

40
291



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

OPERACION Y APLICACION DE PRUEBAS DE
FORMACION REALIZADAS EN EL POZO
IXTAL 101

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

HECTOR PEREZ MACHORRO



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.

1990



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

	PAGINA
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	5
PRUEBAS DE FORMACION	5
I.1 INTRODUCCION	5
I.2 PRUEBAS CON EQUIPO DST	7
I.3 PRUEBAS DE FORMACION CON UN SOLO EMPACADOR EN AGUJERO DESCUBIERTO	10
I.4 PRUEBAS DE FORMACION CON DOS EMPACADORES EN AGUJERO DESCUBIERTO	14
I.5 PRUEBA CON UN SOLO EMPACADOR EN AGUJERO ENTUBADO	17
I.6 PROCEDIMIENTO PARA UNA PRUEBA DE FORMACION EN AGUJERO DESCUBIERTO	20
CAPITULO II	24
EQUIPO ESPECIAL EMPLEADO	24
II.1 INTRODUCCION	24
II.2 APAREJO DE PRUEBA PARA EQUIPO DST	25
II.3 REGISTRADORES DE PRESION	27
A).- MECANICOS	29
- DE LINEA DE ACERO	29
- LA AMERADA RPG-3	30
B).- ELECTRONICOS	33
- CON INSTALACIONES SUPERFICIALES PERMANENTES	33

- RECUPERABLES EN LA SUPERFICIE	35
- TIPO SSDP	36
II.4 VALVULAS	37
- DE REFERENCIA (MRT)	37
- DE PRUEBA (PCT)	39
- DE CIRCULACION (MIRV)	41
- DE CONTROL (SHORT)	44
CAPITULO III	46
PRUEBAS EFECTUADAS EN EL POZO IXTAL 101	46
III.1 INTRODUCCION	46
III.2 POZO IXTAL 101	48
III.3 PRIMERA PRUEBA EN AGUJERO DESCUBIERTO	50
- SECUENCIA DE EVENTOS	52
III.4 SEGUNDA PRUEBA EN AGUJERO DESCUBIERTO	59
- SECUENCIA DE EVENTOS	61
III.5 TERCERA PRUEBA EN AGUJERO ENTUBADO	67
- SECUENCIA DE EVENTOS	69
CAPITULO IV	74
ANALISIS DE LA INFORMACION OBTENIDA	74
IV.1 ANALISIS DE LA PRIMERA PRUEBA	74
IV.2 ANALISIS DE LA SEGUNDA PRUEBA	82
IV.3 ANALISIS DE LA TERCERA PRUEBA	93
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFIA	102

I N T R O D U C C I O N

La creciente necesidad de energía, da origen a que se intensifique tanto la exploración como la explotación de los hidrocarburos de manera óptima tanto económica como técnicamente. Esta tarea no es nada fácil, dada la incertidumbre que existe sobre el comportamiento futuro de los yacimientos. Este es uno de los problemas que afronta el Ingeniero Petrolero en el desempeño de sus labores como profesionalista.

Para conseguir mejores resultados, es conveniente obtener la máxima información del subsuelo desde el inicio de la perforación hasta la terminación del pozo. Es por ésto que se debe, en base a ciertas pruebas, determinar los fluidos existentes así como las características de la formación que componen al yacimiento.

A partir del comportamiento real observado en un yacimiento, puede determinarse el mecanismo de explotación de los fluidos, con base en los cuales, puede efectuarse la predicción del comportamiento bajo condiciones similares de explotación.

Existen diferentes formas para poder conocer y evaluar los parámetros de un yacimiento. Una manera eficaz y "económica" es una prueba directa con el pozo en agujero descubierto, la cual se conoce como Prueba de Formación, ésta permite evaluar a tiempo si el yacimiento es o no económicamente productivo, evitando mayores gastos posteriores.

Con éste tipo de pruebas se puede obtener información del yacimiento como: Tipo de fluidos, permeabilidad, presión estática, presión de fondo fluyendo, transmisibilidad, gasto de producción, capacidad de flujo, relación de daño, potencial teórico con el daño removido y el radio aproximado de investigación.

Los resultados de la prueba se grafican y éstas son interpretadas por especialistas, los datos se comparan con los resultados obtenidos por otros métodos con el fin de obtener un valor mucho mas confiable de los parámetros del yacimiento. La prueba de formación es muy segura, ya que lleva válvulas que se abren y cierran por presión controlada en la superficie. Al estar realizando ésta prueba se debe tener precaución al operar las válvulas.

Existen diferentes herramientas que evalúan la presión del yacimiento, tal es el caso de la herramienta RFT conocida también como multiprobador de formaciones. Esta herramienta tiene la ventaja de almacenar en una cámara fluido de la formación a la presión y temperatura de fondo y a diferencia de la prueba convencional, permite evaluar con mayor precisión la presión real, y con la información obtenida se puede evaluar la permeabilidad de la formación y la presión real.

El multiprobador además de ofrecer una gran seguridad, puede realizar varias tomas de presión a diferentes profundidades. La interpretación a simple vista de las gráficas obtenidas puede ser de mucha utilidad, ya que se puede saber si la prueba está bien realizada o si algo está fallando para poder corregirlo a tiempo.

Un análisis cualitativo de las gráficas dira mucho acerca de como se comporta el yacimiento. Un análisis cuantitativo determina el valor de los parámetros necesarios y por consiguiente se deducira si el yacimiento resultará productivo.

Existe otro tipo de pruebas llamadas " Pruebas de Formación DST ", éstas generalmente se realizan en una zona de potencial indeterminado en un pozo exploratorio y algunas veces en zonas productoras conocidas de pozos de desarrollo, tanto en agujero descubierto como entubado.

A diferencia de las pruebas efectuadas con el RFT; en éste caso se puede medir el potencial del pozo y además se introduce un aparejo de terminación temporal, con lo cual existe mayor ventaja para poder definir con mejor exactitud los parámetros de la formación, resultando éste tipo de prueba más confiable y segura.

Con éste equipo se han efectuado varias pruebas en la Zona Marina, tres de las cuales fueron realizadas en el pozo Ixtal 101 y una en el pozo Merit. 101. Las formaciones probadas fueron Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Medio.

C A P I T U L O I

PRUEBAS DE FORMACION

I.1 INTRODUCCION

La interpretación de los registros geofísicos así como el análisis de núcleos en el laboratorio proporcionan información sobre las características de las diferentes formaciones atravesadas por la barrena durante la perforación y de los fluidos contenidos en ellas, pero no sobre el comportamiento de éstos fluidos. Para obtener esta información es necesario hacer una prueba de formación.

Las pruebas de formación son una terminación temporal del pozo, éstas han progresado de una técnica simple de muestreo de fluidos de la formación, a un sistema efectivo de recolección de datos para la evaluación del yacimiento.

Estas pruebas de formación proporcionan una buena información del yacimiento, como los tipos de fluidos, la permeabilidad, la presión estática, así como la presión de fondo fluyendo, la capacidad de flujo, la transmisibilidad,

el daño, etc.

El realizar una prueba de formación es relativamente fácil, pero se deben conocer las herramientas a utilizar, así como saber interpretar los resultados de la misma, tanto cualitativamente como cuantitativamente.

Una prueba de formación detecta la potencialidad del yacimiento y en muchos casos anomalías en la permeabilidad (reducciones o barreras en la permeabilidad) mediante comprobación matemática cuando la prueba se efectúa satisfactoriamente.

Enseguida se describen las pruebas con equipo " DST ".
El equipo " DST " se describe en un capítulo posterior.

I.2 PRUEBAS CON EQUIPO DST

Las pruebas de formación con equipo "DST" generalmente se realizan en una zona de potencial indeterminado de un pozo exploratorio y algunas veces en zonas productoras conocidas de pozos de desarrollo, ya sea en agujero abierto o entubado. El costo es relativamente alto para éste tipo de pruebas, ya que ésta se realiza como un apoyo en la determinación del potencial del yacimiento sin terminar completamente el pozo, lo cual proporciona un ahorro considerable.

Este tipo de prueba se considera una terminación temporal del intervalo a probar; la sarta de perforación servirá para conducir los fluidos a la superficie. Si ésta prueba de formación se efectúa correctamente, proporcionará una muestra del tipo de fluido presente en el yacimiento y dará una indicación de los gastos de producción, la medición de la presión estática y la de fondo fluyendo, así como una prueba transitoria de presión de corta duración.

La prueba de formación ayuda a determinar la posibilidad de producción comercial en base a los tipos de fluidos recuperados, así como los gastos observados.

Esta prueba proporciona una evaluación de la formación más precisa que la de cualquier otro método conocido, exceptuando la producción real del pozo. Las pruebas de formación pueden usarse para detectar yacimientos de pequeño volumen y para determinar la posibilidad de estimular el pozo para mejorar sus condiciones de producción. Una buena corrida e interpretación de la prueba, proporciona más información y menos inversión que ninguna otra herramienta de evaluación.

Estas pruebas también se utilizan en agujero descubierto abajo de la tubería de revestimiento de explotación para ayudar a determinar el contacto agua-aceite y establecer la relación gas-aceite. Las presiones obtenidas de la prueba, se podrán emplear para seleccionar el equipo adecuado de terminación. La relación de daño es muy útil en los tratamientos de estimulación del pozo.

El procedimiento consiste en reducir la presión hidrostática que soporta la formación para permitir el flujo de fluidos hacia el pozo. Existe una herramienta especial del "DST" que se agrega a la sarta de perforación y se baja a la zona a probar, con la válvula probadora cerrada para prevenir la entrada de fluidos del pozo a la tubería de perforación.

Al expandirse el empacador proporciona un sello arriba de la zona que se va a probar, esto hace que la válvula probadora se abra, entonces el empacador soporta la presión hidrostática del fluido del pozo. La formación abajo del empacador es relevada de esta presión y se expone a la presión atmosférica a través de la válvula probadora abierta en la tubería vacía de perforación. Por lo tanto está en condiciones de producir a un gasto determinado.

Después de un periodo específico de tiempo, el pozo se cierra para medir el incremento de presión y al terminar la prueba la válvula probadora se cierra y la presión se estabiliza quitándose el empacador. El fluido recuperado de la formación durante la prueba "DST" debe removerse de la tubería de perforación por circulación inversa antes de sacar la tubería del agujero.

1.3 PRUEBAS DE FORMACION CON UN SOLO EMPACADOR EN AGUJERO DESCUBIERTO.

El empacador está constituido por hule de 20 a 30 pulgadas de longitud, montado en un mandril de acero, el hule está vulcanizado sobre dos cabezas de acero las cuales pueden moverse entre ellas según la operación a efectuar. La expansión del elemento de empaque requiere únicamente colocar una parte del peso de la tubería de perforación sobre la cabeza superior, mientras que la cabeza de la base se encuentra en una posición fija. Esto causa que el hule se comprima y ejerza presión contra la pared del pozo, el empacador es soportado por el ancla.

Un tirón hacia arriba suelta directamente el empacador al liberarlo del peso aplicado y abriendo el desviador de flujo para igualar la diferencia de presión a través del empacador. El tubo cola (tail pipe) que está abajo del empacador tiene como función principal el colocar al empacador a la distancia que se desee del fondo y así soportar las cargas mecánicas e hidrostáticas que se apliquen al empacador.

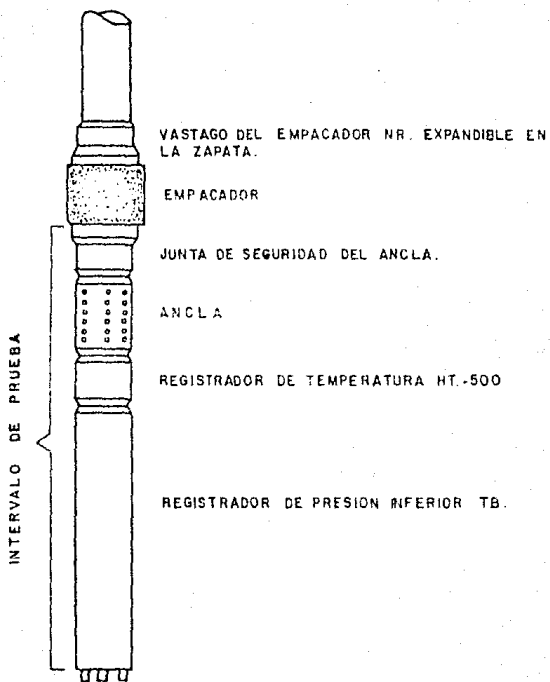
El tubo cola o ancla es de pared gruesa, de acero de alta resistencia equipada con una junta de caja y piñón, posee un niple ranurado con perforaciones de 1/8 ó 3/16 de pg., las cuales actúan como un cedazo que previene la entrada de sólidos del exterior que podrían obstruir el paso del fluido a través del equipo de prueba.

La zapata del ancla se agrega a la parte final de la tubería, es resistente a la presión de fondo y soporta toda la carga del ancla. El extremo final de la zapata está cerrada para permitir que la carga se distribuya sobre una mayor área en el fondo del agujero. Su objetivo es penetrar los detritos asentados en el fondo para hacer contacto en una base firme.

El registrador de temperatura HT-500 ha hecho posible obtener un registro continuo y preciso de las temperaturas de fondo durante la prueba de formación. Durante ésta prueba el instrumento se corre abajo del empacador, tan cercano al intervalo a probar como sea posible con la finalidad de obtener la máxima precisión en el registro para poder correlacionarlo con los resultados de la prueba.

Por ejemplo; el flujo de gas ocasiona que disminuya la temperatura, el flujo de agua salada tiende a incrementarla y el aceite generalmente origina variaciones minimas en la temperatura. La gráfica del registrador de temperatura HT-500 puede leerse sin instrumentos inmediatamente después de terminada la prueba.

En la Figura I.3.1 se muestra la herramienta utilizada.



PRUEBA CON UN SOLO EMPACADOR EN AGUJERO
DESCUBIERTO.

FIG. I. 3. 1.

1.4 PRUEBAS DE FORMACION CON DOS EMPACADORES EN ABUJERO DESCUBIERTO.

Esta prueba es una modificación de la anterior, ya que permite analizar un intervalo en particular. Aislado el intervalo entre los dos empacadores se puede probar sin la influencia de las zonas adyacentes.

Cuando la zona de interés está muy arriba del fondo se utiliza un ancla de pared, (la cual contiene cuñas de trabajo pesado que se sujetan fuertemente a la formación) para soportar el peso del conjunto de empacadores.

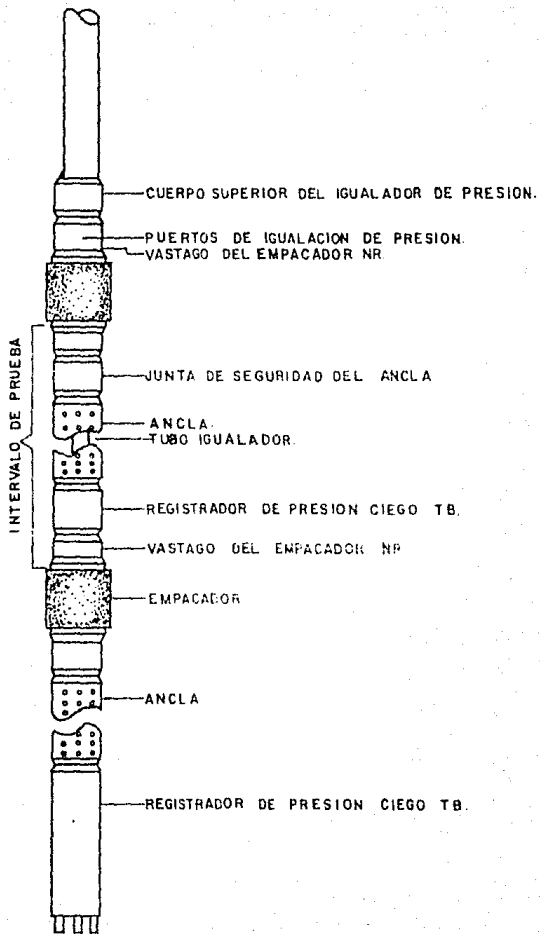
Generalmente se coloca un igualador de presión entre la junta de seguridad y el empacador superior para que al colocar los empacadores, se igualen las presiones tanto arriba como abajo de los mismos. Junto al igualador está un tubo de diámetro pequeño que conecta el espacio anular arriba del empacador superior y el área abajo del empacador inferior. Este tubo igualador tiene tres funciones principales que son:

- Desviar parte de los fluidos alrededor de los

- empacadores al correr las herramientas en el agujero.
- Iguala la presión hidrostática a través de los dos empacadores.
 - Proporciona una señal en la superficie indicando que el empacador de fondo ha sellado.

El tubo igualador está sellado justamente arriba del registrador de presión inferior con un vástago especial, el lodo que está dentro del tubo es desviado fuera del registrador de presión. El flujo de la formación entra a la sarta de prueba a través de las perforaciones del ancla situada entre los empacadores, el cual asciende por el espacio anular entre el interior de las herramientas y el exterior del tubo igualador.

En la Figura I.4.1. se observa la herramienta utilizada.



PRUEBA CON DOS EMPACADORES EN AGUJERO DESCUBIERTO

FIG. I. 4. 1.

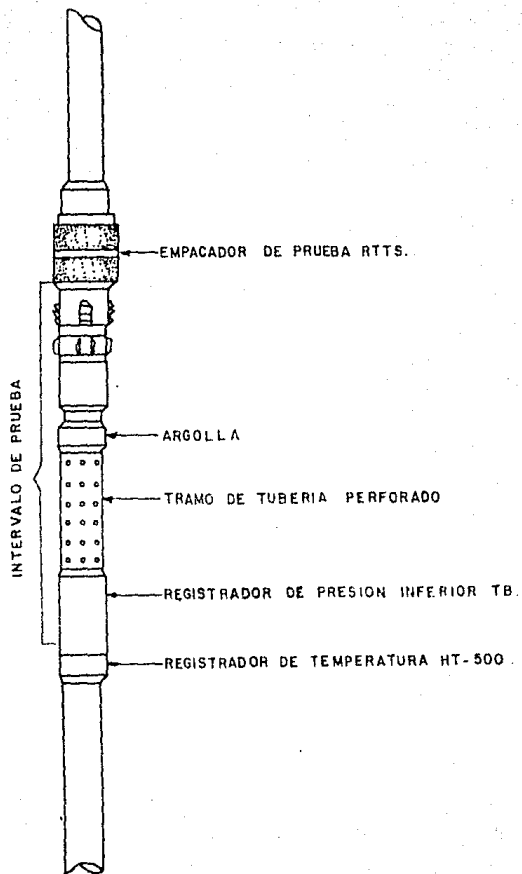
I.5 PRUEBAS CON UN SOLO EMPACADOR EN AGUJERO ENTUBADO

Para estas pruebas se utilizan casi las mismas herramientas que una prueba en agujero descubierto. La Figura I.5.1. muestra una sarta convencional de herramientas para agujero entubado accionada por rotación de la tubería de perforación.

Se utiliza un empacador recuperable que aísla la zona de la formación por probar. Cuando el empacador alcanza la profundidad deseada se levanta la tubería de perforación y se gira 1/4 de vuelta a una ranura en forma de "J", la cuña se mueve descendientemente al mover hacia abajo la tubería de perforación forzando a las cuñas a hacer contacto con la tubería de revestimiento, éstas cuñas soportan la carga necesaria para expandir los hules del empacador.

Para soltar el empacador se requiere levantar primero la tubería abriendo el desviador para igualar la presión, se sigue el movimiento ascendente para quitar el peso y hacer que los elementos de empaque se suelten, las cuñas se retraen y la cuña en forma de "J" se cierra automáticamente quedando en posición de desanclar.

En algunas áreas se emplea un tramo de tubería perforada en lugar del ancla, la diferencia entre el tramo de tubería y el ancla es el espesor de pared, ya que el tramo de tubería no podrá tolerar la carga compresiva que soporta el ancla sino que ésta es de pared delgada y puede tener más perforaciones por lo tanto requiere de una longitud menor para un tránsito de flujo igual.



PRUEBA CON UN SOLO EMPACADOR EN AGUJERO ENTUBADO

FIG. I. 5. 1

1.6 PROCEDIMIENTO PARA UNA PRUEBA DE FORMACION EN AGUJERO DESCUBIERTO.

El procedimiento a seguir en las pruebas de formación es instalar la herramienta de prueba en la sarta de la tubería de perforación y bajarla al fondo del pozo, (el empacador va cerrado) la válvula de presión de cierre se abre y la válvula de prueba se mantiene cerrada, al mismo tiempo los puertos de desvío se abren con la finalidad de que el fluido de perforación pase por el exterior de la herramienta, así como a través del empacador como se ilustra en la Figura I.6.a.

Los dos registradores de la herramienta están comunicados con la columna de lodo y deben registrar la presión hidrostática conforme se baja la herramienta del pozo ver Figura I.6.b. Al llegar al fondo el ancla se asienta sobre el mismo o bien sobre tapones de cemento previamente colocados; después de los preparativos necesarios que se han efectuado en la superficie y después que se alcanza el fondo, el empacador es fijado (por compresión y expansión) aislando a la formación de la columna de lodo. La carga de compresión es suministrada por una carga muerta, la cual es

transferida por el ancla de la tubería abajo del empacador.

Una vez colocado el empacador se cierran los puertos de desvío y se abre la válvula probadora, la sección aislada es expuesta a la presión interior de la tubería que es muy baja o cercana al vacío, pudiendo así entrar los fluidos de la formación a la tubería como se observa en la Figura 1.6.c. donde ambos registradores deben mostrar la misma respuesta de presión.

Después de cierto tiempo la válvula se cierra y se registra un incremento de presión abajo de la válvula dado que los fluidos manifiestan un excedente de presión de la formación, como se observa en la Figura 1.6.d. Una vez más la válvula se abre para repetir el periodo de flujo así como el incremento para obtener datos adicionales y poder hacer comparaciones.

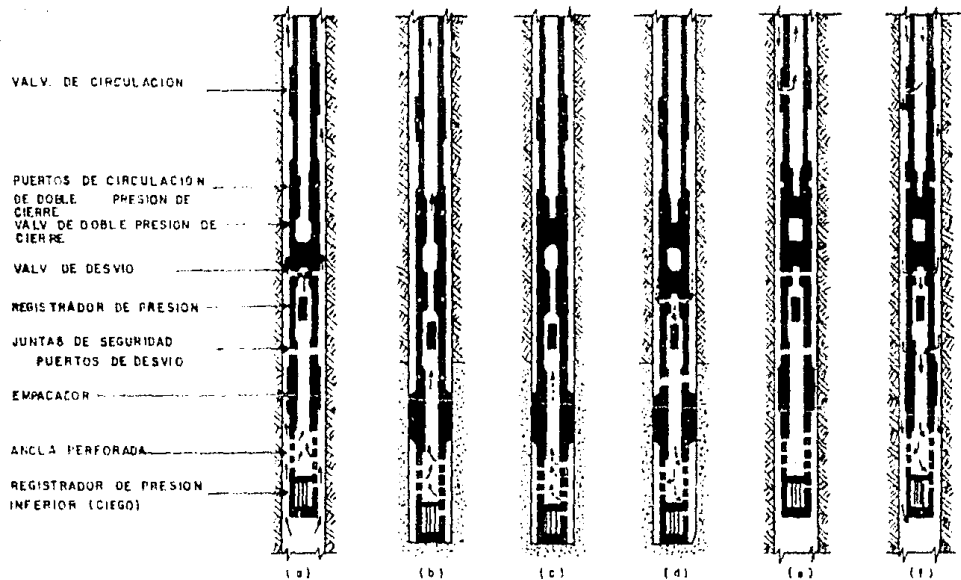
Al registrarse el último incremento se cierra la válvula probadora atrapando una muestra de fluido a la presión prevaletiente en el fondo; posteriormente se abren los puertos de desvío y la presión se iguala a través del empacador, ver Figura 1.6.e. Al soltar el empacador, se abre:

los puertos para circular en inversa y así desplazar los fluidos producidos a través del interior de la tubería de perforación, la medición del fluido producido se realiza durante la prueba y al controlar el pozo, el resto del fluido podrá almacenarse o quemarse, ver Figura 1.6.f.

Después de controlado el pozo se procede a sacar la tubería y el fluido de perforación. Las condiciones del pozo dictaminarán el tiempo que la herramienta puede permanecer en el pozo, ya que una consideración importante es terminar de sacar las herramientas al término del tiempo establecido.

La experiencia en el área, es la mejor manera para determinar el tiempo permisible total de la prueba cuando el tiempo es corto.

Uno de los problemas más comunes en los tres tipos básicos de pruebas se presenta al asentar los empacadores, debido a los fluidos atrapados entre los registradores de presión, pero también puede deberse a las fracturas creadas en la formación por la presión excesiva.



- (a) - DESCENSO DE LA HERRAMIENTA
 (b) - PERIODO DE FLUJO DE LA FORMACION
 (c) - REGISTRO DEL INCREMENTO DE PRESION
 (d) - IGUALACION DE PRESION
 (e) - CIRCULACION INVERSA
 (f) - ASCENSO DE LA HERRAMIENTA

FIG. I. 6. DIAGRAMA DE TRANSITO DEL FLUIDO EN UNA PRUEBA DE FORMACION EN AGUJERO DESCUBIERTO.

C A P I T U L O I I

EQUIPO ESPECIAL EMPLEADO

II.1 INTRODUCCION.

El equipo especial empleado se conoce como " DST " (drill-stem-test). Es un probador de formación, el cual es utilizado en zonas de potencial indeterminado en pozos exploratorios y algunas veces en zonas productoras conocidas en pozos de desarrollo, tanto en agujero descubierto como en agujero entubado.

Con éste equipo se puede medir el potencial del pozo introduciendo un aparejo de terminación temporal con lo cual existe una mayor ventaja para poder definir con mejor exactitud los parámetros de la formación, lo que implica que éste tipo de prueba sea mas confiable y segura.

El equipo cuenta con herramienta electrónica de alta precisión lo que permite diagnosticar la condición del pozo y hacer una estimación de las características de los fluidos de la formación.

II.2 APAREJO DE PRUEBA PARA EQUIPO DST

Existen diferentes tipos de aparejos para las pruebas de formación, en la Figura II.2 se muestra una sarta normal del "DST" en la cual se observan las partes más importantes de que se compone la misma.

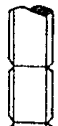
La selección de la sarta dependerá de algunos factores que deben considerarse para la optimización de la misma y que son: El tipo de fluido a utilizar, el tipo de formación, las presiones que se pueden manejar, el intervalo a probar así como la compañía que efectuará la prueba.

En cada prueba que se efectuó se describe el tipo de sarta utilizada para cada una de ellas así como la secuencia observada en la misma. Se describen sus partes y su funcionamiento. Los datos obtenidos de ellas se discuten en un capítulo posterior.

La selección adecuada del tipo de aparejo repercutirá en tiempo, ahorro e inversión económica y una mejor utilización de los equipos.



CAEEZA DE PRUEBA 15K SOBRE MESA
ROTARIA



TP 3 1/2" IF

VALVULA I'Z-TREE 10K

TUBO PULIDO (S.J.)

COLGADOR (FLUTED H)

COMBINACION

TUBERIA 3 1/2" VAM

COMBINACION

TUBERIA 3 1/2" HDC-CB.

COMBINACION

VALV. DE CIRC. SHORT

TUBERIA 3 1/2" IF

VALVULA MUST

JUNTA TEL. 1/2 ABIERTA

JUNTA TEL CERRADA

COMBINACION

21 DRILL COLLARS

DRILL COLLAR 4 3/4"

COMBINACION

VALV. CIRC. MIRV.

COMBINACION

DRILL COLLAR 4 3/4"

COMBINACION

VALVULA PCT

HRT

COMBINACION

2 REG. MEC. J 200

COMBINACION

DRILL COLLAR 4 3/4"

COMBINACION

MARTILLO HIDRAULICO

JUNTA DE SEGURIDAD.

COMBINACION

EMP. POSITRIEVE 7"



TUBO DE COLA 2 7/8" CON REG. ELECTRONICO

APAREJO TIPICO
D S T.

FIG. II. 2

11.3 REGISTRADORES DE PRESION

Para obtener los mejores resultados las presiones se deben medir cerca de la formación, ya que la exactitud de los datos de presión es una parte importante en las pruebas de formación.

Existen diferentes tipos de registradores, tanto de superficie como de fondo, y se dividen en :

- A).- Mecánicos.
- B).- Electrónicos.

Para seleccionar el registrador a utilizar se debe considerar para su operación las pruebas de presión a efectuarse. Para seleccionar el rango de presión se debe prever que la presión máxima observada esté entre el 60 y 80 % del límite superior del medidor.* Es necesario seleccionar el medidor de presión adecuado a la condición de operación para que la exactitud de la información sea confiable.

* Pressure Buildup And Flow Test in Wells. Halliburton.

Por lo general todos los medidores de presión requieren una revisión periódica de calibración para su mejor funcionamiento; cuando se mide la presión en ambientes con altas temperaturas, es necesario calibrar el medidor a la temperatura de interés.

A).- MECANICOS

De entre los registradores mecánicos existen los de cable de línea, los cuales se describen a continuación:

- DE LINEA DE ACERO: El medidor de línea de acero es el más utilizado en la industria petrolera, éste se introduce al fondo del pozo por medio de un cable, y consta de tres componentes básicos:

- 1.- Un instrumento sensible a la presión (tubo Bourdon).
- 2.- Una carta de presión contra tiempo (gráfica).
- 3.- Un reloj, el cual está diseñado para funcionar en un intervalo específico de tiempo.

Si los datos se diseñan para un tiempo mayor, el medidor se retira del pozo preparándolo para otro periodo de registro y poder regresarlo del pozo.

Dentro de los registradores de presión mecánicos con línea de acero se tienen:

- LA AMERADA RPG-3: Este medidor es probablemente el más utilizado con línea de acero y consta de:

1.- Un reloj; el cual está colocado en la parte superior del instrumento y conectado a la sección registradora, la cual contiene una carta metálica hecha de latón y cubierta por una pintura especial gris oscura. El reloj está diseñado para mover la carta verticalmente hacia la sección del estilete.

2.- Un estilete; el cual está conectado a una flecha unida por un resorte a la espiral del tubo Bourdon.

3.- Un tubo Bourdon; éste se deforma en respuesta a los cambios de presión, por lo tanto la presión es registrada como una función del tiempo por un estilete de acero, safiro o diamante, el cual traza una línea muy fina en la capa gris oscura de la carta metálica.

4.- Una carta metálica sobre la cual es trazada la línea fina del estilete.

Existen algunos factores que influyen en la exactitud de los medidores de línea de acero y éstos se dividen en dos categorías.

1.- Errores inherentes: estos son debidos a cambios en las características del medidor por el uso constante que se le da.

2.- Errores evitables: éstos pueden ser debido a desequilibrios mecánicos en el medidor, por efecto de la temperatura, presión de choque durante la calibración, cambios en la línea base de presión, y por el empleo de cartas y puntas de estilete en mal estado.

Estos errores se pueden evitar con la revisión frecuente de la calibración del medidor empleando, generalmente, una prueba de peso muerto.

Algunos fabricantes han realizado revisiones de calibración en sus medidores, teniendo un rango bastante amplio dentro de sus especificaciones.

Cuando se corre un medidor de línea de acero, es muy importante seleccionar el reloj así como el rango de presión a utilizar durante la prueba, es recomendable que el reloj a emplear sea corrido una sola vez. Se espera que los tiempos en que el medidor va a ser corrido dentro y fuera del agujero proporcionen eventos definidos en la carta de presión, por lo que se recomienda que éstos tiempos sean utilizados para calibrar la escala de tiempo (lo que dará horas por pulgada basadas en la distancia entre eventos definidos y el lapso de tiempo transcurrido), para verificar así que el reloj está corriendo con una constante conocida y que éste no se detenga durante la prueba.

Si queremos comprobar que el reloj está funcionando bien durante la prueba, registraremos en la carta pequeños eventos de presión a tiempos conocidos levantando el medidor a varios pies y después bajándolo al reverso de su posición original; las horas por pulgada observadas entre cada evento deberán ser las mismas.

B).- ELECTRONICOS

De entre los registradores electrónicos se puede mencionar los registradores con instalaciones superficiales permanentes y los registradores recuperables en superficie, de los cuales se hace una breve descripción.

- REGISTRADORES CON INSTALACIONES SUPERFICIALES PERMANENTES: Estos medidores se bajan generalmente con la sarta de la tubería de producción (I.P.) y se utilizan especialmente para pruebas de presión en pozos con bombeo mecánico, además incluyen medios para medir presiones en el fondo del pozo y vías para transmitir las mediciones a la superficie registrándose éstas en función del tiempo, se utilizan para proporcionar datos de presión continuos u ocasionales.

La mayoría de los medidores se emplean con cable para transmitir la señal desde el sensor hasta el registrador en la superficie, por lo general el cable se encuentra sujeto del exterior de la tubería de producción, la cual se baja para prevenir daños al

cable y a la unión cable-instrumento.

Para proteger la línea cuando ésta pasa por los coples de la tubería de producción, se utilizan protectores de acero evitando que el cable se dañe por el movimiento de la misma.

Los problemas de operación con las herramientas de registros con instalaciones superficiales permanentes son que muchas de éstas herramientas requieren potencia eléctrica adicional (baterías) por lo que se recomienda que el voltaje y la frecuencia queden dentro de las especificaciones del fabricante.

- REGISTRADORES RECUPERABLES EN LA SUPERFICIE: La mayoría de las herramientas son similares en su operación a las instalaciones superficiales permanentes, exceptuando que éstas son corridas con un cable de línea reforzado y algunos utilizan el tubo Bourdon para medir la presión.

Algunas compañías fabrican un medidor que emplea un cristal de cuarzo como instrumento sensible a la presión. El cristal de cuarzo cambia la frecuencia de sus vibraciones con los cambios de presión; dichas frecuencias son comparadas con las de un cristal de referencia y la señal de frecuencia es transmitida a un equipo monitor en la superficie. La frecuencia es convertida a presión a la temperatura apropiada con las ecuaciones de calibración proporcionadas por el fabricante.

- REGISTRADORES ELECTRONICOS TIPO SSDP

CARACTERISTICA

SENSOR TIPO
STRAIN GAUGE
RESISTENCIA

PREISION

Rango	10,000 psi.
Precisión	+/- 5 psi.
Resolución	0.02 psi.

TEMPERATURA

Rango	150 °C - 300 °F
Precisión	+/- 0.5 °C - +/- 1 °F
Resolución	+/- 0.06 °C - +/- 0.12 °F

Puntos máximos de
medición con
extensión de memoria.

5,000 (P + T)
10,000 (P + T)

Diámetro

1 11/ 16 "

Intervalo de tiempo de
muestreo programable

De 1 seg. a 10 min.

Retardo programable de
comienzo de medición

De 1 min. a 63 hrs.

II.4 VALVULAS

Aquí se describen las válvulas que se utilizan en las pruebas con equipo " DST ". Para su operación se aplica presión por el espacio anular o por el interior de la tubería de producción para poder abrir y/o cerrar dichas válvulas.

- VALVULA DE REFERENCIA (HRT):

Esta es una de las válvulas que durante la introducción del aparejo permanece abierta. Figura II.4.a por lo que permite que exista comunicación del espacio anular al fondo del pozo; la válvula cierra únicamente con peso al cargar sobre el empacador. Una de las funciones de esta válvula, es que en el interior de la herramienta quede registrada la presión hidrostática la cual servirá para programar la presión de apertura de la válvula de prueba.

Existen diferentes tipos y modelos de válvulas según la compañía que los fabrique y de acuerdo a las necesidades de los compradores.

VALVULA DE REFERENCIA

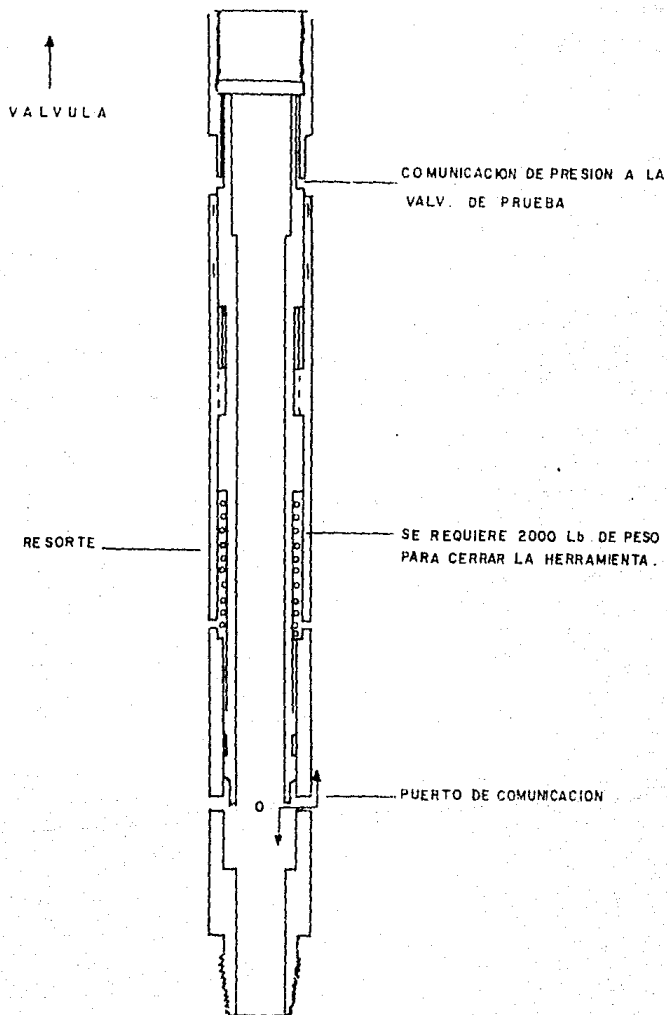


FIG. II. 4. a.

- VALVULA DE PRUEBA (PCT):

Durante la introducción del aparejo ésta válvula se encuentra cerrada. Para abrirla es necesario aplicar presión por el espacio anular y para cerrarla basta eliminar la presión ver Figura II.4.b.

Esta válvula se abre y se cierra repetidas veces dependiendo de los periodos de flujo a repetir así como los incrementos de presión para obtener datos adicionales y poder hacer comparaciones.

Al registrarse el último incremento se cierra la válvula probadora atrapando una muestra de fluido a la presión prevaeciente en el fondo.

Como se ve su funcionamiento es sencillo y la válvula muy confiable.

VALVULA DE PRUEBA

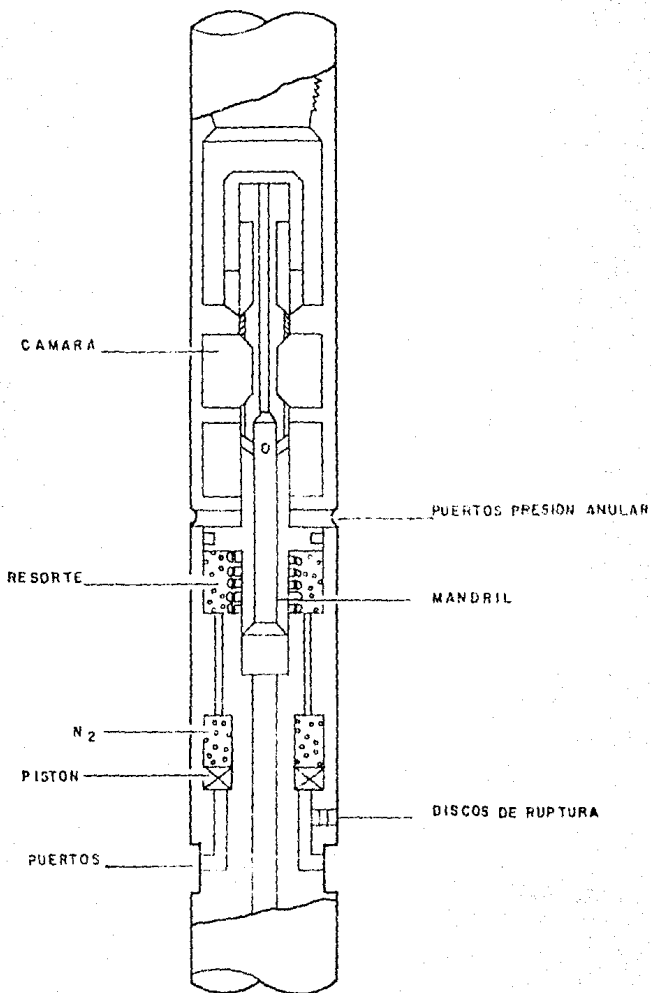


FIG. II. 4 . b

VALVULA DE CIRCULACION (M I R V)

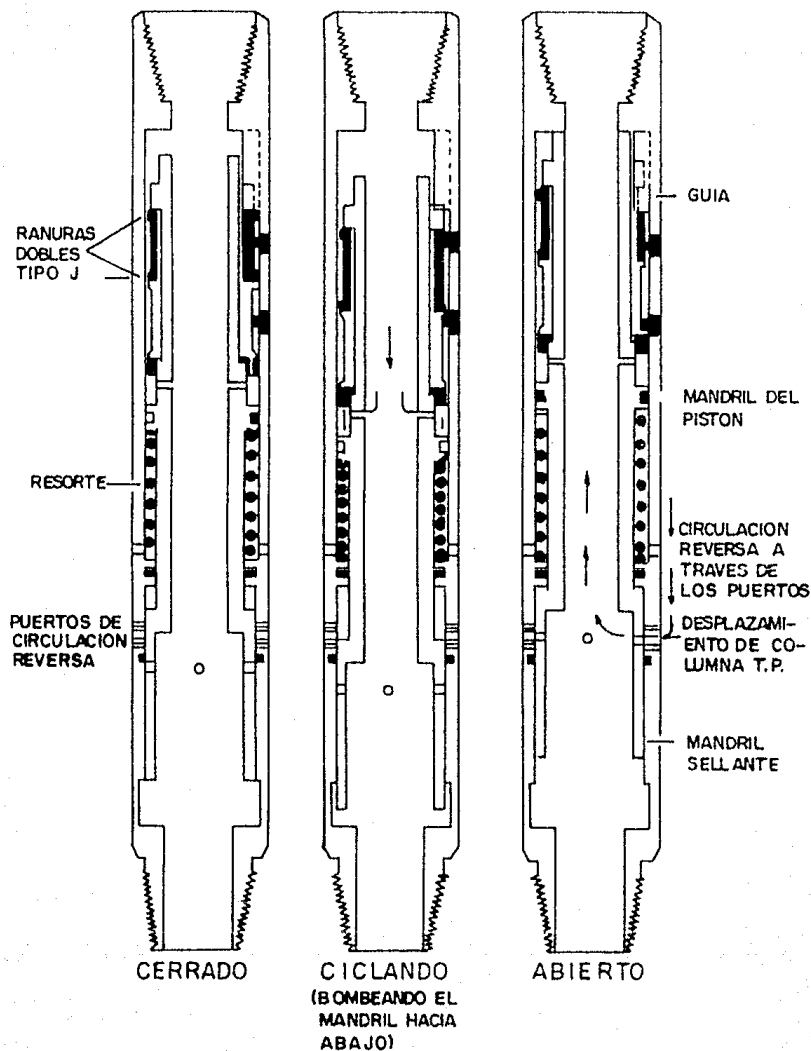
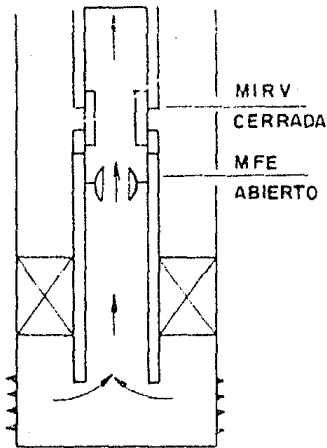
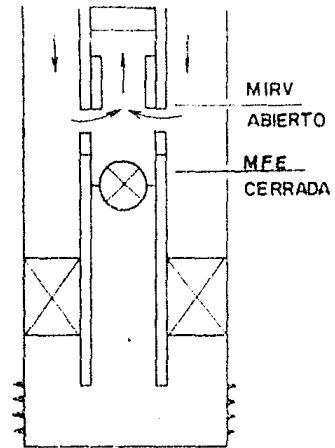


FIGURA II.4.c

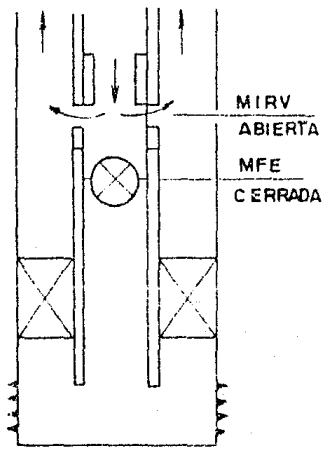
OPERACIONES CON MIRV



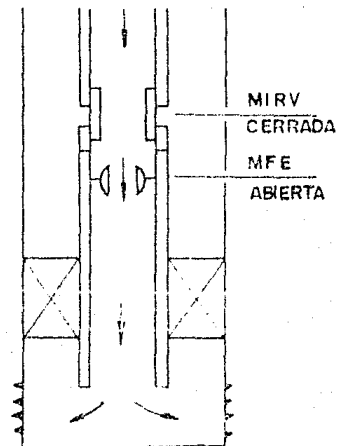
1.- FLUYENDO



2.- CIRCULACION REVERSA



3.- CIRCULACION DIRECTA



4.- INYECTANDO

- VALVULA DE CONTROL (SHORT):

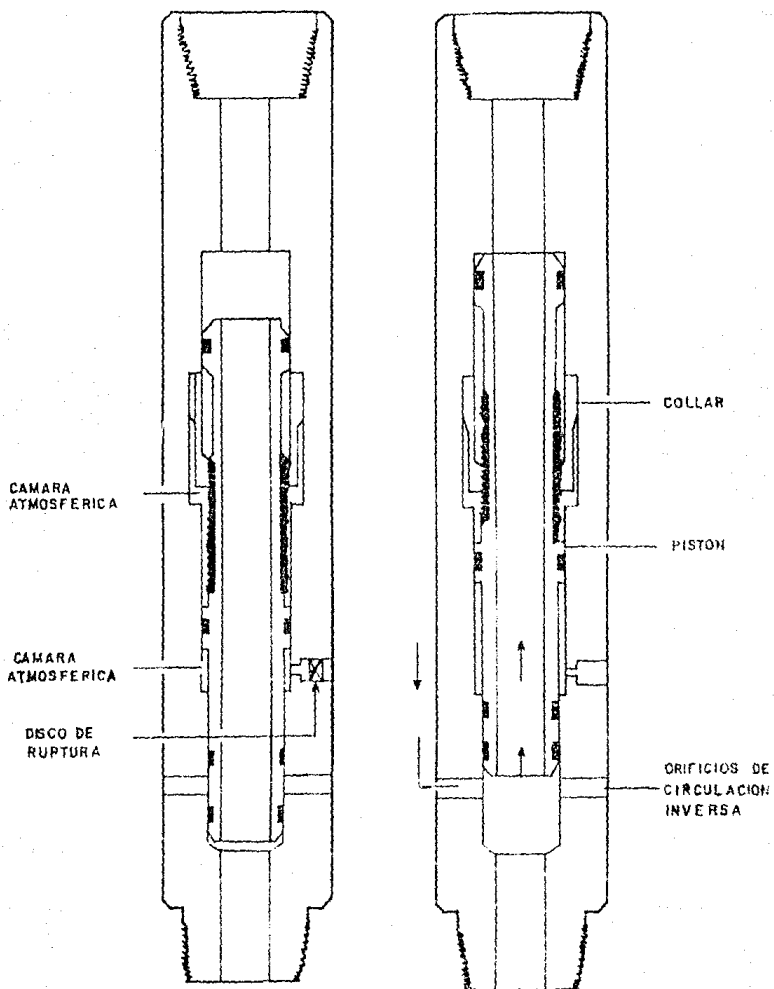
Es una válvula de seguridad que se usa para las operaciones del control final del pozo, es decir, cuando la prueba de producción se de por terminada. En la Figura II.4.e. se observa la válvula de control también llamada válvula "short". Debe aclararse que ésta válvula solo se usa en el último de los casos.

Para operar ésta válvula, es decir, para abrirla es necesario aplicar presión por el espacio anular hasta romper el disco permitiendo la circulación del espacio anular al interior de la tubería de producción.

La presión que se aplica por el espacio anular para su apertura es definida previamente a la prueba. Su funcionamiento es muy sencillo y se tienen muy buenos resultados en su operación.

Es importante mencionar que una vez abierta ésta válvula no podrá ser cerrada nuevamente.

VALVULA DE CIRCULACION REVERSA TIPO SHORT.



- ABIERTO CON PRESION EN ESPACIO ANULAR
- PRESION DE ABERTURA MODULABLE (DISCOS DE RUPTURA)
- PRESION DIFERENCIAL MAXIMA = 15 000 PSI
- RESISTENTE A H₂S Y ACIDO.

FIG. II. 4. 4

C A P I T U L O I I I

PRUEBAS EFECTUADAS EN EL POZO IXTAL 101

III.1 INTRODUCCION

Tradicionalmente las pruebas de formación de los pozos exploratorios de la Zona Marina se efectuaban con aparejos de producción definitivos, es decir, con empacador permanente, válvula de tormenta, tuberías de producción y medio árbol de válvulas.

A partir de 1988 se autorizó efectuar las pruebas de formación con equipo "DST", lo que significó una reducción substancial en el tiempo invertido ya que normalmente para la prueba de un intervalo se programan 35 días y en la mayoría de las pruebas se sobrepasa lo programado, lo que implica cuantiosas erogaciones, en tanto que con la prueba "DST" la definición del intervalo probado se efectuó en 9 días promedio.

Dentro de las pruebas de formación efectuadas en el pozo Ixtal 101, la primera fue en agujero descubierto tipo

DST y las dos últimas en agujero entubado con el tipo DST/TCP disparando con pistolas TCP de 3 3/8" de alta densidad y fase 60. Este tipo de pistolas garantizan una máxima penetración y limpieza de los disparos al permitir al "DST" una presión diferencial controlada y a favor del yacimiento.

Dichas pruebas fueron tomadas en las formaciones del Jurásico Superior Kimmeridgiano en el intervalo más profundo y en el Cretácico Medio. Estas pruebas resultaron exitosas desde el punto de vista operativo, sin embargo, los intervalos probados resultaron invadidos de agua con trazas de aceite y gas.

Los análisis de presión efectuados indicaron que en ésta zona los yacimientos son de baja capacidad de flujo y la presencia de daño en dicha formación fue variable de acuerdo con el intervalo probado.

III.2 POZO IXTAL 101

El pozo exploratorio IXTAL 101 fue perforado por la plataforma semisumergible "MURALLA" con el equipo 9180 en el Distrito Ciudad del Carmen Campeche, hasta una profundidad de 4648 mts. dejando el agujero descubierto con barrera de 4.125 " desde 4,577 mts.

Se efectuó un estudio geofísico así como un estudio geotécnico de la localización en las coordenadas $X = 563\ 900$ y $Y = 2\ 145\ 850$; la localización propuesta está afectada por una zona de arenas saturadas de gas, que se encuentran a una profundidad de 454 mts. bajo el fondo del mar y con un espesor no mayor a 15 mts.

El programa de perforación se elaboró considerando los sedimentos de poca consistencia y la zona de gas que presenta el estudio geofísico. La formación alcanzada fue Jurásico Superior Kimmeridgiano. Se inició su perforación el 1ro. de Marzo de 1988 y se dió por terminado el día 10 de Junio de 1989 quedando como taponado improductivo invadido de agua salada. En la Figura III.2 se observa la localización del pozo.

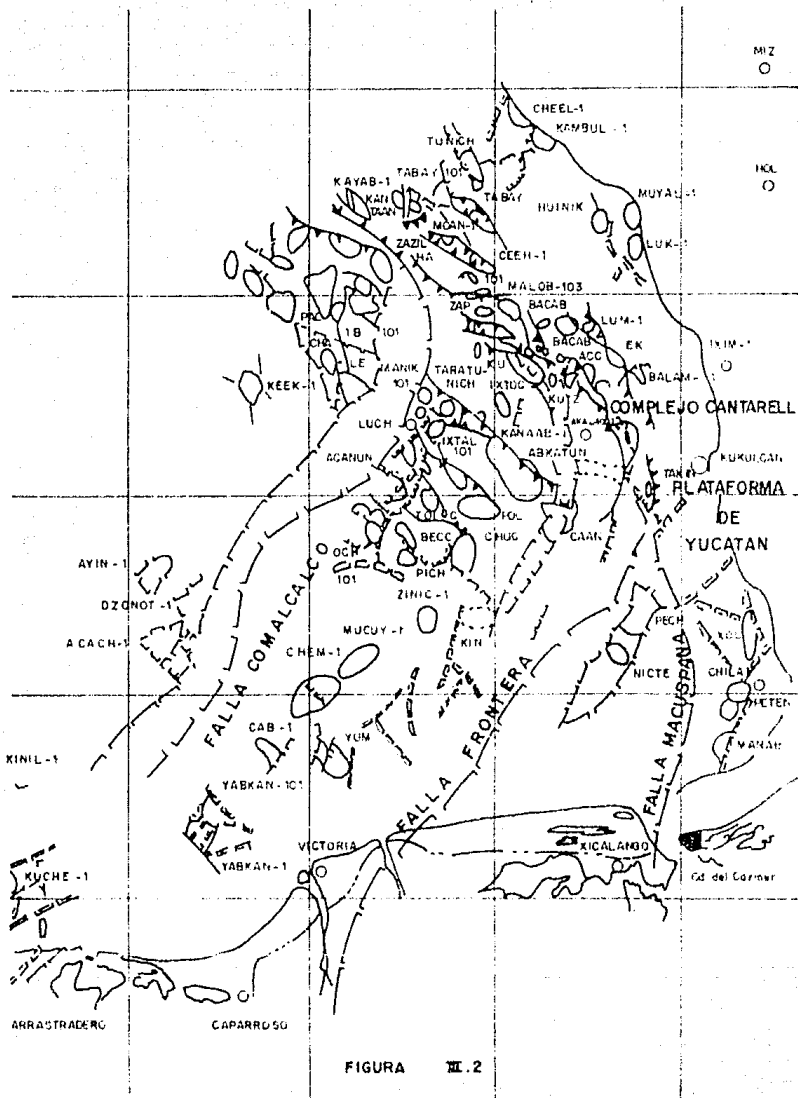


FIGURA III.2

III.3 PRIMERA PRUEBA EN AGUJERO DESCUBIERTO

Esta primera prueba se efectuó en el intervalo más profundo de 4577-4648 mts. en agujero descubierto en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. Los valores de fondo fueron tomados con herramienta electrónica de alta precisión con memoria SSDP colocada a una profundidad de 4,249 mts. El estado mecánico del pozo se observa en la Fig. III.3.

El tren de herramientas empleado se bajó con tubería de producción de 3 1/2 pg, en la tabla siguiente se describe la herramienta utilizada.

HERRAMIENTA UTILIZADA	DIAMETRO (pgs)	PROFUNDIDAD (metros)
EZ-TRE	11.00	115.16
VALVULA SHORT	5.00	3,967.70
VALVULA MUST	----	3,999.46
VALVULA MIRV	5.00	4,210.32
VALVULA PCT	5.00	4,226.41
VALVULA HRT	5.00	4,228.13
REG.J-200 (2)	4.75	4,231.84
MARTILLO HIDRAULICO	4.75	4,244.30
JUNTA DE SEGURIDAD	5.00	4,244.82
EMPACADOR 7 PG.	5.75	4,246.89
REG.ELECTRONICO	2.87	4,255.92

POZO IXTAL 101

ESTADO MECANICO

1a. PRUEBA

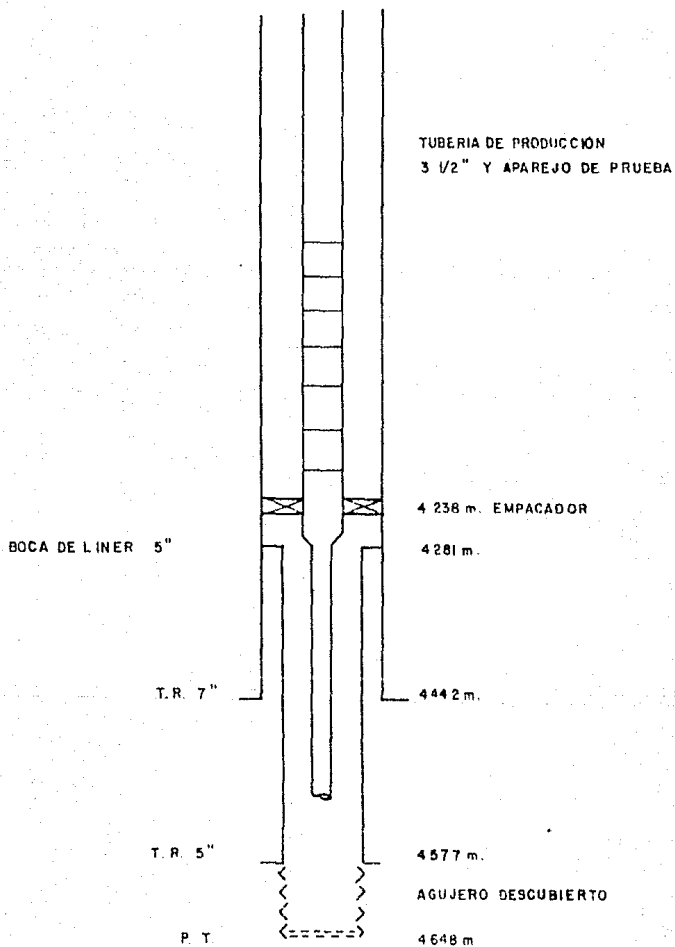


FIG. III. 3.

- 09:40 Se espera para estabilización del nitrógeno en HRT durante media hora, se instalan líneas para árbol de estrangulación.
- 15:00 Se prueba línea a 10,000 psi.
- 15:20 Se prueba la línea hasta el árbol de estrangulación con 10,000 psi OK !.
- 15:40 Se prueba circulación y se ponen 500 psi en la T.P.
- 16:07 Se checan Rams. Se instalan sensores en árbol de estrangulación.
- 16:23 La presión sube a 1,400 psi, 500 psi en TP sin indicio de apertura, sube la presión a 1,500 psi.
- 16:30 Descargó presión del espacio anular a cero, regresó 3/4 de barril, abrió preventor, descargó presión en TP de 500 a 0, desconectó línea de control al cabezal de prueba.
- 18:30 Se reancla el empacador a 4245 mts. con 13.6 ton.
- 19:00 Se instalan líneas de matar y estrangular a la cabeza de prueba.
- 19:30 Se hace la prueba de presión a 10,000 psi.
- 20:18 Se cierran Rams intermedios del BOP de 3 1/2 ".
- 20:55 Se incrementa la presión en el espacio anular.
- 21:15 Descargó TP a 500 psi, no se observó indicación de apertura de la PCT.

21:40 Descargó TP a 0 psi, no se observó indicación de apertura de la PCT.

22:00 Se deja el pozo en observación hasta el día siguiente, cerrando el árbol de estranguladores con presión en el espacio anular de 1,700 psi y en TP de 0 psi.

DIA: 06-ABRIL-89

00:00 Continúa el pozo en observación.

08:42 Se efectúa una prueba de admisión para comprobar la apertura de la PCT. Comienza el bombeo.

PRUEBA DE ADMISION

TIEMPO (hrs.)	PRESION (psi)	GASTO INY. (bls/min)	GASTO ACUM. (bls.)	OBSERVACIONES
8:43	2,000	0.50	1.00	
8:44	3,500	0.50	1.50	
8:45	5,000	0.50	2.00	
8:46	6,500	0.50	2.50	
8:47	6,950	0.50	3.00	
8:48	5,500	0.50	3.50	ADMITE
8:49	5,300	0.75	4.25	LA
8:50	5,300	0.75	5.00	FORMACION
8:51	5,200	0.75	5.75	FRESION
8:52	5,100	0.75	6.50	MAXIMA
8:53	5,200	0.75	7.25	
8:54	5,200	0.75	8.00	
8:55	5,250	0.75	9.25	
8:57	5,250	0.75	10.00	SUSPENDE BOMBEO

- 08:57 Suspense bombeo y concluye la apertura de la PCT. La presión en TP se abate inmediatamente a 5,000 psi.
- 08:58 Se descarga la presión de la TP, se desalojan 10 bis. de agua.
- 09:23 Agua totalmente desalojada.
- 09:30 Se abre pozo franco por 2" al quemador. Pozo fluyendo sin presión, agua dulce y lodo por espacio anular represionado en el rango de 1,600 a 1,900 psi. El pozo queda en observación por todo el día.
- 12:00 Pozo fluyendo sin presión, gasto aproximado 54 lts/min fluido agua con 5,000 ppm de salinidad y trazas de CO2 según muestras.
- 15:30 Continúa fluyendo agua con lodo y trazas de aceite, salinidad 28,500 ppm, gas 20,000 ppm, densidad 1.15.
- 16:30 Continúa fluyendo sin presión (presión en TP entre 0 y 30 psi), fluido agua, lodo y trazas de aceite, gas 260,000 ppm, salinidad 42,000 ppm, densidad 1.03, trazas de CO2 y aceite, viscosidad de 0, 20.
- 18:00 Continúa fluyendo, presión de TP entre 0 y 30 psi, con gasto aproximado de 240 lts/min, gas 150,000 ppm, y de salinidad 60,000 ppm, densidad 1.13, 5 ppm de H2S.
- 19:00 Continúa fluyendo agua con trazas de lodo y trazas de aceite, se detecta presencia de H2S, gasto aproximado

de 240 lts/min, gas 50,000 ppm, densidad 1.13, y con una salinidad de 120,000 ppm, trazas de CO2.

21:00 Pozo continúa fluyendo agua con ligeras manchas de aceite, gas 70,000 ppm, densidad 1.14, salinidad 110,000 ppm, trazas de CO2 y de 5 a 10 ppm. de H2S.

21:13 Cerró pozo en árbol de estranguladores para observar el incremento en superficie.

DIA: 07-ABRIL-89

06:30 Se abre el pozo al quemador fluyendo por cabezadas sin presión de agua, trazas de lodo y aceite por espacio anular represionando a 1,600-1,900 psi.

07:00 Muestra con 125,000 ppm. de salinidad, densidad 1.15, 120,000 ppm. de gas, trazas de H2S y CO2.

08:00 Muestra con 125,000 ppm. de salinidad, densidad 1.14, 120,000 ppm. de gas, trazas de H2S y CO2.

09:00 Muestra con 130,000 ppm. de salinidad, densidad 1.15, 100,000 ppm. de gas y 5 ppm. de H2S y CO2.

10:00 Muestra con 140,000 ppm. de salinidad, densidad 1.16, 75,000 ppm. de gas y 10 ppm. de H2S y trazas de CO2.

12:00 Se descarga la presión del espacio anular, cerrando la PCT.

12:30 Comienza a bombearse agua levantando presión de TP en cabeza hasta 7,000 psi. para ciclar la válvula NIRV. Después de 13 ciclos de presión de 7,000 psi., la válvula abre. Al abrirse se observó 2,900 psi. de presión diferencial.

16:30 Comienza la circulación inversa. utilizando bombas del equipo, pasando por ambos estranguladores del árbol de estrangulación. Se desplaza en TP agua por lodo con presión de bombeo de 900 psi. Recuperándose muestra de fondo.

DIA: 08-ABRIL-89

00:00 Desplazando lodo de 1.68 por 1.74.

02:30 Abrió BOPS de 3 1/2 pg. y observó pozo.

03:00 Termina circulación inversa. Se desmantelan líneas de la cabeza de control de flujo.

04:22 Se desancla empacador.

05:30 Se desmantela cabeza de control de flujo y se comienza a desarmar.

07:00 Comienza a sacar aparejo.

08:00 Se recupera EZ-TREE.

09:00 Continúa sacando tubería.

DIA: 09-ABRIL-89

02:00 Comienza a desarmarse herramienta DST
06:00 Se recuperan registradores eléctricos SSDP
07:00 Prueba terminada.

A continuación se ven algunos datos adicionales de la prueba terminada.

Tipo de fluido	lodo de 1.68 gr/cc
Máxima desviación	6 grados
Prof. vertical	4 648 m.
Diam. Aguj. descub.	4.24 pg.
Prof. Aguj. descub.	4 648 m.
Diametro de T.R.	7 pg.
Zapata	4 443 m.
Lodo	thermadril
Resistividad	0.248 ohm m.
Temperatura	84 °F
Tipo de colchon	agua.

III.4 SEGUNDA PRUEBA EN AGUJERO DESCUBIERTO

Esta segunda prueba se efectuó en el intervalo de 4,441 - 4,471 mts. en agujero descubierto el cual corresponde a la formación Cretácico Medio. El primer intervalo resultó invadido de agua, por lo que se colocó un tapón de cemento a 4,525 mts. y se efectuó ésta segunda prueba. El estado mecánico se observa en la Figura III.4.

Los valores de fondo fueron tomados con herramienta electrónica de alta precisión con memoria SSDP colocada a una profundidad de 4,239 mts. El tren de herramientas empleado se bajó con tubería de 3 1/2", en la siguiente tabla se mencionan las principales.

HERRAMIENTA UTILIZADA	DIAMETRO (PGS)	PROFUNDIDAD (METROS)
EZ-TRE	11.00	110.88
VALVULA SHORT	5.00	3,950.45
VALVULA MUST	---	3,982.34
VALVULA MIRV	5.00	4,202.92
VALVULA PCT	5.00	4,219.20
VALVULA HRT	5.00	4,220.93
REG. J-200 (2)	4.75	4,224.72
MARTILLO HIDRAULICO	4.75	4,236.83
JUNTA DE SEGURIDAD	5.00	4,237.35
EMPACADOR 7 PG.	5.75	4,239.42
REG. ELECT. SSDP	2.87	4,239.80

POZO IXTAL 101

ESTADO MECANICO

2º PRUEBA

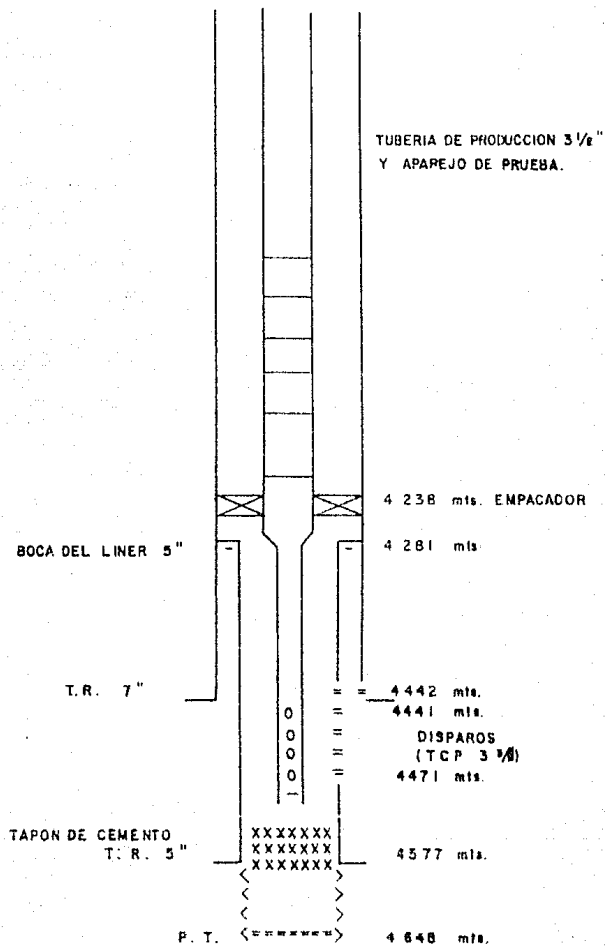


FIG. III. 4

A continuación se describen los pasos que se llevaron a cabo para la realización de dicha prueba y a la que se llamará " Secuencia de Eventos ".

SECUENCIA DE EVENTOS

DIA: 15-ABRIL-89

HORAS:

- 06:00 Se recupera buje de desgaste del preventor submarino con pescante.
- 08:00 Se arma el probador del BOP de 16 3/4" y se baja con tubería de producción de 3 1/2" a 117.45 mts.
- 12:00 Comienza prueba de preventor submarino de 18 3/4" y líneas de matar y estrangular con 8000 psi y operación del conjunto con el control remoto del piso de perforación y el control maestro.
- 20:00 Prueba terminada satisfactoriamente. Se recupera probador y se prueba operación de los rams ciegos. Se prueba válvulas del E2-TREE a 10,000 psi.
- 21:00 Se baja buje de desgaste del preventor. Comienzan a armarse las tuberías de conexión del separador.

23:00 Buje de desgaste instalado. Se suben al piso del árbol de estranguladores, el malacate de mangueras del EZ-TREE y la consola de control del mismo.

DIA: 16-ABRIL-89

00:00 Se seleccionó tubing de 2 7/8" calibrando a 2 5/16" y colocó peines del changuero.

11:00 Se arma EZ-TREE completo en el piso de perforación dando el apriete correspondiente a todas las uniones y se hace prueba de operación.

15:15 Prueba de presión del árbol de estranguladores a 10000 psi.

16:00 Prueba de presión satisfactoria. Se prueban las líneas de los quemadores con 3,000 psi satisfactoriamente.

17:00 Se prueba el funcionamiento del equipo de enfriamiento

17:30 Se prueba la línea de estranguladores conectado a las válvulas de entrada a las líneas de descarga de ambos quemadores.

20:00 Se prueban líneas con 3,000 psi.

21:00 Se prueban líneas al separador hasta las válvulas de entrada al quemador con 1,000 psi, quedando en la posición de trabajo de la prueba.

21:30 Se prueba separador con 500 psi.

22:30 Se verifica el factor de calibración de los medidores del separador.

DIA: 18-ABRIL-89

23:00 Prueba de presión a 9,000 psi. Se prueba hermeticidad del aparejo a 1,200 mts.

DIA: 20-ABRIL-89

00:00 Se saca tubería desconectando tramo por tramo.

10:30 Se instala y repara equipo por roturas en la manguera.

14:30 Se mete tubería con conexión VAM, armando 38 lingadas

DIA: 23-ABRIL-89

07:00 Se hacen preparativos para meter aparejo con pistolas.

11:00 Se conecta 55DP de 15,000 psi con 42 hrs. de retraso y con muestreo cada 2 min.

20:00 Aparejo DST armado. Se prueba hermeticidad.

21:00 Prueba de presión a 7000 psi.

DIA: 24-ABRIL-89

- 00:00 Continúa metiendose aparejo para prueba de producción.
- 19:00 Se instala colgador y comienza a bajarse la tubería.
- 22:30 Empieza a tomarse el registro.

DIA: 25-ABRIL-89

- 00:00 Continúa registro de Rayos Gamma.
- 01:00 Termina el registro. Comienza el ajuste.
- 05:00 Comienza a instalarse el EZ-TREE.
- 12:00 Se ancla el empacador.
- 12:30 Se instalan líneas de prueba al árbol de estranguladores, se circula a través de ambos quemadores.
- 16:45 Se abre la válvula de prueba, se intenta disparar con 7,000 psi de presión en tubería de producción.
- 18:10 Se efectúa disparo y se espera luz diurna para abrir el pozo.

DIA: 26-ABRIL-89

- 06:00 Se abre pozo al quemador probando el estrangulador más adecuado.

06:30 Continúa fluyendo al quemador por estrangulador de 2 " sin presión con flujo continuo de agua dulce, y después con aceite pesado y gas.

DIA: 27-ABRIL-89

00:00 Continúa el pozo en observación, fluyendo agua dulce con aceite y gas.

01:00 Se cierra el pozo y se observan las presiones, en T.P. y en T.R., se efectúa prueba de admisión inyectando 25 bls. de diesel.

03:00 Se cierra el pozo para efectuar estimulación.

11:00 Se abre pozo por estrangulador de 1/4".

15:30 Pozo empieza a fluir con agua salada. Se cierra por el árbol de estranguladores. Se cierra válvula de prueba.

23:30 Se abre válvula de control.

DIA: 28-ABRIL-89

00:00 Circulación inversa a través de la válvula de control, recuperando muestra.

01:00 Circulación directa del lodo.

07:30 Se abre preventor No. 2 y se desmantelan líneas.

- 09:30 Se desancla empacador y se elimina cabeza de prueba.
- 11:00 Se circula para emparejar columnas y se recupera empacador.
- 15:00 Continúa sacandose la tubería y se recupera el aparato de prueba de producción.

DIA: 29-ABRIL-89

- 15:00 Se observa fuerte concentración de H₂S después de quitar la válvula de control, se intenta abrir la válvula de circulación para poder circular más abajo.
- 16:00 Continúa sacándose el aparato circulando con una manguera de agua con lingada debido al H₂S.
- 20:00 Comienza a desarmarse herramientas DST.

DIA: 30-ABRIL-89

- 01:30 Se desconectan baterías y se sacan pistolas, se entrega el pozo.

FIN DE LA PRUEBA

III.5 TERCERA PRUEBA EN AGUJERO ENTUBADO

La tercera prueba fue realizada en el intervalo de 4,350 - 4,371 mts. en agujero entubado con tuberías de 5" y 7" en la formación correspondiente al Cretácico Medio. Se colocó nuevamente un segundo tapón de cemento a 4,391 mts. para probar un tercer intervalo. En la Figura III.5 se observa el estado mecánico del pozo.

Los valores de fondo fueron tomados con herramienta electrónica de alta precisión con memoria SSDP colocada a una profundidad de 4,248 mts. El tren de herramientas empleado se bajó con tubería de producción de 3 1/2", en la tabla siguiente se mencionan las principales.

HERRAMIENTA UTILIZADA	DIAMETRO (PGS)	PROFUNDIDAD (METROS)
EZ-TREE	11.00	115.06
VALVULA SHORT	5.00	3,949.48
VALVULA MUST	---	3,981.20
VALVULA MIRV	5.00	4,201.45
VALVULA PCT	5.00	4,217.72
VALVULA HRT	5.00	4,219.45
REG. J-200 (2)	4.75	4,223.24
TIJERA HIDRAULICA	4.75	4,235.17
JUNTA DE SEGURIDAD	5.00	4,235.56
EMPACADOR 7 PG.	5.75	4,238.42
REG. ELECT. SSDP	2.87	4,244.86

ESTADO MECANICO
3ª PRUEBA

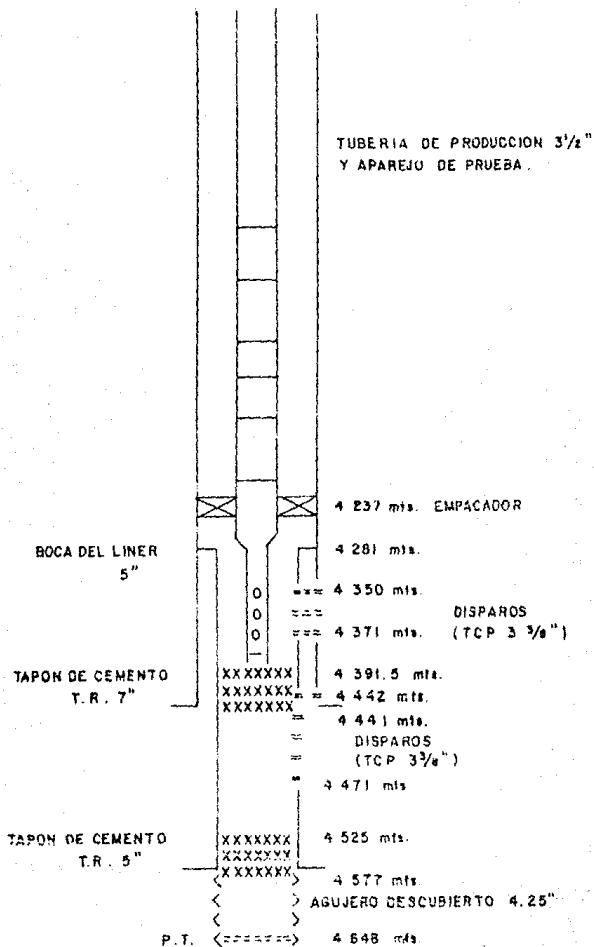


FIG. III. 5

A continuación se describen los pasos que se llevaron a cabo para la realización de dicha prueba y a la que se le llamará " Secuencia de Eventos ".

SECUENCIA DE EVENTOS

DIA: 15-MAYO-89

HORAS:

05:00 Se recupera buje de desgaste con herramienta soldadora y probador. Se probó conector inferior a 10,100 psi, válvulas de líneas de matar y de estrangulación. Probó preventores anulares superior e inferior.

08:00 Prueba de Cabeza de Control a 9,500 psi.

21:30 Prueba árbol de estrangulación con 10,000 psi.

21:43 Se prueban líneas al quemador con 3,000 psi.

DIA: 16-MAYO-89

05:00 Se efectúa reunión de seguridad acerca de explosivos y manejo del equipo DST durante su estancia en el pozo.

05:30 Se baja herramienta DST con 21 mts. de pistolas.

- 10:30 Prueba de hermeticidad con 8,000 psi.
- 16:00 Se termina de conectar herramienta DST.
- 23:30 Se baja aparejo de producción apretando con llaves del equipo tramo por tramo, llenando con agua y levantando un tramo de aparejo cada 4 lingadas.

DIA: 17-MAYO-89

- 14:00 Continúa bajando aparejo de prueba, a 2,100 mts. se hace prueba de presión durante 15 min.
- 15:00 Se baja aparejo de prueba combinado con lingadas de tubería de producción.

DIA: 18-MAYO-89

- 07:00 Se instala colgador y se asienta en buje de desgaste.
- 10:30 Se toma registro de Rayos Gamma encontrándose extremo inferior de pistolas a 4373 mts.
- 14:30 Se levanta aparejo, se instala EZ-TREE, se asienta el colgador en buje de desgaste, se prueba hermeticidad durante 15 min. y se prueba efectividad de cierre de la válvula con 8,000 psi.
- 18:00 Se conectan sensores electrónicos en separador.

21:00 Se instala Cabeza de Control en mesa rotaria.

DIA: 19-MAYO-89

05:00 Se ancla empacador a 4,236 mts. quedando pistolas en el intervalo de disparo.

06:00 Se instalan líneas de cabeza de control a unidad de alta y árbol de estrangulación. Se corrigen fugas y se prueba árbol, válvula maestra y líneas con 9,000 psi.

08:00 Se circula a través de líneas al quemador y se prueban con 1,000 psi y se cierra BQP No. 2.

11:00 Se abre válvula PCT con 1,600 psi por espacio anular y se represiona la tubería de producción con 8,000 psi para activar mecanismo de disparo.

11:35 Se efectúa disparo de 4,350 - 4371 mts., se incrementa la presión a 3,200 psi en 2 min.

12:30 Se abre pozo al quemador por estrangulador de 1/8", cae la presión de 3,750 a 100 psi en 35 min., fluyendo agua dulce con gasto de 2 lts/min y finalmente el mismo flujo de agua pero sin presión.

14:00 Pozo en observación abierto al quemador por 1" con flujo débil de agua sin presión.

DIA: 20-MAYO-89

12:15 Se inicia prueba de admisión con 15 Bls, admitió 6.50 Bls. Presión máxima 468 kg/cm² al suspender bombeo.

12:32 Se fractura la formación con 6,500 psi.

13:30 Con pozo abierto al quemador por 2 pg. se observó escurrimiento con gasto de 6 lts/min de agua manchada con aceite.

17:00 Se realiza estimulación con 20 m³ de HCL al 15 % con aditivos con presión inicial de 6,540 psia y final de 6,150 psia. se desplazó con 18 m³ de diesel a un gasto de 1 BPM.

23:49 Se cambia estrangulador a 2 pg. fluyendo ácido gastado y agua manchada con aceite sin prender quemador, presión en tubería de producción 250 psi, en tubería de revestimiento 1,650 psi. agua 80 %, PH 4, densidad 0.98 gr/cc, sedimentos 0.3 % .

DIA: 21-MAYO-89

05:00 Continúa pozo en observación abierto al quemador por 2 pg, quemando aceite y gas.

12:34 Se cierra el pozo en árbol de estrangulación.

- 14:04 Se cierra la válvula PCT. Se aumenta densidad de lodo de 1.69 a 1.73 gr/cc en presas.
- 16:30 Se rompe válvula de circulación SHORT con 3,000 psi, presión en tubería de producción de 4,200 psi y se circula en inversa 19 m³ de lodo de 1.73 gr/cc.
- 16:52 Se abre pozo en Arbol de estrangulación por 1/4 ".
- 19:00 Se circuló directo con bomba emparejando columnas.

DIA: 22-MAYO-89

- 04:00 Se desancla empacador, se saca aparejo de producción a 4,232 mts., se eliminan líneas de superficie y cabeza de control.
- 12:00 Se levanta aparejo y se elimina EZ-TREE.
- 21:30 Se desconecta válvula SHORT.
- 22:00 Se efectúan ciclos para abrir válvula MIRV.

DIA: 24-MAYO-89

- 12:00 Circulando a través de la válvula MIRV.
- 07:00 Se desconecta herramienta DST.

FIN DE LA PRUEBA

CAPITULO IV

ANALISIS DE LA INFORMACION OBTENIDA.

IV.1 ANALISIS DE LA PRIMERA PRUEBA

De la primera prueba se observa lo siguiente en base a los resultados de la medición.

a).- Presión de Fondo y Superficie.

RESULTADOS DE LA MEDICION

ESTRANGULADOR (64 avos)	FONDO		CABEZA	OBSERVACIONES
	PRESION (kg/cm2)	TEMP. (°C)	PRESION (kg/cm2)	
POZO CERRADO	752*	117	20	PREVIO AL ANCLAJE DEL EMPACADOR.
POZO CERRADO	608	117	0	ANCLAJE DEL EMPACADOR.
POZO FLUYENDO	485	124	0	FLUYENDO A CUEMADOR
POZO CERRADO	581*	119	26	CURVA DE INCREMENTO

* valor máximo promedio

*valor estabilizado

b).- Presión de fondo contra Tiempo.

En las gráficas siguientes se observan los diferentes periodos de registro, se indican en cada una de las figuras con letras de la "A" a la "H", se comentan las principales operaciones y los valores de presión alcanzados en fondo y superficie.

- PERIODO A

Durante ésta etapa del registro puede verse el descenso de la herramienta al pozo en el que se alcanza una presión máxima de fondo de 10,300 psi. (724 kg/cm²) una vez que se alcanza la profundidad deseada, ver Figura IV.1.

- PERIODO B

En ésta sección del registro se observa una presión que oscila entre 10,000 psi. (703 kg/cm²) y 10,700 psi. (752 hg/cm²) aproximadamente. Se hacen movimientos de sarta de prueba.

- PERIODO C

En ésta sección se observa la primera operación de anclado del empacador a 4,245 mts., observándose un abatimiento de presión en el fondo. Con la PCT cerrada se aplica presión hasta 1,500 psi. en la tubería de producción incrementando la presión en el espacio anular, se detecta fuga en el empacador.

-- PERIODO D

Durante ésta etapa de prueba se ancla nuevamente el empacador a 4,245 m. observándose un abatimiento en la presión de fondo igual que en el caso anterior sin determinarse fuga en el empacador. La tendencia del abatimiento de la presión de fondo podría deberse a una igualación de presiones de la columna debajo de la PCT (válvula de prueba) con la presión de la formación. En superficie no se observa indicación de apertura de la PCT. Se deja el pozo en observación durante 10 horas con presión cero en la tubería de producción y 1,900 psi. (134 kg/cm²) en el espacio anular.

- PERIODO E

En ésta etapa se presenta una prueba de admisión realizada para verificar la apertura de la PCT llevada a cabo durante la espera anterior. Durante la admisión se inyectaron 10 bls. en total a un gasto final de 0.75 BPM y presión de admisión de 5,250 psi. (369 kg/cm²) en superficie con un máximo de 11,400 psi. en el fondo. Luego de suspender el bombeo se descarga presión de la tubería de producción recibiendo los 10 bls. inyectados y se abre el pozo franco por 2 pg. al quemador. Se nota un incremento de presión de fondo.

- PERIODO F

El periodo identificado con la letra F muestra un comportamiento constante de presión de fondo de 6,900 psi. (485 kg/cm²) en promedio sin presión en superficie.

- PERIODO 6

El periodo "6" muestra una curva de incremento generada por efecto de cierre del pozo. El comportamiento de la presión con el tiempo de cierre indica mediante una gráfica log-log que el pozo no se encuentra dañado y la estimación de los parámetros de la formación (suponiendo flujo monofásico de agua) indican que se trata de una formación de baja capacidad de flujo.

La duración de la curva de incremento fue de 9:00 hrs. y presentó un cambio total de presión de 1,385 psi. (97 kg/cm²) en el fondo, es decir, cambió de 6,881 a 8,267 psi. En superficie registró un cambio de 0.0 psi. a 1,400 psi. Los resultados del daño se presentan a continuación.

GASTO	KH	DAÑO "S"
54 (lts/min)	266 (md-pie)	- 3

Las características se presentan en la Tabla IV.1 y los datos para su ajuste en la Tabla IV.1.b.

- PERIODO H

Este periodo es el último de la prueba registrado en fondo y presenta una curva de decremento con una caída de presión en fondo de 8,267 psi. a 6,900 psi. Las características de la curva y la duración de la misma permite tener una evaluación confiable del yacimiento por las técnicas convencionales de análisis. La presión de cabeza se redujo a cero al momento de abrir el pozo.

Con los datos de presión registrados en el fondo y en la cabeza durante la prueba y con el comportamiento de la curva de incremento generada por efecto del cierre antes de finalizar la prueba, fue posible diagnosticar la condición del pozo y hacer una estimación de las características de la formación.

La interpretación de los datos adquiridos durante la prueba, se efectúa una vez que se saca el aparejo de prueba y se leen los valores registrados.

Este análisis es con respecto a la primera prueba.

- 77 -

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

TABLA DE CARACTERISTICAS DEL MODELO DE AJUSTE

PARAMETRO	METODO CURVA TIPO
Yacs. Heterogeneos $C_D e^{2s}$	3.0
W	0.04
λe^{-2s}	$2.5 * 10^{-5}$
Ajuste en Presión (Pm)	0.00385
Ajuste en Tiempo (Tm)	60

TABLA IV.1.a

TABLA DE DATOS PARA VALIDACION

PARAMETRO	VALOR
Factor de volumen (Bo)	1.00
Viscosidad μ (Cp)	1.00
Porosidad ϕ (fracción)	0.11
C. total C_t (psi^{-1})	$1.00 * 10^{-6}$
Espesor Productor (pies)	233
Radio de drene r_w^2 (pies ²)	0.0350
Datos PVT supuestos	

TABLA IV.1.b

Grafica Lineal de Presiones de Fondo y Cabeza
Pozo IXTAL 101 Prueba DST 1er. Intervalo Abril 4, 1989

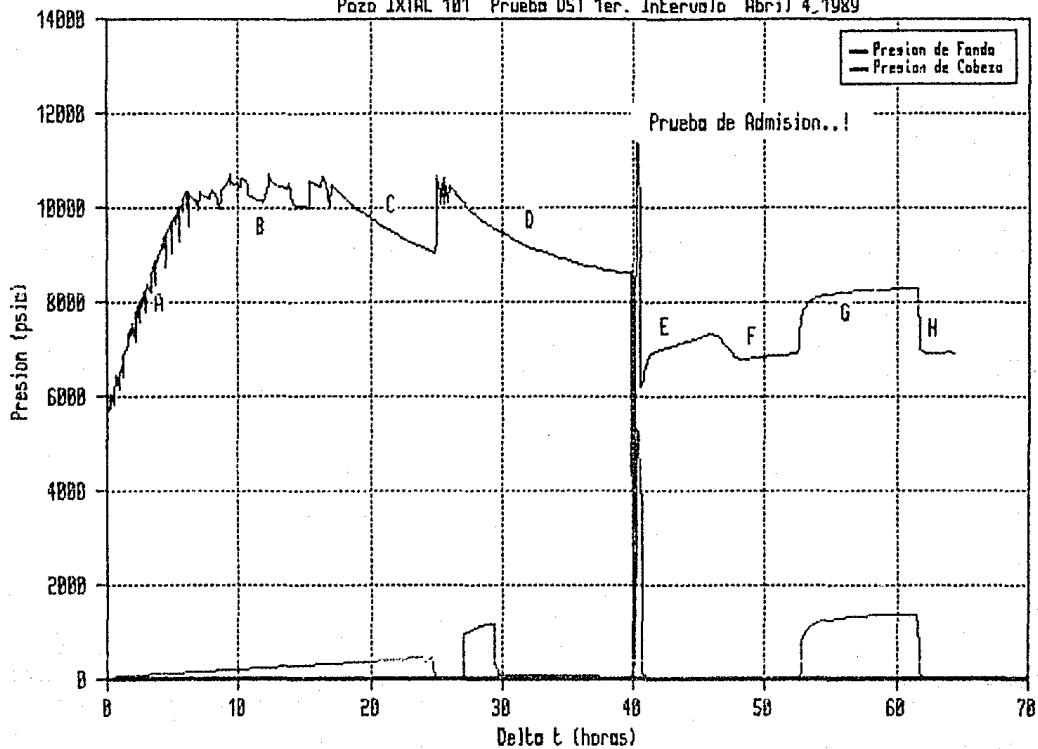


FIG. IV. 1

IV.2 ANALISIS DE LA SEGUNDA PRUEBA

De la segunda prueba se observa lo siguiente en base a los resultados de la medición.

a).- Presión de Fondo y Superficie.

RESULTADOS DE LA MEDICION

ESTRANGULADOR (64 avos)	FONDO PRESION (kg/cm ²)	TEMP. (°C)	CAREZA PRESION (kg/cm ²)	OBSERVACIONES
0	807*	120	382	ANTES DEL DISFARD
0	836*	120	350	DISP C/POZO CERR.
8	481	123	1.75	ABRE EL POZO
16	492	125	15.90	AMPLIA. ESTRANG.
32	479	126	1.60	AMPLIA. ESTRANG.
0	695	125	189	CIERRA EL POZO
0	860	120	391	PBA. ADMISION
0	767*	121	305	POZO CERRADO
16	488	121	3.40	ABRE EL POZO
0	705	125	302	CIERRA EL POZO

* Valor estabilizado.

b).- Presión de Fondo contra Tiempo

En las gráficas siguientes se observan los diferentes periodos de registro, se indican en cada una de las figuras con letras de la "B" a la "F", se comentan las operaciones y los valores de presión alcanzados en fondo y superficie.

- PERIODO B (Curva de incremento después del disparo)

En esta curva de incremento se puede observar que la respuesta de presión de fondo y su derivada en escalas logarítmicas muestra que el pozo se encuentra dañado y el análisis realizado para evaluar las características de la formación suponiendo flujo de agua al 100 % reveló que el yacimiento es de baja capacidad de flujo en ese intervalo. Figura IV.2.a.

En la Tabla IV.2.a. se observan los resultados del daño suponiendo varios gastos, en la Tabla IV.2.b. se ven las características tanto del pozo como del yacimiento y por último en la Tabla IV.2.c. los parámetros de ajuste.

- PERIODO C (Curva de Decremento)

Esta primera curva de decremento o periodo "C" tuvo una duración de 19 hrs. y se generó al abrir el pozo después del disparo. La caída de presión registrada en el fondo de 330 kg/cm² y dadas las características de la curva impiden hacer la interpretación de la misma ya que se presenta un aumento de la presión después de los primeros minutos de abierto el pozo. Este efecto puede deberse al cambio en la altura de la columna de líquidos en el pozo como se observa en la Figura IV.2.b.

- PERIODO D (Curva de Incremento)

Esta segunda prueba de incremento de presión se efectuó después de cerrado el pozo a fin de realizar una prueba de admisión (los datos se encuentran en la Secuencia de Eventos). Durante la misma se alcanzaron presiones superiores a 844 kg/cm², para luego disminuir hasta 787 kg/cm² al finalizar la prueba como se puede observar en la Figura IV.2.c.

- PERIODO E (Curva de Decremento)

Esta curva es la segunda que se efectuó de decremento de presión y la duración de éste periodo fue de 9 hrs. , registró una caída de presión en el fondo de 488 kg/cm². La curva presenta oscilaciones amortiguadas y una tendencia general de incremento de presión para tiempos grandes. Las oscilaciones son debidas a efectos inerciales de la columna, éste comportamiento de la presión impide su interpretación por los métodos convencionales de análisis, como se observa en la Figura IV.2.d.

- PERIODO F (Curva de Incremento)

Este periodo representa la tercera curva de incremento de presión y el último cierre del pozo, el cual mostro un fuerte efecto de cambio de almacenamiento debido a su corta duración, solo se puede concluir a partir de la curva log-log que el daño disminuyó por efecto de los flujos previos, ver Figura IV.2.e.

RESULTADOS DEL ANALISIS

GASTO	L.H (md-die)	DAZO "S"
50	248	161
100	496	160
200	991	160
500	2478	159

TABLA IV.2.a

TABLA DE CARACTERISTICAS DEL POZO Y YACIMIENTO

PARAMETRO	METODO CURVA TIPO
Curva Tipo Yacs. Homogeneos $C_D e^{2.5}$	10 ^{1/2}
Ajuste en Presión (Presión manométrica)	0.0351
Ajuste en Tiempo (Tm)	2,000

TABLA IV.2.b

TABLA DE DATOS PARA LA VALIDACION

PARAMETRO	VALOR NUMERICO
Factor de Volumen (E_o)	1.00
Viscosidad μ (cp)	1.00
Porosidad ϕ (fraccion)	0.08
Compres. Total C_t (psi^{-1})	1.00×10^{-6}
Gasto (q) (BFD)	Variable
Espesor Productor (pies)	492
rw^2 (pies ²)	0.0730

Datos PVT supuestos.

TABLA IV.2.c.

Grafica Lineal de Presiones de Fondo y Cabeza
Pozo IXTAL 101-B Prueba DST 2da. Interu. Abril 25, 1989

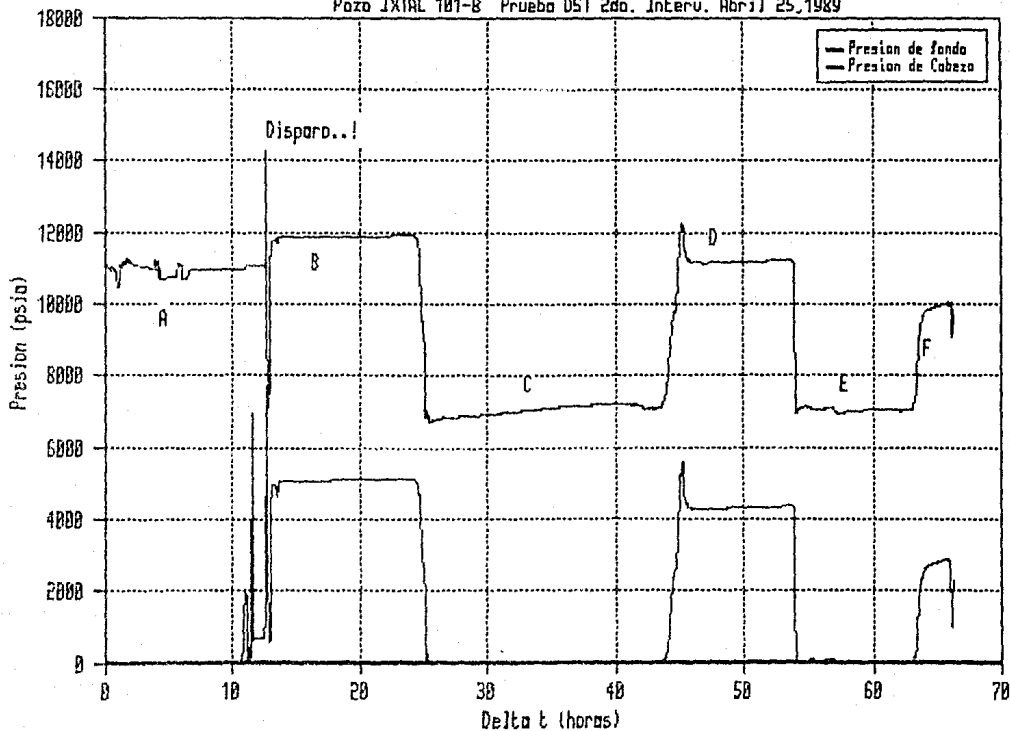
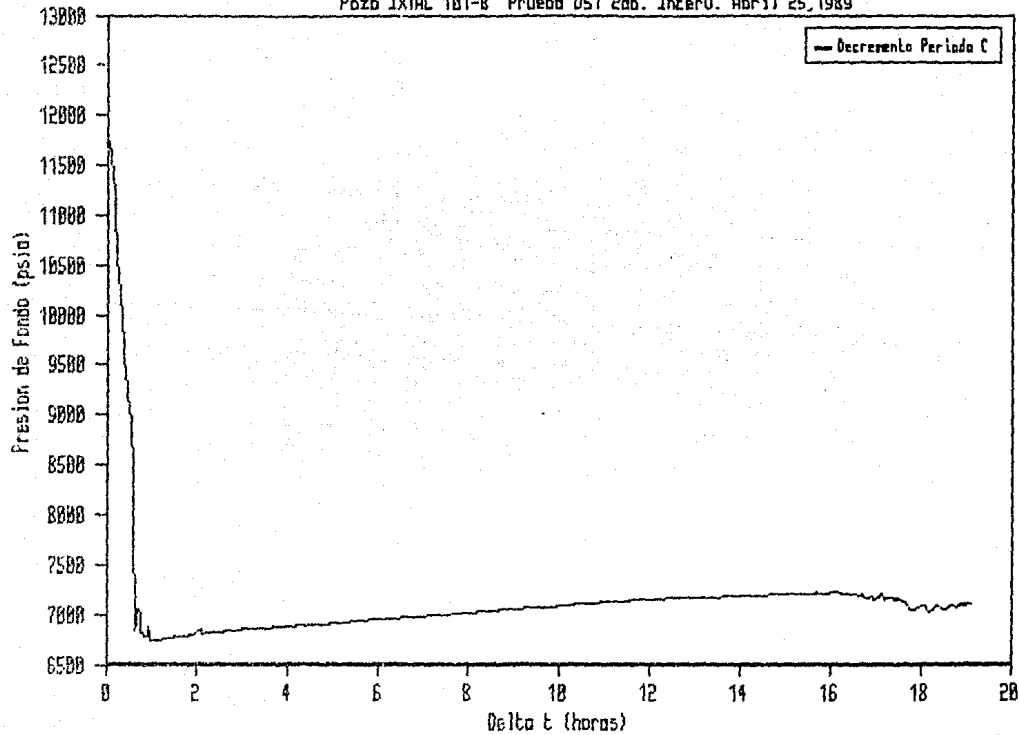


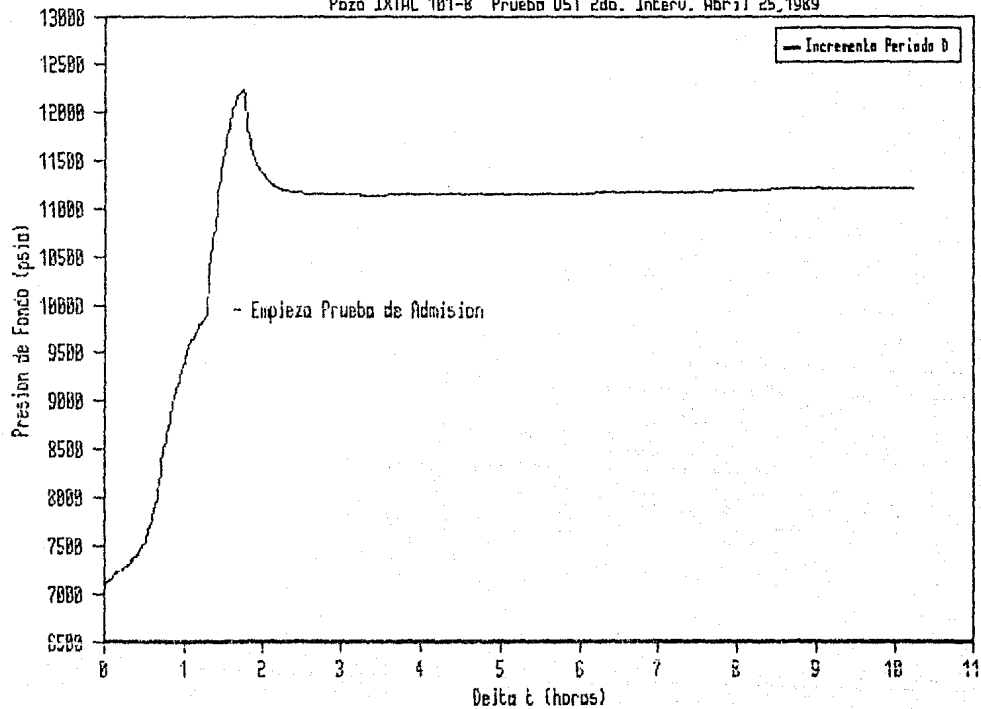
FIG. IV. 2. a

Gráfica Lineal de Presión de Fondo - Periodo C
Pozo IXTAL 101-B Prueba DST 2da. Interu. Abril 25, 1989



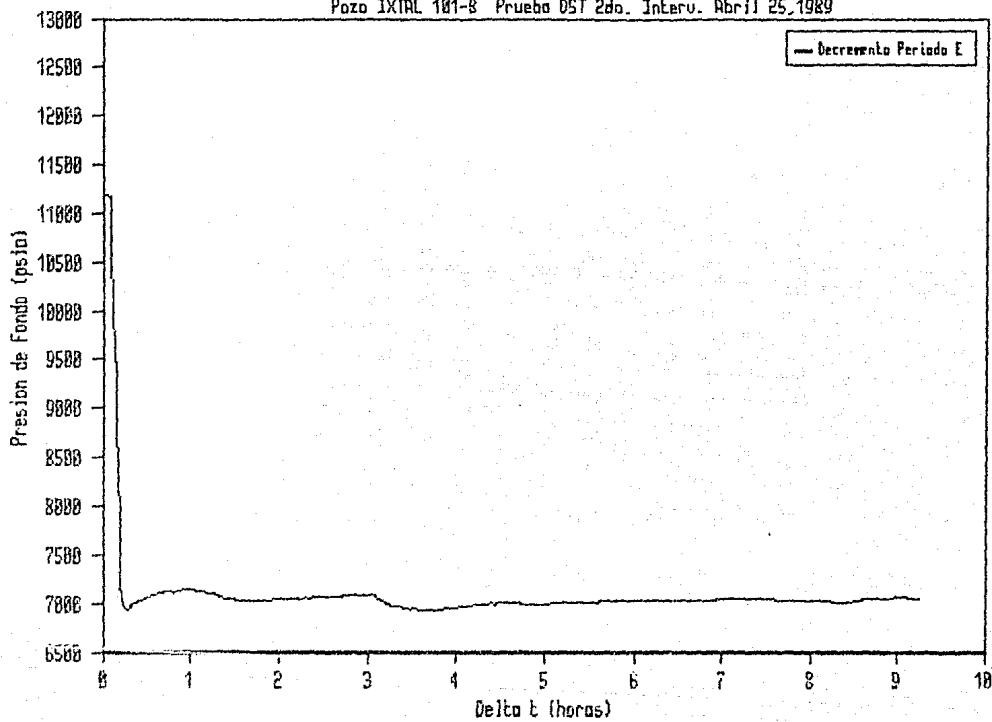
Delta t (horas)
FIG. IV. 2. b.

Gráfica Lineal de Presión de Fondo - Periodo D
Pozo IXTAL 1B1-B Prueba DST 2do. Interu. Abril 25, 1989



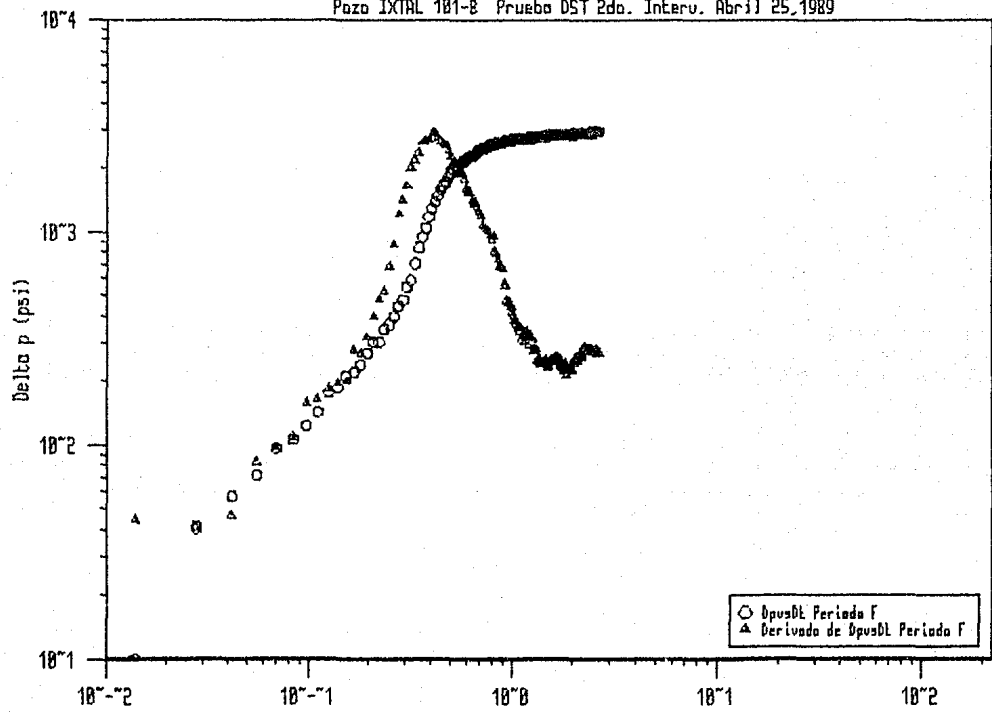
Delta t (horas)
FIG. IV. 2.c.

Gráfica Lineal de Presión de Fondo - Periodo E
Pozo IXTRL 101-B Prueba DST 2da. Interu. Abril 25, 1989



Delta t (horas)
FIG. IV. 2. d.

Grafica Log(Dp)vsLog(Dt) - Periodo F
Pozo IXTAL 181-B Prueba DST 2da. Interu. Abril 25, 1989



Delta t (horas)
FIG. IV. 2. e.

IV.3 ANALISIS DE LA TERCERA PRUEBA

De la tercera prueba se observa lo siguiente en base a los resultados de la medición.

a).- Presión de Fondo y Superficie.

RESULTADOS DE LA MEDICION

ESTRANGULADOR (64 avos)	FONDO		CABEZA	OBSERVACIONES
	PRESION (kg/cm ²)	TEMP. (°C)	PRESION (kg/cm ²)	
Pozo Cerrado	739*	120	1.00	T.R. = 1.5 Kg/cm ²
Pozo Cerrado	461*	119	37.8	Caida P/disparo.
Pozo Cerrado	696	120	258	Increment./disparo.
8	431*	122	1.50	Fluyendo/quemad.
64	430*	121	1.00	T.R. = 115 Kg/cm ²
Pozo Cerrado	884	119	456	Fba. Admisión
Pozo Cerrado	874	102	1.00	Estim./HCL
128	370*	124	4.00	Fluyendo/quemad.
Pozo Abierto	617	121	1.00	Dens. 1.67 a 1.73
Pozo Abierto	748*	119	1.00	Increment./desanclar empacador.

(*) Valor estabilizado.

b). - Presión de Fondo contra Tiempo.

En las gráficas siguientes se observan los diferentes periodos de registro, se indican en cada una de las figuras con letras de la "A" a la "G", se comentan las operaciones y los valores de presión alcanzados en fondo y superficie.

- PERIODO A

En éste primer periodo se puede apreciar que durante la etapa del registro puede verse el valor de la presión debido a la columna de lodo alcanzando un promedio de 10,510 psia (759 Kg/cm²). Figura IV.3.a.

- PERIODO B

En éste periodo se efectúa un represionamiento de la columna para activar el disparo, alcanzando un máximo de 14,000 psia (984 Kg/cm²) en el fondo y 8,000 psia (562 Kg/cm²) en la superficie. En ésta etapa se pueden observar dos curvas que permiten diagnosticar el pozo y obtener información del yacimiento.

En la primera curva se observa un pequeño incremento de presión después del disparo que indica que en ese momento la vecindad se encuentra levemente dañada, la ausencia de flujo no permite evaluar la formación en la vecindad del poro.

La segunda curva presenta un decremento de la presión después de haberse efectuado el disparo, lo que permitió hacer una estimación de las características de la formación para un flujo en la superficie de 2 lt/min. suponiendo flujo de agua hasta la superficie. Ver Tabla IV.3.a. Los demás resultados se presentan en tablas posteriores.

- PERIODO C

En éste periodo se puede apreciar en la gráfica un pico que sobresale de la línea normal y que corresponde a la prueba de admisión realizada, en ésta se alcanzó un máximo de presión de fondo de 12,573 psi (884 kg/cm²) y 6,313 psi (459 kg/cm²) en superficie.

- PERIODO D y E

En este periodo se observa un incremento de presión debido a la estimulación en ese intervalo, en la etapa de limpieza cuando fluye por estrangulador de 2 pg muestra una reducción de presión de fondo desde la máxima de inyección hasta la mínima fluyendo.

- PERIODO F y G

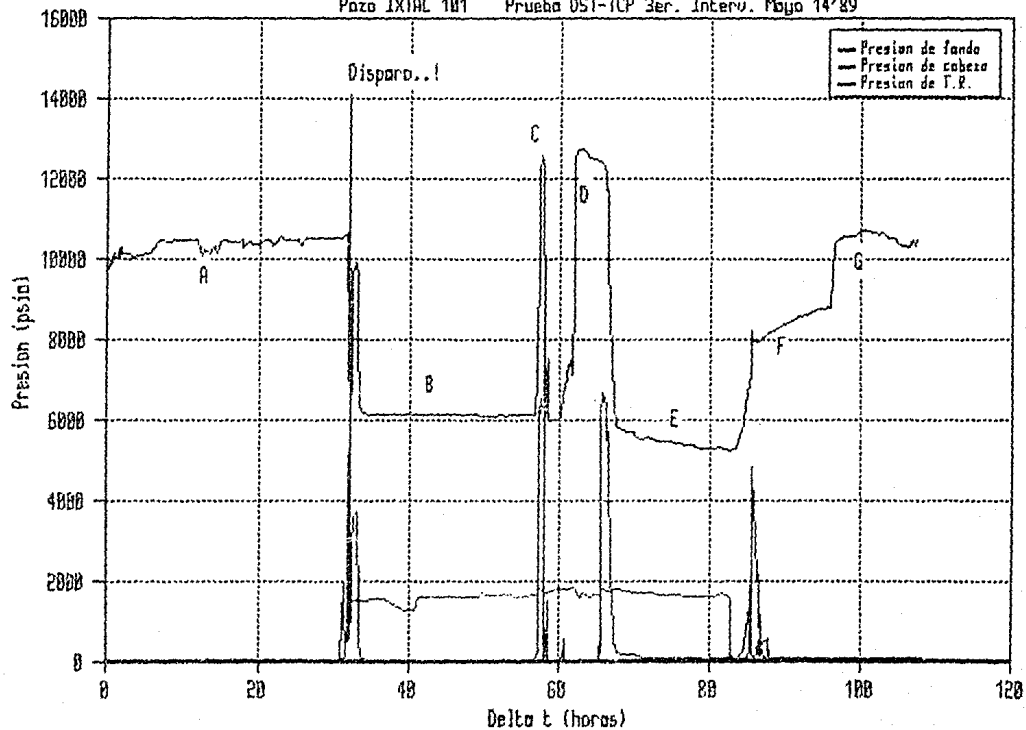
Estos dos periodos se caracterizan por una respuesta de presión de fondo debido a la variación en la densidad del lodo que fue de 1.69 a 1.73 gr/c.c. y la parte final muestra el desanclaje del empacador para la extracción del tren de herramientas de prueba.

RESULTADOS DEL ANALISIS

GASTO	Kh (md-pie)	DAÑO TOTAL "S"
2 lts/min	49.56	68

TABLA IV.3.a

Gráfica Lineal de Presiones - Registro Completo con SSDP
Pozo IXTAL 101 Prueba OST-TCP 3er. Interv. Mayo 14'89



Delta t (horas)
FIG. IV. 3. a.

Grafico Línea) de Temperatura de Fondo - Registro completo 55DP
Pozo IXTAL 101 Prueba DST-TCP 3er. Interu. Mayo 14'89

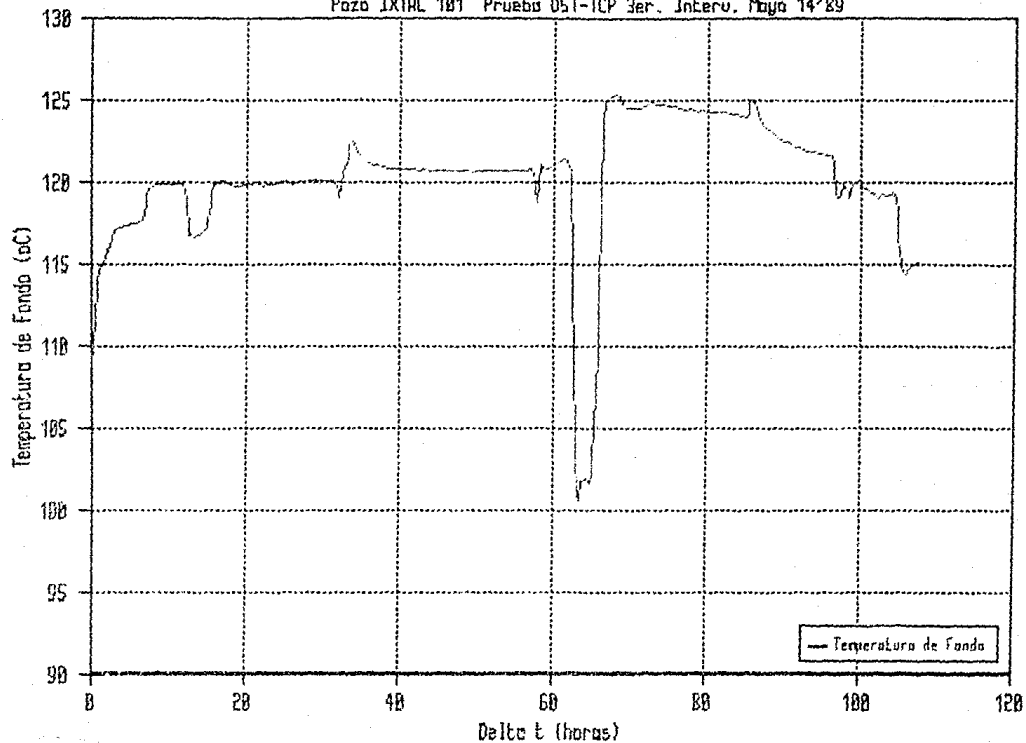


FIG. IV. 3. b

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de la tabla que muestra los resultados de la medición, se concluye que de acuerdo con el tipo de fluidos producidos y las respuestas de presión y producción, el pozo no se encuentra dañado en ésta zona y produce de una formación heterogénea de baja capacidad de flujo.

La caída de presión al abrirse el pozo durante la etapa final de la prueba ($A_p = 96 \text{ kg/cm}^2$) y el comportamiento de la presión de fondo durante el incremento final, confirman que el intervalo probado no está dañado y que la formación es de baja capacidad de flujo.

Estas pruebas proporcionan información del yacimiento dentro de sus operaciones rápidas y la información adquirida con los registradores permite hacer una evaluación confiable de las características del yacimiento.

Los disparos se efectuaron con menor presión hidrostática, es decir, con presión a favor de la formación. Las pruebas efectuadas en la Zona Marina resultaron exitosas desde el punto de vista operativo.

Después de haber observado el comportamiento y con base en las operaciones realizadas en cada prueba y dadas las respuestas de las curvas de presión de fondo por efecto de cierres y aperturas en superficie se recomienda:

- Utilizar las válvulas de prueba para eliminar los efectos de llenado del pozo durante los cierres, y obtener así información más representativa del yacimiento.
- Poder tomar registros de decremento e incremento de presión libres de la influencia de pruebas de admisión o estimulaciones, con objeto de evaluar confiablemente al yacimiento.
- Efectuar los disparos con menor presión hidrostática o sea, mayor presión diferencial a favor de la formación, reduciendo con ello el daño por disparos.
- Desalojar los fluidos de la Tubería de Producción hacia la superficie a través del espacio anular, empleando la válvula de circulación antes de la inyección de ácidos a la formación. De éste modo se

evitarían daños adicionales al yacimiento por la introducción de dichos fluidos antes del inicio de estimulación.

- El empleo de estranguladores (menores de 1/8 de pg), lo que ayudaría a conservar presiones de cabeza fluyendo, mayores a la presión atmosférica durante más tiempo en casos de flujo muy bajo, o para otros casos de producción de aceite y gas, que permitirán mantener flujo líquido monofásico dentro del pozo.

- Como no se hicieron los cierres y aperturas del pozo en el fondo, se recomienda hacerlos para obtener datos más representativos del yacimiento en tiempos menores, al minimizar los efectos de llenado del pozo.

B I B L I O G R A F I A

EDWARD A.G. AND SHRYOCK S.H. " A SUMMARY OF MODERN TOOL AND TECHNIQUES USED IN DRILL STEM TESTING ".
HALLIBURTON SERVICES, SEPT. 1973.

EARLOUGER R.C. JR. " ADVANCES IN WELL TEST ANALYSIS " MONOGRAPH SERIES VOLUMEN 5, SPE OF AIME 1975.

DOWNHOLE TESTING SERVICES SMP 7015.
FLOPETROL JOHNSTON SCHLUMBERGER.

HALLIBURTON SERVICES TOOLS Y TESTING SALES AND SERVICES CATALOGOS.

EDWARD A.G. AND SHRYOCK S.H. " NEW GENERATION DRILL STEM TESTING TOOLS/TECHNOLOGY ",
JULY 1974.

PRUEBA DE POZO
SCHLUMBERGER MEXICO

MATTHEWS C.S. AND RUSSELL D.G. " PRESSURE BUILDUP AND FLOW TEST IN WELLS " MONOGRAPH SERIES VOL. I SPE.

ALLEN THOMAS D AND ROBERT ALAN P. " PRODUCCION OPERATION WELL COMPLETION, WORKOVER AND STIMULATION VOL. I.

LYNCH EDWARD J. " FORMATION EVALUATION "

E.H. TIMMERMAN AND H.K. VAN POULLEN. " PRACTICAL USE OF DRILL STEM TESTS ".
JOURNAL CANADIAN TECHNOLOGY, APRIL 1972 MONTREAL.