



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

APLICACION DE PROBADORES DE FORMACION PARA
PREDECIR RESULTADOS OBTENIDOS POR LAS PRUEBAS
DE PRODUCCION

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
MARCO ANTONIO MONDRAGON PEREZ



DIRECTOR DE TESIS:
ING. H. RICARDO CASTREJON PINEDA

MEXICO, D. F.

2004



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 esta 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.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

APLICACIÓN DE PROBADORES DE FORMACIÓN
PARA PREDECIR RESULTADOS OBTENIDOS
POR LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
MARCO ANTONIO MONDRAGÓN PÉREZ



DIRECTOR DE TESIS: ING. H. RICARDO CASTREJÓN PINEDA

MÉXICO, D.F.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la
UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el
contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: MARCO ANTONIO
MONDRAGÓN PÉREZ

2003

FECHA: 14-ENERO-2004

FIRMA: [Firma]



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1145

SR. MARCO ANTONIO MONDRAGÓN PÉREZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**APLICACIÓN DE PROBADORES DE FORMACIÓN PARA PREDECIR RESULTADOS
OBTENIDOS POR LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN**

- RESUMEN
- I INTRODUCCIÓN**
- II PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN**
- III ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN**
- IV DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN**
- V EJEMPLOS DE APLICACIÓN**
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 30 de octubre de 2003

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

*APLICACIÓN DE PROBADORES DE FORMACIÓN
PARA PREDECIR RESULTADOS OBTENIDOS
POR LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.*

PRESENTADA POR:

MARCO ANTONIO MONDRAGÓN PÉREZ.

DIRIGIDA POR:

ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA

JURADO:

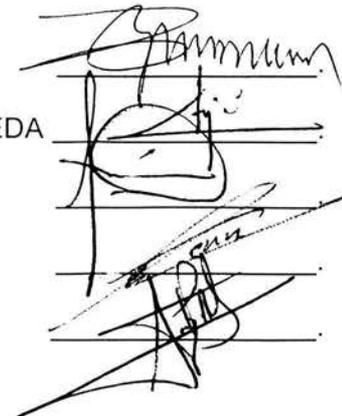
PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL : ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA

SECRETARIO: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

1ER SUPLENTE: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

2DO SUPLENTE: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.



CONTENIDO:

	Pág.
RESUMEN.	ii
I. INTRODUCCIÓN.	1
II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.	8
II.1. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.	8
II.2. PRUEBAS DE FORMACIÓN.	22
III. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.	28
III.1. PRIMERA GENERACIÓN.	29
III.1.1. PROBADOR DE FORMACIÓN SENCILLO.	29
III.2. SEGUNDA GENERACIÓN.	30
III.2.1. PROBADOR DE FORMACIÓN DE REPETICIÓN.	30
III.2.2. SISTEMA DE PRUEBA DE FORMACIÓN DOBLE EN POZOS ADEMADOS.	31
III.3. TERCERA GENERACIÓN.	32
III.3.1. PROBADOR MODULAR DINÁMICO DE FORMACIÓN.	32
III.3.2. HERRAMIENTA DE DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.	34
IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.	36
IV.1. HERRAMIENTA PROBADOR DE FORMACIÓN DE REPETICIÓN.	36
IV.2. SISTEMA DE PRUEBA DE FORMACIÓN DOBLE EN POZOS ADEMADOS.	39
IV.3. HERRAMIENTA PROBADOR MODULAR DINÁMICO DE FORMACIÓN.	40
IV.4. HERRAMIENTA DE DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.	53
V. EJEMPLOS DE APLICACIÓN.	54
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	73
BIBLIOGRAFÍA.	75



RESUMEN.

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar la posibilidad de utilizar las herramientas probadoras de formación para predecir los resultados que se obtienen al aplicar las pruebas de producción en un pozo.

En el primer capítulo se presenta una breve introducción al tema, dando una base de las mediciones que se realizan con las pruebas de producción y presentando una nueva visión de cómo obtener esas mediciones a partir de resultados obtenidos con probadores de formación.

En el segundo capítulo se hace una descripción detallada de las pruebas de producción y de las pruebas de formación, resaltando sus características y mostrando las operaciones necesarias para llevarlas a cabo.

Se ha dedicado el tercer capítulo para conocer como ha sido el proceso evolutivo de las herramientas probadoras de formación, desde una herramienta sencilla que estaba dedicada a recolectar una sola muestra de fluido, hasta la más reciente innovación en el mercado que se compone por módulos que permiten cubrir diversas necesidades de muestreo. Cabe señalar que se han utilizado como ejemplo las herramientas más utilizadas en la industria petrolera y que pertenecen a compañías de servicios petroleros como Schlumberger y Halliburton.

Para conocer más a detalle la composición y funcionamiento de las herramientas probadoras de formación, se ha dedicado el capítulo cuatro para describirlas. Aun cuando en el capítulo anterior se hace una breve descripción de las herramientas, en este capítulo es donde se pueden apreciar sus características particulares.

En el capítulo cinco se presentan algunos ejemplos de aplicación de las herramientas, mostrando gráficas y registros que avalan los resultados de las pruebas. Se han incluido tanto ejemplos de pozos en territorio nacional como algunos otros de otras regiones, con el propósito de mostrar la aplicación de esta tecnología a nivel mundial.

Finalmente, en el capítulo seis se incluyen las conclusiones y recomendaciones pertinentes en base a los resultados obtenidos por las pruebas, en particular de los resultados que se obtuvieron al aplicar las herramientas en los ejemplos mostrados en el capítulo anterior.

En la parte complementaria se anota la bibliografía que ha servido como base para el desarrollo del presente trabajo.

I. INTRODUCCIÓN.



CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.

I. INTRODUCCIÓN

La creciente necesidad de energía provoca que se intensifique la exploración y 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; siendo éste uno de los problemas más frecuentes que afronta el Ingeniero Petrolero en el desempeño de sus labores como profesional.

Cada vez que se perfora un pozo exploratorio con el objeto de encontrar acumulaciones de hidrocarburos que sean lo suficientemente grandes para que permitan su extracción de una manera comercial, se encuentra que resulta demasiado arriesgado invertir en el revestimiento y terminación del pozo cuando aún se ignora si es productor o no.

Este riesgo ha hecho que las técnicas e investigaciones de la industria petrolera enfoquen sus esfuerzos hacia este aspecto, resolviendo en parte este problema por medio de un método sencillo que proporciona tal cantidad de datos que permite determinar varias características del yacimiento, así como de los fluidos encontrados en él. Este método se conoce como *prueba de formación*, el cual resulta eficaz y económico (comparado con el costo de las etapas posteriores), puesto que no es necesario terminar el pozo para poder efectuarla. Este método es ideal cuando se tiene agujero descubierto, aunque también es posible efectuar dicha prueba con agujero ademado.

La importancia de esta prueba ha sido relegada, pero realmente es de mucha utilidad porque conocer el yacimiento y predecir su comportamiento futuro sin llegar a los resultados de un análisis meticuloso, pero con la aproximación suficiente para predecir si es conveniente desarrollar o no un campo, tiene una relevancia económica muy grande. Las posibilidades de aplicación y el futuro que tiene como herramienta para aumentar las reservas son ampliamente satisfactorias, logrando con ello tener un elemento más para hacer frente a los problemas que surgen en la decisión de la terminación de un pozo.

Las técnicas de los probadores de formación operados por cable (*Wireline Formation Tester, WFT*) que se proponen en este trabajo van más allá de simplemente obtener presiones, muestras de fluidos y aclarar las características del sistema roca-fluidos; por ejemplo: permeabilidad efectiva de la formación, temperatura estática y las propiedades PVT del yacimiento.

Estas mediciones se pueden hacer en tiempo real en el fondo del pozo, sin que la muestra alcance siempre la superficie. Además, el análisis se realiza para comprobar si hay variaciones de fluidos que serán producidos por la formación dentro de un intervalo dado. Esta característica permite una escala más fina de investigación en comparación con las pruebas de producción.

Los resultados de la prueba se grafican y se interpretan por especialistas, los datos se comparan con los resultados obtenidos por otros métodos de registros geofísicos con el fin de obtener un valor mucho más confiable de los parámetros del yacimiento.



CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.

La prueba de formación es muy segura, ya que lleva válvulas que se abren y cierran por presión controlada en superficie. Al estar realizando esta prueba se debe tener precaución al operar dichas válvulas. Un análisis cualitativo de las gráficas dirá mucho acerca de cómo se comporta el yacimiento. Un análisis cuantitativo determina el valor de los parámetros necesarios y por consiguiente se deducirá si el yacimiento resultará económicamente productivo o no.

Aplicando estas herramientas probadoras de formación, se pueden predecir con precisión aceptable las propiedades del yacimiento que se obtendrían al aplicar las pruebas de producción, que además de costosas requieren mucho tiempo de ejecución. Obteniendo como resultado la posibilidad de tomar una decisión del desarrollo del campo más rápido, reduciendo la duración del ciclo desde el descubrimiento hasta la primera producción.

Para entender mejor las características del yacimiento y, por lo tanto, para tomar las mejores decisiones financieras, las compañías petroleras generalmente recurren a las pruebas de producción. Una *prueba de producción* puede proporcionar la información sobre la extensión del yacimiento, el gasto que entregan los pozos, las propiedades de los fluidos y la permeabilidad del yacimiento. Las desventajas de ejecutar una prueba de producción incluyen el alto costo, las limitaciones ambientales de quemar el gas producido, el largo período de flujo requerido para estimar la extensión del yacimiento y la incertidumbre con respecto a la permeabilidad de las unidades individuales de flujo dentro de un yacimiento (solamente se puede calcular la permeabilidad promedio).

Una herramienta WFT acondicionada puede proporcionar típicamente la mayoría de los datos buscados por una prueba de producción, a excepción de la extensión del yacimiento. Los dos parámetros más importantes para predecir los gastos de producción para pozos, son las propiedades PVT (presión-volumen-temperatura) de los fluidos del yacimiento y la permeabilidad de la formación.

Conocer las propiedades precisas del fluido producido permite el diseño apropiado de las instalaciones de producción y de transporte, además de proporcionar ahorros significativos de costos. Donde se han observado diferencias de resultados entre WFT y las muestras de producción, son debidas generalmente a la adquisición o a la dirección incorrecta de las muestras. Algunos problemas comunes que pueden causar estas diferencias son: la separación "flash" de los fluidos del yacimiento durante el muestreo en el fondo del pozo debido al abatimiento excesivo de la presión, la recombinación incorrecta de las muestras en superficie y la valoración errónea de la temperatura del yacimiento, entre otras.

Medición de la permeabilidad.

La permeabilidad ha sido siempre un parámetro crítico en la caracterización de yacimientos. Los métodos actuales tienen limitaciones serias de escala y de extrapolación a la permeabilidad real de la formación. Mientras que las mediciones de núcleos pueden conducir a resultados exactos, las incertidumbres se presentan en los parámetros necesarios para hacer dichas mediciones: elevar la presión y temperatura de la celda del núcleo a las



CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.

correspondientes "in-situ" del yacimiento, el cálculo efectivo de la tensión, carga tri-axial y período requerido para restaurar la mojabilidad nativa.

Las limitaciones del equipo de laboratorio y los apremios de seguridad de manejar los hidrocarburos vivos o aún los aceites refinados en la temperatura y la presión elevadas, introducen un error, saliendo de la aplicación la representación apropiada de la condición "in-situ" real sin resolver.

Otras maneras de medir el abatimiento de la permeabilidad requieren una prueba de producción con flujo extendido y períodos de cierre, sólo para conseguir una permeabilidad promedio de las zonas que fluyen, una incertidumbre en sí misma a menos que se investigue la contribución de zonas individuales a los gastos.

Permeabilidad de WFT.

Se propone el uso del análisis de la presión transitoria de WFT para las mediciones exactas de la permeabilidad. Las técnicas existentes se limitan a determinar la movilidad (M), que se define como el cociente de la permeabilidad (k) entre la viscosidad (μ) en [mD/cP] :

$$M = \frac{k}{\mu} \quad (1.1)$$

En el análisis actual de presión transitoria, el volumen investigado es principalmente la zona invadida para que la movilidad no se pueda convertir confiablemente en permeabilidad. En la zona invadida, la viscosidad no es ni la del líquido filtrado del lodo, ni del líquido nativo, pero si una mezcla o una emulsión, realizada con los sólidos en la mayoría de los casos, que tiene un valor de viscosidad desconocido. Por lo tanto, al resolver las ecuaciones de la difusividad de la presión contra tiempo, llegamos a un término de movilidad.

Método propuesto para medir la permeabilidad efectiva.

El método aquí propuesto realiza el análisis de la presión transitoria después de un período largo de bombeo, del cual se analizan el drene y la acumulación. Puesto que se ha bombeado un cierto volumen al pozo, el radio de investigación es mucho más grande que la pre-prueba típica de 20 cm³. Por lo tanto, la movilidad derivada corresponde a un volumen más grande de roca llena de los fluidos muestreados del yacimiento, para los cuales la viscosidad puede ser medida o estimada. Substituyendo la viscosidad en la ecuación 1.1 la permeabilidad entonces se obtiene.

En el caso del flujo monofásico, representa la permeabilidad efectiva de la roca a los fluidos del yacimiento, o la permeabilidad relativa del punto final en la saturación inicial del agua. Este procedimiento entra de forma natural con los pasos requeridos para obtener una muestra de fluido y agrega así un tiempo muy pequeño a la operación normal de la adquisición de la muestra.



CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.

Se debe tener precaución en la validez de las suposiciones hechas en la solución de las ecuaciones diferenciales parciales de la presión contra tiempo. Estas suposiciones consideran que el líquido filtrado dentro de la herramienta durante la pre-prueba debe ser incompresible. Esto no es inválido si se están probando los yacimientos de gas, especialmente después de que el filtrado es desplazado por el gas después de bombear. Se deben utilizar las pseudo-presiones para obtener una permeabilidad correcta en formaciones con gas.

Una limitación de esta técnica es la habilidad para determinar el régimen de flujo correcto para resolver la ecuación de difusividad de la presión con las condiciones de límite apropiadas. Los paquetes actuales de interpretación utilizan modelos radiales y esféricos para elegir el mejor ajuste para determinar el régimen de flujo correcto.

En pruebas de verificación se observa la similitud entre el modelo del flujo radial con las mediciones de núcleos y mediciones de prueba de pozos. Sin embargo, al comparar los resultados de esta técnica en yacimientos fracturados con los resultados de núcleos y de pruebas de producción, no se obtiene un buen ajuste, debido a la limitación física del mismo WFT para ver la red de la fractura en el área alrededor de la prueba de flujo. El módulo del empacador doble proporciona mejores resultados en este caso.

Se ha encontrado que la prueba de diámetro grande da el mejor ajuste al núcleo y a los resultados de la prueba de pozo. La comparación incluye pruebas de empacadores de área grande, pruebas de grava empacada, pruebas de empacador dobles y prueba de diámetro normal (pequeñas).

Temperatura estática verdadera de la formación.

La temperatura estática verdadera de la formación (*Formation True Static Temperature, FTST*) es otro parámetro crítico de entrada usado en el diseño de la cementación de tubería, en análisis PVT, en la colocación de las válvulas de seguridad sub-superficiales, y es necesario para el diseño apropiado de tuberías aislantes, el diseño de concentraciones químicas inyectadas, el diseño de líneas de flujo y sus instalaciones de recepción, etc. El acortamiento de la producción debido a la estimación incorrecta de la temperatura de recepción de las instalaciones, que se deriva de la temperatura estática del yacimiento, es muy común alrededor del mundo.

Método propuesto para medir la FTST.

Considere el número de Prandtl (P_r), definido como el cociente del ímpetu de difusividad (ν) a la difusividad termal (α)

$$P_r = \frac{\nu}{\alpha} \quad (1.2)$$

donde ν se define como el cociente de la viscosidad μ entre la densidad ρ

CAPITULO I.
INTRODUCCIÓN.

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad \text{en} \quad \frac{cP}{\text{gr}/\text{cm}^3} \quad (1.3)$$

α se define como

$$\alpha = \frac{\kappa}{\rho c_p} \quad (1.4)$$

donde κ es la conductividad termal (en Btu/hr-ft-°F), y c_p es la capacidad calorífica (en Btu/lb-°F).

El valor de P_r es 7.39 para el agua y 13.7 para el aceite. Esto significa que si el agua en una temperatura más fría invade un medio poroso, refrescará una mayor distancia del pozo que lo que haría un lodo sintético base aceite.

Para explicar mejor estos fenómenos, considere dos frentes, un frente de temperatura y un frente de saturación. Lo que el número de Prandtl sugiere es que el frente de saturación es más profundo que el frente de temperatura para los sistemas de invasión de agua filtrada, e incluso más profundo para los sistemas de invasión de aceite filtrado.

El objetivo es recoger una muestra de fluido limpia usando las herramientas de WFT. Por la definición, una muestra limpia tiene que venir más allá del frente de saturación (el borde de la zona invadida) para que sea incontaminada. Puesto que el frente de saturación está más allá del frente de temperatura, esta muestra llega con su temperatura estática nativa, siempre y cuando el líquido que fluye sea monofásico. Si el agua filtrada está fluyendo con aceite, la temperatura puede ser más baja. En el caso del gas, después de un período corto de enfriamiento debido al efecto de Joule-Thompson, más gas llega a su temperatura nativa, superando el efecto de enfriamiento y estabilizándose en última instancia en la temperatura estática verdadera de la formación. En los pozos perforados con lodo sintético base aceite, debido a su miscibilidad con el aceite de la formación, el flujo monofásico se alcanza mucho más pronto. En este caso, la temperatura se estabilizará antes de que se obtenga una muestra limpia. Esto es muy importante para observar una temperatura estable antes de que comience el muestreo.

La Figura 1-1 demuestra la verificación de esta técnica con un ejemplo verdadero del Golfo de México. En este ejemplo, un campo produciendo con una plataforma debía ser complementado con el desarrollo submarino basado en plataformas satélites.

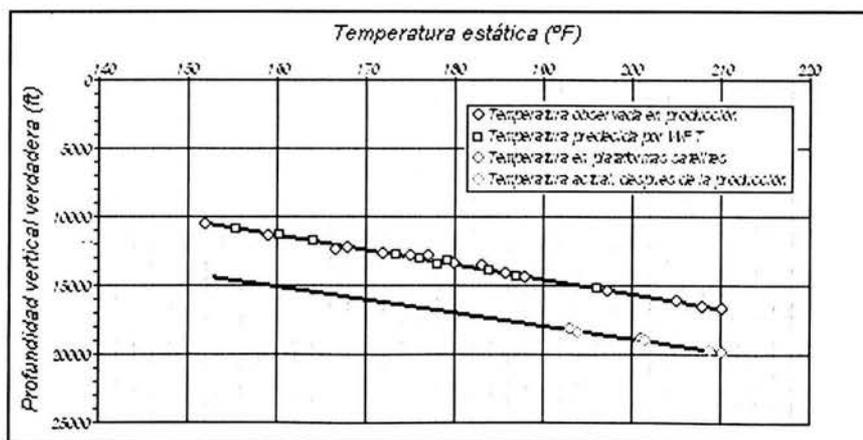


Fig. 1-1. Predicción de temperatura utilizando herramientas WFT.



CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.

Asumiendo que la temperatura del campo en producción es la misma que en la nueva plataforma satélite, a sólo siete millas de distancia, no deben requerir el aislamiento de la tubería.

La temperatura derivada del WFT sugirió que la temperatura estática del campo en las plataformas satélites era 35 °F mas elevada, así que se requería el aislamiento de calor de la tubería de producción, operación que costaba \$30 millones adicionales. Para resolver esta diferencia costosa, una medición oportuna de temperatura fue tomada del campo en producción usando la nueva técnica de WFT, mientras que muestreaba algunos yacimientos en nuevos pozos perforados. La temperatura usando la técnica de WFT emparejó, dentro de 1 °F, en los pozos productores las temperaturas registradas por los medidores del fondo del pozo o las encuestas realizadas sobre temperatura de revestimiento cuando los pozos eran cerrados.

Esto probó que la FTST medida por la técnica de WFT era correcta y condujo a la decisión acertada de aislar la tubería de producción en el desarrollo del campo. Esto fue decidido tres años antes de la primera producción petrolífera. Tres años después, cuando estos pozos submarinos entraron en producción emparejaron sus temperaturas estáticas con las temperaturas previstas por WFT, según lo demostrado en la figura 1-1.

Mejores correlaciones PVT.

La dispersión de los puntos y la poca confianza de la regresión en trabajos anteriores se pueden atribuir a dos razones principales. El primero tiene que ver con la alteración de la muestra del fondo del pozo al salir del agujero y ser transferida a las botellas transportables. La transferencia pobre de las muestras a las botellas es la principal razón por la cual varían las propiedades de las muestras, incluso cuando todas las muestras provengan de la misma profundidad. La muestra es alterada por los efectos de descompresión mientras que se saca del agujero.

Esta caída de presión da lugar a la segregación de la muestra fluida del yacimiento en la cámara de muestreo de la herramienta WFT, de modo que cuando se transfiere a las botellas los líquidos más ligeros se han transferido primero, después siguen los líquidos más pesados en las últimas botellas, conduciendo a diversas características de PVT de la muestra a la misma profundidad.

Este problema se soluciona utilizando la técnica de muestreo de "bajo impacto". Esta técnica permite que la parte posterior de las cámaras de muestreo y de la bomba queden sujetos a la presión hidrostática. La única manera de mover los fluidos del yacimiento es bombeándolos en o sobre la presión hidrostática. También se resuelve el problema con un período de reacondicionamiento mas largo de las cámaras de muestreo en la superficie, antes de transferir su contenido. Se encontró que el uso de botellas compensadas con nitrógeno entrega muestras de mejor calidad.



CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.

Una segunda razón de muestras no representativas de WFT es la separación "flash" de los fluidos del yacimiento mientras que ocurre el muestreo, debido al abatimiento de presión excesivo. El uso del muestreo de "bajo impacto" solucionó también ese problema, puesto que, usando esta técnica los fluidos del yacimiento se muestrean en presiones más altas, ocasionando que la separación "flash" se reduzca al mínimo. Además, después de llenar la cámara de muestreo continuamos sobrepresionando la muestra hasta la presión máxima de entrega de la bomba, unas 4000 psi sobre la presión del yacimiento. En este caso la descompresión empieza con la presión del yacimiento más 4000 psi y termina con una presión más alta y una muestra más representativa en la superficie.

Estas dos técnicas solucionaron los problemas de diferencias reportadas en las propiedades PVT y de las muestras de WFT, ayudando así a reducir la dispersión observada en conjuntos de datos anteriores.

La capacidad de predecir características como la densidad y la viscosidad del hidrocarburo es muy útil. La viscosidad puede ser utilizada como entrada a la interpretación de otros datos petrofísicos, tales como registros de resonancia magnética nuclear (NMR), o para determinar la permeabilidad con la técnica descrita anteriormente. Las correlaciones de la densidad proporcionan una buena alternativa, en el caso donde el espesor de la formación no sea lo suficiente grueso para estimar la densidad de un gradiente representativo de la presión del fluido.

II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.



II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

II.1. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

Las *pruebas de producción* usadas apropiadamente pueden proveer valores que establecen la condición de los pozos productores o inyectores. El Ingeniero de Producción y de Terminación necesita ser capaz de diseñar y emplear el procedimiento más sencillo, y estar familiarizado con las posibilidades y limitaciones del procedimiento más sofisticado.

Una prueba de producción puede proporcionar la información sobre la extensión del yacimiento, el gasto que entregan los pozos, las propiedades de los fluidos y la permeabilidad del yacimiento. Las desventajas de ejecutar una prueba de producción incluyen el alto costo, las limitaciones ambientales de quemar el gas producido, el largo período fluyendo requerido para estimar la extensión del yacimiento y la incertidumbre con respecto a la permeabilidad de las unidades individuales de flujo dentro de un yacimiento (solamente se puede calcular la permeabilidad promedio).

Generalmente las pruebas de producción de pozos de aceite y gas se clasifican como:

- Pruebas de producción periódicas.
- Pruebas de productividad o rendimiento.
- Pruebas de presión transitoria.

Las pruebas de productividad o rendimiento son usualmente realizadas en terminación inicial o reconstrucción de un pozo para determinar la capacidad del pozo bajo diversos grados de abatimiento de presión. Los resultados pueden permitir colocar la producción, ayudar en selecciones de métodos de terminación de pozo y diseñar sistemas artificiales de producción e instalaciones de producción.

Las pruebas de presión transitoria requieren un alto grado de sofisticación y son usados para determinar el daño a la formación o estimulación relacionada para un pozo individual, o parámetros del yacimiento tales como permeabilidad, presión, volumen y heterogeneidades.

Pruebas de producción periódicas.

Las pruebas de producción periódicas son corridas en forma rutinaria para medir físicamente el aceite, gas y agua, producidos por un pozo particular bajo condiciones de producción normales. Los resultados de las pruebas son utilizados para asignar la producción total del campo o la producción entre pozos, donde la producción individual de cada pozo no es monitoreada continuamente. Estas proveen las bases para reportes periódicos para grupos legales o regulatorios.



CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Desde el punto de vista de operaciones de pozo y yacimiento, proveen evidencia física periódica de las condiciones del pozo. Cambios inesperados, tales como agua extraña o producción de gas puede indicar problemas en el pozo o el yacimiento.

Los resultados *para pozos de aceite* son reportados usualmente como gastos de producción de aceite en barriles por día, relación gas-aceite (GOR) en pies cúbicos por barril y relación agua-aceite (WOR) en porcentaje de agua en el flujo total de líquido. El equipo de prueba puede consistir de solo un separador gas-aceite y un tanque de almacenamiento, con dispositivos medidores apropiados tales como un medidor de orificio para gas y una cinta para aceite y agua.

La precisión de las mediciones y cuidado en la grabación de las condiciones bajo las cuales la prueba fue corrida, son de importancia obvia. El tamaño del estrangulador, presión en la tubería, presión en revestimiento, detalles de operación del sistema artificial de producción y todo lo que afecta la capacidad del pozo para producir deben ser grabados. Condiciones de producción estabilizadas son importantes donde se utilizan periodos de prueba cortos.

Para *pozos de gas* las pruebas de producción periódicas son menos comunes, la producción de gas es usualmente contabilizada continuamente desde pozos individuales. La producción de gas es reportada en miles de pies cúbicos estándar por día (Mscfd) o millones de pies cúbicos estándar por día (MMscfd). Líquidos hidrocarburos o agua son reportados en barriles de condensado por millón de pies cúbicos (BCPMM) o barriles de agua por millón de pies cúbicos. En la condición de flujo estabilizado es importante tener cuidado al cuantificar y reportar volúmenes y presiones.

Pruebas de productividad o rendimiento.

Las pruebas de productividad o rendimiento representan el segundo grado en pruebas de producción de pozos de aceite o gas, involucran la determinación física o empírica de los fluidos producidos *versus* el abatimiento de presión en el fondo del pozo. Con un número limitado de mediciones permiten una predicción de lo que el pozo debería producir en otro abatimiento de presión. Son aplicadas con éxito en condiciones de flujo no Darciano o menores al punto de burbujeo, incluso aunque las propiedades del fluido y permeabilidades relativas no sean constantes alrededor del pozo.

Estas pruebas no permiten cálculos de la permeabilidad de la formación o el grado de restricción de flujo anormal (daño a la formación) cerca de la perforación, sin embargo, incluyen los efectos del daño a la formación. Así, pueden ser utilizadas como un indicador de las condiciones de flujo del pozo o como base para una comparación simple de efectividad en la terminación entre pozos en un yacimiento en particular.



CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Las pruebas de rendimiento representan condiciones de producción estabilizadas, involucran la medición de la presión estática de fondo del pozo y fluyendo, tanto del pozo como de los gastos de fluidos producidos a la superficie.

Las pruebas de rendimiento comúnmente usadas para pozos de aceite se pueden clasificar como:

- Índice de productividad
- Comportamiento de flujo
- Flujo después de flujo
- Isocronales

Las pruebas de rendimiento en pozos de gas son diseñadas para establecer el potencial absoluto de flujo o el gasto de producción, si la presión del fondo del pozo puede ser reducida a cero. Con el término de prueba de presión de puntos múltiples o simplemente pruebas de presión, estas se pueden clasificar de acuerdo al procedimiento de la prueba como:

- Flujo después de flujo
- Isocronales

a) Pozos de aceite.

Índice de productividad.- La prueba de índice de productividad es la forma más simple de las pruebas de rendimiento. Involucra la medición de presión en el fondo del pozo al cerrarlo y en una condición de producción estabilizada, la medición de la presión de fondo fluyendo y el gasto correspondiente de líquidos producidos a la superficie. El índice de productividad se define como:

$$I.P. = J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.1)$$

donde:

q = total de líquidos, bl/d

P_{ws} = presión de fondo estática, psi

P_{wf} = presión de fondo fluyendo, psi

$P_{ws} - P_{wf}$ = abatimiento de presión, psi

El índice de productividad declina durante la vida de un pozo debido a diversos factores como: cambios en la presión del yacimiento, composición y propiedades de los fluidos producidos, y restricción al flujo o daño a la formación cerca de la perforación. Sin embargo el IP proporciona al Ingeniero de Terminación de pozos un indicador útil de las condiciones de pozo y perforación, y un patrón para comparación entre pozos.

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Pruebas de comportamiento de flujo.- El concepto implica un comportamiento lineal de la producción en función de la presión del fondo fluyendo, es decir, que el pozo aportará incrementos constantes de producción a decrementos iguales de presión (figura 2-1, pozo A).

Sin embargo, se ha observado que el comportamiento lineal sólo ocurre en yacimientos con empuje hidráulico muy activo o en yacimientos en donde la presión de fondo fluyendo está por arriba de la presión de saturación.

Aún cuando se sabía que el comportamiento de la producción de un pozo, en relación a la presión de fondo fluyendo, no era siempre una línea recta, no fue sino hasta 1954 que W.E.Gilbert introduce el concepto de *comportamiento de flujo al pozo (Inflow Performance Relationship, IPR)*, el cual no supone un comportamiento lineal. (figura 2-1, pozos B y C).

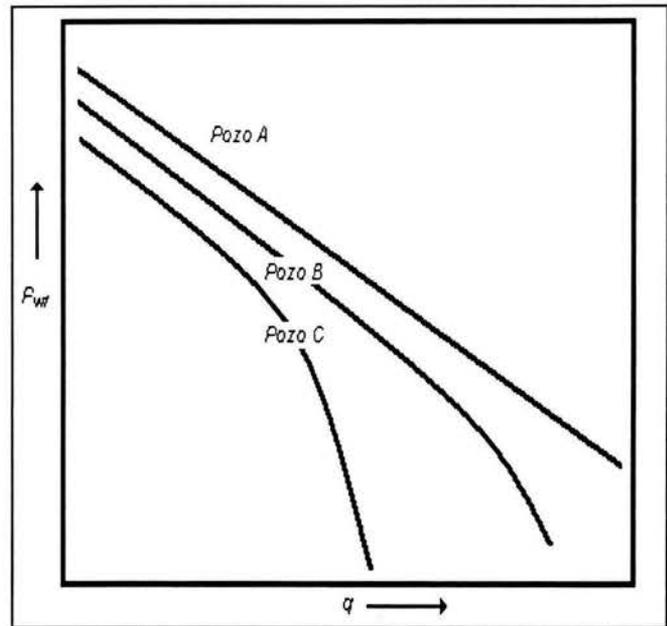


Fig. 2-1. Curvas típicas de comportamiento de flujo.

Vogel, J.V. (1968), basado en una simulación de cómputo de yacimientos que contienen gas disuelto, graficó la producción contra la presión de fondo fluyendo como una función de la producción acumulada y observó la variación del IPR, obteniendo una curva para cada etapa en la vida productiva de un yacimiento productor, debajo de la presión de burbujeo.

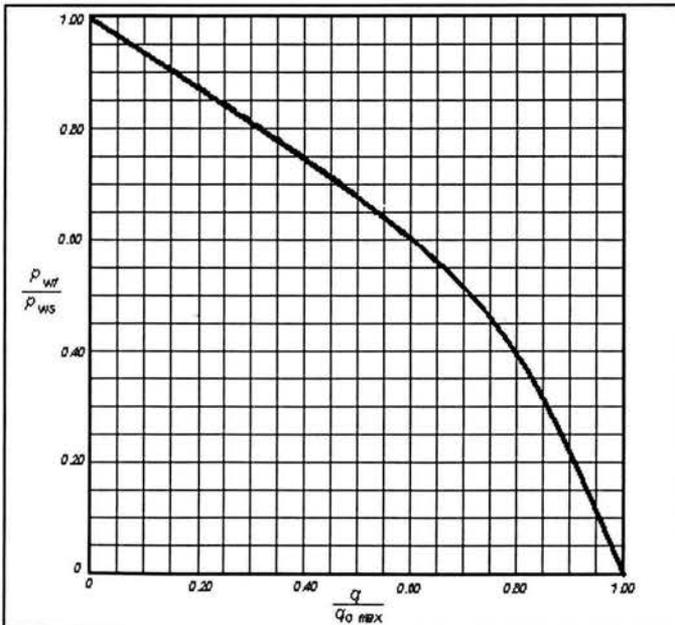


Fig. 2-2. Relación del comportamiento de flujo (Vogel).

debajo de la presión de burbujeo.

Vogel también graficó los mismos datos (p_{wf} contra q) para distintas viscosidades y diferentes relaciones gas/aceite y observó que las curvas tenían un comportamiento similar. Posteriormente adimensionó estas curvas y obtuvo una curva de referencia (figura 2-2) con la cual se puede construir la curva IPR para un pozo determinado, partiendo de una prueba de producción y un registro de presiones de fondo.

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Standing, M.B. extendió la relación de Vogel, de forma que la *eficiencia de flujo* puede ser estimada; entonces el efecto de restricción de flujo o daño cercano al pozo puede ser incluido en un simple análisis gráfico, para predecir el IPR con la restricción y también el IPR eliminando la restricción.

Flujo después de flujo.- Las pruebas de contra-presión son usadas para la determinación empírica de la capacidad de los pozos de gas para producir muchos años.

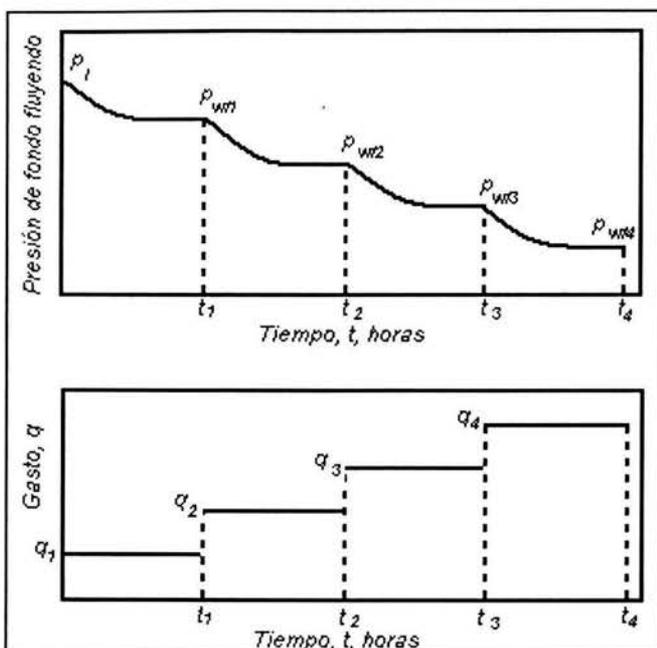


Fig. 2-3. Historia presión-gasto de una prueba flujo después de flujo.

Fundamentalmente una gráfica de gasto de flujo contra abatimiento de presión al cuadrado, en un papel bilogarítmico proporciona una línea recta, la cual puede ser extendida para predecir el gasto de flujo para algunos abatimientos.

El rendimiento de pozos de aceite puede ser representado de la misma forma. El método es particularmente útil para yacimientos que están produciendo debajo del punto de burbujeo, donde la descripción matemática es impráctica.

La figura 2-3 muestra el gasto de flujo ideal y la presión de fondo fluyendo contra el tiempo para una prueba de flujo después de flujo corrida adecuadamente.

Una gráfica bilogarítmica de gasto de flujo (q) vs. $(p_i^2 - p_{wf}^2)$ debería definir una línea recta con pendiente "1/n"; esta gráfica puede usarse para predecir el gasto de flujo para algunos posibles abatimientos de presión (figura 2-4). Por lo menos debe correrse en cuatro gastos y cada gasto debería ser continuo hasta que el pozo alcance una condición de presión con flujo estabilizado. Este requisito para muchos pozos supone que se necesitan grandes periodos de pruebas y limita frecuentemente la utilidad del método de flujo después del flujo.

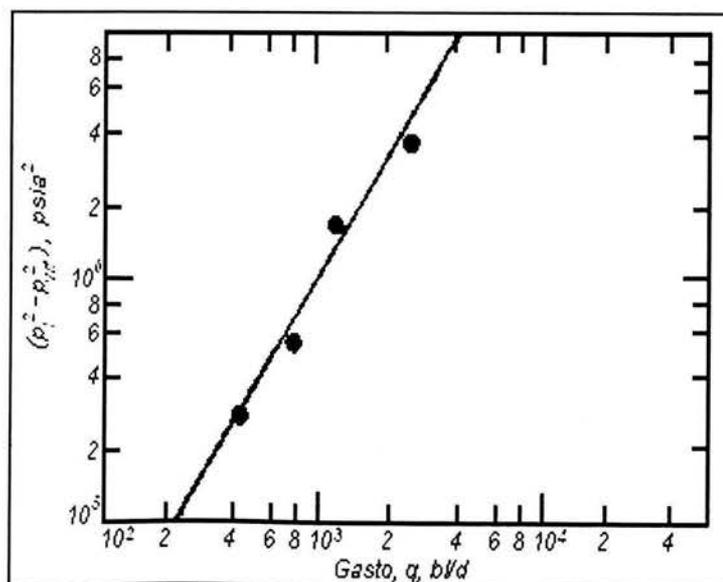


Fig. 2-4. Curva de rendimiento de una prueba flujo después de flujo.

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Isocronales modificados.- Para reducir el tiempo en las pruebas isocronales para pozos de gas, el procedimiento también fue adaptado para pozos de aceite. La prueba es corrida como se muestra idealmente en la figura 2-5, con una serie de periodos de cierre de flujo relativamente cortos (del mismo tiempo) y un periodo de flujo final donde se permite la estabilización de la presión de flujo. De cuatro a seis horas es suficiente duración para los periodos iguales de flujo o cierre.

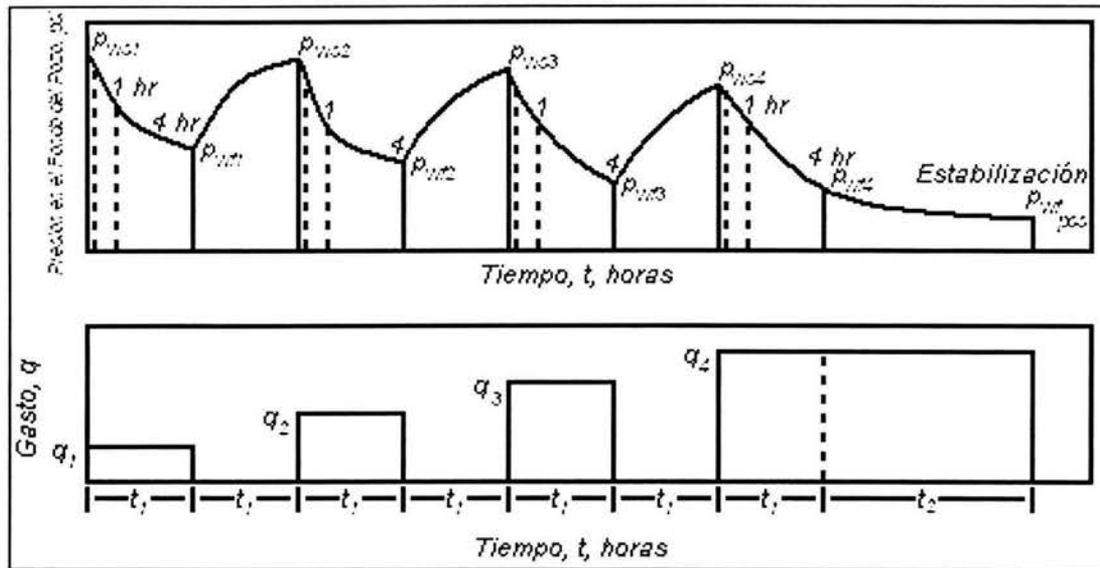


Fig. 2-5. Historia presión-gasto para una prueba de flujo isocronal modificado.

Al hacer la gráfica de gasto contra el abatimiento de presión al cuadrado, cada periodo de flujo es dividido en incrementos de tiempo; por ejemplo: 15 minutos, 1 y 4 horas después del comienzo del periodo de flujo. Se hace una gráfica de q vs. $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)$ para cada incremento de tiempo como se muestra en la figura 2-6, donde \bar{p} es la presión de yacimiento promedio. La presión de cierre de cada cálculo debe ser la presión de cierre, justo antes del comienzo de un periodo de flujo en particular.

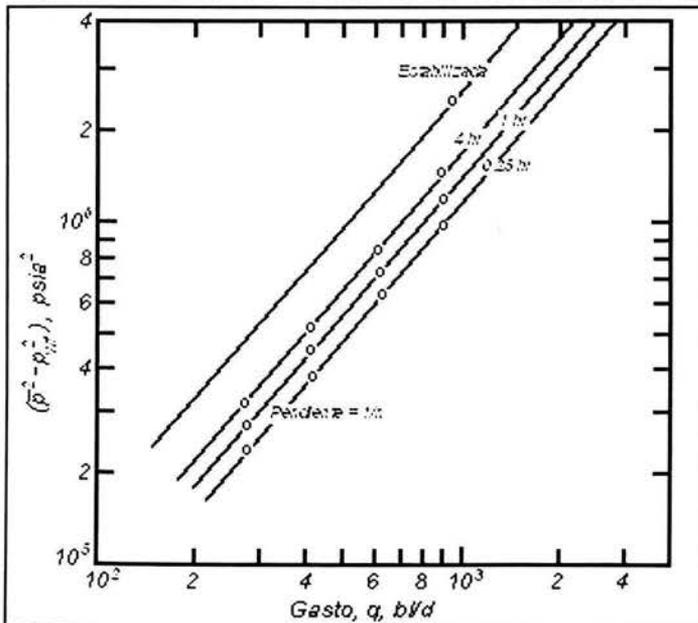


Fig. 2-6. Gráfica de una prueba de flujo isocronal modificado.

La tendencia de las gráficas resultantes determina la pendiente apropiada para la curva estabilizada, que es trazada a través de un punto de dato donde las condiciones de flujo actuales permiten la estabilización. La curva estabilizada entonces se usa para propósitos predictivos.



CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

b) Pozos de gas.

Las pruebas de rendimiento para pozos de gas fueron formalizadas a través del trabajo hecho por el Departamento de Minas de los Estados Unidos y la Comisión del Ferrocarril de Texas, el procedimiento empírico original fue llamado prueba de presión de puntos múltiples. La técnica requiere mediciones cuidadosas del gasto y presiones en superficie para cuatro condiciones de flujo estabilizadas y una presión de cierre en superficie. Las presiones superficiales son convertidas entonces a presión de fondo del pozo por procedimientos de cálculo.

Un registro bilogarítmico de gasto contra $(p_i^2 - p_{wf}^2)$ debe definir una línea recta que se puede extender para determinar el gasto cuando la presión de fondo del pozo sea cero (o abatimiento máximo), el cual determina el potencial absoluto de flujo del pozo. La pendiente de la línea usualmente varía entre 0.5 y 1. En algunos casos (ejemplo en pruebas DST) se usa una presión de flujo para estimar el rango de potencial de flujo absoluto, asumiendo que la pendiente es 1 para un potencial de flujo absoluto, o 0.5 para un potencial de flujo absoluto mínimo.

Realizado apropiadamente a condiciones estabilizadas, el procedimiento original de la prueba de presión de puntos múltiples es una prueba de flujo después de flujo. En formaciones de baja permeabilidad la estabilización requiere muchas horas, entonces se vuelve impráctico.

La prueba isocronal para pozos de gas fue sugerida por primera vez en 1955, modificada subsecuentemente y actualmente es usada como una prueba estándar para muchas condiciones. Este procedimiento descrito previamente para pozos de aceite reduce el tiempo de prueba requerido a un rango práctico y proporciona aparentemente resultados comparables al procedimiento original de flujo después de flujo.

Pruebas de presión transitoria.

Asumiendo que el pozo terminado únicamente se cierra en un yacimiento hasta que se alcanza una situación completamente estable, si este pozo entonces es puesto en producción y la presión es reducida en el pozo, una onda de presión reducida se mueve gradualmente fuera del yacimiento estableciendo un gradiente de presión de disminución hacia el pozo. Con el fluido retirándose continuamente del pozo, la onda de presión se mueve adicionalmente, cada punto por el que pasa la onda experimenta una declinación continua de presión. En un tiempo en particular, la distancia máxima que la onda ha viajado se llama el radio de drene del pozo.



CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Cuando el frente de onda alcanza una frontera cerrada, la presión en cada punto dentro de la frontera continúa declinando, pero a un ritmo más rápido. Si el frente de onda encuentra una frontera que suministre fluido en un gasto suficiente para mantener una presión constante, la presión en muchos puntos dentro del radio de drenaje puede continuar decreciendo, pero a un ritmo más lento. Con cualquier frontera cerrada o la presión de frontera constante, el gradiente de presión hacia el pozo tiende a estabilizarse después de un tiempo suficiente. El nivel de presión en un punto particular puede continuar declinando.

Para la presión de frontera constante un "estado estable" puede ser aproximado donde el gradiente y el nivel de presión no cambian con el tiempo. Para una frontera cerrada una condición de "estado pseudo estable" es alcanzado donde el gradiente de presión es constante, pero la presión declina linealmente con el tiempo en cada punto alcanzando por el radio de drenaje.

Cambios en el ritmo de producción o producción de otros pozos pueden causar variaciones de presión adicionales, los cuales afectan la declinación de presión y los gradientes de presión en cada punto dentro del radio de drenaje del primer pozo.

La base del análisis para presión transitoria es la observación de esos cambios de presión y el fluido retirado o el ritmo de inyección que los causa; junto con la descripción matemática del proceso de flujo, involucrando las propiedades de la roca a través de la que ocurre el movimiento y las características de los fluidos que están moviéndose.

La ecuación de difusión, describiendo el movimiento de fluidos a través de la roca en el yacimiento, asume flujo horizontal, efectos de gravedad insignificantes, una roca homogénea e isotrópica y un sólo fluido poco compresible. También la ley de Darcy debe aplicarse y la porosidad, permeabilidad, viscosidad y compresibilidad deben ser independientes de la presión. Con esas limitaciones la ecuación de difusión se puede resolver fácilmente. Donde ocurren variaciones menores, los métodos de aproximación dan resultados razonables. Donde ocurren variaciones mayores, las técnicas de simulación numérica de yacimientos se pueden usar para intentar modelar esas variaciones.

a) Limitaciones y aplicación.

Para el análisis de yacimientos resulta intrigante la posibilidad de determinar la presión y permeabilidad promedio, el volumen y quizás algunas heterogeneidades cercanas del yacimiento.

Las presiones transitorias son importantes para todos los problemas de terminación, como: comunicación detrás del revestimiento, perforaciones parciales o inefectivas y penetración parcial de la zona productiva. Un análisis apropiado tiene que considerar todos los datos disponibles; las pruebas de producción, detalles de perforación y terminación de pozos u operaciones en el pozo, perfiles de flujo y otros datos de producción registrados, pueden ser útiles.

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Daño a la formación.- Durante la perforación, terminación o producción de un pozo, es posible que pueda desarrollarse una zona de permeabilidad alterada alrededor de las paredes del agujero. Para medir estos efectos, Van Everdingen y Hurst en dos publicaciones separadas introdujeron el concepto del factor de daño. Ellos señalaron que las presiones medidas en un pozo, frecuentemente no se ajustaban a las soluciones ideales calculadas para el problema considerado, aunque la información real pareciera ser paralela a las soluciones teóricas (figura 2-7).

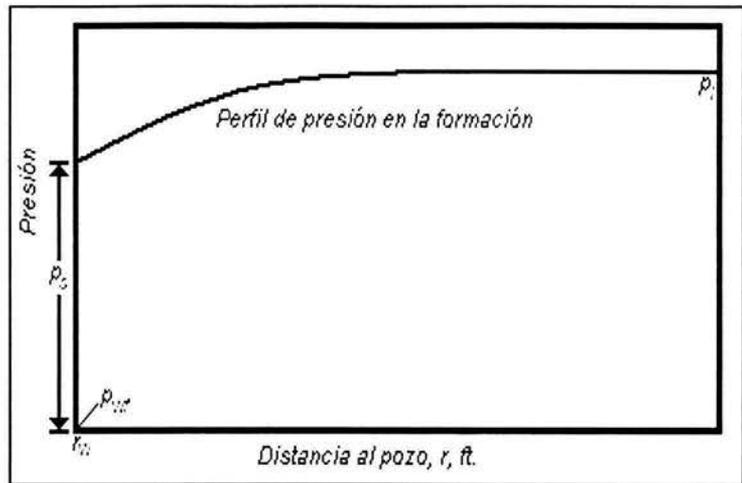


Fig. 2-7. Distribución de la presión alrededor del pozo con un factor de daño positivo

Van Everdingen y Hurst propusieron que la diferencia era una caída adicional de presión causada por restricciones al flujo cercanas al pozo. Pensaron que esta caída de presión era resultado de una película de fluido muy delgada en la superficie de la arena del pozo. Este efecto es representado por un factor de daño, s , el cual está relacionado con la caída de presión debida al daño Δp_s , por:

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s \quad (2.2)$$

donde:

Δp_s = caída de presión a través del daño, psi

B = factor de formación, $bl_{@yac}/bl_{@st}$

μ = viscosidad, cP

s = factor de daño

k = permeabilidad, mD

h = espesor, pies

El valor del factor de daño puede variar de -5 para pozos fracturados hidráulicamente, a para pozos completamente tapados. Un problema con el concepto del efecto de daño es que el valor numérico del factor de daño " s ", no demuestra directamente el grado de daño.

Un factor de daño positivo indica que la permeabilidad cercana a la pared del agujero ha sido reducida, mientras que un factor de daño negativo indica un incremento en la permeabilidad y un factor de daño cero indica que no hay cambio en la permeabilidad.

La eficiencia del flujo describe la capacidad real del flujo de los pozos como una fracción de su capacidad sin daño. La relación del daño es lo contrario de la eficiencia de flujo. El factor de daño, la eficiencia de flujo, o la relación del daño se puede determinar de la mayoría de las técnicas de presión transitoria descritas en el inciso b).



CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Un pozo terminado con sólo una parte de la zona productora abierta (por la perforación ineficaz) o el hecho que el pozo no fue perforado totalmente en la zona, aparecerá como dañado, incluso si no hay restricción física de flujo.

Heterogeneidades del yacimiento.- Las heterogeneidades del yacimiento afectan el comportamiento de la presión transitoria. La variación en las propiedades de la roca debido a los cambios deposicionales o post deposicionales (fracturas, permeabilidad direccional o estratificada), cambios en las propiedades de los fluidos (contactos gas-aceite, aceite-agua), cambios debidos a la variación de presión y cambios debidos a los efectos de los fluidos de estimulación o inyección, todos afectan la presión transitoria.

Las pruebas múltiples de pozos son afectadas más severamente por las heterogeneidades y consecuentemente se pueden utilizar para definir heterogeneidades en casos simples. La primera dificultad es que muchas condiciones diferentes pueden dar la misma respuesta de presión transitoria. Sin otra evidencia geológica, sísmica, flujo o funcionamiento del pozo, las pruebas de presión transitorias no se deben utilizar para deducir propiedades heterogéneas del yacimiento. Si las capas individuales de un yacimiento estratificado no se aíslan, la información individual significativa del estrato sobre permeabilidad, factor de daño o presión media del yacimiento, no se puede estimar con la tecnología actual.

b) Descripción de las pruebas de presión transitorias.

El objetivo de las pruebas de presión transitorias, que consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, es obtener información del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos, a partir del análisis de dichas variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc., la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos.

Una clasificación aceptable de las pruebas de presión transitorias por su tipo, es:

- Prueba de incremento de presión
- Prueba de decremento de presión
- Prueba de gasto múltiple
- Prueba de inyektividad
- Prueba de decremento en pozos inyectoros (*fall-off*)
- Prueba de interferencia

Cada tipo presenta ciertas ventajas y limitaciones, y ciertos factores que son particularmente importantes para obtener resultados razonables. A continuación se describe cada tipo.

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Prueba de incremento de presión.- La prueba de incremento de presión es probablemente la técnica de prueba transitoria más familiar. Esencialmente el pozo produce con un gasto constante por bastante tiempo para establecer una distribución de presión estabilizada, entonces se cierra según lo muestra la figura 2-8. La estabilización es importante, de lo contrario se calcularán datos erróneos. Si la estabilización es imposible, otras técnicas, tales como la prueba de gasto variable se deben utilizar.

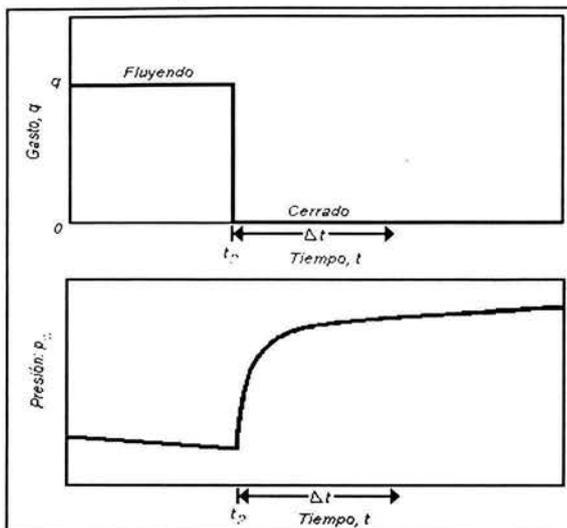


Fig. 2-8. Historia de presión y gasto idealizada para una prueba de incremento de presión.

Refiriéndose a la figura 2-8, t_p es el tiempo de producción, y Δt es el tiempo de cierre. La presión se mide inmediatamente antes del cierre y se registra como una función del tiempo durante el periodo de cierre. La curva de incremento de presión resultante se analiza para conocer las propiedades del yacimiento y la condición del pozo.

Método de Horner.- Después de que los efectos de almacenaje del pozo hayan disminuido, la presión del pozo durante el cierre es:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (2.3)$$

Si se grafica p_{ws} contra $\log\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$, resulta una línea recta con pendiente $-m$, esta gráfica se llama el Diagrama de Horner, figura 2-9.

La porción de la línea recta de la curva se puede extrapolar al tiempo infinito para obtener p_i .

El valor de p_i es exacto para períodos cortos de producción, pero es demasiado alto para períodos largos de producción. El valor medido de la pendiente (m) se puede utilizar para determinar permeabilidad del yacimiento:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} \quad (2.4)$$

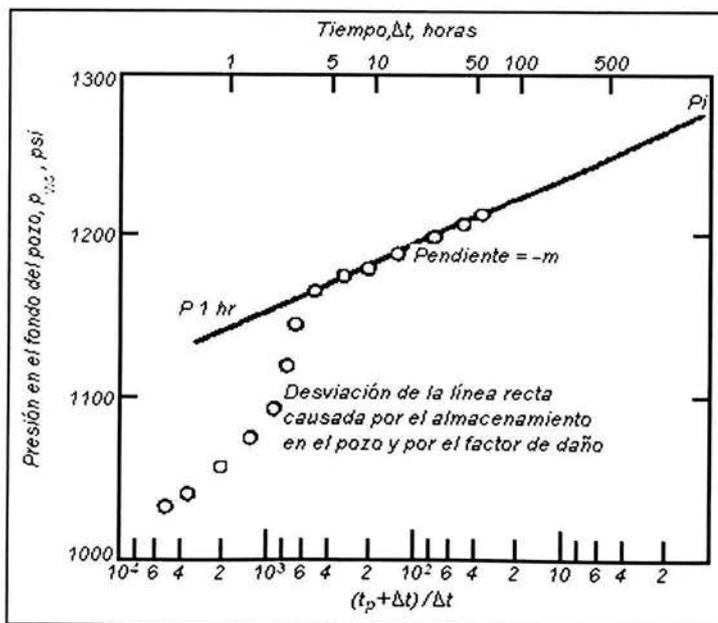


Fig. 2-9. Diagrama de Horner de datos de incremento de presión.

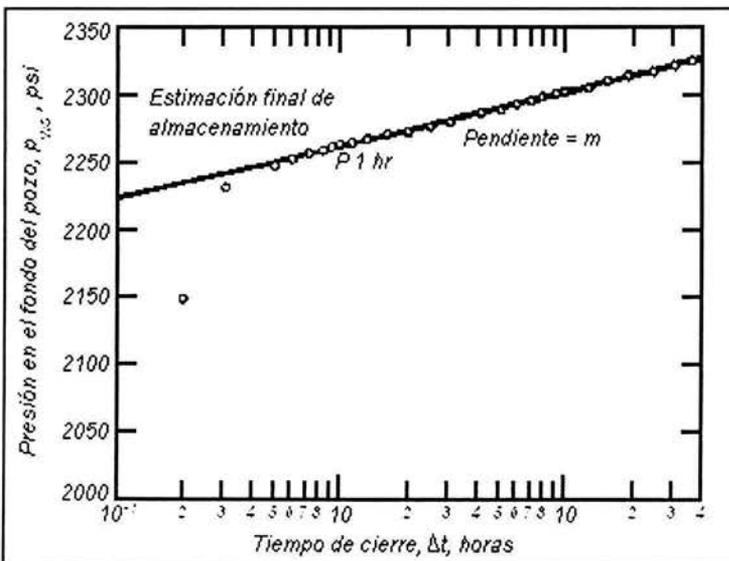
CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

El factor de daño (s) no aparece en la ecuación de Horner (pero afecta la forma inicial de la curva) al igual que el efecto de almacenaje del pozo. El factor de daño " s " se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.5)$$

El valor para $p_{1 \text{ hora}}$ se debe tomar de la línea recta de la gráfica de Horner, cuando los datos de incremento no caen sobre la línea recta a 1 hora, ésta deberá ser extrapolada.

Diagrama de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH).- El diagrama de incremento de Horner puede ser simplificado si el tiempo de producción es mucho mayor que el tiempo de cierre. La ecuación de incremento de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH) es:



La ecuación de incremento de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH) es:

$$p_{ws} = p_{1hr} + m \log \Delta t \quad (2.6)$$

donde:

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh}$$

Un diagrama de p_{ws} contra $\log \Delta t$ debe ser una línea recta, como lo muestra un ejemplo típico en la figura 2-10.

Fig. 2-10. Diagrama de Miller-Dyes-Hutchinson.

Puesto que es más fácil utilizar el método de MDH es de empleo general, a excepción del caso de la prueba con tubería de perforación donde el tiempo de flujo es casi igual al tiempo de cierre, en este caso se debe utilizar el método de Horner.

Frecuentemente las pruebas de incremento de presión no son tan simples como discutidas. Muchos factores pueden afectar la forma del diagrama de incremento de presión, estos incluyen los efectos del almacenaje del pozo, daño a la formación, penetración parcial, fracturas hidráulicas, condiciones inestabilizadas de flujo, interconexiones del fluido y la roca, los contactos agua-aceite o gas-aceite y las heterogeneidades de la roca.

Una consideración importante del costo de la prueba de incremento de presión, es el hecho de que la renta está diferida mientras que se está corriendo la prueba.

CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Prueba de decremento de presión (figura 2-11).- Las pruebas de decremento de presión tienen dos ventajas sobre las pruebas de incremento de presión. Primero, la producción continúa durante el período de prueba y segundo, además de la permeabilidad y de la información del daño de la formación, se puede hacer una estimación del volumen del yacimiento en comunicación con el pozo.

Entonces la prueba de los "límites del yacimiento" se puede utilizar para estimar si hay suficiente aceite -o gas (si es un yacimiento de gas seco), para justificar pozos adicionales en un nuevo yacimiento.

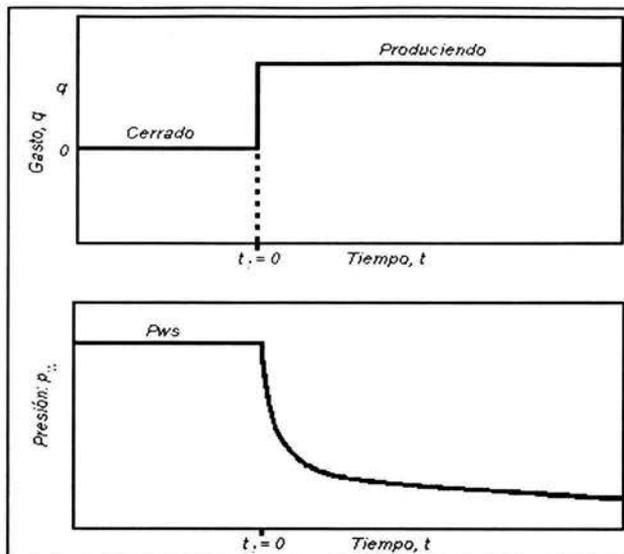


Fig. 2-11. Historia de presión y gasto idealizada para una prueba de decremento de presión.

Prueba de gasto múltiple.- Las pruebas de incremento y decremento de presión requieren un gasto constante, que a veces es imposible o impráctico de mantener por un período suficientemente largo. El análisis de gasto múltiple se puede aplicar a varias situaciones de flujo, como: gastos variables incontrolados, una serie de gastos constantes o presión del fondo de pozo constante con gasto cambiante continuamente.

Las pruebas de gasto múltiple tienen la ventaja de proporcionar datos de pruebas transitorias sin el requisito de cerrar el pozo. Esto reduce al mínimo los efectos de almacenaje del pozo y los efectos de segregación de la fase, proporcionando así buenos resultados donde las pruebas de incremento y decremento de presión no pueden. Ésta es quizás su ventaja más grande.

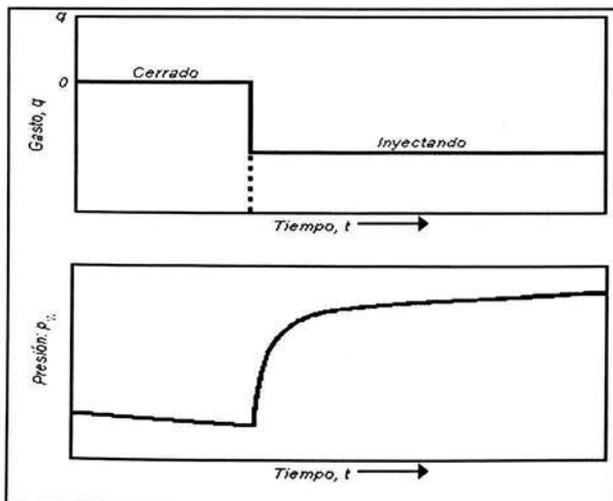


Fig. 2-12. Historia de presión y gasto idealizada para una prueba de inyectividad.

Las medidas exactas del gasto y de la presión son esenciales. Las medidas del gasto son mucho más críticas que en pruebas de gasto constante. Los cambios del gasto deben ser suficientes para efectuar significativamente el comportamiento de presión transitoria. El procedimiento de análisis es directo y simple, pero las mediciones necesarias para hacer el diagrama son muy largas y a veces es necesario utilizar la computadora.

Prueba de Inyectividad.- Conocida también como prueba de incremento en pozos inyectores (figura 2-12).

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Antes de la prueba el pozo se encuentra cerrado y la presión estabilizada; a un tiempo determinado se inicia la inyección a un gasto q constante. Por convención, $q < 0$ para inyección (se usó $q > 0$ para las pruebas en pozos productores). Se utilizan las mismas ecuaciones que en las pruebas de decremento:

$$p_{wf} = p_{1hr} + m \log t \quad (2.7)$$

$$m = -\frac{162.6qB\mu}{kh}$$

$$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.8)$$

Prueba de decremento en pozos inyectoros (fall-off).- Estas pruebas son análogas a las pruebas de incremento en un pozo productor. Se mantiene q constante hasta que el pozo se cierra a un tiempo t_p ; una de estas pruebas se ilustra esquemáticamente en la figura 2-13. Los datos de presión tomados inmediatamente antes y durante el periodo de cierre son analizados de una manera similar a los de una prueba de incremento de presión.

Como en el caso de una prueba de incremento, en la gráfica de Horner los valores en la escala horizontal se incrementan de derecha a izquierda. Por lo que, aunque la pendiente aparenta ser negativa, ésta realmente es positiva.

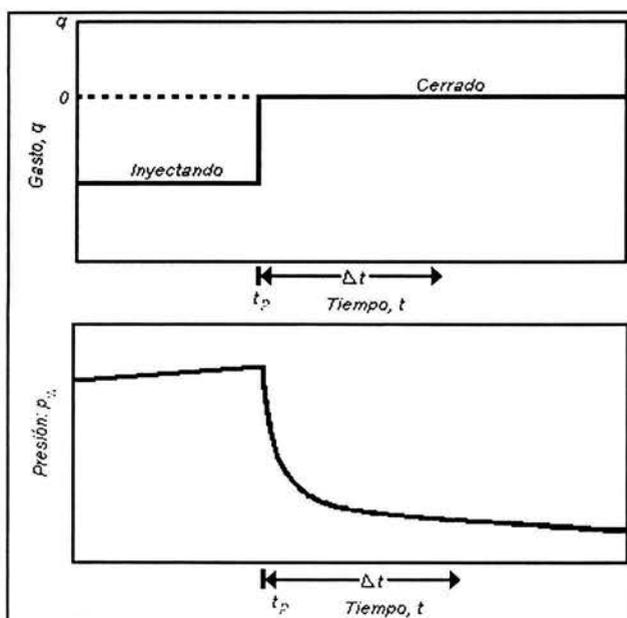


Fig. 2-13. Historia de presión y gasto idealizada para una prueba de decremento en pozos inyectoros.

Una vez que la línea recta semilog ha sido determinada, la permeabilidad del yacimiento y el factor de daño se calculan con las ecuaciones (2.4) y (2.5).

Como en el caso de una prueba de incremento de presión, si el gasto de inyección varía antes de la prueba, el tiempo equivalente de inyección puede aproximarse con:

$$t_p = \frac{24V_p}{q} \quad (2.9)$$



CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Donde V_p es el volumen acumulativo inyectado desde la última estabilización de la presión y q es el gasto constante justamente antes del cierre. Los comentarios anteriores acerca del t_p apropiado para un análisis por el método de Horner, también son aplicables aquí.

El método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH) para pruebas "fall off" se aplica en forma similar a como se aplica en pruebas de incremento.

Prueba de interferencia (prueba de pozos múltiples).- En una prueba de interferencia, un cambio del gasto de larga duración en un pozo cercano crea un cambio de presión en el pozo de observación, que se puede relacionar con las características del yacimiento. Una prueba de pulso es una prueba de interferencia, que provee datos similares por el cambio de gasto de producción de una manera cíclica para producir pulsos de presión a corto plazo. La respuesta de la presión a los pulsos se mide en uno o más pozos de observación. Las respuestas de la presión son muy pequeñas (quizás 0.01 psi), por lo que requieren equipo de medición especial.

Si se utilizan bastantes pozos de observación, los datos de prueba de interferencia se pueden analizar por métodos de computadora para dar una descripción de la variación de las propiedades del yacimiento y su localización. La prueba de pulso vertical en un pozo (bajo condiciones de pozo ideales) puede indicar la continuidad vertical de la formación. La orientación y la longitud de las fracturas verticales se pueden estimar con técnicas de simulación de yacimientos y la prueba de pulso.

II.2. PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Cuando se perfora un pozo petrolero es necesario verificar la presencia de hidrocarburos, así como conocer las características del intervalo perforado. Para la obtención de los datos que conducen al conocimiento de dichas características, se dispone de 3 métodos principales:

- Análisis de núcleos y recortes
- Registros geofísicos de pozos
- Pruebas de formación

El registro de hidrocarburos, 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 potencial de productividad de la formación. Para obtener esta información es necesario hacer una **prueba de formación**.

Las pruebas de formación prácticamente son una prueba de producción temporal de un intervalo del pozo. Han evolucionado desde una técnica simple de muestreo de fluidos de la formación, a un sistema efectivo de recolección de datos para la evaluación del yacimiento.



CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Se realiza aislando una sección del agujero, de tal manera que se pueda comunicar la formación con la presión atmosférica o con alguna presión mucho menor que la de los fluidos en la formación. El aislamiento permite que la presión hidrostática de la columna del fluido de perforación no actúe sobre los fluidos de la formación, permitiendo que estos entren en la sarta de perforación para conducirlos a la superficie.

La economía del método es obvia, en vista de que elimina la necesidad de hacer la terminación del pozo para probar la potencialidad productora del estrato. Una buena corrida e interpretación de la prueba, probablemente de más información por cada peso invertido que alguna otra herramienta de evaluación. Además, este tipo de prueba suministra información adicional de las características de una formación, como son: los tipos de fluidos, la permeabilidad efectiva, la presión estática del yacimiento, la presión de fondo fluyendo, la capacidad de flujo, el índice de productividad, la transmisibilidad, el daño a la formación, etc.

Si esta prueba 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 una producción comercial en base a los tipos de fluidos recuperados y de los gastos observados. Esta prueba proporciona una evaluación de la formación muy precisa, puede usarse para detectar yacimientos de volumen pequeño y para determinar la posibilidad de estimular el pozo para mejorar sus condiciones de producción.

Estas pruebas también se utilizan en agujero descubierto debajo de la tubería de revestimiento de explotación, para ayudar a determinar el contacto agua-aceite y establecer la correlación gas-aceite. Las presiones observadas de la prueba, se podrán emplear para seleccionar el equipo adecuado de terminación y el ritmo de explotación del yacimiento. Conociendo el daño de la formación se puede determinar si debe usarse algún método de estimulación para obtener su producción óptima.

Procedimiento de operación de la prueba de formación.

La prueba de formación se hace simplemente al correr dentro del agujero descubierto la tubería de perforación, con un montaje inferior que consiste en un empacador y una válvula de prueba operada desde superficie; la válvula está cerrada mientras se baja la tubería de perforación, permitiendo que el lodo se mueva como lo muestra la figura 2-14.

Una vez en el fondo, se fija el empacador (por expansión) para aislar la zona deseada de la formación de la presión hidrostática de la columna de lodo.

CAPITULO II. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

La carga de compresión es suministrada por una carga muerta, la cual es transferida por el ancla de la tubería abajo del empacador.

La válvula de control se abre y la sección aislada es expuesta a la presión interior de la tubería de perforación, que es baja o cercana al vacío, permitiendo que entren los fluidos de la formación.

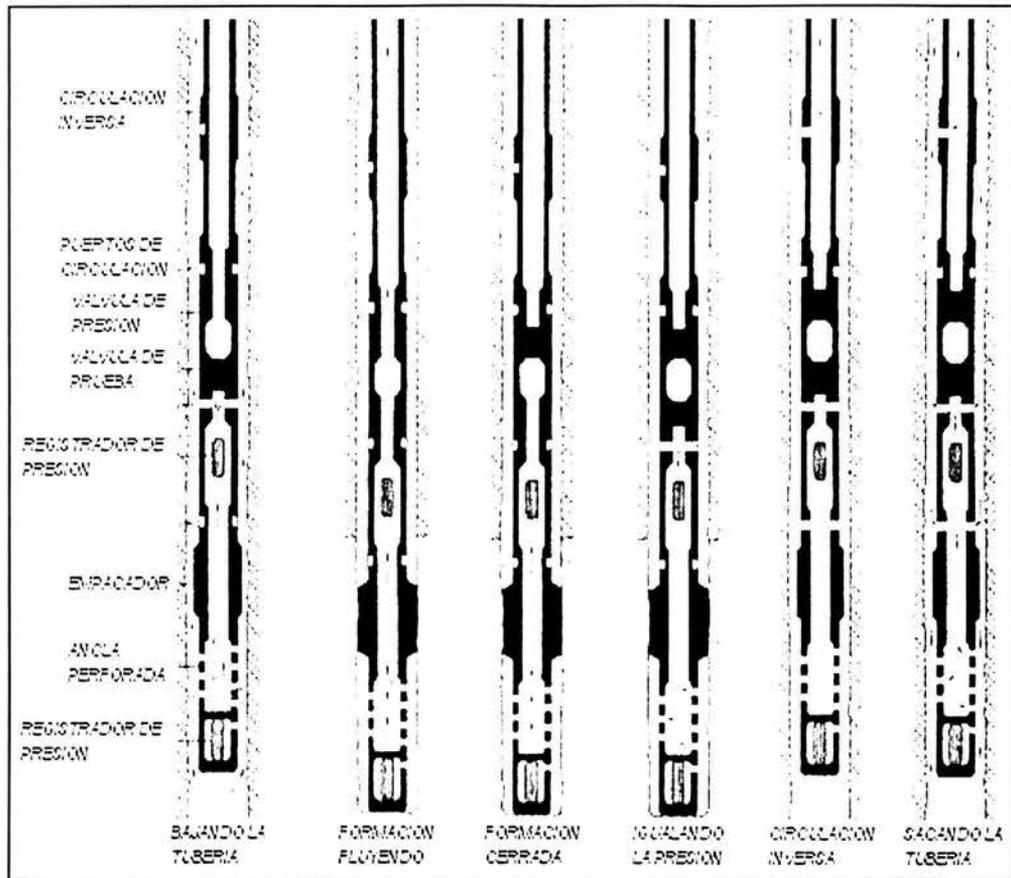


Fig. 2-14. Secuencia de operación de una prueba de formación en pozo abierto

Después de un período conveniente la válvula es cerrada y un incremento de presión ocurre debajo de la válvula, por el represionamiento de los fluidos de la formación en el área alrededor del pozo. Después de un tiempo de acumulación conveniente, la válvula de control generalmente se abre nuevamente y los periodos de flujo y cierre se repiten, varias veces si se desea, para obtener datos adicionales y verificación.

A continuación se desancla el empacador y se saca la herramienta, las condiciones del agujero dictaminan el tiempo total que la herramienta puede permanecer en el pozo.

Interpretación de gráficas.

La secuencia total de los eventos que ocurren en una prueba de formación es registrada en gráficas de presión contra tiempo. El aspecto de estas gráficas es variable, en la figura 2-15 se muestra un caso típico. La línea base denota presión atmosférica y se traza sobre la gráfica en la superficie, cuando se inserta en el registrador de presión.

A medida que baja la herramienta, en el agujero ocurre un incremento de presión debido a la columna de lodo (p_h). La sección (1) de la figura 2-15 muestra este incremento.

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

El punto (2) muestra la presión inicial o hidrostática del lodo (p_{ihm}) cuando la herramienta se encuentra en el fondo del agujero y puede ser comparada con la densidad del lodo.

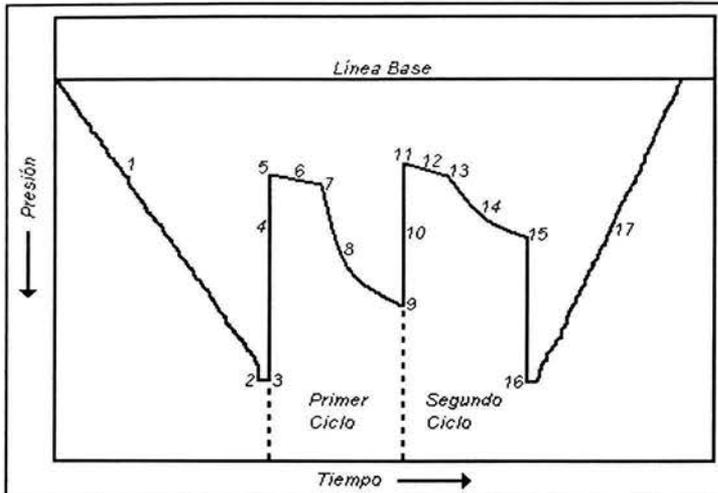


Fig. 2-15. Respuesta de presión del registrador para una prueba de formación.

El punto (3) es una presión anormal algunas veces observada, causada por la compresión del lodo atrapado abajo del empacador, después de abrir la válvula de prueba.

La sección (4) muestra la reducción de la presión hidrostática del lodo sobre la formación.

El punto (5) muestra la presión de flujo inicial (p_{fi1}) del primer período de flujo.

Cuando la herramienta de prueba es abierta, ocurre el flujo de los fluidos de la formación, comportándose la presión como se muestra en la sección (6).

En el punto (7) la válvula de prueba se cierra, registrándose la presión de flujo final (p_{ff1}) del primer período de flujo y un período de incremento de presión se lleva a cabo, como se muestra en la sección (8).

El punto (9) muestra la presión de cierre inicial (p_{isi}) y es una aproximación ideal del incremento inicial a una presión constante, que debe ser representativa de la presión inicial del yacimiento.

El primer período de flujo y cierre es seguido generalmente por un segundo período de flujo y cierre. Los puntos (11), (13), (15) y (16) representan respectivamente la presión de flujo inicial en el segundo período de flujo (p_{fi2}), la presión final de flujo del segundo período de flujo (p_{ff2}), la presión final de cierre del segundo período (p_{fsi}) y la presión final de la columna hidrostática de lodo (p_{fthm}).

La sección (17) muestra los efectos de desanclaje del empacador y extracción del elemento de presión del pozo con la tubería de perforación, originando un retorno de la presión a la presión ejercida por la columna de lodo.

Los dos segundos períodos de flujo y cierre tienen como objetivo permitir el cálculo de los parámetros del yacimiento, así como para determinar la producción de fluidos.

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

Perturbaciones en las gráficas de presión en las pruebas de formación.

A causa de la complejidad de la operación de las herramientas en las pruebas de formación, existe la posibilidad de que las pruebas fracasen. Sin embargo, es importante examinar cuidadosamente las gráficas de la prueba y decidir si ésta fue mecánica y operacionalmente correcta.

Para reconocer una mala prueba, se debe estar familiarizado con las características de las pruebas, una buena gráfica de la prueba debe tener las siguientes características:

- a) La presión base debe ser una línea recta y clara.
- b) El registro de las presiones hidrostáticas del lodo, inicial y final, debe ser el mismo.
- c) El flujo y el incremento de presión deben ser registrados como curvas suaves.

Frecuentemente malas condiciones del agujero, mal funcionamiento de las herramientas y otras dificultades, pueden ser identificadas por medio de las gráficas de pruebas de formación. Las figuras 2-16 a 2-20 ilustran algunos de los ejemplos de las fallas que pueden ocurrir al efectuar una prueba de formación.

La Figura 2-16 muestra una gráfica donde se presentaron fugas en las tuberías de perforación o pérdidas de lodo hacia alguna formación o ambos casos, causando un decremento en la presión hidrostática. Una fuga en la tubería puede ser confirmada si una gran cantidad de lodo es recuperado con los fluidos producidos. En este caso los datos de la prueba deben ser desechados.

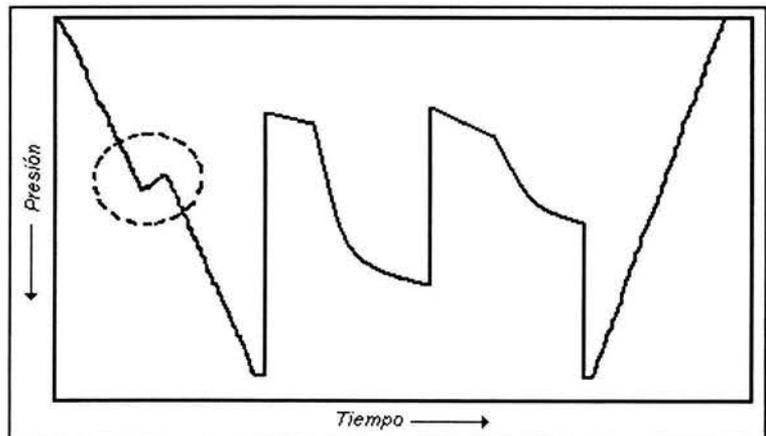


Fig. 2-16. Rotura de tubería o pérdida de lodo hacia la formación.

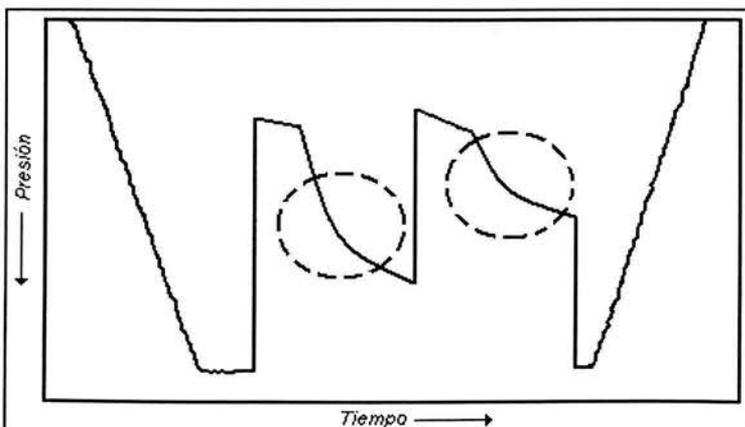


Fig. 2-17. Mal funcionamiento del registrador de presión.

La forma escalonada en las curvas de incremento indica un mal funcionamiento en el medidor o registrador de presión (figura 2-17), como consecuencia estos datos no deben ser analizados.

CAPITULO II.
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE FORMACIÓN.

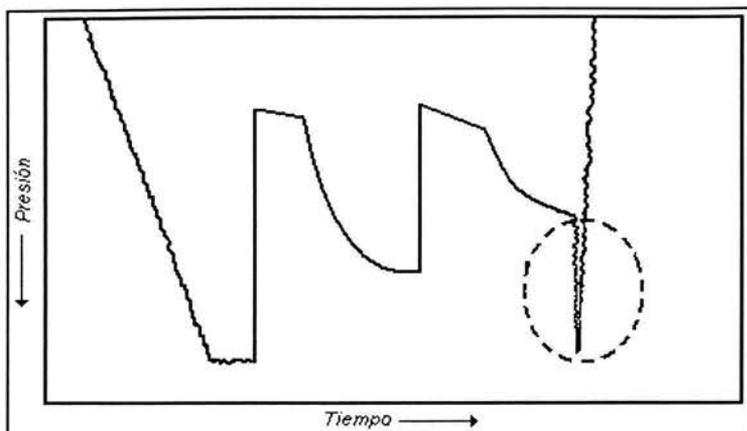


Fig. 2-18. Reloj descompuesto o parado.

En la figura 2-18 puede verse la forma que adquiere la gráfica al pararse el reloj antes de tiempo o por alguna falla del mismo.

La forma de S ocurre solamente en la porción de incremento de la curva, cuando existe una comunicación de fluido alrededor del empacador (figura 2-19). Esta comunicación puede ser debido a una fractura o mal sello del empacador, a roturas de la tubería alrededor del empacador, etc.

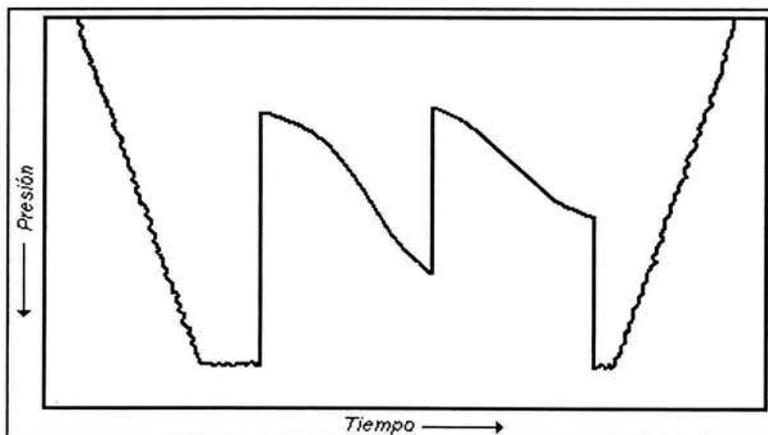


Fig. 2-19. Comunicación de fluidos alrededor del empacador.

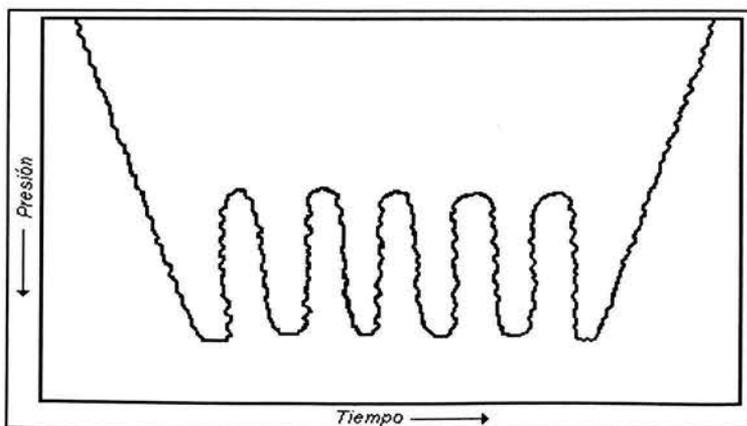


Fig. 2-20. Taponamiento del estrangulador de fondo.

La figura 2-20 muestra una gráfica donde se notan perturbaciones debidas al taponamiento del estrangulador de fondo del pozo o "pichincha". El aumento o disminución natural de la curva de presión es causado por el rompimiento y liberación momentánea de presión.

III. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

III. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

Las pruebas de formación inician su desarrollo hace más de 50 años. Los datos que obtenemos en estas pruebas incluyen la cantidad y calidad de los fluidos producidos durante un intervalo de medición, también nos proporcionan la presión cuando se encuentra el pozo fluyendo y cuando está cerrado, entre otros datos.

Estas pruebas de formación son el método conocido más confiable para la evaluación del potencial de drene de un pozo en un yacimiento, sin la necesidad de esperar que esté totalmente terminado el pozo.

El procedimiento básico de la prueba de formación, cuando fue introducida inicialmente, requería de un empacador de cono y una simple válvula llamada probadora de formación. Este método consistía en perforar la pared del agujero con una barrena de diámetro pequeño y luego asentar el empacador de cono en los flancos; en este instante la válvula se abría para permitir a la formación producir en el interior de la sarta de perforación. Antes de la introducción de este equipo, la habilidad de producción de una formación se determinaba únicamente cuando se terminaba el pozo y se hacía producir.

Los probadores de formación operados por cable se han desarrollado con una serie de innovaciones.

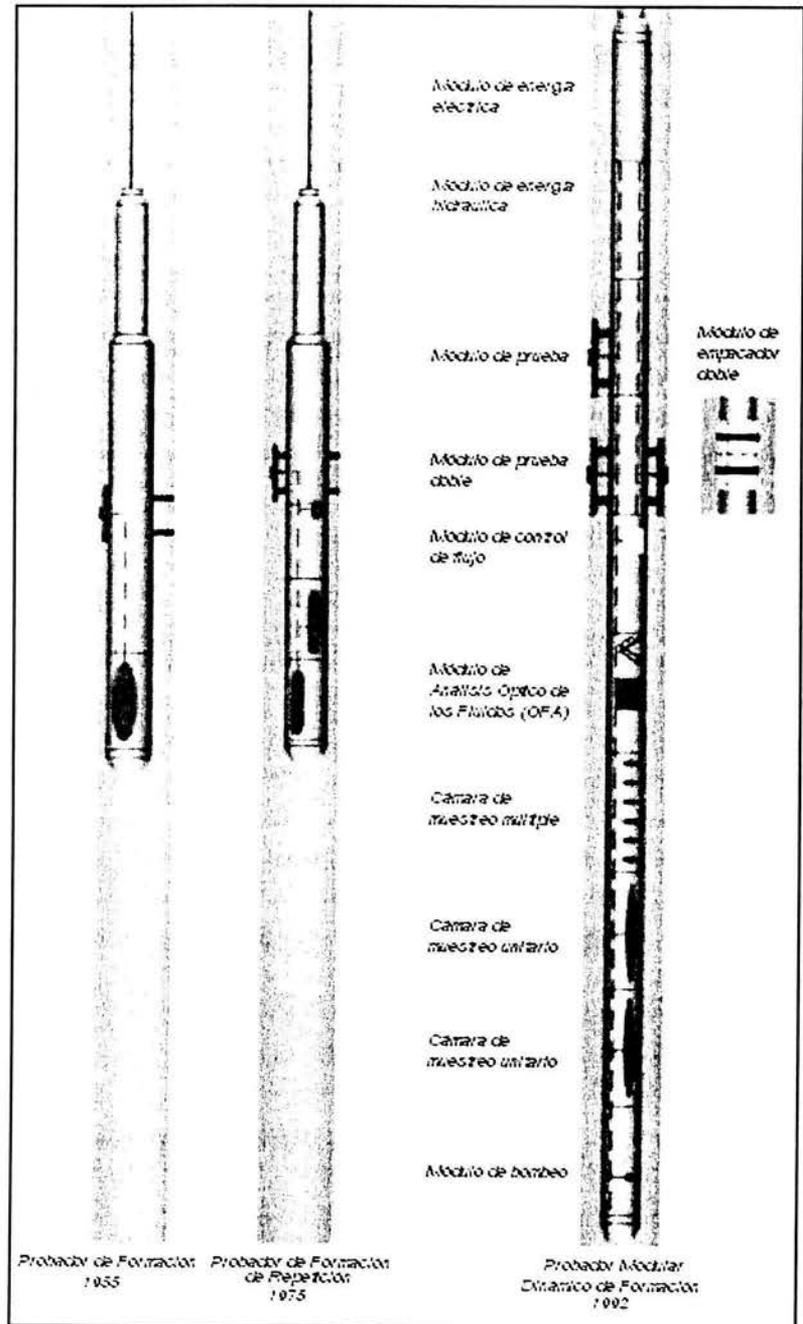


Fig. 3-1. Evolución de las herramientas probadoras de formación.



CAPITULO III.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

El Probador de Formación (*Formation Tester, FT**) tenía un medidor de presión para supervisar el muestreo en una sola cámara. Las cámaras de pre-prueba introducidas con las herramientas: Probador de Formación de Repetición (*Repeat Formation Tester, RFT**) y Sistema de Prueba Doble de Formación en Pozos Ademados (*Dual Cased Hole Formation Testing System, Dual CHFT System***), permitían supervisar la integridad del sello y daban una indicación de la permeabilidad antes del muestreo en una de las dos cámaras. La introducción del módulo de empacador doble, con la herramienta Probador Modular Dinámico de Formación (*Modular Formation Dynamics Tester, MDT**), permite el muestreo cuando la falta del sello puede ser un problema (figura 3-1). El módulo de bombeo (incluido también en la configuración de la Herramienta de Descripción del Yacimiento, *Reservoir Description Tool, RDT***) se utiliza junto con el módulo Analizador Óptico de los Fluidos (*Optical Fluid Analyzer, OFA**) para confirmar la presencia del líquido de formación deseado, antes de que se abran las cámaras de muestreo.

Los modernos Probadores de Formación Operados por Cable (*Wireline Formation Tester, WFT* por sus siglas en inglés) aportan conocimientos especiales acerca de la dinámica de los yacimientos, que ninguna otra herramienta puede medir. También pueden ser una alternativa efectiva en materia de costos, además de no dañar el medio ambiente, en comparación con las pruebas de formación a pozo abierto y con las pruebas tradicionales de presión transitoria. Este trabajo muestra como las mediciones realizadas por los probadores de formación operados por cable están ayudando a entender mejor los yacimientos, además de influir en el desarrollo de los mismos.

III.1. PRIMERA GENERACIÓN.

III.1.1. PROBADOR DE FORMACIÓN SENCILLO.

Cuando los probadores de formación operados por cable fueron introducidos, hace más de 50 años, tenían un objetivo simple: obtener muestras de fluido. La primera herramienta de prueba por cable, el *FT* (*Formation Tester*, Probador de Formación), fue introducida en 1955 específicamente para recolectar muestras de fluidos del yacimiento, donde el análisis de corridas anteriores de los registros de resistividad y de porosidad demostró zonas prometedoras. El *FT* consistió en un empacador sellador y un sistema de prueba que podría ser fijado a la formación, una vez que estuviera asentado y abierto, el fluido de la formación drenaba dentro de la cámara de muestreo.

La operación entera del muestreo era supervisada usando un medidor de presión. Se registraban las presiones, de modo que el incremento de presión al final del muestreo se pudiera analizar para determinar la permeabilidad y la presión de la formación. A pesar de la limitada resolución de los manómetros y los pocos puntos de datos disponibles, los resultados fueron una aportación importante para la evaluación de formaciones. La cámara de muestreo era cerrada solamente cuando la presión estática se incrementaba, implicando que la cámara estuviera llena y a la presión de formación.

* Marca registrada por la Compañía Schlumberger. ** Marca registrada por la Compañía Halliburton.



CAPITULO III.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

La prueba y el empacador del *FT* podían fijarse solamente una vez por viaje en el agujero. Esto creaba un par de problemas: a) Si la formación tiene baja permeabilidad, la cámara de muestreo podía tardar horas para llenarse, retrasando las operaciones del aparejo e incrementando el riesgo de que la herramienta se pegara; razón por la cual el muestreo en formaciones de baja permeabilidad a menudo era abortado. b) El muestreo también tenía que ser abortado si el sello entre el empacador y la pared del pozo fallaba, indicado por un aumento repentino en la presión del muestreo igual a la hidrostática. El único remedio era sacarlo del agujero, reparar la herramienta e intentar nuevamente. La siguiente generación de probadores resolvió esas dificultades. Actualmente, el incremento de presión medido tras el muestreo, todavía se analiza para obtener una estimación de la permeabilidad con un bajo costo.

III.2. SEGUNDA GENERACIÓN.

III.2.1. PROBADOR DE FORMACIÓN DE REPETICIÓN.

La llegada de la herramienta *RFT* (*Repeat Formation Tester*, Probador de Formación de Repetición) en la segunda mitad de los años 70's, permitió un número ilimitado de anclajes o de pre-pruebas antes de intentar el muestreo, agregando la capacidad de medir la presión de la formación en varias ocasiones durante un solo viaje y permitiendo que los operadores idearan nuevos usos para la prueba operada por cable.

Esta herramienta introdujo la pre-prueba, una prueba corta diseñada inicialmente para permitir la verificación del sello entre el empacador y la formación antes de comprometer una de las dos cámaras de muestreo, y además, para determinar si valía la pena tomar muestras en ese punto. Para sorpresa de muchos, la presión de la pre-prueba resultó ser representativa de la presión del yacimiento.

Como resultado, las mediciones de presión se convirtieron en la principal aplicación de los probadores de formación operados por cable. La permeabilidad se pudo estimar tanto de la caída de presión del período de flujo, como del incremento de presión medido durante la pre-prueba. Puesto que un perfil de presión confiable requería pre-pruebas a varias profundidades, se pudo disponer de muchos más datos de permeabilidad. Con decenas de puntos de prueba en un solo pozo, se hizo más fácil establecer un perfil de permeabilidades y comparar los resultados de núcleos y de otras fuentes.

Los períodos de incremento de presión de las pre-pruebas proveen una mayor profundidad de investigación de la formación que los períodos de flujo; varios pies si la resolución del manómetro es suficientemente alta y el incremento de presión se registra durante un tiempo suficientemente largo.



CAPITULO III.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

Excepto en formaciones de baja permeabilidad, el tiempo de incremento de presión es corto, de modo que la herramienta puede estar midiendo la permeabilidad de la zona invadida, de la zona no invadida o la de alguna combinación de ambas. Al igual que en la interpretación de cualquier conjunto de datos de presión transitoria, los regímenes de flujo se identifican mediante la observación de pendientes características de la velocidad del cambio de las diferencias de presión con el tiempo.

Para los periodos de incremento de presión de las pre-pruebas en los cuales los regímenes de flujo son esféricos y ocasionalmente radiales, las pendientes características a menudo resultan difíciles de encontrar, e incluso pueden verse afectadas por pequeños cambios en el volumen de muestreo de las pre-pruebas.

Para obtener resultados confiables se debe analizar cada pre-prueba, este es un proceso que consume mucho tiempo. Actualmente, el análisis de los períodos cortos de incremento de presión de las pre-pruebas para la determinación de la permeabilidad es poco común, principalmente debido a que hay maneras mucho mejores de obtener la permeabilidad con herramientas modernas.

En 1981, como crecía el mercado de medición de presión, un indicador de cuarzo suministrado por Hewlett Packard fue añadido a la herramienta RFT. El medidor de cuarzo proporciona mayor resolución y precisión que el medidor de tensión, pero es más lento para estabilizarse. La estimación de la permeabilidad fue limitada por el diseño de la herramienta, dado que los gastos y volúmenes de la pre-prueba fueron fijados por las restricciones del *hardware*.

Sin embargo, las muestras de RFT tuvieron limitaciones importantes: con frecuencia la muestra contuvo un porcentaje demasiado grande de líquido filtrado del lodo, y a veces la presión de flujo caía por debajo del punto de burbujeo, cambiando las características de la muestra. Incluso cuando la muestra era fluido de la formación, habría podido ser agua o gas de ningún interés para la compañía petrolera. Estas desventajas conducían con frecuencia a operaciones costosas, derrochadoras de tiempo, y a la frustración causada por la ausencia de información anticipada o la presencia de datos encontrados posteriormente pero inútiles. El probador de formación más reciente, la herramienta MDT supera estos problemas.

III.2.2. SISTEMA DE PRUEBA DOBLE DE FORMACIÓN EN POZOS ADEMADOS.

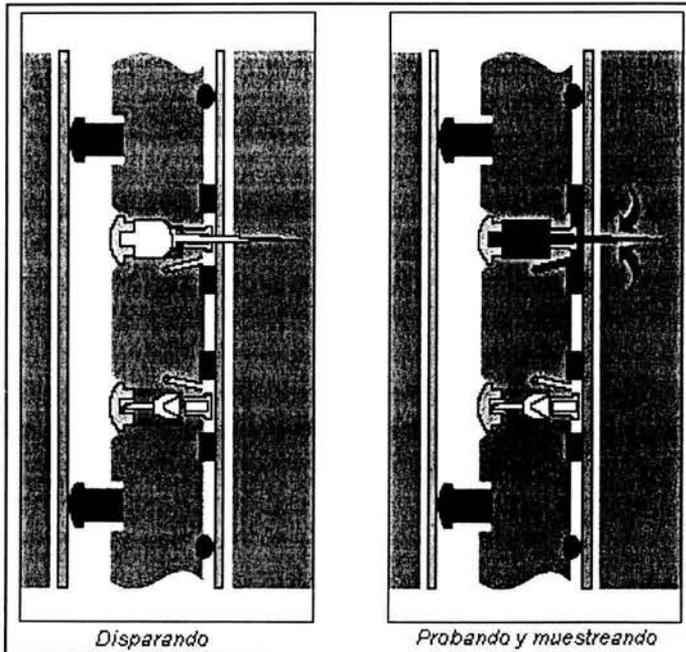
La configuración del *Sistema de Prueba Doble de Formación en Pozos Ademados (Dual CHFT System)* le permite a la herramienta probar y muestrear a dos profundidades diferentes en el pozo.

El sistema de CHFT se baja con cable o con la tubería de perforación a través del pozo. El ingeniero de registros usa rayos gamma o la información de la tubería de revestimiento para posicionar la herramienta con precisión en la zona a ser probada. Después de registrar la presión hidrostática, el ingeniero extiende los pistones de respaldo con impulso hidráulico, forzando a la almohadilla de la herramienta contra la tubería de revestimiento.

CAPITULO III.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

Durante la colocación de la herramienta el registro despliega un aumento en la presión, debido a la compresión de fluido del agujero entrampado por la almohadilla entre el cuerpo de la herramienta y la tubería de ademe. Para verificar que se ha obtenido el sello de la almohadilla, el ingeniero primero activa el pistón de pre-prueba de la herramienta para realizar un abatimiento pequeño que produce una disminución de presión. Él supervisa la presión en el registro para un período corto. La presión debe permanecer constante si el sello se lleva a cabo.



Posteriormente, el ingeniero dispara la carga para perforar la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, estableciendo la comunicación de fluidos entre la formación y la herramienta (figura 3-2).

El ingeniero activa el pistón de pre-prueba o una válvula de cámara de muestra para comenzar la prueba y el muestreo. La magnitud y duración del abatimiento de presión resultante y aumento subsecuente son funciones de la presión de formación y permeabilidad. El ingeniero puede usar el *software* en el sitio del pozo para calcular los parámetros de la formación de los datos de presión contra tiempo grabados en el registro.

Fig. 3-2. Operación de la herramienta CHFT.

III.3. TERCERA GENERACIÓN.

III.3.1. PROBADOR MODULAR DINÁMICO DE FORMACIÓN.

El paso más reciente de esta evolución es el desarrollo de la herramienta *MDT* (*Modular Dynamics Formation Tester*, Probador Modular Dinámico de Formación), la cual se puede configurar con diferentes módulos para satisfacer distintas aplicaciones, o para manejar condiciones variables del pozo y de la formación.

Como un reemplazo para la antigua herramienta RFT, la herramienta innovadora MDT ofrece mejoras significativas en la medición de la presión, gracias a su medidor de cuarzo combinable y a la capacidad de muestreo mejorada.

En particular, el medidor de cuarzo combinable debe su reacción dinámica excepcional al hecho de que las mediciones de la temperatura y presión están hechas con un solo resonador de cuarzo. Este descubrimiento fue alcanzado forzando el resonador para oscilar



CAPITULO III. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

simultáneamente en dos modos diferentes (frecuencias). Un modo es sensible a la presión, mientras que el otro es influenciado principalmente por la temperatura. Esto significa que el efecto adiabático introducido por la variación de presión es detectado inmediatamente por el modo de la temperatura y compensado automáticamente, asegurando una reacción dinámica excelente.

Mediciones de la presión del yacimiento usando un probador operado por cable requiere insertar el probador dentro del yacimiento y tomar una pequeña muestra de fluido. Como el medidor de presión es expuesto a diversos cambios de temperatura y presión, esas mediciones requieren medidores precisos con resolución que pueda ser independiente a las condiciones dinámicas. La herramienta MDT utiliza medidores de presión muy exactos con buena resolución, respuesta dinámica y capacidad de repetición para medir la presión. Estos medidores de presión exhiben excelente respuesta y aseguran un muestreo en flujo monofásico. Estos rasgos innovadores proveen la más eficiente y precisa determinación de la permeabilidad disponible.

La herramienta MDT provee mediciones rápidas y exactas de presión, además muestreos de fluidos de alta calidad, permitiendo medir anisotropía en la permeabilidad de la roca. En un solo viaje, la herramienta MDT es capaz de adquirir más datos requeridos para tomar decisiones rápidas y certeras.

Una de las mejoras más importantes ofrecidas por la nueva herramienta es la capacidad de controlar una multiplicidad de funciones desde la superficie. El módulo de prueba simple de la herramienta MDT contiene una cámara de pre-prueba de 20 cm³, sin embargo, el tamaño de esta cámara se puede ajustar desde la unidad de la adquisición. Esta característica permite que el Ingeniero de campo reduzca el volumen del compartimento para pruebas más rápidas en zonas estrechas donde los gastos son muy bajos.

La característica más notable para esta herramienta es su innovador diseño modular, que permite adecuarlo a las necesidades requeridas por el cliente. Los módulos del MDT se combinan para cubrir las necesidades exactas y los objetivos del programa de adquisición de datos. Esta flexibilidad en el diseño hace que la herramienta sea compatible con todas las tecnologías de medición.

En la herramienta MDT, los fluidos indeseados se expelen de la herramienta usando el módulo de bombeo. Durante el muestreo, el Ingeniero puede supervisar la resistividad y la temperatura del fluido en la línea de flujo, mientras que lo bombea directamente en la perforación o en una cámara de descarga. Cuando la calidad del fluido se juzga que es representativa del yacimiento, se detiene el bombeo y el fluido de formación puro se puede verter a la cámara de muestreo o, si no se requiere una muestra (el caso cuando el agua o el gas de la formación estén presentes), se puede probar otra zona.

Para prevenir que el gas salga de la solución durante el muestreo, la presión se mantiene sobre el punto de burbujeo, usando válvulas reguladoras en la cámara de muestreo controladas por el *software* superficial. Al mantener la presión sobre la presión de burbujeo se reduce el abatimiento, que ayuda a evitar el desmoronamiento en formaciones suaves.



CAPITULO III.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

Los abatimientos excesivos pueden dar lugar a fallas del sello y por lo tanto a la contaminación de la muestra por el lodo. El abatimiento también se puede limitar usando un amortiguador y un estrangulador del agua con el módulo de muestreo múltiple.

Las formaciones en las cuales las fallas del sello son probables (formaciones altamente laminadas o heterogéneas) o formaciones que tienen baja permeabilidad, se pueden probar y muestrear usando el módulo de empacador doble. En vez de un probador y un empacador para proporcionar un sello, se utilizan dos empacadores inflables para aislar un intervalo de cerca de 3 pies [1 m] de formación creando una mini prueba de producción. El módulo de bombeo se utiliza para inflar los empacadores y también para expeler el lodo entre de los empacadores antes de muestrear.

Como la resistividad demostrará transiciones entre los fluidos solamente si tiene un contraste y en la presencia de más de una fase la interpretación puede ser dominada por la fase continua, la toma de decisiones de muestreo puede tornarse difícil. También, para mantener el gas en solución por el control de la presión fluyendo es necesario conocer la presión de burbujeo; si no se conoce, el muestreo de la presión puede ser demasiado bajo y podría ser estropeado por la presencia del gas libre. Por lo tanto, se necesita un análisis más completo de los fluidos de la línea de flujo.

Una solución para estos problemas en particular es el recientemente introducido Módulo Analizador Óptico de los Fluidos (*Optical Fluid Analyzer module, OFA*) de la herramienta MDT. Dado que los fluidos atraviesan la línea de flujo del MDT, la interpretación en tiempo real de las mediciones indica las proporciones de aceite y de agua, así como una indicación cualitativa del gas libre.

III.3.2. HERRAMIENTA DE DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.

La Herramienta RDT incorpora la última tecnología en control microprocesado y proporciona muestras verdaderamente representativas del fluido de la formación, junto con un rango amplio de datos valiosos del yacimiento. Esto se complementa con:

- Monitoreo de las propiedades de los fluidos de formación.
- Monitoreo y supervisión del probador de anisotropía.
- Prueba del gradiente de presión.

A través de su sistema de regeneración de control digital avanzado que hace los cambios instantáneos en los ritmos de bombeo para mantener una presión prescrita, el método de muestreo PVT elimina a la presión transitoria durante el bombeo y el muestreo. Dos sondas estrechamente espaciadas proporcionan un sello innecesario del empacador. La prueba de PVT *in situ* determina el punto de burbujeo y la presión ideal de control de la prueba. Las cámaras de muestreo se llenan contra la presión hidrostática y se puede aplicar presión adicional para mantener su integridad de una sola fase contra los gradientes térmicos.



CAPITULO III.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN.

La herramienta *RDT* permite supervisar ocho propiedades del fluido y la formación durante la prueba: resistividad, viscosidad, densidad, punto de burbujeo, compresibilidad, permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical, y anisotropía. Al controlar estas propiedades en tiempo real, los operadores pueden determinar el punto óptimo para tomar las muestras; una condición estable indica que se ha logrado un mínimo de contaminación de filtrado y se puede comenzar la prueba.

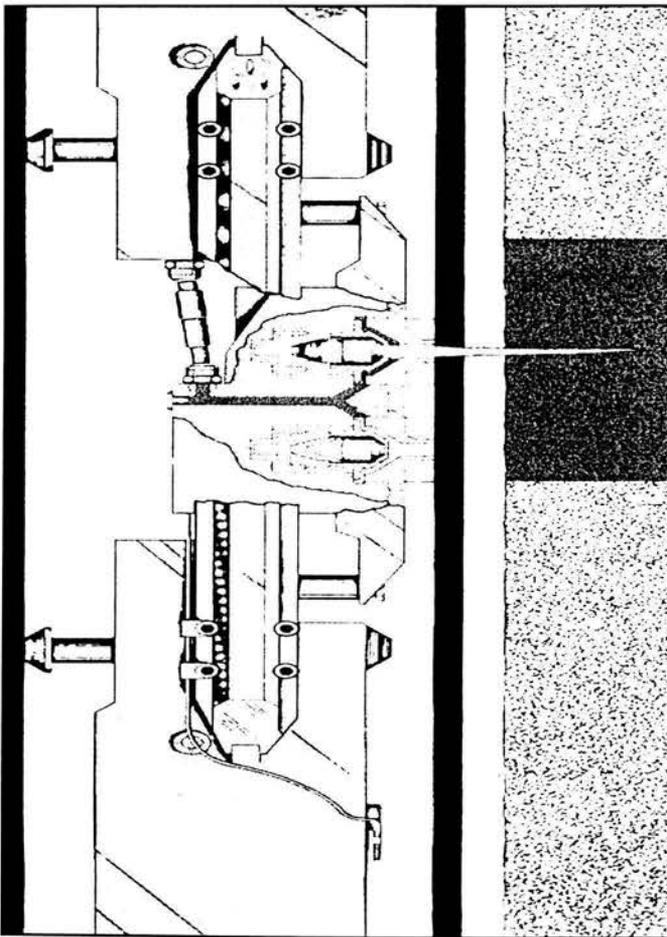
IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Las principales aplicaciones de la herramienta RFT son para determinar:

- Presión de la formación
- Gradientes de presión
- Estimaciones de permeabilidad
- Contactos entre fluidos
- Estimaciones de agua irreductible
- Muestreo de fluidos

a) Probador de Formación de Repetición en Agujero Entubado.



Para realizar una prueba de muestreo en agujeros entubados, el ensamble estándar del probador-empacador de la herramienta del Probador de Formación de Repetición es reemplazado por un bloque de pistola de dos tiros que ofrece dos pruebas de presión y dos muestras, en cada viaje dentro del pozo (figura 4-2).

Se utilizan los rayos gamma o los datos del localizador de coples de tubería para colocar la herramienta. El sello se verifica en superficie por las lecturas de presión y el Ingeniero puede contraer y reajustar la herramienta tantas veces como se requiera antes de comenzar la prueba. La pistola se puede recargar rápidamente en la superficie para los viajes adicionales.

Aplicaciones principales:

- Muestreo de fluidos de la formación en pozos entubados.
- Pruebas de presión de formación en pozos entubados.

Fig. 4-2. Pistola de dos tiros usada en la sonda del Probador de Formación de Repetición, RFT.

Esta herramienta es equivalente a la herramienta CHFT descrita en la siguiente sección.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

b) Probador de Formación de Repetición en Agujero de Diámetro Reducido.

El Probador de Formación de Repetición en Agujero de Diámetro Reducido (*Slimhole Repeat Formation Tester, SRFT**) con un diámetro externo de 3 3/8 pg, ofrece servicios tanto a pozos de diámetro reducido, como a pozos donde las herramientas convencionales no pueden trabajar debido a: cambios precipitados en el ángulo, el hinchamiento de las formaciones, restricciones en el agujero y otros problemas al perforar.

La herramienta SRFT se puede fijar y contraer en varias ocasiones durante un solo viaje en el pozo. Las mediciones rápidas y exactas de la presión son proporcionadas por el medidor de cuarzo combinable (figura 4-3).

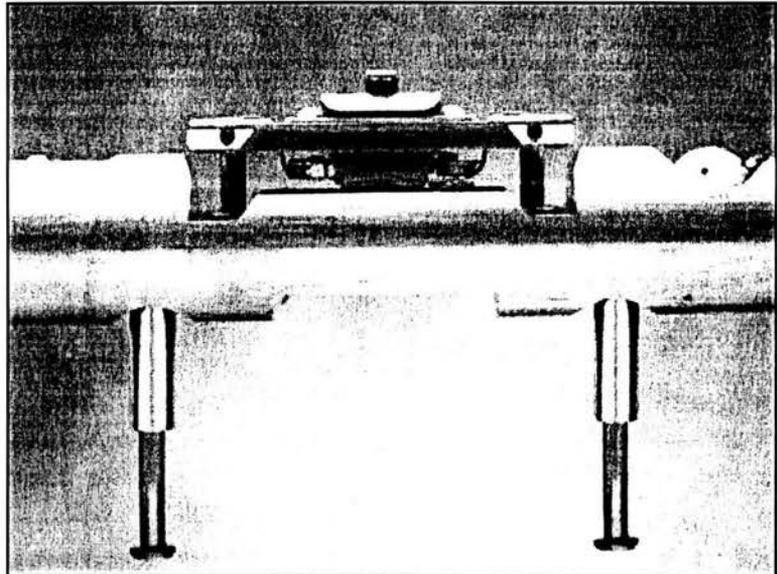


Fig. 4-3. Herramienta SRFT.

Se puede recuperar una muestra segregada en una cámara de muestreo que sea aprobada para el transporte. Alternativamente, se pueden recuperar dos muestras de fluido en dos profundidades distintas.

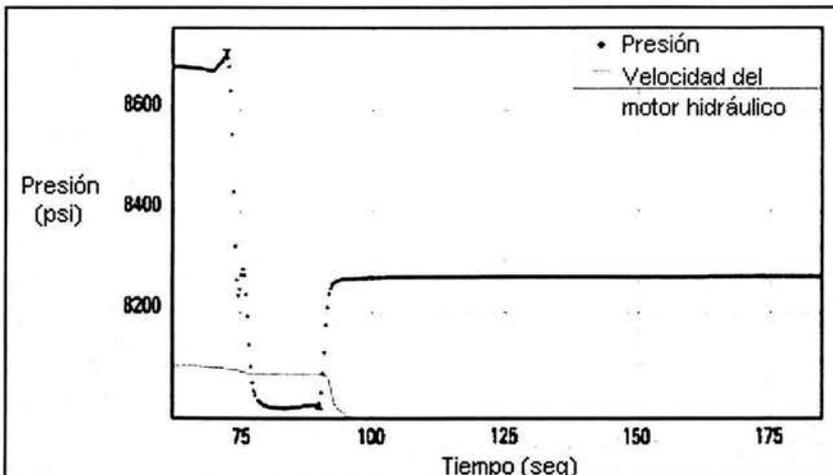


Fig. 4-4. Diagrama en tiempo real que proporciona estimación de la movilidad.

El análisis en tiempo real identifica el régimen de flujo (figura 4-4). El diagrama en tiempo real de las mediciones de presión contra el tiempo, proporciona una estimación de la movilidad del abatimiento.

* Marca registrada por la Compañía Schlumberger.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Dependiendo del régimen de flujo, se puede manipular el análisis de la movilidad de la acumulación de presión en el sitio del pozo, usando los datos adquiridos por la herramienta SRFT (figura 4-5).

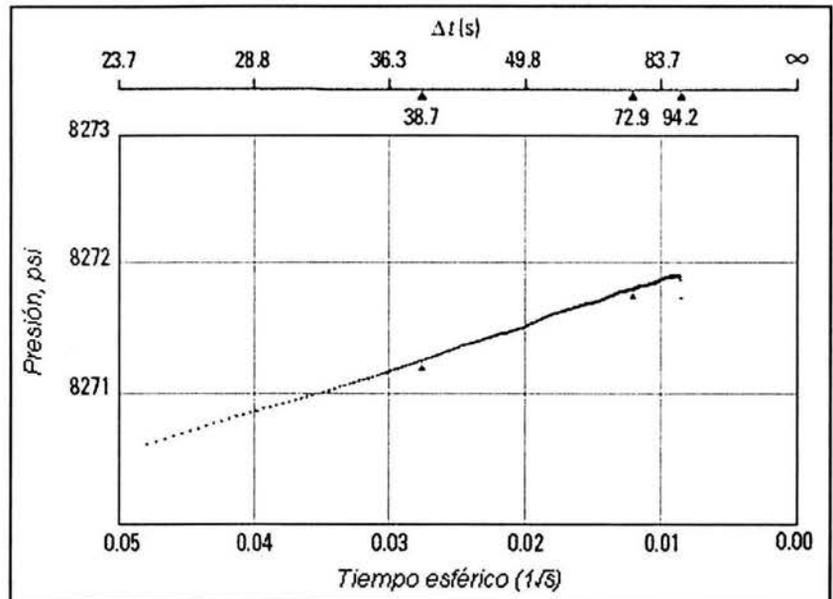


Fig. 4-5. Análisis de la movilidad de la acumulación de presión.

Los principales beneficios, son:

- Puede trabajar en agujeros delgados y con restricciones
- Mediciones exactas de la presión para la interpretación
- Reduce la contaminación del líquido filtrado de la muestra final
- Proporciona un transporte seguro para las cámaras de muestreo
- Ahorra tiempo del aparejo con operaciones seguras y eficientes
- Opera en agujeros de hasta 8 pg
- Herramienta pequeña de 3 3/8 pg de diámetro externo
- Muestreo segregado usando una cámara de descarga de 2 3/8 gal y una cámara de muestreo de 450 cm³
- Combinable con otras herramientas
- Control opcional de amortiguador del agua durante el flujo del muestreo

IV.2. SISTEMA DE PRUEBA DOBLE DE FORMACIÓN EN POZOS ADEMADOS.

Las aplicaciones en prueba de campo incluyen:

- Obtener muestras de fluidos de la formación para análisis exactos de PVT
- Determinar la presión de la formación y el tipo de fluidos
- Verificar el aislamiento hidráulico entre las zonas
- Identificar las formaciones susceptibles de enarenar la producción
- Analizar el daño superficial para evaluar la necesidad de operaciones de estimulación
- Probar los pozos productores para los tipos de fluido y presiones, a las profundidades específicas



CAPITULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Versatilidad de la herramienta:

- Se corre con cable o tubería de perforación, con tubería de perforación que se usa en los pozos desviados
- Opera en las condiciones de bajo balance
- El diseño especial de las almohadillas y los brazos auxiliares conforman una gama amplia de tamaños
- Pueden variarse los volúmenes de las pre-pruebas durante las operaciones para entallar la prueba a las condiciones del yacimiento
- La configuración especial permite pruebas de presión dentro de un pie del fondo del pozo
- La almohadilla de dos tiros permite la prueba y muestreo a dos profundidades en el mismo viaje en el pozo
- La capacidad inyección de fluido permite al análisis de daño superficial y estimación de permeabilidad

IV.3. HERRAMIENTA PROBADOR MODULAR DINÁMICO DE FORMACIÓN.

La herramienta MDT ofrece muestreo múltiple durante una sola corrida operada por cable y mediciones rápidas de la presión usando una nueva generación del medidor de cuarzo, que se estabiliza rápidamente para medir exactamente la presión de la formación. Su control electro-hidráulico mejorado minimiza más fácilmente el abatimiento de presión, realizando operaciones de muestreo delicadas. Un volumen variable del abatimiento mejora la medición de la permeabilidad, especialmente en formaciones compactas.

Además, la herramienta se puede configurar para proporcionar una gama de opciones no disponibles previamente por los probadores operados por cable (figura 4-6).

Por ejemplo, supervisando como se traza la resistividad del fluido dentro de la herramienta y rechazando el líquido contaminado, el operador puede asegurarse de que solamente se recojan las muestras no contaminadas del fluido de la formación; al medir la interferencia de la presión durante el abatimiento, puede determinar las permeabilidades horizontales y verticales.

Como su nombre lo sugiere, el sistema de MDT consta de módulos. A continuación se explica cómo trabajan y se indica cómo estos módulos se pueden configurar para diferentes aplicaciones.

En la parte central de la mayoría de las configuraciones de la herramienta MDT, son cuatro los módulos que conforman la herramienta básica, que son los primeros descritos a continuación.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

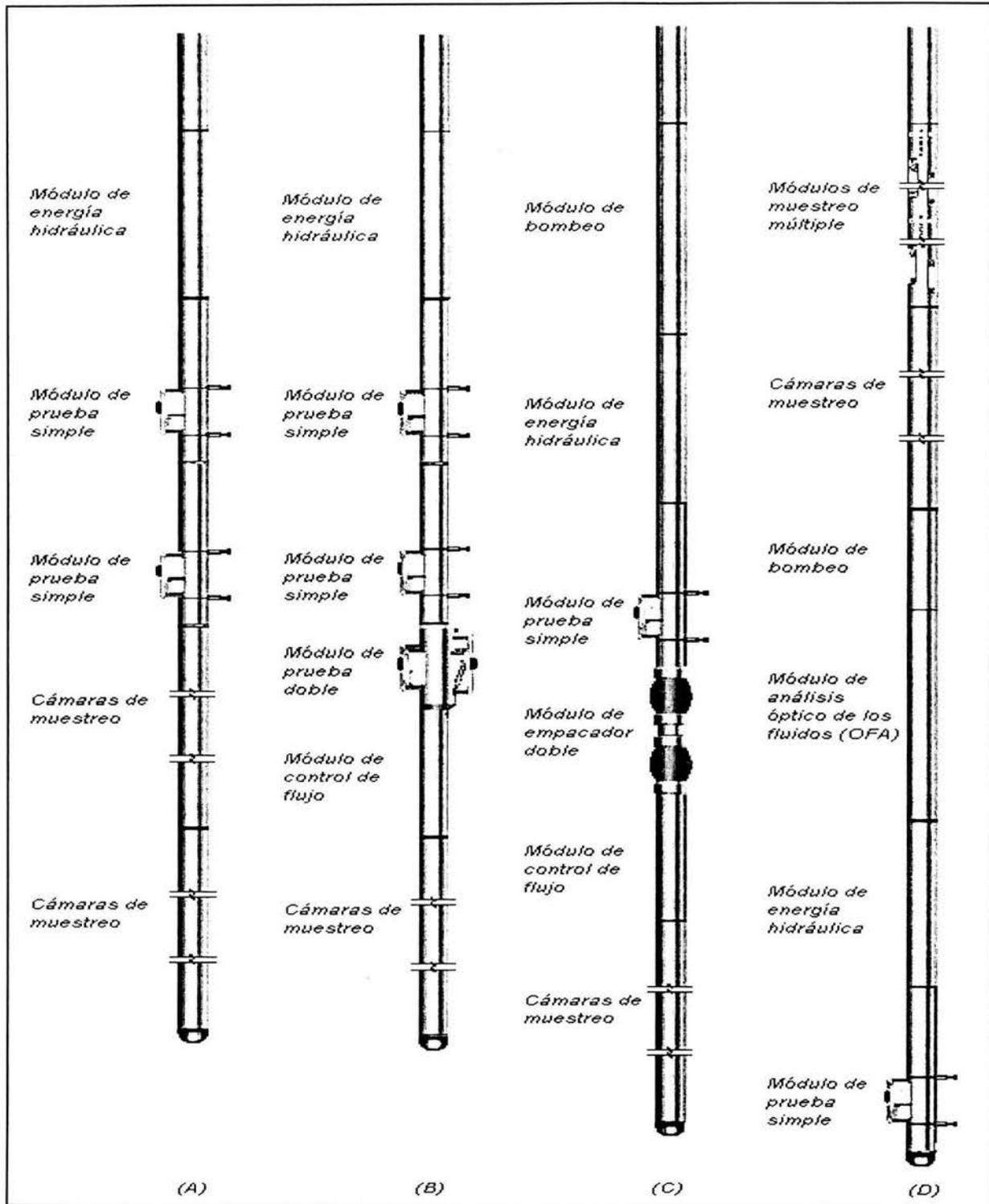


Fig. 4-6. (A) Configuración básica MDT para presión, permeabilidad y muestreo. (B) Prueba múltiple de interferencia vertical. (C) Prueba de interferencia vertical con módulo de empacador. (D) Configuración con módulo de Análisis Óptico de los Fluidos.

CAPITULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Módulo de energía eléctrica.- Este módulo convierte la energía de AC proveniente de la superficie a energía DC para todos los módulos de la herramienta, proporcionando la energía para alimentar toda la electrónica en el fondo y una fuente de 1-KW para el sistema electrohidráulico. Esta es una parte esencial de cualquier configuración MDT.

Módulo de energía hidráulica.- Éste módulo contiene un motor eléctrico y una bomba hidráulica para proporcionar energía hidráulica a los módulos de prueba. El módulo contiene un acumulador que permite retractar la prueba para prevenir una situación anómala en el evento por una falla de energía.

Módulo de prueba simple.- Este módulo contiene el ensamble de prueba (con un empacador y pistones de respaldo), medidores de presión, sensores de resistividad del fluido y temperatura, y una cámara de pre-prueba de 20 cm³. También contiene un medidor de tensión y un medidor de presión de cuarzo combinable de alta resolución y rápida respuesta. El volumen, gasto y abatimiento de esta cámara se pueden controlar desde superficie para ajustar cualquier situación en la prueba, especialmente en formaciones estrechas.

Este módulo establece la presión y la comunicación hidráulica entre la herramienta y la formación. Un probador retractable (accionado hidráulicamente) encajado en un empacador de goma circular es forzado a través del enjarre para hacer un sello con la formación. Dos pistones de oposición de respaldo en el otro lado de la herramienta presionan el ensamblaje del probador contra la pared del pozo (formación) y ayudan a mantener un buen sello. Los pistones también centran el cuerpo de la herramienta en el pozo, reduciendo el riesgo de pegarse por la presión diferencial. Un sistema electrohidráulico avanzado asegura que el probador MDT se pueda fijar hasta tres veces más rápido que los probadores de las épocas anteriores.

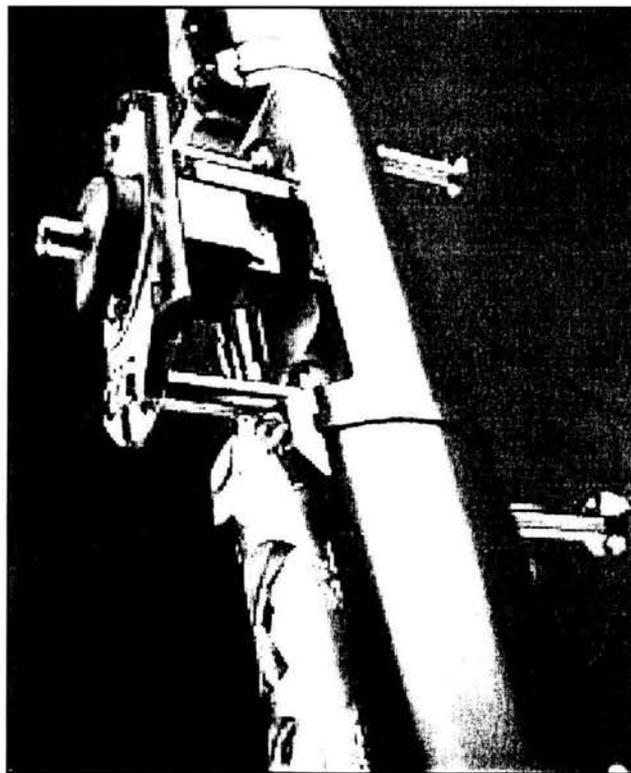
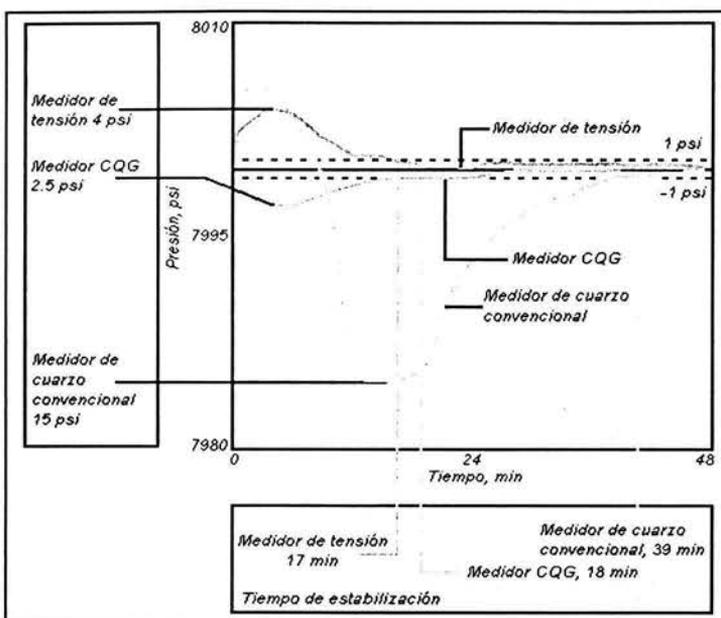


Fig. 4-7. Módulo de prueba simple.

Después de asegurarse que se haya establecido un buen sello entre el probador y la formación, se hace la comunicación hidráulica con la formación mediante una breve pre-prueba (el módulo puede succionar fluidos para muestreo o actuar como un monitor pasivo de las variaciones de presión), que proporciona el abatimiento de presión transitorio. El fluido de la formación se traza dentro de una cámara a un gasto y un volumen controlados desde la superficie. Se pueden extraer hasta 20 mililitros (ml) contra un diferencial entre el peso del lodo y la presión de la formación que fluye hasta las 20,000 psi.

CAPITULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

La presión de la formación se puede medir por un medidor de tensión o por el altamente exacto medidor de cuarzo combinable (figura 4-8). La primera generación de medidores de cuarzo combinables empleados en los Probadores de Formación anteriores como la herramienta de RFT es exacta, pero responden lentamente al cambio transitorio de la presión y, particularmente, de la temperatura.



Estos medidores tuvieron que estabilizarse hasta por 30 minutos, retardando la operación y proporcionando solamente mediciones de la presión estática. Sin embargo, el medidor de cuarzo combinable se estabiliza en segundos, removiendo esta limitación.

Fig. 4-8. Comparación de las características de estabilización de los medidores de presión de cuarzo convencional y de tensión. Este ejemplo medido a 8000 psi muestra como el medidor de cuarzo estabiliza mucho más rápido que el medidor convencional.

Se pueden realizar un número ilimitado de pre-pruebas usando diversos gastos y volúmenes, para optimizar el abatimiento transitorio de presión (figura 4-9).

La temperatura del fluido que entra en la herramienta puede ser medida y la naturaleza del fluido ser determinada. Dentro de la línea de flujo del módulo de prueba del MDT, los electrodos miden la resistividad del fluido.

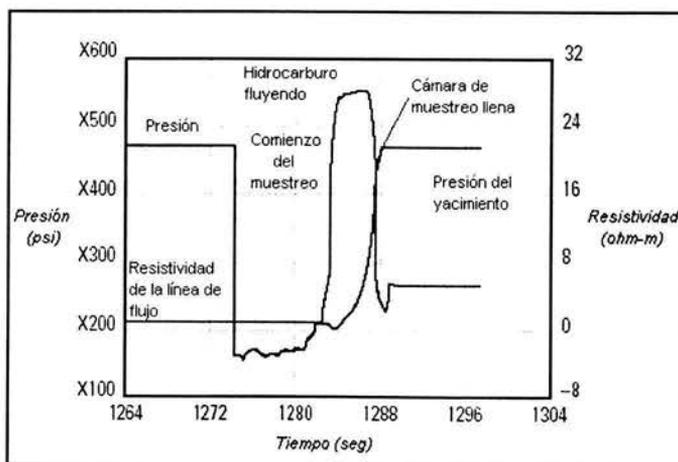


Fig. 4-9 En un ambiente de lodo base agua, la medición de resistividad de la línea de flujo hecha por MDT ayuda a discriminar entre fluido contaminado por el filtrado de lodo y aceite de la formación o agua fresca.

Los primeros fluidos que manan de la formación generalmente son lodo y filtrado de lodo. Éstos son seguidos más adelante por los fluidos de la formación. Tan grande como haya un contraste de la resistividad entre el fluido de la formación y el lodo, la transición entre los fluidos se puede detectar. Basados en los resultados de la pre-prueba y con el análisis de los fluidos, el Ingeniero puede elegir el momento para tomar muestras.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Módulo de prueba doble.- Este módulo de prueba doble contiene dos probadores montados, separados a 180° en el mismo bloque. Cuando se combinan con el módulo de prueba simple, forman un sistema de pruebas múltiples capaz de determinar la permeabilidad horizontal y vertical (figuras 4-10 y 4-11).

Durante una prueba típica con este módulo, el fluido de la formación es desviado a través de la sonda de prueba a una cámara de pre-prueba de 1 litro en el módulo de control de flujo. El módulo de prueba doble en conjunción con la presión medida por el probador vertical del módulo de prueba simple, mide la presión en ambos probadores. Esas mediciones son utilizadas para determinar la permeabilidad cercana al pozo.

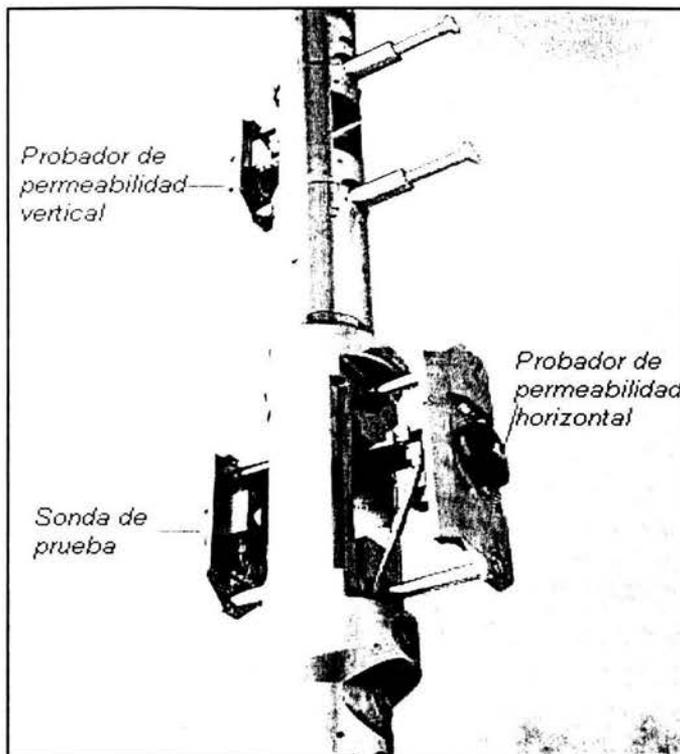


Fig. 4-10. Módulo de prueba doble.

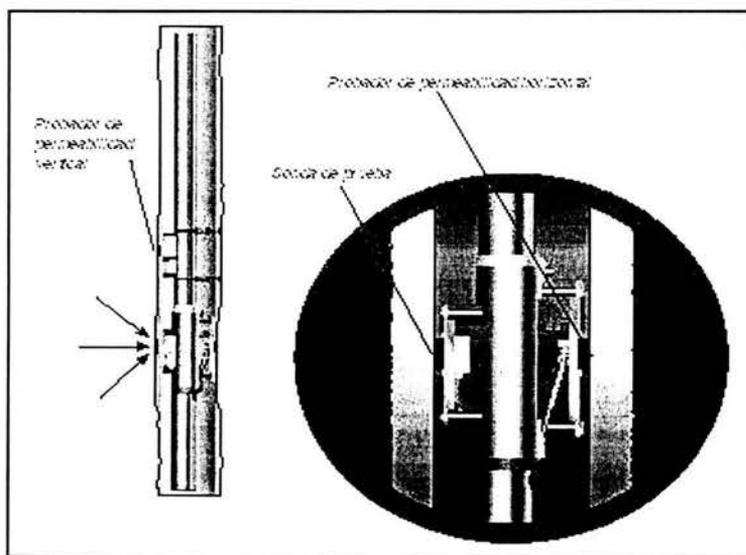


Fig. 4-11. Instalación del módulo de prueba doble.

La comunicación de presión entre formaciones adyacentes puede ser monitoreada durante una prueba de interferencia al correr módulos de prueba múltiple. La configuración de prueba múltiple del MDT permite también hacer una verificación *in-situ* de la calidad de medición y la utilización de dos ensambles de prueba diferentes, para redundar en condiciones difíciles.

Módulos de las cámaras de muestreo.- El módulo esta disponible en tres tamaños: 1, 2.75 y 6 galones (3.8, 10.4 y 22.7 litros respectivamente). El bloque superior de cada cámara contiene una válvula estranguladora que puede ser operada completamente abierta, completamente cerrada o en modo estrangulado.

CAPITULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Las cámaras de 1 y 2.75 gal existen en versiones simples y para H₂S. Se puede ensamblar cualquier combinación de las cámaras. Una sola línea de flujo sirve a todas las cámaras, la dirección del fluido es controlada desde la superficie.

Una cámara de muestreo simple de 6 gal se puede montar en la parte inferior de la herramienta. Teóricamente, la herramienta puede manejar 12 cámaras separadas de 1 o 2.75 gal, pero las consideraciones de peso y longitud guardan el límite práctico a cerca de seis cámaras (aunque el número total de cámaras de muestreo está limitado por las condiciones del pozo y la tensión del cable). Las cámaras de muestreo se pueden situar sobre el módulo de prueba, permitiendo que el muestreo ocurra apenas a 0.53 m (21 pg) del fondo del pozo.

Otros módulos se pueden agregar a esta herramienta básica para incrementar substancialmente sus capacidades.

Módulo de muestreo múltiple.- Cada uno de estos módulos (figura 4-12) puede recoger seis muestras de 450 ml (0.12 gal) de alta calidad, convenientes para el análisis de laboratorio PVT (presión-volumen-temperatura), de una o más localizaciones en el fondo del pozo durante un solo viaje. Cada muestra se almacena en un contenedor individual que se pueda remover intacto en la superficie y se transporta en forma segura y legal para el análisis sin la transferencia de fluidos. Se pueden incluir hasta dos módulos en una secuencia del probador MDT. Para asegurar una muestra representativa del fluido de formación, si el flujo inicial demuestra por el monitor de la resistividad del fluido estar contaminado, se desecha.

Para tomar una muestra, se abre una válvula de aislamiento en el módulo de prueba, permitiendo la comunicación entre la formación y la cima de la cámara de muestreo. Durante la medición de la presión en la pre-prueba, esta válvula está cerrada para limitar los efectos de almacenaje de la línea de flujo. Los fluidos de la formación son delineados dentro de cada cámara de muestreo por un pistón que controla estrictamente la presión o el gasto en tiempo real, ayudando a prevenir que las muestras monofásicas lleguen a ser multifásicas.

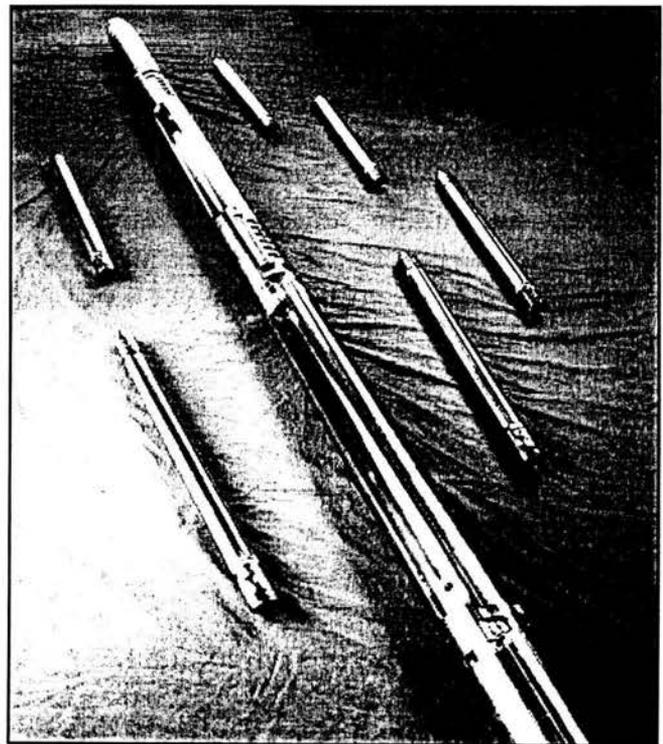


Fig. 4-12. Módulo de muestreo múltiple.

Módulo de bombeo.- Como su nombre lo sugiere, este módulo bombea el fluido de la formación hacia la columna de lodo y el que ha entrado en la herramienta desde una parte hacia otra. El módulo se utiliza para descargar el fluido contaminado antes del muestreo.



CAPITULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

El bombeo hacia la columna de lodo permite la extracción de volúmenes mucho mayores de fluidos que cuando se toman muestras en cámaras de muestreo de volumen fijo. El módulo también puede bombear fluido de una herramienta a otra; desde la columna de lodo hacia la herramienta, por ejemplo para inflar los elementos del empacador; o hacia el intervalo entre los empacadores para iniciar una fractura hidráulica pequeña. Para las mediciones de permeabilidad, el módulo de bombeo es capaz de sostener un gasto constante y medido durante la caída de presión, simplificando considerablemente con ello la interpretación de las presiones transitorias. El gasto a través de la bomba depende de la presión diferencial entre la presión que fluye de la formación y la presión hidrostática en el pozo, aumentando a un máximo de $45 \text{ cm}^3/\text{s}$ ($0.7 \text{ gal}/\text{min}$) cuando la presión diferencial es baja. A una presión diferencial muy alta, tal como en roca compacta, la bomba puede no ser capaz de mantener un gasto constante.

Módulo de control de flujo.- Este módulo extrae hasta $1,000 \text{ cm}^3$ (0.26 gal) de fluido de la formación, mientras controla y mide con precisión el gasto. El fluido extraído se envía a una cámara para muestras o se bombea hacia el pozo. El módulo funciona en varios modos, tales como gasto constante, presión constante y presión en rampa, así como puede recibir pulsos repetidos de fluido de la formación. El tiempo necesario para que los pulsos lleguen a la probeta vertical es un dato importante para la determinación de la permeabilidad vertical. Puesto que el módulo de control de flujo puede controlar de manera precisa el gasto, puede regular la extracción de fluidos sensibles de la formación hacia las cámaras de muestreo de pequeño volumen para análisis de la relación presión, volumen y temperatura (PVT). Esto es importante para el muestreo de yacimientos de condensado de gas.

Módulo de pruebas múltiples.- Agregado al módulo de prueba básico, crea una herramienta con tres pruebas: un receptáculo para el fluido extraído y dos pruebas de observación de la presión, la prueba horizontal frente al receptáculo y la prueba vertical 70 cm (28 pg.) sobre el mismo.

El sistema generalmente se configura con el módulo de control de flujo, extrayendo 1 litro de fluido de la formación a través del recipiente de la prueba al sistema, sobre un disturbio de la presión en la formación. El análisis de la presión transitoria medida en las dos pruebas de observación dan las estimaciones de la permeabilidad vertical y horizontal, realizando la información del gradiente de presión.

Módulo de empacador doble.- Este módulo tiene dos empacadores separados (como lo muestra la figura 4-13), los cuales son inflados por el módulo de bombeo para aislar un intervalo de la perforación de $3 \text{ a } 11 \text{ ft}$ de longitud ($0.9 \text{ a } 3.4 \text{ m}$), de la columna del lodo.

Una vez que los empacadores están inflados, se succiona fluido del intervalo aislado, primero del pozo y luego de la formación. Puesto que en este caso hay una gran sección de formación expuesta al pozo, el área de flujo de los fluidos es varias veces mayor que la de las probetas convencionales.

CAPITULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Esto ofrece importantes ventajas en formaciones de baja y alta permeabilidad, así como en las siguientes situaciones:

- A veces las probetas son ineficaces cuando penetran formaciones laminares, arcillosas, fracturadas, vesiculares, no consolidadas o de baja permeabilidad. El empacador doble permite efectuar mediciones de presión y obtener muestras de fluido en estas condiciones
- Utilizado por sí solo, el empacador doble permite efectuar una pequeña versión de la prueba de formación estándar a través de la sarta de perforación (*Drill Stem Test, DST*), conocida como mini-DST. Puesto que durante una prueba mini-DST se abre sólo hasta un metro de formación, ésta actúa como una prueba de entrada limitada a partir de la cual

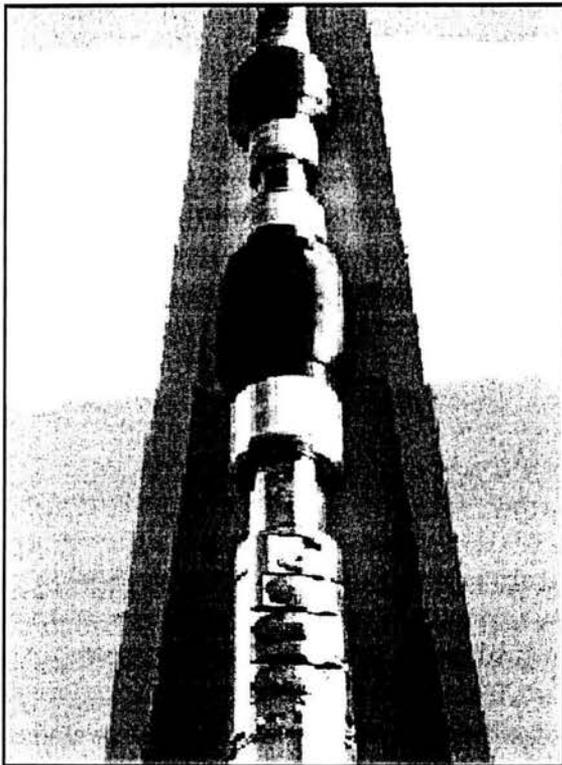


Fig. 4-13. Módulo de empacador doble.

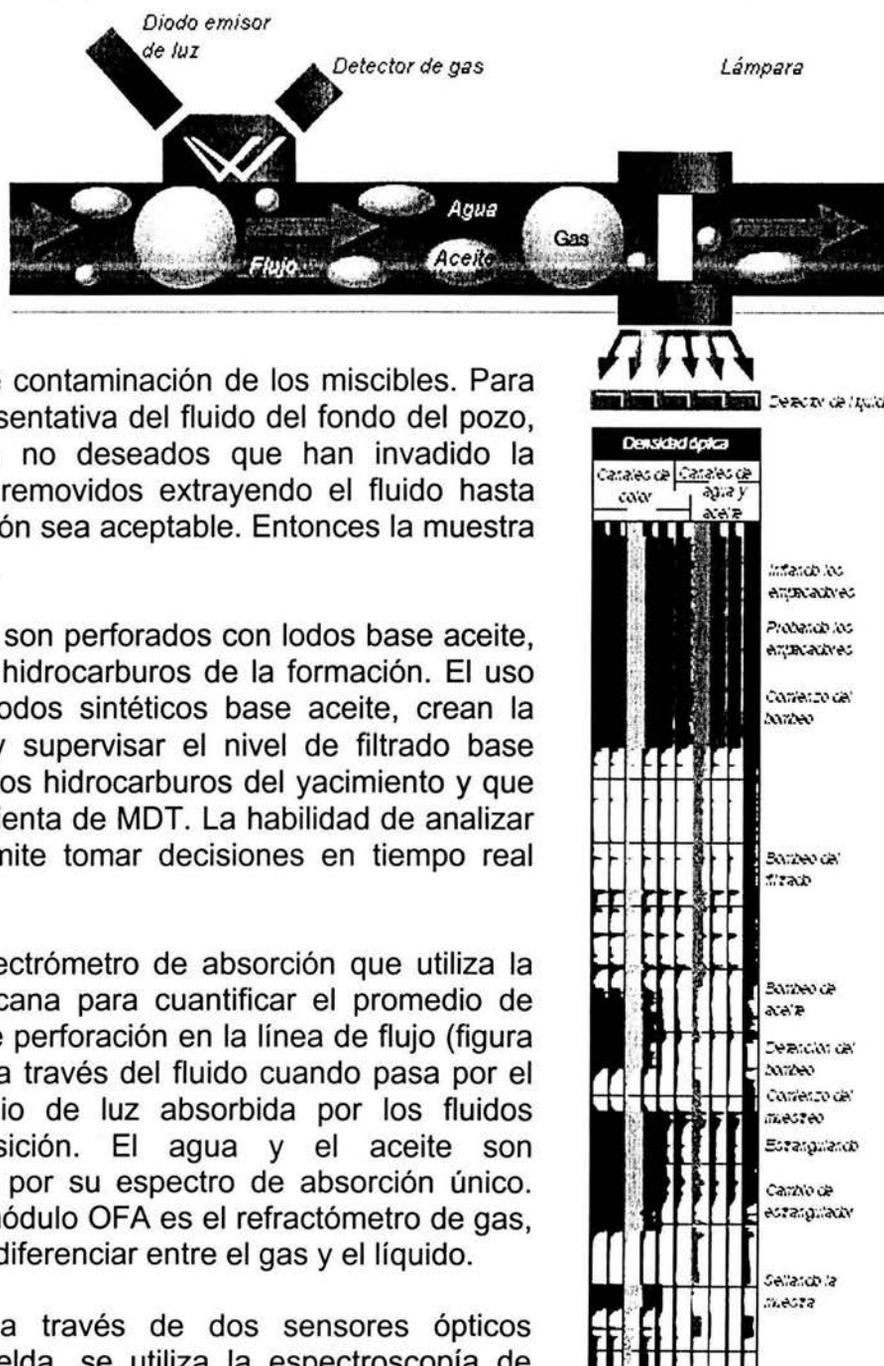
y en condiciones favorables, se pueden determinar la permeabilidad vertical y horizontal. Utilizado en combinación con una o más probetas verticales, el empacador doble puede registrar una prueba de presión transitoria de intervalo.

- La caída de presión durante el período de flujo es, por lo general, mucho más pequeña que la obtenida con una probeta. Por lo tanto, es más fácil asegurar que el petróleo se produzca a una presión por encima de su punto de burbujeo y evitar que no colapsen las arenas no consolidadas. Además, con una menor caída de presión, los fluidos se pueden bombear a una mayor velocidad, de modo que para el mismo período se pueda extraer un mayor volumen de fluido de formación y se genere un pulso de presión que penetre mucho más en la formación, incrementando la profundidad de la investigación a quizás 30 m (100 ft).

Módulo Analizador Óptico de Fluidos (OFA).- El Módulo OFA utiliza la óptica para la identificación de los fluidos del fondo del pozo cuando fluyen a través del Probador Modular Dinámico de Formación. El término "*fluido vivo*" normalmente se usa para referirse a las muestras de fluido presurizado del yacimiento que permanecen en una sola fase. El OFA mejora el análisis de fluido óptico existente con su habilidad única de descubrir y medir el metano disuelto en los fluidos vivos. Pueden diferenciarse aceites de diferentes tipos en base al contenido de metano y color.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Las muestras de los fluidos del yacimiento normalmente se evalúan en el laboratorio para medir sus propiedades físicas y químicas. La determinación exacta de estas propiedades es crítica, no sólo para caracterizar y producir un yacimiento, sino también para diseñar las terminaciones del pozo y las instalaciones superficiales. El error en estas medidas incluso puede ser significativo con los niveles relativamente pequeños de contaminación de los miscibles. Para adquirir una muestra representativa del fluido del fondo del pozo, los fluidos de perforación no deseados que han invadido la formación tienen que ser removidos extrayendo el fluido hasta que el nivel de contaminación sea aceptable. Entonces la muestra de fluido se puede adquirir.



Hoy en día, muchos pozos son perforados con lodos base aceite, que son miscibles con los hidrocarburos de la formación. El uso de este tipo de lodos o lodos sintéticos base aceite, crean la necesidad de cuantificar y supervisar el nivel de filtrado base aceite que se mezcla con los hidrocarburos del yacimiento y que fluye a través de la herramienta de MDT. La habilidad de analizar y supervisar el fluido permite tomar decisiones en tiempo real durante la operación.

El módulo emplea un espectrómetro de absorción que utiliza la luz visible e infrarroja cercana para cuantificar el promedio de fluidos de la formación y de perforación en la línea de flujo (figura 4-14). La luz se transmite a través del fluido cuando pasa por el espectrómetro. El promedio de luz absorbida por los fluidos depende de su composición. El agua y el aceite son acertadamente detectados por su espectro de absorción único. Un segundo sensor en el módulo OFA es el refractómetro de gas, el cual se puede usar para diferenciar entre el gas y el líquido.

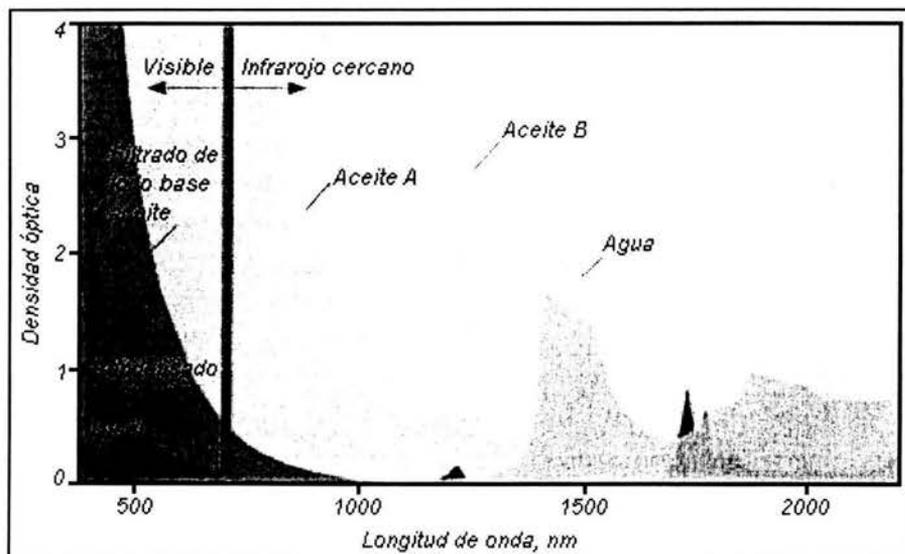
La línea de flujo pasa a través de dos sensores ópticos independientes. En una celda, se utiliza la espectroscopía de absorción para detectar y analizar el líquido, mientras que en la otra celda, un tipo especial de medidor de reflexión óptica detecta el gas. Esto permite que el personal del pozo decida: a) si vierte el flujo en una cámara de muestreo para la recuperación, b) lo continúa expeliendo adentro del agujero o en una cámara de descarga, o c) incrementa la presión del muestreo sobre la presión de burbujeo.

CAPITULO IV. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

También se ha utilizado para verificar si la formación contiene solamente agua o solamente gas y que no se requiere una muestra. Así, las cámaras de muestreo en la herramienta se mantienen disponibles solamente para los líquidos deseados. Incluso cuando se utiliza el lodo base aceite, es posible seguir la transición del lodo de perforación al filtrado y posteriormente al aceite congénito, mientras los dos aceites diferencian en color. Después de tomar una decisión para cambiar del bombeo al muestreo, el módulo OFA continúa supervisando el fluido en la línea de flujo en detalle para verificar que la producción continúa sobre la presión de burbujeo.

El módulo OFA distingue el agua del aceite por diferencias en la transmisión óptica de la luz en las longitudes de onda infrarrojas visibles y cercanas. La intensidad relativa de la luz transmitida –transmitancia, definida como el cociente de la energía ligera transmitida a la

energía de la luz incidente– se mide en diversas longitudes de onda.



Debido a que la transmitancia de los fluidos de formación típicos puede variar grandemente contra la longitud de onda, a menudo es conveniente representar propiedades ópticas en una escala logarítmica y utilizar una cantidad llamada densidad óptica.

Fig. 4-15. El espectro de densidad óptica se puede utilizar para identificar diferentes fluidos.

Cuanto más alta es la densidad óptica, se transmite menos luz. Un diagrama de la densidad óptica contra la longitud de onda se llama el *espectro de absorción* (figura 4-15). Tres fenómenos son los principales responsables de las características de este espectro de absorción: absorción de la vibración molecular, absorción electrónica y dispersión.

A ciertas longitudes de onda de luz del infrarrojo visible y cercano, las ligaduras moleculares que son específicamente asociadas con un fluido hidrocarburo vibrarán. Esta vibración produce la absorción de luz. Midiendo la longitud de onda de esta absorción de luz se puede identificar un fluido como hidrocarburo.

El espectro de aceite muerto (negro), que es el hidrocarburo sin metano, su cresta de absorción más fuerte tiene 1720 nm. Esta longitud de onda es específica para los compuestos de carbono con dos átomos de hidrógeno para cada átomo de carbono. El espectro del metano (rojo) tiene su cresta de absorción más fuerte a 1670 nm.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Esta longitud de onda es específica al metano, que es la única molécula con cuatro átomos de hidrógeno por cada átomo de carbono. El espectro de aceite móvil (verde), que es una mezcla del metano con el aceite muerto, exhibe ambas crestas de absorción (a 1670 nm y 1720 nm). figura 4-16.

El sensor óptico en la herramienta de OFA usa este principio para medir la absorción de luz a 1670 nm y 1720 nm. El gráfico resultante identifica con precisión el aceite vivo para asegurar la calidad de la prueba.

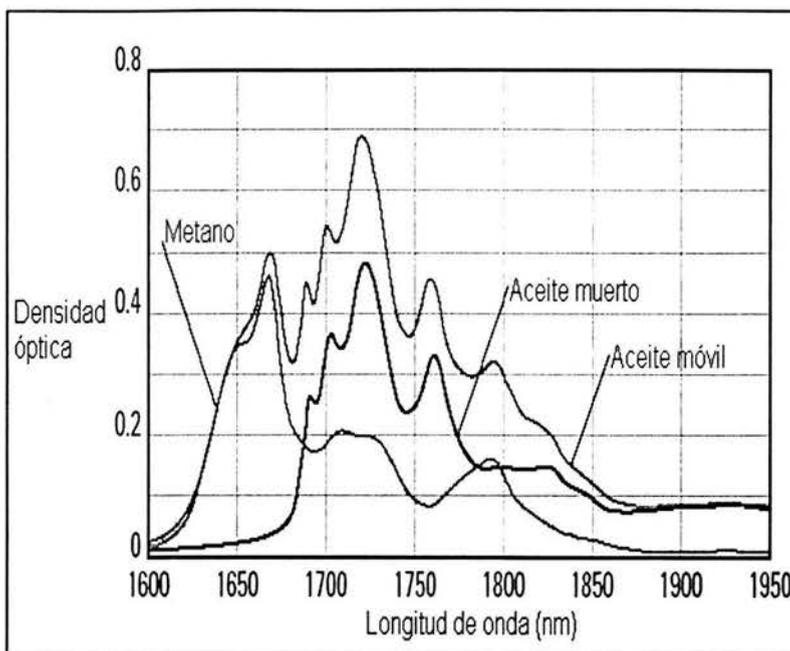


Fig. 4-16. La gráfica ilustra la densidad óptica del metano, aceite móvil y aceite muerto. Un valor de cero supone que allí la transmisión de luz es completa (no absorción). Un valor de 1 supone que 10% de la luz es transmitida y 90% es absorbida. Los picos del metano y el aceite muerto son mucho menores que el espectro del aceite móvil.

Dado que el metano está presente en forma natural en todos los hidrocarburos, pero está ausente en los fluidos de perforación, cualquier metano descubierto se debe a los hidrocarburos del yacimiento y no del filtrado. Descubriendo el metano, el módulo OFA puede asegurar que una muestra de calidad puede capturarse una vez que la contaminación por los filtrados base aceite se reduce a un nivel especificado por el Ingeniero del pozo (figura 4-17 y 4-19).

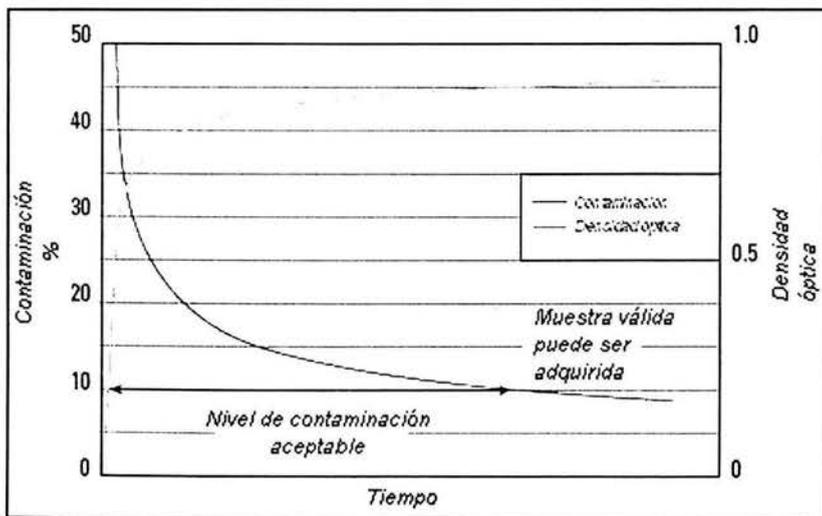


Fig. 4-17. El módulo OFA puede monitorear los niveles de contaminación y predecir cuando es aceptable el nivel para adquirir la muestra.

Como resultado, muestras de fluido de calidad superior que reúnen los requisitos necesarios son adquiridas de forma eficaz y a un costo relativamente bajo.

El monitoreo cuantitativo de la contaminación por el filtrado del lodo base aceite no es suficiente para asegurar que la muestra será válida.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

Durante el proceso de la prueba, se debe tener cuidado para asegurar que la presión de flujo permanece menor a la presión de burbujeo. Inicialmente, el fluido que mana del depósito será principalmente contaminado por el filtrado del lodo base aceite que tenderá a bajar el punto de burbujeo de la mezcla del fluido.

Como el flujo del yacimiento continúa, el nivel de contaminación del fluido producido se reduce, y el punto de burbujeo aumentará al del fluido virgen del yacimiento.

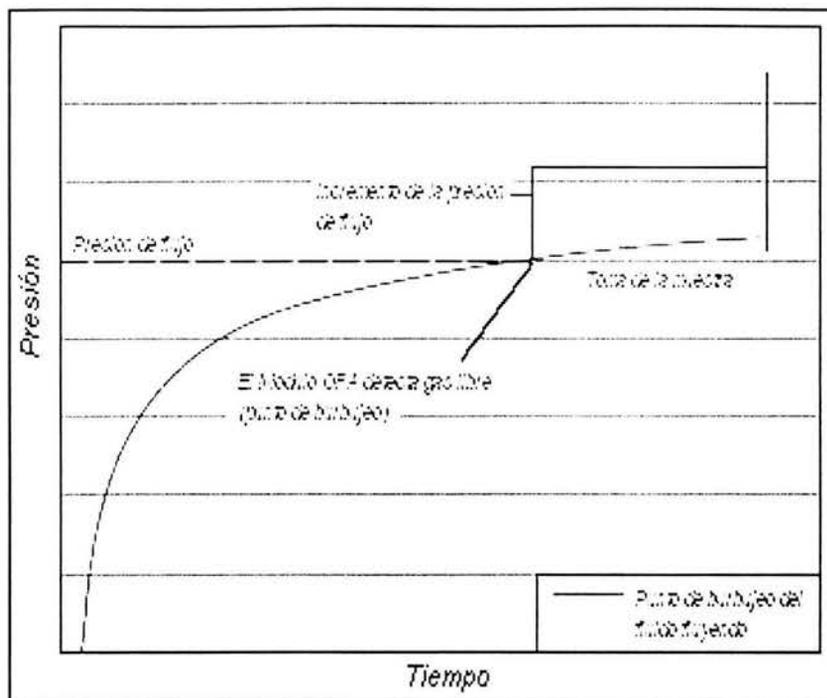


Fig. 4-18. La sensibilidad del Módulo OFA al gas libre asegura que se toman muestras en una sola fase.

Si el punto de burbujeo sube ignorando la presión de flujo anterior, la muestra coleccionada no será representativa del fluido del yacimiento. El módulo OFA incluye un sistema de detección de gas sensible y confiable que supervisa el fluido que mana del yacimiento. Esto asegura que la muestra de fluido se captura en una sola fase, ajustando la presión de flujo como sea necesario (figura 4-18).

El detector de gas, en combinación con la capacidad de medición del metano del módulo OFA, es un sistema único que puede determinar si el punto de burbujeo de los fluidos producidos está por debajo de la presión de flujo. La medición del metano responde al volumen entero del fluido dentro de la línea de flujo del MDT y mejora la sensibilidad al gas libre.

La comparación de las mediciones realizadas por el módulo OFA con las observaciones superficiales respecto al contenido de la cámara de muestreo se debe hacer con cuidado, ya que el gas puede salir de la solución y los líquidos pueden vaporizarse. Preservar la temperatura y la presión del fondo del pozo es necesario para validar las comparaciones, puesto que, incluso volverlas a sus valores del fondo del pozo puede no garantizar la recombinación de fases a su condición original.

CAPITULO IV.
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS PROBADORAS DE FORMACIÓN.

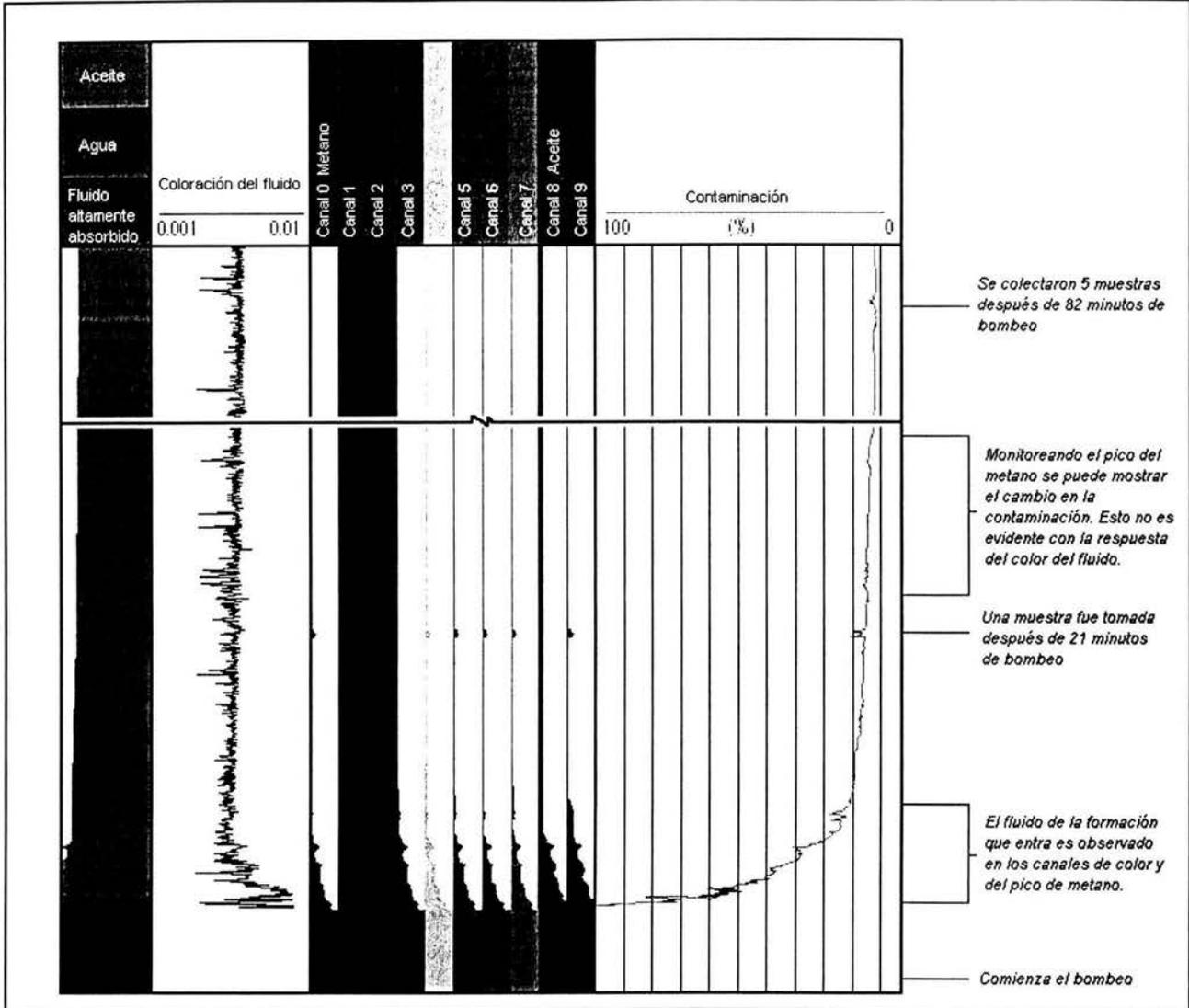


Fig. 4-19. El módulo OFA monitorea la contaminación por los fluidos filtrados del lodo base aceite mediante el análisis del color del fluido y el contenido de metano para asegurar la calidad del muestreo. Las curvas de color y metano indican el porcentaje de contaminación del fluido.

La herramienta MDT inicia su trabajo en prueba de campo en 1987, es una extensión evolutiva de RFT y está diseñada específicamente para mejorar las capacidades en las siguientes aplicaciones:

- Medición y muestreo en formaciones con baja permeabilidad, laminadas, fracturadas, sin consolidar y heterogéneas
- Mediciones de presión rápidas y repetibles
- Muestras a presión, volumen y temperatura (PVT) de formación
- Diferenciación de fluidos en el fondo del pozo
- Gradientes de fluido en tiempo real, valoración de permeabilidad y contaminación

IV.4. HERRAMIENTA DE DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.

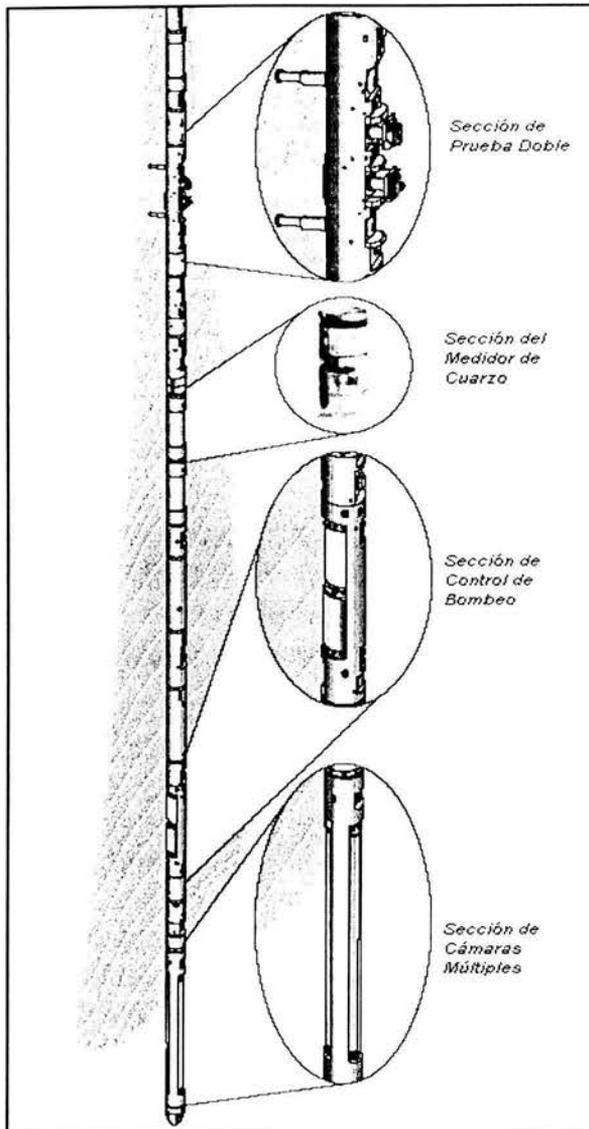


Fig. 4-20. Configuración de la herramienta RDT.

La Sección de Prueba Doble (*Dual Probe Section, DPS*) se diseña para detectar la movilidad y permeabilidad horizontal (k_h) y anisotropía (k_v / k_h) sobre un rango extenso de operación. Los probadores de presión *DPS* son controlados en forma precisa con el sistema de regeneración de control digital avanzado, logrando muy rápidamente las presiones de condición estable y reduciendo el tiempo de la comprobación requerido (figura 4-20).

Al correr dos secciones dobles de la sonda, la herramienta *RDT* (*Reservoir Description Tool*) puede determinar el gradiente de presión entre los probadores y dar un perfil de la permeabilidad y la anisotropía. Esto permite ampliar la profundidad de investigación y descubrir las barreras de permeabilidad.

La herramienta *RDT* también proporciona un rango extenso de muestreo de presión mediante el uso de dos secciones de bombeo controladas, una configurada para 4,000 psi de presión de bombeo y la otra para 8,000 psi. En un solo viaje, las dos secciones de bombeo controladas pueden extender el rango de muestreo, reduciendo así el tiempo del equipo y proporcionando muestras de mayor calidad. Con este rasgo, el *RDT* puede obtener muestras que no son posibles con las herramientas de generaciones anteriores.

Beneficios:

- Reduce la contaminación a través de los tiempos de bombeo más rápidos
- Asegura la integridad de la muestra a través del control de la presión
- Proporciona muestras PVT de mayor calidad
- Reduce el tiempo del equipo
- Proporciona el tipo de fluido / hidrocarburo en forma fiable
- Entrega estimaciones de permeabilidad mejoradas
- Diseña diversas características para ofrecer versatilidad en el muestreo

V. EJEMPLOS DE APLICACIÓN.



V. EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

Usando avances recientes en tecnología de registros, ahora es posible hacer una caracterización "*in-situ*" de los yacimientos para utilizarla en la optimización del proceso completo de terminación. La información dinámica del yacimiento, obtenida con un probador de formación operado por cable, y los datos continuos de alta resolución de porosidad y permeabilidad, registrados usando una herramienta de registro de resonancia magnética nuclear (NMR), proporcionan una evolución para mejorar la identificación de zonas productivas. El uso de esta técnica puede dar lugar a grandes reducciones en costos de operación debido a la terminación eficaz de las formaciones, que típicamente requieren operaciones que consumen mucho tiempo de equipo de perforación.

En este capítulo se mostrará cómo una evaluación exhaustiva en agujero descubierto de la calidad del yacimiento y el índice de productividad, se combinan como inicio de una estrategia de terminación que reduce el tiempo entre el inicio de la perforación del pozo y la primera producción comercial. Este acercamiento integrado, que exigió varias etapas, fue utilizado para optimizar los trabajos de fracturamiento hidráulico para cada intervalo productor, de tal forma que se incremento la producción total. El rendimiento simulado para cada intervalo y la predicción de los gastos fueron utilizados para las recomendaciones en estrategias de terminación.

V.1. HISTORIA DE CASOS.

INTRODUCCIÓN.

Localizada al norte de México, la Cuenca de Burgos es una provincia con una producción actual de gas natural de 1 millón de pies cúbicos por día. Sus reservas se localizan principalmente en estrechas formaciones de arenisca de edad Eoceno a Paleoceno. Petróleos Mexicanos (PEMEX) está desarrollando activamente estos campos y los está terminando en los yacimientos apilados verticalmente de Wilcox, Queen City y las arenas de Mount Selman, estos yacimientos comúnmente requieren fracturamiento hidráulico para estimular la producción de gas en volúmenes comerciales.

Los sedimentos marinos de la Cuenca de Burgos fueron depositados durante ciclos transgresivos-regresivos del nivel del mar. La interpretación en los datos sísmicos y de producción indican que estas arenas están intensamente divididas en compartimentos. Estos compartimentos están limitados de norte a sur por fallas que tienden a crecer delineando bloques independientes, con 10 a 20 pozos cada uno. Cada compartimento tiene que ser considerado por separado desde un punto de vista petrofísico, con diferentes espesores y propiedades para cada intervalo encontrado, de acuerdo a los datos de Ingeniería de Yacimientos que refieren a la presión nativa y a la permeabilidad horizontal media de la formación.



CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

El desarrollo económico de yacimientos de permeabilidad baja o sobrepresionados, como éstos de la Cuenca de Burgos, requiere la aplicación eficiente de fracturamiento hidráulico. En el pasado, se intentaron muchas cosas para hacer producir de manera rentable a estos yacimientos, tratando de optimizar los pasos implicados en el proceso de terminación de pozos convencionalmente empleado.

De la prueba de pozo y su análisis para la perforación y el fracturamiento, se ha examinado cada detalle de la terminación del pozo para considerar donde se puede ahorrar tiempo y dinero al aplicar las tecnologías avanzadas y las nuevas herramientas.

Una herramienta valiosa para mejorar el desarrollo del campo es la Ingeniería de Yacimientos, ya que integra diversas técnicas orientadas a reconocer las características principales de la formación y permite mejorar el modelado de la fractura según la caracterización dinámica del comportamiento del yacimiento. La combinación de registros continuos de resolución vertical fina con información dinámica del yacimiento, así como la entrada de datos de simulación de fracturamiento en un modelo, permite pronosticar la producción probable de cada intervalo.

Como un reemplazo para la antigua herramienta RFT, la herramienta innovadora de MDT ofrece mejoras significativas en la medición de la presión (gracias a su Medidor de Cuarzo Combinable) y en la capacidad de muestreo. En particular, el CQG debe su reacción dinámica excepcional al hecho de que las mediciones de temperatura y presión están hechas con un solo resonador de cuarzo.

Esto significa que se pueden ahorrar algunos minutos durante cada prueba en estas estrechas formaciones de areniscas y, cuando se realizan muchas pre-pruebas, los minutos pueden acumular horas del tiempo del aparejo, que representan las reducciones de costos verdaderas para estos pozos relativamente bajos y rápidamente perforados de la Cuenca de Burgos.

Desplegado en su configuración básica con el módulo de prueba simple, la herramienta MDT genera un perfil de la presión con su correspondiente abatimiento y la fase de recuperación. El módulo de prueba simple de la herramienta MDT contiene una cámara de pre-prueba de 20 cm^3 . Sin embargo, el tamaño de esta cámara se puede ajustar desde la unidad de adquisición. Esta característica permite que el Ingeniero de campo reduzca el volumen de la cámara para pruebas más rápidas en zonas estrechas donde los gastos son muy bajos.

Ésta es exactamente la clase de situación que se presenta en formaciones con permeabilidad de hasta sólo 0.05 mD . Aunado a esto, se presenta la necesidad de utilizar un tipo específico de prueba llamado "prueba de diámetro largo" que permite un gasto más alto como resultado del incremento del contacto de su interfaz con la formación.

Un ejemplo de una pre-prueba típica de MDT para estas arenas, donde los flujos esféricos y radiales fueron alcanzados (se tiene en la figura 5-1b). Observe el tiempo total de alrededor 20 minutos (figura 5-1a) para la estabilización de la presión con el CQG para esta permeabilidad baja y la capacidad de la herramienta para realizar dos abatimientos diferentes

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

con los volúmenes variables de la cámara de pre-prueba (5 y 12 cm³ respectivamente) para lecturas más exactas y un chequeo de repetición dentro de un solo ciclo de medición o conjunto de prueba contra la formación.

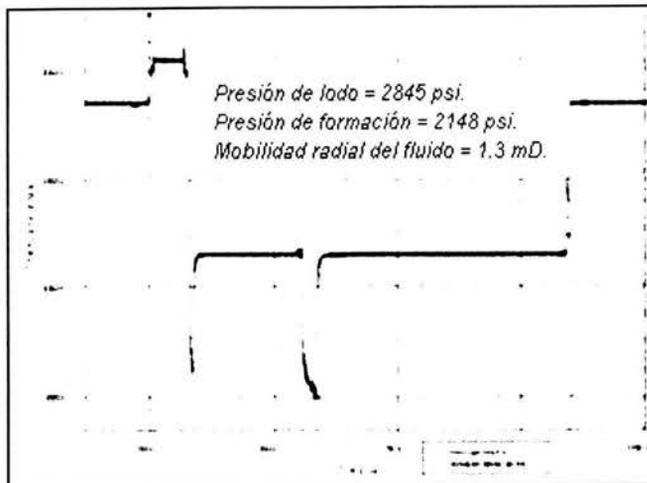


Fig. 5-1A. Estabilización del medidor de cuarzo combinable.

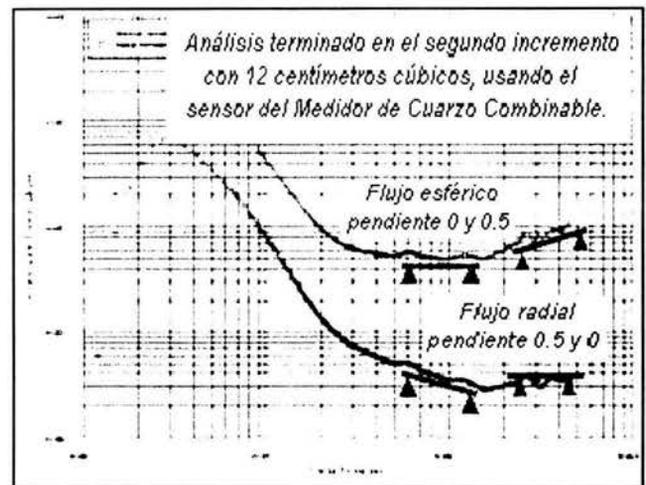


Fig. 5-1B. Ejemplo de una pre-prueba típica de MDT, donde los flujos esféricos y radiales fueron alcanzados

Según lo mencionado, estos yacimientos son de permeabilidad muy baja (0.01 a 10 mD) y requieren fracturamiento hidráulico para aumentar la productividad del pozo y para explotar reservas en los gastos de producción económicos; si la mayoría de pozos no se fracturan su producción llega a ser marginal.

Incluso para los yacimientos con permeabilidades bastante buenas, la estimulación es un método eficaz para mejorar la producción y acelerar la recuperación, especialmente cuando los precios del aceite y del gas son altos y también cuando el área cercana del pozo ha sido extremadamente dañada por los fluidos de perforación y/o de terminación.

En estos casos, el fracturamiento hidráulico se utiliza para puentear la zona dañada cercana al pozo y conectar el pozo con el yacimiento sin dañar. La permeabilidad tiene enorme impacto en el diseño de la fractura. Basado principalmente en la permeabilidad, el perfil de tensión, la presión del yacimiento y la porosidad efectiva, la longitud media de la fractura se optimiza para maximizar la producción.

Los métodos tradicionales para medir o estimar la permeabilidad de pozos compensadores no siempre reportan los valores representativos y pueden ser costosos, consumidores de tiempo o de alto riesgo. Las fuentes tradicionales para medir la permeabilidad antes de utilizar los registros combinados CMR (*Resonancia magnética nuclear, Combinable Magnetic Resonance*) y MDT en los yacimientos de Burgos eran: pruebas de presión sobre la acumulación, análisis de núcleos, la correlación con los pozos compensadores y emparejar de la historia de producción.

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

La valoración de la acumulación de la presión no es el método más viable, pues la permeabilidad en estos yacimientos es tan baja que la mayoría de los pozos no fluyen naturalmente y cuando esto ocurre las acumulaciones representativas de la presión pueden tomar más de 4 días de cierre del pozo.

El análisis de núcleos generalmente da valores sobrestimados de permeabilidad y solamente de la pequeña porción de la zona de interés, también su análisis es a menudo costoso. Debido a que los yacimientos están en compartimentos, la correlación entre los pozos compensadores se tiene que realizar con precaución extrema, puesto que se pueden encontrar algunas variaciones considerables al comparar dos pozos cercanos. Está claro que el valor correcto de la permeabilidad asiste en forma clave a la creación de un diseño efectivo de la fractura.

La presión del yacimiento también desempeña un papel importante en el diseño de la fractura y en la Cuenca de Burgos generalmente se obtiene de pruebas de acumulación o se estima de mediciones de presión en el fondo del pozo. Puesto que los yacimientos son volumétricos y presentan una alta declinación de la presión, es difícil estimar en forma confiable la presión del yacimiento de correlaciones con los pozos compensadores. También para obtener valores de presión a partir de las mediciones del fondo del pozo, similares o cercanas a la presión del yacimiento, el pozo tiene que ser cerrado varios días, lo que hace poco práctico este método. Esto incrementa la importancia de los datos exactos y rápidos de la presión del yacimiento obtenidos con la herramienta MDT.

La siguiente figura (5-2) demuestra la comparación de dos diseños de fractura: En el primer diseño (5-2 arriba), se utilizaron los datos de pozos cercanos. El diseño fue modelado usando solamente los registros básicos de pozo descubierto (rayos gamma, resistividad, porosidades del neutrón y densidad), la permeabilidad promedio fue asumida en base a datos de los pozos fracturados anteriormente en el área, pero resulta ser menor que el valor medido verdadero, el gradiente de fractura fue tomado de pozos compensados y se utilizó la presión promedio del yacimiento. El resultado fue un trabajo sobre-diseñado de la fractura con longitudes excesivas de la fractura, costos excesivos y casi con la misma respuesta de producción pronosticada.

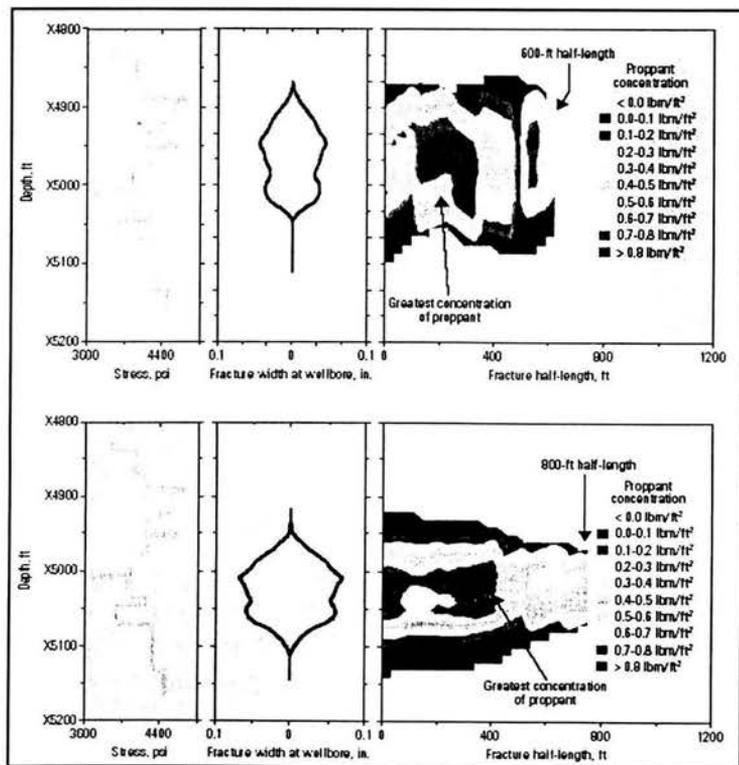


Fig. 5-2. Comparación de dos diseños de fractura.



CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

El segundo diseño (5-2 abajo) corresponde al uso de datos calibrados de permeabilidad del registro CMR y de la presión del yacimiento del MDT, para este caso se calculó la longitud óptima de la fractura y se obtuvo un pronóstico exacto de la producción, usando valores mas precisos de permeabilidad, de presión del yacimiento y de las características de la geometría de la fractura a partir del diseño en software.

Estimulaciones basadas en estimaciones o en características promedias del yacimiento pueden dar lugar a fracturas hidráulicas de longitud insuficiente, de anchura o de altura excesiva. La comprensión apropiada de las propiedades del yacimiento a través de zonas productoras en un pozo conduce a optimizar los tratamientos de fractura, reduciendo costos, maximizando la producción y aumentando la recuperación del hidrocarburo sobre la vida activa del campo.

Caso “A”: Pozo exploratorio.

Las herramientas sofisticadas para la evaluación de la formación permiten análisis *in-situ* y proporcionan alta resolución, la adquisición continua de datos a través de zonas de interés para cuantificar parámetros importantes del yacimiento y para mejorar el modelado predictivo. Estas mediciones directas y el conocimiento de otras fuentes, tales como núcleos, datos de presión y de producción, o de tratamientos de mini-fractura, proporcionan correlaciones para complementar y verificar valores derivados empíricamente.

Actualmente en la Cuenca de Burgos, las técnicas mejoradas de interpretación y los formatos innovadores para procesar los datos están cimentando el camino para mejores modelos y simulaciones al proveer parámetros que eran previamente desconocidos, difíciles de determinarse con exactitud o no tenían suficiente resolución vertical para explicar las heterogeneidades del yacimiento. En algunos casos, este tipo de datos detallados incluso ayudan a identificar las zonas productivas que se pudieron haber pasado por alto, como en este pozo de exploración “B”, donde incluso la saturación de agua está tan alta como 60-70%. Casi todo este volumen de agua se revela como agua irreducible que no fluirá una vez que el pozo entre en producción (figura 5-3).

Además de eso, es importante mencionar aquí otros aspectos críticos de la interpretación petrofísica exhibida. Primero, que en los intervalos superiores perforados en xx90/94 metros no existía ninguna medición del probador de formación. Incluso para la presión de formación, se puede considerar fácilmente que este intervalo debe tener un comportamiento muy similar al que tiene el yacimiento principal inferior, sólo separado por cinco metros de lutita, y una presión tan cercana a lo que midió el MDT para la arena inferior (alrededor de 1570 psi). Para los valores de permeabilidad, la curva calibrada de CMR - KTIM (véase la pista 3) era la única fuente de la información disponible. Una vez mas, observando que la permeabilidad derivada NMR ajusta las cuatro mediciones de la pre-prueba de MDT en el intervalo xx99/10, se pudo considerar que un valor de 6 mD era un valor promedio conveniente para la permeabilidad de la arena superior.

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

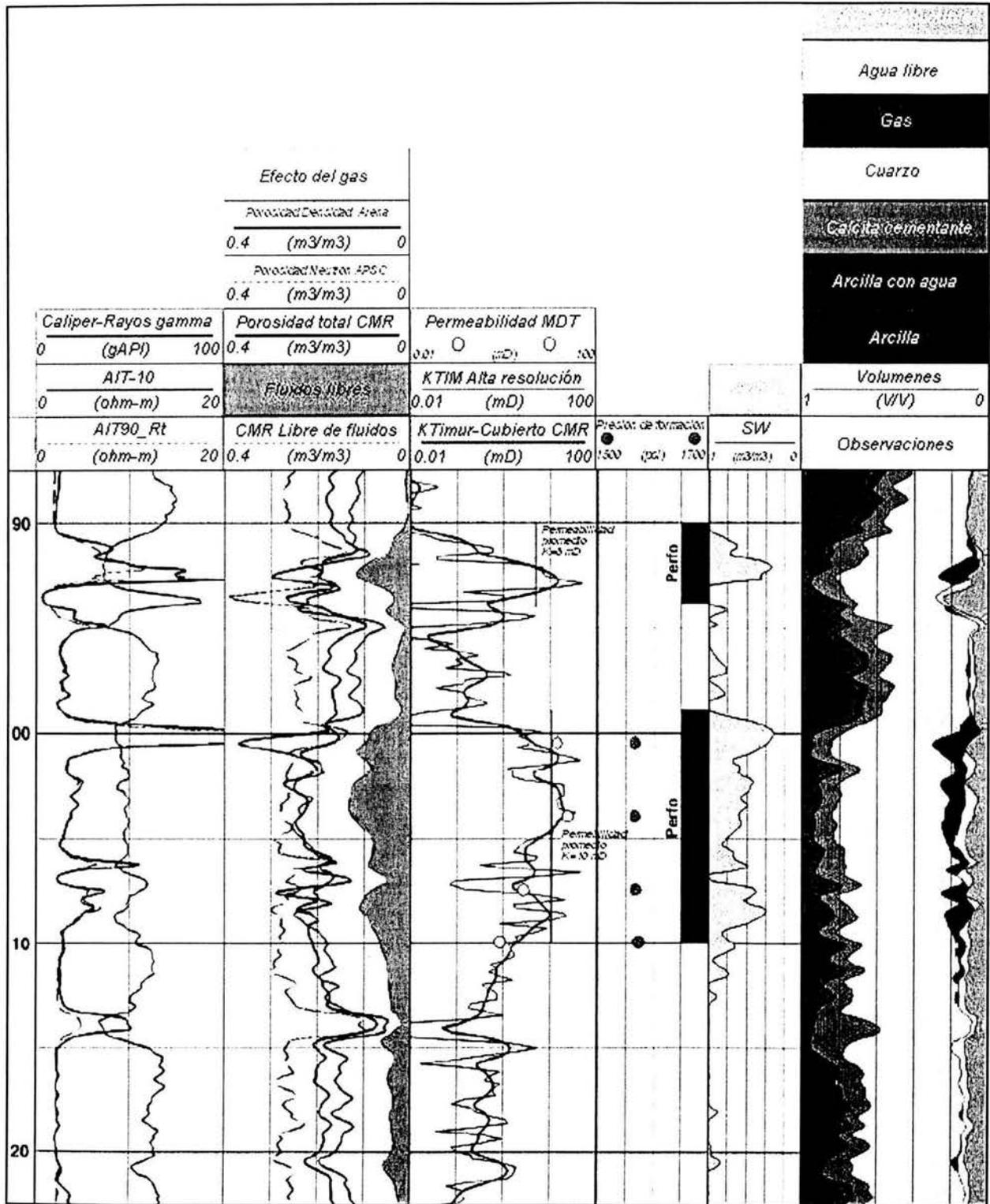


Fig. 5-3: Para este pozo, los intervalos de xx90/94 y xx99/10 metros eran considerados para la producción. No era necesaria una fractura hidráulica, pues las permeabilidades promedio eran respectivamente 6 y 10 mD, tomadas con la herramienta CMR calibrada con la información de MDT. Con estas figuras y los datos del pozo, tales como los datos de presión de la formación y el análisis petrofísico, se podía estimar una producción de alrededor 2653 Mscf/D de gas.



CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

Observe también cómo el cruce de el NMR y la densidad de las porosidades (véase la pista 2) está presente mas a menudo en todo el intervalo inferior -la arena estaba perforada desde los xx99/10 metros- indicando la presencia del gas en la arena, a pesar de valores de resistividad mas bajos (el cruce de las porosidades de la densidad y del neutrón demuestra solamente incremento cuando los picos de alta resistividad están presentes).

En este ejemplo, queda demostrado cómo la permeabilidad de diversas fuentes se puede afinar para determinar la productividad del pozo y el comportamiento del yacimiento. Esta permeabilidad definida apropiadamente, de 6 y 10 mD para las arenas superior e inferior respectivamente, confirma formalmente que el pozo producirá gas con un gasto comercial sin el requisito de una fractura hidráulica, y finalmente, las medidas reales de la prueba de campo fueron comparadas con una simulación de la productividad del pozo usando el software ProCADE * obteniendo un ajuste satisfactorio:

Tabla 5-1. Comparación de valores de producción.

Valores de producción total obtenidos por la simulación del software ProCADE:	Valores de producción total medidos por las pruebas:
Agua = 3.7 STB/D	Agua = 4 STB/D
Aceite = 14.8 STB/D	Aceite = 15 STB/D
Gas = 2653 Mscf/D	Gas = 2571 Mscf/D

Una medición genuina de la producción terminada durante el tercer día (3 días después de que los intervalos mencionados fueron perforados con pistolas de 2 1/8") indica que el pozo producía 2571 Mscf/D de gas, con una presión del yacimiento de 1579 psi (la presión original de la formación de la pre-prueba de MDT era estimada en 1570 psi).

Caso "B": Pozo en etapa de desarrollo

La exactitud de modelos petrofísicos y algunas propiedades claves del yacimiento, tales como permeabilidad, presión de formación, porosidad, saturación de fluidos, dirección de tensiones tectónicas y otras propiedades mecánicas de la roca, afectan dramáticamente las decisiones de desarrollo del campo.

En la Cuenca de Burgos muchos de estos parámetros incluso éstos con influencia significativa en diseños de terminación y de estimulación, a menudo estaban demasiado basados en correlaciones estándares, promedios o estimaciones.

En lugar de confiar en los conjuntos de datos limitados, catálogos de rocas, experiencia anterior y prácticas locales, que pueden conducir a inexactitudes, a cálculos erróneos y a ineficacia de la terminación, los diseños optimizados de estimulación requieren los datos más completos y más confiables posibles.



CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

Por consiguiente, el primer paso para evaluar la productividad de la capa antes de la terminación del pozo, es recolectar parámetros individuales genuinos y exactos del yacimiento a partir de varias técnicas independientes de registro en agujero descubierto. Este sistema de datos adquiridos y validados permitirá entonces que realicemos una simulación de la prueba de producción, que deba reflejar tan exacto como pueda la producción futura de gas del pozo.

Típicamente, los valores de permeabilidad de los núcleos se identifican como representación de una profundidad de investigación más pequeña que una herramienta probadora de formación operada por cable (como el MDT). Además, las mediciones de la herramienta MDT ofrecen una buena distribución vertical de la heterogeneidad de la permeabilidad, representando mejor la complejidad del yacimiento. Estos datos son necesarios para ordenar los posibles intervalos productores antes de terminar el pozo y construir un modelo estratificado del yacimiento. Las permeabilidades MDT de pozos en el campo están dando por resultado un nuevo modelo descriptivo del yacimiento que se puede utilizar para la predicción del comportamiento del yacimiento y la optimización de la terminación.

En este ejemplo (figura 5-4), se demuestra cómo la permeabilidad empírica derivada del conjunto de datos de la herramienta de resonancia magnética se puede ajustar para calibrar y emparejar fácilmente la permeabilidad dinámica medida durante una pre-prueba *in-situ* con la herramienta MDT. Este ejemplo ilustra que haciendo un buen uso de la herramienta MDT es suficiente para evaluar exactamente el comportamiento del pozo/yacimiento, y eso es especialmente importante en el campo de gas de Burgos, donde la relación tiempo/costo en una terminación convencional no siempre se justifica en cada pozo.

Caso "C": Pozo desarrollado en estratos múltiples

En este estudio, los principales yacimientos de arenas con gas están en las formaciones llamadas "Queen City" y "Cook Mountain", que se confinan dentro de una estructura anticlinal asimétrica: con eje en la dirección norte-sur, sumergiéndose al noreste y con un área total cubierta de alrededor de 13 kilómetros cuadrados. Esta estructura está limitada en sus flancos del este y oeste por fallas normales que buzcan hacia el este. La compartimentación significativa que existe en este campo se origina a través de las fallas normales primarias, que están induciendo una red secundaria de fallas.

Los yacimientos de arena con mayor potencial de producción de gas, se reconocen como las capas QC-3 y QC-5 de la formación "Queen City" (figura 5-5) y también, con un grado de menor importancia, la arena inferior CM-1 de la formación "Cook Mountain". Estas areniscas tienen granos finos a muy finos de cuarzo y feldespato, los componentes secundarios se forman de fragmentos ígneos, de arcillas (de 5 a 20%) y de micas con cemento calcáreo. El proceso deposicional de estas formaciones se asocia a un sistema deltaico con facies de sedimentación de los subsecuentes canales de distribución.

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

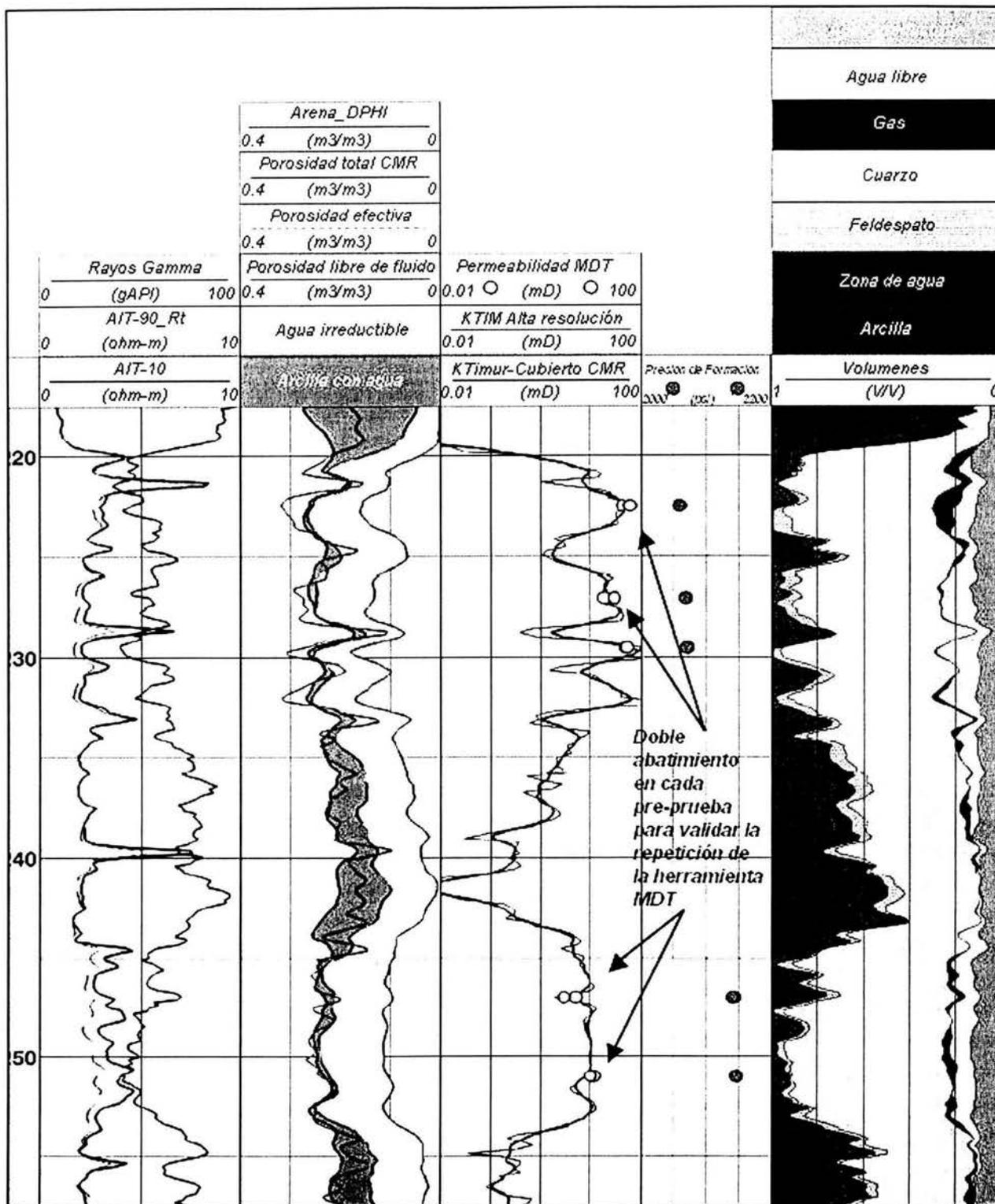


Fig. 5-4: Si para el presente ejemplo el pozo no era terminado sobre esta sección registrada debida al alto volumen de agua libre observada con la herramienta de CMR, esta sección fue utilizada para calibrar la permeabilidad NMR empíricamente derivada. En ese sentido, podemos apreciar el excelente parecido entre la permeabilidad calculada con el CMR y la permeabilidad medida por el MDT.



CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

Estas areniscas delgadas tienen permeabilidad relativamente baja, en el rango de 0.05 a 5 mD y por lo tanto deben ser fracturadas hidráulicamente para producir el gas en gastos suficientemente comerciales. Debido a estas características dinámicas adversas del yacimiento (presión de formación agotada y/o permeabilidad muy baja), menos de la mitad de las areniscas en un pozo se fracturan y ponen en producción.

Aunque algunas veces se prueban varias capas (hasta cinco o seis) y a veces se induce el nitrógeno, se obtienen resultados improductivos. Bajo este panorama, el proceso completo de terminación toma un promedio de casi 35 días y los costos de la prueba (estimulación) para conectar varios intervalos de arenisca en cada pozo son altos. La optimización de tiempo y costo de terminaciones tiene una alta prioridad para PEMEX.

La mejor práctica sugerida es hacer una selección más eficiente de las arenas con un potencial de productividad más alto y un programa de fracturamiento hidráulico más eficaz. Según lo mencionado, esta nueva metodología requiere información *in-situ* adicional, incluyendo continuamente datos exactos de permeabilidad y presión inicial del yacimiento. Se puede observar una reducción considerable en el tiempo total de la terminación, por la aplicación meticulosa de este proceso de optimización (Tabla 5-2).

Se tiene en consecuencia una disminución del costo total de la terminación, del 50% al 70% por pozo, pues una gran cantidad de operaciones son suprimidas debido a una mejor selección de las zonas productoras. Además de eso, se debe considerar un promedio de veinte días, o mas, ganados en la producción estándar retrasada.

El pozo "C" representa el primer pozo en la Cuenca de Burgos donde fue utilizada esta metodología, la interpretación de los resultados se presentan en la figura 5-6 de la sección completa del agujero descubierto que incluye todas las areniscas de la formación "Queen City", y en la figura 5-7 para los detalles de las características petrofísicas de las dos areniscas probadas.

Un esquema estándar de terminación para este pozo tarda alrededor de 30 a 35 días (según lo detallado en la Tabla 5-2B) para probar y desechar todos los intervalos no productivos. Sin embargo, podíamos disminuir considerablemente el tiempo de terminación a menos de dos semanas (como se demuestra en la Tabla 5-2A) por haber recomendado solamente las mejores capas productoras de gas, que son claramente detectadas (véase la pista 5 en la figura 5-6). La curva de Índice de Productividad (QNMR) revela que, a pesar de una gran cantidad de posibles arenas con gas en este pozo, sólo QC-3 y QC-5 tienen la mayoría de las características dinámicas del yacimiento (con la permeabilidad más alta y la presión suficiente de formación inicial) para producir el gas en forma comercial, y que juntas representan más del 70% de la producción potencial de gas del pozo "C". Los datos obtenidos de la combinación de CMR-MDT fueron integrados para optimizar los trabajos de fracturamiento hidráulico y fue calculada una estimación de la producción para este pozo. La figura 5-8 representa la comparación de la producción de gas calculada contra la producción de gas medida históricamente.



CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

Tabla 5-2A Actividades optimizadas en la terminación del pozo

Día	Actividades realizadas y comentarios.
1	Calibrando el pozo y disparando la arena QC-5, fluyendo gas y agua.
2 y 3	Monitoreando el flujo de 100% gas seco, cambiando diferentes restricciones del estrangulador.
4	Fracturando el pozo según lo programado.
5	Colocando el tapón de arena y verificando su integridad.
6	Calibrando el pozo y disparando la arena QC-3.
7	Fracturando el pozo según lo programado.
8	La limpieza de tapón de arena con tubería flexible, fluyendo gas seco.
9	Conectando el pozo a la línea de producción y monitoreando el potencial con diferentes estranguladores.
10	Continúe cambiando los estranguladores.
11	Entregando el pozo al departamento de producción, con la producción inicial Qgas = 3.1 MMcft/d a través de una restricción de 18/64" del estrangulador en superficie.

Tabla 5-2B Actividades realizadas en una terminación estándar del pozo

Día	Actividades realizadas y comentarios.
1	Calibrando el pozo y disparando la primera capa de arena, pequeño flujo de gas con la presión de la cabeza del pozo muy baja.
2	Supervisando el comportamiento del pozo.
3 a 5	Induciendo la producción de gas con inyección de nitrógeno, usando la unidad tubería flexible. Ninguna producción de gas comercial.
6	Colocando el tapón permanente.
7	Calibrando el pozo y disparando la segunda capa de arena, fluyendo gas.
8 a 12	Monitoreando el flujo de gas y probándolo para determinar la presión de formación y la permeabilidad.
13	Fracturando el pozo.
14 y 15	Monitoreando el flujo de 100% gas seco, cambiando diferentes restricciones del estrangulador.
16	Poniendo un tapón perforable con el cable y verificando con la presión su integridad.
17	Calibrando el pozo y disparando la tercer capa de arena, fluyendo poco gas y agua con baja presión en la cabeza del pozo.
18 a 20	Supervisando el comportamiento del pozo y probándolo. Ninguna muestra de gas, incluso después de varias inducciones de nitrógeno
21	Poniendo un tapón perforable con el cable y verificando con la presión su integridad.
22	Calibrando el pozo y disparando la cuarta capa de arena, fluyendo gas.
23 a 25	Monitoreando el flujo de gas y probándolo para determinar la presión de formación y la Permeabilidad.
26	Fracturando el pozo.
27 y 28	Limpiando el pozo y perforando los tapones con tubería flexible, fluyendo gas seco.
29	Conectando el pozo a la línea de producción y monitoreando el potencial con diferentes estranguladores.
30	Continúe cambiando los estranguladores.
31	Entregando el pozo al departamento de producción con 2 zonas productoras de las 4 que se probaron.

Los procedimientos señalados en la tabla 5-2B) son generalmente los más usuales, pero en ocasiones debido a problemas imprevistos, por ejemplo: una zona productora de agua entre dos zonas de gas que requiere la cementación forzada secundaria, períodos de prueba más largos debido a permeabilidad muy baja, dificultades para fijar o perforar los empacadores, a veces cinco o seis intervalos necesitan ser probados, etc., este tiempo total de la terminación puede ir hasta 50 días.

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

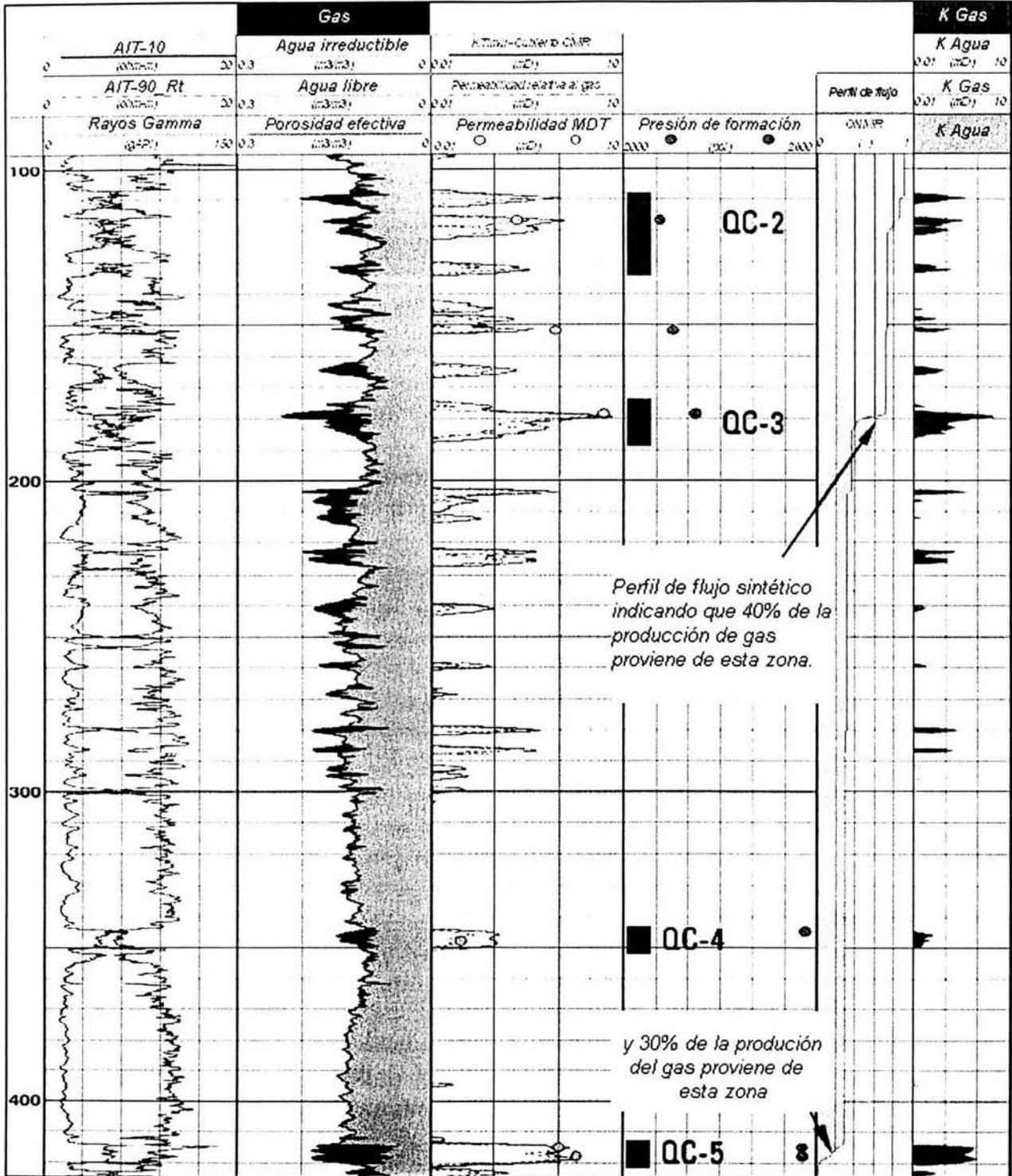


Fig. 5-6: En este registro los valores agregados de la combinación de CMR-MDT establecen claramente como se asemejan la permeabilidad NMR y las medidas dinámicas de MDT. El ingeniero de yacimientos, para evaluar previamente la posible producción del pozo, debe tener disponible la presión de la formación hecha con el MDT. La curva QNMR del perfil de flujo, permite determinar los intervalos más productivos, reduciendo cerca del 65% del tiempo y el costo del proceso completo de la terminación.

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

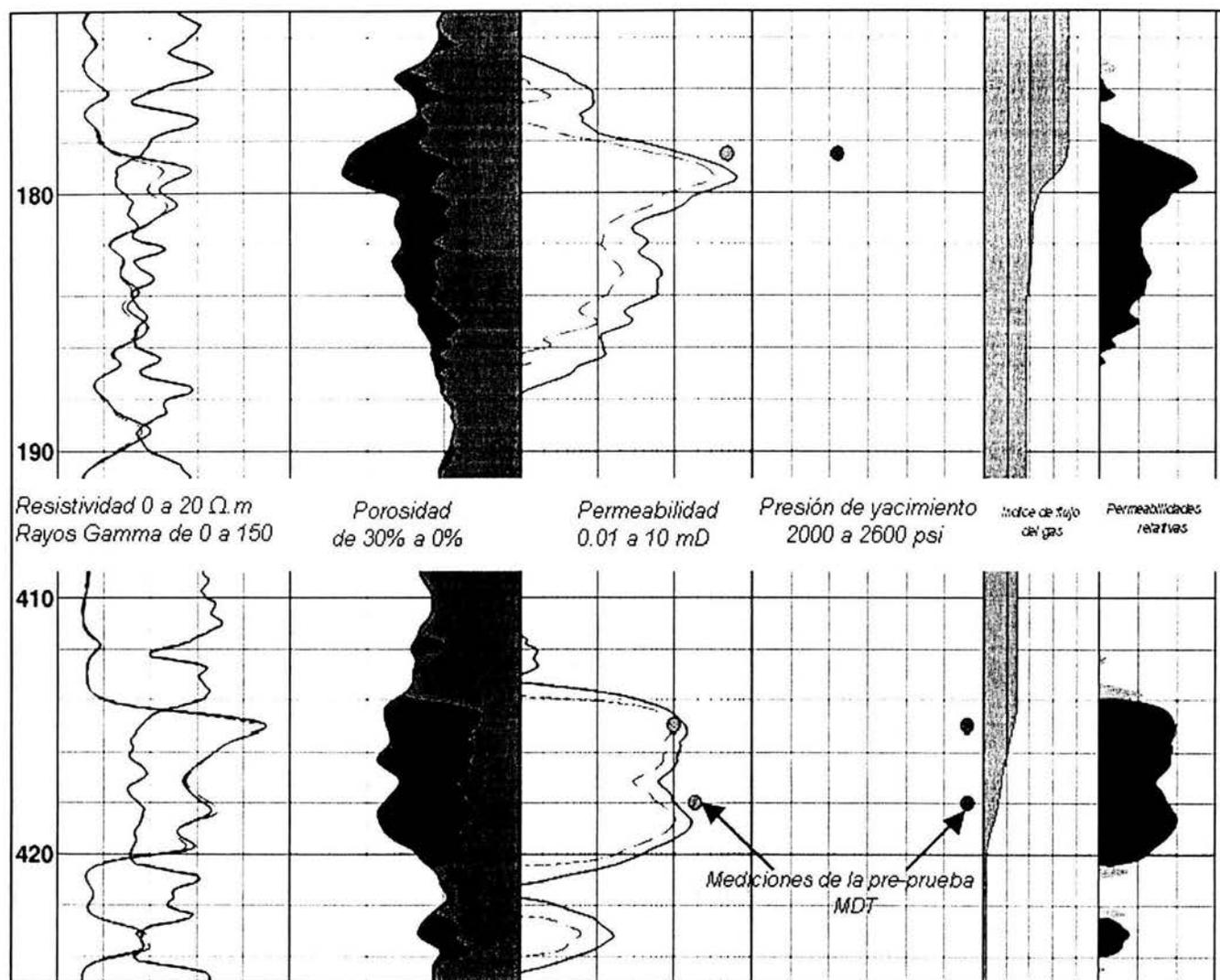


Fig. 5-7: En esta figura se puede apreciar en detalle las características petrofísicas y dinámicas de los intervalos propuestos QC-3 (superior) y QC-5 (inferior), que juntos representan alrededor del 70% de la producción total del gas de este pozo (véase la curva cualitativa del "Índice de flujo de gas" en la pista 5).

En este caso en la Cuenca de Burgos, el tiempo de la terminación y el costo totales fueron reducidos drásticamente con estas recomendaciones, pues PEMEX consiguió perforar directamente estas dos arenas con gas, que después de un fracturamiento hidráulico demostró producir más de 3 MMcf/d. Por lo tanto, fueron ahorrados varios días de prueba y de intervalos de estimulación improductivos, así como un gran número de viajes en el pozo con las unidades de línea de acero o de tubería flexible.

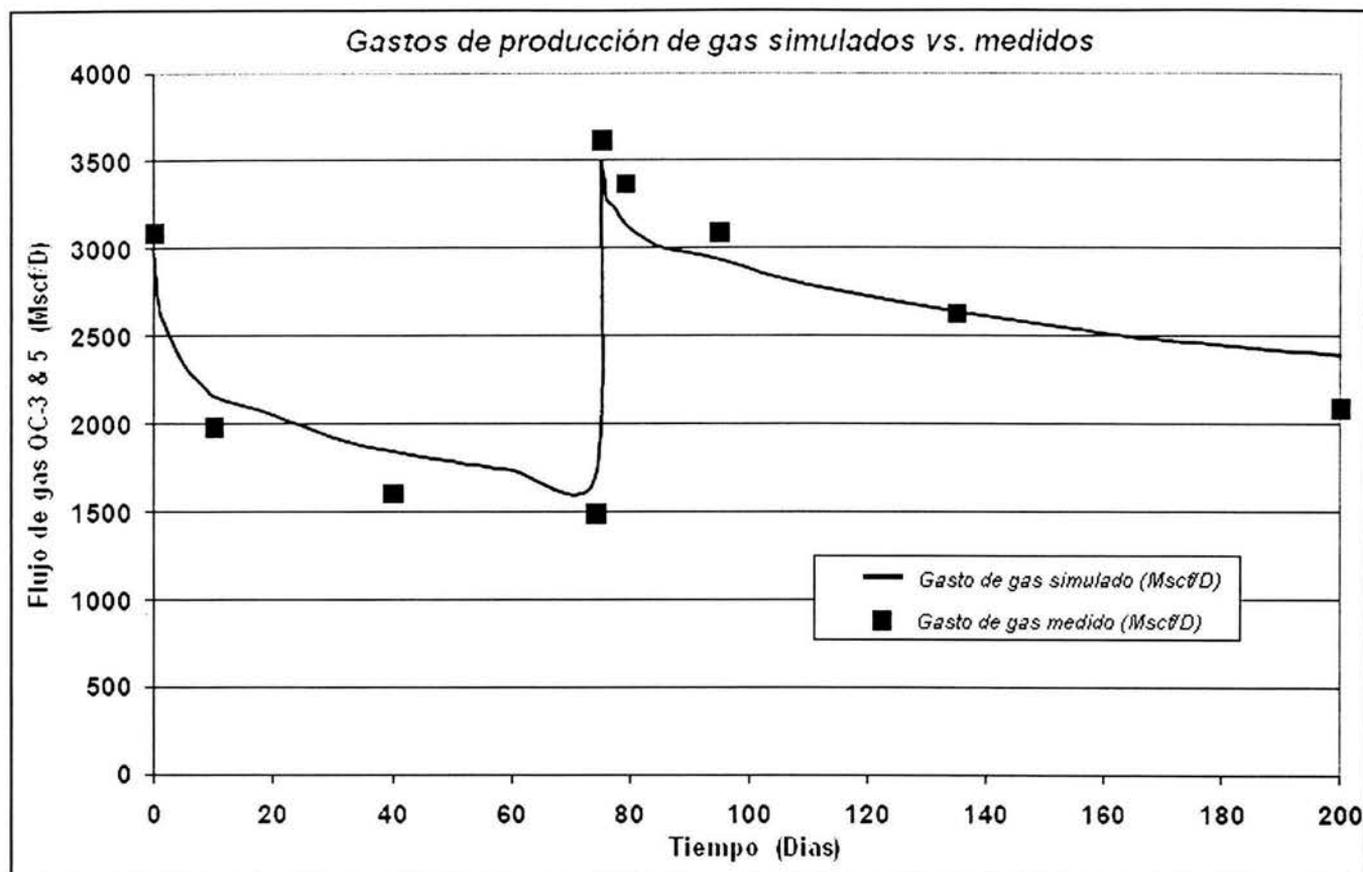


Fig. 5-8: Una estimación de la producción usando las mediciones obtenidas de la interpretación de CMR-MDT fue calculada y después comparadas con los datos reales de la producción medidos durante el primer periodo de producción del pozo después del fracturamiento hidráulico (para los días 0 a 200). Como se puede ver, la curva simulada de la producción de gas correspondiente al abatimiento del gasto de este pozo presenta un parecido fino con los datos históricos medidos. Aquí debemos acotar que estando a más de dos meses de producción, en el día 74 exactamente, el operador decidió cambiar el diámetro del estrangulador de un 14/64" a un 20/64", abriendo aún más el pozo.

V.2. EJEMPLOS DE APLICACIÓN ADICIONALES.

Contactos entre agua, aceite y gas. – La configuración básica del probador simple puede medir la presión del yacimiento con un alto grado de exactitud. Las mediciones de la presión del fluido del yacimiento se pueden graficar contra la profundidad vertical verdadera (*True Vertical Depth, TVD*) y utilizarse para deducir la posición de los contactos gas-aceite y de aceite-agua.

La velocidad y exactitud de medición de la presión fueron probadas recientemente en un pozo operado por Marathon Oil UK Ltd en el Mar del Norte Británico. La herramienta MDT fue desplegada para tomar presiones en 45 profundidades en el pozo, de las cuales 33 proporcionaron datos de la pre-prueba utilizables, ya que la naturaleza deleznable de la formación afectó adversamente las mediciones rechazadas. En todos los casos, el medidor de presión de cuarzo se estabilizó rápidamente, seguido por el medidor de tensión incluido en el paquete en el fondo del pozo, pero produciendo medidas mucho más exactas.

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

Graficando los datos contra TVD, demuestra las tendencias lineales que corresponden al gas, al aceite y al agua (figura 5-9). El contacto agua-aceite y aceite-gas se correlaciona exactamente con el indicado por los registros de agujero descubierto. Los fluidos interpretados encajan bien con los observados durante la subsiguiente prueba DST en pozo adorado.

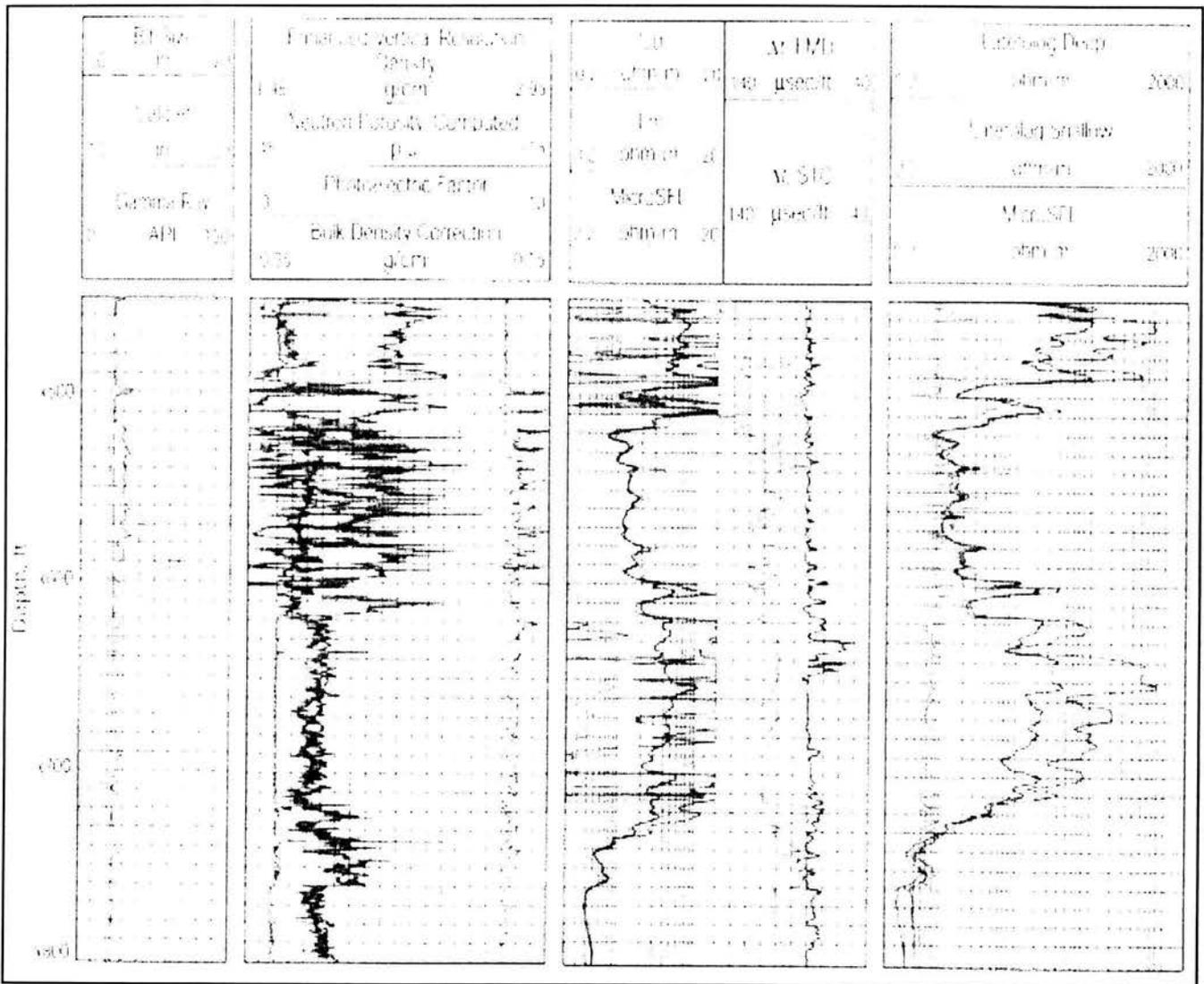


Fig. 5-9. Medición de la presión de formación usando un medidor CQG en una herramienta MDT junto con los registros de pozo abierto. (Colley, Nick et. al., 1992)

Las presiones de MDT para este pozo (pozo 2) fueron combinadas con las presiones recolectadas usando un probador RFT en el pozo 2 y el pozo 1 adyacente. El campo contenía dos acumulaciones de gas diferentes –los dos pozos habían penetrado una acumulación diferente. Los datos anteriores no habían demostrado esta distinción con bastante exactitud.

CAPITULO V
EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

Los diagramas detallados de los datos revelaron claramente los gradientes del gas, del aceite y del agua (figura 5-10). Los datos de la prueba de placa del agua en los pozos 1 y 2 se sobrepone, es de esperarse en este ambiente presurizado normalmente. Sin embargo, si los pozos 1 y 2 penetraran el mismo intervalo con gas, la presión del yacimiento en cualquier profundidad dada estaría igual en ambos pozos.

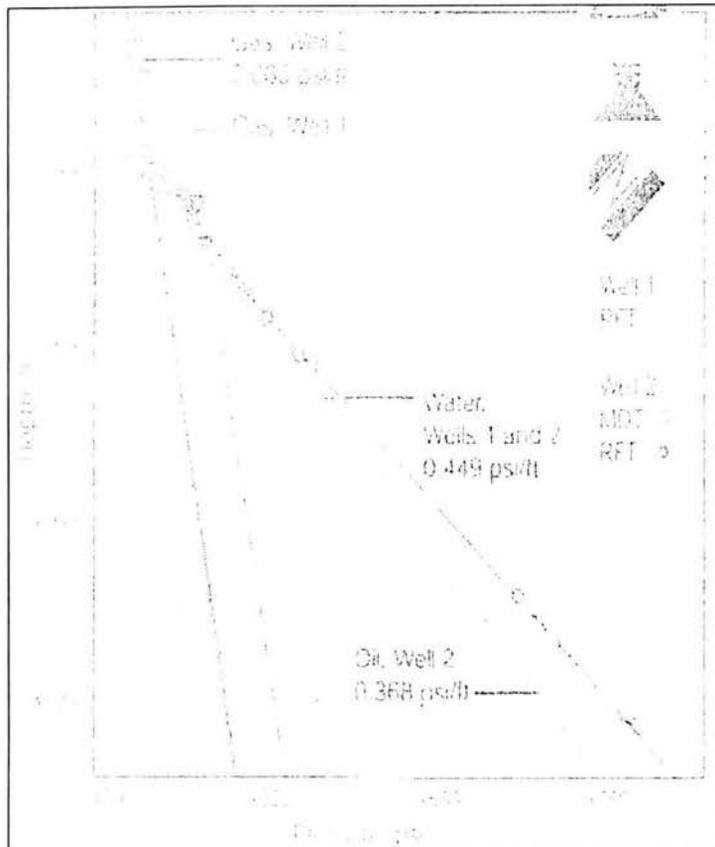


Fig. 5-10. Gráfica de las presiones MDT y RFT para los pozos 1 y 2 para demostrar que el campo contiene dos acumulaciones de gas diferentes. (Colley, Nick et. al., 1992)

Los datos de la presión del yacimiento recolectados por las pruebas MDT y RFT demostraron que éste no era el caso, con una discrepancia de 22 psi entre los dos pozos. Debido a que la calidad de los datos había demostrado ser altamente exacta, los intervalos del gas fueron diagnosticados por separado.

Antes de aceptar este diagnóstico, había que eliminar la posibilidad de que la arena en el pozo 1 no estaba en contacto con gas sino que contenía aceite. Esto fue descartado en base a los registros de densidad y neutrón, que demostraron un efecto claro del gas.

Muestreo con condiciones *in situ*.- Las herramientas probadoras de formación operadas por cable tradicionales se limitan a la recuperación de los fluidos del yacimiento, porque el flujo inicial generalmente se contamina con el líquido filtrado del lodo de perforación. Una muestra contaminada se puede utilizar para probar la presencia de hidrocarburos, pero ha limitado su aplicación para el análisis de PVT.

Si se ha utilizado lodo base aceite durante la perforación, las muestras no contaminadas se pueden recolectar usando la medición de la resistividad en el módulo de prueba simple para detectar lodo en el fluido de la formación y el módulo de bombeo para expulsar las muestras contaminadas. Si se especifica la calidad PVT de las muestras, el módulo de pruebas múltiples también debe ser agregado.

A continuación se presenta un ejemplo del muestreo de MDT en dos pozos adyacentes en el campo de Total Alwyn en el Mar del Norte Británico. Los datos aquí mostrados son a partir de uno de los pozos.

CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

El yacimiento contiene fluidos que están cerca del punto crítico, en el cual no pueden ser definidos como gas o líquido. Éstos son notoriamente difíciles de muestrear en el fondo del pozo y las muestras superficiales reconstituidas pueden no reportar resultados consistentes. Para evitar la posibilidad de bombear el gas en el agujero, no se utilizó el módulo de bombeo, en su lugar el fluido inicial producido fue descargado en un contenedor especial de 36 gal (136 lt), unido debajo de la cámara de muestreo simple. Debido al peso de la cámara de descarga y la desviación del pozo, el probador fue transportado en la tubería de perforación, en vez de hacerlo en la línea de acero.

Con un control cuidadoso de la presión, las muestras en el primer pozo fueron extraídas con una diferencia máxima de presión de 8 psi entre la formación y la cámara de muestreo, mucho más allá de las expectativas más optimistas del operador o de la compañía de servicio. Se obtuvieron seis muestras de 450 mL.

Puesto que estas muestras fueron recuperadas en las condiciones originales cercanas, se esperaba que los resultados del análisis del laboratorio de cuatro de las muestras fueran más consistentes de lo usual, para un muestreo convencional de los fluidos cercanos al punto crítico. Las expectativas fueron superadas, una pequeña separación *flash* fue realizada en el laboratorio, en donde un pequeño volumen de fluido en una fase se expone rápidamente a las condiciones atmosféricas, y el gas y el líquido que resultan son recogidos para el análisis composicional. Las densidades de la muestra líquida y las relaciones gas-aceite demostraron extraordinaria consistencia (figura 5-11).

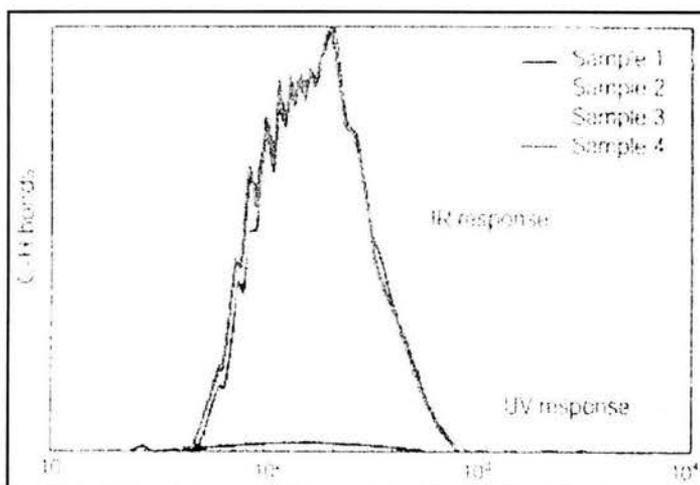


Fig. 5-11. Comparación de las muestras tomadas en el pozo y los resultados obtenidos por el laboratorio. (Colley, Nick et. al., 1992)

Una forma relativa de comprobar si se han tomado muestras representativas de un fluido cercano al punto crítico es comparar sus presiones del punto de condensación a la temperatura del yacimiento. La consistencia en los resultados obtenidos al observar la muestra en la ventana de la celda, usada en el laboratorio de PVT para determinar un punto de condensación de las muestras, es evidente en sí.

Anisotropía de la permeabilidad. - La permeabilidad de la formación puede ser estimada analizando la respuesta del abatimiento de presión durante cada pre-prueba. Sin embargo, es importante que el gasto y la presión del abatimiento estén controlados. Por ejemplo, si el gasto del abatimiento es demasiado alto para la permeabilidad de la formación, la presión de flujo del fluido puede descender por debajo de su punto de burbujeo, eliminando el análisis del abatimiento transitorio resultante.

CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

En el probador MDT, el abatimiento se puede controlar exactamente desde superficie. El Ingeniero tiene la flexibilidad de establecer el gasto y definir el volumen de fluido que será retirado o fijar una caída de presión máxima.

La medición de la anisotropía de la permeabilidad requiere el despliegue del más sofisticado sistema de pruebas múltiples, complementando la herramienta básica con el módulo de pruebas múltiples, el módulo de control de flujo y las cámaras de muestreo usuales. Las herramientas de los probadores primero se utilizan para supervisar la presión del yacimiento; información que algunas veces se puede utilizar para localizar barreras del yacimiento entre las pruebas, entonces, las pruebas de interferencia cercanas al pozo son corridas. El módulo de control de flujo extrae hasta 1 lt de fluido de la formación a través del probador de abatimiento. La válvula de aislamiento entre la válvula del abatimiento y la línea de flujo entonces se cierra, colocada sobre los disturbios de la presión en la formación. El proceso de crear disturbios de presión se puede repetir tantas veces y en tantas localizaciones en el pozo como sea necesario.

Por ejemplo, en el campo de gas Morecambe en la costa afuera del Reino Unido, estudios de probador múltiple fueron conducidas en 42 profundidades en el pozo durante una sola corrida (figura 5-12). Este ejemplo muestra una de las pruebas, de una zona acuífera debajo del gas. La herramienta fue fijada cerca de las rayas de baja permeabilidad identificadas como sinuosos de color claro en la imagen de *MicroScanner* de la formación.

El yacimiento contiene una capa inferior con permeabilidad reducida, la cual es causada por las láminas de illita que bloquean las gargantas del poro. El gas en esta capa será producido

de la capa superior de una permeabilidad más alta, a través del movimiento vertical. El programa de la prueba MDT fue diseñado para medir un perfil de la permeabilidad vertical a través de ambas capas y en el acuífero inferior. La prueba bajo consideración fue realizada en el acuífero.

Dado que la prueba de abatimiento acepta el fluido y después se cierra, la prueba horizontal muestra un cambio inmediato y absolutamente grande de la presión (Δp), mientras que la prueba vertical registra un Δp mucho más pequeño y retrasado, sin embargo, indica una cierta permeabilidad vertical.

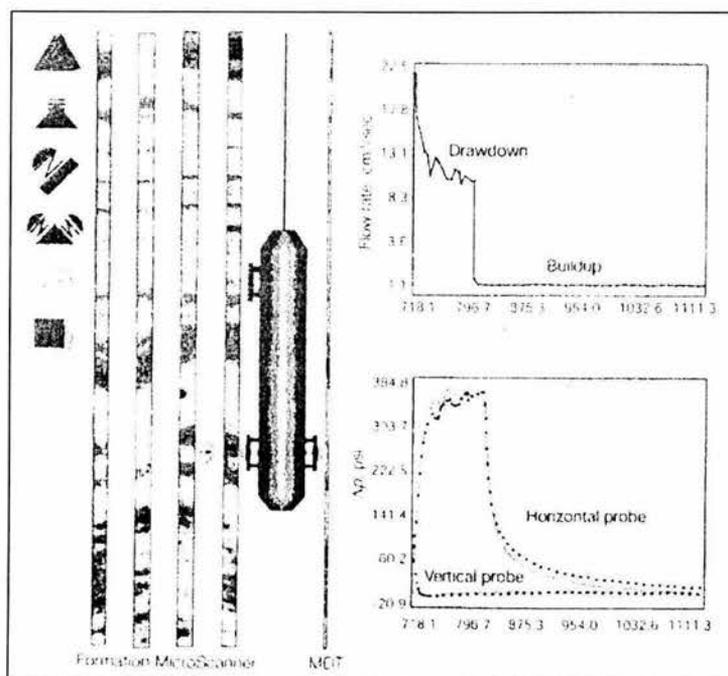


Fig. 5-12. El probador MDT en su configuración multiprueba fue utilizado para medir el abatimiento y el incremento de presión.



CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

Con un paquete de interpretación que analiza pruebas múltiples de MDT, los datos fueron ajustados a un modelo de la formación que abarcaba una formación homogénea con límites superiores e inferiores a una cierta distancia de la herramienta. El conjunto dió permeabilidades horizontales y verticales de 5.50 y 0.22 milidarcíes respectivamente. Esto prueba que a través de la zona vista en la imagen de la formación de *MicroScanner**, hay una cierta comunicación vertical a pesar de comprobarse una gran anisotropía de la permeabilidad en la formación. Modelos más complejos están bajo desarrollo para permitir un análisis múltiple más sofisticado.

* Marca registrada por la Compañía Schlumberger.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.



CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

VI.1. CONCLUSIONES.

1. La herramienta probadora modular dinámica de formación tiene la capacidad de obtener la mayoría de los datos que se obtienen con las pruebas de producción, que resultan necesarios para que el Ingeniero de Yacimientos realice el desarrollo del campo.
2. Los probadores de formación se pueden utilizar como un primer paso para la predicción del comportamiento del yacimiento y las predicciones pueden ser lo suficientemente confiables.
3. El método descrito en este trabajo tiene el potencial de proporcionar ahorros de costo significativos para la evaluación (probando) y terminación (estimulando).
4. La información exacta obtenida de registros de resonancia magnética nuclear y del probador de formación en agujero descubierto, permite que el operador seleccione correctamente los intervalos productores antes de que se asiente y se cimente la tubería, dando por resultado un mejor programa del proceso entero de terminación.
5. La logística de la terminación del pozo entero es, por lo tanto, mas fácil y consume menos tiempo con una cantidad reducida de viajes y de actividades realizadas en el sitio del pozo.
6. La selección cuidadosa de los intervalos que se fracturarán no requiere de ninguna prueba de pozo adicional ni de estimulación, puesto que el Ingeniero de Yacimientos tiene todos los parámetros a la mano para terminar el pozo con ahorros futuros de costos significativos.
7. El diseño y la ejecución de los trabajos de fracturamiento hidráulico también son mejorados considerablemente por el uso de información verdadera *in-situ*.
8. Con los probadores de formación se puede medir la anisotropía de la permeabilidad y obtener muestras con condiciones de presión *in situ*.

VI.2. RECOMENDACIONES.

Mediante el análisis de los resultados obtenidos y expuestos en este trabajo, se pretende crear conciencia de que existe la posibilidad de emplear las herramientas probadoras de formación para obtener de manera anticipada y muy precisa, la mayoría de los parámetros que se espera obtener con las pruebas de producción.



CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Sería recomendable que dentro del programa de perforación se llevara a cabo cuando menos una prueba de formación, en los intervalos en donde se tenga contemplado realizar pruebas de producción, para que en base a comparación y evaluación de los resultados obtenidos, se continúe o se descarte su ejecución.

Es de suma importancia que al trabajar con estas herramientas, el Ingeniero responsable cuente con la asesoría necesaria para que logre la mejor interpretación posible de los resultados y aproveche al máximo la prueba de formación.

BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA

1. Alastair Crombie et. al.: **"Innovations in Wireline Fluid Samplig"**, Oilfield Review, otoño 1998.
2. Allen, David et. al.: **"Trends in NMR Logging"**, Oilfield Review, otoño 2000.
3. Allen, Thomas O. y Roberts, Alan P.: **"Production Operations Vol.1"**, Oil & Gas Consultants International, Inc., Tulsa, 1989.
4. Badry, Rob et. al.: **"Downhole Optical Analysis of Formation Fluids"**, Oilfield Review, enero 1994.
5. Brown, Kermit E. et. al.: **"The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1"**, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1984.
6. Brown, Kermit E. et. al.: **"The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 4"**, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1984.
7. Colley, Nick et. al.: **"The MDT Tool: A Wireline Testing Breakthrough"**, Oilfield Review, abril 1992.
8. Cosan Ayan et. al.: **"Caracterización de la permeabilidad con probadores de formación"**, Oilfield Review, invierno 2001/2002.
9. Cosan Ayan et. al.: **"Measuring Permeability Anisotropy: The Latest Approach"**, Oilfield Review, octubre 1994.
10. Deruyck, Bruno y Ehlig-Economides, Christine A.: **"Testing Design and Analysis"**, Oilfield Review, abril 1992.
11. Fikri J., Kuchuk: **"Pressure Transient Testing and Interpretation for Horizontal Wells: Field Examples"**, Society of Petroleum Engineers (SPE 37796), 1997.
12. Gómez Cabrera, José Ángel: **"Apuntes de Producción de Pozos I"**, UNAM-Facultad de Ingeniería, 1986.
13. Hashem, Mohamed y Ugueto, Gustavo: **"Wireline Formation Testers: Uses Beyond Pressures and Fluid Samples –a Viable Replacement of Production Tests"**, Petrophysics, Vol 44, No.2 (marzo-abril 2003).
14. Liu C. B. et. al.: **"Layer Productivity Prediction Based on Wireline Logs and Formation Tester Data"**, Society of Petroleum Engineers (SPE 64655), 2000.



BIBLIOGRAFÍA

15. Mengual, Jean-François et. al.: ***“Reducing Completion Costs and Enhancing Productivity Using Nuclear Magnetic Resonance Logs and Formation Tester Data”***, Society of Petroleum Engineers (SPE 74362), 2002.
16. Mengual, Jean-François et. al.: ***“Ventajas y valor agregado combinando los registros de Resonancia Magnética Nuclear (CMR) y el Probador Modular Dinámico de Formación (MDT)”***, Schlumberger, 2001.
17. Parkes R. et. al.: ***“New Techniques in Wireline Formation Testing in Tight Reservoirs”***, Society of Petroleum Engineers (SPE 50128), 1998.
18. Rodríguez Nieto, Rafael: ***“Evaluación de la Producción”***, UNAM-Facultad de Ingeniería, 1982.
19. Schlumberger: ***“Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros”***, Schlumberger Educational Services, 1987.
20. Thomas, E.C.: ***“Wireline Formation Tester Data: Fact or Fiction?”***, Petrophysics, Vol 41, No.5 (septiembre-octubre 2000).