



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS

Tesis de grado previo la obtención del Título de Tecnólogo en Petróleos

TEMA:

” APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN “RE-ENTRY” PARA
AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO AUCA EN POZOS
CERRADOS OPERADOS POR PETROPRODUCCIÓN EN EL ORIENTE
ECUATORIANO”

AUTOR:

MEJÍA ALULEMA MIGUEL ROLANDO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. RAÚL BALDEÓN

QUITO, ECUADOR

2010

DECLARACIÓN

Del contenido de la presente tesis se responsabiliza el autor:

MEJÍA ALULEMA MIGUEL ROLANDO

CI. 171732328-9

CERTIFICACIÓN

Certifico que la presente tesis fue desarrollada en su totalidad por Mejía Alulema Miguel Rolando.

ING. RAÚL BALDEÓN

DEDICATORIA

Este trabajo esta dedicado:

A mis padres Segundo Mejía y María Alulema, quienes me apoyaron moral y económicamente en el transcurso de mi vida estudiantil.

A mis hermanos Xavier y William, que con su iniciativa y apoyo incondicional nunca dejaron que me desmoralizara y siguiera hasta llegar a una de mis metas.

A un ser humano que formo o forma parte de mi vida, quien estuvo presente cuando menos lo esperaba en los días más difíciles.

Mejía Alulema Miguel Rolando.

AGRADECIMIENTO

Mi reconocimiento:

A la Universidad Tecnológica Equinoccial, Carrera de Petróleos por permitirme ser parte de sus excelentes profesionales.

A mi tutor, Ing. Raúl Baldeón quien supo guiarme en la realización de esta tesis de grado.

Un agradecimiento sincero a la Compañía Estatal Petrolera **PETROPRODUCCIÓN** y en especial al Ing. Vladimir Cerón G. por la ayuda prestada para la realización del presente trabajo

Mejía Alulema Miguel Rolando

ÍNDICE GENERAL

Declaración.....	III
Certificación.....	IV
Dedicatoria.....	VI
Agradecimiento.....	VII
Índice de Contenido.....	VIII
Índice de Gráficos.....	XIII
Índice de Tabla.....	XVI
Resumen.....	XVIII
Summary.....	XX

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	1
1. MARCO REFERENCIAL.....	1
1.1. Introducción	1
1.2. Planteamiento del Problema.....	3

1.3. Objetivo del proyecto.....	4
1.3.1. Objetivo General.....	4
1.3.2. Objetivos Específicos.....	5
1.4. Justificación de la Investigación	6
1.5. Hipótesis	6
1.6. Método y Técnica	7
1.6.1. Método deductivo.....	7
1.6.2. Técnica	7
 CAPÍTULO II.....	 8
 2. GENERALIDADES.....	 8
2.1. Generalidades del Campo Auca.....	8
2.2. Ubicación Geográfica.....	9
2.3. Consideraciones Geológicas.....	12
2.4. Litología.....	14
2.5. Estudio de zonas productoras.....	20
2.6. Causas de cierre de los pozos.....	21
2.6.1. Problemas mecánicos.....	22
2.6.2. Daños a la formación.....	22
2.6.2.1. Daños mecánicos a la formación	23

2.6.2.2. Daños a la formación durante la operación de los pozos	
pozos.....	25
CAPÍTULO III.....	27
3. MARCO TEÓRICO.....	27
3.1. Aspectos Generales de la Rehabilitación de Pozos de Petróleo por	
medio de Re-entry	27
3.2. Pozos Re-entry.....	29
3.2.1. Tipos de pozos Re-entry.....	30
3.2.1.1. Pozo Direccional Re-entry	30
3.2.1.2. Pozo Horizontal Re-entry.....	31
3.2.2. Herramientas para Perforación de Pozos Re-entry.....	33
3.2.3. Aplicaciones	40
3.3. Experiencias de Pozos por medio de Re-entry en Ecuador.....	41
3.3.1. Ventajas y Desventajas de los pozos por medio de Re-entry...	42
3.3.2. Esquema de los pozos realizados por medio de Re-entry.....	44
CAPÍTULO IV.....	53
4. MARCO METODOLÓGICO.....	53
4.1. Selección de los Pozos Candidatos a Re-entry	53

4.1.1	Características de los pozos.....	55
4.1.2	Reservas que poseen los pozos candidatos.....	58
4.1.3.	Ultimas producciones detectadas.....	59
4.2.	Planeación de los Pozos Candidatos a Re-entry.....	59
4.2.1.	Cuadro General de los pozos candidatos a Re-entry.....	59
4.2.2.	Causas del cierre de los pozos.....	60
4.2.2.1.	Problemas mecánicos.....	60
4.2.2.2.	Daños de formación.....	61
4.3.	Ejecución del programa en el pozo seleccionado	63
4.3.1.	Programa de perforación del pozo seleccionado.....	63
4.3.1.1.	Determinación del objetivo.....	63
4.3.1.2.	Control de dirección de los pozos.....	64
4.3.1.3.	Desarrollo general de programa para los pozos.....	65
4.4.	Ejecución del programa para el pozo AUCA-07.....	67
4.4.1.	Generalidades.....	67
4.4.2.	Localización del pozo.....	68
4.4.3.	Aspectos geológicos.....	69
4.4.4.	Evaluación petrofísica.....	69
4.4.5.	Historial de producción.....	72
4.4.6.	Calculo de reservas.....	74
4.4.7.	Acumulación de petróleo y agua.....	76
4.4.8.	Orientación de la ventana.....	78

4.5.	Ejecución del programa para el pozo AUCA-08	79
4.5.1.	Generalidades	79
4.5.2.	Localización del pozo.....	80
4.5.3.	Evaluación petrofísica.....	81
4.5.4.	Historial de producción.....	87
4.5.5.	Calculo de reservas.....	88
4.5.6.	Acumulación de petróleo y agua.....	90
4.5.7.	Orientación de la ventana.....	93
4.6.	Ejecución del programa para el pozo AUCA-11.....	95
4.6.1	Generalidades.....	95
4.6.2.	Localización del pozo.....	95
4.6.3.	Evaluación petrofísica.....	97
4.6.4.	Historial de producción.....	101
4.6.5.	Calculo de reservas.....	102
4.6.6.	Acumulación de petróleo y agua.....	105
4.6.7.	Orientación de la ventana.....	107
CAPÍTULO V.....		110
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	110
5.1.	Conclusiones.....	110
5.2.	Recomendaciones.....	112

5.3. Glosario.....	114
5.4. Bibliografía General.....	121
5.5. Lista de anexos.....	123

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Figura # 1 Ubicación Campo Auca	10
Figura # 2 Mapa vial del Campo Auca.....	11
Figura # 3 Mapa Estructural del Campo Auca.....	13
Figura # 4 Columna estratigráfica Campo Auca.....	19
Figura # 5 Conificación durante la producción de un pozo vertical...	24
Figura # 6 Cresta durante la producción de un pozo horizontal.....	24
Figura # 7 Perforación Re-entry.....	28
Figura # 8 Pozo Re-entry.....	29
Figura # 9 Pozo Horizontal Re-entry. TIPO S.....	30
Figura # 10 Pozo Horizontal Re-entry. TIPO J.....	31
Figura # 11 Pozo Horizontal Re-entry. Radio Medio.....	32
Figura # 12 Herramientas del Pozo Horizontal Re-entry.....	33
Figura # 13 Hole opener.....	34
Figura # 14 Bullnose.....	34
Figura # 15 Section Mill.....	34

Figura # 16 Whipstock.....	35
Figura # 17 Para aislar al pozo viejo.....	36
Figura # 18 Para aislar al pozo viejo.....	37
Figura # 19 Para abrir la ventana.....	38
Figura # 20 Para abrir la ventana.....	39
Figura # 21 Esquema del Pozo Limoncocha 5 ST-1.....	45
Figura # 22 Esquema del Pozo B-5H.M1A-RE.....	46
Figura # 23 Curva de Tiempo Pozo B-5H.M1A-RE.....	47
Figura # 24 Esquema del Pozo B-2-H.M1C-RE1.....	48
Figura # 25 Curva de Tiempo Pozo B-2-H.M1C-RE1.....	49
Figura # 26 Esquema del Pozo B-16-H.M1A-RE-1.....	50
Figura # 27 Curva de Tiempo Pozo B-16-H.M1A-RE-1.....	51
Figura # 28 Diagrama de tiempos y profundidades.....	52
Figura # 29 Ubicación Pozo Auca-07.....	68
Figura # 30 Registros eléctricos de las zonas Auca-07.....	70
Figura # 31 Registros eléctricos de las zonas Auca-07.....	70
Figura # 32 Registros eléctricos de las zonas Auca-07.....	71
Figura # 33 Registros eléctricos de las zonas Auca-07.....	71
Figura # 34 Producciones basal tena y Arena U+T.....	73
Figura # 35 Producción arena Hollin.....	74
Figura # 36 Proyección de producción Auca-07.....	75
Figura # 37 Mapa de acumulado de agua área Auca-07.....	76
Figura # 38 Mapa de acumulado de petróleo área Auca-07.....	77

Figura # 39 Orientación de la ventana Auca-07.....	78
Figura # 40 Orientación de la ventana Auca-07.....	79
Figura # 41 Ubicación Pozo Auca-08.....	80
Figura # 42 Registros eléctricos de las zonas Auca-08.....	82
Figura # 43 Registros eléctricos de las zonas Auca-08.....	83
Figura # 44 Registros eléctricos de las zonas Auca-08.....	84
Figura # 45 Registros eléctricos de las zonas Auca-08.....	85
Figura # 46 Registros eléctricos de las zonas Auca-08.....	85
Figura # 47 Registros eléctricos de las zonas Auca-08.....	86
Figura # 48 Producción Arena U.....	87
Figura # 49 Producción Hollín SUP.....	88
Figura # 50 Curva declinación Auca-08 Arena U.....	89
Figura # 51 Curva declinación Auca-08 arena hollín superior.....	90
Figura # 52 Mapa de acumulado de agua área Auca-07.....	91
Figura # 53 Mapa de acumulado de petróleo área Auca-08.....	92
Figura # 54 Orientación de la ventana Auca-08.....	93
Figura # 55 Orientación de la ventana Auca-08.....	94
Figura # 56 Ubicación Pozo Auca-11.....	96
Figura # 57 Registros eléctricos de las zonas Auca-11.....	98
Figura # 58 Registros eléctricos de las zonas Auca-11.....	98
Figura # 59 Registros eléctricos de las zonas Auca-11.....	99
Figura # 60 Registros eléctricos de las zonas Auca-11.....	99
Figura # 61 Registros eléctricos de las zonas Auca-11.....	100

Figura # 62 Registros eléctricos de las zonas Auca-11.....	100
Figura # 63 Producción arena t, arena hollín.....	102
Figura # 64 Curva declinación auc-11 arena t	103
Figura # 65 Curva declinación auc-11 arena hollín.....	104
Figura # 66 Mapa de acumulado de agua área Auca-11.....	106
Figura # 67 Mapa de acumulado de petróleo área Auca-11.....	106
Figura # 68 Orientación de la ventana Auca-11.....	108
Figura # 69 Orientación de la ventana Auca-11.....	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla No. 1 Mecanismos de producción.....	9
Tabla No. 2 Cuadro de API y BSW el Campo Auca.....	20
Tabla No. 3 Propiedades Petrofísicas del Campo Auca.....	21
Tabla No. 4 Experiencias de pozos Re-entry.....	41
Tabla No. 5 Cuadro comparativo de tiempos y profundidades.....	52
Tabla No. 6 Selección de los pozos.....	53
Tabla No. 7 Pozos seleccionados.....	55
Tabla No. 8 Datos de los pozos candidatos.....	58
Tabla No. 9 Producciones de pozos candidatos.....	59
Tabla No. 10 Cuadro general pozos candidatos.....	60

Tabla No. 11 Evaluación petrofísica.....	69
Tabla No. 12 Pruebas Auca-07.....	72
Tabla No. 13 Reservas Auca-07.....	74
Tabla No. 14 Calculo de reservas iniciales y remanentes.....	75
Tabla No. 15 Producción de pozos vecinos.. ..	77
Tabla No. 16 Evaluación petrofísica.....	81
Tabla No. 17 Pruebas iniciales Auca-08.....	87
Tabla No. 18 Reservas del pozo Auca-08.....	88
Tabla No. 19 Producción de pozos vecinos.....	92
Tabla No. 20 Evaluación petrofísica.....	97
Tabla No. 21 Historial de producción.....	101
Tabla No. 22 Reservas del pozo Auca-11.....	103
Tabla No. 23 Calculo de petróleo en sitio, reservas iniciales y remanentes...	105
Tabla No. 24 Producción de pozos vecinos.....	107

RESUMEN

Se ha tomado en cuenta los distintos problemas que tienen los pozos, ante la dificultad que presentan algunos de estos, ya sea porque tienen pescados de diferentes tipos por lo que requieren un largo tiempo de operación con taladro para las labores de pesca y que de acuerdo a su complejidad en la mayoría de los casos los resultados no son satisfactorios quedando los pozos con pescados irrecuperables o con casing colapsado, estos pozos pueden ser recuperados mediante la apertura de ventanas a un costo significativamente inferior y la incorporación a la producción en un tiempo menor a lo requerido para la perforación de un pozo de reemplazo.

En este trabajo en el Capítulo I, se explica en forma detallada todas las generalidades que tiene el Campo Auca tales como: mecanismos de producción, ubicación geográfica, consideraciones geológicas, litología, zonas productoras, parámetro API-BSW y propiedades petrofísicas de dicho Campo. Además se muestra una introducción del trabajo, el problema planteado para llegar al tema, los objetivos y otros métodos a emplearse en el desarrollo del presente.

Para el Capítulo II, se presenta una descripción general sobre los tipos de perforación que conocemos como son: perforación vertical, perforación direccional, perforación horizontal, perforación multidireccional y perforación Re-entry, también se habla sobre los tipos de pozos que existen, las causas de los distintos cierres de los pozos y los problemas que estos implican.

En el Capítulo III, se describe la rehabilitación de los pozos cerrados, siendo uno de los capítulos más importantes porque con este se puede incrementar la producción de petróleo en los Campos con los diferentes tipos de perforación Re-entry y las herramientas que se necesita para abrir la ventana y algunos ejemplos de perforación ya realizadas con datos reales y específicos de la vida productiva de los mismos.

Para el Capítulo IV, previamente se realizó una revisión del listado de pozos cerrados por problemas en el Campo Auca, para luego de realizar una selección de los pozos y estudiar sus características, reservas, producciones, las causas de cierre y desarrollar un programa general para rehabilitar los pozos y así ejecutar dicho programa en los pozos escogidos.

En el Capítulo V, se concluye el presente trabajo con el desarrollo de las conclusiones, recomendaciones, datos bibliográficos y anexos.

Este trabajo presenta el estudio de las evaluaciones petrofísicas con sus registros eléctricos, el historial de producción con los respectivos cálculos de reservas, la acumulación de agua y petróleo; para terminar se da la orientación de la ventana o side track para cada uno de los pozos seleccionados para realizar la perforación Re-entry.

SUMMARY

It has been taken into account the different problems that have wells, before the difficulty that presents some of these, or because they have fish of different types reason why they require a long time of operation with drill for the fishing workings and that according to their complexity in the majority of the cases the results are not satisfactory being the wells with non-recoverable fish or casing colapsado, these wells can significantly be reclaimed by means of the opening of windows to a cost inferior and the incorporation to the production in a smaller time to the required thing for the perforation of a well available.

In this work in Chapter I, one explains in detailed form all the majorities that the Auca Field has such as: mechanisms of production, geographic location, geologic considerations, lithology, producing, zones, parameter API-BSW and properties petrophisicas of this Field. In addition is an introduction of the work, the posed problem to arrive at the subject, the objectives and other methods to be used in the development of the present.

For Chapter II, a general description appears on the types of perforation that we know such as: vertical perforation, directional perforation, horizontal perforation, multidirectional perforation and re-entry perforation, also it is spoken on the types of wells that exist, the causes of the different closings from wells and the problems that these imply.

In Chapter III, the rehabilitation of closed wells, being one of the most important chapters is described because with this the petroleum production can be increased in the Fields with

the different types from Re-entry perforation and the tools that is needed for to open to the window and some examples of perforation already realized with real and specific data of the productive life of the same.

For Chapter IV, previously a revision of the well listing was realized closed by problems in the Auca Field, stops after to realize a selection of wells and to study its characteristics, reserves, productions, the causes of closing and to develop a general program to rehabilitate wells and thus to execute this program in chosen wells.

In Chapter V, the present work with the development of the conclusions, bibliographical recommendations, concludes data and annexes.

This work presents the study of the petrophysics evaluations with its electrical logs, the file of production with the respective calculations of reserves, the water and petroleum accumulation; in order to finish to the direction of the window or side track each one of the selected wells to realize the Re-entry perforation.

CAPÍTULO I

1. MARCO REFERENCIAL

1.1. Introducción

En los fondos marinos se fueron depositando abundantes capas sedimentarias, propicias a la formación de petróleo. Con los cataclismos y movimientos tectónicos producidos por el planeta, al cabo de millones de años, la estructura geográfica sufrió modificaciones: Las aguas se alejaron emergiendo las actuales regiones costaneras y amazónicas.

Así formándose grandes cantidades de crudo en todo el planeta tierra y en especial en la Amazonía ecuatoriana el mismo que se exporta, éste crudo tiene 25 grados API en promedio. En la Península de Santa Elena se extrae crudo de 32 grados y en el centro oriente buena cantidad de las reservas son crudos pesados, es decir, de 15 y 20 grados API. Los últimos descubrimientos realizados por Petroproducción señalan un enorme, potencial de reservas petroleras.

Según la investigación de la historiadora Jenny Estrada en el libro Ancón, publicado con el auspicio de la Escuela Politécnica del Litoral, se dice que el petróleo de la península de Santa Elena se lo conocía desde antes de la llegada de los españoles a estas costas. Los

nativos lo llamaban copey o copé, luego vino gente que explotó primitivamente esas minas y la producción se exportaba al Perú, para la fabricación de brea.

El impacto del petróleo en la economía de los países, tanto productores como consumidores, así como en las relaciones internacionales, se ha vuelto cada vez más grande, mientras mayor es el crecimiento económico de los países, mayor es la demanda del petróleo al igual que su importancia en la economía de quienes dependen de él.

La creciente influencia de países en vías de desarrollo en la área internacional se debe en parte a que algunos de ellos son las principales naciones con reservas de petróleo en el mundo, por lo tanto se ha propiciado la dependencia de los países desarrollados hacia los que están en vías de desarrollo pues necesitan de ellos para importar parte de su producción de crudo, además de que muchas de sus actividades así como su economía dependen del petróleo.

En caso del Ecuador se volvió más interesante para las inversiones y para las empresas extranjeras, a partir del instante en el que se encontró los primeros indicios de la existencia del petróleo, precisamente por esa riqueza petrolera, que le otorgó la imagen de nuevo rico. En los años sesenta, se redescubrieron significativas reservas de petróleo en la Amazonía, antes, las exportaciones de crudo de la Península de Santa Elena, iniciadas en la década de los veinte, no alcanzaron la trascendencia que tendría la venta de crudo Oriente en el mercado internacional. Cabe recordar, que las reservas amazónicas descubiertas ya en la primera mitad del siglo XX fueron despreciadas por las compañías internacionales, puesto

que en esa época les era más fácil, más seguro y más rentable explotar petróleo en otras regiones del mundo.

La Amazonía Ecuatoriana tiene una gran riqueza energética, que debe explotarse de manera eficiente y responsable evitando así el cierre de los pozos productivos por ineficiencia o mala práctica en la perforación o en reacondicionamientos de pozos.

Todas las compañías conformadas y en acción, tiene como deber operar bajo criterio y objetivos claros: incrementar su producción y reservas al más bajo costo, mediante el uso de modernas técnicas de perforación, evitar el cierre de los pozos por problemas mecánicos o naturales, operar con respeto bajo conservación ambiental y cultural tomando en cuenta los estándares de seguridad industrial más altos.

Con la tecnología renovada con nuevos equipos y con mejores conocimientos, nos permite aplicar con criterios de conciencia y participación, una gestión sustentable, que armonice la productividad con la preservación del medio ambiente y el desarrollo con el respeto cultural.

1.2. Planteamiento del Problema

Se tiene conocimiento que una parte muy significativa de los campos petroleros y muy interesadamente en el campo AUCA operado por PETROPROCUCIÓN en el Oriente

Ecuatoriano ha venido descendiendo su producción por cierre de pozos, lo que ha significado una baja de producción de crudo, por distintos motivos como: daños en la formación, perforaciones inconclusas, pozos con pescado, deficientes reacondicionamientos de pozos.

Dando como consecuencia la caída de la producción y la economía, que estos campos entregan al estado.

Planteando así el problema, que se lo formula de la siguiente forma:

¿Aplicación de la técnica de perforación “RE-ENTRY” para aumentar la producción de petróleo en el Campo Auca en pozos cerrados operados por Petroproducción en el oriente Ecuatoriano, optimizará la producción de dicho campo?

1.3. Objetivo del proyecto

1.3.1. Objetivo General

Aplicar la técnica de perforación “RE-ENTRY” para aumentar la producción de petróleo en pozos cerrados en el Campo Auca operados por Petroproducción en el Oriente Ecuatoriano, mejorando la producción de dicho campo.

Recuperar los pozos cerrados y aumentar la producción, por medio de la aplicación de la técnica de perforación “Re-entry” en el Campo Auca operado por PETROPRODUCCIÓN en el Oriente Ecuatoriano, incrementando la producción de crudo con este proceso que nos permite recuperar el número de pozos cerrados, mejorando la producción del campo.

1.3.2. Objetivos Específicos

- ✚ Identificar los pozos cerrados o dañados con reservas de crudo prominentes en sitio para ser recuperados.

- ✚ Analizar la incidencia de los pozos cerrados en la pérdida de producción de petróleo como las pérdidas económicas del mismo.

- ✚ Familiarizarse con los diseños de los pozos por medio de la técnica “Re-entry” que serán puestos en práctica en dicho Campo.

- ✚ Analizar económica y técnicamente la eficiencia de la perforación con la técnica “Re-entry”.

1.4. Justificación de la Investigación

Se ha escogido este tema como propuesta para PETROPRODUCCIÓN y para que los estudiantes de petróleos conozcan la técnica de perforación “Re-entry” que se utiliza en la industria petrolera, ya que en nuestros campos petroleros existen pozos cerrados.

Este tema es muy importante debido que el tecnólogo en petróleos debe estar capacitado en forma adecuada y actualizado con el conocimiento de nuevas técnicas para su buen uso y coordinación del desarrollo de destrezas y habilidades.

El profesional en petróleo debe estar preparado para todo evento, y para que así pueda actuar de manera tangible y rápida.

1.5. Hipótesis

La técnica de perforación “Re-entry”, se puede trabajar en plataformas ya existentes utilizando las facilidades que nos da el pozo en estudio por lo tanto facilitar el trabajo y proporcionándonos un ahorro económico importante, incrementar la producción del campo, disminuyendo un importante impacto ambiental.

1.6. Método y Técnica

1.6.1. Método deductivo

Se aplicara el método deductivo por los diferentes pozos cerrados y sus parámetros que intervienen para su cierre.

1.6.2. Técnica

Las técnicas que se aplicaran en este trabajo será la observación, investigación con datos existentes por pozos aledaños.

Observación: Se aplicara con el fin de observar los distintos pozos ya aplicados la técnica de “Re-entry”.

Encuesta: Se aplicara la encuesta con el fin de recopilar datos para el desarrollo del tema.

CAPÍTULO II

2. Generalidades

2.1. Generalidades del Campo Auca

El campo Auca situado al Nororiente del Ecuador a unos 260 km al oeste de Quito y a 100 km al sur de la frontera con Colombia, actualmente operado por Petroproducción es uno de los campos importantes con respecto a la producción diaria, que está a cargo por una de las filiales del sistema Petroecuador, las formaciones cretácicas Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín aparecen en dicho campo con presencia de hidrocarburos, de los reservorios productores, Hollín es el que más produce por su espesor de arena saturada y por la presencia de un acuífero de fondo que sustenta su mecanismo de producción.

El Campo Auca fue descubierto por el Consorcio Texaco-Gulf con un crudo que va desde 19-30 °API promedio y con una temperatura de 229°F y 233°F, la estructura Auca fue reafirmada a través de investigaciones sísmicas, las mismas que fueron confirmadas por medio de la perforación del primer pozo efectuado en el 16 de Febrero de 1970, el Auca 1 pozo con crudo de un grado API de 31.1° que llegó a la profundidad total de 10.578 pies en la formación Chapiza en la que penetró 55 pies. El pozo fue completado el 30 de marzo de 1970 y su prueba inicial fue de 392 BPPD.

En el Campo Auca, actualmente se han perforado 105 pozos con una producción de 70750 BFPD, 36256 BPPD con un promedio de profundidad de 10.300 pies.

El campo Auca fue puesto en producción en Abril de 1975, está dividido en: Auca-Auca Sur, que en conjunto llegan a una producción promedio actual de 6.559.837 BPPD anualmente. Los pozos están clasificados por su mecanismo de producción de la siguiente manera explicada en la tabla:

Tabla No.1 Mecanismos de producción

SISTEMA DE PRODUCCION	NUMERO DE POZO	PRODUCCION
Hidráulico con Jet	13	7287 BFPD, 4315 BPPD
Hidráulico con pistón	16	5673 BFPD, 3650 BPPD
Electro sumergible	76	57790 BFPD, 28291 BPPD
Cerrado	34	-----

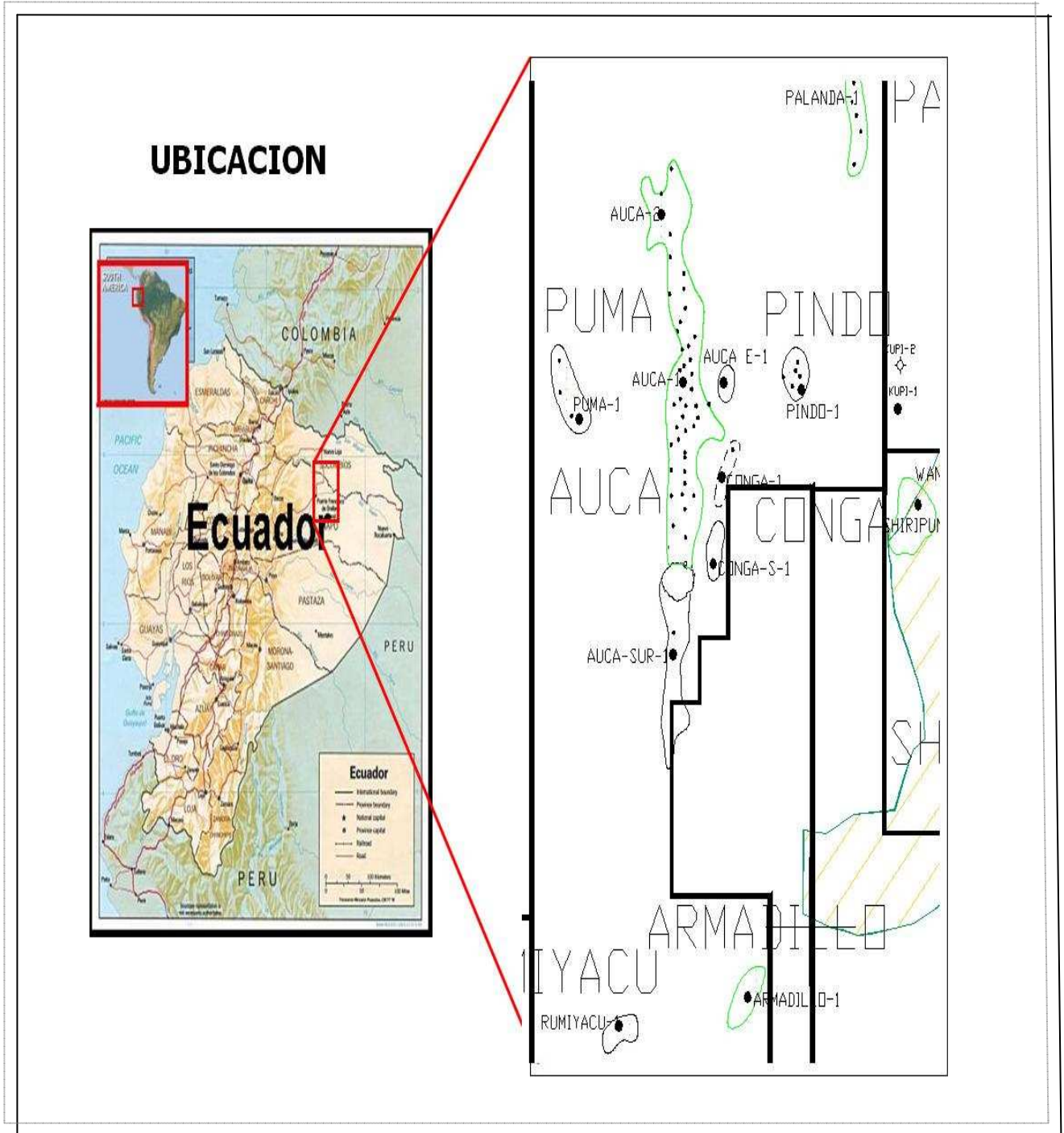
Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

2.2. Ubicación Geográfica

El campo Auca se encuentra ubicado en la Región Oriental dentro de la jurisdicción del Cantón Francisco de Orellana (Coca) Provincia del Napo, que linda al sur del Campo Sacha, suroeste de Shushufindi y al sur del río Napo al oeste del eje axial de la subcuenca cretácica.

Figura. 1 Ubicación Campo Auca

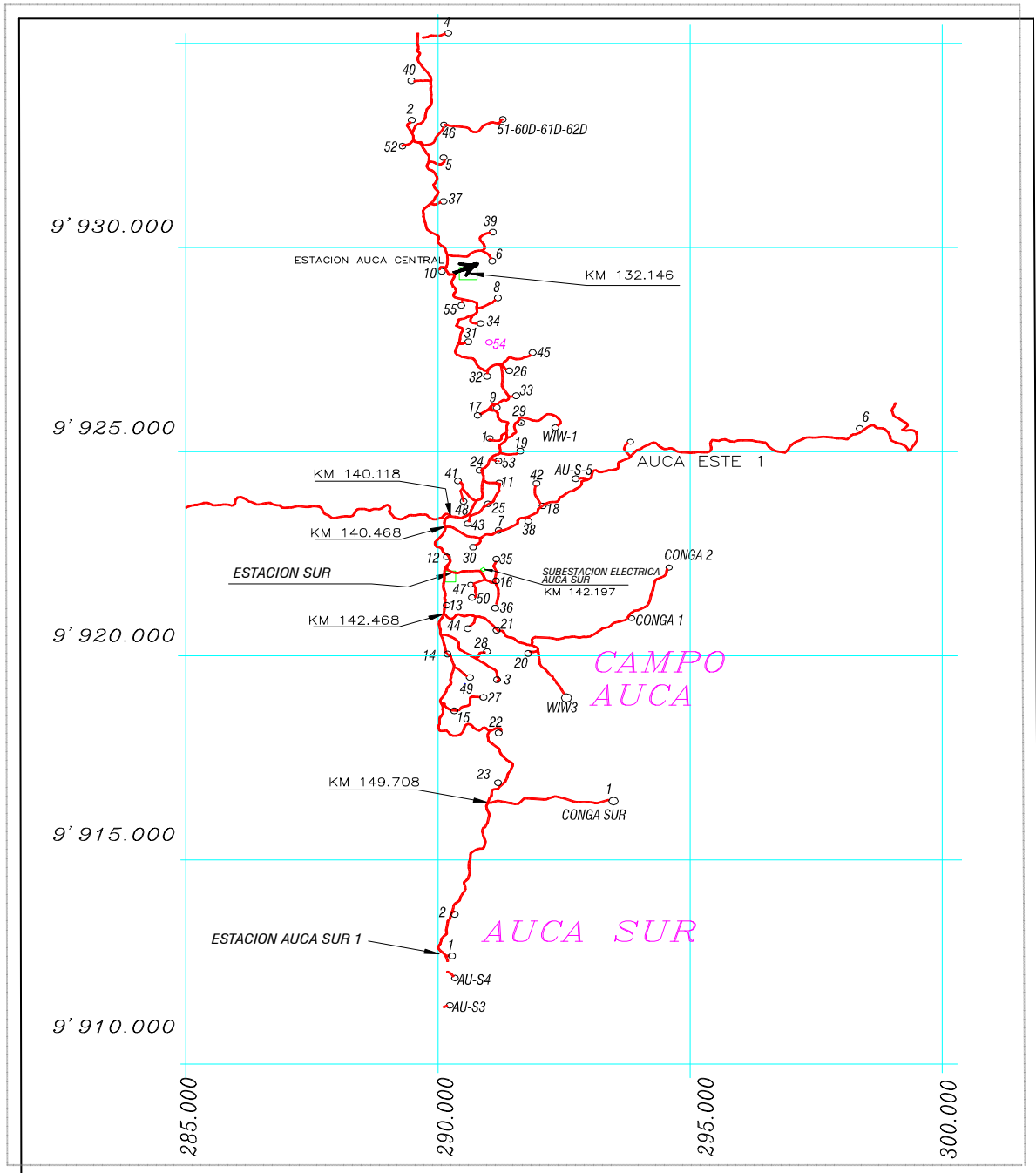


Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

El campo Auca, se encuentra ubicado en la provincia de Orellana (Coca).

Figura. 2 Mapa vial del Campo Auca



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

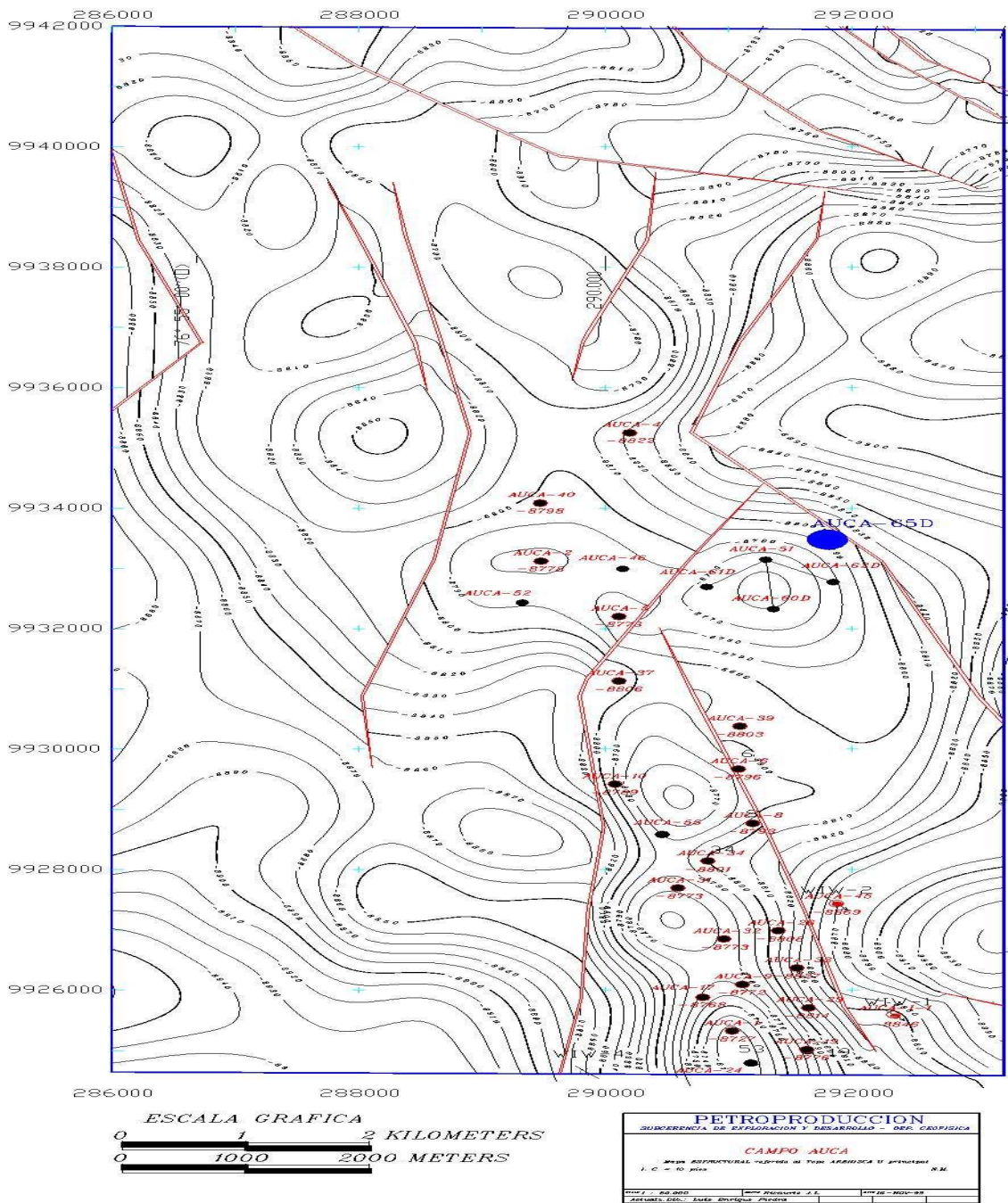
2.3. Consideraciones Geológicas

Estructuralmente Auca es un anticlinal asimétrico fallado de dirección preferencial Norte-sur de 18Km de largo, 3Km de ancho bajo un cierre vertical de 155pies, correspondiéndole a un área de 17.000acres.

Al sur cierra contra una barrera estratigráfica de origen desconocido, que puede ser como resultado de la actividad volcánica durante o después de la depositación de las areniscas y que lo separan del Campo Auca sur.

Para su mejor entendimiento se presenta a continuación el mapa estructural del campo Auca.

Figura. 3 Mapa Estructural del Campo Auca



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

2.4. Litología

Para el Campo Auca en los trabajos de control litológico se ha podido determinar las siguientes litologías.

BASAL TENA

Arenisca cuarzosa, blanca, gris, subtranslúcida a subtransparente, grano fino a muy fino, suelta, subredondeada a subangular, regular clasificación, cemento y matriz no visible, porosidad no visible.

FORMACION NAPO

Lutita gris clara, menos gris oscura, firme a moderadamente firme, subfísil a sublaminar, laminar, localmente astillosa, textura limosa, levemente calcárea

CALIZA M-1

Caliza gris oscura, café oscura, gris clara, menor crema, firme a moderadamente dura, sublaminar, textura packstone a wackstone, menor textura grainstone, no visible porosidad.

CALIZA M-2

Caliza gris oscura, menor crema, crema moteada con gris, ocasionalmente gris clara, firme a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, textura wackstone a packstone, ocasionalmente textura grainstone, no visible porosidad, asociada con crudo residual.

CALIZA "A"

Caliza gris clara, menor crema, ocasionalmente gris oscura, moderadamente dura a dura, subbloque a bloque, textura mudstone a wackstone, no visible porosidad, muy esporádicamente asociada con glauconita.

ARENISCA U Superior

Arenisca cuarzosa, blanca, gris café clara, subtransparente a subtranslúcida, grano fino a muy fino, friable, subredondeada, regular clasificación, cemento no visible y matriz arcillosa, porosidad no visible, asociada con glauconita.

ARENISCA U Inferior

Arenisca cuarzosa, blanca, gris clara, menor café claro, subtransparente a subtranslúcida, grano fino a medio, friable a suelta, subangular a subredondeada, regular clasificación,

cemento y matriz no visible, porosidad no visible.

Con puntos de hidrocarburo color café oscuro, fluorescencia natural amarillo oro pálido, corte lento nuboso de color amarillo verdoso a lechoso, anillo residual grueso amarillento verdoso con luz ultravioleta, con luz natural no visible anillo residual.

CALIZA “B”

Caliza gris clara, menor crema, ocasionalmente gris oscura, moderadamente dura a dura, subbloque a bloque, textura mudstone a wackstone, no visible porosidad, ocasionalmente asociada con glauconita.

ARENISCA T Superior

Arenisca cuarzosa, gris clara, blanca, café claro, subtranslúcida a subtransparente, grano fino a medio, friable, menor suelta, con granos subangulares a subredondeados, regular clasificación, cemento calcáreo, matriz arcillosa, pobre porosidad, asociada con glaucomita.

Localmente con pirita, con puntos de hidrocarburo de color café oscuro, fluorescencia natural amarillo pálido, corte lento nuboso de color blanco lechoso, anillo residual grueso amarillo verdoso con luz ultravioleta, con luz natural no visible anillo residual.

ARENISCA T Inferior

Arenisca cuarzosa, gris clara, blanca, café claro, subtranslúcida a subtransparente, grano medio, menor grano fino, friable, menor suelta, con granos subangulares a subredondeados, regular clasificación, cemento no visible, matriz caolinítica, porosidad no visible.

Con puntos de hidrocarburo color café oscuro y café claro, fluorescencia natural amarillo pálido, corte moderadamente rápido, nuboso color blanco amarillento, anillo residual delgado amarillo pálido con luz ultravioleta, con luz natural no visible anillo residual.

FORMACION HOLLIN

Arenisca cuarzosa, blanca, gris clara, subtransparente a subtranslúcida, grano fino a muy fino, consolidada a friable, con granos subredondeados a redondeados, regular clasificación, cemento calcáreo, matriz arcillosa, pobre porosidad asociada con glauconita.

Presencia de puntos de color café oscuro, fluorescencia natural no visible, corte lento nuboso blanco amarillento, anillo residual muy delgado amarillo lechoso con luz ultravioleta, anillo residual no visible con luz natural.

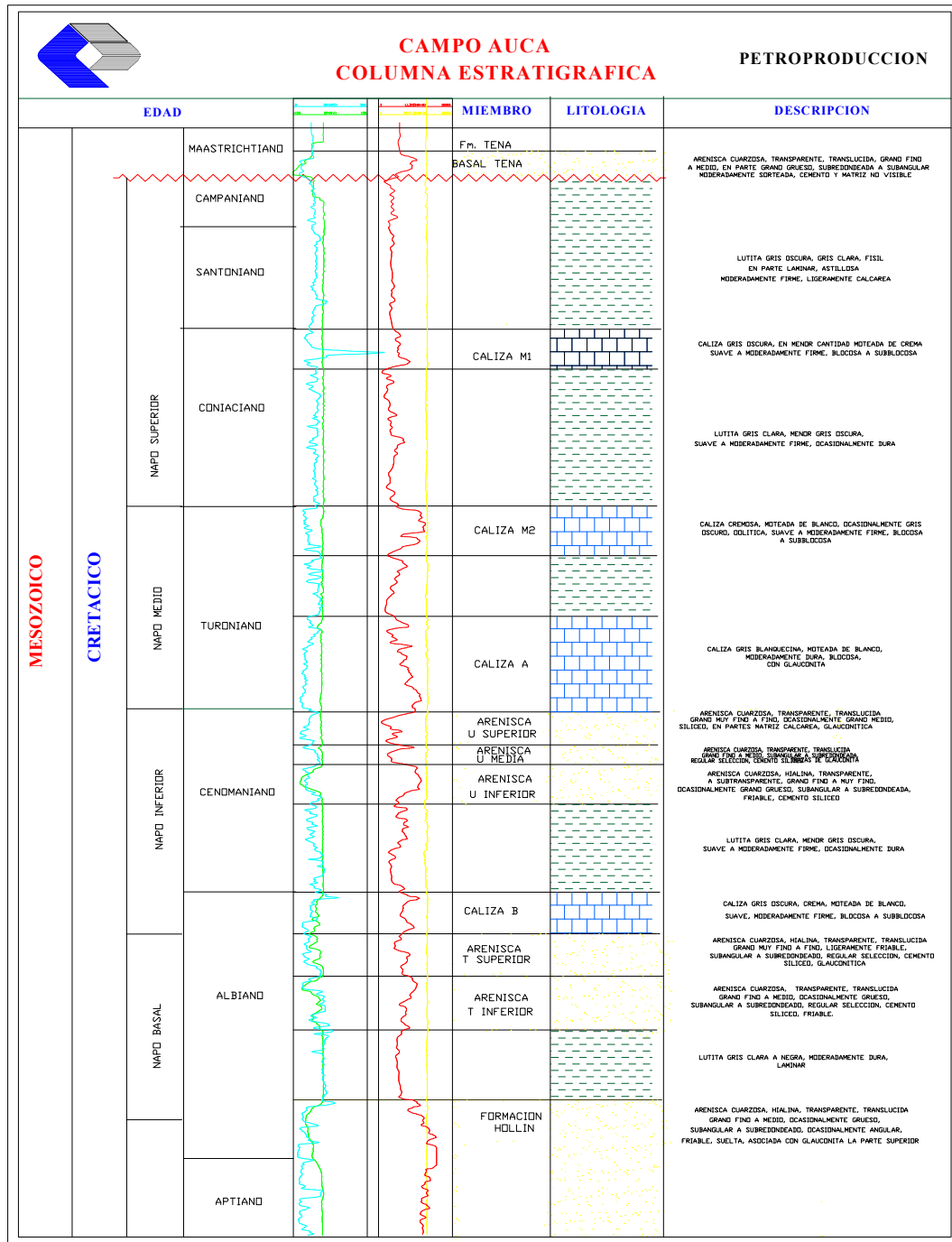
HOLLIN INFERIOR

Arenisca cuarzosa, blanca, gris clara, subtransparente a subtranslúcida, grano fino, consolidada a friable, subredondeados a redondeados, regular clasificación, cemento no visible, matriz caolínica, pobre porosidad.

Presencia de puntos y manchas de color café oscuro y café claro, fluorescencia natural amarilla dorada, corte lento nuboso blanco verdoso, anillo residual delgado amarillo verdoso con luz ultravioleta, anillo residual no visible con luz natural.

A continuación se muestra la columna estratigráfica del Campo Auca, facilitada por Petroprocción, para su mejor visualización y entendimiento del mismo.

Figura. 4 Columna estratigráfica Campo Auca



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

2.5. Estudio de zonas productoras

El Campo Auca produce de los yacimientos de arenas Napo “U”, Napo “T” y Hollín tanto superior como inferior, los datos referente a estas se encuentran en las tablas 1 y 2.

Los principales reservorios son:

- ✓ Hollín superior, es una arenisca cuarzosa calcárea de grano fino a medio con estratificaciones de lutitas, con una porosidad promedio de 14%.
- ✓ Hollín inferior, consiste en una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso con intercalaciones de arcillas, con una porosidad promedio de 18%.
- ✓ Napo “U”, son areniscas con feldspatos, su valor promedio de porosidad es de 17%.
- ✓ Napo “T”, son areniscas su valor promedio de porosidad es de 12%.

Tabla No. 2 Cuadro de API y BSW el Campo Auca

CAMPO	YACIMIENTO	°API	BSW %
Auca	U	27.5	1,20
	T	28.5	0,90
	Hs	27.8	0,40-1,10
	Hi	27.5	0,40-1,10

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Tabla No. 3 Propiedades Petrofísicas del Campo Auca

PROPIEDADES	HOLLIN SUPERIOR	HOLLIN INFERIOR	NAPO "U"	NAPO "T"
POROSIDAD (%)	13,8	17,5	16,9	12,1
PERMEABILIDAD HORIZONTAL (Md)	269,0	1132,0	603,0	342,0
PERMEABILIDAD VERTICAL (Md)	159,0	899,0	78,0	331,0
DENSIDAD (gr/cc)	2,7	2,7	2,7	2,7

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

2.6. Causas de cierre de los pozos

Los pozos petroleros son cerrados por diferentes causas entre las que podemos señalar:

- Problemas mecánicos
- Problemas naturales (daños a la formación).

2.6.1 Problemas mecánico

Los problemas mecánicos son causados por: pescados dejados en las perforaciones, o en los reacondicionamientos de los pozos, en las tuberías de revestimiento, o en la tubería colapsada.

2.6.2 Daños a la formación

En muchos casos se ha encontrado que la permeabilidad de la formación cerca del borde del pozo es reducida como resultado de prácticas de perforación y completación.

La invasión de fluidos de perforación, presencia de capas de cemento, altas saturaciones de gas cerca del borde del pozo, entre otros son algunos de los factores responsables de esta reducción en la permeabilidad y de este modo actúan como un “daño” alrededor del borde del pozo, causando altas caídas de presión. El factor de daño es una variable adicional usada para cuantificar el efecto del daño de formación.

El factor de daño en unidades de campo es definido como:

Donde: k = permeabilidad

$$S = \frac{kh}{141.2 \cdot q \cdot B \cdot \mu} \Delta P_s$$

h = espesor

B = factor volumétrico

q = caudal

S = skin (factor de daño de la formación)

Son los daños causados a la productividad de un pozo petrolero, por la invasión de partículas de lodo, o por filtrados de lodo dentro de la formación, o por altos cortes de agua.

El daño de formación es resultado de la obstrucción causada por el lodo, sólidos de perforación, la invasión de sólidos, invasión de agua el daño ocurre durante la perforación o producción o trabajos de reparación (workover) de un pozo.

Los daños de formación pueden ser creados por causas tales como:

- Daños mecánicos a la Formación
- Daños a la Formación durante la operación de los pozos.

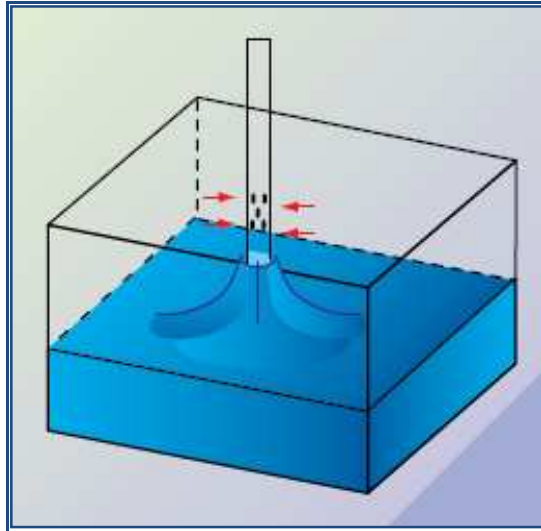
2.6.2.1. Daños mecánicos a la formación

- **Altos cortes de agua**

La producción de agua es siempre causa de varios problemas en un pozo de petróleo, puede generar incrustaciones o estimular la formación de depósitos orgánicos que restringen la producción.

Si bien la producción de agua esta inevitablemente asociada a la del petróleo, es altamente deseable detener su inicio y reducir su magnitud.

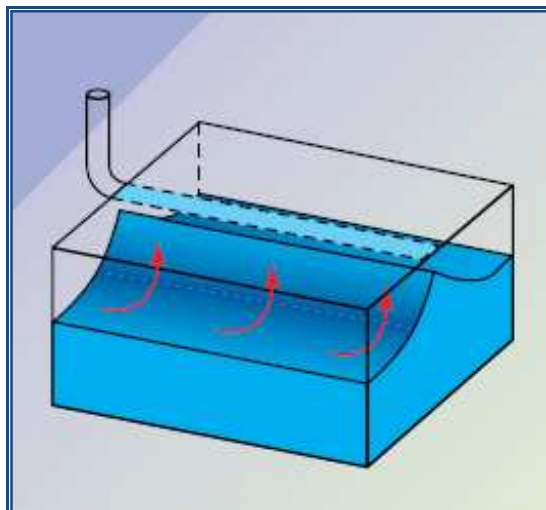
Figura. 5 Conificación durante la producción de un pozo vertical



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 6 Cresta durante la producción de un pozo horizontal



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

- **Emulsiones**

Puede ser causado por cambios en los fluidos que cambia la permeabilidad de la roca, este daño causado por fluidos es debido al cambio de viscosidad de la fase de petróleo o al cambio de la permeabilidad relativo, esto se debe a que los fluidos son movibles y teóricamente pueden ser removidos cerca del pozo.

La formación de emulsiones de agua en petróleo en la roca reservorio alrededor del borde del pozo puede causar daños porque la apariencia viscosa de la emulsión puede ser de magnitud más alta que el petróleo.

- **Daño Biológico**

Algunos pozos particularmente los pozos de inyección de agua son susceptibles al daño causado por bacterias en la cercanía del borde del pozo.

2.6.2.2. Daños a la formación durante la operación de los pozos

- **Daños en la perforación**

Aquí es cuando se produce el mayor daño, este daño es resultado de la invasión a la formación por fluidos de perforación. La deposición del lodo de perforación en la formación y alrededor del borde del pozo puede reducir la permeabilidad en esta región crítica.

- **Daños en completación**

Estos daños pueden ser causado por invasión de fluidos de completación dentro de la formación, como filtrado de cemento, técnicas de estimulación, entre otras.

- **Daños en producción**

Los daños de producción pueden ser causados por migración de fluidos a la formación o por precipitaciones de los mismos.

- **Daños de inyección**

Pueden ser causados por la invasión de partículas de sólidos, debido a precipitaciones de incompatibilidad o agua de formación o por crecimiento bacteriano.

CAPÍTULO III

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Aspectos Generales de la Rehabilitación de Pozos de Petróleo por medio de Re-entry

En el Distrito Amazónico en los campos operados por Petroproducción, actualmente existen alrededor de 202 pozos cerrados por diferentes causas, los mismos que esperan ser reacondicionados para reincorporarlos a la producción.

Anteriormente los pozos eran cerrados por problemas mecánicos tales como pescados, tuberías defectuosas, colapsos, desasentamiento de empacaduras y daños en la formación como altos cortes de agua, producción marginal, perdiendo de esta manera producción, tiempo y dinero invertido en estos.

En la producción de petróleo la rehabilitación de los pozos cerrados desempeña uno de los papeles más importante porque con este, se puede maximizar la producción de petróleo en los diferentes Campos de Petroproducción.

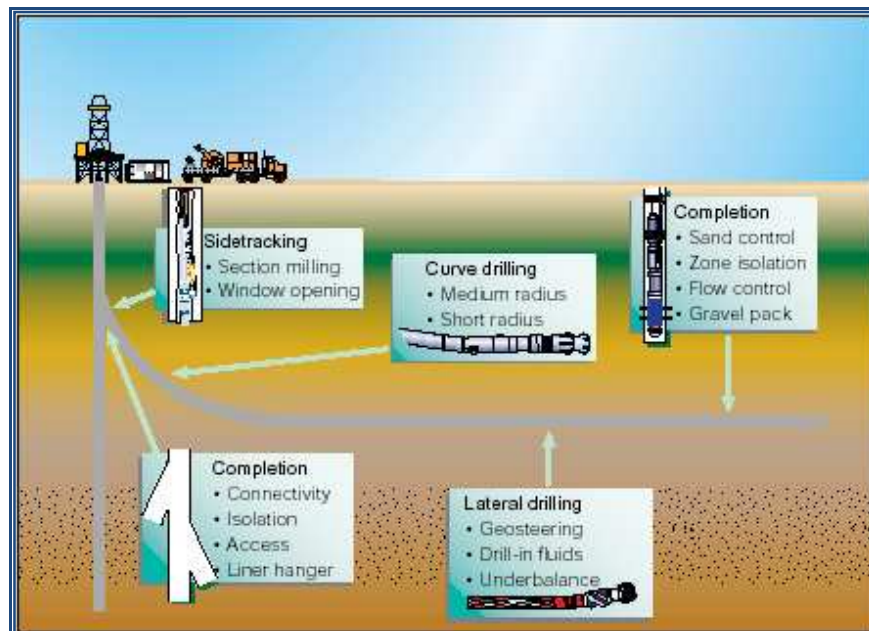
A menudo un simple workover, una estimulación ácida o un tratamiento de fractura, significativamente aumenta la producción, pero en algunos casos la mejor solución es realizar una perforación Re-entry.

Por el crecimiento de la demanda de las compañías petroleras de querer ampliar el rango de producción de los pozos con problemas, se desarrolló hace 10 años nuevas tecnologías y estrategias de campo han permitido operar y dar vida a pozos viejos mediante la perforación por medio de Re-entry, la misma que proporcionó un significado de reducción de costos.

La perforación Re-entry es una técnica desarrollada con el fin de re-utilizar algunas de las secciones de los pozos cerrados, recuperando de esta manera la producción y reduciendo costos y principalmente los impactos ambientales causados por la perforación de pozos nuevos.

En pozos viejos, la perforación Re-entry es la mejor opción cuando hay razones identificables en pozos verticales o direccionales.

Figura. 7 Perforación Re-entry



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

3.2. Pozos Re-entry¹

El Re-entry fue originalmente una técnica de la perforación direccional, el objetivo fue simplemente pasar cuando había algún tipo de problema dentro del pozo.

Los Pozos Re-entry, Sidetrack, Ventanas o Re-entrada son aquellos pozos que se perforan a partir de pozos existentes, los cuales se encuentran cerrados, temporalmente suspendidos o abandonados por varios tipos de problemas tanto naturales como operativos, para de esta manera extraer reservas que no han podido ser recuperadas en pozos que contienen grandes cantidades de reservas recuperables.

El pozo tiene que ser estudiado previamente a la perforación para conocer el estado y las características del mismo.

Figura. 8 Pozo Re-entry



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

¹ Petroecuador. *Glosario de la industria Petrolera*. 119 p. (2006)

3.2.1. Tipos de pozos Re-entry²

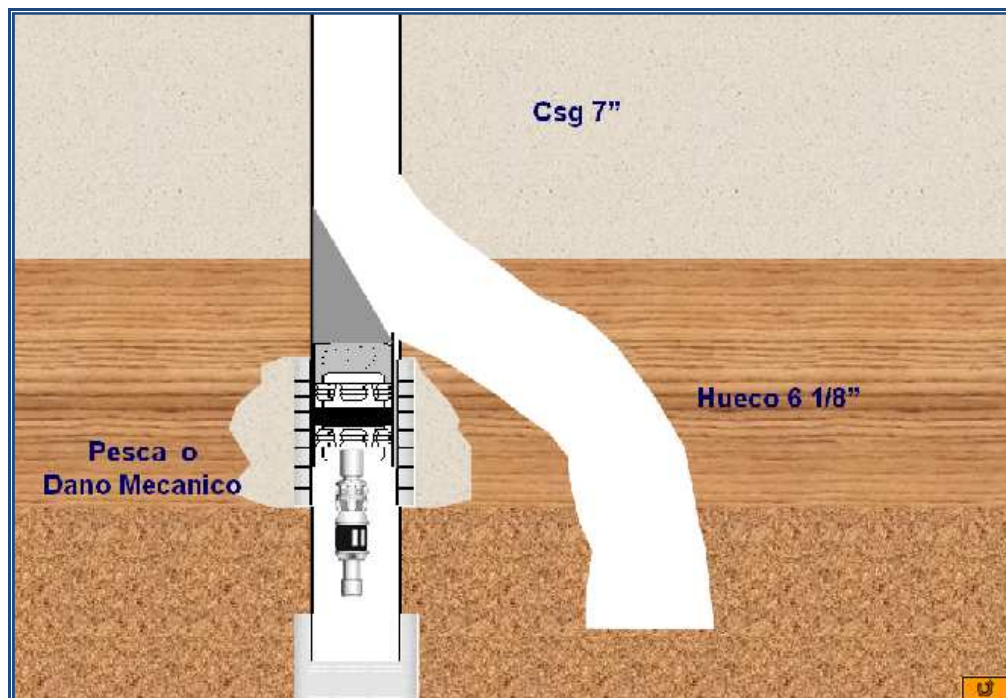
3.2.1.1. Pozo Direccional Re-entry

Es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria a partir de la ventana hasta el objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

Esta desviación puede ser efectuada para puentear una obstrucción en el agujero original.

Este tipo de pozo Re-entry sidetrack, es uno de los más desarrollados en la industria petrolera este puede ser tipo J o S, luego de abierta la ventana.

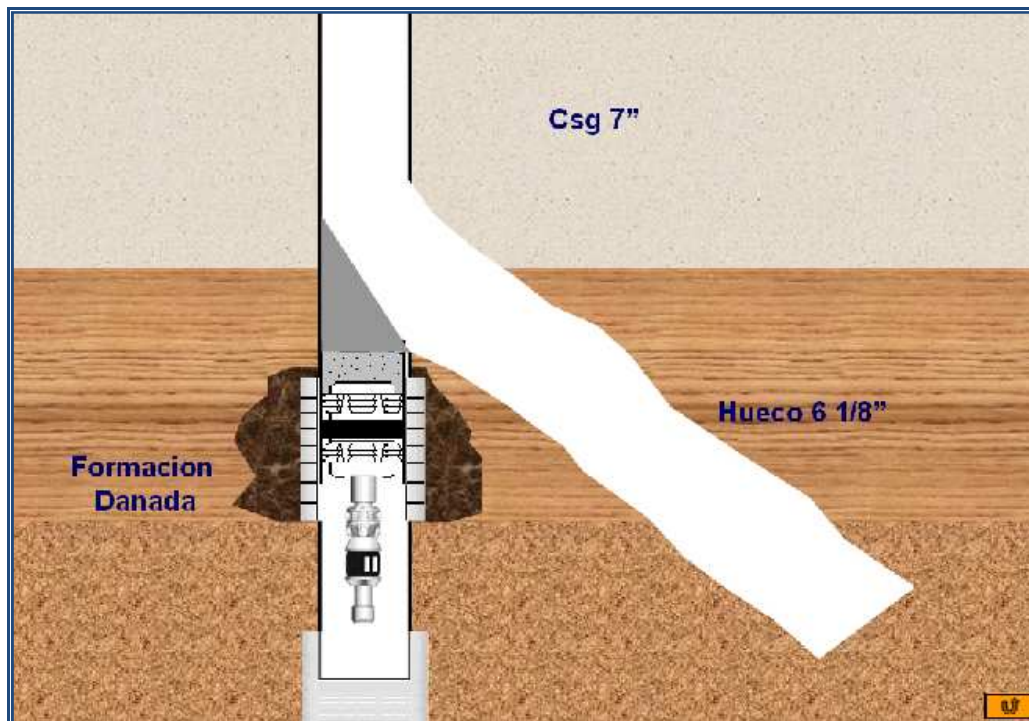
Figura. 9 Pozo Horizontal Re-entry. TIPO S



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 10 Pozo Horizontal Re-entry. TIPO J



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

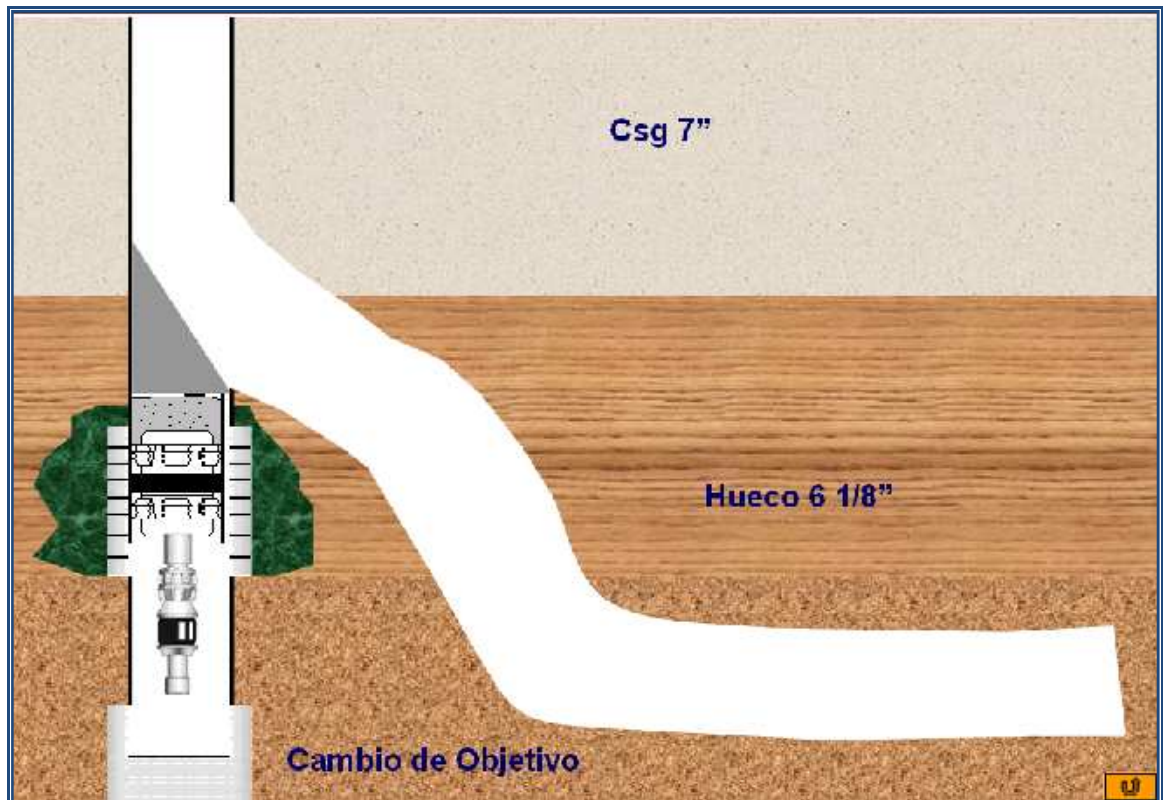
3.2.1.2. Pozo Horizontal Re-entry

La perforación horizontal es el desarrollo más reciente la que aplica la combinación de diferentes tecnologías, en busca de nuevos objetivos de un yacimiento ya explotado con pozos convencionales.

El Re-entry radio corto requiere de un sistema de perforación elocuente el cual debe de ser efectivamente bueno en formaciones de difícil acceso, el mismo que puede ser completado sin liners o con cualquier otro tipo de completación.

La técnica de radio corto puede perforar con perforación convencional que permite rotar la trayectoria del pozo en muchas pequeñas distancias como sea posible.

Figura. 11 Pozo Horizontal Re-entry. Radio Medio



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

²Petroecuador. *Glosario de la industria Petrolera*. 121, 122, 123 pgs. (2006)

3.2.2. Herramientas para Perforación de Pozos Re-entry³

Para la preparación de un programa de perforación Re-entry involucra muchos aspectos, dependiendo del diseño y condiciones del pozo hay varias posibilidades de Re-entry desde el kicking off en la abierta de hueco o la utilización del whipstock para abrir la ventana a través de uno de los lados del casing.

Figura.12 Herramientas del Pozo Horizontal Re-entry.



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Para la perforación por medio de Re-entry se usan herramientas como las que señala a continuación:

 Hole Oponer

 Bullnose

✚ Section Mill

✚ Whipstock

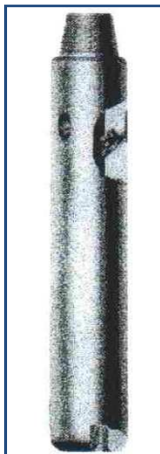


Hole opener: Es usualmente diseñado como una herramienta para preparar el diámetro. El hole opener es usado para abrir pozos pilotos.

Figura. 13 Hole opener

Fuente: Baker Huges

Realizado por: Mejía Miguel

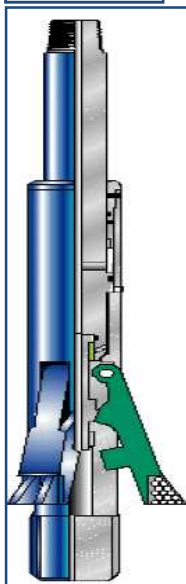


Bullnose: Es usado como guía del hole opener, particularmente en huecos pilotos. El bullnose puede ser hueco o sólido, el fluido que circula por aquí va directamente hacia arriba por los jets limpiando los cortes.

Figura. 14 Bullnose

Fuente: Baker Huges

Realizado por: Mejía Miguel

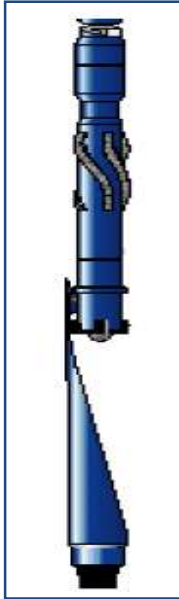


Section Mill: Esta sección es usada para moler el casing (usualmente el en sidetrack). Este incluye 6 cuchillas triangulares las cuales son revestidas con carburo de tungsteno, las cuales se asientan en el tope del casing y y proceden a moler la sección.

Figura. 15 Section Mill

Fuente: Baker Huges

Realizado por: Mejía Miguel



Whipstock: o cuchara, es una herramienta de deflexión, el wipstock puede ser aplicado el hueco abierto o el hueco con casing, esta herramienta es principalmente usada para realizar a una cierta profundidad una ventana en el casing (Re-entry).

Figura. 16 Whipstock

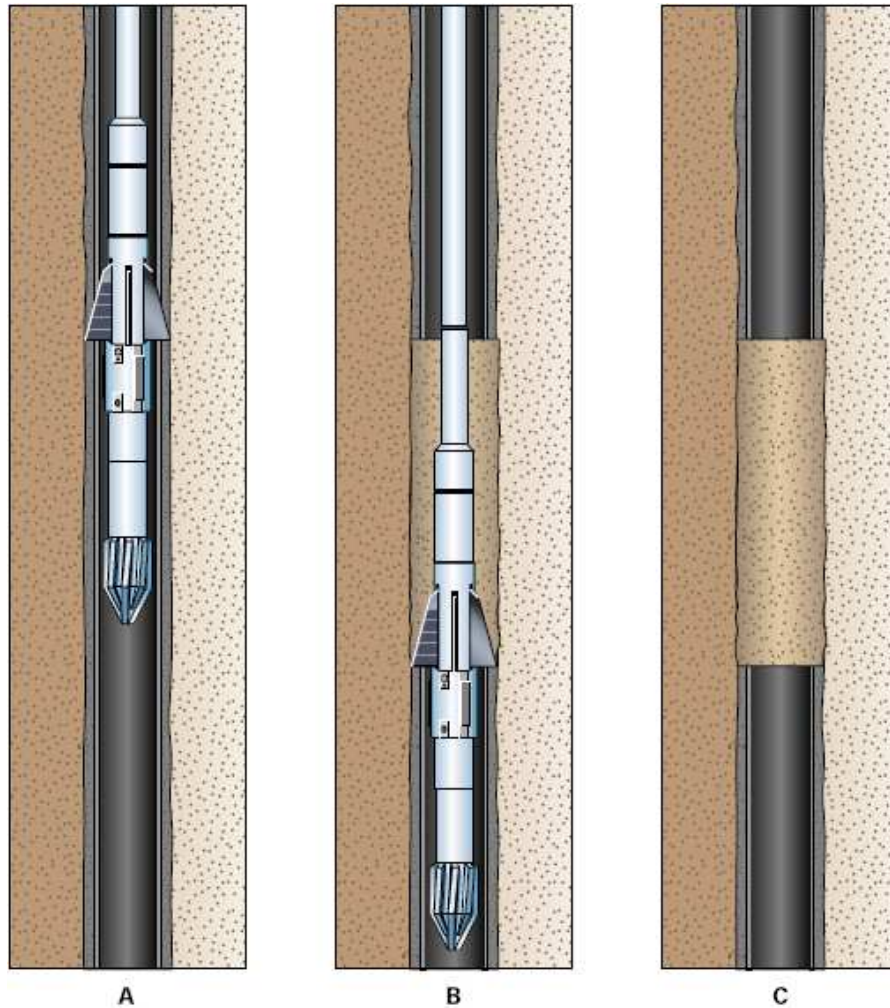
Fuente: Baker Huges

Realizado por: Mejía Miguel

PARA AISLAR AL POZO VIEJO

- A. Un BHA (Bottom hole assembly - completación de fondo) especializado corta a través del casing y en el cemento a la profundidad escogida.
- B. La cuquilla externa de la herramienta corta la zona necesitada y se retira con viaje a la superficie. La longitud de la sección de la moledora depende de varios factores (diámetro del casing interno y externo, diámetro de la broca y de la curva que tiene el motor).
- C. Después de perforar con la moledora o mill, queda una sección libre

Figura. 17 Para aislar al pozo viejo



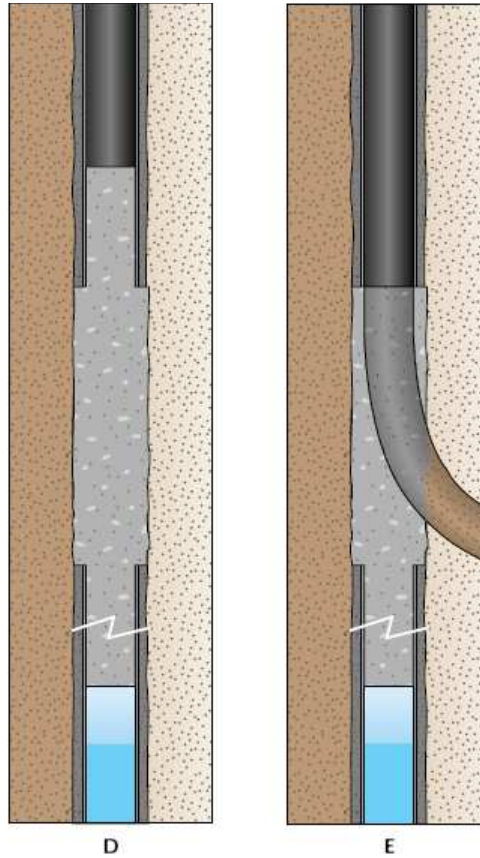
Fuente: Baker Hughes

Realizado por: Mejía Miguel

D. Se asienta un tapón de cemento del área en la que se abrió un intervalo para perforar un nuevo hueco.

E. Cuando la molida está completa se baja un ensamblaje direccional convencional y el pozo original es permanentemente aislado por el Re-entry (sidetrak).

Figura. 18 Para aislar al pozo viejo



Fuente: Baker Huges

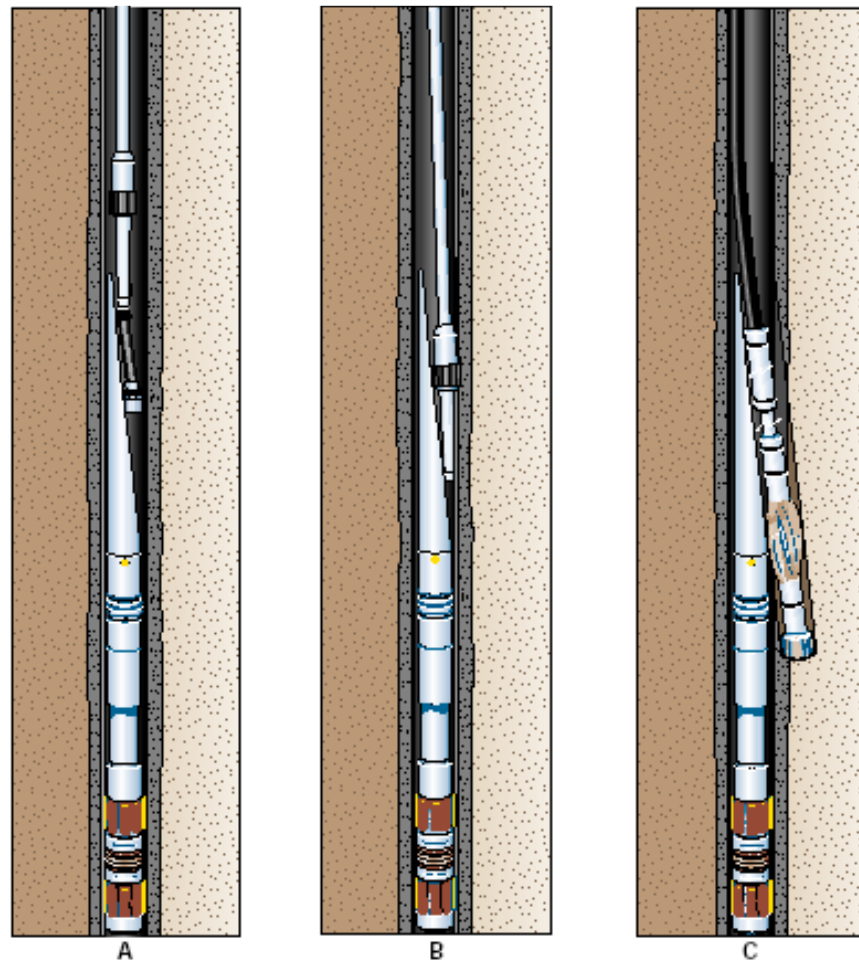
Realizado por: Mejía Miguel

PARA ABRIR LA VENTANA

- A. Se corre el whipstock o cuchara orientada con giro, la operación de corte empieza a abrir el casing orientado por el whipstock (cuchara), el cual es usado como guía del mill para la dirección lateral.
- B. Después de colocar el whipstock, el mill empieza a cortar una ventana de pocos pies dentro del casing.

C. La moledora perforó la ventana la misma que se vuelve a reparar para luego ser retirada.

Figura. 19 Para abrir la ventana



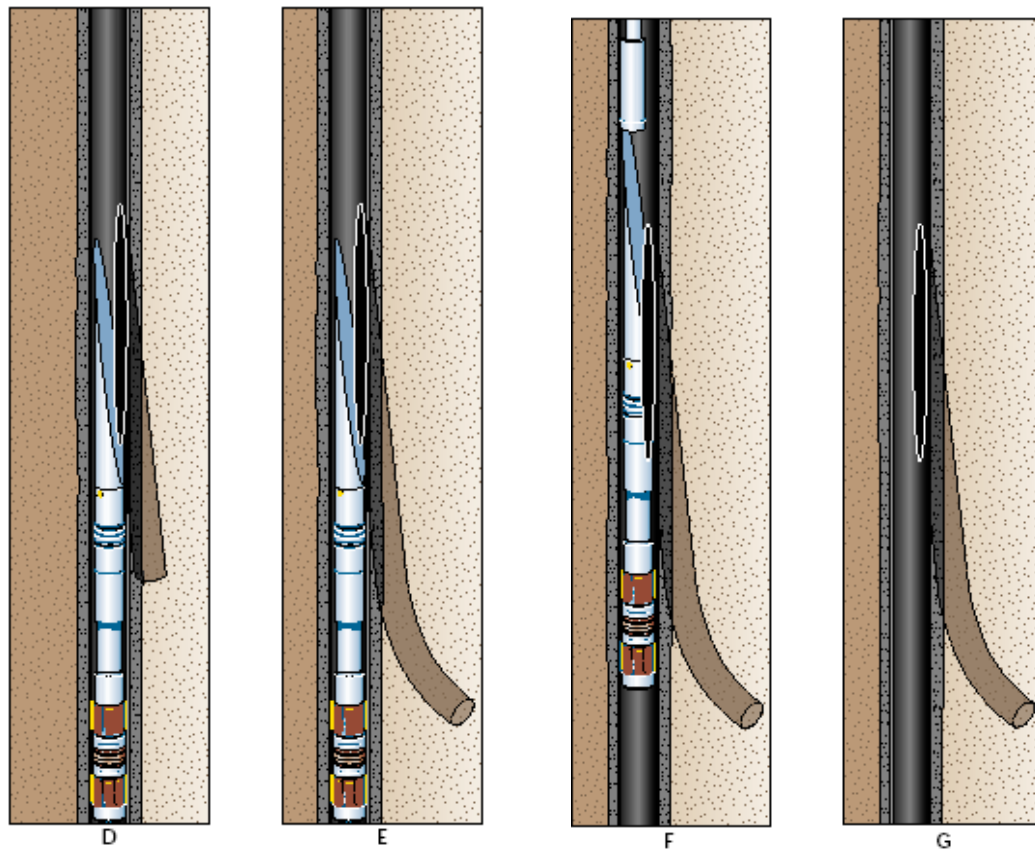
Fuente: Baker Hughes

Realizado por: Mejía Miguel

D. El mill completo la ventana y queda listo para empezar a perforar.

- E. El whipstock es usado como guía del BHA (bottom hole assembly – completación de fondo) y del equipo de completación dentro del sidetrack.
- F. Y G. Después de terminar la parte lateral el whipstock puede ser removido para permitir el acceso a las formaciones.

Figura. 20 Para abrir la ventana



Fuente: Baker Hughes

Realizado por: Mejía Miguel

³ Baker Hughes. *Revista sobre herramientas Petroleras*. 1-24 pgs. (2007)

3.2.3. Aplicaciones

Existen algunas aplicaciones para el empleo de ese tipo de perforación para rehabilitar los pozos.

- ✚ Una de las aplicaciones más importantes de esta tecnología es que permitirá el incremento de producción de los campos.
- ✚ Permiten rehabilitar los pozos cerrados por problemas naturales y de operación.
- ✚ Se puede realizar otro tipo de pozo como direccional u horizontal de radio corto o medio mediante Re-entry.
- ✚ Se los aplica para recuperación mejorada.
- ✚ A partir de pozos verticales se puede realizar pozos horizontales para aumentar la recuperación de reservas.
- ✚ Se puede perforar con una torre de perforación pequeña o con un equipo de workover incorporado con equipos adicionales para perforación.
- ✚ Se utiliza plataformas de pozos ya existentes.

- ✚ La perforación Re-entry permite ingresar en las capas de reservorios si en el objetivo las zonas tienen suficiente espesor para formar pozos horizontales.
- ✚ Se puede perforar en pozos o campos viejos en los cuales ya se ha intentado recuperar reservas mediante estimulación ácida, o fracturamiento hidráulico.

3.3. Experiencias de Pozos por medio de Re-entry en Ecuador

En el Ecuador se han realizado algunas perforaciones de pozos por medio de Re-entry entre las cuales podemos señalar, algunos de estos realizados por la compañía Schlumberger, como son:

- BLOQUE 15 Ecuador – 2 pozos Re-entry
 Limoncocha 2 ST
 Limoncocha 5 ST
- REPSOL Ecuador – 5 pozos Re-entry

Tabla No. 4 Experiencias de pozos Re-entry

Nombre del Pozo	Tipo
Daimi B-4-RE1	Direccional Re-entry
Ginta B-1-RE1	Direccional Re-entry

Ginta A-6	Horizontal Re-entry
Iro B4 RE1	Re-entry
Iro B4 RE2	Re-entry

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

- ANDES Ecuador – 3 pozos Re-entry

B-5H.M1A-RE1

B-2-H.M1C-RE1

B-16-H.M1A-RE1

- Petroproducción

Sacha 148 ST 1

3.3.1. Ventajas y Desventajas de los pozos por medio de Re-entry

Ventajas:

- Permite el incremento del índice de producción al incorporar reservas aún no drenadas.
- Minimizar el impacto ambiental al utilizar plataformas de pozos ya existentes.

- ✚ Reducir tiempo y costos de perforación al utilizar la sección ya perforada del pozo principal.
- ✚ Reduce el número de locaciones tanto onshore y offshore y el número de pozos de desarrollo de un campo.
- ✚ Alejarse de los conos de agua que se forma en los reservorios y que limitan la producción de petróleo.
- ✚ El desvío del pozo se puede hacer por medio de Re-entry en cualquier dirección.




Desventajas:

- ✚ Puede generar pozos de alto ángulo (60° y 85°) y no llegar al objetivo que se planea.
- ✚ Puede quedar mal ubicado el whipstock o comúnmente llamada cuchara para abrir ventana.
- ✚ No se puede usar la broca con la que se abrió la ventana para seguir perforando el pozo hasta el objetivo.
- ✚ Si la inclinación de la ventana está mal ubicada podría no llegar al objetivo.



3.3.2. Esquema de los pozos realizados por medio de Re-entry en Ecuador

Schlumberger - D&M ha perforado varios pozos tipo Re-entry, los mismos fueron concluidos con total éxito, utilizando tecnología y herramientas disponible en el ECUADOR.

Los tipos de Re-Entrada perforados en Ecuador por D&M fueron los siguientes:

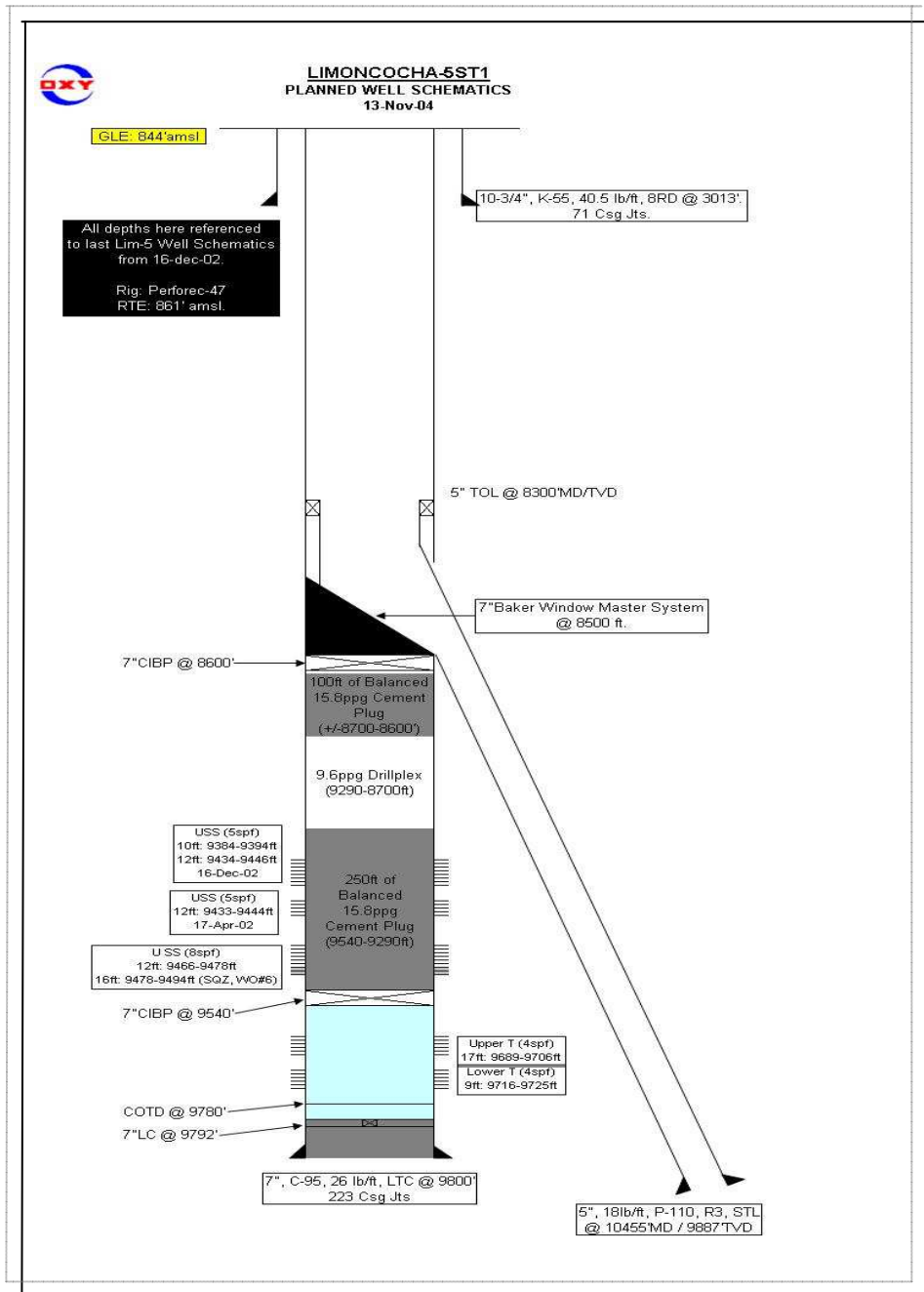
-  Direccional a nuevo objetivo
-  Horizontales a nuevo objetivo
-  Horizontal de Radio Medio y Corto

Dentro de las experiencias mostraremos:

-  Esquemas de Pozos en el Ecuador
-  Tiempos de perforación planeado y real

- BLOQUE 15

Figura. 21 Esquema del pozo Limoncocha 5 ST-1 (Re-entry Side Track)

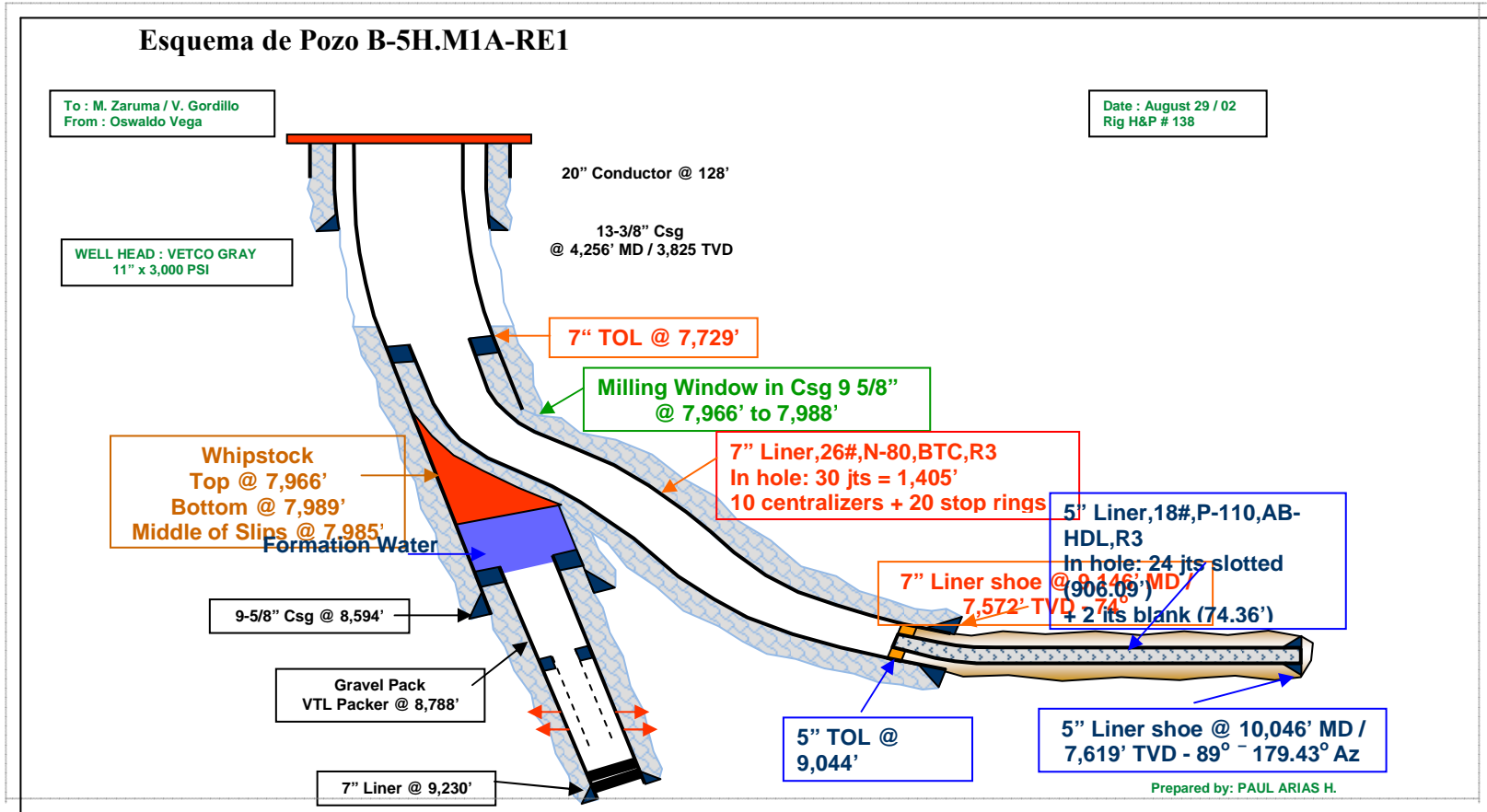


Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

- ANDES PETROLEUM

Figura. 22 Esquema del Pozo B-5H.M1A-RE1

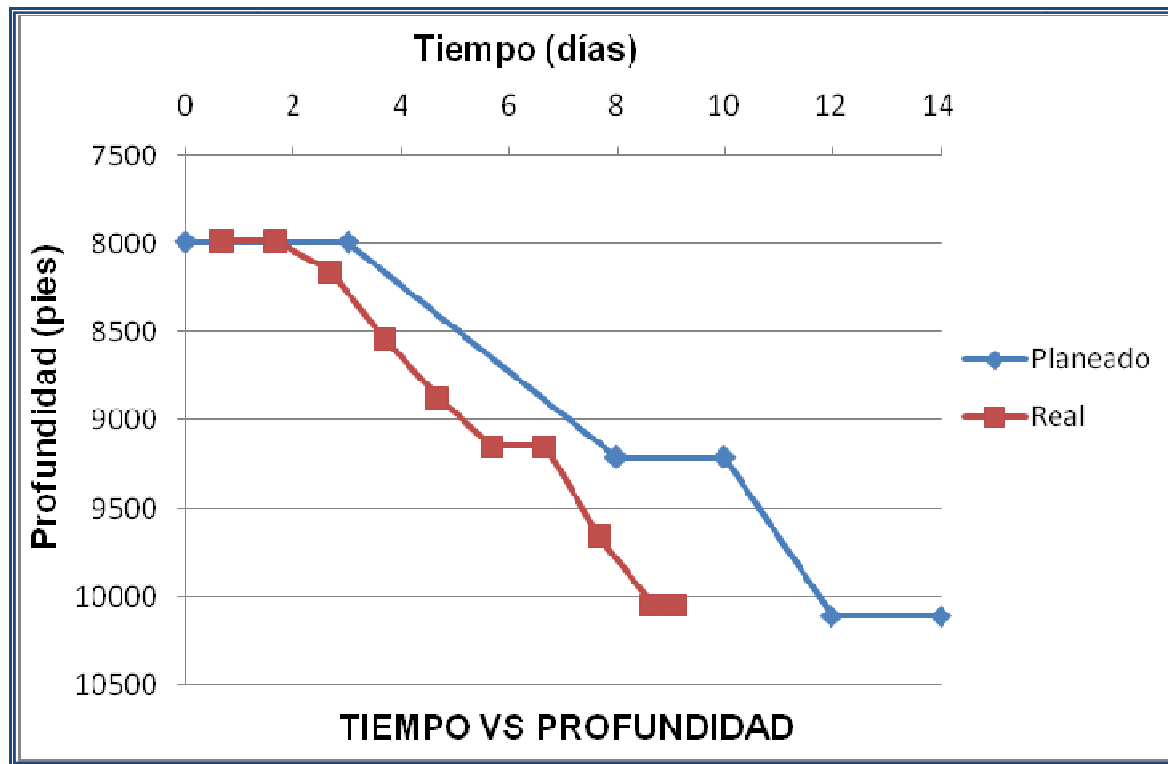


Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Curva de Tiempo Pozo B-5H.M1A-RE1

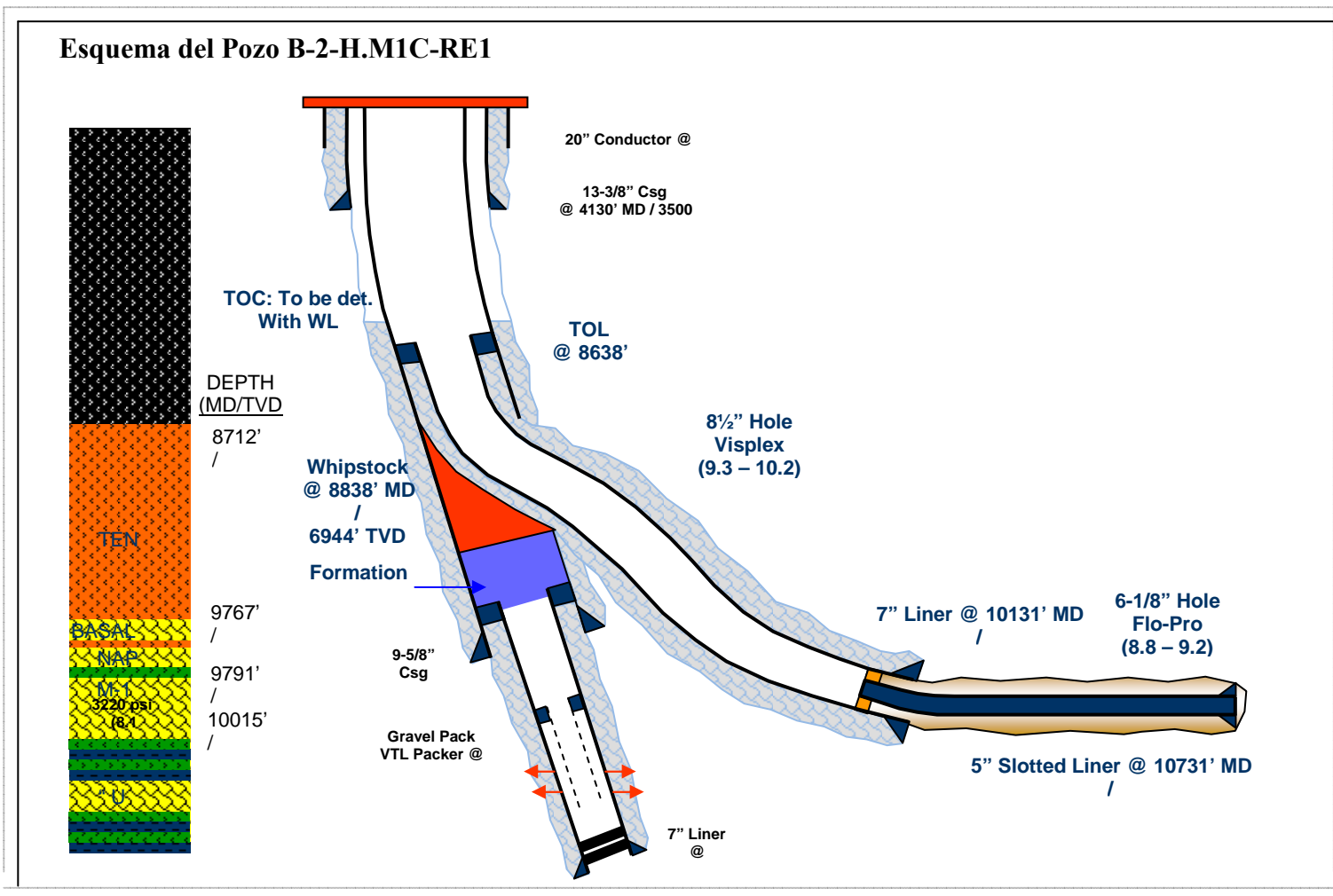
Figura. 23 Curva de Tiempo Pozo B-5H.M1A-RE1



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 24 Esquema del Pozo B-2-H.M1C-RE1

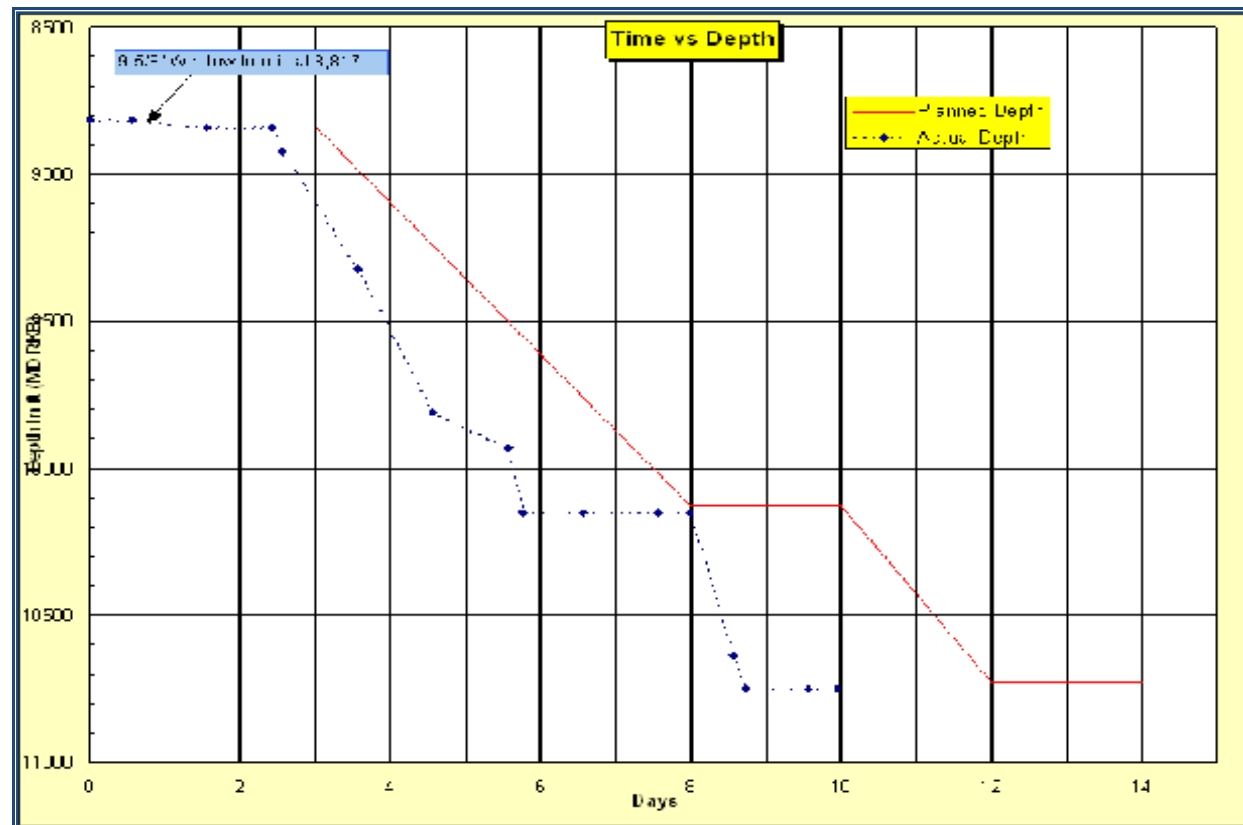


Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Curva de Tiempo Pozo B-2-H.M1C-RE1

Figura. 25 Curva de Tiempo Pozo B-2-H.M1C-RE1

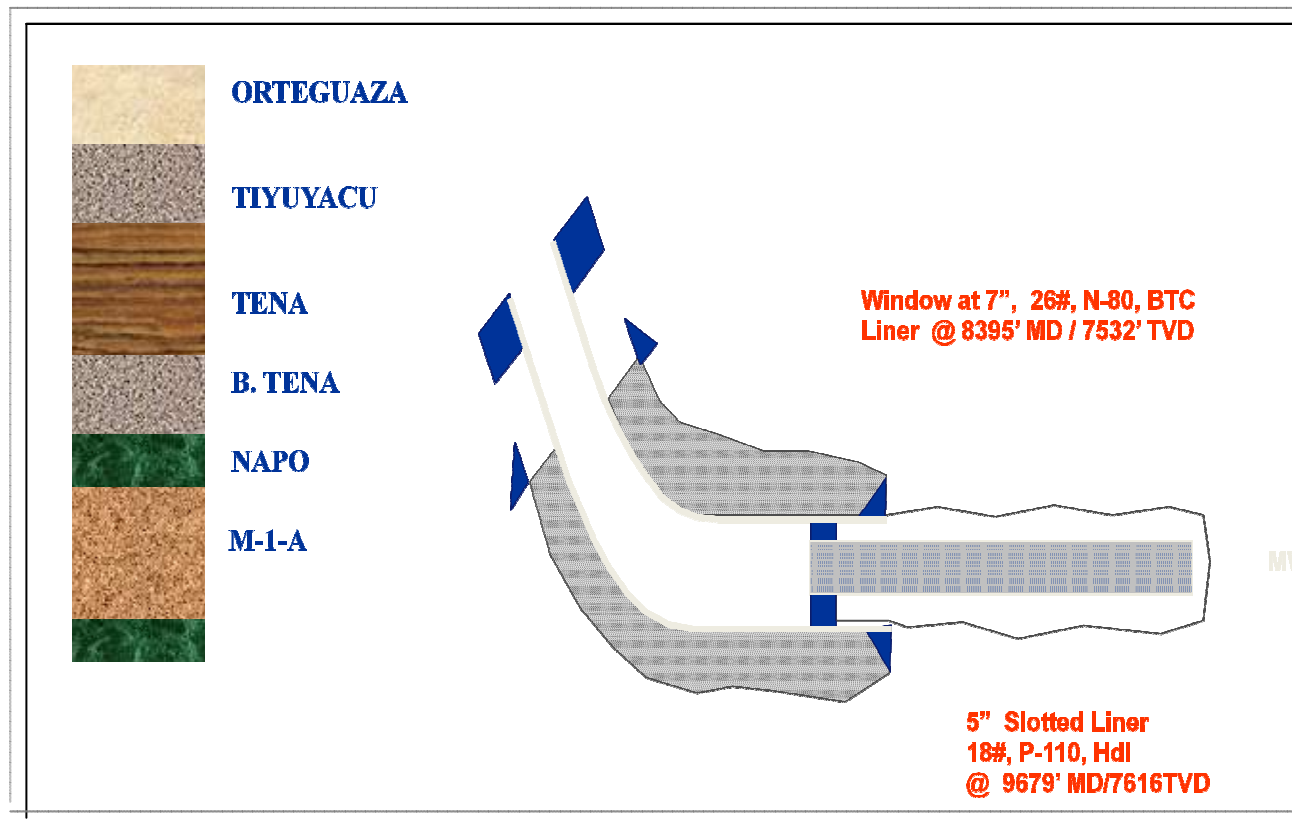


Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Esquema del Pozo B-16-H.M1A-RE-1

Figura. 26 Esquema del Pozo B-16-H.M1A-RE-1

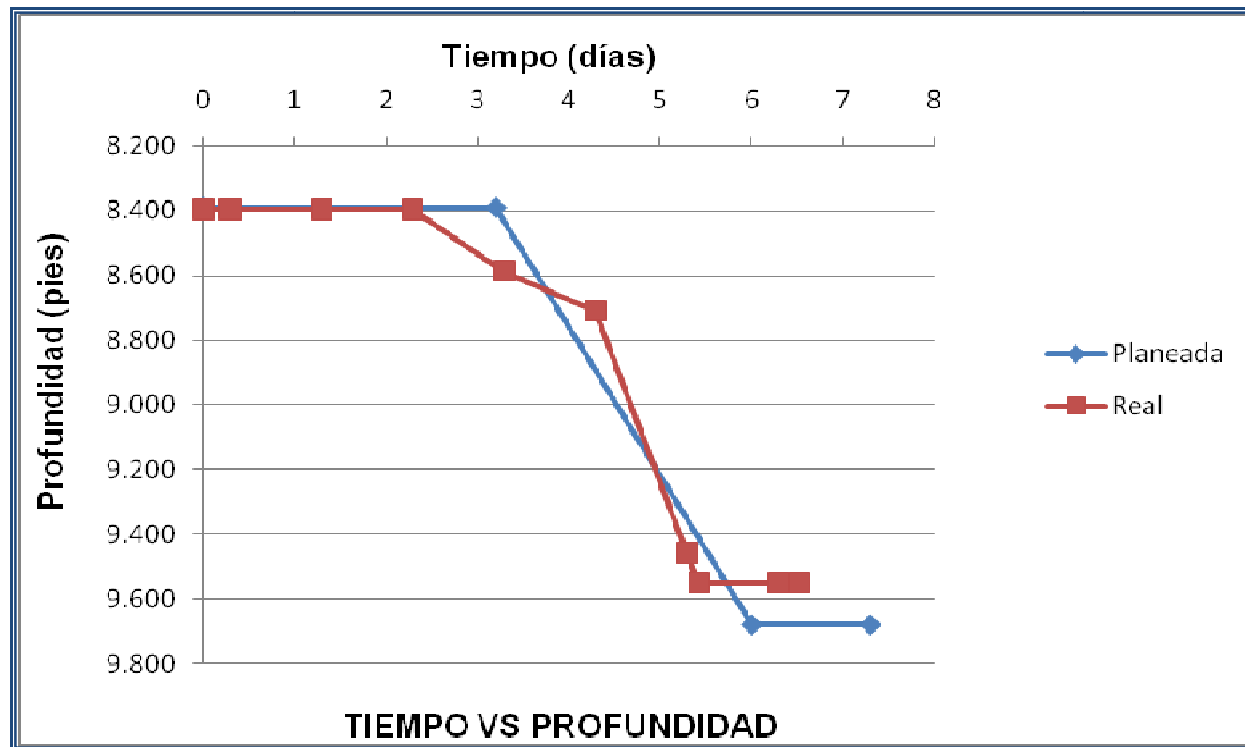


Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Curva de Tiempo Pozo B-16-H.M1A-RE-1

Figura. 27 Curva de Tiempo Pozo B-16-H.M1A-RE-1



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

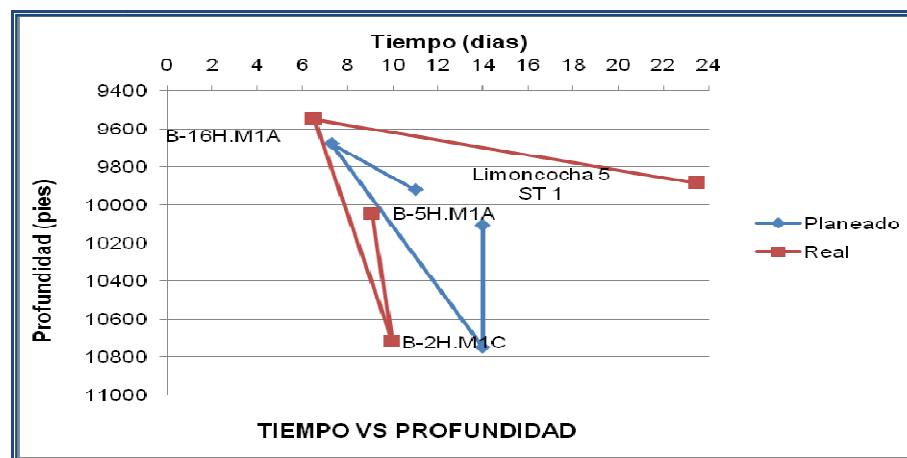
Tabla No. 5 Cuadro comparativo de tiempos y profundidades

	B-5H.M1A		B-2H.M1C		B-16H.M1A		Limoncocha 5ST1	
	Tiempo	Profundidad	Tiempo	Profundidad	Tiempo	Profundidad	Tiempo	Profundidad
Planeado	14	10108	14	10750	7,30	9679	11,00	9921
Real	9,09	10046	10	10720	6,52	9550	23,50	9887

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 28 Diagrama de tiempos y profundidades



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

CAPÍTULO IV

4. MARCO METODOLÓGICO

4.1. Selección de los Pozos Candidatos a Re-entry

Previamente se realizara una revisión en el listado de pozos inactivos o con problemas en el Campo Auca como se indica en la tabla a continuación.

Tabla No. 6 Selección de los pozos

POZO	FECHA	METODO	ARENA	OBSERVACIONES
ANA-01	11-sep-98	BES	U	BESS OFF
ANA-04	05-abr-94	BES	Ts+Ti	BES OFF
AUC-08	19-mar-03	BHP	U	Pescado y cavidad mala
AUC-11	26-dic-03	BHP	T	Intenta pesca de herramienta
AUC-07	23-ene-04	BHJ	Ts+Ti	Pescado
AUC-37	07-ene-04	BHJ	T	Alto BSW-Bajo aporte
AUC-41	05-may-00	BHJ	U	Alto BSW-Bajo aporte
AUC-45	02-dic-99	BHJ	Hs	Bajo aporte
CGA-02	01-oct-01	BHP	U	Alto BSW
CGS-01	21-abr-99	BES	U	Fases a tierra-BES OFF
CON-02	19-oct-03	BES	Hs	Alto BSW-Pozo no aporte
CON-05	30-nov-02	BES	Ui	BES OFF-Bajo aislamiento
CON-07	25-feb-04	BES	Hs	BES OFF

CON-14	29-febr-04	BES	Hs	Fases des balanceadas-Posible eje roto
CON-17	03-ene-00	BES	Hi	Problema bajo superficie-BES OFF
CON-22	16-mar-96	BES	T	Cerrado por bajo aporte
CON-23	22-sep-00	BES	Hs	BES OFF-Alto BSW
CON-25	22-feb-02	BES	Hi	BES fuera de servicio
CON-28	13-oct-03	BES	Hs	Pozo no aporta
PUMA-02	10-jul-99	FN	Ts	Hueco en casing
PUMA-03	21-nov-95	BES	U	Hueco en tubing
PUMA-04	14-feb-95	BES	U	Problrmas con herramienta de wire line
YUCA-03	25-dic-95	BES	U	BES OFF
YUCA-02B	27-sep-98	BES	U	BES OFF
YUCA-17	31-oct-03	BES	U	BES OFF-Fases a tierra

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Se puede tomar muy en cuenta y resumir los posibles candidatos para realizar re-entradas enfocándonos en problemas como:

1. Daño de Formación (FDANO)
2. Pescado (BFISH)
3. Alto corto de agua (FBSW)
4. Daño en Casing (DCSG)

Tabla No. 7 Pozos seleccionados

POZOS	CAUSA DE CIERRE
Auca-07	Pescado
Auca-08	Pescado y cavidad mala
Auca-11	Intenta pesca de herramienta

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.1.1. Características de los pozos

Inicialmente se seleccionaron como pozos candidatos los que tienen el daño mecánico a mayor profundidad, mejores pruebas de producción y mayores reservas remanentes.

En base a esta primera selección se procedió a realizar un análisis más detallado de los pozos tomando en cuenta los siguientes criterios:

GENERALIDADES

Datos de pozo

LOCALIZACIÓN DEL POZO

Datos generales del pozo

GEOFÍSICA

Posición Estructural:

- Se analizo la ubicación de los pozos en la sísmica que posee el campo en estudio.

GEOLOGÍA

Características Geológicas de los Reservorios:

- Continuidad lateral
- Espesores
- Características de las capas superiores e inferiores del reservorio.
- Granulometría
- Intercalación y continuidad de arcillas
- Tope y bases de las formaciones.

YACIMIENTOS

Análisis de Reservorios:

- Características petrofísicas de los reservorios: Dentro de estos se tomo en cuenta los espesores netos, porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, saturaciones, contactos agua-petróleo.
- Historial de producción: Se tomo en cuenta las pruebas iniciales, y el comportamiento durante la producción.
- Historiales de presión
- Análisis de acumulados de producción de petróleo y agua para la zona.

- Cálculo de reservas remanentes.

PRODUCCIÓN

Análisis del estado mecánico:

- Tipo de daño mecánico
- Profundidad del daño

Facilidades de superficie:

- Estado de las plataformas
- Ubicación de facilidades
- Capacidad de las facilidades

Análisis de Producción:

- Factor de recobro
- Índices de productividad

Los pozos propuestos para la aplicación de la técnica de re-entry son:

POZO AUCA-07

POZO AUCA-08

POZO AUCA-11

4.1.2. Reservas que poseen los pozos candidatos

El siguiente cuadro indica los pozos seleccionados como mejores candidatos para la apertura de ventanas, de acuerdo al análisis anterior. Este indica su fecha de completación, fecha de cierre, los yacimientos potenciales que pueden ser recuperados a la producción, producción acumulada y reservas remanentes.

Las últimas pruebas corresponden a las que se encuentran registradas en los reportes de producción que en algunos casos son valores puntuales y no indican el comportamiento real del pozo.

Tabla No. 8 Datos de los pozos candidatos

POZO	PERFO.	COMPL.	YACIM.	ACUMU. (Bls)	REMANENT (Bls)	TOTAL (Bls)
AUC-07	11- 74	12-74	Hs+I	5977230	207126	6184350
AUC-08	6-05-74	14-05-74	Hs+U	3781810	679620	4461430
AUCA-11	17-07-74	30-07-74	H+T	7720712	593638	8314350

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Para la orientación de la ventana se ha tomado en cuenta la ubicación estructural del pozo, las correlaciones estratigráficas, los mapas de acumulado de petróleo y agua, además de la ubicación del pozo en la sección sísmica para determinar la mejor zona a donde se dirigirá la ventana. Para el caso del campo Auca se trabajo con la información de la sísmica 3D.

4.1.3. Últimas producciones detectadas

Tabla No. 9 Producciones de pozos candidatos

POZO	°API	BSW %	ZONA	ACUMU. (Bls)	REMANENT (Bls)	TOTAL (Bls)
AUC-07	32.5 - 31	0.80 - 45	Hs+I	5977230	207126	6184350
AUC-08	28 – 18.5	0.50 – 1	Hs+U	3781810	679620	4461430
AUCA-11	-----	0.5 – 0.81	H+T	7720712	593638	8314350

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.2. Planeación de los Pozos candidatos a Re-entry

4.2.1. Cuadro General de los pozos candidatos a Re-entry

Tabla No. 10 Cuadro general pozos candidatos

POZOS	CAUSA DE CIERRE
Auca-07	Pescado
Auca-08	Pescado y cavidad mala
Auca-11	Intenta pesca de herramienta

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.2.2. Causas del cierre de los pozos

Existen muchas causas de cierre de los pozos de petróleo, entre las cuales mencionaré las siguientes:

- Problemas mecánicos
- Daños de Formación

4.2.2.1. Problemas mecánicos

Entre los problemas mecánicos que se pueden presentar para que los pozos sean cerrados o abandonados tenemos:

- Pescados
- Revestidores
- Tubería Colapsada

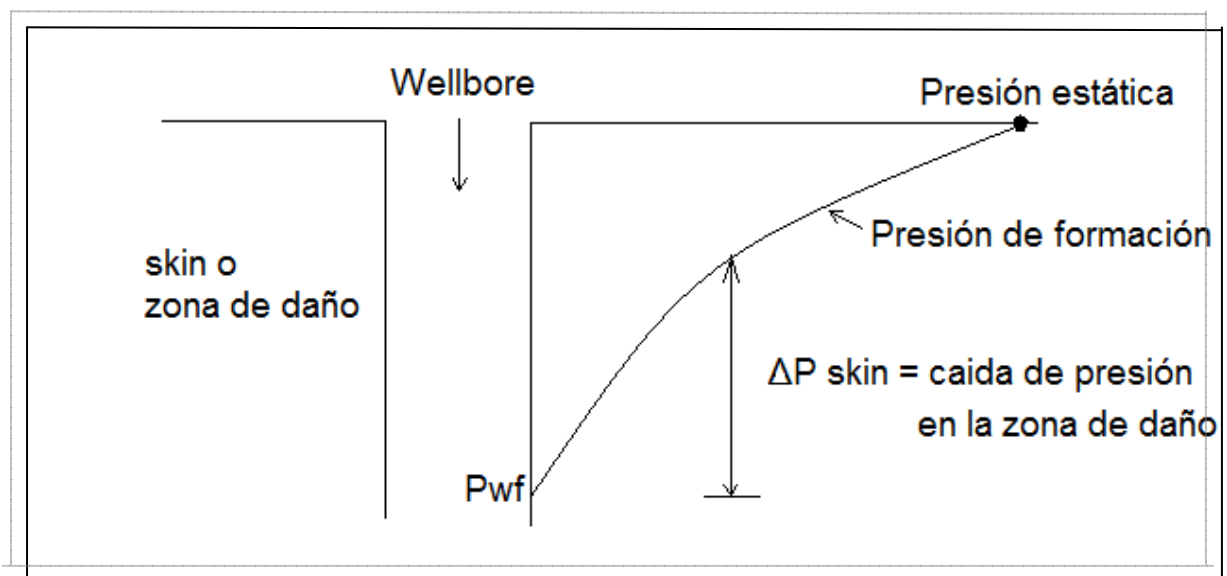
4.2.2.2. Daños de Formación

Son los daños causados a la productividad de un pozo petrolero, causados por la invasión de partículas de lodo, o por filtrados de lodo dentro de la formación, o por altos cortes de agua.

El daño de formación es resultado de la obstrucción causada por el lodo, sólidos de perforación, la invasión de sólidos, invasión de agua el daño ocurre durante la perforación o producción o trabajos de reparación (workover) de un pozo. Los daños de formación pueden ser creados por causas mecánicas tales como:

- Daños mecánicos
- Completación parcial
- Inadecuado numero de perforaciones
- Daño natural del reservorio

Tanto la distribución de la presión en el reservorio, como la presencia de daño se pueden ver en el siguiente diagrama:



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Existen dos tipos de daños:

DAÑOS MECANICOS A LA FORMACIÓN

- Altos cortes de agua

La producción de agua es siempre causa de varios problemas en un pozo de petróleo, puede generar incrustaciones o estimular la formación de depósitos orgánicos que restringen la producción.

- Emulsiones
- Daño biológico

DAÑOS A LA FORMACION DURANTE LA OPERACIÓN DE LOS POZOS

- Daños en la perforación
- Daños en completación
- Daños en producción
- Daños de inyección

4.3. Ejecución del programa en los pozos seleccionados

Luego de un análisis técnico de los yacimientos y de la producción se escogió a los pozos Auca-07, Auca-08, Auca-11 para recuperar reservas mediante la realización de la perforación Re-entry, el mismo que se encuentran cerrados por distintos problemas.

4.3.1. Programa de perforación de los pozos seleccionados

Para este tipo de perforación se desarrollo una planificación acorde con las características de los pozos, se utilizara el fresado del casing y el fresado de la ventana con las herramientas adecuadas.

4.3.1.1. Determinación del objetivo

Los ingenieros geólogos junto con los ingenieros de yacimientos son los encargados de planificar el objetivo de la perforación considerando varios factores como:

- Los espesores de las arenas
- Porosidad

- Saturación de los fluidos (agua, petróleo y gas)
- Presiones
- Contactos agua-petróleo, petróleo-gas.

Este objetivo es entregado a los **ingenieros de petróleos** para poder diseñar el programa de perforación, en este caso el diseño de perforación de los pozos Auca-07, Auca-08, Auca-11 por medio de Re-entry.

4.3.1.2. Control de dirección de los pozos

Para controlar la trayectoria del pozo es necesario tener dos herramientas:

1. Motores de fondo (DHM), realiza el trabajo de desviación, el cual no puede desviarse solo por lo que va acompañado de un bent sub (codo desviador), el ángulo de este codo es el que va a determinar la severidad de la desviación.
2. MWD (medir mientras perfora), es la que guía la trayectoria del motor de fondo, y nos permite conocer la ubicación exacta del lugar donde se encuentra el motor en tiempo real.

4.3.1.3. Desarrollo general de programa para los pozos

De 7630 ft. a 7804 ft.

- Se saca herramienta en paradas a la torre de 9100 ft. hasta la superficie y se retira la broca.
- Se corre registros USIT, CBL, VDL, GR y GIRO
- No se encuentra cemento en la zona en la que se iba a abrir la ventana en el casing, por lo que se corrió tubería hasta los 7630 ft.
- Luego se realiza empalme del cable para bajar el tapón CIBP con wireline a 7630 ft.
- Se baja el whipstock (cuchara) calibrando por paradas hasta que tope el tapón CIBP, y se fija con GIRO un azimut de 100 grados; por lo que la cuchara no tiene problema para bajar.
- Se inicia el milling (fresado) del casing, es decir se abre la ventana de 7612 ft. a 7625 ft. y realiza bolsillo hasta 7647 ft.

Esto se realizo en 3 carreras debido a que el fresado de casing perdía avance por lo que se tenía que bombear píldoras pesadas y se cambia el mil (fresa) en la tercera carrera.

Desviación del plan:

Se modifica el plan direccional conservando las coordenadas de los objetivos a atravesar.

Se baja el BHA (Bottom hole assembly – completación de fondo) direccional y se realiza 4

carreras de GIRO para salir orientado en el rumbo propuesto; se perfora hasta 7804 ft. pero no pude construir ángulo por causa de formación por lo que se saca para cambiar de registro en el bent sub del motor de fondo. Se decide cambiar de broca.

De 7804 ft. a 9679 ft.

- Se perfora desde 7804 ft.
- Se registra en el bent housing motor de fondo 1.83 grados para asegurar la salida y el crecimiento angular de modo de separarse lo mas rápido posible del pozo original, luego se retira el estabilizador para evitar colgamientos.
- Se realiza el tramo de la curva sin problemas en la formación Tena y justo a la entrada de formación Napo el conjunto empezó a caer de 1 grado/100ft deslizando casi el 50% por lo que la penetración fue lenta, luego se decide cambiar el motor de fondo por precaución.
- La broca sale sin ningún desgaste por lo que se baja la misma.

Desviación del plan:

Debido a que no se pudo levantar el ángulo con el primer BHA (Bottom hole assembly – completación de fondo), el pozo continuó su trayectoria a la par del original Sacha 148 y queda en posición del plan original planificado por lo que se cambia de programa y se vuelve al anterior.

De 9679 ft. a 10150 ft.

- Se cambia el motor de fondo con el mismo bent housing registrado anterior de 1.83 grados, se perfora al 100% deslizado hasta las areniscas calcáreas T.
- La broca sale con desgaste mínimo de cortadores.
- Se circula el pozo para realizar viaje de control hasta la ventana y luego se saca la tubería de control a la ventana y luego hasta la superficie.

Desviación del plan:

El pozo ya tenía tendencia a seguir cayendo y comprometiendo el objetivo Hollín inferior.

Al final rota 100% aunque la rata no es la programada

4.4. Ejecución del programa para el pozo AUCA-07

4.4.1. Generalidades

El pozo Auc-07 se termina su perforación el 14 de noviembre de 1974; fue completado el 4 de diciembre del mismo año. La profundidad total fue de 10.123 ft.

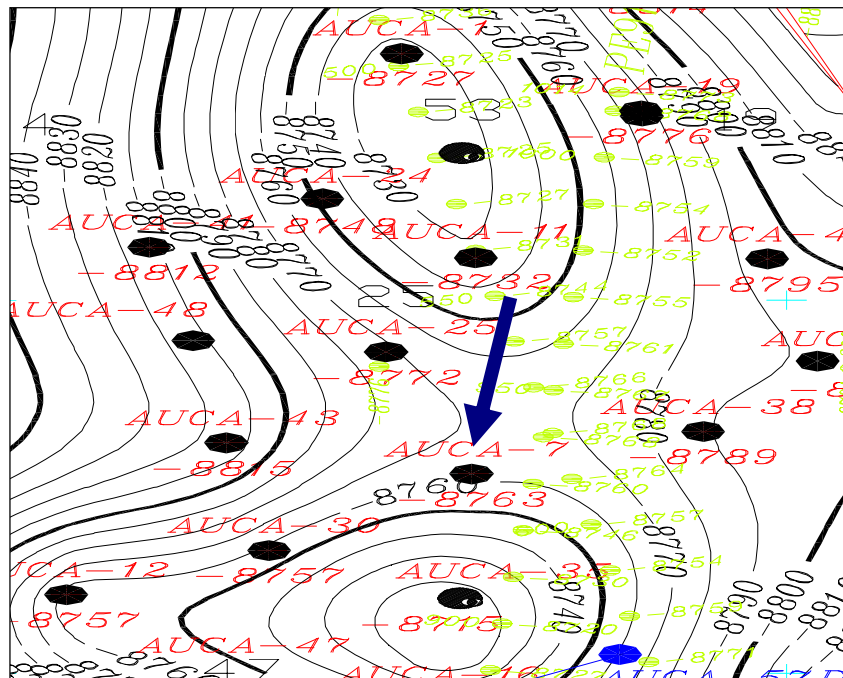
4.4.2. Localización del pozo

El pozo está ubicado en la provincia de Napo, en el Campo Auca; entre los pozos Auc-25, Auc-30, Auc-38, Auc-43. Las coordenadas geográficas del pozo son las siguientes.

Longitud: 76° 52' 35" W

Latitud: 00° 41' 58" S

Figura. 29 Ubicación Pozo Auca-07



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.4.3. Aspectos geológicos

Las formaciones Napo “T” y “U” y una parte de Hollín fueron depositadas en ambientes variando de marino a estuario y dominado por un régimen de mareas. Las variaciones relativas y lentas del nivel del mar han permitido la alternancia de ciclos sedimentarios de depósito con niveles arcillosos o niveles de caliza de gran extensión en régimen marino que constituyen buenos marcadores crono-estratigráficos y de depósito de niveles areniscos de extensión variable.

4.4.4. Evaluación petrofísica

Tabla No. 11 Evaluación petrofísica

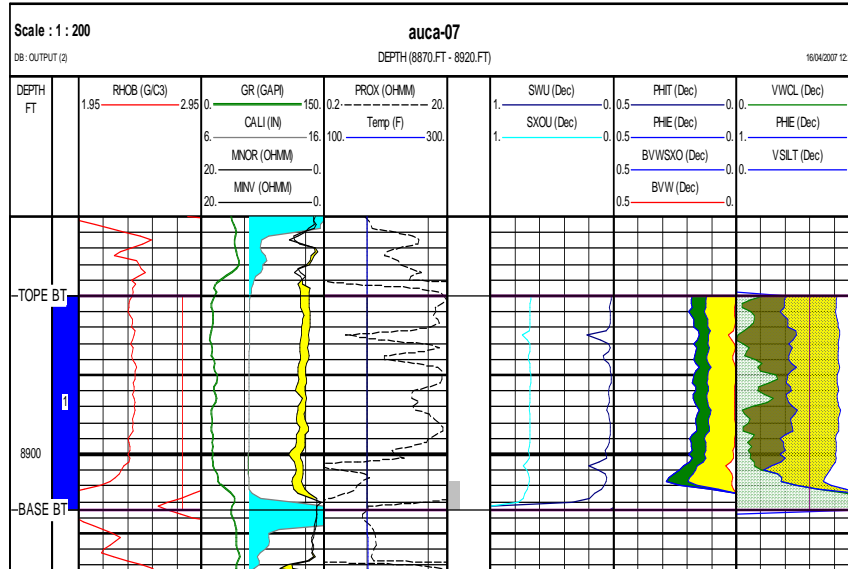
ARENA	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	Ht (PIES)	Ho (PIES)	POROS (%)	Sw (%)
BASAL TENA	8880	8907	27	24.25	18.1	5.4
U INFERIOR	9639	9668	29	27	15.2	26.2
T INFERIOR	9879	9942	63	14.5	12.67	30.28
HOLLIN SUP	10026	10088	62	16	11.8	35.97

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

A continuación se muestran los registros eléctricos de cada una de las zonas.

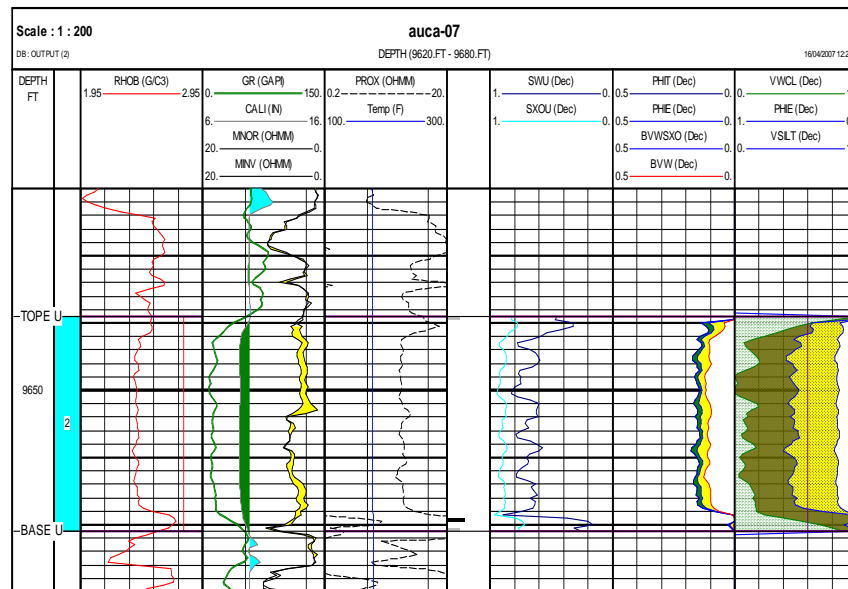
Figura. 30 Registros eléctricos de las zonas Auca-07



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 31 Registros eléctricos de las zonas Auca-07



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 32 Registros eléctricos de las zonas Auca-07

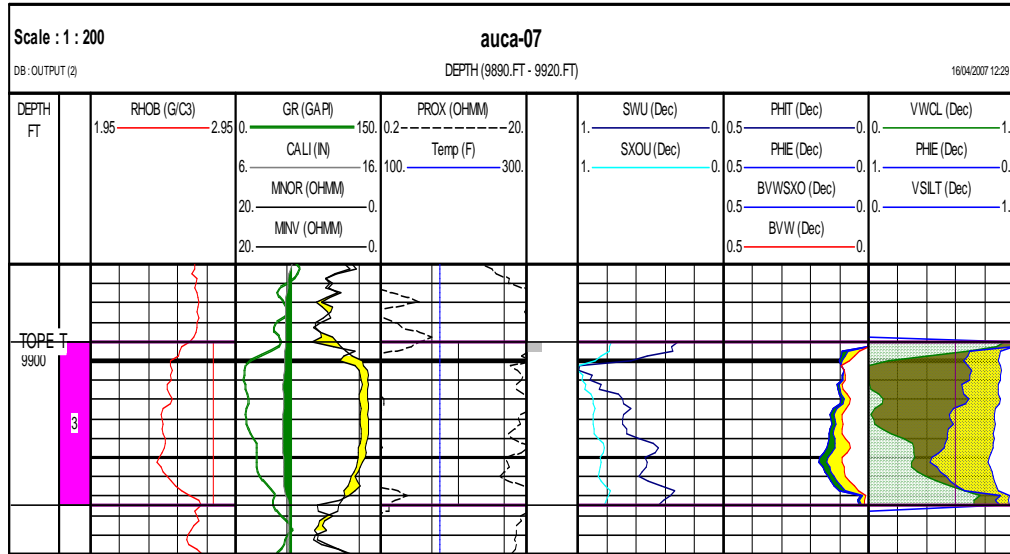
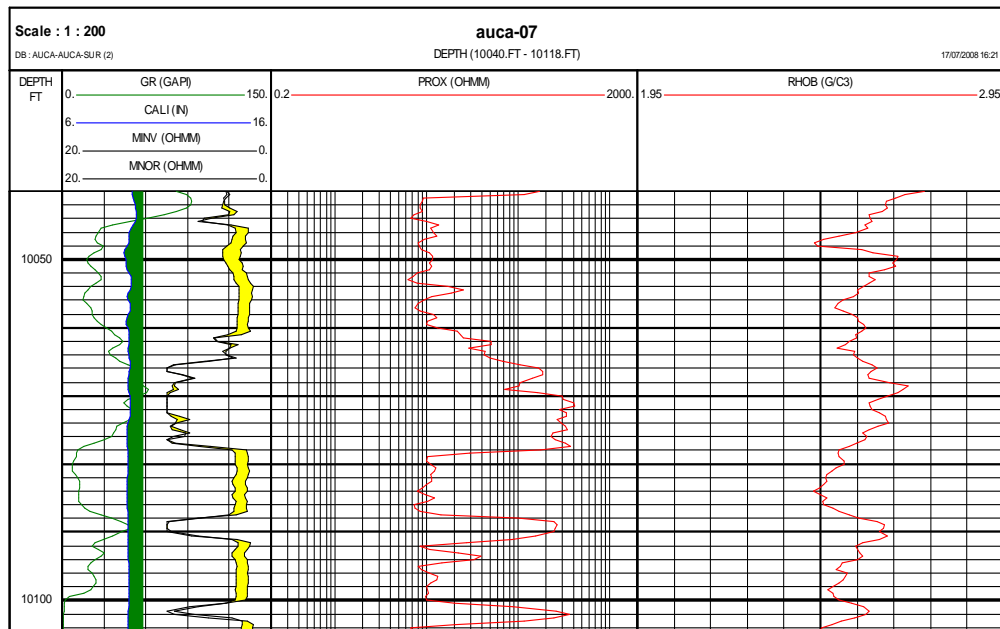


Figura. 33 Registros eléctricos de las zonas Auca-07



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.4.5. Historial de producción

Las pruebas iniciales del pozo son las siguientes:

Tabla No. 12 Pruebas Auca-07

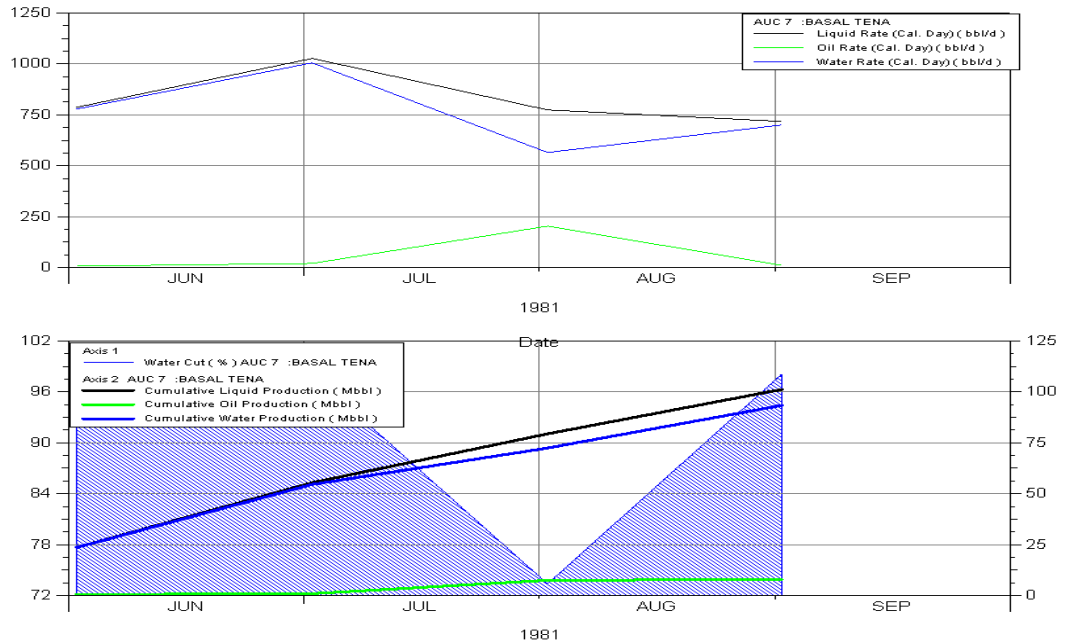
Arena	Fecha	Intervalos	BPPD	BSW	API
Hollin Sup	Nov-74	10044'-10060'	1104	0.80%	32.5
Hollin Inf	Nov-74	10077'-10088'	-	-	-
		10091'-10115'			
T	Jun-81	9903'-9915'	-	-	-
U	Jun-81	9644'-9671'	-	-	-
BT	Jun-81	8880'-8907'	1048	45%	31.8

Fuente: Petroproducción

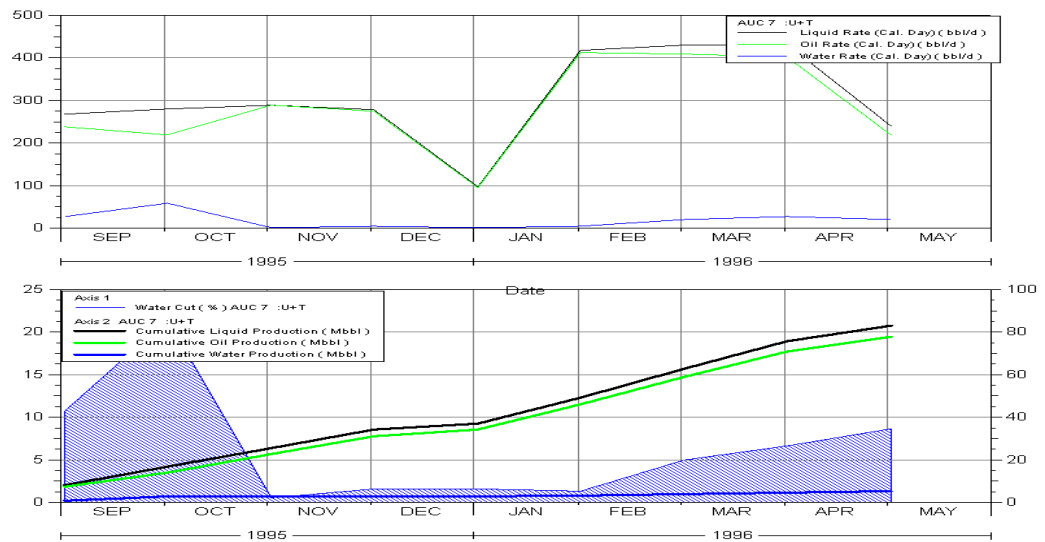
Realizado por: Mejía Miguel

La historia de producción del pozo se indica en las siguientes graficas.

Figura. 34 Producciones basal tena y Arena U+T



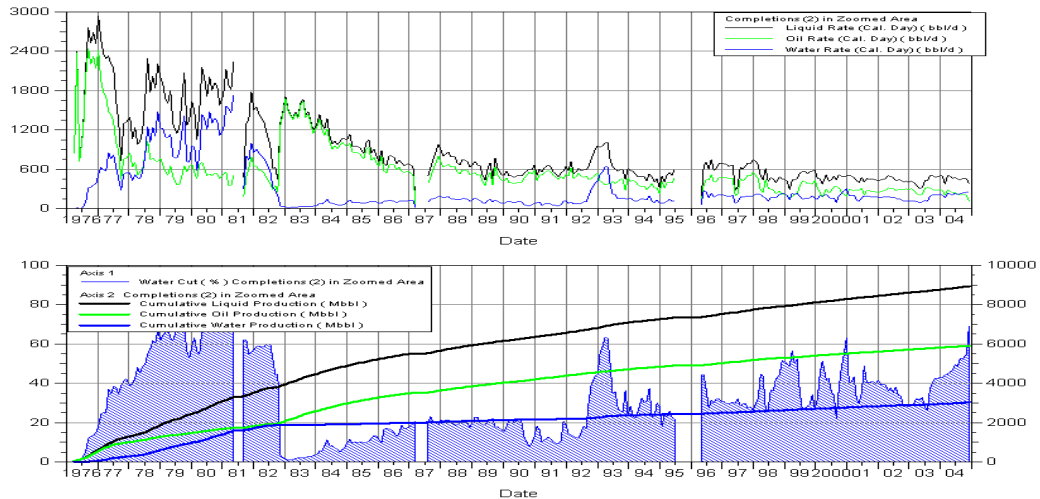
PRODUCCION ARENA U+T



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 35 Producción arena Hollin



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.4.6. Calculo de reservas

Para la arena Hollín superior mas Hollín inferior se estimó las reservas mediante la curva de declinación del pozo con el programa OFM (oil field manager – gerenciamiento del campo de petróleo) como se muestra a continuación.

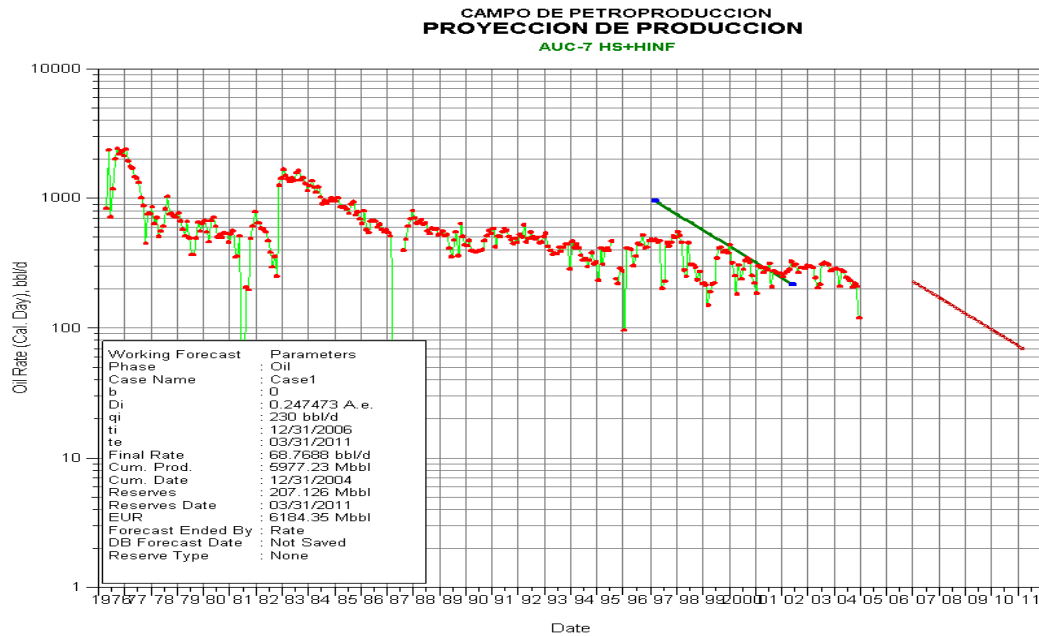
Tabla No. 13 Reservas Auca-07

RESERVAS DEL POZO AUC-07 ARENAS			
Hollin Sup+Inf			
ARENA	RESERVA INICIAL (Bl)	PRODUCCION ACUMULADA (Bl)	RESERVAS REMANENTES (Bl)
Hollin Sup+Inf	6184350	5977230	207120

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 36 Proyección de producción Auca-07



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Las reservas del pozo por las arenas BT, U y T se realizaron por método Volumétrico, los resultados se muestran a continuación.

Tabla No. 14 Calculo de reservas iniciales y remanentes

CALCULO DE PETROLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES											
N= 7758 * A * H _o * So * Porsidad / Boi.											
ARENA	F.Conv.BL	AREA (ACRES)	H _o (Pies)	So (%)	□ (%)	Boi. (BR/BS)	V.IN.S. STB	FR %	RESERVAS INICIALES (BBLs)	PRODUCCION ACUMULADA (BBLs)	RESERVAS REMANENTES (BBLs)
BT	7,758	95.10	24	95.3	17.4	1.230	2,387,143.7	19.50	465,493.0	7,678.0	457,815.0
U	7,758	95.10	27	49.0	15.6	1.230	1,237,968.6	30.10	372,628.5	39,142.5	333,486.0
T	7,758	95.10	10	68.0	13.6	1.373	497,089.0	29.40	146,144.2	38,578.5	107,565.7
TOTAL							4,122,201.3		984,265.7	85,399.0	898,866.7

Fuente: Petroproducción

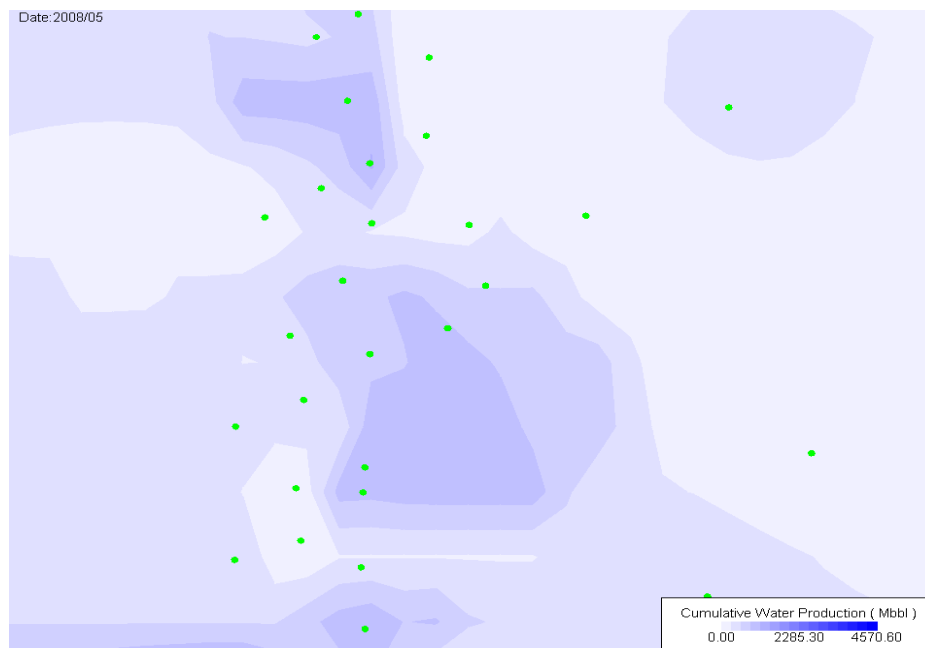
Realizado por: Mejía Miguel

Las reservas remanentes totales de petróleo para el pozo se estimaron en 1105992 Bls, distribuidas en 333486 para la arena Napo U, 107565 Bls para Napo T, 457815 Bls para BT y 207126 Bls para Hollín .

4.4.7. Acumulados de petróleo y agua

El pozo AUC-07 tiene un acumulado de 5977.3 MBls de petróleo para U, T, BT y Hollín. Como se puede apreciar en las cercanías del pozo Auca-7 hacia el sector Norte y el Sur el acumulado de agua es mayor (Fig-01), El acumulado de producción de petróleo hacia el este mayor (Fig 02).

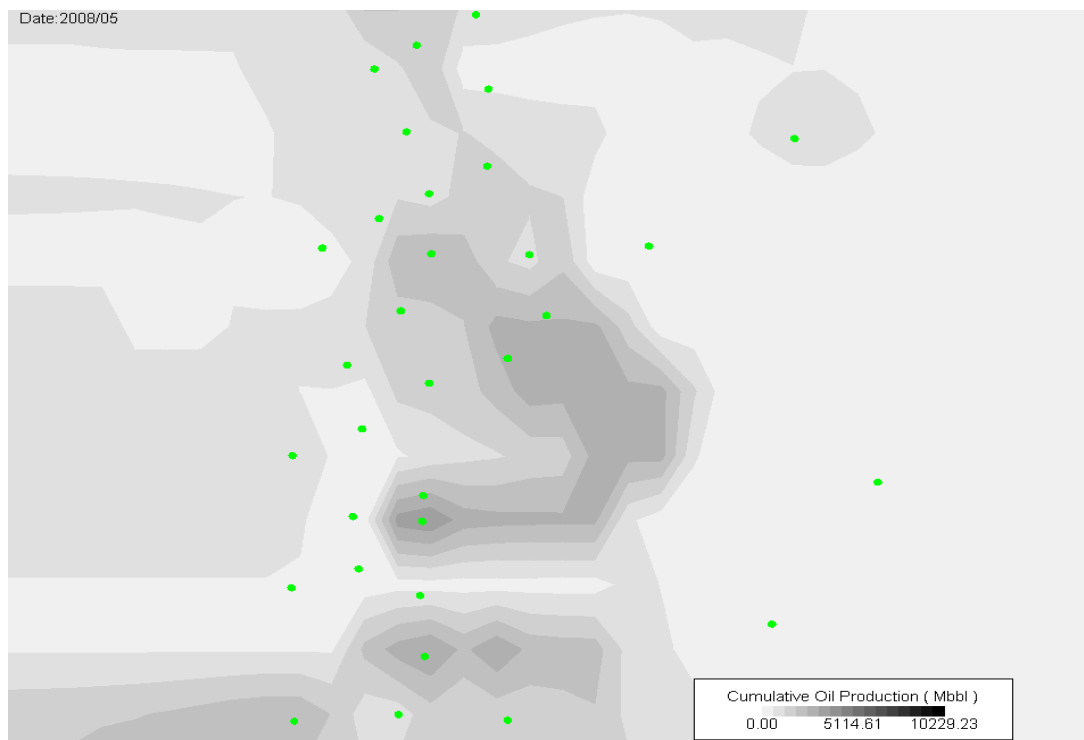
Figura. 37 Mapa de acumulado de agua área Auca-07



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 38 Mapa de acumulado de petróleo área Auca-07



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Tabla. 15 Producción de pozos vecinos

ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCION							
POZO	ESTADO	FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW
AUC-30	PRODUCIENDO	18-07-08	U	PPHJ	519	372	28.3%
AUC-38	PRODUCIENDO	16-07-08	HI	PPHP	698	288	26.1%
AUC-43	PRODUCIENDO	11-07-08	UI	PPHP	510	270	47%
AUC-25	PRODUCIENDO	11-07-08	UI	PPHP	741	407	41.5%

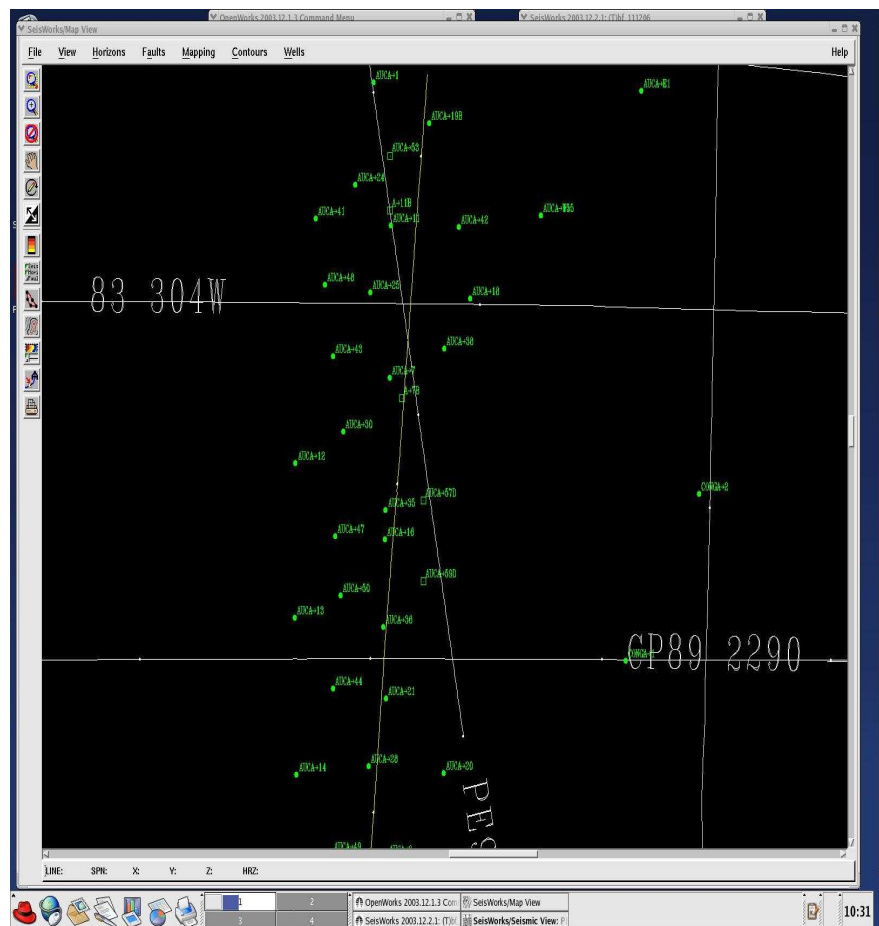
Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.4.8. Orientación de la ventana

Para la orientación de la ventana se ha tomado en cuenta la ubicación estructural del pozo, las correlaciones estratigráficas, los mapas de acumulado de petróleo y agua, además de la ubicación del pozo en la sección sísmica para determinar la mejor zona a donde se dirigirá la ventana. La siguiente grafica indica la ubicación del pozo en la línea sísmica. Las coordenadas de llegada son $x=291333.41$ y $Y=9922919.00$

Figura. 39 Orientación de la ventana Auca-07



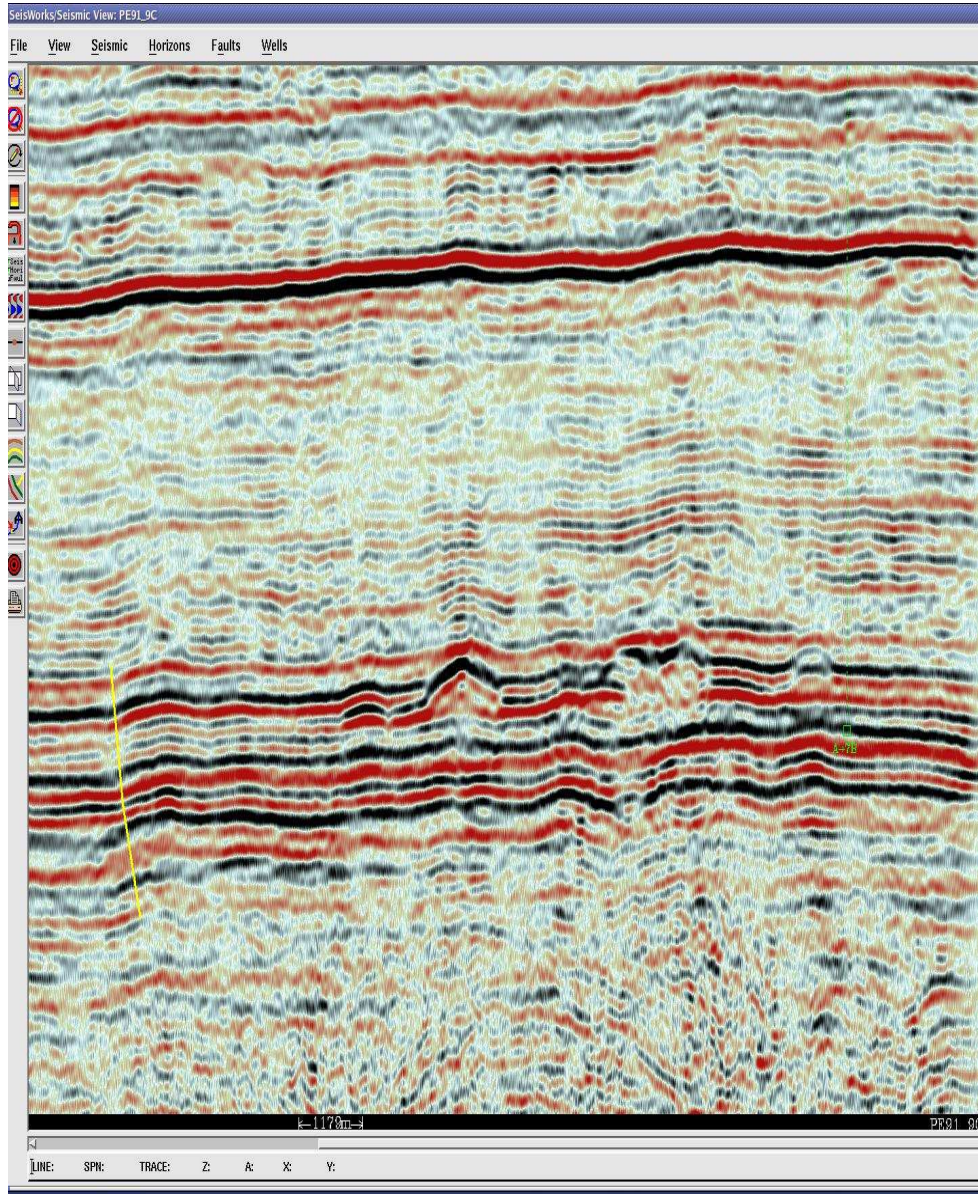
Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

NORTE

Figura. 40 Orientación de la ventana Auca-07

SUR



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.5. Ejecución del programa para el pozo AUCA-08

4.5.1. Generalidades

El pozo Auc-08 se termina su perforación el 6 de mayo de 1974; fue completado el 14 de mayo del mismo año.

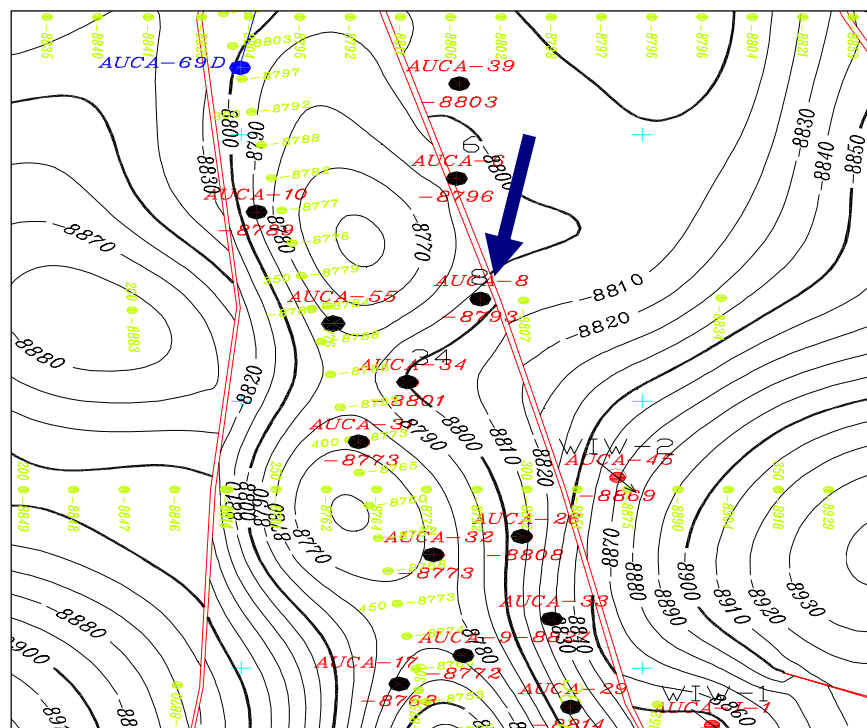
4.5.2. Localización del pozo

El pozo esta ubicado en la provincia de Napo, en el Campo Auca; entre los pozos Auc-06, Auc-10, Auc-34, Auc-55. Las coordenadas geográficas del pozo son las siguientes.

Longitud: 76° 52' 36'' W(Aprox)

Latitud: 00° 38' 56'' S (Aprox)

Figura. 41 Ubicación Pozo Auca-08



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.5.3. Evaluación Petrofísica

Tabla. 16 Evaluación Petrofísica

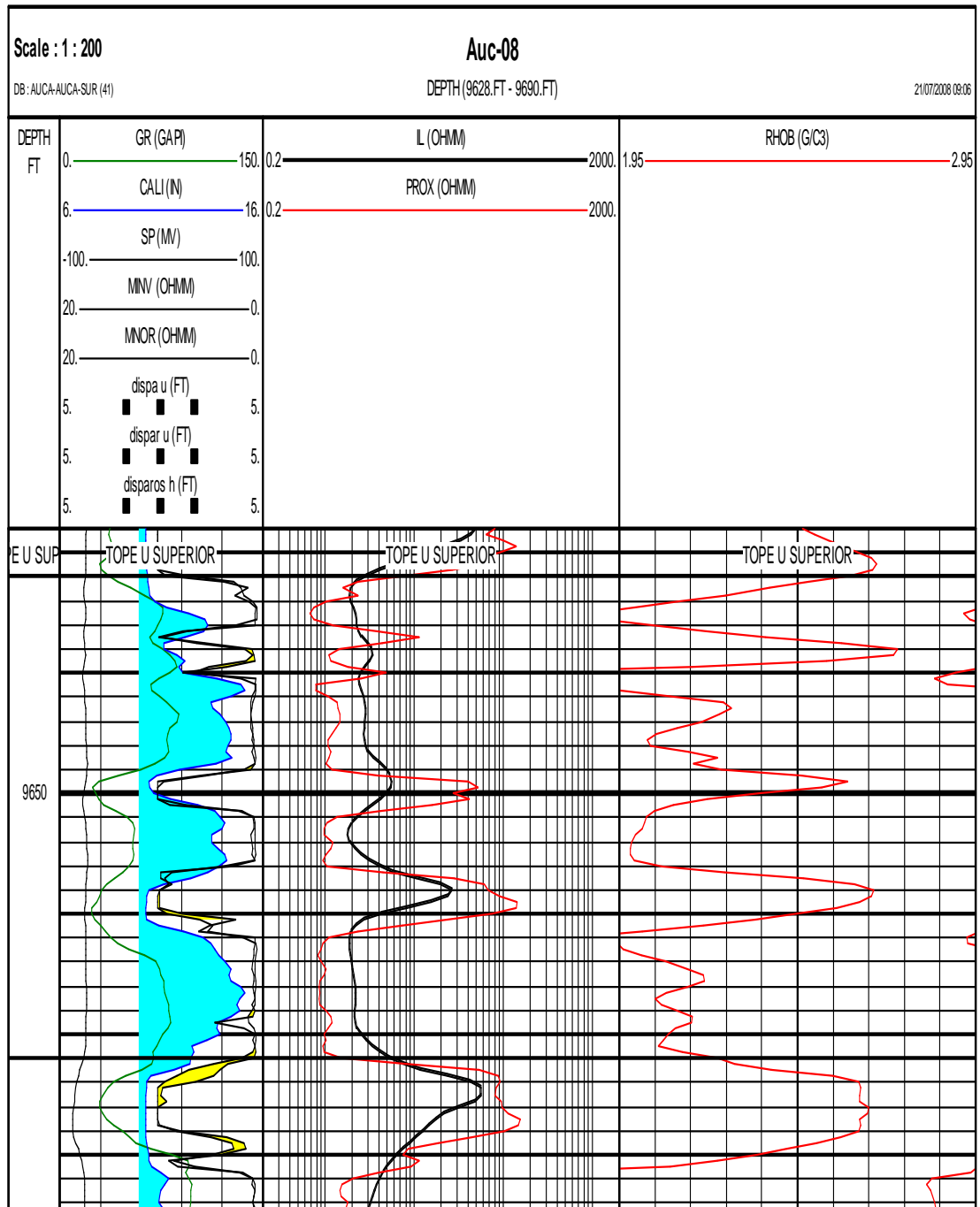
ARENA	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	Ht (PIES)	Ho (PIES)	POROS (%)	Sw (%)
BASAL TENA	8935	8970	35	----		
U SUPERIOR	9648	9704	56	9.75	24.8	37.0
U INFERIOR	9704	9754	50	24.25	14.8	22.9
T SUPERIOR	9898	9967	69	-----	-----	
T INFERIOR	9982	10043	61	-----	-----	
HOLLIN SUP	10137	10190	53	4.5	15.38	33.78
HOLLIN INF	10190	10250	60	-----	-----	

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

A continuación se muestran los registros eléctricos de cada una de las zonas

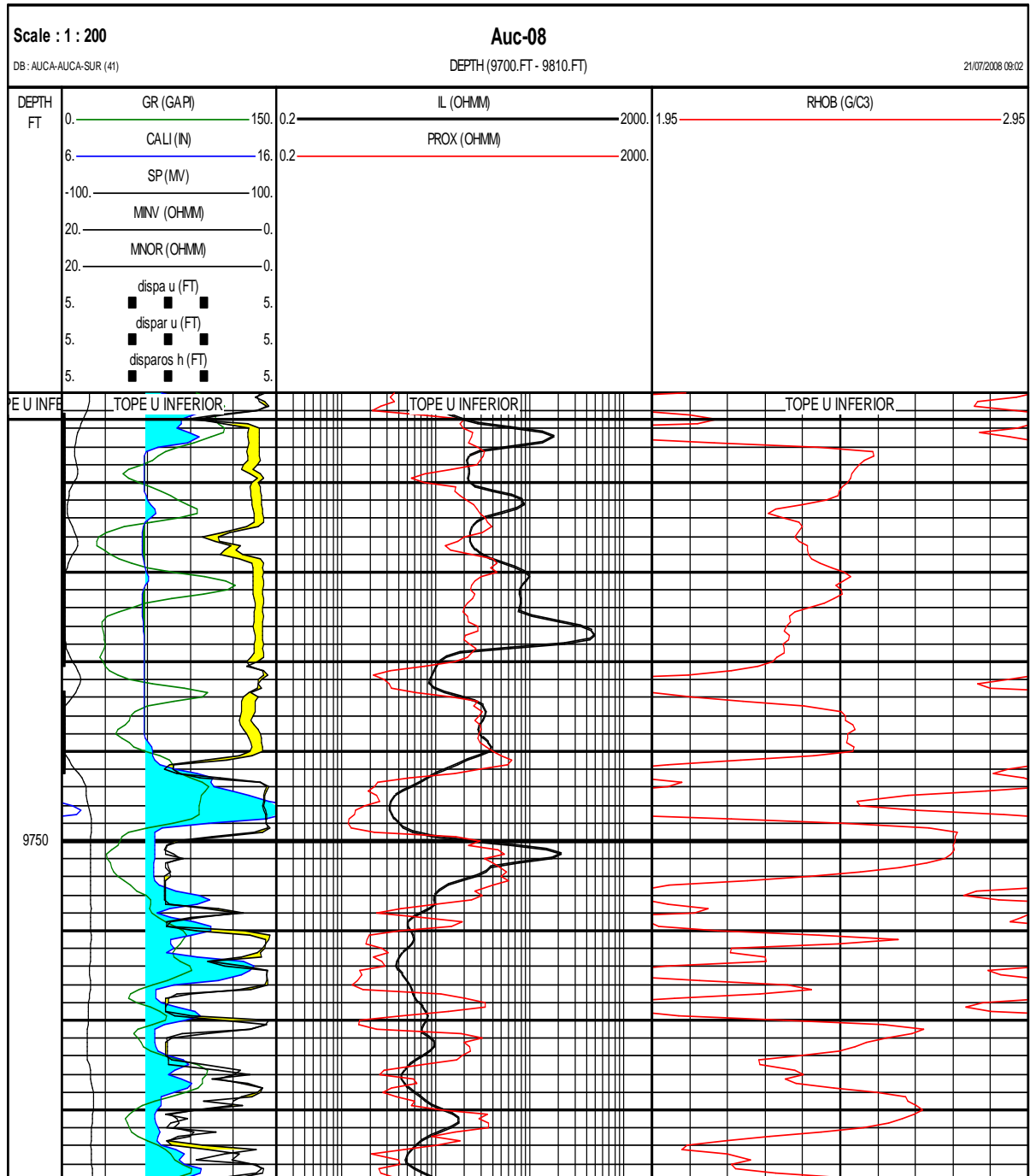
Figura. 42 Registro eléctricos de las zonas Auca-08



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

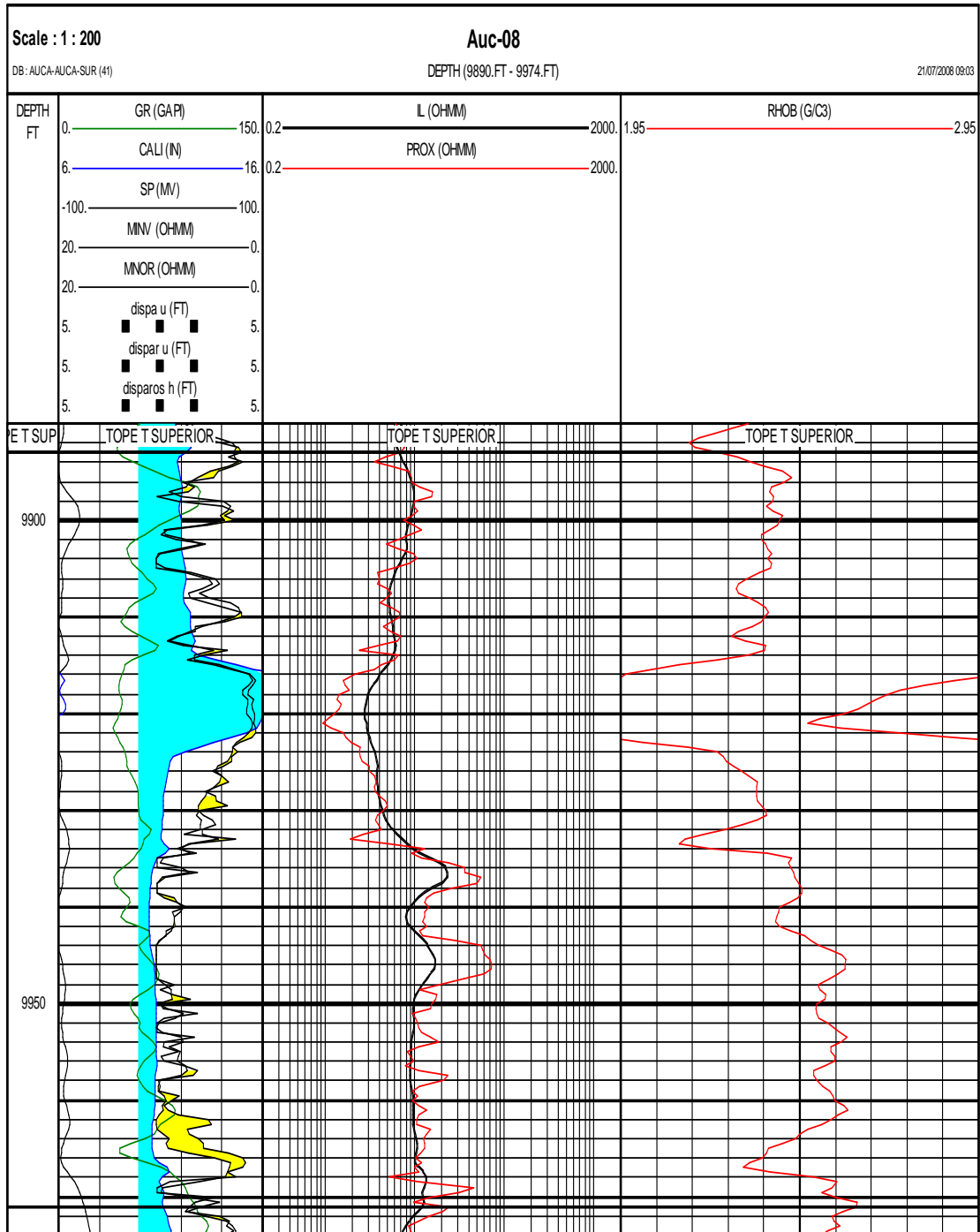
Figura. 43 Registro eléctricos de las zonas Auca-08



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

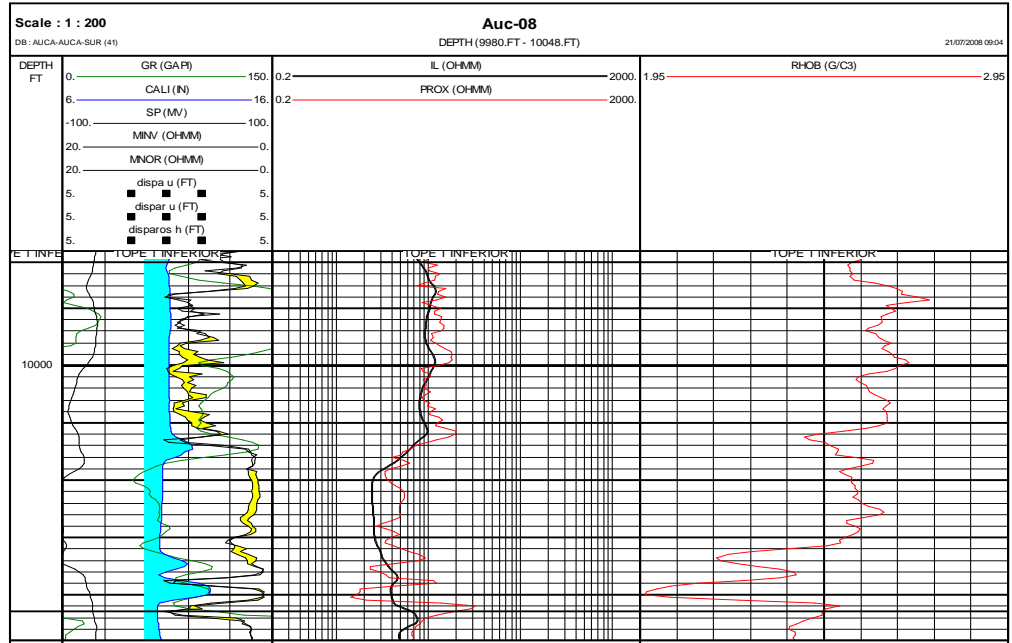
Figura. 44 Registro eléctricos de las zonas Auca-08



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 45 Registro eléctricos de las zonas Auca-08



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 46 Registro eléctricos de las zonas Auca-08

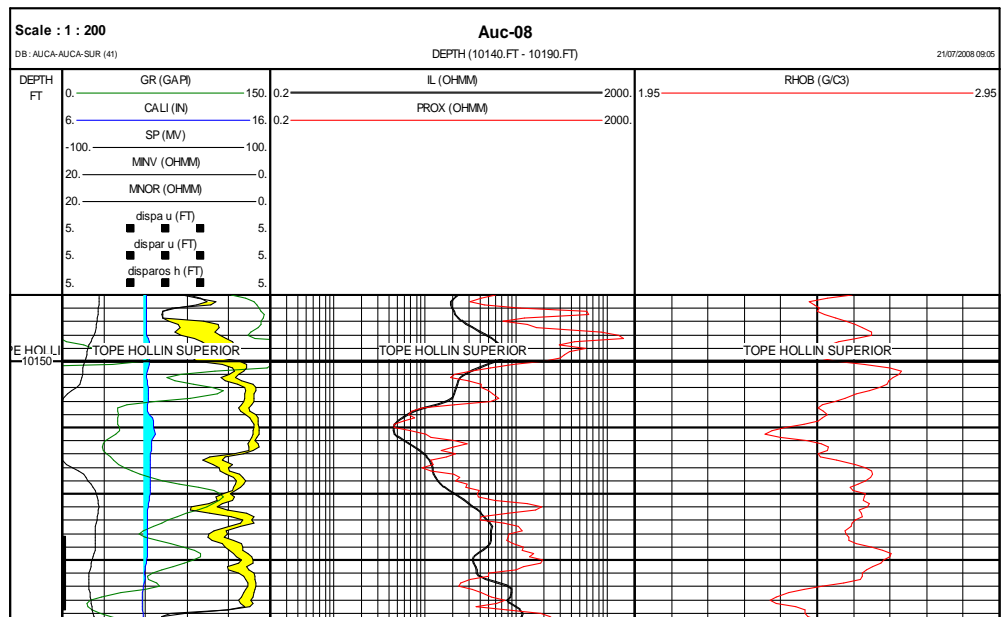
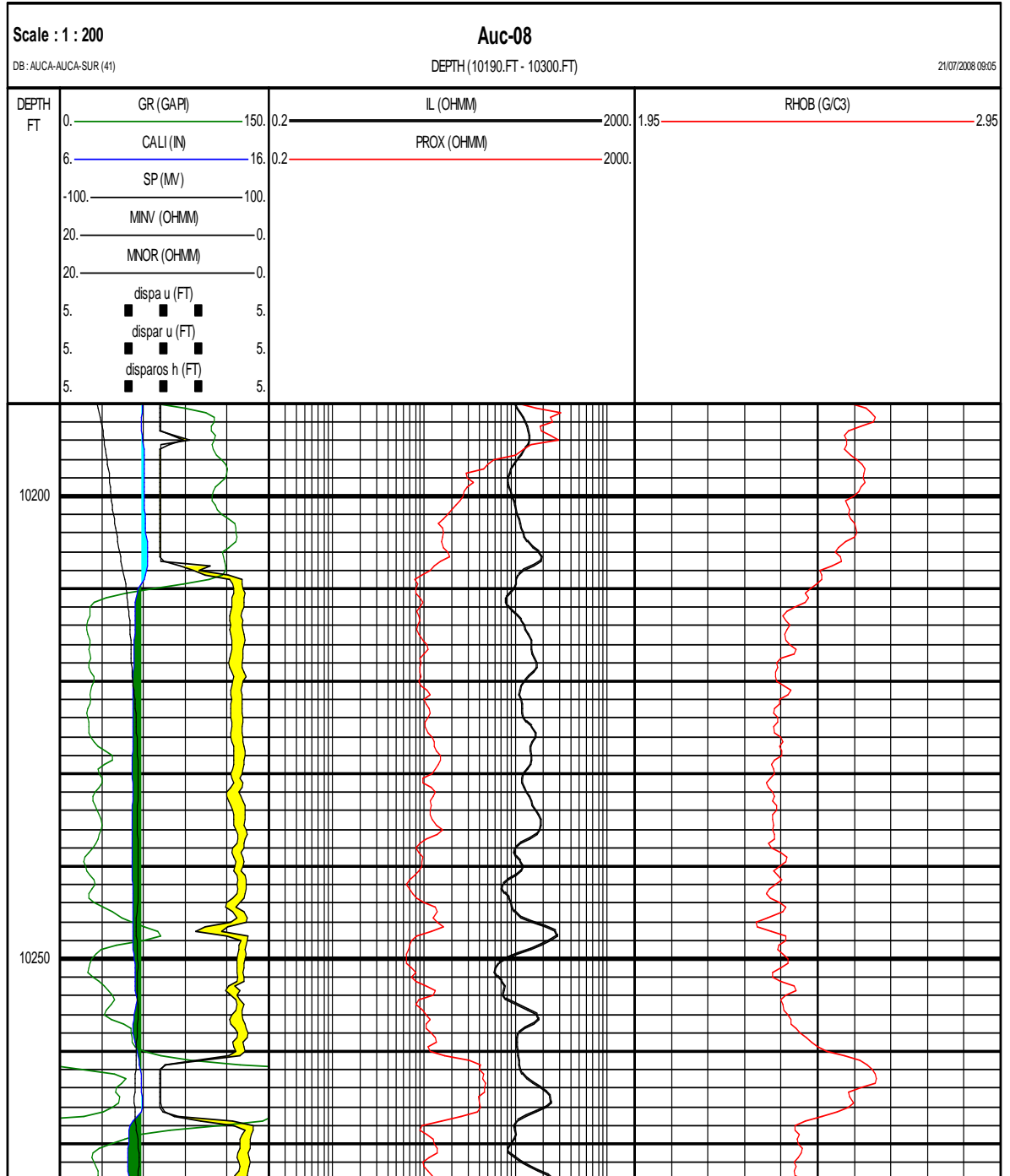


Figura. 47 Registro eléctricos de las zonas Auca-08



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.5.4. Historial de producción

Las pruebas iniciales del pozo son las siguientes:

Tabla. 17 Pruebas iniciales Auca-08

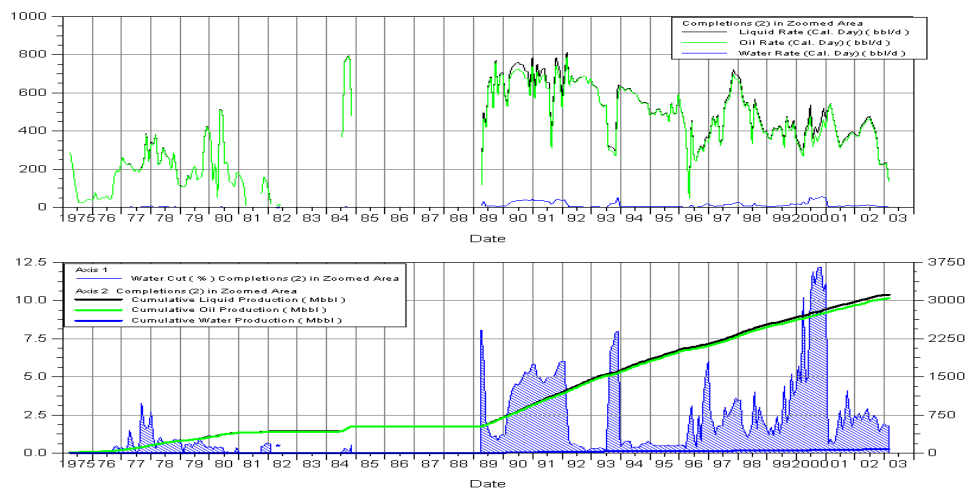
Arena	Fecha	Intervalos	BPPD	BSW	API
U	May-74	9704'-9741'	1886	0.50%	18.5
Hollín	Nov-74	10210'-10260'	-	100%	-
		10091'-10115'			
Hollin Sup	Nov-84	10178'-10188'	1247	1%	28

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

La historia de producción del pozo se encuentra en las siguientes graficas

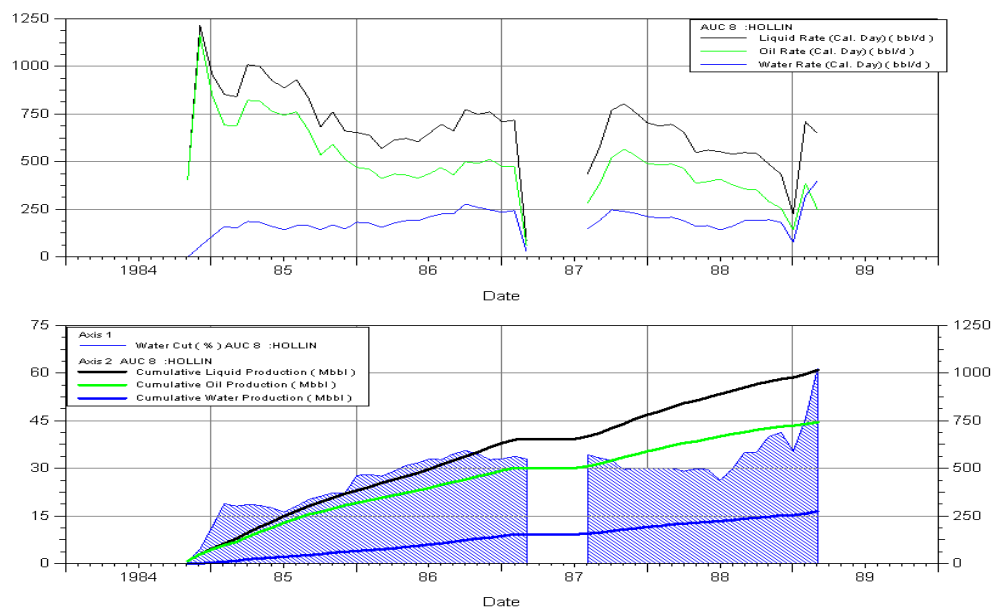
Figura. 48 Producción Arena U



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 49 Producción Hollín SUP



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.5.5. Cálculo de reservas

Para las arenas U y Hollín Superior se estimó las reservas mediante la curva de declinación del pozo con el programa OFM como se muestra a continuación.

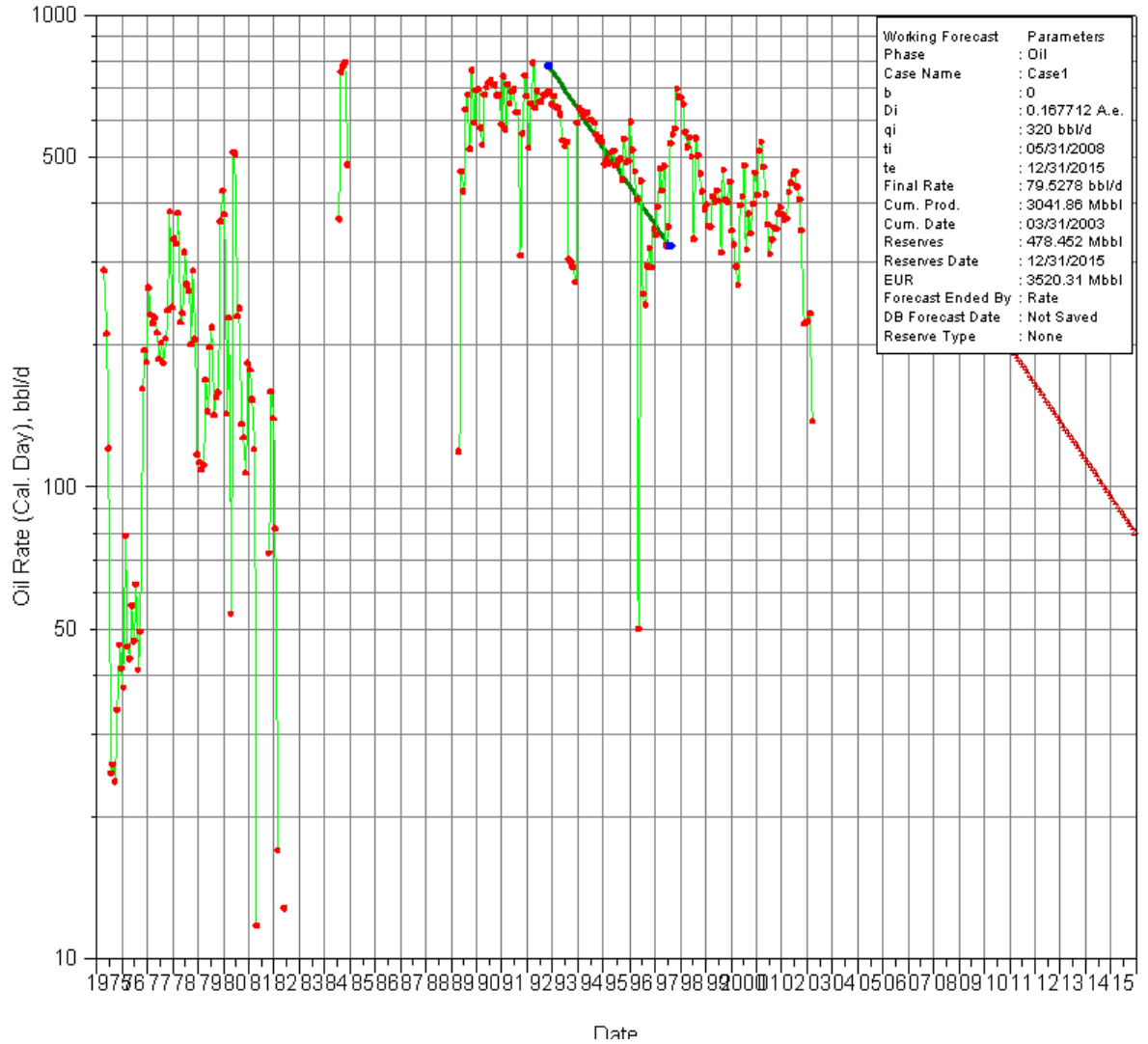
Tabla. 18 Reservas del pozo Auca-08

RESERVAS DEL POZO AUC-08			
ARENAS			
ARENA	RESERVA INICIAL (Bl)	PRODUCCION ACUMULADO (Bl)	RESERVAS REMANENTES (Bl)
U	3520310	3041800	478452
Hollín Sup.	941179	740013	201166
TOTAL	4461489	3781913	679618

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

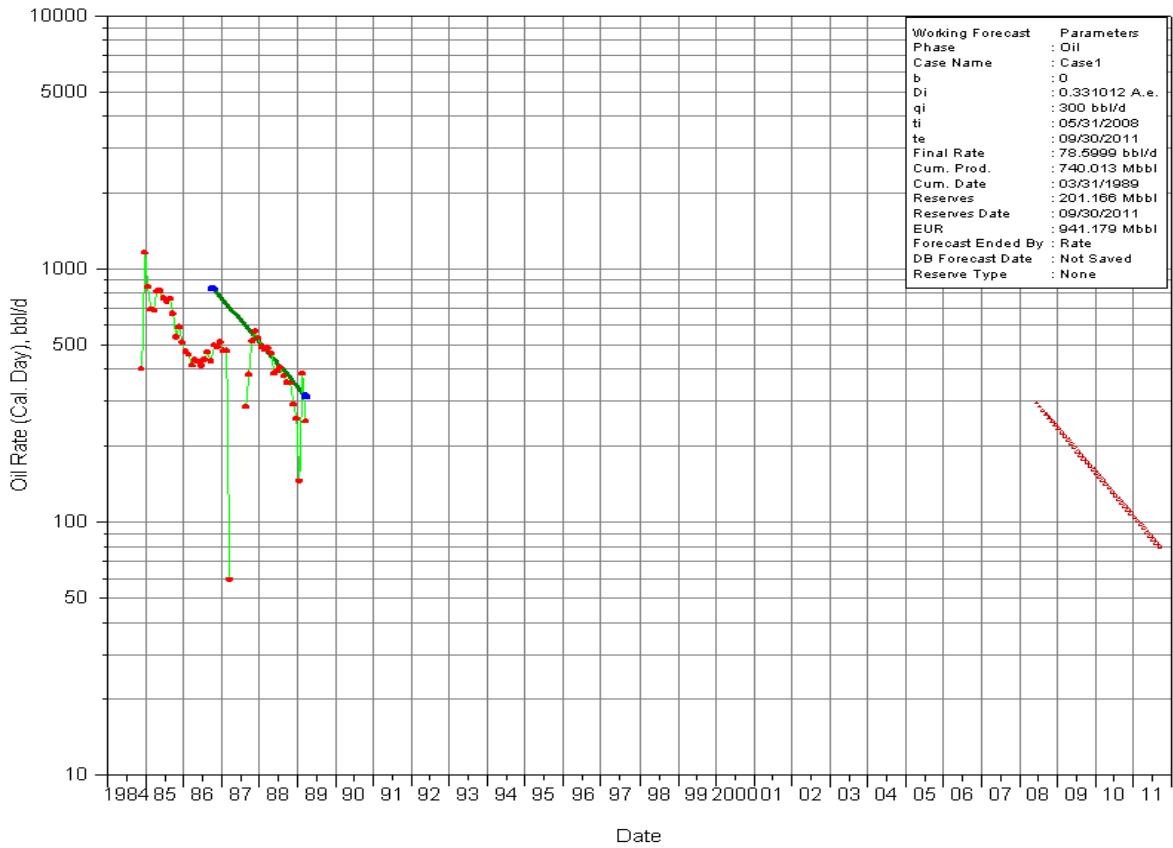
Figura. 50 Curva declinación Auca-08 Arena U



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 51 Curva declinación Auca-08 arena hollín superior



Fuente: Petroproducción

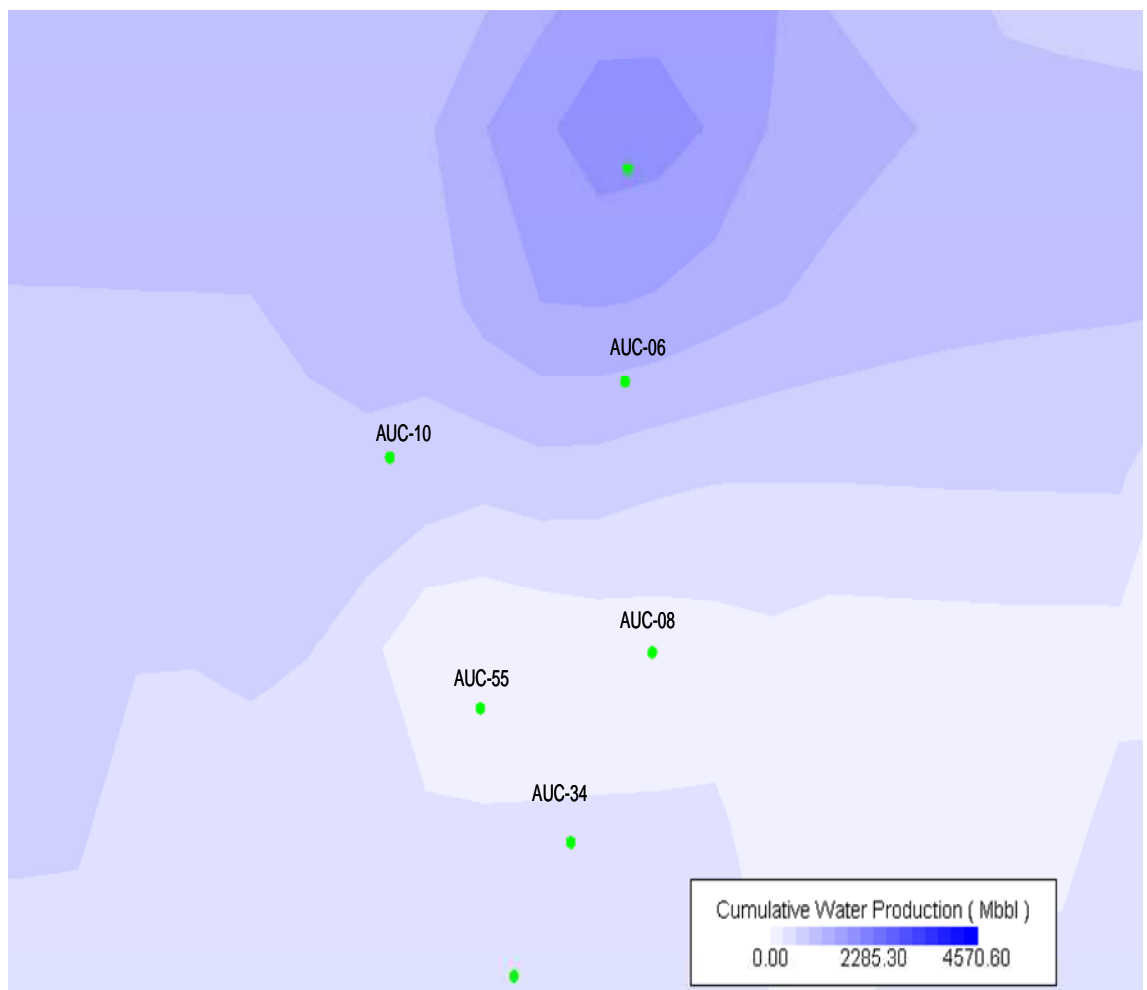
Realizado por: Mejía Miguel

Las reservas remanentes totales de petróleo para el pozo se estimaron en 679618 Bls, distribuidas en 478470 para la arena Napo U y 201166 Bls. para Hollín Superior.

4.5.6. Acumulados de petróleo y agua

El pozo AUC-08 tiene un acumulado de 3781.81 MBls de petróleo para U y Hollín Sup. Como se puede apreciar en las cercanías del pozo Auca-8 hacia el sector Norte en las cercanías del Pozo Auc-06 el acumulado de agua es mayor (Fig-01), El acumulado de producción de petróleo hacia el Norte, en especial hacia el Auc-06 es mayor.

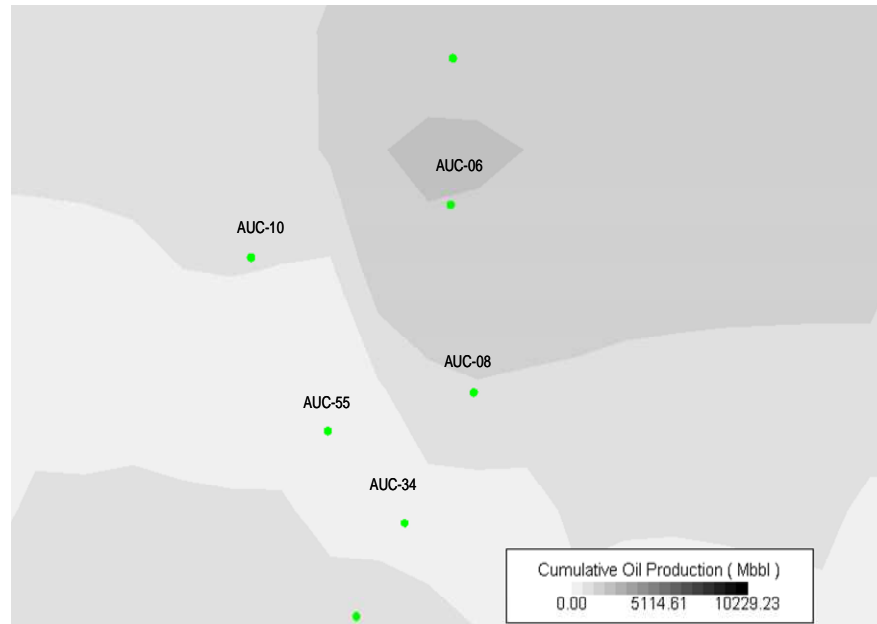
Figura. 52 Mapa de acumulado de agua área Auca-08



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 53 Mapa de acumulado de petróleo área Auca-08



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Tabla. 19 Producción de pozos vecinos

ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
POZO	ESTADO	FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW
AUC-06	PRODUCIENDO	18-07-08	BT	PPHJ	495	328	33.8%
AUC-34	PRODUCIENDO	14-07-08	HSUP	PPHP	612	280	54.3%
AUC-55	CERRADO	01-10-08	TINF	PPHP	129	38	70.5%
AUC-10	PRODUCIENDO	14-07-08	U	PPHP	638	386	39.5%

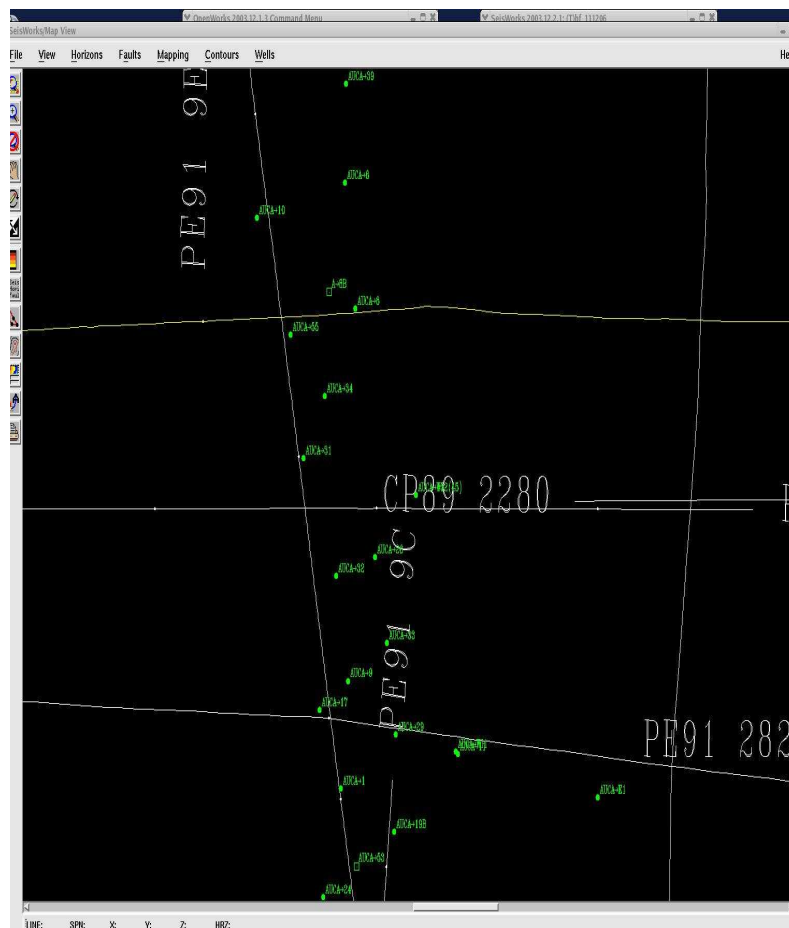
Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.5.7. Orientación de la ventana

Para la orientación de la ventana se ha tomado en cuenta la ubicación estructural del pozo, las correlaciones estratigráficas, los mapas de acumulado de petróleo y agua, además de la ubicación del pozo en la sección sísmica para determinar la mejor zona a donde se dirigirá la ventana. La siguiente grafica indica la ubicación del pozo el la línea sísmica. Las coordenadas de llegada son $x=290893.47$ y $Y=9928894.0$

Figura. 54 Orientación de la ventana Auca-08



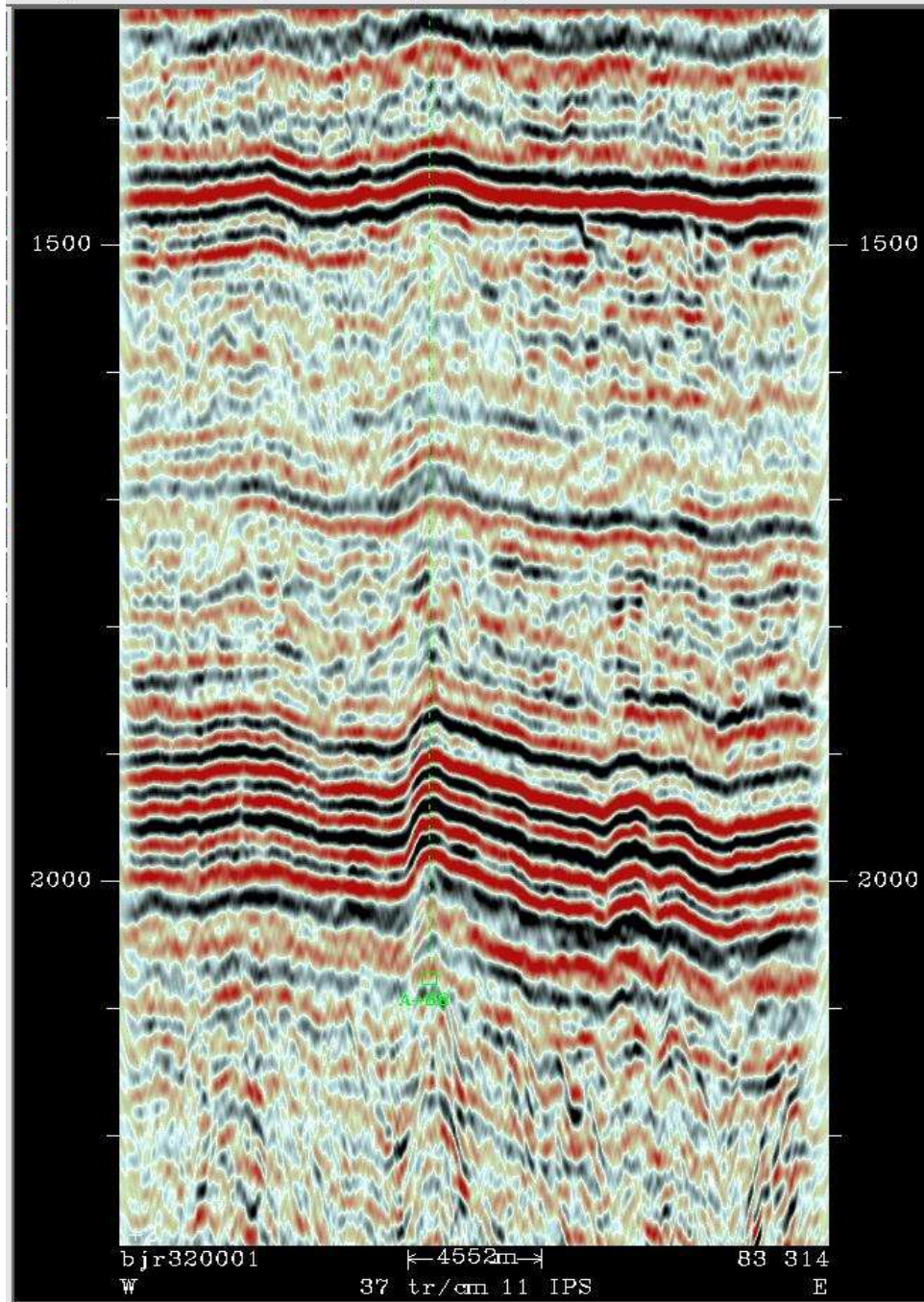
Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 55 Orientación de la ventana Auca-08

Norte

Sur



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.6. Ejecución del programa para el pozo AUCA-11

4.6.1. Generalidades

El pozo Auc-11 se termina su perforación el 17 de julio de 1974; fue completado el 30 de julio del mismo año.

4.6.2. Localización del pozo

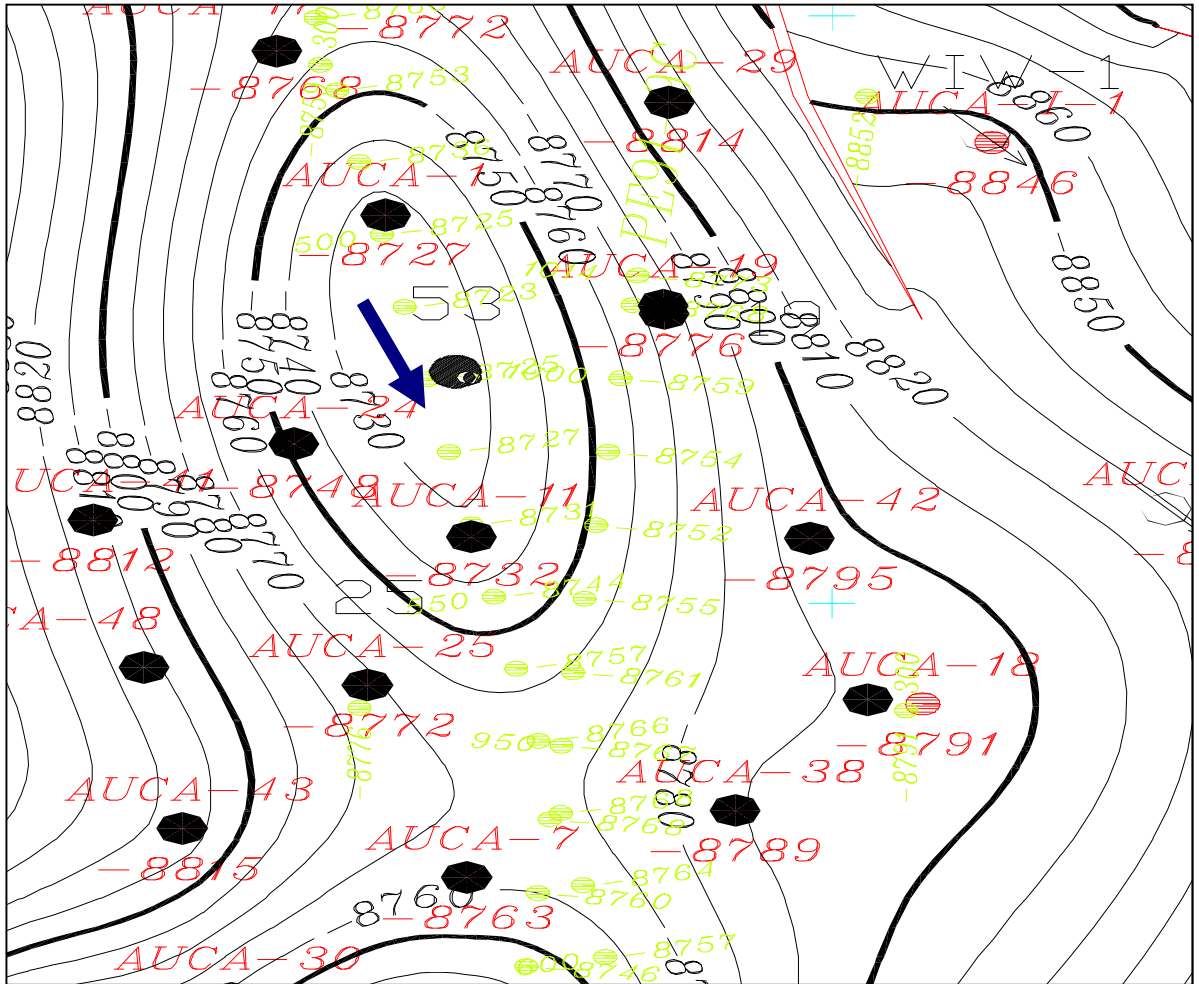
El pozo está ubicado en la provincia de Napo, en el Campo Auca; entre los pozos Auc-24, Auc-25, Auc-41, Auc-42, Auc-53.

Las coordenadas geográficas del pozo son las siguientes.

Longitud: 76° 52' 35'' W

Latitud: 00° 41' 20'' S

Figura 56 Ubicación Pozo Auca – 11



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.6.3. Evaluación petrofísica

Tabla. 20 Evaluación petrofísica

ARENA	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	Ht (PIES)	Ho (PIES)	POROS (%)	Sw (%)
BASAL TENA	8900	8924	15	22.5	20.6	35.8
U SUPERIOR	9606	9640	34	12.5	12.9	29.1
U INFERIOR	9640.5	9677	36.5	26.75	15.6	28.6
T SUPERIOR	9816	9869	53	16.5	13.7	0.54
T INFERIOR	9877	9953	76	28	14.1	28.6
HOLLIN SUP	10046	10104	52	15	14.4	37.4
HOLLIN INF	10104	10201	97	73	17.27	22.04

Fuente: Petroproducción

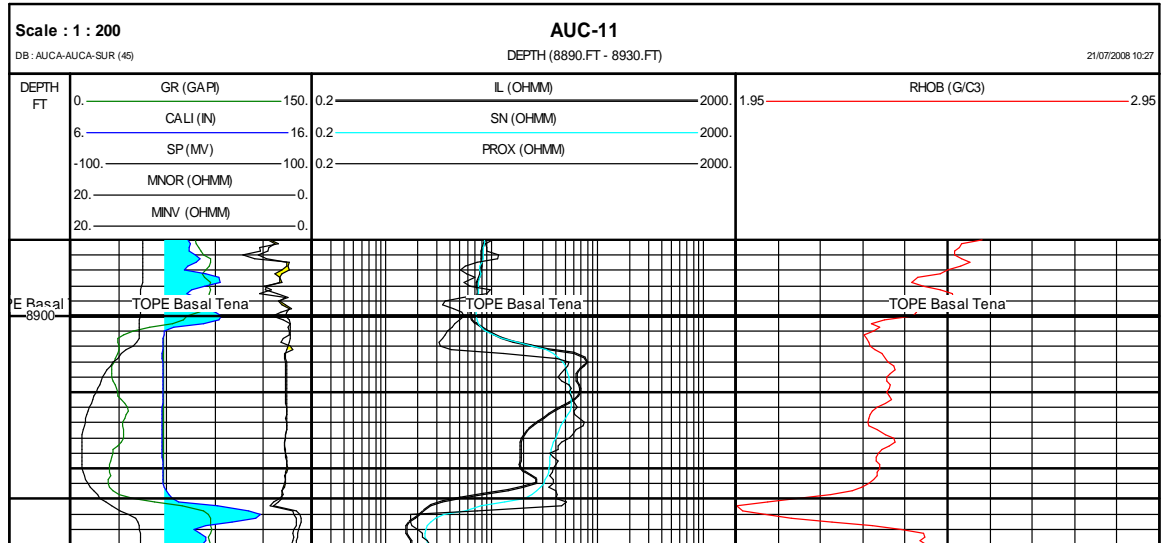
Realizado por: Mejía Miguel

Se debe mencionar que la arena U, es una zona apretada en general, pero en los registros eléctricos se observa un cruce entre la curvas de MNOR-MINV (como indica la figura 62) lo que significa que existen intervalos permeables, con presencia de hidrocarburo lo que se recomienda como buen candidato para producir.

En la arenisca basal es una zona apretada, de baja permeabilidad como se observa en el registro eléctrico.

A continuación se muestran los registros eléctricos de cada una de las zonas.

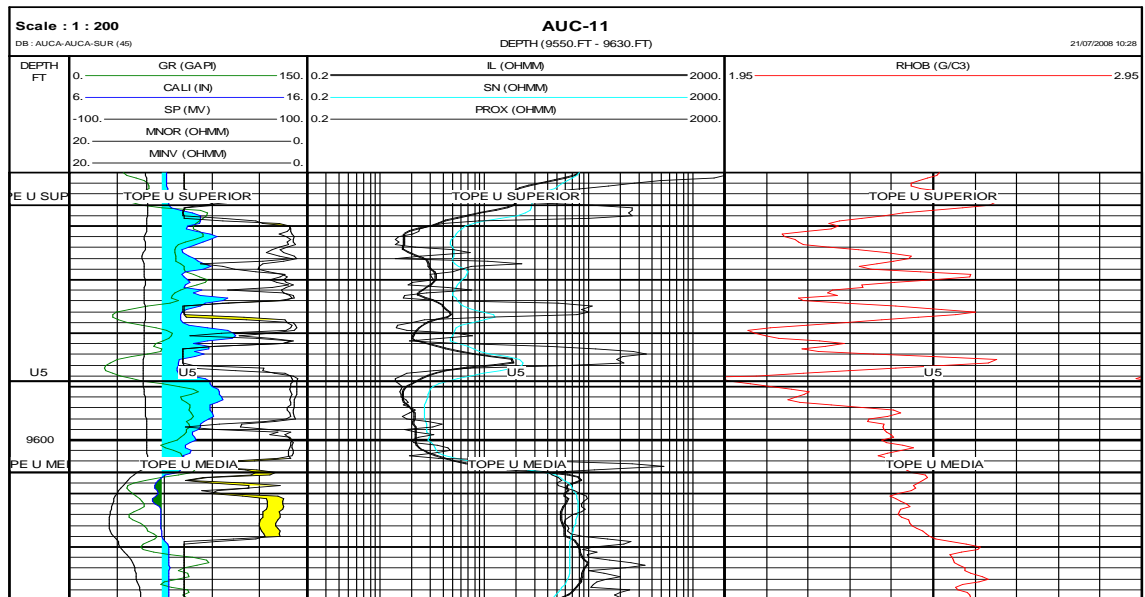
Figura. 57 Registros eléctricos de las zonas Auca-11



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

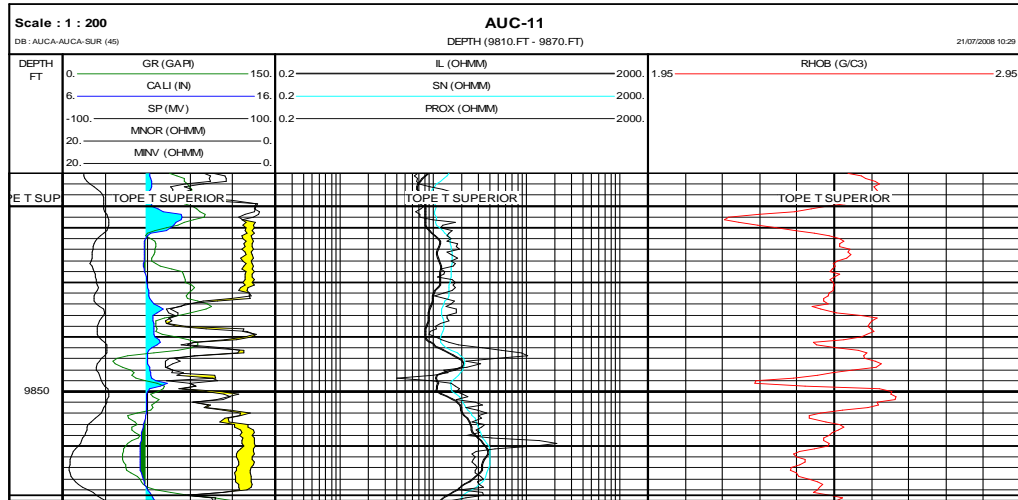
Figura. 58 Registros eléctricos de las zonas Auca-11



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

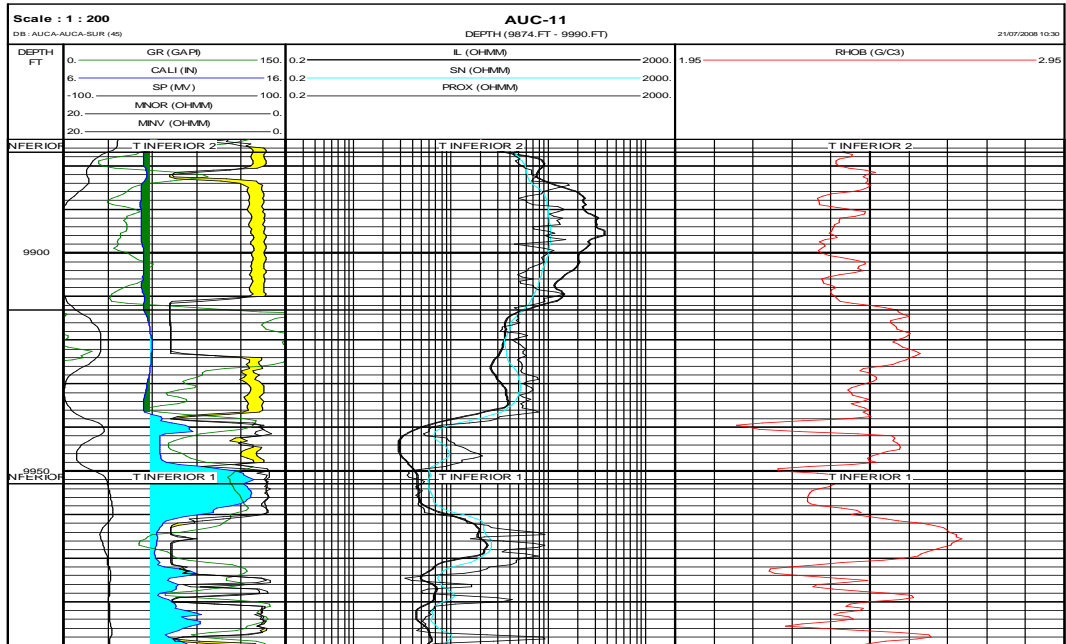
Figura. 59 Registros eléctricos de las zonas Auca-11



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

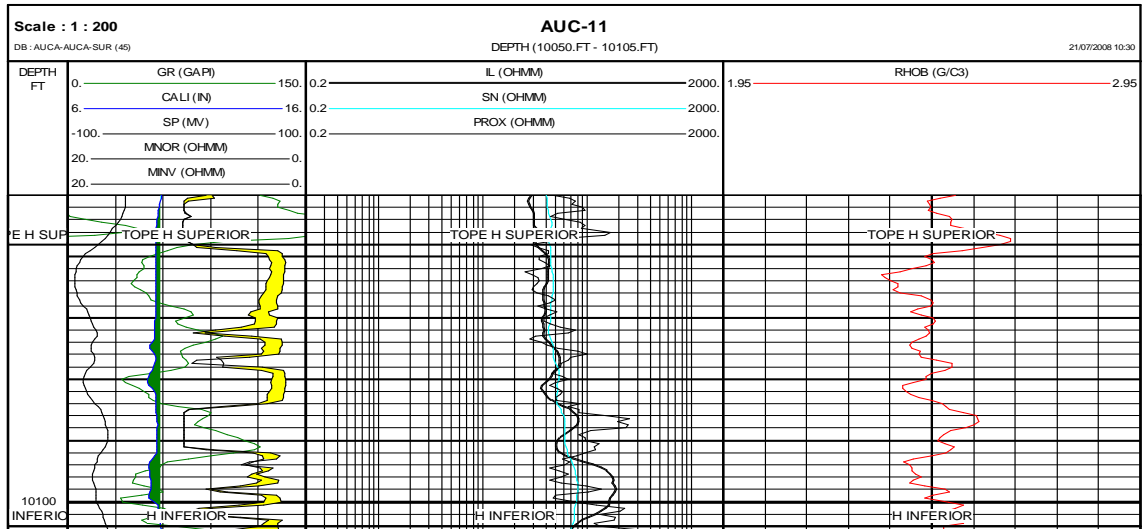
Figura. 60 Registros eléctricos de las zonas Auca-11



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

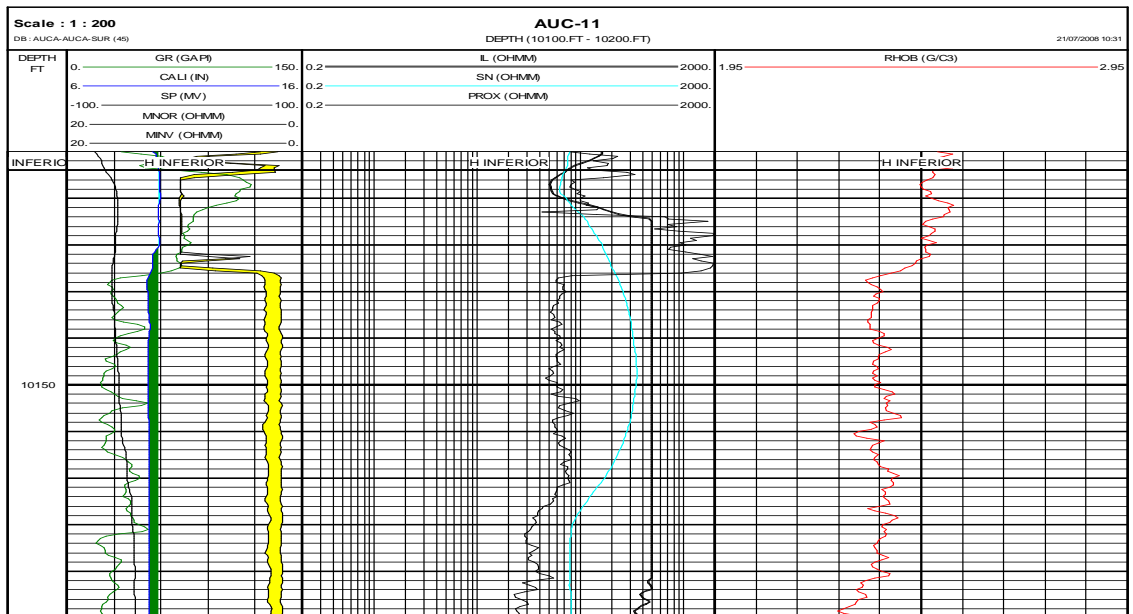
Figura. 61 Registros eléctricos de las zonas Auca-11



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 62 Registros eléctricos de las zonas Auca-11



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.6.4. Historial de producción

Las pruebas iniciales del pozo son las siguientes:

Tabla. 21 Historial de producción

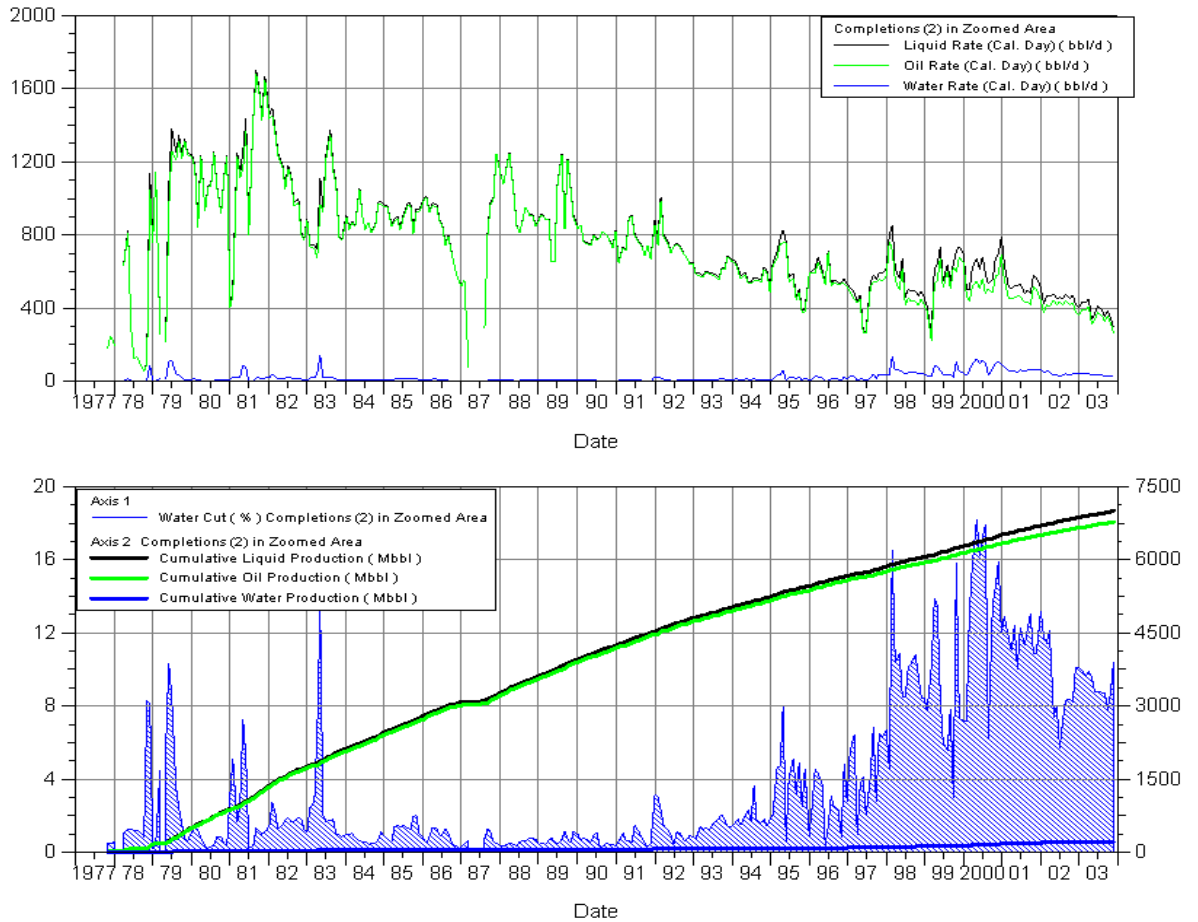
Arena	Fecha	Intervalos	BPPD	BSW	API
Hollín	Jul-74	10140'-10144' 10124'-10140' 10090'-10102' 10082'-10052'	4202	0.50%	-
T	Sep-77	9854'-9868' 9876'-9881' 9884'-9912'	969	0.81%	-

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

La historia de producción del pozo se encuentra en las siguientes graficas

Figura. 63 Producción arena t, arena hollín



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.6.5. Calculo de reservas

Para las arenas U y Hollín Superior se estimó las reservas mediante la curva de declinación del pozo con el programa OFM (oil field manager – gerenciamiento del campo de petróleo) como se muestra a continuación.

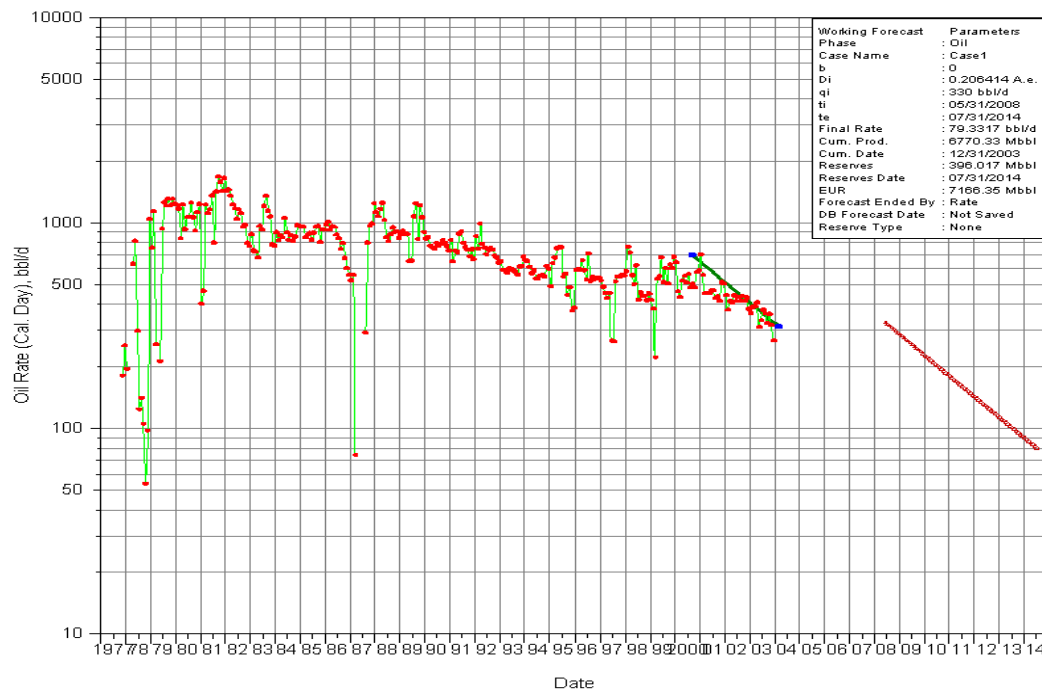
Tabla. 22 Reservas del pozo Auca-11

RESERVAS DEL POZO AUC-11 ARENAS			
ARENA	RESERVA INICIAL (Bl)	ACUMULADO (Bl)	RESERVAS REMANENTES (Bl)
T	7166350	6770330	396020
Hollín	1148000	950382	197618
TOTAL	8314350	7720712	593638

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

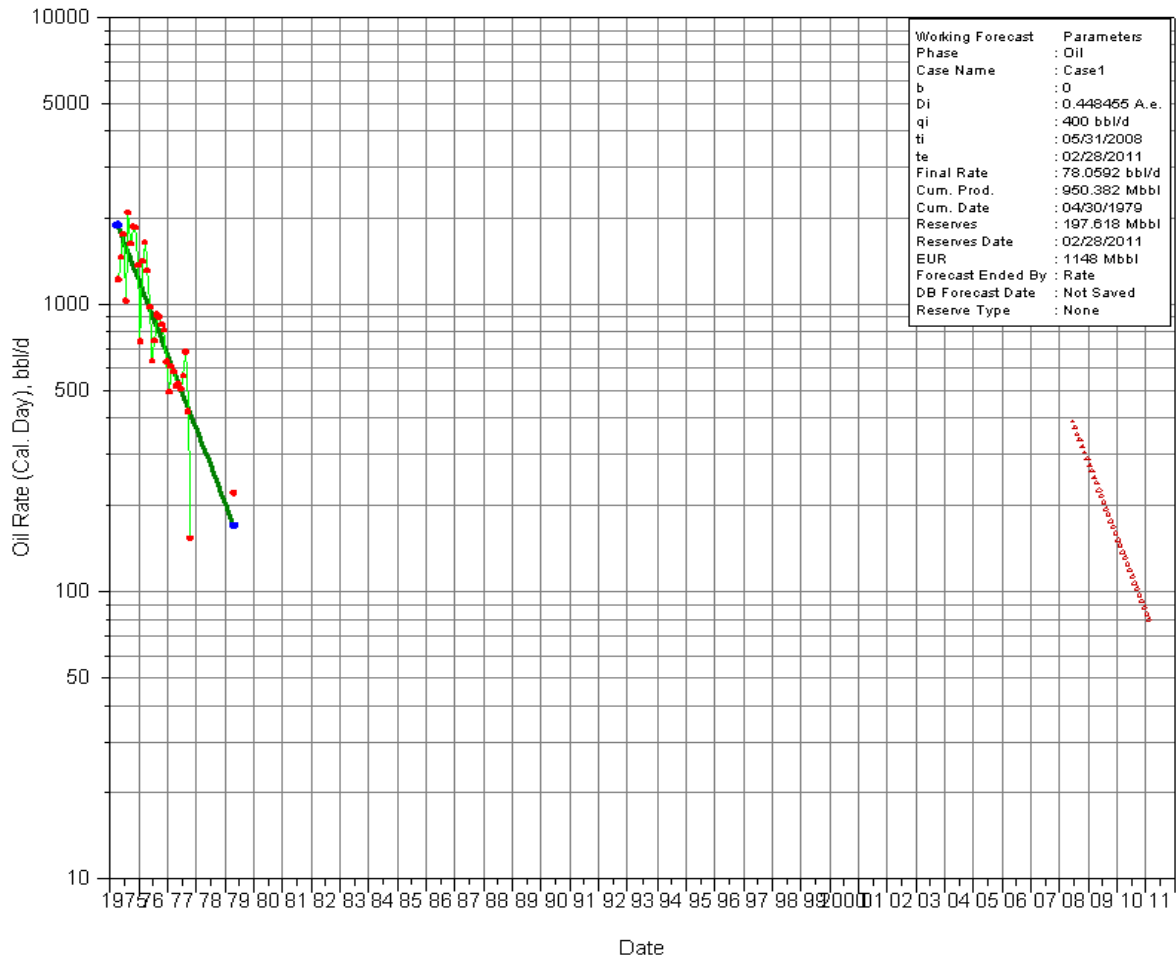
Figura. 64 Curva declinación Auca-11 arena t



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 65 Curva declinación Auca-11 arena hollín



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Las reservas del pozo por las arenas BT y U se realizaron por método Volumétrico, los resultados se muestran a continuación.

Tabla. 23 Calculo de petróleo en sitio, reservas iniciales y remanentes

CALCULO DE PETROLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES											
N= 7758 * A * Ho * So * Porsidad / Boi.											
ARENA	F.Conv.BL	AREA (ACRES)	Ho (Pies)	So (%)	Φ (%)	Boi. (BR/BS)	V.IN S. STB	FR %	RESERVAS INICIALES (BBLs)	PRODUCCION ACUMULADA (BBLs)	RESERVAS REMANENTES (BBLs)
BT	7,758	54.52	15	64.2	20.6	1.230	682,172.2	19.50	133,023.6		133,023.6
U SUP	7,758	54.52	13	70.5	12.9	1.230	390,921.3	29.10	113,758.1		113,758.1
U INF	7,758	54.52	27	71.4	15.6	1.230	1,024,582.9	30.10	308,399.5		308,399.5
TOTAL							1,024,582.9		555,181.1	0.0	555,181.1

Fuente: Petroproducción

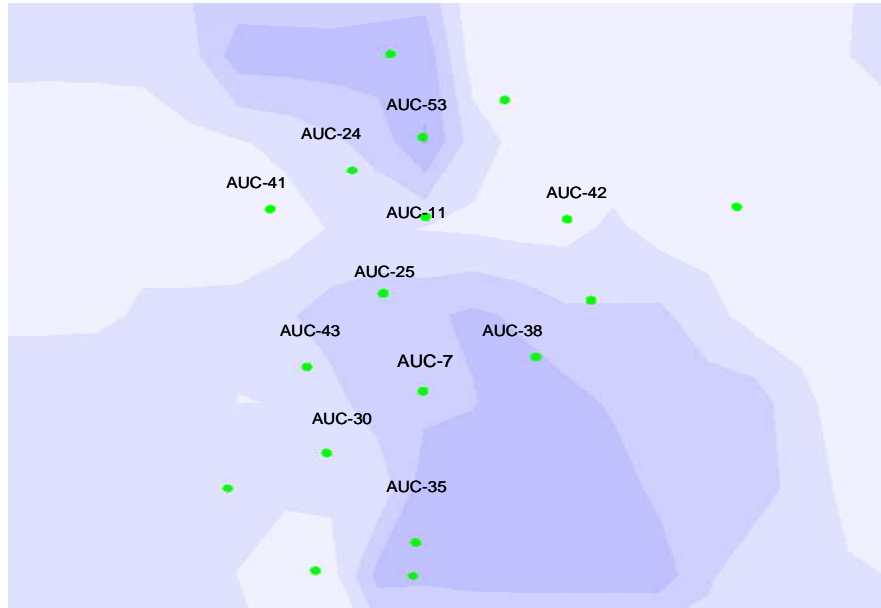
Realizado por: Mejía Miguel

Las reservas remanentes totales de petróleo para el pozo se estimaron en 1148800 Bls, distribuidas en 133023 para Basal Tena, 422157 para la arena Napo U, 396020 Bls para T y 197618 Bls para Hollín.

4.6.6. Acumulados de petróleo y agua

El pozo AUC-11 tiene un acumulado de 7720715 Bls de petróleo para T y Hollín. Como se puede apreciar en las cercanías del pozo Auca-11 hacia el sector Norte y Sur el acumulado de agua es mayor (Fig-71), El acumulado de producción de petróleo es mayor en las cercanías de los pozos Auc-35 y Auc-38 (Fig 72).

Figura. 66 Mapa de acumulado de agua área Auca-11



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 67 Mapa de acumulado de petróleo área Auca-11

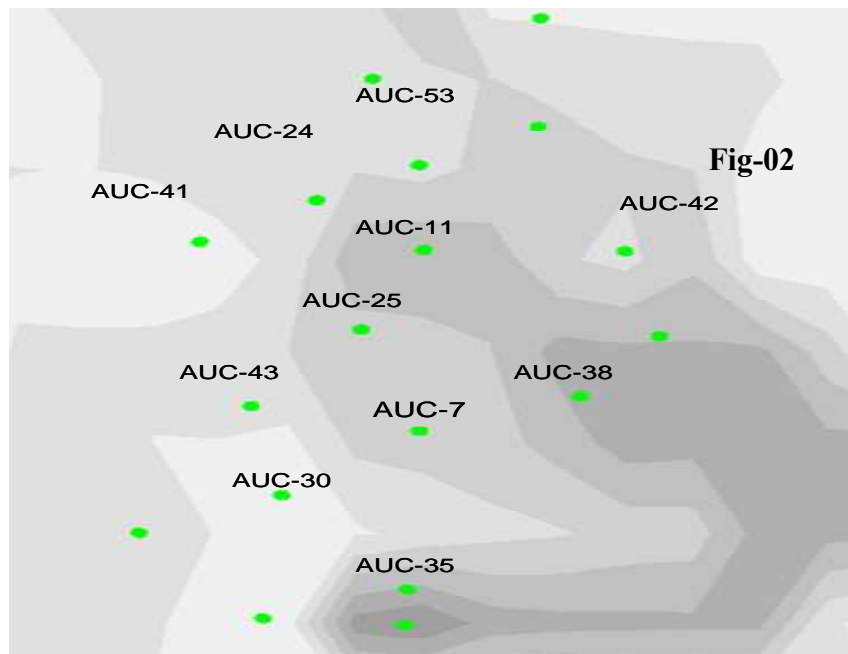


Fig-02

Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Tabla. 24 Producción de pozos vecinos

ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
POZO	ESTADO	FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW
AUC-53	PRODUCIENDO	18-07-08	HINF	PPF	1811	235	87%
AUC-24	PRODUCIENDO	18-07-08	U	PPHJ	385	372	3.5%
AUC-42	W.O	07-06-08	U	PPHJ	1021	146	85%

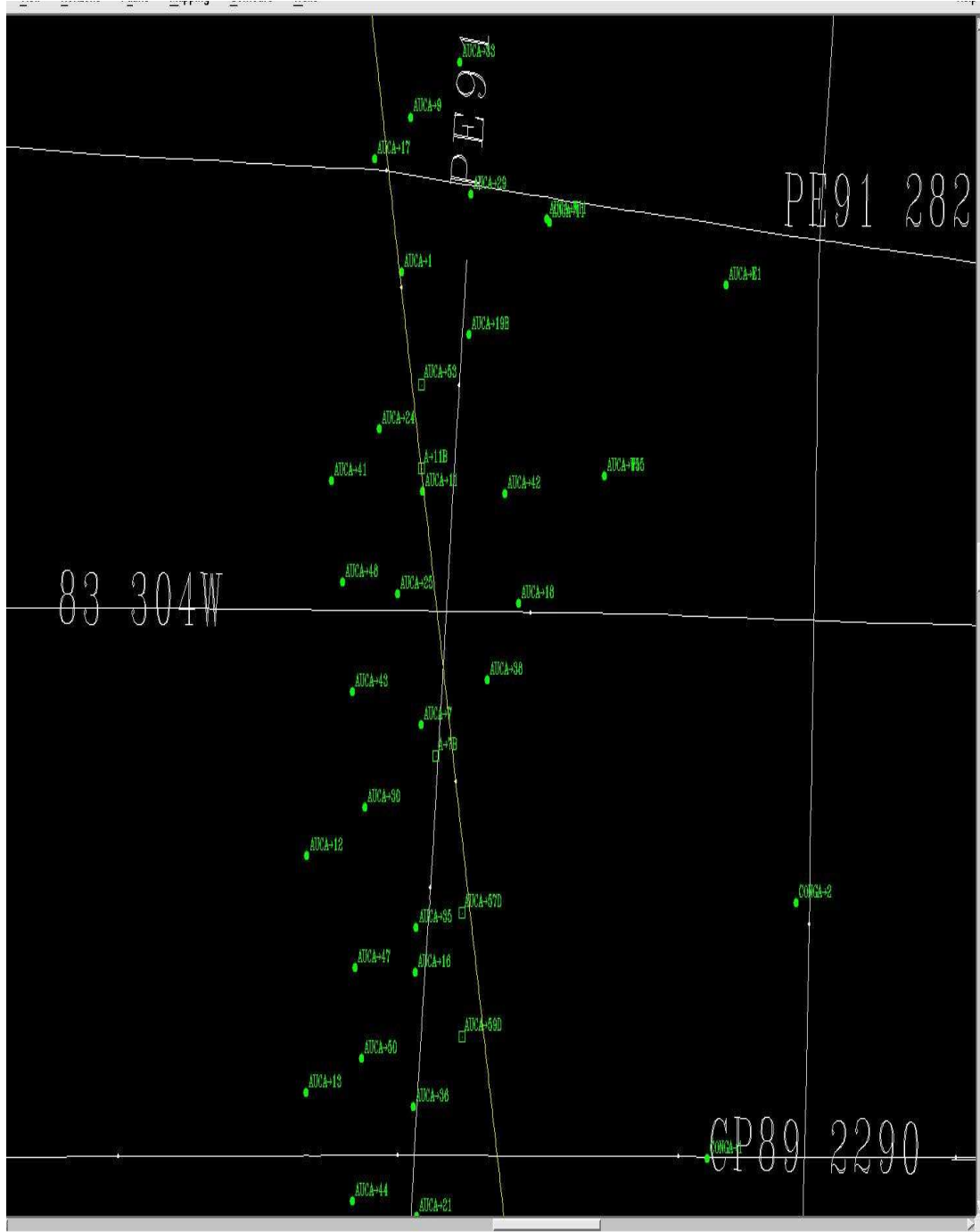
Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

4.6.7. Orientación de la ventana

Para la orientación de la ventana se ha tomado en cuenta la ubicación estructural del pozo, las correlaciones estratigráficas, los mapas de acumulado de petróleo y agua, además de la ubicación del pozo en la sección sísmica para determinar la mejor zona a donde se dirigirá la ventana. La siguiente grafica indica la ubicación del pozo en la línea sísmica. Las coordenadas de llegada son $x=291199.16$ y $Y=9924348.00$.

Figura. 68 Orientación de la ventana Auca-11



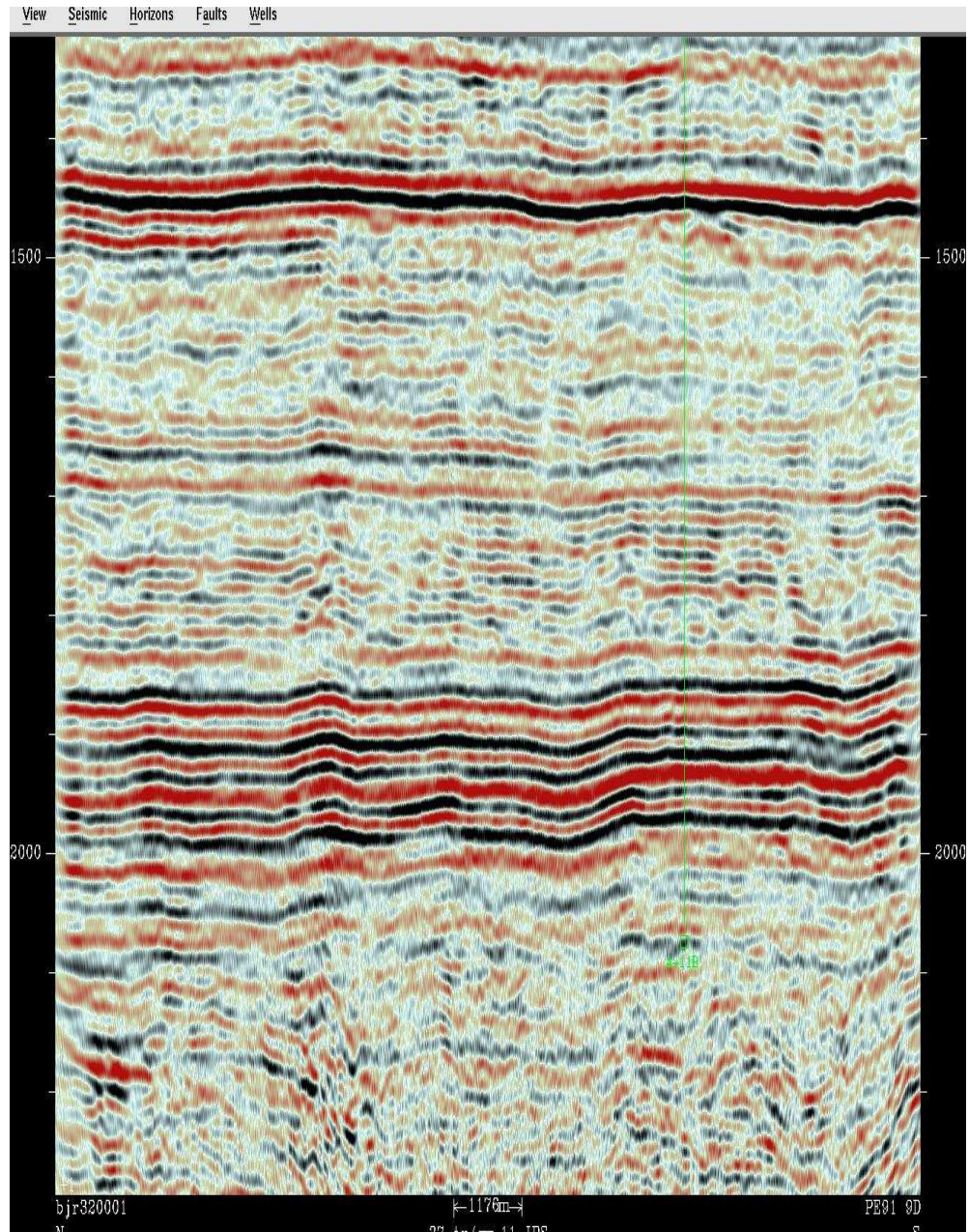
Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

Figura. 69 Orientación de la ventana Auca-11

NORTE

SUR



Fuente: Petroproducción

Realizado por: Mejía Miguel

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- ✚ Se aplicó la técnica de perforación “RE-ENTRY” para aumentar la producción de petróleo en pozos cerrados en el Campo Auca operados por Petroproducción en el oriente ecuatoriano, mejorando la producción de dicho campo.

- ✚ Se recuperó los pozos cerrados y se aumentó la producción, por medio de la aplicación de la técnica de perforación “Re-entry” en el Campo Auca operado por PETROPRODUCCIÓN en el Oriente Ecuatoriano, incrementando la producción de crudo con este proceso que nos permite recuperar el número de pozos cerrados, mejorando la producción del campo.

- ✚ Se identificó los pozos cerrados o dañados que poseen reservas de crudo en alto porcentaje en sitio para ser recuperados mediante la técnica de re-entry.

- ✚ Analicé la incidencia de los pozos cerrados en la pérdida de producción de petróleo.

- ✚ Para determinar si se realizará una perforación con la técnica re-entry hay que tener en cuenta las características de los pozos y familiarizarse con los diseños de los pozos que serán puestos en práctica en dicho Campo.

CONCLUSIONES AUC- 07

- ✚ El pozo AUCA 07 continúa drenando las reservas de las arenas Hollín Superior y Hollín Inferior, luego se procederá a las arenas Napo U y T.
- ✚ Si bien estructuralmente se encuentra ubicado entre dos altos estructurales los potenciales de las arenas son bastante bueno y como se observa en los mapas de acumulados se tiene reservas de petróleo por recuperar.

CONCLUSIONES AUC- 08

- ✚ El pozo AUCA 08 continúa drenando las reservas de crudo de la arena Hollín Superior y luego de la arena Napo U.
- ✚ Si bien estructuralmente se encuentra ubicado al norte cercano a un alto estructural y los objetivos son dos reservorios, los potenciales de las arenas son bastante bueno

y como se observa en los mapas de acumulados se tiene reservas de petróleo por recuperar.

CONCLUSIONES AUC- 11

- ✚ El pozo AUCA 11 se encuentra drenando las reservas de la arena Napo T continuará produciendo de la arena Hollín.
- ✚ Si bien estructuralmente se encuentra ubicado centro del campo en un alto estructural, los potenciales de las arenas son bastante bueno y como se observa en los mapas de acumulados se tiene reservas de petróleo por recuperar hacia el sector del Auca 24.

5.2. Recomendaciones

- ✚ Para el desarrollo de ésta técnica, es necesario tener claro los conceptos y diseños de lo que significa la perforación por medio de la técnica Re-entry.
- ✚ Realizar un estudio detallado de las reservas que contienen los pozos candidatos a realizar la técnica de perforación Re-entry, para incrementar la producción.

- ✚ Es importante tener en cuenta que la utilización del motor de fondo durante la perforación Re-entry, reduce los riesgos de dejar pescados, además reduce costos totales y optimiza dicha perforación.
- ✚ Se debe realizar el diseño de la perforación por medio de la técnica Re-entry, para que la apertura de la ventana se realice en una formación que no presente dificultades geológicas, para evitar que exista demora en la duración de la operación la misma que eleva los costos.

5.3. Glosario

1. Perforación

Operación que consiste en hacer un hoyo por medio de la rotación o acción la barrena con tubería a la cual se aplica peso por medio de una carga superior, la misma que es movida por un fluido de perforación que limpia la tubería sacando los cortes de perforación, para buscar y extraer petróleo del subsuelo.

2. Perforación Direccional

Es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación, este tipo de perforación surgió como una operación de remedio y ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos.

3. Perforación Horizontal

Este tipo de perforación comunica una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-petróleo o gas-petróleo.

Se la utiliza cuando se quiere incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, también se los realiza como una buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos, esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de un vertical.

4. Perforación Re-entry

Es una técnica desarrollada con el fin de re-utilizar las infraestructuras existentes, el estado mecánico, o algunas de las secciones los pozos cerrados o abandonados, con el fin de abrir una ventana en el pozo y redireccionarlo hacia las zonas sin drenar, reduciendo costos y principalmente los impactos ambientales causados por la perforación de pozos nuevos.

5. Perforación Multidireccional

Se deriva de la perforación horizontal, hay una diversidad en la clasificación de pozos multilaterales teniendo en cuenta las diferentes funciones y beneficios que presentan.

6. Petróleo

Mezcla predominante de hidrocarburos que existe en la naturaleza en estado gaseoso, líquido y sólido que existe en la corteza terrestre; se compone de mezclas de

compuestos químicos de carbono e hidrógeno con o sin otros elementos no metálicos tales como: azufre, oxígeno o nitrógeno.

7. Petróleo insitu

Es el volumen total de petróleo estimado, que existe originalmente en los yacimientos.

8. Petróleo Mediano

Es aquel cuya gravedad varía entre 22,3 y 33,1 grados API.

9. Petróleo Pesado

Es aquel petróleo cuya gravedad fluctúa entre 16 y 23 grados API.

10. Petróleo Liviano

Es un petróleo cuya gravedad esta comprendida entre 30 y 49 grados API.

11. Pozos

Hoyo que se perfora en la tierra y en el mar con el propósito de extraer o inyectar fluido.

12. Pozo Exploratorio

Es el que se perfora para verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos, estos pozos se perforan en áreas con capacidades industriales petrolíferas y gasíferas establecidas a fin de contornear el yacimiento y recolectar datos iniciales para elaborar el proyecto de su explotación.

13. Pozo Inyector

Es aquel pozo en el que se inyecta un fluido en proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos.

14. Pozo de Avanzada

Se perfora con el objeto de delimitar un yacimiento, luego que se ha descubierto la estructura.

15. Pozo de Desarrollo

Es el que se perfora para poner en producción el campo, el mismo que se perfora en un yacimiento totalmente explorado y preparado para la extracción del crudo.

16. Pozos Cerrados

Es aquel que ha dejado de producir temporalmente por diferentes causas, tales como: problemas mecánicos, problemas naturales, incremento de producción de agua, producción marginal o desasentamiento de empaaduras.

17. Pozos Re-entry

Son pozos que se perforan mediante ventanas a partir de pozos ya existentes, los que se encuentran cerrados por diferentes causas (problemas naturales o mecánicos).

18. Pozos Abandonados

Pozo cuyas reserva accesibles están exhaustas.

19. Reservas

Son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento y factibles de recuperación.

20. Reservas Primarias

Son las reservas recuperables por métodos convencionales, como resultado de la energía que contiene el reservorio.

21. Reservas Secundarias

Son aquellas que se adicionan a las primarias como el resultado de la implantación de algún sistema de recuperación secundaria.

22. Reservas Probadas

Son los volúmenes de hidrocarburos que pueden ser extraídas como resultado de la producción económica y determinados con toda seguridad mediante los resultados obtenidos especialmente con la perforación de pozos y pruebas de producción probadas desarrolladas. Son las reservas que pueden ser recuperadas en las áreas donde se ha desarrollado el campo.

23. Reservas Remanentes

Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

24. Reacondicionamiento de Pozos

Es la reperforación, limpieza, recompletación o reparación de un pozo productivo, con la finalidad de mejorar o reanudar la producción.

Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo, pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como: fracturamientos, acidificaciones o estimulaciones.

25. Problemas mecánico

Los problemas mecánicos son causados por: Pescados dejados en las perforaciones, o en los reacondicionamientos de los pozos, en las tuberías de revestimiento, o en la Tubería Colapsada.

26. Daños a la formación

Son los daños causados a la productividad de un pozo petrolero, causados por la invasión de partículas de lodo, o por filtrados de lodo dentro de la formación, o por altos cortes de agua.

5.4. Bibliografía General

1. Armijos, D. (2005). *Estudio de los pozos cerrados para ser rehabilitados a la producción del área Auca*. Tesis no publicada. Escuela Politécnica Nacional.
2. Cayo, M. (2004). *Rehabilitación de los principales pozos cerrados de los Campos Auca y Libertador*. Tesis no publicada. FIGEMPA. Universidad Central del Ecuador.
3. Lapeyrouse, Norton J. (2002). *Formulas and calculations for drilling, production and workover*. New York, Estados Unidos: Gulf Professional Publishing. 224p.
4. McCray, A. (1970). *Tecnología de la Perforación de Pozos de Petróleo*. (3ra. Ed.). México. Editorial Continental. 574 p.
5. McCain, W. (1990). *The properties of petroleum fluids*. (2da. ed.). Tulsa: PennWell.
6. Baker Hughes. (2007). *Revista sobre herramientas Petroleras*, 30 pgs.
7. Miño, A. (2007). *Estudio Técnico-económico de la perforación de pozos re-entry en el campos Fanny*. Tesis no publicada. Escuela Politécnica Nacional.
8. Schlumberger. (2006). *Revista Oilfield Review*. 72 pgs.
9. Petroecuador. (2006). *Glosario de la industria Petrolera*. Ecuador, 260 p.
10. Velasco, H. (2000). *Proyecto de perforación de re-entrada en el pozo abandonado AMO-B3, Campo AMO, Bloque 16*. Tesis no publicada. FIGEMPA. Universidad Central del Ecuador.

INTERNET

- ✓ <http://www.eumed.net/cursecon/colaboraciones/CL-petrol.pdf>
- ✓ <http://www.ilo.org/public/spanish/dialogue/sector/sectors/oilgas.htm>
- ✓ <http://www.bakerhuges.com>
- ✓ <http://cipres.cec.uchile.cl/~jrybertt/t2/Pagina3.html>
- ✓ www.schlumberger.com
- ✓ <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/Archivos Adjuntos/Petrotecnica>

ANEXOS

ANEXO 1

PETROPRODUCCION

CENTRO DE INVESTIGACIONES GEOLOGICAS

ANALISIS DE CRUDO - AGUA DEL CAMPO AUCA

ORIGEN: Muestras tomadas en el manifold de las Estaciones

FECHA: 05 Septiembre 1988

POZO	ARENA	A. P. I. a 60/60 °F.	Sp. Gr. a 60/60 °F.	Bs. W. %V.	SALINIDAD como ppm Cl.	A. P. I. Seco
Auca - 01	" T "	20.7	0.9297	20.00	19750	23.6
Auca - 02	" H s "	32.2	0.8644	1.60	11450	32.6
Auca - 03	" H s "	24.5	0.9071	19.0	2550	28.3
Auca - 05	" H "	19.0	0.9402	55.0	700	31.7
Auca - 06	" B. T. "	25.2	0.9030	4.5	22750	26.0
Auca - 08	" U "	23.1	0.9153	0.7	17750	23.2
Auca - 09	" H s "	26.5	0.8956	3.2	15000	27.1
Auca - 10	" U "	23.6	0.9123	17.0	28750	26.7
Auca - 11	" T "	26.2	0.8973	4.5	29450	27.1
Auca - 12	" T s "	23.0	0.9159	7.5	27100	24.2
Auca - 14	" U "	20.5	0.9309	16.0	26200	22.7
Auca - 15	" U "	22.4	0.9194	25.0	16650	27.0
Auca - 18	" U + T "	23.9	0.9106	28.0	16150	30.1
Auca - 20	" T i + T s "	26.8	0.8939	1.6	16200	27.1
Auca - 21	" T "	22.5	0.9188	25.0	34900	27.2
Auca - 22	" T i + T s "	26.5	0.8956	0.6	19450	26.6
Auca - 24	" H s "	22.6	0.9182	0.7	18400	22.7
Auca - 25	" U "	24.6	0.9065	3.2	27400	25.1
Auca - 26	" B. T. "	22.5	0.9188	12.0	20050	24.4
Auca - 27	" T "	26.4	0.8961	0.8	16450	26.5
Auca - 28	" H "	26.4	0.8961	28.0	2000	33.9
Auca - 29	" U "	23.9	0.9106	0.9	19850	24.0
Auca - 30	" U "	23.7	0.9117	0.7		23.8
Auca - 31	" H s "	28.0	0.8871	8.0	2400	29.8
Auca - 32	" H s "	24.1	0.9094	12	2450	26.2
Auca - 33	" T "	26.3	0.8967	1.2	21000	26.5

POZO	ARENA	A. P. I. a 60/60 ° F.	Sp. Gr. a 60/60 ° F.	Bs. W. % V.	SALINIDAD como ppm. Cl.	A. P. I. Seco
Auca - 34	"Hi"	27	0.8927	47.00	1050	45.9
Auca - 35	"H"	19.8	0.9352	46.00	1050	29.3
Auca - 36	"Hi + s"	27.1	0.8922	14.00	39500	30.3
Auca - 38	"Hi"	24.6	0.9065	12.00	29050	26.8
Auca - 39	"H"	26.6	0.8950	38.00	700	37.8
Auca - 40	"T"	25.3	0.9024	0.30		25.4
Auca - 41	"U"	25.0	0.9042	0.50		25.1
Auca - 42	"Hs"	26.8	0.8939	1.00	13550	27.0
Auca - 43	"T"	22.8	0.9170	1.8	30350	23.1
Auca - 45	"Hs"	25.4	0.9018	1.0	22800	25.6
						0.0
Conga - 01	"U"	23.6	0.9123	26.0	41650	29.0

Observaciones: El API fue determinado mediante la norma ASTM D 287 - 72

Agua y sedimentos fueron determinados según norma ASTM D 95 - 70

La salinidad fue realizada por titulación con AgNO_3 1.128 +/- 0.005 N, utilizando como

indicador Cromato de Potasio, cada muestra para el análisis fue diluida al 1%.

El API seco fue calculado mediante tablas.

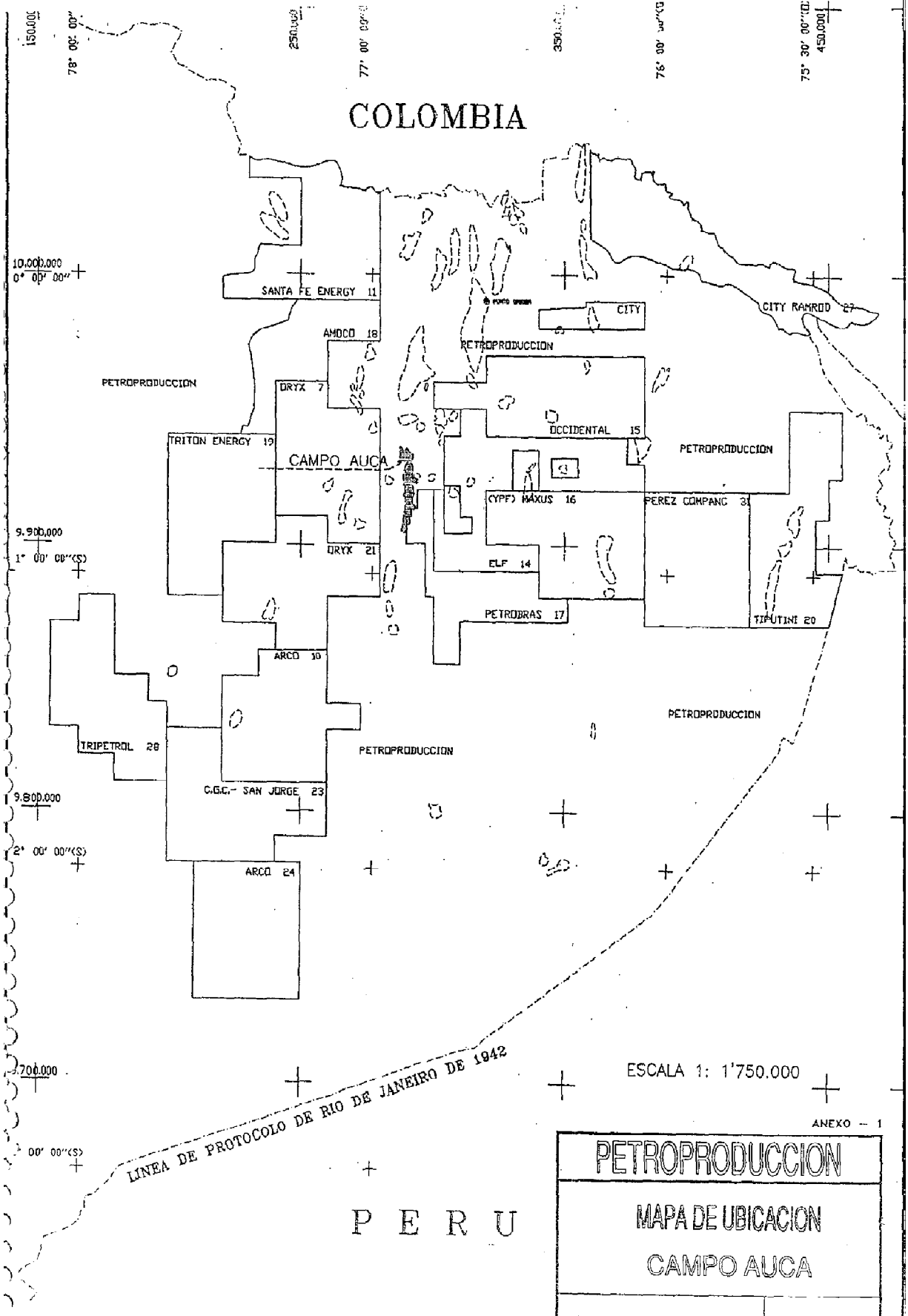
Nota: Las muestras que no están determinadas la salinidad, es por su bajo corte de agua.

Tcnlgo. Pablo Sánchez M.

90425
Napoleón Urresta

Sr. Napoleón Urresta

Sr. Salomón Lascano



COLOMBIA

150,000
78° 00' 00"
250,000
77° 00' 00"
350,000
76° 00' 00"
450,000
75° 30' 00"

10,000,000
0° 00' 00"

9,900,000
1° 00' 00"

9,800,000
2° 00' 00"

700,000
00° 00' 00"

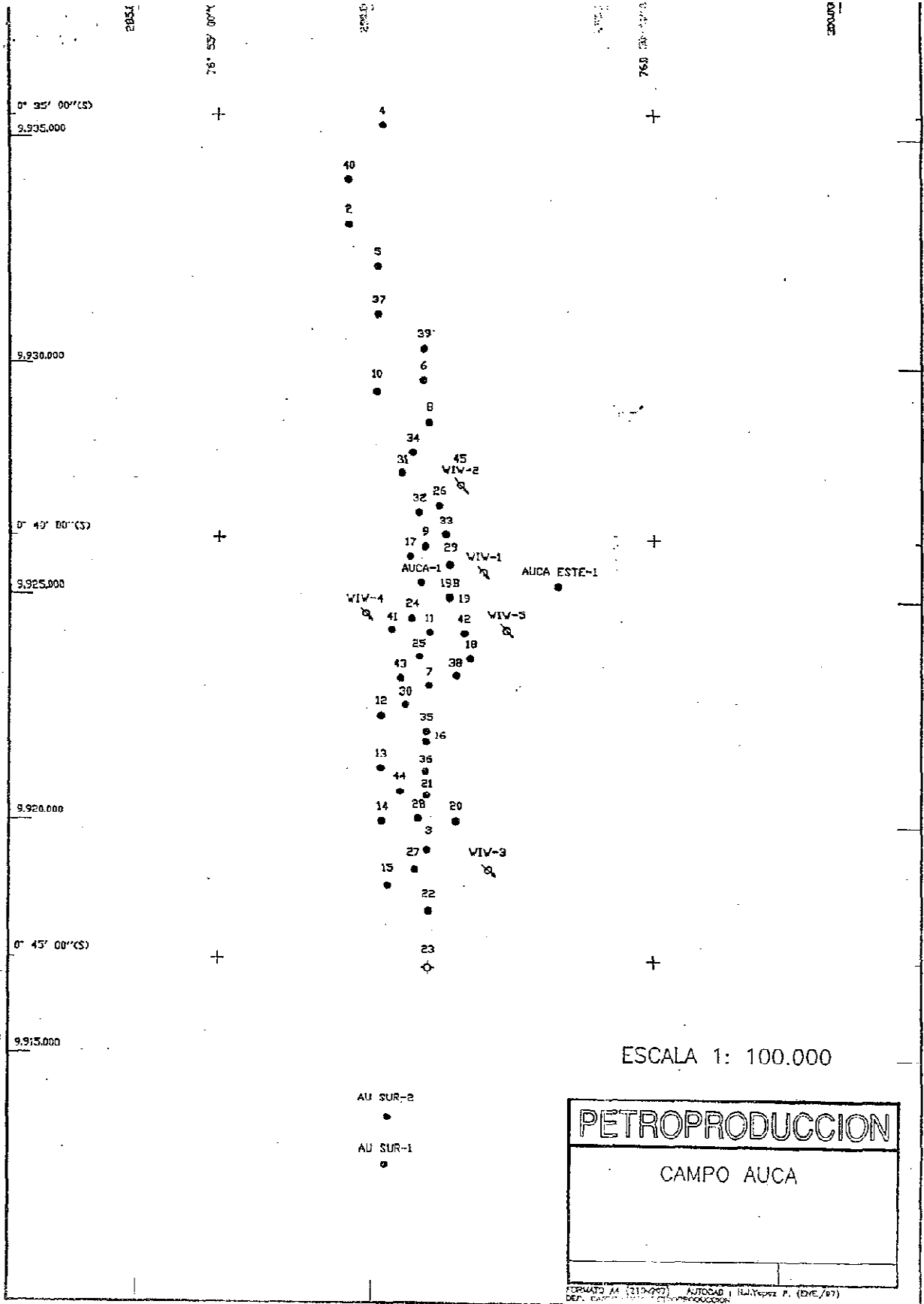
SANTA FE ENERGY 11
AMOCO 18
CITY
CITY RAMROD 27
PETROPRODUCCION
DRYX 7
TRITON ENERGY 19
CAMPO AUCA
OCCIDENTAL 15
CYPF MAXUS 16
PEREZ COMPANC 31
ELF 14
PETROBRAS 17
TIPUTINI 20
ARCO 10
TRIPETROL 28
C.G.C. SAN JORGE 23
ARCO 24

ESCALA 1: 1'750.000

LINEA DE PROTOCOLO DE RIO DE JANEIRO DE 1942

PERU

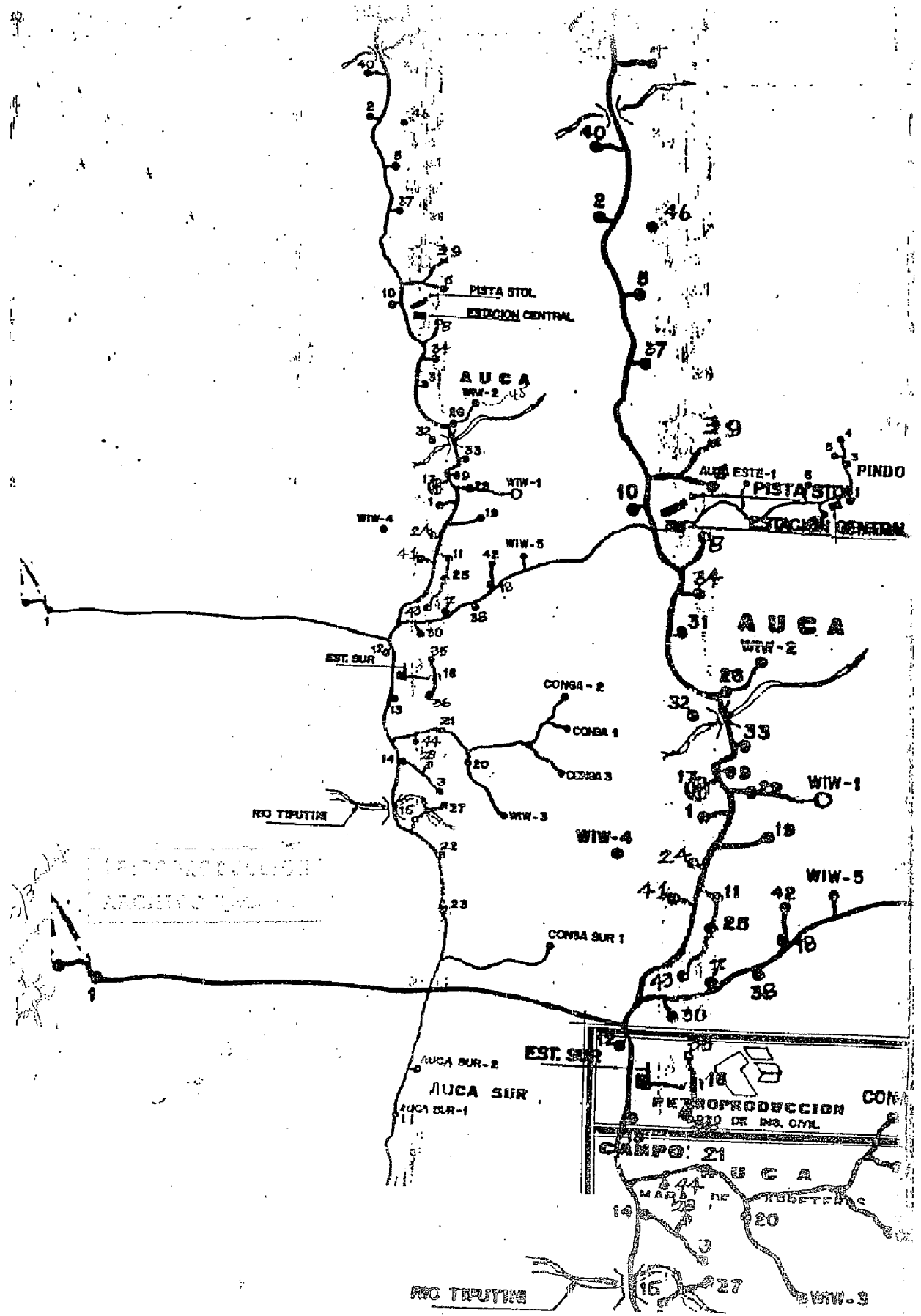
PETROPRODUCCION
MAPA DE UBICACION
CAMPO AUCA



ESCALA 1: 100.000

PETROPRODUCCION	
CAMPO AUCA	

AU SUR-2
 •
 AU SUR-1
 •



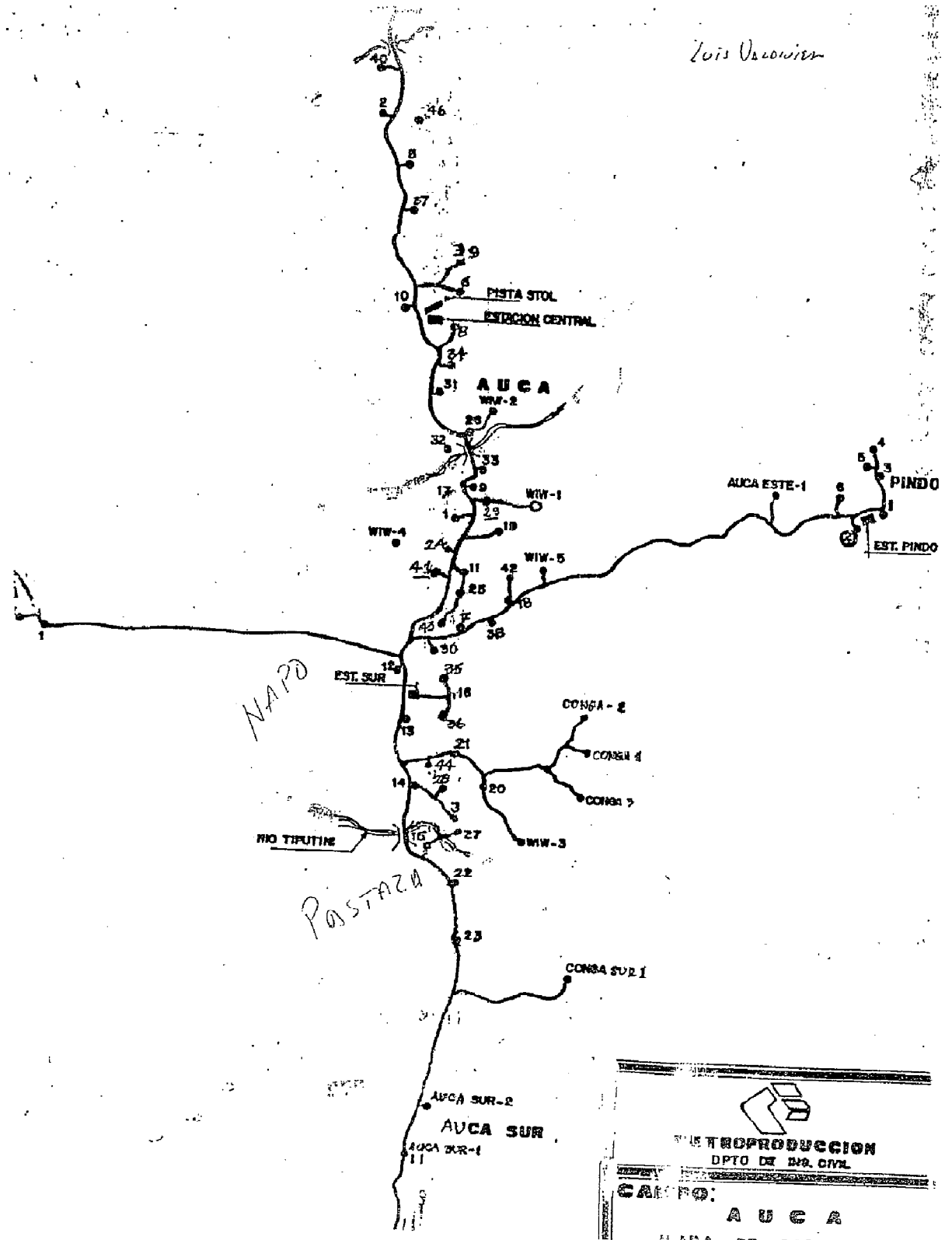
REPRODUCCION
 ARCHIVO 100


EST. SUR
 REPRODUCCION COM
 DE ING. CIVIL
 CAMPO: 21
 AUCA
 RUBIETA

RIO TRUPUNE

WV-3

Luis Uscovian




REPRODUCCION
DPTO DE DRA. CIVIL
CARRO:
AUCA
MAPA DE CARRETERAS

ANEXO 2

CAMPO AUCA

El campo Auca se encuentra ubicado al Sur del campo Sacha, Suroeste de Shushufindi y Sur del Río Napo al Oeste del eje axial de la subcuenca cretácica Napo de la Región Amazónica.

Geológicamente constituye un anticlinal asimétrico fallado de dirección preferencial Norte-Sur de 18 km. de largo, 3 km. de ancho bajo un cierre vertical de 155 pies, correspondiéndole un área de 17.000 acres. Al Sur cierra contra una barrera estratigráfica de origen desconocido, que puede ser como resultado de la actividad volcánica durante o después de la depositación de las areniscas y que lo separan del campo Auca Sur.

Fue descubierto por el Consorcio TEXACO-GULF mediante la perforación del pozo exploratorio Auca-1. La perforación se inició el 16 de febrero de 1970 y llegó a la profundidad total de 10.578 pies en la Formación Chapiza en la que penetró 55 pies. El pozo fue completado el 30 de marzo de 1970 y su prueba inicial fue de 392 BPPD de 31.1° API con choque de 1/4".

El campo Auca es productivo también de las areniscas Basal Tena, "U" y "T" de Napo.

El desarrollo del campo se inició en diciembre de 1973 con 250 acres de espaciamento y fue puesto en producción en abril de 1975 con 24 pozos.

Las tasas de producción autorizadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos son de 1.500 BPPD para Basal Tena, 12.000 BPPD para Napo (U y T) y 4.800 BPPD para Hollín, totalizando 18.300 BPPD.

La producción diaria actual promedio es de 23.500 BPPD con 34,0% de agua y sedimentos, que se obtiene de 41 pozos.

Al 30 de noviembre de 1994, la producción acumulada del campo fue de 109.72 MMBN de petróleo, que significa el 13.8% del petróleo en sitio y el 57.1 de las reservas originales.

Las presiones iniciales fueron de 4.050 LPC, 4.104 LPC, 4.350 LPC Y 4490 LPC para Basal Tena, Napo, "U" y "T" y Hollín respectivamente y conforme a la presión de saturación y la declinación, se considera a los yacimientos como bajo saturados y con empuje parcial de agua, excepto Hollín Inferior que tiene un acuífero activo de fondo.

Existe el estudio de Simulación Matemática presentado en marzo de 1994, mediante el cual se recomendó la recuperación secundaria con inyección de agua para los yacimientos "U" y "T" de la Formación Napo, sistema que se encuentra en proceso de implementación. → OJO

CAMPO AUCA

ARENISCA BASAL TENA

ho	=	11,2	PIES
POR	=	14,3	%
Sw	=	22,6	%
AREA	=	6.929	ACRES
Boi	=	1,1217	BY/BN
FR	=	10,0	%

ARENISCA NAPO "U"

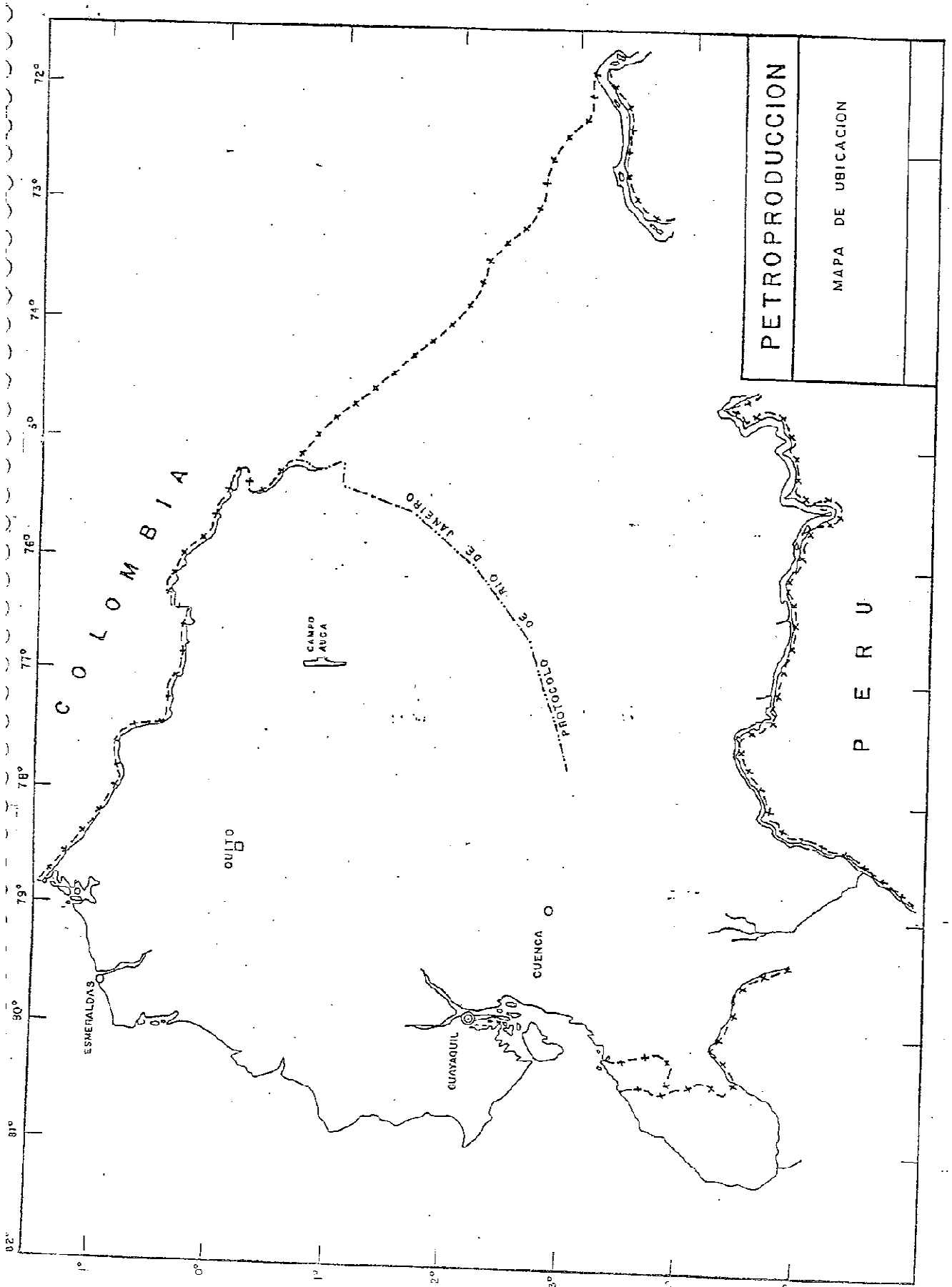
LIA	=	-8.860	PIES
ho	=	22,9	PIES
POR	=	16,6	%
Sw	=	19,1	%
AREA	=	9.845	ACRES
Boi	=	1,0405	BY/BN
FR	=	15,0	%

ARENISCA NAPO "T"

CAP	=	-9.100	PIES
ho	=	23,5	PIES
POR	=	15,4	%
Sw	=	21,9	%
AREA	=	10.913	ACRES
Boi	=	1,1041	BY/BN
FR	=	30,0	%

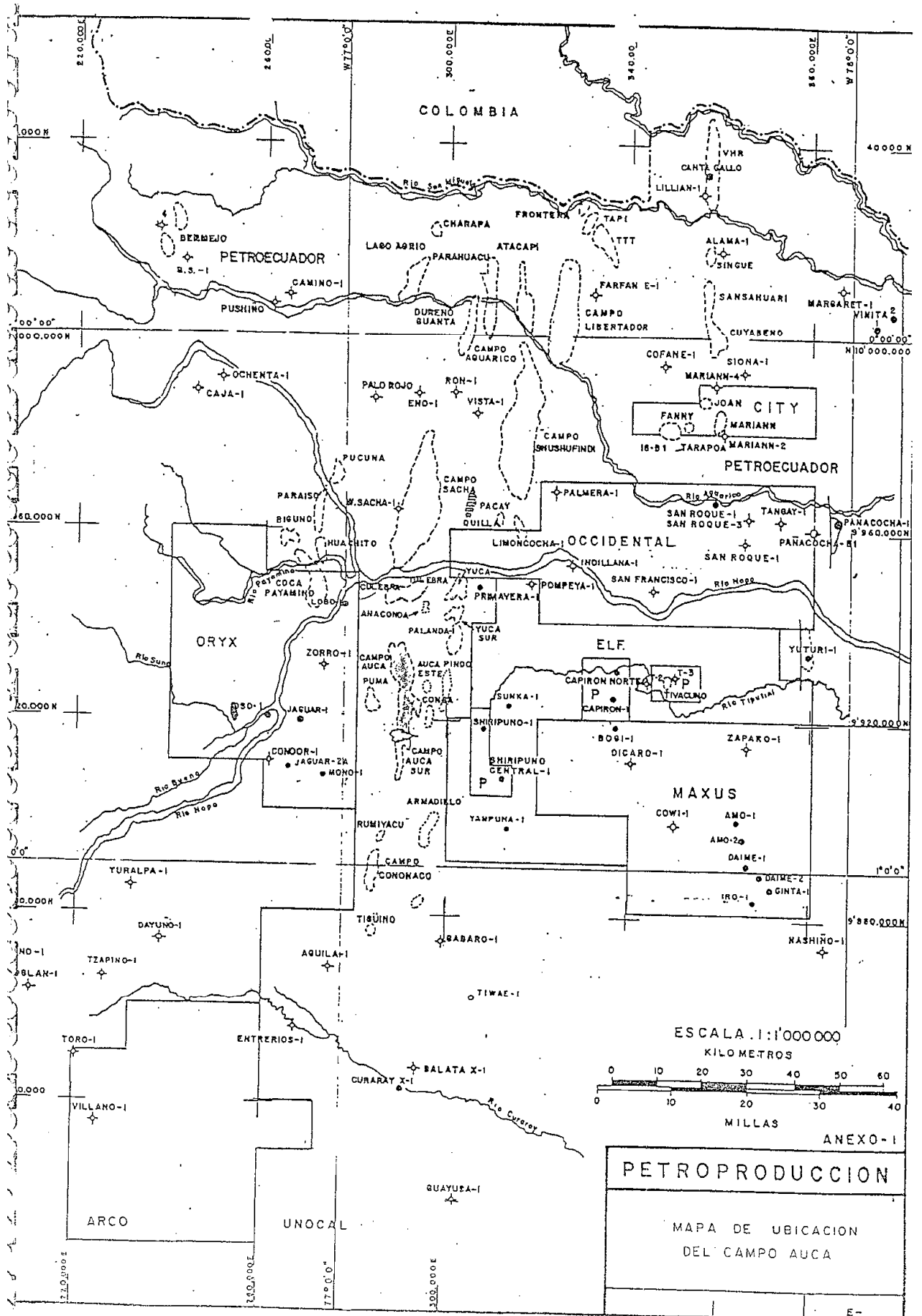
ARENISCA HOLLIN

ho	=	20,5	PIES
POR	=	15,1	%
Sw	=	14,5	%
AREA	=	14.723	ACRES
Boi	=	1,0375	BY/BN
FR	=	30,0	%



PETROPRODUCCION

MAPA DE UBICACION



EAST-WEST DIGITAL SEISMIC LINE 284

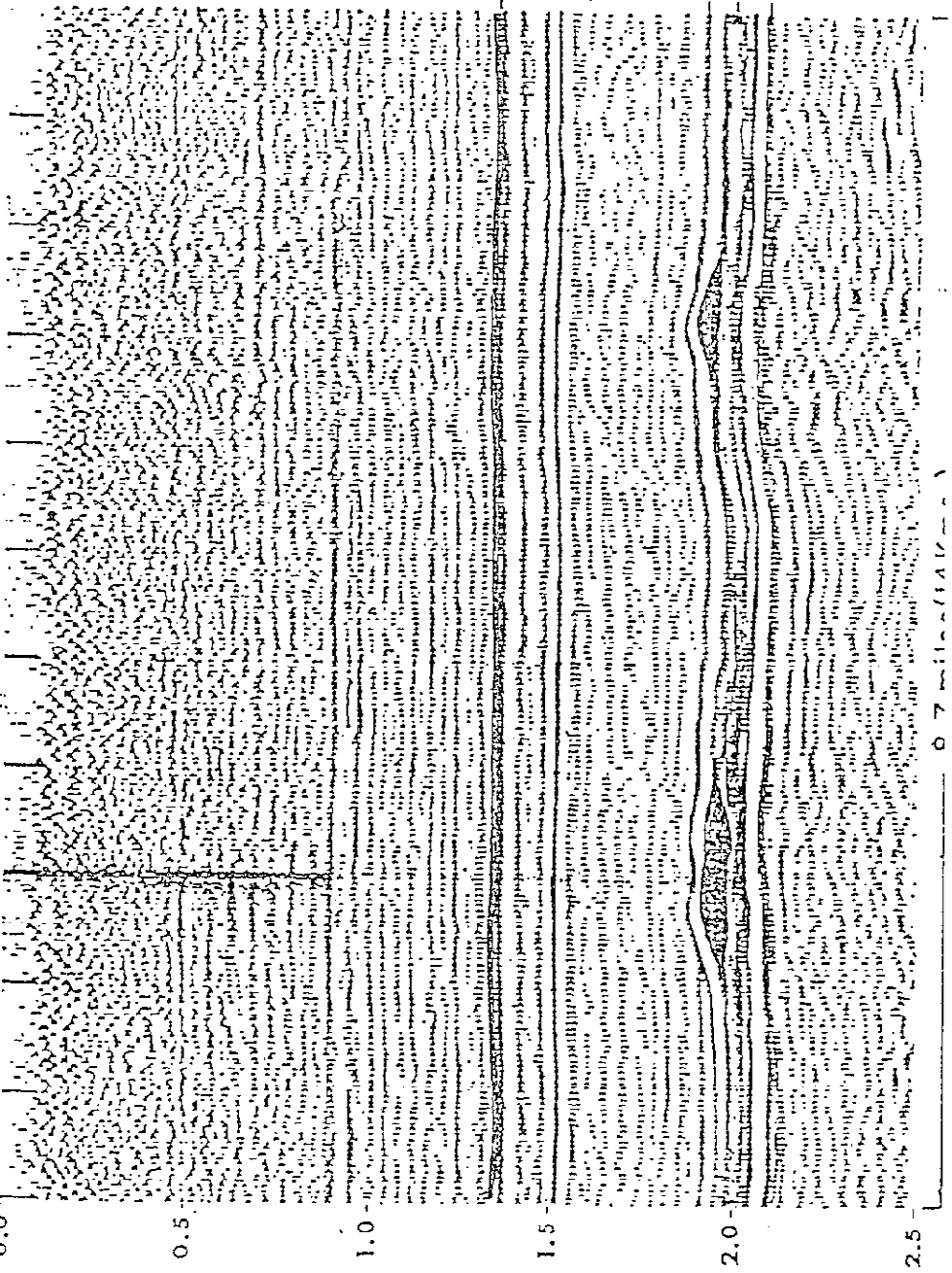
ACROSS AUCA

W E

AUCA STRUCTURE

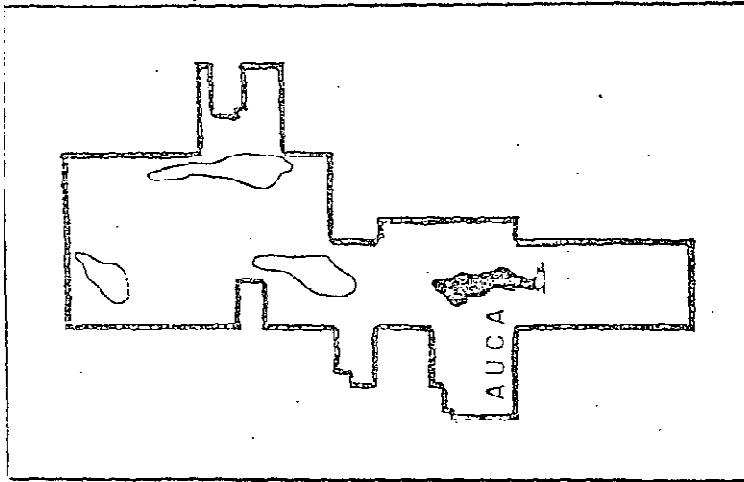
0.0 0.5 1.0 1.5 2.0 2.5

230 240 250 260 270 280 290 300 310 320



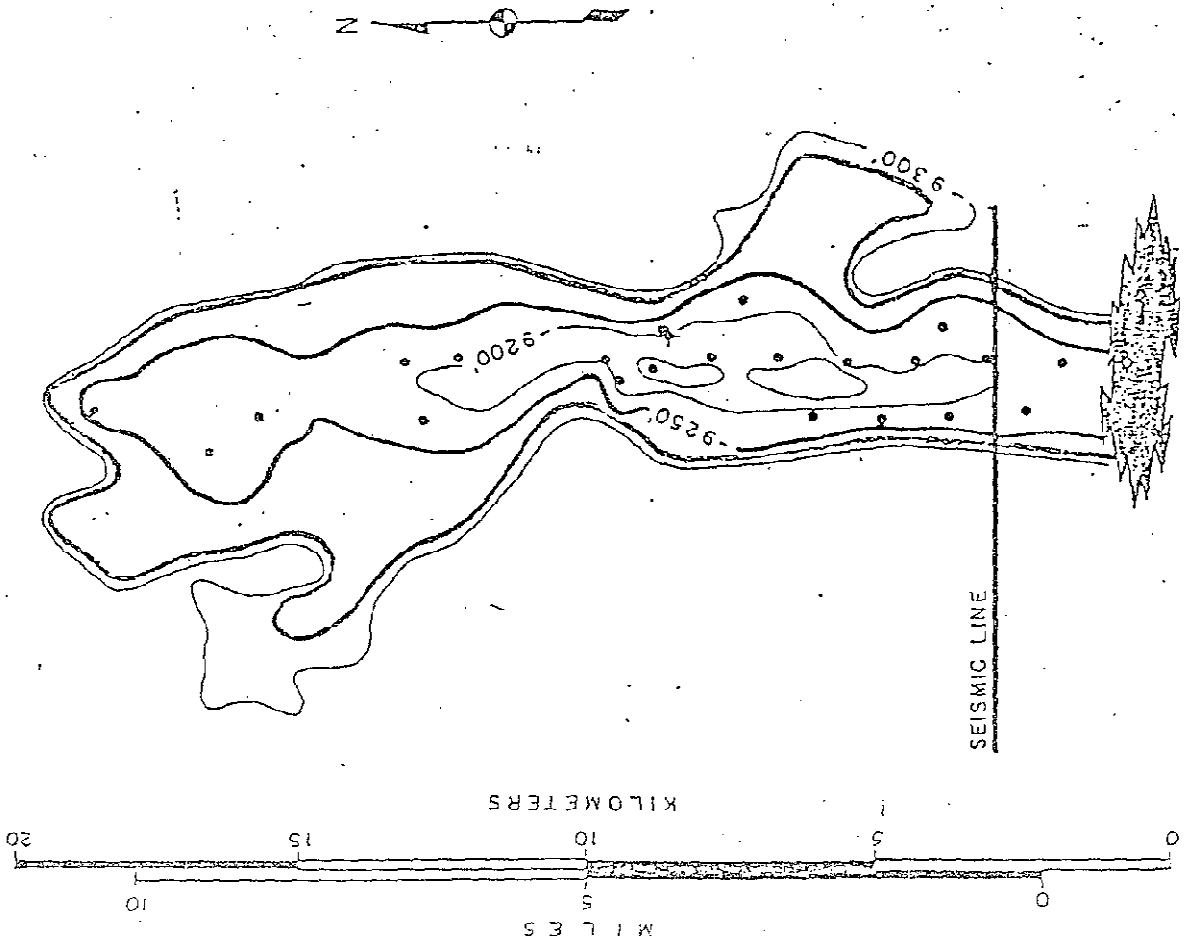
TOP ORTEGUAZA FM.

TOP NAPO FM.
TOP OF "U" SAND ZONE
BASE OF CRETACEOUS

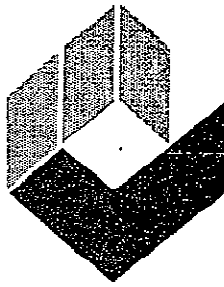


AUCA STRUCTURE MAP
CONTOURS ON TOP OF CRETACEOUS
HOLLIN FORMATION

CONTOUR INTERVAL : 50'



ANEXO 3

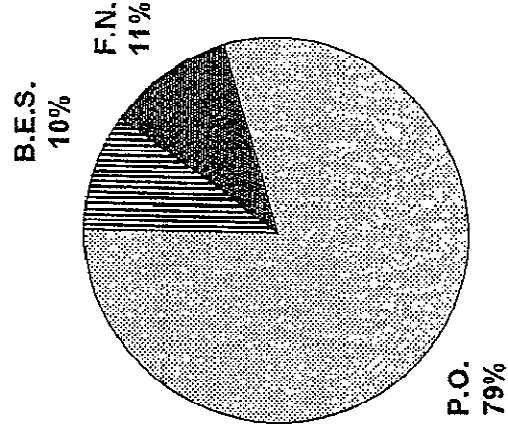


**PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR**

ENERO/95

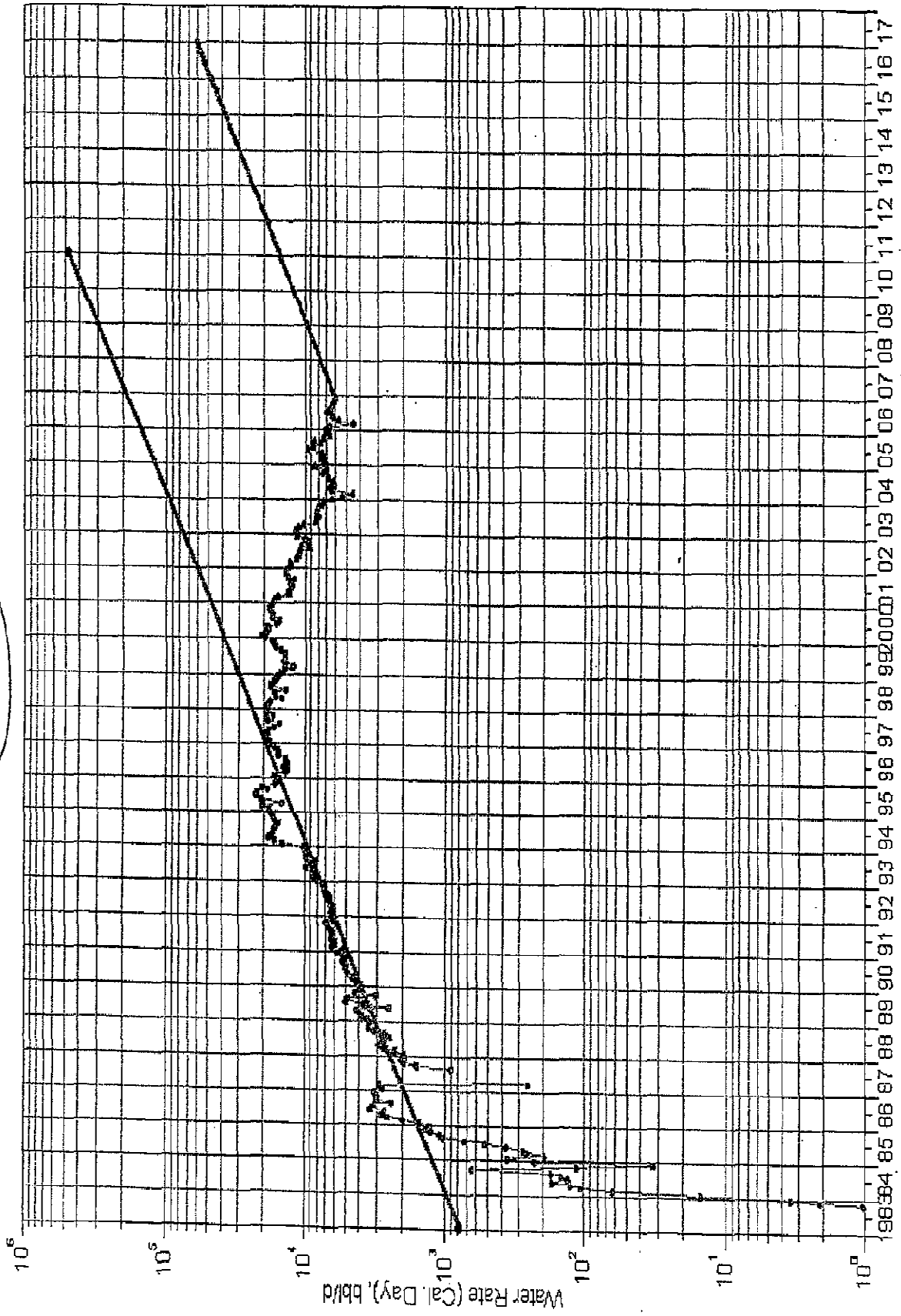
**CUADRO DE PRODUCCION
POR TIPO LEV. ARTIFICIAL
CAMPO AUCA**

	%	BPPD	Nº POZOS
B.E.S.	9.9886	2375	6
F.N.	10.506	2498	4
P.O.	79.505	18904	31
TOTAL		23777	41

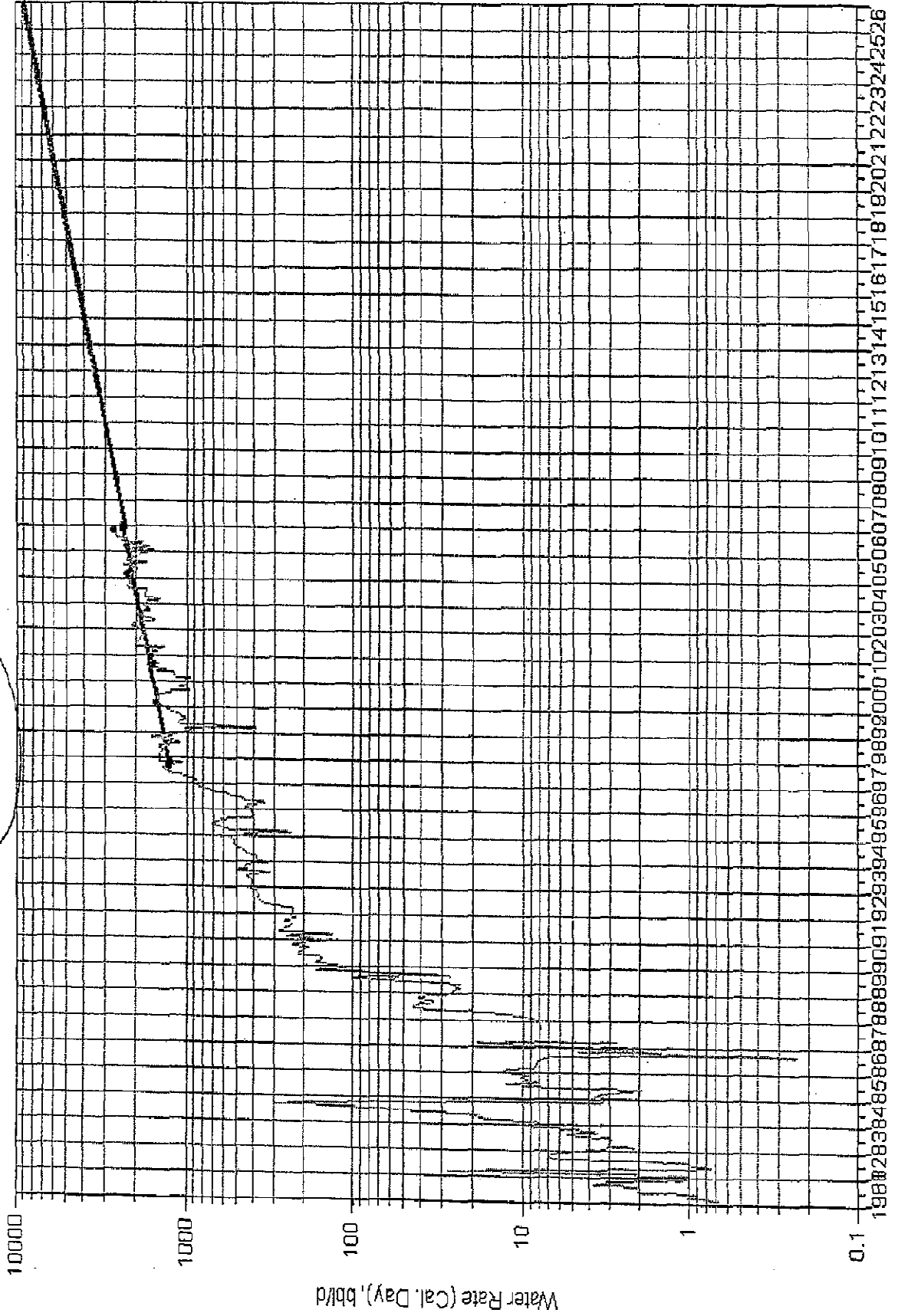


FUENTE: FORECAST DIC/94

CURVA DE PRODUCCION DE AGUA
CAMPO CONONACO



CURVA DE PRODUCCION DE AGUA
CAMPO YULEBRA



Date

CURVA DE PRODUCCION DE AGUA
CAMPO YUCA

