

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO DE PETROLEOS**

TEMA:

**IMPLEMENTACION DE COMPLETACIONES DUALES CON
BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES PARA LOS YACIMIENTOS DEL
BLOQUE 16 EN EL ORIENTE ECUATORIANO**

PRUPUESTO POR: ALEXIS F. MARTINEZ HERRERA

MA. ROCIO IÑIGA URGILES

1997

AGRADECIMIENTOS:

Agradezco a Dios por su bondadosa ayuda. A mis padres Fernando y Deice por todo su amor, dedicación y apoyo en todo momento recibidos. A mi esposa Mónica y mi hijo Cristobal por ser pilares de mis metas. A mis hermanos Rocío y Ronald por toda su comprensión.

Un especial agradecimiento al Ingeniero Ricardo Gallegos por su inestimable colaboración con esta tesis. Y mi gratitud sincera a todos los que conforman la compañía YPF Ecuador, por la oportunidad recibida; sobretodo a los ingenieros Julio César Morat, Héctor Zambrano y Bryan Soto por creer en el potencial de la juventud.

Alexis Martínez Herrera.

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	i
INDICE GENERAL.....	iii
INDICE DE ILUSTRACIONES.....	vi
ABREVIATURAS.....	vii
INTRODUCCION.....	X

CAPITULO I

UBICACION Y GEOLOGIA DE LOS YACIMIENTOS

DEL BLOQUE 16.....	1
1.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE 16.....	1
1.2 RESUMEN GEOLOGICO Y GEOFISICO.....	2
1.2.1 ESTRATIGRAFIA.....	3
1.2.1.1 ARENISCA BASAL TENA.....	3
1.2.1.2 ARENISCA NAPO M-1.....	4
1.3 MAPAS ESTRUCTURALES.....	9

CAPITULO II

CARACTERISTICAS LOS YACIMIENTOS M-1 Y

BASAL TENA DEL CAMPO AMO.....	11
2.1 PROPIEDADES PETROFISICAS.....	11
2.2 PETROLEO ORIGINAL EN SITIO.....	12
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	13
2.4 MECANISMOS DE EMPUJE.....	15
2.5 HISTORIA DE PRODUCCION DE LOS YACIMIENTOS M-1 Y BASAL TENA.....	16

2.6 ALTERNATIVAS PARA EL INCREMENTO DEL RECOBRO DE RESERVAS OPTIMIZANDO LOS DISEÑOS DE COMPLETACION.....	17
--	----

CAPITULO III

SISTEMAS DE COMPLETACION UTILIZANDO

DOS BOMBAS LECTROSUMERGIBLES.....	31
3.1 ESTADO DEL POZO PREVIO A LA INSTALACION DEL EQUIPO.....	31
3.2 DISEÑO DE SELECCION DE EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE.....	33
3.3 SELECCION DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE UTILIZANDO PROGRAMAS DE COMPUTACION.....	35
3.4 EQUIPOS Y MATERIALES REQUERIDOS.....	36
3.4.1 DESCRIPCION DEL ENSAMBLE DE LOS EQUIPOS EN EL INTERIOR DEL POZO.....	46
3.5 PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PARA COMPLETACION DUAL.....	50
3.5.1 TRABAJOS DEL TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO.....	51

CAPITULO IV

EVALUACION DE RESULTADOS

PARA COMPLETACION DUAL.....	73
4.1 PROCEDIMIENTOS PARA PRUEBAS DE PRODUCCION.....	73
4.1.1 PRUEBAS DE PRODUCCION Y RESULTADOS.....	77
4.2 EVALUACION ECONOMICA.....	83
4.2.1 PRONOSTICO DE PRODUCCION	

DE LOS YACIMIENTOS.....	84
4.2.2 EVALUACION ECONOMICA DE COMPLETACIONES STANDARD PARA LOS YACIMIENTOS M-1 Y BASAL TENA.....	113
4.2.3 EVALUACION ECONOMICA DE COMPLETACIONES DUALES.....	114
4.3 DISCUSION DE RESULTADOS ECONOMICOS.....	130
CONCLUSIONES.....	132
RECOMENDACIONES.....	136
FOTOGRAFIAS.....	138
ANEXO A (REGISTROS ELECTRICOS DEL POZO D-1).....	153
ANEXO B (ESQUEMA DE LA COMPLETACION).....	154
ANEXO C (REGISTROS ELECTRICOS CBL Y VDL).....	160
ANEXO D (DISEÑO DE BOMBAS).....	170
BIBLIOGRAFIA.....	172

INDICE DE ILUSTRACIONES

1. UBICACION DEL CAMPO AMO.....	8
2. MAPA ESTRUCTURAL DE BASAL TENA	9
3. MAPA ESTRUCTURAL DE M-1.....	10
4. REVESTIMIENTO INICIAL DEL POZO D-1	67
5. DIAGRAMA DE COMPLETACION DUAL	68
6. PARTE 1 CABEZAL DUAL	68
7. PARTE 2 HERRAMIENTA Y.....	69
8. PARTE 3 ENCAPSULADO.....	70
9. PARTE 4 ENSAMBLE LOCALIZADOR.....	71
10. PARTE 5 DIAGRAMA COMPLETO.....	72

FOTOGRAFIAS

1. CABEZAL DUAL.....	141
2. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS.....	142
3. VALVULAS DE SEGURIDAD Y CHOQUES.....	143
4. ACOUPLE DE LA BOMBA SUPERIOR Y.....	144
5. TUBERIAS PARALELAS.....	145
6. CIERRE DEL ENCAPSULADO.....	146
7. TORRE DE RACONDICIONAMIENTO	147
8. ELEVACION DE EQUIPOS A LA TORRE.....	148
9. HERRAMIENTA Y.....	149
10. PROTECTOR DE CABLES.....	150
11. TOPE DE ENCAPSULADO, CUÑAS Y GRAPAS.....	151
12. COMPLETACION DOBLE EN LA TORRE.....	152

ABREVIATURAS

BAPD	Barriles de agua por día
BES / ESP	Boma electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
Bg	Factor volumetrico del gas
BHP	Presion de fondo del pozo
BLS	Barriles
Bn	Barriles netos
BN	Barriles normales
BNFPD	Barriles netos de fluido por día
BNPPD	Barriles netos de petroleo por día
Bo	Factor volumetrico del petroleo
BPPD	Barriles de petroleo por día
BSW	Porcentage o corte de agua y sedimentos
BT	Formacion geologica Basal Tena
Bw	Factor volumetrico del agua
BY	Barriles de yacimiento
cp	Centipoise
d	Darcy
Ft	Pies
fw	Flujo fraccional
Hz.	Hertz
IP	Indice de productividad
Km	Kilometros
Kro	Permeabilidad relativa al petroleo

Krw	Permeabilidad relativa al agua
lpc	Libras por pulgada cuadrada
m	Metros
M\$	Miles de dolares
M-1	Formacion geologica Napo M-1
md	Milidarcy
MMBP	Millones de barriles de petroleo
MMGA	Millones de barriles de agua
MMPC	Millones de pies cubicos
PCN	Pies cubicos normales
PM / MD	Profundidad medida
PTV	Profundidad total verdadera
PVT	Presion, Volumen, Temperatura
PVM	Profundidad vertical medida
Q	Caudal
RGP / GOR	Relacion gas petroleo
Sio	Saturacion de petroleo irreductible
Siw	Saturacion de agua irreductible
So	Saturacion de petroleo
Sor	Saturacion de petroleo residual
Sw	Saturacion de agua
Swc	Saturacion de agua critica
Uo	Viscocidad del petroleo
Uw	Viscosidad del agua
VSD	Variador de frecuencia

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral ”

Alexis Martinez Herrera.

Ma. Rocio Iñiga Urgiles.

IMPLEMENTACION DE COMPLETACIONES DUALES CON
BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES PARA LOS YACIMIENTOS
BASAL TENA Y M-1 DEL CAMPO AMO PERTENECIENTES AL
BLOQUE 16 DEL ORIENTE ECUATORIANO

INTRODUCCION:

Por muchos años las empresas de la industria del petróleo han tratado de incrementar económicamente las reservas de los campos descubiertos. En muchos campos, los pozos atraviezan diferentes zonas de pago, las cuales son económicamente productivas, pero en muchos casos existe la limitación de producir las desde un mismo pozo de forma independientemente haciendo uso de mecanismos de levantamiento artificial acordes con las características de los yacimientos. En este caso, con sistemas de bombeo electrosumergible.

El objetivo de este trabajo es analizar un nuevo sistema de completación a ser implementado en un pozo tipo utilizando un sistema de completaciones totalmente innovador, y que se lo implementará por primera vez en el mundo, lo que permitirá la producción de dos zonas productivas

independientes, haciendo uso de dos bombas electosumergibles en el mismo pozo, lo que multiplicará las reservas sin incrementar el número de pozos.

Para la implementación de sistemas de completación para levantamiento artificial de hidrocarburos pesados existen muchas restricciones, debido a los impedimentos físicos de los pozos, tanto en diámetros y resistencia de los materiales, y lo que es más significativo todavía, el costo de los mismos. El sistema de Completación Dual, permite la optimización del poco espacio disponible en el interior de un pozo de producción de petróleo de tal forma que se permita la producción independiente de las zonas potencialmente productivas que son atravesadas por el mismo pozo, y que por falta de desarrollo tecnológico no han podido ser explotadas.

Las características de los yacimientos del bloque 16, y Tivacuno son de areniscas delgadas altamente permeables que contienen crudo pesado y viscoso, subsaturados, que producen por empuje de agua lateral y de fondo. estas características hacen necesaria la implementación de sistemas de levantamiento artificial que manejen grandes volúmenes de fluido debido a la diferencia de movilidad entre el agua y el petróleo (30 - 1).

De los sistemas de levantamiento artificial más idóneo, es el Bombeo Electrosumergible (BES). Las características de los yacimientos presentes en el

bloque 16, y en general, en la parte sur de la Cuenca Oriente del Ecuador, son crudos pesados, constituyendo un factor importante para que se utilicen mecanismos de levantamiento artificial para su explotación. La relación de movilidad entre el agua y el petróleo pesado, de 30 a 1, que existe en el bloque 16, y la presencia de mecanismos de empuje por acuífero activo tanto lateral como de fondo, hace necesario que se deban producir altos caudales de agua para la recuperación del petróleo en los yacimientos de las arenas Napo y Basal Tena. Por consiguiente, es necesario levantar grandes cantidades de fluido por día, lo que se consigue con la utilización de bombas electrosumergibles, que permiten el manejo de altas tasas de fluido con mayor eficiencia que otros métodos artificiales de levantamiento (bombeo mecánico, hidráulico o bombeo jet).

La completación de pozos para bombeo electrosumergible requiere de gran cantidad de espacio interior del pozo, debido al tamaño de los equipos, lo que limita las posibilidades de diseño para este tipo de completaciones, por lo tanto, debemos recurrir a nuevas herramientas y nueva tecnología que permita completar los pozos que tienen características apropiadas para ser explotados en diferentes zonas productivas con el uso de más de un equipo electrosumergible individual.

Este trabajo se estructura de tal manera que abarca un amplio campo de análisis técnico.

El capítulo 1, cubre los parámetros petrofísicos y las propiedades generales de los fluidos que se encuentran en el bloque, así como el resumen geológico del área del bloque 16 para entender la litología y formas estructurales de los yacimientos en los que se realizarán los trabajos de completación.

El capítulo 2, comprenderá un análisis puntual de las propiedades de los fluidos y propiedades petrofísicas del yacimiento en el que se encuentra el pozo que será objeto de nuestro estudio y al que llamaremos pozo D-I. Analizaremos los mecanismos de empuje que gobiernan a los fluidos dentro del yacimiento, se calculan las reservas de petróleo existente en los yacimientos y las historias de producción de los mismos.

En el capítulo 3 se procederá a realizar una explicación de las características que deberá tener un pozo para que sea elegible y pueda ser completado con Sistema Dual. Se realizará una descripción de las herramientas necesarias para la completación dual y la descripción detallada del ensamblaje de fondo; Se establecerá un procedimiento para realizar los trabajos con este tipo de completación y se estudiará la forma de diseño para una elección adecuada de

los los equipos electricosumergibles que se deben usar de acuerdo a la característica de los fluídos y tipo de yacimientos que se tienen.

El capítulo 4 constará del análisis de los resultados obtenidos de la producción del pozo una vez que los trabajos de completación se hayan efectuado y terminado. Tendremos así datos reales de producción a través de los cuales se podrá relizar un análisis de la completación desarrollada, además las posibles mejoras que puedan realizarse en el diseño dual. Se establecerá por consiguiente, la aplicabilidad del mismo para optimizar recursos e incrementar reservas inmediatamente recuperables.

CAPITULO I

CAPITULO I

UBICACION GEOLOGICA DE LOS YACIMIENTOS DEL BLOQUE 16

1.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE 16

El Bloque 16 operado por la compañía YPF Ecuador Inc. se encuentra en la región amazónica en el sector sur-oriental de la Amazonía Ecuatoriana, limitado al norte y al oeste con el Bloque 14 operado por la compañía Elf Hidrocarburos Ecuateur, hacia el oeste y el sur con el Bloque 17 operado por Braspetro. El Bloque 16 está localizado a 220 kilómetros al sur-este de Quito y aproximadamente a 44 kilómetros al oeste del existente Campo Auca en el Oriente Ecuatoriano.

Tres de las más grandes acumulaciones, el tren o tendencia Amo-Daimi-Ginta están a lo largo de un sistema de fallas asociadas norte-sur. Las acumulaciones de Iro se encuentran en la parte baja del Bloque del lado limitante con la falla oeste. La acumulación más pequeña, está situada en la parte noroeste del Bloque y se extiende através de la frontera norte del área reservada para Petroecuador.

La figura No. 1.1 muestra los contornos de los yacimientos dentro del Bloque 16.

1.2 RESUMEN GEOLOGICO Y GEOFISICO

Los yacimientos productivos del Campo Amo son la Arenisca Terciaria Basal Tena y los yacimientos Cretácicos M-1 y Napo “U” Superior. La Arenisca Hollín Inferior contiene petróleo en el pozo Amo-1, Pero hasta la fecha no es considerada comercial por el fuerte acuífero, La arenisca Napo “T” Cretásica contiene petróleo pero de baja gravedad API ($\sim 10^\circ$ API) para ser explotado. Más de 800 pies de testigos de corona de los yacimientos del Campo Amo están disponibles y se los ha incorporado al presente modelo geológico.

Los yacimientos productivos cubren una amplia variedad de ambientes depositacionales desde los valles con arreglos de canales distributarios de costa, y marino costa afuera. Cambios relativos en el nivel del mar se consideran que han tenido un impacto importante en la historia de la deposición de los yacimientos. Un modelo geológico para el Campo Amo fue establecido para poder documentar y predecir la compleja y común presencia de cuerpos de arena, lutitas y sus geometrías El modelo geológico para el plan original de desarrollo fué bastante simple. En contraste, el último modelo geológico contiene numerosas capas y pone énfasis en la presencia y extensión de las barreras de permeabilidad o también llamadas zonas de reducida transmisibilidad. Toda evidencia importante sísmica e ingenieril fué incorporada al modelo. Una sección estratigráfica de la secuencia Basal Tena y la Napo M-1

para el área de Amo B se la presenta en el gráfico No. 1.2 y para el área de Amo A corresponde la figura 1.3

1.2.1 ESTRATIGRAFIA

ARENISCA BASAL TENA

La Arenisca Basal Tena es productiva tanto en el área de Amo A como en el área de Amo B, ya que son consideradas de gran potencial en la parte noreste de Amo A. La arenisca fué probada en los pozos Amo-1 y Amo-2, tomándose sólo testigos de coronas en los pozos Amo-2 y Amo B-1. El índice indica un ambiente fluvial de depositación.

Una correlación del intervalo de la arenisca Basal Tena en todos los pozos verticales en el área sur se lo muestra en la figura No. 1.4 . Los horizontes Basal Tena de la Napo y el marcador Intra Tena (menos de 70 pies sobre la formación Napo) puede ser seleccionado y trazados lateralmente; básicamente con la respuesta de la resistividad del registro. El horizonte Basal Tena, al tope de la formación Napo es una superficie de discordancia la cual podría representar un considerable salto geológico de tiempo. En los pozos Daimi 2, Ginta-1, e Iro 1 presentes en la gráfica No. 1.5 se muestra el horizonte con claridad estructuralmente alto en los tiempos de la Intra-Tena, pero estructuralmente bajo en las áreas de los pozos Amo 2, Amo 1 y Daimi 1. De ahí

que la arenisca Basa Tena está restringida a las áreas estructuralmente bajas donde fue depositada con espesores que llegan hasta 18 pies de espesores netos, a pesar de ser una capa fluvial de arena continua. La fuente de sedimentos en dirección NO a ONO fue determinada en base de consideraciones de paleogeografía y registros de buzamiento.

ARENISCA NAPO M-1

Existe una gran cobertura de testigos de corona en la arenisca Napo M-1 en el Campo Amo y las correlaciones en los campos Amo A, Amo B, y Daimi muestran una alta confiabilidad. La arenisca Napo M-1 en el área de Amo ha sido dividido en seis intervalos de unidades que combinadas producen cinco capas principales de yacimientos.

INTERVALO A.- Varían en espesor de 36 pies en el pozo Amo 2 a 48 pies en los pozos Amo A-2 y Amo A-3, y constan predominantemente de la base de la unidad, de areniscas y lodolitas de ambiente de llanura de marea, y en la parte superior, de areniscas y lutitas de ambiente marino poco profundo. Este tren ancho y progresivo de marino profundo en la M-1 Superior se muestra como una característica de todos los campos del Sur. En el Campo Amo, la arenisca dentro de este intervalo es de capas delgadas y de relativa baja calidad, siendo muy difíciles resolver usando registros convencionales y los registros FMI que se encuentran disponibles para algunos pozos que no están calibrados con testigos

de corona. De cualquier manera, una capa delgada de arenisca en la dirección de la base podría ser mapeada dentro de un área razonable.

INTERVALO B.- Solamente fue penetrado en el área de Amo A, el cual varía de 16 a 33 pies de espesor, siendo de una secuencia de facies superior costera/playa y con una laminación de bajo ángulo, principalmente de arenisca de grano fino. Conociendo el ambiente de depositación, el cuerpo de arena se lo predice como elongado y paralelo a la paleo línea de costa (se cree que están en dirección noreste-suroeste) y de pasar a las lodolitas de ambiente marino poco profundo hacia el noroeste y lodolitas y limolitas de ambientes marinos marginales y continentales hacia el sureste.

INTERVALO C.- No se lo penetró en el área de Amo A, en Amo B los espesores varían de 36 a 68 pies de estratificación cruzada de grano medio a fino y ocasionalmente grueso y arena guijarrosa, interpretándose como un depósito fluvial de canales apilados. Una arena de espesores y características sedimentarias similares se encuentra presente casi al mismo nivel en todos los pozos del sur y en el área Tivacuno, así como en los campos de Bogi-Capirón.

La gran extensión lateral de estos cuerpos de areniscas fluviales, las cuales erosionan hacia sedimentos marinos y marino marginal, sugieren relleno de un valle, el cual se formó como una respuesta al descenso relativo del nivel del mar. De ahí que la base de la arenisca fluvial se considera como una baja superficie de erosión, la cual es correlacionada, por ejemplo, sobre el tope del intervalo B

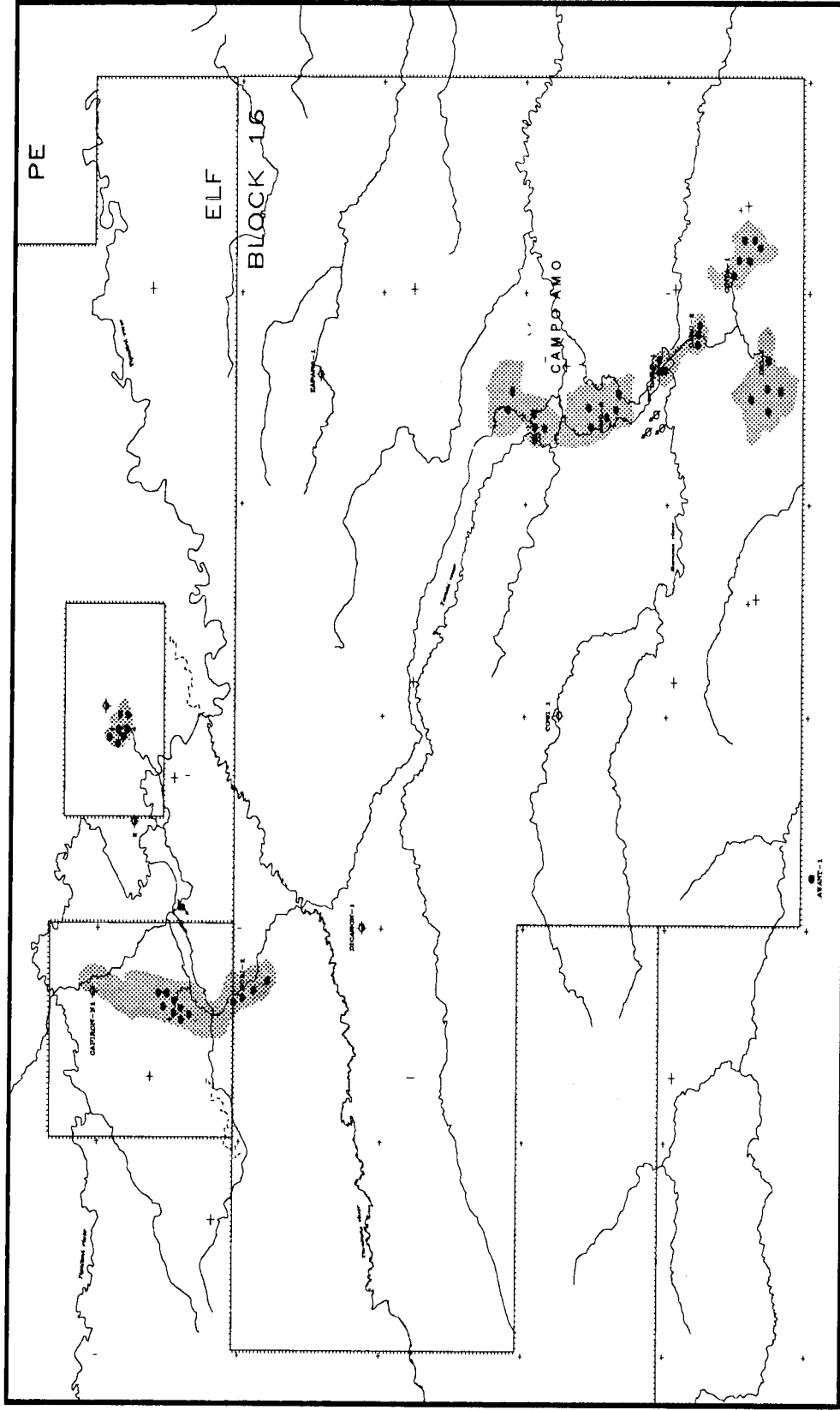
en el pozo Amo A-1. El intervalo C erosiona sobre el intervalo B y en los topes de las unidades E y F, las isópacas de areniscas netas y brutas se encuentran en las figuras 1.5A y 1.5B. Las zonas delgadas de transmisibilidad reducida y lateralmente discontinuas se las predice estar presentes en forma no frecuente entre las historias depositacionales de canales.

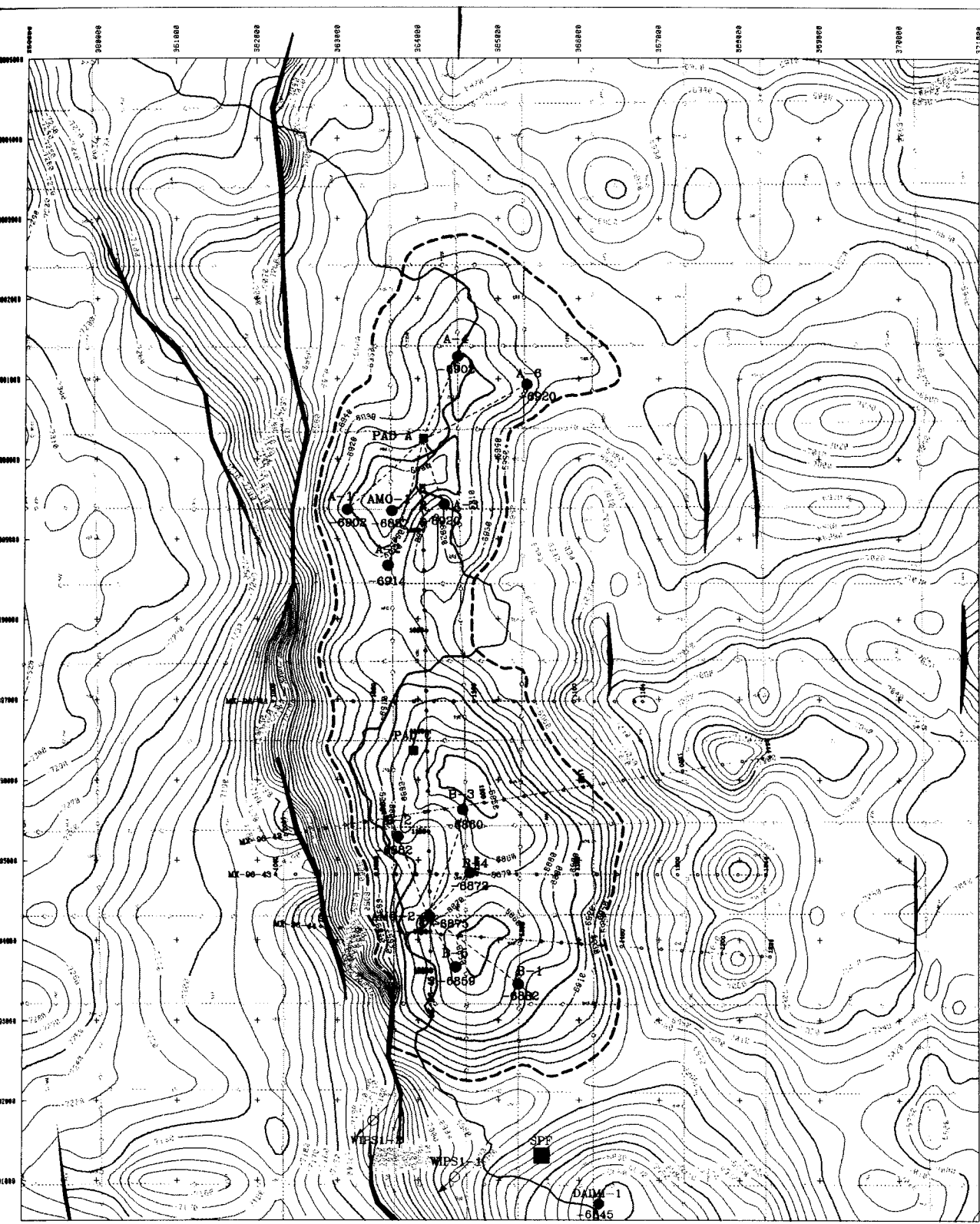
INTERVALO E.- Solamente fue penetrado en el área de Amo A y consiste en 57 pies de estratificación cruzada relleno de arenisca de grano medio a grueso, siendo interpretado como un relleno fluvial lleno. Esta unidad parece estar presente en el pozo Záparo 1 y en los campos Bogi y Tivacuno, pero es lateralmente equivalente a los sedimentos de llanura de marea (tidal flat), que se encuentran en los pozos Amo-1 y Daimi-1. Generalmente la extensión lateral de este cuerpo de arena sugiere un valle lleno el cual se formó como resultado inicial de una caída y subsecuente crecimiento relativo del nivel del mar. Un contorno cero se encuentra presente entre el Amo A-2 y el Amo-2 y los depósitos de marea plana al sur de este, posiblemente sean parte del sistema deltaico influenciado por mareas. La información paleográfica y paleocorriente indican que el transporte de sedimentos, y por ende la geometría del cuerpo, son de una dirección sureste a noreste.

INTERVALO F.- Es lateralmente equivalente al intervalo E y posee hasta 56 pies de depósitos de llanos de marea, arenosos y lodosos. Comunmente se encuentran capas de lutitas delgadas y lateralmente discontinuas, más algunas barreras de permeabilidad limolíticas son de un espesor mayor (hasta 9 pies) y parecen ser continuas entre los pozos Amo-1, Amo 2 y Daimi 1.

INTERVALO H.- Este intervalo consta de arenisca con un máximo espesor penetrado de 31 pies (Amo B-3). La arenisca se la ha interpretado como un canal complejo con una orientación noreste-sureste y de aproximadamente 2 kilómetros de extensión.

MAPA DE UBICACION DEL CAMPO AMO





YPF ECUADOR INC.
ORIENTE BASIN



KILOMETERS 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
STATUTE MILES 0 .2 .4 .6 .8 1.0

CAPITULO II

CAPITULO II

CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS M-1 Y BASAL TENA DEL CAMPO AMO

2.1 PROPIEDADES PETROFISICAS

Los parámetros petrofísicos fueron obtenidos del análisis de registros eléctricos de todos los pozos perforados en el campo Amo hasta 1997. Además los análisis convencionales de núcleos fueron considerados para el ingreso de los datos.

De estudios realizados obtenemos las propiedades petrofísicas promedio para los pozos del campo Amo yacimiento Basal Tena, mismas que son mostradas en la tabla (2.1), la cual nos muestra datos importantes de los pozos, sobre todo del pozo de nuestro interés, el pozo D-1. Esta tabla nos ofrece información tal como espesor de la zona de pago 9 pies, porosidad 17 %, saturación de agua 29.35%, permeabilidad 1837 md.

De igual modo la tabla (2.2) muestra la información petrofísica concerniente al yacimiento M-1, se muestra datos para el pozo D-1 tales como espesor de la zona de pago 34 pies, porosidad 20.47 %, saturación de agua 18.33%, permeabilidad 2778 mD.

2.2 PETROLEO ORIGINAL EN EL SITIO

De acuerdo a los estudios realizados en el campo Amo, el yacimiento Basal Tena tiene como petróleo original en el sitio 36,4 millones de barriles de petróleo, de los cuales se cuentan como reservas recuperables 3,19 millones de barriles de petróleo teniendo por tanto un factor de recobro de 8.76 % del crudo original. Por otra parte en el yacimiento M-1 el contenido de petróleo original en el sitio asciende a 260,93 millones de barriles de petróleo, de los cuales se tiene como reservas recuperables 56.25 millones de barriles de petróleo, se tiene por tanto un factor de recobro del 21.56 % del crudo original. Si se toma en consideración ambos yacimientos, el petróleo original en el sitio asciende a 297,33 millones de barriles de petróleo con reservas recuperables de 59,44 millones de barriles de petróleo dando como factor de recobro general el 19,99%.

Cabe mencionar en esta parte, que las reservas recuperables han sido consideradas hasta el año 2011 debido a que hasta esa fecha esta en vigencia el contrato de la compañía YPF ECUADOR INC. con el Estado ecuatoriano.

Toda la informacion sobre las características de los yacimientos se presentan en la tabla (2.3)

2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Por no disponer de información del fluido producido del yacimiento Basal Tena para el pozo Amo D-1, se hace uso de una correlación de la información que se ha obtenido del fluido producido por el pozo Amo B, debido a que este pozo se encuentra en el mismo grupo de pozos que produce de la misma formación.

De los análisis que se han realizado se resume lo siguiente:

Saturación de agua crítica , Swc	= 0.26
Saturación de petróleo residual, Sor	= 0.25
Permeabilidad relativa al petróleo, Kro	= 0.70
Permeabilidad relativa al agua , Krw	= 0.15
Relación de viscosidades	= 0.0125

La información anterior es sumamente importante porque se sabe que la *saturación crítica* es la saturación a la que el petróleo comienza a fluir a medida que la saturación de petróleo aumenta. También se denomina *saturación residual* de petróleo al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación en un sistema agua-petróleo. Toda la información concerniente al fluido de este yacimiento se muestra en la tabla (2.4)

En la tabla (2.5) se muestra el comportamiento de la viscosidad y el factor volumétrico de formación del fluido del yacimiento Basal Tena perteneciente al

campo Amo cuando se somete a variación de presión. También se muestra datos importantes como presión de burbuja, igual a 546 lpc; gravedad API que de acuerdo a los análisis realizados en el crudo de Basal Tena del campo Amo, es igual a 17.7° y la relación gas petróleo (GOR) es de 78 MPCN/BL.

Para el yacimiento M-1 se dispone de la información necesaria del fluido proveniente del pozo D-1 por ser este pozo productor de este yacimiento, antes de convertirse en doble productor. Se tiene entonces la siguiente información:

Saturación de agua crítica , S_{wc}	= 0.212
Saturación de petróleo residual, S_{or}	= 0.25
Permeabilidad relativa al petróleo, K_{ro}	= 0.80
Permeabilidad relativa al agua , K_{rw}	= 0.30
Relación de viscosidades	= 0.0125

Toda la información perteneciente al fluido del yacimiento Napo M-1 se detalla en la tabla (2.6).

La tabla (2.7) muestra el comportamiento de la viscosidad y factor volumétrico de formación del fluido de M-1 perteneciente al campo Amo cuando se somete a variación de presión. También se muestra datos importantes como presión de burbuja igual a 545 lpc; gravedad API que de acuerdo a los

análisis realizados, en el crudo de Napo M-1 para el campo Amo este es igual a 17.6° y la relación gas petróleo (RGP) es 54 MPCN/BL.

Como el campo Amo esta dividido en dos áreas, Amo A y Amo B, se presenta también la tabla (2.8) que muestra algunas de las características más importantes de los fluidos de ambos campos.

2.4 MECANISMOS DE EMPUJE

De la diversidad de mecanismos de empuje existentes, los yacimientos del campo Amo, en el cual se encuentra localizado el pozo D-1, presentan básicamente tres tipos de empuje debido a las características de los fluidos y del entrapamiento de los hidrocarburos.

El yacimiento Basal Tena presenta predominantemente un empuje lateral de acuífero activo, por ser la formación de poca potencia, y además, el pozo está perforado en la parte superior de la estructura. También se tiene un empuje por segregación, pero este es insignificante, debido a la alta viscosidad de los crudos pesados.

El yacimiento M-1, presenta un mecanismo dos tipos de empuje por acuífero activo. Empuje lateral y empuje de fondo. Por esta razón, el agua tiende a migrar más

rapidamente, y el corte de agua de esta formación se incrementará con mayor rapidéz. El yacimiento M-1 también presenta un mecanismo de empuje segregacional, pero por las mismas condiciones de Basal Tena, su incidencia es muy pequeña.

Los mecanismos de empuje por capa de gas o por gas en solución son descartados para estos yacimientos, debido a que ambos tienen una relación gas petróleo (RGP) muy bajo, porque el petróleo de los mismos, posee hidrocarburos livianos en muy poca proporción; además, las presiones de burbuja para los petróleos de ambas formaciones es baja, y nos se libera el gas en el reservorio.

2.5 HISTORIA DE PRODUCCION DE LOS YACIMIENTOS M-1 Y BASAL TENA

En el capítulo 4 se presentan tablas con un resumen de las historias de producción de los yacimientos Basal Tena y Napo M-1 del campo Amo del Bloque 16. tomando en cuenta los pozos que producen de los respectivos yacimientos en el área de Amo. Como podrá esperarse, en los pronósticos de producción, la productividad del campo irá disminuyendo a medida que se incremente el corte de agua, aunque la formación no se deplete.

En general, la productividad de la formación Basal Tena ha sido escasa, arrojando por pozo una producción diaria promedio de 1600 bfpd, pero con un bajo corte de agua. La formación se muestra bastante apretada, siendo su permeabilidad

muy baja, tal como se puede ver en las tablas al final del capítulo. En contraste, la Formación M-1 históricamente ha presentado altas tasas de producción de fluido, en promedio 10000 bfpd por pozo, pero con el inconveniente de aumentar rápidamente el corte de agua, precisamente por el tipo de empuje que posee y porque a diferencia de Basal Tena, las permeabilidades de esta formación son mucho mayores, existiendo incluso zonas poco consolidadas que presentan problemas de producción de arena; motivo por el cual, la productividad disminuye en un tiempo más corto.

2.6 ALTERNATIVAS PARA EL INCREMENTO DEL RECOBRO DE RESERVAS OPTIMIZANDO LOS DISEÑOS DE COMPLETACION

El mejoramiento del recobro de las reservas de petróleo ha sido una de las metas más perseguidas por todas las empresas productoras de petróleo, La recuperación depende de muchos factores, en general del tipo de fluido y tipo de yacimiento que se tiene. Un mejoramiento del recobro que se ha efectuado por muchos años en la industria ha sido las recuperaciones mediante el estímulo directo al yacimiento, también conocidas como recuperaciones secundarias y mejoradas. Este tipo de recobro, permite una recuperación mayor del petróleo " in situ", al mejorar las características de fondo de los yacimientos y hacerlos más explotables, ya sea mejorando las permeabilidades de las rocas, mejorando las viscosidades de los fluidos, restaurando las presiones del yacimiento, todo esto usando métodos de fracturamiento, métodos de inyección de agua, de inyección de vapor, de inyección

de gas, combustión "in situ", etc. Todos estos métodos clásicos se los ha venido usando como se dijo antes por muchos años.

Otra manera de optimizar la productividad de un campo, y que está teniendo mucha aceptación es el empleo de nuevos sistemas de completación y levantamiento artificial. Si un campo posee entre sus características la de presentar estratos paralelos con una capacidad de producción rentable, tal como ocurre en el Bloque 16, y que por limitaciones no se pueden producir individualmente desde el mismo pozo sin evitar la mezcla de los fluidos para su posterior control.

Una completación con un sistema que permita la producción individual de dos zonas petrolíferas de crudo pesado con bombeo electosumergible permitirá obviar estas dificultades y por consiguiente, se habrá mejorado la productividad del campo, sin requerir estimulaciones al yacimiento, pero de haber esta posibilidad, los efectos en la producción del campo se verían mucho más acrecentadas. El siguiente capítulo se analiza todo este nuevo sistema de completación, se presenta desarrollados los programas para su instalación y las herramientas requeridas para los trabajos de implementación de la Completación Dual. Y en el capítulo IV se realizará el análisis de los resultados obtenidos.

CAMPO AMO
YACIMIENTO BASAL TENA
PROPIEDADES PETROFISICAS PROMEDIO

POZO	ZONA DE PAGO FT	POROSIDAD %	SATURACION DE AGUA %	PERMEABILIDAD mD
AMO 01	10	18.75	20	1689
AMO 02	5	16.35	53.7	844
AMO 03	3	16.45	80.65	327
AMO 04	6	17.10	26	621
AMO 05	10	13.83	43.27	241
AMO D-1	9	17.00	29.35	1837
AMO 06	3	14.75	30.35	390
AMO 07	5	17.25	27.9	965
AMO 08	4	16.70	45.04	1484
AMO 09	9	19.14	25.16	2823

**CAMPO AMO
YACIMIENTO M-1
PROPIEDADES PETROFISICAS PROMEDIO**

POZO	ZONA DE PAGO FT	POROSIDAD %	SATURACION DE AGUA %	PERMEABILIDAD mD
AMO A-1	66	21.81	37.72	3447
AMO A-2	38	21.77	21.37	3350
AMO A-3	56	23.47	54.93	4034
AMO A-4	69	22.00	42.54	4288
AMO D-1	34	20.47	18.33	2778
AMO B-1	47	19.08	23.00	2325
AMO B-2	61	21.17	16.00	3255
AMO B-3	51	21.31	27.83	3744
AMO B-4	51	21.45	22.78	2834

TABLA 2.2

CAMPO AMO
YACIMIENTOS BASAL TENA, M-1
RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO

YACIMIENTO	PETROLEO ORIGINAL EN EL SITIO MMBP	RESERVAS @ 2011 MMBP	FACTOR DE RECOBRO %
BASAL TENA	36.4	3.19	8.76
M-1	260.93	56.25	21.56
TOTAL	297.33	59.44	19.99

* El petroleo original en el sitio fue tomado del estudio de simulacion del yacimiento efectuado en Septiembre de 1997

TABLA 2.3

* Factor de recobro basado solamente en la produccion del Amo B-5

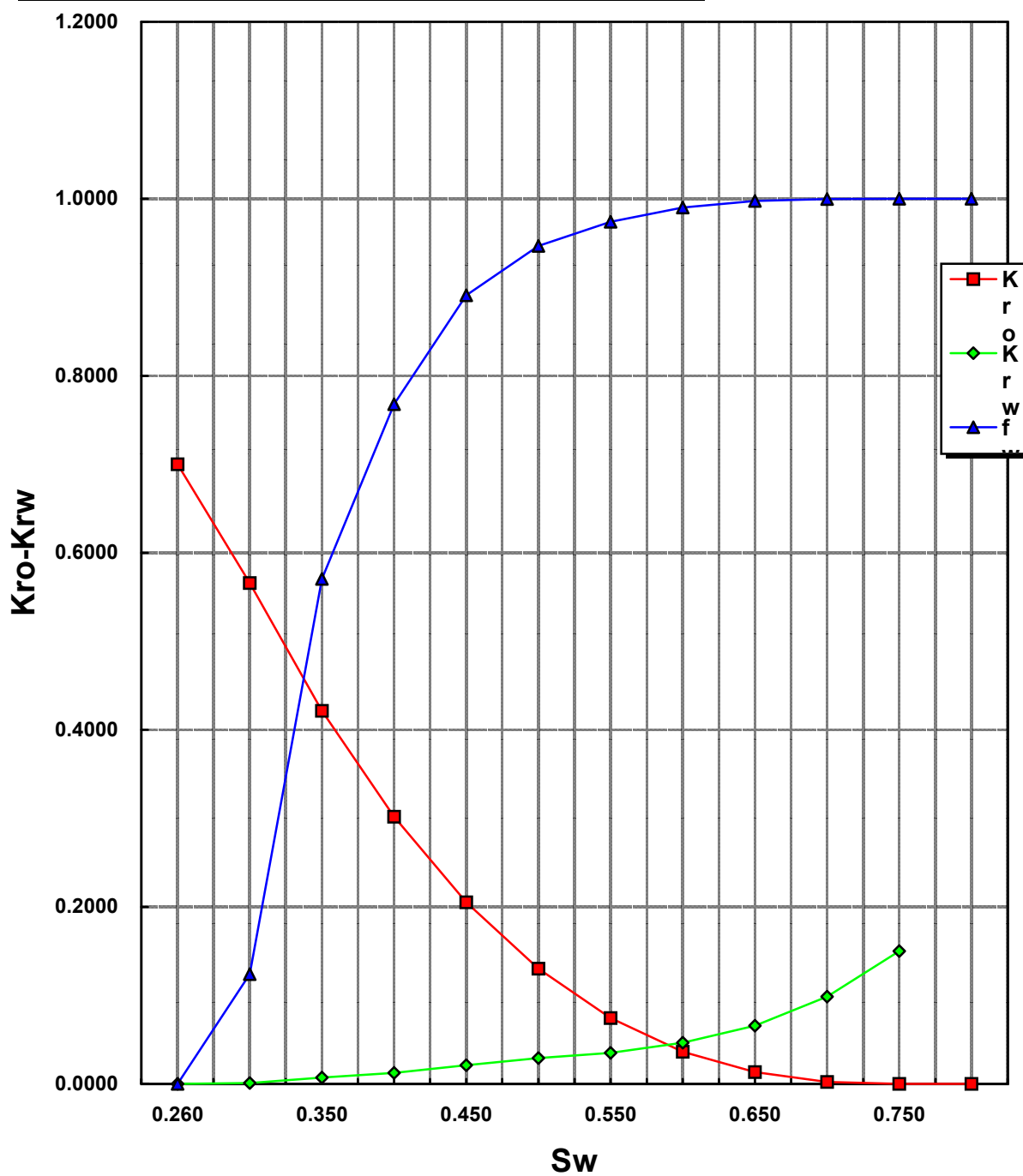
POZO AMO B-5
YACIMIENTO BASAL TENA
PERMEABILIDADES RELATIVAS

Swc	0.26		
Sor	0.25		
Kro	0.7	2.5	
Krw	0.15	3	uw/uo = 0.0125

Sw	Kro	Krw	fw
0.260	0.7000	0.0000	0.0000
0.300	0.5658	0.0010	0.1239
0.350	0.4215	0.0070	0.5706
0.400	0.3018	0.0125	0.7681
0.450	0.2053	0.0210	0.8911
0.500	0.1302	0.0290	0.9469
0.550	0.0745	0.0350	0.9741
0.600	0.0363	0.0465	0.9903
0.650	0.0132	0.0656	0.9975
0.700	0.0023	0.0986	0.9997
0.750	0.0000	0.1500	1.0000
1.000	0.0000	1.0000	1.0000

TABLA 2.4

POZO D-1, YACIMIENTO BASAL TENA
CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS



**POZO D-1
YACIMIENTO BASAL TENA
DATOS PVT**

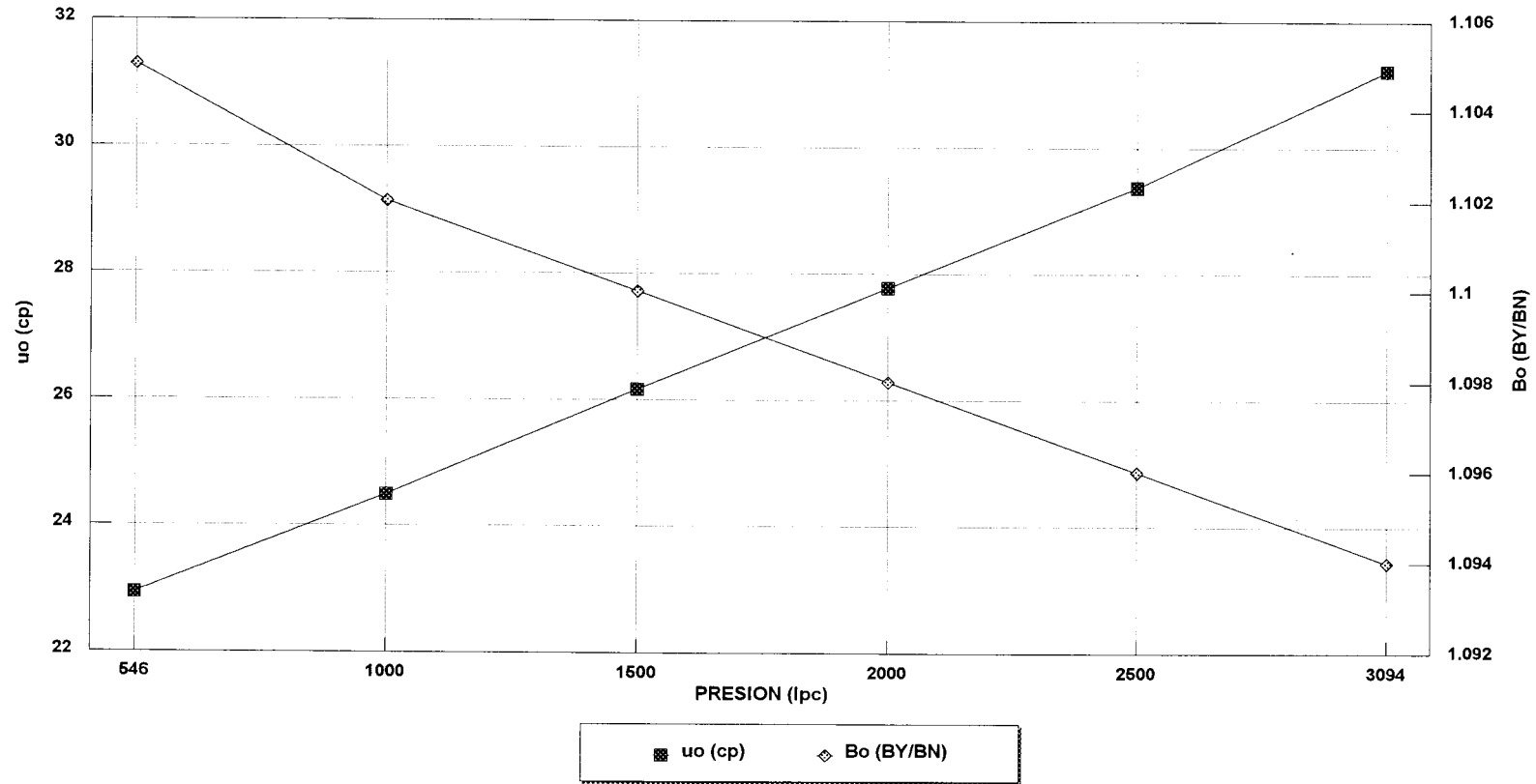
PRESION lpc	VISCOSIDAD cp	FACTOR VOLUMETRICO DE FORMACION BY/BN
546	22.93	1.105
1000	24.49	1.102
1500	26.16	1.100
2000	27.78	1.098
2500	29.37	1.096
3094	31.22	1.094

FLUIDOS DEL YACIMIENTO

PRESION DE BURBUJA lpca	API	GOR MPCN/BLS
546	17.7	78

TABLA 2.5

POZO D-1, YACIMIENTO BASAL TENA **DATOS PVT**

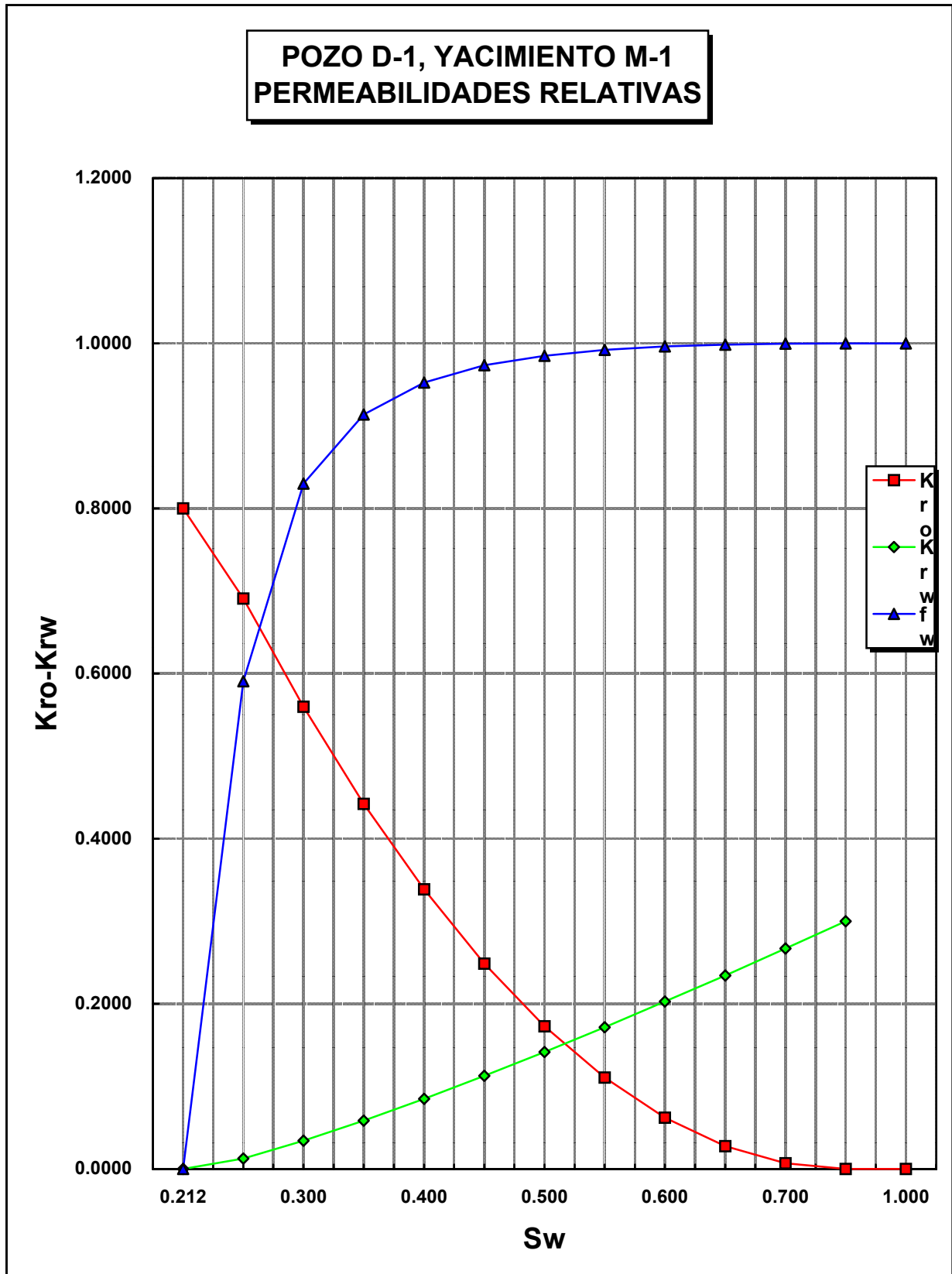


**POZO D-1
YACIMIENTO M-1
PERMEABILIDADES RELATIVAS**

Swc	0.212
Sor	0.25
Kro	0.8
Krw	0.3
uw/uo	0.0125

Sw	Kro	Krw	fw
0.212	0.8000	0.0000	0.0000
0.250	0.6910	0.0125	0.5908
0.300	0.5597	0.0342	0.8300
0.350	0.4422	0.0586	0.9138
0.400	0.3386	0.0850	0.9525
0.450	0.2488	0.1127	0.9735
0.500	0.1727	0.1417	0.9850
0.550	0.1106	0.1717	0.9920
0.600	0.0622	0.2027	0.9962
0.650	0.0276	0.2344	0.9985
0.700	0.0069	0.2669	0.9997
0.750	0.0000	0.3000	1.0000
1.000	0.0000	1.0000	1.0000

TABLA 2.6



**POZO D-1
YACIMIENTO M-1
DATOS PVT**

PRESION lpc	VISCOSIDAD cp	FACTOR VOLUMETRICO DE FORMACION BY/BN
545	47.2	1.054
1000	50.8	1.052
2000	58.8	1.050
3000	66.7	1.047
4000	74.5	1.045

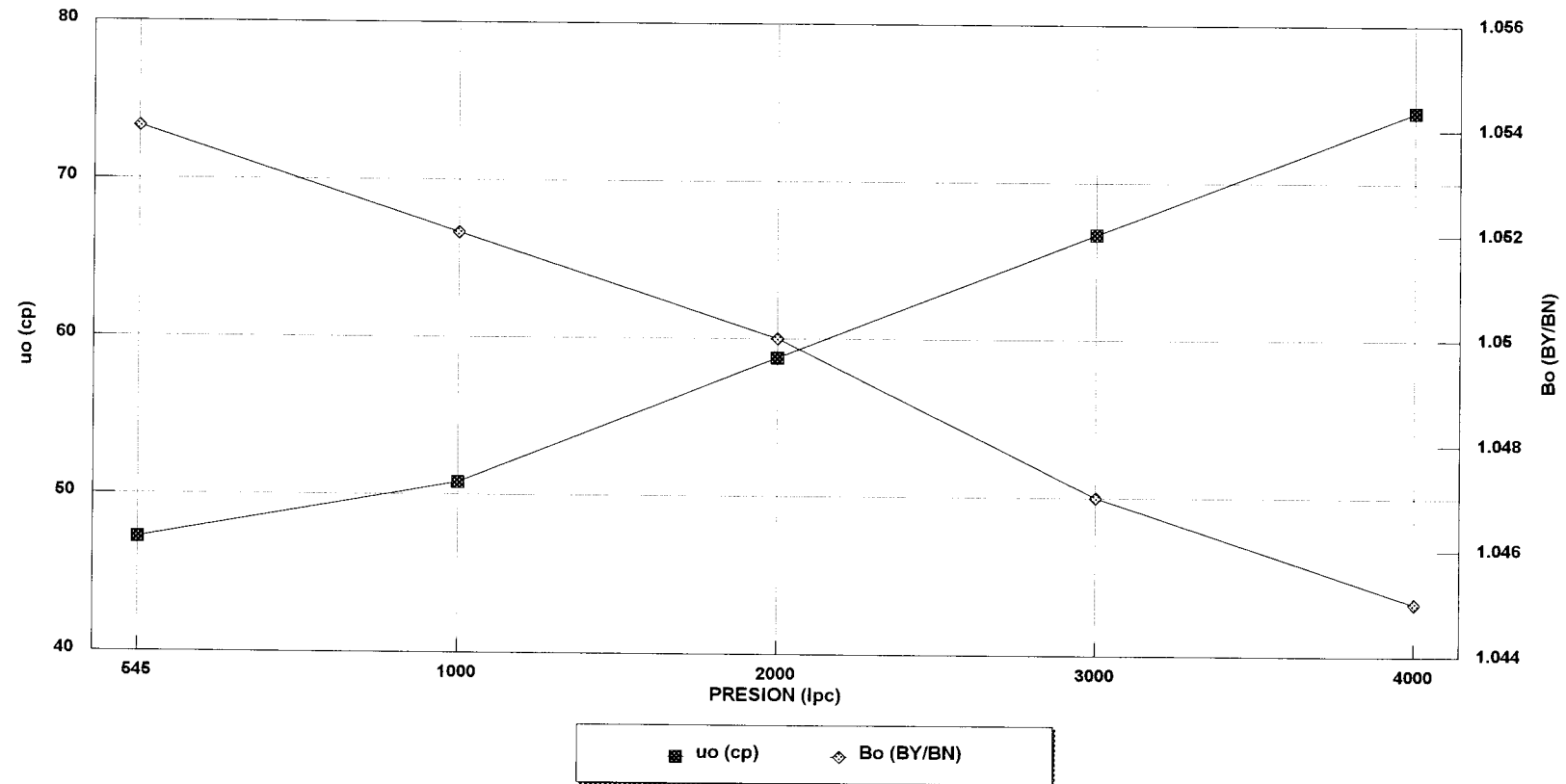
FLUIDOS DEL YACIMIENTO

PRESION DE BURBUJA lpca	API	GOR MPCN/BLS
545	17.6	54

TABLA 2.7

POZO AMO D-1, YACIMIENTO M-1

DATOS PVT



RESUMEN DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS A Y B

CAMPO	YACIMIENTO	API	u _o AP. DE YAC. CP	P BURBUJA LPC	GOR PCN/BN	BO BY/BN
AMO A	BASAL TENA	19.3	28.5	516	87	1130
	M-1	17.2	40.5	424	60	1138
AMO B	BASAL TENA	17.7	31.1	546	78	1093
	M-1	16.6	68	545	77	1086

TABLA 2.8

CAPITULO III

CAPITULO III

SISTEMAS DE COMPLETACION UTILIZANDO DOS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

3.1 ESTADO DEL POZO PREVIO A LA INSTALACION DEL EQUIPO

Los pozos del Bloque 16 y área Tivacuno, previo a la completación inicial fueron diseñados con una configuración de tubería de revestimiento (Casing) que se acoplaba a las necesidades específicas del Bloque 16.

Aunque la mayoría de los pozos perforados por YPF son de tipo direccionales, los pozos exploratorios fueron perforados verticalmente. La configuración de tubería de revestimiento usada para el pozo D-1 es la siguiente:

Primero se baja un caño guía de 20 pulgadas de diámetro, el cual tiene por objeto verticalizar la perforación, esta tubería tiene una longitud de 180 pies. el caño guía se lo cementa en su totalidad. El siguiente revestimiento en bajarse es el Revestimiento Superficial, de 13 3/8 pulgadas de diámetro, el cual se lo baja hasta los 2500 pies, esta tubería aísla las zonas superficiales para evitar la posible contaminación de acuíferos subterráneos de agua dulce. Esta tubería esta cementada hasta superficie. El siguiente es el Revestimiento Intermedio, de 9-5/8 pulgadas de diámetro y se lo baja hasta los 7000 pies, profundidad a la que se encuentra la base de la Formación Ortiguaza. este casing se lo cementa desde el fondo 2000 pies.

Para llegar a la profundidad de las zonas productivas, es decir Formación Basal Tena y Formación Napo, se perfora hasta los 9300 pies de profundidad para poder bajar la Tubería de Revestimiento de Producción. Como este “casing”, resultaría muy largo, y extremadamente caro si se lo bajara en su totalidad desde superficie hasta el fondo, debido a los problemas en la perforación se ha optimizado el diseño haciendo uso de una tubería de revestimiento especial denominado “Liner”, el cual se lo sujeta con un empacadura (Packer) especial y se lo cuelga desde el final del “casing” Intermedio de 9-5/8” hasta el fondo de la perforación. El liner es cementado en su totalidad para asegurar el correcto aislamiento entre las zonas productoras. La configuración del pozo revestido se muestra en la figura No. 3.1

Una vez completado el proceso de revestimiento, se procede a realizar los disparos de las zonas productivas y se realiza la evaluación de su respectivo potencial hidrocarburífero. Una vez hechas las perforaciones de estas zonas, el pozo se encuentra listo para la completación dual.

Es válido resaltar la importancia de un buen trabajo de cementación primario en las zonas productivas, porque una mala cementación provocaría la intercomunicación de los fluidos de ambas areniscas, lo cual restaría efectividad al proyecto, ya que como se recordará, este se concentra en la producción independiente de las dos areniscas. Al intercomunicarse las dos zonas, podría ocurrir un “cruce del flujo”, es decir, el fluido en las zonas de más alta presión (Fm, Napo M-1),

emigraría hacia zonas de baja presión (Fm. Basal Tena), invadiéndolas y ocasionando "flujo cruzado"

Por lo antes mencionado, es evidente que la buena cementación debe ser considerada en un proyecto de producción mediante completación dual. El cemento por tanto deberá tener buenas condiciones de adherencia tanto a la tubería de revestimiento como a las paredes de la formación, en todo el intervalo de producción del pozo, y en especial entre las formaciones productoras. Como una regla, se podría establecer que es necesario tener en cuenta una cementación buena de 30 pies tanto por arriba como por debajo de las arenas productivas.

En el pozo D-1 en los registros CBL, VDL (anexo C) se destaca una buena cementación en todo el intervalo productivo. Los registros muestran la buena adherencia del cemento tanto a las paredes de la formación como a las paredes de la tubería.

3.2 DISEÑO DE EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

A continuación realizaremos una breve explicación para el diseño de levantamiento artificial mediante el uso de bombas electrosumergibles.

Son nueve los pasos a seguir para la realización óptima de un diseño de bombeo electrosumergible y la elección correcta del equipo de fondo:

- **DATOS BASICOS.**- Colectar y analizar datos que serán utilizados en el diseño
- **CAPACIDAD DE PRODUCCION.**- Determinar la productividad del pozo a la profundidad de asentamiento deseada
- **CALCULOS DE GAS.**- Calcular los volúmenes de los fluidos, incluyendo el gas a las condiciones de la succión de la bomba
- **CABEZA DINAMICA TOTAL.**- Determinar la descarga de bombeo requerida
- **TIPO DE BOMBA.**- Es importante seleccionar el tipo de bomba que tendrá la más alta eficiencia para la tasa de flujo deseada.
- **TAMAÑO OPTIMO DE LOS COMPONENTES.**- Seleccionar el tamaño adecuado de la bomba, el motor, el protector y chequear las limitaciones de los componentes.
- **CABLE ELECTRICO.**- Seleccionar el correcto tipo y tamaño de cable.
- **ACCESORIOS Y EQUIPO OPCIONAL.**- Escojer el controlador del motor, transformador, cabezal, tubing y accesorios.

- SISTEMA DE VARIACION DE FRECUENCIA (VSD).- Adiciona flexibilidad al poder seleccionar la velocidad del sistema de bombeo electrosumergible.

3.3 SELECCION DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE UTILIZANDO PROGRAMAS DE COMPUTACION.

Wellflo es un programa para ordenador diseñado para la simulación del flujo ya sea en la superficie como en el interior del pozo. Con éste programa gracias a la gran versatilidad que posee permite variar las configuraciones del sistema de producción y desarrollar un sistema de bombeo adecuado a las necesidades de cada yacimiento. Wellflo realiza un análisis nodal de las presiones parciales en un sistema de flujo, desde el yacimiento petrolífero, hasta los tanques de almacenamiento.

En el anexo D, se presentan unas "corridas" haciendo uso del programa para la selección de las bombas adecuadas que serán usadas en el pozo D-1.

3.4 EQUIPOS MATERIALES Y HERRAMIENTAS REQUERIDOS PARA UNA COMPLETACION DUAL

La configuración del sistema para completacion doble es un tanto compleja. En este subcapítulo se reseñan las partes constitutivas del sistema de Completacion Dual. Los equipos de adaptación de las bombas fueron diseñados por la industria

escocesa PHOENIX PETROLEUM COMPANY, bajo el asesoramiento del creador del diseño original, el Ingeniero David Smith de YPF S.A.

Los equipos están contruidos con materiales muy resistentes, y piezas mecánicas muy exactas. Además de los equipos Phoenix, se usaron también materiales de otras compañías, tales como Halliburton, Centrlift, Baker.

Presentamos a continuación una descripción de los equipos usados para los trabajos de completación. Vale aclarar que, debido a la dificultad que se presenta en la industria petrolera para asignar los nombres a las herramientas y equipos en otro idioma, en nuestro caso el Español, se presentan los nombres de acuerdo a las funciones que realizan los mismos, pero, por razones prácticas, se utilizará el nombre que se ha dado a estas herramientas en Idioma Inglés, y cuando sea posible, se usará su traducción en Español.

BOMBAS Y MOTORES

#	1	2 MOTORES CENTRILIFT DE 330 HP SERIE 562, 1935 VOLTS, 105 AMP
#	2	1 PROTECTOR CENTRILIFT SERIE 513
#	3	1 SUCCION INTEGRAL CENTRILIFT SERIE 562
#	4	1 BOMBA CENTRILIFT KC-15000 52 ETAPAS, SERIE 562
#	5	1 BOMBA CENTRILIFT KC-15000 28 ETAPAS, SERIE 562
#	6	1 DESCARGA CENTRILIFT 3-1/2"
#	7	2 MOTORES CENTRILIFT DE 132 HP SERIE 450, 1370 VOLTS, 64 AMP
#	8	1 PROTECTOR CENTRILIFT SERIE 400
#	9	1 SUCCION INTEGRAL CENTRILIFT SERIE 400
#	10	1 BOMBA CENTRILIFT FC-1600 125 ETAPAS, SERIE 400
#	11	1 BOMBA CENTRILIFT FC-1600 125 ETAPAS, SERIE 400
#	12	1 DESCARGA CENTRILIFT DE 2-3/8

EQUIPOS ESPECIALES PHOENIX

#	1	SELLADOR PARA VTL (LOWER STINGER ASSEMBLY)
#	2	SOPORTE PARA BOMBA (PUMP SUPPORT)
#	3	HERRAMIENTA " Y " (Y TOOL)
#	4	STINGER DE TUBING (TUBING STINGER)
#	5	2 EQUIPO MULTISENORES (MULTISENSOR)
#	6	REDUCTORES (CROSS OVERS)
#	7	UNION ROTARIA (ROTARY UNION)
#	8	PENETRADOR (PENETRATOR)
#	9	ENCAPSULADOR
#	10	CIERRE DE ENCAPSULADOR (TOP POD SLEEVE)
#	11	TUBOS CORTOS (PUP JOINT)
#	13	GRAPAS (CLAMPS)
#	14	UNION DIRECTRIZ (ROTARY OFFSET UNION)
#	15	PROTECTORES PARA CABLE (CABLE PROTECTOR)
#	16	VALVULA ESTACIONARIA (STANDING VALVE)
#	17	RECEPTACULO PARA STANDING VALVE (NO-GO)

HERRAMIENTAS A SER USADAS EN COMPLETACION DUAL

#	1	CSG	7-5/8"- 26.4 #/FT	STL
#	2	TBG	5½" - 17 #/FT	LTC
#	3	TBG	4½" - 12.75 #/FT	EUE
#	4	TBG	4½" - 11.35 #/FT	STL
#	5	TBG	3½" - 9.3 #/FT	EUE
#	6	TBG	3½" - 9.2 #/FT	NV
#	7	TBG	2-7/8" - 6.85 #/FT	EUE
#	8	TBG	2-3/8"- 5.75 #/FT	BTC

EQUIPOS NECESARIOS EN EL TALADRO

HERRAMIENTAS PARA EL LOCALIZADOR DEL VTL

#	1	4½" ABRAZADERAS ECKEL CON ASENTAMIENTO DESDE 2-3/8" HASTA 4½"
#	2	4½" CUÑAS CAVINS CON ASENTAMIENTO DESDE 3/8" HASTA 4½"
#	3	3½" ELEVADOR DE TBG CON ASENTAMIENTO DESDE 2-3/8" HASTA 4½"

HERRAMIENTAS PARA EL ENCAPSULADO

#	1	ELEVADOR PHOENIX EUE DE 7-5/8" x 4½"
#	2	7-5/8" GRAPAS DE SEGURIDAD, MESA DE ADAPTACION (BUSHING/SLIP), ELEVADOR DE TUBERIA,

(PUERTA LATERAL), LLAVES HIDRAULICAS (CON UNIDAD DE PODER)

3 ELEVADOR DE TUBERIA PARA 4½"

HERRAMIENTAS PARA EL ARREGLO DE 5½" A 2-3/8"

1 ELEVADOR DE TUBERIA CON PUERTA LATERAL DE, 5½" PARA 100 TON .

2 LLAVES DE 13-3/8" CON ASENTAMIENTO DE 5½" - 7 5/8" .

3 LLAVE ROTARIA DE 42" CON ASENTAMIENTO DESDE 2-3/8" HASTA 7-5/8"

RANGOS DE TORQUE

TORQUE (LBS-PIE)	MIN	OPTIMO	MAX
2-3/8" NV 4.6 #		1440	1590
1740			
2-3/8" EUE 4.7 #		1350	1800
2250			
3½" NV 9.2 #		2930	3250
3570			
4½" NV	3020	4020	
5030			
5½" LTC 17 #	2610	3480	
4350			

7-5/8" STL

3700

4200

4800

DESCRIPCION DE LOS ACCESORIOS

EMPACADURA DE PRODUCCION HALLCO VTL.- Se caracteriza por ser versatil retirable especial que permite la introducción de un “stinger”, y sella herméticamente tanto el anular como al stinger. Esta empacadura aísla la zona productiva inferior de la superior, y permite el flujo a través del “stinger” hacia la primera bomba.

ENSAMBLE DE LA EMPACADURA VTL 7"

<i>DESCRIPCION</i>	<i>OD</i>	<i>MIN ID</i>	<i>LONGITUD</i>
EMPACADURA VTL con localizador positivo	6"	3.86"	6.3'
TUBO CORTO LTC 17 #/ft, pin x pin	5.56"	4.937"	2.0"
REDUCTOR 5½" LTC B x 4-3/4" NQS P	6.1"	4.0"	0.94"
Tapon de bomba Asentado con 3,000 lpc	5.5"	4.125"	1.10"

ENSAMBLE CONECTOR LOCALIZADOR.- Es un sistema de tubería especial que conecta el stinger y realiza un sello hermético en la empacadura VTL. El ensamble contempla tubería y accesorios tales como reducciones y neplos.

NEPLO “NO-GO”.- es una herramienta que permite asentarse la válvula estacionaria que funciona a manera de válvula "check" y permite probar la tubería que es desplazada hacia el fondo.

VALVULA ESTACIONARIA.- Conocida comúnmente como Standing Valve, es una válvula de bola para altas presiones la cual es asentada y fijada en un receptáculo unido a la sarta de completación llamado No-Go nipple. La standing valve actúa a manera de válvula "check". Esta válvula permite el flujo desde el interior del pozo hacia el interior del tubing, pero no en sentido contrario.

ENCAPSULADO.- Este es un sistema de tubería a modo de camisa formado por Tubería de Revestimiento de 7-5/8 pulgadas. Es corrido para insertar en su interior el equipo electrosumergible de fondo, el cual permitirá la producción de la arena inferior. La camisa está conectada con el Ensamble Conector, el cual se acopla en la empacadura VTL.

STINGER.- Son herramientas a manera de “agujas” diseñadas para formar un sello hermético en un receptáculo de diámetro interno de dimensiones similares al

diámetro externo del stinger, de manera que permita el paso de los fluidos solamente por la parte interna del stinger, quedando sellado el espacio anular.

GRAPAS.- También conocidas como “ clamps “, son piezas de acero muy resistente que se utilizan para sujetar las piezas individuales y realizar los acoples. existen varios tipos de clamps, de acuerdo a las piezas que deban sujetar. Es así que tenemos los MLE Clamps, que se usan para sujetar y asegurar las secciones de los equipos electrosumergibles. Los Hygrip Clamps, que son diseñados para asegurar los dos cables electrosumergibles a la tubería de producción doble (5½ pulgadas).

UNION ROTARIA.- Es una de las herramientas más importantes del diseño, ya que, permite unir acoples compensando las variaciones de longitud. Es decir, puede ser alargada o recogida, para permitir un acople de longitud deseada en el instante de unir las bombas a las otras herramientas del diseño. La Unión Rotaria o Rotary union está armada en la herramienta "Y", y permite el acople exacto de la sección paralela del diseño.

CIERRE DE ENCAPSULADO.- Conocido como Top Pod Sleeve. Permite realizar el sello en la parte superior del encapsulado. Esta herramienta posee un orificio en el cual se introducirá un Penetrator a modo de stinger, este, permite el ingreso del cable que dará potencia al motor inferior. Además, permite la comunicacion de las bombas electrosumergibles en el interior del encapsulado con la tubería exterior.

PENETRADOR.- Es una herramienta que se introduce en el Top Pod Sleeve, y permite el flujo proveniente del equipo electrosumergible en el interior del encapsulado.

REDUCTOR PHOENIX.- Esta herramienta permite desviar la tubería del eje inferior, y sirve de manera de soporte para el equipo electrosumergible superior, permitiendo el ensamble de las tuberías paralelas.

HERRAMIENTA “Y”.- Es una herramienta en forma de “Y”, de ahí su nombre. Posee en su interior un sistema de comunicaciones y sello para desviar los fluidos provenientes de los equipos sumergibles por diferentes direcciones, permitiendo de este modo la producción individual de los yacimientos. En su interior presenta una cavidad en la que se alojará un stinger conectado con una tubería de 2 3/8 pulgadas de diámetro, por la que se producirá de la zona inferior, Mientras que, por el anular que queda entre ésta tubería y el Y Tool de 5 1/2 pulgadas, el cual será sostenida por tubería del mismo diámetro se producirá de la zona productora superior.

EQUIPO MULTISENSOR.- Son instrumentos electrónicos de alta resistencia a las temperaturas, y presiones, y sirven para medir diferentes parámetros del pozo, tales como: Presión fluvente, temperatura del motor, temperatura del yacimiento, vibración del equipo, el cual va conectado a un registrador en superficie, que decodifica las señales del multisensor en códigos ASCII, y permite almacenar los datos en un computador, para luego ser analizados.

UNION DIRECTRIZ.- Llamada en inglés Rotary-Offset Union, permite alinear en un mismo eje, los equipos que se encuentran dentro del encapsulado.

REDUCTORES.- Permiten el acople de tuberías de diferentes diámetros son también conocidos como "cross overs".

TUBOS CORTOS.- O también llamados pup joints, se usan para lograr un espaciamiento correcto de la sarta de completación. En el diseño se hace uso de una gran cantidad de estos tubos, los cuales pueden ser de diferentes longitudes, de acuerdo a las necesidades requeridas.

ENCAPSULADOR.- Este consiste de un ensamble de tubería de 7 pulgadas de diámetro de una longitud un poco mayor a los equipos electrosumergibles que se usarán para producir la zona inferior, ya que en el interior del encapsulado se instalan los equipos antes mencionados, por lo que funciona a modo de un encamisado. El encapsulado es importante en el diseño, porque, tal como puede verse en los gráficos 3.4 y 3.5, este aísla el equipo electrosumergible y solo lo pone a este en comunicación con el fluido de la zona inferior.

3.4.1 DESCRIPCION DEL ENSAMBLE DE LOS EQUIPOS EN EL INTERIOR DEL POZO

El ensamble de las piezas para la completación requiere de gran paciencia y coordinación con los operadores del taladro, por lo que se aconseja hacerlo con personal y taladro de reacondicionamiento. A continuación se describe la forma de enlace de las herramientas que se usan en la completación.

Una vez preparado el pozo, tal como se indicó en la sección 3.1, se procede a bajar el VTL packer, el cual aísla la zona productora inferior. Una vez asentado y probado este, se realiza el montaje del **Ensamble Localizador**, en este se acopla el **stinger Phoenix**, un **neplo No-Go** en el cual se hace una standing valve; se arma con tubería de 4-1/2 pulgadas hasta salir del Liner. Se procede entonces a unir el ensamble anterior a la tubería de 7 5/8 de diámetro para formar el **Encapsulado** del sistema. (figura No. 3.4)

Una vez terminado el Encapsulado se lo sujeta con los Clamps especiales diseñados por Phoenix. que pueden observarse en la fotografía 11. Se procede a armar el primer equipo electrosumergible de fondo, que permitirá la producción de la zona productora inferior, en este caso la arenisca M-1. A medida que se arma el equipo, debe ser introducido en el Encapsulado. Una vez terminado el ensamble de motores y bombas se conecta la descarga de la bomba con un tubo corto al **Phoenix Rotary Offset Union**, que es la herramienta que permite realizar la unión correcta, y facilita la alineación de la tubería que sale del encapsulado, con el equipo electrosumergible instalado en el interior del mismo. Todo el ensablaje anteriormente descrito se lo cuelga del Encapsulado haciendo uso del **Top pod Sleeve**. Este

Colgador posee un orificio especialmente diseñado para introducir y empaquetar el penetrador del cable que da energía al motor dentro del encapsulado. Esta herramienta, posee un sistema de sello con rosca, de manera similar a un cabezal, y comunica, al encapsulado con el exterior. aislandolos totalmente. El top pod sleeve se muestra en la gráfica 3.4. Se procede a bajar el arreglo anteriormente descrito, haciendo uso de elevadores para tubería al inicio indicados. El sistema es mostrado en el gráfico No.3.4

Cuando el equipo anterior está armado, se procede a ensamblaje de la siguiente sección de la completación. Se realiza el empalme del cable en el **Phoenix Penetrator**, que se inserta en el Top Pod Sleeve, y realiza un sello en éste. Anterior a este paso, se debe realizar el empalme de cable plano del motor en la base inferior del cable penetrator. Seguido, se arma tubería hasta alcanzar una distancia de aproximadamente 50 pies, y se procede a conectar al soporte base de la bomba o **Pump Support**, que es una herramienta que permite la continuación del flujo proveniente del equipo inferior, y sirve además de soporte para el equipo electrosumergible superior. Se arma entonces la tubería que irá paralela al equipo electrosumergible para la producción de la zona superior, para nuestro pozo esta es la arenisca petrolífera Basal Tena. Se une primero la tubería de producción de la zona inferior, usando tubos cortos, hasta que tenga una longitud en la cual se pueda realizar el acople del equipo Centrilift superior. uniendo ambos con By pass clamp. A medida que se arma el equipo superior, se sigue armando la tubería paralela con tubos

cortos hasta que quede asentado todo el equipo en el Soporte Phoenix. y asido a la tubería paralela.(Fig No. 3.3).

Todo el procedimiento de ensamble anterior debe ser hecho con extremada precaución para evitar dañar los cables que proporcionarán poder a los motores de las bombas.

Al terminar las operaciones anteriores, continúa la etapa más esperada de la operación, esto es, realizar la unión de las dos tuberías en el “**Y Tool**” Phoenix. El Y Tool posee una **Rotary Union** o unión rotaria que permite el perfecto empate de ambas tuberías paralelas, compensando un posible desbalance de longitudes, entre el equipo electrosumergible superior y la tubería paralela, por tanto, la unión paralela es exacta. El equipo armado se detalla en la figura No. 3.3

El Y Tool se baja en el pozo con tubería de 5 1/2 pulgadas de diámetro y standing valve para probar tubería, hasta lograr que el ensamble localizador penetre y realice el sello hermético en packer VTL lo que se comprueba al verificar los ingresos de los 6 sellos del stinger en la empacadura cuando se observa la "caida de peso" en el indicador de peso del taladro. Se procede entonces a retirar el standig valve con una unidad de cable de acero más conocida como wire line. Al finalizar la operación, se procede a bajar un tubing de 2 3/8 pulgadas de diámetro (con una standing valve, para realizar una prueba de la tubería) por el interior del tubing de 5 1/2” . El tubing pequeño se baja con un **Phoenix Tubing Stinger** que se acopla en el Y Tool para

aislar y permitir el flujo de la zona productiva superior por el interior de esta tubería, mientras que el fluido de la zona inferior lo hará por el espacio anular que queda entre los dos tubings de producción. (fig No. 3.2).

El tubing de 5½ pulgadas es colgado de la parte B del Cabezal Dual de producción y el tubing de 2 ¾ pulgadas es colgado con un colgador especial de la tubería de 5½ pulgadas.. Una vez asentados los colgadores se procede a retirar la standing valve de la tubería de 2 ¾, se acopla la sección C del cabezal se realiza una prueba de presión del mismo con 5000 lpc, y se instalan los sistemas de control automático del pozo.

La completación final total de fondo se lo puede apreciar en el diagrama No.3.6.

3.5 PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PARA COMPLETACION DUAL

El procedimiento empieza por realizar un resumen de los parámetros, datos del reservorio y el estado del pozo previo al trabajo de completación. según esto, tenemos la siguiente información del pozo D-1

POZO D-1

Profundidad Total (TD) 9,350 ft MD;

Casing Intermedio	9 ⁵ / ₈ ", 47 lbs, S-95 asentado
@7,397 pies MD	
Liner de Producción	7", 26 lbs, S-95 set @
9,316pies MD	
Tope del Liner	6,862 pies.
Maxima desviación	Pozo Vertical
PTLV	Tapón @ 7,675 pies.
Arreglo de Tubería	4½", 12.75 lbs, N-80 EUE
8rd	

DATOS DE YACIMIENTO Y COMPLETACION

Yacimiento	M-1 (Abierto)
Basal Tena (Cementacion forzada)	
Intervalos de Punzamiento	7,644' - 7,674' (30 pies)
	7,596' - 7,608' (12
pies)	
Mitad de perforaciones	7,659 pies.
	7,602 pies.
PFF @ mitad Perforaciones	3,256 lpc
	3,216 lpc.

3.5.1 TRABAJOS DEL TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO

A continuacion se reliza un programa para trabajos de *Completación Dual* que deberá realizar el taladro de reacondicionamiento en el área del Bloque 16. Como el Pozo D-1 al momento de realizar los trabajos, ya se encontraba perforado y completado con una completación común que había fallado por desperfectos de la bomba, se reliza el siguiente programa, teniendo en cuenta estos antecedentes.

- 1.- Apagar la alimentacion eléctrica del pozo en el panel de control
2. Asegurarse que no exista poder eléctrico en la caja de unión al tomacorriente del pozo, y desconectar ésta.
3. Retirar las líneas de control y sensores del cabezal.
- 4 Mover el taladro de workover a la locación, inspeccionar el tanque de lodo asegurandose de que esté limpio. Llenar los tanques con agua de producción @ 8.5

ppg - 30 NTU, si las características no son satisfactorias, utilizar Kcl, y agua de rio filtrada. Previo a esto, remover el árbol de navidad, asegurarse con el supervisor de la locación que el pozo está muerto. Si esto no ocurre, circular agua de matado en reversa (tbg/csg) hasta que el pozo esté controlado.

5. Armar líneas para bombeo, y realizar una prueba de presión del tubing con 2500 lpcg. Lanzar barra para romper pin de la Bleeder Valve y circular el pozo.

6. Instalar válvula de control de presión (BPV) en el colgador del tubing y retirar el árbol de navidad. Armar BOP de 11" x 3000 lpc con Blind Rams y Pipe Rams de 4 1/2 ". Instalar el preventor anular usando tapón de prueba, probar los Rams, el multiple y válvulas asociadas con 300 lpc de baja y 2100 lpc de alta. Probar el preventor anular 300 lpc de baja y 1500 lpc de alta.

7. Ingresar al colgador con una junta de 3½" , EUE-8rd, y halar el colgador del tubing para sacarlo atravez del BOP. Sacar la tubería de 4½" . Asegurarse llenar el pozo con fluido de completación (Tbg. de 4½" de 12.75#/ft. desplaza un volumen de 1.5 bbls/10 juntas, junto con el cable del equipo existente en el pozo). A medida que el

cable salga a superficie, corte las bandas y descartelas, teniendo en cuenta el evitar que éstas caigan en el pozo. Cubrir el hoyo cuando se realice la operaciónn de corte de bandas y protectores.

8. Continuamente inspeccionar el cable para comprobar daños en el mismo. Observar si existe corrosión. Colocar un lazo para identificar las partes con daño para hacer más fácil la reparación del mismo. Inspeccionar además la tubería, buscando indicios de corrosión o presencia de escala o asfaltinas en el cuerpo de la tubería.

9. Cuando la extensión que une al cable con el motor salga a superficie, corte el cable a +/- 10 pies del piso del taladro. Si las Bombas son muy largas, separar una o más partes del arreglo para hacer el corte de la conección al motor .

10. Todas las bombas, protectores, motores, del equipo que salen deben ser revisados por un técnico especialista y constatar los daños del equipo. Una vez que todo el equipo esté afuera, cubrir el hoyo de la rotaria, e instalar pipe rams de 3½" y cerrar las blind

rams para evitar que algún objeto caiga accidentalmente en el pozo.

11. Armar una broca de 6-1/8" con raspadores de 7" acoplados a 1000 pies de tubing de 3½" , más raspadores de 9 5/8" . Correrlos en el pozo con tubería de 3½" hasta PBTD y circular agua de producción proveniente del proceso para limpiar el pozo. Sacar el ensamble ingresado.

12. Bajar al pozo canasta de 7" - 26# con retenedor de cemento CIBP @ 7,675' asentar con cable de acero en el tope @ 7673'

13. Bajar al pozo un tapón recuperable RBP Dowell con tubing de 3½ pulgadas y asentar en 7500' sobre las perforaciones de basal tena y probar con 2000 lpc. Remover la sección " B" del cabezal Vetco y reemplazarlo con una sección " B" de FMC. Recuperar RBP y sacar.

14. Armar cañones TCP de 12 disparos por pie (spf) en tubería de 3½" y prepararse para perforar Basal Tena en los intervalos de 7596' a 7608'. Se arma dichos cañones en el siguiente orden:

4½" cañones de TCP	12.00	pies
Espaciador de Seguridad	10.00	pies
Adaptador de Cañones	0.45	pies
Cabeza de disparo	4.80	pies
Una junta de 2 ⁷ / ₈ " Tubing	31.20	pies
CCSV Válvula de Producción	3.00	pies
Una junta de 2 ⁷ / ₈ " Tubing	31.00	pies
Packer Positest 7"	6.82	pies
Reduccion 3½" IF x 2 ⁷ / ₈ " EUE	1.00	pies
Junta de Seguridad	1 .72	pies
Dos juntas de 3½" DP	62.00	pies
Reducción de 3½" IFx 3½" EUE	1.00	pies
Dos juntas de 3½" EUE	62.00	pies
Marcador radiactivo	1.00	pies
Tubing de 3½" hasta superficie		

Todos los componentes para el cañoneo deben estar en la locacion pervio al trabajo. La distancia desde los cañones hasta el marcador radiactivo (RA tag) debe ser medida y grabada. Localizar los cañones en el intervalo lo más cerrado posible. Llenar el tubing con fluido hasta obtener un desbalance de presión de 600 lpc. con respecto a la presión del yacimienmto en la mitad de las perforaciones, 7602 pies se tiene 3216 lpc. Como resultado de lo anterior, los primeros 5917 pies de tubería deben ser llenados con fluido de completación de 8.5 lpg.

15. Bajar los cañones con herramienta de Gamma Ray de $1\frac{11}{16}$ " y CCL, y correlacionar con los registros de Cementación CBL-VDL-GR-CCL. Asentar el packer positest y probar el anular con 1000 lpc. Correlacionar los intervalos, disparar la zona.
16. Verificar el soplo del pozo por 30 minutos. Cerrar el Hydrill y reversar $1\frac{1}{2}$ veces la capacidad del tubing, analizando el fluido de retorno. Sacar los cañones.
17. Formar herramienta de pesca para RBP en tubing de $3\frac{1}{2}$ " y retirar RBP asentado en 7620'. Armar unidad de wireline con canastas. Inspeccionar el lubricador para cerciorarse de que no existan liqueos, entrar en el pozo y confirmar la profundidad de los disparos de la formación M-1, y sacar las herramientas.
18. Armar Empacadura Halliburton VTL PKR con el resorte ensamblado. Correr la herramienta con GR y CCL, para correlacionar con registros CBL-VDL-GR-CCL. Asentar el packer con wireline en los 6,728' de profundidad, y sacar herramientas.
19. Armar packer Baker R3 y bajarlo con tubing de $3\frac{1}{2}$ ". Asentar el packer 4 pies por encima del VTL PKR y realizar prueba del VTL con 2000 lpc. Desasentar R3 PKR y sacar herramienta.
20. Armar extensión pescante del sello de VTL PKR y bajarla con tubería de $3\frac{1}{2}$ " junto con standig valve, probando la tubería con 2000 lpc cada 2000 pies.

Correlacionar con tally. Circular para lavar sólidos y bajar lentamente al entrar en profundidad del packer. Pescar el sello de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y robar con 2000 lpc y sacar herramientas.

21. Revisar y chequear los sensores multiples (Multi-Sensor) para calibrar los los módulos, chequear las conecciones de los cables a fin de evitar posibles problemas de calibración cuando se instalen. Claramente marque el ESP cable.

22. Armar el transductor Phoenix Multi-Sensor en la parte inferior del ensamble del equipo de fondo junto con el tapón de la base del motor.

El transductor debe estar alineado con la descarga de la bomba.

23. Colocar el Ensamble Localizador de VTL Sello en 3½" EUE y arme con tubos cortos de 2 pies y No-Go de 3½ x 2.75" con Standing Valve mas 8 pies de tubos cortos 3½" EUE más 40 pies de 4½" de juntas

24. Correr en el pozo en 4½" STL x 4½" EUE tubing. Asegurarse que la longitud espaciada, asi como la parte baja del ensmlaje ESP localizará el Multi-Sensor a 6,600 pies..

Armar el ensamble inferior Encapsulado y acoplar a 4½" EUE tbg. Usar levantador suministrado por Phoenix para armar 7-5/8" ST-L casing (POD). Usar elevador de 4½". El torque para tubería de 4½" se recomienda abajo.

Minimo	Optimo	Máximo
pie-lbs	pie-lbs	pie-lbs
3,700	4,200	4,800

25. Instalar collar de seguridad de 7-5/8" en la junta una vez removido el elevador de fondo.

26. Continuar armando el Encapsulado a medida que se baja en el pozo, probar arreglo con 2,000 lpc. Montar unidad de "Slickline" y retirar el Std valve de 2.75".

32. Armar Top Sleeve usando los Clamp de levantamiento Phoenix y arme el Encapsulado

34. Ensamblar el motor inferior con Multi-Sensor y tapón base para motor, asegurando con los Phoenix MLE clamps..

35. Armar la linea de descarga de presión de 1/4" al multi-sensor y probar de acuerdo a los procedimientos Phoenix. Correr en el pozo y chequear el correcto funcionamiento del transductor multi-sensor.

37. Armar el motor superior . Remover los clamps de levantamiento del tandem inferior y correr en el pozo con guia de BES.

38. Colocar la sección de sello del equipo electrosumergible Centrilift sobre el arreglo de motores.
39. Remover los clamps para construir el ensamblaje inferior de las bombas.
42. Armar Phoenix MLE Clamp en la parte inferior del sello. Los clampMLE debe ser posicionado de manera que permita el paso del cable atravez de la línea sujetadora del clamp.
43. Correr el equipo electrosumergible en el interior del encapsulado. usando guía para BES por medio de los MLE clamps de levantamiento.
44. Armar la bomba Centrilift 89 Etapas GC-8200 usando los MLE clamps y la guía Phoenix
45. Armar la bomba Centrilift GC-8200 de 89 Etapas y el resto del equipo electrosumergible usando los MLE clamps y la guia Phoenix.
46. Armar en ensamble superior del Encapsulado (con la cabeza de descarga sujeta a esta) en elevadores de 4½" EUE.
47. Construir el cabezal de descarga de la bomba . El lado de la Unión rotaria debe estar a 80° del clamp del cable. Remover el clamp de levantamiento de bomba.

48. Fijar el sello superior a través de la parte superior del encapsulado y del adaptador del Penetrator.
49. Asegurar el RMS Penetrador en el RMS Adaptador con los collares y asegurarse fijar el anillo y probar presión a través de los sellos según las instrucciones de los técnicos de RMS.
50. Realizar el empate de los cables.
51. Inspeccione el funcionamiento del multi-sensor mediante el pigtail superior.
52. Retirar del pozo , armar MLE clamp en la cabeza de descarga.
53. Instalar MLE y línea de presión de descarga de 1/4" en el clip de cable
54. Remover guía de BES del Top Sleeve del encapsulado.
55. Lentamente bajar en el pozo hasta que el ensamble superior del encapsulado encaje en el Top Sleeve. Levantar fuera del anillo hasta testificar el correcto sello en el top sleeve
56. Armar el anillo exterior en el top sleeve con aproximadamente 3,000 ft-lbs de torque, e insertaren el encapsulado.

57. Correr en el pozo, asentando en cuñas de 4½". vigilar la operación del Multi-sensor .
58. Realizar el empate de los cables hacia el conector
59. Chequear las lecturas de salida del Multi-sensor.
60. Armar las primeras juntas de 4½" EUE tbg y Armar el tope del encapsulado..
61. Ingresar en el hoyo con tubing de 4½" EUE, asegurandose de que todas las juntas se encuentren bien enroscadas. La longitud del Tubing debe espaciarse hasta que el ensamble del equipo electrosomergible superior tenga el multi-sensor suficientemente arriba de las correspondientes perforaciones de producción., de manera que permita el paso del fluido por la BES.
62. Instalar clamps HYGRIP para cable debajo las uniones de las juntas.
63. Armar reductores NV de soporte 4½" EUE x 3½"
64. Armar by- pass NV 3½" de tubing, Anote e ingrese las correctas longitudes en el pozo según el esquema. Recordar que es absolutamente necesario correr en el orden correcto las diferentes longitudes de los tubing del by-pass. Todos los tubing del by-pass deben ser conejados.

65. Armar el motor superior Centrilift serie 450 con el Multisensor fijado en éste.
66. Fijar el multi-sensor en la base. Asegúrese que la orientación del multi-sensor esté en línea desde el MLE del motor hacia el tope de la cabeza de descarga de presión de 1/4". La línea desde el multi-sensor se correrá mediante el sujetador del cable sobre los clamps en el by-pass por el lado opuesto desde el cable de poder del equipo de producción inferior ensamblado en el encapsulado.
67. Acople el sensor en el soporte de la bomba , Armar línea de presión de descarga al multi-sensor. Realizar prueba de presión de la línea con 3,000 lpc.
68. Correr en el pozo el ansamble utilizando los clamps de seguridad Phoenix.
69. Chequee el correcto funcionamiento del multi-sensor a través del motor.
70. Armar los clamps en el by-pass instalar el cable y la línea de presión de descarga con lso clamps, usando torque en los clips de 55 ft-lbs.
71. Corra en el hoyo con clamps de by pass en el cuello del motor.
 - Asegúrese que la orientación esté correcta al realizar el ensamble de la línea de presión de descarga de 1/4" hacia el Cruce Doble superior (Herramienta Y)

- Los cables eléctricos deberán estar orientados según el arreglo de la línea que cruza los soportes de los cables, existentes en el Y Tool.
- Los cables planos no deben pasar del ensamble del Y Tool, usar cuña ranurada para los mismos.

72. Continúe ingresando el ensamble en el pozo sujetando el quipo por los cuellos en el by pass con los clamps para ESP, (asegúrese de que las longitudes de la tubería del By pass esté de acuerdo con el programa de completación), instalar MLE, cable del equipo inferior, y línea de presión de descarga multi-sensor según los procedimientos de Phoenix.

73. Acoplar la línea de presión de descarga de 1/4" en el Y Tool.

74. Chequear los dos multisensores verificando el correcto funcionamiento de ambos según los procedimientos de Phoenix.

75. Continuar bajando el ensamble en el pozo recordando verificar el funcionamiento del cable y del multisensor cada hora.

76. Instalar HYGRIP clamps según los procedimientos de su instalación. Usar torque de 90 ft-lbs. Continuar ingresando al pozo hasta tener una junta de distancia al VTL packer, Asentar con cuña de 5½".

77. Montar unidad de slickline e introduzca en el pozo una standing valve de 4.125". asiente el standing valve en el Y Tool localizado justo sobre el cruce de flujo del Y Tool. Probar presión en el tubing de 5½" con 3,000 lpc.
78. Retire el standing valve de 4.125", y desmonte la unidad de slickline.
79. Introduzca tubind de 5½" hasta que la extensión de sello del Ensamble Localizador encaje en el VTL packer. ajuste según la recomendación de Halliburton.
80. Asentar según recomendaciones de FMC el colgador de 5½" con conectores QCI Dual Penetrador y dos tubos capilares para inyección de químicos. Asentar la válvula de control de retorno de presión (BPV) 5 H Back Pressure Valve, desarmar - 3M BOP. armar sacción B-2 del cabezal 3M FMC de 7-1/16" . armar 7-1/16" - 3M BOP. Retirar 5 H Back Pressure Valve.
81. Armar el ensamble del Tubing Stinger para el receptáculo de 2-3/8", con el standing valve de 1.687" instalado en el neplo No Go.
- .
82. Chequee los empaques para encontrar evidencia de daño, instalar 3 empaques cada 1/8" en los tornillos en el ensamble del stinger.
83. Armar reducciones de 2-3/8" EUE pin x 2-3/8" Buttress box dentro del stinger. acoplar y correr en el pozo 2 juntas de 2-3/8" buttress tubing y probar con

1,000 lpc para confirmar la integridad del standing valve. retire las 2 juntas de 2-3/8" tbg .

84. Introduzca en el pozo tubing de 3/8" buttress tbg, hasta que el stinger penetre y selle en el receptáculo del Y Tool.

85. Espaciar el tubing de 2-3/8" cuidando de no tener un cuello afuera.

86. Realizar prueba de presión en el tubing de 2-3/8" contra el standing valve de 1.687" para confirmar la integridad de la presión en el sello del Tubing Stinger de 2-3/8".

87. Alivie la presión y monte la unidad de slickline para pescar el standing valve 1.687". Introduzca en el pozo y saque el standing valve. Desmonte la unidad de slickline

88. Armar el colgador del tubing de 2-3/8" y asiente sobre el borde de 7-1/16" - 3M . colocar BPV. desarmar 7-1/16" - 3M BOP. Armar el árbol dual.

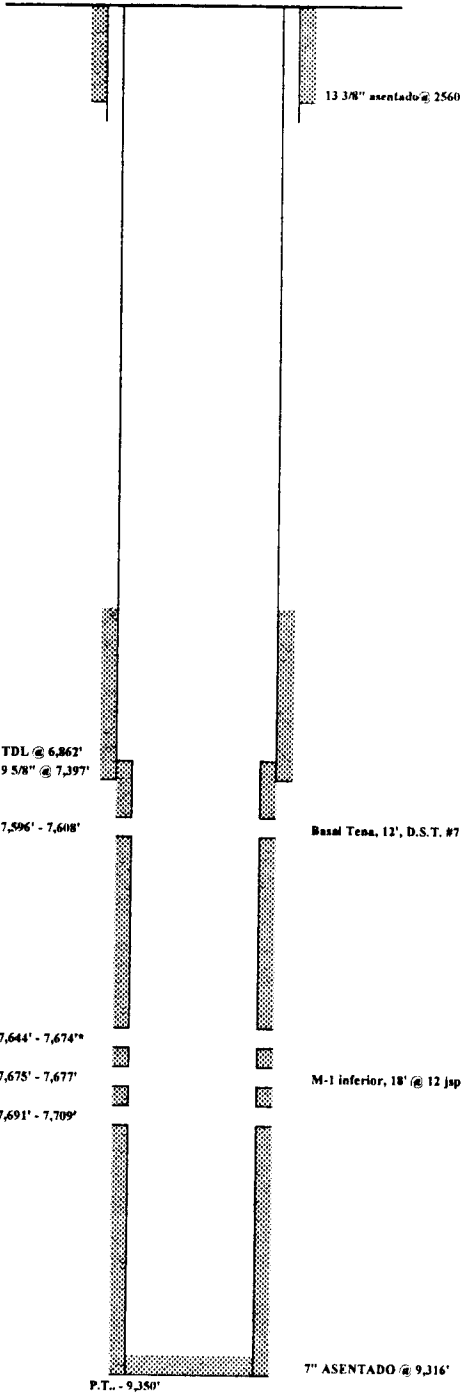
89. Desmontar el taladro de reacondicionamiento.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
POZO D-1

Revestimiento inicial del pozo

Datum permanente
Elevacion 768 pies
Elevacion B.H.: 768 pies
Original MR: 20 pies

6.58" DISEÑO DEL CASING	
6" 7,397' - 476' N-80; B.H.	
I.D.	8.681"
Estallido	6870 lpc



7" DISEÑO DEL CASING	
8.862" 9,316' - 366' N-80; B.H.	
I.D.	6.276"
Drift	6.151"
Estallido	7240 lpc
Colapso	5,410 lpc

Figura # 3.1

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
COMPLETACION DUAL CON BOMBA ELECTRISUMERGIBLE

POZO D-1

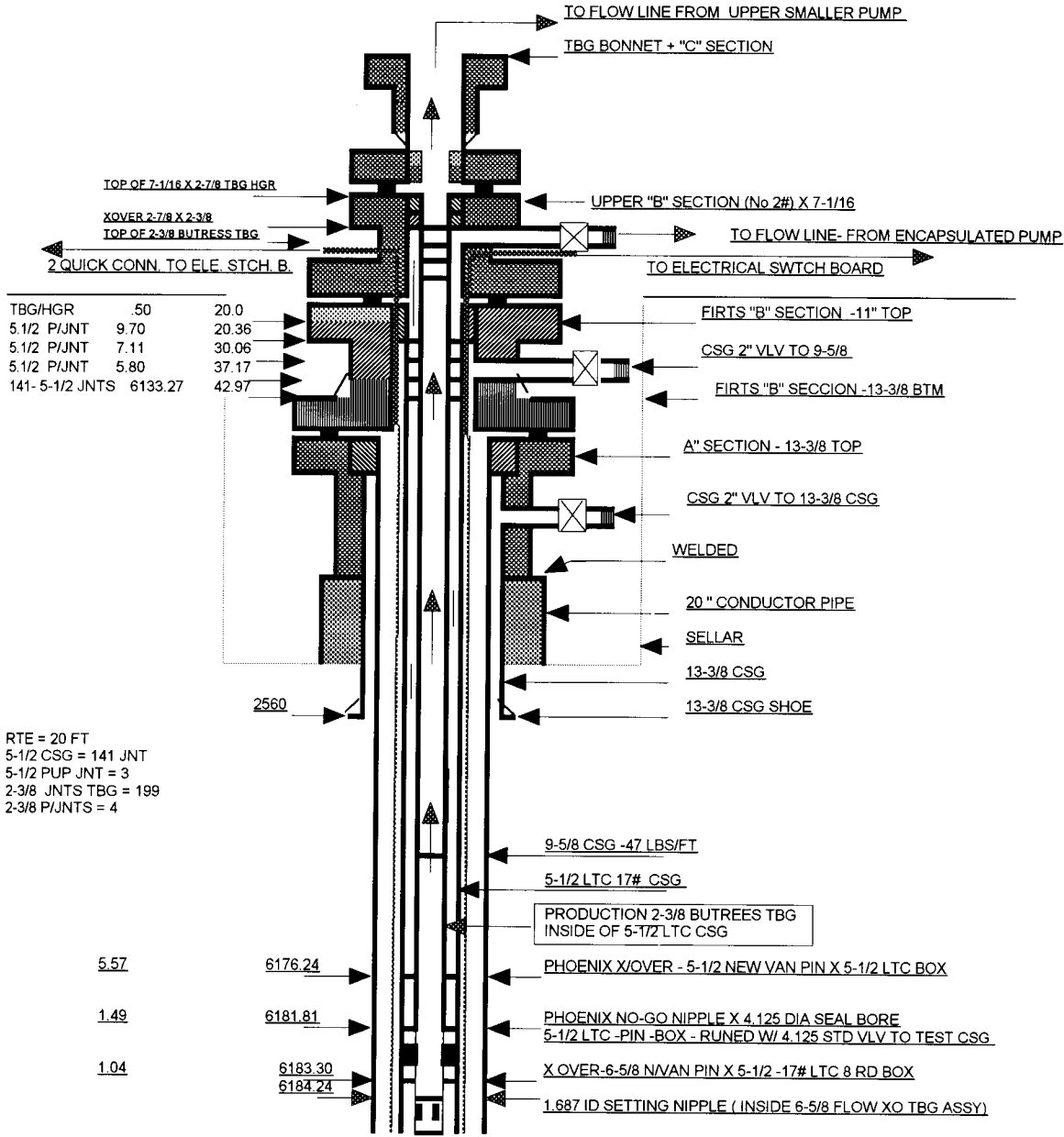


FIGURA 3.2

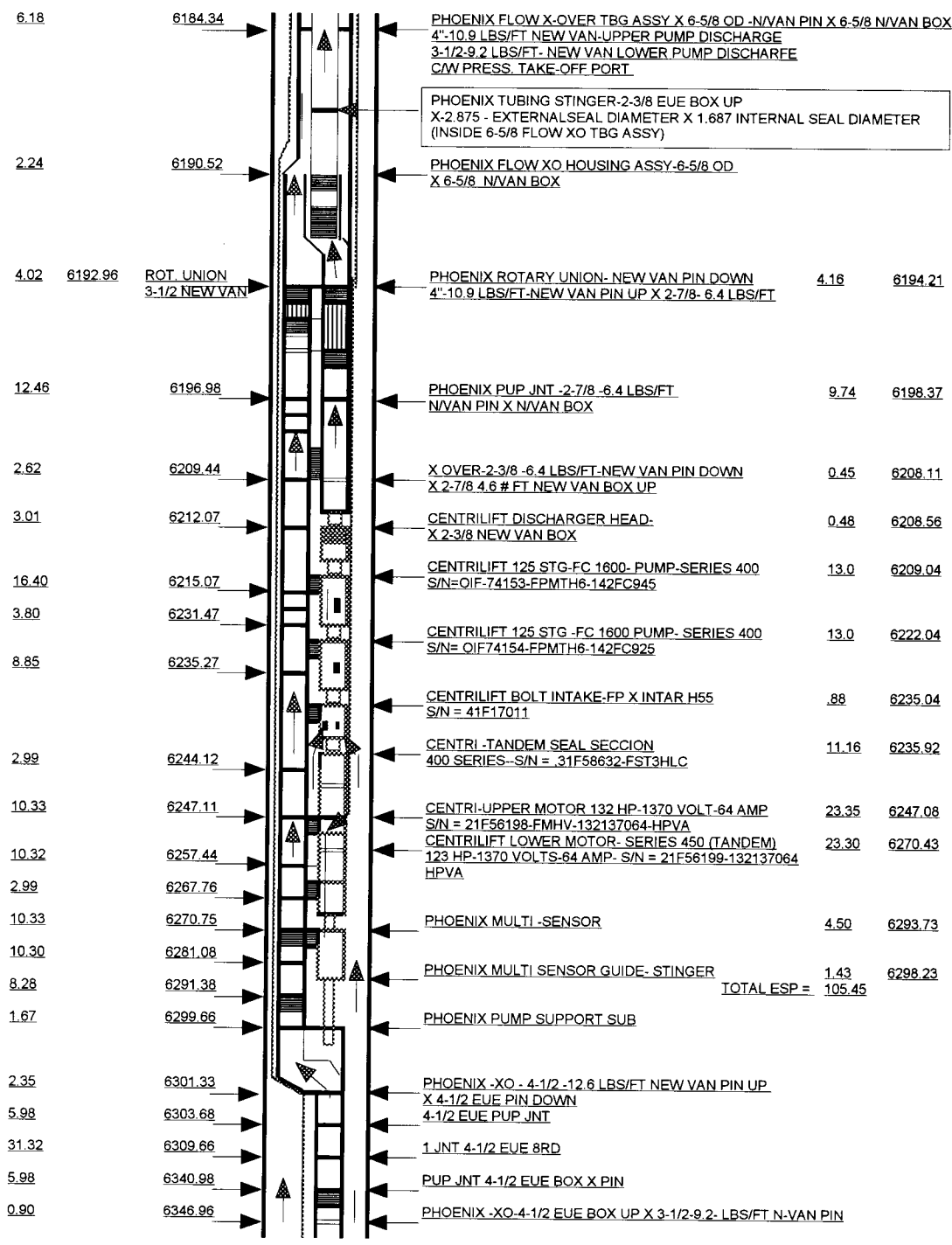


FIGURA 3.2

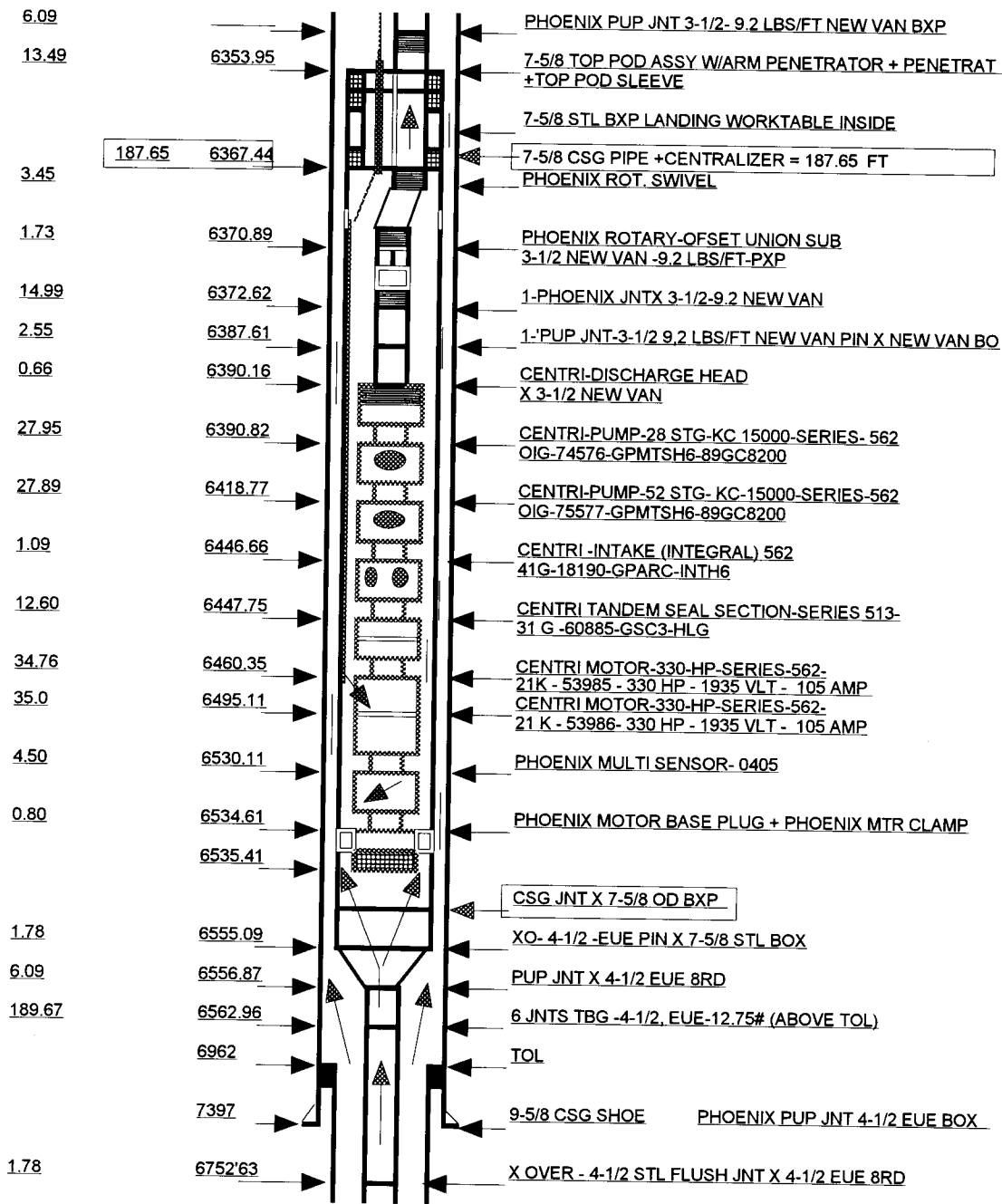


FIGURA 3.3

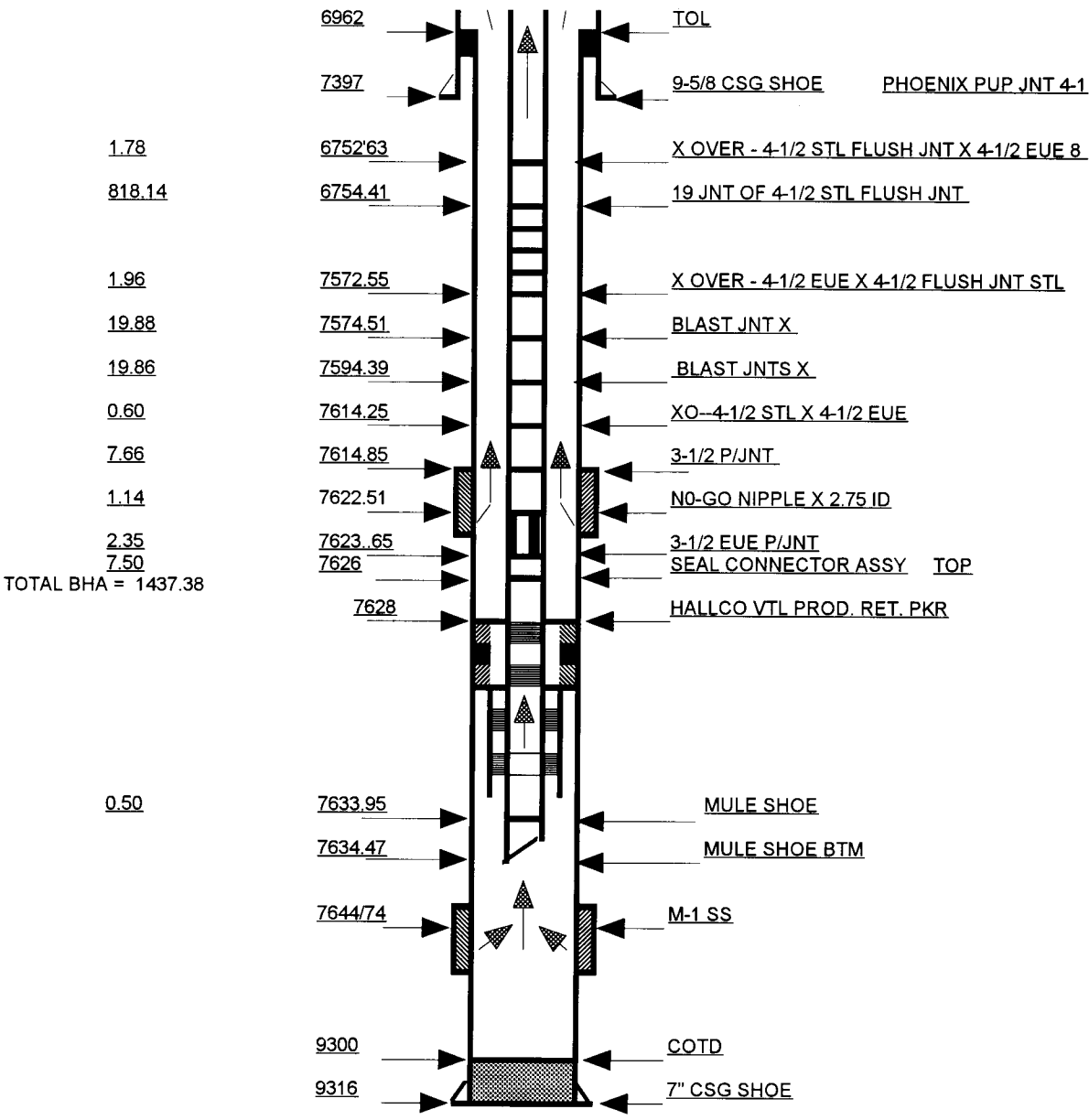
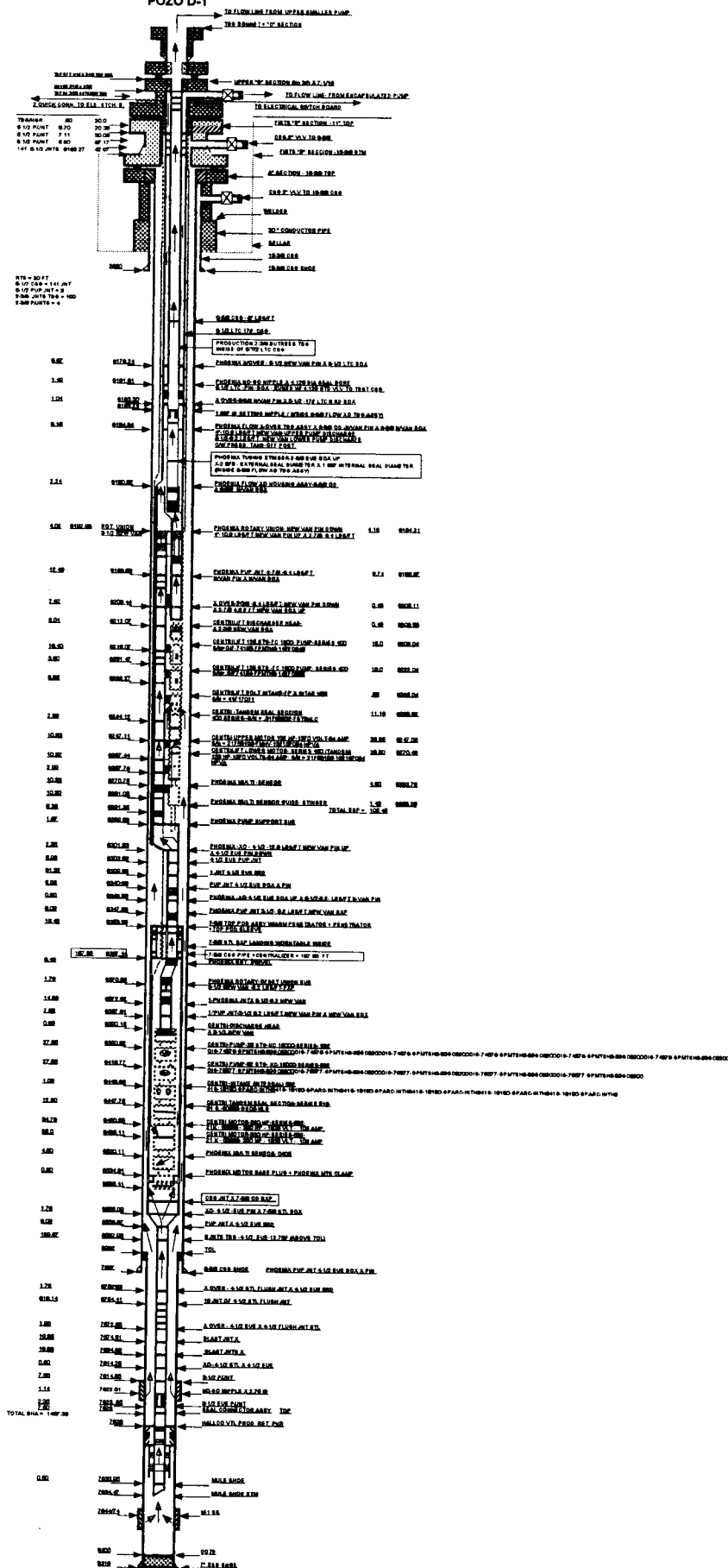


FIGURA 3.4

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
COMPLETACION DUAL CON BOMBA ELECTRISUMERGIBLE

POZO D-1

CAPITULO IV

CAPITULO IV

EVALUACION DE RESULTADOS PARA COMPLETACION DUAL

4.1 PROCEDIMIENTO PARA PRUEBAS DE PRODUCCION

Para evaluar los resultados de un trabajo de completacion o de reacondicionamiento, es necesario realizar pruebas sistemáticas de producción del pozo, de una manera programada y con un procedimiento preestablecido, para lograr la mejor información posible que podamos tener del yacimiento. Se presenta en este subcapítulo, un programa de pruebas de producción del pozo D-1 de completación doble una vez que los trabajos de instalación de la completación han sido terminados. Se tiene entonces, un mecanismo para evaluar la eficiencia de este nuevo método de completación.

PROGRAMA PARA LA PRUEBA DE PRODUCCION CON VARIADOR DE FRECUENCIA (VSD) PARA LOS YACIMIENTOS BASAL TENA Y M-1

El objetivo es realizar la prueba con VSD (variador de frecuencia) para calcular la Relacion del Comportamiento de Afluencia (IPR por sus siglas en inglés) de los yacimientos Basal Tena y M-1.

1. Instalar una unidad VSD en el pozo D-1 para efectuar la prueba de producción al Yacimiento Basal Tena a diferentes frecuencias.
2. Registrar el primer dato de presión leído de los paneles de superficie de los multisensor para los yacimientos Basal Tena y M-1 antes de arrancar las bombas para conocer las presiones estáticas de ambos yacimientos.
3. Iniciar la producción la bomba del yacimiento M-1 desde el panel central con 60 Hz de frecuencia. La tasa estimada de fluido esperada es ± 11500 BFPD (sin choque) y realizar una prueba de producción por espacio de 6 horas.
4. Arrancar a producción el segundo equipo de fondo desde la unidad VSD para producir del yacimiento Basal Tena con 45 Hz. de frecuencia y limpiar del fluido de completación por dos días. Si el pozo no fluye, incrementar la frecuencia a 50 Hz.
5. Si después de dos días de producción el pozo continua produciendo agua (de Basal Tena), tomar una muestra de agua y enviarla al laboratorio para que le realicen un análisis de salinidad con el objetivo de estimar el origen del agua producida.

6. Si el pozo muestra condiciones estables iniciar la prueba de producción a la misma frecuencia por 8 horas; registrar los datos de producción del medidor del separador de prueba cada hora así como la presión de fondo. Realizar análisis de BS&W cada 3 horas. Si el BS&W es alto, enviar una muestra de fluido al laboratorio para que le realicen un análisis completo (gravedad API, BS&W, salinidad, etc.).
7. Cuando la presión de fondo y el corte de agua se hayan estabilizado, incrementar la frecuencia en 5 Hz. y realizar la prueba de producción por 8 horas o hasta que la presión de fondo se estabilice, y entonces, incrementar la frecuencia en 5 Hz hasta que se alcance una frecuencia de 60Hz. No cambiar de frecuencia hasta que la estabilización de la presión de fondo se haya obtenido.
8. Para cada frecuencia, registrar los datos de producción del separador de prueba cada hora. Realizar un análisis de BS&W cada 3 horas. Revisar y reportar si se observa producción de arena.
9. Cuando se alcancen los 60 Hz de frecuencia si una prueba de restauración de presión (build-up) para el yacimiento Basal Tena es necesario, estabilizar las

condiciones de flujo por 12 horas @ 60 Hz. y realizar el cierre del pozo por 24 hrs. aproximadamente.

NOTA

1. Si 8 horas no son suficientes para alcanzar la estabilización de la producción, de la presión de fondo o del corte de agua, la duración de la prueba podría extender.
2. Tomar algunos niveles de fluidos durante la prueba usando el Echometer para validar las lecturas de presión.
3. En el proceso de limpieza, el daño es usualmente removido por el fluido de producción. Si no se obtienen datos confiables del análisis de caída de presión (drawdown), una prueba de restauración de presión podría ser considerado para confirmar el valor de daño obtenido del análisis de drawdown.
4. La producción de arena (si la hay) se la registrara para cada frecuencia. Si es cero, registrar cero.
5. Las lecturas de presión serán registradas utilizando el Panel de Superficie del Multisensor para un futuro análisis. La frecuencia de tiempo para el registro de presiones puede ser de dos minutos.

4.1.1 PRUEBAS DE PRODUCCION Y RESULTADOS

RESULTADO DE LA PRUEBA DE PRODUCCION CON VARIADOR DE FRECUENCIA

YACIMIENTO BASAL TENA

DATOS DEL POZO

Campo:	Amo
Pozo:	D-1
Fecha:	28-31 de Julio, 1997
Yacimiento:	Basal Tena
Tipo de bomba:	FC - 1600 / 284 etapas / 164 HP
Profundidad del multisensor:	6298' PM/PVV
Perforaciones:	7596' - 7608' PM/PVV
Mitad de perforaciones:	7602' PM/PVV
Gradiente del yacimiento:	0.4184 lpc/pie (BS&W=16%, API=17.7°)
Presión hidrostática:	546 lpc (del multisensor a la mitad de perforaciones).
Presión inicial del yacimiento:	3216 lpc @ mitad de perforaciones (2670 lpc @ profundidad del multisensor).

PARAMETROS DEL YACIMIENTO

Porosidad:	17.0 %
Zona de pago:	12 pies
Saturación inicial de agua:	28.9 %
Permeabilidad:	4659 mD (de registros)

PARAMETROS DEL FLUIDO

Del pozo Amo 5 (Yacimiento Basal Tena)

Gravedad API:	17.7° API
Viscosidad del petróleo:	31.1 cp
Factor volumétrico :	1.093 by/bn
Compresibilidad total:	9.0E-6 lpc-1
Presión de burbuja:	546 lpc
Relación gas - petróleo:	78 pcn/bn

DESCRIPCION DE LA PRUEBA

	Frecuencia:	50 Hz
Tasa de fluido:		630 bfpd

Tasa de petróleo:	498 bppd
Tasa de agua:	132 bapd
Corte de agua promedio:	21.0 %
Presión de fondo:	1070 lpc a la profundidad multisensor (1616 lpc a la mitad de perforaciones).
Indice de Productividad:	0.39 bnfpd/lpc

Frecuencia: 55 Hz

Tasa de fluido:	640 bfpd
Tasa de petróleo	538 bppd
Tasa de agua:	102 bapd
Corte de agua promedio:	16.0 %
Presión de fondo:	960 lpc a la profundidad multisensor (1506 lpc a la mitad de perforaciones).
Indice de Productividad:	0.37 bnfpd/lpc

Frecuencia: 60 Hz

Tasa de fluido:	790 bfpd
Tasa de petróleo:	664 bppd
Tasa de agua:	126 bapd
Corte de agua promedio:	16.0 %

Presión de fondo:	860 lpc @ profundidad multisensor (1406 lpc @ mitad de perforaciones).
Índice de productividad:	0.43 bnfpd/lpc

ANÁLISIS DE RESULTADOS

1. La presión inicial del yacimiento es 3216 lpc en la mitad de perforaciones (2670 lpc para la profundidad del multisensor).

El índice de productividad promedio obtenido de la prueba de producción es 0.43 bnfpd/lpc .

No se tiene producción de arena.

2. No se observó depletación en este pozo.

Una futura prueba de restauración de presión será necesaria para obtener los parámetros del yacimiento.

YACIMIENTO M-1

DATOS DEL POZO

Campo:	Amo
Pozo:	D-1
Fecha:	28-31 de Julio, 1997
Yacimiento:	M-1
Tipo de bomba:	GC - 8200 / 178 etapas / 660 HP
Profundidad del multisensor:	6534' PM/PVV
Perforaciones:	7644' - 7674' PM/PVV
Mitad de perforaciones:	7659' PM/PVV
Gradiente del yacimiento:	0.4333 lpc/pie (BS&W=88%, API=16.6°)
Presión hidrostática:	487 lpc (del multisensor a la mitad de perforaciones).
Presión inicial del yacimiento:	3256 lpc a la mitad de perforaciones (2769 lpc a la profundidad del multisensor).

PARAMETROS DEL YACIMIENTO

Porosidad:	20.8 %
Zona de pago:	41 pies

Saturación inicial de agua:	17.9 %
Permeabilidad:	2780 mD (de registros)

PARAMETROS DEL FLUIDO

Gravedad API:	16.6° API
Viscosidad del petróleo:	68.0 cp
Factor volumétrico:	1.086 by/bn
Compresibilidad total:	8.8E-6 lpc-1
Presión de burbuja:	545 lpc
Relación gas - petróleo:	77 pcn/bn

DESCRIPCION DE LA PRUEBA

	Frecuencia: 60 Hz (Unica)
Tasa de fluido:	9300 bfpd
Tasa de petróleo:	1116 bppd
Tasa de agua:	8184 bapd
Corte de agua promedio:	88.0 %
Presión de fondo:	1800 lpc @ profundidad multisensor (2287 lpc @ mitad de perforaciones)

Indice de productividad: 9.38 bnfpd/lpc

ANALISIS DE RESULTADOS

1. La presión inicial del yacimiento es 3256 lpc @ mitad de perforaciones (2769 psi @ profundidad multisensor).
2. El índice de Productividad promedio obtenido de la prueba de producción fue 9.38 bnfpd/lpc.
3. No se observa producción de arena.
4. No se observa depletación en este pozo.

4.2 EVALUACION ECONOMICA

Para realizar una correcta evaluacion económica se ha recopilado toda la información proveniente de las pruebas de producción realizadas para las dos areniscas. La información son presentadas en las siguientes tablas, y la información se usará para realizar los pronósticos de producción y caracterización de los yacimientos.

4.2.1 PRONOSTICO DE PRODUCCION

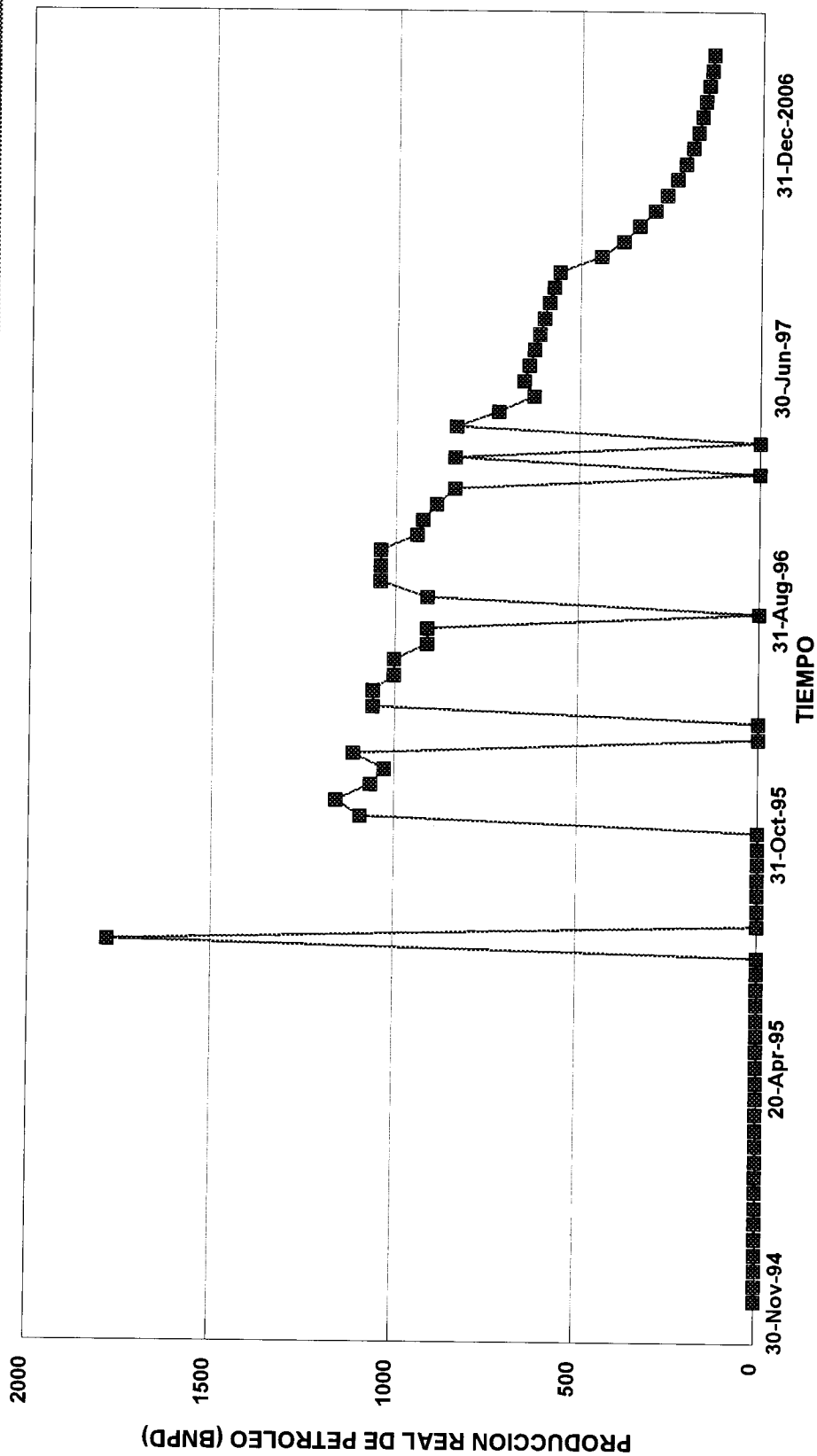
Todas las tablas a continuación muestran los pronósticos del comportamiento de los yacimientos productores del pozo D-1. los pronósticos han sido llevados hasta el año 2011.

CAMPO AMO YACIMIENTO BASAL TENA PRODUCCION REAL DE PETROLEO

FECHA	BNPD
30-Nov-94	0
03-Dec-94	0
04-Dec-94	0
31-Dec-94	0
30-Jan-95	0
31-Jan-95	0
02-Feb-95	0
04-Feb-95	0
05-Feb-95	0
09-Feb-95	0
25-Feb-95	0
28-Feb-95	0
03-Mar-95	0
31-Mar-95	0
01-Apr-95	0
20-Apr-95	0
24-Apr-95	0
27-Apr-95	0
30-Apr-95	0
31-May-95	0
30-Jun-95	0
31-Jul-95	0
17-Aug-95	0
31-Aug-95	1783
27-Sep-95	0
29-Sep-95	0
30-Sep-95	0
07-Oct-95	0
18-Oct-95	0
20-Oct-95	0
31-Oct-95	0
30-Nov-95	1094
31-Dec-95	1161
31-Jan-96	1066
28-Feb-96	1029
31-Mar-96	1113

05-Apr-96	0
30-Apr-96	0
31-May-96	1061
30-Jun-96	1061
29-Jul-96	1003
31-Jul-96	1003
11-Aug-96	913
20-Aug-96	913
29-Aug-96	0
31-Aug-96	913
02-Sep-96	1042
05-Sep-96	1042
30-Sep-96	1042
31-Oct-96	943
30-Nov-96	928
31-Dec-96	890
07-Jan-97	840
14-Jan-97	0
31-Jan-97	840
04-Feb-97	0
28-Feb-97	838
31-Mar-97	722
30-Apr-97	626
31-May-97	654
30-Jun-97	640
31-Jul-97	626
31-Aug-97	612
30-Sep-97	599
31-Oct-97	586
30-Nov-97	573
31-Dec-97	558
31-Dec-98	444
31-Dec-99	384
31-Dec-2000	341
31-Dec-2001	297
31-Dec-2002	264
31-Dec-2003	236
31-Dec-2004	213
31-Dec-2005	193
31-Dec-2006	179
31-Dec-2007	168
31-Dec-2008	159
31-Dec-2009	150
31-Dec-2010	142
31-Dec-2011	137

POZO D-1, YACIMIENTO BASAL TENA
PRODUCCION REAL DE PETROLEO

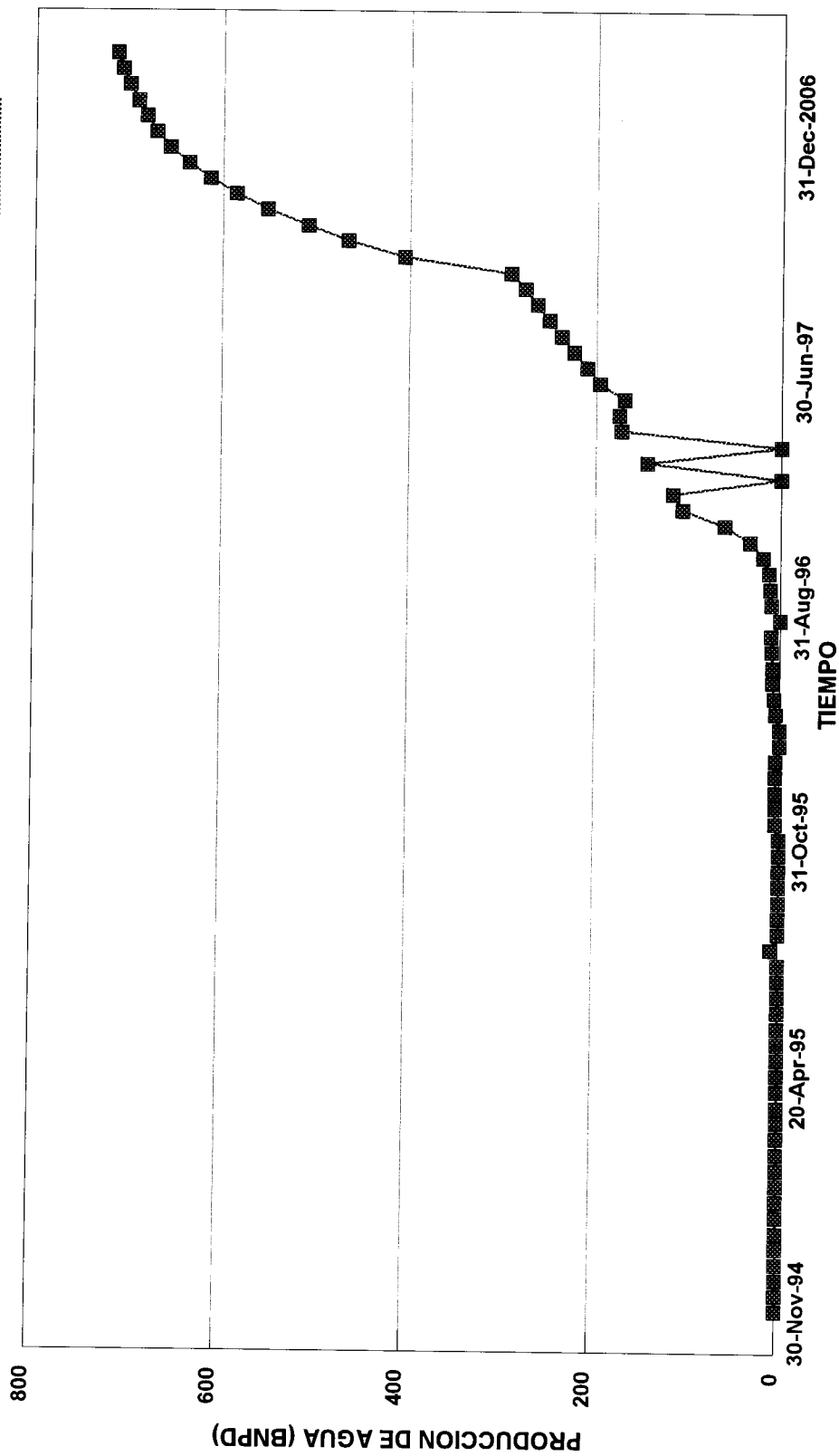


CAMPO AMO, POZO D-1
YACIMIENTO BASAL TENA
PRODUCCION DE AGUA

FECHA	BNPD
30-Nov-94	0
03-Dec-94	0
04-Dec-94	0
31-Dec-94	0
30-Jan-95	0
31-Jan-95	0
02-Feb-95	0
04-Feb-95	0
05-Feb-95	0
09-Feb-95	0
25-Feb-95	0
28-Feb-95	0
03-Mar-95	0
31-Mar-95	0
01-Apr-95	0
20-Apr-95	0
24-Apr-95	0
27-Apr-95	0
30-Apr-95	0
31-May-95	0
30-Jun-95	0
31-Jul-95	0
17-Aug-95	0
31-Aug-95	8
27-Sep-95	0
29-Sep-95	0
30-Sep-95	0
07-Oct-95	0
18-Oct-95	0
20-Oct-95	0
31-Oct-95	0
30-Nov-95	4
31-Dec-95	4
31-Jan-96	4
28-Feb-96	4
31-Mar-96	4
05-Apr-96	0

30-Apr-96	0
31-May-96	4
30-Jun-96	6
29-Jul-96	8
31-Jul-96	8
11-Aug-96	9
20-Aug-96	10
29-Aug-96	0
31-Aug-96	10
02-Sep-96	11
05-Sep-96	12
30-Sep-96	19
31-Oct-96	33
30-Nov-96	61
31-Dec-96	107
07-Jan-97	117
14-Jan-97	0
31-Jan-97	145
04-Feb-97	0
28-Feb-97	173
31-Mar-97	175
30-Apr-97	170
31-May-97	196
30-Jun-97	210
31-Jul-97	224
31-Aug-97	238
30-Sep-97	251
31-Oct-97	264
30-Nov-97	277
31-Dec-97	292
31-Dec-98	406
31-Dec-99	466
31-Dec-2000	509
31-Dec-2001	553
31-Dec-2002	586
31-Dec-2003	614
31-Dec-2004	637
31-Dec-2005	657
31-Dec-2006	671
31-Dec-2007	682
31-Dec-2008	691
31-Dec-2009	700
31-Dec-2010	708
31-Dec-2011	713

POZO D-1, YACIMIENTO BASAL TENA
PRODUCCION DE AGUA

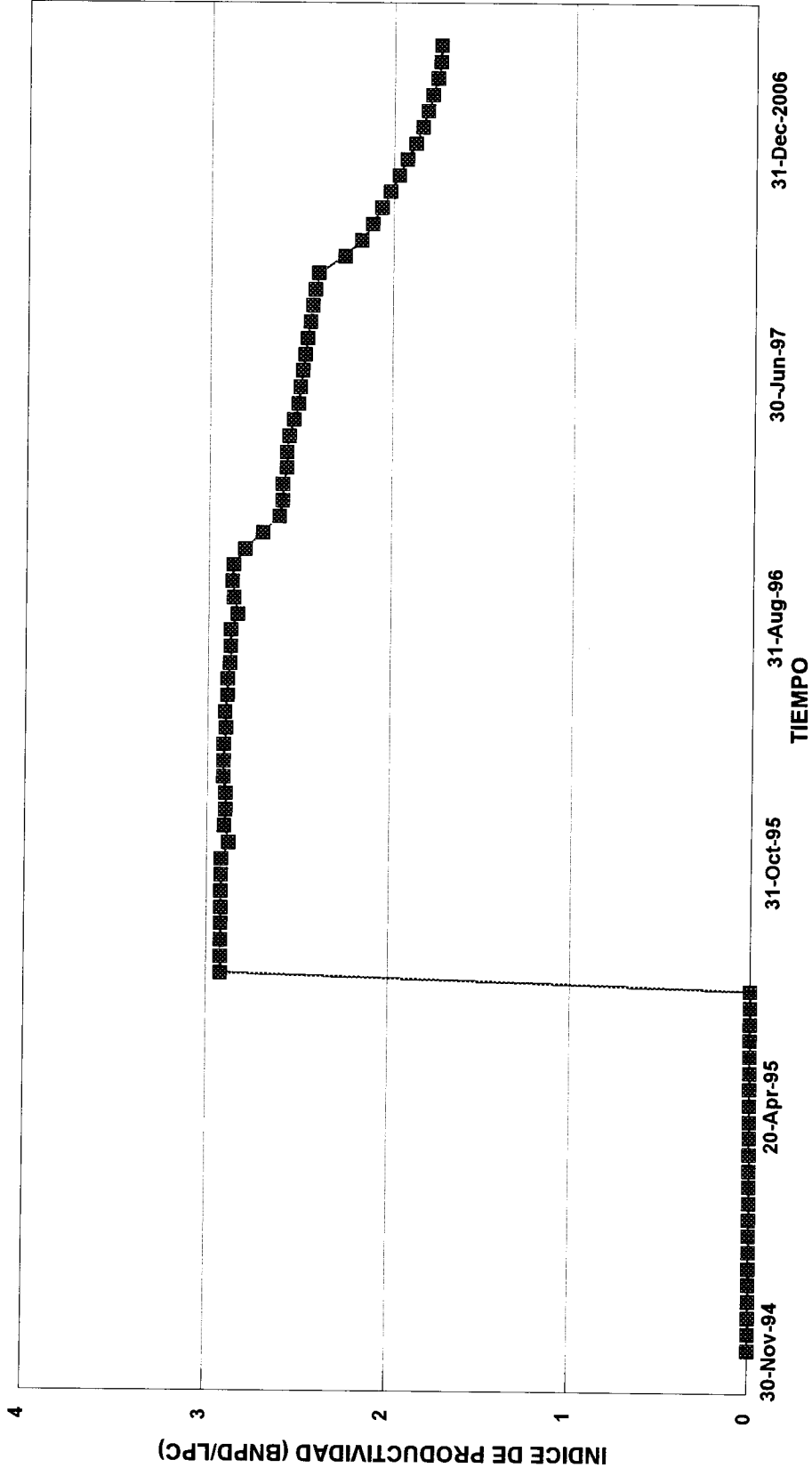


CAMPO AMO, POZO D-1
YACIMIENTO BASAL TENA
INDICE DE PRODUCTIVIDAD

FECHA	BNPD/LPC
30-Nov-94	0
03-Dec-94	0
04-Dec-94	0
31-Dec-94	0
30-Jan-95	0
31-Jan-95	0
02-Feb-95	0
04-Feb-95	0
05-Feb-95	0
09-Feb-95	0
25-Feb-95	0
28-Feb-95	0
03-Mar-95	0
31-Mar-95	0
01-Apr-95	0
20-Apr-95	0
24-Apr-95	0
27-Apr-95	0
30-Apr-95	0
31-May-95	0
30-Jun-95	0
31-Jul-95	0
17-Aug-95	0.00
31-Aug-95	2.92
27-Sep-95	2.92
29-Sep-95	2.92
30-Sep-95	2.92
07-Oct-95	2.92
18-Oct-95	2.92
20-Oct-95	2.92
31-Oct-95	2.92
30-Nov-95	2.88
31-Dec-95	2.91
31-Jan-96	2.90
28-Feb-96	2.90
31-Mar-96	2.91

05-Apr-96	2.91
30-Apr-96	2.91
31-May-96	2.90
30-Jun-96	2.91
29-Jul-96	2.90
31-Jul-96	2.89
11-Aug-96	2.88
20-Aug-96	2.88
29-Aug-96	2.88
31-Aug-96	2.84
02-Sep-96	2.86
05-Sep-96	2.87
30-Sep-96	2.87
31-Oct-96	2.80
30-Nov-96	2.71
31-Dec-96	2.62
07-Jan-97	2.60
14-Jan-97	2.60
31-Jan-97	2.58
04-Feb-97	2.58
28-Feb-97	2.57
31-Mar-97	2.54
30-Apr-97	2.52
31-May-97	2.51
30-Jun-97	2.50
31-Jul-97	2.48
31-Aug-97	2.47
30-Sep-97	2.46
31-Oct-97	2.44
30-Nov-97	2.43
31-Dec-97	2.41
31-Dec-98	2.27
31-Dec-99	2.18
31-Dec-2000	2.12
31-Dec-2001	2.07
31-Dec-2002	2.02
31-Dec-2003	1.97
31-Dec-2004	1.93
31-Dec-2005	1.88
31-Dec-2006	1.84
31-Dec-2007	1.82
31-Dec-2008	1.79
31-Dec-2009	1.76
31-Dec-2010	1.75
31-Dec-2011	1.75

POZO D-1, YACIMIENTO BASAL TENA
INDICE DE PRODUCTIVIDAD

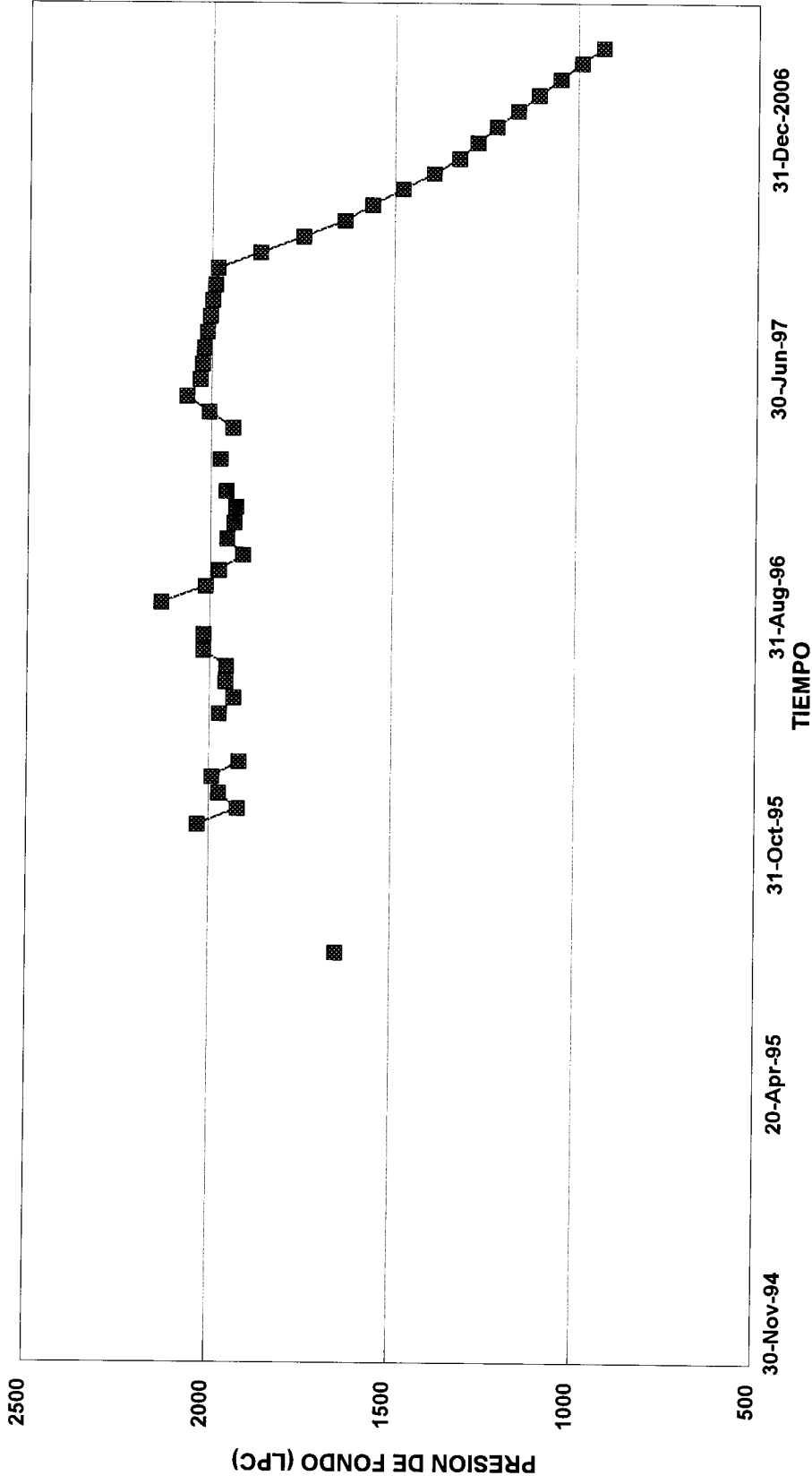


CAMPO AMO, POZO D-1
YACIMIENTO BASAL TENA
PRESION DE FONDO

FECHA	BNPD/LPC
30-Nov-94	0
03-Dec-94	0
04-Dec-94	0
31-Dec-94	0
30-Jan-95	0
31-Jan-95	0
02-Feb-95	0
04-Feb-95	0
05-Feb-95	0
09-Feb-95	0
25-Feb-95	0
28-Feb-95	0
03-Mar-95	0
31-Mar-95	0
01-Apr-95	0
20-Apr-95	0
24-Apr-95	0
27-Apr-95	0
30-Apr-95	0
31-May-95	0
30-Jun-95	0
31-Jul-95	0
17-Aug-95	0
31-Aug-95	1650
27-Sep-95	0
29-Sep-95	0
30-Sep-95	0
07-Oct-95	0
18-Oct-95	0
20-Oct-95	0
31-Oct-95	0
30-Nov-95	2031
31-Dec-95	1922
31-Jan-96	1974
28-Feb-96	1992
31-Mar-96	1918
05-Apr-96	0

30-Apr-96	0
31-May-96	1973
30-Jun-96	1934
29-Jul-96	1956
31-Jul-96	1955
11-Aug-96	2017
20-Aug-96	2017
29-Aug-96	0
31-Aug-96	2133
02-Sep-96	2012
05-Sep-96	1976
30-Sep-96	1910
31-Oct-96	1954
30-Nov-96	1935
31-Dec-96	1931
07-Jan-97	1958
14-Jan-97	0
31-Jan-97	1975
04-Feb-97	0
28-Feb-97	1940
31-Mar-97	2006
30-Apr-97	2068
31-May-97	2032
30-Jun-97	2025
31-Jul-97	2020
31-Aug-97	2013
30-Sep-97	2005
31-Oct-97	1998
30-Nov-97	1990
31-Dec-97	1984
31-Dec-98	1868
31-Dec-99	1751
31-Dec-2000	1638
31-Dec-2001	1561
31-Dec-2002	1478
31-Dec-2003	1393
31-Dec-2004	1325
31-Dec-2005	1275
31-Dec-2006	1222
31-Dec-2007	1165
31-Dec-2008	1108
31-Dec-2009	1049
31-Dec-2010	990
31-Dec-2011	931

POZO D-1, YACIMIENTO BASAL TENA
PRESION DE FONDO



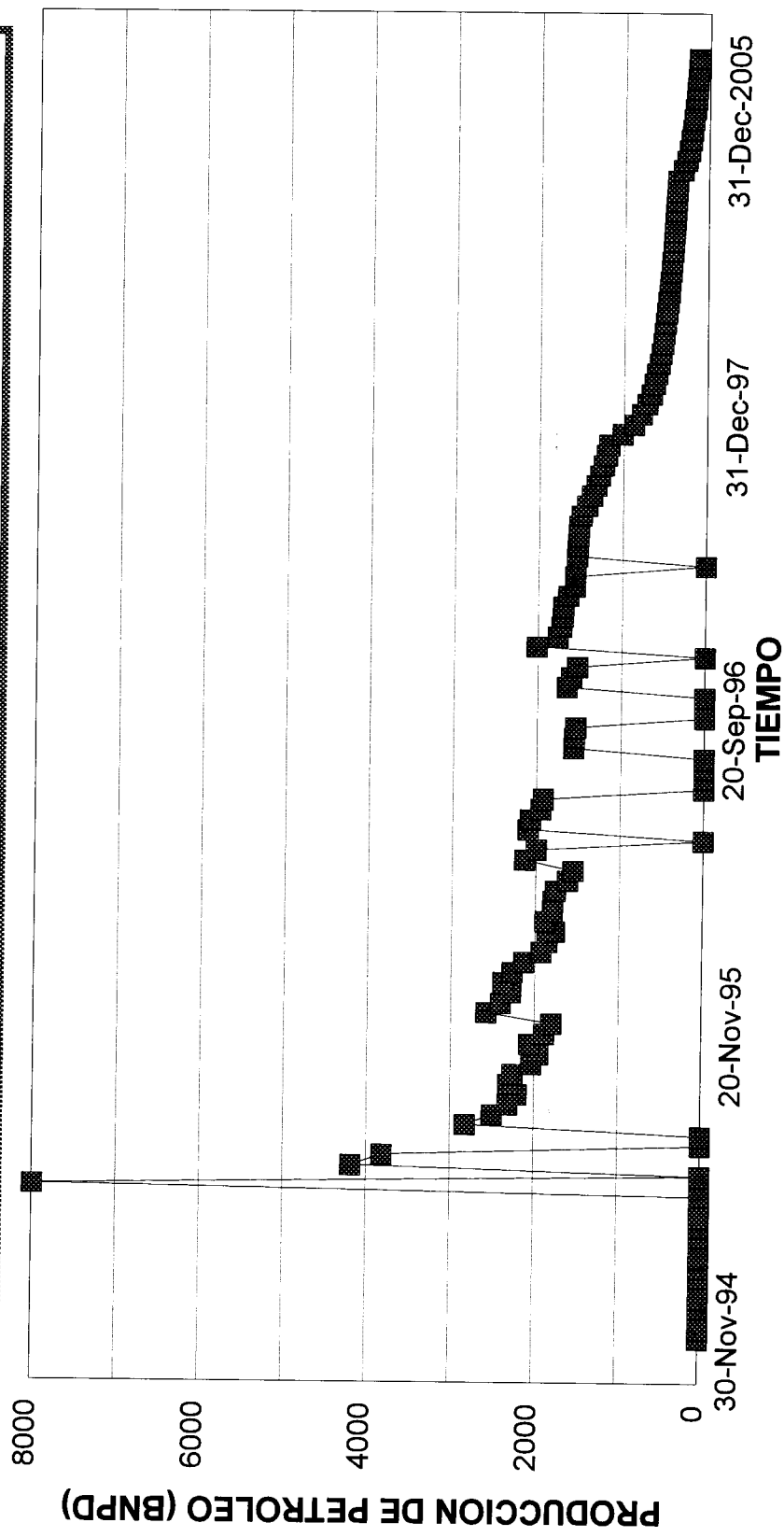
**CAMPO AMO, POZO D-1
YACIMIENTO M-1
PRODUCCION DE PETROLEO**

FECHA	BNPD
30-Nov-94	0
01-Dec-94	0
09-Dec-94	0
18-Dec-94	0
23-Dec-94	0
31-Dec-94	0
04-Jan-95	0
31-Jan-95	0
12-Feb-95	0
28-Feb-95	0
05-Feb-95	0
31-Mar-95	0
30-Apr-95	0
24-May-95	0
31-May-95	0
04-Jun-95	7993
30-Jun-95	0
02-Jul-95	4184
13-Jul-95	3815
23-Jul-95	0
31-Jul-95	0
31-Aug-95	2817
13-Sep-95	2494
23-Sep-95	2315
30-Sep-95	2210
02-Oct-95	2310
06-Oct-95	2257
23-Oct-95	2036
31-Oct-95	1948
01-Nov-95	2060
20-Nov-95	1888
30-Nov-95	1797
09-Dec-95	2581
21-Dec-95	2406
31-Dec-95	2284
07-Jan-96	2380
17-Jan-96	2268
31-Jan-96	2132

04-Feb-96	1927
15-Feb-96	1856
29-Feb-96	1773
19-Mar-96	1882
31-Mar-96	1798
24-Apr-96	1789
30-Apr-96	1759
13-May-96	1618
31-May-96	1552
06-Jun-96	2131
24-Jun-96	2001
30-Jun-96	0
07-Jul-96	2099
12-Jul-96	2068
31-Jul-96	1950
23-Aug-96	1915
25-Aug-96	0
26-Aug-96	0
27-Aug-96	0
31-Aug-96	0
04-Sep-96	1558
16-Sep-96	1556
20-Sep-96	1544
25-Sep-96	0
30-Sep-96	0
03-Oct-96	0
15-Oct-96	1648
31-Oct-96	1596
03-Nov-96	1527
16-Nov-96	0
30-Nov-96	2013
14-Dec-96	1764
26-Dec-96	1718
29-Dec-96	1708
31-Dec-96	1700
02-Jan-97	1644
31-Jan-97	1563
01-Feb-97	1561
05-Feb-97	0
19-Feb-97	1538
20-Feb-97	1536
25-Feb-97	1524
28-Feb-97	1517
31-Mar-97	1487
30-Apr-97	1424
31-May-97	1368

30-Jun-97	1320
31-Jul-97	1275
31-Aug-97	1234
30-Sep-97	1197
31-Oct-97	1169
30-Nov-97	1015
31-Dec-97	879
31-Jan-98	783
28-Feb-98	721
31-Mar-98	671
30-Apr-98	632
31-May-98	601
30-Jun-98	576
31-Jul-98	554
31-Aug-98	534
30-Sep-98	517
31-Oct-98	502
30-Nov-98	488
31-Dec-98	474
31-Jan-99	462
28-Feb-99	451
31-Mar-99	441
30-Apr-99	431
31-May-99	421
30-Jun-99	414
31-Jul-99	408
31-Aug-99	400
30-Sep-99	392
31-Oct-99	383
30-Nov-99	376
31-Dec-99	368
31-Dec-2000	304
31-Dec-2001	263
31-Dec-2002	234
31-Dec-2003	211
31-Dec-2004	194
31-Dec-2005	179
31-Dec-2006	167
31-Dec-2007	156
31-Dec-2008	147
31-Dec-2009	138
31-Dec-2010	131
31-Dec-2011	124

POZO D-1, YACIMIENTO NAPO M-1 PRODUCCION DE PETROLEO



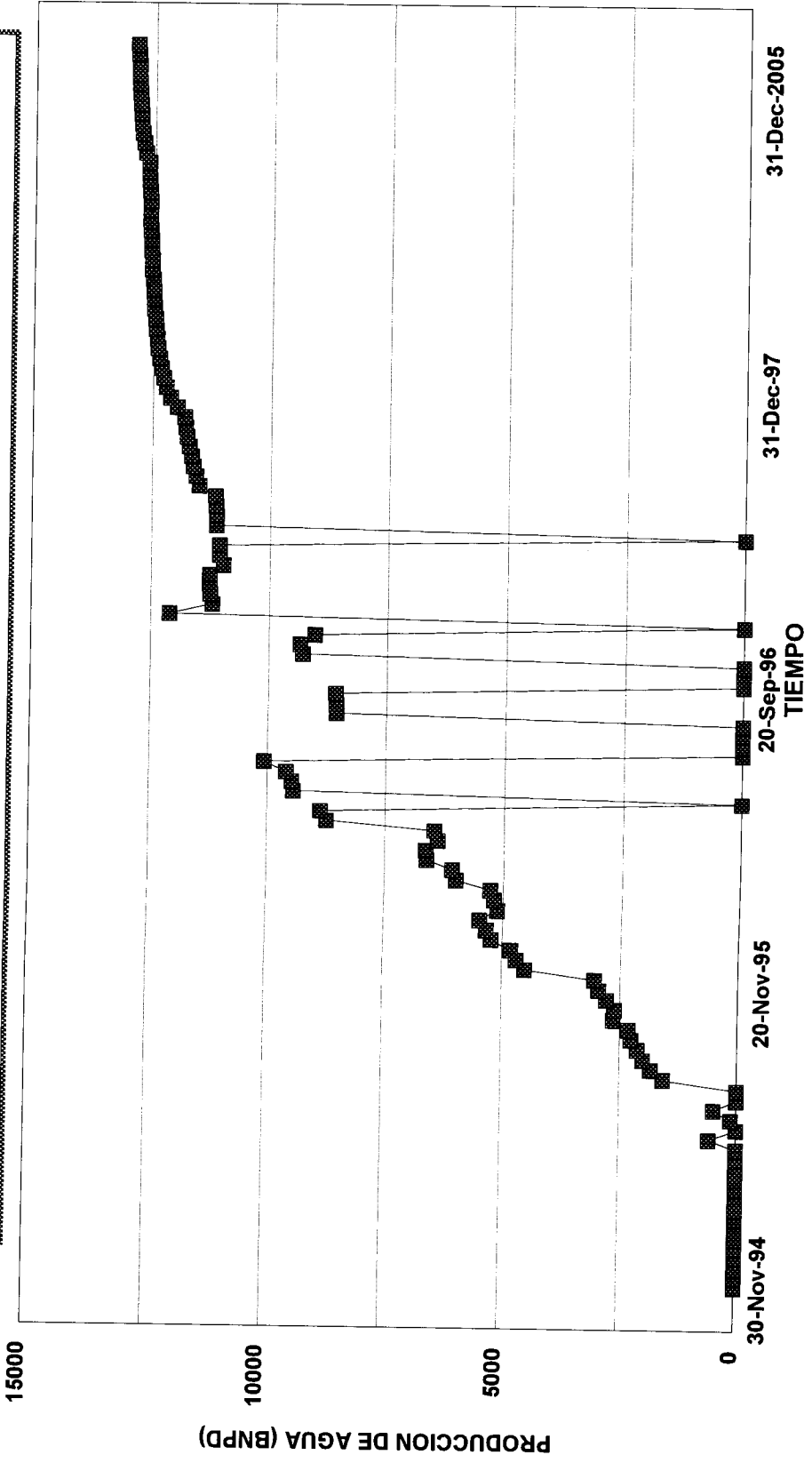
**CAMPO AMO, POZO D-1
YACIMIENTO NAPO M-1
PRODUCCION DE AGUA**

FECHA	BNPD
30-Nov-94	0
01-Dec-94	0
09-Dec-94	0
18-Dec-94	0
23-Dec-94	0
31-Dec-94	0
04-Jan-95	0
31-Jan-95	0
12-Feb-95	0
28-Feb-95	0
05-Feb-95	0
31-Mar-95	0
30-Apr-95	0
24-May-95	0
31-May-95	0
04-Jun-95	589
30-Jun-95	0
02-Jul-95	124
13-Jul-95	491
23-Jul-95	0
31-Jul-95	0
31-Aug-95	1575
13-Sep-95	1840
23-Sep-95	2019
30-Sep-95	2124
02-Oct-95	2264
06-Oct-95	2317
23-Oct-95	2638
31-Oct-95	2626
01-Nov-95	2784
20-Nov-95	2956
30-Nov-95	3047
09-Dec-95	4520
21-Dec-95	4695
31-Dec-95	4817
07-Jan-96	5233
17-Jan-96	5345
31-Jan-96	5481

04-Feb-96	5110
15-Feb-96	5191
29-Feb-96	5264
19-Mar-96	5997
31-Mar-96	6081
24-Apr-96	6620
30-Apr-96	6650
13-May-96	6396
31-May-96	6462
06-Jun-96	8744
24-Jun-96	8874
30-Jun-96	0
07-Jul-96	9452
12-Jul-96	9483
31-Jul-96	9601
23-Aug-96	10078
25-Aug-96	0
26-Aug-96	0
27-Aug-96	0
31-Aug-96	0
04-Sep-96	8558
16-Sep-96	8570
20-Sep-96	8582
25-Sep-96	0
30-Sep-96	0
03-Oct-96	0
15-Oct-96	9286
31-Oct-96	9338
03-Nov-96	9030
16-Nov-96	0
30-Nov-96	12104
14-Dec-96	11205
26-Dec-96	11251
29-Dec-96	11261
31-Dec-96	11269
02-Jan-97	10980
31-Jan-97	11061
01-Feb-97	11063
05-Feb-97	0
19-Feb-97	11131
20-Feb-97	11133
25-Feb-97	11145
28-Feb-97	11152
31-Mar-97	11508
30-Apr-97	11576

30-Jun-97	11680
31-Jul-97	11725
31-Aug-97	11766
30-Sep-97	11803
31-Oct-97	11831
30-Nov-97	11985
31-Dec-97	12121
31-Jan-98	12217
28-Feb-98	12279
31-Mar-98	12329
30-Apr-98	12368
31-May-98	12399
30-Jun-98	12424
31-Jul-98	12446
31-Aug-98	12466
30-Sep-98	12483
31-Oct-98	12498
30-Nov-98	12512
31-Dec-98	12525
31-Jan-99	12538
28-Feb-99	12549
31-Mar-99	12569
30-Apr-99	12569
31-May-99	12579
30-Jun-99	12586
31-Jul-99	12592
31-Aug-99	12600
30-Sep-99	12608
31-Oct-99	12617
30-Nov-99	12624
31-Dec-99	12632
31-Dec-2000	12696
31-Dec-2001	12737
31-Dec-2002	12766
31-Dec-2003	12789
31-Dec-2004	12806
31-Dec-2005	12821
31-Dec-2006	12833
31-Dec-2007	12844
31-Dec-2008	12853
31-Dec-2009	12862
31-Dec-2010	12869

POZO D-1, YACIMIENTO NAPO M-1
PRODUCCION DE AGUA



CAMPO AMO, POZO D-1

YACIMIENTO M-1

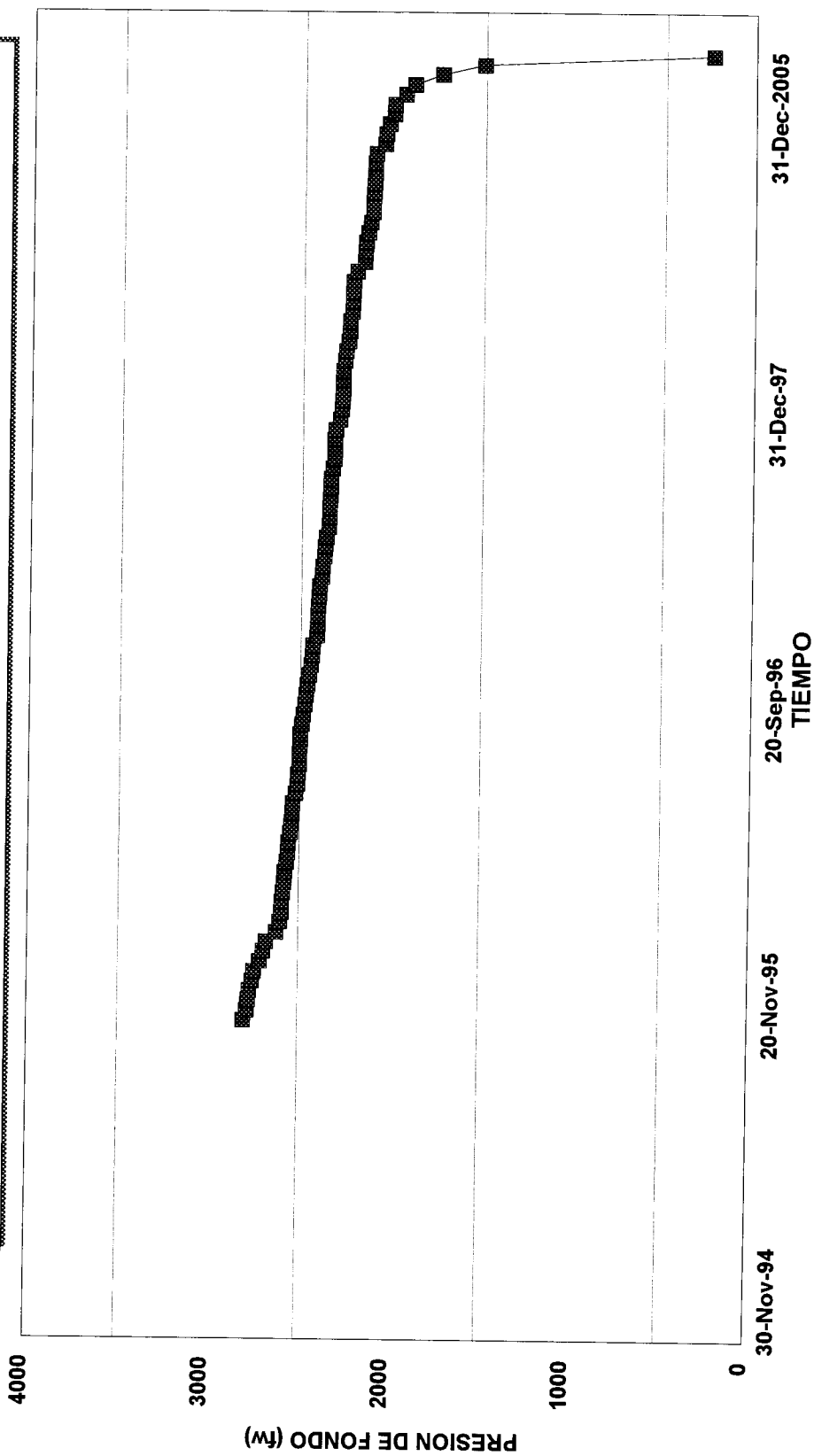
PRESION DE FONDO

FECHA	LPC
30-Nov-94	0
01-Dec-94	0
09-Dec-94	0
18-Dec-94	0
23-Dec-94	0
31-Dec-94	0
04-Jan-95	0
31-Jan-95	0
12-Feb-95	0
28-Feb-95	0
05-Feb-95	0
31-Mar-95	0
30-Apr-95	0
24-May-95	0
31-May-95	0
04-Jun-95	0
30-Jun-95	0
02-Jul-95	0
13-Jul-95	0
23-Jul-95	0
31-Jul-95	0
31-Aug-95	0
13-Sep-95	0
23-Sep-95	0
30-Sep-95	0
02-Oct-95	0
06-Oct-95	0
23-Oct-95	0
31-Oct-95	2799
01-Nov-95	2783
20-Nov-95	2777
30-Nov-95	2770
09-Dec-95	2753
21-Dec-95	2745
31-Dec-95	2712
07-Jan-96	2694
17-Jan-96	2679
31-Jan-96	2622

04-Feb-96	2602
15-Feb-96	2594
29-Feb-96	2594
19-Mar-96	2587
31-Mar-96	2582
24-Apr-96	2578
30-Apr-96	2569
13-May-96	2560
31-May-96	2559
06-Jun-96	2550
24-Jun-96	2542
30-Jun-96	2541
07-Jul-96	2535
12-Jul-96	2520
31-Jul-96	2510
23-Aug-96	2509
25-Aug-96	2503
26-Aug-96	2503
27-Aug-96	2500
31-Aug-96	2500
04-Sep-96	2491
16-Sep-96	2483
20-Sep-96	2473
25-Sep-96	2467
30-Sep-96	2462
03-Oct-96	2453
15-Oct-96	2442
31-Oct-96	2437
03-Nov-96	2431
16-Nov-96	2411
30-Nov-96	2408
14-Dec-96	2408
26-Dec-96	2405
29-Dec-96	2401
31-Dec-96	2397
02-Jan-97	2385
31-Jan-97	2381
01-Feb-97	2374
05-Feb-97	2370
19-Feb-97	2364
20-Feb-97	2352
25-Feb-97	2347
28-Feb-97	2347
31-Mar-97	2345
30-Apr-97	2341
31-May-97	2340

30-Jun-97	2331
31-Jul-97	2323
31-Aug-97	2323
30-Sep-97	2322
31-Oct-97	2315
30-Nov-97	2293
31-Dec-97	2287
31-Jan-98	2282
28-Feb-98	2280
31-Mar-98	2278
30-Apr-98	2277
31-May-98	2271
30-Jun-98	2263
31-Jul-98	2250
31-Aug-98	2246
30-Sep-98	2245
31-Oct-98	2231
30-Nov-98	2228
31-Dec-98	2228
31-Jan-99	2224
28-Feb-99	2206
31-Mar-99	2167
30-Apr-99	2164
31-May-99	2159
30-Jun-99	2148
31-Jul-99	2134
31-Aug-99	2120
30-Sep-99	2120
31-Oct-99	2119
30-Nov-99	2114
31-Dec-99	2112
31-Dec-2000	2111
31-Dec-2001	2105
31-Dec-2002	2058
31-Dec-2003	2052
31-Dec-2004	2033
31-Dec-2005	2007
31-Dec-2006	2006
31-Dec-2007	1947
31-Dec-2008	1896
31-Dec-2009	1741
31-Dec-2010	1510
31-Dec-2011	238

POZO D-1, YACIMIENTO NAPO M-1
VARIACION DE LA PRESION DE FONDO



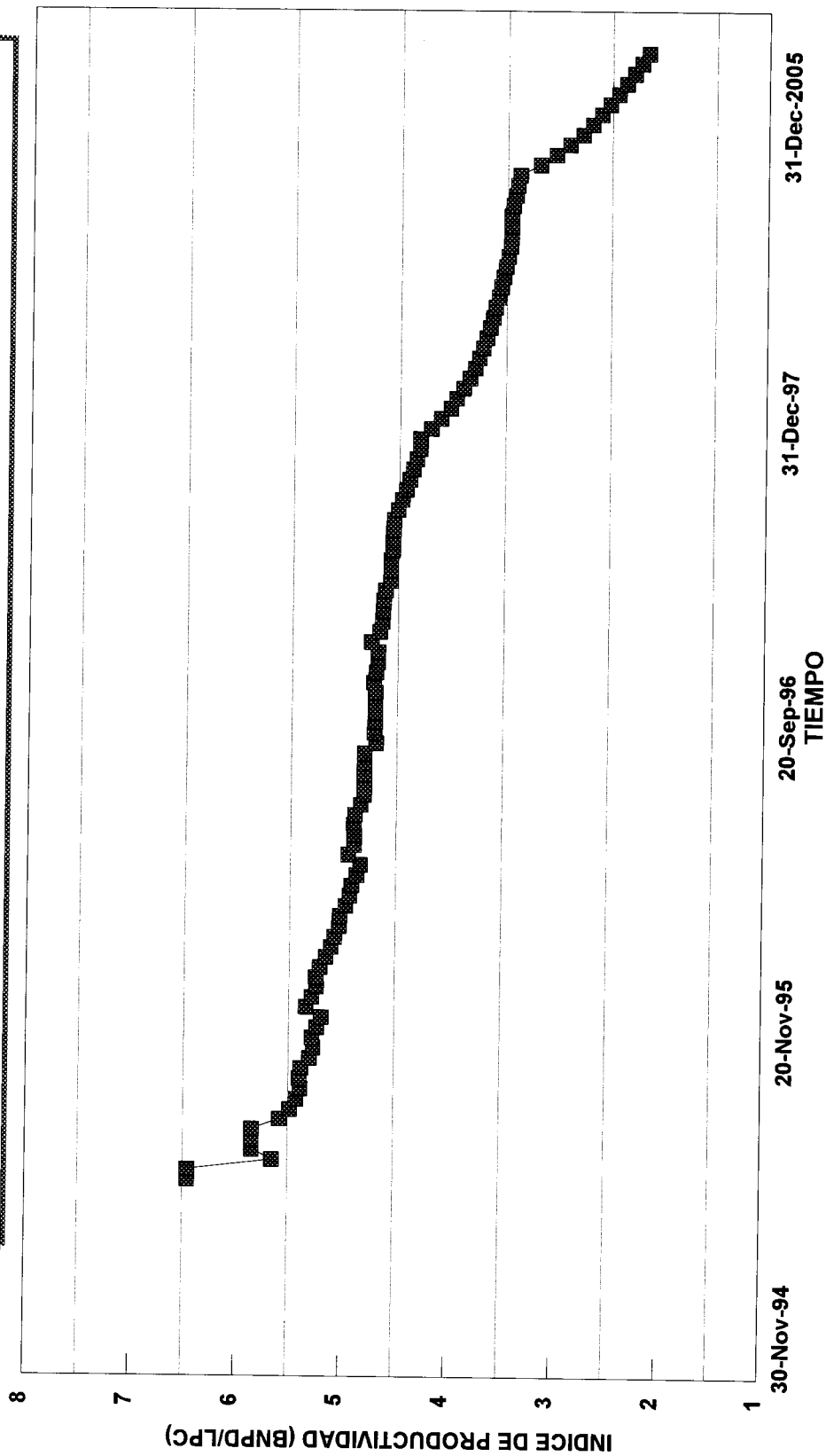
CAMPO AMO, POZO D-1
YACIMIENTO NAPO M-1
INDICE DE PRODUCTIVIDAD

FECHA	BNPD/LPC
30-Nov-94	0.00
01-Dec-94	0.00
09-Dec-94	0.00
18-Dec-94	0.00
23-Dec-94	0.00
31-Dec-94	0.00
04-Jan-95	0.00
31-Jan-95	0.00
12-Feb-95	0.00
28-Feb-95	0.00
05-Feb-95	0.00
31-Mar-95	0.00
30-Apr-95	0.00
24-May-95	0.00
31-May-95	0.00
04-Jun-95	6.46
30-Jun-95	6.46
02-Jul-95	5.65
13-Jul-95	5.85
23-Jul-95	5.85
31-Jul-95	5.85
31-Aug-95	5.59
13-Sep-95	5.49
23-Sep-95	5.43
30-Sep-95	5.39
02-Oct-95	5.40
06-Oct-95	5.39
23-Oct-95	5.30
31-Oct-95	5.27
01-Nov-95	5.29
20-Nov-95	5.24
30-Nov-95	5.20
09-Dec-95	5.34
21-Dec-95	5.29
31-Dec-95	5.25
07-Jan-96	5.25
17-Jan-96	5.21
31-Jan-96	5.16

04-Feb-96	5.11
15-Feb-96	5.08
29-Feb-96	5.03
19-Mar-96	5.03
31-Mar-96	4.98
24-Apr-96	4.93
30-Apr-96	4.92
13-May-96	4.88
31-May-96	4.84
06-Jun-96	4.95
24-Jun-96	4.90
30-Jun-96	4.90
07-Jul-96	4.90
12-Jul-96	4.89
31-Jul-96	4.84
23-Aug-96	4.81
25-Aug-96	4.81
26-Aug-96	4.81
27-Aug-96	4.81
31-Aug-96	4.81
04-Sep-96	4.70
16-Sep-96	4.72
20-Sep-96	4.71
25-Sep-96	4.71
30-Sep-96	4.71
03-Oct-96	4.71
15-Oct-96	4.73
31-Oct-96	4.71
03-Nov-96	4.69
16-Nov-96	4.69
30-Nov-96	4.75
14-Dec-96	4.68
26-Dec-96	4.65
29-Dec-96	4.64
31-Dec-96	4.64
02-Jan-97	4.63
31-Jan-97	4.58
01-Feb-97	4.58
05-Feb-97	4.58
19-Feb-97	4.56
20-Feb-97	4.56
25-Feb-97	4.55
28-Feb-97	4.55
31-Mar-97	4.51
30-Apr-97	4.47
31-May-97	4.44

30-Jun-97	4.40
31-Jul-97	4.37
31-Aug-97	4.34
30-Sep-97	4.31
31-Oct-97	4.30
30-Nov-97	4.21
31-Dec-97	4.11
31-Jan-98	4.02
28-Feb-98	3.97
31-Mar-98	3.90
30-Apr-98	3.84
31-May-98	3.79
30-Jun-98	3.76
31-Jul-98	3.72
31-Aug-98	3.69
30-Sep-98	3.66
31-Oct-98	3.63
30-Nov-98	3.60
31-Dec-98	3.58
31-Jan-99	3.55
28-Feb-99	3.53
31-Mar-99	3.51
30-Apr-99	3.49
31-May-99	3.47
30-Jun-99	3.46
31-Jul-99	3.46
31-Aug-99	3.46
30-Sep-99	3.44
31-Oct-99	3.42
30-Nov-99	3.40
31-Dec-99	3.38
31-Dec-2000	3.19
31-Dec-2001	3.03
31-Dec-2002	2.91
31-Dec-2003	2.78
31-Dec-2004	2.69
31-Dec-2005	2.60
31-Dec-2006	2.52
31-Dec-2007	2.44
31-Dec-2008	2.36
31-Dec-2009	2.29
31-Dec-2010	2.22
31-Dec-2011	2.16

POZO D-1, YACIMIENTO NAPO M-1
VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD



4.2.2 EVALUACION ECONOMICA DE COMPLETACIONES ESTANDARD **PARA LOS YACIMINETOS BASAL TENA Y NAPO M-1**

Se presenta a continuacion una evaluacion económica para cada uno de los yacimientos de los que preoduce el pozo D-1. Se realiza un análisis individual según los resultados de las pruebas y las presicciones que se obtubieron en las predicciones.

Primero se calcula la relacion del comportamiento de afluencia (IPR), por sus siglas en inglés, y asi lo seguiremos llamando, para cada yacimiento, para poder establecer el índice de productividad IP real del pozo con los datos de producción. A continuación de procede a realizar un ajuste mediante regresión exponencial, de manera tal de construir una curva matemática que se adapte a la real, y poder de esta manera realizar los pronosticos a ser usados en las tablas del análisis económico para completación dual.

Los resultados del análisis se presentan en las tablas adjuntas del capítulo, en esta se incluyen además los costos de futuros trabajos de reacondicionamiento que podrian preesentarse.

4.2.3 EVALUACION ECONOMICA DE COMPLETACIONES DUALES

En el sucapítulo anterior se realizó un análisis económico individual de cada yacimiento asumiendo que de estos se produjera individualmente. La ganancia neta de cada yacimiento se muestra en las gráficas 4.1 y 4.2. Cuando se realiza la producción de ambos yacimientos a la vez, con el sistema de completaciones dobles, los efectos se superponen, y por lo tanto cada table se suma . al realizar una grafica superpuesta de las ganancias de de ambos yacimientos para el mismo periodo de tiempo, se puede observar claramente que los resultados económicos son mejores, porque las ganancias de la inversión serán mucho mayores que realizando una producción individual , y por supuesto, la rentabilidad será mayor, porque se recupera la inversión en un periodo menor de tiempo.

RELACION DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

POZO D - 1 / BASAL TENA

DATOS BASICOS

POZO	D-1
YACIMIENTO	BASAL TENA
API	17.7
BS&W, fraccion	0.16
Grad. yacimiento lpc/pie	0.4184
Prof. multisenor, pie (PVV)	6298
Mitad perfs. pie (PVV)	7602
Pr @ mitad perfs.,lpc	3216
Pr @ multisenor, lpc	2670
Presion de burbuja, Ph (lpc)	546
Zona de pago, ho (pies)	12
Porosidad, fr	0.17
Compresibilidad total, Ct	9.00E-06
Viscosidad petroleo μ_o (cp)	31.10
Factor volum. Bo (by/hn)	1.093

BOMBA: FC - 925 / 284 ETAPAS / 164 HP
FECHA PRUEBA: 28-31 DE JULIO, 1997

DATOS DEL CAMPO:

A

TASA BFPD	PRES. MULTISENSOR lpc	PWF @ MP lpc	FREC. Hz.
0	2670	3216	
630	1070	1616	50
640	960	1506	55
790	860	1406	60

CURVA DEL IPR:

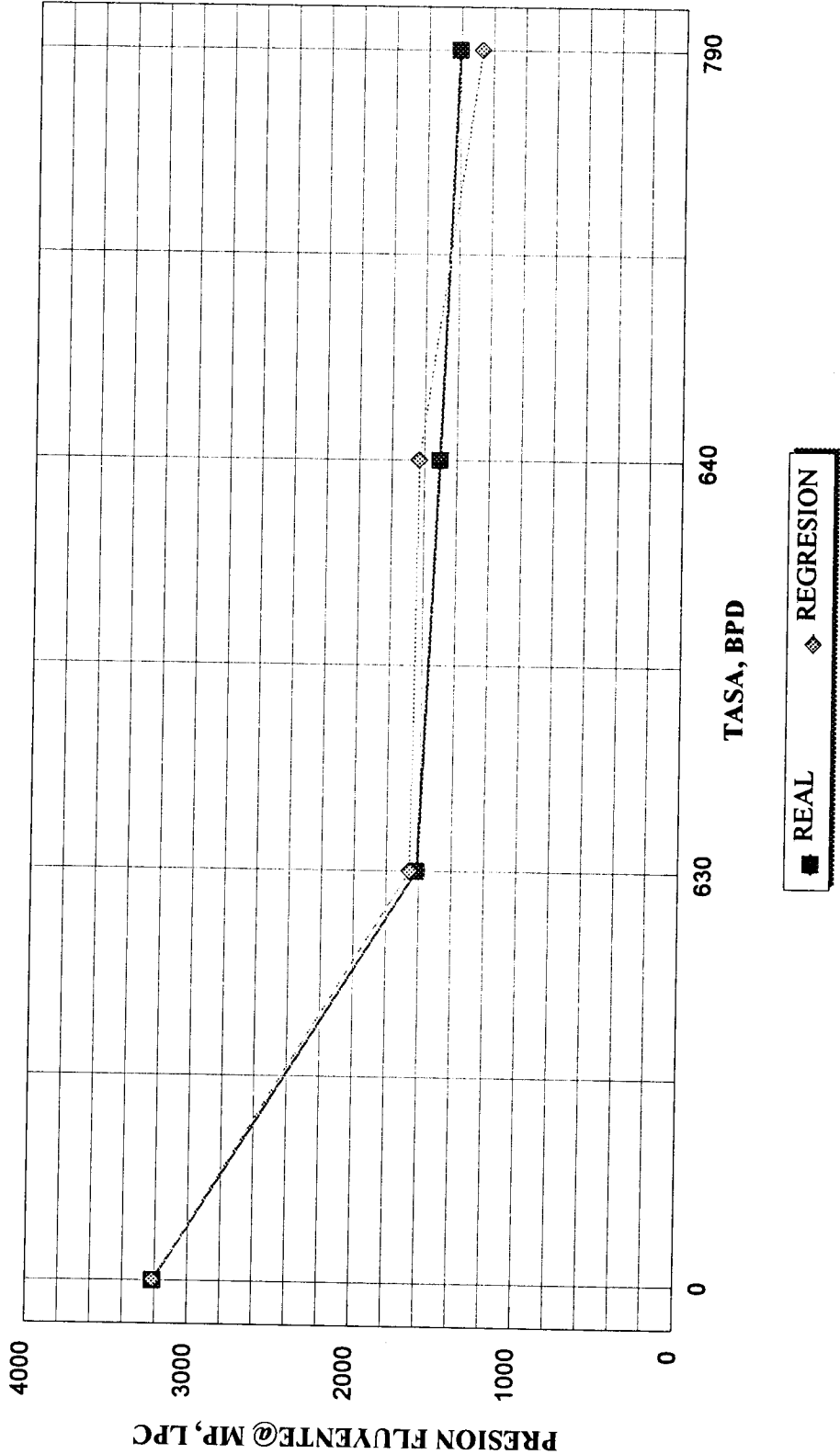
B X

TASA	PRES. MULTISENSOR	PWF @ MP	TASA1	PI actual
0	2670	3216	0	
630	1111	1657	630	0.40
640	1087	1633	640	0.40
790	724	1269	790	0.41

PROM. 0.41

Datos de regresi2637.45-2.423183.04-2.42

CURVA DEL IPR (DATOS DE CAMPO)



ANÁLISIS ECONOMICO PARA COMPLETACION DUAL (CARGAMENTO BASAL TERA 856 BFPD)																					
FECHAS	PRODUCCION DAILY		B3W		CAPITA (gasoline)		PRODUCCION MONTHLY		INCREMENTAL		FIGURA		COSTO		COSTO		COSTO		COSTO		VALOR Presente Partial
	BFPD	BARO	B3W	BARO	MG	gasoline	petroleo MBR	agua MBR	agua MBR	petroleo MBR	agua MBR	agua MBR	petroleo MBR	agua MBR	agua MBR	petroleo MBR	agua MBR	agua MBR	petroleo MBR	agua MBR	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
31-Jul-97																					
31-Aug-97	838		173	17.1%	400		26	5	31	4	0	0	12	16.24	396	-21	1,000	-21	0	-21	
30-Sep-97	722		175	18.6%		48	22	5	27	3	0	0	12	16.30	331	316	1,009	313	1	295	292
31-Oct-97	626		170	21.3%		67	19	5	25	3	0	0	12	16.37	298	282	1,019	277	2	578	569
30-Nov-97	654		196	21.0%		87	22	5	26	3	0	0	12	16.43	303	287	1,029	279	3	865	848
31-Dec-97	640		210	24.7%		107	28	7	26	3	0	0	12	16.50	307	291	1,039	280	4	1156	1129
31-Jan-98	626		224	26.3%		126	35	19	7	26	3	0	12	16.66	302	286	1,049	272	5	1442	1401
28-Feb-98	612		238	28.0%		143	42	17	7	24	3	0	11	16.62	268	263	1,068	239	6	1696	1640
31-Mar-98	599		251	28.6%		162	50	19	8	26	3	0	12	16.69	291	276	1,069	267	7	1970	1898
30-Apr-98	586		264	31.0%		179	58	18	8	26	3	0	12	16.76	277	261	1,079	242	8	2231	2140
31-May-98	573		277	32.6%		197	66	18	9	26	3	0	12	16.82	281	266	1,089	243	9	2496	2382
30-Jun-98	568		292	34.3%		214	75	17	9	26	3	0	12	16.88	266	260	1,100	227	10	2746	2610
31-Jul-98	554		300	35.1%		231	84	17	9	26	3	0	13	16.96	274	267	1,110	232	11	3003	2842
31-Aug-98	520		320	38.16%	250	247	94	16	10	26	3	-16	13	16.02	268	8	1,121	7	12	3010	2848
30-Sep-98	501		350	41.13%		262	106	15	11	26	3	-16	12	16.08	242	241	1,132	213	13	3252	3061
31-Oct-98	480		372	43.66%		277	116	15	12	26	3	-16	13	16.16	240	240	1,143	210	14	3491	3271
30-Nov-98	488		390	44.42%		292	128	15	12	26	3	-16	12	16.22	237	237	1,164	206	15	3728	3476
31-Dec-98	474		406	46.14%		306	140	15	13	27	3	-16	13	16.29	239	238	1,166	206	16	3966	3681
31-Dec-99	368		466	64.88%		441	311	134	170	304	39	-187	164	17.12	2300	2290	1,306	1763	28	6256	5434
31-Dec-2000	341		509	68.88%		566	497	126	186	311	41	-192	169	18.00	2246	2234	1,466	1626	40	8490	6969
31-Dec-2001	297		563	64.86%	250	674	699	108	202	310	42	-196	164	18.32	2061	1787	1,642	1088	52	10277	8048
31-Dec-2002	264		586	68.94%		770	913	96	214	310	44	-202	169	19.89	1916	1902	1,841	1033	64	12179	9081
31-Dec-2003	236		614	72.24%		866	1137	86	224	310	45	-207	174	20.90	1801	1786	2,064	866	76	13964	9946
31-Dec-2004	213		637	74.94%	250	934	1370	78	233	311	47	-213	180	21.97	1713	1446	2,316	626	88	16410	10670
31-Dec-2005	193		657	77.38%		1005	1610	70	240	310	48	-219	186	23.10	1627	1610	2,696	620	100	17020	11190
31-Dec-2006	179		671	78.94%		1070	1866	65	245	310	49	-225	190	24.28	1686	1686	2,910	639	112	18587	11729
31-Dec-2007	168		682	80.24%		1131	2103	61	249	310	51	-232	196	26.52	1666	1646	3,263	474	124	20133	12203

TABLA E-1

31-Dec-2008	159	691	250	1190	2356	68	263	311	52	-239	4	203	26.83	1561	1291	3,659	353	136	21424	12656
31-Dec-2009	150	700		1244	2612	66	266	310	64	-246	4	208	28.20	1644	1523	4,102	371	148	22947	
31-Dec-2010	142	108		1296	2661	62	39	91	16	-269	1	215	29.64	1536	1573	4,599	342	160	24520	
31-Dec-2011	137	713		1346	2912	60	260	310	67	-260	6	221	31.16	1658	1635	5,157	298	172	26065	

PARAMETROS DE ENTRADA

1.- LEVANTAMIENTO

0.12 \$/BTF

2.- INYECCION

0.05 \$/BTF

3.- QUIMICOS

0.01 \$/BTF

4.- COSTOS FIJOS

12 M\$

5.- PRECIO CRUDO

15.24 \$/BP

BLOQUE 16

6.- PRECIO ESC.

5 %

7.- FACTOR DESC.

11.5 %

8.- INFLACION

3 %

Capital Y Gastos

FNC

VPN

6 MESES

1442 MM\$

1401 MM\$

LIMITE ECONOMICO

6256 MM\$

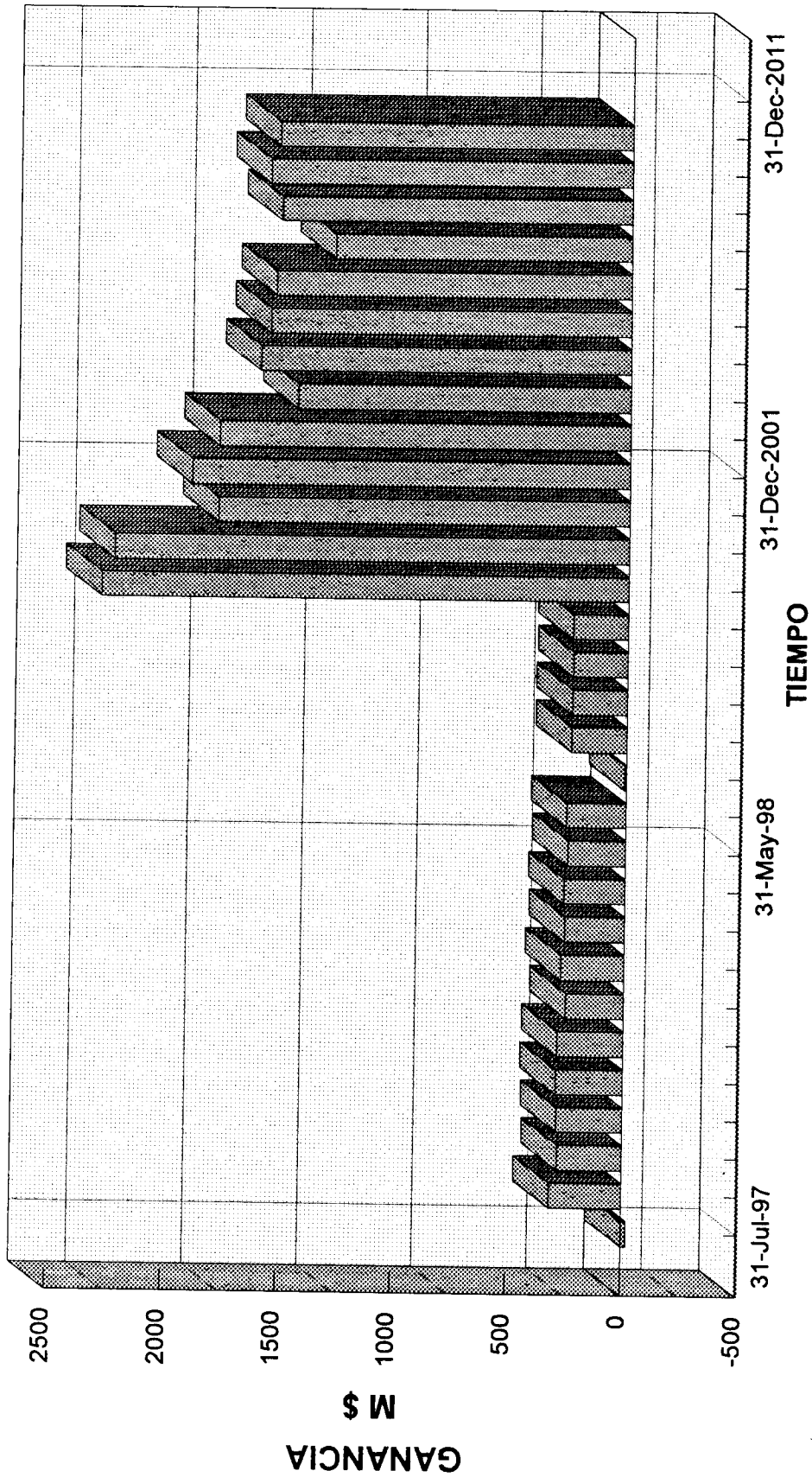
5434 MM\$

10.- PREDICION DE PRODUCCION : Crudo y Agua (Columnas 2 y 3)

11.- COSTOS DE CAPITAL (Columna 4)

TABLA E-1

GANANCIA NETA DE BASAL TENA MENSUAL Y ANUAL



RELACION DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

POZO D-1 / YACIMIENTO M - 1

DATOS BASICOS:

POZO	D-1
YACIMIENTO	M-1
API	16.6
BS&W, fraccion	0.88
Grad. yacimiento, lpci/pie	0.4333
Prof. multisensor, pie (PVV)	6534
Mitad perf. pie (PVV)	7659
Pr @ mitad perfs., lpc	3256
Pr @ multisensor, lpc	2769
Presion de burbuja, Pb (lpc)	545
Zona de pago, ho (pie)	41
Porosidad, fr	0.208
Compresibilidad total, Ct	8.80E-06
Viscosidad petroleo, μ o (cp)	68.00
Factor volum. β o (by/bn)	1.086

BOMBA: GC -8200 / 178 ETAPAS / 660 HP
FECHA PRUEBA: 28-31 DE JULIO, 1997

DATOS DEL CAMPO:

A

TASA BFPD	PRES. MULTISENSOR lpc	PWF @ MP lpc	FREC. Hz.
0	2769	3256	
9300	1800	2287	60

CURVA DEL IPR:

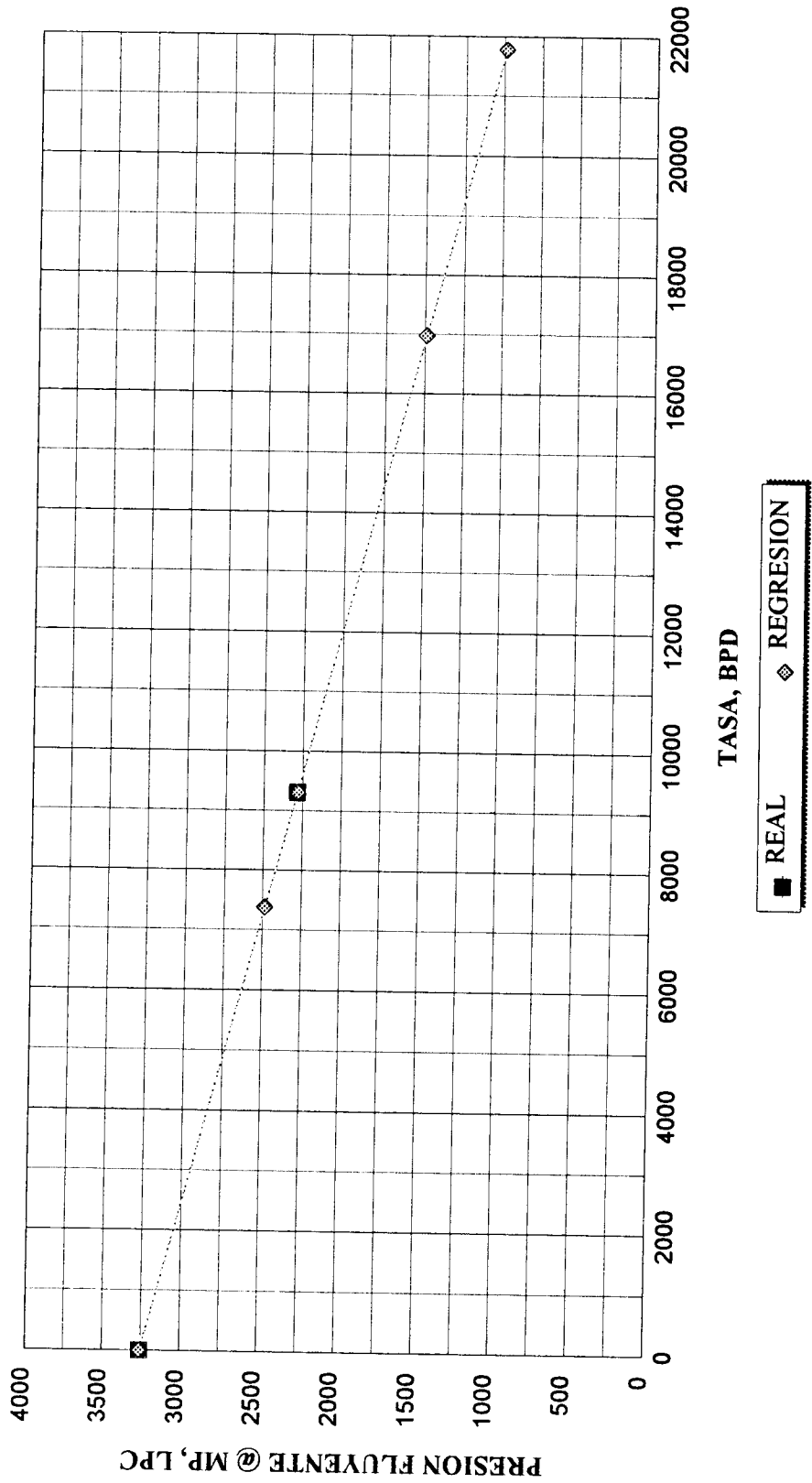
B X

CAUDAL	Unidad de presion LPC	PWF @ MP	CAUDAL 1	IPI actual
0	2769	3256	0	
7380	2000	2487	7380	9.60
9300	1800	2287	9300	9.60
16978	1000	1487	16978	9.60
21777	500	987	21777	9.60

m= -0.10
b = 2769.00

PROM: 9.60

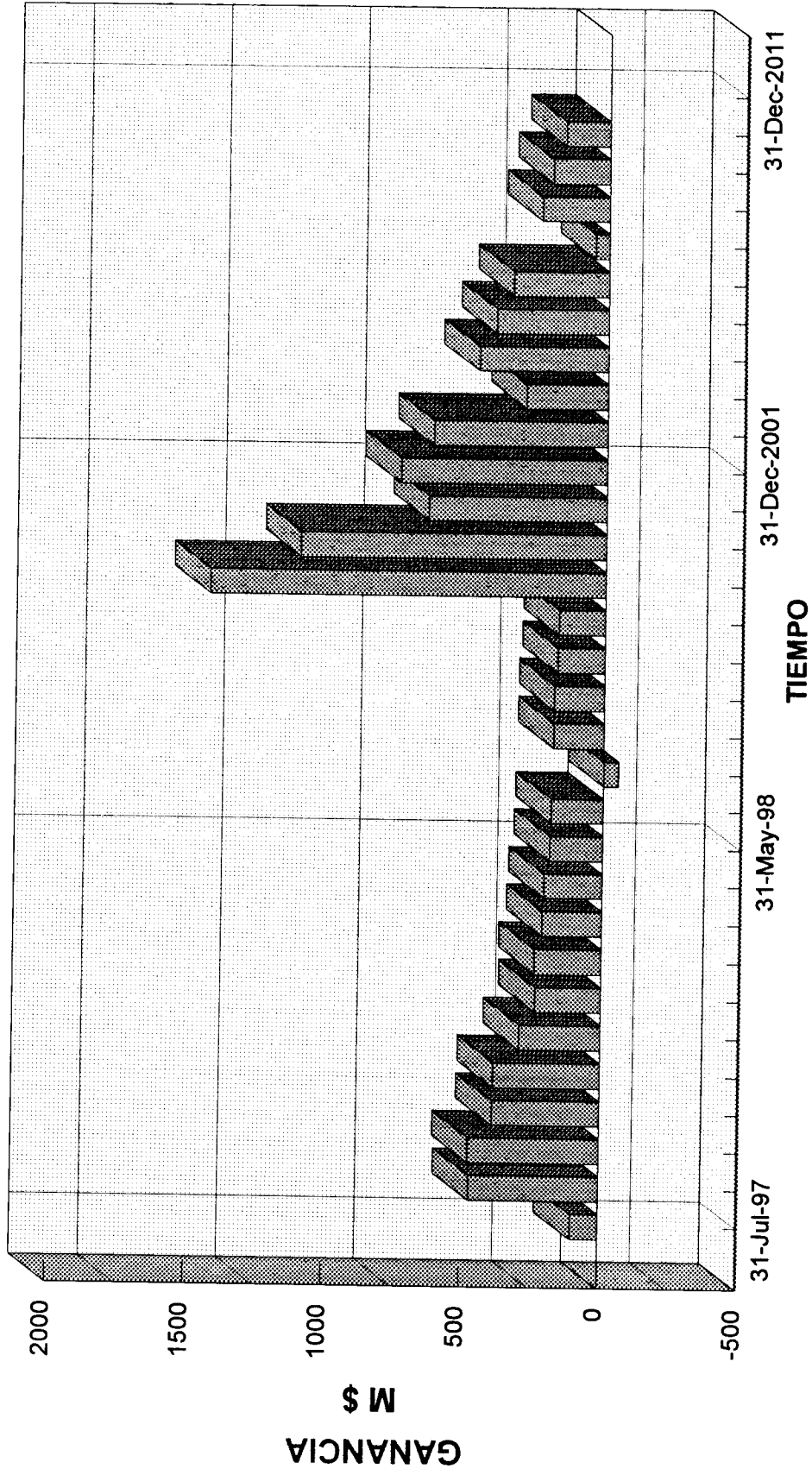
POZO D-1 / YACIMIENTO M - 1
CURVA DEL IPR (DATOS DE CAMPO)



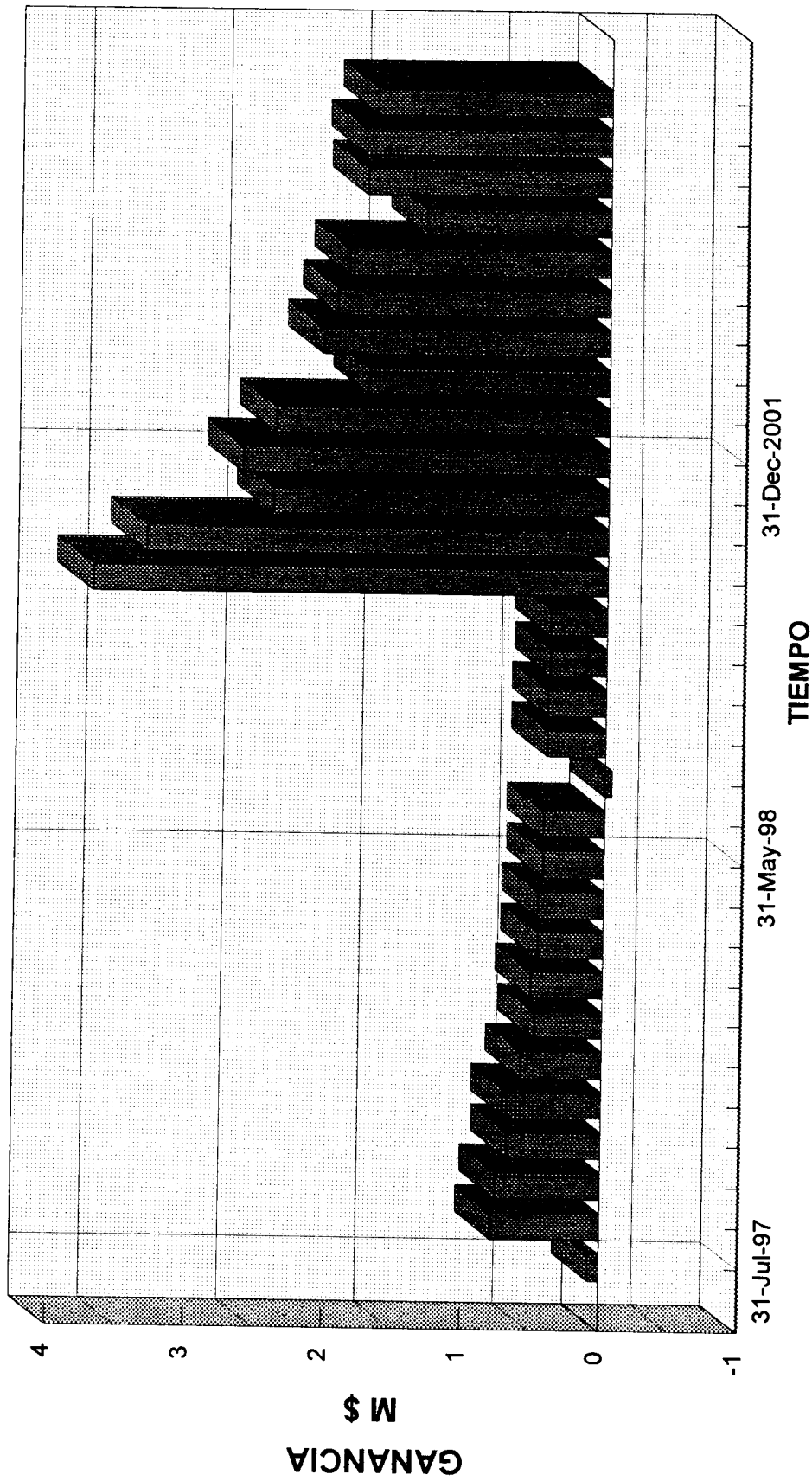
ANÁLISIS ECONOMICO PARA COMPLETACION DUAL (YACIMIENTO: RAO N-1 1500 BPPD)																						
FECHAS	Producción Días		Costos		Producción		Costos		Producción		Costos		Producción		Costos		Producción		Costos		Producción	
	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD	BPPD
31-Jul-97																						
31-Aug-97	1234	11766	90.51%		38	365	38	365	403	48	18	4	12	15.24	583	100	1.000	100	0	100	100	
30-Sep-97	1197	11803	90.79%		74	719	36	354	390	47	18	4	12	15.30	550	469	1.009	465	1	569	565	
31-Oct-97	1169	11831	91.91%		110	1086	36	367	403	49	18	4	12	15.37	567	474	1.019	465	2	1043	1029	
30-Nov-97	1015	11985	92.89%		141	1445	30	360	390	47	18	4	12	15.43	470	389	1.029	378	3	1432	1407	
31-Dec-97	979	12121	92.83%		171	1821	30	376	406	49	19	4	12	15.50	470	386	1.039	371	4	1817	1778	
31-Jan-98	763	12217	93.89%		195	2200	24	379	403	49	19	4	12	15.56	378	293	1.049	279	5	2110	2058	
28-Feb-98	721	12279	94.45%		216	2543	20	344	364	44	17	4	11	15.62	315	239	1.058	226	6	2349	2283	
31-Mar-98	671	12329	94.84%		236	2926	21	382	403	49	19	4	12	15.69	326	241	1.069	226	7	2690	2609	
30-Apr-98	632	12368	94.94%		255	3297	19	371	390	48	19	4	12	15.75	299	216	1.079	200	8	2806	2709	
31-May-98	601	12399	94.98%		274	3681	19	384	403	49	20	4	12	15.82	295	209	1.089	192	9	3015	2901	
30-Jun-98	576	12424	94.97%		291	4054	17	373	390	48	19	4	12	15.88	274	191	1.100	174	10	3206	3076	
31-Jul-98	554	12446	94.74%		309	4440	17	386	403	50	20	4	13	15.95	274	188	1.110	169	11	3394	3244	
31-Aug-98	534	12466	94.89%	250	325	4826	17	386	403	50	4	4	13	16.02	265	-65	1.121	-49	12	3338	3195	
30-Sep-98	517	12483	94.82%		341	5201	16	374	390	48	4	4	12	16.08	249	181	1.132	160	13	3520	3356	
31-Oct-98	502	12498	94.44%		356	5688	16	387	403	50	4	4	13	16.15	261	180	1.143	158	14	3700	3513	
30-Nov-98	488	12512	94.25%		371	5963	15	376	390	49	4	4	12	16.22	237	169	1.154	146	15	3869	3659	
31-Dec-98	474	12526	94.32%		385	6352	15	388	403	50	4	4	13	16.29	239	168	1.165	144	16	4037	3803	
31-Dec-99	368	12632	97.17%		520	10962	134	4611	4745	611	52	61	154	17.12	2300	1432	1.306	1097	28	6469	4900	
31-Dec-2000	304	12696	97.64%		631	15009	111	4647	4768	631	56	63	169	18.00	2003	1106	1.465	755	40	8974	5654	
31-Dec-2001	263	12737	97.94%	250	727	20256	96	4649	4745	648	67	64	164	18.92	1816	643	1.642	392	52	7217	6046	
31-Dec-2002	234	12766	96.26%		812	24918	85	4680	4745	668	69	66	169	19.89	1698	747	1.841	406	64	7964	6451	
31-Dec-2003	211	12789	96.34%		889	29506	77	4668	4745	688	62	67	174	20.90	1610	629	2.064	305	76	8593	6766	
31-Dec-2004	194	12806	96.51%	250	960	34273	71	4687	4768	711	64	69	180	21.97	1550	296	2.316	128	88	8889	6884	
31-Dec-2005	179	12821	96.62%		1026	38952	66	4680	4745	731	56	61	185	23.10	1509	466	2.595	180	100	9365	7064	

TABLA E-2

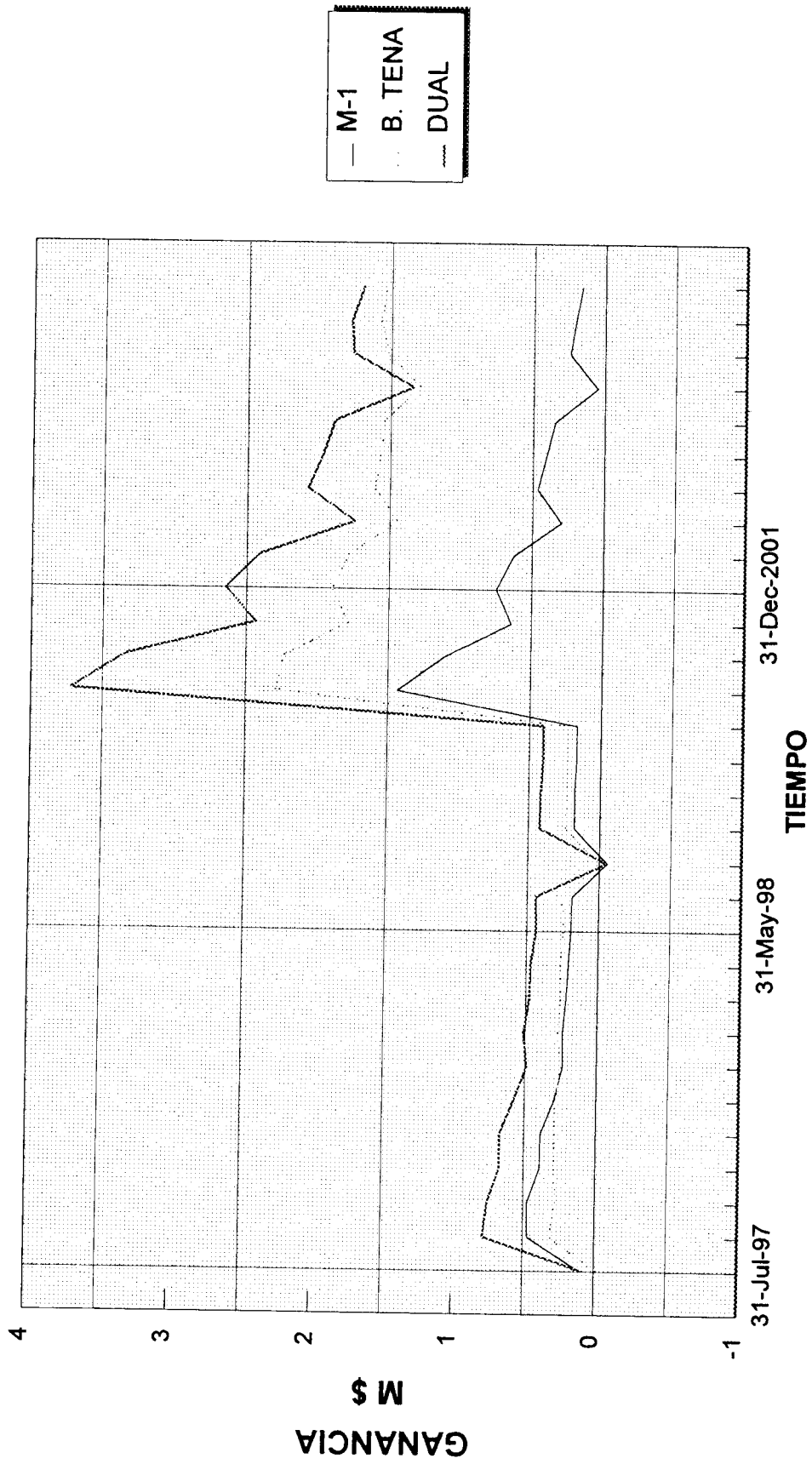
GANANCIA NETA DE NAPO M-1 MENSUAL Y ANUAL



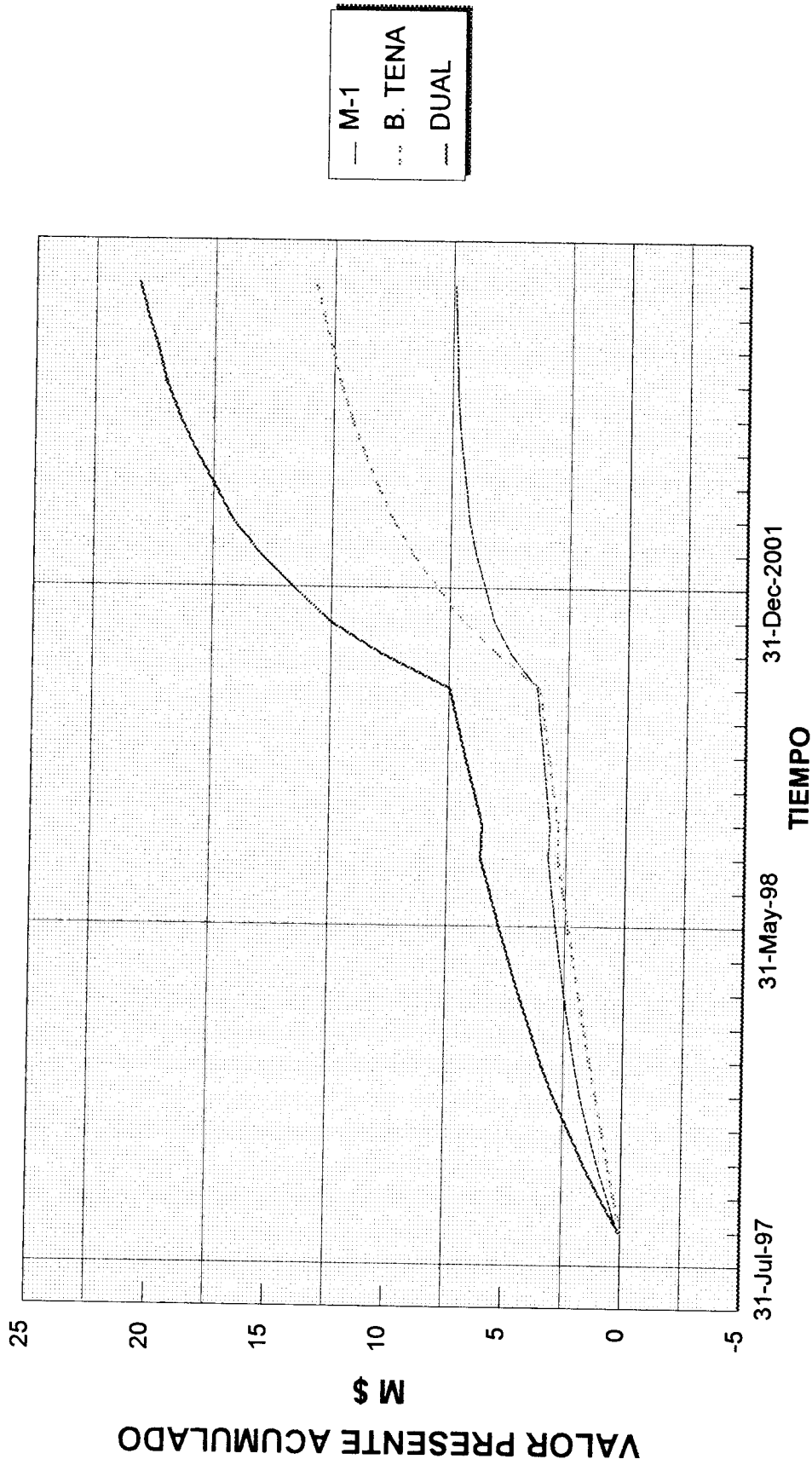
GANANCIA NETA POR COMPLETACION DUAL MENSUAL Y ANUAL



GANANCIAS INDIVIDUALIZADAS COMPARATIVAS



VALOR PRESENTE ACUMULADO COMPARATIVO



4.3 DISCUCION DE RESULTADOS ECONOMICOS

El análisis económico realizado se lo ha hecho en base a la productividad del pozo, es decir, según los resultados de las pruebas de producción, sus predicciones y tomando en cuenta los costos, podemos obtener el beneficio económico que arroja la completación doble de un pozo. Se ha realizado un balance de la producción de la producción de petróleo obtenido del pozo y el beneficio alcanzado, al sumar las ganancias producto de la explotación de los dos yacimientos; por lo tanto, se puede obtener el tiempo para el cual se logra la recuperación de la inversión, y además el límite económico del pozo, tomando en cuenta los gastos en perforación y en completación.

En el análisis, no se ha incluido el costo de la completación, porque éste rubro no influye en los cálculos de costos de la completación, porque se considera que la inversión ya se ha realizado, y solamente resta saber el tiempo de recuperación de la inversión en valor presente, y además, se quiere hacer énfasis en la recuperación económica del pozo mediante el incremento de la productividad del mismo. Las tablas E-1 y E-2 son diseñadas para calcular los costos-beneficios por producción individual de las dos areniscas, se ha calculado la ganancia que deja un pozo por la cantidad de producción diaria que arroja un yacimiento. Los gastos de capital que se han incluido, son en base a proyecciones de trabajos de restauración que se puedan realizar en el pozo.

Cuando realizamos el análisis económico para una producción conjunta de dos yacimientos, en el mismo periodo de tiempo, se cumple el principio de superposición, y es claro que la ganancia es mucho mayor con un sistema de completaciones duales que uno tradicional, tal como puede observarse en las gráficas de ganancias y valores presentes comparativos. En las gráficas se puede ver que el aumento de la productividad, hace que las ganancias sean mayores para un periodo de tiempo igual, que si se produjera individualmente de ambos yacimientos en periodos distintos de tiempo.

La completación normal de un pozo con bomba electrosomergible, tiene un costo del 45% de una completación dual, pero el aumento de la producción hace que se pague casi en un menor periodo de tiempo, porqu se debe considerar también la reducción en los costos que implicarían el realizar una perforación para otro pozo que produzca del otro yacimientyo individualmente; pero el efecto más significativo estriba en el aumento de las reservas que se pueden considerar para un campo, y así estar en posibilidades de nuevas inversiones. Por consiguiente, se muestra claramente que un sistema de completación dual es económicamente rentable.

CONCLUSIONES

- 1o. El incremento de las reservas recuperables de un campo petrolero para una compañía, representa para la misma un ingreso adicional. En nuestro país, como no es permitida la explotación conjunta de dos yacimientos desde un mismo pozo debido al poco control que se tiene sobre la procedencia de los fluidos y evitar la mezcla de los fluidos de las dos zonas productoras. Aún así, de ser permitido abrir las dos o mas zonas productoras, las diferentes presiones de los yacimientos, ocasionaría diversos problemas, ya que uno u otro podría verse obstruido a fluir porque no podría vencer la presión del otro. Otro problema que podría ocurrir es el cruce de flujo de un yacimiento de presión mucho mayor hacia el yacimiento de menor presión, lo que reduciría la producción de los fluidos. Para maximisar las ganancias, una empresa debe hacer uso de todos los medios disponibles, y dos de ellos es el uso y desarrollo de nueva tecnología, lo que le permitirá ser más competitivos.

- 2o. El desarrollo del diseño de Completación Doble fué desarrollado con miras a vencer las dificultades clásicas de una producción de petróleo de dos diferentes yacimientos. Este diseño permite la producción independiente de dos zonas de pago desde un mismo pozo, por consiguiente es posible el control de los dos fluidos producidos por los yacimientos.

- 3o. Al aumentar las zonas productoras económicamente explotables de un campo, sin incrementar el número de pozos, es evidente que la ganancia para una empresa y para un país podría aumentar, pero esto se puede afirmar siempre y cuando los costos de los nuevos equipos y materiales así como los costos operativos no sean elevados, y por consiguiente vuelvan antieconómico el proyecto.
- 4o. La completación dual, aunque siendo mucho más cara que una completación tradicional con equipo electricosumergible, se paga en poco tiempo, ya que el incremento de producción y de reservas recuperables desde un mismo pozo, vuelve rentable la inversión.
- 5o. Para el caso de la tesis propuesta, el Pozo D-1 con completación doble, permite el incremento de la producción del campo, por consiguiente, se puede producir más desde un mismo pozo, y como son de yacimientos distintos, es evidente que las reservas recuperables son mayores para un lapso tiempo dado en muchos casos, por poner un ejemplo, el tiempo de vida del contrato que una compañía operadora tiene con un país.
- 6o. La aplicabilidad de la completación doble viene dada por las características de los yacimientos. No todo pozo podría ser elegible para una completación doble. las presiones de los yacimientos juegan un papel

importante, porque si un estrato productor tiene una presión baja, y es necesario que la bomba sea ubicada muy abajo, la configuración de los equipos expuestos en ésta tesis, no se podrían ajustar a las necesidades. La separación de los yacimientos no debería constituir un impedimento para una elección de completación dual, porque, la separación de las zonas se las realiza con un packer VTL de apenas 15 pies aproximadamente. Un factor restrictivo puede ser eso si la cementación de las zonas, ya que si estas se encuentran demasiado cerca una de otra, puede dar lugar a que los fluidos de una emigren a la otra, provocando un posible cierre del flujo de una de ellas, o la invasión del acuífero de un reservorio hacia el otro si se tiene empuje de acuíferos activos, disminuyendo la producción y por consiguiente la ganancia.

- 7o. Analizando el caso del Bloque 16, debido a la multiplicidad de los estratos perolíferos en todos los campos, y además, la alta viscosidad de los crudos pesados de los yacimientos que pueden ser económicamente explotados desde un mismo pozo, hace factible la implementación de completaciones dobles con bombas electrosumergibles con éxito.
- 8o. El análisis económico demuestra que este tipo de completaciones son rentables para el tipo de yacimientos del Bloque 16 y área Tivacuno. El aumento de producción para el pozo es una muestra de la efectividad del tipo de completación aquí estudiada.

RECOMENDACIONES

El diseño de la completación debe contemplar una manera de desfogue de gas para la zona inferior, si esta llegara a una presión por debajo del punto de burbuja. Como en los yacimientos del presente estudio, la presión de burbuja es muy baja, no es necesario tenerla en cuenta, pero si se desea la utilización de completaciones duales en otros campos aparte de estudiado (Bloque 16) se deberán tener en cuenta esta consideración.

Aunque se demuestra que la completación doble ayuda a incrementar las reservas recuperables de un yacimiento, un análisis económico para un proyecto de completación dual es importante realizarlo antes de proceder a su implementación. Las características de los yacimientos son muy importantes, se debe analizar el tipo de empuje que ocurre en el yacimiento, el tipo de espesores y separación de las arenas productivas, la cantidad de petróleo económicamente recuperable, los comportamientos de la formación y otras formas alternativas de levantamiento artificial.

Se debe realizar un análisis del potencial recuperable para decidirse por una completación dual, y también se tendrá en cuenta las características de los yacimientos. Estos deberán poseer presiones por arriba del punto de burbuja, y un empuje de acuífero. Los yacimientos saturados, podrían ocasionar problemas para el desfogue del gas. La configuración de

completación debería cambiar porque al producirse gas del yacimiento, las bombas eléctrosumergibles podrían cavitear y romperse los ejes.

La Completación Dual es un innovador método para optimizar los recursos e incrementar las reservas recuperables para una compañía. Existen también otras aplicaciones para el tipo de completación estudiado, una de ellas es el Proyecto de Conificación Inversa (Inverse Coning), que consiste en invertir la conificación del agua en un pozo invadido por el acuífero.

A medida que la evolución tecnología avanza, las empresas deben hacer uso de la misma para liderar su posición estratégica en el mundo de los negocios, teniendo en cuenta una estricta protección al medio ambiente y altas normas de seguridad industrial para los empleados. Teniendo en cuenta estas premisas, una empresa podrá ser líder a nivel mundial.

FOTOGRAFIAS:

- F#1. Cabezal para Completacion Dual. Se puede observar las dos válvulas laterales, y el connector de superficie de la línea de corriente eléctrica.
- F#2. Herramientas y equipos para la completación, a la izquierda se encuentra el sellador para el encapsulado, también se muestran algunas juntas cortas para el espaciamento del desviador de flujo que conecta la Herramienta "Y" que puede verse en la parte derecha.
- F#3 Vista frontal del Arbol de Navidad Dual, donde se puede apreciar las válvulas de seguridad laterales y los choques; así como las válvulas maestras del cabezal.
- F#4. Instantes en los cuales son unidas la descarga del equipo electrosumergible superior con la Herramienta "Y" y su tubería paralela por la que proviene la producción del equipo electrosumergible inferior. También puede verse los dos cables para los respectivos motores.

- F#5. Instantes en que se sujeta el equipo electrosumergible que producirá de Basal Tena, a la tubería de desviación de flujo.
- F#6. Vista del sellador del encapsulado que encierra a los equipos electrosumergibles productores de M-1.
- F#7. Vista panorámica de la torre de reacondicionamiento #137 de la compañía Pool Intairdrill con la que se realizó el montaje de la completación.
- F#8. Maniobras para subir las bombas y motores al piso de la torre, haciendo uso de los elevadores y grapas especiales para la completación.
- F#9. Vista principal de la Herramienta "Y" la cual posee en su interior un sistema de desviación de los fluidos de las dos formaciones por vías independientes.
- F#10. Herramientas para la completación. Se aprecia el sellador del encapsulado y el penetrador del mismo, en el que se acopla el cable plano del motor del equipo inferior. También se puede

observar el protector para los cables en la tubería de 5½ pulgadas.

F#11. Momentos en que se finaliza el ensamble del encapsulador de 7 pulgadas. Pueden verse las cuñas y las grapas MLE para sujetar el tope del encapsulador.

F#12. Los dos equipos siendo sujetados por la torre. se ha finalizado la instalación y los acoples a la Herramienta "Y".

BIBLIOGRAFIA

- MAXUS ECUADOR, ESTUDIO DE INCORPORACION DEL CAMPO AMO, , 1990
- CIA. CENTRILIFT, DISEÑO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES, , 1993
- CIA PHOENIX PETROLEOUM, PHOENIX. MANUAL DE INSTALACION Y OPERACION, 1997
- BRADLEY , PETROLEOUM ENGINEERING HANDBOOK, , SPE, 1o. EDICION, 1987
- SMITH/TRACY/IPRAM, APLIED RESERVORY ENGINEERING, OGCI, 1992
- ALLEN/ROBERTS , PRODUCTION OPERATIONS, OGCI, 4o. EDICION, 1993
- ECONOMICS OF WORLDWIDE PETROLEOUM PRODUCTION, ALLEN/SEBA, OGCI, 1993
- SCHLUMBERGER, INTERPRETACION DE REGISTROS ELECTRICOS, 1994
- DATOS DE INVESTIGACION PERSONAL

LOS ANEXOS
CONSULTAR
DIRECTAMENTE A LA TESIS

ANEXO A

REGISTROS ELECTRICOS DEL POZO D-1

PETROPHYSICS

COMPUTER PROCESSED INTERPRETATION

COMPANY YPF ECUADOR INC.
WELL D-1
FIELD AMO
COUNTY NAPO STATE ORIENTE COUNTRY ECUADOR
LOCATION 76 12 05.5 S
0 59 22.2 W

SECTION TOWNSHIP RANGE API NUM
Permanent Datum BH ; Elevation 742.79 Elev.: K.B. 763.41
Log Measured From KB ,20 Above Perm. Datum D.F. 762.41
Drilling Meas From RT G.L. 743.41

	1	2	3
Date	14 MAY 1988	3 JUNE 1988	
Depth - Driller	7412	9350	
Depth - Logger	7406	9361.5	
Btm Log Interval	7400	9359	
Top Log Interval	0	7404.5	
Casing - Driller	2560	7397	
Casing - Logger	2562	7404.5	
Bitsize	12.25	8.5	
Type Fluid in Hole	HP NEW DRILL	HP NEW DRILL	
Dens. / Visc.	10.3 / 55	10.2 / 48	/
pH / Fluid Loss	8 / 8	8 / 5.6	/
Source of Sample	FLOWLINE	FLOWLINE	
Rm @ Meas. Temp	.943 @ 109	.411 @ 107	@
Rmf @ Meas. Temp	.762 @ 83	.377 @ 74	@
Rmc @ Meas. Temp	2.44 @ 75	.7 @ 67	@
Source: Rmf / Rmc	PRESS / PRESS	PRESS / PRESS	/
Rm @ BHT	.643 @ 163	.219 @ 207	@
Max. Rec. Temp.	163	207	

MARKS :
DUAL WATER MODEL USED FOR POROSITY AND SATURATION.

OUTPUT CURVE DEFINITIONS

DCKH : DEPTH SHIFTED CORE PERMEABILITY
KH_CALC : CALCULATED PERMEABILITY
PHIE : EFFECTIVE POROSITY
BVWSXO : FLUSHED ZONE BULK VOLUME WATER
BVW : BULK VOLUME WATER
DSCPHI : DEPTH SHIFTED CORE POROSITY
MINV : MICRO INVERSE
MNOR : MICRO NORMAL
SW : WATER SATURATION
DSCSO : DEPTH SHIFTED CORE OIL SATURATION
VWCLAY : CLAY VOLUME
VSILT+ : SILT VOLUME
TEST : TESTES INTERVALS

GEOLOGICAL CODING DEFINITIONS

MICROLOG SHADE
RESIDUAL OIL
SAND

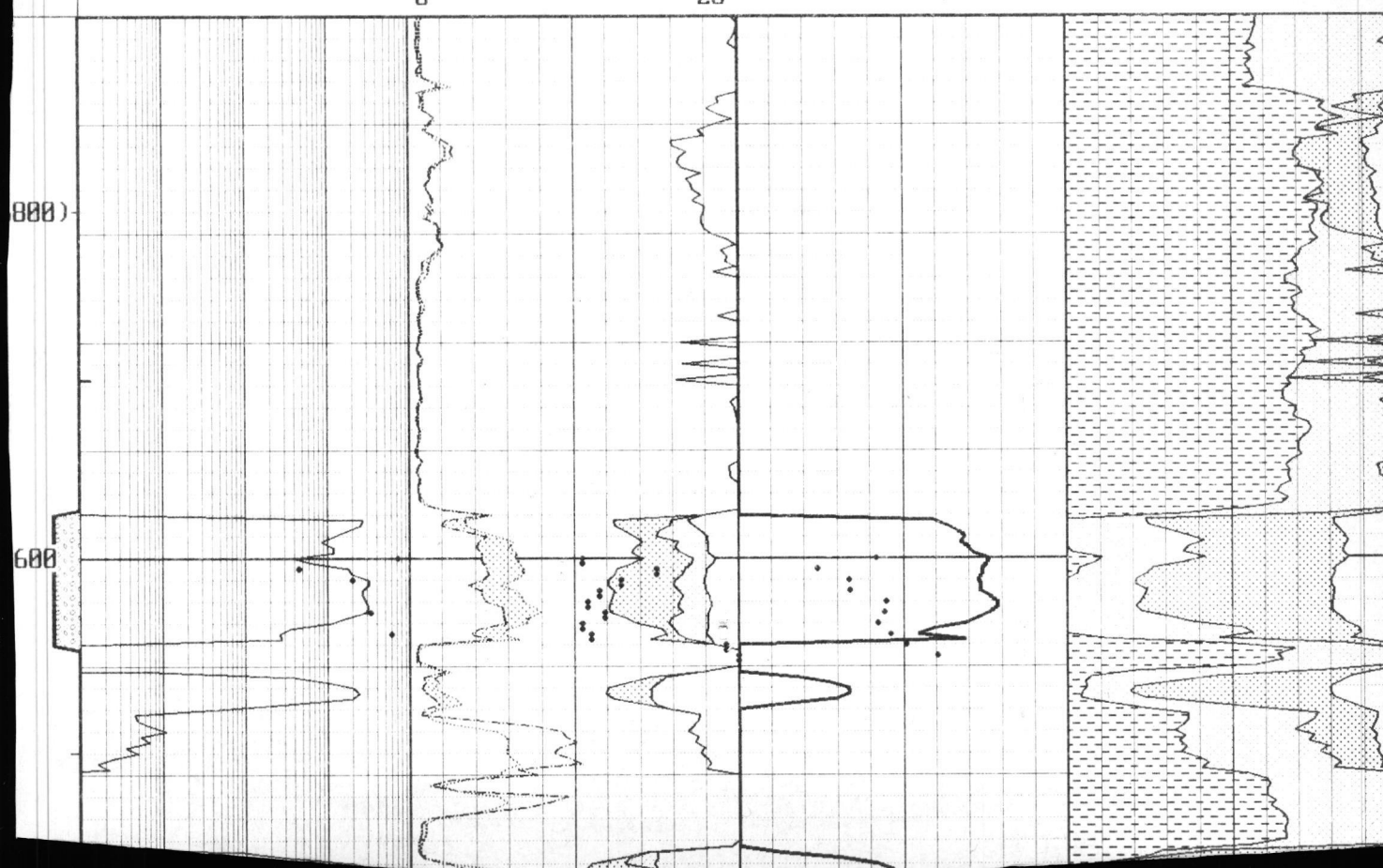
MOVEABLE OIL
SILT

CLAY

TESTED INTERVALS

D-1
27-SEP-97 @ 17:40:04
Depth Axes Curve : DEPTH Units : FT
(Second Depth Axes Curve : SSTVD F Units :)

000	(.)	DCKH	(.)	PHIE	SW	VWCLAY
ET	1	mD	10000	.5	DECIMAL	0 1
		KH_CALC		BVWSXO	(.)	DECIMAL
	1	mD	10000	.5	DECIMAL	0 0
				BVW	%	100 0
				.5	DECIMAL	0
				(.)	DSCPHI	(.)
				50	%	0
				MINV		
				0		20
				MNOR		
				0		20



C/W CLIP FOR
0.497" x 1.241" No.4 FLAT M.L.E.
AND 1/4" CONTROL LINE
PART No. A061105

PHOENIX MLE CLAMP
7 5/8" CASING
C/W CLIP FOR
0.497" x 1.241" No.4 FLAT M.L.E.
AND 1/4" CONTROL LINE
PART No. A061104

PHOENIX PUP JOINT
4 1/2" EVE BOX x PIN x 6ft LONG
PART No. A026045

PRODUCTION TUBING
CUSTOMER SUPPLY

LOWER STINGER ASSEMBLY

PHOENIX MULTI-SENSOR
PART No. A346011
C/W PHOENIX HOOK-UP KIT
PART No. A346028

PHOENIX MOTOR BASE PLUG
PART No. A054008

G.I.G.	1273		07.04.97	H
M.M.	1237	L.J.	13.01.97	G
M.M.	1228	L.J.	18.12.96	F
M.M.	1207	L.J.	24.10.96	E
M.M.	1201	L.J.	15.10.96	D
M.M.	1200	L.J.	10.10.96	C
M.M.	1197	L.J.	04.10.96	B
M.M.	1195	L.J.	25.09.96	A
Drawn	ECN	Checked	Date	Rev

NOTES :-

B-1

PHOENIX PETROLEUM SERVICES LIMITED
SOUTHERFORD AVENUE INVERURIE ABERDEENSHIRE AB51 0ZJ SCOTLAND



Drawn By: M. MACKIE
Date: 17.09.96

Checked By: L.J.
Date: 25.09.96

Scale: N.T.S.

Codefile Number: A696061

Description:

MAXUS - ENCAPSULATED ESP

Drawing Number:

A696061

Sheet No:

1/1

ANEXO B

ESQUEMA DE LA COMPLETACION

PRODUCTION TUBING
CUSTOMER SUPPLY

PHOENIX PUP JOINT
4 1/2' EUE BOX x PIN x 6 FT LONG
PART No. A026045

PHOENIX CROSSOVER
4 1/2' EUE BOX UP
3 1/2' - 9.2 LBS/FT NEW VAM PIN DOWN
PART No. A045008

PHOENIX PUP JOINT
3 1/2' - 9.2 LBS/FT NEW VAM BOX x PIN
6 FT LONG
PART No. A026017

CABLE PENETRATOR

PHOENIX PRESSURE TRANSFER LINE
PART No. A046002

PHOENIX ROTARY-OFFSET UNION
3 1/2' - 9.2 LBS/FT NEW VAM PIN x PIN
PART No. A067003

PHOENIX PUP JOINT
3 1/2' - 9.2 LBS/FT NEW VAM BOX x PIN
3 FT LONG
PART No. A028008

PHOENIX PUP JOINT
3 1/2' - 9.2 LBS/FT NEW VAM BOX x PIN
15 FT LONG
PART No. A026051

PHOENIX MLE CLAMP
7 5/8" CASING
C/W CLIP FOR
0.497" x 1.241" No.4 FLAT M.L.E.
AND 1/4" CONTROL LINE
PART No. A061103

CENTRILIFT DISCHARGE HEAD
0.70 FT LONG

CENTRILIFT 28 STAGE KC-15000 PUMP
14.25 FT LONG

PHOENIX MLE CLAMP
7 5/8" CASING
C/W CLIP FOR
0.497" x 1.241" No.4 FLAT M.L.E.
AND 1/4" CONTROL LINE
PART No. A061105

CENTRILIFT 52 STAGE KC-15000 PUMP
23.85 FT LONG

PHOENIX MLE CLAMP
7 5/8" CASING
C/W CLIP FOR
0.497" x 1.241" No.4 FLAT M.L.E.
AND 1/4" CONTROL LINE
PART No. A061104

CENTRILIFT TANDEM SEAL SECTION
12.60 FT LONG

PHOENIX ESP POD ASSEMBLY
8.437" O/DIA FINNED (MAX)
6.889" I/DIA (MIN)
3 1/2" - 9.2 LBS/FT NEW VAM BOX UP
4 1/2" - EVE PIN DOWN
180 FT LONG
PART No. A066001

CENTRILIFT 600 HP 562 SERIES TANDEM MOTOR
67.90 FT LONG

PHOENIX MLE CLAMP
7 5/8" CASING
C/W CLIP FOR
0.497" x 1.241" No.4 FLAT M.L.E.
AND 1/4" CONTROL LINE
PART No. A061105

PHOENIX MULTI-SENSOR
PART No. A346011
C/W PHOENIX HOOK-UP KIT
PART No. A346028

PHOENIX BYPASS TUBING
3 1/2" - 9.2 LBS/FT NEW VAM
PART No. A026____
MAKE-UP TO SUIT E.S.P. ASSEMBLY

PHOENIX BYPASS CLAMP
9 5/8" CASING x 3 1/2" BYPASS TUBING
PART No. A059027

PHOENIX BYPASS CLAMP
9 5/8" CASING x 3 1/2" BYPASS TUBING
PART No. A059030

PHOENIX PUP JOINT
3 1/2" - 9.2 LBS/FT NEW VAM BOX x PIN
PART No. A026057

PHOENIX CROSSOVER
4 1/2" - 12.6 LBS/FT NEW VAM PIN UP
4 1/2" EUE PIN DOWN
3 FT LONG
PART No. A045117

PHOENIX PUP JOINT
4 1/2" EUE BOX x PIN x 6 FT LONG
PART No. A026045

CENTRILIFT BOLT-ON INTAKE
0.91 FT LONG

CENTRILIFT TANDEM SEAL SECTION
11.60 FT LONG

CENTRILIFT 240 HP 450 SERIES TANDEM MOTOR
64.70 FT LONG

PHOENIX MULTI-SENSOR
PART No. A346011
C/W PHOENIX HOOK-UP KIT
PART No. A346028

PHOENIX PUMP SUPPORT SUB
PART No. A056005

PHOENIX CABLE PROTECTOR
PART No. A915002
C/W CLIP FOR 1.460" DIA CABLE

C/W PRESSURE LINE-UP PUKI
PART No. A086003

PHOENIX PRESSURE TRANSFER LINE
PART No. A046002

PHOENIX ROTARY UNION
3 1/2" - 9.2 LBS/FT NEW VAM PIN UP
3 1/2" - 9.2 LBS/FT NEW VAM PIN DOWN
PART No. A067001

PHOENIX ROTARY UNION
4" - 10.9 LBS/FT NEW VAM PIN UP
2 7/8" - 6.4 LBS/FT NEW VAM PIN DOWN
PART No. A067002

PHOENIX PUP JOINT
2 7/8" - 6.4 LBS/FT NEW VAM BOX x PIN
10 FT LONG
PART No. A026016

PHOENIX PUP JOINT
3 1/2" - 9.2 LBS/FT NEW VAM BOX x PIN
PART No. A026056

PHOENIX CROSSOVER
2 7/8" - 6.4 LBS/FT NEW VAM BOX UP
2 3/8" - 4.6 LBS/FT NEW VAM PIN DOWN
PART No. A045114

PHOENIX BYPASS CLAMP
9 5/8" CASING x 3 1/2" BYPASS TUBING
PART No. A059026

CENTRILIFT DISCHARGE HEAD
0.50 FT LONG

CENTRILIFT 126 STAGE FC2200 PUMP
13.0 FT LONG

PHOENIX BYPASS CLAMP
9 5/8" CASING x 3 1/2" BYPASS TUBING
PART No. A059029

CENTRILIFT 126 STAGE FC2200 PUMP
13.0 FT LONG

PHOENIX BYPASS TUBING
3 1/2" - 9.2 LBS/FT NEW VAM
PART No. A026____
MAKE-UP TO SUIT E.S.P. ASSEMBLY

CENTRILIFT BOLT-ON INTAKE
0.91 FT LONG

PHOENIX BYPASS CLAMP
9 5/8" CASING x 3 1/2" BYPASS TUBING
PART No. A059027

CENTRILIFT TANDEM SEAL SECTION
11.60 FT LONG

ANEXO C

REGISTROS ELECTRICOS CBL Y VDL

PHOENIX STANDING VALVE
1.687" DIA SEAL
PART No. A071023

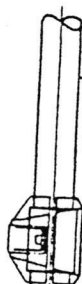


PRODUCTION TUBING
CUSTOMER SUPPLY



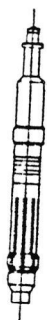
PHOENIX TUBING STINGER
2 3/8" EUE BOX UP
2.875" EXTERNAL SEAL DIAMETER
1.687" INTERNAL SEAL DIAMETER
PART No. A068001

PRODUCTION TUBING
CUSTOMER SUPPLY



PHOENIX HYGRIP CLAMP
PART No. A918004
5 1/2" LTC C/W
CLIP FOR 1.460" DIA CABLES

PHOENIX STANDING VALVE
4.125" DIA SEAL
PART No. A071021



PHOENIX CROSSOVER
5 1/2" LTC BOX UP
5 1/2" - 20.0 LBS/FT NEW VAM PIN DOWN
6 FT LONG
PART No. A045109

PHOENIX NIPPLE
4.125" DIA SEAL BORE
5 1/2" - 20.0 LBS/FT NEW VAM BOX UP
5 1/2" - 20.0 LBS/FT NEW VAM PIN DOWN
PART No. A048032



PHOENIX FLOW CROSSOVER ASSEMBLY
5 1/2" - 20.0 LBS/FT NEW VAM PRODUCTION
4" - 10.9 LBS/FT NEW VAM UPPER PUMP DISCHARGE
3 1/2" - 9.2 LBS/FT NEW VAM LOWER PUMP DISCHARGE
C/W PRESSURE TAKE-OFF PORT
PART No. A086007

NAME VALUE UNIT

BHS CASE
 FCHD CSID
 SPFS R-H
 DTM 56.0000 US/F
 SLC UA
 DSIN 5 US
 LAD9 -65.0000 DB
 ROT7 0.0 IN
 ROT5 0.0 IN
 ROT3 0.0 IN
 ROT1 0.0 IN
 CSCG 1520.00
 TR9D 0.0 IN
 WFVS 6
 IMAF A
 CSAV A
 IMAU 3.20000
 IMAR DISA
 CETS MA
 CSID 6.27600 IN
 W2FP .880000
 TR9R 1.70400 IN
 IS2 19.2000 US
 WEGA 0.0 DB
 W3C9 1.00000
 W2C9 1.00000

NAME VALUE UNIT

CSIZ 7.00000 IN
 BS 8.50000 IN
 CWEI 26.0000 LB/F
 CDT5 100.000
 DTF 189.000 US/F
 DDEL 200 US
 DWCD 512
 RDT8 0.0 IN
 RDT6 0.0 IN
 RDT4 0.0 IN
 RDT2 0.0 IN
 CMTY N
 CSCD 3800.00
 CMUD 8.60000 LB/G
 W2GS 1.30000
 IMAO I
 ECCF .100000 IN
 IMAL 2.50000
 CEEC A
 CSW 26 LB/F
 CDIA 7 IN
 DOT 2.29130 IN
 IL2 19.2000 US
 W3FP .660000
 AGMX 49.0000 DB

Schlumberger

MAIN - LOG WITHOUT PRESSURE

CSU Field Log

IT2 (US)
 350.00 250.00
 CCL
 -19.00 1.0000
 GR (GAPI)
 0.0 100.00

CBL (MV)
 0.0 50.000
 CBL (MV)
 0.0 10.000

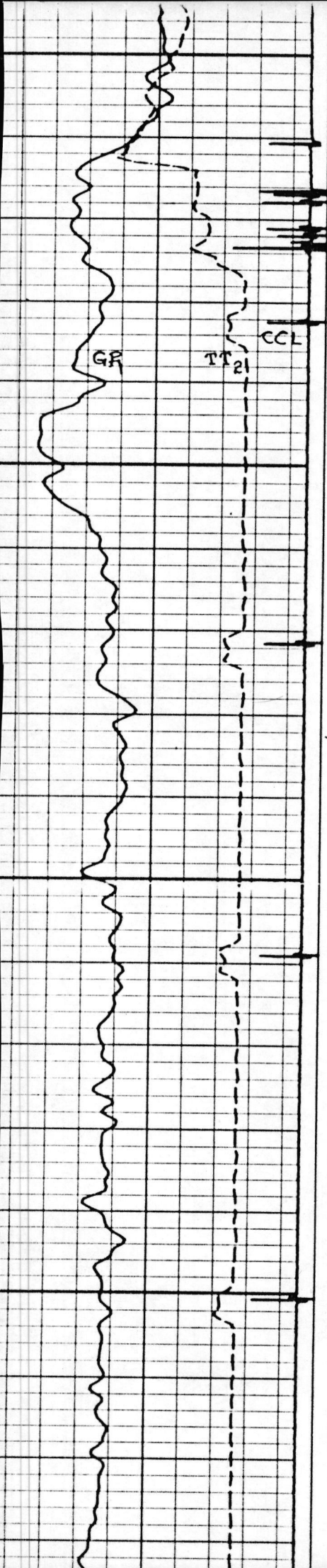
CP 30.2

FILE 4 07-JUN-88 23:35

○ PSI

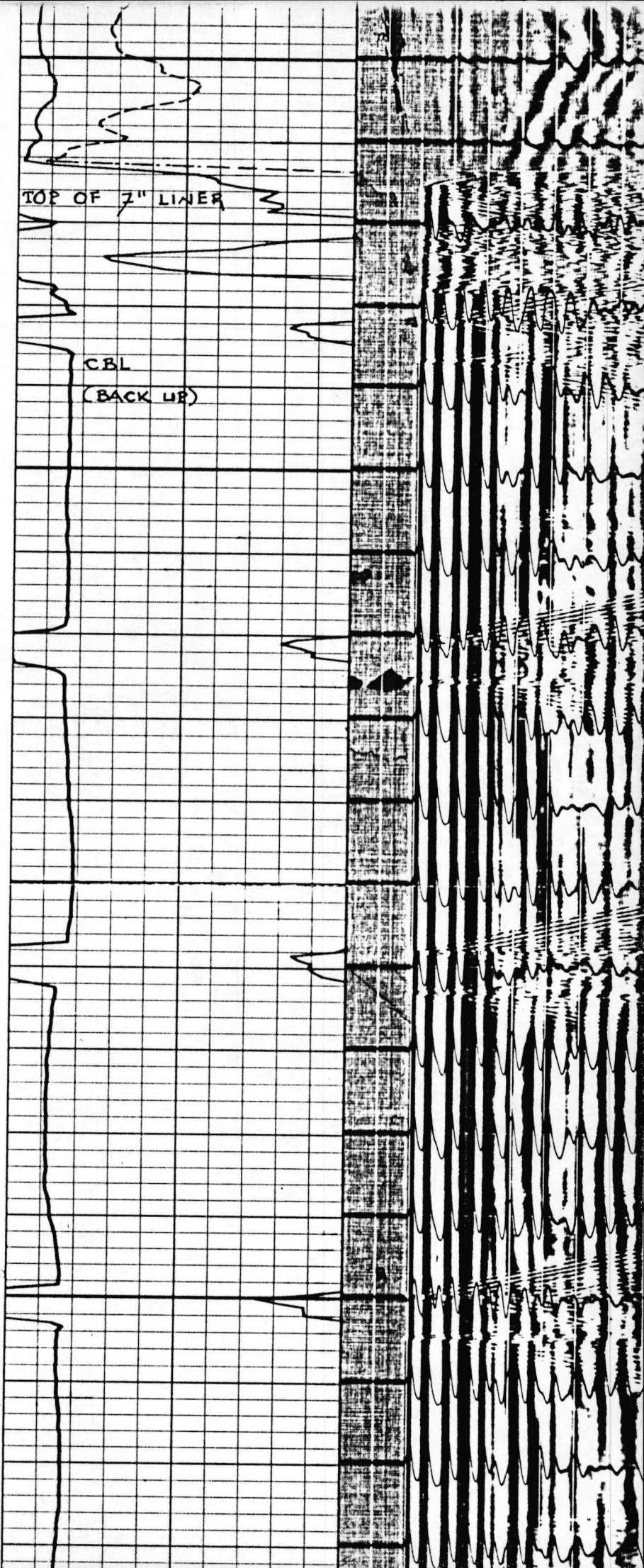
1/200

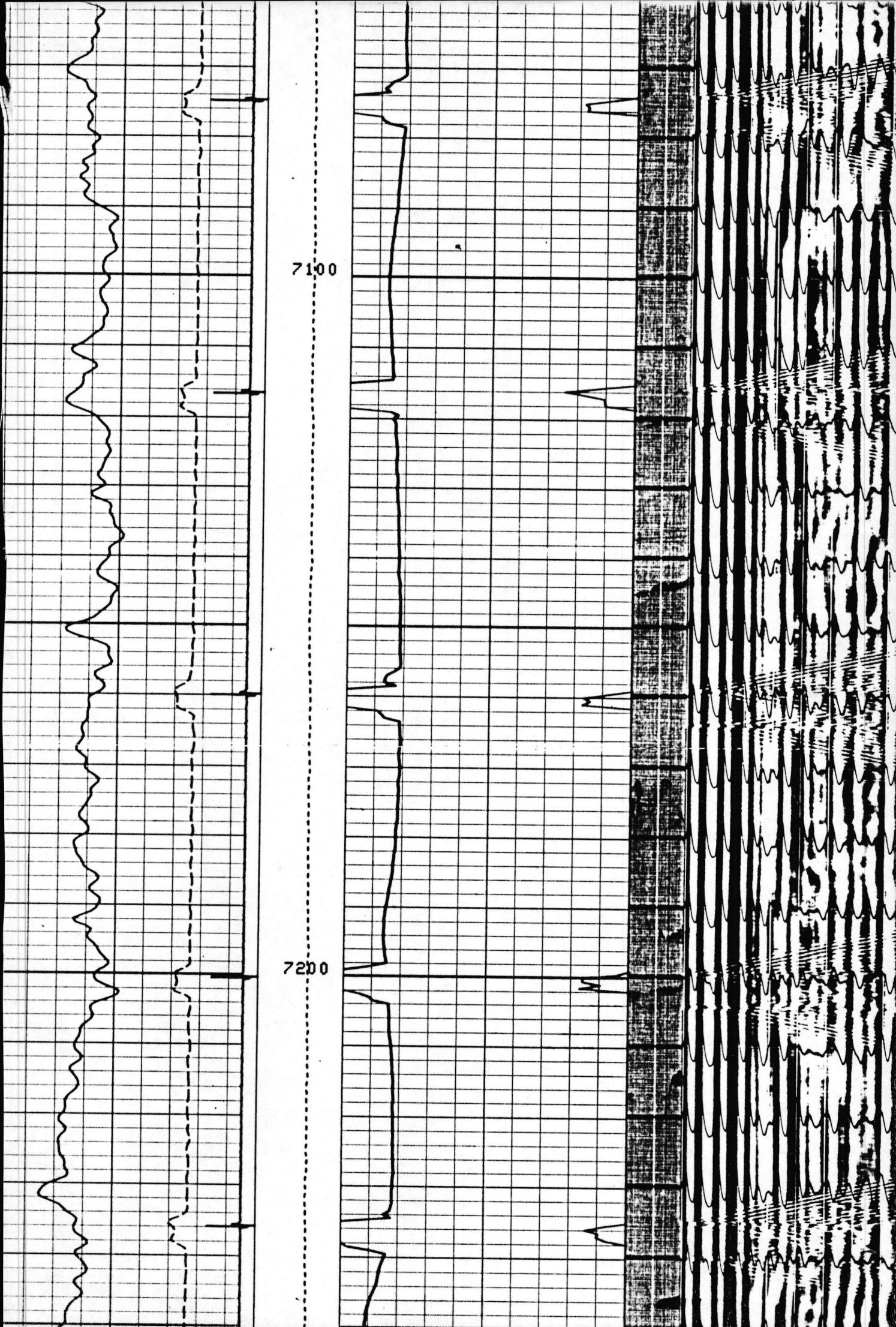
4800



6900

7000

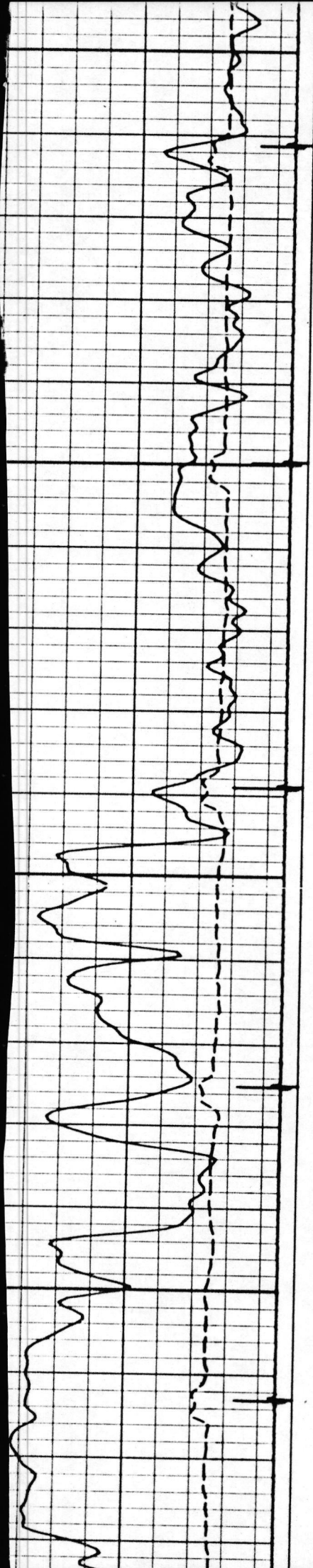




7300

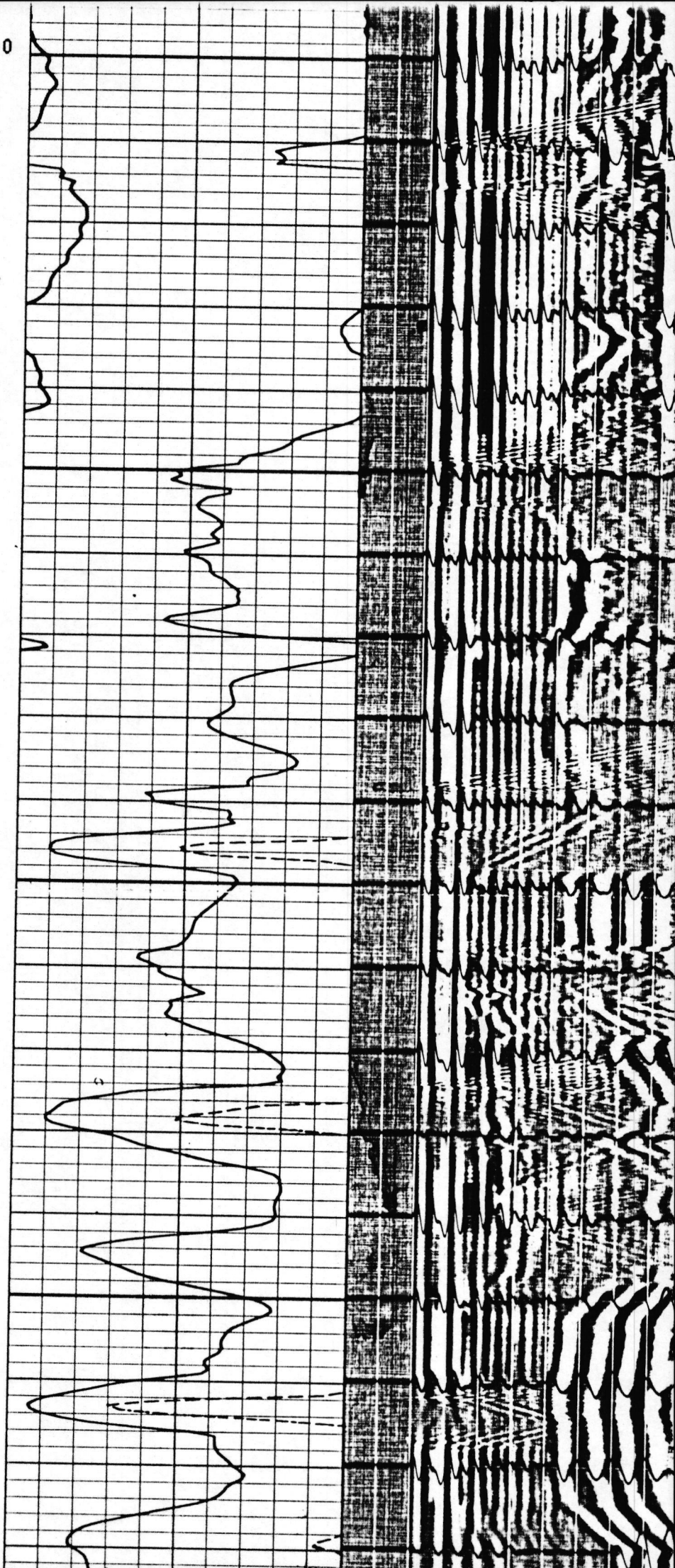
7400

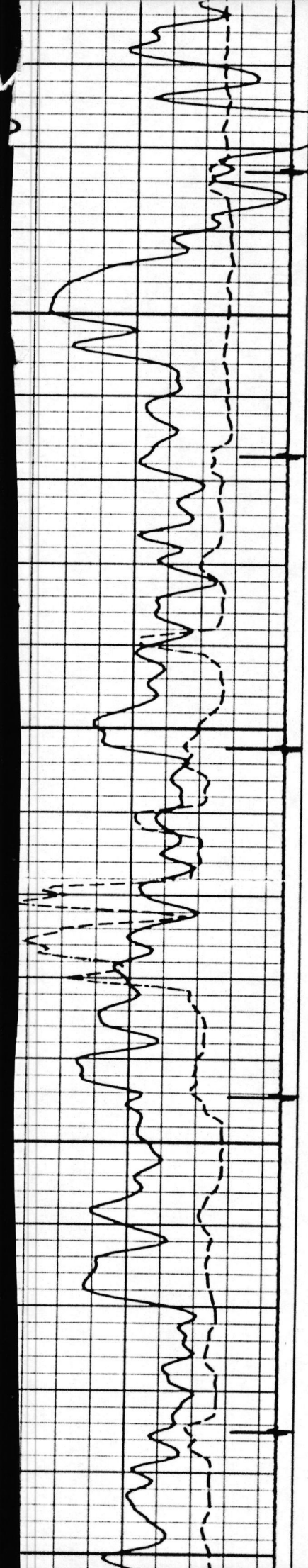
9 5/8" CASING SHOE



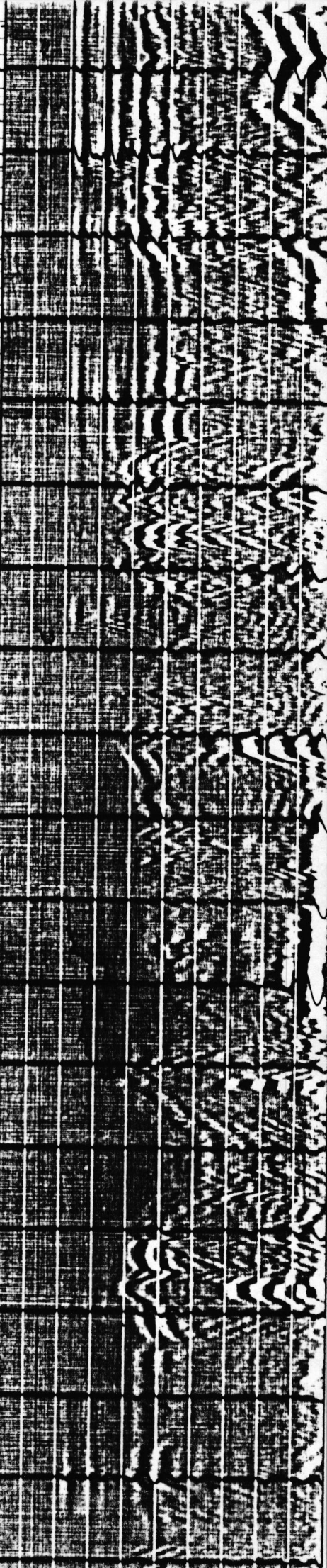
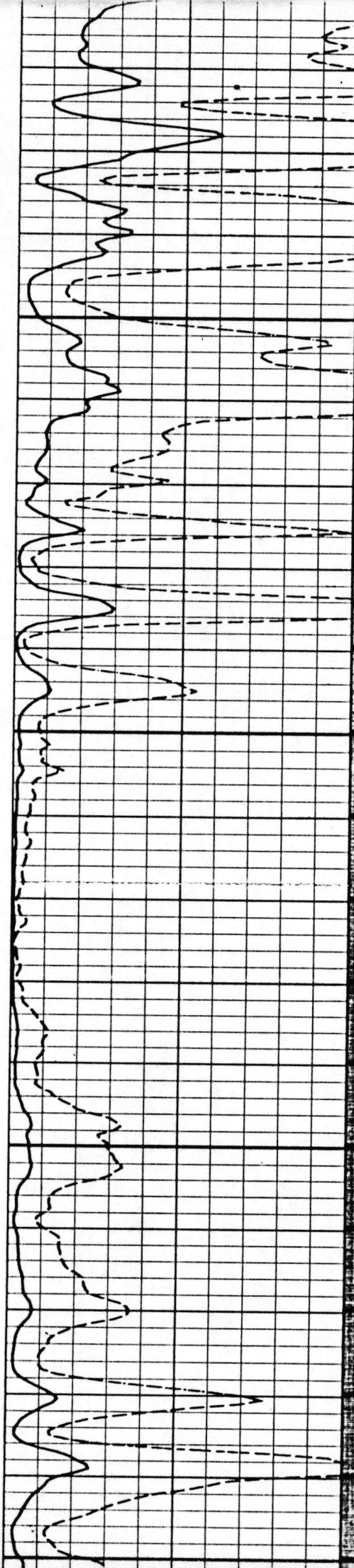
7500

7600

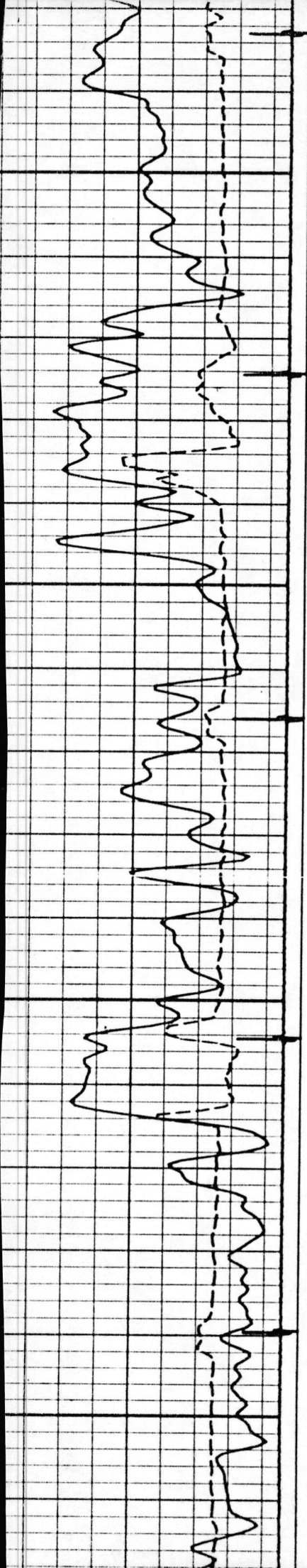




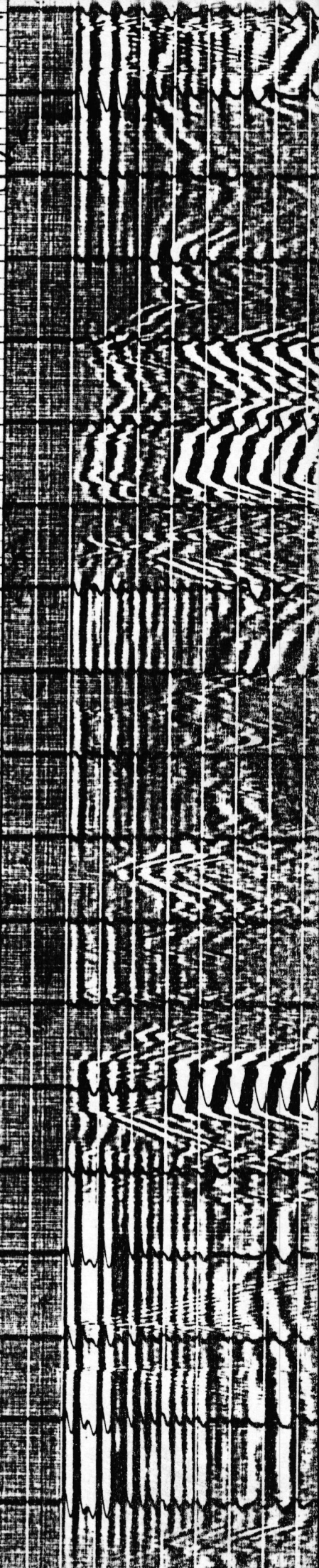
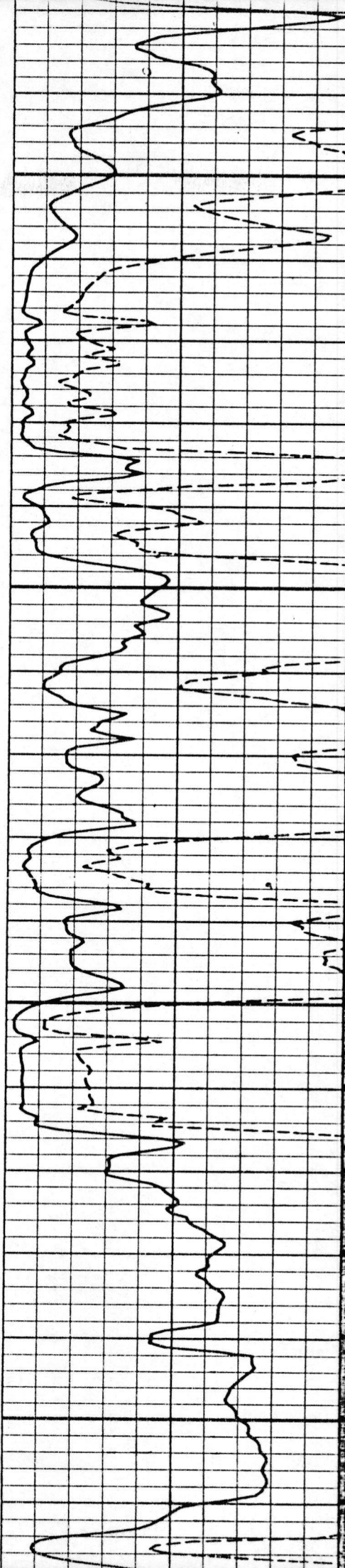
7800



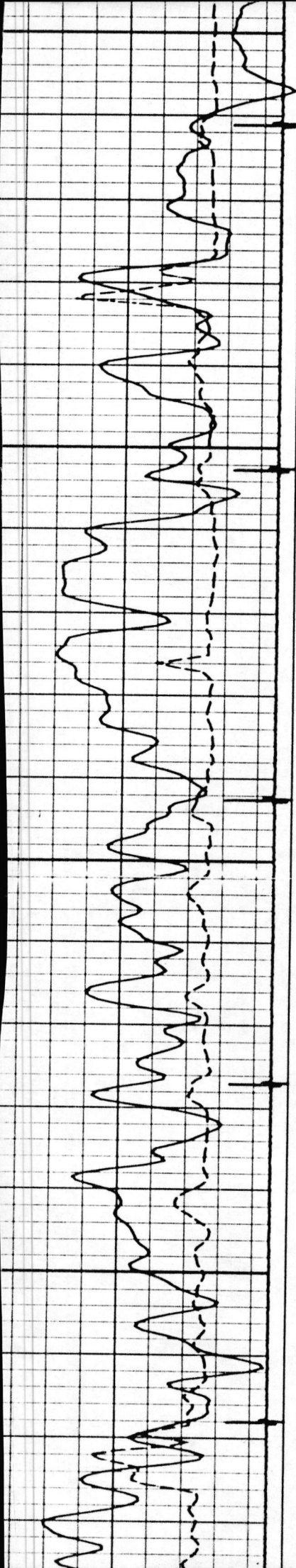
7900



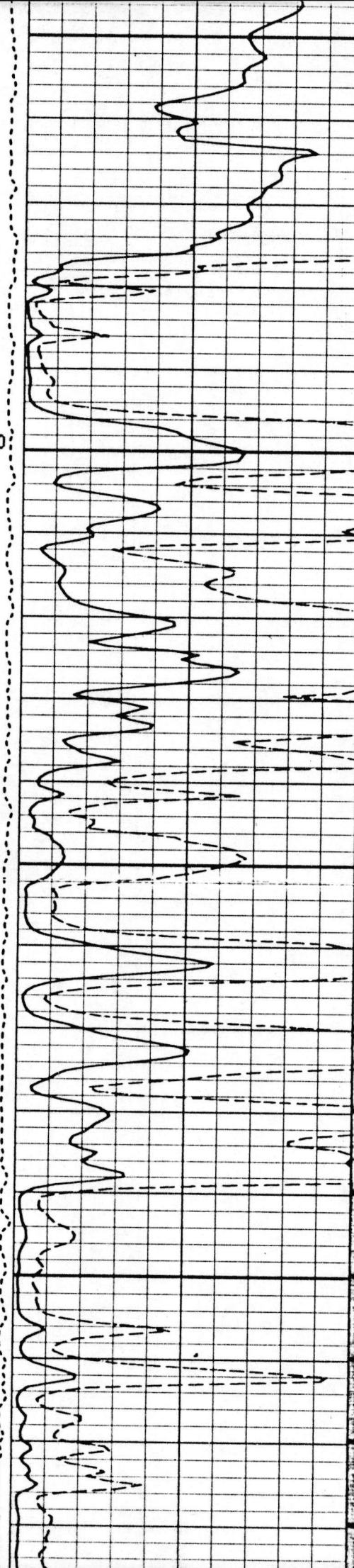
8000



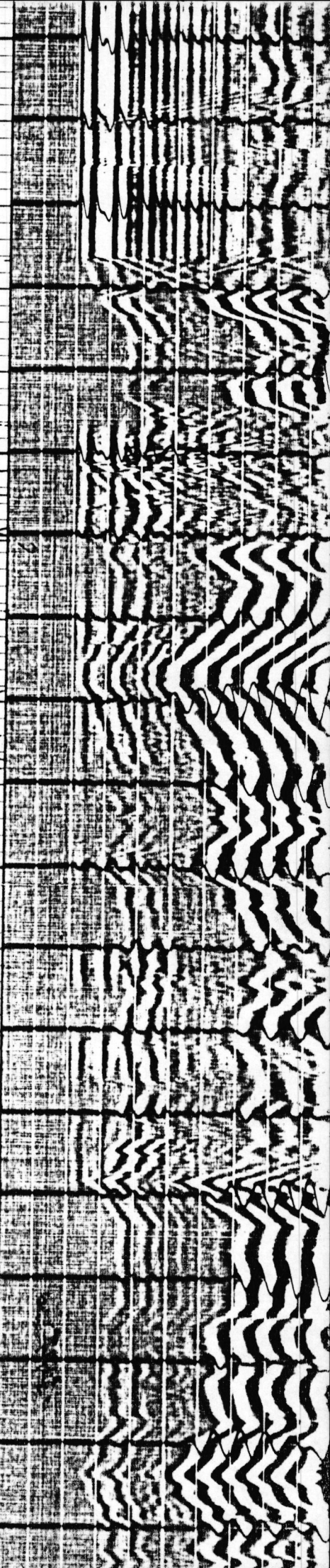
8100

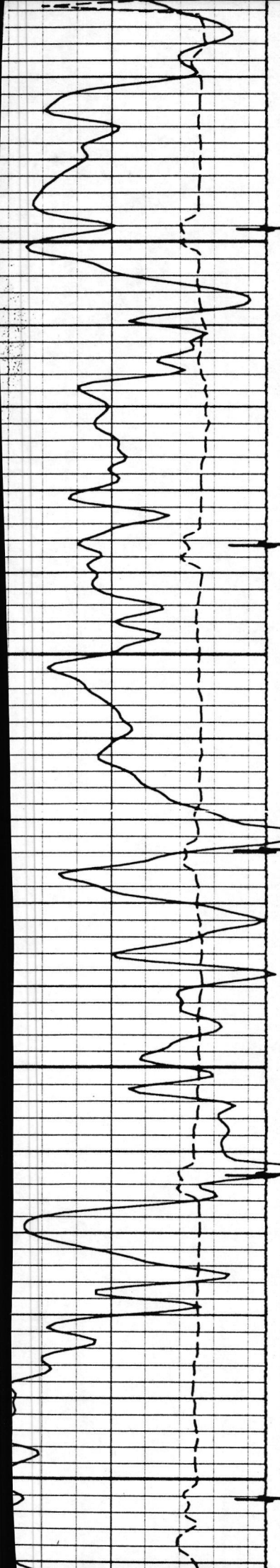


8200



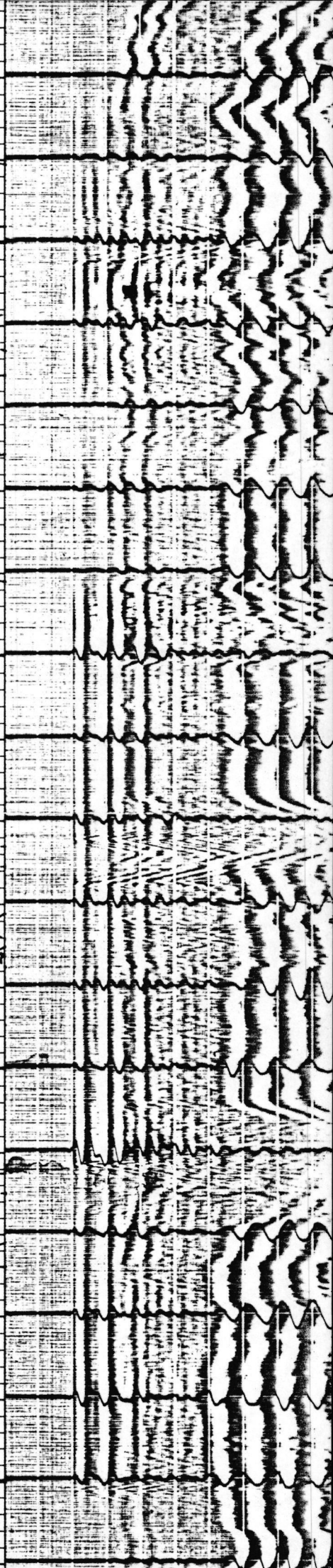
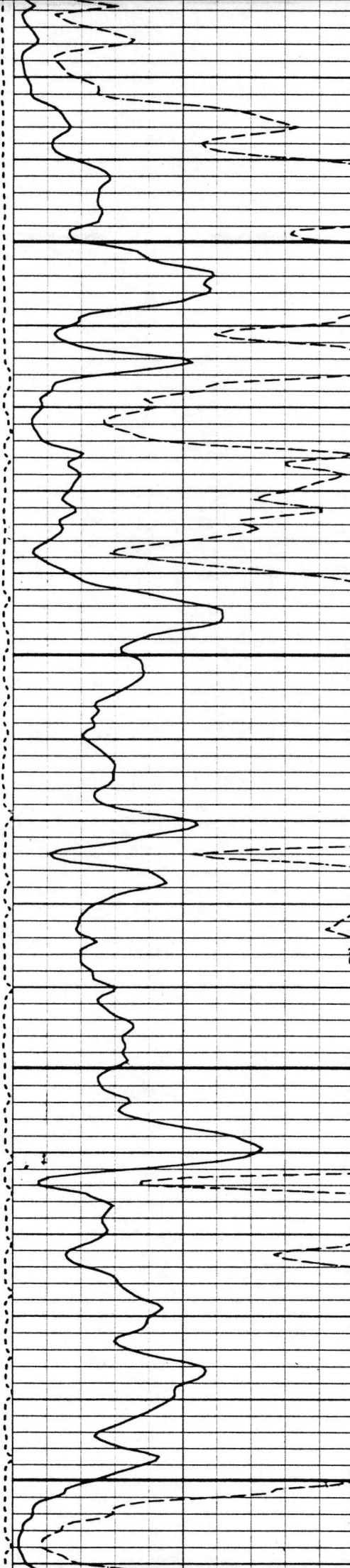
8300

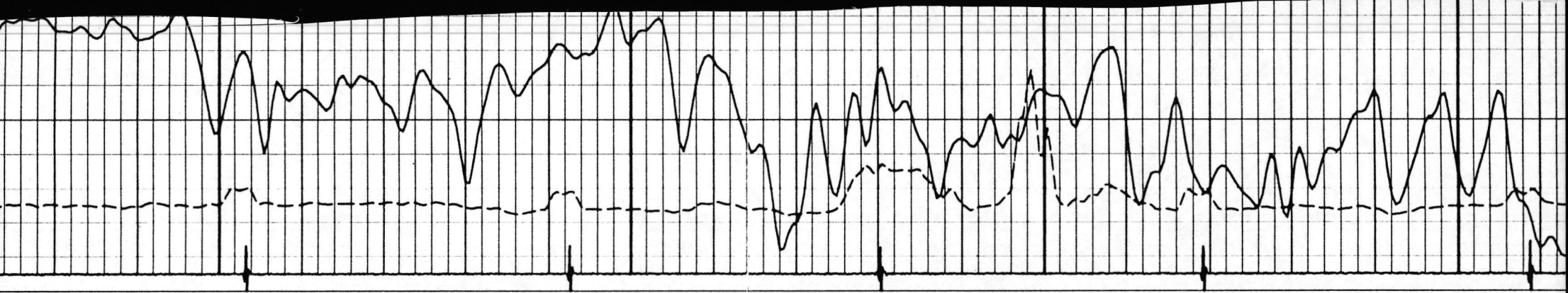




8400

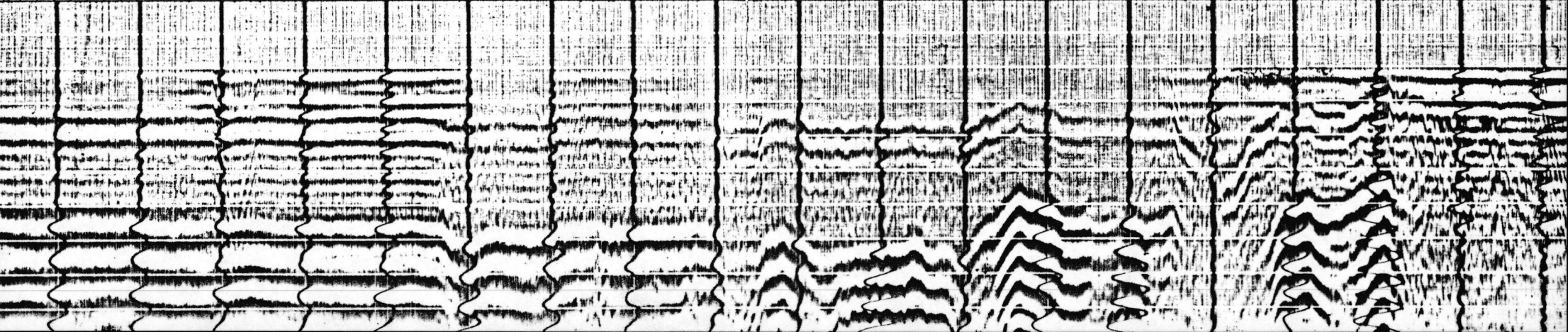
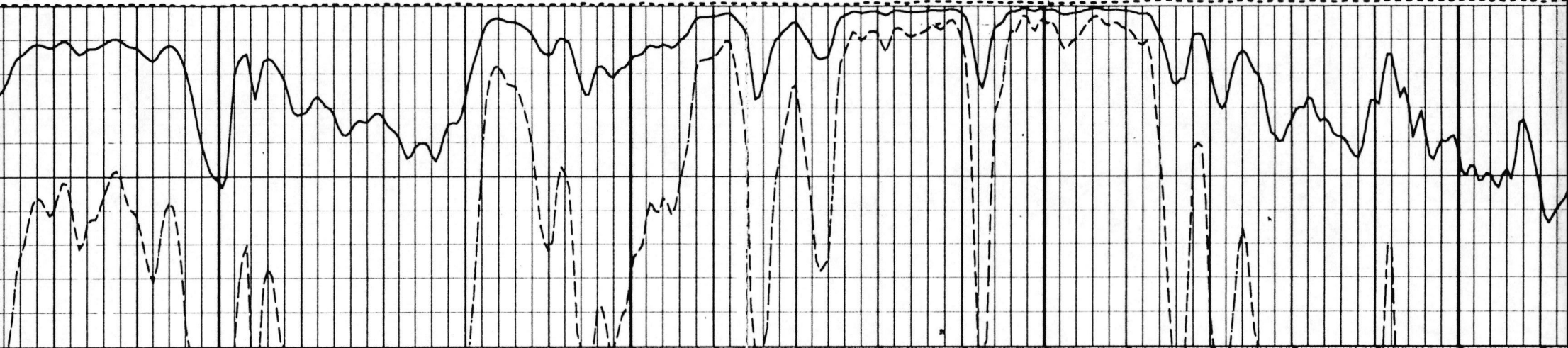
8500

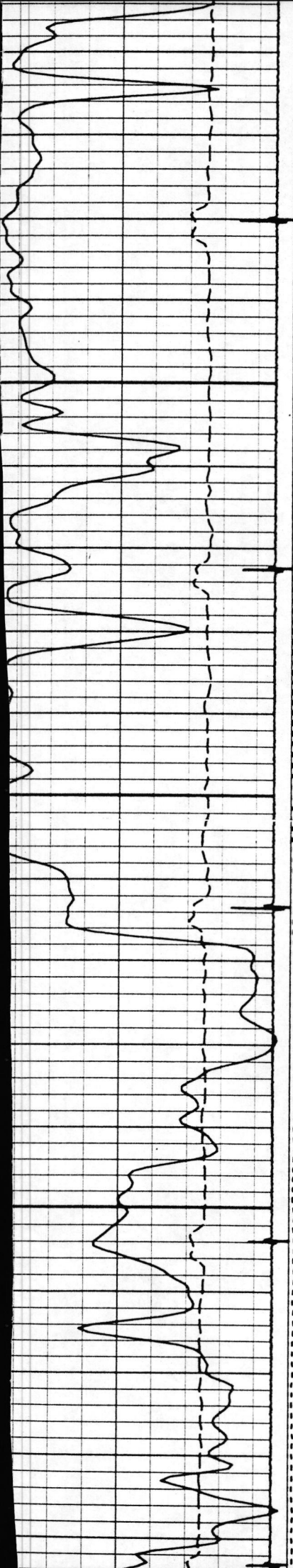




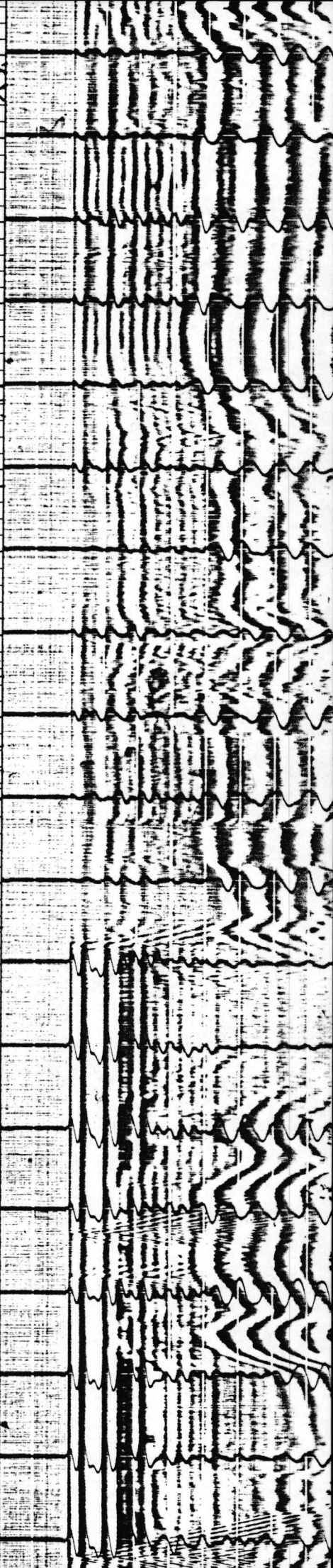
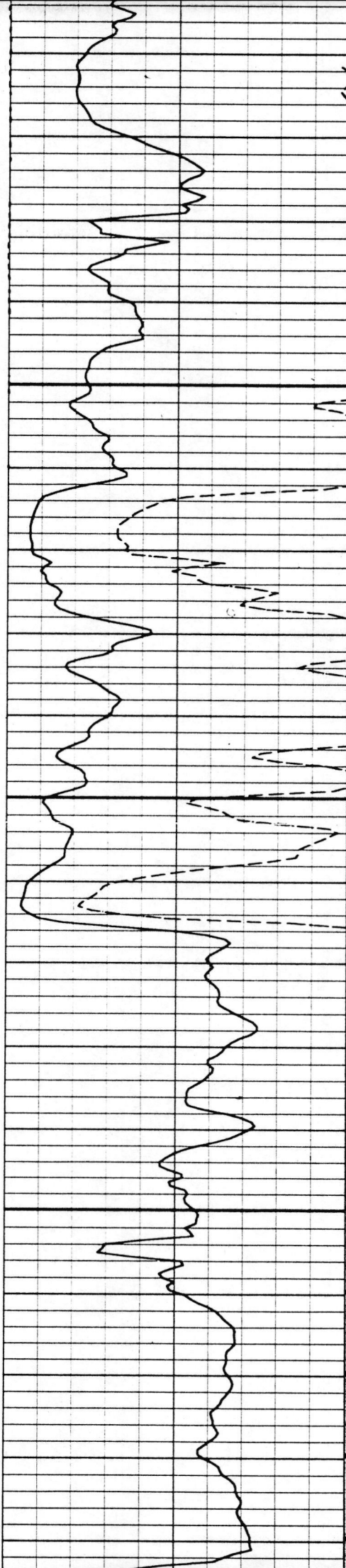
8700

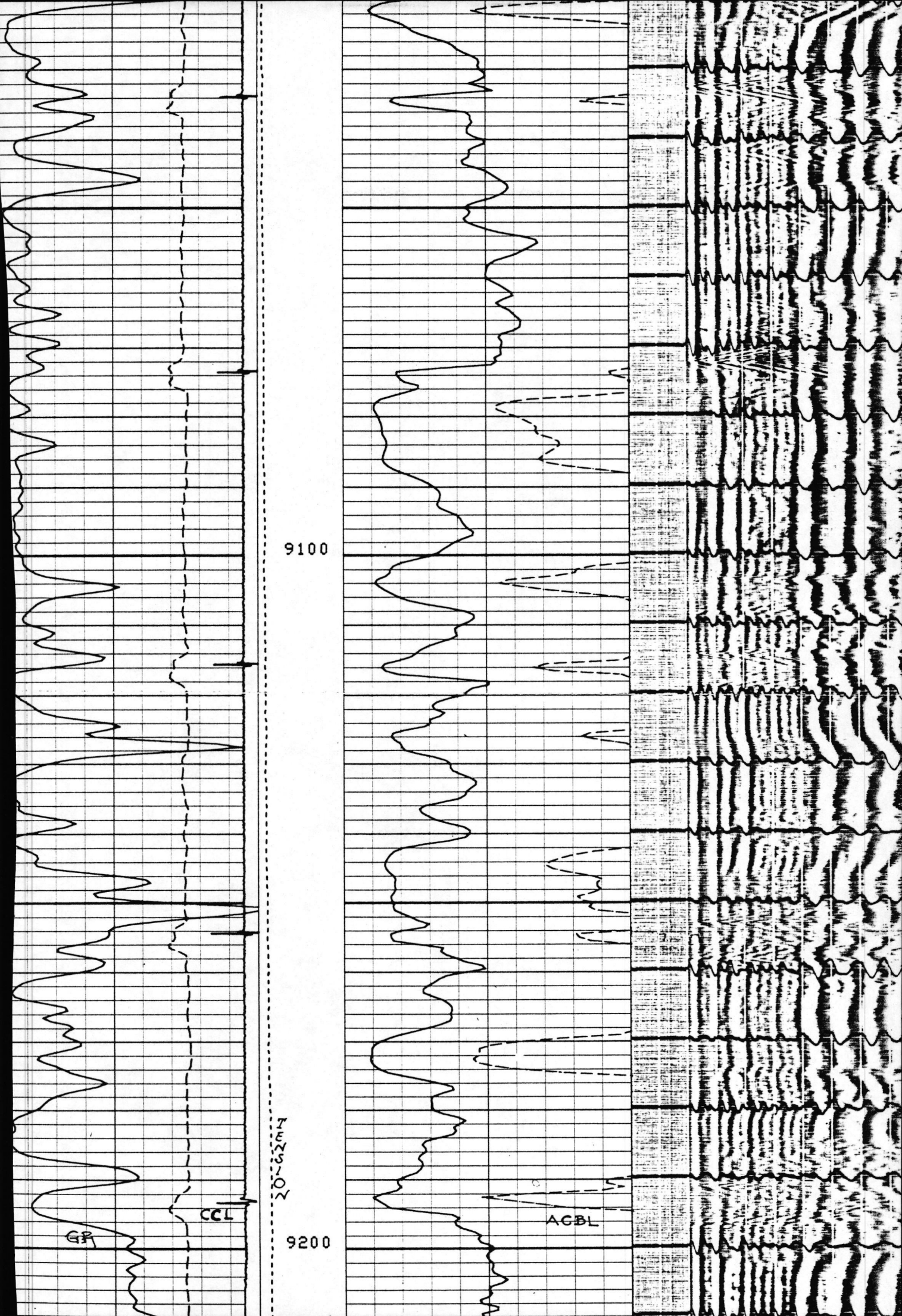
8600





8900





9100

9200

CCL

GP

ACBL

ANEXO D

DISEÑO DE BOMBAS

Customer Y.P.F. Ecuador Inc. Well Name D-1 (BASAL TENA)

HARDWARE

Casing 9.625", 47#
 Perforation Depth 7602 ft
 Vert Depth of Pump 6400 ft
 Tubing Length (ft) 6400 ft
 Tubing ID (in) 1.867 in
 Instrument tube OD 0 in

TEMPERATURE

Down hole temp (F) 196
 Well head temp (F) 100

WELL DATA

Oil gravity (API) 17.2
 Specif Grav Water 1.033
 Water Cut (0-1) 10%
 Gas gravity 0.96
 GOR SCF/BBL 54
 GIP 100%

FLUID CALCULATIONS

Specific Gravity Oil 0.952
 Avg Specific Gravity 0.960
 Gradient (psi/ft) 0.416
 Bubble Point psi 770

WELL TEST DATA - PI METHOD

static down hole psi 3216
 at depth (ft) 7602
 Stat Fluid Lev (ft) -137
 static down hole psi 3216
 (at perforations)
 PI (BPD/PSI) 0.4

WELL CALCULATIONS - PI METHOD

Ultimate Flow (BPD) 1286
 (pump dn to perms)
 Maximum Flow (BPD) 1077
 (GPM) 31
 (at min pump intake pressure)

TOTAL DYNAMIC HEAD CALCULATIONS PI METHOD

Flow GPM	Flow BPD	Fluid Level Feet	Wellhead Pressure Feet	Tubing Friction Loss (ft)	Total Dynamic Head (ft)
21.9	750	4375	1203	137	5716

DESIRED OPERATING CONDITIONS

Well HD Press (psi)- 500
 Min Pump Intake psi 25 PSI
 Maximum Desired Flow 750 BPD
 22 GPM
 Frequency 48.4

PUMPING CONDITIONS

Pump speed in rpm 2783
 Flow in BPD 750
 Flow (GPM) 22 GPM
 Fluid HP (pump out) 40
 Pump horsepower reqd. 65
 Eff. (pump only) 61.5%
 Head Produced ft. 7586
 Head Required ft. 5716
 Intake pressure psi 841
 Drawdown Straight Line

PUMP

Type CLFC1200
 Stages 418

No. Stages to try 315
 8.1% flow error due to
 formation Bo

Use CompSel if error > 5%
 NO GAS SEPARATOR REQUIRED

MOTOR REQUIREMENTS

60 Hz Hp rating 81
 60 Hz Speeds
 User specified 3450
 Computer calculated ERR

Customer Y.P.F. Ecuador Inc. Well Name D-1 (BASAL TENA)

DWH

Customer Y.P.F. Ecuador Inc. Well Name D-1 (M-

HARDWARE		TEMPERATURE	
Casing	7.625", 24#		
Perforation Depth	7659 ft	Down hole temp (F)	196
Vert Depth of Pump	6600 ft	Well head temp (F)	120
Tubing Length (ft)	6600 ft		
Tubing ID (in)	3.958 in		
Instrument tube OD	0 in		

WELL DATA		FLUID CALCULATIONS	
Oil gravity (API)	16.5	Specific Gravity Oil	0.956
Specif Grav Water	1.033	Avg Specific Gravity	1.024
Water Cut (0-1)	88%	Gradient (psi/ft)	0.443
Gas gravity	0.95	Bubble Point psi	847
GOR SCF/BBL	60		
GIP	100%		

WELL TEST DATA - PI METHOD		WELL CALCULATIONS - PI METHOD	
static down hole psi	3256	Ultimate Flow (BPD)	45584
at depth (ft)	7659	(pump dn to perms)	
Stat Fluid Lev (ft)	314	Maximum Flow (BPD)	38662
static down hole psi	3256	(GPM)	1128
(at perforations)		(at min pump intake pressure)	
PI (BPD/PSI)	14		

TOTAL DYNAMIC HEAD CALCULATIONS PI METHOD

Flow GPM	Flow BPD	Fluid Level Feet	Wellhead Pressure Feet	Tubing Friction Loss (ft)	Total Dynamic Head (ft)
284.4	9750	1885	1128	421	3434

DESIRED OPERATING CONDITIONS		PUMPING CONDITIONS	
Well HD Press (psi)-	500	Pump speed in rpm	3450
Min Pump Intake psi	25 PSI	Flow in BPD	9750
Maximum Desired Flow	9750 BPD	Flow (GPM)	284 GPM
Frequency	284 GPM	Fluid HP (pump out)	258
	60	Pump horsepower reqd.	466
		Eff. (pump only)	55.5%
		Head Produced ft.	3514
		Head Required ft.	3434
		Intake pressure psi	2090
		Drawdown Straight Line	
PUMP		MOTOR REQUIREMENTS	
Type CLGC8200		60 Hz Hp rating	466
Stages 178		60 Hz Speeds	
No. Stages to try 174		User specified	3450
1.1% flow error due to formation Bo		Computer calculated	ERR
Use Compse if error > 5%			
NO GAS SEPARATOR REQUIRED			

Customer Y.P.F. Ecuador Inc. Well Name D-1 (M-1)

DNH