

# ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



## Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL ÁREA GASÍFERA NAVARRA  
DEL CAMPO ANCÓN-SANTA ELENA DESDE ANÁLISIS DE POZOS Y  
REGISTROS ELÉCTRICOS DETERMINANDO POTENCIALES RESERVAS  
DE GAS”

### INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEOS <sup>(1)</sup>**

**INGENIERO EN GEOLOGÍA <sup>(2)</sup>**

Presentado por:

Cristhian Bernabe Morocho Porras <sup>(1)</sup>

Hernán Alexi Carrión Cano <sup>(1)</sup>

Erick Milton Benavides Jaramillo <sup>(2)</sup>

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO – 2015

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por darnos la vida, por permitirnos salir adelante frente a cada adversidad, y por estar rodeados de personas que nos motivan para culminar nuestras metas propuestas con éxito.

A nuestros padres y demás familiares, por apoyarnos incondicionalmente en todo aspecto.

Al Dr. Kervin Chunga Moran, por su asesoría, constante colaboración, y su respaldo permanente en cada etapa de nuestro trabajo.

A todos los profesores de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, por los valiosos conocimientos impartidos en el salón de clases.

## **DEDICATORIA**

Dedico éste trabajo de manera especial a mis padres: El Dr. Enrique Morocho Carvajal, la Dra. Esther Porras Saavedra; mi hermano Kevin, por ser quienes estuvieron ahí en cada momento; a mis abuelos: Sr. Francisco Porras (+), la Sra. Trinidad Saavedra, la Sra. Rosario Carvajal (+), por su gran apoyo; a mis tías: Lcda. Yolanda Porras, Srta. Rosa Edith Porras, por tener la disposición de brindarme su apoyo en cualquier aspecto; a mi familia en general y amigos, los cuales supieron guiarme en la toma de decisiones correctas durante cada etapa de mi vida.

**GRACIAS**

Cristhian Bernabe Morocho Porras.

Dedico este trabajo en una forma especial a mi familia: Ing. Hernán Gonzalo Carrión; Ing. María Monserrate Cano Pita y mi hermano Javier Gonzalo Carrión Cano por su apoyo incondicional y buenos deseos en pos de desarrollarme como profesional y como persona; una mención especial a mis abuelos: Sr. Galo Franco Cano y la Sra. Alfarina Pita que siempre me han apoyado incondicionalmente y estar pendiente de mí; a mis amigos y profesores que me guiaron con sus consejos y directrices a lo largo de mi vida; a todos un enorme gracias.

Hernán Alexi Carrión Cano.



Agradezco a Dios y Santa María por guiarme en mi vida, A mis padres el Ing. Milton Benavides Moreno y la Sra. Lilian Jaramillo por su apoyo incondicional en mi desarrollo profesional, también a mis tíos y primos que supieron ayudarme en todo momento. A mis amigos, compañeros de carrera y profesores, de manera especial al Ing. Jorge Calle, Ing. Carlos Martillo, Ing. Carlo León e Ing. Kenny Escobar que me guiaron con sus consejos durante mi vida académica.

Erick Milton Benavides Jaramillo

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

A handwritten signature in blue ink, reading "Kenny Escobar Segovia", written over a horizontal line.

Msc. Kenny Escobar Segovia

Presidente

A handwritten signature in blue ink, reading "Phd. Kervin Chunga Moran", written over a horizontal line.

Phd. Kervin Chunga Moran

Director de la Materia Integradora

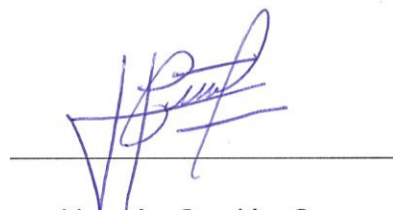
## DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de éste Informe de Materia Integradora, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Cristhian Morocho Porras



Hernán Carrión Cano



Erick Benavides Jaramillo.

## RESUMEN

En el presente trabajo de graduación realizamos un modelo geológico estructural y cálculo de reservas de gas en el área gasífera Navarra perteneciente al campo Ancón. Para el desarrollo del mismo se dispone de información del historial de pozos, perfiles eléctricos, informes geológicos en la zona en los que figuran estudios litológicos, estratigráficos, tectónicos y la secuencia de transformación de materia orgánica a hidrocarburos; además de la utilización de ecuaciones para el cálculo de reservas de gas. El primer capítulo corresponde a la descripción geología del área de estudio. En el capítulo dos y tres, se estudia el historial y registros eléctricos de los pozos con el fin de establecer zonas con potencial hidrocarburífero con los registros de resistividad, radiactivos, nucleares; además de un breve análisis litológico en las formaciones productoras que han sido perfiladas. En el cuarto capítulo, se realiza un modelo geológico estructural usando el Software RockWorks 14, el cual se analiza las posibles estructuras en el subsuelo. En el quinto capítulo se realiza el cálculo de las reservas de gas a partir de mapas isópacos generados con el Software ArcGis 10 determinado las zonas potenciales, finalizando con conclusiones y recomendaciones para futuros modelos y análisis completos de zonas con potenciales hidrocarburífero.

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS .....	XII
SIMBOLOGÍA .....	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE GRÁFICOS .....	XVII
ÍNDICE DE MAPAS .....	XVIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	XIX
CAPÍTULO 1	
1 INTRODUCCIÓN Y GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO .....	1
1.1 Introducción .....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos .....	3
1.3 Localización Del Área "Navarra" Del Campo Ancón .....	4
1.4 Geología del Bloque Santa Elena.....	6
1.6 Geotectónica y Evolución Sedimentaria. ....	19
1.7 Estratigrafía del Área Navarra .....	23
1.8 Transformación de Materia Orgánica a Hidrocarburo En Sitio.....	26
CAPÍTULO 2	
2 DESARROLLO DEL YACIMIENTO GASIFERO DE LA FM. ATLANTA	28
2.1 Historia de los pozos perforados en el área.....	29
2.1.1 Pozo ANCON-0701.....	29
2.1.2 Pozo ANCON-1978.....	30
2.1.3 Pozo ANCON-1985.....	32
2.1.4 Pozo ANCON-1989.....	35

2.1.5	Pozo ANCON-1991.....	37
2.1.6	Pozo ANCON-1995.....	39
2.1.7	Pozo ANCON-1997.....	40
2.1.8	Pozo ANCON-2002.....	42
2.1.9	Pozo ANCON-2003.....	43
2.1.10	Pozo ANCON-1648.....	45

### CAPÍTULO 3

3	PERFILES ELÉCTRICOS Y UNIDADES.....	47
3.1	Metodología Aplicada .....	47
3.1.1	Litología .....	48
3.1.2	Volumen de Arcilla (Vsh) .....	49
3.1.3	Porosidad.....	50
3.1.4	Saturación de Agua (Sw) .....	51
3.1.5	Parámetros de Evaluación .....	52
3.1.6	Identificación de Zonas Permeables e Impermeables .....	52
3.2	Resultados de la Interpretación por Pozo .....	54
3.2.1	Pozo ANCON-1978 (Aceite) .....	54
3.2.2	Pozo ANCON-1983: (Aceite).....	57
3.2.3	Pozo ANCON-1985: (Gas).....	59
3.2.4	Pozo ANCON-1989: (Gas, Aceite).....	63
3.2.5	Pozo ANCON-1991: (Aceite).....	68
3.2.6	Pozo ANCON-1995: (Aceite) .....	71
3.2.7	Pozo ANCON-1997: (Aceite).....	74
3.2.8	Pozo ANCON-2002: (Aceite) .....	77
3.2.9	Pozo ANCON-2003: (Gas).....	79
3.2.10	Pozo ANCON-1648:.....	83

### CAPÍTULO 4

4	MODELAMIENTO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL .....	86
4.1	Metodología aplicada.....	86

4.1.1	Modelamiento en RockWorks 14 .....	87
4.1.2	Correlación entre electrofacies y secuencias formacionales generadas en RockWorks 14.....	95
4.2	Interpretación de resultados .....	105
4.2.1	SECCION A-A' .....	105
4.2.2	SECCION B-B' .....	107
4.2.3	SECCION C-C' .....	109
4.2.4	SECCION D-D' .....	110

## CAPÍTULO 5

5	CÁLCULO DE RESERVAS DE GAS DEL ÁREA GASÍFERA NAVARRA	
5.1	Metodología utilizada .....	111
5.2	Método volumétrico .....	111
5.2.1	Cálculo del volumen de roca método de isópacos.....	112
5.3	Ecuaciones utilizadas y Aplicación Del Software ArcGis 10 .....	115
5.3.1	Factor volumétrico de gas inicial (Bgi) .....	115
5.3.2	Factor volumétrico de abandono (Bga).....	116
5.3.3	Factor de recuperación (FR).....	116
5.3.4	Reservas de original gas en sitio .....	117
5.3.5	Reservas recuperables (GAS).....	118
5.4	Cálculo de reservas recuperables de gas.....	119

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## ANEXOS

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## ABREVIATURAS

2D	=	Modelo en 2 dimensiones
3D	=	Modelo en 3 dimensiones
A/O	=	Agua – Aceite
A.P.I	=	American Petroleum Institute
B/D	=	Barriles por día.
bapd	=	Barriles de Agua por día.
Bga	=	Factor volumétrico del gas a la presión de abandono (PCY/PC).
Bgi	=	Factor volumétrico del gas a la presión inicial. (PCY/PC).
Bls	=	barriles
Bls/mes	=	barriles por mes
bppd	=	Barriles de Petróleo por día.
C.A.L.E.C	=	Californian Ecuadorian Company.
CAP	=	CALIPER
Cps	=	Cuentas por segundo.
Dt	=	Tiempo de tránsito.
Fm	=	Formación Geológica.
FR	=	Factor de recuperación, %.
G	=	Reservas Recuperables de Gas (PCN).
GR	=	Gamma Ray.
I.E.P.C	=	International Ecuadorian Petroleum Company
lpc	=	Libras por pulgada cuadrada
K-Ar	=	Método de Datación Potasio - Argón
LLD	=	Laterolog Profundo (ohm-m).
Ma	=	Millones de Años
mgr - Ra EQ/TNS	=	Miligramo de Radio Equivalente por Tonelada.
MLL	=	Laterolog Corto (ohm-m).
MPCN	=	Mil de pies cúbicos normales ( $10^3$ PCN).
MPCND	=	Mil de pies cúbicos normales diarios ( $10^3$ PCN)
mm/a	=	Milímetros por año.
MMPCN	=	Millón de pies cúbicos normales ( $10^6$ PCN).
OGIP	=	Reservas de Original Gas en Sitio (PCN).
PCN	=	Pies cúbicos normales (60°F y 14.7 psia).
PCND/BI	=	Pies cúbicos normales diarios por barril.
Pf	=	Presión de Fondo.
PHIA	=	Porosidad Aparente (%).
PHIE	=	Porosidad Efectiva (%).
PHIN	=	Porosidad del registro Neutrón (%).
PHIS	=	Porosidad del registro Sónico (%).
Psi	=	Presión - Libras por pulgada cuadrada.



Psia	=	Presión absoluta - Libras por pulgada cuadrada. Absoluta.
PCY	=	Pies Cúbicos de Yacimiento
Pwh	=	Presión del Cabezal
Q	=	Tasa de producción (PCND).
Rt	=	Resistividad en la zona virgen (ohm-m).
Rxo	=	Resistividad en la zona cercana al pozo (ohm-m).
Sp	=	Suspendido por producción.
Sw	=	Saturación de agua (fracción).
UTM	=	Universal Transversal de Mercator.
Vsh	=	Porcentaje de Arcillosidad (v/v).
V/V	=	Unidad de Volumen sobre Unidad de Volumen
z	=	Factor de compresibilidad o Factor de desviación del gas.

## SIMBOLOGÍA

$\Phi$	=	Porosidad (Fracción)
°	=	Grados
'	=	Pies
“	=	Pulgadas
E	=	Dirección Este.
m	=	Metros
N	=	Dirección Norte.
O	=	Dirección Oeste.
S	=	Dirección Sur.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Columna Estratigráfica del Bloque Santa Elena .....	17
Figura 1.2: Columna Litológica del Área Navarra .....	25
Figura 3.1: Respuesta del GR a diferentes Litologías.....	49
Figura 3.2: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1978 .....	55
Figura 3.3: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1983 .....	57
Figura 3.4: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1985 .....	60
Figura 3.5: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1989 .....	64
Figura 3.6: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1991 .....	68
Figura 3.7: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1995 .....	72
Figura 3.8: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1997 .....	74
Figura 3.9: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-2002 .....	77
Figura 3.10: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-2003 .....	80
Figura 3.11: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1648 .....	83
Figura 4.1: Registro de los pozos en RockWorks 14 .....	87
Figura 4.2: Registro de las formaciones en RockWorks 14 .....	88
Figura 4.3: Registros de Topes y Bases de las formaciones de cada pozo..	89
Figura 4.4: Ubicación de los pozos en 3D .....	90
Figura 4.5: Modelo Interpolación Inverso de la Distancia 3D Vista N-E.....	91
Figura 4.6: Modelo Interpolación Inverso de la Distancia 3D Vista S-W .....	91
Figura 4.7: Modelo Closest Point 3D Vista N-E .....	92

Figura 4.8: Modelo Closest Point 3D Vista S-W.....	93
Figura 4.9: Modelo Hybrid 3D Vista N-E .....	94
Figura 4.10: Modelo Hybrid 3D Vista S-W .....	94
Figura 4.11: SECCION A-A' .....	97
Figura 4.12: SECCION B-B' .....	98
Figura 4.13: SECCION C-C' .....	99
Figura 4.14: SECCION D-D' .....	100
Figura 4.15: SECCION A-A' secuencias de Electrofacies .....	101
Figura 4.16: SECCION B-B' secuencias de Electrofacies .....	102
Figura 4.17: SECCION C-C' secuencias de Electrofacies .....	103
Figura 4.18: SECCION D-D' secuencias de Electrofacies .....	104

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 Historia de Producción ANCON-0701 .....	30
Gráfico 2.2 Histotria de Producción ANC 1978 .....	32
Gráfico 2.3 Historia de Producción ANCON-1985 .....	34
Gráfico 2.4 Historia de Producción ANCON-1989 .....	37
Gráfico 2.5 Historia de Producción ANCON-1991 .....	39
Gráfico 2.6 Historia de Producción ANCON-1995 .....	40
Gráfico 2.7 Historia de Producción ANCON-1997 .....	42
Gráfico 2.8 Historia de Producción ANCON-2002 .....	43
Gráfico 2.9 Historia de Producción ANCON-2003 .....	44
Gráfico 2.10 Historia de Producción ANCON-1648 .....	46

## ÍNDICE DE MAPAS

Mapa I. Mapa de Ubicación del Área de Estudio .....	5
Mapa II. Mapa Geológico del Bloque de Santa Elena.....	18
Mapa III. Mapa de Anomalías de Bouguer.....	19
Mapa IV. Mapa de Secciones delineado en el área de estudio. ....	96
Mapa V. Mapa Isopaco S.A-11 .....	120
Mapa VI. Mapa Isopaco S.A-11.2 .....	121
Mapa VII. Mapa Isopaco S.A-10 .....	122

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I: Coordenadas del Área de estudio.....	4
Tabla II: Clasificación del grupo Ancón.....	6
Tabla III: Clasificación del Grupo Azúcar.....	7
Tabla IV: Clasificación de formaciones del Cretácico – Jurásico Superior.....	7
Tabla V: Formaciones empleada en el estudio.....	24
Tabla VI: Secuencias de la Formación Atlanta.....	24
Tabla VII: Dato de producción y condición actual ANCON-0701.....	30
Tabla VIII: Dato de producción y condición actual ANCON-1978.....	31
Tabla IX: Dato de producción y condición actual ANCON-1985.....	34
Tabla X: Dato de producción y condición actual ANCON-1989.....	37
Tabla XI: Dato de producción y condición actual ANCON-1991.....	38
Tabla XII: Dato de producción y condición actual ANCON-1995.....	40
Tabla XIII: Dato de producción y condición actual ANCON-1997.....	41
Tabla XIV: Dato de producción y condición actual ANCON-2002.....	43
Tabla XV: Dato de producción y condición actual ANCON-2003.....	44
Tabla XVI: Dato de producción y condición actual ANCON-1648.....	45
Tabla XVII: Cálculo de la secuencia S.A – 11 con Excel.....	123
Tabla XVIII: Cálculo de la secuencia S.A – 11.2 con Excel.....	124
Tabla XIX: Cálculo de la secuencia S.A – 10 con Excel.....	125

# CAPÍTULO 1

## 1 INTRODUCCIÓN Y GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO

### 1.1 Introducción

Las emanaciones de petróleo y de gas en la Península de Santa Elena, generó interés en la exploración de hidrocarburos en el Ecuador a inicios del siglo XX. Empresas Británicas como ANCON OIL COMPANY (DESPUES ANGLO ECUADORIAN OILFIELD COMPANY, LTDA), perforaron el pozo ANCON No. 1 en 1911, por lo que dio el inicio a la producción de hidrocarburos en el país. A partir de aquel día las concesiones de la Península fueron pasando a diferentes compañías nacionales y extranjeras, la compañía Anglo-Ecuatoriana Oilfields (AEO) fue el más importante productor del Campo Ancón llegando a producir 10000 barriles de petróleo por día, entre los años 1955 y 1957, periodo que perforaron cerca de 2900 pozos petroleros. En 1976 finalizó la operación de Anglo, desde aquel entonces las operaciones las realizó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, ocupándose



con el mantenimiento y producción del campo, sin perforar nuevos pozos. Actualmente PACIFPETROL S.A. opera el Campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” Esta compañía realizó una campaña sísmica 2D en 1998 que definió dos zonas a ser investigadas más a detalle. Estas dos zonas constituyen el área Transvaal-Navarra y el área San Vicente- Morrillo. Por lo cual el enfoque de este trabajo, es la interpretación de datos del Área Navarra, más la información de producción de gas y petróleo de los pozos en la zona para realizar un posterior cálculo de reservas de gas.

Para el área Navarra, desde la interpretación geológica, estratigráfica, estructural de la Fm. Atlanta, y de acuerdo al historial de pozos e información obtenida en registros eléctricos es posible determinar la existencia de una capa de gas con una pequeña columna de aceite, lo cual permite realizar proyectos futuros para la recuperación de gas; ya que es evidente la importancia como recurso para el país, puesto que puede ser usado con fines energéticos teniendo como valor adicional el hecho de ser más económico que el petróleo y menos contaminante; pero cabe mencionar que el alcance del uso de gas tiene como objetivo incursionar en el mercado de generación eléctrica, para lograr dicho objetivo es importante saber cómo está

formado geológicamente, estructuralmente y estimar las reservas de gas que posee el área de estudio, de esa manera determinar la viabilidad o no de llevar a cabo proyectos a gran escala.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Construir un modelo geológico estructural del área Navarra del Campo Ancón mediante datos de registros eléctricos, historial de pozos, determinando las unidades estratigráficas y estructurales de las formaciones geológicas con potenciales entrapamiento, cuantificando las reservas de gas.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Determinar las tendencias estructurales y estratigráficas de las unidades litológicas dominantes en el área Navarra, desde registros eléctricos y su correlación con pozos exploratorios.

- Construir un modelo geológico estructural desde datos de topes y bases de los pozos del área de estudio, delineando las potenciales reservas de gas.
- Estimar las reservas de gas del área Gasífera Navarra, desde datos de registros eléctricos y del modelo geológico, elaborado en un software geológico.

### 1.3 Localización Del Área "Navarra" Del Campo Ancón

El Área Navarra pertenece al Campo Ancón, el cual está ubicado al sur de la Península de Santa Elena, Provincia del mismo nombre. Comprende un área de 5.4 km<sup>2</sup> y está localizado al noroeste del cantón Atahualpa, al norte del cantón Ancón.

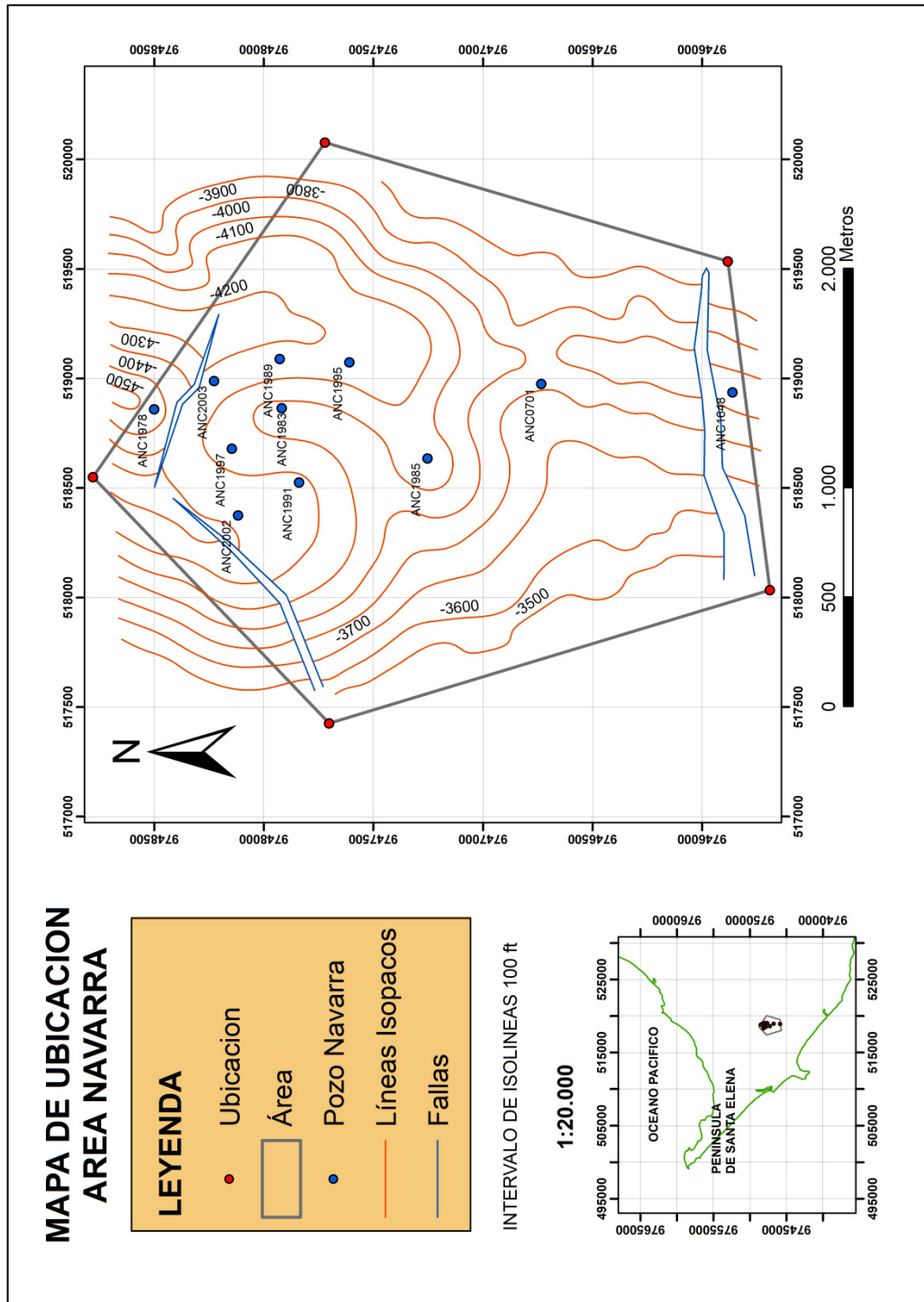
A partir de los límites estructurales de las fallas Geológicas predominantes en el Área Navarra, se la ha limitado el área de estudio en las siguientes coordenadas UTM:

Tabla I: Coordenadas del Área de estudio

<b>PUNTO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
<b>A</b>	518550	9748780
<b>B</b>	520078	9747721
<b>C</b>	519536	9745882
<b>D</b>	518034	9745691
<b>E</b>	517425	9747701

Fuente: Elaborado por los autores (Google Earth Pro)

Mapa I. Mapa de Ubicación del Área de Estudio



Fuente: Elaborado por los autores (ArcGis 10)

## 1.4 Geología del Bloque Santa Elena

La terminología para las formaciones geológicas para el Bloque de Santa Elena son múltiples, para una mayor comprensión se resume por categoría de autores (BRISTOW & HOFFSTETTER, 1977), como sigue:

Para el **Grupo Ancón**:

Tabla II: Clasificación del grupo Ancón

<b>Sauer (1965)</b>		<b>Canfield (1966)</b>		
Lutitas Seca	Grupo Ancón	Miembro Arenisca Punta Ancón	Formación Seca	Grupo Ancón
Capas Socorro		Miembro Lutitas Seca		
Clay Pebble Beds		Miembro Clay Pebble Beds	Formación Socorro	
Middle Grits		Miembro Santo Tomás		

Fuente: Elaborado por los autores (BRISTOW & HOFFSTETTER, 1977)

Para el **Grupo Azúcar (Atlanta)**:

Tabla III: Clasificación del Grupo Azúcar

<b>I.E.P.C</b>	<b>C.A.L.E.C (Garner, 1956)</b>	<b>MERCHANT (1961)</b>	<b>GRUPO AZÚCAR</b>
Engabao	Engabao	Chanduy	
Chanduy	Estancia	Estancia	
Estancia	Chanduy	Engabao	

<b>AZAD (1968)</b>	
Passage Beds	<b>OLISTOTROMO AZUCAR/GRUPO AZÚCAR</b>
Formación Atlanta	

Fuente: Elaborado por los autores de (BRISTOW & HOFFSTETTER, 1977)

Tabla IV: Clasificación de formaciones del Cretácico – Jurásico Superior

Fm. Santa Elena	WILDFLYSCH
Miembro Cayo S.S	FORMACIÓN CAYO
Miembro Calentura	
Formación Piñón	

Fuente: Elaborado por los autores (BRISTOW & HOFFSTETTER, 1977)

- **Formación Piñón (Jurásico-Cretácico Inferior)**

La formación Piñón es considerada el basamento de las provincias costeras del Ecuador. Es una corteza de origen oceánico, esta constituida por de basaltos que han sufrido un metamorfismo de tipo esquistos verdes, también se puede

encontrar diabasas, piroxenitas y aglomerados piroclásticos aparentemente sin estratificación; las estructuras almohadilladas (pillow lavas) y columnares son frecuentes. Según (Goossenes & Rose, 1973) la llamo “Complejo Ígneo Básico”. Las dataciones por el método K-Ar, dieron una edad de 180 Ma (Jurásico Medio) según (Benitez, 1995)

- **Formación Cayo (Cretácico Superior)**

Consiste de una espesa secuencia volcánica y volcano-sedimentaria cuya localidad tipo se encuentra en los alrededores de Guayaquil, con aproximadamente 3000 m de espesor que no aflora en la península. Está constituida por sedimentos marinos (lutitas bituminosa y turbiditas finas), volcánicos (lavas almohadilladas) y volcanoclásticos (tobas).

Esta formación se subdivide en: **Calentura, Cayo Sensu Stricto.**

- **Miembro Calentura (Senoniano):** Constituye la parte basal de la Formación Cayo. Su localidad tipo se encuentra en la antigua cantera de Calentura, ubicada a 10 km NE de Guayaquil. Consiste de argilitas, argilitas calcáreas, areniscas silicificadas, limonitas y lutitas de color gris

oscuro o rojo. Descansa sobre rocas andesíticas del tope de la Formación Piñón. A partir de evidencias geoquímicas del Petróleo de las rocas del Bloque de Santa Elena, este miembro se la considera la roca generadora de hidrocarburos de la zona (Higley, 2004).

- **Miembro Cayo S.S. (Turoniano):** Aflora en la Cordillera Chongón Colonche, en Guayaquil, en el Río Bachillero. Se trata de una serie potente de aproximadamente 1400 m, compuesta por alternancia de brechas sedimentarias con bloques (de un diámetro de hasta 2m) constituidos principalmente por andesitas, areniscas finas y gruesas de color verdoso frecuentemente grawáquicas y lutitas. Macrofauna de *Inoceramus* indica una edad Turoniano Superior. (Benitez, 1989).

- **Formación Santa Elena (Cretácico Superior)**

La Formación Santa Elena está constituida por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación tobácea de colores blanquecinos. El conjunto se caracteriza por una intensa deformación de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo



que determina pliegues y fallamientos de diferentes órdenes y geometría. Estas estructuras definen escamas tectónicas. Esta unidad ha sido también conocida como **Wildflisch Santa Elena** o **Olistostromo Wildflisch**. La Formación Santa Elena es un equivalente lateral del Miembro Guayaquil de la Fm Cayo.

La base de la Formación Santa Elena y consecuentemente su espesor son desconocidos, aunque al ser correlacionable con el Miembro Guayaquil, que posee unos 400 m al NE de la Falla Chongón-Colonche, no se descartan potencias equivalentes.

- **Olistotromo Azúcar - Grupo Azúcar (Paleoceno)**

El Grupo Azúcar está estratigráficamente ubicado entre la Formación Santa Elena y el Grupo Ancón, constituye el principal reservorio del campo Ancón.

Según las Clasificaciones de varios autores el Grupo Azúcar (Ver Tabla III) se encuentra dividido en tres facies como sigue:

- **Facie Estancia:** Secuencia de Areniscas grises, micáceas, con tonos de alteración rojizos y niveles de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y estratos finas de areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos.

- **Facie Chanduy:** Areniscas grises silíceas de dureza media, conglomerados de rodados de cuarcitas con alternancias de areniscas y conglomerados, en el tope con alternancia de pelitas negras y areniscas duras.
- **Facies Engabao:** Areniscas castañas macizas, friables, con concreciones de tipo “bala de cañón” con intercalaciones de bancos delgados de pelitas y areniscas y conglomerados de rodados de cuarcita donde, a veces, las pelitas son localmente dominantes.

(Azad, 1968) clasificó a las rocas del Grupo Azúcar en el Olistostromo Azúcar, que son: **Lutitas Atlanta o Passage Beds** y **Arenisca Atlanta u Olistolitos Atlanta**

- **Arenisca Atlanta u Olistolitos Atlanta (Paleoceno - Eoceno inferior):** Este miembro se la identifica por su dureza, alto porcentaje de areniscas y conglomerados, la presencia de pirita y resistividades mayores a los 20 Ohms. Se encuentra constituida por arenisca dura, gris o gris verdosa, meteorizada a café, bien cementada con una

matriz argilacea, dura y a veces silíceo o calcárea. La edad de esta formación es Paleoceno - Eoceno inferior. En el campo Ancón este miembro contienen cantidades considerable de petróleo y gas.

- **Passage Beds o Lutitas Atlanta (Eoceno Inferior - Medio):** Se encuentra ubicada en el Tope de la Arenisca de Atlanta y la base de Clay Pebble Bed. Su espesor varía considerablemente entre 0 a 800 m. También se la conoce como la Matriz Azúcar, nombre asignado a las rocas no olistotromicas dentro del conjunto azúcar. Constituye pelitas duras con estratos delgados de areniscas, que incluyen intercalaciones de areniscas calcáreas de grano medio a grueso y arcillitas con restos carbonosos. Se le asigna una edad Eoceno inferior a medio. Las asociaciones paleontológicas y las características litológicas indican una depositación rápida en un medio bastante profundo que recicló e involucró materiales provenientes de depósitos litorales.

- **Grupo Ancón (Eoceno).**

El Grupo Ancón comprende las rocas silicoclásticas que toman su nombre en el campo petrolero de Ancón y está compuesto por las siguientes unidades: **a) Arenisca de Santo Tomás, b) F. Clay Pebble Beds, c) F. Socorro, d) F. Seca y e) F. Punta Ancón.**

Varios autores han adoptado un uso diferente para el Grupo Ancón, como lo habíamos mencionado desde un principio. (Canfield, 1966) Incluyó las areniscas de Punta Ancón en su Grupo, con el miembro Santo Tomas como la unidad Inferior. (Sauer, 1965) excluyó las Areniscas de Punta Ancón pero incluyo los Middle Grits en su Grupo (Ver Tabla II). Se los describe a continuación

- **Areniscas Santo Tomás:** consiste de un banco de areniscas de potencias modestas conocida solamente en el subsuelo en el sector homónimo, en el extremo NE del campo petrolero de Ancón. Constituye un la culminación del ciclo turbidítico de la Fm Passage Beds.

- **Formación Clay Pebble Beds (Eoceno Medio temprano):**

El techo de esta unidad aflora en los acantilados de Ancón, con un espesor de 180 m totales asignados en el subsuelo. Se trata de una secuencia maciza, de matriz arcillosa, originados por el deslizamiento sin-sedimentario, del tipo de flujos de barro densos submarinos e ínter estratificados con turbiditas. Las asociaciones paleontológicas determinan edades Eoceno medio.

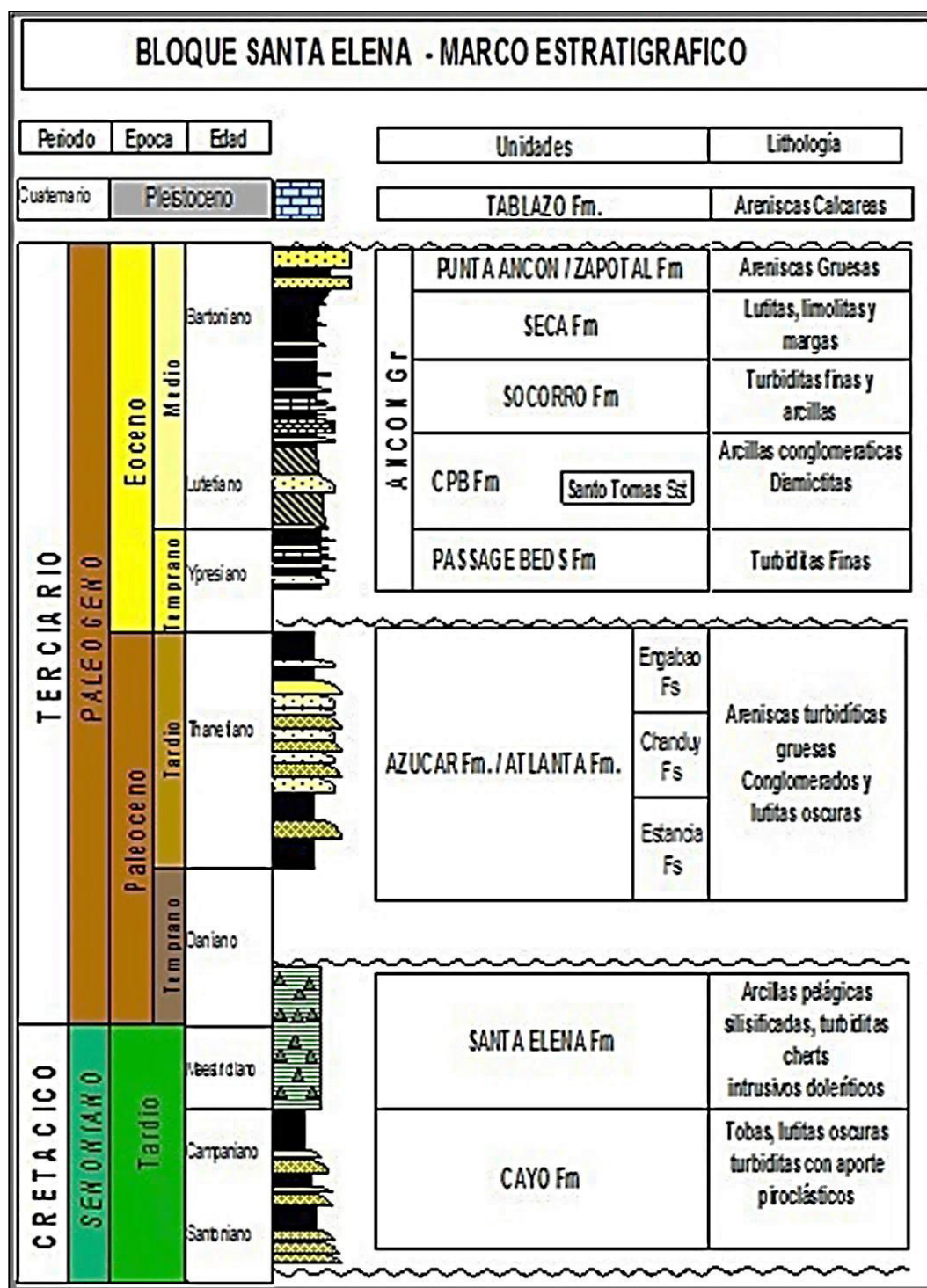
- **Formación Socorro (Eoceno Medio temprano):**

Constituye el reservorio de segunda importancia en Ancón, son areniscas turbidíticas y pelitas que recubren la Formación Clay Pebble Beds, corresponden a la transición de abanicos turbidíticos – talud, con depósitos de lóbulos y canales de plataforma. Son una alternancia de lutitas deleznable, grises hasta negro y de areniscas turbidíticas, delgadas verdosas. El espesor medido en la localidad tipo de Ancón, es de 390 m; en el subsuelo se indica un espesor máximo perforado de 457 m. Consta de una arenisca basal (saturada de petróleo) con conglomerados erosivos y areniscas canalizados con texturas de descarga de fluidos, depositados por corrientes densas. Le siguen niveles arcillo

- limosos masivos, con intercalaciones de areniscas turbidíticas, centí a decimétricas, con ondulitas indicativas de turbiditas distales. Hacia el tope se presentan areniscas limosas, con deslizamientos con tendencia granocreciente. El contenido fosilífero indica edades Eoceno medio - superior a Eoceno superior.
- **Formación Seca (Eoceno Medio-Eoceno Superior):** La Fm. Seca está compuesta por arcillas gris verdosas, con vetillas de yeso, caliza y algunos niveles de limolitas y tobas afaníticas. De acuerdo a sus estudios anteriores de micropaleontología (Stainforth, 1948), al Grupo Ancón en la parte baja le dan una edad Eoceno medio y en la parte alta Eoceno Superior.
  - **Formación Punta Ancón (Eoceno Medio a Superior):** Son areniscas grises con base erosiva con alternancias de pelitas grises que alteran con niveles finos de color castaño e incluyen la Arenisca Blanca de Punta Ancón. Presentan un espesor de 160 m de sección que corresponden a depósitos marinos localizados entre la plataforma externa y la parte superior del talud continental (Benitez,

Conclusiones sobre La Paleogeografía del Grupo Ancón en Ancón, 1995) . Hacia el extremo Norte de la comarca estudiada, niveles equivalentes de esta Formación están cartografiados como Formación Zapotal (Olsson, 1931), nombre formacional corrientemente utilizado en la Cordillera Chongón-Colonche, el contenido paleontológico de la Fm Punta Ancón señala una edad Eoceno Medio a Superior

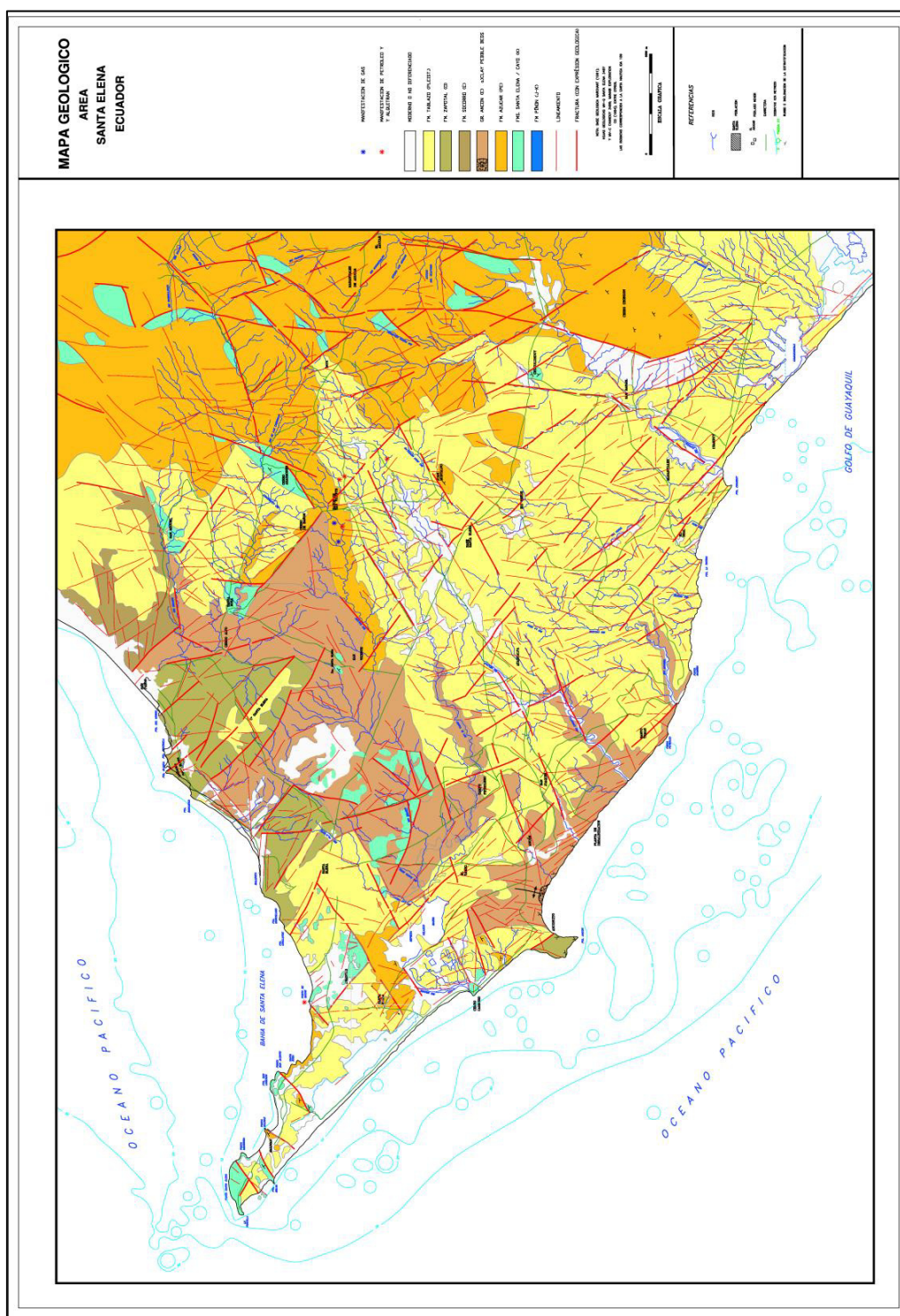
Figura 1.1: Columna Estratigráfica del Bloque Santa Elena



Fuente: Modificado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2010); (Malone, 1999).



Mapa II. Mapa Geológico del Bloque de Santa Elena



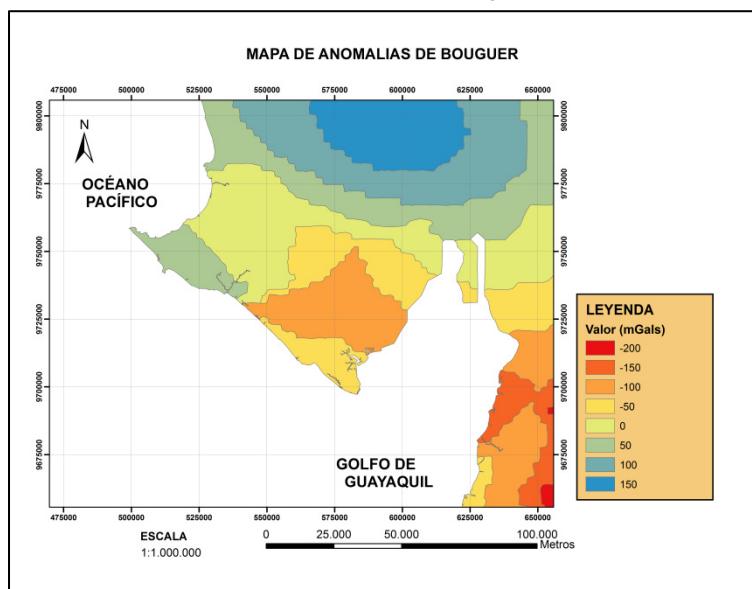
Fuente: Modificado por los autores (Rosello, 1996).

## 1.6 Geotectónica y Evolución Sedimentaria.

El área de estudio está caracterizado por fallamientos geológicos y plegamientos estructurales, debido a la dinámica de esfuerzos asociadas por la tectónica de placa (convergencia de la placa oceánica de Nazca que colisiona y subduce al segmento continental de la placa sudamericana).

(Feininger, 1982) en su estudio muestra la presencia de grandes anomalías gravimétrica positiva de Bouguer (Mapa III.) en la costa Oeste del Ecuador, que indica que no existe una corteza continental por debajo de la Costa Ecuatoriana sino más bien una corteza oceánica (Fm. Piñón) que fue acrecionada por una colisión debido el efecto de una antigua zona de subducción.

Mapa III. Mapa de Anomalías de Bouguer



Fuente: Modificado por los autores en ArcGis 10 (Feininger, 1982); (Escuela Politécnica del Ejército, 2007).

La península se encuentra en el levantamiento de Santa Elena, asociada a la dinámica de tectónica de placas, donde la placa oceánica de Nazca colisiona y subduce contra la placa continental Sudamericana. El Bloque de Santa Elena es un horst que limita al norte la cuenca progreso a través de la falla La Cruz, y al sur la cuenca del Golfo de Guayaquil.

Esta subducción ha tenido carácter oblicuo (ángulo de penetración de la placa oceánica a la continental  $30^{\circ}$ - $55^{\circ}$ ) que ha determinado la historia geológica Cretácico – Terciaria para la creación de un complejo de subducción, cuencas de ante-arco y cuencas de talud, que han experimentado diferentes fases de deformación de compresional a desplazamiento de rumbo. Durante el Cretácico tardío al Paleoceno inferior la convergencia fue más rápida ( $70 \pm 20$  mm/a) y oblicua (alrededor de  $35^{\circ}$ ) respecto al margen costero Ecuatoriano actual. En el Paleoceno temprano, una capa de corteza oceánica (Fm. Piñón) fue soldado al margen continental, esto puede haber sido consecuencia de la subducción oblicua. En ese tiempo sobre la corteza oceánica se depositaron sedimentos hemipelágicos, tobas, brechas volcánicas, turbiditas y lutitas silíceas. Dicha asociación litológica se ha denominado Fm. Cayo, que corresponde a una secuencia de relleno de una cuenca de

antearco Cretácica. Posiblemente durante la sedimentación de esta secuencia prevalecieron condiciones de circulación anóxicas (bajo oxígeno), probablemente relacionadas a un evento de magnitud regional.

En el oeste de la península las facies van cambiando a facies marinas profundas compuestas por sedimentos pelágicos con tobas y radiolaritas y cherts, típicos de facies marinas profundas que sobreyacen a la Fm. Cayo. En la misma dirección aumenta el grado de deformación tectónica evidenciada por fallas imbricadas, pliegues y desarrollo de clivaje penetrativo. Esta secuencia ha sido denominada Fm. Santa Elena y su emplazamiento geotectónico correspondería al prisma de subducción.

En el Paleoceno se produce el levantamiento, desarrollándose un sistema sedimentario de Plataforma-talud y abanicos submarinos de fondo de cuenca, que conforman el ciclo sedimentario de la Fm Azúcar. Estos sistemas de abanicos turbidíticos se componen de areniscas turbidíticas gruesas a medias y conglomerados que constituyen los principales reservorios de la Península. Gradan a areniscas arcillosas y pelitas. Hacia el Paleoceno tardío comienza la deformación compresiva, que determina la erosión de los anticlinales de la Fm. Azúcar y el engrosamiento estratigráfico en

sinclinales y en el bloque bajo de las fallas inversas que afectan a la secuencia. El espesor de la Fm Azúcar se estima en aproximadamente 9000 pies (2744 m) en la zona de Ancón, disminuyendo hacia el oeste y al norte del campo Ancón. En el Eoceno inferior a medio, se incrementa la tasa de convergencia oblicua ( $200 \pm 60$  mm/a), produciendo una reactivación tectónica que determinó una fuerte discordancia erosiva debido al crecimiento de las estructuras pre-Gr. Ancón y la formación de estrechas cuencas de talud que reciben sedimentos turbidíticos y de remoción en masa que determinan secuencias en cuencas confinadas respecto a los altos estructurales de la Fm Azúcar, como así también pliegues y fallas inversas en los sedimentos eocénicos. Estos rellenos presentan espesores variables que varían entre 0 y 3000 pies (0 a 915 m), producto de sedimentación sintectónica (la sedimentación y la formación de estructuras fueron contemporáneas del proceso tectónico que generó esta).

De acuerdo a los trabajos de paleomagnetismo en la zona costera de Ecuador y norte de Perú (Roperch & Mourier, 1987) ha sufrido una translación hacia el norte y una rotación horaria en bloques discretos, cuya magnitud de  $60^\circ$  a  $70^\circ$  medidos en rocas Cretácicas. Dicho evento puede haber tenido lugar entre el

Eoceno medio al Eoceno tardío, el cual estaría relacionado con la reactivación en transpresión de antiguas estructuras compresivas, que afectó a los sedimentos del grupo Ancón, definiendo la estructura de los campos actuales. Continúa este ciclo con la depositación de la Fm. Socorro con lutitas laminadas y turbiditas finas correspondiente a ambiente de plataforma externa. Por último culmina el ciclo con sedimentos pelíticos de plataforma de la Fm. Seca y depósitos de arenas litorales de las Formaciones Punta Ancón y Zapotal.

Durante el Oligoceno, la convergencia disminuye significativamente. Debido a la falta de sedimentos de esa edad en el alto de Santa Elena, se puede inferir que esa entidad ha sido una zona expuesta o de no-deposición. Contemporáneamente se inicia la apertura de la cuenca de Progreso al norte de la falla de la Cruz, la cual recibió sedimentación durante Oligoceno al Mio-Plioceno

### **1.7 Estratigrafía del Área Navarra**

La terminología que se utilizará en este estudio corresponde a la empleada por Petroecuador y Pacifpetrol, son:

Tabla V: Formaciones empleada en el estudio

<b>PACIFPETROL</b>	
Formación Socorro	<b>GRUPO ANCÓN</b>
Clay Pebble Beds	
Passage Beds	<b>GRUPO AZÚCAR</b>
Formación Atlanta	

Fuente: Elaborado por los autores de (PACIFPETROL S.A., 2003); (Malone, 1999)

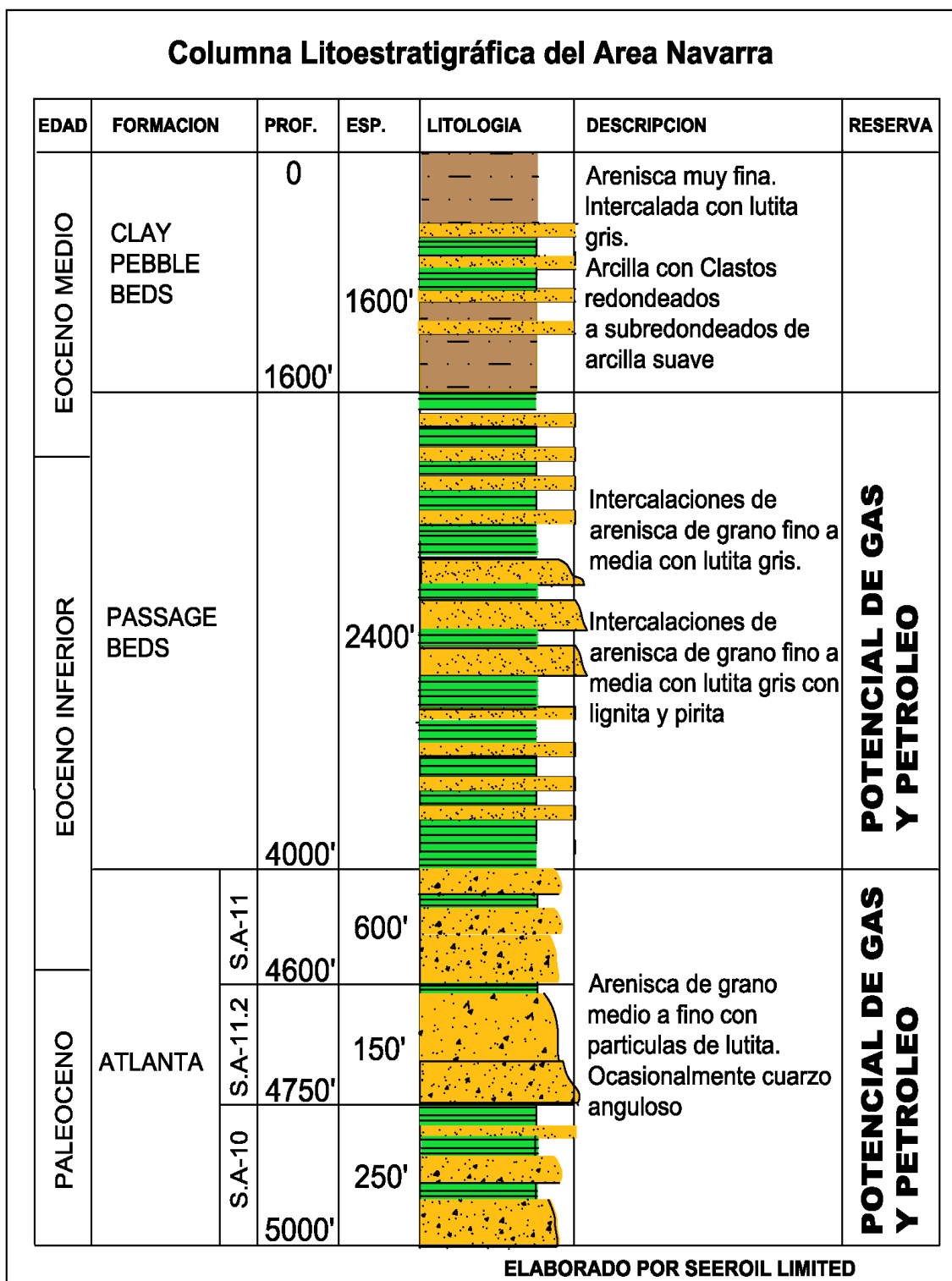
La Fm. Atlanta en el área de Navarra ha sido dividida en tres secuencias S.A-11.1, S.A-11.2 y S.A-10. La secuencia principal productora de gas es la S.A-11.2. En cambio en la Secuencia S.A-11.1 también se encuentra Gas pero en las partes menos arcillosas y en la S.A-10 se encuentra gas en las partes más altas ya que en las zonas bajas se encuentra agua sin poder determinar en los registros eléctricos un contacto de agua-aceite.

Tabla VI Secuencias de la Formación Atlanta

<b>FORMACIÓN</b>	<b>SECUENCIA</b>	<b>PROPIEDADES</b>
ATLANTA	SA11	Gas en zonas menos arcillosas
	SA11.2	Principal productora de gas.
	SA10	Gas en zonas más altas y agua en las zonas más bajas, no se puede determinar en contacto A/O.

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003); (Malone, 1999)

Figura 1.2: Columna Litológica del Área Navarra



Fuente: Modificado por los autores en AutoCad 2015 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)



## **1.8 Transformación de Materia Orgánica a Hidrocarburo En Sitio.**

La potencial Roca Generadora de hidrocarburo para el Bloque de Santa Elena son las lutitas marinas de la Fm. Calentura (Cretácico Medio - Senoniano), que está compuesto de una sucesión de lutitas, calizas negras, en un ambiente marino pelágico profundo. Este miembro fue localizado en el área de Guayaquil.

La maduración de las rocas generadoras del Terciario y más antiguas, fue durante el Mioceno, sin embargo (Kingston, 1994) cree que la maduración de la roca generadora fue al menos en el Eoceno Tardío.

El probable comienzo de la migración de hidrocarburos fue en el Mioceno Medio, después de la abertura del Golfo de Guayaquil. La relación entre la roca generadora y las rocas reservorios indican que la acumulación del hidrocarburo pudo haber empezado poco después de la generación de esta.

En el bloque Santa Elena el reservorio más importante es la Formación Atlanta de origen turbidítico, constituido por areniscas medianas a gruesas, conglomeráticas, mal seleccionadas, con

cemento silíceo y abundante matriz arcillosa; participan también conglomerados compactos, masivos y pobremente estratificados.

Las rocas sellos se encuentran bien representados en toda pila sedimentaria Terciaria debido a que se trata de sedimentos turbidíticos con numerosas intercalaciones pelíticas de variado espesor y depósitos finos de plataforma .En esta secuencia, el principal sello vertical está constituido por intercalaciones arcillosas de la base de la Fm Passage Beds y de los niveles netamente pelíticos de la Fm. Clay Pebble Beds.

# CAPÍTULO 2

## **2 DESARROLLO DEL YACIMIENTO GASIFERO DE LA FM. ATLANTA**

El primer pozo perforado en este yacimiento fue el ANC0701, en el año de 1947. El objetivo fue la Fm. Atlanta encontrada a una profundidad de 3800 pies. Fue un gran productor de gas, acumulo en 18 años 2497 MMPCN. El siguiente pozo perforado en el reservorio fue el ANC1978, al norte del área, produciendo modestas cantidades de gas, no así los siguientes pozos perforados, el ANC1983 y el ANC1985, los cuales acumularon en el primer año 256 y 320 MMPCN respectivamente. Las siguientes 6 perforaciones de pozos de desarrollo, ANC 1989-1991-1995-1997-2002 y 2003, produjeron resultados modestos de gas, entre 14 y 108 MMPCN de acumulada en el primer año.

Los 10 pozos mencionados se utilizaron para el respectivo análisis del trabajo, ya que estos tienen datos representativos de producción de gas en la formación Atlanta.

## **2.1 Historia de los pozos perforados en el área**

### **2.1.1 Pozo ANCÓN-0701.**

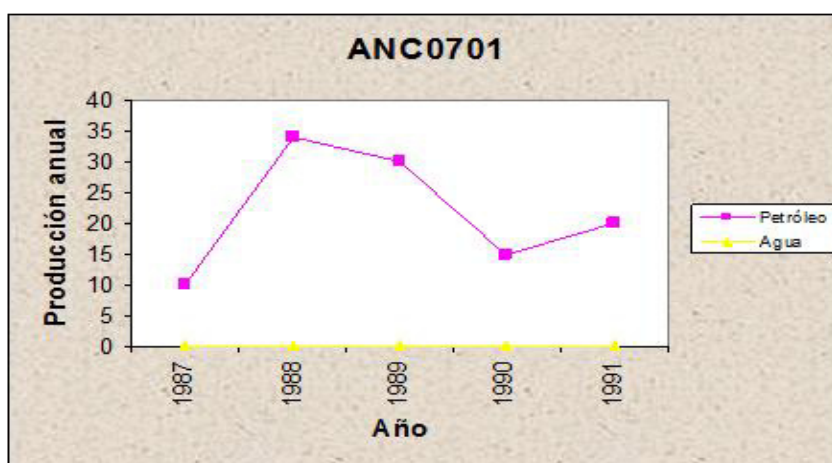
Fue perforado a una profundidad total de 5500' desde Noviembre de 1946 a Mayo de 1947, el tope de Atlanta se encontró a 3880'. El pozo fue completado con liner pre perforado de 6" A.P.I., desde 3565' – 5500'. La producción inicial fue de 700 MPCND de gas. El pozo no ha sido fracturado y aunque no se ha registrado producción de aceite, la existencia de una pequeña columna de este no se puede negar en vista de los resultados de las perforaciones posteriores realizadas en el área. A principios de mayo de 1978 este pozo fue conectado a la troncal de las secciones para alimentar la entrada a primera etapa de los compresores. En el año 1991 se intenta bajar tubería de 1 ½" para pistonear, no pasa de 1083' (posible "pescado").

Tabla VII: Dato de producción y condición actual ANCON-0701

<b>Datos de producción.</b>
Este pozo solo es gasífero, la cantidad registrada hasta el año 1956 es de 1747MMPCN
<b>Condiciones actuales.</b>
En la actualidad se encuentra SA (suspendido para abandono). Obstrucción a 1083'.

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.1 Historia de Producción ANCON-0701



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

### 2.1.2 Pozo ANCON-1978.

Es el primero de los más recientes pozos completados en el área, está ubicado 6000' al Norte del 701. Fue perforado hasta una profundidad de 5289' encontró Atlanta a 4630'. El rango 4759' – 5098' fue disparado y fracturado 25-8-1966,

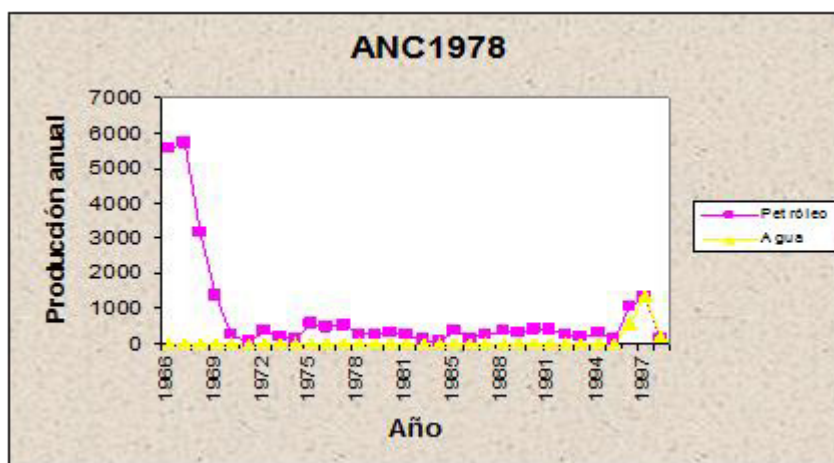
la producción inicial fue de 74 B/D de aceite con 40 B/D de agua. Esta producción declinó rápidamente y en un año se recuperaron 9210 barriles de aceite. Una prueba de producción realizada en noviembre de 1969 dio como resultado: 2.5 bppd + 4.5 bapd, GOR=5050 PCND/Bl. No ha sido disparado el intervalo superior de Atlanta. En agosto de 1974 se lo rehabilitó para swab, por este método produjo hasta octubre de 1998, siendo su última producción de 21 bls/mes. Se suspende pozo a producción, se saca tubería de 2 3/8" el 18/12/98 por producir 100% agua.

Tabla VIII: Dato de producción y condición actual ANCON-1978

<b>Datos de producción.</b>
Producción inicial: 74 B/D de aceite Producción primer año: 9210 bls. Producción acumulada: 18530 bls a Marzo /78
<b>Condiciones actuales.</b>
Pozo suspendido a producción (SP). Esta sin tubería.

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.2 Historia de Producción ANC 1978



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

### 2.1.3 Pozo ANCON-1985.

Está situado 2200' al sur oeste del pozo 1983 y equidistante entre los pozos 1983 y 701, penetró Atlanta en una arena de gran resistividad entre 4150' y 4615', debajo de este intervalo la formación consistió de arenas y arenas arcillosas de baja resistividad. Una prueba en este rango inferior por fracturamiento del intervalo 4625' – 4996' produjo solo una pequeña cantidad de agua. Después de taponar el intervalo inferior, el rango 4389' – 4590' fue perforado y fracturado, produjo 5 bls/d de aceite con igual cantidad de agua y alrededor de 1 MMPCND de gas. El 12/12/1966 se cierra el pozo para estimar presiones, resultando las siguientes:

$P_f = 1733 \text{ lpc}$  :  $P_{wh} = 1450 \text{ lpc}$ .

El pozo fue conectado por una línea de 2" a un separador en el campo Ancón y por muchos meses produjo alrededor de 1 MMPCND de gas a una presión de 520 lpc. Este gas fue llevado directamente al manifold de alta presión para aumentar la disponibilidad de gas lift del campo. Esta fuente adicional de gas fue especialmente útil cuando los compresores de alta no cumplían el requerimiento. Luego el gas de alta presión del pozo 1985 fue utilizado para convertir a gas lift los pozos 1978, 1991 y 1995 de la misma área. El 06/09/68 se dispara y fractura intervalos 4165' - 4311', el 07/09/68 se baja bomba para medir presión. Se registra una presión  $P_f = 1020 \text{ psi}$  después de 45 horas cerrado el pozo. El 14/10/68 se mide gas de este intervalo: 185 MPCND con choque de 12/64". El 28/10/68 se lava tapón de arena hasta 4600' y queda produciendo de los dos intervalos superiores.

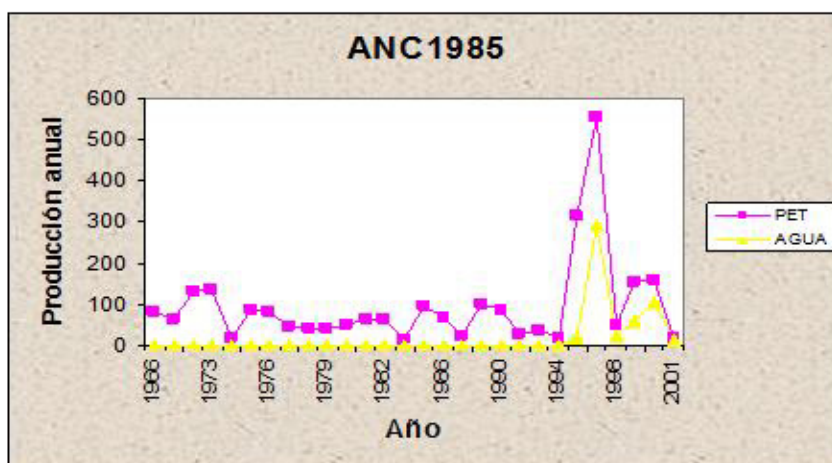


Tabla IX: Dato de producción y condición actual ANCON-1985

<b>Datos de producción.</b>
<p>Producción inicial: 5 B/D de aceite con 1 MMPCND gas.</p> <p>Producción primer año: 320 MMPCN de gas.</p> <p>Producción acumulada: 2611 bls de aceite, 501 bls de agua; gas no registrado.</p> <p>El pozo abastecía de gas hasta hace 2 años a la troncal de las secciones para alimentar la entrada de primera etapa en los compresores.</p> <p>En el 96 es rehabilitado para swab. Este pozo a pesar de aportar mucho gas, recupera nivel de líquido.</p>
<b>Condiciones actuales.</b>
<p>Actualmente el pozo tiene instalación de swab, aunque la última fecha registrada de producción fue el 19 de octubre del 2000, con 20 bls de fluido y 40% de agua.</p>

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.3 Historia de Producción ANCON-1985



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

#### **2.1.4 Pozo ANCON-1989.**

Localizado al este del pozo 1983, encontró un buen desarrollo de Atlanta desde 4270' hasta la profundidad final de 5037'. El intervalo 4673' – 4987' fue abierto con 35 disparos y fracturado. La producción inicial fue de 63 bls/d de aceite, declinando a 30 bls/d en 4 meses. Esta producción de 30 bls/d se mantuvo por aproximadamente 120 días fluyendo a través de un estrangulador de 16/64" con una presión de 250 lpc en el tubing y 600 lpc en el casing, pero con un rápido incremento de la relación gas-aceite, sobre 8000 después de 7 meses. En el informe del Estudio del Área Navarra, 1978 (Informe interno) se determinó que en el área Navarra el contacto original agua-petróleo se encontraba en 4800 pies bajo el nivel del mar. El pozo ANC1989 se encuentra punzado y fracturado desde 4673' El 3/7/1968 se coloca un tapón a 4560', se perfora intervalo 4323' – 4530' con 15 disparos, luego se fractura, no se obtiene producción satisfactoria debido a que este intervalo se presenta arcilloso. El 14/11/1968 se lava el pozo hasta 5004' y queda soplando a la sección 76. Una toma de

presión realizada a este pozo en el año 1970, sin reportar la profundidad a que fue medida da el siguiente valor:

Pf = 1767 lpc.

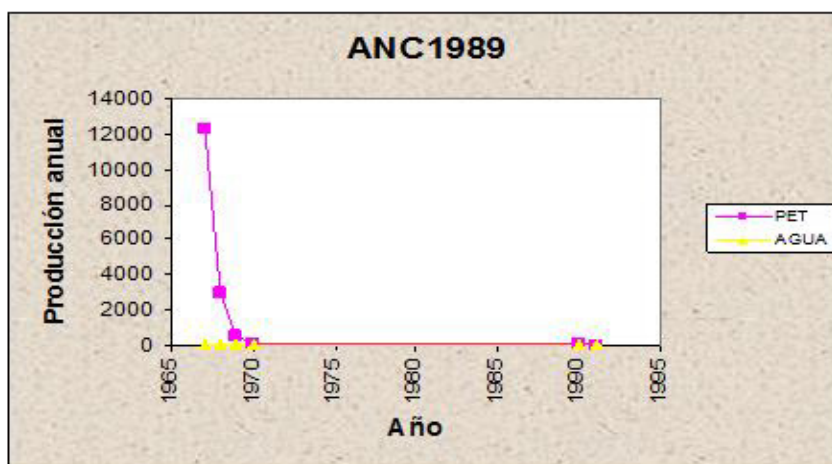
Los estudios realizados por Petroproducción confirman la existencia de un casquete de gas con una delgada capa saturada de petróleo en la parte media y agua en la parte inferior, los contactos gas / petróleo y agua / petróleo fueron definidos a 4600' y 4800' respectivamente. La producción del pozo en su primer año fue del 78 % del total, esto se debe a que el pozo fue fracturado y esto produjo la rápida intrusión de gas de la parte superior y de agua del parte inferior. El 8 de septiembre del 2000 se punza PB selectivamente desde 1349' hasta 3468'. Tapón de lodo a 4800'. No se obtuvo producción de petróleo y el 13/11/2000: Pozo queda SP por producir 100% agua. Aún tiene abierto 500' de Atlanta. El 16/12/2001: se realiza un wireline con los siguientes resultados: Fondo a 4670'; Nivel a 2150'. CAP a 3800'. El 31/01/2002 se rehabilita pozo para Swab.

Tabla X: Dato de producción y condición actual ANCON-1989

<b>Datos de producción.</b>
<p>Producción inicial: 63 B/D de aceite.            Producción primer año: 12256BLS.            Producción acumulada: 15891 hasta Abril 1970.</p> <p>La relación gas – aceite en este pozo se incrementó muy rápidamente. Una prueba de producción realizada en el año 1970 dio potencial de flujo abierto de 0.67 MMPCND.</p> <p>A comienzo de mayo de 1978 este pozo fue conectado a la troncal de las secciones para alimentar la entrada de primera etapa de los compresores.</p>
<b>Condiciones actuales.</b>
Pozo se encuentra productivo por Swab.

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.4 Historia de Producción ANCON-1989



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

### 2.1.5 Pozo ANCON-1991.

Completado el 16/2/1967, encontró Atlanta a 4230', pero la parte superior de esta formación en este pozo es muy

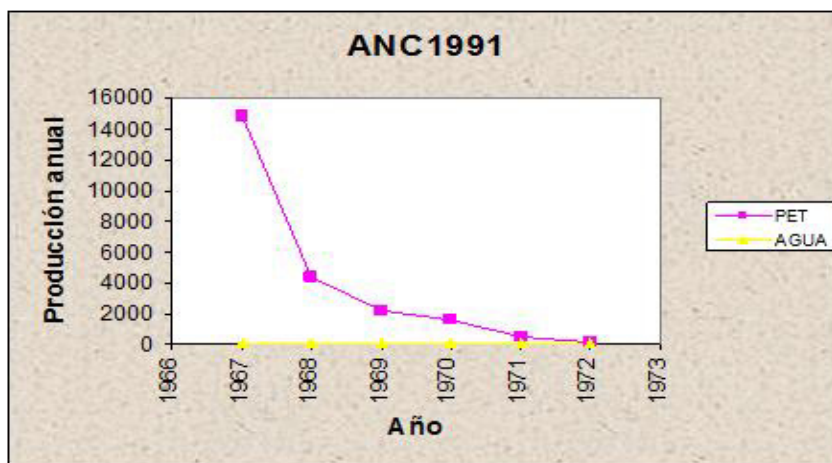
arcillosa, la arena de mayor resistividad se encuentra de 4420' hacia abajo. El pozo fue completado por fracturamiento del rango 4628' – 4998' y dio una producción inicial de 158 bls de aceite con 22 bls/d agua, esta producción declinó a 25 bls/d de aceite al final de julio en que el pozo dejó de fluir continuamente. Subsecuentemente, el pozo fluyó intermitentemente y en 3 meses, de Agosto a Octubre se puso al pozo instalación de gas lift y produjo alrededor de 45 bls/d de aceite. El 30/7/1968 fue disparada y fracturada la zona 4265' – 4579', los resultados no son satisfactorios. El 24/1/1969 se lava el pozo hasta 5011' y produjo hasta el año 1972.

Tabla XI: Dato de producción y condición actual ANCON-1991

<b>Datos de producción.</b>
Producción inicial: 158 bls/d. Producción primer año: 15486 bls. Producción acumulada: 23431 bls a Junio 1972.
<b>Condiciones actuales.</b>
Pozo se encuentra suspendido a producir. (SP).

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.5 Historia de Producción ANCON-1991



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

### 2.1.6 Pozo ANCON-1995.

Perforado hasta una profundidad de 5100'. Los registros indican que la parte superior de Atlanta 4250' – 4550' es muy arcillosa, pero la parte inferior es arena limpia con alta resistividad. El pozo fue primeramente completado fracturando el intervalo 4796' – 5091', desde el cual se obtuvo una producción de 40 bls/d de aceite con 20 bls/d de agua, durante los primeros 12 días. El 30/3/1967 el pozo fue recompletado por fracturamiento del rango 4496' – 4775', los resultados de esta operación fueron desalentadores, la producción fluyente no pudo ser restablecida aunque se swabeo prolongadamente. Posteriormente el pozo fue swabeado 1 o 2 veces al mes, luego se instaló equipo de

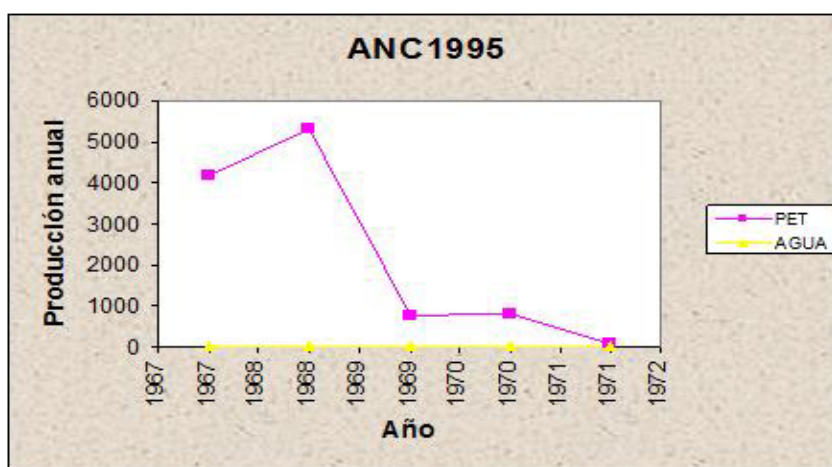
gas lift y durante unos pocos días el pozo dio una producción promedio de 50 bls/d de aceite. El pozo produjo hasta Abril de 1971.

Tabla XII: Dato de producción y condición actual ANCON-1995

<b>Datos de producción.</b>
Producción inicial: 40 bls/d de aceite. Producción primer año: 6413 bls. Producción acumulada: 11173 bls a Abril 1971.
<b>Condiciones actuales.</b>
Pozo se encuentra suspendido a producción (SP). Sin tubería.

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.6 Historia de Producción ANCON-1995



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

### 2.1.7 Pozo ANCON-1997.

Encontró el tope de Atlanta a 4160'. Fue completado por fracturamiento del rango 4613' – 4944'. La producción inicial

fue de 168 bls/d de aceite con 20 bls/d de agua. Siete meses después de la completación el pozo fluye 50 bls/d de aceite a través de un estrangulador de 16/64", sin embargo la relación gas – aceite también es alta, sobre los 6000. En este pozo no ha sido disparada la parte superior de Atlanta aunque presenta buenas cualidades hidrocarburíferas. El 07/07/99 intenta sacar tubería de 2 3/8". Se rompe pin. Tope de pescado a 1767'. Intenta recuperar tubería, sin éxito.

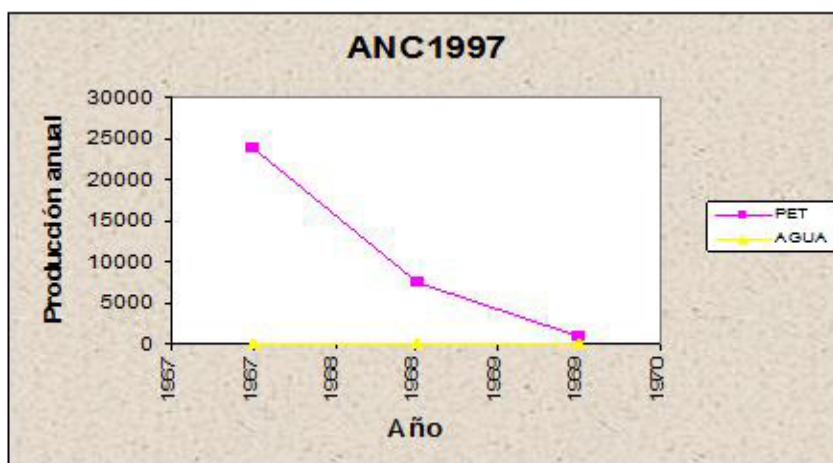
Tabla XIII: Dato de producción y condición actual ANCON-1997

<b>Datos de producción.</b>
Producción inicial: 168 bls/d de aceite. Producción primer año: 27778 bls. Producción acumulada: 32314 bls a Octubre 1969.
<b>Condiciones actuales.</b>
Pozo se encuentra suspendido a producción (SP). Pescado (tubería 2 3/8").

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)



Gráfico 2.7 Historia de Producción ANCON-1997



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

### 2.1.8 Pozo ANCON-2002.

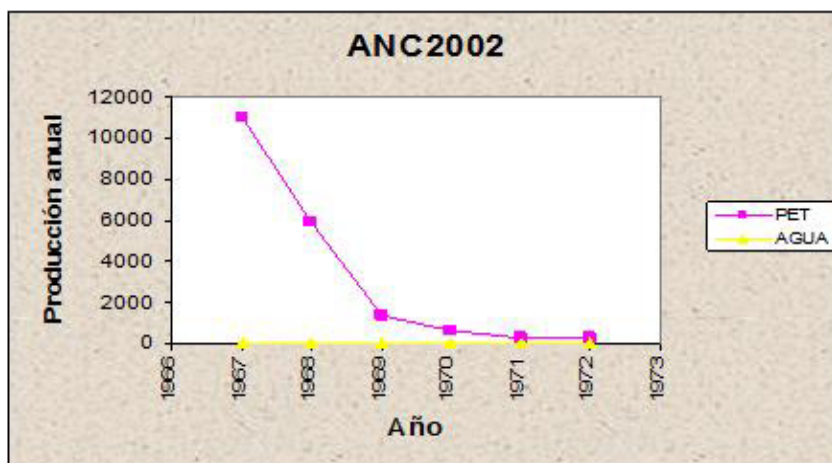
Perforado hasta 4978', encontró Atlanta a 4550'. El rango 4602' – 4935' fue disparado y fracturado, dio una producción inicial de 170 bls/d de aceite con 20 bls/d de agua fluyendo a través de un estrangulador de 16/64". La producción declinó rápidamente, 3 meses después de la completación el pozo fluía solamente 45 bls/d de aceite con 10 bls/d de agua a través de un estrangulador de 24/64" con una relación gas – aceite de 2000 a 3000.

Tabla XIV: Dato de producción y condición actual ANCON-2002

<b>Datos de producción.</b>
Producción inicial: 170 bls/d de aceite. Producción primer año: 14882 bls. Producción acumulada: 19395 bls a Octubre 1972.
<b>Condiciones actuales.</b>
Pozo se encuentra suspendido a producción (SP).

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.8 Historia de Producción ANCON-2002



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

### 2.1.9 Pozo ANCON-2003.

Perforado hasta 4985', encontró Atlanta a 4272'. El 13/9/67 fue completado por fracturamiento del rango 4603' – 4927' en la parte inferior de Atlanta. Después de swabear cuatro días se obtuvo una producción fluyente de 26 bls/d de aceite con 20 bls/d de agua. El 20 de mayo de 1968 se

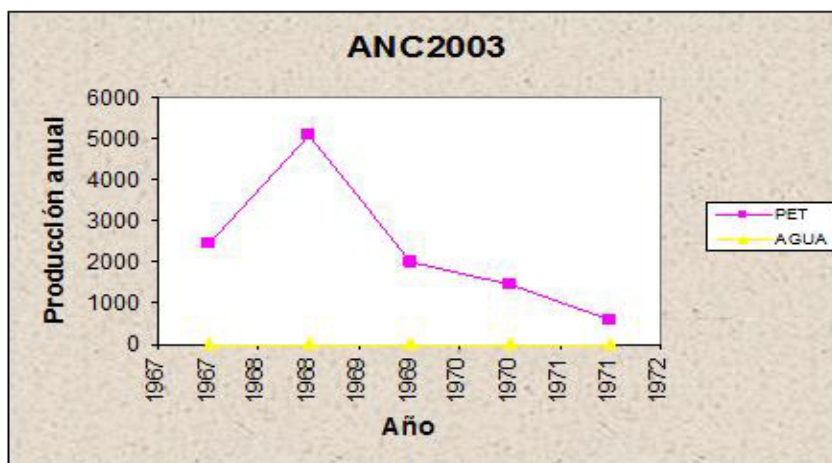
perfora y fractura el intervalo superior de Atlanta 4093' – 4564', este intervalo produjo entre 0.10 y 0.15 MMPCND de gas.

Tabla XV: Dato de producción y condición actual ANCON-2003

<b>Datos de producción.</b>
Producción inicial: 26 bls/d de aceite. Producción primer año: 6589 bls. Producción acumulada: 11667 bls a Diciembre 1971.
<b>Condiciones actuales.</b>
Pozo se encuentra suspendido a producción (SP), por producir 100 % agua.

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.9 Historia de Producción ANCON-2003



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

### 2.1.10 Pozo ANCON-1648

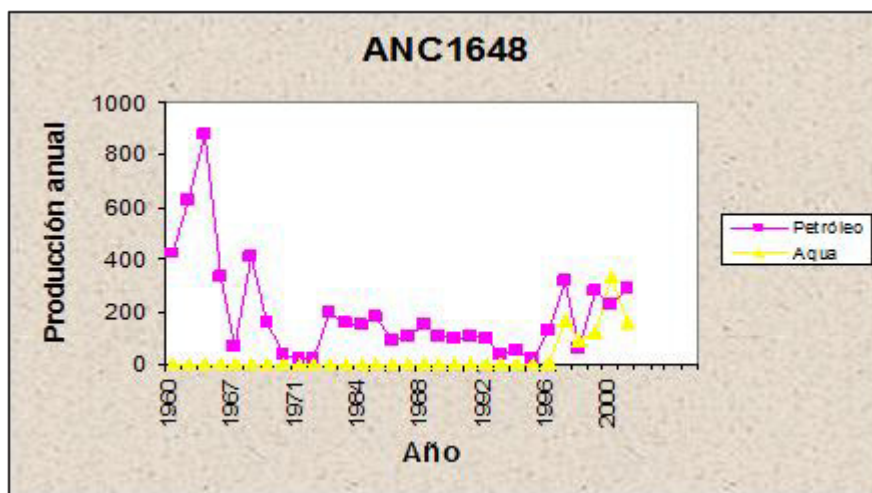
Este pozo no presenta la principal secuencia gasífera que en los pozos de Navarra. Tan solo comparte la zona inferior de gas (secuencia SA 10). Fue perforado en diciembre de 1960 a unos 3000' al sur del pozo 701 con la posibilidad de encontrar aceite en la parte inferior de gas del pozo. La profundidad total fue de 5428', el tope de Atlanta se encontró a 4500'.

Tabla XVI: Dato de producción y condición actual ANCON-1648

<b>Datos de producción.</b>
Producción acumulada: 5837 bls de aceite.
<b>Condiciones actuales.</b>
A enero del 2002 se registra una producción de 45 bls.

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2003)

Gráfico 2.10 Historia de Producción ANCON-1648



Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2003)

# CAPÍTULO 3

## 3 PERFILES ELÉCTRICOS Y UNIDADES

### 3.1 Metodología Aplicada

A partir de reportes técnicos de parte de Pacifpetrol y de bibliografía consultada se obtuvo información de registros eléctricos de 11 pozos perforados en el área de Navarra. En su mayoría los pozos presentan registros eléctricos del tipo Laterolog y registros radioactivos Rayos Gamma - Neutrón. El registro Micro-Laterolog fue registrado en algunos pozos frente a zonas de interés. También se cuentan con registros de litología y porosidad como el registro Rayos Gamma - Neutrón (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006).

El registros GR en unidades modernas Grados API. La curva de Neutrón, unos en unidades de cuentas por segundo (cps) y otros en unidades API en pozos revestidos; estos valores fueron transformados a unidades de porosidad. En algunos pozos

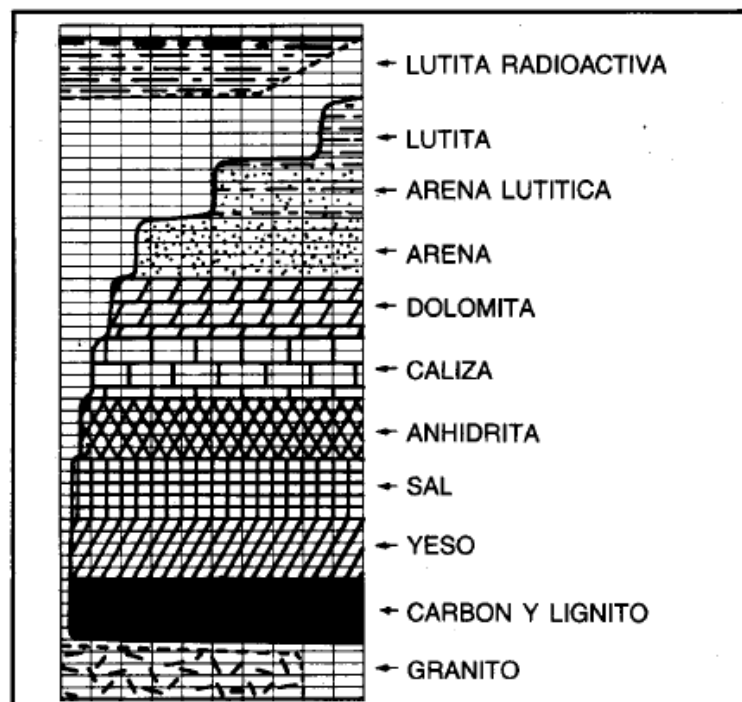
también existe la curva de tiempo de tránsito (Dt) en el registro Sónico.

Otros pozos no cuentan con las curvas básicas de GR, resistividades y porosidad, por esta razón su interpretación fue solo de carácter cualitativo. La curva del SP no se la pudo utilizar en ninguno de los pozos porque no presentaba deflexiones en su extensión por la composición de los fluidos salinos.

### **3.1.1 Litología**

La estratigrafía de los pozos se reconstruyo utilizando básicamente la curva de Rayos Gama (GR) en unidades API. Los registros nucleares, Neutrón, en unidades usadas en el pasado API o cuentas por segundo (cps), primero fueron transformadas a unidades actuales de medida (V/V) y luego fueron utilizadas como referencia para determinar zonas permeables. (Welex, Halliburton /, 2006)

Figura 3.1: Respuesta del GR a diferentes Litologías



Fuente: Elaborado por los autores (Welex, Halliburton /, 2006); (McCain, 1990)

### 3.1.2 Volumen de Arcilla (Vsh)

El Volumen de Arcilla (Vsh) fue determinado a partir de la curva de Rayos Gamma (GR) (Moody, Electrical Logging, 1961):

$$Vsh = \frac{GR_{leido} - GR_{minimo}}{GR_{maximo} - GR_{minimo}}$$



### 3.1.3 Porosidad

Se calculó tanto la porosidad aparente (PHIA) como la porosidad efectiva (PHIE) corregida por arcillosidad, promediando las porosidades existentes entre los registros Neutrón y Sónico, cuando están presentes y en algunas ocasiones se utilizó solo el Sónico. En la mayoría de pozos el registro de Rayos Gamma - Neutrón fueron registrados en agujeros entubados.

Si el registro Sónico se lo calcula con la siguiente relación:

$$PHIS = \frac{DTma - DTl}{DTma - DTf}$$

Como están disponibles tanto el registro Neutrónico como Sónico, la porosidad aparente se determinó con la siguiente relación:

$$PHIA = \frac{PHIN + PHIS}{2}$$

Finalmente la porosidad Efectiva (PHIE) es calculada utilizando la siguiente relación (Moody, Electrical Logging, 1961) :

$$PHIE = PHIA * (1 - Vsh)$$

#### 3.1.4 Saturación de Agua (Sw)

Para el cálculo de saturación de agua se empleó el modelo de Saturación de Agua de Archie:

$$S_w = \sqrt{\frac{F * R_w}{R_t}}$$

La resistividad del agua de formación (Rw) fue proporcionada por PACIFPTEROL. Las constantes de Archie "a" fueron fijadas en 0.81. El exponente de cementación "m" y el índice de saturación "n" fueron fijadas en 2 (Moody, Petroleum Exploration Handbook, 1961). Las curvas del registro laterolog fueron utilizadas como resistividad profunda (Rt) y como resistividad de la zona lavada (Rxo) proveniente del registro Micro-Laterolog (Welex, Halliburton /, 2006), (McCain, 1990) .

### **3.1.5 Parámetros de Evaluación**

Para determinar las zonas de pago se han tomado los siguientes límites como parámetros de evaluación (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006):

- Porosidad > 5%.
- Saturación de Agua < 50%.
- Volumen de Arcilla < 60%.

### **3.1.6 Identificación de Zonas Permeables e Impermeables**

Las siguientes consideraciones fueron asumidas para determinar zonas permeables (Helander, 1983):

- Bajas lecturas de rayos gama (GR).
- Separación de las curvas de porosidad neutrónica y sus cuentas (cps).
- Buena separación de las curvas de resistividad profunda y somera.

Para detectar zonas impermeables los siguientes parámetros:

- Altas lecturas de la curva de rayos gama (GR).
- Resistividad profunda similar a la resistividad somera y de bajos valores.
- Gran separación entre las lecturas de porosidad neutrónica y sus cuentas (cps).

El registro Sónico ayuda en este tipo de formaciones con gran presencia de arcillas. (Helander, 1983)

Las relaciones de los registros nos permiten tener las siguientes guías:

**Para GAS:**

- Valores altos de Dt
- Resistividades altas. Mayores en gas, moderadas a altas en aceite.
- Buena separación entre las curvas de resistividad profunda y somera.
- Mayor separación frente a zonas de gas, moderada en aceite.

(Welex, Halliburton /, 2006) (Moody, Petroleum Exploration Handbook, 1961)

**Para PETRÓLEO:**

- Valores altos de Dt. (sónico)
- Resistividades Moderadas a Altas (50 a 100 ohm-m)
- Buena separación entre las curvas de resistividades profunda y somera

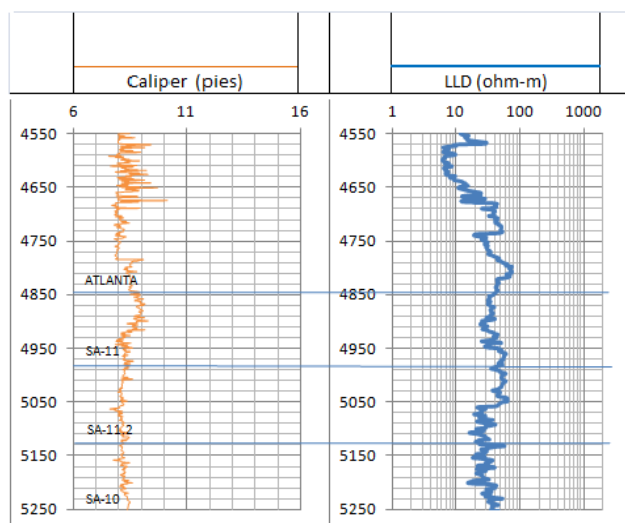
**3.2 Resultados de la Interpretación por Pozo**

A continuación presentamos los resultados de la evaluación de los registros por pozo frente a las zonas de mayor interés.

**3.2.1 Pozo ANCON-1978 (Aceite)**

Los resultados del análisis de las formaciones de interés en este pozo se presentan a continuación:

Figura 3.2: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1978



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

### **A ATLANTA: NA-4914 / >200 pies.**

Las resistividades son moderadas y varían desde 20 ohm-m hasta 80 ohm-m. Algunas zonas de interés, con resistividades altas mayores a 50 ohm-m se presentan en los siguientes intervalos:

- 4720-4736 (16 pies). Alta resistividad
- 4780-4820 (40 pies). Alta resistividad.

**INTERVALO SA-11.2: 4914 -5057 /143 pies.**

Las resistividades varían de 30 ohm-m en el tope y se incrementa hacia la base con valores de 60 ohm-m. Zonas con altos valores de resistividad, mayores de 50 ohm-m, se presentan en el siguiente intervalo:

- 4950-5056 (106 pies). Alta resistividad.

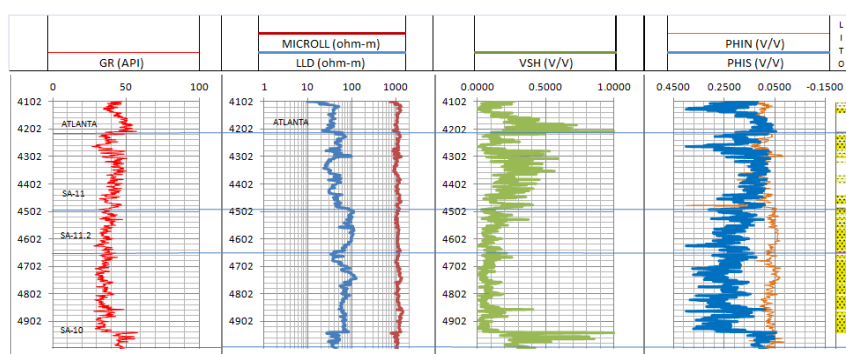
**INTERVALO SA-10: 5057 - 5250 /193 pies.**

Este intervalo presenta una drástica disminución de la resistividad en comparación con los otros intervalos, van desde 20 ohm-m hasta 30 ohm-m. No se contaba con la curva de Neutrón y curva de cuentas para poder estimar su porosidad. Debido a sus bajas resistividades, es probable que la mayor parte de la producción de petróleo viniera de otras zonas y además nos indica que esta zona no tiene potencial hidrocarburífero.

### 3.2.2 Pozo ANCON-1983: (Aceite)

Los resultados del análisis de las formaciones de interés en este pozo se presentan a continuación:

Figura 3.3: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1983



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

#### **ATLANTA: 4102 - 4211 /109 pies:**

En este pozo, este miembro presenta una arenisca arcillosa intercalada por lutitas hacia el tope (4102-4140) y más arcilloso hacia la base. Las resistividades fluctúan entre 30 y 40 ohm-m, porosidad en alrededor del 11%. Este intervalo no presenta potencial en nuevas zonas.



**INTERVALO SA-11: 4210 - 4487 / 277 pies.**

En la parte superior y central se presentan cuerpos de arenisca con altos valores de resistividad de más de 50 ohm-m, intercalados por lentes lutíticos. Los intervalos más relevantes por su limpieza, alta resistividad y aceptable porosidad son los siguientes:

- 4212 - 4306 (96 pies). Alta resistividad. Mejor zona
- 4368 - 4383 (15 pies). Arena Arcillosa. Alta Resistencia.
- 4388 - 4398 (10 pies). Arena con intercalaciones.
- 4458 - 4473 (15 pies). Arcilloso hacia la base.

**INTERVALO SA-11.2: 4487 - 4653 /166 pies.**

Arenisca arcillosa con intercalaciones de lutita. Las más altas resistividades de las zonas desde 80 ohm-m hasta mayores de 100 ohm-m. Buena separación de las curvas de resistividad profunda y somera, indicando permeabilidad y movilidad. La porosidad sónica promedio es de 6. La principal zona de interés:

- 4488-4650 (162 pies). Arena arcillosa. Altas resistividades.

### **INTERVALO SA-10. 4653 - 5000 / 347 pies.**

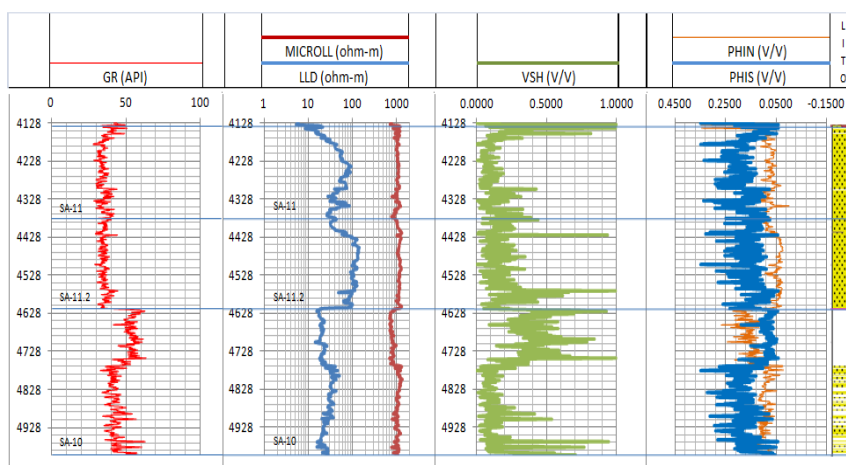
Arenisca arcillosa con intercalaciones de lutita. Altas resistividades que varían de 40 ohm-m hasta 100 ohm-m. Buena separación de las curvas de resistividad profunda y somera. La porosidad sónica promedio es de 6%. Es probable que sea la otra de las zonas de mayor aporte. Las principales zonas de interés son las siguientes:

- 4660 - 4794 (138 pies). Arena arcillosa con intercalaciones
- 4812 - 4940 (128 pies). Arena arcillosa con intercalaciones

### **3.2.3 Pozo ANCON-1985: (Gas)**

Los resultados del análisis de las formaciones de interés en este pozo se presentan a continuación:

Figura 3.4: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1985



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

### **ATLANTA: 4128-4133 / 5 pies:**

Presenta únicamente 5 pies de espesor y no muestra potencial hidrocarburífero.

### **INTERVALO SA-11: 4133 -4376 / 243 pies.**

Este intervalo se presenta como cuerpos de arenisca intercalados por lentes de lutita. Ocasionalmente cuerpos de arenisca arcillosa. Las resistividades varían de 20 ohm-m en el tope y se incrementa hacia la base con valores mayores a 95 ohm-m. Las porosidades en alrededor del 10% y se presenta como una zona potencial con producción de gas. La separación entre las curvas de resistividades,

nos indica permeabilidad y movilidad. Los principales intervalos de interés son los siguientes:

- 4135 - 4142 (7 pies). Arenisca limpia.
- 4181 -4186 (5 pies). Arena-arcillosa.
- 4200 - 4219 (19 pies). Arena- arcillosa
- 4224 - 4248 (24 pies). Arena-arcillosa
- 4250 - 4260 (10 pies). Arena-arcillosa
- 4275 - 4280 (5 pies). Arena-arcillosa
- 4283 - 4300 (17 pies). Arena-arcillosa
- 4330 - 4336 (6 pies). Arena limpia. Buena resistividad
- 4342 - 4352 (10 pies). Arena más limpia

**INTERVALO SA-11.2: 4375-4614/239 pies.**

Este intervalo se presenta fuertemente arcilloso con intercalaciones de lentes de lutita. Dos cuerpos podemos diferenciar, el primero desde 4375 hasta 4422 pies, fuertemente arcilloso, la resistividad es baja entre 40 ohm-m; el segundo desde 4424 hasta 4614 pies, en esta zona se tiene los más altos valores de resistividad (mayores a 120

ohm-m). Porosidad en alrededor del 9%. Debido a su alta resistividad, gran separación entre las curvas de resistividades, nos indica buena permeabilidad y movilidad y además que es una zona de gran potencial para la producción de gas. Los intervalos analizados son:

- 4382 - 4421 (39 pies). Zona arcillosa. Buena resistividad.
- 4424 - 4568 (144 pies). Zona Areno-arcillosa. Muy alta resistividad.
- 4583 - 4597 (14 pies). Zona Areno-arcillosa. Alta Resistividad.
- 4600 - 4614 (14 pies). Zona Limpia. Alta Resistividad. Compacta.

**INTERVALO SA-10: 4614 - 5009 / 395 pies.**

Cuerpo de arenisca monótona fuertemente arcillosa, se vuelve un poco más limpia hacia la base, intercalaciones de lutita. Las resistividades bajan dramáticamente y fluctúan entre 20 ohm-m a 25 ohm-m. Porosidad aproximada del 9%. Debido a su baja resistividad, esta zona no presenta

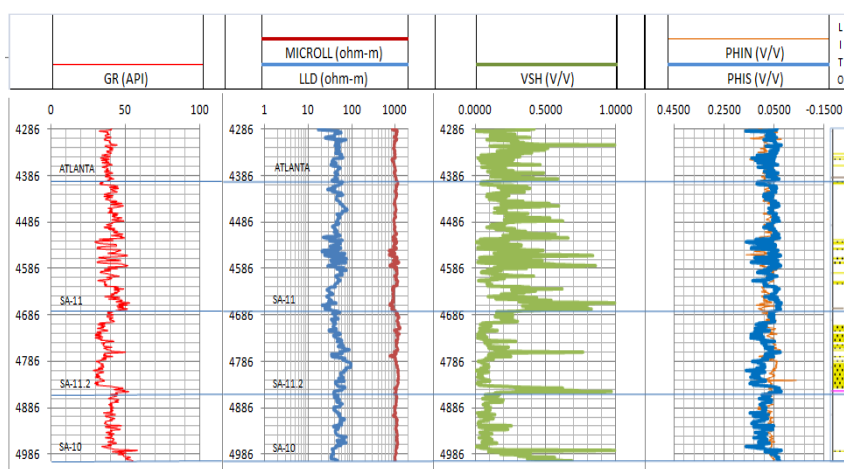
potencial en este pozo. Los intervalos de interés son los siguientes:

- 4625 - 4764 (139 pies). Zona arcillosa. Baja resistividad. Intercalaciones de lutita.
- 4766 - 4771 (6 pies). Zona Areno-arcillosa. Buena resistividad.
- 4772 - 4792 (20 pies). Zona arena con intercalaciones de lutita.
- 4794 - 4840 (46 pies). Zona areno-arcillosa.
- 4894 - 4900 (6 pies). Zona areno-arcillosa.
- 4918 - 4926 (8 pies). Zona arcillosa.
- 4930 - 4946 (14 pies). Zona de arena con intercalaciones de lutita. Resistividades de 22 ohm-m.
- 4950 - 5000 (50 pies). Arena con intercalaciones de lutita.

#### **3.2.4 Pozo ANCON-1989: (Gas, Aceite)**

Los resultados del análisis de las formaciones de interés en este pozo se presentan a continuación:

Figura 3.5: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1989



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

### **ATLANTA: 4286 -4398 /112 pies:**

Se presenta como una arenisca arcillosa en el tope y en la base con cuerpos pequeños de arena intercalados por lentes de lutita. Las resistividades tienden a subir hasta 58 ohm-m en la parte superior y las porosidades varían en alrededor de 10% y se presenta como una zona potencial. Hacia abajo se vuelve más arcillosa y con bajas resistividades.

- 4286 - 4314 (28 pies). Alta resistividad. Compacta
- 4321 - 4350 (29 pies). Intercalaciones de arena con arcilla.

- 4366 - 4380 (16 pies). Intercalaciones arcillosas.

**INTERVALO SA-11: 4398 -4675 / 277 pies.**

Al tope de este miembro encontramos una intercalación de arenisca-arcillosa con lutitas, valores altos de resistividad que van desde 30 ohm-m hasta 80 ohm-m en la base del cuerpo. La zona de más alta resistividad se encuentra desde 4522 hasta 4625 pies, alcanza valores entre 60 ohm-m hasta 90 ohm-m. Se define un cuerpo con regular porosidad, 10% y porosidad sónica del 7%. Se presenta como una zona con buen potencial hidrocarbúrrifero por sus altas resistividades. Las zonas de interés son las siguientes:

- 4399 - 4408 (9 pies). Intervalo muy arcilloso.
- 4420 - 4445 (25 pies). Zona muy arcillosa con intercalaciones
- 4454 - 4477 (23 pies). Intervalo arcilloso.
- 4540 - 4547 (7 pies). Arena limpia. Alta resistividad.
- 4560 - 4567 (7 pies). Arena limpia. Alta resistividad.



- 4570 - 4576 (6 pies). Arena limpia. Alta resistividad.
- 4582 - 4600 (18 pies). Arena-arcillosa con lentes de lutita. Alta resistividad.

**INTERVALO SA-11.2: 4674 - 4851 /177 pies.**

Este intervalo es similar al anterior, pero en este podemos apreciar dos cuerpos. EL Primero en la parte superior desde 4674 hasta 4740 pies, es bastante arcilloso, las resistividades varían de 40 ohm-m hasta 50 ohm-m y el segundo desde 4744 hasta 4840 pies, este es más limpio y las resistividades entre 50 ohm-m hasta 100 ohm-m. La porosidad promedio es de 7%. La separación entre las curvas de resistividades nos indica permeabilidad y movilidad. Por sus características petrofísicas, altas resistividades, el segundo cuerpo arenoso de este miembro podría ser el que más aporte a la producción de gas y aceite y los dos en conjunto, los de mayor aporte a la producción total. Los intervalos analizados son los siguientes:

- 4678 - 4700 (22 pies). Zona areno-arcillosa.

- 4722 - 4739 (17 pies). Zona arena limpia con intercalaciones.
- 4746 - 4754 (8 pies). Zona areno-arcillosa.
- 4758 - 4765 (17 pies). Zona areno-arcillosa.
- 4786 - 4822 (36 pies). Zona arcillosa.
- 4832 - 4842 (10 pies). Zona arcillosa.

**INTERVALO SA-10: 4850 - 5000 /150 pies.**

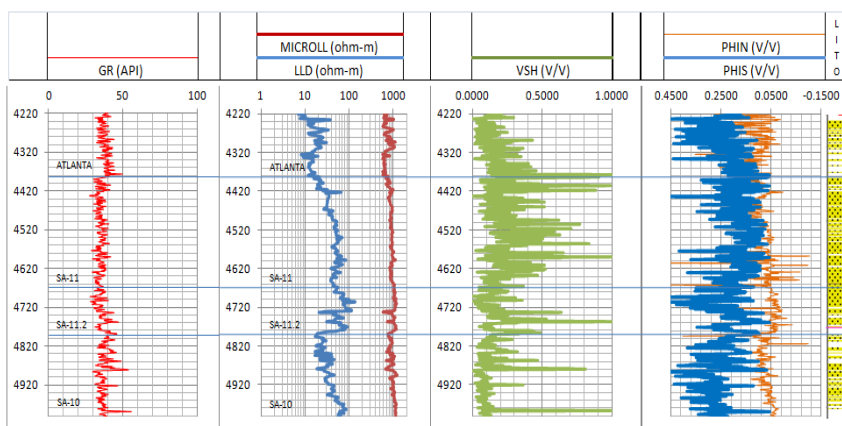
Se presenta más arcilloso que el miembro anterior con intercalaciones de lutitas y arenas. Las resistividades son más bajas menores a 50 ohm-m. Porosidad aproximada del 7%. Comparando sus resistividades, es muy probable que la mayor producción se obtuviera del miembro anterior que presenta resistividades más altas. Los intervalos analizados son los siguientes:

- 4874 - 4900 (26 pies). Arena-arcillosa.
- 4902 - 4924 (22 pies). Arena intercalada con arcilla.
- 4934 - 4976 (42 pies). Arena-arcillosa.

### 3.2.5 Pozo ANCON-1991: (Aceite)

Los resultados del análisis de las formaciones de interés en este pozo se presentan a continuación:

Figura 3.6: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1991



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

#### **ATLANTA: 4220 - 4380 /160 pies:**

Este miembro presenta una arenisca arcillosa que predomina desde el tope hasta la base, con pequeños cuerpos lenticulares de arena más limpios intercalados por lutitas detectados por la separación de curva de Neutrón y la curva de cuentas (cps). Las resistividades en general son muy bajas y en algunos sectores de arena alcanzan hasta 40 ohm-m decayendo en la base con porosidades de

alrededor del 9%. Las principales zonas de interés son las siguientes:

- 4232 - 4238 (6 pies). Alta resistividad. Compacta.
- 4290 - 4294 (4 pies). Arena limpia.
- 4304 - 4308 (4 pies). Arena arcillosa.

#### **INTERVALO SA-11: 4381 - 4667 / 287 pies.**

Predomina en este miembro una arenisca bastante arcillosa con intercalaciones de lutita, valores moderados de resistividad que van desde 30 ohm-m hasta 70 ohm-m en la base del cuerpo. Las curvas de Neutrón y de cuentas (cps), nos ayudan a definir como un cuerpo con regular porosidad del 10%. Las zonas de interés en su conjunto son las siguientes:

- 4414 - 4418 (4 pies). Arena limpia.
- 4418 - 4424 (8 pies). Areno-arcilloso.
- 4466 - 4474 (4 pies). Areno-arcilloso.
- 4518 - 4532 (14 pies). Areno-arcilloso.
- 4534 - 4544 (12 pies). Areno-arcilloso.
- 4558 - 4580 (22 pies). Bastante arcilloso.

- 4585 - 4592 (7 pies). Areno-arcilloso.
- 4594 - 4624 (30 Pies). Areno-arcilloso.

**INTERVALO SA-11.2: 4667 - 4786 /119 pies.**

Este intervalo es similar al anterior, pero menos arcilloso. En la parte superior, desde 4667 hasta 4732 pies, las resistividades alcanzan valores entre 50 ohm-m y más de 100 ohm-m, porosidad en alrededor del 7%. La separación entre las curvas de resistividades nos indica permeabilidad y movilidad. Por sus altos valores de resistividad, es probable que sea la zona de mayor aporte a la producción de aceite. Las zonas de interés son las siguientes:

- 4682 - 4734 (52 pies). Cuerpo con zonas limpias intercaladas con lutita.
- 4736 - 4750 (14 pies). Más limpio.
- 4762 - 4788 (26 pies). Areno-arcilloso.

**INTERVALO SA-10: 4788 – PT > 300 pies.**

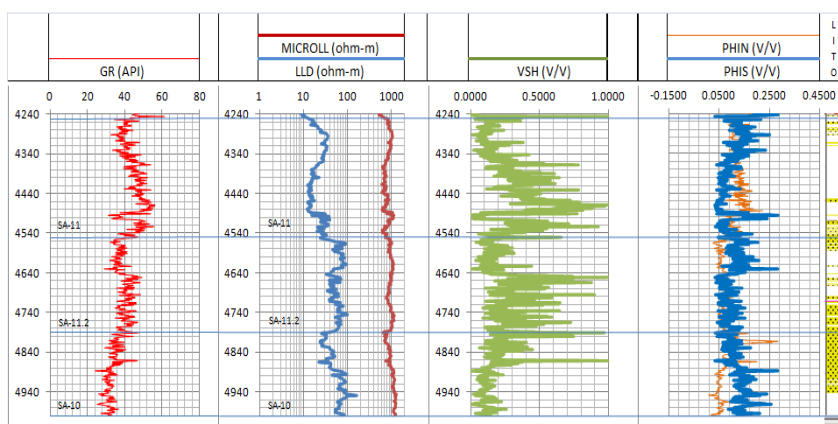
En su conjunto, cuerpo de arenisca arcillosa hacia el tope, más limpia hacia la base intercalaciones de lutitas y arenas. Las resistividades bajan drásticamente entre 30 ohm-m hasta 40 ohm-m. La porosidad es del 7 %. Analizando los valores de resistividad, esta zona no tiene buen potencial de hidrocarburos y es probable que sea la de menor aporte a la producción.

- 4796 - 4804 (12 pies). Areno-arcilloso.
- 4808 - 4824 (16 pies). Areno-arcilloso.
- 4840 - 4858 (18 pies). Areno-arcilloso más limpio.
- 4860 - 4880 (20 pies). Areno-arcilloso.
- 4882 - 4906 (24 pies). Areno-arcilloso.
- 4920 - 4990 (70 pies). Areno-arcilloso.

**3.2.6 Pozo ANCON-1995: (Aceite)**

Los resultados del análisis de las formaciones de interés en este pozo se presentan a continuación:

Figura 3.7: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1995



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

### **ATLANTA: 4240-4247 / 7 pies:**

Presenta únicamente 7 pies de espesor y no se observa zonas con potencial hidrocarburiífero.

### **INTERVALO SA-11: 4247 -4550 / 303 pies.**

Arenisca fuertemente arcillosa con intercalaciones de lutita. Las resistividades en este miembro se presentan muy bajas y varían desde 15 ohm-m hasta 35 ohm-m. Las porosidades en 6%. No se observa separación de las curvas de resistividad profunda y somera indicando que no hay permeabilidad ni movilidad.

**INTERVALO SA-11.2: 4550 -4791/ 241 pies.**

Arenisca menos arcillosa que la anterior, con intercalaciones de lutita. Hacia el tope encontramos los más altos de resistividad (profunda y somera) desde 4550 hasta 4628 pies, que van desde 50 ohm-m hasta 90 ohm-m. Porosidad en alrededor del 9%. Zona dura y compacta. Debido a su alta resistividad y la poca separación entre las curvas de resistividades, nos indica que es una zona compacta y la producción vendría probablemente de micro-fracturas en la formación. Los principales intervalos analizados son:

- 4553 - 4632 (79 pies). Zona arcillosa. Más alta resistividad. Probable zona de mayor producción.
- 4710 - 4792 (82 pies). Zona Areno-arcillosa. Alta Resistividad.

**INTERVALO SA-10: 4791 - 5100 / 309 pies. (Aceite)**

Cuerpo de arenisca menos arcillosa, con intercalaciones de lutita. Las resistividades fluctúan entre 25 ohm-m hasta 100 ohm-m. Porosidades de aproximadamente 6%. Zona dura, algo compacta. No se presentó una separación



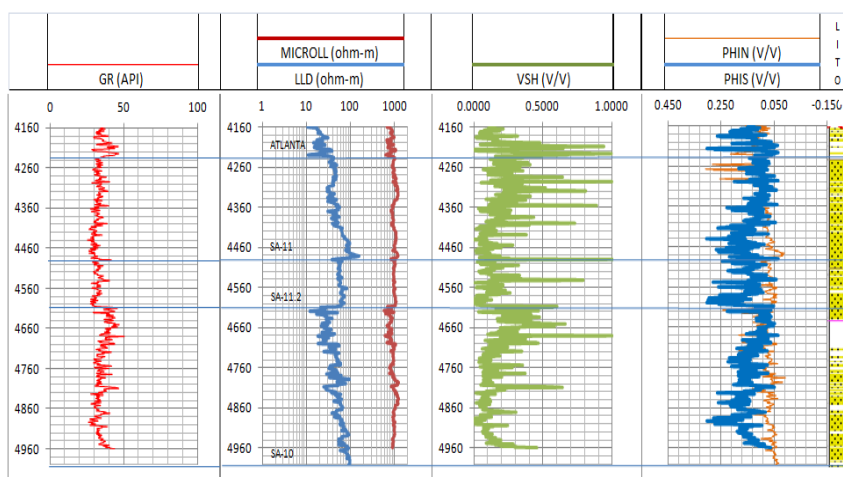
notoria entre las curvas de resistividades lo que nos indica que es una zona dura, compacta y de baja movilidad. El principal intervalo analizado es el siguiente:

- 4885 - 5000 (115 pies). Zona arcillosa. Alta resistividad. Baja porosidad.

### 3.2.7 Pozo ANCON-1997: (Aceite)

Los resultados del análisis de las formaciones de interés en este pozo se presentan a continuación:

Figura 3.8: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1997



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

**ATLANTA: 4159 - 4232 / 73 pies:**

Este miembro se presenta como una arenisca arcillosa en el tope y hacia la base con cuerpos lenticulares arenosos más limpios intercalados por lutitas, como se puede observar de la separación de la curva de Neutrón y las curva de cuentas (cps). Las resistividades tienden a subir hasta 40 ohm-m y las porosidades en alrededor de 10%. Algunas zonas de interés se presentan en los siguientes intervalos:

- 4182 - 4188 (6 pies).
- 4200 - 4204 (4 pies).
- 4214 - 4221 (7 pies).

**INTERVALO SA-11: 4232 - 4487 / 255 pies.**

A lo largo de todo el intervalo de 255 pies, es una arenisca arcillosa con permanentes intercalaciones lutíticas, valores altos de resistividad que van desde 35 ohm-m hasta 100 ohm-m en la base del intervalo. La mejor zona por sus excelentes valores de resistividad va desde 4408 hasta 4487 pies. La separación de las curvas de Neutrón y de las

cuentas (cps), nos ayudan a definir como un cuerpo con regular porosidad sónica del 7%. Se presenta como una zona con alto potencial de hidrocarburos. La fuerte intercalación de arena y lutita en una secuencia continua no nos permite identificar con suficiente claridad, por ello hemos tornado toda una zona de interés en su conjunto:

- 4408 - 4488 (80 pies). Alta resistividad

**INTERVALO SA-11.2: 4487 - 4607/120 pies.**

Este miembro se presenta similar al anterior, pero menos arcilloso. Las resistividades son mayores a 40 ohm-m, y la porosidad del 7%, por lo tanto constituye otra Zona Potencial de Hidrocarburos. La separación entre las curvas de resistividad nos indica permeabilidad y movilidad. No se puede diferenciar con claridad los lentes de arena y lutita, por ello hemos tornado toda la zona de interés en su conjunto y con potencial que es la siguiente:

- 4487-4607 (120 pies). Altas resistividades.

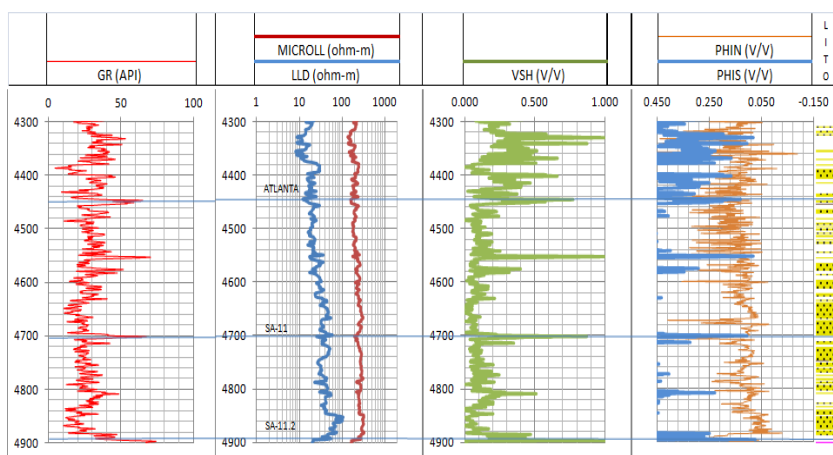
### INTERVALO SA-10: 4607 - 5000 / 393 pies.

Es un cuerpo de arenisca arcillosa hacia el tope, más limpio hacia la base con intercalaciones de lutitas. Las resistividades son muy bajas, van de 25 ohm-m hasta 80 ohm-m, con una porosidad aproximada del 7%. Este intervalo no presenta potencial en nuevas zonas.

### 3.2.8 Pozo ANCÓN-2002: (Aceite)

Los resultados del análisis de las formaciones de interés se presentan en este pozo se presentan a continuación.

Figura 3.9: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-2002



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

**ATLANTA: 4289 – 4444 / 154 pies:**

Este miembro presenta una arenisca arcillosa intercalada por lutitas, como se puede observar de la separación de la curva de Neutrón y la curva de cuentas (cps). Las resistividades son bajas, de entre 8 ohm-m y 30 ohm-m y las porosidades alrededor del 10%. Es una zona con bajo potencial pero algunas zonas de interés, limpias y con resistividades que tienden a subir se presentan en los siguientes intervalos:

- 4376 – 4396 (20 pies).
- 4428 – 4433(5 pies).
- 4438 – 4443 (5 pies).

**INTERVALO SA-11: 4444 – 4702 / 258 pies.**

En la parte superior se presenta una arenisca muy arcillosa y de baja resistividad (menos de 20 ohm-m). Hacia la base se vuelve más limpia, continúan las intercalaciones lutíticas, las resistividades aumenta hasta 60 ohm-m y mejora la porosidad del 10% al 13%. Algunas zonas de interés se presentan en los siguientes intervalos:

- 4454 – 4460 (6 pies). Moderada resistividad.
- 4554 – 4600 (46 pies). Moderada resistividad.

#### **INTERVALO SA-11.2: 4702 – 4896 / 194 pies.**

Se presenta una secuencia de areniscas arcillosas con intercalaciones de lutita. Las resistividades varían de 30 ohm-m hasta alcanzar su máximo valor en el fondo de 110 ohm-m. La porosidad de 10% y disminuye al 8% al fondo.

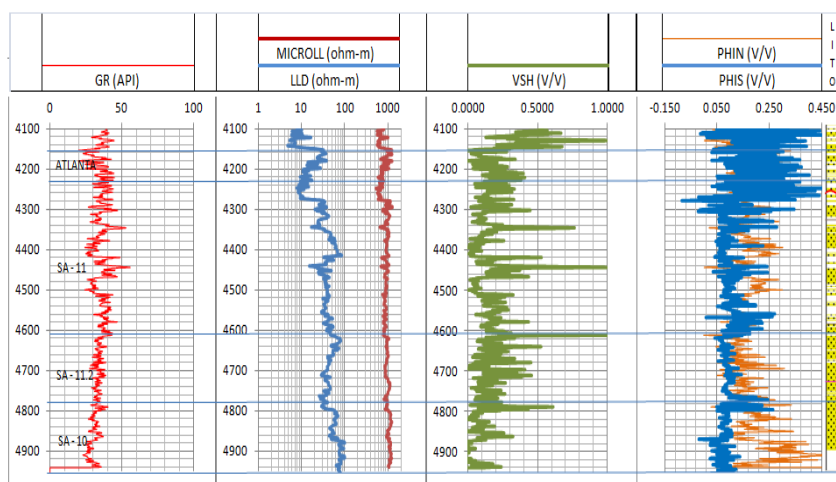
#### **INTERVALO SA-10. 4896 a PT**

No se cuenta con registros para su estudio.

#### **3.2.9 Pozo ANCON-2003: (Gas)**

Los resultados del análisis de las formaciones de interés se presentan en este pozo se presentan a continuación:

Figura 3.10: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-2003



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

### **ATLANTA: 4159 - 4232 / 73 pies:**

Este miembro presenta una arena arcillosa separada por lentes de lutitas. Las resistividades tienden a subir hasta 43 ohm-m y las porosidades del 8%. La resistividad disminuye en la base. Los intervalos más relevantes por su limpieza, resistividad, aceptable porosidad son los siguientes:

- 4274 - 4286 (12 pies). Arena arcillosa a la base
- 4290 - 4298 (8 pies). Arena Limpia
- 4304 - 4336 (32 pies). Arena arcillosa.

**INTERVALO SA-11: 4342 -4611/269 pies.**

Es el miembro de mayor potencial. Está constituido de una arenisca arcillosa separados de lentes de lutita. Un cuerpo superior se presenta más productivo desde 4348 hasta 4416 pies. Los valores de resistividad varían desde 30 ohm-m hasta 80 ohm-m. La separación de las curvas de Neutrón y de las cuentas (cps), nos ayudan a definir como un cuerpo con regular porosidad del 8%. Los intervalos de interés son los siguientes:

- 4348 - 4416 (68 pies). Arena arcillosa al tope
- 4422 -4438 (16 pies). Arena arcillosa
- 4450 - 4454 (4 pies). Arena arcillosa.
- -4468 - 4510 (42 pies). Arena menos arcillosa.

Debido a sus altos valores de resistividad en la parte superior, es probable que este miembro sea el de mayor aporte de producción de gas.



**INTERVALO SA-11.2: 4611 - 4790 /179 pies.**

Paquete de areniscas arcillosas con lentes de lutita. Las resistividades varían de 40 ohm-m a 80 ohm-m, y la porosidad en alrededor del 10%. La parte superior desde 4613 hasta 4650 pies es la zona de más alta resistividad, disminuyendo hacia la base. Esta profundidad se parece a un posible contacto de fluidos Gas-Agua. Se la califica como una zona con potencial de Gas. Algunos intervalos de interés son los siguientes:

- 4612 - 4641 (28 pies). Arenisca arcillosa. Alta resistividad 80 ohm-m. Zona con potencial.
- 4642 - 4650 (8 pies). Arena arcillosa. Resistividad de 40 ohm-m a 70 ohm-m. Posible Contacto Gas-Agua a 4650 pies.

**INTERVALO SA-10: 4607 - 5000 / 393 pies.**

En su conjunto, cuerpo de arenisca arcillosa, más limpio hacia el tope, con intercalaciones de lutitas. Las resistividades son altas y varían de 35 ohm-m hasta mayores a 100 ohm-m. Porosidad aproximada del 7%. Se

lo puede aún calificar como una zona con potencial de Gas.

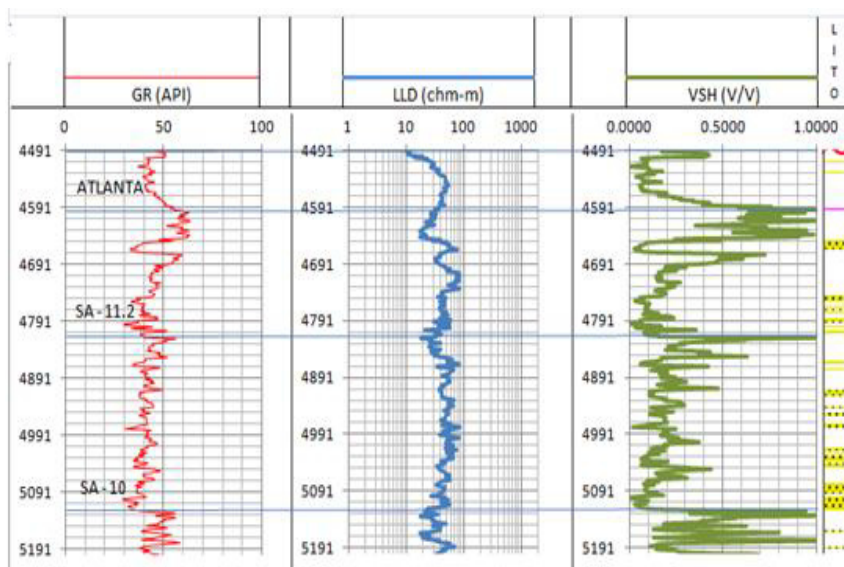
Algunos intervalos de interés son los siguientes:

- 4800 - 4854 (54 pies). Cuerpo areno arcilloso con buenas resistividades.
- 4856 - 4900 (44 pies). Arena arcillosa en la parte baja. Resistividades mayores a 60 ohm-m.

### 3.2.10 Pozo ANCON-1648:

Este pozo está localizado en el área de Asturias y presenta las siguientes zonas analizadas:

Figura 3.11: Registros Eléctricos del Pozo ANCON-1648



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010 (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

**ATLANTA: 4491-4596 /105 pies:**

La curva de GR muestra un cuerpo areno-arcilloso con presencia de cuerpos limpios y una resistividad de hasta 40 ohm-m. Los bajos valores de resistividad nos indican que esta zona no presenta potencial de hidrocarburos.

**INTERVALO SA-11.2: 4596 -4818 / 222 pies. (GAS, ACEITE)**

Arenisca arcillosa con intercalaciones lutíticas, ocasionalmente cuerpos de arena más limpios. Las resistividades que se presentan en este miembro varían desde 15 ohm-m hasta 60 ohm-m. La parte superior es más arcillosa y con bajas resistividades. Sus valores se incrementan a partir de 4650 pies hasta 4738 pies y disminuyen hacia la base. A partir de 4738 pies la resistividad disminuye a 40 ohm-m y se mantiene hasta el fondo. Las zonas de interés son las siguientes:

- 4650-4672 (22 pies).
- 4692-4820 (148 pies).

**INTERVALO SA-10: 4818 - 5124 / 306 pies. (ACEITE)**

Arenisca menos arcillosa que la anterior, con intercalaciones de lentes de lutita. En la parte superior se presenta un poco más limpia, medianos valores de resistividad que van desde 40 ohm-m hasta 60 ohm-m. Las nuevas zonas potenciales identificadas, por su mediana resistividad entre 40 ohm-m hasta 50 ohm-m, son las siguientes:

- 4856-4870 (14 pies). Medianas resistividades
- 4872-5120 (248 pies). Medianas resistividades.

# CAPÍTULO 4

## 4 MODELAMIENTO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

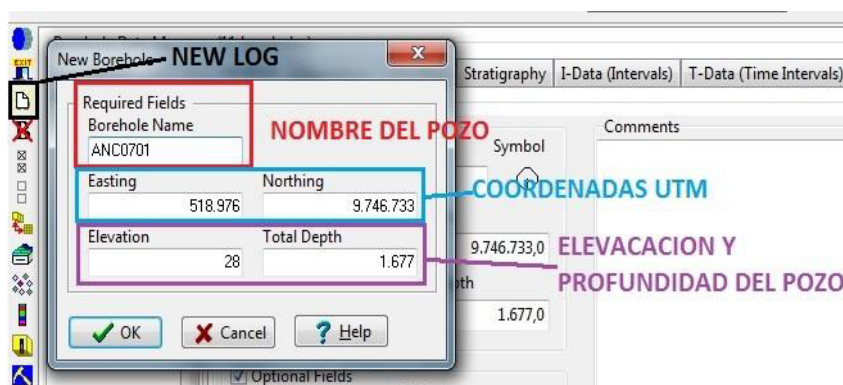
### 4.1 Metodología aplicada

Con datos de registros eléctricos de cada pozo, se pudo determinar los topes de las formaciones, usando el Software RockWorks 14 se realizó un modelo en 3D y secciones para poder observar la tendencia de las formaciones e inferir posibles estructuras (fallas, pliegues,). Una vez medida los topes de las formaciones, con el Software ArcGis10 se realizó mapas isópacos de las formaciones de interés (S.A 11, S.A 11.2 y S.A 10) con eso se calculó el área por intervalos para realizar posteriormente el cálculo del volumen de las formaciones y así determinar las reservas de gas (se explicara en el siguiente capítulo).

#### 4.1.1 Modelamiento en RockWorks 14

Una vez iniciado el programa, lo primero que se debe hacer es el registro de los pozos de la zona de estudio con sus coordenadas, elevación y profundidad total del pozo, cada dato debe estar en una sola unidad, en nuestro caso cada parámetro está en metros. Se debe dar clic en **New Log** para poder realizar nuestro registro.

Figura 4.1: Registro de los pozos en RockWorks 14



Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

Una vez registrado todos los pozos, se realiza un registro de las formaciones, en la Sección **Stratigraphy Types**, clic derecho parte izquierda>Rows>Insert.

Figura 4.2: Registro de las formaciones en RockWorks 14

Formation	Pattern	Fill Percent	Density	Order	Show in Legend
Socorro	[Pattern]	100	1,0	1,0	<input checked="" type="checkbox"/>
Clay Pebble Beds	[Pattern]	100	1,0	2,0	<input checked="" type="checkbox"/>
Passage Beds	[Pattern]	100	1,0	3,0	<input checked="" type="checkbox"/>
Atlanta	[Pattern]	100	1,0	4,0	<input checked="" type="checkbox"/>
S.A - 11	[Pattern]	100	1,0	5,0	<input checked="" type="checkbox"/>
S.A - 11.2	[Pattern]	100	1,0	6,0	<input checked="" type="checkbox"/>
S.A - 10	[Pattern]	100	1,0	7,0	<input checked="" type="checkbox"/>
S.A - 9	[Pattern]	100	1,0	8,0	<input checked="" type="checkbox"/>

Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

Una vez creada la formación, se escribe el nombre en la Sección **Formation**, el color y simbología en **Pattern** y el orden en que está la columna estratigráfica en la Sección de **Order**.

Luego en los parámetros del pozo se va a la sección de **Stratigraphy** donde se debe escribir el valor del tope, base y escoger el nombre de la formación, ya registrado, que corresponde a esa profundidad.

Figura 4.3: Registros de Topes y Bases de las formaciones de cada pozo

The screenshot shows the 'Borehole Data Manager' window with 11 boreholes listed. The 'Stratigraphy' tab is active, displaying a table with the following data:

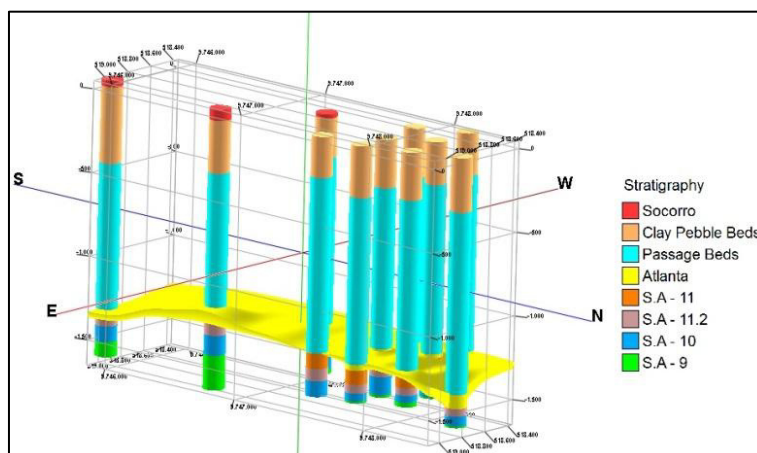
Depth to Top	Depth to Base	Formation
0,0	67,0	Socorro
67,0	383,0	Clay Pebble Beds
383,0	1.182,0	Passage Beds
1.182,0	1.257,0	Atlanta
1.257,0	1.351,0	S.A - 11.2
1.351,0	1.469,0	S.A - 10
1.469,0	1.677,0	S.A - 9

Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

Para poder ver solo los pozos del área de estudio se realiza lo siguiente; en la barra de menú hacer clic en **Stiplogs>Multi Log 3D> Tener activada la casilla de Stratigraphy>Continue.**



Figura 4.4: Ubicación de los pozos en 3D



Fuente: Elaborado por los autores de RockWorks 14

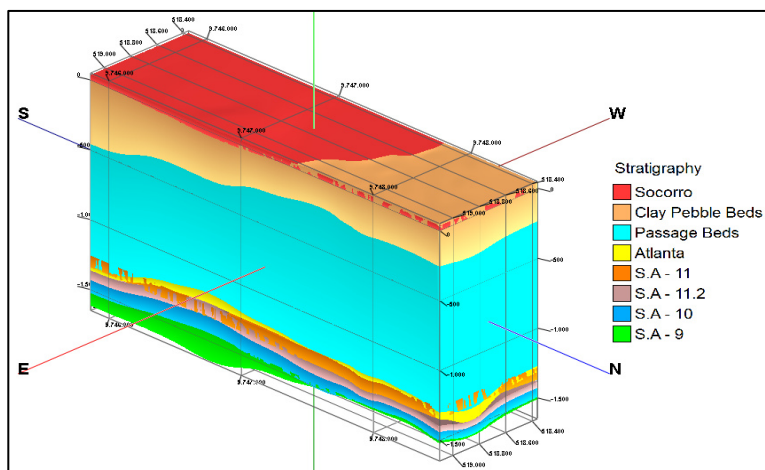
Una vez registrado los pozos con sus correspondientes toques y bases de cada formación se realiza el modelo:

- En la barra de menú se escoge **Stratigraphy>Model**, con el método de **Interpolación Inverso de la Distancia**, la ventaja de utilizar este método es los cálculos produce las curvas suaves y continuas, y no exagera el valor de las extrapolaciones más allá de los puntos de datos dados.

El modelo resultante es el siguiente:

### Vista N-E

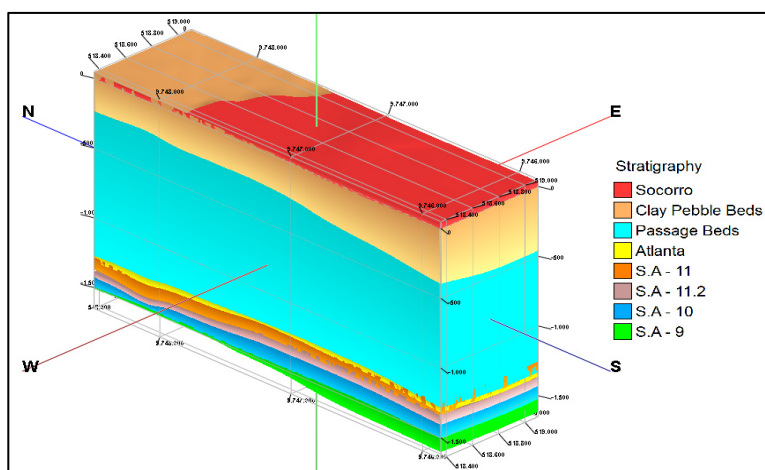
Figura 4.5: Modelo Interpolación Inverso de la Distancia 3D Vista N-E



Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

### Vista S-W

Figura 4.6: Modelo Interpolación Inverso de la Distancia 3D Vista S-W

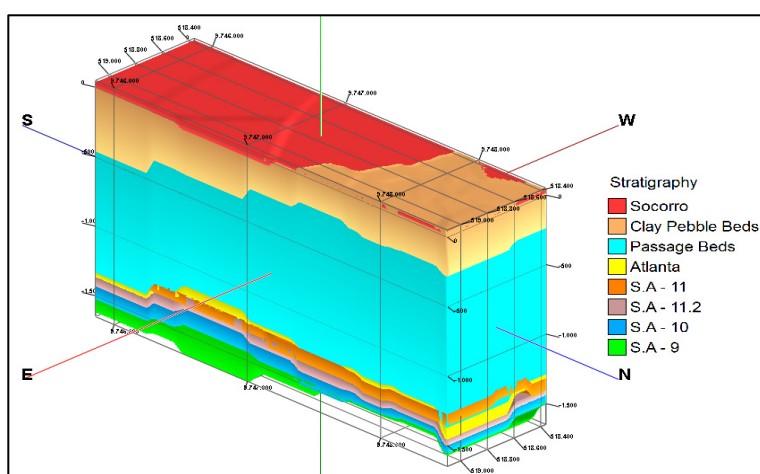


Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

- Se realizó un segundo modelo, con el método de **Interpolación Punto Cercano (Closest Point)**.

Vista N-E:

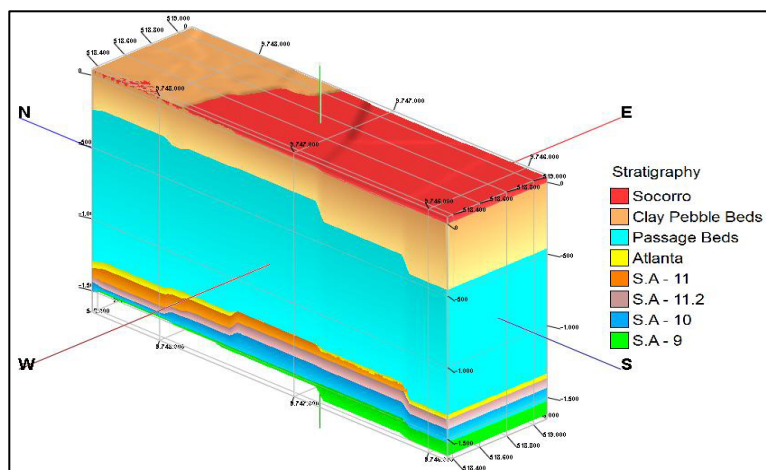
Figura 4.7: Modelo Closest Point 3D Vista N-E



Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

Vista S-W:

Figura 4.8: Modelo Closest Point 3D Vista S-W

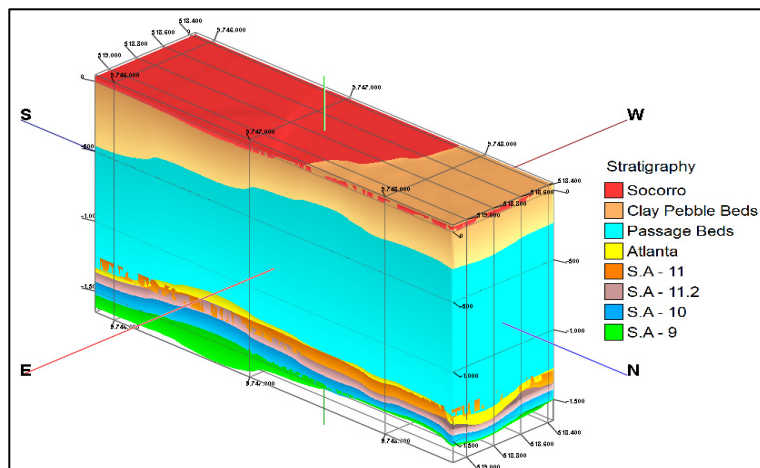


Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

- El tercer modelo se usó la Opción **Hybrid**, el cual emplea dos o más métodos de interpolación, los cuales fueron empleados anteriormente.

## Vista N-E

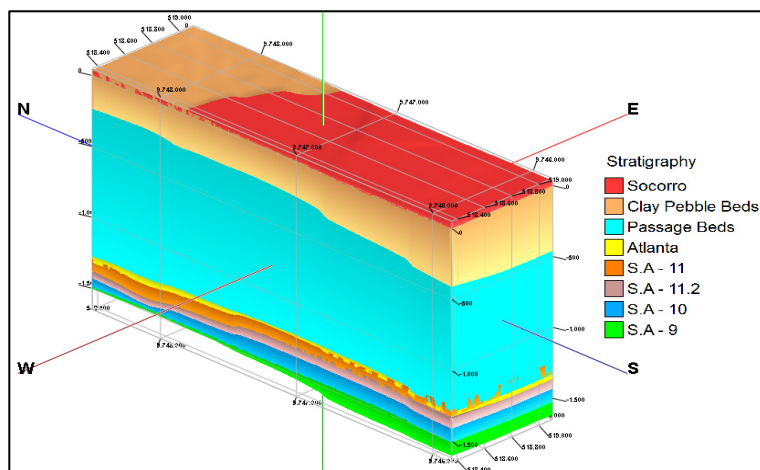
Figura 4.9: Modelo Hybrid 3D Vista N-E



Fuente: Elaborado por los autores de RockWorks 14

## Vista S-W

Figura 4.10: Modelo Hybrid 3D Vista S-W



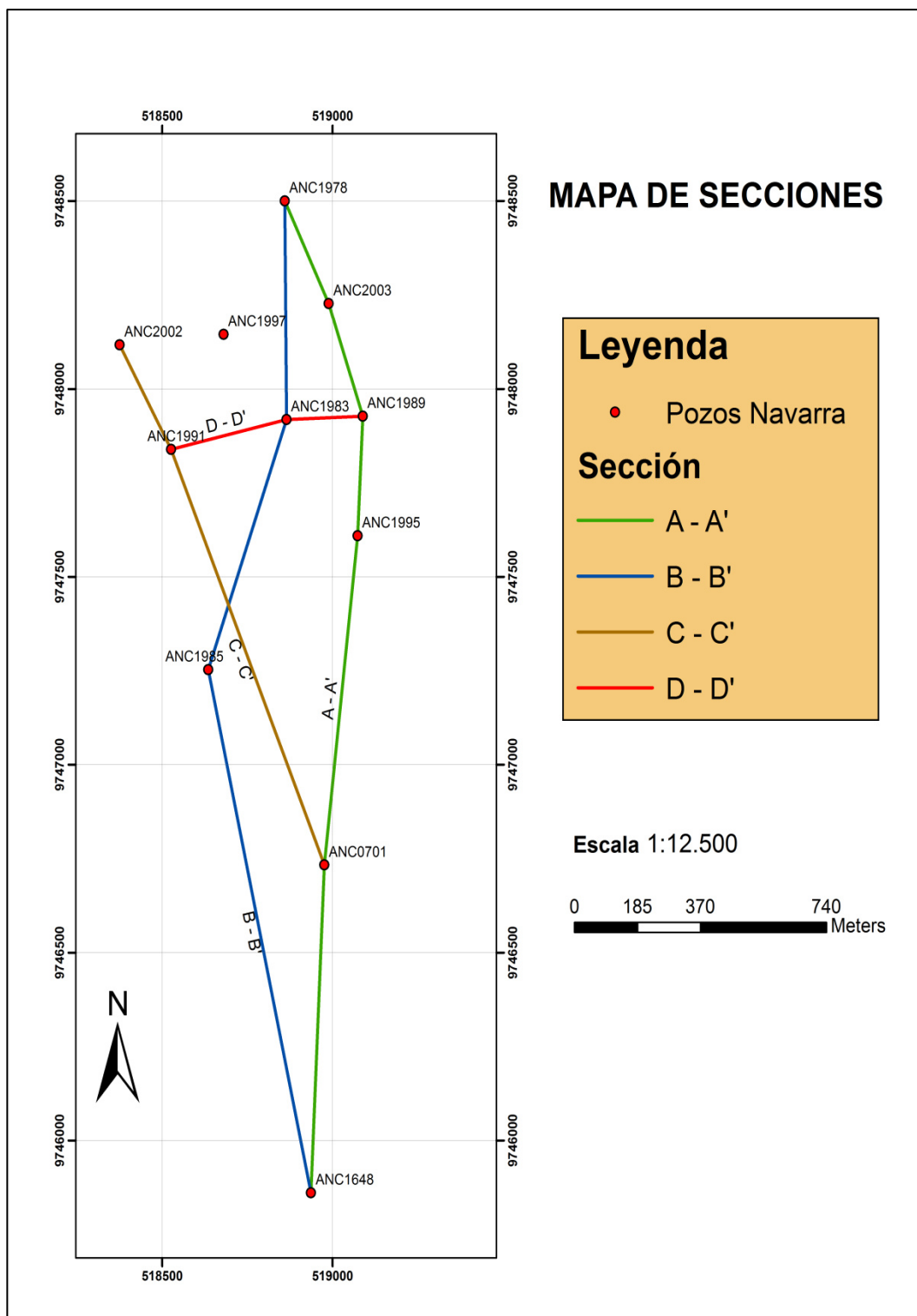
Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

#### **4.1.2 Correlación entre electrofacies y secuencias formacionales generadas en RockWorks 14**

Se generaron secciones de las unidades litoestratigráfica del área navarra con el Software RockWorks 14, que presentan el espesor y la posición de las formaciones. Se correlacionó con datos de electrofacies, que se obtuvieron a partir de datos de tope y base de la formación de interés en cada pozo; cuya finalidad es corroborar los datos secuenciales de las formaciones y la existencia de posibles entrapamientos de hidrocarburo

A continuación se presentan el MAPA DE SECCIONES:

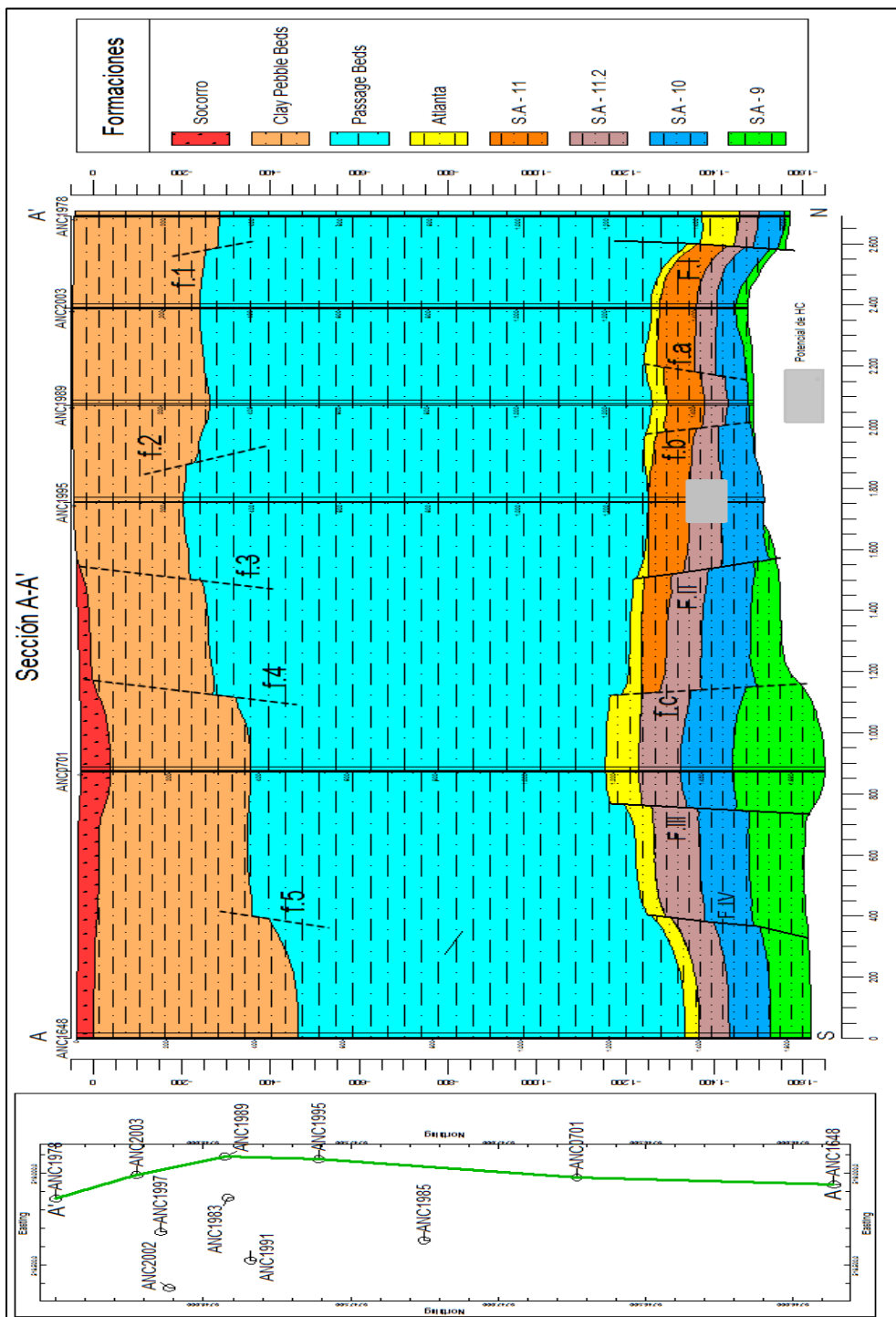
Mapa IV. Mapa de Secciones delineado en el área de estudio.



Fuente: Elaborado por los autores en ArcGis 10

Las secciones generadas por RockWorks 14 son las siguientes:

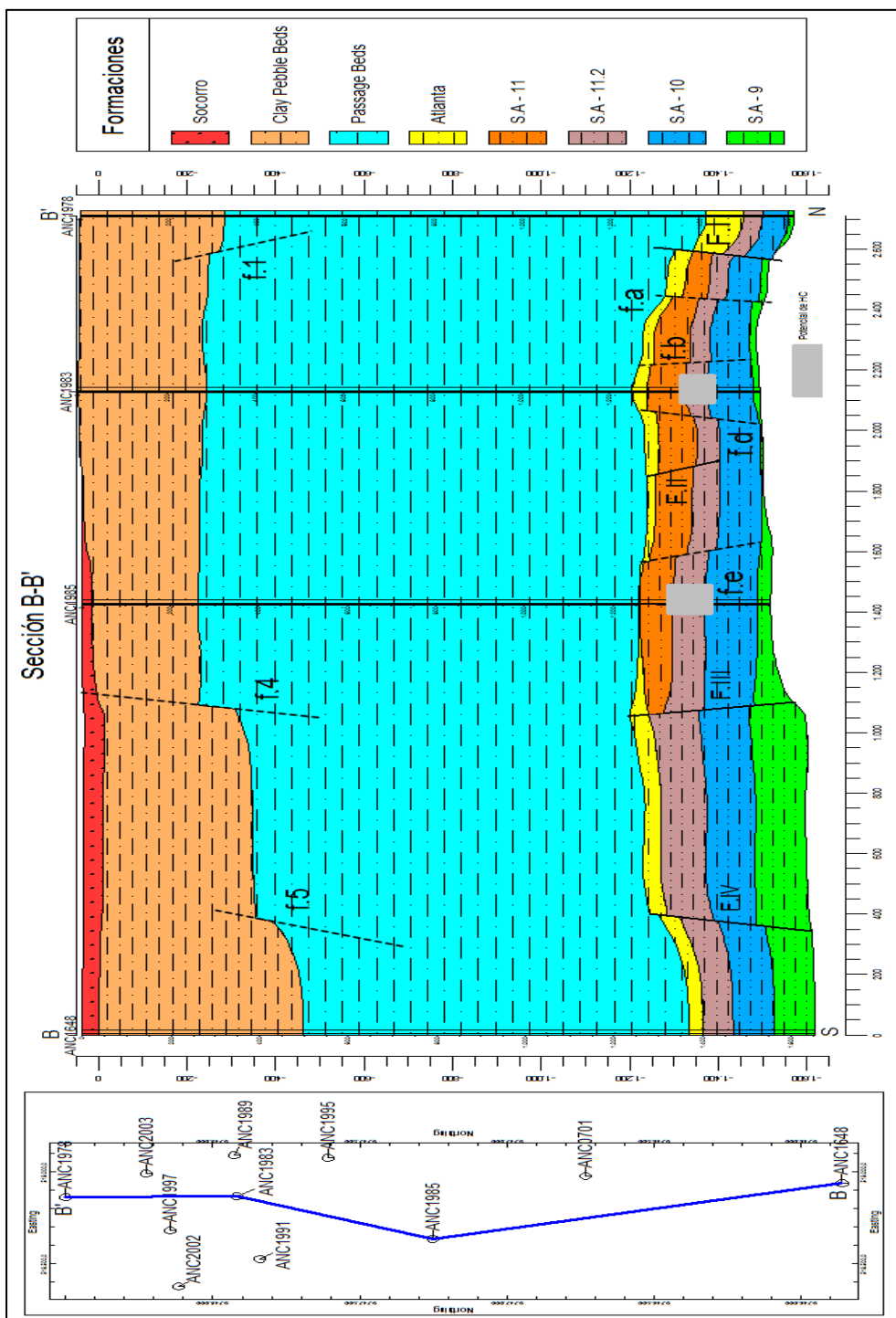
Figura 4.11. SECCION A-A': Representación de estructuras en el subsuelo, se identifican fallas en superficie, fallas profundas en la formación Atlanta y zonas potenciales de hidrocarburo.



Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

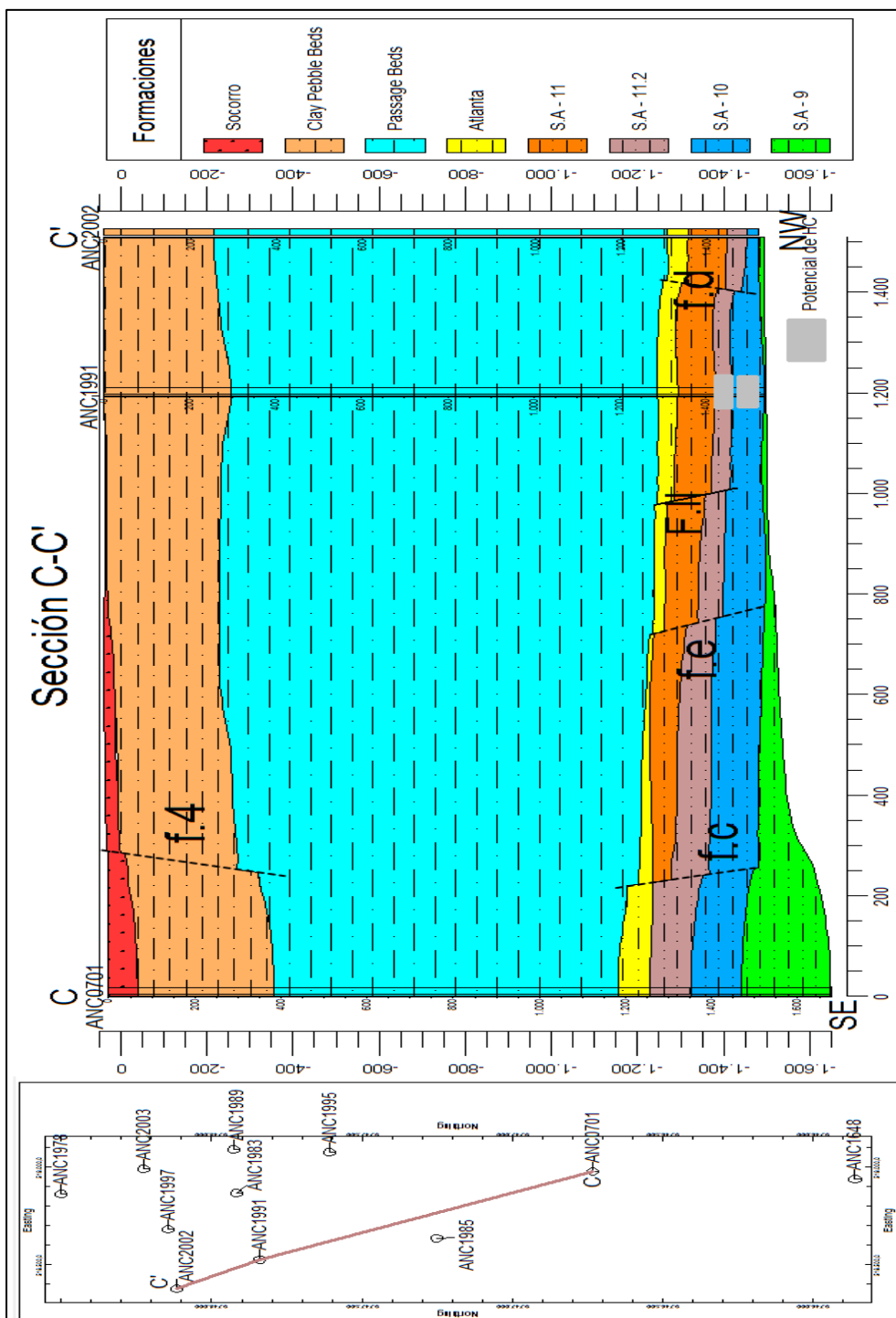


Figura 4.12. SECCION B-B': Representación de estructuras en el subsuelo, se identifican fallas en la superficie, fallas profundas en la formación Atlanta y zonas potenciales de hidrocarburo.



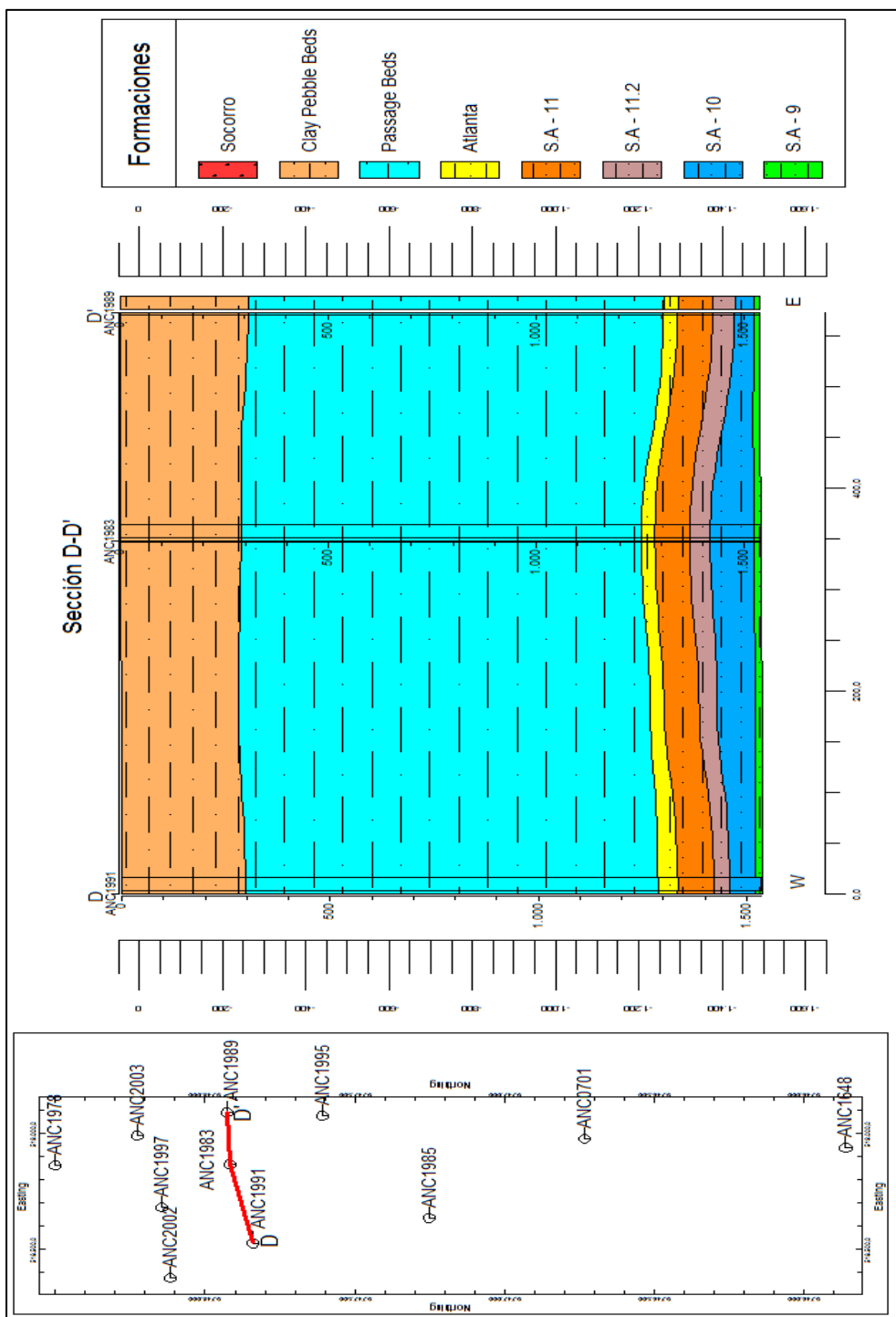
Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

Figura 4.13 SECCION C-C': Representación de estructuras en el subsuelo, se identifican fallas en superficie, fallas profundas en la formación Atlanta y zonas potenciales de hidrocarburo.



Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

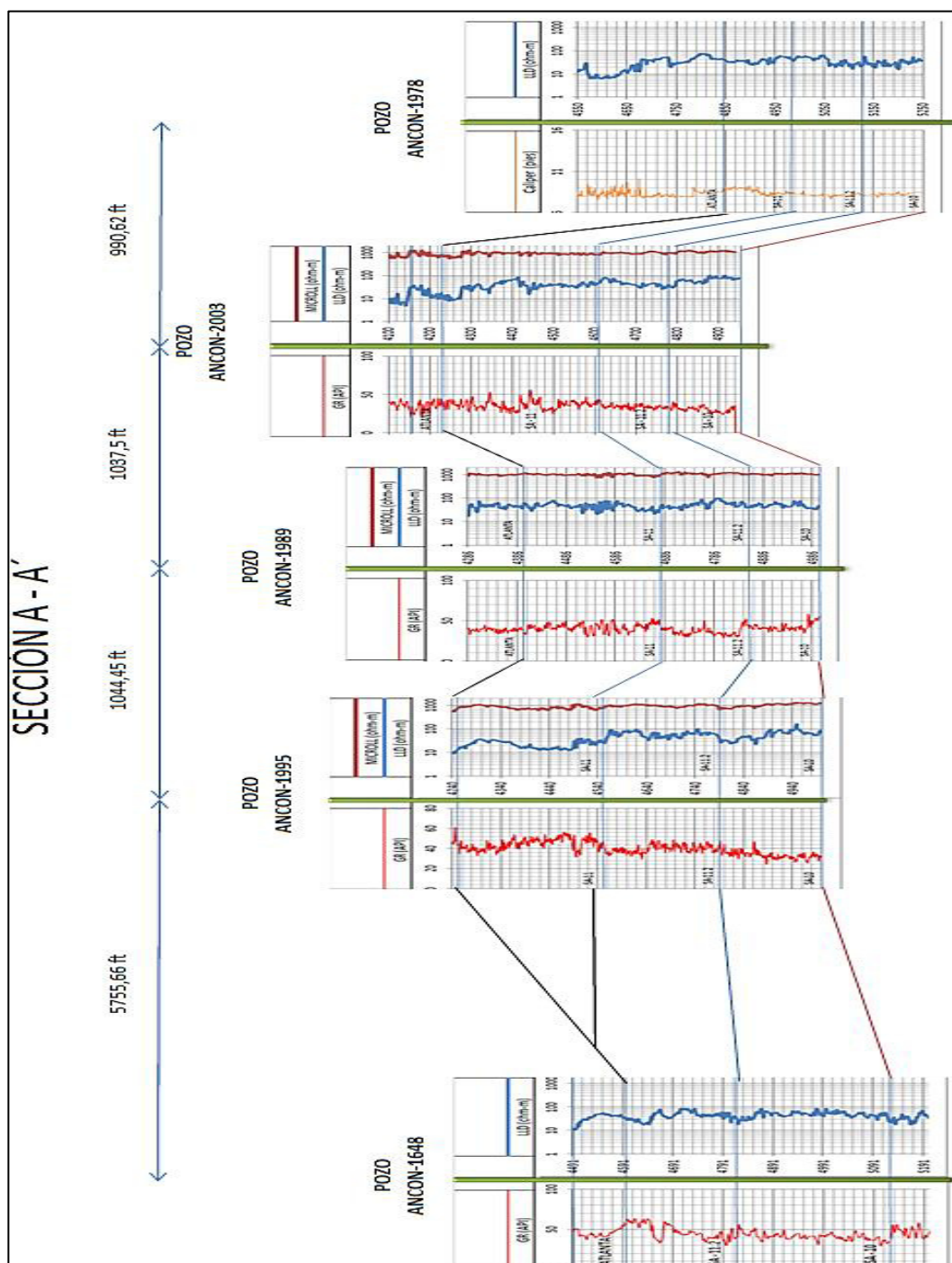
Figura 4.14 SECCION D-D': Representación de estructuras en el subsuelo, se identifica un anticlinal en la formación Atlanta.



Fuente: Elaborado por los autores en RockWorks 14

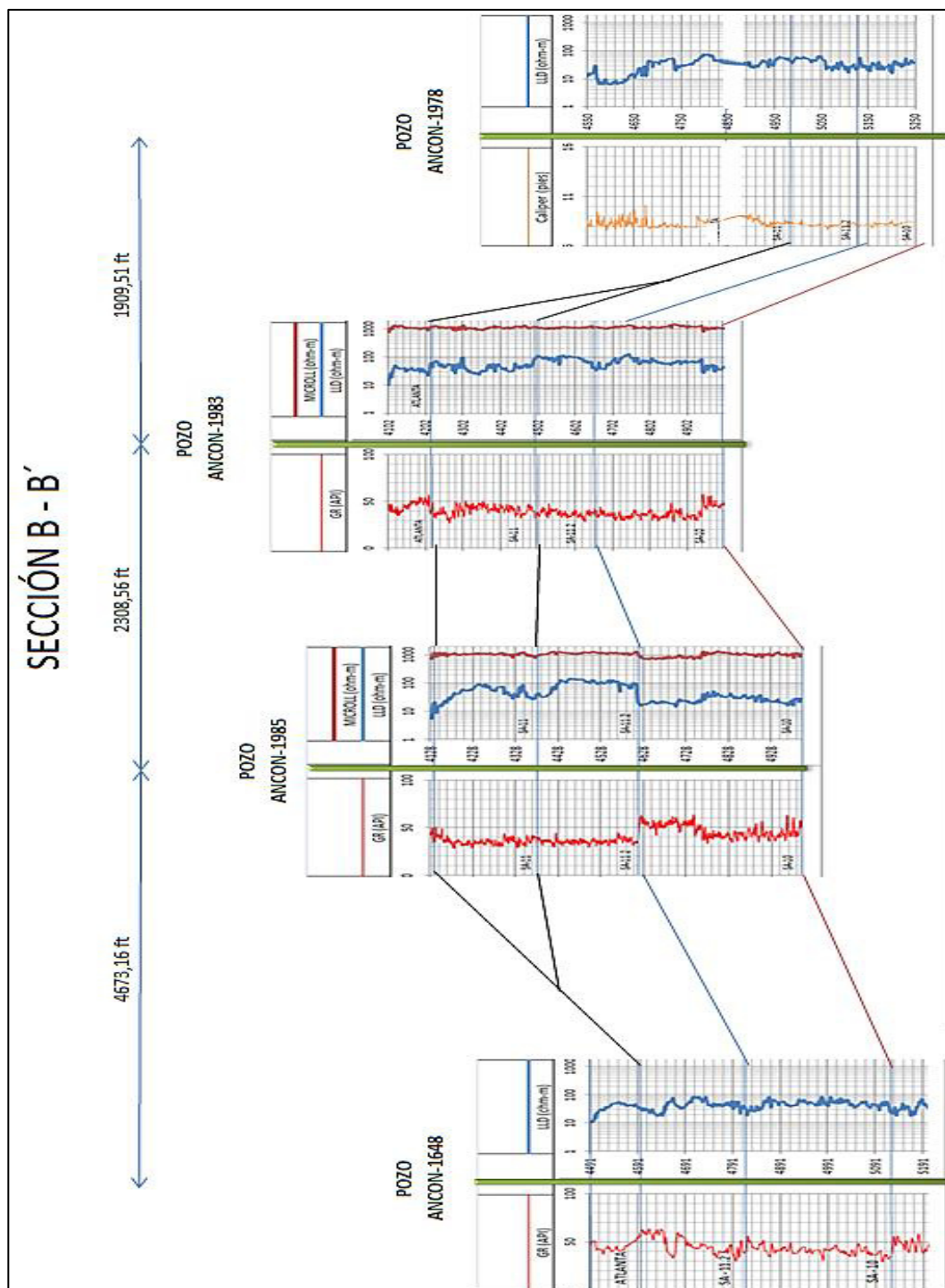
Las secuencias de electrofacies generados son los siguientes:

Figura 4.15: SECCION A-A' Secuencias de Electrofacies



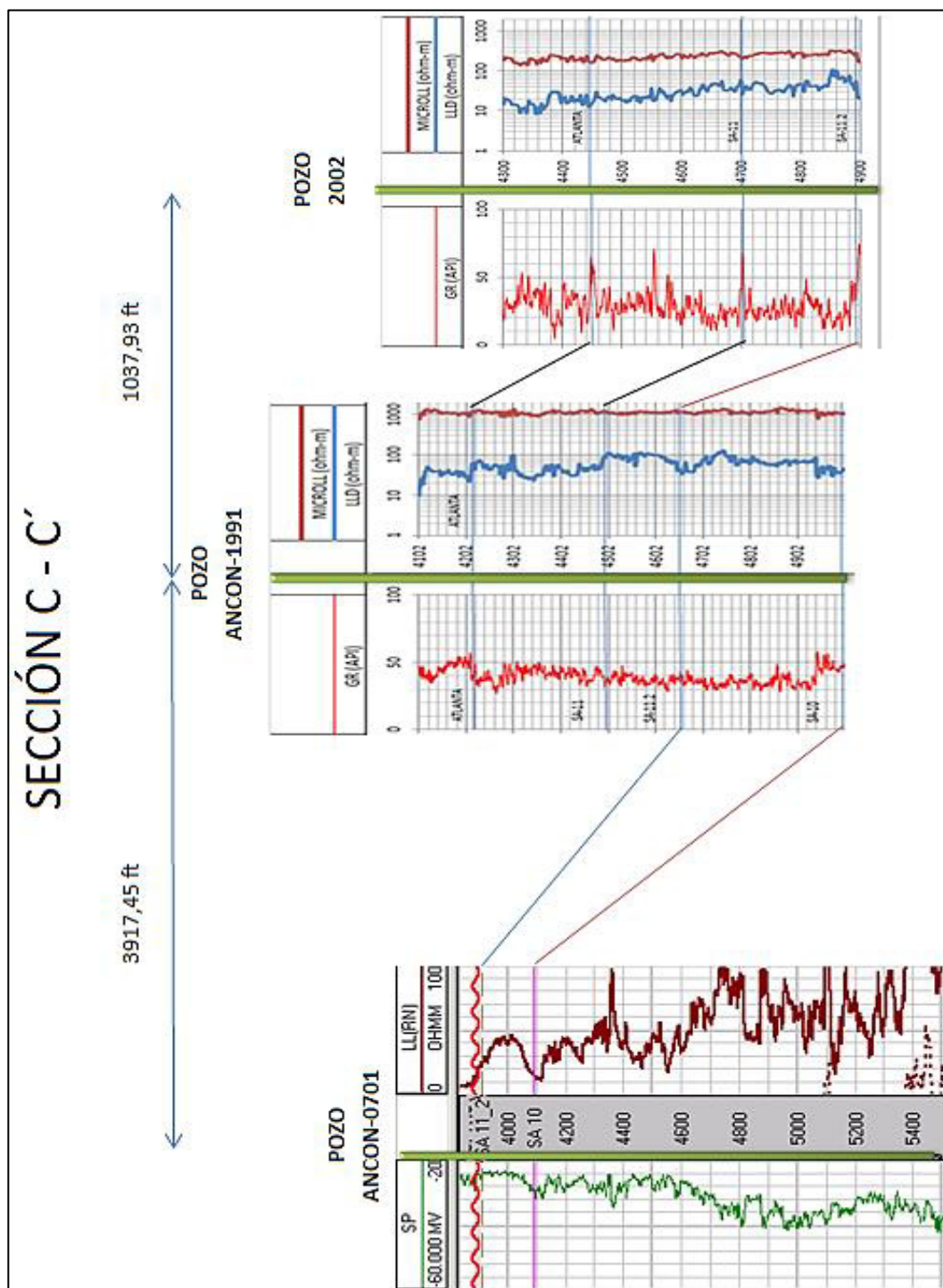
Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010

Figura 4.16: SECCION B-B' Secuencias de Electrofacies



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010

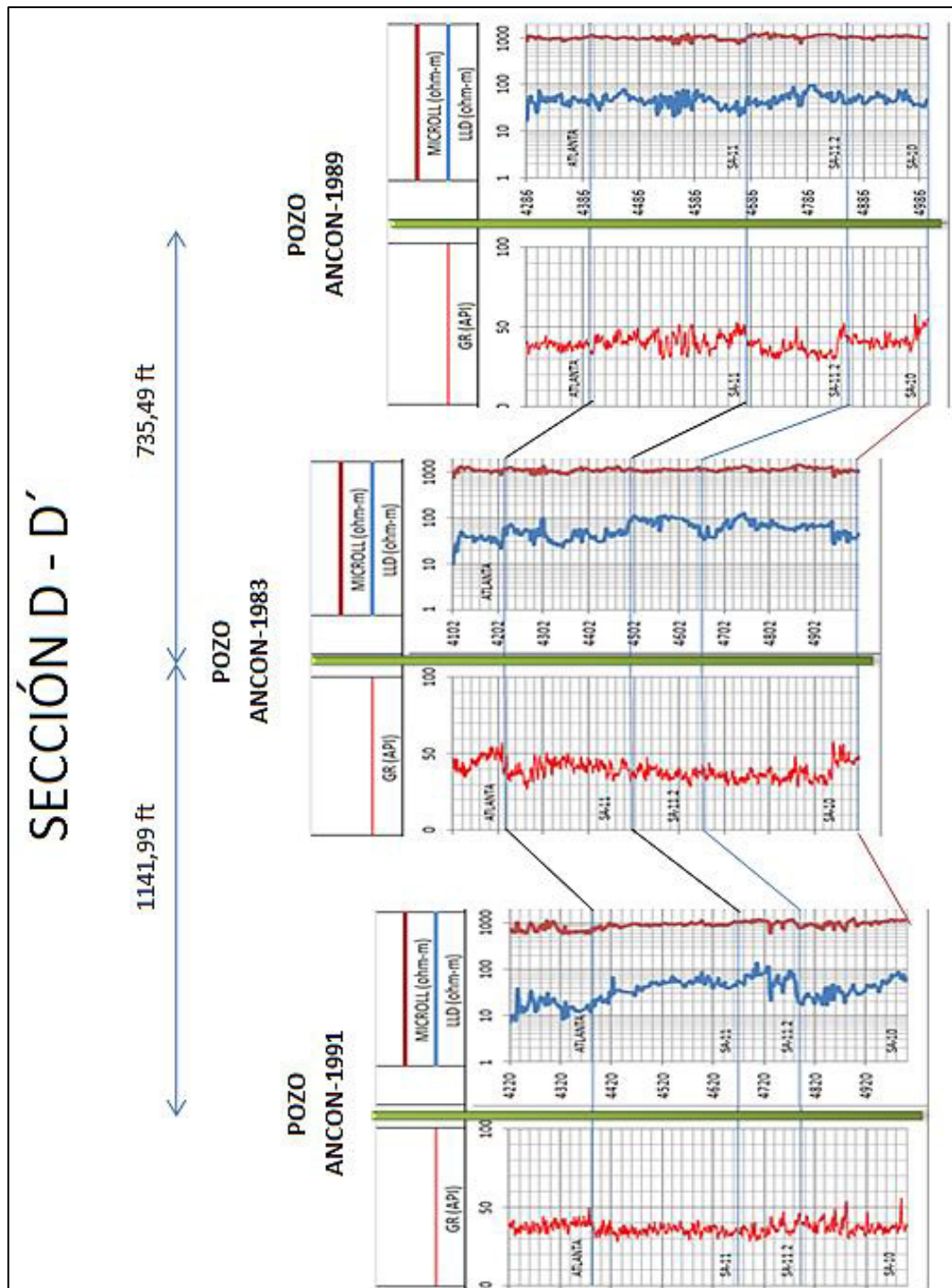
Figura 4.17: SECCION C-C' Secuencias de Electrofacies



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010



Figura 4.18: SECCION D-D' Secuencias de Electrofacies



Fuente: Elaborado por los autores en Excel 2010

## 4.2 Interpretación de resultados

Las secciones resultantes en el Software Rock Works 14, se pueden observar estructuras como: pliegues, fallas normales, fallas inversas, horst y graben.

Para la interpretación se utilizó un Mapa de Fallas (ANEXO C), con el cual se identificaron fallas que pasan por el área de estudio.

Se clasificó estas fallas de la zona de la siguiente manera:

- **Fallas Principales.-** Identificadas por el Mapa. (F.I, F.II, F.III, F.IV).
- **Fallas Inferidas.-** Identificadas en las secuencias en la Formación Atlanta (f.a, f.b, f.c, f.d, f.e).
- **Fallas Superficiales.-** Ubicadas cerca de la superficie (f.1, f.2, f.3, f.4, f.5).

### 4.2.1 SECCION A-A'

La sección se encuentra en un bajo estructural, al Este del área de estudio, las estructuras identificadas, de Sur a Norte, son:

- **F.IV y F.III:** falla inversa.



- **Horst:** las fallas F.III y f.c levantaron esta estructura.
- **f.c:** falla normal, se identifica que la formación S.A 11 comienza a partir de esta falla.
- **F.II:** se la identifica como una falla normal, el espesor de la Formación Atlanta disminuye.
- **f.b:** falla normal, se identifica que la formación Atlanta posee un espesor muy pequeño de entre 1 a 2 metros.
- **f.a:** Falla Normal
- **Graben:** Hundimiento debido a las fallas f.b y f.a
- **F.I:** falla inversa, se identifica que la formación SA.11 finaliza en esa estructura y que el espesor de la formación Atlanta aumenta posteriormente a la falla.
- **f.1-f.5:** son fallas identificadas pero no son parte de nuestro estudio.

Se pudo corroborar con las series de electrofacies, para la sección correspondiente, la posición de las formaciones, las cuales son semejantes; por tal motivo la Sección A-A' **es correcto**.

Una vez identificadas las estructuras en la Formación Atlanta, junto con los datos de las series de electrofacies, el Pozo ANC 1995, en la secuencia S.A 11.2 posee altos valores de resistividad la cual

posiblemente es una zona potencial hidrocarburifera y se encuentra limitada por las fallas **F.II y f.b**

#### **4.2.2 SECCION B-B'**

Toda la sección se encuentra en un bajo estructural, al Oeste del área de estudio, las estructuras identificadas, de Sur a Norte, son:

- **F.IV:** falla inversa que pasa por la sección A-A'.
- **F.III:** falla normal que pasa por la Sección A-A', se identifica que la formación SA.11 inicia a partir de esta estructura y el espesor de la formación Atlanta va disminuyendo con la distancia.
- **Horst:** levantamiento generado por las fallas F.IV Y F.III
- **f.e:** falla normal.
- **F.II: falla** normal, se identifica un espesor considerable de la formación Atlanta.
- **f.d:** falla inversa.
- **Graben:** se identifica un hundimiento debido las fallas F.II Y f.d.
- **f.c:** falla normal, se identifica que la formación S.A 11 comienza.

- **f.b y f.a:** fallas normales.
- **Pliegue:** Se identifica un pliegue en toda la columna de las formaciones (Atlanta, S.A-11, S.A11.-2, S.A -10).
- **F.I:** se identifica como una falla normal, la formación S.A 11 termina en esta estructura, **y el espesor de la formación Atlanta aumenta considerablemente.**
- **f.b:** falla normal, se identifica que la formación Atlante posee un espesor muy pequeño de entre 1 a 2 metros.
- **f.a:** Falla inversa
- **f.1, f.4 y f.5:** son fallas identificadas pero no son parte de nuestro estudio.

Se pudo corroborar con las series de electrofacies, para la sección correspondiente, la posición de las formaciones las cuales son semejantes; por tal motivo la Sección B-B' es correcto. Para esta sección los Pozos ANC 1995 y ANC 1983, la secuencia SA 11.2 posee buenos valores de resistividad, la cual corresponde a una zona de potencial hidrocarburífera y se encuentra limitada por las fallas **FIII y f.e, F.II y f.b** respectivamente

#### 4.2.3 SECCION C-C'

Esta sección se encuentra orientada de SE – NW, las estructuras identificadas son las siguientes:

- **f.c:** falla normal, se identifica que la formación SA.11 inicia a partir de esta estructura.
- **f.e:** falla normal, el espesor de la formación Atlanta, anterior a la falla, es fina y posterior a esta tiene un espesor considerable.
- **F.II y f.d:** falla normal
- **f.4:** falla identificada pero no son parte del nuestro estudio

Se pudo corroborar con las series de electrofacies, para la sección correspondiente, la posición de las formaciones las cuales son semejantes; por tal motivo la Sección C-C' es correcta.

Con el Pozo ANC 1991, las secuencias S.A 11.2 y S.A 10 poseen altos valores de resistividad, la cual hace zona de potencial de hidrocarburos, las cuales se encuentra limitadas por las fallas **F.II** y **f.d**

#### **4.2.4 SECCION D-D'**

Esta sección está orientada de O-E, se identifica un gran anticlinal, en el cual el Pozo ANC1983 se encuentra en la cresta, los pozos ANC 1991 y ANC 1989 se encuentra hacia los flancos. Con esto se corrobora que la Sección A-A' se encuentra en la parte baja del flanco Este del pliegue, la Sección B-B' pasa por la cresta o parte alta y la Sección C-C' pasa tangencialmente de SE-NW de la misma.

# CAPÍTULO 5

## 5 CÁLCULO DE RESERVAS DE GAS DEL ÁREA GASÍFERA NAVARRA

### 5.1 Metodología utilizada

Con la información de los datos de los pozos (tope y base, registros eléctricos) en el área de estudio correspondiente, se realizaron los mapas isópacos de las secuencias de la Fm. Atlanta con la ayuda del Software ArcGIS 10, que permitieron calcular el volumen de roca, con el método volumétrico y finalmente se calcularon las reservas recuperables de gas.

### 5.2 Método volumétrico

*“Para la cuantificación de las reservas son utilizadas distintas metodologías, de acuerdo al desarrollo de los yacimientos, a la información geológica y de ingeniería disponible. Entre los métodos determinados se halla el método volumétrico, el cual no*

*estima como tal el volumen de las reservas, sino que esta asociado a la determinación de los hidrocarburos originales en sitio” (Amaya Jiménez, Noviembre 2014)*

El Método volumétrico depende de parámetros característicos del yacimiento como:

- Volumen de la roca contenedor.
- Porosidad de la roca yacimiento.
- Saturación de los fluidos.

### **5.2.1 Cálculo del volumen de roca método de isópacos**

*“El mapa de curvas de nivel o de contorno de subsuelo muestra líneas que conectan puntos de una misma elevación a partir de la parte superior del estrato de referencia o estrato base y por consiguiente muestra la estructura geológica. El mapa isópaco neto muestran líneas que conectan puntos de igual espesor neto de la formación y las líneas individuales se denominan líneas isópacas. El ingeniero de yacimientos emplea estos mapas para determinar el volumen productor bruto (total) del yacimiento” (Aguilar, 2012)*

Dos ecuaciones se usan comúnmente para determinar el volumen aproximado de la zona productiva de las lecturas:

### 5.2.1.1 Método trapezoidal

Para la utilización de este método, es necesario que la relación de las áreas de las dos líneas sucesivas de isópacos deba de ser mayor que 0.5. Se aplica la ecuación trapezoidal (Craft & Hawkins, CALCULATING GAS IN PLACE BY THE VOLUMETRIC METHOD, 1991), (McCain, 1990) que está dada por:

$$\Delta V_b = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1})$$

$$\Delta V_b = \frac{h}{2} (A_0 + 2A_1 + 2A_2 \dots + 2A_{n-1} + A_n)$$

$\Delta V_n$  = Volumen bruto, [Acre-pie]

$A_0$  = Área encerrada por la línea de isópaca cero, [Acres]

$A_1, A_2 \dots A_n$  = Áreas encerradas por líneas isópacas sucesivas, [Acres]

$h$  = Intervalo entre las líneas isópacas, [pies]



### 5.2.1.2 Método piramidal

Para la utilización de este método, la relación de las áreas de las dos líneas de isópacas sucesivas tiene que ser menor que 0.5. Se aplica la ecuación piramidal (Craft & Hawkins, CALCULATING GAS IN PLACE BY THE VOLUMETRIC METHOD, 1991), (McCain, 1990) que está dada por:

$$\Delta V_n = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}})$$

$$\Delta V_n = \frac{h}{3} (A_1 + 2A_2 + \dots + 2A_{n-1} + 2A_n + \sqrt{A_1 A_2} + \sqrt{A_2 A_3} + \dots + \sqrt{A_n A_{n+1}})$$

$\Delta V_n$  = Volumen bruto, [Acre – pie]

$A_n$  = Área encerrada por la línea de isópaca inferior, [Acres]

$A_{n+1}$  = Área encerrada por la línea de isópaca superior, [Acres]

$h$  = Intervalo entre las líneas isópacas, [pies]

### 5.3 Ecuaciones utilizadas y Aplicación Del Software ArcGis 10

#### 5.3.1 Factor volumétrico de gas inicial (Bgi)

*“Es un factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento (a una determinada presión y temperatura), es decir es una masa de gas en yacimiento a unas condiciones de presión y temperatura con la misma masa de gas en superficie a unas condiciones de presión y temperatura diferentes; por lo tanto el factor volumétrico es una relación entre ambos volúmenes de esa dos masas” (Da Silva, 2008)*

$$B_{gi} = \frac{35.35 P_i}{z T}$$

*B<sub>gi</sub>=Factor Volumétrico inicial del gas @ P y T, [PCY/PCN]*

*P<sub>i</sub>=Presión inicial a condiciones del yacimiento, [psi]*

*T=Temperatura de la formación (yacimiento en °F), [R]*

*z=Factor de compresibilidad del gas @ P<sub>i</sub> y T<sub>f</sub>*

### 5.3.2 Factor volumétrico de abandono (Bga)

*“Si el factor volumétrico de formación Bga a la presión de abandono asumida sustituye a Bg la siguiente ecuación nos da el gas producido a la presión de abandono o el gas recuperable en el reservorio a condiciones originales”*  
(Universidad Nacional de Piura)

$$B_{ga} = \frac{35.35 P_a}{z_a T}$$

*Bga=Factor Volumétrico del gas @ P<sub>abandono</sub> y T, [PCY/PCN]*

*Pa=Presión de abandono, [psi]*

*T=Temperatura de la formación (yacimienta), [R]*

*z<sub>a</sub>=Factor de compresibilidad abandono @ Pi y Tf*

### 5.3.3 Factor de recuperación (FR)

*“El factor de recuperación o la recuperación fraccional expresado en un porcentaje del gas en sitio es”* (Craft & Hawkins, CALCULATION OF UNIT RECOVERY FROM VOLUMETRIC GAS RESERVOIRS, 1991):

$$FR = \frac{B_{gi} - B_{ga}}{B_{gi}} \%$$

*FR=Factor de recuperación, %*

*B<sub>gi</sub>=Factor Volumétrico inicial del gas @ P y T, [PCY/PCN]*

*B<sub>ga</sub>=Factor Volumétrico del gas @ P y T, [PCY/PCN]*

#### **5.3.4 Reservas de original gas en sitio**

*“Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010).*

$$OGIP = \frac{43560(A)(h)(\emptyset)(1 - S_w)}{B_{gi}}$$

*OGIP=Reservas de Original gas en sitio, [PCN]*

*A=Área del yacimiento, [Acre]*

*43560=Factor de conversión de acres a pies cúbicos*

*h=Espesor de arenas netas del reservorio. [pies]*

*∅= porosidad de la roca reservorio, %*

*S<sub>wi</sub>=Saturación inicial de agua, fracción*

*B<sub>gi</sub>*=Factor Volumétrico inicial del gas @ P y T, [PCY/PCN]

### **5.3.5 Reservas recuperables (GAS)**

*“Son el volumen total de hidrocarburos que se puede extraer de un yacimiento en forma comercial, mediante la aplicación de los mejores métodos de extracción durante la vida de dicho yacimiento” (Perdomo Moreno, 1973).*

$$G = OGIP \times FR$$

*G*=Reservas recuperables de Gas, [PCN]

*OGIP*=Reservas de Original gas en sitio, [PCN]

*FR*=Factor de recuperación, %

#### **5.4 Cálculo de reservas recuperables de gas**

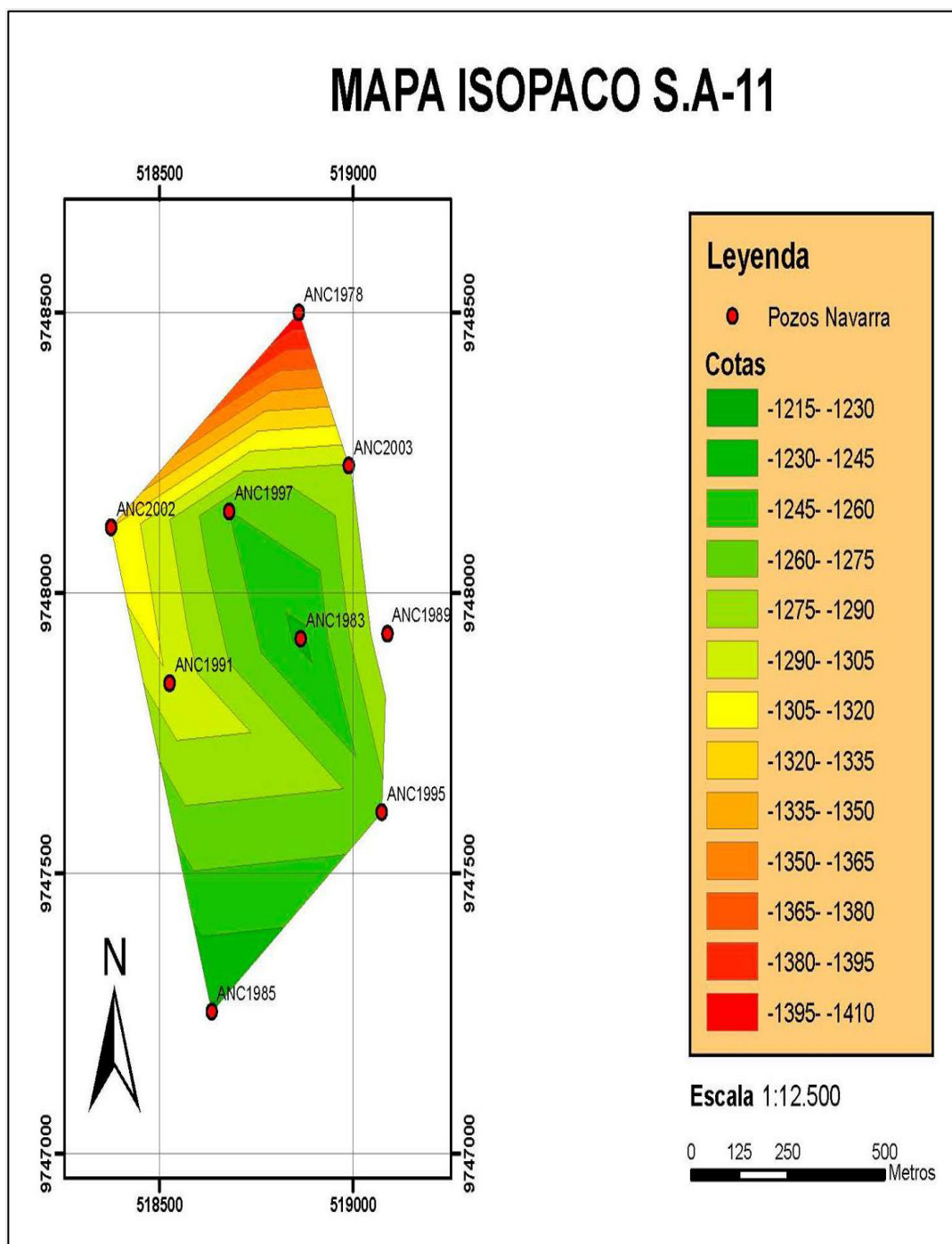
Se ha realizado el cálculo de reservas recuperables de gas para la totalidad del yacimiento de la Fm. Atlanta (Área Navarra), calculando el volumen de roca para cada secuencia (SA 11, SA 11.2 y SA 10), aplicando el método trapezoidal y piramidal, y con información de datos de pozos y yacimiento.

##### **Cálculo de volumen de roca:-**

Los datos de profundidad de los pozos, registros eléctricos, permiten tener una idea de las secuencias de la Fr. Atlanta, estos datos son procesados con el Software ArcGIS 10 y se construyen mapas isópacos de las arenas netas gasíferas, lo que permite tener una idea razonable de la geometría de las unidades de interés.

**Secuencia de S.A – 11 generada con el Software ArcGis 10:**

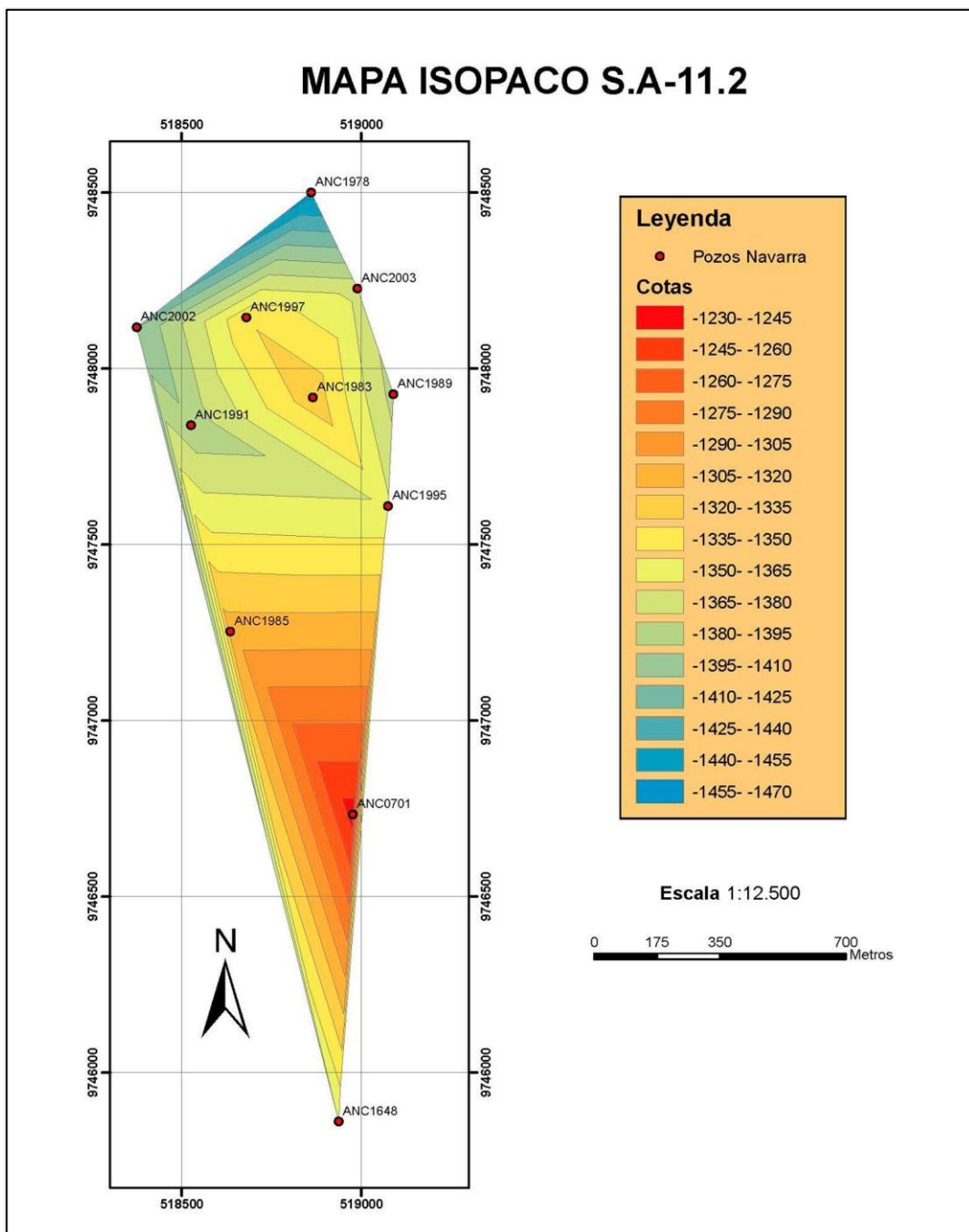
Mapa V. Mapa Isopaco S.A-11



Fuente: Elaborado por los autores en ArcGis 10

**Secuencia de S.A – 11.2 generada con el Software ArcGis 10:**

Mapa VI. Mapa Isopaco S.A-11.2

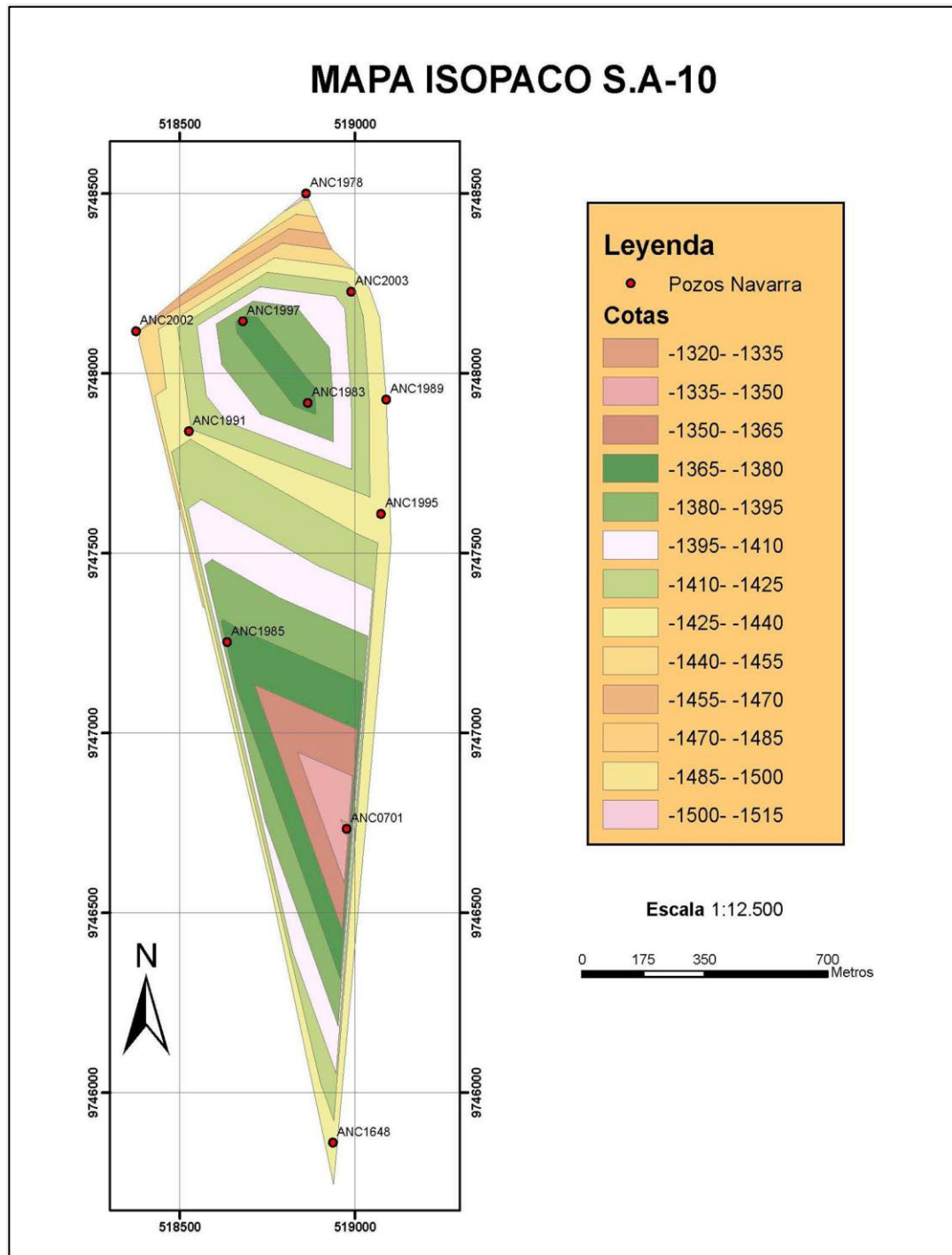


Fuente: Elaborado por los autores en ArcGis 10



**Secuencia de S.A – 10 generada con el Software ArcGIS 10:**

Mapa VII. Mapa Isopaco S.A-10



Con ayuda de Excel se realizaron los cálculos, ingresando las ecuaciones y datos del mapa isopaco S.A – 11:

Tabla XVII: Calculo de la secuencia S.A – 11 con Excel

<b>CÁLCULO PARA EL VOLUMEN DEL S.A – 11</b>					
<b>Curva</b>	<b>Intervalo Fijo (ft)</b>	<b>Intervalo de Cota (m)</b>	<b>Área (acre)</b>	<b>Relación</b>	<b>Volumen (Acre - pie)</b>
0	50	1395-1410	0,3008		
50	50	1380-1395	1,0272	3,4149	33,1985
100	50	1365-1380	1,7566	1,7102	69,5937
150	50	1350-1365	2,4860	1,4153	106,0659
200	50	1335-1350	3,2155	1,2934	142,5381
250	50	1320-1335	3,9449	1,2269	179,0103
300	50	1305-1320	7,5824	1,9221	288,1836
350	50	1290-1305	15,0748	1,9881	566,4300
400	50	1275-1290	30,6789	2,0351	1143,8415
450	50	1260-1275	38,0322	1,2397	1717,7762
500	50	1245-1260	22,7024	0,5969	1518,3636
550	50	1230-1245	4,3709	0,1925	617,2449
600	50	1215-1230	0,0729	0,0167	83,4714
					<b>6465,7176</b>

Fuente: Elaborado por los autores

Con ayuda de Excel se realizaron los cálculos, ingresando las ecuaciones y datos del mapa isopaco S.A – 11.2:

Tabla XVIII: Calculo de la secuencia S.A – 11.2 con Excel

<b>CÁLCULO PARA EL VOLUMEN DEL S.A 11.2</b>					
<b>Curva</b>	<b>Intervalo Fijo (ft)</b>	<b>Intervalo de Cota (m)</b>	<b>Área (acre)</b>	<b>Relación</b>	<b>Volumen (Acre - pie)</b>
0	50	1455-1470	0,1719		
50	50	1440-1455	1,3385	7,7857	37,7611
100	50	1425-1440	2,6649	1,9909	100,0860
150	50	1410-1425	3,9919	1,4979	166,4203
200	50	1395-1410	7,8221	1,9595	295,3494
250	50	1380-1395	15,9865	2,0438	595,2156
300	50	1365-1380	33,1682	2,0748	1228,8677
350	50	1350-1365	42,0678	1,2683	1880,8979
400	50	1335-1350	39,1312	0,9302	2029,9733
450	50	1320-1335	25,4541	0,6505	1614,6327
500	50	1305-1320	20,1862	0,7930	1141,0071
550	50	1290-1305	16,5072	0,8178	917,3348
600	50	1275-1290	12,3159	0,7461	720,5781
650	50	1260-1275	8,1245	0,6597	511,0109
700	50	1245-1260	3,9332	0,4841	295,1779
750	50	1230-1245	0,4028	0,1024	93,2448
					<b>11627,5577</b>

Fuente: Elaborado por los autores

Con ayuda de Excel se realizaron los cálculos, ingresando las ecuaciones y datos del mapa isopaco S.A – 10:-

Tabla XIX: Calculo de la secuencia S.A – 10 con Excel

<b>CÁLCULO PARA EL VOLUMEN DEL S.A 10</b>					
<b>Curva</b>	<b>Intervalo Fijo (ft)</b>	<b>Intervalo de Cota (m)</b>	<b>Área (acre)</b>	<b>Relación</b>	<b>Volumen (Acre - pie)</b>
0	50	1500-1515	0,1183		
50	50	1485-1500	1,2235	10,3412	33,5440
100	50	1470-1485	2,5499	2,0842	94,3337
150	50	1455-1470	3,7762	1,4809	158,1530
200	50	1440-1455	7,8284	2,0731	290,1158
250	50	1425-1440	46,1137	5,8906	1348,5526
300	50	1410-1425	50,0614	1,0856	2404,3784
350	50	1395-1410	46,4590	0,9280	2413,0107
400	50	1380-1395	42,7371	0,9199	2229,9024
450	50	1365-1380	29,4900	0,6900	1805,6785
500	50	1350-1365	15,1016	0,5121	1114,7902
550	50	1335-1350	5,8844	0,3897	506,8780
600	50	1320-1335	0,0883	0,0150	111,5574
					<b>12510,8947</b>

Fuente: Elaborado por los autores

Se obtienen los siguientes valores:

$$Volumen\ de\ roca\ SA\ 11 = 6465.7176\ Acre - pie$$

$$Volumen\ de\ roca\ SA\ 11.2 = 11627.5577\ Acre - pie$$

$$Volumen\ de\ roca\ SA\ 10 = 12510.8947\ Acre - pie$$

$$Volumen\ de\ roca\ total\ (Vr) = 30604.17\ Acre - pie$$

**Porosidad:-** ( $\emptyset$ ) = 0.094

**Saturación de agua:-** ( $S_w$ ) = 0.594

Fuente: ANEXO D: Análisis de los perfiles de pozo

**Factor Volumétrico inicial:-**

$$B_{gi} = \frac{(35.35)(1748)psi}{(0.795)(105^{\circ}F + 460)R} = 137.57 \frac{PCY}{PCN}$$

Fuente: ANEXO E: Datos de presiones del yacimiento

**Factor Volumétrico a la presión abandono:-**

$$B_{ga} = \frac{35.35 Pa}{z_a T} = \frac{(35.35)(453)psi}{(0.943)(105^{\circ}F + 460)R} = 30.06 \frac{PCY}{PCN}$$

Fuente: ANEXO E: Datos de presiones del yacimiento

**Factor de Recuperación (FR):-**

$$FR = \frac{(137.57) \frac{PCY}{PCN} - (30.06) \frac{PCY}{PCN}}{(137.57) \frac{PCY}{PCN}} \% = 78\%$$

**Reservas de Original Gas en Sitio:-**

$$OGIP = \frac{(43560) \frac{pies^2}{Acre} (30604.17) Acre - pie(0.094)(1 - 0.594)}{(137.57) \frac{PCY}{PCN}}$$

$$OGIP = 369827.0103 PCN$$

**Reservas Recuperables de Gas:-**

$$G = (369827.0103) PCN \times 0.78$$

$$G = 288465.0681 PCN$$

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES:**

1. En el Área de Navarra los pozos que presentan mayor potencial para la producción de Gas son: ANC-1985, ANC-1989 y ANC-2003. El pozo ANC-1648 del área Asturias está incluido en el área de análisis por su gran potencial para la producción de Gas.
2. La mayoría de los pozos tienen potencial de Petróleo, pero los más prospectivos son: ANC-1983, ANC-1997, ANC-1991, ANC-1995.
3. La litología en las zonas de interés en todos los pozos, se presenta como una arenisca muy arcillosa, cuerpos pequeños de arena, intercalados por lutitas de la formación Atlanta; se lo ha podido establecer por las curvas de los registros GR y la separación entre las curvas de Neutrón y sus cuentas por segundo.
4. Se concluye que si la resistividad es muy alta, mayor de 100 ohm-m y existe una buena separación entre las curvas de resistividad profunda y somera, son indicativos de gas. Altas resistividades y moderada separación entre las curvas de resistividad son indicativas de petróleo.

5. Se constató por medio de series de electrofacies de cada pozo y las secciones generadas por el RockWorks 14, la tendencia de las cada una de las formaciones y como se encuentran distribuidas en nuestra área de estudio realizando un modelo en 3D. Se identificaron estructuras tales como fallas inversas, fallas normales, pliegues, que generaron otras estructuras tales como horst y graben.
6. Para la interpretación de las secciones de formaciones generadas con el software, se lograron identificar fallas, por medio de un mapa, las cuales atraviesan las secciones y que sirven para determinar las posibles zonas potenciales de hidrocarburo.
7. La sección A-A' de electrofacies, para el pozo ANC 1995 presenta una buena resistividad, donde se encuentra una zona con potencial hidroburífero, la cual está limitada por las fallas F.II y f.b en la secuencia S.A 11.2 de la sección A-A' de formaciones.
8. La sección B-B' de electrofacies, para los pozos ANC 1985 y ANC 1983 presentaron una buena resistividad, donde se encuentra una zona potencial de hidrocarburo, la cual está limitada por las fallas F.III - f.e y F.II - f.b respectivamente, de la secuencia S.A 11.2 en la sección B-B' de formaciones.
9. La sección C-C' de electrofacies, para el pozo ANC 1991 presenta una buena resistividad, donde se encuentra una zona con



potencial hidroburifero, la cual está limitada por las fallas F.II y f.d en la secuencia S.A 11.2 de la sección C-C' de formaciones

10. El yacimiento se encuentra entrampado por acuñamientos estratigráficos. El sello del yacimiento son las arcillolitas de la Fm. Passage Beds.
11. La Fm. Atlanta en el área Navarra ha sido dividida en tres secuencias: SA 11, SA 11.2 y SA 10. La principal secuencia productora de gas es la SA 11.2 ya que presenta buenas lecturas de resistividad en los registros eléctricos.
12. Las reservas originales de gas se las ha calculado en 369827.0103 PCN, mientras que las reservas recuperables de gas han sido calculadas en 288465.0681 PCN.

#### **RECOMENDACIONES:**

1. Obtener Mapas Geológicos, y Topográficos de la zona de estudio, para poder determinar las formaciones y las elevaciones en que se encuentra los pozos.
2. Realizar sísmica 3D para un mejor conocimiento del área.
3. Tener en consideración el pozo ANC-1997, aunque no tiene disparada la zona de interés, presenta un buen espesor y una alta resistividad.
4. Los datos obtenidos sean válidos para generar un buen modelo geológico en el Software RockWorks 14.

5. Registrar las curvas de: GR y porosidad Neutrónica y/o Sónica en pozo entubado en el pozo Ancon-1978 ya que no presenta curva de Rayos Gamma (GR), lo cual dificulta la interpretación estratigráfica de zonas potenciales.
6. Probar la zona del intervalo SA-11.2 en el pozo ANC-1995 por su baja producción de petróleo en las zonas de más alta resistividad, en especial en la parte superior para determinar posible presencia de fallas.
7. Correr el registro de Densidad en los pozos seleccionados con el fin de complementar el análisis de porosidad con los registros: Sónico y de Neutrón.

## **ANEXOS**

**ANEXO A: Listado de registros, curvas e intervalos por pozo**

<b>NOMBRE POZO</b>	<b>REGISTROS</b>	<b>PROFUNDIDAD</b>	<b>ESCALA</b>
<b>ANC 1978</b>	Caliper	4550-4839	1/200
	Laterolog	510-5281	1/500
	Neutrón	4660-5122	1/200
<b>ANC 1983</b>	Sonic log	4070-5028	1/200
	Laterolog	171-5035	1/200
	Microlaterolog	4070-5038	1/200
	Gamma ray-neutrón	4070-5002	1/200
<b>ANC 1985</b>	Gamma ray-neutrón	4100-5000	1/200
	Microlaterolog	4100-5102	1/200
	Sonic log	4100-5094	1/200
	Laterolog	193-5100	1/500
<b>ANC 1989</b>	Microlaterolog	4200-5018	1/200
	Sonic log	4980-5832	1/200
	Gamma ray-neutrón	4200-4992	1/200
	Laterolog	170-5016	1/500
<b>ANC 1991</b>	Laterolog	170-5029	1/200
	Microlaterolog	4000-5031	1/200
	Gamma ray-neutrón	4000-4999	1/200
	Sonic log	4000-5022	1/200
<b>ANC 1995</b>	Gamma ray-neutrón	4160-5064	1/200
	Microlaterolog	4160-5111	1/200
	Laterolog	168-5100	1/500
<b>ANC 1997</b>	Sonic log	4100-502	1/200
	Gamma ray-neutrón	4100-4900	1/200
	Laterolog	174-5417	1/200
	Microlaterolog	4100-5000	1/200
<b>ANC 2002</b>	Microlaterolog	4050-4905	1/200
	Sonic log	4050-4902	1/200
	Gamma ray-neutrón	100-4900	1/200
	Laterolog	175-4905	1/500

Fuente: Elaborado por los autores (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)

**ANEXO B: Tabla de tope de las formaciones en el área de estudio**

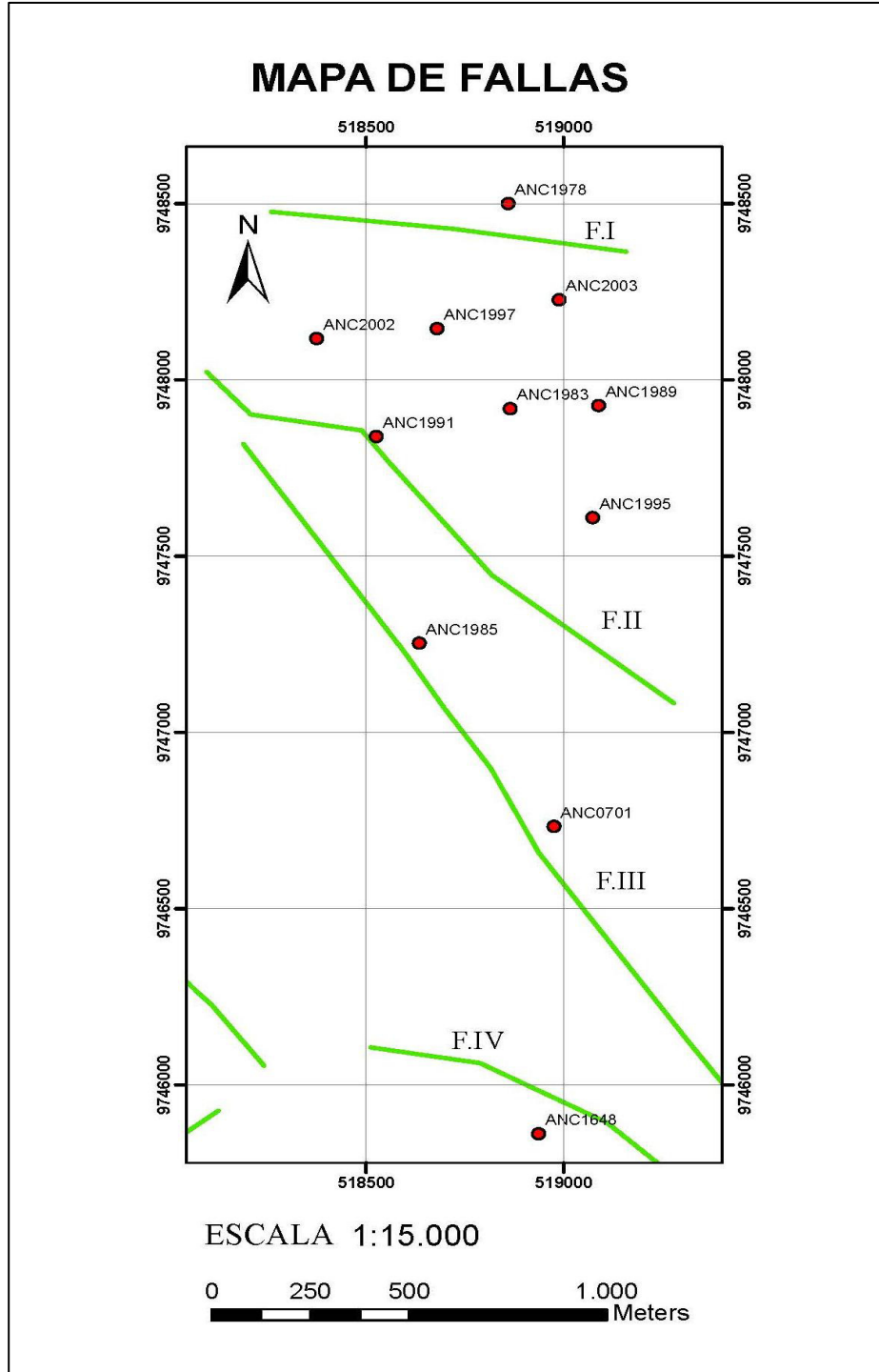
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC0701	518976	9746733	SOCORRO	1
ANC0701	518976	9746733	CPB	67
ANC0701	518976	9746733	PB	383
ANC0701	518976	9746733	ATLANTA	1182
ANC0701	518976	9746733	SA 11.2	1257
ANC0701	518976	9746733	SA10	1351
ANC0701	518976	9746733	SA9	1469
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC1648	518937	9745861	SOCORRO	1
ANC1648	518937	9745861	CPB	38
ANC1648	518937	9745861	PB	498
ANC1648	518937	9745861	ATLANTA	1369
ANC1648	518937	9745861	SA 11.2	1401
ANC1648	518937	9745861	SA10	1469
ANC1648	518937	9745861	SA9	1562
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC1978	518860	9748500	CPB	0
ANC1978	518860	9748500	PB	327
ANC1978	518860	9748500	ATLANTA	1414
ANC1978	518860	9748500	SA11	1444
ANC1978	518860	9748500	SA 11.2	1498
ANC1978	518860	9748500	SA10	1542
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC1983	518865	9747918	CPB	0
ANC1983	518865	9747918	PB	290
ANC1983	518865	9747918	ATLANTA	1251
ANC1983	518865	9747918	SA11	1284
ANC1983	518865	9747918	SA 11.2	1368
ANC1983	518865	9747918	SA10	1417
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC1985	518635	9747253	SOCORRO	0
ANC1985	518635	9747253	CPB	24
ANC1985	518635	9747253	PB	262
ANC1985	518635	9747253	ATLANTA	1260
ANC1985	518635	9747253	SA11	1260

ANC1985	518635	9747253	SA 11.2	1345
ANC1985	518635	9747253	SA10	1407
ANC1985	518635	9747253	SA9	1527
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC1989	519089	9747927	CPB	0
ANC1989	519089	9747927	PB	310
ANC1989	519089	9747927	ATLANTA	1307
ANC1989	519089	9747927	SA11	1341
ANC1989	519089	9747927	SA 11.2	1425
ANC1989	519089	9747927	SA10	1478
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC1991	518526	9747839	CPB	0
ANC1991	518526	9747839	PB	297
ANC1991	518526	9747839	ATLANTA	1287
ANC1991	518526	9747839	SA11	1335
ANC1991	518526	9747839	SA 11.2	1423
ANC1991	518526	9747839	SA10	1459
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC1995	519074	9747609	CPB	0
ANC1995	519074	9747609	PB	246
ANC1995	519074	9747609	ATLANTA	1295
ANC1995	519074	9747609	SA11	1295
ANC1995	519074	9747609	SA 11.2	1389
ANC1995	519074	9747609	SA10	1461
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC1997	518680	9748145	CPB	1
ANC1997	518680	9748145	PB	257
ANC1997	518680	9748145	ATLANTA	1268
ANC1997	518680	9748145	SA11	1290
ANC1997	518680	9748145	SA 11.2	1367
ANC1997	518680	9748145	SA10	1405
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC2002	518375	9748117	CPB	0
ANC2002	518375	9748117	PB	254
ANC2002	518375	9748117	ATLANTA	1308
ANC2002	518375	9748117	SA11	1355

ANC2002	518375	9748117	SA 11.2	<b>1446</b>
ANC2002	518375	9748117	SA10	<b>1492</b>
<b>POZO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>FM</b>	<b>TOPE</b>
ANC2003	518989	9748227	CPB	<b>1</b>
ANC2003	518989	9748227	PB	<b>287</b>
ANC2003	518989	9748227	ATLANTA	<b>1303</b>
ANC2003	518989	9748227	SA11	<b>1324</b>
ANC2003	518989	9748227	SA 11.2	<b>1406</b>
ANC2003	518989	9748227	SA10	<b>1452</b>

*Fuente: Elaborado por los autores (CONSULTORA SEEROIL LIMITED, 2006)*

## ANEXO C: Mapa de fallas en el Área de estudio



Fuente: Elaborado por los autores ArcGis 10



### ANEXO D: Análisis de los perfiles de pozo

POZO	RANGOS DE ESPEORES NETOS (PIES)	$\emptyset$	Sw
		(fracción)	(fracción)
701	(500 – 600)	0.10	0.58
1648	(20 – 40)	0.12	0.50
1978	(15 – 25)	0.10	0.60
1983	(400 – 600)	0.10	0.56
1985	(400 – 500)	0.08	0.60
1989	(300 – 400)	0.09	0.65
1991	(150 – 250)	0.09	0.60
1995	(30 – 50)	0.09	0.60
1997	(350 – 450)	0.09	0.60
2002	(40 – 60)	0.10	0.61
2003	(300 – 400)	0.10	0.60
<b>Promedio</b>		<b>0.094</b>	<b>0.594</b>

Fuente: Elaborado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2002)

**ANEXO E: Datos de presiones del yacimiento**

Presión (psi)	z	Bg	GP	P/Z
		PCY/PCN	MMMPCN	psia
1748	0.795	137.57		2198.74
1700	0.798	133.29	1.098	2130.33
1650	0.800	129.04	2.189	2062.50
1600	0.804	124.51	3.351	1990.05
1550	0.809	119.87	4.512	1915.95
1500	0.814	115.29	5.717	1842.75
1450	0.819	110.77	6.877	1770.45
1400	0.822	106.56	7.957	1703.16
1350	0.828	102.01	9.125	1630.43
1300	0.832	97.76	10.215	1562.50
1250	0.837	93.44	11.324	1493.43
1200	0.842	89.17	12.419	1425.18
1150	0.849	84.75	13.553	1354.53
1100	0.852	80.78	14.572	1291.08
1050	0.860	76.39	15.669	1220.93
1000	0.866	72.25	16.761	1154.73
950	0.872	68.16	17.810	1089.45
900	0.878	64.13	18.844	1025.06
850	0.833	60.23	19.845	962.63
800	0.890	56.24	20.869	898.88
700	0.902	48.55	22.842	776.05
650	0.909	44.74	23.820	715.07
600	0.916	40.98	24.785	655.02
550	0.922	37.32	25.724	596.53
500	0.929	33.67	26.660	538.21
450	0.935	30.11	27.574	481.28
400	0.941	26.60	28.475	425.08
350	0.950	23.05	29.385	368.42
300	0.956	19.63	30.263	313.81
250	0.962	16.26	31.128	259.88
200	0.971	12.89	31.992	205.97

Presión de fondo	1733 psi a 4380'
Presión en la cabeza	1450 psi.
Este parámetro se lo tomó del Pozo ANC1985, el cual tiene un buen registro de presión. Los siguientes son los valores de presiones registradas en este pozo	
Para los cálculos posteriores se utilizará 1748 psia como la presión estática del yacimiento.	

Presión de Abandono: Esta presión se la estima en 100 psi por cada 1000' de profundidad. Para este caso resulta ser de 453 psi.

Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2002)

### ANEXO F: Temperatura del Yacimiento

<b>Temperatura de superficie</b>	79°F
<b>Gradiente geotérmico</b>	0.6°F/100
En base a estos valores la temperatura a 4380' resulta ser de <b>105°F</b> , cifra que se la utilizará como temperatura promedio del yacimiento	

Fuente: (PACIFPETROL S.A., 2002)

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Aguilar, O. (12 de Noviembre de 2012). *La Comunidad Petrolera*. Recuperado el 2 de Febrero de 2015, de La Comunidad Petrolera: <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/yacimientos-de-gascaracterstica-del.html>
2. Amaya Jiménez, A. G. (Noviembre 2014). CÁLCULO DE RESERVAS. En "*ESTUDIO DE LOS POZOS CERRADOS PARA SU REHABILITACIÓN E INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ACTIVO LAGUPA, APLICANDO NUEVAS TECNOLOGÍAS*" (pág. 46). Quito, Ecuador.
3. Azad, J. (1968). *Geology and Petroleum Prospects of the Santa Elena Peninsula*. Quito: Reporte Inédito (JA10).
4. Benitez, S. (1989). *Estratigrafía de las Formaciones Cayo y Guayaquil en la Cordillera Chongón - Colonche: hacia una redefinición.*, (pág. 24). Loja.
5. Benitez, S. (1995). Conclusiones sobre La Paleogeografía del Grupo Ancón en Ancón. En *EVOLUCIÓN GEODINÁMICA DE LA COSTA ECUATORIANA* (pág. 111).
6. BRISTOW, C., & HOFFSTETTER, R. (1977). *Léxico Estratigráfico del Ecuador*. Paris.

7. Canfield, R. W. (1966). En *Reporte Geológico de la Costa Ecuatoriana* (pág. 30). Quito.
8. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (4 de Junio de 2010).  
*FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO.*  
DOCUMENTO TÉCNICO 1.
9. CONSULTORA SEEROIL LIMITED. (2006). *ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE 21 POZOS PARA LA DETERMINACIÓN DE ZONAS POTENCIALES DE GAS Y/O ACEITE.*  
Quito.
10. Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1991). CALCULATING GAS IN PLACE BY THE VOLUMETRIC METHOD. En *APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING Second Edition* (pág. 71). Louisiana: Prentice Hall.
11. Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1991). CALCULATION OF UNIT RECOVERY FROM VOLUMETRIC GAS RESERVOIRS. En B. C. Craft, & M. F. Hawkins, *APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING Second Edition* (pág. 77). Louisiana: Prentice Hall.
12. Da Silva, M. (28 de Septiembre de 2008). *La Comunidad Petrolera.*  
Recuperado el 4 de Febrero de 2015, de La Comunidad Petrolera:  
<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/09/los-factores-volumtricos-de-formacin.html>

13. Escuela Politécnica del Ejercito. (2007). *Mapa de Anomalías de Bouguer Completa*. Ecuador.
14. Feininger, T. (1982). SIMPLE BOUGUER GRAVITY ANOMALY FIELD OF ECUADOR. En *SIMPLE BOUGUER GRAVITY ANOMALY FIELD AND THE INFERRED CRUSTAL STRUCTURE OF CONTINENTAL ECUADOR*.
15. Goossenes, P. J., & Rose, W. I. (1973). En *Chemical Composition and Age Determination of Tholeiitic Rocks in the Basic Igneous Complex* (págs. 1043-1052).
16. Helander, D. P. (1983). En *Fundamentals of Formation Evaluation* (pág. 154). Tulsa: OGCI Publication.
17. Higley, D. K. (2004). Petroleum Occurrence - Hydrocarbon Source Rocks. En *The Progreso Basin Province of Northwestern Peru and Southwestern Ecuador: Neogene and Cretaceous-Paleogene Total Petroleum Systems* (pág. 12). Reston, Virginia, United States: U.S. Geological Survey.
18. Kingston, J. (1994). En *Undiscovered petroleum of southern South America* (pág. 443). U.S. Geological Survey Open-File Report.
19. Malone, P. (1999). *Informe Geológico y Reservorio del Área*. Ancón.
20. McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. PennWell Books.

21. Moody, G. B. (1961). En *Petroleum Exploration Handbook* (págs. 19.5-19.6-19.22-19.23). McGraw-Hill Book Company.
22. Moody, G. B. (1961). Electrical Logging. En *Petroleum Exploration Handbook* (págs. 19.5-19.6-19.22-19.23). United States of America: McGraw-Hill Book Company.
23. Olsson, A. A. (1931). The Peruvian Oligocene. En *Contributions to the tertiary Paleontology of Northern Peru* (págs. 100-264).
24. PACIFPETROL S.A. (2002). *ESTUDIO DEL AREA NAVARRA*. Ancon-Ecuador.
25. PACIFPETROL S.A. (2003). *Estudio Geológico de la FM. Atlanta en el Área Gasífera Navarra*. Ancon - Ecuador.
26. PACIFPETROL S.A. (2010). *SISMICA Y GEOLOGIA AREA NAVARRA*. Ancon - Ecuador.
27. Perdomo Moreno, J. A. (1973). Definiciones sobre Reservas de Hidrocarburos. En "*ESTUDIO DE YACIMIENTO DE GAS*" (pág. 19). Guayaquil.
28. Roperch, P., & Mourier, T. (1987). Geophys. En *Rotated oceanic blocks in western Ecuador*. (págs. 558-561).
29. Rosello, E. (1996). *Evaluación Geoestructural del Bloque Santa Elena*. Reporte interno de CGC.
30. Sauer, W. (1965). En *Geología del Ecuador* (pág. 135). Quito.

31. Stainforth, R. M. (1948). En *Applied Micropaleontology in coastal Ecuador* (págs. 112-151).
32. Universidad Nacional de Piura. (s.f.). <http://www.unp.edu.pe>.  
Recuperado el 5 de Febrero de 2015, de <http://www.unp.edu.pe>:  
<http://www.unp.edu.pe/facultades/minas/petroleo/Alumn/pyg/YACIMIENTOS%20DE%20GAS.pdf>
33. Welex, Halliburton /. (2006). En *Introducción al Analisis de Registros Eléctricos*. Maracaibo.