

T
622.25
GUEC.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“CONTROL DE ARENA EN UN POZO DEL
CAMPO GINTA, BLOQUE 16, ORIENTE-
ECUATORIANO UTILIZANDO
EMPAQUETADURA DE GRAVA EN
HUECO ENTUBADO CON TECNICA DE
RANURADO HYDRO-JET”.**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEO

Presentada por:

ALEX IVAN GUEVARA GARZON

JORGE REYES IZQUIERDO

GUAYAQUIL-ECUADOR

1997

Y.P.F. ECUADOR INC

AGRADECIMIENTO

Para alcanzar los pequeños y grandes objetivos, los hombres que buscamos la superación personal y profesional invocamos al apoyo de la buena voluntad y experiencia de quienes con su conocimiento nos ayudan a crecer.

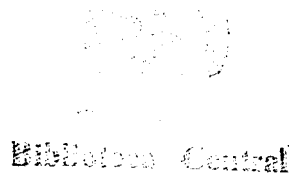
En vista de que he tenido la buena ventura de realizar mi pasantía en Y.P.F. ECUADOR INC, agradezco a Dios y a las personas como:

Bryan Soto, Hector Zambrano, Washington Gallegos, Butros Jarufe, y todo el equipo de Yacimientos y Completaciones.

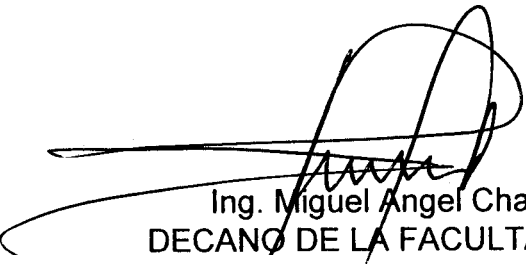


Elmiron Control

Dedico este trabajo a Amy,
Margoth y Maria Antonieta,
quienes con su amor se han
convertido en la base de mi
crecimiento personal.



TRIBUNAL DE GRADUACION



Ing. Miguel Angel Chavez
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA TIERRA



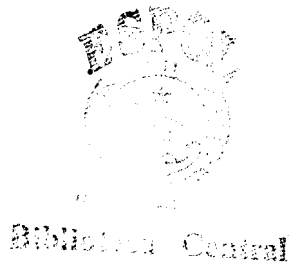
Ing. Daniel Tapia F.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Klever Malavé
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Ricardo Gallegos O.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



DECLARACION EXPRESA

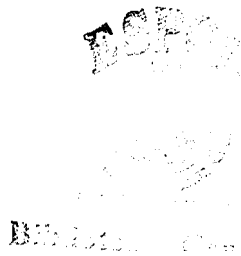
"La responsabilidad del contenido de esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

ALEX IVAN GUEVARA

JORGE REYES

AUTORES DE LA TESIS



RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo analizar los resultados obtenidos en la completación inicial con control de arena realizada en un pozo del campo Ginta, y compararlos con los obtenidos en otros pozos en los cuales se han implementado mecanismos de control de arena similares. Haciendo un análisis comparativo se busca determinar el óptimo método de control de arena aplicable a los pozos del Bloque 16.

Esta tesis contiene en su parte inicial un resumen de las características geológicas, geofísicas, petrofísicas, de los fluidos y parámetros de yacimiento de la arenisca "M-1" que en el Bloque 16 se presenta no consolidada en sus unidades "A" y "C".

El problema de producción de arena en el Campo Ginta puede ser controlado produciendo a bajas tasas o empaquetando con grava.

Debido a que producir a bajas tasas resulta antieconómico, el mejor método aplicable es el control mecánico con empaquetamiento de grava. Este método de control puede ser implementado en pozos revestidos cuya sección de interés esté abierta (open hole) mediante una técnica que muele

el revestimiento en esa zona (milling), o tambien puede ser aplicable en pozos revestidos cuya zona de interés sea abierta al flujo mediante cafioneo.

Para establecer comunicacion entre la formacion y el pozo existe otra tecnica alternativa que es el ranurado "Hydro-Jet". Esta tecnica basicamente consiste en desplazar via tubería de producción, a un fluido concentrado de arena de fractura que por ser bombeado a altas presiones y tasas promedio de 11 bpm, causa un efecto altamente abrasivo que practicamente corta al revestimiento, al cemento y penetra la formacion causando un dafio relativamente bajo comparado con la tecnica de cafioneo.

Debido a la ventaja de poder obtener un area de flujo 2 veces mayor, el trabajo de empaquetamiento con grava en el pozo "Tesis-Well" uso esta nueva tecnica.

Una vez ranurada la zona de interes se procede a preparar al pozo para el empaquetamiento con grava. En este proceso de preparación del pozo es importante que los fluidos de circulación y dezplamiento sean debidamente filtrados hasta menos de 30 N.T.U (Net Turbidity Units).



Previo empaquetamiento con grava se deben haber considerado cuidadosamente los siguientes parametros: 1) factor de daño previa completacion, 2) optima configuraci3n del equipo de superficie y de fondo, 3) tasas de circulaci3n, desplazamiento, forzamiento y calidad de los fluidos, 4) tamaio de la grava, 5) concentraci3n de la grava en fluido de empaquetamiento, 6) tamao de las malla de empaquetamiento (screens) y 7) analisis de costos.

Siguiendo con el programa de completacion, se procede con la operaci3n de empaquetamiento.

Para evaluar la completacion con control de arena se realizo una prueba de produccion multi-tasa con variadores de frecuencia en el equipo electrosumergible de superficie.

En el caso del pozo "Tesis-Well" la informaci3n obtenida en la prueba multi-tasa no pudo ser interpretada debido a que una contrapresi3n del sistema de produccion de los pozos del norte del Bloque 16 se manifesto en la cabeza del pozo. Por esta razon se realizo una prueba de restauracion de presi3n de cuyo analisis se determino un factor de dao total de 14, del cual 11 es debido a penetraci3n parcial y 3 al efecto producido por el empaquetamiento.



Además del análisis de las pruebas de producción, la evaluación económica es otro importante parámetro que tiene que ser analizado. La evaluación económica se realizó comparando los diferentes métodos de control de arena en costos y en productividad.

De los análisis económicos y de pruebas de producción se pudo concluir que los resultados obtenidos en la completación con empaquetamiento de grava con técnica de ranurado "Hydro-Jet" son similares a los obtenidos en el empaquetamiento en hueco abierto (open hole), y por esa razón es recomendable seguir usándolo como la mejor alternativa para control de arena.



Control

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	.VI
INDICE GENERAL.....	X
INDICE DE ILUSTRACIONES.....	XIII
INDICE DE APENDICES.....	XIV
ABREVIATURAS.....	XVII
INTRODUCCION.....	.XVIII

CAPITULO I

UBICACION Y GEOLOGIA DEL CAMPO	20
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO GINTA.....	20
1.2 RESUMEN GEOFISICO DEL CAMPO GINTA.....	22
1.3 RESUMEN GEOLOGICO DEL CAMPO GINTA	
“ARENISCA NAPO” - “M-1” UNIDAD “ A.....	27

CAPITULO II

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO “M-1”	
EN EL ‘CAMPO GINTA	31
2.1 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	31
2.2 PETROLEO ORIGINAL EN SITIO	33
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	36
2.3.1 Análisis P.V.T. de los fluidos.....	36
2.4 MECANISMO DE EMPUJE.....	37
2.5 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO GINTA.....	38
2.6 PRONOSTICO DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD UTILIZANDO EL PROGRAMA “WELLFLO”.....	39

CAPITULO III

CONTROL DE ARENA EN LA PRODUCCION

DE HIDROCARBUROS	42
3.1 MECANISMOS PARA CONTROL DE ARENA.....	42
3.1.1 Empaquetadura de Grava en Hueco Abierto.....	45
3.1.2 Empaquetadura de Grava en Hueco Entubado.....	48
3.2 SELECCION DEL SISTEMA DE EMPAQUETAMIENTO	
PARA EL POZO OBJETO DE ESTUDIO.....	55
3.2.1 Calculos requeridos previa Colocacion de la Grava.....	60
3.2.2 Método de Colocacion de la Grava.....	62

CAPITULO IV

SISTEMA DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN HUECO ENTUBADO CON TECNICA DE DE RANURADO HYDRO-JET **68** |

4.1 ESTADO DEL POZO PREVIO RANURADO Y EMPAQUETAMIENTO.....	68
4.2 SELECCION Y CONFIGURACION DEL EQUIPO DE RANURADO Y EMPAQUETAMIENTO	71
4.2.1 Equipo Hydro-Jet	74
4.2.2 Equipo de Filtración.....	79
4.2.3 Equipo de Desplazamiento y Mezcla.....	82
4.2.4 Grava, Malla y Fluido Transportador.....	85
4.3 INVENTARIO DEL EQUIPO REQUERIDO EN LOCACION	91
4.4 PROCEDIMIENTO DE COMPLETACION	92
4.5 REGISTRO PARA EVALUACION DEL RANURADO HYDRO-JET.	107

CAPITULO V

EVALUACION DE RESULTADOS	111
5.1 PRUEBAS DE PRODUCCION	111
5.1.1 Pruebas Multi-tasa usando Variadores de Frecuencia.....	113
5.2 ANALISIS DEL FACTOR DE DAÑO UTILIZANDO EL PROGRAMA "PANSYSTEM"	119

CAPITULO VI

COMPARATIVO ECONOMICO.....	125
6.1 INTRODUCCION	125
6.2 COMPARACION DEL METODO DE CONTROL DE ARENA USADO EN EL POZO "TESIS-WELL", CON OTROS METODOS DE CONTROL MECANICO.....	126
6.2.1 Información General de los Pozos.....	127
6.2.2 Perfil de Producción de los Pozos.....	130
6.2.3 Calculos Economicos	131
6.2.4 Resumen Economico Comparativo.....	133
CONCLUSIONES.....	134
RECOMENDACIONES.....	137
ILUSTRACIONES.....	139
APÉNDICES.....	140
BIBLIOGRAFIA.....	185

INDICE DE ILUSTRACIONES

- 1.1 Mapa Ecuador, Bloque 16.
- 1.2 Correlación Estratigrafica de los pozos del Campo Ginta.
- 2.1 Diagrama Hipotetico de Presion y Temperatura para una mezcla de petrbleo “Black Oil”.
- 3.1 Configuracibn de fondo de la herramienta para cañoneo con TCP.
- 3.2 Diagrama de un pozo dispuesto para ser pre-empacado con grava.
- 3.3 Arreglo de herramientas para empacar con grava en hueco entubado.
- 3.4 Configuracibn de fondo del Sistema de empaquetamiento usado en el pozo “Tesis-Well”.
- 4.1 Ensamblaje de fondo del equipo de ranurado Hydro-Jet.
- 4.2 Efecto de Ranurado dejado por la herramienta Hydro-Jet.
- 4.3 Esquema del funcionamiento del equipo de Filtrado.
- 4.4 Esquema del funcionamiento del equipo de Mezcla.
- 4.5 “LoProfile Screen” malla para empaquetamiento.



INDICE DE APENDICES

- A.1 Campo Ginta. Determinacion de Velocidades, Formacion: Discordancia Napo.
- A.2 Campo Ginta. Determinacion de Velocidades, Formacion: **Napo Caliza** M-2.
- B.1 Propiedades Petrofisicas Promedio de la Arenisca M-1.
- B.2 Petroleo Original en Sitio. Resultados estimados para cada unidad
- B3.1 Campo Ginta. Petroleo Original en Sitio. Arenisca M-1 unidad " A"
Cálculos con el metodo volumetrico.
- B3.2 Campo Ginta. Petroleo Original en Sitio. Arenisca M-1 unidad "C"
Calculos con el metodo volumetrico.
- B3.3 Campo Ginta. Petroleo Original en Sitio. Arenisca M-1 unidad "F"
Cálculos con el metodo volumetrico.
- B3.4 Campo Ginta. Petroleo Original en Sitio. Arenisca M-1 unidad "H"
Calculos con el metodo volumetrico.
- B4.1 Comportamiento de Afluencia (IPR) para el pozo "Tesis-Well"
asumiendo 10% de corte de agua.
- B4.2 Comportamiento de Afluencia (IPR) para el pozo "Tesis-Well"
asumiendo 80% de corte de agua.
- C.1 Presion Diferencial recomendada para cañoneo con TCP.

- c.2 Resultados de la comparacion entre TCP y Hydro-Jet.
- c.3 Tasas de Flujo para diferentes tamaños de MPT.
- c.4 Rangos y Especificaciones para la herramienta VTL.
- D.1 "WellBore Schematic". Estado del pozo previo empaquetamiento.
- D.2 Curva Resultante del "Sieve Analysis" realizado en el pozo exploratorio Ginta # 1.
- D.3 Tamaños API de grava mas comunes.
- D.4** Inventario del Equipo de Ranurado y Empaquetamiento requerido en Locación.
- D.5 Registro USIT corrido en el pozo "Tesis-Well".
- E.1 Campo Ginta. Pozo "Tesis-Well", yacimiento "M-1" unidad "A".
Resultados de la Prueba multi-tasa de produccion con VSD.
- E.2 Curva de "drowdown".
- E.3 Curva Simulada.
- E.4 Curva de la Derivada.
- E.5 Calculos del daño y del IP para el pozo "Tesis-Well".
- E.6 Diagrama de completacion final del pozo "Tesis-Well".
- F.1 Disposición de los pozos en el campo Ginta.
- F.2 Perfil de produccion de los pozos tipo.
- F.3 Análisis economico del pozo tipo 1.
- F.4** Análisis economico del pozo tipo 2.



- F.5** Análisis económico del pozo tipo 3.
- F.6** Análisis económico del pozo "Tesis-Well.
- F.7** Resumen económico comparativo.
- F.8** Flujo **Neto** de Caja.
- F.9** Valor Presente Neto.

ABREVIATURAS

API. American Petroleum Institute
BPM. Barriles por minuto
BHA. Bottom Hole Assembly
Bbls. Barriles
BNP. Barriles Netos de Petroleo
BFPD. Barriles de Fluido por Dia
BY. Barriles de yacimiento
CBL. Cement Bond Log
CCL. Casing Collar Locator
CHGP. Casing Hole Gravel Pack (empaquetamiento con grava en hueco entubado)
ESP. Electrical Summersible Pump
FMS. Formation Microscanner
FNC. Flujo **Neto** de Caja
GR. Gamma Ray
HP. Horse Power
HEC. Hydroxi-etil Celulosa
HT. Horizontal Triplex Pump.
IPR. Inflow Performance Relationship
IP. Indice de Productividad
MMBP. Millones de Barriles de Petróleo
MMBW. Millions Barrels of Water
MPT. Multiposition Service Tool
MD. Mesured Depth
NTU. Net turbidity Units
OHGP. Open Hole Gravel Pack (empaquetamiento con grava en hueco abierto)
POES. Petróleo Original en Sitio
PVT. Presión Volumen Temperatura
PR. Presión de reservorio o yacimiento
PSI. Pounds square inch

PPCU. Precision Pipe Control Unit

Pb. Bubble Point

POH. Put Out Hole (sacar del pozo)

RIH. Run in Hole (correr o meter en el pozo)

STB. Stock Tank Barrel

TCP. Tubing Conveyed Perforators (perforadores conducidos en tubería)

TD. Total Depth

TVD. True Vertical Depth

USIT. Ultra-Sonic Imager Tool (herramienta ultrasónica de imagenes)

VSD. Variable Speed Drive

VDL. Variable Density Log

VPN. Valor Presente Neto

VTL. Versa Trieve Packer

INTRODUCCION

Los yacimientos productores de petróleo y fluidos, ocasionalmente tienen asociados a su producción, partículas de arena provenientes de la formación en la cual han sido completados.

La producción de arena, dependiendo de su severidad afecta al equipo de fondo del pozo, así como también a las instalaciones en superficie.

En el Bloque 16 que se encuentra en la Región Amazónica en el sector sur-oriental, a 220 kilómetros al sur-este de Quito, limitando al norte y oeste con el Bloque 14 y hacia el oeste y sur con el Bloque 17, se ha observado mediante análisis de núcleos, así como también de registros eléctricos y de producción, un significativo problema de producción de arena.

Siendo la producción de arena uno de los problemas más antiguos en la industria del petróleo, se hacen necesarios estudios cuyos resultados permitan identificar técnicas y tecnologías óptimas de completación aplicables a escenarios con problemas de producción de arena.

Lamentablemente, el sistema de producción de los yacimientos del Bloque 16 no permite controlar la producción de arena en su totalidad en base a

restricciones de levantamiento de las tasas del fluido de los pozos, de ahí que el tipo de completación con sistema de Consolidación Mecánica es el más apropiado. El alto costo de este tipo de completación y la reducción de la productividad que este causa a los pozos, obliga a optimizar este tipo de completación. Por tal motivo, el objetivo de este reporte es analizar los resultados obtenidos en el pozo sujeto de estudio, y compararlos con los obtenidos en otros pozos, para con estos antecedentes poder discutir sobre la manera más económica de realizar el control de arena y obtener la mayor productividad.

CAPITULO I

UBICACION Y GEOLOGIA DEL CAMPO

1.1 Generalidades del Campo Ginta.

El campo Ginta fue descubierto durante la fase de exploración de la Compañía Conoco en 1988, y la estructura corresponde a un anticlinal. Pruebas de Producción positivas fueron obtenidas de los yacimientos M-1 y U Superior, mientras que los yacimientos U Medio e Inferior han sido reemplazados por una intrusión volcánica presente en el campo.

Un total de siete Pozos direccionales han sido perforados, de los cuales cinco pozos penetraron el yacimiento U Superior. El pozo Ginta B-1 no alcanzó la profundidad programada debido a problemas operacionales durante la perforación, por lo que fue abandonado.

Geológicamente en el yacimiento M-1 fueron encontrados cuatro ambientes o unidades de depositación. Las unidades A, C y F se encuentran conectadas y asociadas a un mismo contacto agua-petroleo a -6853 pies, mientras que la unidad H se presenta independiente debido a la presencia de un sello lutítico con la arena F, además esta arena se encuentra asociada a otro contacto agua-petroleo a -6890 pies.

Las arenas A y C se presentan no consolidadas en base a lo observado tanto en núcleos como en cálculos empíricos de registro de pozos, lo que hace necesario utilizar técnicas de completación para controlar la producción de arena.

En el yacimiento U, se identificó un solo ambiente de depositación a , través de la estructura, además no se ha observado el contacto agua-petróleo en ninguno de los pozos por lo que el petróleo en sitio se ha calculado hasta el límite inferior probado de petróleo (Ginta #1) y que corresponde a -7546 pies. **En este yacimiento no se ha observado producción da arena.**

En este campo se han realizado pruebas de producción prolongadas a partir del mes de Marzo de 1996, las mismas que han permitido obtener

muestras de fluidos, comportamiento en producción presión y **producción de arena.**

1.2 Resumen Geofísico del Campo Ginta.

Con el propósito de tener una evidencia de la historia deposicional, las tendencias de depositación de cuerpos de arena y la tectónica del campo durante su formación, se ha hecho una interpretación sísmica de las reflexiones en la estructura Ginta, para de esta manera obtener mapas estructurales en profundidad que sean los más precisos posible para cada yacimiento; a fin de que estos puedan ser utilizados para hacer simulación y desarrollar proyectos a futuro.

Metodología del Mapeamiento

En el área correspondiente al campo Ginta se han utilizado 118.6 Km. de líneas sísmicas 2D reinterpretadas en el año 1995, el espaciamiento entre líneas de 1.2 km. aproximadamente fue originalmente registrada por CONOCO en 1986, 1987 y 1988. Para su interpretación se debió mapear las reflexiones en tiempo cercanas a los reservorios tales como “La Discordancia Napo” y “La Caliza M-2”, luego los mapas en tiempo fueron convertidos a profundidad.

Los archivos del horizonte interpretado fueron capturados por el programa de mapeamiento Zycor habiéndose creado con esta información archivos en Grid.

Análisis de la Base de Datos de Velocidad

Para realizar la conversión de los mapas en tiempo a mapas en profundidad, se maneja los datos de velocidad obtenidos de los perfiles eléctricos verticales de todos los pozos existentes en los campos de sur. Estos puntos de control localizados en cada estructura con un espaciamiento de 1 km. aproximadamente, permitieron determinar una gradiente de velocidad promedio regional de los campos del sur a los topes de la Discordancia Napo (**apendice A.1**) y Caliza M-2 (**apendice A.2**).

Las tendencias generales de la velocidad promedio están íntimamente correlacionadas con las tendencias de la estructura en el tiempo, observándose velocidades promedio bajas en la cresta de la estructura y velocidades promedio altas en los bajos estructurales.

Se han observado tendencias anómalas de velocidad promedio al Este de la estructura y en el area del pozo Ginta B-5.

Conversion Tiempo-Profundidad

Los mapas en profundidad para cada nivel sísmico mapeado fueron generados, multiplicando el grid estructural en tiempo por su grid de velocidades promedio.

Los mapas en profundidad para el reservorio M-1 "C"; fueron generados añadiendo un grid isópaco entre el tope de la Discordancia **Napo** y el reservorio M-1 "C"; Para el reservorio U unidad "A" , el mapa en profundidad fue generado añadiendo el grid isópaco entre el tope de la Caliza **M-2** y el tope de la arenisca U unidad "A".

Estructura del Campo Ginta

El campo Ginta es un anticlinal asimétrico fallado (al nivel de la caliza M-2) de aproximadamente 5 Km. de largo en dirección norte sur y 3 Km de ancho en dirección este-oeste tiene una area de **2350** acres.

La culminación estructural mas **alta** se encuentra localizada en el pozo Ginta **B-6**; al nivel de la arenisca M-1 unidad "C", ésta estructura tiene un cierre vertical maximo de 110 pies y el contacto agua petroleo (**-6853** pies) coincide con el cierre estructural; al nivel de la arenisca U unidad "A" tiene un cierre vertical máximo de **135** pies en este nivel no se ha observado un contacto Agua-Petroleo.

En base al caracter de las reflexiones sismicas y la perforación de los pozos correspondientes a la Fase-I de desarrollo; se ha verificado la presencia de una intrusion volcánica a lo largo de fallas profundas que culminan por encima de la caliza **M-2**, sin haber afectado las areniscas del reservorio M-1. Este volcánico está reemplazando el cuerpo principal de las areniscas U y T superior.

Los mapas generados hasta el momento con la información disponible pueden ser catalogados como muy proximos a la realidad; **pero** ha sido mas importante la información obtenida de la perforación de los seis **pozos** en la estructura Ginta; dichos pozos han permitido analizar y corregir la dirección y magnitud de las variaciones de velocidad, facilitando conforme se han hecho las perforaciones realizar pronosticos de los topes mucho más ajustados a la realidad.

El campo Ginta es parte de un estudio regional que se viene realizando y en el cual se encuentran incluidos los campos Amo, Daimi e Iro; en esta area se ha realizado el reprocesamiento de la información sísmica existente, la misma que se encuentra en proceso de reevaluación conforme un nuevo pozo es perforado. Los resultados de la perforación y la información sísmica es evaluada y se estudia la estratigrafía tanto geológica como geofísica . Luego de los resultados obtenidos con la información de la perforación de seis pozos y determinando la complejidad tanto estructural como tectónica de campo Ginta, a fin de continuar con el desarrollo de la **Fase-II**, es necesario tener un mejor control sísmico del area por lo que para futuro se ha programado realizar un proyecto de registros sísmicos **3D** de aproximadamente 35 kilometros cuadrados. Si este proyecto no es aprobado, se tiene un programa sísmico alterno de 75 km aproximadamente de sísmica **2D** que es indispensable para el inicio del desarrollo de la Fase-II.

Una parte muy importante de este tipo de investigaciones es el estudio ^{estratigráfico} **a nivel de la arena M-1 unidad "A"** pues, **el contacto agua-petróleo al nivel de esta arena es Único a través de toda la secuencia**, pudiendose decir que se tiene mas petroleo que cierre estructural al nivel del reservorio M-1.

1.3 Resumen Geologico del Campo Ginta “Arenisca Napo” “M-1”

Unidad “A”.

El campo Ginta esta constituido por un anticlinal ligeramente elongado de dirección preferencial noroeste-sureste con varias culminaciones estructurales en los ejes. Se presenta fallado hasta niveles cercanos a la caliza “M-1” y sin indicios de fallamiento al tope de la arenisca “M-1”.

El cierre estructural varia entre 130 pies al tope de la arenisca “U” y 110 pies al tope de la arenisca “M-1”.

Los seis pozos perforados por Maxus Ecuador en la primera fase de desarrollo, se presentaron estructuralmente mas altos que el pozo exploratorio Ginta-1, tanto al tope de la arenisca “M-1” (unidad “C”) como al tope de la arenisca “U” (unidad “A”).

Los contactos agua-petroleo de la arenisca M-1; detectados en los registros de los pozos Ginta B-3 (-6850 pies) y Ginta B-6 (-6858 pies), han sido ajustados al contacto regional del campo de -6853 pies establecido por el pozo vertical Ginta-1 en +3 y+5 pies respectivamente.

En el campo Ginta los principales reservorios productores son las areniscas "M-1" y "U" de la formación Cretacica Napo.

El estudio sedimentológico de los nucleos centrales recuperados tanto en el intervalo "M-1" (143 pies en Ginta-1, 180 pies en Ginta B-5 y 129 pies en Ginta B-1) como en el intervalo "U" (58 pies en Ginta B-7 y 32 pies en Ginta -1, ha permitido diferenciar una amplia variedad de ambientes deposicionales que van desde relleno de valles fluviales, llanuras de mareas, frente deltaico, llenados de bahia, hasta depositos tipo "shoreface" y/o marino somero.

Las variaciones relativas del nivel del mar constituyen factores importantes que definen la historia deposicional de los reservorios.

Para' la **Arenisca Napo M-1** existe una aceptable cobertura de núcleos centrales y registros estratigraficos FMS (Formation Microscanner) de este intervalo, lo cual genera un alto grado de confiabilidad en las interpretaciones. La arenisca "M-1" en el campo Ginta representa cuatro unidades de reservorio que son intervalo A, intervalo C, intervalo F e intervalo H.

Para una mejor comprensión de la estratigrafía de la arenisca M-1 es necesario presentar una correlación estratigráfica de los siete pozos existentes en el campo Ginta (**ilustración 1.2**).

Unidad A

Presenta espesores totales que varían en el rango de **64** y **59** pies (Ginta **B-5** y Ginta-1). El ambiente deposicional es difícil de identificar por su amplia variabilidad tanto vertical como horizontal.

Tentativamente el intervalo, ha sido relacionado con el llenado de una bahía deltaica. En los núcleos que se estudiaron se ha diferenciado . depositos de origen fluvial, marino somero, así como posibles depositos de llanura de inundación.

En algunos niveles, el estudio de grano presenta variaciones importantes (laminaciones arcillolíticas intercaladas con finas capas de arenisca muy gruesa y gránulos). Este inusual aspecto observado, se relaciona con la similitud de las densidades de los fluidos de transporte y de recepción, característico para ambientes marino restringido y/o de agua dulce. La

interpretación del registro FMS indica una dirección de transporte que varia entre 180 y 360 grados (norte, sur y oeste).

Esta unidad o intervalo se presenta totalmente saturado de hidrocarburos y es muy probable que exista comunicación de fluidos con el reservorio infrayacente (unidad "C"), puesto que el nivel arcillo-lutítico de separación, tiende a reducirse y/o desaparecer en algunos sectores del campo, como es el caso de los pozos Ginta B-1, Ginta B-3 y Ginta B-7.

Con respecto a la apreciación anterior, la columna de petróleo de 173 pies (139 pies probados) es mayor que el cierre estructural de 110 pies.

El mecanismo de entrapamiento, estaría dado por la combinación de factores estructurales y estratigráficos. Definidos por un límite estructural al oeste y norte del campo (contacto agua-petróleo de -6753 pies) y un límite estratigráfico (línea cero de arenisca) al este y sur, cuya extensión se definirá con la perforación de desarrollo en el flanco oriental de la estructura.

CAPITULO II

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO M-1 EN EL CAMPO GINTA.

2.1 Propiedades de la Roca

De los cuatro ambientes identificados en este yacimiento. Las unidades A, C, y F presentan continuidad a traves de la estructura y se encuentran asociadas a un mismo contacto agua-petroleo a -6853 pies. La unidad H se presenta como unidad independiente aislada por un sello lutítico de la unidad F, el contacto agua-petroleo se lo establecio a una profundidad de -6890 pies en la zona del pozo Ginta B-3.

Como se menciono anteriormente las unidades A y C se presentan no consolidadas en base a lo observado en el análisis de nucleos y en los cálculos a partir de registros de pozos.

Para determinar las propiedades de la roca reservorio es necesario conocer parametros petrofisicos obtenidos del analisis de nucleos, y tambien a partir de evaluaci3n de registros. Dos tipos de analisis de nucleos se pueden realizar:

-Análisis Convencional de Nucleos.

-Análisis Especial de Nucleos.

En el analisis convencional de nucleos la informaci3n generalmente obtenida es la determinaci3n de porosidad sin presi3n de confinamiento, permeabilidad a bajas presiones y saturaciones de fluido residual.

De los analisis de los nucleos tomados del pozo Ginta-1 se sabe que la por3sidad varia de 3.5% a 31.7%, con un promedio de 21.8%. La permeabilidad horizontal varia de 2.90 md a 11731 md, con un promedio de 2662 md. La relaci3n de anisotropia es de 20 al 50%.

Con el analisis especial de nucleos se puede obtener las curvas de presi3n capilar, curvas de permeabilidad relativa, humectabilidad de la roca, etc. En el pozo Ginta-1 la saturaci3n de petroleo residual es de 0.346.

Las propiedades petrofísicas promedio obtenidas de la evaluación de registros, para cada uno de los ambientes de depositación se tabulan en el **apendice B.1**

2.2 Petróleo Original en Sitio

El petróleo original en sitio se calcula usando el metodo volumetrico y/o tambien usando un modelo numerico. El metodo volumetrico basa su aplicacion en la información suministrada por los mapas isopacos de espesores netos o totales, las áreas de estos mapas pueden ser estimadas mediante el uso de un planimetro.

Existen dos ecuaciones que comunmente son usadas para determinar el volumen aproximado a partir de las lecturas del planimetro. Una de estas ecuaciones es la ecuacion Piramidal , donde el volumen esta dado por:

$$\Delta V_b = (h/3) (A_j + A_{j+1} + \sqrt{A_j A_{j+1}})$$

Donde :

ΔV_b = volumen rocoso en acre-pie entre los contornos "j" y "j+1",

h = intervalo entre los contornos isopacos en pies,

A_j = area encerrada por el contorno isopaco inferior, "j" en acres,

A_{j+1} = area encerrada por el contorno isopaco superior, "j+1" en acres.

Si esta formula es usada, deberá ser aplicada repetidamente entre cada par de contornos, y el volumen total sera la suma de todos los ΔV_b 's

La formula trapezoidal es:

$$\Delta V_b = (h/2) (A_j + A_{j+1})$$

Para una serie sucesiva de trapezoides con "h" constante:

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

Donde:

A_0 = area encerrada por la línea isopaca cero en acres,

A_1 = area del contorno exactamente sobre A_0 , acres,

$A_2 \dots A_n$ = areas encerradas por sucesivas líneas isopacas, acres,

t_{avg} = espesor promedio sobre el tope del contorno, pies.

Un mejor método para este tipo de cálculos es el numérico que puede ser expresada en forma de un integral de volumen:

$$\text{Bbl de petróleo} = 7758 \int_V \frac{(N/G) (\phi) (1 - S_w)}{B_o} dV$$

Donde:

N/G = relación neto-bruto, en fracción,

ϕ = porosidad, fracción,

S_w = saturación promedio de agua, fracción,

B_o = factor de volumen de formación del petróleo Bbl / STB res.

Usando los parámetros obtenidos de los análisis de petrofísica, el Petróleo Original En Sitio (POES) existente en el yacimiento M-1 en el campo Ginta calculado usando el método volumétrico fue de 331.7 MMBP. Los resultados estimados para cada una de las unidades se presentará en el **apendice B.2**.

Usando el método numérico el POES obtenido fue 326 MMBP, comprobándose que existe una diferencia de 1.72 % con el método volumétrico.

Los cálculos realizados usando en el método volumetrico se presentan en los **apendices B.3.1, B.3.2, B.3.3 y B.3.4.**

2.3 Propiedades de los Fluidos

2.3.1 Análisis P.V.T. de los fluidos.

Durante las pruebas de producción prolongadas realizadas en marzo de 1996, se tomaron muestras de fluidos en el pozo Ginta-1. El análisis PVT tomó como condiciones standard 14.696 psia y 60.00 °F. Los resultados de este analisis indican que la presion de burbujeo o presion de saturacion a la temperatura de reservorio (196 °F) es de 357 psia, la viscosidad del fluido a la temperatura del reservorio y presion de saturacion es 46.74 cp, la viscosidad del fluido a la temperatura del reservorio y presion estatica inicial (3219 psia) es 79.49 cp, la relación gas-petróleo es 46 pies cúbicos/Bbl, la gravedad **API** es 15.6, el factor de volumen de formación para el petroleo es 1.044 BY/BNP.

Las propiedades de los fluidos en el Campo Ginta arena M-1 ubican al petroleo de este campo dentro de la clasificacion de los hidrocarburos como "Black Oil" o simplemente petroleo.

Este tipo de petróleo contiene la mayor cantidad de componentes pesados comparado con los otros tipos de hidrocarburos.

La **ilustración 2.1** muestra un diagrama hipotético de presión y temperatura de una mezcla de petróleo "Black Oil", asume que la temperatura es como se muestra. En el caso del petróleo del Campo Ginta arena M-1 las características del fluido indican que se debe considerar una sola fase debido a que la presión de burbuja a la temperatura de reservorio (196 °F) es relativamente baja (357 psia) además, el mecanismo de empuje es una combinación de empuje de acuíferos activos, lateral y de fondo, por lo tanto, la sustitución volumétrica es instantánea y no permite la depleción del yacimiento.

2.4 Mecanismo de Empuje

El mecanismo de empuje en el yacimiento M-1 en el Campo Ginta es una combinación de empuje lateral de agua y empuje de fondo que depende de la ubicación de los pozos en la estructura.

De acuerdo al modelo geológico los ambientes de deposición **A**, **C**, y **F**, corresponden a un acuífero activo de fondo en el 80 % del área de la

estructura, y en el restante 20% el mecanismo de empuje es acuífero lateral.

Los pozos Ginta B-1, B-6, B-2 y B-5 tienen empuje de acuífero lateral, mientras que en las zonas de los pozos Ginta-1, B-3 y B-7 se observa conexión con el acuífero de fondo. En los pozos Ginta-1 y Ginta B-3 se presentan intercalaciones de lutita entre las arenas A y C, pero que de acuerdo a la geología son definidas como locales.

2.5 Historia de Producción del Campo Ginta

El reservorio M-1 en el Campo Ginta se incorporó a la producción en marzo de 1996, los primeros pozos fueron el Ginta-1 y el Ginta B-3 cuya producción acumulada fue de 44067 BBLs de petróleo y 7582 BBLs de agua, en abril del mismo año el Ginta B-5 se suma a la producción, posteriormente en el mes de mayo el Ginta B-2 ya estaba en producción, en julio arranca el pozo Ginta B-6, en agosto el pozo Ginta B-2 es cerrado debido a problemas con arena, en septiembre es cerrado el pozo Ginta B-6. Hasta el mes de octubre de 1996 producen los pozos Ginta-1, B-3, B-5 teniendo una producción acumulada de 0.736 MMBO y 1.014 MMBW. En el Campo Ginta yacimiento "M-1" el corte de agua aumentó desde 14.68% en marzo hasta 57.94% en octubre, el incremento del corte de agua en la producción no ha aumentado tan

rapidamente como en otros pozos del Bloque 16 que tienen empuje acuifero de fondo, esto puede ser debido a la presencia de esquistos intercalados en la unidad F del reservorio "M-1".

2.6 Pronostico del Indice de Productividad del utilizando el programa "WellFlo"

Indice de Productividad.

El Indice de Productividad es una medida comunmente usada del potencial productivo de un pozo. Definida por la letra **J**, el indice de productividad es la tasa de produccion por unidad de caida de presión a la que un pozo puede producir.

$$IP= J = \frac{q}{PR - Pwf} \quad \text{Fbrmula Simplificada}$$

El indice de productividad puede ser calculado teoricamente pero es generalmente medido durante las pruebas de producción. Si la presión promedio del yacimiento es conocida, un pozo puede ser producido a una tasa "q" hasta que ésta sea estable, y la presion de fondo fluyente Pwf pueda ser medida a ese tiempo.

Es importante notar que el índice de productividad es una medida válida de la productividad de un pozo únicamente si el pozo se encuentra fluyendo en condiciones de estado pseudoestable.

Sin embargo, con la finalidad de medir con precisión el índice de productividad de un pozo, se requiere que la tasa de flujo y la caída de presión (drawdown) sea medida después que el pozo haya estado produciendo por tiempo suficientemente largo para alcanzar condiciones de estado.

Dentro de la curva de comportamiento de afluencia de un pozo (IPR) el Índice de productividad representa solo un punto.

El índice de productividad puede ser valorado como un método para predecir el futuro comportamiento del pozo. Además, monitoreando el índice de productividad durante la vida productiva de un pozo, es posible determinar si un pozo ha sido dañado en trabajos de reacondicionamiento, operaciones de inyección, producción, o control de arena.

Programa “WellFlo”

En la actualidad una de las herramientas de trabajo de todo ingeniero son las aplicaciones de programas de computación. WellFlo es un programa de análisis nodal cuya función es analizar el comportamiento de los fluidos en pozos de petróleo.

El comportamiento del pozo es modelado en términos de presión y temperatura de los fluidos, como una función de la tasa de flujo y las propiedades de los fluidos.

El programa toma como información de entrada datos que describen al reservorio, tipo de completación, instalaciones en superficie y los combina con la información de las propiedades de los fluidos. Para el pozo objeto de estudio que se llamará Tesis-Well la corrida del programa "WellFlo" se presenta en los **apéndices B.4.1 y B.4.2.**

CAPITULO III

CONTROL DE ARENA EN LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS.

3.1 Mecanismos para Control de Arena

La producción de arena no es un problema nuevo; este tipo de problemas han causado numerosos inconvenientes a la industria de la producción del gas y del petróleo.

La producción de arena en los pozos de petróleo fue mencionada hace ya 50 años cuando se pensaba que la única manera de controlar o reducir la producción de arena era la reducción de las tasas de producción. Geográficamente, las arenas pobremente consolidadas son un problema en las Costas del Golfo en el área de Texas, Louisiana y

California, también en Canada, Mexico, Venezuela, Trinidad, Mar del Norte, Nigeria, Ecuador (Bloque 16), etc.

En el Bloque 16, en la región sur-oriental de la Amazonia del Ecuador en la actualidad los campos Tivacuno, Amo, Daimi y Ginta presentan producción de arena en el reservorio "M-1" de la Formación Napo.

Cuando se trata de controlar la producción de arena en los campos petroleros se tienen como alternativa tres mecanismos que son:

- 1.- Reducción de las Fuerzas de Arrastre.
- 2.- Incremento de la resistencia de la Formación.
- 3.- Consolidación Mecánica.



2018-11-14 10:10:10

Reducción de las Fuerzas de Arrastre.

Este mecanismo es a menudo el **mas** económico y el mas efectivo, debe ser considerado junto con algun otro método de control. Las Fuerzas de Arrastre **están** relacionadas con **la** tasa de flujo por unidad de area.

El incremento del area de flujo es uno de los primeros factores que hay que considerar. Otro de los factores importantes dentro de este mecanismo de control es la restricción de la tasa de producción, donde las consideraciones de los parametros de reservorio y la demanda de

mercado determinan una rata de produccion crítica por sobre la cual la produccion de arena se torna excesiva.

Incremento de la Resistencia de la Formación.

Este mecanismo de consolidacion era especialmente usado en pozos donde el diámetro de la tubería de revestimiento es pequeño, las arenas limpias, las permeabilidades horizontal y vertical bastante buenas.

En este mecanismo la consolidacion se la realiza usando quimicos que se inyectan a la formación.

Estos quimicos pueden proporcionar una consolidacion grano a grano, Actualmente se estan realizando trabajos combinados de inyeccion de quimicos y de Empaquetamiento de Grava.

Consolidación Mecanica.

El mecanismo de Consolidación Mecanica se refiere a instalaciones tales como empaquetaduras de grava, liners ranurados, mallas, etc. Este mecanismo es el mas comunmente usado para controlar la producción de arena.

El Empaquetamiento con Grava es una técnica de consolidación mecánica que consiste en colocar una considerable cantidad de Grava y compactarla para que este en contacto directo con la formación y de esta manera impedir que partículas de arena provenientes de la formación entren al pozo.

Las mallas usadas en el Empaquetamiento con grava sirven de soporte para este, y proporcionan alta permeabilidad para que exista el flujo de los fluidos del reservorio hacia el pozo. Existen dos tipos de Empaquetamiento con Grava:

- Empaquetadura de Grava en Hueco Abierto.
- Empaquetadura de Grava en Hueco Entubado.

3.1.1 Empaquetadura de Grava en Hueco Abierto

En el empaquetamiento en hueco abierto, la estabilidad es el factor crítico. El pozo no tiene otro soporte mecánico que el fluido de completación antes y durante la instalación de la malla.

Debido a esto el empaquetamiento de grava cumple dos funciones básicas: 1) sirve de soporte para prevenir derrumbes del estrato,

formación de cavernas e hinchamientos, y 2) provee taponamiento mecánico para prevenir el flujo de arena hacia el pozo.

Al igual que en el Empaquetamiento en Hueco Entubado la malla sirve de soporte del empaquetamiento con grava.

Para mejorar el rendimiento de los empaquetamientos con grava en hueco abierto es practica muy usual ampliar el calibre de pozo para incrementar la permeabilidad en la porción cercana a la zona crítica de influjo radial.

Ampliacion del Calibre del Pozo.

Normalmente, la tubería de revestimiento está asentada por encima la zona productora, entonces el pozo es perforado a manera de un telescopio con una broca pequeña.

El calibre del pozo a veces no proporciona espacio suficiente para colocar la malla con un adecuado diametro externo.

La solución es raspar los intervalos donde sera instalado el control de arena, esto se realiza con herramientas que tienen los raspadores montados en brazos expandibles. Un mas complicado

pero efectivo metodo de ampliacion del calibre del pozo es moler (**milling**) las secciones de tuberia de revestimiento cementado con herramientas con boquillas y cuchillas de carburo tungsteno montadas en brazos expandibles.

Este metodo es práctico unicamente en secciones cortas pudiendose trabajar mejor en objetivos que esten detras de la tuberia.

En cualquier procedimiento de raspado para ampliar el calibre del pozo, las paredes de éste quedan al descubierto y por esa razon deben ser adecuadamente protegidas mediante el uso de fluidos. Estos fluidos deben proporcionar una adecuada presion hidrostática para soportar el ensanchamiento del pozo, además deben crear una costra impermeable para prevenir la perdida de filtrado y evitar un posible datio de la permeabilidad.

Después que el calibre del pozo ha sido ampliado no debe acidificarse previo al empaquetamiento con grava debido a que la matriz de la arenisca se debilita. Además el efecto de la inyeccion de fluidos en la arenisca puede causar derrumbamiento. Esto puede impedir la instalacion de la malla o llenar parcialmente con arena el

anular entre la malla y la cara del pozo, disminuyendo la permeabilidad de la formación.

La manera mas efectiva y segura de proceder es aplicar el acido después de un empaquetamiento exitoso y unas pruebas de productividad cuidadosamente realizadas.

3.1.2 Empaquetadura de Grava en Hueco Entubado.

El mecanismo de Empaquetadura de Grava en Hueco Entubado crea un empaquetamiento de grava detras de la tuberia de revestimiento en las cavidades formadas por los canales producto de los cañoneos T.C.P, ranurados Hydro-Jet o limpiezas posteriores. Estas cavidades pueden ser continuas en las areniscas no consolidadas si las tecnicas de limpieza o acidificación interconectaron las cavidades de los disparos. En todo caso, las cavidades deberan ser puestas en comunicacion con el pozo mediante las ranuras o disparos hechos a traves del empaquetamiento que penetran el cemento y el espesor de la tuberia de revestimiento.

Para mantener consistente el empaquetamiento que resiste al flujo de fluidos y esta en contacto con la cara del pozo, el anular entre la malla y la tubería de revestimiento debe ser fuertemente empaquetado con grava.

Para empaquetar la formación y las cavidades producto de los disparos o ranurados, se deben usar fluidos de transporte viscosos con alta concentración de grava .

La lechada formada por el fluido de transporte, la grava, los aditivos necesarios, debe ser inyectada a la formación **sin fracturarla**.

La presión con la que es desplazada la lechada conduce a los fluidos polimerizados hacia la formación deshidratándose y compactando la grava.

Existen herramientas especiales de fondo, desarrolladas para permitir que se aplique presión a la formación a ser empaquetada impidiendo a la vez que las ranuras de la malla se taponen.

Para poner en comunicación a la zona de pago con el pozo es necesario que la tubería de revestimiento y el cemento estén

perforados o ranurados a la profundidad de la zona de interés. Para esto se recurre al cañoneo con T.C.P o al ranurado Hidro-Jet.

Cañoneo con T.C.P.

El cañoneo con T.C.P “ Tubing Conveyed Perforators” (perforadores conducidos en tubería), es un sistema de cañoneo que se baja con tubería de producción.

El cañoneo con T.C.P sub-balanceado (under-balance) con fluido libre de sólidos en la tubería de revestimiento es el mejor escenario para formaciones de areniscas y carbonatos. La cantidad de sub-balance requerida para maximizar la productividad depende de varios factores tales como el tipo de formación, tipo de fluido en el reservorio, cargas seleccionadas y densidad de disparo.

La presión diferencial o sub-balance recomendado para cañoneo con T.C.P se resume en el **apéndice C.1.**

En el caso de la arenisca M-1 unidad “A” que no es consolidada, la presión diferencial requerida es de 500 psia. Con esta presión **se**

calcula la densidad y volumen de fluido de matado requerido en la tubería de producción “tubing”.

Un diagrama de la configuración de la herramienta de cailloneo con T.C.P es mostrado en la **ilustración 3.1**.

Para un trabajo de empaquetamiento con grava las perforaciones dejadas por el cailloneo deber ser alargadas y redondas con un diámetro mínimo de 0.74 pulgadas y una densidad de disparos mayor a 12 disparos por pie.

Cuando las perforaciones han sido debidamente aciaradas con un tratamiento de limpieza, la penetración del cailloneo debe estar entre 4 a 6 pulgadas.

Para el trabajo de empaquetamiento con grava en el pozo objeto de estudio se propuso que el cailloneo logre la mayor área de afluencia y la mayor penetración. Con este criterio se pudo seleccionar una herramienta T.C.P con las siguientes características:

Tipo de caillon : 4.72 pulgadas, de alta densidad de disparo.

Tipo de carga : 43CJ “Big Hole”.

Densidad de disparo : 21 disparos por pie.

Penetración : 4 - 6 pulgadas.

Diametro del agujero : 0.74 - 0.75 pulgadas

Ranurado Hydro-Jet.

El ranurado Hydro-Jet es una no muy conocida tecnica de ranuramiento o corte en la que se usa un fluido cargado de arena de fractura que es forzado a altas presiones (2500 a 6000 psia) a traves de jets (boquillas).

Los jets originan chorros de alta velocidad que hacen que la arena actue contra el area a cortarse, y su acción abrasiva haga el corte.

El principal uso del corte Hydro-Jet es preparar a la formacion para fracturamiento o empaquetamiento.

La concentracibn de arena en el fluido puede variar entre 0.5 y 1 libra por cada galón de agua. Esta tecnica causa un daño pequeño en la tubería de revestimiento, cemento y formacion.

El ranurado se lo hace de abajo hacia arriba debido a que la tubería de producción con ensamblaje Hidro-Jet es tirada por un piston de 36 pulgadas de recorrido, suspendido del bloque viajero de la torre de reacondicionamiento.

Análisis comparativo entre cañoneo con T.C.P y ranurado HydroJet.

Cañoneo con T.C.P

- Diametro de la perforacion [D] : 0.75 pulgadas.
- Penetración : 4 a 6 pulgadas.
- Densidad del disparos : 21 disparos por pie.
- Area de afuencia = $\pi D^2 / 4 * \text{Densidad de disparos.}$
= 9.28 pulgadas²/pie
- **Costo** del Servicio : 35.000 \$ aproximadamente.

Ranurado HydroJet.

- Longitud de la ranura : 36 pulgadas.
- Ancho de la ranura (Diametro del Jet) = 1/4 pulgadas.
- penetración : 8 a 10 pulgadas.

- Area de afluencia = Longitud ranura * ancho ranura * densidad de ranurado.
= 24 pulgadas²/pie.
- Costo del Servicio : 160.000 \$ aproximadamente.

Los resultados de la comparacion entre el cañoneo con T.C.P y ranurado con tecnica Hydro-Jet se resumen en el **apendice C.2**. De estos resultados se concluye que el area de afluencia, la penetracion y tambien el costo del servicio para el ranurado con Hydro-Jet es considerablemente mayor.

La ventaja de la mayor area de afluencia y penetracion radica en que el índice de productividad es mayor. En el caso del pozo "Tesis-Well", **éste** forma parte de un proyecto que busca el mejor y mas economico resultado de entre varios trabajos de completacion con empaquetadura de grava en hueco abierto y hueco entubado de ahi que la decision fue ranurar con Hydro-Jet para probar sus resultados y su probable futura aplicacion en otros trabajos de Empaquetamiento con Grava.

3.2 Selección del Sistema de empaquetamiento para el pozo objeto de estudio

En los trabajos para el control de la producción de arena, se pueden instalar empaquetamientos de grava en hueco entubado usando varios sistemas. Estos sistemas generalmente constan de dos o más pasos.

Los dos siguientes pasos son comunes para todos los sistemas.

- Ejercer presión para empaquetar las cavidades producto de los disparos, ranurados y trabajos de limpieza.
- Instalar y empaquetar la malla o tubería ranurada; usando empaaduras “packers” para aislar su instalación.

En este tipo de operación, se pueden pre-empaquetar los conductos y cavidades de la formación mediante el bombeo de arena a través de la abertura final de la tubería de producción por debajo de la empaadura (packer) superior (**ilustración 3.2**).

Un sistema moderno para empaquetamientos con grava es el formado por la combinación de un equipo de fractura, mezcla y monitoreo en superficie y un versátil arreglo de herramientas de fondo. Este sistema no

tiene ningun nombre en particular, es desarrollado por Halliburton y probado en trabajos en varios lugares del mundo.

Entre los equipos de superficie se debe contar con equipos de desplazamiento de fluido de fractura como son las bombas “Horizontal Triplex Pumps” conocidas como HT-400, equipos de mezclado, equipo de monitoreo, líneas para alta presión, tanques, múltiples, etc.

Entre las herramientas de fondo que forman el sistema de empaquetamiento están:

- “Multiposition Service Tool” o herramienta de servicios múltiples comúnmente conocida como M.P.T.
- “Versa-Trieve Packer” .
- Mallas o “Screens”.
- “Sump Packer”.

“Multiposition Service Tool” o M.P.T

Esta herramienta es usada para asentar empaquetaduras de completación y dirigir el fluido a través de la sarta de completación o empaquetamiento,

la herramienta M.P.T puede ser manejada para operar en 3 o 4 posiciones que son:

- Circulacion.
- Forzamiento.
- Circulación Superior.
- Circulacion inversa.



La herramienta M.P.T tiene dos puertos de salida de fluidos ubicados a 180° de separación cuando operan junto con herramientas de 5 y 5 1/2 pulgadas y para herramientas mas grandes los puertos estan ubicados a 120° de separacion. Estos puertos estan diseñados para permitir un gran area de flujo y soportar abracion.

La **ilustracion 3.3** muestra un arreglo de herramientas donde se puede observar como luce el MPT.

En el **apendice C.3** se presentan las ratas de flujo para los diferentes tamaños de M.P.T.

"Versa-Trieve Packer" o V.T.L. Es una empacadura recuperable que puede ser desplegado con la herramienta M.P.T y funciona como

empacadura para empaquetamiento con grava y despues de culminado el trabajo puede funcionar como empacadura de producción.

Para asentar el V.T.L se siguen los siguientes pasos: 1) se suelta una bola que hace sello de manera similar a la bola de un “standing valve”, 2) se ejerce presion por la tubería de produccion desde 500 psia hacia 3000 psia con incrementos de 500 psia cada 2 minutos, 3) cuando la presion es aproximadamente 2500 psia se anclan la curias y se expanden los cauchos, 4) se continua incrementando la presion hasta llegar a 3000 psia y se da por terminado el procedimiento de asentamiento de la empacadura.

En la ilustracion 3.3 se puede identificar un VTL como parte del arreglo de herramientas mostrado.

En el **apendice C.4** se presentan los rangos y especificaciones de los V.T.L disponibles.

“Sump Packer”

Como complemento de las dos herramientas (M.P.T y V.T.L), la herramienta “Sump Packer” es usada como parte de las herramientas de fondo para empaquetamiento con grava. Esta herramienta es usualmente

asentada con linea de cable electrico y puede ser considerada como un empacadura permanente.

La empacadura en mención es asentada debajo de la zona cañoneada o ranurada y es util para correlacionar en profundidad la ubicacion de las mallas de control de arena y produccion.

Un sello para el "Sump Packer" es agregado a la malla de produccion del fondo de la satta. La sarta de empaquetamiento es corrida (bajada) en el pozo hasta que el sello encaje en el calibre receptor de la empacadura "Sump Packer", esta acción puede ser sentida en la torre de reacondicionamiento en superficie.

El sumidero creado debajo de esta empacadura proporciona una trampa para recoger los escombros que se asientan despues de un cañoneo o ranurado y sirve de receptaculo para herramientas que pudieran caer.

Este sumidero tambien permite que las herramientas de registros se ubiquen cercanamente debajo del intervalo cañoneado o ranurado, y pueda ser registrado en toda su extensión.

Este tipo de “packer” es también usado en operaciones de empaquetamiento de la zona superior en completaciones dobles.

Una buena práctica es probar las empaquetaduras después de asentadas para verificar que cumplirán con sus funciones.

La ilustración 3.4 muestra la configuración de fondo del sistema de empaquetamiento usado para el trabajo en el pozo Tesis-Well.

3.2.1 Cálculos requeridos previa Colocación de la Grava.

Cálculos de volumen de arena.

Para este tipo de cálculos se hace uso de las tablas del libro rojo “Halliburton Cementing Tables”, sección # 221.

$$\begin{aligned} \text{Volumen debajo de las mallas: } 9' \times 0.1276 &= 1.15 \text{ pies}^3 \\ &= 115 \text{ lb.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Volumen entre malla y “casing”}: 59.47' \times 0.1044 &= 6.21 \text{ pies}^3 \\ &= 621 \text{ lb.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Volumen entre “tubing” y “casing”}: 78.36' \times 0.1276 &= 10.00 \text{ pies}^3 \\ &= 1000 \text{ lb.} \end{aligned}$$

Volumen para empaquetar las ranuras usando 1.00 pie³ por cada pie de longitud : $24' \times 1.00 = 24 \text{ pies}^3 = 2400 \text{ lb.}$

Total de arena (grava) calculada : 4136 lb.

Total de arena (grava) requerida : 6000 lb.

El total de arena requerida fue 6000 lb debido a la cantidad de arena que la formación puede haber perdido durante el ranurado Hydro-Jet, circulación o limpieza en el pozo. La concentración de la grava recomendada para empaquetamiento es de 1 lb por cada galón de agua.

Cálculo del Volumen de fluido de empaquetamiento.

$$6000 \text{ lb} \times 0.0456 \text{ gal/lb} = 273.6 \text{ gal o } 6.51 \text{ Bbl's}$$

$$6000 \text{ lb dividido para } 1 \text{ lb/gal} = 6000 \text{ gal o } 142.86 \text{ Bbls's}$$

Volumen total de fluido de empaquetamiento: 149.37 Bbl's

El factor 0.0456 gal/lb es el volumen específico de la grava de empaquetamiento.

3.2.2 Método de Colocacion de la Grava.

Para un mejor entendimiento del método de colocacion de la grava en la zona de interes del pozo objeto de estudio (Tesis-Well), es necesario se ilustre las tres posiciones en las que la herramienta M.P.T puede ser manejada para establecer comunicacion y operar conjuntamente con el resto de la sarta de empaquetamiento.

Posición de Circulación.

En esta posicion la herramienta M.P.T es usada para hacer limpieza al pozo y tambien para desplazar al fluido empaquetador compuesto por agua tratada y grava.

Con en anular “casing” / “screen” (revestidor/ malla) completamente lleno de fluido de completacion o de fluido de empaquetamiento, el M.P.T es levantado dos pies a partir de la posicion de circulación inversa y con esto el “Collet Guide Shoe” (punzador guia) del “washpipe” (tuberia de lavado) deja de hacer sello en el “Seal Unit”. Cuando la presion es aplicada via “tubing” (tuberia de producción), el fluido de completacion en un tratamiento de limpieza desplaza al fluido limpiador que trata a la formación, entrando por la malla y

pasando por el interior del “washpipe” se dirige hacia al anular y retorna a superficie.

Si la presión es aplicada via “tubing” al fluido de completación que desplaza al fluido de empaquetamiento, la presión hidrostática del fluido más la presión ejercida por el equipo de bombeo en superficie hacen que el exceso de fluido de empaquetamiento entre por la malla y el “washpipe” deshidratándose y de esta manera ayudando a una mejor compactación de la grava.

Posición de Forzamiento o “Squeeze”.

Cuando el M.P.T está en su posición más baja, es decir 7 pies más profundo que en la posición de circulación, el “Collet Guide Shoe” del “washpipe” está dentro del “Seal Unit” haciendo un perfecto sello. En esta posición todos los fluidos bombeados a través de la sarta de empaquetamiento son forzados hacia la formación.

Una elevación de la presión en superficie indica que la lechada alcanzó las cavidades en la formación.

La posición de “squeeze” o forzamiento **es** usada también para probar las empaquetaduras o acidificar.

Posición de Circulación Reversa.

Biblioteca

11/11/11

Esta posición es obtenida levantando al M.P.T nueve pies a partir de la posición de "squeeze" o dos pies a partir de la posición de circulación. Esta posición es usada para evacuar el exceso de lechada que queda en el "tubing". Esto libera a los dos sellos de fondo y el pozo queda en condición de ser circulado con fluido limpio con el propósito de hacer limpieza. El fluido limpio retorna a superficie pasando por el "wash pipe" y el interior del "tubing".

Metodo de Colocacion de la Grava.

El método de colocación de la Grava en el pozo sujeto de estudio se puede describir en los siguientes pasos:

1. Limpieza del pozo. Esto se inicia con el M.P.T en posición de reversado, luego se bombean 2 Bbl's de fluido con gel, posteriormente se bombea un tratamiento ácido cuya composición fué: 500 galones de HCl al 15% + 0.2% de HAI-81M, + 0.5% de LoSurf 259,+25 galones de DopeBuste E+.

El tratamiento es desplazado en posición de circulación con fluido de completación que para el pozo objeto de estudio fue agua de producción filtrada. Una vez que el tratamiento a sido reversado en totalidad circulando con fluido limpio, se da por terminada la limpieza.

2. Se ensaya encontrar la presión inicial de cierre (Initial Shut in Pressure) en posición de circulación. Los resultados fueron:

1.5 Bpm. a 0 psi.

2.0 Bpm. a 36 psi.

4.4 Bpm a 295 psi.

6.0 Bpm a 555 psi.

8.0 Bpm a 1000 psi.

10 Bpm a 1550 psi.

3. Se ensaya encontrar presión inicial de cierre con el M.PT en posición de "squeeze". Los resultados fueron los siguientes:

1.0 Bpm a 1200 psi.

2.0 Bpm a 2100 psi.

5.4 Bpm a 3210 psi.

Analizando los resultados obtenidos se concluye que la presión inicial de cierre es 2300 psi.

4. Cambiar a posición de circulación reversa. Circular a 10 Bpm e iniciar la adición de grava (arena) hasta obtener una concentración de 1 lb/gal; inmediatamente de tener una concentración estable de arena, se bombea el fluido de empaquetamiento obtenido hasta tener en el "tubing" 100 Bbl's de los 150 Bbl's calculados previamente.

5. Con el M.PT en posición de circulación se bombean los 50 Bbl's restantes y se inicia el desplazamiento del fluido de empaquetamiento usando fluido de completación a una tasa de 12 Bpm que corresponde a una presión promedio de 3200 psi. Mientras se está circulando se registra una tasa de retorno de 10 Bpm de fluido en el "casing", esto significa que se está empaquetando a la formación a una tasa de 2 Bpm. Cuando la presión en superficie se eleva, en este caso a 4900 psi, es cuando las ranuras dejadas por el corte Hydro-Jet están ya apuntaladas con grava y se debe disminuir la presión para finalmente parar el bombeo y despresurizar el sistema.

6. Aplicar 500 psi al “casing” para preparar el reversado.

7. Cambiar al M.PT a la posición de circulación reversa y reversar a una rata de 8.05 Bpm a una presión de 1600 psi. Una vez finalizado el reversado del fluido de empaquetamiento excedente, se calcula la cantidad de arena retornada y se circula hasta que el fluido de completación este limpio conforme con los requerimientos de la compañía.

El fluido limpio retorna a superficie pasando por el “wash pipe” y el interior del “tubing”.

8. Siguiendo con la limpieza, se desengrana y recupera el “wash pipe”, dejando la malla y la empaquetadura de grava colocadas en el sitio predestinado.

9. Se da por terminada la operación de empaquetamiento.

CAPITULO IV

SISTEMA DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN HUECO ENTUBADO CON TECNICA DE RANURADO HYDROJET.

4.1 Estado del Pozo previo Ranurado y Empaquetamiento.

El pozo Tesis-Well fué perforado en el area Ginta-B del bloque 16. La torre fué instalada el 19 de febrero de 1996 y la perforación llegó a la profundidad total (10162' de profundidad medida MD o 8435' de profundidad verdadera total TVD) el 12 de marzo de 1996 con un angulo de 32.72 y azimuth de 354.51.

Un hoyo de 26" fue perforado utilizando lodo nativo, hasta una profundidad de 128', y se instaló el "casing" conductor de 20" utilizando cemento clase "A". Continuado con la perforación un hoyo de 17 1/2" fue

abierto y entubado con 98 juntas de "casing" de 13 3/8", K55, BTC hasta 4021'.

El hoyo intermedio fue perforado con ensambles de fondo (BHA) con broca de 12 1/4", 12 1/8" y 12" hasta llegar a una profundidad MD de 9144', y ser entubado con 199 juntas de 9 5/8", 5-95, 47 lb/pie, BTC, cementado con cementos clase "A" y "G".

El ultimo hoyo de la perforación telescópica fue de 8 1/2" y alcanzo la profundidad total TD de 10162' MD o 8439' TVD. En ésta fase de la perforacion se tomaron nucleos de corona de la arena "M-1" de 9993" hasta 10035'. Tres corridas de registros fueron realizadas en el pozo: 1) PI / **BHC** / MSFL / GR / AMS, 2) CNL / LDL / NGT / ML / AMS y 3) FMI / GR / AMS, desde 10062' hasta 9992'. Un "hanger" Baker con 31 juntas de "liner" de 7", 26 lb/pie, S-95, BTC (1331') fueron corridas hasta TD estimado (10160') y cementadas con cemento clase "G".

Despues de la perforacion y previo ranuramiento y empaqueamiento, el pozo tenia las siguientes condiciones:

Profundidad:

Profundidad total real: 10119' MD

Profundidad de trabajo: 10068' MD

“Casing/Tubing” :

“Casing” conductor: 20” X-55, 92 lb/pie @ 128’

“Casing” intermedio: 9 5/8”, N-80, 47 lb/pie @ 9144’ MD

“Liner” de producción: 7”, N-80, 26 lb/pie @ 10140’ MD

“Landing Collar” : asentado @ 10068’ MD

Fluido en el pozo:

Tipo de fluido en el pozo: Lodo de 11.2 lg/gal

Fluido de Completacion: Agua filtrada 8.4 lb/gal

Desviacion:

Maxima desviación : 40.75” @ 7389’ MD

Desviación a través de la arena "M-1": 33.33" @ 9194 ' MD

Datos del Reservorio a Completar:

Reservorio : Arenisca Napo "M-1" - unidad "A"
Intervalo de interés: 9182 - 9206 pies (24 pies)
Mitad del intervalo : 9194' MD o 7593 TVD
Presión de yacimiento @ 9194': 3187 psi
Temperatura del yacimiento @ 9194': 191°F

En el **apendice D.1** se presenta un esquema e información del pozo "Tesis-Well" antes de correrse la completación inicial.

4.2 Selección y Configuración del equipo de Ranurado y

Empaquetamiento.

Las técnicas y sistemas de empaquetamiento han venido cambiando desde los tiempos en que se bajaban simples "liners" ranurados y se descargaba arena en el anular.

Sistemas de bombeo, valvulas de circulación, empaaduras, mallas, y otras herramientas se han incluido en los sistemas para fractura y empaquetamiento con grava.

En la actualidad estos sistemas pueden ser corridos rapidamente en una sola sarta (arreglo de herramientas de fondo) de trabajo, además estan diseñadas para resistir al incremento de las fuerzas ejercidas durante el empaquetamiento o fractura a altas tasas y presiones.

Los fluidos de completación y/o empaquetamiento usados en estos sistemas deben ser cuidadosamente y eficientemente desarrollados para cumplir efectivamente con **las** funciones de limpieza, fractura o empaquetamiento.

Consideraciones para la Selección y Configuración de los equipos de Ranurado y Empaquetamiento.

Cuando se diseña una completacion con sistema mecánico de control de arena, varias consideraciones críticas tanto para la seguridad como para la la eficiencia de la completacion de un pozo deben tomarse en cuenta, estas son:

- Características y especificaciones del “casing” y “tubing” tales como: diámetros, peso, grado, tipo de hilo en las conexiones, resistencia al colapso y estallido, deben ser identificadas.
- Profundidad de asentamiento de las herramientas de fondo.
- Presencia de H₂S o SO₂ en los fluidos.
- Temperatura y presión de fondo.
- Tipo de fluido de completación o empaquetamiento.
- Desviación del pozo, etc.

Además de estas consideraciones se debe pensar en como las fuerzas y presiones aplicadas afectan a la sarta de completación. Para esto algunas compañías han desarrollado programas que calculan la magnitud del efecto de estas. Estos efectos marcados como críticos pueden ser anticipados y salvados con una eficiente selección de los sistemas y herramientas de fondo que serán usados.

Una práctica que no debe ser pasada por alto es limpiar la sarta de completación interna y externamente, los hilos de las conexiones deben ser cuidadosamente chequeados antes de que esta sea corrida en el pozo.

Una vez corrida la sarta de completación ésta puede ser liberada de los excesos de grasa, presencia de escala y corrosión circulando un tratamiento de solución caústica y ácida.

4.2.1 Equipo Hydro-Jet.

El equipo para ranurado Hydro-Jet es una herramienta que se corre en el pozo con tubería de producción (tubing), el cuerpo de ésta herramienta está provista de 4 jets contruidos en carburo tungsteno dispuestos diametralmente a 45° cada uno.

La longitud del corte o ranura hecha por esta herramienta depende del recorrido del piston hidraulico que estando colgado del bloque viajero de la torre de reacondicionamiento y que levanta a la sarta uha longitud igual a su recorrido de 36 pulgadas.

Los “jets” o boquillas pueden tener diámetros de 1/4” y 3/16”. Como las boquillas de 1/4 proporcionan un area de ranuramiento mayor, fueron escogidas para el trabajo de ranuramiento en el pozo “tesis-well”.

El ensamblaje de fondo BHA (Bottom Hole Assembly) esta compuesto por un “straight slot locator”, un asiento de bola de operacion, centralizadores, uno o dos cuerpos de “hydro-jets” y un asiento de bola para probar el “tubing”. El BHA puede correrse con un “no-go” y un “standing valve” que desempeñan las mismas funciones de los asientos de bola.

La **ilustracion 4.1** muestra el ensamble “Hydro-Jet” de fondo con la configuración usada en el pozo “tesis-well”.

La **ilustración 4.2** muestra el efecto de corte dejado por la herramienta “Hydro-Jet” con dos cuerpos de corte y con cuatro jets cada uno.

Resumen de la operacion con el equipo Hydro-Jet.

El trabajo se inició corriendo un AWD Sump Packer con línea de cable eléctrico, correlacionando en profundidad con el registro “gamma ray” y asentandolo 9 pies por debajo del fondo del intervalo a ser ranurado.

El ensamblaje para ranurado Hydro-Jet fue corrido en tubería de producción de 4 1/2" y 3 1/2". Fue aplicada presión de 5500 psi para probar el "tubing" cuando en ensamblaje estaba a poca profundidad. La bola que debía hacer sello en el asiento inferior se deformó, obligando a sacar del pozo el ensamblaje de ranurado.

La herramienta para ranurado fue corrida nuevamente en el pozo pero esa vez fue instalado un "no-go" y "standing valve" justo sobre ésta. La tubería fue probada con 7000 psi y el "standing valve" fue recuperado.

El pozo fue circulado con agua de producción filtrada que contenía 15 lb de HEC gel por cada 1000 galones, una cantidad adicional de gel fue mezclada y almacenada en los tanques de fractura en superficie.

La circulación con agua filtrada fue mantenida hasta que la presión se estabilizara y la tasa de bombeo fuera de 11 Bbl/min.

El arena de fractura 20/40 empezó a ser agregada hasta conseguir una concentración de 1 lb/gal.

El pistón hidráulico (PPCU) en superficie fue calibrado para que recorra a razón de 1 pie por minuto. A los 104 minutos de 78 pulgadas se presume haber ranurado 72 pulgadas (6 pies). La tasa se mantuvo relativamente constante en 11 bpm pero la presión de 3900 psi **cayó** a 2600 psi. La baja presión en superficie no era suficiente para continuar el ranurado y la adición de arena fue suspendida para circular el pozo y sacar del fondo el ensamblaje Hydro-Jet.

La inspección de los 8 jets determinó que estaban en condiciones serviciales ya que de 3/16" de diámetro, el desgaste resultó en 7/32" de diámetro.

Como la caída de presión fue significativa, se decidió correr el ensamblaje de ranurado con 6 jets de 1/4" de diámetro.

Una vez ubicado correctamente el ensamblaje de fondo en profundidad 1.5 pies sobre el tope del primer ranurado, se procede a probar la tubería con 7000 psi y **se** recupera el "standing valve".

El pozo fue desplazado nuevamente con agua filtrada con un contenido de 15 lb de HEC gel por cada 1000 gal, una cantidad

adicional de gel fue mezclada y almacenada en los tanque de fractura en superficie.

La circulación con agua filtrada fue mantenida hasta que la presión se estabilizara en 3000 psi y la tasa de bombeo fuera de 11 Bbl/min.

El arena de fractura 20/40 empezó a ser agregada hasta conseguir una concentración de 0.5 lb/gal. El pistón hidráulico (PPCU) en superficie fue calibrado para que recorra a razón de 1 pie por minuto.

Durante 90 minutos, la tasa se mantuvo relativamente constante en 11 bpm, la presión de 3000 psi cayó a 2600 psi. Dos periodos de ranurado, cada 36 pulgadas de longitud fueron hechos hasta completar un total de 78 pulgadas adicionales.

La presión en superficie fue incrementada hasta 3000 psi obteniéndose una tasa de 12.5 bpm que se mantuvo relativamente constante durante 80 minutos, en los cuales se ranuró **54** pulgadas de las 60 pulgadas netas de longitud.

La presión en superficie fue incrementada hasta 3900 psi obteniéndose una tasa de 14 bpm que se mantuvo relativamente constante durante 40 minutos, en los cuales se ranuro 18 pulgadas de las **24** pulgadas netas de longitud restantes.

La adición de arena de fractura **20/40** fue suspendida, el pozo fue circulado para limpieza y el ensamblaje de fondo fue sacado del pozo para su inspección.

Los jets fueron inspeccionados observándose un severo desgaste resultando un diámetro de **0.265** pulgadas (diámetro original fue **0.25** pulgadas).

Finalmente la herramienta de registros USIT fue corrida en el pozo para evaluar el intervalo ranurado.

4.2.2 Equipo de Filtración.

El filtrado de los fluidos es recomendado antes de realizar cualquier trabajo de empaquetamiento. Las partículas de sólidos o microgel que estén presentes en el sistema de fluido deben ser removidas.

Si éstas partículas no son removidas del sistema de fluido a ser gelificado, la permeabilidad de la formación puede ser dañada en la región cercana a la cara del pozo, lo cuál repercute en la productividad del pozo.

En los trabajos de fractura y empaquetamiento, la filtración de los fluidos es de alta prioridad debido a que como resultado de estos trabajos se obtienen considerables áreas de la cara de la formación expuestas y vulnerables a los efectos hidrostáticos.

Es recomendable que la salmuera o agua de formación a ser usada en el ranurado Hydro-Jet, fractura o empaquetamiento sea debidamente filtrada hasta menos 30 NTU's (Net Turbidity Units), ántes de ser gelificada con polímeros.

Una buena práctica es filtrar todos los fluidos de completación con la finalidad de minimizar cualquier daño que se pudiera causar a la región inmediatamente cercana a la cara del pozo.

Para filtrar la mayoría de fluidos gelificados es recomendable usar unidades tipo cartucho, debido a que proporcionan la solución más económica para filtrar sólidos indeseables de hasta 10 micrones.

El numero de cartuchos varía de acuerdo a las necesidades y requerimientos de filtrado.

Los fluidos que no estan aun gelificados deben ser filtrados con unidades para filtrar sólidos de hasta 2 micrones en lo posible. La tasa maxima de filtrado en este tipo de unidad es de 5 BPM (barriles por minuto) de agua a una presión maxima de 150 psi.

El cuerpo de la unidad de filtrado tipo cartucho debe ser construido en acero inoxidable para minimizar la introducción de productos corrosivos a los sistemas de fluido. Las unidades de filtrado de este tipo estan equipadas con medidores de presion, termometros y medidores de flujo.

Existe otro tipo de unidades de filtrado llamadas "Diatomaceous Filtration Systems", ideales para remover sólidos de fluidos relativamente sucios o tambien para filtrar grandes volumenes de fluido a altas presiones. El uso de estos sistemas se restringe al manejo de altos volumenes y presiones para filtración de fluidos no gelificados.

En las **ilustracion 4.3** se muestra un esquema que representan el funcionamiento y la apariencia de una unidad de filtrado tipo cartucho.

4.2.3 Equipos de Desplazamiento y Mezcla.

Equipo de Desplazamiento.

En la mayoría de trabajos de fractura, ranuramiento, empaquetamiento, y cementación donde se requieren de altas ratas (12 a 25 bpm) y presiones elevadas de inyección (2000 a 7000 psi) de fluido al pozo además de elevadas concentraciones de agente apuntalante (grava), se ha comprobado que desde 1957 las llamadas “Horizontal Triplex Pumps” o comunmente llamadas HT-400 rinden los mejores resultados. Las bombas HT-400 tienen un rango de rendimiento de poder que va desde 400 “horse power” (hp) hasta 800 “horse power”

La selección del equipo de bombeo que ha de ser llevado al lugar del trabajo depende del conocimiento anticipado de las tasas de

desplazamiento de fluido, presiones de bombeo, tiempo total de bombeo y costo del servicio.

Normalmente las unidades de bombeo están montadas en camiones, pero cuando se trata de operaciones en lugares remotos o costa afuera, éstas están montadas en bases metálicas transportables.

Equipo de Mezcla.

Gran parte del éxito de una operación de fractura, ranurado Hydro-Jet o empaquetamiento con grava, depende del funcionamiento de los equipos de mezclado y bombeo. El equipo mezclador transfiere el fluido almacenado en los tanques de fracturación al equipo de bombeo de alta presión (HT-400). Conforme el fluido pasa por el equipo mezclador se le agrega una mezcla uniforme de químicos y grava.

La mezcladora debe tener la capacidad de mantener una mezcla uniforme a pesar de la velocidad y el volumen de inyección.

Una mezcladora típica, como la ilustrada en la **ilustración 4.4** está compuesta de una o **más** bombas de dosificación, equipos dosificadores de arena (grava) y aditivos secos, todos ellos dosificando los diversos materiales a diferentes relaciones en el fluido.

El fluido **es** transportado a la mezcladora por la bomba dosificadora y pasa al tanque agitador.

Después de agregar los productos químicos y la grava, la bomba de presurización lleva la mezcla de arena y fluido al equipo de bombeo de alta presión ubicado la mayoría de la veces en un camión.

Los equipos dosificadores deben tener la capacidad de alterar la concentración de los químicos y grava durante el trabajo según las condiciones requeridas.

La concentración de los agentes apuntalantes como el arena en el fluido comienza generalmente a 0.5 hasta 1.0 libras por galón pudiendo ser aumentada hasta llegar a 5.0 o 6.0 libras por galón en algunos casos.

El uso de una mezcladora con dosificación exacta, flexible y de tipo continuo es el método más eficiente de mezclar y dosificar fluidos y aditivos.

4.2.4 Grava, Malla (Screen) y Fluido Transportador.

Selección de la Grava y Malla.

El tamaño de la grava es a menudo especificado en términos de “**U.S. mesh**” (unidades americanas de granulometría), probablemente esta es la mejor designación expresada en milésimas de pulgada, que compatibiliza con la terminología estándar americana para el tamaño de las ranuras en las mallas o “screens”.

Para elegir el tamaño adecuado de arena a usarse en el empaquetamiento, el primer paso es evaluar a la formación productora de arena. El objetivo de seleccionar el adecuado tamaño de arena y malla es suspender la migración de arena hacia el **pozo**, permitiendo el mayor flujo posible con la mínima resistencia.

La permeabilidad aumenta conforme el tamaño del grano de una roca aumenta, por esta razón el criterio de selección de tamaño de grava es escoger el mayor tamaño efectivo de arena, para confinar a los granos más pequeños de la formación.

Es indispensable para una óptima selección del tamaño de la grava y malla, analizar una muestra representativa de la formación.

Un núcleo tomado como muestra es la mejor fuente de información, a esta muestra se le realiza análisis granulométricos de tamiz (**sieve analysis**).

Como resultado de los "Sieve Analysis" se obtiene una curva de la distribución del tamaño de grano similar a que se presenta en la **apendice D.2**. Esta curva describe los diámetros promedios de grano versus el peso acumulado aplicado en el "sieve analysis" expresado en porcentaje. Luego de aplicar varias aproximaciones, se puede calcular el tamaño de la grava y de la malla.

Para determinar el tamaño promedio de arena para empacadura a usarse se deberá elegir un tamaño de grava que sea 5 o 6 veces

mayor que el diámetro promedio de grano al 50% de peso acumulado aplicado en el “sieve analysis”.

En el caso del pozo Tesis-Well, la información requerida de el “sieve analysis” fué tomada de los “sieve analysis” realizados en el pozo exploratorio Ginta-1 para varias profundidades.

De la curva correspondiente a la muestra tomada a la profundidad de interés, se determinó que el diámetro promedio de grano al 50 % de peso acumulado aplicado, es de 0.0081 pulgadas. Multiplicando este diámetro por 5 se obtiene un diametro requerido de 0.0405 pulgadas, que corresponde al rango de tamaño para el arena 16/30.

Los tamaños más comunes de arena se muestran en el apendice **D.3**, estos tamaños han sido tentativamente estandarizados por el API (American Petroleum Institute).

Para los trabajos de empaquetamiento con grava las mallas que mejor resultado han dado son las llamadas “ Low-Profile screens” por tal motivo son el tipo de malla recomendado para control

mecánico de arena. Este tipo de Malla se ilustra en la **ilustración 4.5.**

Fluido transportador.

La función de los fluidos de empaquetamiento es transportar la grava a través de la sarta y empacarla en las ranuras o perforaciones hechas por el cañoneo.

El principal requerimiento de los fluidos es que no causen daño a la formación.

Dos sistemas básicos de fluidos se tienen para este tipo de trabajo:

1) fluidos de baja viscosidad que transportan bajas concentraciones de grava, y 2) fluidos viscosos que pueden transportar concentraciones de hasta 15 lb/gal. Cada sistema tiene sus ventajas y desventajas.

Fluidos de Baja Viscosidad.- Este tipo de fluidos se usan en operaciones de empaquetamiento con grava a hueco abierto “open hole”. Con este tipo de fluido se puede **empacar fuertemente a la**

grava , debido a que este tipo de fluido se deshidrata **fácilmente y pasando** por la malla "screen" retorna a superficie. Sin embargo, mientras la concentración sea menor, este sistema de transporte de grava requerirá mayor cantidad de fluido limpio y se **usará** por más tiempo la torre de reacondicionamiento. Altas tasas de bombeo de este tipo de fluido pueden ser necesarias para mantener la movilidad de la arena, **pero** también pueden perderse al ser inyectados a la **formación**. **Es** muy importante que el agua que **conforma** el fluido o lechada de arena sea debidamente filtrado, porque caso contrario **se** puede causar taponamiento de las ranuras de la malla.

Los fluidos de baja viscosidad no son recomendados para empacar con grava en hueco entubado, debido a que es más probable que granos finos de arena de formación se mezclen con la grava en las ranuras o perforaciones. Esto puede ocurrir en el área inmediatamente cercana al efecto del flujo, causando una alteración que resulta en una contaminación que reduce significativamente la permeabilidad.

Fluidos Viscosos.- Los sistemas de fluidos viscosos son preparados a partir de varios fluidos base. Conoco desarrolló una lechada de arena para evitar reducir la permeabilidad de la

formación debido a la mezcla de arena de formación y grava. Con **éste avance** en la investigación del comportamiento de los fluidos viscosos, es posible el transporte de altas concentraciones de grava (15 lb/gal) usando fluido base petróleo que puede ser bombeado hacia las perforaciones a bajas tasas.

El **tipo** de fluido **más** usado es el de base agua filtrada. El grado de viscosidad requerido puede ser logrado usando Hydroxi-etil Celulosa (HEC) que es el agente viscosificante de mayor uso en estos sistemas de fluido, puede ser usado en proporciones que van desde 40 a 65 lbs/1000gal, es compatible con la mayoría de aditivos.

Los sistemas viscosos requieren de menor cantidad de fluido de desplazamiento, pudiéndose acortar el tiempo de servicio de la torre de reacondicionamiento y además se reducen las posibilidades de taponamiento de la formación y erosión de los elementos de fondo.

Aunque una lechada viscosa ayuda a **empacar** la grava en las cavidades en la formación, también puede tener ciertas desventajas. La **presión** de forzamiento de la lechada deshidrata a **ésta**, forzando

al fluido polimerizado a la formación y resultando en un empaquetamiento poco satisfactorio alrededor de la malla.

4.3 Inventario del Equipo requerido en Locación.

Cuando se planifica realizar un trabajo de cualquier tipo en un pozo, hacer un inventario del equipo y materiales a usarse es una práctica inevitable del correcto proceder técnico. Es muy usual tener equipo y materiales de reserva o de uso alternativo, en caso de contingencias.

En el **apéndice** D.4 se describe y cuantifica el equipo y materiales básicos para el empaquetamiento de grava realizado en el pozo Tesis-Well, que es objeto de estudio en ésta tesis.

Los equipos y materiales usados en las pruebas de producción multitasa con variadores de frecuencia, no están incluidos en el listado del apéndice D.4.

Además de los equipos y materiales listados, se debe contar como equipo imprescindible a la torre de reacondicionamiento, llamada comúnmente "chivo", con todos sus accesorios.

4.4 Procedimiento de Completacion.

El procedimiento de Completacion que ha continuación se desarrolla es que el que se practicó en el pozo objeto de estudio.

Las dimensiones y características de los equipos y accesorios mencionados en el Procedimiento de Completación son específicos para ser usados bajo las condiciones que presenta el pozo objeto de estudio.

En la práctica, los procedimientos de completación con control mecánico de arena pueden ser similares y mejorados, conforme se adquiera experiencia de los anteriores trabajos.

Procedimiento General:

1. Mover el taladro de reacondicionamiento a la locacion.
2. Armar preventor de reventones y probar con 3000 psi.
3. Bajar con broca de **8 1/2** para perforar cemento hasta el tope del "liner @ **8844** pies.
4. Bajar con broca de **6 1/2** para perforar cemento hasta el fondo del pozo @ **10068** pies. Desplazar con agua no filtrada.

5. Bajar broca de 6 1/2 con "scraper" en "tandem" (en fila).
6. Correr registros CBL, VDL, y determinar un posible "squeeze" frente a la formación o en el tope del "liner".
7. Ranurar arenisca **Napo** "M-1" utilizando tecnica Hydro-Jet en .el intervalo: 9182 pies - 9206 pies.
8. Correr registro USIT para comprobar el perforado.
9. Completar el pozo con Empaquetadura de Grava.
10. Bajar el equipo electrosurnergible SN-8500 / 131 etapas / 440 HP con "Y" tool.
11. Desarmar preventor y armar árbol de navidad.
12. Dar por terminadas las operaciones del taladro.

Procedimiento Detallado:

1. Procedimiento de limpieza del "tubing" antes de enviar la sarta de empaquetamiento de grava a la locación.
 - a) La superficie externa de la tubería debe ser limpiada con chorro de arena para remover cualquier residuo de aceite o escala, una vez concluida ésta operación, la superficie externa debe ser cubierta con diesel.

b) La superficie interna de la tubería deber ser limpiada con chorro de arena.

2. Mover los “frack tanks” (tanques de fractura) a la localización y proceder a su limpieza. Uno de los tanques deber ser limpiado razonablemente para ser usado como tanque para el agua sucia de retorno y conectarlo a la bomba de succión de la unidad de filtrado.
3. Transportar a la locación todo el equipo de empaquetamiento de grava, equipo de la herramienta “Y”, equipo ESP (Electric Summersible Pump) de bombeo electrosumergible. Verificar la existencia de repuestos para cada equipo en locación.
4. Chequear todas las herramientas y accesorios según inventario previo.
5. Revisar los empaques y pernos del cabezal: chequear las juntas para el equipo ESP.
6. Chequear el tamaño de la grava con el tamaño recomendado en los “sieve analysis”, tomar muestras de ésta grava.

7. Organizar a los operadores del equipo de filtrado para tomar varias muestras de agua antes y después de la filtración, para que sean analizados los sólidos suspendidos en laboratorio.

8. Mover la torre de reacondicionamiento a la locación, limpiar los tanques accesorio de ésta y llenarlos con agua de producción.

9. Instalar preventor anular; levantar el tapón de prueba y probar los arietes empaquetadores del preventor con 2500 psig como máximo y 200 psi como mínimo; probar el preventor anular con 1500 psig como máximo y con 200 como mínimo. Cada prueba debe durar por lo menos 10 minutos.

10. RIH "Run In Hole" (correr en el pozo) **una** sarta con una broca de 8 1/2" y seis "drill collars" (collares de perforación) de 4 1/2" en tubería de 3 1/2", cortar la circulación cada 2000 pies y perforar **el cemento si** es necesario al tope del "liner" de 7" a **8844** pies de profundidad. Reversary y probar el "casing" con 3000 psig. POH "Put out Hole" (sacar la sarta).

11. RIH con broca de 6 1/2" y collares de perforación de 3 1/2" para perforar cemento si fuera necesario hasta la profundidad del "Landing Collar" @10068 pies; reversar y POH.
12. Correr registros CBL / VDL / GR / CCL a partir de 1068 pies hasta 100 pies por encima del tope del "liner", y determinar un posible "squeeze" frente a la formación o en el tope del "liner".
13. Prepararse para levantar y armar el "tubing" para el trabajo de ranurado con Técnica Hydro-Jet. No exceder el torque de los valores recomendados:

<u>Tubing</u>	<u>Torque (libra-pie)</u>		
	<u>Mínimo</u>	<u>Optimo</u>	<u>Máximo</u>
3 1/2" (9.3 lb/pie N-80 EUE 8rd)	2400	3200	4000
4 1/2" (12.75 lb/pie N-80 EUE 8rd)	3020	4020	5030

Todo el ensamblaje de fondo deber ser debidamente calibrado y la tubería conejeada Antes de ser corrida en pozo. Las conexiones deber estar completamente limpias y aplicadas con una pequeña cantidad de grasa, los excesos de grasa deben ser removidas de las conexiones.

14. Dejar vacios los tanques de la torre de reacondicionamiento y limpiarlos manualmente; llenar el tanque de succión con agua de producción; tratar al agua con SAPP y con X-Cide 102 (glutaraldeido biocida); bombear el agua tratada a través de todo el sistema incluidos todos los tanques que estarán en contacto con el fluido de completación; finalizar la limpieza con el agua tratada.

15. Preparar a la unidad de filtrado. Preparar una trampa de asentamiento (tanque de lodo) para recibir el fluido de circulación que retorna del pozo y bombearlo a un tanque para desechos de agua sucia, conectar la succión de la unidad de filtrado al tanque con agua no filtrado y la descarga a los tanques de agua filtrada y limpia. El agua antes de ser filtrada debe ser tratada con X-Cide 102 y luego filtrada hasta 8 NTU (Net Turbidity Unit) o menos. Finalmente bajar al pozo la sarta de circulación y limpiarla.

16. Mezclar Xanvis (HEC or XCD) gel para el procedimiento de limpieza con píldoras de 50 bbl; almacenar 150 bbl de gel y transferir a la succión de la torre según como se requiera; desplazar con las bombas de la torre según el siguiente orden:

- a) 50 bbl de pildora gelificada con Xanvis (3.5 lb/bbl).
- b) 50 bbl con **SAAP** mezclado a 15 lb/bbl.
- c) 50 bbl de pildora gelificada con Xanvis (3.5 lb/bbl).
- d) 50 bbl de agua fresca mezclada con 55 gal de surfactante "Dirt Magnet".
- e) 50 bbl de pildora gelificada con Xanvis (3.5 lb/bbl).

Para desplazar los 250 bbl de pildoras de limpieza se debe usar agua filtrada y tratada de **8.4 lb/gal.**; reversar el fluido de limpieza hasta obtener una claridad de por lo menor 30 NTU en el fluido de retorno.

17. Levantar y sacar la sarta de limpieza.

18. Preparar los equipos de cable electrico para asentar el "AWD sump packer a 9215 pies, aproximadamente 9 pies debajo del fondo de la seccion a ser ranurada y empaquetada. Para asentar el "sump packer" se debe correlacionar con los registros CBL / VDL / CCL corridos previamente.

19. Correr en el pozo la sarta Hydro-Jet con los **8 jets** dispuestos a **45°** cada uno y con un "slot locator".

20. Probar el asentamiento del “sump packer” aplicando 10000 lb de peso con el chivo y levantar la sarta 9 pies para dejar ubicada en profundidad a la herramienta Hydro-Jet.

21. Subir a la torre al equipo PPC (precision pipe control), preparar el equipo de mezclado y bombeo, instalar un tanque adicional para recojer el arena de retorno.

22. Probar las lineas y el “tubing” con 5000 psi.

23. Iniciar el bombeo a una tasa de 10 bpm, aproximadamente a 4000 psi en superficie y esperar que la presion se estabilize.

- 24.** Iniciar la adicion de arena de fractura **20/40** hasta una concentracion de 1 lb/gal.

25. Esperar por 15 minutos que el arena alcance el fondo y en 10 minutos **mas**, iniciar el ranurado.

- 26.** Continuar bombeando la lechada arena mientras la unidad PPC levanta la sarta con un recorrido del piston de 1 pie/min. Realizar este

paso durante los 7 intervalos programados de corte hasta completar los **24** pies de interes, monitoreando siempre el retorno del arena en superficie.

27. Circular el pozo para limpieza, y estimar la cantidad de arena de retorno.

28. Levantar la sarta Hydro-Jet hasta el tope del "liner" ; esperar 2 horas; bajar la sarta hasta topar el "sump packer" a 9215 pies aproximadamente para asegurarse que el pozo esta limpio.

29. Subir a la torre el equipo de Slumberger para correr el registro USIT aproximadamente desde 9210 pies hasta **8844** pies (dos pasadas).

Nota: Si los resultados del registro USIT no son satisfactorios proceder con el programa alternativo de cationeo con TCP.

30. Subir a la torre el equipo de "gravel pack" que esta configurado de la siguiente manera: correr el equipo en el pozo a una velocidad uniforme de aproximadamente 1000 pies por hora.

- a. Collet Muleshoe Guide
- b. Seal Unit Extension
- c. MSN Seal Assembly
- d. 0.012" gauge x 4" LoProfile Screen
- e. X-over (4 1/2" LTC caja por 4" NU pin)
- f. Blank pipe (4 1/2" LTC)
- g. **MSJ** Shear Joint
- h. **MCS** Closing Sleeve
- i. VTL Versa-Trieve Packer
- j. Tubing de 4 1/2" y 3 1/2" 8rd EUE

31. Topar el "AWD Sump Packer"; soltar y levantar el peso aplicado: agujijoneando al sump packer; levantar la sarta al peso neutral y asentar el "collet muleshoe guide" para confirmar que el ensamblaje para empaquetadura con grava (gravel pack assembly) esta en la profundidad correcta; sacar el "collet muleshoe guide" del "sump packer" y aplicar 10000 lb de peso en el "sump packer"; entonces levantar la sarta al peso neutral.

32. Subir a la torre el multiple para empaquetamiento, lineas, y todo el equipo de Halliburton; probar la lineas y "tubing" con 5000 psi y

desalojar el fluido a un tanque de fractura con 2 bbl de gel a una tasa de 6 bpm como minimo hasta que este limpio.

33. Asentar el "Versa - Trieve **Packer** " (VTL) y marcar las posiciones de operación de esta herramienta segun el siguiente orden:

a. Asentar el VTL con 3000 psi incrementado 500 psi cada cinco minutos, luego de finalizado el asentamiento liberar la presion.

b. Cerrar el BOP y probar la sarta de trabajo (anular "casing/tubing" con 1000 psi); liberar la presion y abrir el BOP.

c. Levantar la sarta con 20000 lb sobre el peso neutral; aflojar el peso y dejar en peso neutral.

d. Aplicar 2500 psi presion a la sarta de trabajo para liberar al MPT del packer; levantar suavemente y confirmar que la herramienta ha sido liberada.

Nota: Todos los movimientos para cambiar de posición al MPT deberan ser realizados muy lentamente.

- e. Levantar la sarta +/- 9 pies y marcar la posición de circulación reversa.
 - f. Con el MPT en posición de reversa, presurizar lentamente hasta 3600 psi para llevar la bola de asentamiento a su asiento
 - g. Asentar al MPT con 10000 lb de peso sobre el "packer" y marcar la posición de forzamiento "squeeze".
34. Levantar el MPT a la posición de reversa y bombear al pozo el siguiente tratamiento a una tasa de 2 bpm:
- a. 500 gal de HCL al 15 % + 0.2 % de HAI-81M + 0.5% de LoSurf 259 + 25 gal de DopeBuster E+.
 - b. Cuando el tratamiento ácido esté al fondo de la sarta, reversar un equivalente a 7 volúmenes contenidos en la sarta como mínimo.
35. Cambiar al MPT a la posición de circulación; establecer circulación a 1,2, 4, 6, 8, 10 y 12 bpm y registrar las presiones correspondientes.

36. Cambiar al MPT a la posición de "squeeze" y establecer tasa de inyección.

37. Cambiar al MPT a la posición de reversa e iniciar adición de arena 16/30 (especificación Unimin, **API RP 58**) al agua filtrada de **8.4** lb/gal en peso, hasta conseguir una concentración de 1 lb de arena por galón de agua filtrada y una tasa estable de 12 bpm. Cuando 10 bbl de lechada estén sobre el "cross-over" cambiar al MPT a la posición de circulación.

38. Desplazar a la lechada con agua de producción filtrada de **8.4** lb/gal; cuando la presión comience a aumentar como indicativo de que el arena está alcanzando la formación, reducir la tasa de bombeo gradualmente 0.25 bpm conforme la presión aumente hasta 1200 psi sobre la presión inicial de bombeo; cerrar el anular "casing/tubing" y manipular las válvulas del múltiple para abrir el anular a la bomba de Halliburton; ejercer 500 psi de presión por el anular.

39. Cambiar al MPT a la posición de circulación reversa; confirmar por observación el decremento de la presión en el anular; reversar 2 volúmenes de fluido a una tasa aproximada de 7 bpm y monitorear que

la claridad del agua de reversado tenga por lo menos 30 NTU; estimar el volumen de arena de retorno.

40. Retirar de la torre todo el equipo de Halliburton; levantar al MPT fuera del sello del VTL.

41. Sacar la sarta y retirar al MPT; bombeando agua filtrada de 8.4 lb/gal cada 5 paradas hasta dejar al pozo lleno de fluido.

42. Poner en el piso el exceso de tubería de 4 1/2" y 3 1/2".

43. Subir a la torre el API "sheave", "banding", y equipo "spooling".

Levantar el siguiente ensamblaje ESP (electric summersible pump) y correrlo en tubería de 4 1/2":

- Phoenix **By** Pass (incluido un no-go de 2.31")
- Soporte Phoenix
- Multisensor para ser asentado @ 8617 pies
- Adaptador Reda para motor 562
- Motor Reda 562 series/440 HP
- Protector de 540 series

- Sección de succión 540 series
- Bomba SN-8500 68 etapas
- Bomba SN-8500 63 etapas
- Sección de descarga 3 1/2" 538 series
- "Sub" de 3 1/2" para bomba
- Herramienta "Y" marca Phoenix
- "No-go" de 2.75" marca Phoenix
- "Phoenix Handling Sub"
- X-over de 3 1/2" pin NV con caja de 4 1/2" EUE
- "Tubing" de 4 1/2", EUE 8rd
- Cable # 2 **AWG**

44. Bajar el equipo electrosumergible SN-8500 / 131 etapas / **440** HP
con "Y" tool.

45. Desarmar preventor y armar arbol de navidad.

46. Dar por terminadas las operaciones del taladro.

4.5 Registro para Evaluación del Ranurado Hydro-Jet.

La evaluación de la calidad del ranurado Hydro-Jet en el pozo “Tesis-Well” se la hizo corriendo la herramienta Ultrasónica de Imágenes **U.S.I.T.** Esta herramienta emite pulsos ultrasonicos de alta frecuencia que provocan resonancia en la tubería. Las señales de resonancia son registradas por la herramienta. Esta información se envía a superficie y es procesada en tiempo real para obtener imágenes de alta resolución de cemento y corrosión.

La herramienta utiliza un transductor giratorio desmontable que actúa tanto como transmisor como receptor. La distancia de transductor a tubería es controlada y optimizada usando el tamaño de transductor apropiado. La herramienta puede incorporar también un medidor de las propiedades del fluido de fondo y es programable para optimizar la eficiencia y resolución de los resultados.

Modos de Registro.

La herramienta USIT puede registrar en modo CEMENTO o CORROSION. El rango de muestreo de la herramienta es variable y

cotrolado desde superficie para optimizar los resultados y eficiencia de trabajo.

En los modos de CEMENTO la herramienta USIT registra tanto informacion de corrosion como de cemento. Por el contrario, en los modos de CORROSION de alta resolución, la herramienta registra solo informacion de corrosion.

Esta herramienta fue corrida precisamente para saber el estado de la tuberia del cemento y la formación despues del ranurado. Esta herramienta es capaz de evaluar el estado y distribución del cemento además de detallar imagenes de radio interno, espesor y perdida interna y externa de metal, precisando la condición de la tuberia.

El apéndice D.5 muestra los resultados de la corrida de la herramienta USIT en el pozo objeto de estudio.

Análisis del Registro USIT corrido en el pozo “Tesis-Well”.

En el primer intervalo de ranurado en el que se usaron 8 jets de 3/16”, unicamente 60 pulgadas (5 pies) son visibles en el registro.

Bibliografía

El intervalo ranurado es desde 9207 pies hasta 9203 pies. Este intervalo corresponde al ranurado hecho con una rata constante de 11 bpm con una concentración de arena 16/30 de 1 lb/gal. El registro USIT revela que cuando la presión es de 3000 psi, la eficiencia de corte es buena, pero cuando la presión cae por debajo de 3000 psi (2700 psi), la eficiencia de ranurado es pobre.

En el intervalo en el que se usaron 6 jets de 1/4", se aprecia el intervalo completo. Siete pies aparecen ranurados, desde 9202.5 pies hasta 9196.5 pies; sin embargo, la eficiencia de ranurado es baja.

La presión promedio en esta sección fue de 2800 psi con una tasa promedio de 11 bpm y con una concentración de arena de 0.5 lb/gal. Al parecer bombear con 3000 psi es insuficiente para obtener un buen ranurado.

Los últimos 6 pies de ranurado (9192.5 - 9188) fueron cortados con una presión que sobrepasó los 3000 psi, la concentración de arena fue 0.5 lb/gal, la tasa tuvo una variación entre 13 bpm y 15 bpm. El resultado de haber incrementado la presión en superficie puede verse claramente en

la eficiencia del corte que mejora notablemente a partir de los 9190 pies. En esta sección la presión fue incrementada de 3600 psi a 4000 psi.

De un total de 23 pies de ranurado que son visibles en el registro, 3 pies están montados sobre el corte ya existente. Esto reduce la longitud del ranurado a 20 pies netos, de los cuales solo **14** pies tienen una buena penetración y los 6 pies restantes se los aprecia con una pobre penetración.

CAPITULO V

EVALUACION DE RESULTADOS

5.1 Pruebas de Producción

Una de las mas importantes funciones de la Ingenieria en Petroleo **es** obtener informacion confiable que permita saber las condiciones del yacimiento.

Información detallada del yacimiento es esencial para el objetivo de analizar y predecir el comportamiento de los varios tipos de yacimientos durante **las** operaciones de recuperación primaria y mejorada.

El ingeniero de produccion basado en esta informacion debe diagnosticar las condiciones de produccion e inyeccion con la finalidad de optimizar **el** rendimiento del yacimiento.

El ingeniero de perforación también deben a menudo determinar si la formación tiene una capacidad de flujo que justifique la completación de un pozo.

Una de las más accesibles y confiables fuentes de información necesaria para el desempeño de los ingenieros son las pruebas de presión transitoria "pressure transient test".

Tipos de Pruebas.

Una prueba de presión transitoria requiere que la tasa de flujo de un pozo sea cambiada, y que la presión resultante como respuesta del yacimiento sea medida.

La prueba puede tomar varias formas dependiendo de la naturaleza de la tasa de cambio de flujo, el número de pozos involucrados, y si los pozos a probarse son inyectoros o productores.

Las pruebas de presión transitoria **mas** comunmente usadas en la industria del petróleo son:

- Restauración de presión "Buildup"

- Caída de presión “ Drowdown ”
- Multitasa
- “ Falloff ”
- Inyectividad
- “ Step rate ”
- Interferencia
 - Pulso
- “ Drill stem ”

5.1.1 Prueba Multi-tasa usando Variadores de Frecuencia.

Como ya es conocido para realizar una prueba de presión transitoria la tasa de flujo debe ser constante; este requerimiento es imposible, o por lo menos no **es** práctico mantener una tasa constante durante todo el periodo de duración de varias pruebas.

Por consiguiente, es conveniente desarrollar un método que pueda ser usado para analizar los datos de presión transitoria medidos bajo condiciones de tasa variable.

Para entender el principio de la prueba multi-tasa es necesario mencionar al **principio de superposición**, el cual puede ser

expresado matematicamente como la suma de las soluciones de una ecuación diferencial lineal reflejadas en un pozo y cuyo resultado puede ser aplicado para diferentes condiciones de frontera.

El principio de superposicion puede ser aplicado en el espacio para resolver la ecuacion diferencial lineal que describe el efecto de la presencia de varios pozos sobre la caida total de presion del pozo que se tome como sujeto de estudio.

Una aplicacion de este principio de superposicion en el espacio, es la prueba de interferencia o su variación llamada prueba de pulso.

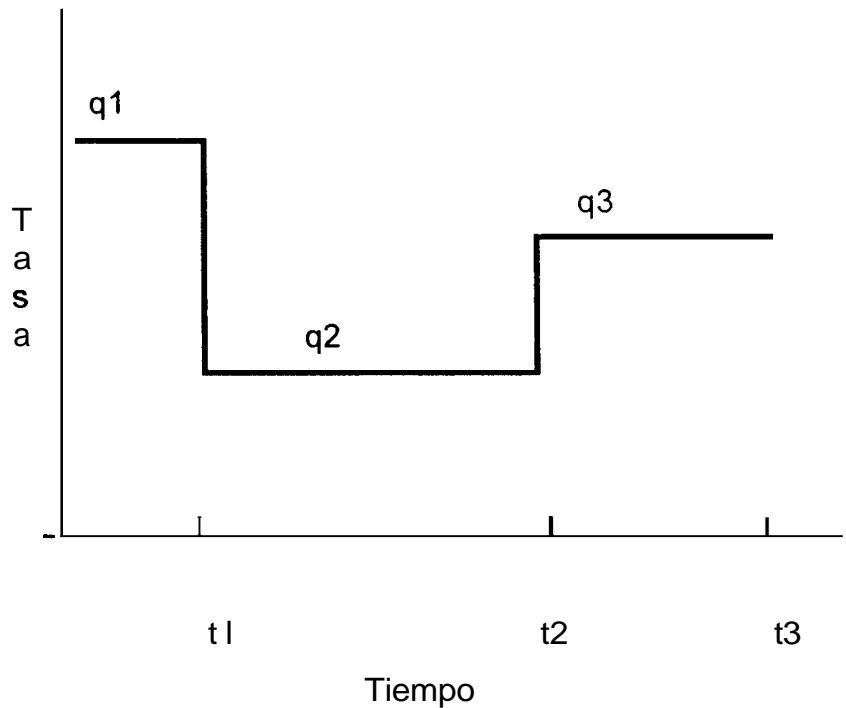
El principio de superposicion puede ser usado para predecir el comportamiento de un pozo hasta la frontera del yacimiento.

Practicamente todos los pozos producen a tasas variables y consecuentemente, es importante estar en la capacidad de predecir en comportamiento de la presión cuando las tasas varían. Para este proposito el principio de **superposicion de flujo de tasas enuncia:**

“El cambio total de presión en un pozo que produce a múltiples tasas es la sumatoria de los cambios de

presión originados individualmente por cada cambio en la tasa".

La variación de tasa de flujo en la historia de producción de un pozo puede ser representado con un ejemplo de la siguiente forma:



El cambio total de presión en la cara de la formación del pozo productor al que se refiere el gráfico anterior al tiempo t será la sumatoria de los cambios de presión al tiempo t causados individualmente por cada cambio de tasa. De manera que:

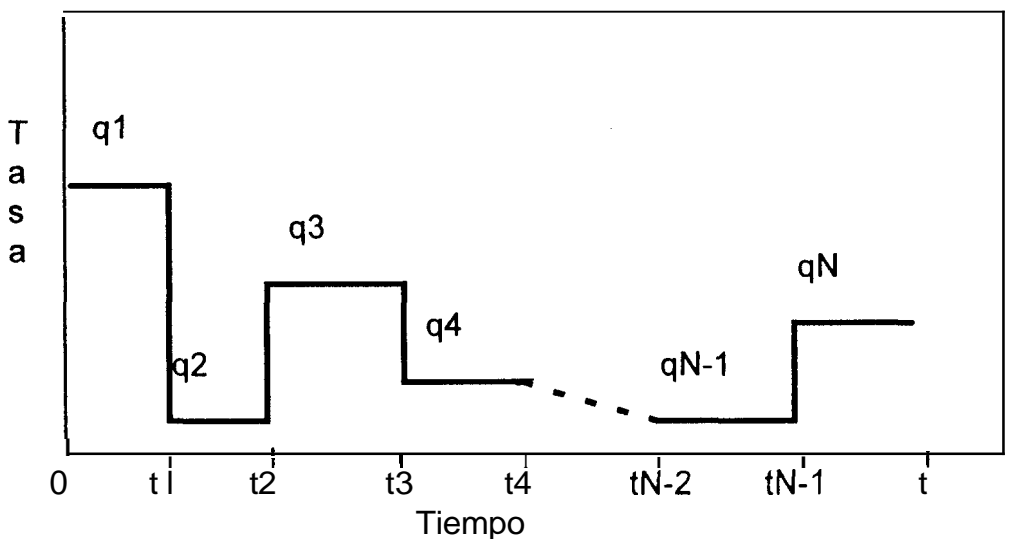
$$(P_i - P_{wf})_{total} = (A_p) q_1 - 0 + (A_p) q_2 - q_1 + (A_p) q_3 - q_2$$

Sumando los cambios individuales de presión, la presión fluyente a la cara de la formación del pozo productor del ejemplo es determinado para el tiempo t , de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 P_{wf} = & P_i - 162.6 (q_1 B_\mu / kh) \left[\log (kt / \phi \mu c_t r_w^2) - 3.23 \right] \\
 & - 162.6 ((q_1 - q_2) B_\mu / kh) \left[\log (k(t-t_1) / \phi \mu c_t r_w^2) - 3.23 \right] \\
 & - 162.6 ((q_2 - q_3) B_\mu / kh) \left[\log (k(t-t_2) / \phi \mu c_t r_w^2) - 3.23 \right]
 \end{aligned}$$

La primera ventaja de una prueba multi-tasa es que la permeabilidad y el daño puede ser evaluados sin tener que cerrar el pozo. Las ecuaciones y procedimientos desarrollados para las pruebas de 2 tasas pueden ser extendidas para describir la historia multi-tasa de un pozo.

El siguiente ejemplo de la historia de producción de un pozo, muestra las N variaciones de tasa con el tiempo:



Aplicando el principio de superposición y expandiendo a N tasas se obtiene la ecuación de **Odeh - Jones**, que es una ecuación lineal de la forma $Y = mMR X + bMR$ para una prueba multi-tasa. Esta ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 Y \leftarrow \frac{P_i - P_{wf}(t)}{qN} &= 162.6 \left(\frac{B_\mu}{kh} \right) \left[\sum_{j=1}^N \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{qN} \right) \log(t - t_{j-1}) \right] \\
 &+ 162.6 \frac{B_\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right]
 \end{aligned}$$

mMR points to the coefficient $162.6(B_\mu/kh)$.
 X points to the summation term $\left[\sum_{j=1}^N \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{qN} \right) \log(t - t_{j-1}) \right]$.
 bMR points to the intercept term $162.6 \frac{B_\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right]$.

La pendiente de esta ecuación lineal es $mMR = 162.6 \left(\frac{B_\mu}{kh} \right)$, el intercepto $bMR = mMR \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right]$, por lo tanto esta ecuación puede ser graficada como una línea recta:

$$(P_i - P_{wf}) / qN \quad \text{vs} \quad \sum_{j=1}^N \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{qN} \right) \log(t - t_{j-1})$$

Es importante cuando se está graficando entender que cada presión medida está asociada a una tasa correspondiente a la presión que fue medida.

Partiendo de la ecuación de Odeh-Jones se puede determinar la permeabilidad k y el factor de daño S de la siguiente manera:

$$k = 162.6 B_{\mu} / mMR h$$

$$S = 1.151 [(bMR / mMR) - \log (k / \phi_{\mu} ct rw^2) + 3.231$$

Este tipo de pruebas se realiza variando la tasa de producción de un pozo y registrando las presiones de fondo afectadas por esa variación de tasas, es importante que la variación de la tasa de producción en superficie sea lo suficientemente grande para registrar un cambio de presión en el yacimiento, las presiones son medidas en función del tiempo (t) hasta el siguiente cambio de tasa, es de notar que el cambio en la tasa no es instantáneo de q_1 a q_2 sino que un período de tiempo finito es requerido para que la nueva tasa se establezca debido a los efectos de almacenamiento del pozo.

Una forma de realizar esta prueba es utilizando equipos de variación de velocidad (**V.S.D.**) en pozos con bombeo electrosumergible.

El variador de velocidad de frecuencia (V.S.D.) es un arranque con habilidad para cambiar el voltaje y la frecuencia de funcionamiento de un equipo de bombeo electro-sumergible (E.S.P).

El variador de velocidad de frecuencia permite que una bomba electrosumergible produzca una gama de volúmenes más amplia que lo posible a una velocidad fija.

Al tener la posibilidad de poder variar las condiciones de funcionamiento del *equipo de bombeo* se elimina la necesidad de variar el **tamaño** de la bomba resultando en la optimización del tiempo de paralización de la producción y también los costos.

El **VSD** controla la velocidad de la bomba al variar la frecuencia y **amplitud** del voltaje suministrado al motor.

Cuando se aprovecha la alternativa de obtener datos de una operación rutinaria de ESP, es posible compilar valores normativos para los parámetros de funcionamiento de los pozos.

5.2 Análisis del Factor de Daño utilizando el programa “ Pansystem”

El objetivo de realizar una prueba multi-tasa en el pozo “Tesis-Well” fue estimar los principales parámetros de yacimiento como por ejemplo el **índice** de productividad y el factor de **daño** resultantes después de la

completacion con control mecanico de grava. Además de esto se tratara de establecer el rendimiento del ranurado con Hydro-Jet.

Un objetivo adicional es establecer la efectividad del tratamiento de limpieza realizado durante el proceso que empaquetamiento.

Datos Generales

Campo: Ginta

Pozo: "Tesis-Well", arenisca "M-1", unidad "A"

Tipo de Bomba: Reda SN-8500, 131 etapas, 440 HP, 3340 V, 76.5 amp

Profundidad del Multi-Sensor (MS): 8630 pies MD; 7126 pies TVD

(estimado)

Datos del Pozo

Profundidad de las perforaciones: 9187- 9207' MD; (7558-7605' WD)

Profundidad a la mitad de las perforaciones: 9197' MD; 7597' TVD

Presion del Yacimiento: 3178 psi @ mitad de las perforaciones (DST)

Espesor total de la zona de pago: 84 pies

Intervalo Ranurado: 14 pies

Porosidad(fracción): 0.225

Saturación de agua (fracción):	0.208
Viscosidad :	79.5 cp (del PVT del pozo Ginta -1)
Gravedad API:	16.5°
Factor Volumetrico del Petroleo:	1.104
Presion de Burbujeo:	357 psi
Compresibilidad Total:	9.74 e-6 psi -1
Indice de Productividad Esperado:	1.58 STBPD/psi (sin mpaquetamiento)
Indice de Productividad despues del empaquetamiento:	0.70 STBPD

Datos de la Prueba de Producción

El pozo "Tesis-Well" fue completado con un equipo electrosumergible de bombeo Reda 8500 para probar la arenisca "M-1" unidad " A las pruebas multi-tasa de producción fueron realizadas desde el 30 de Diciembre de 1996 hasta el 9 de Enero de 1997.

Los resultados obtenidos en esta prueba son tabulados en el **apendice** E.1.

Debido a la baja presion de fondo fluyente observada a 57 Hz (575 psi @ la profundidad del multisensor), la prueba fue abortada. El **apendice** E.2

muestra la curva de “drawdown construida con los datos presion obtenidos en las pruebas de presion con VSD.

Debido a altas presiones en la cabeza del pozo. creadas por el contraflujo de aas proveniente de los pozos del sur. los datos obtenidos de la prueba multitasa con VSD para el analisis de “drawdown” no fueron analizados.

Un estimado del Indice de Productividad de 0.7BFPD y un corte de agua de 0.2 % fue observado al final de las pruebas de presion. El 12 de enero, fueron tomadas dos muestras de fluido a 5000 pies destinadas para analisis PVT. El punto de presion de burbujeo fue estimado en 280 psi.

El 27 de enero se realizo una prueba de restauracion “**build-up**” donde el tiempo de cierre fue 52 horas.

Los datos obtenidos del Multi-Sensor fueron exelentes. Los primeros 20 minutos de cierre no fueron registrados debido a problemas electricos.

Interpretación de la Prueba de “Build-up”

Todos los parámetros de yacimiento fueron obtenidos a partir de la curva simulada (**apédice E.3**). La curva de la derivada (**apendice E.4**)

muestran un canal de flujo en las regiones de tiempo temprano y medio, representado por un flujo linear con una pendiente igual a 1, la cual puede ser interpretada como un flujo que está regresando de la zona de alta permeabilidad (empaquetamiento) hacia la zona de baja permeabilidad (yacimiento), una vez que el efecto de almacenamiento haya terminado (los datos de presión correspondiente a la región de tiempo temprano fueron perdidos por problemas eléctricos).

El flujo linear cambia a uno de transición (elevado encorvamiento en la curva de la derivada con pendiente media) antes de sentir el efecto del acuífero, el cual gira hacia abajo a la curva al final de la prueba.

El soporte de acuífero es mayor que el efecto debido a la completación parcial (14 pies de formación abiertos al flujo de los 84 pies de espesor total), ocultando el flujo hemisférico. El flujo radial también fue sobrepasado por el efecto de acuífero.

El daño total fue estabilizado en 14. El daño debido al efecto de completación parcial ha sido estimado en 83 % y el daño causado por efecto del ranurado con Hydro-Jet fue estimado en 17. No se observó producción de arena.

La curva de la derivada también muestra una frontera creada por el soporte de acuífero. Aunque el transiente de presión puede sentir este efecto, la distancia al acuífero ha sido estimada por el modelo asumiendo un punto en la curva de la derivada que no puede ser bien definido debido a que un flujo no radial es visto en esta curva, la cual conduce a una aproximación no muy buena.

El Índice de Productividad IP obtenido de la prueba de producción fue 0.7 BFPD, el IP obtenido del análisis de transiente es referido a un IP sin restricciones en el pozo (daño = 0).

Los cálculos del daño y del índice de productividad se muestran en el **apendice E.5.**

Luego de las evaluaciones por medio de las pruebas de producción el pozo "Tesis-Well" quedó completado como se muestra en el **apendice E.6.**

CAPITULO 6

COMPARATIVO ECONOMICO

6.1 Introduccion

Uno de los aspectos más importantes dentro del desarrollo de un proyecto es el económico. La evaluación de éste parámetro permite determinar el mérito de realizar una operación determinada. En esta evaluación se pueden determinar las relaciones de las corrientes de ingresos que generara la venta de los bienes o servicios obtenidos mediante la puesta en operación del sistema de producción implementado, con el grupo de inversiones costos y gastos que demanda tanto su instalación como su mantenimiento.

Para comprender la magnitud y tipo de proyecto, es importante describir el tipo de inversión que se realizó para su puesta en marcha.

En el caso del pozo “Tesis-Well” las operaciones desarrolladas en el son parte de un proyecto planificado de investigación donde las características de la inversión realizada son las siguientes:

- Capitalística (Recursos humanos y materiales altamente calificados y especializados).
- Privada.
- Estratégica (a largo plazo).
- Expansiva de investigación.
- Producción.

6.2 Comparación del Método de Control de arena usado en el pozo Tesis-Well, con otros métodos de Control Mecánico.

Para establecer la comparación entre los métodos de Consolidación Mecánica implementados en el Campo Ginta se tomaron como objeto de estudio a los pozos Tipo 1, Tipo 2, Tipo 3 y Tesis-Well.

En el **apéndice F I** se muestra la disposición de los pozos en el Campo Ginta.

El tipo de control de producción de arena implementado en cada uno de los pozos se resume en la siguiente tabla:

Pozo	Método de Control de Arena
Tipo 1	Empaquetamiento con grava en hueco entubado con cañoneo TCP.
Tipo 2	Empaquetamiento con grava en hueco abierto.
Tipo 3	Producción a baja tasa.
Tesis-Well	Empaquetamiento con grava en hueco entubado con ranurado Hydro-Jet.

6.2.1 Información General de los Pozos

Pozo Tipo 3

- Campo: Ginta
- Pozo : Ginta # 1, yacimiento M-1 inferior unidad "C"
- Tipo de Bomba : Reda SN-8500 / 131 etapas / 440 HP
- Profundidad media de las perforaciones : 7679 pies TVD

- Presion del yacimiento a MP : 3100 psi
- Porosidad, fraccion : 0.118
- Saturacion de agua, fraccion : 0.028
- Viscosidad del petroleo : 90.1 cp
- Gravedad API : 16.3
- Factor volumetrico del petroleo : 1.047 RB/STB
- Presion al punto de Burbujeo, Pb : 357 psi
- Compresibilidad Total : 9.54×10^{-6} psi-l

Pozo Tipo 2

- Campo: Ginta
- Pozo : Ginta B-5, yacimiento M-1 unidad "C"
- Tipo de Bomba : GC-3500 / 82 etapas / 180 HP / 2210 V
- Profundidad media de las perforaciones : 7643 pies TVD
- Presion del yacimiento a MP : 3126 psi
- Porosidad, fraccion : 0.215
- Saturacion de agua, fraccion : 0.166
- Viscosidad del petróleo : 79.5 cp
- Gravedad API : 15.6
- Factor volumétrico del petróleo : 1.104 RB/STB

- Presion al punto de Burbujeo, P_b : 357 psi
- Compresibilidad Total : 8.24×10^{-6} psi-l

Pozo Tipo 1

- Campo: Ginta
- Pozo : Ginta B-2, yacimiento M-1 principal unidad "C"
- Tipo de Bomba : Reda GC-8200 / 173 etapas / 600 HP / 105 V
- Profundidad media de las perforaciones : 7639 pies TVD
- Presion del yacimiento a MP : 3105 psi
- Porosidad, fraccion : 0.194
- Saturación de agua, fraccion : 0.228
- Viscosidad del petroleo : 79.5 cp
- Gravedad API : 15.6
- Factor volumétrico del petróleo : 1.104 RB/STB
- Presion al punto de Burbujeo, P_b : 357 psi
- Compresibilidad Total : 8.24×10^{-6} psi-l

Pozo Tesis-Well

- Campo : Ginta
- Pozo : Tesis-Well, yacimiento M-1 unidad "A"
- Tipo de Bomba : Reda SN-8500 / 131 etapas / 440 HP / 3340 V
- Profundidad media de las perforaciones : 7597 pies TVD
- Presion del yacimiento a MP : 3178 psi
- Porosidad, fraccion : 0.225
- Saturación de agua, fraccion : 0.208
- Viscosidad del petroleo : 79.5 cp
- Gravedad API : 16.5
- Factor volumétrico del petroleo : 1.104 RB/STB
- Presión al punto de Burbujeo, Pb : 357 psi
- Compresibilidad Total : 9.74×10^{-6} psi-l

6.2.2 Perfil de Producción de los Pozos

Para construir el perfil de produccion de un pozo **es** necesario tener datos de **las** producciones mensuales o anuales para poder crear un pronostico de **la** produccion en el tiempo. El pronostico de la produccion

en el tiempo se lo realiza manejando estadísticamente los datos de producción disponibles.

Un perfil de producción es un gráfico tipo **XY**, en el cual se plotean las tasas de producción pronosticadas versus el tiempo en años.

Los perfiles de producción para los pozos tipo **del** Campo Ginta se muestran en el **apendice F2**.

6.2.3 Cálculos Economicos

Los parametros que en este caso permitiran establecer comparaciones economicas son:

- Costo promedio de la operación (Gasto de Capital)
- Flujo Neto de Caja (FNC)
- Valor Presente Neto (VPN)

Cada persona o compañía tiene ingresos de dinero (rentas) y pagos de dinero (costos) que ocurren particularmente cada lapso o tiempo dado.

Estos ingresos y pagos estan dados en ciertos intervalos de tiempo y

se denominan **flujos de caja**. Un flujo de caja positivo usualmente representa un ingreso y un flujo de caja negativo representa un pago, desembolso o producción antieconomca. En cualquier instante de tiempo, el flujo de caja podría representarse como:

Flujo neto de caja = ingresos - desembolsos

Cuando se tienen varias alternativas de inversion que pueden ser cuantificadas en terminos de dinero, es importante reconocer el concepto del valor del dinero en el tiempo. El valor presente neto del dinero es un valor unico para la fecha calculada, es el reflejo del valor actual que tiene una suma de dinero existente, invertida o gastada en el pasado o en el tiempo futuro considerando una tasa de interes conocida o asumida.

Los cálculos económicos para cada uno de los pozos tipo objeto de comparacion se muestran en los apendices F3, F4, F5 y F6.

6.2.4 Resumen Economico Comparativo

Los resultados de los cálculos economicos se resumen en los **apendices F7, F8 y F9.**



END

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

1. El mecanismo de producción a altas tasas de levantamiento de los yacimientos del Bloque 16, permite un mayor recobro de petróleo, de ahí que el control de producción de arena por restricción en las tasas de producción, va en decremento de la reservas.
2. La producción de arena provoca graves daños en las facilidades de superficie y equipo de fondo, debido a las características abrasivas que presenta.
3. En virtud de lo anteriormente expuesto un sistema de consolidación mecánica se requiere en los pozos productores de arena.
4. Cuando se planifica empaquetar con grava, los parámetros que requieren un amplio control, selección y evaluación son:
 - a. Factor de Daño
 - b. Óptima configuración de las herramientas seleccionadas
 - c. Tasa de desplazamiento, forzamiento y concentración de grava en el fluido para empaquetamiento.

- d. Tamaño de la grava
- e. Calidad de los fluidos
- f. Tamaño de la malla (Screen)
- g. Economía.

5. De la operación de ranurado con técnica Hydro-Jet se puede concluir que:

- a. La caída de presión en los jets (boquillas) es un parámetro crítico en el éxito del ranurado.
- b. Los incrementos graduales en la tasa de flujo a presión constante indican el desgaste de los "jets" y puede ser un indicativo de que la sarta debe ser sacada para cambio probable de "jets" (boquillas)
- c. En la operación de ranurado, la concentración de arena de 1 lb/gal no es la más apropiada porque causa un efecto negativo en la vida útil de los "jets" y además el efecto de corte no es satisfactorio, afectando los costos de operación.

6. El empaquetamiento con grava en hueco entubado disminuye el índice de productividad de los pozos.

7. La tecnica Hydro-Jet tiene por objetivo disminuir el efecto de daño del empaquetamiento, al obtener mayor Area de flujo expuesta con relación a la utilización de cañoneo. El area expuesta con tecnica Hydro-Jet es 1.7 veces mayor a la tecnica de cañoneo.
8. El factor de daño obtenido de los análisis de las pruebas de presión fue 14, de los cuales 11 se deben a penetración parcial y 3 al efecto producido por el empaquetamiento.
9. Los resultados técnicos obtenidos con la tecnica Hydro-Jet son similares a los obtenidos realizando el empaquetamiento en hueco abierto, y los costos son mas bajos.
10. El empaquetamiento con tecnica de ranurado Hydro-Jet presenta mayor ventaja que el empaquetamiento en hueco abierto debido a que se puede realizar con taladro de reacondicionamiento, mientras que el empaquetamiento en hueco abierto se lo tiene que realizar con taladro de perforación debido a la capacidad de bombeo y tensión, lo que implica mayores costos.
11. El continuo desarrollo de los yacimientos del Bloque 16 considera que se realizaran aproximadamente 30 trabajos de control de arena, lo que

implica un incremento de reservas de alrededor de 36 MM de barriles comparado con la tecnica de empaquetamiento usando cationeo, y un incremento en el flujo neto de caja de 180 MM de dolares.

Recomendaciones;

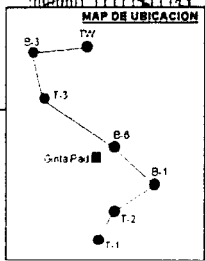
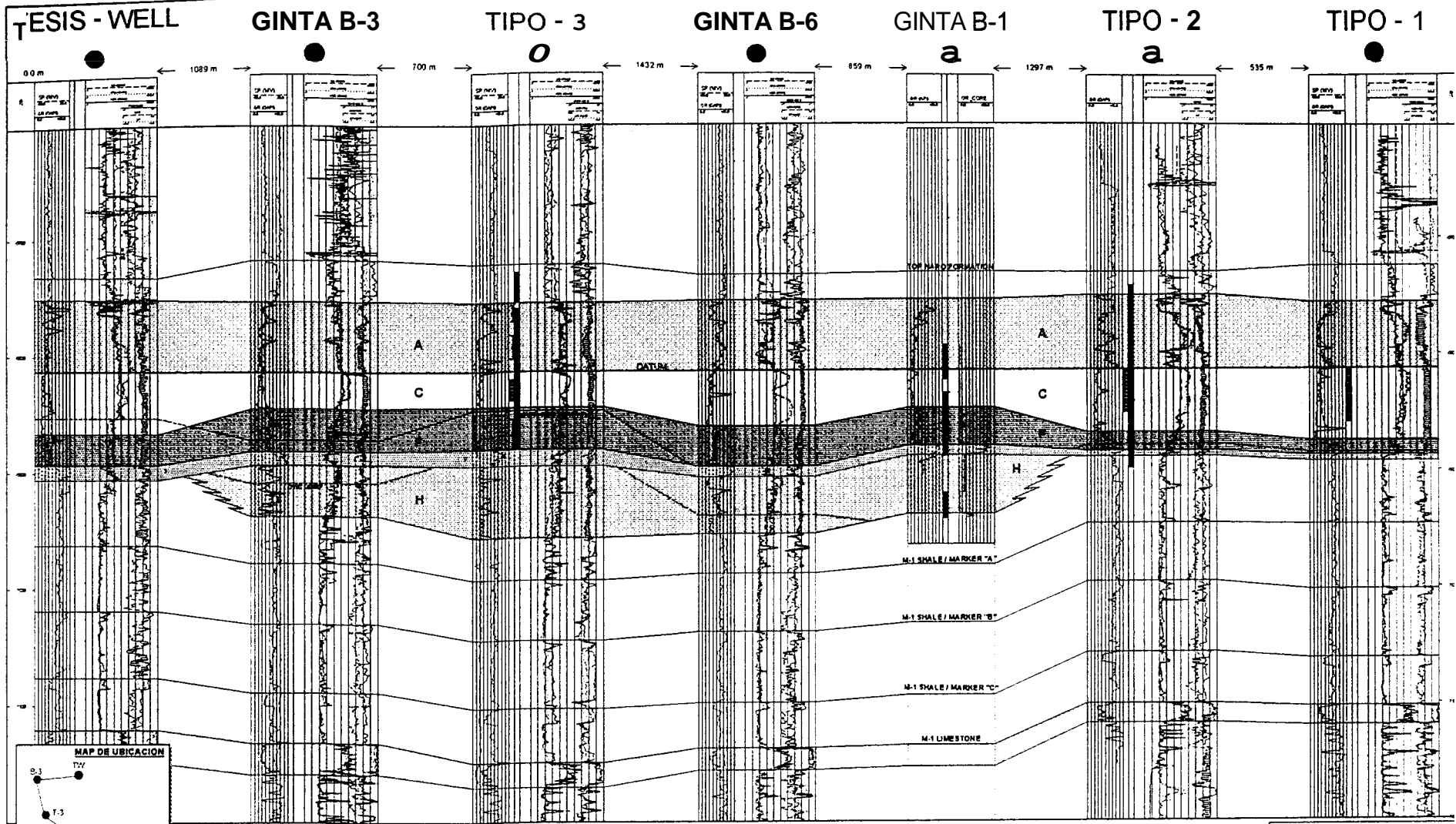
1. Se recomienda para los proximos trabajos de control de arena, utilizar la tecnica de ranurado Hydro-Jet, debido a la productividad y a los beneficios economicos que se obtienen.

2. A continuación se presentan algunas recomendaciones operacionales que permitan obtener un mejor rendimiento y reducción de los costos en los trabajos para control de arena con empaquetadura de grava:
 - 2a. En la operación de ranurado, disminuir la concentración de grava a 0.5 lb/gal.

 - 2b. Regular el recorrido del piston del PPCU (precision pipe control unit) a 0.5 pulgadas por minuto con la finalidad de establecer un contacto abrasivo mas duradero con el "casing" y la formación. Esto aumentara la cantidad de arena de fractura 20/40 a ser usada pero los resultados pueden ser mejores.

- 2c. Configurar la sarta de ranurado para que pueda ser usado un “standing valve” para probar las líneas y la sarta misma con 7000 psi.
- 2d. Instalar un equipo de filtrado extra entre los tanques de la torre y los tanques de fractura con la finalidad de garantizar el uso de un fluido siempre limpio en las operaciones de ranurado y empaquetamiento.
- 2e. Asentar el AWD Sump Packer por lo menos 20 pies por debajo del tope inferior de la zona a ser ranurada. Esto permitira crear una trampa que permita correr los registros de evaluación de ranurado de mejor manera.
- 2f. En la operacion de ranurado con tecnica Hydro-Jet bombear **el** fluido a una presion promedio de 3750 psi.
- 2g. Usar los “jets” de 1/4” en la operacion de ranurado.

ILUSTRACIONES



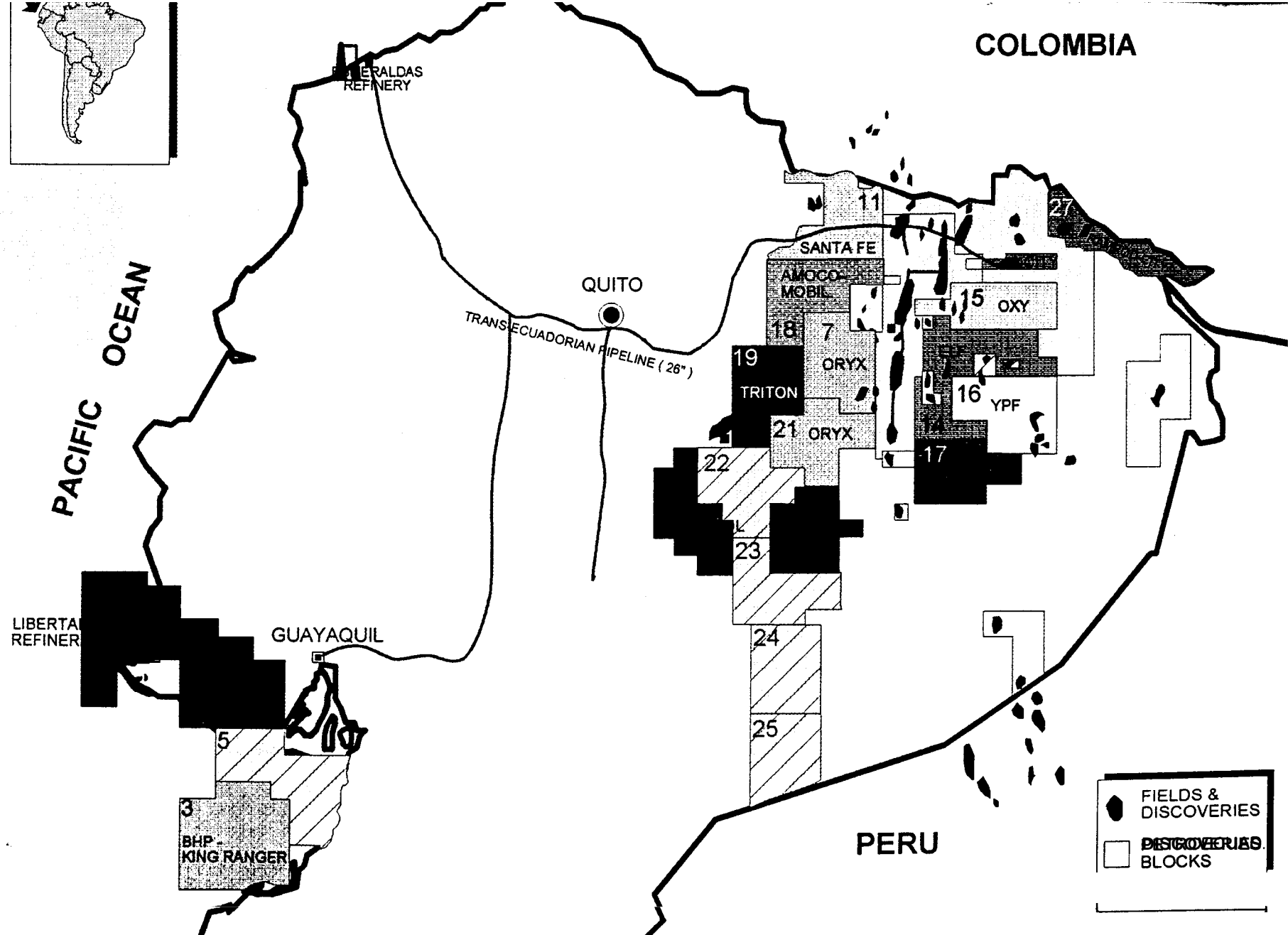
LEGEND

	DELTAIC/BAY FILL?		DELTA FRONT/TIDAL FLAT/ SHALLOW MARINE?		LIMESTONE		DST		PERFORATED INTERVAL
	FLUVIAL		SANDY TIDAL FLAT/ TIDAL CHANNEL		SHALE (SEAL)				CORED INTERVAL

YPF EQUADOR S.A.
CUENCA ORIENTE, BLOQUE 1-4

AREA GINTA
CORRELACION ESTRATIGRAFICA
YACIMIENTO "M-1"

FEBRERO 1977 ILUSTRACION 1



ILUSTRACION 2.1

DIAGRAMA HIPOTETICO DE PRESION Y TEMPERATURA PARA UNA MEZCLA DE PETROLEO " BLACK OIL "

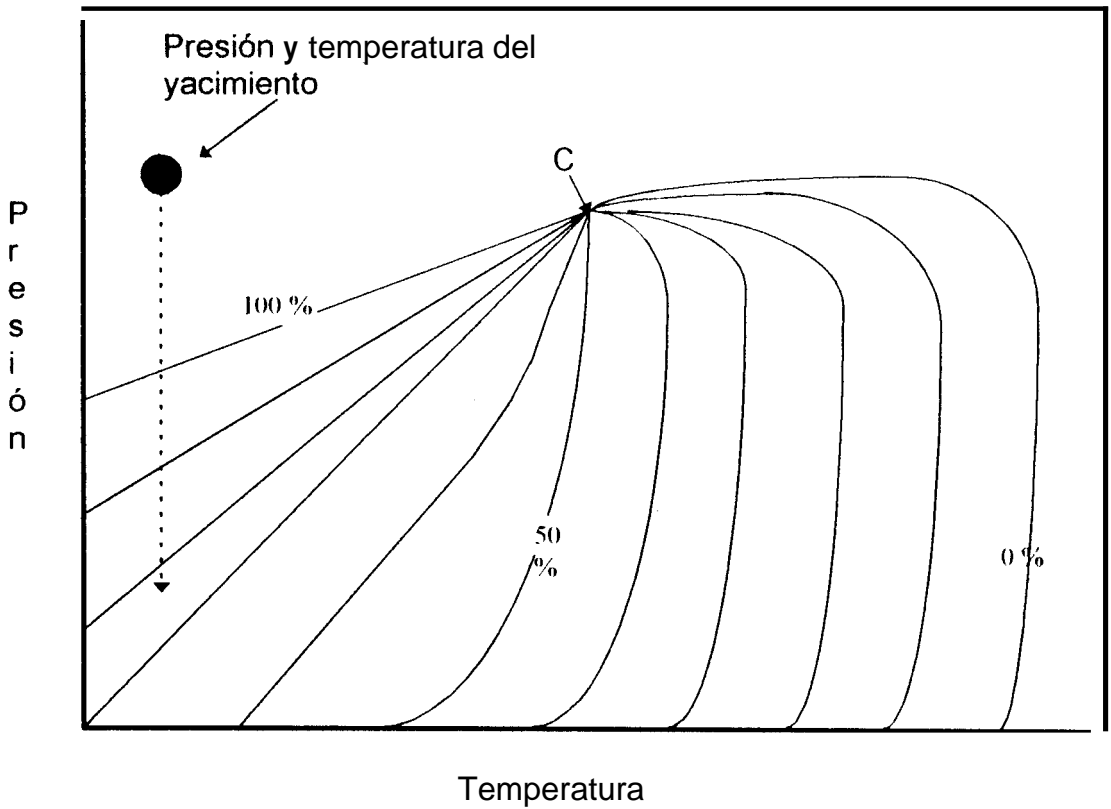
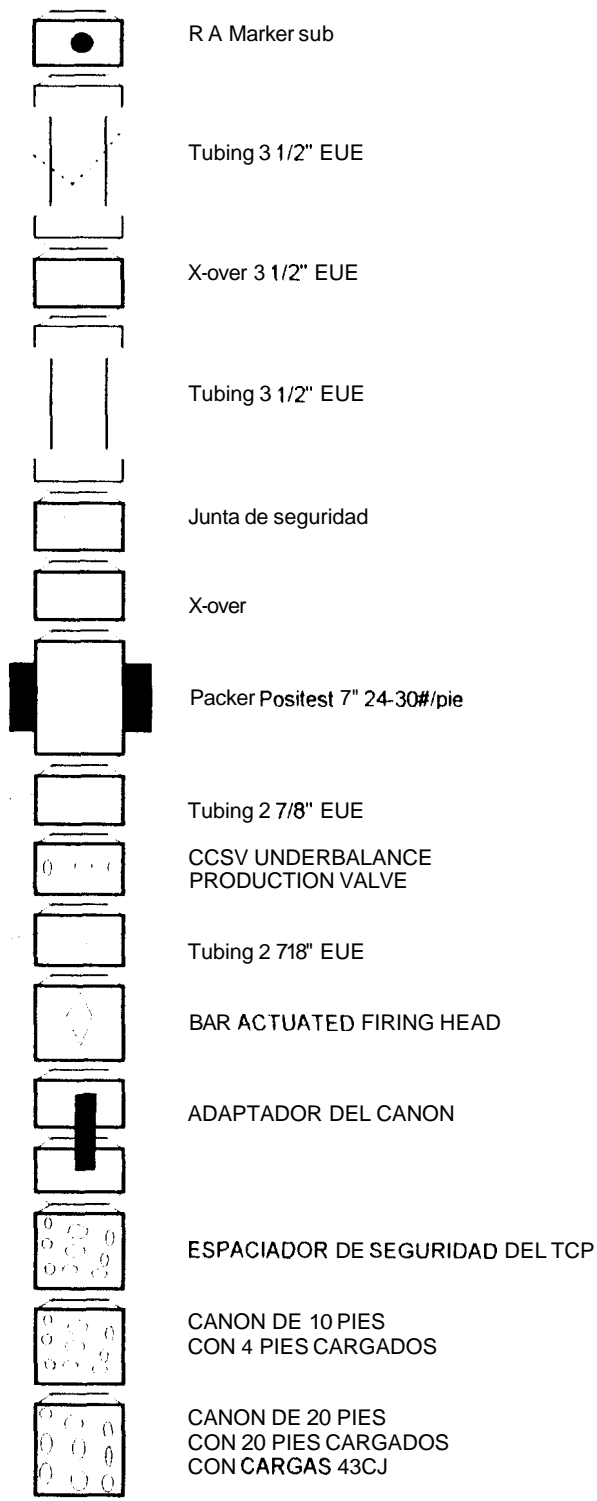


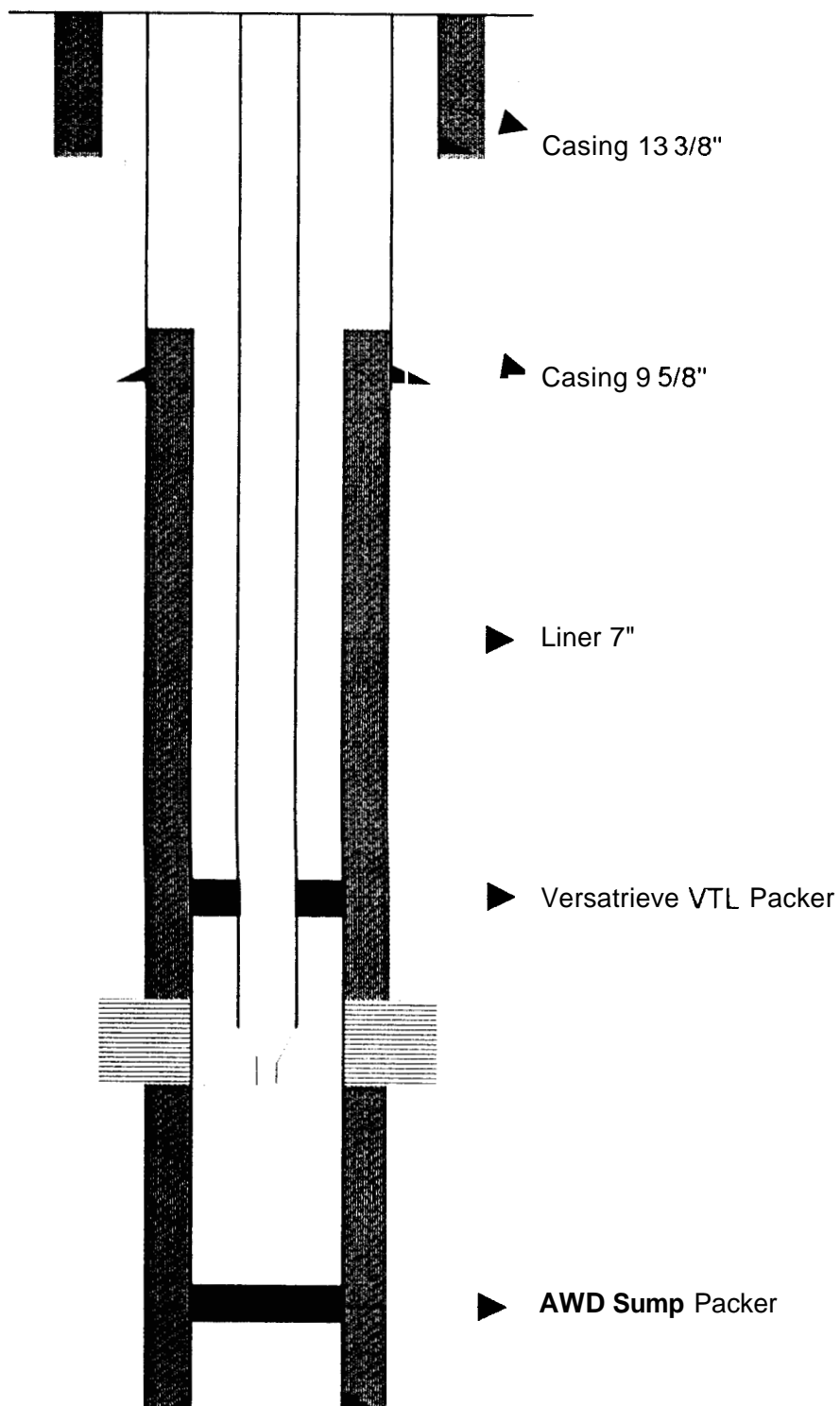
Gráfico tornado de SMITH T. Farrar. "Applied Reservoir Engineering". Emphasis the Solution of common Reservoir Problems. OGC1 Publications. Vol. 2. Cap 16. Tulsa. Oklahoma 1992.

ILUSTRACION 3.1
COFIGURACION DE LA HERRAMIENTA TCP



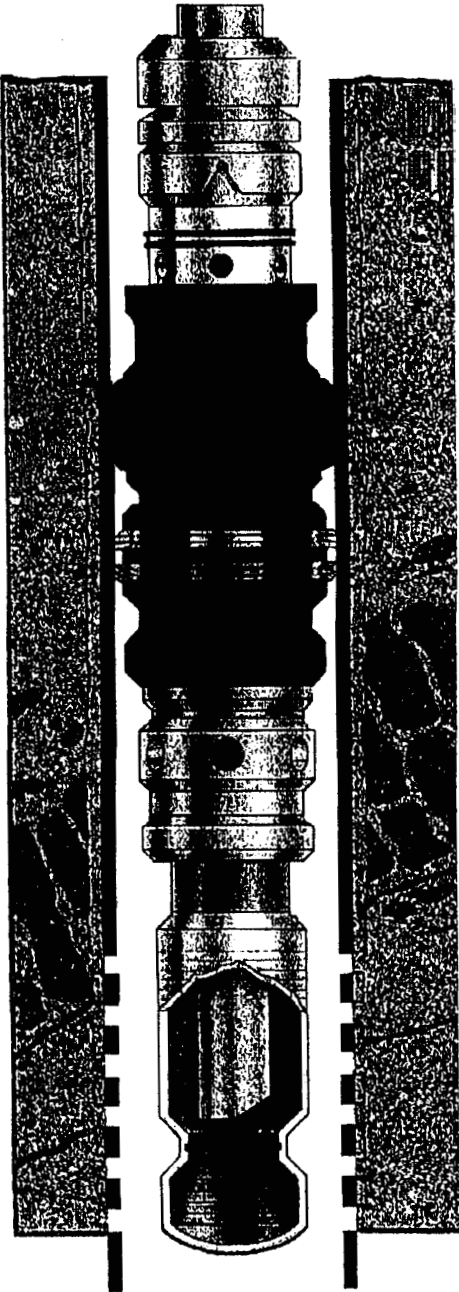
ILUSTRACION 3.2

DIAGRAMA DE UN POZO EN DISPOSICION PARA
SER PRE-EMPACADO CON GRAVA.



ILUSTRACION 3.3

ARREGLO DE HERRAMIENTAS PARA EMPACAR CON GRAVA EN HUECO ENTUBADO

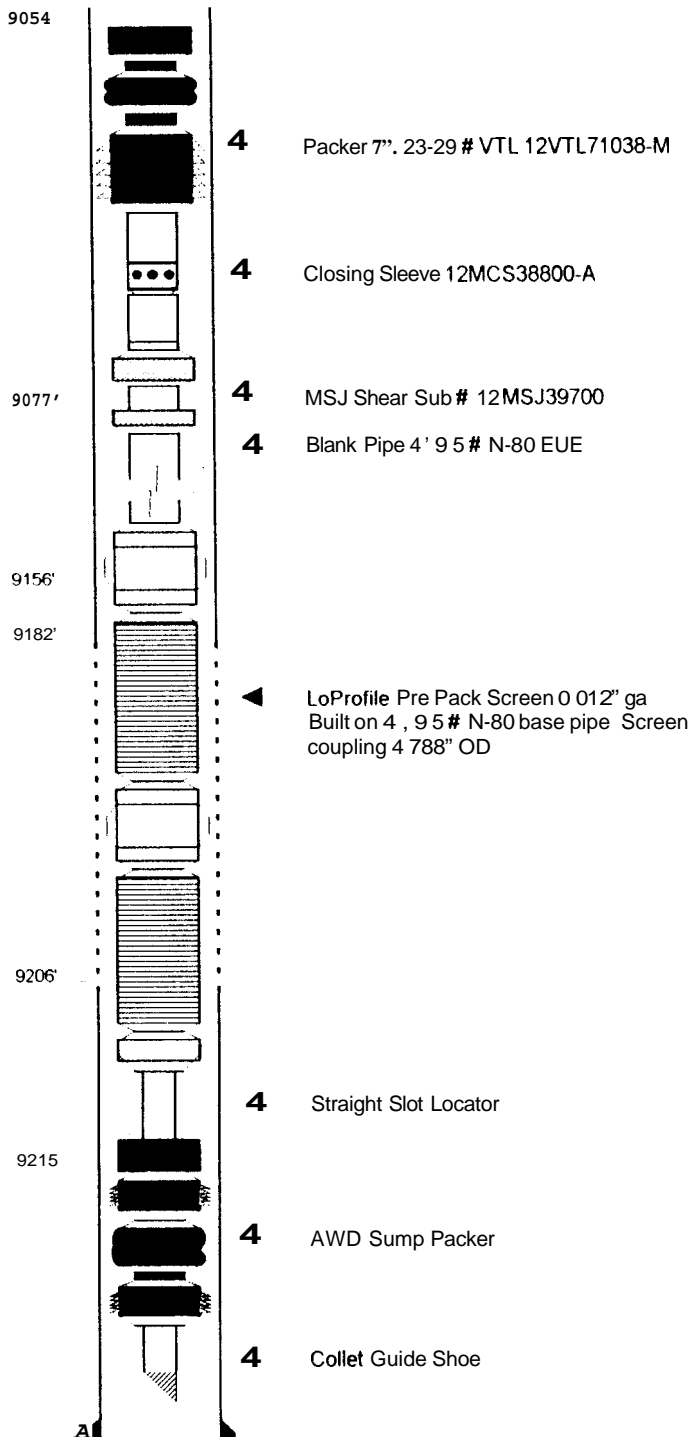




Biblioteca Central

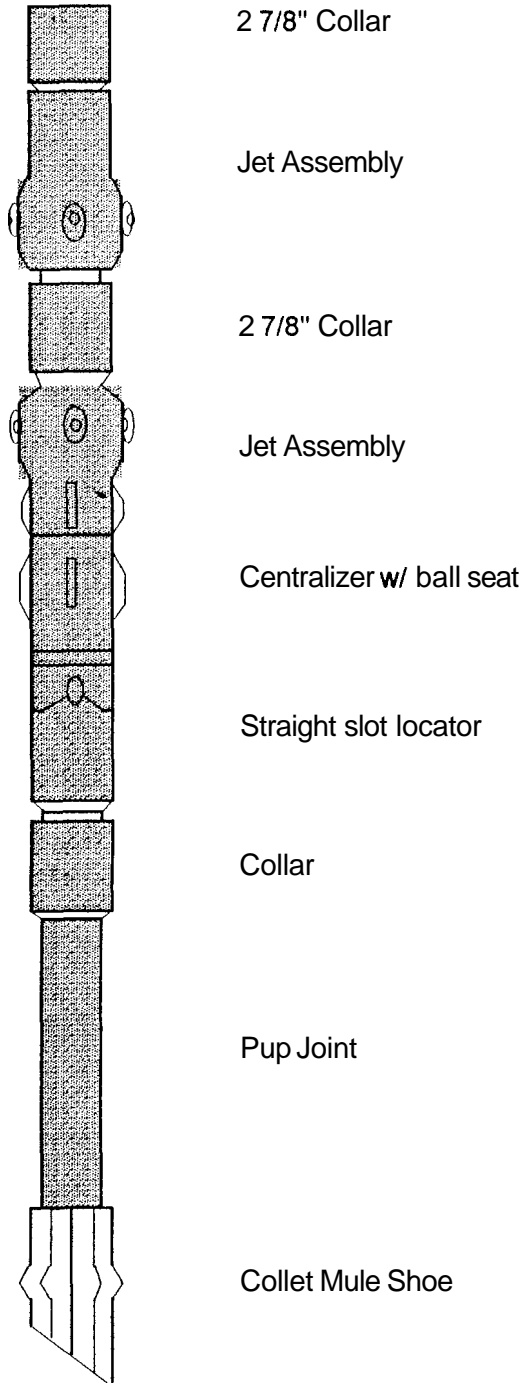
ILUSTRACION 3.4

CONFIGURACION DE FONDO DE LA SARTA DE EMPAQUETAMIENTO
USADA EN EL POZO "TESIS-WELL"



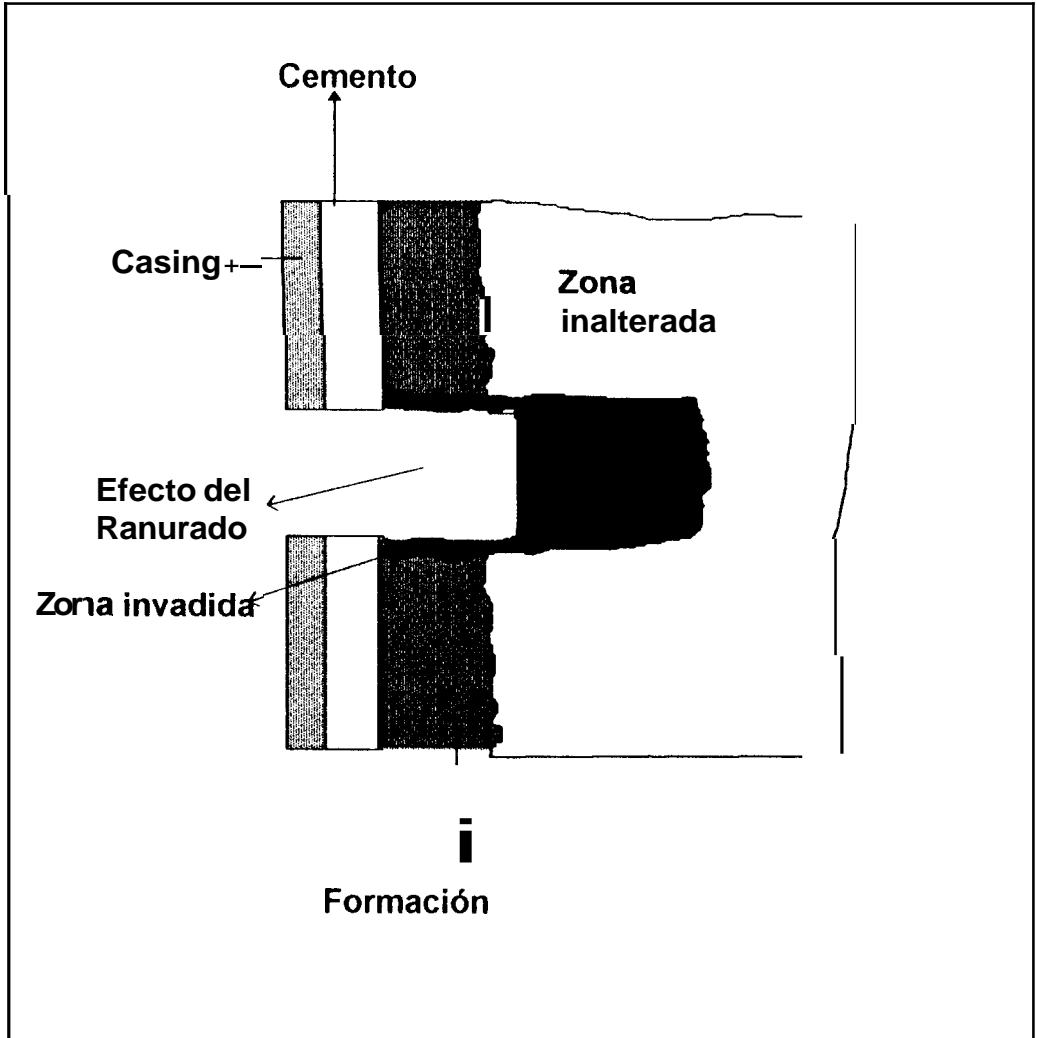
ILUSTRACION 4.1

**CONFIGURACION DE FONDO
DEL EQUIPO HYDROJET.**



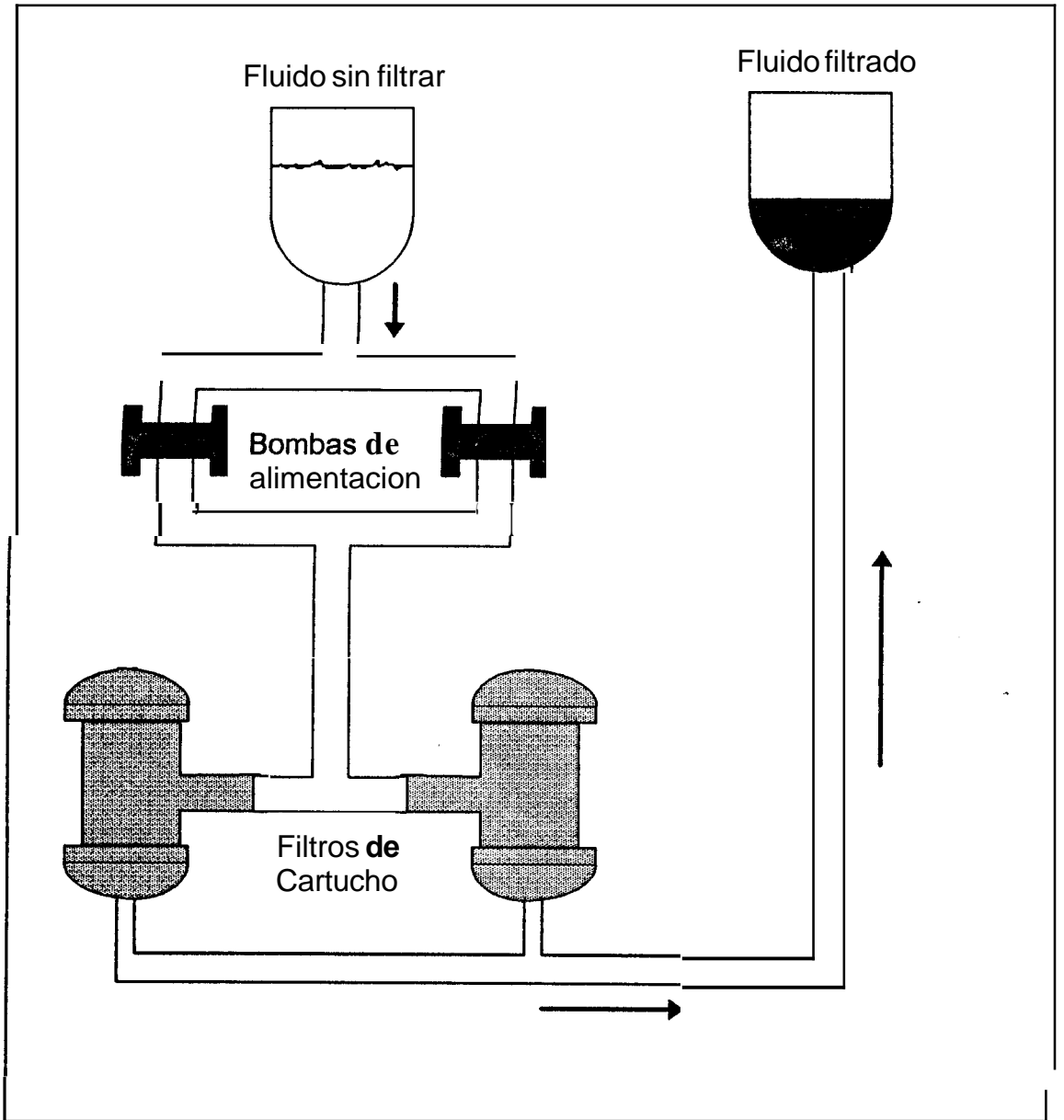
ILUSTRACION 4.2

EFFECTO DEL RANURADO HYDRO-JET.



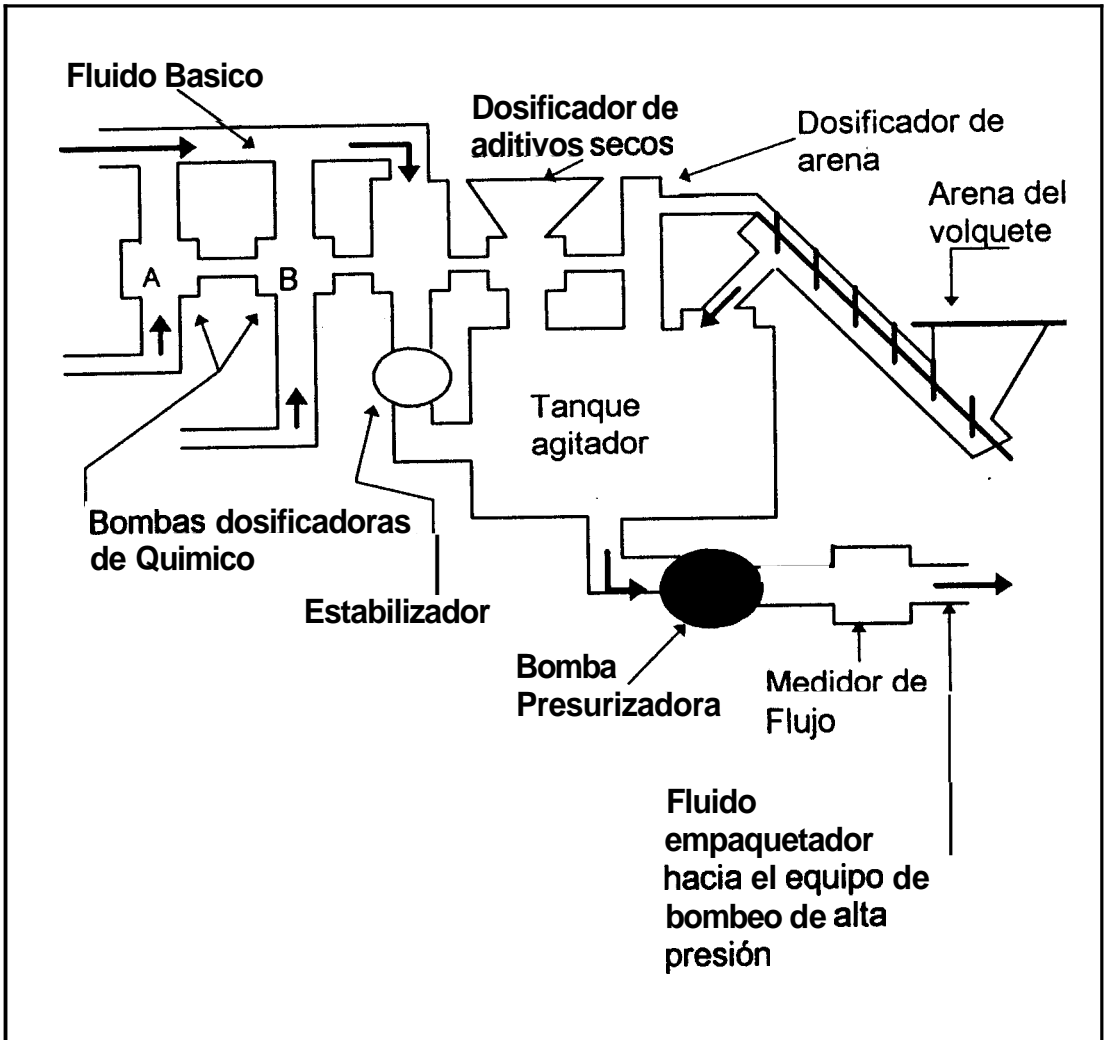
ILUSTRACION 4.3

ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO DE FILTRADO.



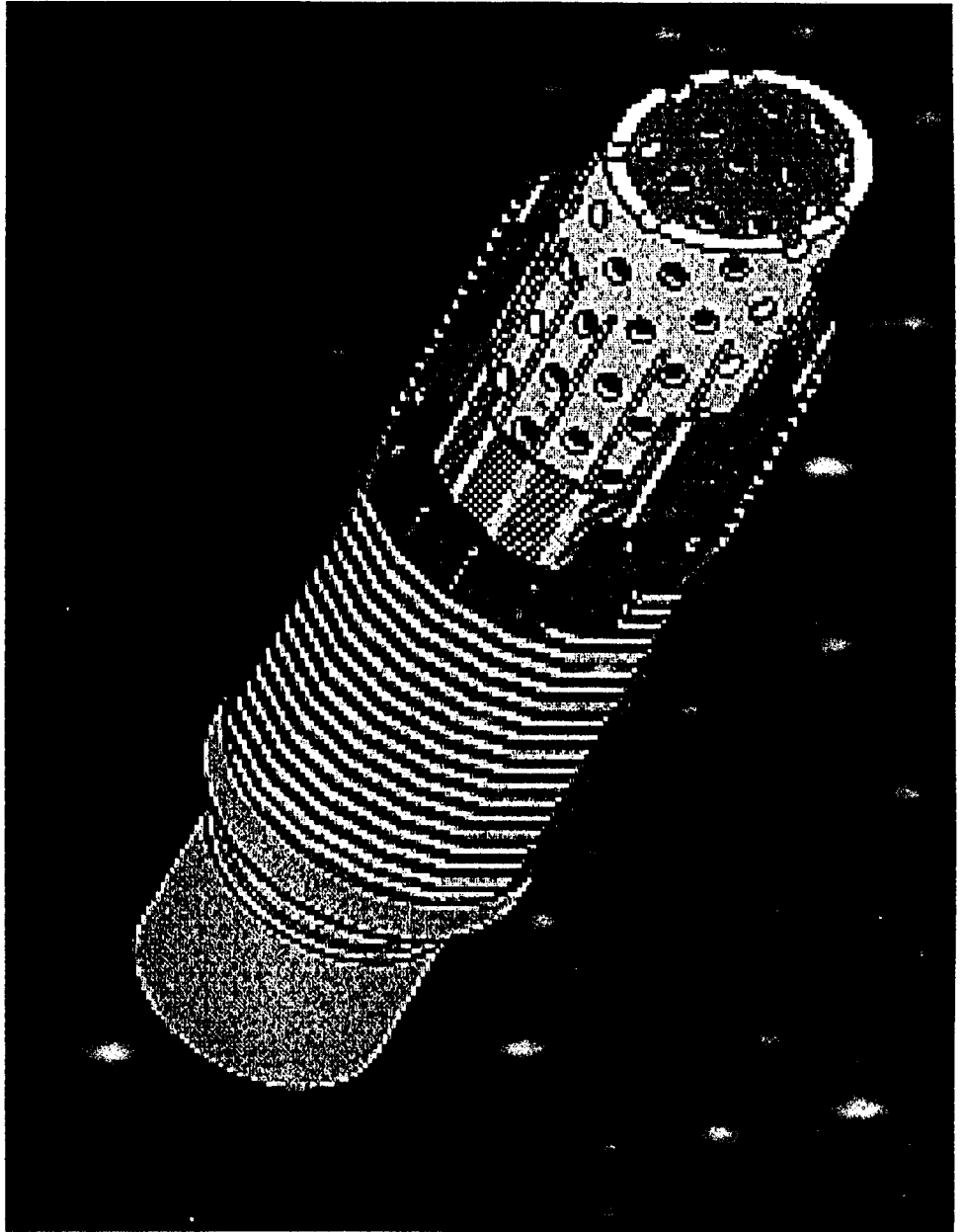
ILUSTRACION 4.4

ESQUEMA DEL EQUIPO DE MEZCLA



ILUSTRACION 4.5

“LOW PROFILE SCREEN” MALLA PARA ENPAQUETAMIENTO



APENDICES

APENDICE A.1

CAMPO GINTA

DETERMINACION DE VELOCIDADES

Nivel de Referencia = 656 pies

Formación : Discordancia Napo

844	7570	-6726	7382	1.629	9063
835	8447	-6673	7329	1.619	9054
835	9640	-6692	7348	1.621	9066
835	10070	-6697	7353	1.628	9033
835	8989	-6704	7360	1.619	9092
835	7661	-6658	7314	1.623	9013
835	9127	-6732	7388	1.631	9060

APENDICE A.2

CAMPO GINTA

DETERMINACION DE VELOCIDADES

Nivel de Referencia = 656 pies

Formación : Napo - Caliza M-2

844	8181	-7337	7993	1.744	9166
835				1.731	
835	10378	-7252	7908	1.725	9169
835	10927	-7299	7955	1.74	9144
835				1.722	
835	8250	-7247	7903	1.731	9131
835	9818	-7325	7981	1.742	9163



ESTADO DE CALIFORNIA

APENDICE B.2

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO

RESULTADOS ESTIMADOS PARA CADA UNIDAD

AMBIENTE	AREA DE CIERRE (0 pies)	PETROLEO ORIGINAL EN SITIO MMBP
A	7983	217.7
C	2428	89.4
F	1223	20.6
H	213	4
TOTAL	11847	331.7

APENDICE B.3.1

CAMPO GINTA PETROLEO ORIGINAL EN SITIO ARENISCA M-1 UNIDAD "A"

CALCULOS CON EL METODO VOLUMETRICO

Contorno [pies]	Area [acres]	Relación de Area	Ecuación (*)	Espesor [pies]	Volumen de Roca [acre-pie]
10	7983				
10	5943	0.74	1	10	89630
20	4497	0.76	1	10	52200
10	3491	0.78	1	10	39940
40	2850	0.82	1	10	31705
60	2094	0.73	1	10	24720
80	1033	0.49	0	10	16326
TOTAL :					233321
<p>(*) 1: Ecuación Trapezoidal (relación de area > 0.5) 0: Ecuación Piramidal (relación de area < 0.5)</p> <p><u>BBUACRE-PIE</u></p> <p>Porosidad : 22.88 % Swi : 21.36 % FVF : 1.066</p> <p style="text-align: right;">Bbl/acre-pie: 932.2</p> <p>Relación de espesor: 71.19%</p> <p><u>POES Probado</u></p> <p>POES = Volumen de roca x BBl/acre-pie</p> <p style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">POES = 217689 MMSTBO</p>					

APENDICE B.3.2

CAMPO GINTA PETROLEO ORIGINAL EN SITIO ARENISCA M-1 UNIDAD "C"

CALCULOS CON EL METODO VOLUMETRICO

Contorno [pies]	Area [acres]	Relación de Area	Ecuación (*)	Espesor [pies]	Volumen de Roca [acre-pie]
10	2428		1	10	24280
10	1115	0.87	0	10	11150
10	843	0.87	0	10	8430
10	895	0.85	0	10	8950
10	805	0.7	0	10	8050
10	168	0.25	0	10	1680
10	104	0.08	0	10	1040
TOTAL :					74714

- (*) 1 Ecuación Trapezoidal (relación de area > 0.5)
 0 Ecuación Piramidal (relación de area < 0.5)

BBUACRE-PIE

Porosidad 20.15 %

Swi 18.58 %

FVF 1044

Relación de espesor 98.06 %

Bbl/acre-pie 1195.7

POES Probado

POES = Volumen de roca x BBl/acre-pie

POES = 89338 MMSTBO

APENDICE B.3.3

**CAMPO GINTA
PETROLEO ORIGINAL EN SITIO
ARENISCA M-1 UNIDAD "F"**

CALCULOS CON EL METODO VOLUMETRICO

Contorno [pies]	Area [acres]	Relación de Area	Ecuación (*)	Espesor [pies]	Volumen de Roca [acre-pie]
0	1223				
10	882	0.72	1	10	10526
20	543	0.6	1	10	7075
30	288	0.53	0	10	4070
TOTAL :					21670

- (*) 1: Ecuacion Trapezoidal (relación de area > 0.5)
0: Ecuación Piramidal (relación de area < 0.5)

BBUACRE-PIE

Porosidad : 22.16 %

Swi : 24.90 %

FVF : 1.044

Relación de espesor: 76.82%

Bblacre-pie: 950.2

POES Probado

POES = Volumen de roca x BBl/acre-pie

POES = 20591 MMSTBO

APENDICE B.3.4

CAMPO GINTA PETROLEO ORIGINAL EN SITIO ARENISCA M-1 UNIDAD "H"

CALCULOS CON EL METODO VOLUMETRICO

C t [pies]	A [acres]	Relación de Área	Fórmula (*)	Espesor [pies]	Volumen [acre-pie]
10	165	0.73	1	10	1840
20	87	0.59	1	10	1230
30	45	0.38	0	10	608
TOTAL :					3678

- (*) 1: Ecuación Trapezoidal (relación de área > 0.5)
0: Ecuación Piramidal (relación de área < 0.5)

BBUACRE-PIE

Porosidad : 24.04 %

Swi : 23.21 %

FVF : 1.044

Relación de espesor: 80.00%

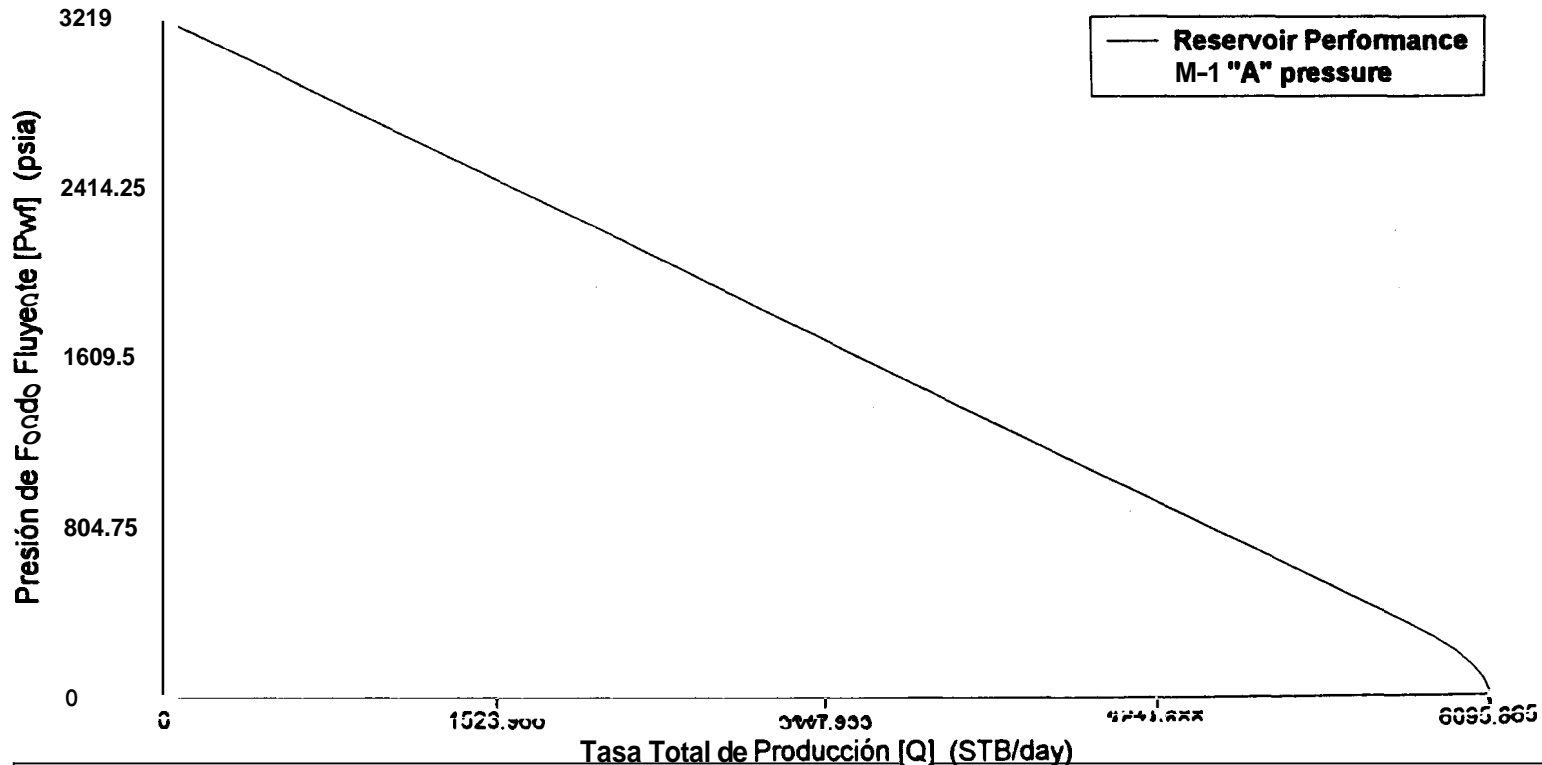
Bbl/acre-pie: 1097.6

POES Probado

POES = Volumen de roca x BBl/acre-pie

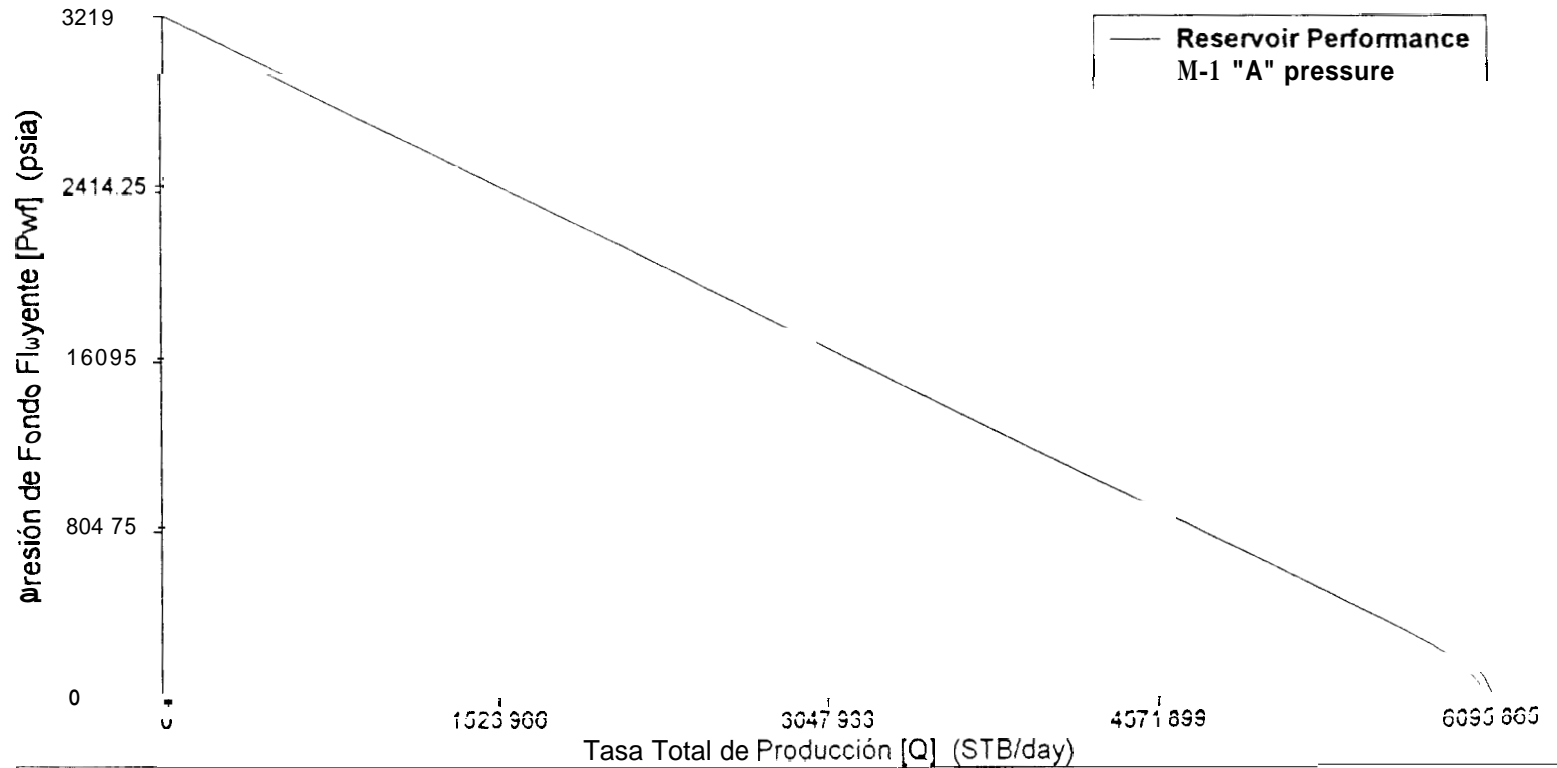
POES = 4037 MMSTBO

APENDICE B4.2
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA EL POZO TESIS-WELL
ASUMIENDO 80% DE CORTE DE AGUA



Layer	IPR Model	Player	AOF	J	TOTAL DARCY SKIN (S) = 4.199
		psia	STB/day	STB/day/psi	
M-1 "A"	Vogel	3219.000	6095.865	1.993	
AOF(composite)			6095.865		

APENDICE B4.2
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA EL POZO TESIS-WELL
ASUMIENDO 80% DE CORTE DE AGUA



Layer	IPR Model	Player	AOF	J	TOTAL DARCYSKIN (S) = 4.199
		psia	STB/day	STB/day/psi	
M-1 "A"	Vogel	3219.000	6095.865	1.993	
AOF(composite)			6095.865		

APENDICE C.I

PRESION DIFERENCIAL RECOMENDADA PARA CAÑONEO CON TCP

Condición del Yacimiento	Presión Diferencial [psi]	
	Pozos de Petróleo	Pozos de Gas
Areniscas no consolidadas o sobremente consolidadas	300 - 500	300 - 500
Areniscas consolidadas con permeabilidad K		
K >= 100 md	500	1000
10 <= K <= 100 md	500 - 1000	2000
K <= 10 md	1000 - 2000	2000
Carbonatos con permeabilidad K		
k >= 250 md	500	500
100 <= K <= 250 md	750	1000
K <= 100 md	1000	2000
K <= 10 md	2000	2000

APENDICE C.2

**RESULTADOS DE LA COMPARACION
ENTRE TCP Y HYDRO-JET**

Area de afluencia pulg 2/pie	Penetración pulg	Costo del Servicio Dolares

APENDICE C.3

TASAS DE FLUJO PARA DIFERENTES TAMAÑOS DE MPT

Tamaño del MPT [pulgadas]	Máxima tasa de flujo [bb/min]
2.55 y 2.76	8
2.66 y 2.76 (aita tasa)	16
3.26	16
3.88	23
6.00 standard	23
6.00 especial	36

APENDICE C.4

RANGOS Y ESPECIFICACIONES PARA LA HERRAMIENTA VTL

TAMANO DEL CASING [pulg]	PESO DEL CASING [lb/pie]	OD EMPADURA [pulg]	ID BORE EMPACADURA [pulg]	ID ENSAMBLAJE SELLO PARA PRODUCCION [pulg]
4.500	9.5 -11.6	3.32	2.380	1.735
5.000	15 -18	4.09	2.550	1.927
	23.2 -24.1	3.82	2.380	1.735
5.000	14 -17	4.67	22.750	1.927
	20 -23	4.5	22.750	1.927
6.625	20 -24	5.73	3.250	2.350
7.000	17- 23	6.17	3.250	2.350
			3.880	3.050
	23 -29	6.00	3.250	2.350
			3.880	3.050
	32 -38	5.73	3.250	2.350
32 -35	5.82	3.880	3.050	

APENDICE D.1

'ESTADO DEL POZO ANTES DE SER COMPLETADO

Llegada de la torre: 02 - 19 - 96
 Partida de la Torre: 03 - 14 - 96

Rotary: 37'
 Ground level: .864'
 Original KB: 901'

TOPES DE FORMACION		
	MD (FT)	TVD (FT)
NAPO	9,127	7,567
M-1 SAND	9,150	7,586
M-1 SHALE	9,320	7,725
M-1 LIMEST	9,566	7,958
M-2 LIMEST	9,818	8,160
M-2 SAND	9,664	8,201
A-1 LIMEST	9,938	8,267
U SAND	9,996	8,319
VOLCANICS	10,093	8,405
TOTAL DEPTH	10,162	8,439

13 3/8" Casing Design	
Depth	4,021' MD / 3,478' TVD
Wt/Grade/Thread	68#-K-55-Butt
I.D.	12.259"
Drift	
Collapse	1,950 psi
Burst	3,450 psi

9 5/8" Casing Design	
Grade	S-95
Depth	9,144' MD / 7,552' TVD
Wt/Thread	47#-Butt
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Collapse	7,100 psi
Burst	8,150 psi

8 1/2" Casing Design	
Depth	10,162' MD / 8,435' TVD
Wt/Grade/Thread	26#-S95-Butt
I.D.	8.276"
Drift	6.151"
Collapse	7,800 psi
Burst	8,600 psi

128' MD / TVD

20" Conductor

4,021' MD / 3,478' TVD

17 1/2" Hole
 NATIVE MUD - MW = 10.5 PPG.

13 3/8" Casing
 (Cement to surface)

12 1/4" Hole
 GYPSUM MUD - MW = 10.5 PPG.

Est TOC @ 5,280' MD

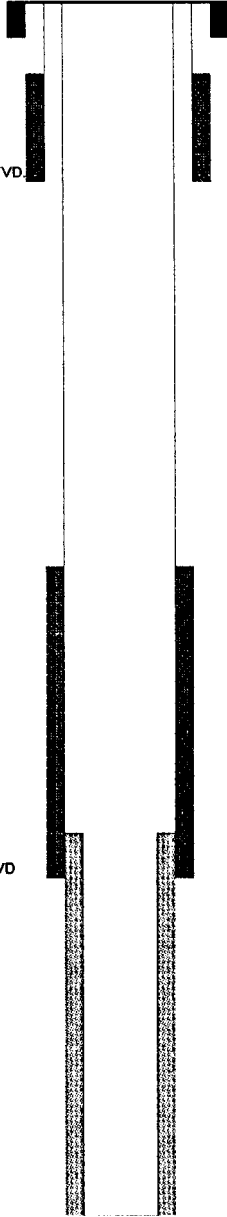
TOL @ 7,825' MD

9,144' MD / 7,552' TVD

9 5/8" Casing

8 1/2" Hole
 Gypsum Mud- MW=10.5 ppg

TD @ 10,162' MD / 8,435' TVD



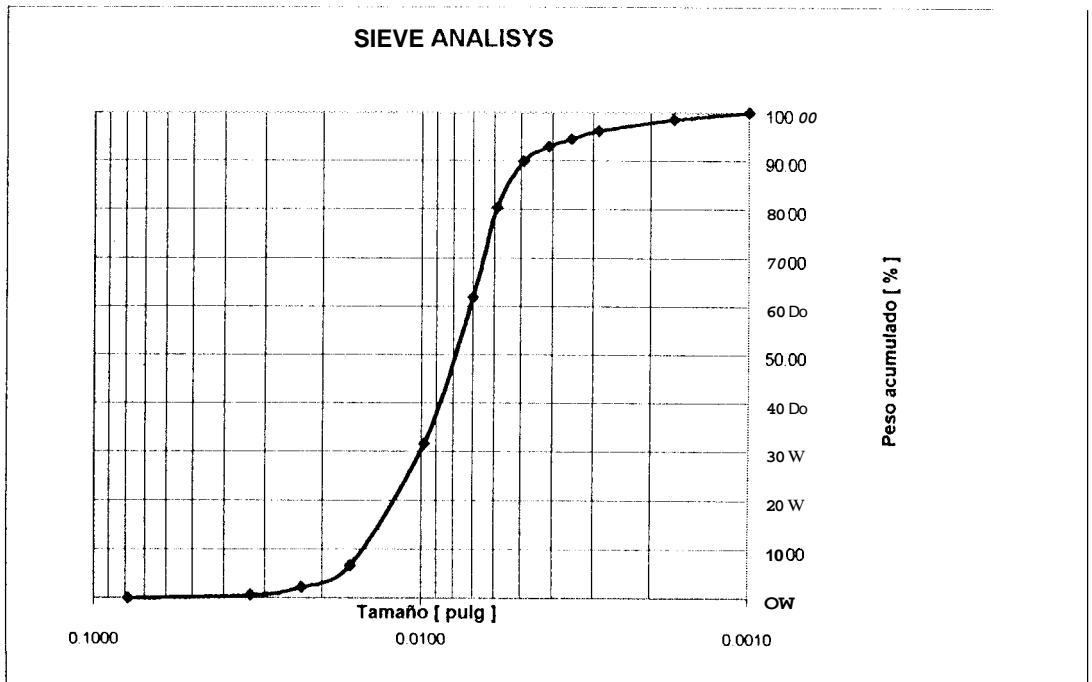
APENDICE D.2

CURVA RESULTADO DEL "SIEVE ANALYSIS" DEL POZO EXPLORATORIO GINTA-1

MUESTRA # 4

PROFUNDIDAD 7609' TVD

TAMANO [PULG]	PESO ACUMULADO [%]
0.0787	0.00
0.0331	0.68
0.0232	2.17
0.0165	6.69
0.0098	31.61
0.0070	61.82
0.0059	80.35
0.0049	89.89
0.0041	92.87
0.0035	94.44
0.0029	96.25
0.0017	98.51
0.0010	100.00



APENDICE D.3

TAMANOS API DE GRAVA MAS COMUNES

TAMAÑO ARENA/GRAVA [PULG]	US MESH	DIAMETRO MEDIO APROX [PULG]
0.010 - 0.017	40/60	0.014
0.017 - 0.033	20/40	0.025
0.023 - 0.047	16/30	0.035
0.033 - 0.079	10/20	0.056
0.047 - 0.079	10/16	0.063
0.066 - 0.094	8/12	0.080

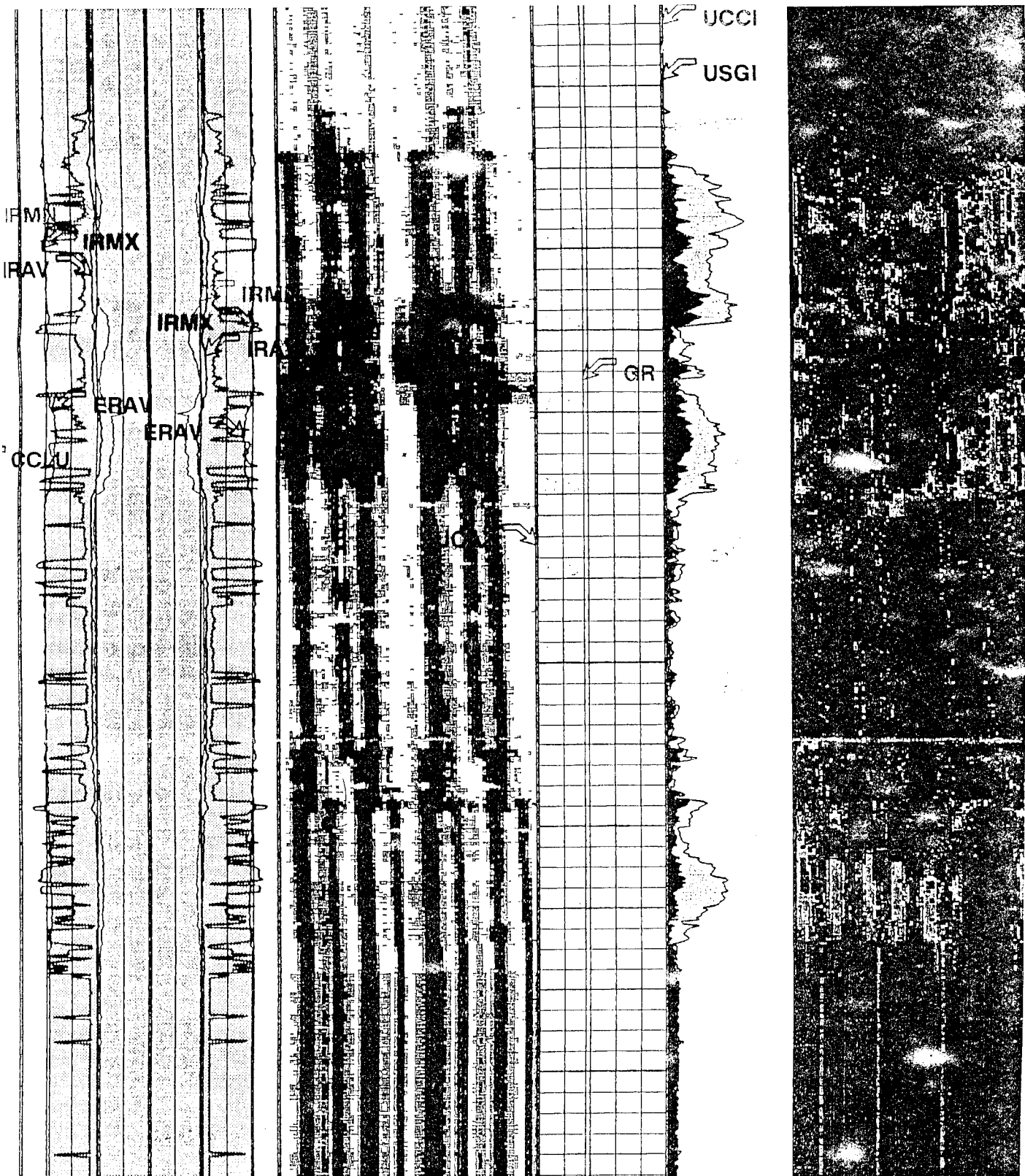
APENDICE D4

INVENTARIO DEL EQUIPO DE RANURADO Y EMPAQUETAMIENTO REQUERIDO EN LOCACION

Conejo API para "tubing" de 3 1/2" y 4 1/2" EUE	1	Pool
Unidad de Filtrado Tipo Cartucho	1	Ecuaflow
Turbidímetro	2	Ecuaflow
Camiones Fracturadores VT - 12/HT-400 76 TF	4	Halliburton
Mezclador de 50 Bbls	1	Halliburton
Camión Volquete para arena	1	Halliburton
Tanques de fractura	4	Halliburton
Furgoneta de Monitoreo	1	Halliburton
Mezclador "Batch" 100	1	Halliburton
Arena "Unimid" 16/30	15000 lb	Halliburton
HCl al 15% + aditivos	1000 gal	Halliburton
"Dopebuster E+"	50 gal	Halliburton
"Lo-Surf 259"	110 gal	Halliburton
"HAI-81M"	110 gal	Halliburton
"Dirt Magnet"	110 gal	MI
"XANVIS"	1500 lb	MI
"X-Cide 102"	500 gal	MI
"SAPP"	500 lb	MI
KCl Cloruro de Potasio	50000 lb	MI
Medidor de flujo para "Gravel Pack Pumping"	2	Halliburton
Empacadura "Versa-Trieve" de 7 pulgadas	2	Halliburton
"MCS closing sleeve" de pulgadas	2	Halliburton
"MSJ shear joint de 7 pulgadas	2	Halliburton
"Straight Slot Locator"	2	Halliburton
"AWD Sump Packer adaptor seating tool de 7 pulgadas	2	Halliburton
"Collect Muleshoe Guide"	2	Halliburton
"MPT tool de 7 pulgadas"	2	Halliburton
"LTC blank pipe" de 4 pulgadas	180 pies	Halliburton
"AW screen" de 4 pulgadas x 0.012 "gauge"	160 pies	Halliburton
"Low-Profile screen" de 4" x 0.012" "gauge"	80 pies	Halliburton
"Washpipe" de 2 3/8"	230 pies	Halliburton

APENDICE D.5

REGISTRO USIT CORRIDO EN EL POZOTESIS WELL



APENDICE E.I

CAMPO GINTA, POZO "TESIS-WELL", YACIMIENTO "M-1" UNIDAD "A"

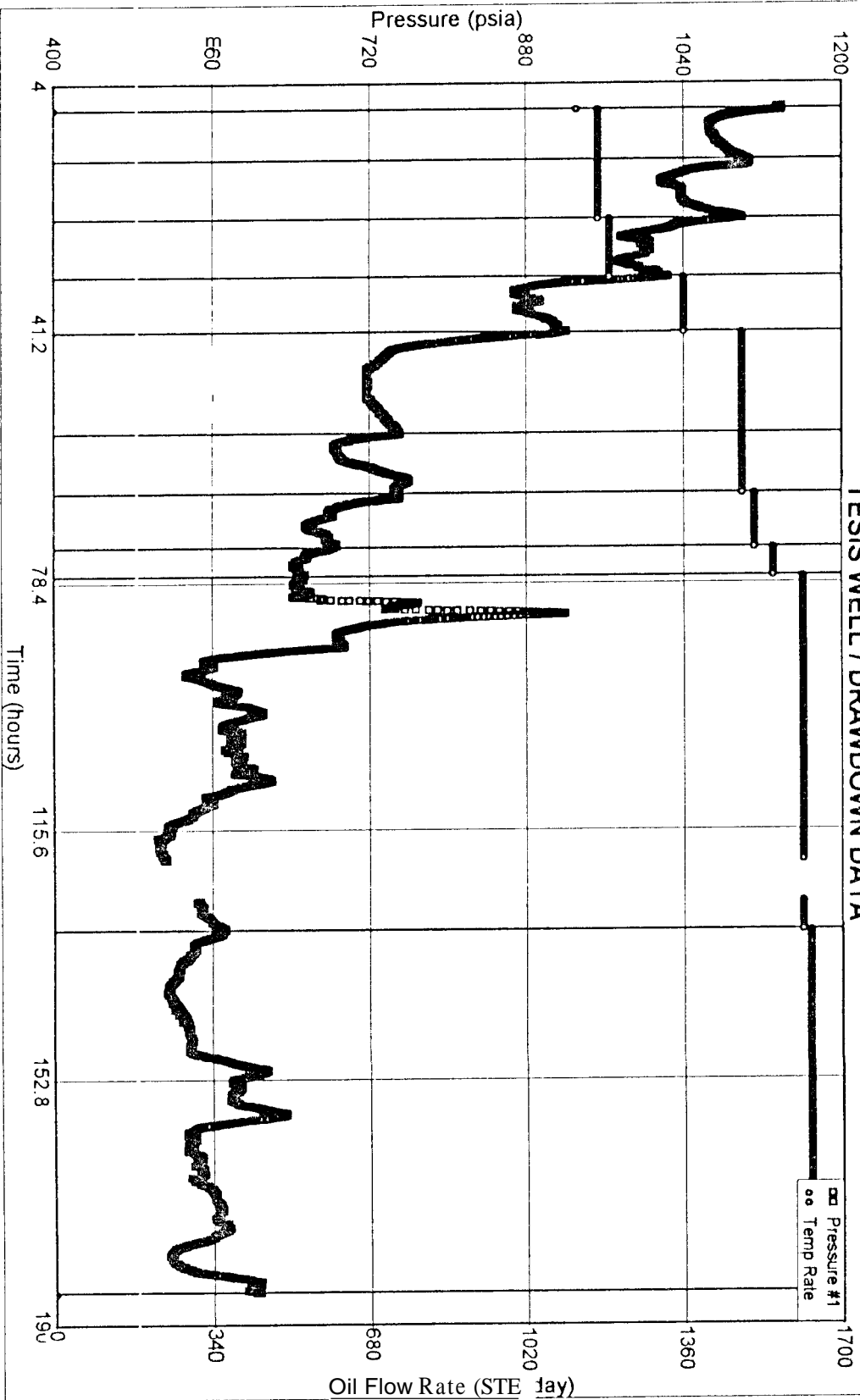
RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE PRODUCCION CON VSD

UNIDAD MULTI-SENSOR @ 7126 pies TVD

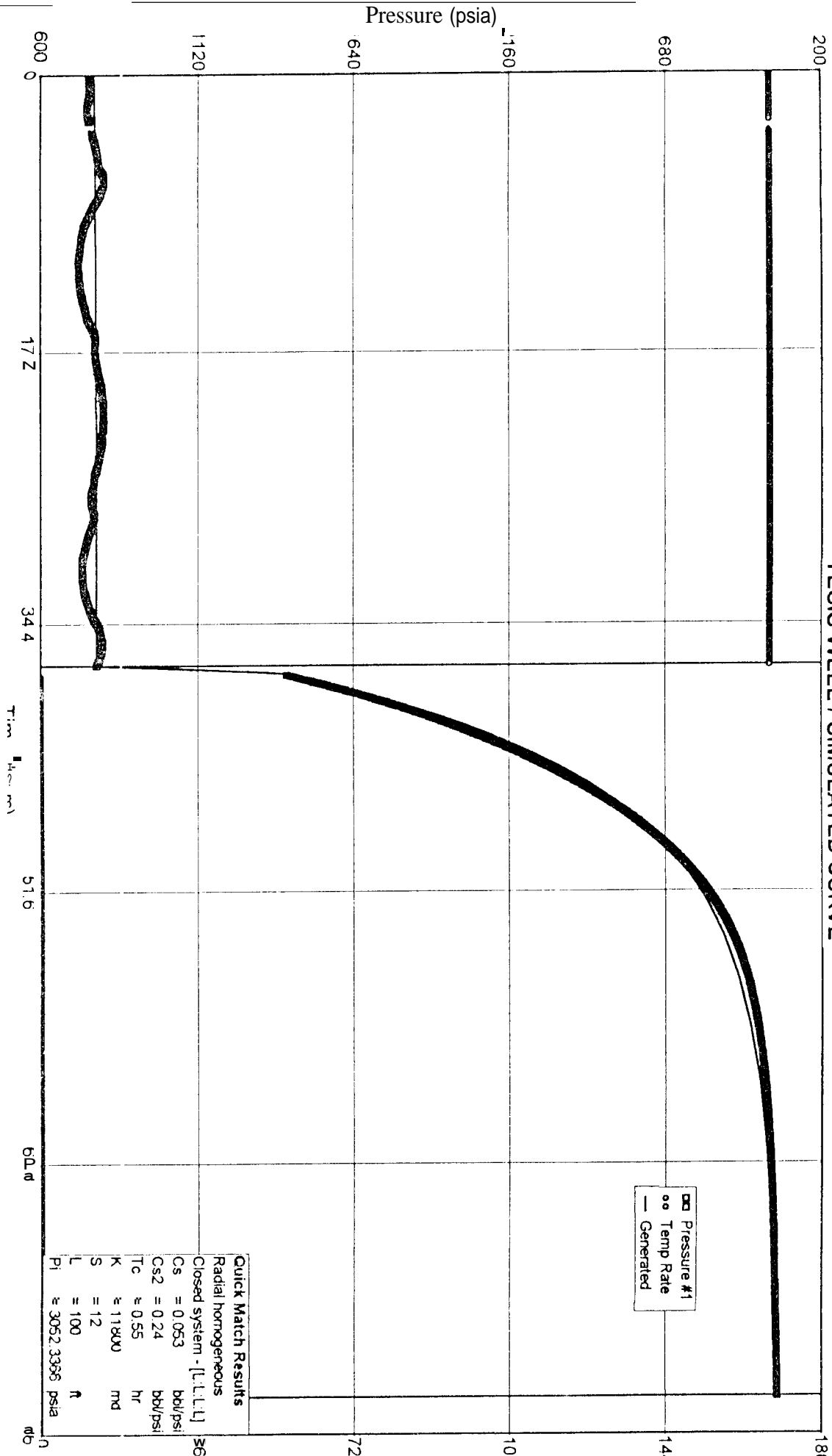
PRESION DEL YACIMIENTO @ MULTI-SENSOR 2877 psi

FECHA	FRECUENCIA HZ	Pwf [PSI]	TASA DE FLUIDO [BPD]	BSW [%]	TASA DE PETROLEO [BPD]	IP [BFPD/psi]	OBSERVACIONES
2-Enero-97	42	1772	574	4.00	551	0.519	
2-Enero-97	43	1680	700	3.90	673	0.585	
3-Enero-97	44	1606	732	1.90	718	0.576	
3-Enero-97	45	1554	768	2.00	753	0.580	
4-Enero-97	46	1463	864	2.00	847	0.611	
4-Enero-97	47	1353	966	1.50	952	0.634	
5-Enero-97	48	1226	1074	1.80	1055	0.651	
5-Enero-97	49	1135	1130	2.00	1107	0.649	
6-Enero-97	50	1100	1176	1.70	1155	0.662	
6-Enero-97	51	1040	1240	1.70	1219	0.675	
6-Enero-97	52	995	1310	1.80	1286	0.696	
7-Enero-97	53	910	1360	1.40	1341	0.691	
7-Enero-97	54	746	1485	1.00	1470	0.697	
8-Enero-97	55	685	1512	1.20	1494	0.690	WHP: 620 PSI
8-Enero-97	56	650	1552	1.20	1533	0.697	WHP: 580 PSI
9-Enero-97	57	575	1615	1.00	1599	0.702	

TESIS WELL / DRAWDOWN DATA



TESIS WELL / SIMULATED CURVE



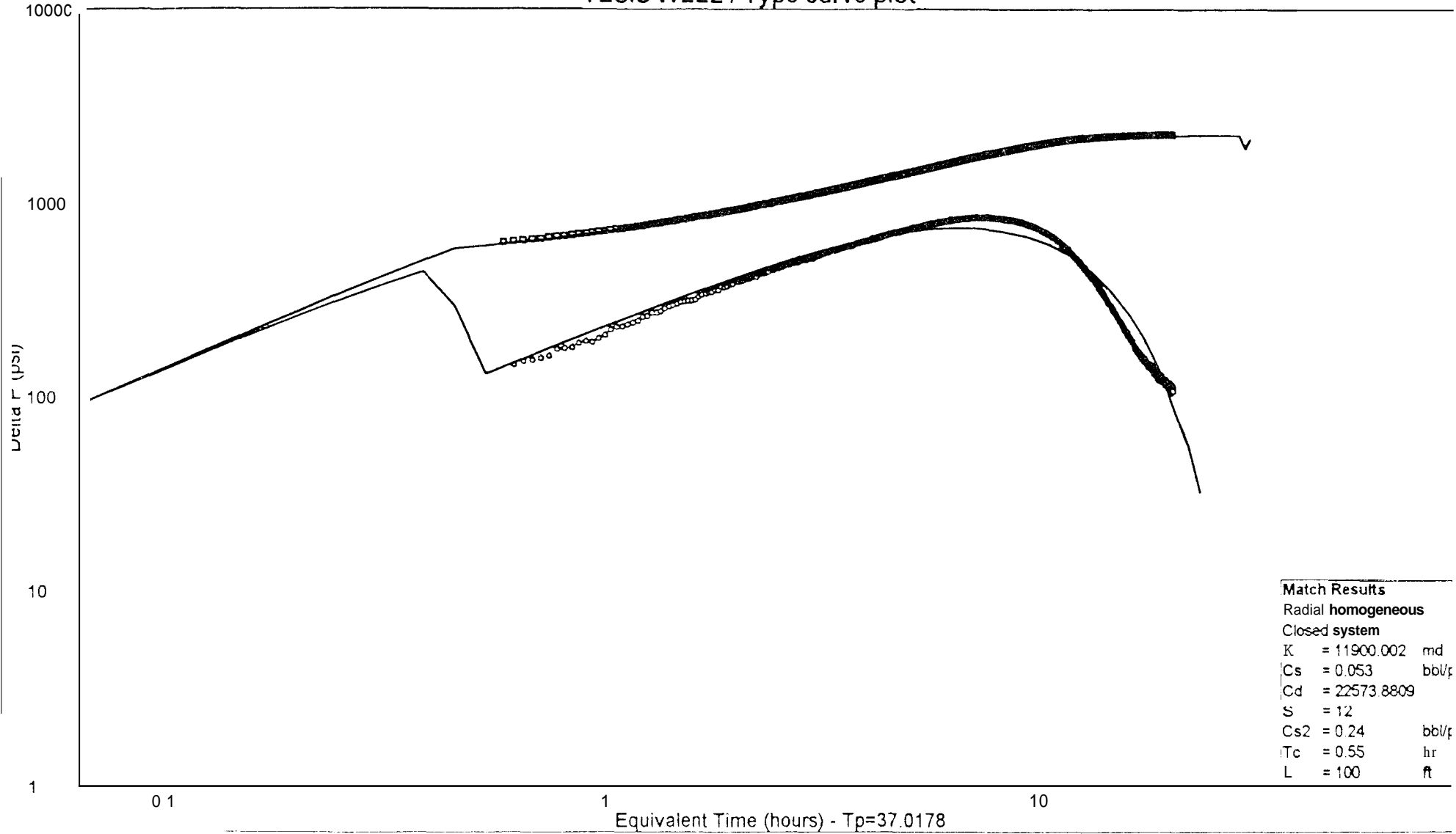
□ Pressure #1
 ∙ Temp Rate
 - Generated

Quick Match Results

Radial homogeneous
 Closed system - [L:L:L:L]
 CS = 0.053 bbl/psi
 CS2 = 0.24 bbl/psi
 Tc = 0.55 hr
 K = 11800 md
 S = 12
 L = 100 ft
 Pl = 3052.3385 psia

OIL THICKNESS: 14' (PERFORATED INTERVAL ONLY)

TESIS WELL / Type curve plot



OIL THICKNESS 14' (PERFORATED INTERVAL ONLY)

APENDICE E5 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO PARA EL POZO "TESIS-WELL"

POZO IESIS-WELL
YACIMIENTO UPPER M-1 (UNIDAD "A")

DATA SECCION	
Qo	1883
Qw	8
Bo	1.104
uo	79.5
Ht	84
rw	0.4
k	11900
API	15.0
sa	14
shot/ft	36
shot diam	0.43
shot pen	1.75
dip angle	53
Pr	3073
Pwf	761

b	0.238
Ht/rw	210.00
Ql/sh	2.35
shot diam, ft	0.038
shot pen, ft	1.75
comp constant	0.073
k/shot	1190
oil density	0.941
Beta	4716545.413
a	9.56E-08
c	3.86
Qf	1691
m	24.14
PI actual	0.74
PI ideal	0.75

sa	14
sp	11.65
ss	0.43
sswp	-0.53
DPsa	294.05
DPsp	244.77
DPsswp	-11.07
strue	2.44
DPstrue	61.28
FE	0.98

Qf W/o damage	1720
Qf net to be imp	29

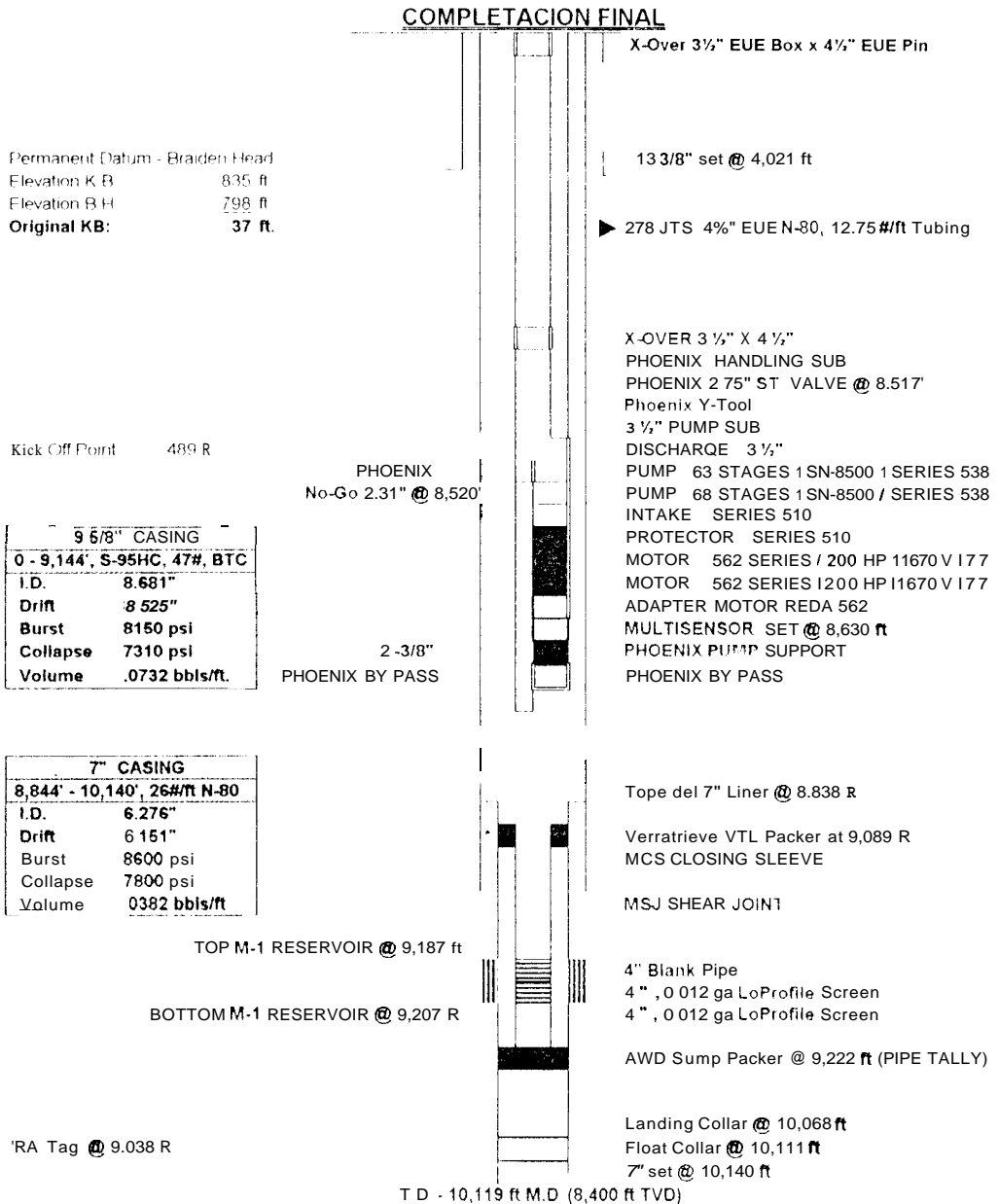
Nomenclature:

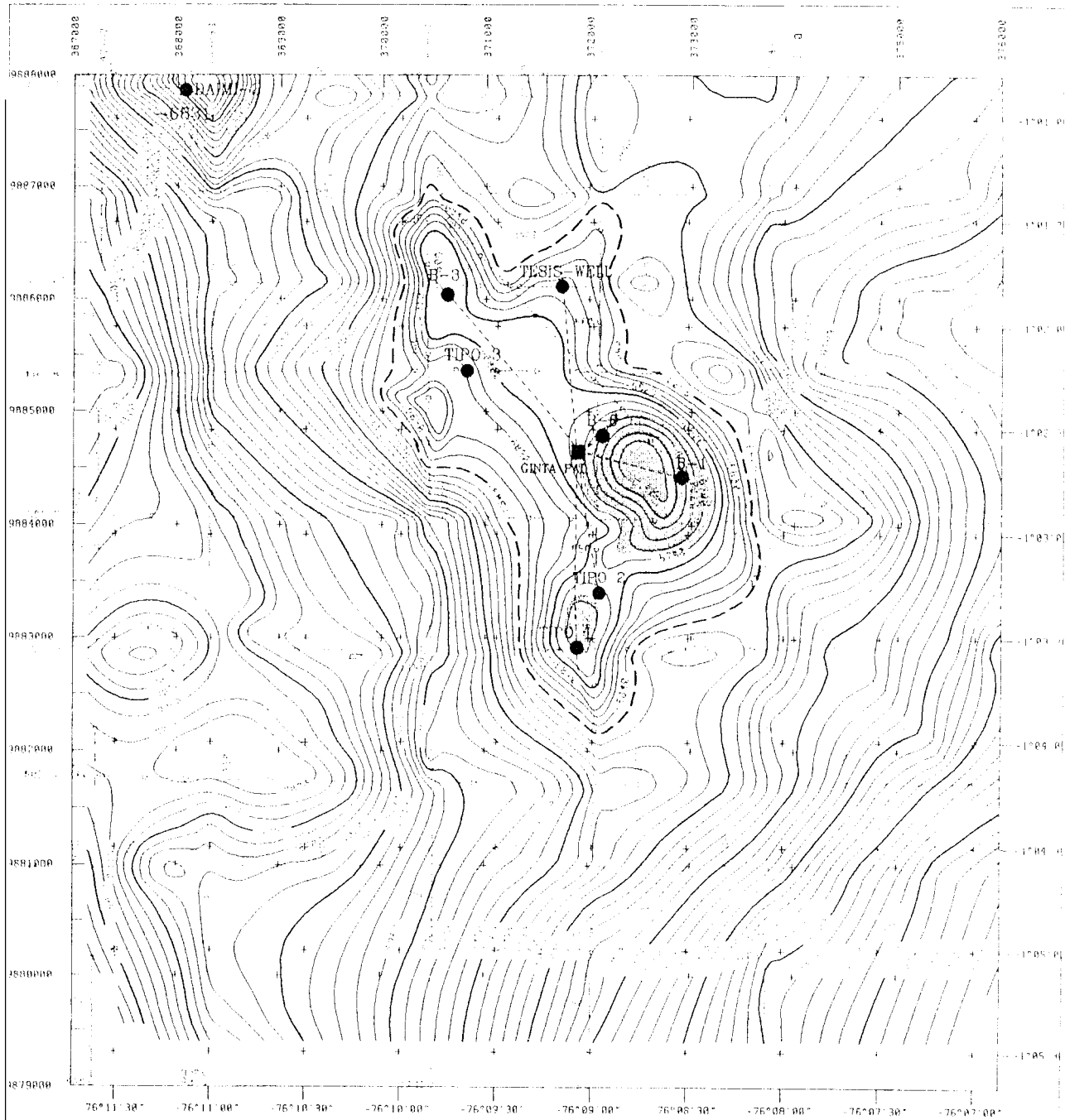
Qo	Oil rate STBPD	Qf	Total fluid STBPD
OW	Water rate STBPD	m	slope psi/cycle
Bo	Oil vol factor. RB/STB	sa	Total Skin
uo	viscosity oil cp	sp	Skin due to partial penetration
Ht	Total Thickness ft	ss	Skin due to perforations
Hp	Perforated thickness ft	sswp	Skin due to slanted well
rw	Wellbore radius ft	DPsa	Press drop due to app skin
k	Total perm rnd	DPsp	Press drop due to part pen
API	Oil gravity degrees	DPss	Press drop due to perforation
sa	Apparent skin	DPsswp	Press drop due to slanted well
shot/ft	Shot per foot	Strue	True skin factor
shot diam	Shot orifice diameter in	Dpstrue	Press drop due to true skin
shot pen	Shot distance in	PI actual	Actual Prod Index STBPD/psi
dip angle	Dip angle degrees	FE	Flow efficiency
b	Penetration ratio	Qt w/o darn	Qt without damage-75% effic
Ht/rw	Ratio of thick lo well radius	Qf net to be imp	Qf net to be improved after treatment
Comp const	Compaction constant		
k/shot	Permeability per shot		
Pr	Reservoir pressure psi		
Pwf	Bottom flowing press psi		

Y.P.F. ECUADOR

APENDICE E.6

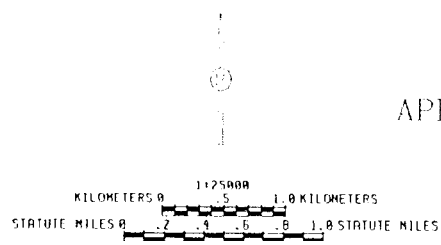
DIAGRAMA DE LA COMPLETACION FINAL DEL POZO TESIS-WELL



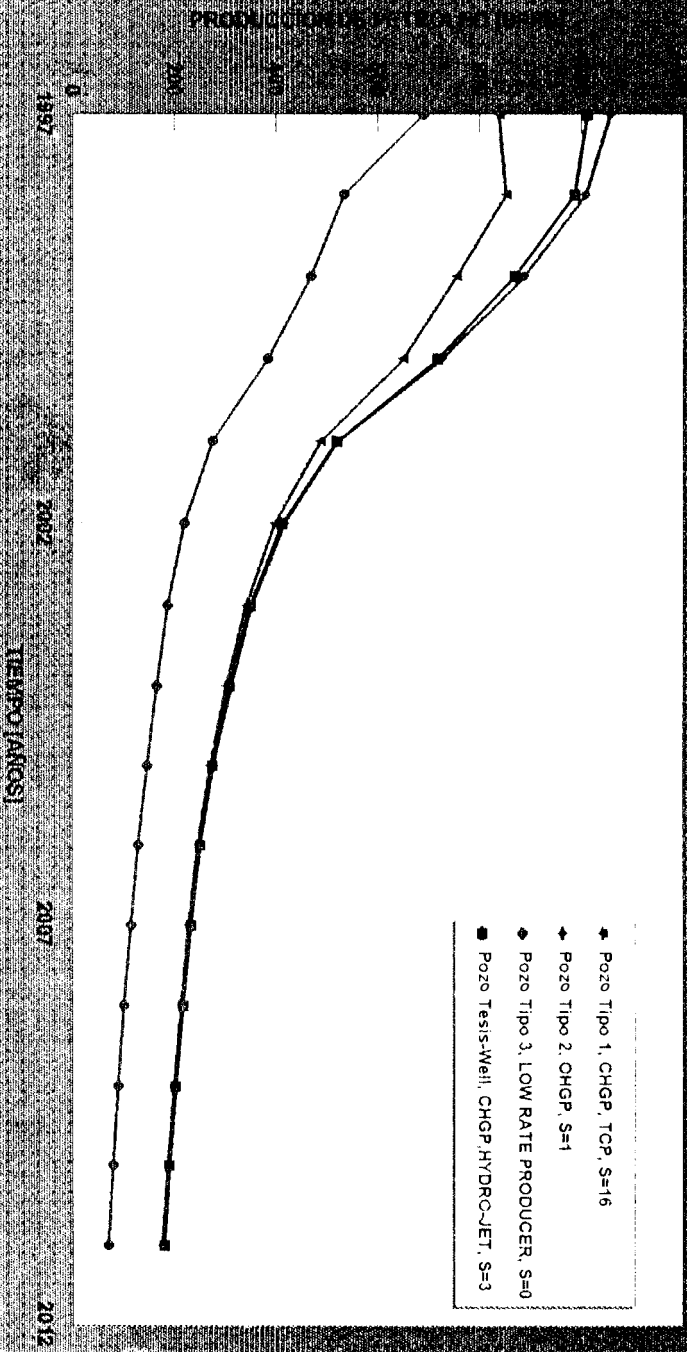


APENDICE F-1

<p>YPF ECUADOR INC. CUENCA ORIENTE</p>		
<p>CAMPO GINTA MAPA ESTRUCTURAL DISTRIBUCION DE LOS POZOS Intervalo de Contorno = 10'</p>		
<p>1:25,000</p>	<p>GRUPO GINTA</p>	<p>FEBRERO-97</p>



PERFILES DE PRODUCCION CAMPO GINTA



"S" FACTOR DE DAÑO POR EMPAQUETAMIENTO

APENDICE F3
ANALISIS ECONOMICO
 POZO TIPO 1, YACIMIENTO "M-1" PRINCIPAL UNIDAD "C"

FECHA	PRODUCCION		CONTENIDO DE AGUA	GASTOS DE CAPITAL	GASTOS OPERACIONALES				FLUJO COSTOS TOTAL	COSTOS			COSTOS: PRECIO			FACTORES DE DESCUENTO	NPV	CUMULATIVO de Ingresos Since PO	CUMULATIVO NPV	CUMULATIVO NPV	
	BOFP	EMPO			DE	DE WATER	DE WATER	DE WATER		LEVANT	DESECHO	QUIMICOS	PUES PETROLEO	INGRESOS	GANANCIA						
			MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	
31-Dec-96																					
31-Dec-97	837	4701	84.89%	680	308	1718	308	1718	2021	243	88	20	144	15.00	4583	34*0	1.000	3410	0	3410	3410
31-Dec-98	351	3229	87.98%		818	3989	311	2274	2584	320	117	27	148	15.77	4897	4298	1.121	3823	12	769	7333
31-Dec-99	-54	6281	89.28%		891	8282	275	2293	2568	327	122	27	153	16.57	4561	3932	1.257	3128	24	11828	10361
31-Dec-2000	643	9981	91.49%		1129	8837	238	2555	2793	367	140	31	158	17.42	4138	3444	1.410	2443	36	15072	12304
31-Dec-2001	487	7447	93.86%		1307	11555	178	2718	2898	392	153	33	162	18.31	3255	2515	1.581	1591	48	17587	14395
31-Dec-2002	367	7711	95.10%		1452	14370	145	2815	2959	413	163	34	167	19.25	2739	2012	1.772	1135	80	19596	15531
31-Dec-2003	340	7852	95.85%		1578	17236	124	2886	2990	429	172	38	172	20.23	2511	1702	1.987	857	72	21301	16387
31-Dec-2004	301	7961	96.38%		1888	20149	10	2914	3024	448	180	37	178	21.27	2343	1501	2.228	674	34	22302	17061
31-Dec-2005	269	8000	96.75%		1784	23069	98	2920	3018	460	185	38	183	22.36	2195	1329	2.498	532	96	24130	17592
31-Dec-2006	245	8042	97.04%		1873	2 m 5	89	2935	3025	475	192	40	188	23.50	2102	1206	2.801	431	108	25338	18023
31-Dec-2007	228	8072	97.25%		1957	28951	83	2948	3029	491	199	41	194	24.70	2056	1131	3.140	360	120	26488	18383
31-Dec-2008	213	8120	97.44%		2035	31923	3	2972	3050	509	207	42	201	25.97	2024	1066	3.522	303	132	27533	18686
31-Dec-2009	199	8121	97.81%		2107	34887	73	2964	3037	522	212	44	208	27.30	1983	999	3.948	253	144	28532	18939
31-Dec-2010	187	8141	97.75%		2175	37859	58	2971	3040	538	219	45	212	28.69	1958	943	4.427	213	156	29475	19152
31-Dec-2011	178	8159	97.89%		2240	40837	54	2973	3042	555	226	46	219	30.16	1937	890	4.983	179	168	30366	19331

NOTAS PARAMETROS

- 1 - LEVANTAMIENTO 0.12 \$/BTF
- 2 - DESECHO 0.05 \$/BTF
- 3 - QUIMICOS 0.01 \$/BTF
- 4 - COSTOS PUES 12 MS
- 5 - PRECIO DEL PETROLEO 15.00 \$/BO Block 16
- 6 - AUMENTO DE PRECIO 5 %
- 7 - FACTOR DE DESCUENTO 11.5 %
- 9 - INFLACION 3 %

- 10 - PRONOSTICO DE PRODUCCION Oil & Water (Columna 2 & 3)
- 11 - GASTOS DE CAPITAL (Columna 4)

**APENDICE F4
ANALISIS ECONOMICO
POW TIPO 2, YACIMIENTO "M-11" UNIDAD "C"**

FECHA	PROYON MAREA		CORTE DE AGUA	GASTOS DE CAPITAL		PRODUCCION		INCREMENTAL		FLUJO COSTOS		COSTOS		CANTOS		COSTOS		PRECIO		INGRESOS		GANANCIA		FACTOS DE DESCUENTO		NPV	Elev. de reservas desde W/O	Elev. NCF	Cura NPV	
	BOC	BOFB		DE	OL	WATER	OL	WATER	TOTAL	FOR LEVANT	FOR DESECHO	FOR QUIMICOS	PLUGS	PETROLEO	INGRESOS	GANANCIA	FACTOS DE DESCUENTO	NPV	Elev. de reservas desde W/O	Elev. NCF	Cura NPV									
			MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	
31-Dec-96				1200																										
31-Dec-97	1057	5893	84.79%		388	2151	388	2151	2537	314	111	26	148	15.77	8083	4284	1.121	3821	12	4284	3821									
31-Dec-98	1008	7380	87.98%		754	4845	368	2694	3062	390	143	33	153	16.57	8097	5379	1.257	4279	24	9663	8100									
31-Dec-99	887	7391	89.28%		1077	7542	324	2868	3021	391	148	33	157	17.42	5640	4905	1.409	3481	36	14588	11581									
31-Dec-2000	725	7798	91.49%		1343	10385	285	2854	31.9	422	151	35	163	18.31	4859	4079	1.581	2581	48	18647	14182									
31-Dec-2001	522	7978	93.86%		1533	13368	161	2912	3103	432	169	36	187	19.25	3668	2883	1.772	1818	60	21510	15777									
31-Dec-2002	416	8084	95.11%		1685	18258	152	2951	3103	446	177	37	172	20.23	3072	2241	1.987	1128	72	23151	18905									
31-Dec-2003	35	8148	95.86%		1814	19233	129	2974	3103	459	183	38	177	21.27	2732	1874	2.227	841	84	25625	17748									
31-Dec-2004	31.1	8212	98.35%		1928	22239	114	3006	31.9	476	191	40	183	22.36	2545	1655	2.488	663	96	27280	19409									
31-Dec-2005	278	8224	98.75%		2023	25240	101	3002	3103	488	197	41	188	23.50	2387	1454	2.801	519	108	28734	18928									
31-Dec-2008	251	8249	97.05%		2120	28251	82	3011	3103	502	203	42	194	24.70	2263	1322	3.140	421	120	30056	19349									
31-Dec-2007	233	8267	97.26%		2205	31289	85	3017	3103	518	210	43	200	25.97	2226	1238	3.521	352	132	31294	19701									
31-Dec-2008	218	8308	97.44%		2285	34309	80	3040	3120	536	218	45	207	27.30	2178	1172	3.948	297	144	32456	19668									
31-Dec-2009	203	8297	97.81%		2359	37337	74	3028	3103	550	224	45	212	28.89	2128	1095	4.427	247	156	33581	20245									
31-Dec-2010	191	8309	97.75%		2429	40370	70	3033	3103	568	231	47	19	30.18	2103	1040	4.983	209	168	34600	20454									
31-Dec-2011	180	8320	97.88%		2464	43407	66	3037	3103	583	233	49	225	31.70	2083	987	5.565	177	180	35587	20932									

INPUT PARAMETERS

- 1 - LEVANTAMIENTO 0.12 \$/BTF
- 2 - DESECHO 0.05 \$/BTF
- 3 - QUIMICOS 0.01 \$/BTF
- 4 - COSTOS FIJOS 12 M\$
- 5 - PRECIO DEL PET 15.00 \$/BO Block 18
- 6 - AUMENTO DE PRE 5 %
- 7 - FACTOR DE DESC 11.5 %
- 9 - INFLACION 3 %

- 10 - PRONOSTICO DE PRODUCCION Oil & Water (Columna 2 & 3)
- 11 - GASTOS DE CAPITAL Columna 4

APENDICE F5
ANALISIS ECONOMICO
 POZO TIPO 3, YACIMIENTO "M-1" INFERIOR UNIDAD "C"

FECHA	PRODUCCION		COSTO DE CAPITAL	PRODUCCION		INCREMENTAL		PRECIO TOTAL	COSTOS		COSTOS		PRECIO PETROLEO	INGRESOS	GANANCIA	FACTOR DE DESCUENTO	NPV	Cum. # of Months Since NPV	Cum. NPV	Cum. IRR	
	BOFPD	SWOPD		ACUM	DE	WATER	DE		WATER	LEVANT	DESECHO	QUIMICOS									FIJOS
31-Dec-96	690	3768	84.52%	360	252	1375	252	1375	1827	195	89	16	144	15.00	3778	2994	1.000	2994	0	2994	2994
31-Dec-97	534	3007	87.98%		447	2801	195	1426	1821	200	73	17	148	15.77	3073	2834	1.121	2350	12	5628	5343
31-Dec-98	469	3913	89.30%		618	4230	171	1428	1599	204	76	17	153	16.57	2837	2386	1.257	1900	24	8015	7243
31-Dec-2000	384	4129	91.49%		758	5741	141	1511	1852	217	83	18	158	17.42	2448	1973	1.410	1400	38	9989	8842
31-Dec-2001	278	4224	93.87%		859	7283	101	1542	1643	222	87	19	162	18.01	1845	1355	1.581	857	48	11344	9500
31-Dec-2002	220	4280	95.11%		940	8845	80	1562	1643	229	81	19	167	19.25	1548	1040	1.772	587	60	12384	10086
31-Dec-2003	187	4313	95.84%		1008	10419	68	1574	1643	236	94	20	172	20.23	1381	859	1.987	432	72	13243	10519
31-Dec-2004	165	4348	98.34%		1068	12010	60	1591	1652	244	98	20	178	21.27	1285	744	2.228	334	84	13986	10853
31-Dec-2005	146	4354	98.79%		1121	13800	53	1589	1643	250	101	21	183	22.36	1191	636	2.498	255	96	14622	11107
31-Dec-2006	129	4371	97.13%		1169	15195	47	1595	1643	258	101	22	188	23.50	1108	536	2.801	181	108	15158	11298
31-Dec-2007	114	4388	97.48%		1210	16796	42	1601	1643	266	108	22	194	24.70	1031	440	3.140	140	120	15599	11439
31-Dec-2008	101	4399	97.75%		1247	18406	37	1610	1647	275	112	23	201	25.97	961	351	3.522	100	132	15950	11538
31-Dec-2009	90	4410	98.01%		1280	20016	33	1610	1643	282	115	24	208	27.30	892	264	3.948	67	144	16214	11805
31-Dec-2010	79	4421	98.24%		1309	21629	29	1614	1642	291	119	24	212	28.89	829	183	4.427	41	158	16397	11647
31-Dec-2011	70	4430	98.44%		1335	23246	26	1617	1643	300	123	25	219	30.16	771	105	4.963	21	168	16501	11666

NPV PARAMETROS

- 1 - LEVANTAMIENTO 0.12 \$/BTF
- 2 - DESECHO 0.05 \$/BTF
- 3 - QUIMICOS 0.01 \$/BTF
- 4 - COSTOS FIJOS 12 M\$
- 5 - PRECIO DEL PETROLEO 15.00 \$/BO Block 15
- 6 - AUMENTO DE PRECIO 5 %
- 7 - FACTOR DE DESCUENTO 11.5 %
- 9 - INFLACION 3 %
- 10 - PRONOSTICO DE PRODUCCION Oil & Water (Column 2 & 3)
- 11 - GASTOS DE CAPITAL (Column 4)

**APENDICE F6
ANALISIS ECONOMICO
POZO TESIS-WELL, YACIMIENTO "M-1" UNIDAD "A"**

FECHA	PRODUCCION		COSTO DE AGUA	COSTO DE CAPITAL	GASTOS DE CAPITAL				TOTAL	COSTOS POZOS		COSTOS POZOS		COSTOS QUIMICOS		PRECIO PETROLEO	INGRESOS	BALANZA	FACTOR DE DESCUENTO	VALOR ACTUAL	CUMULADO	CUMULADO	CUMULADO	
	BOE/D	MMBOE			DE MATERIA	DE MATERIA	DE MATERIA	DE MATERIA		LEVANTAMIENTO	DESECHO	QUIMICOS	QUIMICOS	\$/BO	MM									
31-Dec-96				750																				
31-Dec-97	1057	5893	84.79%		368	2151	368	2151	2537	314	111	26	148	15.77	6083	4734	1.121	4222	12	4734	4222			
31-Dec-98	1008	7380	87.98%		754	4845	368	2694	3062	390	143	33	153	16.57	6097	5978	1.257	4279	24	10113	8502			
31-Dec-99	867	7391	89.28%		1077	7542	324	2668	3021	397	148	33	157	17.42	5640	4905	1.409	3481	36	15018	11982			
31-Dec-2000	725	7798	91.49%		1343	10396	265	2854	3119	422	161	35	163	18.31	4859	4079	1.581	2581	48	19097	14583			
31-Dec-2001	522	7978	93.86%		1533	13308	191	2912	3103	432	169	36	187	19.25	3688	2863	1.772	1818	60	21960	18178			
31-Dec-2002	410	8084	95.11%		1685	16259	152	2951	3103	448	177	37	172	20.23	3072	2241	1.987	1128	72	24201	17306			
31-Dec-2003	352	8148	95.86%		1814	19233	128	2974	3100	459	183	38	177	21.27	2732	1874	2.227	841	84	28075	18148			
31-Dec-2004	311	8212	96.35%		1928	22239	114	3008	3119	475	191	40	183	22.38	2545	1855	2.498	663	96	27730	18810			
31-Dec-2005	278	8224	96.75%		2028	25240	101	3002	3103	488	197	41	188	23.50	2367	1454	2.801	519	108	29184	19330			
31-Dec-2006	251	8248	97.05%		2120	28251	92	3011	3103	502	203	42	194	24.70	2263	1322	3.140	421	120	30506	19750			
31-Dec-2007	233	8287	97.29%		2205	31289	85	3017	3103	518	210	43	200	25.97	2208	1238	3.521	352	132	31744	20102			
31-Dec-2008	218	8308	97.44%		2285	34309	80	3040	3120	536	218	45	207	27.30	2178	1172	3.948	297	144	32916	20399			
31-Dec-2009	203	8297	97.81%		2359	37337	74	3028	3103	550	224	46	212	28.89	2128	1095	4.427	247	156	34011	20846			
31-Dec-2010	191	8309	97.75%		2429	40370	70	3033	3103	566	231	47	219	30.16	2103	1040	4.963	206	168	35050	20858			
31-Dec-2011	180	8320	97.88%		2494	43407	66	3037	3103	583	238	49	226	31.70	2083	987	5.565	177	180	36037	21033			

INPUT PARAMETERS

- 1 - LEVANTAMIENTO 0.12 \$/BTF
- 2 - DESECHO 0.05 \$/BTF
- 3 - QUIMICOS 0.01 \$/BTF
- 4 - COSTOS FLUJOS 12 M\$
- 5 - PRECIO DEL PET 15.00 \$/BO Block 16
- 6 - AUMENTO DE PRE 5 %
- 7 - FACTOR DE DESC 11.5 %
- 9 - INFLACION 3 %

- 10 - PRONOSTICO DE PRODUCCION Oil & Water (Columna 2 & 3)
- 11 - GASTOS DE CAPITAL (Columna 4)

APENDICE F.7

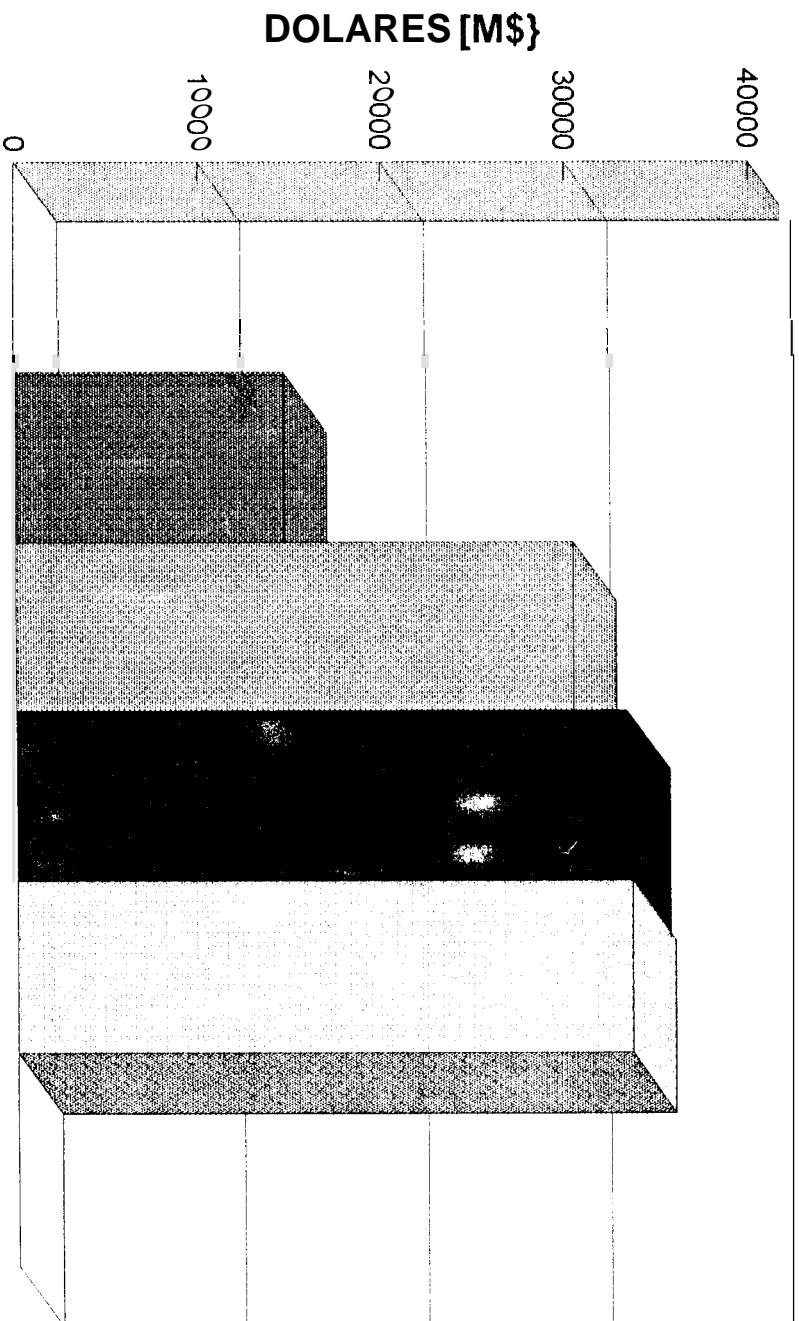
RESUMEN ECONOMICO COMPARATIVO

POZO	TIPO DE CONTROL DE ARENA	COSTO PROMEDIO [M\$]	RESERVAS [MBP]	FLUJO NETO DE CAJA [M\$]	VALOR PRESENTE NETO [M\$]
TIPO 3	PRODUCCION A BAJA TASA	360	1121	14622	11107
TIPO 1	EGHE, TCP	680	2240	30366	19331
TESIS-WELL	EGHE, HYDRO-JET	750	2443	33257	21678
TIPO 2	EGHA	1200	2494	33545	21829

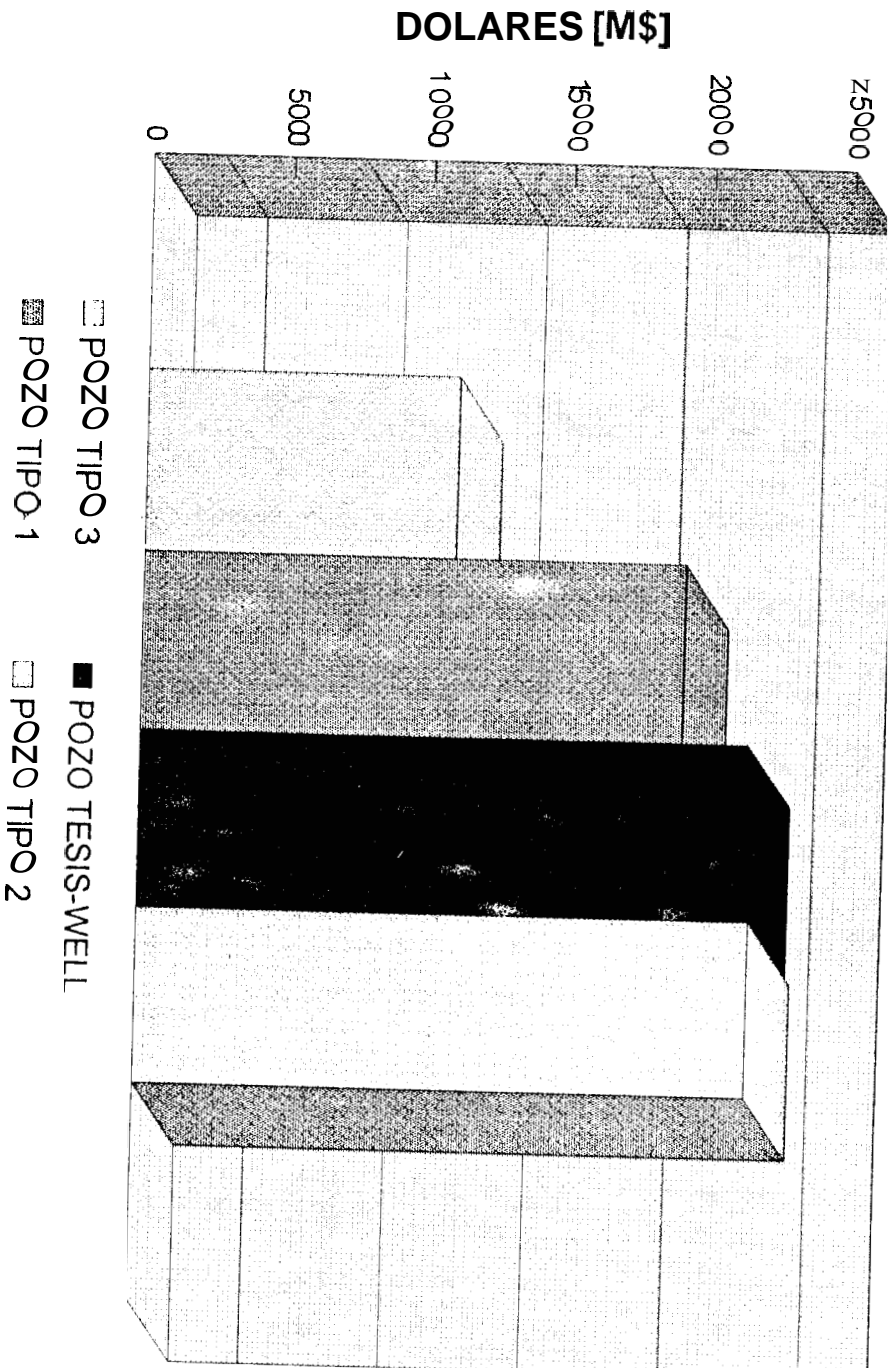
EGHE (EMPAQUETADURA CON GRAVA EN HUECO ENTUBADO)

EGHA (EMPAQUETADURA CON GRAVA EN HUECO ABIERTO)

APENDICE F.8 FLUJO NETO DE CAJA



APENDICE F.9
VALOR PRESENTE NETO



BIBLIOGRAFIA

1. MAXUS ECUADOR INC. "Estudio para la incorporación del Campo Ginta". Modelo Geologico y de Ingeniería de Yacimientos. Volumen I y II. Julio 31 1996.
2. ALLEN, Thomas O and ROBERTS, Alan P. "Production Operations". Well Completions, Workover, and Stimulation. Fourth Edition. Vol II. Chapter 4. June 1993.
3. Y.P.F. ECUADOR INC. MENSIAS, Rene. "Ginta Field. Ginta B-7 Well. Upper M-1 Reservoir. Pressure Build-Up Analisis". Reservoir & Completions Dpt. January 29th 1997.
4. Y.P.F. ECUADOR INC. JARUFE, Butros. " Well Workover Economics Analysis". Lotus 1-2-3 Worksheet.
5. HALLIBURTON ENERGY SERVICES. " Stimulation Chemicals Project Report". Formation Sand Analysis for Maxus, Ecuador. Duncan Oklahoma November 10, 1995.
6. SCHLUMBERGER. Casing Cross Section of Selected Depths. File = USIT .035. 21-Dec-1996.

- 7.** ZAMBRANO P, Hector. “ Desarrollo de Yacimiento con acuifero comun Arenisca M-1 Bloque 16”. Escuela Superior Politecnica del Litoral. Facultad de Ingenieria en Ciencias de la Tierra. Petroleos. 1991.
- 8.** HALLIBURTON. “ Fracpac Completion Services”. Stimulation and Sand-Control Techniques for high-permeability oil and gas wells. Halliburton Energy Services. Houston 1994. Cap. 3, 10, 12, 13, 14.
- 9.** EDINBURG PETROLEUM SERVICES LTD. “ FloSystem User Documentation. Version 3.4. Scotland, UK. June 1996.
- 10.** SMITH T. Farrar. “Applied Reservoir Engineering”. Emphasis the Solution of common Reservoir Problems. OGCI Publications. Vol. 2. Cap. 16. Tulsa, Oklahoma 1992.