

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS Y ESTIMACION DE LA
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS AUCA Y AUCA SUR**

**PROYECTO PERVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

JAIME RODRIGO GAVILANES RODRÍGUEZ
jaime_rodrigo_gavilanes@yahoo.es

LUIS EDUARDO TORRES PEREIRA
luiseduardo07@msn.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA. Msc.
raul.valencia@epn.edu.ec

QUITO, MARZO 2009

DECLARACIÓN

Nosotros, Jaime Rodrigo Gavilanes Rodríguez y Luis Eduardo Torres Pereira, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación personal; 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 normatividad institucional vigente.

Jaime R. Gavilanes Rodríguez.

Luis Eduardo Torres Pereira

CERTIFICACIÓN

Certifico que el siguiente trabajo fue desarrollado por Jaime Rodrigo Gavilanes Rodríguez y Luis Eduardo Torres Pereira, bajo mi supervisión.

**Ing. Raúl Valencia.
DIRECTOR DE PROYECTO**

AGRADECIMIENTOS

A nuestra querida Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, la cual a más de ser un lugar de estudio ha sido un hogar en la que hemos aprendido, compartido experiencias y conocido valiosas personas.

A todos y cada uno de los ingenieros, personal administrativo y trabajadores que conforman la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, por su apoyo, tiempo y dedicación en la formación de profesionales capaces y sobre todo personas de bien.

Al Ing. Raúl Valencia, quien amablemente nos brindó su colaboración en el desarrollo del presente proyecto, sabiéndonos encaminar de la mejor manera en el cumplimiento de esta meta tan anhelada.

Un agradecimiento a Petroproducción, por las facilidades prestadas para el desarrollo del presente proyecto, en cada uno de los departamentos a donde hemos acudido.

De una manera muy especial agradecemos al Ing. Miguel Ángel Orozco, quien a más de ser un excelente profesional ha llegado a ser un buen amigo, por su valioso tiempo y compartir con nosotros su experiencia y conocimiento durante la dirección del presente proyecto.

A nuestras familias por todos estos años de apoyo y porque han sabido comprendernos en los buenos y malos momentos.

Otro agradecimiento muy especial a todos los amigos que conforman el Club Deportivo Socio Cultural JUDAS, con quienes hemos compartido gratas experiencias, también a todos los compañeros de la Facultad y universidad.

DEDICATORIA

*Por qué dices que me entiendes?
si en realidad ni comprendes
mi manera de ser, mi manera de ver*

*¿Por qué dices que me entiendes?
si en realidad ni comprendes
quién yo soy, ni lo que por este mundo hago y doy*

*¿Por qué finges escuchar?
Cuando te vengo a contar
la tristeza de ayer, deberías saber*

*que es ignorancia nuestro peor enemigo
ignorancia*

*Es ignorancia nuestro peor enemigo
Ignorancia, mejor voy a contarle a mis amigos voy*

*Vas enseñando mentiras
y con tu propaganda fulminas
toda imaginación, vas matando la emoción*

*Como pretendes al cielo llegar
si en la tierra no hiciste más
que mentir y traicionar, así no lo vas a lograr*

*Quieres hacer del espíritu ciencia
adaptando la historia a tu conveniencia
pero ya partió en tren, te quedaste en el andén*

*de la Ignorancia, nuestro peor enemigo
Ignorancia, mejor voy a contarle a mis amigos que es
Ignorancia, nuestro peor enemigo
Ignorancia, mejor voy a contarle a mis amigos voy*

*Ignorancia, nuestro peor enemigo
Ignorancia, mejor voy a contarle a mis amigos que es
Ignorancia*

*Ignorancia, nuestro peor enemigo
Ignorancia, mejor voy a contarle a mis amigos voy*

GONDWANA

“A quienes hicieron posible que la ignorancia no forme parte de mi vida... Gracias.”

Jaime R. Gavilanes Rodríguez.

DEDICATORIA

Dicen que la vida es una carrera interminable en la que tenemos que saber luchar para alcanzar nuestras metas y la mejor manera de hacerlo es teniendo alguien cerca que nos brinde una mano para alcanzar nuestros sueños.

Por esta razón dedico la consecución de este sueño a mi madre quien mediante su esfuerzo y admirable dedicación ha sabido guiarme por el camino correcto, a mi hermana quien ha sido mi mejor compañía en el día a día durante todas nuestras vidas y a mi padre por el constante apoyo sin el cual no hubiese podido llevar a cabo la realización de este cometido.

De una manera muy especial quiero dedicar también este logro a la Luz de mi vida, mi Churoncita hermosa, quien ha sabido estar siempre a mi lado y me ha ayudado a levantarme siempre que he caído, quien con una sonrisa ha traído el sol a mi vida.

Luis Eduardo

CONTENIDO GENERAL

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LOS CAMPOS AUCA Y AUCA SUR	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS.....	2
1.2.1 POZOS PRODUCTORES	2
1.2.1.1 Sistemas de producción de los pozos	2
1.2.2 POZOS ABANDONADOS	3
1.2.3 POZOS REINYECTORES	3
1.2.4 POZOS INYECTORES	4
1.2.5 POZOS CERRADOS	4
1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR.....	5
1.4 UBICACIÓN.....	9
1.5.1 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES	11
1.5.2 CARACTERÍSTICAS ESTRATIGRÁFICAS Y DEFINICIÓN DE LA ESTRUCTURA ACTUAL DEL CAMPO.	13
1.5.2.1 Formación Hollín	13
1.5.2.1.1 Hollín inferior	13
1.5.2.1.2 Hollín superior	14
1.5.2.2 Formación Napo	14
1.5.2.2.1 Arenisca “T”	14
- “T” Superior	14
- “T” Inferior.....	15
1.5.2.2.2 Arenisca “U”	15
- “U” Superior.....	15
- “U” Inferior	15
1.5.2.3 Formación Basal Tena.....	16
1.5.3 TOPES Y BASES DE LAS FORMACIONES	18

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS AUCA Y AUCA SUR.....	19
2.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS	19
2.2 ANÁLISIS PVT	19
2.3 DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD.....	20
2.3.1 DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD MEDIANTE ANÁLISIS PVT	21
2.3.2 DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD MEDIANTE EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	21
2.3.2.1 Arena Hollín Inferior.....	21
2.3.2.2 Arena Hollín Superior	23
2.3.2.3 Arena “T”	25
2.3.2.4 Arena “U”	27
2.3.2.5 Arena Basal Tena.....	28
2.3.3 COMPRACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE SALINIDAD	30
2.4 TEMPERATURA DE FORMACIÓN.....	31
2.4.1 GRADIENTE GEOTÉRMICO	31
2.5 RESISTIVIDAD DEL AGUA (Rw).....	32
2.5.1 ARENA HOLLÍN INFERIOR	32
2.5.2 ARENA HOLLÍN SUPERIOR.....	33
2.5.3 ARENA “T”	34
2.5.4 ARENA “U”	35
2.4.5 ARENA BASAL TENA	36
2.6 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS	38
2.6.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS ZONAS DE INTERÉS.....	38
2.6.1.1 Registros Micronormal Y Microinverso.....	38
2.6.1.2 Registros GR, SP y Caliper	39
2.6.1.3 Registros de Porosidad RHOB, NPHI, DT.....	41
2.5.1.4 Registro PEF o PEFZ.....	42
2.6.2 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD.....	43

2.6.2.1 Registro de Porosidad Neutrónico (NPHI).....	43
2.6.2.2 Registro de densidad (RHOB).....	43
2.6.2.3 Registro sónico (DT).....	44
2.6.2.4 Porosidad Efectiva.....	44
2.6.2.5 Volumen De Arcilla.....	45
2.6.2.4 Porosidad Efectiva Corregida.....	46
2.6.3 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA (Sw).....	47
2.6.3.1 Fórmula de Indonesia.....	47
2.7 RESULTADOS OBTENIDOS.....	48

CAPÍTULO III

ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DE ACUERDO A LOS MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	50
3.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS.....	50
3.1.2 EMPUJE HIDROSTÁTICO LATERAL.....	50
3.1.3 EMPUJE HIDROSTÁTICO DE FONDO.....	51
3.1.4 FACTOR DE RECOBRO.....	51
3.1.4.1 Factores de Recobro Oficiales.....	52
3.1.4.2 Factores de Recobro Calculados.....	53
3.1.4.2.1 Acuífero Lateral.....	53
3.1.4.2.1 Acuífero de Fondo.....	53
3.2 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES).....	54
3.3 RESERVAS.....	55
3.3.1 RESERVAS PRIMARIAS.....	55
3.3.2 RESERVAS SECUNDARIAS.....	56
3.3.3 RESERVAS PROBADAS.....	56
3.3.4 RESERVAS PROBABLES.....	56
3.3.5 RESERVAS POSIBLES.....	56

3.3.6 RESERVAS REMANENTES	57
3.3.6.1 Historiales de Producción	57
3.4 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS	58
3.4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO	59
3.4.2 CURVAS DE DECLINACIÓN	59
3.4.3 BALANCE DE MATERIALES	59
3.5 CÁLCULOS	60
3.5.1 CÁLCULO DEL POES	60
3.5.1 CÁLCULO DE RESERVAS	61
3.5.1.1 Cálculo de Reservas Probadas	62
3.5.1.2 Cálculo de Reservas Remanentes	62
3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	63
3.6.1 ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE RECOBRO	63
3.6.2 ANÁLISIS DE LOS VOLÚMENES OBTENIDOS	64
3.6.3 ANÁLISIS DE LAS RESERVAS OBTENIDAS.....	66

CAPÍTULO IV

PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FUTURA	68
4.1 IMPORTANCIA DE LA PREDICCIÓN.....	68
4.2 CURVAS DE DECLINACIÓN	69
4.2.1 PREDICCIÓN PARA BASAL TENA.....	69
4.2.2 PREDICCIÓN PARA LA ARENA “U”	70
4.2.3 PREDICCIÓN PARA LA ARENA “T”	72
4.2.3.1 Enfoque Conservador.....	72
4.2.3.2 Enfoque Pesimista.....	73
4.2.4 PREDICCIÓN PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR	74
4.2.5 PREDICCIÓN PARA LA ARENA HOLLÍN INFERIOR	76

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
5.1 CONCLUSIONES	78
5.2 RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
ABREVIATURAS	84
ANEXOS	86

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1: Sistemas de producción de los pozos.....	3
Tabla 1.2: Estado actual de los pozos del Campo Auca- Auca Sur.....	4
Tabla 1.3: Producción histórica anual de fluidos del Campo Auca-Auca Sur	7
Tabla 1.4: Producción acumulada de petróleo y agua.....	8
Tabla 1.5: Características generales formación Napo	16
Tabla 1.6: Espesores de formación	16
Tabla 1.7: Topes y Bases	18

CAPÍTULO II

Tabla 2.1: Análisis PVT	20
Tabla 2.2: Análisis PVT	21
Tabla 2.3: Salinidades por pozo para la arena Hollín Inferior	22
Tabla 2.4: Promedio de las salinidades para Hollín Inferior.....	23
Tabla 2.5: Salinidades por pozo para la arena Hollín Superior.....	23
Tabla 2.6: Promedio de las salinidades para Hollín Superior	24
Tabla 2.7: Salinidades por pozo para la arena “T”	25
Tabla 2.8: Promedio de las salinidades para “T”	26
Tabla 2.9: Salinidades por pozo para la arena “U”	27
Tabla 2.10: Salinidades por pozo para la arena Basal Tena	28
Tabla 2.11: Salinidades obtenidas de pruebas PVT y pruebas de producción.....	30
Tabla 2.12: Temperaturas de Formación.....	32
Tabla 2.13: Cálculo de R_w a partir de la salinidad.....	37
Tabla 2.14: Valores de PEF para cada tipo de matriz.	42
Tabla 2.15: Parámetros para la selección de las zonas de interés.....	48
Tabla 2.16: Parámetros petrofísicos promedios	48

CAPÍTULO III

Tabla 3.1: Factores de recobro oficiales hasta diciembre del 2007	52
Tabla 3.2: Factores de recobro y datos de las arenas BT, "U", "T" Y HS	53
Tabla 3.3: Factor de recobro y datos de la arena HI.....	53
Tabla 3.4: POES oficiales hasta diciembre del 2007	55
Tabla 3.5: Producción acumulada de las arenas.....	57
Tabla 3.6: Reservas oficiales hasta diciembre del 2007.....	58
Tabla 3.7: POES, Arenas continuas	60
Tabla 3.8: POES, Arenas no continuas	61
Tabla 3.9: Reservas Probadas	62
Tabla 3.10: Reservas Remanentes	62
Tabla 3.11: Análisis de los Factores de Recobro.....	63
Tabla 3.12: Análisis del POES.....	64
Tabla 3.13: Análisis de las Reservas Probadas.....	66

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1: Predicción para Basal Tena.....	70
Tabla 4.2: Predicción de la producción para la Arena "U"	71
Tabla 4.4: Predicción para la Arena "T" con Enfoque Pesimista.....	74
Tabla 4.5: Predicción para Hollín Superior	75
Tabla 4.6: Predicción para Hollín Inferior.....	76

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1: Historial de producción Campo Auca- Auca Sur	8
Figura 1.2: Ubicación del Campo Auca-Auca Sur	10
Figura 1.3: Mapa Estructural del Campo Auca-Auca Sur	12
Figura 1.4: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente	17

CAPÍTULO II

Fig. 2.1: Salinidad de cada pozo para la arena Hollín Inferior	22
Fig. 2.2: Salinidad de cada pozo para la arena Hollín Superior	24
Fig. 2.3: Salinidad de cada pozo para la arena “T”	26
Fig. 2.4: Salinidad de cada pozo para la arena “U”	28
Fig. 2.5: Salinidad de cada pozo para la arena Basal Tena	29
Fig. 2.6: Resistividad de cada pozo para la arena Hollín Inferior	33
Fig. 2.7: Resistividad de cada pozo para la arena Hollín Superior	34
Fig. 2.8: Resistividad de cada pozo para la arena “T”	35
Fig. 2.9: Resistividad de cada pozo para la arena “U”	36
Fig. 2.10: Resistividad de cada pozo para la arena Basal Tena	37
Fig. 2.11: Curvas de los Registros MNOR y MINV	39
Fig. 2.12: Curvas de los Registros SP, GR y CALI	40
Fig. 2.13: Curvas de los Registros RHOB, NPHI, DT y PEF	42

CAPÍTULO IV

Fig. 4.1: Predicción de la producción para BT	69
Fig. 4.2: Predicción de la producción para la arena “U”	71
Fig. 4.3: Enfoque Conservador para la arena “T”	72
Fig. 4.4: Enfoque Pesimista para la arena “T”	73
Fig. 4.5: Predicción de la Producción Hollín Superior	75
Fig. 4.6: Predicción de la Producción Hollín Inferior	76

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPÍTULO I

Anexo 1.2: sistemas de producción por pozos.....	88
Anexo 1.3: pozos abandonados del campo auca-auca sur.....	89
Anexo 1.4: pozos reinyectores del campo auca-auca sur.....	90
Anexo 1.5: tabla pozos inyectores del campo auca-auca sur.....	92
Anexo 1.6: tabla pozos cerrados del campo auca-auca sur.....	93
Anexo 1.7: ubicación de pozos.....	94
Anexo 1.8: ubicación en coordenadas geográficas de los pozos.....	95
Anexo 1.9: mapa estructural de hollín.....	97
Anexo 1.10: mapa estructural de la arena “T”.....	98
Anexo 1.12: mapa estructural de basal tena.....	100
Anexo 1.13: topes y bases de las formaciones de cada pozo.....	101

CAPÍTULO II

Anexo 2.1: datos pvt por arenas.....	104
Anexo 2.2: gradientes geotérmicos.....	105
Anexo 2.3: temperatura para cada formacion en cada pozo.....	107
Anexo 2.4: carta gen-9.....	112
Anexo 2.5: resistividades del agua para la arena hollín inferior.....	113
Anexo 2.6: resistividades del agua para la arena hollín superior.....	114
Anexo 2.7: resistividades del agua para la arena “t”.....	115
Anexo 2.8: resistividades del agua para la arena “u”.....	116
Anexo 2.9: resistividades del agua para la arena bt.....	117
Anexo 2.10: valores de vsh en las zonas de interés.....	118
Anexo 2.11: valores de porosidad efectiva (ϕ_e) en las zonas de interés.....	120
Anexo 2.12: valores de saturación de agua (sw) en las zonas de interés.....	122
Anexo 2.13: espesores de las zonas que contienen hidrocarburo.....	124

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo determinar las reservas e incrementarlas con respecto a los estudios previos. Este se desarrollará en cuatro etapas, con el fin de realizar un mejor estudio en la Actualización de reservas y predicción de la producción de los campos Auca-Auca Sur.

La primera parte del proyecto es la descripción geológica, que consiste en el estudio de las estructuras que conforman el campo así como la ubicación del mismo. En ésta parte del proyecto se definieron los límites físicos del campo en donde existen reservas que pueden ser recuperadas.

El análisis de las propiedades petrofísicas de las arenas a partir de los registros eléctricos de cada uno de los pozos se encuentra en la segunda parte del presente proyecto. Aquí también se detallan las propiedades de los fluidos presentes en cada una de las arenas, estas propiedades fueron obtenidas de los análisis PVT disponibles y generalizadas para las arenas.

Utilizando el método de cálculo que mejor se ajusta a las condiciones del campo, se procedió a determinar las reservas existentes en las diferentes arenas del campo. Para este cálculo se obtuvieron nuevos factores de recobro, ya que los vigentes hasta el 2007 no se ajustaban a las condiciones actuales del campo.

Finalmente, basándonos en los historiales de producción del campo y partiendo de la situación actual del mismo, se realizó una predicción futura de los posibles escenarios de producción para cada una de las arenas dentro de ciertos periodos de tiempo.

PRESENTACIÓN

La producción de petróleo es la principal actividad económica que sustenta el desarrollo sostenible de los ecuatorianos, por tal motivo las empresas productoras de hidrocarburos deben estar a la vanguardia en el desarrollo de los campos y para esto es muy importante conocer la situación de los mismos.

La empresa estatal productora de hidrocarburos PETROPRODUCCIÓN requiere conocer el estado de cada uno de sus campos, y en el caso del campo Auca-Auca Sur que es un campo maduro, se busca estimar la capacidad productiva que aun disponen los yacimientos, debido a que el campo se ha expandido en los años posteriores a su descubrimiento.

Un estudio de actualización de reservas busca estimar la cantidad de hidrocarburo disponible y recuperable en los yacimientos y en base a estos resultados las empresas diseñan planes de perforación y proyectos de reacondicionamiento de los yacimientos que se ve reflejado en inversiones frescas de capitales que generan empleo y desarrollo.

Debido a que la vida productiva de los yacimientos no depende exclusivamente de los mismos, sino también de la inversión que se realice, el horizonte productivo de estos puede ampliarse o reducirse considerablemente.

Como complemento al estudio anterior es recomendable realizar una predicción o visualización del comportamiento del campo bajo un escenario definido, esto permite definir estrategias de desarrollo de los yacimientos en base a los resultados que podrían darse bajo ciertas condiciones de operación por parte de las empresas.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LOS CAMPOS AUCA Y AUCA SUR

1.1 ANTECEDENTES

Este campo fue descubierto por Texaco el 16 de Febrero de 1970 con la perforación del pozo Auca 1 el cual se completó definitivamente el 30 de marzo del mismo año, alcanzó una profundidad de 10578 pies y una producción de 3072 BPPD. Este pozo atravesó toda la secuencia estratigráfica de la cuenca y descubrió petróleo en cantidades comerciales en el yacimiento Hollín de 31.1%API y en el yacimiento "T" de 26.9 %API.

En diciembre de 1973 se inicia el desarrollo del campo con 250 acres de espaciamento y fue puesto en producción el mes de Abril de 1975 con 24 pozos.¹

En el año de 1993 se realiza un estudio de simulación matemática para estimar la producción del campo, el cual estaba conformado por 37 pozos determinándose un POES de 367 MMBP para "T" con un factor de recobro del 35% y 292 MMBP para "U" con un factor de recobro de 37%.

Hasta septiembre de 1997 se habían perforado 47 pozos para producción, de los cuales 1 resultó seco (Auca-023) y 2 pozos para inyección los cuales resultaron productores. La producción conjunta de las arenas U, T y Hollín era de 18000 BPPD.

El petróleo original en sitio determinado para U y T de los mapas geológicos fue estimado en 292 MMBN y 367 MMBN respectivamente. ²

¹ Petroproducción. Archivo Técnico. **File del Campo Auca-Auca Sur (AUC-001)**

² Petroproducción. Archivo Técnico. **File del Pozo Auca 050 (AUC 050.)**

Las presiones iniciales fueron de 4050 psia para Basal Tena, 4141 psia para la arena U, 4213 psia en la arena T y de 4490 psia en Hollín.

1.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

Actualmente el campo Auca-Auca Sur está conformado por 64 pozos perforados, de los cuales: 44 pozos están produciendo, 3 pozos se encuentran abandonados, 4 pozos son reinyectores, 2 pozos son inyectores y 11 pozos se encuentran cerrados.

1.2.1 POZOS PRODUCTORES

Son pozos que se perforaron con el fin de incrementar la producción del campo y que hasta la fecha se encuentran aportando cantidades comerciales de hidrocarburos por lo que se consideran económicamente rentables.

Los pozos productores del Campo Auca-Auca Sur se encuentran detallados en el ANEXO 1.1.

1.2.1.1 Sistemas de producción de los pozos

Debido a la producción constante del Campo durante varios años los yacimientos han experimentado pérdidas de presión, quedando casi en su totalidad incapaces de producir a flujo natural. Por esta razón se encuentran produciendo bajo los siguientes sistemas de producción:

- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Electrosumergible

De estos sistemas de levantamiento artificial, el bombeo hidráulico tipo pistón predomina en la mayor parte de pozos productores del Campo.

En la Tabla 1.1 se observan el número de pozos existentes funcionando bajo cada sistema de producción.

Tabla 1.1 Sistemas de producción de los pozos

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	NUMERO DE POZOS
Bombeo tipo pistón (HP)	18
Bombeo tipo jet (HJ)	13
Bombeo electrosumergible (S)	13

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Los pozos de acuerdo al sistema de producción en forma más detallada se encuentran en el ANEXO 1.2.

1.2.2 POZOS ABANDONADOS

Son aquellos pozos que se perforaron con el fin de incrementar la producción pero que no tuvieron aporte alguno de hidrocarburos o este aporte no justifica la inversión requerida para continuar con la producción.

Algunos pozos no se pudieron concluir por razones de fuerza mayor, debiendo quedar estos abandonados, en estos pozos se coloca un tapón de cemento en la parte superficial del casing para evitar que sean abiertos por accidente.

Los pozos abandonados se encuentran detallados en el ANEXO 1.3.

1.2.3 POZOS REINYECTORES

Estos pozos fueron perforados con el fin de procesar el agua producida en los demás pozos productores y reinyectarla en otras formaciones como Tiyuyacu y Orteguaza.

Algunos pozos por tener un bajo aporte no pudieron continuar en producción y fueron destinados como pozos reinyectores de agua de formación. Ver ANEXO 1.4.

1.2.4 POZOS INYECTORES

Estos pozos fueron perforados con fines de recuperación mejorada, ya sea para presurizar los yacimientos o para mejorar las eficiencias de barrido del petróleo dentro de las arenas productoras.

Los pozos inyectores se encuentran detallados en el ANEXO 1.5.

1.2.5 POZOS CERRADOS

Un pozo se cierra cuando no existen las facilidades para continuar con la producción ya sea por problemas mecánicos como atascamientos, colapsos y otros daños en las completaciones de los mismos. Ver ANEXO 1.6.

La Tabla 1.2 muestra un resumen de la información anteriormente descrita.

Tabla 1.2 Estado actual de los pozos del Campo Auca- Auca Sur

CAMPO AUCA – AUCA SUR	
ESTADO	POZOS
PRODUCTORES	44
ABANDONADOS	3
REINYECTORES	4
INYECTORES	2
CERRADOS	11
TOTAL POZOS	64

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR

En abril de 1975 el campo inicia su producción de petróleo a una tasa de 6752 BPPD, 58 BAPD y un corte de agua de 0.9 % proveniente de 24 pozos perforados, en diciembre del mismo año se obtenía una producción de 8579 BPPD, 4522 BAPD y un corte de agua de 34.5 %, es decir se produjeron 1872 barriles más que en el inicio.

Para diciembre de 1977 el porcentaje de corte de agua tiene un incremento a 47.1%, lo que resulta en una mayor producción de agua de 7654 BAPD, esta es considerable respecto a la producción obtenida de petróleo de 8583 BPPD.

En los siguientes años el corte de agua tiende a disminuir llegando a valores dentro de un rango de 18 a 25 por ciento y la producción de petróleo a mantenerse entre 15000 a 17000 BPPD.

Para agosto de 1983 se obtiene la mayor cantidad de petróleo producido con el BSW más bajo hasta la fecha, 20017 BPPD a 18.7 % respectivamente y 4590 BAPD.

A partir de esta fecha hasta septiembre de 1986 la producción de petróleo se encuentra en un rango de 16000 a 19000 BPPD y un BSW entre 16 a 23 por ciento. La producción de agua no varía mayormente.

En el año de 1988 y parte de 1989 se obtiene una producción promedio de 17575 BPPD, la producción de agua se incrementa para estos años manteniéndose en un valor aproximado de 6248 BAPD.

Para el siguiente año se mantiene la producción de petróleo y agua a un valor cercano de 16400 BPPD y 6550 BAPD respectivamente. El corte de agua se mantiene casi constante en 28.9 %.

Del año 1991 a 1995 se produce un incremento del BSW, tomando un valor de 38.3 % el más alto valor registrado desde 1977, lo cual produciría 14557 BAPD con una producción de petróleo de 23481 BPPD.

En febrero de 1996 se registraron 24388 BPPD, para el final del mismo año esta cifra disminuyó a 20092 BPPD debiéndose a un incremento del corte de agua de 33.6 % a 40.2 % respectivamente.

Al año de 1998 la producción de petróleo disminuyó a 13538 BPPD con una producción de agua de 7629 BAPD y con un BSW de 36 %. La misma que se estabilizó en 17210 BPPD para el siguiente año.

La producción en enero del 2000 fue de 16365 BPPD, al final del mismo año aumentó a 17061 BPPD. La producción de agua para esos dos periodos se aproxima a 10838 BAPD, los valores de corte de agua son ligeramente distintos siendo mayor el correspondiente al mes de enero.

Para el año 2002 los valores de producción promedio de petróleo y agua fueron de 16400 BPPD y 8213 BAPD, con un corte de agua del 33 %.

Al 2004 la producción de petróleo disminuyó a 16200 BPPD, con una producción de agua promedio de 8050 BAPD y un BSW de 33.2 %. El siguiente año se obtuvo un aumento en la producción de 860 BPPD y una disminución de la producción de agua de 1069 BAPD.

Durante el año 2007 la producción promedio registrada fue de 16735 BPPD y una producción de agua casi constante de 10228 BAPD.

El corte de la producción se realizó hasta junio del 2008, al mes de enero del 2008 la producción fue de 18061 BPPD, 18064 BPPD para febrero, 17335 BPPD para marzo, 16450 para abril y 15669 BPPD para mayo.

La Tabla 1.3 resume la producción histórica del Campo Auca-Auca Sur.

Tabla 1.3: Producción histórica anual de fluidos del Campo Auca-Auca Sur

AÑOS	PETRÓLEO	AGUA	FLUIDO	PORCENTAJE DE AGUA
	BPD	BPD	BPD	
1975	9274	2279	11553	17.27
1976	11856	4614	16470	28.39
1977	10505	5499	16004	34.66
1978	9304	5804	15108	38.43
1979	13391	5001	18392	27.69
1980	15542	4293	19835	21.66
1981	15813	5804	21617	26.66
1982	16711	4612	21323	21.56
1983	17464	3403	20867	16.22
1984	17762	4525	22287	20.22
1985	18193	4793	22985	20.79
1986	17894	5267	23161	22.64
1987	13997	4147	18144	23.19
1988	17617	6248	23865	26.19
1989	16236	6196	22432	27.62
1990	15945	6549	22494	29.12
1991	17574	8443	26017	32.3
1992	19253	10106	29359	34.43
1993	20147	11744	31891	36.72
1994	23608	12482	36090	34.57
1995	22448	11908	34356	34.54
1996	21434	12770	34204	37.25
1997	18910	12416	31326	39.47
1998	18515	10741	29256	36.61
1999	17205	9768	26973	36.13
2000	15144	9768	24912	39.13
2001	17703	10499	28202	37.14
2001	16393	8213	24606	33.37
2003	16660	7459	24119	30.87
2004	16187	8046	24233	33.17
2005	17047	7144	24191	29.49
2006	19426	8590	28016	30.86
2007	16734	10228	26962	37.92
JUNIO 2008	17116	10424	27540	37.84

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Se puede observar en la Tabla 1.4 la producción acumulada de petróleo y agua para el Campo Auca-Auca Sur desde el año 1975 hasta diciembre del 2007 y a partir de este a junio del 2008:

Tabla 1.4: Producción acumulada de petróleo y agua

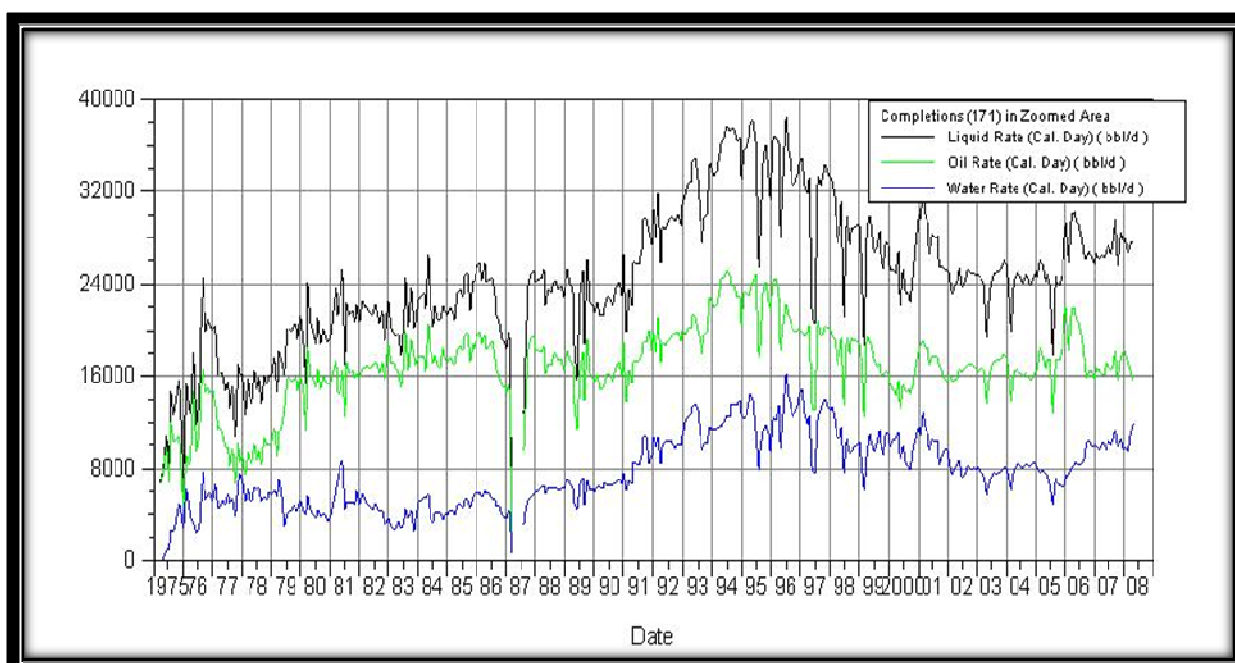
FECHA	PRODUCCIÓN ACUMULADA	
	PETRÓLEO (BBLs)	AGUA (BBLs)
1975 - Diciembre 2007	192585807	82923060
Diciembre 2007- Junio 2008	411597	328246
TOTAL	192997404	83251306

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Las producciones anuales de petróleo, agua y fluido del Campo Auca-Auca Sur desde el inicio de sus operaciones hasta la fecha de corte (junio del 2008), se representan en la Figura 1.1.

Figura 1.1: Historial de producción Campo Auca- Auca Sur



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

1.4 UBICACIÓN

El campo Auca-Auca Sur está ubicado en la provincia de Francisco de Orellana, 260 km al oeste de Quito, aproximadamente a 20 km al sur este del campo Sacha y a 100 km al sur de la frontera con Colombia. Está limitado por los siguientes campos: al norte con los campos Culebra y Yulebra, Sacha y Yuca; al este con Anaconda, Pindo y Conga; al sur con Cononaco; y al oeste con Puma.

El campo forma parte de un gran eje anticlinal que abarca de norte a sur los campos de Lago Agrio, Sacha, Cononaco y Tigüino, la Figura 1.2 muestra la localización del campo.

El campo se localiza en las siguientes coordenadas geográficas y su respectiva equivalencia en coordenadas UTM.

Latitud: entre $0^{\circ}34'S$ ($X_{\min} = 611280.6508913494$) y
 $0^{\circ}48'S$ ($X_{\max} = 611280.6508913494$).

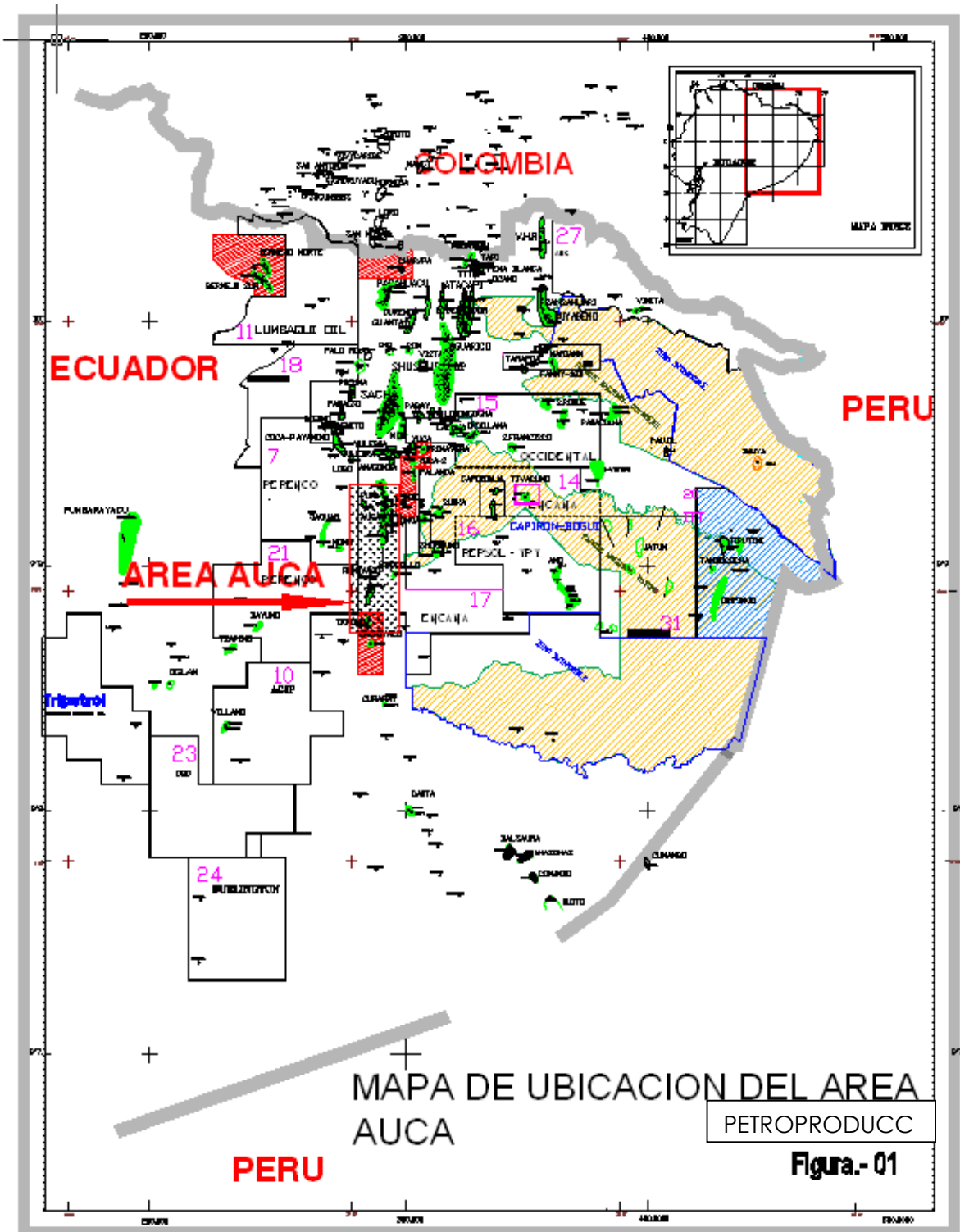
Longitud: entre $76^{\circ}50' W$ ($Y_{\min} = 0$) y
 $76^{\circ}54' W$ ($Y_{\max} = 0$).

Zona 43, hemisferio sur.

La ubicación en unidades métricas de los pozos del Campo Auca-Auca Sur, se encuentran en el ANEXO 1.7.

Los valores correspondientes a la ubicación de los pozos en coordenadas geográficas se detallan en el ANEXO 1.8.

Figura 1.2: Ubicación del Campo Auca-Auca Sur



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

1.5 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

El campo Auca-Auca Sur se encuentra en la Cuenca Oriente que se extiende de Norte a Sur, de la Cuenca Colombiana de Putumayo hasta la Cuenca Marañon en Perú y hacia el este hasta el Escudo Guayano-Brasileño.

La mayoría de sedimentos presentes en esta cuenca evidencian un ambiente de depositación marino poco profundo y aislado del mar abierto.

Las fallas presentes, corresponden generalmente a fallas normales que han controlado la sedimentación antes del Cretácico, durante la fase de extensión de la cuenca.

1.5.1 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES

Esta estructura constituye un anticlinal fallado en dirección norte-sur, limitado al sur por una barrera estratigráfica como se observa en el mapa estructural al tope de la arenisca "U" que es la más continua en el campo como muestra la Figura 1.3.

La estructura del Campo Auca-Auca Sur se presenta como un anticlinal de 23 Km. por 4 Km a lo largo de la cuenca oriente.

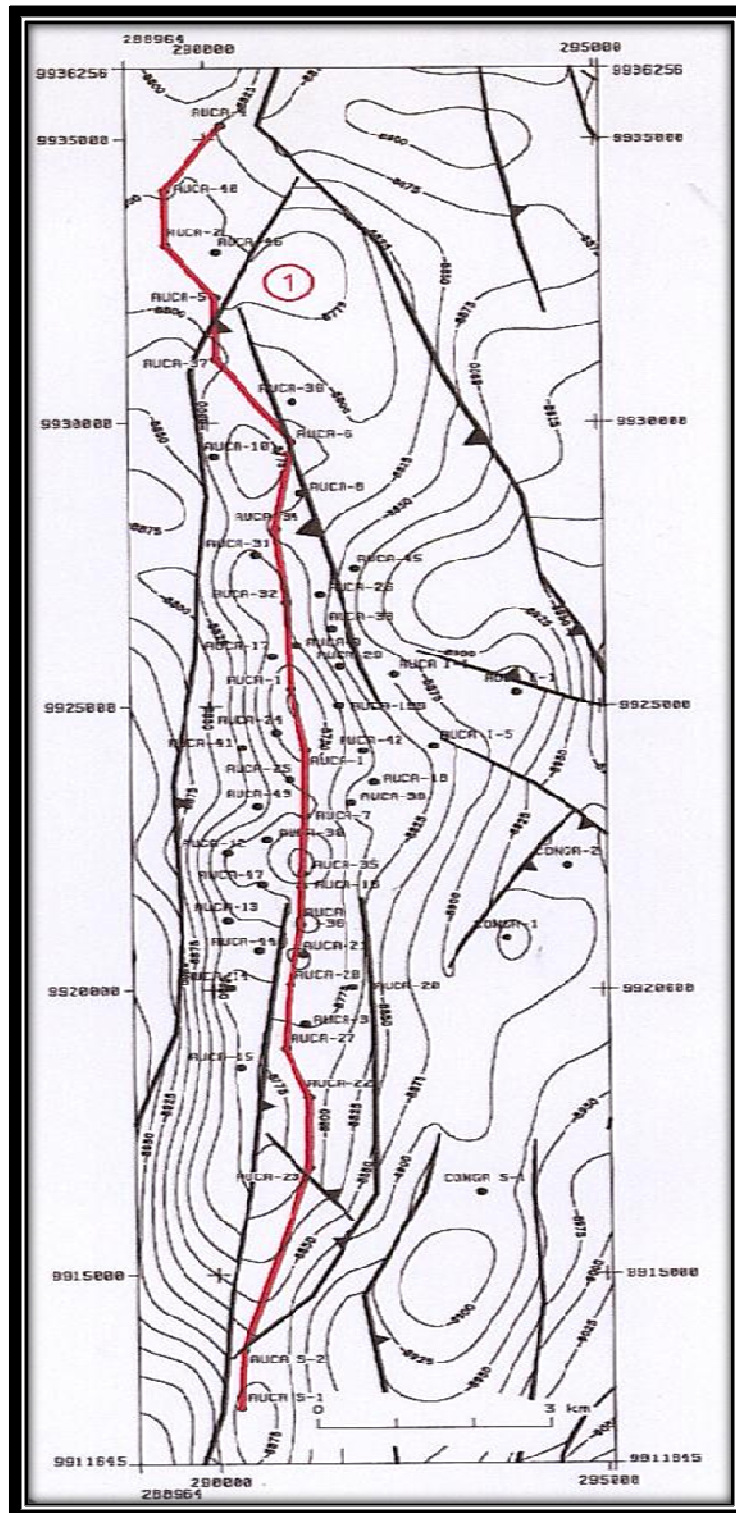
Esta cuenca resultó de fenómenos transgresivos desde el cretácico terminal y se divide en tres elementos distintos:

Sistema Subandino

Corredor Sacha-Shushufindi

Sistema Invertido Capirón-Tiputini

Figura 1.3: Mapa Estructural del Campo Auca-Auca Sur



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo. Petroproducción.

1.5.2 CARACTERÍSTICAS ESTRATIGRÁFICAS Y DEFINICIÓN DE LA ESTRUCTURA ACTUAL DEL CAMPO.

Las formaciones cretácicas Tena, Napo y Hollín aparecen en Auca con presencia de hidrocarburos y los yacimientos productores son: Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín, Figura 1.4. Estas arenas se caracterizan por ser compactas.

El área total de las arenas se define en función de la continuidad de estas al momento de realizar el análisis de los pozos presentes en cada yacimiento. El cálculo de las áreas se realizará planimetrando los mapas de contorno de cada una.

1.5.2.1 Formación Hollín

La formación Hollín tiene un espesor promedio entre 400 - 450 pies, contiene un contacto agua-petróleo bien marcado y exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo.

Esta formación está conformada por las areniscas Hollín inferior de origen volcánico y Hollín superior de origen marina somera con sedimentos de depositación de zona de playa, a demás esta formación está presente en todo el campo Auca-Auca Sur sin presencia de fallas.

El área total de esta arena en las zonas donde se encuentran presentes los pozos de acuerdo al Mapa Estructural de Hollín (ANEXO 1.9), da como resultado un área de 20844.09 acres.

1.5.2.1.1 Hollín inferior

También conocida como Hollín principal, es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino a medio que contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita. Posee una salinidad de 1000 ppm NaCl.

1.5.2.1.2 Hollín superior

Es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundante capas de lutita.

El espesor neto de la arena varía entre 10 a 40 pies, existe una salinidad de 2125 ppm NaCl.

1.5.2.2 Formación Napo

Está formada por dos areniscas, la formación Napo "U" y la formación Napo "T" las cuales están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas.

La calidad de los reservorios es variable, además se evidencian marcados cambios del tamaño del poro que a veces disimulan el contacto agua-petróleo.

1.5.2.2.1 Arenisca "T"

Esta arenisca no es continua, contiene granos finos y son ricas en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas, limolita y lutitas. Posee una porosidad promedio de 14%, una salinidad de 15000 ppm NaCl, espesor promedio de 120 pies.

El área total de esta arena en las zonas donde se hace presente de acuerdo al Mapa Estructural de la Arena "T" (ANEXO 1.10), da como resultado un área de 13621.87 acres.

- "T" Superior

Presenta arenisca cuarzosa de grano fino en mayor proporción, una menor cantidad de grano medio, de forma subangular a subredondeada.

- *“T” Inferior*

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeada. Posee una porosidad promedio de 14.39% y un espesor promedio de 67 pies.

1.5.2.2.2 Arenisca “U”

Al igual que Hollín, esta arenisca se caracteriza por ser continua y estar presente en todo el campo Auca-Auca Sur, contiene arenas similares a las encontradas en la arenisca “T” con una porosidad promedio de 16 %, salinidad de 40000 ppm NaCl, espesor promedio de 200 pies.

El área total de esta arena de acuerdo al Mapa Estructural de la Arena “U” (ANEXO 1.11), da como resultado un área de 21471.49 acres.

- *“U” Superior*

Formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris claro a verde claro, el tamaño del grano es fino de forma subredondeado.

Tiene un espesor promedio de 27 pies y una porosidad promedio de 14.86 %.

- *“U” Inferior*

Es una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino a medio, subangular a subredondeado.

Su espesor y porosidad promedio son de 37.15 pies y 16.62 % respectivamente.

La Tabla 1.5, resume las características generales de las areniscas “U” y “T”, obtenidas de pruebas de presión y de laboratorio:

Tabla 1.5: Características generales formación Napo

Reservorio	Porosidad	Porosidad Promedia	Permeabilidad de núcleos	Permeabilidad de build-up	K promedia build-up
Napo "U"	12.8 – 18	16	10 - 1000	31 – 1915	756
Napo "T"	5.6 - 20.5	14	8 - 900	27 – 955	259

Fuente: PPR-YAC 510 1-5

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

1.5.2.3 Formación Basal Tena

Esta formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies, principalmente formada por un cuerpo arenoso delgado de 10 a 20 pies de espesor y descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo superior. Posee una salinidad de 35000 NaCl.

El área total de esta arena en las zonas donde se encuentran presentes los pozos, de acuerdo al Mapa Estructural de Basal Tena (ANEXO 1.12) da como resultado un área de 16460.09 acres.

Los valores de los espesores de las formaciones así como sus respectivas áreas se presentan en la Tabla 1.6 y los pozos correspondientes a cada zona se observan en el ANEXO 1.13.

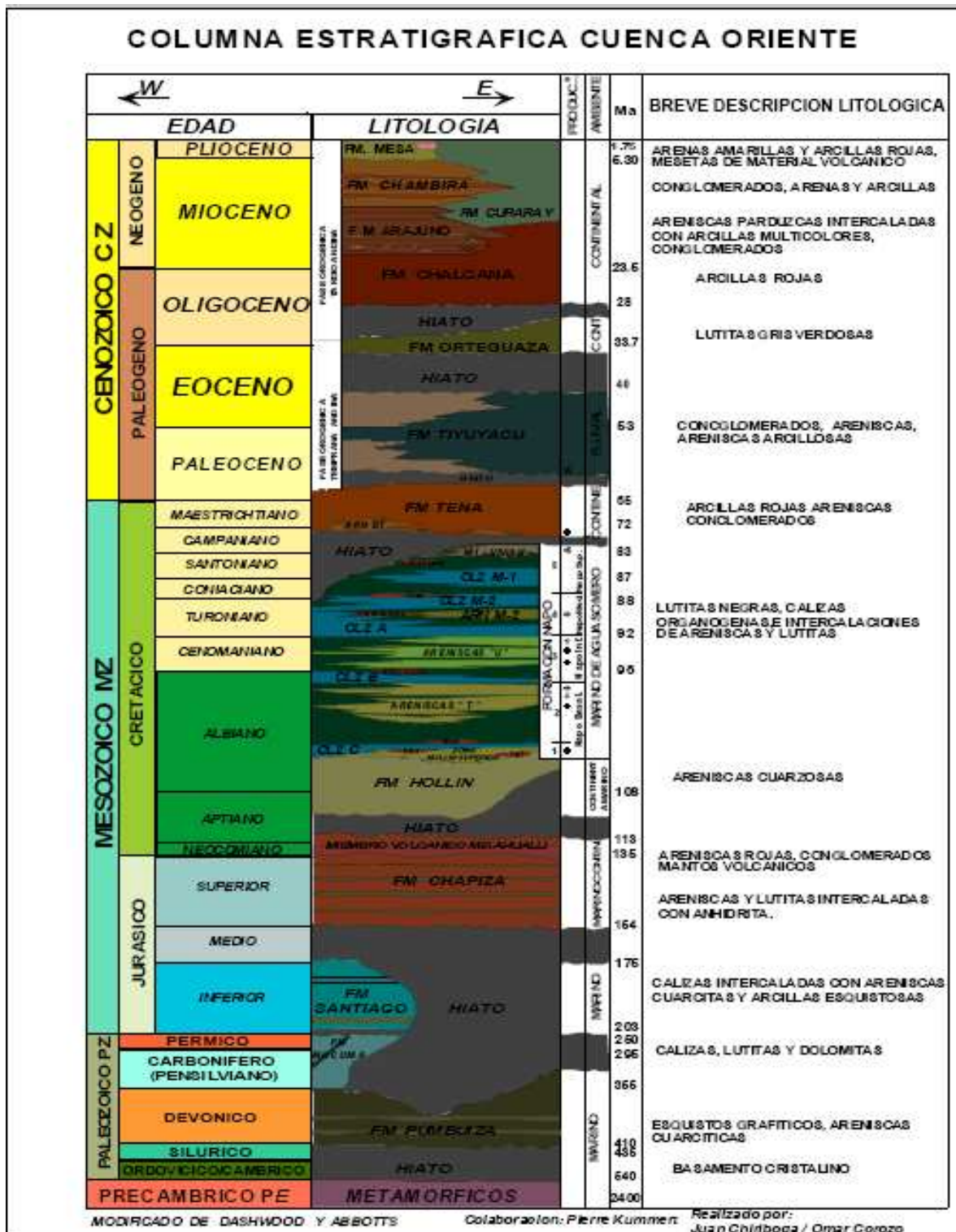
Tabla 1.6: Espesores de formación

FORMACIÓN	ESPESOR	ÁREA
	PIES	ACRES
Hollín	400 – 450	20844.09
"T"	120	13621.87
"U"	200	21471.49
Basal Tena	40	16460.09

Fuente: PPR-YAC 510 1-5

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Figura 1.4: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

1.5.3 TOPES Y BASES DE LAS FORMACIONES

Los datos correspondientes a los topes y bases de cada arena fueron determinados por el Departamento de Geología de Petroproducción, (ANEXO1.14)

En la tabla 1.7 se observan los valores correspondientes a los topes y bases, que fueron determinados de cada uno de los pozos y promediados:

Tabla 1.7: Topes y Bases

ARENAS	TOPES y BASES
BT	8946 – 8975
“U” Inferior	9742 – 9853
“T” Superior	9923 – 9970
“T” Inferior	9982 – 10057
HS	10153 – 10285
HI	10667 – 10710

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS AUCA Y AUCA SUR

2.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Para la caracterización y posterior análisis de las arenas del Campo Auca-Auca Sur, es necesario conocer los mecanismos de empuje de cada arena así como los principales parámetros petrofísicos de las mismas.

Los principales parámetros petrofísicos de la roca son: permeabilidad (K), porosidad (\emptyset), saturación de fluidos (S) y volumen de arcilla (Vsh) que dependen del grado de compactación, tipo de cementación, grado de impurezas y otras características propias de la arena.

Para los fluidos es necesario determinar los siguientes parámetros: factores volumétricos de agua y petróleo (β_o , β_w), viscosidades de agua y petróleo (μ_o , μ_w), saturación de fluidos, salinidad del agua de formación, siendo estos característicos de cada arena.

2.2 ANÁLISIS PVT

Los análisis PVT se utilizan principalmente para determinar las propiedades de los fluidos contenidos dentro de la arena, estos análisis son realizados en laboratorio simulando las condiciones del reservorio; sus resultados son más confiables que los obtenidos en las pruebas de campo ya que estos se realizan bajo controles más estrictos.

Los datos fueron obtenidos de pruebas PVT disponibles, realizadas a las muestras tomadas de los pozos en las respectivas arenas, los mismos que se detallan en el ANEXO 2.1.

La Tabla 2.1 muestran los datos promedios correspondientes a cada arena, que fueron obtenidos del informe final de laboratorio:

Tabla 2.1: Análisis PVT

DATOS PVT	Basal Tena	Napo-U	Napo-T	Hollín
Pi (psia)	3563	4141	4213	4500
Ps (psia)	645	231	640	195
Boi (rb/stb)	1.1338	1.043	1.131	1.111
Bos (rb/stb)	1.1547	1.09	1.16	1.15
Coi (1/psia 10-6)	6.2	5.21	6.75	6.48
Cos (1/psia 10-6)	6.2	8.77	9.03	8.18
Uoi (cp)	21.34	13.8	5.05	4.76
Uos (cp)	14.29	2.82	2.6	2.66
RGP (stcft/stb)	116	50	163	10
Permeabilidad (md)	260	780	260	500
Uw	0.3	0.3	0.3	0.267
°API	21.1 API	20.1 API	29 API	31.6 API

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.3 DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD

Los valores de salinidad del agua de las diferentes formaciones difieren entre cada arena, de allí la importancia de calcular una salinidad promedio para cada una.

La salinidad permite la determinación de otros parámetros petrofísicos necesarios para el análisis de las arenas. Las mismas que pueden ser obtenidas mediante análisis PVT y pruebas de campo.

2.3.1 DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD MEDIANTE ANÁLISIS PVT

Estos datos fueron obtenidos directamente del informe de laboratorio realizado a las muestras y son generales para todos los pozos del campo.

La Tabla 2.2 muestra los resultados del análisis PVT definitivos para cada arena:

Tabla 2.2: Análisis PVT

FORMACIÓN	SALINIDADES
BT	35000
"U"	40000
"T"	15000
HS	2125
HI	1000

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.3.2 DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD MEDIANTE EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Los valores de salinidad se han determinado de la recopilación de la información y de las pruebas de producción disponibles, realizadas a los pozos del campo Auca-Auca Sur. El análisis se realizó para cada arena y se detalla a continuación:

2.3.2.1 Arena Hollín Inferior

La arena Hollín Inferior se caracteriza por tener bajos valores de salinidad del agua de formación, presentando aproximadamente un 50% de iones de NaCl con respecto a la parte superior de la misma arena (Hollín Superior).

La Tabla 2.3 detalla la salinidad por pozo para la arena Hollín Inferior.

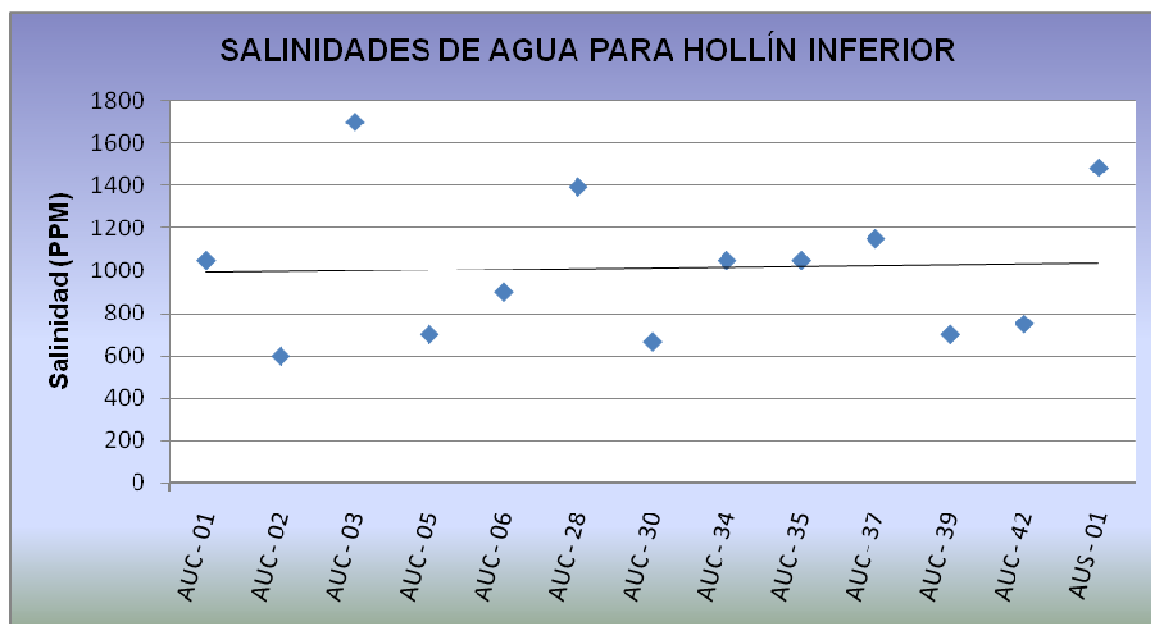
Tabla 2.3: Salinidades por pozo para la arena Hollín Inferior

ARENA HI			
POZO	PPM	POZO	PPM
AUC-001	1050	AUC-034	1050
AUC-002	600	AUC-035	1050
AUC-003	1700	AUC-037	1150
AUC-005	700	AUC-039	700
AUC-006	900	AUC-042	750
AUC-028	1393	AUS-1	1485
AUC-030	666		

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

En la Figura 2.1 se observan los datos de salinidad descritos en la Tabla 2.3, además se indica la línea de tendencia de la salinidad en esta arena y los valores que más se ajustan a la misma.

Fig. 2.1: Salinidad de cada pozo para la arena Hollín Inferior



Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Debido a que la arena Hollín Inferior es continua a lo largo del campo, se determinó un valor promedio utilizando los datos de los pozos que mejor se ajustan a la línea de tendencia de la salinidad para esta arena.

La Tabla 2.4 muestra los datos que se utilizaron para calcular el promedio de la salinidad para Hollín Inferior con un valor de 1040 ppm.

Tabla 2.4: Promedio de las salinidades para Hollín Inferior

HOLLÍN INFERIOR	
POZO	SALINIDAD
AUC - 01	1050
AUC - 06	900
AUC - 34	1050
AUC - 35	1050
AUC - 37	1150
PROMEDIO	1040

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.3.2.2 Arena Hollín Superior

Conforme la profundidad de las arenas disminuye, se nota una variación de las propiedades petrofísicas de la roca y fluidos, además de un incremento en la concentración de iones de NaCl. La Tabla 2.5 detalla la salinidad por pozo para la arena Hollín Superior.

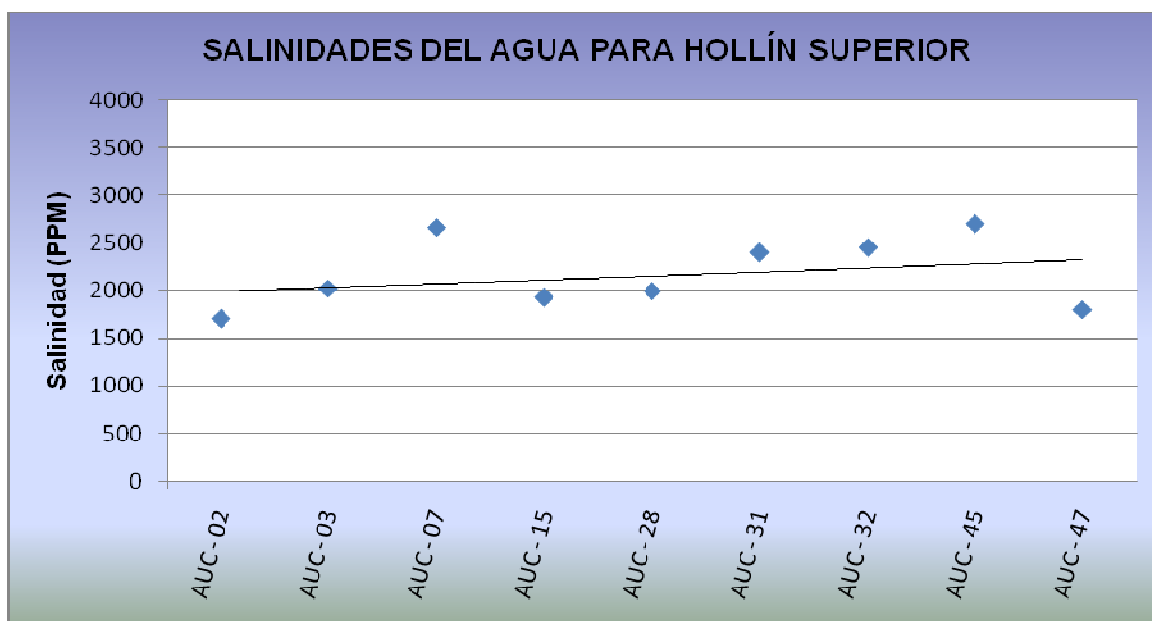
Tabla 2.5: Salinidades por pozo para la arena Hollín Superior

ARENA HS					
POZO	PPM	POZO	PPM	POZO	PPM
AUC-002	1700	AUC-015	1930	AUC-032	2450
AUC-003	2024	AUC-028	2000	AUC-045	2700
AUC-007	2666	AUC-031	2400	AUC-047	1800

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

En la Figura 2.2 se observan los datos de salinidad descritos en la Tabla 2.5, además se indica la línea de tendencia de la salinidad en esta arena y los valores que más se ajustan a la misma.

Fig. 2.2: Salinidad de cada pozo para la arena Hollín Superior



Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Al igual que la arena Hollín Inferior esta arena también es continua a lo largo del campo, se determinó un valor promedio utilizando los datos de los pozos que mejor se ajustan a la línea de tendencia de la salinidad para esta arena.

La Tabla 2.6 muestra los datos que se utilizaron para calcular el promedio de la salinidad para Hollín Superior dando un valor de 2161 ppm.

Tabla 2.6: Promedio de las salinidades para Hollín Superior

HOLLÍN SUPERIOR	
POZO	SALINIDAD
AUC - 03	2024
AUC - 15	1930

AUC - 28	2000
AUC - 31	2400
AUC - 32	2450
PROMEDIO	2161

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.3.2.3 Arena “T”

La arena “T” evidencia un incremento considerable de la salinidad respecto a Hollín debido a que esta arena está separada de Hollín por una capa de lutita continua entre estas dos arenas, por esta razón existen diferencias considerables entre las propiedades de las mismas.

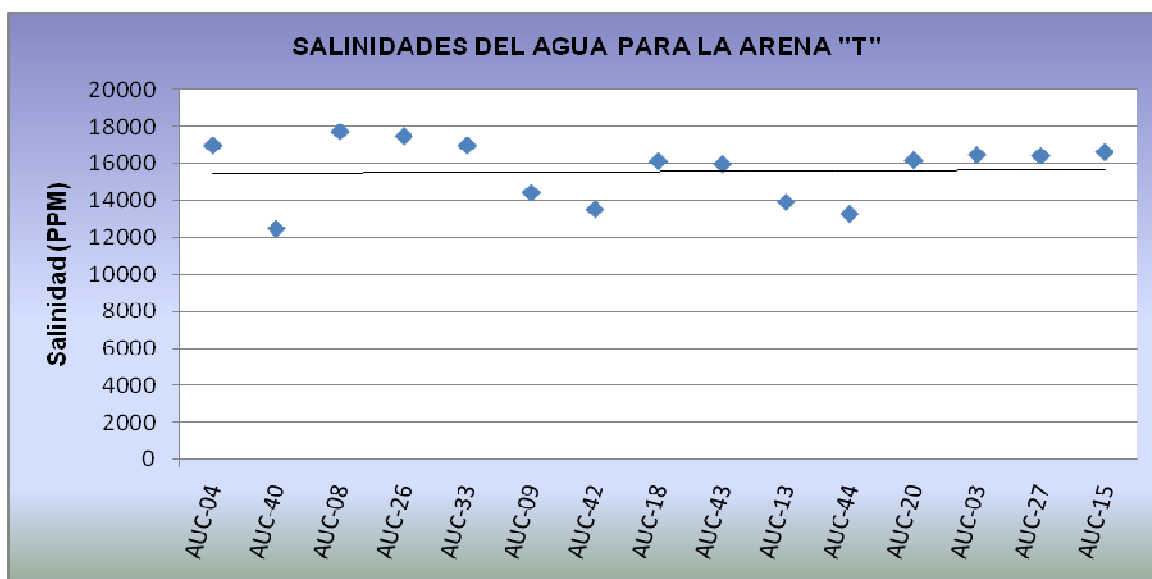
La Tabla 2.7 detalla la salinidad por pozo para la arena “T”.

Tabla 2.7: Salinidades por pozo para la arena “T”

ARENA "T"			
POZO	PPM	POZO	PPM
AUC-003	16500	AUC-026	17500
AUC-004	17000	AUC-027	16450
AUC-008	17750	AUC-033	17000
AUC-009	14450	AUC-040	12500
AUC-013	13939	AUC-042	13550
AUC-015	16650	AUC-043	16000
AUC-018	16150	AUC-044	13300
AUC-020	16200		

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

En la Figura 2.3 se observan los datos de salinidad descritos en la Tabla 2.7, además se indica la línea de tendencia de la salinidad en esta arena y los valores que más se ajustan a la misma.

Fig. 2.3: Salinidad de cada pozo para la arena "T"

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

A diferencia de Hollín, esta arena no es continua a lo largo del campo, por esta razón se ordenaron los datos de salinidad de los pozos de acuerdo a su ubicación geográfica (Norte - Sur).

A pesar que esta arena no es continua, presenta valores similares de salinidad en los diferentes pozos por lo que se determinó un solo promedio utilizando los datos que mejor se ajustan a la línea de tendencia de la salinidad para esta arena.

La Tabla 2.8 muestra los datos que se utilizaron para calcular el promedio de la salinidad para la arena "T" dando un valor de 16175 ppm.

Tabla 2.8: Promedio de las salinidades para "T"

ARENA T	
POZO	SALINIDAD
AUC-33	17000
AUC-09	14450
AUC-18	16150

AUC-43	16000
AUC-20	16200
AUC-03	16500
AUC-27	16450
AUC-15	16650
PROMEDIO	16175

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.3.2.4 Arena “U”

Esta arena se caracteriza por ser la más salina del campo Auca-Auca Sur además de ser continua a lo largo del mismo, se encuentra separa de la arena “T” por un sello de lutita y por la caliza B, por lo que las propiedades petrofísicas diferirán considerablemente.

Existen pocos datos de producción para esta arena y la Tabla 2.9 detalla la salinidad por pozo para la arena “U”.

Tabla 2.9: Salinidades por pozo para la arena “U”

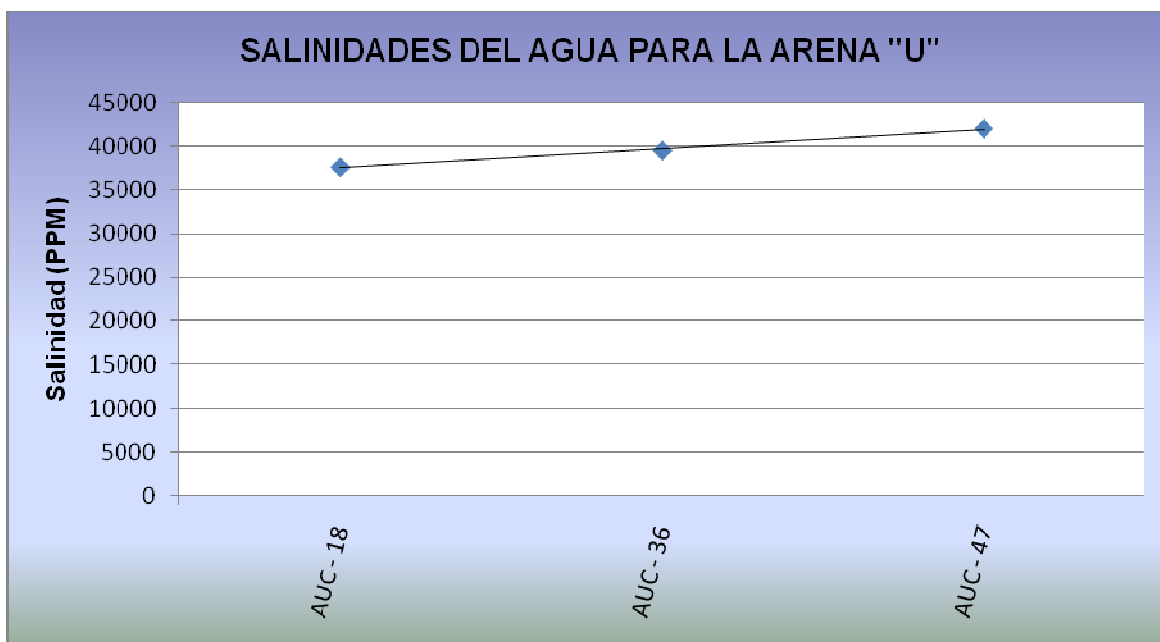
ARENA U	
AUC - 18	37600
AUC - 36	39500
AUC - 47	42000
PROMEDIO	39700

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Con los datos disponibles se obtuvo un valor promedio de salinidad de 39700 ppm para la arena “U”.

En la Figura 2.4 se observan los datos de salinidad descritos en la Tabla 2.9, además se indica la línea de tendencia de la salinidad en esta arena y los valores que más se ajustan a la misma

Fig. 2.4: Salinidad de cada pozo para la arena "U"



Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.3.2.5 Arena Basal Tena

Es la arena menos profunda de la cuenca Oriente, presenta valores altos de salinidad cercanos a los registrados en la arena "U" y está separada de esta por una capa de lutita continua y la caliza A, por esta razón existen diferencias considerables entre las propiedades de las mismas.

La Tabla 2.10 detalla la salinidad por pozo para Basal Tena.

Tabla 2.10: Salinidades por pozo para la arena Basal Tena

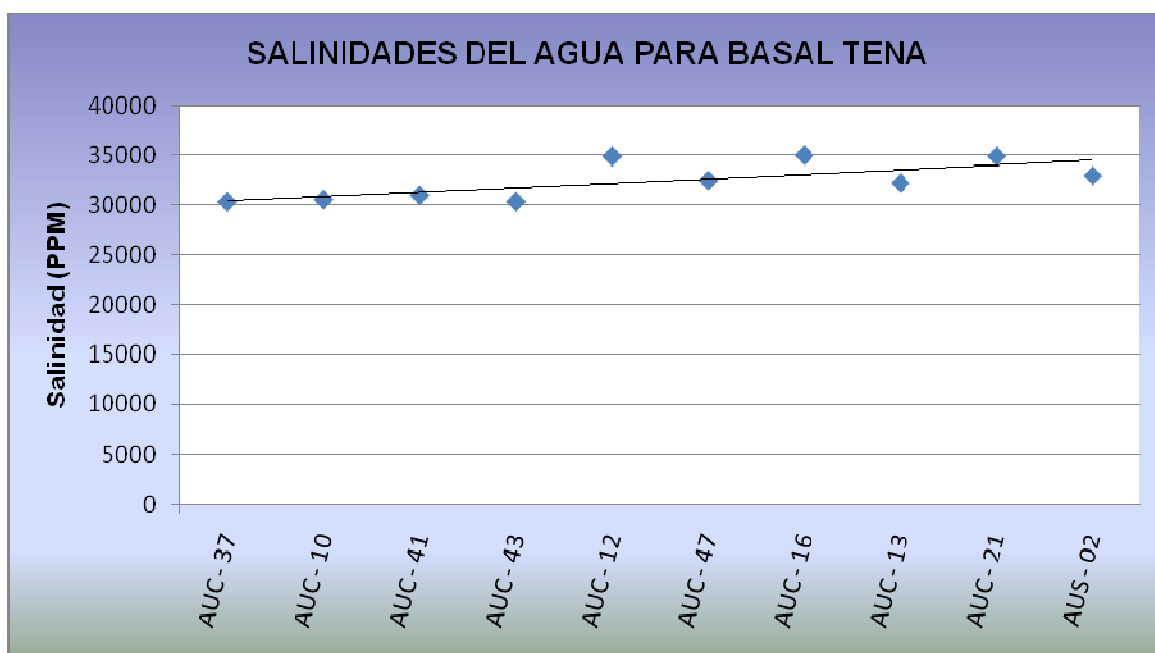
ARENA BT			
POZO	PPM	POZO	PPM
AUC-010	30550	AUC-037	30333
AUC-012	34900	AUC-041	31000
AUC-013	32250	AUC-043	30350

AUC-016	35000	AUC-047	32500
AUC-021	34900	AUS-2	33000
PROMEDIO		32478.3	

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

En la Figura 2.5 se observan los datos de salinidad descritos en la Tabla 2.10, además se indica la línea de tendencia de la salinidad en esta arena y los valores que más se ajustan a la misma.

Fig. 2.5: Salinidad de cada pozo para la arena Basal Tena



Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

A pesar que la arena no es continua todos los valores de salinidad se ajustan a la línea de tendencia y con estos se determinó un valor promedio de salinidad para Basal Tena de 32478 ppm.

2.3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE SALINIDAD

En la Tabla 2.11 se muestran las salinidades obtenidas en pruebas PVT y las salinidades calculadas y promediadas a partir de pruebas de producción, para cada arena.

Tabla 2.11: Salinidades obtenidas de pruebas PVT y pruebas de producción

SALINIDAD PPM		
FORMACIÓN	PVT	P.PRODUCCIÓN
BT	35000	32478
"U"	40000	41700
"T"	15000	15663
HS	2125	2186
HI	1000	1015

Fuente: Archivo Técnico, Expediente de los pozos. Petroproducción

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

La diferencia que se observa en los resultados obtenidos se debe al tipo de prueba de la cual provienen los datos. El análisis PVT de los fluidos es mucho más preciso al realizado en pruebas de producción.

El tiempo al cual deben ser tomadas las muestras en las pruebas de producción es de 24 horas después de iniciada la producción para obtener resultados confiables y tener la seguridad de que el fluido analizado es propio del yacimiento.

En algunas muestras tomadas en los pozos analizados no se disponen de los tiempos de prueba, por lo que no es tan conveniente el uso de estos datos para análisis posteriores.

Para el análisis PVT pueden tomarse muestras de fondo o muestras de separador siempre y cuando no exista presencia de otros fluidos ajenos al yacimiento, esto garantiza que los resultados obtenidos sean representativos del mismo.

Para cálculos futuros se tomarán las salinidades provenientes de las pruebas PVT debido a que son datos más confiables.

2.4 TEMPERATURA DE FORMACIÓN

En general, la temperatura de formación tiene una relación lineal con la profundidad de allí que esta puede calcularse a partir del gradiente geotérmico.

En nuestro estudio es necesario conocer la temperatura de cada formación para la determinación de la resistividad del agua.

2.4.1 GRADIENTE GEOTÉRMICO

Representa la relación lineal existente entre la variación de la temperatura y la profundidad, la Ecuación 2.1 muestra como calcular este gradiente.

$$GT = \frac{BHT - ST}{Prof}$$

Ec. 2.1

Donde:

- **GT:** Gradiente Geotérmico (°F/pie)
- **ST :** Temperatura de superficie (STAvg = 70 °F)
- **BHT:** Temperatura de fondo (°F)
- **Prof:** Profundidad Total (pies)

Los gradientes geotérmicos determinados para cada pozo se encuentran detallados en el ANEXO 2.2

En el ANEXO 2.3 se muestran las temperaturas para cada una de las formaciones de cada pozo del campo.

En la Tabla 2.12 se observan los valores promedios de temperatura a la profundidad promedia de cada formación.

Tabla 2.12: Temperaturas de Formación

	ARENA				
	BT	"U"	"T"	Hs	Hi
Prof.	8978.9	9722.6	9982.5	10172.9	10248.8
T [°F]	184.3	193.6	196.9	199.4	200.3

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.5 RESISTIVIDAD DEL AGUA (R_w)

Partiendo de las salinidades obtenidas en el laboratorio mediante las pruebas PVT y la temperatura de formación de cada arena se realizó el cálculo de R_w para las mismas, en cada pozo mediante la Carta GEN-9³ (ANEXO 2.4).

2.5.1 ARENA HOLLÍN INFERIOR

Presenta una resistividad baja debido a la poca concentración de iones de NaCl presente en el agua de formación.

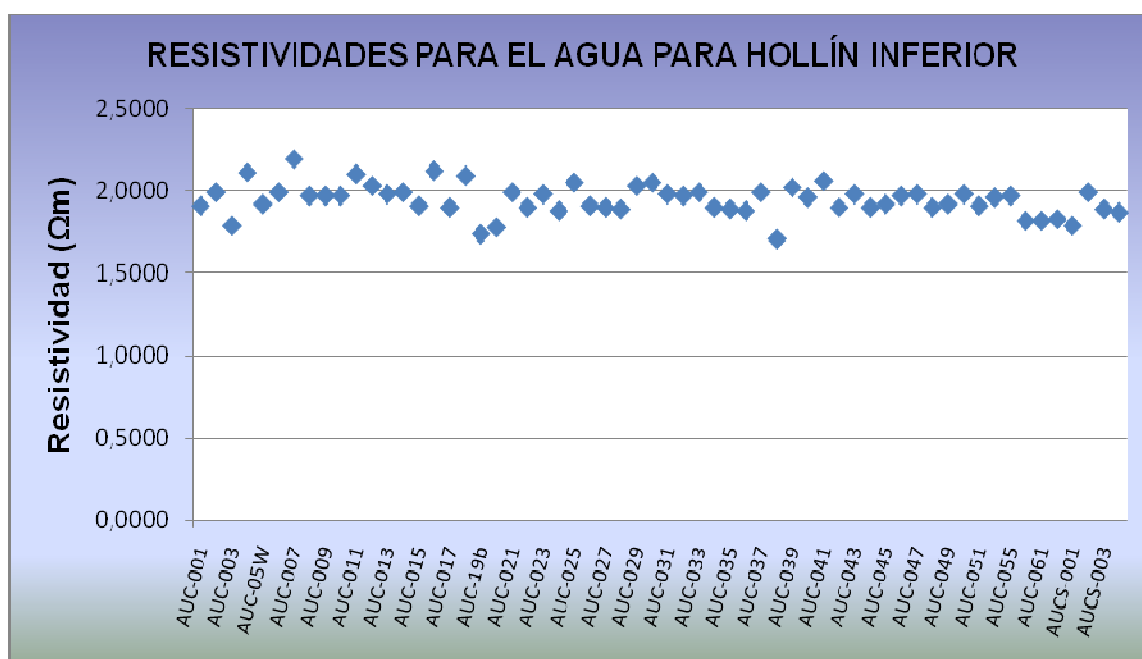
El valor de resistividad del agua promedio determinado para esta formación es de 1.945 Ωm y se utilizará en adelante para determinar los demás parámetros petrofísicos de la formación Hollín Inferior del campo Auca-Auca Sur.

Ver datos de R_w de cada pozo y el valor promedio para esta arena en el ANEXO 2.5.

³ Schlumberger. **Interpretación de registros de pozos a hueco abierto.** 2002

En la Figura 2.6 podemos observar los valores de R_w en la arena Hollín Inferior utilizados para determinar la resistividad promedio del agua.

Fig. 2.6: Resistividad de cada pozo para la arena Hollín Inferior



Fuente: Archivo Técnico, Files de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.5.2 ARENA HOLLÍN SUPERIOR

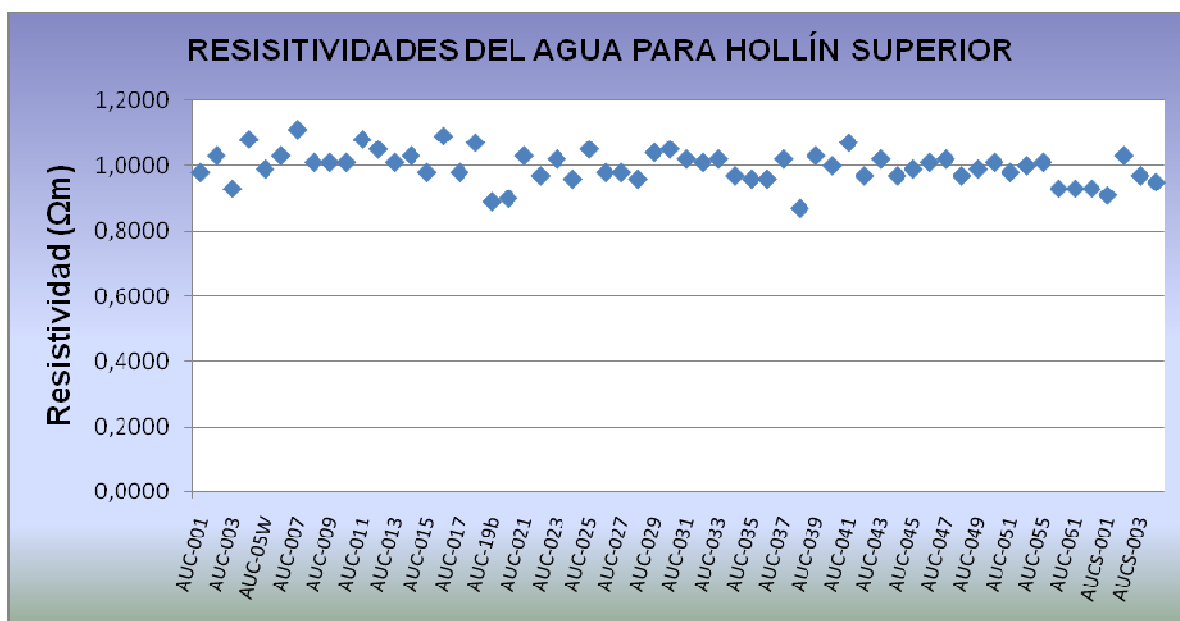
Esta arena se caracteriza por una resistividad mayor del agua de formación en comparación con Hollín Inferior.

Para esta arena se obtuvo un valor promedio de R_w de 0.997 Ωm , que evidencia el efecto de la variación de las salinidades entre estas dos arenas. Esta resistividad promedio será usada para caracterizar la arena Hollín Superior.

Ver datos de R_w de cada pozo y el valor promedio para esta arena en el ANEXO 2.6.

En la Figura 2.7 podemos observar los valores de R_w en la arena Hollín Superior utilizados para determinar la resistividad promedio del agua.

Fig. 2.7: Resistividad de cada pozo para la arena Hollín Superior



Fuente: Archivo Técnico, Files de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.5.3 ARENA “T”

Se caracteriza por una baja resistividad del agua de formación debido al incremento en la salinidad que se evidencia en las formaciones menos profundas del campo Auca-Auca Sur.

Después de calcular las resistividades del agua R_w de cada pozo se obtuvo un valor promedio de resistividad de $0.156 \Omega m$ con el que se realizará el análisis y determinación de las demás propiedades petrofísicas de esta formación.

Ver datos de R_w de cada pozo y el valor promedio para esta arena en el ANEXO 2.7.

En la Figura 2.8 podemos observar los valores de R_w en la arena “T” utilizados para determinar la resistividad promedio del agua.

Fig. 2.8: Resistividad de cada pozo para la arena “T”



Fuente: Archivo Técnico, Files de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.5.4 ARENA “U”

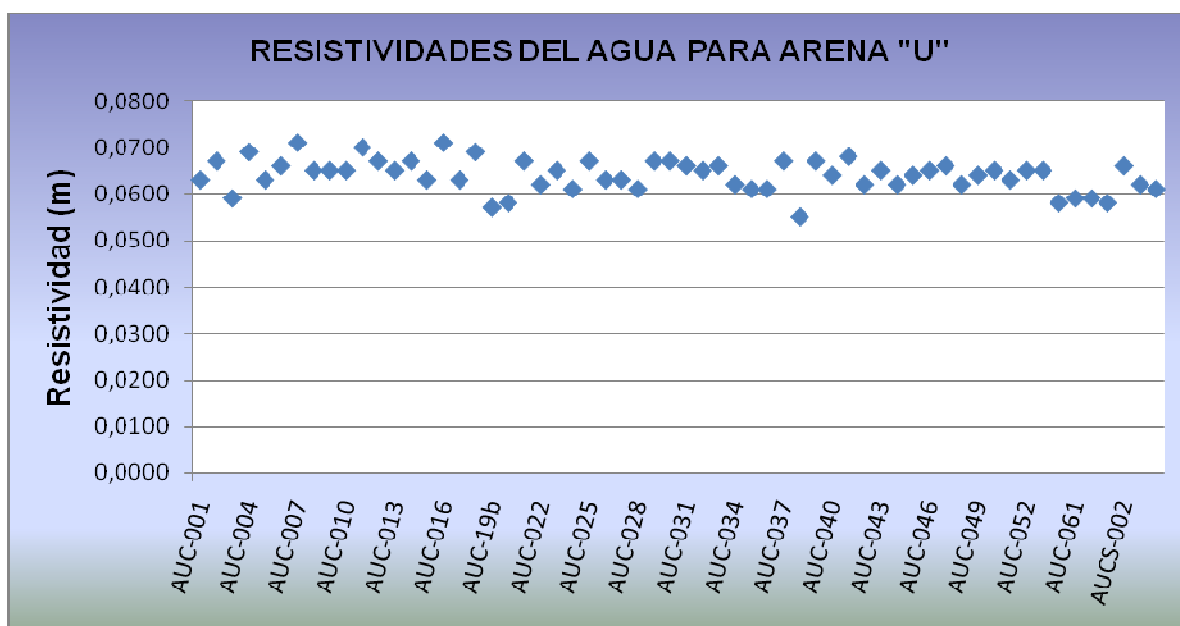
Esta formación posee las menores resistividades del agua debido a la gran concentración de NaCl.

Con las resistividades del agua presentes en los pozos de esta arena se ha determinado un valor promedio de R_w de 0.064Ωm.

Ver datos de R_w de cada pozo y el valor promedio para esta arena en el ANEXO 2.8.

En la Figura 2.9 podemos observar los valores de R_w en la arena “U” utilizados para determinar la resistividad promedio del agua.

Fig. 2.9: Resistividad de cada pozo para la arena "U"



Fuente: Archivo Técnico, Files de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.4.5 ARENA BASAL TENA

Esta formación presenta una resistividad del agua muy cercana a la obtenida en la arena "U" debido a que existe poca diferencia entre las salinidades de estas dos arenas.

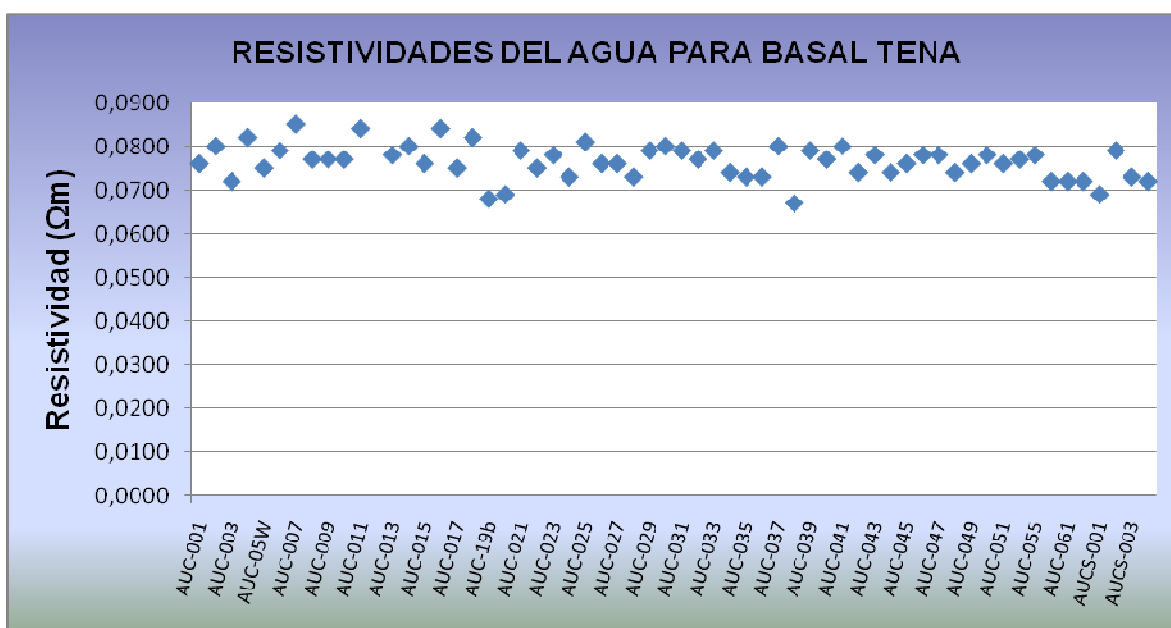
Luego de determinar y promediar las resistividades del agua de los pozos de la Basal Tena se obtuvo un valor de $0.076 \Omega m$, lo cual permite determinar con mayor facilidad las zonas hidrocarburíferas de interés, debido a la gran diferencia entre las resistividades del agua y del petróleo existentes en esta zona.

Generalmente la resistividad R_t del petróleo en esta arena será mayor a $100 \Omega m$.

Ver datos de R_w de cada pozo y el valor promedio para esta arena en el ANEXO 2.9.

En la Figura 2.10 podemos observar los valores de R_w en la arena Basal Tena utilizados para determinar la resistividad promedio del agua.

Fig. 2.10: Resistividad de cada pozo para la arena Basal Tena



Fuente: Archivo Técnico, Files de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Del análisis realizado a las arenas del Campo Auca-Auca Sur se pudo obtener los valores promediados de R_w para cada arena, los cuales se pueden observar en la Tabla 2.13.

Tabla 2.13: Cálculo de R_w a partir de la salinidad.

FORMACIÓN	SALINIDAD (PPM)	R_w (OHM-M)
BT	35000	0.076
"U"	40000	0.064
"T"	15000	0.156
HS	2125	0.997
HI	1000	1.945

Fuente: Archivo Técnico, Files de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.6 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Se procedió a la evaluación de los registros eléctricos de cada uno de los pozos para la obtención de los parámetros petrofísicos correspondientes a cada arena.

Dentro de la amplia gama de registros disponibles en la mayoría de los pozos los registros utilizados para el análisis de las arenas fueron:

- MNOR, MINV
- GR, CALI, SP
- LLD, MSFL, LLS
- NPHI, RHOB, DT
- PEF.

Estos registros nos permiten identificar las principales zonas de interés y determinar los parámetros petrofísicos requeridos para realizar el cálculo de las reservas existentes.

2.6.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS ZONAS DE INTERÉS

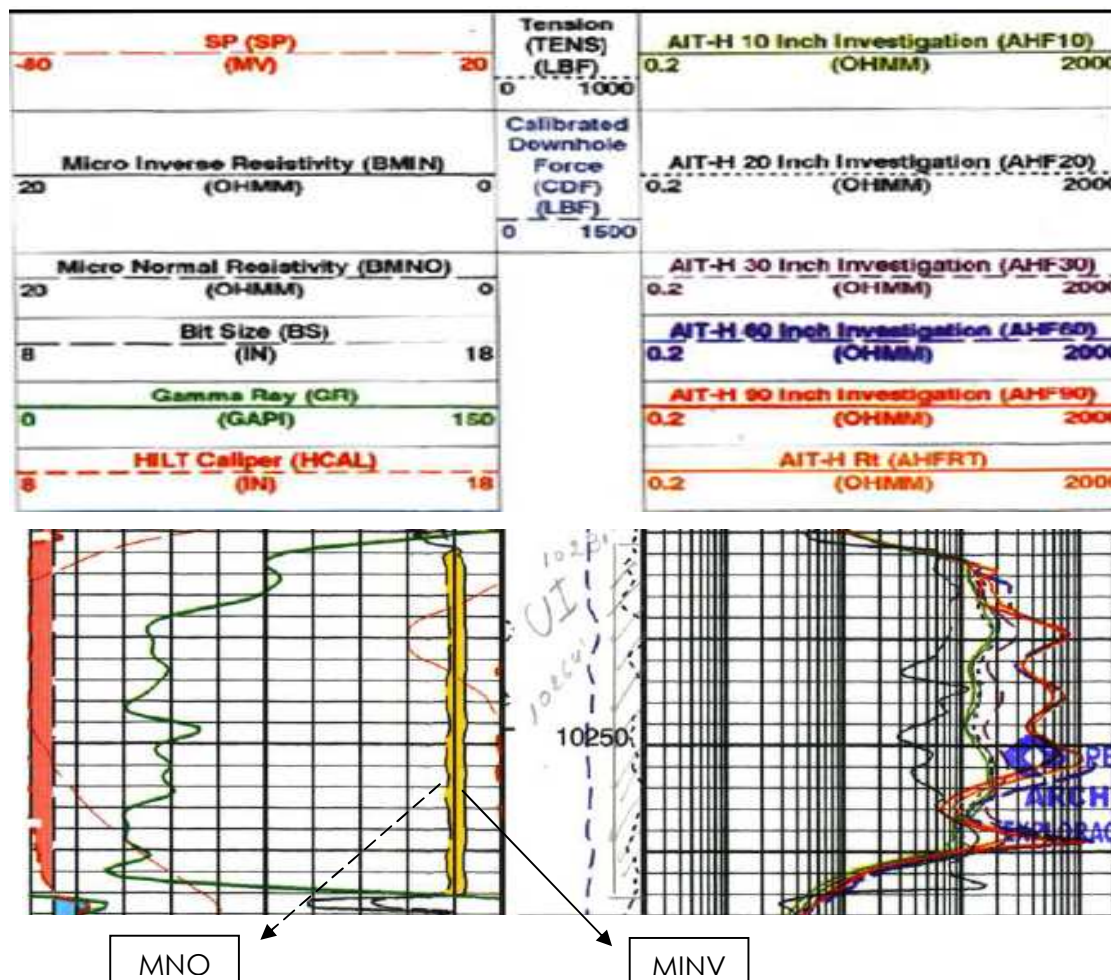
Es de vital interés saber ubicar las zonas potencialmente productoras de un pozo, para luego realizar el respectivo análisis de los siguientes registros eléctricos:

2.6.1.1 Registros Micronormal Y Microinverso.

Nos da una clara idea de las zonas permeables dentro de una arena, mediante la comparación de valores registrados entre estas dos curvas.

Una zona permeable se evidencia cuando el valor del registro Micronormal (MNOR) posee un valor mayor al registro Microinverso (MINV), Figura 2.11.

Fig. 2.11: Curvas de los Registros MNOR y MINV



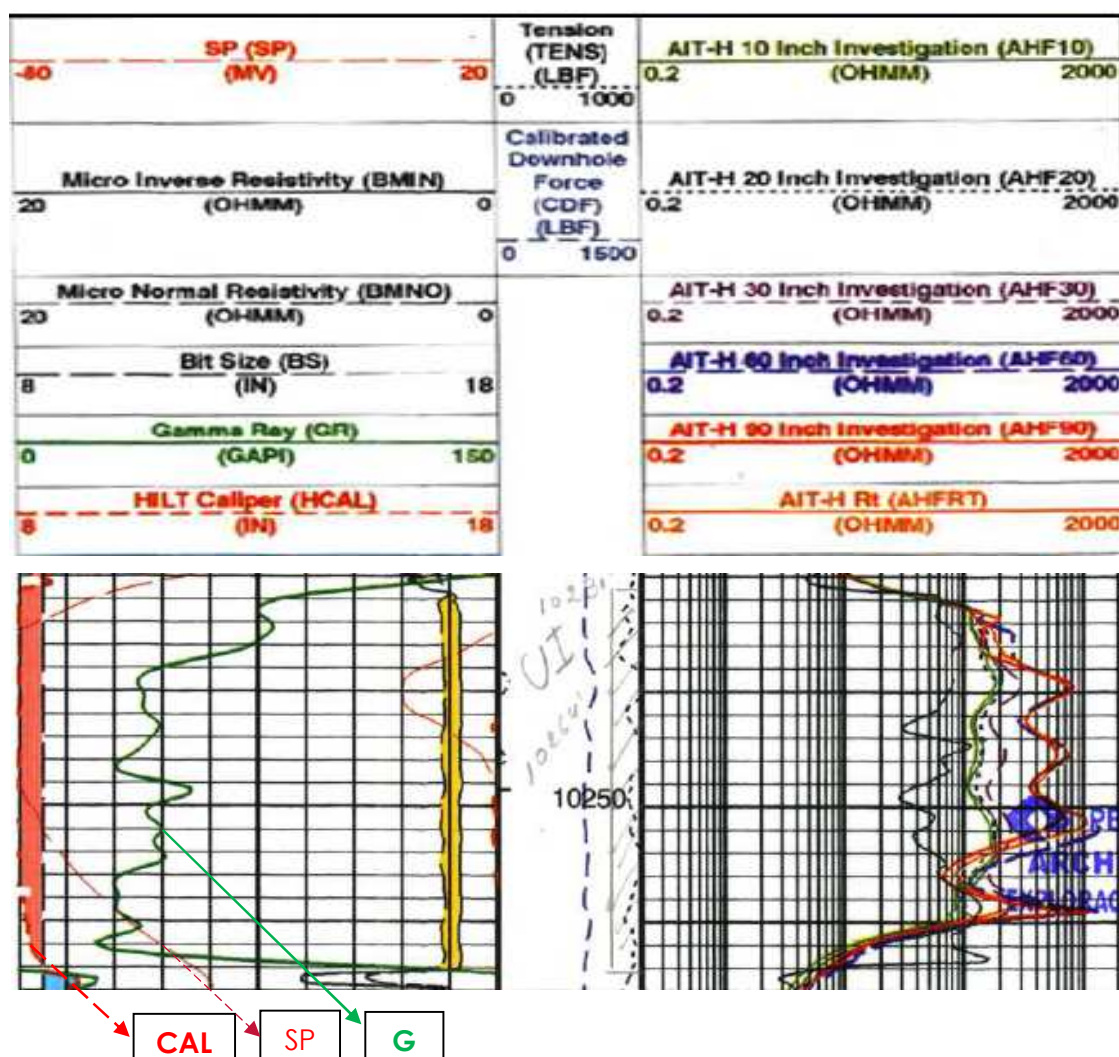
Fuente: Archivo Técnico, Registros de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.6.1.2 Registros GR, SP y Caliper

Estos registros definen zonas permeables y además permiten determinar los cambios de litologías dentro del pozo.

En la Figura 2.12 se pueden observar las curvas correspondientes a estos registros.

Fig. 2.12: Curvas de los Registros SP, GR y CALI



Fuente: Archivo Técnico, Registros de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

El registro Gamma Ray es un indicador del tipo de matriz que se está atravesando en el registro, presentando valores altos en zonas arcillosas (Lutita) y valores más bajos en calizas y areniscas.

El registro del Potencial Espontaneo (SP) se complementa con el registro Gamma Ray porque reacciona ante la presencia de fluidos dentro de una formación permeable al entrar estos en contacto con el fluido de perforación.

El registro Caliper (CALI) en cambio indica la formación de un revoque o costra de lodo en las paredes de las zonas permeables. Si el diámetro registrado por el Caliper es menor al de la broca existe la formación de una costra de lodo lo que ocasiona una reducción en el diámetro del hueco.

2.6.1.3 Registros de Porosidad RHOB, NPHI, DT

Los registros de porosidad proporcionan información acerca de la capacidad de las formaciones para almacenar fluidos en su interior. Existen tres tipos de registros de porosidad, los cuales nos permiten realizar el análisis y determinar la porosidad de las formaciones, los cuales se pueden observar en la Figura 2.13.

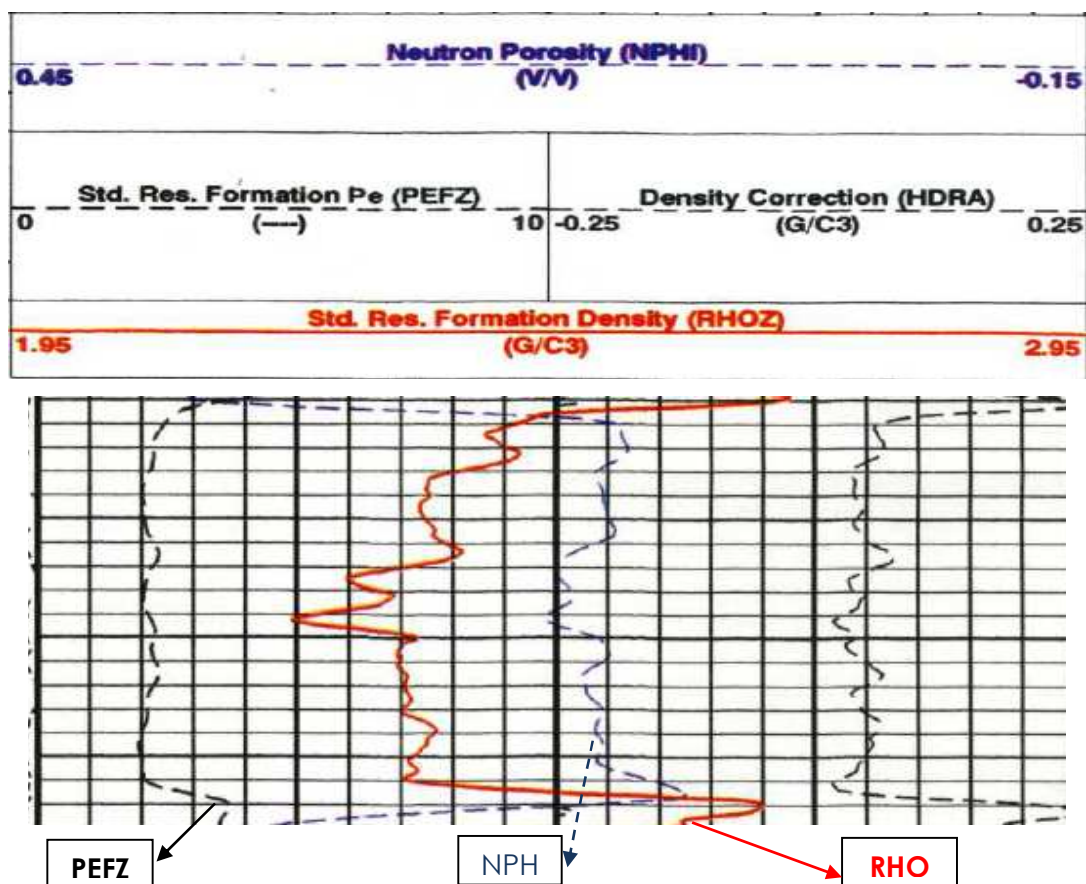
Los registros sínicos o acústicos DT se basan en el tiempo de transición de la onda acústica dentro de las formaciones para determinar las porosidades de las mismas.

Los registros de densidad RHOB o RHOZ nos permiten calcular la porosidad de las formaciones partiendo de las densidades registradas en las formaciones que son atravesadas durante el registro.

Los registros de porosidad neutrónica NPHI, en cambio nos dan una lectura directa del valor de porosidad de las formaciones aunque estos responden al hidrógeno y por tanto son sensibles al fluido que satura los espacios porosos y a los fluidos que llenan el pozo.

El uso combinado de los registros de densidad y neutrón da mejores resultados debido a que estos dos registros son afectados en forma contraria en presencia de gas, por lo que las respuestas son compensadas al promediarse los valores de porosidad de estos registros.

Fig. 2.13: Curvas de los Registros RHOB, NPHI, DT y PEF



Fuente: Archivo Técnico, Registros de pozos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.5.1.4 Registro PEF o PEFZ

Este registro nos permite definir con mayor exactitud el tipo de matriz que estamos analizando. Los valores definidos para cada tipo de matriz se muestran en la Tabla 2.14.

Tabla 2.14: Valores de PEF para cada tipo de matriz.

MATRIZ	VALOR APROXIMADO (PEF)
Arenisca	2
Dolomita	3

Lutita	4
Calcita	5

Fuente: Formation Evaluation. Baker Hughes
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

2.6.2 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD

Como se indicó anteriormente, existen varios registros que nos permiten estimar las porosidades de las formaciones, a continuación vamos a revisar la aplicación de cada uno de estos con las respectivas fórmulas matemáticas que nos permitan calcular el valor de la porosidad.

2.6.2.1 Registro de Porosidad Neutrónico (NPHI)

Esta herramienta nos da un valor de porosidad el cual puede ser leído directamente del registro. Este valor es afectado por el tipo de fluido presente dentro de las formaciones y no resulta ser muy confiable por sí solo.

2.6.2.2 Registro de densidad (RHOB)

Podemos utilizar la densidad de las formaciones para calcular la porosidad de las mismas, utilizando la Ecuación 2.2.

$$\Phi_{DENS} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{Log}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

- Φ_{DENS} : Porosidad de Densidad
- ρ_f : Densidad del Fluido (Agua dulce= 1.0 g/cc , Sal muera= 1.1g/cc)
- ρ_{Log} : Densidad leída en el registro eléctrico

ρ_{ma} : Densidad de la Matriz (Generalmente Caliza, $\rho = 2.71$)

- $\rho_{ma(\text{Arenisca})} = 2.65 \text{ g/cc}$
- $\rho_{ma(\text{Caliza})} = 2.71 \text{ g/cc}$
- $\rho_{ma(\text{Dolom})} = 2.87 \text{ g/cc}$

2.6.2.3 Registro sónico (DT)

La porosidad de una formación también puede ser determinada mediante el tiempo de tránsito de una onda acústica a través de la misma, la Ecuación 2.3 permite realizar este cálculo en arenas compactas que es el caso del campo Auca- Auca Sur y se presenta a continuación.

$$\Phi_{SONIC} = \frac{t_{Log} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}}$$

Ec. 2.3

Donde:

- Φ_{SONIC} : Porosidad Sónico
- t_{ma} : Tiempo de transito en el fluido ($t_f = 47.5 \mu\text{s/ft}$)
- t_{Log} : Densidad leída en el registro eléctrico
- t_{ma} : Tiempo de transito en la matriz
 - $t_{ma(\text{Arenisca})} = 55 \mu\text{s/ft}$
 - $t_{ma(\text{Caliza})} = 47.5 \mu\text{s/ft}$
 - $t_{ma(\text{Dolom})} = 43.5 \mu\text{s/ft}$

2.6.2.4 Porosidad Efectiva

El cálculo de la porosidad efectiva se lo realizó a partir de los registros de porosidad anteriormente analizados.

Para los pozos que se disponía de todos los registros se obtuvo la porosidad efectiva promediando las porosidades density (RHOB) y neutrón (NPHI) y para aquellos pozos donde solo existía un registro de porosidad se utilizó este valor ya sea la porosidad density (RHOB) o la sónica (DT).

La porosidad efectiva en la mayoría de los pozos se determinó con la Ecuación 2.4.

$$\Phi_{EFF} = \frac{(\Phi_{DENS} + \Phi_N)}{2} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Donde:

- Φ_{EFF} : Porosidad Efectiva
- Φ_N : Porosidad Neutrónica
- Φ_{DENS} : Porosidad de Densidad

2.6.2.5 Volumen De Arcilla

Este factor es un indicador de la presencia de arcillas dentro de la arena y nos da un indicio del grado de pureza o de impurezas que contiene la misma.

El volumen de arcilla se puede determinar como lo muestra la Ecuación 2.5

$$V_{sh} = \frac{Gr - Gr_{clean}}{Gr_{sh} - Gr_{clean}} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde:

- V_{sh} : Volumen de arcilla (Lutita)
- Gr : Gamma Ray leído del registro eléctrico

- \mathbf{Gr}_{clean} : Gamma Ray en zona limpia (Valor mínimo de Gr)
- \mathbf{Gr}_{sh} : Gamma Ray en zona 100% Lutita (Valor máximo de Gr)

Los valores de Vsh obtenidos para las zonas de interés de las arenas en cada pozo del campo Auca-Auca Sur se detallan en el ANEXO 2.10. Además se determinó un valor promedio de Vsh en dichas zonas.

2.6.2.4 Porosidad Efectiva Corregida

Para las arenas donde se evidencia un porcentaje de arcilla en su interior es necesario realizar una corrección a la porosidad efectiva en función del volumen de arcilla presente en la formación.

Para realizar esta corrección se utilizó la Ecuación 2.6.

$$\Phi_{EFFCORR} = \frac{(\Phi_{DENS} + \Phi_N)}{2} - V_{sh} \times \frac{(\Phi_{DENS_{sh}} + \Phi_{N_{sh}})}{2} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

- Φ_N : Porosidad neutrónica
- Φ_{DENS} : Porosidad de densidad
- $\Phi_{EFFCORR}$: Porosidad efectiva corregida
- $\Phi_{DENS_{sh}}$: Porosidad de densidad de la lutita
- $\Phi_{N_{sh}}$: Porosidad neutrónica de la lutita
- V_{sh} : Volumen de arcilla (lutita)

Las porosidades efectivas obtenidas para las zonas de interés de las arenas en cada pozo del campo Auca-Auca Sur se detallan en el ANEXO 2.11. También se determinó un valor promedio de porosidad efectiva en las zonas de interés.

2.6.3 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA (S_w)

El propósito del análisis de reservorios es determinar la saturación de fluidos presentes en el interior de estos, de allí la importancia de poder estimar el porcentaje de agua y petróleo que satura a los reservorios para determinar si estos son económicamente rentables.

2.6.3.1 Fórmula de Indonesia

Los reservorios del oriente ecuatoriano se ajustan al modelo de Indonesia, el cual depende de ciertos parámetros de las rocas y de los fluidos presentes.

La Fórmula de Indonesia se presenta en la Ecuación 2.7.

$$S_w = \left[\frac{1}{\sqrt{Rt}} \right]^{2/n} \left[\frac{\sqrt{\frac{\phi^m}{a \times R_w}} + \frac{V_{cl}(1-V_{cl}/2)}{\sqrt{R_{cl}}}}{\sqrt{\frac{\phi^m}{a \times R_w}} + \frac{V_{cl}(1-V_{cl}/2)}{\sqrt{R_{cl}}}} \right]$$

Ec. 2.7

Donde:

- **S_w** : Saturación de Agua
- **Rt** : Resistividad de la formación
- **Φ** : Porosidad
- **m** : Factor de Cementación
- **n** : Factor de Compactación
- **a** : Constante de Saturación
- **R_w** : Resistividad del agua de Formación
- **V_{cl}** : Volumen de Arcilla (Lutita)
- **R_{cl}** : Resistividad de la Arcilla (Lutita, Representativo)

Las saturaciones de agua obtenidas para las zonas de interés de las arenas en cada pozo del campo Auca-Auca Sur se detallan en el ANEXO 2.12. También se determinó un valor promedio de saturación de agua en estas zonas.

2.7 RESULTADOS OBTENIDOS

Al finalizar el análisis de los registros eléctricos de cada pozo, se procedió a caracterizar las arenas en base a los parámetros petrofísicos obtenidos. Así mismo se identificaron las zonas que contienen hidrocarburo y que son recuperables. Ver ANEXO 2.13.

La selección de las zonas de interés se realizó bajo los criterios determinados por la empresa y que se muestran en la Tabla 2.15

Tabla 2.15: Parámetros para la selección de las zonas de interés

PARÁMETRO	PETROLEO	AGUA	LUTITA
Permeabilidad	Si	Si	No
Costra de lodo	Si	Si	No
Volumen de arcilla	Menor al 50%	Menor al 50%	Mayor al 50%
Porosidad	Mayor al 8%	Mayor al 8%	Menor al 8%
Saturación de agua	Menor al 50%	Mayor al 50%	No influye

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

La Tabla 2.16 detalla los parámetros petrofísicos promedios para cada arena de acuerdo a los criterios de selección anteriormente mencionados.

Tabla 2.16: Parámetros petrofísicos promedios

FORMACIÓN	SALINIDAD (PPM)	Rw (OHM-M)	Vsh (%)	POROSIDAD (%)	Sw (%)	Ho (ft)
BT	35000	0.076	15.009	17.922	30.791	8.667
			26.467	14.863	45.633	11.500
			19.995	18.771	28.333	12.690
			17.090	21.432	31.540	13.500

"U"	40000	0.064	23.669	19.300	25.812	37.926
"T"	15000	0.156	27.901	17.157	38.300	19.500
			21.364	18.681	35.511	41.894
			17.306	20.113	39.296	9.700
HS	2125	0.997	20.746	15.298	39.640	14.969
HI	1000	1.945	22.117	15.303	38.483	44.154

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

CAPÍTULO 3

ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DE ACUERDO A LOS MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS

Para realizar un correcto análisis del comportamiento de los fluidos dentro de cada uno de los yacimientos es necesario conocer el mecanismo de desplazamiento por el cual se encuentran influenciados. Esto nos permitirá definir con mejor exactitud la capacidad productiva de cada una de las arenas en función del tiempo de producción de las mismas, así como nos ayudará a identificar las fórmulas adecuadas para establecer la cantidad de fluidos que podemos obtener bajo los métodos de producción actualmente utilizados.

La producción inicial del Campo se debió al efecto de expansión de fluidos, sin embargo debido a la producción continua y a la caída de las presiones de reservorio, éstas tienden a estabilizarse. Actualmente los yacimientos del Campo Auca-Auca Sur están influenciados por los siguientes mecanismos de empuje:

- Empuje Hidrostático Lateral
- Empuje Hidrostático de Fondo

3.1.2 EMPUJE HIDROSTÁTICO LATERAL

Este tipo de desplazamiento se caracteriza por la acción de un acuífero lateral donde la intrusión de agua hacia el yacimiento puede ser paralela a los planos de estratificación de las capas, generalmente ocurre en capas delgadas y altamente

inclinadas. El efecto de este empuje es desplazar los fluidos hacia las partes más altas de la estructura.

En el campo Auca-Auca Sur se evidencia la influencia de un empuje Hidrostático lateral en las arenas Basal Tena, "U", "T" y Hollín Superior.

3.1.3 EMPUJE HIDROSTÁTICO DE FONDO

Este desplazamiento se debe a la influencia de un acuífero de suficiente espesor por debajo de la zona de petróleo, lo que permite el movimiento de agua en forma esencialmente vertical. También se conoce como desplazamiento por acuífero de acción infinita pues el efecto de este evita que la presión del reservorio decaiga.

El efecto de un acuífero de fondo se evidencia en la arena Hollín Inferior del Campo Auca-Auca Sur.

3.1.4 FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro de cada una de las arenas nos permitirá determinar la cantidad de petróleo que se puede producir en cada una de estas. Ya que la presión de los yacimientos se considera constante en su valor inicial debido a la intrusión de agua, no se forma saturación de gas libre en la zona de petróleo y el factor volumétrico del petróleo sigue siendo el inicial (B_{oi})⁴.

La Ecuación 3.1⁵ desarrollada por Arps, nos permite determinar el factor de recobro para yacimientos con empuje hidrostático de fondo.

⁴ B. C. CRAFT y M. F. HAWKINS. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos

⁵ SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO, Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

$$FR = (54.898) * \left\{ \frac{\phi(1 - S_w)}{B_{oi}} \right\}^{0.0422} * \left(\frac{k * u_{wi}}{u_{oi}} \right)^{0.077} * (S_w)^{-0.1902} * \left(\frac{P_i}{P_b} \right)^{-0.2159} \quad \text{Ec.3.1}$$

La Ecuación 3.2⁶ es un ajuste de la ecuación de Arps, que nos permite determinar el factor de recobro para yacimientos con empuje hidrostático lateral.

$$FR = (41.815) * \left\{ \frac{\phi(1 - S_w)}{B_{ob}} \right\}^{0.1611} * \left(\frac{K}{u_{ob}} \right)^{0.0979} * (S_w)^{0.3722} * \left(\frac{P_i}{P_A} \right)^{0.1741} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

- FR** : Factor de Recobro (Porcentaje, %)
- Φ** : Porosidad (Fracción)
- Sw** : Saturación de Agua (Fracción)
- B_{oi}** : Factor Volumétrico Inicial del Petróleo (BI/Bf)
- K** : Permeabilidad (mD)
- μ_{wi}** : Viscosidad Inicial del Agua (Cp)
- μ_{oi}** : Viscosidad Inicial del Petróleo (Cp)
- P_i** : Presión Inicial (Psia)
- P_b** : Presión de Burbuja (Psia)
- P_A** : Presión de Abandono (presión actual) (Psia)

3.1.4.1 Factores de Recobro Oficiales⁷

Los factores de recobro de hidrocarburo oficiales, obtenidos de los estudios realizados por Petroproducción hasta Diciembre del 2007 se muestran en la tabla 3.1

Tabla 3.1: Factores de recobro oficiales hasta diciembre del 2007

CAMPO AUCA – AUCA SUR

⁶ SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO, Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

⁷ RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS DEL PAÍS. DNH, Petroproducción, Ministerio de Minas y Petróleos.

FACTORES DE RECUBRO DE HIDROCARBUROS					
YACIMIENTO	BT	U	T	HS	HI
FR (%)	19.5	30.1	29.4	44.8	17.8

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

3.1.4.2 Factores de Recobro Calculados

Con los datos obtenidos anteriormente se procedió a calcular los factores de recobro para los diferentes yacimientos de acuerdo a los empujes predominantes en estos.

3.1.4.2.1 Acuífero Lateral

Los factores de recobro determinados para los yacimientos con empuje de acuífero lateral así como los datos necesarios para su cálculo se listan en la Tabla 3.2

Tabla 3.2: Factores de recobro y datos de las arenas BT, "U", "T" Y HS

	BT	U	T	HS
Pi (psia)	3563.000	4141.000	4213.000	4500.000
PA (psia)	1000.000	1363.000	1180.000	4100.000
Bos (rb/stb)	1.155	1.090	1.160	1.154
Uos (cp)	14.290	2.820	2.600	4.750
K (md)	260.000	780.000	260.000	500.000
Sw (%)	28.849	25.812	35.921	39.640
□ (%)	18.701	19.300	16.156	15.298
FR (%)	30.806	38.325	37.914	35.251

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

3.1.4.2.1 Acuífero de Fondo

Los factores de recobro determinados para Hollín Inferior así como los datos necesarios para su cálculo se listan en la Tabla 3.3

Tabla 3.3: Factor de recobro y datos de la arena HI

	HI
--	----

Pi (psia)	4500.000
Ps (psia)	195.000
Boi (rb/stb)	1.111
Uoi (cp)	4.760
Uwi (cp)	0.267
K (md)	500.000
Sw (%)	38.483
□ (%)	15.303
FR (%)	38.942

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Cabe señalar que los factores de recobro calculados se obtuvieron en base a los datos disponibles de los yacimientos en el mes de junio del 2008, mientras que los factores de recobro oficiales fueron obtenidos con datos registrados hasta el año 2007.

3.2 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (POES)

Es el volumen inicial de petróleo que existe originalmente dentro de los yacimientos, el POES se puede determinar con la Ecuación 3.3.

$$POES = 7758 \times \frac{A * H_o * \phi_e * (1 - S_{w_i})}{B_{oi}}$$

Ec. 3.3

Donde:

- A** : Área del Yacimiento (Acres)
- H_o** : Espesor Neto de Petróleo (Pies)
- Φ_e** : Porosidad Efectiva (Fracción)
- Sw** : Saturación de Agua (Fracción)
- B_{oi}** : Factor Volumétrico Inicial del Petróleo (BI/Bf)
- POES**: Petróleo Original in Situ

Los valores de POES para cada una de las arenas productoras del campo Auca-Auca Sur determinados por Petroproducción se detallan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: POES oficiales hasta diciembre del 2007

CAMPO AUCA-AUCA SUR	
YACIMIENTO	PETROLEO
	IN SITU BLS.N.
BT	141006079
HI	244154511
HS	200120852
T	351726117
U	324891563

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

3.3 RESERVAS

Se entiende por reserva al volumen de hidrocarburo que existe en un yacimiento y que puede ser recuperado. Las reservas se definen de acuerdo a la condición para extraer el hidrocarburo del reservorio. Se clasifican en:⁸

- Reservas Primarias
- Reservas Secundarias
- Reservas Probadas
- Reservas Probables
- Reservas Posibles
- Reservas Remanentes

3.3.1 RESERVAS PRIMARIAS

⁸ GLOSARIO DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA. PETROECUADOR

Son las reservas que pueden ser recuperadas debido a la energía propia del reservorio en condiciones económicamente rentables, o mediante la utilización de cualquier sistema de levantamiento artificial.

3.3.2 RESERVAS SECUNDARIAS

Es el volumen adicional de hidrocarburo que se producen bajo algún sistema de recuperación mejorada.

Para poder extraer este tipo de reservas es necesario proporcionar energía adicional al yacimiento.

3.3.3 RESERVAS PROBADAS

Son las reservas que pueden ser recuperadas en las áreas en donde se ha desarrollado el campo.⁹ Estas reservas son consideradas técnica y económicamente rentables bajo las condiciones de producción existentes.

3.3.4 RESERVAS PROBABLES

Volúmenes de hidrocarburos estimados de acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos, en lugares en donde no existen pozos exploratorios.¹⁰ Se necesita desarrollar el campo para poder comprobar la cantidad existente de dichas reservas.

3.3.5 RESERVAS POSIBLES

Son el volumen de hidrocarburo que se cree que existe en áreas aun no exploradas y que han sido evaluadas en base a estudios geológicos.

⁹ GLOSARIO DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA. PETROECUADOR

¹⁰ GLOSARIO DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA. PETROECUADOR

3.3.6 RESERVAS REMANENTES

Son las reservas que todavía permanecen en el yacimiento y son recuperables, son cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial.

Para determinar estas reservas se debe conocer la producción acumulada de las arenas productoras del campo.

3.3.6.1 Historiales de Producción

Los historiales de producción del campo fueron determinados por arenas, los mismos se muestran en el ANEXO 3.1

Los valores correspondientes a la producción acumulada de petróleo y agua de las arenas: Hollín Inferior, Hollín Superior, "T", "U" y Basal Tena desde sus inicios de producción hasta el mes de junio del 2008 se presentan en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Producción acumulada de las arenas

FORMACIÓN	PRODUCCION ACUMULADA (BBLs)		FECHA DE CORTE
	PETRÓLEO	AGUA	
Basal Tena	8,575,140	3,585,057	04-jul-08
Napo "U"	25,757,164	14,442,226	03-jul-08
Napo "T"	40,023,338	5,905,881	02-jul-08
Hollín Superior	38,570,940	17,579,305	01-jul-08
Hollín Inferior	7,739,316	1,145,741	30-jun-08

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

La Tabla 3.6 muestra las reservas determinadas por Petroproducción para las arenas del campo Auca- Auca Sur.

Tabla 3.6: Reservas oficiales hasta diciembre del 2007

CAMPO AUCA-AUCA SUR		
RESERVAS ORIGINALES BLS.N.		
ARENA	PROBADAS	REMANENTES
Basal Tena	27,496,185	18,921,045
Arena "U"	97,792,360	72,035,196
Arena "T"	103,407,478	63,384,140
Hollín Superior	89,654,142	51,083,202
Hollín Inferior	43,459,503	35,720,187

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción
Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Estas reservas dan un buen indicativo de la vida productiva de los campos permitiendo predecir la producción futura de los mismos y desarrollar nuevos proyectos de perforación o de producción.

3.4 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

Desde el descubrimiento del petróleo se han desarrollado varios métodos para realizar el cálculo de reservas de un yacimiento. Estos métodos utilizan relaciones matemáticas basadas en las relaciones petrofísicas de la roca y del fluido para poder cuantificar la capacidad de almacenamiento de los yacimientos. Los resultados obtenidos no son exactos pero nos permiten visualizar el volumen de hidrocarburo contenido en el reservorio.

Los métodos existentes para este cálculo son:

- Método volumétrico
- Curvas de declinación
- Balance de materiales

De los métodos anteriormente descritos se realizará el análisis de los yacimientos por el método Volumétrico.

3.4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Es empleado para calcular el petróleo en el yacimiento, se basa en la información obtenida de registros y de análisis de núcleos de donde se determina el volumen total, porosidad y saturación de fluidos y del análisis del fluido de donde se determina el factor volumétrico del petróleo¹¹.

De los tres métodos anteriormente citados, éste es el que mejor se ajusta a las condiciones actuales del campo Auca- Auca Sur por los resultados obtenidos en estudios previos de cálculo de reservas. Estos resultados son generalmente mayores a los obtenidos por los otros dos métodos.

3.4.2 CURVAS DE DECLINACIÓN

Las curvas de declinación son utilizadas para el cálculo de reservas en función de los pozos que tienen un historial de producción mas no para determinar las reservas totales de las arenas del campo.

Este método se limita a un área de drenaje definida por los pozos en producción y no al área total de la arena ya que esta varía en función del tiempo de producción hasta alcanzar un área de drenaje máxima cuando la producción es casi cero, por lo tanto no será utilizado para determinar reservas.

3.4.3 BALANCE DE MATERIALES

¹¹ B. C. CRAFT y M. F. HAWKINS. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos

Este método se aplica sólo para la totalidad del yacimiento, por la migración de fluidos de una parte del mismo a otra, tanto en yacimiento volumétrico como en yacimientos con empuje hidrostático¹². La conservación de la materia aplicada a yacimientos da el siguiente balance de materiales:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Masa de fluido} \\ \text{Producido} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Masa de fluido inicial} \\ \text{en el yacimiento} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Masa de fluido remanente} \\ \text{en el yacimiento} \end{array} \right]$$

El cálculo de reservas por el método de Balance de Materiales no se realizará debido a que no se dispone de acceso a la información suficiente para este análisis.

3.5 CÁLCULOS

3.5.1 CÁLCULO DEL POES

En los Capítulos I y II se definieron las áreas así como también se obtuvieron los parámetros petrofísicos promedios de cada una de las arenas, con estos valores se calculó los valores del POES para cada arena.

Para las arenas continuas a lo largo de todo el campo se tomó un área general para cada una de éstas y se utilizaron parámetros petrofísicos promedios de toda la arena. La Tabla 3.7 muestra los resultados obtenidos.

Tabla 3.7: POES, Arenas continuas

CAMPO AUCA-AUCA SUR						
ARENA	ÁREA	Ho	So	Ø	Bo	POES
"U"	21471.49	25.57	74.19	18.472	1.065	548,138,670.194
HS	20844.09	14.97	60.36	15.298	1.110	201,315,317.957
HI	20844.09	25.61	61.52	15.303	1.110	351,121,324.556

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

¹² B. C. CRAFT y M. F. HAWKINS. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos

Para las arenas que no son continuas a lo largo del campo BT y "T", el cálculo de reservas se realizó por partes, de acuerdo a las zonas en las que está presente la arena.

En cada una de las áreas se consideraron parámetros petrofísicos promedios para el cálculo de los volúmenes parciales, los cuales fueron sumados para obtener un volumen total para cada reservorio.

La Tabla 3.8 detalla los resultados obtenidos.

Tabla 3.8: POES, Arenas no continuas

CAMPO AUCA-AUCA SUR						
ARENA	ÁREAS	Ho	So	Ø	Bo	POES
BT	1717.251	8.667	69.209	17.922	1.134	12,629,173.039
	89.502	11.500	54.367	14.863	1.134	568,984.649
	13659.325	12.690	71.667	18.771	1.134	159,527,875.382
	994.016	13.500	68.460	21.432	1.134	13,469,874.042
TOTAL	16460.095			TOTAL POES BT		186,195,907.112
ARENA	ÁREAS	Ho	So	Ø	Bo	POES
"T"	1281.387	19.500	61.700	17.157	1.131	18,144,025.456
	10778.576	41.894	64.489	18.681	1.131	373,149,541.164
	1561.914	9.700	60.704	20.113	1.131	12,688,432.047
TOTAL	13621.877			TOTAL POES "T"		403,981,998.667

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

3.5.1 CÁLCULO DE RESERVAS

Una vez calculado el POES para los yacimientos se procederá a determinar las reservas en función de los factores de recobro obtenidos.

3.5.1.1 Cálculo de Reservas Probadas

El cálculo de las reservas probadas se realizó utilizando los factores de recobro calculados, debido a que éstos fueron obtenidos a partir de las condiciones actuales del campo.

La Tabla 3.9 detalla las reservadas probadas para cada una de las arenas del Campo Auca-Auca Sur.

Tabla 3.9: Reservas Probadas

CAMPO AUCA-AUCA SUR			
ARENA	POES BF	FR %	R.PROBADAS BF
BT	186,195,907	30.806	57,359,511
"U"	548,138,670	38.325	210,074,145
"T"	403,981,999	37.914	153,165,735
HS	201,309,643	35.251	70,963,662
HI	351,114,273	38.942	136,730,920

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

3.5.1.2 Cálculo de Reservas Remanentes

La Tabla 3.10 detalla las reservadas probadas para cada una de las arenas del Campo Auca-Auca Sur.

Tabla 3.10: Reservas Remanentes

CAMPO AUCA-AUCA SUR			
ARENA	R.PROBADAS BF	R.PRODUCIDAS BF	R.REMANENTES BF
BT	57,359,511	8,575,140	48,784,371
"U"	210,074,145	25,757,164	184,316,981
"T"	153,165,735	40,023,338	113,142,397
HS	70,963,662	38,570,940	32,392,722

HI	136,730,920	7,739,316	128,991,604
-----------	-------------	-----------	-------------

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.6.1 ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE RECOBRO

Del análisis de las formaciones se obtuvieron datos actuales, que permitieron determinar nuevos factores de recobro, los cuales en todas las arenas a excepción de Hollín Superior, son mayores a los factores de recobro oficiales hasta el año 2007. La influencia de un acuífero lateral no compensa la caída de presión generada por una producción continua de los yacimientos, que en nuestro caso se encuentran muy cercanos a la presión de burbuja.

En el caso de Hollín Inferior, la caída de presión no es significativa debido a que se encuentra influenciada por un acuífero de fondo que si proporciona energía suficiente al yacimiento para restaurar la caída de presión por la producción continua.

La Tabla 3.11 muestra los factores de recobro calculados a partir de los datos de análisis de núcleos y registros eléctricos, así como los factores de recobro oficiales de la empresa hasta Diciembre del 2007.

Tabla 3.11: Análisis de los Factores de Recobro

CAMPO AUCA – AUCA SUR					
FACTORES DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS					
YACIMIENTO	BT	“U”	“T”	HS	HI
FR (%) HASTA 2007	19.5	30.1	29.4	44.8	17.8
FR (%) CALCULADO	30.806	38.325	37.914	35.251	38.942

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Se observa un incremento proporcional del factor de recobro para las arena BT, "U" y "T" del 8 al 10 por ciento aproximadamente, debido a la producción continua de estos reservorios.

En la arena Hollín Superior es claro que el factor de recobro oficial hasta el año 2007 está sobredimensionado, por esta razón el factor de recobro calculado de 35.251 por ciento es más confiable y representa de mejor manera la capacidad de aporte de la arena y la caída de presión en la misma.

En los últimos años la arena Hollín Inferior ha tenido un buen aporte de hidrocarburo por esta razón el factor de recobro es mucho más alto que el calculado hasta el año 2007.

3.6.2 ANÁLISIS DE LOS VOLÚMENES OBTENIDOS

Con la definición de nuevas áreas de drenaje para todas las arenas del campo es evidente que todos los volúmenes obtenidos también se incrementaran.

La Tabla 3.12 muestra los resultados obtenidos del cálculo del volumen original de hidrocarburo y los valores oficiales hasta Diciembre del año 2007.

Tabla 3.12: Análisis del POES

CAMPO AUCA-AUCA SUR			
ARENA	POES CALCULADO BF	POES HASTA 2007 BF	INCREMENTO BF
BT	186,195,907	141,006,079	45,189,828
"U"	548,138,670	324,891,563	223,247,107
"T"	403,981,999	351,726,117	52,255,882
HS	201,309,643	200,120,852	1,188,791
HI	351,121,325	244,154,511	106,966,814

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

Con las estructuras definidas en el Capítulo I, para cada una de las arenas se obtuvieron áreas de drenaje mayores por lo tanto los valores del POES se han incrementado en cada una de éstas.

El volumen de hidrocarburo inicial determinado para Basal Tena supera al POES inicial en 45, 189,828 barriles debido al incremento en las nuevas áreas de drenaje de esta arena en la zona Norte del campo.

Para la arena "U" el área de drenaje se expandió considerablemente debido a los pozos de relleno en la zona Nor-Este del campo, por esta razón se obtuvo un incremento muy alto en el volumen del POES calculado, con 223,247,107 barriles sobre el POES oficial hasta diciembre del año 2007 para la misma arena. Este incremento del POES también se debe a la calidad de reservorio, pues las propiedades petrofísicas promedias para la arena "U" en las zonas donde se ubicaron los pozos de relleno son muy buenas y mejoran considerablemente las propiedades generales de esta arena a lo largo de todo el campo.

En la arena "T" existe un incremento del POES calculado con respecto al POES oficial de la empresa del año 2007. El incremento en el valor del POES es de 52,255,882 barriles, lo que se debe de igual manera a las nuevas áreas de drenaje determinadas para esta arena y a las propiedades petrofísicas de estas zonas que son favorables para almacenar cantidades comerciales de petróleo.

Los resultados obtenidos para el POES de la arena Hollín Superior no variaron significativamente con respecto de los valores oficiales del año 2007, tan solo se logró un incremento de 1,188,791 barriles con respecto al POES oficial, esto se debe a que las nuevas zonas, donde se ubicaron pozos de relleno, determinadas para este estudio no son muy buenas y al realizar un análisis general de la arena, las propiedades promedias de la misma fueron afectadas.

El cálculo del POES para la arena Hollín Inferior presenta un incremento considerable con respecto al POES oficial de Petroproducción hasta el año 2007, este incremento se debe a que la calidad de reservorio en Hollín Inferior para las nuevas zonas de drenaje es mucho mejor que la calidad de Hollín Superior. Hollín Inferior presenta un incremento de 106,966,814 barriles con respecto al POES oficial, generando buenas expectativas para la arena en la zona Nor-Este del campo al igual que en la arena “U” donde también se evidencia un gran incremento del petróleo original y por ende de las reservas.

3.6.3 ANÁLISIS DE LAS RESERVAS OBTENIDAS

Con el incremento del POES obtenido en todas las arenas del campo es de suponer que las reservas de cada una de estas también tiendan a incrementarse en una proporción similar a la del POES.

La Tabla 3.13 muestra los resultados obtenidos del cálculo de reservas probadas de hidrocarburo para cada arena y los valores oficiales de la empresa (Petroproducción) hasta Diciembre del año 2007.

Tabla 3.13: Análisis de las Reservas Probadas

RESERVAS PROBADAS			
ARENA	CALCULADAS BF	OFICIALES BF	VARIACIÓN BF
BT	57,359,511	27,496,185	29,863,326
“U”	210,074,145	97,792,360	112,281,785
“T”	153,165,735	103,407,478	49,758,257
HS	70,963,662	89,654,142	-18,690,480
HI	136,730,920	43,459,503	93,271,417

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres.

En Basal Tena se tiene un gran incremento en el volumen de las reservas probadas debido a los incrementos del POES y de los factores de recobro que anteriormente ya se calcularon y analizaron.

Para la arena "U" también existe un gran incremento en el volumen de las reservas probadas debido al incremento del área de drenaje y a los factores de recobro más altos obtenidos para esta arena.

En la arena "T" el incremento de las reservas puede ser similar al esperado previamente a este estudio, este incremento se debe de igual manera a las nuevas áreas de drenaje y al factor de recobro que también es mejor para esta arena.

La arena Hollín Superior en cambio presenta una disminución del valor de las reservas probadas, esto es porque el factor de recobro para esta arena estaba sobredimensionado y al utilizar un valor más realista es justificable una disminución en el volumen de las reservas.

El incremento de reservas de la arena Hollín Inferior también es similar al esperado, aunque podría ser mayor por tratarse de una arena de gran espesor y que mantiene altas presiones de reservorio.

CAPÍTULO 4

PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FUTURA

4.1 IMPORTANCIA DE LA PREDICCIÓN

La base del desarrollo de los campos petrolíferos radica en múltiples estudios y modelos matemáticos que nos permiten simular las condiciones del yacimiento y estimar la capacidad productiva de los mismos.

En base a los resultados obtenidos en estos estudios se pueden diseñar o implementar nuevos proyectos de perforación con el fin de aumentar el área de drenaje de las arenas y por lo tanto incrementar la producción.

La predicción de la producción futura también nos permite visualizar el horizonte productivo de los campos, definir los límites económicos y el diseño de estrategias de reacondicionamiento para el incremento de la producción en base a suposiciones deducidas del comportamiento pasado y presente del yacimiento.

Existen diversas herramientas para realizar la predicción futura de la producción, este análisis se realizará empleando el software OFM para obtener la tendencia de producción de las arenas.

El modelo que mejor se ajusta a los yacimientos del Campo Auca-Auca Sur es el modelo exponencial, los parámetros para este análisis son generados por el software OFM.

Partiendo de los historiales de producción disponibles y siguiendo el comportamiento de los yacimientos se realizará la predicción de la producción futura a un tiempo de 20 años bajo los enfoques que mejor describan la tendencia productiva del reservorio.

4.2 CURVAS DE DECLINACIÓN

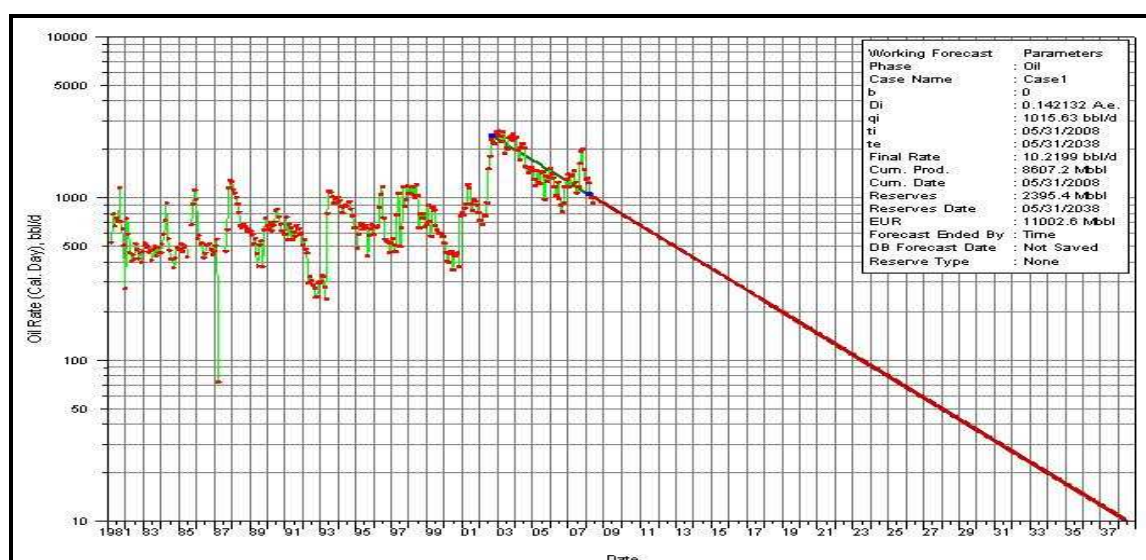
El Campo Auca-Auca Sur presenta tendencias que no están muy bien definidas o se requieren más datos de producción para poder definir las adecuadamente. La predicción se realizará siguiendo el modelo exponencial el cual es el que mejor se ajusta para el Campo Auca-Auca Sur, con un tiempo mínimo de producción de 3 años.

4.2.1 PREDICCIÓN PARA BASAL TENA

Esta arena no presenta una tendencia de producción muy clara ni definida desde el inicio de la producción, para la predicción se tomaron los datos de producción de los últimos 5 años.

La Figura 4.1 muestra la tendencia productiva de Basal Tena en base al historial productivo del yacimiento.

Fig. 4.1: Predicción de la producción para BT



Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

Se estimaron las producciones posibles para Basal Tena en periodos de 5 años para los siguientes 30 años, la Tabla 4.1 detalla estos valores.

Tabla 4.1 Predicción para Basal Tena

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA BT		
Año	Fecha	Qf bls/día
0	31-jul-08	1016
5	31-jul-13	483
10	31-jul-18	230
15	31-jul-23	109
20	31-jul-28	52
25	31-jul-33	25
30	31-jul-38	12

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

Existe una declinación de la producción muy pronunciada para esta arena y se obtuvieron valores muy bajos de Qf. El horizonte productivo del yacimiento se ve limitado a unos 15 años más de producción bajo condiciones económicamente rentables.

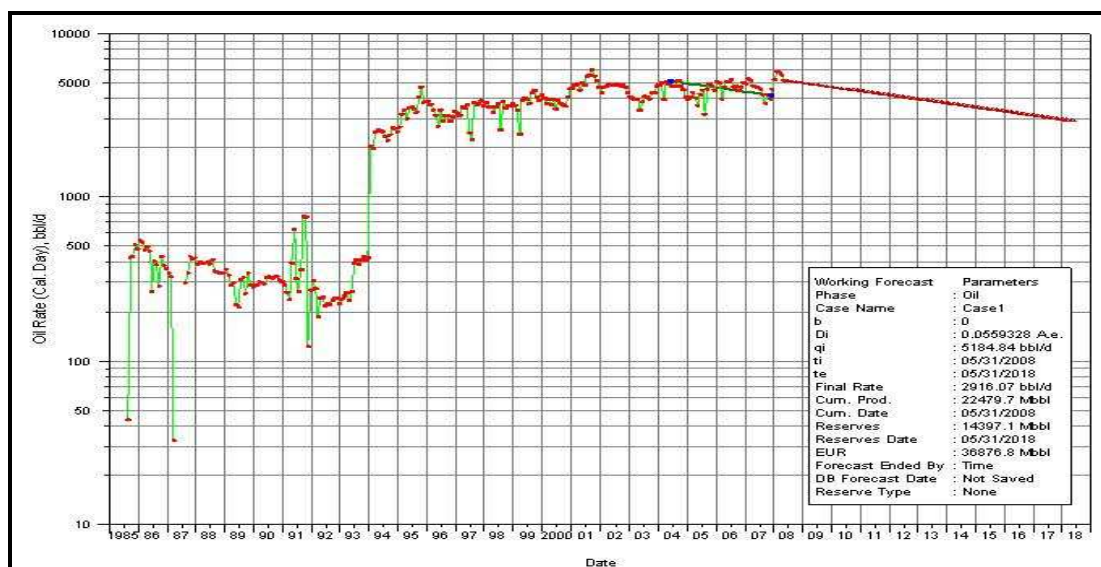
4.2.2 PREDICCIÓN PARA LA ARENA “U”

El comportamiento de la producción de esta arena marca una tendencia mejor definida que en el caso de Basal Tena a partir del año 1993, esto se puede observar en la información obtenida del programa OFM donde se observa que existen dos etapas de producción antes y después de 1993, éstas son muy diferenciadas para esta arena.

La declinación de la producción para esta arena no es muy pronunciada y por ende no existen grandes disminuciones en la producción para dicha arena.

La Figura 4.2 muestra cual sería el comportamiento de la producción en la arena “U” basándose en los datos de producción disponibles para ésta, siendo este comportamiento aceptable.

Fig. 4.2: Predicción de la producción para la arena “U”



Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

La Tabla 4.2 presenta los valores correspondientes a las predicciones de la producción en intervalos de 5 años para la arena “U durante los próximos 30 años de producción de la misma.

Tabla 4.2 Predicción de la producción para la Arena “U”

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA “U”		
Año	Fecha	Qf bls/día
0	31-jul-08	5185
5	31-jul-13	3953
10	31-jul-18	3015
15	31-jul-23	2299
20	31-jul-28	1753
25	31-jul-33	1336
30	31-jul-38	1019

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

4.2.3 PREDICCIÓN PARA LA ARENA “T”

El comportamiento de esta arena es muy similar al de la arena “U”, sin embargo la predicción se realizó por dos enfoques: conservador y pesimista, siendo el modelo exponencial el usado para el análisis.

4.2.3.1 Enfoque Conservador

Este enfoque es decreciente, sin embargo, alarga el horizonte productivo de la arena considerando un periodo de producción previo bastante grande. La Figura 4.3 muestra la predicción de la producción para esta arena.

Fig. 4.3: Enfoque Conservador para la arena “T”



Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

La Tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos para esta arena en periodos de 5 años durante los próximos 30 años, también se puede observar que la producción es alta a pesar del tiempo y esta se mantendrá en valores altos.

Tabla 4.3 Predicción para la Arena "T" con Enfoque Conservador

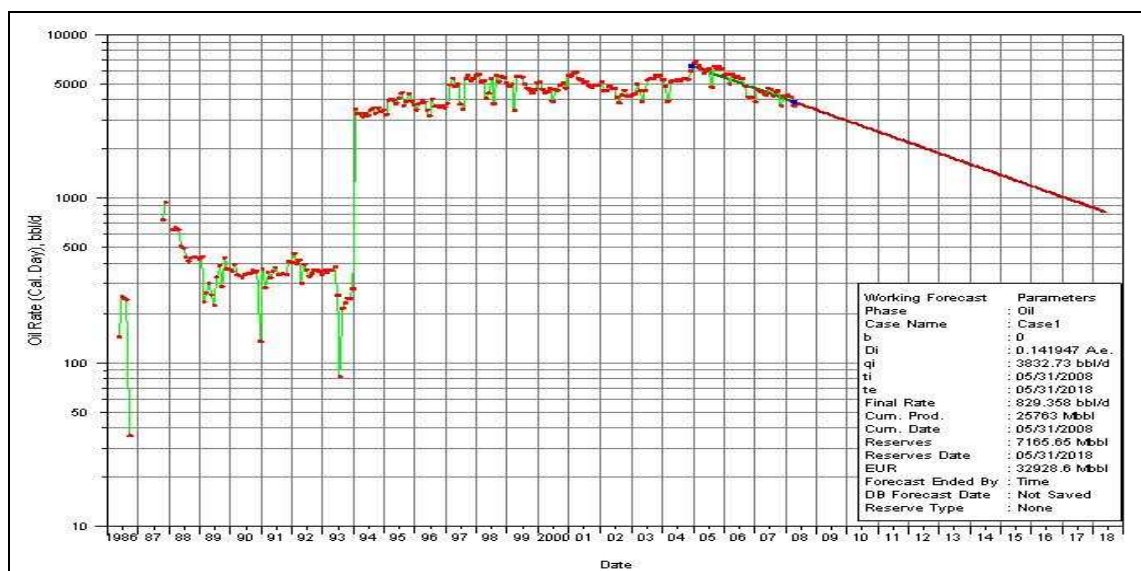
ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA "T" ENFOQUE CONSERVADOR		
Año	Fecha	Qf bls/día
0	31-jul-08	4453
5	31-jul-13	4121
10	31-jul-18	3814
15	31-jul-23	3529
20	31-jul-28	3266
25	31-jul-33	3022
30	31-jul-38	2797

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

4.2.3.2 Enfoque Pesimista

El enfoque pesimista para la arena "T" se observa en la Figura 4.4.

Fig. 4.4: Enfoque Pesimista para la arena "T"



Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

Para realizar el enfoque pesimista se tomaron los tres últimos años de producción de la arena, el mismo que acorta la vida productiva de la misma en forma drástica.

Los resultados obtenidos para la arena "T" se detallan en la Tabla 4.4, estos valores indican una disminución considerable de la producción, la misma que ya no sería rentable en 25 años bajo las condiciones actuales de los pozos, sin embargo este horizonte productivo se podría alargar según las condiciones del mercado.

Tabla 4.4 Predicción para la Arena "T" con Enfoque Pesimista

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA "T" ENFOQUE CONSERVADOR		
Año	Fecha	Qf bls/día
0	31-jul-08	3833
5	31-jul-13	1766
10	31-jul-18	814
15	31-jul-23	375
20	31-jul-28	173
25	31-jul-33	80

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

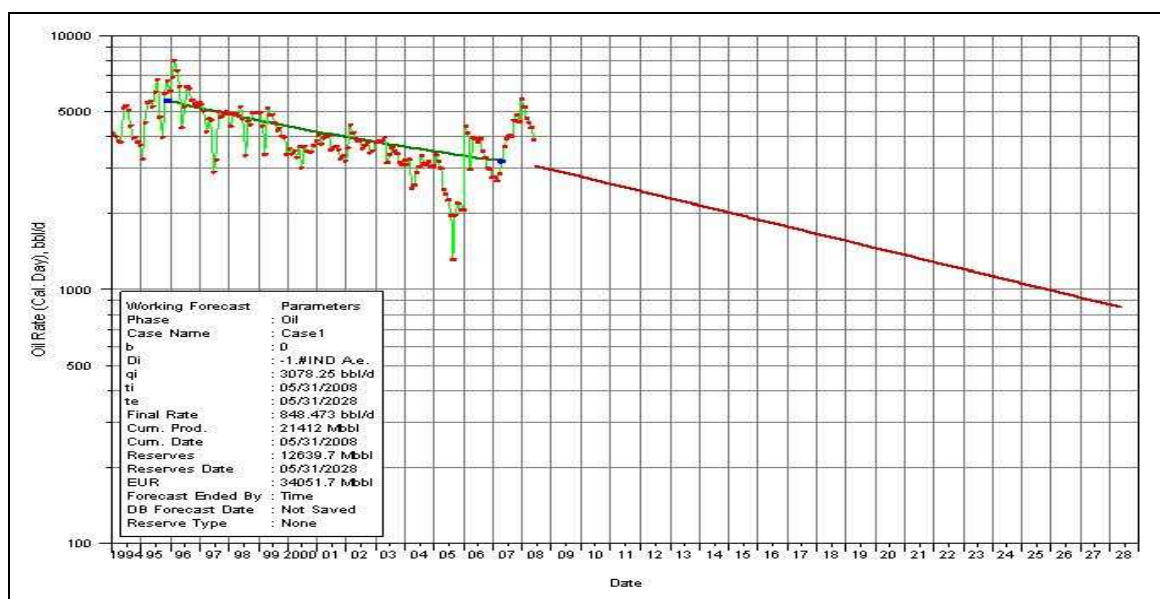
Esta predicción no es muy confiable, ya que solo se disponen de datos de los últimos tres años, siendo más real la predicción realizada bajo el punto de vista conservador.

4.2.4 PREDICCIÓN PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR

Esta arena tiene una tendencia marcada a decrecer, por lo que se realizará un solo análisis de la curva de declinación, la cual se puede observar en la Figura 4.5.

Esta declinación no es muy pronunciada y no acorta tan drásticamente el horizonte productivo de esta arena, obteniéndose valores elevados de la producción a pesar del tiempo.

Fig. 4.5: Predicción de la Producción Hollín Superior



Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

Los valores obtenidos para la arena Hollín Superior se detallan en la Tabla 4.5, en la cual se observa la predicción de la producción cada 5 años.

Además al año 30 se tienen 500 bppd, lo cual nos dice que esta arena se mantiene rentable a las condiciones actuales.

Tabla 4.5 Predicción para Hollín Superior

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LA ARENA HOLLIN SUPERIOR		
Año	Fecha	Qf bls/día
0	31-jul-08	3078
5	31-jul-13	2152
10	31-jul-18	1505
15	31-jul-23	1052
20	31-jul-28	736
25	31-jul-33	514
30	31-jul-38	360

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

4.2.5 PREDICCIÓN PARA LA ARENA HOLLÍN INFERIOR

Para esta arena se tienen dos etapas en la producción, antes del 2005 y después del 2005, lo cual se explica que se realizó la perforación de nuevos pozos en esta arena y debido a eso se tiene un incremento de la producción tan elevada. La predicción se realizó basándose en la producción previa al 2005, debido a que es un mayor tiempo de producción y está mejor definida.

Fig. 4.6: Predicción de la Producción Hollín Inferior



Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

La declinación es drástica y la vida productiva de la arena es muy corta llegando al límite económico en muy poco tiempo con las condiciones actuales.

Los valores correspondientes a la predicción se observan en la Tabla 4.11.

Tabla 4.6 Predicción para Hollín Inferior

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LA ARENA HOLLIN INFERIOR		
Año	Fecha	Qf bls/día
0	31-jul-08	700

Año	Fecha	Qf bls/día
5	31-jul-13	240
10	31-jul-18	80

Elaborado por: Jaime R. Gavilanes, Luis E. Torres

En 10 años aproximadamente la arena llegará a su límite económico, seguida de una producción decreciente en los siguientes años, la cual puede mejorarse si se implementan nuevos proyectos de perforación tomando en cuenta las reservas remanentes que esta arena posee.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Del estudio realizado al Campo Auca-Auca Sur, se observa que es un campo maduro y que sin embargo posee un gran potencial productivo a futuro el cual debe ser desarrollado mediante estudios de simulación y la implementación de proyectos de perforación en las zonas en donde no existe producción.
- Se definió un área de drenaje para cada arena productiva en función de las estructuras geológicas, fallas existentes y zonas de hidrocarburo aún no explotadas, que se ajusta de mejor manera a las condiciones actuales del campo, los resultados obtenidos fueron positivos al incrementarse las reservas y mantenerse o mejorarse las propiedades petrofísicas promedias en algunas arenas.
- Con la reevaluación de los registros eléctricos se pudieron caracterizar a cada una de las arenas productoras, encontrándose que son estructuras consolidadas a lo largo de todo el campo, además que son arenas muy limpias cuyos porcentajes de arcilla (Vsh) son de 21% aproximadamente.
- Las propiedades petrofísicas promedias determinadas para la arena Basal Tena son similares a los datos de Petroproducción y estas son: porosidad 18.337 %, saturación de petróleo 71.15% y un espesor de petróleo de 12.42 pies. Estos valores nos indican que esta arena es económicamente rentable en las zonas en donde existen zonas de pago.
- Para la arena “U” los valores obtenidos de la reevaluación de registros eléctricos fueron: porosidad 18.472%, saturación de petróleo 74.19% y un espesor neto de

25.57 pies. Esta arena al ser continua y poseer estas propiedades brinda un aporte considerable a las reservas del campo y reúne las características necesarias para la ubicación de nuevos pozos.

- Del análisis realizado a la arena “T” se observa que esta arena posee los mejores espesores de petróleo de todo el campo con un valor de alrededor de 39.01 pies, la saturación de petróleo y porosidad disminuyen en comparación a Basal Tena y “U” siendo estos valores de 64.08% y 15.668% respectivamente.
- Las arenas Hollín Superior e Inferior presentan características similares en cuanto a saturación y porosidad, siendo los espesores netos de petróleo la única diferencia considerable. No se considera a la arena Hollín como un solo yacimiento, debido a que esta se encuentra influenciada por dos mecanismos de empuje diferentes; Hollín Superior posee un acuífero lateral mientras que Hollín Inferior se encuentra influenciada por un acuífero de fondo.
- Los valores correspondientes a los factores de recobro para cada arena se han incrementado con el tiempo debido a la producción continua y a la depletación de los yacimientos. Para la arena Basal Tena de 19.5% a 30.806%, para la arena “U” de 30.1% a 38.325%, para la arena “T” de 29.4% a 37.914%, para Hollín Inferior de 17.8% a 38.94% y exceptuando la arena Hollín Superior en donde este factor disminuyó de 44.8% a 35.251%.
- En Basal Tena se calcularon reservas probadas de 57 ,359,511 bls de los cuales la arena ha producido 8,575,140 bls, con lo que se puede observar que Basal Tena aun tiene reservas suficientes para continuar con la producción por varios años.
- Las reservas calculadas en la arena “U” son de 210, 074,145 bls y solo 25,757,164 bls de éstas se han recuperado hasta la fecha, quedando por producirse cerca de 184,316,981 bls de petróleo. Ésta arena presenta los volúmenes recuperables más grandes de todo el campo.

- La arena “T” es la que tiene mayor producción acumulada de petróleo en el campo, de los 153,165,735 bls de reservas se ha producido un 40,023,338 bls hasta el momento quedando un remanente de 113,142,397 bls de petróleo.
- En la arena Hollín Superior se obtuvieron reservas de 70,963,662 bls de petróleo de las cuales el 38,570,940 bls de estas reservas ya se han producido, quedando un volumen de 32,393,722 bls de petróleo por ser recuperado. Dadas las características de Hollín Superior será un poco más difícil recuperar estas reservas remanentes, porque este reservorio ha sufrido una gran caída de presión y sería necesario implementar sistemas de recuperación mejorada.
- La producción de Hollín Inferior ha sido muy baja en comparación a las reservas determinadas para la misma que son de 136, 730,920 bls de petróleo, pues tan solo se han producido el 7, 739,316 de éstas, quedando un gran remanente por ser recuperado. Esto se debe a que no ha sido mayormente explotada en comparación a las otras arenas. Se debe tomar en cuenta que en esta arena está presente un acuífero de fondo por lo que generalmente existe conificación.
- En la realización de la predicción se tomaron periodos de producción mayores a 3 años con el fin de tener una tendencia definida de acuerdo al comportamiento de cada yacimiento, por esta razón pueden existir más de una apreciación para la producción futura de los mismos.
- De la predicción realizada se puede observar que todas las arenas presentan un horizonte productivo económicamente rentable superior a los 15 años en base a las condiciones actuales de los pozos.
- La predicción de la producción para las arenas del campo se realizó en función de los datos de los pozos que actualmente están produciendo o produjeron en las respectivas arenas, cabe señalar que este horizonte productivo puede ser ampliado

con la perforación de nuevos pozos o mediante la aplicación de programas de reacondicionamiento y estimulaciones a las arenas.

5.2 RECOMENDACIONES

- El presente análisis fue realizado con información estructural obtenida de estudios de sísmica 2D del campo, por esta razón se recomienda realizar una revisión del presente estudio utilizando la información de sísmica 3D del campo que estará disponible a partir del mes de mayo del año 2009 para que este sea más preciso, confiable y se ajuste de mejor manera a las estructuras del Campo Auca-Auca Sur.
- Ubicar pozos de desarrollo en la zona Nor – Este del Campo donde se nota la existencia de un gran anticlinal fallado para determinar y cuantificar con mayor exactitud la cantidad de reservas existentes en dicha zona que es hacia donde el campo se está expandiendo.
- Ubicar pozos de relleno dentro del campo para tratar de abarcar todas las zonas con potencial hidrocarburífero que aun no han sido alcanzadas por los pozos existentes actualmente.
- Desarrollar e implementar proyectos de recuperación mejorada para el campo con el fin de mejorar los factores de recobro y la eficiencia de barrido de los pozos para alcanzar mayores zonas de drenaje dentro de cada uno de los yacimientos.
- Realizar un análisis más detallado de la Arena “U” en conjunto con el departamento de Geología para confirmar si la estructura definida para esta arena se ajusta completamente a las estructuras geológicas del yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **BASSIOUNI ZAKI.** “Theory, measurement and interpretation of well logs”, 1994.
2. **B. C. CRAFT y M. F. HAWKINS.** “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”.
3. **CORELAB, REPORTE FINAL.** “Estudio de Simulación del Campo Auca-Auca Sur”, 2002.
4. **MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, DNH, PETROPRODUCCIÓN.** “Reservas de petróleo crudo y gas del país”, 2007.
5. **PETROECUADOR.** “Glosario de la industria hidrocarburífera”.
6. **PETROPRODUCCIÓN. ARCHIVO TÉCNICO.** “File del Campo Auca-Auca Sur”.
7. **PETROPRODUCCIÓN. ARCHIVO TÉCNICO.** “Files de los Pozos del Campo Auca-Auca Sur”.
8. **PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.** “Estudio del área Auca, diagnóstico y proyección”, 2007.
9. **PETROPRODUCCIÓN – DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS.** “Reporte de Producción Mensual por Pozo y Yacimiento”.
10. **PETROPRODUCCIÓN – SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.** “Actualización de reservas de petróleo, Campo Yuca”, 2007.
11. **PETROPRODUCCIÓN - SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.** Departamento de Yacimientos.

12. PETROPRODUCCIÓN – SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.

“Información general del Campo Auca-Auca Sur”.

13. PETROPRODUCCIÓN – SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.

“Interpretación de perfiles eléctricos del pozo Auca-59D”.

14. SCHLUMBERGER. “Interpretación de registros de pozos a hueco abierto”, 2002.

ABREVIATURAS

μ_o:	Viscosidad del petróleos.
μ_w:	Viscosidad del agua.
API:	American Petroleum Institute.
AUC:	Auca.
BAPD:	Barriles de agua por día
BF:	Barriles fiscales.
BIs:	Barriles.
Bo:	Factor volumétrico de petróleo.
BPD:	Barriles por día.
BPPD:	Barriles de petróleo por día.
BSW:	Basic Sediments and water.
BT:	Arena Basal Tena.
Bw:	Factor volumétrico del agua.
CALI:	Caliper.
DT:	Sonic Porosity.
FR:	Factor de recobro.
GR:	Gamma ray.
HI:	Hollín Inferior.
Ho:	Espesor de petróleo.
HS:	Hollín Superior.
K:	Permeabilidad.
LLD:	Dual lateral log.
LLS:	Superficial lateral log.
MINV:	Microinverso.
MMBN:	Millones de barriles normales.
MMBP:	Millones de barriles por día.
MNOR:	Micronormal.
MSFL:	Microesferical log.
NPHI:	Neutron-Porosity.

Ø:	Porosidad.
OFM:	Oil Field Managment.
PA:	Presión de abandono o presión actual.
Pb:	Presión de burbuja.
PEF:	Factor fotoeléctrico.
Pi:	Presión inicial.
POES:	Petróleo original en sitio.
PPM:	Partes por millón.
PVT:	Presión, volumen y temperatura.
RHOB:	Density porosity.
Rw:	Resistividad del agua.
Sg:	Saturación de gas.
So:	Saturación de petróleo.
SP:	Potencial Espontáneo.
Sw:	Saturación de agua.
Vsh:	Volumen de arcilla.

ANEXOS

ANEXO 1.1: POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR				
POZO	ESTADO	ARENA	MÉTODO	FECHA DE CORTE
AUC-001	PP	BT	HP	30/06/2008
AUC-005	PP	H	HJ	30/06/2008
AUC-05W	PP	HS	HJ	30/06/2008
AUC-006	PP	BT	HJ	30/06/2008
AUC-009	PP	U	HP	30/06/2008
AUC-010	PP	U	S	30/06/2008
AUC-014	PP	U	HP	30/06/2008
AUC-015	PP	U	HP	30/06/2008
AUC-016	PP	U	HJ	30/06/2008
AUC-018	PP	BT	HJ	30/06/2008
AUC-19B	PP	T	HP	30/06/2008
AUC-020	PP	BT	HP	30/06/2008
AUC-021	PP	U	HJ	30/06/2008
AUC-022	PP	TD	HJ	30/06/2008
AUC-024	PP	U	HJ	30/06/2008
AUC-025	PP	U	HP	30/06/2008
AUC-026	PP	BT	HP	30/06/2008
AUC-027	PP	T	HJ	30/06/2008
AUC-028	PP	U	HJ	30/06/2008
AUC-029	PP	Ui	HJ	30/06/2008
AUC-030	PP	U	HJ	30/06/2008
AUC-031	PP	U	HP	30/06/2008
AUC-032	PP	HS	HP	30/06/2008
AUC-033	PP	T	HP	30/06/2008
AUC-034	PP	HS	HP	30/06/2008
AUC-035	PP	T	HP	30/06/2008
AUC-036	PP	HS	HP	30/06/2008
AUC-038	PP	HI	HP	30/06/2008
AUC-040	PP	T	S	30/06/2008
AUC-042	PP	BT	HP	30/06/2008
AUC-043	PP	U	HP	30/06/2008
AUC-045	PP	HS	S	30/06/2008
AUC-049	PP	TI	S	30/06/2008
AUC-050	PP	UI	HP	30/06/2008
AUC-051	PP	HS	S	30/06/2008
POZO	ESTADO	ARENA	MÉTODO	FECHA DE

				CORTE
AUC-052	PP	Ui	S	30/06/2008
AUC-053	PP	HI	HJ	30/06/2008
AUC-060D	PP	HD	S	30/06/2008
AUC-061D	PP	HS	S	30/06/2008
AUC-062D	PP	UI	S	30/06/2008
AUS-001	PP	TI	S	30/06/2008
AUS-002	PP	Ti	S	30/06/2008
AUS-003	PP	TS	S	30/06/2008
AUS-004	PP	TD	S	30/06/2008

ANEXO 1.2: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN POR POZOS

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR		
BOMBEO HIDRAÚLICO		BOMBEO
TIPO PISTÓN (HP)	TIPO JET (HJ)	ELTROSUMERGIBLE (S)
AUC-001	AUC-005	AUC-010
AUC-009	AUC-05W	AUC-040
AUC-014	AUC-006	AUC-045
AUC-015	AUC-016	AUC-049
AUC-19b	AUC-018	AUC-051
AUC-020	AUC-021	AUC-052
AUC-025	AUC-022	AUAC-60D
AUC-026	AUC-024	AUC-61D
AUC-031	AUC-027	AUC-062
AUC-032	AUC-028	AUS-001
AUC-033	AUC-029	AUS-002
AUC-034	AUC-030	AUS-003
AUC-035	AUC-053	AUS-004
AUC-036		
AUC-038		
AUC-042		
AUC-043		
AUC-050		

ANEXO 1.3: POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR

POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR				
POZO	ESTADO	CAUSA	FECHA DE ABANDONO	FECHA DE CORTE
AUC-019	CA	BFISH	15/03/1979	30/06/2008
AUC-023	CA	FSECO	16/09/1978	30/06/2008
AUC-044	CA	FSECO	06/02/1996	30/06/2008

ANEXO 1.4: POZOS REINYECTORES DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR

POZOS REINYECTORES DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR				
POZO	ESTADO	ARENA	INICIO DE REINYECCIÓN	FECHA DE CORTE
AUC-01R	NR	NR	NR	30/06/2008
AUC-013	PR	H	21/06/2006	30/06/2008
AUC-017	CS	TY	07/07/1997	30/06/2008
AUC-055	PR	TY	28/04/2006	30/06/2008

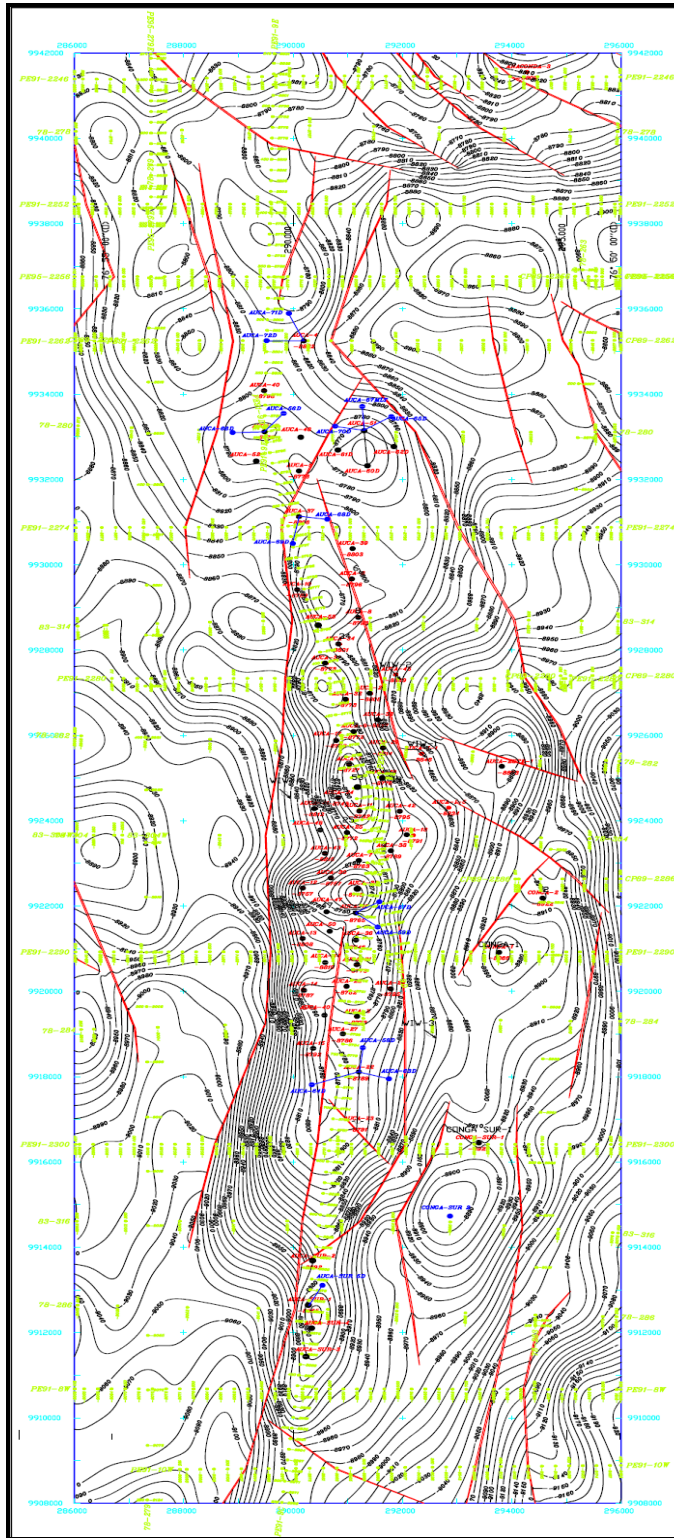
ANEXO 1.5: TABLA POZOS INYECTORES DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR

POZOS INYECTORES DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR				
POZO	ESTADO	ARENA	INICO DE INYECCIÓN	FECHA DE CORTE
AUC-012	PI	UT	24/07/2004	30/06/2008
AUC-041	PI	UT	08/05/2007	30/06/2008

ANEXO 1.6: TABLA POZOS CERRADOS DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR

POZO	ESTADO	ARENA	FECHA DE CIERRE	FECHA DE CORTE
AUC-002	CP	HS	26/09/2008	30/06/2008
AUC-003	CP	T	21/09/2007	30/06/2008
AUC-004	CP	T	20/09/2006	30/06/2008
AUC-007	CP	H	25/12/2004	30/06/2008
AUC-008	CP	U	01/04/2003	30/06/2008
AUC-011	CP	BT	22/06/2008	30/06/2008
AUC-037	CP	T	08/08/2004	30/06/2008
AUC-039	CP	H	18/10/2008	30/06/2008
AUC-046	CP	UI	15/12/2001	30/06/2008
AUC-047	CP	U	13/08/2006	30/06/2008
AUC-048	CP	NR	NR	30/06/2008

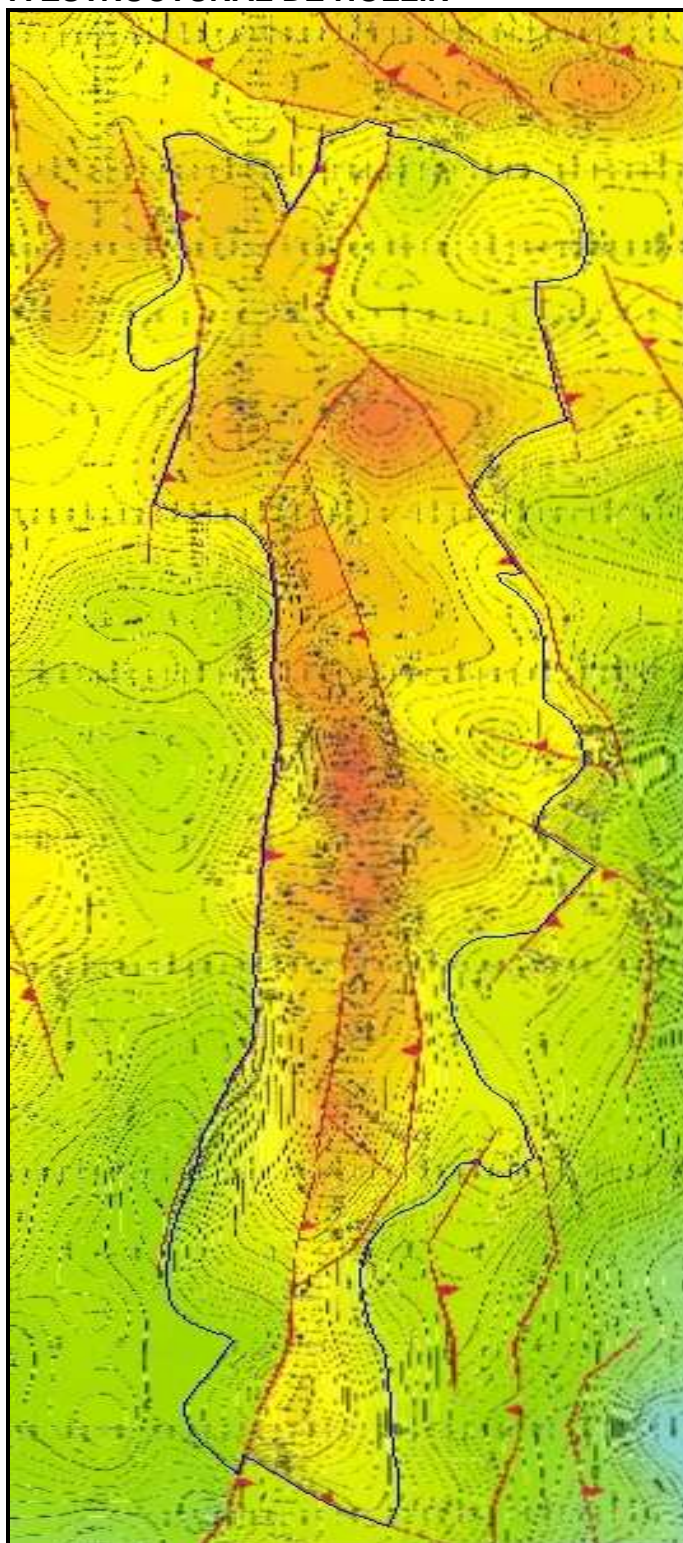
ANEXO 1.7: UBICACIÓN DE POZOS

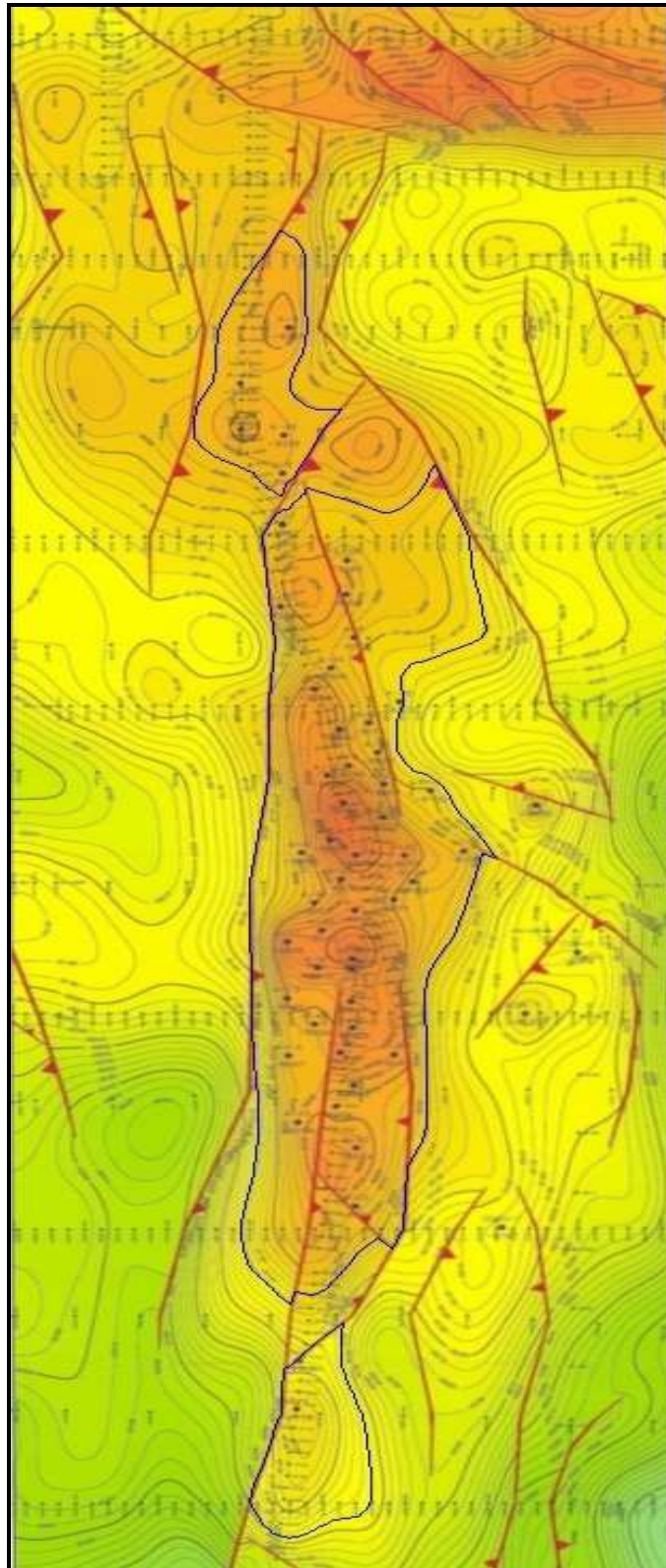


ANEXO 1.8: UBICACIÓN EN COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE LOS POZOS

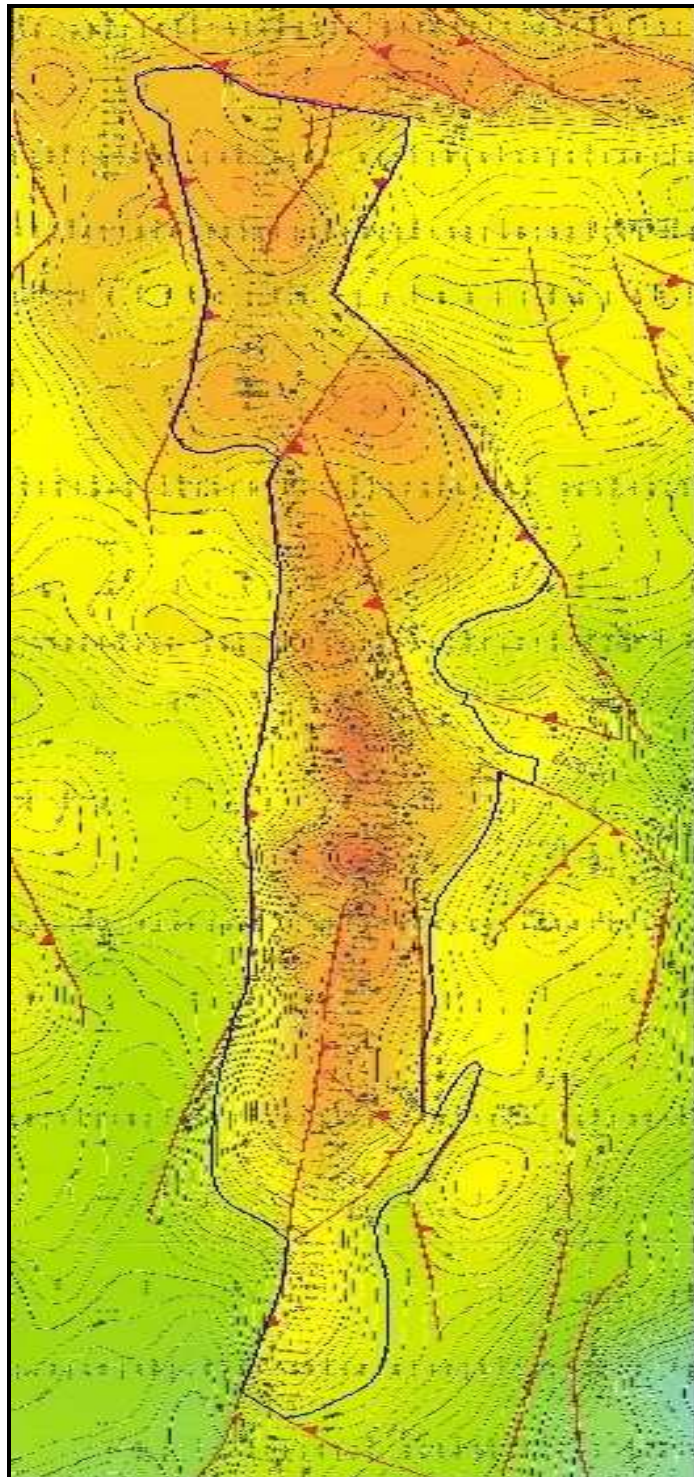
POZO	UBICACIÓN		PROFUNDIDAD
	Longitud	Latitud	
AUC-001	76°52' 58.85" W	00°40' 33.81" S	10578'
AUC-01R			
AUC-002	76°53' 26" W	00°36' 14" S	10612'
AUC-003	76°52' 57" W	00°43' 44" S	10706'
AUC-004	76°53' 06" W	00°35' 13" S	10430'
AUC-005			
AUC-05W	76°53' 9.33" W	00°36' 46.83" S	10330'
AUC-006	76°52' 38.17" W	00°38' 09.38" S	10329'
AUC-007	76°52' 33.96" W	00°41' 44.18" S	10117'
AUC-008	76°52' 33.75" W	00°38' 43.67" S	10350'
AUC-009	76°52' 37.12" W	00°40' 05.74" S	10295'
AUC-010	76°53' 11" W	00°38' 32" S	10362'
AUC-011	76°52' 34.73" W	00°41' 20.42" S	10310'
AUC-012	76°53' 07.26" W	00°42' 05.35" S	10350'
AUC-013	76°53' 07.5" W	00°42' 43.86" S	10334'
AUC-014	76°53' 06.92" W	00°43' 22.78" S	10330'
AUC-015	76°53' 02.944" W	00°44' 07.0036" S	10290'
AUC-016	76°52' 36.37" W	00°42' 25.51" S	10326'
AUC-017	76°52' 47.51" W	00°40' 12.46" S	10275'
AUC-018	76°52' 01.93" W	00°41' 25.09" S	10392'
AUC-019			
AUC-19B	76°52' 20.209" W	00°40' 40.96" S	10155'
AUC-020	76°52' 15.863" W	00°43' 22.018" S	10567'
AUC-021	76°52' 35.21" W	00°43' 04.05" S	10377'
AUC-022	76°52' 34.524" W	00°44' 26.302" S	10225'
AUC-023	76°52' 35.479" W	00°45' 03.911" S	10040'
AUC-024	76°52' 46.2492" W	00°40' 56.546" S	10100'
AUC-025	76°52' 40.939" W	00°41' 23.037" S	10197'
AUC-026	76°52' 46.249" W	00°40' 56.546" S	10100'
AUC-027	76°52' 43.97" W	00°44' 03.82" S	10308'
AUC-028	76°52' 41.57" W	00°43' 20.69" S	10262'
AUC-029	76°52' 41.40" W	00°39' 41.26" S	10263'
AUC-030	76°52' 49.75" W	00°41' 55.60" S	10210'
AUC-031	76°52' 53.43" W	00°39' 13.74" S	10230'
AUC-032			
AUC-033	76°52' 22.80" W	00°39' 56.82" S	10353'

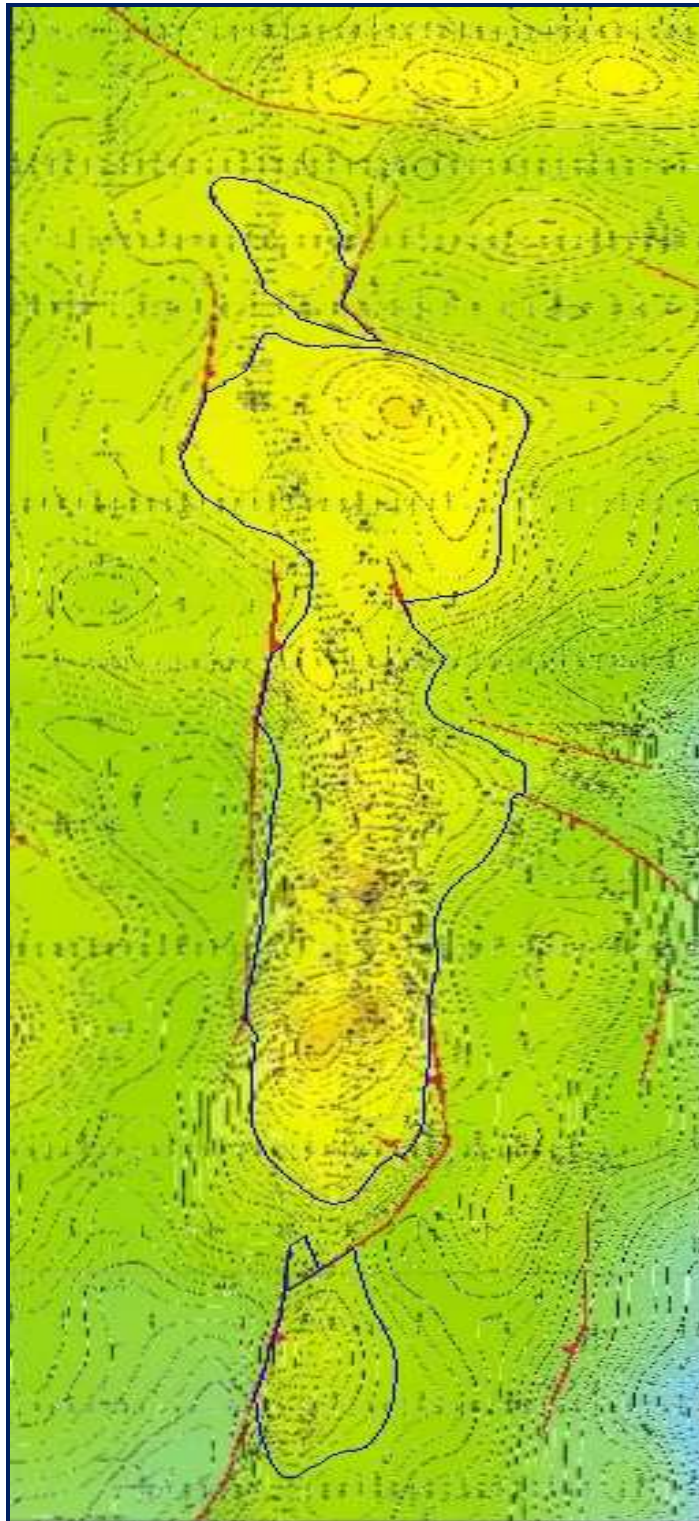
POZO	UBICACIÓN		PROFUNDIDAD
	Longitud	Latitud	
AUC-034	76°52' 45.60" W	00°38' 59.69" S	10285'
AUC-035	76°52' 36.39" W	00°42' 35.51" S	10238'
AUC-036	76°52' 36.54" W	00°42' 46.14" S	10260'
AUC-037	76°53' 8.80" W	00°37' 21.60" S	10381'
AUC-038	76°52' 15" W	00°37' 41.80" S	10292'
AUC-039	76°52' 39.80" W	00°37' 41.80" S	10381'
AUC-040	76°53' 30.30" W	00°35' 44.77" S	10362'
AUC-041	76°53' 0.61" W	00°41' 4.72" S	10304'
AUC-042	76°52' 10.54" W	00°41' 6.19" S	10368'
AUC-043	76°52' 53.81" W	00°41' 38.64" S	10320'
AUC-044	76°52' 54.03" W	00°43' 1.38" S	10325'
AUC-045	76°52' 12.24" W	00°39' 22.35" S	10282'
AUC-046	76°53' 8.55" W	00°36' 21.05" S	10280'
AUC-047	76°52' 52.56" W	00°42' 23" S	10301'
AUC-048	76°52' 56.84" W	00°41' 21.03" S	10343'
AUC-049	76°52' 54.45" W	00°43' 42.39" S	10278'
AUC-050	76°52' 51.34" W	00°42' 38.35" S	10289'
AUC-051	76°52' 31.21" W	00°36' 16.31" S	10290.5'
AUC-052	76°53' 35.60" W	00°36' 37.63" S	10408'
AUC-053	76°52' 34.16" W	00°40' 48.91" S	10292'
AUC-055	76°52' 57.95" W	00°38' 44.72" S	10322.5'
AUC-060D	76°52' 31.53" W	00°36' 42.74" S	10817'
AUC-061D	76°52' 31.38" W	00°36' 17.48" S	10700'
AUC-062D	76°52' 31.59" W	00°36' 28.31" S	10640'
AUS-001	76°53' 4.13" W	00°47' 24.31" S	10787'
AUS-002	76°53' 3.0" W	00°46' 50" S	10282'
AUS-003	76°53' 5.52" W	00°48' 2.93" S	10493'
AUS-004	76°53' 2.23" W	00°47' 41.25" S	10400'

ANEXO 1.9: MAPA ESTRUCTURAL DE HOLLÍN

ANEXO 1.10: MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA "T"

ANEXO 1.11: MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA “U”



ANEXO 1.12: MAPA ESTRUCTURAL DE BASAL TENA

ANEXO 1.13: TOPES Y BASES DE LAS FORMACIONES DE CADA POZO

POZO	BT		ARENA "U"		ARENA "T"		HS		HI	
	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
AUC-001	8952	8979	9619	9780	9864	10000	10094	10102	10102	10470
AUC-01R										
AUC-002	8972	9006	9659	9840	9920	10048	10134	10139	10184	10505
AUC-003	8926	8952	9677	9850	9942	10085	10176	10190	10228	10559
AUC-004	8993	9021	9694	9865	9946	10082	10170	10208	10208	10256
AUC-005										
AUC-05W	8996	9037	9691	9871	10022	10180	10149	10231	10231	10300
AUC-006	8998	9030	9687	9860	10011	10075	10191	10232	10232	10300
AUC-007	8878	8904	9553	9724	9821	9942	10037	10088	10088	10123
AUC-008	8935	8970	9632	9810	9893	10043	10150	10190	10190	10350
AUC-009	8936	8970	9602	9787	9882	10010	10092	10146	10146	10299
AUC-010	9028	9059	9711	9898	9973	10112	10214	10249	10249	10368
AUC-011	8900	8924	9556	9729	9816	9953	10058	10104	10104	10262
AUC-012	8985		9606	9773	9916	10007	10126	10177	10177	10349
AUC-013	9003	9037	9690	9857	10006	10200	10218	10266	10266	10328
AUC-014	8988	9016	9676	9857	10017	10109	10216	10251	10251	10328
AUC-015	8882	8907	9649	9818	9917	10060	10159	10202	10202	10283
AUC-016	8944	8972	9616	9780	9942	10048	10150	10202	10202	10317
AUC-017	8909	8939	9585	9741	9822	9963	10073	10122	10122	10274
AUC-018	9053	9079	9708	9896	10041	10114	10213	10273	10273	10388
AUC-019										
AUC-19B	8920	8942	9615	9780	9868	9996	10105	10143	10143	10156
AUC-020	9004	9024	9657	9822	9912	10072	10191	10242	10242	10282
AUC-021	9018	9049	9702	9864	9955	10102	10212	10240	10240	10381
AUC-022	8791	8999	9673	9830	9945	10095	10185	10232	10232	10245

POZO	BT		ARENA "U"		ARENA "T"		HS		HI	
	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
AUC-024	8893	8914	9538	9716	9802	9924	10028	10071	10071	10113
AUC-025	8946	8969	9610	9801	9891	10005	10114	10166	10166	10197
AUC-026	8913	8942	9594	9770	9948	9994	10086	10142	10142	10197
AUC-027	8830	8858	9582	9755	9843	9994	10108	10154	10296	10308
AUC-028	8930	8952	9606	9785	9875	10026	10141	10176	10176	10260
AUC-029	8986	9009	9652	9850	9939	10056	10149	10188	10188	10250
AUC-030	8912	8939	9604	9765	9862	10024	10126	10178	10178	10227
AUC-031	8918	8954	9594	9775	9853	9988	10088	10134	10134	10255
AUC-032	8990	8938	9571	9750	9843	9961	10071	10124	10124	10227
AUC-033	8970	9000	9646	9809	9904	10032	10143	10188	10188	10295
AUC-034	8980	9014	9677	9852	9938	10064	10168	10198	10198	10280
AUC-035	8844	8880	9549	9712	9810	9996	10091	10131	10131	10208
AUC-036	8929	8958	9599	9772	9860	10015	10123	10167	10167	10226
AUC-037	9020	9053	9716	9887	9956	10110	10225	10260	10260	10327
AUC-038	8908	8928	9578	9758	9843	9965	10056	10067	10067	10124
AUC-039	9058	9092	9760	9927	10000	10156	10269	10314	10314	10342
AUC-040	8961	8988	9664	9836	9919	10050	10142	10187	10187	10310
AUC-041	8987	9013	9651	9836	9924	10060	10167	10214	10214	10290
AUC-042	8993	9012	9662	9833	9918	10044	10146	10208	10208	10300
AUC-043	8991	9019	9677	9845	9936	10062	10171	10182	10182	10280
AUC-044	9008	9044	9716	9882	9970	10115	10227	10268	10268	10292
AUC-045	8940	8979	9653	9818	9974	10118	10128	10164	10164	10263
AUC-046	9032	9062	9728	9904	9986	10102	10216	10276	10276	10368
AUC-047	8934	8960	9600	9778	9865	10016	10127	10177	10177	10283
AUC-048	8995	9023	9666	9852	9940	10054	10170	10208	10208	10338
AUC-049	8912	8930	9596	9770	9862	10020	10134	10184	10184	10260
AUC-050	8964	8990	9648	9810	9906	10060	10170	10218	10218	10290

POZO	BT		ARENA "U"		ARENA "T"		HS		HI	
	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
AUC-052	9029	9050	9716	9894	9959	10144	10216	10270	10270	10420
AUC-055	8990	8996	9644	9840	9920	10056	10163	10198	10198	10330
AUC-060D	8930	8966	9652	9828	9916	10038	10135	10177	10177	10332
AUC-061D	8934	8952	9628	9792	9912	10010	10109	10179	10179	10314
AUC-062D	8930	8955	9638	9809	9900	10018	10106	10164	10164	10296
AUS-001	9020	9130	9750	9870	9960	10130	10250	10335	10335	10400
AUS-002	9080	9110	9800	9870	10004	10090	10104	10150	10150	10252
AUS-003	9130	9180	9792	9912	10070	10230	10304	10368	10368	10430
AUS-004	9100	9142	9764	9876	10030	10154	10288	10310	10310	10337

ANEXO 2.1: DATOS PVT POR ARENAS

DATOS PVT											
ARENA BT											
POZO	TOMA DE PRUEBA	Pi (psia)	Ps (psia)	Boi (rb/stb)	Bos (rb/stb)	Coi (1/psia 10-6)	Cos (1/psia 10-6)	Uoi (cp)	Uos (cp)	RGP (stcft/stb)	po residual (gr/cm3)
AUC-002	1970	3563	630	1.1547	1.0491			14.29		116	0.8833
AUC-011	1974	4490	72								
ARENA "U"											
POZO	TOMA DE PRUEBA	Pi (psia)	Ps (psia)	Boi (rb/stb)	Bos (rb/stb)	Coi (1/psia 10-6)	Cos (1/psia 10-6)	Uoi (cp)	Uos (cp)	RGP (stcft/stb)	po residual (gr/cm3)
AUC-002	1970	4091	231	1.066				2.58		47	
AUC-008	1989	4104.03	214.7	1.056	1.0776	6.58 EXP-6		8.8499	25	50	0.9083
AUC-024	1988	4091	894.7	1.01215				8.3		141	
ARENA "T"											
POZO	TOMA DE PRUEBA	Pi (psia)	Ps (psia)	Boi (rb/stb)	Bos (rb/stb)	Coi (1/psia 10-6)	Cos (1/psia 10-6)	Uoi (cp)	Uos (cp)	RGP (stcft/stb)	po residual (gr/cm3)
AUC-001	1972	4085	638	1.162					2.26	163	
AUC-004	1996		1170	1.3117					3.51	294	0.8396
AUC-012	1975	4350	890	1.3558	1.3048			3.4		229	
AUC-022	1988	4350	492.7	1.131				3.46		127.4	
AUC-040	2003	4085	820	1.1333	1.1616	6.19 EXP-6				127	0.8294
HOLLÍN											
POZO	TOMA DE PRUEBA	Pi (psia)	Ps (psia)	Boi (rb/stb)	Bos (rb/stb)	Coi (1/psia 10-6)	Cos (1/psia 10-6)	Uoi (cp)	Uos (cp)	RGP (stcft/stb)	po residual (gr/cm3)
AUC-001	1973	4507	57	1.05335				1.98		12	
AUC-011	1975	4504.7	86.7	1.1709				3.8		9	
AUC-032	1993		175	1.1525				3.121	4.571	12	0.8042
AUC-034	1993		194.7	1.1537				3.94	9.62	8	8

ANEXO 2.2: GRADIENTES GEOTÉRMICOS

POZO	Tsup	BHT	PROF.	GRADIENTE
AUC-001	70	208	10600	0.01301887
AUC-002	70	197	10620	0.01198113
AUC-003	70	220	10700	0.01415094
AUC-004	70	188	10280	0.01113208
AUC-05W	70	205	10300	0.01273585
AUC-006	70	198	10301	0.01207547
AUC-007	70	184	10118	0.01075472
AUC-008	70	202	10350	0.01245283
AUC-009	70	202	10300	0.01245283
AUC-010	70	201	10380	0.01235849
AUC-011	70	188	10270	0.01113208
AUC-012	70	194	10349.8	0.01169811
AUC-013	70	200	10348	0.01226415
AUC-014	70	197	10330	0.01198113
AUC-015	70	208	10300	0.01301887
AUC-016	70	186	10350	0.0109434
AUC-017	70	210	10300	0.01320755
AUC-018	70	188	10406.5	0.01113208
AUC-19b	70	230	10164	0.01509434
AUC-020	70	224	10300	0.0145283
AUC-021	70	197	10400	0.01198113
AUC-022	70	210	10279.5	0.01320755
AUC-023	70	200	10320	0.01226415
AUC-024	70	215	10125	0.01367925
AUC-025	70	194	10203.5	0.01169811
AUC-026	70	208	10221.5	0.01301887
AUC-027	70	209	10323	0.01311321
AUC-028	70	215	10283	0.01367925
AUC-029	70	195	10262	0.01179245
AUC-030	70	194	10240	0.01169811
AUC-031	70	200	10323	0.01226415
AUC-032	70	203	10248	0.01254717
AUC-033	70	198	10336	0.01207547
AUC-034	70	210	10314	0.01320755
AUC-035	70	215	10255	0.01367925
AUC-036	70	214	10262	0.01358491
AUC-037	70	197	10370	0.01198113

POZO	Tsup	BHT	PROF.	GRADIENTE
AUC-038	70	236	10300	0.01566038
AUC-039	70	195	10380	0.01179245
AUC-040	70	204	10414	0.01264151
AUC-041	70	192	10318	0.01150943
AUC-042	70	210	10371	0.01320755
AUC-043	70	200	10384	0.01226415
AUC-044	70	210	10354	0.01320755
AUC-045	70	206	10300	0.01283019
AUC-046	70	200	10391.5	0.01226415
AUC-047	70	200	10317	0.01226415
AUC-048	70	210	10347	0.01320755
AUC-049	70	206	10290.5	0.01283019
AUC-050	70	200	10295	0.01226415
AUC-051	70	208	10297.5	0.01301887
AUC-052	70	202	10422	0.01245283
AUC-055	70	201	10332.5	0.01235849
AUC-060	70	220	10832	0.01415094
AUC-061	70	220	10699	0.01415094
AUC-62D	70	219	10646.5	0.0140566
AUCS-001	70	223	10926	0.01443396
AUCS-002	70	198	10295	0.01207547
AUCS-003	70	210	10501.5	0.01320755
AUCS-004	70	214	10337	0.01358491

ANEXO 2.3: TEMPERATURA PARA CADA FORMACION EN CADA POZO

BT					
POZO	Prof. Arena	Temp. Arena	POZO	Prof. Arena	Temp. Arena
AUC-001	8965.5	186.7	AUC-031	8936.0	179.6
AUC-002	8989.0	177.7	AUC-032	8964.0	182.5
AUC-003	8939.0	196.5	AUC-033	8985.0	178.5
AUC-004	9007.0	170.3	AUC-034	8997.0	188.8
AUC-05W	9016.5	184.8	AUC-035	8862.0	191.2
AUC-006	9014.0	178.8	AUC-036	8943.5	191.5
AUC-007	8891.0	165.6	AUC-037	9036.5	178.3
AUC-008	8952.5	181.5	AUC-038	8918.0	209.7
AUC-009	8953.0	181.5	AUC-039	9075.0	177.0
AUC-010	9043.5	181.8	AUC-040	8974.5	183.5
AUC-011	8912.0	169.2	AUC-041	9000.0	173.6
AUC-012			AUC-042	9002.5	188.9
AUC-013	9020.0	180.6	AUC-043	9005.0	180.4
AUC-014	9002.0	177.9	AUC-044	9026.0	189.2
AUC-015	8894.5	185.8	AUC-045	8959.5	185.0
AUC-016	8958.0	168.0	AUC-046	9047.0	181.0
AUC-017	8924.0	187.9	AUC-047	8947.0	179.7
AUC-018	9066.0	170.9	AUC-048	9009.0	189.0
AUC-19b	8931.0	204.8	AUC-049	8921.0	184.5
AUC-020	9014.0	201.0	AUC-050	8977.0	180.1
AUC-021	9033.5	178.2	AUC-051	8963.5	186.7
AUC-022	8895.0	187.5	AUC-052	9039.5	182.6
AUC-023	8974.5	180.1	AUC-055	8993.0	181.1
AUC-024	8903.5	191.8	AUC-060	8948.0	196.6
AUC-025	8957.5	174.8	AUC-061	8943.0	196.6
AUC-026	8927.5	186.2	AUC-62D	8942.5	195.7
AUC-027	8844.0	186.0	AUCS-001	9075.0	201.0
AUC-028	8941.0	192.3	AUCS-002	9095.0	179.8
AUC-029	8997.5	176.1	AUCS-003	9155.0	190.9
AUC-030	8925.5	174.4	AUCS-004	9121.0	193.9

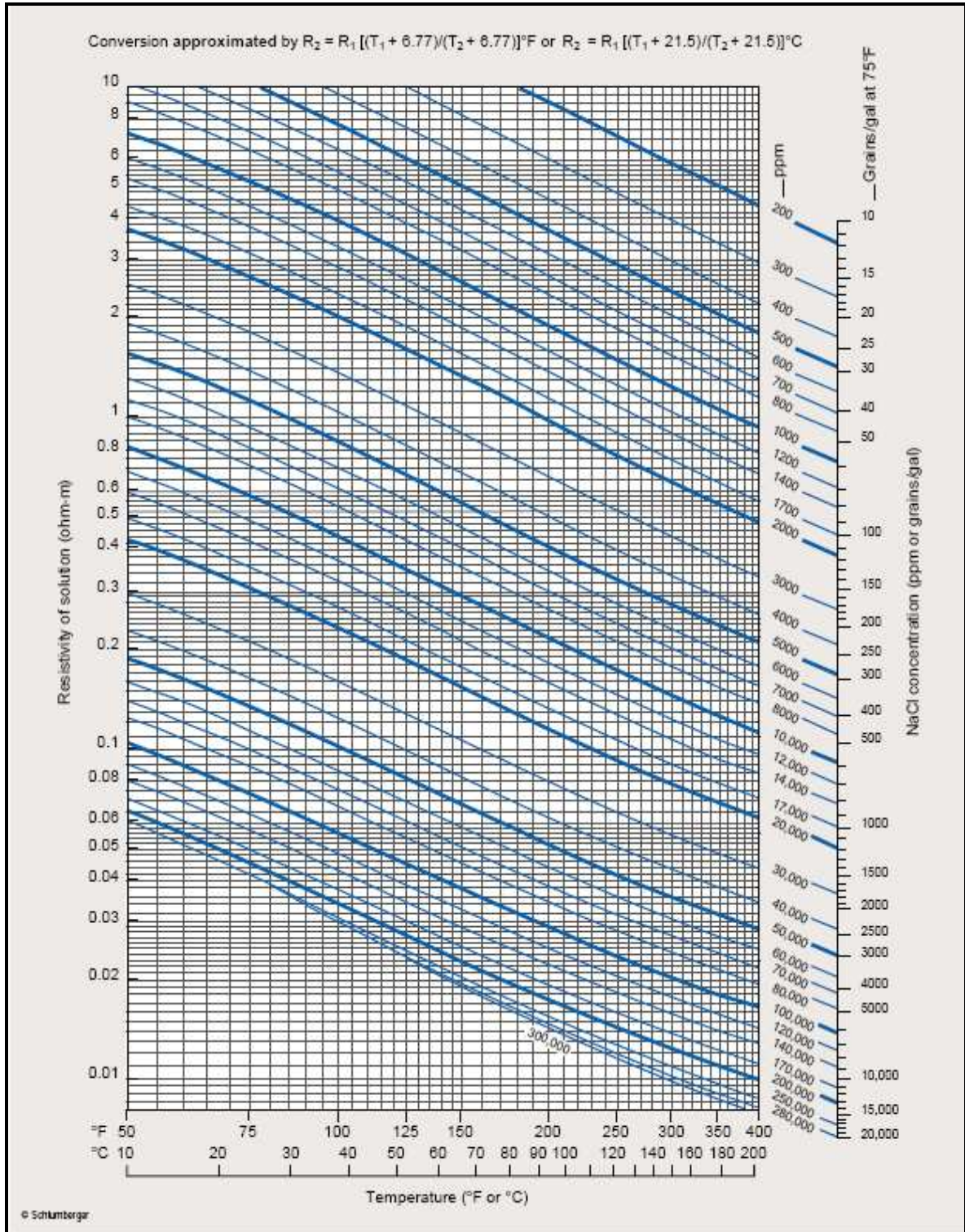
"U"					
POZO	Prof. Arena	Temp. Arena	POZO	Prof. Arena	Temp. Arena
AUC-001	9688.3	196.1	AUC-031	9668.3	188.6
AUC-002	9730.5	186.6	AUC-032	9644.8	191.0
AUC-003	9753.8	208.0	AUC-033	9718.8	187.4
AUC-004	9765.8	178.7	AUC-034	9748.8	198.8
AUC-05W	9762.3	194.3	AUC-035	9623.3	201.6
AUC-006	9759.0	187.8	AUC-036	9670.5	201.4
AUC-007	9630.5	173.6	AUC-037	9785.8	187.2
AUC-008	9704.3	190.8	AUC-038	9657.3	221.2
AUC-009	9681.0	190.6	AUC-039	9827.8	185.9
AUC-010	9781.3	190.9	AUC-040	9730.3	193.0
AUC-011	9632.8	177.2	AUC-041	9728.5	182.0
AUC-012	9682.0	183.3	AUC-042	9736.8	198.6
AUC-013	9766.0	189.8	AUC-043	9751.8	189.6
AUC-014	9751.5	186.8	AUC-044	9790.3	199.3
AUC-015	9719.5	196.5	AUC-045	9726.0	194.8
AUC-016	9692.0	176.1	AUC-046	9799.3	190.2
AUC-017	9655.8	197.5	AUC-047	9679.5	188.7
AUC-018	9786.5	178.9	AUC-048	9748.5	198.8
AUC-19b	9684.8	216.2	AUC-049	9670.0	194.1
AUC-020	9732.3	211.4	AUC-050	9716.0	189.2
AUC-021	9772.5	187.1	AUC-051	9714.5	196.5
AUC-022	9744.8	198.7	AUC-052	9780.5	191.8
AUC-023	9710.3	189.1	AUC-055	9714.3	190.1
AUC-024	9614.8	201.5	AUC-060	9717.0	207.5
AUC-025	9690.5	183.4	AUC-061	9689.5	207.1
AUC-026	9670.0	195.9	AUC-62D	9699.5	206.3
AUC-027	9655.3	196.6	AUCS-001	9817.5	211.7
AUC-028	9683.3	202.5	AUCS-002	9835.0	188.8
AUC-029	9732.8	184.8	AUCS-003	9844.0	200.0
AUC-030	9676.0	183.2	AUCS-004	9811.5	203.3

"T"					
POZO	Prof. Arena	Temp. Arena	POZO	Prof. Arena	Temp. Arena
AUC-001	9930.0	199.3	AUC-031	9922.8	191.7
AUC-002	9980.0	189.6	AUC-032	9906.0	194.3
AUC-003	10017.8	211.8	AUC-033	9968.3	190.4
AUC-004	9999.5	181.3	AUC-034	10004.3	202.1
AUC-05W	10080.3	198.4	AUC-035	9896.0	205.4
AUC-006	10032.0	191.1	AUC-036	9931.3	204.9
AUC-007	9877.3	176.2	AUC-037	10038.8	190.3
AUC-008	9972.3	194.2	AUC-038	9904.8	225.1
AUC-009	9947.8	193.9	AUC-039	10080.5	188.9
AUC-010	10042.3	194.1	AUC-040	9979.5	196.2
AUC-011	9878.8	180.0	AUC-041	9979.8	184.9
AUC-012	9942.3	186.3	AUC-042	9972.8	201.7
AUC-013	10081.0	193.6	AUC-043	9996.0	192.6
AUC-014	10046.5	190.4	AUC-044	10034.8	202.5
AUC-015	9982.8	200.0	AUC-045	10026.0	198.6
AUC-016	9971.5	179.1	AUC-046	10047.8	193.2
AUC-017	9897.8	200.7	AUC-047	9928.5	191.8
AUC-018	10064.8	182.0	AUC-048	9995.8	202.0
AUC-19b	9932.3	219.9	AUC-049	9933.0	197.4
AUC-020	9986.0	215.1	AUC-050	9981.5	192.4
AUC-021	10021.3	190.1	AUC-051	9977.0	199.9
AUC-022	10005.5	202.1	AUC-052	10049.5	195.1
AUC-023	9977.8	192.4	AUC-055	9999.0	193.6
AUC-024	9861.8	204.9	AUC-060	9981.8	211.3
AUC-025	9945.0	186.3	AUC-061	9951.5	210.8
AUC-026	9952.0	199.6	AUC-62D	9961.8	210.0
AUC-027	9920.0	200.1	AUCS-001	10038.5	214.9
AUC-028	9936.8	205.9	AUCS-002	10047.0	191.3
AUC-029	9987.3	187.8	AUCS-003	10142.0	204.0
AUC-030	9934.8	186.2	AUCS-004	10070.0	206.8

Hs					
POZO	Prof. Arena	Temp. Arena	POZO	Prof. Arena	Temp. Arena
AUC-001	10098.0	201.5	AUC-031	10111.0	194.0
AUC-002	10136.5	191.4	AUC-032	10097.5	196.7
AUC-003	10183.0	214.1	AUC-033	10165.5	192.8
AUC-004	10189.0	183.4	AUC-034	10183.0	204.5
AUC-05W	10190.0	199.8	AUC-035	10111.0	208.3
AUC-006	10211.5	193.3	AUC-036	10145.0	207.8
AUC-007	10062.5	178.2	AUC-037	10242.5	192.7
AUC-008	10170.0	196.6	AUC-038	10061.5	227.6
AUC-009	10119.0	196.0	AUC-039	10291.5	191.4
AUC-010	10231.5	196.4	AUC-040	10164.5	198.5
AUC-011	10081.0	182.2	AUC-041	10190.5	187.3
AUC-012	10151.5	188.8	AUC-042	10177.0	204.4
AUC-013	10242.0	195.6	AUC-043	10176.5	194.8
AUC-014	10233.5	192.6	AUC-044	10247.5	205.3
AUC-015	10180.5	202.5	AUC-045	10146.0	200.2
AUC-016	10176.0	181.4	AUC-046	10246.0	195.7
AUC-017	10097.5	203.4	AUC-047	10152.0	194.5
AUC-018	10243.0	184.0	AUC-048	10189.0	204.6
AUC-19b	10124.0	222.8	AUC-049	10159.0	200.3
AUC-020	10216.5	218.4	AUC-050	10194.0	195.0
AUC-021	10226.0	192.5	AUC-051	10162.0	202.3
AUC-022	10208.5	204.8	AUC-052	10243.0	197.6
AUC-023	10164.0	194.7	AUC-055	10180.5	195.8
AUC-024	10049.5	207.5	AUC-060	10156.0	213.7
AUC-025	10140.0	188.6	AUC-061	10144.0	213.5
AUC-026	10114.0	201.7	AUC-62D	10135.0	212.5
AUC-027	10131.0	202.8	AUCS-001	10292.0	218.6
AUC-028	10158.5	209.0	AUCS-002	10127.0	192.3
AUC-029	10168.5	189.9	AUCS-003	10336.0	206.5
AUC-030	10152.0	188.8	AUCS-004	10299.0	209.9

Hi					
POZO	Prof. Arena	Temp. Arena	POZO	Prof. Arena	Temp. Arena
AUC-001	10286.0	203.9	AUC-031	10194.5	195.0
AUC-002	10344.5	193.9	AUC-032	10175.5	197.7
AUC-003	10393.5	217.1	AUC-033	10241.5	193.7
AUC-004	10232.0	183.9	AUC-034	10239.0	205.2
AUC-05W	10265.5	200.7	AUC-035	10169.5	209.1
AUC-006	10266.0	194.0	AUC-036	10196.5	208.5
AUC-007	10105.5	178.7	AUC-037	10293.5	193.3
AUC-008	10270.0	197.9	AUC-038	10095.5	228.1
AUC-009	10222.5	197.3	AUC-039	10328.0	191.8
AUC-010	10308.5	197.4	AUC-040	10248.5	199.6
AUC-011	10183.0	183.4	AUC-041	10252.0	188.0
AUC-012	10263.0	190.1	AUC-042	10254.0	205.4
AUC-013	10297.0	196.3	AUC-043	10231.0	195.5
AUC-014	10289.5	193.3	AUC-044	10280.0	205.8
AUC-015	10242.5	203.3	AUC-045	10213.5	201.0
AUC-016	10259.5	182.3	AUC-046	10322.0	196.6
AUC-017	10198.0	204.7	AUC-047	10230.0	195.5
AUC-018	10330.5	185.0	AUC-048	10273.0	205.7
AUC-19b	10149.5	223.2	AUC-049	10222.0	201.2
AUC-020	10262.0	219.1	AUC-050	10254.0	195.8
AUC-021	10310.5	193.5	AUC-051	10238.0	203.3
AUC-022	10238.5	205.2	AUC-052	10345.0	198.8
AUC-023	10242.5	195.6	AUC-055	10264.0	196.8
AUC-024	10092.0	208.1	AUC-060	10254.5	215.1
AUC-025	10181.5	189.1	AUC-061	10246.5	215.0
AUC-026	10169.5	202.4	AUC-62D	10230.0	213.8
AUC-027	10302.0	205.1	AUCS-001	10367.0	219.6
AUC-028	10218.0	209.8	AUCS-002	10201.0	193.2
AUC-029	10219.0	190.5	AUCS-003	10399.0	207.3
AUC-030	10202.5	189.4	AUCS-004	10323.0	210.2

ANEXO 2.4: CARTA GEN-9



ANEXO 2.5: RESISTIVIDADES DEL AGUA PARA LA ARENA HOLLÍN INFERIOR

Hi					
1000 NaCl					
POZO	Temp. Arena	Rw	POZO	Temp. Arena	Rw
AUC-001	203.91	1.9100	AUC-031	195.03	1.9800
AUC-002	193.94	1.9900	AUC-032	197.67	1.9700
AUC-003	217.08	1.7900	AUC-033	193.67	1.9900
AUC-004	183.90	2.1100	AUC-034	205.23	1.9000
AUC-05W	200.74	1.9200	AUC-035	209.11	1.8900
AUC-006	193.97	1.9900	AUC-036	208.52	1.8800
AUC-007	178.68	2.1900	AUC-037	193.33	1.9900
AUC-008	197.89	1.9700	AUC-038	228.10	1.7100
AUC-009	197.30	1.9700	AUC-039	191.79	2.0200
AUC-010	197.40	1.9700	AUC-040	199.56	1.9600
AUC-011	183.36	2.1000	AUC-041	187.99	2.0600
AUC-012	190.06	2.0300	AUC-042	205.43	1.9000
AUC-013	196.28	1.9800	AUC-043	195.47	1.9800
AUC-014	193.28	1.9900	AUC-044	205.77	1.9000
AUC-015	203.35	1.9100	AUC-045	201.04	1.9200
AUC-016	182.27	2.1200	AUC-046	196.59	1.9700
AUC-017	204.69	1.9000	AUC-047	195.46	1.9800
AUC-018	185.00	2.0900	AUC-048	205.68	1.9000
AUC-19b	223.20	1.7400	AUC-049	201.15	1.9200
AUC-020	219.09	1.7800	AUC-050	195.76	1.9800
AUC-021	193.53	1.9900	AUC-051	203.29	1.9100
AUC-022	205.23	1.9000	AUC-052	198.82	1.9600
AUC-023	195.62	1.9800	AUC-055	196.85	1.9700
AUC-024	208.05	1.8800	AUC-060	215.11	1.8200
AUC-025	189.10	2.0500	AUC-061	215.00	1.8200
AUC-026	202.40	1.9100	AUC-62D	213.80	1.8300
AUC-027	205.09	1.9000	AUCS-001	219.64	1.7900
AUC-028	209.77	1.8900	AUCS-002	193.18	1.9900
AUC-029	190.51	2.0300	AUCS-003	207.35	1.8900
AUC-030	189.35	2.0500	AUCS-004	210.24	1.8700

ANEXO 2.6: RESISTIVIDADES DEL AGUA PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR

Hs					
2125 NaCl					
POZO	Temp. Arena	Rw	POZO	Temp. Arena	Rw
AUC-001	201.46	0.9800	AUC-031	194.00	1.0200
AUC-002	191.45	1.0300	AUC-032	196.70	1.0100
AUC-003	214.10	0.9300	AUC-033	192.75	1.0200
AUC-004	183.42	1.0800	AUC-034	204.49	0.9700
AUC-05W	199.78	0.9900	AUC-035	208.31	0.9600
AUC-006	193.31	1.0300	AUC-036	207.82	0.9600
AUC-007	178.22	1.1100	AUC-037	192.72	1.0200
AUC-008	196.65	1.0100	AUC-038	227.57	0.8700
AUC-009	196.01	1.0100	AUC-039	191.36	1.0300
AUC-010	196.45	1.0100	AUC-040	198.49	1.0000
AUC-011	182.22	1.0800	AUC-041	187.29	1.0700
AUC-012	188.75	1.0500	AUC-042	204.41	0.9700
AUC-013	195.61	1.0100	AUC-043	194.81	1.0200
AUC-014	192.61	1.0300	AUC-044	205.34	0.9700
AUC-015	202.54	0.9800	AUC-045	200.18	0.9900
AUC-016	181.36	1.0900	AUC-046	195.66	1.0100
AUC-017	203.36	0.9800	AUC-047	194.51	1.0200
AUC-018	184.03	1.0700	AUC-048	204.57	0.9700
AUC-19b	222.82	0.8900	AUC-049	200.34	0.9900
AUC-020	218.43	0.9000	AUC-050	195.02	1.0100
AUC-021	192.52	1.0300	AUC-051	202.30	0.9800
AUC-022	204.83	0.9700	AUC-052	197.55	1.0000
AUC-023	194.65	1.0200	AUC-055	195.82	1.0100
AUC-024	207.47	0.9600	AUC-060	213.72	0.9300
AUC-025	188.62	1.0500	AUC-061	213.55	0.9300
AUC-026	201.67	0.9800	AUC-62D	212.46	0.9300
AUC-027	202.85	0.9800	AUCS-001	218.55	0.9100
AUC-028	208.96	0.9600	AUCS-002	192.29	1.0300
AUC-029	189.91	1.0400	AUCS-003	206.51	0.9700
AUC-030	188.76	1.0500	AUCS-004	209.91	0.9500

ANEXO 2.7: RESISTIVIDADES DEL AGUA PARA LA ARENA "T"

"T"					
15000 NaCl					
POZO	Temp. Arena	Rw	POZO	Temp. Arena	Rw
AUC-001	199.28	0.1540	AUC-031	191.69	0.1600
AUC-002	189.57	0.1610	AUC-032	194.29	0.1580
AUC-003	211.76	0.1460	AUC-033	190.37	0.1610
AUC-004	181.32	0.1680	AUC-034	202.13	0.1520
AUC-05W	198.38	0.1530	AUC-035	205.37	0.1500
AUC-006	191.14	0.1600	AUC-036	204.92	0.1500
AUC-007	176.23	0.1720	AUC-037	190.28	0.1610
AUC-008	194.18	0.1580	AUC-038	225.11	0.1360
AUC-009	193.88	0.1580	AUC-039	188.87	0.1610
AUC-010	194.11	0.1580	AUC-040	196.16	0.1570
AUC-011	179.97	0.1690	AUC-041	184.86	0.1630
AUC-012	186.31	0.1620	AUC-042	201.72	0.1510
AUC-013	193.63	0.1580	AUC-043	192.59	0.1590
AUC-014	190.37	0.1610	AUC-044	202.53	0.1520
AUC-015	199.96	0.1540	AUC-045	198.64	0.1550
AUC-016	179.12	0.1690	AUC-046	193.23	0.1590
AUC-017	200.73	0.1530	AUC-047	191.76	0.1600
AUC-018	182.04	0.1680	AUC-048	202.02	0.1520
AUC-19b	219.92	0.1390	AUC-049	197.44	0.1560
AUC-020	215.08	0.1430	AUC-050	192.41	0.1600
AUC-021	190.07	0.1610	AUC-051	199.89	0.1540
AUC-022	202.15	0.1520	AUC-052	195.14	0.1580
AUC-023	192.37	0.1590	AUC-055	193.57	0.1590
AUC-024	204.90	0.1500	AUC-060	211.25	0.1450
AUC-025	186.34	0.1620	AUC-061	210.82	0.1460
AUC-026	199.56	0.1540	AUC-62D	210.03	0.1460
AUC-027	200.08	0.1540	AUCS-001	214.90	0.1430
AUC-028	205.93	0.1500	AUCS-002	191.32	0.1600
AUC-029	187.77	0.1620	AUCS-003	203.95	0.1510
AUC-030	186.22	0.1620	AUCS-004	206.80	0.1490

ANEXO 2.8: RESISTIVIDADES DEL AGUA PARA LA ARENA "U"

"U"					
40000 NaCl					
POZO	Temp. Arena	Rw	POZO	Temp. Arena	Rw
AUC-001	196.13	0.0630	AUC-031	188.57	0.0660
AUC-002	186.58	0.0670	AUC-032	191.01	0.0650
AUC-003	208.02	0.0590	AUC-033	187.36	0.0660
AUC-004	178.71	0.0690	AUC-034	198.76	0.0620
AUC-05W	194.33	0.0630	AUC-035	201.64	0.0610
AUC-006	187.84	0.0660	AUC-036	201.37	0.0610
AUC-007	173.57	0.0710	AUC-037	187.24	0.0670
AUC-008	190.85	0.0650	AUC-038	221.24	0.0550
AUC-009	190.56	0.0650	AUC-039	185.89	0.0670
AUC-010	190.88	0.0650	AUC-040	193.01	0.0640
AUC-011	177.23	0.0700	AUC-041	181.97	0.0680
AUC-012	183.26	0.0670	AUC-042	198.60	0.0620
AUC-013	189.77	0.0650	AUC-043	189.60	0.0650
AUC-014	186.83	0.0670	AUC-044	199.31	0.0620
AUC-015	196.54	0.0630	AUC-045	194.79	0.0640
AUC-016	176.06	0.0710	AUC-046	190.18	0.0650
AUC-017	197.53	0.0630	AUC-047	188.71	0.0660
AUC-018	178.94	0.0690	AUC-048	198.75	0.0620
AUC-19b	216.18	0.0570	AUC-049	194.07	0.0640
AUC-020	211.39	0.0580	AUC-050	189.16	0.0650
AUC-021	187.09	0.0670	AUC-051	196.47	0.0630
AUC-022	198.70	0.0620	AUC-052	191.79	0.0650
AUC-023	189.09	0.0650	AUC-055	190.05	0.0650
AUC-024	201.52	0.0610	AUC-060	207.50	0.0580
AUC-025	183.36	0.0670	AUC-061	207.12	0.0590
AUC-026	195.89	0.0630	AUC-62D	206.34	0.0590
AUC-027	196.61	0.0630	AUCS-001	211.71	0.0580
AUC-028	202.46	0.0610	AUCS-002	188.76	0.0660
AUC-029	184.77	0.0670	AUCS-003	200.02	0.0620
AUC-030	183.19	0.0670	AUCS-004	203.29	0.0610

ANEXO 2.9: RESISTIVIDADES DEL AGUA PARA LA ARENA BT

BT					
35000 NaCl					
POZO	Temp. Arena	Rw	POZO	Temp. Arena	Rw
AUC-001	186.72	0.0760	AUC-031	179.59	0.0790
AUC-002	177.70	0.0800	AUC-032	182.47	0.0770
AUC-003	196.50	0.0720	AUC-033	178.50	0.0790
AUC-004	170.27	0.0820	AUC-034	188.83	0.0740
AUC-05W	184.83	0.0750	AUC-035	191.23	0.0730
AUC-006	178.85	0.0790	AUC-036	191.50	0.0730
AUC-007	165.62	0.0850	AUC-037	178.27	0.0800
AUC-008	181.48	0.0770	AUC-038	209.66	0.0670
AUC-009	181.49	0.0770	AUC-039	177.02	0.0790
AUC-010	181.76	0.0770	AUC-040	183.45	0.0770
AUC-011	169.21	0.0840	AUC-041	173.58	0.0800
AUC-012			AUC-042	188.90	0.0740
AUC-013	180.62	0.0780	AUC-043	180.44	0.0780
AUC-014	177.85	0.0800	AUC-044	189.21	0.0740
AUC-015	185.80	0.0760	AUC-045	184.95	0.0760
AUC-016	168.03	0.0840	AUC-046	180.95	0.0780
AUC-017	187.86	0.0750	AUC-047	179.73	0.0780
AUC-018	170.92	0.0820	AUC-048	188.99	0.0740
AUC-19b	204.81	0.0680	AUC-049	184.46	0.0760
AUC-020	200.96	0.0690	AUC-050	180.10	0.0780
AUC-021	178.23	0.0790	AUC-051	186.69	0.0760
AUC-022	187.48	0.0750	AUC-052	182.57	0.0770
AUC-023	180.06	0.0780	AUC-055	181.14	0.0780
AUC-024	191.79	0.0730	AUC-060	196.62	0.0720
AUC-025	174.79	0.0810	AUC-061	196.55	0.0720
AUC-026	186.23	0.0760	AUC-62D	195.70	0.0720
AUC-027	185.97	0.0760	AUCS-001	200.99	0.0690
AUC-028	192.31	0.0730	AUCS-002	179.83	0.0790
AUC-029	176.10	0.0790	AUCS-003	190.92	0.0730
AUC-030	174.41	0.0800	AUCS-004	193.91	0.0720

ANEXO 2.10: VALORES DE Vsh EN LAS ZONAS DE INTERÉS

POZO	Vsh				
	BT	"U"	"T"	HS	HI
AUC-001	0.035	0.275	0.166		0.306
AUC-002	0.172	0.290	0.122		0.277
AUC-003	0.176	0.141	0.151		0.290
AUC-004	0.171				
AUC-005	0.316	0.315			0.322
AUC-05W	0.446	0.209	0.296	0.262	0.121
AUC-006	0.129	0.258			0.392
AUC-007	0.241	0.336		0.258	0.001
AUC-008	0.427	0.178		0.248	0.226
AUC-009		0.048	0.211	0.446	0.009
AUC-010	0.448	0.237	0.037		0.327
AUC-011	0.066	0.238	0.177	0.116	0.117
AUC-012		0.173	0.150		0.270
AUC-013	0.059	0.274	0.060		0.318
AUC-014	0.007	0.199	0.076		0.159
AUC-015	0.426	0.158	0.174	0.121	0.300
AUC-016	0.133	0.279	0.189	0.035	0.244
AUC-017	0.085	0.419	0.034	0.308	0.127
AUC-018	0.172	0.240	0.262	0.222	
AUC-19b	0.322	0.347	0.251		
AUC-020	0.161	0.165	0.249	0.016	0.247
AUC-021	0.129	0.148	0.171	0.313	0.202
AUC-022	0.226	0.012	0.021		
AUC-023		0.353	0.332		0.225
AUC-024	0.041	0.251	0.250	0.286	0.191
AUC-025	0.229	0.202	0.181	0.324	
AUC-026	0.187	0.141	0.164	0.255	0.181
AUC-027	0.200	0.244	0.170	0.156	
AUC-028	0.241	0.128	0.133	0.198	0.157
AUC-029		0.074	0.236	0.183	0.156
AUC-030	0.133	0.233	0.255	0.110	0.266

AUC-031	0.364	0.196	0.367	0.080	0.281
AUC-032	-	0.166	0.263	0.347	-
AUC-033	0.168	0.303	0.259	0.385	0.172
AUC-034	0.206	0.167	0.204	-	0.200
AUC-035	0.126	0.362	0.163	0.026	0.242
AUC-036	0.168	0.209	0.192	0.155	0.125
AUC-037	0.310	0.263	0.335	0.139	0.359
AUC-038	0.178	0.348	0.227	0.393	0.152
AUC-039	0.492	0.358	0.384	0.104	0.000
AUC-040	0.182	0.258	0.214	0.343	0.211
AUC-041	0.198	0.293	0.158	0.253	0.208
AUC-042	0.143	0.330	0.329	0.270	0.186
AUC-043	-	0.292	0.190	-	0.346
AUC-044	0.156	0.335	0.244	0.277	0.350
AUC-045	0.161	0.321	0.490	0.171	0.232
AUC-046	0.165	0.246	0.183	-	0.283
AUC-047	0.098	0.138	0.256	0.097	0.228
AUC-048	0.142	0.208	0.308	0.305	0.426
AUC-049	-	0.298	0.245	0.170	0.209
AUC-050	0.110	0.363	0.271	0.133	-
AUC-051	0.212	0.149	0.210	0.327	0.173
AUC-052	0.242	0.281	0.104	0.147	0.234
AUC-055	0.107	0.215	0.136	0.158	0.198
AUC-060	0.188	0.142	-	0.278	0.219
AUC-061	0.266	0.289	0.290	0.139	0.233
AUC-062	0.209	0.213	0.233	0.265	0.095
AUS-001	0.232	0.279	0.257	0.139	0.312
AUS-002	0.265	0.295	0.359	-	-
AUS-003	0.180	0.146	0.267	0.172	0.174
AUS-004	0.039	0.189	0.232	0.000	-

ANEXO 2.11: VALORES DE POROSIDAD EFECTIVA (\emptyset_e) EN LAS ZONAS DE INTERÉS

POZO	POROSIDAD %				
	BT	"U"	"T"	HS	HI
AUC-001	22.611	33.912	16.090		14.241
AUC-002	18.346	17.233	15.875		14.644
AUC-003	20.025	16.767	18.843		13.657
AUC-004	21.432				
AUC-005	18.568	19.622			15.115
AUC-05W	27.600	20.771	21.515	17.603	18.272
AUC-006	20.692	21.967			13.990
AUC-007	18.007	19.672		9.365	9.998
AUC-008	44.147	19.440		16.865	20.039
AUC-009		15.165	27.441	31.329	26.498
AUC-010	8.786	16.875	18.036		14.323
AUC-011	24.025	15.172	16.552	11.174	19.519
AUC-012		20.914	16.265		14.235
AUC-013	19.627	24.636	22.392		17.253
AUC-014	15.195	17.820	19.470		16.465
AUC-015	15.606	20.405	17.760	15.784	14.237
AUC-016	19.407	41.050	16.023	14.939	13.181
AUC-017	19.204	12.398	20.391	12.305	19.468
AUC-018	23.165	17.218	11.951	8.269	
AUC-19b	16.329	22.177	15.069		
AUC-020	15.950	11.541	11.337	8.868	11.143
AUC-021	21.608	19.041	22.103	8.555	17.954
AUC-022	12.088	13.945	12.071		
AUC-023		24.020	36.555		18.145
AUC-024	20.659	16.171	13.557	15.516	11.391
AUC-025	21.408	17.116	15.169	15.255	
AUC-026	18.644	17.815	14.100	18.582	12.775
AUC-027	14.143	12.528	15.333	12.425	
AUC-028	15.472	17.401	17.697	14.057	14.555
AUC-029		15.102	19.808	21.240	13.985
AUC-030	20.140	16.145	15.585	17.041	16.646

POZO	POROSIDAD %				
	BT	"U"	"T"	HS	HI
AUC-031	24.303	15.604	15.829	13.727	14.696
AUC-032	-	17.130	15.408	12.350	-
AUC-033	19.326	24.360	18.362	15.121	18.094
AUC-034	15.263	17.444	14.298	-	15.556
AUC-035	17.804	22.632	15.468	10.703	15.784
AUC-036	17.094	14.441	13.851	12.547	16.903
AUC-037	19.213	30.306	15.506	14.723	11.591
AUC-038	18.156	18.817	14.125	17.970	13.709
AUC-039	15.257	18.404	11.640	14.236	22.397
AUC-040	25.866	21.269	15.896	15.201	15.825
AUC-041	18.135	26.763	15.966	13.110	14.507
AUC-042	15.537	26.207	14.173	14.455	15.110
AUC-043	-	21.435	17.821	-	13.567
AUC-044	16.043	19.695	11.092	12.871	10.404
AUC-045	15.850	22.930	18.346	12.735	13.615
AUC-046	16.352	15.739	10.625	-	13.501
AUC-047	18.532	14.968	12.287	20.434	15.243
AUC-048	21.229	25.873	14.092	11.170	18.856
AUC-049	-	19.258	14.726	15.089	14.038
AUC-050	19.296	32.719	19.990	16.150	-
AUC-051	14.864	16.020	12.383	12.063	15.095
AUC-052	16.326	14.871	13.440	11.470	14.513
AUC-055	18.584	23.731	13.784	12.313	17.946
AUC-060	13.530	16.092	-	13.064	12.773
AUC-061	15.060	12.868	14.828	16.649	15.703
AUC-062	16.711	16.443	11.169	10.731	13.850
AUS-001	16.495	15.326	15.336	14.766	11.928
AUS-002	14.863	11.994	13.375	-	-
AUS-003	17.318	15.927	14.313	15.731	13.503
AUS-004	19.953	14.684	13.442	54.543	-

ANEXO 2.12: VALORES DE SATURACIÓN DE AGUA (Sw) EN LAS ZONAS DE INTERÉS

POZO	SATURACIÓN DE AGUA%				
	BT	"U"	"T"	HS	HI
AUC-001	14.339	38.590	16.241		39.431
AUC-002	39.103	13.474	47.322		41.321
AUC-003	23.235	19.375	34.484		43.090
AUC-004	31.540				
AUC-005	37.058	33.071			43.775
AUC-05W	36.094	11.470	20.932	8.204	9.425
AUC-006	21.477	39.632			44.395
AUC-007	5.593	29.050		40.385	38.696
AUC-008	21.478	27.747		47.839	44.200
AUC-009		35.693	35.569	47.437	44.092
AUC-010	45.415	18.636	48.484	44.774	47.920
AUC-011	22.430	23.917	31.780	45.913	40.205
AUC-012		19.710	46.573		49.716
AUC-013	44.520	33.991	36.192		44.609
AUC-014	25.579	24.982	41.355		44.002
AUC-015	48.365	20.790	40.823	47.961	41.000
AUC-016	11.402	28.883	26.153	40.652	38.426
AUC-017	19.277	41.648	31.482	47.971	40.483
AUC-018	13.879	17.984	29.104	38.847	
AUC-19b	45.106	33.366	38.904		
AUC-020	32.335	27.671	38.653	45.613	36.589
AUC-021	25.707	23.168	30.943	49.487	45.085
AUC-022	30.317	37.666	47.963		
AUC-023		38.881	49.240		39.889
AUC-024	47.309	17.917	32.963	44.656	31.428
AUC-025	12.211	15.432	34.470	43.047	
AUC-026	17.157	21.388	28.793	41.580	42.443
AUC-027	19.561	30.970	36.864	39.946	
AUC-028	12.142	14.587	27.117	45.907	44.806
AUC-029		17.459	41.606	45.705	18.543
AUC-030	10.227	21.667	31.554	37.991	37.982

POZO	SATURACIÓN DE AGUA%				
	BT	"U"	"T"	HS	HI
AUC-031	0.896	14.860	35.358	39.544	24.937
AUC-032	-	16.570	35.510	41.870	-
AUC-033	27.400	32.535	28.022	36.348	43.806
AUC-034	39.731	14.819	39.050	-	37.76
AUC-035	18.051	29.141	21.678	48.315	23.798
AUC-036	24.115	15.682	33.168	35.626	23.761
AUC-037	40.300	32.357	37.207	34.570	35.764
AUC-038	28.134	27.346	38.196	48.698	35.488
AUC-039	43.769	42.105	38.012	38.686	47.679
AUC-040	31.661	32.866	33.215	39.682	41.173
AUC-041	40.411	28.970	26.948	36.985	40.657
AUC-042	45.075	39.495	37.821	36.845	34.211
AUC-043	-	32.550	41.316	-	41.181
AUC-044	35.607	35.152	40.680	33.148	40.328
AUC-045	32.620	29.436	49.700	42.881	42.460
AUC-046	43.040	17.640	37.350	-	41.820
AUC-047	26.863	16.312	40.913	27.966	42.297
AUC-048	38.465	36.518	33.546	37.622	34.028
AUC-049	-	31.278	30.450	40.218	36.633
AUC-050	24.424	37.584	38.894	38.354	-
AUC-051	37.964	19.848	37.002	36.777	24.099
AUC-052	31.088	21.351	32.185	35.292	42.981
AUC-055	31.146	24.069	35.521	42.520	40.532
AUC-060	32.317	11.891	-	33.589	38.483
AUC-061	16.790	21.954	38.629	28.846	41.394
AUC-062	17.127	13.310	36.505	38.097	32.416
AUS-001	42.263	26.734	34.683	37.947	43.870
AUS-002	45.633	19.994	45.859	-	-
AUS-003	28.925	19.455	39.201	42.028	38.811
AUS-004	21.183	28.109	33.456	27.451	-

ANEXO 2.13: ESPEORES DE LAS ZONAS QUE CONTIENEN HIDROCARBURO

POZO	Ho				
	BT	U	"T"	HS	HI
AUC-001	21.000	28.5	29.000		2
AUC-002	18.000	29	10.500		39.5
AUC-003	10.000	28.5	71.000		38.5
AUC-004	13.500	0.5	31.500	7.000	1.5
AUC-005	6.500	17		9.000	6.5
AUC-05W	2.000	27.5	57.000	26.500	10
AUC-006	9.500	11		26.000	1.5
AUC-007	23.500	14.5		4.000	1
AUC-008	1.500	20		7.000	8.5
AUC-009		28.5	44.000	12.500	40
AUC-010	1.500	25	50.400	25.500	30.5
AUC-011	22.500	15.5	51.000	52.000	115.5
AUC-012		21.5	62.500		6
AUC-013	5.000	21	31.000	4.000	22
AUC-014	5.000	33.5	27.000	19.000	18
AUC-015	4.000	20	52.500	16.500	26.5
AUC-016	22.500	87	69.500	14.000	19
AUC-017	34.000	7	32.000	17.500	119.5
AUC-018	25.000	55	18.500	1.000	
AUC-19b	10.000	17	39.500		
AUC-020	6.500	4	66.000	3.000	18
AUC-021	21.500	27	79.000	0.500	34
AUC-022	9.500	10.5	14.000		
AUC-023		15.5	4.500		32.5
AUC-024	6.000	44.5	39.000	7.500	4.5
AUC-025	20.000	47.5	56.500	15.000	
AUC-026	16.500	9.5	22.000	16.000	3.5
AUC-027	7.500	6	88.000	25.000	
AUC-028	14.500	45	113.500	23.500	11.5
AUC-029		21	32.500	11.000	8
AUC-030	24.000	10.5	99.000	24.500	2.5

POZO	Ho				
	BT	U	"T"	HS	HI
AUC-031	29.000	7	63.000	25.500	50
AUC-032	17.000	41	18.500	9.000	-
AUC-033	18.500	43.5	74.000	15.000	51
AUC-034	9.000	27.5	11.500		26
AUC-035	20.500	14.5	67.000	2.000	53.5
AUC-036	26.000	39	76.500	29.500	27
AUC-037	3.000	39	12.000	24.000	37
AUC-038	17.500	21.5	27.500	1.500	25
AUC-039	0.500	5.5	8.000	7.000	1.5
AUC-040	8.500	15.5	36.000	5.000	47
AUC-041	8.500	75.5	97.500	17.000	6
AUC-042	11.500	34	22.500	20.000	48.5
AUC-043		14	8.500		8
AUC-044	17.500	43	47.000	23.000	4
AUC-045	6.000	4	0.500	10.500	54.5
AUC-046	2.000	21	8.000		19
AUC-047	23.000	34.5	36.000	8.500	32.5
AUC-048	3.500	41	29.000	14.500	88
AUC-049		15.5	93.500	2.500	3.5
AUC-050	15.500	5	15.500	3.500	0
AUC-051	9.000	20	7.000	8.000	33.5
AUC-052	9.500	35.5	13.500	8.000	28.5
AUC-055	3.500	29	15.500	8.500	35.5
AUC-060	8.500	38		15.500	37.5
AUC-061	3.500	20	6.500	13.000	25.5
AUC-062	16.000	32	11.500	16.500	30.5
AUS-001	16.000	24	32.000	62.000	3.5
AUS-002	11.500	23.5	8.000		
AUS-003	6.500	26	9.000	7.500	11.5
AUS-004	3.500	21.5	29.000		