

T
622-3382
JUE

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Evaluación de un Proyecto de Inyección de Nitrógeno
en el Campo Ancón”



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:

Jaled José Juez Juez

Ronald Lizandro Ruiz Alvear

Guayaquil - Ecuador

2005



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Evaluación de un Proyecto de Inyección de Nitrógeno
en el Campo Ancón”**

TESIS DE GRADO



CIB-ESPOL



D-34501

tención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Jaled José Juez Juez

Ronald Lizandro Ruiz Alvear

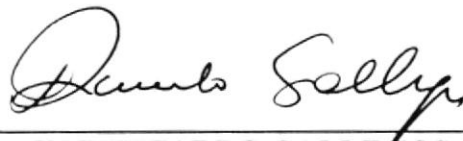
Guayaquil – Ecuador

2005



CIB-ESPOL

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



ING. RICARDO GALLEGOS O.
DECANO FICT-ESPOL
DIRECTOR DE TESIS
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL



CIB-ESPOL



ING. LUIS ALBAN G.
VOCAL



ING. HÉCTOR ROMAN F.
VOCAL

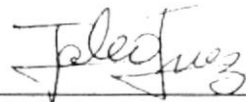


CIB-ESPOL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Jaled J. Juez Juez
AUTOR DE TESIS



Ronald L. Ruiz Alvear
AUTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Elevamos un agradecimiento muy especial a nuestro Dios, quién con su Espíritu Santo y bondad nos ha sabido llenar de fuerza y sabiduría para culminar con éxito nuestra carrera estudiantil.

A nuestro Decano, director de tesis, profesor y amigo, Ing. Ricardo Gallegos O., cuyas enseñanzas y consejos permitieron nuestra formación profesional, y a través de su valiosísima ayuda administrativa nos dio la oportunidad de lograr objetivos nunca antes alcanzados en nuestra unidad académica.

A nuestros estimados profesores, Ing. Luis Albán G., Director del Proyecto Ancón de la ESPOL y Faculty Sponsor de la SPE-ESPOL Capítulo Estudiantil, cuyo apoyo hizo posible la realización de esta Tesis enfocada en el Campo Ancón; y al Ing. Héctor Román F., profesor de la FICT de las cátedras de Facilidades de Superficie y Producción.

También a nuestras queridas secretarias, Vicky, Ceci y Sandrita quiénes nunca dudaron en regalarnos un poquito de su apretadísimo tiempo en atender nuestras inquietudes y solicitudes.

Al Ing. Efrén Chuya, Geólogo de PACIFPETROL, por su importantísimo aporte al desarrollo de esta Tesis, a quién lo denominamos como el tercer autor de este trabajo.

A nuestros amigos y compañeros todos.

AGRADECIMIENTO

A pesar de no estar físicamente conmigo, siempre estuvo presente en mi mente y corazón, por eso mi eterno agradecimiento es para él, la persona quién fue, es y será siempre mi ejemplo a seguir, mi Padre Youssef Juez Nacer (†).

A mi amada Madre Siham Juez de Juez, quien con sus consejos, sus atenciones y su eterno amor me ayudaron en los momentos más difíciles de mi carrera.

A mi Hermana Rima, cuyo apoyo en todos los momentos me fortalecieron para salir adelante y así poder conseguir el objetivo trazado.

A mi Hermano Jalil, una persona en la cual siempre pude confiar, siempre me dio fuerzas para seguir adelante.

Un agradecimiento especial para mi sobrinita Amar.

También quiero agradecer a mis Tíos y Primos quienes me abrieron las puertas de su hogar en mis tiempos de estudiante.

Jaled Juez J.

DEDICATORIA

A mi recordado Padre Youssef Juez Nacer (†), mi ejemplo y guía, mi querida Madre Siham Juez de Juez, mis Hermanos Rima y Jalil, mi tía Ghada, mis Primos Bassam, Wisam y Hanny, y a mi por siempre Sobrinita Amar.

Jaled Juez J.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis amados Padres, Abg. Lizandro Ruiz Ruiz y Sra. Carmen Alvear Orellana, mis queridos Hermanos Carmen y Ricardo, además a mi sobrinito Jorgito. También a mi cariñosa y comprensiva Wendy, y a esa personita que ahora es mi aliciente para seguir superando y escalando peldaños en mi vida, Ronald.

Ronald Ruiz A.



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

RESUMEN

En el presente trabajo trata acerca de la Evaluación de un Proyecto de Inyección de Nitrógeno en el Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco, enfocado en la factibilidad de inyectar dicho fluido en una formación la cual acepte el nitrógeno y que presente pocas fracturas y/o fallas.

Para realizar un adecuado estudio del proyecto en mención, se hizo un análisis de las tres partes fundamentales que intervendrían en la Inyección de Nitrógeno, las cuales son:

- ✓ Geología del cuerpo receptor
- ✓ Incremento de Reservas Recuperables
- ✓ Equipo de Generación e Inyección de Nitrógeno

Para saber las características geológicas del cuerpo receptor, que en nuestro estudio corresponde a la arena C2 de la formación CPB de la sección 67, se hizo un estudio que se lo detalla en los capítulos II y III. El capítulo I, abarca las historias del Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco y de la Inyección de Nitrógeno a nivel mundial.

En el capítulo II, se muestran los aspectos generales del Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco, tanto en su geología, yacimientos y producción en sus distintas secciones y/o unidades de negocios.

En el capítulo III, se pueden conocer los criterios tomados para realizar la selección de una zona donde se hará la inyección de nitrógeno teniendo presente los siguientes parámetros:

- ✓ Características geológicas
- ✓ Datos petrofísicos y de registros eléctricos
- ✓ Modelo Geológico del área

Uno de los puntos primordiales que evitan la realización de cualquier proyecto de recuperación en el Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco es la geología muy fallada del mencionado campo, por tal motivo se tuvo que analizar detalladamente las distintas formaciones que se hallan en Ancón para la correcta ejecución del proyecto.

El capítulo IV, nos muestra análisis sobre prueba de inyectividad y el incremento de las Reservas Recuperables a través de las ecuaciones del Ph.D. Charles Alcocer, punto principal de este estudio ya que de esta manera se observa el aumento de la producción actual del Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco.

El capítulo V, se refiere a las características técnicas y funcionales de los equipos que pertenecen al paquete de Generación e Inyección de Nitrógeno gaseoso, en el cual se detalla la obtención del Nitrógeno a partir del aire y su futura conducción a la arena C2.

También se puso atención en las factibilidades que presenta el Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco para la implementación de los equipos que se utilizarán para la realización de este proyecto. Se realiza un énfasis en la correcta distribución y colocación de cada uno de los componentes constituyentes del sistema de Inyección de Nitrógeno.

Para finalizar, se elabora un análisis Costo – Beneficios del proyecto propuesto para luego exponer las conclusiones y recomendaciones obtenidas.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ÍNDICE GENERAL.....	IV
SIMBOLIGÍA.....	VII
ABREVIATURAS.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
LISTADO DE ANEXOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	XIV

CAPÍTULO I

1	GENERALIDADES.....	1
	1.1 Historia Del Campo Ancón.....	1
	1.2 Historia De La Inyección De Nitrógeno En El Mundo.....	6

CAPÍTULO II

2	DATOS DEL CAMPO ANCÓN.....	13
	2.1 Datos Geológicos.....	13
	2.2 Datos De Yacimientos.....	38
	2.3 Datos De Producción.....	60

CAPÍTULO III

3	SELECCIÓN DEL ÁREA PARA LA PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO.....	62
3.1	Características Geológicas del Área Seleccionada.....	62
3.2	Datos petrofísicos y de Registros Eléctricos.....	65
3.3	Modelo Geológico Del Área Seleccionada.....	72

CAPÍTULO IV

4	ANÁLISIS SOBRE LAS PRUEBAS DE INYECTIVIDAD.....	73
4.1	Diseño De La Prueba De Inyectividad.....	73
4.2	Análisis de Solubilidad.....	76
4.3	Análisis Del Incremento De Las Reservas Recuperables.....	77

CAPÍTULO V

5	ANÁLISIS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	99
5.1	Equipos A Utilizarse En La Inyección.....	99
5.2	Necesidades Del Campo Para La Ubicación De Las Facilidades De Superficie.....	111
5.3	Sistema De Inyección De Nitrógeno.....	118

CAPÍTULO VI

6	ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO.....	122
	6.1 Análisis Costo – Beneficio de la Inyección.....	122

CAPÍTULO VII

7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	127
	7.1 Conclusiones.....	127
	7.2 Recomendaciones.....	128

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA



CIB-ESPOL

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Significado
%	Porcentaje
A	Área
a	ancho
Bbl	Barril
β_o	Factor Volumétrico del Petróleo
BOPD	Barriles de Petróleo por día
C	Costo
CO ₂	Dióxido de Carbono
CPB	Clay Pebble Beds
EW	Este - Oeste
GOR	Relación Gas - Petróleo
h	espesor
HP	Horse Power
I	Ingreso
K	Permeabilidad
L	Longitud
M	Mantenimiento
MBbls	Miles de Barriles
md	Milidarcy
MMBbls	Millones de Barriles
N	Reservas Recuperables
N ₂	Nitrógeno Gaseoso
NE	Norte del Este
N _p	Producción Acumulada de Petróleo
NS	Norte-Sur
$\Omega.m$	Ohmio por metro
P	Presión
P	Semi-perímetro del triángulo
p	precio
P _f	Presión de Fractura
POES	Petróleo Original en Sitio
P _{wf}	Presión de Fondo Fluyente
Q	Caudal
R	Factor de Recobro

*Diferencia
entre P' X?*

rb	Barriles de reservorio
R _o	Reflectancia de vitrinita
SCF	Pies cúbicos estándar
SE	Sur del Este
S _o	Saturación de Petróleo
STB	Barriles @ condiciones estándar
STP	Temperatura y Presión Estándar
SW	Sur del Oeste
T	Temperatura
t	Tiempo
TOC	Contenido de materia Orgánica
V _{c2}	Volúmen de la arena C2
W	Oeste
ϕ	Porosidad

ABREVIATURAS

ANC	Ancón
API	Instituto Americano del Petróleo
Cas. Ope.	Caseta de Operaciones
CIBP	Tapón Recuperable
comp. Prim.	Compreson Primario
Con. Rep.	Container de Repuestos
DOE	Departamento de Energía de los E.E.U.U
F	Farenheit
hrs	horas
Km.	Kilómetro
m	metros
Mm ³	Miles de metros cúbicos
No.	Número
Ph. D	Doctor filósofo
<i>psi</i> Psi	Libras por pulgada cuadrada
pulg	pulgadas
RPM	Revoluciones por minuto
SCFm	Pies cúbicos estándar por minuto
SPE	Sociedad de Ingenieros en Petróleo
UGN	Unidad Generadora de Nitrógeno
US\$	Dólares Estadounidenses
V	Voltios
WO	Work-over
wt	peso

INDICE DE FIGURAS

No. FIG.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Ubicación del Campo ^{Inq.} "Gustavo Galindo Velasco"	3
2	Plano de localización del Campo Yum	9
3	Plano Estructural del campo Yum.	9
4	Crecimiento Formación Azúcar	27
5	Modelo de depositación Grupo Ancón	28
6	Diagrama distribución de Acumulada por formación	39
7	Modelo de facies de Formación Azúcar	42
8	Pozo tipo Formación Passage	
	Beds - Santo Tomas	47
9	Distribución Isoprenoides	55
10	Composición isotópica	56
11	CG C7 fracción liviana	59
12	Muestra del canal de la Formación CPB	64
13	Registros eléctricos Tipo de un pozo de la Sección 67	66
14	Registros eléctricos de los pozos ANC1898, ANC1769 y ANC1895	69
15	Registros eléctricos de los pozos ANC1719, ANC1615 y ANC0691	71

16	Determinación de Pf	74
17	Ensamblaje del fondo del pozo inyector	75
18	Recobro de Petróleo Vs. Temperatura	84
19	Recobro de Petróleo Vs. GOR	85
20	Proceso de Generación de N2 a través de Membranas Filtrantes	100
21	Compresor de aire primario Ingersoll-Rand XHP 900/350	101
22	Unidad de membrana de nitrógeno NPU 1500	102
23	Compresor Reciprocante Booster Joy WB12	104
24	Compresor Reciprocante Booster Joy WB11	106
25	Equipo de Inyección de Nitrógeno	116
26	Vista panorámica de un Equipo dúo de Inyección de N2	118
27	Panel de Control del Sistema de Inyección de N2	119

INDICE DE TABLAS

No. TABLA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Producción acumulada del Campo Ancón	61
2	Características de los pozos seleccionados	70
3	Área del terreno-del arreglo del proyecto	78
4	Espesores de la arena C2	79
5	Datos Petrofísicos de la arena C2	80
6	Sumario de Experimentos	83
7	Producción a una saturación de 70%	90
8	Producción a una saturación de 60%	93
9	Producción a una saturación de 50%	96
10	Costos de Alquiler de Sistema de N ₂	122

N₂

LISTADO DE ANEXOS

NÚMERO	CONTENIDO
1	Mapa General de las Secciones 66 y 67
2	Mapa del área seleccionada
3	Interconexión 1
4	Interconexión 2
5	Interconexión 3
6	Interconexión 4
7	Interconexión 5
8	Mapa Estructural
9	Mapa Isópaco
10	Arreglo de Pozos
11	Curva de Declinación al 70%
12	Curva de N_p Vs. Tiempo al 70%
13	Curva de Declinación al 60%
14	Curva de N_p Vs. Tiempo al 60%
15	Curva de Declinación al 50%
16	Curva de N_p Vs. Tiempo al 50%

INTRODUCCIÓN

El mercado actual petrolero, con su marcada tendencia al alza del precio del barril crudo de petróleo, nos obliga a incentivar el aumento de producción petrolera en el país. Actualmente se hallan en preparación proyectos de exploración de hidrocarburos en sectores diferentes a los actualmente explotados como lo son la península de Santa Elena y la Cuenca sedimentaria Oriental para aumentar las reservas disponibles de gas y petróleo.

Es muy conveniente el incremento de la producción actual petrolera junto a las futuras acciones de exploración, para lo cual existen técnicas de recuperación como la "Inyección de Nitrógeno"

El aplicar esta técnica en el país lo convierte en un proyecto piloto de recuperación de petróleo, ya que en el Ecuador nunca se han realizado trabajos de recuperación mediante la Inyección de Nitrógeno y debemos aprovechar los actuales precios altos del petróleo en el mercado internacional.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1.- HISTORIA DEL CAMPO ANCÓN

Los campos petroleros de la Península de Santa Elena, fueron los primeros productores de petróleo del Ecuador. La aparición de petróleo en la Península, ha sido conocida desde tiempos prehispánicos, ya que los indígenas de la zona y posteriormente, los conquistadores utilizaban el petróleo y arenas bituminosas provenientes de los numerosos manaderos de gas y petróleo que se encontraban en la región (La Libertad y Baños de San Vicente). Estos manaderos de hidrocarburos despertaron hacia principios de siglo, el interés de empresas Británicas, constituidas como Ancón Oil Company, la cual, inició el descubrimiento de estos campos, que con fines comerciales, fueron declarados en 1916, el primer pozo fue perforado en 1911, llamado ANC0001, localizado en las proximidades de la localidad de Anconcito, con una profundidad final de 2116 pies y su producción provenía de la formación Socorro. Hacia 1917, 2 empresas se dividían mayoritariamente las

concesiones. En la zona sur de la Península de Santa Elena, el operador más importante fue Anglo-Ecuadorian Oilfields Ltd (AEO) que explotó los campos de Ancón, hasta 1964, pero la explotación fue declarada como comercial en el año de 1921. El 75% del área correspondió a la Anglo Ecuatorian Oilfields Co y el resto se entregó a otras concesiones más pequeñas. La AEO operaba lo que es hoy actualmente el campo Ancón. En la zona norte se encontraban un conjunto de pequeños campos, operados por una compañía también de origen Británico, Ecuador Oilfields Ltd que descubrió en 1934 el campo Tigre, en cercanías de Ancón. Las propiedades de esta compañía fueron transferidas en 1951 a la Manabí Exploration Co. (MEC) las que a su vez fueron adquiridas en 1958 por Tenesse Ecuador (TenEc.), después, todas las áreas de la zona norte en 1963 fueron cedidas a Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana (CEPECA).



CIB-ESPOL

Otros operadores minoritarios fueron: International Petroleum Co. (Campos Carmela, Matilde y Tambo), Carolina Oil Company (campos de Santa Paula, Carolina y Petrópolis) y varios concesionarios independientes.



CIB-ESPOL

En el período comprendido entre 1930 y 1960 se llevaron a cabo los mayores esfuerzos exploratorios, perforándose varios pozos exploratorios, realizándose líneas sísmicas de reflexión y refracción y trabajos gravimétricos, entre otros.



CIB-ESPOL



PACIFPETROL S.A.

MAPA DE UBICACION DE LOS
CAMPOS PETROLEROS "Ing. Gustavo Galindo V."
PENINSULA DE SANTA ELENA

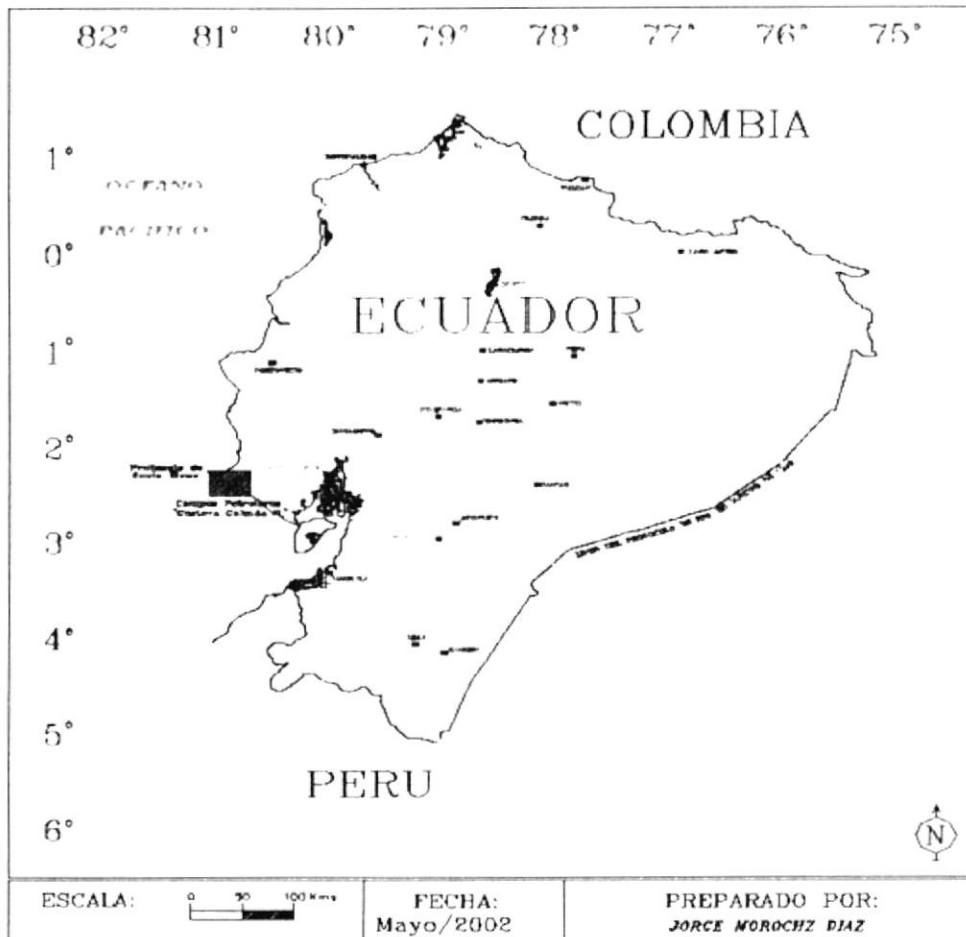


Fig. 1. Ubicación del Campo "Gustavo Galindo Velasco" - Ancón

Se suspende la actividad exploratoria en 1961, concentrándose solamente en la producción de los campos.

Entre los años 1973-1976, se produjo la reversión total de los campos al Estado Ecuatoriano y la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, comenzó a operar los yacimientos de la Península. CEPE se dedica únicamente al mantenimiento y producción del campo, la cual declinó a 700 BOPD al final de su gestión en 1995, y durante ese período, no perforó pozos exploratorios. En ésta época se registró líneas sísmicas con dinamita (CP-4P), vibradores y marinas, pero solo fueron 13 Km de una línea sísmica de prueba y algunas líneas de revelamiento regional, a lo largo de los caminos. En este período de tiempo, podemos concluir que a pesar de haberse llevado adelante trabajos de investigación, el campo no se desarrollo mas, pues a partir de 1960 no se perforaron pozos exploratorios, por lo que se ha mantenido la concepción geológica tradicional.

Después, mediante decreto ejecutivo N 2186 del 11 de octubre de 1994, se suscribió un acuerdo entre Petroproducción y la ESPOL (Escuela Superior Politécnica del Litoral), para el desarrollo de los campos de la Península, llamado "Ing. Gustavo Galindo Velasco".

La ESPOL, mediante lo estipulado en el artículo 3, del presente decreto, convoca a licitación a las empresas nacionales y extranjeras para la formación de consorcios, para la ejecución del contrato de servicios específicos para la producción de hidrocarburos en los campos petroleros.

En abril de 1996, la ESPOL suscribió con la Compañía General de Combustibles (CGC), un contrato de operación por 20 años del bloque de producción y exploración.

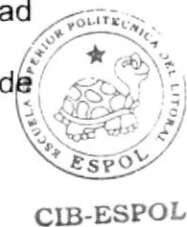


A los 5 años de labores de la compañía, debido a la crisis económica vivida en su país, esta compañía Argentina cayó en quiebra, quedándose económicamente, incapacitada de seguir operando el campo, lo que obliga a la ESPOL, a invitar a nuevas licitaciones, en las cuales la compañía Pacifpetrol S.A., sale favorecida y es la que actualmente opera el campo.



Esta compañía es de capital Brasileño, y a manera de ilustración, opera en Colombia, el campo Rubiales, en el departamento del Meta.

A la fecha se han producido cerca de 120 MMBO con una gravedad API promedio de 36 y con una producción promedio a la fecha de 1700 BOPD.



Una de las aplicaciones más importantes que posee el campo es la posibilidad de obtener gasolina natural dentro del mismo, esto se lleva a cabo por la operación de una planta ubicada en la sección 66, esta se alimenta del gas que sale del sistema de GAS LIFT.

Una de las aplicaciones más importantes que posee el campo es la posibilidad de obtener gasolina natural dentro del mismo, esto se lleva a cabo por la operación de una planta ubicada en la sección 66, esta se alimenta del gas que sale del sistema de GAS LIFT.

1.2.- Historia de la Inyección de Nitrógeno en el Mundo

Existen pocos antecedentes acerca de la inyección de Nitrógeno a nivel mundial, pero en el limitado desarrollo de proyectos de Inyección de Nitrógeno podemos mostrar los siguientes casos que presentan datos de Recuperaciones muy favorables:

- Campo Jay
- Campo Yum
- Proyecto Cantarell

1.2.1.- CAMPO JAY

El campo Jay produce un crudo amargo y liviano, de la formación de Carbonatos Smackover a una profundidad de 15000 pies (4600m). Jay ha sido inyectado utilizando alternativamente N₂ y agua desde el año 1981. Una planta de licuefacción de aire provee el Nitrógeno para la inyección; la ratas de inyección son: 77 x10⁶ Scf/D (2.2 x10⁶ m³/D) de nitrógeno y 170000 Bbl/D (27000 m³/D) de agua. El recobro total de petróleo esperado para el campo Jay es de aproximadamente el 60% del petróleo original In-Situ, con recobros *In-Situ*

aproximadamente del 70% en la formación Smackover superior. El incremento del recobro desde la inyección del nitrógeno miscible esta estimado a ser del 7 al 10% de petróleo original In-Situ.

Mas pozos en el campo Jay fueron analizados tomando núcleos, aportando detalles de las propiedades de la roca para así construir un modelo de simulación de reservorio y modelo geológico válido y útil para la administración del yacimiento. Varios estudios de núcleos han identificados varias zonas cementadas asociadas con estilolitas que impiden el flujo vertical. Reconociendo la baja permeabilidad vertical, comparada con la alta permeabilidad horizontal en las facies de Dolomitas han sido la clave del alto recobro de petróleo.

La simulación del reservorio ha sido parte integral del desarrollo y operación del campo Jay. El último modelo de simulación del flujo total del campo es derivado de un nuevo modelo geológico la cual incorporó secuencia estratigráfica, métodos geo-estadísticos más actualizados y un modelo de estilolitas. El modelo de simulación de flujo tiene un mayor número de mallas que los modelos anteriores e incluye una actualización del las características del fluido haciendo posible una simulación de procesos que anteriormente no podían ser modeladas. La historia de este modelo exigió los datos de producción pozo por pozo y datos de presión para todos los 137 pozos del campo.

Modelos de simulación de flujo de todo el campo Jay han sido históricamente utilizados para evaluar los beneficios de extender la inyección de nitrógeno, reciclar el nitrógeno producido e incrementar la rata de inyección de agua. Recientes estudios utilizando la actualización del modelo de todo el campo ha sido utilizado para optimizar la distribución del nitrógeno a través de todo este modelo, investigar la operación a baja presión, evaluar los pozos producidos desde la formación Smackover inferior, determinar el camino que tomará el nitrógeno al ser inyectado, y evaluar la conversión de pozos productores a pozos inyectoros.

1.2.2.- CAMPO YUM

El campo Yum, esta localizado sobre la plataforma Continental del Golfo de México, aproximadamente a 135 Km, al Noreste de la terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco. El tirante de agua es de 32 metros en promedio. El yacimiento es una estructura de tipo anticlinal alargada, cómica y está orientada ligeramente NE-SW, observándose una falla normal, paralela al eje mayor de la estructura y caída hacia el SE, la que facilitó la intrusión salina hacia el centro del campo, ocasionando la división de la estructura en dos bloques, denominados Este y Oeste. (Figura 2).

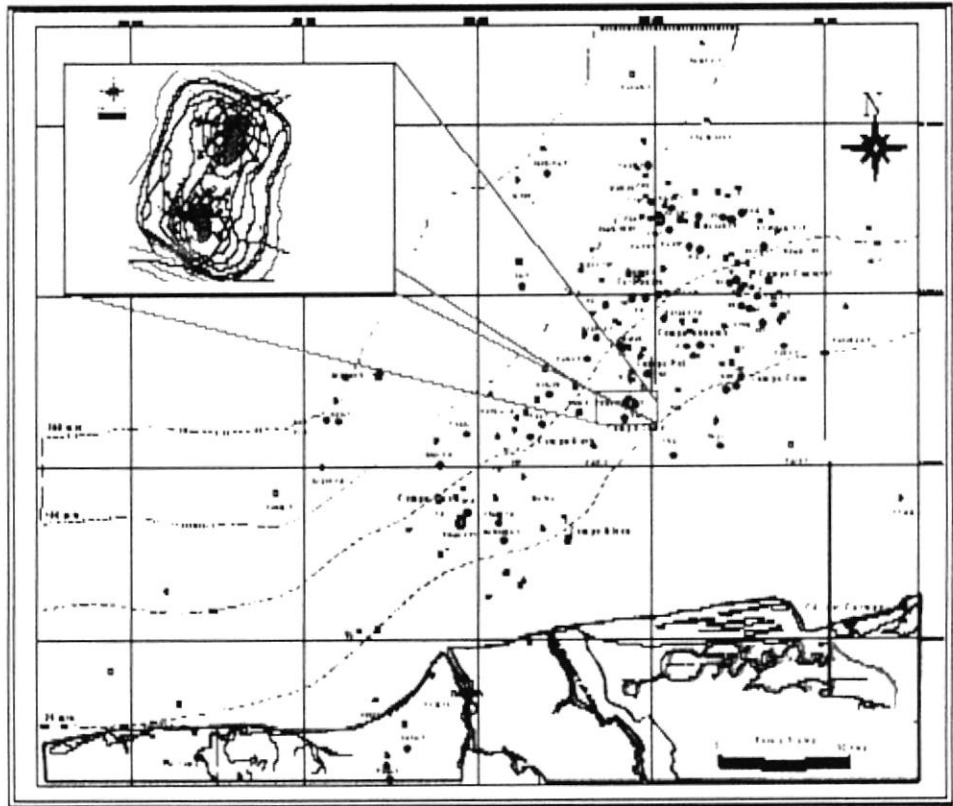


Fig. 2 Plano de localización del Campo Yum

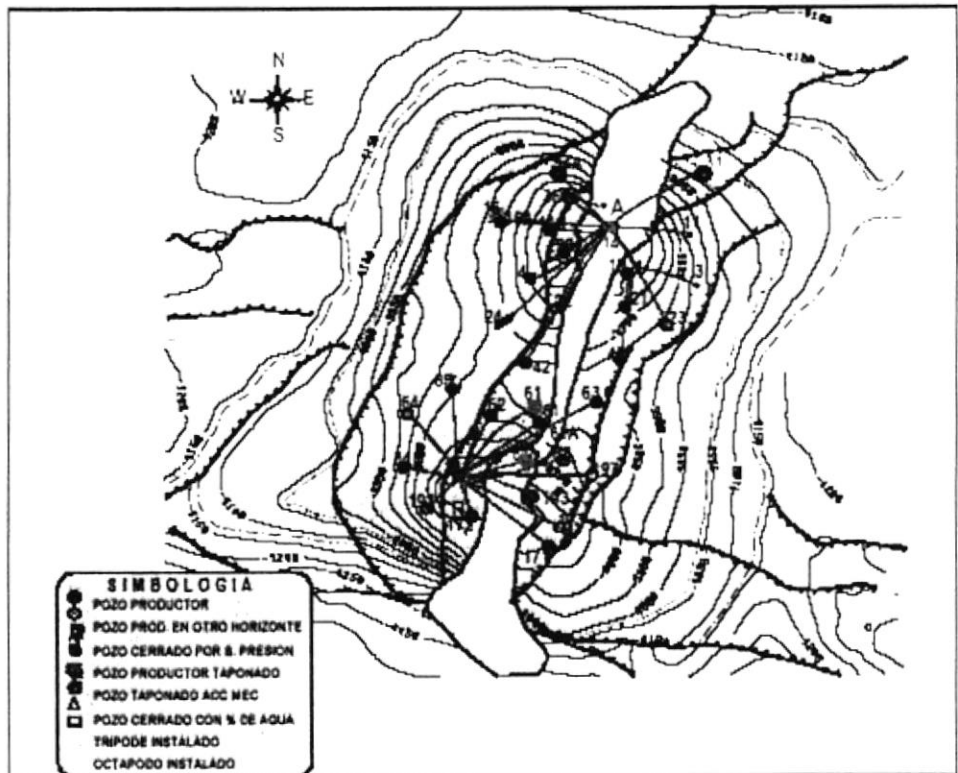


Fig. 3 Plano Estructural del campo Yum. Formación Brecha Paleoceno

1.2.2.- PROYECTO CANTARELL

¿de donde se obtiene esto ni producción?

Cantarell es el campo petrolero más grande de México y ocupa el sexto lugar en importancia en el mundo. Este campo súper gigante aporta una proporción sustancial de las reservas, la producción y la exportación de petróleo de México. Produce crudo pesado, con alto contenido de azufre y metales, denominado Maya. La producción se inició en 1979. En sólo dos años llegó a un volumen máximo de 1.15 millones de barriles diarios (b/d), para descender hasta alrededor de 1 millón, nivel que se mantuvo hasta 1995. Este tope fue fijado por la estrategia de explotación de esos años y no por limitaciones del potencial del yacimiento. En los 19 años que Cantarell ha estado en operación, se han producido 7 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra que, no obstante su gran tamaño absoluto, representa tan sólo un tercio de las reservas originales de este campo. Al inicio de 1999 sus reservas probadas y probables de hidrocarburos se estimaron en 13 mil millones de barriles. Este cálculo fue auditado por una empresa especializada de ingeniería de gran prestigio en los medios petroleros y financieros internacionales. La cifra anterior no incorpora aún las reservas de un nuevo bloque del campo Cantarell llamado Sihil. Las pruebas de producción de este descubrimiento significativo se realizaron el 18 de marzo pasado.

En forma natural, la explotación del campo Cantarell durante 19 años redujo la presión en el interior del yacimiento. Ésta cayó a casi

60 por ciento de su valor original. Para contrarrestar este proceso es necesario suministrar energía al yacimiento, inyectándole algún fluido. Ello permite incrementar la proporción de los hidrocarburos que se recuperan del subsuelo, lo que equivale a incrementar las reservas del campo. Hace posible también acelerar el ritmo de extracción. Una vez tomada la decisión de mantener la presión del yacimiento, se evaluaron, en términos técnicos y económicos, fluidos alternativos a inyectar en el campo. Primero se optó entre agua y algún gas. El uso de agua fue descartado pues no es un método eficiente en yacimientos altamente fracturados como Cantarell e implica un mayor riesgo debido a su tendencia a canalizarse a través de las fracturas, sin desplazar el aceite contenido en la roca. Definida la conveniencia de inyectar gas se analizaron diversas opciones, que finalmente se redujeron a la elección entre gas natural y nitrógeno. Ésta se hizo en función de las características específicas de Cantarell y las condiciones económicas que enmarcan su desarrollo. Dado el objetivo de maximizar el valor económico del yacimiento, se examinaron múltiples escenarios de largo plazo que consideraron diferentes niveles de inyección de fluidos, ritmos de producción de petróleo y volúmenes de recuperación final de hidrocarburos

Después de realizar extensos estudios de laboratorio, trabajos de simulación del comportamiento del yacimiento, apoyados en modelos avanzados del mismo y una evaluación económica rigurosa, se concluyó que la inyección de nitrógeno era la mejor

opción técnica y la de menor costo. Se constató que se trata de un método limpio y seguro. Los estudios fueron realizados por Pemex, el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto Francés del Petróleo, así como otros laboratorios en México y en el extranjero. Se consultó a múltiples especialistas. Asimismo, se contó con información directa de otros campos en explotación donde se inyecta nitrógeno, en particular, los campos Yates y Hawkins en Estados Unidos, que fueron visitados por ingenieros de Pemex en múltiples ocasiones. De acuerdo con los pronósticos de producción, para mantener la presión es necesario inyectar mil 200 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno a Cantarell para evitar que siga cayendo la presión del yacimiento. El costo del ciclo completo de producir, comprimir e inyectar el nitrógeno, así como eventualmente separar este fluido del gas natural que se produzca, es mucho menor a la reinyección de gas natural al yacimiento. Pemex contrató el suministro de nitrógeno a boca de pozo, por un plazo de 15 años, a un precio nominal promedio de 36 centavos de dólar por millar de pies cúbicos. El valor presente del mismo, descontado al 10 por ciento, es de sólo 16 centavos. Estas cifras contrastan con el precio actual del gas natural de más de dos dólares por millar de pies cúbicos. Además, a este precio se le tendría que agregar el costo de la compresión y transporte del gas al yacimiento. Por otra parte, el uso de gas natural en estas magnitudes crearía un fuerte desequilibrio en el mercado nacional de gas natural.

CAPITULO II

DATOS DEL CAMPO ANCÓN

2.1 DATOS GEOLÓGICOS

2.1.1 GENERALIDADES

Regionalmente la comarca costera del Ecuador ha sido caracterizada como un terreno de origen oceánico, acretado al margen continental andino durante el Cretácico superior al Terciario temprano. En este entorno se han desarrollado varias cuencas de antearco, modificadas por tectónica de desplazamiento de rumbo, que se extienden desde el límite norte del Perú hasta Colombia (Cuencas de Progreso/Santa Elena, Manabí, Daule, Esmeralda-Narino , de sur a norte).

El bloque de Santa Elena se encuentra ubicado en la cuenca homónima, en la unidad geológica conocida como "Levantamiento de Santa Elena" y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno – Eoceno), desarrollada sobre corteza oceánica.

El Levantamiento de Santa Elena se encuentra delimitado por el Nor-este por la falla regional de "La Cruz" que la separa de la cuenca de Progreso, con sedimentación de edad Oligoceno-Plioceno. Hacia el sur el Alto de Santa Elena ha servido de límite para la secuencia de Mioceno inferior al Pleistoceno que representa la apertura del Golfo de Guayaquil. Hacia el oeste el límite actual está constituido por el prisma de subducción Neógeno

En el sector occidental del levantamiento afloran rocas pertenecientes al Cretácico (Formación Santa Elena, Wildflysh, Carolina Chert), mientras que en la porción oriental y central (Zona de Playas a Sierra de Chanduy) aflora una gruesa secuencia de areniscas y conglomerados de la Formación Azúcar. También en la parte central se encuentran extensos afloramientos del Gr. Ancón de Edad Eocena.

2.1.2 MARCO ESTRATIGRÁFICO

A continuación se describen brevemente las principales características litológicas de las unidades presentes en la Península, las características generales se describen el cuadro estratigráfico.

2.1.2.1 FORMACIÓN PIÑÓN (JURÁSICO- CRETÁCICO MEDIO).

La Formación Piñón, considerada el basamento de la región costera del Ecuador, es de origen cortical oceánico y naturaleza basáltica. Está constituida por basaltos afaníticos almohadillados, doleritas intrusivas y algunas intrusiones gabroides y ultramáficas.

La edad ha sido determinada como Aptiano Superior-Albiano.

Se ha datado mediante el método de K/Ar, una basandesita proveniente de localidad de la Carolina, que arroja una edad de 180 Ma (Jurásico medio). Esta roca posiblemente represente relictos de corteza oceánica atrapada en el complejo de subducción.

2.1.2.2 Formación Cayo (Cretácico).

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).

2.1.2.3 Formación Santa Elena (Cretácico).

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*, *Olistostromo Wildflisch*, Chert de Carolina o Chert Santa Paula. La Formación Santa Elena es un equivalente lateral del Miembro Guayaquil de la Formación Cayo.

La base de la Formación Santa Elena y consecuentemente su espesor son desconocidos, aunque al ser correlacionable con la F. Guayaquil, que posee unos 400 m al NE de la Falla Chongón-Colonche, no se descartan potencias equivalentes. Según información del subsuelo, el techo está cubierto discordantemente por la Formación Azúcar o Grupo Ancón

(mapeos de Manabí Oil Co, Marchant, 1956).

2.1.2.4 Formación Azúcar Atlanta (Paleoceno)

La Formación Azúcar está estratigráficamente acotada entre la Formación Santa Elena y el Grupo Ancón, constituye el principal reservorio del campo Ancón, en perforaciones del distrito petrolero Ancón, se reconoce un equivalente denominado Formación Atlanta (Atlanta sandstone), constituida por una arenisca gris dura con textura media a gruesa que representa el principal reservorio por sus fracturas.

El Grupo Azúcar tradicionalmente, de acuerdo a descripciones de afloramientos, estaba constituido por tres formaciones basadas por la presencia de una facie conglomerádica que separa a dos facies areno-arcillosas:

a) Facies La Estancia: Secuencia de areniscas grises, micáceas, con tonos de alteración rojizos y niveles de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y estratos finos de areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos.

b) Facies Chanduy: Areniscas grises silíceas de dureza media, conglomerados de rodados de cuarcitas con alternancias de areniscas y conglomerados y el tope alternancias de pelitas

negras y areniscas duras. En subsuelo son las denominadas Atlanta Sandstones.

c) 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. Estas facies corresponderían en el subsuelo a las denominadas San Jose Shales.

La existencia de las tres facies anteriormente descritas (Estancia, Chanduy, y Engabado), representan un gran evento de abanicos submarinos superpuestos cuya base presenta secuencias de lóbulos de abanicos medios (areniscas turbidíticas) e interlóbulos (turbiditas finas y pelitas arcillosas) con una tendencia general estratocreciente.

Esta secuencia presenta disparares valores de espesor: en afloramientos de Estancia se han medido 2255m, mientras que en los afloramientos de playas el valor más confiable parece ser de 644m medido por Moreno (1983).

En el subsuelo de Ancón, en el pozo San Gabriel-1 se han perforado 2255m de arenas, espesor que se considera exagerado debido a repeticiones estructurales y alta inclinación

de los estratos. La edad de esta formación es Paleoceno - Eoceno inferior.

2.1.2.5 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) F. Clay Pebble Beds, que contiene a su vez la arenisca Santo Tomás, b) F. Passage Beds c) F. Socorro, d) F. Seca y e) F. Punta Ancón.

2.1.2.6 Clay Pebble Beds (Eoceno inferior).

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 diamictítica maciza de matriz arcillosa, originados por el deslizamiento sin-sedimentario del tipo de flujos de barro densos submarinos e interestratificados con turbiditas. Las asociaciones paleontológicas determinan edades Eoceno Medio.

2.1.2.7 Passage Bed (capas de transición).

Esta unidad se conoce solamente en el subsuelo de Ancón y fue definida por Marchant (1956) como la transición entre el Grupo

Azúcar y el Grupo Ancón También, parte de estos niveles fueron identificados como "Atlanta Shales". Son pelitas duras con estratos delgadas de areniscas, que incluyen intercalaciones de areniscas calcáreas de grano medio a grueso y arcillitas con restos carbonosos. Los mayores espesores se dan en los ejes sinclinales o labio bajos de fallas, disminuyendo hacia los altos estructurales de la Formación Azúcar/Atlanta.

Esta dependencia entre espesor y posición estructural hace sospechar en una depositación coetánea con la deformación y la erosión de las rocas subyacentes. 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.

2.1.2.8 Arenisca Santo Tomás.

La Arenisca 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 Formación Passage Beds.

2.1.2.9 Formación Socorro (Eoceno Medio temprano).

Constituye el reservorio de segunda importancia en Ancón, son areniscas turbidíticas y pelitas que recubren la F. Clay Pebble Beds e infrayacen las pelitas de la F. Seca, corresponden a la transición de abanicos turbidíticos – talud, con depósitos de lobulos y canales de plataforma.

Son una alternancia de lutitas deleznales grises hasta negro y de areniscas turbidíticas delgadas verdosas.

El espesor medido en la localidad tipo de Ancón, Marchant (1956) 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 canalizadas con texturas de descarga de fluidos, depositados por corrientes densas.

Le siguen niveles arcillo-limosos masivos con intercalaciones de areniscas turbidíticas centi 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.

2.1.2.10 Formación Seca (Eoceno medio).

Se dispone en concordancia sobre la anterior y constituye la roca sello de los reservorios de la Formación Socorro en el campo Ancón, está constituida por arcillitas gris verdosas con raras intercalaciones de areniscas finas que hacia el techo obtienen un color amarillento rojizo. Corresponden a depósitos marinos de plataforma que se intercalan con las facies de abanicos submarinos. El espesor promedio es 300 m. La edad se asigna al Eoceno Medio a Superior

2.1.2.11 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.

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 Formación Punta Ancón señala una edad Eoceno Medio a Superior

2.1.2.12 Formación Tablazo (Pleistoceno)

Son niveles aterrazados marinos de edad Pleistocena que descansan en fuerte discordancia erosiva (y angular) sobre las rocas cretácicas y paleógenas de la Península Santa Elena. Son escasamente potentes (hasta algunas decenas de metros: promedio 30 m) y se disponen sub horizontalmente

2.1.3 Marco geotectónico y evolución tecto-sedimentaria.

De forma general se puede decir que el emplazamiento geotectónico de la comarca corresponde a un margen continental convergente, debido a la consumición de la placa de Nazca-Farallon debajo de la placa continental Sudamericana. Dicha subducción ha tenido un carácter oblicuo que ha determinado a lo largo de la historia geológica Cretácico- Terciaria la creación de un complejo de subducción, cuencas de ante-arco (fore-arc basin) y cuencas de talud (slope basins) las cuales han experimentado una deformación polifásica que a variado de compresional a desplazamiento de rumbo. Por lo tanto la génesis de las complejas estructuras de la

Península no pueden ser explicadas utilizando un modelo tectónico puro, ya sea compresivo o distensivo.

La evolución geotectónica general del suroeste ecuatoriano se puede comprender como el desarrollo sucesivo de cuencas de antearco, que han sido modificadas por desplazamiento de rumbo.

La primera de estas cuencas comprende a la secuencia Cretácica, en la cual la Formación Santa Elena constituía el complejo de subducción y la Formación Cayo el relleno de la cuenca de antearco propiamente dicha.

La segunda asociación de complejo de subducción – cuenca de antearco, estaba constituido por la secuencia Cretácica altamente deformada constituyendo el levantamiento externo y el relleno turbidítico de la Formación Azúcar de edad Paleocena.

El tercer evento sedimentario está constituido por el ciclo eocénico, con la formación de estrechas cuencas desarrolladas sobre un talud de la Formación Azúcar.

Por último el levantamiento post-eocénico determinó el límite externo de la cuenca de ante-arco de Progreso, con sedimentación Oligoceno-Pliocénica.

El rasgo común que presentan estas cuencas, es la migración de los depocentros hacia el continente.

Durante el Cretácico tardío al Paleoceno inferior la convergencia fue más rápida (70 ± 20 mm/a) y oblicua (alrededor de 35°) respecto al margen costero Ecuatoriano actual. En el Paleoceno temprano, una faja de corteza oceánica (Terreno Piñon) fue acretao al margen continental de Sud- América, desde Ecuador al Norte de Colombia. Esta acreción puede ha sido consecuencia de la subducción oblicua. En este tiempo sobre la corteza oceánica se depositaron sedimentos hemipelágicos, tobas, brechas volcánicas, turbiditas y lutitas silíceas. Dicha asociación litológica se ha denominado Formación. Cayo, que corresponde a una secuencia de relleno de una cuenca de fore-arc Cretácica y representaría el aporte sedimentario de un arco volcánico de islas (arco Chongon – Jama), actualmente representado por la cordillera de Chongon-Colonche. Posiblemente durante la sedimentación de esta secuencia prevalecieron condiciones de circulación anóxicas, 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 (Formación Santa Elena) que sobreyacen a la Formación. 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 Formación Santa Elena (también llamada Carolina Cherts, Wildflysh etc) y su emplazamiento geotectónico corresponderían al prisma de subducción.

En el Paleoceno se produce el levantamiento y consecuente erosión del arco volcánico de islas, desarrollándose un sistema sedimentario de Plataforma-talud y abanicos submarinos de fondo de cuenca, que conforman el ciclo sedimentario de la Formación Azúcar.



CIB-ESPOL

Estos sistemas de abanicos turbidíticos se componen de areniscas turbidíticas gruesas a medias y conglomerados (Facies de lóbulos y facies de abanico superior a medio) que constituyen los principales reservorios de la Península. Gradan a areniscas arcillosas y pelitas (facies de talud y zonas de interlóbulo). Hacia el Paleoceno tardío comienza la deformación compresiva, que determina la erosión sintectónica de los anticlinales de la Formación Azúcar y el engrosamiento estratigráfico en sinclinales y en el bloque bajo de las fallas inversas que afectan a la secuencia. (Fig.4 Crecimiento la Formación Azúcar)



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

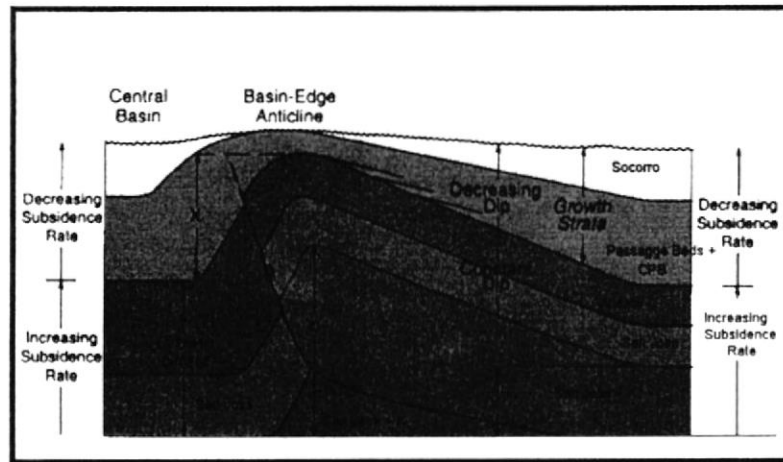


Fig.4 Crecimiento Formación Azúcar

El espesor de la Formación Azúcar se estima en aproximadamente 9000 pies en la zona de Ancón, disminuyendo hacia el oeste y al norte del campo Ancón, cabe destacar que este espesor se encuentra engrosado por repetición de la columna, como lo documenta el pozo 792, el más profundo del campo.

En el Eoceno inferior a medio, se incrementa la tasa de convergencia oblicua (200 ± 60 mm/a), produciendo una reactivación tectónica que determina 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 (Formación Passage Beds y Clay Plebble Beds Formación.) que determinan secuencias en cuencas confinadas o en relación de on-lap respecto a los altos estructurales de la Formación Azúcar, (Fig 5 Modelo de depositación

Gr. Ancón), como así también pliegues y fallas inversas en los sedimentos eocénicos. Estos rellenos presentan espesores variables que varían entre 0 y 3000 pies, producto de sedimentación sintectónica.

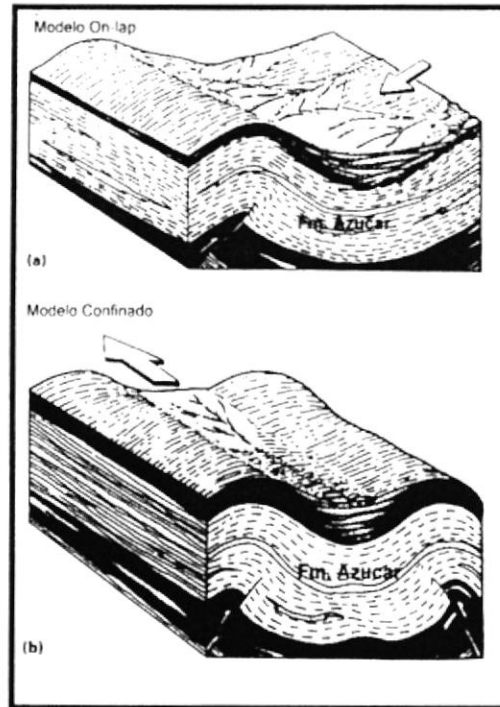


Fig 5 Modelo de depositación Grupo Ancón

Continúa este ciclo con la depositación de la Formación 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 Formación. 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.

2.1.4 Características estructurales generales.

De acuerdo a la interpretación de las líneas sísmicas y correlación de perfiles se elaboró el modelo estructural de la Península y se definieron los principales rasgos estructurales vinculados a los campos.

En grandes rasgos se puede decir que las secuencia Cretácica y los niveles inferiores de la Formación. Azúcar experimentaron esfuerzos compresivos. Los niveles superiores de Formación. Azúcar y Grupo Ancon fueron afectados por tectónica de desplazamiento de rumbo. Mientras que los niveles altos de Grupo Ancon y la secuencia Neógena (Progreso, Golfo de Guayaquil) experimentó un tectónica distensiva.

El estado de esfuerzos transpresivos determinó la activación de distinto tipo de fallas, dependiendo de su orientación, es posible encontrar fallas inversas normales al esfuerzo principal. Otras posibilidades son fallas de desplazamiento de rumbo, oblicuas a la

compresión principal y fallas normales subparalelas a la compresión principal.

Los ciclos sedimentarios Paleoceno – Eoceno, de carácter eminentemente turbidítico, han tenido un control tectónico durante su deposición.

Sobre la base de la interpretación sísmica se puede inferir que los reflectores profundos que representan los niveles del Cretácico (Formación Piñon, Cayo y Santa Elena) muestran una profundización hacia el sur-este, en forma de bloques levemente deformados. Sobre este basamento apoyan la secuencia perteneciente a la Formación Azúcar, intensamente deformada, con pliegues fallados con vergencia noreste. Esta secuencia presenta un nivel de despegue en la base de la Formación Azúcar (posiblemente San José Shales) o también en niveles lutíticos de la Formación Cayo.

La zona sur de la Península, donde se encuentra emplazado el campo Ancón, se caracteriza por presentar un complejo patrón de fallamiento, caracterizado por la presencia de fallas inversas y de desplazamiento de rumbo, resultado de un campo de esfuerzos transpresivos que determinan estructuras tipo flor positivas y ramificaciones en cola de caballo (horse tail splays).

Regionalmente las fallas principales son sub-paralelas a la falla de La Cruz, con rumbo NE-SE y desplazamiento lateral-derecho.

La zona del Campo Ancón puede subdividirse en varios trenes estructurales definidos claramente como pliegues asociados a fallas o bien bloques. Las estructuras más conspicuas en el Campo Ancón son las culminaciones anticlinales de Emporio-Certeza, Tigre, y Concepción. Como altos secundarios se encuentran las estructuras de San Joaquin-La Fe, Central y Navarra.

Las estructuras de los campos, línea CGC-0020, comienzan a desarrollarse a partir de fallas inversas con vergencia al N E. Estos rasgos estructurales primarios posteriormente son afectados por desplazamiento de rumbo, dando lugar a las estructuras en bloques levantados.

De esta manera tal como se evidencia en la línea CGC-0021, que atraviesa la zona sur del Campo Ancón (Certeza), la estructura del campo se resuelve en un gran anticlinal asociado a una falla inversa con vergencia al noroeste. Este anticlinal con una amplitud de 4500 pies, se encuentra afectado por fallas de carácter antitético a la falla principal.

También es posible apreciar en la misma sección el engrosamiento tectónico por debajo de las estructuras principales y engrosamiento

estratigráfico en los sinclinales, denotando actividad tectónica sindeposicional. Dicho tectonismo determinó que en las crestas de los anticlinorios se encuentren intensamente plegadas y falladas, a la vez que erosionadas. Mientras que en los sinclinales, mucho más abiertos, actuaron como depocentros quedando los estratos preservados, no encontrado equivalente estratigráfico en los anticlinales adyacentes. (Fig 5).

Este esquema estructural se repite para la zona de Tigre, ubicada en la parte norte del campo Ancón (CGC-146) donde se evidencia una falla inversa principal con vergencia al norte, afectada por fallas antitéticas.

2.1.5 Características estructurales particulares del bloque.

A partir de los datos del mapa geológico del bloque, de la registración sísmica realizada por CGC y con los datos de los perfiles de los pozos, se construyó el modelo estructural que se presenta. En conjunto, la geometría corresponde a un prisma acrecionario, compuesto por terrenos alóctonos de origen marino, acretados hacia el continente, afectados por un considerable acortamiento y sedimentación durante el Paleoceno y Eoceno. Como consecuencia, cuatro mega discordancias regionales, marcan

los topes de las Formaciones Santa Elena, Azúcar, Passage Beds-Santo Tomás, Clay Pebble Beds.

A pesar de que no existe una correlación directa con datos de afloramiento o perforaciones, los reflectores sísmicos más profundos se interpretan como pertenecientes a la corteza oceánica del Grupo Piñón. Por encima a estos, reflectores de alta continuidad y de fuerte amplitud, se correlacionan a sedimentos Cretácicos, de las formaciones Callo y Santa Elena. Estos reflectores presentan una pendiente regional hacia el SW y están controlados con pozos y afloramientos en el sector W del bloque, en la zona de Santa Paula, Carmela, Libertad.

En base al interés petrolero, se propagó el horizonte de la discordancia del techo del Cretácico por todo el bloque y la discordancia del techo de la Formación. Azúcar.

2.1.5.1 Estructuras de la Formación. Azúcar

Por encima la Formación. Azúcar está intensamente fallada y plegada, representando un piso distinto estructural, con un posible detachment en las lutitas del miembro San José. Como resultado de esto, anticlinales y sinclinales fallados de dirección NNE y pendiente regional hacia el SE, de 1,5 a 2 Km de longitudes promedio, delimitan los campos principales.

Dentro de la Formación Azúcar existen evidencias sísmicas de a) onlap progresivo sobre altos de Cretácico en el W, b) discordancias intraformacionales, c) espesamiento estratigráfico en sinclinales o bloques bajos de las fallas inversas.

Los anticlinales en esta formación están fuertemente plegados y fallados y localmente erodados en su cúspide, quizás presentando un hiatus de origen subareal, mientras que los sinclinales se presentan más abiertos y habrían actuado como depocentos de las formaciones suprayacentes del Grupo Ancón. En algunos sectores, estos sinclinales preservan horizontes internos, que no están presentes en los anticlinales adyacentes.

El mapa estructural sísmico referido al tope de la Formación Azúcar, está desarrollado sobre el sector SW del área, donde la formación se encuentra presente en subsuelo. En general presenta una serie de alineamientos estructurales de dirección NE, cortados por fallas subparalelas, con pendiente regional al SE. El anticlinorio de Tigre-Emporio de dirección NNE-SSW, ubicado en el sector más oriental del campo Ancón, es el rasgo más sobresaliente, siendo el más grande y el mejor definido. Este anticlinorio está limitado por fallas transcurrentes a ambos lados. El anticlinal del Campo Tigre es el más importante por sus dimensiones, siendo estas de 4 por 2 Km y una amplitud de 500 m. Está relacionado con una serie de fallas que levantan la Formación Azúcar, afectando también el Grupo Ancón,

que se encuentra adelgazado en la cúspide, hecho que expresa la deformación sinsedimentaria.

Sobre la culminación N de este tren estructural, se encuentra el prospecto Río Salado, que es un alto tiene 3 Km de largo por 0.5 Km. de ancho y una amplitud de aproximadamente 500 m. Esta estructura es muy apretada, pero tiene buena resolución sísmica.

Otro rasgo sobresaliente es el anticlinal de la zona Central donde se encuentra el yacimiento homónimo. De 2 por 2 Km de superficie, tiene una amplitud menor, del orden de 300 m., y está encerrado entre fallas. Si bien la Formación. Azúcar no presenta reflectores internos, la imagen sísmica de la estructura es de buena calidad.

Paralelo a la costa, se encuentran una serie de campos que definen las áreas de Cacique, Seca, Concepción que resultan en su conjunto un gran anticlinorio de dirección NNE, paralelo a la costa. En el sector Sur de la línea 10, se observa el alto de Concepción.

Otro rasgo importante es el anticlinorio ubicado inmediatamente al E de Tigre, con 2 estructuras positivas detectadas en sísmica, llamados leads La Ascensión y Montañita. Corresponden a anticlinales apretados de 4 por 1 Km de longitud, y 500 m. de cierre vertical. Este tren es el de mayor interés exploratorio, debido a su

definición sísmica y a que fundamentalmente se encuentra a reducida distancia al campo Tigre, reduciendo el riesgo geológico.

Hacia el este de este del campo Ancón y asociados a fallas inversas, existen una serie de altos estructurales cerrados, como el de Atahualpa, Río Moluco, La Riqueza, altos asociados a fallas, que con mayor riesgo exploratorio, corresponden a estructuras definidas pobremente por los datos sísmicos. Además estas fallas que definen los prospectos ponen en contacto la Formación Azúcar en labio alto, con otros niveles de la misma Formación. Azúcar en labio bajo. De esta manera el aumentaría el riesgo debido a la ausencia de sellos laterales eficientes.

El alto estructural de denominado JSVBH (Alto Japonesa- San Vicente – Baños) limita el desarrollo de la Formación. Azúcar en el subsuelo en el área estudiada se encuentra. Por lo tanto este levantamiento, de dirección EW, limita el área de interés petrolero para la Formación. Azúcar, ya que ésta hacia el NW se encuentra levantada y aflorada.

Es discutible a la continuidad de Azúcar hacia el norte, ya que desaparecen las facies de los reservorios tradicionales. Se puede discutir si los reflectores por encima del Cretácico corresponden a pelitas del miembro San José de la Formación. Azúcar o un

equivalente de plataforma de la Formación. Azúcar o bien a la Formación. Socorro del Grupo Ancón.

2.1.5.2 Estructuras del Grupo Ancón y sísmo-estratigrafía.

Por encima de la Formación. Azúcar, se deposita en discordancia el Grupo Ancón, comenzando con la sedimentación de lóbulos submarinos que rellenan cuencas de talud elongadas limitadas por fallas inversas. Sísmicamente se pueden diferenciar 4 secuencias separadas por discordancias. Secuencias Grupo Ancón que se adelgazan hacia los altos estructurales de Azúcar, los cuales han controlado el desarrollo sedimentario de la secuencia Eocena.

La secuencia inferior sísmicamente se puede subdividir en dos subsecuencias caracterizadas por distintas facies sísmicas. La inferior A1 sobreyace en discordancia al techo de Azúcar y no presenta reflectores continuos, interpretándose como depósitos caóticos. La subsecuencia superior A2 sobreyace a la anterior en aparente paraconcordancia y lateralmente se apoya en discordancia sobre la Formación Azúcar, observándose una relación de on-lap respecto a altos estructurales previos de Azúcar sobre los cuales se acuñan. Sísmicamente se caracteriza por la presencia de reflectores más continuos subparalelos que constituyen ciclos deposicionales turbidíticos de la Formación Passage Beds y constituyen un reservorio secundario.

Continuando el relleno de la cuenca intra-talud por encima de la secuencia de Passage Beds anteriormente descrita, continúa la depositación del ciclo Socorro-Seca-Punta Ancón, con una progresiva somerización, que sobreyace en discordancia parcialmente a la Formación. Azúcar en los altos y a Passage Beds hacia los depocentros. Esta secuencia está subdividida en 2 subsecuencias, La inferior B1, presenta una geometría en forma de cuña, con reflectores sísmicos subparalelos muy bien definidos, que presentan una relación de downlap hacia la base de la secuencia. Culminando el ciclo sedimentario Eoceno se encuentra una subsecuencia de ambiente marino somero en forma de cuña (B2) con una configuración sísmica divergente con reflectores poco marcados. Esta secuencia correspondería sedimentos pelíticos marinos poco profundos de plataforma.

2.2 DATOS DE YACIMIENTOS

A continuación se caracterizarán las relaciones genéticas entre la roca generadora y las acumulaciones de hidrocarburos de la Península de Santa Elena, describiendo los elementos esenciales del sistema (roca generadora, roca reservorio, sello) y los procesos de formación de la trampa y generación-migración- acumulación del petróleo.

2.2.1 RESERVORIOS

En la secuencia Terciaria atravesada en la Península presenta varios reservorios, siendo el más importante las Atlanta Sandstones, equivalente en el subsuelo de Ancón de la Formación Azúcar.

En la misma secuencia continúan en orden de importancia de acuerdo a la producción los niveles arenosos de la Formación Socorro y Passage Beds.

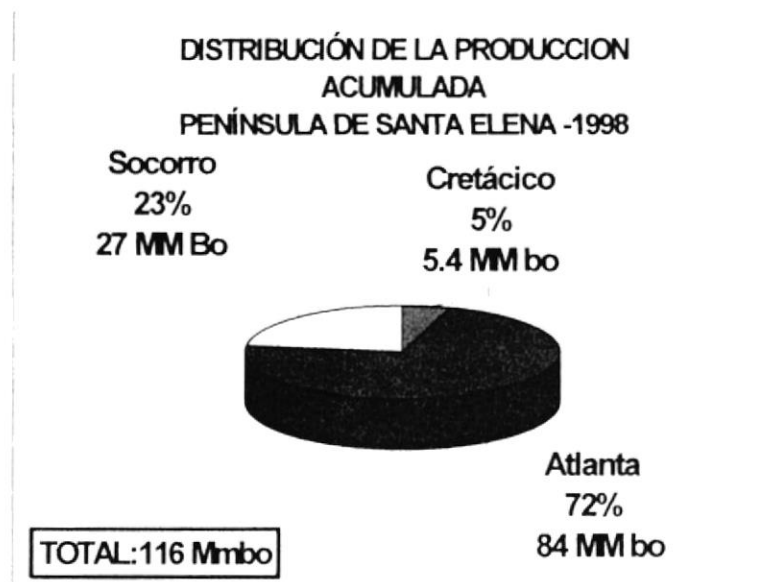


Fig. 6 Diagrama distribución de Acumulada por formación

La secuencia Cretácica presenta un conjunto de reservorios no convencionales, con una producción minoritaria de los cuales el más importante son los cherts fisurados de la Formación Santa Elena, productiva en el campo de Santa Paula.

2.2.1.1 ATLANTA SANDSTONES (FORMACIÓN AZÚCAR)

Esta gruesa secuencia de origen turbidítico, constituye los principales reservorios del campo Ancón, donde ha acumulado 84MM Bbls con una producción acumulada promedio por pozo de 137M Bbls (22 Mm³). Se debe hacer notar que los promedios por pozo no son representativos debido a sobre-perforación, como se aclarará mas adelante.

Se compone de areniscas medianas a gruesas, conglomeráticas, mal seleccionadas, con cemento silíceo y abundante matriz arcillosa; participan también conglomerados compactos, masivos y pobremente estratificados.

De acuerdo al modelo de Mutti y Ricci-Lucchi y Normark (1978) (Modelo de facies de Formación Azúcar Fig. 7) se pueden diferenciar distintas asociaciones:

- Facies de abanico Inferior. (Facies San José) Turbiditas areno-pelíticas distales con bajo contenido de arena, en cuerpos lenticulares (Tipo "C" y "D")

- Facies del abanico medio y superior (Facies Atlanta I) Alto porcentaje de arena en lóbulos de Supra-abanico, en estratos masivos (Tipo "B" y "C"). Con participación minoritaria de sedimentos pelíticos (Tipo "G" y "E"), producto de relleno de relieves.

- Facies de Abanico canalizado Superior. (Facies Atlanta II) Facies de Abanico superior, relleno de valles submarinos, intercalados en niveles de overbank.

- Facies de Abanico superior marginal y talud de plataforma. (Facies Atlanta III)

- Fangolitas laminadas y areniscas finas. Tubiditas arcillosas y depósitos caóticos con cuerpos arenosos aislados.

Estas asociaciones de facies se disponen en paraciclos de 300 a 500 pies de espesor, que se amalgaman vertical y lateralmente.

En perfiles eléctricos muestran secuencias tipo granocrecientes o cilindros aserrados con resistividades que varían de 30 a 100 $\Omega \cdot m$. Estas variaciones de resistividad se deben a cambios texturales y posiblemente a cambios diagenéticos. Los intervalos de alta resistividad presentan muy bajas porosidad medida por el perfil sónico (4 a 6 %), mientras que las zonas de resistividad media presentan una incremento de la misma.

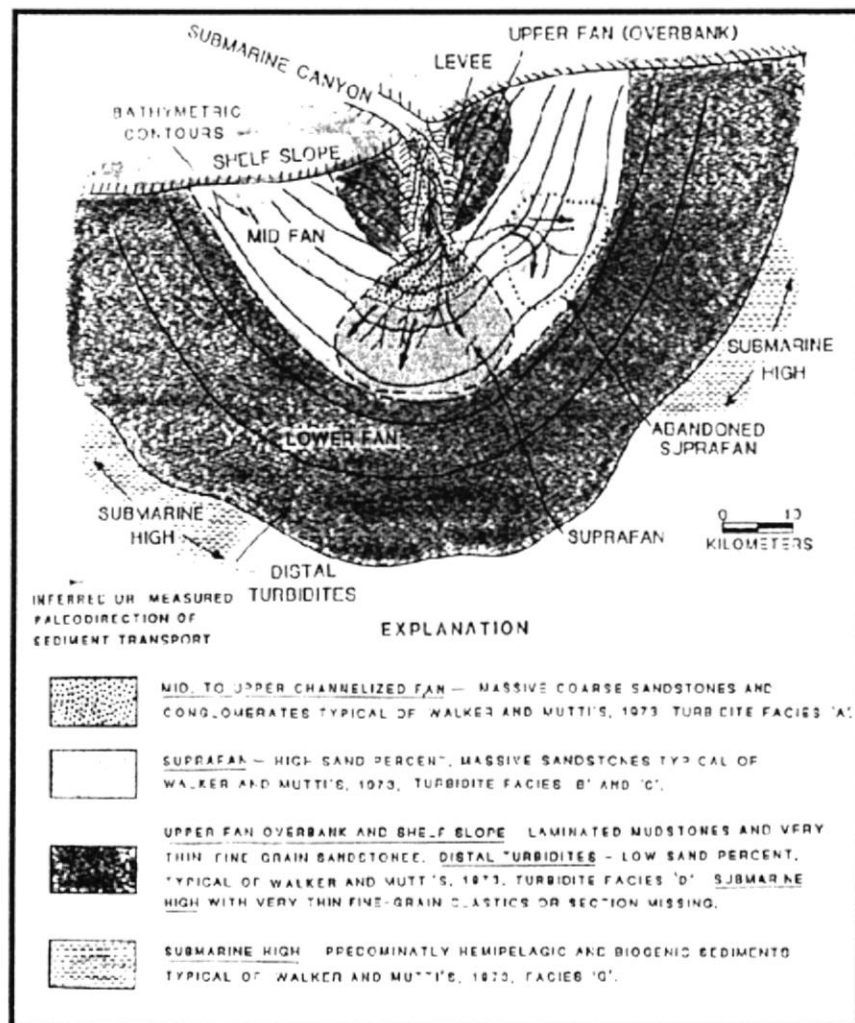


Fig. 7 Modelo de facies de Formación Azúcar

Es difícil estimar el espesor total de la secuencia, ya que se encuentra tectónicamente disturbada por movimientos Eocénicos y post-Eocénicos, por lo cual los espesores medidos en el subsuelo son aparentes o están afectados por repeticiones, habiéndose atravesado 7000 pies de arenas turbidíticas en el pozo 792. Los reservorios de Atlanta en la zona de Ancón se encuentran en un rango de profundidades que varía de 2000 a 5000 pies.

El espesor de formación atravesada es muy variable de acuerdo a la zona, con un rango de 500 a 2000 pies aproximadamente, por esta razón es difícil confeccionar un mapa de espesor total.

Mediante los estudios de reservorios llevados a cabo por CGC se ha determinado que la relación Espesor Util / Espesor Total (H_u/H_t) varía desde 25 % para la zona Oriental de Ancón con un espesor útil promedio de 250 pies, a una relación H_u/H_t de 60% estimada para la zona Central, la más productiva del campo con un espesor útil promedio de 550 pies.

Debido a la escasez de coronas con identificación inequívoca, es difícil encarar un estudio sistemático del reservorio mediante los núcleos existentes.



CIB-ESPOL

La porosidad medida en coronas varia de 4 a 13 % y la permeabilidad es mala a regular variando entre 0.5 a 4.5 mdarcy, correspondiendo estos valores a la matriz del sistema fisurado.

Estas arenas se comportan como un reservorio fisurado Tipo III (Nelson, 1983), muy heterogéneo, donde las fracturas naturales mejoran la escasa permeabilidad de la matriz y sirven como vías de comunicación entre distintas capas o zonas. En estos casos las áreas de drenaje son altamente elípticas y la eficiencia de barrido en procesos de recuperación asistida suele ser nula.

Las evidencias de fisuras son las siguientes:

- heterogéneo comportamiento de producción.
- frecuentes pérdidas de lodo durante la perforación.
- gradientes de fracturas pequeños.
- presencia de numerosos saltos de ciclo en el perfil sísmico.
- muy baja porosidad y permeabilidad medida en coronas la cual correspondería a la matriz del sistema fisurado.

Históricamente los pozos de Atlanta se perforaron con un distanciamiento variable en diferentes zonas, siendo de 6 a 10 Acres inicialmente en la zona de Ancón, Seca y Concepción. Los pozos más prolíficos del campo se encuentran ubicados en la Zona Central, habiéndose perforado con un distanciamiento de 36 Acres

por pozo y por último los pozos perforados luego en la zona oriental del campo (Tigre –Tablazo –San Joaquín) de 1954 con un distanciamiento mas uniforme de 40 a 45 Acres.

La producción acumulada de los pozos varía de 10.000 Bbls a 4.5 MM Bbls (valor máximo para el pozo ANC372). Este amplio rango se debe a la gran heterogeneidad de los reservorios, sistema de fracturas naturales, tipo de terminación de los pozos y perforación de pozos nuevos en zonas depletadas.

2.2.1.2 FORMACIÓN PASSAGE BEDS

Esta secuencia turbidítica sobreyace en discordancia sobre Atlanta Sandstone y presenta un espesor variable ente 0 y 2000 pies, y es la base del Grupo Ancón de edad Eoceno Medio.

Se compone por una monótona sucesión de lutitas y arcillitas con intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino a medio, de hasta 2 a 10 pies de espesor. La relación arena/arcilla de dicha secuencia es aproximadamente 0.5, la porosidad de los intervalos arenosos es del orden de 13 % promedio. La resistividad de estas arenas esta comprendida entre 10 a 20 $\Omega \cdot m$ (Fig. 8 Pozo tipo Formación Passage Beds Santo Tomas).

Últimamente se han efectuado reparaciones de bajo costo, con una producción inicial muy variable (4 a 83 BOPD). Este tipo de reparaciones constituye actualmente el tipo de trabajo con mejor perspectivas de desarrollo remanente, identificándose 150 candidatos para efectuar WO.

2.2.1.3 SANTO TOMAS SANDSTONES (GRUPO ANCÓN)

Estos reservorios se encuentran desarrollados desde la zona de Tigre, al norte del Campo Ancón, hasta el área de San Joaquín – La Fe al sur.

Representan la culminación del ciclo turbidítico de la Formación Passage Beds, constituyendo depósitos de relleno de canal submarino en una posición de abanico superior. Son depósitos lenticulares con dirección de desarrollo preferencial N-S y presentan un espesor medio de 200 pies y se encuentran en un rango de profundidades de 1700 a 2000 pies. Son arenas arcillosas con una porosidad promedio de 11 % y en perfiles eléctricos presentan una resistividad de 10 a 30 $\Omega \cdot m$. (Fig. 8 Pozo tipo Formación Passage Beds Santo Tomas).

En trabajos anteriores se la interpretaba que los niveles arenosos de Santo Tomas hacia el sur (Zonas de San Joaquín, Santo Tomas) se encontraban en contacto estratigráfico con las arenas de la

Formación Atlanta, de la cual no era posible diferenciarla al sur de la zona de Santo Tomas.

A partir de nuevos trabajos de correlación estratigráfica de detalle los niveles arenosos de la zona de Santo Tomas se han reasignado a Atlanta. Por lo tanto el límite sur del desarrollo de Santo Tomas queda confinado por una falla de rumbo este-oeste que levanta niveles de Atlanta y determina un espacio de acomodación en bloque bajo para el ciclo Passage Beds – Santo Tomas.

Estos reservorios han sido desarrollados inicialmente con un distanciamiento de 40 – 45 Acre por pozo, que luego fue reducido a 15 Acres

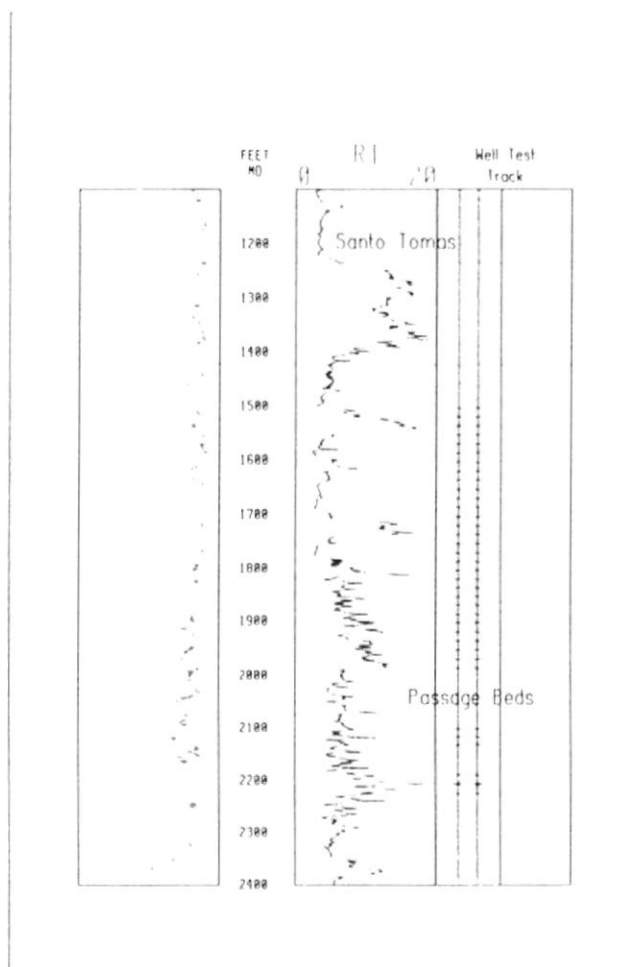


Fig. 8 Pozo tipo Formación Passage Beds - Santo Tomas

2.2.1.4 FORMACIÓN SOCORRO

En esta formación se encuentran los reservorios someros de segunda importancia en el campo Ancón. El rango de profundidades que varía entre 200 y 1500 pies, habiéndose perforado aproximadamente 1300 pozos someros, que han recuperado 27 MM Bbls de petróleo, con una acumulada promedio de 20 M Bbls por pozo.

Son turbiditas finamente estratificadas, en estratos centimétricos a decimétricos, depositados en un ambiente de plataforma externa, que presentan mayor contenido arenoso en la base (miembro Lower Socorro) donde los se presentan algunos niveles métricos de buena continuidad lateral (capas A6 y A8 Zona de Santo Tomas).

La porosidad medida en coronas varía entre 15 al 25 %.

La sucesión presenta un espesor de aproximadamente 1500 pies y grada verticalmente a arcilitas y lutitas de la Formación Seca.

Para el desarrollo de estos reservorios someros se utilizo un espaciamiento de 2 a 3 Acres. La mayoría de los pozos fueron completados con cañería pre-perforada en todo el espesor de Socorro, no registrándose perfiles, por esta razón es difícil de estimar una relación arena arcilla para esta Formación.

2.2.1.5 RESERVORIOS CRETÁDICOS

De los campos que producen de reservorios Cretácicos, el más importante debido a la magnitud de la producción, es el de Santa Paula.

Los reservorios principales son niveles de chert, de carácter concrecional, que se encuentran asociados a pelitas tobaceas y porcelanitas (radiolaritas).

Presentan una muy baja porosidad, tipificándoselos como reservorios fisurados Tipo I, en los cuales las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad esencial al sistema. Este tipo de reservorios se caracteriza por una rápida declinación de la producción y de la presión del reservorio, con invasión temprana de agua. Para obtener producciones comerciales es necesaria su estimulación

Están asociados a la supuesta roca madre y la productividad de los pozos aumenta con el contenido de chert.

Debido a la naturaleza fracturada, son reservorios difíciles de perforar y presentan numerosas pérdidas de circulación durante la

perforación, indicio inequívoco de la presencia de fisuras naturales que determina una mala recuperación de testigos coronas.

Los niveles productivos con presencia de chert concrecional en el campo Santa Paula se han denominado históricamente Chert I o Superior de aproximadamente 250 pies de espesor promedio y Chert II o Inferior de 350 pies de espesor.

Son bastante discontinuos y los intervalos con mayor cantidad de fisuras y por ende los más productivos suelen presentar con lodo adecuado, desarrollo de potencial espontáneo. Las producciones iniciales han sido muy variables entre 70 y 200 BOPD.

2.2.2 SELLOS

Los sellos se encuentran bien representados en toda pila sedimentaria Terciaria debidos 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 Formación Passage Beds y de los niveles netamente pelíticos de la Formación Clay Pebble Beds.

En el caso del Cretácico se puede citar un intervalo de pelitas tobáceas de aproximadamente 200 a 300 pies de espesor, presente en el tope de la Formación Santa Elena en el yacimiento de Santa Paula.

En las formaciones Passage Beds y Lower Socorro la naturaleza turbidítica presenta intercalaciones delgadas de areniscas lenticulares y pelitas, estas últimas que pueden oficiar como sellos efectivos.

En algunos casos (Yacimiento Tigre) se ha verificado que la falla que limita al campo por el norte, oficia como sello lateral determinando el entrampamiento, tanto en bloque alto de la falla (bloque principal), como en el bloque bajo (ensayo pozo TIG-35, que documentó producción de petróleo en un bloque distinto que el principal del campo). En estos casos las fallas determinan la yuxtaposición de los reservorios de la Formación Atlanta con sedimentos finos de las Formaciones CPB y Passage Beds. Posiblemente las fallas en ciertos períodos de la historia geológica hayan funcionado como vías de migración, mientras que en otras circunstancias han jugado como barreras laterales.

La ausencia de Grupo Ancón debido a erosión o no deposición en los altos estructurales de la Formación Azúcar, determinaría la no-existencia o destrucción de las trampas. Esta condición puede

comprobase en el alto estructural de pozo San Gabriel-1, donde una potente sucesión de la Formación Azúcar que se encuentra próxima a la superficie y no presenta rastros de hidrocarburos. Hacia el norte la secuencia de la Formación Azúcar aflora en las proximidades de los Baños de San Vicente, donde existen manaderos de petróleo y gas.

2.2.3 ROCA MADRE Y MADUREZ

Si bien no hay disponibles análisis geoquímicos propios que permitan caracterizar detalladamente la roca madre en ámbito de la Península, sobre la base de indicios indirectos y algunos análisis antiguos, se cree que los niveles correspondientes al Cretácico presentarían potencial de generación.

Existen numerosas evidencias de manifestaciones y acumulaciones de hidrocarburos asociados a rocas de edad Cretácica, ubicados en el sector nor-occidental de la península, como los manaderos de petróleo de La Libertad y Petrópolis y los yacimientos de petróleo de Santa Paula, Achallan, Petrópolis y Cautivo. Estos reservorios de variada naturaleza, que se encuentran en el tope del Cretácico, posiblemente hayan sido cargados de rocas generadoras más profundas.

Como se verá más adelante, de acuerdo a los estudios geoquímicos, existe una vinculación genética entre los petróleos de los reservorios Cretácicos y los Terciarios.

Los biomarkers de petróleos (ver más adelante), indican que todos los petróleos de la Península son co-genéticos y se han generado a partir de una misma roca madre silicoclástica madura, depositada en un ambiente marino moderadamente anóxico con materia orgánica de origen de algas y algo de aporte terrígeno.

De acuerdo a la conspicua presencia del biomarcador oleano, presente en todos los petróleos de la península, la roca madre sería de una edad Cretácico tardía o más joven, con un importante aporte de angiospermas. A partir de los análisis de biomarcadores de petróleos también es posible estimar el valor reflectancia de vitrinita equivalente, la cual indica una roca generadora de elevada madurez termal (0.9 a 1.0 % Ro). Los petróleos de Santa Paula son ligeramente menos maduros (0.8 %Ro). Tomando en cuenta las cromatografías de alta resolución para petróleos de Ancón la madurez termal sería un poco menor (Ro 0.85 %).

Algunos análisis efectuados en muestras de lutitas bituminosas y pelitas oscuras de niveles asignables al Cretácico presentan valores de TOC que varían de 0.65 a 0.71 % del total de la roca, con un

contenido de kerógeno I-II de 99 % (pozo América-1 intervalo 3500 – 4100 pies y pozo Albión intervalo 2300 – 4700 pies) (Informe AEO N° 119, 1961).

Si bien existen manifestaciones de hidrocarburos en toda la secuencia Terciaria, no se excluye la presencia de niveles generadores en la Formación Azúcar (especialmente en la base) y en el Grupo Ancón (niveles de Formación Passage Beds y CPB). Actualmente no se cuentan con datos analíticos propios para soportar esta hipótesis.

Sobre la base de estudios disponibles en la comarca costera se han detectado niveles basales de la Formación Azúcar con capacidad generadora de gas, pero con escasa materia orgánica.

Muestras del Grupo Ancón, provenientes de los acantilados de Anconcito, muestra buen contenido de materia orgánica (TOC: 1,13 a 2.02 wt%), con valores de reflectancia de vitrinita $R_o\%$: 0.39 a 0.45 % y T max de 424 a 432 °C , que indicarían una generación incipiente (Estudio regional de geoquímica, Core Lab). Estos valores permiten suponer que los niveles medios que actualmente se encuentran aflorando a nivel del mar, han experimentado una sobrecarga de aproximadamente 7500 pies de sedimento que ha sido removido por el levantamientos post-eoceno superior.

2.2.4 GEOQUÍMICA DE LOS PETRÓLEOS DEL ÁREA

Con el fin de tipificar los tipos de petróleos y caracterizar los sistemas petrolíferos presentes en los distintos yacimientos y reservorios de la península, se efectuaron análisis geoquímicos de 7 muestras de petróleos provenientes de las formaciones Socorro, Atlanta, Santo Tomas y Cretácico de Santa Elena, dichos estudios fueron efectuados por la compañía DGSi Geochemistry Services e incluyeron las siguientes técnicas: cromatografía gaseosa de alta resolución, Isótopos estables de Carbono, y análisis de biomarcadores (mas detalles en Villar, 1998).

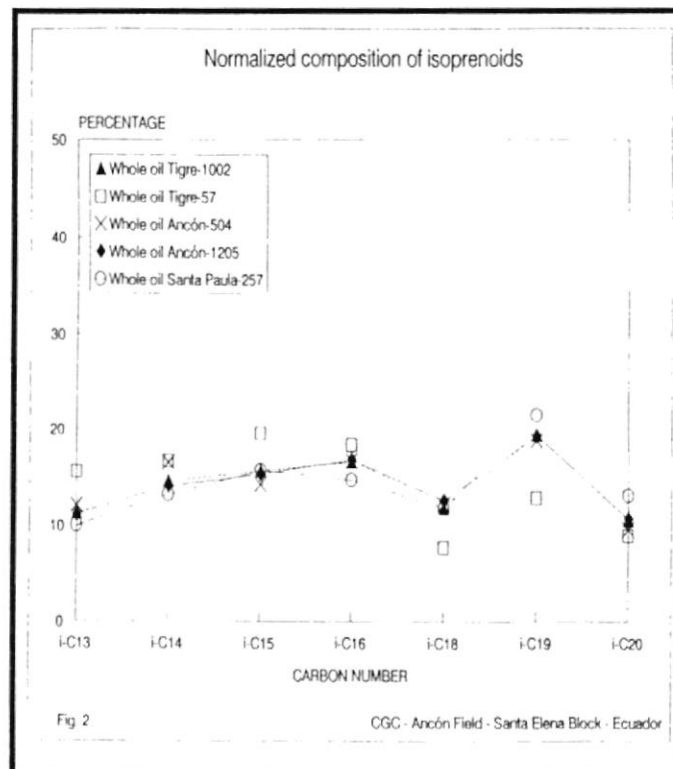


Fig 9 Distribución Isoprenoides

Desde el punto de vista físico son petróleos livianos a medios (rango gravedades API 41° a 30°), con bajo contenido en sulfuros (0.030 a 0.114 %). En general presentan la composición típica de petróleos muy maduros o condensados, caracterizada por un alto contenido de hidrocarburos saturados (84 al 91 %) y extremadamente bajo tenor de asfaltenos (0.3 a 0.4 %).

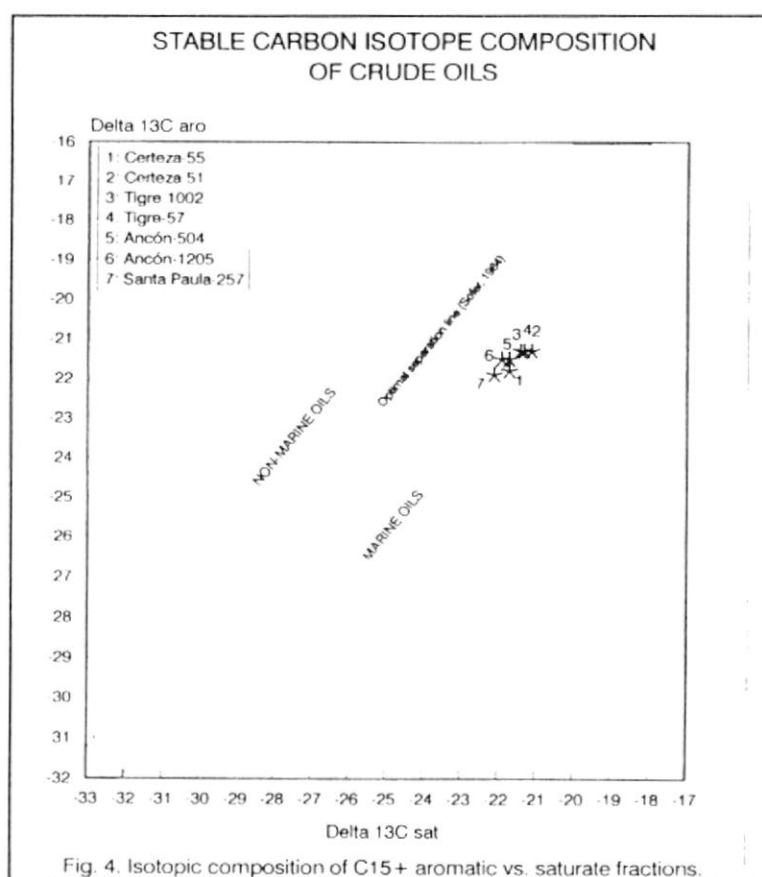


Fig. 4. Isotopic composition of C15+ aromatic vs. saturate fractions.

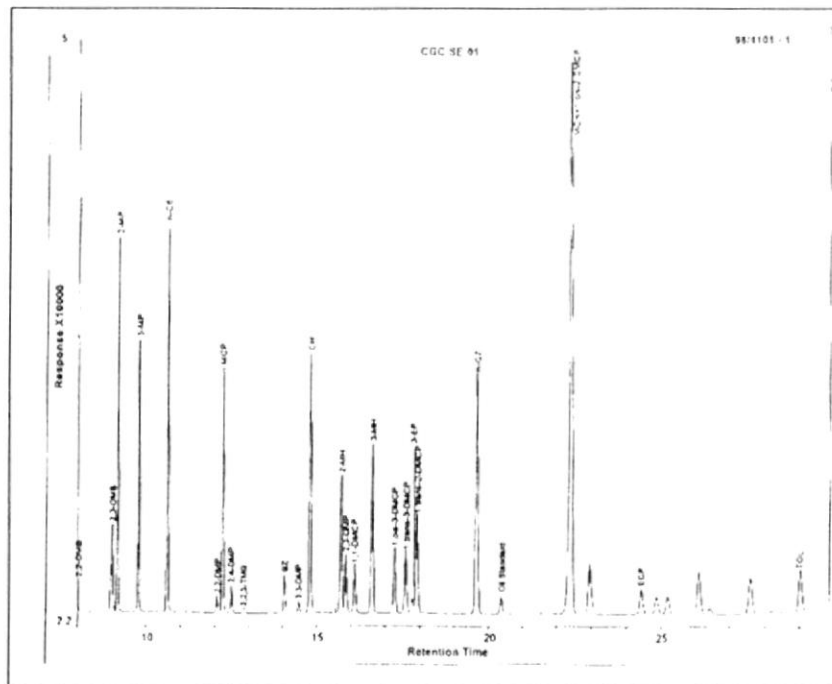
Fig 10 Composición isotópica

Todos los petróleos de la Península, si bien tienen diferencias físicas y composicionales, tienen un origen común, tal cual se manifiesta en la distribución de isoprenoides (Distribución

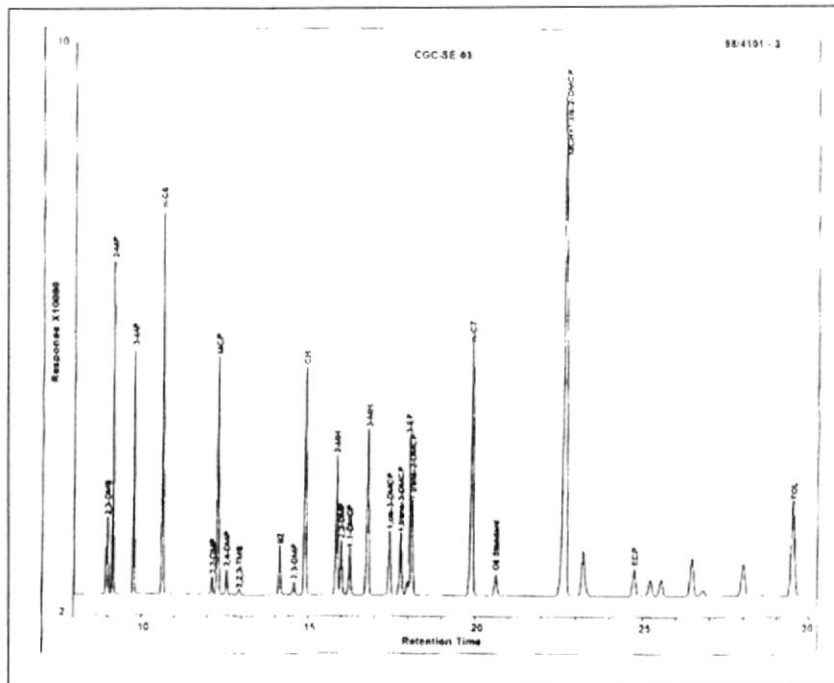
Isoprenoides Fig. 9), relaciones de isótopos estables de ^{13}C y biomarcadores.

Los resultados de los análisis isotópicos graficados en el diagrama de Sofer (Fig 10), evidencian una excelente correlación petróleo-petróleo, considerándolos como marinos

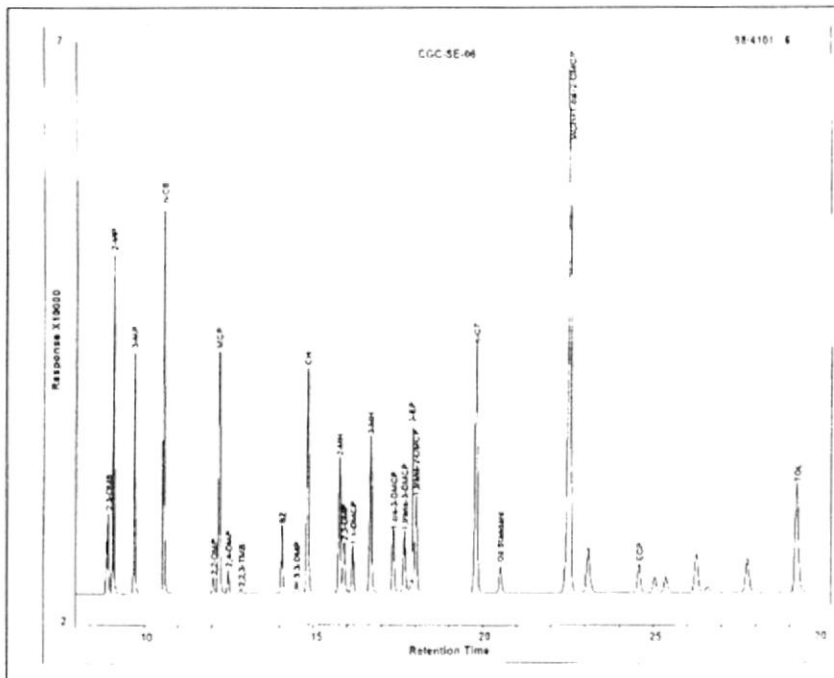
También las cromatografías detalladas de la fracción C7, denotan la correlación entre petróleos, tal cual se puede observar en los cromatogramas, que indican que las fracciones livianas de los petróleos se han originado a partir de una misma fuente (Fig 11 CG C7análisis).



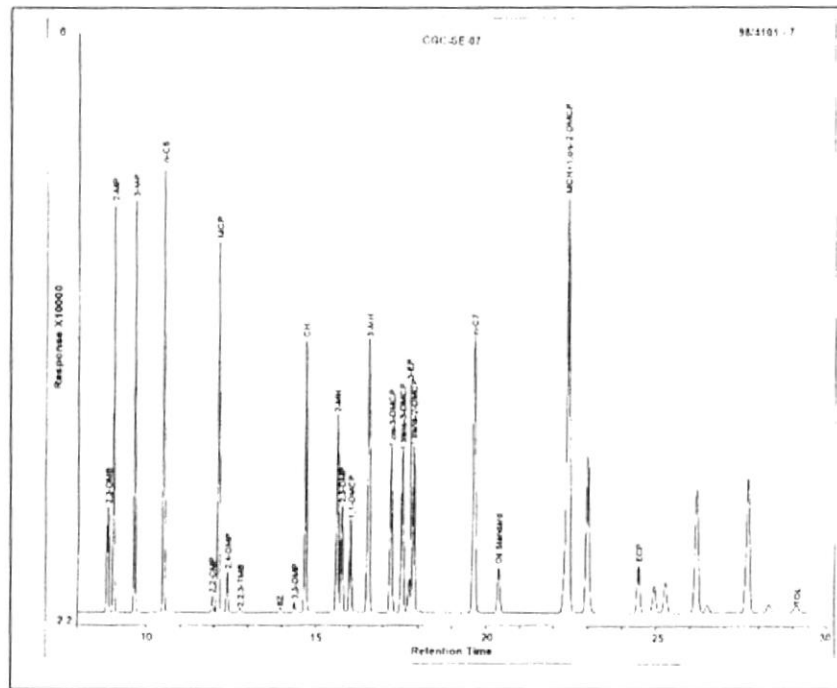
Formación Socorro



Formación Santo Tomas



Formación Atlanta



Cretácico-Santa Paula

Fig 11 CG C7 fracción liviana

Los operadores de AEO realizaban una separación de los crudos basándose en diferencias físico-composicionales. Los de tipo LCT (Low Cold Test) de base nafténico - mixta, provenientes de los reservorios someros de Socorro, históricamente han tenido mayor valor económico ya que por tratarse de petróleos libres de ceras eran utilizados para obtener lubricantes

De los reservorios de Atlanta provenían los crudos denominados HCT (High Cold Test) de base intermedia a parafínica, de alto contenido de ceras parafínicas

Sobre la base de los análisis de cromatografía gaseosa, la diferencia composicional y física de los petróleos de la Península se puede explicar debido a procesos de biodegradación de la fracción parafinica en los petróleos (n-alcanos) de reservorios someros. Estos procesos han sido los responsables de la degradación de parafinas (desaparición de C15 a C30 en las muestras de Socorro y Santa Elena) respecto a un petróleo original inalterado (petróleo de Atlanta con rico en parafinas C15 a C30)

2.3 DATOS DE PRODUCCIÓN

El campo "Gustavo Galindo Velasco" tiene una historia de producción de casi 100 años, siendo éste el primer campo petrolero en el país. Por tal motivo, sus técnicas de producción eran ambiguas y por ende empíricas, llegando así a tal punto en el cual el campo perdió su presión ideal de producción debido al desalojo indiscriminado del agua de formación, elemento indispensable en los yacimientos de la Península de Santa Elena.

A continuación, presentamos una historia de producción acumulada del campo, en el cual se puede apreciar la producción de cada una de sus secciones (Tabla N°1):

SECCIÓN	Np
066	4'343.889
067	21'147.619
068	7'135.010
069	6'362.476
070	6'097.004
071	5'257.992
072	10'629.062
073	13'459.548
074	9'438.257
CARMELA	1'362.353
CERTEZA	3'680.824
MORRILLO	1.605
PETROPOLIS	2'078.050
SANTA PAULA	5'392.351
TIGRE	11'251.228
Np. Total	107'637.271

Tabla No. 1 Producción acumulada del Campo Ancón

Si realizamos un estimado diario de producción en base al Np total, estaríamos en capacidad de decir que el campo Ancón tiene una productividad de 3.137 Bbls por día. En la actualidad la producción diaria bordea los 2.000 Bbls, siendo éstos obtenidos por distintos medios de producción como Balanceo Mecánico, herramienta local y Swab.

CAPITULO III

SELECCIÓN DEL ÁREA PARA LA PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO

3.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA SELECCIONADA

Para la realización de la prueba de inyección de nitrógeno se deben tener presentes una serie de parámetros, sean éstos geológicos o petrofísicos, de los cuales predominan las características geológicas, ya que el proyecto tiene como objeto el barrer el petróleo existente en la formación mediante la inyección de Nitrógeno puro en estado gaseoso.

También son muy importantes las características petrofísicas, puesto que de ellas depende la correcta distribución del gas a inyectarse (Nitrógeno) en los espacios porales interconectados (Permeabilidad).

Se analizó las diferentes estructuras existentes en el Campo “Gustavo Galindo Velasco”, de entre las cuales, la estructuras que mejor se adapta para la realización de éste proyecto corresponde a la **“Sección 67”**.

Dicha selección se realizó en base a su casi homogeneidad, puesto que presenta canales casi uniformes, así existirá un mejor aprovechamiento del nitrógeno como gas “barredor” del petróleo existente en la arenisca C2 de la Formación CPB.

En el Anexo 1, se observa un mapa general de la Sección 66 y 67, y un recuadro de color rojo envuelve el área específica seleccionada. En el Anexo 2, podemos observar dicha área con mayor claridad.

En el capítulo anterior, se presentó una tabla de producción de cada una de las secciones, y se pudo observar que la Sección 67 es la que mayor producción posee dentro del Campo “Gustavo Galindo Velasco” debido a la continuidad que presentan las arenas allí existentes.

La formación CPB corresponde al grupo de formaciones “Ancón”, las cuales fueron depositadas en ambientes de talud. Las rocas existentes ahí son arcillas conglomeráticas formadas en el Eoceno medio del Terciario.

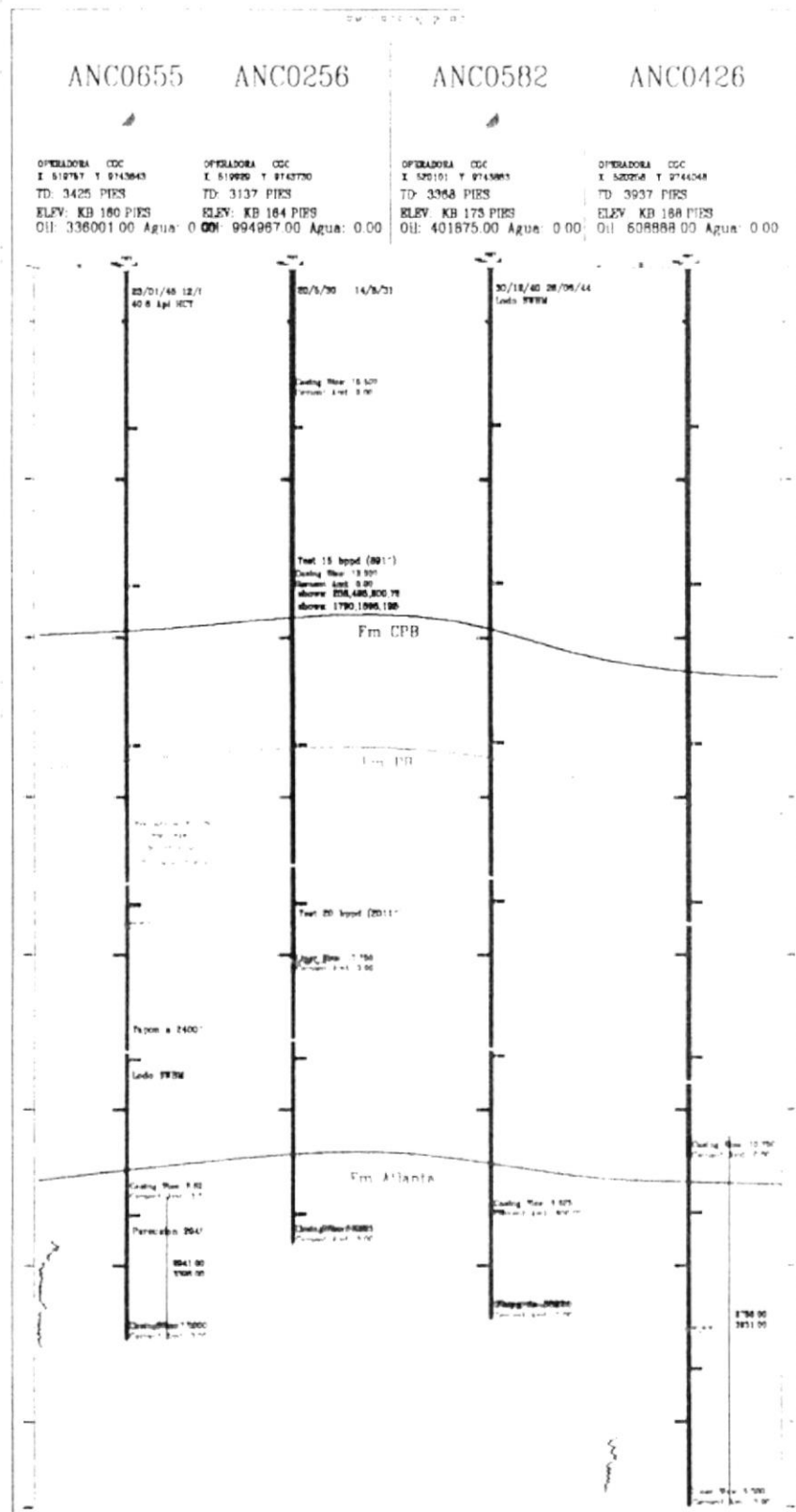


Fig. 12 Muestra del canal de la Formación CPB

3.2 DATOS PETROFÍSICOS Y DE REGISTROS ELÉCTRICOS DEL SECTOR

3.2.1 DATOS PETROFÍSICOS

3.2.1.1 PRESIÓN

La presión existente en la formación CPB es de aproximadamente 400 psi. Mediante estudios se comprobó que no existe capa de gas, es decir, aún no hay gas libre, pero si encontramos el gas en solución.

3.2.1.2 PERMEABILIDAD

La Península de Santa Elena tiene como característica común su baja permeabilidad, la cual tiene un promedio de 50 md.

Dicho parámetro petrofísico nos da una idea de lo difícil que es recuperar en forma natural el hidrocarburo existente en las formaciones del campo "**Gustavo Galindo Velasco**". Cabe recalcar que este problema va concatenado con la baja presión existente en Ancón.



CIB-ESPOL

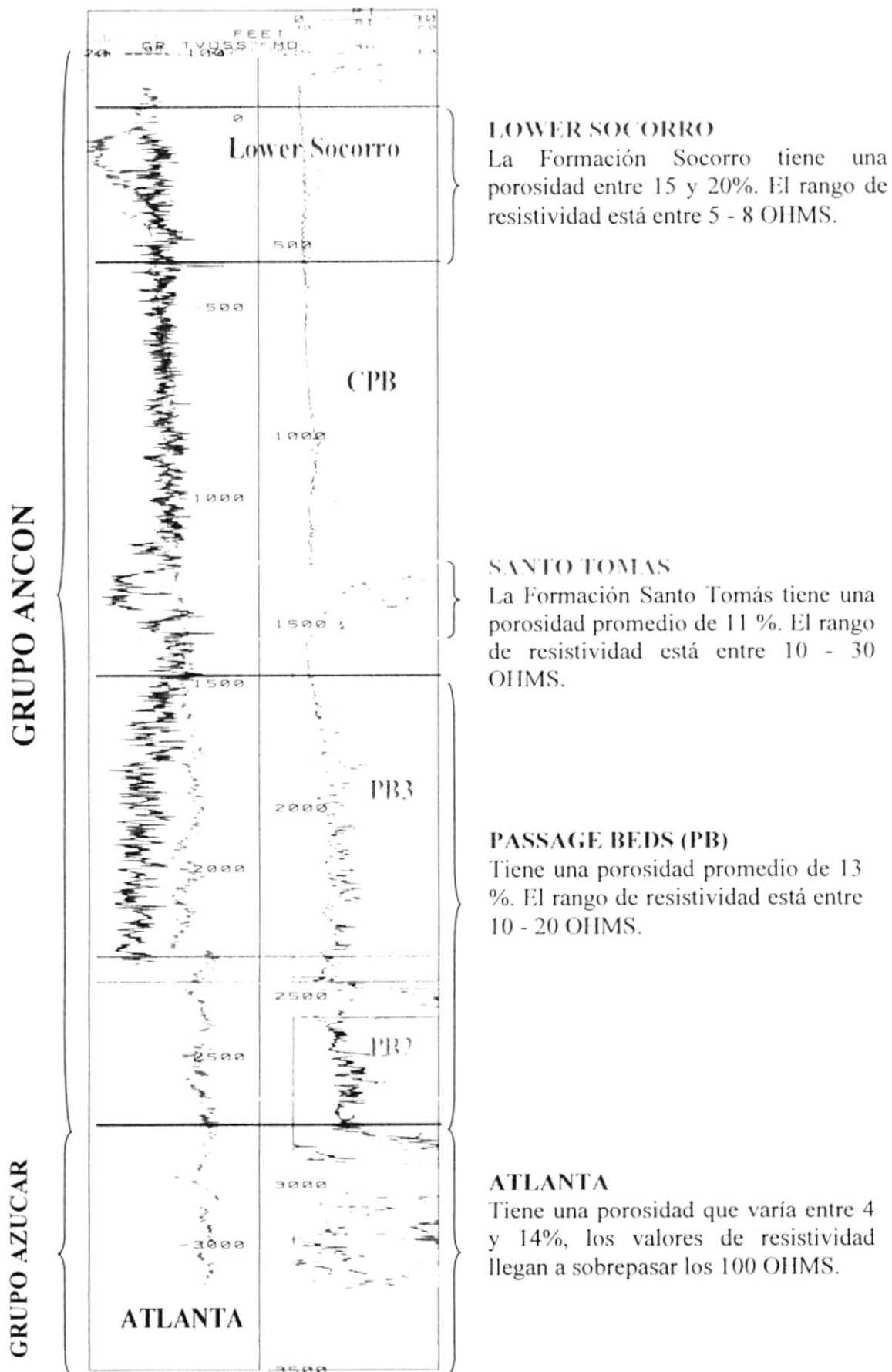


Fig. 13 Registros eléctricos Tipo de un pozo de la Sección 67

3.2.1.3 POROSIDAD

La porosidad, otro dato petrofísico, posee valores relativamente normales de un campo marginal. En la figura 13 podemos observar los distintos valores de porosidad que posee la Sección 67, pero para nuestro caso en particular nos centraremos en la formación CPB, la cual posee una porosidad aproximada de 11%, dato que será utilizado para el cálculo de reservas existentes en dicha formación.

3.2.1.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

Este parámetro nos da una relación entre la cantidad de barriles existentes en el yacimiento con la cantidad de barriles que obtendremos en la superficie.

El β_o de la Formación CPB actualmente es de 1.15 rb/STB, lo que indica que 1.15 Bbls de petróleo en el yacimiento, en superficie corresponderá a un solo barril.

3.2.1.5 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO

En este punto hablaremos sobre la cantidad de gas que se encuentra disuelto en un barril de petróleo. Este gas se halla combinado con el petróleo debido a la presión del yacimiento el cual obliga al gas mantenerse en solución con la fase líquida, así que si existiera un cambio de presión en el yacimiento, el GOR variaría.

El GOR de la Formación CPB es de 400 SCF/STB.

3.2.2 DATOS DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Los registros eléctricos tomados en la Sección 67, nos muestran condiciones favorables para la explotación de petróleo, esto se puede apreciar mediante el análisis del Gamma Ray, el cual nos muestra una gran inclinación en el sector de la arena C2, puesto que ahí presenta un canal casi uniforme. Dicho canal da una interconexión entre el pozo inyector y sus futuros pozos productores. El pozo designado como inyector corresponde al pozo ANC1615.

A continuación, se muestra unos bosquejos de pozos realizados en base a la información de registros eléctricos, en la cual se muestra la conexión que existe entre ellos.

En la Fig. 14, se observa la interconexión entre el pozo ANC1769 y los pozos ANC1898 y ANC1895, lo cual nos permitiría hablar sobre un segundo arreglo. Se puede comprobar la existencia de un cuerpo homogéneo que corresponde a la arena C2. Estos registros eléctricos nos proveen información muy importante sobre el estado de los pozos, con éstos se comprobó que únicamente el pozo inyector ANC1615 junto con los pozos productores ANC1620 y ANC1721 y el pozo ANC1769 del otro posible arreglo presentan punzados en la arenisca C2.

N ANC1898

ANC1769

ANC1895 S

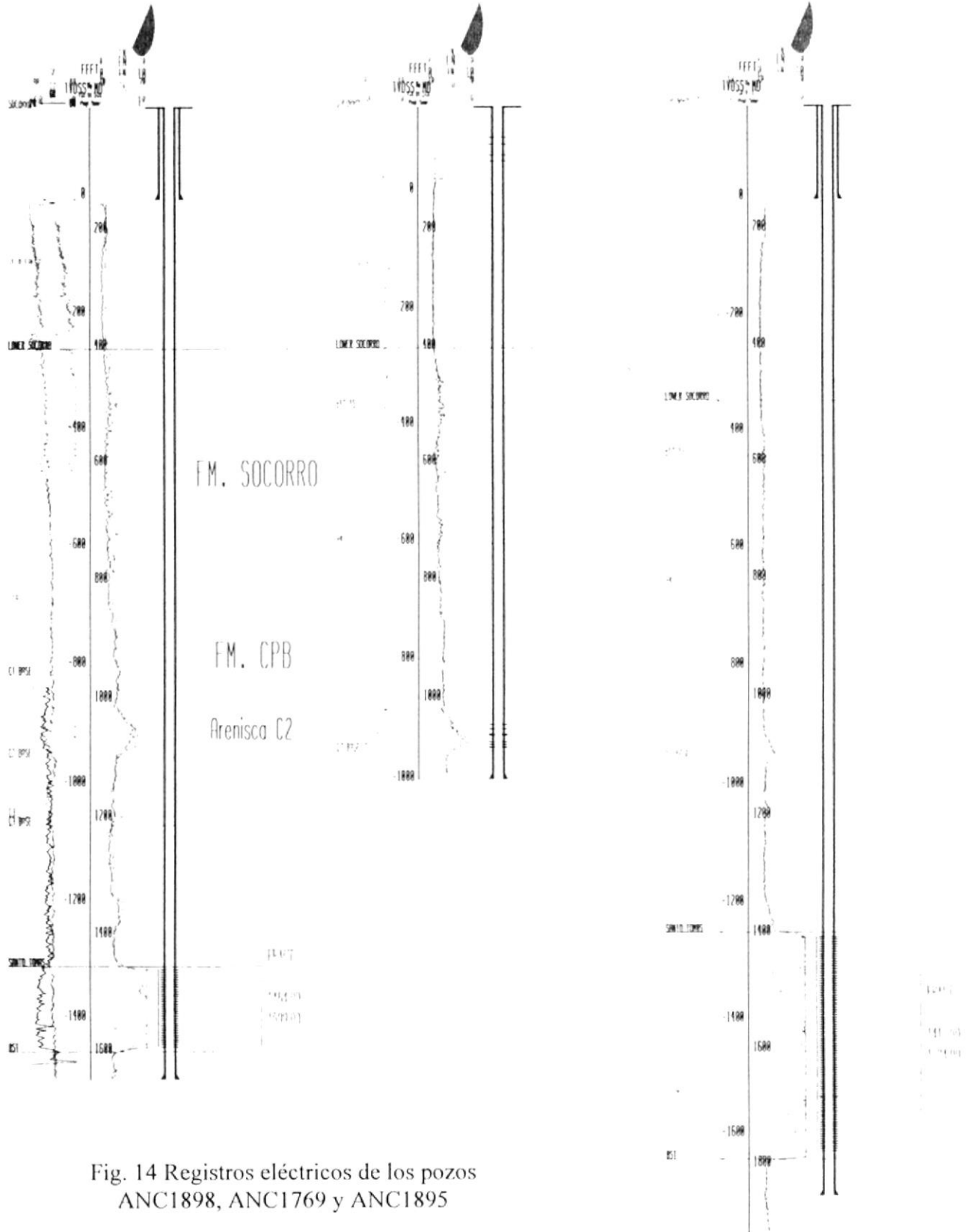


Fig. 14 Registros eléctricos de los pozos ANC1898, ANC1769 y ANC1895

En la Fig. 15, se observa la interconexión entre el pozo inyector ANC1615 y los pozos productores ANC1719 y ANC0691.

Los registros eléctricos corridos en estos pozos nos muestran que estos pozos poseen tubería pre-perforada.

En la Tabla N° 2 podemos observar los pozos seleccionados para realizar la prueba piloto de inyección de nitrógeno con sus respectivas producciones, espesores efectivos de pagos, coordenadas geográficas y las respectivas distancias entre los pozos productores y el pozo inyector.

En el Anexo 3, 4, 5, 6 y 7 se observa una serie de pozos con sus cortes transversales.

Pozo Inyector	Pozo Productor	Distancia a pozo productor (m)	Espesor de pozo productor (pies)	Coordenada Eje X	Coordenada Eje Y
1615	691	165	46	520961	9744921
	1617	200	46	521039	9744617
	1719	150	31	520787	9744665
	1720	185	33	520730	9744830

Tabla No. 2 Características de los pozos seleccionados

SW ANC1719

ANC1615

ANC0691 NE

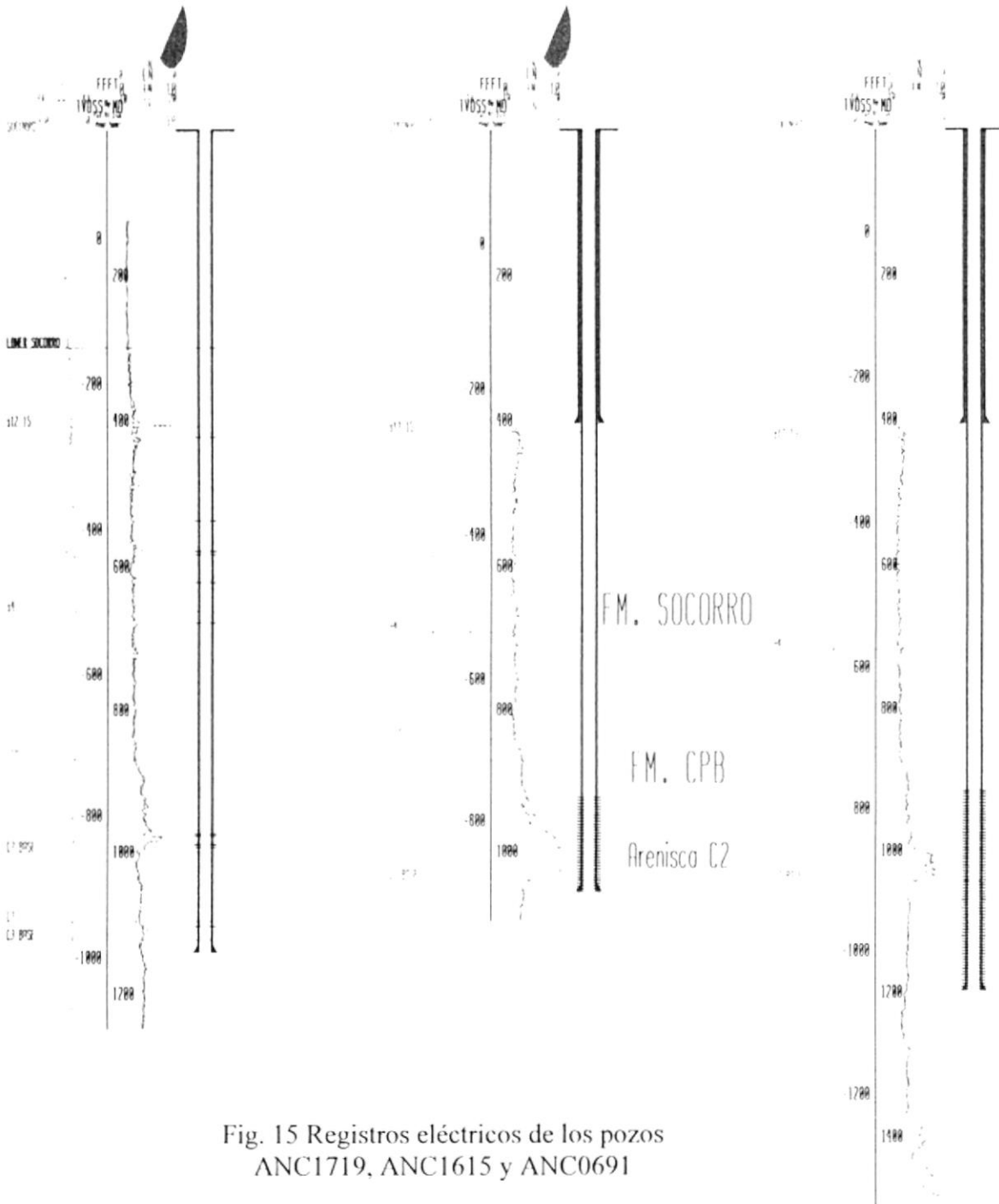


Fig. 15 Registros eléctricos de los pozos ANC1719, ANC1615 y ANC0691

3.3 MODELO GEOLÓGICO DEL ÁREA SELECCIONADA

En general, la Geología de Ancón es sumamente fallada, pero el área correspondiente a la Sección 67 nos presenta un canal casi uniforme, el único evento trascendental dentro de esta sección es una gran falla estructural que atraviesa casi por la mitad del área seleccionada.

Esta característica la podemos observar en el Anexo 8.

Dicha falla fue la razón por la cual se piensa en dos arreglos de pozos, ya que ella interrumpe totalmente la comunicación de la arena C2 entre los pozos de un arreglo y otro.

Pero debido a que no es comercial castigar el proyecto con otro arreglo, se escogió un arreglo de cinco pozos cuyo pozo inyector es el pozo ANC1615.

Para tener una idea de los grosores estratigráficos de esta área seleccionada, se adjunta un Mapa Isópaco en el Anexo 9.

Del anexo 9, podemos sacar como conclusión, que la arenisca C2 tiene un grosor promedio de 47 pies.



CIB-ESPOL

CAPITULO IV

ANÁLISIS SOBRE PRUEBAS DE INYECTIVIDAD

4.1 DISEÑO DE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD

Dentro de las pruebas que deben efectuarse al pozo de inyección para conocer su comportamiento a distintas presiones y así tener una idea más clara de la capacidad de admisión de la arena C2; están las pruebas de inyectividad, las cuales deben efectuarse por lo menos una vez por año.

Durante una inyección de nitrógeno existe una presión crítica cuando el aumento de la tasa de inyección no es acorde al aumento de la presión de fondo sino mucho mayor, este es el resultado de una ruptura o fractura en la formación debido a una presión llamada presión de fractura (P_f).

El gradiente de fractura puede variar desde 1 a 1.4 psi / pie, en muchos reservorios. La presión de fractura puede ser determinada mediante una gráfica de P_{wf} vs. Tasa de inyección, siendo esta a la

altura del punto de ruptura de la recta, tal como se muestra en la figura 16.

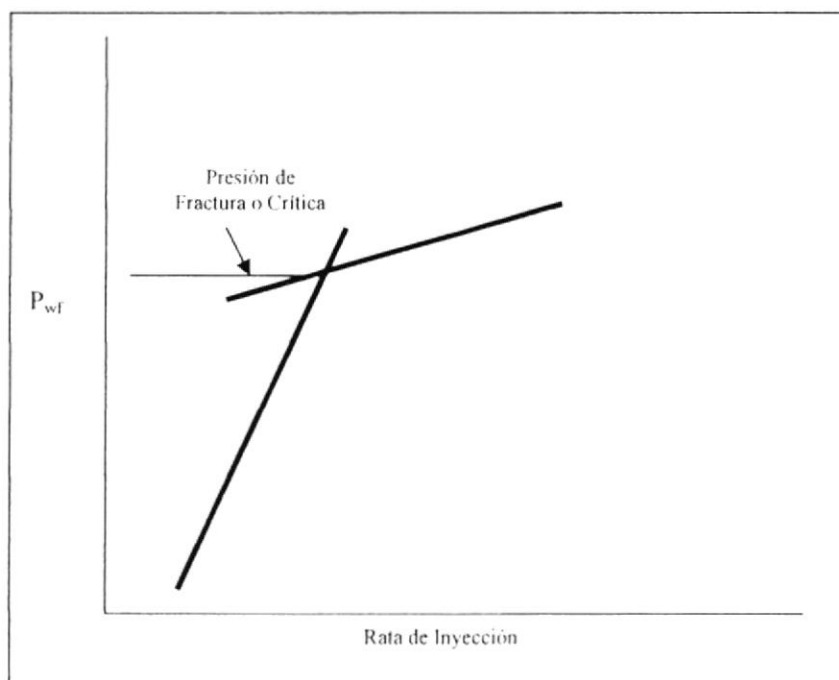


Fig. 16 Determinación de P_f

Lamentablemente, en el pozo inyector ANC1615 que existen en la sección 67 no posee datos de haber tenido alguna prueba de inyección, lo que no permite aportar información suficiente para utilizarla en un análisis valedero en la cual podemos determinar la buena aceptación de la arena al nitrógeno gaseoso inyectado.

En la figura 17 se muestran un bosquejo del ensamblaje del fondo del pozo inyector.

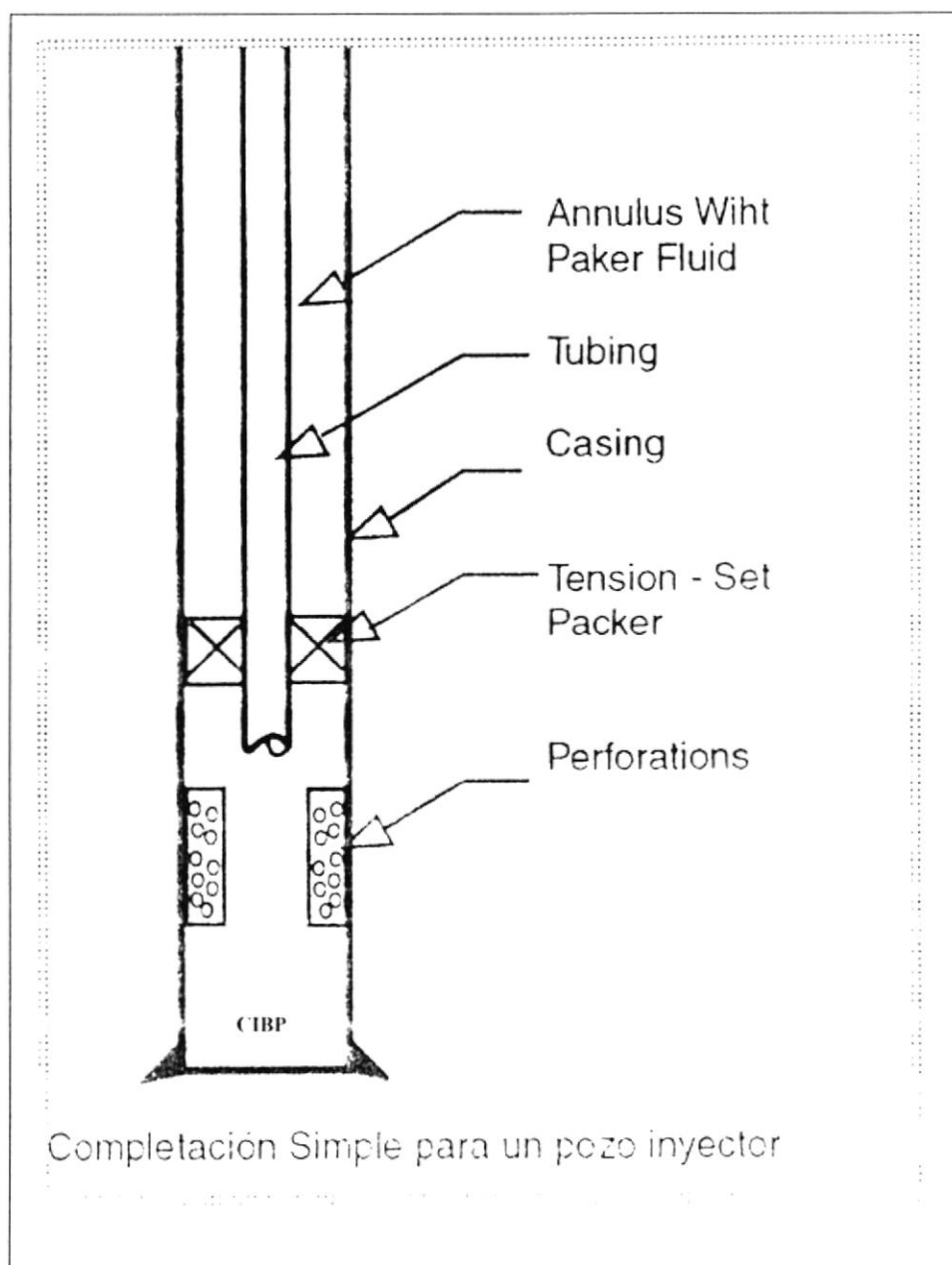


Fig. 17 Ensamblaje del fondo del pozo inyector

4.2 ANÁLISIS DE SOLUBILIDAD

El objetivo principal de la inyección de N_2 es lograr la miscibilidad con el fluido de la arena C2. La miscibilidad obtenida por la inyección de nitrógeno en un reservorio de petróleo liviano es una miscibilidad condicional; donde los fluidos son no miscibles en el primer contacto, pero forman dos fases, una de ellas absorbe progresivamente los componentes de la otra, así, el petróleo absorbe los componentes del Nitrógeno gaseoso, o sea que el Nitrógeno se solubiliza en el petróleo. Después de suficientes contactos e intercambio de componentes, el sistema comienza a ser miscible. El fenómeno de miscibilidad petróleo liviano – Nitrógeno gaseoso es complejo y depende de la composición de los fluidos de reservorio, temperatura, presión, transferencia de masa, efecto de la permeabilidad relativa, presión capilar y gravedad.

En este proyecto, no se utilizó como fluido desplazante al aire, el cual posee similar solubilidad que el nitrógeno pero en estudios volumétricos se demostró que el nitrógeno gaseoso es superior al gas natural como agente de arrastre del petróleo.

4.3 ANÁLISIS DEL INCREMENTO DE LAS RESERVAS RECUPERABLES

4.3.1 CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES

En esta sección, se analizó la cantidad de barriles que obtendremos en superficie una vez que se ponga en funcionamiento los equipos para la realización de la inyección del nitrógeno gaseoso al pozo inyector ANC1615.

Primeramente, se calculó el volumen de petróleo existente actualmente en la arena C2 de la Formación CPB, para lo cual se realizó una serie de cálculos petrofísicos.

Tomando como base al arreglo de pozos, pudimos calcular el área del terreno a utilizarse para la realización del proyecto. Para esto, dividimos el área del arreglo en cuatro triángulos, y aplicando la siguiente ecuación general para el cálculo de áreas de triángulos:

$$P = \left(\frac{a + b + c}{2} \right)$$

$$A = \sqrt{P(P-a)(P-b)(P-c)}$$

se obtuvieron resultados presentados en la Tabla No 3. Aquí podemos observar las áreas de los cuatro triángulos en los que fue dividido el arreglo de pozos.

Las letras a, b y c corresponden a las distancias existentes entre los cinco pozos del arreglo, las cuales las podemos apreciar en el Anexo 10.



ARREGLO INYECTOR 1615						
POZOS	a	b	c	P	Área m ²	Área pie ²
1720-1615-0691	185	249	165	299.5	15261.88	164277.5
0691-1615-1617	165	314	200	339.5	14516.93	156258.9
1617-1615-1719	200	332	150	341	9091.27	97857.6
1719-1615-1720	150	175	185	255	12245	131804.1
ÁREA TOTAL					51115.1	550198.2

Tabla No. 3 Área del terreno del arreglo del proyecto

En la Tabla No. 4 se muestran los pozos con sus respectivos espesores de la arena C2, por medio de la cual llegamos a un espesor promedio de 46 pies.



POZO	h (pies)
691	46
1615	74
1617	46
1719	31
1720	33
h promedio	46,00

Tabla No. 4 Espesores de la arena C2

Ahora, teniendo las longitudes del espesor y el área del terreno, y sabiendo que el buzamiento es aproximadamente cero, logramos

$$V_{C2} = A \times h_{promedio}$$

obtener el volumen de la arenisca C2 del arreglo multiplicando ambos valores:

$$V_{C2} = 550198,15 \times 46$$



CIB-ESPOL

$$V_{C2} = 25'309,114.82 \text{ pies}^3$$

El Departamento de Geología de la Compañía Pacifpetrol nos proporcionó los siguientes datos petrofísicos (Tabla No. 5)

necesarios para el cálculo de las reservas existentes actualmente en dicha arenisca.

S_o	70 %
ϕ	11 %
β_o	1,115 rb/STB
GOR	350 SCF/STB



Tabla No. 5 Datos Petrofísicos de la arena C2

Ahora, con la siguiente ecuación podremos encontrar la cantidad de barriles existentes en el yacimiento a explotar.

$$POES_{C2} = \frac{V_{C2} \times \phi \times S_o}{5.615}$$

$$POES_{C2} = \frac{25309114.82 \times 0.11 \times 0.70}{5.615}$$

$$POES_{C2} = 347070.68 \text{ rb}$$



Dicho volumen de barriles, a lo que se los lleva a superficie disminuyen su cantidad debido a la liberación del gas que se halla en solución con el petróleo, para hallar dicho valor debemos dividir por un factor conocido como el Factor Volumétrico del Petróleo. De este modo, los barriles que se obtendrían en superficie son:

$$N = \frac{POES_{C2}}{\beta_o}$$

$$N = \frac{347070.68}{1.115}$$

$$N = 311274.15 \text{ STB}$$

4.3.2 ESTUDIOS DEL FACTOR DE RECOBRO (R) DEL Ph.D. CHARLES F. ALCOCER

Los resultados de la investigación de laboratorio de un estudio de desplazamiento de petróleo crudo por inyección de Nitrógeno a alta presión son presentados en el Paper SPE/DOE 12709 del **Ph.D. Charles F. Alcocer** del departamento de Ciencia y Tecnología Mineral de la Universidad de Oklahoma.

Los objetivos de esta investigación fueron estudiar el efecto que realizaría la temperatura y la relación gas petróleo en solución en recobro de petróleo y el proceso de miscibilidad en la inyección de Nitrógeno a alta presión. Adicionalmente la efectividad de la inyección de Nitrógeno después de la Inyección de agua.

Nueve experimentos fueron realizados utilizando petróleo crudo de 42.3 °API, combinados con gas natural.

Los experimentos fueron hechos utilizando dos temperaturas (70°F y 120°F) y tres relaciones de Gas – Petróleo en solución (575 SCF/STB, 400 SCF/STB y 200 SCF/STB).

Los resultados obtenidos en este estudio sugieren muy estrictamente que el recobro de Petróleo crudo y la miscibilidad en este tipo de petróleo depende de la temperatura y la relación Gas – Petróleo en solución.

Ecuaciones de regresión múltiple para predecir el Recobro de Petróleo usando Temperatura y la relación Gas – Petróleo en solución fueron desarrolladas basados en los datos experimentales.

4.3.2.1 EFECTO DE LA TEMPERATURA Y LA RELACIÓN GAS – PETRÓLEO EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO A ALTA PRESIÓN.

Los resultados de todos los experimentos realizados por el *Ph.D. Charles F. Alcocer* están resumizados en la Tabla No. 6.

SUMARIO DE EXPERIMENTOS					
Experimento	T (°F)	GOR (SCF/STB)	S _o	β _o	R
1	72	575	77	1,29	83%
2	69,5	575	76,38	1,29	81,10%
3	70,5	400	78	1,2	75,40%
4	69,5	200	77	1,1	66%
5	120	575	80,2	1,29	84,50%
6	120	200	80,88	1,1	69,40%
7	120	575	80,2	1,29	68,80%
8	120	575	25	1,29	10,20%
9	120	200	79	1,1	88,90%

Tabla No. 6 Sumario de Experimentos

Las figuras 17. y 18. presentan el efecto de temperatura en el proceso de desplazamiento. Los experimentos donde la temperatura fue la única variable independiente mostraron que los incrementos en la temperatura producían incrementos en el recobro de petróleo. Como puede ser observado en la figura 17,

incrementos en la temperatura parece seguir un patrón, creando una familia de curvas que caracterizan el efecto de temperatura en el recobro de petróleo durante el desplazamiento de Nitrógeno.

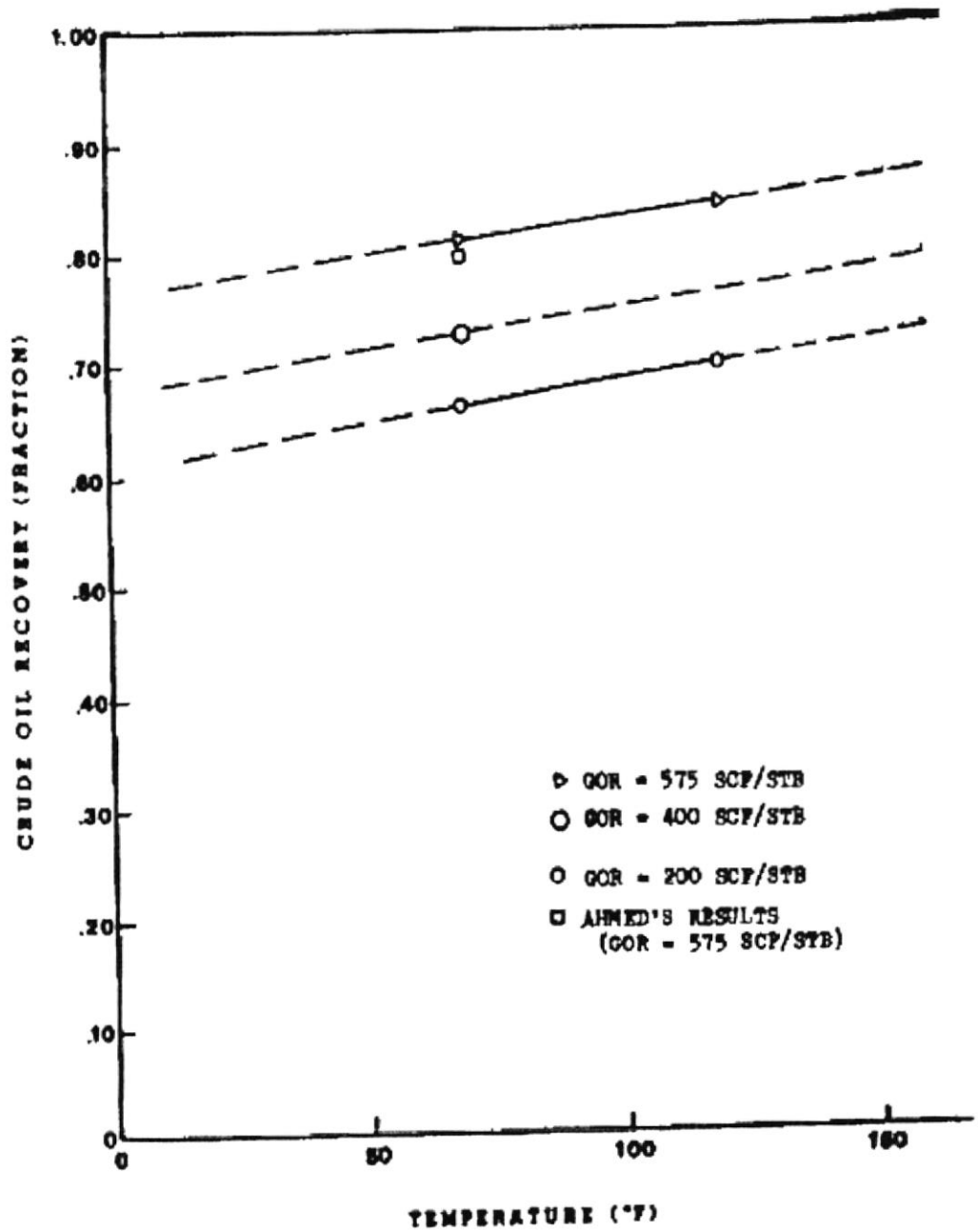


Figura 18 Recobro de Petróleo Vs. Temperatura

La única conclusión que debería tener mérito de la Figura 17 y 18 es que un incremento general en el recobro de Petróleo ocurre cuando la temperatura y el GOR en solución son incrementados.

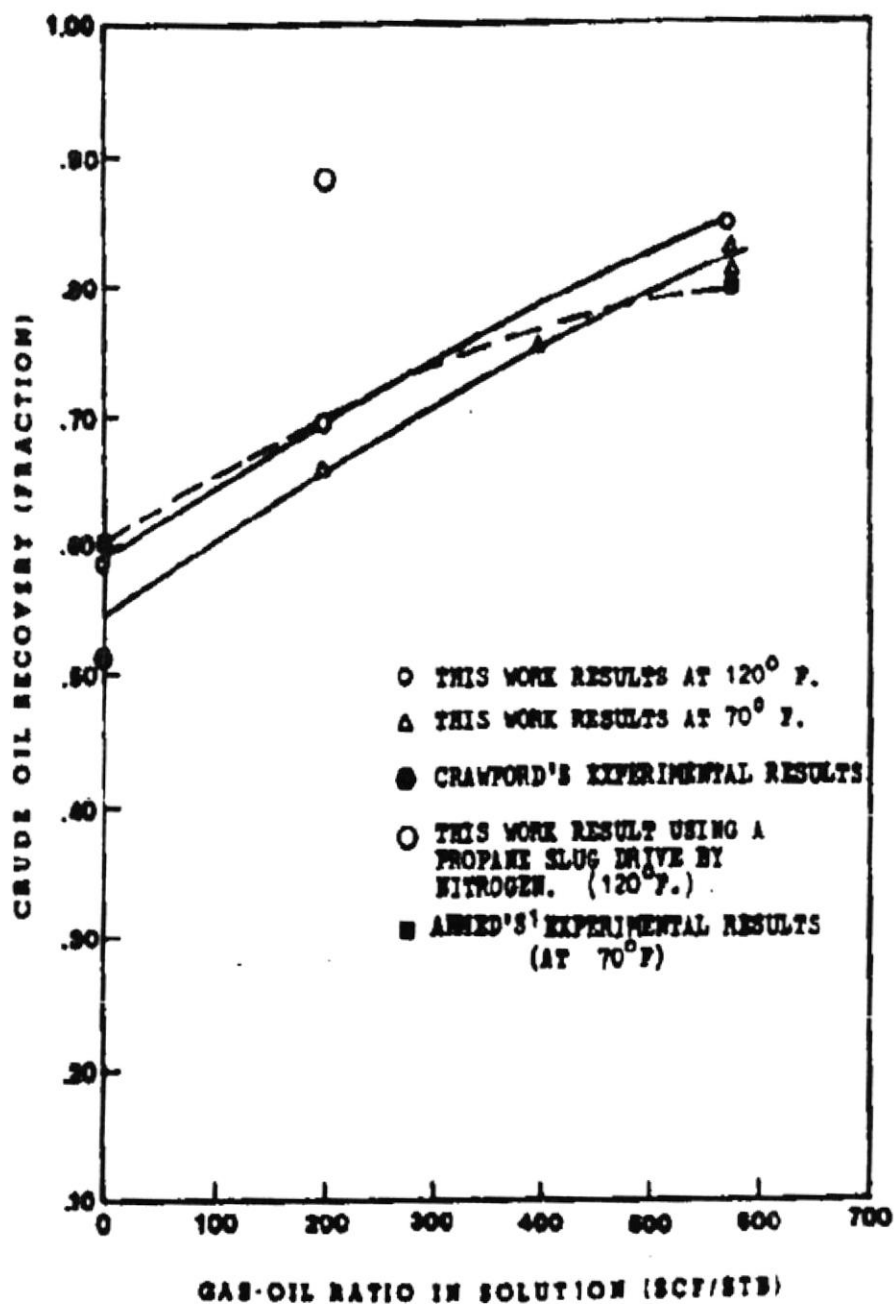


Figura 19 Recobro de Petróleo Vs. GOR

Esto parece no tener base para asumir una relación lineal entre temperatura y Recobro de Petróleo a pesar del rango de temperatura tomado en este estudio. Con esta limitación en mente, y teniendo disponible un paquete de análisis estadístico denominado SAS de la Universidad de Oklahoma, una ecuación de regresión múltiple fue obtenida para predecir el recobro de petróleo tomando a la temperatura y al GOR en solución como predictores. La ecuación resultante es:

$$R = 0.5546756 + 0.00053705 \times T + 0.00041454 \times GOR$$

En estadística, específicamente en lo que se refiere a regresiones lineales y múltiples, existe un factor que se denomina coeficiente de determinación que tiene un valor entre cero y uno, el cual indica que la ecuación existente explica con mayor confianza el modelo matemático. Si un coeficiente de determinación es más cercano al uno, quiere decir que dicha ecuación explica con mayor certeza a un modelo matemático cualquiera.

El coeficiente de correlación para la ecuación del **Ph.D. Charles F. Alcocer** es de 0.99590.

4.3.2.2 CÁLCULO DEL FACTOR DE RECOBRO (R)

Durante la realización de este proyecto, se obtuvo que la Relación Gas – Petróleo de la arenisca C2 es de 350 SCF/STB y teniendo como base la resistividad térmica del cemento del casing de los pozos del arreglo utilizado se recomienda una temperatura del fluido a inyectarse (Nitrógeno gaseoso) de 120 °F.

Hay que tener presente, que el gradiente de presión del campo **Ing. Gustavo Galindo Velasco**, corresponde a un valor aproximado de 1psi/pie, por lo tanto al encontrarse la arenisca C2 a una profundidad promedio de 1000 pies, la presión máxima de inyección no debe sobrepasar los 1000 psi frente a la cara de la arena para evitar el fracturamiento de dicha arenisca.

Aplicando la ecuación del **Ph.D. Charles F. Alcocer** para hallar el factor de recobro de petróleo, se obtuvo el siguiente resultado.

$$R = 0.5546756 + 0.00053705 \times T + 0.00041454 \times GOR$$

$$R = 0.5546756 + 0.00053705 \times 120 + 0.00041454 \times 350$$

$$R = 0,7642106$$

Durante la realización de cualquier tipo de proyecto, se trabaja con un porcentaje de error. En el cálculo del factor de recobro del presente estudio utilizamos un factor de seguridad del 20% lo que nos permite obtener el siguiente factor de recobro, valor que será utilizado para las predicciones de producción.

$$R_{\text{proyecto}} = R - 0.20 \times R$$

$$R_{\text{proyecto}} = 0,7642106 - 0.20 \times 0,7642106$$

$$R_{\text{proyecto}} = 0,61136848$$

Con este factor de recobro y con el volumen de petróleo que se podría tener en superficie (N), podemos hallar el volumen de petróleo capaz de recuperarse mediante la inyección de Nitrógeno.

$$N_p = N \times R_{\text{proyecto}}$$

$$N_p = 311274,148 \times 0,61136848$$

$$N_p = 190303,203 \text{ Bbls}$$

Con estos valores de N_p y de $R_{proyecto}$, se procedió a obtener los volúmenes de petróleo producido en distintos rangos de tiempo, se tomó como parámetro principal la producción histórica del Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco durante el desarrollo de las distintas secciones de negocios del mismo.

Como actualmente no se posee un dato certero de la actual saturación de petróleo de la arenisca C2 existente en el sector de la Sección 67 se procedió a obtener curvas de producción utilizando una saturación de petróleo de 50%, 60% y 70%, valores a los cuales se estima se halla el valor de S_o de acuerdo a lo sugerido por el Departamento de Geología de Pacifpetrol.

4.3.2.2.1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A UNA SATURACIÓN DE 70%

En la Tabla No. 7 se muestran los valores de producción obtenidos durante la inyección de nitrógeno con una arena saturada de petróleo del 70%.

En el anexo 11 y 12 se muestran la curva de declinación de la producción de petróleo y la curva de Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo.

TIEMPO (Días)	Tiempo (meses)	Tiempo (Años)	R	N _p	Producción	Producción Promedio Diaria
10	0,33	0,03	0,00016	50	50	5
15	0,50	0,04	0,00112	350	300	20
20	0,67	0,06	0,00289	900	550	28
30	1	0,08	0,00787	2450	1550	52
60	2	0,17	0,02715	8450	6000	200
90	3	0,25	0,04459	13879	5429	181
120	4	0,33	0,06146	19130	5251	175
150	5	0,42	0,07777	24209	5079	169
180	6	0,50	0,09356	29121	4912	164
210	7	0,58	0,10882	33873	4751	158
240	8	0,67	0,12358	38468	4596	153
270	9	0,75	0,13786	42913	4445	148
300	10	0,83	0,15167	47212	4299	143
330	11	0,92	0,16503	51371	4158	139
360	12	1,00	0,17795	55393	4022	134
390	13	1,08	0,19045	59283	3890	130
420	14	1,17	0,20254	63045	3763	125
450	15	1,25	0,21423	66684	3639	121
480	16	1,33	0,22554	70204	3520	117
510	17	1,42	0,23648	73609	3404	113
540	18	1,50	0,24705	76902	3293	110
570	19	1,58	0,25729	80086	3185	106
600	20	1,67	0,26718	83167	3081	103
630	21	1,75	0,27675	86146	2980	99
660	22	1,83	0,28601	89028	2882	96
690	23	1,92	0,29497	91816	2787	93
720	24	2,00	0,30363	94512	2696	90
750	25	2,08	0,31201	97119	2608	87
780	26	2,17	0,32011	99641	2522	84
810	27	2,25	0,32794	102081	2439	81
840	28	2,33	0,33552	104440	2359	79
870	29	2,42	0,34286	106722	2282	76
900	30	2,50	0,34995	108930	2207	74
930	31	2,58	0,35681	111064	2135	71
960	32	2,67	0,36344	113129	2065	69
990	33	2,75	0,36986	115127	1997	67
1020	34	2,83	0,37606	117058	1932	64
1050	35	2,92	0,38206	118927	1868	62
1080	36	3,00	0,38787	120734	1807	60
1110	37	3,08	0,39349	122482	1748	58
1140	38	3,17	0,39892	124172	1691	56
1170	39	3,25	0,40417	125808	1635	55
1200	40	3,33	0,40925	127389	1582	53
1230	41	3,42	0,41417	128919	1530	51
1260	42	3,50	0,41892	130399	1480	49

1290	43	3,58	0,42352	131830	1431	48
1320	44	3,67	0,42796	133214	1384	46
1350	45	3,75	0,43226	134553	1339	45
1380	46	3,83	0,43642	135847	1295	43
1410	47	3,92	0,44045	137100	1252	42
1440	48	4,00	0,44434	138311	1211	40
1470	49	4,08	0,44810	139483	1172	39
1500	50	4,17	0,45174	140616	1133	38
1530	51	4,25	0,45527	141712	1096	37
1560	52	4,33	0,45867	142772	1060	35
1590	53	4,42	0,46197	143798	1025	34
1620	54	4,50	0,46515	144790	992	33
1650	55	4,58	0,46823	145749	959	32
1680	56	4,67	0,47121	146677	928	31
1710	57	4,75	0,47410	147574	897	30
1740	58	4,83	0,47689	148442	868	29
1770	59	4,92	0,47958	149282	840	28
1800	60	5,00	0,48219	150094	812	27
1830	61	5,08	0,48471	150879	785	26
1860	62	5,17	0,48716	151639	760	25
1890	63	5,25	0,48952	152373	735	24
1920	64	5,33	0,49180	153084	711	24
1950	65	5,42	0,49401	153772	687	23
1980	66	5,50	0,49614	154436	665	22
2010	67	5,58	0,49821	155079	643	21
2040	68	5,67	0,50021	155701	622	21
2070	69	5,75	0,50214	156303	602	20
2100	70	5,83	0,50401	156885	582	19
2130	71	5,92	0,50582	157447	563	19
2160	72	6,00	0,50756	157992	544	18
2190	73	6,08	0,50926	158518	526	18
2220	74	6,17	0,51089	159027	509	17
2250	75	6,25	0,51247	159520	493	16
2280	76	6,33	0,51400	159996	476	16
2310	77	6,42	0,51548	160457	461	15
2340	78	6,50	0,51692	160903	446	15
2370	79	6,58	0,51830	161334	431	14
2400	80	6,67	0,51964	161751	417	14
2430	81	6,75	0,52094	162154	403	13
2460	82	6,83	0,52219	162544	390	13
2490	83	6,92	0,52340	162921	377	13
2520	84	7,00	0,52457	163286	365	12
2550	85	7,08	0,52571	163639	353	12
2580	86	7,17	0,52680	163980	341	11
2610	87	7,25	0,52786	164310	330	11
2640	88	7,33	0,52889	164630	319	11
2670	89	7,42	0,52988	164938	309	10
2700	90	7,50	0,53084	165237	299	10
2730	91	7,58	0,53177	165526	289	10
2760	92	7,67	0,53267	165806	279	9
2790	93	7,75	0,53354	166076	270	9
2820	94	7,83	0,53438	166337	261	9

2850	95	7,92	0,53519	166590	253	8
2880	96	8,00	0,53597	166835	245	8
2910	97	8,08	0,53673	167071	237	8
2940	98	8,17	0,53747	167300	229	8
2970	99	8,25	0,53818	167521	221	
3000	100	8,33	0,53887	167735	214	7
3030	101	8,42	0,53953	167942	207	7
3060	102	8,50	0,54018	168143	200	7

Tabla No. 7 Producción a una saturación de 70%



CIB-ESPOL

4.3.2.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A UNA SATURACIÓN DE 60%

Para obtener el valor de N_p para una saturación de 60%, procedemos a realizar un sencillo cálculo basado en regla de tres tomando como parámetro el N_p correspondiente a un S_o de 70%.



CIB-ESPOL

N_p	S_o (%)
190303,203	70
X	60



CIB-ESPOL

$$X = \frac{190303,203 \times 0,60}{0,70} = 163117,031$$

Así, el N_p correspondiente a una saturación del 60% es de 163117.031. Cabe reclacar que el factor de recobro es el mismo.



CIB-ESPOL

En la Tabla No. 8 se muestran los valores de producción obtenidos durante la inyección de nitrógeno con una arena saturada de petróleo del 60%.

En el anexo 13 y 14 se muestran la curva de declinación de la producción de petróleo y la curva de Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo.

TIEMPO (Días)	Tiempo (meses)	Tiempo (Años)	R	N _p	Producción	Producción Promedio Diaria
10	0,33	0,03	0,00019	50	50	5
15	0,50	0,04	0,00131	350	300	20
20	0,67	0,06	0,00337	900	550	28
30	1	0,08	0,00918	2450	1550	52
60	2	0,17	0,03167	8450	6000	200
90	3	0,25	0,05177	13812	5362	179
120	4	0,33	0,07112	18976	5164	172
150	5	0,42	0,08977	23950	4974	166
180	6	0,50	0,10772	28741	4791	160
210	7	0,58	0,12502	33356	4615	154
240	8	0,67	0,14168	37801	4445	148
270	9	0,75	0,15773	42082	4281	143
300	10	0,83	0,17318	46206	4124	137
330	11	0,92	0,18807	50178	3972	132
360	12	1,00	0,20241	54004	3826	128
390	13	1,08	0,21622	57689	3685	123
420	14	1,17	0,22952	61238	3549	118
450	15	1,25	0,24234	64657	3419	114
480	16	1,33	0,25468	67949	3293	110
510	17	1,42	0,26656	71121	3172	106
540	18	1,50	0,27801	74176	3055	102
570	19	1,58	0,28904	77119	2942	98
600	20	1,67	0,29967	79953	2834	94
630	21	1,75	0,30990	82683	2730	91
660	22	1,83	0,31975	85312	2629	88
690	23	1,92	0,32924	87845	2533	84
720	24	2,00	0,33839	90284	2439	81
750	25	2,08	0,34719	92634	2350	78
780	26	2,17	0,35568	94897	2263	75
810	27	2,25	0,36385	97077	2180	73
840	28	2,33	0,37172	99176	2100	70
870	29	2,42	0,37930	101199	2022	67

900	30	2,50	0,38660	103147	1948	65
930	31	2,58	0,39363	105023	1876	63
960	32	2,67	0,40040	106830	1807	60
990	33	2,75	0,40693	108571	1741	58
1020	34	2,83	0,41321	110247	1677	56
1050	35	2,92	0,41926	111862	1615	54
1080	36	3,00	0,42509	113418	1555	52
1110	37	3,08	0,43071	114916	1498	50
1140	38	3,17	0,43612	116359	1443	48
1170	39	3,25	0,44133	117749	1390	46
1200	40	3,33	0,44634	119088	1339	45
1230	41	3,42	0,45118	120377	1290	43
1260	42	3,50	0,45583	121619	1242	41
1290	43	3,58	0,46032	122815	1196	40
1320	44	3,67	0,46464	123968	1152	38
1350	45	3,75	0,46880	125078	1110	37
1380	46	3,83	0,47280	126147	1069	36
1410	47	3,92	0,47666	127176	1030	34
1440	48	4,00	0,48038	128168	992	33
1470	49	4,08	0,48396	129123	955	32
1500	50	4,17	0,48741	130044	920	31
1530	51	4,25	0,49073	130930	886	30
1560	52	4,33	0,49393	131783	854	28
1590	53	4,42	0,49701	132606	822	27
1620	54	4,50	0,49998	133398	792	26
1650	55	4,58	0,50284	134160	763	25
1680	56	4,67	0,50559	134895	735	24
1710	57	4,75	0,50824	135603	708	24
1740	58	4,83	0,51080	136285	682	23
1770	59	4,92	0,51326	136941	657	22
1800	60	5,00	0,51563	137573	632	21
1830	61	5,08	0,51791	138183	609	20
1860	62	5,17	0,52011	138769	587	20
1890	63	5,25	0,52223	139334	565	19
1920	64	5,33	0,52427	139879	544	18
1950	65	5,42	0,52624	140403	524	17
1980	66	5,50	0,52813	140908	505	17
2010	67	5,58	0,52995	141394	486	16
2040	68	5,67	0,53171	141863	468	16
2070	69	5,75	0,53340	142314	451	15
2100	70	5,83	0,53503	142749	435	14
2130	71	5,92	0,53660	143167	419	14
2160	72	6,00	0,53811	143571	403	13
2190	73	6,08	0,53956	143959	388	13
2220	74	6,17	0,54097	144333	374	12
2250	75	6,25	0,54232	144693	360	12
2280	76	6,33	0,54362	145040	347	12
2310	77	6,42	0,54487	145375	334	11
2340	78	6,50	0,54608	145697	322	11
2370	79	6,58	0,54724	146007	310	10
2400	80	6,67	0,54836	146306	299	10
2430	81	6,75	0,54944	146593	288	10

2460	82	6,83	0,55048	146870	277	9
2490	83	6,92	0,55148	147137	267	9
2520	84	7,00	0,55244	147395	257	9
2550	85	7,08	0,55337	147642	248	8
2580	86	7,17	0,55426	147881	239	8
2610	87	7,25	0,55512	148110	230	8
2640	88	7,33	0,55595	148332	221	7
2670	89	7,42	0,55675	148545	213	7
2700	90	7,50	0,55752	148750	205	7
2730	91	7,58	0,55826	148948	198	7
2760	92	7,67	0,55898	149138	190	6

Tabla No. 8 Producción a una saturación de 60%

4.3.2.2.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A UNA SATURACIÓN DE 50%

Para obtener el valor de N_p para una saturación de 50%, procedemos a realizar un sencillo cálculo basado en regla de tres tomando como parámetro el N_p correspondiente a un S_o de 70%.

N_p	S_o (%)
190303,203	70
X	50

$$X = \frac{190303.203 \times 0.50}{0.70} = 135930,859$$

Así, el N_p correspondiente a una saturación del 50% es de 135330.859. Cabe reclacar que el factor de recobro es el mismo.

En la Tabla No. 9 se muestran los valores de producción obtenidos durante la inyección de nitrógeno con una arena saturada de petróleo del 50%.

En el anexo 15 y 16 se muestran la curva de declinación de la producción de petróleo y la curva de Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo.

TIEMPO (Días)	Tiempo (meses)	Tiempo (Años)	R	N _p	Producción	Producción Promedio Diaria
10	0,33	0,03	0,00022	50	50	5
15	0,50	0,04	0,00157	350	300	20
20	0,67	0,06	0,00405	900	550	28
30	1	0,08	0,01102	2450	1550	52
60	2	0,17	0,03801	8450	6000	200
90	3	0,25	0,06182	13745	5295	176
120	4	0,33	0,08466	18824	5079	169
150	5	0,42	0,10657	23695	4872	162
180	6	0,50	0,12759	28368	4673	156
210	7	0,58	0,14775	32850	4482	149
240	8	0,67	0,16709	37150	4299	143
270	9	0,75	0,18563	41273	4124	137
300	10	0,83	0,20342	45229	3955	132
330	11	0,92	0,22049	49023	3794	126
360	12	1,00	0,23685	52662	3639	121
390	13	1,08	0,25255	56153	3491	116
420	14	1,17	0,26761	59501	3348	112
450	15	1,25	0,28206	62712	3212	107
480	16	1,33	0,29591	65793	3081	103
510	17	1,42	0,30920	68748	2955	98
540	18	1,50	0,32195	71582	2834	94
570	19	1,58	0,33418	74300	2719	91
600	20	1,67	0,34590	76908	2608	87
630	21	1,75	0,35715	79409	2501	83
660	22	1,83	0,36794	81808	2399	80
690	23	1,92	0,37829	84109	2301	77
720	24	2,00	0,38822	86317	2207	74
750	25	2,08	0,39774	88434	2117	71
780	26	2,17	0,40688	90465	2031	68

810	27	2,25	0,41564	92413	1948	65
840	28	2,33	0,42404	94281	1868	62
870	29	2,42	0,43210	96073	1792	60
900	30	2,50	0,43983	97792	1719	57
930	31	2,58	0,44725	99441	1649	55
960	32	2,67	0,45436	101023	1582	53
990	33	2,75	0,46119	102540	1517	51
1020	34	2,83	0,46773	103995	1455	49
1050	35	2,92	0,47401	105391	1396	47
1080	36	3,00	0,48003	106729	1339	45
1110	37	3,08	0,48581	108014	1284	43
1140	38	3,17	0,49135	109245	1232	41
1170	39	3,25	0,49666	110427	1181	39
1200	40	3,33	0,50176	111560	1133	38
1230	41	3,42	0,50665	112647	1087	36
1260	42	3,50	0,51134	113690	1043	35
1290	43	3,58	0,51583	114690	1000	33
1320	44	3,67	0,52015	115649	959	32
1350	45	3,75	0,52429	116569	920	31
1380	46	3,83	0,52826	117452	883	29
1410	47	3,92	0,53206	118298	847	28
1440	48	4,00	0,53572	119110	812	27
1470	49	4,08	0,53922	119889	779	26
1500	50	4,17	0,54258	120636	747	25
1530	51	4,25	0,54580	121353	717	24
1560	52	4,33	0,54889	122040	687	23
1590	53	4,42	0,55186	122700	659	22
1620	54	4,50	0,55470	123332	632	21
1650	55	4,58	0,55743	123939	607	20
1680	56	4,67	0,56005	124520	582	19
1710	57	4,75	0,56256	125078	558	19
1740	58	4,83	0,56472	125558	535	18
1770	59	4,92	0,56688	126038	513	17
1800	60	5,00	0,56903	126518	493	16
1830	61	5,08	0,57011	126758	472	16
1860	62	5,17	0,57119	126998	453	15
1890	63	5,25	0,57227	127238	435	14
1920	64	5,33	0,57335	127478	417	14
1950	65	5,42	0,57443	127718	400	13
1980	66	5,50	0,57551	127958	384	13
2010	67	5,58	0,57659	128198	368	12
2040	68	5,67	0,57767	128438	353	12
2070	69	5,75	0,57875	128678	338	11
2100	70	5,83	0,57983	128918	325	11
2130	71	5,92	0,58091	129158	311	10
2160	72	6,00	0,58199	129398	299	10
2190	73	6,08	0,58307	129638	287	10
2220	74	6,17	0,58415	129878	275	9
2250	75	6,25	0,58523	130118	264	9
2280	76	6,33	0,58631	130358	253	8
2310	77	6,42	0,58739	130598	243	8
2340	78	6,50	0,58846	130838	233	8

2370	79	6,58	0,58954	131078	223	7
2400	80	6,67	0,59062	131318	214	7
2430	81	6,75	0,59170	131558	205	7
2460	82	6,83	0,59278	131798	197	7
2490	83	6,92	0,59386	132038	189	6
2520	84	7,00	0,59494	132278	181	6
2550	85	7,08	0,59602	132518	174	6
2580	86	7,17	0,59710	132758	167	6
2610	87	7,25	0,59818	132998	160	5
2640	88	7,33	0,59926	133238	153	5
2670	89	7,42	0,60034	133478	147	5
2700	90	7,50	0,60142	133718	141	5
2730	91	7,58	0,60250	133958	135	5
2760	92	7,67	0,60358	134198	130	4
2790	93	7,75	0,60466	134438	125	4
2820	94	7,83	0,60574	134678	119	4

Tabla No. 9 Producción a una saturación de 50%

CAPITULO V

ANÁLISIS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

5.1 EQUIPOS A UTILIZARSE EN LA INYECCIÓN

El sistema de generación de Nitrógeno en sitio está basado en la tecnología de membranas filtrantes o tamices moleculares los cuales permiten separar las moléculas de Nitrógeno presentes en el aire. A continuación se explica brevemente el proceso que se lleva a cabo dentro de estas unidades.

El Aire está compuesto de aproximadamente 78 % de Nitrógeno, 21 % de Oxígeno y 1% de Gases raros e impurezas. Los compresores primarios toman el aire de la atmósfera y lo inyectan a la unidad generadora de Nitrógeno en donde se separa el O_2 y el N_2 . Esta separación se produce aprovechando la diferencia de tamaño existente entre las moléculas de Nitrógeno y las de los demás gases contenidos en el aire. De esta manera, las moléculas

de Agua, CO_2 , Oxígeno y Argón que son mas pequeñas, permean la pared de las membranas filtrantes. La corriente enriquecida de Nitrógeno es succionada por un set de Compresores del tipo reciprocante que lo comprimen hasta alcanzar la presión de inyección requerida para entrar al sistema de circulación del pozo.

La siguiente figura muestra el proceso de generación de N_2 a través de membranas filtrantes:

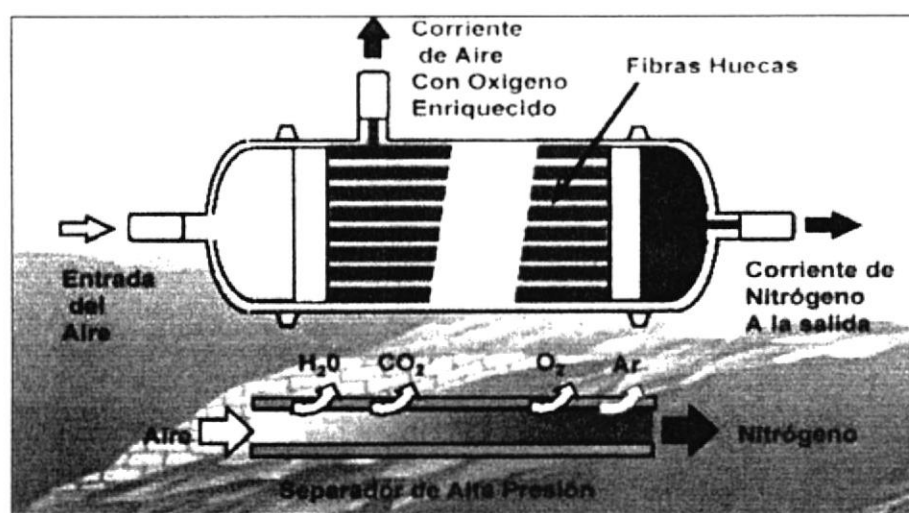


Fig. 20 Proceso de Generación de N_2 a través de Membranas Filtrantes

A continuación detallaremos el equipo a utilizarse, el cual corresponde a un Paquete Estándar de Generación e Inyección de Nitrógeno de la Compañía Weatherford para 1350 SCFm y 2000 PSI de inyección:

5.1.1 COMPRESOR DE AIRE PRIMARIO INGERSOLL- RAND XHP 900/350

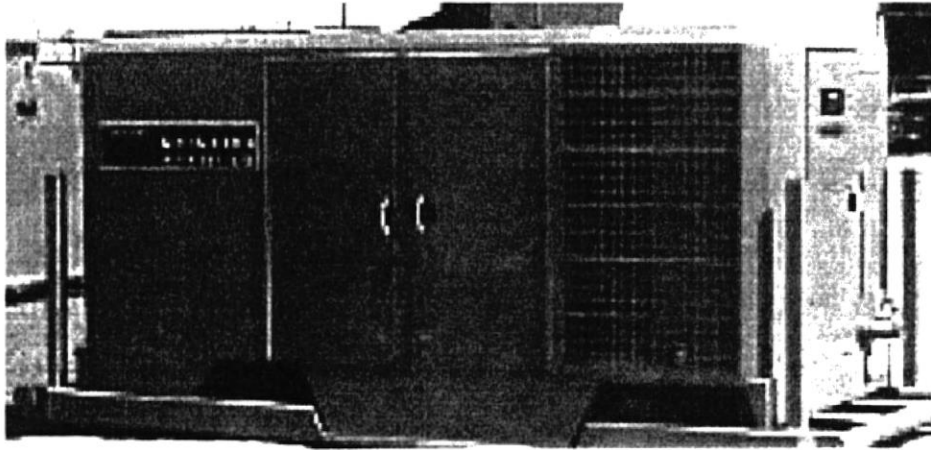
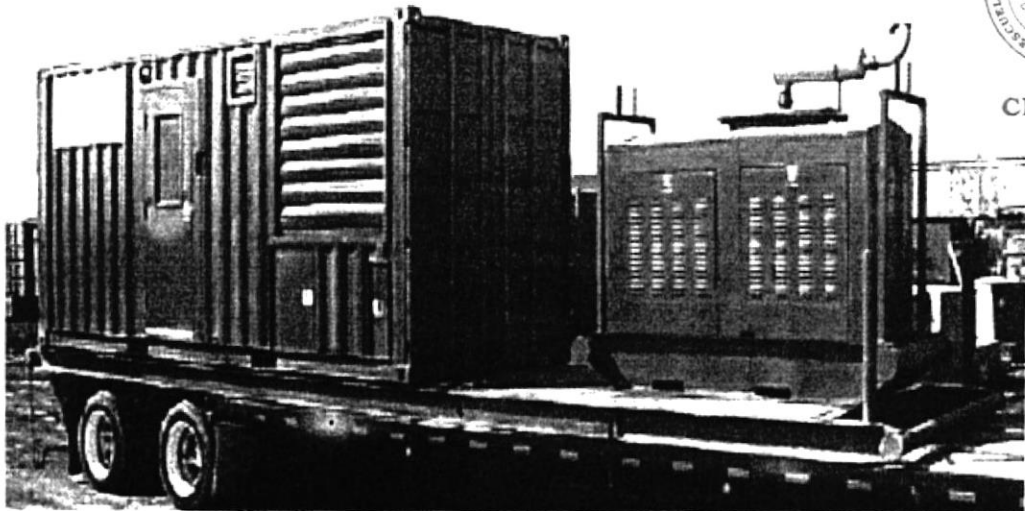


Fig. 21 Compresor de aire primario Ingersoll-Rand XHP 900/350

- Dos fases de compresores de tornillos helicoidales
- Rata de 900SCFM@ 350PSI@ STP. Ratas de 380BHP @1800RPM
- 325 PSI de presión después del enfriamiento.
- Controles neumáticos y mecánicos.
- Velocidad del motor sincronizada con la succión del compresor.
- Movidos por motor Caterpillar 3406 TA a Diesel, cuatro ciclos.
- Montado en el campo sobre patines para reducción de sonido.

5.1.2 UNIDAD DE MEMBRANA DE NITRÓGENO NPU

1500



CIB-ESPOL

Fig. 22 Unidad de membrana de nitrógeno NPU 1500

- Entrada mínima de aire: 600 SCFm
- Entrada máxima de aire: 2800 SCFm
- Salida mínima de nitrógeno: 300 SCFm
- Salida máxima de nitrógeno: 1500 SCFm
- Presión máxima de entrada: 200 PSI
- Presión máxima de descarga: 175 PSI
- Temperatura máxima de entrada: 120 °F
- Temperatura de descarga del nitrógeno: 50 a 110 °F
- Contenido máximo de oxígeno: 10% por volumen
- Contenido mínimo de oxígeno: 0.5% por volumen
- Propia planta generatriz de energía de 440 VDC/75 KVA



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

- Movida por un motor DEUTZ de 6 cilindros, 148 BHP a 2100 RPM
- Equipado con un sistema de control el cual monitorea la pureza y presión de flujo, y realiza ajustes automáticamente a la Unidad de membrana de nitrógeno.
- La unidad se haya montado sobre patines.
- Rango de pureza de descarga de nitrógeno: Mínimo 95% y máxima 97%
- Consumo aproximado de combustible: 3.5 Galones por hora.

5.1.3 COMPRESOR RECIPROCANTE BOOSTER JOY WB12

- Dos cilindros, una o dos etapas, reciprocante.
- Capacidad de compresión con una presión de entrada de 165 PSI:
 1. Una etapa: 3000 SCFm a 650 PSI de salida
 2. Dos etapas: 2150 SCFm a 1400 PSI de salida mínima
 3. Dos etapas: 1550 SCFm a 1850 PSI de salida máxima
- Rangos de presión certificados por la ASME y Alberta Boiler Code

- Movido por Motor DETROIT 12V a Diesel de 2 strokes, control computarizado.
- Emisión de sonido menores a 10.000 decibeles, a 10 pies de distancia desde la unidad.

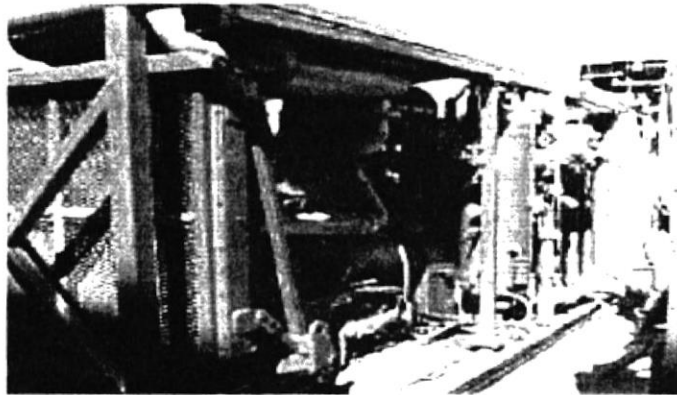


Fig. 23 Compresor Reciprocante Booster Joy WB12

- Consumo aproximado de combustible: 0.35 libras combustible por hora por BHP
- Montado sobre patines para atenuar el sonido de operación.

5.1.3.1 ESPECIFICACIONES DEL MOTOR

Las especificaciones del motor del equipo del compresor reciprocante son las siguientes:

- Marca y modelo Detroit diesel 12V
- Tipo 2 ciclos turbo cargado
- Numero de cilindros 12

- Desplazamiento 852 pulg³
- Potencia @2100 RPM 585 BHP
- Velocidad máxima 2100 RPM
- Velocidad mínima 1800 RPM
- Capacidad del sistema de enfriamiento 45 U.S. Galones
- Elemento de entrada Aire
- Alternador Ninguno
- Batería Ninguna

5.1.3.2 ESPECIFICACIONES DEL COMPRESOR

Las especificaciones del compresor son las siguientes:

- Marca y modelo Joy WB 12
- Tipo Reciprocante
- Etapas una o dos
- Numero de cilindros 2
- Tamaño de los cilindros 7 ½" x 5"
- Velocidad 700 RPM
- Rata de presión máxima 1850 PSI
- Potencia máxima @ 700 RPM 300 HP

5.1.4 COMPRESOR RECIPROCANTE BOOSTER JOY

WB11

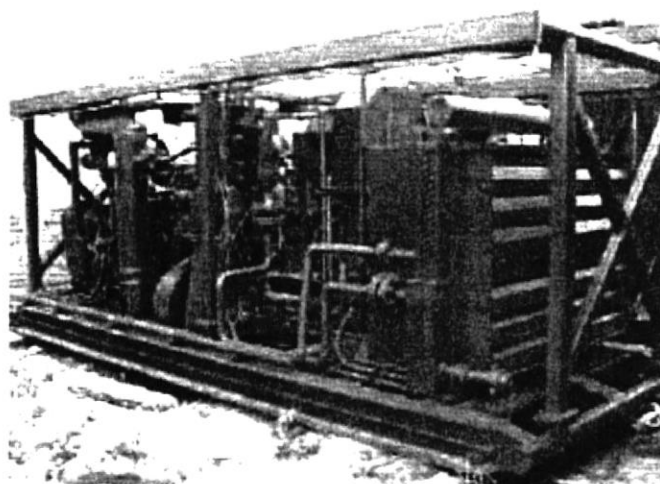


Fig. 24 Compresor Reciprocante Booster Joy WB11

- Un cilindro, reciprocante. Una etapa.
- Capacidad de compresión con una presión de entrada de 1400 PSI:
1500 SCFm a 4000 PSI de salida
- Rangos de presión certificados por los códigos ASME
- Movido por Motor DETROIT 6V a Diesel de 2 strokes.
- Emisión de sonido menores a 100 decibeles, a 10 pies de distancia desde la unidad.
- Consumo aproximado de combustible: 0.36 libras combustible por hora por BHP
- Montado sobre patines para atenuar el sonido de operación.

5.1.4.1 ESPECIFICACIONES DEL MOTOR

Las especificaciones del motor del equipo del compresor recíprocante son las siguientes:

- Marca y modelo Detroit diesel 6V
- Tipo 2 ciclos turbo cargado
- Numero de cilindros 6
- Potencia @2100 RPM 225 BHP
- Velocidad máxima 2100 RPM
- Velocidad mínima 1800 RPM
- Elemento de entrada Aire
- Alternador Ninguno
- Batería Ninguna

5.1.4.2 ESPECIFICACIONES DEL COMPRESOR

Las especificaciones del compresor son las siguientes:

- Marca y modelo Joy WB 11
- Tipo Recíprocante
- Etapa una
- Numero de cilindros 1
- Tamaño de los cilindros 2.75"
- Velocidad 600 RPM
- Rata de presión máxima 4000 PSI
- Potencia máxima @ 700 RPM 150 HP

5.1.5 PERSONAL REQUERIDO

Para la ejecución de las labores se requieren cuatro personas trabajando en dos turnos de 12 horas que serán provistos por WEATHERFORD para cubrir las siguientes posiciones:

5.1.5.1 DOS SUPERVISORES

Esta posición será cubierta por un Ingeniero graduado o por un Técnico en Operaciones con fluidos aireados/Nitrogenados suministrado por WEATHERFORD, con una experiencia mínima de 5 años en aplicación de fluidos bifásicos en pozos verticales, direccionales y horizontales, con sistemas cerca del balance y bajo balance. Directamente responsable por la operación de los Equipos de WEATHERFORD y por la coordinación de la operación. Es el interlocutor con el responsable de ESPOL-PACIFPETROL, responde por la seguridad, seguimiento y control de la operación.

5.1.5.1.1 TAREAS BÁSICAS:

- Dirigir y supervisar las labores de instalación de equipos.
- Supervisar el proceso de Generación e Inyección de Nitrógeno para las operaciones y realizar las recomendaciones técnicas a que haya lugar.

- Responsable por la comunicación entre el personal de WEATHERFORD y el representante de la Compañía Operadora.
- Velar por el cumplimiento de todas las normas de seguridad aplicables a las operaciones en ejecución.
- Coordinar las reuniones de seguridad con las cuadrillas de trabajo y verificar que exista claridad tanto en los procedimientos a ejecutar como en el rol de cada persona involucrada en la operación.
- Supervisar y mantener una apropiada utilización de productos químicos requeridos por la operación (Si aplica).
- Responsable por la seguridad de la operación.
- Remitir los reportes diarios al representante de la Compañía.

5.1.5.2 DOS OPERADORES DE EQUIPOS

Esta posición será cubierta las 24 horas por dos operadores provistos por WEATHERFORD. Directamente responsables por el funcionamiento y montaje de los equipos, así como del mantenimiento de los mismos.

5.1.5.2.1 TAREAS BÁSICAS:

- Seguir el programa de operación entregado por la Compañía Operadora.
- Instalación, operación y mantenimiento de equipos.
- Responsable por el desarrollo de la operación y de realizar las recomendaciones a que haya lugar.
- Responsable por el mantenimiento de los equipos.
- Responsable por la dosificación adecuada de productos químicos (Si aplica).
- Trabajan en turnos de 12 hrs. Con disponibilidad total si la situación lo requiere.
- Responsable por el control y utilización de materiales.
- Remitir los reportes diarios de operación al representante de la Compañía.
- Responsable por la seguridad de las operaciones de generación e inyección de Nitrógeno

5.2 NECESIDADES DEL CAMPO PARA LA UBICACIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

En este punto analizaremos el área libre que se necesita en el campo para poder colocar las facilidades de superficie necesarias para su correcta operación y movilización.

Cabe recalcar que las especificaciones de los equipos que nos ofreció la Compañía de Servicios Petroleros WEATHERFORD vienen en unidades inglesas, de modo que en el presente trabajo se realizaron las correspondientes conversiones de unidades al sistema métrico decimal para facilidad de interpretación y comodidad de medición de la locación con la utilización de los mapas bases los cuales se hallan realizados en escala métrica.

A continuación detallaremos las dimensiones de los equipos para luego proceder a realizar un cálculo de la dimensión total de área despejada que se necesitaría para la colocación de las facilidades de superficie en la locación.

❖ Compresores Primarios de aire Ingersoll-Rand

- Longitud: 5.90 m
- Ancho: 2.70 m
- Altura: 3.0 m

- ❖ Unidad generadora de Nitrógeno
 - Largo total: 12 m
 - Ancho: 2.64m
 - Alto: 3.45m

- ❖ Compresor reciprocante Booster JOY WB12
 - Longitud: 5.89 m
 - Ancho: 2.50 m
 - Altura: 2.64 m

- ❖ Compresor reciprocante Booster JOY WB11
 - Longitud: 5.92 m
 - Ancho: 2.23 m
 - Altura: 2.73 m

- ❖ Caseta de Operaciones y monitoreo
 - Longitud: 6 m
 - Ancho: 2.5 m
 - Altura: 3 m

- ❖ Container de Repuestos y mantenimiento
 - Longitud: 6 m
 - Ancho: 2.5 m
 - Altura: 3 m

El paquete de inyección y generación de nitrógeno que se utilizará en este proyecto posee los elementos mencionados arriba, adicionalmente se usa otro Compresor Reciprocante Booster JOY WB12 y dos Compresores Primarios de aire Ingersoll-Rand.

Aplicando la siguiente ecuación básica para cálculo de áreas para cuerpos rectangulares, obtendremos las áreas a necesitarse:

$$A = L \times a$$

❖ Área de los compresores Primarios de aire Ingersoll-Rand:

$$L = 5.90 \text{ m}$$

$$a = 2.70 \text{ m}$$

$$A = 5.90 \times 2.70$$

$$A = 15.93 \text{ m}^2$$

El paquete posee tres compresores, por tal motivo el área la multiplicamos por el factor 3:

$$A_{\text{comp prim}} = 15.93 \times 3$$

$$A_{\text{comp prim}} = 47.79 \text{ m}^2$$

❖ Área de la Unidad generadora de Nitrógeno:

$$L = 12 \text{ m}$$

$$a = 2.64 \text{ m}$$

$$A = 12 \times 2.64$$

$$A_{UGN} = 31.68 \text{ m}^2$$

❖ Área de los Compresores reciprocantes Booster JOY WB12:

$$L = 5.89 \text{ m}$$

$$a = 2.50 \text{ m}$$

$$A = 5.89 \times 2.50$$

$$A = 14.73 \text{ m}^2$$

El paquete posee dos compresores JOY WB12, por tal motivo el área la multiplicamos por el factor 2:

$$A_{JOY WB12} = 14.73 \times 2$$

$$A_{JOY WB12} = 29.46 \text{ m}^2$$

- ❖ Área del Compresor recíprocante Booster JOY WB11:

$$L = 5.92 \text{ m}$$

$$a = 2.23 \text{ m}$$

$$A = 5.92 \times 2.23$$

$$A_{\text{JOY WB11}} = 13.20 \text{ m}^2$$

- ❖ Área de la caseta de operaciones y monitoreo:

$$L = 6 \text{ m}$$

$$a = 2.50 \text{ m}$$

$$A = 6 \times 2.50$$

$$A_{\text{CAS OPE}} = 15 \text{ m}^2$$

- ❖ Área del container de repuestos y mantenimiento:

$$L = 6 \text{ m}$$

$$a = 2.50 \text{ m}$$

$$A = 6 \times 2.50$$

$$A_{\text{CON REP}} = 15 \text{ m}^2$$



CIB-ESPOL

En base a éstos resultados, podemos hallar el área total del equipo que se utilizará en la inyección de nitrógeno:

$$A_{TOTAL} = A_{comp\ prim} + A_{UGN} + A_{JOY\ W\ B2} + A_{JOY\ W\ B1} + A_{CAS\ OPE} + A_{CON\ REP}$$

$$A_{TOTAL} = 47.79 + 31.68 + 29.46 + 13.20 + 15 + 15$$

$$A_{TOTAL} = 152.13 \text{ m}^2$$

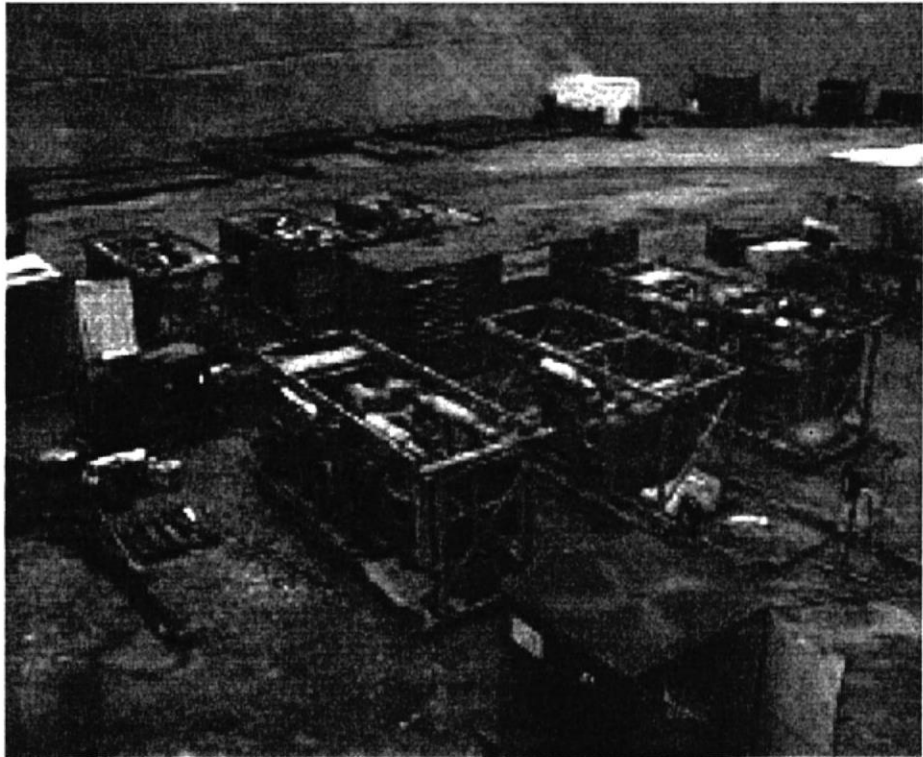


Fig. 25 Equipo de Inyección de Nitrógeno

En la figura 24 podemos observar el equipo de inyección de nitrógeno listo para entrar en operación, en él podemos observar el orden en el que se colocan cada uno de los componentes, así, debe existir un espaciamiento entre equipo y equipo, de modo que se estimo la siguiente área:

$$A_{estimada} = 14.39 \times 12$$

$$A_{estimada} = 172.68 \text{ m}^2$$

Cabe recalcar, que la caseta de operación y monitoreo y el container de repuestos y mantenimiento deben estar alejados de los otros equipos debido a las funciones que cumplen éstos últimos.

Teniendo en cuenta esto último, para una correcta operación del Paquete de Generación e Inyección de Nitrógeno se necesita un área cuadrada de:

$$A = 25 \times 25$$

$$A_{necesaria} = 625 \text{ m}^2$$

La península de Santa Elena se halla cubierta por pocos árboles secos y livianos desniveles, de modo que se necesitará realizar una leve limpieza del terreno.

5.3 SISTEMA DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO

En este punto, se analiza la distribución de los equipos y la función que cumple cada uno de ellos:

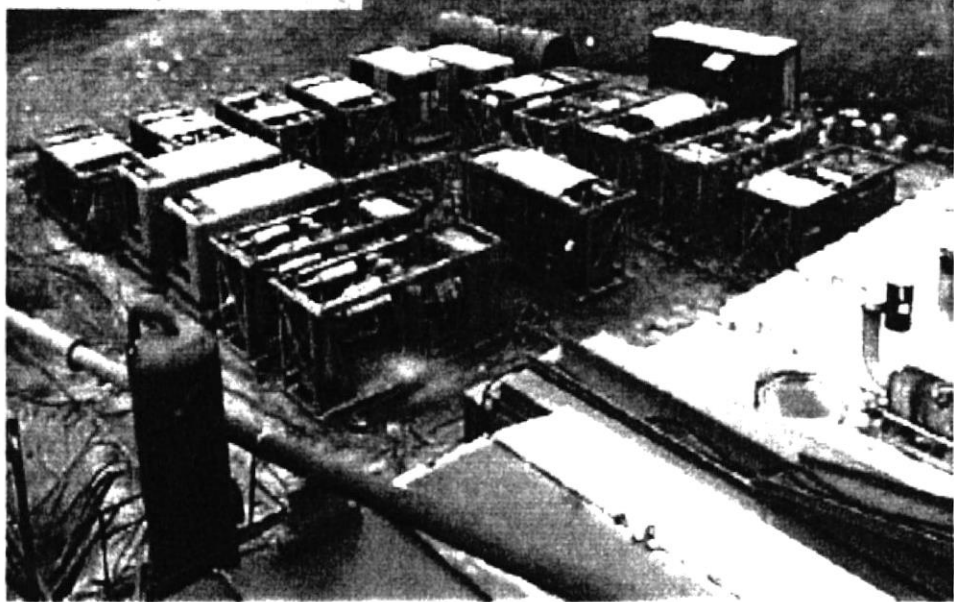


Fig. 26 Vista panorámica de un Equipo dúo de Inyección de N_2

1. Compresores primarios, marca Ingersoll Rand tipo tornillo, Modelo HXP 1070WCAT-375, 1070 SCFm a 375 PSI. Movidos por motor Caterpillar, etapa simple, montado sobre patines. Son los encargados de tomar el aire del ambiente para empezar el proceso de separación de las moléculas de nitrógeno de los otros componentes del aire. Son los componentes iniciales del Paquete de Generación e Inyección de nitrógeno de la Compañía WEATHERFORD, se utilizan tres de éstos.

2. Unidad generadora de Nitrógeno, NPU 1500, con su propia planta generatriz de energía, posee sistema computarizado de control de pureza de descarga de Nitrógeno operando en un rango mínimo de 95% y un máximo de 97% de pureza. La planta generatriz de la unidad de Nitrógeno es de 45 KVA y está movida por un motor Deutz, 6 cilindros, 148 BHP a 2100 RPM. Como su nombre lo indica, su función básica es el generar nitrógeno mediante una separación realizada por los tamices separadores, esto es posible gracias a que las otras moléculas componentes del aire (Agua, anhídrido carbónico, Oxígeno y Argón) son más pequeñas que las moléculas de nitrógeno.

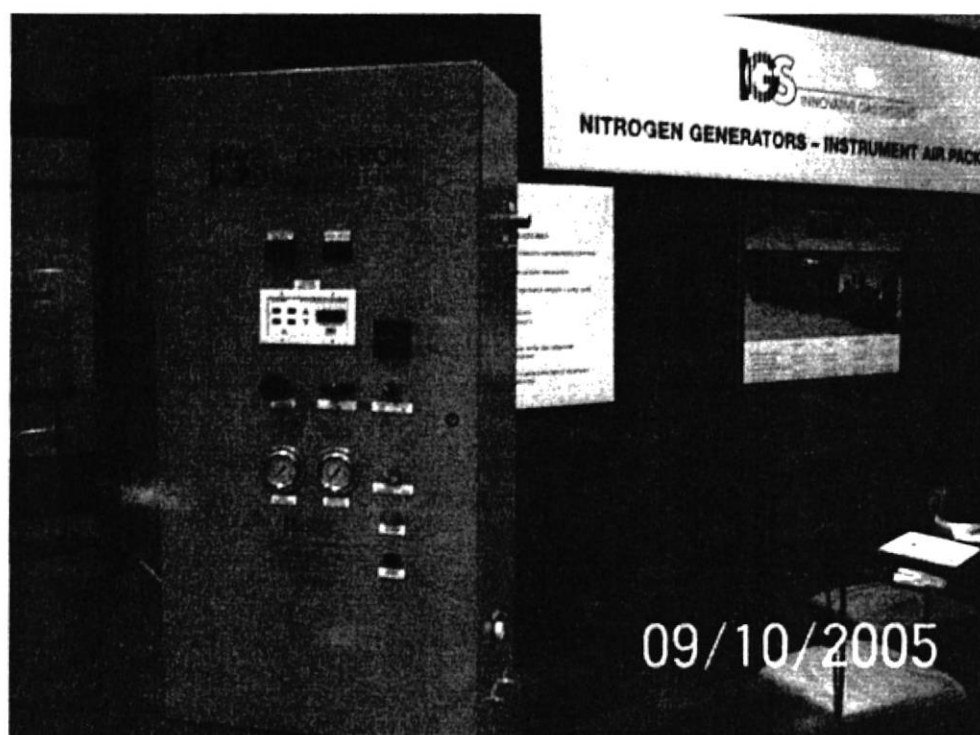


Fig. 27 Panel de Control del Sistema de Inyección de N₂

3. Compresores reciprocantes Booster JOY WB12, de dos etapas, presión máxima de trabajo de 1800 psi. Movido por motor Detroit diesel 12V92, de pistones recíprocos, con radiadores de enfriamiento de cada etapa, montado sobre patín. Estos compresores son los encargados de tomar la corriente enriquecida de nitrógeno que sale de la unidad generadora del mismo. Se utilizan dos compresores reciprocantes Booster JOY WB 12.
4. Compresor reciprocante Booster JOY WB11, de etapa simple, máxima presión de trabajo de 3800 PSI. Movido por motor Detroit diesel 671 T, de pistón reciprocante, equipado con radiador de enfriamiento después de la cabeza de compresión, montado sobre patín. Este es el último compresor componente del Equipo de Generación e Inyección de nitrógeno, toma la corriente de nitrógeno saliente de los compresores reciprocantes JOY WB12 y eleva la presión de dicha corriente de gas hasta la presión de inyección requerida por el operador.



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

CAPITULO VI

ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

6.1 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

Un valadero análisis Costo – Beneficio no pudo ser determinado ya que la empresa fabricante de los equipos que conforman el sistema de inyección de Nitrógeno no facilitó una pro forma de venta con el costo exacto de dichos equipos. Sin embargo, con el objetivo de realizar una rentabilidad del sistema de Inyección de Nitrógeno propuesto, dos compañías proporcionaron costos aproximados de los equipos.

El estudio económico trata de ver la relación Costo – Beneficio, es decir se analizan los costos que produce el alquiler y/o compra del paquete de generación e inyección de Nitrógeno.

La compañía de Servicios Petroleros WEATHERFORD, facilitó una proforma de Costos de operación de un paquete de generación e inyección de Nitrógeno descrito en el Capítulo V. En la tabla No. 10 se detallan dichos costos.

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa Diaria US\$/Día
1	Arme de Equipos	Día	1	8,000
2	Equipo en Operación	Día	1	13,000
3	Equipo en espera con personal	Día	1	8,000
4	Equipo en Espera sin personal	Día	1	4,000
5	Disponibilidad de Equipo	Día	1	3,500
6	Desarme de Equipos	Día	1	8,000

Tabla No. 10 Costos de Alquiler de Sistema de N₂ – Weatherford

De acuerdo a las tablas de producción mostradas en el Capítulo IV, la producción del día en que se dio la tasa máxima de producción fue de 200 Bbls., que de acuerdo con el Costo actual del barril de petróleo en el mercado Internacional, no permite ser rentable el proyecto en base a los costos que brinda la compañía WEATHERFORD.



CIB-ESPOL

$$I_{venta} = Q \times p_{Bbl}$$

$$I_{venta} = 200 \times 60$$

$$I_{venta} = US\$12000$$

Podemos observar que dicho ingreso generado por la venta de los 200 barriles de petróleo no supera el costo de operación diaria del equipo de Inyección de Nitrógeno que es de US\$ 13,000, como se indica en la Tabla No. 10.

En base a esto, se posee un criterio de No Rentabilidad si se alquila el equipo. Tomando como referencia este suceso, se procedió a analizar la opción de compra de dicho paquete de Generación e Inyección de Nitrógeno.

Mediante contactos con la compañía Ingersoll Rand, se obtuvo un costo aproximado del paquete en mención, cuyo valor es de US\$ 1'500,000.

Cabe recalcar que dicho costo del equipo incluye el ensamblaje del mismo con sus respectivos accesorios (Líneas, tuberías, etc.)



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

También se conoció que los equipos de inyección de Nitrógeno poseen un costo de mantenimiento mensual de aproximadamente US\$ 10,000.

En este estudio se analiza la arena C2 con tres valores distintos de saturación. Como es conocido, un yacimiento que posea las mismas condiciones geológicas pero diferentes saturaciones de petróleo, el yacimiento de mayor producción será aquel que posea mayor saturación de petróleo. De este modo, para calcular un tiempo límite de retorno de inversión utilizaremos el caso en el que la arena posee una saturación de petróleo de un 50%. Así, en base a los datos de la Tabla No. 9, para cuando el sistema de inyección de nitrógeno se halle en operación al mes número 11, se tendrá una producción acumulada de 49023 Bbls. de petróleo aproximadamente, lo que aplicando el siguiente procedimiento matemático nos demuestra que la inversión por la compra del Paquete de Generación e Inyección de nitrógeno queda recuperada, lo que determina que la producción que seguirá a partir de dicho mes será ganancia para la compañía operadora, quitando los gastos correspondientes a mantenimiento del equipo operador.

Cabe recalcar que se toma como parámetro el precio de barril de petróleo crudo a \$35 teniendo presente que el precio actual puede variar durante los distintos lapsos de tiempo de producción.

$$Ganancia = N_p \times p_{barril} - C_{equipo} - M_{equipo} \times t$$

$$Ganancia = 49023 \times 35 - 1'500.000 - 10.000 \times 11$$

$$Ganancia = US\$ 105798$$

Con los mismos datos de la tabla No. 9, podemos observar que la producción necesaria para seguir obteniendo alguna renta corresponde al mes número 73, lo cual lo podemos apreciar con el uso de la siguiente ecuación:

$$Ganancia = Q_{mes} \times p_{barril} - M_{equipo} \times t$$

$$Ganancia = 287 \times 35 - 10.000 \times 1$$

$$Ganancia = 45$$

De este modo, cuando se llegue al mes número 73 se deben parar operaciones para llevar el equipo a otra locación.



CIB-ESPOL

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Se comprobó que el proyecto de inyección de nitrógeno en la Sección 67 del Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco de la parroquia Ancón si es rentable si se procede a la opción de compra del Paquete de Generación e Inyección de nitrógeno.
- Se mostró que el Factor de recobro es superior cuando se utiliza nitrógeno como fluido desplazante en comparación con otros tipos de recuperación.
- La factibilidad de inyección a mayores presiones y caudales, no es posible por las bajas presiones de fractura que tiene la formación CPB ya que se encuentra a mil pie de profundidad.



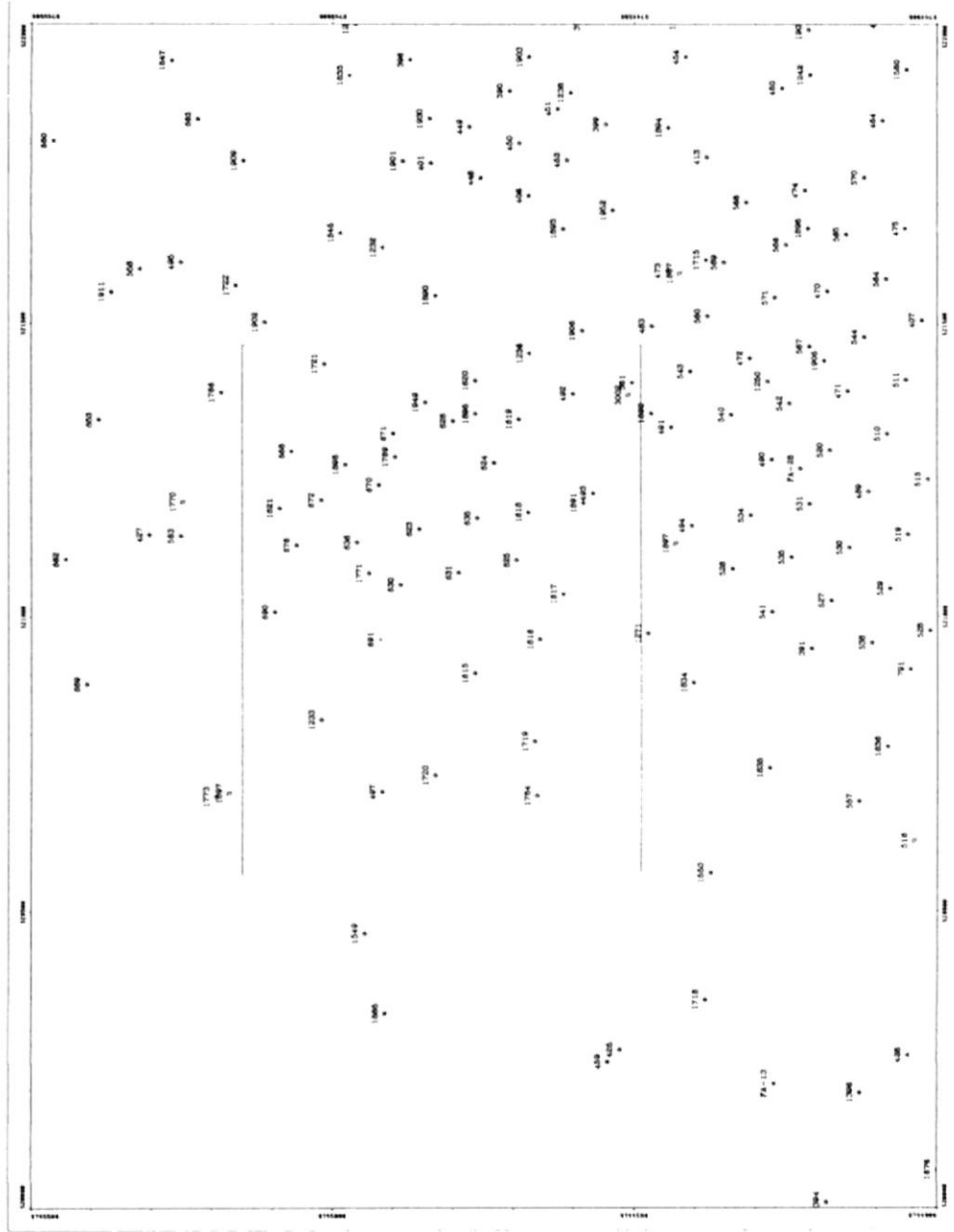
- Las Secciones 66 y 67 son las más aptas para la inyección de nitrógeno en la arenisca C2 por su poca heterogeneidad y la poca presencia de fracturas lo que permite correcta comunicación entre pozos.
- El petróleo y el nitrógeno poseen gran miscibilidad lo que permite la rápida combinación de ambos elementos.
- El Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco presenta las suficientes facilidades de terreno para la colocación e implementación de los equipos del Paquete de Generación e Inyección de nitrógeno.
- El Campo Ing. Gustavo Galindo Velasco posee pozos someros, lo cual permite utilizar completaciones sencillas tanto para los pozos productores como para el pozo inyector.
- Por medio de la Ecuación del Ph. D. Charles Alcocer, se determinó un factor de Recobro del 61% para el arreglo de pozos escogido.

7.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar una prueba de inyectividad por año a la arena C2 en el pozo inyector para analizar el comportamiento de la arena receptora del nitrógeno.
- Se recomienda realizar corridas de registros eléctricos en los pozos tomados para los arreglos y futuros arreglos para poseer datos confiables para sus respectivos análisis de producción.
- Buscar otra zona con características similares a las de la Sección 66 y 67 que permitan aplicar correctamente la inyección de nitrógeno.
- Aplicar este proyecto en campos de mayor producción como los de la Cuenca Oriental del Ecuador donde se observará con mayor notoriedad la eficiencia del proyecto.
- Se recomienda un mantenimiento periódico mensual de los equipos utilizados en la inyección.
- Realizar un estudio de factibilidad para poder inyectar en dos zonas distintas a la vez lo que aumentaría la producción en los pozos del arreglo.

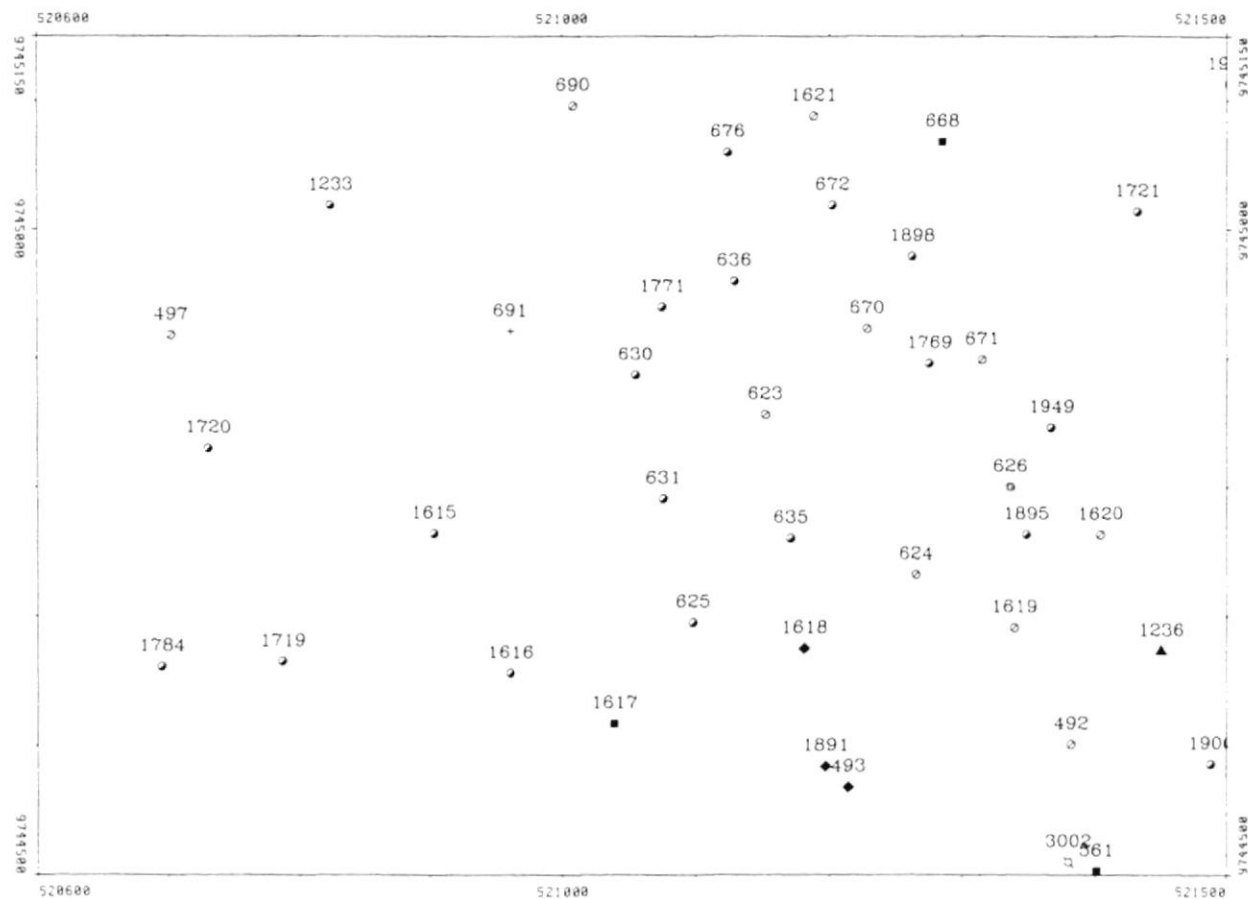
ANEXOS

ANEXO I



Mapa General de las Secciones 66 y 67. Área Seleccionada para el proyecto.

ANEXO 2



Mapa del área seleccionada para el Proyecto de Inyección de Nitrógeno

ANEXO 3

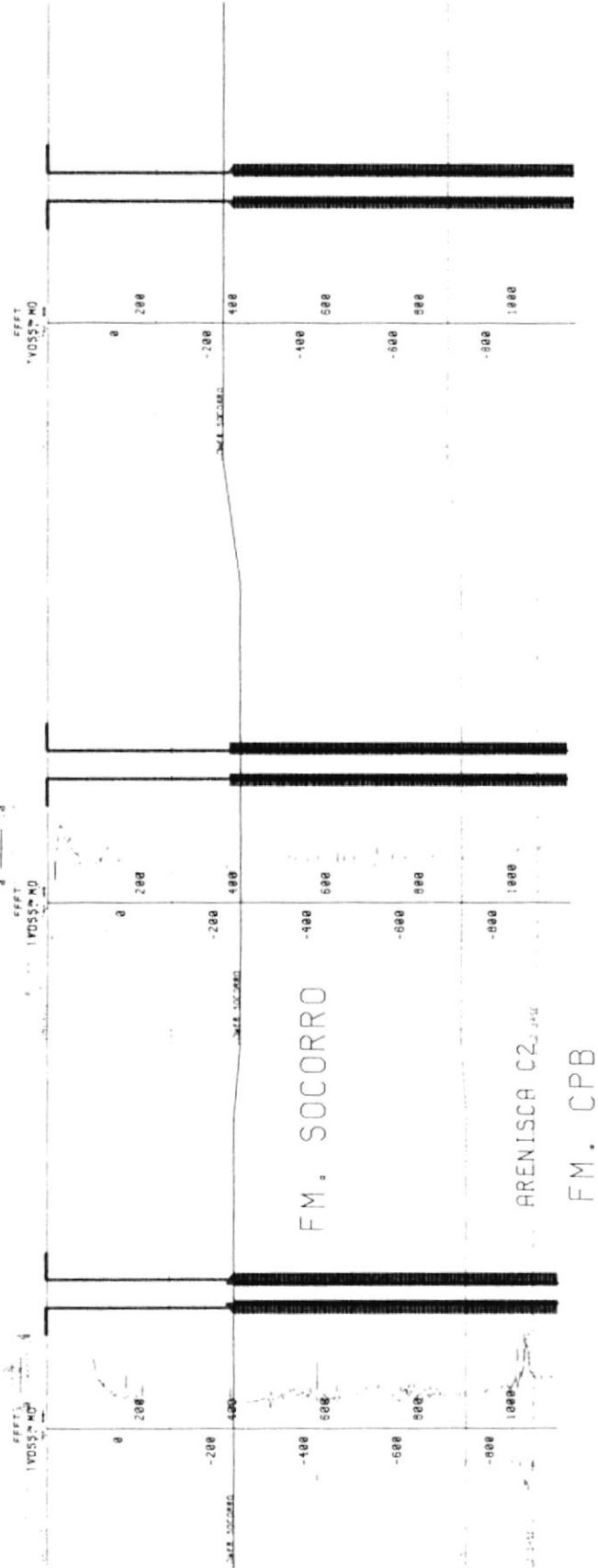
SW

NE

TD: 1100 PIES
 Pet(bis): 8362.80
 Agua(bis): 421.80

TD: 1127 PIES
 Pet(bis): 13380.00
 Agua(bis): 85.80

TD: 1138 PIES
 Pet(bis): 47235.00
 Agua(bis): 0.00



ANEXO 4

N

S

TD: 1000 PIES

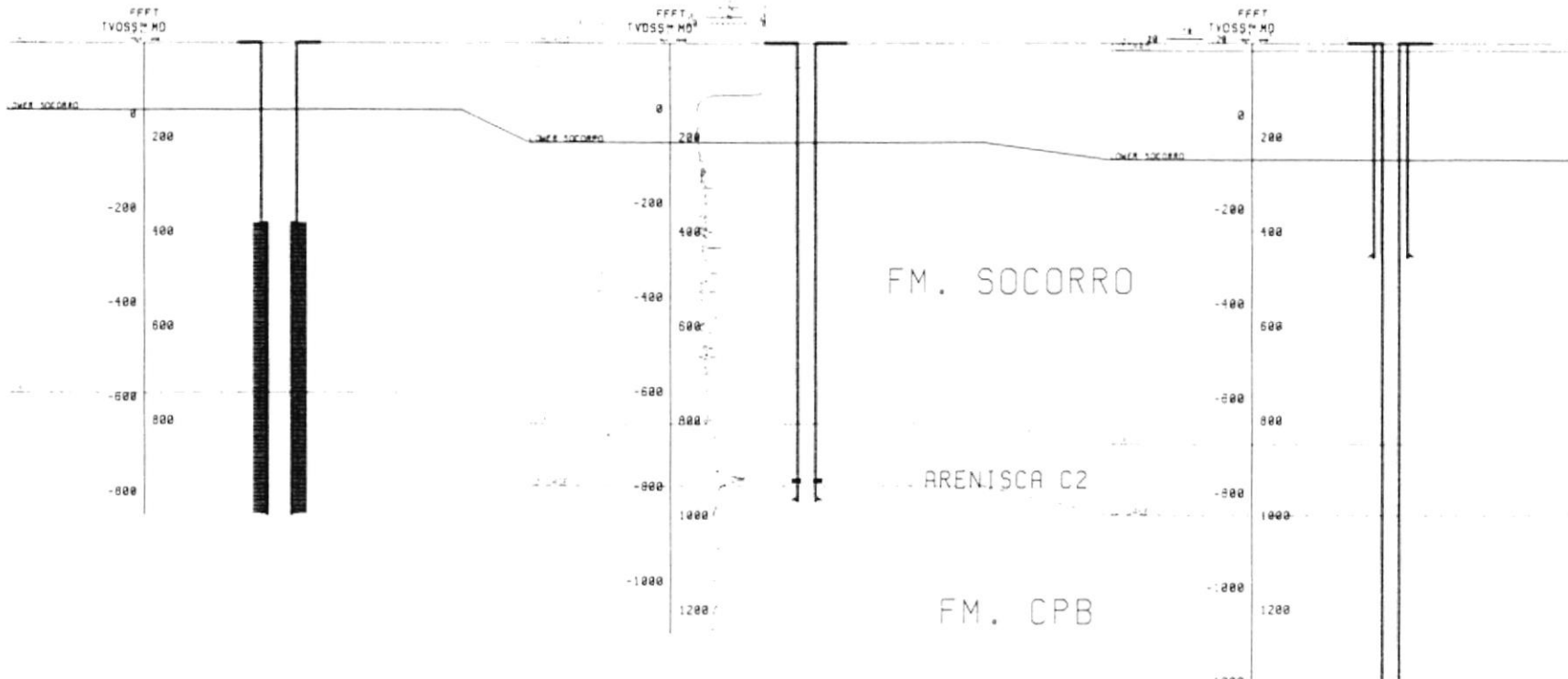
Pet(bis): 4120.70
Pet(bis): 4121.00

TD: 1250 PIES

Pet(bis): 333.00
Agua(bis): 0.00

TD: 4960 PIES

Pet(bis): 89194.40
Agua(bis): 22.50



Interconexión entre pozos ANC0497-ANC1720-ANC1784

ANEXO 5

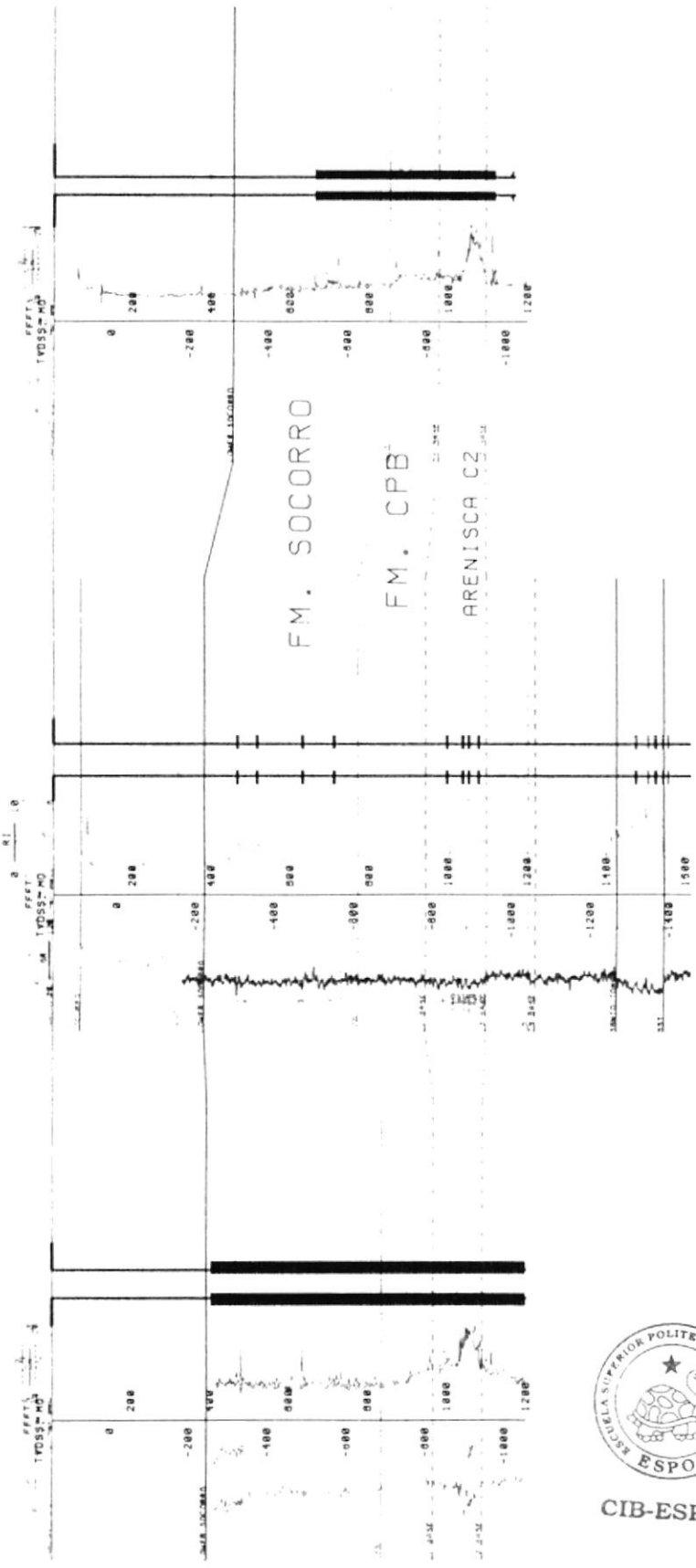
NW

SE

TD: 1200 PIES
Pet(bia): 9032.00
Agua(bia): 0.00

TD: 4510 PIES
Pet(bia): 446919.69
Agua(bia): 715.50

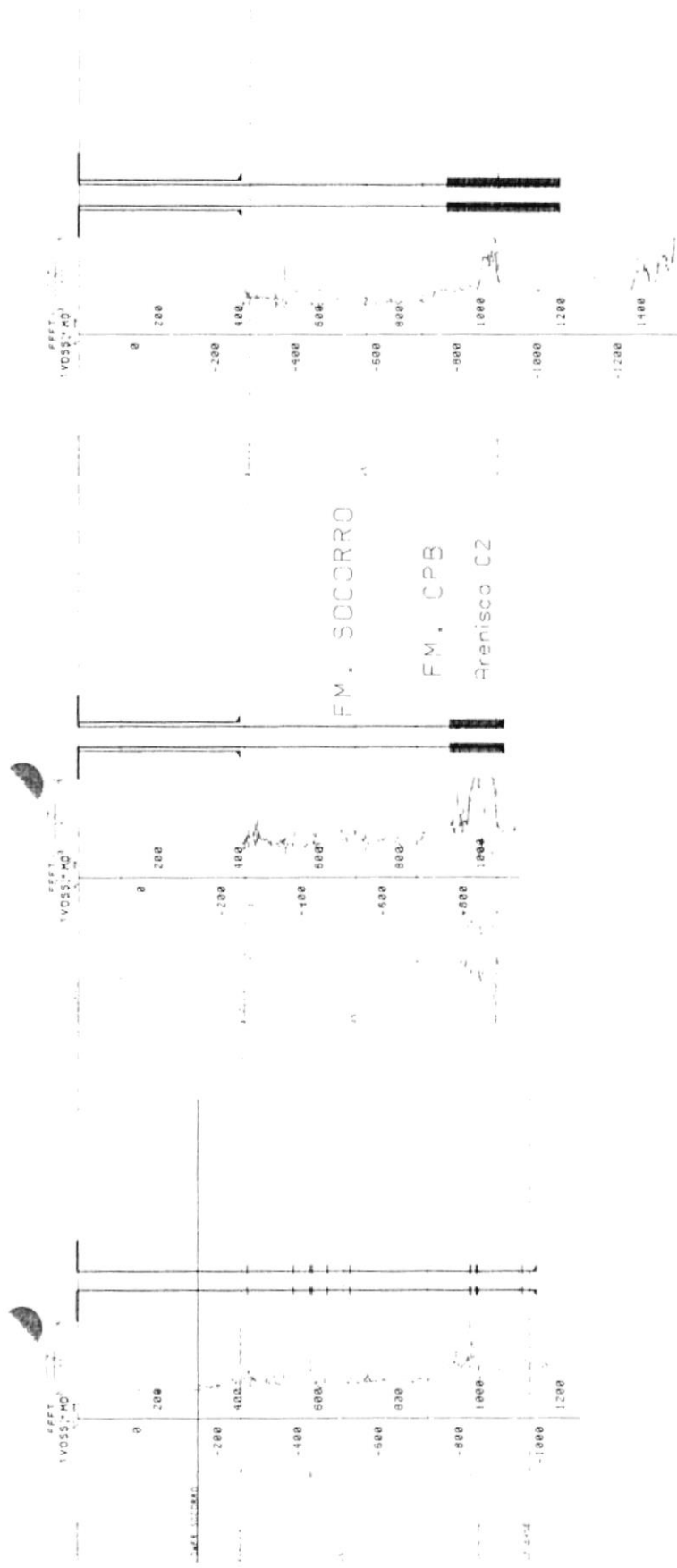
TD: 1200 PIES
Pet(bia): 10239.00
Agua(bia): 0.00



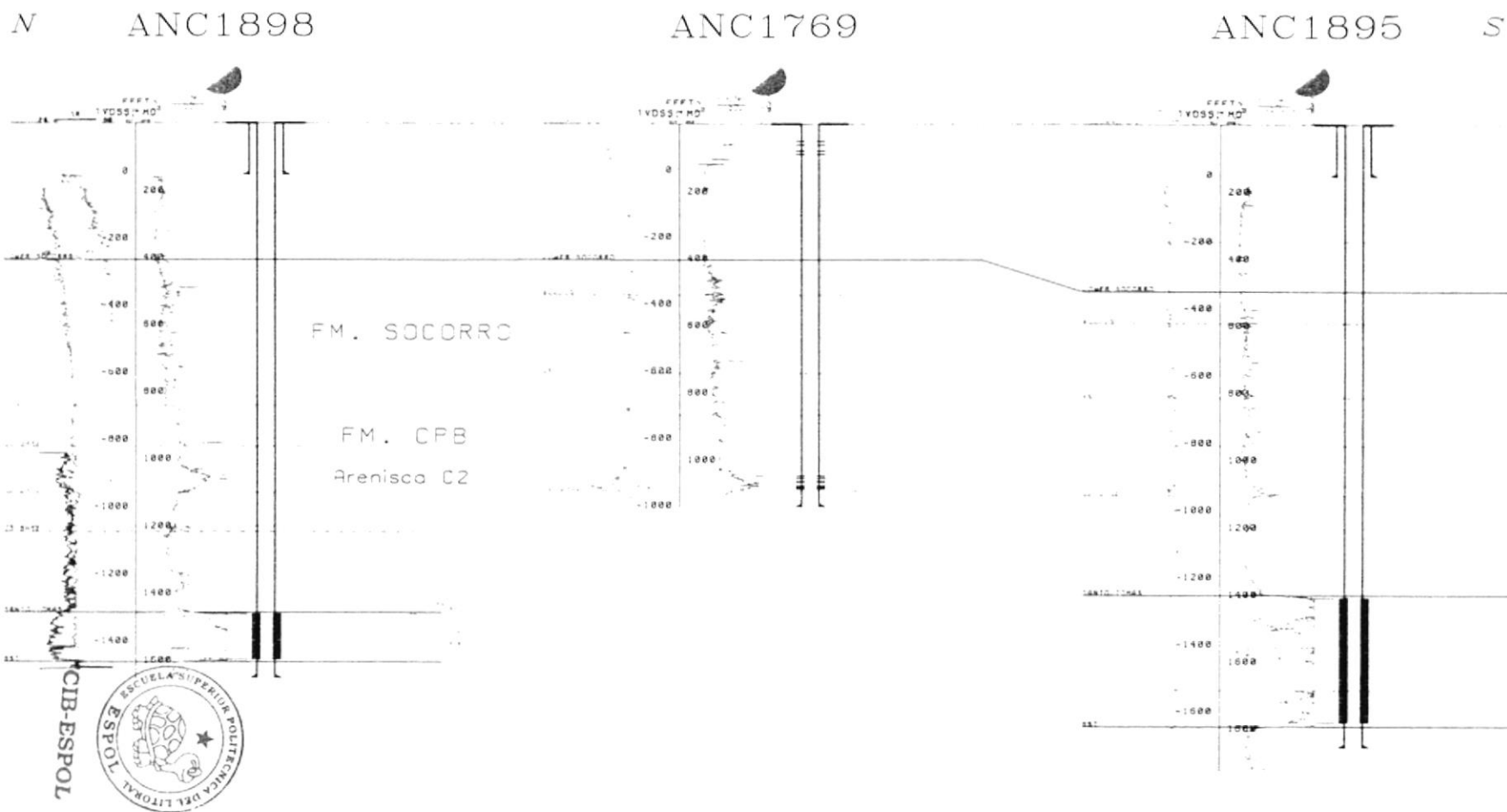
CIB-ESPOL

ANEXO 6

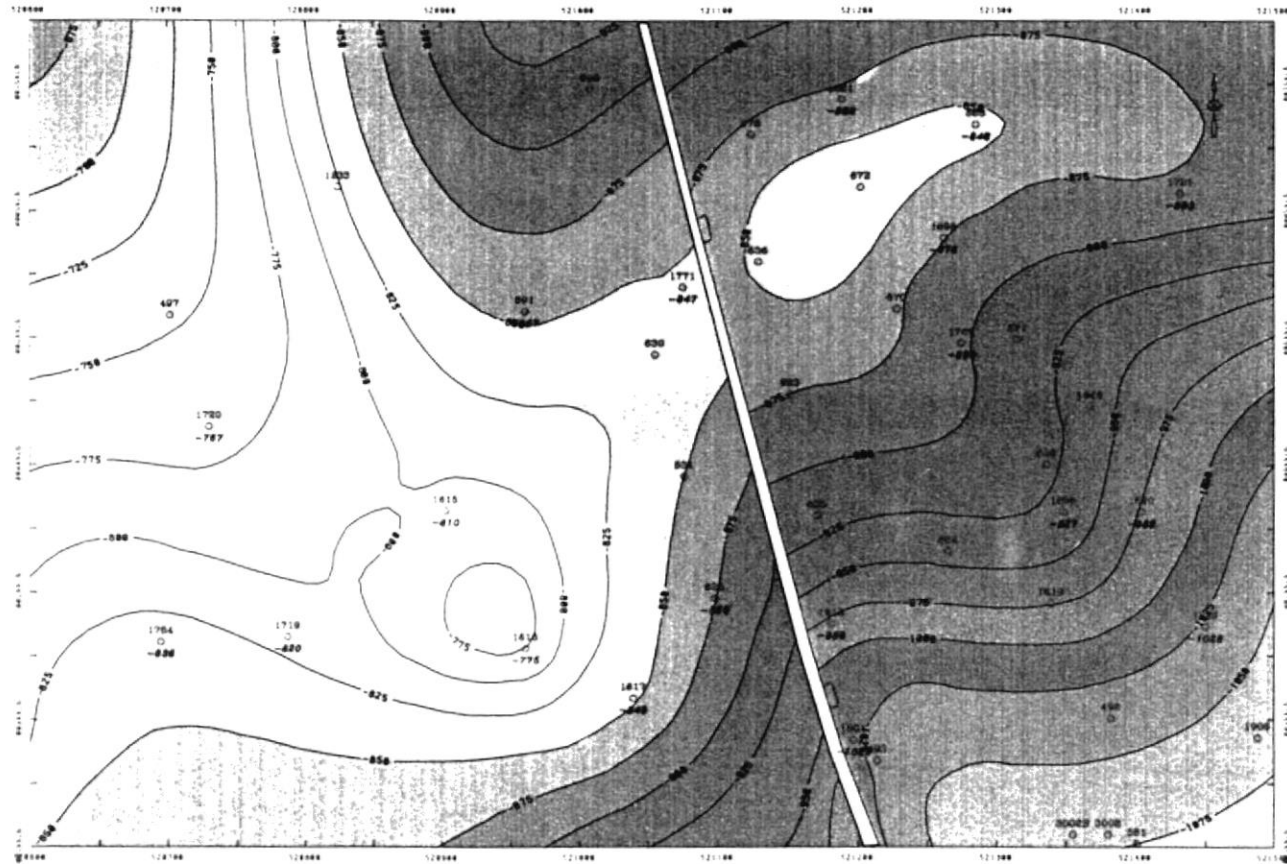
SW ANC1719 ANC1615 ANC0691 NE



ANEXO 7

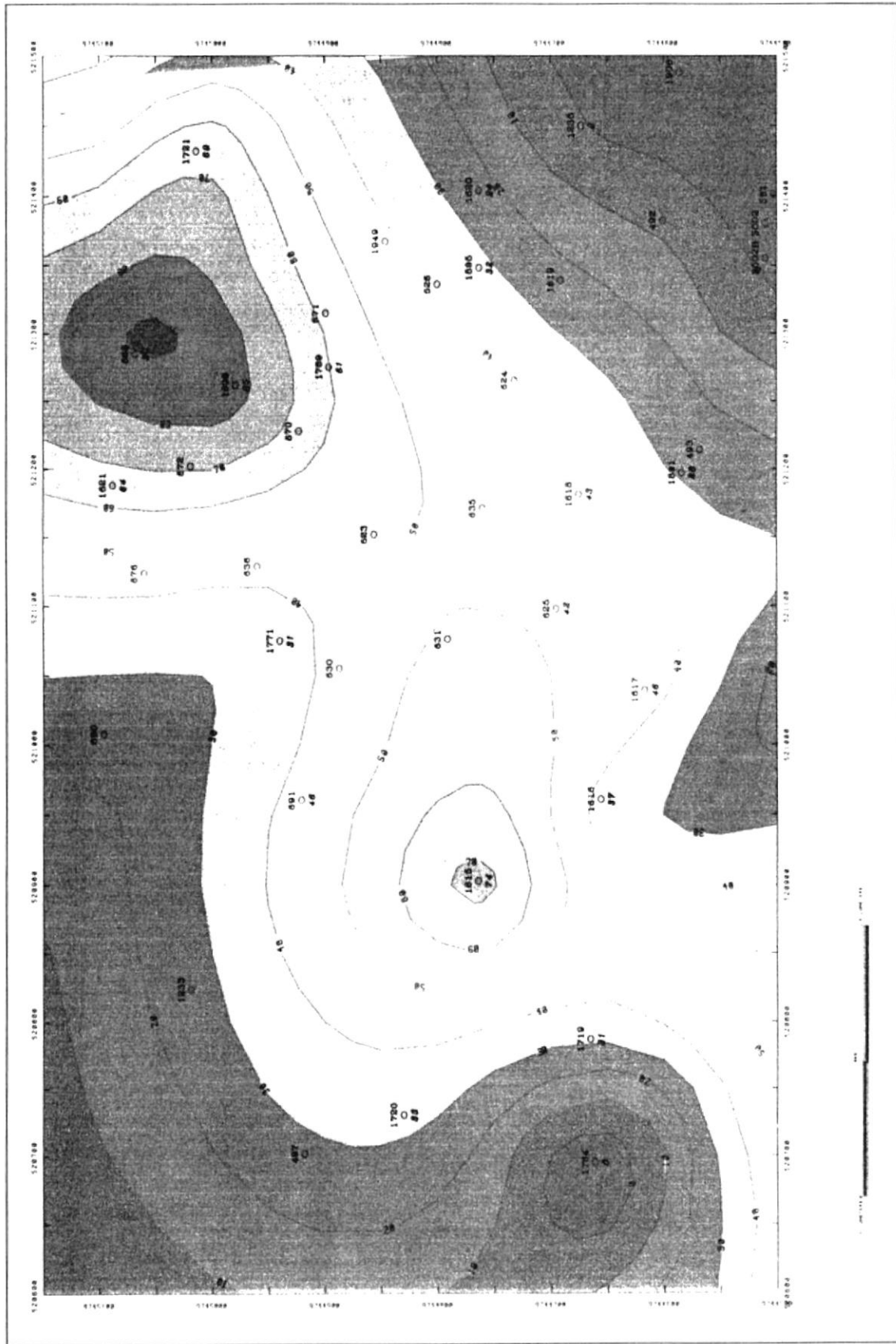


ANEXO 8



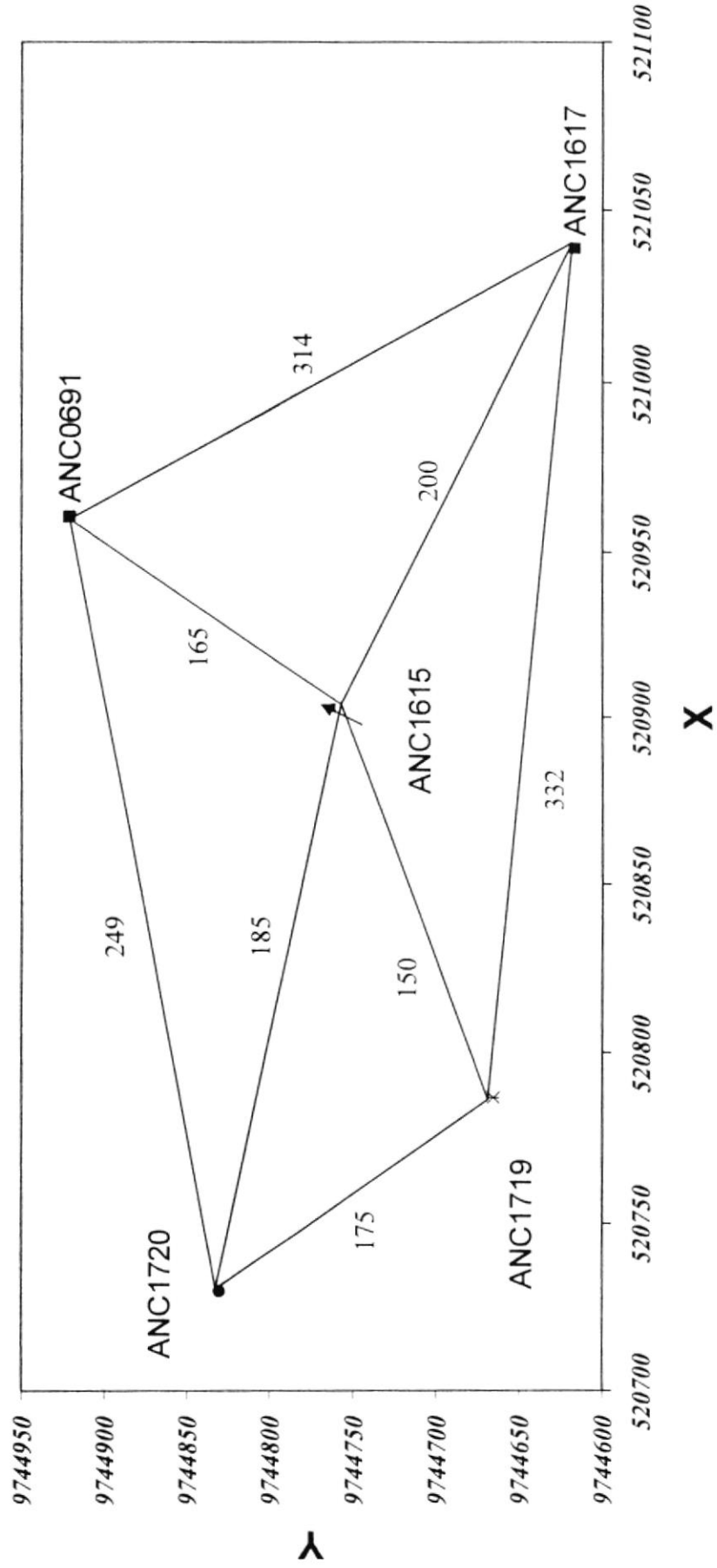
Mapa estructural del área seleccionada en la Sección 67

ANEXO 9



ANEXO 10

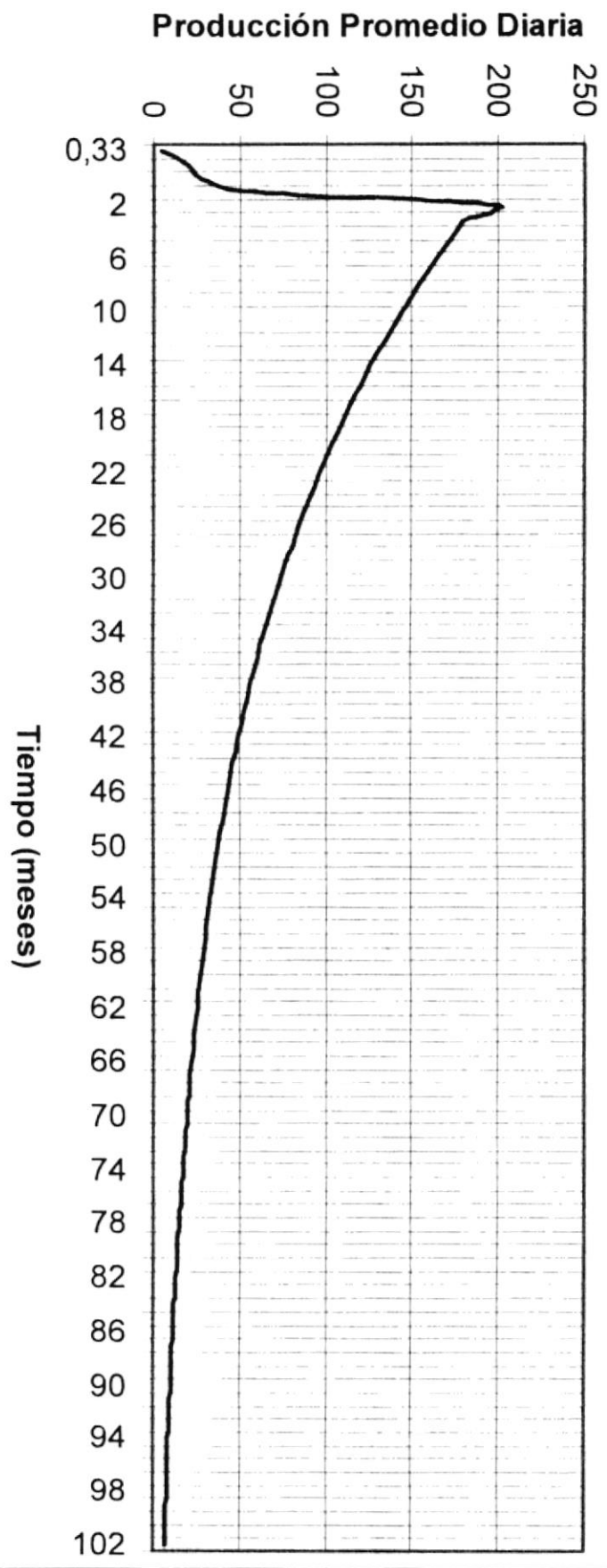
ARREGLO DE POZOS



Arreglo de Pozos con sus respectivas distancias en metros

ANEXO 11

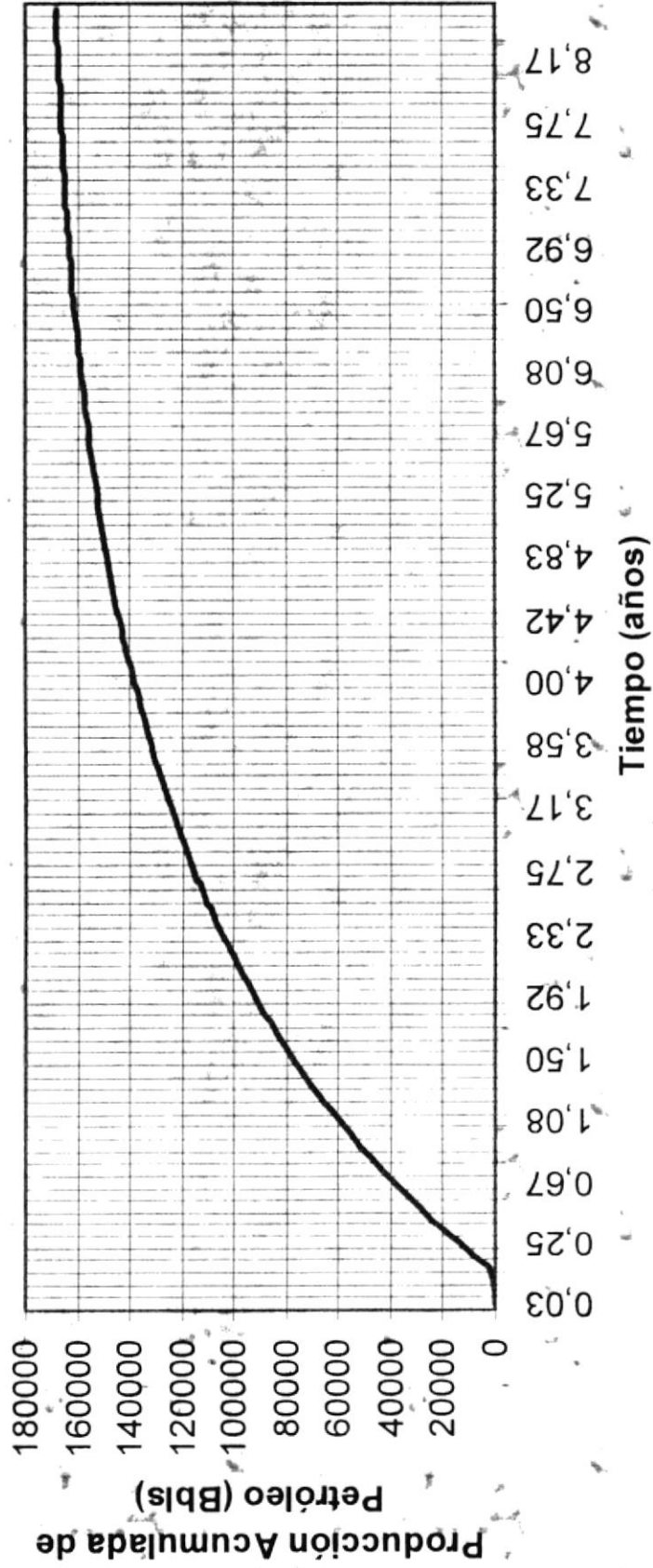
Curva de Declinación



CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UNA S₀ DE 70%

ANEXO 12

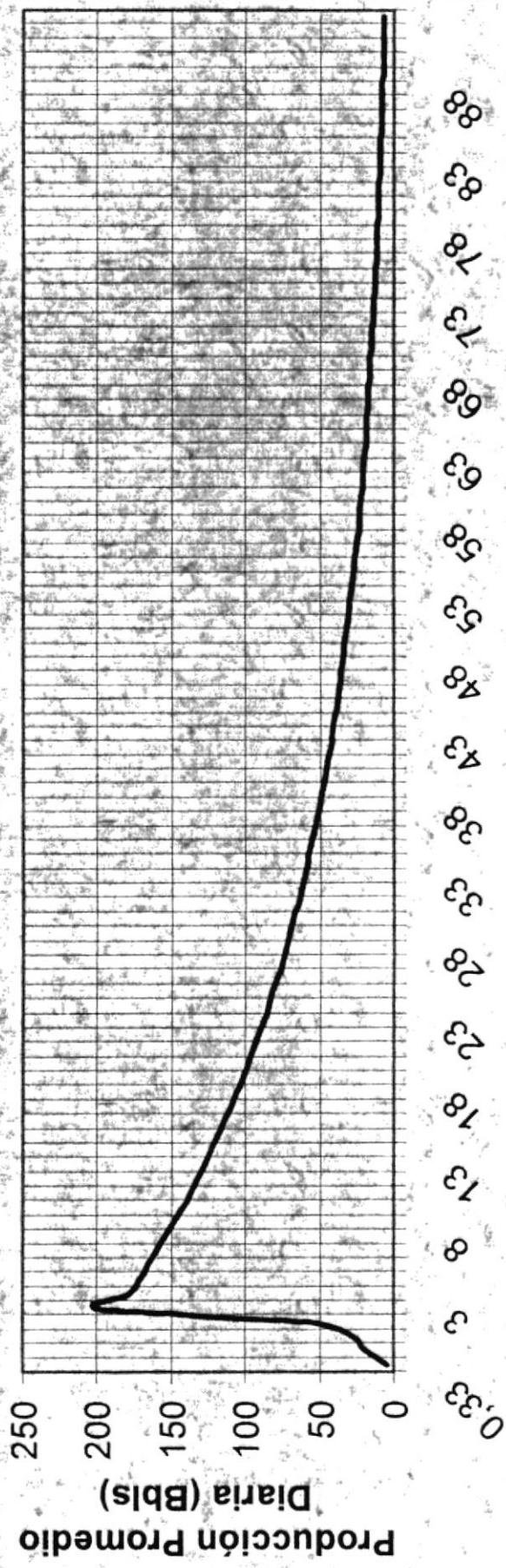
Curva de Producción Acumulada de Petróleo Vs. Tiempo



CURVA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA VS. TIEMPO A UNA S_0 DE 70%

ANEXO 13

Curva de Declinación

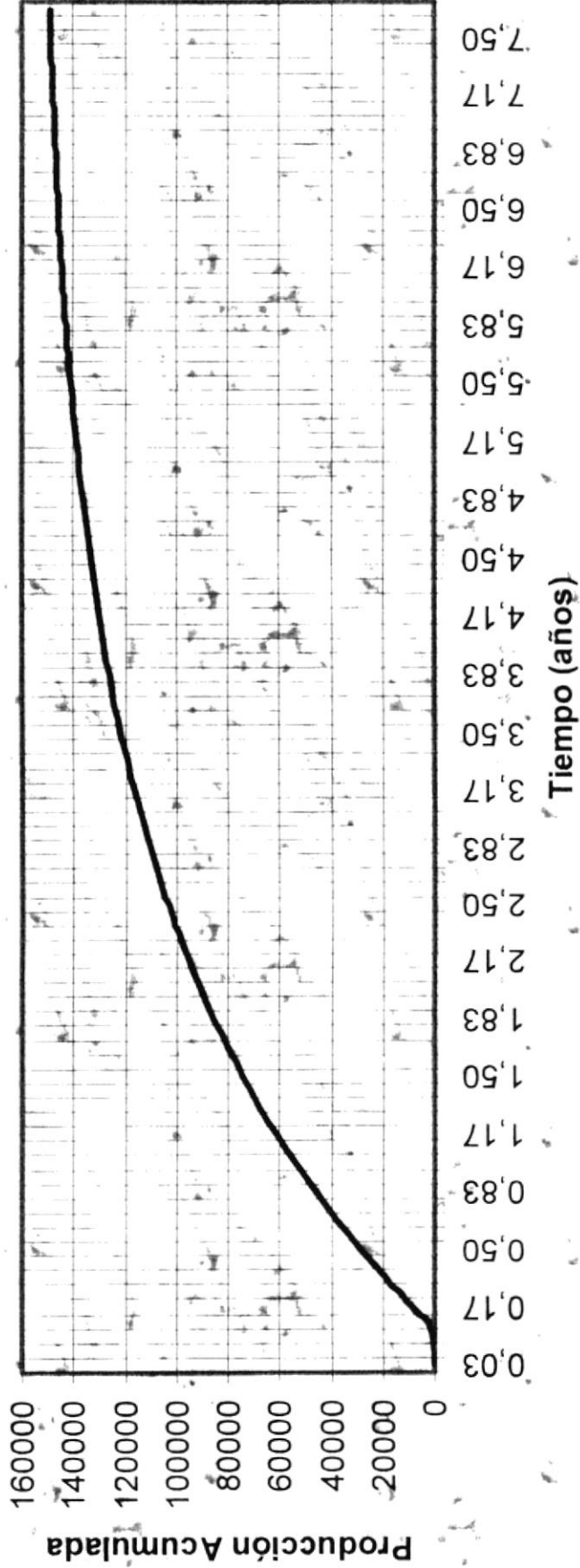


Tiempo (meses)

CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UNA S_0 DE 60%

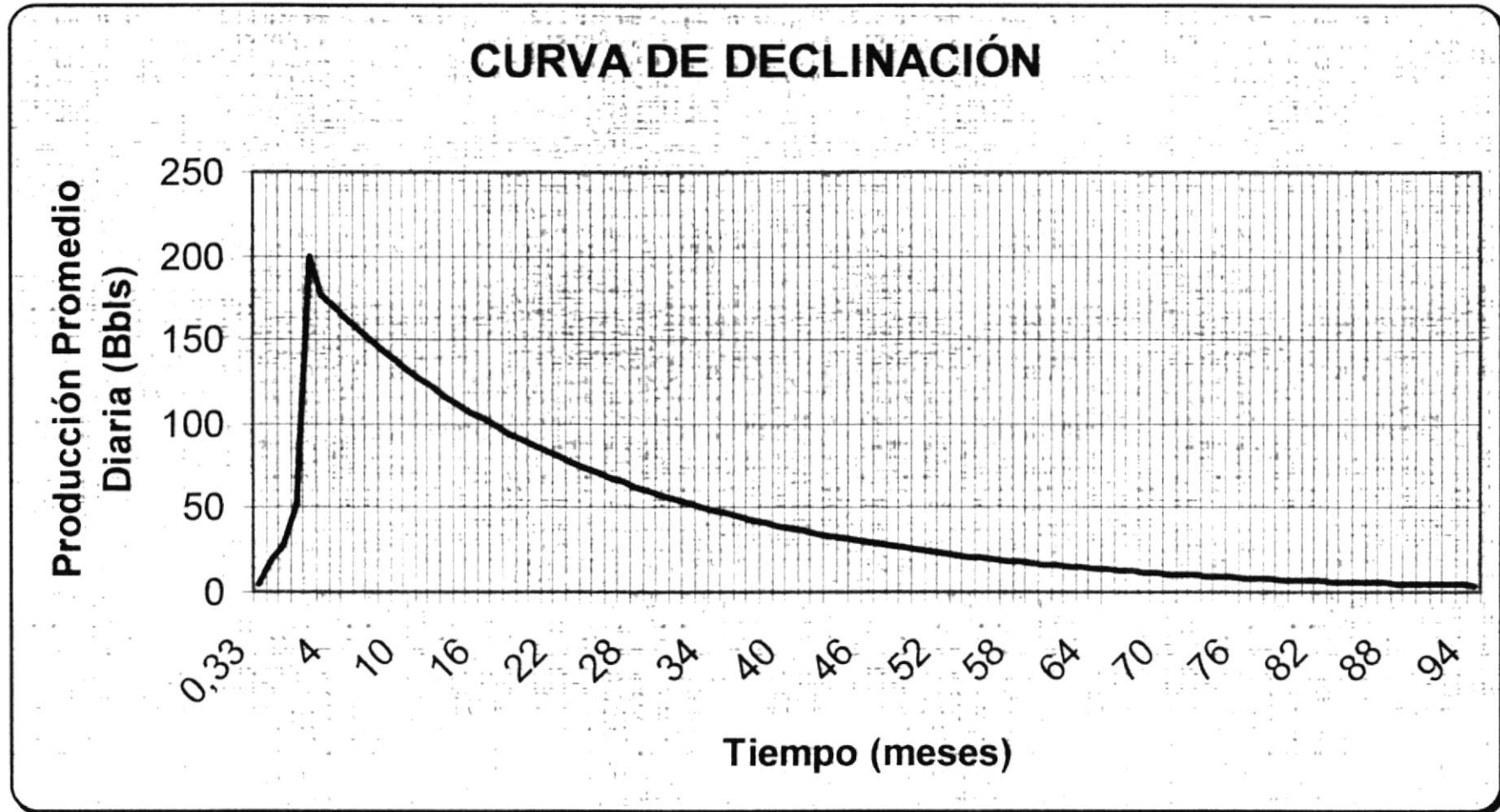
ANEXO 14

Curva de Producción Acumulada de Petróleo Vs. Tiempo



CURVA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA VS. TIEMPO A UNA S₀ DE 60%

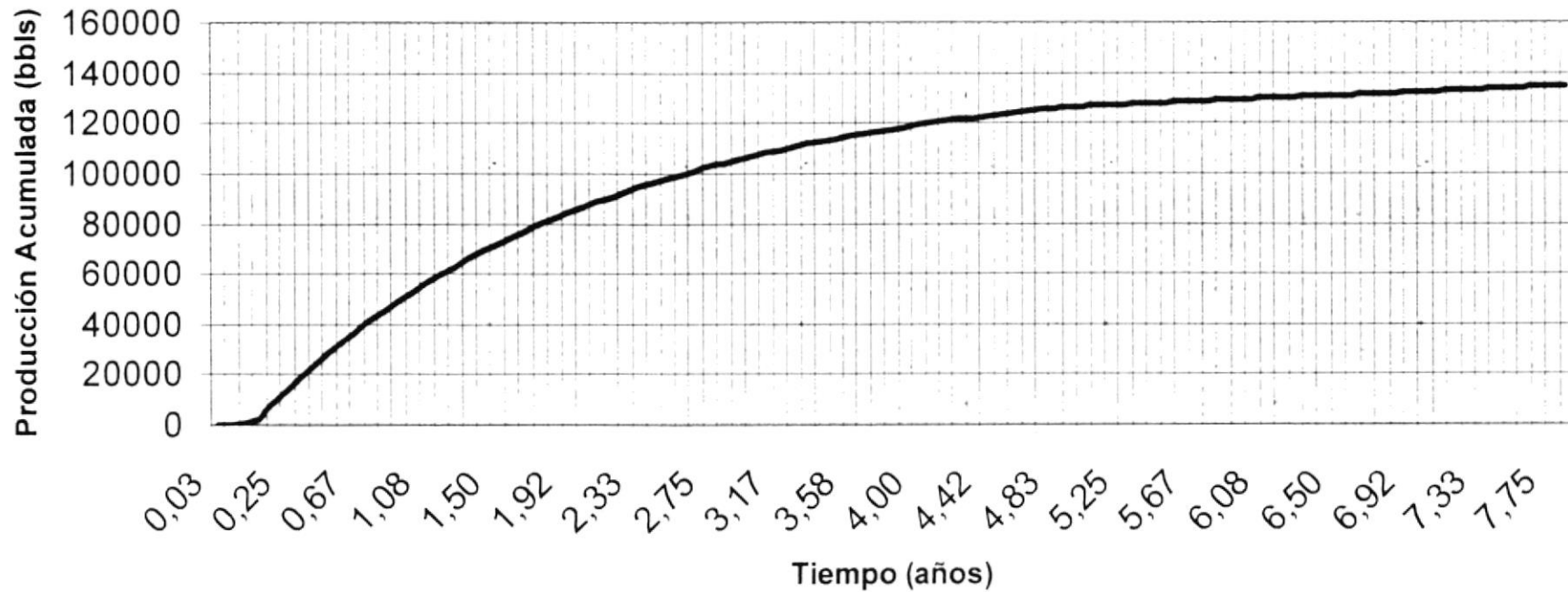
ANEXO 15



CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UNA S_0 DE 50%

ANEXO 16

Curva de Producción Acumulada de Petróleo Vs. Tiempo



CURVA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA Vs. TIEMPO A UNA S_0 DE 50%

BIBLIOGRAFÍA

1. CHARLES F. ALCOCKER, Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection: The Effect of Increased temperature and the amount of gas in solution, SPE Paper 12709, 1984.
2. LUIS ALBAN GRANIZO, Manual de recuperación Mejorada de Petróleo, Publicado por la Escuela Superior Politécnica del Litoral, Octubre del 2004.
3. MAGDALENA PARIS DE FERRER, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Segunda Edición, Ediciones Astro Data S.A., Noviembre 2001, Caracas-Venezuela.
4. PACIFPETROL, stratwork yz-map software work station, Software proporcionado por LANDMARK, Departamento de Geología.
5. PACIFPETROL, Archivos de pozos.
6. B. C. CRAFT & M. F. HAWKINS, Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall Inc., 1959.

7. Página Web del Proyecto Alzati,
<http://www.hubbartpeak.com/mx/Alzati.htm>.
8. Página Web de Praxair,
<http://www.praxair.com.mx/presentacion>.
9. NECMETTING MUNGAN, High Pressure Nitrogen Injection for Miscible/Inmiscible EOR, SPE Paper 81008, 2003.
10. ING. GERMÁN CASTIBLANCO, Departamento de Ingeniería de Reservorios, WEATHERFORD.