Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

YUC-023D: UI

Este es un pozo productor de la arena UI, con una producción de 667 BFPD y 665 BPPD, con un BSW de 0,20%. Este pozo muestra un plot de producción, en el que la producción de agua es casi nula mientras que la producción de petróleo es alta.

Figura 3.19: Historial de producción YUC-023D



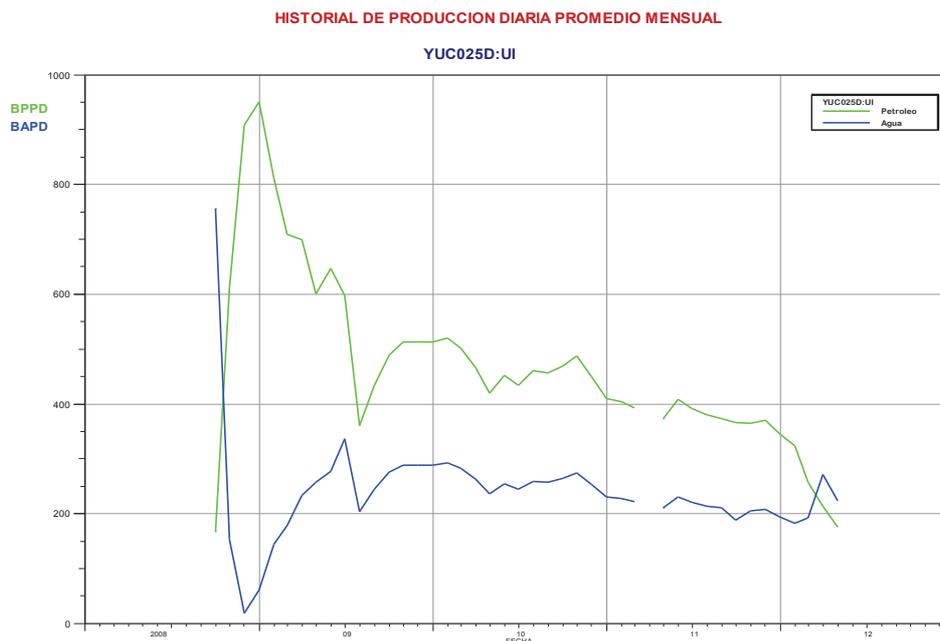
Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

YUC-025D: UI

Este es un pozo productor de la arena UI, con una producción de 540 BFPD y 346 BPPD, con un BSW de 36%. Este pozo muestra un plot de producción, en el que la producción de petróleo es más alta que la producción del agua hasta el año 2011 y en adelante la producción de petróleo declina y la de agua aumenta.

Figura 3.20: Historial de producción YUC-025D



Fuente: OFM

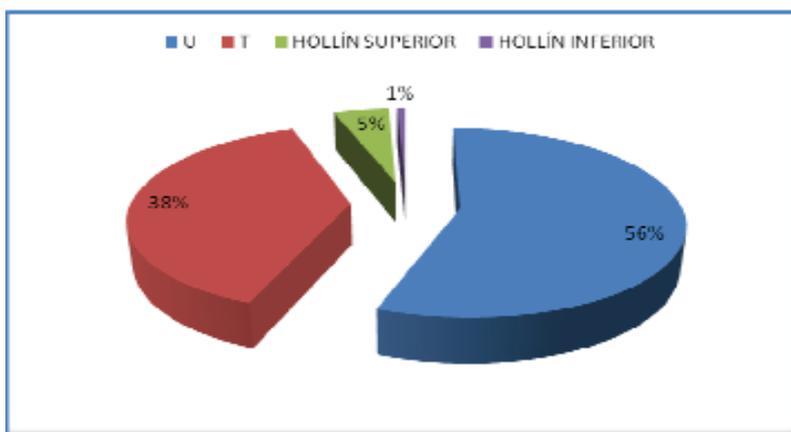
Elaborado por: Rómulo Armas; Javier Cevallos

Como se puede observar los mejores pozos productores de petróleo en la arena UI son los pozos YUC-022, YUC-023 y YUC-025, además estos pozos tienen un BSW bajo.

Este es un motivo importante para saber que el área que ocupan estos pozos puede ser una zona potencial para la ubicación de pozos en desarrollo.

Además en la figura 3.21 se presenta en porcentajes los aportes de producción de petróleo de cada arena acumulada del campo, en el cual se observa que el mayor aporte del campo proviene de la Arena "U" con el 56%, seguido de la Arena "T" con el 38%, una producción de la arena Hollín del 5% y el menor aporte de producción para la arena Hollín inferior del 1%.

Figura 3.21: Porcentaje de producción por arena.



Fuente: EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

En la tabla 3.4 nos indica el estado actual del campo, además la producción diaria por arena productora. Además la tabla 3.3 muestra que el reservorio de mayor aporte a la producción total diaria del campo es la arena U.

Tabla 3.4: Producción diaria campo yuca (hasta diciembre 2012)

PRODUCCION ACTUAL RESERVORIO	PETROLEO (BLS/DÍA)	AGUA (BLS/DÍA) ²	FLUIDO (BLS/DÍA) ³
U	3286,64	5885,36	9172
T	886,82	3018,18	3905
HOLLIN	184,05	662,95	847
Total	4357,51	9566,49	13924

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

3.4.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POR POZO

En la tabla 3.5 se puede observar datos de producción actual de petróleo, agua y fluido; corte de agua, gravedad específica, tipo de levantamiento (BES), tipo de bomba y presión de cabeza de cada pozo productor del campo Yuca.

La tabla 3.5 especifica las pruebas de producción de todos los pozos, su producción diaria (petróleo y agua), como vemos todos emplean bombeo electrosumergible. Actualmente el reservorio con mayor aporte de petróleo neto en el campo es U inferior, aportando el 78,96%, seguido por T inferior el mismo que produce el 14,22% y los reservorios T superior y Hollín superior con un aporte del 2,4% y el 4,42% respectivamente.

Tabla 3.5: Pruebas de producción por pozo (hasta diciembre 2012).

Pozo	Arena	Presion cabezal	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Tipo bomba	Tipo levantamiento
YUC-001B	UI	85	2033.00	406.60	1626.40	80.00	19.20	P23X	ESP
YUC-002B	UI	75	1197.00	299.25	897.75	75.00	16.60	P12XH6	ESP
YUC-007	UI	155	1756.00	351.20	1404.80	80.00	16.60	P23X	ESP
YUC-012	TI	150	706.00	211.80	494.20	70.00	19.40	DN-1100	ESP
YUC-013	HS	120	228.00	91.20	136.80	60.00	21.60	P4X	ESP
YUC-014	UI	140	840.00	100.80	739.20	88.00	24.80	DN-1100	ESP
YUC-015	UI	120	1055.00	263.75	791.25	75.00	17.50	P12X	ESP
YUC-016	TS	150	1702.00	102.12	1599.88	94.00	16.60	TE-1500	ESP
YUC-019D	HS	75	642.00	96.30	545.70	85.00	21.30	TD-650	ESP
YUC-021D	TI	75	1202.00	264.44	937.56	78.00	28.50	P11X	ESP
YUC-022D	UI	122	1132.00	860.32	271.68	24.00	18.30	P12X	ESP
YUC-023D	UI	90	695.00	693.61	1.39	0.20	19.40	P8X	ESP
YUC-024D	TI	65	137.00	126.04	10.96	8.00	24.70	TD-1200	ESP
YUC-025D	UI	80	583.00	373.12	209.88	36.00	18.00	DN-1100	ESP
Total			13,908.00	4,240.55	9,667.45				14

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Separado por el número de pozos que contiene cada arena la producción se puede representar como se lo ha hecho en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Sumario de producción por arena.

Arena	Nro de Pozos	Suma de BPPD	Suma de BAPD	Suma de BFPD
HS	2	187.5	682.5	870
TI	3	602.28	1442.72	2045
TS	1	102.12	1599.88	1702
UI	8	3348.65	5942.35	9291
Total general	14	4240.55	9667.45	13908

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

3.5 EVALUACIÓN DE PRESIONES

En este punto se va detallar un análisis completo de una prueba de presión para un pozo seleccionado y en la parte de los anexos (Anexo 3.1) se va mostrar una tabla que consta de todas las características petrofísicas de los Build`Ups registrados para el campo Yuca.

El Anexo 3.1 nos detalla las pruebas existentes para cada campo, en la tabla 3.7 se detalla el número de pruebas tomadas para cada pozo y a que arena pertenecen.

Tabla 3.7: Pruebas existentes para cada pozo.

POZO	FECHA	ARENA	CAUDAL TOTAL	OIL	WATER	PROFUN_MEDICIÓN	Nº de prueba
YUC001A:UI	27/04/1993	Uinf	960	922	38	9298	1
YUC001B:UI	31/12/2002	Uinf	1128	1015	113	9409	1
YUC002B:UI	18/11/1995	Uinf	613	145	468	9380	2
YUC002B:UI	05/04/2008	Uinf	648	395	253	9346	
YUC004A:UI	29/07/1995	Uinf	600	510	90	9371	1
YUC005A:UI	18/05/1993	Uinf	840	168	672	9500	1
YUC007A:UI	04/07/1993	Uinf	1608	1598	10	9469	3
YUC007A:UI	06/06/1996	Uinf	1272	865	407	9435	
YUC007A:UI	25/02/2003	Uinf	456	260	196	9380	

YUC008A:TI	16/10/1993	Tinf	2040	1918	122	9848	
YUC008A:TI	08/11/2004	Tinf	1702	511	1191	9759	2

CONTINUACIÓN

YUC009A:UI	23/07/1996	Uinf	1009	403	606	9363	
YUC009A:UI	29/03/2004	Uinf	518	233	285	9385	2
YUC012A:TI	01/05/1995	Tinf	576	317	259	9699	
YUC012A:TI	08/12/1995	Tinf	960	595	365	9668	
YUC012A:TI	21/09/1997	Tinf	606	279	327	9656	3
YUC013A:HS	30/05/2005	Hsup	384	84	300	9390	
YUC013A:HS	14/03/2006	Hsup	336	235	101	8928	2
YUC013A:TI	01/10/1994	Tinf	1104	1093	11	9699	1
YUC013A:UI	25/03/1996	Uinf	1920	1747	173	9375	
YUC013A:UI	04/04/2001	Uinf	1224	587	637	9450	
YUC013A:UI	14/05/2003	Uinf	1056	391	665	9450	
YUC013A:UI	19/12/2003	Uinf	720	374	346	9315	4
YUC014A:HS	01/12/1995	Hsup	960	768	192	9794	1
YUC014A:TI	03/03/1996	Tinf	864	795	69	9654	1
YUC014A:UI	10/09/2010	Uinf	562	461	101	9292	1
YUC015A:UI	22/11/1995	Uinf	2400	2388	12	9467	
YUC015A:UI	16/07/2003	Uinf	1320	343	977	9515	
YUC015A:UI	01/07/2009	Uinf	1080	335	745	9458	3
YUC016A:HS	10/06/2001	Hsup	1200	480	720	8842	
YUC016A:HS	01/12/2007	Hsup	960	374	586	9269	2
YUC016A:TI	14/06/2001	Tinf	960	528	432	9683	1
YUC016A:TS	31/05/2010	Tsup	960	307	653	9402	1
YUC016A:UI	05/12/2001	Uinf	1440	936	504	9403	1
YUC019D:HS	06/04/2008	Hsup	480	216	264	10362	
YUC019D:HS	19/11/2009	Hsup	192	79	113	9940	2
YUC019D:UI	13/04/2008	Uinf	816	433	383	9972	1
YUC020D:HI	30/08/2009	Hinf	144	124	20	9766	1
YUC020D:UI	08/05/2008	Uinf	912	365	547	9770	
YUC020D:UI	23/04/2009	Uinf	1104	210	894	9832	2
YUC021D:HI	15/10/2008	Hinf	288	161	127	10010	
YUC021D:HI	21/10/2008	Hinf	1920	365	1555	10118	2
YUC021D:TI	28/01/2009	Tinf	1056	992	64	9882	1
YUC022D:HI	01/04/2008	Hinf	975	946	29	10318	1
YUC023D:UI	04/07/2009	Uinf	672	551	121	11132	1
YUC025D:UI	30/10/2008	Uinf	594	369	225	9878	1

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

3.5.1 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN POZO YUCA 002-B

El presente análisis corresponde a la arena Napo U, y lo realizaremos a partir de los resultados generados por el software de interpretación de presiones PanSystem v3.4. proporcionados además por el departamento de Ingeniería de Petróleos, para registrar la presión se utilizó un sensor electrónico W – 1068 que fue asentado en el No-Go ubicado a 9.346 pies.

La prueba de presión fue tomada el 3 de abril de 2008, se lo hizo de la Arena U, los datos tanto petrofísicos como por análisis PVT con los que contamos para realizar dicha prueba se detallan a continuación:

Tabla 3.8: Datos petrofísicos y PVT.

β_o =	1.244	Bls/BF
β_w =	1.447	Bls/BF
R_s =	135	Scf/Bbl
U_o =	5.7	Cps
C_t =	0.000010889	Psi -1
GOR =	114	Scf/Bbl
$\gamma_{\alpha\sigma}$ =	0.9483	

H_t =	32	Ft
h_n =	8	Ft
Φ =	17.0	%
r_w =	0.4	Ft
T_y =	228	° F

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

En la figura 3.22 se muestra la gráfica de presiones vs. Tiempo, desde el inicio en que se bajó el sensor de fondo y esto se represente en el intervalo de tiempo que va de 0 a 2.02 horas; como se observa el sensor durante su viaje de descenso va midiendo la profundidad hasta que llega a la profundidad de asentamiento.

La prueba de producción se realizó de 2.02 horas hasta 17.03 horas y se obtuvo los siguientes resultados:

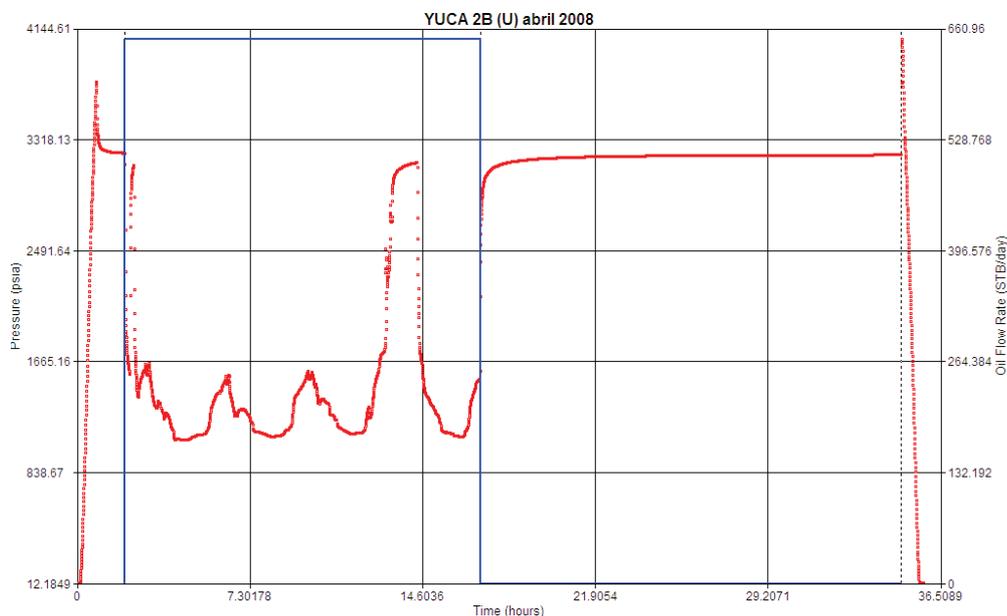
Tabla 3.9: Resultados de la prueba de producción.

Qo=	395	BPPD
Qw=	253	BAPD
Qt=	648	BFPD
BSW=	39.0	%
API=	14.0	°

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR.

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

Figura 3.22: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo YUCA 002-B.



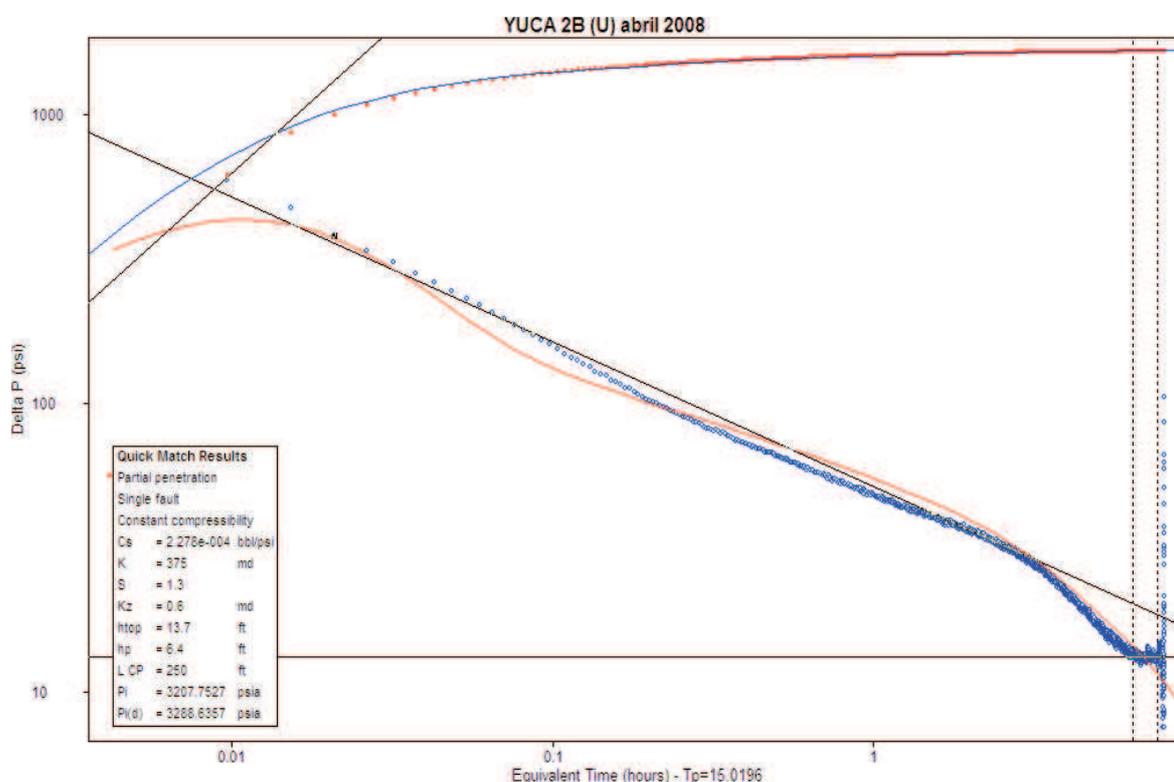
Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR.

A las 17.03 horas de haber bajado el sensor de fondo y luego de la prueba de producción, se cerró el pozo para poder realizar la prueba de restauración de presión, teniendo como último valor de presión de fondo fluyente (P_{wf}) 1210 psi y alcanzando una presión estática (P_e) de 2930 psi en un tiempo de 33 horas.

Los valores de presión de fondo fluyente (P_{wf}) y de presión estática (P_e) del reservorio que son generados por el PanSystem son tomados a la profundidad del sensor.

La figura 3.23 representa el método de la derivada de Bourdet (dP/dt) y la variación de presión versus la variación de tiempo equivalente, que se genera gracias al PanSystem.

Figura 3.23: Curva del Método de la derivada de Bourdet YUCA 002-B.



Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR.

De la figura 3.23 podemos determinar que el pozo tiene flujo radial homogéneo, también se observa un modelo de almacenaje constante y por la forma característica de la curva, interpretamos que el modelo de límite del reservorio

está dado por un modelo de Presión Constante (barrera) en el límite del reservorio, en consecuencia existe un mantenimiento de presión.

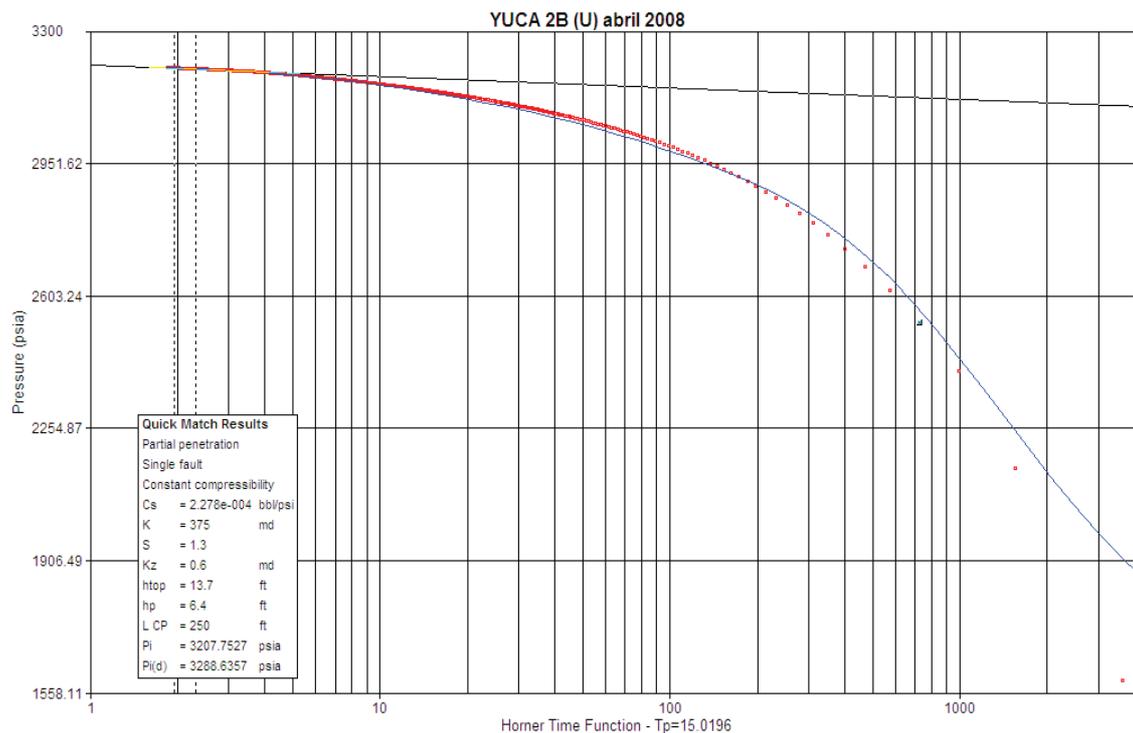
La medida del efecto de almacenamiento después del cierre (C_s) es de 0.0002278 bbl/psi, que nos representa un valor pequeño indicativo de que existe poco efecto de almacenamiento una vez que se cerró el pozo para la prueba de restauración de presión.

El valor de la permeabilidad en el reservorio es de 375 milidarcys, siendo un valor significativo por lo que se podría decir que el drenaje de petróleo en el yacimiento será efectivo y que el factor de recobro podría ser alto, se debe tener en cuenta además que se depende de otros parámetros como la viscosidad del fluido, la porosidad, el espesor de la formación, entre otros.

El daño de la formación es de 1.3, la presión inicial estimada del pozo medida por el sensor es de 3207,75 psi mientras que este mismo valor corregido al nivel medio de las perforaciones es de 3288,63 psi.

En la figura 3.24 se observa la gráfica de Horner representada como presión versus tiempo, los resultados obtenidos mediante este método son similares a los arrojados anteriormente cuando empleamos el método de la derivada, para la permeabilidad, factor de daño y la presión inicial.

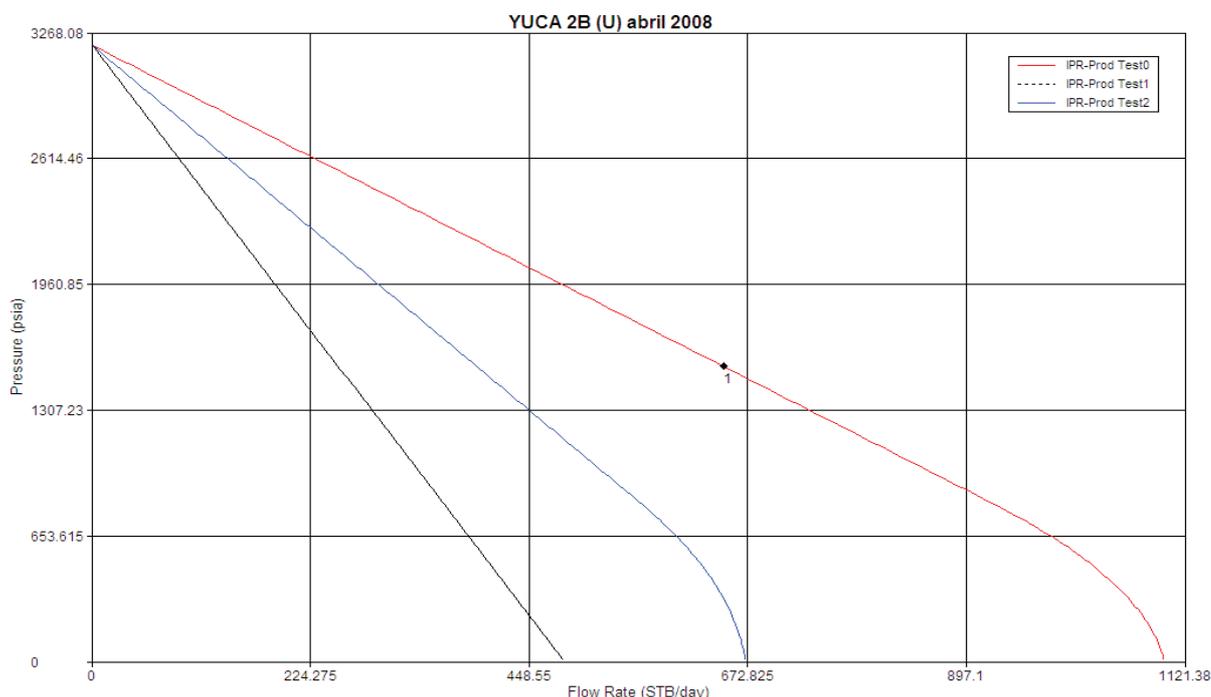
Figura 3.24:Gráfica Semilog de Horner YUCA 002-B.



Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR.

La figura 3.25 representan las curvas de IPR tanto para agua (color negro), petróleo (color azul) y fluido total (color rojo), este análisis nos brinda como resultados que el índice de productividad actual es de 0.388 en cambio el índice de productividad ideal es de 0.396, el software nos brinda un valor de la eficiencia de flujo de 0,98; además el valor de caudal máximo de 1099 BPD.

Figura 3.25: IPR YUCA 002-B.



Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR.

3.5.2 RESULTADOS DE ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN.

Una vez que hemos terminado con un análisis completo del pozo Yuca 002-B, hemos detallado en la tabla 3.10 los resultados obtenidos por los Build`Up para los pozos seleccionados del campo Yuca productores de la arena U.

Tabla 3.10: Resultado análisis pruebas de presión.

POZO	Permeabilidad K(md)	S	Caudal Petróleo Qo (Bls)	Presión de Reservorio PR (psi)	Presión de fondo Fluyente Pwf (psi)	Porosidad Ø
001-B	162	2.1	1.015	2864	2191	0,18
002-B	375	1.3	375	3204	1534	0,17
7	307	2.5	260	2919	1785	0,18
14	315	3.8	461	2217	1783	0,17
15	1549	20	335	2831	1920	0,15
23	506	-0,93	551	2401	2030	0,104
25	430	1.38	219	2528	1867	0.171

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

En el anexo 3.2 se detalla los resultados de los Build`Up para todos los pozos de Yuca.

Estos resultados son los últimos y más recientes de cada pozo como puede verse especificado, a estos se les añadirá los más antiguos para así tener una buena base de datos la cual usaremos para realizar modelos que nos permitirán conocer el comportamiento de los reservorios para de así poder ubicar las zonas que serán de nuestro interés.

3.5.3 PRESIÓN DE LOS YACIMIENTOS

3.5.3.1 Presión De Reservorio (P_R)

Las presiones actuales del reservorio para cada uno de los pozos productores, se obtuvieron extrapolando los datos existentes de la información recopilada en los Build`Ups históricos del campo.

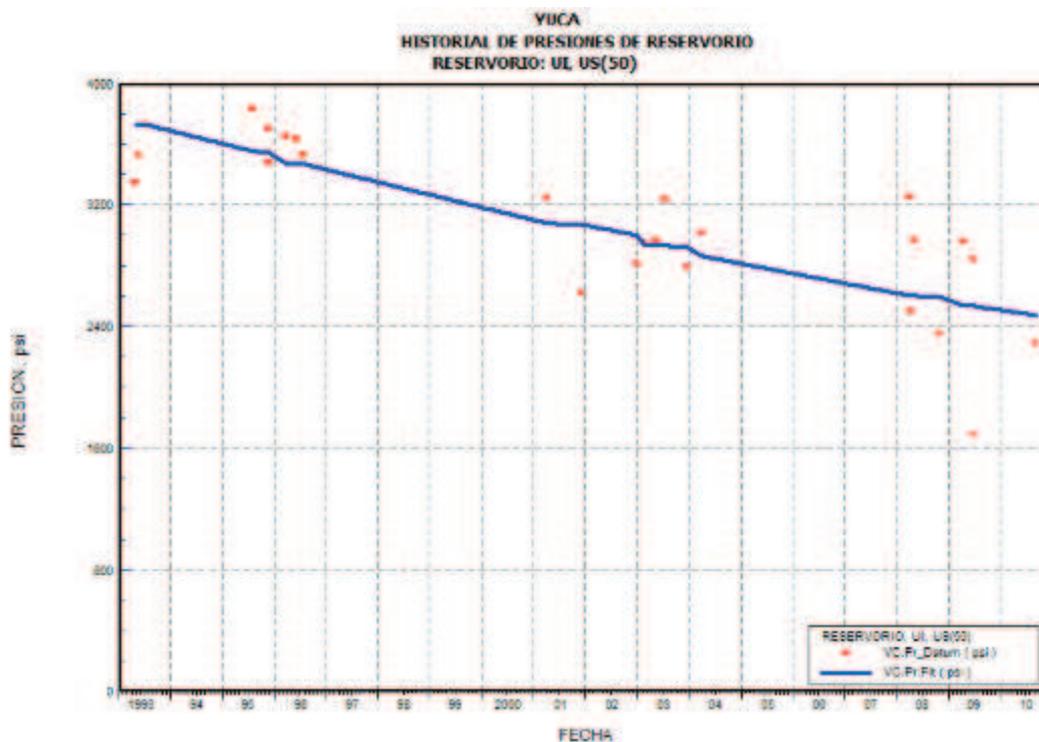
3.6 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRESIÓN (OFM)

Las presiones podemos decir que existe medida de las mismas a partir de 1993.

3.6.1 ARENA U

La presión inicial del reservorio fue reportada en 3796psi, se tienen registros de pruebas de presiones en la base de datos a partir de 1993, esto dirá cómo se ha ido depletando nuestra arena y a la postre nos permitirá ir localizando las zonas que han sido afectadas por dicha pérdida de presión, para determinar una presión actual se puede extrapolar un valor de 2400 psi, en vista a esto podemos determinar que nuestro reservorio se ha depletando en un 36,85% en el transcurso de estos años.

Figura 3.25: Historial presiones Campo Yuca Arena U



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Tabla 3.11: Presiones Históricas de la Arena U por pozo.

FECHA	ARENA	Prof_Mp	Prof_B	Pwf	Pr	Pwf(mp)	Pr(mp)
YUCA-1							
27/04/1993	U	9.298	9.298	2.407	3.245	2.407	3.245
YUCA-1B							
31/12/2002	U	9.558	9.409	2.191	2.864	2.248	2.921
YUCA-2B							
18/11/1995	U	9.330	9.380	2.462	3.670	2.441	3.649
05/04/2008	U	9.536	9.346	1.534	3.204	1.613	3.283
YUCA-03							
21/04/2008	U	9.586	9.374	2.420	3.104	2.511	3.195
YUCA-04							
29/07/1995	U	9.371	9.371	2.284	3.796	2.284	3.796
YUCA-05							
18/05/1993	U	9.500	9.500	1.750	3.546	1.750	3.546
YUCA-07							
04/07/1993	U	9.469	9.469	2.737	3.728	2.737	3.728
06/06/1996	U	9.435	9.435	3.015	3.608	3.015	3.608
25/02/2003	U	9.520	9.380	1.795	2.919	1.852	2.976

YUCA-09							
01/10/1995	U	9.462	9.462	2.290	3.564	2.290	3.564
04/10/1995	U	9.462	9.462	2.290	3.564	2.290	3.564
21/10/1995	U	9.276	9.276	2.708	3.599	2.708	3.599
23/07/1996	U	9.363	9.363	2.349	3.488	2.349	3.488
29/03/2004	U	9.472	9.385	1.995	2.986	2.030	3.021
YUCA-13							
25/03/1996	U	9.375	9.375	2.445	3.559	2.445	3.559
13/05/2003	U	9.560	9.450	2.258	2.960	2.304	3.006
19/12/2003	U	9.560	9.315	2.075	2.837	2.175	2.937
YUCA-15							
22/11/1995	U	9.467	9.467	2.762	3.472	2.762	3.472
16/07/2003	U	9.586	9.515	1.983	3.293	2.013	3.323
01/07/2009	U	9.593	9.458	1.920	2.831	1.977	2.888
YUCA-17							
16/08/2001	U	9.535	9.408	2.077	2.933	2.126	2.982
12/01/2003	U	9.960	9.842	1.483	3.900	1.531	3.948
19/02/2003	U	9.520	9.399	1.832	2.906	1.883	2.957
YUCA-19D							
13/04/2008	U	10.131	9.972	2.279	2.710	2.344	2.775
YUCA-20D							
08/05/2008	U	9.912	9.770	2.230	3.102	2.291	3.163
23/04/2009	U	9.910	9.832	2.528	3.147	2.562	3.181
YUCA-23D							
04/07/2009	U	11148	10996	1895	2250	1954	2309
YUCA-25D							
30/10/2008	UI	10.066	9.878	1.867	2.528	1.945	2.606

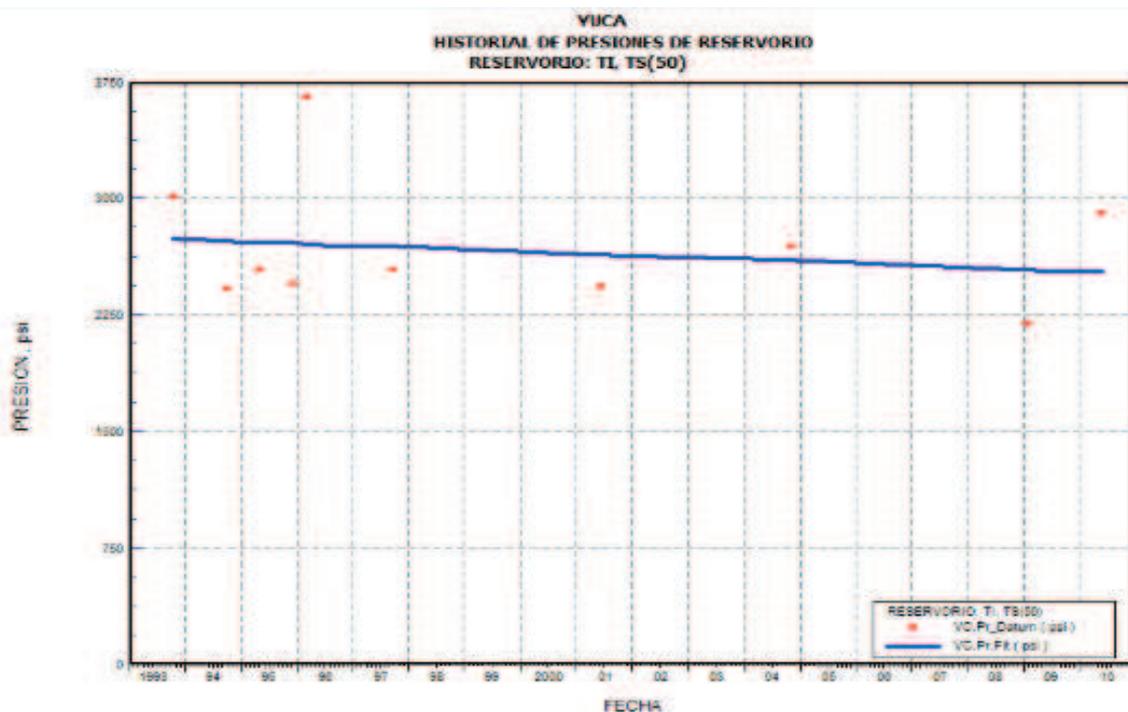
Fuente:EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

3.6.2 ARENA T

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4100 psi, la última prueba de presión se la obtuvo en mayo de 2010, en base a una extrapolación se puede hallar una presión actual de reservorio en el orden de 2400 psi. Nuestro reservorio se ha depletado 41,46%.

Figura 3.26: Historial presiones Campo Yuca Arena T



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Tabla 3.12: Presiones Históricas de la Arena T por pozo.

FECHA	ARENA	Prof_Mp	Prof_B	Pwf	Pr	Pwf(mp)	Pr(mp)
YUCA-1							
25/04/1997	T	9.517	9.517	2.087	2.415	2.087	2.415
YUCA-04							
26/07/1995	T	9.620	9.620	1.538	2.351	1.538	2.351
10/06/2008	T	9.829	9.455	1.535	2.262	1.676	2.403
YUCA-08							
16/10/1993	T	9.848	9.848	2.675	3.057	2.675	3.057
19/02/1998	T	9.798	9.798	1.586	2.009	1.586	2.009
08/11/2004	T	9.910	9.759	2.395	2.706	2.457	2.768
YUCA-09							
21/10/1995	T	9.276	9.276	2.708	3.599	2.708	3.599
21/07/1996	T	9.674	9.674				
YUCA-12							
01/05/1995	T	9.699	9.699	1.771	2.520	1.771	2.520
04/05/1995	T	9.672	9.672	2.113	2.620	2.113	2.620
08/12/1995	T	9.668	9.668	957	2.409	957	2.409
21/09/1997	T	9.656	9.656	1.765	2.489	1.765	2.489

YUCA-13							
01/10/1994	T	9.699	9.699	1.789	2.408	1.789	2.408
YUCA-14							
01/03/1996	T	9.654	9.654				
03/03/1996	T	9.654	9.654	2.188	3.585	2.188	3.585
YUCA-16							
14/06/2001	T	9.814	9.683	2.282	2.415	2.334	2.467
YUCA-17							
22/02/2006	T	9.818	9.525	1.777	2.748	1.884	2.855
YUCA-19D							
09/12/2009	T	10.381	9.952	1.566	2.717	1.746	2.897
YUCA-20D							
30/08/2009	T	10.346	9.766	752	3.514	957	3.719
YUCA-21D							
28/01/2009	T	9.988	9.882	1.882	2.251	1.918	2.287

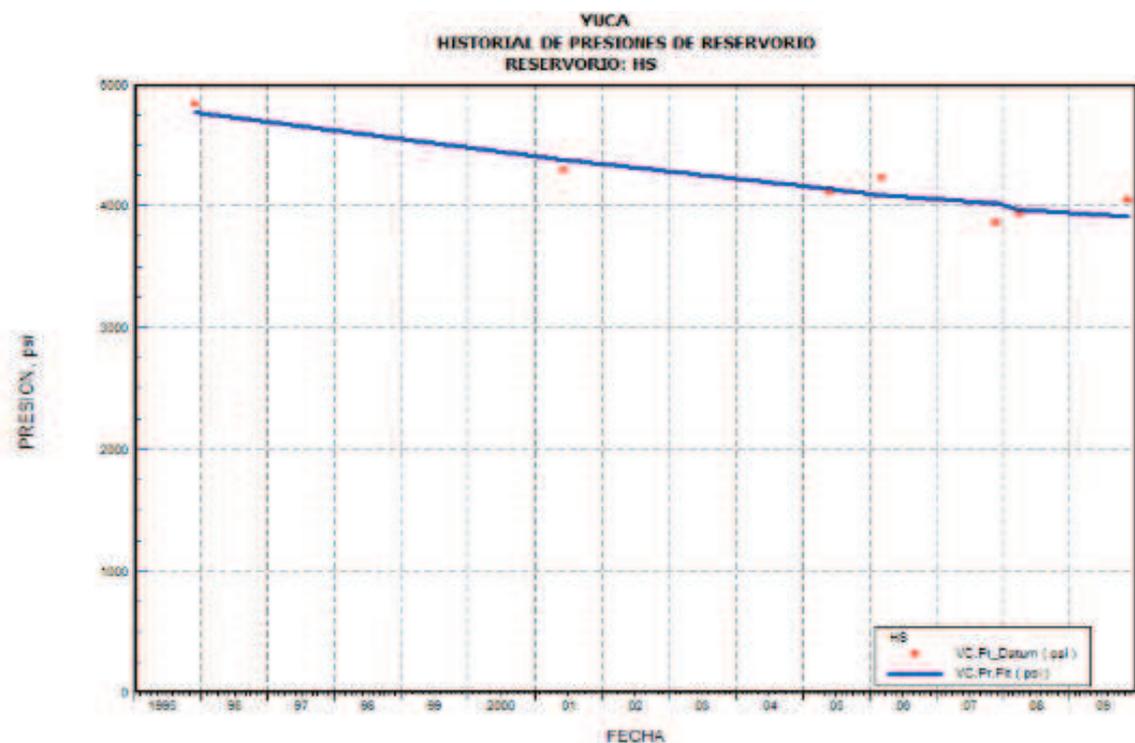
Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

3.6.3 ARENA HOLLÍN SUPERIOR

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4759 psi, la última prueba de presión se registra en agosto de 2009, extrapolando encontramos una presión actual de reservorio de 3700 psi, en vista de lo cual diremos que el reservorio se ha depletado en un 22,28%.

Figura 3.27: Historial presiones Campo Yuca Hollín Superior.



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Tabla 3.13: Presiones Históricas de la Arena HS por pozo.

FECHA	ARENA	Prof_Mp	Prof_B	Pwf	Pr	Pwf(mp)	Pr(mp)
YUCA-1							
05/06/1994	H	9.882	9.882	1.409	7.404	1.409	7.404
YUCA-15							
13/11/1995	HS	9.338	9.338	1.131	3.875	1.131	3.875
YUCA-16							
10/06/2001	HS	9.974	8.842	2.302	3.844	2.777	4.319
01/12/2007	HS	9.960	9.269	1.839	3.595	2.121	3.877
YUCA-19D							
19/11/2009	HS	10.527	9.940	1.216	4.062	1.453	4.299

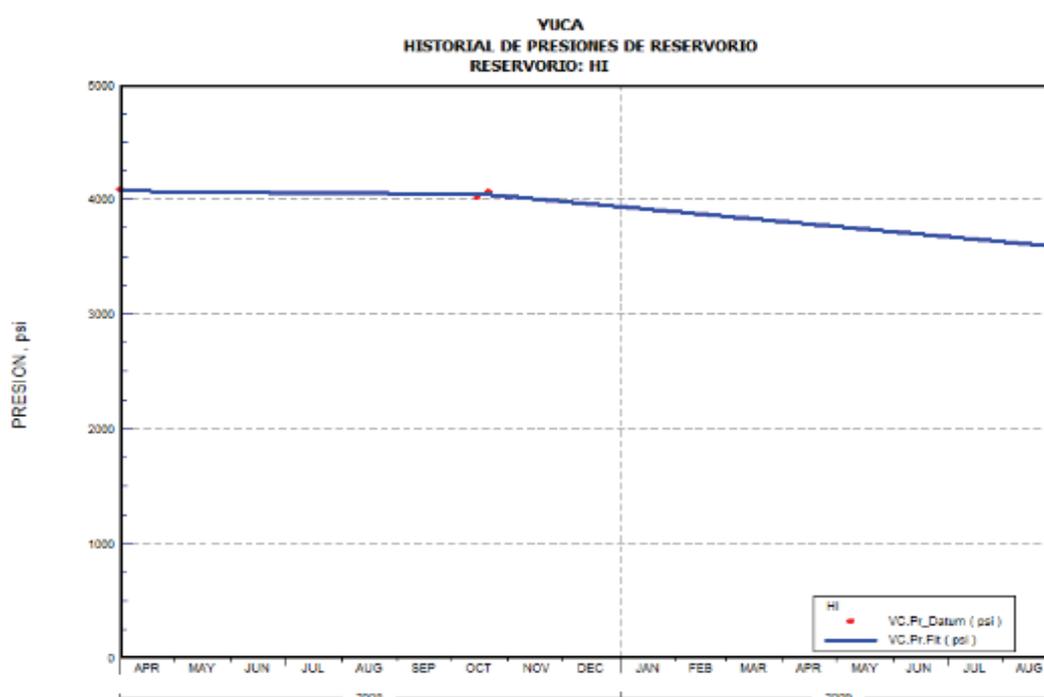
Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

3.6.4 ARENA HOLLÍN INFERIOR

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4322 psi, el reservorio no dispone de datos actuales de presión. Sin embargo debido a que este reservorio no se encuentra produciendo desde marzo del 2010 la extrapolación fue realizada al 30 de Abril del 2010; obteniéndose un valor de 3700 psi, en vista de lo cual diremos que el reservorio se ha depletado en un 14,4%.

Figura 3.28: Historial presiones Campo Yuca Hollín Inferior.



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Tabla 3.14: Presiones Históricas de la Arena HI por pozo.

FECHA	ARENA	Prof_Mp	Prof_B	Pwf	Pr	Pwf(mp)	Pr(mp)
YUCA-21D							
15/10/2008	HI	10.192	10.010	421	4.028	491	4.098
21/10/2008	HI	10.197	10.118	3.753	4.125	3.787	4.159
YUCA-22D							
01/04/2008	HI	10.510	10.318	3.611	4.227	3.676	4.292

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

3.6.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRESIÓN

En la tabla 3.15 se detalla el valor que se ha depletado cada arena.

Tabla 3.15: Resultados del análisis de la historia de presión.

ARENA	% DEPLETADO
U	36.85
T	41,46
HOLLÍN SUPERIOR	22,28
HOLLÍN INFERIOR	14,4

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

3.6.6 PERMEABILIDAD Y DAÑO DE LA FORMACIÓN

En la tabla 3.16 se detallan las permeabilidades y el daño de formación para cada pozo, provenientes de los anillos de presiones.

Tabla 3.16: Datos de permeabilidad y daño de formación para cada pozo.

POZO	Sf	St	K(md)
YUC001A:UI	4,5	4,5	86
YUC001B:UI	2,1	2,1	162
YUC002B:UI	1,3	1,3	375
YUC004A:UI	15	17	195
YUC005A:UI	10	14	84
YUC007A:UI	16,4	16,4	600
YUC008A:TI	7,59	7,59	232
YUC009A:UI	2,11	5,12	375
YUC012A:TI	3,1	7,2	76
YUC013A:HS	0,6	0,6	41
YUC013A:TI	1,72	1,72	157
YUC013A:UI	1,07	1,07	399
YUC014A:HS	6,29	9,17	73

YUC014A:TI	77,55	77,55	320
YUC015A:UI	20	20	1549
YUC016A:HS	2	2	46
YUC016A:TI	2,24	2,24	266
YUC016A:TS	9,37	9,37	381
YUC016A:UI	2,6	2,6	1035
YUC019D:HS	9	9	40
YUC019D:UI	2,75	2,75	953
YUC020D:HI	1,74	1,74	10
YUC020D:UI	17	17	3450
YUC021D:HI	-2,11	-2,11	348
YUC021D:TI	1,6	1,6	151
YUC022D:HI	2,19	2,19	891
YUC023D:UI	0,157	0,157	506
YUC025D:UI	1,83	1,83	430

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

La Tabla 3.16 nos muestra el valor del daño que poseen los pozos pertenecientes al campo Yuca, observamos que la mayoría de ellos poseen un valor positivo, las permeabilidades se podría decir que tienen valores de medianos a altos que se verán evidenciados de mejor manera en el capítulo IV gracias a los mapas de grillas.

CAPÍTULO IV

DETERMINACIÓN DE ZONAS DEPLETADAS Y NO DRENADAS DEL CAMPO Y UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS

4.1 INTRODUCCIÓN

Con toda la información obtenida en los capítulos anteriores, como parámetros petrofísicos y de fluidos, historia de presiones y de producción, analizaremos el estado del campo al 31 de diciembre del 2012, para detectar zonas no drenadas con posibilidad de ubicar pozos que nos permitan drenar las reservas que todavía nos quedan, principalmente en la arena U inferior que es la de mayor potencial.

4.2 OFMTM OIL FIELD MANAGER

El software OFM OIL FIELD MANAGER permite al usuario trabajar de una manera amigable e interactiva con los datos y la información del campo, el éxito de la aplicación del programa dependerá justamente de la calidad, cantidad y de que tan actualizados este estos datos, esta información se encuentra almacenada en una gran base de datos (ACCESS).

OFM se basa en el análisis del comportamiento de yacimiento y del pozo con el fin de mejorar el rendimiento en la producción en base de valiosas herramientas de pronósticos.

En nuestro caso lo hemos empleado con el fin de crear curvas de declinación y de tendencias de producción que nos permite observar cómo ha ido declinando la presión y producción del campo a lo largo de su vida, mapas de burbuja que nos proporcionaran el radio de drenaje, mapas de grilla que nos muestran zonas y sus diferentes comportamientos de acuerdo a la orientación del análisis.

4.3 ZONAS DEPLETADAS Y NO DRENADAS

Las zonas depletadas son aquellas zonas en las cuales la presión ha disminuido por efecto de la producción de petróleo. En ocasiones en estas zonas ya no se ubicarán pozos de desarrollo debido a su bajo potencial petrolífero.

Las zonas no drenadas son zonas cuyas reservas no han sido producidas, cuyo petróleo no ha sido llevado a superficie, nos permiten ubicar pozos de desarrollo.

Analizaremos el Campo Yuca para la arena U inferior utilizando el software OFM, para lo cual se ha cargado la base de datos con toda la información disponible, de historiales de producción e historiales de presión, etc.

4.3.1 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR (OFM)

Como se había analizado anteriormente, la presión actual del reservorio en el Campo Yuca está en un rango de 2200 psi – 2400 psi. La presión del reservorio no llega a la presión de burbuja que es de 830 psi.

La presión actual por pozo se incluye en la siguiente tabla:

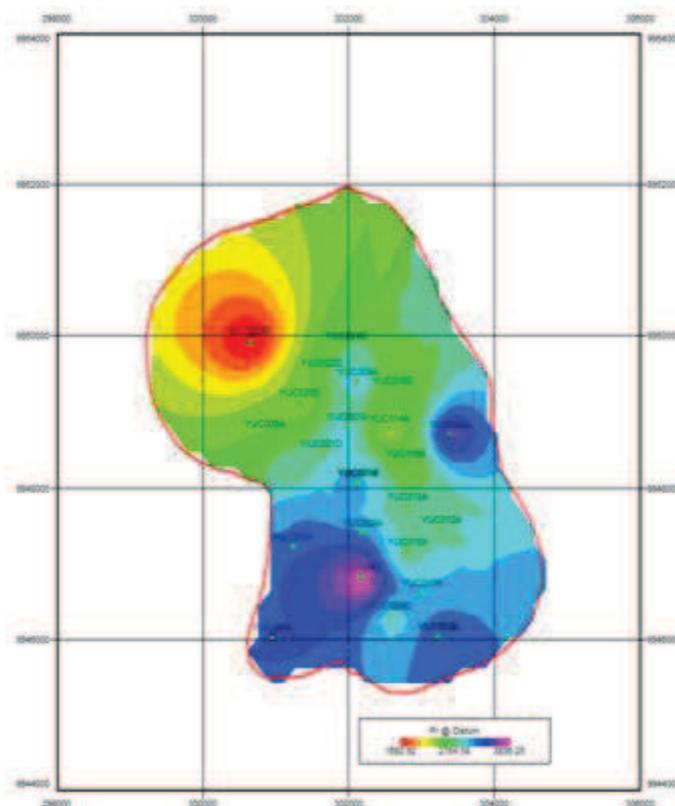
Tabla 4.1: Presión actual por pozo.

POZO	ARENA	PR	Pwf
YUC_001B	UI	2363	716
YUC_002B	UI	2363	1164
YUC_007	UI	2262	1196
YUC_014	UI	2290	1563
YUC_015	UI	2363	1872
YUC_022D	UI	2363	1009
YUC_023D	UI	1693	1298
YUC_025D	UI	2355	2030

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Al plasmar en un mapa de grillas la historia de presiones de la arena U se puede obtener de acuerdo a una escala de colores como ha ido declinando la presión a través del tiempo y se puede visualizar como se encuentra el campo actualmente.

Figura 4.1: Gripmap de las presiones de reservorio.



Fuente: OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Se puede apreciar en el grafico que la mayor caída de presión se da en las zonas de color rojo y de acuerdo a la escala de colores la mayor presión está en la zona de color verde (2400 psi). De acuerdo al análisis de la historia de producción por pozo, el mantenimiento de la presión en la parte sur y este del Campo se da por la entrada de agua proveniente del acuífero lateral.

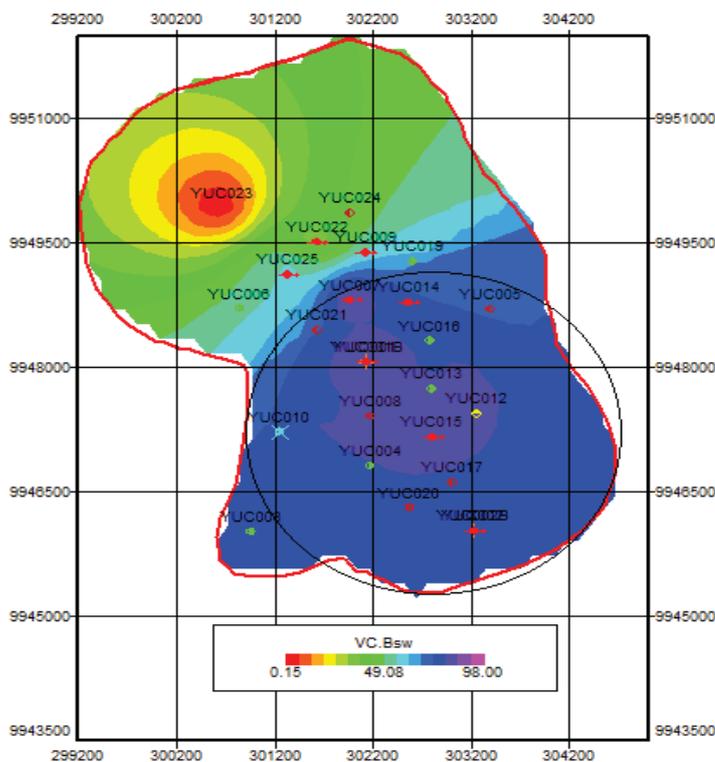
4.3.2 ANALISIS DE PRODUCCIÓN

4.3.2.1 BSW

Como podemos observar en la Figura 4.2, en el sur del campo el BSW es alto (alrededor del 80%); en cambio en la parte Nor-oeste el BSW está en un rango del 15% al 50%.

La figura 4.2 nos confirma, que en la arena UI el acuífero es lateral con presencia en la parte sur y este del campo, además, el inicio de la producción de este campo se da en los pozos perforados en el sur, por lo que esta zona ha sido inundada de agua, dejando como una zona potencial a la parte norte en la que se aprecia que no existe una presencia alta de agua ya que esta es una zona relativamente nueva.

Figura 4.2: BSW



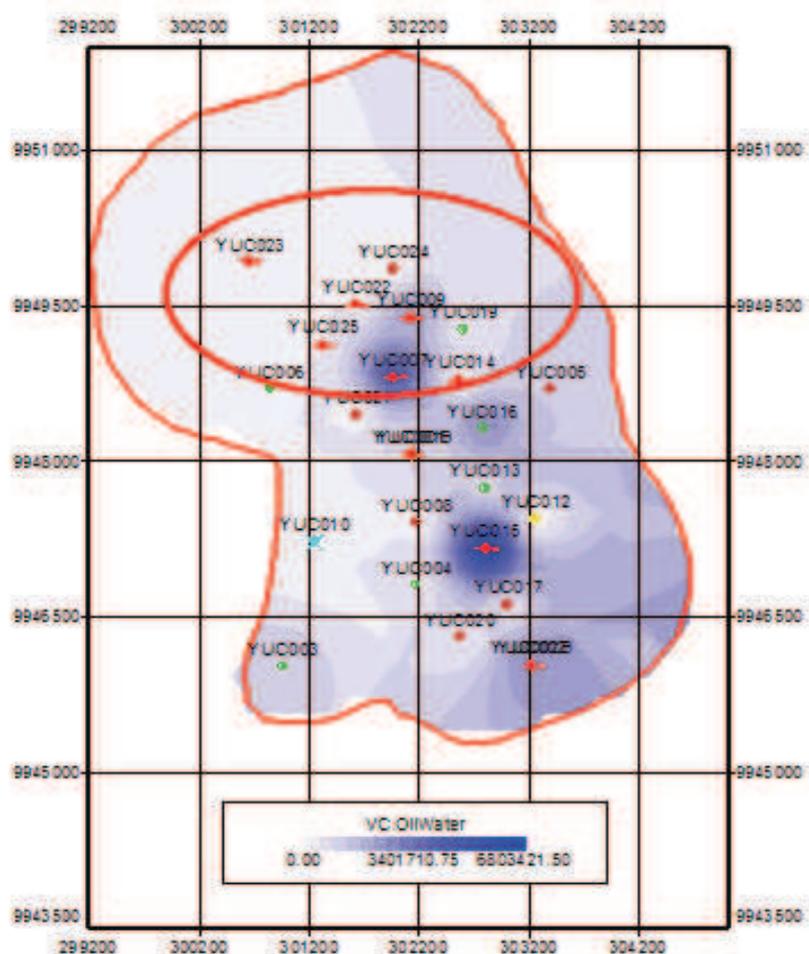
Fuente: OFM

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

4.3.2.2 Acumulado De Agua

La figura 4.3 nos permite observar los acumulados de agua distribuidos en el campo, distinguimos que la parte azul intensa se encuentra en los pozos YUC-015 y YUC-07, que son las zonas de mayor acumulación de agua.

Figura 4.3:Acumulado de agua para el campo Yuca.



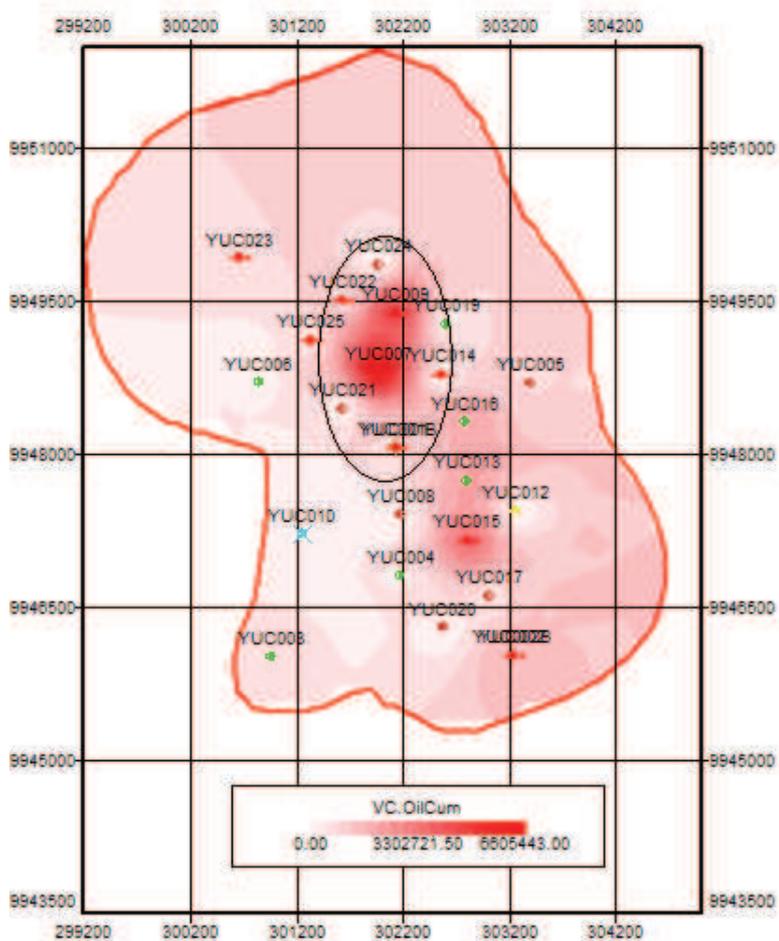
Fuente: OFM

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

4.3.2.3 Acumulado De Petróleo

La figura 4.4 muestra los acumulados de petróleo para el área del campo Yuca, se observa que la mayor acumulación de petróleo se encuentra alrededor de los campos señalados en la figura 4.4.

Figura 4.4:Acumulado de petróleo para el campo Yuca.



Fuente: OFM

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

4.3.2.4 Índice De Heterogeneidad:

Se define como la relación entre un valor dado de determinada propiedad y el valor promedio de dicha propiedad menos la unidad, se representa con la siguiente ecuación:

$$IH = \frac{V}{V_p} - 1$$

Donde:

V: valor determinado de una propiedad

V_p : valor promedio aritmético de esta propiedad

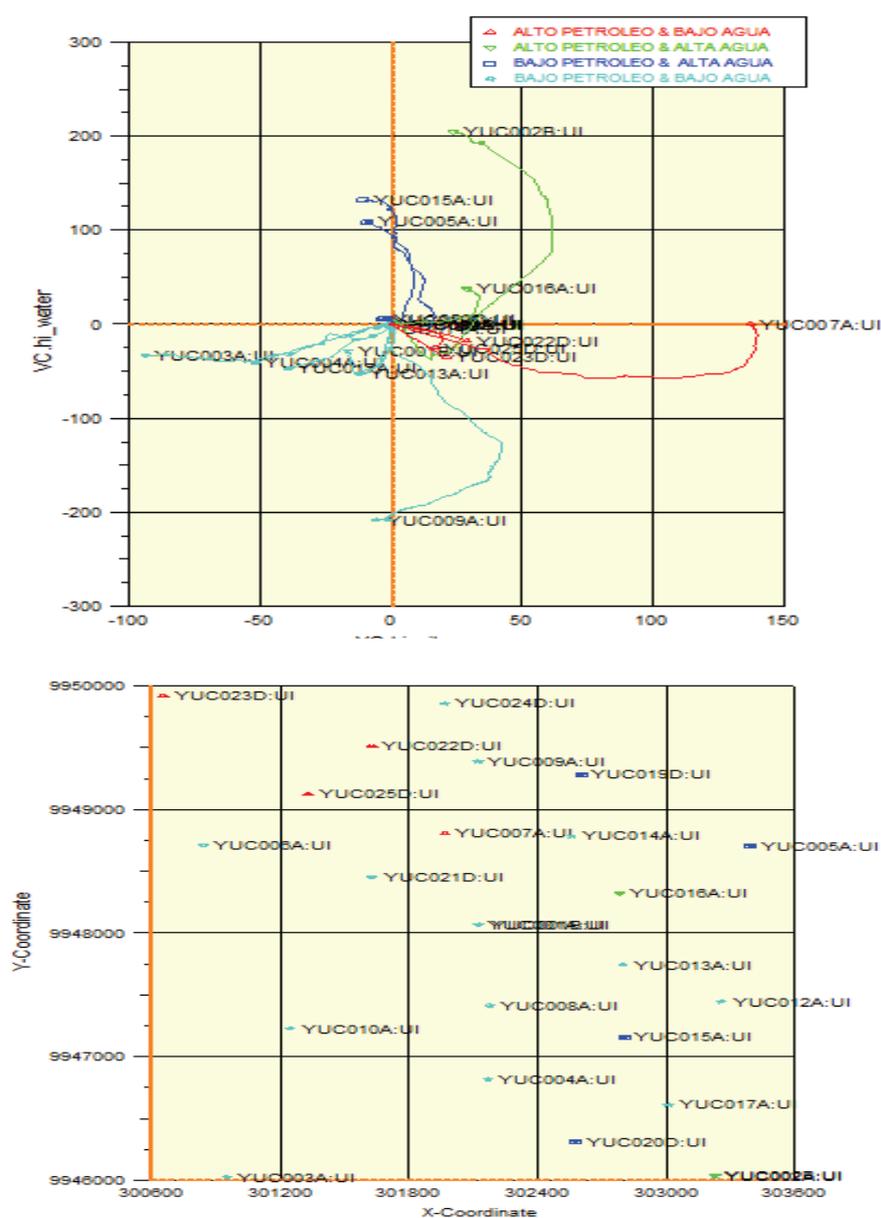
Este índice nos es útil para determinar la posición relativa de un valor dado en comparación al valor promedio de esta variable y saber si se encuentra por encima o por debajo del mismo.

Un ejemplo simple sería: calcular el valor promedio mensual de la producción de petróleo, agua o gas, comparar la producción de estos fluidos de un pozo en particular y determinar si el mismo se encuentra por encima o por debajo del promedio; es decir definir si es buen o mal productor en comparación con el resto de los pozos del área que se encuentra siendo estudiada. Recurriremos nuevamente al software Oil Field Manager (OFM) que nos permite construir un gráfico que se encuentra en coordenadas cartesianas en el cual graficaremos el índice de heterogeneidad acumulado del petróleo (eje X) vs el índice de heterogeneidad del agua (eje Y). Notamos que en el primer cuadrante se encuentran los pozos con mayor tasa de petróleo y mayor tasa de agua entre los que se encuentran los pozos YUC-016 y YUC-002.

En el segundo cuadrante se encuentran ubicados los pozos con alta producción de agua y baja producción de petróleo, esto nos muestra pozos de la parte sur del campo, en donde la zona se muestra inundada debido a que en esta zona se inició la producción de petróleo del campo. En el tercer cuadrante notamos que se encuentran los pozos con menor producción de petróleo y menor producción de

agua. Finalmente en el cuarto cuadrante se ubican los mejores pozos de nuestro yacimiento, debido a que su producción es en su mayoría de petróleo con poca producción de agua y notamos que los pozos son: YUC-022, YUC-023, YUC-025, debido a que la zona en la que se encuentran es una zona relativamente nueva y se comprobó que existe gran cantidad de petróleo acumulado.

Figura 4.5: Índice de Heterogeneidad del campo Yuca.



Fuente: OFM

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

4.3.3 CONCLUSIÓN (ZONAS DEPLETADAS Y ZONAS NO DRENADAS)

Como resultado obtenido del análisis de los mapas de grillas podemos concluir que la zona que califica para la ubicación de nuestros pozos va ser la zona superior de nuestro corte estructural alrededor de los pozos YUC-023, YUC-022, YUC-025 y YUC-07, por lo tanto la zona potencial de nuestro campo va ser la zona marca en la figura 4.3.

Mientras que zona inferior va ser descartada para la ubicación de pozos, ya esta zona se ha depletado casi en su totalidad, la tenemos marcada en la figura 4.2.

4.4 UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS

Para determinar la ubicación de nuestros pozos en desarrollo realizamos un análisis completo de las características de nuestro campo.

- Análisis de Parámetros Petrofísicos
- Análisis de Radios de Drenaje
- Comportamiento de la Estructura del campo
- Análisis de Presiones
- Análisis de Reservas
- Espaciamiento entre pozos

Todos estos análisis se realizaron en base a los datos petrofísicos obtenidos por las pruebas de Build'Up, las cuales están en el Anexo 3.1.

4.4.1 ANÁLISIS DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

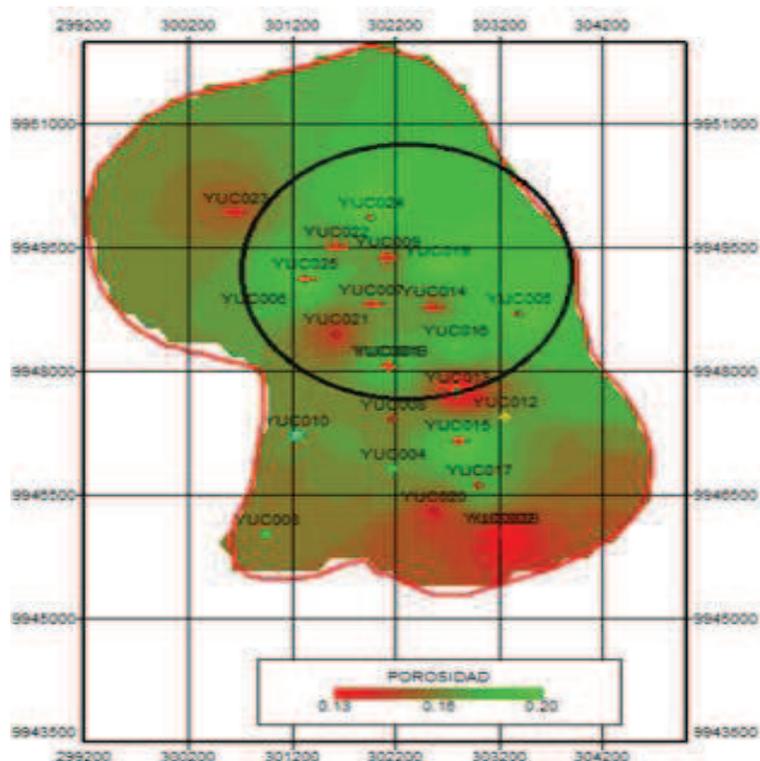
Una zona potencial para nuestro proyecto será la que se posea una buena porosidad en la cual el hidrocarburo se encuentre alojado, tenga un bajo corte de agua, además un espesor adecuado para la producción y que la permeabilidad de la roca sea la adecuada para que el hidrocarburo fluya a través del espacio poroso.

Para obtener buenos resultados de nuestro análisis, y constatar lo dicho anteriormente se ha utilizado las herramientas del programa OFM, que nos permiten tener una visión de la realidad.

4.4.1.1 Porosidad (Φ)

La porosidad obtenida en la figura 4.6 muestra claramente cómo se encuentra repartida a lo largo del campo. Se ha concluido que la parte centro norte es la zona con mayor espacio poroso, las áreas que toman el color verde serán las que posean un buen porcentaje de porosidad, mientras que las áreas que toman el color rojo son de bajas porosidades.

Figura 4.6: Porosidad para el campo Yuca.



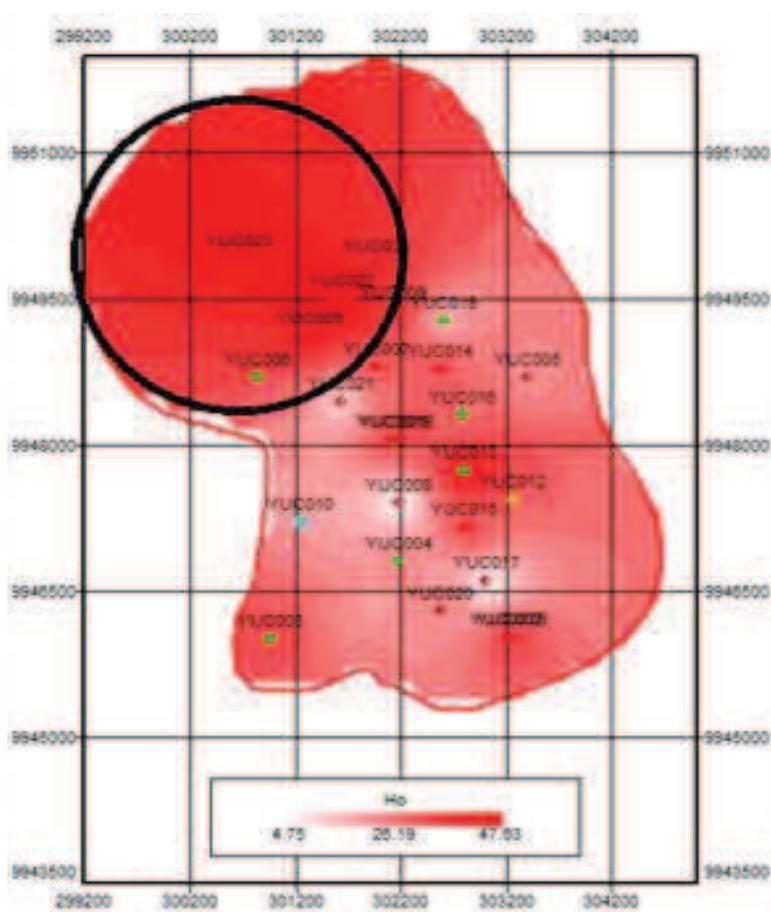
Fuente: OFM

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

4.4.1.2 Espesor De Arena

El espesor con el que se cuente resulta de suma importancia, debido a que mientras mayor sea, se podrá extraer mayor cantidad de hidrocarburo, como podemos observar los mejores espesores se encuentran en la parte norte (color rojo intenso), en cambio las zonas de color rojo en menor intensidad serán zonas con espesores pequeños.

Figura 4.7: Espesor neto de arena HO



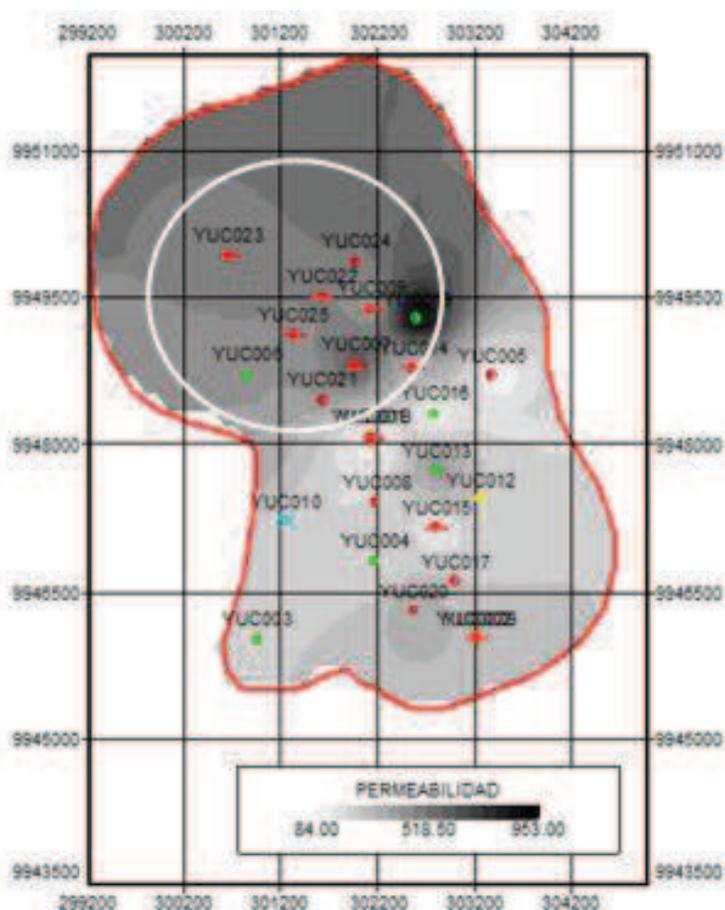
Fuente: OFM

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

4.4.1.3 Permeabilidad

La permeabilidad de la roca se define como la capacidad que posee la misma para permitir el flujo de fluidos a través de su espacio poroso, observamos que tenemos buenos valores de permeabilidad que se encuentran en la parte norte de nuestro modelo.

Figura 4.8: Permeabilidades del campo Yuca



Fuente: OFM

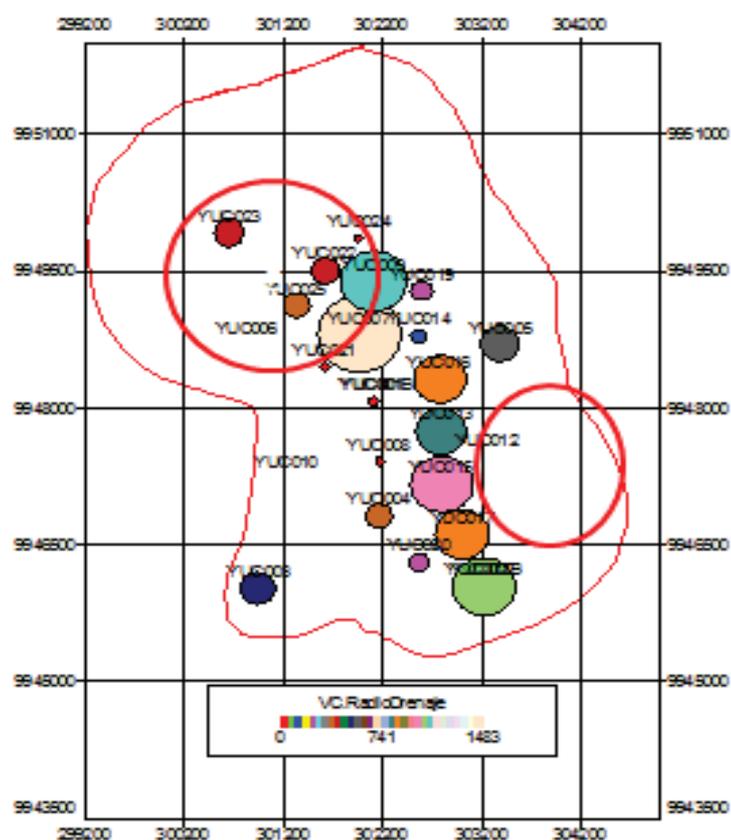
Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

4.4.2 ANÁLISIS DE RADIOS DE DRENAJE

Como podemos ver en el modelo desarrollado en OFM notamos los pozos con sus respectivos radios de drenaje, esto nos muestra claramente los lugares drenados y que no serán útiles para la posterior ubicación de nuevos pozos.

Se concluye que la parte Nor-Oeste del campo será la elegida, por tener los mejores radios de drenaje

Figura 4.9: Radios de drenaje para el campo Yuca



Fuente: OFM

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

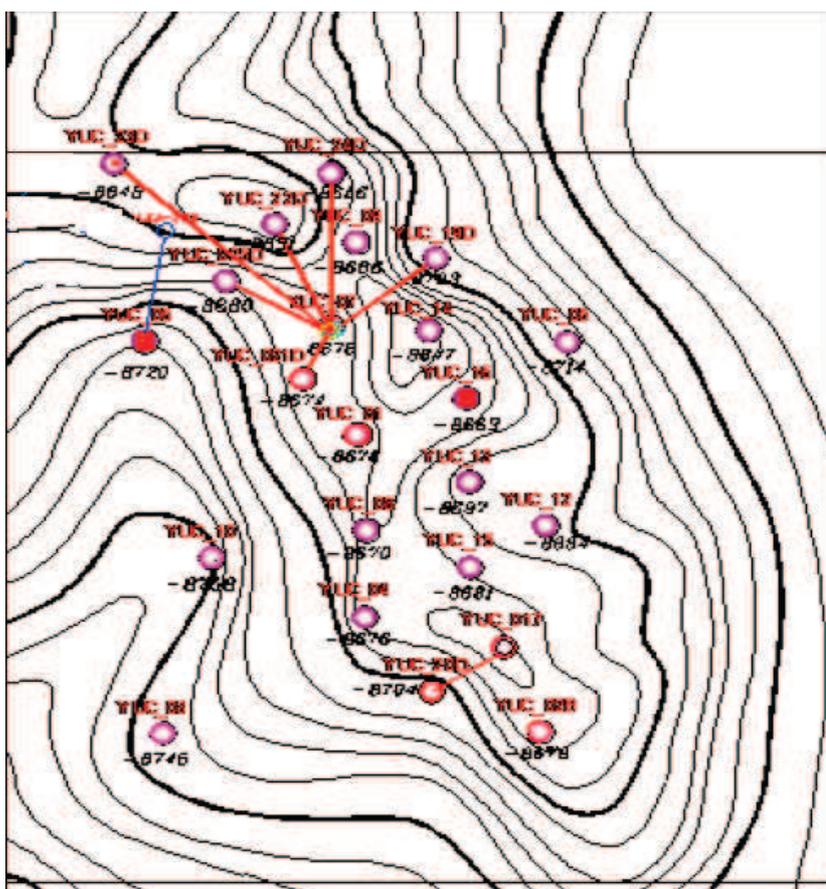
Para poder tomar una decisión y para poder observar que zonas aún no han sido drenadas nos valemos además de los mapas estructurales

4.4.3 COMPORTAMIENTO DE LA ESTRUCTURA DEL CAMPO

Los mapas estructurales nos servirán para determinar si el lugar en el que se está analizando, al ubicar los nuevos pozos se encuentran en un alto o en un bajo estructural.

En la figura 4.10 notamos que existen 3 altos estructurales bien marcados en este mapa, el alto más evidente es el que se encuentra en la parte Norte, por lo que se concluye que la zona Norte es la más apropiada para ubicar nuestros nuevos pozos, lo que concuerda con el análisis petrofísico hecho anteriormente.

Figura 4.10: Mapa estructural Campo Yuca.



Fuente: EP Petroecuador.

4.4.4 ANALISIS DE PRESIONES

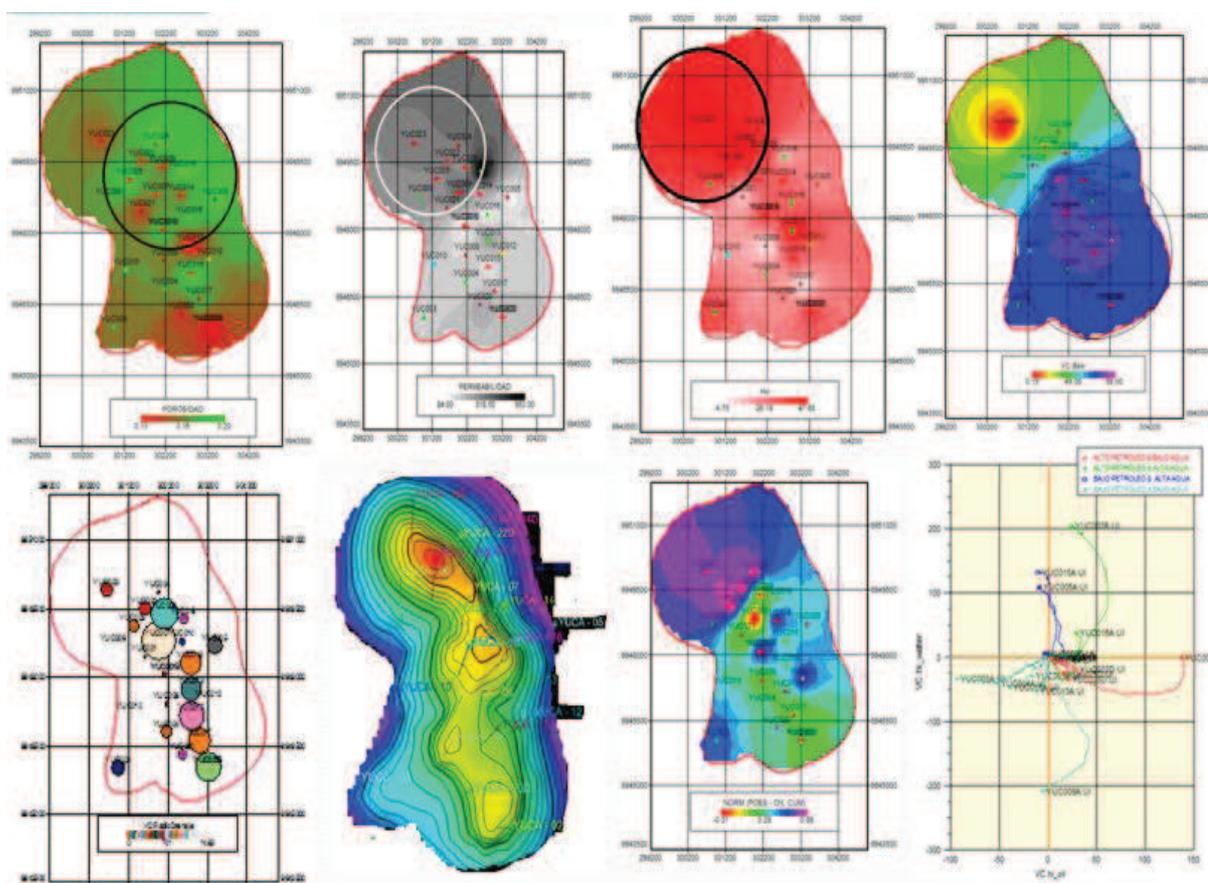
Como destacamos en el Capítulo III, La presión inicial del reservorio al inicio de su vida productiva fue de 3796 psi y actualmente es de 2400 psi, es decir que en 30 años ha declinado aproximadamente 1396psi, lo que nos da un promedio de 45 psi por año para el reservorio.

4.5 PROPUESTA DE UBICACIÓN DE NUEVO POZO A PERFORARSE

Al final de los respectivos análisis petrofísicos (porosidad, permeabilidad, bsw, espesores de arena), análisis de radios de drenaje, al analizar los mapas de contornos estructurales nos mostraron la existencia de altos estructurales, ubicándose en esta área las zonas que aún no han sido drenadas, además de cumplir con las normas de espaciamiento entre pozos hemos llegado a la conclusión que la zona más idónea que cumple todas las características señaladas es la que se encuentra en la parte norte, es así que recomendaremos la perforación de cuatro pozos que de acuerdo a nuestro estudio se encuentran alrededor de los pozos YUC-022, YUC-023, y YUC-025 que a su vez son los pozos que más producen en la arena "U".

En la figura 4.11 se muestra un resumen de las características analizadas para la ubicación de nuevos pozos.

Figura 4.11: Metodología de ubicación.



Fuente: OFM

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

Las características serán similares a las de sus pozos vecinos, nuestros pozos propuesto serán el “YUC-26, YUC-027, YUC-028, YUC-029”, los mismos que están cercanos a los pozos YUC-022, YUC-023, y YUC-025.

La tabla 4.2 muestra las características de los pozos vecinos a los pozos propuestos y que producen para la arena U que es la que mayor aporta a la producción total del campo.

Tabla 4.2:Características de los Pozos Vecinos.

Pozo	Arena	BFPD	BPPD	BSW
YUC-001BUI	UI	1.984,00	396,80	80,00
YUC-002BUI	UI	1.212,00	303,00	75,00
YUC-007U	U	1.710,00	342,00	80,00
YUC-014UI	UI	866,00	103,92	88,00
YUC-015U	U	1.053,00	263,25	75,00
YUC-022DUI	UI	1.140,00	866,40	24,00
YUC-023DU	U	667,00	665,67	0,20
YUC-025DUI	UI	540,00	345,60	36,00
YUCA		9.172,00	3.286,64	

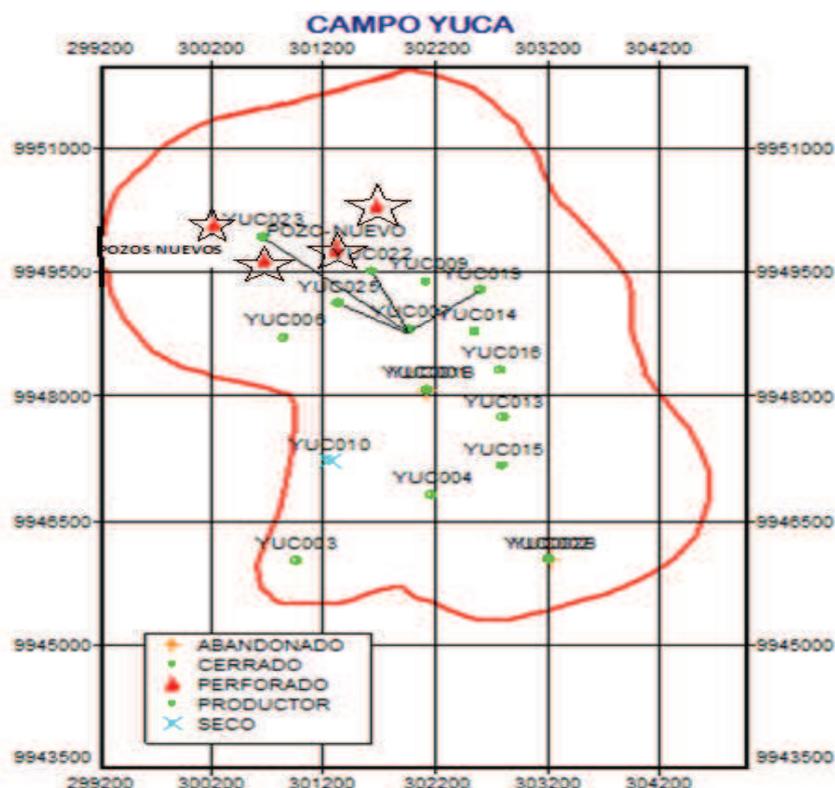
Fuente:Departamento Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

4.5.1 COORDENADAS DE UBICACIÓN NUEVOS POZOS

4.5.1.2 Ubicación De Los Nuevos Pozos

Figura 4.12: Ubicación de los pozos nuevos.



Fuente:Departamento Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

4.5.1.3 Coordenadas de Ubicación y Producción de Nuevos Pozos

Luego del respectivo análisis petrofísico, al determinar con los mapas estructurales la existe de “altos”, sabiendo donde se encuentran la mayor cantidad de petróleo recuperable, ubicando las zonas que aún no han sido drenadas, además de cumplir con las normas de espaciamiento entre pozos hemos llegado a la conclusión que la zona más idónea que cumple todas las características señaladas es la que se encuentra en la parte norte.

Es así que recomendaremos la perforación de cuatro pozos que serán el YUC-026, YUC-027, YUC-028, YUC-029 la ubicación en coordenadas se la detalla en la tabla.

Tabla 4.3: Pozos propuestos a ser perforados

Pozo	Coordenada		Producción diaria Inicial (BPPD)
	X	Y	
Yuca-026	301132.07	9949684.43	860
Yuca-027	301329.20	9950145.90	660
Yuca-028	302443.77	9949675.40	310
Yuca-029	300846.61	9949457.37	340

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos

La producción detallada en la tabla se la determino en base a los pozos vecinos, se tomó como referencia las producciones de cada pozo vecino YUC_022D, YUC_023D y YUC_025D y se determinó un punto de referencia para cada pozo propuesto.

4.6 PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN (OFM)

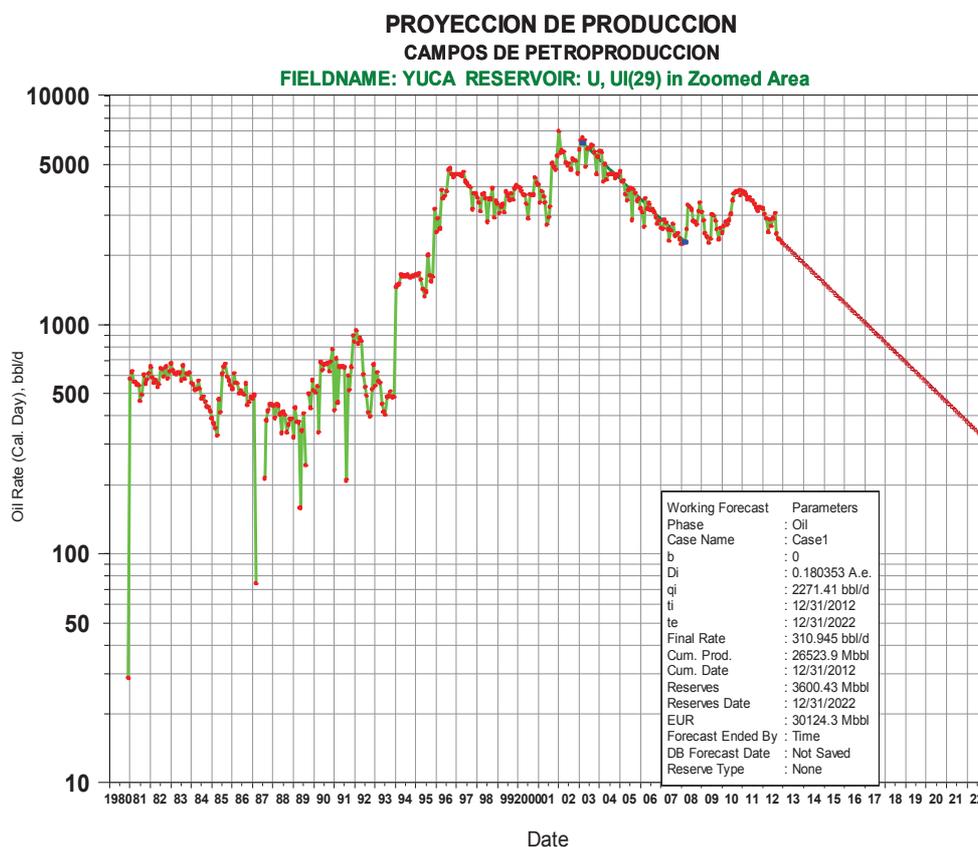
Con el fin de determinar el comportamiento de la producción de los pozos propuestos se realizará la proyección de producción de petróleo agua y gas de cada pozo, con esto se determinará el volumen de reservas de cada pozo.

Con la proyección de producción del campo a 10 años y con la proyección de producción de cada pozo propuesto se tendrá la predicción de producción del Campo Yuca.

4.6.1 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN ARENA U CAMPO YUCA

Utilizando la herramienta OFM realizamos el cálculo de la declinación anual de producción de la arena U. Como se puede apreciar en la recuadro de la figura 4.13 esta declinación es del 18% anual.

Figura 4.13: Cálculo de la Declinación anual de Producción Arena U.



Fuente:OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

4.6.2 POZOS NUEVOS

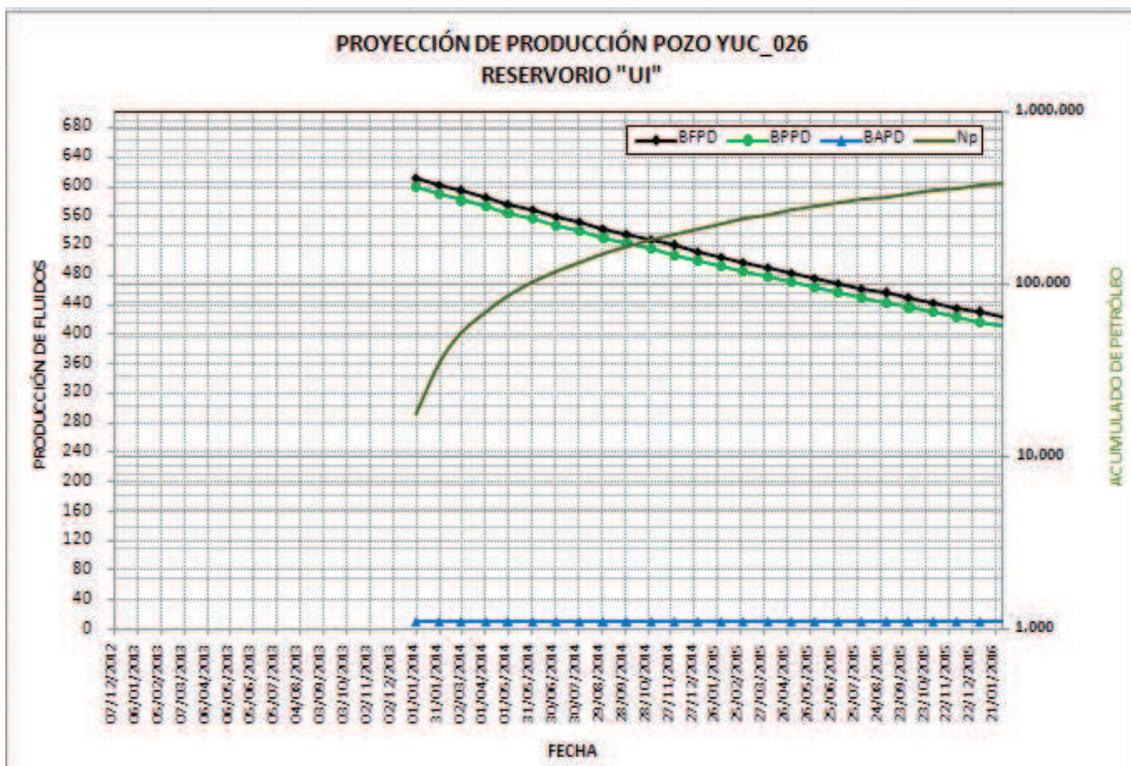
Considerando la producción inicial de petróleo de cada pozo, un tiempo de 10 años y una declinación de producción anual de 18% la proyección de producción de cada pozo se encuentra en el siguiente cuadro. Para el pozo YUC_026, se considera que la producción inicia el 01/01/2014, con el pozo ya perforado, mientras que los pozos YUC_027, YUC_028 y YUC_029 irán entrando a producción en intervalos de dos meses para cada uno.

Tabla 4.4: Proyección de Producción pozo YUC_026.

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN POZO YUC_026D						
RESERVORIO "UI"						
AÑO	MES	BFPD	BPPD	BAPD	PROD. MENSUAL (Bls.)	Np (Bls.)
2014-2024	01/01/2014	612	600	12	18.000	18.000
	01/02/2014	603	591	12	17.730	35.730
	01/03/2014	594	582	12	17.464	53.194
	01/04/2014	585	573	12	17.202	70.396
	01/05/2014	577	565	12	16.944	87.340
	01/06/2014	568	556	12	16.690	104.030
	01/07/2014	560	548	12	16.440	120.470
	01/08/2014	552	540	12	16.193	136.663
	01/09/2014	544	532	12	15.950	152.613
	01/10/2014	536	524	12	15.711	168.323
	01/11/2014	528	516	12	15.475	183.799
	01/12/2014	520	508	12	15.243	199.042
	01/01/2024	113	98	15	2.935	1.007.263
	01/02/2024	111	96	15	2.891	1.010.154
	01/03/2024	110	95	15	2.848	1.013.002
	01/04/2024	108	93	15	2.805	1.015.807
	01/05/2024	107	92	15	2.763	1.018.570
	01/06/2024	106	91	15	2.721	1.021.291
	01/07/2024	104	89	15	2.681	1.023.972
	01/08/2024	103	88	15	2.640	1.026.612
	01/09/2024	102	87	15	2.601	1.029.213
	01/10/2024	101	85	15	2.562	1.031.775
	01/11/2024	99	84	15	2.523	1.034.298
	01/12/2024	98	83	15	2.486	1.036.784

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Figura 4.14: Proyección de Producción YUC_026.



Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Tabla 4.5: Proyección de Producción pozo YUC_027.

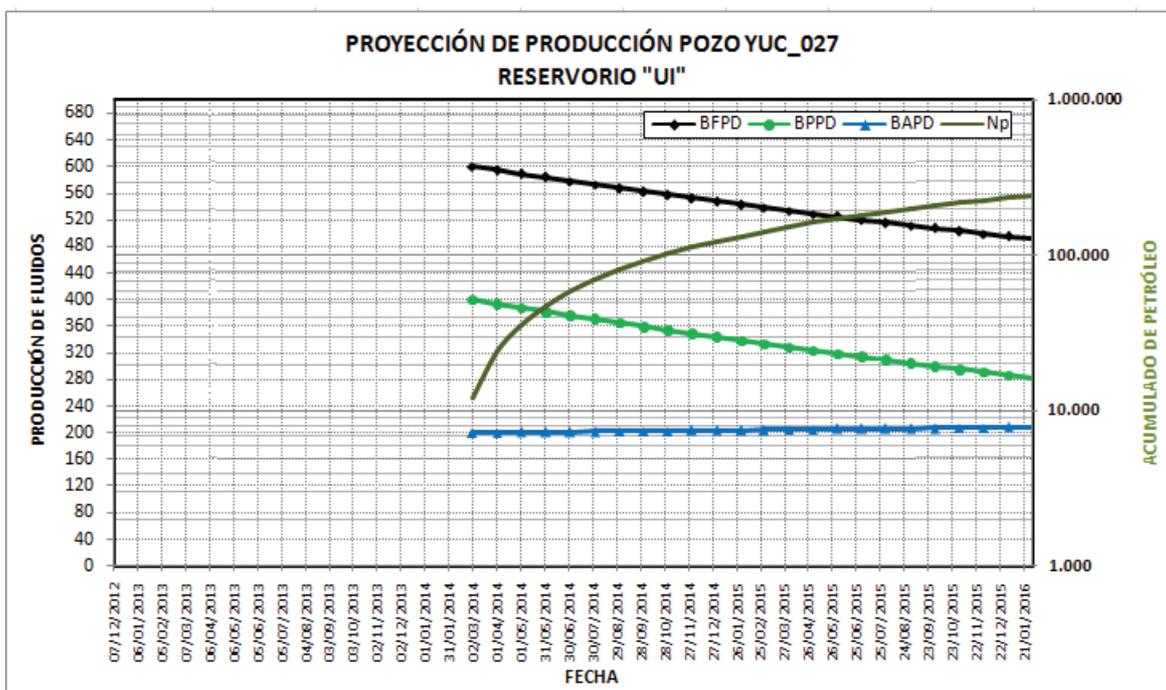
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN POZO YUC_027						
RESERVORIO "UI"						
AÑO	MES	BFPD	BPPD	BAPD	PROD. MENSUAL (Bls.)	Np (Bls.)
2014	01/03/2014	600	400	200	12.000	12.000
	01/04/2014	594	394	200	11.820	23.820
	01/05/2014	589	388	201	11.643	35.463
	01/06/2014	583	382	201	11.468	46.931
	01/07/2014	578	377	201	11.296	58.227
	01/08/2014	573	371	202	11.127	69.353
	01/09/2014	567	365	202	10.960	80.313
	01/10/2014	562	360	203	10.795	91.108
	01/11/2014	557	354	203	10.633	101.742
	01/12/2014	552	349	203	10.474	112.216

CONTINUACIÓN:

2024	01/01/2024	315	67	247	2.017	667.565
	01/02/2024	314	66	248	1.987	669.552
	01/03/2024	313	65	248	1.957	671.509
	01/04/2024	313	64	249	1.927	673.436
	01/05/2024	312	63	249	1.898	675.334
	01/06/2024	312	62	250	1.870	677.204
	01/07/2024	311	61	250	1.842	679.046
	01/08/2024	311	60	250	1.814	680.861
	01/09/2024	310	60	251	1.787	682.648
	01/10/2024	310	59	251	1.760	684.408
	01/11/2024	310	58	252	1.734	686.142
	01/12/2024	309	57	252	1.708	687.850

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Figura 4.15: Proyección de Producción YUC_027.



Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

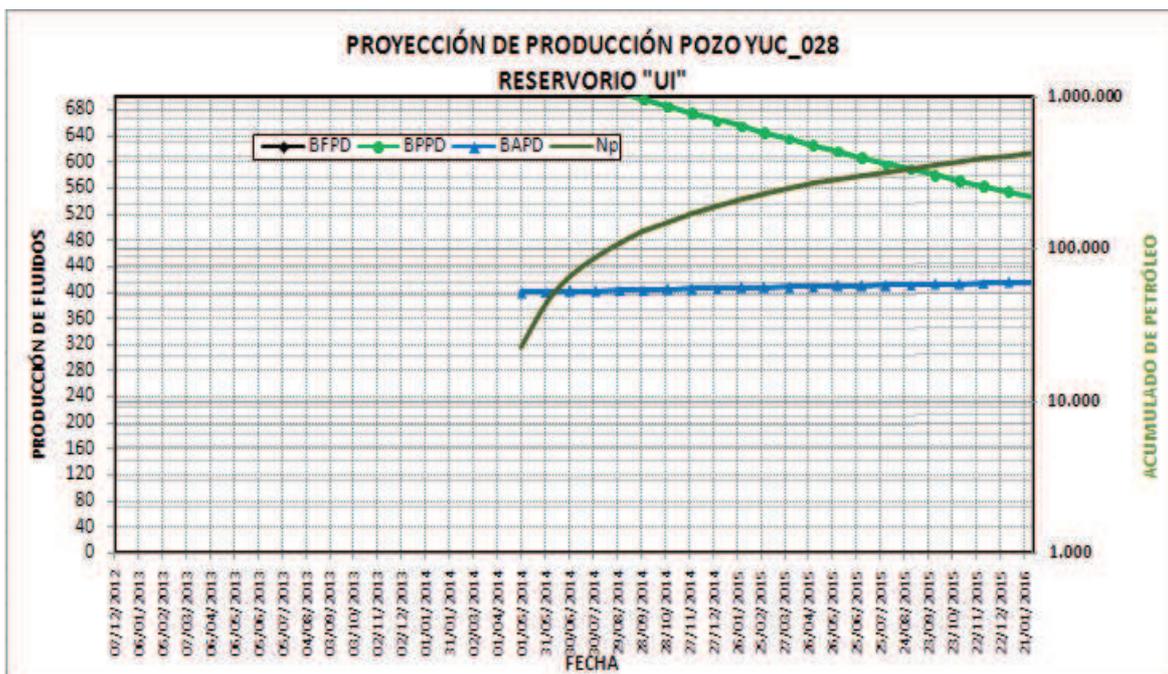
Para el pozo YUC_028 su producción inicia 01/05/2014

Tabla 4.6: Proyección de Producción pozo YUC_028.

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN POZO YUC_028						
RESERVORIO "UI"						
AÑO	MES	BFPD	BPPD	BAPD	PROD. MENSUAL (Bls.)	Np (Bls.)
2014-2024	01/05/2014	1150	750	400	22.500	22.500
	01/06/2014	1139	739	401	22.163	44.663
	01/07/2014	1129	728	401	21.830	66.493
	01/08/2014	1119	717	402	21.503	87.995
	01/09/2014	1109	706	403	21.180	109.175
	01/10/2014	1099	695	404	20.862	130.038
	01/11/2014	1089	685	404	20.549	150.587
	01/12/2014	1080	675	405	20.241	170.828
	01/01/2024	623	130	493	3.897	1.244.065
	01/02/2024	622	128	494	3.839	1.247.904
	01/03/2024	621	126	495	3.781	1.251.685
	01/04/2024	620	124	495	3.725	1.255.410
	01/05/2024	619	122	496	3.669	1.259.079
	01/06/2024	618	120	497	3.614	1.262.693
	01/07/2024	617	119	498	3.560	1.266.252
	01/08/2024	616	117	499	3.506	1.269.758
	01/09/2024	615	115	500	3.454	1.273.212
	01/10/2024	614	113	501	3.402	1.276.614
	01/11/2024	613	112	502	3.351	1.279.965
	01/12/2024	613	110	503	3.301	1.283.265

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Figura 4.16: Proyección de Producción YUC_028.



Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Tabla 4.7: Proyección de Producción pozo YUC_029.

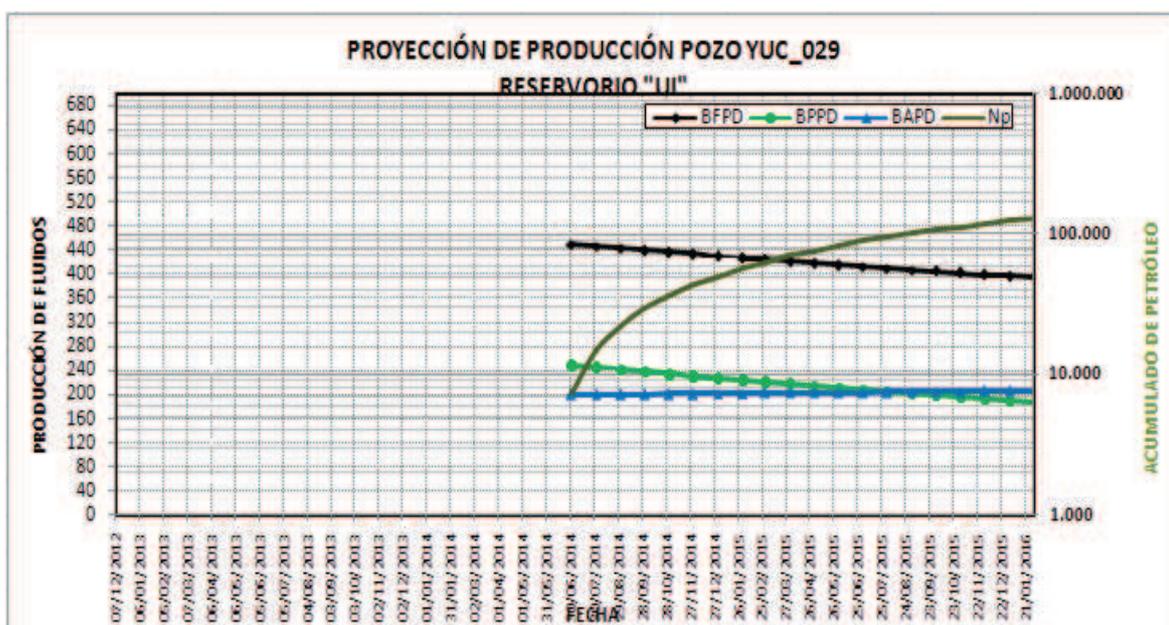
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN POZO YUC_029						
RESERVORIO "UI"						
AÑO	MES	BFPD	BPPD	BAPD	PROD. MENSUAL (Bls.)	Np (Bls.)
2014	01/07/2014	450	250	200	7.500	7.500
	01/08/2014	447	246	200	7.388	14.888
	01/09/2014	443	243	201	7.277	22.164
	01/10/2014	440	239	201	7.168	29.332
	01/11/2014	437	235	201	7.060	36.392
	01/12/2014	434	232	202	6.954	43.346

CONTINUACIÓN:

2024	01/01/2024	290	45	246	1.339	412.070
	01/02/2024	290	44	246	1.319	413.389
	01/03/2024	290	43	246	1.299	414.688
	01/04/2024	289	43	247	1.280	415.968
	01/05/2024	289	42	247	1.260	417.228
	01/06/2024	289	41	248	1.242	418.470
	01/07/2024	289	41	248	1.223	419.693
	01/08/2024	289	40	249	1.205	420.898
	01/09/2024	289	40	249	1.187	422.084
	01/10/2024	288	39	250	1.169	423.253
	01/11/2024	288	38	250	1.151	424.404
	01/12/2024	288	38	250	1.134	425.538

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Figura 4.17: Proyección de Producción YUC_029.



Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

De acuerdo al análisis de la producción para los 10 años cada pozo, al final de este periodo se tendrá una producción acumulada de acuerdo a la tabla 4.8:

Tabla 4.8: Producción acumulada para cada pozo nuevo (al cabo de los 10 años)

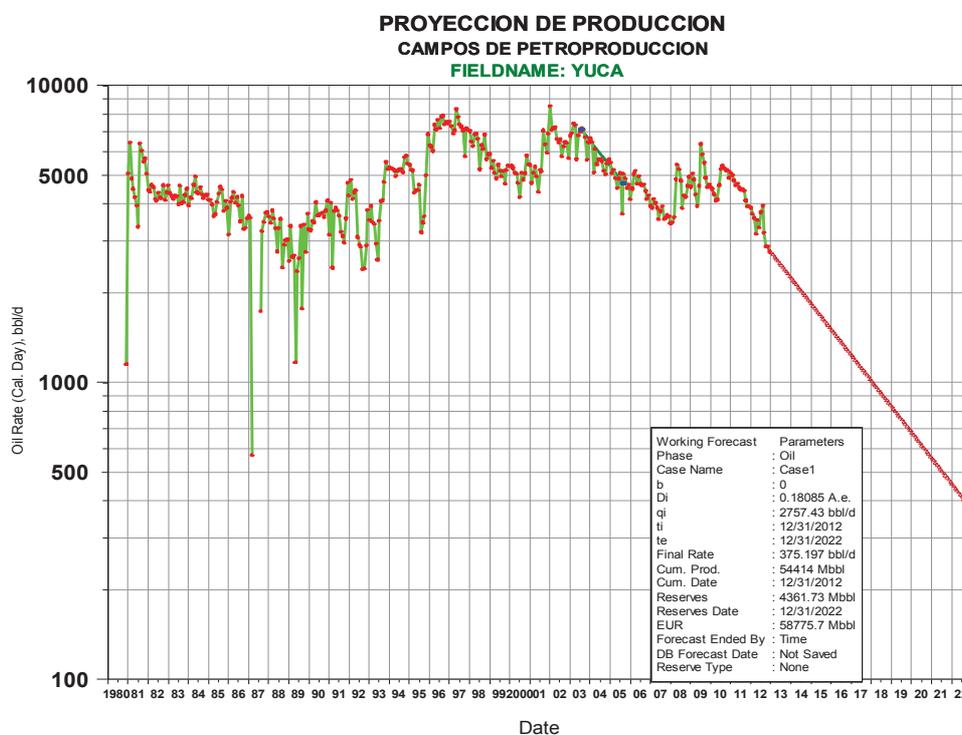
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	PROD. MENS.	Np M(Bls)
YUC_026	98	83	15	2486	1036,784
YUC_027	309	57	252	1708	687,850
YUC_028	613	110	503	3301	1283,265
YUC_029	288	38	250	1134	425,538

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Por lo tanto, la producción acumulada de los cuatro pozos propuestos para el 2024 será de 3415,437M (BLS).

4.6.2 POR CAMPO

Con la herramienta OFM realizamos la proyección de producción del Campo Yuca para un periodo de 10 años.

Figura 4.18: Proyección de producción del Campo Yuca para 10 años.

Fuente:OFM

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos

Como se puede observar, la declinación anual de producción es del 18% para el campo (igual la declinación de la arena U). Las reservas obtenidas para 10 años son 4.3 MM BLS.

Al incluir la producción de los pozos propuestos el comportamiento de la producción sería el mostrado en las figuras 4.14, 4.15, 4.16 y 4.17.

CAPITULO V

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PRODUCCIÓN ESTIMADA DEL CAMPO YUCA

5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

Al hablar de análisis económico nos referimos a saber que tan factible resulta la aplicación de la propuesta, esta evaluación económica se basa en el criterio del valor actual neto (V.A.N) y la tasa interna de retorno (T.I.R).

Para la viabilidad del proyecto el valor actual neto deberá ser mayor a cero y la tasa interna de retorno deberá ser mayor a la tasa de actualización, esta tasa según el departamento de finanzas de Petroproducción es de 12% anual y 0.010 mensual.

5.1.1 VALOR ACTUAL NETO (V.A.N)

Es una medida de los excesos o pérdidas en los flujos de caja, tomado en cuenta en el valor presente debido a que el valor real del dinero cambia con el tiempo, consiste en actualizar mediante una tasa todos los flujos de caja futuros del proyecto.

VAN > 0; la inversión producirá ganancias, el proyecto es viable.

VAN < 0; la inversión producirá pérdidas, el proyecto se rechazara.

VAN = 0 no existirá pérdidas ni ganancias.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+i)^k}$$

Donde:

FNCK:: Flujo neto de caja del año t

i: tasa de actualización

n: número de periodos considerados

5.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (T.I.R).

Cuando el Valor Actual Neto (VAN) es igual a 0, i pasa a llamarse Tasa Interna de retorno TIR. Esta tasa es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

TIR > i: Se aceptará el proyecto, rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

TIR = i: proyecto a análisis, 0 rentabilidad.

TIR < i: Se rechazará el proyecto, rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1 + TIR)^k} - I = 0$$

Donde:

Vt: Flujo neto de caja del año t

n: número de periodos considerados

I: valor de la inversión inicial.

5.1.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO

Es la relación entre los costos y beneficios asociados a la inversión de un proyecto para poder determinar su rentabilidad. Según el análisis costo-beneficio,

un proyecto o negocio será rentable cuando la relación costo-beneficio es mayor que la unidad.

Esta relación costo-beneficio (B/C) denominada también índice neto de rentabilidad se lo obtiene al dividir el valor actual de los ingresos (VAI) netos entre el valor actual de los costos de inversión (VAC).

$$B/C = VAI / VAC$$

5.2 COSTOS DE PERFORACIÓN

Son los costos de todos los trabajos que implica una perforación de un pozo petrolero, en nuestro caso la perforación será de 2 nuevos pozos especificados al inicio del capítulo.

Tabla 5.1: Costos Estimados.

COSTOS ESTIMADOS DEL POZO	\$
Localización (plataforma y piscinas)	98.000
Vías de Acceso	0
Movilización del Taladro	200.000
Costo de Perforación	1.100.000
Registros Eléctricos	150.000
Cementación	150.000
Lodos y químicos	200.00
Brocas	150.00
Toma de Cores	0
Control litológico	50.000
Servicio de Perforación Direccional	450.000
Completación y Pruebas	50.000
Fluidos de completación	0
Torre de Reacondicionamiento	105.000
Punzonamientos	40.000
Levantamiento Artificial	280.000
Tubería de Revestimiento	902.000
Árbol de Navidad	50.000
Tubería de Producción 3 1/2"	92.000
Instalación Líneas de Flujo	12.000
Colgadores	70.000
Completación de Fondo	80.000
Bomba de Inyección de Químicos	20.000
Control de Sólidos	150.000
Contingentes (IVA 12%)	485.880
TOTAL	4.534.880

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos

5.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Estos costos tienen que con la cantidad que la empresa debe pagar por un barril de petróleo producido, estos costos dependerán del campo, para el campo YUCA toma un valor de 9 USD/ Bls.

5.4 INGRESOS

Los ingresos los obtenemos al multiplicar el precio del barril del petróleo por el número de barriles que se estiman serán producidos cada mes; la perforación de los pozos propuestos se realizará en un tiempo de dos meses; para nuestro proyecto asumiremos tres escenarios, el primero estima un valor de barril de petróleo de 80USD, el segundo un barril de 90 USD, mientras que el tercer escenario asumirá un valor de 100USD.

Para el cálculo de la producción mensual durante el intervalo de tiempo en el que se realizara la evaluación económica se considerara una declinación de producción del 0,015 % mensual.

5.5 EGRESOS

Los egresos mensuales constituyen los costos de perforación de los dos nuevos pozos más el costo de producción de cada barril de petróleo.

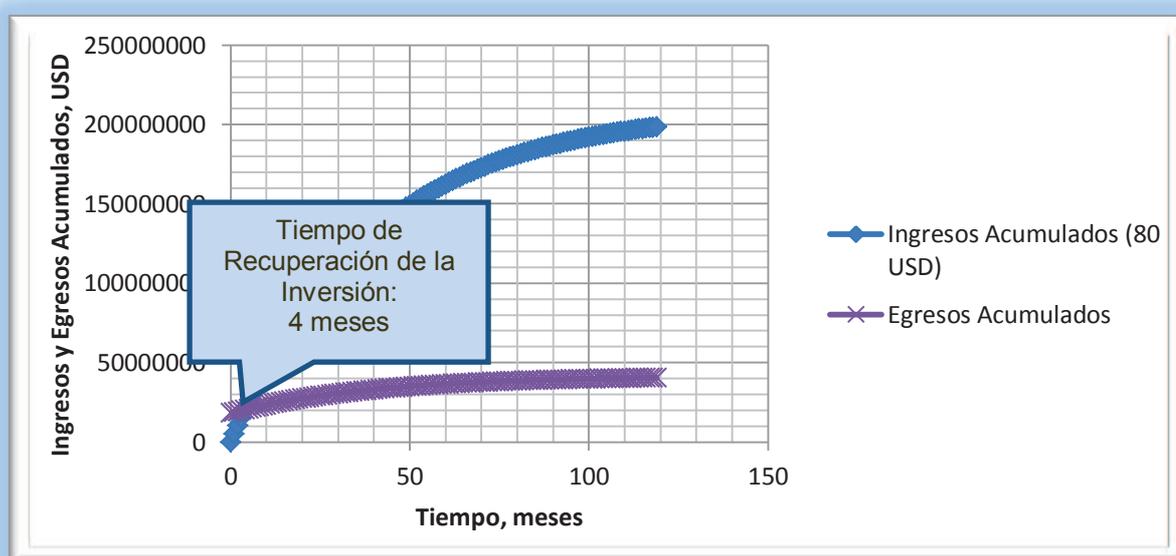
5.6 RESUMEN DEL ANALISIS ECONOMICO

Al realizar el análisis económico hemos obtenido el Valor Actual Neto (VAN) así como también la Tasa Interna de Retorno (TIR) y hemos determinado que cumplen con los requisitos que se necesita para que un proyecto resulte rentable. Como mencionamos anteriormente el análisis se realizó para tres escenarios:

5.6.1 Primer Escenario (Barril de Petróleo = \$80)

Para este primer escenario hemos obtenido un V.A.N. positivo e igual a 158039533,9USD, la evaluación fue hecha para 10 años, se obtuvo además un T.I.R. mensual de 23% y cuya relación costo beneficio es de 4,90; además el tiempo de recuperación de la inversión es de 4 meses, estos resultados son indicativo de que el proyecto es rentable.

Figura 5.1: Tiempo de Recuperación de la Inversión primer escenario

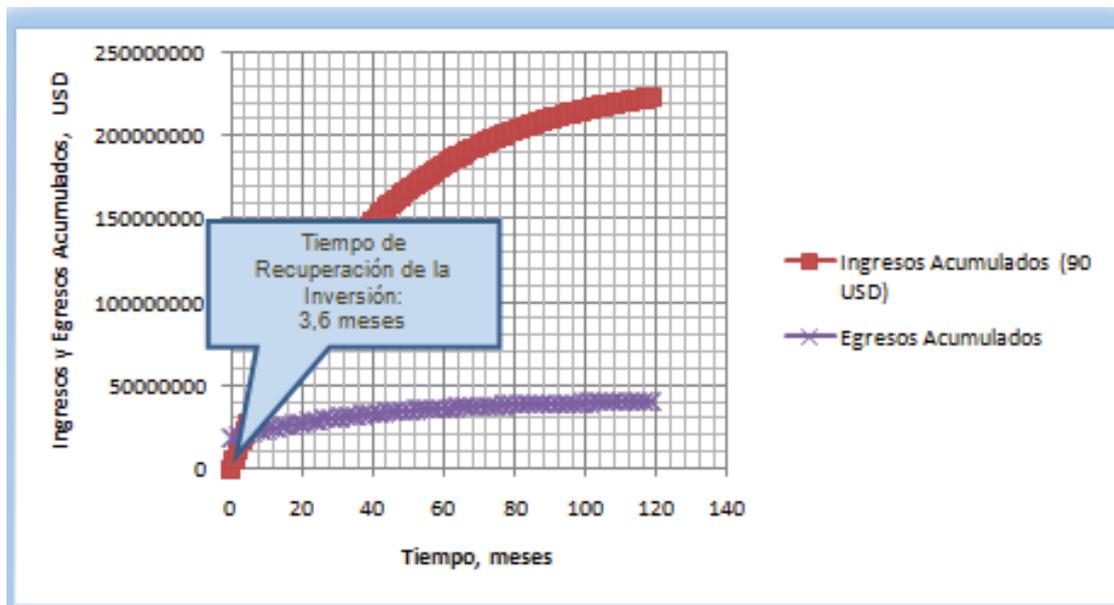


Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos

5.6.2 Segundo Escenario (Barril de Petróleo = \$90)

Para este segundo escenario hemos obtenido un V.A.N. positivo e igual a 182853485,2USD, la evaluación fue hecha para 10 años, se obtuvo además un T.I.R. mensual de 26% y cuya relación costo beneficio es de 5,51; además el tiempo de recuperación de la inversión es de 3,6 meses, estos resultados son indicativo de que el proyecto es rentable.

Figura 5.2: Tiempo de Recuperación de la Inversión segundo escenario

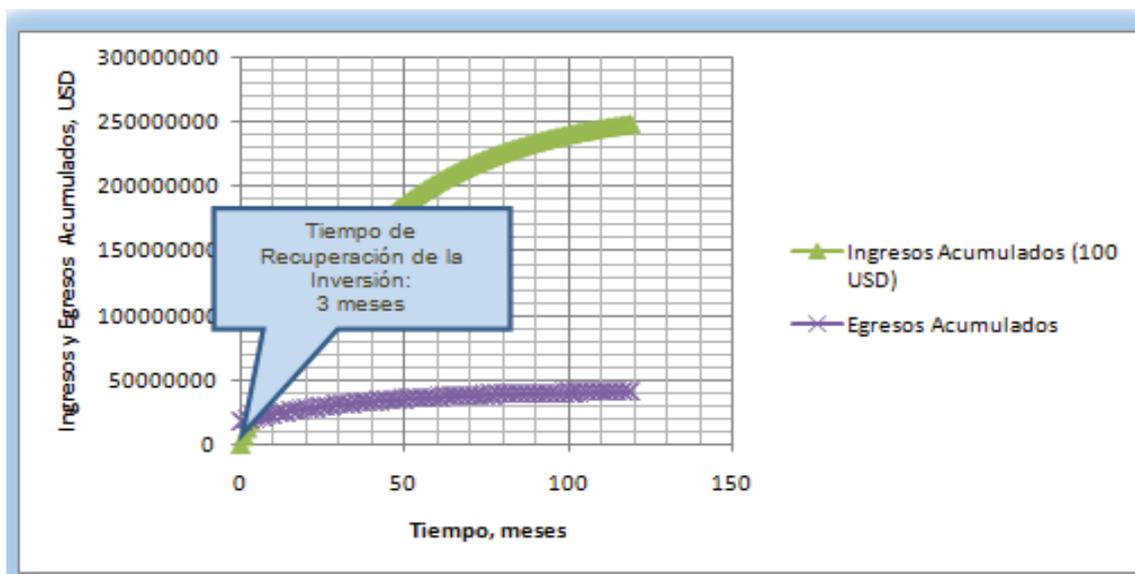


Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos

5.6.3 Tercer Escenario (Barril de Petróleo = \$100)

Para este tercer escenario hemos obtenido un V.A.N. positivo e igual a 207667436,4USD, la evaluación fue hecha para 10 años, se obtuvo además un T.I.R. mensual de 30% y cuya relación costo beneficio es de 6,13; además el tiempo de recuperación de la inversión es de 3 meses, estos resultados son indicativo de que el proyecto es rentable.

Figura 5.3: Tiempo de Recuperación de la Inversión tercer escenario



Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos

5.6.4 RESULTADOS ECONOMICOS

Tabla 5.2: Resultados de los tres escenarios.

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	80 USD	90 USD	100 USD
TIR	23%	26%	30%
VAN, USD	158039533,9	182853485,2	207667436,4
RCB	4,90490306	5,518015942	6,131128825

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos

En base a esto finalmente se puede concluir que la ganancia neta total para el caso actual es decir con un valor promedio de petróleo de \$90 es de 182'853.485.

En la tabla 5.3 se detallan todos los parámetros que intervinieron en el cálculo económico. También se tiene que tomar en cuenta que esta proyección se encuentra para un solo año mientras que el Anexo 5.1 se detalla una proyección acumulada hasta el año 2020.

Tabla 5.3: Resultados.

MES	PERÍODO	Incremento de Producción Total	INGRESOS			Costos de Perforación 4 pozos	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados, USD		
			80 USD	90 USD	100 USD				80 USD	90 USD	100 USD
			BPPD	USD	USD				USD	USD	USD
1	0	0	0	0	0	18139520	0	18139520	0	0	0
2	1	2170	5208000	5859000	6510000	0	5859000	5859000	5156435,64	5800990,1	6445544,55
3	2	2139,83167	5130462,98	5771770,85	6413078,73	0	577177,085	577177,085	5029372,59	5658044,17	6286715,74
4	3	2110,08276	5054080,34	5685840,38	6317600,42	0	568584,038	568584,038	4905440,58	5518620,66	6131800,73
5	4	2080,74742	4978834,89	5601189,25	6223543,61	0	560118,925	560118,925	4784562,46	5382632,77	5980703,08
6	5	2051,81992	4904709,69	5517798,4	6130887,11	0	551779,84	551779,84	4666662,98	5249995,85	5833328,72
7	6	2023,29459	4831688,08	5435649,09	6039610,1	0	543564,909	543564,909	4551668,73	5120627,32	5689585,91
8	7	1995,16583	4759753,61	5354722,81	5949692,02	0	535472,281	535472,281	4439508,13	4994446,65	5549385,16
9	8	1967,42812	4688890,11	5275001,38	5861112,64	0	527500,138	527500,138	4330111,35	4871375,27	5412639,19
10	9	1940,07604	4619081,63	5196466,84	5773852,04	0	519646,684	519646,684	4223410,29	4751336,58	5279262,86
11	10	1913,10422	4550312,47	5119101,53	5687890,59	0	511910,153	511910,153	4119338,52	4634255,83	5149173,15
12	11	1886,50737	4482567,14	5042888,03	5603208,93	0	504288,803	504288,803	4017831,24	4520060,15	5022289,06

Egreso Actualizado	Egreso Actualizado acumulado	Flujo de Caja Actualizado, USD			Flujo de Caja Actualizado Acumulado, USD		
		80 USD	90 USD	100 USD	80 USD	90 USD	100 USD
USD	USD	80 USD	90 USD	100 USD	80 USD	90 USD	100 USD
18139520	18139520	-18139520	-18139520	-18139520	-18139520	-18139520	-18139520
580099,01	18719619	4576336,63	5220891,09	5865445,54	-13563183,4	-12918628,9	-12274074,5
565804,417	19285423,4	4463568,18	5092239,75	5720911,32	-9099615,19	-7826389,16	-6553163,13
551862,066	19837285,5	4353578,52	4966758,59	5579938,66	-4746036,67	-2859630,57	-973224,468
538263,277	20375548,8	4246299,19	4844369,49	5442439,8	-499737,487	1984738,92	4469215,33
524999,585	20900548,4	4141663,39	4724996,27	5308329,14	3641925,91	6709735,19	9777544,47
512062,732	21412611,1	4039606	4608564,59	5177523,18	7681531,91	11318299,8	14955067,7
499444,665	21912055,8	3940063,47	4495001,98	5049940,5	11621595,4	15813301,8	20005008,2
487137,527	22399193,3	3842973,82	4384237,74	4925501,66	15464569,2	20197539,5	24930509,8
475133,658	22874326,9	3748276,63	4276202,92	4804129,2	19212845,8	24473742,4	29734639
463425,583	23337752,5	3655912,93	4170830,25	4685747,56	22868758,8	28644572,7	34420386,6
452006,015	23789758,5	3565825,23	4068054,13	4570283,04	26434584	32712626,8	38990669,6

Elaborado: Rómulo Armas, Javier Cevallos

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En los últimos años el campo Yuca ha mantenido una producción casi estable alrededor de 4000 BPPD. Pero en el mismo lapso de tiempo que se ha mantenido la producción, los reservorios del campo han disminuido significativamente la presión.
- Del análisis de registros eléctricos, y aplicando los criterios de estratigrafía se definieron los topes y bases que presentan los principales reservorios de la Formación Napo.
- El mecanismo actuante de producción de las arenas U y T, son expansión roca-fluido de acuerdo al comportamiento producción –presión, con una contribución importante de empuje hidráulico en las arenas T y Hollín Inferior.
- Por el análisis de los historiales de producción, los mejores pozos productores de petróleo están en la arena UI, los cuales son: YUC-022, YUC-023 y YUC-025, además estos pozos tienen un BSW bajo. Es decir que la arena UI es la arena que mayor aporta a la producción del campo, con una producción acumulada de 29.396,55 Bls de petróleo de 18.4° API.
- Del análisis de las pruebas de presión se concluye que en la arena Ui los pozos productores tienen una mínima declinación de producción, por lo tanto estos pozos se encuentra produciendo por encima de la presión de burbuja.

- Las propiedades petrofísicas analizadas cualitativamente son: la porosidad, la permeabilidad, BSW, espesor de la arena. Nos permiten identificar claramente las mejores zonas potenciales. Con respecto a la porosidad, el gráfico generado nos indica que las mejores zonas porosas se encuentran ubicadas en la parte norte a lado derecho dentro de la ubicación de los pozos YUC-025, YUC-22, YUC-019.
- De igual forma los gráficos de permeabilidad y espesor de la arena nos presenta que la mejor zona, con buenas características se encuentran en la parte norte, ubicada alrededor de los pozos YUC-023, YUC-022, YUC-025. Por esta razón y por el gráfico generado para el BSW se dice que la zona inferior sur es la zona donde se mayor producción de agua, además en esta zona se inició la vida productiva del campo.
- El análisis del radio de drenaje nos permite ubicar zonas potenciales en la parte norte y en la parte este, estas zonas son correlacionadas con nuestro mapa estructural y nos permiten observar que la primera zona (norte), se encuentra ubicada dentro de un alto estructural, mientras que en la parte este se puede observar que está ubicada dentro de los límites de un bajo estructural, por lo que se puede concluir que la mejor zona es la zona superior norte dentro de los pozos YUC-023, YUC-022 y YUC-025, además esta es una zona que tiene pocos años de haber iniciado su producción.
- El índice de heterogeneidad nos muestra cuatro escenarios distintos en nuestro campo como son: alto petróleo y baja agua, alto petróleo y alta agua, bajo petróleo y alta agua y bajo petróleo y baja agua. Por lo tanto nuestro escenario óptimo para la ubicación de pozos en desarrollo se encuentra en el cuadrante de alto petróleo y baja agua el cual involucra los pozos YUC-023, YUC-022, YUC-025 y YUCA-007, que su vez presentan las mejores características petrofísicas.
- Nuestro análisis desarrollado nos permite concluir que la mejor zona se encuentra en la parte norte junto a los pozos YUC-023, YUC-022 y YUC-

025, esta es la mejor zona debido a que tiene las mejores características petrofísicas, es una zona relativamente nueva, posee la mayor cantidad de reservas que aún pueden ser recuperadas, y este reservorio se encuentra produciendo sobre el punto de burbuja por lo que se estima que tendrá varios años de vida productiva.

- La zona elegida va ser la zona de mejores características petrofísicas como espesor, permeabilidad y porosidad y que no esté depletada.
- Finalmente nuestros pozos en desarrollo se encuentran en el entorno de los pozos YUC-023, YUC-025 y YUC-022, estos pozos los vamos a llamar YUC-026, YUC-027, YUC-028 y YUC-029, estos pozos van a ser buenos pozos productores y rentables, ya que su inversión va ser recuperada. Además estos pozos cumple con la distancia reglamentaria de los Organismos de Control.
- Los pozos propuestos en nuestro estudio adoptan características semejantes a las que tienen sus pozos vecinos.
- Además el tiempo de inicio de la producción de cada pozo propuesto va tener una diferencia de cuatro meses.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda perforar los pozos YUC_026, YUC_027, YUC_028 y YUC_029, ya que al realizar nuestro estudio se obtendrá 182'853.485 USD, y se incrementará la producción en este campo significativamente.
- Actualizar el modelo geológico en base a los nuevos pozos, ya que estos provocan incremento en el volumen en sitio y por ende las reservas del campo Yuca.
- Producir los pozos YUC_026, YUC_027, YUC_028 y YUC_029 con los volúmenes de producción recomendados para evitar la entrada prematura del agua. Ya que los volúmenes recomendados son un promedio de los campos que se ubican alrededor de nuestros pozos recomendados.
- Previo a la realización de cualquier trabajo recomendado en este proyecto de titulación se recomienda actualizar y reafirmar los datos de presión especialmente para aquellos pozos que no poseen datos de buil up actualizados.
- Se recomienda obtener la mayor cantidad de información de la zona elegida para no tener incertidumbre del trabajo que se desea realizar a esa zona.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍAS

- Análisis moderno de presiones de pozos - Freddy Humberto escobar m., Phd. - Neiva, Huila, Noviembre de 2003
- SPE 110097 – analyzing simultaneous rate and pressure data from permanent Downhole gauges. Himansu Rai, SPE, and Roland n. Horne, SPE, Stanford University.
- Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero en Petróleos, Ángulo Cruz Milton Eduardo, “recuperación secundaria por inyección de agua a los yacimientos u y t del campo yuca”
- SCHLUMBERGER, INTRODUCTION TO WELL TESTING
- Caracterización dinámica de yacimientos, registros de producción universidad autónoma de México.
- Apuntes de comportamiento de los yacimientos francisco Garaicoechea P; José Luis Bashbush b. Facultad de Ingeniería Unam.
- Phd. Douglas Alvarado análisis de pruebas de presión, SPE OIL International Training Group.
- Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero en petróleo, Tapia Bustamante, Rommel Darío, “ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS CULEBRA – YULEBRA”
- Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero en petróleo, Darwin Calvopiña, Daniel Palma, “ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA

INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO YUCA”

- Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero en petróleos, Gonzalo Cerón, Mario Chango, “ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LA SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE LOS YACIMEINTOS “U” Y “T” DEL CAMPO YUCA”

ANEXOS

ANEXO 2

Anexo 2.1: Salinidades de los Yacimientos.

ARENA	SALINIDAD	
	Ion cloro (ppm)	NaCl (ppm)
HI	1337	2206
HS	6233	10285
T	29761	49106
U	40841	67388

Fuente: Departamento de corrosión del Área Auca

Anexo 2.2: Resultados de la evaluación petrofísica por pozo.

YUC-01						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCI
BASAL TENA	18	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	96,5	39	0,404	0,229	0,357	0,253
U INFERIOR	35,5	33,25	0,937	0,183	0,145	0,146
T SUPERIOR	69,5	20,75	0,299	0,155	0,377	0,276
T INFERIOR	24	20,75	0,865	0,165	0,173	0,115
H SUPERIOR	32,5	16,5	0,508	0,124	0,381	0,274
HOLLIN INFERIOR	340	59	0,174	0,161	0,266	0,175

YUC-2B						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	35	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	88,5	0	0	---	---	---
U INFERIOR	41,5	35	0,843	0,133	0,224	0,132
T SUPERIOR	55,5	0	0	---	---	---
T INFERIOR	34,5	0,5	0,014	0,083	0,49	0,5
HOLLIN SUPERIOR	35	19	0,543	0,128	0,299	0,308
HOLLIN INFERIOR	4	0	0	---	---	---

YUC-3						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	27	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	76	5	0,066	0,15	0,334	0,184
U INFERIOR	57	33,5	0,588	0,159	0,088	0,157
T SUPERIOR	62,5	4,5	0,072	0,111	0,42	0,235
T INFERIOR	51	1	0,02	0,092	0,299	0,304
HOLLIN SUPERIOR	15	0	0	---	---	---
HOLLIN INFERIOR	75,5	20	0,265	0,155	0,233	0,128

YUC-04						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	31	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	72	1,5	0,021	0,166	0,463	0,453
U INFERIOR	31	22,5	0,726	0,167	0,228	0,155
T SUPERIOR	65,5	7,25	0,111	0,142	0,461	0,333
T INFERIOR	44	38	0,864	0,149	0,275	0,114
HOLLIN SUPERIOR	27	0	0	---	---	---
HOLLIN INFERIOR	119,5	1	0,008	0,089	0,417	0,352

CONTINUACIÓN

YUC-05						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	44	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	70	0	0	---	---	---
U INFERIOR	22	22	1	0,192	0,132	0,09
T SUPERIOR	62	4,25	0,069	0,177	0,314	0,359
T INFERIOR	51	37,75	0,74	0,143	0,183	0,176
HOLLIN SUPERIOR	63	9,5	0,151	0,116	0,283	0,34
HOLLIN INFERIOR	44,5	0	0	---	---	---

YUC-06						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	22	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	93,5	7,5	0,08	0,154	0,38	0,398
U INFERIOR	32	2	0,063	0,159	0,443	0,305
T SUPERIOR	68	10,25	0,151	0,154	0,411	0,327
T INFERIOR	57,5	8,25	0,143	0,14	0,335	0,231
HOLLIN SUPERIOR	39	14,5	0,372	0,123	0,386	0,281
HOLLIN INFERIOR	89	22	0,247	0,142	0,412	0,236

YUC-07						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	25,5	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	100,5	35,25	0,351	0,148	0,326	0,301
U INFERIOR	33,5	31	0,925	0,169	0,141	0,257
T SUPERIOR	86	17	0,198	0,136	0,348	0,289
T INFERIOR	16	13,5	0,844	0,15	0,135	0,19
HOLLIN SUPERIOR	60	42	0,7	0,158	0,339	0,261
HOLLIN INFERIOR	113	29,25	0,259	0,197	0,249	0,19

YUC-08						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	22	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	88	17	0,193	0,19	0,339	0,325
U INFERIOR	7,5	4,75	0,633	0,164	0,133	0,117
T SUPERIOR	69,5	28,5	0,41	0,205	0,324	0,319
T INFERIOR	28	20,5	0,732	0,16	0,12	0,136
HOLLIN SUPERIOR	17,5	8	0,457	0,134	0,299	0,172
HOLLIN INFERIOR	118,5	27	0,228	0,151	0,344	0,133

CONTINUACIÓN

YUC-09						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	36	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	75	2,5	0,033	0,258	0,328	0,256
U INFERIOR	49,5	36,5	0,737	0,164	0,232	0,192
T SUPERIOR	57	0,5	0,009	0,296	0,303	0,271
T INFERIOR	51	27	0,529	0,113	0,275	0,091
HOLLIN SUPERIOR	66,5	18,75	0,282	0,129	0,224	0,172
HOLLIN INFERIOR	63,5	12,75	0,201	0,148	0,395	0,12

YUC-10						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	39	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	112,5	4,25	0,038	0,251	0,411	0,186
U INFERIOR	14	1	0,071	0,215	0,405	0,419
T SUPERIOR	124	3	0,024	0,34	0,428	0,122
T INFERIOR	35,5	3,75	0,106	0,26	0,251	0,271
HOLLIN SUPERIOR	36,5	2,5	0,068	0,098	0,49	0,411
HOLLIN INFERIOR	92,5	9	0,097	0,129	0,401	0,118

YUC-12						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	47	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	87	0	0	---	---	---
U INFERIOR	9	0	0	---	---	---
T SUPERIOR	35	0	0	---	---	---
T INFERIOR	64,5	37	0,574	0,145	0,299	0,167
HOLLIN SUPERIOR	14	6,5	0,464	0,13	0,357	0,307
HOLLIN INFERIOR	51	3,5	0,069	0,145	0,457	0,23

YUC-13						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	36,5	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	63,5	0	0	---	---	---
U INFERIOR	50	43,5	0,87	0,129	0,13	0,147
T SUPERIOR	67,5	0	0	---	---	---
T INFERIOR	20	12,5	0,625	0,097	0,259	0,062
HOLLIN SUPERIOR	30	0	0	---	---	---
HOLLIN INFERIOR	257,5	3,5	0,014	0,087	0,333	0,186

CONTINUACIÓN

YUC-14						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	34,5	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	61	7,5	0,123	0,203	0,378	0,407
U INFERIOR	43	31,25	0,727	0,162	0,077	0,207
T SUPERIOR	48	3,75	0,078	0,269	0,448	0,274
T INFERIOR	51	49,75	0,975	0,169	0,111	0,156
HOLLIN SUPERIOR	42,5	30	0,706	0,141	0,268	0,212
HOLLIN INFERIOR	128	46	0,359	0,208	0,174	0,034

YUC-15						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	33,5	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	66	0	0	---	---	---
U INFERIOR	33	33	1	0,197	0,071	0,115
T SUPERIOR	70,5	25	0,355	0,143	0,278	0,194
T INFERIOR	19,5	0	0	---	---	---
HOLLIN SUPERIOR	42	17,5	0,417	0,126	0,34	0,241
HOLLIN INFERIOR	73	17	0,233	0,186	0,327	0,067

YUC-16						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
U SUPERIOR	54	2	0,037	0,286	0,363	0,364
U INFERIOR	45	28,5	0,633	0,186	0,153	0,182
T SUPERIOR	49	16,5	0,337	0,159	0,318	0,284
T INFERIOR	45	16	0,356	0,177	0,256	0,131
HOLLIN SUPERIOR	41	27,75	0,677	0,158	0,235	0,284
HOLLIN INFERIOR	99	19,5	0,197	0,161	0,346	0,161

YUC-19D						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	39	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	73,25	4,25	0,058	0,251	0,421	0,334
U INFERIOR	25,25	16,25	0,644	0,195	0,153	0,06
T SUPERIOR	80,5	6	0,075	0,156	0,318	0,122
T INFERIOR	51	11,5	0,225	0,169	0,268	0,155
HOLLIN SUPERIOR	39,5	27,88	0,706	0,2	0,391	0,164
HOLLIN INFERIOR	142	42,5	0,299	0,177	0,28	0,069

CONTINUACIÓN

YUC-20D						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	16,5	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	68	0	0	---	---	---
U INFERIOR	30,5	23	0,754	0,143	0,185	0,068
T SUPERIOR	95,25	29	0,304	0,156	0,285	0,285
T INFERIOR	21,75	20,13	0,925	0,14	0,21	0,136
HOLLIN SUPERIOR	33,25	11,25	0,338	0,117	0,365	0,175
HOLLIN INFERIOR	139	11	0,079	0,107	0,379	0,217

YUC-21D						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	32	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	78,5	10	0,127	0,142	0,359	0,355
U INFERIOR	52,5	11,5	0,219	0,146	0,277	0,116
T SUPERIOR	55	10,5	0,191	0,141	0,383	0,167
T INFERIOR	51	24,5	0,48	0,141	0,227	0,159
HOLLIN SUPERIOR	40	16,5	0,412	0,17	0,258	0,215
HOLLIN INFERIOR	165,5	38	0,23	0,157	0,251	0,203

YUC-22D						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	11,75	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	81	20,5	0,253	0,169	0,361	0,23
U INFERIOR	48	40,5	0,844	0,136	0,116	0,188
T SUPERIOR	54,25	29	0,535	0,16	0,319	0,214
T INFERIOR	57,25	50,25	0,878	0,099	0,155	0,164
HOLLIN SUPERIOR	24,25	13,38	0,552	0,111	0,256	0,29
HOLLIN INFERIOR	169,75	46,75	0,275	0,144	0,269	0,1

YUC-23D TVD						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	15,16	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	80,72	4,5	0,048	0,139	0,411	0,28
U INFERIOR	38,23	38	0,966	0,153	0,132	0,206
T SUPERIOR	68,13	13,6	0,185	0,144	0,415	0,33
T INFERIOR	39,17	18,5	0,494	0,119	0,338	0,21
HOLLIN SUPERIOR	32,43	6	0,235	0,12	0,44	0,351
HOLLIN INFERIOR	119,62	0,5	0,004	0,194	0,476	0,196

CONTINUACIÓN

YUC-23D MD						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	VCL
BASAL TENA	19,5	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	94	4,5	0,048	0,139	0,411	0,28
U INFERIOR	44,5	43	0,966	0,153	0,132	0,206
T SUPERIOR	77	14,25	0,185	0,144	0,415	0,33
T INFERIOR	44	21,75	0,494	0,119	0,338	0,21
HOLLIN SUPERIOR	34	8	0,235	0,12	0,44	0,351
HOLLIN INFERIOR	132,5	0,5	0,004	0,194	0,476	0,196

YUC-25D						
ARENA	Gross	Net	N/G	Phi	Sw	Av VCL
BASAL TENA	34,5	0	0	---	---	---
U SUPERIOR	84	8,5	0,101	0,154	0,435	0,335
U INFERIOR	44	42	0,955	0,172	0,161	0,076
T SUPERIOR	74	6,25	0,084	0,166	0,271	0,118
T INFERIOR	37,5	17,5	0,467	0,121	0,382	0,203
HOLLIN SUPERIOR	23,5	7,5	0,319	0,153	0,382	0,266
HOLLIN INFERIOR	168	40,75	0,243	0,144	0,361	0,196

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

Anexo 3

Anexo 3.1: Pruebas iniciales.

POZO YUCA-01

Fecha inicio de la Perforación: 31 DE OCTUBRE DE 1970

Fecha fin de la Perforación: 23 DE NOVIEMBRE DE 1970

Fecha de Completación: 6 DE DICIEMBRE DE 1970

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	10/12/1970	H: 10000-10008 10010-10014 10018-10030	12 h	220,0	220,0	50,0	---	23,5	Flujo Natural
2	10/12/1970	H: 10038-10052 10056-10060 10066-10074	12 h	9,0	171,0	95,0	---	---	No se pudo medir API.
3	11/12/1970	H: 10002-10008 10010-10014 10018-10030	17 h	340,0	22,0	6,0	---	23,0	Flujo Natural
4	11/12/1970	T: 9802-9812 9836-9842 9846-9858	12.5 h	520,0	1,0	0,2	---	29,7	Flujo Natural
5	12/12/1970	U: 9572-9580 9592-9630	3 1/2 h	184,0	0,6	0,3	---	27,4	Flujo Natural

POZO YUCA-1 B

Fecha inicio de la Perforación: 12 DE NOVIEMBRE DEL 2002

Fecha fin de la Perforación: 30 DE DICIEMBRE DEL 2002

Fecha de Completación: 07 DE ENERO DEL 2003

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	03/01/2003	Ui : 9558-9567 9576-9582 9584-9616	---	1236,0	12,5	1,0	---	18,0	Con TCP punzamientos en intervalos. Pozo inicia producción con BES

POZO YUCA-2B

Fecha inicio de la Perforación: 12 DE JUNIO DEL 1979

Fecha fin de la Perforación: 5 DE JULIO DEL 1979

Fecha de Completación: 22 DE JULIO DEL 1979

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	22/07/1979	U : 9536-9570	10h	708,0	4,0	6,0	---	18,8	Flujo Natural
2	22/07/1979	U : 9536-9571	90min	716,0	4,0	6,0	---	18,8	Flujo Natural

POZO YUCA-03

Fecha inicio de la Perforación: 30 DE JULIO DE 1979

Fecha fin de la Perforación: 21 DE AGOSTO DE 1979

Fecha de Completación: 31 DE AGOSTO DE 1979

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	31/08/1979	U: 9574-9580 9588-9590	4 h	312,0	3,0	1,0	---	18,7	Flujo Natural

POZO YUCA-04

Fecha inicio de la Perforación: 05 DE SEPTIEMBRE DE 1979

Fecha fin de la Perforación: 23 DE SEPTIEMBRE DE 1979

Fecha de Completación: 2 DE CTUBRE DE 1979

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	02/10/1979	T: 9836-9866 9870-9880	3,5 H	3783,0	19,0	0,5	---	27,5	Flujo Natural
2	02/10/1979	U: 9550-9571 9574-9578 T: 9836-9866 9870-9880	3H	4052,0	20,4	0,5	---	25,2	Flujo Natural

CONTINUACIÓN

POZO YUCA-05

Fecha inicio de la Perforación: 9 DE OCTUBRE DE 1979

Fecha fin de la Perforación: 30 DE OCTUBRE DE 1979

Fecha de Completación: 8 DE NOVIEMBRE DE 1979

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	08/11/1979	U: 9562-9586	3h	1184,0	0,0	0,0	---	18,0	Prueba a tanque de locación. Flujo Natural
2	08/11/1979	T: 9554-9590	---	0,0	0,0	0,5	---	23,8	No flujo

POZO YUCA-06

Fecha inicio de la Perforación: 31 DE DICIEMBRE DE 1979

Fecha fin de la Perforación: 23 DE ENERO DE 1980

Fecha de Completación: 03 DE FEBRERO DE 1980

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	03/02/1980	U: 9582-9592		0,0		100,0			no fluye
2	04/02/1980	T: 9853-9875		0,0		100,0			no fluye
3	05/02/1980	H: 9988-10018 10027-10041		0,0		100,0			no fluye

POZO YUCA-07

Fecha inicio de la Perforación: 19 DE MAYO DE 1993

Fecha fin de la Perforación: 13 DE JULIO DE 1993

Fecha de Completación: 09 DE JULIO DE 1993

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	09/07/1993	U: 9554-9590	25 h	1598,0	10,0	0,6	---	18,6	Evaluado con Bomba Jet

POZO YUCA-08

Fecha inicio de la Perforación: 10 DE SEPTIEMBRE DE 1993

Fecha fin de la Perforación: 01 DE OCTUBRE DE 1993

Fecha de Completación: 23 DE OCTUBRE DE 1993

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	14/10/1993	T: 9910-9935	18 h	1918,0	122,0	6,0	---	26,0	EVALUADO CON BOMBA JET
2	15/10/1993	H: 10080-10086 10092-10116	28 h	131,0	805,0	86,0	---	27,6	EVALUADO CON BOMBA JET

POZO YUCA-09

Fecha inicio de la Perforación: 21 DE OCTUBRE DE 1980

Fecha fin de la Perforación: 07 DE NOVIEMBRE DE 1980

Fecha de Completación: 21 DE NOVIEMBRE DE 1980

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	14/11/1980	Tl: 9780-9790	10 h	234,0	51,0	18,0	---	24,0	ANTES DEL ACIDO
2	16/11/1980	Tl: 9780-9790	3 h	438,0	49,0	10,0	---	24,5	DESPUES DE LA ACIDIFICACIÓN
3	17/11/1980	TS: 9744-9764	4 h	40,0	160,0	80,0	---	10,2	Flujo Natural
4	19/11/1980	U: 9472-9496 9504-9516	12 h	222,0	222,0	50,0	---	15,6	Flujo Natural
5	12/11/1980	H: 9914-9932	5 h	11,0	209,0	95,0	---	22,2	Flujo Natural

CONTINUACIÓN

POZO YUCA-12

Fecha inicio de la Perforación: 30 DE MARZO DE 1980

Fecha fin de la Perforación: 28 DE ABRIL DE 1980

Fecha de Completación: 26 DE ABRIL DE 1980

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	28 AB 80	Ti : 9780-9798 9808-9814 9822-9838	90 MIN	3480,0	---	0,0	---	28,7	Flujo Natural
2	25 AB 80	H: 9984-9995							Pozo no fluye

POZO YUCA-13

Fecha inicio de la Perforación: 12 DE AGOSTO DE 1994

Fecha fin de la Perforación: 07 DE SEPTIEMBRE DE 1994

Fecha de Completación: 05 DE OCTUBRE DE 1994

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	27/09/1994	H: 9978-10034	35 h	315,0	1654,0	84,0	---	---	EVALUADO CON BOMBA JET
2	30/10/1994	T: 9824-9850 9860-9870	51 h	1093,0	11,0	1,0	---	30,1	EVALUADO CON BOMBA JET

POZO YUCA-14

Fecha inicio de la Perforación: 07 DE OCTUBRE DE 1995

Fecha fin de la Perforación: 28 DE NOVIEMBRE DE 1995

Fecha de Completación: 30 DE NOVIEMBRE DE 1995

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	28/11/1995	Hinf: 9974-9990	23h	---	---	100,0	---	---	prueba con bomba jet. CIBP a 9965.
2	30/11/1995	Hsup : 9932-9958	18h	768,0	---	20,0	---	18,0	pccp o p cabeza 170, corre bur

POZO YUCA-15

Fecha inicio de la Perforación: 30 DE AGOSTO DE 1995

Fecha fin de la Perforación: 05 DE OCTUBRE DE 1995

Fecha de Completación: 26 DE NOVIEMBRE DE 1995

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	20/11/1995	U: 9586-9616	26 h	2388,0	12,0	0,5	---	18	EVALUAN CON BOMBA JET
2	16/11/1995	T: 9832-9852	16 h	---	---	100	---	---	EVALUAN CON BOMBA JET
3	12/11/1995	HS: 10030-10050	15 h	470,0	201,0	30	---	14	EVALUAN CON BOMBA JET
4	09/11/1995	HI: 10074-10086	15 h	---	---	100	---	---	PRUEBA SE LO REALIZO A FLUJO NATURAL

POZO YUCA-16

Fecha inicio de la Perforación: 27 DE ABRIL DE 2001

Fecha fin de la Perforación: 23 DE MAYO DE 2001

Fecha de Completación: 29 DE JUNIO DE 2001

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	27/09/1994	HS: 9960-9988	39 h	504,0	696,0	58,0	---	22,0	EVALUADO CON BOMBA JET
2	30/10/1994	TI: 9804-9824	37 h	691,0	461,0	40,0	---	19,6	EVALUADO CON BOMBA JET

CONTINUACIÓN

POZO YUCA-17

Fecha inicio de la Perforación: 27 DE MAYO DE 2001

Fecha fin de la Perforación: 24 DE JUNIO DE 2001

Fecha de Completación: 23 DE AGOSTO DE 2001

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	09/08/2001	Hsup: 9962-9994	47h	129,0	95,0	42	---	---	se aísla arena con tapón de cemento de 9944-10065 por alto Bsw
2	16/08/2001	U : 9520-9550	29h	629,0	5,0	9,0	---	22,2	

POZO YUCA-19D

Fecha inicio de la Perforación: 17 DE ENERO DE 2008

Fecha fin de la Perforación: 12 DE FEBRERO DE 2008

Fecha de Completación: 21 DE ABRIL DE 2008

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	31/03/2008	HI: 10550-10556 10560-10570	27 h	0,0	---	100	---	NR	EVALUAN CON BOMBA JET
2	05/04/2008	HS: 10516-10538	76 h	228,0	228,0	50	---	21,6	EVALUAN CON BOMBA JET
3	12/04/2008	UI: 10122-10140	144 h	432,0	383,0	47	---	18,2	EVALUAN CON BOMBA JET

POZO YUCA-20D

Fecha inicio de la Perforación: 21 DE MARZO DE 2008

Fecha fin de la Perforación: 15 DE ABRIL DE 2008

Fecha de Completación: 15 DE MAYO DE 2008

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	27/04/2008	Ti : 10166-10170 10196-10212	9h	0,0	24,0	100	---	---	CIBP a 10000. No fluye.
1	07/05/2008	U : 9903-9922	10.6h	365,0	547,0	60	---	18,0	No fluye, luego estimulan con RMA y Jet 10A. Baján BES.

POZO YUCA-21D

Fecha inicio de la Perforación: 22 de Agosto del 2008

Fecha fin de la Perforación: 6 de Septiembre del 2008

Fecha de Completación: 26 de Octubre del 2008

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	26/10/2008	HI : 10192-10202 10214-10220		365,0	1555,0	81	---	27	Pozo presenta soplo moderado y no fluye. luego estimulan con RMA y Jet 10A. Baján BES.

POZO YUCA-22D

Fecha inicio de la Perforación: 16 DE FEBRERO DE 2008

Fecha fin de la Perforación: 15 DE MARZO DE 2008

Fecha de Completación: 28 DE MARZO DE 2008

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	28/03/2008	HI : 10500-10520	---	1117,0	---	3,0	50,0	26,0	Pozo fluye. Produce a flujo Natural.

POZO YUCA-23D

Fecha inicio de la Perforación: 17 DE MARZO DE 2009

Fecha fin de la Perforación: 15 DE ABRIL DE 2009

Fecha de Completación: 11 DE JULIO DE 2009

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	*API A 60°F	OBSERVACIONES
1	03/07/2009	U : 11148-11190	---	551,0	121,0	18,0	50,0	16,6	

CONTINUACIÓN

POZO YUCA-24D

Fecha inicio de la Perforación: 16 DE ABRIL DE 2009

Fecha de Completación: 23 DE JUNIO DE 2009

Fecha fin de la Perforación: 06 DE MAYO DE 2009

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	05/06/2009	U: 10228-10232 10236-10250	34 h	168,0	504,0	75,0	---	18,7	EVALUAN CON BOMBA JET E8
2	10/06/2009	T: 10536-10557	74 h	585,0	111,0	16,0	---	16,4	EVALUAN CON BOMBA JET E9

POZO YUCA-25D

Fecha inicio de la Perforación: 07 DE SEPTIEMBRE DEL 2008

Fecha de Completación: 08 DE OCTUBRE DEL 2008

Fecha fin de la Perforación: 23 DE SEPTIEMBRE DEL 2008

PRUEBA No.	FECHA	YACIMIENTO INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	PETROLEO BPPD	AGUA BAPD	BSW %	R.G.P. PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	05/10/2008	UI: 10066-10090	---	1296,0	864,0	40,0	---	18,7	

Fuente: ARCHIVO DE EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

Anexo 3.2: Resultados de Build'Up.

POZO	FECHA	ARENA	CAUDAL TOTAL	CAUDAL OIL	CAUDAL WATER	PROF MP (ft)	PROF BOMBA (ft)	Pr @ B (PSI)	Pwf @ B (psi)	DAÑO Sf	DAÑO St	IP	K (md)	Datum	*API	Pr @ MP (psi)	Pwf @ MP (psi)
YUC001A:UI	27/04/1993	UI	960	922	38	9601	9298	3283	2423	4,5	4,5	1,11	86	9467	27,4	3283	2423
YUC001BA:UI	31/12/2002	UI	1128	1015	113	9581	9409	2790	2191	2,1	2,1	1,88	162	9467	17,6	2921	2248
YUC002BA:UI	18/11/1995	UI	613	145	468	9380	9330	3670	2462	3,65	7,13	0,51	182	9467	15,5	3649	2441
YUC002BA:UI	05/04/2008	UI	648	395	253	9536	9346	3204	1534	1,3	1,3	0,39	375	9467	14	3285	1615
YUC004A:UI	29/07/1995	UI	600	510	90	9371	9371	3796	2284	15	17	0,4	195	9467	15,5	3796	2284
YUC005A:UI	18/05/1993	UI	840	168	672	9568	9500	3546	1750	10	14	0,47	84	9467	21	3569	1772
YUC007A:UI	04/07/1993	UI	1608	1598	10	9572	9469	3728	2737	-0,86	-0,86	1,62	109	9467	16,5	3763	2772
YUC007A:UI	06/06/1996	UI	1272	865	407	9572	9435	3624	3015	0,8	2,5	2,09	140	9467	16,5	3671	3082
YUC007A:UI	25/02/2003	UI	456	260	196	9520	9380	2919	1795	16,4	16,4	0,41	600	9467	17,5	2976	1852
YUC009A:UI	23/07/1996	UI	1009	403	606	9363	9363	3488	2349	24,3	37,9	0,89	180	9467	21	3488	2349
YUC009A:UI	29/03/2004	UI	518	233	285	9494	9385	2986	1995	2,11	5,12	0,52	375	9467	21	3021	2030
YUC013A:UI	25/03/1996	UI	1920	1747	173	9578	9375	3614	2445	0,7	0,7	1,64	120	9467	18,3	3681	2512
YUC013A:UI	04/04/2001	UI	1224	587	637	9578	9450	3240	2279	3,29	3,29		198	9467	18,3	3268	2484
YUC013A:UI	14/05/2003	UI	1056	391	665	9578	9450	2960	2258	7,36	7,36	1,5	527	9467	18,5	3017	2304
YUC013A:UI	19/12/2003	UI	720	374	346	9566	9315	2728	2075	1,07	1,07	1,1	399	9467	18,5	2837	2184
YUC014A:UI	10/09/2010	UI	562	461	101	9502	9292	2217	1739	3,74	3,74	1,06	315	9467	16,8	2312	1834
YUC015A:UI	22/11/1995	UI	2400	2388	12	9601	9467	3477	2762	0,25	1,46	3,36	395	9467	21,8	3521	2806
YUC015A:UI	16/07/2003	UI	1320	343	977	9594	9515	3258	1983	20	20	1,01	1300	9467	18,5	3293	2013
YUC015A:UI	01/07/2009	UI	1080	335	745	9593	9458	2831	1920	20	20	1,18	1549	9467	19	2966	2055
YUC016A:UI	05/12/2001	UI	1440	936	504	9544	9403	2592	2531	2,6	2,6	2,7	1035	9467	15,6	3063	2590,84
YUC019D:UI	13/04/2008	UI	816	433	383	10131	9972	2710	2279	2,75	2,75	1,89	953	9467	18,2	2777	2346
YUC020D:UI	08/05/2008	UI	912	365	547	9912	9770	3102	2230	15	15	1,04	6200	9467	14	3163	2291
YUC020D:UI	23/04/2009	UI	1104	210	894	9910	9832	3114	2495	17	17	1,78	3450	9467	18	3147	2528
YUC023D:UI	04/07/2009	UI	672	551	121	11170	11132	2386	2030	0,157	0,157	1,64	506	9467	17	2401	2045
YUC025D:UI	30/10/2008	UI	594	369	225	10078	9878	2528	1867	1,83	1,83	0,9	430	9467	16,8	2613	1951

CONTINUACIÓN

POZO	FECHA	ARENA	CAUDAL TOTAL	CAUDAL OIL	CAUDAL WATER	PROF MP (ft)	PROF BOMBA (ft)	Pr @ B (PSI)	Pwf @ B (psi)	DAÑO Sf	DAÑO St	IP	K (md)	Datum	*API	Pr @ MP (psi)	Pwf @ MP (psi)
YUC008A:TI	16/10/1993	TI	2040	1918	122	9924	9848	3057	2675	0,94	0,94	5,34	841	9736	28,2	3085	2703
YUC008A:TI	08/11/2004	TI	1702	511	1191	9924	9759	2706	2395	7,59	7,59	5,47	232	9736	28,2	2774	2464
YUC012A:TI	01/05/1995	TI	576	317	259	9805	9699	2527	1771	11	13	0,78	98	9736	24,5	2562	1806
YUC012A:TI	08/12/1995	TI	960	595	365	9803	9668	2426	957	9,84	13,28	0,65	94	9736	24,5	2468	1000
YUC012A:TI	21/09/1997	TI	606	279	327	9791	9656	2507	1765	3,1	7,2	0,84	76	9736	24,5	2559	1817
YUC013A:TI	01/10/1994	TI	1104	1093	11	9699	9587	2408	1789	1,72	1,72	1,78	157	9736	28	2625	2006
YUC014A:TI	03/03/1996	TI	864	795	69	9779	9654	3620	3188	77,55	77,55	0,6	320	9736	19,2	3661	3229
YUC016A:TI	14/06/2001	TI	960	528	432	9814	9683	2415	2282	2,24	2,24	7,22	266	9736	22,5	2467	2334
YUC016A:TS	31/05/2010	TS	960	307	653	9763	9402	2791	1856	9,37	9,37	0,47	381	9682	24	2933	1998
YUC021D:TI	28/01/2009	TI	1056	992	64	10007	9882	2251	1882	1,6	1,6	2,86	151	9736	26,5	2300	1931

POZO	FECHA	ARENA	CAUDAL TOTAL	CAUDAL OIL	CAUDAL WATER	PROF MP (ft)	PROF BOMBA (ft)	Pr @ B (PSI)	Pwf @ B (psi)	DAÑO Sf	DAÑO St	IP	K (md)	Datum	*API	Pr @ MP (psi)	Pwf @ MP (psi)
YUC013A:HS	30/05/2005	HS	384	84	300	9994	9390	3891	1351	0,04	0,04	0,15	10	9906	27,5	4162	1622
YUC013A:HS	14/03/2006	HS	336	235	101	9994	8928	3822	1368	0,6	0,6	0,14	41	9906	18,5	4276	1822
YUC014A:HS	01/12/1995	HS	960	768	192	9945	9794	4787	2777	6,29	9,17	0,48	73	9906	19,2	4837	2827
YUC016A:HS	10/06/2001	HS	1200	480	720	9974	8842	3844	2302	0,54	0,54	0,78	270	9906	19,5	4319	2777
YUC016A:HS	01/12/2007	HS	960	374	586	9970	9269	3595	1839	2	2	0,54	46	9906	26	3886	2130
YUC019D:HS	06/04/2008	HS	480	216	264	10524	10362	4126	1410	0,426	0,426	0,174	24,5	9906	21,6	4195	1479
YUC019D:HS	19/11/2009	HS	192	79	113	10527	9940	4062	1216	9	9	0,07	40	9906	27	4305	1459

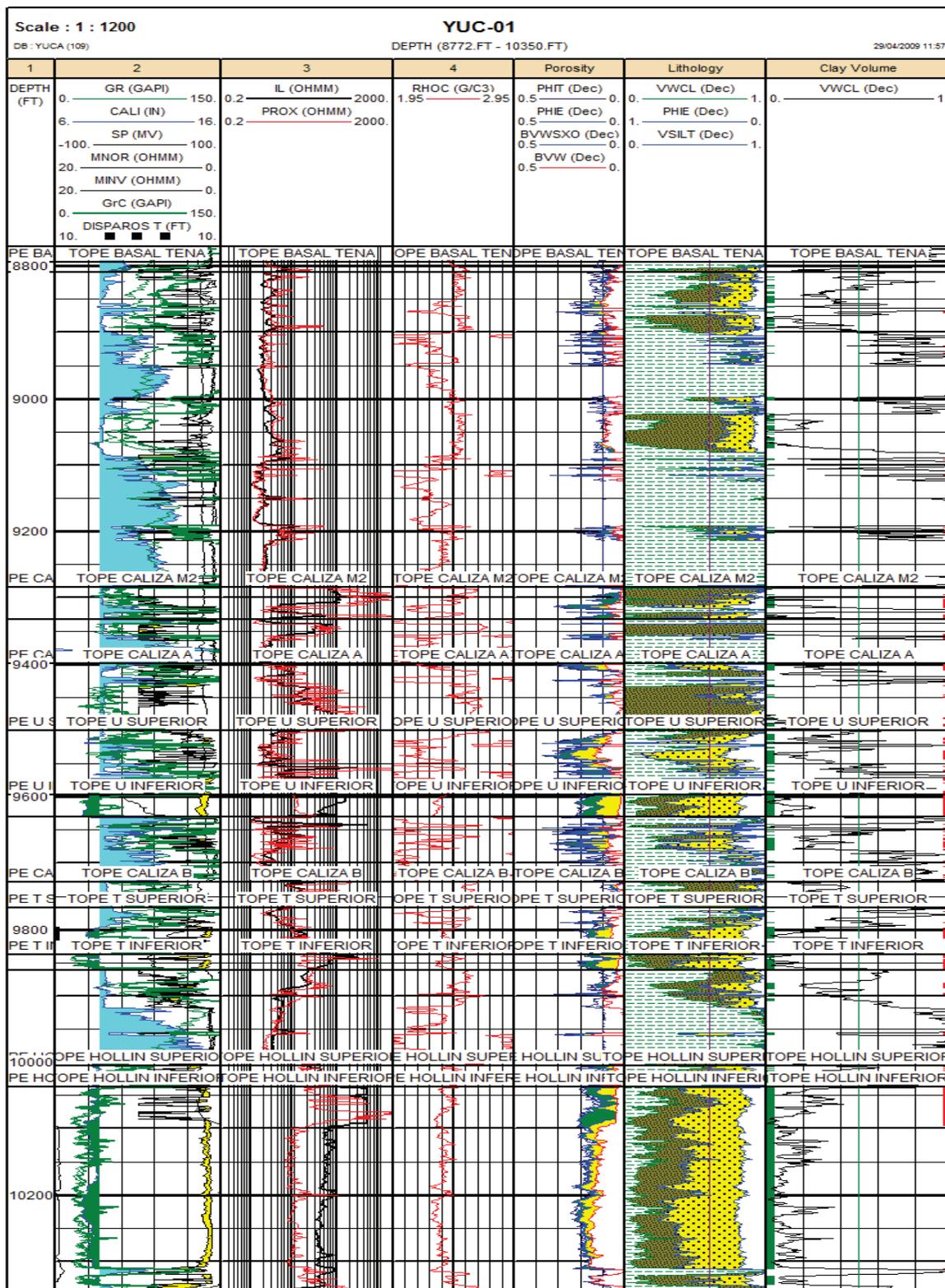
POZO	FECHA	ARENA	CAUDAL TOTAL	CAUDAL OIL	CAUDAL WATER	PROF MP (ft)	PROF BOMBA (ft)	Pr @ B (PSI)	Pwf @ B (psi)	DAÑO Sf	DAÑO St	IP	K (md)	Datum	*API	Pr @ MP (psi)	Pwf @ MP (psi)
YUC020D:HI	30/08/2009	HI	144	124	20	10371	9766	3513	751	1,74	1,74	0,07	10	9972,5	26	3742	980
YUC021D:HI	15/10/2008	HI	288	161	127	10192	10010	4028	421	0,41	0,41	0,08	8957	9972,5	27,1	4098	491
YUC021D:HI	21/10/2008	HI	1920	365	1555	10197	10118	4125	3753	-2,11	-2,11	5,16	348	9972,5	27,1	4159	3787
YUC022D:HI	01/04/2008	HI	975	946	29	10510	10318	4227	3611	2,19	2,19	1,58	891	9972,5	26	4302	3686

Fuente: ARCHIVO DE EP PETROECUADOR

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.

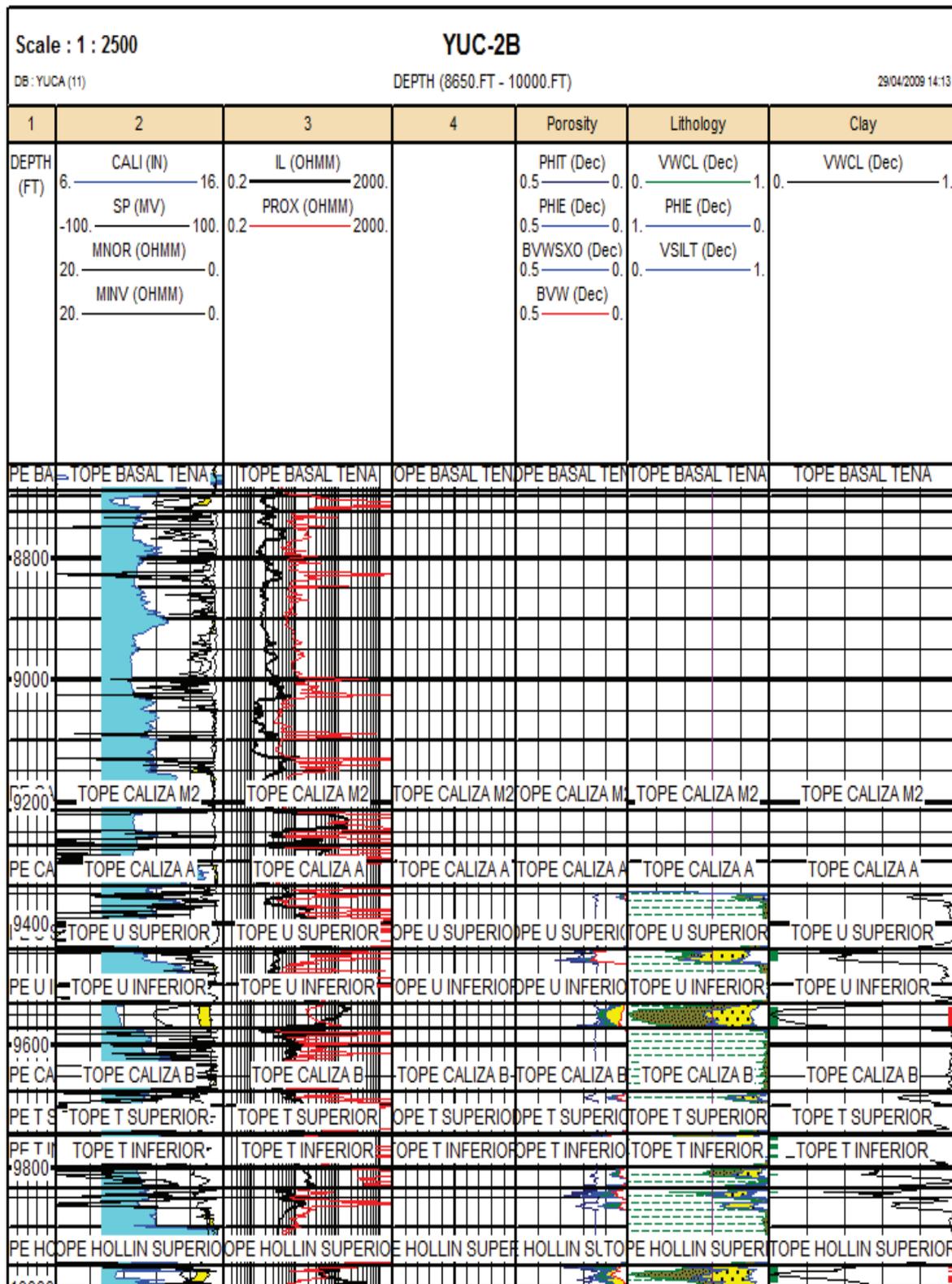
Anexo 3.3: Registros Eléctricos

Pozo YUC-001



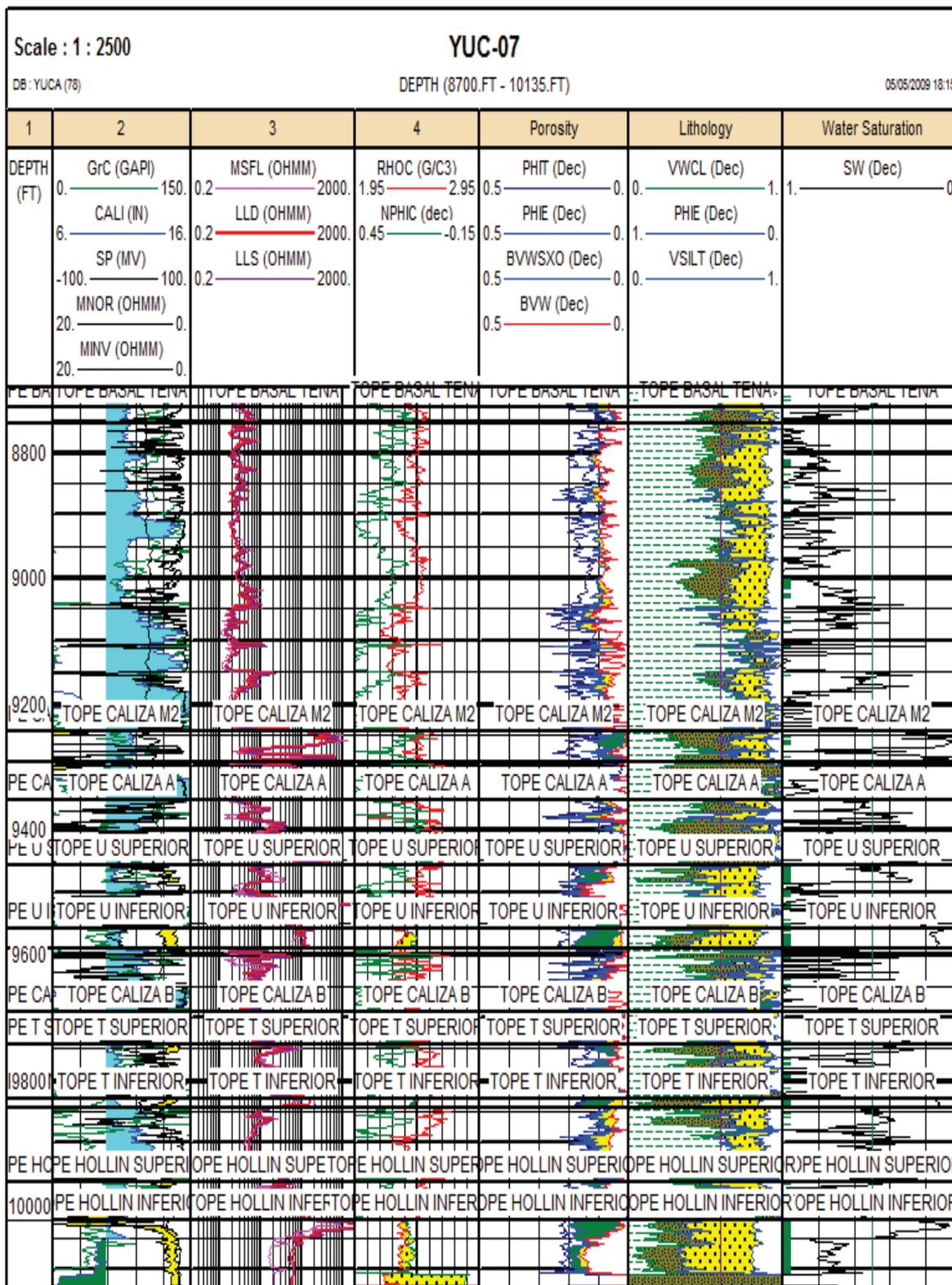
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC- 002



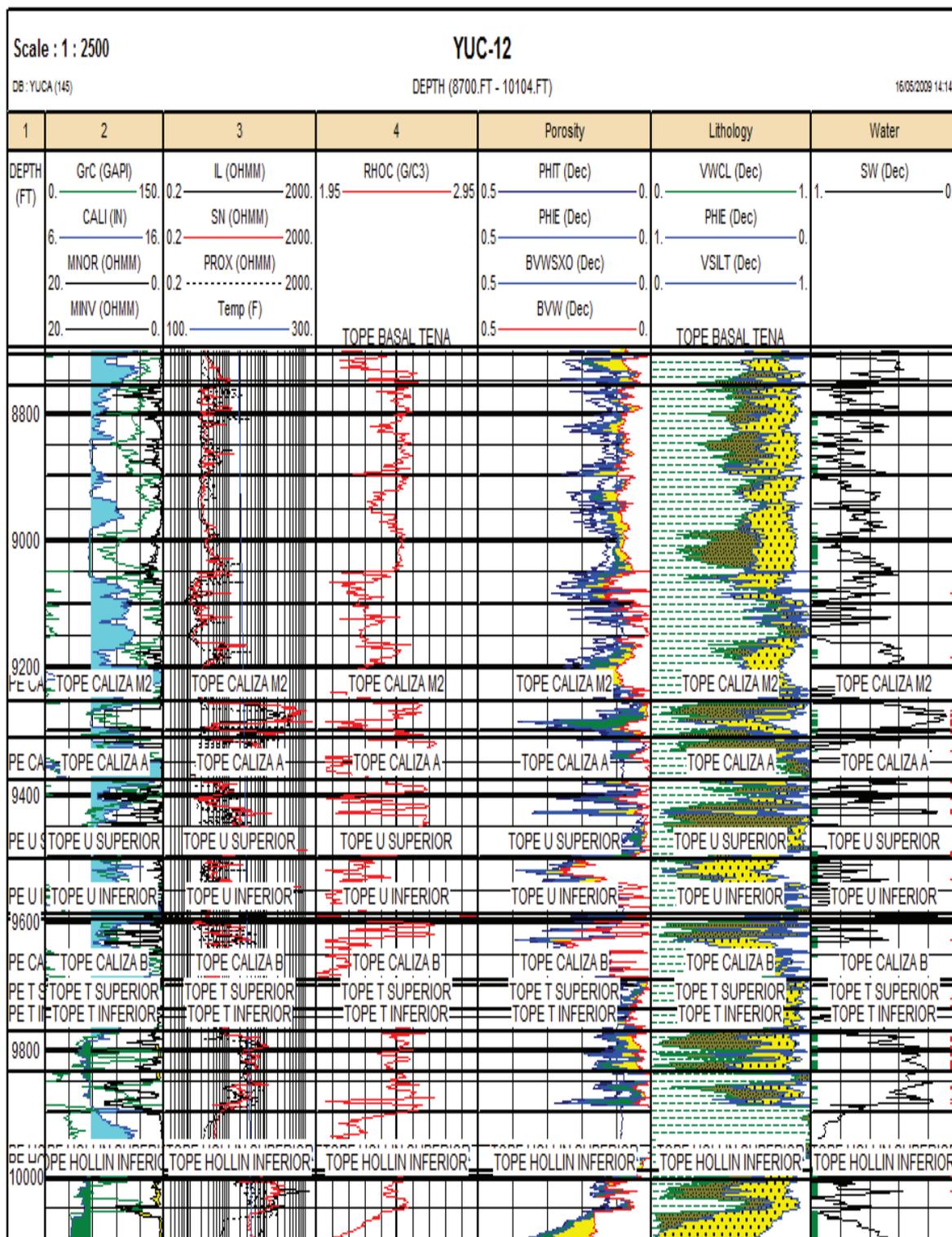
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC-007



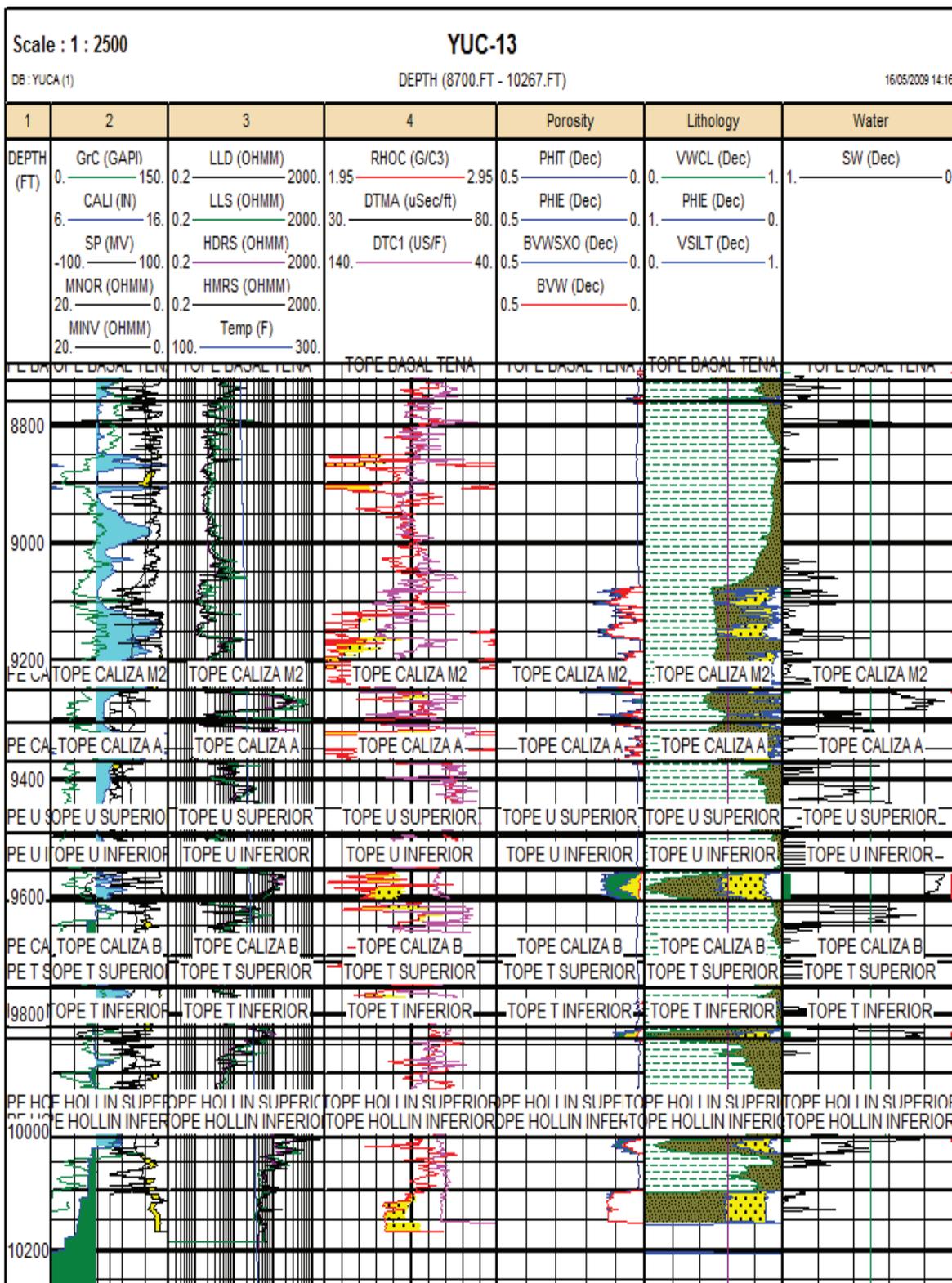
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC-012



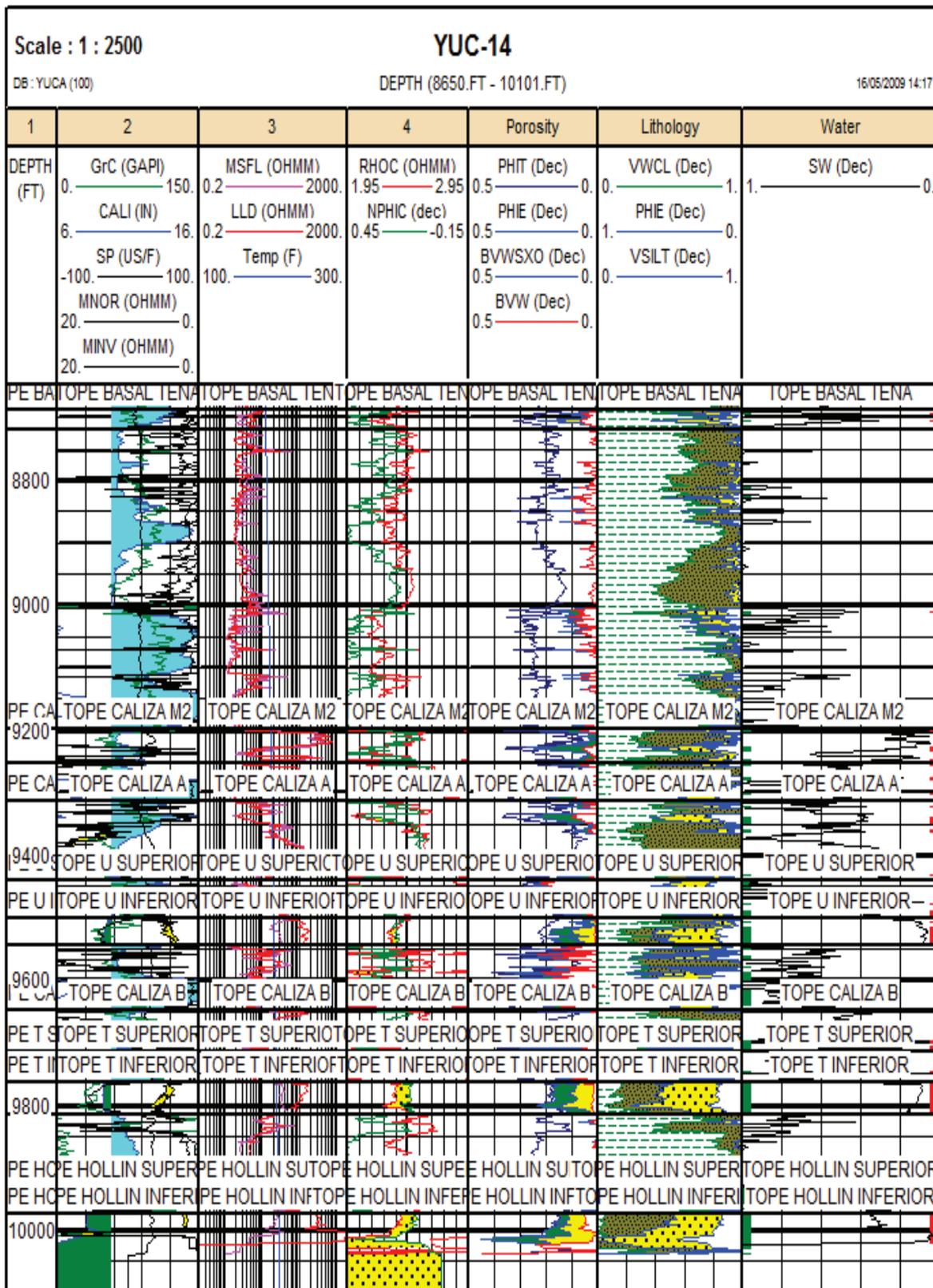
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC-013



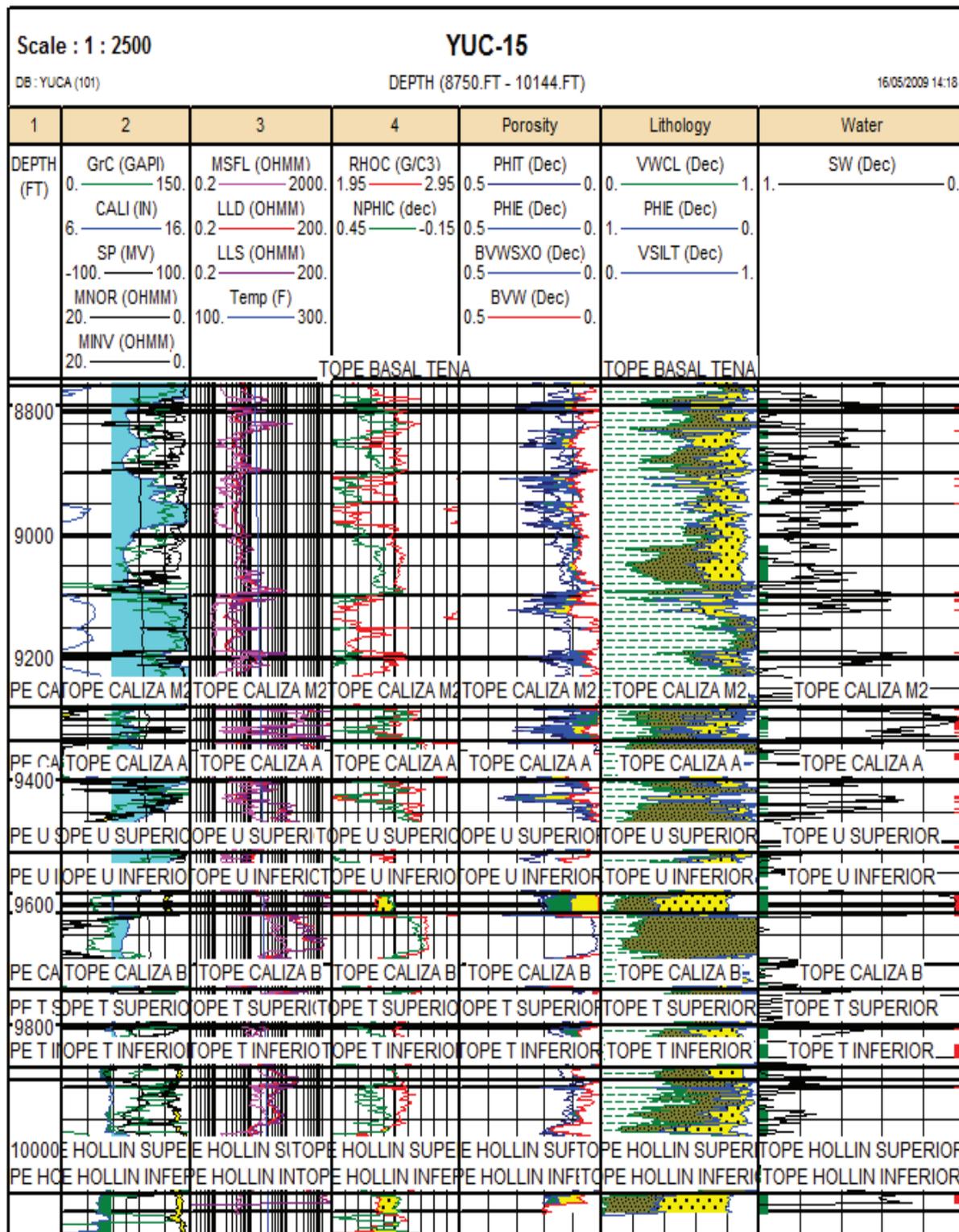
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC-014



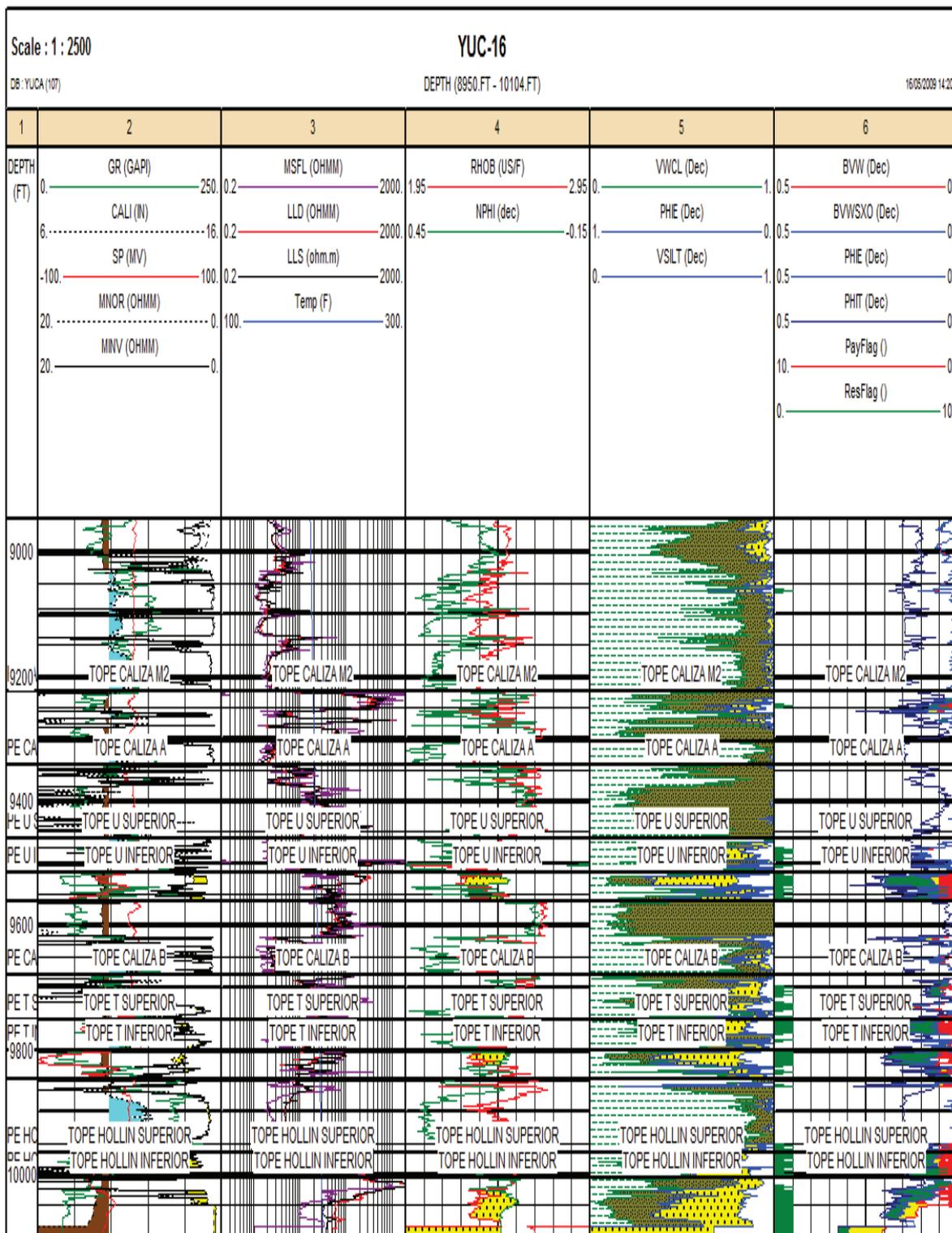
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC-015



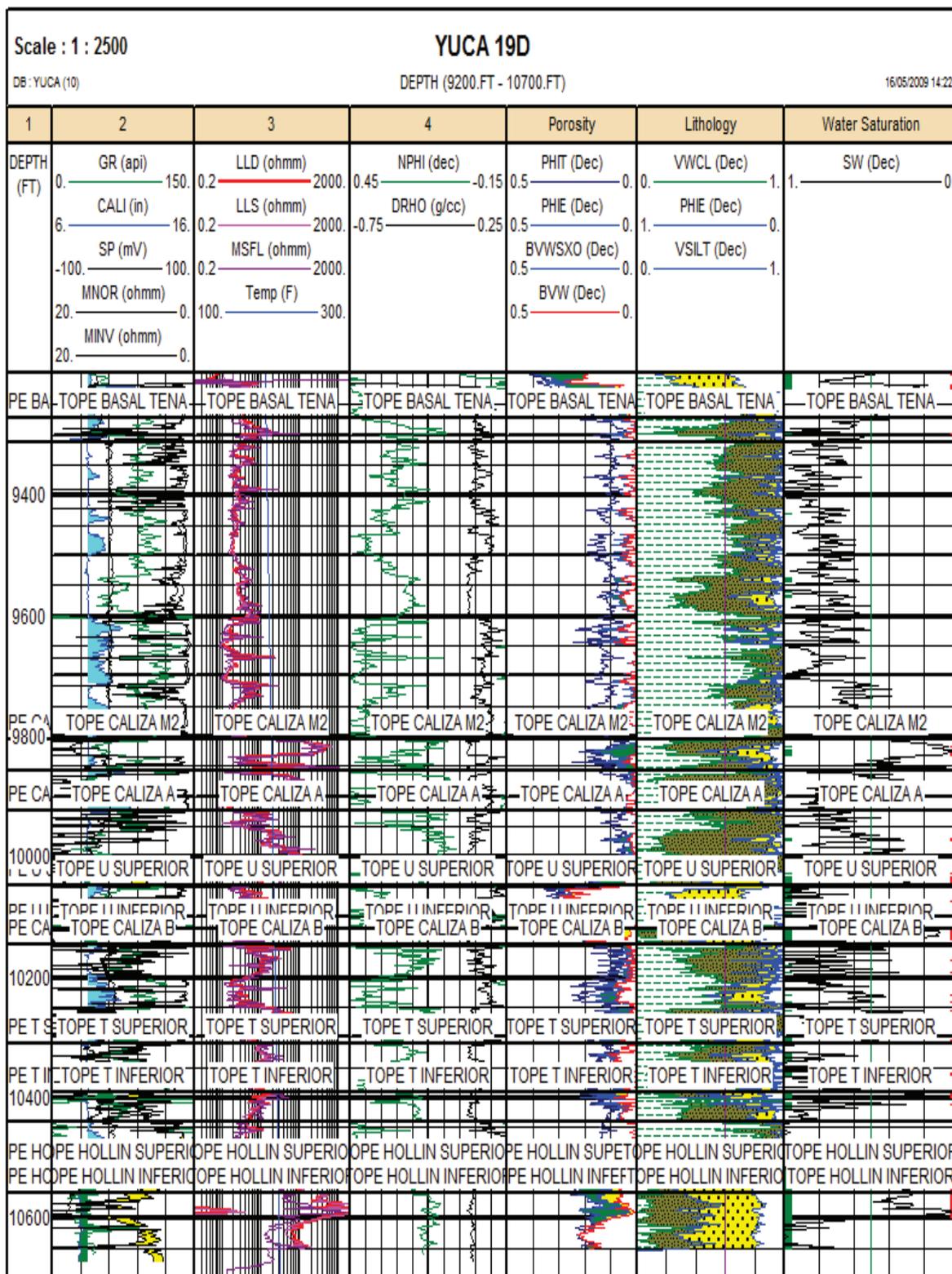
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC-016



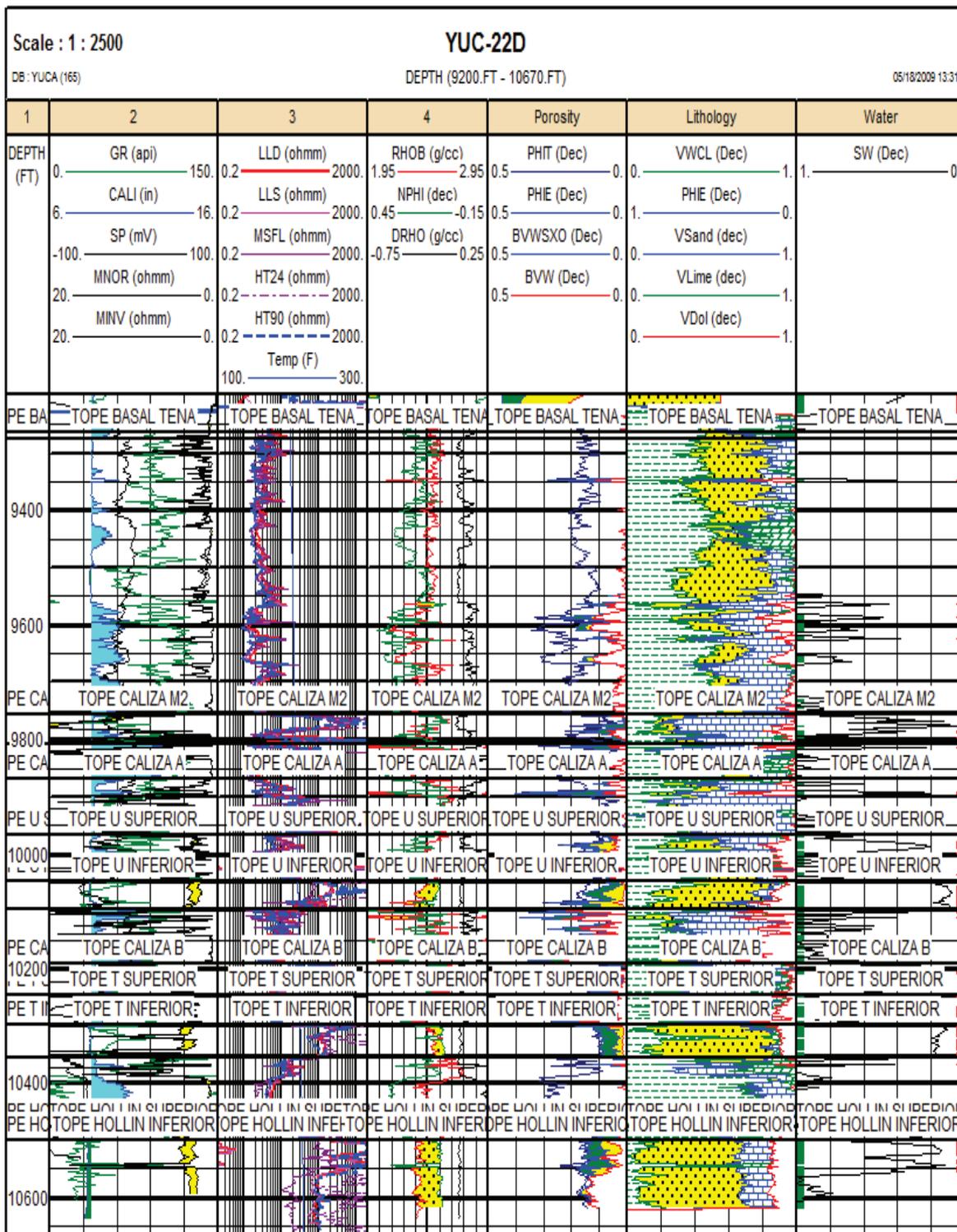
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC-19



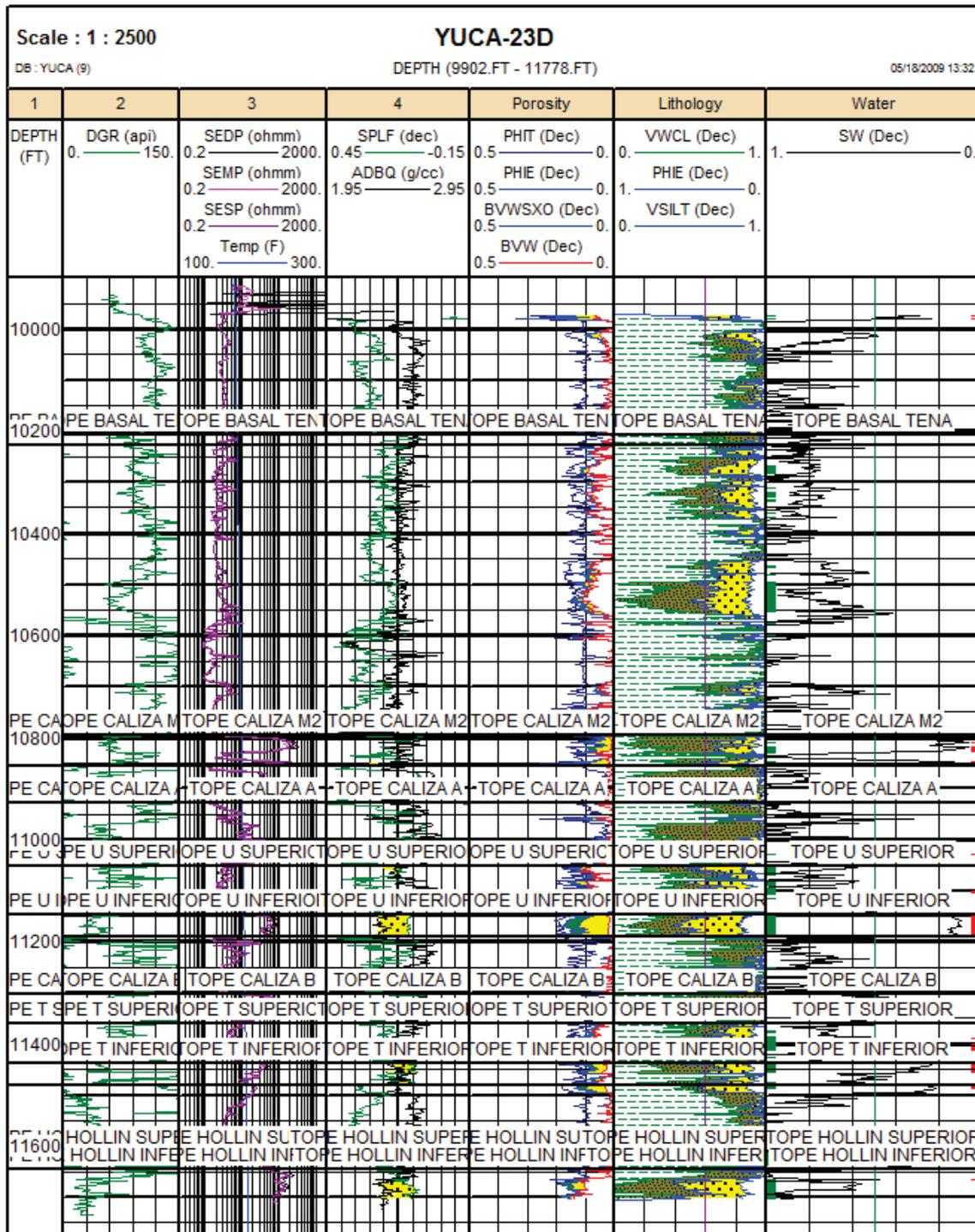
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC- 022



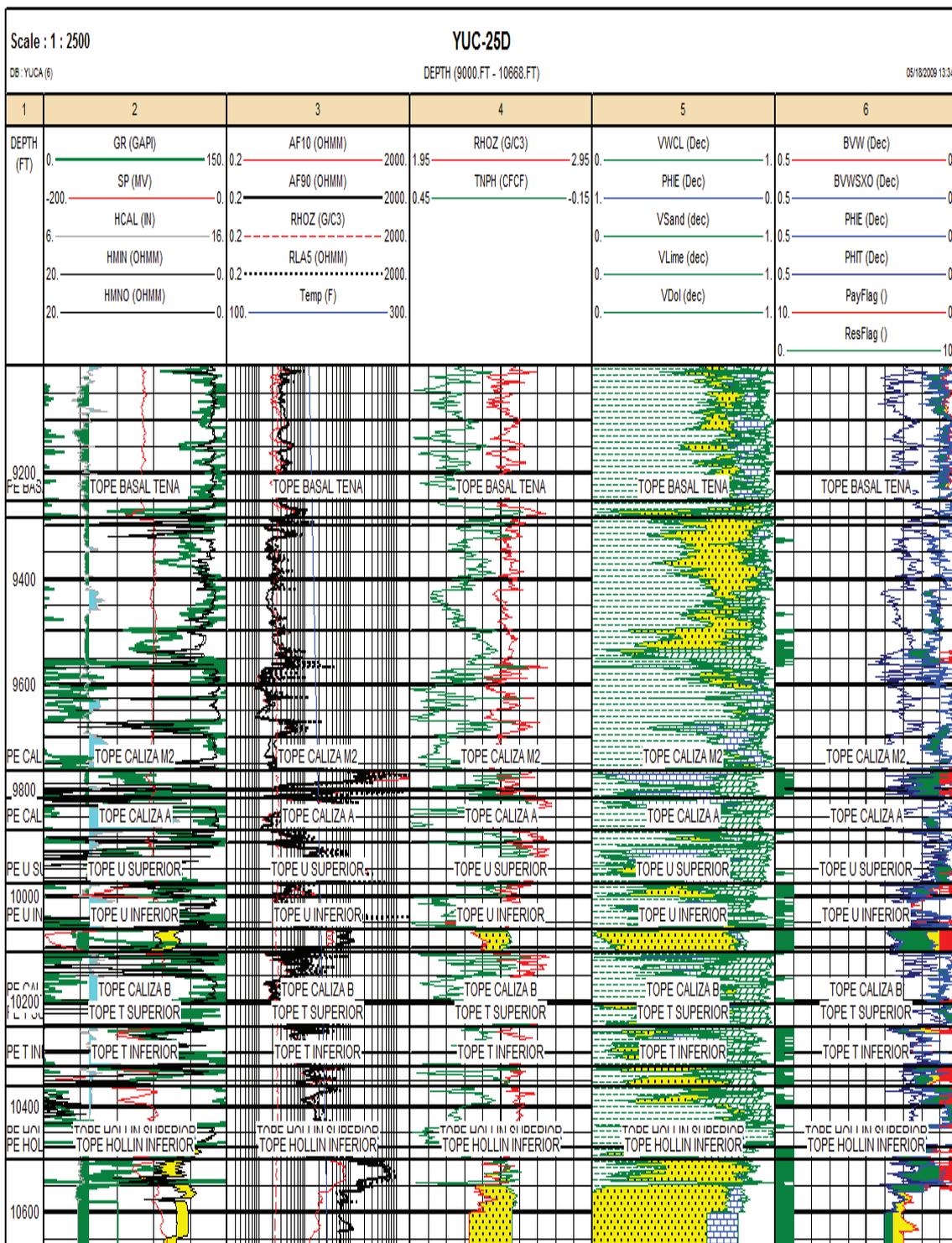
Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC- 023



Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Pozo YUC-025



Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Anexo 5

Anexo 5.1: Proyección acumulada en el 2020

PROYECCION ACUMULADA 2020			
PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]			
	80 USD	90 USD	100 USD
VAN	5,80134E+25	6,61843E+25	7,43552E+25
TIR	28%	32%	36%
RCB	8,89	10,00	11,11

Elaborado por: Rómulo Armas, Javier Cevallos.