



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación Técnica - Económica de la Perforación
Radial Aplicado al Campo
Ing. Gustavo Galindo V.

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del título de
Ingeniero de Petróleo

Presentado por:
Erick Darfo López Icaza



Guayaquil - Ecuador

Año 2006



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**Evaluación Técnica -- Económica de la Perforación Radial
Aplicado al Campo "Ing. Gustavo Galindo V."**

. TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

Erick Dario López Icaza

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2006



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que colaboraron con este trabajo, especialmente a los Ingenieros Efrén Chuya, Maria de Lourdes García, Andrés Delgado y German Zarate, por su ayuda incondicional.

Al Ing. Ricardo Gallegos, Director de Tesis, Ing. Héctor Román, y al Ing. Kléber Malavé, por orientarme en la ejecución de esta tesis.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

DEDICATORIA

A mis padres Victor López y Daysi Icaza por el esfuerzo y sacrificio que han hecho por darme lo mejor para mi especialmente la educación y los valores impartidos por ellos.

A mis hermanos Alex y Lizzie López también va dedicado este logro.



TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ricardo Gallegos

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO DE LA FICT
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Héctor Román

Ing. Héctor Román
VOCAL



Ing. Kleber Malave
VOCAL
ESPOI

DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Erick López

Erick López I.



BIBLIOTECA FIL
ESPOL

RESUMEN

La presente tesis establece el estudio de evaluar técnica y económicamente el uso de la perforación radial en 10 pozos del Campo "Ing. Gustavo Galindo V.", cuyo campo lleva 85 años de ser explotado por lo que se lo considera actualmente como marginal, por ende ha sido necesario aplicar esta técnica de la perforación radial para recuperar las reservas no recuperadas e incrementar su producción.

La perforación radial es la primera vez que se aplica esta técnica en nuestro país, viene desarrollándose en USA, Rusia, Colombia y ahora en Ecuador. Esta técnica en breve consiste en hacer perforaciones (controladas) a las formaciones por impacto hidráulico de una manera lateral al pozo, usando unidad de coiled tubing y bombeando agua a alta presión, cuyo fluido pasa a través de unas boquillas que generan un flujo tipo "Jet" el cual perfora la formación.

La selección de los pozos para aplicar esta técnica se la hizo en base a las condiciones tanto de yacimientos como geológicas en las que se analizaron registros eléctricos, el potencial productivo de cada pozo y su área de drenaje, cabe acotar que a los pozos escogidos se les realizó previo a cada



trabajo se les corra los registros de Gamma Ray y CCL con el fin de que se ajustará la profundidad a realizar por el Radrill.

Según el análisis teórico de la técnica de Radrill, a mayor cantidad de radiales, mayor será el incremento de productividad, aunque en nuestro caso se ve una ligero aumento de producción en ciertos pozos al inicio de las intervenciones de los radiales, por lo que se analizó la producción de los pozos desde junio hasta diciembre del 2005 para darnos cuenta si fue o no factible aplicar esta técnica, cuan ventajosa y rentable fue el proyecto y si en un futuro valdrá la pena aplicarlo nuevamente en este campo.



BIBLIOTECA FIC
EGPOI

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	IV
ABREVIATURAS.....	VII
SIMBOLOGÍA.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII'
INTRODUCCIÓN.....	XIV

CAPITULO 1

1. GENERALIDADES.....	1
1.1. Reseña Histórica del Campo "Ing. Gustavo Galindo".....	1
1.2. Introducción de la "Perforación Radial".....	5



BIBLIOTECA
ESPOL

Capitulo 2

2. Tecnología de la "Perforación Radial".....	8
-----------------------------------------------	---

2.1. Equipo.....	8
2.1.1. Descripción Técnica del Equipo de Perforación Radial.....	9
2.1.2. Descripción Técnica de las Herramientas de Subsuelo.....	10
2.2.- Ventajas.....	13
2.3. Operación.....	15
2.3.1. Equipos Auxiliares que deben ser Proporcionados por la Compañía.....	17
2.3.2. Procedimiento de la Aplicación de la Tecnología en un pozo.....	19
2.3.3. Procedimiento de Cortado de Casing y Perforación de Formación.....	21

Capítulo 3

3. Selección de Pozos Escogidos para Aplicar esta Técnica.....	27
3.1. Limitaciones para la Selección de Pozos.....	31
3.2. Datos Geológicos.....	31
3.3.1. Estructura Geológica.....	41



BIBLIOTECA
NACIONAL DE ESPAÑA

3.3.2. Distribución de Arena.....	59
3.3. Datos de Yacimientos.....	67
3.4. Completaciones y Programas Operativos de cada Pozo.....	88

Capitulo 4

4. Evaluación Técnica de la Perforación Radial.....	122
4.1. Análisis de Producción Antes y Después de Aplicar la Técnica de la Perforación Radial.....	122
4.2. Incremento de Producción.....	136

Capitulo 5:

5. Evaluación Económica de la Perforación Radial.....	142
5.1. Costos de los Trabajos de esta Técnica.....	145
5.2.- Análisis Económico de esta Técnica.....	148



BIBLIOTECA INE
ESPC

Capitulo VI: Conclusiones y Recomendaciones.....	155
--------------------------------------------------	-----

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
ANC	Ancón
BOPD	Barriles de petróleo por día
BHA	Ensamblaje de fondo
BlS	Barriles
Bppd	Barriles de petróleo por día
BM	Bombeo Mecánico
BPPM	Barriles de petróleo por mes
Csg	Casing
CCL	Registro de collar de tuberías
CPB	Clay Pebble Beds
ext.	Externo
Fm.	Formación
Fig.	Figura
Gpm	Galones por minuto
Gal	Galón
Gr.	Grupo
HP	Caballos de fuerza
HL	Herramienta Local (Cuchara)
int.	Interno
Km	Kilómetro
km ²	Kilómetro cuadrado
Kg	Kilogramos
KM3250	Especificación de la bomba Kerr
M	Miles
MM bls	Millones de barriles
Mb	Miembro



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Mor.	Morrillo
MBls	Miles de barriles
Mm ³	Miles de metros cúbicos
Mm	Miles de metros
Md	Milidarcy
N	Norte
NE	Noreste
N-S	Norte - Sur
NE-SE	Noreste - Sureste
NE-SW	Noreste - Suroeste
NW-SE	Noroeste - Sureste
NE-SE	Noreste - Sureste
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
Prod	Producción
Psi	Libras/pulgadas ²
PB	Passage Beds
Pb	Presión de burbuja
RPM	Revoluciones por minuto
SPA	Santa Paula
SE	Sureste
SW	Suroeste
STD	Standard
USD/BLS	Dólares por barril



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

SIMBOLOGÍA

cu.ft./bbl	Pie cúbico por barril
Ohm-m	Resistividad expresada en ohmios - metros
μ o	Viscosidad del petróleo
Bo	Factor volumétrico del petróleo
T res.	Temperatura de reservorio
Rs	Solubilidad del gas
Co	Compresibilidad del petróleo
μ g	Viscosidad del gas
Bg	Factor volumétrico del gas
°C	Centígrado
°F	Fahrenheit



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1.1 Perforación Radial.....	7
Figura 2.1 Equipo General.....	8
Figura 3.1 Mapa de Ubicación de Pozos.....	30
Figura 3.2 Columna estratigráfica de Morrillo.....	34
Figura 3.3 Columna estratigráfica de Sta. Paula.....	30
Figura 3.4 Columna estratigráfica de Ancón.....	30
Figura 3.5 Corte Estructural Mor 1 N-S (PAC42-MOR4).....	47
Figura 3.6 Corte Estructural Mor 4, Mor 2, Mor 5 NW SE.....	48
Figura 3.7 Corte Estructural SPA257, SPA247, SPA249 SW-NE.....	49
Figura 3.8 Corte Estructural SPA1006, SPA247, SPA229 NW-SE.....	50
Figura 3.9 Corte Estructural SPA226, SPA1002, SPA224 NW-SE.....	51
Figura 3.10 Corte Estructural ANC1499, ANC1393, ANCFA14 NW-SE.....	52
Figura 3.11 Corte Estructural ANCFA16, ANC1393, ANC1517 SW-NE.....	53
Figura 3.12 Corte Estructural ANC1262, ANC1884, ANC1900 S-N.....	54
Figura 3.13 Corte Estructural ANC1934, ANC1884, ANC1959 W-E.....	55
Figura 3.14 Corte Estructural ANC1250, ANC1905, ANC1288 N-S.....	56
Figura 3.15 Corte Estructural ANCFA28, ANC1905, ANC1896 W-E.....	57



BIBLIOTECA FIC

Figura 3.16 Corte Estructural TIG59, ANC1913, ANC1912 N-S.....	58
Figura 3.17 Mapa Isópaco Total de la Arenisca C Principal (Área de Morrillo).....	61
Figura 3.18 Mapa Isópaco del Nivel Chert-2 de la FM. Santa Elena (SPA0247).....	62
Figura 3.19 Mapa Isópaco del Nivel Chert-2 de la FM. Santa Elena (SPA1002).....	63
Figura 3.20 Mapa Isópaco de la Arenisca Superior de la FM. CPB (ANC1393).....	64
Figura 3.21 Mapa Isópaco de la FM. Santo Tomas (ANC1884, ANC1905).....	65
Figura 3.22 Mapa Isópaco de la FM. Passage Beds (ANC1913).....	66
Figura 3.23 Características del reservorio.....	74
Figura 3.24 Registro Eléctrico de Morrillo 1.....	76
Figura 3.25 Registro Eléctrico de Morrillo 2.....	77
Figura 3.26 Registro Eléctrico de Morrillo 4.....	78
Figura 3.27 Registro Eléctrico de Morrillo 5.....	79
Figura 3.28 Registro Eléctrico de SPA 247.....	80
Figura 3.29 Registro Eléctrico de SPA 1002.....	82
Figura 3.30 Registro Eléctrico de ANC 1393.....	83
Figura 3.31 Registro Eléctrico de ANC 1884.....	84
Figura 3.32 Registro Eléctrico DE ANC 1905.....	86
Figura 3.33 Registro Eléctrico DE ANC 1913.....	87
Figura 3.34 Completación de Pozo Morrillo 1.....	92
Figura 3.35 Completación de Pozo Morrillo 2.....	95
Figura 3.36 Completación de Pozo Morrillo 4.....	98
Figura 3.37 Completación de Pozo Morrillo 5.....	101
Figura 3.38 Completación de Pozo SPA 247.....	104
Figura 3.39 Completación de Pozo SPA 1002.....	107
Figura 3.40 Completación de Pozo ANC 1393.....	110
Figura 3.41 Completación de Pozo ANC 1884.....	113
Figura 3.42 Completación de Pozo ANC 1905.....	116
Figura 3.43 Completación de Pozo ANC 1913.....	119
Figura 4.1 Producción del Pozo Morrillo 1.....	123
Figura 4.2 Producción del Pozo Morrillo 2.....	124
Figura 4.3 Producción del Pozo Morrillo 4.....	125



Figura 4.4 Producción del Pozo Morrillo 5.....	126
Figura 4.5 Producción del Pozo SPA 247.....	128
Figura 4.6 Producción del Pozo SPA 1002.....	129
Figura 4.7 Producción del Pozo ANC 1393.....	131
Figura 4.8 Producción del Pozo ANC 1884.....	132
Figura 4.9 Producción del Pozo ANC 1905.....	133
Figura 4.10 Producción del Pozo ANC 1913.....	135



BIBLIOTECA NACIONAL
ESPOL

ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1 Parámetro de Turbidez.....	17
Tabla 2 Propiedades de Los Fluidos (PVT1998).....	75
Tabla 3 Programa Propuesto deL Área de Morrillo.....	88
Tabla 4 Programa Propuesto del Área de Sta. Paula.....	89
Tabla 5 Programa Propuesto del Área de Ancón.....	89
Tabla 6 Datos Reales de los Radiales en Morrillo.....	120
Tabla 7 Datos Reales de los Radiales en Sta. Paula.....	121
Tabla 8 Datos Reales de los Radiales en Ancón.....	121
Tabla 9 Incremento de Producción Durante la Operación.....	136
Tabla 10 Cantidad de Agua Utilizada en la Operación.....	138
Tabla 11 Incremento de Prod. (BPPM) Después de la Operación.....	139
Tabla 12 Costos de operación 1.....	146
Tabla 13 Costo de Operación 2.....	147
Tabla 14 Costos Varios.....	148
Tabla 15 Tablas Indicando el Análisis Económico de Cada Pozo.....	150
Tabla 16 Tiempo de Recuperación de la Inversión de Cada Pozo.....	153
Tabla 17 Análisis Económico del Proyecto Completo Hasta Diciembre del 2005.....	154



INTRODUCCIÓN

El trabajo que se realizo en esta tesis se refiere en evaluar técnica y económicamente un proyecto realizado en el Campo "Ing. Gustavo Galindo V.", ejecutándose la tecnología de la perforación radial por Radrill Co., que consiste en dos fases importantes como es la de corte del casing y la más importante la de perforar la formación, cuyos componentes principales para realizarlo son el agua potable en nuestro caso, la bomba kerr triplex, el coiled tubing, la zapata deflectora, el cortador, la manguera flexible y sus boquillas que generan un flujo tipo "Jet" el cual perfora la formación por impacto hidráulico. Teniendo en cuenta que se detallara el procedimiento operativo de la perforación radial.

Para la aplicación de esta técnica se necesita un estudio previo de la zona productora y de la estructura geológica del yacimiento ya que de esto dependerá la cantidad de túneles radiales que se harán en un pozo. Los pozos escogidos fueron los Morrillos 1, 2, 4, 5, SPA 247 ,1002 y los de ANC 1884,1913, 1905, 1393



BIBLIOTECA NACIONAL
ESPOL

Se hará un análisis de productividad de antes y después de aplicar la técnica a los 10 pozos, y en cuanto incremento su producción. Y conocer en que no favoreció la parte técnica y que pasó con la parte económica del proyecto.

CAPITULO 1

1. GENERALIDADES

1.1. Reseña histórica del Campo "Ing. Gustavo Galindo V."

El conjunto de yacimientos denominado Campos Petroleros de la Península de Santa Elena "Ing. Gustavo G. Velasco" se encuentra en la península de Santa Elena ubicado en el sudeste de la Provincia del Guayas, Ecuador, distante 120 Km. de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200 km² de las cuales el 40% son costa afuera.

La geología regional del área se describe como una comarca costera del Ecuador que ha sido como un terreno alóctono de origen oceánico acretado al margen continental andino durante el Cretácico superior al Terciario temprano. En este entorno se han desarrollado varias cuencas de ante arco, modificadas por tectónica de desplazamiento de rumbo, que se extienden desde el límite norte del Perú hasta



BIBLIOTECA FIC

Colombia (Cuencas de Progreso/Santa Elena, Manabí, Daule, Esmeralda-Nariño, de sur a norte).

En el se han perforado aproximadamente 2900 pozos. El principal yacimiento es el campo Ancón, que produce de reservorios de edad Terciaria, habiendo acumulado hasta el presente 114 MM bis (95% de la producción acumulada total de la Península). El 5% restante (6 MM bis) proviene de un conjunto de pequeños yacimientos cuya producción es de reservorios de edad Cretácica (Santa Paula, Achallan, Petrópolis, Carolina, San Raymundo, Cautivo).

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 pozo 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 explotación de los diversos campos situados en la península data de principios de siglo y las distintas concesiones han pasado por varios operadores y/o propietarios a lo largo del tiempo.

La ocurrencia 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 encuentran en la región (La Libertad, Baños de San Vicente).

Estas manifestaciones superficiales hacia principios de siglo despertaron el interés de empresas británicas constituidas como Ancón Oil Company. El primer pozo, ANC-1, se perforó en 1911 en proximidades de la localidad de Anconcito, con una profundidad final de 2116 pies y obtuvo una magra producción de niveles de Socorro.



BIBLIOTECA FIC
ESPOI

En la zona sur de la península el operador más importante fue Anglo-Ecuadorian Oilfields Ltd. (AEO) que explotó los campos de Ancón hasta 1964 y controló el 75% de las pertenencias en la región.

En la zona norte se encontraba un conjunto de pequeños campos operados por otra compañía 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 Exploración Co. (M.E.C) las que a su vez fueron adquiridas en 1958 por Tennessee de Ecuador (TenEc.). Todas las áreas de la zona norte en 1963 fueron cedidas a Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana (CEPECA).

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



Hacia fines de 1961 los operadores suspendieron las actividades exploratorias concentrándose solamente en la producción de los campos.

SECRETARIA DE
ESPOL

En 1976 se efectuó la reversión del conjunto de campos de la península y la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) comenzó a operar el bloque. En este período no se perforaron pozos exploratorios y las actividades desarrolladas tendían a mantener la

producción, la cual declinó hasta 700 BOPD al fin de su gestión en 1995. Solamente se registraron 13 km de una línea sísmica de prueba y algunas líneas de relevamiento regional a lo largo de los caminos.

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

La gran cantidad de empresas que participaron en la exploración y desarrollo de la Península fue la causa que la información geológica y de producción esté fragmentada e incompleta y que la nomenclatura estratigráfica utilizada en los distintos campos sea confusa.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

1.2. Introducción "tecnología de Perforación Radial"

La tecnología de perforación radial de alta penetración, consiste en la perforación de un hueco (ventana) de 3/4 de pulgada de diámetro en la tubería de revestimiento del pozo al nivel de la arena productora, seguido de la perforación de un túnel de hasta 300 pies de longitud y de un diámetro estimado entre 1 1/4 a 2 1/2 pulgadas dentro de la misma, radial y perpendicular al eje de la tubería de revestimiento, mediante el bombeo de salmuera o agua de perforación muy limpia a

alta presión a través de una manguera con boquilla diseñada para tal fin, lo que permite así una mejor y mayor comunicación de la zona productora con el pozo.

La tecnología se aplica por niveles de profundidad, haciendo regularmente la perforación de cuatro túneles radiales a un mismo nivel, separados cada uno por ángulos de 90 grados, o por radiales individuales a diferentes profundidades. El número de túneles radiales que se pueden hacer en un pozo dependerá de las condiciones de la zona productora y del modelo geológico de cada yacimiento.

Lo original de esta tecnología es que convierte a un pozo productor vertical en un pozo multilateral radial, en el cual los túneles radiales pueden penetrar en algunos casos porciones no drenadas o deficientemente drenadas de la formación productora, dejando atrás la zona dañada alrededor del pozo. Esta figura muestra de manera general como se realiza la perforación radial.



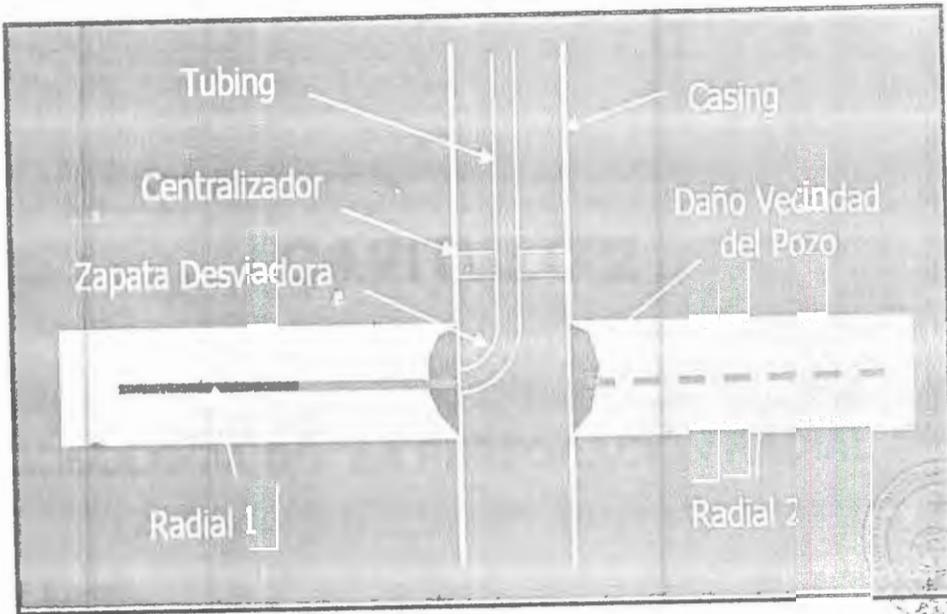


FIGURA 1.1 (PERFORACIÓN RADIAL)

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La perforación radial es una tecnología muy nueva, patentada en 1995, la cual ha empezado a ser comercializada recientemente. El inventor de esta tecnología fue un estudioso de Kentucky quien construyó los primeros equipos, casi artesanales, y sus clientes fueron los propietarios de "stripper wells" en USA. Radrill S.A. tiene actualmente los derechos para la aplicación de esta tecnología en Colombia y Ecuador.

CAPITULO 2

2. TECNOLOGÍA DE “LA PERFORACIÓN RADIAL”.

2.1. Equipo.

El equipo de Perforación Radial es una unidad no propulsada, es decir está montado sobre un trailer convencional de dos (2) troques, Esta constituido por los siguientes elementos básicos:



Figura 2.1. EQUIPO GENERAL

2.1.1. Descripción técnica del equipo de perforación radial.

Véase en el apéndice A los equipos.

1. Cabina de control con tablero de instrumentación para el manejo integral de la operación de perforación radial con la instrumentación requerida para este tipo de operaciones.
2. Tambor para la operación de tubería flexible de 1/2" (coiled tubing) con el brazo guía, control de profundidad, adaptadores y conectores especiales de alta presión.
3. Una (1) sarta de 6.400 pies cada una, de tubería flexible de acero sin costura de 1/2" de diámetro ext. y de 0.47" de diámetro int., para una presión de trabajo de 12.000 psi con los conectores y adaptadores especiales para su acoplamiento al tambor y a las herramientas de perforación.
4. Sistema hidráulico para operar el sistema del tambor que maneja la tubería flexible.
5. Una (1) bomba triplex Kerr/Mustang de 10.000 psi 350 RPM para proporcionar la presión de perforación requerida.



INDUSTRIAL
ESPOL

6. Un (1) motor diesel de 75 caballos "JD" con un sistema neumático de control y un amortiguador de vibraciones, véase Fig.2.5.
7. Lubricador Guiberson con su soporte respectivo para colocar en la cabeza de los pozos.
8. Tanque para almacenamiento de combustible (Diesel).
9. Tanque para el almacenamiento del fluido de completamiento (de trabajo) para realizar las operaciones de perforación y corte de formación.
10. Herramientas y accesorios necesarios para la operación del equipo.

2.1.2. Descripción técnica de las herramientas de subsuelo.

El siguiente equipo se requiere para efectuar la perforación radial dentro de la tubería de revestimiento de los pozos a trabajar, véase en el apéndice B:

1. Boquilla de perforación hidráulica.
2. Manguera flexible de 300' de longitud para trabajar a presión de 15000 psi.
3. Cortador de tubería de acero de 3/4", el cual va adaptado al shaft o eje flexible de 1 pie de largo, el cual permite



posicionar el cortador de acero frente al casing y transmitirle el giro del motor hidráulico.

4. Motor hidráulico de 1-7/8" de diámetro y 16 HP de potencia con adaptaciones especiales para operar dentro de tuberías a diferentes profundidades. Las adaptaciones en nuestro caso fueron 4 barras de peso de 8 kg, de 1 metro de largo y diámetro = 1 11/16" cada una, que nos ayudara a cortar con facilidad el casing. En una de las barras se encuentra dicho motor hidráulico en el cual va a pasar el fluido y proporcionara el movimiento rotacional al cortador del casing.
5. Guías deflectoras (zapata de desviación) especiales de desviación para dirigir la operación de corte y perforación propiamente dicha, para ser adaptada a diferentes diámetros de tubería tales como de 2 7/8", 2 3/8" o 3 1/2" y de revestimiento tales como de 4 1/2", 5", 5 1/2", 6 5/8" y 7". La guías deflectoras que se usaron fueron de 4' de longitud y de $\varnothing = 118$ mm, para casing de 5 1/2", y para casing de 4.5" se uso de 4' de longitud y de diámetro $\varnothing = 106$ mm.



6. El clutch hose, se utiliza para adaptar el coiled tubing con el BHA de corte de casing, y sirve para amortiguar el peso sobre la broca.

Para estas herramientas se utiliza una tubería enrollable de acero, las cuales se corren o se bajan con y a través de la tubería existente que tiene el pozo a ser intervenido.

Fuerzas que actúan en la boquilla. La perforación hidráulica se realiza utilizando boquillas que generan un flujo tipo "Jet" el cual perfora la formación por impacto hidráulico. En el diseño patentado de estas boquillas hay tres orificios que apuntan hacia delante y otros tres que apuntan hacia atrás, los cuales distribuyen la fuerza hidráulica en ambas direcciones. Este diseño permite que la fuerza de impacto del fluido se divida en dos, la fuerza del jet al frente de la boquilla y la fuerza de empuje que empuja la boquilla y la manguera, proveniente de los orificios que apuntan hacia atrás los cuales actúan como un motor de propulsión a chorro y crean la fuerza que empuja y mantiene hacia delante y en línea recta la boquilla y la manguera.



BIBLIOTECA NACIONAL DE ESPAÑA

La magnitud de la fuerza de empuje es mayor que la magnitud de la fuerza del jet que rompe la formación, y da como resultado una tensión constante de la manguera flexible desde el punto de salida del casing.

Este es un punto de referencia para el análisis vectorial. En términos sencillos, teniendo la manguera flexible el punto de salida del casing en ángulo de 90 grados, acelerando el avance de la misma y al mismo tiempo manteniéndola tensionada con el sistema conformado por el coiled tubing y los frenos del carrete, la manguera flexible se mantendrá en tensión y se moverá hacia delante y en línea recta (distancia más corta entre dos puntos de contacto, la salida del casing como punto #1 y el punto de propulsión en la boquilla como punto #2). Esta dirección lineal se mantendrá en la medida que se mantenga la aceleración y la tensión.

2.2. Ventajas.

- Alcanza la zona productiva que se halla más allá de la zona de daño alrededor del pozo, es decir hay una disminución del efecto de daño de formación alrededor del pozo.

- Aumenta el radio efectivo de drenaje del pozo, reduce el "drawdown" y ayuda a prevenir la conificación.
- Incremento en la tasa de producción y en las reservas recuperables en pozos marginales.
- Mejoramiento de flujo de fluidos en zonas de baja permeabilidad.
- Elimina el riesgo de daño al casing y al cemento causado por el impacto del cañoneo con cargas explosivas.
- No hay compactación de la formación en las paredes del túnel perforado como sucede cuando se cañonea con cargas explosivas.
- Permite re-entrar a una zona productiva después de un trabajo de forzamiento de cemento de remediación, permitiendo el acceso a la zona productiva sin riesgo de dañar el cemento recientemente puesto.
- Facilita el fracturamiento de zonas que son difíciles de romper o exigen altas presiones de tratamiento.
- Elimina la necesidad de un fracturamiento en pozos donde solamente debe penetrarse el área dañada y cercana al pozo.
- Mejora las tasas de inyectividad en pozos de inyección o de disposición.
- Los túneles se mantienen estables en el tiempo.



BIBLIOTECA
ESPO

- Es un medio ideal para atravesar fracturas naturales en las vecindades del pozo, permitiendo conectar zonas potencialmente productoras, no conectadas.
- Es un proceso para estimular la producción de un pozo.
- No requiere grandes equipos de perforación, se trabaja con un "pulling unit.
- No necesita piscinas de lodos, no afecta el medio ambiente.
- Proceso simplificado – no requiere simulaciones.
- Elimina los costos de registros eléctricos adicionales.
- No modifica el completamiento actual del pozo.

2.3. Operación.

El aspecto operativo con lo que respecta a la "Perforación Radial", no es tan compleja en comparación a una instalación de perforación, es decir que solo se necesita la unidad de perforación radial y de pulling, es recomendable que estén separadas unos 30 metros aproximadamente, el proceso inicial es que el fluido es decir agua en nuestro caso debe ser debidamente filtrado con 2 filtros de 5 y 10 micrones (equipo auxiliar) siendo el más usado el de 5 micrones eso si dándonos cuenta de los parámetros de turbidez del fluido (ver tabla 1), para luego depositarlo en el tanque de 100 Bls, entonces



cumpliendo todo esto se procede a transferir por medio de la bomba de transferencia el fluido al tanque de 350 galones de fluido de perforación que posee la Unidad de Radrill. Estando listo este paso, tanto para corte como para perforación, se realiza lo siguiente, se enciende el motor hidráulico cuyo rango de operación es entre 3 y 5 gpm, y este acciona la bomba de precarga que absorbe el fluido del tanque 350 gal., el caudal producido por esta bomba es de 1.8 a 5.2 gpm., y sale el fluido a una presión, a un rango de 30-60 psi como máximo (en nuestro caso aproximadamente 50), hiendo hacia los 2 filtros de 3 micrones, y después entrando el fluido a la bomba triplex Kerr/Mustang, saliendo la misma a 5000 psi para corte del csg. o a 3600 psi para perforar aproximadamente (esta presión se estandariza para trabajar sin problemas en formaciones de arenisca medio y bien consolidadas, calizas o carbonatos), siendo la bomba triplex Kerr KM3250 una parte importante para la operación.



TABLA.1
PARAMETROS DE TURBIDEZ

POZO	TURBIDEZ	
	ANTES	DESPUES
Morrillo 04X	BJ no tenia turbidimetro	
Morrillo 04X		
Morrillo 01X	5,98	0,89
Morrillo 02X	6,01	0,60
Morrillo 05X	9,99	1,36
SPA1002	9,99	1,05
SPA0247	0,00	0,00
ANC1393	7,68	1,25
ANC1905		0,83
ANC1884	6,25	0,52
ANC1913	9,00	0,61
SPA1002	5,78	1,06
SPA1002	6,87	1,45

2.3.1. Equipos auxiliares que deben ser proporcionados por la compañía.

Véase estos equipos en el apéndice C.

- Equipo workover (Pulling Unit) para sacar completamiento y bajar tubería con guía deflectora. Este equipo debe tener iluminación si se van a trabajar las 24 horas.
- Tubería de trabajo para alcanzar la profundidad deseada de 2 7/8" o 2 3/8". Se requiere que la cola de la tubería sea de 2 3/8" en una longitud de +/- 320'. Esta tubería se coloca en la punta y allí se enrosca la guía deflectora.

- Preventoras y equipos de seguridad, bombas, tanques y fluidos, si se esperan presiones o la necesidad de controlar el pozo.
- Sistema de filtración para el fluido de trabajo a 3 micrones.
- Opcionalmente si la compañía requiere orientar cada uno de los radiales, es necesario proveer de un Giroscopio y de un equipo de Wire Line.
- 1 Tanque de 100 Bls para fluido de complementamiento requerido por la operación de perforación radial.
- Bombas de transferencia para trasegar los fluidos requeridos de los tanques al sistema de filtración y posteriormente al sistema de la Unidad.
- Se necesita la correlación de un registro de Gamma Ray y un CCL los cuales aseguren la profundidad de colocación de la guía deflectora para la apertura de los radiales.



BIBLIOTECA FIG
ESPOL

Todo lo anotado anteriormente es el equipo auxiliar que solicita Radrill para operar, pero para este Campo se requirió lo siguiente:

- Unidad de pulling.
- 2 Tanques de 100 Bls.
- Agua.

- Tubería de 2 7/8".
- 2 Filtros de 5 micrones

2.3.2. Procedimiento de la aplicación de la tecnología en un pozo.

Aquí detallaremos el proceso general que se siguió para realizar la perforación radial a los 10 pozos. Véase en el apéndice D.

1. Armar equipo de Pulling.
2. Desarmar el tipo de levantamiento que esta usando el pozo, en nuestro caso el de bombeo mecánico.
3. Sacar tubería de producción y reportar su estado.
4. Medir fondo para saber el nivel de líquido, reportar resultados y medir tubería.
5. Bajar tubería con la guía deflectora hasta la profundidad en donde se harán los túneles radiales lo cual esta indicado en el programa. Colocarse con orientación norte.
6. Bajar luego coiled tubing con ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) para abrir ventana en el casing (+/- a 5000 psi y 340 rpm). El cortador es accionado por el motor a través del eje



ESPOL

articulado especialmente diseñado. El motor trabaja hidráulicamente por bombeo de fluido desde la superficie a través del coiled tubing.

7. Sacar coiled tubing junto con el ensamblaje de fondo que abrió ventana en el casing.
8. Bajar coiled tubing con ensamblaje de fondo para perforar túnel radial (manguera con boquilla de alta presión) y ubicar la boquilla en la ventana de una pulgada abierta en el casing. El túnel perforado tendrá un diámetro estimado mayor a 2" y su dirección será perpendicular al eje del casing.
9. Perforar con agua (3 micrones), a alta presión (+/- 3000 psi y 396 rpm), túnel radial dentro de la formación productora de longitud máxima a la estipulada en el programa (se puede incursionar a la formación hasta 300 pies de longitud).
10. Sacar coiled tubing junto con el ensamblaje de fondo que se utilizó para perforar y hacer el túnel radial.
11. Girar zapata deflectora y ubicar en posición para nuevo túnel radial, al grado escrito en el programa, en sentido horario.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

12. Repetir el proceso para túneles radiales adicionales en el mismo plano al nivel de profundidad dado y para niveles a profundidades diferentes.
13. Realizar Wire Line, medir fondo para saber el nivel de líquido, reportar resultados.
14. Continuar con el programa de evaluación.
- ~15. Desmontar el equipo.

2.3.3. Procedimiento de cortado de casing y perforación de formación.

En esta parte del trabajo se va a explicar lo que Radrill S.A. realiza regularmente en su operación tanto de cortado de casing como para perforar la formación. Estos procedimientos se aplican en el sector petrolero para pozos con profundidades cercanas a los 6000 pies.



BIBLIOTECA NAC.
ESPOL

Para el procedimiento de corte de casing se realiza una vez montada la unidad de perforación radial y se haya bajado la zapata guía, que debe estar ubicada según lo requerido en el programa operativo del pozo.

El proceso inicia con el llenado del tanque de almacenamiento de la unidad con la mezcla de fluido dada por el cliente, que servirá tanto para el cortado de casing y perforación de la formación. Es necesario verificar constantemente el nivel para evitar derrames y contaminación, durante el llenado del tanque.

- El tanque no debe contener residuos que puedan alterar la composición de los fluidos recomendados, por tanto cuando se considere necesario debe realizarse una limpieza manual del tanque.

Para el armado y bajado del equipo de corte en superficie se hace lo siguiente:

- Se enciende el motor de la unidad de perforación radial.
- Se coloca el coiled tubing sobre el cuello de ganso utilizando la T para facilitar la maniobra.
- Se ensamblan las siguientes partes: Coiled tubing, Manguera – Barras de peso – Motor de fondo – Shaft – Cortador.
- Se realizan pruebas para verificar rotación del motor y purgar el sistema de fluido.



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

- El equipo ensamblado se introduce a través del Oil Saver, en el orden anteriormente descrito.
- El contador del carrete se coloca en ceros (0000), para iniciar con el conteo de longitud del coiled tubing; este debe estar totalmente tensionado. Para establecer este cero se debe tener en cuenta la distancia entre la brida inferior de las preventoras a la parte superior del lubricador. Se debe descontar la distancia entre el cortador y el extremo de la manguera de conexión. La diferencia de estas dos medidas debe ser añadida al cero de los contadores.
- Luego se comienza a bajar motor de fondo, desenrollando lentamente el carrete.
- Transcurridos 100 pies, se instala la empaquetadura del oil saver.
- Cuando el motor llega al nivel establecido, se presiona el sistema lentamente, activando la bomba de pre-carga y la bomba kerr.
- Se inicia la operación de perforación de casing.
- Mientras el equipo se encuentra cortando, se debe recoger de 1 a 2 pies de coiled tubing cada 5 minutos, evitando que le motor se trabe por el alto torque.



Una vez terminada la operación de corte de casing, se siguen los siguientes pasos:

- Iniciar viaje de salida del motor PDM suspendiendo el bombeo una vez se hallan ascendido 500 pies, recogiendo adecuadamente el coiled tubing.
- Se detiene el viaje 100 pies antes de llegar a superficie y se retira la empaquetadura del oil saver.
- Continúa la operación de sacado de forma lenta para evitar que cuando este en superficie, el equipo de corte salga bruscamente y pueda golpear a las personas.
- Colocar el equipo sobre la mesa de trabajo, asegurándolo para verificar la rotación del motor.
- Desconectarlo del coiled tubing.
- Se desarma el equipo de corte.

Para el armado del equipo y el viaje de entrada a hacer la perforación de la formación se hace lo siguiente:

- Se ensamblan las siguientes partes: Coiled tubing
Manguera flexible – Boquilla.
- Se circula el fluido por el sistema para evitar taponamientos en la boquilla.



BIBLIOTECA FIS

ESPOL

- Se ensambla la boquilla a la manguera, y se deja pasar ~~un tiempo de la boquilla sea~~ adecuadamente.
- La conexión de manguera y boquilla es colocada manualmente en el Oil Saver y comienza el viaje de entrada. En este momento se inicia el bombeo, poniendo en funcionamiento las bombas de piñon y Kerr a baja presión y caudal, evitando taponamientos de la boquilla. Véase en el apéndice E.
- El contador del carrete se coloca en ceros (0000), para iniciar con el conteo de longitud del coiled tubing; este debe estar totalmente tensionado. Para establecer este cero se debe tener en cuenta la distancia entre la brida inferior de las preventoras a la parte superior del lubricador.
- Luego se comienza a bajar la manguera flexible y boquilla presionando levemente el sistema, para evitar taponamiento de la boquilla.
- Cuando el equipo ensamblado llega al nivel establecido, se presiona el sistema, permitiendo que el conjunto se introduzca dentro de la zapata deflectora.
- Una vez la manguera entra a la formación, está comenzara a avanzar lentamente. Si la perforación es muy rápida se



BIBLIOTECA ECUATORIANA

ESPOL

requiere tensionar el coiled tubing para garantizar que el radial tenga el diámetro adecuado.

- Se perfora la formación de acuerdo al programa, el sistema puede realizar esta operación hasta los 300 pies en tiempo aproximado: 15-30 minutos.

3. Una vez terminada la operación de perforación de formación se hace lo siguiente:

- Se procede a sacar la manguera, disminuyendo gradualmente el bombeo, asegurando que quede bien extendido el carrete, para evitar daños y fisuras.
- Se continúa con el viaje de salida y se detiene el viaje 100 pies antes de llegar a superficie, retirando los empaques del Oil Saver.
- Se continúa sacando la manguera de forma manual y lentamente, utilizando el espacio entre el cuello de ganso y la unidad.



BIBLIOTECA
ESPOL

CAPITULO 3

3. SELECCIÓN DE POZOS ESCOGIDOS PARA APLICAR ESTA TÉCNICA.

Estos son criterios generales que hace Radrill para seleccionar un pozo y aplicar la perforación radial:

- Pozos con alto daño de formación o daño secundario.
- Pozos con pérdidas sustanciales de presión de flujo.
- Pozos con comportamientos anormales en comparación con el de sus vecinos.
- Pozos con zonas de baja permeabilidad.
- Zonas con problemas de bloqueo por trabajos de cementación.
- Zonas con potencial para fracturamiento, pero con barreras que impidan su propagación.
- Pozos con problemas de conificación de gas o agua.



En este trabajo se eligió 10 pozos a los que se les aplicó la perforación radial, los cuales pertenecen a las siguientes áreas:

- Área Morrillo:** Morrillo 1, 2, 4,5.
Área Sta. Paula: Sta. Paula 247, 1002.
Área Ancón: Ancón, 1393, 1884, 1905, 1913.

Se ha seleccionado los pozos de **Morrillo 1, 2, 4, 5** a fin de probar la perforación radial en la arenisca de la Fm. Socorro. Esta arenisca presenta continuidad estratigráfica.

Se ha seleccionado el pozo **ANC1393** a fin de probar la perforación radial en la arenisca superior de la Fm. CPB. Esta arenisca presenta continuidad estratigráfica en el área de la sección 66, además de presentar un buen espesor.



Se ha seleccionado el pozo **ANC1884** a fin de probar la perforación radial en la arenisca Santo Tomas. Esta arenisca presenta continuidad estratigráfica en el área de la sección 67, además de presentar un buen espesor.

BIBLIOTECA FIC
ESP

Se ha seleccionado el pozo **ANC1905** a fin de probar la perforación radial en la arenisca Santo Tomas. Esta arenisca presenta continuidad estratigráfica en el área de la sección 67, además de presentar un buen espesor.

Se ha seleccionado el pozo **ANC1913** a fin de probar la perforación radial en las formaciones Passage Beds y Atlanta. Estas formaciones presentan continuidad estratigráfica en el área de la sección Tigre, además de presentar un buen espesor.

Se ha seleccionado el pozo **SPA0247** a fin de probar la perforación radial en el chert de la Fm Santa Elena. Este nivel presenta continuidad estratigráfica en el área de la Santa Paula, además de presentar un buen espesor.

Se ha seleccionado el pozo **SPA1002** a fin de probar la perforación radial en el chert de la Fm Santa Elena. Este nivel presenta continuidad estratigráfica en el área de la Santa Paula, además de presentar un buen espesor.

A continuación se presentara el mapa de ubicación de los pozos escogidos, véase Fig.3.1:

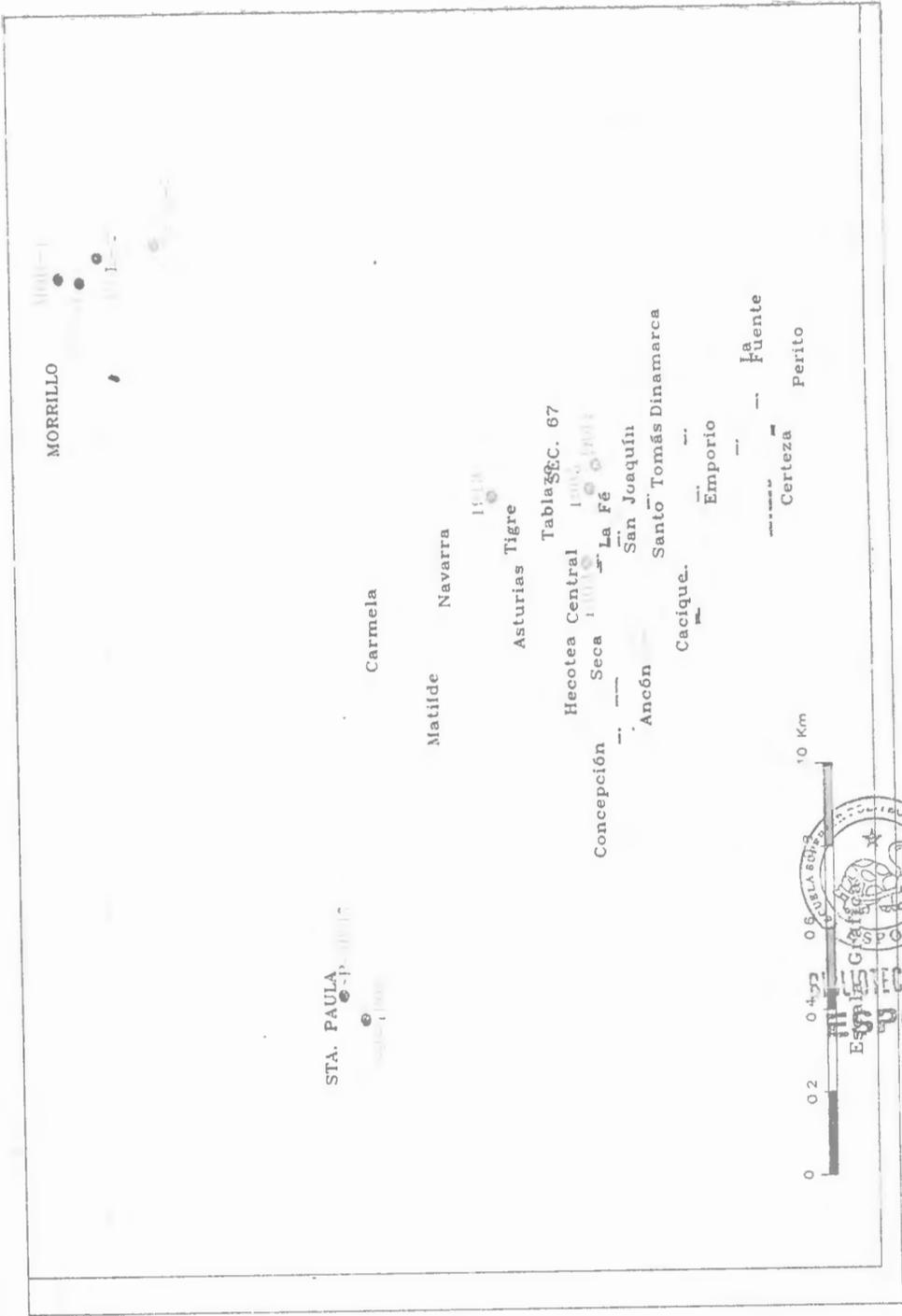


FIGURA 3.1 MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS

3.1. Limitaciones para la selección de pozos.

Para seleccionar estos 10 pozos se debió considerar ciertas restricciones, de acuerdo a los requerimientos que propuso Radrill Co., para poder realizar este tipo de perforación:

- El diámetro del casing debe ser $> 4"$.
- Debe haber continuidad de la arena productora.
- El espesor de la formación debe ser ≥ 10 pies.
- Debe ser un área no drenada.
- El ángulo de buzamiento debe ser $< 5^{\circ}$.

3.2. Datos geológicos.

La geología de estas tres áreas es necesario conocerlas, ya que de esto depende un buen trabajo de la perforación radial, y para Radrill Co. las formaciones ideales son areniscas medio y bien consolidadas, calizas o carbonatos.

A continuación se detallara la geología de estas tres áreas, indicando preferentemente a la formación en donde se realizo el trabajo:



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

En el campo **Morrillo** la secuencia sedimentaria en área de estudio esta conformada por la Fm. Santa Elena (Cretácico) la cual esta sobre yacida por el conglomerado El Rosario. A su vez este conglomerado es sobre yacido por las rocas del Grupo Ancón, compuestas por las formaciones C.P.B., Socorro, Seca y Zapotal. Sucesivamente las formaciones más jóvenes corresponden a Tablazo (Pleistoceno) y a los depósitos aluviales.

La Fm. Socorro esta compuesta principalmente de arcillolita con intercalaciones de areniscas turbidíticas, niveles tobáceos y calcáreos.

Las areniscas son tobaceas, tamaño de grano medio a fino.



Se ha subdividido a la Fm. Socorro en tres miembros, de acuerdo a su litología predominante: el Miembro Superior, es principalmente tobáceo, las tobas pueden encontrarse como afaníticas, arcillosas y arenosas. También presentan niveles de areniscas, arcillitas y en menos proporción calizas; el Miembro Medio, con mayor presencia de areniscas que los otros dos Miembros, en su mayoría corresponde a arcillolitas, con incremento de niveles de calizas y tobas hacia el este. Se encuentra intercalados los estratos de areniscas que son los reservorios de petróleo: la arenisca B principal, la C principal y las areniscas D (D superior, D principal y D inferior); el Miembro Inferior,

es principalmente arcillo lítico. También están presentes niveles de areniscas tobáceas, tocas y calizas. El tipo de esta miembro es una arenisca tobácea denominada E. La columna estratigráfica de campo Morrillo es, véase Fig.3.2:



BIBLIOTECA NCT
ESPOL

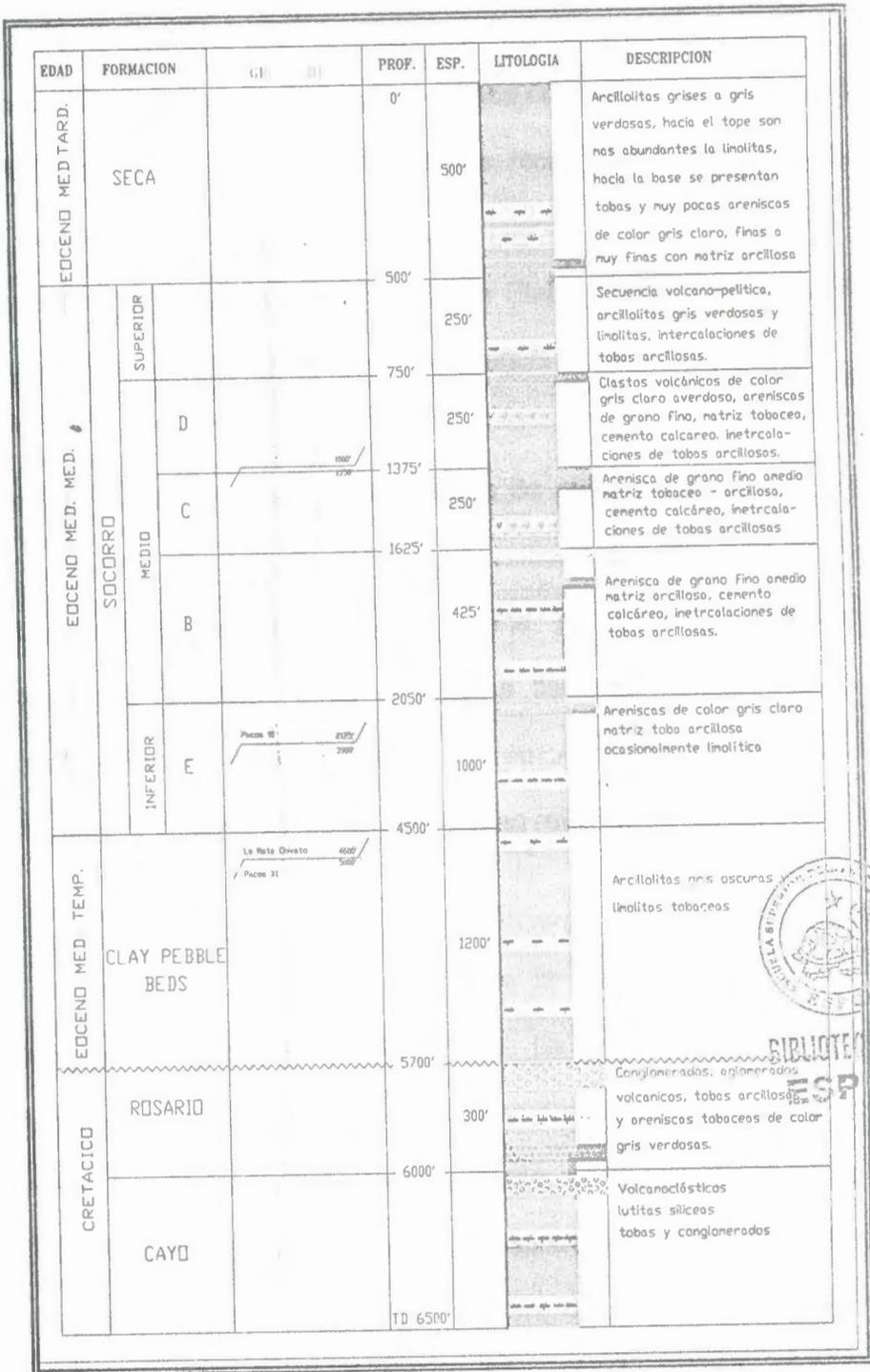


FIGURA 3.2 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE MORRILLO

En el **campo Santa Paula**, su ubicación es en un alto estructural que presenta la forma de un anticlinal fallado cuyo eje es de rumbo NE-SE. Se encuentran en las perforaciones rocas Cretácicas (Fm. Santa Elena), Paleocenas (Fm. Atlanta) y Eocenas (Gr. Ancón). El principal reservorio lo constituye la Fm. Santa Elena, seguida en importancia por la Fm. Atlanta, y en menor importancia el somero Gr. Ancón.

La Fm. Santa Elena esta compuesta de alternancias de secuencias de arcillitas negras suaves con secuencias de argilitas silíceas duras, depositadas en un ambiente marino profundo. Las secuencias argiliticas contienen chert el cual es bastante fisurado, lo que le confiere la calidad de reservorio por su porosidad secundaria. Estas fisuras en muchos casos se encuentran rellenas de calcita.



Las secuencias argiliticas dentro de la Fm. Santa Elena se han identificado como SE1, SE2 y SE3. La secuencia SE1 (conocida también como Chert-1) no presenta producción significativa. En estos casos la primera secuencia encontrada en la perforación es la SE2 (Chert-2) que presenta mayor contenido de chert que las otras secuencias y es la principal productora del campo Santa Paula. La secuencia SE3 (Chert-3) es un reservorio importante al norte del

Campo pero en el centro y sur contiene agua salina. La columna estratigráfica del campo Santa Paula es, véase Fig.3.3:



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

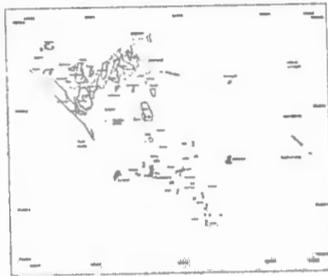
COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO SANTA PAULA

Estrat. (prom.)	Edad (m.a)	Sistema	Epoca	Formación	Descripción	
1000'	54	TERCIARIO PALEOGENO	EOCENO	GR ANCON	Lutitas, intercalaciones de arenisca de grano fino y limolita	
1600'	57			FM ATLANTA	MB ATLANTA ARCILLOSO	Areniscas de grano fino con matriz arcillosa
					MB ATLANTA BASAL	Areniscas de grano medio a grueso con matriz arcillosa
2000'						Lutita tobacea
2050'		CRETACICO SUPERIOR	PALEOCENO	FM SANTA ELENA	SE-1 Chert	
2080'	66.5			SE-2 Chert		
2200'				SE-3 Chert		
2250'					Intercalaciones de lutitas y areniscas de grano fino	
4500'	72		FM CAYO	Areniscas, grauvacas y arcillolitas silíceas		
	76		FM PINON	Rocas basálticas		



BIBLIOTECA DEL
ESPOL

LMITES DE LA COLUMNA



Autor: E. C. ...

Archivo Folio 52

FIGURA 3.3 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE STA. PAULA

En el **campo Ancón** se encuentran las Fm. Socorro, Fm. CPB, Arenisca Santo Tomas, Fm. Passage Beds y Fm. Atlanta. Todas estas formaciones presentan niveles de interés, siendo las Fm. Socorro el objetivo de los pozos someros, la arenisca santo Tomas el objetivo de pozos de profundidad intermedia y la Fm. Atlanta el objetivo de la perforación en los pozos profundos. También existen pozos que han penetrado solo hasta la Fm. CPB produciendo ya sea solo de la Fm. CPB o en conjunto de las formaciones Socorro y CPB.

La Fm. Socorro es una secuencia principalmente arcillosa con intercalaciones de estratos de areniscas, los cuales constituyen el reservorio. Este reservorio ha sido productivo en pozos someros de las áreas La Fe, Hecotea y Santo Tomas. La Fm. C.P.B. esta compuesta de arcillolitas y presenta niveles de areniscas los cuales han resultado productivos en los pozos reacondicionados en las áreas Hecotea, Central, La Fe, Tablazo y Tigre. En la base de la Fm. CPB se presenta el Mb. Santo Tomas, una arenisca cuarzosa conglomerática, la cual se distingue de las demás areniscas por ser de gran espesor y presentar resistividades más altas.

La Fm. Passage Beds se encuentra sobreyaciendo a la Fm. Atlanta y subyaciendo a la Fm. C.P.B. la cual constituye la roca sello.

Estratigráficamente esta compuesta de intercalaciones de areniscas y lutitas, siendo depositadas en un ambiente de abanico externo. El reservorio lo constituyen los estratos de areniscas de grano medio a fino.

La Fm. Atlanta litológicamente esta compuesta de depósitos turbidíticos depositados en un ambiente proximal marinos profundo.

Presenta conglomerados, areniscas de grano grueso a fino y lutitas

La columna estratigráfica del campo Ancón es, véase Fig.3.4



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

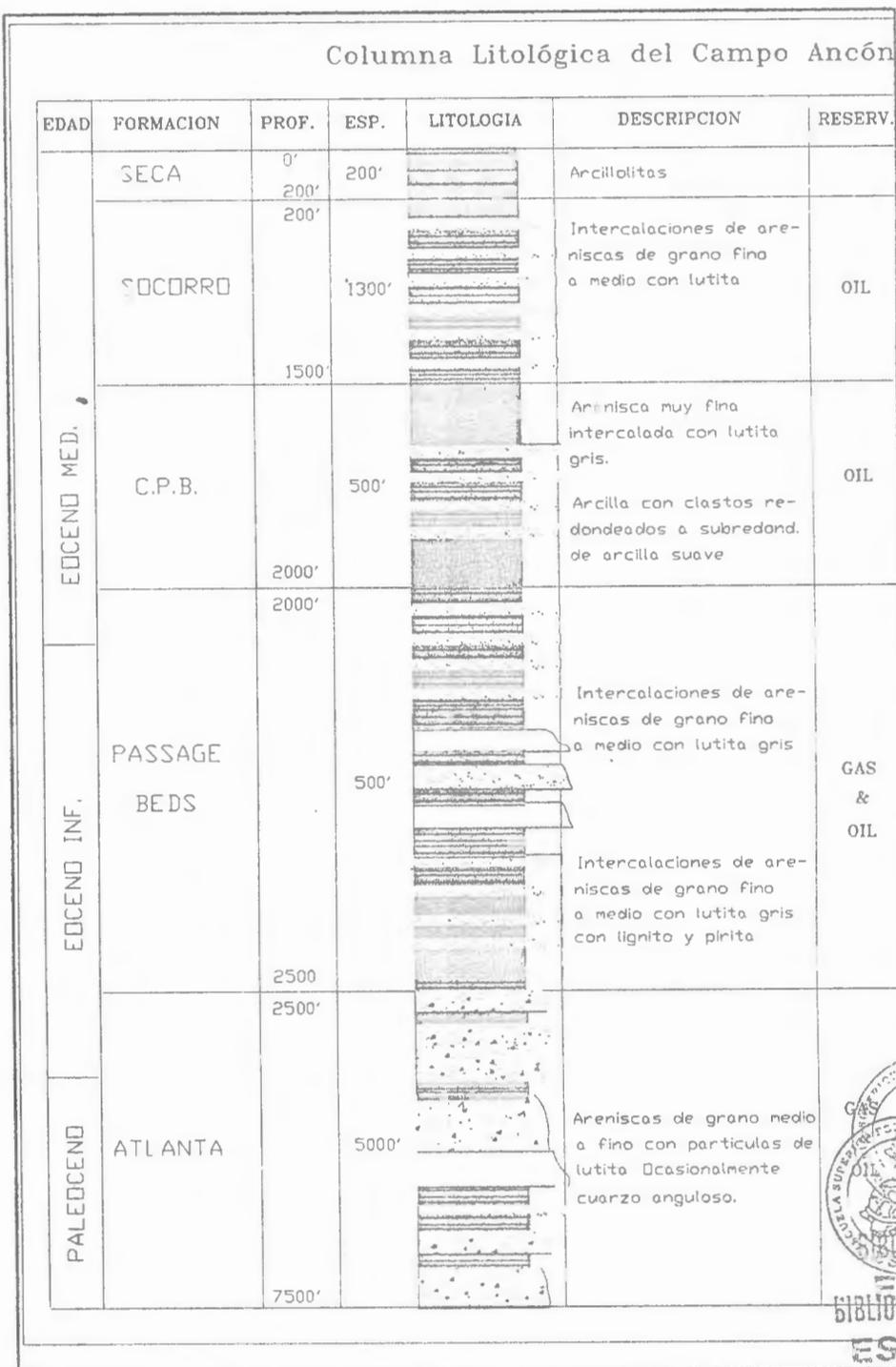


FIGURA 3.4 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE ANCON

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 ("pop ups "). 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 Joaquín-La Fe, Central y Navarra.

La estructura regional de la parte occidental de la Península de Santa Elena presenta un levantamiento gradual de sur a norte de las Formaciones Atlanta y Santa Elena, llegando esta última a aflorar a lo largo de la línea de costa norte. Esta tendencia regional es interrumpida por el levantamiento del Campo Santa Paula, el cual puede tener su origen en una tectónica transpresiva representada por un falla sinistral de rumbo NE-SW, la cual pudo haber generado fallas inversas de rumbo Norte-Sur y buzamiento Este que levantaron las fajas Cretácicas. Esta estructura fue cortada por fallamiento inverso



ESPOL

de rumbo NNW-SSE y buzamiento NNE: originando la configuración actual.

En lo estructural de cada pozo se determino lo siguiente:

En el área de **Morrillo** las principales estructuras del área de estudio son anticlinales, los cuales se encuentran limitadas por las fallas de cabalgamiento. Estas fallas han generado fallas inversas antitéticas que dividen los anticlinales en bloques. La principal orientación de las fallas es con rumbo NW-SE. Véase la Fig.3.5, 3.6.

Estructuralmente el cuerpo Chert-2 del pozo **SPA0247** se encuentra en el mismo bloque que los pozos vecinos: SPA0257, SPA1004, SPA0234 y SPA0229, pozos que han sido productores en el área. Se encuentra separado del pozo SPA1006 por una falla inversa de rumbo NW-SE, ubicada a 20 metros al norte del pozo SPA0247. En base a los registros eléctricos se ha correlacionado con los pozos vecinos y se nota continuidad del nivel de Chert-2 de la Fm. Santa Elena en el área de estudio. Véase la Fig. 3.7, 3.8.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Estructuralmente el cuerpo Chert-2 del pozo **SPA1002** se encuentra en el mismo bloque que los pozos vecinos: SPA0226, SPA0235 y SPA0238, pozos que han sido productores en el área. Se encuentra separada del pozo SPA0224 por una falla inversa de rumbo NW-SE, ubicada a 30 metros del pozo SPA1002. En base a los registros eléctricos se ha correlacionado con los pozos vecinos y se nota continuidad de nivel de Chert-2 de la Fm. Santa Elena en el área de estudio. Véase la Fig. 3.9.

Estructuralmente el pozo **ANC1393** se encuentra en el mismo bloque que el pozos vecinos: ANCFA16, FA14, 434, 1499, 1517 y 508. Las fallas mas próximas se encuentra una al oeste a 460 metros, y otra al este a 800 metros, ambas inversas, de rumbo NW-SE. En base a los registros eléctricos se ha correlacionado con los pozos vecinos y se nota continuidad de las arenas de la Fm. Socorro, C.P.B y Santo Tomas en el área de estudio. El estrato presenta un rumbo de $N120^{\circ}$ y un buzamiento de 8.6° NE. Véase la Fig. 3.10, 3.11.



BIBLIOTECA FIG.

Estructuralmente el pozo **ANC1884** se encuentra en el mismo bloque que los pozos vecinos: ANC934, 1242, 1900, 1254, 1959

y ANC1262, pozos que han sido productores en el área. No se encuentran afectados por fallas, encontrándose la falla más cercana a 300 metros del pozo ANC1884. En base a los registros eléctricos se ha correlacionado con los pozos vecinos y se nota continuidad de las arenas de la Fm. Socorro, C.P.B y Santo Tomas en el área de estudio. El estrato presenta un rumbo de $N70^{\circ}$ y un buzamiento de 5.8° SE. Véase la Fig. 3.12, 3.13.

Estructuralmente el pozo **ANC1905** se encuentra en el mismo bloque que los pozos vecinos: ANC1250 y ANC1896, pozos que han sido productores en el área. Se encuentra separado del pozo ANCFA28 por una falla inversa de rumbo norte sur, ubicada a 130 metros del pozo ANC1905. Además hacia el sur se encuentra separado del pozo ANC1288 por una falla inversa de rumbo NW-SE, ubicada a 120 metros del pozo ANC1905. En base a los registros eléctricos se ha correlacionado con los pozos vecinos y se nota continuidad de las arenas de la Fm. Socorro, C.P.B y Santo Tomas en el área de estudio. El estrato presenta un rumbo de $N70^{\circ}$ y un buzamiento de 10.7° SE. Véase la Fig. 3.14, 3.15.



Estructuralmente el pozo **ANC1913** se encuentra en el mismo bloque que los pozos vecinos: TIG0059 y TIG0057, pozos que han sido productores en el área. Se encuentra separado del pozo ANC1962 por una falla inversa de rumbo NE-SE, ubicada a 70 metros del pozo ANC1913. Se encuentra separada del pozo ANC0770 por una falla inversa de rumbo N-S, ubicada a 100 metros del pozo ANC1913. En base a los registros eléctricos se ha correlacionado con los pozos vecinos y se nota continuidad de los niveles de las Fm. Socorro, C.P.B, Passage Beds y Atlanta en el área de estudio. El estrato presenta un rumbo de $N135^{\circ}$ y un buzamiento de 3.5° SW. Véase la Fig. 3.16.



BIBLIOTECA FIC
ESPOI

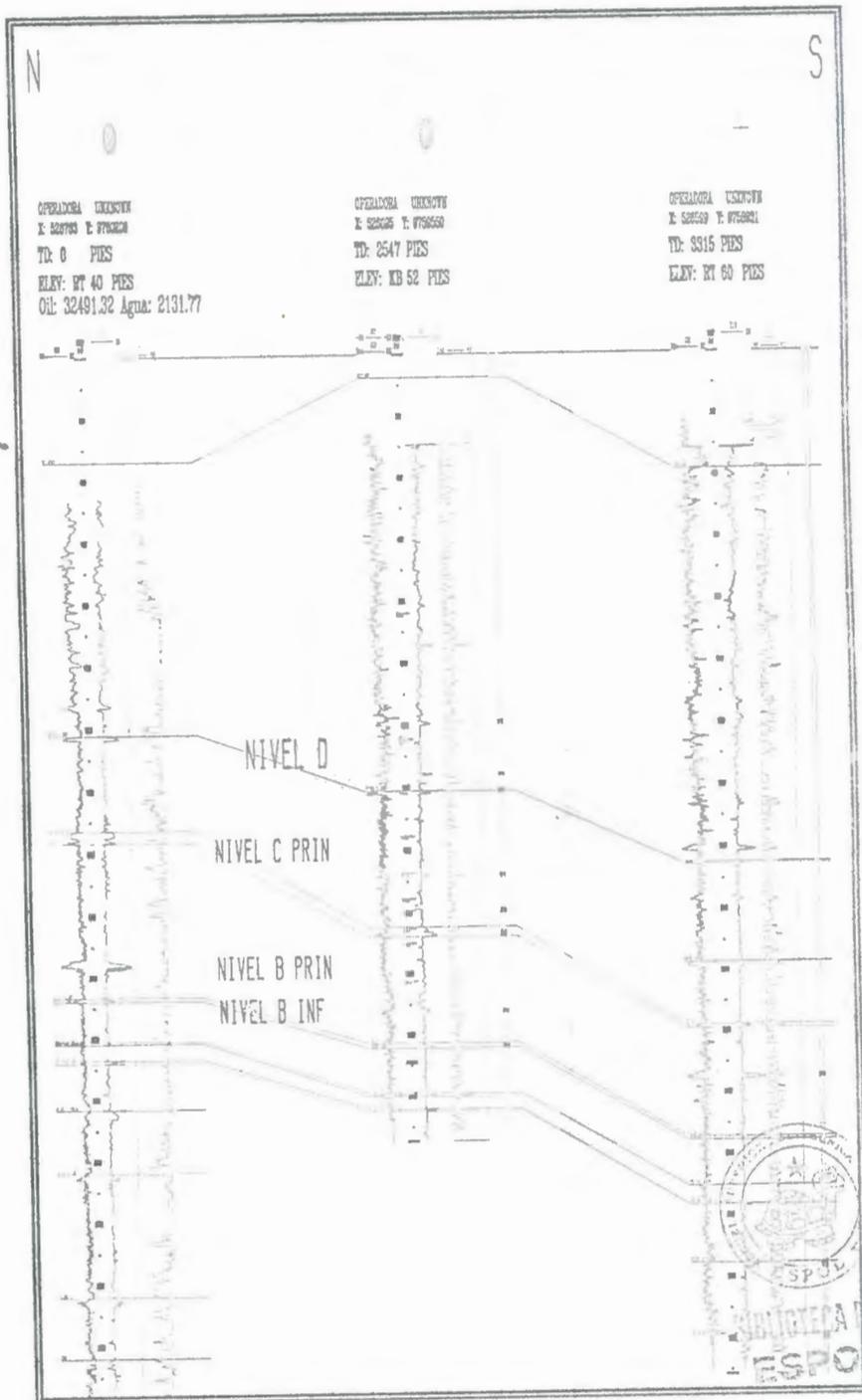


FIGURA 3.5 CORTE ESTRUCTURAL MOR 1 N-S(PAC42-MOR4)

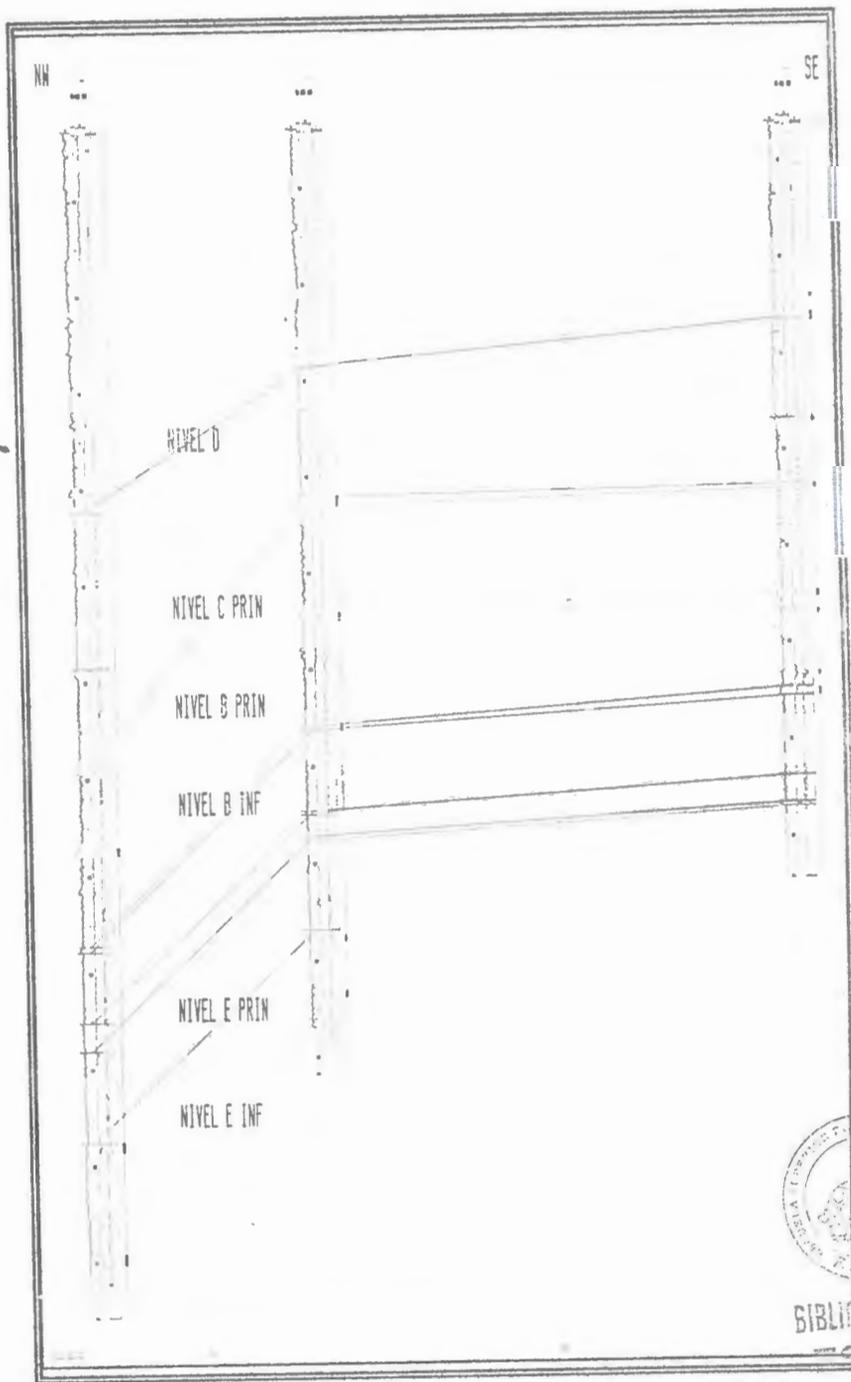


FIGURA 3.6 CORTE ESTRUCTURAL MOR 4, MOR 2, MOR 5
NW-SE

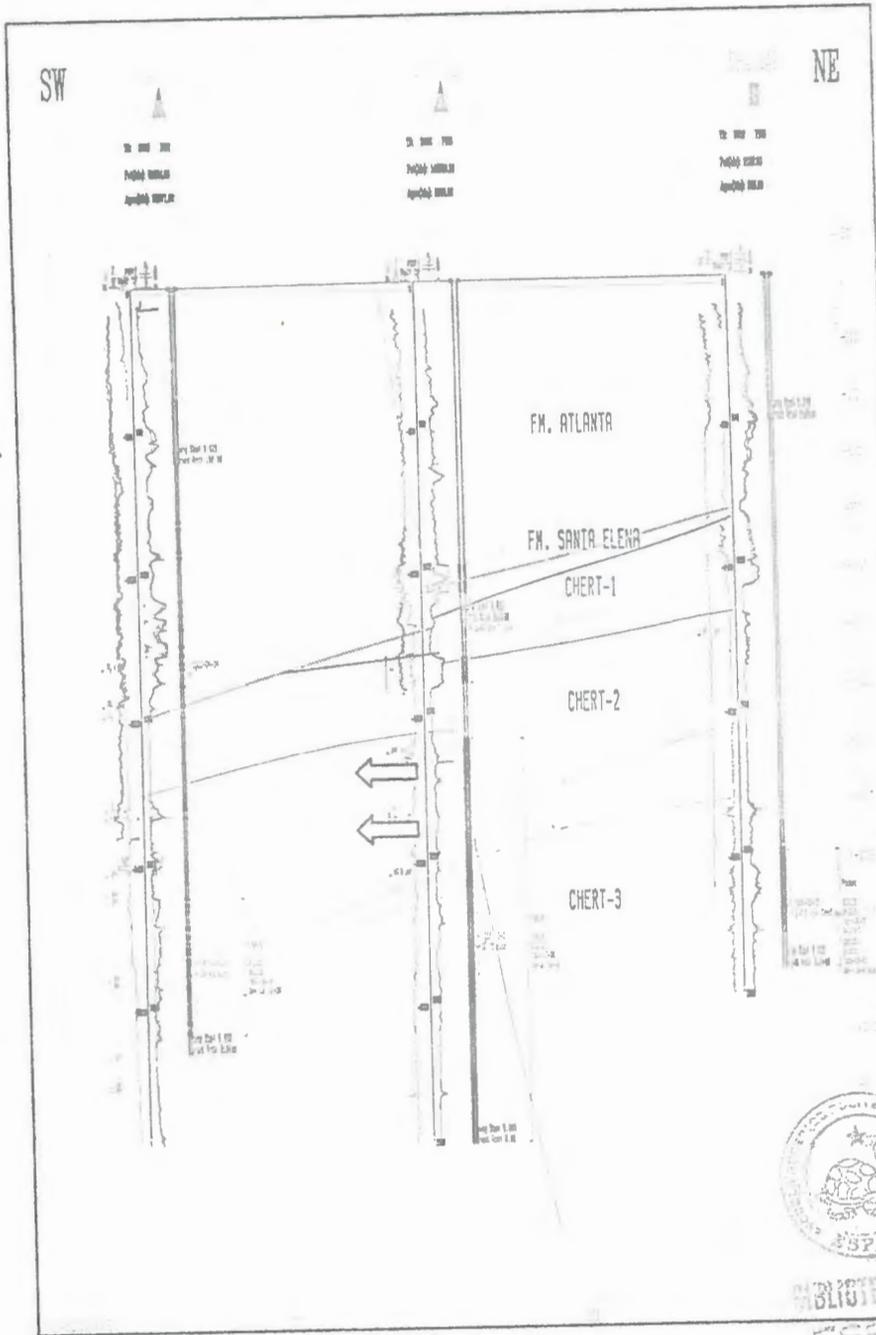


FIGURA 3.7 CORTE ESTRUCTURAL SPA257, SPA247, SPA249 SW-NE

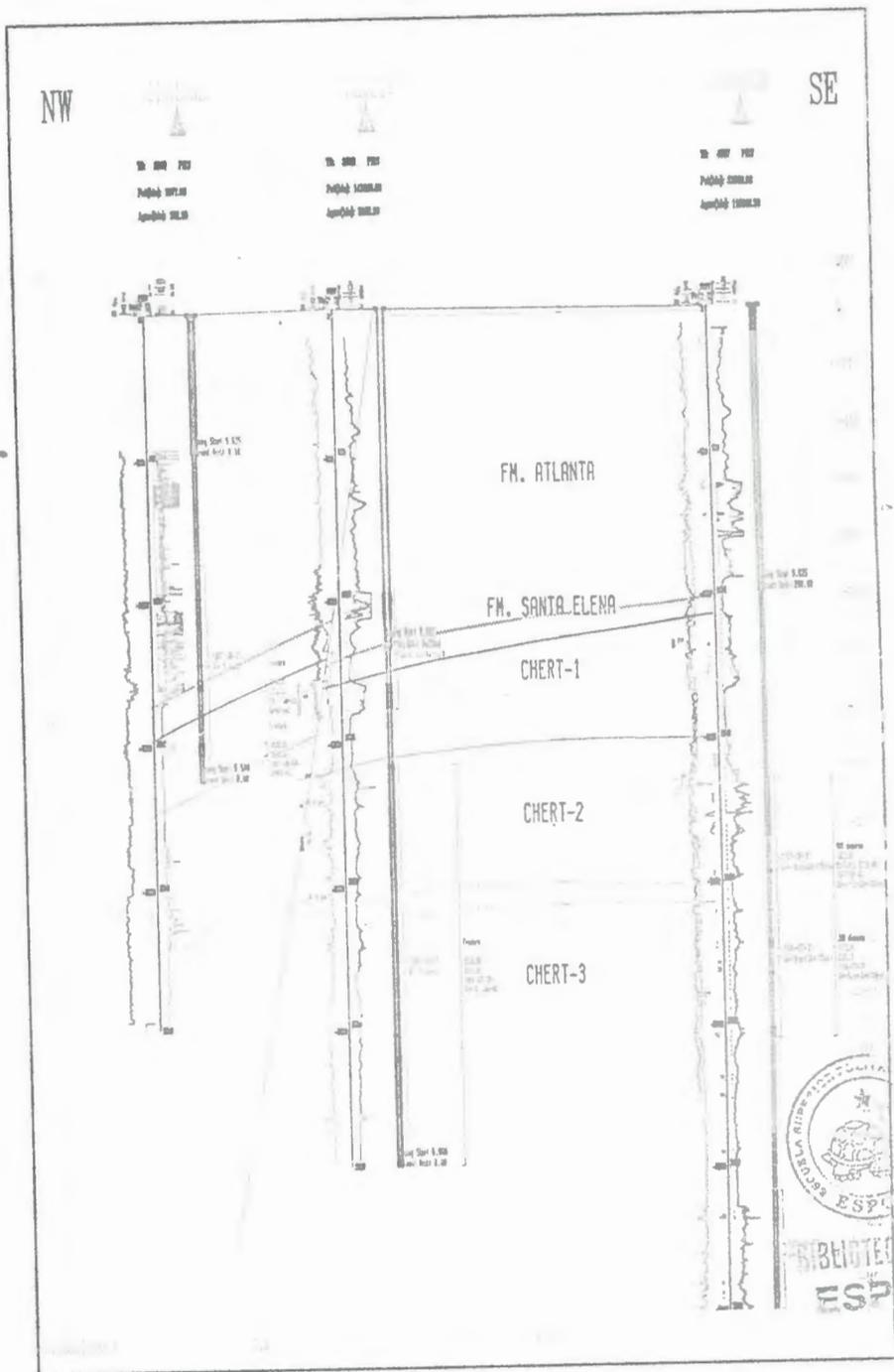


FIGURA 3.8 CORTE ESTRUCTURAL SPA1006, SPA247, SPA229 NW-SE

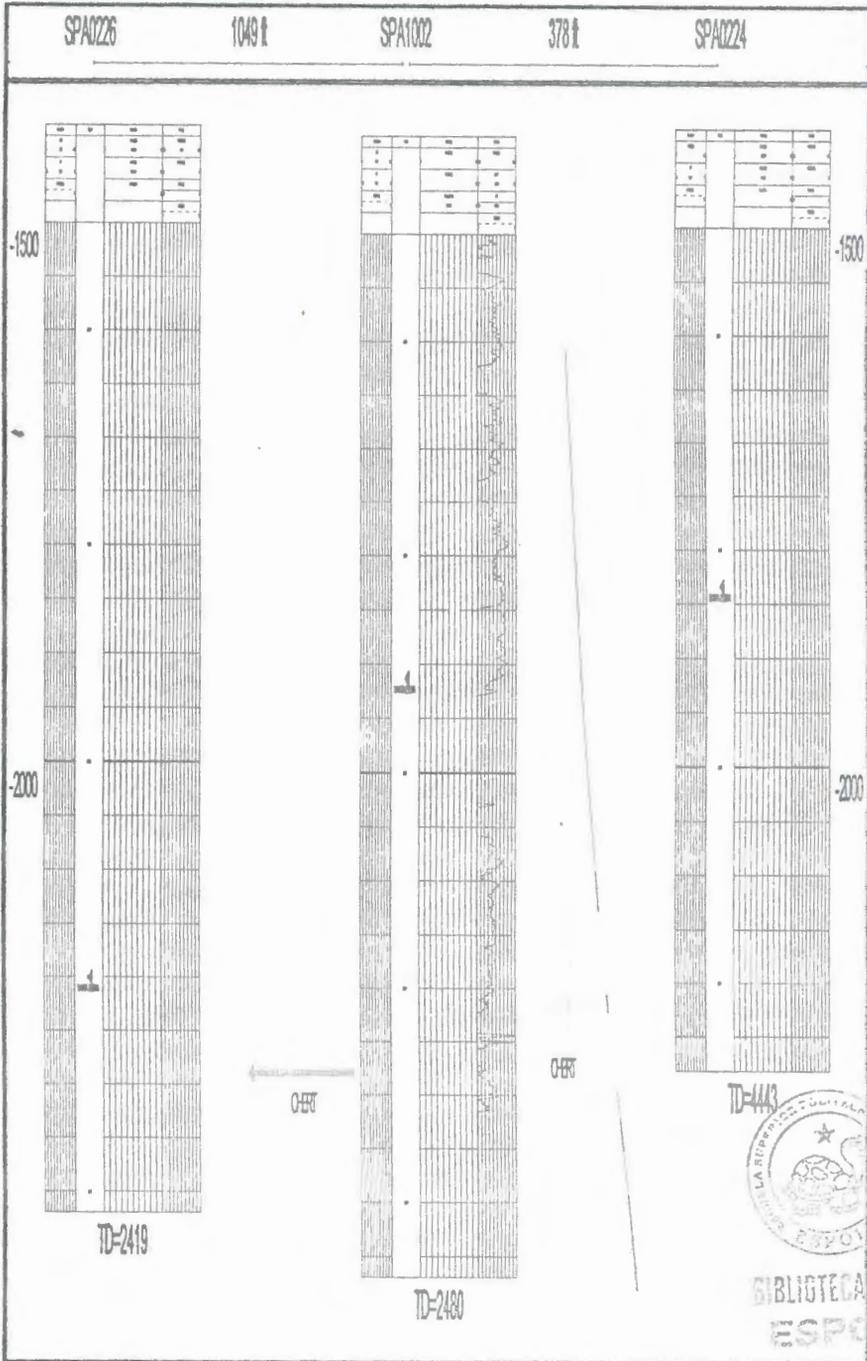


FIGURA 3.9 CORTE ESTRUCTURAL SPA226, SPA1002, SPA224 NW-SE

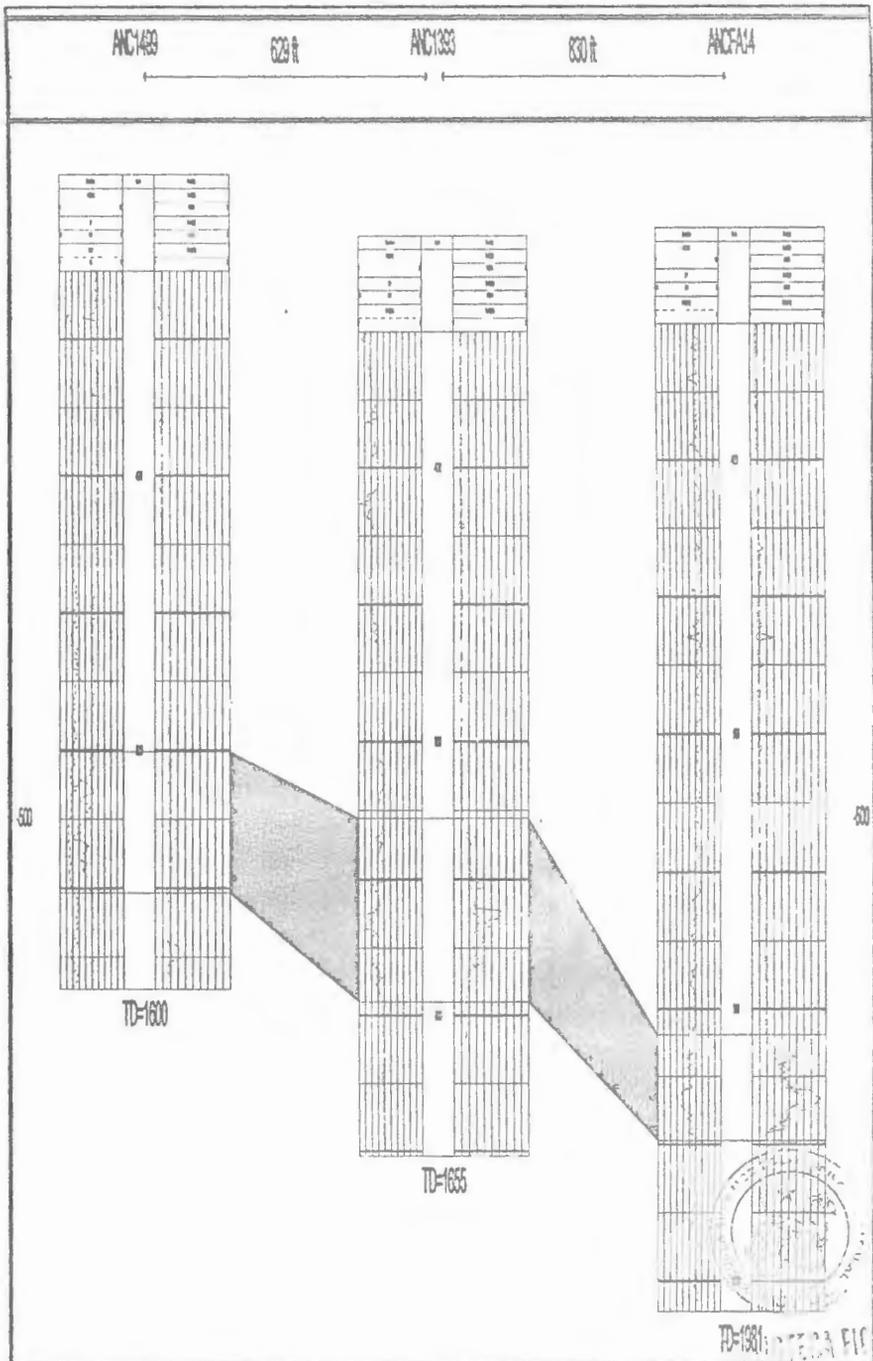


FIGURA 3.10 CORTE ESTRUCTURAL ANC1499, ANC1393,
ANCA14 NW-SE

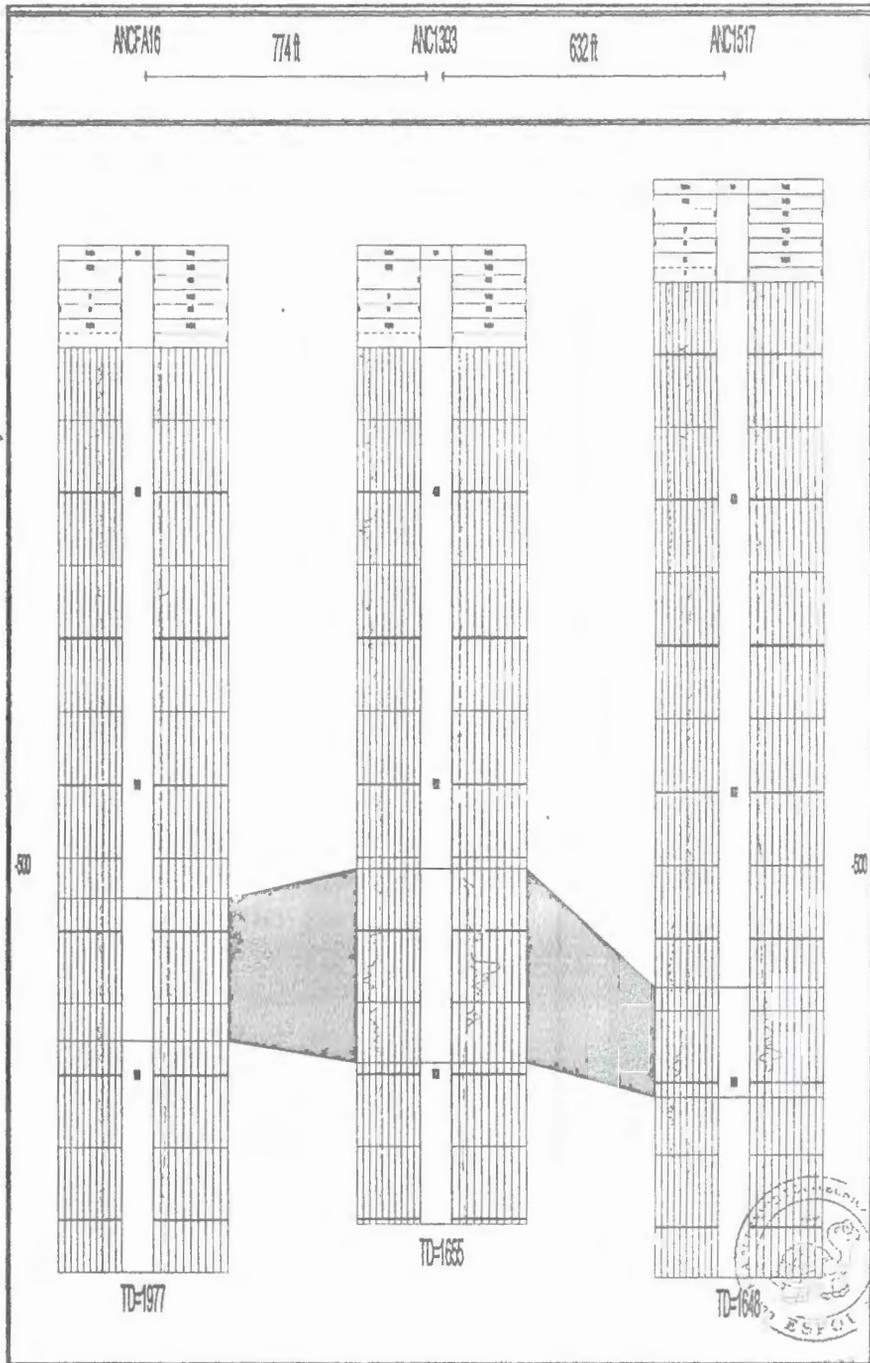


FIGURA 3.11 CORTE ESTRUCTURAL ANCF16, ANC1393, ANC1517 SW-NE

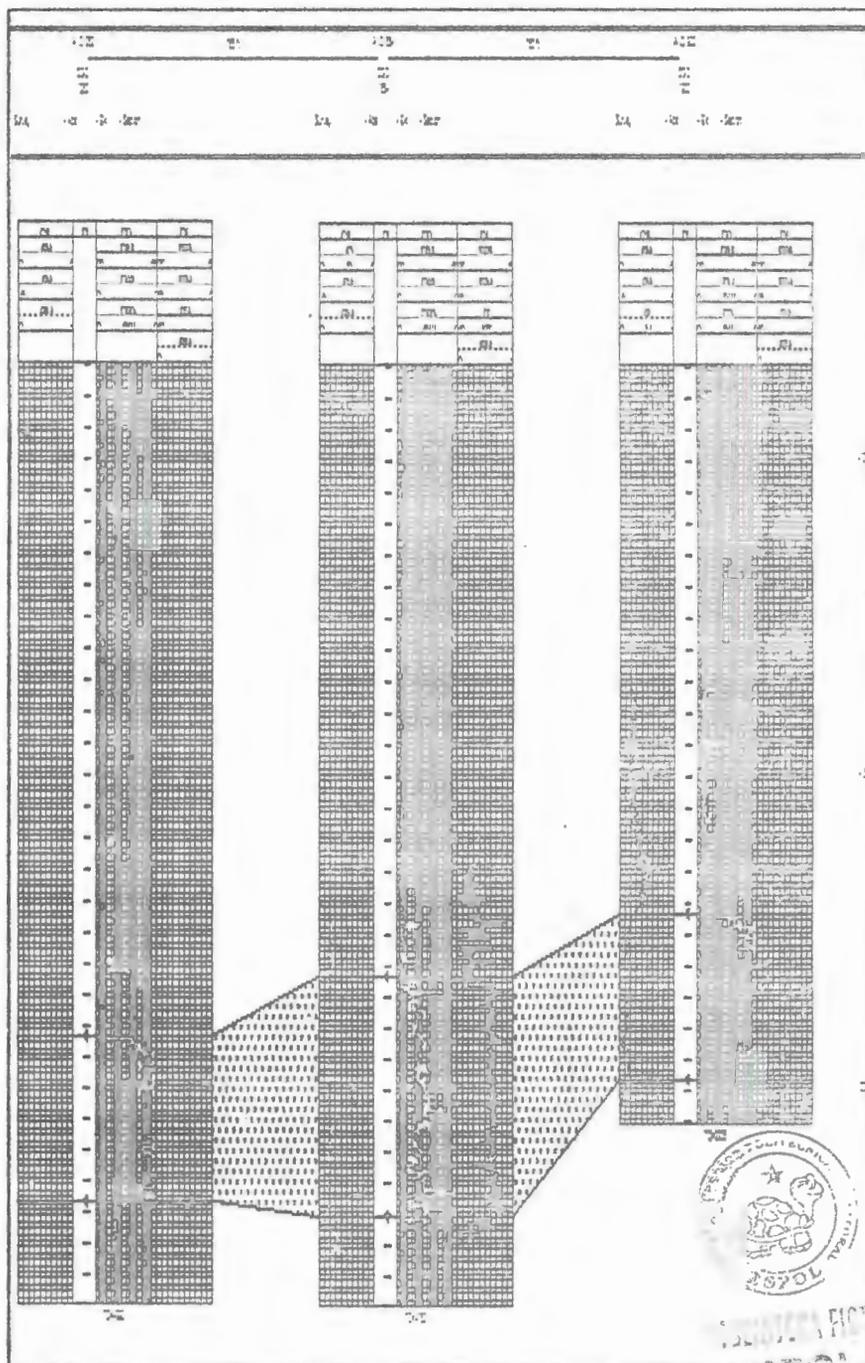
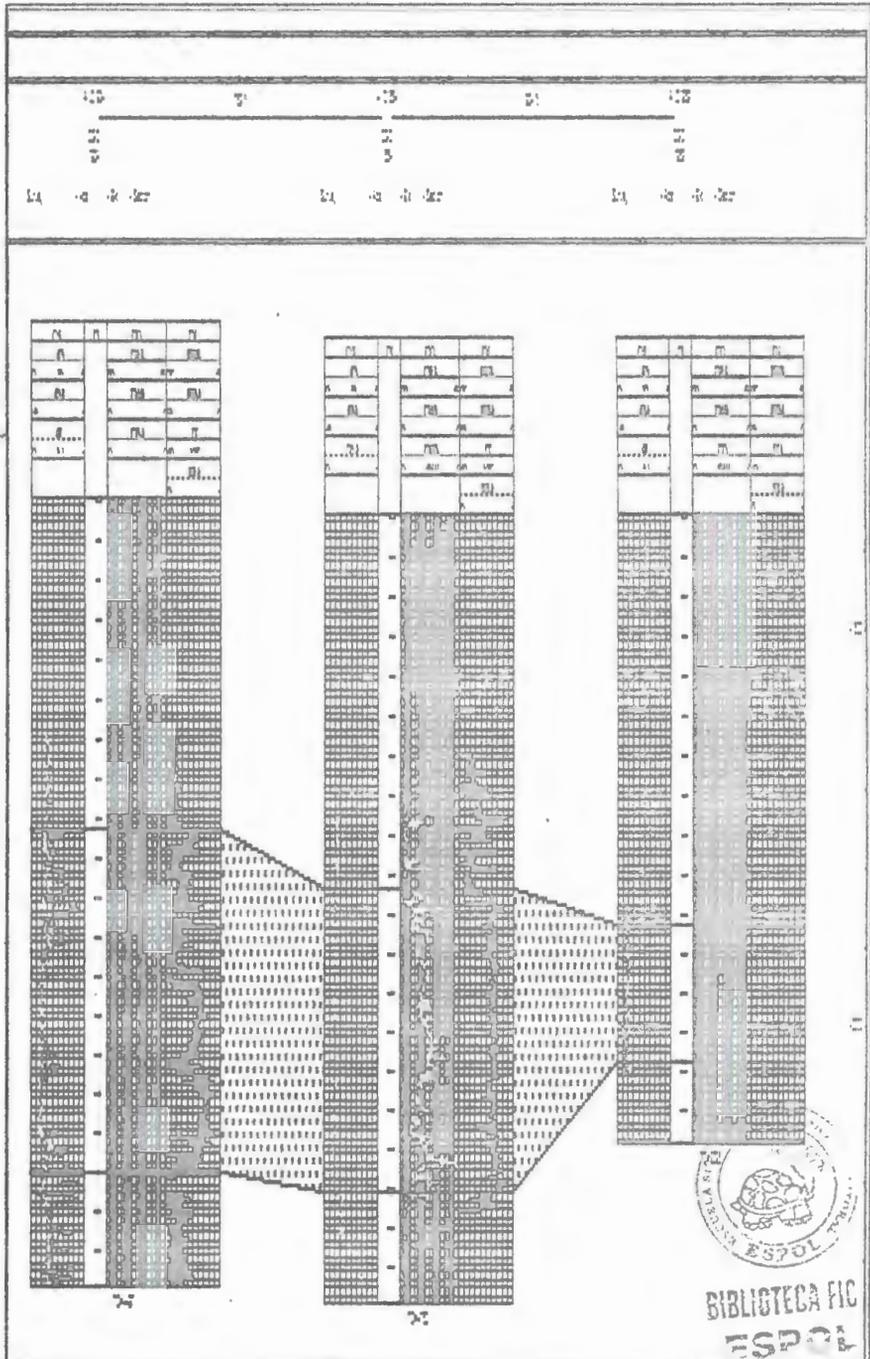


FIGURA 3.12 CORTE ESTRUCTURAL ANC1262, ANC1884,
ANC1900 S-N



**FIGURA 3.13 CORTE ESTRUCTURAL ANC1934, ANC1884,
ANC1959 W-E**

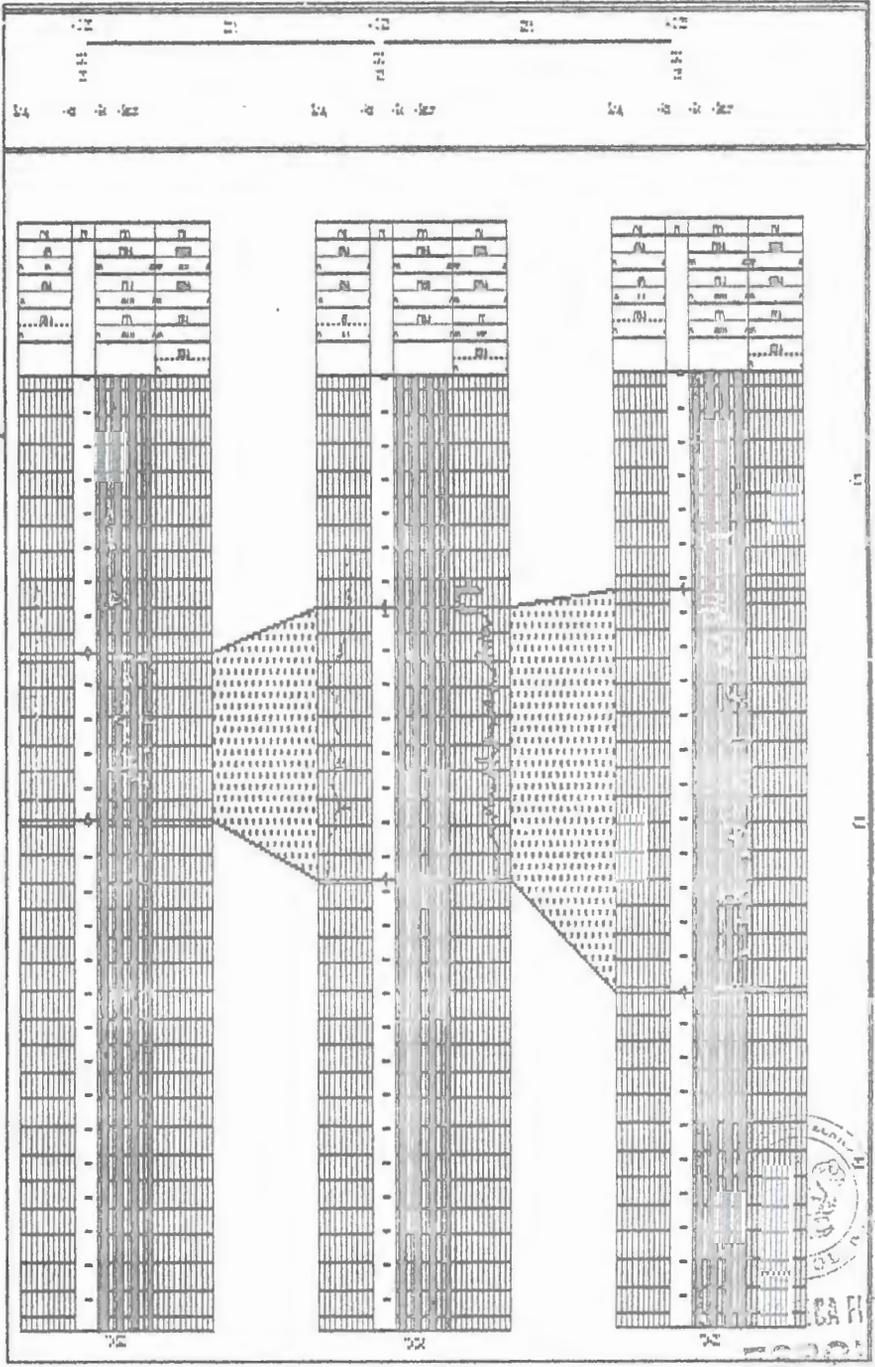


FIGURA 3.14 CORTE ESTRUTURAL ANC1250, ANC1905, ANC1288 N-S

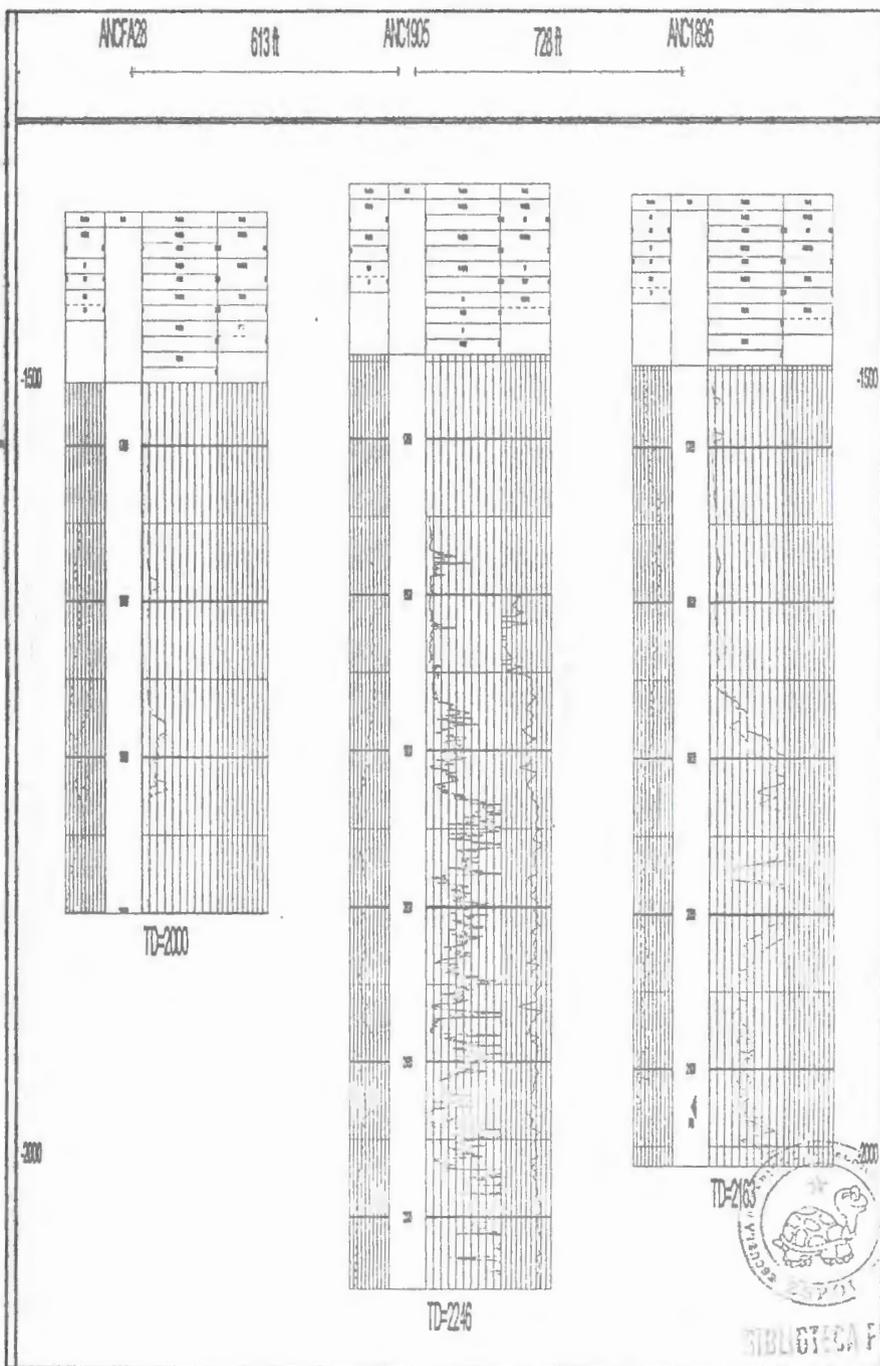


FIGURA 3.15 CORTE ESTRUCTURAL ANCFA28, ANC1905, ANC1896 W-E

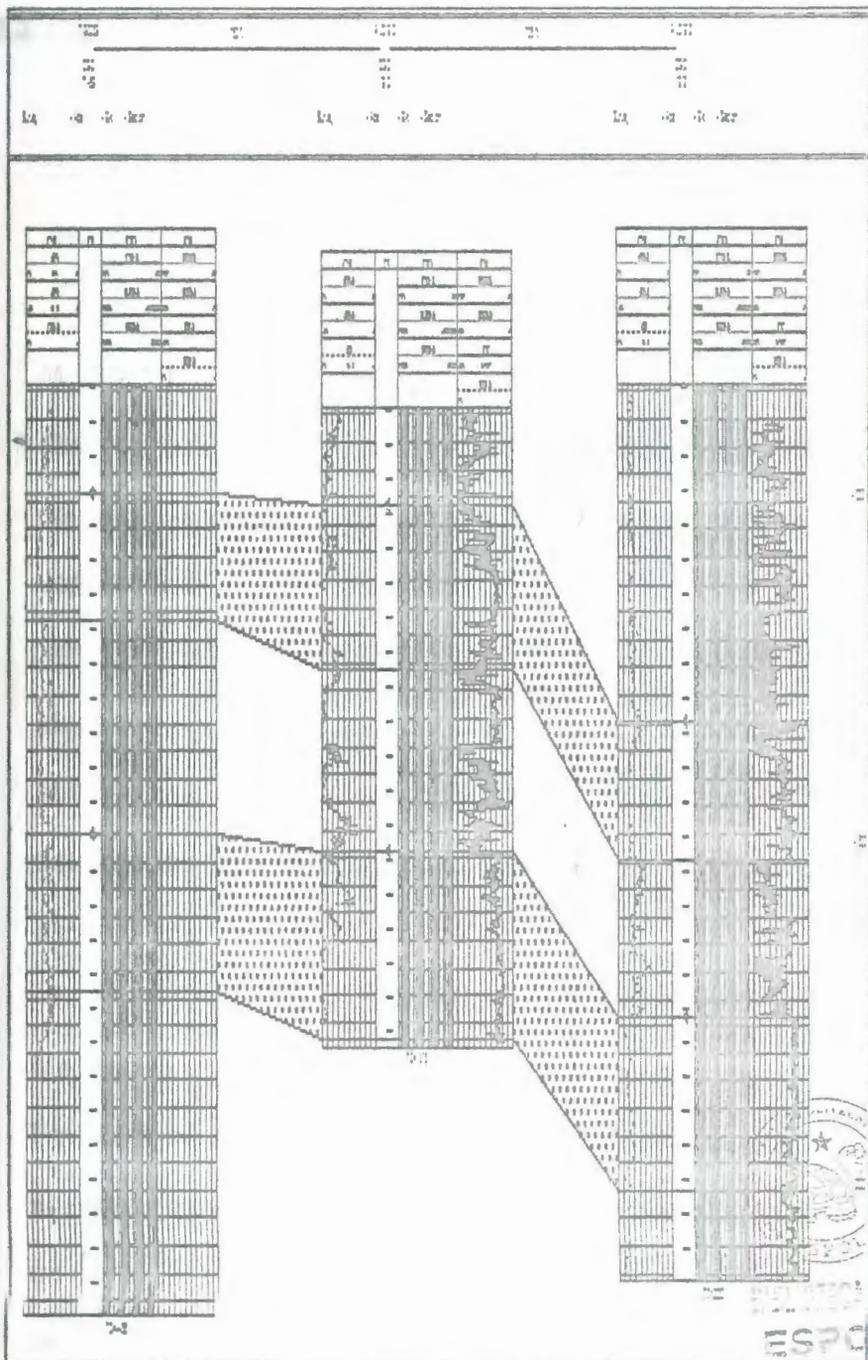


FIGURA 3.16 CORTE ESTRUCTURAL TIG59, ANC1913,
ANC1912 N-S

3.2.2. Distribución de arena.

En el área de Morrillo se observa el mapa isopaco de la arenisca, que es de importancia en esta área. Véase la Fig.3.17.

Mapeando el espesor total del Chert-2 de la Fm. Santa Elena se observa que los mayores espesores se encuentran al sureste del área de estudio. En el pozo **SPA0247** se ha encontrado un espesor total de 155'. Véase la Fig. 3.18.

Mapeando el espesor total del Chert-2 de la Fm. Santa Elena se observa que los mayores espesores se encuentran al noreste del área de estudio. En el pozo **SPA1002** se ha encontrado un espesor total de 140'. Véase la Fig.3.19.

Mapeando el espesor de la arena neta del cuerpo superior de la Fm. CPB se observa que los mayores espesores se encuentran al centro en dirección noroeste-sureste, el cual corresponde a un canal de relleno. Se ha calculado un espesor de arena neta de 97' en el pozo **ANC1393**. Véase la Fig.3.20.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Mapeando el espesor total del Mb. Santo Tomas se observa que los mayores espesores se encuentran al suroeste del área de estudio. En el pozo **ANC1884** se ha encontrado un espesor total de 360'. Véase la Fig.3.21. Y en el pozo **ANC1905** se ha encontrado un espesor total de 335'.

~ Mapeando el espesor total de la Fm. Passage Beds se observa que los mayores espesores se encuentran al oeste del área de estudio. En el pozo **ANC1913** se ha encontrado un espesor total de 298'. Véase la Fig.3.22.



BIBLIOTECA FIG.
ESPOL

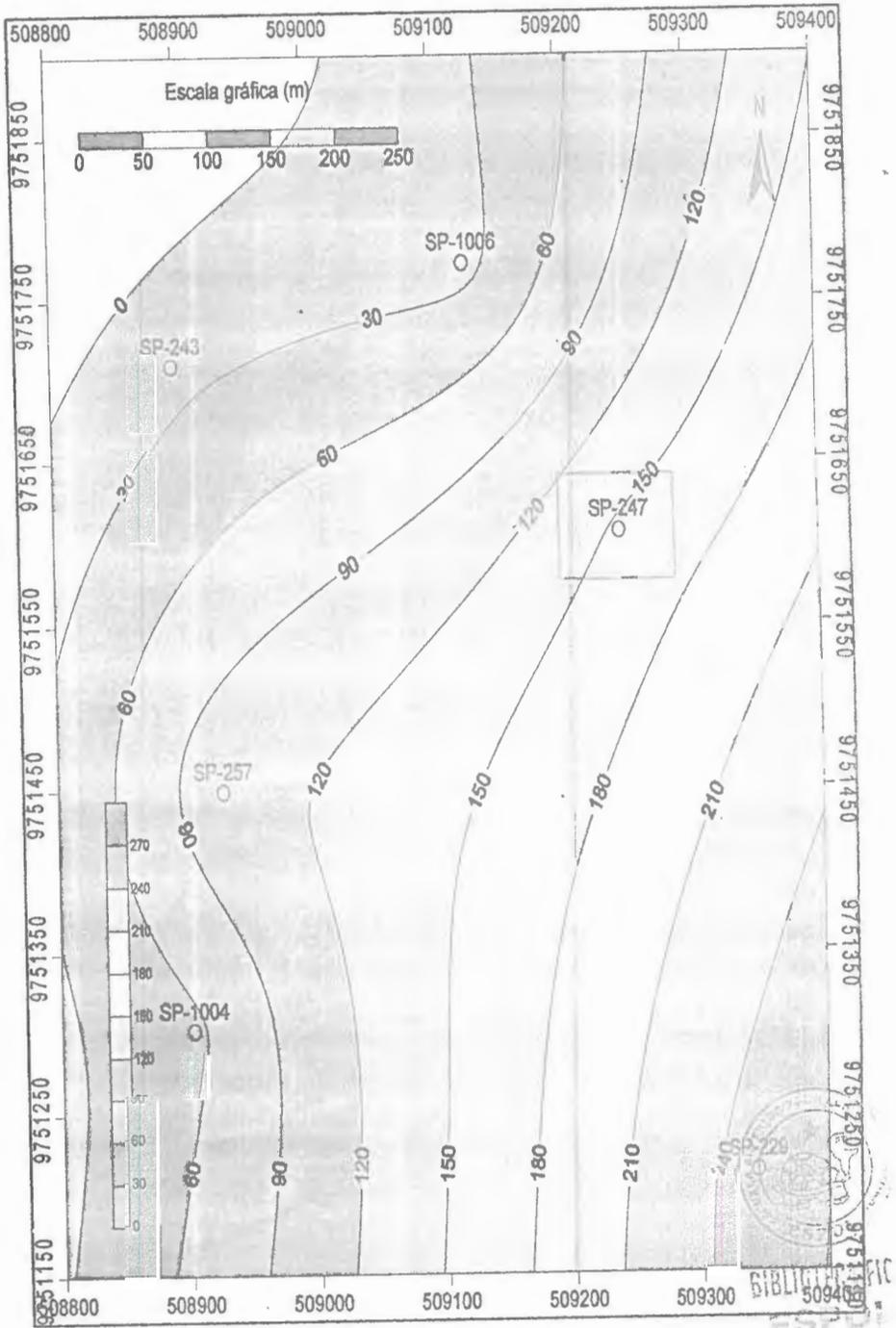


FIGURA 3.18 MAPA ISÓPACO DEL NIVEL CHERT-2 DE LA FM. SANTA ELENA (SPA0247)

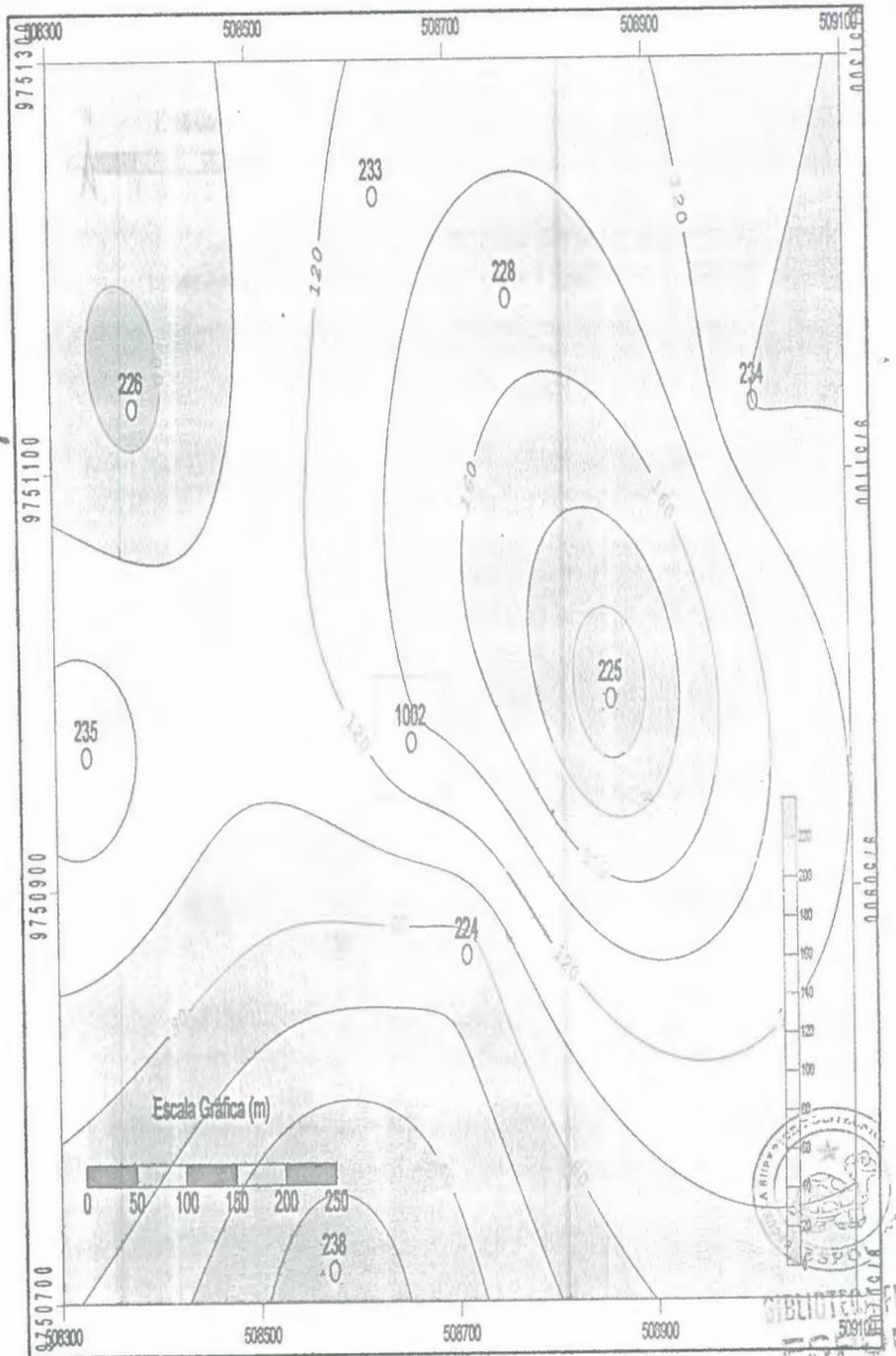


FIGURA 3.19 MAPA ISÓPACO DEL NIVEL CHERT-2 DE LA FM. SANTA ELENA (SPA1002)

3.3. Datos de yacimientos.

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

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 Fm. Santa Elena, productiva en el campo de Santa Paula.

En la caracterización de los reservorios vale indicar la evolución de la relación gas-petróleo a lo largo de la vida de los pozos perforados a Atlanta sugiere un mecanismo de producción por expansión de gas disuelto. Si bien no se tienen mediciones precisas del gas producido, se consigna que la relación gas-petróleo aumentaba rápidamente al poner los pozos en producción, estabilizándose en un alto GOR en zonas de desarrollo maduro (1350 cu.ft./bbl), para declinar en pozos viejos o zonas repletadas.

De esta manera el factor final de recobro para este tipo de mecanismo de drenaje es de 12%, pero debido a que se trata de un reservorio muy heterogéneo de arenas turbidíticas con muy baja permeabilidad el factor final de recobro se estima en el 8 a 10 %.

Los reservorios de la Fm. Atlanta se encuentran el rango de profundidades entre 1000 pies (alto de Certeza) a 4500 pies (Sección de Navarra), con una profundidad promedio de 3500'.

Los reservorios someros de la Fm. Lower Socorro presentan un entorno de profundidades entre 500 a 1500 pies.

La temperatura promedio para los reservorios de Atlanta en el campo Ancón es de 50°C (120°F) y se estima un gradiente de 2.4°C cada 100 metros (corregido).

Las mediciones de presión no son confiables y no existe historia de haberse realizado campañas de medición en el campo. Los datos consignados presentan una gran dispersión, estimándose que la presión inicial de reservorio era de 1400 a 1850 psi dependiendo de la zona del campo y la posición estructural de los reservorios. Véase la Fig.3.23.



BIBLIOTECA FII
ESPO

Características generales de las formaciones.

Formación Azúcar -Atlanta (Paleoceno).

La Formación Azúcar está estratigráficamente acotada entre la Formación Santa Elena y el Grupo Ancón, denominado también Formación Atlanta (Atlanta sandstone), esta gruesa secuencia de origen turbidítico, constituye los principales reservorios del campo Ancón, donde ha acumulado 85 MM bls en actualidad con una producción acumulada promedio por pozo de 137 M Bls (22 Mm³): En perfiles eléctricos muestran secuencias tipo granocrecientes o cilindros aserrados con resistividades que varían de 30 a 100 ohmm. 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 un incremento de la misma.

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. La porosidad



BIBLIOTECA NACIONAL
ESPOL

medida en coronas varia de 4 a 13 % y la permeabilidad es mala a regular variando entre 0.5 a 4.5 md, correspondiendo estos valores a la matriz del sistema fisurado. Estas arenas se comportan como un reservorio fisurado, muy heterogéneo, donde las fracturas naturales mejoran la escasa la permeabilidad de la matriz y sirven como vías de comunicación entre distintas capas o zonas.

Formación Socorro (Eoceno Medio Temprano).

En esta formación se encuentran los reservorios someros de segunda importancia en el campo Ancón. El rango de profundidades que varia entre 200 y 1500 pies, habiéndose perforado aproximadamente 1300 pozos someros, que han recuperado 28 MM bls de petróleo en actualidad, con una acumulada promedio de 20 M bls por pozo.

La porosidad medida en coronas varia entre 15 al 25 %. La sucesión presenta un espesor de aproximadamente 1500 pies y gradada verticalmente a arcillitas y lutitas de la Fm Seca.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Para el desarrollo de estos reservorios someros se utilizo un espaciamento 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.

Formación Santa Elena (Cretácico).

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, presentan una muy baja porosidad, tipificándose los como reservorios fisurados, 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.

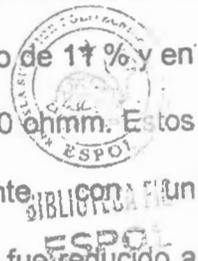
Debido a la naturaleza fracturada, son reservorios difíciles de perforar y presentan numerosas pérdidas de circulación durante la perforación, indicio inequívoco de la presencia de fisuras naturales que determina una mala recuperación de testigos coronas.



Los niveles productivos con presencia de chert 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. Las producciones iniciales han sido muy variables entre 70 y 200 BOPD.

Formación Santo Tomas Sandstones (Gr: Ancón).

Estos reservorios se encuentran desarrollados desde la zona de Tigre, al norte del Campo Ancón, hasta el área de San_Joaquin – La Fe al sur. Representan la culminación del ciclo turbidítico de la Fm 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 17% y en perfiles eléctricos presentan una resistividad de 10 a 30 ohmm. Estos reservorios han sido desarrollados inicialmente con un distanciamiento de 40 – 45 Acre por pozo, que luego fue reducido a 15 Acres. Las producciones iniciales han variado entre 10 y 280 BOPD.



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 ohmm. Las producciones iniciales han sido muy variables entre 5 y 50 BOPD.

Formación 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.



BIBLIOTECA FI

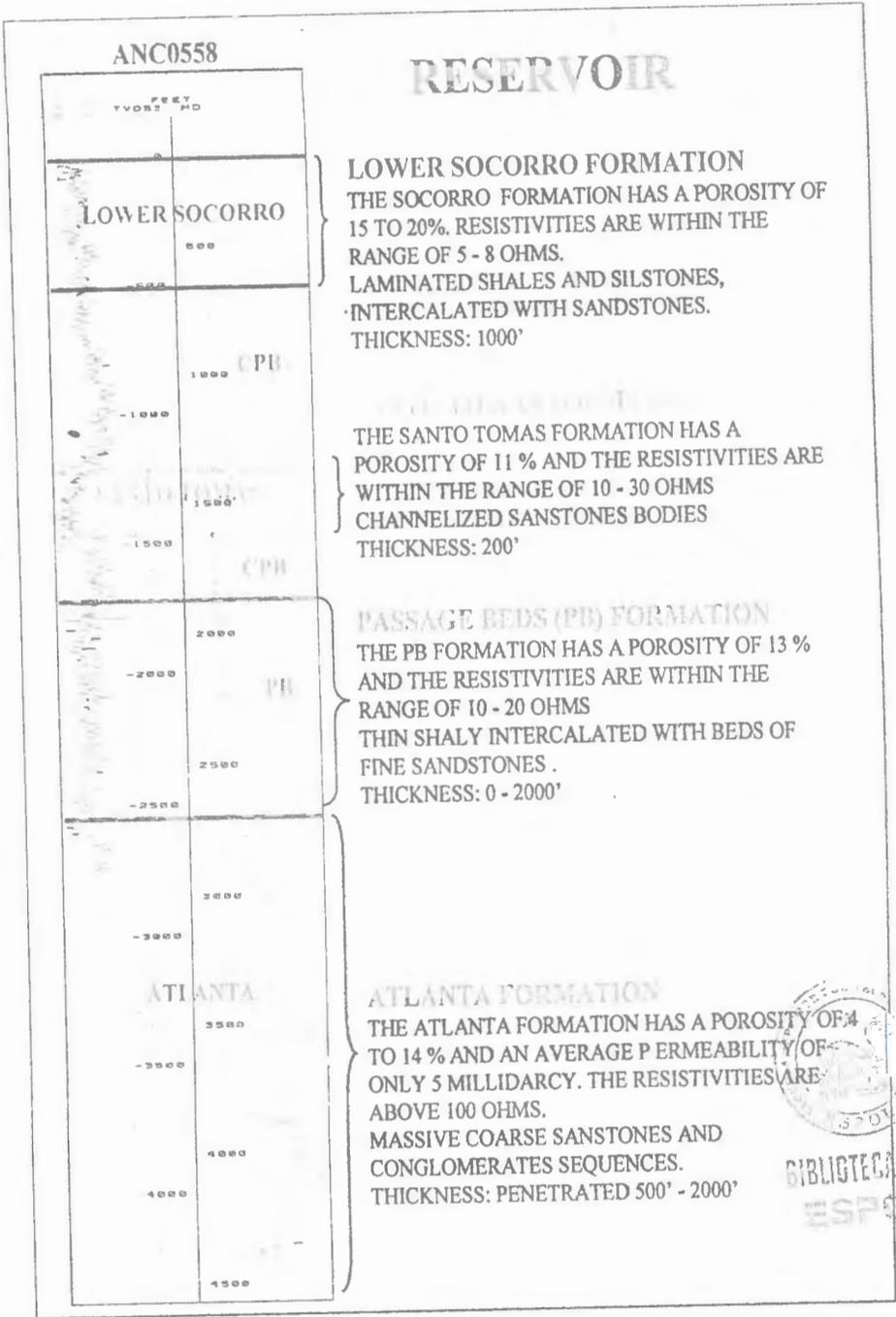


FIGURA 3.23 CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

Se realizó durante el año 1998 un estudio integrado de datos a partir de muestras seleccionadas elaborándose un PVT Sintético del yacimiento Ancón.

TABLA 2
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (PVT 1998)

		PVT Sintético
Procedencia de la muestra	Correlaciones	De separador (pozos varios)
Fecha de obtención	Julio 85	Oct-98
Pb (psi)	1850 igual a presión inicial	360
μ_o (Cp) a Temp. y Pres. de Saturación	1.04	1.32
$^{\circ}$ API en cond. STD	36	41
Bo @ Pres. burbuja y T res.	1.258	1.061
Bo a Pres. actual		1.035* suponiendo 50 psi de presión actual
Rs (scf/bbl) a Pb y T reservorio	464	83
Co (1/psi)		1 x 10 ⁻³
GE gas	0.75	
μ_g (Cp) a Temp. y Pres. de Saturación		0.0125
Z a Pb y Tf		0.9636
Bg a Pb		0.0421

A continuación se mostrarán los detalles más importantes de cada pozo, que fue útil para su selección:

Pozo **Morrillo 1** se realizo el trabajo en la arena Socorro C principal, cuyo espesor de la arena es 16', donde el tope de la arena es 1862' y su base es 1878'. En el registro eléctrico se observa en donde se hizo los punzados y que estos niveles de arenisca presentan una resistividad promedio de .8 ohm.m respectivamente. La porosidad es un 15% y permeabilidad de 5md. Véase la Fig.3.24.

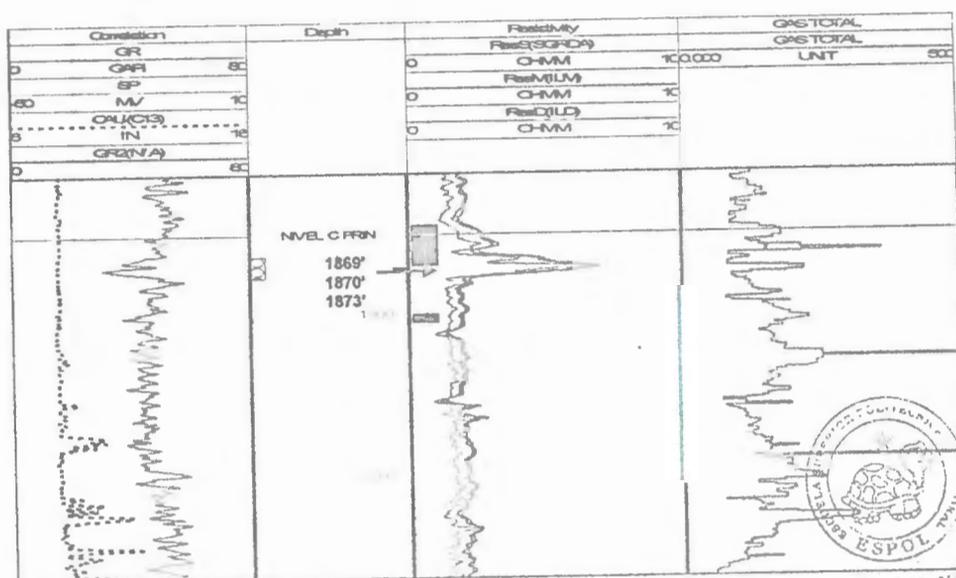


FIGURA 3.24 REGISTRO ELECTRICO DE MORRILLO 1

Pozo **Morrillo 2** se realizo el trabajo en la arena Socorro C y E, cuyo espesor de la arena principal C es de 23', donde el tope de la arena es 1637' y su base es 1660'. El espesor de la arena principal E es 11', donde el tope de la arena es 2668' y su base es 2674'. En el registro eléctrico se observa en donde se hizo los punzados y que estos

niveles de arenisca presentan una resistividad promedio de 5 y 10 ohm.m respectivamente. La porosidad es un 15% y permeabilidad de 5md. Véase la Fig.3.25.

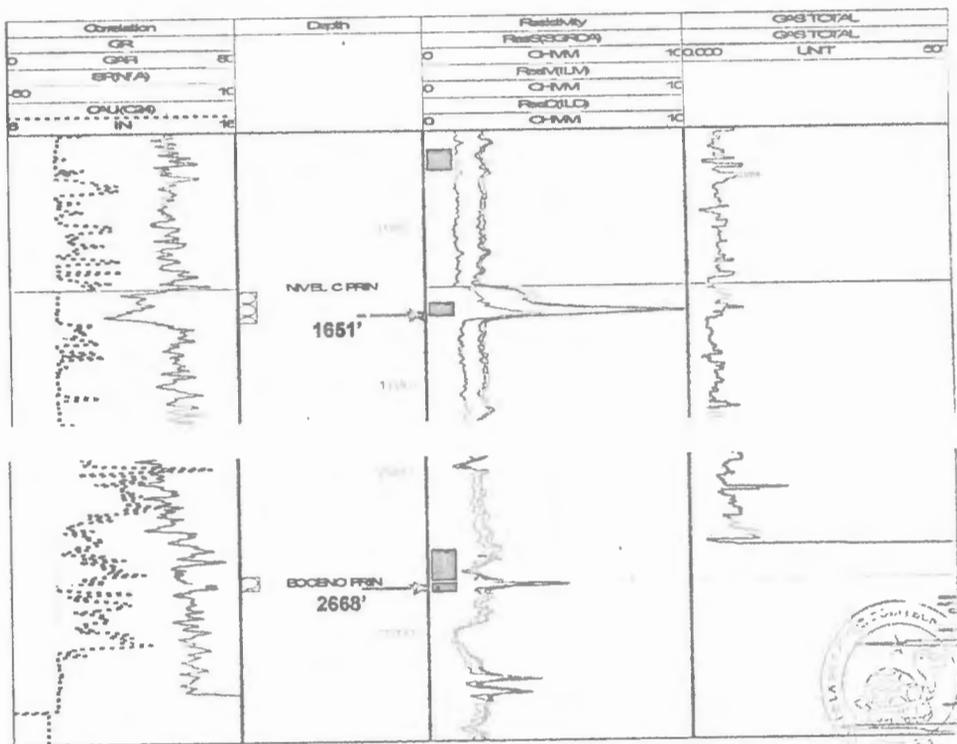


FIGURA 3.25 REGISTRO ELECTRICO DE MORRILLO 2

Pozo Morrillo 4 se realizo el trabajo en la arena Socorro C, B y E, cuyo espesor de la arena principal C es de 14', en donde el tope de la arena es 2176' y su base es 2190'. El espesor de la arena principal B es 14', en donde el tope de la arena es 2342' y su base es 2356'. El espesor de la arena principal E es 24', en donde el tope de la arena

es 3180' y su base es 3204'. En el registro eléctrico se observa en donde se hizo los punzados y que estos niveles de arenisca presentan una resistividad promedio de 5 y 11 ohm.m respectivamente. La porosidad es un 15% y permeabilidad de 5md. Véase la Fig.3.26.

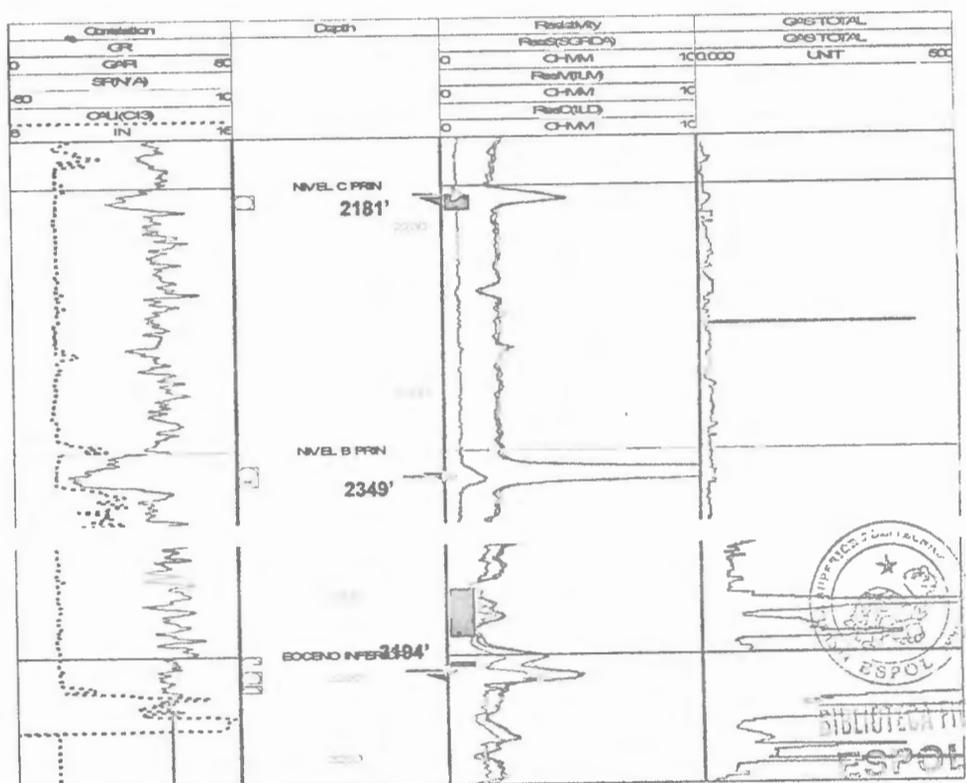


FIGURA 3.26 REGISTRO ELECTRICO DE MORRILLO 4

Pozo Morrillo 5 se realizo el trabajo en la arena Socorro B, cuyo espesor de la arena principal B es de 19', en donde el tope de la arena es 2090' y su base es 2109'. En el registro eléctrico se observa

en donde se hizo los punzados y que estos niveles de arenisca presentan una resistividad promedio de 3 y 6 ohm.m respectivamente. La porosidad es un 15% y permeabilidad de 5md. Véase la Fig.3.27.

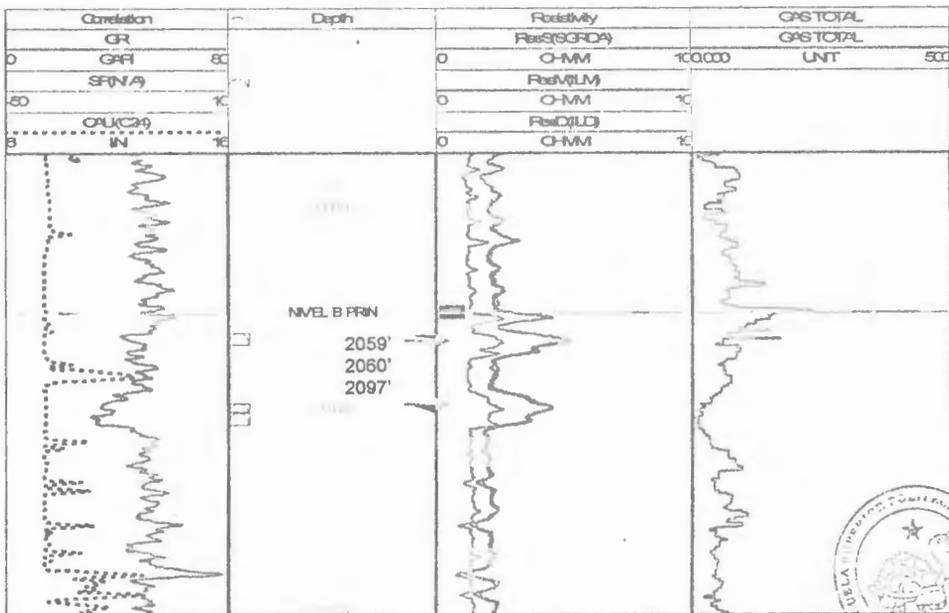


FIGURA 3.27 REGISTRO ELECTRICO DE MORRILLO 5



Pozo SPA 247 se realizo el trabajo en la arena Chert-2 de la Fm. Santa Elena, indicando que el espesor de Chert-2 inf. es 35', en donde el tope de la arena es 1845' y su base es 1880', y para el Chert-2 sup. el espesor es 126', en donde el tope de la arena es 1624' y su base es 1750'. En el registro eléctrico se observa en donde se hizo los punzados y que este nivel de Chert presenta una resistividad promedio de 10 ohm.m. Véase la Fig.3.28. Este nivel se lo seleccionó

por las buenas condiciones petrofísicas que presenta: Porosidad aproximada del 33%, permeabilidad alrededor de 0.04md, existe buen aislamiento de esta formación, adicionalmente este pozo posee un radio de drenaje de 900'. Todas estas condiciones hacen de este pozo un buen candidato para la perforación radial.

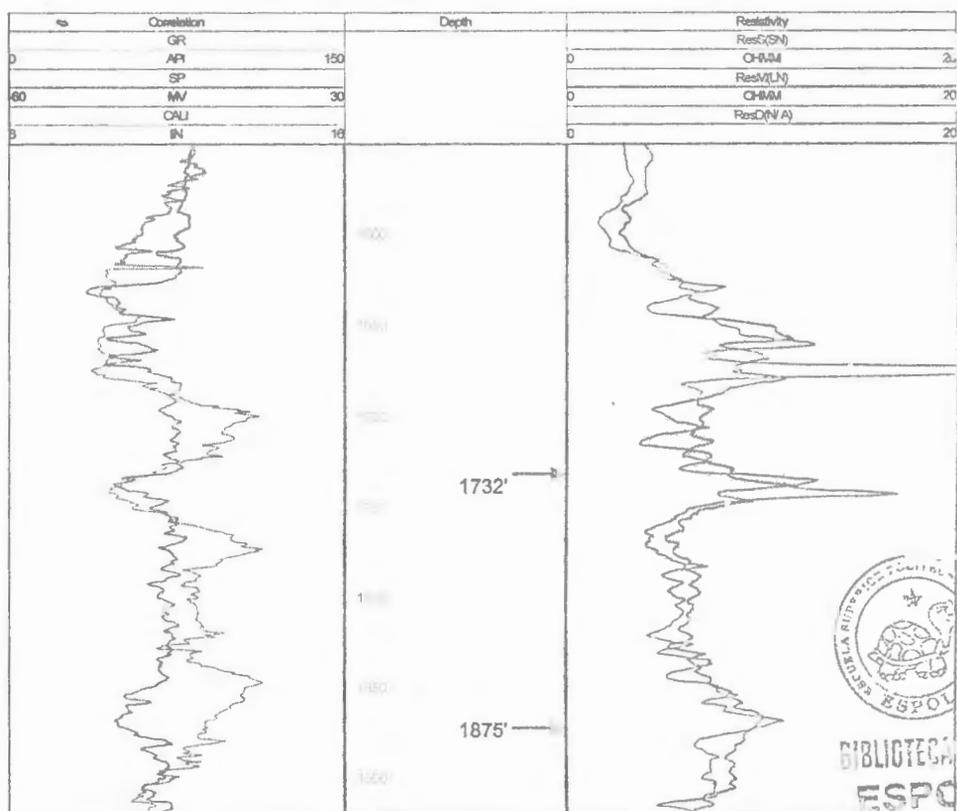


FIGURA 3.28 REGISTRO ELECTRICO DE SPA 247

Pozo **SPA 1002** se realizo el trabajo en la arena Chert-2 de la Fm. Santa Elena, indicando que el espesor de Chert-2 inf. es 140', en

donde el tope de la arena es 2228' y su base es 2368', y para el Chert-2 sup. el espesor es 60', en donde el tope de la arena es 2060' y su base es 2120'. En el registro eléctrico se observa en donde se hizo los punzados y que este nivel de Chert presenta una resistividad promedio de 25 ohm.m. Véase la Fig.3.29. Este nivel se lo seleccionó por las buenas condiciones petrofísicas que presenta: Porosidad aproximada del 33%, permeabilidad alrededor de 0.04 md, existe buen aislamiento de esta formación, adicionalmente este pozo posee un radio de drenaje de 1596'. Todas estas condiciones hacen de este pozo un buen candidato para la perforación radial.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

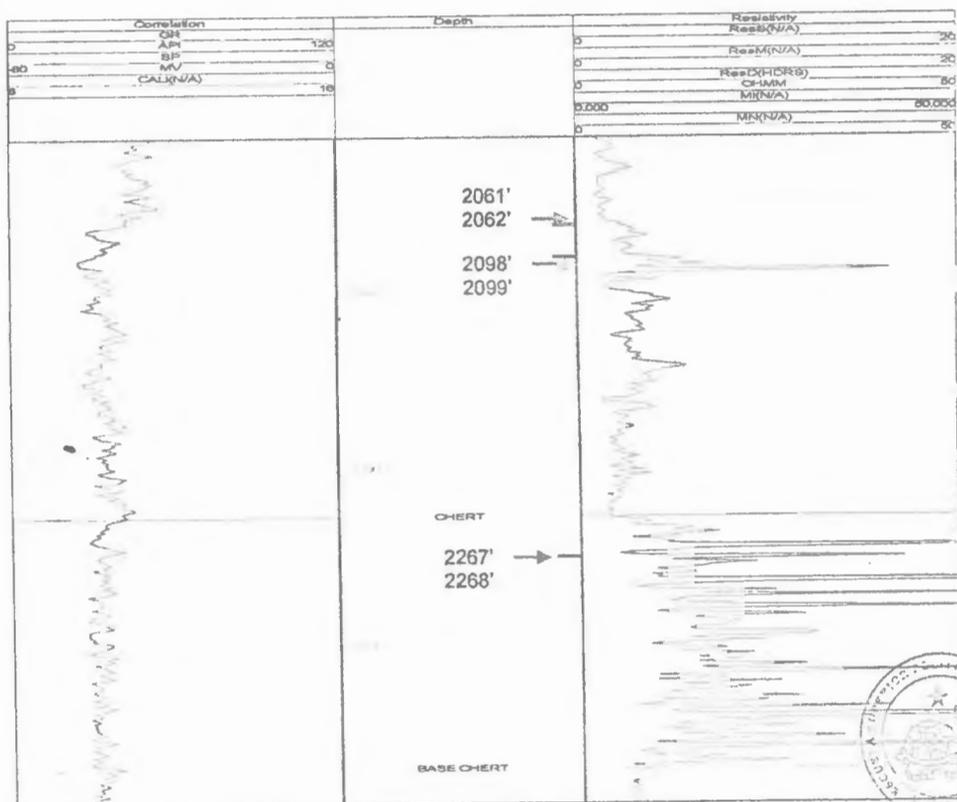


FIGURA 3.29 REGISTRO ELECTRICO DE SPA 1002

Pozo ANC 1393 se realizo el trabajo en la Fm. CPB, indicando que el espesor de la arenisca superior CPB es 115', en donde el tope de la arena es 665' y su base es 780'. En el registro eléctrico se observa en donde se realizo los punzados y que estos niveles de arenisca presentan una resistividad promedio de 8 y 10 ohm.m respectivamente. Véase la Fig.3.30. La permeabilidad en esta formación según algunos análisis de núcleo de la zona se calcula que es de alrededor de 55 md y porosidad aproximada de 24%. Existe

cemento en el anular lo que garantiza un buen aislamiento de esta formación, adicionalmente este pozo posee un radio de drenaje de 400'. Todas estas condiciones hacen de este pozo un buen candidato para la perforación radial.

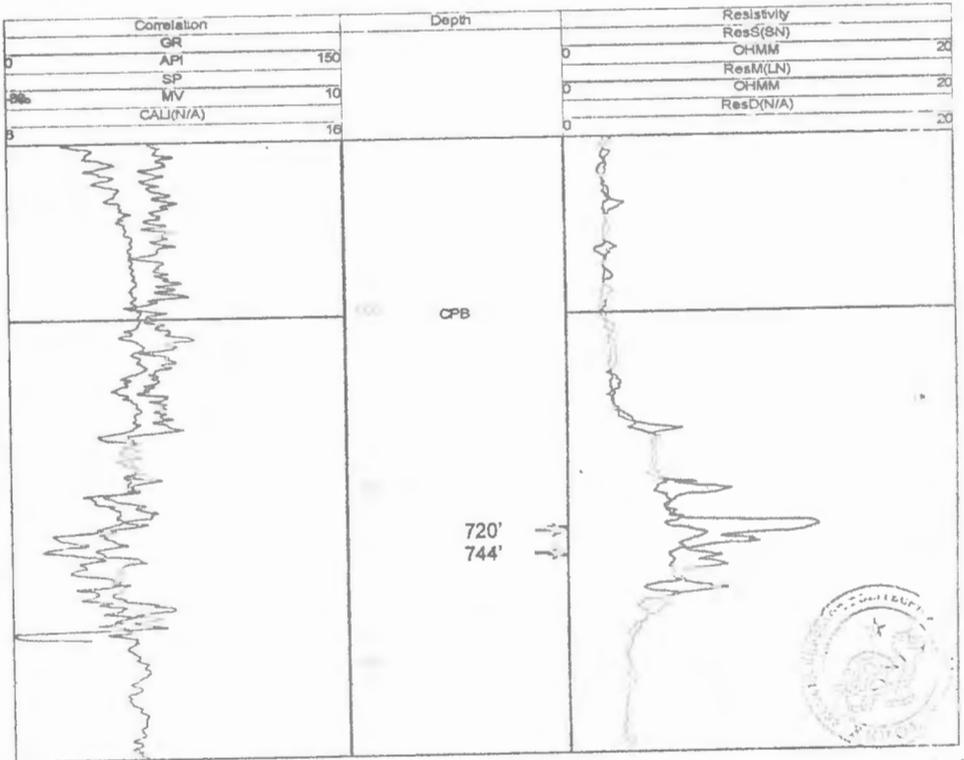


FIGURA 3.30 REGISTRO ELECTRICO DE ANC 1393

Pozo ANC 1884 se realizo el trabajo en Mb. Santo Tomas, indicando que el espesor de esta arena Santo Tomas es 392', en donde el tope de esta arena es 1970' y su base 2362'. En el registro eléctrico se observa donde se hizo los punzados y que este nivel de arenisca

presenta una resistividad de 38 ohm.m. Véase la Fig.3.31. Este nivel se lo seleccionó por las buenas condiciones petrofísicas que presenta: Porosidad aproximada del 10%, permeabilidad alrededor de 5 md, existe buen aislamiento de esta formación, adicionalmente este pozo posee un radio de drenaje de 400'. Todas estas condiciones hacen de este pozo un buen candidato para la perforación radial.

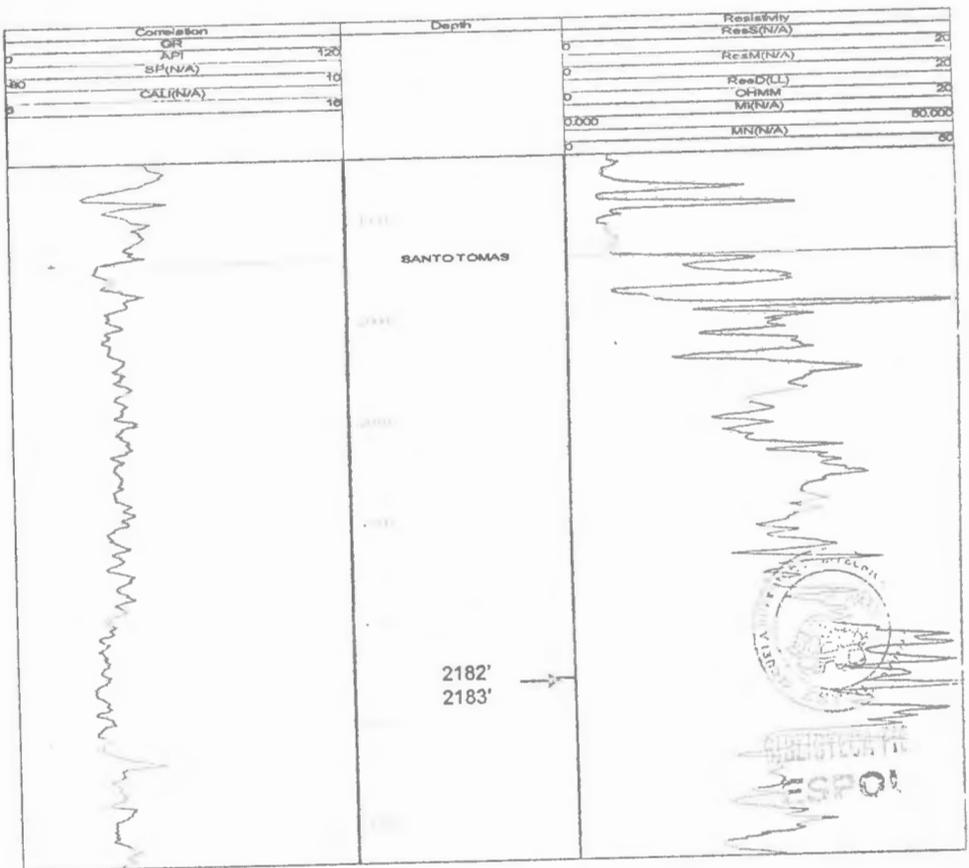


FIGURA 3.31 REGISTRO ELECTRICO DE ANC 1884

Pozo **ANC 1905** se realizo el trabajo en la arena Mb. Santo Tomas, indicando que el espesor de esta arena Santo Tomas es 376', en donde el tope de esta arena es 1868' y su base es 2244'. En el registro eléctrico se observa donde se hizo los punzados y que este nivel de arenisca presenta una resistividad promedio de 32 ohm.m.

Véase la Fig.3.32. Este nivel se lo seleccionó por las buenas condiciones petrofísicas que presenta: Porosidad aproximada del 10%, permeabilidad alrededor de 5 md, existe buen aislamiento de esta formación, adicionalmente este pozo posee un radio de drenaje de 400'. Todas estas condiciones hacen de este pozo un buen candidato para la perforación radial.



BIBLIOTECA NIC
ESPOI

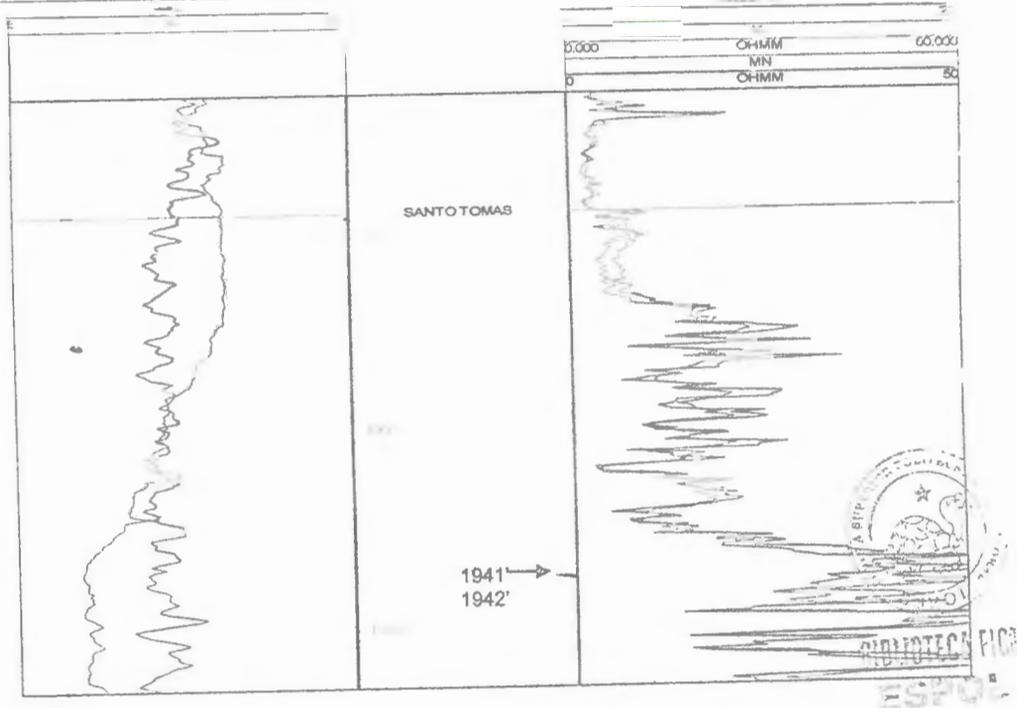


FIGURA 3.32 REGISTRO ELECTRICO DE ANC 1905

Pozo ANC 1913 se realizo el trabajo en la Fm. Passage Beds, indicando que el espesor de esta arena PB es de 76', en donde el tope de esta arena es 1184' y su base es 1260'. En el registro eléctrico se observa en donde se hizo los punzados y que este nivel de arenisca presenta una resistividad promedio de 40 ohm.m. Véase la Fig.3.33. También se realizo el trabajo en la Fm. Atlanta, indicando que el espesor de esta arena Atlanta es de 210', en donde el tope de esta arena es 1596' y su base es 1806'. En el registro eléctrico se

observa en donde se hizo los punzados y que este nivel de arenisca presenta una resistividad promedio de 75 ohm.m. La permeabilidad aproximada en estas formaciones según algunos análisis de núcleo es para PB 6.4md y su porosidad 13%, para Atlanta 5md y su porosidad 10%. Existe cemento en el anular lo que garantiza un buen aislamiento de esta formación, adicionalmente este pozo posee un radio de drenaje de 400'. Todas estas condiciones hacen de este pozo un buen candidato para la perforación radial.

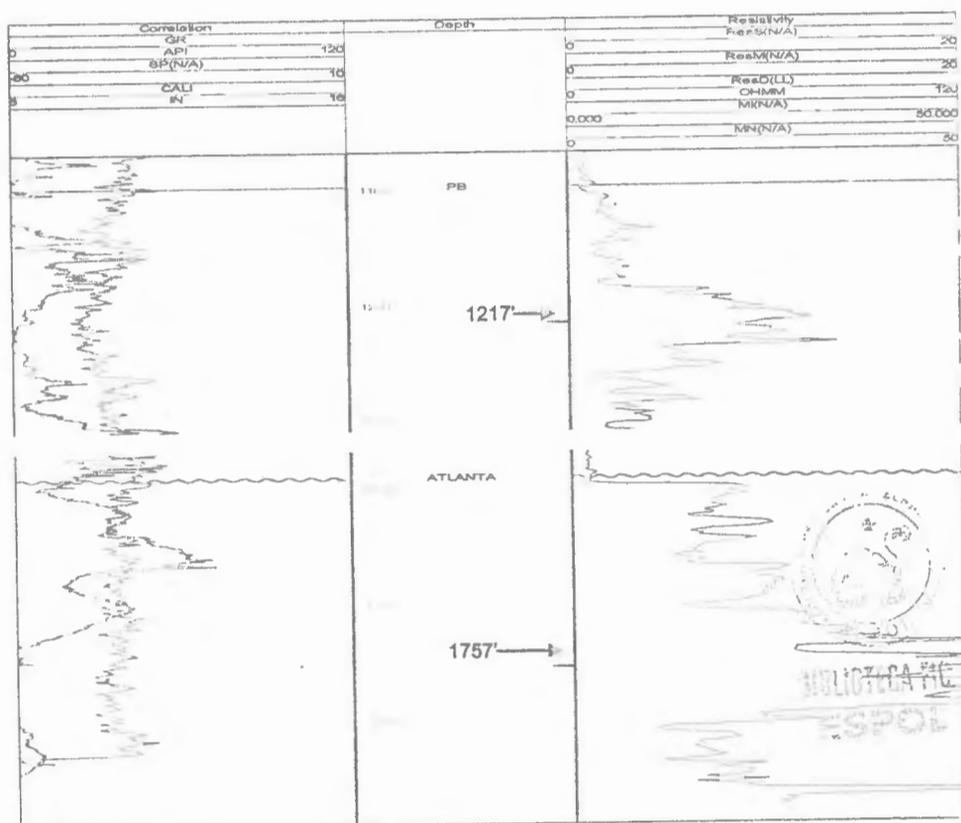


FIGURA 3.33 REGISTRO ELECTRICO DE ANC 1913

3.4. Completaciones y Programas operativos de cada pozo.

En esta sección se va a indicar el procedimiento operativo que se realizó en cada pozo para la perforación radial, sus completaciones y programas propuestos. Véase tabla 3, 4 y 5.

TABLA 3

PROGRAMA PROPUESTO DEL ÁREA DE MORRILLO

POZO	RADIAL	PROFUNDIDAD	ORIENTACION	OBJETIVO		
				Fm.	Tope	Basa
MORRILLO 1X (PRIMERA INTERVENCION)	1	1871	0	C prin.	1862	1878
	2	1871	90			
	3	1871	135			
	4	1871	315			
MORRILLO 1X (SEGUNDA INTERVENCION)	1	1870	0	C prin.	1862	1878
	2	1870	180			
	3	1872	90			
	4	1872	270			
	5	2236	45	B inferior	2227	2242
	6	2234	165			
	7	2234	285			
MORRILLO 2X	1	2670	0	E sup.	2668	2674
	2	2670	135	C prin.	1637	1660
	3	1654	135			
	4	1654	315			
MORRILLO 4X	1	3200	135	E princ.	3180	3204
	2	3200	315	B prin.	2342	2356
	3	2351	315	C princ.	2176	2190
	4	2184	135	B inf.	2090	2109
MORRILLO 5X	1	2098	45	B inf.	2052	2075
	2	2064	90			
	3	2064	135			
	4	2064	180			

ADULTERADO
= 930

TABLA 4
PROGRAMA PROPUESTO DEL ÁREA DE STA. PAULA

POZO	RADIAL	PROFUNDIDAD	ORIENTACION	OBJETIVO		
				Fm.	Topo	Base
SPA0247	1	1875	150	Chert-2 Inf.	1845	1880
	2	1875	230			
	3	1740	230	Chert-2 Sup.	1624	1750
	4	1740	150			
SPA1002	1	2251	170	Chert-2 Inf.	2228	2368
	2		270			
	3		220			
	4	2250	320	Chert-2 Sup.	2060	2120
	5	2081	320			
	6		220			
	7	2080	270			
	8		170			
	9	2065	170			
	10		270			
	11	2064	320			
	12		220			

TABLA 5
PROGRAMA PROPUESTO DEL ÁREA DE ANCÓN

POZO	RADIAL	PROFUNDIDAD	ORIENTACION	OBJETIVO		
				Fm.	Topo	Base
ANC1393	1	742	250	Fm. C.P.B. Arenisca Sup.	665	780
	2	742	210			
	3	728	70			
	4	728	130			
ANC1905	1	1950	30	Santo Tomas	1868	2244
	2	1950	90			
	3	1950	150			
	4	1950	210			
ANC1884	1	2180	0	Santo Tomas	1970	2362
	2	2180	130			
	3	2180	200			
	4	2180	290			
ANC1913	1	1756	30	Atlanta	1596	1806
	2	1756	180	PB	1184	1260
	3	1214	30			
	4	1214	180			

Veamos ahora los programas operativos propuestos de cada pozo con sus respectivas completaciones.

Programa operativo pozo **Morrillo 1.**

1. Armar equipo de pulling.
2. Sacar instalación y reportar estado de tubería.
3. ~~Armar equipo de pulling.~~
4. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/-1871'. Colocarse con orientación norte.
5. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
6. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
7. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing (+/- 1871').
8. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (4700-3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
9. Sacar coiled tubing + jet.
10. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, 90° en sentido horario.
11. Repetir pasos del 5 al 9.
12. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, 135° en sentido horario.



BIBLIOTECA FIC
ESPO

14. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, 315° en sentido horario.
15. Repetir pasos del 5 al 9.
16. Sacar tubería + Guía, deflectora.
17. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.
18. Desmontar equipo.

En la completación de **Morrillo 1**, su tipo de extracción actual es por bombeo mecánico, produce de la formación socorro, fue completado 21/11/2004 y su profundidad total es 2547'. Véase Fig. 3.34.

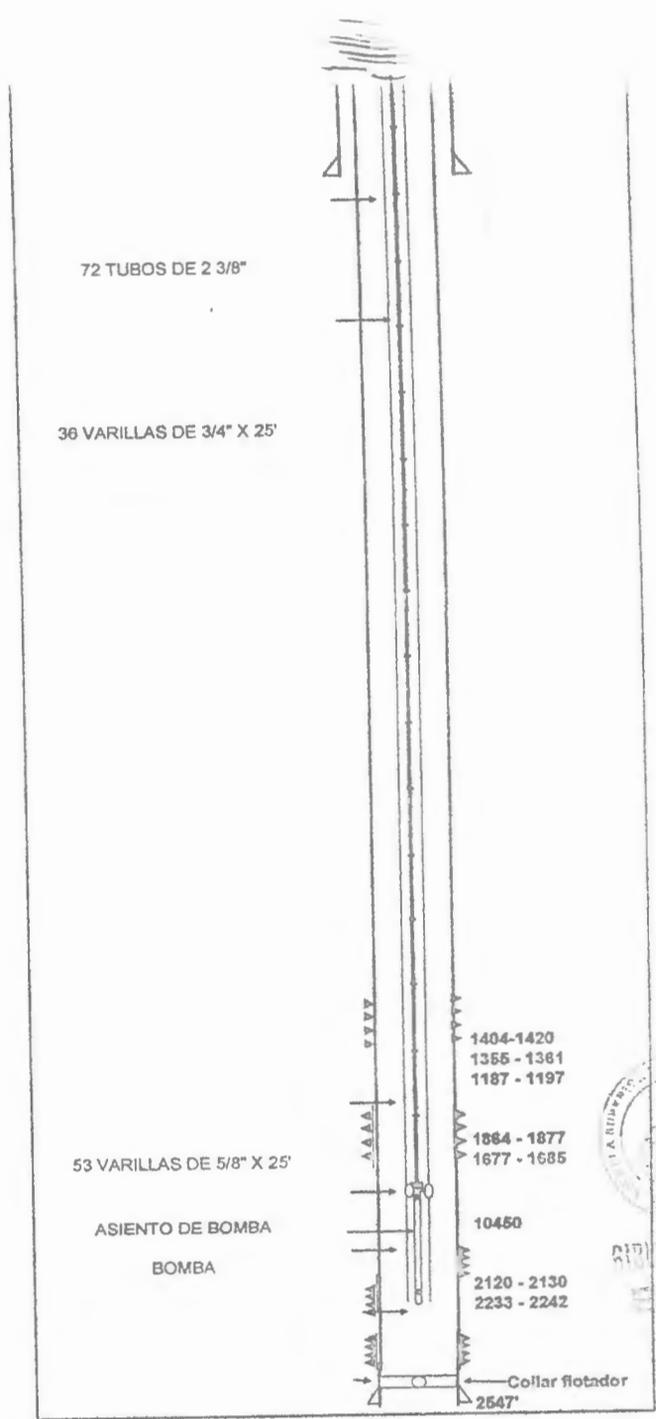


FIGURA 3.34 COMPLETACIÓN DE POZO MORRILLO 1

Programa operativo pozo **Morrillo 2**.

1. Armar equipo de pulling.
2. Sacar instalación y reportar estado de tubería.
3. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
4. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/-2670'. Colocarse con orientación N 0°.
5. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
6. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
7. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
8. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
9. Sacar coiled tubing + jet.
10. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-135°.
11. Repetir pasos del 5 al 9.
12. Subir tubería + Guía deflectora hasta +/-1654'. Colocarse con orientación N 135°.
13. Repetir pasos del 5 al 9.
14. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-315°.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

15. Repetir pasos del 5 al 9.
16. Sacar tubería + Guía deflectora.
17. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido.
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.
18. Desmontar equipo.

En la completación de **Morrillo 2**, su tipo de extracción es por bombeo mecánico, pero más se usa la herramienta local, es un pozo no productivo por lo que se tuvo que aplicar la técnica de perforación radial para recuperarlo, su formación productiva es socorro, fue completado 07/12/2004 y su profundidad total es 2810'. Véase Fig. 3.35.



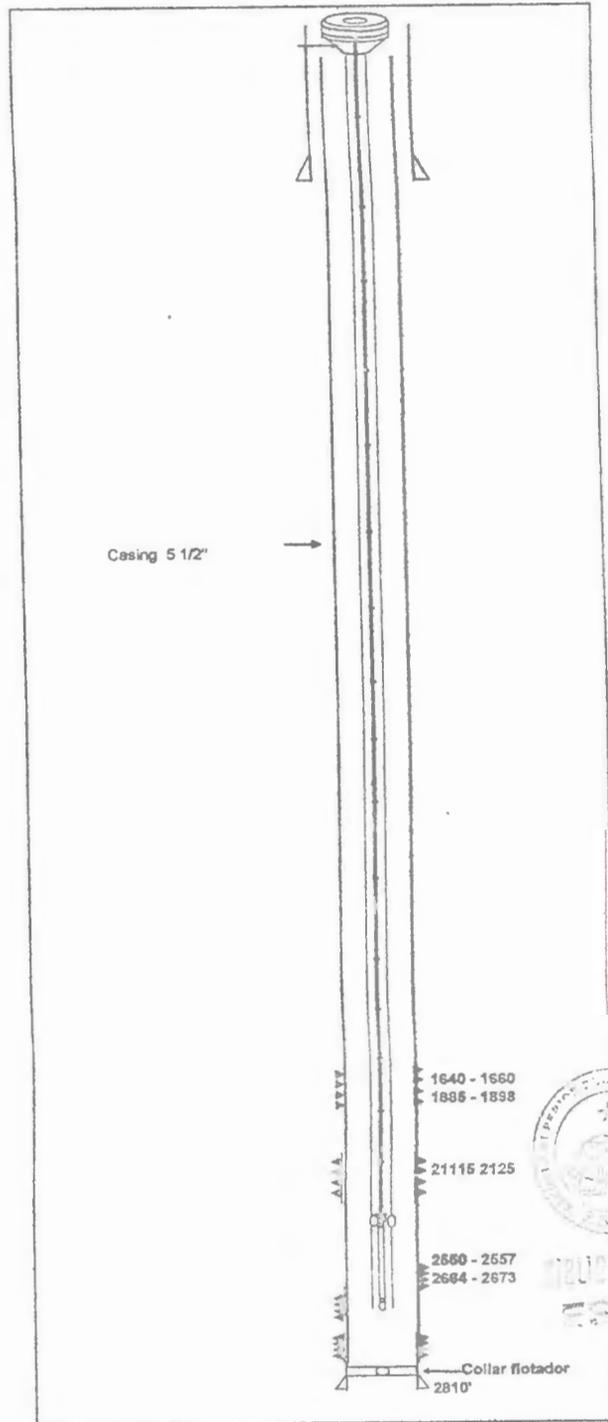


FIGURA 3.35 COMPLETACIÓN DE POZO MORILLO 2

Programa operativo **Morrillo 4.**

1. Armar equipo de pulling.
2. Sacar instalación y reportar estado de tubería.
3. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
4. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/-3200'. Colocarse con orientación N-135°.
5. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
6. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
7. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
8. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
9. Sacar coiled tubing + jet.
10. Girar Guía deflectora. Colocarse con orientación N-315°.
11. Repetir pasos del 5 al 9.
12. Subir tubería + Guía deflectora hasta +/-2351'. Colocarse con orientación N-315°.
13. Repetir pasos del 5 al 9.
14. Subir tubería + Guía deflectora hasta +/-2184'. Colocarse con orientación N-135°.
15. Repetir pasos del 5 al 9.



BIBLIOTECA FIC

16. Sacar tubería + Guía deflectora.

17. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de fluido
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el
programa de evaluación.

18. Desmontar equipo.

En la completación de **Morrillo 4**, su tipo de extracción es por
bombeo mecánico, produce de la formación socorro, fue completado
el 17/01/2005 y su profundidad total es 3376'. Véase Fig. 3.36.



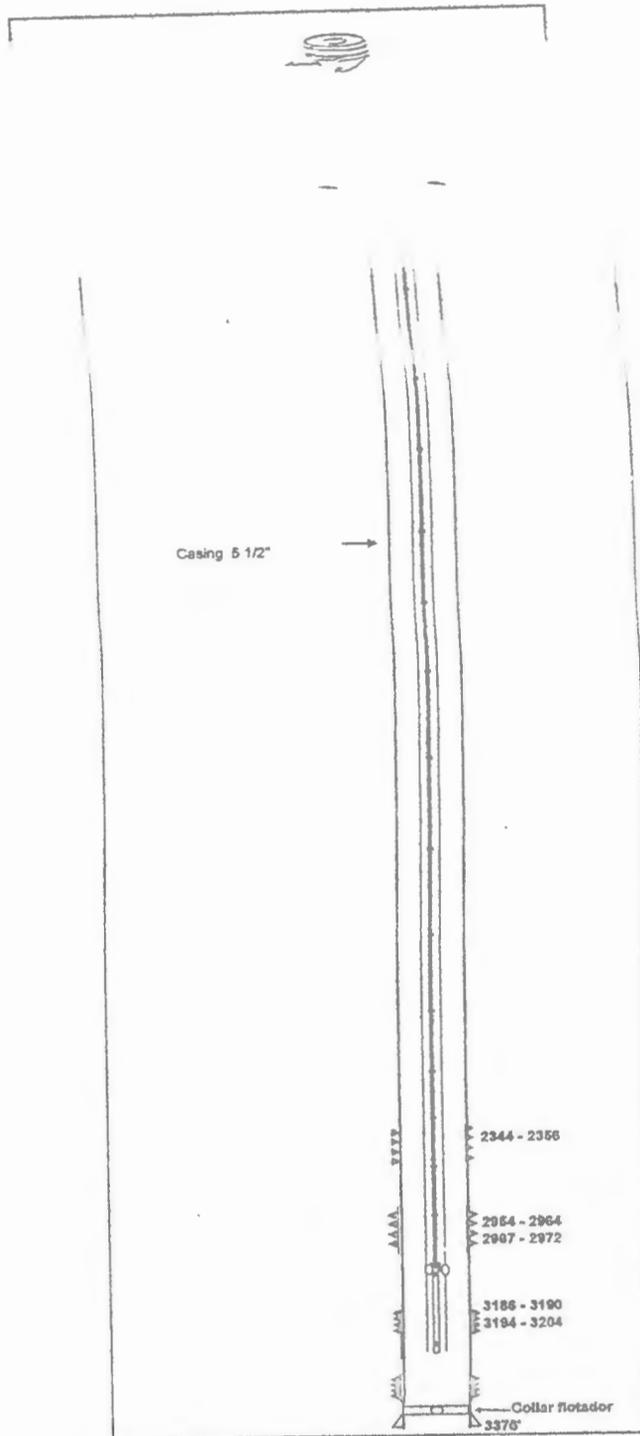


FIGURA 3.36 COMPLETACIÓN DE POZO MORRILLO 4

Programa operativo Morrillo 5.

1. Armar equipo de pulling.
2. Sacar instalación y reportar estado de tubería
3. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
4. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/-2064'. Colocarse con orientación Azimuth N-45.
5. ~Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
6. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
7. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
8. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
9. Sacar coiled tubing + jet.
10. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-90°.
11. Repetir pasos del 5 al 9.
12. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-135°.
13. Repetir pasos del 5 al 9.
14. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-180°.



15. Repetir pasos del 5 al 9.
16. Sacar tubería + Guía deflectora.
17. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido.
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.
18. Desmontar equipo.

En la completación de **Morrillo 5**, su tipo de extracción es por bombeo mecánico, produce de la formación socorro, fue completado el 20/11/2004 y su profundidad total es 2329'. Véase Fig. 3.37.



SIBLIOTECA FIG
ESPOL

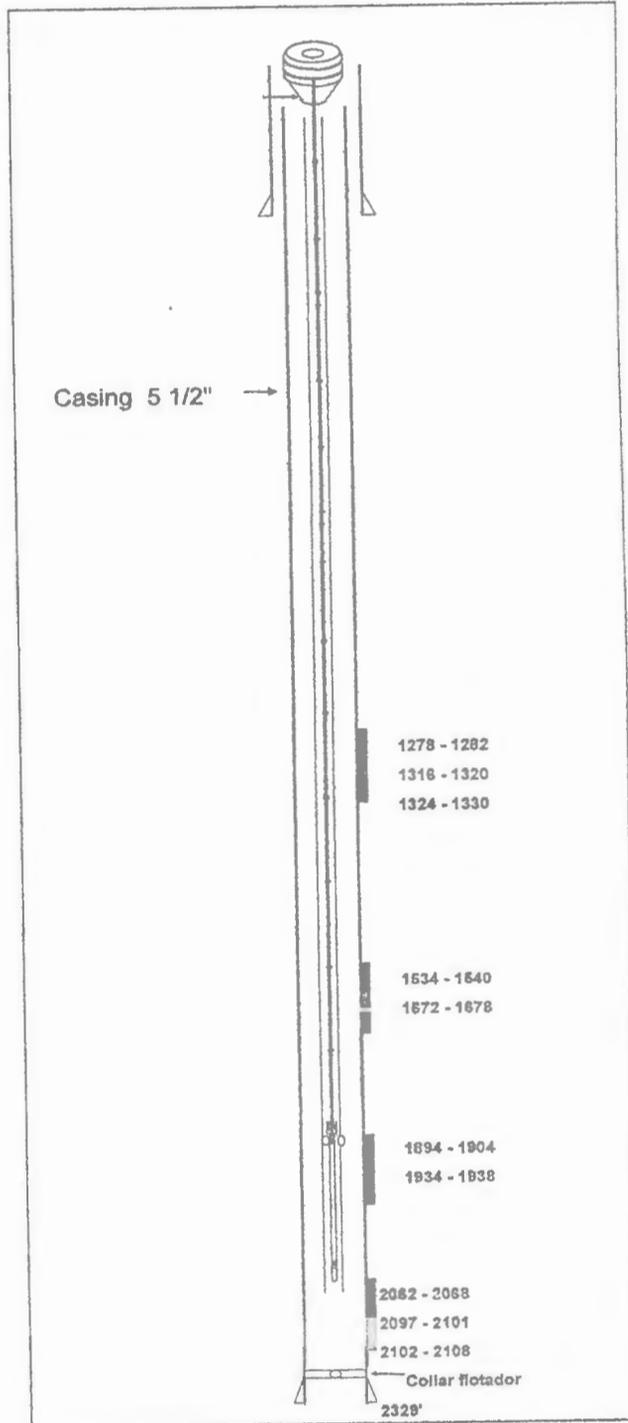


FIGURA 3.37 COMPLETACIÓN DE POZO MORRILLO 5



Programa operativo SPA 247.

1. Armar equipo de pulling.
2. Sacar instalación y reportar estado de tubería.
3. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
4. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/-1875'. Colocarse con orientación N 150°.
5. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
6. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
7. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
8. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
9. Sacar coiled tubing + jet.
10. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-230°.
11. Repetir pasos del 5 al 9.
12. Subir tubería + Guía deflectora hasta +/-1740'. Colocarse con orientación N 230°.
13. Repetir pasos del 5 al 9.
14. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-150°.



BIBLIOTECA NACIONAL
DEL ECUADOR

16. Sacar tubería + Guía defectora.

17. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido.
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.

18. Desmontar equipo.

En la completación de SPA 247, su tipo de extracción es bombeo mecánico, produce de las formaciones Santa Elena, Atlanta Basal, su profundidad total es 3010' y fue completado el 27/10/55. Véase Fig. 3.38.



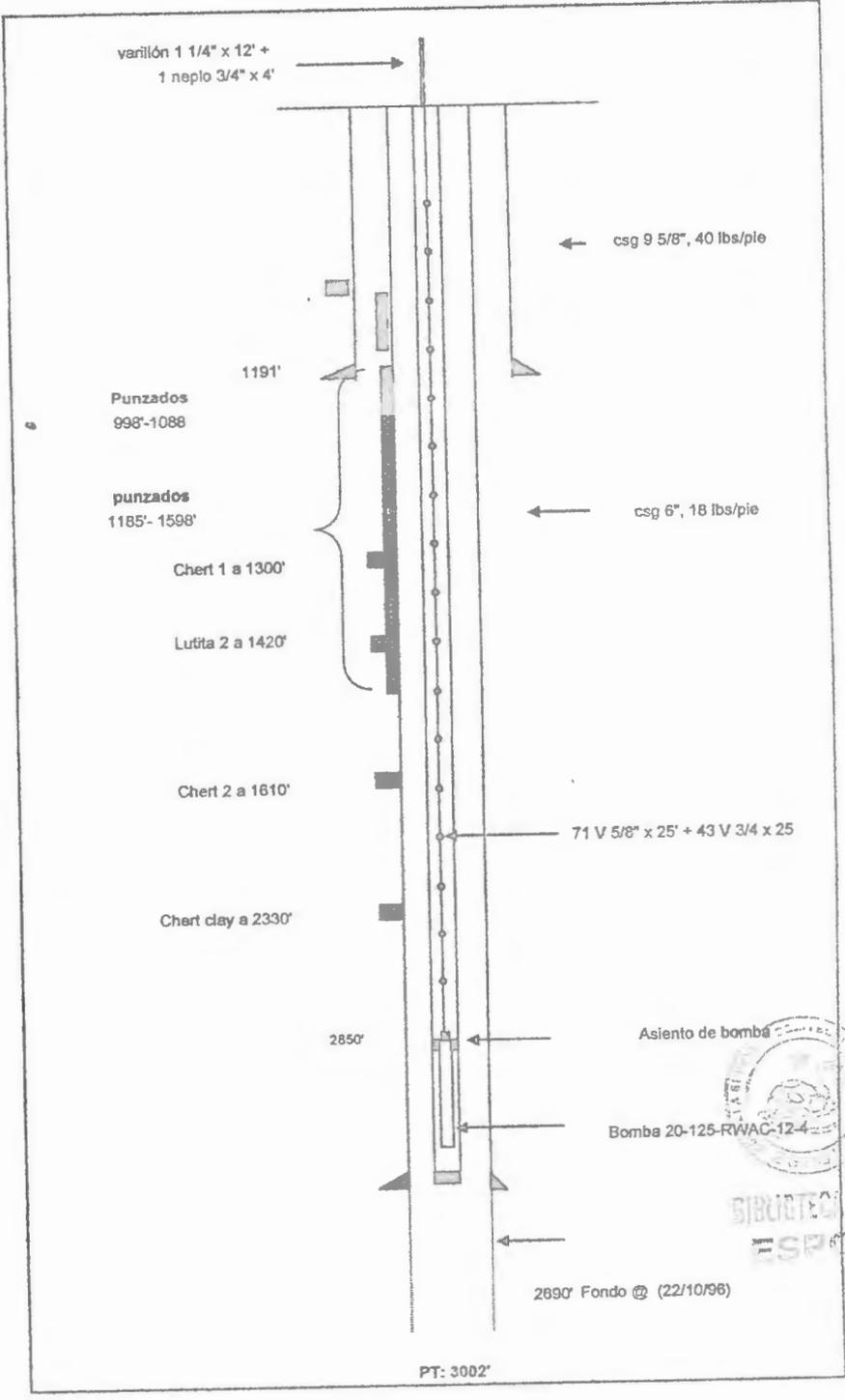


FIGURA 3.38 COMPLETACIÓN DE POZO SPA 247



Programa operativo SPA 1002.

1. Armar equipo de pulling.
2. Sacar instalacion y reportar estado de tubería.
3. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
4. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/-2340'. Colocarse con orientación N-170°.
5. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
6. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
7. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
8. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
9. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-270°.
10. Repetir pasos del 5 al 9.
11. Sacar coiled tubing + jet.
12. Subir tubería + Guía deflectora hasta +/-2299'. Colocarse con orientación N-220°.
13. Repetir pasos del 5 al 9.
14. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-320°.



BIBLIOTECA TIC
ESPOL

15. Repetir pasos del 5 al 9.
16. Sacar tubería + Guía deflectora.
17. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido.
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.
18. Desmontar equipo.

En la completación de **SPA 1002**, su tipo de extracción es bombeo mecánico, produce de las formaciones Santa Elena, Atlanta Basal, su profundidad total es 2480' y fue completado el 18/04/97. Véase Fig. 3.39.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

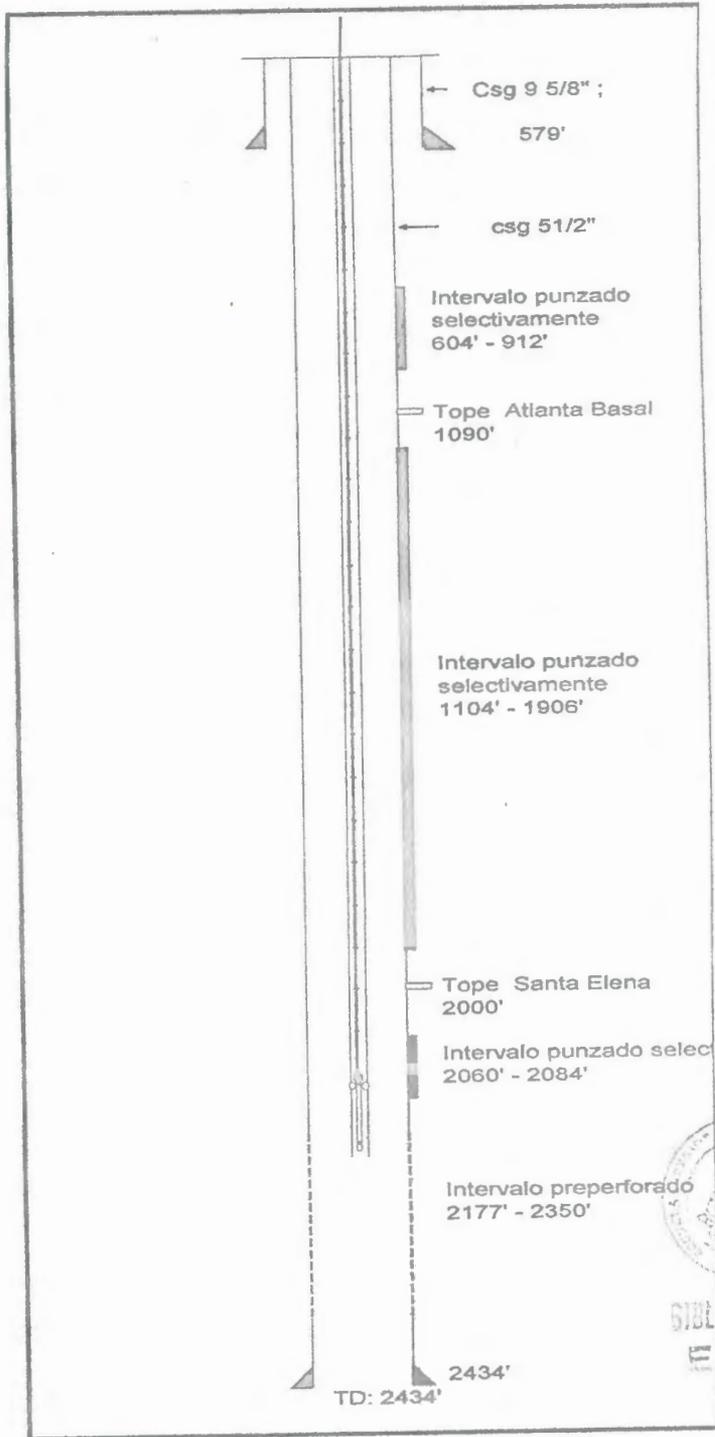


FIGURA 3.39 COMPLETACIÓN DE POZO SPA 1002

Programa operativo **ANC 1393.**

1. Armar equipo de pulling.
2. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
3. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/- 742'. Colocarse con orientación N-70°.
4. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
5. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
6. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
7. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
8. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-130°.
9. Repetir pasos del 5 al 9.
10. Sacar coiled tubing + jet.
11. Subir tubería + Guía deflectora hasta +/-728'. Colocarse con orientación N-250°.
12. Repetir pasos del 5 al 9.
13. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-310°.
14. Repetir pasos del 5 al 9.



BIBLIOTECA ESPAÑOLA
ESPOL

15. Sacar tubería + Guía deflectora.
16. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido.
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.
17. Desmontar equipo.

En la completación de **ANC 1393**, su tipo de extracción actual es por herramienta local, produce de la formación CPB, su profundidad total es 1655' y fue completado el 09/11/60. Véase Fig. 3.40.



BIBLIOTECA
ESPOS

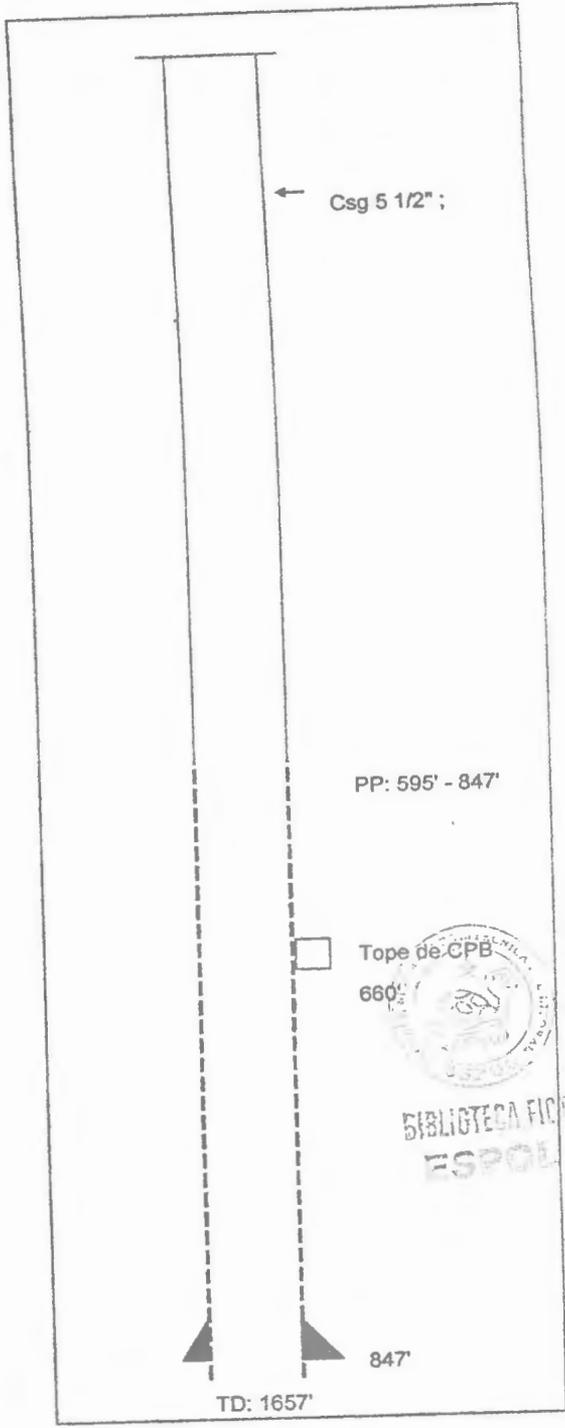


FIGURA 3.40 COMPLETACIÓN DE POZO ANC 1393

Programa operativo ANC 1884.

1. Armar equipo de pulling.
2. Sacar instalación y reportar estado de tubería.
3. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
4. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/-2180'. Colocarse con orientación Azimuth N-0°.
5. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
6. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
7. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
8. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
9. Sacar coiled tubing + jet.
10. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-130°.
11. Repetir pasos del 5 al 9.
12. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-200°.
13. Repetir pasos del 5 al 9.
14. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-290°.



15. Repetir pasos del 5 al 9.
16. Sacar tubería + Guía deflectora.
17. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido.
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.
18. Desmontar equipo.

En la completación de **ANC 1884**, su tipo de extracción actual es por herramienta local, produce de las formaciones Santo Tomas, Atlanta, su profundidad total es 4786' y fue completado el 29/01/64.

3.41.



SIBLIOTECA FIC
ESPOL

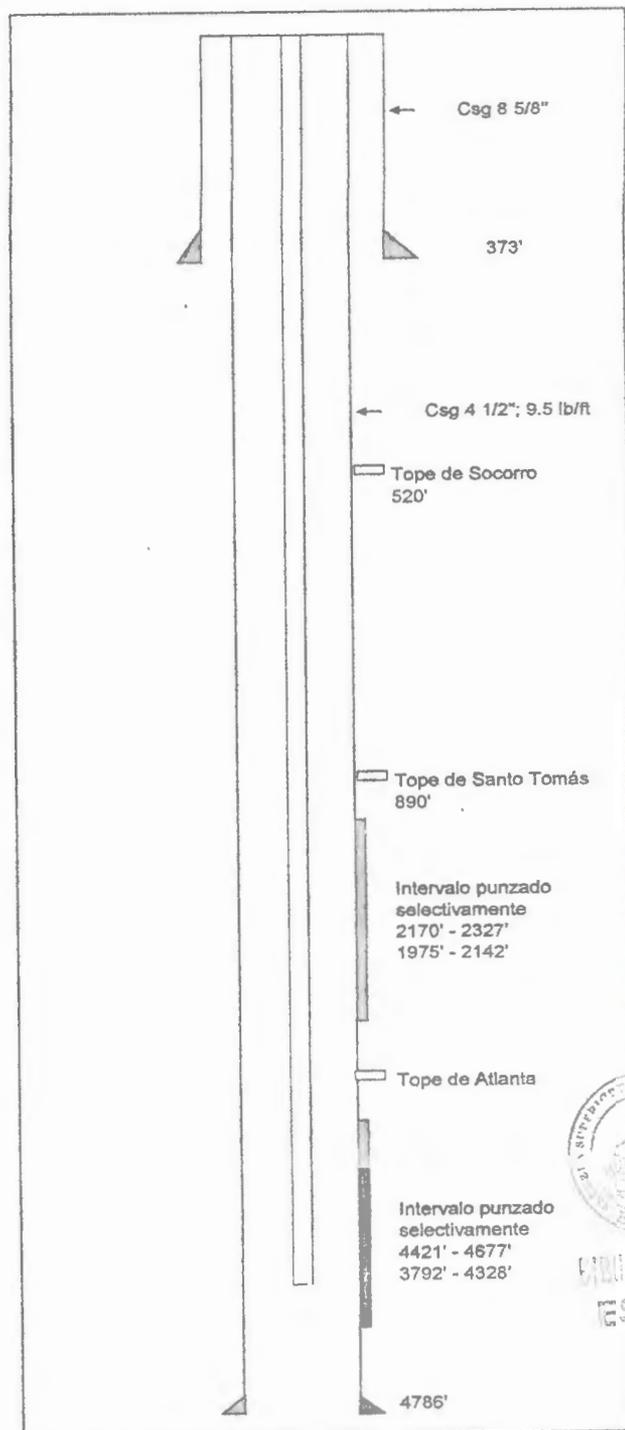


FIGURA 3.41 COMPLETACIÓN DE POZO ANC 1884

Programa operativo ANC 1905.

1. Armar equipo de pulling.
2. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
3. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/- 1950'. Colocarse con orientación Azimuth N-30.
4. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
5. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
6. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
7. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
8. Sacar coiled tubing + jet.
9. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-90°.
10. Repetir pasos del 5 al 9.
11. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-150°.
12. Repetir pasos del 5 al 9.
13. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-210°.
14. Repetir pasos del 5 al 9.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

15. Sacar tubería + Guía deflectora.
16. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido.
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.
17. Desmontar equipo.

En la completación de **ANC 1905**, su tipo de extracción actual es por herramienta local, produce de la formación Santo Tomas, su profundidad total es 2246' y fue completado el 09/01/64. Véase Fig. 3.42.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

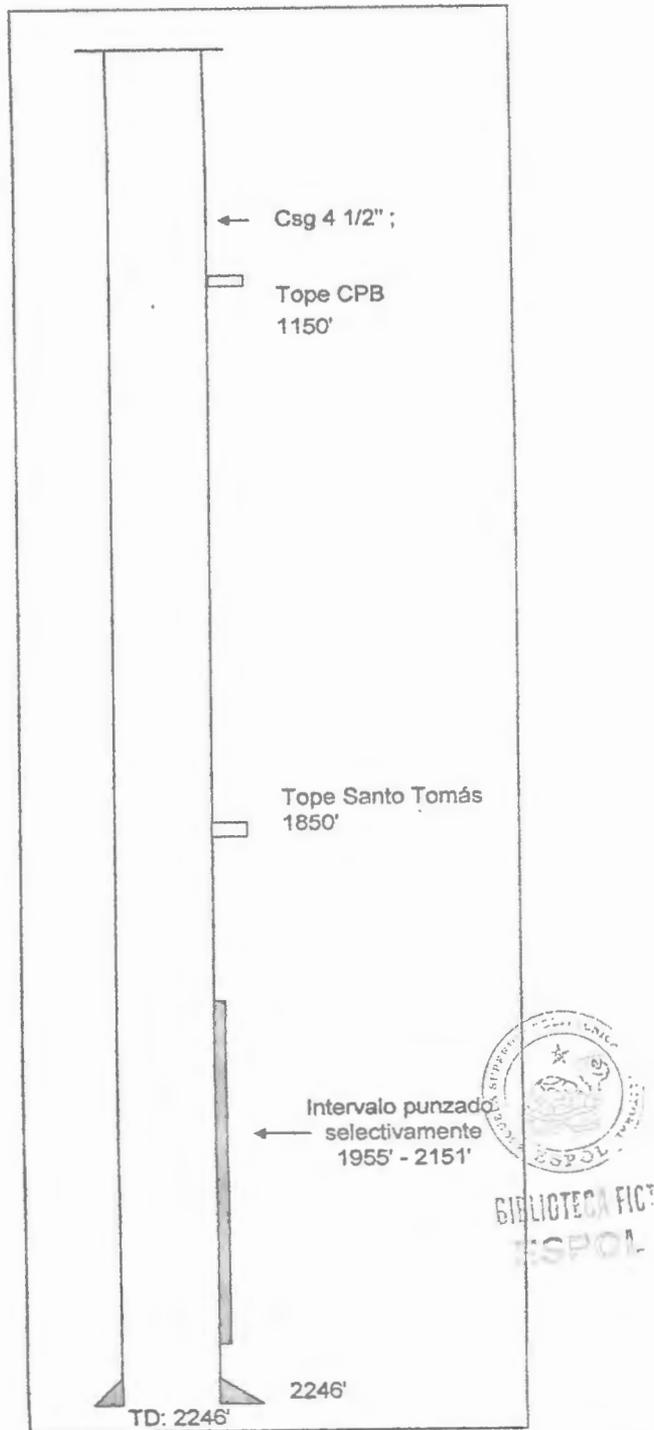


FIGURA 3.42 COMPLETACIÓN DE POZO ANC 1905

Programa operativo ANC 1913.

1. Armar equipo de pulling.
2. Sacar instalacion y reportar estado de tubería
3. Medir fondo, contacto y nivel de líquido. Reportar resultados.
4. Bajar tubería + Guía deflectora hasta +/-1756'. Colocarse con orientación N-30°.
5. Bajar coiled tubing + ensamblaje de fondo (cortador de revestimiento + eje articulado + motor) y abrir ventana.
6. Sacar coiled tubing + ensamblaje de fondo.
7. Bajar coiled tubing + jet. Ubicar la boquilla en la ventana de 1 pulgada abierta en el casing.
8. Perforar con agua filtrada (3 micrones) a alta presión (+/- 3000 lpc) el túnel radial en una longitud de +/- 300'.
9. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-180°.
10. Repetir pasos del 5 al 9.
11. Sacar coiled tubing + jet.
12. Subir tubería + Guía deflectora hasta +/-1214'. Colocarse con orientación N-30°.
13. Repetir pasos del 5 al 9.
14. Girar zapata deflectora y ubicar posición para el nuevo túnel radial, N-180°.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

15. Repetir pasos del 5 al 9.
16. Sacar tubería + Guía deflectora.
17. Realizar wireline: Medir fondo, contacto y nivel de líquido.
Reportar resultados. Según los mismos continuar con el programa de evaluación.
18. Desmontar equipo.

En la completación de **ANC 1913**, su tipo de extracción actual es bombeo mecánico, produce de las formaciones **Passage Beds**, Atlanta, su profundidad total es 1878' y fue completado el 17/04/64.

Véase Fig. 3.43.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

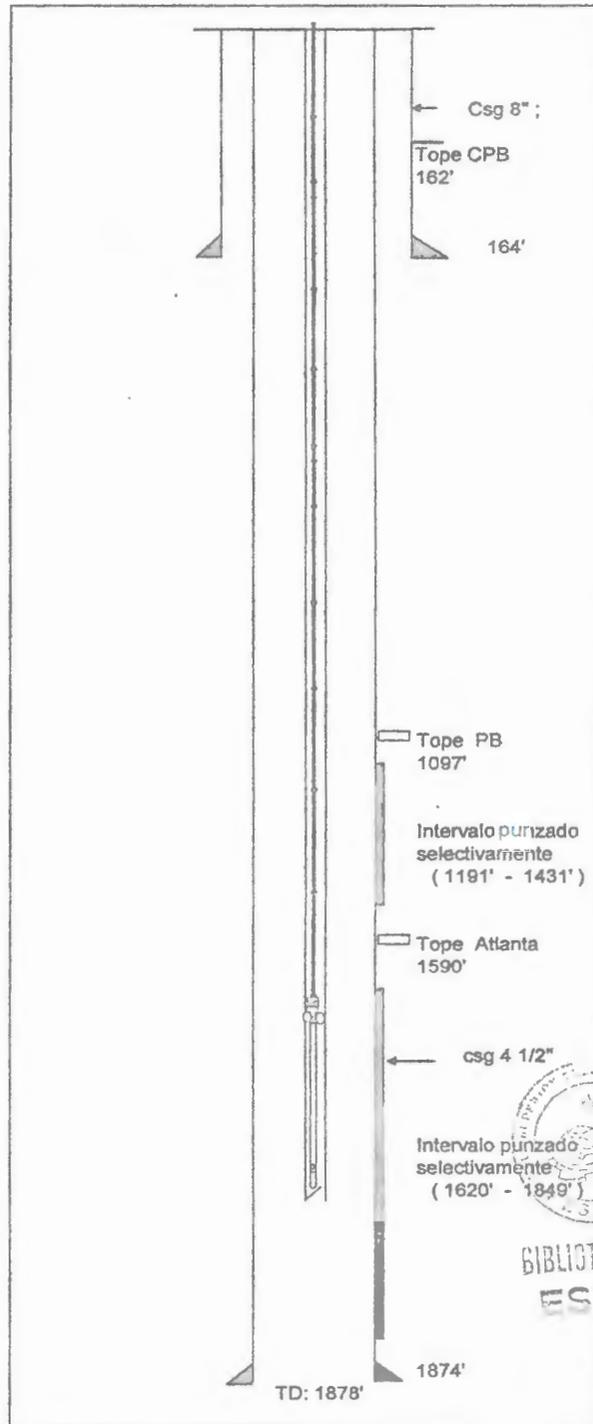


FIGURA 3.43 COMPLETACIÓN DE POZO ANC 1913

Estas tablas nos indican lo que se iba a realizar, pero en el transcurso de la operación hubo ciertos cambios, por ejemplo al realizar el wire-line, se encontró presencia de carbonatos o que el casing estaba colapsado, eso indicaba que no podía pasar la herramienta (guía deflectora) y por ende hubo cambios en los objetivos previstos, eso si buscando la mejor opción para realizar lo radiales. Por lo tanto se da a conocer las tablas de los objetivos reales al realizar la perforación radial. Véase la tabla 6, 7 y 8.

TABLA 6

DATOS REALES DE LOS RADIALES EN MORRILLO

POZO	FECHA INICIO	FECHA FIN	RADIAL	PROFUNDIDAD REALIZADA	ORIENTACION (GRADOS)	LONGITUD PENETRADA (PIES)	OBSERVACIONES
MORRILLO 1X (PRIMERA INTERVENCION)	06/07/2006	07/07/2006	1	1870	0	325	Ninguna
			2	1870	90	326	Ninguna
			3	1869	135	321	Pozo flujo agua tratada y poco petroleo
			4	1869	315	310	Pozo flujo petroleo
			5	1869	180	310	Ninguna
MORRILLO 1X (SEGUNDA INTERVENCION)	31/07/2006	02/08/2006	1	1870	0	310	Ninguna
			2	1873	180	315	Ninguna
			3	1873	90	320	Ninguna
MORRILLO 2X	08/07/2006	09/07/2006	1	2668	0	312	Ninguna
			2	2668	135	308	Ninguna
			3	1651	135	306	Pozo flujo agua tratada y petroleo
			4	1651	315	308	Ninguna
MORRILLO 4X	02/07/2006	04/07/2006	1	3194	135	320	Ninguna
			2	3194	315	320	Ninguna
			3	2349	315	320	Ninguna
			4	2181	135	324	Ninguna
MORRILLO 6X	10/07/2006	11/07/2006	1	2097	45	318	Ninguna
			2	2060	90	305	Ninguna
			3	2060	135	312	Ninguna
			4	2059	180	315	Ninguna

TABLA 7

DATOS REALES DE LOS RADIALES EN STA. PAULA

POZO	FECHA INICIO	FECHA FIN	RADIAL	PROFUNDIDAD REALIZADA	ORIENTACION (GRADOS)	LONGITUD PENETRADA (PIES)	OBSERVACIONES
SPA0247	13/07/2005	15/07/2005	1	1875	150	322	Ninguna
			2	1875	230	325	Ninguna
			3	1732	230	321	Ninguna
			4	1732	150	324	Ninguna
SPA1002	26/07/2005	31/07/2005	1	2268	170	325	Ninguna
			2		270	310	Ninguna
			3	2267	220	312	Ninguna
			4		320	319	Ninguna
			5	2099	320	314	Ninguna
			6		220	310	Ninguna
			7	2098	270	310	Ninguna
			8		170	306	Ninguna
			9	2062	170	320	Ninguna
			10		270	313	Ninguna
			11	2061	320	311	Ninguna
			12		220	310	Ninguna

TABLA 8

DATOS REALES DE LOS RADIALES EN ANCÓN

POZO	FECHA INICIO	FECHA FIN	RADIAL	PROFUNDIDAD REALIZADA	ORIENTACION (GRADOS)	LONGITUD PENETRADA (PIES)	OBSERVACIONES
ANC1393	16/07/2005	17/07/2005	1	744	250	324	NINGUNA
			2	744	210	324	NINGUNA
			3	720	70	308	NINGUNA
			4	720	130	310	NINGUNA
ANC1905	18/07/2005	20/07/2005	1	1942	30	301	NINGUNA
			2	1942	90	300	NINGUNA
			3	1941	150	305	NINGUNA
			4	1941	210	308	NINGUNA
ANC1884	20/07/2005	22/07/2005	1	2183	0	302	NINGUNA
			2	2183	130	304	NINGUNA
			3	2182	200	307	NINGUNA
			4	2182	290	301	NINGUNA
ANC1913	22/07/2005	24/07/2005	1	1757	30	306	NINGUNA
			2	1757	180	300	NINGUNA
			3	1217	30	309	NINGUNA
			4	1217	180	303	NINGUNA

CAPITULO 4

4. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA PERFORACIÓN RADIAL.

4.1. Análisis de la producción antes y después de aplicar la técnica de la perforación radial.

Se determina a continuación el seguimiento de producción que se le hizo a los pozos de Morrillo, Santa Paula y Ancón, véase en el apéndice F las tablas de producción:

En el pozo **Morrillo 1** es un pozo nuevo, que fue perforado el 01/11/2004 y completado el 21/11/2004 con csg. de 5 ½" y sus punzados son en 1187' – 2242', su petróleo acumulado es de 836 Bls, en es este pozo se hizo dos intervenciones, la primera el 5 de julio del 2005 y la segunda el 31 de julio del 2005, haciendo un total de 8 radiales. Se evaluó con bombeo mecánico y los datos de producción



se tomaron de este año 2005, donde la producción antes de la primera intervención fue de 5 bppd y luego de la segunda intervención fue de 6 bppd, siendo la producción total en el mes de junio de 150 Bls de petróleo. Véase la Fig. 4.1.

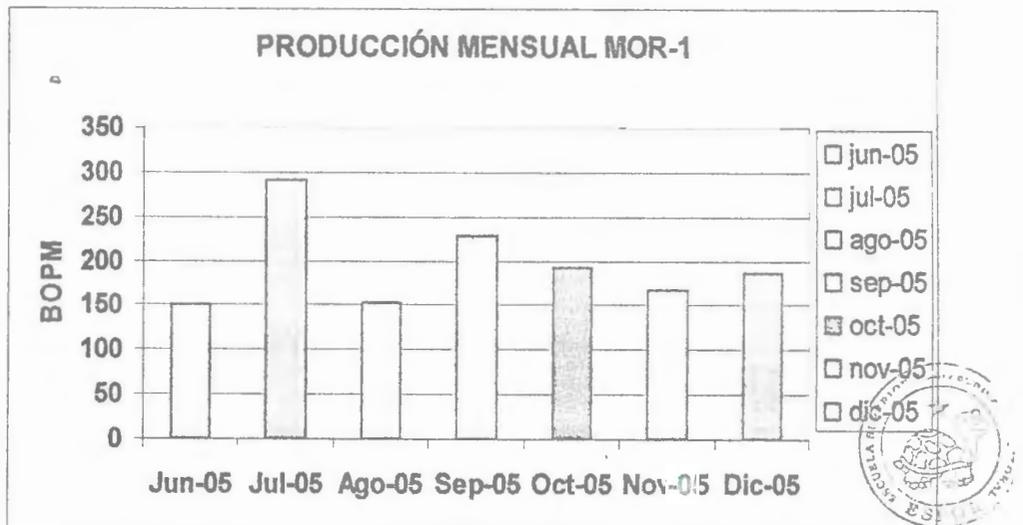


FIGURA 4.1 PRODUCCIÓN DEL POZO MORRILLO 1

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

En la gráfica se nota que para el mes de julio se nota un repunte en su producción de 292 Bls, siendo este el mejor mes en la producción, después que se hicieron las intervenciones, luego varia para los siguientes meses llegando en diciembre del 2005 a 186 Bls.

En el pozo **Morrillo 2** es un pozo nuevo, que fue perforado el 22/11/2004 y completado el 07/12/2004 con csg. de 5 ½" y sus

punzados son en 1640 – 2673', antes de la intervención que fue el 05 de julio del 2005 no producía, en este pozo se hicieron 4 radiales. Se evaluó con herramienta local (cuchara) y los datos de producción se tomaron de este año 2005, Véase la Fig. 4.2.

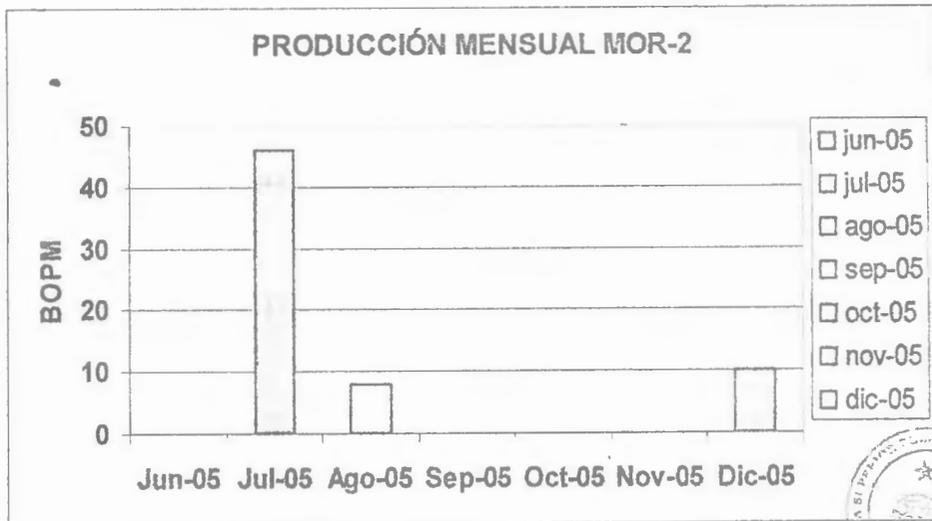


FIGURA 4.2 PRODUCCIÓN DEL POZO MORRILLO 2

En la gráfica se observa que después de la intervención, solamente en el mes de julio produjo 46 Bls y en el mes de agosto decayó bruscamente a 8 Bls. En los siguientes meses no se tomaron datos por su lejanía, pero en diciembre se lo tomo dándonos solo 10 Bls.

En el pozo **Morrillo 4** es un pozo nuevo, que fue perforado el 03/01/2005 y completado el 17/01/2005 con csg. de 5 ½" y sus

En el pozo **Morrillo 5** es un pozo nuevo, que fue perforado el 08/12/2004 y completado el 20/11/2004 con csg. de 5 ½" sus punzados son en 1278' – 2108', su petróleo acumulado es de 12 Bls, en es este pozo se hizo una intervención el 10 de julio del 2005, haciendo un total de 4 radiales. Se evaluó con herramienta local (cuchara) y los datos de producción se tomaron de este año 2005, indicando que para el mes de junio el pozo no producía. Véase la Fig. 4.4.

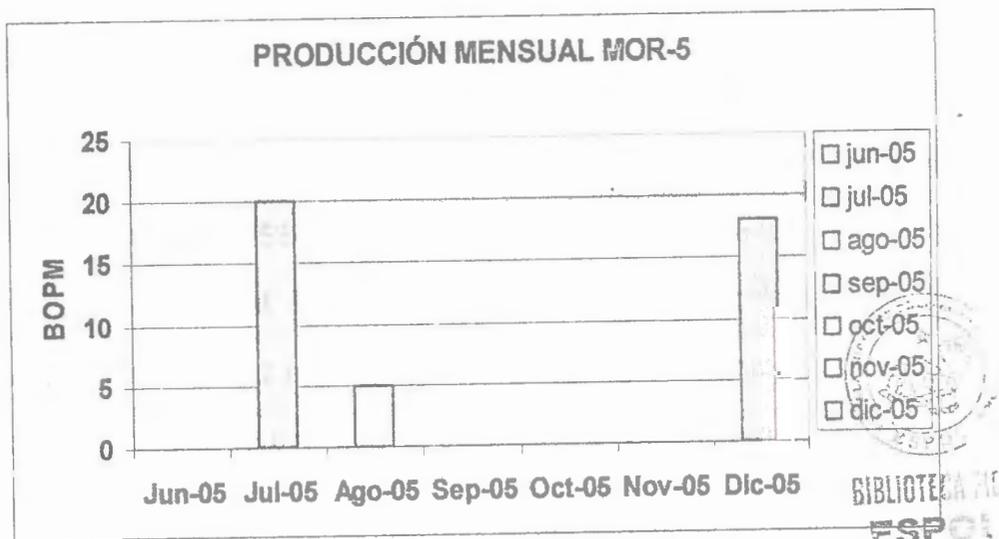


FIGURA 4.4 PRODUCCIÓN DEL POZO MORRILLO 5

En la gráfica se observa que después de la intervención la producción de petróleo logro ubicarse solo en el mes de julio en 20 Bls, luego bajo la producción en agosto a 5 Bls. En los siguientes meses no se

tomaron datos por su lejanía, pero en diciembre se lo tomo dándonos solo 18 Bls.

El pozo SPA 247 perteneciente al área de Santa Paula, fue perforado desde el 15-09-1955 y completado el 27-10-1955 con un casing preperforado de 6" asentado en 3002'. El intervalo productivo es 1598'-3002' correspondientes a las secuencias del Chert-2 y Chert-3 de la Fm. Santa Elena. El 28/07/58 se punza y fractura este intervalo incrementando la producción de 12 a 42 bppd. Posteriormente el 26-07-1997 se punza los intervalos 1316'-1404' y 998'-1088' del Chert-1 y de la Fm. Atlanta Basal respectivamente, incrementando la producción de 3 a 10 bppd. Este pozo tiene una producción acumulada de 143530 barriles, se lo intervino el 13 de julio del 2005, haciendo un total de 4 radiales, su producción antes de la intervención fue 5.2 bppd y cuyo acumulado para el mes de junio fue de 176 Bls, siendo evaluado el pozo por bombeo mecánico. Véase la Fig. 4.5.



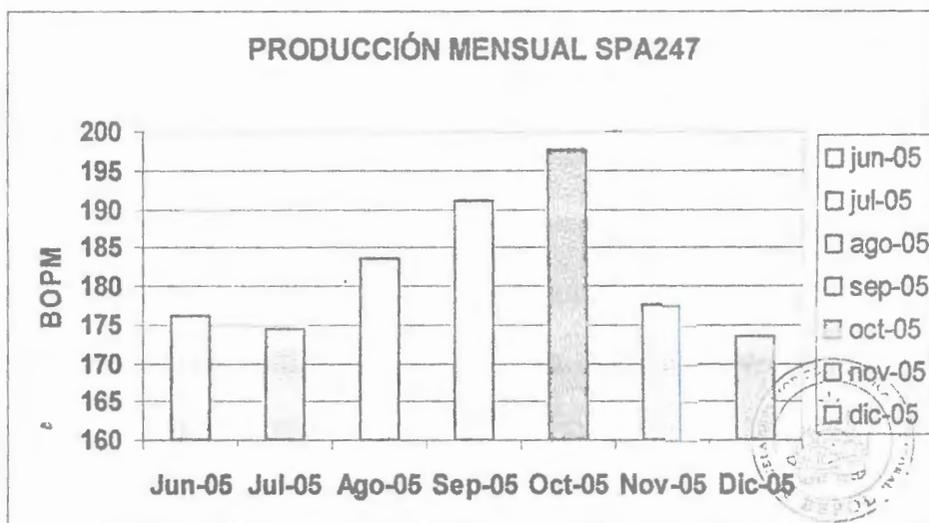


FIGURA 4.5 PRODUCCIÓN DEL POZO SPA 247

Se puede decir de esta gráfica que a diferencia de los demás pozos su mejor producción después de la intervención fue para el mes de octubre, ubicándose la producción en 198 Bls, luego bajo llegando en diciembre a 174 Bls.

El pozo **SPA 1002** perteneciente al área de Santa Paula, fue perforado desde el 08-03-97 y completado el 18-04-1997 con un casing de 5 ½" asentado en 2437'. Se punza y fractura el intervalo 2177'-2350' dando una producción inicial de 45 bppd del Chert-2 de la Fm. Santa Elena. Posteriormente el 26-07-1997 se punza y fracturan los intervalos 1766'-1876' y 1406'-1663' de la Fm. Atlanta Basal, incrementando la producción de 18 a 32 bppd. El 17-04-2003 se

punzan selectivamente en el intervalo 604'-2084' incrementando la producción de 5.2 a 8.5 bppd. Este pozo tiene una producción acumulada de 20672 barriles, se lo intervino el 26 de julio del 2005, haciendo un total de 12 radiales, por el mes de junio su producción promedio antes de la intervención fue 4 bppd y su acumulado para este mes fue de 120 BIs, al inicio de la evaluación presento problemas de embastonamiento en la bomba debido a la presencia de finos, por lo que el pozo fue beleado y evaluado por swab. Véase la Fig. 4.6.

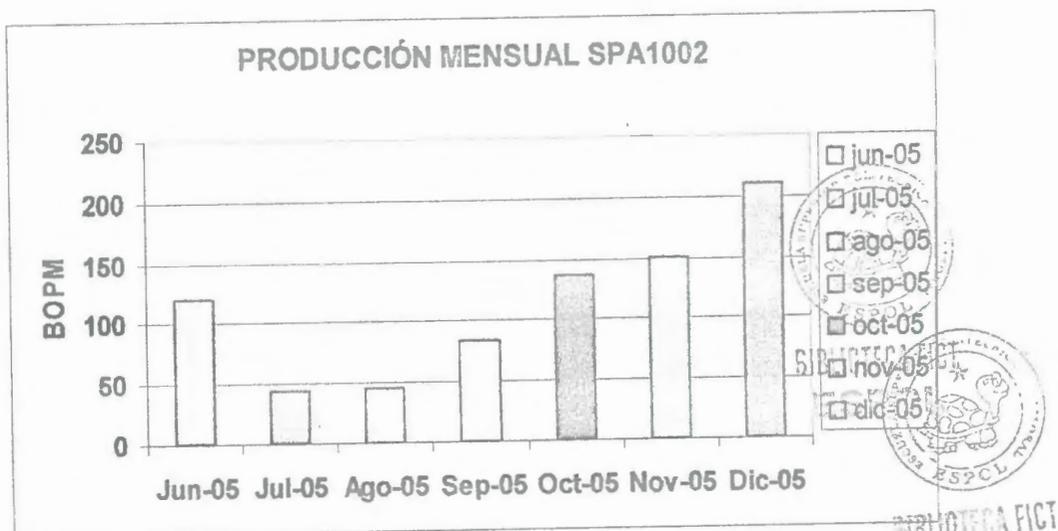


FIGURA 4.6 PRODUCCIÓN DEL POZO SPA 1002

Se observa en la gráfica que después de la intervención no dio buenos resultados de producción, indicando que solo hubo repunte en la

producción de petróleo para el mes de diciembre, ubicándose en 210 Bls.

El pozo **ANC 1393** perteneciente al área de la sección 66, fue perforado desde el 28-10-60 y completado el 09-11-60 con un casing de 5 ½" asentado en 847'. Este casing tiene preperforado el intervalo 597'-847' del cual dio una producción inicial de 72 bppd y acumulo 40250 barriles. Se mantuvo productivo por Gas Lift hasta abril del 2004 en donde se saca la instalación. El wireline realizado el 08-11-2004, NL: 600' petróleo 750' petróleo, 800' agua y fondo. Se realizo la intervención el 16 de julio del 2005 haciendo un total de 4 radiales, por el mes de junio su producción promedio antes de la intervención fue 0.2 bppd y su acumulado para este mes fue de 6 Bls. Este pozo fue evaluado por swab. Véase la Fig. 4.7.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

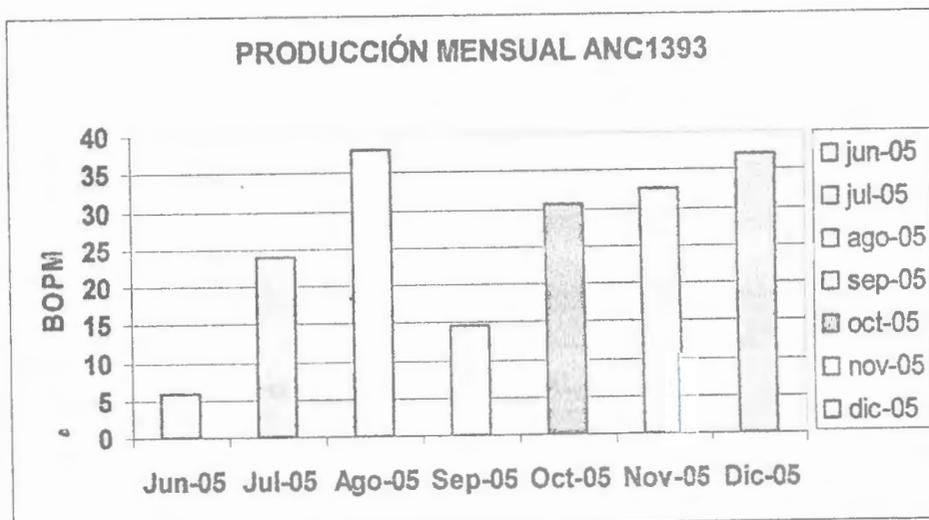


FIGURA 4.7 PRODUCCIÓN DEL POZO ANC 1393

Se observa en la gráfica que la mejor producción de petróleo después la intervención fue en el mes de agosto llegando a 38 Bls, siguiéndole la del mes de diciembre que se ubico en 37 Bls.



El pozo **ANC 1884** perteneciente al área de la sección **67** fue perforado desde el 17-12-63 y completado el 29-01-64 con un casing de 4 ½" asentado en 4780'. Se punza y fractura los intervalos 4421'-4677' y 3792'-4328' dando una producción inicial de 165 bppd de la Fm. Atlanta. Posteriormente el 02-07-1965 se punza y fractura el intervalo 1975'-2142' en la arenisca Santo Tomas incrementando la producción de 31 a 99 bppd. Este pozo tiene una producción acumulada de 198228 barriles, se lo intervino el 20 de julio del 2005,

haciendo un total de 4 radiales, por el mes de junio su producción promedio antes de la intervención fue 1.3 bppd, y su acumulado para este mes fue de 38 Bls. Este pozo fue evaluado por swab. Véase la Fig. 4.8.

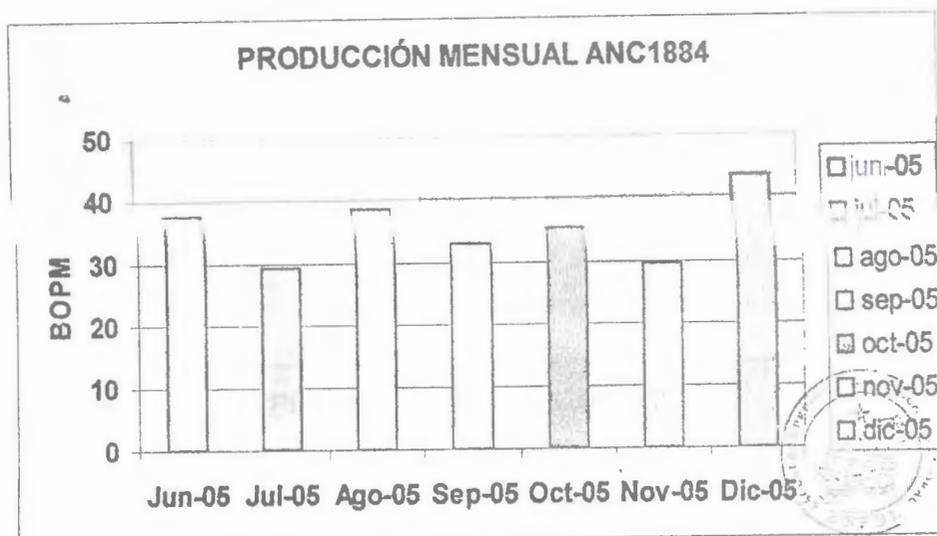


FIGURA 4.8 PRODUCCIÓN DEL POZO ANC 1884

Se observa en la gráfica que después de la intervención la producción de petróleo para el mes de agosto fue buena, esta se ubico en 39 Bls, pero para el mes de diciembre fue mejor siendo este de 43 Bls.

El pozo ANC 1905 perteneciente al área de la sección 67, fue perforado desde el 14-12-63 y completado el 05-01-64 con un casing de 4 ½" asentado en 2241'. Se punza y fractura el intervalo 1955'-

2151' dando una producción inicial de 131 bppd de la arenisca Santo Tomas. Se mantuvo productivo por Gas Lift hasta julio del 2004 en donde se saca la instalación. Este pozo tiene una producción acumulada de 120085 barriles, el wireline realizado el 24-04-2005, indica NL: 1900' petróleo, 2050' petróleo, 2070' agua y fondo. Se lo intervino el 18 de julio del 2005, haciendo un total de 4 radiales, por el mes de junio su producción promedio antes de la intervención fue 0.5 bppd, y su acumulado para este mes fue de 14 Bls. Este pozo fue evaluado por swab. Véase la Fig. 4.9.

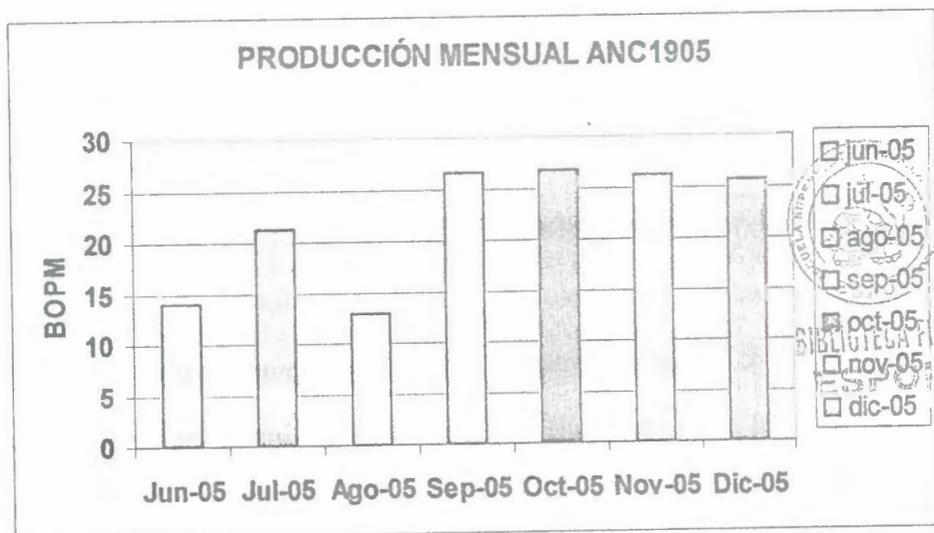


FIGURA 4.9 PRODUCCIÓN DEL POZO ANC 1905

Se observa en la gráfica que después de la intervención la mejor producción fue en meses de septiembre y octubre ubicándose en 27 Bls, en los dos meses restantes se asumió que la producción

declinaba en 0.98 Bls para el estudio, ya que en noviembre se realizo punzados e incremento la producción, siendo en este mes de 1194 Bls y en diciembre de 1965 Bls.

El pozo **ANC 1913** perteneciente al área de Tigre, fue perforado desde el 28-03-64 y completado el 17-04-64 con un casing de 4 ½" asentado en 1874'. Se punza y fractura el intervalo 1620'-1849' dando una producción inicial de 64 bppd de la Fm. Atlanta. Posteriormente el 03-06-64 se punza y fractura el intervalo 1191'-1431', incrementando la producción de 40 a 126 bppd. Se mantuvo productivo por Gas Lift hasta mayo del 2004 en donde se saca la instalación y se coloca bombeo mecánico. Este pozo tiene una producción acumulada de 137130 barriles, el wireline realizado el 19-01-2005 indica NL: 1675' petróleo, 1790' petróleo, 1815' agua y fondo. Se lo intervino el 22 de julio del 2005, haciendo un total de 4 radiales, por el mes de junio su producción promedio antes de la intervención fue 9.8 bppd y su acumulado en el mes de junio fue de 284 Bls. Este pozo fue evaluado por bombeo mecánico. Véase la Fig. 4.10.

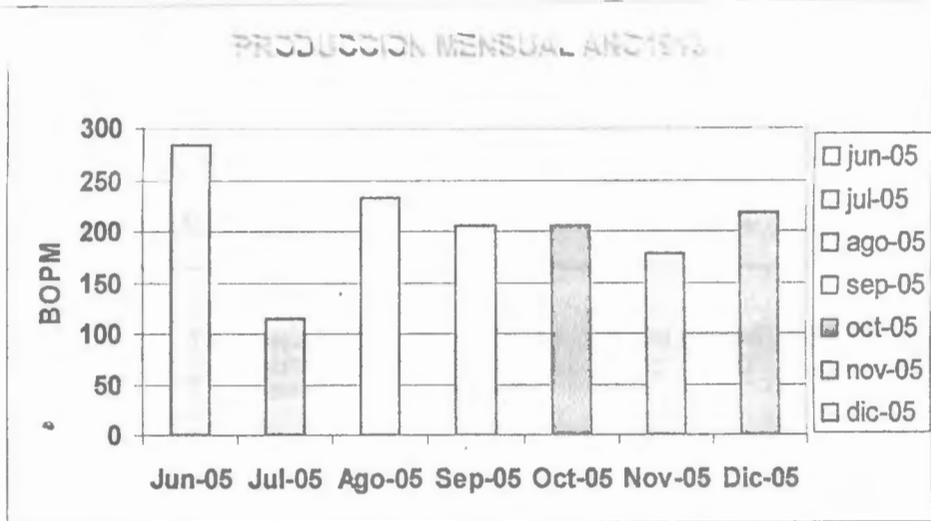


FIGURA 4.10 PRODUCCIÓN DEL POZO ANC 1913

Se observa en la gráfica que después de la intervención solo en el mes de agosto hubo un ligero repunte en la producción de petróleo, siendo esta de 233 Bls y para el mes de diciembre la producción se situó en 218 Bls, indicando que antes de la intervención del pozo la producción fue mejor.



4.2 Incremento de producción.

TABLA 9
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DURANTE LA OPERACIÓN

POZOS	PROD. ANTES(JUNIO) RADRILL Q(BPPD)	PROD. DESPUES(JUL-AGOS) RADRILL Q(BPPD)	INCREMENTO PROD.(BLS)	SISTEMA DE EVALUACIÓN
MORRILLO 1 (1Inter.)	5	6	1	BM
MORRILLO 1 (2Inter.)	6	7	1	BM
MORRILLO 2	0	1,3	1,3	HL
MORRILLO 4	0	1,5	1,5	HL
MORRILLO 5	0	0,6	0,6	HL
SPA 247	5,2	6	0,8	BM
SPA1002	4	2,9	-1,1	SWAB
ANC 1393	0,2	0,5	0,3	SWAB
ANC 1884	1,3	1,3	0	SWAB
ANC 1905	0,5	0,25	-0,25	SWAB
ANC 1913	9,8	8,6	-1,2	BM

En la tabla 8 se da a conocer lo que sucedió durante la operación en el mes de julio y agosto, indicando los datos que arroja en esos entonces, y el sistema usado para la evaluación de cada pozo. Continuando con el análisis del incremento de producción durante la operación nos damos cuenta que los resultados de la perforación radial no fueron satisfactorios, en el caso del pozo **Morrillo 1** solo incremento un barril y los demás pozos **Morrillo 2, 4, 5**, solo se puede llegar a una conclusión cierta sabiendo que paso en los meses posteriores. En el caso de los pozos **SPA 247** solo incremento 0.8 barriles nada más, **SPA 1002** hubo decremento de producción,

sabiendo que hubo ciertos problemas al evaluarlo ya que la perforación radial produjo muchos finos los que embastonaron la bomba, impidiendo una evaluación por bombeo mecánico, por lo que se requirió evaluarlo al pozo por pistoneo, cabe señalar que el agua inyectada en este pozo se ha tardado en recuperar y todavía no es recuperada totalmente. Véase la tabla 9.

En el caso de los pozos de Ancón se tornaron cifras muy pobres con el incremento de producción durante ese mes que se evaluaron estos pozos. Detallando lo que sucedió, solo en el pozo **ANC 1393** se recupero toda el agua inyectada, el pozo **ANC 1905** durante su evaluación se noto que no recupero nivel y no se observó que el agua inyectada haya regresado al pozo, lo cual indicaría una posible reacción entre el agua de inyección y la formación, provocando el hinchamiento de las arcillas de la matriz de las areniscas lo que impide que retorne el agua de inyección hacia el pozo. En el pozo **ANC 1884** no se nota un incremento aun esperando que se observe en los siguientes meses, en el del pozo **ANC 1913** no presenta mejora en la producción, sino mas bien una disminución en la producción de 9.8 a 8.6 bppd, lo que se descarto problema en la bomba, por lo que el pozo ha sufrido un daño en la formación

productora. Este daño puede ser debido a la reacción entre la formación y el agua de inyección.

TABLA 10
CANTIDAD DE AGUA UTILIZADA EN LA OPERACIÓN

POZOS	AGUA INYECTADA	AGUA RECUPERADA	AGUA POR RECUPERAR
MORRILLO 1 (1inter.)	100		
MORRILLO 1 (2inter.)	60		
MORRILLO 2	80	59	21
MORRILLO 4	80	42	38
MORRILLO 5	80	15	65
SPA 247	80	53	27
SPA1002	240	156	84
ANC 1393	80	102	-22
ANC 1884	80	46	34
ANC 1905	80	2	78
ANC 1913	80	97	-17

ESPOL

TABLA 11

INCREMENTO DE PROD. (BPPM) DESPUES DE LA OPERACIÓN

POZO	PROD. ANTES		PROD. DESPUES RADRILL										PRODUCCION		INCREMENTO DE PROD. (BPPM)			
	RADRILL		JUN. Q.(BPPM)		JUL. Q.(BPPM)		AGOS. Q.(BPPM)		SEPT. Q.(BPPM)		OCT. Q.(BPPM)		NOV. Q.(BPPM)			DIC. Q.(BPPM)		PROM. DE JUL- DIC (BPPM)
MORRILLO 1	150		292	154	229	192	168	186							203		53	
MORRILLO 2	0		46	8	0	0	0	10							11		11	
MORRILLO 4	0		90	6	25	18	16	13							28		28	
MORRILLO 5	0		20	5	0	0	0	18							7		7	
SPA 247	176		175	184	191	198	178	174							183		7	
SPA1002	120		44	46	84	137	150	210							112		-8	
ANC 1393	6		24	38	15	31	33	37							29		23	
ANC 1884	38		29	39	33	35	30	43							35		-3	
ANC 1905	14		21	13	27	27	26	26							23		9	
ANC 1913	284		114	233	205	206	179	218							192		-92	



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Analizando la tabla 10 se observa que el pozo que ha dado mejores resultados en comparación de todos los pozos fue el **Morrillo 1**, cuyo incremento es de aproximadamente 53 bppm, siendo su mejor mes en producción en julio 2005 que fue de 292 bppm. Otro pozo que tuvo un incremento aceptable fue el pozo **Morrillo 4**, siendo este de 28 bppm. En los pozos **Morrillo 2, 5** su incremento fue aproximadamente de 11 y 7 bppm respectivamente, tomando en cuenta que solo se tenían datos de producción en el mes de julio, agosto y diciembre, siendo estos resultados no muy buenos.

En los pozos **SPA 247** y **SPA 1002** el incremento de producción fue pobre siendo en el primero 7 bppm y en el otro -8 bppm, es decir en el pozo **SPA 1002** no hubo incremento, ni por tener un repunte en diciembre de 210 bppm, ya que en los meses anteriores su producción fue baja, siendo este el único pozo que le reiniciaron 12 radiales y por ende inyectaron mas agua que aun no la recuperan en su totalidad, es posible que eso halla perjudicado la producción del pozo.

En el pozo **ANC1393** dio un incremento aceptable de producción de 23 bppm, siendo su mejor producción en agosto de 38 bppm y en

diciembre de 57 bppm, fue el único pozo que se recuperó rápidamente el agua inyectada.

En los pozos **ANC 1884** y **ANC 1913** hubo decremento de producción, siendo en el uno -3 bppm y en otro -92 bppm respectivamente, deduciendo que los pozos estuvieron mejor antes de aplicar la técnica de la perforación radial.

En el pozo **ANC 1905**, se hizo una proyección de que el pozo declinaba 0.98 Bls en los meses de noviembre y diciembre, tomando en cuenta la producción anterior a estos meses, cuyo resultado nos dio un incremento aproximado de 9 bppm, haciendo esto solo para continuar con el estudio de la perforación radial, ya que el 14 de noviembre del 2005 se realizó los punzados a este pozo **ANC 1905**, en zonas muy por arriba donde se hicieron los radiales, siendo en noviembre y diciembre la producción real de 1194 bppm y 1965 bppm respectivamente.

CAPITULO 5

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PERFORACION RADIAL.

Como cualquier proyecto de ingeniería requiere una inversión de capital, lo que nadie debería es lanzar un proyecto sin antes haber estimado el rendimiento esperado de dicha inversión.

Una inversión representa gastos para aumentar la riqueza futura y posibilitar un crecimiento de la producción. La materialización de la inversión depende del agente económico que la realice. Toda inversión lleva consigo un riesgo, de perder las sumas de dinero invertidas en mayor o menor cantidad.

Conceptos generales.

Flujo de Caja

Se denomina Flujos de Caja en el ámbito financiero, a la corriente monetaria, tanto de valores positivos como negativos, que una vez actualizada a una cierta tasa de descuento (particularmente Tasa de Costo del Capital o Tasa de Corte) y cotejada contra la Inversión Inicial de un determinado Proyecto de Inversión, da lugar al Valor Actual Neto. Si la actualización del Flujo de Caja al inicio del proyecto, conocido como Valor Actual Neto, se compara con la Inversión inicial y resultan iguales en valores absolutos pero de signo opuesto, estas se anularán entre sí, el resultado del Van resultará por consiguiente igual a cero dando lugar a la Tasa Interna de Retorno.



TIR o Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de rendimiento financiero, también considerada como tasa interna de retorno, se define como la tasa de descuento, a la que el valor presente neto de todos los flujos de efectivo de los períodos proyectados es igual a cero. Se utiliza para establecer la tasa de rendimiento esperada

hace igual a cero el VAN.

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

Donde Q_i es el Flujo de Caja en el periodo i . La TIR es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para comparar la factibilidad de diferentes opciones de inversión. Generalmente, la opción de inversión con la TIR más alta es la preferida. La regla para realizar una inversión o no utilizando la Tir es la siguiente:

Si $TIR >$ tasa de descuento: El proyecto es aceptable

Si $TIR <$ tasa de descuento: El proyecto no es aceptable

Si $TIR =$ tasa de descuento: El inversionista es indiferente de realizar o no el proyecto.

VALOR ACTUAL NETO (VAN).

Es la suma de valores positivos (ingresos) y de valores negativos (costos) que se producen en diferentes momentos. Dado que el valor del dinero varia con el tiempo es necesario descontar de cada período un porcentaje

anual estimado como valor perdido por el dinero durante el periodo de inversión. Una vez descontado ese porcentaje se pueden sumar los flujos positivos y negativos. Si el resultado es mayor que cero significará que el proyecto es conveniente. Si es menor que cero no es conveniente.

La fórmula que nos permite calcular el valor presente neto o VAN es:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+i)^n}$$

El tiempo de recuperación de la inversión

También denominado **payback**, **paycash**, **payout** o **payoff**, indica el tiempo que la empresa tardará en recuperar la inversión, con la ganancia que genera el negocio. Es una cantidad de meses o años.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Puede calcularse en forma simple, sumando los resultados netos al monto de la inversión inicial, hasta llegar a cero.

5.1. Costos de los trabajos de esta técnica.

En la siguientes tablas 12, 13, 14 se detalla los costos que se llevaron a cabo para aplicar la técnica de la perforación radial.

En la tabla 9 nos indica los costo operativos hecho a cada pozo, y se señala también el costo de movilización de la unidad de Radrill, todos estos son servicios prestados por Radrill Co., con el fin de poder realizar la perforación radial.

TABLA 12
COSTOS DE OPERACIÓN 1

POZOS	FECHA INICIO	FECHA FINAL	RADRILL	
			MOVILIZACIÓN	OPERACIÓN
			\$ 20.000,00	
M4	03-Jul-05	05-Jul-05		\$ 15.000
M1	06-Jul-05	08-Jul-05		\$ 16.500
M2	08-Jul-05	10-Jul-05		\$ 15.000
M5	10-Jul-05	11-Jul-05		\$ 15.000
SPA247	13-Jul-05	15-Jul-05		\$ 15.000
ANC1393	16-Jul-05	17-Jul-05		\$ 15.000
ANC1905	18-Jul-05	20-Jul-05		\$ 15.000
ANC1884	20-Jul-05	22-Jul-05		\$ 15.000
ANC1913	22-Jul-05	24-Jul-05		\$ 15.000
SPA1002	26-Jul-05	31-Jul-05		\$ 27.000
M1	31-Jul-05	03-Ago-05		\$ 4.500
			\$ 20.000,00	\$ 168.000

En la tabla 10 nos indica los costos operativos adicionales que representan el complemento necesario para aplicar la perforación radial, estos servicios los presto: BJ, la cual se señala el costo de movilización del equipo, y lo que fue utilizado en la operación como la

unidad de filtrado, centrifuga, filtros. Pacific Oil, se indica los costos de registros eléctricos hecho a determinados pozos

TABLA 13
COSTO DE OPERACIÓN 2

POZOS	FECHA INICIO	FECHA FINAL	BJ				PACIFIC OIL
			MOVILIZACIÓN	UNIDAD DE FILTRADO	CENTRIFUGA	FILTROS	REGISTROS ELECTRICOS
			\$ 2.019				
M4	03-Jul-05	05-Jul-05		\$ 2.195	\$ 1.176	\$ 848	
M1	06-Jul-05	08-Jul-05		\$ 1.825	\$ 1.176	\$ 891	
M2	08-Jul-05	10-Jul-05		\$ 1.377	\$ 784	\$ 891	
M5	10-Jul-05	11-Jul-05		\$ 1.377	\$ 784		
SPA247	13-Jul-05	15-Jul-05		\$ 2.273	\$ 1.411	\$ 891	\$ 4.709
ANC1393	16-Jul-05	17-Jul-05		\$ 1.377	\$ 784	\$ 891	\$ 4.709
ANC1905	18-Jul-05	20-Jul-05		\$ 1.377	\$ 784	\$ 891	\$ 4.788
ANC1884	20-Jul-05	22-Jul-05		\$ 1.825	\$ 1.176		\$ 4.707
ANC1913	22-Jul-05	24-Jul-05		\$ 1.825	\$ 1.019	\$ 891	\$ 4.708
SPA1002	26-Jul-05	31-Jul-05		\$ 3.203	\$ 1.960	\$ 891	\$ 4.709
M1	31-Jul-05	03-Ago-05		\$ 2.273	\$ 1.568	\$ 891	
			\$ 2.019	\$ 20.927	\$ 12.622	\$ 7.976	\$ 28.330

En la tabla 11 nos indica los costos varios, es decir el combustible, la alimentación y hospedaje, lo que fue necesario para la gente que trabajo en la ejecución de este proyecto.

TABLA 14
COSTOS VARIOS

POZOS	FECHA INICIO	FECHA FINAL	COMBUSTIBLE		ALIMENTOS	HOSPEDAJE
			DIESEL	GASOLINA		
			\$ 57,69	\$ 65,04	\$ 67	\$ 180
M4	03-Jul-05	05-Jul-05	\$ 47,50	\$ 51,83	\$ 193,80	\$ 240
M1	06-Jul-05	08-Jul-05		\$ 46,95	\$ 169,50	\$ 160
M2	08-Jul-05	10-Jul-05	\$ 47,50	\$ 47,41	\$ 137,20	\$ 160
M5	10-Jul-05	11-Jul-05	\$ 47,50	\$ 51,28	\$ 109,40	\$ 240
SPA247	13-Jul-05	15-Jul-05		\$ 57,70	\$ 238,70	\$ 240
ANC1393	16-Jul-05	17-Jul-05		\$ 13,40	\$ 130	\$ 160
ANC1905	18-Jul-05	20-Jul-05	\$ 66,96	\$ 62,40	\$ 188,60	\$ 240
ANC1884	20-Jul-05	22-Jul-05	\$ 47,50	\$ 40,64	\$ 89,50	\$ 160
ANC1913	22-Jul-05	24-Jul-05	\$ 47,50	\$ 56,68	\$ 113,50	\$ 240
SPA1002	28-Jul-05	31-Jul-05	\$ 125,33	\$ 40,20	\$ 306	\$ 560
M1	31-Jul-05	03-Ago-05	\$ 238,19	\$ 71,60	\$ 203,20	\$ 300
			\$ 725,67	\$ 605,13	\$ 1.946,40	\$ 2.880

Para la ejecución de este proyecto se lo presupuesto en **US\$ 243,873**, pero lo que realmente costo aplicar la técnica de la perforación radial fue **US\$ 266,031**.

5.2. Análisis económico de esta técnica.

Para realizar mi análisis económico se necesito saber los siguientes datos como: La participación de la compañía que es del 77%, el precio del petróleo según el WTI aproximadamente \$62 que salio promediando desde septiembre hasta diciembre, menos el diferencial que es de \$12 y el costo de exportación que es de \$3, dándonos un

precio neto del petróleo de \$47,30. Luego se debe saber que el egreso por pozo se lo halla por costo operativo (USD/BLS) de \$7,12, por costo administrativo (USD/BLS) de \$1,58, por costo financiero (USD/BLS) de 1,35, dándonos un egreso por pozo de \$10,05. Para el uso del VAN se utilizo una tasa de descuento del 12%.

En las siguientes tablas se detalla lo que paso económicamente con cada pozo y con el proyecto en si hasta diciembre, sabiendo que para hallar el tiempo de recuperación de la inversión se debió hacer proyecciones con la producción asumiendo que declino en 0.98 bppm y se lo hizo para 24 meses, desde junio del 2005 hasta mayo del 2007. Dicha proyección nos sirvió para hallar el tiempo de recuperación de la inversión, y por medio del VAN se lo determinaba. Cabe señalar que la inversión del proyecto se la hizo a finales de junio del 2005, necesitando el cierre mensual de la producción y de ahí partiría el análisis económico.



TABLA 15

TABLAS INDICANDO EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE CADA POZO

MOR0001X	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$5.463,15	\$10.634,93	\$5.590,62	\$8.341,50	\$6.992,83	\$6.122,37	\$6.774,31
EGRESOS	\$1.507,50	\$2.934,60	\$1.542,68	\$2.301,75	\$1.129,60	\$1.689,41	\$1.869,30
INVERSION	\$32.441,58						
FLUJO DE CAJA	-28485,93	7.700,33	4.047,95	6.039,75	5.063,23	4.432,97	4.905,01
	TIR	3,86%	CASH FLOW ACUMULADO			3703,30	
	VAN	\$22.619,46					

MOR0002X	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$0,00	\$1.675,37	\$291,37	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$364,21
EGRESOS	\$0,00	\$462,30	\$80,40	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$100,50
INVERSION	\$20.869,58						
FLUJO DE CAJA	-20869,58	1.213,07	210,97	0,00	0,00	0,00	263,71
	TIR	-50,33%	CASH FLOW ACUMULADO			-19181,84	
	VAN	\$1.384,88					

MOR0004X	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$0,00	\$3.277,89	\$218,53	\$910,53	\$655,58	\$582,74	\$473,47
EGRESOS	\$0,00	\$904,50	\$60,30	\$251,25	\$180,90	\$160,80	\$130,65
INVERSION	\$22.036,58						
FLUJO DE CAJA	-22036,58	2.373,39	158,23	659,28	474,68	421,94	342,82
	TIR	-38,82%	CASH FLOW ACUMULADO			-17606,252	
	VAN	\$3.429,26					

MOR0005X	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$0,00	\$728,42	\$182,11	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$655,58
EGRESOS	\$0,00	\$201,00	\$50,25	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$180,90
INVERSION	\$19.978,58						
FLUJO DE CAJA	-19978,58	527,42	131,86	0,00	0,00	0,00	474,68
	TIR	-45,72%				CASH FLOW ACUMULADO	-18844,627
	VAN	\$816,51					

SPA247	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$6.415,56	\$6.355,46	\$6.688,72	\$6.963,70	\$7.195,33	\$6.464,73	\$6.319,04
EGRESOS	\$1.770,31	\$1.753,73	\$1.845,68	\$1.921,56	\$1.985,48	\$1.783,88	\$1.743,68
INVERSION	\$27.101,58						
FLUJO DE CAJA	-22456,33	4.601,74	4.843,03	5.042,14	5.209,85	4.680,85	4.575,37
	TIR	7,79%				CASH FLOW ACUMULADO	6496,66
	VAN	\$19.843,45					

SPA1002	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$4.370,52	\$1.609,81	\$1.682,65	\$3.068,21	\$4.989,68	\$5.470,43	\$7.648,41
EGRESOS	\$1.206,00	\$444,21	\$464,31	\$846,64	\$1.376,85	\$1.509,51	\$2.110,50
INVERSION	\$40.580,58						
FLUJO DE CAJA	-37416,06	1.165,60	1.218,34	2.221,57	3.612,83	3.960,92	5.537,91
	TIR	-15,10%				CASH FLOW ACUMULADO	-19698,89
	VAN	\$10.942,46					

ANC1393	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$218,53	\$870,44	\$1.382,84	\$534,63	\$1.113,51	\$1.190,97	\$1.346,92
EGRESOS	\$60,30	\$240,19	\$381,58	\$147,53	\$307,26	\$328,64	\$371,67
INVERSION	\$25.578,58						
FLUJO DE CAJA	-25420,35	630,25	1.001,26	387,10	806,25	862,33	975,25
	TIR	-32,89%	CASH FLOW ACUMULADO		-20757,90		
	VAN	\$3.132,25					

ANC1884	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$1.369,39	\$1.071,42	\$1.407,14	\$1.205,88	\$1.287,40	\$1.078,06	\$1.577,03
EGRESOS	\$377,87	\$295,65	\$388,29	\$332,75	\$355,25	\$297,48	\$435,17
INVERSION	\$25.525,58						
FLUJO DE CAJA	-24534,06	\$775,77	\$1.018,86	\$873,13	\$932,16	\$700,58	\$1.141,86
	TIR	-30,36%	CASH FLOW ACUMULADO		-19011,69		
	VAN	\$3.740,19					

ANC1905	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$509,89	\$775,77	\$467,44	\$968,60	\$970,68	\$951,27	\$932,24
EGRESOS	\$140,70	\$214,07	\$128,99	\$267,28	\$267,85	\$262,49	\$257,24
INVERSION	\$25.657,58						
FLUJO DE CAJA	-25288,39	561,70	338,46	701,33	702,83	688,78	675,00
	TIR	-36,26%	CASH FLOW ACUMULADO		-21620,29		
	VAN	\$2.450,00					

ANC1913	jun-05	jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05
INGRESOS	\$10.341,38	\$4.165,83	\$8.467,88	\$7.466,31	\$7.502,73	\$6.504,79	\$7.939,78
EGRESOS	\$2.853,60	\$1.149,52	\$2.336,63	\$2.060,25	\$2.070,30	\$1.794,93	\$2.190,90
INVERSION	\$26.260,58						
FLUJO DE CAJA	-18772,80	3.016,31	6.131,26	5.406,06	5.432,43	4.709,86	5.748,88
	TIR	14,95%	CASH FLOW ACUMULADO		11671,99		
	VAN	\$20.466,33					

TABLA 16

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE CADA POZO

POZOS	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	TIR	VAN
MORRILLO 1	10 MESES	13,22%	\$29.817,91
MORRILLO 2			
MORRILLO 4			
MORRILLO 5			
SPA 247	8 MESES	13,52%	\$23.646,46
SPA1002			
ANC 1393			
ANC 1884			
ANC 1905			
ANC 1913	6 MESES	14,95%	\$20.466,33

CAPITULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones.

- La perforación radial es una técnica que nos ayuda alcanzar la zona productiva que se encuentra más allá de la zona de daño alrededor del pozo, aumentando el radio de drenaje.
- La guía deflectora es una herramienta de gran ayuda para la operación ya que nos ayuda a dar la dirección perpendicular al pozo, permitiendo hacer los radiales en una misma zona productora o en varios niveles productores, convirtiendo a un pozo vertical en un pozo multilateral.
- En vez de cañonear un pozo vertical recién entubado podría utilizarse la técnica de la perforación radial, ya que eliminaría el riesgo de daño



BIBLIOTECA NACIONAL DE LA UNIVERSIDAD DEL PACIFICO

de casing y al cemento causado por el impacto del cañoneo con cargas explosivas.

- El proceso operativo no es de fracturamiento, más bien es de eliminación de material, generando una porosidad secundaria en un canal conectado de gran profundidad. Sin embargo, nuestro proceso si se puede comparar a un fracturamiento respecto a los canales generados. Con la diferencia que los canales tienen un diámetro regular, una dirección específica y una longitud controlable.
- Con esta técnica se puede atravesar fracturas naturales en las vecindades del pozo.
- La perforación radial se presenta como otra alternativa de waterflooding, haciendo el estudio pertinente de la zona en donde se la aplicaría.
- La bomba kerr es la parte importante de la operación ya que suministra la presión para corte, se levanta en superficie la presión de 5000 psi, está presión me genera el caudal necesario para los requerimientos de torque del motor de fondo, y que esta pueda girar; para perforar, solo se levanta 3600 psi, para asegurar la potencia



hidráulica de corte de los chorros, siendo estos valores correspondientes a pruebas de laboratorio realizadas en superficie y a los requerimientos técnicos de los equipos utilizados.

- Se realizó un estudio previo de yacimientos y geológicos, para seleccionar los 10 pozos, de los cuales los 4 pozos de Morrillo son nuevos, solo uno producía y los demás se intentaba hacerlos producir ya que teóricamente hubo daño de formación en la vecindad del pozo por mala cementación. Los demás pozos ya producían y se los intento que aumenten su productividad de petróleo.
- Haciendo la respectiva evaluación de los datos de producción solo 3 pozos dieron un ligero incremento en su producción entre ellos esta el pozo **Morrillo 1** con 53 bppm, el pozo **Morrillo 4** con 28 bppm y por último el pozo **ANC 1393** con 23 bppm, de los demás pozos solo hubo un incremento pobre en unos y en otros decremento.
- La productividad de petróleo de estos pozos para su mejor estudio se la realizó mensualmente desde junio del 2005 hasta diciembre del 2005, ya que a determinados pozos se le registra la producción cada cierto tiempo, dependiendo cuan productivo sea y que tan cerca se encuentre el pozo de la estación central.

- Lo más probable de que los datos productivos de los pozos no fuesen buenos, es que el fluido de inyección, en nuestro caso agua potable halla reaccionado con la matriz arcillosa de la formación produciendo hinchamiento de las mismas alrededor del radial, dando origen a un daño de formación. El principal tipo de mineral arcilloso presente en Añoón es la esméctita, la cual es expansible.
- No se recupero totalmente el agua en los pozos de Santa Paula, ya que debido a su naturaleza fracturada de de la zona esta agua se introdujo en dichas fracturas y por la falta de presión hace imposible que retorne el agua hacia el pozo.
- Al realizar el análisis económico se da ha conocer si el proyecto fue o no rentable, indicando que los más rentables fueron, el pozo **Morrillo 1** recuperando su inversión en 10 meses a un TIR de 13.22%, el pozo **SPA 247** recupera su inversión en 8 meses a un TIR de 13.52%, el pozo **ANC 1913** recupera su inversión a los 6 meses a un TIR de 14.95%. Los demás pozos al hacer la proyección económica nos muestra que no recupera la inversión en los 24 meses.

- El proyecto completo en si no fue rentable ya que según la proyección económica a los 24 meses no recupero la inversión, es decir el proyecto necesita más tiempo para recuperar la inversión.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN MARCOS
FUNDADA EN 1535

Recomendaciones.

- Se recomienda al aplicar está técnica tener la siguiente consideración, que el pozo no debe pasar los 20° de desviación.
- Radrill debería crear algo que indujera peso en el coiled tubing al trabajar en pozos someros, ya que se presento este caso y por ende tuvo que jalarse el colied tubing hacia el interior del pozo.
- Para el uso de esta técnica se debió usar agua de formación ya que esta no genera reacción porque pertenece a la misma formación.
- Es recomendable medir apropiadamente la tubería de 2 7/8" ya que necesita ser lo más preciso para realizar los radiales.
- Se debe tener correctamente calibrados los medidores de profundidad tanto para la gente de Radrill como para la gente de pulling.
- Es recomendable realizar los registros eléctricos como Gamma ray y CCL, para saber con exactitud en donde se harán los radiales.

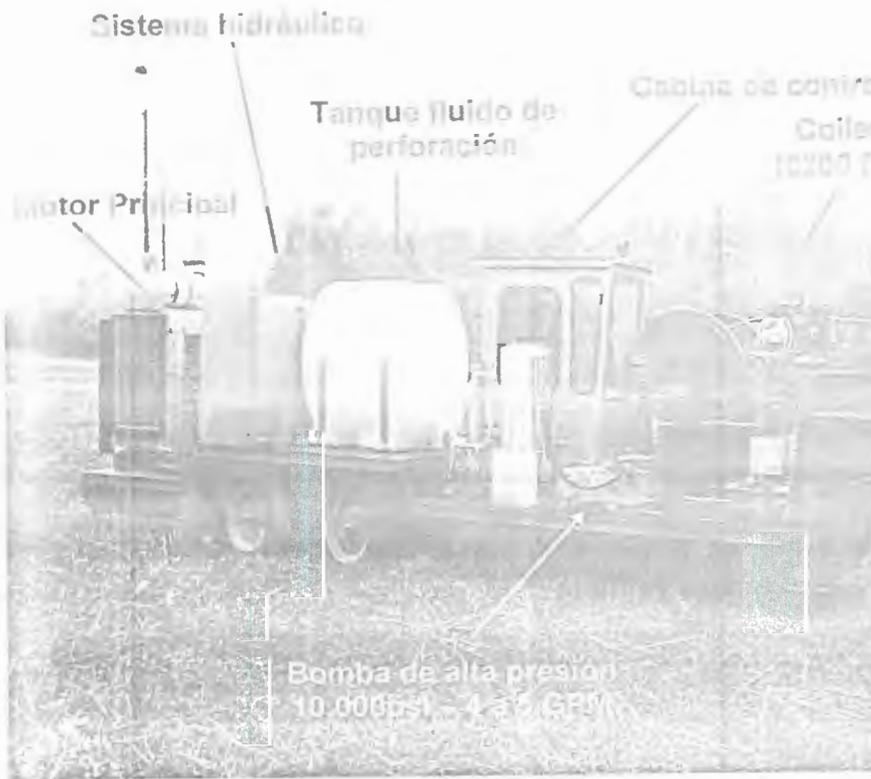


- Al enrollar el colied tubing al carrete hay que hacerlo con mucho cuidado ya que se puede enredar y retasaría la operación.
- Se debe tener los suficientes repuestos, como en el caso de la manguera flexible que en cierto rato se rompió y no hubo repuesto, retrasando la operación.
- Se recomienda a la compañía Pacifpetrol que continúe con esta campaña de aumentar su producción de petróleo de sus pozos, eso si usando técnicas aptas para este campo.

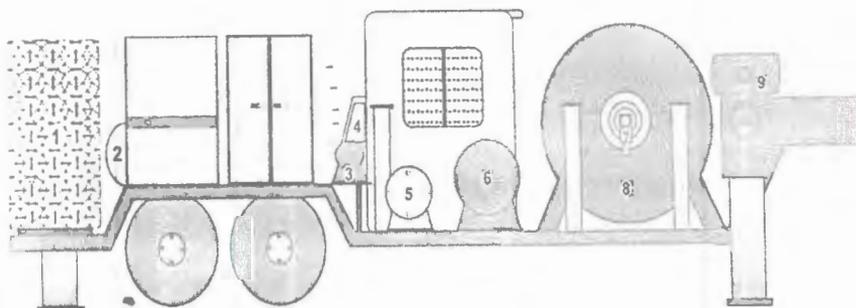
APENDICE

APÉNDICE A

EQUIPOS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN RADIAL

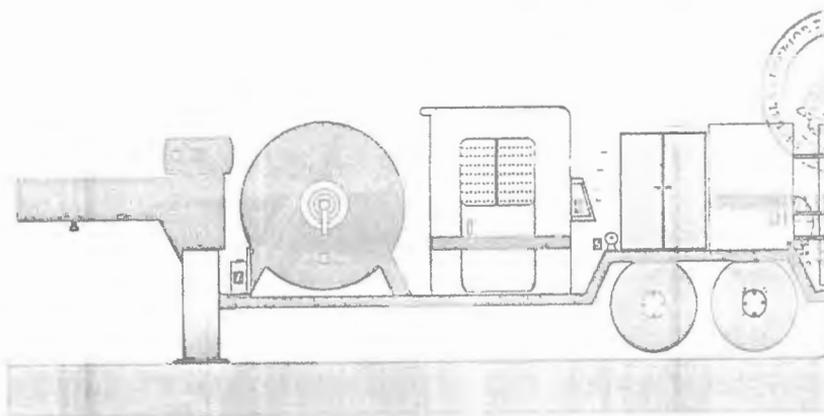


EQUIPO GENERAL DE RADRILL



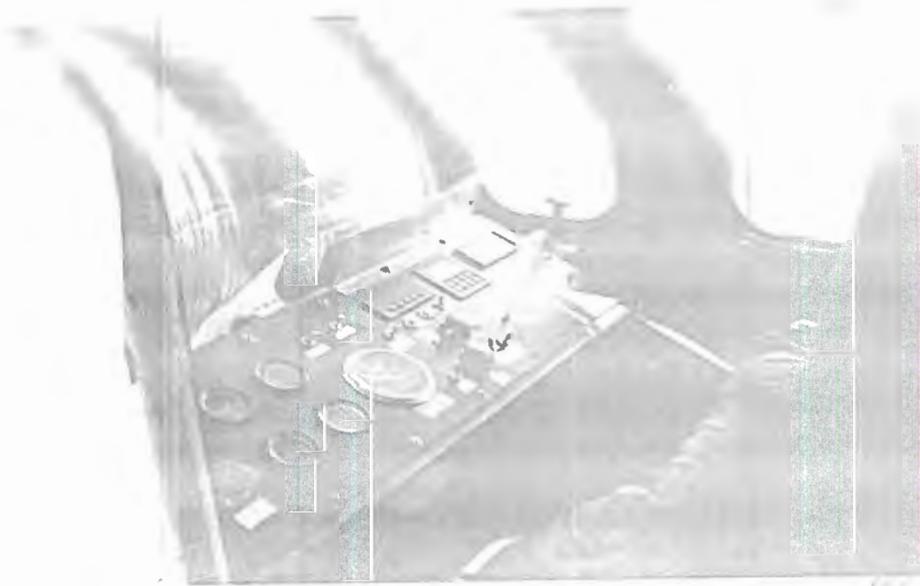
- | | | |
|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| 1. Motor central "John Deere" | 4. Aire acondicionado "DTAC" | 7. Motor carrete "Char Lynn" |
| 2. Compresor "Bardner Denver" | 5. Bomba de aire "Husky 1040" | 8. Carrete |
| 3. Bomba precarga "Golds Pumps" | 6. Bomba Kerr "KM 3250" | 9. Guía carrete |

VISTA LAT. IZQ. DE LA UNIDAD DE RADRILL

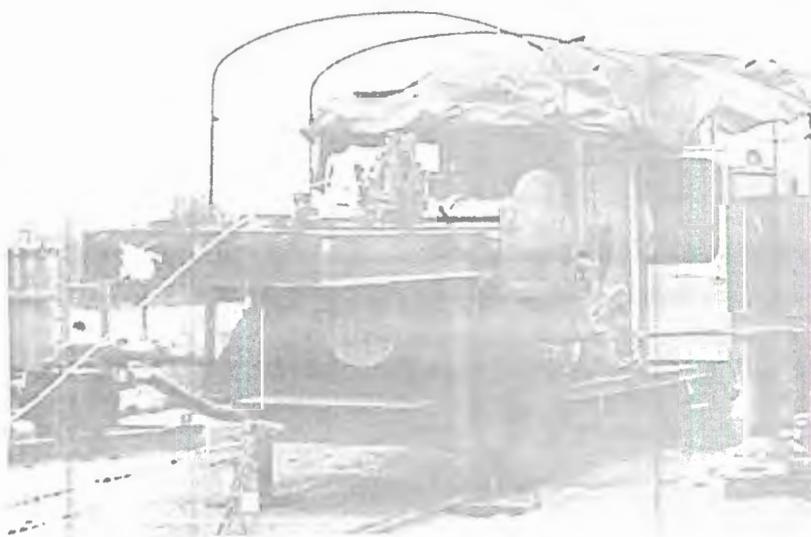


- | | | |
|---------------------------------|-----------------------------|------------------------|
| 1. Motor Principal "John Deere" | 4. Aire Acondicionado | 7. Bomba M
Prevento |
| 2. Base del "Cuello de Ganso" | 5. Bomba Aire Acondicionado | 8. Guía Car |
| 3. Bombas Rexroth (2) | 6. Carrete Coiled Tubing | |

VISTA LAT. DER. DE LA UNIDAD DE RADRILL



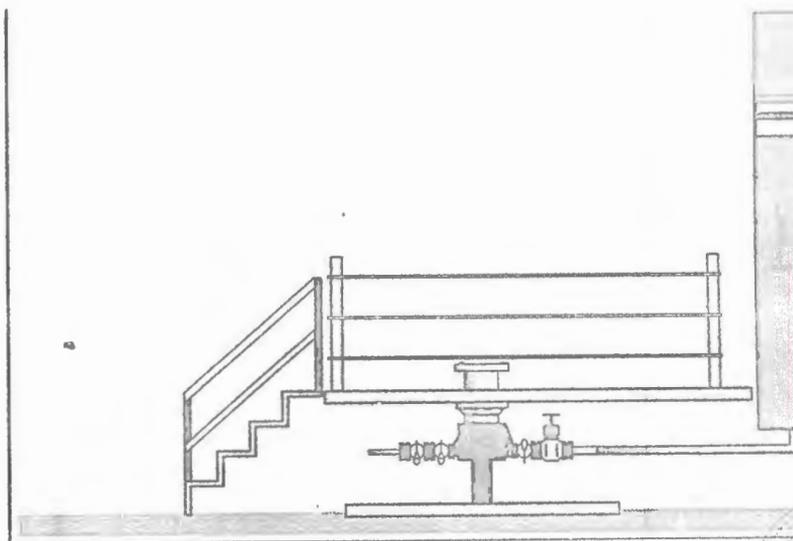
CABINA DE CONTROL (DENTRO Y FUERA)



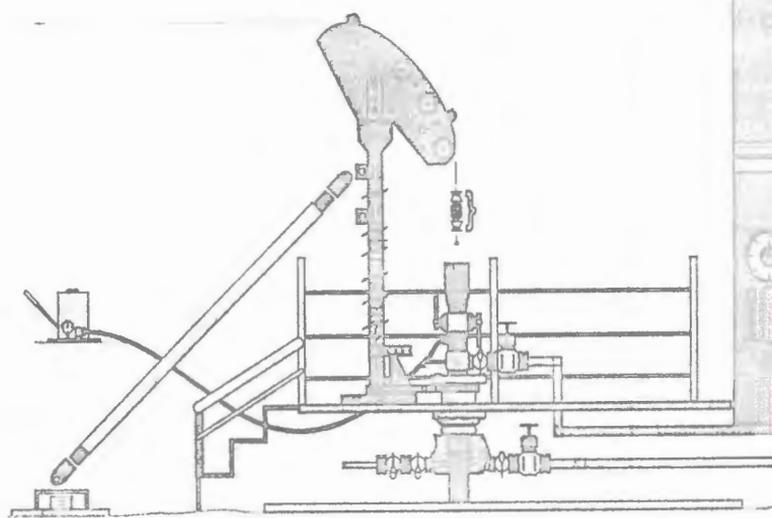
CARRETEL O TAMBOR DEL COLIED TUBI



COILED TUBING



MESA DE TRABAJO (ANTES DE LA OPERACION)



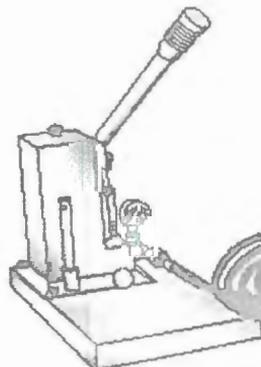
MESA DE TRABAJO (DURANTE LA OPERACION)



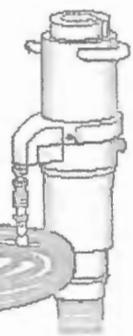
ELEVADOR - CUELLO DE GANZO



Hydraulic Wireline Oil Saver



Hydraulic Pump



Hydraulic Hose



Wireline Oil Saver

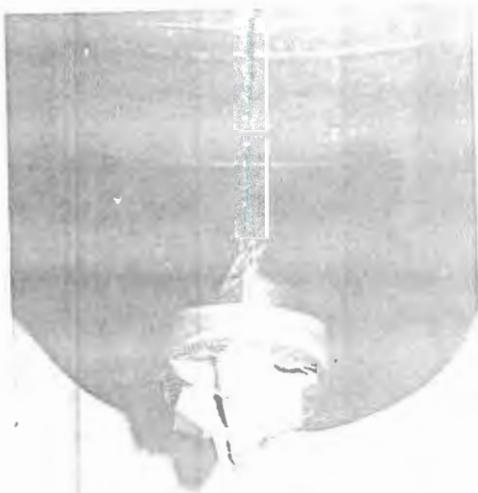
LUBRICADOR - PREVENTORA

APÉNDICE B

HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA OPERACIÓN



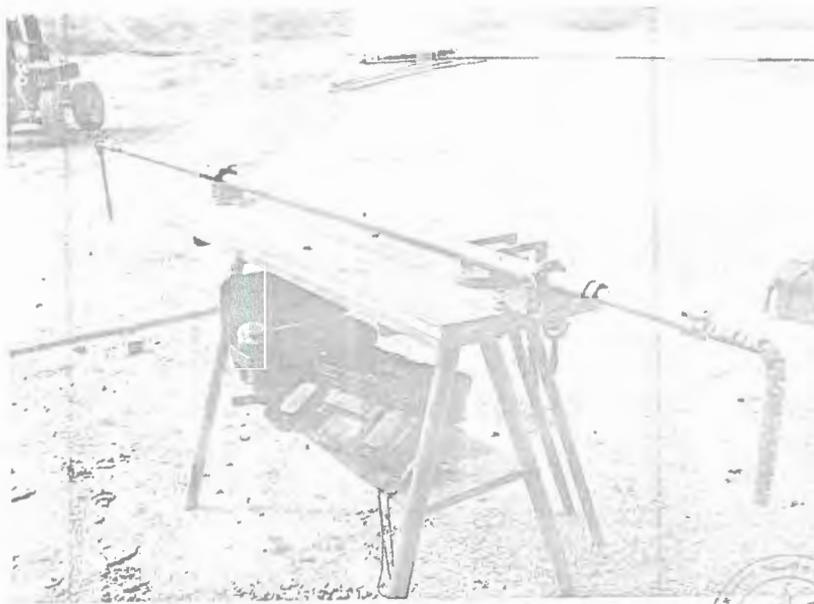
MANGUERA FLEXIBLE



CORTADOR DE TUBERÍA DE ACERO

SECRETARÍA DE PROTECCIÓN

61



MOTOR HIDRÁULICO





BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ZAPATA O GUÍA DEFLECTORA

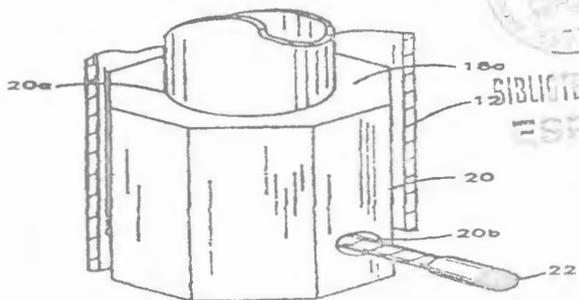


FIG. 3

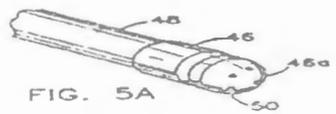


FIG. 5A

BOQUILLA JET

APÉNDICE C

EQUIPOS AUXILIARES UTILIZADOS EN LA OPERACION



PULLING UNIT

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



TUBERÍA DE 2 7/8".



PREVENTORAS Y EQUIPO DE SEGURIDAD DEL PO



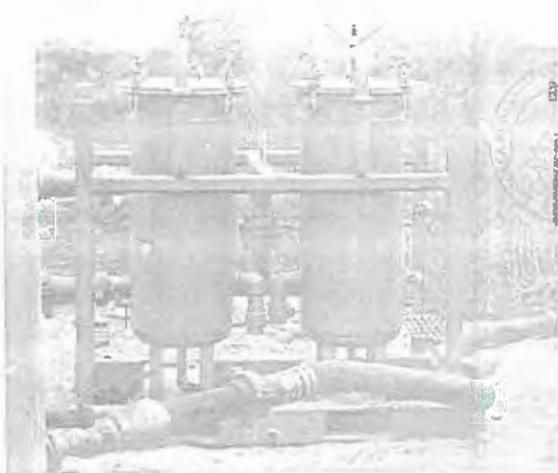
TANQUE EN CASO DE CONTROLAR EL POZO



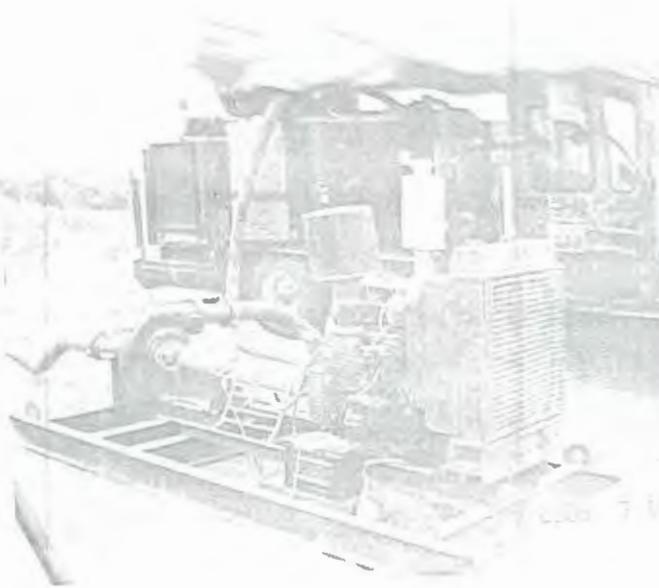
EQUIPO ADICIONAL PARA LA OPERACIÓN



TANQUE DE 100 BLS (LLENO DE AGUA)



FILTROS DE BJ (5 MICRONES)



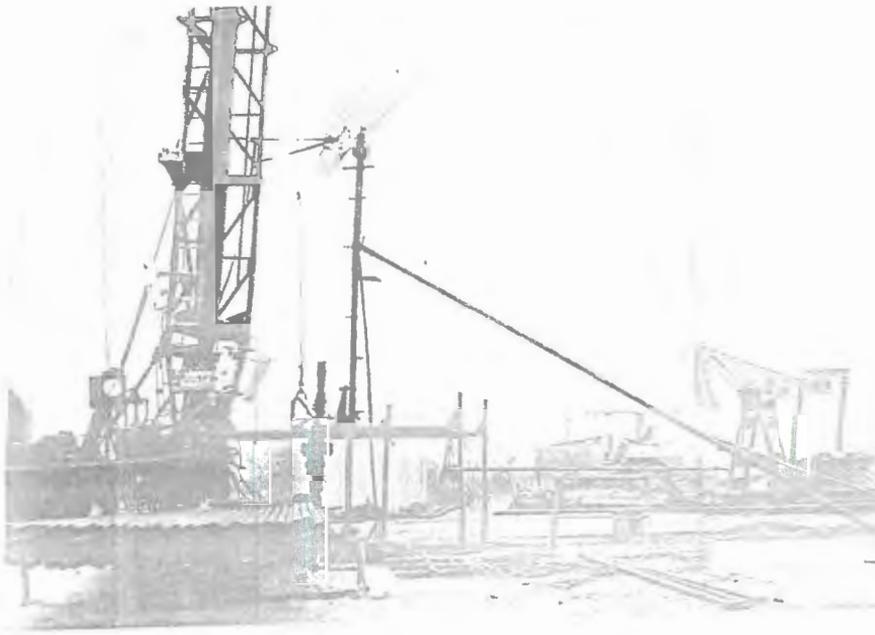
BOMBA CENTRIFUGA O DE TRANSFERENCIA



FILTROS Y BOMBAS UTILIZADAS EN LA OPE

APÉNDICE D

PROCEDIMIENTO DE LA OPERACIÓN DE CORTE Y PERFORACIÓN



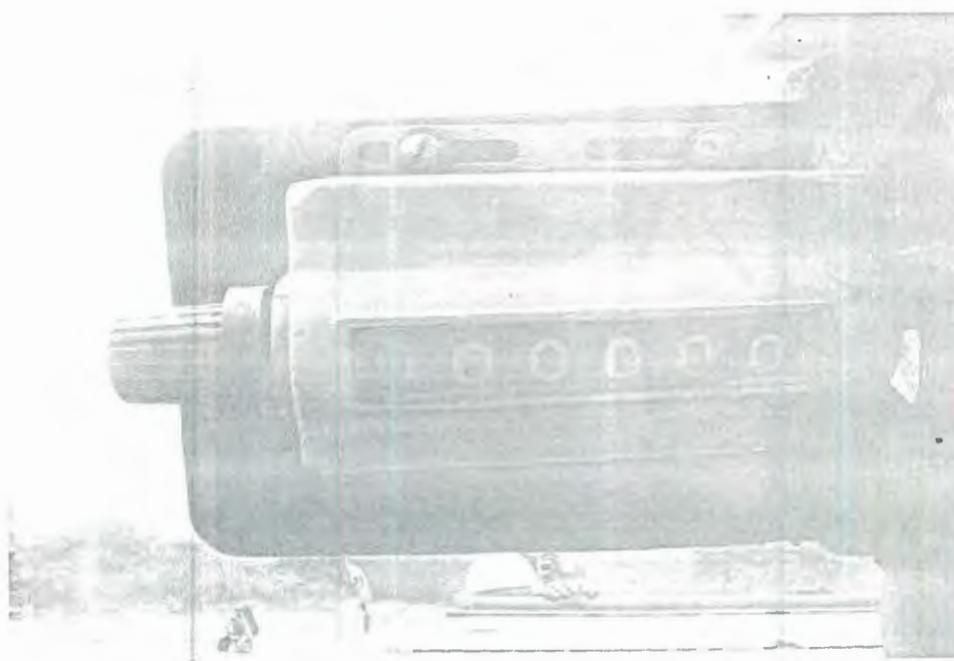
DESARME DEL TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



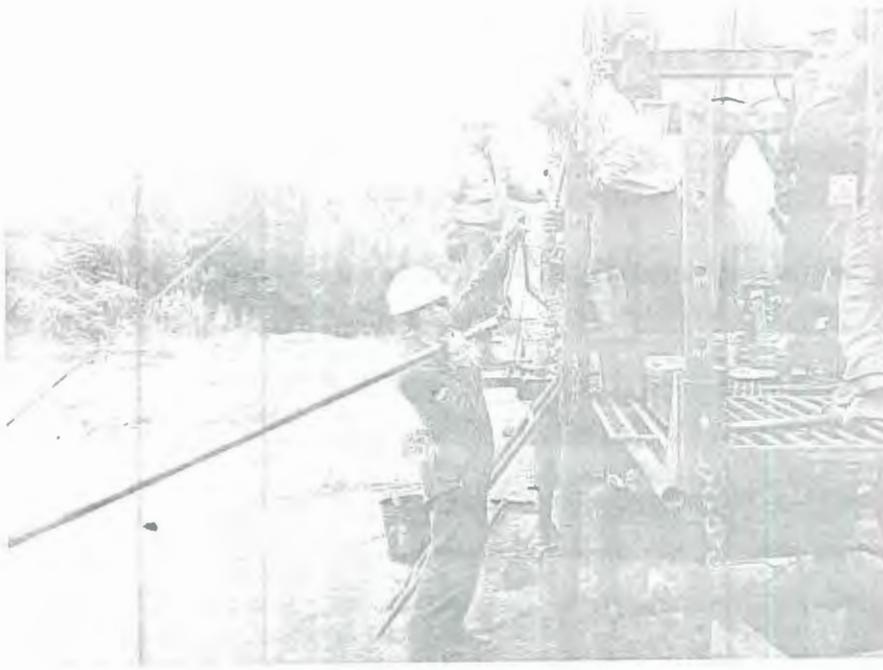
VISTA PANORÁMICA DEL ÁREA DE TRABAJO



COILED TUBING SOBRE EL CUELLO DE GANZO



DEPTH METER, ENGERADO ANTES DE LA OPERACIÓN



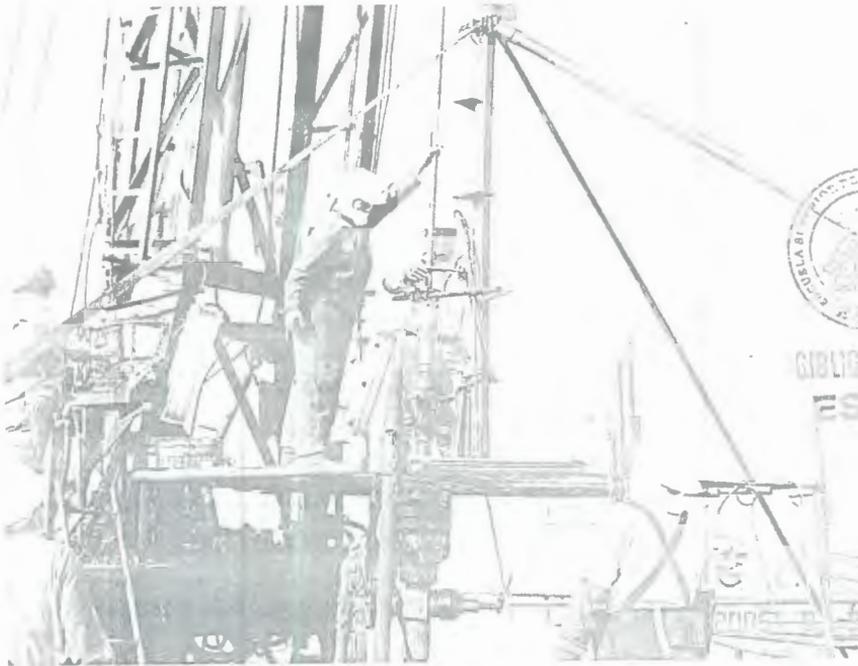
COLOCANDO EL BHA DE CORTE SOBRE EL POZO



INTRODUCIENDO EL BHA DE CORTE



BAJANDO BHA DE CORTE



CONECTAR BARRAS DE PESO PARA EL BHA DE CORTE



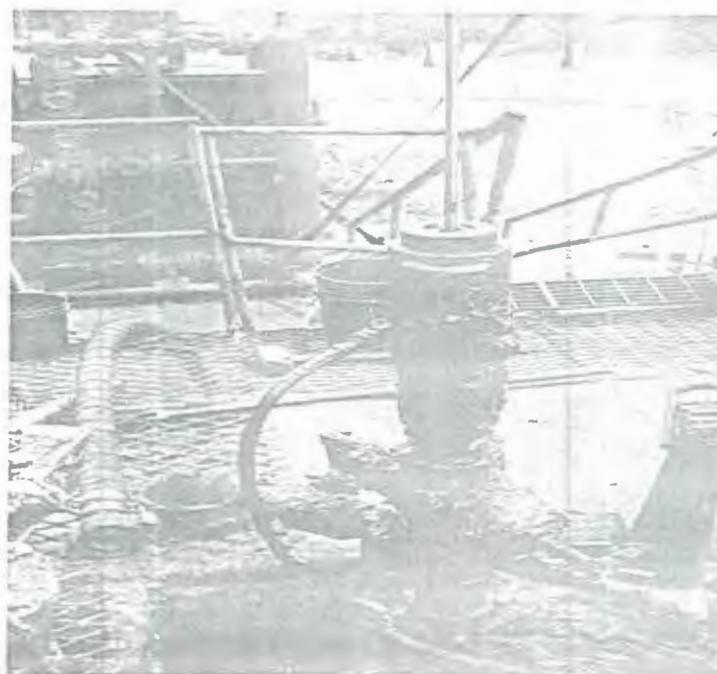
CLUTCH HOSE



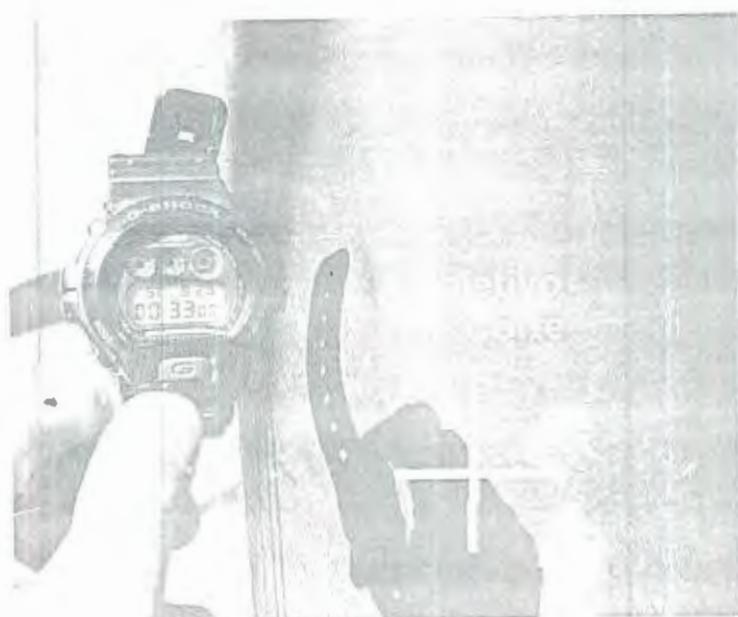
ADAPTAMOS EL CLUTCH HOSE AL BHA DE COR



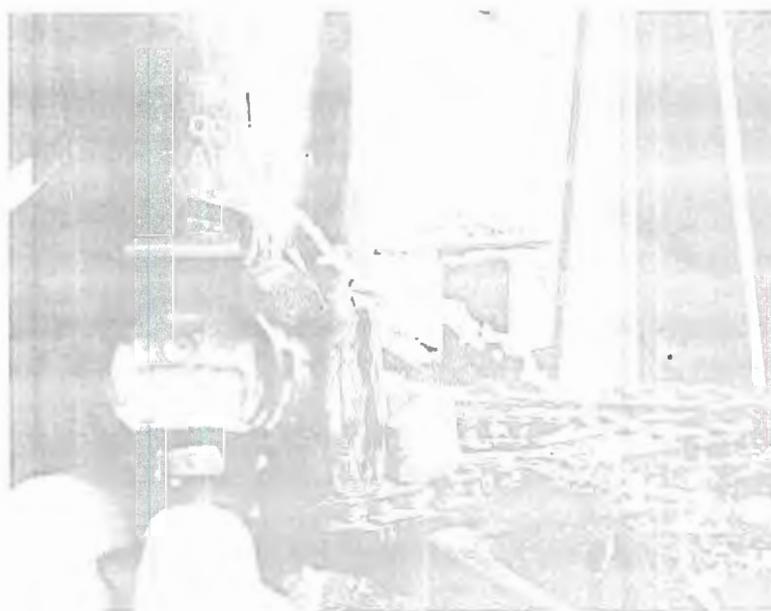
EMSANBLAJE COMPLETO DEL BHA D



COILED TUBING INTRODUCIDO EN EL P



DEMOSTRACIÓN DE CORTE DE CASING EN SUPERFICIE



DEMOSTRACIÓN DE CORTE DE CASING EN SUPERFICIE



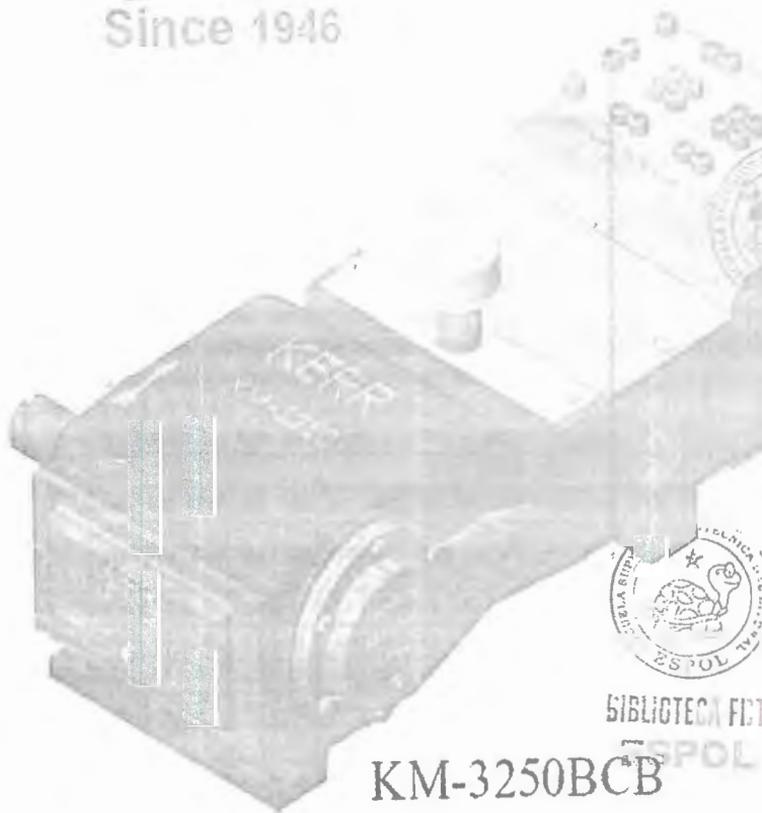
INTRODUCIENDO LA MANGUERA FLEXIBLE PARA LE PERFORACION



ADAPTANDO LA MANGUERA, EL COILED TBG. EN LA PERFORACION

APÉNDICE E
BOMBA KERR UTILIZADA EN LA OPERACIÓN CON S
ESPECIFICACIÓN.

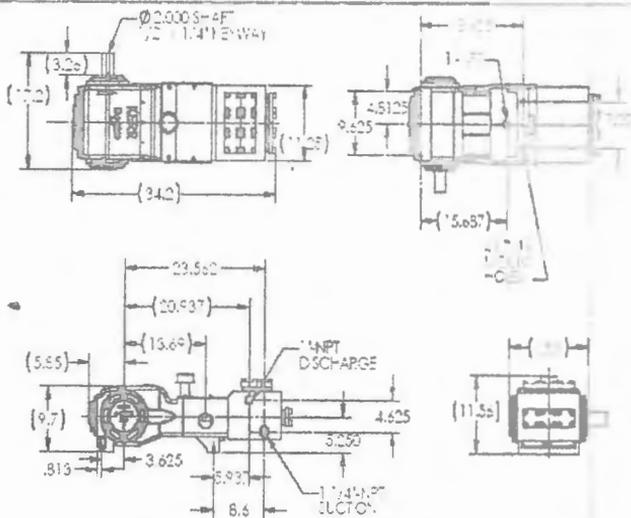
**KERR
D
LUMPS**
Since 1946



KM-3250BCB

Kerr Pumps

Kerr KM-3250B



GENERAL DIMENSIONS FOR KM-3250BCB

FEATURES

- Triplex Design
- Heat Treated Crankshaft
- Low Speed Lubrication Option Available
- Forced Feed Lubrication Option Available
- Crankshaft May Extend from Either Side of the Power Frame
- Cast / Heat Treated Connecting Rods with Replaceable Rod Bearings
- Replaceable Stuffing Boxes with Stuffing Box Nuts for Easy Maintenance
- High Speed, High Torque Tapered Roller Bearing (Continuous Duty Cycle)
- Stuffing Boxes and Stuffing Box Nuts are Available in all Fluid End Material Options

PLGR DIA. INCHES	MAX PRESS PSI	DISP GAL PER REV	DISPLACEMENT																	
			100 RPM		150 RPM		200 RPM		250 RPM		300 RPM		350 RPM		400 RPM		450 RPM			
			GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD	GPM	BPD		
.625	5000	0.0100	1.0	34	1.5	51	2.0	68	2.5	85	3.0	100	3.5	117	4.0	134	4.5	151		
.750	5000	0.0144	1.4	48	2.2	74	2.9	98	3.8	123	4.6	158	5.5	182	6.4	207	7.3	231		
.875	2000	0.0195	2.0	67	2.8	100	3.8	134	4.9	167	5.9	200	6.9	233	8.0	266	9.1	299		
1.000	1000	0.0255	2.5	87	3.8	131	5.1	175	6.4	222	7.7	260	9.0	308	10.5	346	12.0	384		
1.250	500	0.0398	4.0	137	5.0	205	8.0	273	10.0	342	12.0	410	15.0	478	18.0	547	21.0	615		
Max Brake Horsepower Required			10		25		51		90		147		215		290		370		455	

- Technical Notes:**
- Volumes indicated are based on 100% Volumetric Efficiency.
 - Horsepower required based on 95% Mechanical Efficiency.
 - Ratings are nominal speeds and pressures. They may vary with Kerr Pump design.

APÉNDICE F

DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

ESTÁ TÉCNICA.

BUCA. 81111

DI

MORRILLO - 1	
FECHA	PETROLEO (BLS)
01/06/2005	5
02/06/2005	5
03/06/2005	6
04/06/2005	5
05/06/2005	5
06/06/2005	5
07/06/2005	5
08/06/2005	5
09/06/2005	5
10/06/2005	7
11/06/2005	5
12/06/2005	5
13/06/2005	5
14/06/2005	5
15/06/2005	5
16/06/2005	5
17/06/2005	6
18/06/2005	5
19/06/2005	5
20/06/2005	5
21/06/2005	5
22/06/2005	5
23/06/2005	5
24/06/2005	5
25/06/2005	5
26/06/2005	5
27/06/2005	5
28/06/2005	6
29/06/2005	5
05/07/2005	
06/07/2005	0
08/07/2005	18
09/07/2005	12
10/07/2005	10
11/07/2005	5
12/07/2005	7
13/07/2005	8
14/07/2005	4
15/07/2005	7
16/07/2005	4
17/07/2005	6
18/07/2005	5
19/07/2005	6
20/07/2005	6
21/07/2005	74
22/07/2005	74
23/07/2005	6
24/07/2005	8
25/07/2005	6
26/07/2005	6
27/07/2005	6
28/07/2005	5
29/07/2005	6
30/07/2005	5
31/07/2005	
10/08/2005	13
11/08/2005	7
12/08/2005	7
13/08/2005	7
14/08/2005	7
15/08/2005	7
16/08/2005	7
17/08/2005	7
18/08/2005	7
19/08/2005	7
20/08/2005	5
21/08/2005	7
22/08/2005	7
23/08/2005	6
24/08/2005	6
25/08/2005	6
26/08/2005	6
27/08/2005	7
28/08/2005	7
29/08/2005	7
30/08/2005	6,5
31/08/2005	7

1era. Intervención

2da. Intervención

MORRILLO - 1	
FECHA	PETROLEO (BLS)
01/09/2005	7
02/09/2005	7
03/09/2005	7
04/09/2005	44
05/09/2005	7
06/09/2005	7
07/09/2005	7
08/09/2005	7
09/09/2005	7
10/09/2005	7
11/09/2005	7
12/09/2005	7
13/09/2005	6
14/09/2005	6
15/09/2005	6
16/09/2005	6
17/09/2005	6
18/09/2005	5
19/09/2005	6
20/09/2005	6
21/09/2005	6
22/09/2005	6
23/09/2005	6
24/09/2005	6
25/09/2005	5
26/09/2005	6
27/09/2005	6
28/09/2005	7
29/09/2005	6,03
30/09/2005	6
01/10/2005	6
02/10/2005	6
03/10/2005	6
04/10/2005	12
05/10/2005	6
06/10/2005	6
07/10/2005	6
08/10/2005	6
09/10/2005	6
10/10/2005	6
11/10/2005	6
12/10/2005	6
13/10/2005	6
14/10/2005	6
15/10/2005	6
16/10/2005	6
17/10/2005	6
18/10/2005	6
19/10/2005	6
20/10/2005	6
21/10/2005	6
22/10/2005	6
23/10/2005	6
24/10/2005	6
25/10/2005	6
26/10/2005	6
27/10/2005	6
28/10/2005	6
29/10/2005	6
30/10/2005	6
31/10/2005	6
01/11/2005	6
02/11/2005	5,5
03/11/2005	5,5
04/11/2005	5,5
05/11/2005	6
06/11/2005	5,5
07/11/2005	6
08/11/2005	5,5
09/11/2005	5,5
10/11/2005	6
11/11/2005	5,5
12/11/2005	5,5
13/11/2005	5,5
14/11/2005	6
15/11/2005	5,5
16/11/2005	5,5

MORRILLO - 1	
FECHA	PETROLEO (BLS)
17/11/2005	6
18/11/2005	5,5
19/11/2005	5,5
20/11/2005	5,5
21/11/2005	6
22/11/2005	5,5
23/11/2005	5,5
24/11/2005	5,5
25/11/2005	6
26/11/2005	5,5
27/11/2005	5,5
28/11/2005	5,5
29/11/2005	5,5
30/11/2005	4,6
01/12/2005	6
02/12/2005	6
03/12/2005	6
04/12/2005	6
05/12/2005	6
06/12/2005	6
07/12/2005	6
08/12/2005	6
09/12/2005	6
10/12/2005	6
11/12/2005	6
12/12/2005	6
13/12/2005	6
14/12/2005	6
15/12/2005	6
16/12/2005	6
17/12/2005	6
18/12/2005	6
19/12/2005	6
20/12/2005	6
21/12/2005	6
22/12/2005	6
23/12/2005	6
24/12/2005	6
25/12/2005	6
26/12/2005	6
27/12/2005	6
28/12/2005	6
29/12/2005	6
30/12/2005	6
31/12/2005	6

MORRILLO - 2	
FECHA	PETRÓLEO (BLS)
27/05/2005	8
08/07/2005	
09/07/2005	8
12/07/2005	26
13/07/2005	1
28/07/2005	11
17/08/2005	8
26/12/2005	10

intervención

MORRILLO - 4	
FECHA	PETRÓLEO (BLS)
26/05/2005	4
27/05/2005	18
28/05/2005	1
02/07/2005	
05/07/2005	26
21/07/2005	26
22/07/2005	26
25/07/2005	12
10/08/2005	6
09/09/2005	10
27/09/2005	5
27/10/2005	18
27/11/2005	6
27/12/2005	12

intervención

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

MORRILLO - 5	
FECHA	PETROLEO (BLS)
28/05/2005	7
10/07/2005	
12/07/2005	16
13/07/2005	4
17/08/2005	5
23/12/2005	18

intervención

SPA 247	
FECHA	PETROLEO (BLS)
01/06/2005	5,2
02/06/2005	5,2
03/06/2005	5,2
04/06/2005	5,2
05/06/2005	5,2
06/06/2005	5,2
07/06/2005	5,2
08/06/2005	5,2
09/06/2005	5,2
10/06/2005	5,2
11/06/2005	5,2
12/06/2005	5,2
13/06/2005	7,15
14/06/2005	7,15
15/06/2005	7,15
16/06/2005	7,15
17/06/2005	7,15
18/06/2005	7,15
19/06/2005	7,15
20/06/2005	7,15
21/06/2005	5,2
22/06/2005	5,2
23/06/2005	5,2
24/06/2005	5,2
25/06/2005	5,2
26/06/2005	5,2
27/06/2005	5,2
28/06/2005	4,55
29/06/2005	7,8
30/06/2005	7,8
01/07/2005	7,8
02/07/2005	7,8
03/07/2005	7,8
04/07/2005	7,8
05/07/2005	5,2
06/07/2005	5,2
07/07/2005	5,2
08/07/2005	5,2
09/07/2005	5,2
10/07/2005	5,2
11/07/2005	5,2
12/07/2005	5,2
13/07/2005	
14/07/2005	5,2
18/07/2005	5,2
21/07/2005	0
22/07/2005	12
23/07/2005	17,55
24/07/2005	10,4
25/07/2005	7,8
26/07/2005	7,15
27/07/2005	5,85
28/07/2005	5,85
29/07/2005	6,5
30/07/2005	6,5
31/07/2005	6,5
01/08/2005	5,2
02/08/2005	5,2
03/08/2005	5,2
04/08/2005	5,85
05/08/2005	5,85
06/08/2005	2,35
07/08/2005	6
08/08/2005	6
09/08/2005	6
10/08/2005	6
11/08/2005	6
12/08/2005	6
13/08/2005	6
14/08/2005	6
15/08/2005	6
16/08/2005	6
17/08/2005	6
18/08/2005	6
19/08/2005	6
20/08/2005	6
21/08/2005	6

intervención

SPA 247	
FECHA	PETROLEO (BLS)
22/08/2005	6
23/08/2005	9
24/08/2005	6,5
25/08/2005	6,5
26/08/2005	6,5
27/08/2005	6,5
28/08/2005	6,5
29/08/2005	6,5
30/08/2005	6,5
31/08/2005	6,5
01/09/2005	6,5
02/09/2005	6,5
03/09/2005	6,5
04/09/2005	6,5
05/09/2005	6,5
06/09/2005	6,5
07/09/2005	6,5
08/09/2005	6,5
09/09/2005	6,5
10/09/2005	6,5
11/09/2005	6,5
12/09/2005	6,5
13/09/2005	6,5
14/09/2005	6,5
15/09/2005	6,5
16/09/2005	5,5
17/09/2005	5,2
18/09/2005	6,5
19/09/2005	6,5
20/09/2005	6,5
21/09/2005	6,5
22/09/2005	6
23/09/2005	6
24/09/2005	6
25/09/2005	6,5
26/09/2005	6,5
27/09/2005	6,5
28/09/2005	6,5
29/09/2005	6,5
30/09/2005	6,5
01/10/2005	6,5
02/10/2005	6,5
03/10/2005	6,5
04/10/2005	6,5
05/10/2005	6,5
06/10/2005	6
07/10/2005	6,5
08/10/2005	6,5
09/10/2005	6,5
10/10/2005	6
11/10/2005	6,5
12/10/2005	6,5
13/10/2005	6,5
14/10/2005	6,34
15/10/2005	6,5
16/10/2005	5,5
17/10/2005	5,86
18/10/2005	5,86
19/10/2005	6,5
20/10/2005	6,5
21/10/2005	6,5
22/10/2005	6,5
23/10/2005	6,5
24/10/2005	6,5
25/10/2005	6,5
26/10/2005	6,5
27/10/2005	6,5
28/10/2005	6,5
29/10/2005	6
30/10/2005	6,5
31/10/2005	6,5
01/11/2005	6,4
02/11/2005	6
03/11/2005	6,4
04/11/2005	6,4
05/11/2005	6,9
06/11/2005	6,4

SPA 247	
FECHA	PETROLEO (BLS)
07/11/2005	6,9
08/11/2005	5,5
09/11/2005	6
10/11/2005	6,4
11/11/2005	6
12/11/2005	6
13/11/2005	6
14/11/2005	6,9
15/11/2005	6,4
16/11/2005	6,4
17/11/2005	5,9
18/11/2005	5,5
19/11/2005	5,5
20/11/2005	5,5
21/11/2005	6,4
22/11/2005	5,5
23/11/2005	6
24/11/2005	6
25/11/2005	5,9
26/11/2005	5,5
27/11/2005	5,5
28/11/2005	5,5
29/11/2005	3
30/11/2005	4,8
01/12/2005	4
02/12/2005	4
03/12/2005	6
04/12/2005	6,5
05/12/2005	6
06/12/2005	6,5
07/12/2005	5
08/12/2005	6,5
09/12/2005	6
10/12/2005	6
11/12/2005	6
12/12/2005	6
13/12/2005	5
14/12/2005	7
15/12/2005	5
16/12/2005	4
17/12/2005	5
18/12/2005	6
19/12/2005	6
20/12/2005	6
21/12/2005	5
22/12/2005	6
23/12/2005	6
24/12/2005	5
25/12/2005	5
26/12/2005	4
27/12/2005	6
28/12/2005	6
29/12/2005	6
30/12/2005	6
31/12/2005	6



SPA 1002	
FECHA	PETROLEO (BLS)
01/06/2005	4
02/06/2005	4
03/06/2005	4
04/06/2005	4
05/06/2005	4
06/06/2005	4
07/06/2005	4
08/06/2005	4
09/06/2005	4
10/06/2005	4
11/06/2005	4
12/06/2005	4
13/06/2005	4
14/06/2005	4
15/06/2005	4
16/06/2005	4
17/06/2005	4
18/06/2005	4
19/06/2005	4
20/06/2005	4
21/06/2005	4
22/06/2005	4
23/06/2005	4
24/06/2005	4
25/06/2005	4
26/06/2005	4
27/06/2005	4
28/06/2005	4
29/06/2005	4
30/06/2005	4
01/07/2005	4
02/07/2005	4
03/07/2005	4
04/07/2005	4
22/07/2005	6
23/07/2005	7
24/07/2005	9,3
25/07/2005	5,9
26/07/2005	
28/07/2005	0
30/07/2005	0
31/07/2005	0
01/08/2005	0
02/08/2005	11
03/08/2005	3
10/08/2005	16
14/08/2005	16,2
03/09/2005	31,6
04/09/2005	9,642856
07/09/2005	21
22/09/2005	22
04/10/2005	33
13/10/2005	6
14/10/2005	6
15/10/2005	7
18/10/2005	7
17/10/2005	7,5
18/10/2005	7,5
19/10/2005	7,5
20/10/2005	7,5
21/10/2005	6,5
22/10/2005	6,5
23/10/2005	6,5
24/10/2005	6
25/10/2005	6,5
26/10/2005	2
27/10/2005	0
28/10/2005	0
29/10/2005	0
30/10/2005	6
31/10/2005	8
01/11/2005	4,9
02/11/2005	7,4
03/11/2005	7,4
04/11/2005	7,4
05/11/2005	7,9
06/11/2005	5,5

intervención

SPA 1002	
FECHA	PETROLEO (BLS)
07/11/2005	5,9
08/11/2005	5,5
09/11/2005	5,5
10/11/2005	5,9
11/11/2005	2,8
12/11/2005	2,8
14/11/2005	0
15/11/2005	0
16/11/2005	1,8
17/11/2005	9,5
18/11/2005	10,1
19/11/2005	6,9
20/11/2005	2,8
22/11/2005	0
23/11/2005	0
24/11/2005	0
25/11/2005	0
26/11/2005	0
27/11/2005	0
28/11/2005	25,7
29/11/2005	12,5
30/11/2005	12
01/12/2005	9
02/12/2005	12
03/12/2005	4
04/12/2005	5
05/12/2005	6
06/12/2005	5
07/12/2005	7
08/12/2005	7
09/12/2005	8
10/12/2005	9
11/12/2005	8
12/12/2005	7
13/12/2005	7,9
14/12/2005	7,1
15/12/2005	7
16/12/2005	7
17/12/2005	7
18/12/2005	7
19/12/2005	7
20/12/2005	7
21/12/2005	6
22/12/2005	7
23/12/2005	7
24/12/2005	6
25/12/2005	7
26/12/2005	7
27/12/2005	7
28/12/2005	7
29/12/2005	7
30/12/2005	7

ANC 1393	
FECHA	PETROLEO (BLS)
07/06/2005	3
23/06/2005	3
04/07/2005	4
09/07/2005	4
12/07/2005	3
15/07/2005	1
16/07/2005	
20/07/2005	0
22/07/2005	0
24/07/2005	6
25/07/2005	5,899471
02/08/2005	5
08/08/2005	2,903226
12/08/2005	4,459459
13/08/2005	4,857143
17/08/2005	2,869565
18/08/2005	1,878788
22/08/2005	0
24/08/2005	8
25/08/2005	0
23/08/2005	1
27/08/2005	1
28/08/2005	6
07/09/2005	2,979167
20/09/2005	4,7
27/09/2005	7
06/10/2005	5,973333
09/10/2005	3
14/10/2005	9,8
18/10/2005	4,8
23/10/2005	3
31/10/2005	4
04/11/2005	8,8
08/11/2005	3,4
12/11/2005	7,4
17/11/2005	0
22/11/2005	7,9
26/11/2005	2,6
30/11/2005	2,6
05/12/2005	9
09/12/2005	3,115385
11/12/2005	9
15/12/2005	6,766667
19/12/2005	4
31/12/2005	5,1

intervención

ANC 1884	
FECHA	PETRÓLEO (BLS)
02/06/2005	4,915254
08/06/2005	6
14/06/2005	6
17/06/2005	7,9
24/06/2005	9
29/06/2005	3,783784
11/07/2005	9,7
18/07/2005	6,917647
20/07/2005	
25/07/2005	9,8
31/07/2005	3
05/08/2005	5,858823
11/08/2005	4,79452
15/08/2005	6,8
21/08/2005	4,262626
22/08/2005	10
26/08/2005	6,91954
02/09/2005	6,681818
08/09/2005	5,927711
14/09/2005	6,6
21/09/2005	7,9
27/09/2005	6
04/10/2005	6
08/10/2005	1
09/10/2005	5
15/10/2005	5,909091
21/10/2005	4,83871
27/10/2005	12,6
01/11/2005	2,9
05/11/2005	2,3
09/11/2005	2,9
14/11/2005	6
19/11/2005	4,6
26/11/2005	10,9
02/12/2005	6
06/12/2005	10,3
10/12/2005	4
12/12/2005	8
17/12/2005	4
23/12/2005	5
28/12/2005	6

intervención



ANC 1905	
FECHA	PETRÓLEO (BLS)
02/06/2005	2
06/06/2005	3
09/06/2005	2
20/06/2005	5
24/06/2005	2
01/07/2005	4
06/07/2005	3
09/07/2005	3
11/07/2005	2
13/07/2005	2
18/07/2005	
25/07/2005	4,4
27/07/2005	2,9
17/08/2005	3,934426
23/08/2005	1
24/08/2005	3,058824
27/08/2005	2,9
29/08/2005	1,941176
02/09/2005	3
04/09/2005	3
06/09/2005	1,882353
08/09/2005	1,685039
13/09/2005	2
18/09/2005	2,836364
22/09/2005	3,265823
24/09/2005	6
29/09/2005	2,925
05/10/2005	4,9
07/10/2005	1,915789
10/10/2005	0,9705882
13/10/2005	4,9
15/10/2005	1,95
17/10/2005	2,925
19/10/2005	2
21/10/2005	1
23/10/2005	4,1
26/10/2005	1
28/10/2005	0,9903846
01/11/2005	1,5
03/11/2005	4,6
05/11/2005	1,5
07/11/2005	0,7
09/11/2005	6,8
11/11/2005	1,8

intervención



ANC 1913	
FECHA	PETROLEO (BLS)
01/06/2005	9,88
02/06/2005	9,88
03/06/2005	9,88
04/06/2005	9,88
05/06/2005	9,88
06/06/2005	9,88
07/06/2005	9,88
08/06/2005	9,88
09/06/2005	9,88
10/06/2005	9,88
11/06/2005	9,88
12/06/2005	9,88
13/06/2005	9,88
14/06/2005	9,88
15/06/2005	9,88
16/06/2005	9,88
17/06/2005	9,88
18/06/2005	9,88
19/06/2005	9,88
20/06/2005	9,88
21/06/2005	9,88
22/06/2005	9,88
23/06/2005	10
24/06/2005	8,39
25/06/2005	8,39
26/06/2005	8,5
27/06/2005	8,05
28/06/2005	8
29/06/2005	6,93
30/06/2005	10,32
01/07/2005	6,47
02/07/2005	8
03/07/2005	7,73
04/07/2005	7,73
05/07/2005	2,12
06/07/2005	2,12
07/07/2005	2,12
08/07/2005	2,12
09/07/2005	2,12
10/07/2005	2,12
11/07/2005	2,12
12/07/2005	2,12
13/07/2005	2,12
14/07/2005	2,12
15/07/2005	2,12
16/07/2005	2,12
17/07/2005	2,12
18/07/2005	2,12
19/07/2005	2,12
20/07/2005	2,12
21/07/2005	2,12
22/07/2005	
23/07/2005	2,12
24/07/2005	0
25/07/2005	0
26/07/2005	0
27/07/2005	0
28/07/2005	0
29/07/2005	22
30/07/2005	10,22
31/07/2005	11,95
01/08/2005	11,95
02/08/2005	6,3
03/08/2005	8,7
04/08/2005	4,69
05/08/2005	7,56
06/08/2005	5,8
07/08/2005	9,7
08/08/2005	7,71
09/08/2005	7,42
10/08/2005	7,35
11/08/2005	7,42
12/08/2005	6
13/08/2005	6
14/08/2005	6
15/08/2005	10
16/08/2005	7

ANC 1913	
FECHA	PETROLEO (BLS)
17/08/2005	7
18/08/2005	10
19/08/2005	8
20/08/2005	7
21/08/2005	7
22/08/2005	7
23/08/2005	6
24/08/2005	7
25/08/2005	6
26/08/2005	7
27/08/2005	8
28/08/2005	8
29/08/2005	7
30/08/2005	9
31/08/2005	9
01/09/2005	8
02/09/2005	5
03/09/2005	7
04/09/2005	7
05/09/2005	6
06/09/2005	7
07/09/2005	7
08/09/2005	6
09/09/2005	7
10/09/2005	6
11/09/2005	9
12/09/2005	8
13/09/2005	8
14/09/2005	9
15/09/2005	8
16/09/2005	5
17/09/2005	6
18/09/2005	7
19/09/2005	7
20/09/2005	6
21/09/2005	6
22/09/2005	7
23/09/2005	7
24/09/2005	6
25/09/2005	6
26/09/2005	6
27/09/2005	6
28/09/2005	6
29/09/2005	7
30/09/2005	6
01/10/2005	6
02/10/2005	7
03/10/2005	7
04/10/2005	6
05/10/2005	7
06/10/2005	6
07/10/2005	6
08/10/2005	6
09/10/2005	10
10/10/2005	6
11/10/2005	10
12/10/2005	9
13/10/2005	6
14/10/2005	6
15/10/2005	6
16/10/2005	6
17/10/2005	6
18/10/2005	7
19/10/2005	6
20/10/2005	0
21/10/2005	7
22/10/2005	8
23/10/2005	6
24/10/2005	6
25/10/2005	8
26/10/2005	6
27/10/2005	6
28/10/2005	6
29/10/2005	6
30/10/2005	6
31/10/2005	6
01/11/2005	5,8

ANC 1913	
FECHA	PETROLEO (BLS)
02/11/2005	6,4
04/11/2005	5,5
05/11/2005	5,8
06/11/2005	4,6
07/11/2005	5,8
08/11/2005	7,4
09/11/2005	5,5
10/11/2005	5,6
11/11/2005	5,5
12/11/2005	7,4
13/11/2005	7,4
14/11/2005	7,7
15/11/2005	7,4
17/11/2005	5,8
18/11/2005	9,2
19/11/2005	5,5
20/11/2005	0,2
21/11/2005	5,7
22/11/2005	9,2
23/11/2005	5,5
24/11/2005	5,5
25/11/2005	6,7
26/11/2005	5,5
27/11/2005	5,5
28/11/2005	6,4
29/11/2005	5,5
30/11/2005	6,4
01/12/2005	6
02/12/2005	6
03/12/2005	8
04/12/2005	10
05/12/2005	6
06/12/2005	7
07/12/2005	10
08/12/2005	8
09/12/2005	8
10/12/2005	6
11/12/2005	7
12/12/2005	6
13/12/2005	6
14/12/2005	6
15/12/2005	6
16/12/2005	6
17/12/2005	8
18/12/2005	6
19/12/2005	10
20/12/2005	11
21/12/2005	6
22/12/2005	8
23/12/2005	3
24/12/2005	8
25/12/2005	6
26/12/2005	6
27/12/2005	6
28/12/2005	5
29/12/2005	6
30/12/2005	7
31/12/2005	7

Intervención

APÉNDICE G

DATOS DE NIVELES DE LOS POZOS.

ANC1905	17/07/2005	AB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 2010-pet, 2070-pet, 2100-agua y fondo.
ANC1905	21/07/2005	SWAB	UNCE					NL: 1980-agua; 2050-agua y cruzeta.
ANC1905	26/07/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1995-pet, 2025-pet, 2050-agua y cruzeta.
ANC1905	27/07/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1990-pet, 2025-pet, 2050-agua y cruzeta.
ANC1905	31/07/2005	SWAB	UNCE					NL: 2000-pet, 2030-pet, 2050-agua y cruzeta.
ANC1905	05/08/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1980-pet, 2050-pet y cruzeta.
ANC1905	17/08/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1950-pet, 2000-pet, 2025-agua y cruzeta.
ANC1905	18/08/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1975-pet, 2025-pet y cruzeta.
ANC1905	19/08/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1960-pet, 2025-pet y cruzeta.
ANC1905	01/09/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1970-pet, 2025-pet y cruzeta.
ANC1905	11/09/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1960-pet, 2030-pet y cruzeta.
ANC1905	03/10/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 1990-pet, 2050-pet, 2070-agua y cruzeta.
ANC1905	12/10/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	2	NL: 1985-pet, 2065-pet y cruzeta.
ANC1905	15/10/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	2	NL: 1930-pet, 2020-pet, 2050-agua y cruzeta.
ANC1905	03/11/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 2050-pet, 2100-pet, 2125-agua.
ANC1905	10/11/2005	SWAB	UNCE					NL: 2040-pet, 2090-pet, 2100-agua. Tubería afuera.
ANC1905	13/11/2005	SWAB	UNCE					NL: 2030-pet, 2075-pet, 2100-agua y fondo. Pozo medido hantes de punzar.
ANC1905	13/11/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	1	NL: 2020-pet, 2060-pet, 2100-agua y fondo. Pozo medido hantes de punzar.
ANC1905	14/11/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	10	NL: 1315-pet, 1815-pet, 1865-agua; 2125-agua y fondo. Pozo medido después de punzar.
ANC1905	15/11/2005	SWAB	UNCE					NL: 1850-seco y cruzeta.
ANC1905	15/11/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	4	NL: 1990-pet, 2080-pet, 2125-agua y fondo.
ANC1905	15/11/2005	SWAB	UNCE	4,5	0	2241	14	NL: 1000-pet, 1725-pet y cruzeta.

ANC1913	28/07/2005	BMI	UNCE	6,625	0	159	NL: 1400'-pet; 1725'-pet; 1750'-aguar; 1770'-agua, lodo y cruzeta.
ANC1913	28/07/2005			4,5	0	1874	

ANC1884	26/07/2005	SWAB	UNCE				NL: 0'-obstruido por herramienta de swab.
ANC1884	04/08/2005	SWAB	UNCE	5	0	4960	NL: 2650'-pet; 3070'-pet y cruzeta.
ANC1884	10/08/2005	SWAB		5	0	4960	NL: 2650'-pet; 3050'-pet y cruzeta.
ANC1884	28/08/2005	SWAB	UNCE	5	0	4960	NL: 2710'-pet; 2750'-pet; 2800'-agua; 3050'-agua y cruzeta.
ANC1884	14/09/2005	SWAB	UNCE	4	0	4960	NL: 2585'-pet; 3020'-pet y cruzeta.
ANC1884	16/09/2005	SWAB	UNCE				NL: 2720'-pet; 2750'-agua; 3020'-agua y cruzeta.
ANC1884	20/09/2005	SWAB	UNCE	5	0	4960	NL: 2640'-pet; 2950'-pet y cruzeta. Tiene lebrero
ANC1884	15/10/2005	SWAB	UNCE	5	0	4960	NL: 2670'-pet; 3080'-pet y cruzeta.



ANC1393	15/07/2005	AB	UNCO						NL: 590-pet, 630-agua, 800-agua y fondo.
ANC1393	21/07/2005	SWAB	UNCO						NL: 610-lodo y agua, 760-lodo, agua y cruzet
ANC1393	22/07/2005	SWAB	UNCO						NL: 595-agua y lodo, 760-agua, lodo y cruzet
ANC1393	23/07/2005	SWAB	UNCO						NL: 650-agua y lodo, 760-agua, lodo y cruzet
ANC1393	24/07/2005	SWAB	UNCO						NL: 630-agua y lodo, 760-agua, lodo y cruzet
ANC1393	25/07/2005	SWAB	UNCO						NL: 740-agua y lodo, 760-agua, lodo y cruzet
ANC1393	26/07/2005	SWAB	UNCO						NL: 650-agua y lodo, 760-agua, lodo y cruzet
ANC1393	27/07/2005	SWAB	UNCO						NL: 650-agua, 760-agua, lodo y cruz-la.
ANC1393	27/08/2005	SWAB	UNS	5,5	0	847	1		NL: 700-pet, 730-pet, 750-agua y cruzela.
ANC1393	03/10/2005	SWAB	UNCO						NL: 630-pet, 650-agua, 750-agua y cruzela.

BIBLIOTECA
M. S. P. O. T.

SPANZ47	1607/2005	BM	UNN	9,625	0	1185		NL: 1600-pet, 2650-pet, 2100-agua, 2780-agua y fondo.
SPANZ47	1607/2005			6	1100	3010	16	

SPA1002	18/07/2005	BM	UNN	6	0	2437	15	NL: 1700-pet, 2250-pet, 2250-agua, 2300-agua y fondo.
SPA1002	29/07/2005	BM	UNN	6	0	2437	8	NL: 1425-pet, 1700-pet, 1750-agua, 2080-agua, y fondo
SPA1002	11/08/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	10	NL: 1650-pet, 2000-pet, 2170-emulsion y cruzeta.
SPA1002	02/09/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	22	NL: 1380-pet, 2145-pet, 2170-agua, lodo y cruzeta.
SPA1002	04/09/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	9	NL: 1785-pet, 2075-pet, 2100-agua y lodo, 2130-lodo, arena y cruzeta.
SPA1002	07/09/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	12	NL: 1570-pet, 1980-pet, 2030-agua, 2130-agua, lodo y cruzeta.
SPA1002	11/09/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	9	NL: 1715-pet, 2000-pet, 2080-agua y lodo, 2130-agua, lodo y cruzeta.
SPA1002	21/09/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	10	NL: 1680-pet, 2020-pet, 2050-agua, 2100-agua, lodo y cruzeta.
SPA1002	03/10/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	17	NL: 1425-pet, 2000-pet, 2050-agua, 2100-agua y cruzeta.
SPA1002	05/10/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	4	NL: 1900-pet, 2050-pet, 2100-agua y cruzeta.
SPA1002	08/10/2005	SWAB	UNN	6	0	2437	10	NL: 1700-pet, 2050-pet, 2100-agua y cruzeta.
SPA1002	11/10/2005	BM	UNN	6	0	2437	25	NL: 1230-pet, 2125-pet, 2150-agua, 2195-agua, lodo y fondo. Cambio de swab a B. Mecanico
SPA1002	19/10/2005	BM	UNN	6	0	2437	7	NL: 1815-pet, 2050-pet y emulsion; 2100-pet emulsion y lodo.
SPA1002	19/10/2005	BM	UNN	6	0	2437	8	NL: 1815-pet, 2100-pet, 2125-agua, lodo y fondo. Continúa veleando al pozo
SPA1002	20/10/2005	BM	UNN	6	0	2437	9	NL: 1790-pet, 2200-pet, 2125-agua, lodo y fondo. Continúa veleando al pozo
SPA1002	15/11/2005	BM	UNN	6	0	2437	16	NL: 1650-pet, 2200-pet, 2250-agua, lodo y fondo.



APÉNDICE H
TABLA DE ANALISIS ECONOMICO PROYECTADO A 24 MES
LOS POZOS Y EL PROYECTO COMPLETO.



CAMPO GUSTAVO GALINDO V.

Perfil de produccion

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Jun-05	Jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	Jun-06
AMC1864	38	29	39	33	35	30	43	42	42	41	40	39	38
AMC1865	14	13	13	27	27	26	25	25	24	24	24	23	23
SFA 307	176	175	184	191	198	178	174	170	157	163	180	157	154
AMC1913	284	114	233	205	209	178	218	214	200	205	201	197	193
AMC1393	6	24	38	16	31	33	38	38	35	35	34	33	33
NOB0081X	150	292	154	228	182	166	188	182	170	175	172	168	165
NOB0082X	0	48	0	0	0	0	10	10	10	9	6	6	6
NOB0084X	0	90	0	25	18	16	13	12	12	12	12	12	12
NOB0083X	0	20	0	0	0	0	17	17	17	17	17	16	16
SFA1862	120	44	45	84	137	150	210	202	202	198	194	190	188
PRODUCCION TOTAL	788	850	724	809	843	779	934	918	887	879	882	845	828
PRODUCCION NETA	607	659	558	623	649	600	719	705	691	677	664	650	637

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Jun-05	Jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	Jun-06
PRECIO	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
WT1	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
DIFFERENCIAL	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
COSTO DE EJP	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30
PRECIO NETO	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30

EGRESOS POR POZO
 COSTO OPERATIVO, USDBLS \$7,12
 COSTO ADMINISTRATIVO, USDBLS \$1,66
 COSTO FINANCIERO, USDBLS \$1,35
 TOTAL \$10,03

	Jun-05	Jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	Jun-06
INGRESOS	\$1,369,39	\$1,071,42	\$1,407,14	\$1,205,88	\$1,287,40	\$1,076,06	\$1,577,03	\$1,545,49	\$1,614,58	\$1,454,29	\$1,454,60	\$1,425,51	\$1,397,00
EGRESOS	\$377,87	\$295,65	\$388,29	\$332,76	\$355,25	\$297,48	\$435,17	\$428,46	\$417,93	\$408,57	\$401,38	\$393,35	\$395,49
INVERSION	\$25,525,58												
FLUJO DE CAJA	\$4,534,04	\$775,77	\$1,018,86	\$873,13	\$932,16	\$780,58	\$1,141,86	\$1,119,03	\$1,098,65	\$1,074,71	\$1,053,22	\$1,032,15	\$1,011,51

TIR -0,89%
 VAN \$7,371,36

	Jun-05	Jul-05	ago-05	sep-05	oct-05	nov-05	dic-05	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	Jun-06
INGRESOS	\$509,89	\$776,77	\$487,44	\$968,60	\$970,68	\$951,27	\$932,24	\$913,60	\$895,33	\$877,42	\$859,87	\$842,64	\$825,82
EGRESOS	\$140,70	\$214,01	\$128,99	\$267,26	\$267,95	\$262,49	\$257,24	\$252,10	\$247,06	\$242,12	\$237,27	\$232,53	\$227,88
INVERSION	\$23,657,58												
FLUJO DE CAJA	\$25,288,39	\$561,76	\$358,46	\$701,33	\$702,83	\$688,78	\$675,00	\$661,50	\$648,27	\$635,31	\$622,60	\$610,15	\$597,94

TIR -4,86%
 VAN \$4,698,53



SPALM

INGRESOS	\$6,415.56	\$6,355.46	\$6,963.70	\$7,195.33	\$6,464.73	\$6,919.04	\$6,192.66	\$6,068.81	\$6,947.43	\$5,828.46	\$6,711.91 ^c	\$5,897.68
EGRESOS	\$1,770.31	\$1,753.73	\$1,821.56	\$1,885.46	\$1,785.88	\$1,743.88	\$1,708.60	\$1,674.63	\$1,641.13	\$1,606.31	\$1,576.14	\$1,544.62
INVERSION	\$27,101.58											
FLUJO DE CAJA	22,456.33	4,601.74	5,042.14	5,208.85	4,880.85	4,575.37	4,483.88	4,394.18	4,306.30	4,220.17	4,135.77	4,053.06

TIR	20.18%
VAN	\$34,393.31

AMC1973

INGRESOS	\$10,341.38	\$4,185.83	\$7,466.31	\$7,502.73	\$6,504.79	\$7,839.78	\$7,780.98	\$7,625.36	\$7,472.86	\$7,323.40	\$7,176.63	\$7,033.39
EGRESOS	\$2,863.60	\$1,148.52	\$2,060.25	\$2,070.30	\$1,784.93	\$2,180.90	\$2,147.06	\$2,104.14	\$2,062.08	\$2,020.82	\$1,980.40	\$1,940.79
INVERSION	\$26,260.58											
FLUJO DE CAJA	18,772.80	3,016.31	5,406.06	5,432.43	4,709.86	5,746.88	5,633.90	5,521.22	5,410.80	5,302.58	5,196.23	5,092.60

TIR	25.30%
VAN	\$38,748.00

AMC1983

INGRESOS	\$218.53	\$870.44	\$534.63	\$1,113.51	\$1,190.97	\$1,346.82	\$1,319.98	\$1,293.59	\$1,267.71	\$1,242.36	\$1,217.61	\$1,193.16
EGRESOS	\$60.30	\$240.19	\$147.53	\$307.26	\$326.64	\$371.87	\$364.24	\$356.95	\$349.81	\$342.82	\$335.98	\$328.24
INVERSION	\$26,976.58											
FLUJO DE CAJA	28,420.35	630.25	387.10	806.25	862.33	975.26	955.76	936.63	917.90	899.54	881.55	863.82

TIR	-2.25%
VAN	\$6,233.96

AMC1984TX

INGRESOS	\$6,403.16	\$10,634.93	\$6,992.83	\$8,122.37	\$8,774.31	\$8,638.82	\$8,508.82	\$8,380.04	\$8,255.92	\$8,128.40	\$8,000.97	\$7,875.91
EGRESOS	\$1,077.60	\$2,004.60	\$1,923.60	\$1,689.41	\$1,689.30	\$1,831.91	\$1,831.91	\$1,795.28	\$1,759.37	\$1,724.18	\$1,689.70	\$1,655.91
INVERSION	\$2,441.53											
FLUJO DE CAJA	2,884.03	7,700.33	5,069.23	6,432.97	7,085.01	6,806.91	6,676.91	6,584.77	6,496.55	6,404.22	6,312.27	6,220.00

TIR	17.82%
VAN	\$38,317.68

AMC1985

INGRESOS	\$8,117.37	\$1,573.37	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74
EGRESOS	\$8,117.37	\$1,573.37	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74	\$9,790.74
INVERSION	\$2,441.53											
FLUJO DE CAJA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TIR	18.75%
VAN	\$7,523.80

AMC1986

INGRESOS	\$5,000.00	\$1,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00
EGRESOS	\$5,000.00	\$1,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00
INVERSION	\$2,441.53											
FLUJO DE CAJA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TIR	7.53%
VAN	\$1,511.65

AMC1987

INGRESOS	\$8,000.00	\$1,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00
EGRESOS	\$8,000.00	\$1,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00	\$9,000.00
INVERSION	\$2,441.53											
FLUJO DE CAJA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TIR	7.53%
VAN	\$1,511.65

MONEDAS

INGRESOS
EGRESOS
INVERSION
FLUJO DE CAJA

\$0.00	\$728.42
\$0.00	\$201.00
\$18,976.56	627.42
19 9 / 58	
TIR	-0.38%
VAN	\$2,328.01

SPA1000

INGRESOS
EGRESOS
INVERSION
FLUJO DE CAJA

\$4,370.62	\$1,609.81
\$1,206.00	\$444.21
\$40,580.88	
37 4 / 06	1,165.00
TIR	8.53%
VAN	\$28,553.25

EL PROYECTO COMPLETO

INGRESOS
EGRESOS
INVERSION
FLUJO DE CAJA

\$26,888.42	\$31,165.24
\$7,916.27	\$8,599.76
\$266,030.80	
24 5 / 65	22,585.59
TIR	6.63%
VAN	\$187,182.69

\$160.28	\$160.28
430.49	

\$160.28	\$160.28
430.49	

\$654.88	\$654.88
\$184.00	
437.83	

\$617.02	\$617.02
\$170.20	
448.76	

\$629.62	\$629.62
\$173.74	
455.88	

\$642.47	\$642.47
\$177.26	
465.18	

\$655.58	\$655.58
\$180.90	
474.68	

\$0.00	\$0.00
\$0.00	
0.00	

\$0.00	\$0.00
\$0.00	
0.00	

\$0.00	\$0.00
\$0.00	
0.00	

\$182.11	\$182.11
\$50.25	
131.86	

\$3,088.21	\$3,088.21
\$846.64	
2,221.57	

\$1,882.85	\$1,882.85
\$464.31	
1,218.34	

\$4,988.68	\$4,988.68
\$1,378.85	
3,612.83	

\$5,470.43	\$5,470.43
\$1,508.51	
3,960.92	

\$7,488.41	\$7,488.41
\$2,110.50	
5,377.91	

\$7,485.44	\$7,485.44
\$2,068.29	
5,427.15	

\$1,162.20	\$1,162.20
\$1,966.67	
4,105.72	

\$8,914.88	\$8,914.88
\$1,971.77	
6,943.11	

\$1,984.66	\$1,984.66
\$1,949.06	
3,933.72	

\$7,188.62	\$7,188.62
\$1,896.39	
5,292.23	

\$7,345.83	\$7,345.83
\$2,026.62	
5,319.21	

\$7,485.44	\$7,485.44
\$2,068.29	
5,427.15	

\$33,350.38	\$33,350.38
\$9,202.69	
24,147.69	

\$28,385.36	\$28,385.36
\$7,827.13	
20,558.23	

\$30,707.74	\$30,707.74
\$8,473.49	
22,234.25	

\$29,469.35	\$29,469.35
\$8,129.00	
21,330.35	

\$28,379.30	\$28,379.30
\$7,278.10	
18,100.20	

\$31,165.24	\$31,165.24
\$8,599.76	
22,565.48	

\$31,165.24	\$31,165.24
\$8,599.76	
22,565.48	

\$30,707.74	\$30,707.74
\$8,473.49	
22,234.25	

\$32,029.70	\$32,029.70
\$8,639.27	
23,390.43	

\$33,350.38	\$33,350.38
\$9,018.64	
24,331.74	

\$31,165.11	\$31,165.11
\$8,498.00	
22,667.11	

\$44,148.10	\$44,148.10
\$8,418.61	
35,729.49	

\$30,707.74	\$30,707.74
\$8,473.49	
22,234.25	

\$31,165.11	\$31,165.11
\$8,498.00	
22,667.11	

\$32,029.70	\$32,029.70
\$8,639.27	
23,390.43	

\$33,350.38	\$33,350.38
\$9,018.64	
24,331.74	

\$33,350.38	\$33,350.38
\$9,202.69	
24,147.69	

\$34,031.00	\$34,031.00
\$9,390.50	
24,640.50	

\$28,385.36	\$28,385.36
\$7,827.13	
20,558.23	

\$30,707.74	\$30,707.74
\$8,473.49	
22,234.25	

\$29,469.35	\$29,469.35
\$8,129.00	
21,330.35	

\$28,379.30	\$28,379.30
\$7,278.10	
18,100.20	

\$31,165.24	\$31,165.24
\$8,599.76	
22,565.48	

\$31,165.24	\$31,165.24
\$8,599.76	
22,565.48	

\$30,707.74	\$30,707.74
\$8,473.49	
22,234.25	

\$32,029.70	\$32,029.70
\$8,639.27	
23,390.43	

\$33,350.38	\$33,350.38
\$9,018.64	
24,331.74	

\$31,165.11	\$31,165.11
\$8,498.00	
22,667.11	



	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
31	31	30	31	31	30	31	31	28	31	30	31
Jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	dic-06	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	
38	37	36	35	35	34	33	33	32	31	31	864
22	22	21	21	20	20	20	19	19	19	18	518
151	148	145	142	139	138	133	131	128	120	123	3745
189	185	182	178	175	171	168	164	161	158	165	4543
32	31	30	30	29	29	28	28	27	27	29	710
161	159	155	152	149	146	143	140	137	135	132	4020
9	9	8	8	8	8	8	8	7	7	7	209
11	11	11	11	10	10	10	10	10	9	9	353
16	15	15	15	14	14	14	14	13	13	13	298
182	179	175	172	169	165	161	158	155	152	149	3783
811	785	779	763	745	733	718	704	690	678	663	
	112	600	588	576	565	553	542	531	521	510	

	62	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30	\$47,30

	Jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	dic-06	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07
\$1,369.05	\$1,341.68	\$1,314.84	\$1,288.55	\$1,262.78	\$1,237.52	\$1,212.77	\$1,188.52	\$1,164.75	\$1,141.45	\$1,118.62	\$1,118.62
\$377.78	\$370.22	\$362.82	\$355.56	\$348.45	\$341.48	\$334.65	\$327.98	\$321.40	\$314.97	\$308.67	\$308.67
\$981.28	\$971.45	\$952.03	\$932.99	\$914.33	\$896.04	\$878.12	\$860.56	\$843.35	\$826.48	\$809.95	\$809.95
											(52,747.85)
\$809.31	\$793.12	\$777.28	\$761.71	\$746.48	\$731.55	\$716.92	\$702.58	\$688.53	\$674.78	\$661.28	\$661.28
\$223.32	\$218.85	\$214.48	\$210.19	\$205.98	\$201.88	\$197.83	\$193.87	\$189.99	\$186.19	\$182.47	\$182.47
685.99	574.27	562.78	551.53	540.49	529.68	519.09	508.71	498.54	488.59	478.79	478.79
											(\$12,008.09)



\$1,813.73	\$1,453.65	\$1,424.71	\$1,396.22	\$1,365.28	\$1,340.83	\$1,315.11	3,448.19	3,379.23	3,311.64	3,245.41	\$71,664.70
3,971.99	3,892.55	3,814.70	3,738.41	3,663.94	3,590.37	3,518.56	3,448.19	3,379.23	3,311.64	3,245.41	
\$5,882.72	\$6,754.87	\$6,619.77	\$6,487.38	\$6,357.63	\$6,230.48	\$6,105.87	\$5,983.75	\$5,864.07	\$5,746.79	\$5,631.66	
\$1,801.68	\$1,863.94	\$1,826.66	\$1,790.12	\$1,754.32	\$1,719.24	\$1,684.85	\$1,651.15	\$1,618.13	\$1,585.77	\$1,554.05	
4,890.78	4,890.93	4,793.11	4,697.25	4,603.31	4,511.24	4,421.02	4,332.60	4,245.64	4,161.02	4,077.80	\$63,554.61
\$1,169.30	\$1,145.91	\$1,122.99	\$1,100.53	\$1,078.52	\$1,056.95	\$1,035.81	\$1,015.10	\$994.80	\$974.80	\$955.40	
\$322.66	\$316.20	\$309.88	\$303.68	\$297.61	\$291.66	\$285.82	\$280.11	\$274.50	\$269.01	\$263.63	
846.64	629.71	813.12	796.85	780.92	765.30	749.99	734.98	720.29	705.89	691.77	(\$6,687.14)
\$2,880.85	\$5,765.33	\$5,648.08	\$5,535.10	\$5,424.40	\$5,315.91	\$5,209.59	\$5,105.40	\$5,003.29	\$4,903.23	\$4,805.16	
\$1,622.79	\$1,690.33	\$1,658.52	\$1,627.35	\$1,496.81	\$1,466.87	\$1,437.53	\$1,408.78	\$1,380.61	\$1,353.00	\$1,325.94	
4,258.16	4,173.00	4,089.54	4,007.75	3,927.59	3,849.04	3,772.05	3,696.62	3,622.69	3,550.23	3,479.23	\$73,586.45
\$316.18	\$309.88	\$303.66	\$297.59	\$291.63	\$285.82	\$280.09	\$274.48	\$268.99	\$263.61	\$258.34	
\$97.25	\$85.50	\$83.79	\$82.12	\$80.47	\$78.96	\$77.28	\$75.74	\$74.23	\$72.74	\$71.29	
228.83	224.35	219.87	215.47	211.16	206.94	202.80	198.74	194.77	190.87	187.08	(\$15,425.75)
\$411.03	\$402.81	\$394.76	\$386.88	\$379.12	\$371.54	\$364.11	\$356.83	\$349.69	\$342.70	\$335.84	
\$113.42	\$111.15	\$108.93	\$106.75	\$104.62	\$102.62	\$100.47	\$98.48	\$96.49	\$94.56	\$92.67	
297.81	291.66	285.63	280.11	274.61	269.02	263.04	258.37	253.20	248.13	243.17	(\$12,723.3)



BIBLIOGRAFÍA

1. Patricio Malone, Fernando. Fantin, Fernando Tuero, Paper - Campos Petroleros de la Península de Santa Elena Ing. Gustavo Galindo V.- Informe Geológico y del Reservorio del Área, (Consortio ESPOL – CGC, Abril 1999).
2. Andres Delgado, Paper – Tecnología de Perforación Radial (Radriil Co., Marzo 2005).
3. Juan Narváez, Leonardo Viteri, "Estudio de factibilidad de incremento de Producción mediante reacondicionamiento de pozos en el Área Santa Paula – Campo Gustavo Galindo V."(Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2003).
4. Blank Tarquin, Ingeniería económica, 5ta edición.
5. Wikipedia, septiembre de 2005, Tasa Interna de Retorno, [http://es.wikipedia.org/wiki/Tasa interna de Retorno](http://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_Retorno)
6. Wikipedia, septiembre de 2005, Flujo de Caja, [http://es.wikipedia.org/wiki/Flujo de Caja](http://es.wikipedia.org/wiki/Flujo_de_Caja)
7. Wikipedia, septiembre de 2005, Valor Actual Neto, [http://es.wikipedia.org/wiki/Valor Actual Neto](http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_Actual_Neto).

