



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Herramientas DST y MDT aplicadas en pruebas de pozo

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Alejandro Israel Antonio Mendoza Cetina

DIRECTOR DE TESIS

M.I. José Ángel Gómez Cabrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Ingresada 2018

A mi familia, por la educación integral que me proporcionaron a lo largo de mi vida.

A la Facultad de Ingeniería y a la Universidad, por la formación que me han dado.

Es gracias a ustedes que es posible el presente trabajo.

En verdad, gracias.

Yo.

Reconocimientos

Agradezco al personal académico de la facultad de ingeniería que mediante sus conocimientos, dirección y apoyo otorgado me fue posible la elaboración de este trabajo de investigación.

Al Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera por su apoyo y dirección para la conclusión de este proyecto.

Al Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara por iniciar y dar forma a esta investigación.

Al M.I. José Ángel Gómez Cabrera y al Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia por sus aportaciones y consejos para el perfeccionamiento de este escrito.

A mi familia, por el entendimiento y por los consejos aportados a lo largo de mi carrera profesional .

A mis amigos, las personas que me permitieron ampliar mi forma de pensar y por el incondicional apoyo.

Alejandro Israel Antonio Mendoza Cetina

Declaración de autenticidad

Por la presente declaro que, salvo cuando se haga referencia específica al trabajo de otras personas, el contenido de esta tesis es original y no se ha presentado total o parcialmente para su consideración para cualquier otro título o grado en esta o cualquier otra Universidad. Esta tesis es resultado de mi propio trabajo y no incluye nada que sea el resultado de algún trabajo realizado en colaboración, salvo que se indique específicamente en el texto.

Alejandro Israel Antonio Mendoza Cetina. Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Resumen

En la presente tesis se expone el análisis y la interpretación de registro de las pruebas de pozo utilizando las herramientas DST (“Drill Stem Test” por sus siglas en inglés) y MDT (“Modular Formation Dynamics Tester” por sus siglas en inglés), mostrando los fundamentos de diversos tipos de prueba generalmente realizadas en campo y el alcance que tienen en diferentes condiciones operativas, describiendo los equipos y el procedimiento operativo que es llevado a cabo en cada una. Así mismo se presenta un análisis de caso en el cual se utilizan las dos herramientas en un proyecto petrolero.

Las herramientas citadas son presentadas y comparadas para mostrar las capacidades que exponen en diferentes condiciones, puesto que evaluar el desempeño y observar las diferentes ventajas que ofrecen permiten la elección óptima para una problemática existente.

En un inicio se describirán las pruebas de pozo, haciendo énfasis en la importancia de contar con los datos que proveen. Se plantea la problemática, se establece el objetivo general y los objetivos específicos de la presente tesis, así como la justificación, los alcances y límites de esta. Se introduce a las pruebas de pozo dando el antecedente a las pruebas que realizan las herramientas en campo y los principios en los que se basan. Posteriormente se presentan las herramientas utilizadas en campo para el registro de las pruebas de formación; en este trabajo escrito se presentan las herramientas DST y MDT de forma individual, exponiendo sus características generales, detalles operacionales al realizar una prueba de campo, así como las limitaciones que exhiben a diferentes condiciones. Se enuncian los objetivos principales de las pruebas y la necesidad de una correcta estrategia de desarrollo en un proyecto petrolero. Consecutivamente se mostrarán los resultados que son obtenidos en cada tipo de herramienta al realizar una prueba y se expondrán las interpretaciones de dichos datos con métodos analíticos o cualitativos obtenidos en un análisis de caso. Finalmente se presentan las conclusiones a la que se llegaron con la utilización de los diferentes dispositivos y las recomendaciones propuestas para una óptima selección a las necesidades requeridas. Se responde el objetivo general y específicos señalados, y se enuncian sugerencias para los análisis de los datos obtenidos de las pruebas realizadas en el análisis de caso.

Abstract

This thesis exposes the analysis and interpretation of the well test record using the tools DST (Drill Stem Test) and MDT (Modular Formation Dynamics Tester), showing the fundamentals of various types of tests generally carried out in the field and the scope they have in different operating conditions, describing the equipment and the operating procedure that is carried out in each one. Likewise, a case analysis is presented in which the two tools are used in an oil project.

The aforementioned tools are presented and compared to show the capacities that they expose in different conditions, since to evaluate the performance and to observe the different advantages they offer allow the optimal choice for an existing problematic.

Initially, well tests will be described, emphasizing the importance of having the data they provide. The problem is posed, the general objective and the specific objectives of this thesis are established, as well as the justification, the scope and limits of this. It is introduced to the well tests giving the antecedent to the tests carried out by the tools in the field and the principles on which they are based. Subsequently, the tools used in the field for the measure on tests are presented; In this written work the DST and MDT tools are presented individually, exposing their general characteristics, operational details when performing a field test, as well as the limitations they exhibit to different conditions. The main objectives of the tests and the need for a correct development strategy in an oil project are stated. Consecutively, the results obtained in each type of tool will be shown when performing a test and the interpretations of said data will be presented with analytical or qualitative methods obtained in a case analysis. Finally, the conclusions reached are presented with the use of the different devices and the proposed recommendations for an optimal selection to the required needs. The general and specific objectives indicated are answered, and suggestions are made for the analysis of the data obtained from the tests carried out in the case analysis.

Índice general

Dedicatoria	I
Reconocimientos	III
Resumen	VII
Abstract	IX
Índice de figuras	XIII
Índice de tablas	XV
1. Introducción	1
1.1. Presentación	1
1.2. Objetivo	1
1.3. Planteamiento del problema	2
1.4. Metodología	2
1.5. Contribuciones	2
1.6. Estructura de la tesis	2
2. Marco teórico	5
2.1. Antecedentes	5
2.2. Objetivo	6
2.3. Fundamentos	7
2.4. Pruebas de Incremento	7
2.5. Pruebas de Decremento	9
2.6. Diseño y planeación de una prueba	11
3. Prueba DST	13
3.1. Antecedentes	13
3.2. Equipo y herramientas	14
3.3. Descripción de la prueba	16
3.4. Procedimiento de la prueba	16
3.5. Resultados que se obtienen de la prueba	19
3.6. Interpretación	20
3.7. Limitaciones	35

4. Prueba MDT	37
4.1. WFT	37
4.1.1. Alcance	37
4.1.2. Descripción de la prueba	38
4.1.3. Procedimiento de la prueba	43
4.1.4. Resultados que se obtienen de a prueba	44
4.1.5. Interpretación	44
4.2. RFT	47
4.2.1. Antecedentes	47
4.2.2. Alcance	47
4.2.3. Descripción de la prueba	47
4.2.4. Procedimiento de la prueba	47
4.2.5. Resultados que se obtienen de a prueba	49
4.2.6. Limitaciones	49
4.3. MDT	51
4.3.1. Antecedentes	51
4.3.2. Alcance	51
4.3.3. Equipo y herramientas	53
4.3.4. Descripción de la prueba	55
4.3.4.1. Medición de presión	55
4.3.4.2. Muestreo	56
4.3.4.3. Medición de permeabilidad	57
4.3.5. Resultados que se obtienen de la prueba	58
5. Análisis de caso	59
5.1. Datos generales	59
5.1.1. Descripción de la trampa	59
5.1.2. Roca almacén y sellos	59
5.1.3. Volumen de reservas	61
5.2. Objetivos del Plan de Evaluación	61
5.3. Perforación de Pozos	62
5.4. Pozo H-4DEL	62
5.5. DST	64
5.6. MDT	72
5.7. Resultados	74
6. Conclusiones y recomendaciones	83
Bibliografía	85

Índice de figuras

2.1. Prueba idealizada de incremento de presión. Copyright: Ahmed (2010)	8
2.2. Prueba idealizada de decremento de presión. Copyright: Ahmed (2010)	10
3.1. Ejemplo de una variación usual de la salinidad contra la profundidad de la columna de agua. Copyright: Black (1956)	21
3.2. Ejemplo del efecto de filtración del empacador en una variación de salinidad contra la profundidad de la columna de agua. Copyright: Black (1956)	22
3.3. Ejemplo del efecto de una inadecuada producción para recuperar agua. Copyright: Black (1956)	23
3.4. Ejemplo de falla de la prueba de formación detrás del revestimiento. Copyright: Black (1956)	24
3.5. Interpretación de gráficas de presión: Gráficas típicas de una prueba satisfactoria y gráficas de problemas comunes. Copyright: Black (1956) .	27
3.6. Interpretación de gráficas de presión: Diversas condiciones de prueba. Copyright: Black (1956)	28
3.7. Correlación de $^{\circ}API$ con viscosidad. Copyright: Black (1956)	32
4.1. Presiones medidas con la herramienta WFT a través del yacimiento. Copyright: Schlumberger Well Services, 1981.	39
4.2. Mapa de curvas de contorno en una zona de inyección. Copyright: Western Atlas International, 1987.	40
4.3. Probador de formación con línea de acero (WFT). (a) Configuración retraída (b) Herramienta fijada.	41
4.4. Sistema de muestreo de la herramienta WFT. Copyright: Smolen and Litsey (1979)	42
4.5. Registro de presión de la herramienta WFT. Copyright: Smolen and Litsey (1979)	43
4.6. Registro típico de una cámara individual de la herramienta WFT en una presentación análoga y digital. Copyright: Western Atlas International, 1987.	45
4.7. Respuesta de presión a la permeabilidad de la formación medida con la herramienta WFT. Copyright: Smolen and Litsey (1979)	46

ÍNDICE DE FIGURAS

4.8. Muestreo de fluidos de formación desde la herramienta RFT en contacto con la formación Copyright: Springer-Verlag.	48
4.9. Gráfica presión vs tiempo típica obtenida de la herramienta RFT.	49
4.10. Estructura de la herramienta MDT con una configuración de pruebas múltiples.	52
4.11. Presiones de formación medidas usando un medidor CQG integrado a la herramienta MDT junto a registros bajados por cable en agujero descubierto. En este ejemplo de un pozo del Mar del Norte, operado por Marathon Oil UK, tanto el tipo de fluido como los contactos son claramente identificables desde el perfil de presión.	56
5.1. Columna litoestratigráfica simplificada de la cuenca (RG: roca generadora; RR: roca reservorio). Datos de 2015.	60
5.2. Columna geológica final del pozo H-4DEL.	63
5.3. Ensayo DST H-101 donde se puede observar que luego de 5 días de BU, y 500 m de radio de investigación, no se aprecia ningún tipo de discontinuidad en el yacimiento R1.	64
5.4. Resultado de la extracción del Delta P y su derivada. La curva de puntos rojos es el resultado del modelo y la curva negra es el resultado como si no existiera el acuífero (flujo radial infinito).	66
5.5. Esquema con ubicación de componentes principales del BHA para DST y registros geofísicos del yacimiento punzado.	67
5.6. Caudales instantáneos durante la etapa de fluencia. Copyright Schlumberger.	67
5.7. Gráficos de caudales y presiones durante toda la operación de la prueba de producción de alcance extendido del pozo H-4DEL. En la gráfica superior, de magenta indica el caudal en el separador y marrón el caudal promedio. En la gráfica inferior, de verde la presión en la cabeza del pozo y de negro en el fondo.	68
5.8. Curvas IPR para los pozos H-101 y H-4DEL.	69
5.9. Gráfico de diagnóstico con las curvas dp y derivada. En negro y rojo continuo se observan los resultados del modelado analítico (radial infinito).	70
5.10. Grillado numérico.	71
5.11. Gráfico log-log. La curva negra muestra la derivada del delta P generada a partir del modelo numérico, teniendo en cuenta el efecto del acuífero hacia el noreste.	71
5.12. Presión versus tiempo de superposición en semi-log.	72
5.13. Configuración de la herramienta MDT. Copyright Schlumberger.	73
5.14. Resultados MDT H-4DEL etapa 8.5". Copyright Schlumberger.	79

Índice de tablas

3.1. Coeficientes para flujo en estrangulador multifásico.	29
3.2. Registro de presión	33
4.1. Tabla comparativa general de las herramientas RFT contra DST.	50
4.2. Comparación de gradientes de presión obtenidos por las herramientas MDT y DST.	57
4.3. Tabla de información general obtenida con la herramienta MDT.	58
5.1. Diseño de la etapa de fluencia del ensayo de producción de alcance extendido del pozo H-4DEL (R1).	65
5.2. Caudales promedios por orificio.	66
5.3. Resumen de tiempos y presiones durante el ensayo.	66
5.4. Resultados MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 1.	75
5.5. Resultados MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 1 continuación.	76
5.6. Resultados MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 2.	77
5.7. Resultados MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 2 continuación.	78
5.8. Resultados de flujo y muestras MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 1.	79
5.9. Resultados de flujo y muestras MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 2.	80

Introducción

1.1. Presentación

En este trabajo de investigación se abordará las pruebas de pozo con la ayuda de las herramientas DST (“Drill Stem Test” por sus siglas en inglés) y MDT (“Modular Formation Dynamics Tester” por sus siglas en inglés). Las presentes herramientas se seleccionaron debido a su uso generalizado en las pruebas de pozo en la industria petrolera. Se tratará inicialmente las pruebas de pozo de forma general desde su origen y fundamentos hasta su ejecución. Se procede con la explicación de las herramientas DST y MDT permitiendo conocer los detalles operacionales, diseño de pruebas, resultados obtenidos y la interpretación respectiva de dichos resultados. Finalmente se presentará un análisis de caso y una comparación de las herramientas DST y MDT que permitirá la elección correspondiente debido al alcance y limitaciones que tienen cada una al presentarse un proyecto de investigación.

1.2. Objetivo

Este trabajo tiene por objetivo justificar la elección de las herramientas DST y MDT aplicadas en pruebas de pozo, a través del estudio de los procesos operativos de cada herramienta e interpretar los resultados de su aplicación.

Los objetivos específicos son:

- Definir los resultados que pueden obtener con cada herramienta.
- Interpretar el registro de datos obtenidos en una prueba de pozo.
- Indicar el alcance y limitaciones de cada herramienta en condiciones normales.
- Comparar las herramientas por su empleo en las pruebas de pozo.

1.3. Planteamiento del problema

El estudio de las pruebas de pozo se remonta a las bases de la ingeniería petrolera, mediante el desarrollo de ecuaciones y curvas que facilitan el análisis de pozos individualmente, mostrando una mejor descripción de las propiedades del yacimiento. Gracias a estas pruebas de pozo se puede obtener información que permite caracterizar un yacimiento y hacer un balance económico de un proyecto de explotación, verificando la conveniencia de realizar inversiones, cambios en el método de producción o en su caso, cierre de pozo. Este método de evaluación de yacimientos se puede lograr mediante pruebas de presión y formación; Debido a que son los rangos de investigación son diferentes se presentan problemas en su ejecución; una mala selección de la prueba con una herramienta determinada puede elevar los costos de operación, obteniendo información poco útil en el proyecto, llegando a ser un fracaso económico o con pocos beneficios técnicos utilizables.

1.4. Metodología

Se tiene un objetivo principal, y para llegar a él se presentará de forma individual las herramientas y se describirán de manera específica, abarcando la composición esencial del equipo para el desarrollo de la prueba, desde su diseño hasta la interpretación de resultados obtenidos. Se presentará la comparación de las herramientas y las recomendaciones de uso debido a las condiciones donde se aplicarán. Se finalizará con un análisis de caso donde se presenta la utilización de las dos herramientas.

1.5. Contribuciones

La principal contribución de este trabajo es la presentación de criterios para una selección óptima de una prueba de pozo mediante el uso de las herramientas DST y MDT. Este discernimiento permitirá el éxito económico y técnico en diversos proyectos de la industria petrolera.

1.6. Estructura de la tesis

Este trabajo está dividido en 6 capítulos. Al principio se encuentra la introducción, presentando el trabajo de investigación, planteando la problemática e indicando los objetivos generales y específicos del escrito y como serán alcanzados. Posteriormente el capítulo 2 muestra el estado del arte de las pruebas de pozo, seguido de las herramientas DST y MDT en los capítulos 3 y 4 donde se detalla cada una de forma individual y las diferencias que existen entre ellas. El capítulo 5 se analiza un estudio de caso donde es

aplicado los dispositivos DST y MDT. En el capítulo 6 se presenta las recomendaciones y conclusiones de este proyecto de investigación.

Marco teórico

2.1. Antecedentes

Las pruebas de pozo se remontan a las bases de la ingeniería petrolera, la hidrología. Los primeros cimientos se crearon al querer comprender el comportamiento del agua en acuíferos y su movimiento subterráneo; el trabajo de [Theis \(1935\)](#) muestra un análisis específico sobre la producción de agua en acuíferos, presenta términos como el coeficiente de almacenamiento y desarrolla ecuaciones y curvas que permiten el análisis de producción de pozos individualmente. Dos años después, [Muskat \(1937\)](#) pasó el problema de estudio a la industria petrolera, encontrando una función de gastos de producción relacionando las presiones registradas en fondo de pozo y las áreas de drene.

Posteriormente a la publicación de Muskat se desarrollaron diversos estudios referentes a las pruebas de pozo en la industria petrolera; los análisis se enfocaban principalmente a la mejor descripción de las propiedades del yacimiento. El progreso de los estudios se debe principalmente a la facilidad de medición de la presión en fondo de pozo y por la información útil que se puede obtener a través de dicha medición.

Basados en las investigaciones de Muskat, en 1950 [Miller et al. \(1950\)](#) y en 1951 [Horner \(1951\)](#) presentaron sus trabajos, en los cuales describían técnicas de análisis de pruebas de presión por medio de la representación gráfica de los valores en escala semilogarítmica, identificando tendencias del movimiento de los fluidos en el yacimiento y obteniendo valores como la permeabilidad y el daño por medio de las pendientes de líneas rectas que se generaban en esta representación gráfica.

Una problemática que existe en la ingeniería de yacimientos es poder describir de manera más exacta el comportamiento de los fluidos a través de un medio permeable en estado transitorio. Podemos describir el flujo transitorio con las soluciones de la siguiente ecuación para un modelo de yacimiento con flujo radial:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.1)$$

El problema comienza en el uso de métodos de resolución, ya que generalmente requieren una gran cantidad de procesos de cómputo de acuerdo con la densidad de datos utilizados. En 1949 [Van Everdingen and Hurst \(1949\)](#) publicaron un trabajo en el cual se usan las transformaciones de Laplace para la solución de problemas de flujo de los yacimientos, facilitando la solución al simplificar los pasos y por lo tanto, reduciendo los procesos de cómputo.

Posteriormente en 1954 [Matthews et al. \(1954\)](#) introdujo un método que desarrolla el cálculo de la presión promedio en un yacimiento cerrado extrapolando curvas de presión contra tiempo y siendo función de volúmenes de drene proporcionales a los gastos de producción de cada pozo del yacimiento, facilitando la obtención rápida de una aproximación de la presión promedio cuando existen variaciones en la permeabilidad y se tiene un registro de pruebas de presión.

La forma en que se toma una prueba de pozo moderna es realizar una gráfica a un tiempo suficientemente largo para encontrar una “línea recta”. Muchas veces el periodo de tiempo antes de alcanzar dicha línea es despreciado en el análisis. En 1970 [Ramey \(1970\)](#) nos muestra la interpretación de “información a tiempos tempranos” tomando factores como el almacenamiento, daño en pozo y el fracturamiento en un análisis de curvas en gráficas log-log, teniendo mayor información útil de las pruebas y así lograr definir de mejor forma al contacto pozo-yacimiento.

2.2. Objetivo

El objetivo de las pruebas de pozo es obtener información que permita caracterizar un yacimiento. Los datos obtenidos (como la permeabilidad, daño, área de drene, etc.) proveen un mejor panorama para poder aplicar un proyecto de manera eficiente, modificarlo si es necesario y adaptarlo a la nueva información, siempre con el objetivo de tener el mayor beneficio económico obtenido de la producción de hidrocarburos y comprender la interacción de los fluidos del yacimiento en todo su trayecto de producción para optimizar nuestro proyecto de producción.

La prueba de pozo permite conocer el comportamiento que tiene los fluidos a través del yacimiento, y de acuerdo con la duración de la prueba se puede conocer la geometría efectiva del yacimiento, localizando fallas o fracturas, así como sus fronteras. El momento oportuno de su aplicación es en la etapa de exploración, permitiendo un análisis del yacimiento y evaluar la implementación de un proyecto de ingeniería petrolera justificando su desarrollo con las reservas de hidrocarburos.

2.3. Fundamentos

Cuando se realiza una prueba de pozo se perturba el medio, y mediante un análisis se pueden obtener propiedades de geometría o flujo del yacimiento. Para perturbar el medio, basta con generar una variación en la tasa de producción, lo que genera un cambio en la presión de fondo fluyendo, que al generar una gráfica contra el tiempo es posible encontrar información como:

- Preferencias de flujo.
- Factor de daño.
- Coeficiente no darciano.
- Almacenamiento.
- Propiedades del yacimiento.
- Propiedades del pozo.
- Área de drene.
- Ubicación de fallas.
- Geometría del área de drene.

2.4. Pruebas de Incremento

El uso de esta prueba permite conocer mejor el comportamiento del yacimiento. La prueba de incremento consiste en medir la presión de fondo después de un periodo de flujo cierra el pozo.

Uno de los principales objetivos de esta prueba es determinar la presión estática sin esperar tiempos largos para que el yacimiento se estabilice, esto se debe a que es posible extrapolar el comportamiento de la presión que se está incrementando. Un ejemplo se puede observar en la figura (2.1).

Un requerimiento de esta prueba es que en el pozo debe de tener un tiempo largo produciendo a gasto constante, teniendo una distribución estable de la presión antes del cierre. La medición de la presión se registra desde que el pozo está fluyendo, precedido por el cierre del pozo. Posteriormente se realiza el análisis de la prueba con métodos de superposición (utilizando el gasto de producción antes del cierre).

En este tipo de curvas podemos obtener información como: [Ahmed \(2010\)](#)

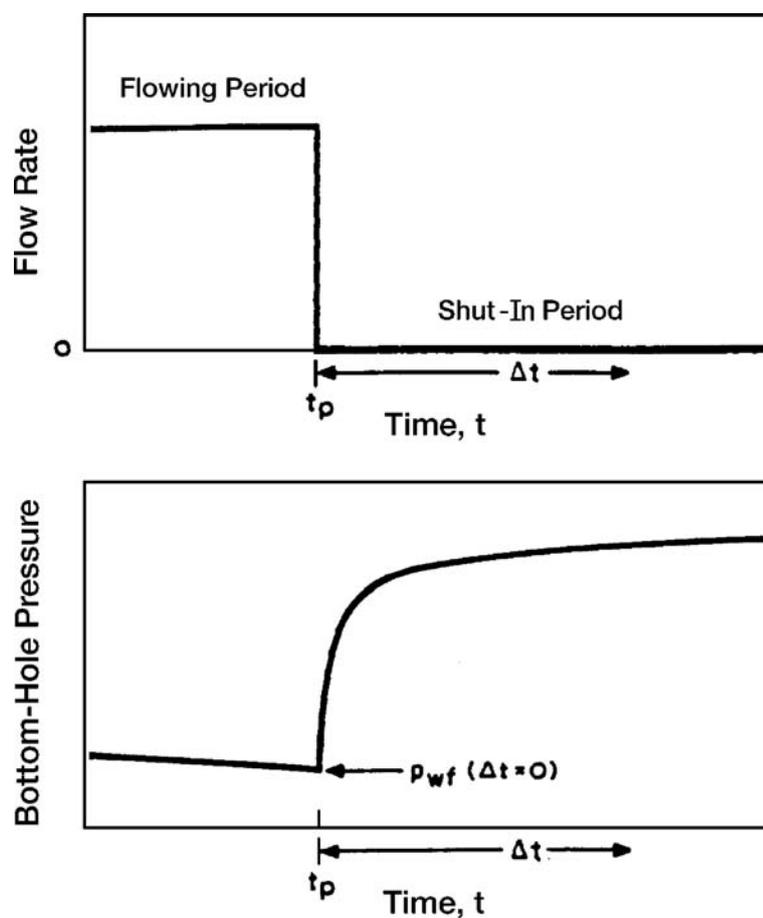


Figura 2.1: Prueba idealizada de incremento de presión. Copyright: [Ahmed \(2010\)](#)

- Permeabilidad efectiva del yacimiento.
- Daño alrededor del pozo.
- Ubicación de las fallas dentro del área de drene.
- Limites del yacimiento.

2.5. Pruebas de Decremento

Consiste en medir la presión en fondo de pozo durante un intervalo de tiempo a flujo constante.

Antes de empezar esta prueba el pozo normalmente debe estar cerrado el tiempo suficiente para que la presión en fondo sea la presión de formación. Después del tiempo de cierre se abre el pozo a un gasto constante, midiendo las presiones en fondo desde la apertura del pozo hasta el final de la prueba. Un ejemplo se puede observar en la figura (2.2). Podemos simplificar el comportamiento de las curvas obtenidas en 3 regiones generalmente:

- Almacenamiento: Lo encontramos a tiempos tempranos y se debe una lectura principalmente del pozo. Esta sección de la curva será más grande o corta dependiendo de las características del pozo y del fluido contenido en el pozo, es decir, si existe empacador (por lo que se tendría menos fluido en el pozo) y el fluido es un gas se tendrá un periodo corto de almacenamiento; por el contrario, si no se tiene empacador y el fluido es un aceite pesado se tendrá un periodo de almacenamiento más largo, ya que el cambio de presión será lento y será debido a la expansión de fluidos y al cambio de nivel de fluido en el anular.
- Flujo transitorio: Esta sección de la curva se encuentra a tiempos medianos, ocurre después del periodo de almacenamiento y antes de llegar a las fronteras del yacimiento. La importancia de esta región de la curva es poder identificar una línea recta (para el caso de flujo radial) en una gráfica semilog de P_{wf} vs t , debido a que su pendiente de dicha recta es utilizada en diversas ecuaciones analíticas para encontrar parámetros del yacimiento, como la permeabilidad y el factor de daño.
- Estado Pseudo-Estacionario: Podemos encontrar este periodo a tiempos largos, y se debe a que el transiente de presión llega a las fronteras. Con esta sección de la curva podemos llegar a identificar la extensión del yacimiento, permitiendo obtener una mejor estimación de las reservas existentes.

El objetivo principal de esta prueba es obtener la permeabilidad promedio del área de drene y definir el factor de daño en la vecindad del agujero por efectos de la terminación del pozo. Adicionalmente podemos detectar heterogeneidades entre el área de drene y el pozo.

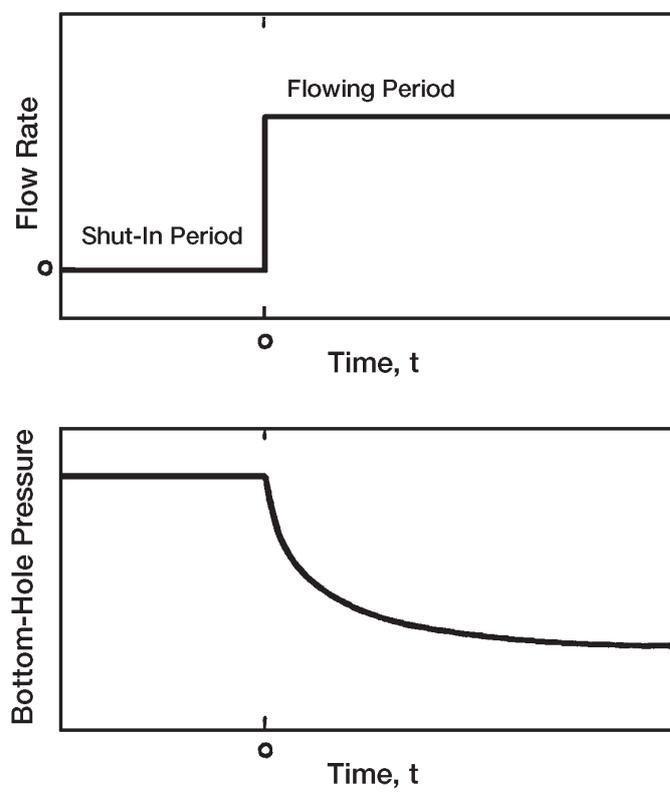


Figura 2.2: Prueba idealizada de decremento de presión. Copyright: [Ahmed \(2010\)](#)

2.6. Diseño y planeación de una prueba

La etapa de diseño y planificación es el primer paso para la realización de la prueba, si son realizadas de forma incorrecta se tendrán dificultades al ejecutar la prueba y la información que se obtendrá de ésta será errónea; al final de ese proyecto implicará costos sin retorno y se mantendrá la incertidumbre definida antes de dicha prueba. Debido a las consecuencias que implicaría y por su contra parte la valiosa información que se obtiene se debe de diseñar y planificar con la mayor información posible.

La información básica antes de realizar la prueba es:

- Historia de producción.
- Datos de sísmica y mapas estructurales.
- Información a detalle de las operaciones de perforación y terminación.
- Registros y análisis de núcleos.

En este escrito se contemplan dos pruebas de pozo, la prueba de formación y de presión. La prueba de formación es un método eléctrico con cable de acero en el cual se toman muestra y se mide la presión antes de que el pozo sea cementado y puede realizar en cualquier intervalo de interés. Usualmente se utiliza la herramienta MDT por ser un sistema modular en el cual se puede modificar de acuerdo con la información que se necesite obtener. El tiempo en el cual se realiza esta prueba es menor a la prueba de presión, de esta forma se considera como un “mini-DST”. Este tipo de prueba se realiza cuando no se tiene mucha información y realizar una prueba DST implicaría grandes costos económicos y técnicos.

En una prueba de presión se considera que existe un pozo terminado colocado en el intervalo productor, teniendo una terminación temporal al utilizar una herramienta. Esta prueba permite profundizar en la información del yacimiento, añadiéndola a la obtenida con anterioridad con otros análisis. La prueba de presión es costosa debido a que debe existir un sistema de producción establecido, teniendo una red de distribución y almacenamiento de lo que se produzca durante la prueba, la cual puede durar meses, lo cual se asume que se poseen las instalaciones para la administración de los fluidos.

Prueba DST

La prueba DST (“Drill Stem Test” por sus siglas en inglés) es una herramienta de la industria petrolera de gran utilidad y comúnmente utilizada en pozos nuevos y especialmente los de exploración por casi un siglo. Esta prueba es de las primeras en realizarse en una nueva formación ya que permite conocer información a detalle de un intervalo de interés.

El intervalo en que se realiza generalmente no es cementado, se sella dicho intervalo con empacadores que aíslan la sección de interés del resto del pozo con objetivo de evitar perturbaciones de zonas aledañas al intervalo.

3.1. Antecedentes

En 1926 cerca de El Dorado, Arkansas, Edgar y Mordica Johnston desarrollaron la primera prueba comercial DST, pero las patentes se remontan de los años 70 del siglo XIX.

Anteriormente las pruebas que se realizaban eran para comprobar la integridad de la tubería de revestimiento y del cemento. Los hermanos Johnston deseaban desarrollar una manera más práctica y menos costosa de realizar las pruebas, por lo que desarrollaron una herramienta con un empacador cónico que tendría que utilizarse al final de sarta de perforación y colocarse en el fondo del pozo. Para comprobar su idea utilizaron una válvula de asiento y un resorte pesado de un vagón de ferrocarril.

Los estudios realizados por los Johnston fueron exitosos y en 1927 la compañía Johnston Formation Testing tenía más proyectos de los que podía manejar, por lo que los centros de entrenamiento se extendieron en la mayoría de las áreas productoras de aceite de Texas y California. En 1929, la compañía Johnston Formation Testing se le concedió la patente (patente de Estados Unidos 1.709.940) para la herramienta de pruebas de formación de pozo.

3. PRUEBA DST

En 1933, Luther Johnston compró un registrador de presión de la compañía Standard Oil y las implemento en las pruebas DST en White Castle y Cameron Meadows en Louisiana. El registro de presión fue un éxito y se convirtió en un procedimiento regular en las pruebas de presión.

La compañía de los Johnston siguió creciendo y fue adquirida en 1956 por Schlumberger, y en la actualidad se sigue desarrollando tecnología que permitan la mejora de las pruebas DST.

3.2. Equipo y herramientas

En la prueba DST se utilizan herramientas colocadas al final de la sarta de perforación. Las herramientas utilizadas son ahora más sofisticadas y en consecuencia más complejas, los diversos componentes se ensamblan en innumerables combinaciones con el fin de proveer información en específico o evitar alguna emergencia que pueda surgir.

Los tres principales mecanismos o componentes de una herramienta DST son los siguientes(Black (1956)):

- Válvula de prueba
 - Evita que el fluido de perforación entre a la tubería de perforación vacía cuando se baja.
 - Ayuda a prevenir que el fluido de perforación entre a la tubería de perforación cuando se saca, y por consecuencia, ayuda a retener la recuperación de los fluidos de formación en la tubería de perforación.
 - En la ejecución de la prueba, permite el paso de fluido de formación hacia la tubería de perforación (vacía), después de que los empacadores estén establecidos.
- Válvula bypass
 - Permite que el lodo bajo la presión hidrostática fluya hacia el fondo del agujero, pasando por el mandril de empacadores, al final de la prueba. Esta acción equilibra la presión existente arriba y abajo del empacador, facilitando las operaciones de recuperación de la herramienta.
 - Provee área adicional a través del cual permite al fluido de perforación pasar alrededor del empacador cuando se coloca o retira la herramienta DST.
 - Nota: Existen herramientas que unifican las válvulas (válvula de prueba y válvula bypass), pero las respectivas funciones de cada una permanecen.
- Empacador

- Aísla la zona de interés de otras formaciones, evitando la comunicación del fluido de formación al espacio anular.

Estos componentes se pueden encontrar en alguna forma en la herramienta DST y permite desarrollar correctamente la prueba. En adición a estos componentes básicos, existen algunos componentes auxiliares importantes como son:

- Válvula de disco
 - Ayuda en la prevención de la entrada del fluido de perforación a la tubería de perforación vacía cuando se baja la herramienta.
 - Permite que el empacador se coloque firmemente y abrir la válvula de prueba antes de que la herramienta DST sea finalmente abierta.
- Válvula de presión de cierre
 - Permite a la herramienta DST cerrarse al final del periodo de flujo reduciendo la probabilidad de que pierda el sello el empacador o que la presión se iguale alrededor del empacador a través del bypass.
 - Ayuda a prevenir que el fluido de perforación entre a la tubería de perforación cuando se recupere la herramienta DST, y, en consecuencia, retiene los fluidos de formación recuperados en la tubería.
- Estrangulador de fondo
 - Restringe el volumen de fluidos de formación que fluyen a través de la tubería de perforación a la superficie.
 - Mantiene parte de la presión del empacador, reduciendo la carga hidrostática en él, y, por lo tanto, reduciendo la cantidad de presión hacia la formación
 - Permite la interpretación cuantitativa de la prueba DST
- Anclas de tubería
 - Mantiene el empacador en el lugar deseado en el agujero.
 - Ayuda a la retención de los recortes o basura que pueda taponar el estrangulador u obstruir otro componente de la herramienta.
- Registrador de presión
 - Provee las mediciones de la presión en puntos de interés (en el estrangulador de fondo, fondo del agujero, etc.). Estas mediciones de presión son necesarias para una completa interpretación de la prueba y evaluación de la formación, por lo tanto, los registradores de presión son, en esencia, uno de los componentes más importantes de la herramienta.
 - Provee un registro gráfico del correcto (o incorrecto) funcionamiento de la herramienta DST.

3. PRUEBA DST

- Válvula de circulación
 - Permite que los fluidos recuperados sean bombeados fuera de la tubería de perforación por circulación inversa.
 - Provee un medio de acondicionamiento del fluido existente en el anular, permitiendo una operación más segura.
- Junta de seguridad
 - Provee un medio de liberación de la tubería de perforación y la herramienta de un empacador o ancla atascado.
- Percutor
 - Incrementa la posibilidad de liberar una herramienta atascada. Generalmente es una herramienta hidráulica especial diseñada para generar golpes por impacto.
 - Facilita la instalación de la herramienta para la medición de la presión de cierre de formación cuando la válvula de cierre no es usada. Generalmente es una simple junta de deslizamiento telescópico.
- Cabezal de control de superficie
 - Permite el flujo de fluidos de la tubería de perforación a la superficie a través de la válvulas y estranguladores.

3.3. Descripción de la prueba

La operación básica de la prueba DST se divide principalmente en tres fases (Black (1956)):

- Planeación de la prueba.
- Ejecución de la prueba.
- Interpretación de la prueba (cualitativa y cuantitativa).

3.4. Procedimiento de la prueba

- Preparación del agujero.

Se extiende el agujero a lo largo del intervalo de interés, generalmente 90 a 150 [m] de perforación adicional es lo máximo que habitualmente se lleva a cabo. Después de la ampliación, el agujero debe de limpiarse hasta el fondo de la sección ampliada y se circula al menos un ciclo. En dicha circulación, la barrena debe posicionarse

encima de la posición del empacador; la tubería debe bajarse ocasionalmente para despejar y acondicionar el agujero en el intervalo de prueba. Se recomienda que para el viaje de salida para la prueba no empiece hasta que la herramienta DST se ensamble totalmente, teniendo un mínimo de retrasos o tiempos de espera en su colocación. Adicionalmente se deben de realizar pruebas periódicas del peso del fluido de perforación cuándo se circula para tener un valor de presión hidrostática y verificar la exactitud de los medidores de presión.

- **Ensamble de la herramienta.**

Después de acondicionar el agujero, se realizan medidas para corroborar la posición del empacador y permitir que la última junta de la tubería unida sea marcada cuando la herramienta toque el fondo. Este procedimiento permite a la herramienta ser fácilmente llevada al fondo del agujero y verificar si alcanza o no la longitud medida inicialmente.

- **Posicionamiento de la herramienta.**

La velocidad que debería bajarse la herramienta al fondo debe ser al menos 25 % más lenta que la usual. Cada cierto tiempo mientras se siga bajado la herramienta, se debe verificar que no exista fugas en la tubería de perforación observando si existe flujo de aire de la tubería y por la cantidad de derrame por cada sección bajada al agujero. Si es necesario detenerse con la herramienta, y se encuentra cerca del fondo, se debe vigilar el nivel de fluido de perforación en el anular para determinar que no esté entrando a la tubería a través de una fuga o junta de la herramienta.

- **Apertura de la herramienta.**

Es un periodo de corta duración y de no flujo, en el caso de la prueba en agujero descubierto no se debe permitir la liberación de gas a la atmósfera entre la torre de perforación, a menos que exista la certeza de que la presión en superficie sea despreciable. Las líneas de flujo deben conectarse a modo de reserva y con una conexión al cabezal de control de tubería flexible para permitir su recolección de la tubería sin tiempos muertos en caso de una emergencia, por seguridad también se debe verificar que el arreglo permita el correcto funcionamiento de los preventores. Si se desea bombear a través de la tubería de perforación en caso de que la prueba en agujero descubierto se descontrola y el cabezal de control esté como máximo 10 [m] arriba de la torre de perforación, el cabezal de control en superficie deberá conectarse al kelly durante toda la prueba, permitiendo el bombeo con un mínimo de dificultad y sin pérdida de tiempo. Las mismas precauciones aplican para pruebas realizadas dentro del revestimiento, aunque el cabezal de control es usualmente accesible para realizar conexiones.

Las reglas de seguridad respecto al fuego y a fumar deben ser rigurosas al cumplirse durante la prueba DST. Las alarmas visuales y auditivas de fuego o contra gas deben de atenuarse o en su caso apagarse. Justo antes de la apertura de la herramienta, el anular debe ser rellenado si fuese necesario. La supervisión de

3. PRUEBA DST

nivel de lodo en el anular es de gran importancia desde la apertura de la herramienta, una repentina subida del nivel de fluido podría indicar que no existe sello en el empacador, por otro lado, las pérdidas lentas de fluido no son tan serias ya que suelen ser causadas por zonas porosas o fracturadas; de cualquier manera, la constante vigilancia debe mantenerse a lo largo de toda la prueba, verificando el nivel de lodo continuamente.

Antes de la apertura de la herramienta, la manguera de hule que provee la compañía de servicio debe ser conectada del cabezal de control al manifold en el piso de perforación para su medición. De igual forma el extremo de dicha manguera se puede colocar una cubeta de agua que permita ver burbujas cuando la herramienta sea abierta y se detecte inmediatamente.

- Periodo de cierre.

En la conclusión del periodo de flujo la herramienta se cierra por medio de una válvula rotatoria. En las pruebas de gas si la presión de flujo ha sido alta, es deseable purgar la presión con un pequeño estrangulador mientras esté rotando. Después de que la rotación permite el cierre de la herramienta, la línea de flujo puede ser reconectada y la presión descargada en los tanques de almacenamiento. Durante este periodo, la presión de formación incrementa hasta el valor de la presión estática o el máximo valor bajo el empacador. A menos que la formación sea muy permeable, esto puede requerir una cantidad excesiva de tiempo.

- Extracción de la herramienta.

Después del periodo de cierre, la tubería de perforación se eleva medio metro mientras se observa el nivel de fluido de perforación en el anular. El nivel puede descender ligeramente cuando la válvula se abre y el fluido de perforación fluye hacia la zona inferior del empacador. Después de que la presión se equilibre a través del empacador, se puede aprovechar la tensión para retirar el empacador y empezar lentamente a sacarlo del agujero.

Una vez que el empacador sea removido del agujero, la herramienta puede ser removida hacia la superficie con mayor rapidez. Se debe tener especial cuidado para observar que el arreglo no genere contacto al ser extraído, incluso en los diámetros más largos del agujero puede generarse rasgaduras en la pared. En el espacio anular debe rellenarse después de extraer cada tramo de tubería hasta que sea claro que no exista contacto que genere fricción con la pared del agujero, después de observarse dicha condición se puede rellenar el espacio anular al menos cada tres tramos de tubería, esto dependerá del tamaño de la tubería de perforación, el tamaño del ultimo revestimiento, densidad del fluido de perforación y la presión de sobrecarga generada por el fluido de perforación. El espacio anular puede estar rellenándose y desbordándose continuamente, no es posible determinar si el desbordamiento es debido a las bombas o por la fricción generada en el agujero. La permisibilidad de la extracción rotatoria del agujero depende de los componentes que están incluidos en la herramienta.

- Prueba de circulación inversa.

Cuando el fluido recuperado es aceite, la extracción por levantamiento de tramos de tubería implica claramente un peligro de fuego, desde que el aceite es vertido de cada tramo de tubería sobre el piso hasta la fricción existente entre tuberías. De igual forma, las bolsas de gas entre la columna de aceite pueden generar calentamiento del aceite desde la parte superior de un tramo de tubería ubicada en la torre de perforación. El rocío frío resultante puede ser encendido por causa de focos de luz calientes para finalmente explotar, o por equipos de potencia con motores calientes o calderas en equipos de vapor.

La inclusión en el arreglo de la herramienta de una circulación inversa que se abre por el espacio anular al término de la prueba permitirá al aceite fluir o ser bombeado por circulación inversa a un tanque de almacenamiento con relativa seguridad. Esta es una particularidad deseable en el caso de probar la integridad del empacador dentro del revestimiento desde que las pruebas DST son ejecutadas por un largo periodo de tiempo permitiendo a la tubería ser rellenada completamente por fluidos de formación, y por otro lado la bomba ejerza presión en el anular mientras el empacador este colocado, con el mínimo peligro de fracturar a la formación. La circulación inversa en agujero descubierto es menos atractiva porque por el riesgo de pegadura de la tubería y dificultad en la exactitud de la medición de pequeños volúmenes recuperados.

- Toma de información.

En ocasiones los reportes de las operaciones de las pruebas DST deben ser interpolados de forma arbitraria, este tipo de acciones deben ser recordadas y reportadas, ya que la información de la prueba DST puede ser revisada después de un largo tiempo por analistas de producción, quienes dependen en gran medida de la información reportada para su aplicación.

3.5. Resultados que se obtienen de la prueba

La información obtenida de una prueba DST es:

- Muestras de fluidos.
- Presión del yacimiento.
- Propiedades de la formación.
 - Permeabilidad " k ".
 - Factor de daño " S ".
 - Radio de drene " r ".
- Productividad estimada.
- Hidrodinámica.

Con dicha información se determina el contenido de fluidos que puede producir la formación y la habilidad de la formación para producirlos.

3.6. Interpretación

- Contenido de fluidos.

Cuando los líquidos de formación fluyen a superficie por circulación inversa o cuando la tubería se recupera del agujero, se debe de tomar muestras de estos fluidos. La gravedad específica del aceite debe ser obtenida, tomando importancia en la precisión y exactitud de la medición, ya que este será utilizado en diversos métodos computacionales.

El volumen del fluido de perforación recuperado debe ser aproximadamente igual o menos al volumen de lodo que fue originalmente entrampado debajo del empacador al realizar la prueba. Un gran volumen de fluido de perforación recuperado puede indicar una formación fracturada o incluso vugular, permitiendo que el nivel de fluido de perforación no decrezca en el anular durante la realización de la prueba.

- Muestras de agua salada.

La carencia de aceite o gas en una formación probada no puede considerarse demostrada a menos de que se obtenga agua de formación representativa. Durante el transcurso de los estudios de agua subsuperficial en el que un gran número de pruebas DST fueron realizadas con el único propósito de obtener muestras de agua representativa, se desarrolló un sistema de muestreo por M. S. Taggart, Jr, el cual permitió determinar de parámetros por medio de la examinación de las muestras, suponiendo que el agua representativa sea producida.

- Típica prueba exitosa.

En una prueba DST que produce solamente agua de formación, el fluido de perforación debajo del empacador es desplazado ascendentemente hacia la tubería de perforación por agua entrante del agujero del pozo. Inicialmente dicha agua es fluido de perforación filtrado, seguido de agua salada.

La figura 3.1 ilustra la variación resultante de la salinidad contra la profundidad en la columna recuperada de agua. La salinidad incrementa rápidamente debajo del fluido de perforación hasta un máximo valor constante. Cualquier parte de la columna de agua teniendo este máximo valor constante de salinidad es representativo del agua de formación, o muy cercano a este.

Del punto de vista del muestreo, se puede ver que una muestra tomada justo debajo del fluido de perforación tendrá un contenido de cloruro de 32000 [ppm], mientras que el verdadero contenido de cloruro del agua de formación está alrededor de 66000 [ppm]. Excepto en casos excepcionales, tal como después de una acidificación o cuando el lodo de perforación tiene una gran

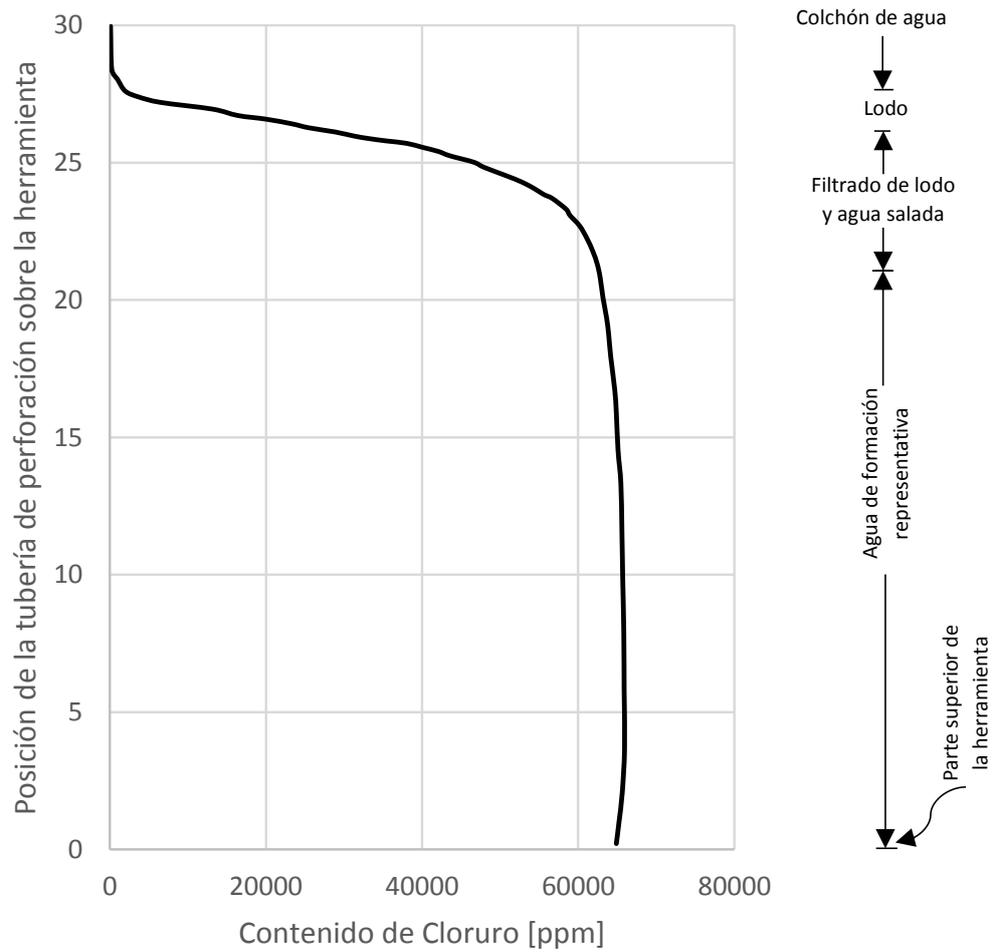


Figura 3.1: Ejemplo de una variación usual de la salinidad contra la profundidad de la columna de agua. Copyright: Black (1956).

3. PRUEBA DST

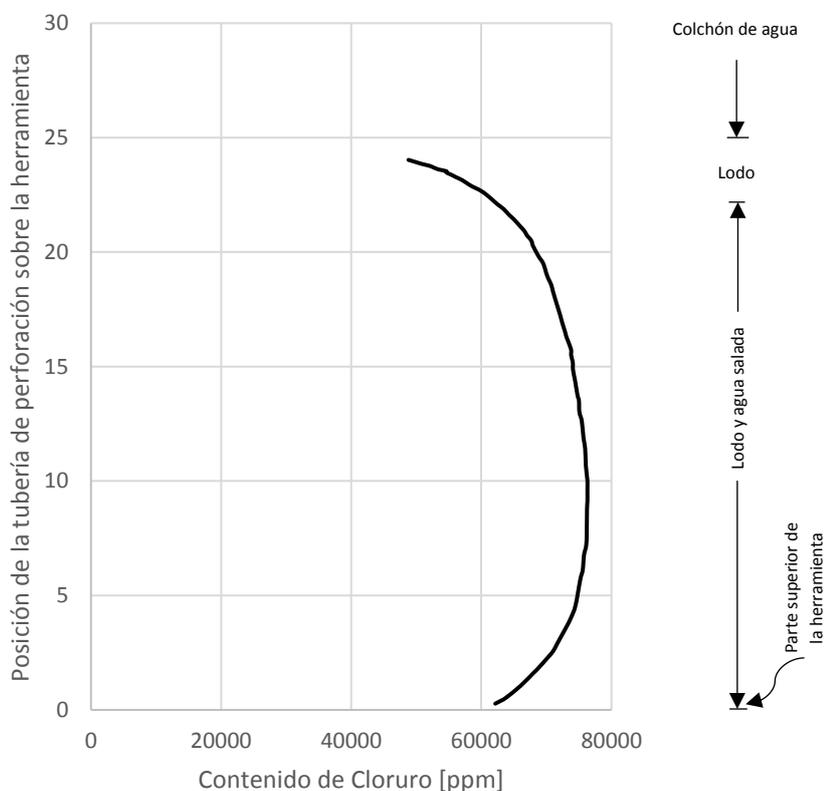


Figura 3.2: Ejemplo del efecto de filtración del empacador en una variación de salinidad contra la profundidad de la columna de agua. Copyright: **Black (1956)**.

salinidad, las muestras de agua con alta salinidad son aquellas que tienen una mejor aproximación a la verdadera agua de formación.

- Efecto de filtración del empacador.
En la figura 3.2 se ilustra el efecto de una fuga del empacador en la variación de la salinidad contra la profundidad en la columna de agua recuperada. Una muestra tomada inmediatamente encima de la herramienta en esta prueba tendría una salinidad cerca del 24 % menos que si fuera tomada del agua de formación. Así mismo, una muestra tomada cerca de la cima de la columna puede tener una salinidad demasiado baja.
- Efecto de una producción inadecuada.
Las pruebas DST algunas veces recupera solamente fluidos de perforación y sus filtrados, la producción resulta insuficiente para la recuperación de agua de formación. El filtrado del fluido de perforación puede venir contaminado

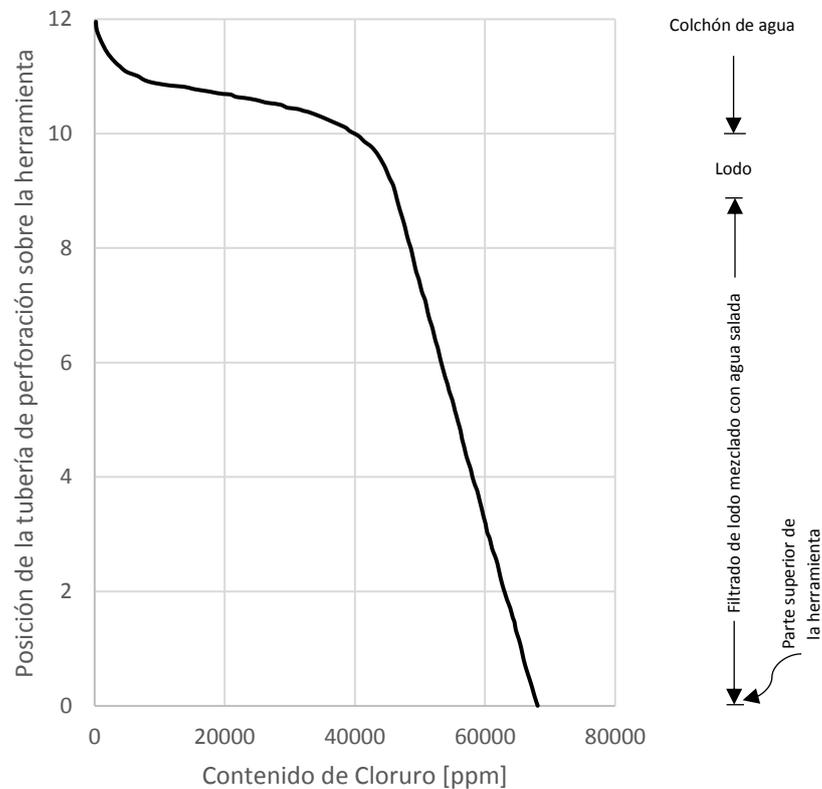


Figura 3.3: Ejemplo del efecto de una inadecuada producción para recuperar agua. Copyright: Black (1956).

con sal de formación o por combinarse con agua de formación y puede ser erróneamente identificado como agua de formación. Un ejemplo de producción insuficiente para recuperar agua representativa se ilustra en la figura 3.3.

En este pozo en particular, el intervalo probado fue expuesto al fluido de perforación por un inusual tiempo largo previo a la prueba. El contenido de cloruro del agua entrando al pozo seguía incrementando en el tiempo de que la herramienta estaba cerrada, y ninguna muestra del agua recuperada fue representativa del contenido verdadero de la formación.

- Dificultades en agujero entubado.

El muestreo de agua recuperada por las pruebas DST en agujero entubado a través de perforaciones requiere precauciones especiales. La figura 3.4 representa una comparación de resultados de la prueba DST en agujero des-

3. PRUEBA DST

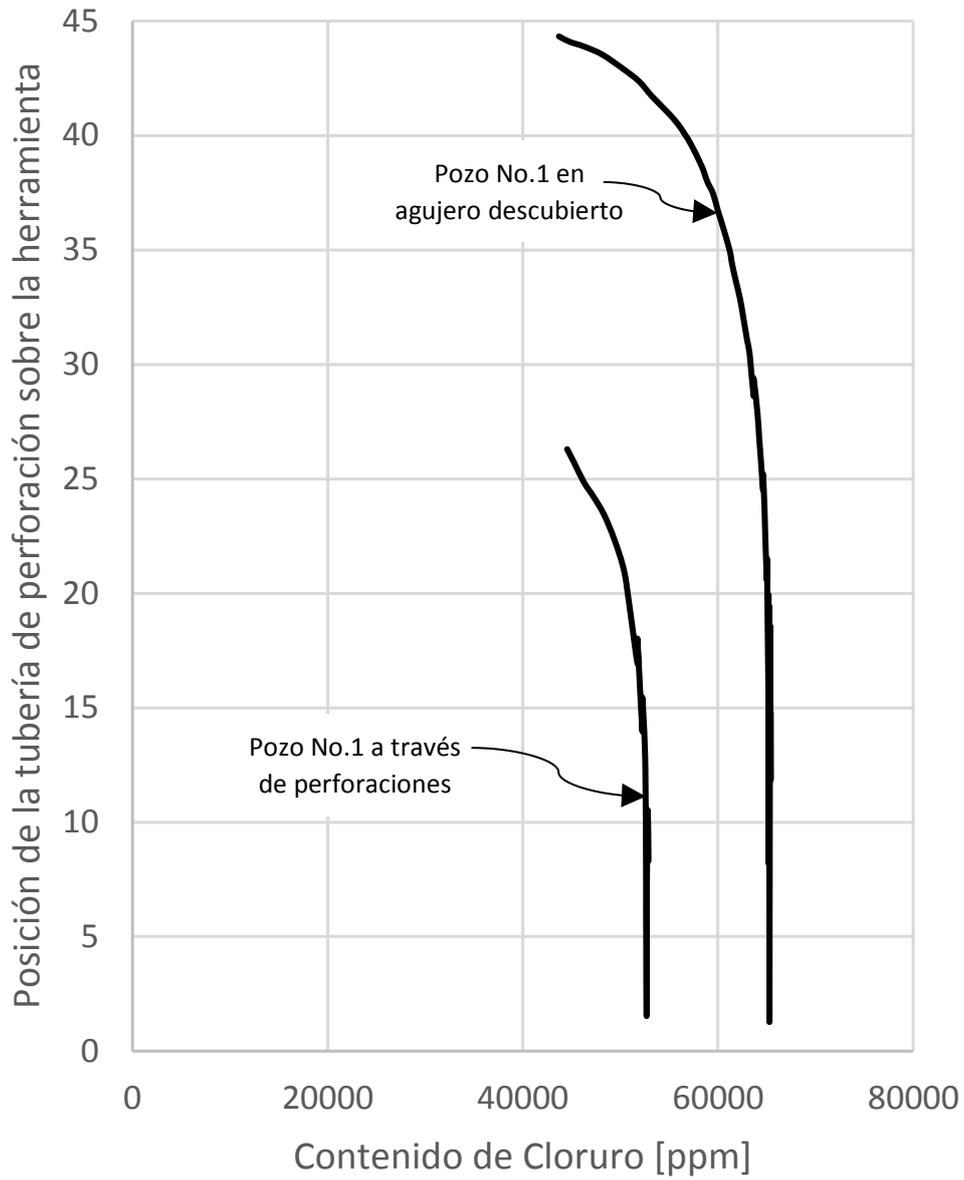


Figura 3.4: Ejemplo de falla de la prueba de formación detrás del revestimiento. Copyright: Black (1956).

cubierto y en agujero entubado en dos pozos. Los pozos que fueron probados en profundidades parecidas, y ambos en la misma sección de la formación Ambas pruebas tenían la misma producción de agua con sustancialmente la misma salinidad, desde que la salinidad del agua de formación es conocida de otras pruebas y con variaciones con la profundidad.

Aunque el agua recuperada del pozo No. B1 sobrepasa la constante máxima de salinidad con profundidad en la tubería, la cual normalmente se debería tomar como evidencia representativa del agua de formación, la máxima concentración de sal fue alrededor del 20% menos que el agua representativa recuperada del agujero descubierto en el pozo No. 1. Aparentemente, el agua que fluye detrás del revestimiento fue producido durante la prueba en el pozo No. B1.

Una simple muestra de agua recuperada durante la prueba DST es inadecuada para determinar las propiedades del agua de formación, la muestra puede ser representativa, pero esto no puede ser determinado. El conjunto de diversas muestras, por otro lado, permite la determinación desde la variación de la salinidad con la profundidad en la columna de agua recuperada hasta determinar si el agua recuperada es representativa.

El porcentaje de agua salada recuperada puede ser estimada por la división del número de barriles o pies de agua salada de formación por el número de barriles o pies de líquido total, exclusivamente de fluido de perforación, de igual manera hay que considerar que estos porcentajes pueden ser errados cuando la prueba es de corta duración y la cantidad de fluidos obtenidos para el muestreo son pequeños.

- Mediciones de presión e interpretación de gráficas.

La interpretación de la prueba, aparte de la examinación visual del líquido recuperado de la prueba DST, requiere una interpretación preliminar de las gráficas de presión. Las gráficas deben examinarse cuidadosamente, primero para determinar que la herramienta opera apropiadamente y no tiende a obstruirse, y segundo para determinar que las presiones durante la prueba se midieron con exactitud. La precisión y la exactitud de los medidores debe ser juzgada por comparación de presiones leídas de las gráficas y por la verificación de la presión inicial del fluido de perforación medida contra la presión del fluido de perforación calculada.

Las siguientes presiones clave que se deben de leer de una gráfica son:

- Fluido de perforación inicial.
- Flujo mínimo.
- Flujo promedio.
- Flujo máximo.
- Presión de cierre de formación.
- Fluido de perforación final.

3. PRUEBA DST

Para leer las presiones clave, se requiere un conocimiento de la secuencia exacta de los eventos durante la prueba y el tiempo en el que estos eventos ocurrieron. Las gráficas de una exitosa prueba realizada en una secuencia convencional de operaciones sin colchón de agua podrán tener una configuración general similar, aunque las magnitudes de las presiones y los periodos de tiempo pueden variar con la prueba individual.

La porción superior de la figura 3.5 muestra la configuración típica, la secuencia convencional de eventos, y la magnitud relativa de las presiones correspondientes. De forma similar, las gráficas de las pruebas realizadas con una secuencia convencional pero no fueron exitosas por alguna razón se obtendrá una configuración característica que permita discernir la razón de la falla. La porción inferior de la figura 3.5 muestra las configuraciones típicas.

Las pequeñas diferencias en la configuración general de una gráfica para pruebas con una secuencia convencional en zonas de moderada a alta productividad pueden ocurrir durante el periodo de flujo, dependiendo de cuál de las siguientes condiciones prevalece:

- Flujo crítico:

Un pequeño estrangulador de fondo ($3/16$ [in]) utilizado con un estrangulador grande en superficie (1 [in]) usualmente causa que el flujo del fluido dentro de la tubería de perforación a través del estrangulador de fondo sea crítico o independiente de la presión dentro de la tubería de perforación. El flujo crítico producirá una presión casi constante durante todo el periodo de flujo.

- Flujo no crítico:

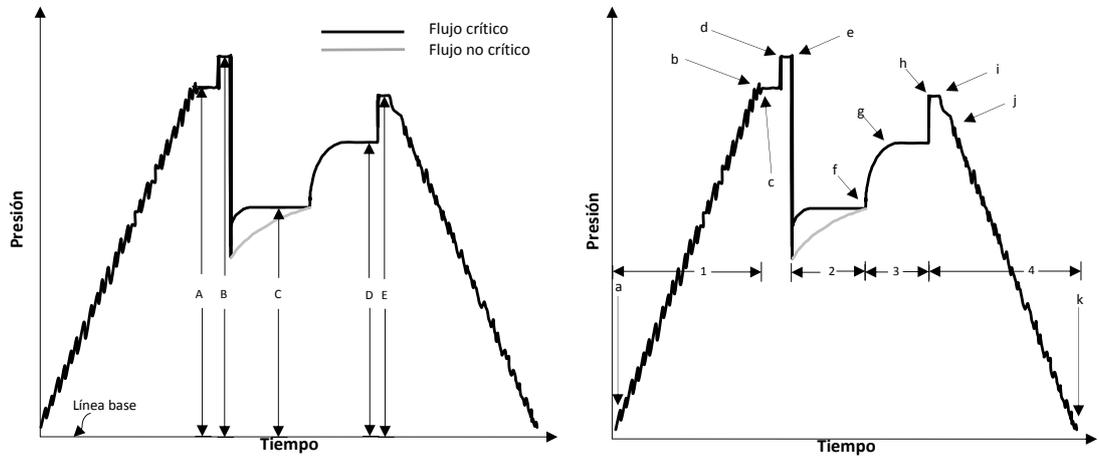
Un estrangulador grande en el fondo, o ninguno en absoluto (equivalente a un estrangulador de $5/8$ [in]), utilizado con cualquier tipo de estrangulador en superficie causará que la tasa de flujo de un fluido dentro de la tubería de perforación disminuya constantemente cuando la tubería se llena.

El aumento de líquidos dentro de la tubería de perforación causa el correspondiente incremento de la presión en fondo del agujero el cual se estabilizará solamente cuando el cabezal o la contrapresión debido a la columna de líquido recuperado se acerque a la presión de formación.

Las formaciones de baja permeabilidad son normalmente reflejadas en las gráficas de presión por la presión de flujo extremadamente bajo del cual a menudo es muy bajo para el registro en los medidores, sin embargo, cuando la herramienta se cierra, suficiente fluido puede entrar en la zona de la prueba provocando un ligero aumento en la presión. Dichas formaciones no deben ser rechazadas muy precipitadamente, en vista del potencial de un tratamiento ácido o procesos de fracturamiento.

La figura 3.6 muestra ejemplos esquemáticos de diversas condiciones discutidas arriba.

- Relación gas-aceite.



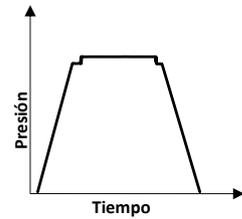
Presiones:

- A=Lodo inicial
- B=Compresión del empacador
- C=Apertura de la herramienta
- D=Cierre de la herramienta
- E=Lodo Final
- D-C=Caída de presión

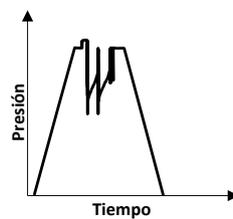
Gráficas típicas de una prueba satisfactoria

Eventos:

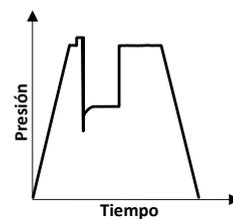
- a-Primer tramo colocado
- b-Último tramo colocado
- c- Herramienta en el intervalo
- d-Colocación del empacador
- e-Apertura de la herramienta
- f-Cierre de la herramienta
- g- Incremento de presión completado
- h-Apertura de válvula de equilibrio
- i-Retiro de empacador
- j-Primer tramo retirado
- k-Último tramo retirado
- 1-Tiempo de colocación de la herramienta
- 2-Periodo de flujo
- 3-Periodo de cierre
- 4.Tiempo de retiro de la herramienta



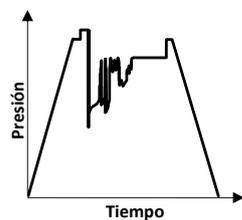
Fallo en la apertura de la herramienta



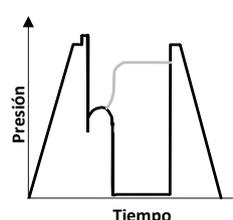
Fallo en el empacador



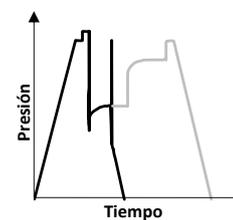
Sin presión de cierre



Estrangulador obstruido



Ancla obstruida



Cronómetro parado

Figura 3.5: Interpretación de gráficas de presión: Gráficas típicas de una prueba satisfactoria y gráficas de problemas comunes. Copyright: Black (1956).

3. PRUEBA DST

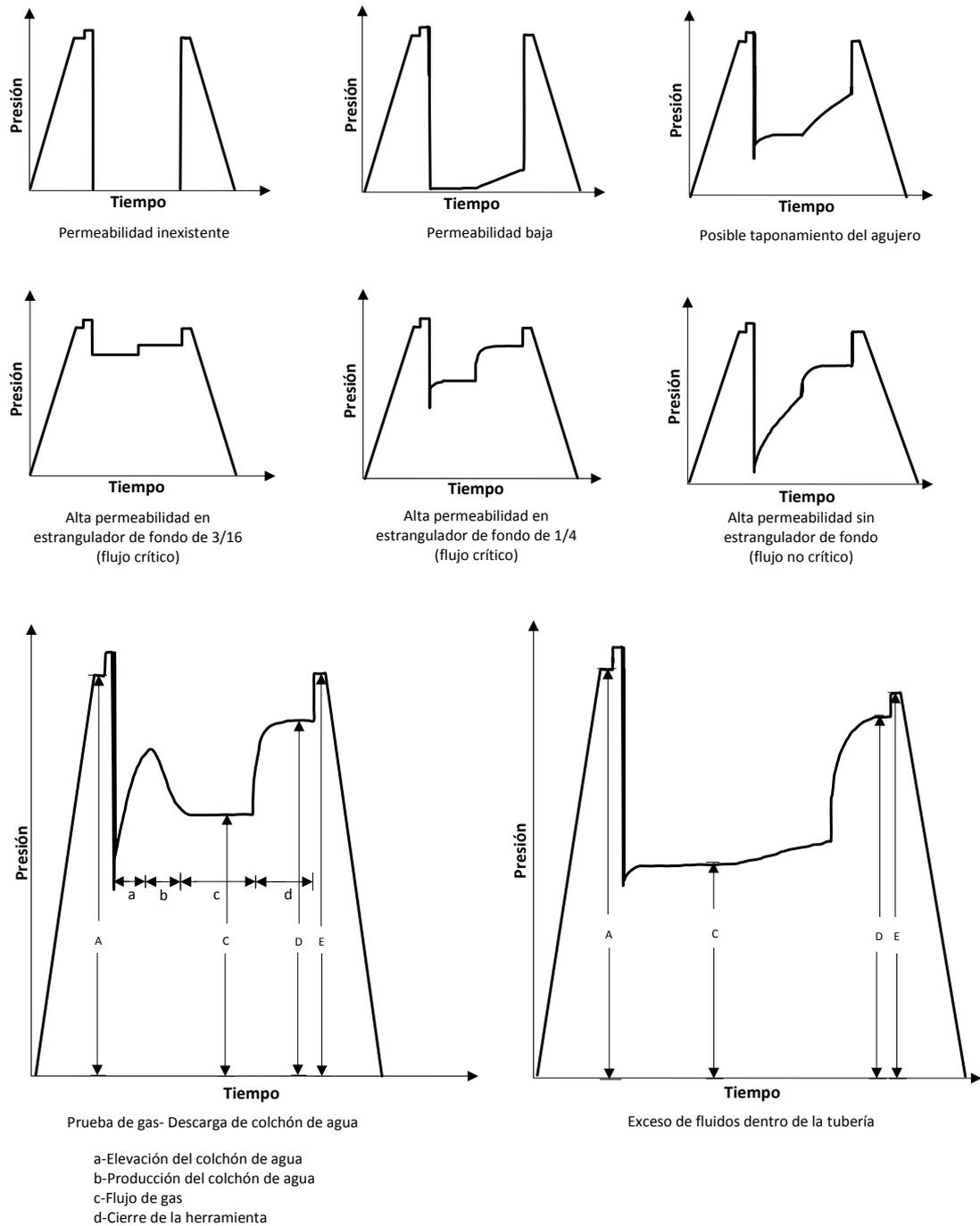


Figura 3.6: Interpretación de gráficas de presión: Diversas condiciones de prueba. Copyright: Black (1956).

Investigador	A_1	A_2	A_3
Gilbert	3.86×10^{-3}	0.546	1.89
Ros	4.26×10^{-3}	0.500	2.00
Baxendell	3.12×10^{-3}	0.546	1.93
Achong	1.54×10^{-3}	0.650	1.88

Tabla 3.1: Coeficientes para flujo en estrangulador multifásico.

Si es pequeña o nula la producción de agua es producida durante la prueba, la RGA puede estimarse con la utilización de gráficas o por medio de correlaciones matemáticas. Existen correlaciones para flujo monofásico en tuberías como lo presenta Beggs (1991) para flujo monofásico de gas que relaciona la producción de gas a través de un estrangulador con la presión en cabeza del pozo.

Con el paso del tiempo se desarrollaron ecuaciones empíricas para estimar la relación entre las tasas de producción y la presión en la cabeza del pozo cuando existe un flujo de dos fases, dichas correlaciones se pueden presentar de manera general como:

$$p_{\text{cabeza del pozo}}[\text{psia}] = \frac{A_1 * Q_{\text{líquidos}}[\text{BPD}] * \left(RGA \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}} \right] \right)^{A_2}}{(d_{\text{estrangulador}}[\text{in}])^{A_3}} \quad (3.1)$$

Gilbert (1954) fue el primero en presentar su correlación basada en la información de un campo de California. Ros (1960) y Beggs también presentaron sus correlaciones que son ampliamente usadas en la actualidad. En la tabla 3.1 se presenta los parámetros para cada ecuación.

La tasa de producción de gas durante la prueba de zonas de gas con poco aceite, condensados o agua puede estimarse por gráficas de igual forma.

- Capacidad de un pozo a producir.
 - Potencial de flujo abierto (tasa de flujo máxima calculada)

Frecuente será deseable estimar el potencial de flujo abierto de un intervalo de gas en arenas desde la información obtenida de una prueba DST. Una estimación razonable del potencial de flujo abierto basado en la información para una tasa de flujo puede ser obtenido como se muestra a continuación:

 - Estimar la tasa de producción diaria de gas en Mcf , Q , durante la prueba DST por el procedimiento gráfico.

3. PRUEBA DST

- Evaluar: $(P_{fc}^2 - P_f^2)$
donde,
 P_{fc} = Presión de formación al cierre en *psia*
 P_f = Presión promedio de flujo en *psia*
- Generar una gráfica log-log con los valores obtenidos en el punto anterior, en miles en la escala vertical contra el valor de Q , la tasa de producción de gas, en *Mcf* diarios en la escala horizontal.
- Dibujar una línea a través de este punto hacia la derecha en un ángulo de 45° con respecto al eje vertical.
- Dibujar una línea paralela al eje horizontal a lo largo del valor de P_{fc}^2 , en miles. En la intersección de esta línea con la línea de 45° y posteriormente se lee el valor de Q , en *Mcf* por día, que es el aproximado al potencial de flujo abierto en el intervalo probado.

- Factores de productividad y factores de productividad específica.
Un índice de la capacidad de la formación para producir líquido puede ser obtenido desde la prueba de no flujo, que es usualmente empleada para pruebas exploratorias en agujero descubierto. Esto requiere una gran precisión en las mediciones de la extensión del periodo de flujo, cantidad de fluidos recuperados, y las presiones de formación fluyendo y al cierre. El factor de productividad o índice es calculado a partir de esta información.

La productividad es definida como la relación de la tasa de producción de líquidos de formación constante, en barriles de aceite más agua por día, con la caída de presión

La utilidad del factor de productividad resulta del hecho de que la variación en la presión en el intervalo productor es una función lineal de la tasa de producción. El factor de productividad específico es el factor de productividad dividido por la productividad neta de un intervalo productor calculado por la examinación de núcleos y registros. El factor de productividad específico tiene una aproximación por medio de una relación linear con la permeabilidad específica y la viscosidad

Los factores se pueden calcular con las siguientes ecuaciones:

$$R = \frac{F}{L} * B_f * 1440 \quad (3.2)$$

$$\text{Factor de productividad} \left[\frac{BPD}{psi} \right] = \frac{\text{Tasa de producción [BPD]}}{\text{Caída de presión [psi]}} \quad (3.3)$$

$$\text{Factor de productividad} = \frac{\frac{F}{L} * B_f * 1440}{P_{si} - P_f} \quad (3.4)$$

$$\text{Factor de productividad específico} = \frac{\text{Factor de productividad}}{\text{Profundidad del intervalo [ft]}} \quad (3.5)$$

- Utilización de factores de productividad.

$$R = \text{Factor de productividad} * (P_{si} - P_t - f_r - D * Gr) \quad (3.6)$$

Las relación dada por (3.6) puede ser útil en el cálculo de la producción fluyente asumiendo un mínimo en la presión y un máximo gradiente, por ejemplo, el gradiente del aceite muerto correspondiente al API del aceite. Si la producción es indicada por este método, la producción fluyente es probable que desde el gradiente de flujo actual sea reducido por el gas disuelto o libre.

- Utilización de factores de productividad específico.

$$K = 1000 * (\text{Factor de productividad específica}) * V \quad (3.7)$$

En ciertas ocasiones puede ser objetivo de interés realizar una estimación de la permeabilidad efectiva de la zona probada. Este estimado puede realizarse con la utilización de una relación aproximada, dada por la ecuación (3.7), entre el factor de productividad específico, la viscosidad del aceite de un yacimiento saturado a condiciones de temperatura y presión de yacimiento, y la permeabilidad efectiva.

Se requiere el análisis de muestras subsuperficiales para poder determinar la viscosidad del aceite de yacimiento, sin embargo, la examinación de un gran número de análisis reveló que la temperatura del yacimiento entre 140 y 240 [°F], las viscosidades de aceites de yacimientos saturados son correlacionados razonablemente bien con la gravedad API del aceite residual después de una separación flash a 0 [psi]. La correlación se muestra en la figura 3.7.

- Ejemplo de interpretación DST.

El problema ocurre frecuentemente al determinar si la prueba DST indica que pueda alcanzarse una producción comercial. Existen métodos para el análisis de información de pruebas que por lo menos presentan una base para fundar opiniones, incluso por personal no muy familiarizado con el área. Deben de realizarse incluso las más amplias conclusiones resultantes de dichos análisis, dejando fuera los errores posibles de acuerdo con el número de variables existentes.

El siguiente ejemplo es una interpretación completa de una prueba DST semejante al que debería realizarse de una prueba típica DST de la forma previamente sugerida.

Profundidad de 3318.9 [m] a 3321.7 [m]. 7 [in] de empacador colocado a 3318.9 [m]. 3/16 [in] de estrangulador de fondo y 1/4 [in] de estrangulador superficial. La apertura de la herramienta dura 25.5 [min] y un periodo de cierre de 30 [min] con una presión máxima en superficie de 180 [psia]. Se recuperan 6 [m] de lodo y 335.28 [m] o 19.5 [bbls] de aceite de 35.5 [°API] sin cortes de agua. El cloruro del lodo es de 7200 [ppm]. La densidad del lodo es de 10.2 [$\frac{lb}{gal}$] en el momento

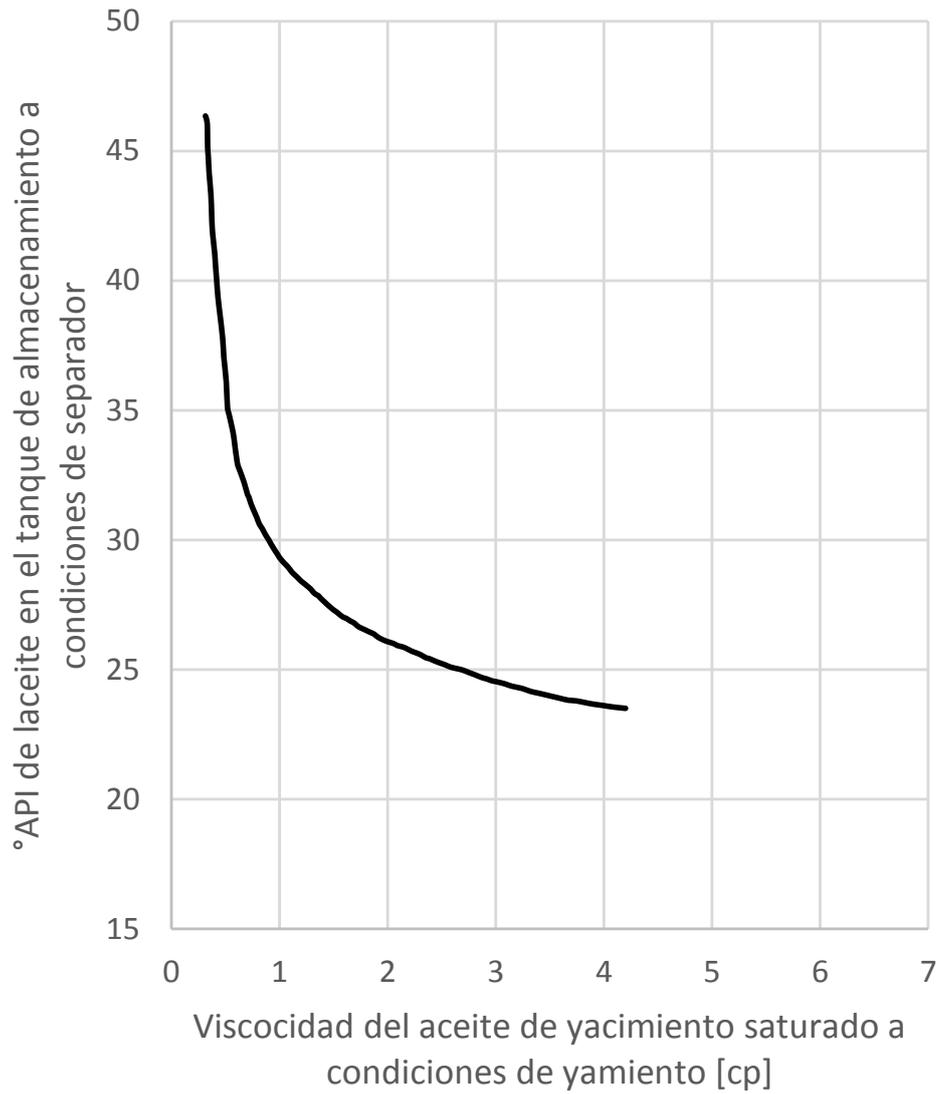


Figura 3.7: Correlación de °API con viscosidad. Copyright: Black (1956).

Presión [psi]	Profundidad [ft]	
	10861	10866
Presión inicial del lodo	5925	5818
Presión final del lodo	4445	4380
AFP	4445	4380
SIP	5146	5025
FMP	5995	5890

Tabla 3.2: Registro de presión

de la prueba.

- Verificar la precisión de los medidores.

La presión inicial del lodo del medidor superior es de 5925 [psi], comparado con 5818 [psi] del medidor inferior, una diferencia de 107 [psi]. Ahora bien, si la densidad del lodo es de $10.2 \left[\frac{lb}{gal} \right]$ en el momento de la prueba, entonces podemos calcular la presión inicial del lodo debido a la densidad:

$$10.2 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 10866 [ft] * 0.052 = 5750 [psi] \quad (3.8)$$

Se puede observar adicionalmente que la presión inicial del lodo debido a $10.3 \left[\frac{lb}{gal} \right]$ de densidad será de 5815 [psi], el cual concuerda aproximadamente con la lectura del medidor inferior de 5818 [psi]. El medidor inferior se supone entonces como razonablemente preciso.

- Verificar la completa subida de presión.

Dado que la gráfica del medidor inferior no está disponible para examinación y puesto que el reporte no indica si el cierre fue completado, una comprobación de presión de cierre normal para la profundidad fue realizada por examinación de las mediciones de presión iniciales de formaciones productoras de profundidad parecida en el área. Se encontró un gradiente de cierre inicial de $0.465 \left[\frac{psi}{ft} \right]$ es normal para el área. La elevación del pozo en cuestión fue tomada a 0 [m] por conveniencia desde que se conoce que se usará

una FPSO. Calculando la presión normal:

$$10866[ft] * 0.465 \left[\frac{psi}{ft} \right] = 5050[psi] \quad (3.9)$$

Esto es considerado como una razonable verificación con los 5025 [psi] registrados por el medidor inferior y la presión de formación fue asumida como 5050 [psi] debido a que la elevación de presión no se completó.

- Verificar el flujo crítico durante la prueba.
Con el fin de determinar que los fluidos recuperados ingresaron a la tubería con flujo constante, el cabezal en el estrangulador inferior debido a la recuperación fue calculado y se encontró tener menos del 50 % de fluidos ascendiendo, registrando una presión de flujo máximo de 4380 [psi].
El cabezal debido a 1100 [ft] de aceite y 180 [psi] de presión superficial:

$$1100[ft] * 0.35 \left[\frac{psi}{ft} \right] + 180[psi] = 565[psi] \quad (3.10)$$

comparado con: 50 % de 4380 [psi] = 2190 [psi]

- Calcular la tasa de producción diaria durante la prueba.
Como el flujo crítico es evidente, la tasa de producción durante la prueba será calculada con la ecuación (3.2) como:

$$R = \frac{1100[ft]}{25.5[min]} * 0.01778 \left[\frac{bbls}{ft} \right] * 1440 \left[\frac{min}{day} \right] = 1100[BPD] \quad (3.11)$$

- Calcular factor de productividad estimado.
El factor de productividad es estimado por el uso de la ecuación (3.3) como:

$$FP = \frac{1100[BPD]}{5050[psi] - 4380[psi]} = 1.64 \left[\frac{BPD}{psi} \right] \quad (3.12)$$

- Estimar RGA.
El RGA fue estimado estar alrededor de 1000 $\left[\frac{ft}{bbl} \right]$ utilizando la ecuación de flujo de dos fases para el estrangulador de 3/16 [in], usando la ecuación (3.1), sustituyendo en la ecuación el gasto de aceite 1100 [BPD] y 4380 [psi] de presión de flujo.
- Evaluar la posibilidad de flujo de producción.
Teniendo evaluado el factor de productividad, es posible verificar la probabilidad de flujo de producción con los siguientes puntos:
 - Asumir que no se presentará producción de agua.
 - Asumir que un máximo gradiente de 0.37 $\left[\frac{psi}{ft} \right]$ debido al aceite muerto de 35.5 [°API].

La cantidad de producción teórica posible incluso con el gradiente extremadamente alto se calcula usando la (3.6) y asumiendo 500 [psi] combinando la presión de la tubería y las caídas de presión por fricción:

$$R = (1.6) * (5050[psi] - 500[psi] - 10866[ft] * 0.37 \left[\frac{psi}{ft} \right]) = 850[BPD] \quad (3.13)$$

- Estimar la permeabilidad efectiva. El factor de productividad específico y la permeabilidad efectiva son evaluadas usando las ecuaciones (3.5) y (3.7). Se asume un factor de volumen de formación de 1.25. La viscosidad del aceite de 35.5 [°API] a condiciones de yacimiento se estima de 0.5 [cp] de la figura 3.7.

$$\text{Factor de productividad específica} = \frac{1.64 \left[\frac{BPD}{psi} \right]}{9[ft]} = 0.18 \left[\frac{BPD}{psi * ft} \right] \quad (3.14)$$

$$0.18 \left[\frac{BPD}{psi * ft} \right] @s.c. * 1.25 = 0.225 \left[\frac{BPD}{psi * ft} \right] @r.c. \quad (3.15)$$

$$K = 1000 * (0.225 \left[\frac{BPD}{psi * ft} \right]) * (0.5[cp]) = 112.5[md] \quad (3.16)$$

3.7. Limitaciones

En los nuevos yacimientos se tiene una base de datos muy reducida y existe una gran incertidumbre. La falta de información dificulta la planeación y diseño de una prueba DST. Si la permeabilidad de la formación es desconocida, no existe forma de conocer la duración de tiempo necesaria para efectuar la prueba. En estos casos es necesario que en la prueba se lleve a cabo un monitoreo en tiempo real, donde el operador debe determinar el término de la prueba cuando, a su criterio, se tenga toda la información necesaria.

Prueba MDT

En este capítulo se mostrará como introducción la herramienta WFT de forma general y la herramienta RFT de forma particular de las herramientas bajadas por cable. Teniendo como antecedente las herramientas WFT permite comprender el funcionamiento esencial de las herramientas MDT dado su origen.

4.1. WFT

Las herramientas WFT (“Wireline Formation Test” por sus siglas en inglés) son utilizadas para las pruebas de formación, son herramientas bajadas por cable y empleadas para medir la presión de la formación en el fondo del pozo de estudio. Las mediciones inertes y puntuales de la presión de formación en agujero descubierto son realizadas a diferentes profundidades durante un solo viaje dentro del pozo. Estas mediciones de presión son útiles para determinar:

- Variaciones en la presión entre diversas formaciones
- Gradientes de presión del fluido dentro de una formación que pueda indicar contenido de fluido
- Contactos de Gas-Aceite o Agua-Aceite
- Permeabilidad in situ

Comparando con las presiones iniciales del yacimiento de pozos en desarrollo puede indicar un agotamiento de la presión zonal. Por otra parte, las herramientas WFT también se utilizan para recuperar muestras que contienen fluidos, permitiendo el análisis en superficie y el ajuste de cálculos con valores medidos.

4.1.1. Alcance

Aunque como se ha explicado anteriormente que las herramientas WFT pueden tomar muestras, a menudo se ejecutan únicamente para obtener la información de pre-

4. PRUEBA MDT

sión disponible de la prueba. La figura (4.1) muestra como pueden ser útiles tales datos de la prueba. En esta figura, el pozo se muestra penetrando un yacimiento que tiene intervalos de gas, aceite y agua. La herramienta WFT se coloca en numerosos intervalos de profundidad a través del yacimiento midiendo la presión en cada punto de interés.

La presión de formación registrada por la herramienta se indica con una "x", mientras que la presión de la columna hidrostática de lodo es indicada con un "o". El grado de desequilibrio (es decir, la diferencia entre el lodo y las presiones de formación) es claramente visible del esquema presentado. Los gradientes de los fluidos son igualmente detectables, y la columna de gas se distingue fácilmente del aceite, que dé también se puede distinguir del agua. Debido a estas premisas, las ubicaciones de los contactos gas-aceite y agua-aceite también se pueden determinar a partir del perfil de presión de formación.

Después de hacer producir al yacimiento, se puede esperar un decremento de la presión. Las herramientas WFT comúnmente se operan en pozos de desarrollo o pozos "infill". Cuando se compara con las presiones iniciales del yacimiento, los perfiles de presión en estos pozos muestran a menudo que ciertas zonas pueden haber producido más que otras zonas vecinas, lo que indica la presencia de barreras de permeabilidad.

Las presiones en zonas de inyección también pueden ser monitoreadas por las herramientas WFT, como es el caso mostrado en la figura (4.2). En este ejemplo, se perforaron 22 pozos algunos años después de que comenzara la invasión de agua en un yacimiento. Se utilizaron los datos proporcionados por las pruebas con las herramientas WFT de estos 22 pozos para poder generar un mapa de contorno de la presión de formación. Este mapa muestra claramente las crestas de alta presión asociadas con el conjunto de pozos de inyección y los canales asociados con los pozos productores.

4.1.2. Descripción de la prueba

Cuando la herramienta WFT está siendo bajada al fondo del pozo, los mecanismos de muestreo están en su configuración retraída. Cuando se selecciona la profundidad para la medición de la presión, la herramienta se activa y se fija hidráulicamente o se presiona contra la formación en esa ubicación. Estas condiciones se muestran esquemáticamente en la figura (4.3).

Existen dos modos de medición:

- Una medición previa a la prueba en la que se examinan las presiones de formación.
- Una medición de la muestra de fluido en la cual consiste que los fluidos de la formación se retiran físicamente y se recuperan en superficie para su examinación en laboratorio.

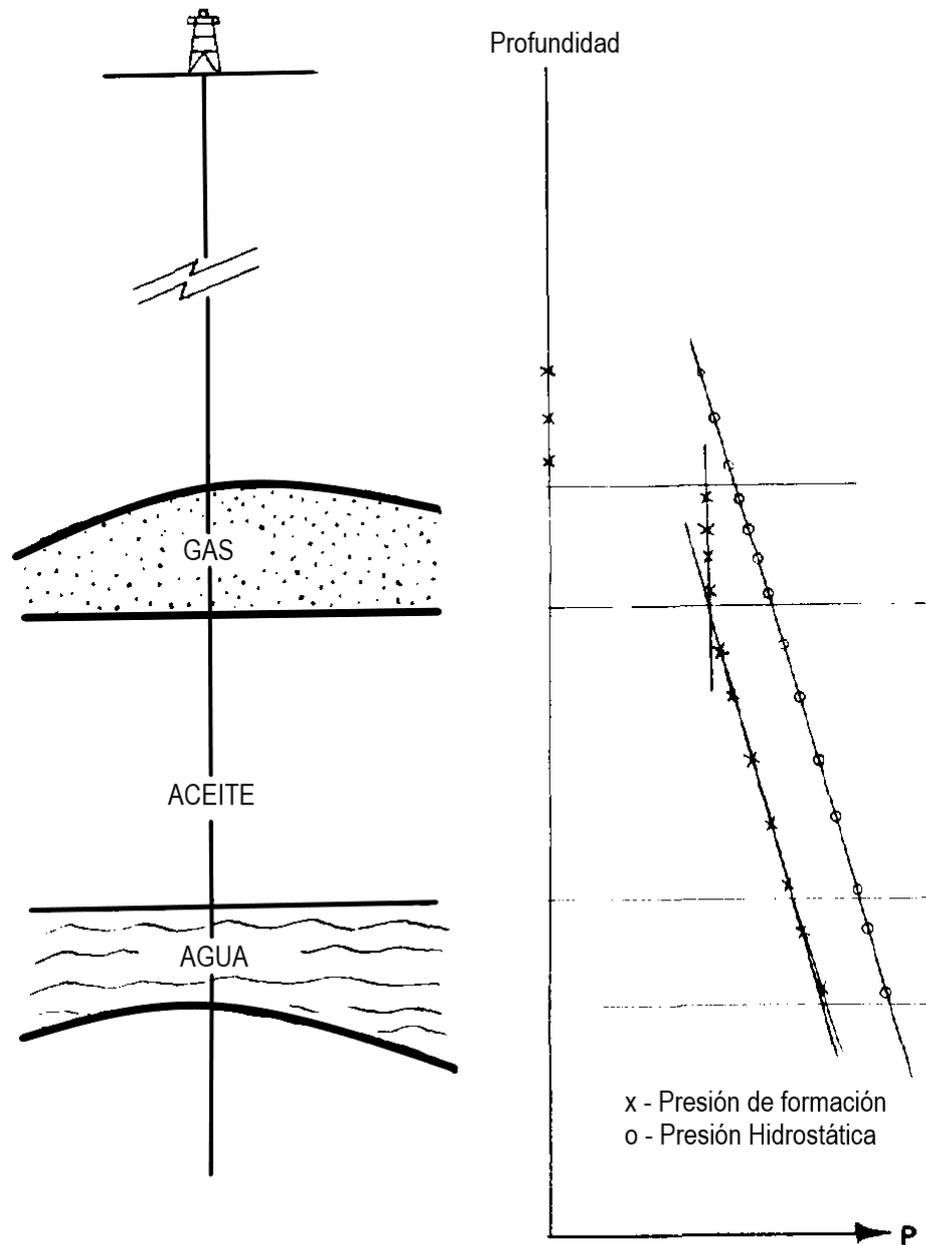


Figura 4.1: Presiones medidas con la herramienta WFT a través del yacimiento. Copyright: Schlumberger Well Services, 1981.

4. PRUEBA MDT

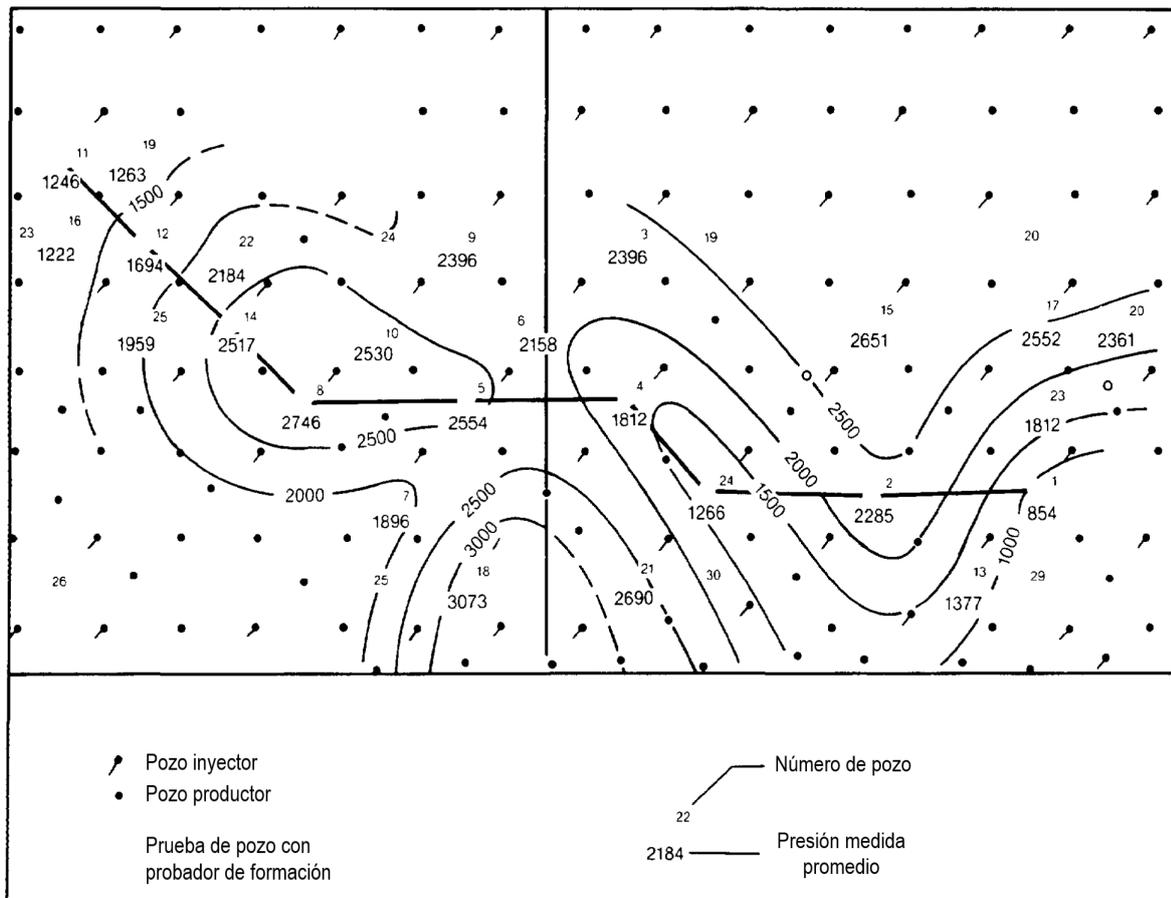


Figura 4.2: Mapa de curvas de contorno en una zona de inyección. Copyright: Western Atlas International, 1987.

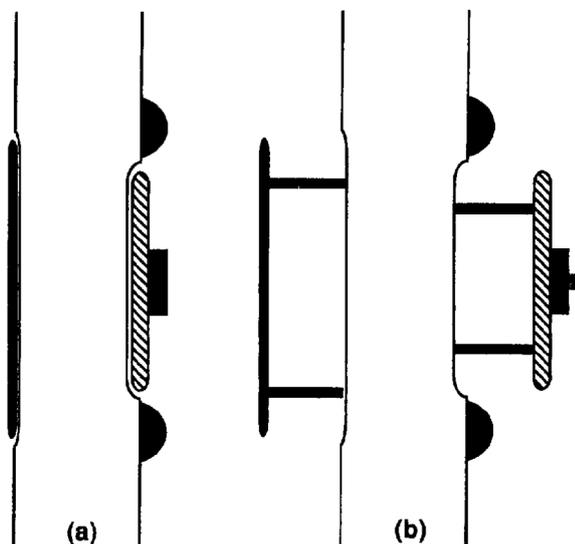


Figura 4.3: Probador de formación con línea de acero (WFT). (a) Configuración retraída (b) Herramienta fijada.

La secuencia de movimientos requeridos para medir la presión de formación comienza cuando la herramienta se activa desde superficie en la profundidad seleccionada. El sistema de muestreo mostrado en la figura (4.4) ilustra cómo se realiza esta medición.

Antes de activar la herramienta, el medidor de presión (manómetro) mide la presión hidrostática de la columna de lodo. Después de activar la herramienta, la válvula de equilibrio se cierra y los empaques junto con la sonda son empujados contra la formación, logrando de esta forma completar la colocación total de la herramienta antes iniciar la prueba. Unos segundos después, los pistones de las cámaras de prueba empiezan a retirarse, provocando que el fluido de la formación fluya hacia la herramienta a través de la configuración establecida por los empaques y la sonda.

Las mediciones previas se realizan secuencialmente con un pequeño volumen (generalmente con $10[\text{cm}^3]$) de fluido atrapado en la cámara No.1 durante $15[\text{s}]$ aproximadamente, seguido por un volumen similar que fluye en la cámara No.2 con una velocidad de flujo más alta. Una vez completadas las mediciones previas, se puede tomar una muestra o se puede retraer la herramienta. Durante la retracción, la válvula de equilibrio se abre y los pistones de las mediciones precedentes expulsan el fluido recogido. La herramienta en este punto está preparada para la siguiente profundidad de la prueba. Diferentes proveedores pueden utilizar variaciones en este diseño que incorpore una sola cámara de prueba a volumen fijo o variable.

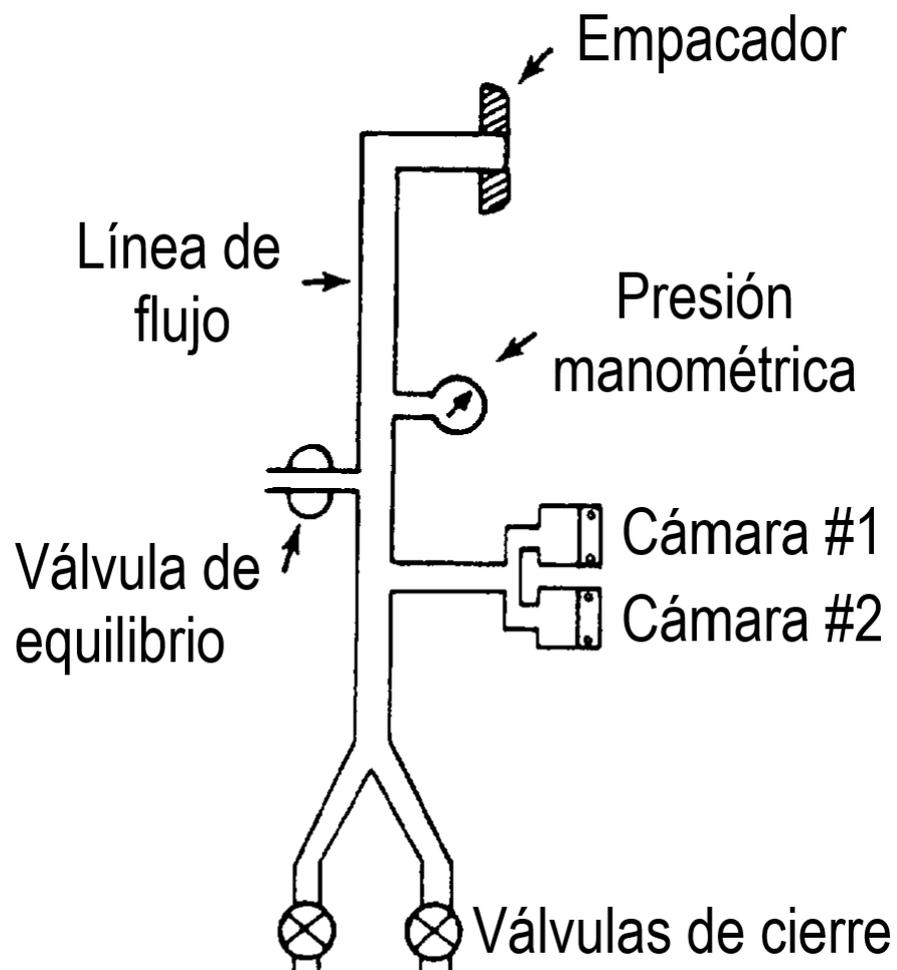


Figura 4.4: Sistema de muestreo de la herramienta WFT. Copyright: [Smolen and Litsey \(1979\)](#).

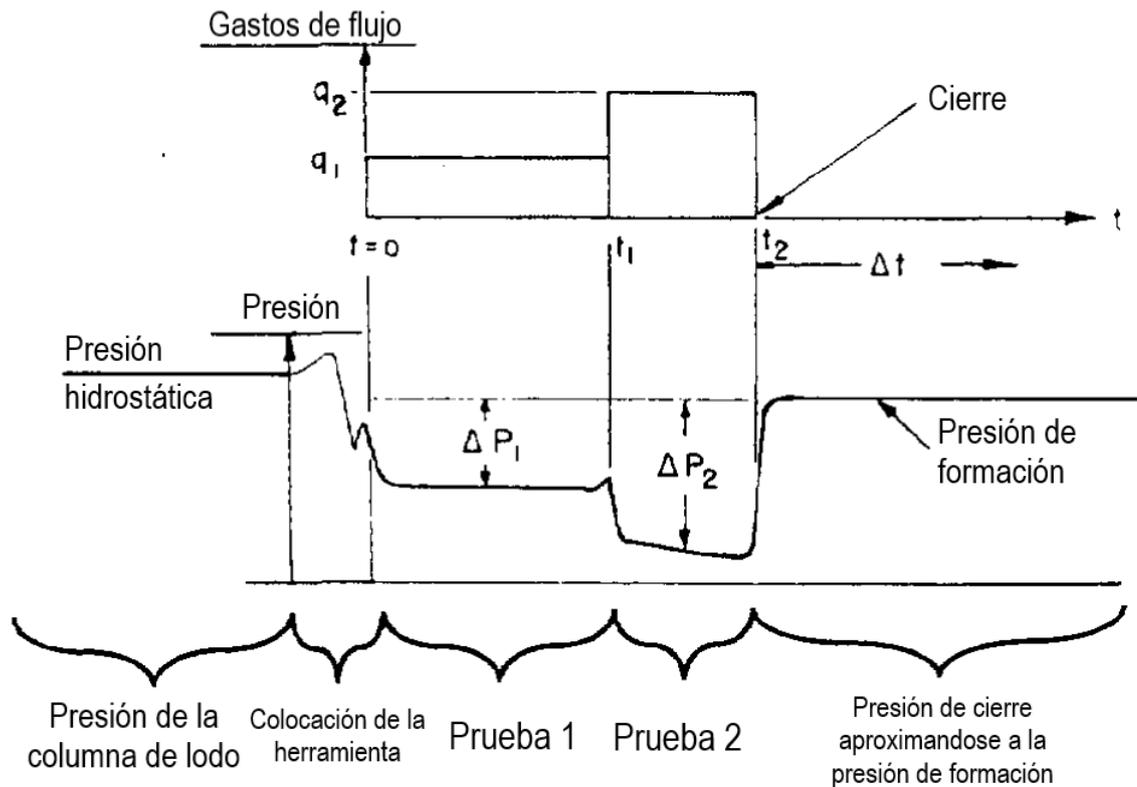


Figura 4.5: Registro de presión de la herramienta WFT. Copyright: Smolen and Litsey (1979).

4.1.3. Procedimiento de la prueba

Durante la secuencia de la prueba, la presión se registra con el sistema de muestreo de la herramienta. El dibujo esquemático de la figura (4.5) muestra la presión típicamente registrada durante el proceso de la prueba. En esta figura, el tiempo se muestra un incremento hacia la derecha mientras que la presión y flujo aumenta hacia arriba.

Inicialmente, y cuando se está colocando la herramienta a la profundidad indicada, la válvula de equilibrio está abierta y la presión registrada es la presión de la columna hidrostática del lodo. Durante la primera reducción asociada a la primera etapa de la prueba (realizada en la cámara No.1), se observa que la presión disminuye, se estabiliza, y posteriormente disminuye más durante la siguiente etapa de la prueba (realizada en la cámara No.2).

Cuando se completa la segunda etapa de la prueba, el flujo se detiene y la presión incrementa hasta la presión de formación. La figura (4.5) ilustra el flujo de producción

asociado con la primera y segunda etapa. La presión de formación real se puede medir cuando la presión se vuelve estable o puede ser estimada a partir de la naturaleza de la acumulación mediante cálculos analíticos si aún no se ha estabilizado cuando la herramienta se retrae.

Basándose en la capacidad del fluido para llenar libremente las cámaras de la herramienta, se puede tomar una muestra más grande del fluido de formación para análisis en la superficie. Las muestras más grandes pueden variar de 1 a 10[gal] o más. Debido a la invasión del filtrado de lodo, una gran fracción (o en su totalidad) del fluido recuperado puede ser filtrado de lodo. Un análisis adecuado de la muestra implica discriminar el filtrado de los fluidos de formación nativos.

Las mediciones de resistividad del agua, grados API, relación gas-aceite y química del agua se pueden realizar en el sitio del pozo con planificación previa con el proveedor. Las muestras de fluido de formación también pueden mantenerse a presiones de formación y enviarse a laboratorios para un análisis detallado. Sin embargo, el envío de muestras presurizadas debe requerir el uso de recipientes especiales aprobados para su transporte, y se deben hacer arreglos previos con los proveedores involucrados.

4.1.4. Resultados que se obtienen de a prueba

La figura (4.6) es un registro típico recolectado por la sonda que tiene cada cámara individualmente durante cada etapa. En la primera sección del registro, la curva continua representa la presión detectada por el medidor de presión dentro del sistema de muestreo de la herramienta. El tiempo aumenta hacia abajo a lo largo del registro. La columna hidrostática de lodo, declinaciones, y presiones de formación son fácilmente detectables en esta representación. El aumento repentino indicado cerca de los 105[s] corresponde a la retracción de la herramienta y la apertura de la válvula de equilibrio. A la derecha de la sección análoga se encuentra la sección del registro digital, la cual se divide en cuatro para mostrar los miles, centenas, decenas y unidades de la presión medida. Por ejemplo, después de 80[s], la presión de formación es 3927[psi]. Es evidente que en la división de unidades que la presión está aumentando y la presión de formación real aún no se ha alcanzado.

4.1.5. Interpretación

La permeabilidad de la formación tiene un efecto significativo en la declinación de la presión durante la prueba. Los registros de presión de la prueba mostradas en la figura (4.7) ilustran registros típicos de areniscas a 0.1,1,10 y 100[mD]. Si bien estas figuras son cualitativas, existen técnicas cuantitativas para estimar la permeabilidad usando las presiones de incremento y de decremento de la prueba.

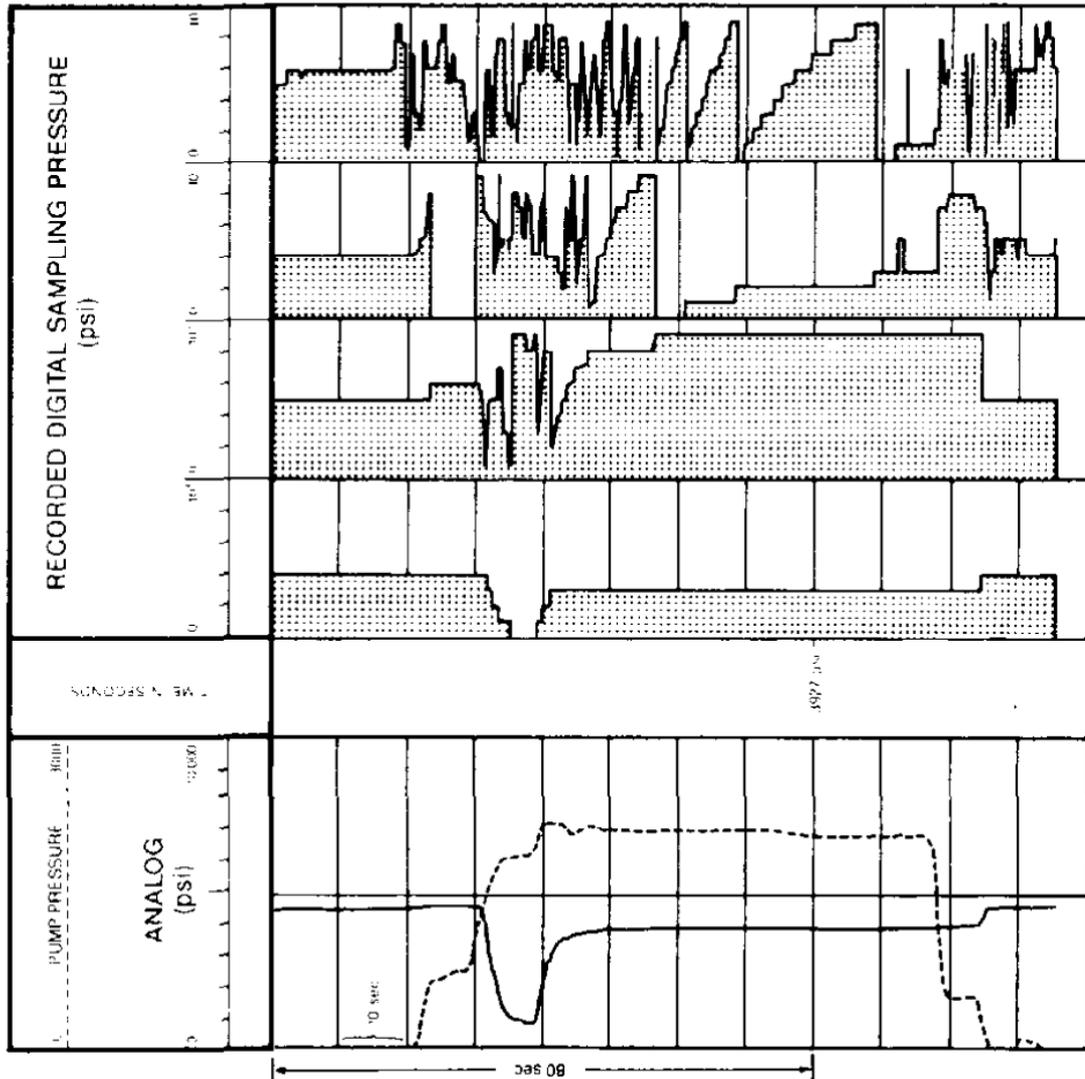


Figura 4.6: Registro típico de una cámara individual de la herramienta WFT en una presentación análoga y digital. Copyright: Western Atlas International, 1987.

4. PRUEBA MDT

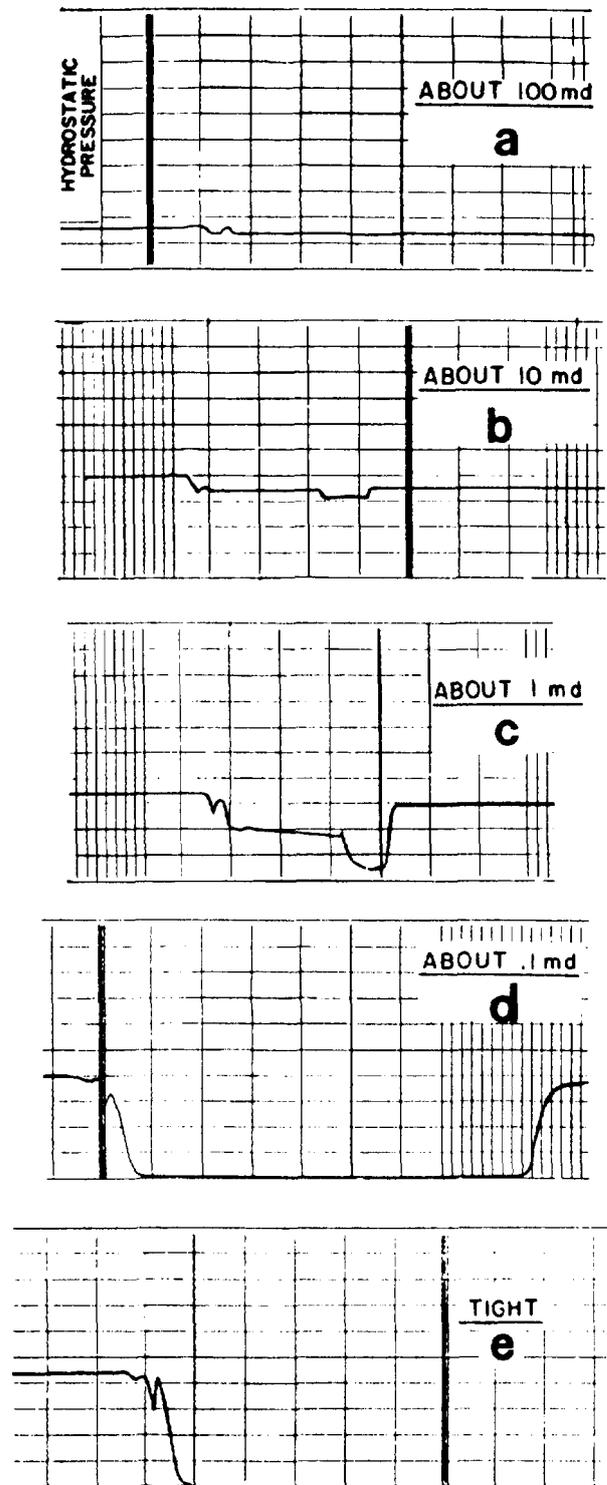


Figura 4.7: Respuesta de presión a la permeabilidad de la formación medida con la herramienta WFT. Copyright: Smolen and Litsey (1979).

4.2. RFT

4.2.1. Antecedentes

La herramienta RFT (“Repeat Formation Test” por sus siglas en inglés) se diseñó con el objetivo de medir la presión de formación de manera rápida y certera, tomando la información de presión de puntos esenciales de la pared del pozo perforado.

4.2.2. Alcance

El uso de la herramienta RFT se incluye en diversos programas de registros con el fin de obtener los siguientes objetivos:

- Medir la presión del fluido de formación en múltiples profundidades de un pozo representativo del yacimiento a estudiar, permitiendo la estimación de gradientes de presión del fluido, presiones iniciales de yacimiento y contactos de fluidos existentes en el yacimiento.
- Tomar muestras de los fluidos representativos del yacimiento en profundidades seleccionadas. Las muestras permiten confirmar los datos indicados por el área de petrofísica, facilitando el ajuste real de los datos.
- Recopilación de muestras PVT de los fluidos del yacimiento para determinar datos de composición y de productividad para un diseño preliminar de producción.
- Obtención de las permeabilidades existentes en la formación.

Mientras que los resultados proporcionados por la herramienta no son siempre concluyentes en términos absolutos, usualmente facilitan un raudo conocimiento de cualquier acumulación de hidrocarburos y de información que pueda ser usada en el desarrollo de futuras pruebas y para la planeación del desarrollo del campo preliminar.

4.2.3. Descripción de la prueba

La presión de formación es medida por la sección de muestreo de la herramienta RFT (4.8) cuando esta es extendida desde la herramienta para tener contacto con la formación, de igual forma, muestras de dichos fluidos de formación pueden ser tomadas con la herramienta. [Dahlberg \(1995\)](#)

4.2.4. Procedimiento de la prueba

La operación de evaluación realizada por la herramienta RFT se puede explicar de manera general con los siguientes pasos, presentados en 1987 por [Gunter and Moore \(1987\)](#):

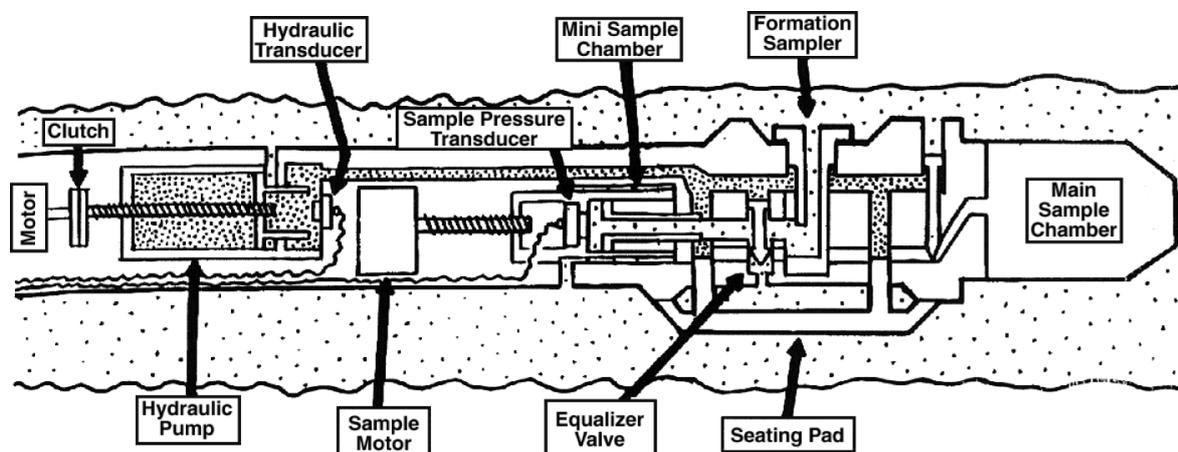


Figura 4.8: Muestreo de fluidos de formación desde la herramienta RFT en contacto con la formación Copyright: Springer-Verlag.

- Buscar un perfil de invasión con los registros de pozo, esto con el fin de zonas permeables para la óptima medición de las presiones de formación.
- Presentar en una gráfica de la hidrostática del lodo contra la presión de formación del pozo in situ con el objetivo de reconocer patrones y anomalías que se puedan presentar por errores de la herramienta, permitiendo la corrección de la prueba.
- De forma arbitraria se repite las mediciones de presión de formación a una misma profundidad para verificar la consistencia de los datos obtenidos.
- Repetir en profundidades donde se tengan datos de diversas fuentes la prueba con el fin de ayudar a consolidar los datos y normalizar las diferentes pruebas.
- Tomar muestras de los intervalos de agua y de hidrocarburos para establecer tanto los gradientes de presión de agua como los de hidrocarburos.
- Generar una gráfica los datos de presión en la misma escala que los registros de pozo para facilitar la interpretación.

En la prueba de la herramienta RFT, al igual que con otras herramientas, se desea tener un control de calidad de los datos obtenidos para reducir los errores de medición, por lo cual [Gunter and Moore \(1987\)](#) proponen puntos a cumplir para aumentar la calidad de los datos que puedan obtenerse en la prueba:

- Realizar una inspección de la herramienta y verificar la calibración antes de bajar la herramienta al pozo.
- Operar medidores de cuarzo y de deformación simultáneamente, registrando ambas lecturas independientemente. Normalizar los datos entre sí después de completar la prueba.

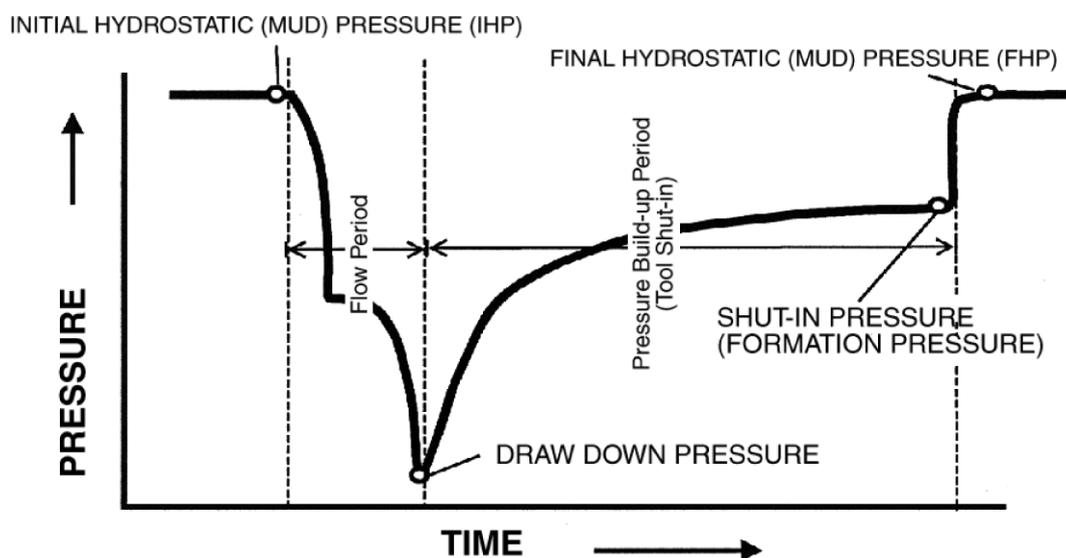


Figura 4.9: Gráfica presión vs tiempo típica obtenida de la herramienta RFT.

- Mantener un ligero derrame controlado de lodo para mantener constante el nivel en el pozo durante la prueba y evitar errores de presión hidrostática generada en este.
- Tomar las presiones hidrostáticas que genera el lodo mientras se desciende la herramienta en el pozo para dar a los instrumentos el tiempo de equilibrar la temperatura y presión cambiantes y para proporcionar un perfil general de la presión hidrostática en diversos puntos del pozo.
- Comprobar la existencia de errores de la herramienta mediante el cálculo de la presión hidrostática generada por el lodo a diferentes profundidades a partir del peso de este para posteriormente cotejar con los datos medidos de presión hidrostática en las mismas profundidades.

4.2.5. Resultados que se obtienen de a prueba

La figura (4.9) muestra un perfil típico de una prueba RFT, teniendo la particularidad de tener puntos similares a los perfiles obtenidos de la herramienta DST.

4.2.6. Limitaciones

La herramienta RFT tiene una amplia variedad de ventajas respecto a la medición de la presión de formación sobre la herramienta DST. La tabla (4.1) se muestra algunas consideraciones generales.

4. PRUEBA MDT

	RFT	DST
Tiempo para tomar una medición	Menos de 5 minutos para formaciones permeables	Más de 90 minutos
Retraso de perforación para correr la prueba	Una corrida de registro	El equivalente de 2 viajes con la sarta de perforación
Intervalo de muestreo	Pequeño	Varios pies
Muestras por corrida	Diversas	Algunas
Costos por prueba	Reducido	Elevado
Propósito de la prueba	Medición de presión	Recuperación de fluidos y medición de presión
Problemas de la prueba	-Localizar el punto óptimo para medir la presión -Taponamiento creado por impurezas en el lodo de perforación	-Fallos del empacador -Determinar la profundidad de la prueba
Yacimiento fracturado	Probablemente de poca fiabilidad	Confiables si las fracturas intersectan el pozo
Yacimiento estratificado	No representativo	Confiable si diversos estratos son incluidos en el intervalo probado
Factor de daño	Puede presentar mayores errores de medición	Puede ser medido y presentarse correcciones

Tabla 4.1: Tabla comparativa general de las herramientas RFT contra DST.

4.3. MDT

4.3.1. Antecedentes

Las herramientas WFT están envueltas en una serie de innovaciones a través del tiempo. Las primeras herramientas en ser introducidas, en los años 50, se concentraban únicamente en la recolección de muestras de fluidos. En 1975, la herramienta RFT añadió la capacidad de realizar diversas mediciones de presión de formación en un solo viaje. En tiempos actuales, las herramientas WFT son utilizadas para determinar la permeabilidad de la formación a partir de los transientes de presión creados por una reducción de presión conocida. Ireland et al. (1992)

Posteriormente se introduce la herramienta MDT (“Modular Formation Dynamics Tester” por sus siglas en inglés) ofreciendo una toma de muestras múltiple a lo largo de un intervalo de interés durante un solo viaje y mediciones rápidas de presión usando medidores de cuarzo de nueva generación que estabilizan rápida y precisamente las mediciones de presión de formación. Las mejoras en el control electro-hidráulico permiten minimizar las caídas de presión, mejorando las operaciones de muestreo delicadas. La figura (4.10) muestra un ejemplo de configuración modular de la herramienta MDT.

En un futuro, la herramienta va a poder ser configurada para generar un rango de opciones que previamente en las herramientas bajadas por cable no se encontraban disponibles. Por ejemplo, monitorear la resistividad del fluido que fluye a través de la herramienta y expulsando fluido contaminado, por lo cual el operador se asegura que las muestras de fluidos no presentan contaminación al ser tomada. También, con la medición de las interferencias de presión durante la producción de fluidos, la permeabilidad horizontal y vertical pueden determinarse.

Como el nombre sugiere, el sistema MDT se compone de módulos. Posteriormente se explica cada módulo y como operan, y con el uso de ejemplos de campo se muestra como estos módulos pueden ser configurados para recabar información.

4.3.2. Alcance

La herramienta MDT puede ser personalizada y ensamblarse de manera eficiente in-situ para conocer diversos datos dependiendo de las necesidades de una evaluación de pozo en particular. Los beneficios que ofrece esta herramienta cuando se aplica son:

- Capacidad de realizar pruebas de presión y muestras en formaciones con baja permeabilidad, laminadas, fracturadas, sin consolidar y heterogéneas.
- Raudo en mediciones continuas de presión.



Figura 4.10: Estructura de la herramienta MDT con una configuración de pruebas múltiples.

- Pruebas más rápidas en formaciones con baja permeabilidad, reduciendo pérdidas por sellado y taponamiento de las sondas.
- Disposición de obtención de muestras múltiples de fluidos de formación.
- Diferenciación de fluidos en fondo del pozo.
- Evaluación en tiempo real de gradientes, permeabilidad y contaminación de fluidos.

4.3.3. Equipo y herramientas

Tomando en cuenta de que la herramienta MDT está compuesta de módulos, cuya configuración puede ser tan compleja como se desee, tendrá por lo general en el centro de la mayoría de las configuraciones se tienen los módulos siguientes:

- Módulo eléctrico: Este módulo provee la energía utilizada por la electrónica utilizada en fondo del pozo y un suministro de 1 [kW] para el sistema electrohidráulico.
- Módulo de potencia hidráulica: Provee la potencia hidráulica para los módulos de muestreo.
- Módulo de medición sencillo: Este módulo establece la presión y comunicación de fluido entre la herramienta y la formación. El medidor retráctil de operación hidráulica está empujado en un empacador circular, es forzado a través de los residuos sólidos del lodo (producto de la filtración) para generar un sello con la formación. Dos pistones opuestos de apoyo ubicados en el lado contrario de la herramienta empujan el medidor contra la formación y ayuda a mantener un sellado óptimo. Los pistones también centran el cuerpo de la herramienta dentro del pozo, reduciendo el riesgo de pegadura por diferencial de presión. Gracias al sistema electrohidráulico el medidor de la herramienta MDT puede instalarse tres veces más rápido que las herramientas predecesoras.

Después de realizar la conexión hidráulica, la presión de formación puede medirse con un extensómetro o con el altamente preciso Medidor de Cuarzo combinado (CQG, por sus siglas en inglés). La primera generación de medidores de cuarzo empleados en los medidores de presión de formación iniciales como la herramienta RFT son certeros, pero lentamente responden a la presión y, particularmente, transientes de temperatura. Estos medidores tenían que estabilizarse por más de 30 [minutos], generando lentitud en la operación y suministrando solamente mediciones de presión estática. No obstante, el medidor CQG se estabiliza en segundos, removiendo esta limitación.

Para asegurar que un buen sello ha sido establecido entre el medidor y la formación, una “pre-medición”^{es} llevada a cabo, que produce un descenso en el transiente de

presión. El fluido de formación se extrae dentro de una cámara a un gasto y volumen controlado desde superficie. Hasta 20 [mililitros] ([*mL*]) pueden ser extraídos contra el diferencial ejercido entre el peso del lodo y la presión de formación de hasta 20000 [*psi*]. Se puede llevar a cabo un número ilimitado de pre-mediciones usando diferentes gastos y volúmenes para optimizar el transiente.

La temperatura del fluido que ingresa a la herramienta puede ser medida a su vez de que la naturaleza del fluido se determina. Dentro de la línea de flujo del módulo de medición en el MDT existen electrodos midiendo la resistividad del fluido. Los primeros fluidos que son expulsados de la formación son usualmente lodo y filtrados de lodo, seguidos a continuación por el fluido de formación. Mientras se observe un contraste de la resistividad entre el fluido de formación y el lodo, la transición entre fluidos puede detectarse. Basándose en los resultados de las pre-mediciones y el análisis de fluidos, el ingeniero puede optar por tomar muestras.

- Módulos de cámara de muestreo: Se puede establecer cualquier combinación de cámaras de muestra con capacidad de 1 y 2.75 [*gal*] (3.8 y 10.4 [*litros*]). Una sola línea de flujo provee a todas las cámaras, cuya distribución del fluido es controlada desde la superficie. Teóricamente, la herramienta MDT puede manejar 12 cámaras de 1 o 2.75 [*gal*], pero las consideraciones de peso y longitud mantienen un límite práctico alrededor de las 6 cámaras. Las cámaras para muestras pueden ser ensambladas debajo de los módulos de medición, permitiendo obtener muestras lo más cercanas al fondo del pozo.

Estos cuatro módulos generan una herramienta MDT sencilla. Otros módulos pueden ser añadidos a esta herramienta básica para incrementar sustancialmente sus capacidades, por ejemplo:

- Módulo de muestreo múltiple: Cada uno de estos módulos puede almacenar 6 muestras de 450 [mililitros] (0.12 [*gal*]), apropiado para los análisis de laboratorio PVT, de una o más ubicaciones durante un solo viaje al fondo del pozo. Cada muestra es guardada en un contenedor individual que puede ser removida de manera intacta en superficie y sin riesgos transportarla legalmente para su análisis sin transferencias de fluidos. Hasta dos módulos de este tipo pueden ser anexados en la estructura de la herramienta MDT. Para garantizar una muestra representativa de fluido de formación, se descarta el flujo inicial que se ha visto contaminado, identificando la impureza de fluidos por su resistividad.

Para tomar una muestra, se abre una válvula de aislamiento en el módulo de medición (sencillo o múltiple), permitiendo la comunicación entre la formación y la parte superior de la cámara de muestreo. Durante la pre-medición de presión, esta válvula se cierra para limitar los efectos de almacenamiento de la línea de flujo. El fluido de formación se introduce en cada cámara de muestra mediante un pistón que controla estrictamente la presión o gasto en tiempo real bajo el control

del Sistema de obtención de imágenes y adquisición de imágenes (MAXIS, por sus siglas en inglés), lo que ayuda a evitar que las muestras monofásicas se vuelvan multifásicas.

- Módulo de bombeo(expulsión): Este módulo bombea los fluidos de formación que entran a la herramienta hacia el agujero. El módulo es usado para desechar fluido contaminado previo a la toma de muestras. El módulo tiene que bombear en contra del diferencial existente entre la presión de flujo de la formación y la presión hidrostática en el pozo. Con un diferencial de presión de 800 [psi], el módulo bombea alrededor de 0.6 [$\frac{gal}{min}$] (38 [$\frac{mL}{seg}$]).
- Módulo de control de flujo: Provee una prueba de abatimiento de presión controlando una presión precisa o un rango de flujo (1 [$\frac{mL}{seg}$] a 200 [$\frac{mL}{seg}$]). En este caso, una caída de presión más larga en el fondo que puede ser controlada desde superficie, ofreciendo transientes extendidos y, por lo tanto, mejorando las mediciones de presión de formación y determinación de permeabilidad.
- Módulo de medición múltiple: Es agregado al módulo de medición sencilla, creando una herramienta con tres medidores: un sumidero para extraer fluido y dos medidores de observación de presión, el medidor horizontal opuesto al sumidero y el medidor vertical a 70 [cm] (28 [in]) sobre el sumidero. El sistema generalmente se configura con el módulo de control de flujo, extrayendo 1 litro de fluido de formación a través del medidor sumidero para establecer una perturbación de presión en la formación. El análisis de los transientes medidos en los dos medidores de observación genera estimaciones de permeabilidad vertical y horizontal y mejora la información del gradiente de presión.
- Módulo de empacador doble: Este módulo, aún en desarrollo y en espera de presentación comercial a fines de 1992, tiene dos empacadores, separados por unos 86 [cm] (34 [in]). Estos se inflan mediante el módulo de bombeo para aislar una zona del pozo de la columna de lodo. Esto permite realizar pruebas DST y, si se incluye el módulo de muestreo sencillo o múltiple, realizar pruebas de interferencia. Los empacadores permiten que se puedan registrar las zonas donde los medidores no pueden sellar, como las formaciones fracturadas y fisuradas. El área más grande de yacimiento aislado por los empacadores, en comparación con un medidor, permite lograr un mayor gasto, lo que aumenta la profundidad de la investigación hasta quizás 30 [m] (100 [ft]).

4.3.4. Descripción de la prueba

4.3.4.1. Medición de presión

La configuración básica del MDT (utilizando un módulo de medición sencillo) puede medir la presión del yacimiento con un alto grado de precisión. Las mediciones de la

4. PRUEBA MDT

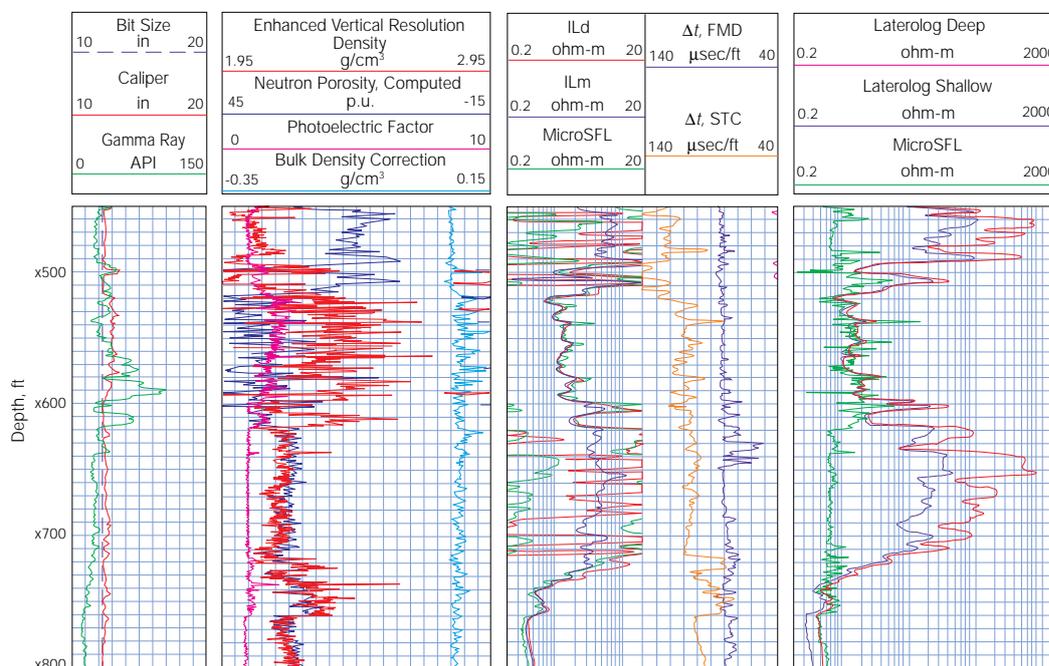


Figura 4.11: Presiones de formación medidas usando un medidor CQG integrado a la herramienta MDT junto a registros bajados por cable en agujero descubierto. En este ejemplo de un pozo del Mar del Norte, operado por Marathon Oil UK, tanto el tipo de fluido como los contactos son claramente identificables desde el perfil de presión.

presión del fluido del yacimiento se pueden representar frente a la verdadera profundidad vertical (TVD, por sus siglas en inglés) y se usan para inferir la posición de los contactos gas-aceite y aceite-agua.

Trazar los datos contra TVD muestra tendencias lineales correspondientes a gas, aceite y agua (4.11). El contacto aceite-agua se debe correlacionar con el indicado por los registros de pozo abierto. Los fluidos interpretados deben de concordar con los observados durante los DST subsecuentes con agujero entubado, mostrándose una comparación similar al ejemplo (4.2).

4.3.4.2. Muestreo

Las herramientas WFT tradicionales están limitadas en la recuperación de fluidos de yacimiento porque el flujo inicial generalmente está contaminado con filtrado de lodo de perforación. Una muestra contaminada puede usarse para probar la presencia de hidrocarburos, pero tiene una aplicación limitada para el análisis PVT.

Zona	MDT [$\frac{psi}{ft}$]	DST Resultado	ρ	DST [$\frac{psi}{ft}$]
Superior	0.092	Gas	0.625	0.047
Intermedio	0.367	Aceite	0.848	0.367
Inferior	0.441	Agua	1.052	0.455

Tabla 4.2: Comparación de gradientes de presión obtenidos por las herramientas MDT y DST.

Si se ha utilizado lodo a base de agua durante la perforación, las muestras no contaminadas se pueden recolectar utilizando la medición de resistividad en el módulo de medición sencillo para detectar lodo en el fluido de formación y el módulo de bombeo para expulsar las muestras contaminadas. Si se especifican diversas muestras de calidad PVT, también se debe agregar el módulo de muestreo múltiple.

4.3.4.3. Medición de permeabilidad

La permeabilidad de la formación se puede estimar mediante el análisis de la caída de presión durante cada pre-medición. Sin embargo, es importante controlar el gasto y la caída de presión. Por ejemplo, si la velocidad de flujo de extracción es demasiado alta para la permeabilidad de la formación, la presión de flujo del fluido podría caer por debajo de su punto de burbujeo, descartando el análisis del transitorio resultante.

En La herramienta MDT, la reducción puede controlarse con precisión desde la superficie. El ingeniero tiene la flexibilidad de establecer el gasto y definir el volumen de fluido que se extraerá o establecer una caída de presión máxima.

La medición de la permeabilidad anisotrópica requiere el despliegue del sistema de medición múltiple más sofisticado, que comprende la herramienta básica, el módulo de medición múltiple, el módulo de control de flujo y, por lo general, las cámaras de muestreo. Los medidores de la herramienta se utilizan por primera vez para registrar de forma continua la presión del yacimiento, información que a veces se puede utilizar para localizar las barreras de formación entre los medidores de presión. Luego, se ejecutan pruebas de interferencia cerca del pozo. El módulo de control de flujo extrae hasta 1 [litro] de fluido de formación a través del sumidero (integrante del módulo de medición múltiple (4.3.3)). La válvula de aislamiento entre la válvula del sumidero y la línea de flujo se cierra y se crean perturbaciones de presión en la formación. El proceso de crear perturbaciones de presión se puede repetir tantas veces y en tantos lugares en el pozo como sea necesario.

4. PRUEBA MDT

Información del pozo	Presión de formación Movilidad de fluidos Análisis de fluidos (color de fluidos y su análisis composicional, contenido de asfaltenos, viscosidad, densidad, fluorescencia, resistividad y pH) Composición de hidrocarburos (C_1 , C_2 , $C_3 - C_6$ y C_{7+}) Relación Gas-Aceite Contaminación de las muestras
Interpretación básica	Gradientes de presión y grado de movilidad Análisis de gradiente de presión Análisis de presiones anormales
Interpretación avanzada	Análisis del gradiente de presión en pozos múltiples Simulación de pozos individuales para obtención de potenciales de flujo Determinación de permeabilidad vertical e identificación de barreras de flujo Estudio de conectividad del yacimiento usando análisis de fluido en fondo del pozo y modelado de ecuaciones de estado

Tabla 4.3: Tabla de información general obtenida con la herramienta MDT.

4.3.5. Resultados que se obtienen de la prueba

Los resultados obtenidos con este tipo de herramienta lo podemos clasificar de manera general en la tabla (4.3).

Análisis de caso

5.1. Datos generales

El campo H es un campo marino que se encuentra en el Golfo de México, con una extensión de 39598 [km²] y la profundidad promedio de agua es del orden de los 30[m]. La actividad exploratoria tuvo como objetivo principal investigar el potencial petrolero del intervalo correspondiente al Mioceno Medio y al Plioceno, representado por depósitos clásticos de origen turbidítico, los cuales constituyen la roca almacén del campo. La roca generadora de edad Tithoniana, constituida por lutitas calcáreas oscuras y calizas arcillosas.[5.1](#)

5.1.1. Descripción de la trampa

La naturaleza del entrampamiento es combinada y producto de la tectónica salina. Hacia el Norte el límite de la acumulación lo define una falla normal con inclinación en el mismo sentido, mientras que el límite Sur se asocia a otra falla. El límite oriental del campo es estratigráfico, producto del acuñamiento de los distintos intervalos arenosos que constituyen la roca almacén en dirección hacia el Este, donde se emplaza un diapiro de sal. El límite occidental del campo está dado por el fin de la acumulación y el contacto con el acuífero correspondiente a cada intervalo arenoso.

5.1.2. Roca almacén y sellos

La roca almacén consiste en una sección de hasta 40[m] de litoarenitas finas, con alrededor de 10% de matriz arcillosa y cemento carbonático, con moderada a buena clasificación, clastos angulares a subangulares y porosidad intergranular predominante. Presenta intercalaciones de lutitas arenosas grises en bancos de 1 a 3[m] de espesor. Desde el punto de vista petrofísico, la porosidad media de la roca, estimada en base a mediciones de laboratorio y análisis de registros geofísicos, es del orden de 25%, mientras que la permeabilidad media es de 250 [md], variando entre 100 y 700.

5. ANÁLISIS DE CASO

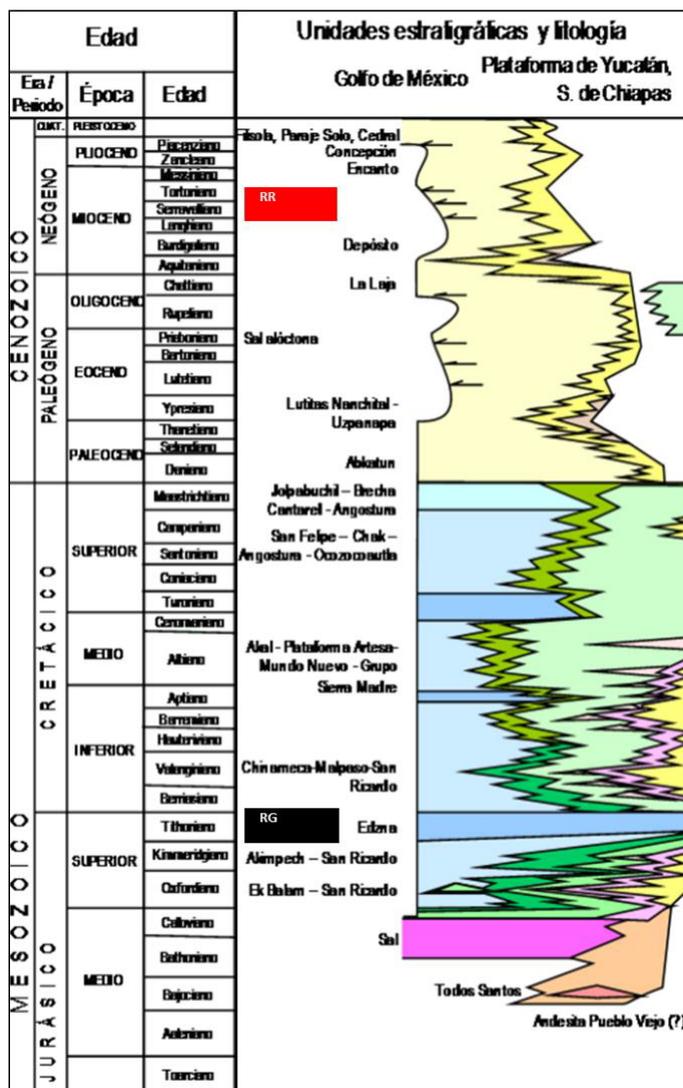


Figura 5.1: Columna litoestratigráfica simplificada de la cuenca (RG: roca generadora; RR: roca reservorio). Datos de 2015.

Las fallas que limitan a la acumulación por el Norte y el Sur proveen sello mediante la yuxtaposición de esta misma litología, en bloque bajo, con la roca almacén en bloque alto. Otra sección lutítica similar a la antes descripta pero ubicada estratigráficamente por debajo del intervalo productivo constituye el sello lateral de la acumulación.

5.1.3. Volumen de reservas

Las reservas recuperables del campo H se estiman en 94.6 millones de barriles de petróleo equivalente (MMboe). De éstas, 54.3 [MMboe] son consideradas reservas probadas y 40.3 [MMboe] como probables. Asimismo, 87.4 [MMboe] corresponden a petróleo, mientras que los 7.2 [MMboe] restantes provienen del gas asociado, equivalente a 41.7 [bcf] (miles de millones de pies cúbicos).

La profundidad esperada del contacto agua-petróleo (“OWC” por sus siglas en inglés) de la arena R1 es 2605 [mbnm]. El volumen total de roca del yacimiento se estableció por sobre el OWC, entre los límites del yacimiento anteriormente descriptos, el techo y la base de R1. Dentro de dicho espacio, se clasifica como “probable” al volumen de reservas ubicado por debajo del “petróleo comprobado más profundo” a la fecha (“LKO” por sus siglas en inglés), mientras que el volumen ubicado por encima de dicho plano se clasifica como probado. El LKO, ubicado en 2540 [mbnm], fue establecido en base a mediciones con ensayador de presión y toma de muestra a cable (“MDT” de la compañía Schlumberger) en el pozo H 1.

Por último, el factor de recobro esperado se estimó en 32%. Este valor se obtuvo mediante análisis de balance de materia, curvas de flujo fraccional y correlaciones para estimar eficiencia de barrido areal y vertical mediante inyección de agua. Se obtuvo de este modo una recuperación primaria de 5% hasta alcanzar la presión de punto de burbuja, más un 27% adicional mediante la implementación de inyección de agua.

5.2. Objetivos del Plan de Evaluación

El objetivo principal del Plan de Evaluación aprobado es delimitar y ajustar la interpretación geológica, así como delimitar las acumulaciones de hidrocarburos. Lo anterior para disminuir la incertidumbre sobre las condiciones del campo y así diseñar un plan de desarrollo que permita obtener el mayor factor de recuperación bajo condiciones económicamente viables.

Los objetivos principales que determinar son:

- Posición del contacto de fluidos en el yacimiento R1.
- Variación lateral de espesores y propiedades petrofísicas en R1.

- Variación lateral de espesores y propiedades petrofísicas en R1.
- Características petrofísicas y extensión lateral de R2.
- Potencial de hidrocarburos del objetivo secundario R3.
- Barreras de permeabilidad y Conectividad hidráulica entre sub-bloques.
- Productividad de los distintos yacimientos identificados.

En el Plan de Evaluación el Operador programó las siguientes actividades para conseguir los objetivos anteriormente planteados:

- Modelado del Yacimiento.
- Reprocesamiento de la sísmica 3D y caracterización a detalle.
- Pozos delimitadores.
- Pruebas de Producción de Alcance Extendido.
- Programa de registros geofísicos.
- Petrofísica especial de núcleos.
- Muestras de hidrocarburos para análisis PVT.
- Actividades relacionadas a instalaciones de superficie durante la Etapa de Evaluación.

5.3. Perforación de Pozos

Para la evaluación y delimitación se perforaron cinco pozos, H-2DEL, H-3DEL, H-4DEL, H-5DEL y H-6DEL, cuyos objetivos se enlistan a continuación:

- Definir la extensión lateral y confirmar la extensión de reservas,
- Obtener información geológica y petrofísica,
- Verificar la columna estratigráfica de la sección perforada.

5.4. Pozo H-4DEL

El pozo H-4DEL es el tercer pozo de campaña de perforación incluida en el Plan de Evaluación del Área H. Su diseño fue tipo “Vertical”, habiendo tenido un desplazamiento horizontal de 4.50[m].

Los objetivos geológicos primarios del pozo fueron:

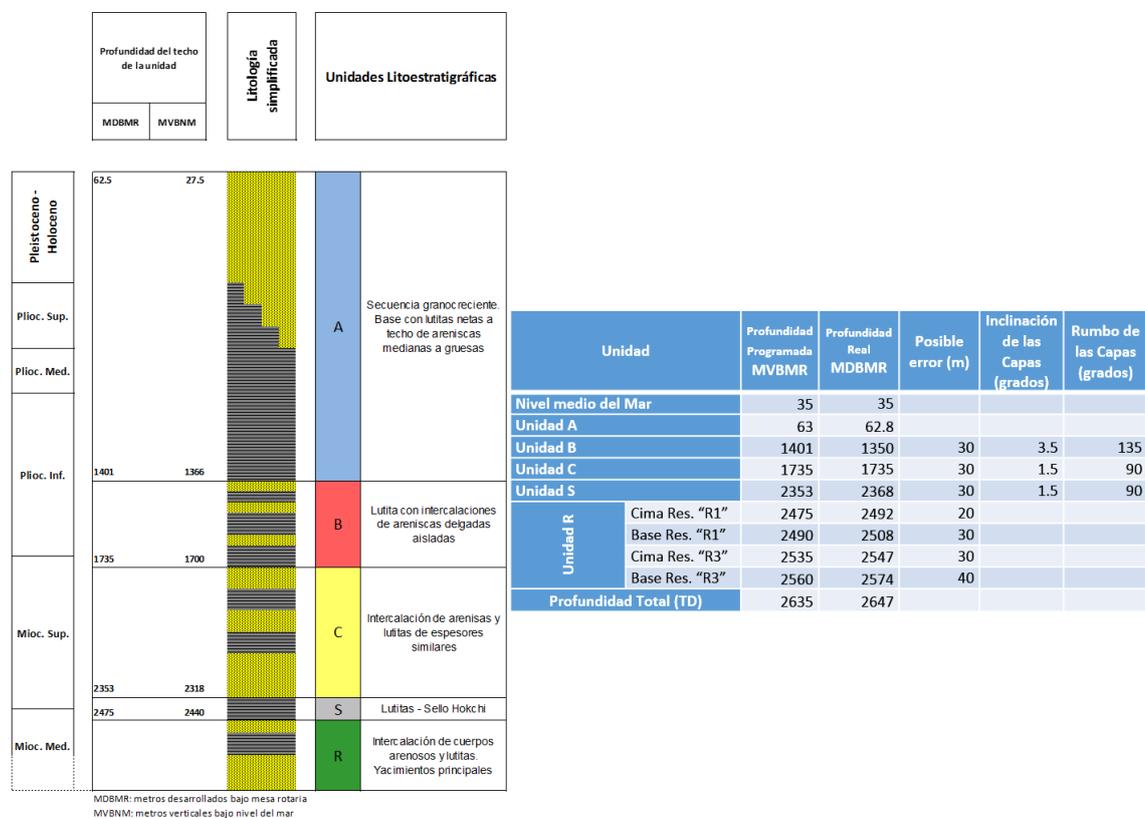


Figura 5.2: Columna geológica final del pozo H-4DEL.

- Definir la extensión lateral y la variación del yacimiento para confirmar la extensión de las reservas
- Obtener información geológica y petrofísica, y verificar la columna estratigráfica de la sección perforada.

En la figura 5.2 se definieron cinco grandes paquetes de rocas datados litoestratigráficamente desde la Unidad A del Pleistoceno hasta la Unidad R del Mioceno Medio, las cuales han sido identificadas mediante registros geofísicos e interpretaciones de la información sísmica.

Se establece que los objetivos planteados:

- Estimar el petróleo in situ dentro del área investigada.
- Evaluar la continuidad lateral del yacimiento, identificando posibles cambios en las facies del mismo.
- Confirmar la existencia del límite nor-este del yacimiento, correspondiente al acuñaamiento del mismo contra el diapiro salino.

5. ANÁLISIS DE CASO

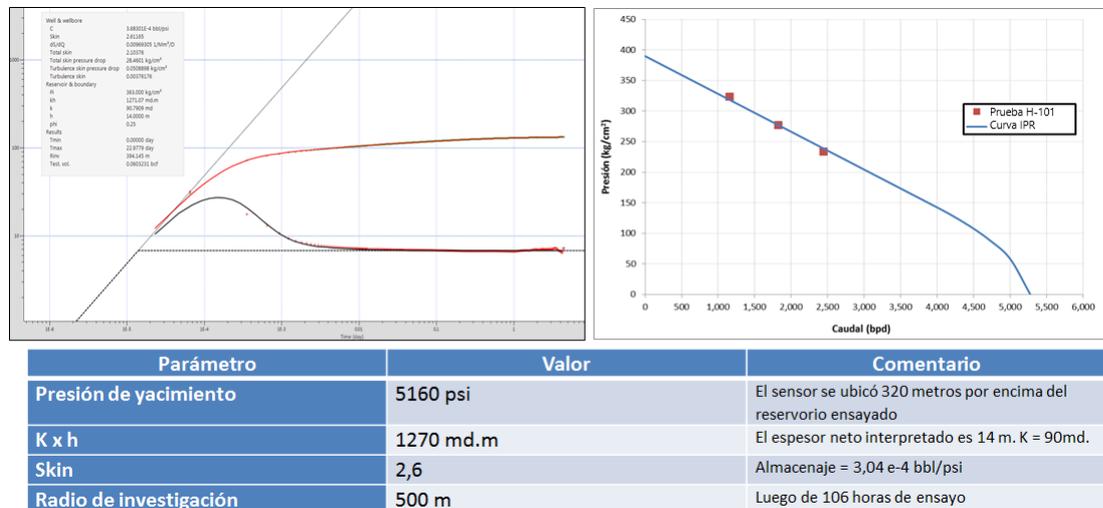


Figura 5.3: Ensayo DST H-101 donde se puede observar que luego de 5 días de BU, y 500 m de radio de investigación, no se aprecia ningún tipo de discontinuidad en el yacimiento R1.

- Evaluar el carácter de las fallas presentes al sur del pozo (sellantes o conductivas).
- Confirmar los parámetros de conductividad del yacimiento, así como también evaluar el daño de la formación.

5.5. DST

Se realizó el diseño de la prueba de producción a realizarse en el pozo H-4DEL, en el yacimiento R1. Para dicho diseño se realizaron dos simulaciones con un software de pruebas de pozo. Se utilizó el modelo estático construido a partir de la información sísmica procesada e interpretada, así como también los datos dinámicos provenientes del ensayo de producción del pozo H-101.5.3

De acuerdo a la curva IPR obtenida a partir del ensayo del H-101 (mostrada en la imagen contra la obtenida en la prueba), se planificó una etapa de fluencia de dos días de duración, utilizando tres regímenes de flujo. El objetivo de esta etapa es validar los datos de productividad obtenidos en el H-101, así como también generar un delta de presión estable y representativo para el posterior análisis del build up. Por otro lado, cabe destacar que la fluencia inicial permite la limpieza del yacimiento de una posible invasión, lo cual facilita la toma de muestras de fluido representativas para su análisis PVT durante el cierre del pozo. La tabla 5.1 presenta un diseño de la prueba propuesto.

Estrangulador	Caudal de aceite [bpd]	Duración [días]	Comentario
$\frac{1}{4}$ "	1155	0.6	Fluencia
$\frac{3}{8}$ "	1822	0.7	Fluencia
$\frac{1}{2}$ "	2441	0.7	Fluencia

Tabla 5.1: Diseño de la etapa de fluencia del ensayo de producción de alcance extendido del pozo H-4DEL (R1).

Para el diseño del ensayo se realizaron tres simulaciones independientes de acuerdo a la geometría del yacimiento y las opciones geológicas de interpretación de los diferentes rasgos estructurales. La primera de ellas considera que las fallas al sur del pozo H-4DEL son conductivas, por lo que no implica una limitante al flujo. De acuerdo al modelo estático realizado a partir de la interpretación sísmica y los datos de pozos disponibles, el acuífero del yacimiento se encuentra a 580[m] del pozo a ensayar.[5.4](#)

La figura muestra el resultado de la simulación, en donde puede observarse que a partir del cuarto día de build up, la derivada de la presión comienza a apartarse del comportamiento radial infinito, marcando el efecto del límite del yacimiento debido al acuífero y las fallas presentes. De igual forma el programa DST tiene estipulado cerrar el pozo entre 3 a 8 días con el objetivo de asegurarse la identificación del acuífero.

El equipamiento dentro del pozo (instalación mecánica de DST), básicamente se compone de tubings de 3 1/2", packer mecánico de 7", válvula esférica para cierre en fondo (IRDV), dos juegos de porta sensores, uno ubicado a 2381.7 m y otro a 2406.6 [m], pistolas del tipo TCP con cabeza de disparo hidráulicas, y filtros de arena.[5.5](#)

Se puede apreciar los datos medidos en el separador trifásico durante la etapa de fluencia del pozo.[5.6](#)

En la tabla [5.2](#) se resume los caudales promedios utilizados para la interpretación y la gráfica [5.7](#) de los eventos ocurridos durante la prueba:

En resumen, los tiempos incurridos y las presiones involucradas para cada evento se muestran en la tabla [5.3](#).

En primera instancia se realizó la interpretación del ensayo de fluencia, con el objetivo principal de obtener el índice de productividad del pozo. Para ello se utilizó el software "Prosper", del paquete "Petroleum Experts". Se construyó la curva IPR, uti-

5. ANÁLISIS DE CASO

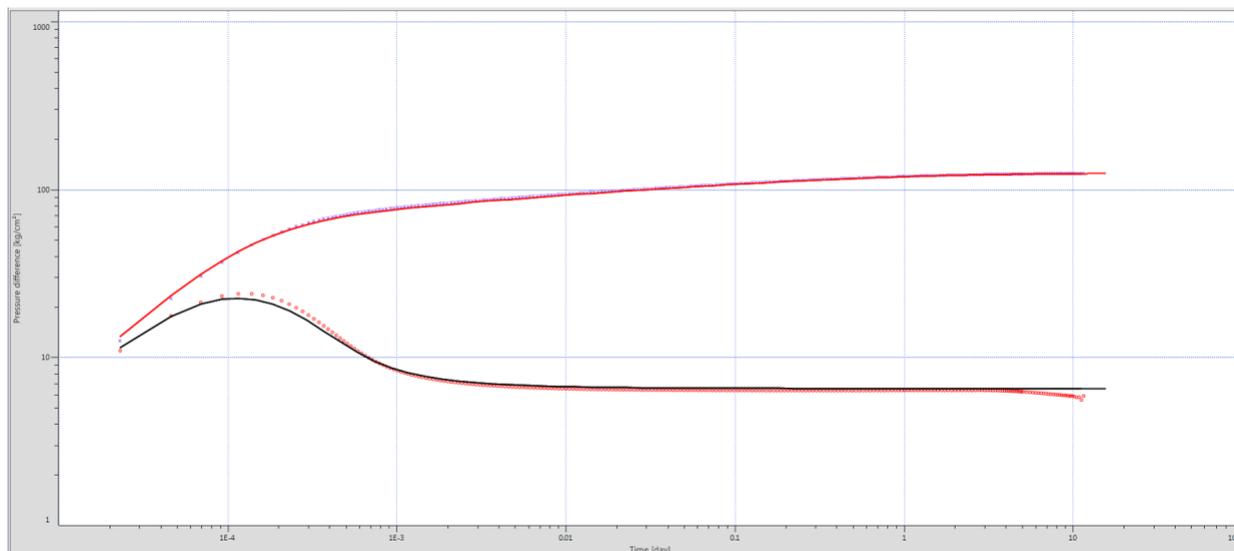


Figura 5.4: Resultado de la extracción del Delta P y su derivada. La curva de puntos rojos es el resultado del modelo y la curva negra es el resultado como si no existiera el acunamiento (flujo radial infinito).

Orificio	Caudal Aceite [STB/d]	Caudal Gas [mSCF/d]	% Agua	GOR [m3/m3]
1/4"	1550	550	0	60
3/8"	3000	1000	0	60
1/2"	4000	1350	0	60

Tabla 5.2: Caudales promedios por orificio.

Evento	Tiempo [hr]	Presión en cabeza [psi]	Presión en fondo [psi]
Limpieza	2.9	NA	NA
Flujo 1/4"	9.6	2225	4915
Flujo 3/8"	12.8	1670	4425
Flujo 1/2"	14	1300	4090
Cierre BU	148	NA	NA

Tabla 5.3: Resumen de tiempos y presiones durante el ensayo.

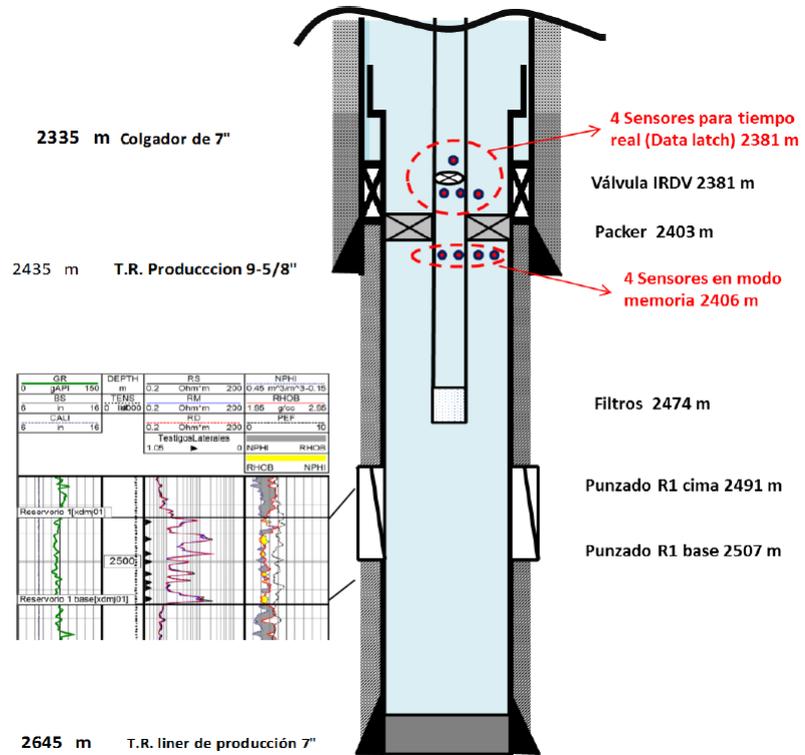


Figura 5.5: Esquema con ubicación de componentes principales del BHA para DST y registros geofísicos del yacimiento punzado.

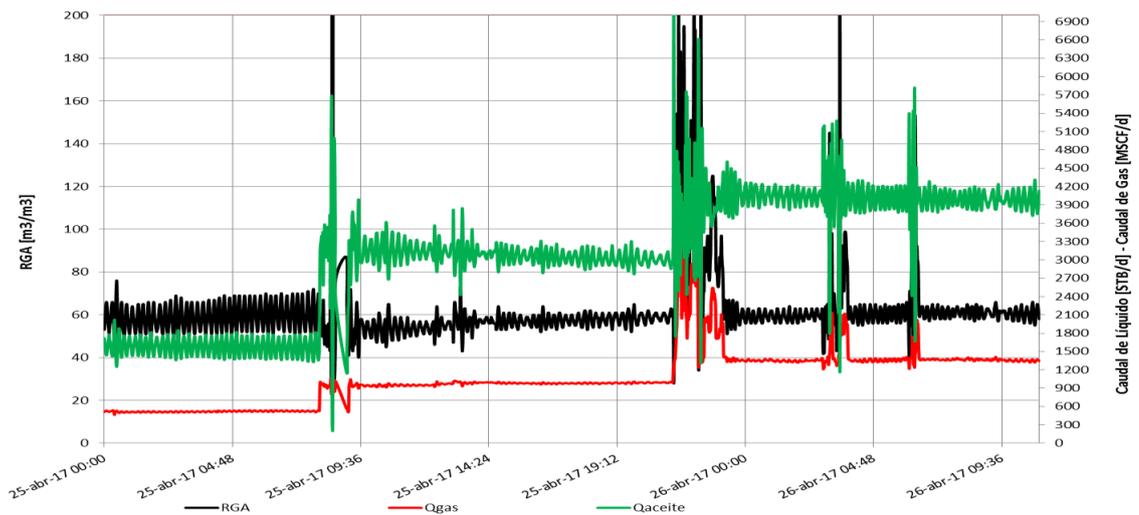


Figura 5.6: Caudales instantáneos durante la etapa de fluencia. Copyright Schlumberger.

5. ANÁLISIS DE CASO

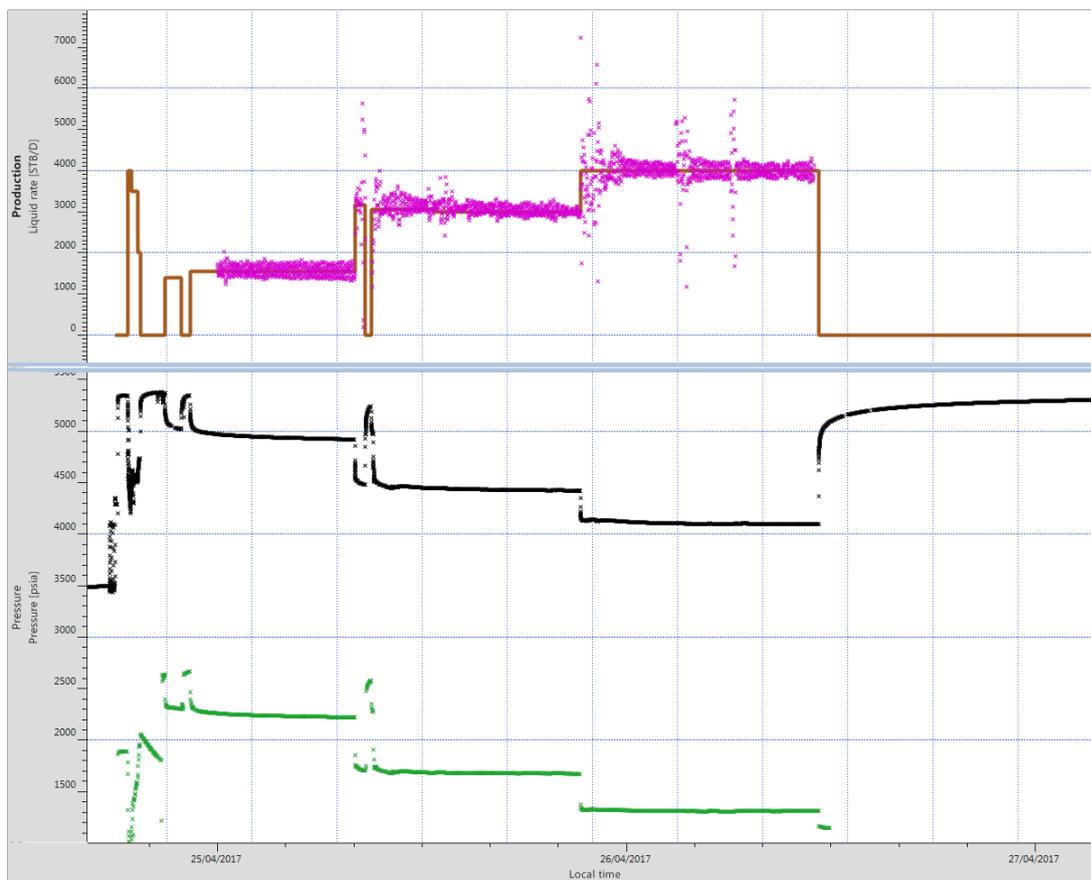


Figura 5.7: Gráficos de caudales y presiones durante toda la operación de la prueba de producción de alcance extendido del pozo H-4DEL. En la gráfica superior, de magenta indica el caudal en el separador y marrón el caudal promedio. En la gráfica inferior, de verde la presión en la cabeza del pozo y de negro en el fondo.

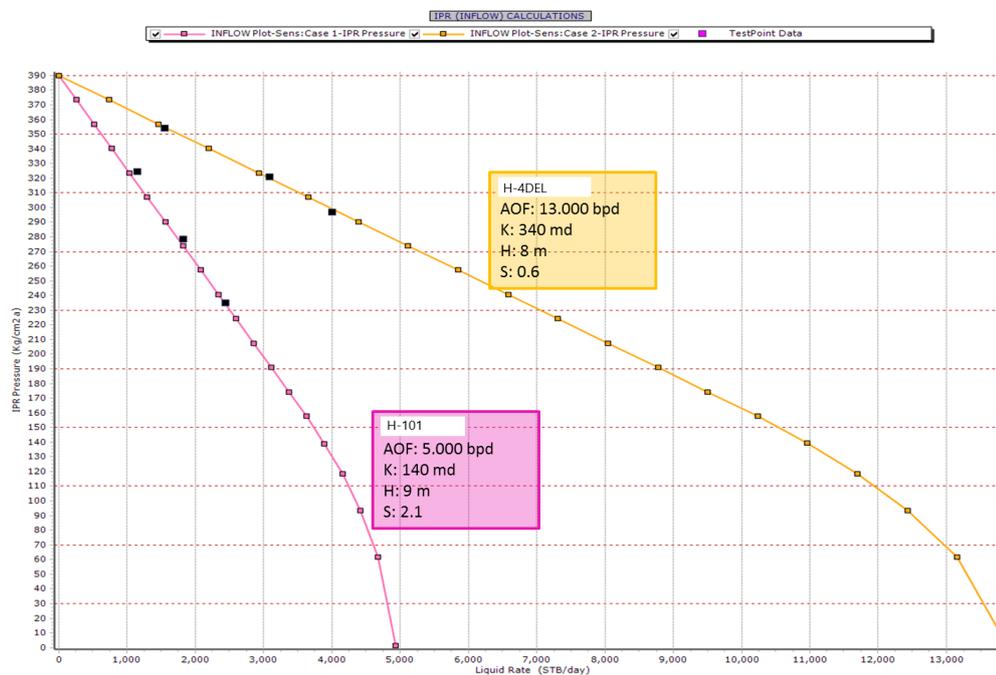


Figura 5.8: Curvas IPR para los pozos H-101 y H-4DEL.

lizando el modelo de Darcy. 5.8

La figura anterior muestra la comparación de los IPR asociados a los pozos H-101 y H-4DEL. Se observa que el pozo H-4DEL resulto con un valor de daño mucho menor y que la permeabilidad del yacimiento arrojó un valor más alto. Dado que el espesor neto en ambos casos es similar, el índice de productividad de H-4DEL es mayor, con un valor de 3.24 [stb/día/psi].

Utilizando el gráfico de diagnóstico log-log, se realizó un ajuste de la etapa inicial del ensayo, con el objetivo de caracterizar los efectos de almacenamiento, daño de formación, y transmisibilidad de la formación. 5.9

Los resultados obtenidos a través del ajuste analítico fueron los siguientes:

- Almacenamiento: $1.45e-4$ [bbl/psi].
- Daño: -0.9
- Presión inicial: 5417 [psi]
- Capacidad de flujo: 2704 [md.m]
- Permeabilidad: 340 [md].

5. ANÁLISIS DE CASO

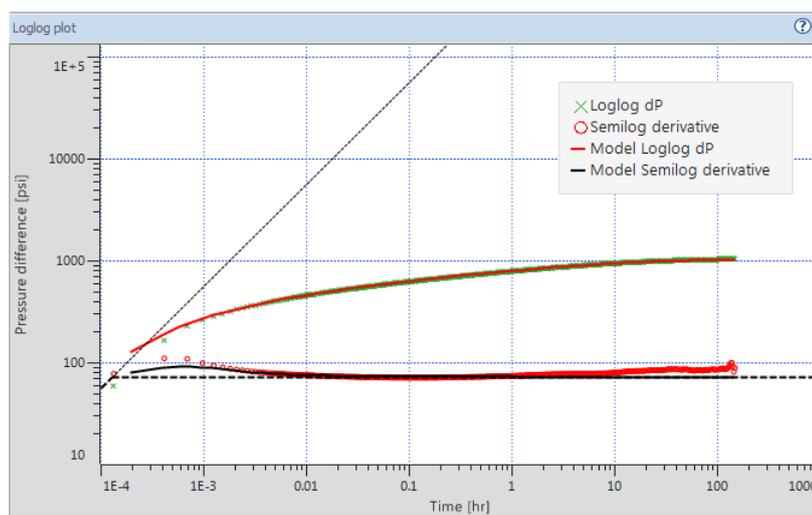


Figura 5.9: Gráfico de diagnóstico con las curvas dp y derivada. En negro y rojo continuo se observan los resultados del modelado analítico (radial infinito).

- Radio de investigación promedio suponiendo flujo radial infinito: 950 [m].

Una vez caracterizada la formación, se procedió a generar un modelo numérico, con el fin de ajustar el desvío de la respuesta tipo “radial infinito”. Para la generación del mismo se utilizó el modelo estático del yacimiento, generado a partir de la información sísmica y de pozos disponible. Luego se realizó el correspondiente grillado, considerando los límites y fallas identificados. [5.10](#)

En este grillado numérico del mejor ajuste donde se puede observar el acuñamiento hacia el noreste. El tren de fallas más cercano al pozo, que se ubica a 400[m] al sur, resultó no ser sellante. Esto resulta consistente con la caracterización sísmica realizada, en donde se definió un salto de falla menor a 10 metros en las cercanías del pozo, lo cual es menor al espesor total del yacimiento.

Con respecto al acuñamiento, se generaron regiones para representar el adelgazamiento gradual del yacimiento en esa dirección. La región verde fue caracterizada con un espesor de $0.72h$, mientras que la región rosa se cargó con un espesor de $0.65h$, en donde “h” es el espesor neto del yacimiento en las cercanías del pozo. Ese adelgazamiento gradual del yacimiento, debido a la intrusión del cuerpo salino, produce una disminución de transmisibilidad en esa dirección, y por lo tanto un apartamiento de la derivada del comportamiento radial infinito a partir de las 1.5[hrs] de cierre. En la figura siguiente se muestra el ajuste logrado en el gráfico de diagnóstico log-log. [5.11](#)

El mejor ajuste se logró con un acuñamiento a 900[m] del pozo (curva negra). También se determinó que el adelgazamiento del yacimiento, y la correspondiente disminución

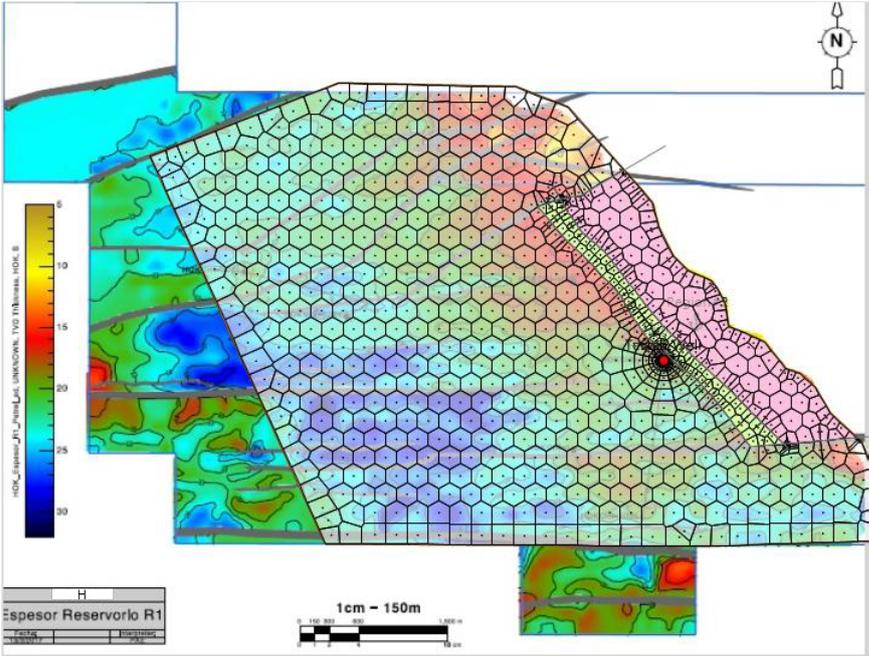


Figura 5.10: Grillado numérico.

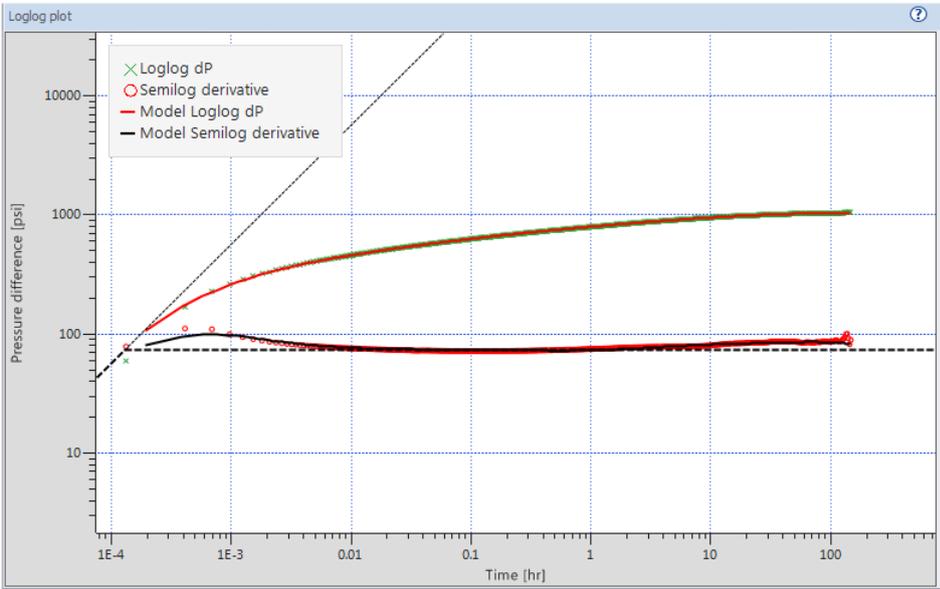


Figura 5.11: Gráfico log-log. La curva negra muestra la derivada del delta P generada a partir del modelo numérico, teniendo en cuenta el efecto del acunamiento hacia el noreste.

5. ANÁLISIS DE CASO

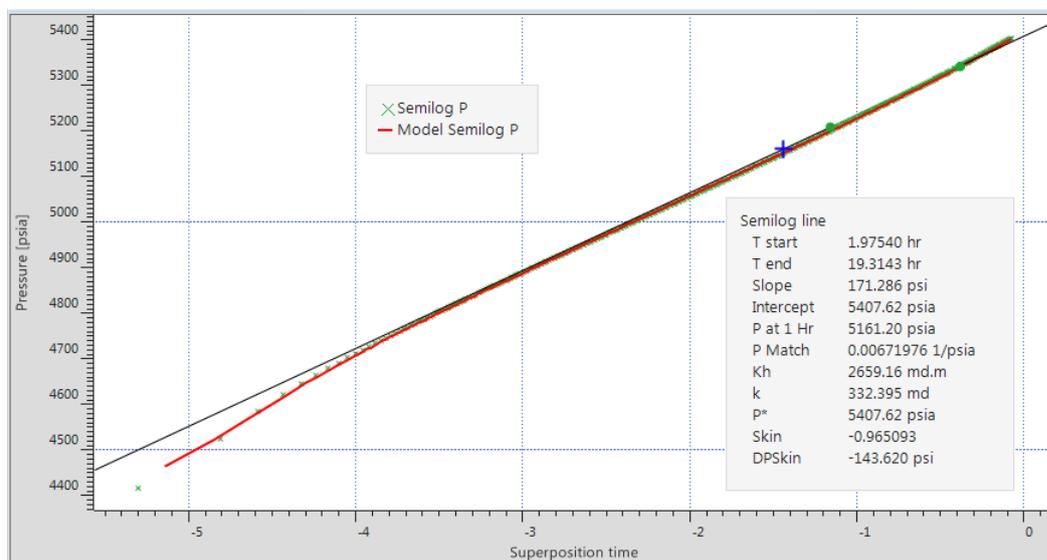


Figura 5.12: Presión versus tiempo de superposición en semi-log.

de transmisibilidad, comienza a aproximadamente 100[m] del pozo.

Una vez logrado el ajuste mencionado en la sección anterior, tanto en lo referido a la caracterización del reservorio (daño, almacenamiento, kh), como a las limitaciones al flujo encontradas (acuñamiento, carácter de las fallas), se procedió a verificar dicho modelo con otros métodos de diagnóstico. A continuación, se presenta el gráfico semi-log, representando la presión contra el tiempo de superposición:5.12

Se observa un ajuste razonable, con valores de k, p y S acordes a los obtenidos en el diagnóstico inicial log log. Por lo tanto, se puede concluir que la metodología de diagnóstico a través de graficas log log, utilizando modelos numéricos, tiene validez para caracterizar esta prueba de alcance extendido.

5.6. MDT

Se realizó una prueba MDT en el pozo H-4DEL del campo H, se tiene un diámetro de agujero de 8.5" y una densidad de lodo de emulsión inversa de 1.6[g/cc]. La configuración de la herramienta fue la siguiente:5.13

Donde:

- MDT: Modular Dynamic Tester
- EDTA-A: Cartucho de telemetría

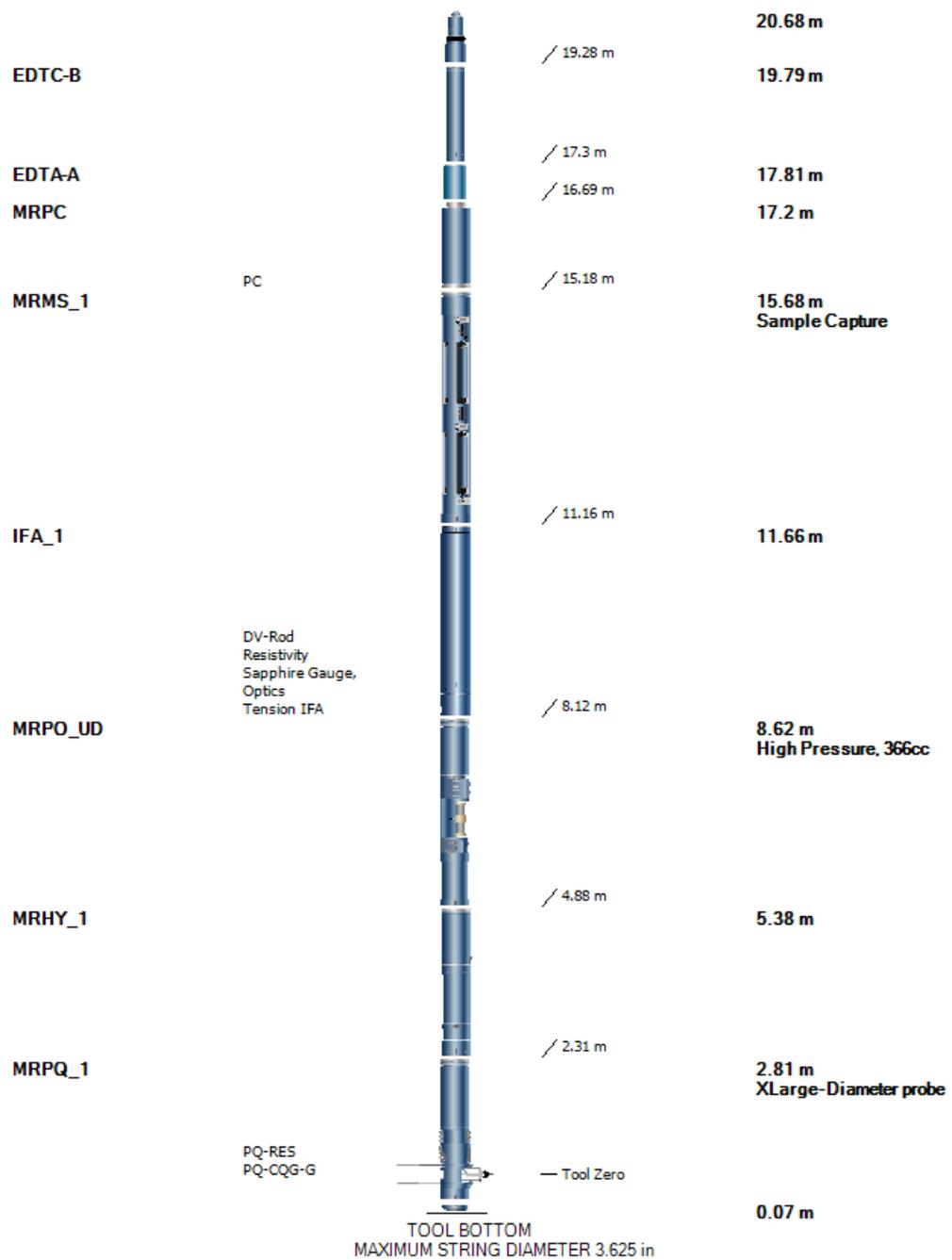


Figura 5.13: Configuración de la herramienta MDT. Copyright Schlumberger.

- MRPC: Modulo Electrónico de Poder
- MRMS: Modulo de multi-muestreo con 6 compartimentos convencionales de 420 cc
- IFA: Analizador in situ de fluidos
- MRPO: Bomba para desplazar fluidos
- MRHY: Módulo Hidráulico de Poder
- MRPQ: Probador con Probeta Extralarga

Se presentan los resultados obtenidos con la herramienta MDT en el pozo H-4DEL en la etapa de 8.5" en las tablas 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7. Se realizaron un total de 22 estaciones utilizando la probeta extralarga. 5.14

Por otro lado se realizaron 3 estaciones de toma de muestras y flujos en los puntos de interés (tablas 5.8 y 5.9) alrededor del contacto:

Estación a 2550.99[m] MD: Se midió la presión de formación de 5589.67[psi], expresada en términos de densidad equivalente correspondiendo a 1.54[g/cc], se fluyo e identifico AGUA de formación. Se tomo una muestra convencional de 420[cc]. Se bombearon 38.1[Lts].

Estación a 2506.5[m] MD: Se midió la presión de formación de 5537.13[psi], expresada en términos de densidad equivalente correspondiendo a 1.55[g/cc], se fluyo e identifico ACEITE de formación de tipo aceite negro de RGA de 85[m3/m3]. Se tomo una muestra convencional de 420[cc]. Se bombearon 97.8[Lts].

Estación a 2495.99[m] MD: Se midió la presión de formación de 5525.84[psi], expresada en términos de densidad equivalente correspondiendo a 1.56[g/cc], se fluyo e identifico ACEITE de formación de tipo aceite negro de RGA de 85[m3/m3]. Se tomo una muestra convencional de 420[cc]. Se bombearon 135.8[Lts].

5.7. Resultados

La prueba de producción de alcance extendido DST realizada en el H-4DEL apporto la información necesaria para la preparación del futuro Plan de Desarrollo, que permitirá maximizar el factor de recobro y el beneficio económico del proyecto. Se ha demostrado la existencia de los límites de R1 hacia el NE del pozo H-4DEL, así como también cómo el espesor se va reduciendo en la dirección del domo salino presente en el área, siendo consistente tal rasgo con el proceso sedimentario interpretado. Por otro lado, también se ha determinado un daño muy marginal en el intervalo probado que

Tecnología	Archivo DLIS No.	Profundidad Desarrollada MD (m)	Profundidad Vertical TVD (m)	Presión de Formación (psia)	Presión de Formación (kg/cm ²)	Densidad equivalente (gr/cc)
Probeta Extra-Larga	4	2644.52	2644.50	5736.30	403.3	1.53
Probeta Extra-Larga	5	2638.20	2638.18	5729.58	402.8	1.53
Probeta Extra-Larga	6	2634.50	2634.48	5717.28	402.0	1.53
Probeta Extra-Larga	7	2630.30	2630.28	5713.37	401.7	1.53
Probeta Extra-Larga	8	2626.50	2626.48	6083.5		
Probeta Extra-Larga	9	2612.01	2611.98	5681.14	399.4	1.53
Probeta Extra-Larga	10	2605.00	2604.98	5670.07	398.6	1.53
Probeta Extra-Larga	11	2584.50	2584.48	5639.01	396.5	1.53
Probeta Extra-Larga	12	2583.30	2583.28	5637.34	396.3	1.53
Probeta Extra-Larga	13	2581.00	2580.97	5633.68	396.1	1.53
Probeta Extra-Larga	14	2570.51	2570.48	5619.50	395.1	1.54
Probeta Extra-Larga	15	2564.00	2563.97	5617.59	395.0	1.54

Tabla 5.4: Resultados MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 1.

5. ANÁLISIS DE CASO

Tecnología	Archivo DLIS No.	Profundidad Desarrollada MD (m)	Profundidad Vertical TVD (m)	Presión de Formación (psia)	Presión de Formación (kg/cm2)	Densidad equivalente (gr/cc)
Probeta Extra-Larga	16	2553.40	2553.37	5597.42	393.5	1.54
Probeta Extra-Larga	17	2552.50	2552.48	5593.94	393.3	1.54
Probeta Extra-Larga	18	2550.99	2550.97	5589.67	93.0	1.54
Probeta Extra-Larga	19	2549.50	2549.48	5587.54	392.8	1.54
Probeta Extra-Larga	20	2520.50	2520.47	5553.22	390.4	1.55
Probeta Extra-Larga	21	2506.50	2506.47	5537.13	389.3	1.55
Probeta Extra-Larga	22	2502.30	2502.27	5532.88	389.0	1.55
Probeta Extra-Larga	23	2498.60	2498.57	5528.74	388.7	1.56
Probeta Extra-Larga	24	2495.99	2495.97	5525.84	388.5	1.56
Probeta Extra-Larga	25	2492.99	2492.97	5522.80	388.3	1.56

Tabla 5.5: Resultados MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 1 continuación.

Tecnología	Archivo DLIS No.	Movilidad antes del flujo (mD/cP)	Presión Hidrostática Antes (psia)	Presión Hidrostática Después (psia)	Presión de Sobrebalance (psia)	Temperatura (°C)	Tipo de Ensayo
Probeta Extra-Larga	4	0.17	6150.8	6135.4	399.14	82.07	Normal
Probeta Extra-Larga	5	0.36	6121.6	6115.5	385.90	82.38	Normal
Probeta Extra-Larga	6	1.39	6103.5	6102.6	385.31	82.48	Normal
Probeta Extra-Larga	7	1.47	6092.0	6092.6	379.27	82.61	Normal
Probeta Extra-Larga	8			6083.6		82.77	Seco
Probeta Extra-Larga	9	3.37	6051.1	6048.8	367.69	82.76	Normal
Probeta Extra-Larga	10	5.24	6034.5	6033.1	363.07	82.83	Normal
Probeta Extra-Larga	11	30.76	5988.2	5986.1	347.10	82.72	Normal
Probeta Extra-Larga	12	26.36	5981.5	5982.7	345.37	82.66	Normal
Probeta Extra-Larga	13	169.14	5978.2	5977.8	344.13	82.65	Normal
Probeta Extra-Larga	14	5.66	5954.7	5951.8	332.31	82.59	Normal
Probeta Extra-Larga	15	0.72	5938.8	5937.5	319.91	82.53	Normal

Tabla 5.6: Resultados MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 2.

5. ANÁLISIS DE CASO

Tecnología	Archivo DLIS No.	Movilidad antes del flujo (mD/cP)	Presión Hidrostática Antes (psia)	Presión Hidrostática Después (psia)	Presión de Sobrebalance (psia)	Temperatura (°C)	Tipo de Ensayo
Probeta Extra-Larga	16	0.48	5913.4	5913.6	316.16	82.47	Normal
Probeta Extra-Larga	17	1.86	5911.3	5911.7	317.75	82.46	Normal
Probeta Extra-Larga	18	19.64	5907.7	5942.4	352.72	82.02	Normal
Probeta Extra-Larga	19	52.29	5921.5	5914.5	326.98	82.33	Normal
Probeta Extra-Larga	20	2.50	5853.8	5850.5	297.24	81.36	Normal
Probeta Extra-Larga	21	139.33	5809.0	5837.8	300.70	80.64	Normal
Probeta Extra-Larga	22	68.25	5811.9	5807.5	274.67	81.55	Normal
Probeta Extra-Larga	23	41.00	5795.3	5793.1	264.32	81.78	Normal
Probeta Extra-Larga	24	84.42	5785.7	5789.4	263.60	81.09	Normal
Probeta Extra-Larga	25	83.20	5779.0	5776.4	253.60	81.74	Normal

Tabla 5.7: Resultados MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 2 continuación.

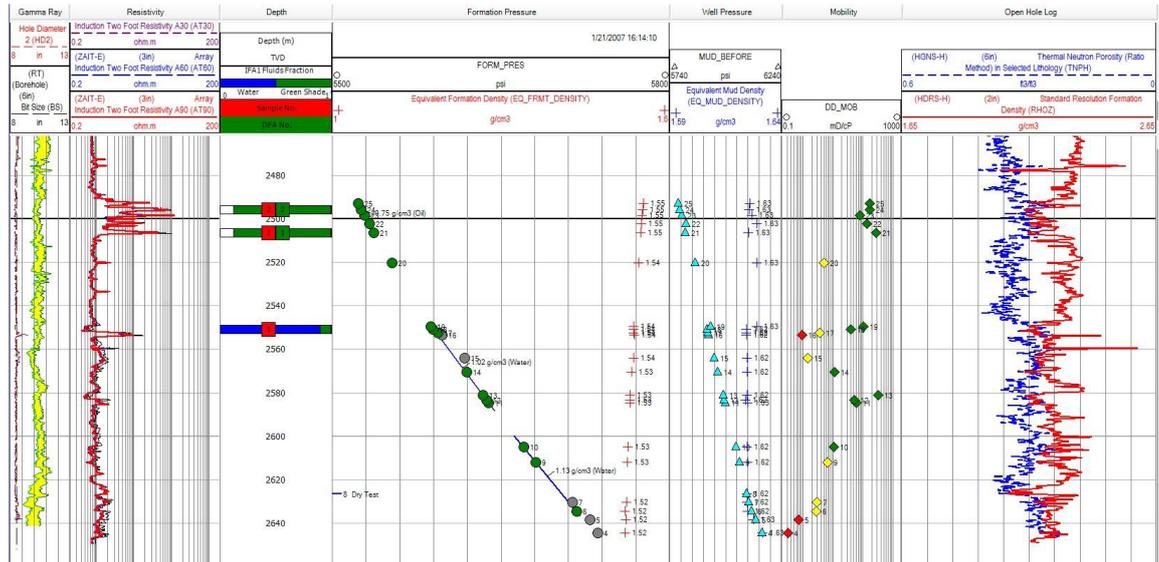


Figura 5.14: Resultados MDT H-4DEL etapa 8.5”. Copyright Schlumberger.

Tecnología	Archivo DLIS No.	Profundidad Desarrollada MD (m)	Profundidad Vertical TVD (m)	Presión de Formación (psia)	Movilidad Antes del flujo (mD/cP)	Temperatura (°C)
Probeta Extra-Larga	18	2550.99	2550.97	5589.67	19.64	82.02
Probeta Extra-Larga	21	2506.50	2506.47	5537.13	139.33	80.64
Probeta Extra-Larga	24	2495.99	2495.97	5525.84	84.42	81.09

Tabla 5.8: Resultados de flujo y muestras MDT en la etapa 8 1/2”. Parte 1.

5. ANÁLISIS DE CASO

Tecnología	Archivo DLIS No.	Presión de Cierre - Muestra (psi)	Tipo de Muestreo	Volumen bombeado (L)	Tiempo de la estación (hrs)	Tipo de Fluido visto por Registro	Comentarios
Probeta Extra-Larga	18	11662	MPSR	38.1	1.75	Agua	Se identificó AGUA y se recuperó una muestra convencional de 420cc
Probeta Extra-Larga	21	11545	MPSR	97.8	2.2	Aceite	Se fluyó y se identificó ACEITE. Se recuperó una muestra de 420cc.
Probeta Extra-Larga	24	11544	MPSR	135.8	4	Aceite	Se fluyó y se identificó ACEITE. Se recuperó una muestra de 420cc.

Tabla 5.9: Resultados de flujo y muestras MDT en la etapa 8 $\frac{1}{2}$ ". Parte 2.

refleja la aplicación de las mejores prácticas al perforar este pozo, lo cual ha redundado en un caudal superior al registrado en el pozo H-101 y en un índice de productividad ajustado con la información obtenida.

Desde el punto de vista estructural, se ha logrado caracterizar al sistema de fallas localizado al sur de H-4DEL como no sellantes, cuya implicación se apreciará en la formulación del Plan de Desarrollo junto con el hecho de que cambios de facies en R1, en la vecindad de H-4DEL, no han sido identificados. Ambos rasgos, fallas no sellantes en el área, así como la ausencia de cambios de facies, son aspectos clave para la ubicación de los pozos de desarrollo y en la selección del mecanismo secundario de producción.

Con el MDT del pozo H-4DEL, se definió el contacto agua-aceite lo que permitió re-categorizar el volumen de aceite a la profundidad de 2595[mvbnm] que representa el contacto. Además, se definió que los yacimientos R1 y R2 están conectados hidráulicamente ya que comparten el mismo contacto agua-aceite y que R3 está desconectado de estos.

Las pruebas de presión/producción realizadas en el pozo H-4DEL permitieron obtener el factor de daño, almacenamiento, geometría de flujo, capacidad de flujo, transmisibilidad, volumen de hidrocarburos asociados al radio de investigación del pozo, permeabilidad, límites del yacimiento, barreras de flujo estructurales y estratigráficas, distancia a las fronteras, presión inicial e índice de productividad.

En conjunto con la información obtenida del MDT, permitió concluir que el hidrocarburo presente en los yacimientos R1 y R2 es un aceite negro de 23 a 28 [°API] y que no se tiene gas libre en el yacimiento ya que la presión del mismo (5455[psi]) es superior a la presión de saturación obtenida en el laboratorio (1990[psi]).

Con la perforación de los cinco pozos delimitadores y toda la información obtenida de los mismos se construyeron los modelos estático, conceptual y dinámico, lo que permitió definir el volumen original de hidrocarburos y clasificar recursos contingentes para así poder definir los posibles escenarios de desarrollo.

Se tienen los siguientes objetivos planteados en un inicio, alcanzándose las siguientes conclusiones:

- La posición del contacto de fluidos en R1: Con las pruebas de presión e identificación de fluidos con la herramienta MDT, se identificó el contacto de fluidos en aproximadamente en 2595[m] TVDSS.
- La variación lateral de espesores y propiedades petrofísicas en R1: La perforación de cinco pozos (H-4DEL y H-6DEL) junto con los previamente existentes (H-1 y H-101) han permitido modelar la variación de espesores y de las propiedades petrofísicas junto con el uso de la información sísmica que ha permitido conformar las cimas y bases de R1 y R2 y modelar la variación de las propiedades petrofísicas en los yacimientos R1-R2.
- El potencial de hidrocarburos del objetivo secundario R3: Se encuentra totalmente saturada en agua en la posición estructural perforada por este pozo y el pozo H-4DEL. Por otro lado, por el régimen de presión identificado, pudo corroborarse su desvinculación hidráulica con la unidad R1/R2.
- Barreras de permeabilidad – Conectividad hidráulica entre sub-bloques: Las pruebas de producción de alcance extendido fueron dos, y en cuanto a la realizada en el pozo H-4DEL, ésta ha demostrado la existencia de los límites de R1 hacia el NE del mismo, así como también la disminución del espesor en la dirección del domo salino presente en el área, siendo consistente tal rasgo con el proceso sedimentario interpretado. Asimismo, esa misma prueba desde el punto de vista estructural, logró caracterizar al sistema de fallas localizado al sur de ese pozo como no sellantes, interpretando un cambio de espesor del yacimiento hacia el nor-este, junto con un cambio en la asociación de facies del mismo, disminuyendo la capacidad de flujo en esa dirección. Asimismo, la otra prueba de producción en H-6DEL identificó tanto la presencia de fallas subsísmicas en las cercanías del pozo como también una falla semipermeable, localizada a 8-10[m] del pozo. También, en esa misma prueba se logró caracterizar la falla ubicada al sur del bloque, la cual por su carácter sellante representa el límite sur de la acumulación de aceite a desarrollar en el área.

5. ANÁLISIS DE CASO

- Productividad de los distintos yacimientos identificados: La productividad de R1 y R2 fue determinada a través de dos pruebas de producción de alcance extendido en los pozos H-4DEL y H-6DEL. En ambos fue establecido el índice de productividad que es mostrado en la siguiente figura junto con el pozo previamente perforado al Plan de Evaluación.

Conclusiones y recomendaciones

La utilización de las pruebas de pozo permite una mayor comprensión de un intervalo de interés, obteniendo mediante una prueba dinámica propiedades efectivas de interés. Se establece las pruebas de presión y formación como pruebas de pozo, indicando la diferencia por medio de la fase en que se encuentre el proyecto de investigación. Se definieron los resultados obtenidos de cada herramienta y como mediante la aplicación de una u otra permite obtener información deseada de acuerdo con el rango de investigación. Se interpretaron los datos obtenidos de cada herramienta mediante ejemplos que permitan observar de forma directa las diferencias de información que pueden obtenerse. De igual forma, de manera individual, se estableció las limitaciones de cada herramienta, ya que generalmente las pruebas de formación se ejecutan cuando no se posee información extensa del intervalo de investigación, y se desea encontrar información complementaria a los obtenidos en un análisis de presión. Por otro lado, la prueba de presión permite el análisis de presión de manera especializada y por un periodo más extenso, permitiendo el alcance de las fronteras del yacimiento analizado. Esta comparación de las herramientas permite tener un criterio profesional para la elección correcta de la prueba de pozo y la herramienta de registro, DST y MDT.

Bibliografía

- Ahmed, T. (2010), *Reservoir engineering handbook*, Gulf Professional Pub, Amsterdam Boston. [XIII](#), [XIII](#), [7](#), [8](#), [10](#)
- Beggs, H. (1991), ‘Production Optimization Using Nodal Analysis’, *OGCI Publications* pp. 123–127. [29](#)
- Black, W. M. (1956), ‘A review of drill-stem testing techniques and analysis’, *Journal of Petroleum Technology* **8**(06), 21–30.
URL: <https://doi.org/10.2118/589-g> [XIII](#), [XIII](#), [XIII](#), [XIII](#), [XIII](#), [XIII](#), [XIII](#), [14](#), [16](#), [21](#), [22](#), [23](#), [24](#), [27](#), [28](#), [32](#)
- Dahlberg, E. C. (1995), *Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration*, second edn, Springer-Verlag New York, New York, NY. [47](#)
- Gilbert, W. (1954), ‘Flowing and Gas-Lift Well Performance’, *American Petroleum Institute* pp. 126–157. [29](#)
- Gunter, J. M. and Moore, C. (1987), ‘Improved use of wireline testers for reservoir evaluation’, *Journal of Petroleum Technology* **39**(06), 635–644.
URL: <https://doi.org/10.2118/16481-pa> [47](#), [48](#)
- Horner, D. (1951), *Pressure Build-up in Wells*, first edn, E.J. Brill, Leiden, Netherlands. [5](#)
- Ireland, T., Joseph, J., Colley, N., Reignier, P., Richardson, S. and Zimmerman, T. (1992), ‘The mdt tool: A wireline testing breakthrough’, *Oilfield Review* **4**(2), 46–57. [51](#)
- Matthews, C. S., Brons, F. and Hazebroek, P. (1954), ‘A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir’, *Petroleum Transactions of the AIME* **201**, 182–191. [6](#)
- Miller, C. C., Dyes, A. B. and Hutchinson, C. A. (1950), ‘The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure From Bottom Hole Pressure Build-Up Characteristics’, *Journal of Petroleum Technology* **2**. [5](#)

BIBLIOGRAFÍA

- Muskat, M. (1937), ‘Use of Data Oil the Build-up of Bottom-hole Pressures’, *Transactions of the AIME* **123**, 44–48. [5](#)
- Ramey, H. J. (1970), ‘Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage’, *Journal of Petroleum Technology* **22**. [6](#)
- Ros, N. (1960), ‘An Analysis of Critical Simultaneous Gas/Liquid Flow Through a Restriction and Its Application to Flowmetering’, *Applied Scientific Research* p. 374. [29](#)
- Smolen, J. and Litsey, L. (1979), ‘Formation evaluation using wireline formation tester pressure data’, *Journal of Petroleum Technology* **31**(01), 25–32.
URL: <https://doi.org/10.2118/6822-pa> [XIII](#), [XIII](#), [XIII](#), [42](#), [43](#), [46](#)
- Theis, C. V. (1935), ‘The relation between the lowering of the Piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using ground-water storage’, *Transactions, American Geophysical Union* **16**, 519–524. [5](#)
- Van Everdingen, A. F. and Hurst, W. (1949), ‘The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs’, *Journal of Petroleum Technology* **1**. [6](#)