



T
622.1828
B268
C-2

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERIA
EN CIENCIAS DE LA TIERRA**



**“ Optimización del Proyecto de Inyección
de Agua del Campo Shushufindi “**

**TOPICO DE GRADUACION
Previa la obtención del Título de :
INGENIERO DE PETROLEOS**

**Presentada por :
PAUL E. BARRAGAN CHANG**



D-16553

**GUAYAQUIL - ECUADOR
1.996**

RESUMEN

La ingeniería de yacimientos es una de las pocas ciencias aplicadas que tratan con un sistema que no es posible ver, pesar, medir o probar en su totalidad. Aún en los campos en los que se toman núcleos de todos los pozos perforados, menos de la millonésima parte de la roca del yacimiento es muestreada y vista por el hombre. Las muestras de los fluidos en las que se hacen mediciones detalladas de laboratorio son análogamente limitadas.

Por limitadas que han sido las muestras de las rocas del yacimiento, se han desarrollado técnicas de diagnóstico y de interpretación para obtener información adicional sobre el yacimiento. Las técnicas de registros de pozos son comparativamente baratas y con frecuencia pueden utilizarse en pozos perforados años atrás, para obtener medidas de la porosidad, permeabilidad, saturación, cambios litológicos y otros parámetros. Estas técnicas de registros miden la respuesta eléctrica, acústica o radioactiva de la formación en un radio varias veces mayor que el del pozo. Las pruebas de transientes de presión y sus interpretaciones son un instrumento versátil para medir las características de las formaciones.

Durante el desarrollo de este estudio, en la medida que ha sido posible se han considerado los factores técnicos, ingenieriles, químicos, operacionales y económicos,

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
INDICE GENERAL.....	II
INTRODUCCION.....	1
I. REVISION DE LA LITERATURA.....	4
1.1. Historia Hidrocarburífera del Ecuador.....	5
1.2. Historia del Campo Shushufindi.....	6
1.3. Historia de la Inyección de Agua.....	7
II. GENERALIDADES DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	13
2.1. Geología.....	13
2.2. Yacimientos.....	16
2.3. Producción.....	23
III. ANALISIS DE PRESIONES.....	29
3.1. Análisis de las Pruebas de Restauración de Presión.....	32
3.2. Análisis de las Pruebas de Presión para Pozos Inyectores.....	36
IV. ANALISIS DE INYECTIVIDADES (en pozos inyectores).....	51
V. ANALISIS DE AGUAS.....	55
5.1. Análisis del Agua de Formación.....	55
5.2. Análisis del Agua de Inyección.....	59
VI. CONFECCION DE MAPAS.....	97

6.1. Mapas de BSW para areniscas U y T

6.2. Mapa de iso-permeabilidades absolutas para las areniscas U y T

6.3. Mapa de iso-porosidades para las areniscas U y T

6.4. Mapa de contornos en el tope de la arenisca U y T

6.5. Mapa iso-bárico para las areniscas U y T

6.6. Mapa isópaco de espesor neto saturado de petróleo

VII. ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE OPTIMIZACION.....101

VIII. OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE INYECCION.....105

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

SIMBOLOS Y ABREVIATURAS UTILIZADAS

APENDICES

BIBLIOGRAFIA

**A MIS QUERIDOS PADRES, sin
cuyo apoyo, confianza y
motivación, no hubiera sido
posible realizar este proyecto.**

Mis eternos agradecimientos a: Ing. Ricardo Gallegos, Director de Tópico; Ing. Aníbal Maldonado, Jefe de Campo SSF; Sr. Galo Naranjo y Sr. Jaime Villacís, Supervisores de Campo; Ing. José Ochoa e Ing. Galo Arévalo, Dpto. de Yacimientos de Quito; Ing. Fabián Sanchez, Ing. Luis Fierro e Ing. Roberto Cabezas, Dpto. de Corrosión D.A.; Ing. Raúl Espinoza, Ing. Marcelo Escudero, Ing. Oswaldo Marcial e Ing. Héctor Román, Dpto. de Ingeniería de Petróleos de D.A.; Ing. José Cabezas e Ing. Kléber Malavé, Dpto. Gas lift; Sr. Francisco Cevallos y Sr. Fausto Cruz, Supervisión de Planta de Inyección de Agua de SSF-40 y a la Ing. Jenny Guzmán, Representante del Ministerio de Energía y Minas por haber participado activamente durante el desarrollo, revisión y corrección de este trabajo.

**“ La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas
expuestos en este Tópico de Graduación, me
corresponden exclusivamente; y, el patrimonio
intelectual del mismo, a la ESCUELA SUPERIOR
POLETECNICA DEL LITORAL”.**

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la
ESPOL).

**PAUL BARRAGAN CHANG
AUTOR DEL TOPICO**

INTRODUCCION

El presente trabajo, no es sino una recopilación de experiencias e impresiones que se han logrado durante mi estadía en el campamento de Shushufindi. Esto no significa que lo expuesto aquí se señale será la última palabra en inyección de agua, sino que gracias a los continuos adelantos en equipos, diseños y tratamientos químicos, motivarán a que lo expuesto en este documento sea renovado.

Cuando se agota la energía propia de los yacimientos disminuye, el corte de agua aumenta, y la producción de los hidrocarburos se torna poco atractiva por los altos costos de producción, es necesario inyectar al yacimiento un fluido tal (como agua), que adicione una energía adicional al yacimiento, con el propósito de aumentar la recuperación final de petróleo. A esta forma de explotar los yacimientos, proporcionándoles energía mientras se va agotando la propia, se lo denomina “recuperación secundaria”.

Este trabajo, está dedicada a los aspectos de ingeniería de yacimientos en la inyección de agua, lo que en otras palabras significa que las descripciones abarcarán desde los fundamentos de la inyección de agua hasta la aplicación ingenieril y operación óptima de este método de recuperación de petróleo; dentro de este contexto nos referiremos a las

propiedades fundamentales del agua y del petróleo en el yacimiento y de los factores que afectan estas propiedades, una descripción de la forma como se comporta el desplazamiento de petróleo por el agua inyectada en el reservorio, análisis de pruebas de presión, análisis de inyectividades, así como un estudio físico-químico del agua de formación e inyección.

También se hace referencia al análisis financiero del costo de la conversión de tres pozos productores a pozos inyectoros y la perforación de un nuevo pozo inyector para así llegar a la tasa mínima requerida para que la inyección de agua sea eficiente (130.000 BAIPD).

Luego se discuten los cambios (aumentos) a implementarse en las tasas de inyección por pozo y por arena, para disminuir el ritmo de decrecimiento de la presión así como de la producción, que se ha acentuado especialmente desde finales del año 1.993 hasta la fecha.

Finalmente, las recomendaciones, conclusiones y recomendaciones están orientadas a la optimización de la recuperación de petróleo, de modo que sea traducido en el mejoramiento del factor de recobro (FR) del campo Shushufindi-Aguarico.

En los apéndices se presentan análisis de salinidades del agua de formación de los pozos productores que se encuentran en la primera línea frente a los pozos inyectoros, así como el seguimiento del comportamiento de la presión del reservorio, daño de formación y permeabilidad en estos mismos pozos, mediante el análisis de los build-up. Este mismo análisis se realiza para las pruebas fall-off que se corren en pozos inyectoros.

Espero sinceramente, que esta forma de haber organizado este documento, resulte en una guía comprensible y práctica, orientada a ingenieros y/o personas interesadas en renovar su instrucción sobre la Recuperación Secundaria, y al mismo tiempo sirva como un documento de referencia y consulta al personal involucrado en el monitoreo y operación del sistema de inyección de agua en el campo SSF-AG.

REVISION DE LITERATURA

El petróleo es el principal recurso natural del Ecuador, y seguramente seguirá siendo por dos décadas más, ya que en términos generales:

- financia alrededor del 50 % del Presupuesto General del Estado,
- significa más del 40 % de los ingresos provenientes de las exportaciones,
- abastece aproximadamente el 80 % de la demanda neta de energía en el país, y
- es uno de los componentes básicos del PIB (Producto Interno Bruto)

En la actualidad, Petroproducción continúa operando los campos del ex-consorcio Cepe-Texaco siendo estos 42 campos, en un área de 867 mil hectáreas y una producción promedio de 307 MBPPD. En 1995 la producción nacional fue de 141,1 MMBP, de ese

total, Petroproducción entregó 113,6 MMBP, que representa el 80,5 % de la producción del país. Los campos más importantes operados por Petroproducción son: Shushufindi-Aguarico, Sacha, Auca y Secoya.

1.1. Historia Hidrocarburífera del Ecuador

En el año de 1.911 se inicia la producción de hidrocarburos en el Ecuador en los campos de la Península de Santa Elena. Luego de esto, numerosas compañías vinieron en búsqueda de nuevos yacimientos e incorporar más reservas hidrocarburíferas a las ya probadas. Algunas compañías obtuvieron concesiones en el Oriente, tales como: Leonard Exploration en 1.925, Shell en 1.938, Minas y Petróleos en 1.961, todas con resultados negativos .

El Consorcio Texaco - Gulf, en el año 1.964 solicitan una concesión en el oriente ecuatoriano, en la parte nor-este, con el antecedente que se encontraban operando en el sur-oriente colombiano en el campo Orito. El 29 de marzo de 1.967 se perforó el primer pozo exploratorio Lago-Agrío # 1 con resultados positivos. Se siguieron haciendo trabajos exploratorios, geológicos y geofísicos, logrando descubrir campos como Lago-Agrío, Shushufindi-Aguarico, Sacha, Auca, entre otros.

Desde 1.972 se inicia otra etapa en la vida económica del Ecuador, el llamado “Boom Petrolero” permite que el ingreso de divisas por las exportaciones de petróleo sea el principal aportador al Presupuesto General del Estado.

1.2. Historia del Campo Shushufindi

La compañía Texaco-Gulf perfora el pozo exploratorio Shushufindi # 1 y en enero de 1.969 empieza a producir. Inicialmente, de la arenisca “U” produjo 2.496 BFPD, con 26,6 grados API y un 0,1 % de BSW y de la arenisca “T” empieza produciendo 2.210 BFPD, con 32,5 grados API y un 0,1 % de BSW.

El campo Shushufindi-Aguarico está localizado a 250 Km. al Este de Quito, es el campo que contiene la mayor parte de las reservas probadas del país. El campo Shushufindi-Aguarico está ubicado en la Cuenca Amazónica, entre los meridianos 76 y 77, entre la línea Equinoccial y el paralelo Sur 1. Está orientado en la dirección norte-sur, con aproximadamente 35 Km. de largo y 7 Km. de ancho, lo que cubre un área de unos 200 Km. cuadrados (ilustración # 1).

Cerca a la Estación Central se encuentra el cantón Shushufindi cuya economía se basa en la producción agrícola y en los empleos generados por diferentes empresas petroleras y de prestación de servicios.

En la parte norte de la Estación Central se encuentran las instalaciones de Petroindustrial, que cuenta con la planta LPG (la mayor cantidad de gas que alimenta la planta de gas licuado de petróleo es suministrada por la producción del campo SSF-AG) y con una refinería que procesa 10.000 BPPD, que sirve para abastecer de combustible a la zona.

1.3. Historia de la Inyección de Agua

Los procesos de inyección de agua en la actualidad, son ampliamente usados en el mundo. Desde 1.880 se ha reportado que la inyección de agua mejora el recobro de petróleo. Sin embargo, sólo desde los años '30 algunos proyectos se iniciaron y no ha sido sino hasta los años '50 que comienza el "Boom de la Inyección de Agua". De manera que esta, ha sido la responsable de una fracción significativa de recobro de petróleo en el mundo (5).

En el Ecuador se han implementado dos proyectos de Inyección de Agua, uno en el campo Shushufindi y el otro en el campo Sacha, ambos ubicados en el Oriente. Inicialmente, debido al fuerte influjo del acuífero de acción infinita que ayuda al campo Shushufindi, todos los pozos producían por flujo natural y con ausencia o mínima producción de agua.

Dadas las características del yacimiento y con el objeto de aumentar la recuperación de petróleo, en el año 1.973 se realizó un estudio del campo SSF-AG, a cargo de los técnicos de la Texaco y Gulf; en el mismo se recomendó realizar un proyecto de inyección de agua en el pozo SSF-37, localizado en la periferia oeste del campo (3).

Luego de obtener las aprobaciones pertinentes, la Texaco adquirió los equipos diseñados y los instaló a mediados de 1.975. El Proyecto Piloto que tuvo una duración de noventa días, consistió en inyectar agua individualmente a las areniscas U y T, pertenecientes a la Formación Napo. El rango de presiones de inyección varió de 1.500 a 3.000 psi. y las tasas inyectadas fueron de alrededor de 3.000 BAPD a cada yacimiento. El costo total del proyecto piloto fue de alrededor de un millón de dólares (ilustración II).

A partir del año 1.980, los pozos ubicados en el flanco oeste, empezaron a incrementar significativamente la producción de agua de formación, atribuido al avance lateral natural del acuífero.

Luego de determinar que el mecanismo de producción de los yacimientos U y T es por la intrusión parcial del agua de los acuíferos laterales y por la expansión de la roca y los fluidos, se realizaron los estudios de Simulación Matemática para predecir el comportamiento del campo.

En los estudios de simulación matemática de yacimientos que fueron efectuados en los años de 1.979, 1.980 y 1.982, se eligió el esquema óptimo de inundación que se aplicaría: una línea periférica de inyección de agua (mapa # 1) y que estaría ubicada en el flanco oeste del campo, con tasas de inyecciones de:

- 34.000 BAPD para la arenisca U, y
- 76.000 BAPD para la arenisca T

Estos volúmenes fueron determinados bajo el principio que el volumen de agua a inyectarse debe ser al menos, igual al volumen de petróleo producido.

A dic.'84 las presiones descendieron a 2.510 psi. en U y a 2.475 psi. en T. Con recuperación secundaria a dic.'86, las presiones calculadas eran de 2.805 psi. de la arenisca U y 3.103 psi. para la arenisca T y que según datos de la simulación numérica hubiera disminuido hasta 2.870 y 2.800 psi. (U y T) a dic.'86, si no se hubiera aplicado la inyección de agua.

El 10 de noviembre de 1.984, arrancó el proyecto de inyección de agua con el pozo inyector WIW-05 a las 9 de la mañana. A esta fecha siete eran los pozos que comprendían el sistema de inyección de agua.

Al pozo SSF-64 se lo completa para inyector en feb.'88 (WIW # 12), inyectando agua a la arenisca U hasta ago.'91, fecha en la que se lo completa otra vez como pozo productor.

Basados en los resultados de los estudios previos de Simulación Matemática, el Gobierno ecuatoriano autorizó un incremento de 10.000 BPPD al permitido oficialmente vigente ($100.000 \pm 5\%$ BPPD). Esta nueva tasa fue efectiva desde el inicio de la operación de inyección de agua, esto es, desde el 10 de noviembre de 1984.

Posteriormentè, el Gobierno Nacional solicita que se aumente la tasa de producción a 120.000 BPPD, por lo que el Consorcio Cepe-Texaco, presentó un programa para la perforación de cinco pozos (SSF-63, SSF-64, SSF-65, SSF-66 y SSF-67). El 8 de mayo de 1.985 se autoriza la producción de 120.000 BPPD \pm 5 %.

Esta tasa de producción permaneció vigente hasta el 10 de julio de 1.986, fecha en la cual fue reducida la tasa a 100.000 \pm 5 % BPPD para dar cumplimiento a disposiciones de la OPEP. Esta tasa estuvo vigente hasta el 4 de julio de 1.989.

A esta fecha, la DNH fija un nuevo cupo de 100.000 BPPD sin el 5 %. La incorporación de la arenisca G-2 con una reserva de 16.1 MMBP (3.500 BPPD) permitió que se fije una tasa de producción de 103.500 BPPD. De aquí en adelante, la DNH consideró que era más técnico establecer el cupo de producción por pozo y por arenisca.

A finales de 1989 deciden disminuir las tasas de inyección, e incluso cerrarla como es el caso de los inyectores WIW-01, 03, 04, 06, 07 y 08 en lo que respecta a la arenisca U; en la inyección a la arenisca T se cerraron los inyectores WIW-04 y 05. Solamente los inyectores WIW-02, 09, 10 y 11 no fueron disminuidos. Oficialmente se dijo que:

El volũmen de agua previsto por simulaci3n matemática para inyectar en la arenisca "U" (34.000 BAPD) se cumpli3 sin obstáculo debido al buen desarrollo de la arenisca y a la homogeneidad a trav3s del yacimiento. Sin embargo en lo que se refiere a inyecci3n de agua a la arenisca "T", por la baja capacidad de admisi3n de agua que presenta esta arena en algunos pozos y por el desarrollo irregular de la arenisca, condujo a que el promedio de inyecci3n descendiera a 11.000 BAPD, pese a haberse incorporado al sistema de inyecci3n de la arenisca T los pozos SSF-40, SSF- 18, SSF-17, SSF-11 y SSF-04. Por estas razones, el volumen de inyecci3n permitido por la DNH para la arenisca T descendió a 11.570 BAPD.

A ene.'96 se han perforado varios pozos adicionales de relleno (hasta el pozo SSF-94).

En el ap3ndice A se incluyen las tablas y los gráficos de las tasas de inyecci3n por pozo y por yacimiento. En el ap3ndice B se encuentran los gráficos de las tasas de inyecci3n de agua al campo SSF por arenisca, así como las de producci3n de petr3leo, agua de formaci3n y los volũmenes acumulados, respectivamente.

II. GENERALIDADES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

2.1. Geología del Campo Shushufindi

El campo petrolífero Shushufindi-Aguarico, pertenece a la Formación Napo Inferior y produce hidrocarburos de las areniscas Cretácicas "U", "T" y "G-2" (ilustración # 2). En orden descendente, las 10 unidades de rocas que constituyen la formación Napo Inferior son:

- caliza "A"
- arenisca "G-2"
- arenisca "U"
- arenisca "U" principal
- lutita

- caliza “B”
- arenisca “T”
- principal
- basal
- caliza

Los yacimientos “U” y “T” pueden describirse como masivos, de granulometría pobremente clasificada, con granos de finos a gruesos. La arenisca “T” de característica glautonítica está a mayor profundidad y separada de la arenisca “U” por una sección lutítica, lo que les confiere características diferentes en el comportamiento de sus fluidos y propiedades petrofísicas.

Las areniscas “U” y “T” son barras de boca de canal de un sistema de depositación deltáico fluvial. Abundantes fósiles, dientes de tiburón, escamas y cavidades de gusanos fueron encontrados en estas arenas, que son predominantemente cuarzosas.

La presencia de las calizas “A” y “B” (constituidas por carbonatos de calcio provenientes de conchas y caparazones), nos confirman que la depositación de las barras de boca fue en un ambiente marino.

Debido a que la Formación Napo Inferior es de depositación deltáica, tiene engrosamiento donde ocurre el eje. La tendencia del campo es norte-sur, con la siguiente inclinación:

- flanco Este tiene inclinaciones fuertes (fallado)
- flanco Oeste tiene inclinación suave (1°)
- límites Norte y Sur tienen inclinaciones suaves ($\frac{1}{4}^{\circ}$ a $\frac{1}{2}^{\circ}$)

El mecanismo de entrapamiento del petróleo es una combinación de estratigrafía y estructura. La estructura del campo SSF-AG es un anticlinal con una falla normal (o inversa) localizada en el flanco sur-este, la dirección del movimiento de esta falla es desconocido. Una segunda falla de dirección nor-oeste y con una fuerte inclinación se localiza al norte de la primera falla y no está mapeada, puesto que los datos sísmicos disponibles no son los apropiados para un mapeo estructural preciso. Las fallas no se extienden mas allá del largo del campo y no son completamente sellantes (ilustración # 4).

En los flancos oeste, norte y sur, la estructura está limitada por acuíferos laterales que se extienden regionalmente. Estos acuíferos naturales son muy activos en los extremos norte y sur del campo, en donde desarrollan presiones que disminuyen la

necesidad de aplicar mantenimiento de energía, sin embargo, esto no sucede en el sector central del campo SSF-AG, sector en el que el soporte de presiones proveniente de los acuíferos, no es lo suficientemente significativo para mantener las presiones adecuadas y facilitar la explotación hidrocarburífera. En el apéndice C están los mapas geológicos para las areniscas U y T.

2.2. Yacimientos

El campo SSF-AG está localizado en la Cuenca Amazónica de la región oriental ecuatoriana. Los tres horizontes que son productivos están ubicados aproximadamente a 9.500 pies de profundidad :

- arenisca “G-2”
- arenisca “U”
- arenisca “T”

La **arenisca G-2** es un yacimiento discontinuo que contiene cantidades menores de hidrocarburos que los otros dos estratos productores.

El **yacimiento U** se encuentra a una profundidad de 8.210 p.b.n.m. datum (piés bajo el nivel del mar, datum). El área aproximada es de 36.376 acres con espesores que varían de 24 piés (pozo WIW-04) hasta 94 piés (pozo SSF-62). Debido a los diferentes ambientes de depositación no existe continuidad en esta arena; esto hace que su perfil sea muy irregular, con depositaciones tipo deltáico sobre un gran canal principal, que atraviesa el yacimiento de norte a sur (barras de boca de canal).

El **yacimiento T** se encuentra a una profundidad de 8.515 p.b.n.m. datum cubriendo un área aproximada de 38.415 acres, con espesores que varían desde 7 piés (pozo SSF-03) hasta 121 piés (pozo SSF-07). Los ambientes de depositación transversales que influyen la arenisca, no afectan significativamente el desarrollo del canal principal de la arenisca T, que tiene orientación norte-sur, con espesores y perfiles más uniformes que los de la arenisca U.

Las areniscas de la Formación Napo en el campo SSF-AG tienen una alta porosidad y permeabilidad en el área central (eje de la barra de desembocadura). El campo está rodeado por un acuífero de acción infinita; sin embargo, el influjo del acuífero está parcialmente restringido por una pobre calidad y adelgazamiento de las areniscas este y oeste; y por la falla sellante del flanco oriental.



Las areniscas productoras tienen fluidos de composiciones múltiples, con gravidades específicas del petróleo que varían **entre 19 y 33 grados API**.

Las viscosidades del petróleo se obtuvieron de un análisis del crudo de las areniscas U y T del pozo SSF-01 (17 de abril de 1.960); en el apéndice D se indican los parámetros dinámicos y estáticos a los que se sometió las muestras para la determinación de las viscosidades, cuyos valores se indican a continuación:

- Para la arenisca U, la viscosidad del petróleo es de **2,82 cp.** al punto de burbuja.
- Para la arenisca T, la viscosidad del petróleo es de **1,08 cp.** al punto de burbuja.

La viscosidad del agua de inyección se ha estimado en **0,5 cp.** a temperatura de formación. La viscosidad del agua de inyección se obtuvo del análisis realizado por la Cía. Halliburton en donde se reporta una viscosidad al agua de 0,35 cp, corregida a condiciones de temperatura (6 de junio de 1.985).

El petróleo original en sitio en SSF-AG es de **3.465 MMSTB** (POES).

El factor volumétrico del petróleo, β_{oi} de la arenisca U es **1,1688** y el de la arenisca T es **1,2200** (apéndice H).

La saturación residual de petróleo está en el rango del **20 % al 30 %** del volumen de petróleo en sitio.

La distribución de permeabilidades en el yacimiento SSF-AG no está completamente definida, debido a que se tienen núcleos de pocos pozos, pero, se toma como dato de permeabilidad para “U” **de 2.200 md.** y la permeabilidad de “T” **de 1.200 md.**

Como la movilidad del agua es medida detrás del frente de invasión del agua inyectada, los valores de permeabilidad efectiva o relativa de agua son tomados a la saturación de aceite residual (S_{or}) ; en cambio, la movilidad del petróleo es tomada en el banco de aceite, por lo que los valores de permeabilidad efectiva o relativa del petróleo son tomados a la saturación del agua irreductible (S_{wi}). En SSF-AG se calcularon valores de permeabilidad tanto para el agua como para el petróleo bajo las condiciones indicadas, con los núcleos de los pozos SSF-15 y SSF-21.

Las Reservas Probadas son: **1.732 MMSTB** y **104 MMSTB** de Reservas Probables.

No hay reservas en la categoría de posibles.

La recuperación final de petróleo no es sensible a la tasa de producción, ni a la inyección de agua.

A dic.'95, la presión promedio del yacimiento U es **2.305 psi.** y la presión promedio del yacimiento T es **2.576 psi.**

La presión de burbujeo de las areniscas U es de **1.264 psi.** y la de la arenisca T es de **1.058 psi.**

El yacimiento U tiene un área de **36.376 acres** y un espesor promedio de **42,6 piés.**

El yacimiento T tiene un área de **38.415 acres** y un espesor promedio de **44,2 piés.**

La densidad del grano del núcleo es de aproximadamente **2,65 gr./cc.**

Los valores promedios de relaciones de movilidades tanto para la arenisca T como para la arenisca U son los siguientes (apéndice E):

- Para la arenisca U es **$M_{avg.} = 2,124$**
- Para la arenisca T es **$M_{avg.} = 1,102$**

Se determinó un valor promedio del coeficiente de variación de permeabilidades V para cada yacimiento (apéndice F):

- para la arenisca U : $V_{avg} = 0,55$
- para la arenisca T : $V_{avg} = 0,568$

Estos valores nos dan una idea de una heterogeneidad mediana, que no es muy favorable a la eficiencia volumétrica de barrido.

La falla ubicada en el flanco oriental del yacimiento no es totalmente sellante, deduciéndose esto ya que los pozos ubicados junto a la falla no han tenido un decremento de producción, justificado por el influjo de agua desde el otro lado de la falla.

Del análisis de 375 muestras de núcleos se obtienen los siguientes datos (14):

- La porosidad del núcleo en la arenisca “U” va desde **10% al 24% VP**, mientras que los valores de la porosidad para la arenisca “T” van desde **4% hasta 24% VP**.
- Las mediciones de saturación de agua en los pozos de SSF-AG van desde el **3%** hasta el **65%**.
- En el campo SSF-AG los valores de saturación de petróleo van desde **0% a más de 50%**.

2.2.1. Influencia de la Inyección de Agua en los Datos de Yacimiento

- Los yacimientos U y T están constituidos por estratos de diferentes permeabilidades, lo que hace que el frente de invasión de agua no sea homogéneo, ya que en los estratos de alta permeabilidad el frente avanza más rápido que en los estratos de baja permeabilidad.
- Los volúmenes de petróleo desplazable V_d , varía para cada sistema inyector-productor, debido a que tienen diferentes: área, porosidad promedio, espesor neto, saturación de agua irreductible y saturación de petróleo residual, lo que hará que varíe el caudal óptimo de agua a inyectarse (apéndice G).
- La relación de movilidades M varía para los pozos del norte, centro y sur del yacimiento, lo mismo que para las areniscas U y T
- En igual forma, existen diferencias en la extensión del campo en el coeficiente de variación de permeabilidades V , lo que hará que cambie la eficiencia de barrido para las diferentes áreas barridas por el agua de inyección

- Para determinar el número de diferente permeabilidad que componen los yacimientos U y T, se debe observar el tiempo en que se produce el rompimiento para cada sistema inyector-productor

2.3. Producción

Las demandas crecientes de energía en el mundo y el petróleo como una fuente que permite una multiplicidad de aplicaciones, han conducido a los países a incrementar sus producciones. El agotamiento de los campos, debido a una producción inicial incontrolada o la explotación no planificada, más las condiciones naturales de depletamiento por producción (como la declinación de las presiones de yacimientos), obligó a buscar nuevos métodos y técnicas que permitan recuperar volúmenes remanentes de petróleo; así nacieron las técnicas de “recuperación secundaria”, entre las que se encuentra la inyección de agua aplicada en nuestro país.

El estudio del estado del yacimiento Napo (areniscas U y T), mostró que el campo cumple una etapa de avanzada en la producción y justificó la aplicación de la Inyección de Agua (ningún pozo produce por flujo natural, sino con la ayuda de métodos de levantamiento artificial).

La inyección de fluidos al yacimiento permite disminuir el “vaciamiento” originado por los mecanismos naturales de empuje y por lo tanto, contrarrestar la declinación de la presión, disminuyendo así la rapidez de agotamiento de la misma. Este proceso mantiene los niveles de producción de petróleo (ilustración # 5).

De acuerdo a la Simulación Matemática corrida en 1.987, la producción acumulada a dic.'90 debió ser de 638 MMB, pero se recuperó 650,8 MMB, es decir, se obtuvo 12,8 MMB adicionales. Esta simulación se la corrió sin considerar el efecto de la Inyección de Agua, iniciada en nov.'84.

En base a los resultados obtenidos en este estudio de Simulación Matemática, se esperaba obtener 1,4 MMBP con 72,9 % de corte de agua para el año 2.020, pero este esquema de inyección (15.200 BAPD para U y 76.000 BAPD para T) permaneció vigente sólo hasta oct.'89, fecha en la que se decide disminuir la inyección de agua de la arenisca T a solo 33.000 BAPD, con el propósito de controlar el creciente corte de agua en los pozos productores atribuido erróneamente a los pozos inyectoros (revisar página # 11).

El Factor de Recobro con inyección de agua, tanto del yacimiento U como T es de 53 %. Las Reservas Originales del campo SSF-AG fueron de 1.584'246.000 Bls.

A continuación, se citan algunas de las razones por las que se ha producido más de la arenisca T que de la arenisca U:

- los parámetros que controlan tanto las propiedades de la roca así como de los fluidos, muestran valores más consistentes y homogéneos en la arenisca T
- Podemos citar que el valor promedio de permeabilidad efectiva al petróleo para T es de 500 md., mientras que para la arenisca U es tan sólo de 300 md.
- los espesores para el cuerpo principal de la arenisca T, presenta continuidad a lo largo del yacimiento (con orientación norte-sur), en tanto que la arenisca U presenta un perfil irregular con desarrollo pobre de arena en los sectores norte, central, y todo el sector occidental del campo (pozos SSF-57, SSF-65, SSF-05, respectivamente)
- las variaciones de los valores de porosidad en la arenisca U son mayores que en T, aumentando la heterogeneidad de U
- del análisis del petróleo del pozo SSF-01 se obtiene que para la arenisca T la viscosidad del petróleo es 1,08 cp, valor inferior al correspondiente para la arenisca U que es de 2,8 cp.

De los valores indicados, podemos concluir que el petróleo muestra mayor facilidad de fluir en la arenisca T que en la arenisca U (Movilidad = Kh/u).

Debido a las condiciones y al tipo de yacimiento (gas en solución con empuje lateral de agua), fue necesario implementar métodos de levantamiento artificial, es decir: gas lift, bombas electro-sumergibles y levantamiento hidráulico.

Hasta ene.'96 se han perforado 94 pozos de producción en Shushufindi, 7 de los cuales han sido pozos transformados a inyectores. Cuatro pozos adicionales fueron perforados para inyectores (proyecto de recuperación secundaria). A ene.'96 se tiene que:

- 18 pozos producen de U y de T
- 12 pozos producen de U
- 18 pozos producen de T
- 1 pozo produce de G-2
- 4 pozos producen de U, T y G-2
- 2 pozos producen de U y G-2
- 16 pozos cerrados (temporalmente)
- 3 pozos están abandonados (muertos)

En el apéndice B se encuentran las curvas de producción de petróleo y agua, así como los volúmenes acumulados de los mismos. El campo SSF-AG ha producido hasta ago.'95:

- 768'545.000 barriles de petróleo con un API de 29,87° (a 60 °F)
- 188.000 MM piés cúbicos de gas, y
- 124 MM barriles de agua de formación

A ene.'96, los pozos del campo SSF producen por los siguientes métodos:

- 33 pozos producen por inyección de gas (gas lift)
- 32 pozos producen por bombeo electro-sumergible (marcas Reda y Centrilift)
- 4 pozos producen por levantamiento hidráulico (power-oil)
- 0 pozos producen por flujo natural
- 7 pozos transformados a inyectoros
- 18 pozos cerrados

III. ANALISIS DE PRESIONES

El comportamiento del yacimiento en lo que a presiones se refiere (luego de la etapa inicial de producción), dejó evidenciado que existe intrusión de agua, la misma que permite que la presión de fondo fluyente se mantenga a niveles superiores a los que hubiesen existido, si el mecanismo de producción fuese exclusivamente por expansión de la roca y los fluidos.

Las presiones iniciales de los yacimientos fueron de 3.867 psi. para la arenisca U y 4.050 psi. para la arenisca T, esto obedece en parte a la diferencia de niveles de profundidad (gradiente litostático). Estas presiones en la vida temprana de producción del campo permitían que los pozos produjeran por flujo natural, pero con el tiempo se observó un decremento de las presiones, que hizo necesaria la aplicación de levantamiento artificial

para mantener la producción e inyección de agua, para restituir la energía consumida del yacimiento por el depletamiento primario.

Era evidente, que si bien los yacimiento estaban recibiendo los beneficios del acuífero, su influencia no era lo suficientemente fuerte como para permitir su estabilización. Razón por la cual en los años 1.977 y 1.978, en los programas del Consorcio Cepe-Texaco, se incluyó el “Estudio del Campo Shushufindi-Aguarico” con un modelo matemático, a fin de que en base al análisis de la historia de los yacimientos, efectuar predicciones del comportamiento del yacimiento bajo el régimen de producción primaria, así como también el comportamiento resultante de la implementación de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua, para de esta manera mantener presiones sobre el punto de burbujeo de las areniscas (U: Pres. burb.= 1.264 psi. y T: Pres. burb.= 1.058 psi.).

La influencia de los acuíferos laterales en el área norte y sur del yacimiento fue evidente, lo que hizo innecesaria la implementación de procesos de recuperación secundaria en estas zonas del campo. En tanto que en el área central del yacimiento, el mecanismo de intrusión de agua del acuífero es insuficiente (el contacto del acuífero lateral se encuentra alejado de los pozos productores de la parte central del campo) e indica una menor influencia del acuífero lateral, por lo que está justificada la aplicación de inyección de agua.

Debido al terremoto de marzo de 1.987, se cierra temporalmente la producción y la presión de los yacimientos se incrementa en ± 200 psi. En base a las curvas de presión vs. tiempo se ha establecido que el efecto de este cierre de producción, termina a finales del año 1.990 (en las dos areniscas), fecha en que la curva del comportamiento de la presión nuevamente tiende a declinar debido a que la Recuperación Secundaria de petróleo por Inyección de Agua, no era suficiente.

El comportamiento de la presión del campo SSF-AG a partir del año 1.990, depende del efecto de los acuíferos laterales y del esquema de inyección de agua (si se mantiene, se incrementa o se suspende). Estos dos factores tienen una influencia directa sobre el comportamiento de la presión del yacimiento y en la producción del campo.

La inyección de agua en la arenisca T permite una disminución del decrecimiento de la pendiente de la curva de presión del yacimiento en la zona central y norte del campo, y por ende de las tasas de producción del petróleo. Pero a partir de 1.987, en los pozos productores cercanos a los inyectores, el corte de agua empieza a incrementarse y se lo atribuye equivocadamente a los pozos inyectores de agua, por lo que en octubre de 1.989, la operadora Texaco decide reducir la tasa de inyección de agua de la arenisca T en un 50

% del volumen original planificado y como resultado, decrece el grado de restauración y/o mantenimiento de la presión.

La presión estática del yacimiento en los pozos desciende significativamente al producir sólo de la sección superior de las areniscas, esto se evidencia en los pozos en los que se han eliminado la producción de los intervalos inferiores de las areniscas y que tenían contacto directo con el acuífero (por ejemplo, la cementación forzada al pozo SSF-26).

En la **arenisca U**, posibles problemas de invasión de sólidos, hinchamiento de arcillas o arenas discontinuas ha permitido inyectar sólo un 35% del volumen original planificado de 44.000 BAPD, o sea 11.000 BAPD, sin obtener resultados satisfactorios ni en presión ni en producción.

Las pruebas de presión (build-up y fall-off), miden las variaciones de presión en los pozos. El objetivo de estas pruebas es obtener información del sistema roca fluido y de los pozos, a partir del análisis e interpretación de las citadas variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye: daño de formación, permeabilidad, porosidad, presión promedio del yacimiento, discontinuidades, etc., datos esenciales en la predicción del comportamiento futuro del yacimiento.

1. Análisis de las Pruebas de Restauración de Presión

Las cartas a analizar son aquellas corridas con herramientas de presión ameradas y electrónicas. Las cartas de restauración de presión analizadas son de los pozos productores influenciados por la inyección de agua.

3.1.1. Análisis de las Cartas de Restauración de Presión

3.1.1.1. Métodos Convencionales

Este método es desarrollado mediante las fórmulas convencionales utilizadas en el campo. Para el cálculo se utiliza un sencillo programa de Lotus obteniéndose datos de la formación tales como la permeabilidad, presión del yacimiento, daño de formación, entre otros.

3.1.1.2. Método de la Curva Tipo y Derivada

Este método, introducido por Agarwal y colaboradores, constituye la base para el análisis de las modernas técnicas de pruebas de pozos. Es

una manera de visualizar en forma bastante aproximada, dónde escoger el tramo del flujo radial en la curva que se analiza y ubicar nuestra pendiente, parámetro decisivo de si existe o no daño en el pozo, ya sea en las curvas de Horner o MDH (5).

3.1.1.3. Método de Horner

El Método de Horner se puede aplicar para calcular la presión estática en pozos situados en yacimientos finitos e infinitos. Para la determinación de la presión estática en el gráfico de Horner, el programa plotea automáticamente los datos de P_{ws} vs. $\log(t+dt)/dt$ y la pendiente es trazada, según el tramo del flujo radial que muestra la curva tipo; se extrapola a un tiempo infinito de cierre considerando el punto final cuando el logaritmo del tiempo $(t_p+dt)/dt$ es cero (2).

3.1.1.4. Método de Miller, Dyes y Hutchinson

El método de MDH analiza el incremento de presión que se aplica a sistemas finitos. Utiliza ecuaciones para calcular la presión y el tiempo (adimensionales), que definen las características de los incrementos de

presión de un pozo cerrado como función del tiempo. Estos autores señalan que las presiones estáticas de levantamiento P_{ws} deberán ser función lineal del logaritmo del tiempo de cierre dt . Este método da una gran confiabilidad en el cálculo de permeabilidad promedio y permeabilidad efectiva de la formación (5).

3.1.2. Calidad de los Datos

La calidad de los datos obtenidos del análisis de las cartas de presión, está relacionado directamente con:

- el diseño de la prueba
- la precisión del elemento de presión que se haya corrido en el pozo,
- la experiencia del personal de la empresa que realiza la lectura de los datos,
- el tiempo de cierre del pozo, de tal modo que sea suficiente para que el yacimiento alcance el flujo radial (mínimo 12 horas)

Las cartas de presión tomadas con elementos electrónicos, tienen resultados muy confiables por la sensibilidad y alta resolución de estas herramientas. Estas ventajas disminuyen el margen de error en la interpretación.

El diseño de las pruebas de presión se basa en el tiempo mínimo y máximo que necesita cerrarse un pozo, con el objeto de:

- obtener datos confiables para el análisis de sus cartas , y
- disminuir la pérdida de producción por el cierre del pozo

3.1.3. Análisis de Build-Up Corridas en el Campo SSF-AG

En el apéndice J están las tablas de los análisis de las pruebas de restauración de presión; en algunos de los casos se han graficado los datos de presión estática de yacimiento vs. la fecha de la corrida de la prueba. En los casos que se ha corrido la prueba combinando areniscas no se han trazado estas curvas, como tampoco en los pozos que presentan pocos datos, por no ser verdaderos ni representativos, respectivamente.

3.2. Análisis de las Pruebas de Presión en Pozos Inyectores (Fall-Off)

3.2.1. Generalidades

El comportamiento de los pozos inyectores es el tópico de mayor importancia en las operaciones de inyección de agua (Recuperación Secundaria). De acuerdo con esto, es muy importante el monitoreo del comportamiento de los pozos inyectores y el desarrollo minucioso del programa de la prueba, antes y durante la corrida de la prueba y así determinar las condiciones del yacimiento en los alrededores de cada pozo inyector. Las pruebas en pozos inyectores son comúnmente usadas para obtener parámetros como:

- la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado; esta información es necesaria para la predicción del comportamiento de la producción y la determinación de la inyectividad,
- el daño de formación; los pozos pueden ser probados en un periodo regular para determinar el daño de formación debido al taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados en la formación, etc.
- estimar la presión promedio del yacimiento; información que puede ser usada para determinar si el agua ha sido perdida en las zonas ladronas y

decidir la implementación de algún plan adicional de recuperación de petróleo o alguna medida correctiva

- medición de la presión de fractura de la formación; este valor es necesario antes y durante el proyecto de inyección de agua, para determinar la máxima rata de inyección sin llegar a fracturar la formación
- monitoreo correcto de las operaciones de invasión de agua
- detectar fracturas y/o fallas

Los pozos inyectoros son generalmente probados usando fall-off o pruebas de inyektividades.

3.2.2. Pruebas Fall-Off en Yacimientos con Relación de Movilidad Unitaria

Las pruebas más comúnmente usadas son las pruebas fall-off. Estas son corridas cerrando el pozo inyector y monitoreando la respuesta de la presión del pozo, como una función del tiempo de cierre (shut-in time).

Las pruebas fall-off son análogas a las pruebas de restauración de presión de los pozos productores, build-up. La teoría usada para analizar los datos del “fall-off” asume que la tasa de inyección q_i se mantiene constante a un tiempo t , antes de la corrida del “fall-off”.

Cuando los fluidos son inyectados dentro del yacimiento, es común que estén presentes dos o más bancos de fluidos. Si existen estos bancos, deben ser reconocidos y tomados en cuenta para el análisis de datos de presión. Cuando la relación de movilidad entre el fluido inyectado y el fluido del yacimiento es aproximadamente unitaria, el extrapolado es correcto. Esto es debido a que el yacimiento se comporta como si se tratara de un solo fluido y de movilidad unitaria (7).

Sin embargo, cuando varios bancos de fluidos difieren significativamente en la movilidad, el análisis empieza a complicarse, y algunas veces se torna imposible. La relación de movilidad del sistema, deberá ser considerada antes del análisis (20).

Cuando la relación de movilidad es efectivamente igual a la unidad, las pruebas de presión fall-off son análogas a las pruebas de restauración de presión (build-up), corridas en pozos productores. La suposición de relación de movilidad unitaria será satisfecha bajo las siguientes condiciones:

- Si el fluido inyectado y el fluido del yacimiento tienen aproximadamente las mismas movilidades

- Si el fluido inyectado y los fluidos in-situ tienen diferentes movilidades, pero la inyección ha ocurrido durante suficiente tiempo y el radio externo del banco de fluido inyectado se ha desplazado lo suficiente, de modo que el fall-off no investigará detrás de ese banco. En otras palabras, si la prueba es suficientemente corta para que el transiente de presión se mantenga dentro del banco de fluido inyectado, la prueba no afectará los datos de presión registrados.

3.2.3. Fórmulas Utilizadas en los Cálculos

3.2.2.1. Radio de barrido

El radio de drenaje del fluido desplazante, puede ser determinado por balance de materiales, con la siguiente fórmula (10):

$$r_{wb} = \left\{ (5,615 \times W_i) / [P_i \times h \times P_{OR} \times (1 - S_{wi} - S_{or})] \right\}^{1/2}$$

W_i : acumulado del agua inyectada (bbl.)

r_{wb} : radio del banco de agua (pies)

h : espesor de la formación (pies)

S_{wi} : saturación de agua irreductible (fracción)

Sor : saturación de petróleo residual (fracción)

3.2.2.2. Presión Promedia del Yacimiento

La distribución de presión dentro de los sistemas productor-inyector, puede ser muy compleja, pero la presión promedia del yacimiento puede considerarse constante en los alrededores del pozo inyector, siempre y cuando se tengan pocos conocimientos en detalle de la distribución de presión mencionada.

La presión promedio, generalmente no es el objetivo principal de las pruebas de presión en los pozos inyectoros. Sin embargo, esta información puede ser muy útil en la comprensión y monitoreo del comportamiento de la inyección de agua, o en el planeamiento de algún proyecto posterior de “recuperación mejorada” de petróleo (10).

3.2.2.3. Determinación del Daño de Formación

Se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$S = 1,151 \times \{ (P_{wf} - P_{1h}) / m - \log [k / (POR \times \mu \times C_t \times r_w^2)] + 3,23 \}$$

P_{wf} : presión registrada al cierre del pozo, psia.

P_{1h} : presión a una hora del cierre del pozo, psia.

POR: porosidad de la formación, fracción

μ : viscosidad, cps.

C_t : factor de compresibilidad de la formación

r_w : radio del pozo inyector, piés

m : pendiente de la curva del gráfico de Horner, positiva y adimensional

3.2.2.3. Permeabilidad

Usando la pendiente del gráfico de Horner del fall-off, la permeabilidad puede ser calculada con la siguiente fórmula:

$$k = - (162,6 q_x \beta_x \mu) / (m x h)$$

q : caudal constante inyectado durante la prueba, BAPD

β : factor volumétrico de formación, STB/N.B.

m : pendiente de la cura del gráfico de Horner, adim.

h : espesor de la formación, piés

μ : viscosidad, cps.

Este valor de k representa la permeabilidad efectiva al agua, en la zona invadida del yacimiento. El valor de la tasa de inyección debe ser utilizado en la fórmula como un número negativo. La permeabilidad efectiva de la roca a un fluido en particular, es función de la saturación de ese fluido en alojado en la roca (10), (20).

3.1.4. Procedimiento Para la Corrida de un Fall-Off

Las empresas que se encargan de la corrida de las pruebas de presión (a enero'96 es Dygoil Co.), utilizan herramientas registradores de presión ameradas y electrónicas, para así, cuando se estén haciendo las interpretaciones, poder comparar los resultados. A continuación presentamos el seguimiento de la operación de la corrida de un "fall-off", tal como se lo realiza en la locación del pozo a registrar:

- matar el pozo cerrando la válvula master y la válvula win
- sacar el sombrero del cabezal

- armar en el cabezal del pozo el stuffing box, lubricadores y B.O.P.
- armar unidad wireline, con tubing gauge y martillo mecánico de 2,75“ (para tubing de 3,5 “)
- bajar hasta aproximadamente los 9000’ para asegurarse de que no existan obstrucciones en el tubing
- armar registradores de presión (electrónica y amerada), asegurándose que los relojes de los registradores de presión estén en correcto estado
- bajar haciendo paradas de 10 minutos cada 2000’ y dejar elementos unos cincuenta piés sobre la arenisca a probar (aproximadamente 9000’)
- tomar prueba de inyektividad de 8 horas
- cerrar el pozo durante 36 horas
- abrir inyección y subir elementos, haciendo las mismas paradas realizadas a la bajada
- desarmar herramientas y terminar trabajo

3.1.5. Interpretación de las Pruebas Fall-Off

El análisis se derivará de la comparación de los resultados obtenidos en las pruebas de presión corridos a los pozos inyectoros a la arenisca “U” y a la arenisca “T”. Los parámetros que se analizan son las variaciones del daño de formación, de la permeabilidad y la presión estática del yacimiento.

Los métodos utilizados para la interpretación son los descritos anteriormente (Curva tipo y derivada, Horner y MDH). La gráfica de la curva tipo y derivada sirve para escoger el tramo en donde ocurre el flujo radial, y tomar este periodo para determinar la pendiente m en el gráfico de Horner. Extrapolando la línea de la pendiente hasta el eje de las ordenadas obtenemos la P^* , valor que sirve para la determinación de la presión estática del yacimiento. Como podemos darnos cuenta, los resultados de los análisis de las pruebas fall-off son muy sensibles y no muy confiables si el intervalo de flujo radial que se ha decidido escoger es equivocado. El análisis realizado se lo hace a ene.'96, considerando los trabajos de reacondicionamientos, pruebas de inyectividad y resultados de las pruebas fall-off corridas en los pozos inyectores (apéndices K y L).

Para la arenisca "U" tenemos que:

- al inyector WIW-01 se le han realizado dos acidificaciones y un fracturamiento con el objetivo de aumentarle la inyectividad, pero los resultados de estos trabajos no han sido exitosos. En la actualizada el pozo tiene cerrada la inyección a la arenisca U. Según el fall-off corrido en ene.

'86 el pozo está estimulado (fracturado). La formación admitiría de 500 a 600 BAPD, bajo condiciones normales de inyección

- al inyector WIW-02 se le han realizado dos acidificaciones, por lo que en el último fall-off corrido en este pozo, indica que el pozo está más estimulado que en ene.'86 (diez años atrás). La permeabilidad de la formación ha caído de 80 a 40 md., así como también la presión (de 6.600 psi. a 5.000 psi). En la actualidad el pozo admite 2200 BAPD. Se recomienda mantener esta tasa de inyección.
- el inyector WIW-03 ha recibido dos acidificaciones y un fracturamiento, sin lograrse los objetivos de los reacondicionamientos. Actualmente se encuentra sin inyectar a la arenisca U pero admitiría al menos, 300 BAPD.
- al inyector WIW-04 se le realizó una acidificación para estabilizar la arcilla, sin que los resultados hayan sido satisfactorios. Comparando los fall-off del '85 y '88, verificamos que la permeabilidad ha sido disminuida drásticamente de 9 a 1 md., en tanto que el daño aumentó (disminuyó la estimulación). La presión en cambio registra un incremento de 600 psi en estos tres años. Podemos concluir que en el pozo se fue desarrollando taponamiento de la formación. A pesar de tener cerrada la inyección en la actualidad, la formación admitiría 550 BAPD.

- al inyector WIW-05 se le ha realizado una acidificación, la permeabilidad ha disminuído en una relación 4:1, es posible que la formación se haya fracturado porque la presión ha decaído en unas 500 psi. y el daño cambia de 20 a -2. En la actualidad se inyectan 3.000 pero esta tasa puede ser incrementada hasta los 6.000 BAPD.
- el inyector WIW-06 se encuentra cerrado a la inyección de agua; según el fall-off corrido en ene.'86 el pozo está estimulado, pero con buena permeabilidad, registrando la más alta eficiencia de flujo entre los inyectores a la arenisca U (EF=1,89). De las pruebas de inyectividad se deduce que este pozo admitiría 2.000 BAPD.
- el inyector WIW-07 registra estimulación y buena permeabilidad. En el '85 se le realizó un fracturamiento y una acidificación, resultando satisfactorio el trabajo. De las pruebas de inyectividad se deduce que admitiría unos 1.600 BAPD.
- el WIW-08 presenta estimulación, baja permeabilidad (4 md.) y baja presión del yacimiento. Nunca se le realizaron trabajos de reacondicionamientos mientras estuvo inyectando. De la prueba de inyectividad corrida en ene.'86, deducimos que admitiría 1.100 BAPD si se decidiera volverlo a incorporar al sistema de inyección de agua.

- el WIW-09 presenta datos incongruentes al comparar los resultados de los fall-off, puesto que la permeabilidad se incrementa de 3 a 5 md. pero el pozo pasa de estimulado a dañado (-5,6). La presión registra un aumento de 2.500 psi. En la actualidad se encuentra inyectando y se recomienda mantener esta tasa (1.600 BAPD).
- al inyector WIW-10 no se le ha realizado ni acidificación ni fracturamiento; la permeabilidad se reduce con una relación 3:2 en tanto que los valores de daño de formación (-3,7; -3,2) indican que la formación se encuentra estimulada. La presión estática del yacimiento disminuye 1300 psi. Es posible que la formación se haya fracturado. Se recomienda mantener la tasa de inyección actual que es de 1.600 BAPD.
- el WIW-11 registra aumento de la estimulación de la formación, disminución de la permeabilidad y aumento de la presión estática del yacimiento (en 600 psi.). La tasa actual de inyección está en el orden de los 3.000, pero podría incrementársela hasta 4.500 BAPD.

Para la arenisca "T":

- al inyector WIW-01 no se le han realizado trabajos de reacondicionamientos para esta arenisca, pero es posible que se encuentre taponada por cuanto el

daño aumenta de 4 a 8, la permeabilidad disminuye (en 40 md.) y también la presión (en 150 psi.). La tasa actual es de 7.060 BAPD pero puede incrementársela hasta los 9.300 BAPD.

- el inyector WIW-02 también presenta parámetros que indican posible taponamiento de la formación: la estimulación disminuye, también la permeabilidad (en 120 md.) en tanto que la presión se incrementa en 500 psi. La tasa actual es de 5.750 pero puede ser incrementada hasta 10.000 BAPD
- el inyector WIW-03 no ha presentado problemas de inyectividad. La prueba de inyectividad corrida en sept.'84 indica que la formación admite 12.900 BAPD con una presión de inyección a la cabeza de 2.700 psi. La presión estática del yacimiento es 3.050 psi. y actualmente se inyecta 5.690 pero recibiría sin problemas 10.000 BAPD.
- el inyector WIW-04 en la actualidad no se encuentra inyectando. Comparando las pruebas fall-off tenemos que posiblemente se fracturó: el pozo pasa de dañado a estimulado, la permeabilidad decae en 95 md. y la presión se incrementa en 200 psi. Si se incorpora al sistema de inyección de agua, admitiría 6.500 BAPD.
- al inyector WIW-05 se le realizó una acidificación cuando se lo convirtió de pozo productor a inyector. Comparando fall-off del '85 con el corrido en el

'95, se deduce que la presión del yacimiento se ha mantenido constante, el daño de formación disminuye de 15 a 8, en tanto que la permeabilidad efectiva aumenta en 50 md. A esta fecha tiene cerrada la inyección pero admitiría sin inconveniente 8.500 BAPD.

- el inyector WIW-06 ha recibido una acidificación; los datos del análisis de los fall-off corridos en el '85 comparados con los del '95, presentan resultados incongruentes: el daño de formación se incrementa de 5 a 18 a pesar que la permeabilidad se mantiene constante así como también la presión (3.000 psi.). A la fecha inyecta 7.500 pero puede ser incrementada hasta los 10.000 BAPD.
- el inyector WIW-07 fue convertido de productor a inyector en dic.'84, fecha en la que al realizarle la prueba de inyektividad: admite 10.000 BAPD con 2.500 psi. Comparando los resultados de los fall-off corridos en oct.'85 con los datos de oct.'95, se tiene que el daño de formación se ha duplicado (de 4 a 8) y la permeabilidad ha disminuido (en 15 md.). La presión estática del yacimiento también disminuye de 2.900 psi. hasta los 2.500 psi. A la fecha, tiene una tasa de inyección de 7.100, pero se puede incrementarla hasta los 9.500 BAPD.

IV. ANALISIS DE INYECTIVIDADES

Dadas las características del yacimiento y con el objeto de aumentar la recuperación de petróleo, en el año 1973 se realizó un estudio del campo SSF-AG, a cargo de los técnicos de la Texaco y Gulf; en el mismo se recomendó realizar un proyecto de inyección de agua en el pozo SSF-37, localizado en la periferia oeste del campo. Luego de obtener las aprobaciones pertinentes, la Texaco adquirió los equipos diseñados y los instaló a mediados de 1975. El "Proyecto Piloto", que tuvo una duración de noventa días, consistió en inyectar individualmente agua a las areniscas U y T, de la formación Napo. El rango de presiones de inyección varió de 1.500 a 3.000 psi. y las tasas inyectadas fueron de alrededor de 3.000 BAPD a cada yacimiento (revisar el subtítulo 1.3. de este tópico).

La inyectividad de las formaciones depende de los siguientes factores:

- espesores
- área barrida
- propiedades físicas de la roca (p.e. permeabilidad, porosidad)
- propiedades físicas de los fluidos (viscosidades, movilidades de los fluidos en regiones barridas y no barridas)
- geometría de los pozos
- arreglo de los pozos
- espaciamiento de los pozos
- radio del pozo
- fluido a inyectarse y su calidad
- potencial a inyectarse (volumen y presión de inyección)
- aceptación de la roca al fluido inyectado

Algunos factores no pueden ser cambiados, otros como el tipo de arreglo puede ser seleccionado durante la etapa de diseño, de modo que se alcance el comportamiento deseado (7).

En el caso del campo SSF-AG, para el cálculo de las inyectividades de agua para un arreglo de línea alterna, Muskat presenta una fórmula para el cálculo de la inyectividad con régimen de inyección permanente (13):

$$i = 0,001538 \times h \times K \times k_{ro} \times (P^*i - P^*p) / [U_o \times (\ln(a/rw) - 0.682 \times (d/a) - 0.798)]$$

Esta fórmula es desarrollada considerando que el flujo que ocurre entre el frente de agua inyectada y el fluido originalmente en el yacimiento es radial y continuo, y que el fluido es incomprensible.

Las diferencias de presiones entre cada sistema productor-inyector, es un factor decisivo en el valor de la inyectividad, pero las presiones son leídas en las interpretaciones realizadas a las pruebas de transientes para pozos inyectoros y productores (fall-off y build-up, respectivamente). Existen pozos productores en los que las presiones corresponden a fechas de algunos años antes de este análisis, (porque no han necesitados trabajos de work-over en el pozo, que son las únicas oportunidades de correr build-up); en estos casos tenemos que “ponderar” el valor de la presión del yacimiento, ayudándonos con los mapas isobáricos.

En el apéndice L constan las pruebas de inyectividad que se han realizado a los 11 pozos inyectores del campo SSF-AG. A los pozos WIW # 08, 09, y 11 solo se les ha realizado una prueba de inyectividad a la arenisca U, sin que se tenga información de la arenisca T en estos pozos.

En el WIW # 05, se ha logrado inyectar en la arenisca U hasta 8.600 BAPD con 2.800 psi., y es el inyector que presenta mayor admisibilidad al agua de inyección. Para esta misma arenisca, el WIW # 04 en cambio es el que tiene menor admisión al agua inyectada, reportándose luego de la última acidificación para mejorar su inyectividad (nov.'85), solo 235 BAPD con 1.800 psi.

En lo que concierne a la arenisca T, el WIW # 05 el inyector que tiene mayor admisibilidad al agua inyectada (igual que en el caso de la arenisca U), pues en la última prueba de inyectividad se reportó, una tasa de 10.800 BAPD con una presión de inyección de 2.400 psi.

V. ANALISIS DE AGUAS

5.1. Análisis del Agua de Formación

La teoría de avance frontal de Buckley-Leverett supone que el desplazamiento inicial del petróleo por el agua inyectada ocurre en forma de una interfase suave, substancialmente recta (5).

Dietz observó que el agua desplaza al petróleo pero en forma de “lenguas”. Visualizó en la zona invadida por el agua de inyección, una saturación de petróleo residual en la que solo el agua se mueve y consideró que en la región no invadida, solo fluye el petróleo desplazado (6).

Posteriormente, Meurs van comprobó la existencia de estas digitaciones mediante una hábil técnica experimental. Demostró que aún en los sistemas de laboratorio, donde se tiene la precaución de garantizar la casi uniformidad de los medios porosos y permeables, la tendencia de la formación hacia estas digitaciones aumenta a medida que se incrementa la relación de viscosidades petróleo-agua (12).

En un yacimiento real, con complejas variaciones de permeabilidad y porosidad, ocurre un frente de avance macroscópicamente no uniforme, muy similar a las digitaciones viscosas, no por otros motivos, sino por la falta de uniformidad de la roca. El ingeniero de yacimientos debe prestar especial atención a este tema, al realizar las interpretaciones.

La principal preocupación durante el desarrollo de la inyección de agua, es que esta se interdigite, logrando llegar a una ruptura prematura del frente de avance del agua.

Las causas por las cuales se pueden producir interdigitaciones son:

- la distribución de permeabilidades, en la extensión areal de los yacimientos
- la distribución de porosidades, en la extensión areal de los yacimientos
- las permeabilidades horizontales y verticales y/o
- posibles canalizaciones en la formación

Por estas razones se deben realizar monitoreos de las variaciones de salinidades del agua de formación en los pozos productores, principalmente de aquellos que se encuentran ubicados frente a los pozos inyectores y así determinar si existen variaciones de las salinidades del agua de formación producida y las causas.

Al interpretar las variaciones de salinidades se debe tener cuidado de dar conclusiones prematuras, puesto que existen inconveniencias como:

- al realizar la titulación para determinación de los iones cloro (Cl^-), no se tome el valor exacto del viraje de color, y por ende datos de salinidades erróneas
- el historial de datos de salinidades es incompleto, teniéndose en algunos pozos solo 2 ó 3 datos durante varios años de producción
- al producir un pozo de areniscas combinadas (yacimientos U+T), los valores de salinidad tomados corresponden a la mezcla de las aportaciones de cada arenisca, y que por falta de corridas de spinner no se puede determinar cual es la tasa de agua producida de cada arenisca
- posibles canalizaciones, puesto que en la época que el consorcio Cepe-Texaco operaba estos campos, cuando se realizaban las completaciones de los pozos las cementaciones se hacían en una sola etapa, dejando la posibilidad de que con el tiempo posibles canalizaciones se formaran detrás de la tubería de revestimiento,

por lo que la variación en la salinidad no sería producto de la mezcla de agua inyectada con el agua de formación productora, mas bien se trataría de mezcla de agua de formación con el agua de otro horizonte estratigráfico (algún acuífero).

Tomando en consideración todos estos inconvenientes, se realizó el seguimiento e interpretación de los datos de salinidades existentes, que se adjunta en el apéndice M, concluyendo:

- En todos los pozos productores analizados que son los ubicados frente a los pozos inyectoros, el BSW de los pozos productores se ha incrementado significativamente, como producto del avance natural del acuífero activo y que incide a lo largo del flanco occidental del campo SSF-AG, (a excepción del SSF-56 en el cual el corte de agua se ha incrementado moderadamente)
- para los pozos que producen de la arenisca U, no se registran disminuciones de salinidades (existen pocos datos)
- disminuciones de salinidades para el agua de formación de los pozos que producen de la arenisca T se registran solamente en los pozos SSF-31, SSF-56 y SSF-73, teniéndose variaciones que oscilan en 10.000 ppm. Cl⁻
- para los pozos que producen combinando areniscas aportadoras, (G-2 + T, U+T, U + G-2) no se realiza interpretación alguna

En el apéndice M están los valores de salinidades por pozo y por areniscas, valores de cortes de agua, tasas de producción y la fecha del muestreo. En los casos en que se pueden, las tablas de datos están acompañadas de gráficos, para visualizar posibles variaciones de BSW y/o salinidades.

5.2. Análisis del Agua de Inyección

5.2.1. Parámetros de Control y Tratamiento del Agua de Inyección

El agua de inyección es rigurosamente analizada, a fin de controlar todos los requisitos de calidad. Antes de inyectarla a los pozos, se lleva a cabo un registro continuo de sus características.

La calidad del agua se determina por la cantidad de sólidos suspendidos, el número de bacterias presentes y la tendencia corrosiva o incrustante. Para garantizar el control de la calidad del agua deben realizarse pruebas periódicas y sistemáticas, en diferentes puntos del sistema. El análisis del agua cuantifica la cantidad de impurezas disueltas en la misma y determina las propiedades físico-químicas numeradas a continuación (16):

<u>Parámetros</u>	<u>Rangos Requeridos</u>
• potencial de Hidrógeno	6 - 7
• color Verdadero	menor a 25 ppm.
• turbidez	menor a 2 NTU
• alcalinidad	menor a 50 ppm.
• dureza	menor a 40 ppm.
• oxígeno disuelto	menor a 10 ppb.
• residual de hierro	menor a 2 ppm.
• cloro residual	0,5 - 3,0 ppm.
• sólidos en suspensión	menor a 1 ppm.
• contenido bacteriológico total	< a 100.000 col./ml.
• índice de estabilidad de Langelier	Si < 0,5 corrosivo; Si > 0,5 incrustante.

Para hacer la dosificación correcta de los químicos utilizados para el control de bacterias y sólidos suspendidos (hipoclorito de sodio y polielectrolitos) es necesario el cálculo del tiempo de permanencia del agua en la línea de transferencia, desde la succión en el río hasta la planta de tratamiento/inyección, en especial cuando llueve torrencialmente y el agua del río trae un



alto contenido de sólidos en suspensión. El tiempo de permanencia del agua en la línea se calcula de la siguiente manera:

$$t_{perm} = V / Q$$

Donde, V : volumen de la línea de transferencia expresado en barriles (2 Km. de longitud y 50,8 cm. de diámetro)

Q : caudal expresado en BAPD

Haciendo las respectivas transformaciones y cálculos, se obtienen los siguientes tiempos aproximados de permanencia:

1 bomba : 90 minutos

2 bombas : 45 minutos

Para establecer la cantidad de químico a dosificarse, se realiza la siguiente conversión:

$$\text{Dosificación GPD} = \text{dosificación (ppm)} \times 42 \times \text{caudal (Bls)} / 1'000.000$$

Las aguas naturales como el río Shushufindi, contienen impurezas tales como: sólidos en suspensión, partículas coloidales, microorganismos, etc. Por esta razón, estas aguas son tratadas previamente para su uso, con el fin que no afecten los objetivos del sistema de Recuperación Secundaria. Un tratamiento inapropiado traería como consecuencia: reducción de la permeabilidad del estrato productor, aceleración de la corrosión de las bombas, tuberías y accesorios y/o el fracaso en el propósito de la recuperación secundaria.

El tratamiento químico del agua de inyección cumple básicamente la función de eliminar sólidos, oxígeno disuelto y microorganismos y el proceso que se aplica es: desbaste, desarenado, clarificación, filtración, desaeración, tratamiento bacteriológico y tratamiento anticorrosivo (15);

5.2.1.1. Desbaste

Tiene por objeto proteger a la estación de la obstrucción con troncos, ramas y animales, es decir, objetos voluminosos. Para esto se utilizan mallas de diferente enrejado, que realiza tres tipos de desbaste: desbaste fino (3 a 10 mm.), desbaste medio (10 a 25 mm.) y predesbaste (50 a 100 mm.).

5.2.1.2. Desarenado

El agua arrastra en su caudal arena, grava y otras partículas de diferente naturaleza y tamaño, que tienden a formar sedimentos, por ello es indispensable eliminarlos.

El desarenado se fundamenta en la teoría de sedimentación mediante caída libre (régimen laminar formulado por Stokes) y la fuerza centrífuga (régimen turbulento formulado por Newton), que elimina los sólidos suspendidos, mediante el uso de hidrociclones o separadores ciclónicos; estos realizan una separación mecánica de los sólidos en suspensión (ilustración # 6).

5.2.1.3. Clarificación

Casi todas las aguas superficiales contienen materia en suspensión.

La materia suspendida está formada en gran parte por diminutas partículas que no se sedimentan con rapidez. La luz que absorben las sustancias orgánicas y los minerales disueltos y suspendidos originan el color.

El uso de determinados químicos denominados floculantes, permite la formación de flóculos gelatinosos que agrupan a los sólidos en suspensión, partículas coloidales y a la materia prima orgánica contenida en el agua. Esto es debido a que los sólidos en suspensión tienen carga negativa, y los polielectrolitos catiónicos utilizados poseen carga positiva, permitiendo el agrupamiento en flóculos de los sólidos, para luego poder ser retenidos en los filtros de la planta de tratamiento del agua de inyección.

En el campo SSF el polielectrolito utilizado es resistente al agua. Su dosificación está entre 1 y 10 ppm. y depende de la cantidad y calidad del agua a tratarse.

5.2.1.4. Filtración

Se define como el paso de una mezcla sólido-líquido a través de un medio poroso (filtro) que retiene los sólidos y deja pasar los líquidos.

Una vez que las partículas suspendidas (coloides) han sido tratadas químicamente con el polielectrolito y se ha logrado que estas se aglomeren en partículas más grandes, se procede a eliminar los coloides agrupados por filtración a fin de obtener una agua clarificada (ilustraciones # 8 y 9).

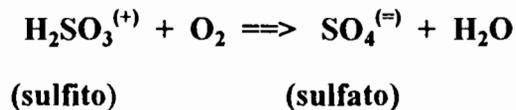
5.2.1.5. Desaereación

Al proceso de eliminación de los gases indeseables disueltos en el agua, especialmente el oxígeno, se lo denomina desaereación. Para ello se utilizan:

- método mecánico que consiste de una torre desoxigenadora, en contracorriente con gas natural (ilustración # 7), y
- la remoción química con bisulfito de amonio

El bisulfito de amonio (DC F - 104), es usado como atrapador de oxígeno y en una solución al 60%, es decir que por cada ppm. de oxígeno a secuestrar, debemos agregar 10 ppm. de atrapador (en

total unos 23 ppm. de DC F-104). Esto se lo obtiene de la siguiente reacción :



El mejor modo de determinar la dosificación es el monitoreo del bisulfito residual a la salida del tanque y que debe estar en el rango de 0,2 - 1 ppm. Tener presente su bajo pH (4,0 - 4,5), haciéndose necesario utilizar recipientes resistentes a la corrosión.

5.2.1.6. Tratamiento Bacteriológico

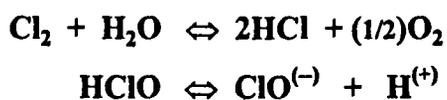
En dependencia de la naturaleza de la fuente de abastecimiento (río SSF), el agua contiene elementos indeseables como bacterias patógenas y no patógenas. Podemos nombrar algas, hongos, lana, bacterias (entre ellas tenemos las sulfato-reductoras, ferrobacterianas y las formadoras de limos) y una gran variedad de otros organismos microscópicos.

Las bacterias no solamente contribuyen a la corrosión, sino también al taponamiento de los poros de la formación y de las

líneas, reduciendo así la porosidad y permeabilidad de la formación.

Los tipos más comunes encontrados en sistemas de inyección de agua son las bacterias aeróbicas (requieren oxígeno para su crecimiento) y anaeróbicas (crecen en ausencia de O₂). Principalmente se producen las bacterias anaeróbicas (sulfato-reductoras) que segregan sulfuros de hidrógeno y ocasionan corrosión y taponamiento a la formación.

El cloro es el reactivo más utilizado para la desinfección del agua (hipoclorito de sodio, NaClO); posee un poder oxidante remanente muy elevado que favorece la destrucción de la materia orgánica. Su acción bactericida puede explicarse por la destrucción de las enzimas, indispensables para la vida de los agentes patógenos. El cloro disuelto en el agua reacciona como solvente según la siguiente reacción :



Entre los factores principales que ejercen influencia en la eficacia de la desinfección pueden citarse: tipo y concentración de los organismos a destruirse, concentración del hipoclorito de sodio, tiempo de contacto establecido, características químicas y la temperatura del agua a tratar. Las soluciones de hipoclorito de sodio (agua de javel, lejía) tienen un 10-15 % de cloro libre, las que se dosifican al sistema mediante bombas específicas desde los depósitos de NaClO (DC-27 en botellones) hasta el punto de inyección, ubicado después de los separadores ciclónicos Lakos.

La dosificación del hipoclorito debe ser tal que a la entrada de los filtros Nadco se mantenga un residual de 1,5 ppm., y en la entrada de la torre desoxigenadora fluctúe entre 0,3 - 0,5 ppm. de cloro residual, para de este modo garantizar la eliminación de bacterias y otros elementos nocivos. En el caso del agua de consumo que va al campamento Central y al pueblo, debe conservarse un residual de cloro de 0,5 a 1 ppm.

A la salida del tanque, pasando un día se batchea con biocidas DC-340 o DC-360, alternadamente, para evitar que las bacterias desarrollen inmunidad a los estos biocidas utilizados.

5.2.1.7. Tratamiento Anticorrosivo

Se le da tratamiento al agua de inyección debido a que el agua pura (exenta de sustancias disueltas), es ligeramente corrosiva al hierro. En el agua tratada que va a inyectarse, el hierro es anódico al gas hidrógeno y al hidróxido ferroso, el cual eleva el pH del agua. El ataque prosigue hasta que la solubilidad del hidróxido ferroso es excedida y se deposita en la superficie del metal como una película que mitigará la reacción de corrosión.

A la salida del tanque se dosifica anticorrosivo (DC - 675), este químico es soluble en agua y forma un filme inhibidor de corrosión, el cual va preferentemente hacia las superficies metálicas (paredes internas de la tubería y completación del pozo). Además es un surfactante, que limpia el lodo y el limo que puede

- interferir en la acción inhibidora. Se dosifica entre 5 -10 ppm., dependiendo del residual del Fe^{++} .

Los cromatos y fosfatos disueltos en el agua, *inhiben o reducen* la corrosión. Otras sustancias como las sales, ácidos, sulfuro de hidrógeno, bióxido de carbono y el oxígeno pueden incrementar la corrosividad del agua (11). Adicionalmente a las impurezas, también influyen en la corrosividad del agua la temperatura y la velocidad del flujo de agua.

El oxígeno disuelto en el agua, es probablemente el mayor problema al favorecer la corrosión. El resultado de la corrosión del hierro por agua con oxígeno disuelto, es una mezcla de óxidos de hierro usualmente hidratados, llamado herrumbre.

5.2.2. Procedimientos de Laboratorio

Para la determinación de la mayoría de los parámetros a determinar, se utiliza el espectrofotómetro. Es un equipo marca Hach, que tiene una lámpara ultravioleta y es la que a través de la selección de las diferentes

marchas analíticas, nos indica el contenido de: nitrito, nitrato, hierro, color aparente, color verdadero, etc.

Antes de tomar lectura con cualquier programa en el Hach, se debe encerrar el equipo, llenando la celda de 25 ml. con la muestra (sin añadir reactivo).

El procedimiento de la utilización es el siguiente:

- se enciende el equipo con el botón ON/OFF
- se elige qué se desea determinar, con la marcha analítica correspondiente en la lista mostrada en el mismo equipo, así aparecerá en el display *method #* ?
- al dar la marcha y *enter* nos indicará la longitud de onda que debemos setear manualmente con la perilla del lado derecho del equipo
- se coloca en la celda 25 ml. de agua muestra y presionando *shift* + *timer* se acciona el reloj en cuenta regresiva (el tiempo necesario para que el reactivo cumpla su función)
- se encera con el botón *zero*, cuando suene la alarma del espectrofotómetro, tomamos directamente la lectura de los ppm. del contenido deseado en la muestra.

Los procesos enumerados y descritos a continuación, son usados en la planta de tratamiento/inyección de Shushufindi (9, 15, 16 y 17):

5.2.2.1. Pruebas de Jarras

Consiste en agregar cantidades conocidas de floculante a varias jarras del agua que se va a tratar, agitando suavemente las mezclas durante un período de tiempo definido y observando después la calidad y características de los flóculos formados.

La prueba sirve para determinar diariamente, cuál es la dosificación óptima de polielectrolito, químicos encargado de formar los flóculos para que puedan ser retenidos en los filtros C-E Nadco (ilustración # 9). El procedimiento es el siguiente:

- poner 500 ml. de la muestra (del agua del río SSF) en cada una de las 6 jarras
- añadir a cada jarra 2, 3, 4, 5 , 6 y 7 ppm. del polielectrolito
- añadir a cada jarra 40 ppm. de hipoclorito de sodio (0,2 ml.)
- poner el mezclador a 150 r.p.m. durante 3 minutos, que es el

tiempo que le toma a una partícula circular por los filtros ciclónicos, instalados a la descarga de las bombas de succión

- disminuir la velocidad del mezclador a 30 r.p.m., manteniendo esta condición durante 30 o 45 minutos, tiempo que le toma al agua llegar desde la estación de captación hasta la planta de tratamiento (dependiendo si están trabajando 1 o 2 bombas de captación)
- en la jarra que se hayan formado la mayor cantidad de flocúlos, es la que tiene el número de ppm óptimos para dosificar, hacer la siguiente transformación para dar la dosificación a aplicar :

$$\text{GPD (polielectrolitro)} = \text{PPM} \times \text{Q [BPD]} / (23,81 \times 1000)$$

- se procede a filtrar 300 ml. de muestra de agua de río (con floculante), manualmente o ayudados por un compresor

La membrana utilizada en esta filtración, es de nitrato celulosa, tiene un diámetro de 47 mm. y un tamaño de poro de 8 $\mu\text{m.}$, (que simula los filtros C-E Nadco). Es necesario tener en cuenta la conversión de ppm. a ml. es:

$$\mathbf{1 \text{ ml} = 10.000 \text{ ppm.}}$$

Como el hipoclorito de sodio se lo aplica a 500 ml. de la muestra y en una concentración de 40 ppm., hacemos la transformación :

$$\begin{array}{ll}
 V1 = ? & V2 = 500 \text{ ml. H}_2\text{O} \\
 C1 = 100.000 \text{ ppm.} & C2 = 40 \text{ ppm.} \\
 (\text{hipoclorito al } 10 \%) & (\text{concentración deseada})
 \end{array}$$

$$V1 \times C1 = V2 \times C2 \Rightarrow V1 = 0,2 \text{ ml NaClO al } 10 \%$$

Del mismo modo que se procede con el hipoclorito, se realizan los cálculos para el polielectrolito. Por ejemplo, si para la primera jarra se desean 2 ppm. de polielectrolito en una muestra de 500 ml. de agua , siendo así :

$$\begin{array}{ll}
 V1 = ? & V2 = 500 \text{ ml. H}_2\text{O} \\
 C1 = 10.000 \text{ ppm.} & C2 = 2 \text{ ppm.} \\
 (\text{polielectrolito al } 1 \%) & (\text{concentración deseada})
 \end{array}$$

$$V1 \times C1 = V2 \times C2 \Rightarrow V1 = 0,1 \text{ ml. de polielectrolito al } 1 \%$$

Para hacer la dosificación del polielectrolito en la estación de captación, se hace el siguiente cálculo:

- Si trabaja 1 bomba de captación, entonces el caudal captado es 44.400 BAPD, y
- si trabajan dos bombas de captación, el caudal enviado a la planta de tratamiento es de 77.700 BAPD. Asíumase que 2 bombas están trabajando, entonces :

$$\text{GPD} = \frac{\text{PPM} \times \text{Q [BAPD]} \times 42 \text{ GAL/BLS}}{1'000.000 [\text{PPM, 100\%}]}$$

$$\text{GPD} = 3 \times 77.700 \times 42 / 1'000.000$$

$$\text{GPD} = 10 \cdot$$

Al guardia/operador de la estación de captación, se lo llama por teléfono desde el laboratorio y se le indica que setee la bomba dosificadora de hipoclorito de sodio en 10 GPD.

5.2.2.2. Cloro Residual

Cuando se agrega cloro al agua, este reacciona con sustancias que destruyen su poder desinfectante. Por este motivo, se necesita agregar una cantidad de cloro que sea suficiente para que reaccione

con todas las diversas sustancias y aún quede una cantidad residual, y siga destruyendo las bacterias.

Para medir el cloro residual se usa la prueba de la ortotolidina-arsenito. Cuando se agrega el reactivo ortotolidina al agua que contiene cloro se desarrolla un color amarillo verdoso, cuya intensidad en color es proporcional a la cantidad de cloro residual presente. Esta reacción es prácticamente instantánea, requiriéndose unos quince segundos para que se desarrolle el color. A continuación se describe el procedimiento:

- colocar agua muestra en la celda hasta el aforo (6 ml.)
- agregar 0,5 ml. (3 gotas) de ortotolidina a la celda con la muestra
- introducir la celda en el cloridímetro
- hacer girar el disco comparador hasta que el color coincida con el de la muestra
- el valor del cloro residual se lee directamente del cloridímetro.

La inyección de hipoclorito de sodio (**DC-30**) se la hace a la salida de los separadores ciclónicos Lakos, en la estación de captación del agua. El control del cloro residual, se lo realiza a la entrada y a la salida de los filtros Nadco y en la línea que sale hacia el campamento. El valor máximo de residual de cloro permitido a la salida de los filtros es de 0,2 ppm. El residual de cloro que va al campamento debe estar en el rango de 0,3 a 1,0 ppm.

5.2.2.3. Contenido de Cloruros

Se puede traducir en la determinación de la salinidad y se lo mide en ppm. El procedimiento es el siguiente:

- colocar en un frasco pyrex 99 ml. de agua destilada + 1 ml. de la muestra
- el pyrex con la muestra se lo pone en el agitador magnético y se le añade una cápsula de cromato de potasio (indicador chloride 2)

- se empieza a titular con nitrato de plata $1,128 \pm 0,005$ Normal, hasta que el color de la muestra cambie a amarillo ladrillo
- tomo la lectura en la pistola de titulación de los ml. de nitrato de plata que se han titulado y multiplico por $0,5 \times 100$. Este es el valor de ppm. de cloruros de sodio.

Por ejemplo, si se titularon 18 ml. hasta que la muestra cambió de color, entonces: $18 \text{ ml.} \times 0,5 \times 100 = 9 \text{ ppm.}$ cloruros. Para agua de consumo humano, el contenido de cloruro de sodio no debe ser mayor de 250 ppm.

5.2.2.4. Contenido de Sodio

$$23 \text{ Na} / 58,453 \text{ ClNa} = 0,39$$

$$\text{Na} = \text{cloruros} \times 0,39$$

El contenido de sodio debe ser menor de 250 ppm. para consumo humano.

5.2.2.5. Alcalinidad a la Fenolftaleína

Para agua de consumo humano no debe ser mayor a 5 ppm. proceso para su determinación es el siguiente:

- en un vaso pyrex poner 100 ml. de agua muestra y colocarlo sobre el agitador magnético
- añadir 1 ml. de indicador de fenolftaleína
- si no cambia de color, la alcalinidad a la fenolftaleína es cero
- si cambia a color rosado, entonces se empieza a titular con solución de H_2SO_4 al 1,6 Normal
- la lectura en la pistola de titulación son directamente los ppm. de alcalinidad a la fenolftaleína

La alcalinidad a la fenolftaleína es función del pH, de donde :

- si el pH > 8,30 hay alcalinidad a la fenolftaleína
- si el pH < 8,30 no hay alcalinidad a la fenolftaleína

5.2.2.6. Alcalinidad Total

La alcalinidad es una medida de los constituyentes básicos del agua. En las aguas naturales (p.e. río SSF), la alcalinidad se presenta usualmente en forma de carbonatos, hidróxidos y bicarbonatos de calcio, magnesio, sodio y potasio. Para aguas de consumo humano, la alcalinidad total no debe ser mayor de 150 ppm. El procedimiento a seguir es el siguiente:

- en un vaso pyrex poner 100 ml. de agua muestra y colocarlo sobre el agitador magnético
- añadir 6 gotas de bromocresol (rojo de metilo) ,
- si cambia de color a azul, se titula con H_2SO_4 hasta que se torne rosado-rojo
- la lectura de los ppm. en la pistola de titulación, son directamente los ppm. de alcalinidad total

5.2.2.7. Dureza Total

El agua es un solvente universal y disuelve cantidades variables de las diversas sustancias minerales. Esto no afecta la calidad sanitaria del agua. La dureza mide la capacidad del agua para consumir jabón.

Las aguas duras son usualmente menos corrosivas que las blandas (con compuestos de calcio y magnesio en bajas concentraciones).

Para evitar el excesivo consumo de jabón, la dureza total en aguas de consumo humano no debe ser mayor de 200 ppm. El procedimiento que se sigue es el siguiente:

- en un vaso pyrex poner 100 ml. de agua muestra y colocarlo en el agitador magnético
- añadir 2 ml. de Buffer Hardness 1 + 5 gotas de Manver hardness2
- se titula con EDTA Tetrasodium Salt al 0,8 Molar
- en el momento que se produce el viraje de color de rojo a morado, se toma lectura de los ppm. de CaCO_3 (aproximadamente a los 29 ppm. de CaCO_3)

5.2.2.8. Dureza Cálcica

La Dureza Clásica siempre es menor que el valor de Dureza Total. Para evitar el excesivo consumo de jabón, la dureza cálcica no debe ser mayor de 200 ppm. El procedimiento es el siguiente:

- en un vaso pyrex poner 100 ml. de agua muestra y colocarlo en el agitador magnético
- se añaden 2 ml de Hidróxido de potasio 8 Normal y una cápsula de CalVer 2
- se titula con EDTA Tetrasodium Salt al 0.8 Molar

5.2.2.9. Dureza Magnésica

El valor de Dureza Magnésica se lo obtiene de la siguiente relación:

$$D. \text{ TOTAL} = D. \text{ MAGNESICA} + D. \text{ CALCICA}$$

$$\Rightarrow D.M. = D.T. - D.C.$$

5.2.2.10. Contenido de Calcio

El contenido de calcio depende de la Dureza Cálsica. Para aguas de consumo humano, no debe ser mayor de 100 ppm. Se la calcula con la siguiente formula:

$$\text{Ca} = \text{D.C.} / 2,5$$

5.2.2.11. Contenido de Magnesio

$$\text{Mg} = \text{D.M.} / 4,15$$

5.2.2.12. Bicarbonatos

Cuando la Alcalinidad a la Fenolftaleína es cero, entonces el contenido de bicarbonatos es igual a la alcalinidad total, o cuando la alcalinidad a la fenolftaleína es diferente de cero el contenido de bicarbonatos se lo obtiene de una tabla. En el caso de la planta de inyección de agua de Shushufindi, el contenido de bicarbonatos no pasan los 100 ppm.

5.2.2.13. Nitratos

La medición se la realiza con el espectrofotómetro, mediante el programa # 355 (longitud de onda = 500 nanómetros). En la celda se colocan 25 ml. de agua muestra, añadiendo una bolsa de reactivo nitrato dejando que actúe durante 6 minutos. La lectura es directa en ppm de NO_3^- . El contenido máximo permisible es **10 ppm NO_3^-** . En la planta de inyección no es mayor a 2 ppm.

5.2.2.14. Nitritos

La medición se la realiza con el espectrofotómetro, utilizando el programa # 371 (longitud de onda = 507 nanómetros). Se colocan 25 ml. de la muestra en la celda y se añade una bolsa de reactivo de nitrito, dejando que reaccione por 15 minutos. La lectura dan directamente los ppm de NO_2^- .

Cuando el agua tiene más de 1 ppm. de nitritos, podemos concluir que en el agua muestra existen bacterias sulfato-reductoras, fecales y coliformes.

5.2.2.15: Turbidez

El dispositivo utilizado para determinar la turbidez se denomina Turbidímetro, es de marca Hach y tiene un rango de medición de 0 a 100 ppm. Antes de proceder a la medición, se debe encerrar y calibrar el equipo, utilizando solución estándar para cada rango: [0-1 NTU] ; [1 - 10 NTU] y [10 - 100 NTU].

Se debe tener precaución de que a la salida de los filtros C-E Nadco la turbidez sea máximo 1 NTU (cerciorarse que los filtros no estén en retrolavado). El procedimiento utilizado es el que sigue:

- En una celda de 25 ml se pone agua muestra, teniendo cuidado de que el exterior de la celda esté seca y sin huellas digitales.
- Luego la celda es colocada y tapada en una cámara, y
- encender el equipo, tomando la lectura de turbidez en NTU, buscando el rango al que corresponda, que puede ser: [0 a 1 ppm], [1 a 10 ppm] o [10 a 100 ppm].

5.2.2.16. Sólidos Disueltos

El rango permisible de sólidos disueltos es de 100 ppm. Previa a la medida del contenido de sólidos disueltos, se mide la conductividad del agua muestra, con el conductivímetro marca Nalco y siguiendo el proceso se le toma el pH:

$$\text{Si } \text{pH} < 8,5 \Rightarrow \text{S.D.} = C \times 0,67$$

$$\text{Si } \text{pH} > 8,5 \Rightarrow \text{S.D.} = C \times 0,75$$

pH : potencial de Hidrógeno del agua muestra

S.D. : sólidos disueltos en el agua muestra (partes por millón)

C : conductividad del agua muestra (micro-ohms)

5.2.2.17. Sólidos Suspendidos

En la balanza electrónica se toma el peso de la membrana a utilizarse, (tiene un diámetro de 47 mm. y un tamaño de poro de 0,45 micrómetros). Luego se filtra la muestra. El equipo utilizado para hacer la filtración depende de la turbidez del agua muestra, porque si los NTU son altos, no se pueden filtrar con altos

volúmenes (3.000 o 4.000 ml en el equipo con el suministro de aire de los compresores de la planta) porque la membrana se taponan, y solo es posible filtrar 300 ml. (con el filtro manual). Luego la membrana se la coloca en la estufa a unos 30-40 grados centígrados (°C) durante 30 minutos. Finalmente en el desecador se dejan las membranas 15 minutos, para proceder a medir el peso de la membrana. Para el cálculo de los Sólidos Suspendidos Totales, aplicamos la siguiente fórmula:

$$S.S. = (P.F. - P.I.) / V$$

SS : sólidos suspendidos en el agua muestra

PF : peso final de la membrana [mg.]

PI : peso inicial de la membrana antes del filtrado [mg.]

V : volumen de agua muestra filtrada

Del agua muestra del río y de los separadores ciclónicos Lakos, se filtran 300 ml. De la muestra a la salida de los filtros C-E Nadco, se filtran 5.000 ml. de la muestra. De la salida de la torre se filtran 4.000 ml. de la muestra. De la salida del tanque, de la salida de las bombas y de las muestras de los pozos inyectoros se filtran 3.000 ml.

de agua muestra. Todas las filtraciones se las realiza en membranas de 0,47 μm (tamaño de poro). En la planta de inyección de agua, los SS no deben exceder los 0.07 ppm.

5.2.2.18. Contenido de Oxígeno Disuelto

Este análisis se lo hace en la línea de la salida de la torre desoxigenadora en ppm. de O_2 y en la línea de la salida del tanque en ppb. de O_2 (ilustración # 7). En estos puntos:

- se introduce la ampolla CHEMet dentro del tomamuestras
- se presiona la punta de la ampolla (sumergida en el agua) hasta lograr que se rompa, de este modo, el contenido de la ampolla se mezcla con el agua a analizar
- agitar la ampolla, cuidando que dentro de esta no ingrese aire
- comparar con la flauta standard de colores, determinando así, el contenido de oxígeno disuelto

Los parámetros y valores de operación son los siguientes:

- A la salida de la torre se inyecta atrapador de oxígeno (bisulfito de amonio) en una dosificación de 4 GPD.
- A la salida de la torre de desoxigenación deberán haber de 100 a 200 ppm. de O₂.
- A la salida del tanque de almacenamiento debe haber de 10 a 20 ppb. de O₂.
- A la salida del tanque se inyecta inhibidor de corrosión a una tasa de 4 GPD.

5.2.2.19. Medición del pH

Para la determinación del potencial de Hidrógeno, se lo realiza con el método electrométrico. El equipo tiene dos electrodos de flujo, uno de los cuales se encarga de compensar automáticamente el efecto de las variaciones de temperatura en el pH. El potenciómetro es un dispositivo marca Cole-Parmer Instrument Co., con un rango de medición de 0 a 14. Con el mismo instrumento se puede medir Temperatura (en grados centígrados) y Resistividad (en milivoltios). La operación del potenciómetro es la siguiente:

- conectar el electrodo del pH y el electrodo compensador de temperatura
- se enciende el aparato
- ubicar en posición Mode, para medición de pH
- colocar los electrodos en la solución Buffer (pH = 7.0), para calibrar el equipo
- introducir los electrodos en la muestra
- esperar unos segundos para que se establezca el *display*
- tomar lectura directa del pH

Si se tienen problemas de residual de oxígeno alto y un buen valor de pH (7 - 7,5) a la salida de la torre, se puede subir la inyección de CO₂.

Si se tienen problemas de residual de oxígeno alto y un valor de pH malo (menor a 7,0) a la salida de la torre, se aumenta la dosificación del atrapador de oxígeno, puesto que al aumentar la inyección de CO₂ en la torre, este gas hace que el valor de pH disminuya.

Los rangos para determinar la acidez o alcalinidad son:

pH < 5,5	ácido
5,5 < pH < 6,9	medio ácido
pH = 7,0	neutro
7,0 < pH < 8,5	medio básico
pH > 8,5	básico

5.2.2.20. Control de Bacterias

El control del contenido de bacterias se lo realiza inyectando a la salida de los filtros Lakos hipoclorito de sodio (que es altamente corrosivo) y batcheo de biocidas (10 GPD) que tienen un alto costo. Se batchean 15 GPD pasando un día, alternando los dos tipos de biocidas utilizados (DC-340 y DC-360), para evitar que las bacterias desarrollen inmunidad a los mismos.

5.2.2.21. Sistema de Conteo de Bacterias Aeróbicas Totales

Las bacterias aeróbicas, son aquellas que se desarrollan en presencia de oxígeno. Para realizar el cultivo, se utilizan seis celdas selladas con líquido que propicia el crecimiento de las bacterias; estas celdas

se las mantiene en refrigeración. Este control se le realiza a la muestra de agua que sale del tanque a las bombas de alta presión. El procedimiento a seguir se lo describe a continuación:

- se numeran las celdas desde la # 1 hasta la # 6
- con una jeringuilla, se toma un ml. de agua muestra, y se la inyecta a la celda # 1, agitando la celda
- de la primera celda agitada, se toma un ml. y se lo inyecta a la segunda celda;
- y así sucesivamente hasta que a la celda # 6, se le inyecta un ml. de la celda # 5, se agita, y se saca un ml., botando este último
- durante 7 días, (período de incubación de las bacterias aeróbicas), se guardan las celdas en un lugar que tenga la misma temperatura del lugar desde donde se tomó la muestra (salida del tanque de almacenamiento del agua de inyección)
- después del período de incubación, se procede a contar el número de celdas que han cambiado de color (viraje de color rojo a color amarillo)
- se determina el número de colonias por centímetro cúbico de agua, de acuerdo a la siguiente tabla:

si la celda # 1 está amarilla => 0 - 10 col. bact. / c.c. agua

si la celda # 2 está amarilla =>10 - 100 col. bact. / c.c. agua

si la celda # 3 está amarilla =>100 - 1000 col. bact. / c.c. agua

si la celda # 4 está amarilla =>1.000 - 10.000 col. bact./ c.c. agua

si la celda # 5 está amarilla =>10.000 - 100.000 col. bact / cc agua

si la celda # 6 está amarilla =>100.000-1000.000 col. bact/cc agua

5.2.2.23. Sistema de Conteo de Bacterias Anaeróbicas (Bacterias Sulfo-Reductoras)

Las bacterias sulfato-reductoras, se desarrollan en ausencia de oxígeno; para realizar el conteo se utilizan tubos Sani-Check SRB, estos son tubos de cultura media que están específicamente formulados para promover el crecimiento de las bacterias sulfato-reductoras, y que mantienen un bajo potencial de óxido-reducción. El procedimiento es el que sigue:

- abrir el tubo de Sani-Check sacándole el sello protector, para poder remover la tapa

- con una pinza, coger el aplicador e insertarlo en la muestra, durante 5 segundos
- sacar el exceso de agua del aplicador
- introducir el aplicador en el tubo de agar, teniendo cuidado de centrarlo
- añadir 3 gotas de aceite mineral, que evita el contacto del agar con el oxígeno
- añadir una tableta de CO_2 , que se encarga de remover el oxígeno que está en el tubo de agar
- durante 5 días dejar encubando las bacterias anaeróbicas, en un ambiente similar al lugar de donde se tomó la muestra (salida del tanque de almacenamiento del agua de inyección)
- cada día se revisa el cultivo, hasta que cambie a negro el tubo de agar, entonces:

si al primer día cambia a negro $\Rightarrow 10^6$ o más s.r. / ml. de agua

si al segundo día cambia a negro $\Rightarrow 10^5$ o más s.r. / ml. de agua

si al tercer día cambia a negro $\Rightarrow 10^4$ o más s.r. / ml. de agua

si al cuarto día cambia a negro $\Rightarrow 10^3$ o más s.r. / ml. de agua

si al quinto día cambia a negro $\Rightarrow 10^2$ o más s.r. / ml. de agua

Y la interpretación es la siguiente:

10^5 o más s.r. / ml. agua \Rightarrow alto contenido bacterias

10^4 - 10^3 s.r./ml. agua \Rightarrow moderado contenido de bacterias

10^3 - 10^2 s.r. / ml agua \Rightarrow bajo contenido de bacterias

10^2 - 10^1 s.r./ml agua \Rightarrow insignificante contenido de bacterias

5.2.2.24. Temperatura Ambiental

Este dato es tomado en escala centígrada todos los días a las

08H30 y se lo reporta del siguiente modo:

N / TEMPERATURA \Rightarrow NUBLADO / [°C]

D / TEMPERATURA \Rightarrow DESPEJADO / [° C]

L / TEMPERATURA \Rightarrow LLUVIA / [° C]

5.2.2.25. Determinación del Color

La medida se la hace en el espectrofotómetro. Para medir el color verdadero, el agua muestra debe ser filtrada, si se desea el valor de color aparente, se toma la medida tal como se toma la muestra.

Se toman 3.000 ml. del agua del río SSF y se filtra en una membrana de 0,45 micrones. Lo primero que se hace es elegir en el espectrofotómetro el método # 120 (una longitud de onda = 455 nanómetros), para luego encerar el equipo con 25 ml. de agua destilada. Finalmente, en la celda de 25 ml. se deposita el agua muestra y se toma la medida de color. El color standard es 1 mg./lt. de PtCo [platinum as chloroplatine ion]. Se reporta como CA/CV.

5.2.2.26. Contenido de Hierro

Diariamente el operador de la planta de inyección de agua, toma un galón de agua muestra de cada uno de los pozos inyectoros, para que entre otros parámetros, se monitoree el contenido de hierro. La determinación se la hace con el espectrofotómetro, utilizando como reactivo una bolsa de FerroVer.

A la salida de las bombas de alta presión se debe tener un residual de hierro máximo de 0,1 ppm. Todos los días se monitorea el contenido de hierro a la salida de la torre, a la salida del tanque de almacenamiento, a la salida de las bombas y en los pozos inyectoros.

El contenido de Fe de los pozos inyectoros aumenta directamente con la distancia respecto a la planta de inyección. (el pozo más lejano tendrá mayor residual de hierro). El inhibidor de corrosión utilizado es el DC - 150.

VI. CONFECCION DE MAPAS

Este capítulo está dedicado a tratar de dar una visión global de las características de las rocas y de los fluidos que la ocupa y así entender la distribución de estos parámetros en el área de los yacimientos U y T. La interpretación de cada uno de estos mapas es de gran ayuda técnica al deducir las recomendaciones para llegar al objetivo de este trabajo, optimizar el sistema de inyección de agua en Shushufindi. En el apéndice N, se incluyen los mapas por yacimientos de:

- Sólidos básicos y agua (BSW)
- Isopermeabilidades
- Isoporosidades
- mapa de contornos en el tope de los yacimientos

- isobáricos
- isópacos

Se ha incluido un juego de mapas de los isópacos, isobáricos y BSW, es decir, un mapa anterior y otro actualizado para visualizar diferencias y compararlos.

Es obvio que el contacto agua-petróleo se ha movido hacia la cresta del yacimiento, como consecuencia de la constante producción de fluidos y el reemplazo de ese volumen poroso por la intrusión del agua de los acuíferos laterales y del agua que se está inyectando al yacimiento. También hay que considerar la expansión de los fluidos y el factor de compresibilidad de la roca, siendo estos parámetros alterados al disminuirse la presión de equilibrio del yacimiento.

En el límite ó contorno del yacimiento, se encuentra la línea de ciento por ciento de agua disminuyendo hacia la cresta del anticlinal, por lo que el departamento de Ingeniería de Petróleos debe ser cuidadoso al realizar programas de reacondicionamientos en pozos ubicados en la periferia del campo, con el objetivo de controlar y/o disminuir el alto corte de agua registrado en estos pozos. En forma generalizada, al momento de decidir prioridades se deben elegir los pozos que no se encuentren en los límites externos del campo, puesto que cualquier tratamiento o recompletación que se les realice, sóloamente

disminuirán el % BSW por unos meses, y luego se volverá a incrementar. Este no es un razonamiento que siempre va a ser válido, pero debe ser considerado.

El avance natural ascendente del CAP como consecuencia de la producción del campo, se evidencia por cuanto en la mayoría de los trabajos de reacondicionamiento para controlar el incremento del corte de agua, se lo realiza con un squeeze (cementación forzada) al estrato de interés y luego se repunzona la formación, pero unos cuantos piés más arriba del fondo.

Los mapas isobáricos, no han podido ser mapeados en toda la extensión del campo y más bien, se han realizado extrapolaciones por la falta de información. Las pruebas de transientes de presión (build-up) solo se las corre aprovechando alguna operación de reacondicionamiento al pozo productor, razón por la que en aquellos que no dan problemas no se tienen datos de presión estática de yacimientos, como tampoco de los otros parámetros que se determinan de estas pruebas. La precisión de las líneas de isopresiones no es muy confiable ya que el tiempo de cierre del pozo necesario para la estabilización de la presión del yacimiento no es suficiente (porque esto se traduce en pérdidas de producción al permanecer cerrado el pozo).

Se puede considerar que los mapas de iso-porosidades se mantiene prácticamente constante en la extensión areal y vertical de las areniscas productoras, no pudiéndose decir lo mismo de los mapas de iso-permeabilidades, ya que al implementar los programas de reacondicionamiento, es necesario “matar” ó controlar el pozo con agua de mayor densidad, utilizándose para este objetivo barita o bentonita en los lodos a base de agua. Durante el work-over, disminuye la permeabilidad de la formación puesto que el agua de matado también ingresa a la formación, en los alrededores del pozo. Al abrir el pozo otra vez a producir, el agua “tomada” por la formación sale a la superficie junto con el petróleo y el agua de formación, no así los sólidos en suspensión del agua de matado que se quedan en los espacios intersticiales taponándolos y por ende, disminuye la permeabilidad.

VII. ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE OPTIMIZACION

Estableceremos el costo de la conversión de un pozo productor a pozo inyector, y que debido a problemas operacionales como pescados o por altos cortes de agua (incontrolables), se decida sugerirlo como pozo inyector para la recuperación secundaria. En realidad, cada pozo es un caso independiente de otro, pues el costo de la conversión de productor a inyector va a ser función de los problemas operacionales que tenga o puedan surgir durante el work-over para la conversión, entre estos podemos citar:

- días de trabajo del taladro de reacondicionamiento, (a ene.'96 el costo es de \$ 2.500,00 por día)

- tratamiento químico que se requiera en el pozo, como el programa de acidificación a la formación a inyectarse para la disminución del daño de formación y el consiguiente aumento de la admisión de agua al yacimiento (incremento de la inyektividad)
- cambio parcial o total del tubing, por pitting o corrosión generalizada
- cementaciones forzadas (squeeze) en la tubería de revestimiento (casing), por existir canalizaciones al tope y/o base de la formación a inyectarse. Anteriormente, a los pozos se los cementaba en una sola etapa, de modo que buena parte del espacio anular entre el casing y la formación están sin cemento
- detectar huecos en el casing, al existir fugas de presión y/o fluidos durante las pruebas de inyektividad o al correr registros de cemento

Con el propósito de cumplir con el objetivo de optimizar la inyección de agua del campo SSF-AG, se recomienda en el capítulo de optimización de este proyecto, la conversión de tres pozos productores a inyectores (SSF-46, SSF-15-B y SSF-29). El costo del reacondicionamiento para la conversión de un pozo es de US\$ 240.000, en promedio. También es necesario cambiar los cabezales, puesto que en los pozos inyectores se opera con altas presiones, el costo unitario es de US\$ 37.000.

La recomendación de convertir el SSF-29 a inyector ubicado en el sector sur del campo, requeriría la instalación de otra bomba de alta presión de descarga en la planta de tratamiento/inyección. El costo unitario de cada bomba es de US\$ 281.000.

En el apéndice J se establecen los costos de algunas conversiones de pozos productores a pozos inyectores que se han realizado en el campo SSF-AG.

En la locación del pozo SSF-45-A se colocaron dos bombas de alta presión que pertenecían al sistema de inyección de agua, por lo que se sugiere comprar dos bombas marca Centrilift (US\$ 281.000 cada una), que utilizan motores Caterpillar a gas. Si bien es cierto que el campo SSF-AG cada vez produce menor cantidad de gas, pero por esta misma razón, los pozos que producen por levantamiento artificial por gas (gas lift), están siendo cambiados de sistema de producción y se tendrá gas disponible:

El nuevo pozo inyector estaría ubicado frente a los inyectores WIW # 02 y 03. La perforación y completación de este inyector costaría alrededor de US\$ 1'100.000 (apéndice O).

Otros factores que influyen en la predicción del capital de retorno de la inversión realizada para la inyección de agua, es la variación del valor del barril de petróleo en el

mercado mundial y la estabilidad de la inflación en el país, dependiente de la política económica del gobierno de turno. A ene.'96 el costo de producción de un barril de petróleo es de 1,80 dólares, y el precio de venta depende de la fórmula que aplique el país comprador, pero siempre basados en el crudo referencial Alaska North Slope (ANS).

En todo caso, al mejorar el factor de recobro de petróleo como resultado de la recuperación secundaria, las inversiones adicionales que se realicen resultan ínfimas frente a las ganancias derivadas de la comercialización del petróleo adicional extraído.

VIII. OPTIMIZACION DE LA INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO SSF-AG

Durante el desarrollo de este estudio se han analizado los factores y parámetros que intervienen en la operación, monitoreo y funcionamiento del sistema de inyección de agua; esto se lo realizó en la medida que fue posible, teniendo dificultades en la recopilación de información, especialmente por la falta o mala calidad de la misma.

Las siguientes sugerencias para la optimización del sistema de inyección de agua, están basadas en los análisis de los fall-off corridos en los inyectores, así como en la información histórica de tasas de inyección por pozo y por arenisca, en mapas isobáricos y en variaciones del porcentaje de BSW y en las pruebas de inyectividad corridas para cada arenisca (apéndices # K, A, N y L, respectivamente). Estos análisis están realizados en los capítulos 3, 4 y 6.

Para optimizar la inyección de agua a la arenisca U, a ene.'96:

1. Volver a incluir al sistema de inyección de agua a los pozos WIW # 01, WIW # 03, WIW # 04, WIW # 06, WIW # 07 y WIW # 08, los cuales incrementarían la tasa de inyección en 6.000 BAPD
2. Incrementar la tasa de inyección en los pozos WIW # 05 y WIW # 11, aumentando la tasa desde los 6.000 BAPD hasta los 10.500 BAPD

Para la arenisca T a ene.'96:

3. Volver a incluir al sistema de inyección de agua a los pozos WIW # 04 y WIW # 05 en la arenisca T, y que incrementarían la tasa de inyección en 15.000 BAPD.
4. Incrementar la tasa de inyección en los pozos WIW # 01, WIW # 02, WIW # 03, WIW # 06 y WIW # 07 en la arenisca T, incrementándose la tasa desde 33,100 BAPD que se inyectan a esta fecha hasta 48.800 BAPD.

Los siguientes pozos solo están completados para inyectar a la arenisca U:

5. Moler los retenedores de cemento que están aislando la arenisca T y completar para inyectar a través de los pozos WIW # 08, WIW # 09, WIW # 10 y WIW # 11, e

incluirlos al sistema de inyección de agua. Realizar pruebas de inyectividad, acidificaciones y/o fracturas si son necesarias. De acuerdo con el historial de inyección, pruebas de inyectividad y con el análisis de los datos promedios de las características petrofísicas de este yacimiento, se puede deducir que como mínimo, se lograría un incremento en la tasa de inyección de 32.000 BAPD, con una tasa promedio de 8.000 BAPD, por pozo inyector incorporado.

Si se implementaran estas recomendaciones, se lograría incrementar la tasa de inyección de la arenisca U desde los 11.000 BAPD que se inyectan en la actualidad (ene.'96), hasta 24.000 BAPD.

En lo que corresponde a la arenisca T, estaríamos refiriéndonos a un incremento desde los 33.100 BAPD que se inyectan a ene.'96 hasta los 64.000 BAPD, sin considerar las tasas adicionales de inyección al completar a los pozos WIW # 08, WIW # 09, WIW # 10 y WIW # 11 para inyectar esta arenisca.

Con el objetivo de incrementar la tasa de inyección en la zona norte del campo, se sugiere:

- Que al pozo SSF-53 se le haga un seguimiento del corte de agua, pues a ene.'96 tiene un BSW de 80 %, y si en algún momento el pozo deja de ser rentable producirlo, transformarlo a inyector, ayudando de esta manera a mantener la presión de los pozos SSF-57, SSF-70 y SSF-03-B (entre los tres suman una producción de 5.700 BPPD).
- Convertir el pozo SSF-46 en pozo inyector. El 11 de mayo de 1.995 se quemó la bomba electro-sumergible y no se le ha realizado ningún reacondicionamiento por tener un alto BSW (78 %) y una baja producción (148 BPPD). Este pozo ayudaría a mantener la presión de los pozos SSF-36, SSF-03B y SSF-86 (juntos suman una producción de 1.700 BPPD), este último fue cerrado por tener baja producción (101 BPPD con 2 % de BSW) y en el transcurso de 1.996 se cambiará el método de producción a bombeo mecánico (esperando work-over).

Para incrementar la tasa de inyección en la parte central del campo SSF-AG:

- Convertir el pozo SSF-15B a inyector; en ago.'93 se quemó la bomba electro-sumergible, tenía una baja producción de 199 BPPD con 0,3 % de BSW (tanque-bomba), según la última prueba de producción. Al convertirlo a inyector ayudaría a mantener la presión y la producción de los pozos SSF-31 y SSF-63 (juntos suman una producción de 1.300 BPPD).

Para ayudar a mantener presiones y producción en el sector sur de SSF, se tiene:

- Convertir el pozo SSF-29 a inyector. La bomba electro-sumergible se quemó el 29 de marzo de 1.995 y no se la ha cambiado por producir solo 198 BPPD con un alto BSW (83 %). Este pozo ayudaría al mantenimiento de la presión de los pozos SSF-23 y SSF-28 (juntos producen 4.600 BPPD).

Perforar un pozo inyector nuevo (WIW-12) delante de los inyectores WIW # 02 y 03, en la misma línea de los inyectores WIW # 05, 09, 10 y 11.

Para ayudar a la recuperación de petróleo de yacimientos, se pueden utilizar métodos que incrementen la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia volumétrica de desplazamiento o ambas. Estos **métodos mejorados** incluyen la adición de gas, productos químicos, solventes o calor. La elección para la puesta en marcha de alguna de estas técnicas, se encuentra fuera del alcance de este documento. A pesar de esto, para efectos de dar una idea del tema, describimos en breves rasgos, cada una de estas técnicas:

La inyección de gas junto con agua reduce la movilidad del agua y mejora la cobertura volumétrica. Una ventaja adicional es el aumento de la eficiencia de desplazamiento de aceite debido al gas atrapado.

Cuando se inyecta bióxido de carbono con agua, la resultante reducción de la viscosidad del aceite y la expansión del mismo, pueden producir un incremento de aceite desplazado.

La inyección de espuma incluye la inyección de aire, agua y un agente químico que estabiliza la espuma. Esencialmente, la espuma es un fluido sumamente viscoso, con aspecto acuoso. Los beneficios resultantes en la recuperación de petróleo mediante su uso, son los mismos obtenidos con una agua espesada. La inyección de espuma esta todavía en etapa de desarrollo.

Otro medio para incrementar la viscosidad efectiva del agua es la adición de un polímero. Las soluciones de polímeros han demostrado prometedoras en pruebas tanto de laboratorio como de campo.

En uno de los primeros intentos de hacer el agua miscible con el petróleo, reduciendo la tensión interfacial agua-petróleo, se agregaron detergentes al agua de inyección. La pérdida por absorción en las superficies de la roca del yacimiento, limitó severamente la utilidad de los detergentes.

La alteración de la mojabilidad incluye la inyección de un producto químico destinado a alterar la mojabilidad de la roca, mojada preferentemente por aceite a mojada preferente-

mente por agua. Las pruebas de campo han demostrado que la alteración de la mojabilidad puede incrementar la eficiencia de desplazamiento y mover petróleo que ha quedado atrás después de la inyección de agua.

En un desarrollo reciente, las soluciones miscelares compuestas por microemulsiones de petróleo, agua, alcohol y surfactantes, se han mostrado prometedoras como agente miscible para separar el aceite del agua inyectada en un desplazamiento miscible. Se han realizado estudios en los cuales se inyecta alcohol como cantidad solvente entre el petróleo y el agua, en un intento de producir un desplazamiento miscible. El uso de alcohol isopropílico parece limitado porque inicialmente es inmisible con el aceite y con el agua congénita, y por lo tanto el contenido de alcohol de la zona de mezcla se diluye por debajo del nivel necesario para mantener la miscibilidad. El uso de cantidades múltiples de alcohol parece prometedor, pero es más costoso.

El bióxido de carbono es miscible con algunos aceites a presiones de unas 1.500 psi. y mayores. El agua que se inyecta posteriormente al bióxido de carbono atrapa el CO₂ mejor que el petróleo, hasta que todo el CO₂ inyectado ha quedado atrapado. La inyección inicial de agua se ha usado en la inyección de fluidos miscibles de hidrocarburos como medio para mejorar la distribución del solvente entre los estratos de diferentes permeabilidades, incrementando así el barrido miscible. Además, la inyección

de gas-agua adelante del líquido miscible tiene la ventaja de la baja movilidad de este banco de dos fluidos.

La inyección de vapor combina las ventajas de la inyección de agua con un mayor desplazamiento de petróleo, que se hace posible gracias a la destilación causada por el vapor.

En una mejora mas reciente, una combinación de combustión hacia adelante y de inyección de agua, llamado proceso Cofcaw, produce una combinación única de las ventajas que tiene cada proceso para la recuperación de petróleo.

Desde el punto de vista económico, cada uno de estos métodos mejorados de inyección de agua son mas atractivos, si es que se los ve como sustitutos y/o alternándolos con la inyección convencional, que si se los considerara para recuperación terciaria.

El estudio realizado por Scientific Software al campo SSF en diciembre de 1.991 recomienda que para mantener la presión promedio del yacimiento por encima de los 3.000 psi. se requieren los siguientes volúmenes de inyección de agua en la cresta del anticlinal de la Formación Napo (areniscas U y T), (12):

- 16.000 BAPD para la arenisca G-2
- 90.000 BAPD para la arenisca "U"
- 86.000 BAPD para la arenisca "T"

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.- Luego de haber considerado todos los factores que influyen en los proyectos de inyección de agua, siempre y cuando hayamos tenido disponible la información necesaria y que esta sea confiable, podemos enumerar los siguientes resultados:

1. Los efectos del proyecto de recuperación secundaria, implementado en noviembre de 1.984, aún no están evidenciados o traducidos en mantenimiento de presión y/o de producción, puesto que las tasas inyectadas de agua no han sido las recomendadas en las simulaciones matemáticas corridas al campo SSF-AG. El principio fundamental para el eficiente funcionamiento de un proyecto de inyección de agua, es que la tasa inyectada sea al menos igual a la tasa de fluidos producida (a enero de 1.996 es aproximadamente 130.000 BFPD).
2. De las curvas de producción de petróleo y agua de formación del apéndice I, se deduce que a partir del segundo semestre del '93, la producción ha empezado a declinar, con el agravante que en estas curvas de producción están incluidas las aportaciones de petróleo y agua de los 13 pozos perforados en este periodo, para compensar la

declinación normal de producción del campo (SSF-78, SSF-80, SSF-81, SSF-84, SSF-85, SSFD-86, SSF-87, SSF-89, SSF-90, SSF-91, SSF-92, SSF-93 y SSF-94).

3. Del análisis de variación de las salinidades de los pozos productores que se encuentran geográficamente frente a los pozos inyectores, se ha determinado que solamente en los pozos SSF-31, SSF-56 y SSF-73, la salinidad de la arenisca T ha disminuido aproximadamente unos 10.000 ppm. Cl⁻, sin poder dar una conclusión (precipitada) de que esta disminución de salinidad sea causada por el agua dulce de inyección, que ha entrado en contacto con el agua de formación por canalizaciones en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el hueco del pozo (apéndice M).
4. Del análisis de las pruebas de restauración de presión corridas en los pozos productores que se encuentran geográficamente frente a los pozos inyectores, las presiones de yacimiento en ninguno de los casos estudiados se mantiene, mas bien en todos los casos disminuye y como no se tiene un historial de presiones para poder establecer cual era el patrón de declinación de la presión antes de la inyección de agua, no se puede concluir si luego de la implementación del proyecto de recuperación secundaria, esta haya al menos disminuido la rapidez de declinación de la presión del reservorio. Podemos citar el ejemplo del SSF 22-B, pozo que al año '77 registró una presión de estática de yacimiento de 4.848 psi. y en el último b-up corrido en este pozo en el '94 la presión ha caído a las 2.795 psi. (apéndice J).
5. La decisión del Consocio Cepe-Texaco de disminuir la tasa de inyección a la arenisca T no tuvo un fundamento técnico, pues atribuyen el incremento del corte de agua en los pozos productores ubicados en el flanco occidental del campo SSF-AG al empuje hidráulico artificial del agua inyectada a través de los pozos inyectores (revisar subtítulo 1.3.).
6. Al inicio del proyecto de inyección de agua, se debió haber arrancado el sistema inyectando trazadores químicos o radiactivos para, al monitorear continuamente los pozos productores ubicados frente a los inyectores, saber cuando se produce la ruptura del frente de avance del agua inyectada.

7. Cada sistema inyector-productor tiene diferentes saturaciones de agua intersticial, saturación de petróleo residual, espesores netos, porosidades y áreas de drenaje, que son parámetros que inciden en los volúmenes de petróleo desplazable V_d y en el tiempo de rompimiento en cada sistema (apéndice G).

Recomendaciones.-

1. Perforar pozos de relleno en zonas que se espere contengan altas saturaciones de hidrocarburos, para compensar la pérdida de producción natural por la depletación del campo. De estos pozos obtener núcleos para completar el conocimiento de la distribución y del comportamiento de las propiedades petrofísicas en el campo SSF-AG.
2. Obtener análisis actualizados de las muestras de fluidos, y determinar sus parámetros bajo condiciones dinámicas y estáticas (apéndice D, F y G).
3. El análisis de presiones es uno de los estudios más importantes de Ingeniería de yacimientos, ya que permite conocer el comportamiento real del mismo de manera que se puedan adoptar decisiones inmediatas o a futuro con el objeto de mantener la presión y la capacidad neta de producción. Por ello es necesario tomar registros de restauración de presión periódicamente, año tras año, para obtener información básica de cada uno de los pozos que tiene el campo y poder simular el comportamiento del pozo con datos correctos. Si no existe información suficiente del yacimiento, es imposible tener una visión clara (apéndice J).
4. Los datos de los registradores de presión pueden ser mejorados significativamente, si se mejoran las técnicas de lectura de las cartas de presión como el lectómetro, que se encuentra a disposición en el mercado de la industria petrolera. Es un instrumento electrónico que lee los resultados de la carta obtenida por los elementos de presión automáticamente por medio de un programa de fácil acceso, posibilitando que los resultados del análisis se obtengan con mayor confiabilidad. Las deficiencias mecánicas al tomar las presiones también influyen en la calidad de los datos, reflejándose claramente en los gráficos de la derivada y log-log. Las fallas mas comunes son debidas a: fugas de gas en la cabeza del pozo durante el periodo de cierre y en la tubería, el medidor de presión no se asienta en los neplios de la tubería del pozo y/o cabeceo al correr las pruebas de restauración de presión (ilustraciones # 26, 27 y 28).

5. En los estudios de simulación matemática tener en consideración las interdigitaciones del agua de inyección dentro del cuerpo de petróleo desplazado, así como de las heterogeneidades de los parámetros petrofísicos del yacimiento.
6. Monitorear periódicamente la salinidad del agua de formación, principalmente de los pozos que se encuentran frente a los pozos inyectoros, para así establecer si en alguno de los pozos productores se produce la ruptura del frente de invasión de agua (apéndice M).
7. Realizar estudios orientados a recomendar la implementación de otras técnicas para combinarlas con la inyección de agua. Entre estas citaremos: adición de gas, productos químicos, solventes o calor (página 108-111).
8. Otro elemento muy importante, que es marginalmente tratado por los gobiernos y sus asesores petroleros, es la oferta-demanda actual y futura del petróleo, en la que además de las convencionales reglas del mercado, en este tiende a incluirse con fuerza, una variable que aún no está siendo considerada: los posibles impuestos que los países importadores impongan a la importación de combustibles fósiles del petróleo, para mantener y/o reducir las emisiones del bióxido de carbono (CO_2), uno de los principales gases que provocan el efecto invernadero. De progresar esta tendencia, en el medio y largo plazo, los petróleos que mayor demanda tendrán van a ser los de mejor calidad, es decir los menos nocivos para el ambiente.

Para mantener eficientemente trabajando a la planta de tratamiento e inyección, se indican las siguientes recomendaciones:

9. Lavar el interior de las líneas, tanto de la tubería de la captación en el río hacia la planta, como de todo el sistema de distribución hacia los pozos inyectoros. Esta limpieza realizarla con detergentes industriales, los que eliminarían los focos de corrosión que se están formando debajo de las depositaciones de limos y arcillas.
10. Revisar el estado del medio filtrante de los filtros C-E Nadco, y si es necesario cambiar (ilustraciones # 8 y 9).
11. Tomar registro a diario del contenido de aceite en el agua de inyección, que puede ser proveniente del desgaste de los packings, que son los que aguantan los esfuerzos

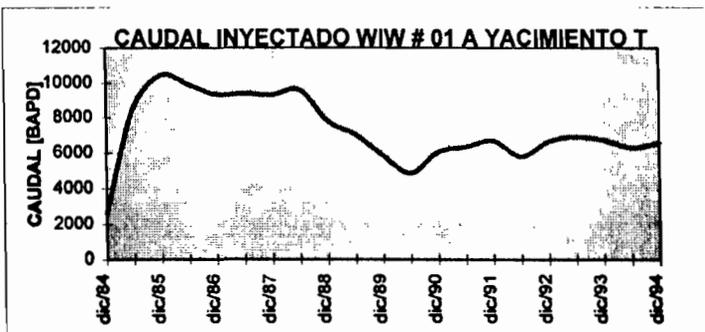
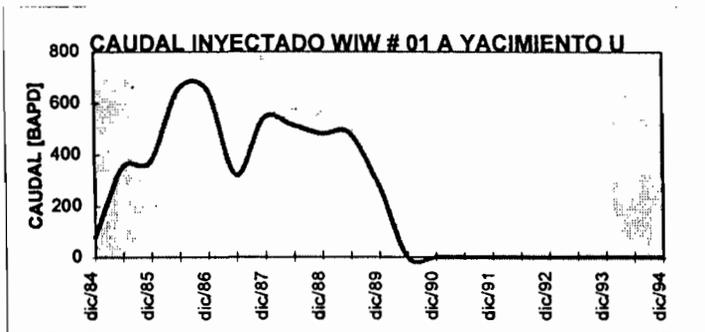
INDICE DE ABREVIATURAS

a	distancia entre dos pozos inyectores	kw	permeabilidad al agua
AG	Aguarico	kro	permeabilidad relativa al petróleo
°API	grado API del fluido	krw	permeabilidad relativa al agua
BAPD	barriles de agua por día	LPG	gas licuado del petróleo
B.O.P.	preventor de reventones	M	relación de movilidades
BPPD	barriles de petróleo por día	m	pendiente del gráfico de Horner
β_{oi}	factor volumétrico del petróleo	ml.	mililitro
C	conductividad (micro-ohm)	MMB	millones de barriles
°C	grados centígrados	NTU	unidades nepelométricas de turbidez
C.A.P.	contacto agua-petróleo	Pb	presión de burbuja
CA/CV	color aparente/verdadero	pH	potencial de hidrógeno
c.c.	centímetro cúbico	P*i	presión del yacimiento calculada con el método de Horner para pozos inyectores
col. bact.	colonias de bacterias	P*p	presión del yacimiento calculada con el método de Horner para pozos productores
Ct	factor compresibilidad de la roca	ppb	partes por billón
d	distancia más corta entre pozos inyectores y productores	ppm	partes por millón
D.A.	Distrito Amazónico	Pr	presión de yacimiento
EMR	elevación de la mesa rotaria	POR	porosidad (% del VP)
GPD	galones por día	Piwf	presión de inyección en el fondo del pozo
h	espesor promedio de la formación	Pwfpb	presión de fondo fluyente a la profundidad de la bomba
í	tasa inyección de agua		
k	permeabilidad		
ko	permeabilidad al aceite		

P _{1h}	presión a una hora iniciada la prueba	VP	volumen poroso
P _{ws}	presión medida durante la prueba	W _i	tasa de agua inyectada acumulada
q _o	tasa de producción de petróleo	S _o	saturación de petróleo
q _w	tasa de producción de agua	S _{or}	saturación de petróleo residual
r _{wb}	radio de avance del banco de agua de inyección	S _w	saturación de agua
S	daño de formación	S _{wi} /S _{wc}	saturación de agua irreductible o congénita
S.D.	sólidos disueltos	w.o.	trabajos de reacondicionamientos de pozos (work-over)
s.r.	sulfato-reductoras	μ	viscosidad
SSF	Shushufindi	μ _o	viscosidad al petróleo
V	variación de permeabilidad	μ _w	viscosidad al agua

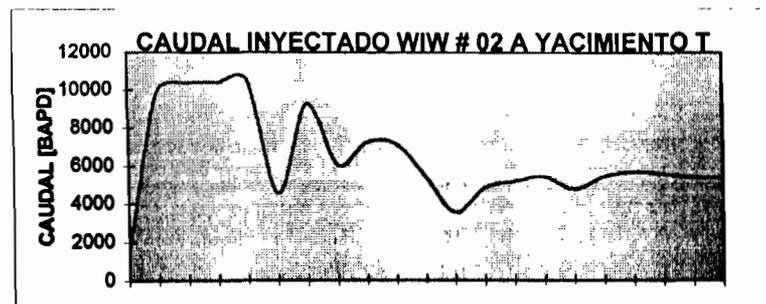
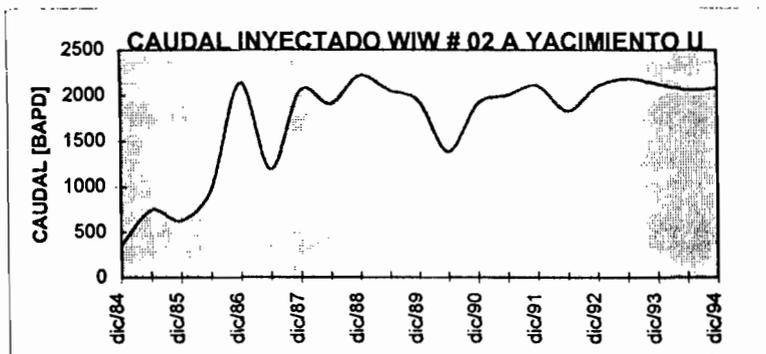
APENDICE A
POZO INYECTOR # 01 A YACIMIENTO U y T

FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	81	2587
jun/85	351	8600
dic/85	376	10457
jun/86	656	9898
dic/86	653	9354
jun/87	322	9377
dic/87	543	9306
jun/88	515	9578
dic/88	482	7821
jun/89	482	7036
dic/89	276	5862
jun/90	0	4884
dic/90	0	6066
jun/91	0	6351
dic/91	0	6690
jun/92	0	5820
dic/92	0	6677
jun/93	0	6929
dic/93	0	6744
jun/94	0	6317
dic/94	0	6579



APENDICE A
POZO INYECTOR # 02 A YACIMIENTO U y T

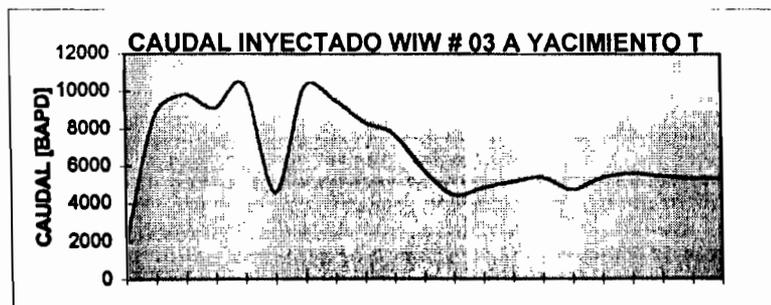
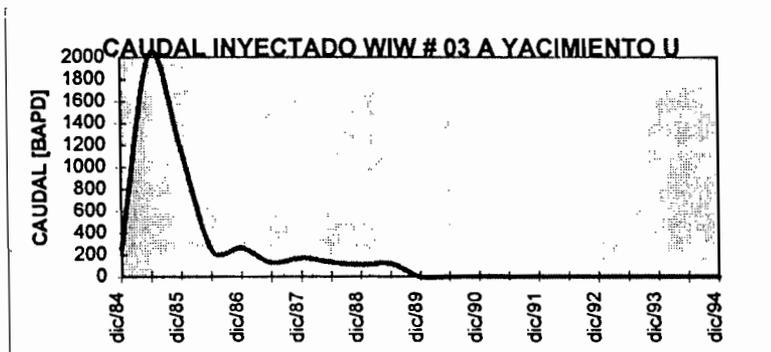
FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	357	1528
jun/85	746	9898
dic/85	632	10348
jun/86	965	10391
dic/86	2141	10545
jun/87	1187	4549
dic/87	2054	9272
jun/88	1906	6057
dic/88	2214	7263
jun/89	2058	7154
dic/89	1934	5432
jun/90	1381	3575
dic/90	1910	4873
jun/91	2002	5214
dic/91	2106	5448
jun/92	1830	4795
dic/92	2099	5479
jun/93	2182	5683
dic/93	2130	5590
jun/94	2065	5405
dic/94	2083	5406



APENDICE A

POZO INYECTOR # 03 A YACIMIENTO U y T

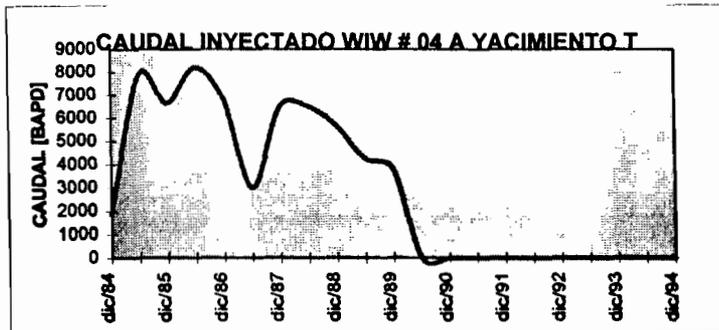
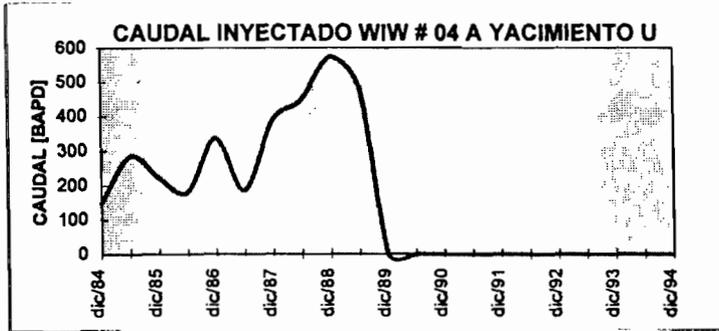
FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	252	1915
jun/85	2039	8731
dic/85	1170	9803
jun/86	245	9112
dic/86	266	10346
jun/87	131	4592
dic/87	172	10212
jun/88	133	9570
dic/88	110	8381
jun/89	119	7738
dic/89	0	5802
jun/90	0	4464
dic/90	0	4830
jun/91	0	5162
dic/91	0	5406
jun/92	0	4748
dic/92	0	5403
jun/93	0	5612
dic/93	0	5462
jun/94	0	5353
dic/94	0	5391



APENDICE A

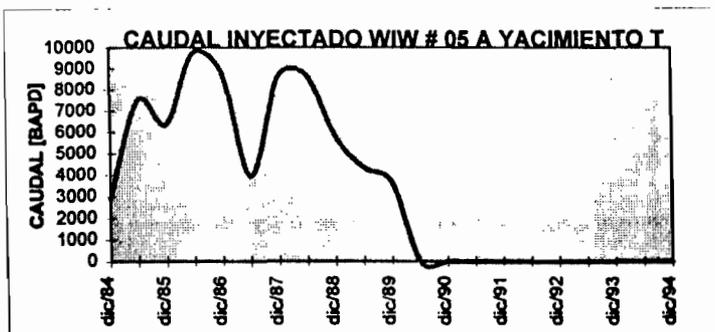
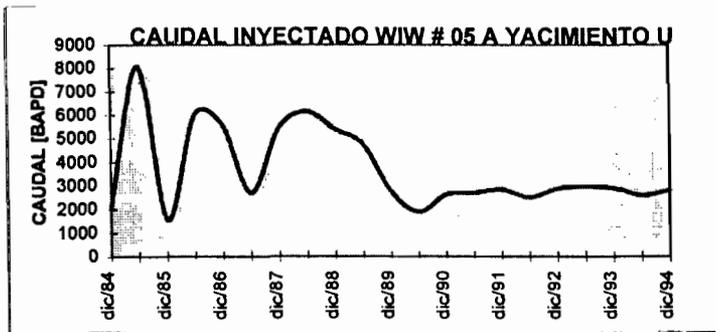
POZO INYECTOR # 04 A YACIMIENTO U y T

FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	149	1847
jun/85	285	7874
dic/85	221	6650
jun/86	180	8197
dic/86	336	6814
jun/87	186	3007
dic/87	389	6517
jun/88	449	6508
dic/88	572	5675
jun/89	488	4275
dic/89	0	3790
jun/90	0	0
dic/90	0	0
jun/91	0	0
dic/91	0	0
jun/92	0	0
dic/92	0	0
jun/93	0	0
dic/93	0	0
jun/94	0	0
dic/94	0	0



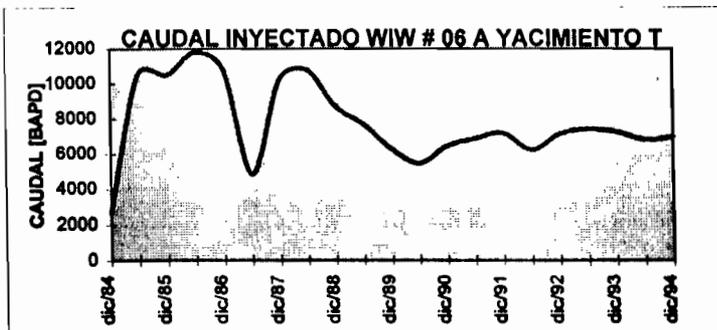
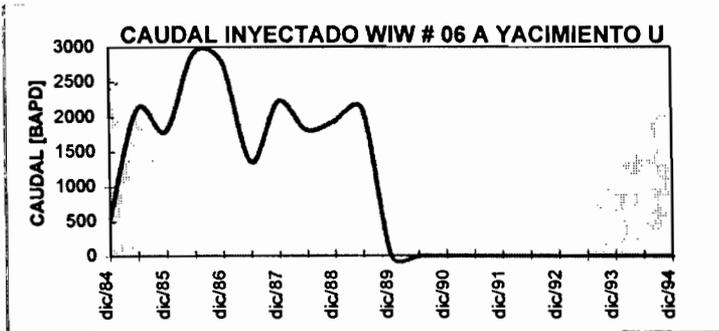
APENDICE A
POZO INYECTOR # 05 A YACIMIENTO U y T

FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	2108	2876
jun/85	8079	7506
dic/85	1585	6390
jun/86	6032	9774
dic/86	5592	8829
jun/87	2701	3954
dic/87	5462	8643
jun/88	6160	8710
dic/88	5390	5807
jun/89	4757	4356
dic/89	2744	3672
jun/90	1898	0
dic/90	2621	0
jun/91	2700	0
dic/91	2837	0
jun/92	2513	0
dic/92	2880	0
jun/93	2969	0
dic/93	2901	0
jun/94	2589	0
dic/94	2833	0



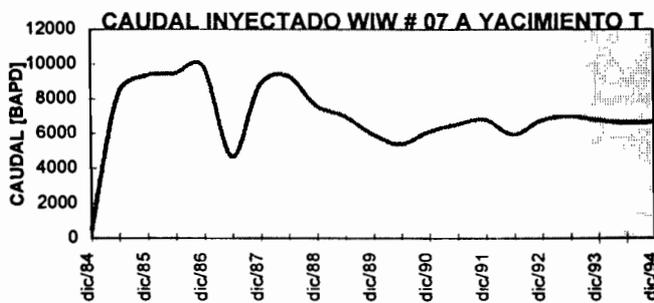
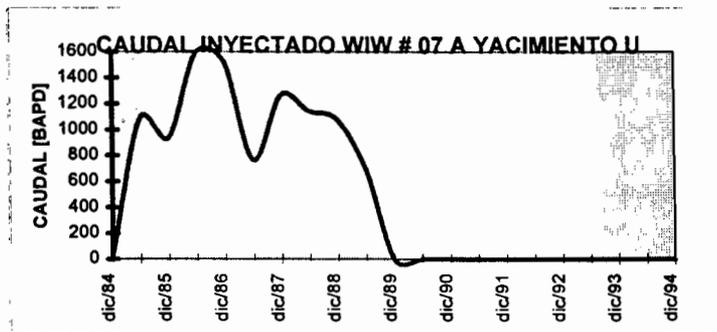
APENDICE A
POZO INYECTOR # 06 A YACIMIENTO U y T

FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	548	2703
jun/85	2115	10573
dic/85	1795	10498
jun/86	2914	11799
dic/86	2800	10813
jun/87	1359	4896
dic/87	2225	10264
jun/88	1816	10784
dic/88	1935	8702
jun/89	2116	7707
dic/89	0	6304
jun/90	0	5478
dic/90	0	6477
jun/91	0	6904
dic/91	0	7196
jun/92	0	6260
dic/92	0	7164
jun/93	0	7415
dic/93	0	7278
jun/94	0	6829
dic/94	0	6993



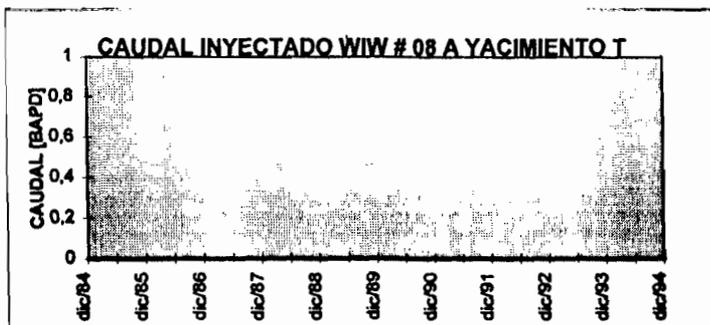
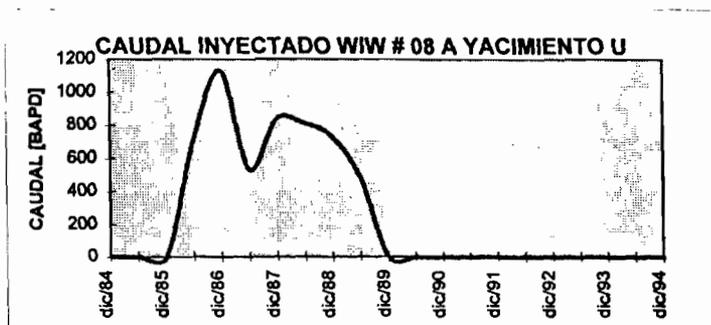
APENDICE A
POZO INYECTOR # 07 A YACIMIENTO U y T

FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	22	491
jun/85	1090	8316
dic/85	936	9351
jun/86	1598	9462
dic/86	1520	9888
jun/87	764	4645
dic/87	1266	8806
jun/88	1144	9312
dic/88	1079	7588
jun/89	693	6999
dic/89	0	5957
jun/90	0	5368
dic/90	0	6089
jun/91	0	6513
dic/91	0	6790
jun/92	0	5940
dic/92	0	6761
jun/93	0	7000
dic/93	0	6773
jun/94	0	6623
dic/94	0	6660



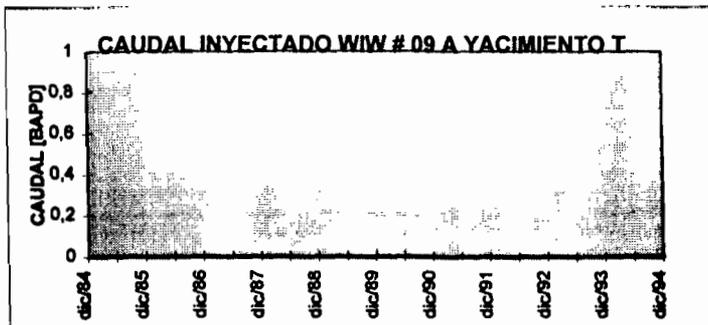
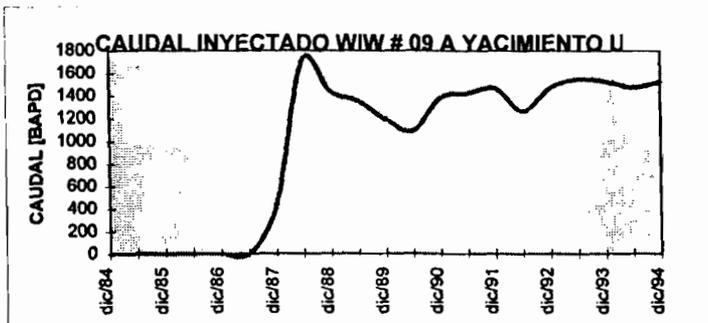
APENDICE A
POZO INYECTOR # 08 A YACIMIENTO U y T

FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	0	0
jun/85	0	0
dic/85	0	0
jun/86	707	0
dic/86	1129	0
jun/87	536	0
dic/87	840	0
jun/88	812	0
dic/88	731	0
jun/89	483	0
dic/89	0	0
jun/90	0	0
dic/90	0	0
jun/91	0	0
dic/91	0	0
jun/92	0	0
dic/92	0	0
jun/93	0	0
dic/93	0	0
jun/94	0	0
dic/94	0	0



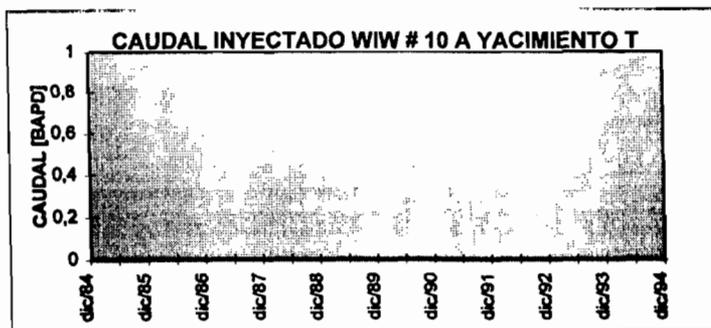
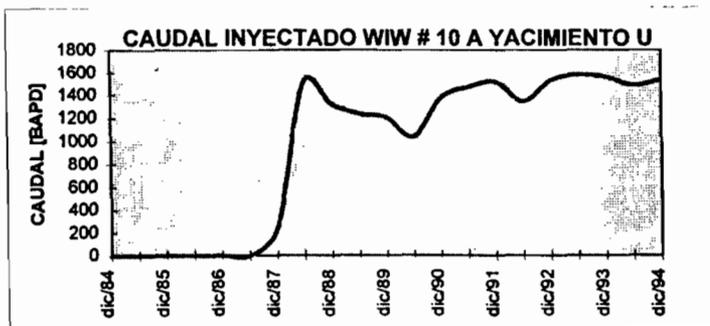
APENDICE A
POZO INYECTOR # 09 A YACIMIENTO U y T

FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	0	0
jun/85	0	0
dic/85	0	0
jun/86	0	0
dic/86	0	0
jun/87	0	0
dic/87	434	0
jun/88	1716	0
dic/88	1438	0
jun/89	1352	0
dic/89	1191	0
jun/90	1094	0
dic/90	1382	0
jun/91	1424	0
dic/91	1468	0
jun/92	1267	0
dic/92	1472	0
jun/93	1549	0
dic/93	1528	0
jun/94	1475	0
dic/94	1526	0



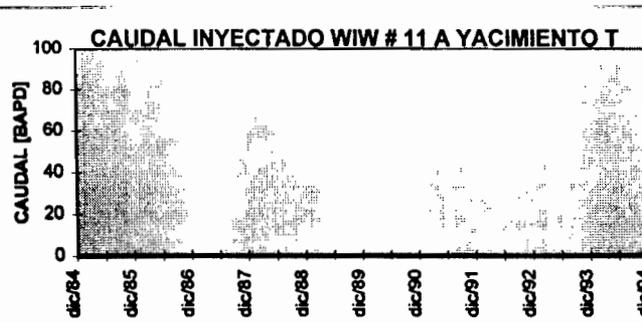
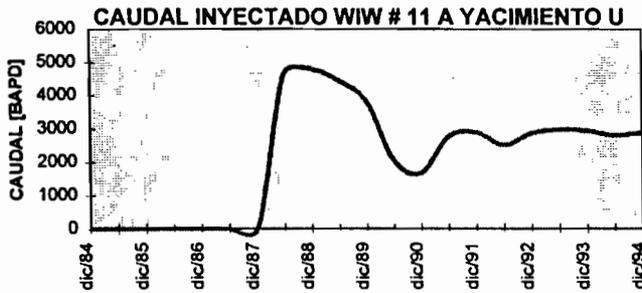
APENDICE A
POZO INYECTOR # 10 A YACIMIENTO U y T

FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	0	0
jun/85	0	0
dic/85	0	0
jun/86	0	0
dic/86	0	0
jun/87	0	0
dic/87	249	0
jun/88	1518	0
dic/88	1320	0
jun/89	1236	0
dic/89	1203	0
jun/90	1039	0
dic/90	1378	0
jun/91	1472	0
dic/91	1517	0
jun/92	1346	0
dic/92	1532	0
jun/93	1583	0
dic/93	1561	0
jun/94	1490	0
dic/94	1538	0

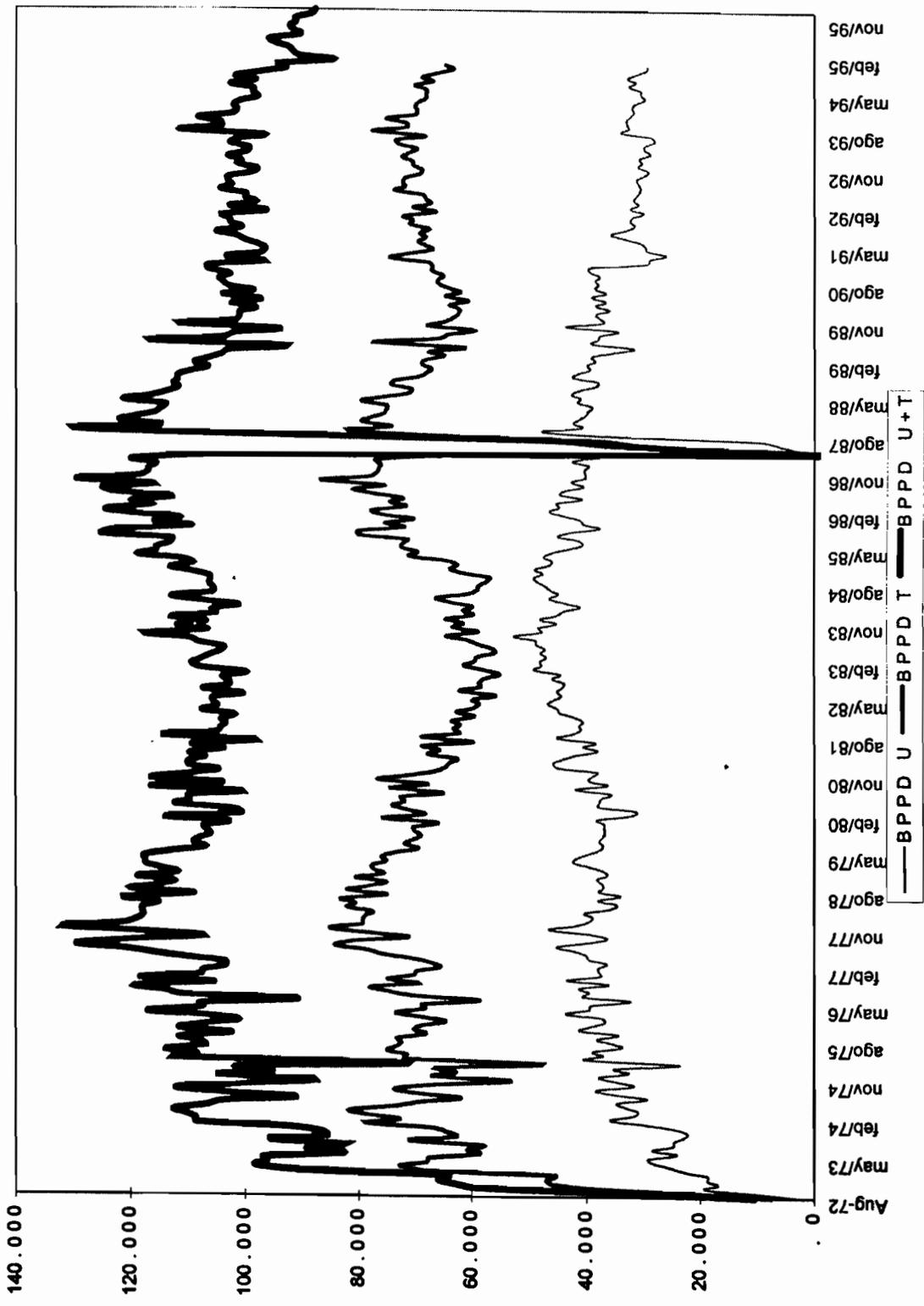


APENDICE A
POZO INYECTOR # 11 A YACIMIENTO U y T

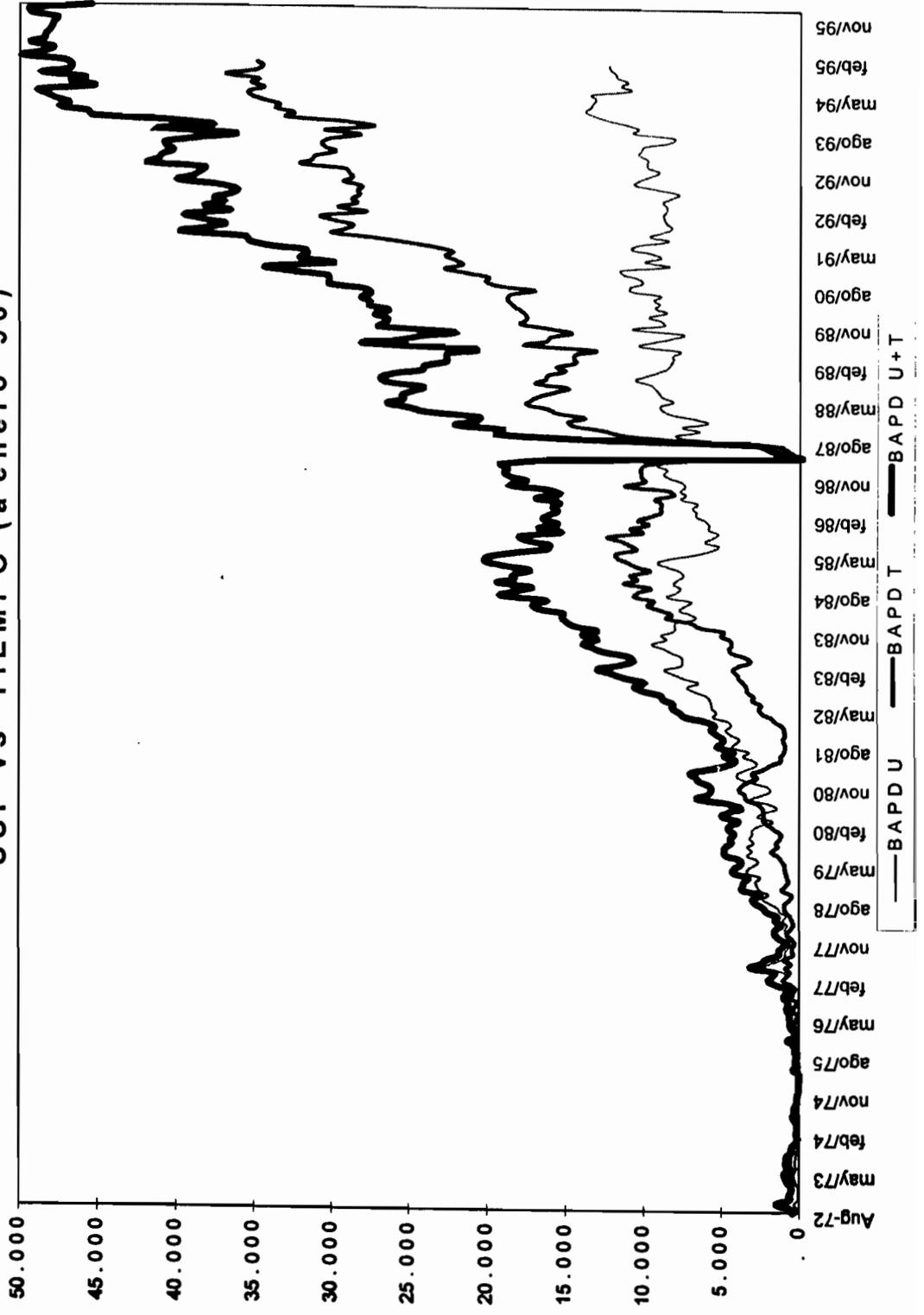
FECHA MM-AA	TASA INYECTADA	
	ARENA U	ARENA T
dic/84	0	0
jun/85	0	0
dic/85	0	0
jun/86	0	0
dic/86	0	0
jun/87	0	0
dic/87	0	0
jun/88	4627	0
dic/88	4795	0
jun/89	4441	0
dic/89	3811	0
jun/90	2049	0
dic/90	1685	0
jun/91	2781	0
dic/91	2897	0
jun/92	2527	0
dic/92	2873	0
jun/93	2988	0
dic/93	2948	0
jun/94	2808	0
dic/94	2892	0



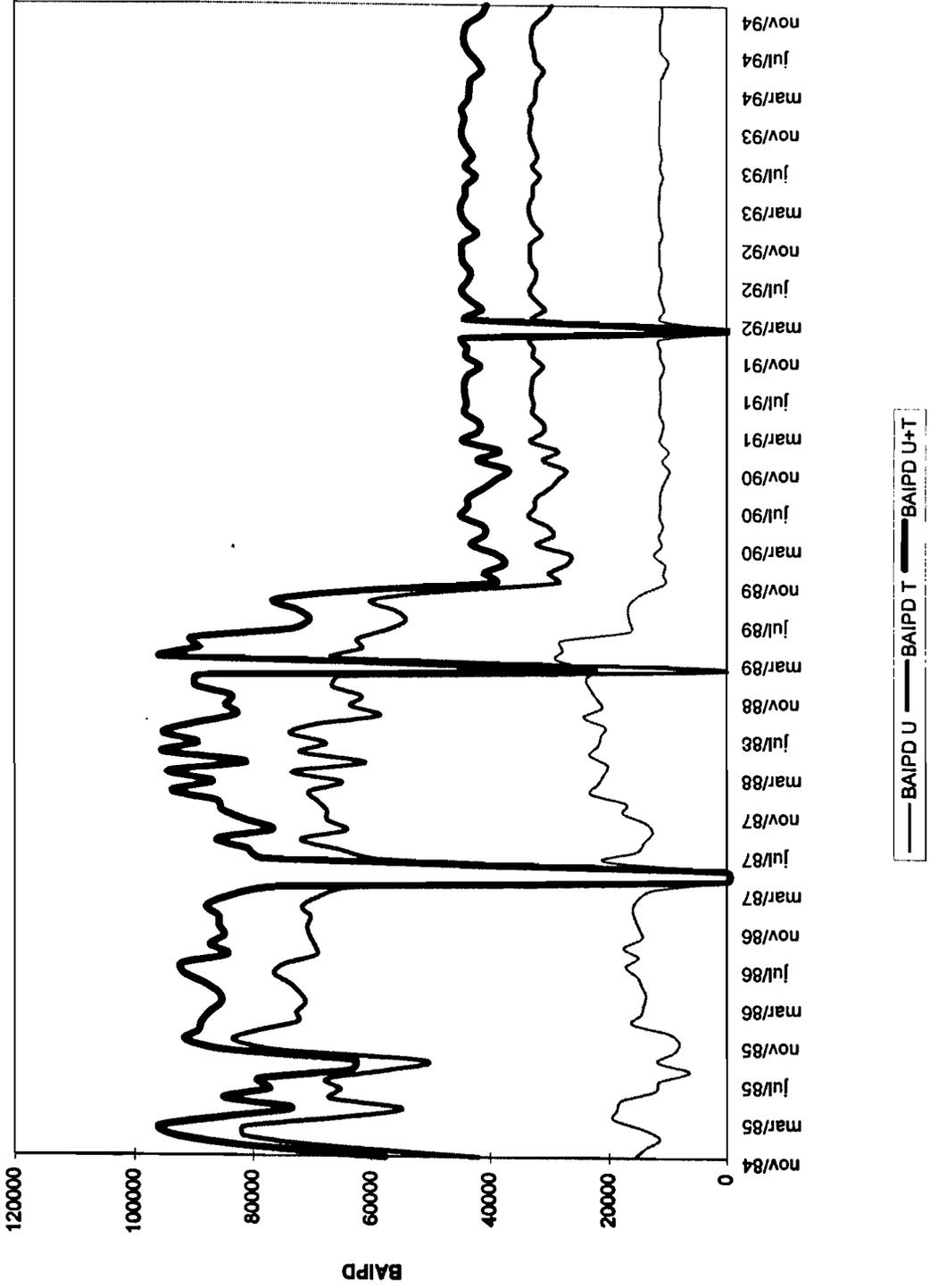
APENDICEB: PRODUCCION PETROLEO SSF vs TIEMPO (a enero '96)



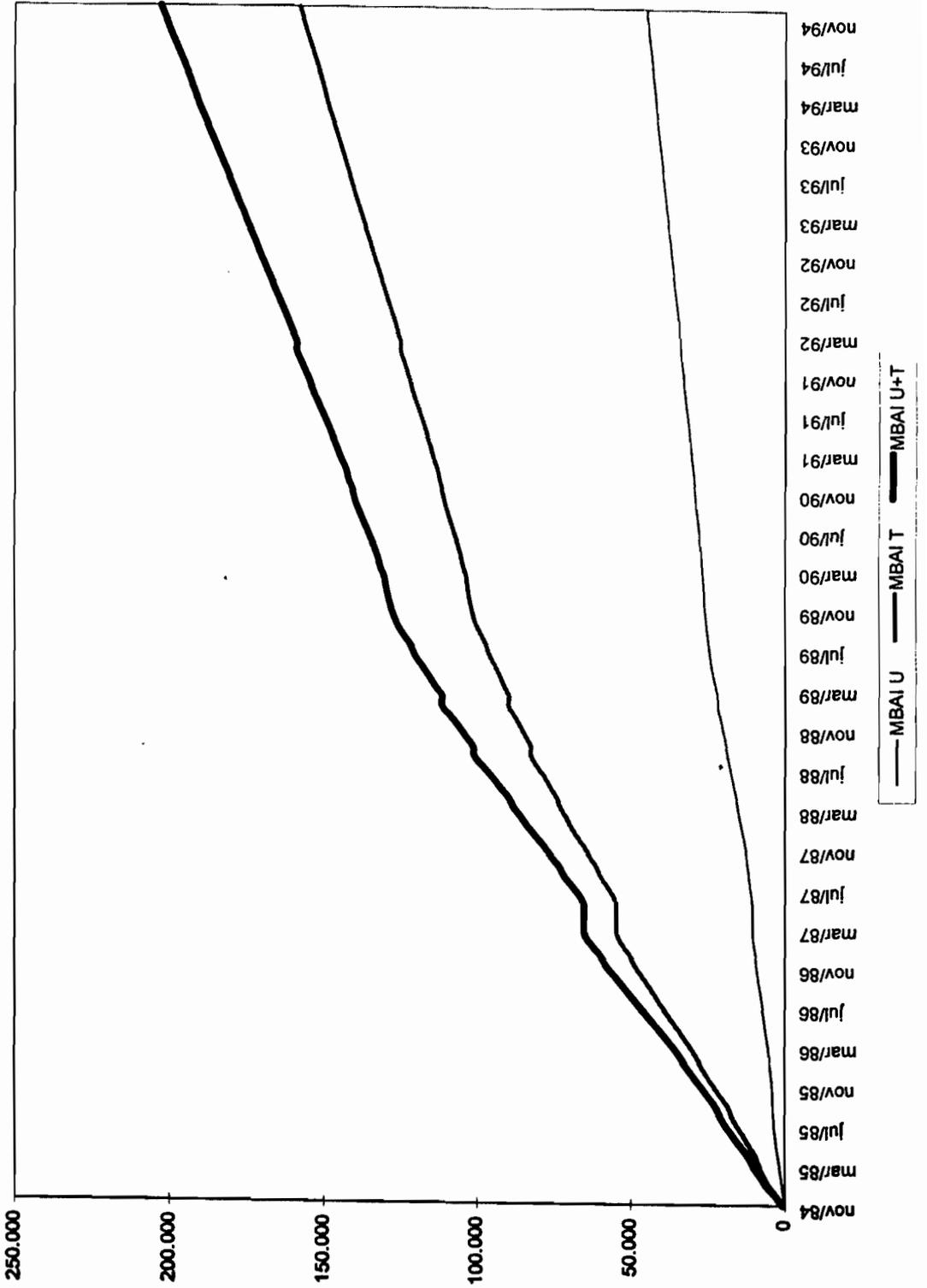
APENDICE B: PRODUCCION AGUA
SSF vs TIEMPO (a enero '96)



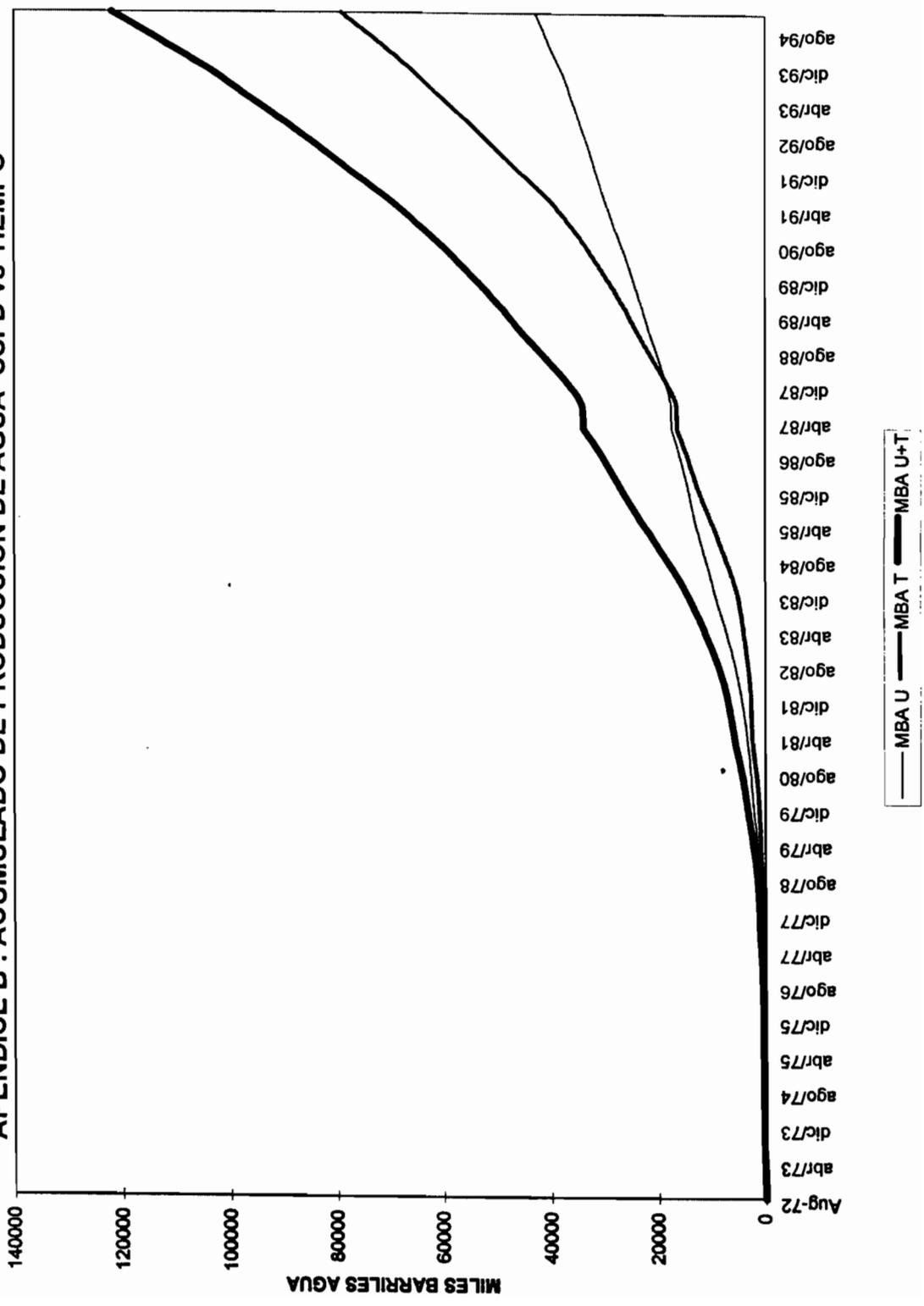
APENDICE B : INYECCION AGUA vs TIEMPO



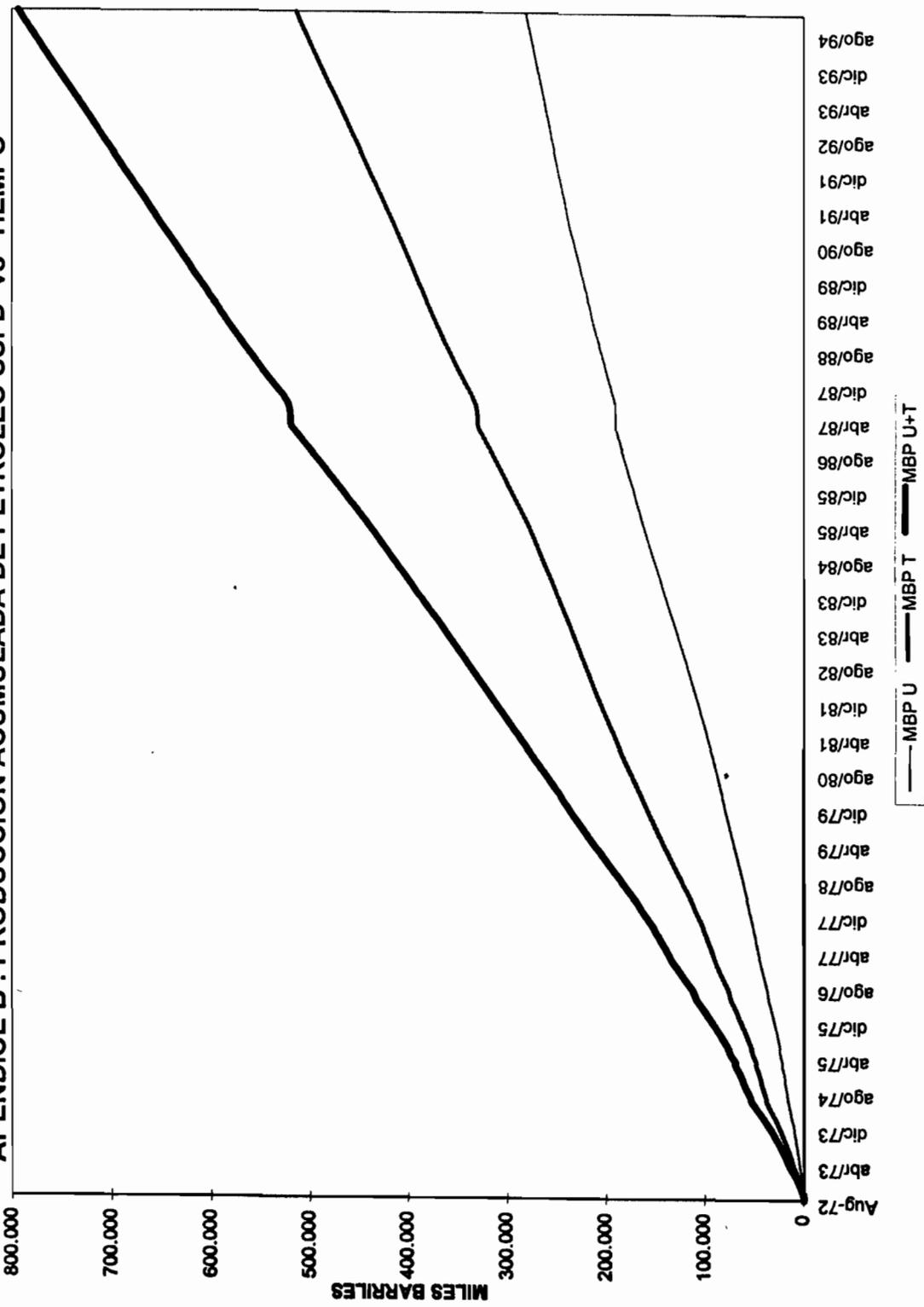
APENDICE B : VOLUMEN ACUMULADO DE AGUA INYECTADA SSF vs TIEMPO



APENDICE B : ACUMULADO DE PRODUCCION DE AGUA SSFD vs TIEMPO



APENDICE B : PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO SSFD vs TIEMPO



APENDICE D
VISCOSIDADES

El 17 de abril de 1.969 se realizó un analisis de crudo de las arenas U y T, del pozo SSF-01 en el cual se determinó los siguientes resultados:

ARENISCA U

GRAVEDAD ESPECIFICA A 60 °F	0,8864 cps.
VISCOSIDAD CINEMATICA A 70 °F	31,91 cps.
VISCOSIDAD CINEMATICA A 100 °F	19,24 cps.
VISCOSIDAD CINEMATICA A 122 °F	14,00 cps.

Realizando las respectivas correcciones para la relación gas-petróleo, temperatura y presión del yacimiento U se obtiene una viscosidad de **2,82 cps.**

ARENISCA T

GRAVEDAD ESPECIFICA A 60 °F	0,8569 cps.
VISCOSIDAD CINEMATICA A 70 °F	7,84 cps.
VISCOSIDAD CINEMATICA A 100 °F	6,11 cps.
VISCOSIDAD CINEMATICA A 122 °F	3,96 cps.

Realizando las respectivas correcciones para la relación gas-petróleo, temperatura y presión del yacimiento U se obtiene una viscosidad de **1,08 cps.**

APÉNDICE E : CALCULO DE LA RELACION DE MOVILIDAD

La relación de movilidades está dada por la razón entre la movilidad del fluido desplazante (agua), entre la movilidad del fluido desplazado (petróleo). De donde la ecuación resulta:

$$M = \frac{k_{rw} U_o}{k_{ro} U_w}$$

Como la movilidad del agua es medida detrás del frente de invasión, los valores de permeabilidad relativa al agua serán tomados a la saturación de petróleo residual; por el contrario, como la movilidad del petróleo es tomada en el banco de petróleo, el valor de permeabilidad relativa al petróleo serán tomados a la saturación de petróleo irreductible.

Para la zona norte del campo se tomaron los datos de núcleos del pozo AG-10; para la zona central del campo se tomaron datos de núcleos del SSF-15-B; y para la zona sur del campo se tomaron datos de núcleos del pozo SSF-21A.

POZO	Kro	Krw	M
AG-10	0,248	0,178	2,215
SSF-15B	0,556	0,069	0,385
SSF-21A	0,796	0,182	0,705

De estos datos se obtiene una relación promedio de movilidades: M_{avg}

$$M_{avg} = 1,102$$

APENDICE F : DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE VARIACION DE PERMEABILIDADES

El coeficiente de variación de permeabilidad V nos da una idea de la uniformidad o heterogeneidad de la formación.

Si $V=0$ ==> la formación es homogénea

Si $V=1$ ==> la formación es heterogénea

En la primera aplicación de los datos obtenidos de los análisis de núcleos, con el objeto de medir el efecto de la estratificación de la permeabilidad en las predicciones de la inyección de agua, Dykstra & Parsons usaron la distribución logarítmica normal de la permeabilidad de la roca del yacimiento.

Dykstra & Parsons, propusieron que los valores de la permeabilidad tomados de análisis de núcleos deben disponerse en orden descendente. Se calcula el porcentaje del número total de valores de permeabilidad que excedan cada renglón de tabulación. A continuación estos valores se grafican en papel logarítmico de probabilidades. Se traza la mejor línea recta a través de los puntos, dando mayor validez a los puntos centrales que a los mas distantes.

La fórmula a utilizarse es la siguiente:

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84,1\%}}{K_{50\%}}$$

Este procedimiento se lo aplicó a los pozos AG-4, AG-10, SSF-2A, SSF-15B, SSF-21 y SSF-22. Los valores de V son:

POZO	V
AG-10	0,56
SSF-15B	0,67
SSF-21	0,62
SSF-22A	0,43

De estos resultados calculamos una $V_{avg} = 0,568$. Este valor nos da una idea de la baja homogeneidad del yacimiento.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO T

K, md	450
saturación de petróleo residual, % POES	30
espaciamiento entre inyectores, a ó rei	609,76
espesor, piés	43,9
permeabilidad efectiva promedio, md	500
porosidad, %	17,8
saturación agua irredutible, % VP	12
saturación promedio actual gas, % VP	0
viscosidad del petróleo, cp.	1,08
viscosidad del agua, cp.	0,35
presión del yacimiento, psi.	2576
factor volumétrico inicial petróleo, (SSF-30)	1,2368
arreglo de inyección	LINEA ALTERNA
área del arreglo, acres	987,915519
radio del pozo, piés	0,41
salinidad agua formación, ppm Cl-	10.000
M	1,102
V	0,568
Swbt avg	0,4
d, piés	304,88
agua inyectada acumulada SSF, bbl	136.171.738

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO U

K, md	450
saturación de petróleo residual, % POES	25
espaciamiento entre inyectores, a ó rei	609,76
espesor, piés	36,6
permeabilidad efectiva promedio, md	300
porosidad, %	17,8
saturación agua irredutible, % VP	12
saturación promedio actual gas, % VP	0
viscosidad del petróleo, cp.	2,82
viscosidad del agua, cp.	0,35
presión del yacimiento, psi.	2305
factor volumétrico inicial del petróleo, (SSF	1,1688
arreglo de inyección	LINEA ALTERNA
área del arreglo, acres	987,915519
radio del pozo, piés	0,41
POES, MMSTB	3465
salinidad agua formación, ppm Cl-	30,000-50,000
M	2,124
V	0,550
agua inyectada acumulada SSF, bbl	47.170.747
Swbt avg	0,4
d, piés	304,88

CALCULO DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL

A partir de la Ley de Darcy, en 1.941 Buckley Leverett presentó el concepto de flujo fraccional.

Se desprecian los esfuerzos generados por las presiones capilares.

Para efectos prácticos se asume que el desplazamiento ocurre en un sistema horizontal, en realidad la Formación Napo tiene en su flanco oeste una suave inclinación (1°).

Generalmente es aceptable suponer que no queda gas libre al final de la inundación

La ecuación que utilizaremos es la siguiente:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{U_w k_o}{U_o k_w}}$$

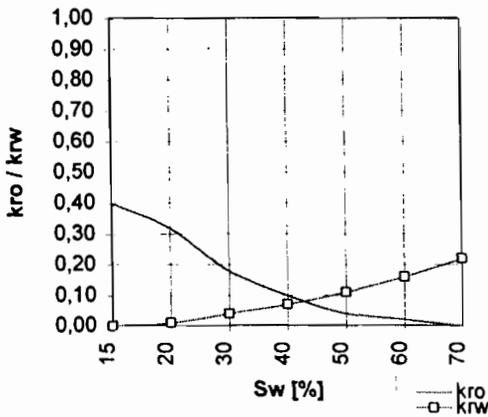
Esta ecuación se denomina forma simplificada de la ecuación de flujo fraccional.

Utilizando los datos de permeabilidad relativa se traza la curva de flujo fraccional f_w .

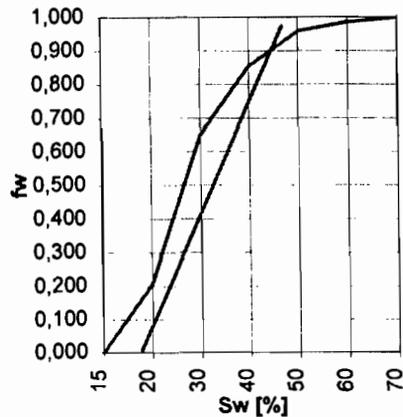
TABLA # 01

Sw	kro	krw	flujo fraccional
15	0,40	0,00	0,000
20	0,32	0,01	0,207
30	0,18	0,04	0,649
40	0,10	0,07	0,854
50	0,04	0,11	0,958
60	0,02	0,16	0,985
70	0,00	0,22	1,000

CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS



FLUJO FRACCIONAL



CALCULO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESPLAZAMIENTO

De la curva de flujo fraccional se deduce que la saturación de agua en la zona estabilizada es :
 $S_{sz} = 42\%$

A partir de la curva de flujo fraccional se obtiene la saturación promedio de agua detrás del frente de invasión de agua (S_{wavg}).

Esta es determinada prolongando la tangente de la curva de flujo fraccional, hasta que intercepte la línea que corresponde a $fw=1,0$

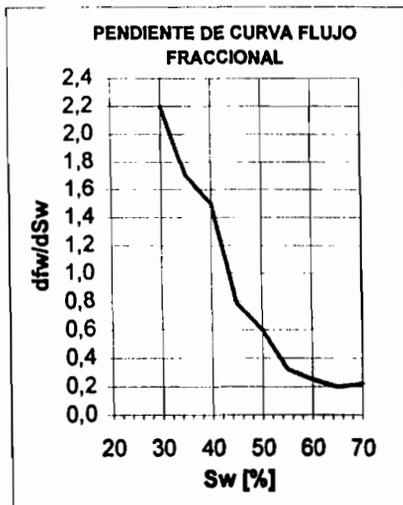
En la siguiente tabla se indican los valores de dfw/dSw . Los volúmenes de poro VP de agua inyectada acumulativa Q_i , requerida para alcanzar la Sw_2 (en el extremo productor del sistema inyector-productor), se determina mediante la fórmula :

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{dfw}{dSw} \right)_{Sw_2}}$$

Del mismo modo, utilizando la ecuación de Welge, se determina la saturación promedio, Sw

TABLA # 02

Sw2	fw2	dfw/dSw	Qi	Sw avg
30	0,660	2,200	0,455	0,455
35	0,760	1,700	0,588	0,491
40	0,860	1,500	0,667	0,493
45	0,901	0,790	1,266	0,575
50	0,960	0,600	1,667	0,567
55	0,976	0,320	3,125	0,625
60	0,983	0,250	4,000	0,668
65	0,989	0,200	5,000	0,705
70	1,000	0,220	4,545	0,700



CALCULO DE LA RECUPERACION TOTAL POR INYECCION DE AGUA

Para calcular la recuperación total por inyección de agua hasta una fracción de agua producida (f_w2) del 90,1 %, vamos a la tabla a determinar $sw_{avg} = 57,5 \%$.

El volumen de petróleo residual en el yacimiento se reduce mediante el factor volumétrico del petróleo, para obtener el volumen de petróleo residual medido a condiciones atmosféricas, que queda en el yacimiento al final de la inyección de agua.

El petróleo en sitio medido a condiciones de tanque es :

$$\begin{aligned} S_{oi} / B_{oi} &= \frac{1 - S_{wi}}{B_{oi}} \\ &= (1-0,15)/1,2368 = 0,6873 \text{ STB} \end{aligned}$$

B_{oi} : es el factor volumétrico del petróleo al inicio de la explotación del campo.

A una fracción de agua producida de 90 %, el petróleo restante medido a condiciones de tanque, en un barril de volumen total de poro en la zona barrida del yacimiento es :

$$\begin{aligned} S_{oavg} / B_o &= \frac{1 - S_{wavg}}{B_o} \\ &= (1-0,575) / 1,2200 = 0,3484 \text{ STB} \end{aligned}$$

B_o :es el factor volumétrico del petróleo al inicio de la inyección de agua.

El petróleo que se queda en la porción no barrida, por barril del volumen total de poros es :

$$\begin{aligned} S_{oi} / B_o &= \frac{1 - S_{wi}}{B_o} \\ &= (1-0,15) / 1,2200 = 0,6967 \text{ STB} \end{aligned}$$

Usando el término $(1-V^2) / M$ como aproximación de la eficiencia volumétrica entendiéndosela como la fracción del volumen total del yacimiento en contacto con el volumen inyectado.

$$\begin{aligned} E_v &= (1-V^2) / M \\ &= (1-0,568^2) / 1,102 = 0,6147 \end{aligned}$$

El total de petróleo que se queda en un barril de volumen total de poros es :

$$= 0,6147 \cdot 0,3484 + (1-0,6147) \cdot 0,6967 = 0,6967 \text{ STB}$$

APENDICE G : CALCULOS ANTES DE LA RUPTURA
(ARENSICA T)

INYECTOR/PRODUCTO	P (Hornes) build-up	P (Hornes) fall-off-test	WM (BLS)	Sor (fracs.)	Sut (fracs.)	PODavg (%)	espesor avg. (pés)	AREA (ACRES)	Vp (MMB)	POES1 (MMB/D)	Etar (M+1.02)	Wbr (MM)	WM (MM)	WV (MMB)	Ea (%)	ra (pés)	r (pés)	I (BAPD)	I _{max} (BAPD)
WMW-04	3000	3229	1.1E+07	0.253	0.085	20.6	34.95	513.72	28.7216	19.7404	0.65	5.8807	0.2491	19.0137	0.00	10.88	0.00	2522.38	1970.55
SSF-56	3439	3229	1.1E+07	0.253	0.108	17.7	27.68	311.19	11.8015	8.1112	0.65	2.2399	0.1631	7.5411	0.00	13.20	0.00	1831.95	1431.17
SSF-57	2951	3229	1.1E+07	0.256	0.063	20.6	21.45	259.33	8.8898	6.1100	0.65	1.9473	0.1571	6.0540	0.00	13.45	0.00	1879.32	1468.17
SSF-53	2207	3229	1.1E+07	0.253	0.080	17.3	17.15	311.19	7.1629	4.9231	0.65	1.4899	0.1033	4.7777	0.00	16.59	0.00	5523.87	4135.39
WMW-03	2207	3050	2.5E+07	0.253	0.080	19.3	6.98	363.06	3.7845	2.6011	0.65	0.7872	0.0468	2.5243	0.00	24.65	0.00	1854.43	1448.73
SSF-46	1900	3050	2.5E+07	0.253	0.080	21.2	9.25	410.60	6.2480	4.2943	0.65	1.2996	0.0683	4.1674	0.00	20.40	0.00	3353.22	2619.62
WMW-02	1900	2830	2478816	0.330	0.130	21.2	12.70	445.49	9.3037	6.3945	0.65	1.6328	0.0759	5.0240	0.00	19.35	0.00	3721.74	2907.53
SSF-31	1800	2830	2478816	0.200	0.020	15.7	26.56	373.25	12.0751	8.2992	0.65	2.9825	0.1698	9.4186	0.00	12.94	0.00	8622.04	6735.77
WMW-05	1800	3320	1.3E+07	0.200	0.020	15.7	32.00	210.55	8.2064	5.6403	0.65	2.0270	0.2046	6.4010	0.00	11.79	0.00	15329.28	11975.65
SSF-15-B	2014	3320	1.3E+07	0.300	0.092	24.3	36.34	118.55	8.1215	5.5819	0.65	1.6259	0.2803	4.9379	0.00	10.07	0.00	14957.41	11685.13
SSF-16	2000	3320	1.3E+07	0.185	0.080	21.6	35.30	167.45	9.9063	6.8086	0.65	2.0605	0.2927	7.2811	0.00	9.66	0.00	14686.76	11473.70
WMW-07	2500	2500	2.7E+07	0.350	0.085	20.8	45.15	200.05	14.5752	10.0176	0.65	2.9843	0.2771	8.2350	0.00	10.13	0.00	4268.81	3334.91
SSF-22-B	2400	2500	2.7E+07	0.250	0.100	18.8	42.91	319.84	19.9638	13.7211	0.65	3.8929	0.2731	12.9764	0.00	10.20	0.00	1352.34	1056.49
SSF-30-A	3050	2500	2.7E+07	0.250	0.087	18.8	13.58	307.49	6.0732	4.1741	0.65	1.2356	0.0881	4.0265	0.00	17.96	0.00	2353.57	1838.67

23364.48 22940.33

- (1) $V_p = 7.756 \times W \times \text{POR}$
 - (2) $POES_1 = V_p \times S_w / E_a$
 - (3) E_{tar} : tomado de la ilustración # 8
 - (4) $W_{br} = V_p \times E_{tar} \times (S_{w_{br}} - S_w)$
 - (5) $W_i = [PI \times h \times \text{POR} \times (1 - S_w - S_{w_{br}})] \times (a/r)^2 / 5.61$
 - (6) $W_e = V_p \times (1 - S_w - S_{w_{br}})$
 - (7) $E_a = W_i / [V_p \times (S_{w_{br}} - S_w)]$
 - (8) $r_e = [(5.61 \times W_i) / (PI \times h \times \text{POR} \times (1 - S_w - S_{w_{br}}))]^{1/2}$
 - (9) $r = r_e \times [(1 - S_w - S_{w_{br}}) / (S_{w_{br}} - S_w)]^{1/2}$
 - (10) $I = 0.001538 \times K \times h \times K \times h \times (P^* - P^*_{br}) / [U_o \times (\log(a/r_e) - 0.682 \times (d/a) - 0.798)]$
 - (11) $I_{max} = 0.003541 \times h \times K \times h \times (P^* - P^*_{br}) / [U_o \times (\ln(d/w) - 0.619)]$
- S_w : saturación de petróleo residual medido en núcleo
 $POES_1$: porosidad promedio medida en núcleo
 $P^* (b-up)$: último cálculo de p
 $P^* (f-off)$: último cálculo de presión de yac. en pozo inyección, línea penfénica
 W_i : volumen de agua inyectada acumulativa
 $esp. avg.$: espesor promedio, piés
 $AREA$: área del arreglo, acres
 a : distancia entre pozos inyectoras, piés
 d : distancia más corta entre pozos productores e inyectoras, piés
 I : tasa de inyección, BAPD
 I_{max} : tasa de inyección del fluido con la misma movilidad que el petróleo del yac
 r_e : radio exterior del banco de petróleo antes de la ruptura, piés
 r : radio exterior del frente de barrido de agua, antes de la ruptura, piés

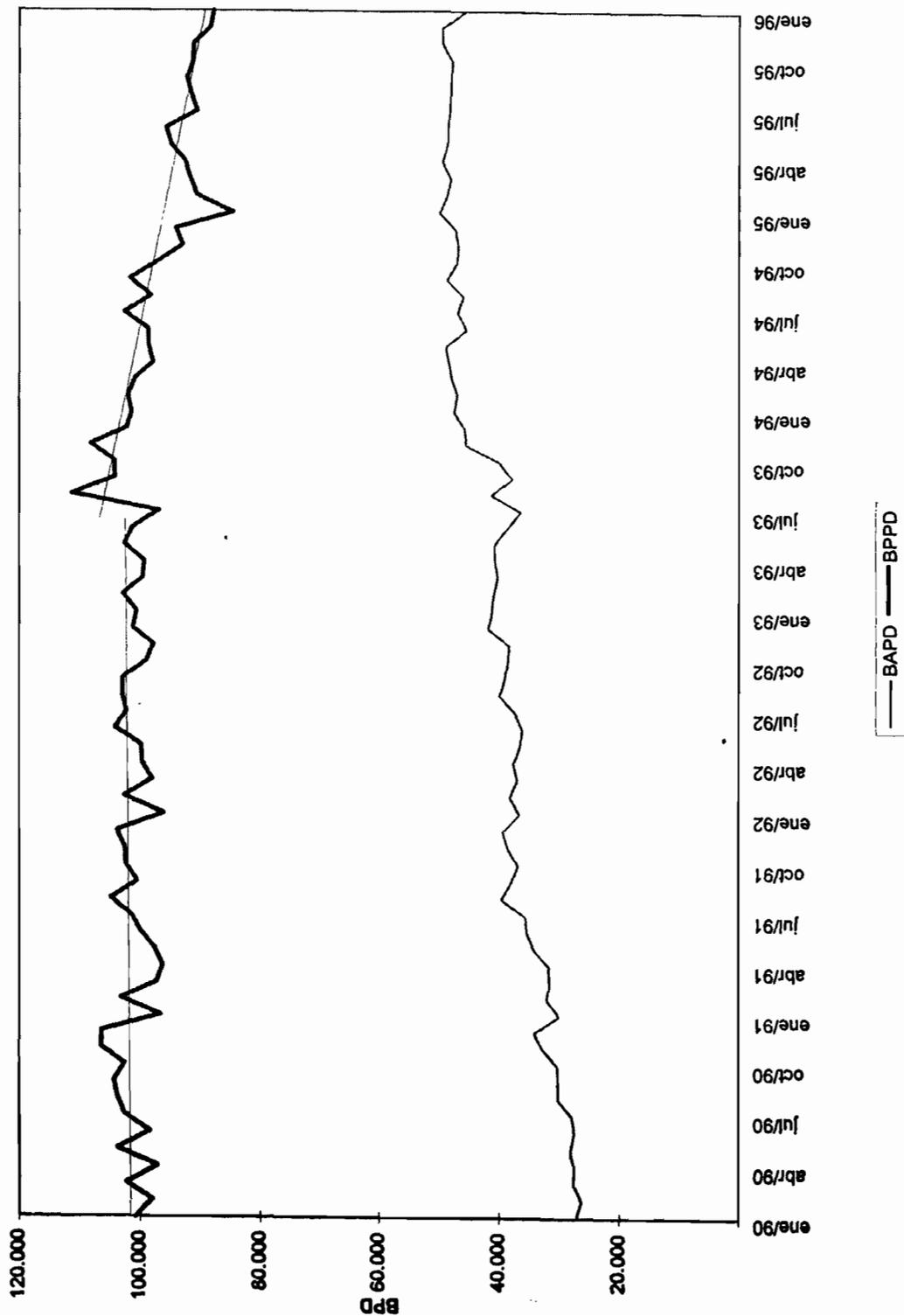
APENDICE G : CALCULOS ANTES DE LA RUPTURA
(ARENISCA U)

INYECCION	PRODUCTO	P ^r (Norma) [psi]	P ^r (Norma) [psi]	W _i [BLS]	S _{or} [frac.]	S _{wi} [frac.]	PO _{Ravg} [%]	espesor avg [pies]	AREA [ACRES]	V _p [MMB]	POES ₁ [MMB/PI]	E _{air} (N=2,124)	W _{ik} [MM]	W _{li} [MM]	W _R [MMB]	E _a [%]	r _e [pies]	r _i [pies]	i [BAPD]	i _{base} [BAPD]
WMW-04	AG-03	3000	3229	1.1E+07	0.253	0.085	20.6	34.95	513.72	28.7216	19.7404	0.65	5.8807	0.2491	19.0137	5.21	4201.90	6091.44	966.02	754.88
	SSF-56	3439	3229	1.1E+07	0.253	0.108	17.7	27.68	311.19	11.8015	8.1112	0.65	2.2399	0.1631	7.5411	13.69	5192.95	7681.98	701.60	548.11
	SSF-57	2951	3229	1.1E+07	0.256	0.063	20.6	21.45	259.33	8.8898	6.1100	0.65	1.9473	0.1571	6.0540	15.75	5290.81	7521.09	719.74	562.28
	SSF-53	2207	3229	1.1E+07	0.253	0.080	17.3	17.15	311.19	7.1629	4.9231	0.65	1.4899	0.1033	4.7777	20.58	6524.17	9419.18	2115.52	1652.70
WMW-03	SSF-53	2207	3050	2.5E+07	0.253	0.080	19.3	6.98	363.06	3.7845	2.6011	0.65	0.7872	0.0468	2.5243	38.95	9694.76	13996.68	710.21	554.83
	SSF-46	1900	3050	2.5E+07	0.253	0.080	21.2	9.25	410.60	6.2480	4.2943	0.65	1.2996	0.0683	4.1674	23.59	8024.06	11584.63	1284.21	1003.26
WMW-02	SSF-46	1900	2830	2478816	0.330	0.130	21.2	12.70	445.49	9.3037	6.3945	0.65	1.6328	0.0759	5.0240	18.78	7612.21	10765.29	1425.35	1113.52
	SSF-31	1800	2830	2478816	0.200	0.020	15.7	26.56	373.25	12.0751	8.2992	0.65	2.9825	0.1698	9.4186	10.28	5088.90	7290.87	3302.06	2579.66
WMW-06	SSF-31	1800	3320	1.3E+07	0.200	0.020	15.7	32.00	210.55	8.2064	5.6403	0.65	2.0270	0.2046	6.4010	15.13	4636.29	6642.42	5870.79	4586.42
	SSF-15-B	2014	3320	1.3E+07	0.300	0.092	24.3	36.34	118.55	8.1215	5.5819	0.65	1.6259	0.2803	4.9379	18.86	3960.92	5565.09	5728.37	4475.16
	SSF-18	2000	3320	1.3E+07	0.185	0.080	21.6	35.30	167.45	9.9063	6.8096	0.65	2.0605	0.2927	7.2811	14.88	3676.69	5875.29	5624.72	4394.18
WMW-07	SSF-20-A	2200	2500	2.7E+07	0.350	0.085	20.8	45.15	200.05	14.5752	10.0176	0.65	2.9843	0.2771	8.2350	10.27	3984.36	5336.14	1634.86	1277.20
	SSF-22-B	2400	2500	2.7E+07	0.250	0.100	18.8	42.91	319.84	19.9638	13.7211	0.65	3.8929	0.2731	12.9764	7.88	4013.34	5907.48	517.92	404.61
	SSF-30-A	3050	2500	2.7E+07	0.250	0.087	18.8	13.58	307.49	6.0732	4.1741	0.65	1.2356	0.0881	4.0265	24.81	7064.28	10281.40	901.37	704.17

11245,97 8785,66

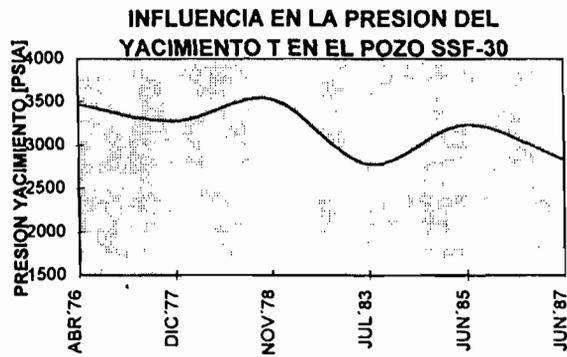
- (1) $V_p = 7.758 \times \text{Anhd} \times \text{POR}$
 - (2) $\text{POES}_1 = V_p \times S_{wR} \times E_{air}$
 - (3) E_{air} : tomado de la ilustración # 8
 - (4) $W_{ik} = V_p \times E_{air} \times (S_{wR} - S_w)$
 - (5) $W_{li} = [P_i \times h \times \text{POR} \times (1 - S_w - S_w)] \times (a/2)^2 / 5.61$
 - (6) $W_R = V_p \times (1 - S_w - S_w)$
 - (7) $E_a = W_i / [V_p \times (S_{wR} - S_w)]$
 - (8) $r_e = \{ (5.61 \times W_i) / [P_i \times h \times \text{POR} \times (1 - S_w - S_w)] \}^{1/2}$
 - (9) $r_i = r_e \times (1 - S_w - S_w) / (S_{wR} - S_w)^{1/2}$
 - (10) $i = 0.001538 \times K \times k_{ro} \times h \times (P_i^* - P^*) / [U_o \times (\log(a/r_e) - 0.682 \times (d/a) - 0.798)]$
 - (11) $i_{base} = 0.003541 \times h \times K \times k_{ro} \times (P_i^* - P^*) / [U_o \times (\ln(d/r_w) - 0.819)]$
- S_{wR} : saturación de petróleo residual medido en núcleo
S_{wi} : saturación de agua irreducible medida en núcleo
PORavg : porosidad promedio medida en núcleo
P^r (b-up) : último cálculo de
P^r (f-off) : último cálculo de presión de yac. en pozo inyección, línea penfénica
W_i : volumen de agua inyectada acumulativa
esp. avg. : espesor promedio, piés
AREA : área del arreglo, acres
a : distancia entre pozos inyectoros, piés
d : distancia más corta entre pozos productores e inyectoros, piés
i : tasa de inyección, BAPD
i_{base} : tasa de inyección del fluido con la misma movilidad que el petróleo del yac.
r_e : radio exterior del banco de petróleo antes de la ruptura, piés
r : radio exterior del frente de barrido de agua, antes de la ruptura, piés

APENDICE I : PRODUCCION DE PETROLEO Y AGUA DEL CAMPO SSF-AG (1990 - 1996)



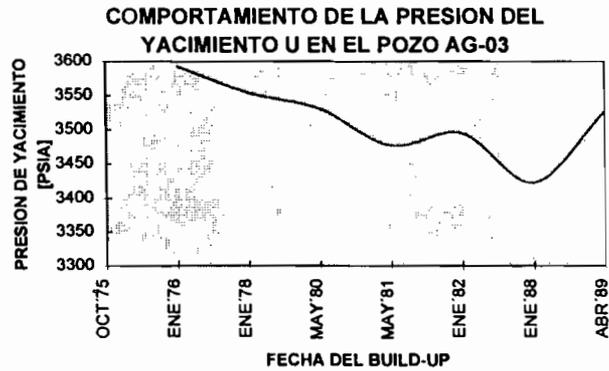
APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-30

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
ABR '76	3470	T	4	-4,2	200	0,4	9438-9460/ 9470-9476
DIC '77	3277	T	37	-4,2	257	2,7	
NOV '78	3531	T	25	-1,0	958	3,4	
JUL '83	2782	T	91	6,6	607	1,9	
JUN '85	3235	T	70	57,8	758	2,9	
JUN '87	2837	T	188	7,8	935		



APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO AG-03

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
OCT '75		U	302	2,3	1540	0,0	9198-9236
ENE '76	3593	U	247	2,2	1600	0,0	9198-9236
ENE '78	3554	U	471	4,0	1591	0,3	9198-9236
MAY '80	3531	U	371	7,8	1047	0,2	9198-9236
ENE '82	3495	U	223	12,6	435	1,4	9198-9236
ENE '88	3423	U	116	16,7	413	1,4	9198-9220
ABR '89	3527	U	134	9,7	451	1,2	9198-9220

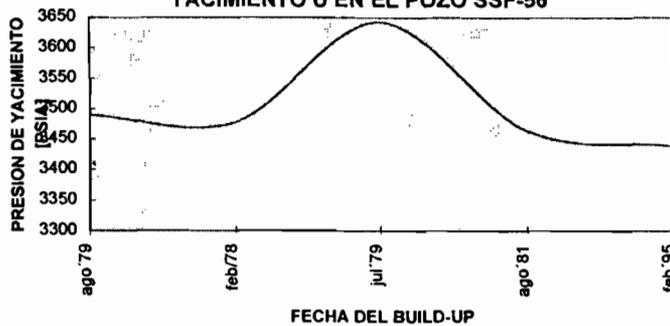


APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-56

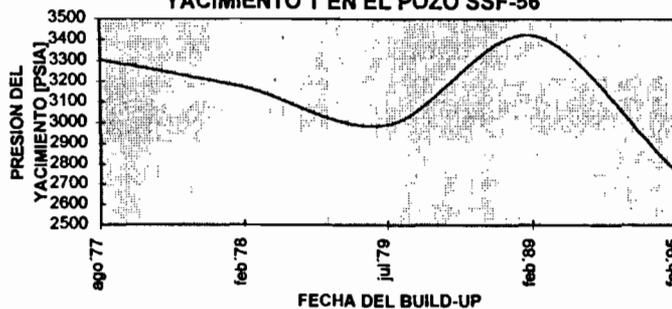
FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
ago '79	3490	U	266	75,0	1720	0,2	9138-9198
feb/78	3478	U	436	8,1	1878	0,2	
jul '79	3642	U	136	1,2	1592	0,6	
ago '81	3464	U	419	6,9	1973	1,3	
feb '95	3439	U	110	8,3	1016	10,0	

ago '77	3305	T	230	1,2	1809	0,2	9362-9368/ 9378-9384/ 9388-9420
feb '78	3172	T	320	0,3	1675	0,1	
jul '79	2992	T		15,4	1791	0,3	
feb '89	3421	T	203	22,1	1674	0,3	
feb '95	2763	T	64	36,0	442	59,0	

**COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL
YACIMIENTO U EN EL POZO SSF-56**



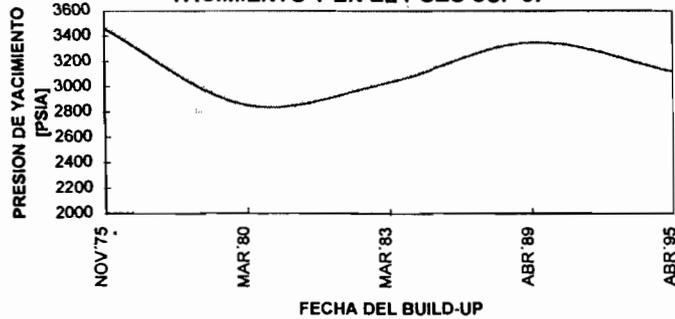
**COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL
YACIMIENTO T EN EL POZO SSF-56**



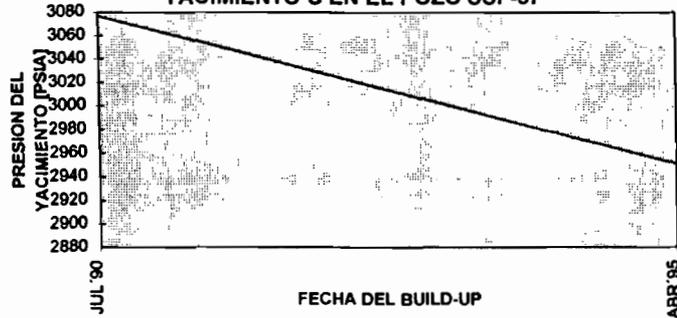
APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-57

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
NOV'75	3461	T	115	-1,8	1239	0,0	9378-9380/ 9392-9400/ 9408-9416
MAR'80	2851	T	178	29,2	417	1,7	
MAR'83	3035	T	215	-1,5	2460	1,0	
ABR'89	3353	T		-2,3	1491	0,4	
ABR'95	3121	T	181	8,9	2029	0,1	
JUL'90	3077	U	401	11,0	1766	0,1	9184-9193
ABR'95	2951	U	26	6,7	499	20,0	

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO T EN EL POZO SSF-57

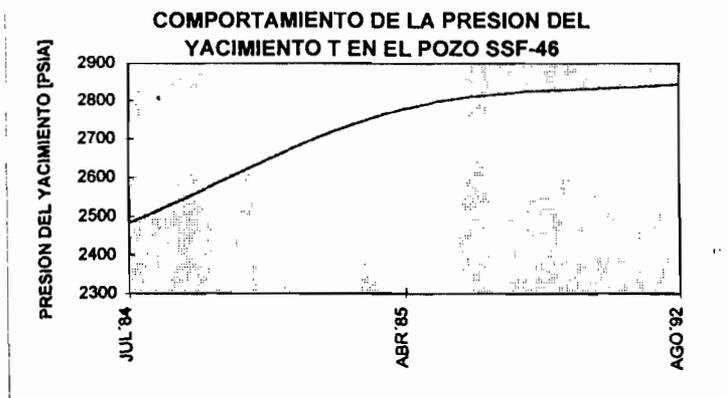


COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO U EN EL POZO SSF-57



APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-46

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
ABR '76	2936	U+T	373	3,2	1480	0,0	9144-9168/ 9358-9401
JUN '77	2745	U+T	798	6,4	2569	0,0	
FEB '78	2788	U+T	278	3,4	1357	0,0	
MAR '79	2609	U+T	213	3,2	2085	0,0	
SEP '80	2633	U+T	151	0,1	1900	0,0	
MAR '81	2690	U+T	187	1,3	1864	0,3	
MAR '83	2371	U+T	66	-6,4	1010	6,1	
JUL '84	2484	T	282	18,0	1096	38,0	9358-9401
ABR '85	2780	T	525	8,5	896	60,0	
AGO '92	2846	T	105	15,0	884	0,5	
NOV '84	2241	U	44	1,5	65	95,0	9144-9168
FEB '85		U	131	-3,9	935	50,0	
JUN '85	2841	U	720	20,0	433	68,0	

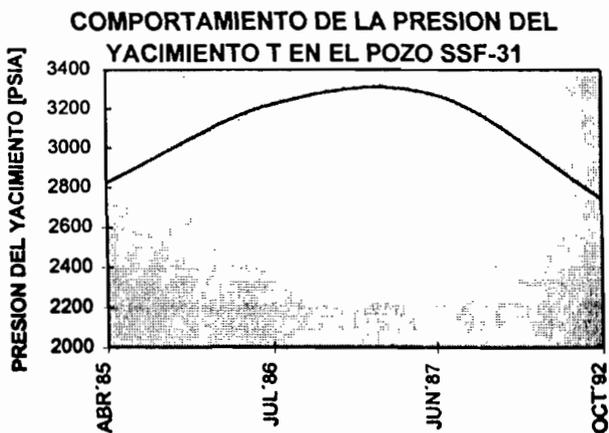
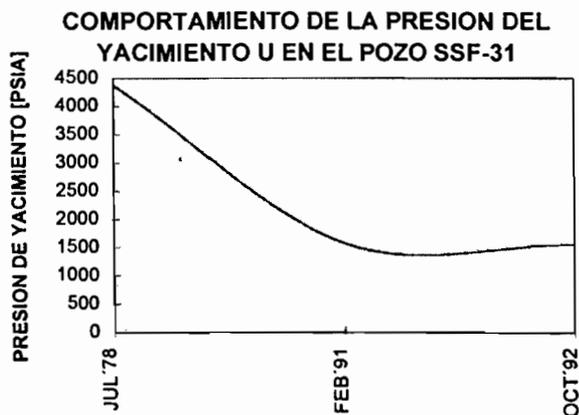


APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-31

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
JUL'78	4382	U	2	3,2	32	98,0	9110-9116/
FEB'91	1581	U	173	14,2	453	17,9	9120-9130/
OCT'92	1563	U	302	34,0	265	0,2	

ABR'85	2825	T	415	15,4	2271	0,2	9328-9336/ 9344-9364
JUL'86	3223	T	94	1,9	2129	0,0	
JUN'87	3272	T	395	11,3	1908	0,1	
OCT'92	2748	T	66	21,0	515	0,6	

DIC'94	2599	U+T	91	34,87	177	82	9110-9384
--------	------	-----	----	-------	-----	----	-----------

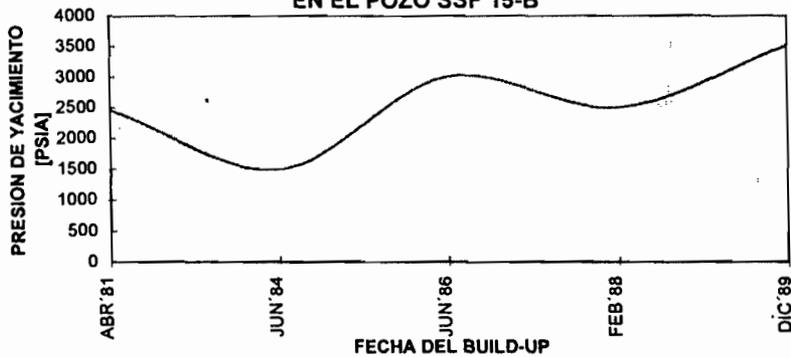


APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF 15-B

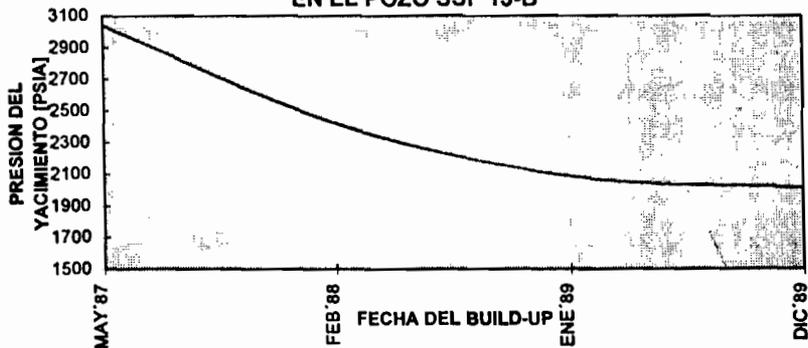
FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
ABR '81	2468	T	142	14,8	14,55	0,3	9390-9410
JUN '84	1494	T	219	1,5	1031	0,3	9390-9410
JUN '86	3004	T	256	66,0	1089	30,0	9390-9410
FEB '88	2498	T	862	122,3	980	0,2	9390-9410
DIC '89	3511	T	107	16,0	564	0,6	9390-9410

MAY '87	3041	U	499	23,0	864	39,0	9164-9170/
FEB '88	2422	U	260	22,0	612	0,3	9170-9180/
ENE '89	2088	U	144	1,0	732	0,4	9188-9200
DIC '89	2014	U	247	10,0	565	0,2	

**COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO T
EN EL POZO SSF 15-B**



**COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO U
EN EL POZO SSF 15-B**



APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-46

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
MAY '92	1243	T	411	2,9			9286-9297/
ABR '95	2377	T	1	0,0	605	0,3	9299-9304

BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-70

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
JUL '90	3253	T	160	3,6	2319	0,0	9330-9370\
JUN '95	2655	T	44	0,0	2817	0,0	9294-9314

JUL '90	1782	U	337	9,8	822	0,0	9146-9173
---------	------	---	-----	-----	-----	-----	-----------

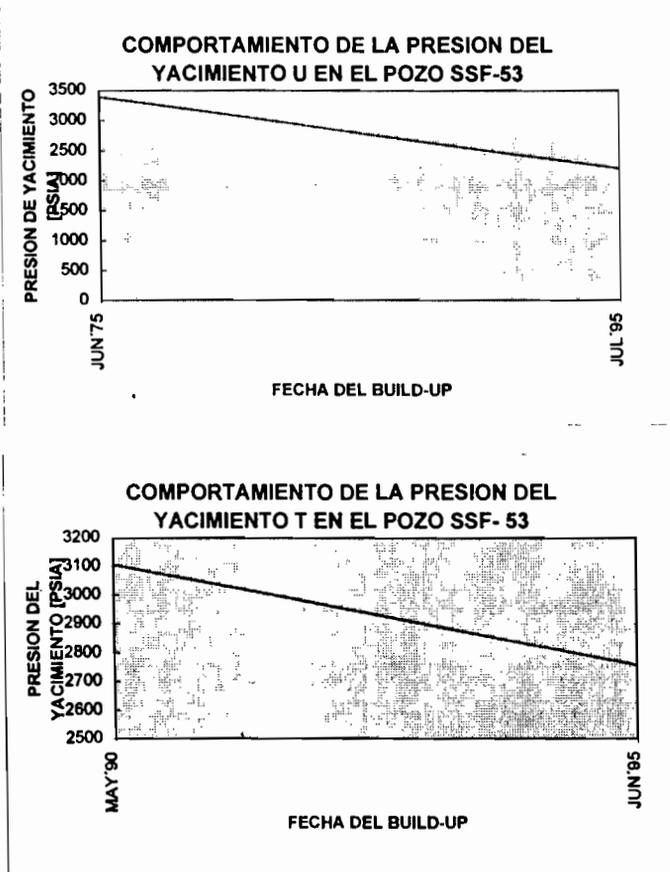
BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-81

FECHA	ARENA	P. yac. [lppc]	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
MAR '93	U	1553	389	1,0	1194	0,0	9074-9116
JUL '95	U	2094	304	0,0	646	0,2	

MAR '93	T	2890	682	2,9	1434	0,3	9320-9338/ 9364-9380
---------	---	------	-----	-----	------	-----	-------------------------

APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-53

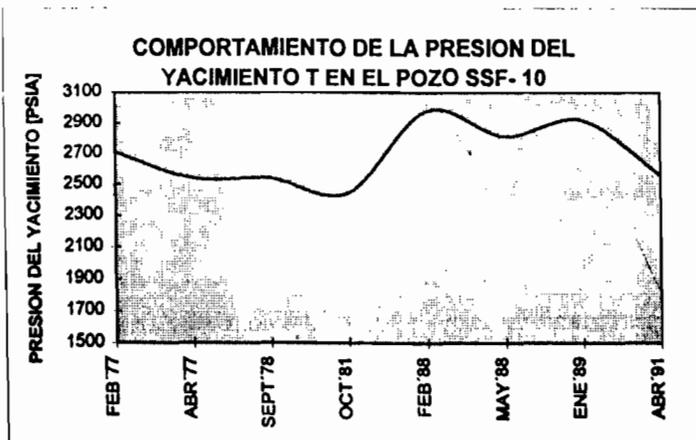
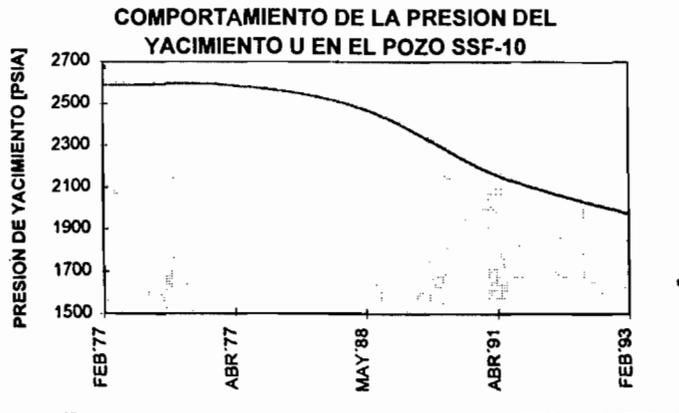
FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
MAY '90	3106	T	237	3,9	1332	0,5	9387-9420
JUN '95	2757	T	17	0,0	574	0,9	
JUN '75	3392	U	106	-1,6	904	0,0	9156-9207
JUL '95	2207	U	37	37	792	0,4	



BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-10

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
FEB'77	2587	U	310	4,3	1148	0,0	9088-9098/ 9107-9113/ 9116-9146
ABR'77	2585	U	210	1,9	1390	0,2	
MAY'88	2475	U	146	2,6	1636	0,0	
ABR'91	2161	U	92	0,0	1348	0,0	
FEB'93	1974	U	232	2,0	1071	0,0	

FEB'77	2711	T	160	2,9	2299	0,0	9283-9399/ 9310-9326/ 9332-9354/ 9370-9390/ 9393-9399
ABR'77	2544	T	122	0,4	2257	0,2	
SEPT'78	2541	T	268	-1,8	2247	0,2	
OCT'81	2448	T	281	-0,9	2633	0,0	
FEB'88	2979	T	20	-1,5	2275	0,2	
MAY'88	2817	T	21	-0,7	1850	0,2	
ENE'89	2920	T	29	0,3	1744	0,2	
ABR'91	2566	T	72	5,3	1460	0,2	

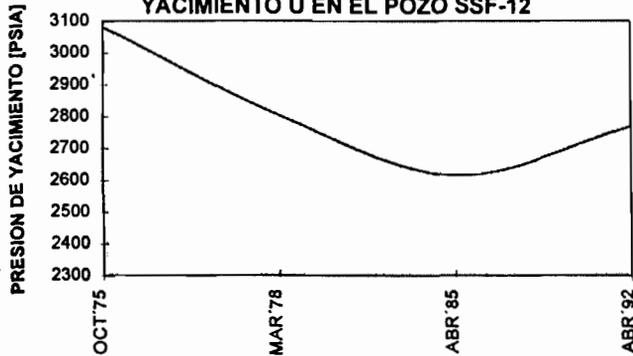


BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-12

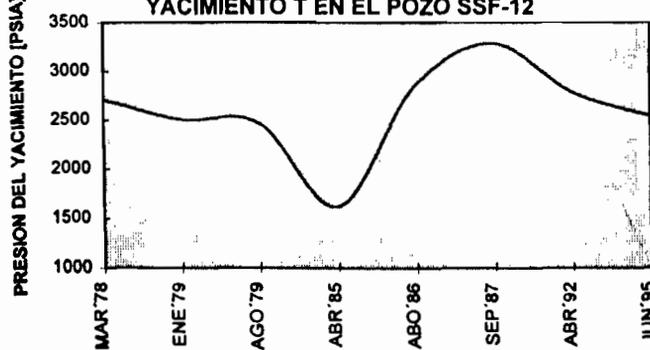
FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
OCT'75	3083	U	59	-5,2	613	0,0	9106-9108/ 9108-9138/ 9174-9204
MAR'78	2805	U	194	10,5	1681	0,1	
ABR'85	2617	U	217	5,2	1644	0,2	
ABR'92	2769	U	84	2,0	1009	0,4	

MAR'78	2706	T	656	52,3	2383	0,0	9362-9372/ 9382-9422/ 9432-9452
ENE'79	2506	T	516	34,3	2331	0,0	
AGO'79	2467	T	423	15,6	2816	0,0	
ABR'85	1624	T	838	28,7	2953	0,0	
ABO'86	2857	T	724	39,3	3166	0,0	
SEP'87	3285	T	593	24,4	3671	0,0	
ABR'92	2781	T	28	0,1		0,0	
JUN'95	2542	T	81	9,3	1563	0,4	

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO U EN EL POZO SSF-12



COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL YACIMIENTO T EN EL POZO SSF-12



APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-20

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
NOV'77	2796	T	430	-2,2	5242	0	9292-9360
JUN'79	2404	T	907	-2,2	5467	0,2	
FEB'84	2980	U	276	0	1248	50	9018-9104

BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-22A

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
JUL'92	2826	T	1236	32,3	3123	4,0	9292-9354
JUL'92	3113	U	150	3,6	1071	0,3	9063-9121

BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-80

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
ENE'83	2958	T	5260	1748,0			9290-9320
ENE'95	1734	U	---		0	100,0	9054-9064

BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-73

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
ENE'91	3446	T	1509	17,0	2399	0,0	9260-9306/ 9315-9338
MAR'94	2657	T	482	4,4	651	0,6	

BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-89

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
ABR'95	2880	T	137	0,0	1513	0,0	9306-9326
ABR'95	2835	U	137	0	1513	0,03	

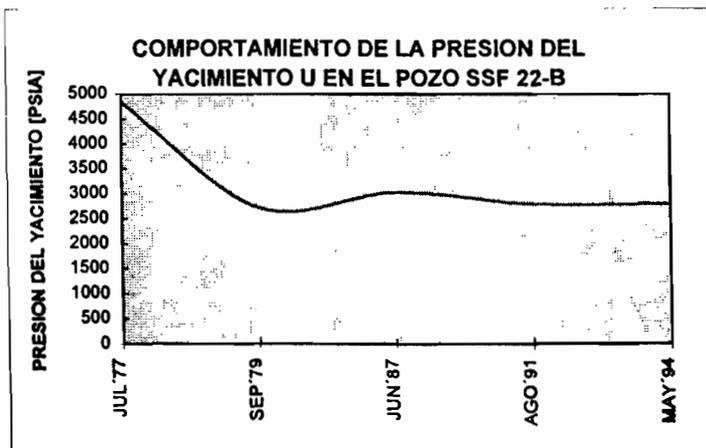
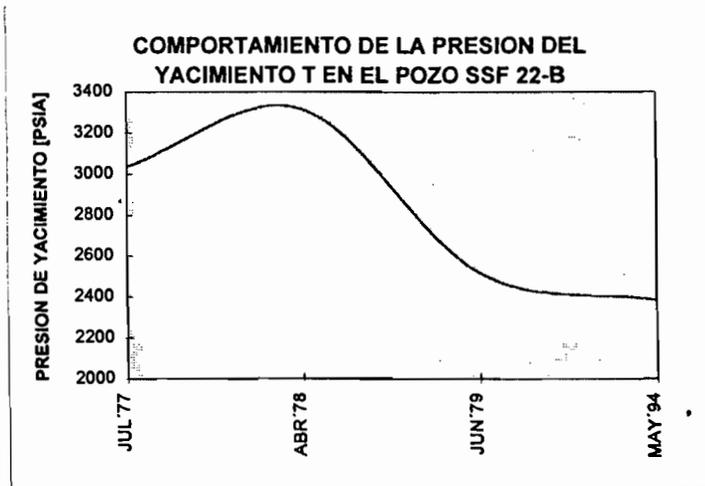
BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-84

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
AGO'93	2705	T	1300	5,0	2405	1,0	9322-9360/ 9370-9404
AGO'93	4214	U	1163	17	2029	0,01	

APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-22B

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [piés]
JUL'77	3037	T	50	-0,5	2444	0,0	9324-9400
ABR'78	3317	T	29	-1,4	1935	0,0	
JUN'79	2519	T	1174	81,5	3732	1,2	
MAY'94	2386	T	10	25,0	1058	0,2	

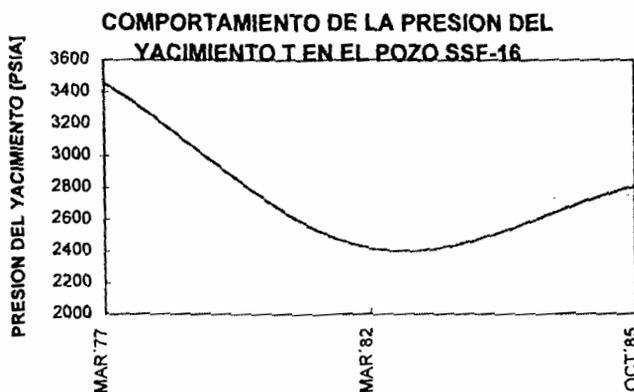
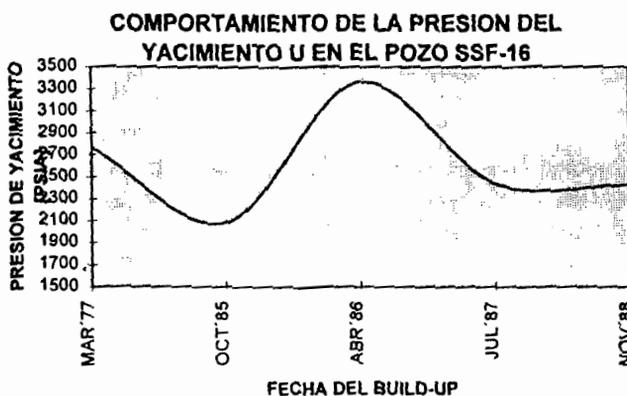
JUL'77	4848	U	17	-3,7	490	0,0	9080-9106/ 9120-9140
SEP'79	2721	U	214	0,1	1573	0,0	
JUN'87	3025	U	299	6,4	1795	0,0	
AGO'91	2795	U	492	0,0	4708	0,1	
MAY'94	2795	U	362	43,0	722	0,1	



APENDICE J : BUILD-UP CORRIDO AL POZO SSF-16

FECHA	P. yac. [lppc]	ARENA	Ko [md]	Svf [adim]	Qo [bppd]	BS & W [%]	INT. PERF. [plés]
MAR '77	2770	U	183	5,6	2499	0,0	9154-9162/ 9165-9180/ 9197-9224
OCT '85	2082	U	111	13,2	552	0,0	
ABR '86	3363	U	117	4,5	764	14,0	
JUL '87	2443	U	264	17,4	985	0,3	
NOV '88	2423	U	178	1,7	620	0,5	

MAR '77	3460	T	44	-2,2	2390	0,0	9401-9457
MAR '82	2419	T	791	39,5	2942	0,1	
OCT '85	2808	T	66	140,0	331	57,0	



**APENDICE K : INTERPRETACION DE LAS PRUEBAS FALL - OFF
ARENISCA T**

WIW No.	FECHA MM-AA	DAÑO DE FORMACION	PERMEAB. [md.]	delta presión (skin)	eficiencia de flujo	P* (Horner) [psia]	ESTADO ACTUAL
1	sep/95	7,65	67,42	554,58	0,538	3380	I
	nov/85	4,40	107,00		0,66	3534	
2	ene/89	-0,27	77,21	-30,46	1,034	3830	I
	ene/86	-2,32	198,78	-401,22	1,274	3320	
3	oct/95	48,60	122,02	1407,92	0,137	3050	I
4	ene/89	-1,28	61,90	-121,60	1,132	3229	C/OCT'89
	nov/85	4,34	157,00	433,74	0,789	2920	
5	ene/89	8,09	116,23	464,65	0,504	3320	C/OCT'89
	dic/85	14,85	63,00	814,00	0,518	3000	
6	oct/95	17,71	255,47	924,69	0,376	3020	I
	nov/85	4,97	254,00	540,00	0,74	3050	
7	oct/95	7,63	59,72	677,11	0,57	2500	I
	oct/85	4,00	74,00		0,69	2931	

I : POZO INYECTANDO
C: POZO CERRADO

(ENERO'96)
P.B.CH.

ATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-01 / ARENISCA T / SEPT'28'95)

Qw, bppd	7840	Dt, hrs	36
Bw, br/bn	1,072	Pws@Dt	3388,61
Muw, cp	0,3	Ct	9,80E-06
Pwf, p.b.	4580,09	Ht, pies	73
Pb, pies	9300	Hp, pies	51
EMR, pies	850	API	10
Dat, pies	8515	Porosid.	0,156
Gr. lpc/p	0,37	MPerf.	9535
Rw, pies	0,41	Ar(p2)	29737486
Pwf, dat.	4580	Rd(mts)	938
Wi, bls.	867866	P1h	3550
m, psi/ciclo	83,3	P* ,psi	3380
DELTA P	-65	P Ad, Napo	0,10
PrN.MPerf.	3482,80	Pwf/Pr	0,82049597
PwfMPerf	4645,09	QWmax	26.368

$$tp = Wi / Qw \quad 2656,73 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P * [psi]
83,3	3380

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolarlo la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 67,42$$

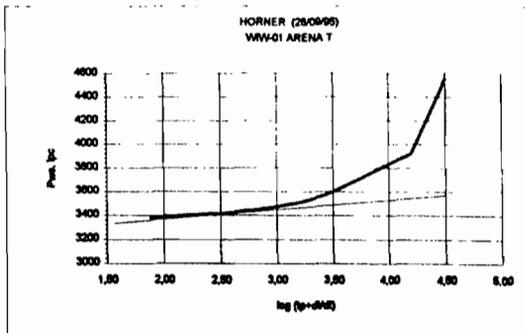
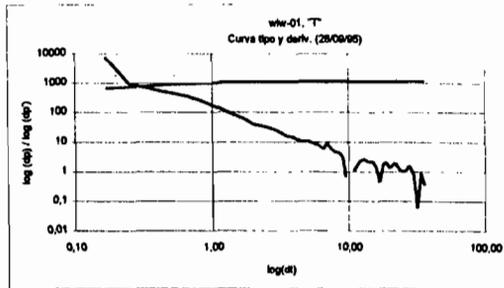
$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2)] + 3,23 \quad 7,65$$

$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S \quad 554,58$$

$$EF = (Pwf - P i - dPskin) / (Pwf - Pi) = \quad 0,538$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WW-01 / ARENISCAS Y / SEPT 2005)

RECORD No.	t MINUTES	t HOURS	dp	dp'	(p - p _w) adm	log(p - p _w) adm	Pura PSI	log(d)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					4580,09			
2	5	0,08	17,95		32009,83	4,51	4562,14	-1,061	1,254	
3	10	0,17	659,88	7642,02	15909,58	4,20	3620,21	-0,777	2,819	3,883
4	15	0,25	735,36	905,84	10827,93	4,03	3844,71	-0,902	2,867	2,959
5	20	0,33	791,85	680,36	7979,18	3,90	3786,24	-0,478	2,899	2,833
6	25	0,42	837,63	545,00	6372,09	3,90	3742,46	-0,390	2,923	2,736
7	30	0,50	876,02	462,53	5314,47	3,73	3704,07	-0,301	2,943	2,665
8	40	0,67	935,41	355,83	3984,11	3,60	3644,68	-0,178	2,971	2,551
9	50	0,83	977,29	252,29	3190,35	3,50	3602,8	-0,079	2,990	2,402
10	60	1,00	1007,18	178,86	2657,73	3,42	3572,83	0,000	3,003	2,253
11	70	1,17	1029,08	131,26	2277,55	3,36	3551,01	0,067	3,012	2,118
12	80	1,33	1045,27	97,53	1994,05	3,30	3534,82	0,126	3,019	1,989
13	90	1,50	1056,31	78,08	1772,16	3,25	3521,78	0,176	3,025	1,893
14	100	1,67	1069,24	65,45	1594,72	3,20	3510,85	0,222	3,029	1,816
15	110	1,83	1077,78	51,51	1450,39	3,16	3502,3	0,263	3,033	1,712
16	120	2,00	1084,52	40,39	1329,37	3,12	3495,57	0,301	3,035	1,605
17	150	2,50	1101,11	33,18	1063,89	3,03	3478,96	0,398	3,042	1,521
18	180	3,00	1113,63	25,04	865,58	2,95	3465,46	0,477	3,047	1,369
19	210	3,50	1121,84	16,82	760,27	2,88	3458,15	0,544	3,050	1,221
20	240	4,00	1129,26	14,64	665,18	2,82	3450,83	0,602	3,053	1,166
21	270	4,50	1134,44	10,36	581,39	2,77	3445,85	0,653	3,055	1,015
22	300	5,00	1139,85	10,82	532,35	2,73	3440,24	0,699	3,057	1,034
23	330	5,50	1144,47	9,24	484,04	2,68	3435,82	0,740	3,059	0,966
24	360	6,00	1148,46	7,98	443,79	2,65	3431,83	0,778	3,060	0,902
25	390	6,50	1151,4	5,88	409,73	2,61	3428,09	0,813	3,061	0,789
26	420	7,00	1155,62	6,84	380,53	2,58	3424,27	0,845	3,063	0,946
27	450	7,50	1158,58	5,54	355,73	2,55	3421,5	0,875	3,064	0,744
28	480	8,00	1160,91	4,64	333,09	2,52	3419,18	0,903	3,065	0,667
29	510	8,50	1163,17	4,52	313,56	2,50	3418,82	0,929	3,066	0,655
30	540	9,00	1164,81	3,28	296,19	2,47	3415,26	0,954	3,066	0,516
31	570	9,50	1165,14	0,66	280,86	2,45	3414,95	0,978	3,066	-0,180
32	600	10,00	1165	-0,26	266,67	2,43	3415,06	1,000	3,066	-0,563
33	660	11,00	1166,12	1,12	242,52	2,38	3413,97	1,041	3,067	0,040
34	720	12,00	1168,41	2,29	222,39	2,35	3411,88	1,079	3,068	0,360
35	780	13,00	1171,07	2,66	205,36	2,31	3409,02	1,114	3,069	0,425
36	840	14,00	1173,2	2,13	190,77	2,28	3405,86	1,148	3,069	0,328
37	900	15,00	1175,45	2,25	178,12	2,25	3404,84	1,178	3,070	0,352
38	960	16,00	1176,85	1,40	167,05	2,22	3403,24	1,204	3,071	0,146
39	1020	17,00	1177,3	0,45	157,28	2,20	3402,79	1,230	3,071	-0,347
40	1080	18,00	1179,18	1,88	148,80	2,17	3400,91	1,255	3,072	0,274
41	1140	19,00	1181,2	2,02	140,83	2,15	3398,86	1,279	3,072	0,305
42	1200	20,00	1182,53	1,33	133,84	2,13	3397,56	1,301	3,073	0,124
43	1320	22,00	1186,46	1,97	121,76	2,09	3393,61	1,342	3,074	0,296
44	1440	24,00	1188,7	1,11	111,70	2,05	3391,36	1,380	3,075	0,945
45	1560	26,00	1190,8	1,05	103,18	2,01	3388,29	1,415	3,076	0,921
46	1680	28,00	1194,04	1,82	95,88	1,98	3386,05	1,447	3,077	0,210
47	1800	30,00	1195,74	0,85	89,56	1,95	3384,35	1,477	3,078	-0,071
48	1920	32,00	1195,86	0,06	84,02	1,92	3384,23	1,505	3,078	-1,222
49	2040	34,00	1197,55	0,85	79,14	1,90	3382,54	1,531	3,078	-0,073
50	2160	36,00	1198,27	0,36	74,80	1,87	3381,82	1,556	3,079	-0,444



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-02 / ARENISCA T / ENERO-01-89)

Qw,bppd	11730	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	3838
Muw, cp	0,3	Ct	9,80E-06
Pwf,p.b.	4730	Ht, pies	62
Pb, pies	9250	Hp, pies	52
EMR,pies	855	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,156
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9436
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	
Pwf,dat.	4850	Rd(pies)	
Wi, bls.	4051358	P1h	4021
m, psi/ciclo	128,14	P* ,psi	3830,7
DELTA P	-120	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	3917,96	Pwf/Pr	0,75405365
PwfMPerf	4850	QWmax	29.748

$$t_p = W_i / Q_w = 8289,22 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
128,14	3830,7

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Q_w * B_w * U_w) / (m * h) = 77,21$$

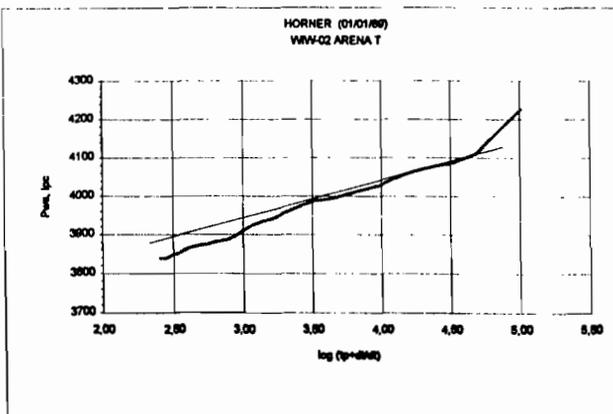
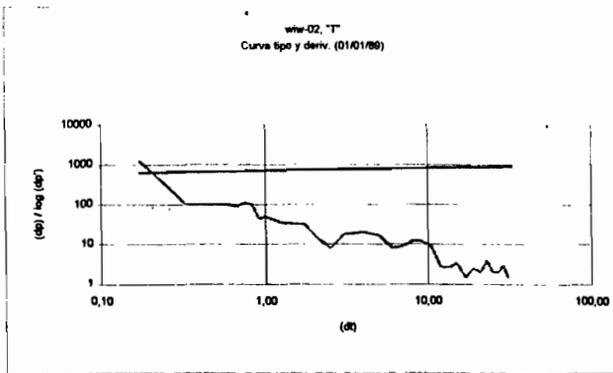
$$S = 1,15 * [(P_{wf} - P_{1h}) / m - \log [k / (O * U * C_t * r_w^2) + 3,23] - 0,27$$

$$\Delta P_{skin} = 0,87 * m * S = -30,46$$

$$EF = (P_{wf} - P_{1h} - \Delta P_{skin}) / (P_{wf} - P_i) = 1,034$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WWW-02 / ARENBICA T / ENERO-01-88)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(p+di)/R adm.	log(p+di/dt) adm.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					4730			
2	5	0,08	502		103618,20	5,02	4228	-1,097	2,701	
3	10	0,17	618	1288,89	46761,14	4,89	4112	-0,770	2,781	3,110
4	15	0,25	643	312,50	33157,89	4,52	4087	-0,602	2,808	2,495
5	20	0,33	651	100,00	25119,86	4,40	4079	-0,481	2,814	2,000
6	25	0,42	660	100,00	19737,25	4,30	4070	-0,377	2,820	2,000
7	30	0,50	668	100,00	16579,45	4,22	4062	-0,301	2,825	2,000
8	35	0,58	676	100,00	14292,78	4,18	4054	-0,237	2,830	2,000
9	40	0,67	684	88,86	12372,98	4,09	4046	-0,174	2,835	1,949
10	45	0,75	693	112,50	11053,30	4,04	4037	-0,125	2,841	2,051
11	50	0,83	701	100,00	9986,02	4,00	4029	-0,081	2,846	2,000
12	55	0,92	705	44,44	9011,03	3,95	4025	-0,038	2,848	1,848
13	60	1,00	709	50,00	8290,22	3,92	4021	0,000	2,851	1,699
14	75	1,25	718	36,00	6832,38	3,82	4012	0,097	2,856	1,556
15	90	1,50	726	32,00	5527,15	3,74	4004	0,176	2,861	1,505
16	105	1,75	734	32,00	4737,70	3,68	3996	0,243	2,866	1,505
17	120	2,00	738	16,00	4145,81	3,62	3992	0,301	2,868	1,204
18	150	2,50	742	8,00	3316,89	3,52	3988	0,398	2,870	0,903
19	180	3,00	751	18,00	2764,07	3,44	3979	0,477	2,876	1,255
20	240	4,00	771	20,00	2073,31	3,32	3959	0,602	2,887	1,301
21	300	5,00	788	17,00	1658,84	3,22	3942	0,699	2,897	1,230
22	360	6,00	796	8,00	1382,54	3,14	3934	0,778	2,901	0,903
23	420	7,00	805	9,00	1185,17	3,07	3925	0,845	2,906	0,954
24	480	8,00	817	12,00	1037,15	3,02	3913	0,903	2,912	1,079
25	540	9,00	829	12,00	922,02	2,96	3901	0,954	2,919	1,079
26	630	10,50	842	8,67	790,45	2,90	3888	1,021	2,925	0,938
27	720	12,00	846	2,67	691,77	2,84	3884	1,079	2,927	0,428
28	810	13,50	850	2,67	615,02	2,79	3880	1,130	2,929	0,428
29	900	15,00	855	3,33	553,61	2,74	3875	1,178	2,932	0,523
30	1020	17,00	858	1,50	488,60	2,69	3872	1,220	2,933	0,176
31	1140	19,00	863	2,50	437,27	2,64	3867	1,279	2,936	0,398
32	1260	21,00	867	2,00	395,72	2,60	3863	1,322	2,938	0,301
33	1380	23,00	875	4,00	361,40	2,56	3855	1,362	2,942	0,602
34	1500	25,00	879	2,00	332,57	2,52	3851	1,398	2,944	0,301
35	1620	27,00	883	2,00	308,01	2,49	3847	1,431	2,946	0,301
36	1740	29,00	889	3,00	286,84	2,46	3841	1,462	2,949	0,477
37	1860	31,00	892	1,50	268,39	2,43	3838	1,491	2,950	0,176
38	1980	33,00	892	0,00	252,19	2,40	3836	1,519	2,950	0,000
39	1995	33,25	892	0,00	250,30	2,40	3836	1,522	2,950	0,000



TOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-03 / ARENISCA T / OCT-11-95)

Qw,bppd	5672,2	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	3027
Muw, cp	0,3	Ct	9,80E-06
Pwf,p.b.	4682	Ht, pies	73
Pb, pies	9300	Hp, pies	51
EMR,pies	859,4	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,156
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9516
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	29737486
Pwf,dat.	4756,4	Rd(pies)	3021
Wi, bls.	25426408	P1h	3076
m, psi/ciclo	33,3	P* ,psi	3050
DELTA P	-74,4	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	3109,82	Pwf/Pr	0,927301398
PwfMPerf	4756,4	QWmax	44.794

$$tp = Wi / Qw \quad 107583,26 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN, EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
33,3	3050

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 122,02$$

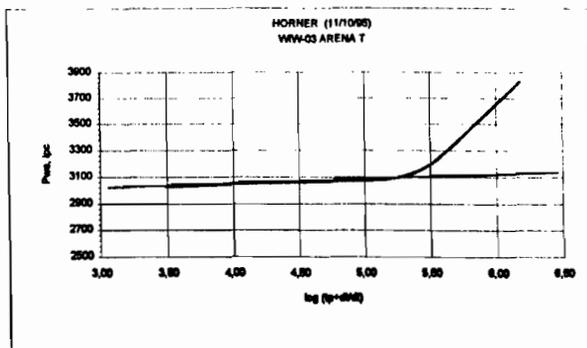
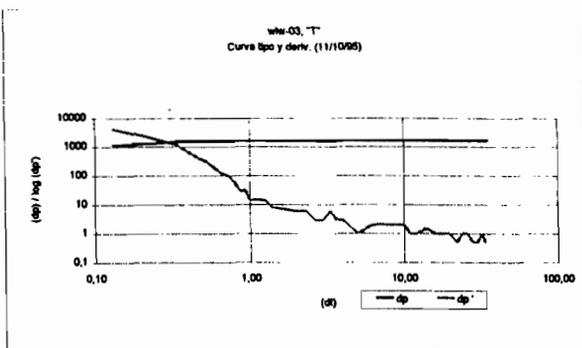
$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] = 48,60$$

$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = 1407,92$$

$$EF = (Pwf - P i - dPskin) / (Pwf - Pi) = \quad 0,137$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WW-03 / ARENISA T / OCT-11-95)

RECORD No.	t MINUTES	t HOURS	dp	dp'	(p + dp)/R adm	log(p + dp)/R adm	Pres PSI	log(d)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					4652			
2	4	0,07	850		1538904,78	6,19	3832	-1,155	2,929	
3	8	0,13	1112	4395,67	827584,57	5,92	3570	-0,886	3,046	3,640
4	12	0,20	1289	2526,57	537917,32	5,73	3393	-0,699	3,110	3,403
5	16	0,27	1408	1867,14	396487,23	5,60	3277	-0,599	3,148	3,219
6	20	0,33	1479	1233,33	328010,89	5,51	3203	-0,481	3,170	3,091
7	24	0,40	1525	857,14	268959,19	5,43	3157	-0,399	3,183	2,918
8	28	0,47	1553	400,00	228801,56	5,38	3129	-0,328	3,191	2,802
9	32	0,53	1571	300,00	202988,29	5,31	3111	-0,276	3,198	2,477
10	36	0,60	1583	171,43	179308,44	5,25	3099	-0,222	3,199	2,234
11	40	0,67	1581	114,29	160573,04	5,21	3091	-0,174	3,202	2,058
12	44	0,73	1567	100,00	147375,33	5,17	3085	-0,137	3,203	2,000
13	48	0,80	1601	57,14	134480,08	5,13	3081	-0,097	3,204	1,757
14	52	0,87	1603	28,57	123859,92	5,09	3079	-0,060	3,205	1,456
15	56	0,93	1605	33,33	115691,83	5,06	3077	-0,032	3,206	1,523
16	60	1,00	1608	14,29	107584,26	5,03	3078	0,000	3,206	1,155
17	68	1,13	1609	15,38	95207,43	4,98	3074	0,053	3,208	1,187
18	76	1,27	1610	14,29	84712,23	4,93	3072	0,104	3,207	1,155
19	84	1,40	1611	7,99	76846,19	4,89	3071	0,146	3,207	0,886
20	92	1,53	1612	7,99	70316,86	4,85	3070	0,185	3,207	0,886
21	100	1,67	1613	7,14	64422,12	4,81	3069	0,223	3,208	0,854
22	120	2,00	1615	6,06	53792,83	4,73	3067	0,301	3,208	0,783
23	140	2,33	1617	6,06	48174,07	4,69	3065	0,367	3,208	0,783
24	160	2,67	1618	2,94	40294,36	4,61	3064	0,427	3,208	0,469
25	180	3,00	1619	5,03	35862,09	4,55	3063	0,477	3,208	0,481
26	200	3,33	1621	6,06	32308,29	4,51	3061	0,522	3,210	0,783
27	220	3,67	1622	2,84	29315,24	4,47	3060	0,565	3,210	0,469
28	240	4,00	1623	3,03	26896,82	4,43	3059	0,602	3,210	0,481
29	300	5,00	1624	1,00	21517,85	4,33	3058	0,699	3,211	0,000
30	364	6,07	1626	1,87	17724,77	4,25	3056	0,783	3,211	0,272
31	420	7,00	1628	2,15	15370,04	4,19	3054	0,845	3,212	0,333
32	480	8,00	1630	2,00	13448,81	4,13	3052	0,903	3,212	0,301
33	540	9,00	1632	2,00	11954,70	4,08	3050	0,954	3,213	0,301
34	600	10,00	1634	2,00	10759,33	4,03	3048	1,000	3,213	0,301
35	660	11,00	1635	1,00	9781,30	3,99	3047	1,041	3,214	0,000
36	720	12,00	1636	1,00	8966,27	3,95	3046	1,079	3,214	0,000
37	839	13,98	1639	1,52	7896,51	3,89	3043	1,146	3,215	0,180
38	959	15,98	1641	1,00	6733,37	3,83	3041	1,204	3,215	0,000
39	1079	17,98	1643	1,00	5984,50	3,78	3039	1,255	3,216	0,000
40	1199	19,98	1645	1,00	5385,55	3,73	3037	1,301	3,216	0,000
41	1319	21,98	1646	0,50	4895,60	3,69	3036	1,342	3,216	-0,301
42	1439	23,98	1646	1,00	4487,37	3,65	3034	1,380	3,217	0,000
43	1559	25,98	1650	1,00	4142,00	3,62	3032	1,415	3,217	0,000
44	1679	27,98	1651	0,50	3846,01	3,58	3031	1,447	3,218	-0,301
45	1799	29,98	1652	0,50	3598,50	3,56	3030	1,477	3,218	-0,301
46	1919	31,98	1654	1,00	3385,08	3,53	3028	1,505	3,219	0,000
47	2039	33,98	1655	0,50	3167,08	3,50	3027	1,531	3,219	-0,301
48	2129	35,48	1655	0,00	3033,22	3,48	3027	1,550	3,219	



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF (WW-04 / ARENISCA T / ENERO-13-89)

Qw, bppd	8000	Dt, hrs	20
Bw, br/bn	1,072	Pws@Dt	3539
Muw, cp	0,3	Ct	9,80E-06
Pwf, p.b.	4147	Ht, pies	62
Pb, pies	9320	Hp, pies	52
EMR, pies	860,48	API	10
Dat, pies	8515	Porosid.	0,156
Gr. lpc/p	0,37	MPerf.	9436
Rw, pies	0,41	Ar(p2)	
Pwf, dat.	4202,48	Rd(pies)	
Wi, bls.	3079162	P1h	3650
m, psi/ciclo	109	P* ,psi	3229
DELTA P	-55,48	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	3591,40	Pwf/Pr	0,80731
PwfMPerf	4202,48	QWmax	25.226

$$tp = Wi / Qw \quad 9237,49 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P * [psi]
109	3229

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 61,90$$

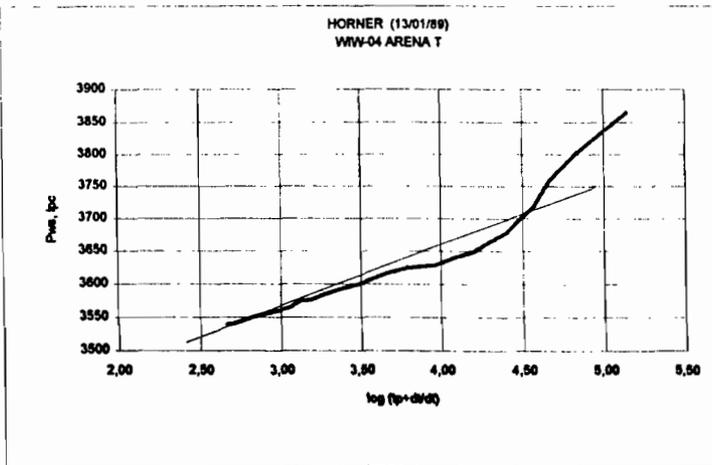
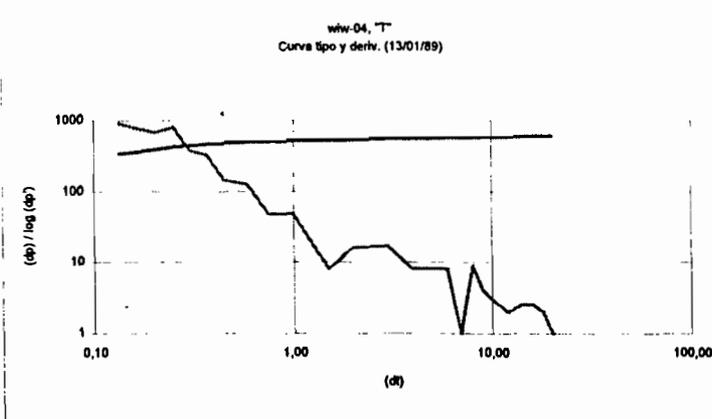
$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] - 1,28$$

$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = -121,60$$

$$EF = (Pwf - P i - dPskin) / (Pwf - Pi) = \quad 1,132$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WW-04 / ARENISCA T / ENERO-13-89)

RECORD No.	d MINUTES	d HOURS	dp	dp'	(tp + d)/d adm.	log(tp + d/d) adm.	Pws PSI	log(d)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					4147			
2	4	0,07	282		138563,29	5,14	3865	-1,176	2,450	
3	8	0,13	343	915,00	89282,15	4,84	3804	-0,875	2,535	2,961
4	12	0,20	388	675,00	46188,43	4,66	3759	-0,699	2,589	2,829
5	15	0,25	428	800,00	36950,94	4,57	3719	-0,602	2,631	2,903
6	18	0,30	447	380,00	30792,82	4,49	3700	-0,523	2,650	2,580
7	22	0,37	469	330,00	25194,14	4,40	3678	-0,436	2,671	2,519
8	27	0,45	481	144,00	20528,75	4,31	3666	-0,347	2,682	2,158
9	35	0,58	498	127,50	15836,69	4,20	3649	-0,234	2,697	2,106
10	45	0,75	506	48,00	12317,65	4,09	3641	-0,125	2,704	1,681
11	60	1,00	518	48,00	9238,49	3,97	3629	0,000	2,714	1,681
12	90	1,50	522	8,00	6159,32	3,79	3625	0,176	2,718	0,903
13	120	2,00	530	16,00	4619,74	3,66	3617	0,301	2,724	1,204
14	180	3,00	547	17,00	3060,16	3,49	3600	0,477	2,738	1,230
15	240	4,00	555	8,00	2310,37	3,36	3592	0,602	2,744	0,903
16	300	5,00	563	8,00	1848,50	3,27	3584	0,699	2,751	0,903
17	360	6,00	571	8,00	1540,58	3,19	3578	0,778	2,757	0,903
18	420	7,00	572	1,00	1320,64	3,12	3575	0,845	2,757	0,000
19	480	8,00	581	9,00	1155,69	3,06	3566	0,903	2,764	0,954
20	540	9,00	585	4,00	1027,39	3,01	3562	0,954	2,767	0,602
21	600	10,00	588	3,00	924,75	2,97	3559	1,000	2,769	0,477
22	720	12,00	592	2,00	770,79	2,89	3555	1,079	2,772	0,301
23	840	14,00	597	2,50	660,82	2,82	3550	1,146	2,776	0,398
24	960	16,00	602	2,50	578,34	2,76	3545	1,204	2,780	0,398
25	1080	18,00	606	2,00	514,19	2,71	3541	1,255	2,782	0,301
26	1200	20,00	608	1,00	462,87	2,67	3539	1,301	2,784	0,000



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-05 / ARENISCA T / ENERO'15'89)

Qw,bppd	10709	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	3339
Muw, cp	0,3	Ct	9,80E-06
Pwf,p.b.	4257	Ht, pies	73
Pb, pies	9300	Hp, pies	51
EMR,pies	889	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,156
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9535
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	
Pwf,dat.	4580	Rd(mts)	
Wi, bls.	3624362	P1h	3400
m, psi/ciclo	66	P* ,psi	3441
DELTA P	-104	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	3431,69	Pwf/Pr	0,863484715
PwfMPerf	4361	QWmax	46.396

$$tp = Wi / Qw \quad 8122,58 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
66	3320

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 116,23$$

$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] = 8,09$$

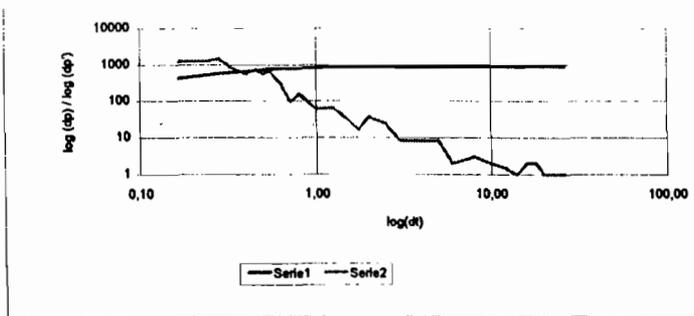
$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = 464,65$$

$$EF = (Pwf - Pi - \text{dPskin}) / (Pwf - Pi) = \quad 0,504$$

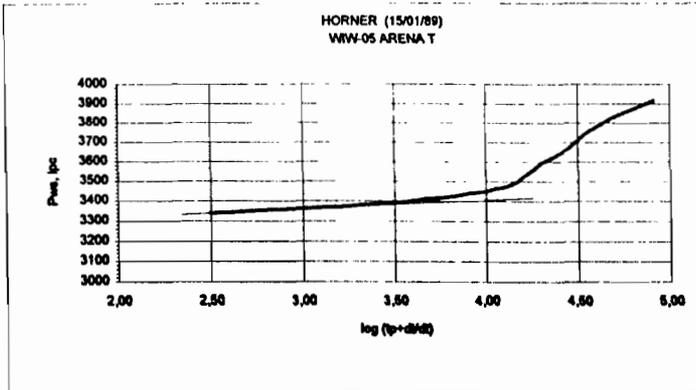
DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WW-05 / ARENISCA T / ENERO'15'89)

RECORD No.	dt MINUTÉS	dt HOURS	dp	dp'	(tp + dt)/dt adm.	log(tp + dt/dt) adm.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					4257			
2	6	0,10	343		81226,78	4,91	3914	-1,000	2,538	
3	10	0,17	428	1275,00	48736,47	4,69	3829	-0,778	2,631	3,106
4	14	0,23	510	1230,00	34812,05	4,54	3747	-0,632	2,708	3,090
5	17	0,28	583	1460,00	28688,92	4,46	3674	-0,548	2,766	3,164
6	20	0,33	624	820,00	24368,73	4,39	3633	-0,477	2,795	2,914
7	24	0,40	661	555,00	20307,45	4,31	3596	-0,398	2,820	2,744
8	27	0,45	698	740,00	18051,17	4,26	3559	-0,347	2,844	2,869
9	30	0,50	726	560,00	16246,16	4,21	3531	-0,301	2,861	2,748
10	33	0,55	759	660,00	14769,32	4,17	3498	-0,260	2,880	2,820
11	38	0,63	783	288,00	12826,12	4,11	3474	-0,198	2,894	2,459
12	43	0,72	791	96,00	11334,83	4,05	3466	-0,145	2,898	1,982
13	48	0,80	804	156,00	10154,22	4,01	3453	-0,097	2,905	2,193
14	60	1,00	816	60,00	8123,58	3,91	3441	0,000	2,912	1,778
15	75	1,25	832	64,00	6499,06	3,81	3425	0,097	2,920	1,806
16	90	1,50	840	32,00	5416,05	3,73	3417	0,178	2,924	1,505
17	105	1,75	844	16,00	4642,47	3,67	3413	0,243	2,926	1,204
18	120	2,00	853	36,00	4062,29	3,61	3404	0,301	2,931	1,556
19	150	2,50	865	24,00	3250,03	3,51	3392	0,398	2,937	1,380
20	180	3,00	869	8,00	2708,53	3,43	3388	0,477	2,939	0,903
21	240	4,00	877	8,00	2031,64	3,31	3380	0,602	2,943	0,903
22	300	5,00	885	8,00	1625,52	3,21	3372	0,699	2,947	0,903
23	360	6,00	887	2,00	1354,76	3,13	3370	0,778	2,948	0,301
24	480	8,00	893	3,00	1016,32	3,01	3364	0,903	2,951	0,477
25	600	10,00	897	2,00	813,26	2,91	3360	1,000	2,953	0,301
26	720	12,00	900	1,50	677,88	2,83	3357	1,079	2,954	0,176
27	840	14,00	902	1,00	581,18	2,76	3355	1,146	2,955	0,000
28	960	16,00	906	2,00	508,66	2,71	3351	1,204	2,957	0,301
29	1080	18,00	910	2,00	452,25	2,66	3347	1,255	2,959	0,301
30	1200	20,00	912	1,00	407,13	2,61	3345	1,301	2,960	0,000
31	1320	22,00	914	1,00	370,21	2,57	3343	1,342	2,961	0,000
32	1440	24,00	916	1,00	339,44	2,53	3341	1,380	2,962	0,000
33	1560	26,00	918	1,00	313,41	2,50	3339	1,415	2,963	0,000

ww-05, T"
Curva tipo y deriv. (15/01/89)



HORNER (15/01/89)
WW-05 ARENSA T



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-06 / ARENISCA T / OCT-08-95)

Qw,bppd	7621,33	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	3112,56
Muw, cp	0,3	Ct	9,80E-06
Pwf,p.b.	4501,65	Ht, pies	26
Pb, pies	9100	Hp, pies	26
EMR,pies	853	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,156
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9491
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	43217851,5
Pwf,dat.	4769,65	Rd(pies)	3709
Wi, bls.	30062132	P1h	3200
m, psi/ciclo	60	P* ,psi	3020
DELTA P	-268	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	3262,45	Pwf/Pr	0,82633854
PwfMPerf	4769,65	QWmax	26.420

$$t_p = W_i / Q_w \quad 94667,36 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
60	3020

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Q_w * B_w * U_w) / (m * h) = \quad 255,47$$

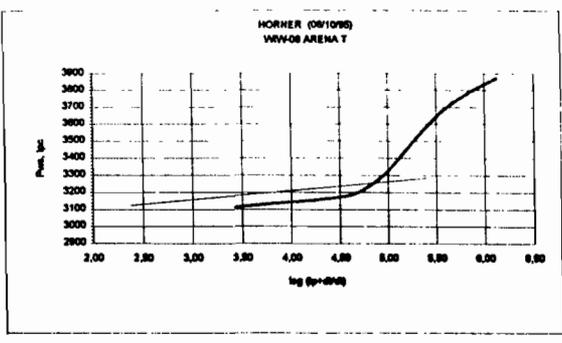
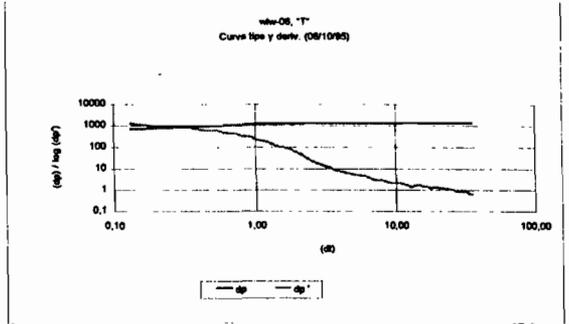
$$S = 1,15 * [(P_{wf} - P_{1h}) / m - \log [k / (O * U * C_t * r_w^2) + 3,23] \quad 17,71$$

$$\text{delta P}_{skin} = 0,87 * m * S = 924,69$$

$$EF = (P_{wf} - P_i - dP_{skin}) / (P_{wf} - P_i) = \quad 0,376$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WVW-06 / ARENISCAS T / OCT-08-89)

RECORD No	t MINUTES	t HOURS	dp	dp'	(p _i - dp) / μ adm.	log(p _i - dp) / μ adm.	Pws PSI	log(d)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					4501,85			
2	4	0,07	825,85		1352381,81	8,13	3875,8	-1,155	2,788	
3	8	0,13	706,58	1345,50	728211,44	5,88	3785,07	-0,888	2,848	3,128
4	12	0,20	775,88	862,87	473337,78	5,88	3727,88	-0,888	2,888	2,883
5	18	0,27	833,58	851,71	350820,84	5,54	3688,07	-0,988	2,821	2,830
6	20	0,33	886,81	888,83	288871,78	5,48	3614,74	-0,481	2,848	2,848
7	24	0,40	833,87	872,28	238888,38	5,37	3587,88	-0,388	2,870	2,828
8	28	0,47	875,87	800,00	201420,81	5,30	3525,88	-0,328	2,888	2,778
9	32	0,53	1014,42	840,83	178818,85	5,25	3487,23	-0,278	3,008	2,807
10	36	0,80	1048,77	805,00	157719,83	5,20	3451,88	-0,228	3,021	2,703
11	40	0,87	1080,7	441,88	141285,58	5,15	3420,85	-0,178	3,034	2,845
12	44	0,73	1108,11	458,83	128882,31	5,11	3383,54	-0,137	3,045	2,880
13	48	0,80	1132,82	353,00	118335,20	5,07	3368,83	-0,087	3,054	2,848
14	82	0,87	1195,04	317,43	108814,05	5,04	3348,81	-0,080	3,083	2,502
15	88	0,83	1174,34	321,87	101783,88	5,01	3327,31	-0,032	3,070	2,507
16	80	1,00	1180,84	235,71	84888,38	4,98	3310,81	0,000	3,078	2,372
17	72	1,20	1228,85	188,58	78880,48	4,80	3273,1	0,078	3,088	2,275
18	80	1,33	1247,11	142,77	71178,48	4,85	3254,54	0,124	3,098	2,158
19	88	1,47	1282,37	108,00	64400,58	4,81	3238,28	0,187	3,101	2,037
20	98	1,80	1275,58	101,48	59188,10	4,77	3228,08	0,204	3,108	2,008
21	104	1,73	1287,38	81,00	54722,02	4,74	3214,28	0,238	3,110	1,858
22	112	1,87	1287,08	80,21	50825,28	4,70	3204,57	0,272	3,113	1,840
23	120	2,00	1304,53	57,31	47334,88	4,68	3187,12	0,301	3,115	1,758
24	132	2,20	1312,87	40,70	43031,82	4,63	3188,88	0,342	3,118	1,810
25	144	2,40	1318,25	27,80	38445,73	4,60	3183,4	0,380	3,120	1,448
26	158	2,60	1322,37	20,80	34111,52	4,58	3178,28	0,415	3,121	1,314
27	188	2,80	1325,84	17,35	33810,77	4,53	3175,81	0,447	3,122	1,238
28	180	3,00	1328,77	14,85	31558,78	4,50	3172,88	0,477	3,123	1,188
29	200	3,33	1332,85	12,38	28428,84	4,45	3168,8	0,522	3,125	1,082
30	220	3,67	1335,74	8,50	25785,82	4,41	3165,81	0,585	3,128	0,828
31	240	4,00	1338,5	7,78	23887,84	4,37	3163,38	0,602	3,127	0,888
32	280	4,33	1340,48	6,81	21884,13	4,34	3161,17	0,638	3,127	0,820
33	280	4,87	1342,53	6,03	20272,38	4,31	3158,12	0,688	3,128	0,780
34	300	5,00	1344,28	5,33	18834,47	4,28	3157,38	0,688	3,128	0,727
35	380	6,00	1348,83	4,84	15778,88	4,20	3152,72	0,778	3,130	0,887
36	420	7,00	1351,88	2,88	13524,81	4,13	3148,78	0,845	3,131	0,471
37	480	8,00	1354,8	2,81	11834,42	4,07	3148,85	0,803	3,133	0,464
38	540	9,00	1357,07	2,27	10519,80	4,02	3144,58	0,854	3,133	0,358
39	600	10,00	1358,18	2,12	8487,74	3,98	3142,48	1,000	3,133	0,328
40	660	11,00	1361,3	2,11	8607,12	3,93	3140,35	1,041	3,134	0,324
41	720	12,00	1363,05	1,75	7888,85	3,80	3138,8	1,078	3,135	0,243
42	778	12,88	1364,43	1,41	7284,32	3,86	3137,22	1,113	3,135	0,148
43	838	13,98	1368,19	1,28	6772,83	3,83	3135,48	1,148	3,138	0,248
44	888	14,88	1367,85	1,88	6320,58	3,80	3133,8	1,178	3,138	0,220
45	958	15,88	1368,28	1,44	5825,11	3,77	3132,38	1,204	3,138	0,158
46	1018	16,88	1370,73	1,44	5578,23	3,75	3130,82	1,230	3,137	0,158
47	1078	17,88	1371,88	1,72	5288,15	3,72	3129,7	1,258	3,137	0,088
48	1138	18,88	1373,34	1,38	4888,74	3,70	3128,31	1,278	3,138	0,143
49	1198	19,88	1374,87	1,33	4738,11	3,68	3126,88	1,301	3,138	0,124
50	1318	21,88	1377,13	1,23	4307,88	3,63	3124,52	1,342	3,138	0,080
51	1438	23,88	1378,38	1,13	3848,78	3,60	3122,27	1,380	3,140	0,051
52	1585	26,08	1381,53	1,02	3630,88	3,58	3120,12	1,418	3,140	0,010
53	1878	27,88	1383,13	0,84	3384,38	3,53	3118,52	1,447	3,141	-0,075
54	1738	28,88	1384,78	0,82	3158,68	3,50	3118,88	1,477	3,141	-0,088
55	1818	31,88	1388,58	0,80	2981,21	3,47	3115,08	1,505	3,142	-0,048
56	2038	33,88	1387,85	0,84	2788,87	3,45	3113,8	1,531	3,142	-0,180
57	2158	35,88	1388,08	0,82	2832,11	3,42	3112,58	1,558	3,143	-0,208



ATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-07 / ARENISCA T / OCT-01-95)

Qw,bppd	7222,22	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	2631
Muw, cp	0,3	Ct	9,80E-06
Pwf,p.b.	4075	Ht, pies	62
Pb, pies	9300	Hp, pies	52
EMR,pies	845	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,156
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9436
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	26768109,2
Pwf,dat.	4135	Rd(pies)	2919
Wi, bls.	26806244	P1h	2821
m, psi/ciclo	102	P* ,psi	2500
DELTA P	-60	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	2690,19	Pwf/Pr	0,69382532
PwfMPerf	4135	QWmax	15.169

$$tp = Wi / Qw \quad 89079,24 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE, EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
102	2500

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 59,72$$

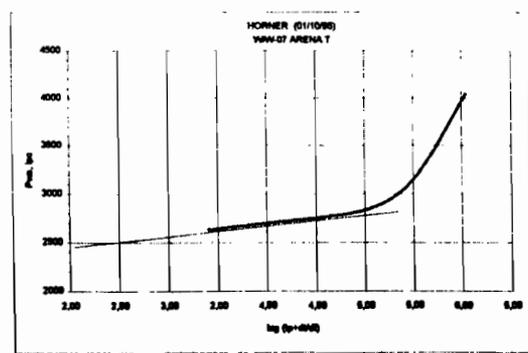
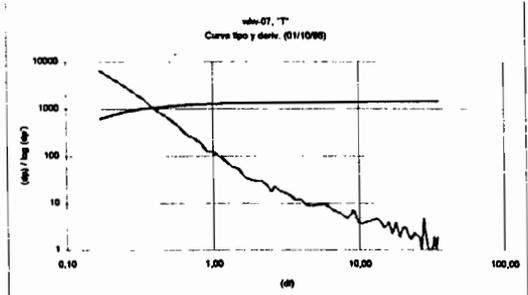
$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] \quad 7,63$$

$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = 677,11$$

$$EF = (Pwf - P i - dPskin) / (Pwf - Pi) = \quad 0,570$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WV-07 / ARENSA T / OCT-01-88)

RECORD No.	Q MINUTOS	Q HORAS	dp	dp'	(p - p _{amb}) adsc.	log(p - p _{amb}) adsc.	P _{res} PSI	log(q)	log(q) ²	log(q ³)
1	0	0,00			1113481,68		4075			
2	5	0,08	19		6,05	4066	1,087	1,279		
3	10	0,17	421		3454	323944,53	5,713	2,751	3,828	
4	15	0,25	868	3087,80	256317,85	5,56	3207	0,802	2,530	2,490
5	20	0,33	1008	1725,00	268938,08	5,43	3090	0,481	3,003	3,237
6	25	0,42	1087	900,00	217094,62	5,33	2948	-0,377	3,030	2,854
7	30	0,50	1139	650,00	178199,48	5,25	2836	-0,305	2,897	2,613
8	35	0,58	1174	437,50	152566,88	5,19	2801	-0,237	3,070	2,841
9	40	0,67	1190	271,78	132955,08	5,12	2870	0,174	3,079	2,444
10	45	0,75	1218	237,50	118773,32	5,07	2857	-0,128	3,088	2,378
11	50	0,83	1233	187,50	107325,38	5,03	2842	-0,081	3,091	2,273
12	55	0,92	1244	122,22	98278,28	4,99	2831	-0,038	3,095	2,087
13	60	1,00	1254	125,00	89080,24	4,96	2821	0,000	3,098	2,097
14	70	1,17	1280	88,24	78137,10	4,88	2808	0,068	3,103	1,848
15	80	1,33	1279	62,50	68677,87	4,83	2798	0,124	3,107	1,798
16	90	1,50	1288	51,24	58387,18	4,77	2787	0,178	3,110	1,724
17	100	1,67	1294	38,29	52341,88	4,73	2781	0,223	3,112	1,548
18	110	1,83	1290	31,25	48678,18	4,69	2776	0,282	3,114	1,495
19	120	2,00	1304	28,41	44540,82	4,65	2771	0,301	3,118	1,488
20	130	2,17	1309	29,41	41091,24	4,61	2766	0,338	3,117	1,469
21	140	2,33	1313	23,00	38232,43	4,58	2762	0,387	3,118	1,398
22	150	2,50	1318	17,85	35832,70	4,55	2758	0,388	3,119	1,247
23	180	2,87	1320	23,53	33364,01	4,52	2755	0,427	3,121	1,372
24	170	2,83	1323	18,75	31477,78	4,50	2752	0,452	3,122	1,273
25	180	3,00	1328	17,85	29998,08	4,47	2749	0,477	3,123	1,247
26	200	3,33	1331	15,18	28751,83	4,43	2744	0,522	3,124	1,180
27	220	3,67	1335	11,78	24273,27	4,38	2740	0,585	3,125	1,071
28	240	4,00	1338	12,12	22270,81	4,35	2736	0,602	3,127	1,084
29	280	4,33	1342	9,08	20573,57	4,31	2733	0,638	3,128	0,959
30	280	4,67	1345	8,82	19275,78	4,28	2730	0,689	3,129	0,848
31	300	5,00	1348	9,08	17818,88	4,25	2727	0,699	3,130	0,859
32	350	5,83	1356	9,84	15280,48	4,18	2719	0,786	3,132	0,864
33	400	6,67	1362	7,14	13395,21	4,13	2713	0,824	3,134	0,854
34	450	7,50	1367	6,05	11875,23	4,07	2708	0,878	3,136	0,780
35	500	8,33	1371	4,82	10884,78	4,03	2704	0,921	3,137	0,683
36	550	9,17	1377	7,14	9715,20	3,98	2698	0,982	3,138	0,854
37	600	10,00	1380	3,81	8808,82	3,95	2695	1,000	3,140	0,558
38	700	11,67	1387	4,18	7834,18	3,88	2688	1,087	3,142	0,822
39	800	13,33	1388	4,82	6863,81	3,83	2680	1,128	3,145	0,683
40	900	15,00	1400	2,90	5939,82	3,77	2675	1,178	3,148	0,478
41	980	16,00	1404	4,00	5568,45	3,75	2671	1,204	3,147	0,802
42	1015	16,82	1408	2,17	5285,73	3,72	2669	1,228	3,148	0,337
43	1075	17,82	1410	4,00	4871,84	3,70	2668	1,253	3,149	0,052
44	1140	19,00	1412	1,85	4689,38	3,67	2663	1,279	3,150	0,288
45	1200	20,00	1415	3,00	4454,98	3,65	2660	1,301	3,151	0,477
46	1280	21,00	1418	3,00	4242,87	3,63	2657	1,322	3,152	0,477
47	1320	22,00	1420	3,00	4050,08	3,61	2655	1,342	3,152	0,301
48	1380	23,17	1422	1,71	3845,58	3,58	2653	1,365	3,153	0,233
49	1440	24,00	1424	2,41	3712,83	3,57	2651	1,380	3,154	0,382
50	1500	25,00	1426	2,00	3584,17	3,55	2649	1,398	3,154	0,301
51	1580	26,00	1428	2,00	3427,12	3,53	2647	1,415	3,155	0,301
52	1620	27,00	1429	1,00	3303,25	3,52	2646	1,431	3,156	0,000
53	1680	28,00	1434	5,00	3182,40	3,50	2641	1,447	3,157	0,890
54	1740	29,00	1436	2,00	3072,70	3,49	2639	1,462	3,157	0,301
55	1800	30,00	1437	1,00	2970,31	3,47	2638	1,477	3,157	0,000
56	1860	31,00	1438	1,00	2872,37	3,46	2637	1,491	3,158	0,000
57	1920	32,00	1438	1,00	2784,73	3,44	2636	1,505	3,158	0,000
58	1980	33,00	1441	2,00	2700,37	3,43	2634	1,519	3,159	0,301
59	2040	34,00	1442	1,00	2620,96	3,42	2633	1,531	3,159	0,000
60	2100	35,00	1444	2,00	2546,12	3,41	2631	1,544	3,160	0,301
61	2157	35,96	1444	0,00	2478,86	3,39	2631	1,558	3,160	6,163,6



APENDICE K: INTERPRETACION DE LAS PRUEBAS FALL - OFF

ARENISCA U

INYECTOR No.	FECHA MM-AA	DANO DE FORMACION	PERMEAB. [md.]	delta presión (skin)	eficiencia de flujo	P* (Horner) [psia]	ESTADO ACTUAL
1	ene/86	-4,88	9,99	-1400	1,97	5100	C/OCT'89
	oct/95	-4,27	42,27	-39,14	1,513	4950	
2	ene/86	-1,2	71,94	-58,9	1,12	6653	
	feb/86	-5,043	87	-2456	1,97	3838	C/MAY'89
3	may/88	-1,79	0,97	-166,65	1,227	5997	C/MAY'89
	nov/85	-4	9		1,85	5434	
4	oct/95	-2,84	9,74	-577,12	1,328	2050	
	dic/85	19,8	39		0,59	2567	
5	ene/86	-5,24	34	-1144	1,89	5058	C/MAY'89
	ene/86	-4,48	34,42	-748	1,73	4810	C/MAY'89
6	ene/86	-3,3	4		1,21	3273	C/MAY'89
	oct/95	1,62	5,6	333,26	0,865	4454	
7	ene/88	-5,58	3,2	-4867,54	2,288	2058	
	oct/95	-3,19	3,76	-1574,25	1,434	1800	
8	feb/88	-3,66	6,09	-2251,21	1,523	3157	
	sep/95	-2,95	7,94	-958,14	1,518	2608	
9	feb/88	-0,32	11,52	-121,48	1,035	2097	

I : POZO INYECTANDO
C: POZO CERRADO

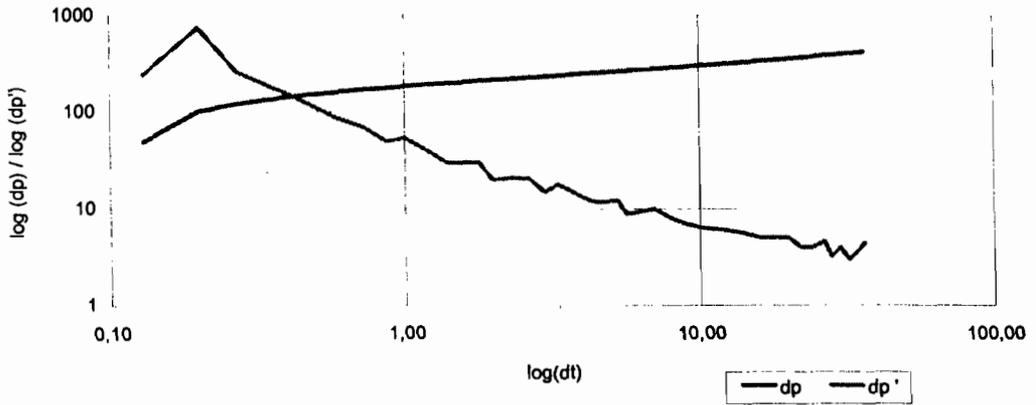
(ENERO'96)
P.B.CH.

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

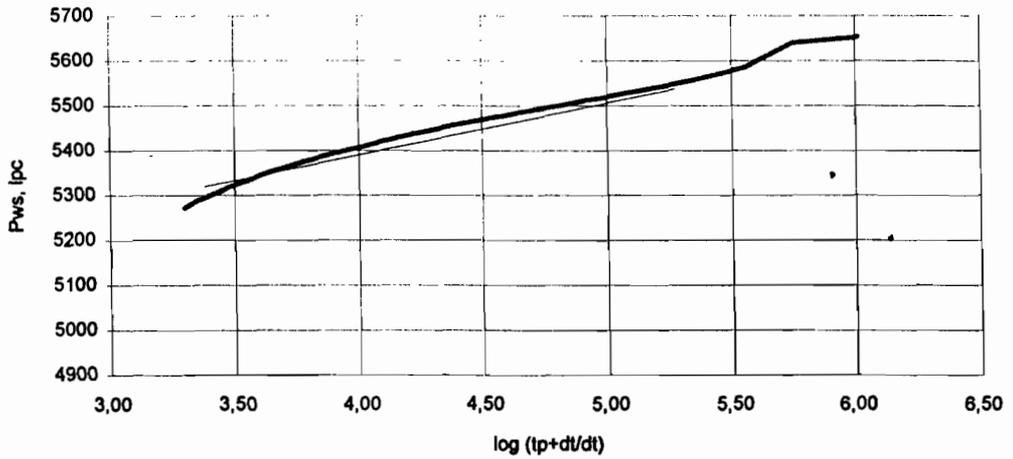
(WW-02 / ARENISCA U / 19-oct-95)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(tp + dt)/dt adim.	log(tp+dt/dt) adim.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					5688			
2	4	0,07	35,22		1025257,53	6,01	5653	-1,155	1,547	
3	8	0,13	49,87	244,17	552062,21	5,74	5639	-0,886	1,698	2,388
4	12	0,20	102,45	751,14	358840,78	5,55	5586	-0,699	2,011	2,876
5	16	0,27	120,45	257,14	265808,25	5,42	5568	-0,569	2,081	2,410
6	20	0,33	132,45	200,00	217479,66	5,34	5556	-0,481	2,122	2,301
7	28	0,47	149,45	121,43	152698,78	5,18	5539	-0,328	2,174	2,084
8	36	0,60	160,45	84,62	119614,26	5,08	5528	-0,222	2,205	1,927
9	44	0,73	169,45	69,23	98313,27	4,99	5519	-0,137	2,229	1,840
10	52	0,87	176,45	50,00	82492,90	4,92	5512	-0,060	2,247	1,699
11	60	1,00	183,45	53,85	71768,96	4,86	5505	0,000	2,264	1,731
12	72	1,20	191,45	40,00	59807,63	4,78	5497	0,079	2,282	1,602
13	84	1,40	197,45	30,00	51263,83	4,71	5491	0,146	2,295	1,477
14	96	1,60	203,45	30,00	44855,97	4,65	5485	0,204	2,308	1,477
15	108	1,80	209,45	30,00	39872,09	4,60	5479	0,255	2,321	1,477
16	120	2,00	213,45	20,00	35884,98	4,55	5475	0,301	2,329	1,301
17	140	2,33	220,45	21,21	30802,70	4,49	5468	0,367	2,343	1,327
18	160	2,67	227,45	20,59	26880,38	4,43	5461	0,427	2,357	1,314
19	180	3,00	232,45	15,15	23923,65	4,38	5456	0,477	2,366	1,180
20	200	3,33	238,45	18,18	21552,94	4,33	5450	0,522	2,377	1,260
21	240	4,00	247,45	13,43	17942,99	4,25	5441	0,602	2,393	1,128
22	260	4,33	251,45	12,12	16575,59	4,22	5437	0,636	2,400	1,084
23	280	4,67	255,45	11,76	15368,87	4,19	5433	0,669	2,407	1,071
24	300	5,00	259,45	12,12	14354,59	4,16	5429	0,699	2,414	1,084
25	320	5,33	263,45	12,12	13465,91	4,13	5425	0,727	2,421	1,084
26	340	5,67	266,45	8,82	12658,49	4,10	5422	0,754	2,426	0,946
27	360	6,00	269,45	9,09	11962,33	4,08	5419	0,778	2,430	0,959
28	420	7,00	279,45	10,00	10253,57	4,01	5409	0,845	2,446	1,000
29	480	8,00	287,45	8,00	8971,99	3,95	5401	0,903	2,459	0,903
30	540	9,00	294,45	7,00	7975,22	3,90	5394	0,954	2,469	0,845
31	606	10,10	301,45	6,36	7106,74	3,85	5387	1,004	2,479	0,804
32	725	12,08	313,45	6,06	5942,06	3,77	5375	1,082	2,496	0,783
33	842	14,03	324,45	5,64	5116,32	3,71	5364	1,147	2,511	0,751
34	962	16,03	334,45	5,00	4478,10	3,65	5354	1,205	2,524	0,699
35	1082	18,03	344,45	5,00	3981,47	3,60	5344	1,256	2,537	0,699
36	1202	20,03	354,45	5,00	3584,02	3,55	5334	1,302	2,550	0,699
37	1322	22,03	362,45	4,00	3258,74	3,51	5326	1,343	2,559	0,602
38	1442	24,03	370,45	4,00	2987,60	3,48	5318	1,381	2,569	0,602
39	1586	26,43	381,45	4,58	2716,40	3,43	5307	1,422	2,581	0,661
40	1679	27,98	386,45	3,23	2565,97	3,41	5302	1,447	2,587	0,509
41	1799	29,98	394,45	4,00	2394,86	3,38	5294	1,477	2,596	0,602
42	1919	31,98	400,45	3,00	2245,15	3,35	5288	1,505	2,603	0,477
43	2039	33,98	407,45	3,50	2113,06	3,32	5281	1,531	2,610	0,544
44	2174	36,23	417,45	4,44	1981,90	3,30	5271	1,559	2,621	0,648

wiw-02, "U"
Curva tipo y deriv. (19/10/95)



HORNER (19/10/95)
WW-02 ARENA U



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-02 / ARENISCA U / 19-oct-95)

Qw, bppd	2226	Dt, hrs	36
Bw, br/bn	1,072	Pws@Dt	5271
Muw, cp	0,3	Ct	8,40E-06
Pwf, p.b.	5688,45	Ht, pies	27
Pb, pies	9300	Hp, pies	27
EMR, pies	855	API	10
Dat, pies	8515	Porosid.	0,18
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9290
Rw, pies	0,41	Ar(p2)	8919680,87
Pwf, dat.	5758,45	Rd(mts)	1685
Wi, bls.	6656478	P1h	5505
m, psi/ciclo	102	P* ,psi	4950
DELTA P	-70	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	5276,17	Pwf/Pr	0,86166141
PwfMPerf	5758,45	QWmax	9.525

$$t_p = W_i / Q_w = 71767,96 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
102	4950

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Q_w * B_w * U_w) / (m * h) = 42,27$$

$$S = 1,15 * [(P_{wf} - P_{1h}) / m - \log [k / (O * U * C_t * r_w^2) + 3,23] = -4,27$$

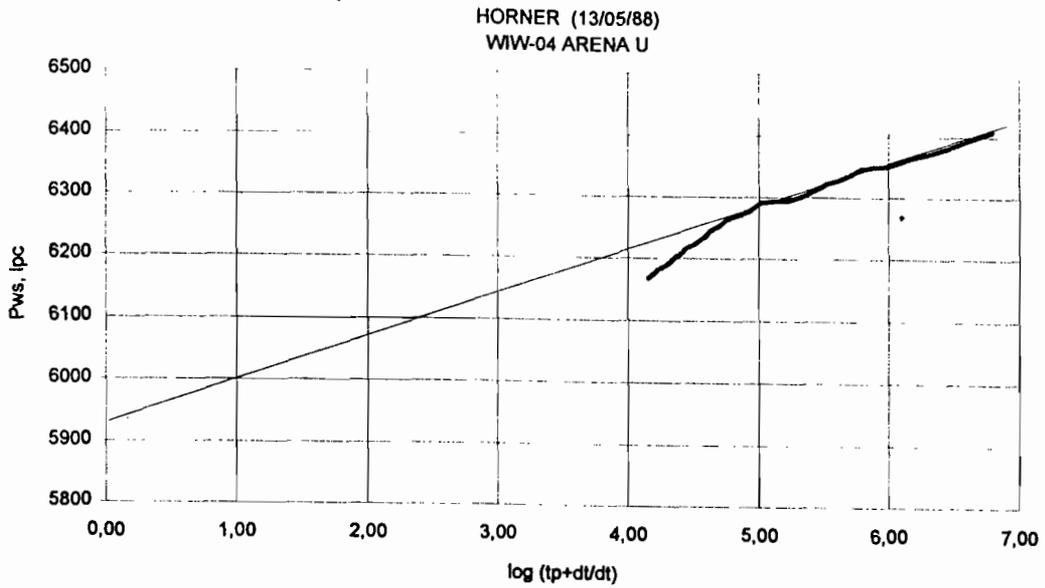
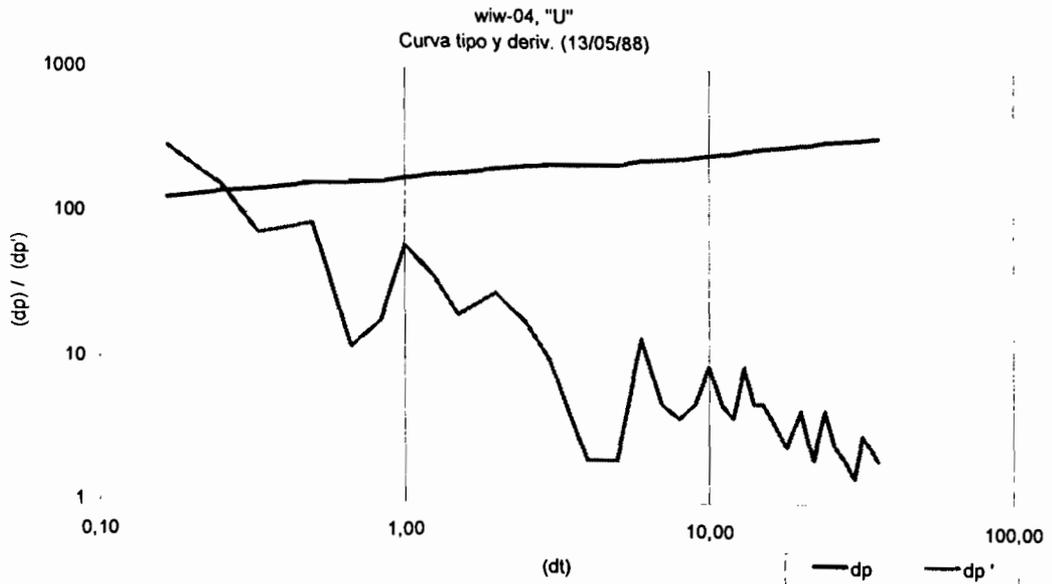
$$\text{delta P}_{skin} = 0,87 * m * S = -379,14$$

$$EF = (P_{wf} - P_i - \text{dP}_{skin}) / (P_{wf} - P_i) = 1,513$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WW-04 / ARENISCA U / may-05-88)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(tp +dt)/dt adim.	log(tp+dt/dt) adim.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					6511			
2	5	0,08	102		6136861,00	6,79	6409	-1,079	2,009	
3	10	0,17	126	288,00	3068431,00	6,49	6385	-0,778	2,100	2,459
4	15	0,25	139	156,00	2045621,00	6,31	6372	-0,602	2,143	2,193
5	20	0,33	145	72,00	1534216,00	6,19	6366	-0,477	2,161	1,857
6	30	0,50	159	84,00	1022811,00	6,01	6352	-0,301	2,201	1,924
7	40	0,67	161	12,00	767108,50	5,88	6350	-0,176	2,207	1,079
8	50	0,83	164	18,00	613687,00	5,79	6347	-0,079	2,215	1,255
9	60	1,00	174	60,00	511406,00	5,71	6337	0,000	2,241	1,778
10	75	1,25	183	36,00	409125,00	5,61	6328	0,097	2,262	1,556
11	90	1,50	188	20,00	340937,67	5,53	6323	0,176	2,274	1,301
12	120	2,00	202	28,00	255703,50	5,41	6309	0,301	2,305	1,447
13	150	2,50	211	18,00	204563,00	5,31	6300	0,398	2,324	1,255
14	180	3,00	216	10,00	170469,33	5,23	6295	0,477	2,334	1,000
15	240	4,00	218	2,00	127852,25	5,11	6293	0,602	2,338	0,301
16	300	5,00	220	2,00	102282,00	5,01	6291	0,699	2,342	0,301
17	360	6,00	234	14,00	85235,17	4,93	6277	0,778	2,369	1,146
18	420	7,00	239	5,00	73058,86	4,86	6272	0,845	2,378	0,699
19	480	8,00	243	4,00	63926,63	4,81	6268	0,903	2,386	0,602
20	540	9,00	248	5,00	56823,78	4,75	6263	0,954	2,394	0,699
21	600	10,00	257	9,00	51141,50	4,71	6254	1,000	2,410	0,954
22	660	11,00	262	5,00	46492,36	4,67	6249	1,041	2,418	0,699
23	720	12,00	266	4,00	42618,08	4,63	6245	1,079	2,425	0,602
24	780	13,00	275	9,00	39339,85	4,59	6236	1,114	2,439	0,954
25	840	14,00	280	5,00	36529,93	4,56	6231	1,146	2,447	0,699
26	900	15,00	285	5,00	34094,67	4,53	6226	1,176	2,455	0,699
27	960	16,00	289	4,00	31963,81	4,50	6222	1,204	2,461	0,602
28	1080	18,00	294	2,50	28412,39	4,45	6217	1,255	2,468	0,398
29	1200	20,00	303	4,50	25571,25	4,41	6208	1,301	2,481	0,653
30	1320	22,00	307	2,00	23246,68	4,37	6204	1,342	2,487	0,301
31	1440	24,00	316	4,50	21309,54	4,33	6195	1,380	2,500	0,653
32	1560	26,00	321	2,50	19670,42	4,29	6190	1,415	2,507	0,398
33	1680	28,00	325	2,00	18265,46	4,26	6186	1,447	2,512	0,301
34	1800	30,00	328	1,50	17047,83	4,23	6183	1,477	2,516	0,176
35	1920	32,00	334	3,00	15982,41	4,20	6177	1,505	2,524	0,477
36	2040	34,00	339	2,50	15042,32	4,18	6172	1,531	2,530	0,398
37	2160	36,00	343	2,00	14206,69	4,15	6168	1,556	2,535	0,301



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-04 / ARENISCA U / may-05-88)

Qw,bppd	96	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	6168
Muw, cp	0,3	Ct	8,40E-06
Pwf,p.b.	6511	Ht, pies	69
Pb, pies	9300	Hp, pies	56
EMR,pies	888,8	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,18
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9229
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	16417308,5
Pwf,dat.	6614,8	Rd(pies)	2286
Wi, bls.	2045620	P1h	6337
m, psi/ciclo	75	P* ,psi	5996,6
DELTA P	-103,8	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	6148,25	Pwf/Pr	0,90690898
PwfMPerf	6614,8	QWmax	598

$$tp = Wi / Qw \quad 511405,00 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P * [psi]
75	5996,6

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 0,97$$

$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] - 1,79$$

$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = -116,65$$

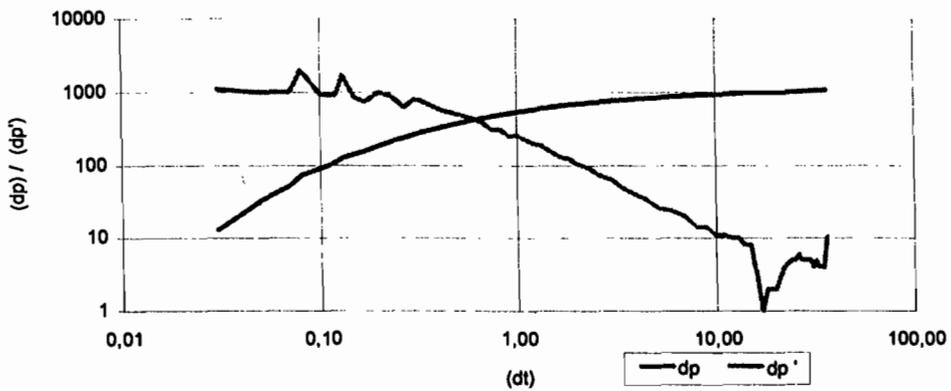
$$EF = (Pwf - Pi - \text{dPskin}) / (Pwf - Pi) = \quad 1,227$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

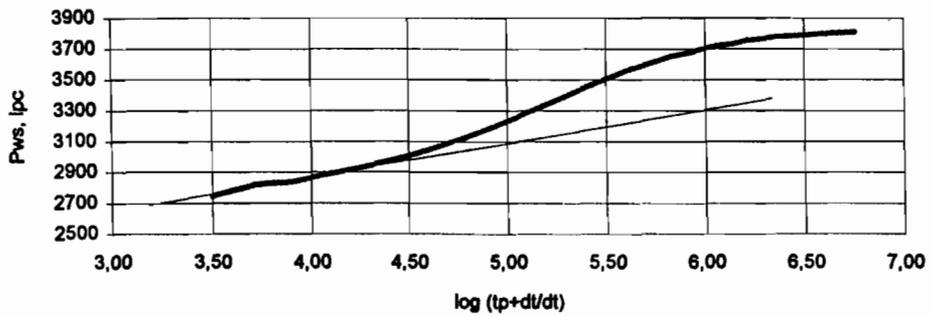
(WWW-06 / ARENISCA U / oct-29-95)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(tp + dt)/dt adim.	log(tp+dt/dt) adim.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					3811			
2	1	0,02	2		5691975,80	6,76	3809	-1,698	0,301	
3	2	0,03	13	1100,00	3794850,87	6,58	3798	-1,523	1,114	3,041
4	3	0,05	33	1000,00	2276790,92	6,36	3778	-1,301	1,519	3,000
6	4	0,07	53	1000,00	1626279,51	6,21	3758	-1,155	1,724	3,000
8	5	0,08	73	2000,00	1422994,70	6,15	3738	-1,097	1,863	3,301
7	6	0,10	92	950,00	1138395,96	6,06	3719	-1,000	1,964	2,978
8	7	0,12	110	900,00	948663,47	5,98	3701	-0,921	2,041	2,954
9	8	0,13	127	1700,00	875689,43	5,94	3684	-0,886	2,104	3,230
10	9	0,15	144	850,00	758930,97	5,88	3667	-0,824	2,158	2,929
11	10	0,17	159	750,00	669645,09	5,83	3652	-0,770	2,201	2,875
12	12	0,20	189	1000,00	569198,48	5,76	3622	-0,699	2,276	3,000
13	14	0,23	216	900,00	494955,33	5,69	3595	-0,638	2,334	2,954
14	16	0,27	241	625,00	421628,76	5,62	3570	-0,569	2,382	2,796
15	18	0,30	265	800,00	379465,99	5,58	3546	-0,523	2,423	2,903
16	20	0,33	288	766,67	344969,17	5,54	3523	-0,481	2,459	2,885
17	25	0,42	339	566,67	271047,42	5,43	3472	-0,377	2,530	2,753
18	31	0,52	389	500,00	218923,11	5,34	3422	-0,284	2,590	2,699
19	36	0,60	425	450,00	189733,49	5,28	3386	-0,222	2,628	2,653
20	41	0,68	456	387,50	167412,02	5,22	3355	-0,167	2,659	2,588
21	45	0,75	478	314,29	151786,99	5,18	3333	-0,125	2,679	2,497
22	50	0,83	503	312,50	137157,02	5,14	3308	-0,081	2,702	2,495
23	55	0,92	526	255,56	123739,58	5,09	3285	-0,036	2,721	2,407
24	60	1,00	547	262,50	113840,50	5,06	3264	0,000	2,738	2,419
25	70	1,17	583	211,76	97299,71	4,99	3228	0,068	2,766	2,326
26	80	1,33	613	187,50	85594,61	4,93	3198	0,124	2,787	2,273
27	90	1,50	639	152,94	75894,00	4,88	3172	0,176	2,806	2,185
28	100	1,67	661	129,41	68168,36	4,83	3150	0,223	2,820	2,112
29	110	1,83	681	125,00	62208,37	4,79	3130	0,262	2,833	2,097
30	120	2,00	699	105,88	56920,75	4,76	3112	0,301	2,844	2,025
31	140	2,33	729	90,91	48859,15	4,69	3082	0,367	2,863	1,959
32	160	2,67	753	70,59	42637,52	4,63	3058	0,427	2,877	1,849
33	180	3,00	774	63,64	37947,50	4,58	3037	0,477	2,889	1,804
34	200	3,33	791	51,52	34187,03	4,53	3020	0,522	2,898	1,712
35	220	3,67	806	44,12	31019,94	4,49	3005	0,565	2,906	1,645
36	240	4,00	819	39,39	28460,87	4,45	2992	0,602	2,913	1,595
37	264	4,40	833	35,00	25873,61	4,41	2978	0,643	2,921	1,544
38	311	5,18	853	25,64	21977,74	4,34	2958	0,714	2,931	1,409
39	359	5,98	872	23,75	19037,71	4,28	2939	0,777	2,941	1,376
40	419	6,98	892	20,00	16310,38	4,21	2919	0,844	2,950	1,301
41	479	7,98	906	14,00	14266,60	4,15	2905	0,902	2,957	1,146
42	539	8,98	920	14,00	12678,00	4,10	2891	0,953	2,964	1,146
43	599	9,98	931	11,00	11407,76	4,06	2880	0,999	2,969	1,041
44	659	10,98	942	11,00	10368,90	4,02	2869	1,041	2,974	1,041
45	719	11,98	952	10,00	9503,46	3,98	2859	1,078	2,979	1,000
46	779	12,98	962	10,00	8771,38	3,94	2849	1,113	2,983	1,000
47	839	13,98	970	8,00	8144,03	3,91	2841	1,146	2,987	0,903
48	899	14,98	978	8,00	7600,43	3,88	2833	1,176	2,990	0,903
49	959	15,98	981	3,00	7124,87	3,85	2830	1,204	2,992	0,477
50	1019	16,98	982	1,00	6705,33	3,83	2829	1,230	2,992	0,000
51	1079	17,98	984	2,00	6332,45	3,80	2827	1,255	2,993	0,301
52	1139	18,98	986	2,00	5998,87	3,78	2825	1,278	2,994	0,301
53	1199	19,98	988	2,00	5698,67	3,76	2823	1,301	2,995	0,301
54	1259	20,98	991	3,00	5427,10	3,73	2820	1,322	2,996	0,477
55	1319	21,98	995	4,00	5180,23	3,71	2816	1,342	2,998	0,602
56	1439	23,98	1005	5,00	4748,27	3,68	2806	1,380	3,002	0,699
57	1499	24,98	1010	5,00	4558,23	3,66	2801	1,398	3,004	0,699
58	1559	25,98	1016	6,00	4382,81	3,64	2795	1,415	3,007	0,778
59	1619	26,98	1021	5,00	4220,40	3,63	2790	1,431	3,009	0,699
60	1679	27,98	1026	5,00	4069,60	3,61	2785	1,447	3,011	0,699
61	1739	28,98	1031	5,00	3929,21	3,59	2780	1,462	3,013	0,699
62	1799	29,98	1036	5,00	3798,18	3,58	2775	1,477	3,015	0,699
63	1859	30,98	1040	4,00	3675,61	3,57	2771	1,491	3,017	0,602
64	1919	31,98	1045	5,00	3560,71	3,55	2766	1,505	3,019	0,699
65	1979	32,98	1049	4,00	3452,77	3,54	2762	1,518	3,021	0,602
66	2039	33,98	1053	4,00	3351,19	3,53	2758	1,531	3,022	0,602
67	2099	34,98	1057	4,00	3255,42	3,51	2754	1,544	3,024	0,602
68	2167	36,12	1069	10,53	3152,70	3,50	2742	1,558	3,029	1,022

wiw-05, "U"
Curva tipo y deriv. (29/10/95)



HORNER (29/10/95)
WIW-05 ARENA U



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-05 / ARENISCA U / oct-29-95)

Qw,bppd	3000	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	2742
Muw, cp	0,3	Ct	8,40E-06
Pwf,p.b.	3811	Ht, pies	69
Pb, pies	9300	Hp, pies	56
EMR,pies	888,8	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,18
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9229
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	16417308,46
Pwf,dat.	3914,8	Rd(pies)	2286
Wi, bls.	14229937	P1h	3250
m, psi/ciclo	233,33	P* ,psi	2050
DELTA P	-103,8	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	2736,02	Pwf/Pr	0,427966517
PwfMPerf	3914,8	QWmax	3.907

$$tp = Wi / Qw \quad 113839,50 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P * [psi]
233,33	2050

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 9,74$$

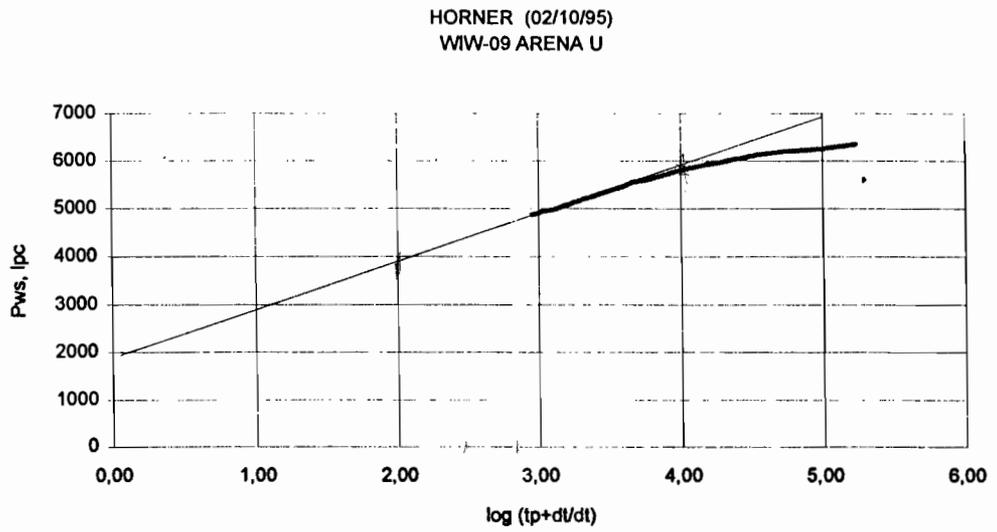
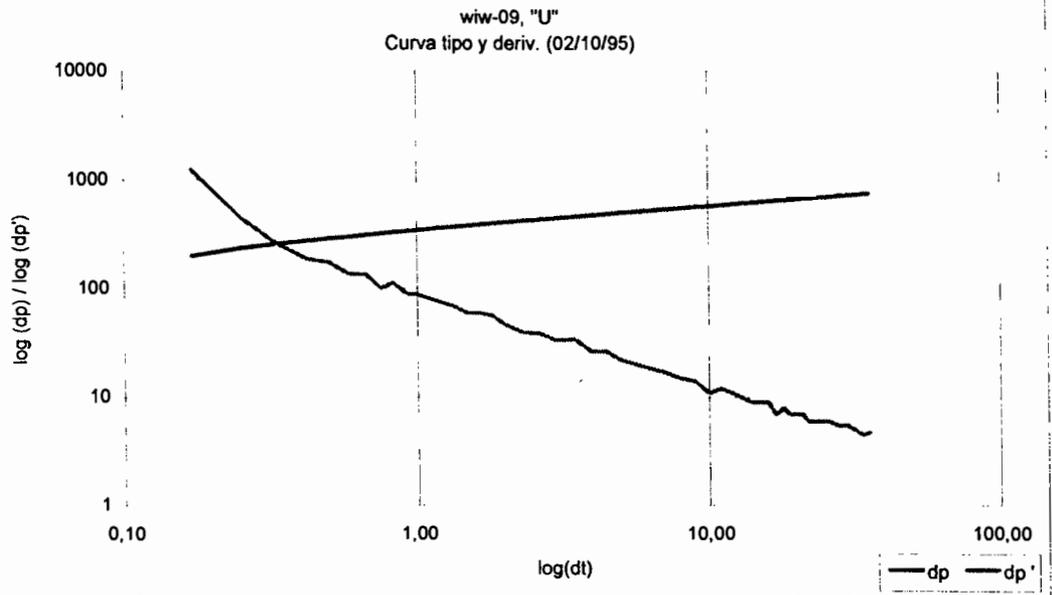
$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] = -2,84$$

$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = -577,12$$

$$EF = (Pwf - Pi - dPskin) / (Pwf - Pi) = \quad 1,328$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WW-09 / ARENISCA U / oct-02-95)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(tp +dt)/dt adim.	log(tp+dt/dt) adim.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					5837			
2	5	0,08	90		287539,93	5,46	5747	-1,097	1,954	
3	10	0,17	202	1244,44	135313,44	5,13	5635	-0,770	2,305	3,095
4	15	0,25	238	450,00	92013,46	4,96	5599	-0,602	2,377	2,653
5	20	0,33	259	262,50	69707,41	4,84	5578	-0,481	2,413	2,419
6	25	0,42	276	188,89	54770,32	4,74	5561	-0,377	2,441	2,276
7	30	0,50	290	175,00	46007,23	4,66	5547	-0,301	2,462	2,243
8	35	0,58	301	137,50	39661,54	4,60	5536	-0,237	2,479	2,138
9	40	0,67	313	133,33	34334,01	4,54	5524	-0,174	2,496	2,125
10	45	0,75	321	100,00	30671,82	4,49	5516	-0,125	2,507	2,000
11	50	0,83	330	112,50	27715,60	4,44	5507	-0,081	2,519	2,051
12	55	0,92	338	88,89	25004,38	4,40	5499	-0,036	2,529	1,949
13	60	1,00	345	87,50	23004,11	4,36	5492	0,000	2,538	1,942
14	70	1,17	358	76,47	19661,78	4,29	5479	0,068	2,554	1,883
15	80	1,33	369	68,75	17296,57	4,24	5468	0,124	2,567	1,837
16	90	1,50	379	58,82	15336,41	4,19	5458	0,176	2,579	1,770
17	100	1,67	389	58,82	13775,32	4,14	5448	0,223	2,590	1,770
18	110	1,83	398	56,25	12571,01	4,10	5439	0,262	2,600	1,750
19	120	2,00	406	47,06	11502,56	4,06	5431	0,301	2,609	1,673
20	140	2,33	419	39,39	9873,58	3,99	5418	0,367	2,622	1,595
21	160	2,67	432	38,24	8616,40	3,94	5405	0,427	2,635	1,582
22	180	3,00	443	33,33	7668,70	3,88	5394	0,477	2,646	1,523
23	210	3,50	460	34,00	6573,32	3,82	5377	0,544	2,663	1,531
24	240	4,00	473	26,00	5751,78	3,76	5364	0,602	2,675	1,415
25	270	4,50	486	26,00	5112,80	3,71	5351	0,653	2,687	1,415
26	300	5,00	497	22,00	4601,62	3,66	5340	0,699	2,696	1,342
27	360	6,00	516	19,00	3834,85	3,58	5321	0,778	2,713	1,279
28	420	7,00	533	17,00	3287,16	3,52	5304	0,845	2,727	1,230
29	480	8,00	548	15,00	2876,39	3,46	5289	0,903	2,739	1,176
30	540	9,00	562	14,00	2556,90	3,41	5275	0,954	2,750	1,146
31	600	10,00	573	11,00	2301,31	3,36	5264	1,000	2,758	1,041
32	660	11,00	585	12,00	2092,19	3,32	5252	1,041	2,767	1,079
33	720	12,00	596	11,00	1917,93	3,28	5241	1,079	2,775	1,041
34	780	13,00	606	10,00	1770,47	3,25	5231	1,114	2,782	1,000
35	840	14,00	615	9,00	1644,08	3,22	5222	1,146	2,789	0,954
36	900	15,00	624	9,00	1534,54	3,19	5213	1,176	2,795	0,954
37	960	16,00	633	9,00	1438,69	3,16	5204	1,204	2,801	0,954
38	1020	17,00	640	7,00	1354,12	3,13	5197	1,230	2,806	0,845
39	1080	18,00	648	8,00	1278,95	3,11	5189	1,255	2,812	0,903
40	1140	19,00	655	7,00	1211,69	3,08	5182	1,279	2,816	0,845
41	1200	20,00	662	7,00	1151,16	3,06	5175	1,301	2,821	0,845
42	1260	21,00	669	7,00	1096,39	3,04	5168	1,322	2,825	0,845
43	1320	22,00	675	6,00	1046,60	3,02	5162	1,342	2,829	0,778
44	1440	24,00	687	6,00	959,46	2,98	5150	1,380	2,837	0,778
45	1560	26,00	699	6,00	885,74	2,95	5138	1,415	2,844	0,778
46	1680	28,00	710	5,50	822,54	2,92	5127	1,447	2,851	0,740
47	1800	30,00	721	5,50	767,77	2,89	5116	1,477	2,858	0,740
48	1920	32,00	731	5,00	719,85	2,86	5106	1,505	2,864	0,699
49	2040	34,00	740	4,50	677,56	2,83	5097	1,531	2,869	0,653
50	2141	35,68	748	4,76	645,71	2,81	5089	1,552	2,874	0,678



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-09 / ARENISCA U / oct-02-95)

Qw,bppd	3928	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	5089
Muw, cp	0,3	Ct	8,40E-06
Pwf,p.b.	5837	Ht, pies	64
Pb, pies	9122	Hp, pies	56
EMR,pies	896	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,18
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9236
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	
Pwf,dat.	6126	Ri(pies)	
Wi, bis.	3764843	P1h	6300
m, psi/ciclo	1002	P* ,psi	2058
DELTA P	-289	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	5218,31	Pwf/Pr	0,602009382
PwfMPerf	6126	QWmax	6.661

$$tp = Wi / Qw \quad 23003,11 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P * [psi]
1002	2058

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 3,20$$

$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] = -5,58$$

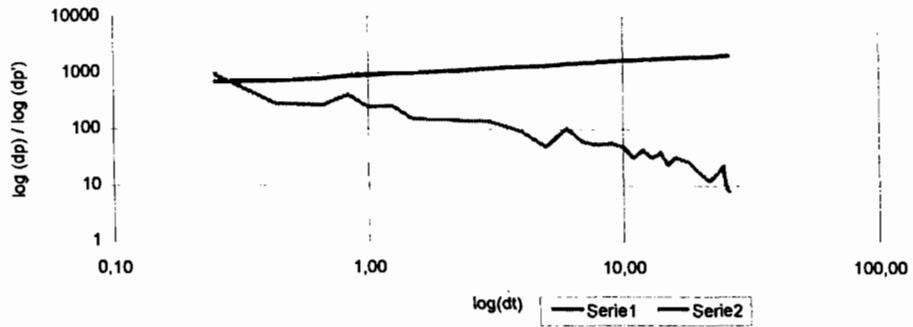
$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = -4867,54$$

$$EF = (Pwf - P i - dPskin) / (Pwf - Pi) = \quad 2,288$$

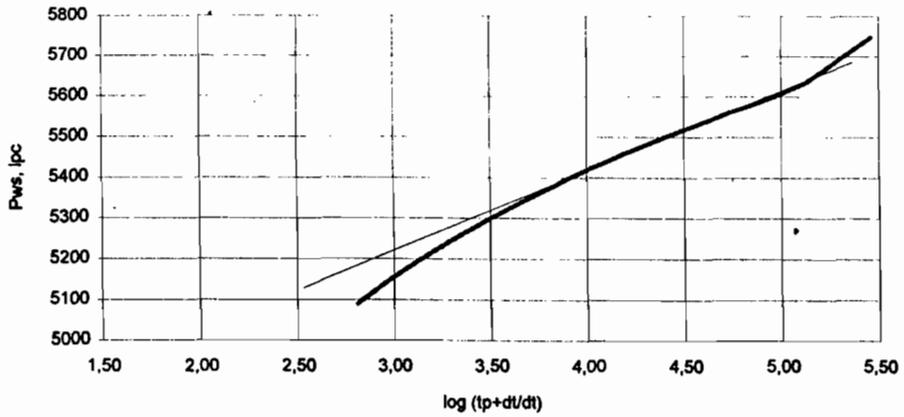
DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WW-09 / ARENISCA U / ENE-10-88)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(tp + dt)/dt adim.	log(tp+dt/dt) adim.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					6923			
2	8	0,13	570,00		172524,36	5,24	6353	-0,875	2,756	
3	15	0,25	675	900,00	92013,46	4,96	6248	-0,602	2,829	2,954
4	26	0,43	727	283,64	53085,11	4,72	6196	-0,363	2,862	2,453
5	40	0,67	790	270,00	34505,67	4,54	6133	-0,176	2,898	2,431
6	50	0,83	857	402,00	27604,74	4,44	6066	-0,079	2,933	2,604
7	60	1,00	898	246,00	23004,11	4,36	6025	0,000	2,953	2,391
8	75	1,25	962	256,00	18403,49	4,26	5961	0,097	2,983	2,408
9	90	1,50	1000	152,00	15336,41	4,19	5923	0,176	3,000	2,182
10	120	2,00	1074	148,00	11502,56	4,06	5849	0,301	3,031	2,170
11	150	2,50	1144	140,00	9202,25	3,96	5779	0,398	3,058	2,146
12	180	3,00	1214	140,00	7668,70	3,88	5709	0,477	3,084	2,146
13	210	3,50	1270	112,00	6573,32	3,82	5653	0,544	3,104	2,049
14	240	4,00	1316	92,00	5751,78	3,76	5607	0,602	3,119	1,964
15	300	5,00	1365	49,00	4601,62	3,66	5558	0,699	3,135	1,690
16	360	6,00	1470	105,00	3834,85	3,58	5453	0,778	3,167	2,021
17	420	7,00	1530	60,00	3287,16	3,52	5393	0,845	3,185	1,778
18	480	8,00	1583	53,00	2876,39	3,46	5340	0,903	3,199	1,724
19	540	9,00	1639	56,00	2556,90	3,41	5284	0,954	3,215	1,748
20	600	10,00	1688	49,00	2301,31	3,36	5235	1,000	3,227	1,690
21	660	11,00	1719	31,00	2092,19	3,32	5204	1,041	3,235	1,491
22	720	12,00	1762	43,00	1917,93	3,28	5161	1,079	3,246	1,633
23	780	13,00	1793	31,00	1770,47	3,25	5130	1,114	3,254	1,491
24	840	14,00	1832	39,00	1644,08	3,22	5091	1,146	3,263	1,591
25	900	15,00	1856	24,00	1534,54	3,19	5067	1,176	3,269	1,380
26	960	16,00	1888	32,00	1438,69	3,16	5035	1,204	3,276	1,505
27	1080	18,00	1941	26,50	1278,95	3,11	4982	1,255	3,288	1,423
28	1300	21,67	1986	12,27	1062,68	3,03	4937	1,336	3,298	1,089
29	1420	23,67	2021	17,50	972,96	2,99	4902	1,374	3,306	1,243
30	1480	24,67	2043	22,00	933,56	2,97	4880	1,392	3,310	1,342
31	1510	25,17	2048	10,00	915,03	2,96	4875	1,401	3,311	1,000
32	1540	25,67	2052	8,00	897,23	2,95	4871	1,409	3,312	0,903

wiw-09, "U"
Curva tipo y deriv. (02/10/95)



HORNER (02/10/95)
WIW-09 ARENA U



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-09 / ARENISCA U / ENE-10-88)

Qw,bppd	1622,2	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	5089
Muw, cp	0,3	Ct	8,40E-06
Pwf,p.b.	6923	Ht, pies	64
Pb, pies	9000	Hp, pies	56
EMR,pies	896	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,18
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9236
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	4271167,534
Pwf,dat.	7334	Ri(pies)	1166
Wi, bls.	115000	P1h	5492
m, psi/ciclo	236,84	P* ,psi	4454
DELTA P	-411	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	5196,91	Pwf/Pr	0,644283156
PwfMPerf	7334	Qwmax	3.009

$$tp = Wi / Qw \quad 1701,39 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
236,84	4454

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 5,60$$

$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] \quad 1,62$$

$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = 333,26$$

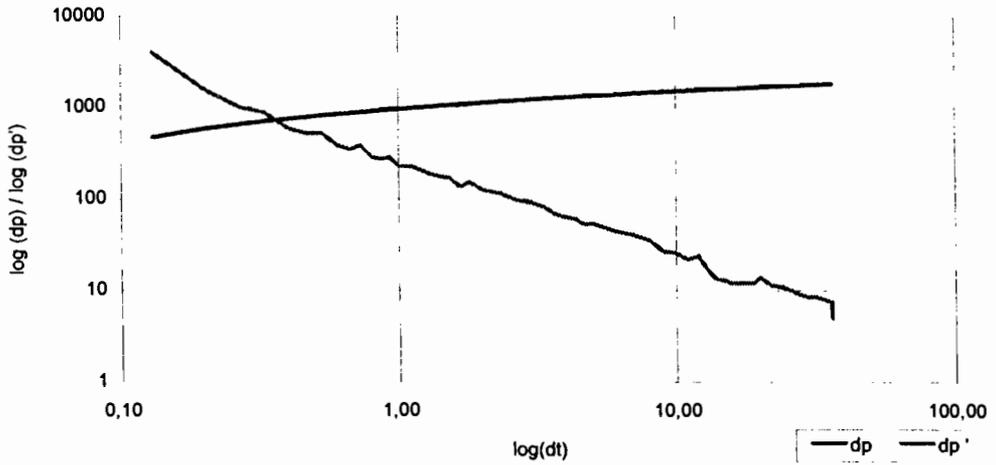
$$EF = (Pwf - P i - dPskin) / (Pwf - Pi) = \quad 0,865$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

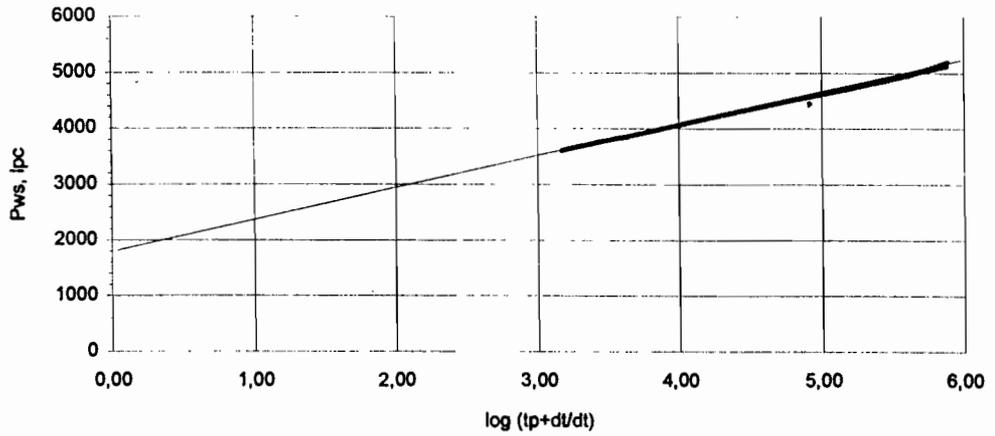
(WW-10 / ARENISCA U / oct-05-95)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(tp +dt)/dt adim	log(tp+dt/dt) adim.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0,00					5430			
2	4	0,07	235		760609,05	5,88	5195	-1,155	2,371	
3	8	0,13	471	3933,33	409559,18	5,61	4959	-0,886	2,673	3,595
4	12	0,20	580	1557,14	266213,82	5,43	4850	-0,699	2,763	3,192
5	16	0,27	649	985,71	197195,68	5,29	4781	-0,569	2,812	2,994
6	20	0,33	701	866,67	161342,10	5,21	4729	-0,481	2,846	2,938
7	24	0,40	742	585,71	133107,41	5,12	4688	-0,398	2,870	2,768
8	28	0,47	778	514,29	113283,05	5,05	4652	-0,328	2,891	2,711
9	32	0,53	809	516,67	100458,67	5,00	4621	-0,276	2,908	2,713
10	36	0,60	836	385,71	88738,61	4,95	4594	-0,222	2,922	2,586
11	40	0,67	860	342,86	79467,51	4,90	4570	-0,174	2,934	2,535
12	44	0,73	883	383,33	72936,02	4,86	4547	-0,137	2,946	2,584
13	48	0,80	903	285,71	66554,20	4,82	4527	-0,097	2,956	2,456
14	52	0,87	922	271,43	61199,35	4,79	4508	-0,060	2,965	2,434
15	56	0,93	939	283,33	57251,07	4,76	4491	-0,032	2,973	2,452
16	60	1,00	955	228,57	53243,56	4,73	4475	0,000	2,980	2,359
17	68	1,13	984	223,08	47118,31	4,67	4446	0,053	2,993	2,348
18	76	1,27	1011	192,86	41924,28	4,62	4419	0,104	3,005	2,285
19	84	1,40	1034	176,92	38031,40	4,58	4396	0,146	3,015	2,248
20	92	1,53	1056	169,23	34800,06	4,54	4374	0,185	3,024	2,228
21	100	1,67	1075	135,71	31882,77	4,50	4355	0,223	3,031	2,133
22	108	1,80	1095	153,85	29580,20	4,47	4335	0,255	3,039	2,187
23	120	2,00	1120	125,00	26622,28	4,43	4310	0,301	3,049	2,097
24	140	2,33	1158	115,15	22851,89	4,36	4272	0,367	3,064	2,061
25	160	2,67	1191	97,06	19942,04	4,30	4239	0,427	3,076	1,987
26	180	3,00	1221	90,91	17748,52	4,25	4209	0,477	3,087	1,959
27	200	3,33	1248	81,82	15989,76	4,20	4182	0,522	3,096	1,913
28	220	3,67	1271	67,65	14508,51	4,16	4159	0,565	3,104	1,830
29	240	4,00	1292	63,64	13311,64	4,12	4138	0,602	3,111	1,804
30	260	4,33	1312	60,61	12297,20	4,09	4118	0,636	3,118	1,783
31	280	4,67	1330	52,94	11401,98	4,06	4100	0,669	3,124	1,724
32	300	5,00	1348	54,55	10649,51	4,03	4082	0,699	3,130	1,737
33	360	6,00	1393	45,00	8874,76	3,95	4037	0,778	3,144	1,653
34	420	7,00	1434	41,00	7607,08	3,88	3996	0,845	3,157	1,613
35	480	8,00	1470	36,00	6656,32	3,82	3960	0,903	3,167	1,556
36	540	9,00	1497	27,00	5916,84	3,77	3933	0,954	3,175	1,431
37	600	10,00	1523	26,00	5325,26	3,73	3907	1,000	3,183	1,415
38	660	11,00	1545	22,00	4841,23	3,68	3885	1,041	3,189	1,342
39	720	12,00	1569	24,00	4437,88	3,65	3861	1,079	3,196	1,380
40	780	13,00	1586	17,00	4096,58	3,61	3844	1,114	3,200	1,230
41	838	13,97	1599	13,40	3812,21	3,58	3831	1,145	3,204	1,127
42	898	14,97	1612	13,00	3557,62	3,55	3818	1,175	3,207	1,114
43	958	15,97	1624	12,00	3334,91	3,52	3806	1,203	3,211	1,079
44	1018	16,97	1636	12,00	3138,45	3,50	3794	1,230	3,214	1,079
45	1078	17,97	1648	12,00	2963,86	3,47	3782	1,255	3,217	1,079
46	1138	18,97	1660	12,00	2807,67	3,45	3770	1,278	3,220	1,079
47	1198	19,97	1674	14,00	2667,13	3,43	3756	1,300	3,224	1,146
48	1318	21,97	1697	11,50	2424,42	3,38	3733	1,342	3,230	1,061
49	1438	23,97	1719	11,00	2222,22	3,35	3711	1,380	3,235	1,041
50	1558	25,97	1739	10,00	2051,16	3,31	3691	1,414	3,240	1,000
51	1678	27,97	1757	9,00	1904,56	3,28	3673	1,447	3,245	0,954
52	1798	29,97	1774	8,50	1777,53	3,25	3656	1,477	3,249	0,929
53	1918	31,97	1791	8,50	1666,39	3,22	3639	1,505	3,253	0,929
54	2038	33,97	1807	8,00	1568,34	3,20	3623	1,531	3,257	0,903
55	2158	35,97	1822	7,50	1481,19	3,17	3608	1,556	3,261	0,875
56	2170	36,17	1823	5,00	1473,01	3,17	3607	1,558	3,261	0,699

wiw-10, "U"
Curva tipo y deriv. (05/10/95)



HORNER (05/10/95)
WIW-10 ARENA U



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-10 / ARENISCA U / oct-05-95)

Qw, bppd	1668,75	Dt, hrs	36
Bw, br/bn	1,072	Pws@Dt	5089
Muw, cp	0,3	Ct	8,40E-06
Pwf, p.b.	5430	Ht, pies	41
Pb, pies	9000	Hp, pies	30
EMR, pies	854	API	10
Dat, pies	8515	Porosid.	0,18
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9186,5
Rw, pies	0,41	Ar(p2)	4198219,81
Pwf, dat.	5799	Ri(pies)	1156
Wi, bls.	3702022	P1h	4475
m, psi/ciclo	566,6	P* ,psi	1800
DELTA P	-369	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	5207,27	Pwf/Pr	0,83708478
PwfMPerf	5799	QWmax	6.135

$$tp = Wi / Qw \quad 53242,56 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
566,6	1800

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Qw * Bw * Uw) / (m * h) = \quad 3,76$$

$$S = 1,15 * [(Pwf - P1h) / m - \log [k / (O * U * Ct * rw^2) + 3,23] = -3,19$$

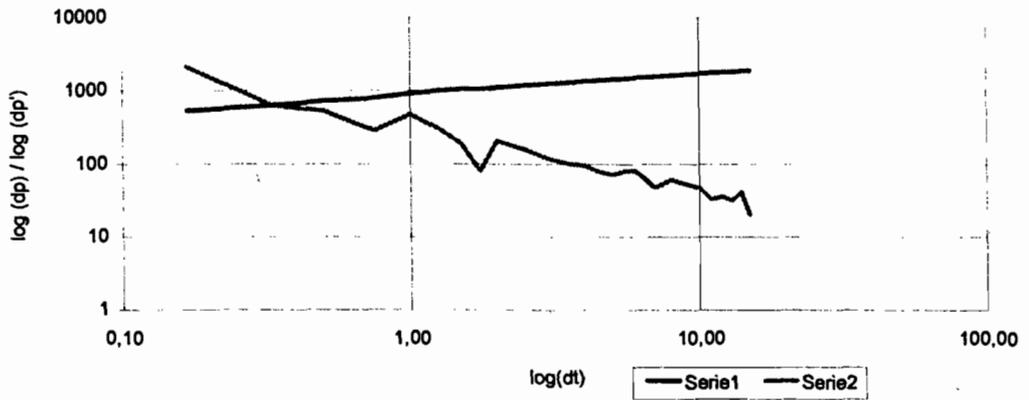
$$\text{delta Pskin} = 0,87 * m * S = -1574,25$$

$$EF = (Pwf - P1 - dPskin) / (Pwf - P1) = \quad 1,434$$

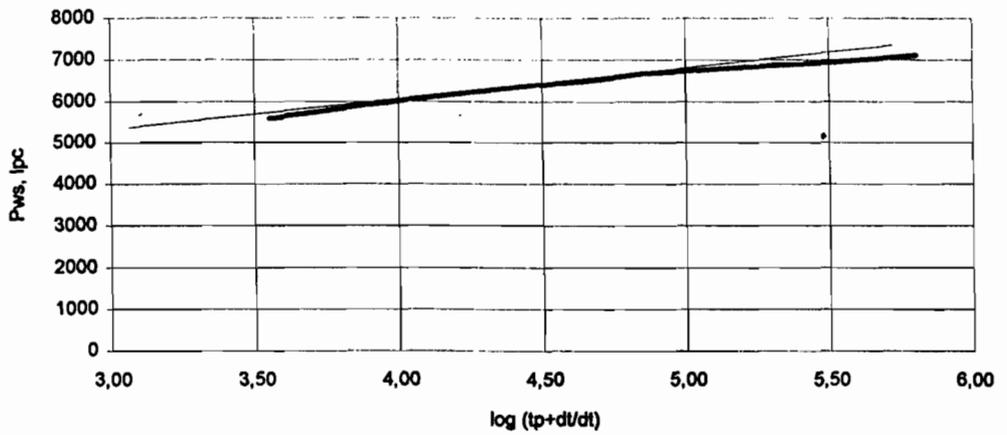
DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF
(WW-10 / ARENISCA U / FEB-05-88)

RECORD	dt	dt	dp	dp'	(tp+dt)/dt	log(tp+dt/dt)	Pws	log(dt)	log(dp)	log(dp')
No.	MINUTES	HOURS			adm.	adm.	PSI			
1	0	0,00					7465			
2	5	0,08	351		638911,76	5,81	7114	-1,079	2,545	
3	10	0,17	529	2136,00	319456,38	5,50	6936	-0,778	2,723	3,330
4	20	0,33	633	624,00	159728,69	5,20	6832	-0,477	2,801	2,795
5	30	0,50	721	528,00	106486,13	5,03	6744	-0,301	2,858	2,723
6	45	0,75	793	288,00	70991,08	4,85	6672	-0,125	2,899	2,459
7	60	1,00	913	480,00	53243,56	4,73	6552	0,000	2,960	2,681
8	75	1,25	989	304,00	42595,05	4,63	6476	0,097	2,995	2,483
9	90	1,50	1037	192,00	35496,04	4,55	6428	0,176	3,016	2,283
10	105	1,75	1057	80,00	30425,32	4,48	6408	0,243	3,024	1,903
11	120	2,00	1109	208,00	26622,28	4,43	6356	0,301	3,045	2,318
12	150	2,50	1189	160,00	21298,03	4,33	6276	0,398	3,075	2,204
13	180	3,00	1249	120,00	17748,52	4,25	6216	0,477	3,097	2,079
14	210	3,50	1301	104,00	15213,16	4,18	6164	0,544	3,114	2,017
15	240	4,00	1349	96,00	13311,64	4,12	6116	0,602	3,130	1,962
16	270	4,50	1389	80,00	11832,68	4,07	6076	0,653	3,143	1,903
17	300	5,00	1425	72,00	10649,51	4,03	6040	0,699	3,154	1,857
18	330	5,50	1465	80,00	9681,47	3,99	6000	0,740	3,166	1,903
19	360	6,00	1506	82,00	8874,76	3,95	5959	0,778	3,178	1,914
20	420	7,00	1554	48,00	7607,08	3,88	5911	0,845	3,191	1,681
21	480	8,00	1615	61,00	6656,32	3,82	5850	0,903	3,208	1,785
22	540	9,00	1668	53,00	5916,84	3,77	5797	0,954	3,222	1,724
23	600	10,00	1716	48,00	5325,26	3,73	5749	1,000	3,235	1,681
24	660	11,00	1749	33,00	4841,23	3,68	5716	1,041	3,243	1,519
25	720	12,00	1785	36,00	4437,88	3,65	5680	1,079	3,252	1,556
26	780	13,00	1817	32,00	4096,58	3,61	5648	1,114	3,259	1,505
27	840	14,00	1858	41,00	3804,04	3,58	5607	1,146	3,269	1,613
28	900	15,00	1878	20,00	3550,50	3,55	5587	1,176	3,274	1,301

wiw-10, "U"
Curva tipo y deriv. (05/02/88)



HORNER (05/02/88)
WIW-10 ARENA U



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-10 / ARENISCA U / FEB-05-88)

Qw,bppd	3378	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	5587
Muw, cp	0,3	Ct	8,40E-06
Pwf,p.b.	7465	Ht, pies	41
Pb, pies	9098	Hp, pies	30
EMR,pies	854	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,18
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9186,5
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	4198219,814
Pwf,dat.	7736	Ri(pies)	1156
Wi, bls.	115220	P1h	6408
m, psi/ciclo	707,83	P* ,psi	3156,5
DELTA P	-271	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	5681,30	Pwf/Pr	0,449369318
PwfMPerf	7736	Qwmax	4.513

$$t_p = W_i / Q_w \quad 818,61 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
707,83	3156,5

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Q_w * B_w * U_w) / (m * h) = \quad 6,09$$

$$S = 1,15 * [(P_{wf} - P_{1h}) / m - \log [k / (O * U * C_t * n_w^2) + 3,23] = -3,66$$

$$\text{delta P}_{skin} = 0,87 * m * S = -2251,21$$

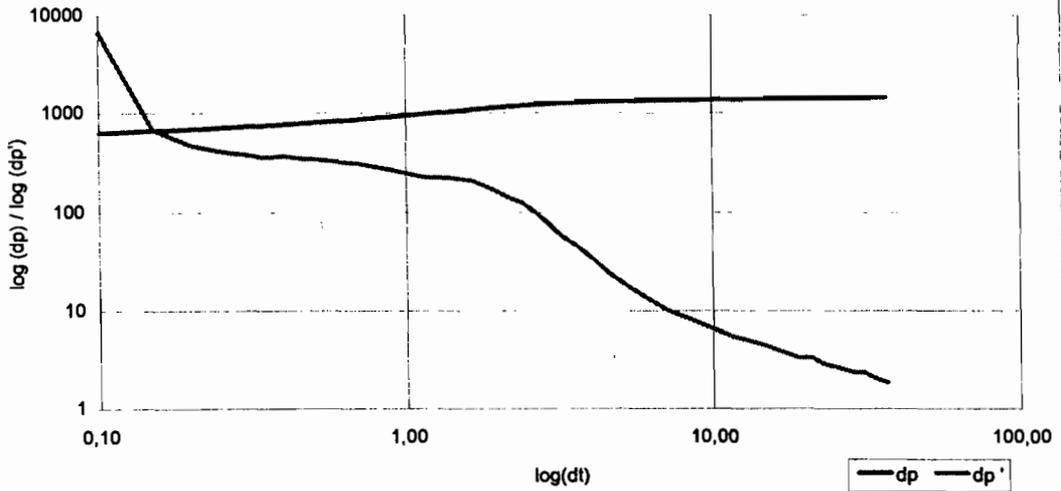
$$EF = (P_{wf} - P_i - \text{dP}_{skin}) / (P_{wf} - P_i) = \quad 1,523$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

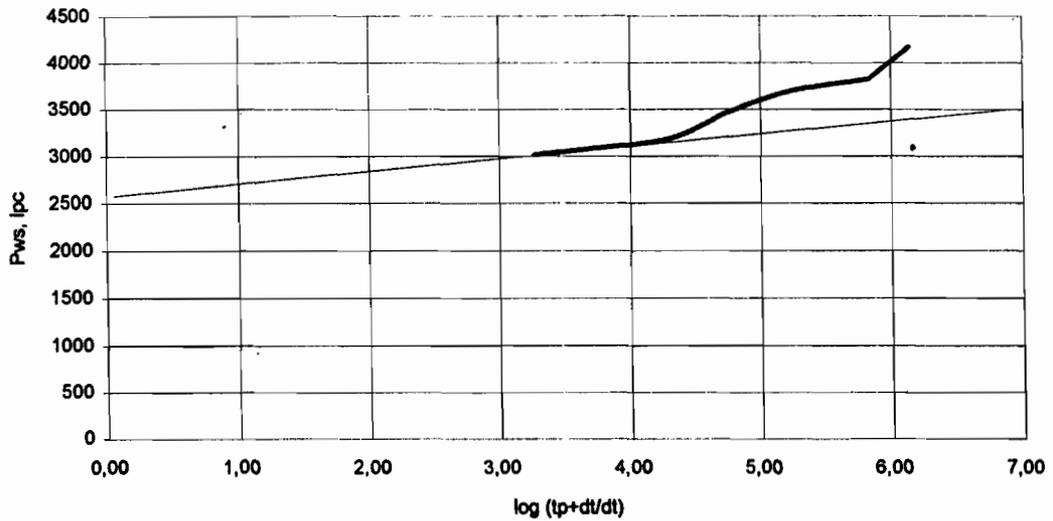
(WW-011 / ARENISCA U / SEPT-25-95)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(tp +dt)/dt adm.	log(tp+dt/dt) adm.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0					4456,66			
2	3	0,05	292,3		1357986,80	6,13	4164,36	-1,301	2,466	
3	6	0,10	630,58	6765,60	678993,90	5,83	3826,08	-1,000	2,800	3,830
4	9	0,15	664,57	679,80	452662,93	5,66	3792,09	-0,824	2,823	2,832
5	12	0,20	688,1	470,60	339497,45	5,53	3768,56	-0,699	2,838	2,673
6	15	0,25	708,41	406,20	271598,16	5,43	3748,25	-0,602	2,850	2,609
7	18	0,30	727,36	379,00	226331,97	5,35	3729,3	-0,523	2,862	2,579
8	21	0,35	745,18	356,40	193998,97	5,29	3711,48	-0,456	2,872	2,552
9	24	0,40	763,46	365,60	169749,23	5,23	3693,2	-0,398	2,883	2,563
10	27	0,45	780,87	348,20	150888,31	5,18	3675,79	-0,347	2,893	2,542
11	30	0,50	798	342,60	135799,58	5,13	3658,66	-0,301	2,902	2,535
12	36	0,60	830,25	322,50	113166,48	5,05	3626,41	-0,222	2,919	2,509
13	42	0,70	861,16	309,10	96999,99	4,99	3595,5	-0,155	2,935	2,490
14	48	0,80	889,77	286,10	84875,11	4,93	3566,89	-0,097	2,949	2,457
15	54	0,90	916,36	265,90	75444,66	4,88	3540,3	-0,046	2,962	2,425
16	60	1,00	941,13	247,70	67900,29	4,83	3515,53	0,000	2,974	2,394
17	69	1,15	974,91	225,20	59043,86	4,77	3481,75	0,061	2,989	2,353
18	84	1,40	1030,62	222,84	48500,49	4,69	3426,04	0,146	3,013	2,348
19	99	1,65	1082,95	209,32	41152,08	4,61	3373,71	0,217	3,035	2,321
20	114	1,90	1126,58	174,52	35737,47	4,55	3330,08	0,279	3,052	2,242
21	129	2,15	1162,63	144,20	31582,07	4,50	3294,03	0,332	3,065	2,159
22	144	2,40	1194,01	125,52	28292,37	4,45	3262,65	0,380	3,077	2,099
23	159	2,65	1218,92	99,64	25623,37	4,41	3237,74	0,423	3,086	1,998
24	174	2,90	1238,61	78,76	23414,55	4,37	3218,05	0,462	3,093	1,896
25	189	3,15	1253,82	60,84	21556,33	4,33	3202,84	0,498	3,098	1,784
26	219	3,65	1276,27	44,90	18603,55	4,27	3180,39	0,562	3,106	1,652
27	249	4,15	1292,35	32,16	16362,27	4,21	3164,31	0,618	3,111	1,507
28	279	4,65	1303,89	23,08	14603,00	4,16	3152,77	0,667	3,115	1,363
29	309	5,15	1313,09	18,40	13185,33	4,12	3143,57	0,712	3,118	1,265
30	339	5,65	1320,85	15,52	12018,57	4,08	3135,81	0,752	3,121	1,191
31	369	6,15	1327,4	13,10	11041,53	4,04	3129,26	0,789	3,123	1,117
32	399	6,65	1333,08	11,36	10211,42	4,01	3123,58	0,823	3,125	1,055
33	429	7,15	1338,07	9,98	9497,40	3,98	3118,59	0,854	3,126	0,999
34	489	8,15	1346,65	8,58	8332,20	3,92	3110,01	0,911	3,129	0,933
35	549	9,15	1354,02	7,37	7421,69	3,87	3102,64	0,961	3,132	0,867
36	609	10,15	1360,53	6,51	6690,59	3,83	3096,13	1,006	3,134	0,814
37	669	11,15	1366,25	5,72	6090,62	3,78	3090,41	1,047	3,136	0,757
38	789	13,15	1376,22	4,98	5164,44	3,71	3080,44	1,119	3,139	0,698
39	909	15,15	1384,94	4,36	4482,80	3,65	3071,72	1,180	3,141	0,639
40	1029	17,15	1392,5	3,78	3960,14	3,60	3064,16	1,234	3,144	0,577
41	1149	19,15	1399,14	3,32	3546,65	3,55	3057,52	1,282	3,146	0,521
42	1269	21,15	1405,81	3,34	3211,37	3,51	3050,85	1,325	3,148	0,523
43	1389	23,15	1411,53	2,86	2934,01	3,47	3045,13	1,365	3,150	0,456
44	1509	25,15	1416,91	2,69	2700,77	3,43	3039,75	1,401	3,151	0,430
45	1629	27,15	1421,91	2,50	2501,89	3,40	3034,75	1,434	3,153	0,398
46	1749	29,15	1426,6	2,35	2330,31	3,37	3030,06	1,465	3,154	0,370
47	1869	31,15	1431,3	2,35	2180,75	3,34	3025,36	1,493	3,156	0,371
48	1989	33,15	1435,52	2,11	2049,24	3,31	3021,14	1,520	3,157	0,324
49	2109	35,15	1439,45	1,96	1932,70	3,29	3017,21	1,546	3,158	0,293
50	2214	36,90	1442,68	1,85	1841,09	3,27	3013,98	1,567	3,159	0,266

wiw-11, "U"
Curva tipo y deriv. (25/09/95)



HORNER (25/09/95)
WW-11 ARENA U



DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

(WIW-011 / ARENISCA U / SEPT-25-95)

Qw,bppd	2948,75	Dt, hrs	36
Bw,br/bn	1,072	Pws@Dt	3013,98
Muw, cp	0,3	Ct	8,40E-06
Pwf,p.b.	4456,66	Ht, pies	52
Pb, pies	9000	Hp, pies	40
EMR,pies	863,6	API	10
Dat,pies	8515	Porosid.	0,18
Gr.lpc/p	0,37	MPerf.	9176
Rw,pies	0,41	Ar(p2)	9456892,758
Pwf,dat.	4835,26	Ri(pies)	1735
Wi, bls.	8342418	P1h	3626
m, psi/ciclo	373,54	P* ,psi	2608
DELTA P	-378,6	P Ad, Napo	0,10
Pr.MPerf.	3111,58	Pwf/Pr	0,158935559
PwfMPerf	4835,26	QWmax	3.110

$$t_p = W_i / Q_w = 67899,29 \quad [\text{horas}]$$

EN EL GRAFICO DE LA DERIVADA ELIJO EL TRAMO DE FLUJO RADIAL, EL MISMO QUE VA A SER DONDE SE DETERMINE LA PENDIENTE EN EL GRAFICO DE HORNER :

m [psi/ciclo]	P* [psi]
373,54	2608

CALCULOS :

Pi* se obtiene extrapolando la pendiente en Horner hasta la ordenada

$$k = 162,6 * (Q_w * B_w * U_w) / (m * h) = 7,94$$

$$S = 1,15 * [(P_{wf} - P_{1h}) / m - \log [k / (O * U * C_t * r_w^2) + 3,23] = -2,95$$

$$\Delta P_{skin} = 0,87 * m * S = -958,14$$

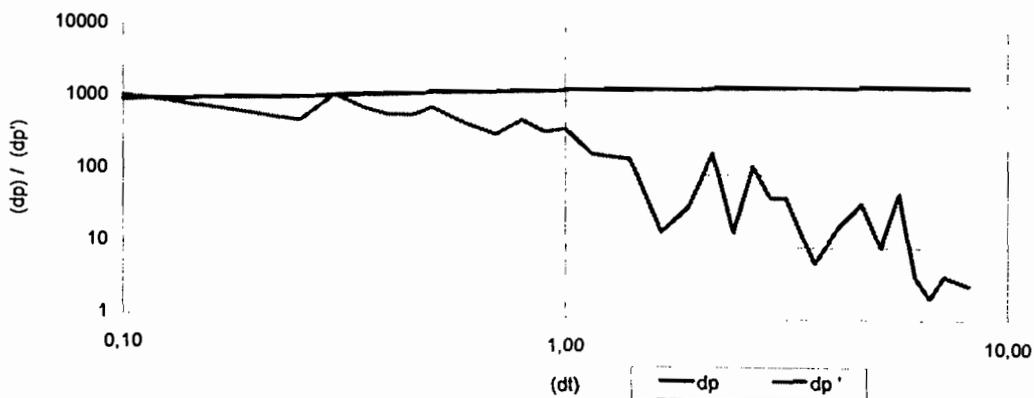
$$EF = (P_{wf} - P_i - \Delta P_{skin}) / (P_{wf} - P_i) = 1,518$$

DATOS DE PRUEBA DE PRESION FALL-OFF

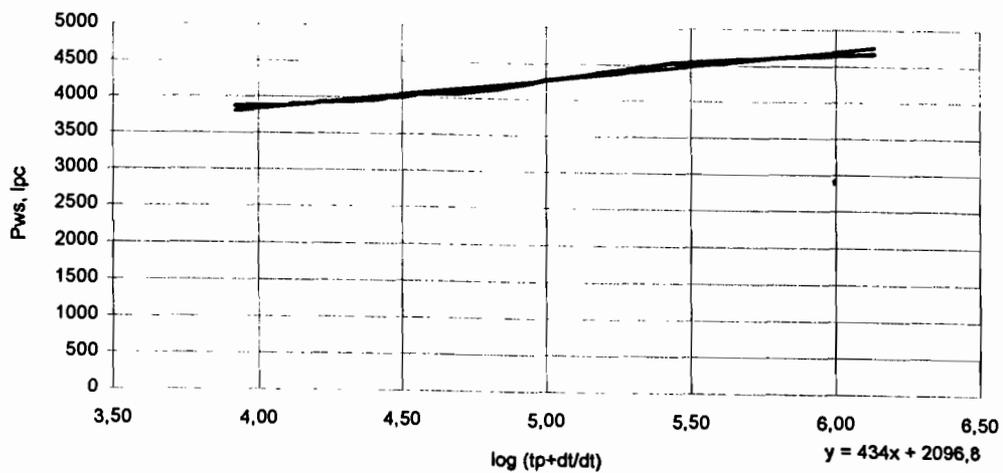
(WW-11 / ARENISCA U / FEB-09-89)

RECORD No.	dt MINUTES	dt HOURS	dp	dp'	(tp + dt)/dt adim.	log(tp+dt/dt) adim.	Pws PSI	log(dt)	log(dp)	log(dp')
1	0	0					5542			
2	8	0,05	870		1357986,80	6,13	4672	-1,301	2,940	
3	16	0,10	923	1060,00	678993,90	5,83	4619	-1,000	2,965	3,025
4	30	0,15	960	740,00	452662,93	5,66	4582	-0,824	2,982	2,869
5	45	0,20	989	580,00	339497,45	5,53	4553	-0,699	2,995	2,763
6	60	0,25	1013	480,00	271598,16	5,43	4529	-0,602	3,006	2,681
7	90	0,30	1067	1080,00	226331,97	5,35	4475	-0,523	3,028	3,033
8	120	0,35	1103	720,00	193998,97	5,29	4439	-0,456	3,043	2,857
9	150	0,40	1132	580,00	169749,23	5,23	4410	-0,398	3,054	2,763
10	180	0,45	1161	580,00	150888,31	5,18	4381	-0,347	3,065	2,763
11	240	0,50	1198	740,00	135799,58	5,13	4344	-0,301	3,078	2,869
12	300	0,60	1243	450,00	113166,48	5,05	4299	-0,222	3,094	2,653
13	360	0,70	1276	330,00	96999,99	4,99	4266	-0,155	3,106	2,519
14	480	0,80	1329	530,00	84875,11	4,93	4213	-0,097	3,124	2,724
15	600	0,90	1366	370,00	75444,66	4,88	4176	-0,046	3,135	2,568
16	720	1,00	1407	410,00	67900,29	4,83	4135	0,000	3,148	2,613
17	840	1,15	1435	186,67	59043,86	4,77	4107	0,061	3,157	2,271
18	960	1,40	1476	164,00	48500,49	4,69	4066	0,146	3,169	2,215
19	1080	1,65	1480	16,00	41152,08	4,61	4062	0,217	3,170	1,204
20	1200	1,90	1489	36,00	35737,47	4,55	4053	0,279	3,173	1,556
21	1320	2,15	1538	196,00	31582,07	4,50	4004	0,332	3,187	2,292
22	1440	2,40	1542	16,00	28292,37	4,45	4000	0,380	3,188	1,204
23	1560	2,65	1575	132,00	25623,37	4,41	3967	0,423	3,197	2,121
24	1680	2,90	1587	48,00	23414,55	4,37	3955	0,462	3,201	1,681
25	1800	3,15	1599	48,00	21556,33	4,33	3943	0,498	3,204	1,681
26	1920	3,65	1602	6,00	18603,55	4,27	3940	0,562	3,205	0,778
27	2040	4,15	1612	20,00	16362,27	4,21	3930	0,618	3,207	1,301
28	2160	4,65	1632	40,00	14603,00	4,16	3910	0,667	3,213	1,602
29	2280	5,15	1637	10,00	13185,33	4,12	3905	0,712	3,214	1,000
30	2400	5,65	1665	56,00	12018,57	4,08	3877	0,752	3,221	1,748
31	2400	6,15	1667	4,00	11041,53	4,04	3875	0,789	3,222	0,602
32	2520	6,65	1668	2,00	10211,42	4,01	3874	0,823	3,222	0,301
33	2640	7,15	1670	4,00	9497,40	3,98	3872	0,854	3,223	0,602
34	2700	8,15	1673	3,00	8332,20	3,92	3869	0,911	3,223	0,477

wiw-11, "U"
 Curva tipo y deriv. (09/02/88)



HORNER (09/02/88)
 WIW-11 ARENA U



**APENDICE L: PRUEBAS DE INYECTIVIDADES
(ARENISCA "T")**

WIW No.	PRUEBA DE INYECTIVIDAD		TRABAJOS REALIZADOS	max. Q _{wi} calc BAPD	max. Q _{wi} BAPD	TASA ACTUAL	OBSERVAC.
	FECHA	P. inyec					
1	21/sep/84	2.950	w.o.#01: completar para inyector	26368	10457	7060	I
2	13/nov/84	5.814	w.o.#01: completar para inyector	29748	10545	5750	I
3	28/sep/84	2.700	w.o.#01: completar para inyector	44794	10346	5690	I
4	30/sep/83	3.100	w.o.#01: completar para inyector	25226	7874		C / oct'89
5	16/oct/84	2.400	w.o.#05: ácido/convertir a inyector	46396	9774		C / oct'89
	9/ene/86	1.000	w.o.#06: cambio FB-1/ no necesita ácido				
6	31/oct/84	3.000	w.o.#03: limpiar con ácido/convertir a inyector	26420	11799	7537	I
7	7/dic/84	2.500	w.o.#02: convertir a inyector	15169	9888	7130	I

N.E. trabajo no exitoso
P.E. trabajo parcialmente exitoso
C : cerrada la inyección de agua
I : POZO INYECTANDO
C: POZO CERRADO

214121 70683 33167 (ENERO'96)
P.B.CH.

APENDICE L : PRUEBAS DE INYECTIVIDADES
(ARENISCA "U")

INYECTOR No.	PRUEBA DE INYECTIVIDAD		TRABAJOS REALIZADOS		max. Qwi calc BAPD	max. Qwi BAPD	TASA ACTUAL	OBSERVACIONES
	FECHA	BAPD	P. iny.					
1	21/sep/84	5.760	2.700	w.o.#01: disparar/completar inyector		656	0	cerrado en ene'89
	19/feb/85	555	1.750	w.o.# 02: redisparos/ácido/fractura. N.E.				
	10/abr/86	780	2.800	w.o.#03: acidificación. N.E.				
2	13/nov/84	2.928	1.850	w.o.#01: acidificación/inicia inyección		2182	2180	inyectando
	3/mar/86	1.160	1.900	w.o.#02: ácido estabilizador arcillas N.E.				
3	28/sep/84	10.800	3.000	w.o.#01: disparar/completar inyector		2030	0	cerrado en may'89
	26/feb/85	774	2.000	w.o.# 02: redisparos/ácido/fractura. N.E.				
	15/feb/86	350	1.900	w.o.#03: cambio FB-1/ ácido estabilizador arcillas. N.E.				
4	30/sep/83	7.920	3.400	w.o.#01: disparar/completar inyector		572	0	cerrado en may'89
	16/dic/85	235	1.800	w.o.#02: ácido estabilizador arcillas N.E.				
5	16/oct/84	8.928	2.800	w.o.#05: convertir a inyector/ácido		8079	3000	inyectando
	9/ene/86	8.640	1.800	w.o.#06: cambio FB-1/ no necesita ácido				
6	31/oct/84	5.616	3.000	w.o.#03: disparar/convertir a inyector		2914	0	cerrado en may'89
	7/dic/84	4.320	3.000	w.o.#02: convertir a inyector				
7	4/mar/85	2.034	2.000	w.o.#03: ácido / fractura. P.E.		1598	0	cerrado en may'89
	9/ene/86	1.217	2.800	w.o.#01: convertir a inyector				
8	27/jun/87	3.744	2.500	w.o.#10: convertir a inyector		1716	6661	inyectando
	16/jun/89	3.200	3.500	w.o.#04: convertir a inyector				
9	23/jun/87	4.608	2.000	w.o.#06: convertir a inyector		4795	5133	inyectando

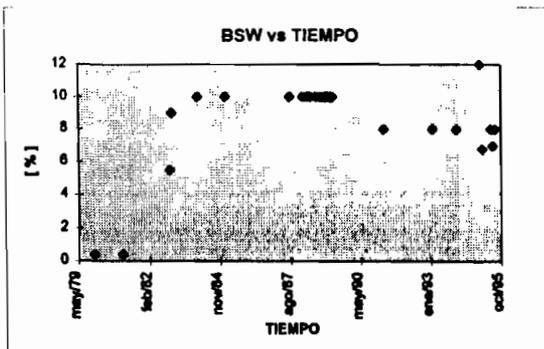
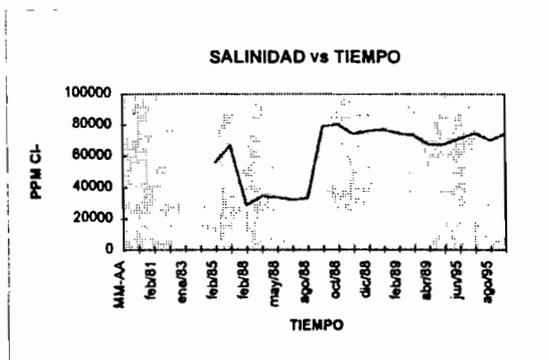
N.E. trabajo no exitoso
P.E. trabajo parcialmente exitoso
I : POZO INYECTANDO
C: POZO CERRADO

(ENERO'96)
P.B.CH.

APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR SSFD-03B BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES

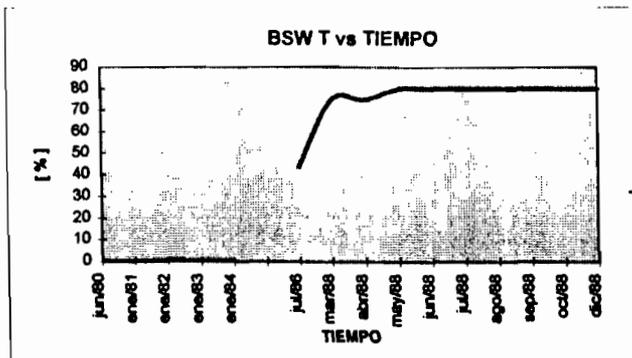
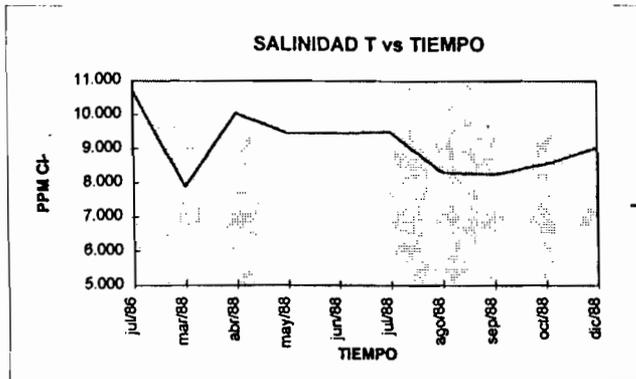
(A ENERO DE 1.996)

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
ene/80		U	1357	0,4
feb/81		U	740	0,4
dic/82		U	1163	5,5
ene/83		U	1346	9
ene/84		U	1144	10
feb/85	55.758	U	1.559	20,0
ago/87	67.000	U	2.058	10,0
feb/88	28.788	U	1.619	10,0
abr/88	34.600	U	1.299	10,0
may/88	33.900	U	1.163	
jun/88	32.150	U	1.350	10,0
ago/88	33.400	U	1.344	10,0
sep/88	79.100	U	1.169	10,0
oct/88	80.450	U	1.184	20,0
nov/88	74.400	U	1.481	10,0
dic/88	76.150	U	2.022	10,0
ene/89	77.150	U	1.488	
feb/89	74.800	U	1.384	10,0
mar/89	73.450	U	1.385	10,0
abr/89	67.400	U	1.459	10,0
feb/95	67.750	U		6,80
jun/95	71.400	U		8,0
jul/95	74.950	U		7,0
ago/95	70.300	U		8,0
ene/96	74.550	U		12,0



**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD-05A BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1.996)**

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
jun/80		T	2850	0,2
ene/81		T	3510	0,3
ene/82		T	2494	0,6
ene/83		T	2765	0,5
ene/84		T	2639	0,5
jul/86	10.700	T	1.130	44,00
mar/88	7.878	T	433	75,00
abr/88	10.050	T	401	75,00
may/88	9.450	T	312	80,00
jun/88	9.450	T	351	80,00
jul/88	9.500	T	328	80,00
ago/88	8.300	T	331	80,00
sep/88	8.250	T	360	80,00
oct/88	8.550	T	319	80,00
dic/88	9.050	T	352	80,00
mar/93		U		0,00
feb/94		U		0,30
ago/95		U		0,10
ene/95		U		0,50
ene/96		U		0,1



**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD-08 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1.996)**

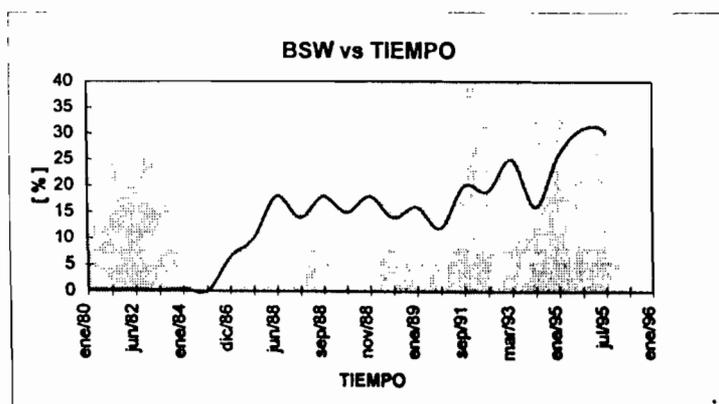
NO ANALIZABLE POR COMBINARSE ARENAS AL PRODUCIR

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
ene/80		UT	2630	0
ene/81		UT	1414	14
mar/82		UT	2510	6,5
ene/83		UT	1219	3,4
ene/84		U	2064	2,9
ene/85		U	1853	0,8
ago/87	60.500	U	1.800	35,00
nov/87	62.000	U	1.792	20,00
ene/88	68.000	U	1.699	23,00
may/88	54.545	U	2.090	25,00
jul/88	48.884	U	959	53,00
ago/88		T	2.909	0,20
sep/88		T	3.300	0,00
oct/88	51.535	T+U	1.860	38,00
nov/88		T	3.021	0,00
dic/88		T	3.004	0,20
ene/89		T	2.737	2,00
feb/89	28.850	T	2.439	8,00
mar/89	23.900	T	1.856	18,00
abr/89	20.606	T	1.561	26,00
abr/91	58.400	UT		16,00
sep/91	48.700	UT		22,00
mar/92	56.300	UT		26,00
mar/93	57.900	UT		30,00
feb/94	58.750	UT		36,00
ene/95	32.600	UT		18,00
feb/95	60.000	UT		80,00
mar/95	59.000	UT		90,00
abr/95	30.050	T		50,00
may/95	26.700	T		50,00
jul/95	68.150	UT		40,00
ago/95	14.850	T		7,00
sep/95	32.000	T		6,00
oct/95	53.600	T		18,00
ene/96	29.600	T		8,00

APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR SSFD-10 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES

(A ENERO DE 1.996)

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
ene/80		UT	1921	0,3
ene/80		UT	2717	0,3
jun/82		UT	2097	0,4
ene/83		UT	1851	0,2
ene/84		UT	2423	0,5
ene/85		UT	2833	0
dic/86	29.700	UT	2.841	6,50
may/88	24.550	UT	2.411	10,00
jun/88	25.050	UT	2.267	18,00
ago/88	22.300	UT	1.990	14,00
sep/88	22.200	UT	1.863	18,00
oct/88	24.800	UT	1.667	15,00
nov/88	22.100	UT	1.603	18,00
dic/88	20.550	UT	1.779	14,00
ene/89	23.050	UT	187	16,00
abr/91	23.900	UT		12,00
sep/91	23.700	UT		20,00
mar/92	23.100	UT		19,00
mar/93	14.100	UT		25,00
feb/94	36.400	UT		16,00
ene/95	20.550	UT		26,00
may/95	21.150	UT		31,00
jul/95	20.680	UT		30,00
sep/95	22.550	UT		33,00
ene/96	22.500	UT		36,00
nov/87	22.000	T	2.664	8,00
abr/88	22.900	T	1.992	22,00
feb/89	21.100	T	1.906	16,00
mar/89	22.600	T	1.757	18,00
abr/89	19.250	T	1.697	18,00



**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD 15-A BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1.996)**

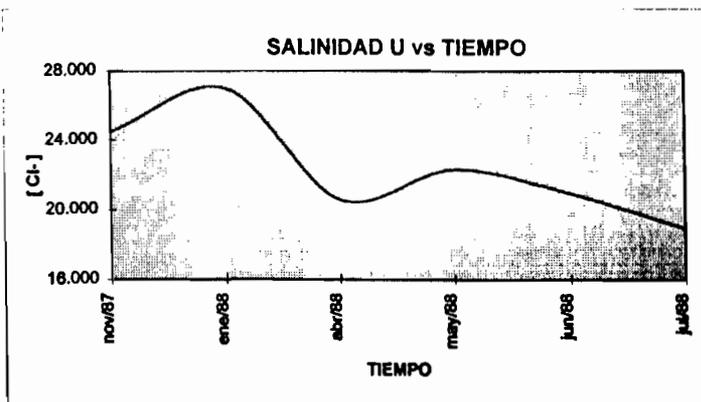
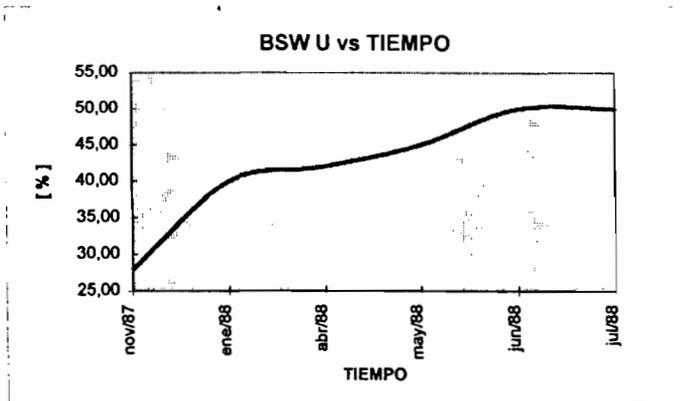
NO ANALIZABLE POR COMBINAR ARENISCAS

FECHA MM-AA	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]	SALINIDAD (ppm Cl-)
abr/80	U	1733	0	
ene/81	U G-2	2360	0,2	
ene/82	U G-2	2244	0,5	
ene/83	U G-2	1111	0,2	
ene/84	U G-2	1881	0,5	
ene/85	U G-2	1346	0,7	
abr/86	U+T	1.575	12,00	15.700
dic/86	U+T	1.124	38,00	16.300
feb/88	U+T	795	50,00	20.606
ago/88	U	1.419	12,00	41.150
sep/88	U	1.224	18,00	28.350
oct/88	U	122	20,00	36.500
nov/88	U	1.200	22,00	29.000
dic/88	U	958	30,00	28.850
ene/89	U	788	38,00	28.600
mar/89	U	712	40,00	27.600
abr/89	U	616	50,00	27.250
abr/91	G2 + U		0,30	
mar/92	G2 + U		1,60	
mar/93	G2 + U		10,00	59.800
feb/94	G2 + U		28,00	13.100
jul/95	G2 + U		28,00	34.950
ene/96	G2 + U		0,5	40000

APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR SSFD-16 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES

(A ENERO DE 1.996)

FECHA MM-AA	BSW [%]	SALINIDAD (ppm Cl-)	PRODUCCION (BPPD)	ZONA
ene/80	0,2		3979	UT
ene/81	0,3		2850	UT
ene/82	0,4		2371	UT
ene/83	3		2632	UT
ago/84	13,00	19.394	2.152	UT
ene/85	28		1637	UT
may/86	60,00	15.500	497	UT
dic/86	40,00	21.200	182	UT
sep/87	30,00	23.300	551	U
nov/87	28,00	24.500	580	U
ene/88	40,00	27.000	461	U
abr/88	42,00	20.600	414	U
may/88	45,00	22.300	476	U
jun/88	50,00	20.950	470	U
jul/88	50,00	18.950	435	U
dic/88		BOMBA REDA SE QUEMA		



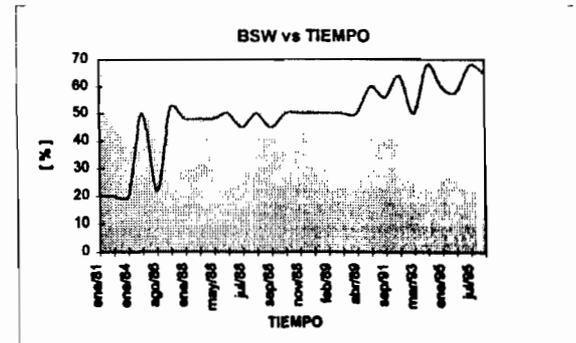
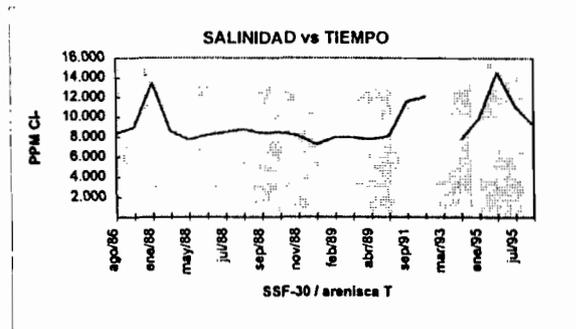
APENDICE M: COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR SSFD-20 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES

(A ENERO DE 1.996)

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
ene/80		UT	5626	0,6
ene/81		UT	3113	0,6
ene/82		UT	4714	1
ene/83		UT	5762	2,4
ene/84		UT	6514	1,6
ene/85		UT	1913	2,5
ago/86	62.121	UT	6.283	3,50
jun/88	60.300	UT	2.267	18,00
ago/88	61.100	UT	1.990	14,00
sep/88	64.500	UT	1.863	18,00
oct/88	54.800	UT	1.667	15,00
nov/88	55.550	UT	1.603	18,00
dic/88	61.000	UT	1.851	15,00
ene/88	54.650	UT	3.121	16,00
feb/88	58.150	UT	3.085	18,00
mar/88	53.550	UT	2.982	18,00
abr/88	46.650	UT	3.122	18,00
sep/91	42.500	UT		44,00
mar/92	28.700	UT		42,00
mar/93	35.100	UT		50,00
ene/95	52.650	UT		43,00
may/95	58.650	UT		50,00
jun/95	52.650	UT		48,00
ago/95	49.950	UT		47,00
oct/95	51.500	UT		52,00
ene/88	62.000	T	2.367	12,00
abr/88	62.950	T	1.992	22,00
may/88	61.700	T	1.850	23,00

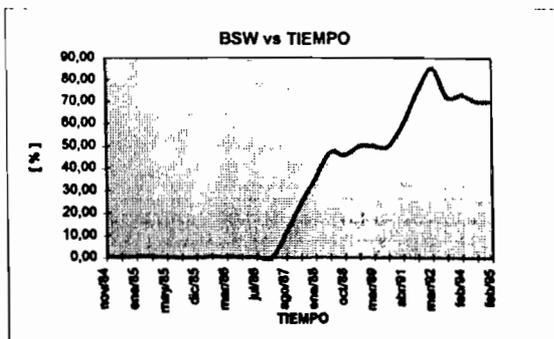
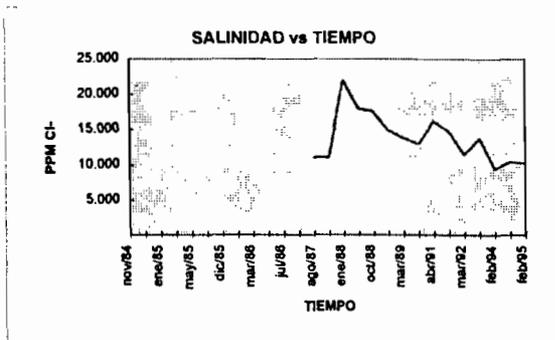
**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD-30 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1.996)**

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
ene/81		T	125	20
ene/83		U	218	2
ene/84		T	1869	20
ene/85		T	1448	50
ago/86	8.400	T	995	22,00
nov/87	9.000	T	832	52,00
ene/88	13.500	T	933	48,00
mar/88	8.650	T	957	48,00
may/88	7.750	T	942	48,00
jun/88	8.200	T	907	50,00
jul/88	8.500	T	971	45,00
ago/88	8.800	T	875	50,00
sep/88	8.400	T	922	45,00
oct/88	8.500	T	900	50,00
nov/88	8.150	T	892	50,00
ene/89	7.250	T	905	50,00
feb/89	8.000	T	892	50,00
mar/89	7.950	T	897	50,00
abr/89	7.800	T	893	50,00
abr/91	8.100	T		60,00
sep/91	11.600	T		56,00
mar/92	12.100	T		64,00
mar/93		T		50,00
feb/94	7.800	T		68,00
ene/95	9.950	T		60,00
may/95	14.600	T		58,00
jul/95	11.100	T		68,00
ago/95	9.200	T		65,00



**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD-31 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1.996)**

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
nov/84		U+T	1.871	0,50
dic/84		U+T	206	0,10
ene/85		U+T	2.191	0,40
mar/85		U+T	2.320	0,40
may/85		T	2.416	0,30
ago/85		T	2.412	0,00
dic/85		T	225	0,20
ene/86		T	2.136	0,30
mar/86		T	2.037	0,10
may/86		T	1.984	0,10
jul/86		T	2.195	0,20
sep/86		T	2.155	0,10
ago/87	11.000	T	2.033	12,00
nov/87	11.000	T	217	25,00
ene/88	22.000	T	1.182	36,00
ago/88	18.000	T	1.523	47,00
oct/88	17.500	T	1.083	46,00
ene/89	14.850	T	1.029	50,00
mar/89	13.800	T	738	50,00
abr/89	12.950	T	707	50,00
abr/91	16.150	T		60,00
sep/91	14.700	T		75,00
mar/92	11.500	T		85,00
mar/93	13.800	T		72,00
feb/94	9.500	T		73,00
ene/95	10.500	T		70,00
feb/95	10.250	T		70,00



APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR SSFD-36 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES

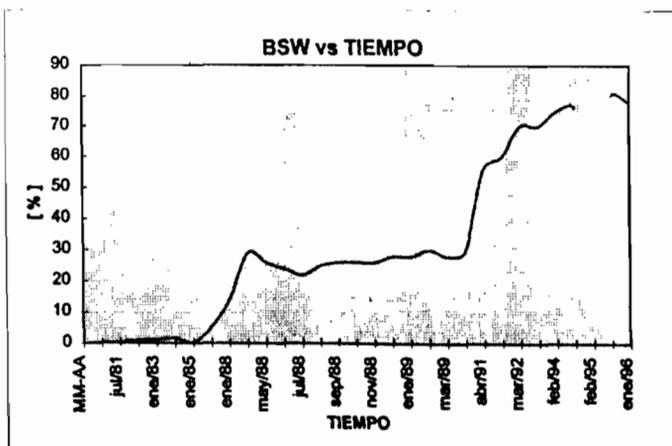
(A ENERO DE 1.996)

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
feb/80		UT	5241	0,3
ene/81		UT	5130	0,3
ene/82		UT	4560	0,2
ene/83		UT	4266	1
ene/84		UT	5003	0,3
ene/85		UT	5356	0,2
may/86	17.500	UT	4.834	20,00
ene/88	21.000	UT	3.607	20,00
abr/88	14.400	UT	3.398	20,00
may/88	15.800	UT	3.575	20,00
jun/88	20.650	UT	3.481	22,00
jul/88	18.950	UT	3.220	26,00
ago/88	16.450	UT	3.728	25,00
sep/88	16.000	UT	3.702	25,00
oct/88	18.800	UT	376	28,00
nov/88	14.750	UT	3.743	28,00
dic/88	16.300	UT	3.356	32,00
ene/89	16.150	UT	3.650	28,00
feb/89	16.100	UT	3.519	30,00
mar/89	15.900	UT	3.415	30,00
abr/89	12.950	UT	3.413	30,00
abr/91	17650	UT		60,00
sep/91	17.500	UT		59,00
mar/92	13.350	UT		75,00
mar/93	16.500	UT		70,00
feb/94	14.900	UT		68,00
ene/95	15.150	UT		60,00
feb/95	13.100	UT		60,00
jun/95	16.550	UT		78,00

APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR SSFD-53 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES

(A ENERO DE 1.996)

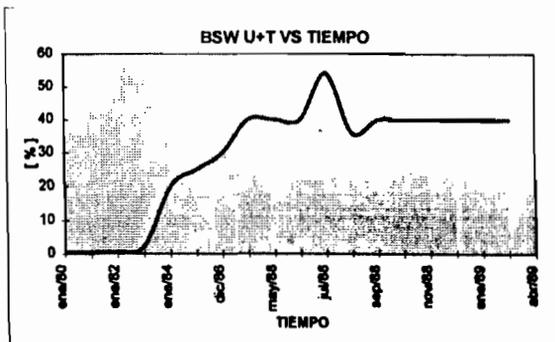
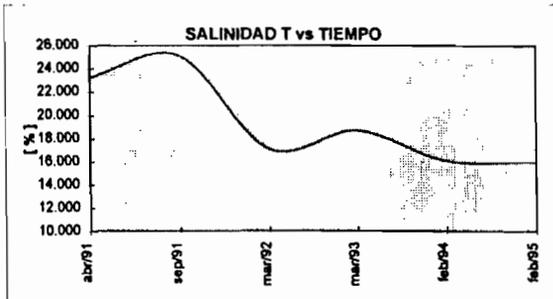
FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
may/80		UT	578	0,4
jul/81		UT	2229	0,4
ene/82		UT	2572	1
ene/83		UT	2569	1,3
ene/84		UT	2433	1,6
ene/85		UT	2791	0,4
may/86	17.455	UT	2.671	5,20
ene/88	21.500	UT	3.909	14,00
abr/88	16.100	UT	2.594	29,00
may/88	19.300	UT	2.649	26,00
jun/88	18.700	UT	2.586	24,00
jul/88	17.350	UT	2.703	22,00
ago/88	14.650	UT	2.744	25,00
sep/88	16.500	UT	2.640	26,00
oct/88	18.950	UT	2.573	26,00
nov/88	14.650	UT	2.250	26,00
dic/88	14.150	UT	2.282	28,00
ene/89	14.800	UT	2.388	28,00
feb/89	15.400	UT	2.055	30,00
mar/89	14.850	UT	2.204	28,00
abr/89	13.800	UT	2.274	30,00
abr/91	14.350	UT		56,00
sep/91	16.100	UT		60,00
mar/92	12.300	UT		70,00
mar/93	13.600	UT		70,00
feb/94	9.400	UT		75,00
ene/95	11.600	UT		76,00
feb/95	8.850	UT		
jul/95	13.450	UT		80,00
ene/96	9.950	UT		78,00



**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD-56 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1.996)**

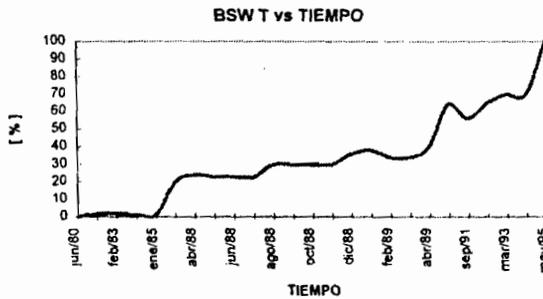
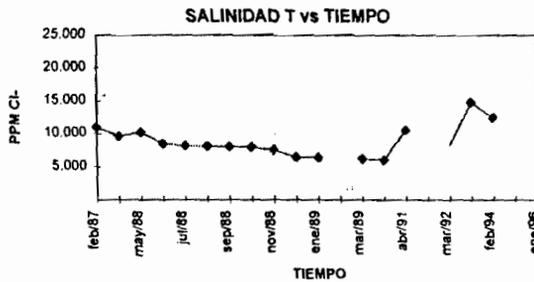
NO ANALIZABLE POR COMBINAR ARENISCAS

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
ene/80		UT	2031	0,5
ene/81		UT	1807	0,5
ene/82		UT	1610	0,5
ene/83		UT	2025	2,5
ene/84		UT	1774	20
ene/85		UT	1880	25
dic/86	52.000	UT	1.806	30,00
abr/88	66.550	UT	1.416	40,00
may/88	65.500	UT	1.496	40,00
jun/88	66.650	UT	1.362	40,00
jul/88	66.930	UT	1.080	54,00
ago/88	57.400	UT	1.535	36,00
sep/88	57.100	UT	1.411	40,00
oct/88	61.050	UT	1.259	40,00
nov/88	51.450	UT	1.083	40,00
dic/88	58.250	UT	987	40,00
ene/89	55.250	UT	865	40,00
feb/89	58.900	UT	497	40,00
abr/89	40.200	UT	2.202	16,00
abr/91	23.250	T		30,00
sep/91	25.100	T		42,00
mar/92	17.100	T		5,00
mar/93	18.700	T		60,00
feb/94	16.100	T		52,00
feb/95	16.000	T		50,00
mar/95	61.200	U		20,00
may/95	63.150	U		36,00
jun/95	61.100	U		35,00
ene/96	64.150	U		57,00



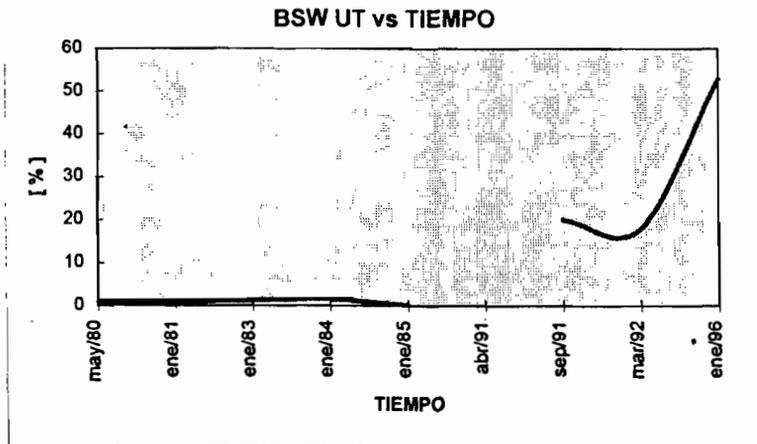
**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD-57 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1.996)**

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
jun/80		T	1581	0,2
nov/82		T	1774	2
feb/83		T	2371	2,2
ene/84		T	1715	1,2
ene/85		T	3035	1,4
feb/87	11.000	T	2.636	20,00
abr/88	9.650	T	2.374	24,00
may/88	10.200	T	2.274	23,00
jun/88	8.550	T	2.323	23,00
jul/88	8.250	T	2.357	23,00
ago/88	8.150	T	2.155	30,00
sep/88	8.100	T	2.155	30,00
oct/88	8.000	T	2.301	30,00
nov/88	7.600	T	2.190	30,00
dic/88	6.500	T	2.039	36,00
ene/89	6.450	T	1.859	38,00
feb/89	600	T	1.949	34,00
mar/89	6.250	T	1.919	34,00
abr/89	6.060	T	1.690	40,00
abr/91	10.600	T		64,00
sep/91	20.900	T		56,00
mar/92	8.200	T		65,00
mar/93	14.800	T		70,00
feb/94	12.500	T		70,00
may/95	6.600	T	WORK-OVER	100,00
ene/96		U		0,40



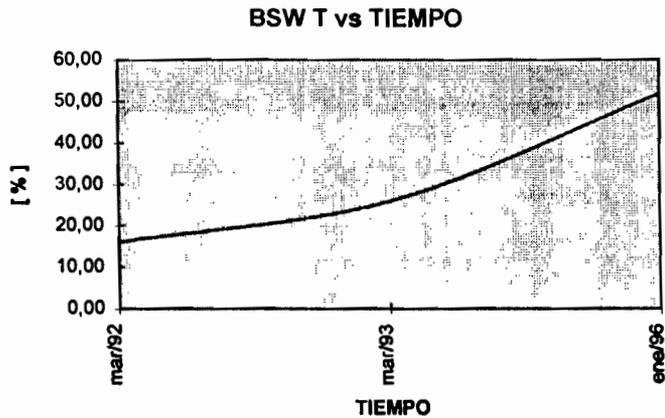
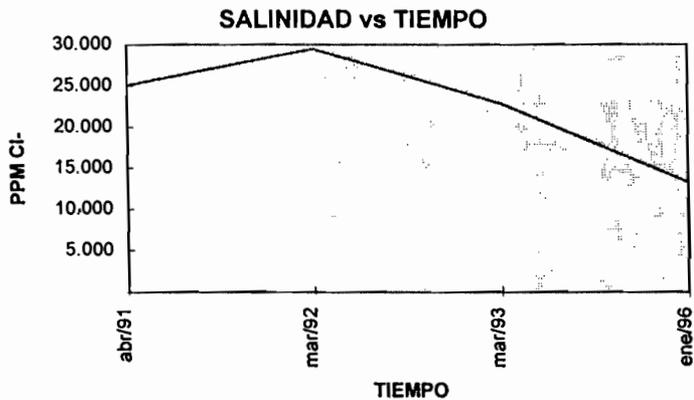
**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD 22-B BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1996)**

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION	BSW [%]
may/80		UT	1407	1
ene/81		UT	2612	1
ene/83		UT	4818	1,3
ene/84		UT	4684	1,6
ene/85		UT	4284	0,2
abr/91	26.000	UT		
sep/91	33.600	UT		20,00
mar/92	36.100	UT		18,00
ene/96	21.350	UT		53,00



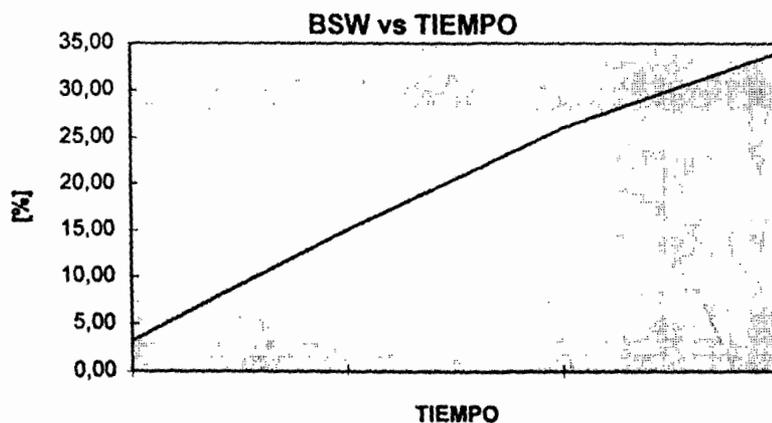
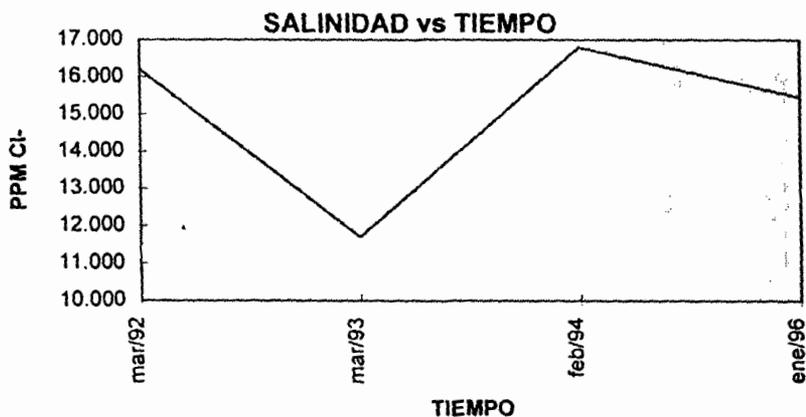
APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR SSFD-63 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES (A ENERO DE 1.996)

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	PRODUC	ZONA	BSW [%]
ago/80		2189	UT	0,4
ago/85		2670	UT	0,3
abr/91	25.100		T	5,00
mar/92	29.500		T	16,00
mar/93	22.900		T	26,00
ene/96	13.250		T	52,00



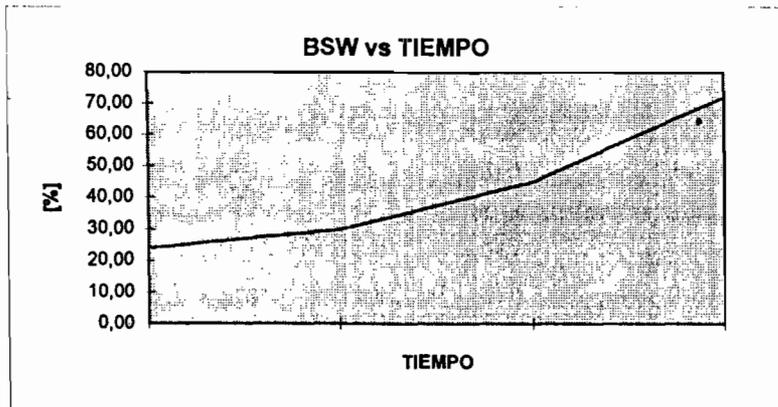
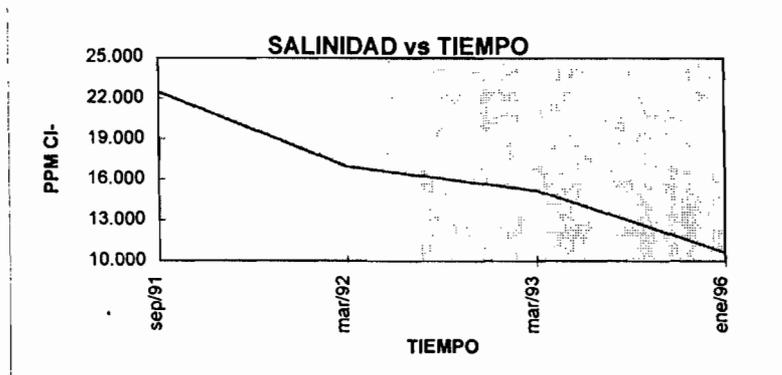
APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO SSFD-72 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES (A ENERO DE 1.996)

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	BSW [%]
mar/92	16.200	T	3,20
mar/93	11.700	T	15,00
feb/94	16.800	T	26,00
ene/96	15.450	T	34,00



**APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO
SSFD-73 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A E NERO DE 1.996)**

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
sep/91	22.500	T		24,00
mar/92	17.000	T		30,00
mar/93	15.200	T		45,00
ene/96	10.700	T		72,00



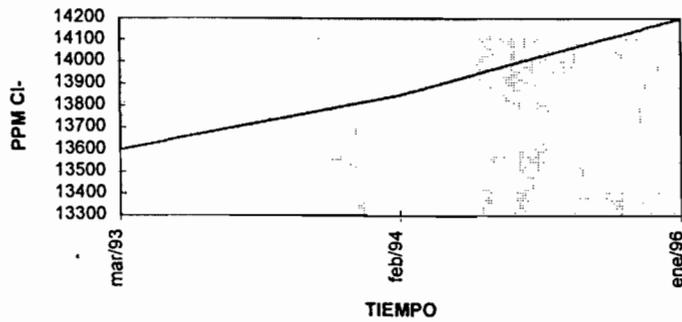
APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO SSFD-74 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES

(A E NERO DE 1.996)

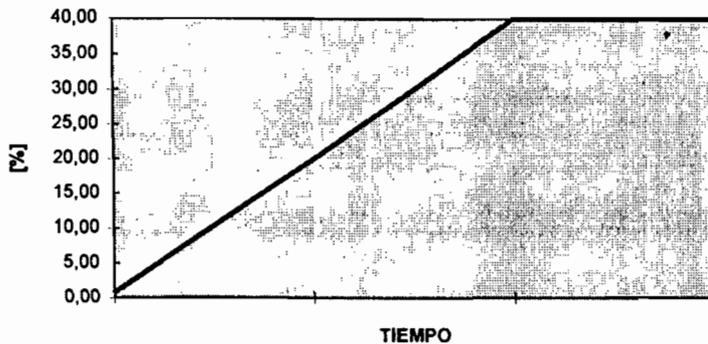
(POCOS DATOS PARA ANALIZAR)

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
mar/92		T		0,80
mar/93	13600	T		20,00
feb/94	13.850	T		40,00
ene/96	14.200	T		40,00

SALINIDAD vs TIEMPO



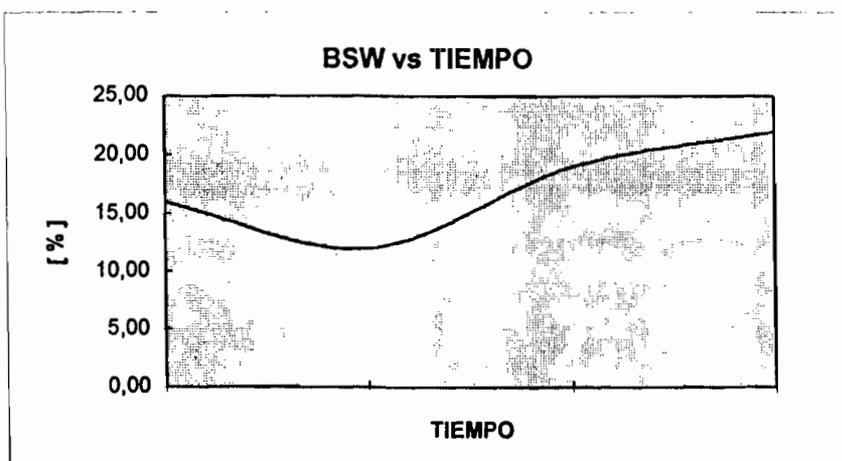
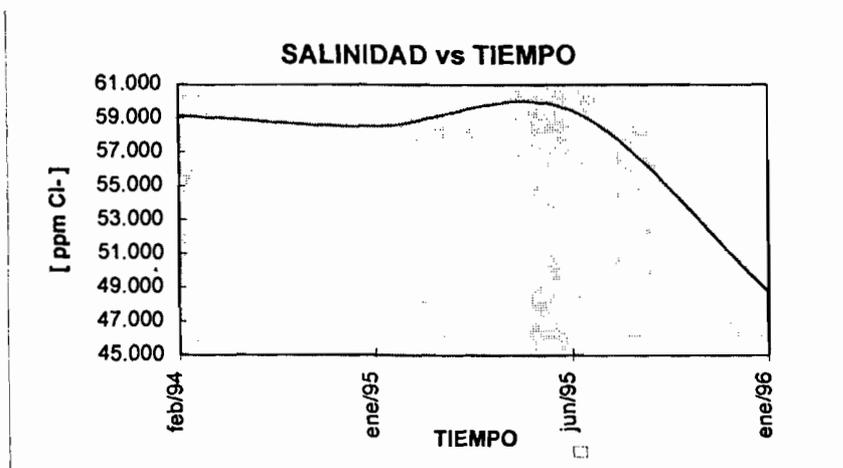
BSW vs TIEMPO



APÉNDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO SSFD-81 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES (A ENERO DE 1.996)

(POCOS DATOS PARA ANALIZAR)

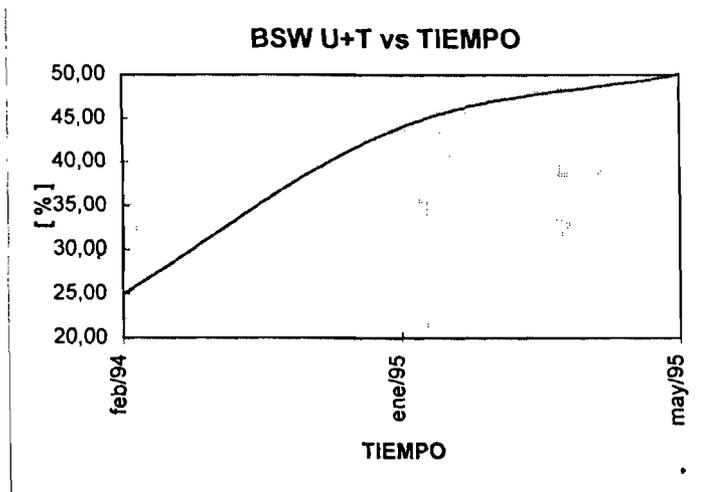
FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	BSW [%]
feb/94	59.150	U	16,00
ene/95	58.500	U	12,00
jun/95	59.450	U	19,00
ene/96	48.750	U	22,00



APENDICE M : COMPORTAMIENTO DE POZO SSFD-84 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES (A ENERO DE 1996)

(POCOS DATOS PARA ANALIZAR)

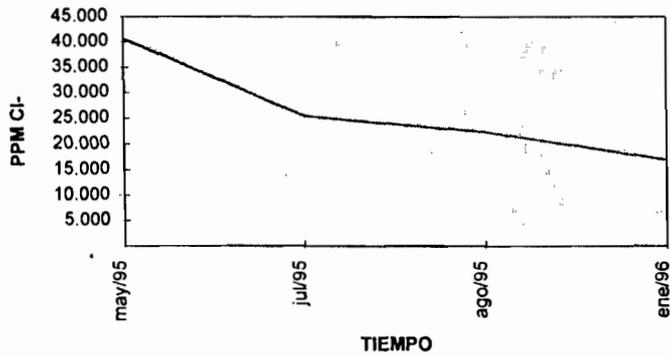
FECHA MM-AA	BSW [%]	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA
feb/94	25,00	25.500	UT
ene/95	44,00	21.400	UT
may/95	50,00	16.600	UT
ene/96	55,00	17.900	T



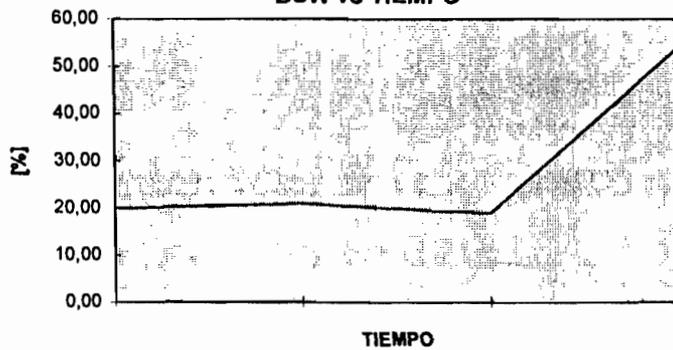
**APENDICÉ M : COMPORTAMIENTO DE POZO PRODUCTOR
SSFD-89 BAJO LA INFLUENCIA DE INYECTORES
(A ENERO DE 1.996)**

FECHA MM-AA	SALINIDAD (ppm Cl-)	ZONA	PRODUCCION (BPPD)	BSW [%]
may/95	40.700	T		20,00
jul/95	25.500	T		21,00
ago/95	22.400	T		19,00
ene/96	17.000	T		54,00

SALINIDAD vs TIEMPO



BSW vs TIEMPO



APENDICE O : COSTOS CONVERSION DE POZO PRODUCTOR A POZO INYECTOR

POZO FECHA	WIW # 01 13/dic/83	WIW # 05 16/10/1984	WIW # 08 9/ene/86	SSF 45-A 28/10/1992	SSF-58 11/06/1994	SSF 42-A 31/07/1995	COSTO PROM.
movimiento de la torre	6.000	4.800	5.400	3.200	9.000	2.600	5.167
trabajo de la torre	63.000	45.700	76.200	87.500	52.700	34.000	59.850
supervisión & transp. químicos	12.000	7.000	11.100	24.700	15.000	9.600	13.233
wire line	18.000	6.000	91.000	2.600	1.500		19.850
registros eléctricos	2.000	1.200	2.600	3.374	9.700	2.278	3.525
cementación	10.000	42.600	43.700	116.200	113.800		54.383
sub-total	15.000	1.400	22.700	79.000	94.300	47.600	43.333
MATERIAL EN MANO	126.000	108.700	252.700	316.574	296.000	96.078	199.342
TOTAL	70.000	178.700	302.700	10.000	22.000		37.000
	196.000	178.700	302.700	326.574	296.000	118.078	236.342

P.E.B.CH.
(enero '96)

**apendice O : COSTO DEL PROYECTO DE OPTIMIZACION
DE LA INYECCION DE AGUA, SSF-AG**

CONCEPTO	COSTO
MOVIMIENTO DE TIERRAS	
A. HORMIGON	3.300
B. ACERO	2.000
C. PREPARAC. TERRENO	700
D. CUBIERTA	1.300
E. MANO DE OBRA (1 cuadrilla/mes)	4.000
PERFORACION Y COMPLETACION WIW-12	1.100.000
A. MATERIALES Y EQUIPOS	196.000
B. TUBERIAS DE ALTA PRESION	255.000
C. INSTALACION DE TUBERIAS	175.000
D. INSTALACION DE EQUIPOS	34.000
CONVERSION PRODUCTOR-INYECTOR (3 pozos)	
A. CAMBIO DE COMPLETACION	720.000
B. CAMBIO A CABEZAL PARA INYECTOR	111.000
BOMBAS CENTRILIFT HC-9000 (SSF-29)	843.000
TOTAL	3.445.300

APENDICE P : CÒMO SE DISEÑÒ LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

En base al estudio del modelo matemático del yacimiento y al diseño preliminar de las instalaciones mecánicas en superficie, se procedió a diseñar la planta, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- volumen máximo de inyección : 150.000 BAPD
- presión máxima de inyección : 3.000 psi.
- localización de la planta respecto a los pozos inyectoros
- número de pozos inyectoros
- localización de la fuente de suministro de agua
- construcción de la planta de captación de agua
- perforación de 4 pozos inyectoros
- conversión a inyectoros de 3 pozos productores (a enero'96 se han convertido 7 pozos)
- construcción de caminos de acceso y plataformas
- construcción del sitio para la localización de la planta
- sistema de gas combustible para bombas de alta presión
- línea de corriente eléctrica

Información por adelantado de las relaciones entre la tasa y la presión de inyección, es muy usada y a menudo crítica en cualquier diseño.

En particular, se necesitó un estimado de las tasas de inyección y de presiones durante la etapa de planificación de la inyección de agua, con el objeto de dimensionar el equipo de inyección y bombas, con el propósito de predecir las tasas de recobro de modo que altas presiones de inyección no ocasionaran el fracturamiento de la formación, que traería como consecuencia, un pobre comportamiento del yacimiento y fallas traducidas en pérdidas económicas. Para lograr esto, fue necesario conducir una prueba piloto para poder determinar las tasas y presiones de inyección requeridas .

CRITERIOS BASICOS PARA EL DISEÑO

Entre otros, hay importantes puntos que fueron tomados en cuenta al momento de diseñar el proyecto de inyección de agua, estos son:

- **muestreo adecuado de rocas del yacimiento y sus fluidos**
- **estudios geológicos detallados**
- **comportamiento del recobro primario**
- **petróleo original in-situ**

- continuidad en la zona de pago (a inyectarse)
- tendencia de las permeabilidades o fracturas
- capacidad de flujo estimado del yacimiento
- saturación de gas al inicio de la inyección y saturación crítica de gas
- tiempo de llene y respuesta a la inyección
- límites verticales de la zona de pago (contacto gas-petróleo y agua-petróleo)
- fuente, volumen y calidad del agua de inyección
- compatibilidad del agua de inyección con el agua de formación
- presión del yacimiento
- tipo de arreglo del campo
- distribución de permeabilidad
- recobro estimado mediante métodos empíricos y/o simulación matemática
- completaciones de los pozos
- costos para convertir los pozos productores en inyectores
- perforación de pozos
- tiempo y retorno de la inversión
- prueba piloto

Los requerimientos del volumen y la presión de agua de inyección fueron determinados de acuerdo a los estudios del modelo matemático por computadora. En el año 1.984 se

tenía una producción promedio de petróleo de 100.000 BPPD con una producción promedio de agua de 20.000 BAPD (para las dos zonas productivas).

La profundidad de los niveles "U" y "T" son respectivamente en promedio 9.100' y 9400'. Los estudios efectuados en base a modelos matemáticos indicaron que se podía esperar una recuperación óptima mediante la inundación simultánea, a través de pozos inyector distribuidos periféricamente (7 pozos inyectores) .

Se estimó óptimo la inyección de 120.000 BAPD hasta el año 1.990 y en adelante 150.000 BAPD.

Los estudios matemáticos establecieron que se requerirá una presión de inyección en el cabezal de 2.000 psi., sin embargo se decidió la compra de 10 bombas inyectores con suficiente capacidad para dar una presión de 3.000 psi. y una capacidad de 150.000 BAPD.

La fuente de aprovisionamiento de agua para la inyección seleccionada fue el río SSF ubicado a uno 1.500 mts. del sitio de ubicación de la planta de inyección. Los estudios preliminares recomendaban la mezcla del agua de formación producida con el agua de río, sin embargo la mezcla hubiese incrementado drásticamente los costos de las instalaciones, por lo que se decidió usar solamente agua de río.

La calidad del agua a inyectarse debía tener características muy específicas y se debían considerar los siguientes parámetros de la misma :

1. los sólidos en suspensión y sólidos disueltos
2. gases disueltos
3. contenido de bacterias y
5. compatibilidad con los fluidos de formación

A continuación se detallan cada uno de los incisos anteriormente señalados :

1.- SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y DISUELTOS

La base para los requerimientos de remoción de sólidos en los sistemas de filtración consiste en remover todas las partículas de diversos tamaños, que puedan dañar la inyectividad del yacimiento.

Cuando no existen buenos análisis de núcleos para determinar los tamaños y dimensiones de los poros, se utiliza la fórmula empírica desarrollada por D. OLIVIER:

$$\text{Máximo tamaño de partícula} = (X^{1/2})/3$$

$X^{1/2}$: diámetro promedio de la porosidad $\pm 10 \%$

X : permeabilidad efectiva

De aquí se determina que la permeabilidad es de 200 md. y el máximo diámetro permitido para las partículas sólidas en el agua de inyección es 4,7140 micrones.

El equipo necesario para obtener una agua de inyección de buena calidad depende de la calidad del agua de río. De los análisis que se realizaron periódicamente se determinó la necesidad de instalar filtros centrífugos junto a las bombas de captación en el río. Estos filtros eliminarían los sólidos en suspensión con un tamaño de 70 micrones o mayores. El agua de río luego de ser filtrada en los filtros centrífugos, a la planta de tratamiento/inyección, donde recibirá un tratamiento adicional de filtrado para reducir el contenido de contaminantes.

Se estimó que el agua sería filtrada hasta obtener agua con 5 micrones máximo a la salida de los filtros C-E Natco . El tamaño de estos filtros es de 9' de diámetro por 12' de altura.

El agua una vez filtrada debería pasar a una torre desoxigenadora de 9'x 35' para remover el oxígeno.

2.- GASES DISUÉLTOS

El agua del río es un fluido saturado con oxígeno con una concentración de 10 a 12 ppm. de oxígeno. El diseño de la torre de desoxigenación se la realizó para remover el oxígeno y obtener un fluido con 0.5 ppm O₂, y luego con la inyección de sulfito de sodio (Na₂SO₃) reducir a 0.005 ppm O₂ y así, ayudar a minimizar la corrosión en el sistema.

3.- BACTERIAS

Los análisis que se realizaron indicaron existencia, tanto de bacterias aeróbicas como anaeróbicas en el agua del río SSF. Se previó inyectar químicos fabricados a base de cloro para el tratamiento de las bacterias.

4.- COMPATIBILIDAD CON EL FLUIDO DE FORMACION

La inyección de agua fresca puede ocasionar daño a la formación reduciendo la inyectividad. Previendo esto, se realizaron pruebas de compatibilidad en el pozo SSF # 37, tanto en la arenisca U como T, obteniéndose resultados satisfactorios .

CRITERIOS PARA LA SELECCION DE LOS EQUIPOS

Para la selección se consideró tomar en consideración el equipo en existencia que está en operación en el oriente (standarización), el tiempo de entrega, la calidad del equipo y costo. Esto permite reducir los costos de operación, manteniendo stocks pequeños de repuestos, con partes intercambiables y bajos costos de mantenimiento.

Además se tomó en cuenta la disponibilidad de gas residual procedente de la planta de Petroindustrial, para ser utilizado como combustible de los motores de las bombas de alta presión y para la torre de desoxigenación.

El sistema de control utilizado en este diseño combina la simplicidad con la automatización, que permita una operación automática bajo severas condiciones de humedad y altas variaciones de temperatura que normalmente ocurren en el oriente.

Sin embargo la factibilidad para operar bajo control manual ha sido también incorporada. El control manual será usado cuando sea necesario realizar trabajos de mantenimiento, por ejemplo.

GLOSARIO

ALCALINIDAD.- Se lo define como la facilidad que presenta el agua a neutralizar ácidos. La alcalinidad se debe a la presencia de los hidróxidos (OH) , carbonatos (CO₃) o bicarbonatos (HCO₃) especialmente de calcio y magnesio; de estos tres, los hidróxidos son perjudiciales para la salud, por lo tanto indeseables; los dos restantes en concentraciones moderadas (de 50 a 200 ppm.), le dan una característica agradable al agua.

Se expresa como el consumo de ácido hasta el viraje de un indicador y se hace diferencia entre alcalinidad a la fenolftaleína "P" (viraje a la fenolftaleína, pH = 8,2) y la alcalinidad al anaranjado de metilo "M" (pH = 4,3). El valor de la alcalinidad P o M es numéricamente igual al consumo de HCl 0,1 M titulado 100 ml. de agua con el indicador respectivo (fenolftaleína o anaranjado de metilo). Se indica en ppm. de CaCO₃.

CASING.- Tubería de revestimiento, que sirve para aislar la formación perforada de la tubería de producción. También se la puede encontrar en el espacio anular formado por casing-tubing.

CLORO RESIDUAL.- El cloro es por excelencia un bactericida energético. Es necesario que el agua contenga un residual de cloro para garantizar la eliminación de bacterias y virus. Para la determinación del cloro residual utilizamos el método colorimétrico añadiendo el reactivo ortotolidine.

COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE PERMEABILIDADES (V).- Nos indica que tan homogénea o heterogénea es una formación que contiene hidrocarburos. Un valor de V igual a cero nos indica una formación completamente uniforme en la que la eficiencia de barrido es grande; en cambio, un valor de V igual a la unidad nos indica un sistema completamente heterogéneo con una eficiencia de barrido baja.

Para el cálculo se utilizó el método de Dykstra & Parson, tomando los valores de permeabilidad de los análisis de núcleos, arreglando éstos datos en orden descendente, y se desarrolla para cada valor de permeabilidad el porcentaje del total de muestras que tienen mayor permeabilidad que el valor de k indicado; una vez determinados los porcentajes se los graficó versus la permeabilidad en un papel logarítmico de probabilidades, se trazó la mejor línea recta que pasa por los puntos graficados, y se calculó V:

$$V = K' - K / K'$$

Donde:

K': permeabilidad media (valor de permeabilidad con el 50 % de probabilidad)

K : valor de permeabilidad con el 84.1 % de probabilidad

COLOR.- Puede ser causado por la presencia de sales de hierro y/o manganeso, pero especialmente por la presencia de materia orgánica. Se cuantifica en unidades de platino-cobalto y se lo mide espectrofotométricamente.

El color en el agua es de dos tipos: el color verdadero es el que está presente en el agua después de haberse removido la materia suspendida y color aparente es el color verdadero más cualquier otro color que produzcan las sustancias en suspensión. Un color deseable debe ser menor a 5 mg/lt.

Al incrementar el rendimiento de los yacimientos mediante técnicas mejoradas, se optimiza el factor de recobro (porcentaje de petróleo que puede ser producido). En los yacimientos petrolíferos puede quedar como remanente una gran fracción de los hidrocarburos presentes. La utilización de agua como fluido desplazante, disminuye este valor, permitiendo alcanzar las máximas recuperaciones posibles.

CORROSION.- Se define como el ataque destructivo de un metal por su reacción química o electroquímica con su medio ambiente.

a) .- La oxidación al aire de un acero, formando un óxido de hierro como un recubrimiento, es un ejemplo de ataque químico.

b).- El segundo tipo, corrosión electroquímica, es el resultado del flujo de una corriente eléctrica entre dos electrodos (área aniónica y catódica) situados en la superficie metálica.

Estas zonas pueden ser muy próximas (hasta microscópicas), provocando corrosión general uniforme. Para que se dé la corrosión electroquímica, es necesario tener :

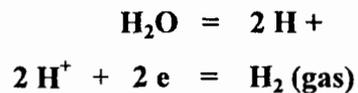
- ánodo
- cátodo
- electrolito y
- una conexión externa.

El ánodo, es el electrodo en donde ocurre la oxidación y por el cual entra la corriente al electrolito. Para el hierro la reacción en el ánodo sería:



En donde el hierro es oxidado (pierde 2 electrones) a ión ferroso.

El cátodo, es el electrodo donde ocurre la reducción y es la zona del metal donde la corriente entra al mismo desde el electrolito. Un ejemplo de la reacción en el cátodo es la reducción del ión Hidrógeno (gana 2 electrones a hidrógeno molecular o gas). La reacción sería :



El electrolito, es el agua, cuya función a más de acarrear materiales corrosivos a la superficie metálica, es la de proveer un medio de transferencia de electrones utilizando iones.

Y por último, la conexión externa, en nuestro caso es la misma superficie metálica que comunicará las zonas anódicas con las catódicas.

DAÑO DE FORMACION.- También llamado efecto de membrana. Es el efecto de la reducción de la permeabilidad cerca a la cara de la arenisca, que causa una caída adicional de presión proporcional a la tasa de producción. La zona de permeabilidad reducida ha sido llamada membrana. Los factores responsables para esta reducción en la permeabilidad son: invasión del fluido de perforación, dispersión de arcillas, presencia de la costra de lodo (mud cake), presencia de cemento, presencia de una alta saturación de gas alrededor del pozo, limitada perforación, taponamiento de los disparos, etc.

DUREZA TOTAL.- La dureza total es debido a la presencia de sales de calcio, magnesio e hierro. Se mide en grados de dureza o en ppm. de CaCO_3 ; tanto este parámetro como la alcalinidad son útiles para determinar el índice de estabilidad.

ESTRATO O CAPA.- Unidad sedimentaria comprendida entre dos superficies aproximadamente paralelas que corresponden a discontinuidades o a bruscas variaciones petrográficas que permiten delimitar de manera neta esta unidad de los materiales próximos.

FORMACION.- Es una unidad litoestratigráfica, que abarca un número de estratos o capas cuya composición litológica tiene algo en común.

HIERRO.- El contenido de sales de hierro es uno de los causantes del color en el agua. Se lo determina usando métodos colorimétricos, espectroscopía de absorción atómica o una reacción con EDTA a $\text{pH} = 2,5$ utilizando un indicador, basándonos en récords anteriores. Se trata de evitar el incremento de iones hierro del tanque a los pozos inyectoros mediante el monitoreo del residual de hierro.

INDICE DE ESTABILIDAD (LANGELIER).- Conociendo la dureza, temperatura, pH, y la alcalinidad del agua, se puede cuantificar la tendencia del agua a ser incrustante o corrosiva. El índice de Langelier se fundamenta en el grado de saturación del carbonato de calcio que posee el agua. Si en el agua el carbonato de calcio se encuentra saturado, ésta no posee tendencia ni corrosiva ni incrustante y su valor de pH en dicho estado corresponde al pH de saturación (pHs).

- si el $\text{pH} > \text{pHs} \Rightarrow$ el agua es incrustante,
- si el $\text{pH} < \text{pHs} \Rightarrow$ el agua es corrosiva.

$$\text{I. L.} = \text{pH} - \text{pHs}$$

$$\text{pHs} = \text{I.alc} + \text{I.dur. calc.} + \text{I.sol. dis.}$$

I.L. : índice de Langelier

I.alc : índice correspondiente a la alcalinidad del agua

I.dur.calc : índice correspondiente a la dureza cálcica

I.sol.dis. : índice correspondiente a los sólidos disueltos

Estos tres índices se obtienen de los gráficos respectivos. El agua de inyección de SSF presenta una alta tendencia corrosiva ($IL = -3$), por lo que es necesario la utilización de un inhibidor filmico de corrosión que proteja al metal de la acción corrosiva.

INGENIERIA DE YACIMIENTOS.- Es el arte de pronosticar el comportamiento o funcionamiento de un yacimiento de hidrocarburos de donde se obtiene producción en condiciones probables y presumidas.

LUBRICADORES.- Es un número de secciones tubulares, ensambladas juntas con prensa estopas para empacar el cable en la parte superior. Las secciones tubulares son ensambladas en la plataforma y colgadas con uniones rápidas. El ensamblaje completo, es luego nivelado a una posición vertical hacia arriba de la válvula de wireline.

MARTILLOS.- El propósito de los martillos de wireline, es el de proporcionar un medio de martilleo a las herramientas de wireline mientras estas se encuentran en el pozo. la fuerza de martilleo puede ser hacia arriba y hacia abajo. Los martillos de golpe tubulares e hidráulicos, son los mas comunes y están disponibles en diferentes tamaños y carreras.

MOBILIDAD.- En la ley de Darcy, existe un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Este factor de proporcionalidad, denominado movilidad del fluido, es la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido, dividida por la viscosidad del fluido. Por lo tanto, la movilidad del agua es k_w/μ_w y la movilidad del petróleo es k_o/μ_o . El valor de la movilidad depende de la saturación del fluido.

PERMEABILIDAD.- Es la facilidad que tiene un fluido para pasar por un medio poroso bajo una presión diferencial.

PRESION DE YACIMIENTOS.- Es la fuerza ejercida por los fluidos en una formación, con el pozo cerrado.

POTENCIAL HIDROGENO.- El carácter ácido o básico del agua está dado por la concentración de los iones de hidrógeno (H^+) presentes. Se lo determina potenciométricamente con el potenciómetro y colorimétricamente con indicador. La concentración de iones hidrógeno o valor de pH, mide la intensidad de la reacción ácida o alcalina del agua. El agua que no contiene ácido ni álcali tiene un valor de $pH = 7$, el cual se lo llama valor neutro de pH.

La adición de ácidos fuertes (sulfúrico o clorhídrico), bajan notablemente el valor de pH, mientras que las mismas cantidades de ácidos débiles (ácido carbónico), sólo bajan ligeramente el valor de pH. La corrosividad del agua es función del pH (menor de 6.0), y puede corregirse disminuyendo la intensidad ácida, mediante la adición de un álcali.

PRENSA ESTOPAS (stuffing boxes).- Las prensa estopas para líneas de cable de acero, son usados cuando es necesario para realizar trabajos en pozos con presión. Consiste en una cámara de empaquetamiento con una tuerca ajustable externa. La tuerca es adecuadamente ajustada para minimizar liqueos alrededor de las líneas como resultado de la presión del pozo.

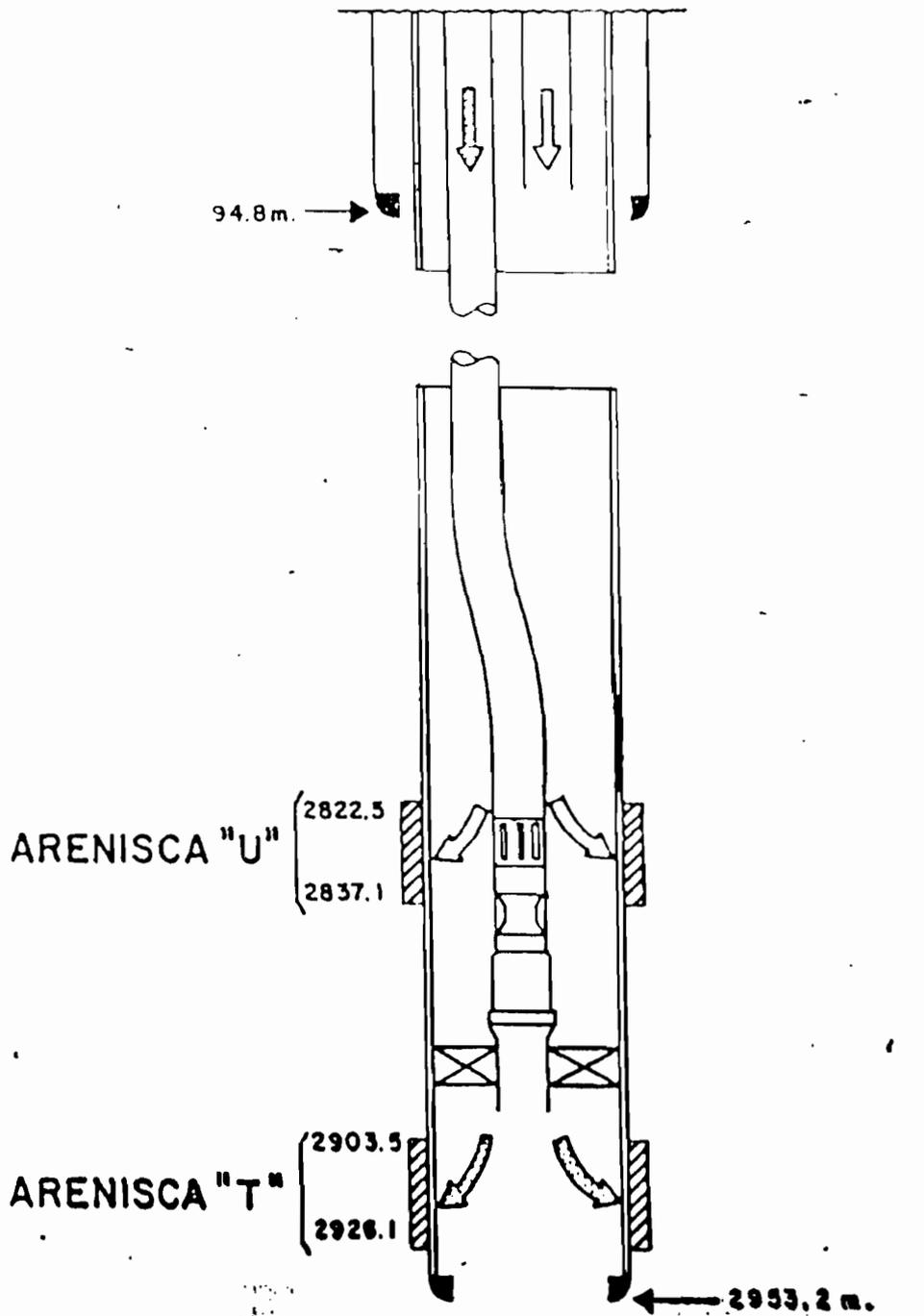
RELACIÓN DE MOBILIDADES (M).- Está dada por la razón entre la movilidad del fluido desplazante (agua) y la movilidad del fluido desplazado (petróleo). La fórmula para el cálculo es la siguiente:

$$M = (k_w \times \mu_o) / (\mu_w \times k_o)$$

Para determinar la relación de movilidades, debemos primero determinar los parámetros que la constituyen, o sea permeabilidades y viscosidades del petróleo y del agua a inyectarse.

SHUSHUFINDI - A37

COMPLETACION PARA PROYECTO PILOTO DE INYECCION



COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA CUENCA ORIENTAL, ECUADOR

PERIODO	FORMACION	ESPESES APROX.	COMENTARIOS
RECIENTE	ALUVIAL		
PLEISTOCEN	TERRAZAS		
PLIOCENO	CHAMBIRA	1500 - 2900 METROS	DEPOSITOS CONTINENTALES
A	ARAJUNO		
MIOCENO	CHALCANA		
OLIGOCENO	ORTIGUAZA	50 - 300 M	SOMERO A MARINO
OLIGOCENO (T)	TITYUACU	150 - 640 METROS	ARENISCA CONT. ARCILLAS-COMGL. PRODUCTIVA LOCALMENTE
EOCENO A			
PALEOCENO A CRETACIC	TEMA	28 - 760 METROS	MARINO SOMERO A CONTINENTAL. ARCILLAS ARENISCA BASAL FRECUENTEMENTE PATROLIFERA
SUPERIOR			

CRETACICO SUPERIOR A INFERIOR	HAPPO	213 - 914 METROS	SUITAS MARINAS CALIZAS Y ARENISCA FRECUENTEMENTE PRODUCTORAS DE PETROLEO (ARENAS - "U" Y "T").
CRETACICO INFERIOR	HOLLIN	0-300 METROS	EN SU MAYORIA CONTINENTAL. RESERV. PRINCIPAL
JURASICO	CHAPIZA	0-2440 METROS	VOLCANICOS Y ARCILLAS, LIMOS Y ARENAS CONTINENTALES
JURASICO	SANTIAGO	1-1500 METROS	PRINCIPALMENTE CALIZAS Y LUTITAS MARINAS ALGO DE ARENA Y ARCILLA EN LA PARTE SUPERIOR
PERMICO A PENNSYLVANICO	MACUMA	1-700 METROS	CALIZAS LUTITAS Y ARENAS MARINAS
MISSISSIPICO Y MAS ANTIGUO	PUMBUIZA	?	LUTITAS MARINAS CON ALGO DE ARENISCAS Y CALIZAS LOCALMENTE METAMORFOSADA

SECCION TRANSVERSAL ESTRUCTURAL ESQUEMATICA DE LA CUENCA ORIENTAL ECUATORIANA

E

O

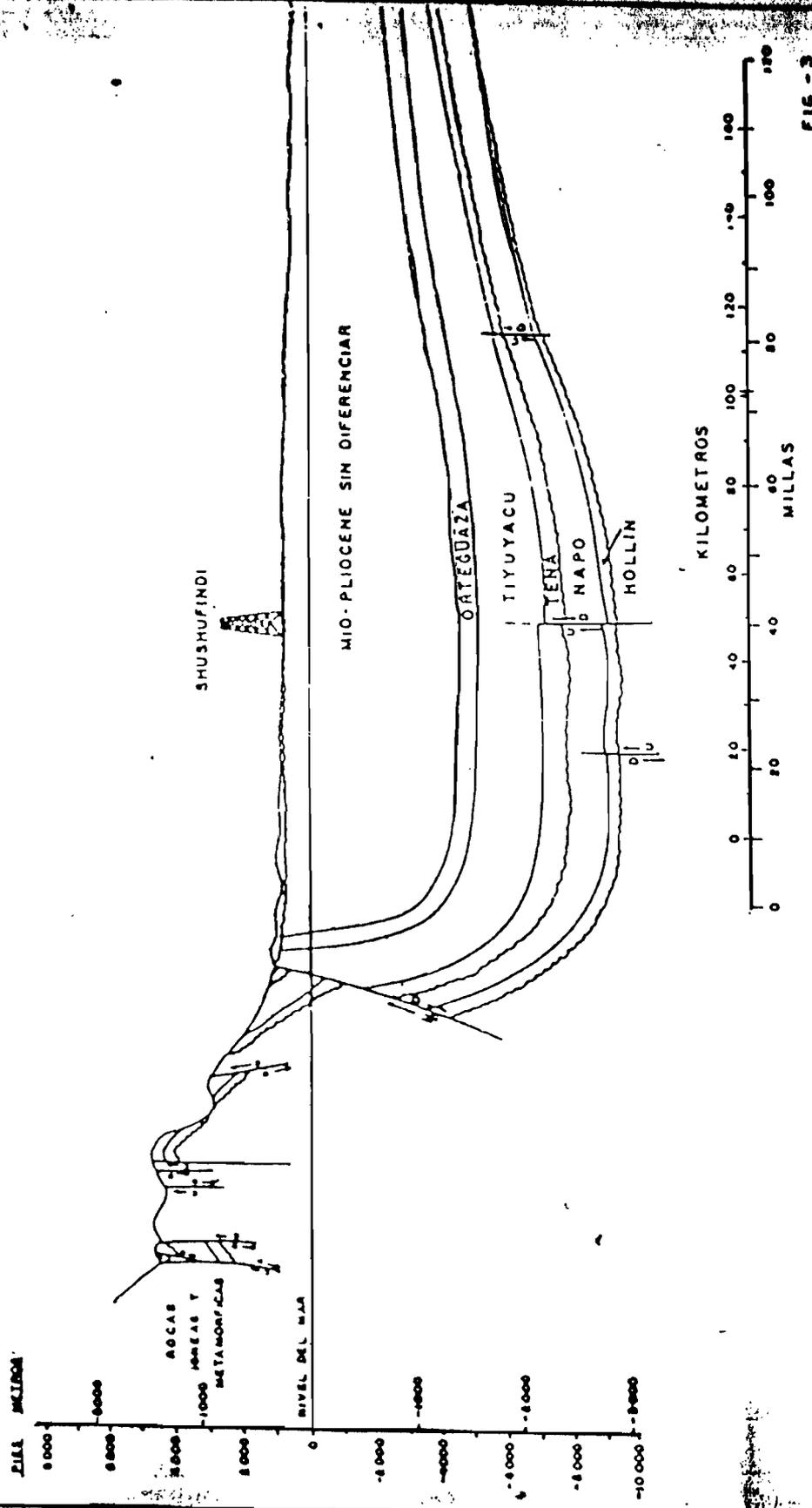
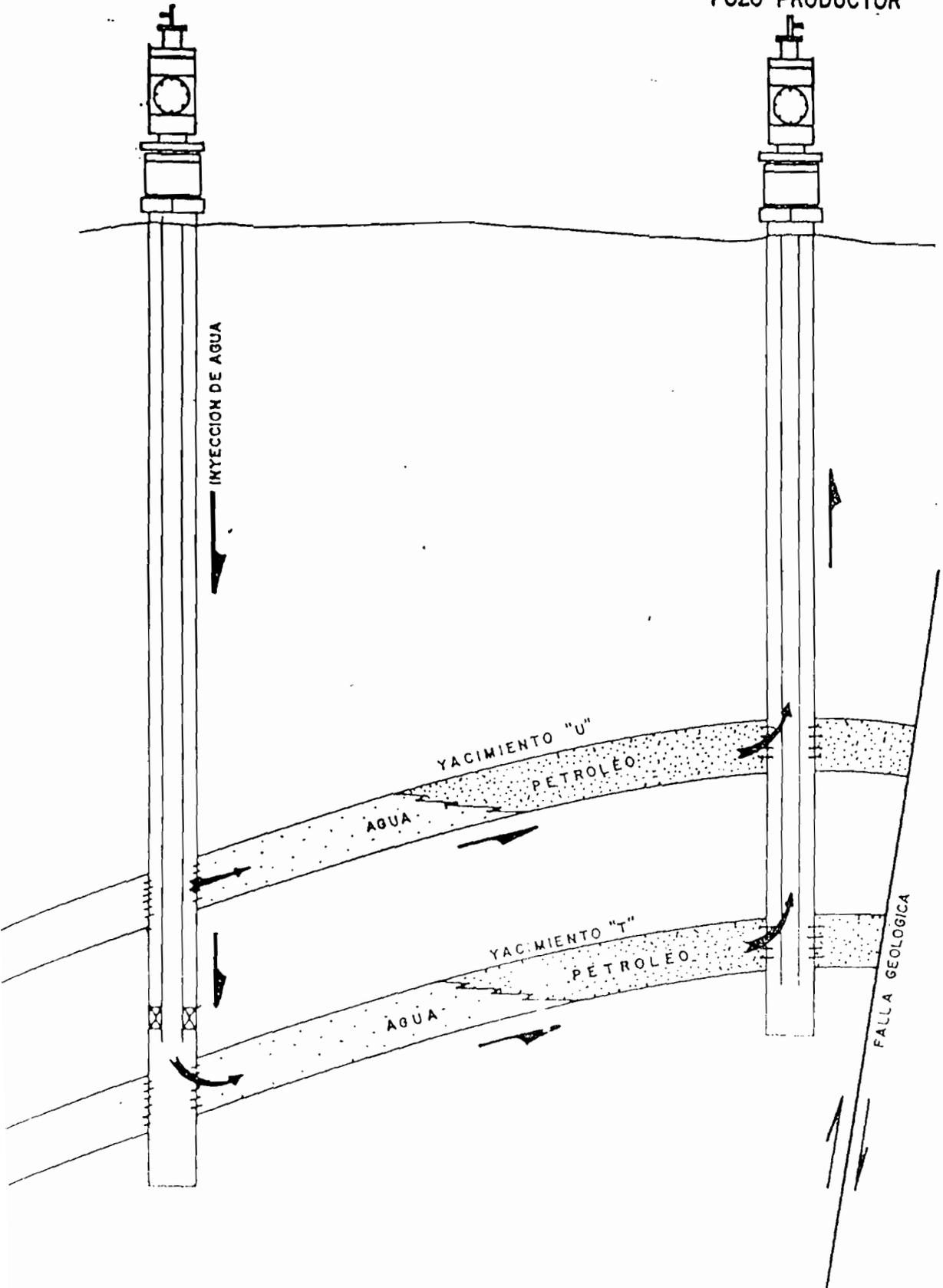


FIG. - 3

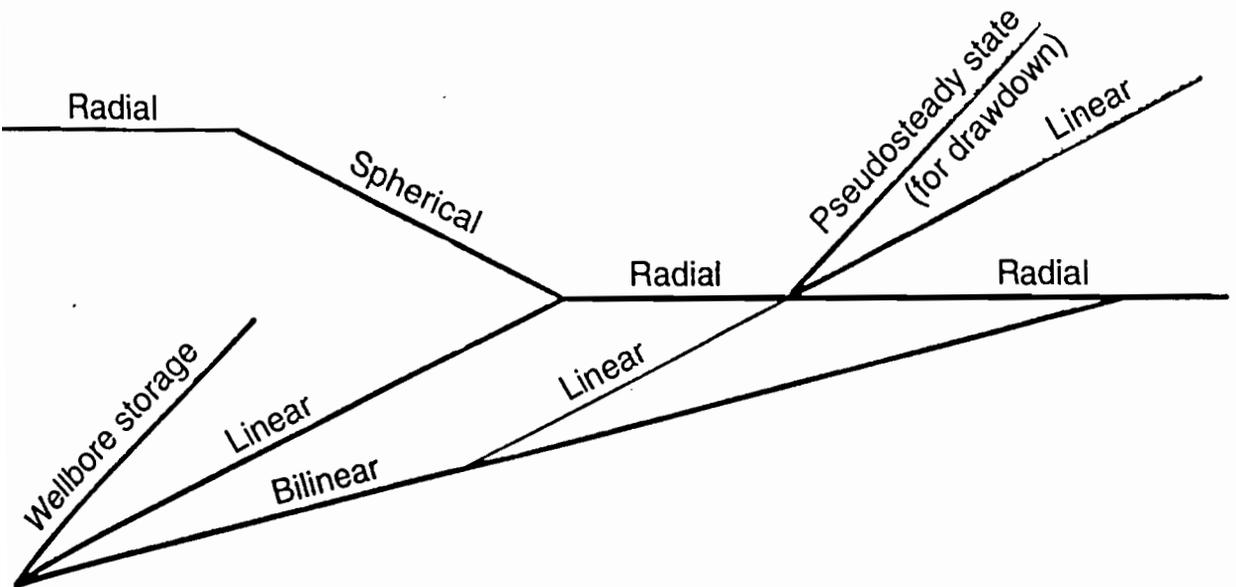
DE AGUA EN SHUSHUFINDI-AGUARICO

POZO INYECTOR

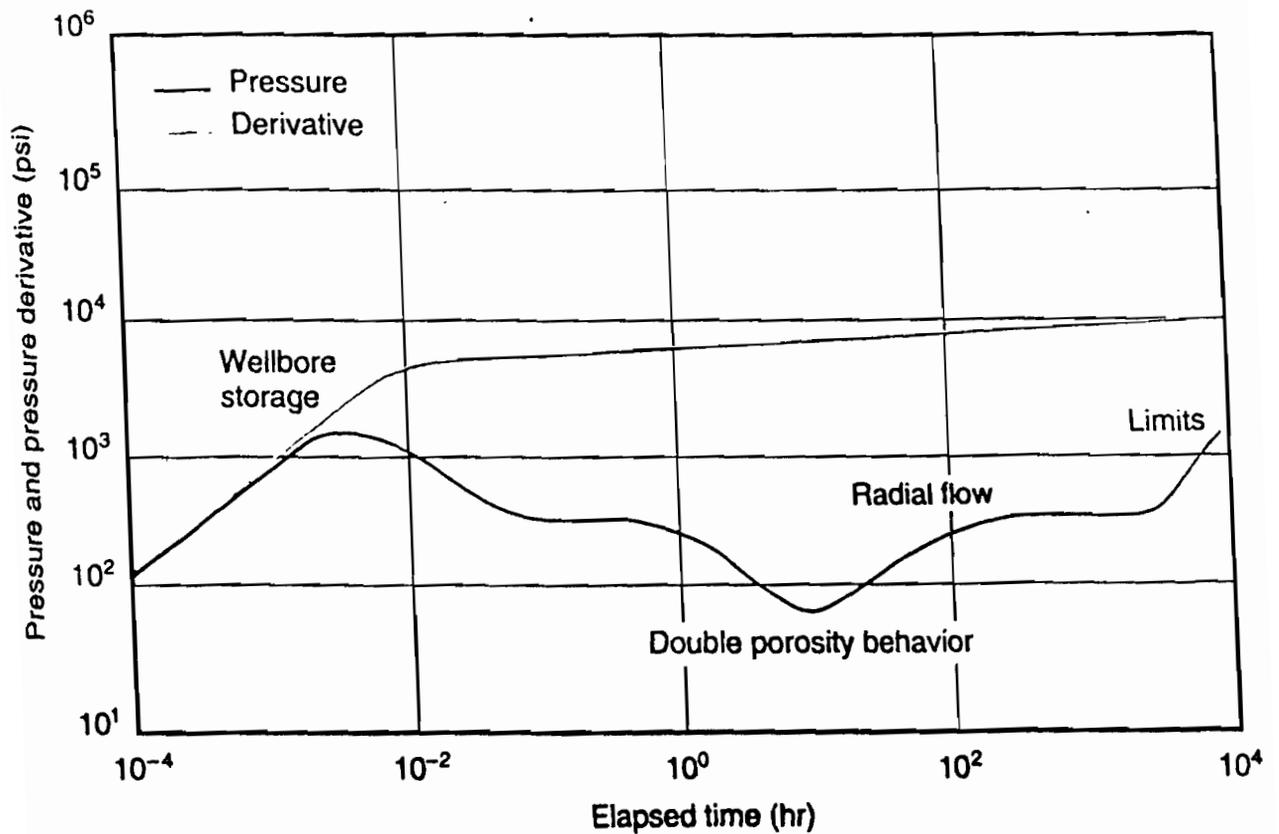
POZO PRODUCTOR



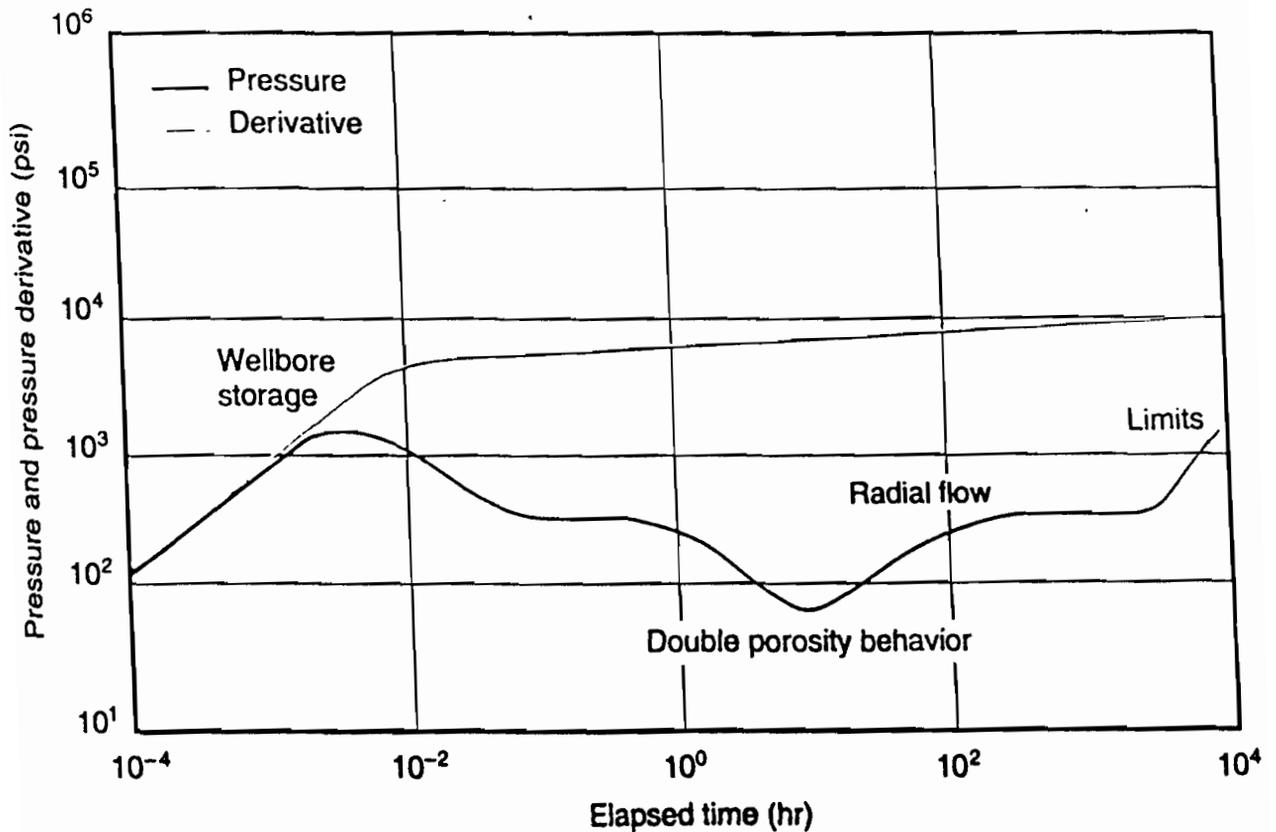
FRID Tool



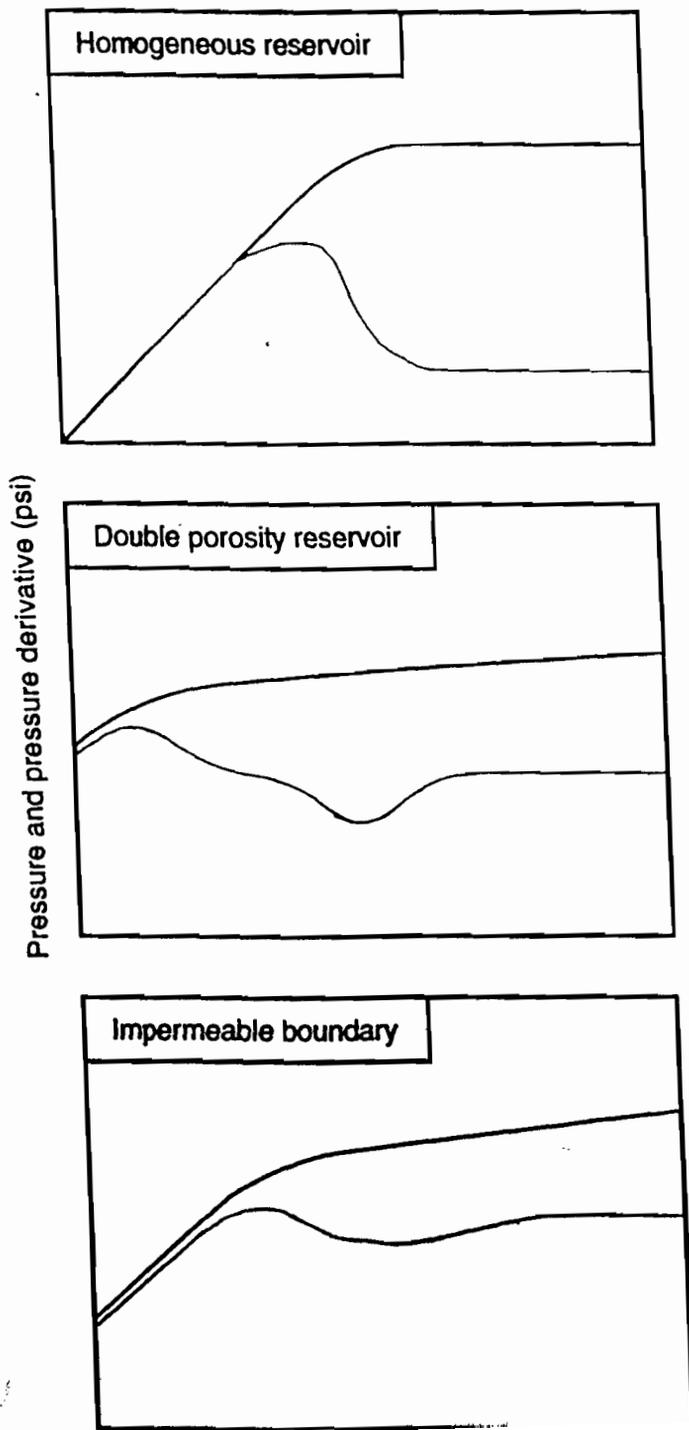
Flow Regime Identification



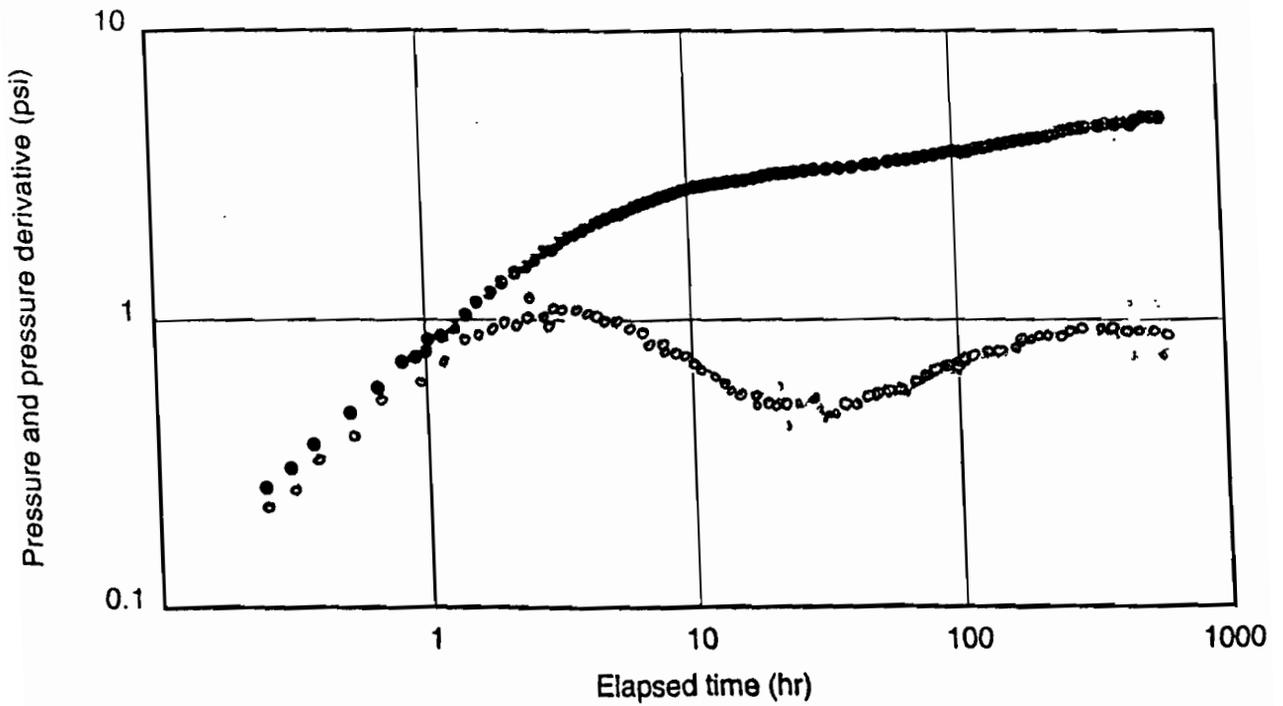
Flow Regime Identification



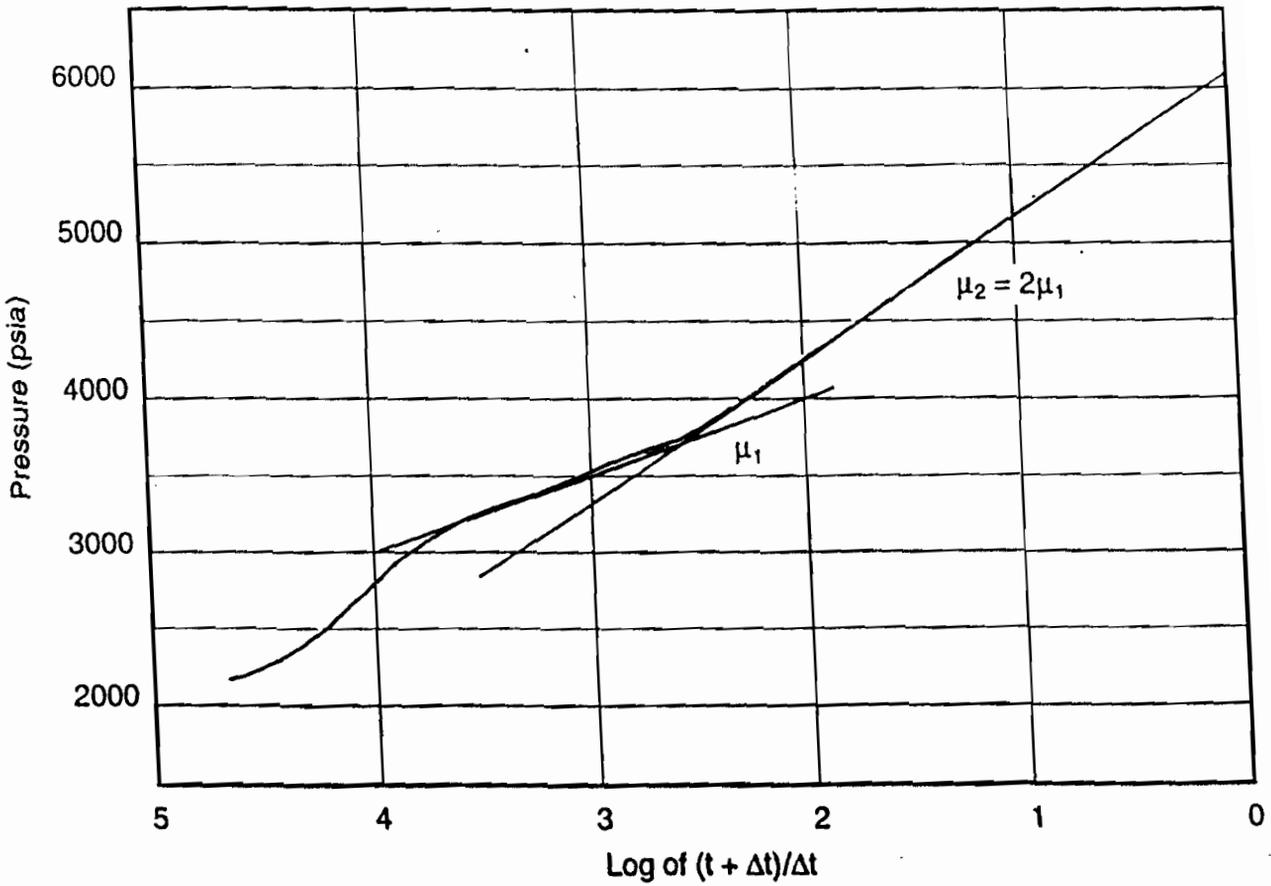
Pressure Transient Plots



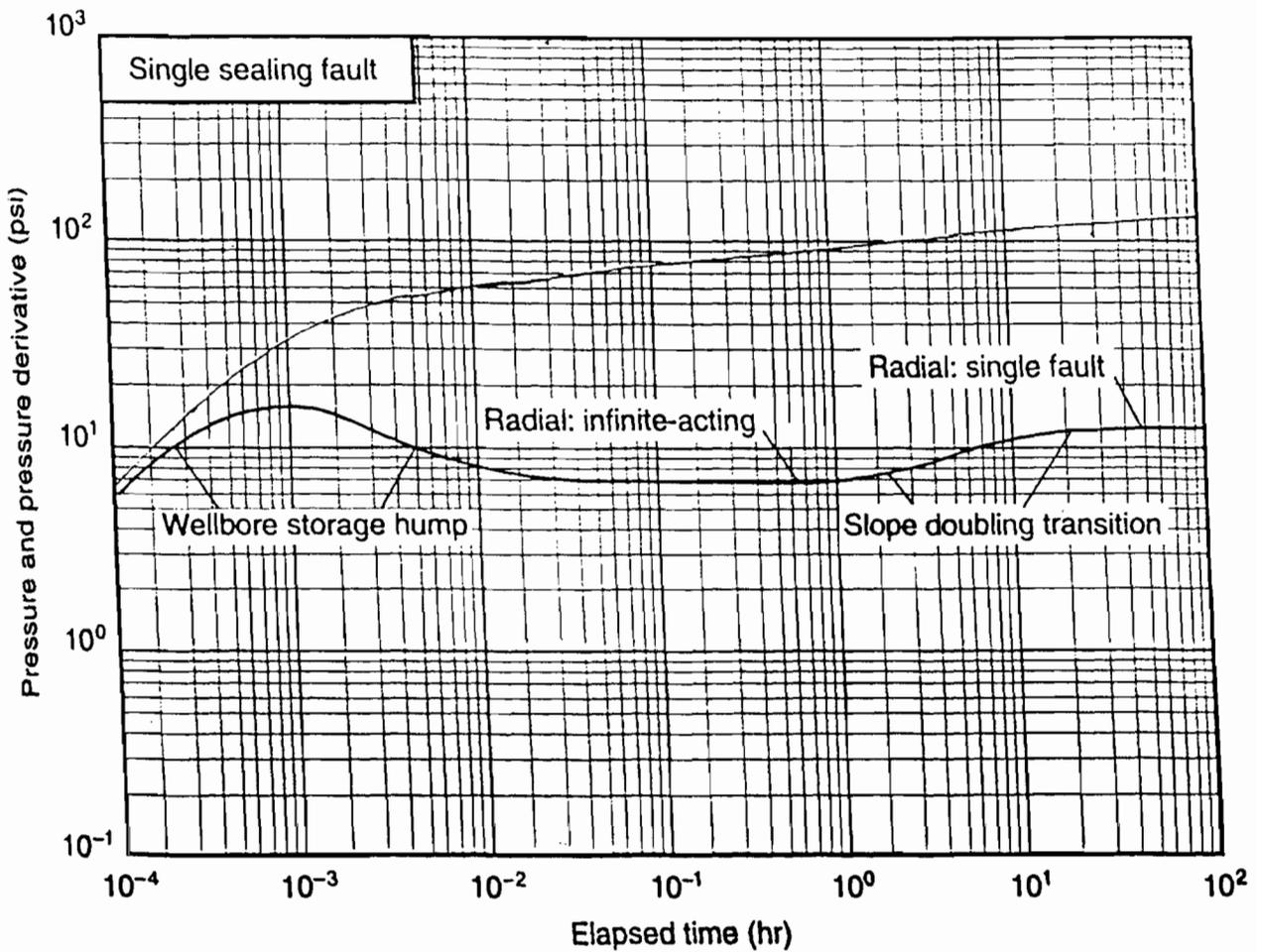
Pressure/Pressure Derivative



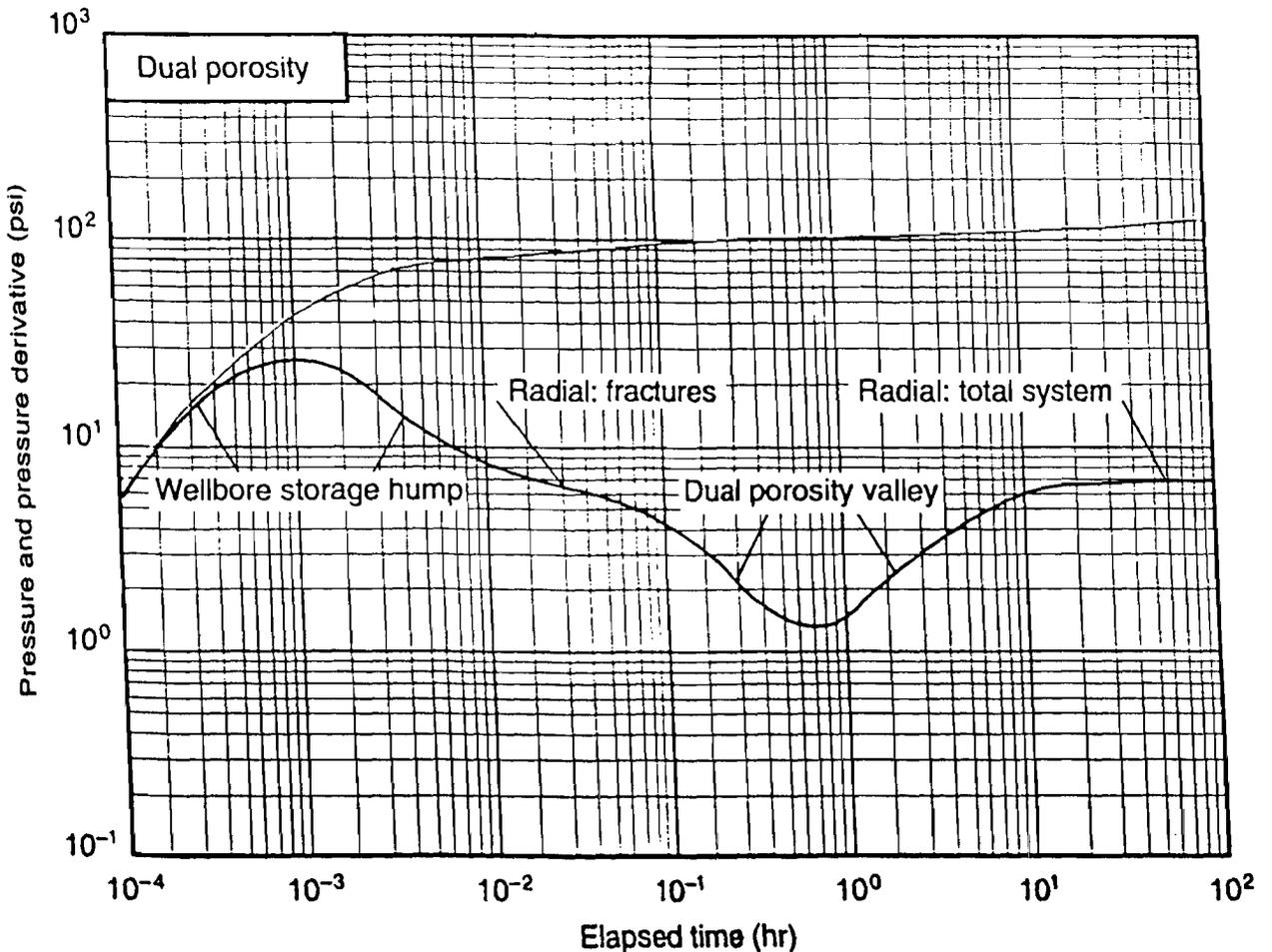
Horner Plot



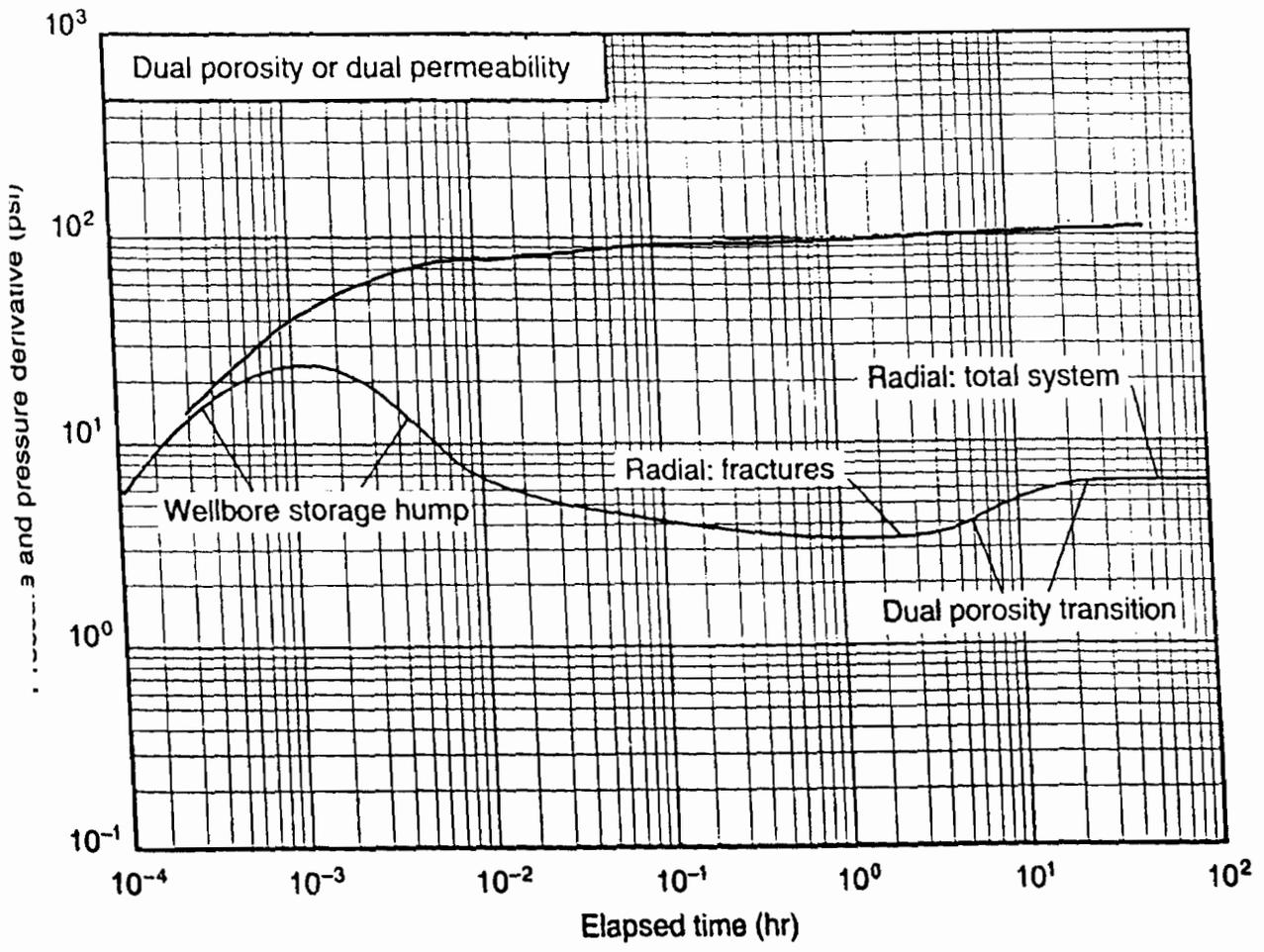
Slope Doubling



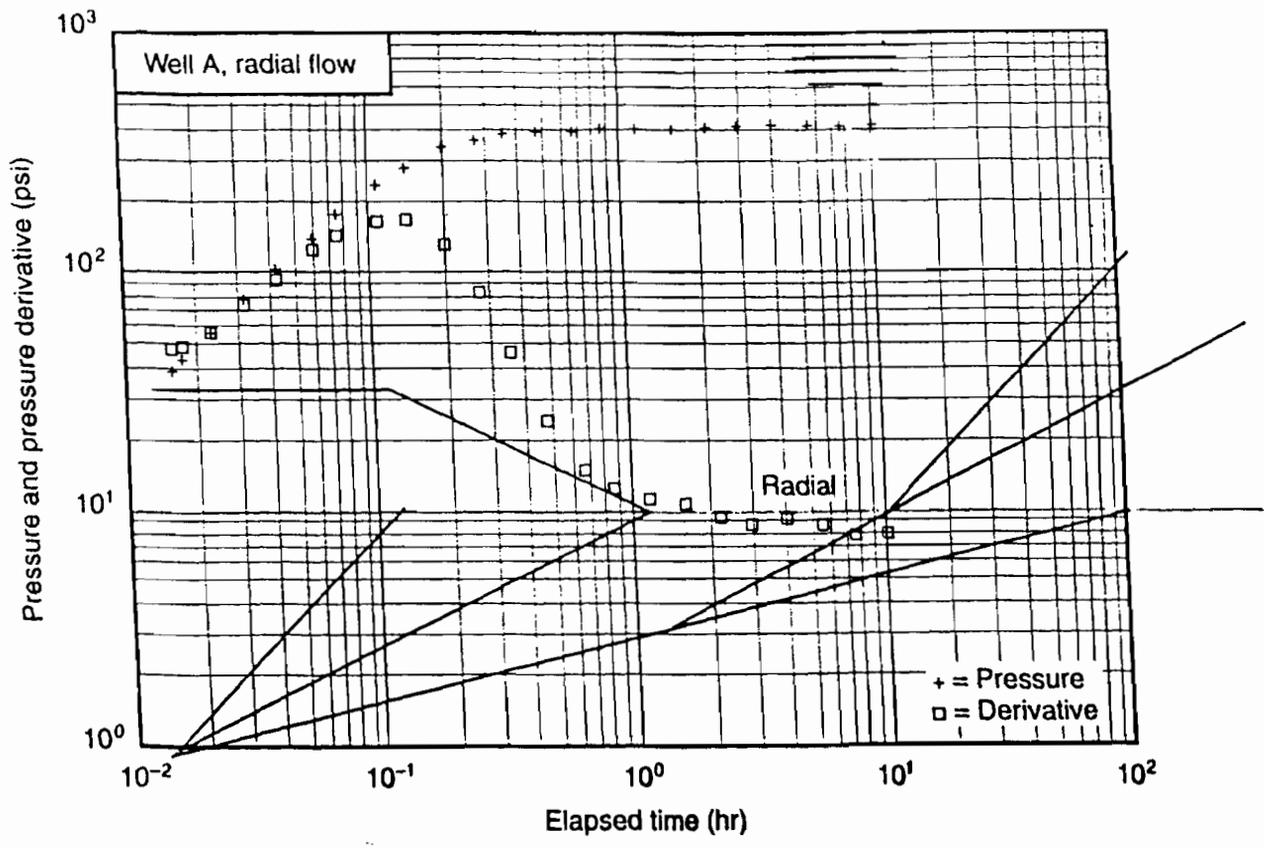
Naturally Fractured Formation



Highly Laminated Formation

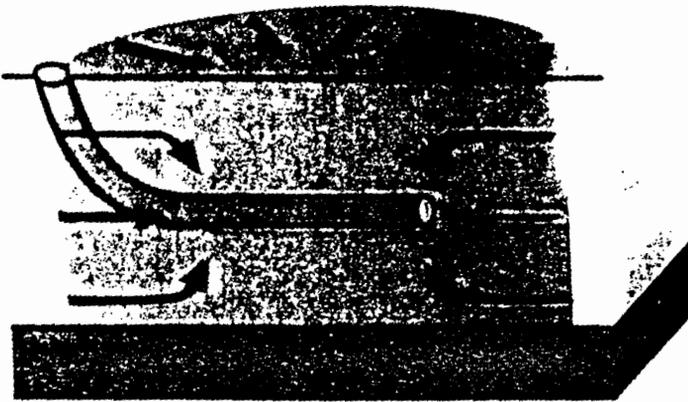


Radial Flow

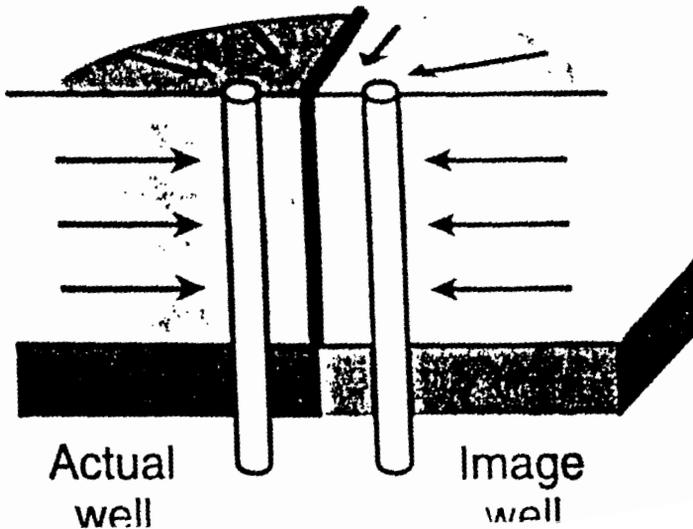


Radial Flow Regimes

Pseudoradial Flow
to Horizontal Well

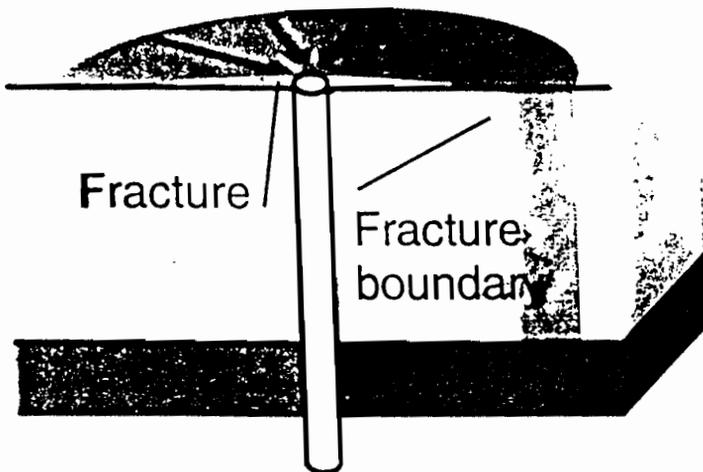


Pseudoradial Flow to
Well Near Sealing Fault

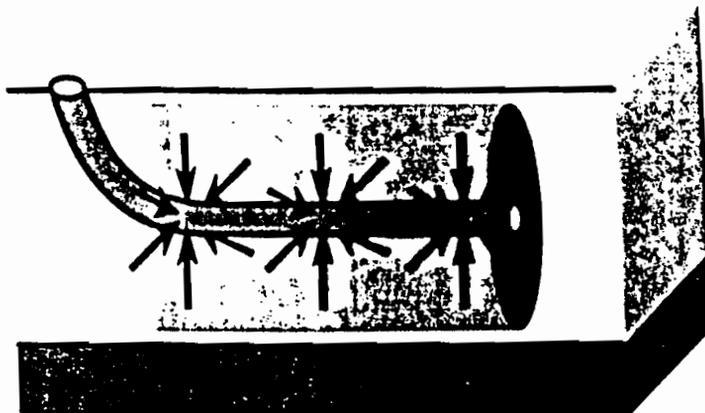


Radial Flow Regimes

Pseudoradial Flow to Fracture

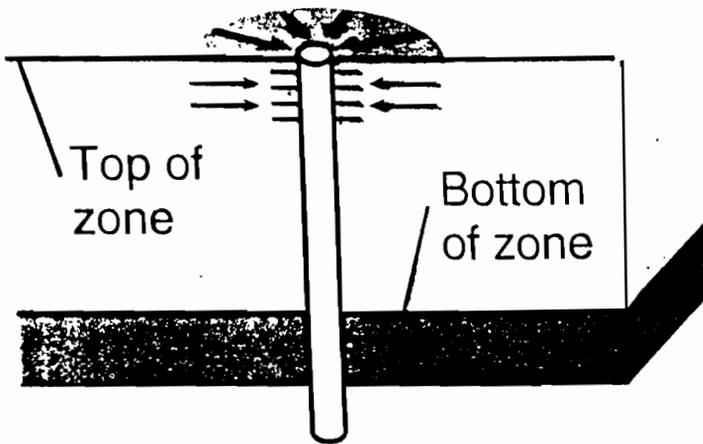


Radial Flow to Horizontal Well

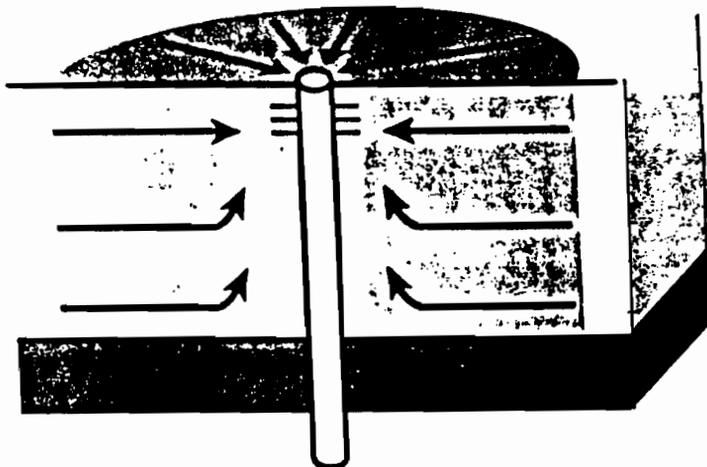


Radial Flow Regimes

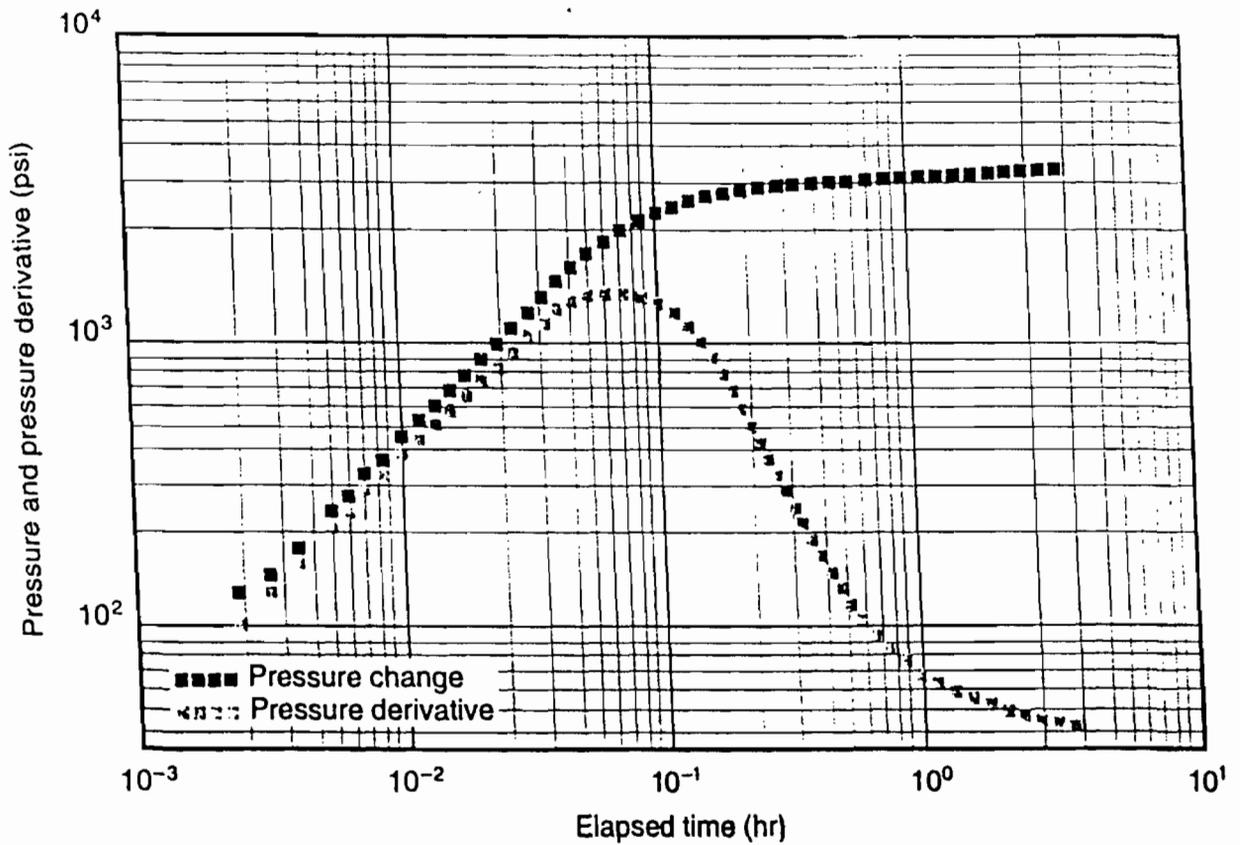
Partial Radial Flow



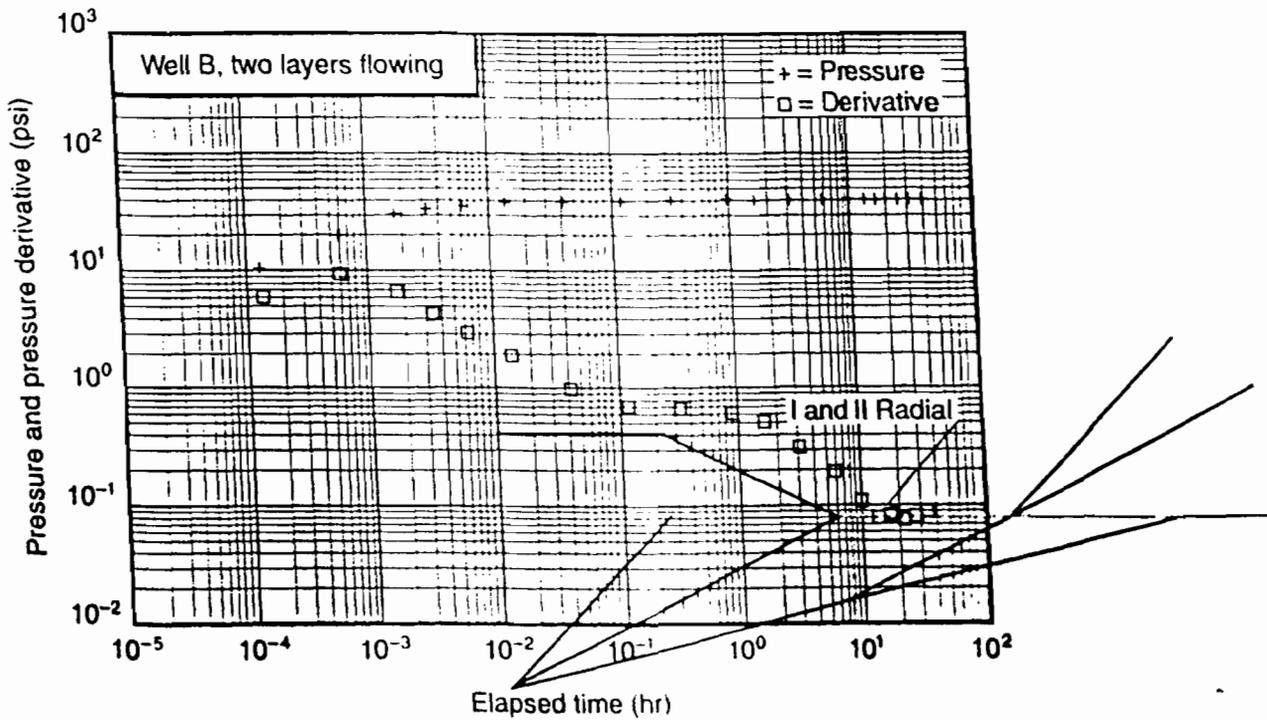
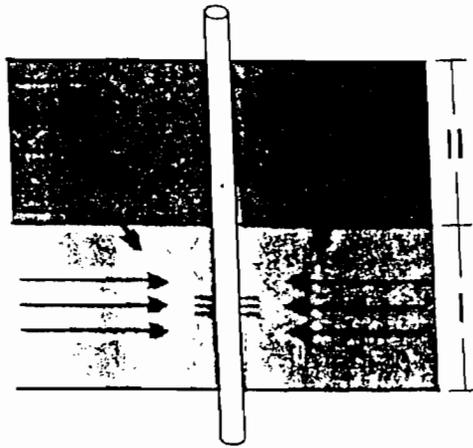
Complete Radial Flow



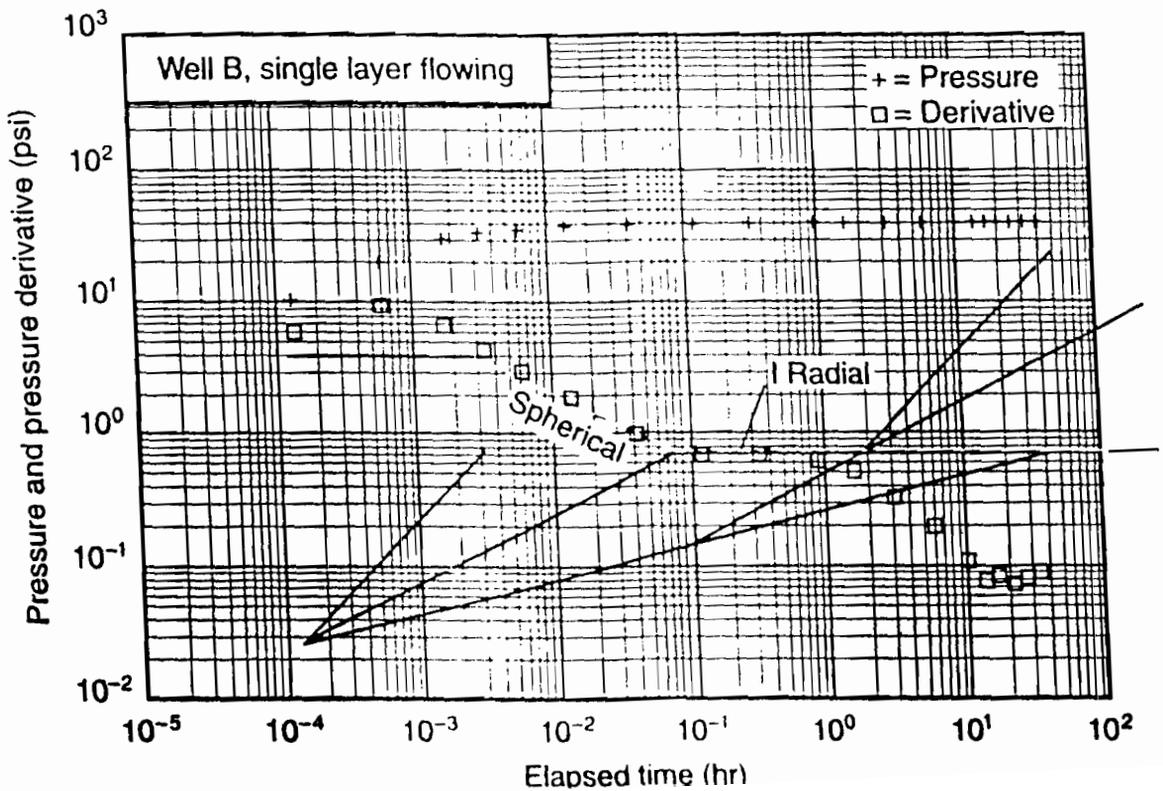
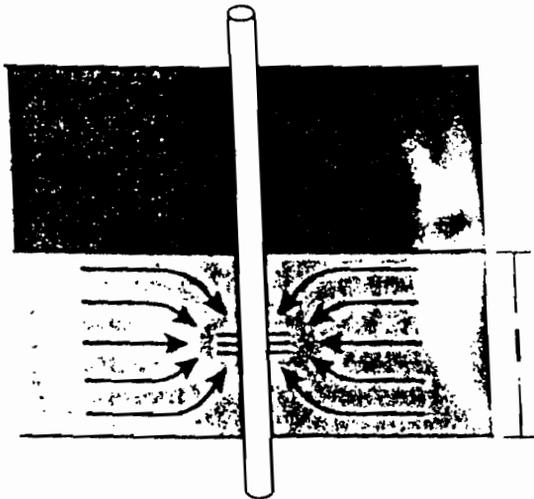
Data Set Without Radial Flow



Late-Time Radial Flow

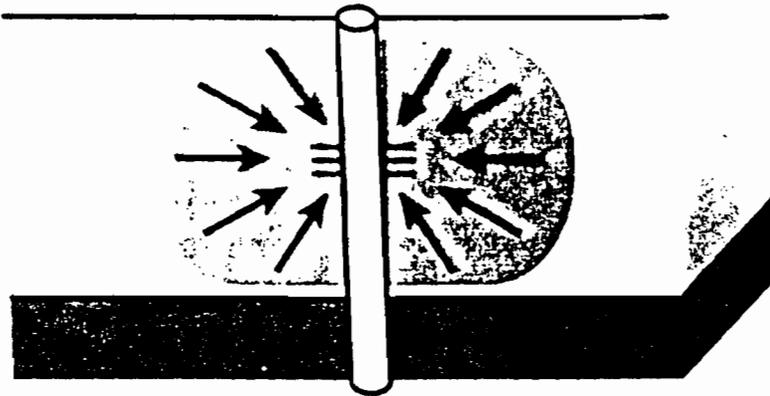


Spherical Flow Regime

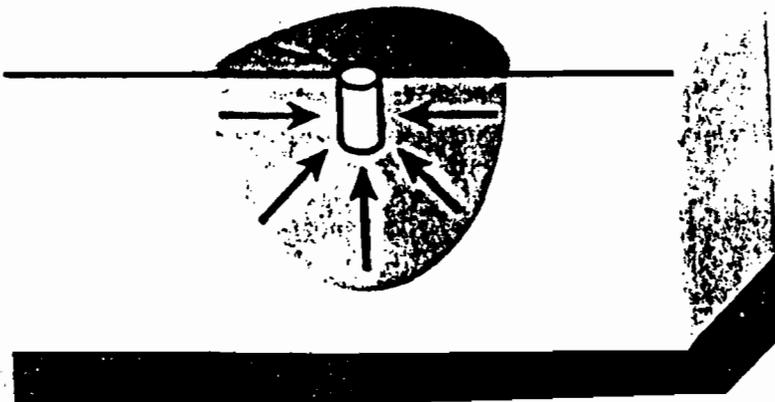


Spherical Flow Regime

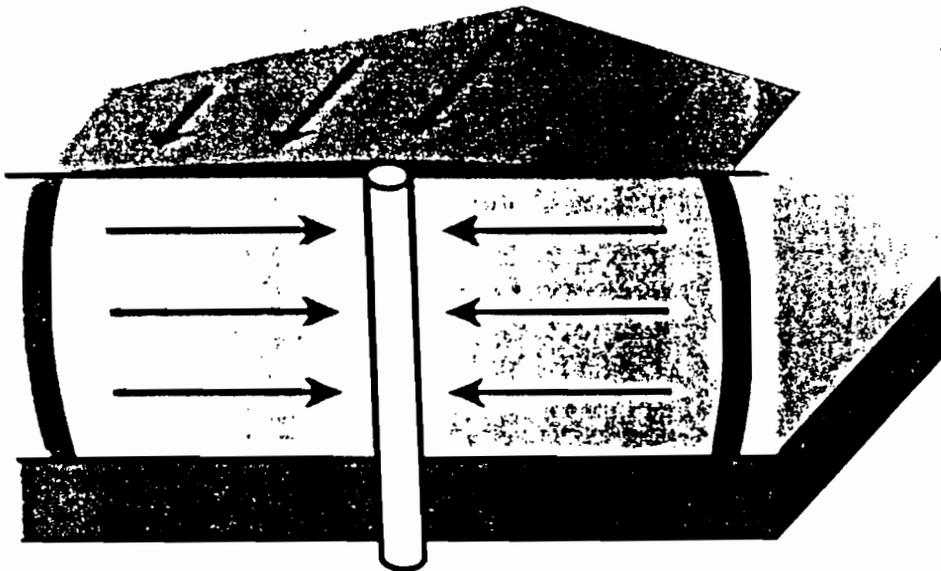
Spherical flow to
Partially Completed Zone



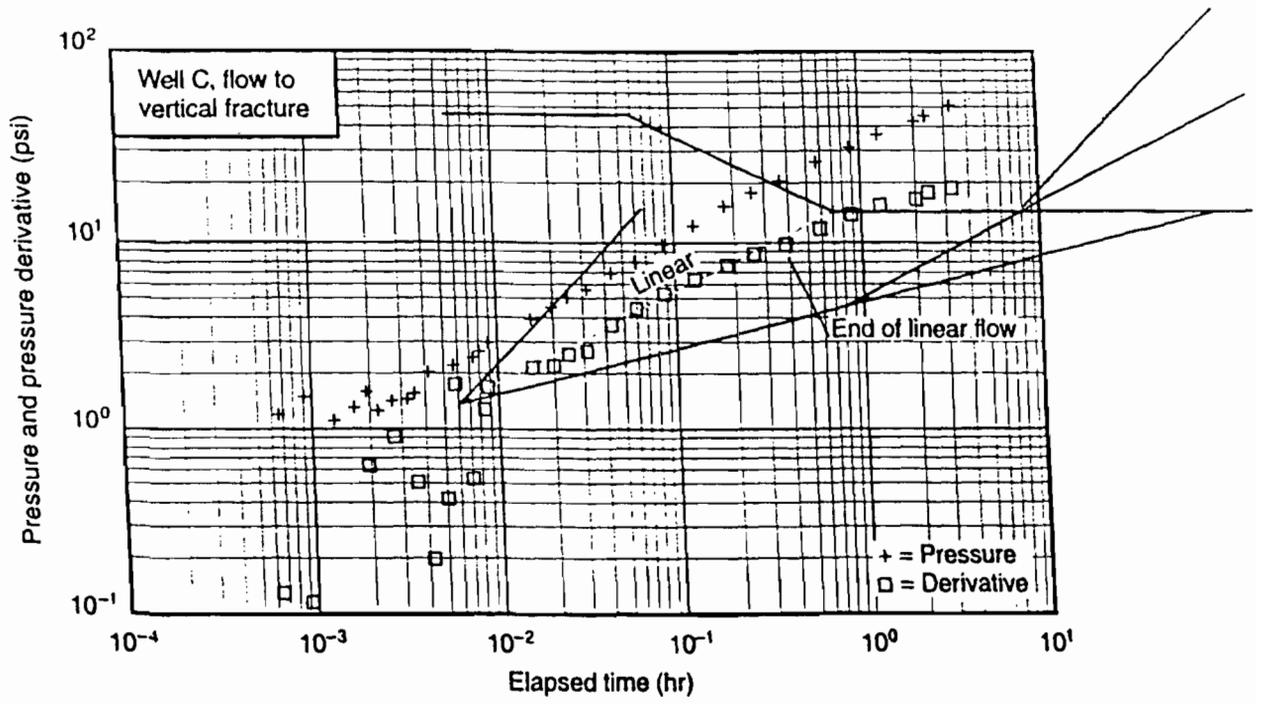
Hemispherical Flow to
Partially Penetrated Zone



Bilinear Flow Regime

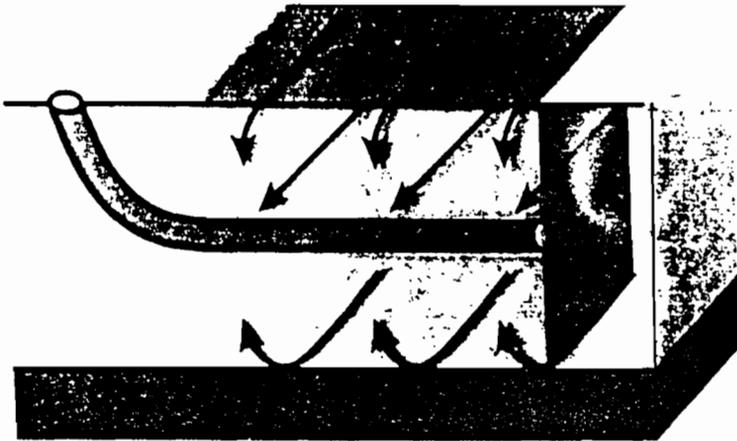


Linear Flow

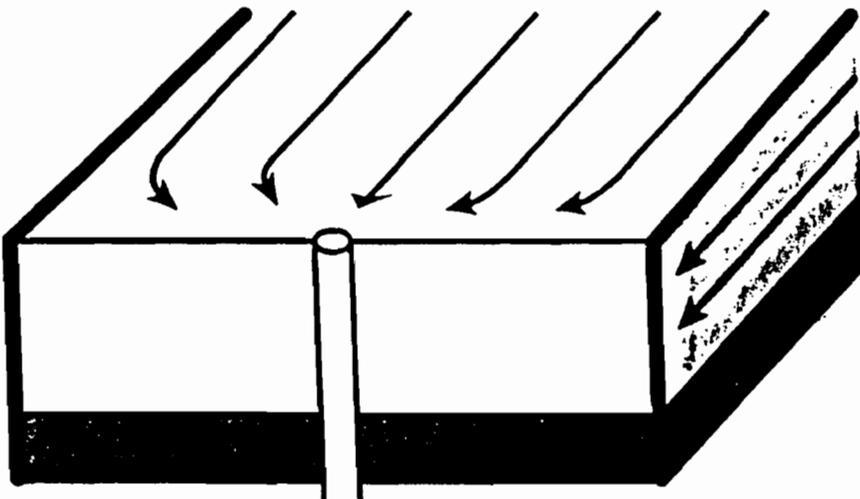


Linear Flow Regimes

Linear Flow to Horizontal Well

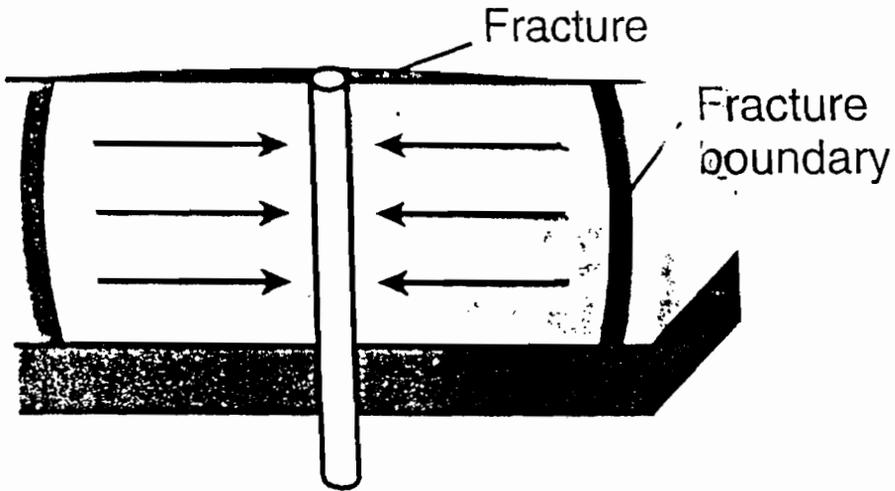


Linear Flow to Well in Elongated Reservoir

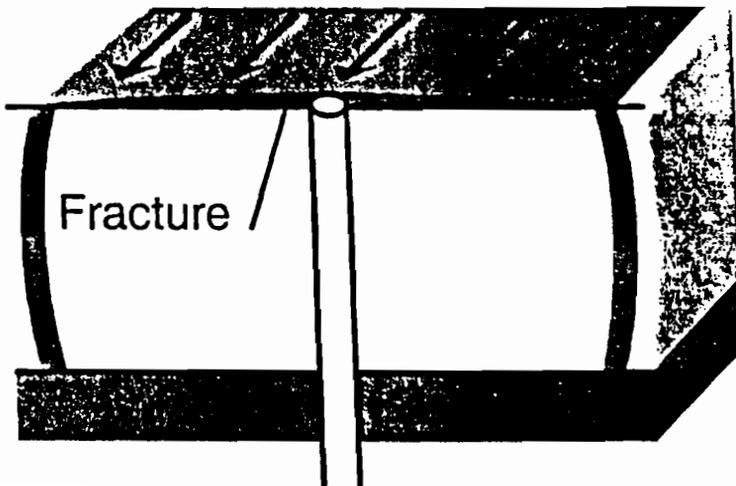


Linear Flow Regimes

Fracture Linear Flow



Linear Flow to Fracture



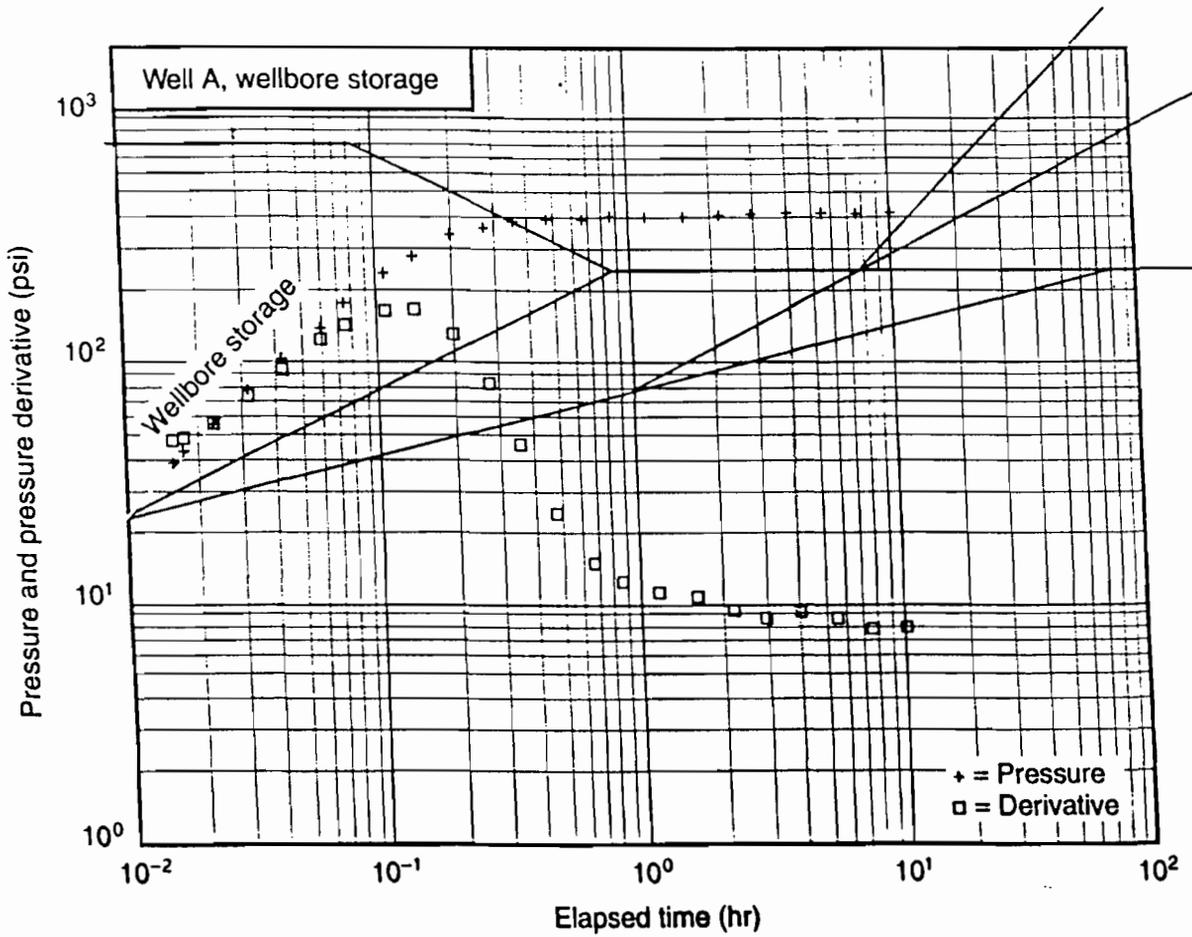
Wellbore Storage Effects

Fluid moves downward as large gas bubbles rise

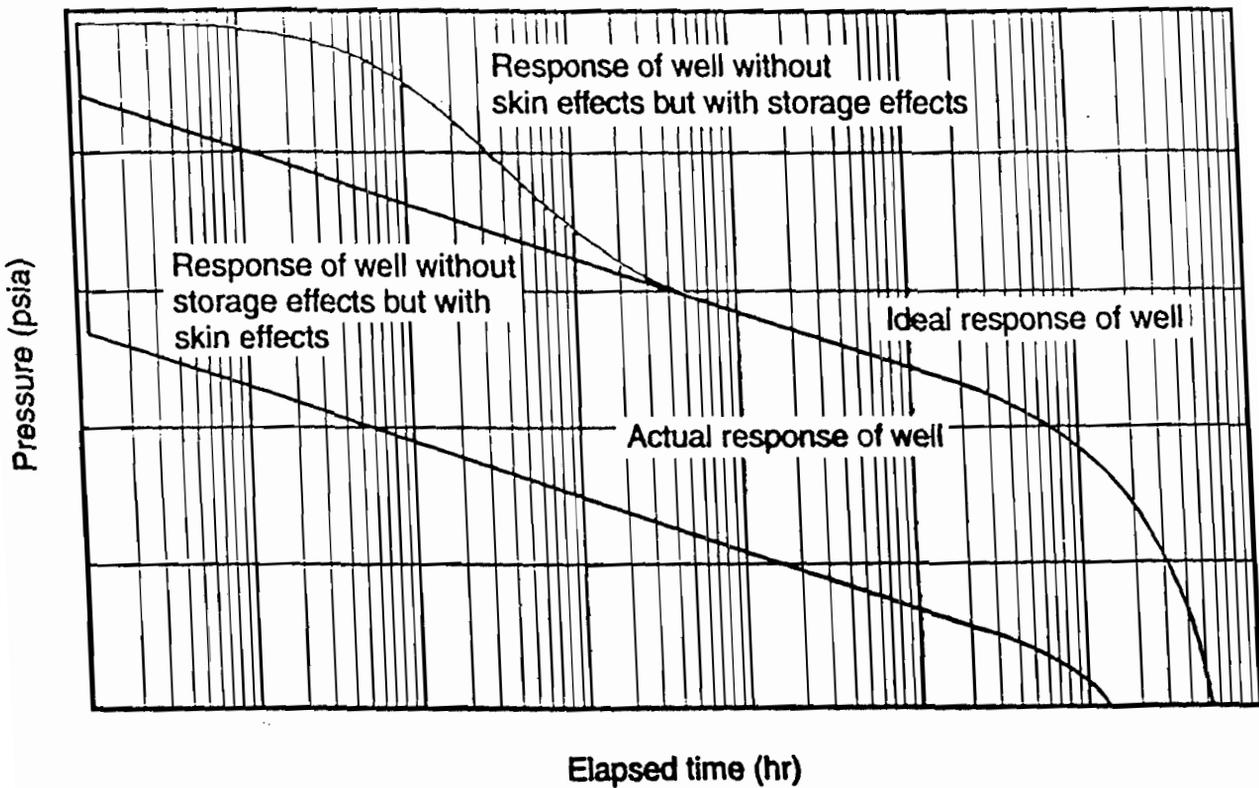
Gas comes out of solution



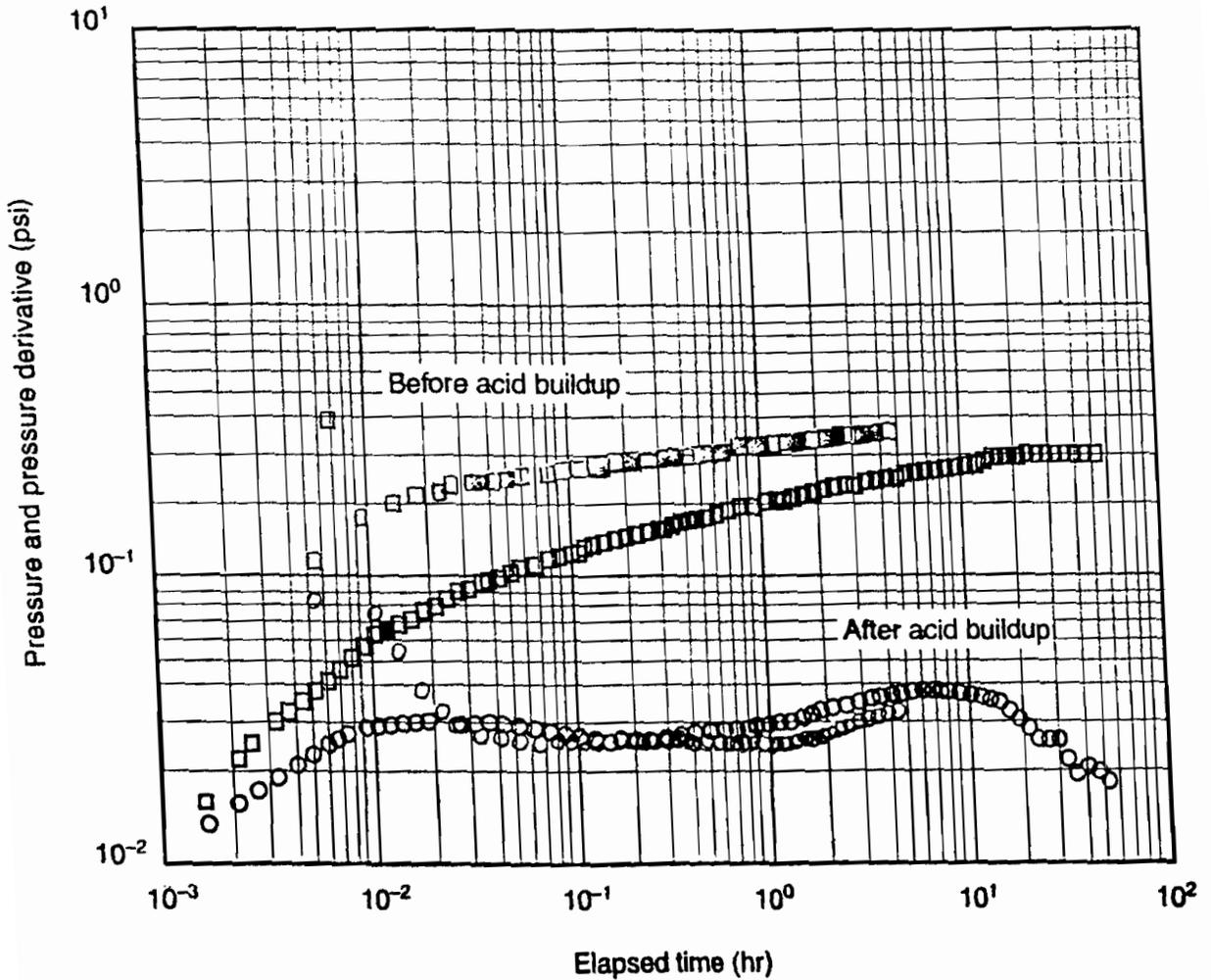
Wellbore Storage



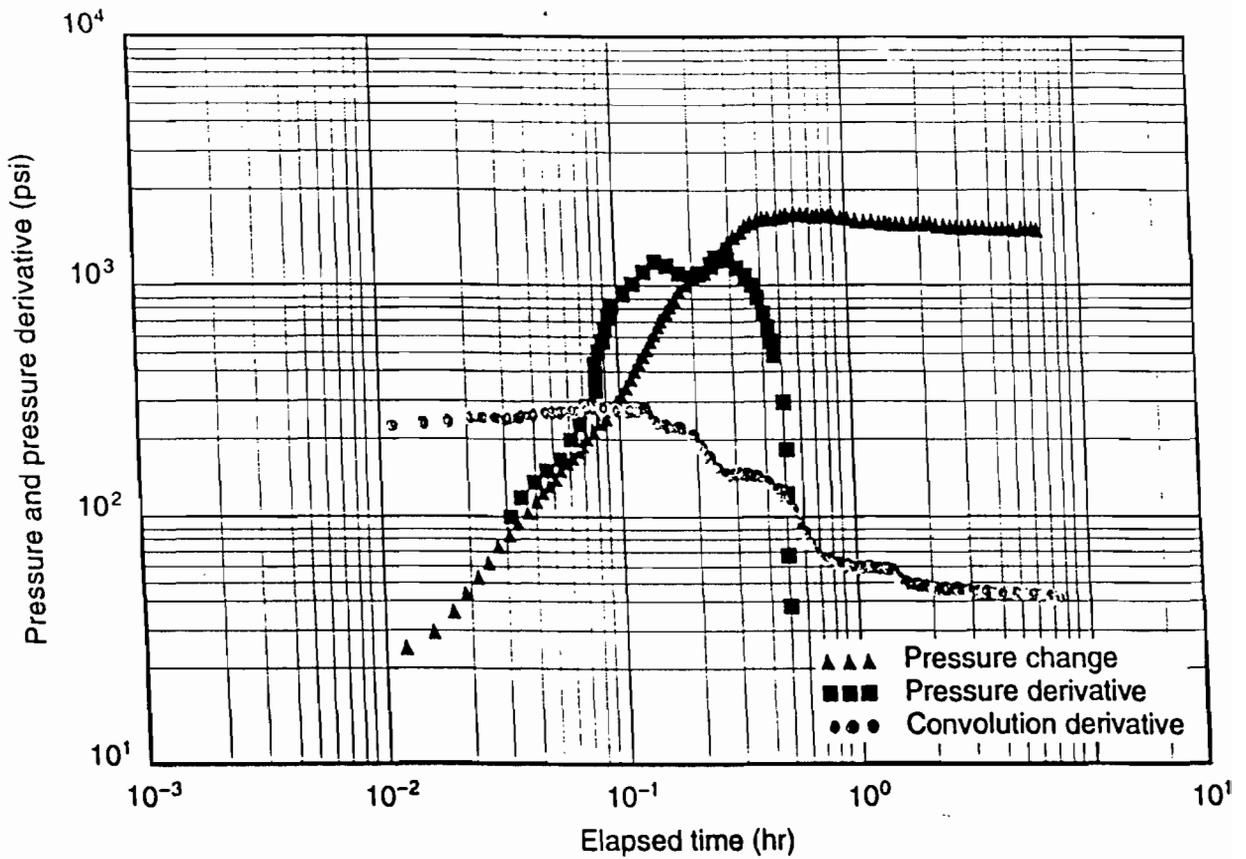
Wellbore Storage and Skin Effects



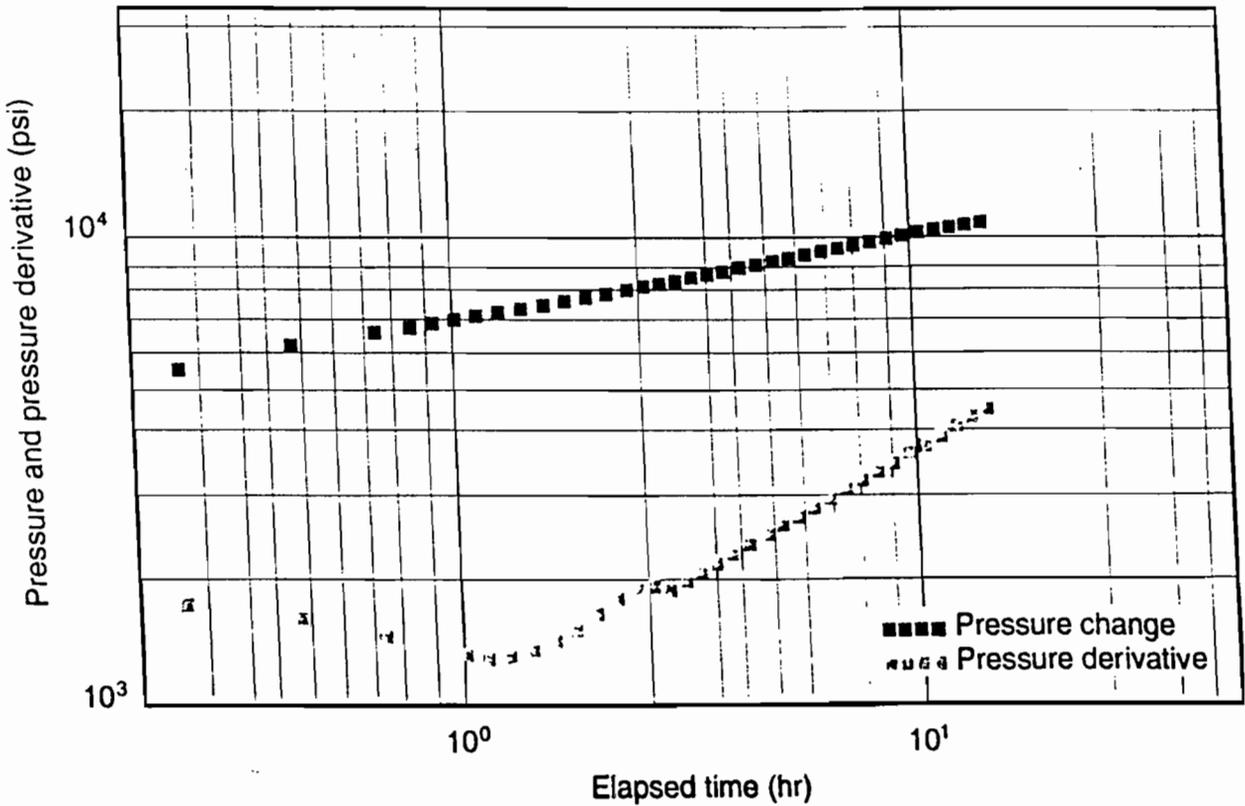
Damage Removal Effects



Effects of Flow Rate Changes



Effects of Outer Boundaries

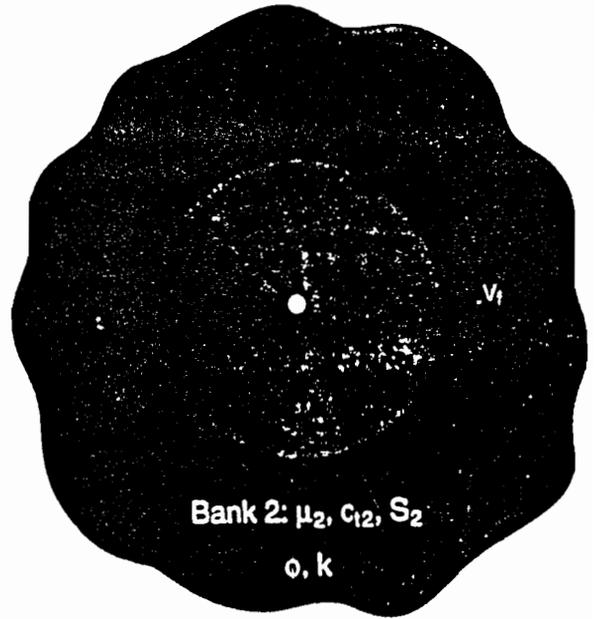


Water Injection Wells

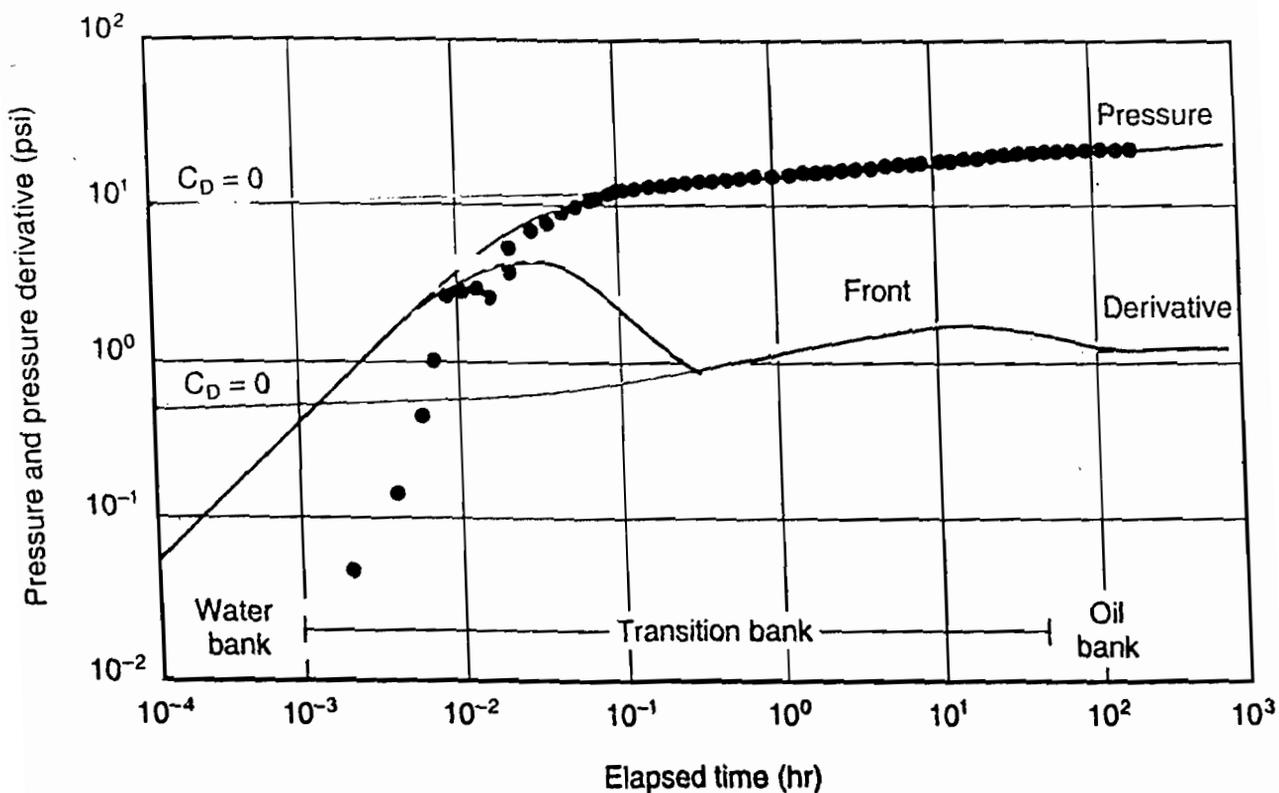
Multibank Model



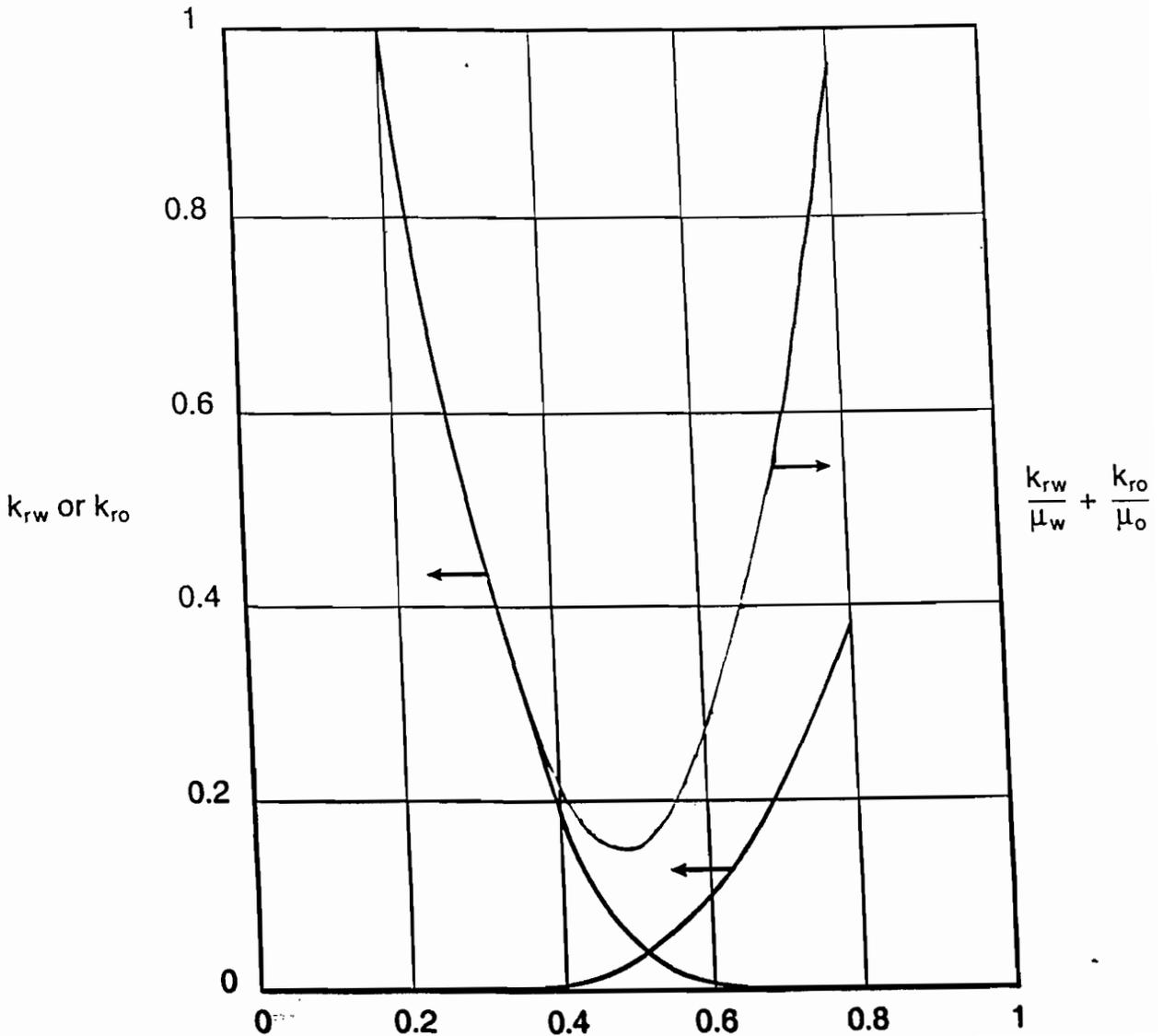
Two-Bank Model



Falloff Test

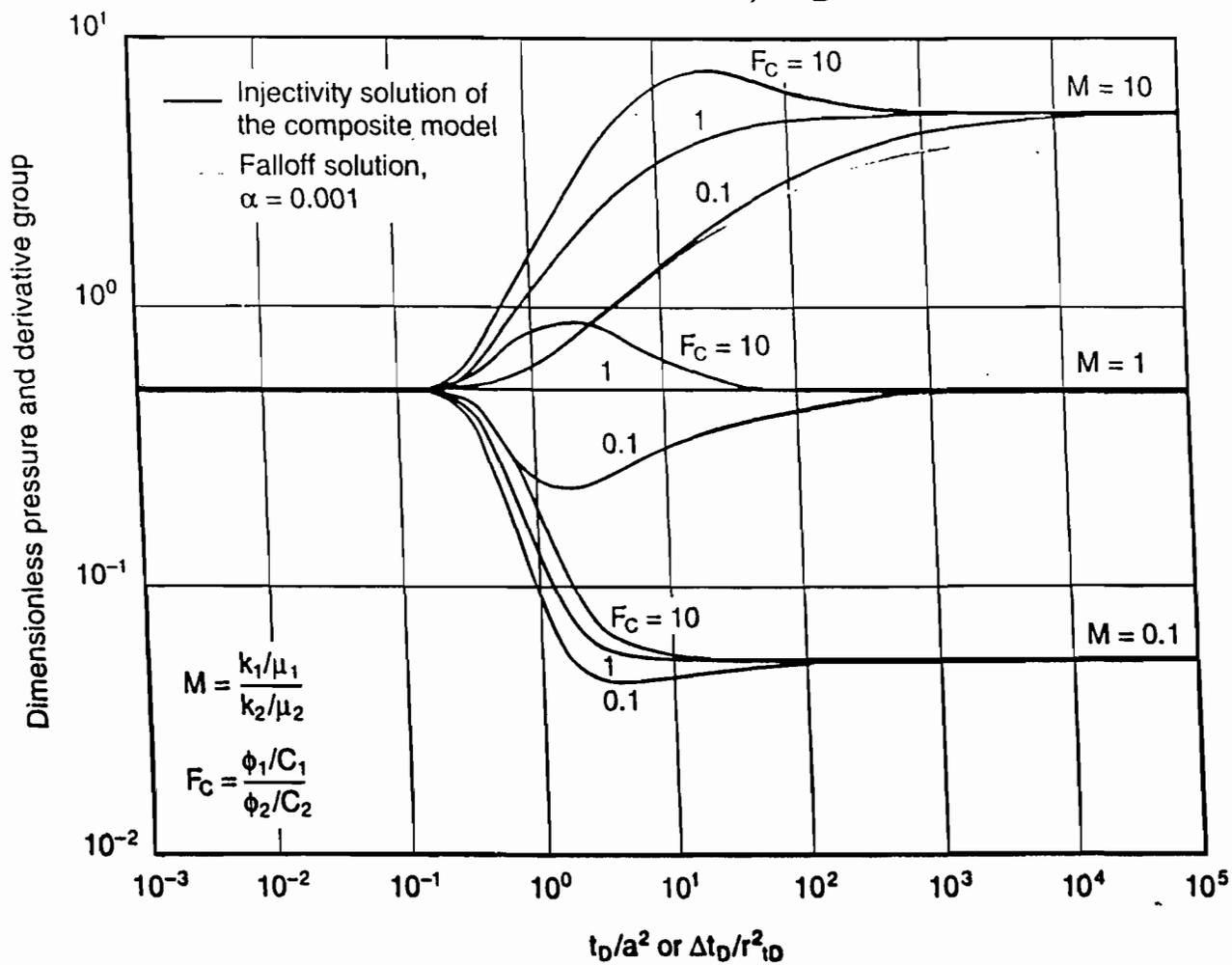


Relative Permeability and Total Mobility



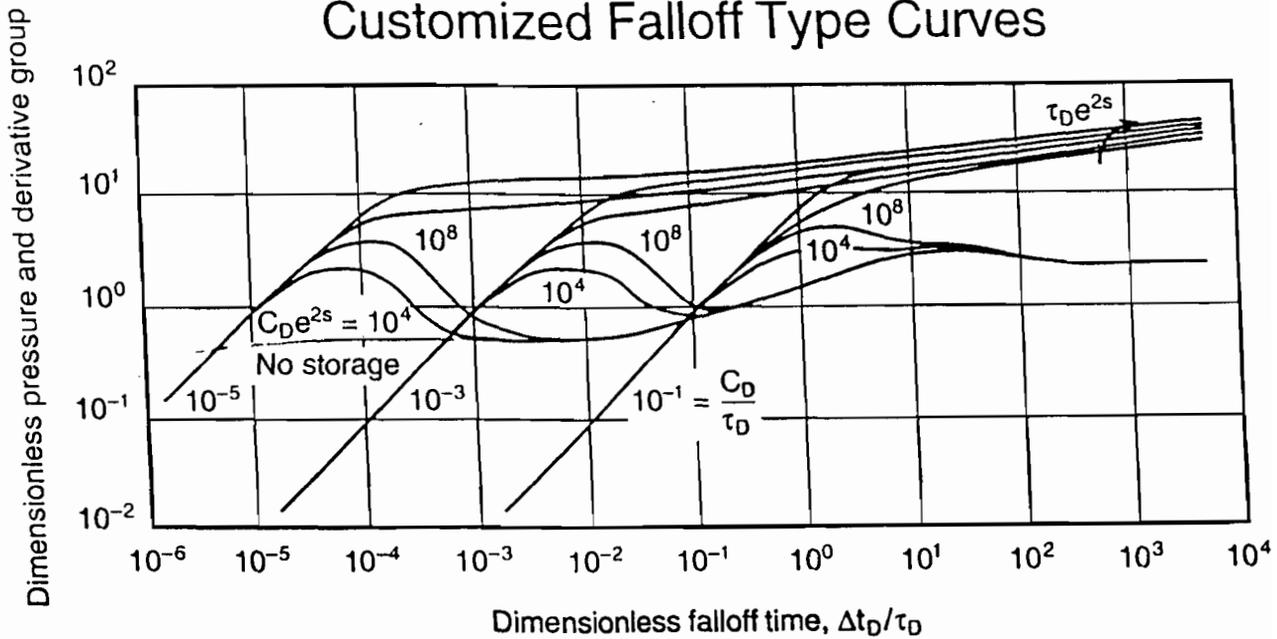
Water Injection Wells

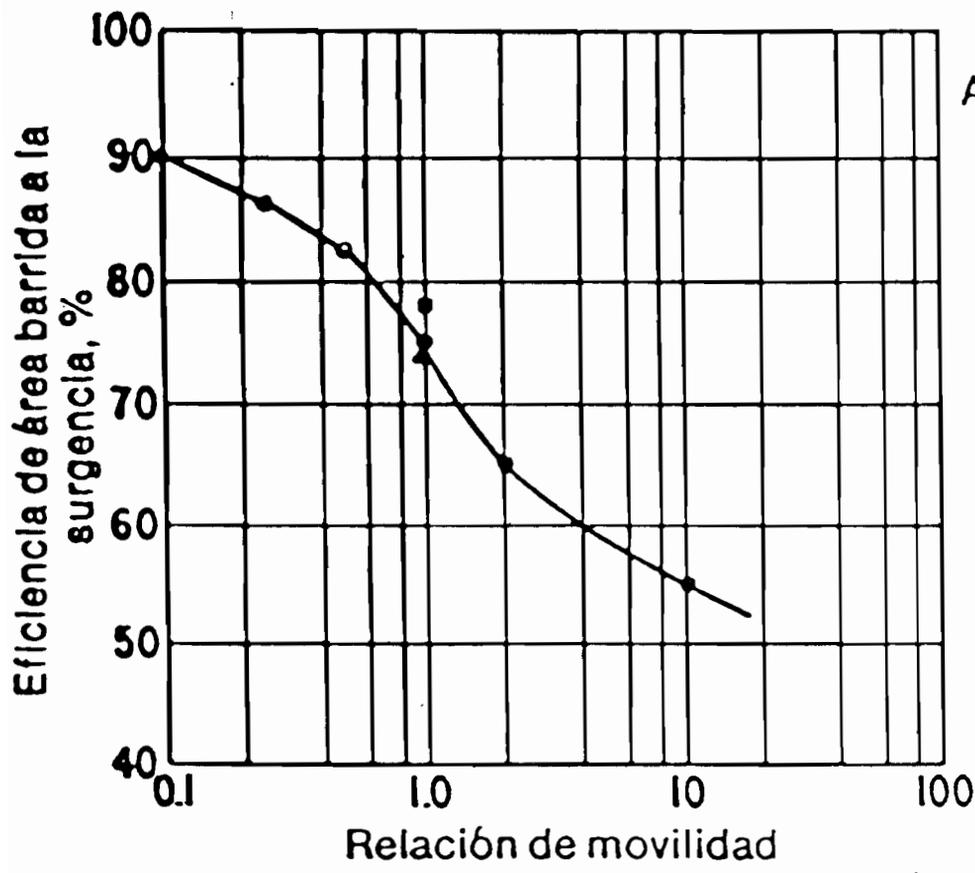
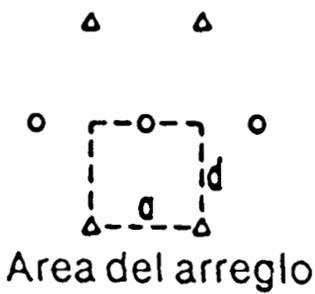
Two-Bank Model, $C_D = 0$



Water Injection Wells

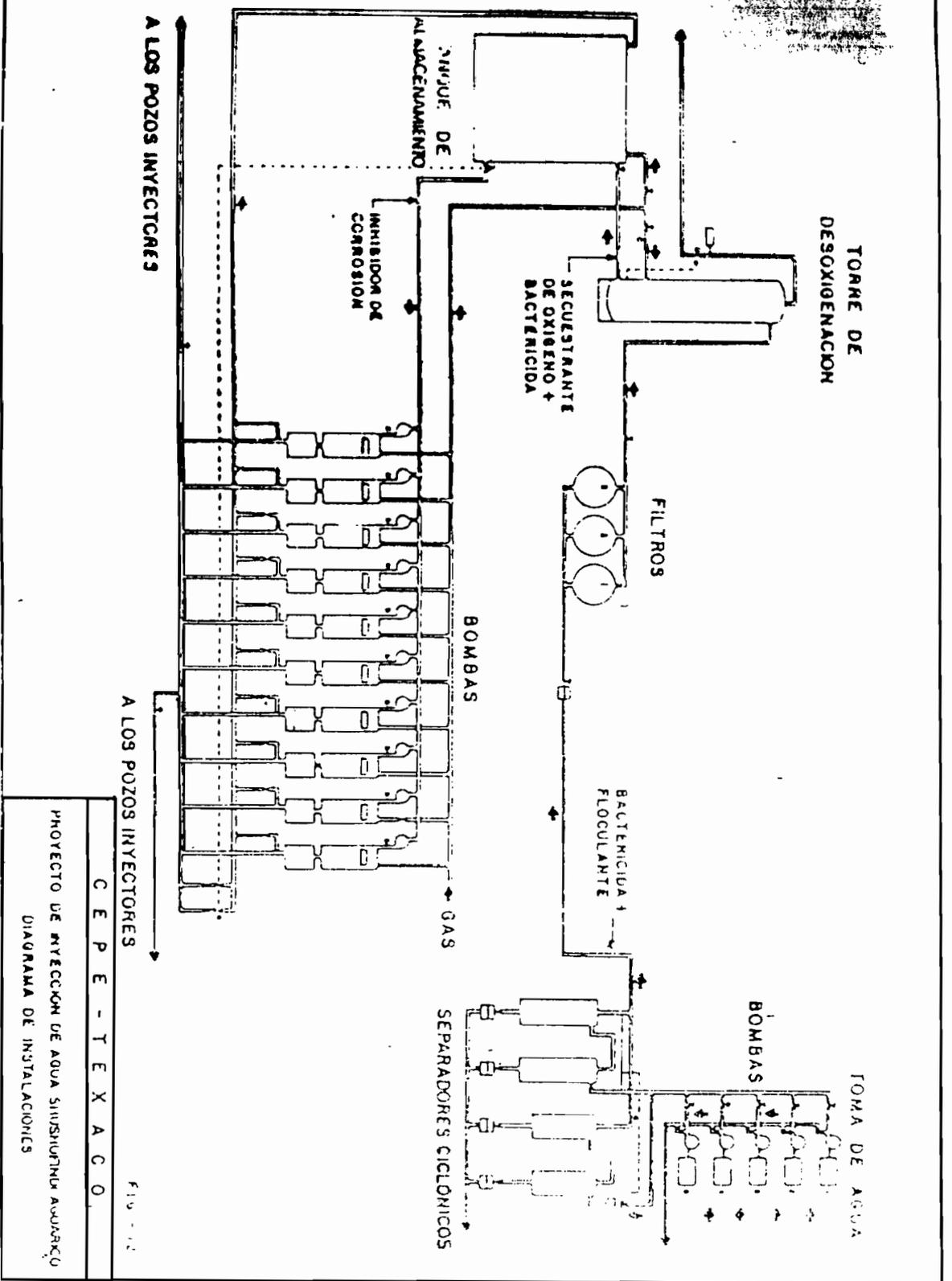
Customized Falloff Type Curves





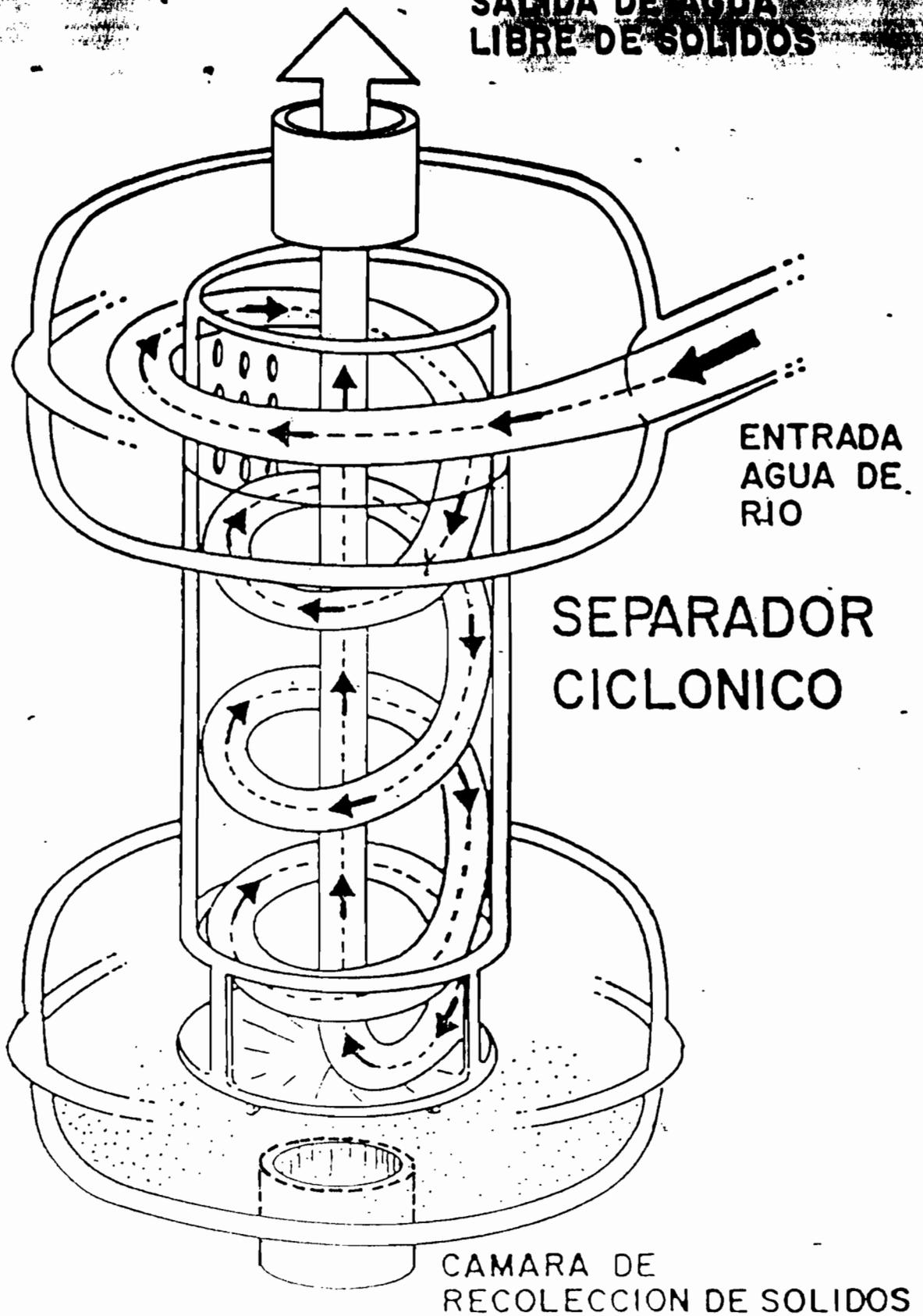
Ref.	
□	8
○	26
•	11

Figura 5.12 Eficiencia de área barrida a la surgencia, empuje en línea alterna, desarrollado. $d/a = 1.0$.

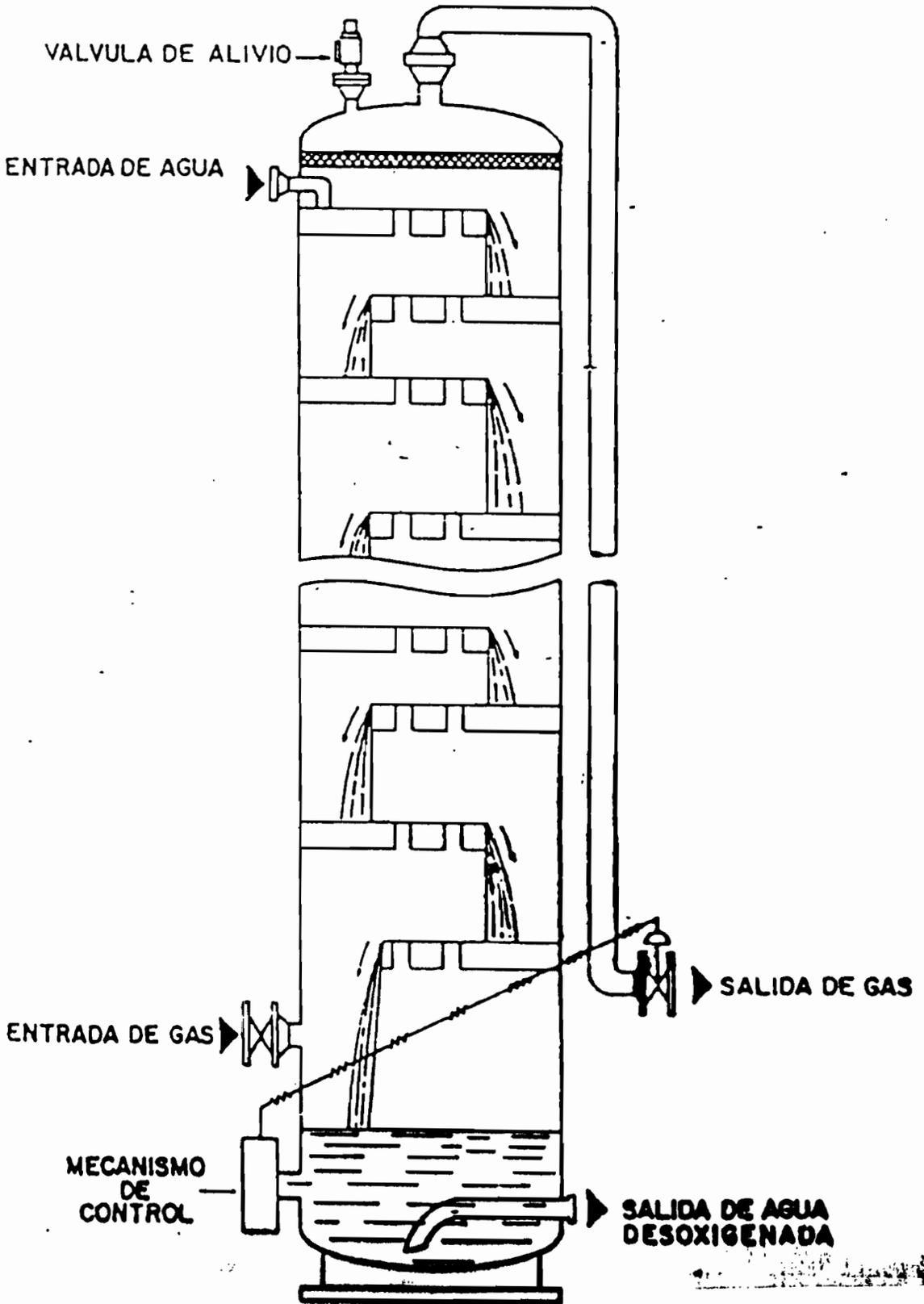


C E P E - T E X A C O .
 PROYECTO DE INYECCION DE AGUA SINUSUPINIA AUAARU
 DIAGRAMA DE INSTALACIONES

SALIDA DE AGUA
LIBRE DE SOLIDOS

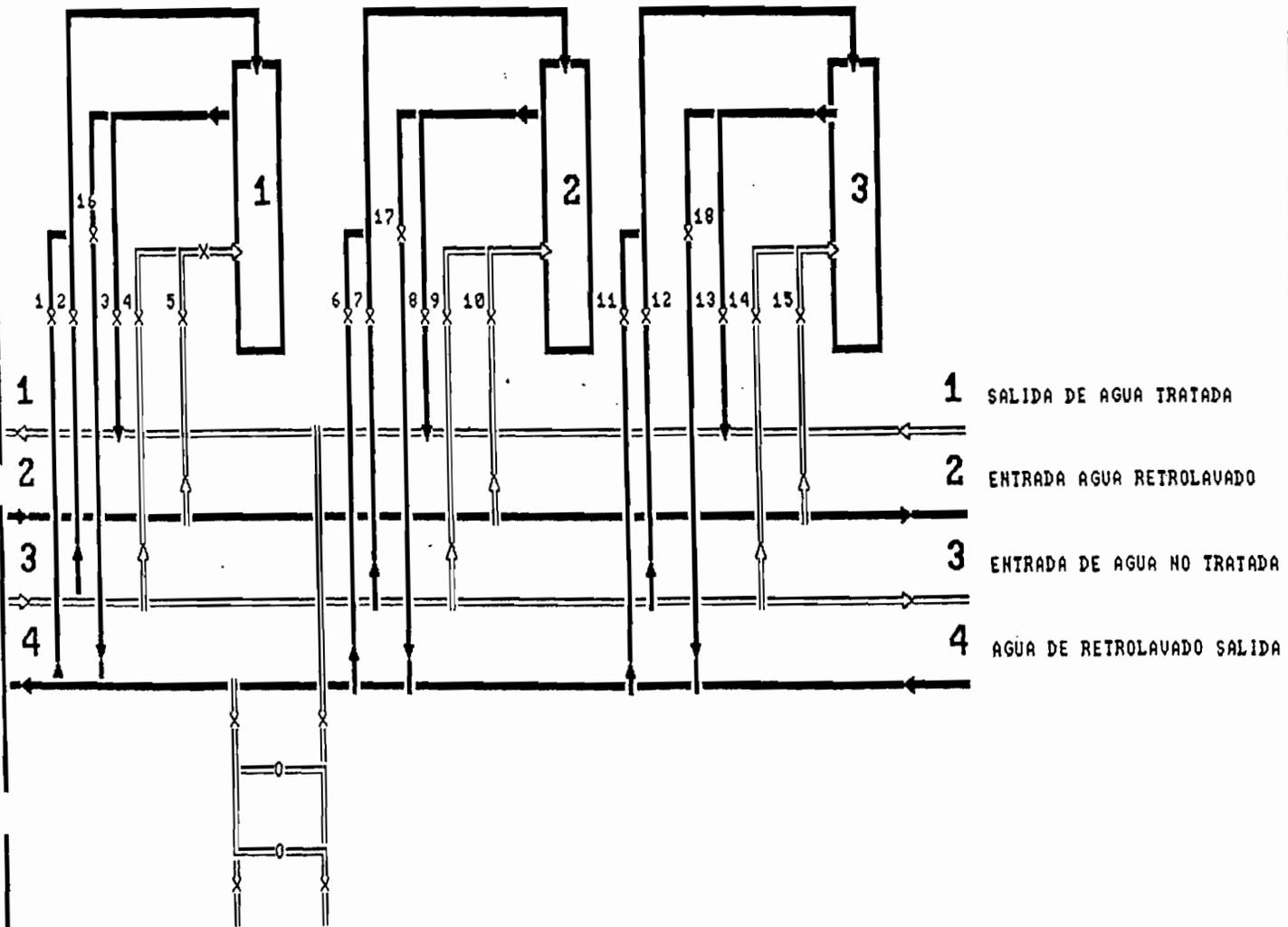


TORRE DE DESOXIGENACION



FILTROS NADCO SHUSHUFINDI WATER FLOOD DISTRIBUCION DE VALVULAS

(MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS)



NOTA:

PARA LA APERTURA Y CIERRE DE VALVULAS SINCRONIZADO EXISTE UN PROGRAMA YA DETERMINADO POR FAVOR CONSULTAR EL MANUAL .

POR: ING. LUIS FIERRO

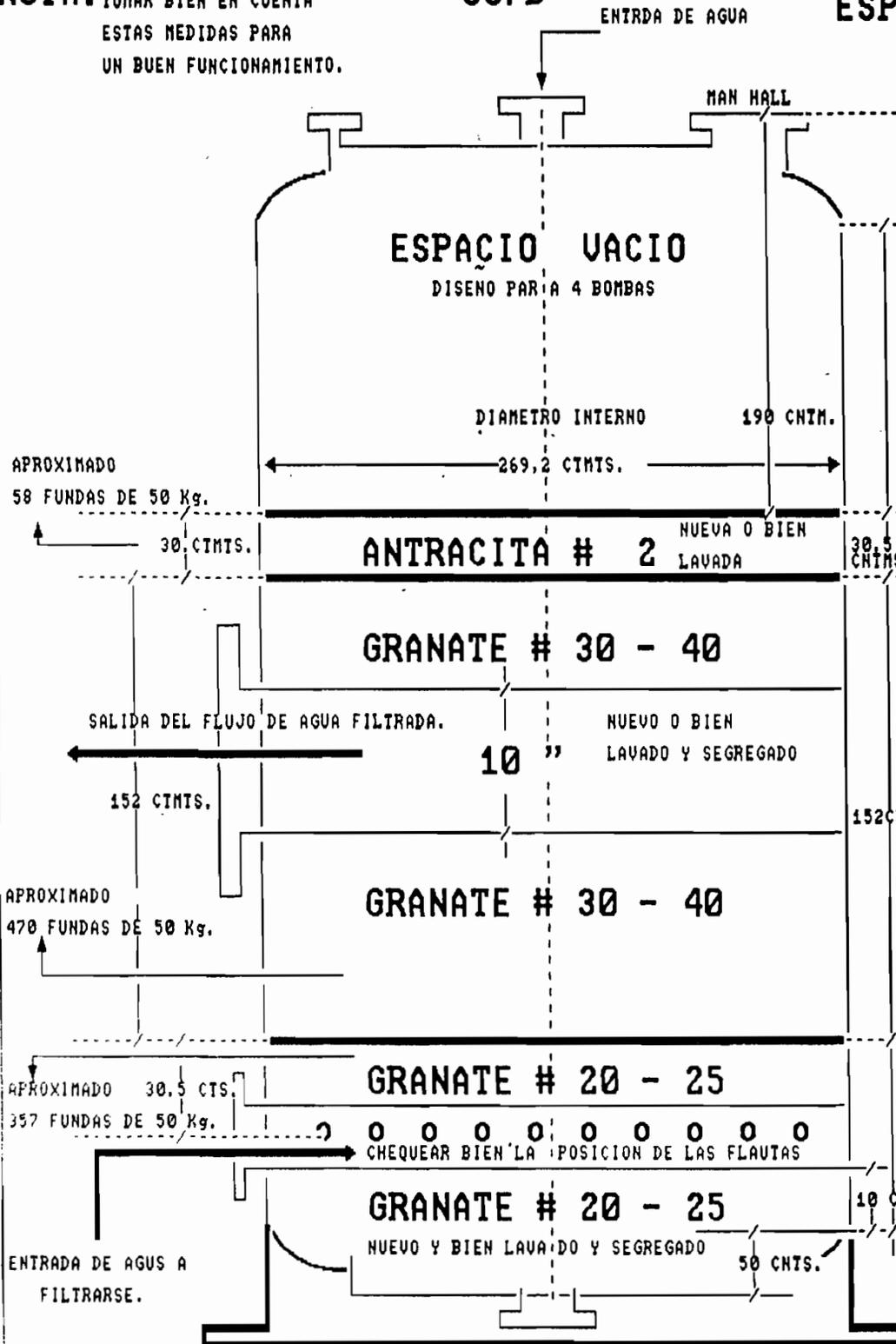
CONSORCIO
PETROLERO
EQUADOR
TEXACO

ESTRUCTURA DE LOS FILTROS NADCO

-SSFD-

ESPECIFICACIONES

NOTA: TOMAR BIEN EN CUENTA
ESTAS MEDIDAS PARA
UN BUEN FUNCIONAMIENTO.



$V_{\text{PORO GARNET}} = 1.1 * U$
 $V_{\text{PORO ANTRACITA}} = 1.5 * U$

$d_{\text{Garnet}} = 4.25 \text{ gr/cc}$
 $d_{\text{Antracita}} = 2.26 \text{ gr/cc}$

DATOS EXPERIMENTALES
DE DENSIDADES EN EL
LABORATORIO

$d_{\text{GARNET}} = 3.9 \text{ g/CC.}$
 $d_{\text{ANTRACITA}} = 1.5 \text{ g/CC.}$

$U = \frac{P}{4 * h} * D^2$
 $Q = U * A$

DIAMETRO
INTERNO
= 269,2 CM.

MINISTERIO DE ENERGIA Y
MINAS
POR: ING. LUIS FIERRO
20-03-90
SHUSHUFIDI WATER-FLOOD

APROXIMADO
58 FUNDAS DE 50 Kg.

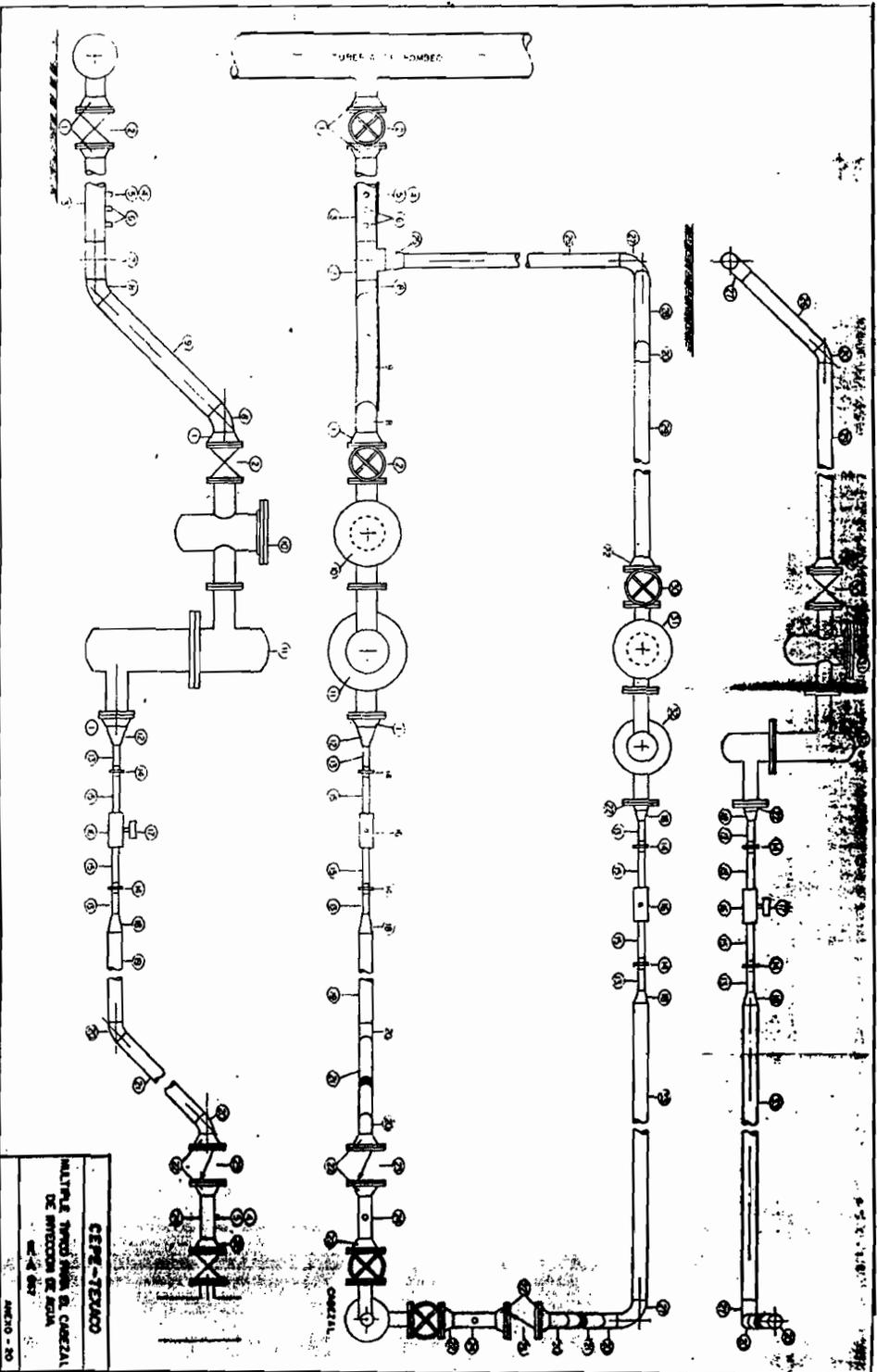
APROXIMADO
470 FUNDAS DE 50 Kg.

APROXIMADO
357 FUNDAS DE 50 Kg.

ILUSTRACION # 43

LISTA DE MATERIALES PARA LA INSTALACION
MATERIALES

1	6"	BISCA ANSI-1500 #
2	6"	VALVULA DE B.T.A. ANSI-1500
3	6"x12"	NEPTO
4	1/2"	TRIMODULIT 5000 #
5	1/2"	VALVULA DE AGUA
6	2"	2"x6" TRIMODULIT 6000 #
7	6"x6"x6"	TEE
8	6"	COBO DE 45° R.L.
9	6"	NEPTO (CONTRA EN EL SITIO)
10	6"	COLADOR
11	6"	REGULADOR DE FLUJO TAYLOR
12	6"x8"	REDUCCION
13	2"x12"	NEPTO BISELAO X ROSCAO
14	2"	UNIVERSAL 3000 #
15	2"x12"	NEPTO ROSCAO
16	2"	MEDIDOR DE FLUJO HALLIBURTON
17		TOTALIZADOR
18	3"x4"	REDUCCION
19	4"	NEPTO (CONTRA EN EL SITIO)
20	4"	COBO DE 45° R.L.
21	1/4"	NEPTO (CONTRA EN EL SITIO)
22	4"	BISCA ANSI 1500 #
23	4"	VALVULA CHECK ANSI 1500
24	4"x12"	NEPTO
25	6"x4"	REDUCCION
26	4"	NEPTO (CONTRA EN EL SITIO)
27	4"	COBO DE 90° R.L.
28	4"	NEPTO (CONTRA EN EL SITIO)
29	4"	NEPTO (CONTRA EN EL SITIO)
30	4"	VALVULA DE BOLA ANSI 1500
31	4"	COLADOR
32	4"	REGULADOR DE FLUJO TAYLOR
33	4"	NEPTO (CONTRA EN EL SITIO)
34	2"	PLASTIC PROTECTIVE COVER
35	1/4"	NIPPLE, SCH 40, 1/4" X 1/4"
36	1/4"	VALVE, 6000 PSI
37	1/4"	QUICK CONNECT
38	2 EA	CORONA
39	2	ACCESS FITTING, SOLID PERS. 6000 #
40	4.5 FT.	COMMON HOSE
41		2 ELECTRICALS
42	2"	ACCESS FITTING, HOLLOW PERS. 6000 #
43		CORONA, PERRIN
44	1/2"	PRESSURE GAUGE, 0-5000 PSI



CEPE-TEXACO
MATERIAL TAYLOR PARA LA CATEGORIA
DE MEDICION DE AGUA
M-4-60
METRO - 20