



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS CON
BASE EN PROBADORES DE FORMACIÓN

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N

FLORES JIMÉNEZ MIGUEL

RUIZ GONZÁLEZ SAMANTHA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS



MÉXICO, D. F.

Octubre 2012



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-848

SRITA. SAMANTHA RUIZ GONZÁLEZ
Presente

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

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS CON BASE EN PROBADORES DE FORMACIÓN

- INTRODUCCIÓN
- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS
- II PRUEBAS DE FORMACIÓN
- III PROBADORES DE FORMACIÓN
- IV EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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

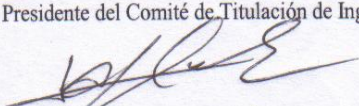
Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente


“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 27 de Agosto del 2012

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra


DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*ICH*srs

P.P. 



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-849

SR. MIGUEL FLORES JIMÉNEZ
Presente

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

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS CON BASE EN PROBADORES DE FORMACIÓN

- INTRODUCCIÓN
- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS
- II PRUEBAS DE FORMACIÓN
- III PROBADORES DE FORMACIÓN
- IV EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 27 de Agosto del 2012

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*ICH*srs

P.R.

AGRADECIMIENTOS

Mamá, eres la persona más importante para mí, así que este trabajo va dedicado a ti, por habernos sacado adelante sin ayuda de nadie, por demostrarme que cuando se quiere se puede, por ser mi guía, pero sobre todo por ser mi amiga. Nunca comprendí porque hacías las cosas hasta ahora y sólo puedo decirte gracias por cada regaño que me abrió los ojos, por cada palabra que me dio tranquilidad y por cada lección aprendida. ES un orgullo ser tu hija, TE AMO MAMÁ.

A mis hermanos Pablo y Adriana, sin ustedes jamás hubiera sido lo mismo. Pablo, gracias por siempre ver por nosotras y por ser “nuestro hombre de la casa”, eres un ejemplo para mí. Adriana, gracias por enseñarme que hay que ser fuertes y no dejarnos de nadie. Eres una gran mujer, me da orgullo que siempre sepas salir adelante. Los quiero mucho y los adoro a los dos.

A mis amigos, que sí bien no son muchos, me han dejado grandes experiencias. Isa gracias por siempre apoyarme nena, quien diría que tú y yo seríamos grandes amigas, te quiero mucho. Alfredo gracias por ser mi confidente nunca voy a olvidar las largas pláticas que tuvimos. A Klaus, Jorge, Luis, Cinty, Chris y Victor por hacer del CCH algo inolvidable. Victor siempre me caíste mal, creo que es por eso que ahora te quiero tanto, gracias por brindarme tu apoyo en momentos difíciles y por despertarme a las 7 am en domingo. Elena, Daniel y Jenny sólo me quedaron ustedes después de 5 años, ahora sé que me quedé con lo mejor. Juan José, siempre fuiste y seguirás siendo muy importante para mí a pesar de la distancia, nunca olvidaré lo que hiciste por mí.

Al Ingeniero Manuel J. Villamar Viguerras por todos sus consejos y por todo el tiempo que nos dedicó. Le hemos tomado un gran aprecio. Gracias por todo.

Miguel, gracias por compartir esta etapa conmigo sin tí esto no habría sido posible. Más que mi novio has sido mi mejor amigo, mi confidente, mi apoyo, mi motivación y mi alegría. Gracias por siempre cuidar de mí y por saber escuchar. Estos 2 años han cambiado mi vida para bien y quiero que sepas que tú eres el responsable. Nos esperan nuevas experiencias y nuevos retos, pero como siempre me has dicho "JUNTOS PODEMOS TODO", ahora sé que es verdad. TE AMO.

Por último quiero agradecer a mi Alma Mater por brindarme un lugar en ésta nuestra Máxima Casa de Estudios.

Llevo con orgullo la sangre azul y la piel dorada.

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPIRITÚ"

Samantha.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por brindarme su apoyo y consejos. Además por cuidarnos y darnos las armas suficientes para poder ser alguien en la vida, por ser los pilares de nuestra familia y sacarnos adelante. Es un orgullo ser su hijo.

A mis hermanos Diego e Iván, por estar en los momentos importantes y por su cariño. Iván aunque no somos los hermanos mas unidos pero siempre tendrás mi aprecio, gracias por tu apoyo y cariño. Diego gracias por enseñarme a ser feliz y mostrar una sonrisa siempre.

A mi hermana Hatziri F. por enseñarme a ser fuerte y superar cualquier obstáculo por mas grande que parezca. Recuerda que te estimo mucho y que siempre serás nuestra “flaquita”. Te adoro hermana.

A mis amigos que aunque no nos frecuentamos mucho pero siempre los estimaré. Emanuel A. gracias por tus sabios consejos y aquellas platicas interminables. Gerardo V., Josué Roa, Cesar A., Edson, Ramón, Uriel, Daniel, Isabel, Jenny y Elena gracias por hacer mi estancia en la facultad una de las mejores etapas de mi vida.

Al Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, muchas gracias por su tiempo y dedicación para la realización de este trabajo. Gracias por todo su apoyo.

A mi amada Samantha, sin ti habría sido posible este gran sueño que hoy estamos realizando juntos, te doy mil gracias por enseñarme a vivir la vida, por enseñarme que nunca debo darme por vencido, pero sobre todo te agradezco por cuidarme, escucharme y no dejarme caer en esos momentos más difíciles. Nos esperan cosas maravillosas que disfrutaremos juntos como siempre. Recuerda que eres todo para mí y nunca olvides que en mi siempre podrás confiar y que SIEMPRE CAMINARÉ A LADO TUYO. Gracias por los mejores 2 años de mi vida. TE AMO.

A nuestra querida Universidad Nacional Autónoma de México, que gracias a ella hemos cumplido una meta.

“Por mi raza hablará el espíritu”

Miguel.

ÍNDICE

	Pág.
RESUMEN	IV
INTRODUCCIÓN	VI
CAPÍTULO 1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	1
1.1 Geología	1
1.1.1 Rocas Ígneas	1
1.1.2 Rocas Sedimentarias	2
1.1.3 Rocas Metamórficas	4
1.2 Petrofísica	4
1.2.1 Porosidad	5
1.2.2 Permeabilidad	6
1.2.3 Compresibilidad de la Formación	8
1.2.4 Saturación de Fluidos	9
1.2.5 Resistividad	11
1.2.6 Mojabilidad	12
1.2.7 Tortuosidad	13
1.3 Propiedades de los Fluidos Petroleros	14
1.3.1 Condiciones Estándar	14
1.3.2 Factor de Volumen del Aceite (Bo)	14
1.3.3 Encogimiento	15
1.3.4 Densidad del Aceite	15
1.3.5 Densidad Relativa de un Líquido	15
1.3.6 Viscosidad de un Fluido	15
1.3.7 Análisis pVT	16
1.3.8 Análisis Composicional	16
1.3.9 Separación Flash	17
1.3.10 Separación Diferencial	17
1.3.11 Factor de Volumen del Gas (Bg)	17
1.3.12 Relación de Solubilidad Inicial (Rsi)	17
1.3.13 Relación de Solubilidad (Rs)	17
1.3.14 Factor de Compresibilidad (Z)	17
1.3.15 Compresibilidad de los Gases	18
1.3.16 Densidad del Gas	18
1.3.17 Densidad Relativa de un Gas	18
1.3.18 Cromatografía	18
1.3.19 Factor de Volumen del Agua (Bw)	18
1.3.20 Factor de Volumen Total (Bt)	19
1.4 Pruebas de Presión	19
1.4.1 Objetivo de las Pruebas de Presión	19
1.4.2 Pruebas de Presión en Yacimientos Homogéneos	20
1.4.3 Pruebas de Presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados	31

CAPÍTULO 2	PRUEBAS DE FORMACIÓN	36
2.1	Evolución de las Pruebas de Formación	36
2.2	Objetivos	37
2.3	Principios Fundamentales de las Pruebas de Formación	40
2.3.1	Pruebas Descriptivas	40
2.3.2	Pruebas de Productividad	51
2.4	Diseño y Planeación de una Prueba de Formación	60
2.4.1	Objetivo de un Diseño y una Planeación de una Prueba de Formación	60
2.4.2	Diseño de una Prueba de Formación	61
2.4.3	Planeación de una Prueba de Formación	65
2.4.4	Otros aspectos Importantes de una Prueba de Formación	66
CAPÍTULO 3	PROBADORES DE FORMACIÓN	67
3.1	Prueba Convencional (Drill Stem Test, DST)	
3.1.1	Evolución	68
3.1.2	Alcances	70
3.1.3	Diseño del Equipo	72
3.1.4	Procedimiento de la Prueba	74
3.1.5	Descripción de Pruebas DST en Agujero Abierto	82
3.1.6	Periodos de una Prueba DST	84
3.1.7	Resultados Obtenidos de la Prueba	88
3.1.8	Limitaciones	90
3.1.9	Interpretación	92
3.2	Probador de Formación Operado con Línea de Acero (Wireline Formation Tester, WFT)	103
3.2.1	Evolución	105
3.2.2	Alcances	105
3.2.3	Diseño del Equipo	106
3.2.4	Procedimiento de la Prueba	108
3.2.5	Resultados Obtenidos de la Prueba	110
3.2.6	Limitaciones	113
3.2.7	Interpretación	113
3.3	Probador de Formación de Repetición (Repeat Formation Tester, RFT)	116
3.3.1	Evolución	117
3.3.2	Alcances	118
3.3.3	Diseño del Equipo	119
3.3.4	Procedimiento de la Prueba	120
3.3.5	Resultados Obtenidos de la Prueba	123
3.3.6	Limitaciones	123
3.3.7	Interpretación	124

3.4	Probador de Formación Modular Dinámico (Modular Formation Dynamics Tester, MDT)	144
3.4.1	Evolución	145
3.4.2	Alcances	145
3.4.3	Diseño del Equipo	146
3.4.4	Procedimiento de la Prueba	152
3.4.5	Resultados Obtenidos de la Prueba	158
3.4.6	Limitaciones	161
3.5	Otros Probadores de Formación	162
3.5.1	Weatherford	162
3.5.2	Halliburton	165
CAPÍTULO 4	EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN	170
4.1	APLICACIÓN EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	170
4.1.1	Descripción del Pozo	170
4.1.2	Probador Utilizado	171
4.1.3	Procedimiento de la Prueba	172
4.1.4	Datos Obtenidos	173
4.1.5	Resultados	178
4.1.6	Conclusiones	180
4.2	APLICACIÓN EN YACIMIENTO HOMOGÉNEO	181
4.2.1	Caso Pozo A: Pozo Exploratorio	181
4.2.2	Caso Pozo B: Pozo de Evaluación	192
4.2.3	Comparación de resultados Obtenidos con mini-DST y DST de Ambos Pozos	208
4.2.4	Conclusiones	217
	CONCLUSIONES	218
	BIBLIOGRAFÍA	220

RESUMEN

Este trabajo de tesis se enfoca a la recopilación y análisis de la información acerca de los probadores de formación utilizados en la industria petrolera. Los probadores de formación a través de los años se han convertido en herramientas que permiten el análisis de los fluidos de la formación y de la variación de presión en tiempo real. Como su nombre lo indica, los objetivos principales son probar la formación, en otras palabras recuperar una muestra de los fluidos contenidos en la formación y determinar sus propiedades y además interpretar las variaciones de presión que se originan en la formación para poder realizar estimaciones u obtener información de parámetros tales como permeabilidad, daño, heterogeneidades y localización de los contactos entre fluidos.

En el Capítulo 1 se describen algunos de los conceptos básicos requeridos en capítulos siguientes, para comprender las diferentes pruebas de formación y el procedimiento de toma de muestras que se realizan con los probadores de formación. En este capítulo se describen conceptos que parten de geología hasta pruebas de productividad.

El Capítulo 2 se refiere a las pruebas de formación; se hace énfasis en las pruebas descriptivas ya que los probadores de formación se basan en ellas para el análisis de las pruebas. Se parte de la evolución dando paso a los objetivos donde se señala la adquisición de información tanto en el fondo del pozo empleando los probadores de formación como en la superficie, realizando análisis de muestras de fluidos. Más adelante se describen los conceptos fundamentales de las pruebas de formación, en donde se explican con más detalle las pruebas descriptivas o de variación de presión, así como las pruebas de productividad.

En el Capítulo 3 se describen, de manera cronológica, los probadores de formación más utilizados actualmente. Se inicia con la herramienta DST, considerada una de las más utilizadas ya que con ésta es posible realizar pruebas de formación convencionales; es decir, la prueba más tradicional en el ámbito petrolero; después se describe el probador de formación operado con cable o línea de acero (WFT), esta herramienta se tomó como base para realizar una serie de modificaciones utilizando el mismo principio de operación (cable o línea de acero). Años después se introdujo el probador de repetición (RFT), el cual puede ser colocado las veces que se requiera en un solo viaje al pozo; por último, se comenta el probador modular dinámico (MDT), el cual cuenta con un diseño de doble empacador.

En el Capítulo 4 se presentan ejemplos reales de aplicación de los probadores de formación. Con estos ejemplos se busca mostrar el proceso de implementación de los

probadores, así como el análisis de los resultados obtenidos de pruebas de presión y de productividad.

Al final se presentan conclusiones obtenidas al desarrollar este trabajo.

INTRODUCCIÓN

Con el descubrimiento de un yacimiento de petróleo o gas, de inmediato es necesario determinar algunos aspectos importantes, por ejemplo: su extensión, los tipos de fluidos que serán producidos, los regímenes de producción esperados y por cuánto tiempo podría mantenerse la producción.

Las propiedades de los fluidos de los yacimientos tienen un papel muy importante en el diseño, optimización y la terminación de cada pozo programado, con el fin de manejar eficientemente la explotación de los yacimientos. Por lo tanto, la caracterización precisa de los fluidos es una parte esencial de cualquier proyecto de producción de petróleo y gas.

Este análisis de fluidos lo llevan a cabo los ingenieros quienes también determinan la arquitectura del yacimiento y deciden si puede ser explotable comercialmente o no. Para realizar tal caracterización, es necesario obtener muestras de alta calidad, debido a que si se obtienen datos erróneos, éstos pueden conducir a que se tenga una mala interpretación de los parámetros de producción, tales como el volumen de drenaje, gastos, así como el diseño de las terminaciones de los pozos y de las instalaciones en superficie.

Si después del análisis resulta que el intervalo es potencialmente explotable, es necesario diseñar un sistema de producción que transporte los fluidos eficientemente desde su origen hasta la superficie, para lo que debe considerarse que en esta trayectoria los fluidos experimentan cambios en las temperaturas y presiones, que difieren considerablemente de sus condiciones originales o iniciales. Estas alteraciones generan cambios notables en los estados físicos de los fluidos, los cuales ocasionan problemas en la producción; ésto puede suceder si no se analizan dichos fluidos antes del diseño de las tuberías de producción, instalaciones de fondo e instalaciones superficiales. Por lo tanto, para determinar cómo responderán los fluidos a las condiciones de producción, es necesaria la recolección de muestras de fluidos de cada capa potencialmente productiva del yacimiento en cuestión.

Tradicionalmente, las muestras de fluidos son enviadas a laboratorios para ser sometidas a diversos análisis. En el laboratorio se determinan las composiciones de los fluidos, las temperaturas y presiones a las que se producen los cambios de fases. La caracterización precisa de los fluidos y su comportamiento de la relación presión-volumen-temperatura (pVT) son cruciales para la toma de decisiones apropiadas y económicamente eficaces sobre la planeación y las operaciones de construcción, producción y monitoreo de pozos.

Para realizar el muestreo y la caracterización de los fluidos se dispone de probadores de formación operados ya sea con cable de acero o con la tubería de perforación. Un objetivo de estas herramientas es realizar pruebas de formación, las cuales permiten obtener datos de presión y de temperatura, además de recolectar muestras de fluidos en cualquier etapa de desarrollo de los yacimientos petroleros.

El objetivo principal de la información recopilada por los probadores de formación consiste en evaluar al yacimiento y sus características geológicas tales como límites del yacimiento, fracturas y fallas, de igual manera y de igual importancia se evalúan los principales parámetros petrofísicos, tales como: porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, temperatura y presión del yacimiento. También son utilizados para determinar tanto cuantitativa como cualitativamente contenido de hidrocarburos o cualquier tipo de fluidos presentes en el yacimiento.

Los primeros probadores de formación contaban sólo con una sonda de prueba y en ella una probeta, la cual se introducía dentro de la formación para recuperar muestras de fluidos que posteriormente se enviaban al laboratorio para ser analizadas. Actualmente estas herramientas incluyen módulos para extraer muestras de fluido y registrar el comportamiento de la presión en tiempo real. Cabe mencionar que estas herramientas pueden ser utilizadas en agujero descubierto o entubado.

Los probadores de formación se bajan al fondo del pozo mediante cable de acero o con la tubería de perforación como ya se mencionó. Normalmente este tipo de herramientas son de poco diámetro y son colocadas a la profundidad deseada para obtener información. Una vez posicionadas en el pozo, estas herramientas proporcionan un conducto entre el pozo y la formación, con el fin de obtener muestras de los fluidos de la formación y registrar variaciones de presión; con las muestras se determinan propiedades de los fluidos y con las presiones se estiman características de la roca del yacimiento.

Los probadores de formación han demostrado ser herramientas eficaces y confiables en la obtención de datos. En años recientes se han considerado como tecnología rentable, lo cual es una gran ventaja en el desarrollo de un yacimiento.

El objetivo primordial de este trabajo es enfatizar los procedimientos y las diversas herramientas que sirven para llevar a cabo las diferentes pruebas de formación. Principalmente se consideran en estudio las pruebas de formación, tales como las pruebas de decremento e incremento de presión. Su principio de funcionamiento consiste en provocar una diferencial de presión para que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo, a través de una probeta o con una terminación temporal del pozo, utilizando siempre un sistema de empacadores para aislar la formación productora.

En este trabajo se muestran las herramientas utilizadas para llevar a cabo las pruebas de formación, los principios básicos que son necesarios para realizar una prueba, así como la teoría de los métodos para el procesamiento de los datos observados e interpretación de los resultados que ayudan a la caracterización de los yacimientos petroleros.

CAPÍTULO 1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

En la industria petrolera, actualmente, las pruebas de formación se han convertido en herramientas importantes para caracterizar la roca y los fluidos provenientes de los yacimientos petroleros. Para poder realizar una prueba de formación son necesarias herramientas que se introducen en el pozo que van desde sensores de presión hasta arreglos de sargas muy complejos que nos permiten el análisis en tiempo real.

Para poder obtener resultados confiables de una prueba de formación es necesario realizar estudios antes, durante y después de dicha prueba con ayuda de registros geofísicos y de muestras de roca de la formación. Se necesita, también, saber interpretar los resultados obtenidos de estas herramientas y por ende conocer el significado de cada uno de los parámetros que nos faciliten la comprensión de las condiciones del yacimiento.

A continuación se presentan las definiciones y conceptos básicos que se deben conocer para la correcta evaluación del pozo, así como de los fluidos obtenidos en las pruebas de formación.

1.1 Geología

La geología es la ciencia que estudia la estructura interior del planeta, cómo se formó, cómo está constituida, cuáles son sus composiciones mineralógica y química así como los procesos que le dan origen.

Las rocas, tema básico de estudio de la geología, son el material más común y abundante que existe en la Tierra; son de importancia petrolera ya que las rocas tienen un papel fundamental en la creación, desarrollo y almacenaje del petróleo.

La geología divide a las rocas en tres grupos que se explican a continuación.

1.1.1 Rocas ígneas

Las rocas ígneas se forman cuando la roca fundida (magma) se enfría y se solidifica. A medida que se enfría el magma, se van formando y creciendo los cristales de varios minerales.

Cuando el magma se enfría en el interior de la corteza terrestre se forman cristales muy grandes debido a que este proceso de enfriamiento se realiza en un periodo de tiempo muy largo con lo cual los cristales tienen más tiempo para crecer; por el contrario, cuando el magma llega a la superficie, como resultado de una erupción volcánica, su enfriamiento ocurre más rápido, lo que provoca que no haya tiempo suficiente para que se desarrollen cristales muy grandes.

Las rocas que se solidifican dentro de la corteza terrestre son llamadas rocas intrusivas o plutónicas; las rocas que se solidifican en superficie son llamadas rocas extrusivas o volcánicas.

Algunos ejemplos de estos tipos de rocas son:

Tabla 1.1 Tipos de rocas ígneas

Intrusivas (Plutónicas)	Extrusivas (Volcánicas)
Granito	Riolita
Diorita	Obsidiana
Gabro	Basalto
Granodiorita	Pumita (o piedra pómez)
Sienita	Toba volcánica

1.1.2 Rocas sedimentarias

Sedimento es un material sólido que se deposita bajo el agua o el aire; el sedimento es transportado principalmente por cualquiera de estos medios y depositados en algún ambiente sedimentario, como pueden ser lagos, ríos, mares, por ejemplo.

Conforme se van acumulando los sedimentos los materiales que se depositaron primero, experimentan un proceso de compactación y cementación llamado diagénesis.

Se estima que las rocas sedimentarias constituyen cerca del 5% (en volumen) de los 16 km externos de la Tierra. Son de importancia dentro de la industria petrolera ya que la mayoría de los yacimientos petroleros están conformados por este tipo de roca.

Dependiendo del origen de sus componentes las rocas sedimentarias se pueden clasificar de la siguiente manera:

❖ Rocas sedimentarias detríticas o terrígenas

Las rocas detríticas están compuestas, principalmente, por minerales de arcilla, cuarzo, feldspatos y micas. Este tipo de rocas sedimentarias se originan de material detrítico el cual se transporta en forma de clastos a partir de la meteorización mecánica y química, que, cuando se litifican, forman las rocas sedimentarias detríticas.

Detríticas
Conglomerado
Brecha
Arenisca
Limolita
Lutita

Tabla 1.2 Tipos de rocas sedimentarias detríticas o terrígenas

❖ Rocas sedimentarias carbonatadas

Las rocas sedimentarias carbonatadas se diferencian de las rocas sedimentarias terrígenas de varias maneras; las rocas terrígenas se forman a medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y litifican, o se compactan y cementan una roca sólida, en cambio en las rocas carbonatadas se desarrollan a través de sedimentos biogénicos formados por actividad geológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino.

Las rocas sedimentarias químicas se forman por deposición de sedimentos orgánicos e inorgánicos, de este origen surge su clasificación.

Tabla 1.3 Tipos de rocas sedimentarias químicas según el origen del sedimento

Químicas	
Orgánicas	Inorgánicas
Caliza Estromatolítica	Travertino
Coquina	Caliza oolítica
Pedernal	Dolomía
Carbón	Evaporita

Las rocas arrecifales son aquellas que provienen de los corales marinos, ya que estos pueden crear grandes arrecifes, estas resguardan a miles de organismos que segregan una estructura de calcita lo que a su vez contribuye al fortalecimiento del arrecife cementando su estructura sólida. Un ejemplo de este tipo de rocas es la caliza arrecifal.

1.1.3 Rocas metamórficas

Metamorfismo se define como “cambio de forma”, es un proceso que provoca cambios mineralógicos, de textura y a menudo, de composición química en una roca preexistente. El proceso de metamorfismo se presenta por igual en rocas ígneas y en rocas sedimentarias, llamadas también rocas madre ya que a partir de éstas se forman las rocas metamórficas. Es importante que durante el metamorfismo la roca permanezca en estado sólido porque de no ser así tendría que ser clasificada como roca ígnea.

Tabla 1.4 Tipos de rocas metamórficas

Roca madre	Roca metamórfica
Lutita	Pizarra
Gneis	Esquisto, granito o rocas volcánicas
Mármol	Caliza, dolomía
Cuarcita	Cuarzoarenita
Antracita	Carbón bituminoso

1.2 Petrofísica

Se considera a la petrofísica como la ciencia que reúne los conocimientos de las ingenierías petrolera, geofísica y geológica; con esto es posible determinar cualitativa y cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en el yacimiento. La petrofísica también se encarga de determinar la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado.

En pocas palabras, y como su nombre lo indica, la petrofísica se enfoca al análisis físico de la roca y el sistema roca-fluido que se encuentran formando un yacimiento petrolero. Los conceptos básicos para su comprensión son presentados a continuación.

1.2.1 Porosidad

Este parámetro petrofísico es de los más importantes, debido a que puede ser un indicador de la cantidad de fluidos (hidrocarburos y no hidrocarburos) que se puede almacenar en la roca. Se define como la relación del volumen vacío de una roca entre su volumen total

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}, \quad 1.1$$

donde

ϕ = porosidad (fracción o %)

V_p = volumen de poro (unidades de volumen)

V_t = volumen total de la roca (unidades de volumen)

Dentro de la porosidad se tienen sub clasificaciones: porosidad primaria, porosidad secundaria, efectiva y porosidad absoluta, debido a que no siempre todos los poros están interconectados.

- ✘ Porosidad primaria.- También se le llama porosidad original o de matriz, esta se puede definir como aquella porosidad que es adquirida al tiempo de depósito y posterior litificación del material, esto último se refiere al proceso de diagénesis.
- ✘ Porosidad secundaria. Esta porosidad es adquirida cuando actúan ciertos procesos geológicos o fenómenos químicos, que pueden ocurrir tanto de manera independiente como en conjunto. Se considera que ha sido generada posterior a la litificación de la roca.
- ✘ Porosidad absoluta.- Es la relación entre el volumen total de poros, interconectados o no, y el volumen total de roca. Se puede expresar de la siguiente forma:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_t}, \quad 1.2$$

donde:

V_{pc} = volumen de poros interconectados

V_{pnc} = volumen de poros no interconectados

V_t = volumen total de la roca

- ✖ Porosidad efectiva.- Es la relación de los poros interconectados y el volumen total de la roca. Cabe mencionar que en la industria petrolera este es un parámetro de gran importancia. Se expresa de la siguiente forma:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_t} \quad 1.3$$

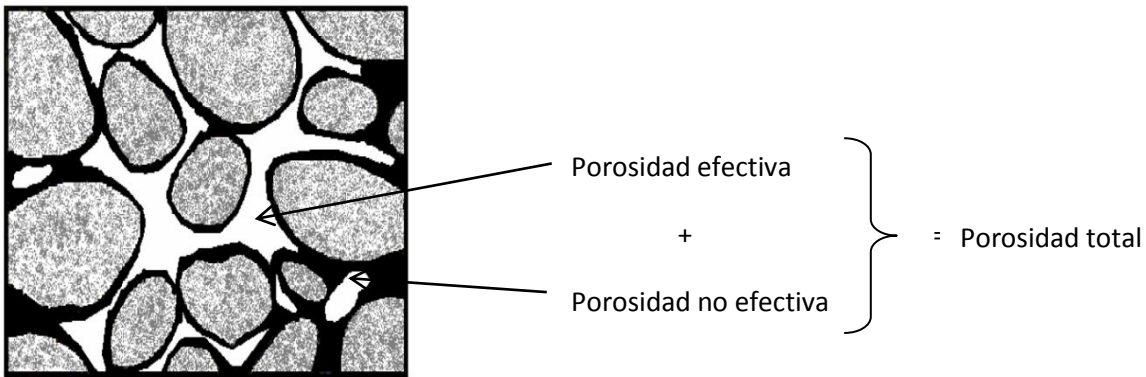


Fig. 1.1 Representación de las porosidades total, efectiva y no efectiva.

1.2.2 Permeabilidad

Se puede definir como la propiedad que tiene una roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Entre más alta sea la permeabilidad se tendrá un mayor flujo de fluidos en la roca.

En 1856, Henry Darcy llevó a cabo estudios de flujo de fluidos a través de un medio poroso. Investigó y experimentó con filtros de arena y encontró que el gasto de un fluido a través de un empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido (ρ , g , h), mas una presión (P) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud (L) dada, en toda el área de una sección transversal (A) perpendicular a la dirección de flujo, donde la constante de proporcionalidad es la permeabilidad. Figura 1.2.

$$q = -A \frac{k}{\mu} \frac{\Delta(P + \rho gh)}{L}. \quad 1.4$$

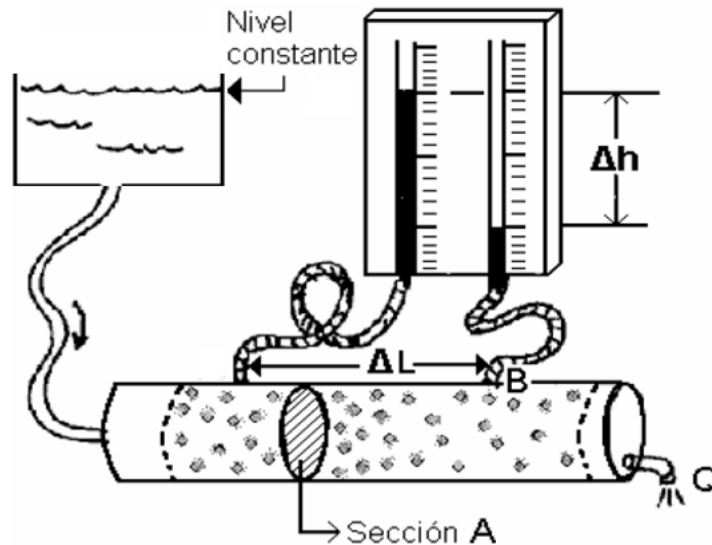


Fig. 1.2 Esquema del experimento realizado por Henry Darcy

Al igual que la porosidad, la permeabilidad tiene sub clasificaciones, tales como permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa.

❖ Permeabilidad absoluta (k_a)

Esta permeabilidad se refiere cuando solo se tiene un fluido mojante presente en el medio poroso que no reaccione con los sólidos y además lo satura en un 100%

❖ Permeabilidad efectiva (k_e)

En esta permeabilidad se considera más de un fluido en el medio poroso, es decir, se tendrá un fluido mojante y uno no mojante. Por lo tanto la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso al fluido; mediante estudios se ha determinado que la $k_e < k_a$.

❖ Permeabilidad relativa. (k_r)

Esta se define como la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta. Esta permeabilidad es expresada en

fracción debido a que la relación ya mencionada nunca será mayor a 1. En resumen se puede decir que la permeabilidad relativa nos indica la fracción de la facilidad de flujo total con la que un fluido se mueve a través de la roca cuando en el medio poroso se encuentra más de un fluido.

$$k_r = \frac{k_e}{k_a} . \quad 1.5$$

1.2.3 Compresibilidad de la Formación

En general, la compresibilidad de la formación se define como el cambio de volumen poroso causado por una variación de presión a temperatura constante, se puede expresar de la siguiente manera:

$$c_f = -\frac{1}{v} \left[\frac{dv_p}{dp} \right]_T , \quad 1.6$$

donde:

c_f = Compresibilidad de la formación en el intervalo de presión de P1 a P2.

v_p = Volumen poroso a la presión P1.

$\frac{dv_p}{dp}$ = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión de P₁ a P₂

La compresibilidad de la formación, al igual que la de los fluidos, es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos, tal expansión tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez es causada por el abatimiento de la presión.

Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos bajosaturados ($P_y > P_b$) sin empuje de agua, hasta que la presión del yacimiento se abata y llegue a la presión de saturación. Para la formación se tienen tres tipos de compresibilidades:

- Compresibilidad de los Poros (C_p)
- Compresibilidad de la Matriz (C_r)
- Compresibilidad Total de la Roca (C_b)

1.2.4 Saturación de Fluidos

Esta propiedad se define como el volumen de un fluido contenido dentro del **total** volumen poroso (huecos) de la roca. De igual forma que la porosidad, se expresa en fracción o porcentaje (%).

$$S_f = V_f / V_p , \quad 1.7$$

donde

S_f = saturación del fluido

V_f = volumen del fluido

V_p = volumen de poros.

En una formación productora de hidrocarburos podemos encontrar agua gas y aceite. Se estima que en el agua presente en la formación, llamada agua congénita, se depositaron los sedimentos y posteriormente fue desplazada parcialmente por los procesos diagenéticos y al presentarse la migración de los hidrocarburos. La saturación total de fluidos contenidos en la roca debe ser de un 100%, es decir, si se tienen solamente dos fluidos la suma de sus saturaciones debe ser 1 o el 100% y lo mismo para tres fluidos, la sumatoria de las saturaciones de los tres fluidos debe ser 1 o el 100%. Esto se puede expresar con las Ecs. 1.8 a 1.11 y ver en las Figs. 1.3 a 1.5.

$$S_w = 1 \quad 1.8$$

$$S_w + S_o = 1 \quad 1.9$$

$$S_w + S_g = 1 \quad 1.10$$

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad 1.11$$

donde se tienen las expresiones para los diferentes tipos de fluidos.

$$S_o = \frac{V_o @ c.y}{V_p @ c.y} \quad S_g = \frac{V_g @ c.y}{V_p @ c.y} \quad S_w = \frac{V_w @ c.y}{V_p @ c.y}$$

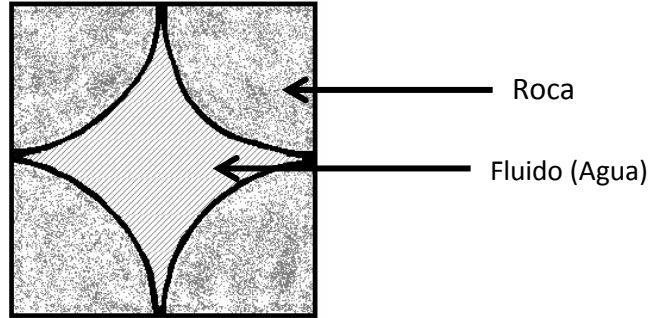


Fig. 1.3 Ejemplo cuando la roca está saturada con un solo fluido (Agua).

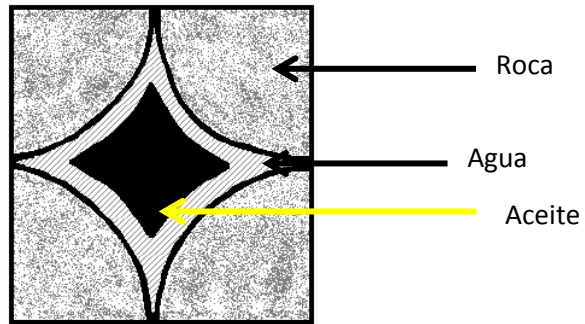


Fig. 1.4 Ejemplo de una roca saturada con dos fluidos (Agua y Aceite).

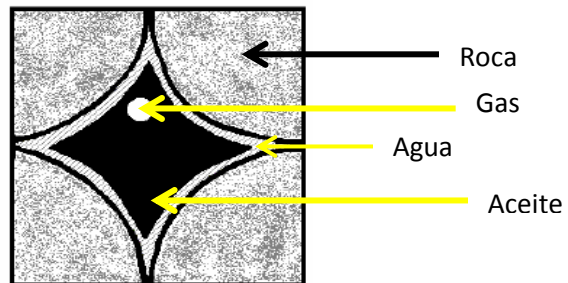


Fig. 1.5 Ejemplo de una roca saturada con tres fluidos (Agua, Aceite y Gas)

* Si solo se tiene un fluido en el medio poroso, entonces de acuerdo a la ecuación 1.8 el volumen poroso será igual al volumen de fluido.

Si en una formación se sabe que se tienen 2 fluidos y uno de ellos es agua, la saturación para el otro fluido (aceite o gas) será determinada con las siguientes ecuaciones:

$$S_o = 1 - S_w \quad 1.12$$

O bien

$$S_g = 1 - S_w \quad 1.13$$

En caso de tener más de dos fluidos, se utiliza la ecuación 1.11.

1.2.5 Resistividad

Por definición, la resistividad es la propiedad que tienen las rocas o fluidos de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad de los fluidos contenidos en los poros de la roca, depende de la sal disuelta en ellos. La resistividad de las rocas proporciona evidencias del tipo y cantidad de fluidos contenidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada se presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas se presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta.

❖ Resistividad de la roca

La resistividad de las rocas dependerá, principalmente, de qué tan compactas sean y de la saturación del fluido conductor (agua), por ejemplo, si se tienen rocas compactas (poco porosas) como las calizas, tendrán una resistividad alta aunque estén saturadas 100% de agua salada.

Dentro de la industria petrolera, más específicamente en el área de toma de registros geofísicos de pozos, la resistividad es un parámetro de gran importancia debido a que es la clave para determinar la saturación de hidrocarburos. A continuación se muestran las diferentes resistividades correspondientes a las zonas que se consideran en la formación en una toma de registros de resistividad.

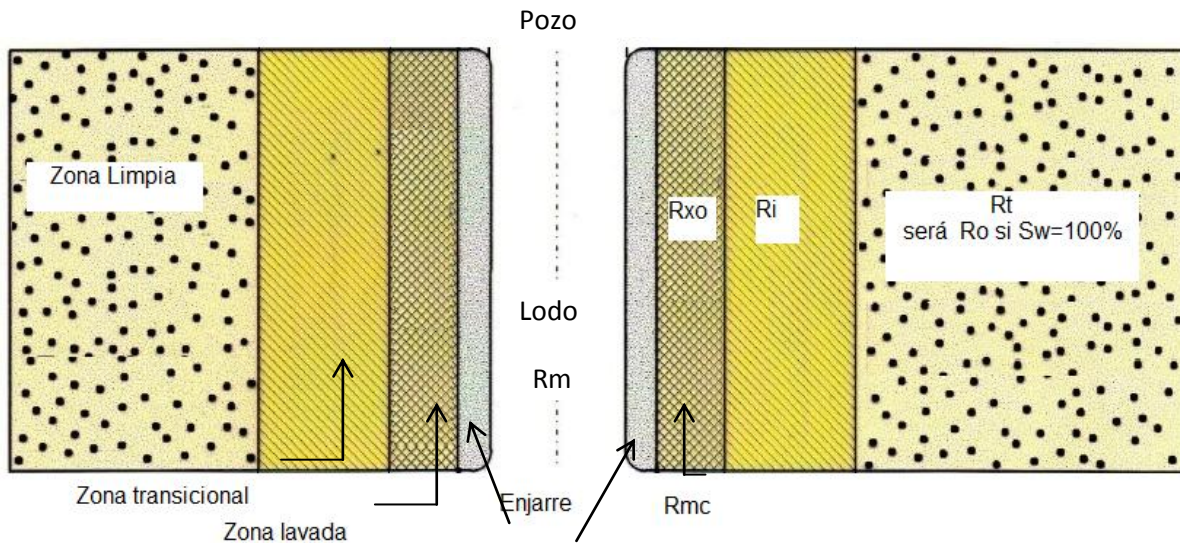


Fig. 1.6 Representación de la distribución de las resistividades en una formación alrededor de un pozo

Donde

R_m , es la resistividad del lodo de perforación.

R_{mc} , se define como la resistividad del enjarre del lodo en la pared del pozo.

R_{xo} , es la resistividad de la zona lavada por el filtrado de lodo.

R_i , es la resistividad en la zona de transición.

R_t , es la resistividad verdadera de la formación, o también llamada resistividad de la zona virgen y cuando se sabe que está saturada al 100% con agua se le llama R_o .

1.2.6 Mojabilidad

La mojabilidad es un parámetro del sistema roca-fluidos que se puede definir como la tendencia de un fluido a extenderse sobre una superficie sólida. Dentro del área de la Ingeniería de Yacimientos es un aspecto utilizado ampliamente. El elemento sólido es la roca (areniscas, calizas o dolomías). Los fluidos que pueden existir en el volumen poroso son agua, aceite y/o gas en distintos grados de saturación: S_w de 100% en el acuífero, S_w y S_o menores a 100% en yacimientos bajosaturados, S_w y S_g menores a 100% en yacimientos de gas, así como S_w , S_o y S_g menores a 100% en yacimientos de aceite saturado.

Existen varios métodos para determinar la mojabilidad en un sistema roca-fluidos, uno de ellos es a través de la medición del ángulo de contacto, denominado ángulo θ . Este ángulo se mide a partir del sólido dentro de la fase más densa hasta el vector que representa la tensión interfacial entre los dos fluidos no miscibles, ver figura 1.7. Si el ángulo θ es menor a 90° el fluido mojante es el más denso, si θ es mayor a 90° el fluido mojante es el menos denso y si $\theta = 90^\circ$ indica que los dos fluidos tienen igual afinidad por el sólido.

El ángulo θ depende, básicamente, de las composiciones mineralógica de la roca y química de los fluidos.

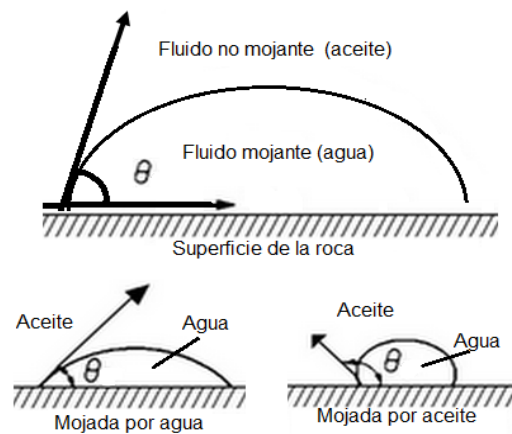


Fig. 1.7 Esquema donde se muestran los ángulos de contacto.

1.2.7 Tortuosidad

El concepto de tortuosidad aparece debido a que los poros interconectados de la roca forman o representan los canales de flujo para los fluidos dentro de los yacimientos y estos canales no son tubos capilares rectos ni mucho menos tienen paredes lisas. La tortuosidad se define como una medida de desviación que se presenta en el sistema poroso con respecto a un sistema ideal de tubos capilares (caminos rectos). Se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$\tau = \left(\frac{L_r}{L}\right)^2 \quad 1.14$$

Donde

τ = tortuosidad

L_r = longitud real del trayecto del flujo

L = longitud de la muestra de roca

1.3 Propiedades de los Fluidos Petroleros

Los fluidos provenientes de los yacimientos petroleros poseen propiedades que deben ser evaluadas y analizadas a detalle, ya que de estas propiedades depende el sistema de explotación que se implante y el diseño de equipos de operación en un campo petrolero.

Las propiedades de los fluidos petroleros dependen de su composición química y varían de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura que se tienen en el yacimiento. Los análisis de laboratorio son el método más preciso para poder conocer dichas propiedades, pero cuando no se dispone de información de laboratorio, algunas correlaciones empíricas son utilizadas brindando resultados aproximados. A continuación se presentan conceptos básicos en relación a las propiedades de los fluidos así como experimentos realizados en laboratorio cuando se disponen de muestras de fluidos provenientes de los yacimientos petroleros.

1.3.1 Condiciones estándar

Estas condiciones se definen dependiendo del país, en México las condiciones estándar son las siguientes:

- Presión= 14.69 psi (101.33 kPa, 1.033 kg/cm², 1 atm)
- Temperatura: 60 °F (15.56 °C, 288.71 °K)

1.3.2 Factor de volumen del aceite (Bo)

Volumen que ocupa un barril de aceite con su gas disuelto a condiciones de yacimiento por cada volumen que ocupa un barril de aceite muerto (residual) a condiciones estándar.

$$B_o = \frac{V_o P, T @ c. y}{V_o P, T @ c. s} \quad 1.15$$

1.3.3 Encogimiento

Disminución en volumen de una fase líquida como resultado de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica.

1.3.4 Densidad del aceite

De acuerdo al American Petroleum Institute (Instituto Estadounidense del Petróleo), la densidad está definida de la siguiente manera:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad 1.16$$

Donde: γ_o = densidad relativa del aceite @c.s

Dependiendo de su densidad, el aceite se clasifica de la siguiente manera:

Tabla 1.5 Clasificación del aceite de acuerdo a su densidad

Aceite	Densidad (gr/cm ³)	Densidad (°API)
Extrapesado	>1.0	<10
Pesado	1.01- 0.92	10.1-22.3
Ligero	0.86-0.83	31.2-39
Superligero	<0.83	>39

Tabla 1.6 Clasificación de aceites mexicanos

Tipo de aceite	Clasificación	Densidad (°API)
Maya	Pesado	22
Istmo	Ligero	33.6
Olmecca	Superligero	39.3

1.3.5 Densidad relativa de un líquido

Se define como el cociente de la densidad del líquido con respecto a la densidad del agua (1 gr/cm³), ambos tomados a las mismas condiciones de presión y temperatura.

1.3.6 Viscosidad de un fluid

Es una medida de la resistencia interna al flujo de un fluido, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal, en realidad todos los fluidos conocidos presentan una cierta viscosidad.

1.3.7 Análisis pVT

Análisis requerido para conocer las propiedades de los fluidos petroleros; consiste en realizar una simulación del comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento a temperatura constante utilizando unas celdas llamadas celdas PVT. Estas celdas tienen una capacidad aproximadamente de 600 cm³ y están diseñadas para soportar grandes cambios de presión y temperatura (10,000 psi y 350 °F).

Existen diferentes tipos de análisis PVT, por ejemplo:

- Análisis composicional (para aceite)
- Separación flash
- Separación diferencial
- Cromatografía (para gas)

1.3.8 Análisis composicional

Se determina la composición química del fluido, la cual se puede esquematizar con el siguiente ejemplo de un análisis composicional hecho al fluido proveniente del pozo 117 en la localidad de Tecominoacán, Tabasco.

Componente	%
N2	1.112
CO2	1.57
H2S	0.489
C1	42.806
C2	9.299
C3	6.681
lc4	1.345
nC4	3.207
iC5	1.504
nC5	1.703
C6	3.112
C7	3.099
C8	3.057
C9	2.817
C10	2.47
C11+	15.729
Total	100

Tabla 1.7 Composición química del fluido del pozo 117.

1.3.9 Separación flash

Proceso en el que con cada declinación o nivel de presión en la celda PVT el gas liberado del aceite se conserva, manteniendo constante la composición total del sistema.

1.3.10 Separación diferencial

Es el proceso en el cual el gas que se separa del petróleo dentro de la celda PVT es retirado variando la composición del sistema constantemente.

1.3.11 Factor de volumen del gas (Bg)

Volumen que ocupa un gas a condiciones de yacimiento con respecto al volumen que ocupa la misma masa de gas en superficie a condiciones estándar.

$$Bg = \frac{V_{g P,T @ c.y}}{V_{g P,T @ c.s}} \quad 1.17$$

1.3.12 Relación de solubilidad inicial (Rsi)

Indica el volumen de gas inicial disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento.

1.3.13 Relación de solubilidad (Rs)

Cantidad de gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento.

1.3.14 Factor de compresibilidad (Z)

También llamado factor de desviación, es un factor que se introduce en la ley de los gases ideales e indica la desviación que presenta un gas real con respecto a un gas ideal. Se puede calcular de la siguiente manera:

$$Z = \frac{pV}{nRT}, \quad 1.18$$

donde:

R= Constante universal de los gases ideales (R= 0.082 atm*lt/mol*K)

p= Presión absoluta (atmósferas)

n= Número de moles de gas

T= Temperatura absoluta (° Kelvin)

V= Volumen (litros)

1.3.15 Compresibilidad de los gases

La compresibilidad de los gases depende directamente del factor de compresibilidad Z, el cual es un factor de corrección que fue introducido en la ecuación general de los gases ideales:

$$pV = ZnRT \quad 1.19$$

Partiendo de esta ecuación se puede llegar a la expresión para determinar la compresibilidad de un gas:

$$C_g = \left[\left(\frac{1}{p} \right) - \left(\frac{1}{Z} \right) \right] * \left(\frac{dZ}{dp} \right) \quad 1.20$$

1.3.16 Densidad del gas

Peso molecular por unidad de volumen de un gas a ciertas condiciones de presión y temperatura.

1.3.17 Densidad relativa de un gas

Se define como el cociente del peso molecular por unidad de volumen de un gas entre el peso molecular por unidad de volumen del aire (1 atm), ambos tomados a las mismas condiciones de presión y temperatura

1.3.18 Cromatografía

Es una técnica para la separación de compuestos orgánicos e inorgánicos térmicamente estables y volátiles. Su principal objetivo es la cuantificación de cada compuesto presente en la mezcla.

1.3.19 Factor de volumen del agua (Bw)

Volumen que ocupa un barril de agua a condiciones de yacimiento por cada barril de agua medido a condiciones estándar.

$$B_w = \frac{V_w P, T @ c. y}{V_w P, T @ c. s} \quad 1.21$$

1.3.20 Factor de volumen total

Volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado, entre el volumen de aceite en la superficie.

$$B_t = \frac{\text{Volumen total ocupado por los fluidos @ c. y.}}{\text{Volumen de aceite @c.s}} \quad 1.22$$

1.4 Pruebas de Presión

En la industria petrolera, en el área de Ingeniería de Yacimientos para ser más precisos, se llevan a cabo los registros de pozos, que son herramientas utilizadas para evaluar características de los yacimientos.

En esta área de registros de pozos, podemos encontrar las pruebas de presión, las cuales tienen gran importancia debido a que nos proporcionan datos confiables para poder evaluar características de flujo y de almacenamiento de una formación. Este tipo de pruebas son utilizadas tanto en la etapa de exploración como en la de explotación de un campo petrolero. La información obtenida de tales pruebas es utilizada para planear y evaluar el desarrollo de un campo petrolero.

Básicamente, una prueba de presión puede definirse como la medición continua de los cambios de presión de un pozo, causados por un cambio en el flujo del mismo. El procedimiento consiste, principalmente, en bajar una herramienta con un equipo de medición lo más cercano posible a la zona de producción, esto para registrar el comportamiento de la presión respecto al tiempo durante la prueba.

1.4.1 Objetivo de las pruebas de presión

Inicialmente, las pruebas de presión se aplicaron para determinar la presión promedio del área de drenaje de los pozos, cabe mencionar que esta información era utilizada para estudiar el comportamiento de yacimientos por medio de un balance de materia. En años posteriores, se observó que la permeabilidad afectaba o se veía reflejada en los resultados del comportamiento de la presión, de igual forma se encontró que era posible evaluar las condiciones de daño de un pozo a partir de las pruebas de cierre o de incremento de presión.

1.4.2 Pruebas de presión en yacimientos homogéneos

Para poder tener una idea del comportamiento del yacimiento y caracterizarlo de una manera óptima se utilizan las pruebas de decremento y de incremento de presión.

Principalmente son usadas para estimar propiedades del yacimiento in situ; con los avances tecnológicos se han podido evaluar con modelos más eficaces en condiciones más sofisticadas.

A continuación se presentan las pruebas de presión más importantes

❖ Prueba de incremento de presión

Este tipo de prueba es de las más usadas. A partir de tal prueba es posible evaluar la permeabilidad, la presión media, presión inicial y el daño a la formación.

Esta prueba de incremento de presión consiste, básicamente, en cerrar un pozo después de un periodo de producción y medir la variación de presión antes y durante la alteración ocasionada por este cierre. Dentro de las consideraciones para este tipo de prueba se tiene que antes del cierre se tenía una producción a gasto constante y que al momento del cierre la formación dejó de aportar fluidos al pozo (libre de almacenamiento), ésto se puede ver en la figura 1.8.

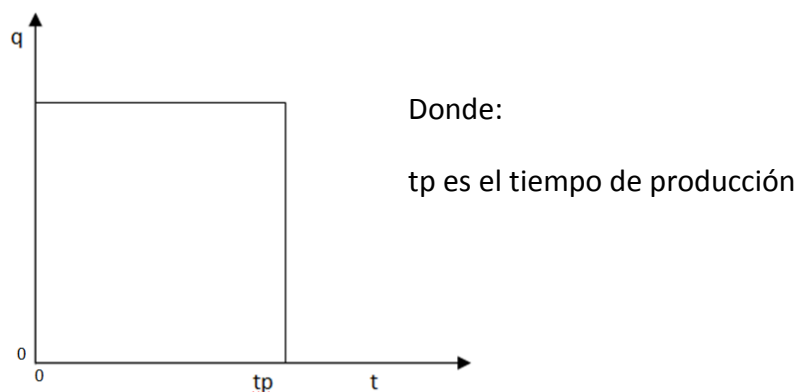


Fig. 1.8 Ejemplo de una gráfica de q vs t en una prueba de incremento de presión

❖ Prueba de decremento de presión

Este tipo de prueba también es de las más utilizadas, al igual que la prueba de incremento de presión, pero estas son utilizadas para hacer análisis y cálculo del volumen poroso que drena el pozo (estimar el volumen original). El procedimiento a seguir para este tipo de prueba es muy simple, partiendo del hecho que el pozo está cerrado, solo se abre a producción constante y se deja fluir el pozo y se registra la variación de la presión con respecto al tiempo. Su comportamiento se muestra en la figura 1.9.

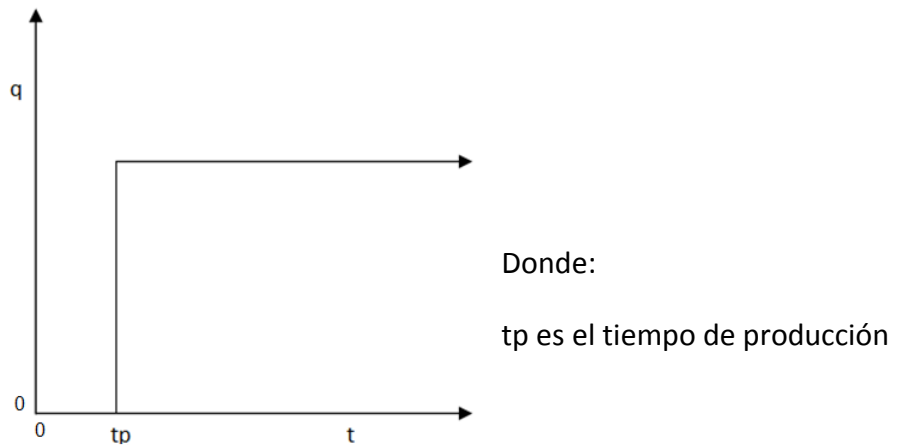


Fig. 1.9 Ejemplo de una gráfica de q vs t en una prueba de decremento de presión

Además de las pruebas de decremento e incremento de presión, se cuenta con otras pruebas de variación de presión que son derivadas de las anteriores, de igual forma son utilizadas para realizar la caracterización o evaluar el yacimiento.

Ejemplos de otras pruebas de variación de presión son las siguientes*:

- Prueba de Falloff, mejor conocida como prueba de un pozo inyector. Esta prueba se realiza después de un cierre, donde hubo un periodo de inyección en un pozo.
- Prueba de inyectividad. Esta prueba consiste en la inyección de algún fluido a ciertos gastos que son medidos mientras se está monitoreando el comportamiento de la presión.
- Prueba de interferencia. En este tipo de prueba se tiene un pozo productor con cierto gasto y se tiene uno o varios pozos cerrados en los cuales se registra el cambio de presión.

- Pruebas de pulso. Para estas pruebas se tiene un pozo productor o inyector en el cual se tiene un gasto y se cierra, con lo cual se genera una secuencia de pulso, de igual forma se tiene uno o varios pozos cerrados en los que se registra dicha secuencia de pulsos.

* Nota Este tipo de pruebas se describen a detalle en el Capítulo 2

❖ Ecuación de difusión

Esta ecuación es de gran ayuda ya que describe el proceso físico que toma lugar en el yacimiento, debido a que la presión al inicio de la producción declina demasiado rápido y los fluidos cerca del pozo se expanden y se mueven a las zonas de menor presión. Este movimiento de fluidos se ve afectado por diversos factores como la fricción, la inercia y la misma viscosidad del fluido.

Esta ecuación combina la ecuación de continuidad (que es el principio de la conservación de la masa, y de aquí obtenemos el balance de materia), la ecuación de flujo (ecuación de Darcy) y la ecuación de estado (compresibilidad).

Se parte del hecho que:

$$masa_{entra} - masa_{sale} = masa_{acumulada} \quad 1.23$$

En un volumen de control como se muestra en la figura siguiente:

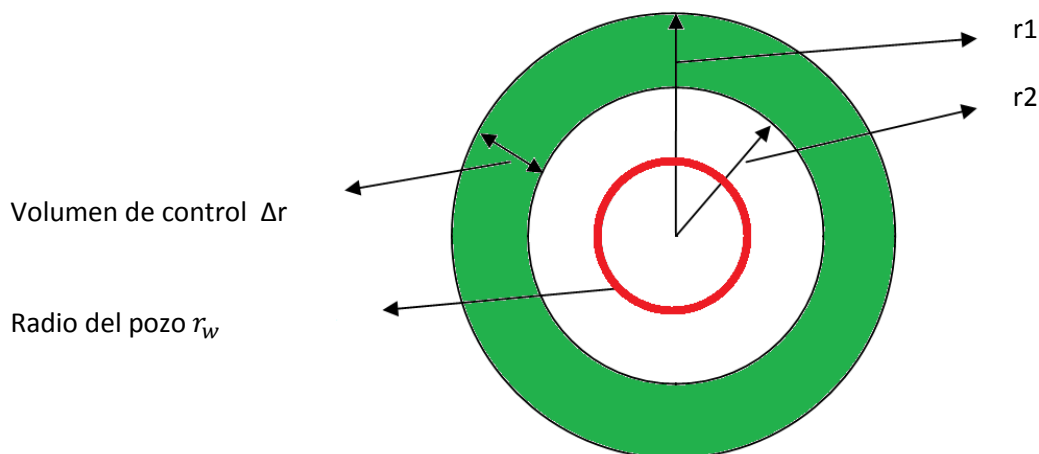


Fig. 1.10 Esquema donde se muestra el volumen de control utilizado en el desarrollo de la ecuación de difusión.

Para una geometría de flujo radial se tiene que:

$$\frac{\rho V}{\Delta t} \Big|_r - \frac{\rho V}{\Delta t} \Big|_{r+\Delta r} = \frac{\rho V}{\Delta t} \Big|_{acumulado} \quad 1.24$$

Ahora, poniendo el volumen en función del área y la velocidad de flujo v_r

$$\rho(2\pi r h)v_r \Big|_r - \rho(2\pi r h)v_r \Big|_{r+\Delta r} = \frac{\partial}{\partial t} \rho(2\pi r \Delta r + \pi(\Delta r)^2)(h) \quad 1.25$$

El término $\pi(\Delta r)^2$ se desprecia debido al exponente al cuadrado. Por lo tanto, la ecuación 1.25 queda de la siguiente manera:

$$\rho(2\pi r h)v_r \Big|_r - \rho(2\pi r h)v_r \Big|_{r+\Delta r} = \frac{\partial}{\partial t} \rho(2\pi r \Delta r)(h) \quad 1.26$$

Ahora bien, se trabajará sobre el lado derecho de la ecuación:

Desarrollando la diferencial parcial del lado derecho se obtiene lo siguiente

$$\underbrace{\rho(2\pi r h)v_r \Big|_r}_{masa_{entra}} - \underbrace{\rho(2\pi r h)v_r \Big|_{r+\Delta r}}_{masa_{sale}} = \underbrace{\frac{\rho(2\pi r \Delta r h) \Big|_{t+\Delta t} - \rho(2\pi r \Delta r h) \Big|_t}{\Delta t}}_{masa_{acumulada}} \quad 1.27$$

Reduciendo la ecuación 1.27 y reordenando queda de la siguiente manera

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (\rho r v_r) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) \quad 1.28$$

Ahora, partiendo de la ecuación de Darcy en su forma continua:

$$\frac{q}{A} = v_r = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \rightarrow \left[\frac{\text{unidades longitud}}{\text{unidades de tiempo}} \right] \quad 1.29$$

Utilizando las ecuaciones anteriores se llega a

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\rho r k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) \quad 1.30$$

Del lado derecho de la ecuación 1.28 aplicando propiedades de la derivada, la ecuación se reduce a:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) = C_T \rho\phi \frac{\partial p}{\partial t} \quad 1.31$$

Donde: C_T es la compresibilidad total de la formación

Ahora analizando y desarrollando el lado izquierdo de la ecuación 1.30.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\rho r k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \rho \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + r \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \left[\frac{\partial \rho}{\partial r} \right] \quad 1.32$$

De la ecuación 1.32 se desprecian términos debido a que los gradientes son demasiado pequeños y por lo tanto la ecuación 1.32, al final de todos estos procedimientos queda de la siguiente forma:

$$\frac{1}{r} \rho \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = C_T \rho\phi \frac{\partial p}{\partial t} \quad 1.33$$

Agrupando términos la ecuación 1.33 y considerando que k y μ son constantes la ecuación queda definida como

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi \frac{\mu}{k} C_T \frac{\partial p}{\partial t} \quad 1.34$$

Finalmente, la ecuación 1.34 es la ecuación de difusión para un flujo radial. Este procedimiento descrito es el mismo para los otros patrones de flujo como esférico y lineal. A continuación se presenta la ecuación de difusión en su forma general la cual se puede aplicar a distintos patrones de flujo.

$$\frac{1}{r^n} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^n \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi \frac{\mu}{k} C_T \frac{\partial p}{\partial t} \quad 1.35$$

Dónde el valor de n varía dependiendo del patrón de flujo:

- $n = 0$ flujo lineal
- $n = 1$ flujo radial
- $n = 2$ flujo esférico

❖ Método de Horner

El método de Horner es ampliamente usado y es el método con mayor aplicación en la caracterización de los yacimientos con base en pruebas de presión. A continuación se muestran algunos conceptos que son de gran utilidad para su análisis.

✖ Yacimiento infinito

En condiciones ideales es posible asumir que la prueba de presión se realiza en un yacimiento con comportamiento infinito, es decir, sin efectos de límites durante todo el período de flujo y después del período de cierre.

Si el pozo es cerrado después de que ha producido a cierto gasto, q , por un determinado periodo de tiempo, t_p , y la presión en el fondo, p_{ws} , es registrada al tiempo Δt , entonces la gráfica de p_{ws} vs $\log(t_p + \Delta t)/\Delta t$ será una línea recta; la ecuación que representa este comportamiento es la siguiente:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6 q_o \mu_o \beta_o}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad 1.36$$

La expresión anterior está expresada en unidades de campo:

p_i = presión inicial (psi)

p_{ws} = presión en el fondo del pozo (psi)

q_o = gasto de aceite (BPD)

μ_o = viscosidad del aceite (cp)

β_o = factor de volumen del aceite (adimensional)

k = permeabilidad (md)

h = espesor (ft)

t_p = tiempo de producción (hrs)

Δt = tiempo registrado después del cierre (hrs)

Donde la pendiente m es $\frac{162.6 q_o \mu_o \beta_o}{kh}$ y p_i (presión inicial del yacimiento) es la intersección cuando $\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} = 1.0$. La permeabilidad de la formación, k , puede ser calculada de la pendiente utilizando la siguiente ecuación:

$$k = \frac{162.6 q_o \mu_o \beta_o}{mh} \quad 1.37$$

El factor de daño puede ser calculado de la siguiente expresión, que fue desarrollada por van Everdingen, A. F.:

$$S = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{ws}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad 1.38$$

✦ Yacimiento finito

En yacimientos finitos, el método de Horner puede ser utilizado a tiempos cortos para estimar permeabilidad y daño pero no la presión inicial ya que la extrapolación de la línea recta en la gráfica de Horner no da buenas estimaciones debido a las fronteras que alcanza el flujo de fluidos. Para estos casos se opta por otros métodos de análisis, por ejemplo:

- Método de Matthews-Brons-Hazebroek (MBH). Utilizado en las curvas de incremento para diferentes geometrías y posiciones del área de drenaje de los pozos.
- Método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH). Utilizado bajo condiciones de flujo pseudo-estacionario antes del cierre del pozo, es decir, en campos ya desarrollados.

❖ Efecto de almacenamiento

El efecto de almacenamiento, o bien Wellbore Storage, ocurre debido a la expansión de los fluidos en el pozo y se define como el flujo que se presenta hacia el pozo después de que el pozo ha sido cerrado para lograr una estabilización, otra forma de llamarlo es postflujo. En las pruebas de decremento de presión ocurre descarga (unloading), en

pruebas de incremento de presión se presenta postflujo (afterflow). Este efecto se observa en la Figura 1.11.

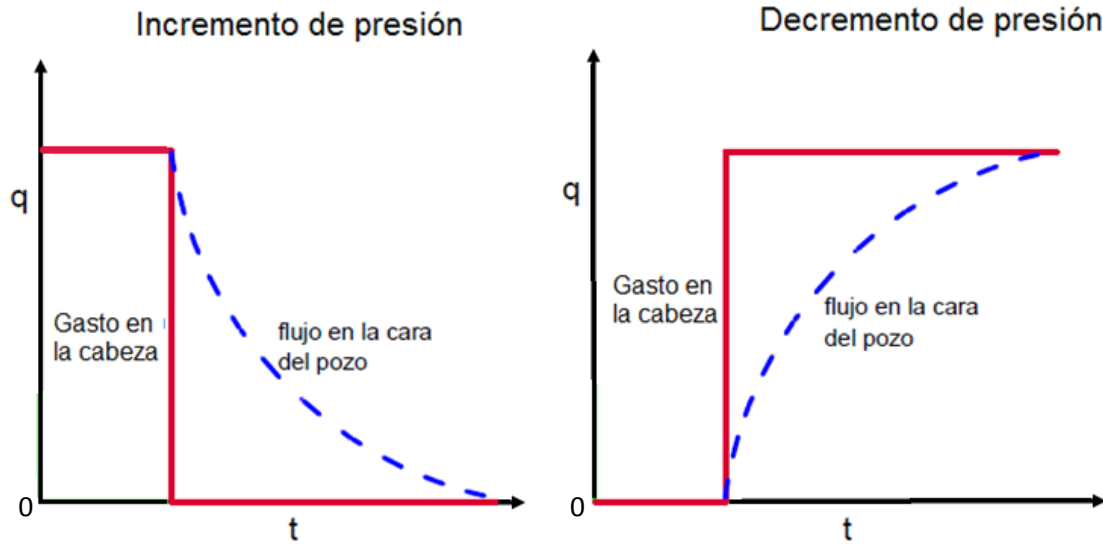


Fig. 1.11 En estas graficas se muestra cómo afecta el almacenamiento en las pruebas de decremento y de incremento de presión

Dentro de las pruebas de presión tradicionales se tuvo que incrementar el tiempo de las pruebas de tal modo que el tiempo de la prueba de presión debía ser lo suficientemente largo para poder mitigar este problema y también el daño a la formación. Una forma de poder evitar este problema es realizar el análisis mediante el método de curvas tipo.

En tiempos muy cortos, en las pruebas de variación de presión es cuando más afecta este efecto de almacenamiento. Matemáticamente, el coeficiente de almacenamiento se puede definir como el volumen total de fluidos del pozo por unidad de cambio de presión de fondo y se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad 1.39$$

donde

C = Coeficiente de almacenamiento

ΔV = Variación de volumen

ΔP = Variación de presión

Se pueden tener dos casos:

- Volumen del pozo completamente lleno y de un solo fluido, se utiliza la siguiente ecuación

$$C = c_o V_w , \quad 1.40$$

donde

c_o = compresibilidad del líquido @ condiciones en ese momento (1/psi)

V_w = volumen en el pozo (Barriles)

- Volumen variable durante la prueba, se utiliza la siguiente ecuación desarrollada :

$$\Delta V = \Delta h * V_u \quad 1.41$$

Y la presión en el fondo del pozo se expresa de la siguiente manera

$$\Delta p = \Delta h * \rho * (g/g_c) \quad 1.42$$

Por lo tanto, sustituyendo las ecuaciones 1.41 y 1.42 en la ecuación 1.39, se tiene la expresión que representa el coeficiente de almacenamiento, la cual se puede escribir de la siguiente forma:

$$C = 144 \frac{V_u}{\rho(g/g_c)} , \quad 1.43$$

donde

ρ = densidad del líquido (lb/ft³)

g = constante gravitacional (32.174 ft/ s²)

g_c = es un factor de conversión (32.174 [lb_m ft / (lb_f s²)])

(g/g_c) = relación entre la constante gravitacional y el factor de conversión ($1 \frac{lb_f}{lb_m}$)

V_u = volumen por unidad de longitud dentro del pozo (Bbl/ft)

❖ Efecto de flujo no-darciano

Flujo no-darciano, también llamado flujo turbulento, ocurre cuando se presentan altas velocidades de flujo de gas. Altos gastos durante el periodo de decremento de presión causan una caída de presión adicional debido a fuerzas inerciales que no pueden ser despreciadas. La fuerza de inercia debido a las aceleraciones y desaceleraciones de las partículas de los fluidos pasando a través de los espacios porosos causando estas caídas de presión adicionales.

Esta caída de presión adicional es llamada efecto no-darciano debido a que la ecuación de Darcy por sí sola no es capaz de describir satisfactoriamente este momento de variación, se adiciona un término de flujo al cuadrado a la ecuación de Darcy para relacionar el gradiente de potencial con el flujo de fluidos en el medio poroso.

Cuando las fuerzas inerciales no son despreciables ignorando el efecto de flujo no-darciano se pueden dar falsas estimaciones de las propiedades de la formación.

El coeficiente de inercia o factor de turbulencia, β , se define por la ecuación para flujo lineal de Forchheimer

$$-\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} + 3.238 \times 10^{-8} \beta \rho v^2 \quad 1.44$$

donde $\frac{dp}{dL}$ es el gradiente de presión de flujo; v es la velocidad de flujo (gasto dividido entre el área transversal); μ es la viscosidad del fluido; k es la permeabilidad de la formación; ρv^2 es el término inercial de flujo y β es el coeficiente inercial o factor de turbulencia, cuya dimensión es L⁻¹.

La ecuación 1.44 indica que el gradiente de presión requerido para mantener un gasto determinado a través del medio poroso es mayor que el que podría ser previsto por la ecuación de Darcy cuando el término $\beta \rho v^2$ no se desprecia.

Ahora bien, reescribiendo la ecuación 1.44 se tiene:

$$-\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} \left(1 + \frac{k\beta\rho v c_1}{\mu} \right) \quad 1.45$$

donde c_1 es una constante; el término del lado derecho dentro del paréntesis representa el número de Reynolds (relación de inercia y la viscosidad).

Si el número de Reynolds es cercano a la unidad entonces el gradiente de presión de flujo es resultado del flujo viscoso y la ecuación de Darcy se puede aplicar. Si el número de Reynolds incrementa las fuerzas inerciales aumentarán significativamente y el flujo no podrá ser modelado con la ecuación de Darcy.

Se han realizado muchos intentos para relacionar mediciones experimentales de β (coeficiente de inercia o factor de turbulencia), con las propiedades de la roca. Utilizando 355 muestras de arena y 29 muestras de caliza se determinaron y desarrollaron correlaciones para describir β en función de la porosidad y la permeabilidad; la siguiente correlación es la que se recomienda para la estimación de β :

$$\beta = 1.88 \times 10^{10} k^{-1.47} \phi^{-0.53} \quad 1.46$$

El coeficiente no-darciano de la ecuación de flujo sólo es significativo en el área de altas velocidades y grandes decrementos de presión cerca del pozo, es por esto que el efecto de flujo no-darciano usualmente se incorpora a las ecuaciones de flujo de fluidos como un factor de daño adicional. El factor de daño total (determinado de análisis de variación de presión), se representa como s' e incluye al factor de daño, s , y al término que representa el efecto de flujo no-darciano, Dq .

El factor de turbulencia, β , se incorpora a la siguiente ecuación:

$$D = \frac{2.715 \times 10^{-15} \beta k M p_{@sc}}{h r_w T_{@sc} \mu_{g,wf}} \quad 1.47$$

donde D es el coeficiente de flujo no-darciano $(\text{Mscf}/D)^{-1}$; $\mu_{g,wf}$ es la viscosidad dependiente de la presión del gas evaluada a la presión de fondo fluyendo (cp); M es el peso molecular del gas (lbm/lb-mol).

El coeficiente de flujo no-darciano varía con la presión; después de que se inicia la producción el radio de la región de alta velocidad de flujo inicialmente incrementa con el tiempo y se estabiliza rápidamente.

El coeficiente de flujo no-darciano es inversamente proporcional a la viscosidad evaluada a la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , la viscosidad, a su vez, es directamente proporcional a la presión, la cual está en función del tiempo; si la presión declina la viscosidad también declinará causando un incremento de D .

1.4.3 Pruebas de Presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados

En estos yacimientos, se observan dos tipos diferentes de porosidad. La matriz tiene menor permeabilidad y su porosidad es pequeña comparada con la de las fracturas, la cual también tiene alta permeabilidad. Sin embargo, existen casos donde la matriz tiene porosidad y permeabilidad con valor cero, entonces el flujo solo ocurre desde las fracturas. Este tipo de comportamiento se presenta en yacimientos con rocas ígneas o metamórficas.

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados tienen fracturas con permeabilidad, k_f , y porosidad, ϕ_f , y una matriz con permeabilidad, k_m y porosidad, ϕ_m . Ver figura 1.12.

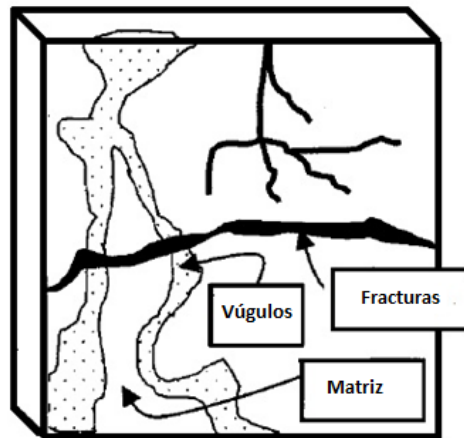


Fig. 1.12 Esquema de un YNF, donde se muestra las fracturas, vúgulos y la matriz.

❖ Características de los Yacimientos Naturalmente Fracturados

Para poder determinar si se trata de un yacimiento naturalmente fracturado se deben de cumplir tres condiciones, esto visto desde el punto de vista de pruebas de presión:

- La porosidad de matriz sea menor a la porosidad de la fractura
- La permeabilidad de la matriz sea menor que la permeabilidad de la fractura
- El pozo intercepta a la fractura

Los autores Warren y Root, describen que en una gráfica de presión de cierre vs $\log\left(\frac{t_p+\Delta p}{\Delta p}\right)$ producirá dos porciones de línea recta, donde la primera se utiliza para calcular el producto kh y el factor de daño por el método de Horner. Con la segunda línea recta se puede hacer estimaciones de la presión promedio del yacimiento, esto extrapolando la línea recta a $\log\left(\frac{t_p+\Delta p}{\Delta p}\right) = 1$

Para obtener la capacidad de almacenamiento, ω , se puede utilizar la distancia vertical ∂p entre las dos líneas rectas semilog, se utiliza para estimar la relación ϕC_t , se describe con la ecuación:

$\omega = \text{antilog}\left(-\frac{\partial p}{m}\right)$; si $\partial p < 100$ se pueden tener datos erróneos, por lo tanto la ecuación queda definida como:

$$\omega = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_f + (\phi C_t)_m} \quad 1.48$$

El flujo interporoso, λ , es directamente proporcional a la relación de permeabilidad de la matriz y la fractura, se define con la siguiente ecuación:

$$\lambda = \alpha \frac{k_m}{k_f} \quad 1.49$$

❖ Prueba de Decremento en un Yacimiento Naturalmente Fracturado

Una prueba de decremento en un yacimiento naturalmente fracturado, básicamente se define igual que para un yacimiento convencional, la diferencia radica en los parámetros considerados en la ecuación para realizar el análisis correspondiente.

De la solución de la ecuación de difusión se llega a la siguiente ecuación la cual se utiliza para una prueba de decremento en un yacimiento naturalmente fracturado:

1.50

$$p_i - p_{ws} = \frac{162.6 q_o \beta_o \mu_o}{k_f (h_f + h_m)} \left\{ \log + \log \frac{k}{(\phi_m c_m + \phi_f c_f) \mu_o r_w^2} - 3.2 + 0.435 E_i \left[-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} \right] - 0.435 E_i \left[-\frac{\lambda \Delta t_d}{1-\omega} \right] + 0.87 s \right\}$$

Las características en una gráfica de presión vs tiempo de este tipo de análisis consta de tres partes las cuales son las siguientes:

- Flujo radial a través de la fractura (es la primer línea paralela)
- Declinación de la presión
- Flujo radial tardío (segunda línea paralela)

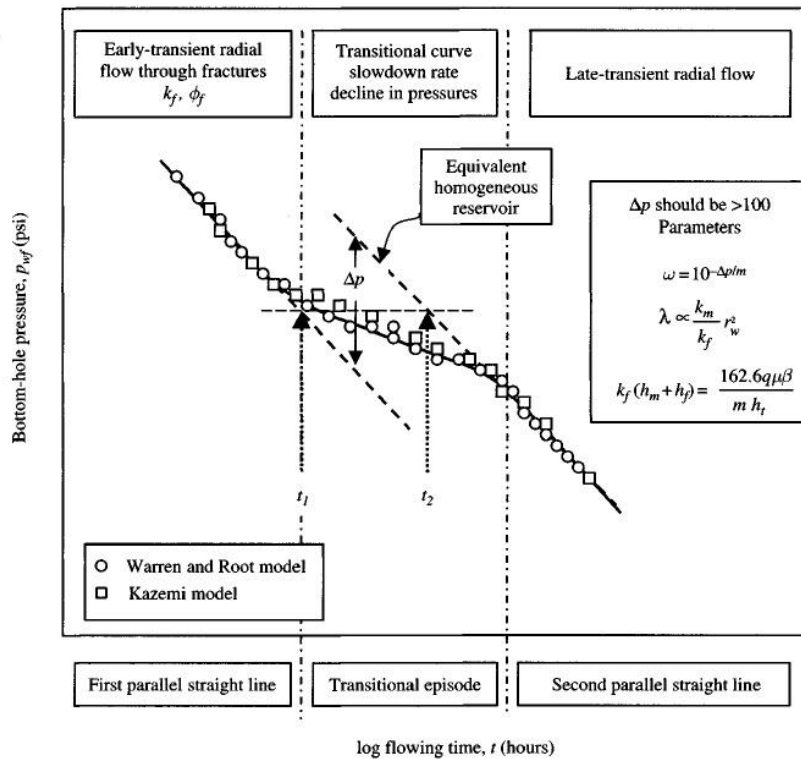


Fig. 1.13 Gráfica típica de una prueba de decremento en un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

❖ Prueba de Incremento de Presión en un Yacimiento Naturalmente Fracturado

Esta prueba se describe su definición anteriormente en la parte de pruebas de incremento, en realidad la aplicación es la misma se utiliza un tiempo de cierre y se registra el incremento de presión a partir de este periodo de cierre.

Con este periodo de cierre se genera un grafica parecido al de la prueba de decremento se pueden hacer varias estimaciones, con la ayuda de la ecuación de difusividad y haciendo las modificaciones pertinentes se presenta la siguiente ecuación.

$$p_i - p_{ws} = \frac{162.6 q_o \beta_o \mu_o}{k_f (h_f + h_m)} \left\{ \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 0.435 E_i \left[-\frac{\lambda \Delta t_D}{\omega(1-\omega)} \right] + 0.435 E_i \left[-\frac{\lambda \Delta t_D}{(1-\omega)} \right] \right\} \quad 1.51$$

Esta ecuación y al igual que la ecuación de difusión en una prueba de decremento aplicada a YNF considera parámetros adimensionales como el tiempo y el gasto, en ambas ecuaciones se menciona la función exponencial E_i , cuya aproximación se presenta a continuación al igual que las ecuaciones de las variables adimensionales

$$t_D = \frac{0.000264 k_f t}{(\phi_f c_f + \phi_m c_m) \mu_o r_w^2} \quad 1.52$$

$$\Delta t_D = \frac{0.000264 k_f \Delta t}{(\phi_f c_f + \phi_m c_m) \mu_o r_w^2} \quad 1.53$$

$$q_D = \frac{141.2 \beta_o \mu_o q}{k_f h (p_i - p_f)} \quad 1.54$$

Y la función exponencial E_i se define como:

$$E_i = \ln x + 0.5772 - x + \frac{x^2}{2 * 2!} - \frac{x^3}{3 * 3!} + \frac{x^4}{4 * 4!} - \dots + \frac{x^n}{n * n!} \quad 1.55$$

La grafica típica de una prueba de incremento de presión, se muestra en la fig. 1.14 y cuenta con 3 pendientes (m_1, m_2, m_3) donde $m_1 = m_3$ y la m_2 es aproximadamente la mitad de m_1 o m_3 .

Para encontrar la permeabilidad de la fractura se utiliza la expresión:

$$k_f = \frac{162.6 q \mu \beta}{m_1 h} \quad 1.56$$

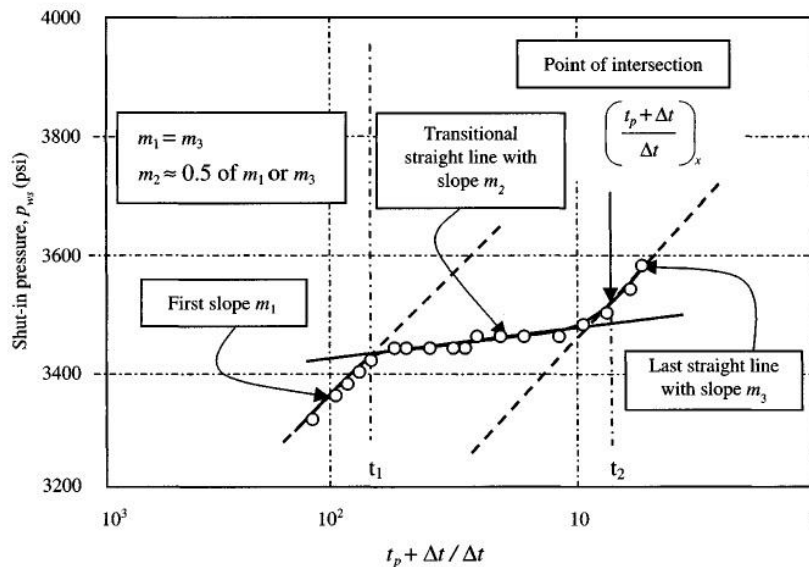


Fig. 1.14 Gráfica de una prueba de incremento en un Yacimiento Naturalmente Fracturado

CAPÍTULO 2. PRUEBAS DE FORMACIÓN

2.1 Evolución de las Pruebas de Formación

Desde la primera prueba de formación realizada a través de una columna perforada en 1926, el alcance de estas pruebas se ha expandido y convertido en una amplia variedad de tecnologías que pueden proveer mediciones dinámicas que ayudan a la predicción del comportamiento de un yacimiento o de la terminación de un pozo.

Las primeras pruebas de pozos se realizaron mediante un análisis lineal, asumiendo que la relación de la presión con el tiempo se podía representar con una línea recta y de los puntos que mostraban cierta desviación con respecto a la línea recta era posible determinar algunas características del yacimiento. Este método tenía como ventaja la facilidad de aplicación, pero también presentaba desventajas, tal como la falta de exactitud cuando se necesitaba conocer qué tan desviados estaban los puntos de la línea recta.

En un principio, los métodos de análisis de presión provenían de la tecnología implementada en pozos de agua e incluían análisis gráfico. Las técnicas de análisis de presión para pozos petroleros aparecieron alrededor de los años 50 y fueron desarrolladas gracias al trabajo de científicos tales como Miller, Dyes, Hutchinson y Horner.

Más adelante, en los años 60, las investigaciones se tornaron hacia el comportamiento mostrado en el análisis de presión en las primeras etapas. Los investigadores descubrieron en este análisis que el daño a la formación (skin) no representaba lo que ocurría en el pozo pero sí desviaba los resultados que se obtenían.

A finales de los años 60, nuevas técnicas matemáticas se implementaron, como la función Green*, pero su desventaja radicaba en que los análisis eran en su mayoría manuales, lo cual retrasaba los resultados.

A partir de los años 70, se desarrollaron nuevas tecnologías con lo cual se marcó el fin de los análisis manuales para las pruebas de formación y desde ese entonces tales pruebas son pieza fundamental en el análisis y desarrollo de los yacimientos. En esta década, el análisis lineal se sustituyó por un análisis de presiones de tipo logarítmico, en el que la presión durante un tiempo de flujo era graficada, en papel log-log, contra el tiempo transcurrido. Con este método se determinaban las características de los yacimientos

mediante el análisis de los puntos graficados y sus desviaciones, pero la falta de resolución en las mediciones de los cambios de presión se convirtió en su mayor desventaja.

Con la nueva tecnología aportada en los años 80, las pruebas de formación se realizaban con ayuda de equipos de cómputo que permitían visualizar, entre otros aspectos, las heterogeneidades de los yacimientos, pozos horizontales y los límites del yacimiento; además, se propició que las pruebas de formación se estudiaran mediante un análisis log-log diferencial en donde se mostraba la variación del tiempo transcurrido y el cambio de presión con respecto a éste. Su mayor desventaja era la capacidad de identificación de las características del yacimiento.

Desde 1950 las pruebas de formación se han ido modificando a través de implementación de mejor tecnología de medición y nuevas técnicas de análisis, esto ha permitido que día con día la industria petrolera cuente con herramientas que faciliten y mejoren la caracterización de yacimientos para poder diseñar un mejor plan de explotación.

2.2 Objetivos

Las pruebas de formación en pozos petroleros se realizan para poder determinar parámetros de los yacimientos y se pueden complementar con datos de otras fuentes de información, como son registros geofísicos, levantamientos sísmicos y análisis de núcleos.

Es posible que en muchas ocasiones se obtengan mediciones similares a través de las técnicas que ya se mencionaron, pero en la mayoría de los casos el alcance y la calidad no satisfacen los objetivos requeridos para la correcta caracterización del yacimiento.

Con la ayuda de las herramientas desarrolladas, las pruebas de formación en su forma más básica se utilizan para observar y registrar los cambios de presión que ocurren en el fondo del pozo debido a un cambio en el gasto de producción. En la mayoría de los casos se obtiene un registro de presión en el fondo del pozo y en la superficie se puede medir el gasto y recuperar los fluidos producidos para realizar el análisis correspondiente.

La importancia de efectuar pruebas de formación radica en la necesidad de las compañías petroleras por conocer qué tipos de fluidos producirá el pozo, qué gasto tendrá, su velocidad de flujo, por cuánto tiempo podrá mantenerse la producción, entre otra información.

Las pruebas de formación pueden llevarse a cabo antes o después de terminado un pozo y en diferentes etapas de explotación de un yacimiento petrolero. Los objetivos de las pruebas de formación cambian dependiendo de la etapa en la que se encuentre el

yacimiento, debido a que la información que se puede obtener es diferente en las etapas de exploración, desarrollo, explotación y recuperación mejorada.

Durante las fases de exploración y evaluación, las pruebas de formación ayudan a determinar el tamaño del yacimiento, la permeabilidad y las características de los fluidos; después, es necesario conocer las presiones y los regímenes de producción. Todo lo anterior, en conjunto, es utilizado para evaluar la capacidad de producción y si el yacimiento es rentable o no.

Uno de los factores importantes para decidir si el yacimiento es rentable o no, es saber qué tipo de fluido se tiene en la formación y sus características, ya que las compañías petroleras necesitan determinar el equipo que deben instalar para tratar y transportar los fluidos desde el pozo hasta las refinerías.

Mediante la determinación de los fluidos del yacimiento y las condiciones de flujo, se puede disponer de mediciones dinámicas y, dependiendo de la escala de la prueba, algunos parámetros pueden medirse en puntos múltiples a lo largo del trayecto de flujo, lo que permite que se puedan comparar presiones, temperaturas y gasto con las mediciones obtenidas de superficie de estos mismos parámetros.

Tabla 2.1 Adquisición de datos en superficie

<i>Datos obtenidos en superficie</i>	
Lugar	Información
<i>Cabezal de pozo</i>	<i>Presión y temperatura de la tubería de producción y la tubería de revestimiento</i>
<i>Colector múltiple de estrangulamiento (choke manifold)</i>	<i>Presión y temperatura</i>
<i>Calentador</i>	<i>Presión y temperatura</i>
<i>Separador</i>	<i>Presión y temperatura, gastos, cambio de volumen de aceite, densidades y muestras de fluidos</i>
<i>Tanques de almacenamiento</i>	<i>Temperatura y el cambio de volumen</i>
<i>Árbol de pruebas submarino</i>	<i>Presión anular y temperatura</i>

Tabla 2.2 Adquisición de datos en el fondo del pozo.

<i>Datos obtenidos en el fondo del pozo</i>	
Lugar	Información
<i>Registro en el fondo del pozo</i>	<i>Presión y temperatura DST</i>
<i>Lectura de sensores de fondo</i>	<i>Datos de presión y temperatura de fondo de pozo</i>
<i>Herramientas operadas con cable</i>	<i>Presión, temperatura, gastos, muestras y otras mediciones dependiendo del tipo de herramienta utilizada</i>

Durante la fase de producción, las pruebas de formación son útiles para conocer la eficiencia de la terminación del pozo, también ayudan a determinar las causas de las declinaciones de la producción, es decir, si son ocasionadas por el propio yacimiento o por una mala terminación.

Toda esta información será necesaria para la evaluación de estrategias de recuperación durante la vida productiva del pozo, es por esta razón que las interpretaciones de las pruebas de formación deben ser realizadas de manera correcta por ingenieros expertos en estas áreas.

Los resultados de las pruebas de formación también son importantes para las estimaciones de reservas; en muchas ocasiones se requiere de estas pruebas de formación, con los fluidos llevados a la superficie, para poder clasificar las reservas como probadas, además de detectar los límites de los yacimientos.

En resumen, los datos de las pruebas de formación aportan información para el modelado de los yacimientos, el diseño de las operaciones de terminación de pozos, el desarrollo de estrategias de producción de los campos petroleros y el diseño de las instalaciones de producción, además de que ayudan a la evaluación de la capacidad de transmisión de fluidos de los yacimientos a través de la estimación de la permeabilidad.

2.3 Principios Fundamentales de las Pruebas de Formación

Las pruebas de formación pueden clasificarse en dos categorías: las pruebas descriptivas y las pruebas de productividad. Dependiendo de los objetivos de los operadores se determina el tipo y la escala de la prueba.

A continuación se detallarán cada una de estas pruebas.

2.3.1 Pruebas Descriptivas

Estas pruebas son también conocidas como pruebas de variación de presión y son aquellas que miden los cambios de presión contra el tiempo. Su importancia radica en que no sólo permiten evaluar las condiciones en la vecindad del pozo sino más allá de la región afectada por las operaciones de perforación y terminación, además de que permiten caracterizar la formación para diseñar un plan óptimo de explotación.

Las pruebas descriptivas requieren de mediciones de presión transitorias, estas presiones se inducen por cambios radicales en los regímenes de producción en superficie y pueden medirse con sensores de presión de fondo instalados de forma temporal o permanente.

Los cambios que se originan en la producción son la razón de las perturbaciones de la presión que se propagan dentro del radio de investigación, estas variaciones de presión se ven afectadas por los fluidos y por las características geológicas de la formación.

La propagación de estas variaciones de presión pueden ser directas a través de una formación homogénea o bien pueden encontrar obstáculos en una zona de baja permeabilidad o desaparecer por completo cuando se llega a un casquete de gas.

Conforme avanza el tiempo se obtiene una curva resultado de las respuestas de la presión del pozo, con la cual el ingeniero especialista en esta área puede trabajar para interpretar las condiciones del yacimiento y de los fluidos contenidos en éste.

❖ Objetivos

Una prueba descriptiva de variación de presión tiene los siguientes objetivos principales:

- Estimar propiedades del yacimiento, tales como:
 - ✓ Porosidad
 - ✓ Permeabilidad
 - ✓ Presión

- Localizar heterogeneidades existentes en la formación:
 - ✓ Fallas
 - ✓ Límites
 - ✓ Fracturas

- Caracterizar el daño que hay en el pozo

- Determinar comunicación entre pozos

Por lo general, se programan pruebas descriptivas cuando se necesita estimar la capacidad de flujo (kh), el tamaño del yacimiento, así como determinar los límites del yacimiento y las permeabilidades horizontal y vertical.

❖ Tipos de Pruebas Descriptivas

Como ya se mencionó, las pruebas descriptivas son aquellas en las que se induce un cambio en la producción, lo cual se traduce en una variación de presión dentro del pozo. Estas pruebas, a su vez, se clasifican en pruebas en un solo pozo y pruebas multipozos.

✘ Pruebas en un solo pozo

Estas pruebas son aquellas en las que se miden los datos de presión resultantes de un cambio en la producción; con estos resultados se pueden caracterizar las propiedades en una parte de la formación o bien en toda el área de drene del pozo que se está evaluando.

Las pruebas a un solo pozo se clasifican de la siguiente manera:

✓ Prueba de incremento de presión (Build-Up)

Esta prueba básicamente se obtiene de la producción de un pozo a gasto constante por un periodo de tiempo, después el pozo se cierra (en superficie) lo que provoca un incremento de presión. Esta lectura de presión de fondo posterior al cierre se estabiliza y se registra en función del tiempo con la cual posteriormente se pueden estimar propiedades del yacimiento, fig. 2.1.

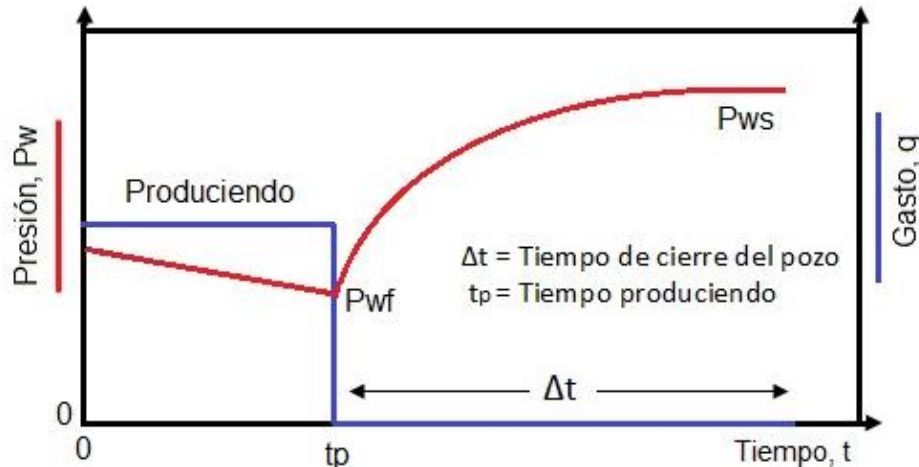


Fig. 2.1 Comportamiento de la presión y del gasto en una prueba de incremento.

Donde

P_{ws} = Presión de fondo estática

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

t_p = tiempo produciendo

Este tipo de prueba es de las más utilizadas, a partir de ella se puede evaluar la permeabilidad de la formación, la presión promedio o P_i del yacimiento, el daño a la formación, detección de casquetes de gas, estimación del volumen poroso, por mencionar algunos parámetros.

- Ventajas de la prueba de incremento
 - Mediciones confiables de presión (sin mucha variación)
 - Gasto constante

- Desventajas de la prueba de incremento
 - Producción diferida de hidrocarburos
 - Análisis de datos complejo

Los métodos de análisis para estas pruebas son: el propuesto por Horner (ver Capítulo 1) y el método de curvas tipo.

✓ Prueba de decremento de presión (Drawdown)

Para realizar esta prueba se parte del hecho de que el pozo se encuentra cerrado y posteriormente se pone a producir por un periodo de tiempo con un gasto constante. La información que se obtiene permite establecer los límites del yacimiento y el volumen de hidrocarburos in-situ del área de drenaje. El gasto y la presión son registrados en función del tiempo, fig. 2.2.

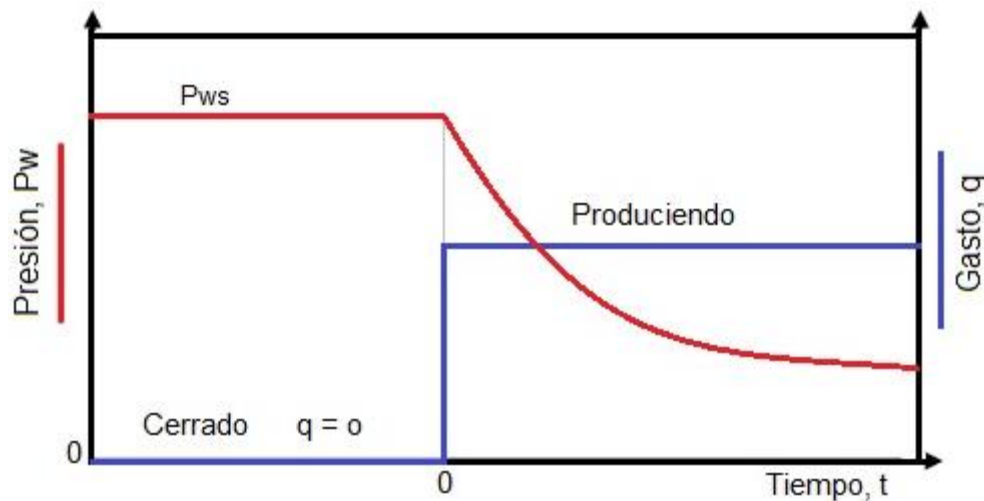


Fig. 2.2 Comportamiento de la presión y del gasto en una prueba de decremento

Los objetivos de la prueba de decremento son: estimaciones de la permeabilidad, del factor de daño y del volumen del yacimiento.

La prueba de decremento se puede aplicar en los siguientes casos:

1. Pozos nuevos
2. Pozos que han sido cerrados demasiado tiempo como para permitir que la presión se estabilice
3. Pozos en los cuales se han realizado pruebas de incremento de presión y se ha tenido cierta pérdida económica debido al cierre de producción del mismo la pérdida de ingresos sufrida en una prueba de incremento sería difícil de aceptar

Por lo regular, los pozos candidatos ideales a este tipo de pruebas son los exploratorios con el objetivo de determinar el volumen mínimo o total que ha sido drenado.

- Ventajas de la prueba de decremento
 - Estimación de la capacidad de flujo del pozo
 - Análisis simple de datos
- Desventajas de la prueba de decremento
 - Variación del gasto durante la prueba
- ✓ Prueba de inyección

La prueba de inyección es similar a la prueba de decremento en pozos productores, pero en este caso el gasto es negativo. La prueba de inyección se lleva a cabo cuando el pozo está estabilizado y cerrado originalmente, posteriormente se inicia la inyección de un fluido a gasto constante.

Es importante que para esta prueba se incluyan en el análisis y en el procedimiento la relación de movilidades entre el fluido que está siendo inyectado y el fluido desplazado en el pozo.

Esta prueba utiliza fluidos tales como agua dulce, gas natural, CO₂, entre otros. Es una prueba que se emplea en la recuperación de fluidos.

Al igual que las pruebas anteriores (Build-Up y Drawdown), la prueba de inyección registra el comportamiento de la presión y del gasto con respecto al tiempo. Fig. 2.3.

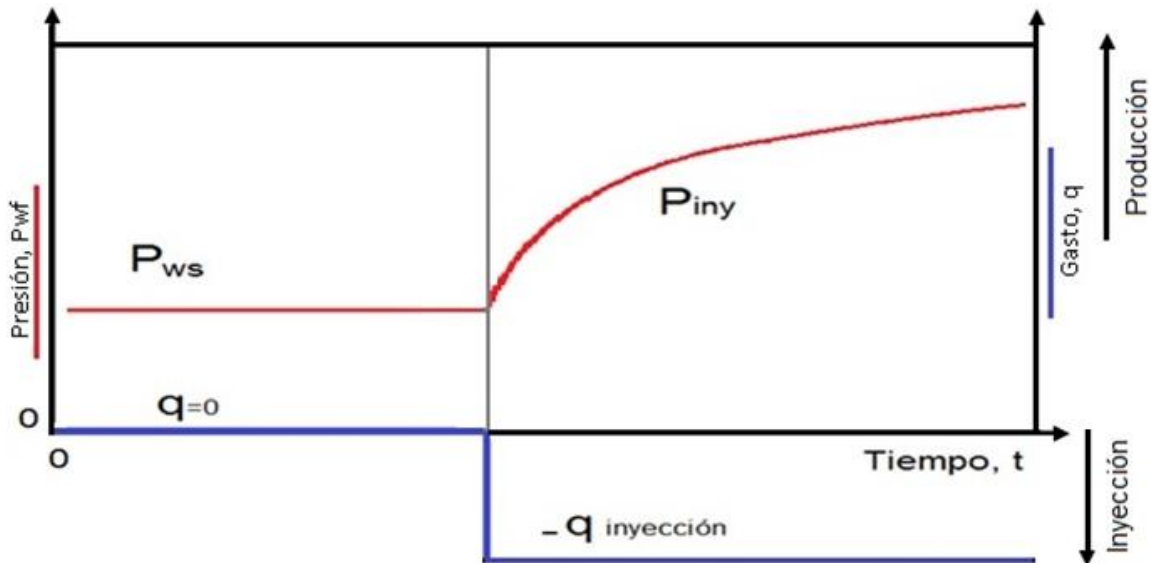


Fig. 2.3 Comportamiento de la presión y del gasto vs el tiempo en una prueba de inyección.

La prueba de inyección se utiliza para conocer propiedades del yacimiento en pozos de inyección de agua y para proyectos de recuperación terciaria.

✓ Prueba Fall-Off

Este tipo de pruebas es similar a la prueba de incremento en pozos productores sólo que en este caso se aplica a pozos inyectoros.

La prueba se lleva a cabo cuando se detiene la inyección en el pozo inyector, ésto provoca que se inicie una caída de presión en el fondo hasta que se alcanzan las condiciones de presión promedio del área de influencia del pozo, fig.2.4.

La obtención de la presión media del área de inyección es muy importante en esta prueba para el análisis de datos y la determinación de parámetros necesarios para caracterizar la formación.

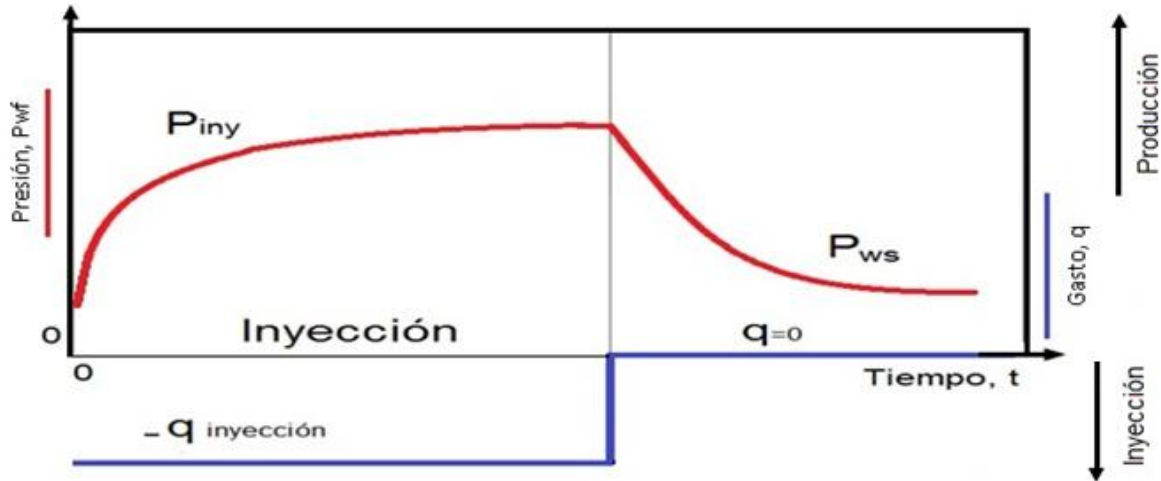


Fig. 2.4 Comportamiento de la presión y del gasto vs el tiempo en una prueba fall-off.

✓ Prueba de interferencia vertical

Son aquellas pruebas en las que se tienen dos intervalos abiertos e incommunicados en un mismo pozo. Los sensores de presión son colocados en el punto de observación más adecuado para registrar cualquier variación ocasionada ya sea por la producción o por la inyección de fluidos. El pozo debe penetrar toda la formación.

Los intervalos son denominados como sección activa y sección de observación, se colocan los empacadores arriba de la sección de observación en donde se encuentra colocado el registrador de presión, después se comienza la producción o la inyección en la sección activa, fig. 2.5 y fig. 2.6.

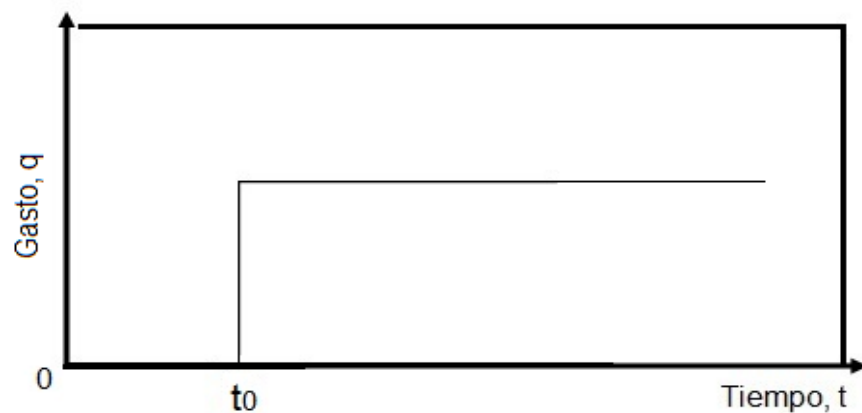


Fig. 2.5 Comportamiento del gasto en la sección activa de una prueba de interferencia en un solo pozo

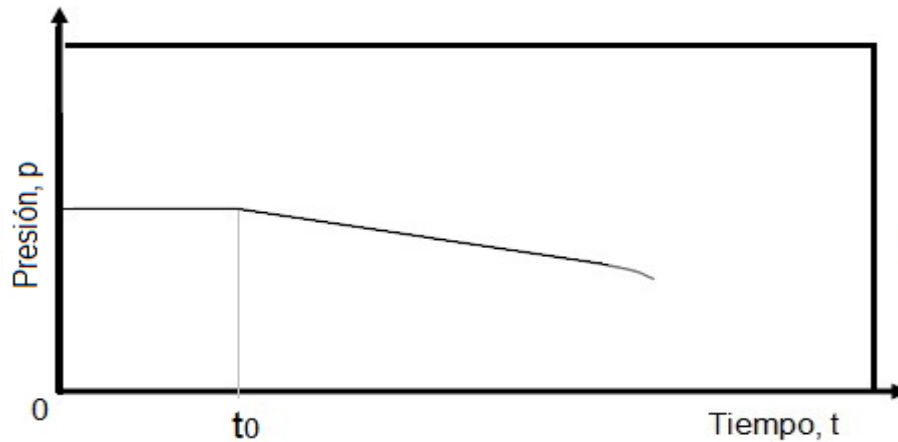


Fig. 2.6 Comportamiento de la presión en la sección de observación de una prueba de interferencia en un solo pozo

De esta prueba se puede obtener información de la región que se encuentra localizada entre los dos intervalos como la permeabilidad horizontal y vertical, producción de flujo cruzado.

Es importante que no existan otros pozos produciendo para que todos los cambios de presión se atribuyan al pozo productor.

✓ Prueba de pulso vertical

Esta prueba se lleva a cabo en un pozo en el que se tiene un intervalo activo y un intervalo de observación. El intervalo activo es donde se realizan los disturbios o variaciones de presión que serán registrados en el intervalo de observación.

La prueba de pulsos consiste en iniciar la producción de la zona activa y posteriormente de un periodo de tiempo se cierra la producción de esta misma zona, repitiéndose varias veces estas operaciones de producción y cierre. Las respuestas de estos pulsos ocasionados por el cierre y aperturas consecutivas de la zona activa se verán reflejadas como una caída de presión en la zona de observación. Fig. 2.7.

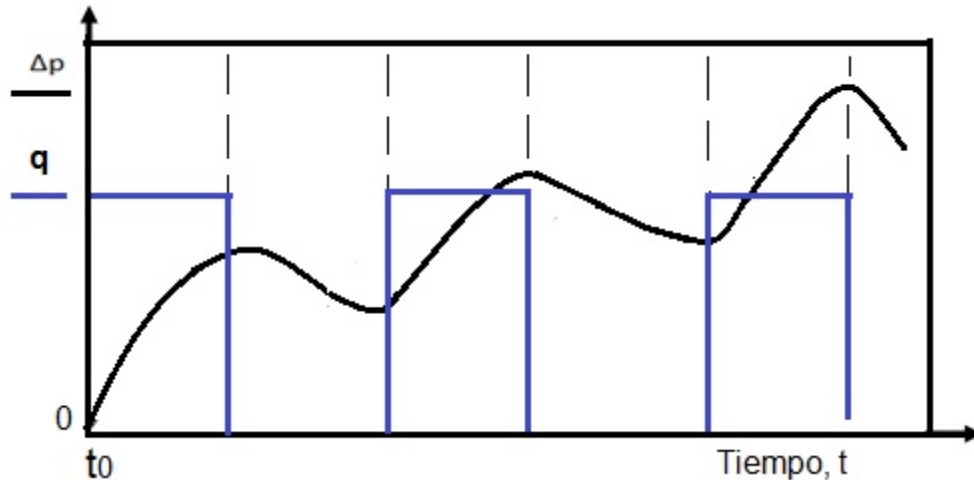


Fig. 2.7 Comportamiento de la presión en la zona de observación y del gasto en la zona activa, en una prueba de pulso vertical.

✓ Pruebas DST

La prueba DST (Drill Stem Test por sus siglas en inglés) es una prueba de presión que se efectúa durante la perforación, utilizando la misma tubería. Esta prueba permite obtener datos de presión, muestras de fluidos e información acerca de discontinuidades que pudiese haber en la formación. (Ver Capítulo 3)

× Pruebas multipozo

Estas pruebas son aquellas en las que el gasto se varía en un pozo y la respuesta se mide en otro pozo o grupos de pozos. Las pruebas multipozos son diseñadas para determinar las propiedades de una región localizada entre dos o más pozos.

Debido a que hay una distancia de por medio entre los pozos de prueba, las propiedades del yacimiento son sensibles a las variaciones direccionales, como es el caso de la permeabilidad.

Como resultado de las pruebas multipozos es posible estimar la permeabilidad y la porosidad del área de drenaje, nivel de anisotropía del yacimiento, orientación de fracturas naturales y cuantificar la relación porosidad-compresibilidad, producto de un sistema matriz-fractura.

Dentro de las pruebas multipozos se encuentran las siguientes:

- ✓ Prueba de interferencia horizontal

Las pruebas de interferencia horizontal son aquellas en las que se tiene cuando menos dos pozos, uno llamado activo y el otro observador o de observación. El pozo activo es aquel en el que se realizan las operaciones que generan la variación de presión y el pozo observador es el que actúa como receptor de las variaciones de presión provocadas en el pozo activo.

La prueba de interferencia horizontal es utilizada para determinar si uno o más pozos tienen comunicación en el mismo yacimiento; cuando esta comunicación existe, la prueba da estimaciones de la permeabilidad vertical de la formación y del producto de la porosidad y la compresibilidad (ΦC_t) en la vecindad de los pozos probados.

El procedimiento de la prueba se lleva a cabo cuando el pozo activo es puesto a producción con gasto constante al tiempo cero ($t=0$), mientras que el pozo de observación (separado a una distancia r del pozo activo) se encuentra cerrado.

El gasto es registrado en el pozo activo mientras que la presión es registrada en el pozo de observación como se muestra a continuación en las figuras 2.8 y 2.9.

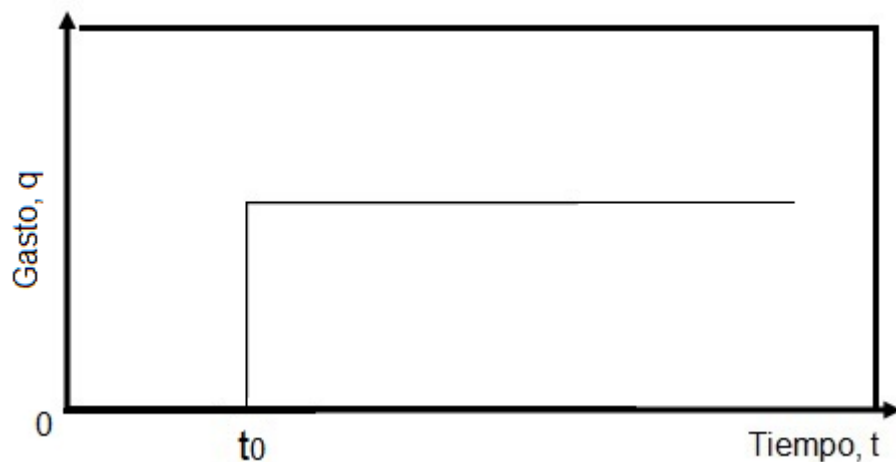


Fig. 2.8 Comportamiento del gasto en el pozo activo en una prueba de interferencia horizontal.

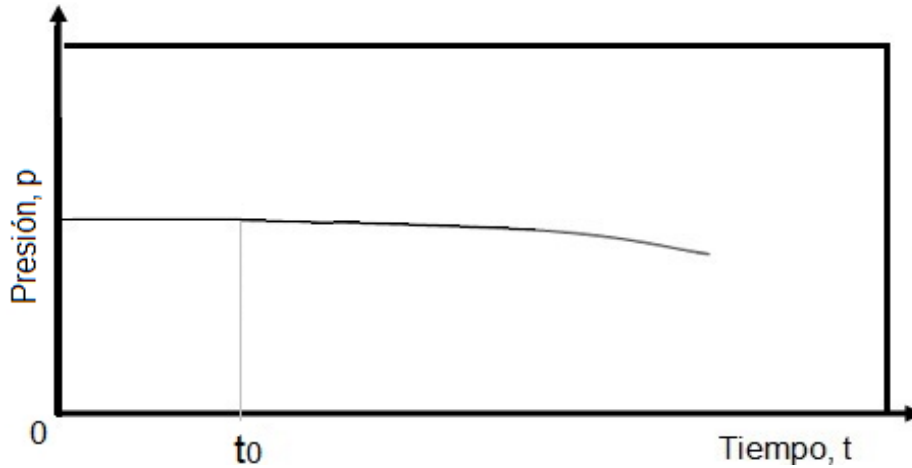


Fig. 2.9 Comportamiento de la presión en el pozo de observación en una prueba de interferencia horizontal.

Los elementos básicos de análisis para las pruebas de interferencia son las curvas tipo para diferentes modelos de flujo (Ver Capítulo 1).

✓ Pruebas de pulso horizontal

Este tipo de pruebas son un caso particular de las pruebas de interferencia horizontal ya que también provocan una variación de presión modificando el gasto en el pozo activo.

Esta técnica utiliza una serie de pulsos cortos del gasto; estos pulsos son periodos alternantes de producción (o inyección) y cierre, con el mismo gasto en cada producción. Un pulso puede durar unas horas o unos pocos días, lo cual ocasiona que la operación normal se interrumpa ligeramente (fig. 2.10).

Debido a que la duración de los pulsos es relativamente corta, la magnitud de la variación de presión es corta, es por esto que el sensor de fondo colocado en el pozo de observación tenga el diseño y la resolución adecuados para asegurar el registro de los datos. El método de interpretación para una prueba de pulsos requiere de las curvas tipo.

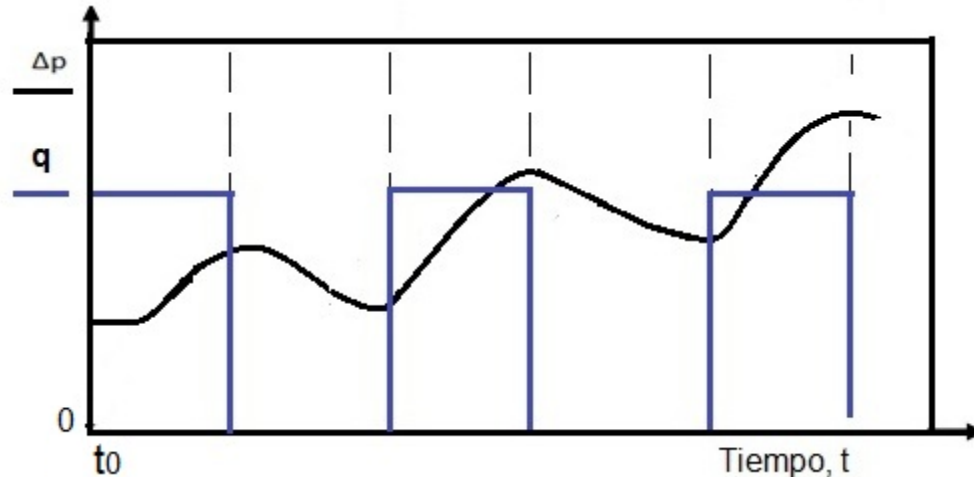


Fig. 2.10 Comportamiento de la presión en la zona de observación y el comportamiento del gasto en la zona activa en una prueba de pulso vertical.

2.3.2 Pruebas de Productividad

Estas pruebas fueron diseñadas en sus inicios para pozos de gas, aunque hoy en día se pueden aplicar de igual manera a pozos de aceite. Las pruebas de productividad son diseñadas para medir la capacidad de producción de un pozo bajo ciertas condiciones del yacimiento.

La diferencia que existe entre las pruebas de presión y estas pruebas de producción o de productividad se basa principalmente que éstas requieren de cierto tiempo de estabilización para poder realizar un análisis adecuado.

❖ Objetivo

El objetivo principal de este tipo de pruebas es obtener básicamente la tasa máxima (AOF Absolute Open Flow) y, de igual manera, se puede generar la curva de IPR (Inflow Performance Relationship).

❖ Tipos de Pruebas de Productividad en Yacimientos de Gas

Dentro de las pruebas de productividad se pueden encontrar tres, las comunes, y son las siguientes:

- Prueba Flujo tras flujo (Flow After flow).
- Prueba Isocronal.
- Prueba Isocronal Modificada.

✕ Pruebas de Flujo tras flujo (Flow After Flow)

Se les llama así debido a que se realizan en un solo pozo bajo una serie de flujos a tasas (gastos) estabilizados, esto se realiza con el fin de medir la presión de fondo fluvente (P_{wf}) en la cara de la arena (formación). También se les llama pruebas de potencial, en los pozos de gas se realizan para poder determinar la capacidad de producción de los mismos pero basándose en fundamentos teóricos, bajo condiciones de flujo abierto.

En sus inicios se hacían este tipo de pruebas poniendo a producir el pozo con una presión en la cabeza igual a la presión atmosférica, actualmente se obtiene la capacidad de flujo abierto extrapolando los resultados de las pruebas hechas a diferentes gastos de producción moderados, con el fin de evitar daño a la formación.

El método para realizar esta prueba consiste en que el pozo se pone a producir a un gasto constante hasta que la P_{wf} se estabiliza, este gasto y la presión estabilizada se registran. Acto seguido se cambia el gasto, que en la mayoría de los casos se incrementa. De esta forma al variar el gasto se debe alcanzar nuevamente el estado pseudo estacionario, este proceso se repite varias veces en las cuales se registra la presión y gasto estabilizados. Usualmente se recomienda manejar cuatro gastos diferentes, es por esta razón que también se le puede encontrar en la literatura como pruebas de cuatro puntos.

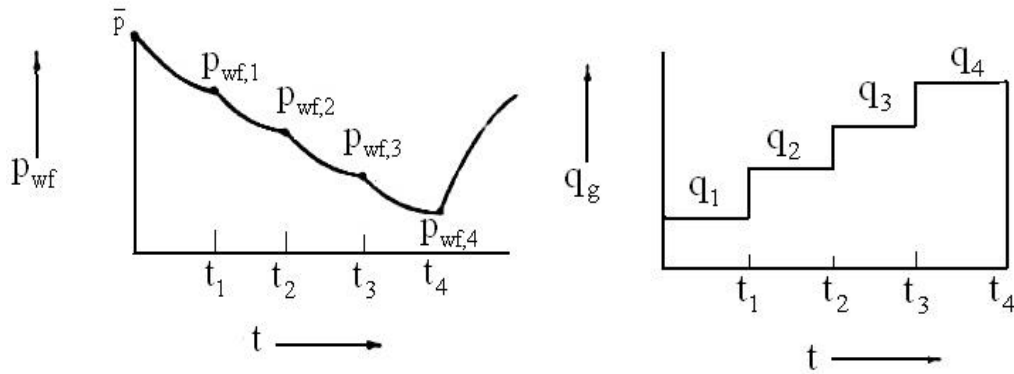


Fig. 2.11 Representación de las gráficas correspondientes a una prueba flujo tras flujo.

Para realizar el análisis cuantitativo de estas pruebas de potencial se puede llevar a cabo por medio de dos métodos.

- Método clásico
- Método teórico

✓ Método clásico

Se basa en la ecuación de los autores Rawlins y Schelldhardt. Estos autores presentaron la ecuación 2.1, la cual representa la ley de Darcy para un fluido compresible, y puede ser utilizada tanto para flujo laminar como turbulento.

$$q_g = C (\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad 2.1$$

Donde:

q_g = Gasto de gas, bl/día

\bar{p} = Presión media del yacimiento, psi

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo, psi

La variación de "n" puede ser desde 1 que es para flujo laminar hasta 0.5 que se utiliza para flujo turbulento.

A la ecuación anterior se le realizó una modificación. El autor Lee agregó la función logarítmica en la ecuación y como resultado se presentó la ecuación 2.2. De esta modificación se pueden graficar el comportamiento de los cuatro gastos y se puede obtener una recta en la mayoría de los casos, sólo si se tienen condiciones de flujo estabilizado. Ver figura 2.12.

$$\log(\bar{p}^2 - p_{wf}^2) = \left(\frac{1}{n}\right) (\log q_g - \log C) \quad 2.2$$

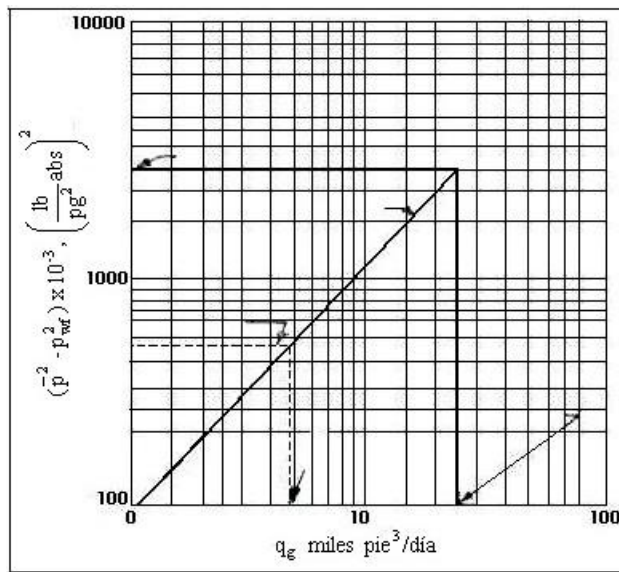


Fig. 2.12 Gráfica en escala log-log de $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)$ vs q_g

✓ Método Teórico

Lee propuso una ecuación 2.3. Con base en esa ecuación se puede graficar $(p - p_{wf})/q_g$ vs q_g . Esta gráfica genera una línea recta y será solo válida para gastos estabilizados. Dentro de la ecuación se tienen constantes dependientes de la presión y del tiempo, debido a esto la restricción que se tiene para este método es actualizar las constantes cada año.

$$p_{wf}^2 = \bar{p}^2 - 1422 \frac{q_g \bar{\mu} \bar{z} T}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + D | q_g \right], \quad 2.3$$

donde:

D = Constante de flujo no Darciano (referido a la turbulencia) $\left[\frac{1/\text{miles ft}^3}{\text{dia}} \right]$

h = Espesor neto de formación (ft)

k = Permeabilidad del medio poroso (md)

r_e = Radio de drene (ft)

r_w = Radio del pozo (ft)

S = Factor de daño (referido al daño del pozo) [adimensional]

T = Temperatura del yacimiento (R)

\bar{Z} = Factor de compresibilidad a la presión \bar{p} (adimensional)

$\bar{\mu}$ = Viscosidad a la presión \bar{p} (cp)

La ecuación 2.3, por simplicidad, puede expresarse de la siguiente forma:

$$\bar{p}^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad 2.3$$

Dónde:

$$a = 1422 \frac{\bar{\mu} \bar{z} T}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right] \quad 2.5$$

$$b = 1422 \frac{T}{k h} D \quad 2.6$$

✦ Pruebas Isocronales

Estas pruebas fueron propuestas por Cullender en 1955, primordialmente consisten en establecer una curva de productividad sin que deje de fluir el pozo, con el fin de alcanzar condiciones estabilizadas para cada gasto. Este se basa en el hecho de que el radio de investigación en una prueba de flujo, se vuelve independiente del gasto en un tiempo dado, por lo tanto, si una serie de pruebas se realizan en un pozo, cada una para el mismo periodo de tiempo (Isocronal), el radio de investigación será el mismo al final de cada prueba.

La figura 2.13 ilustra una prueba isocronal. Se puede observar que tras cada periodo de producción se tiene un periodo de cierre, el cual debe de ser lo suficientemente largo para alcanzar la presión inicial del yacimiento o bien debe de ser aproximada.

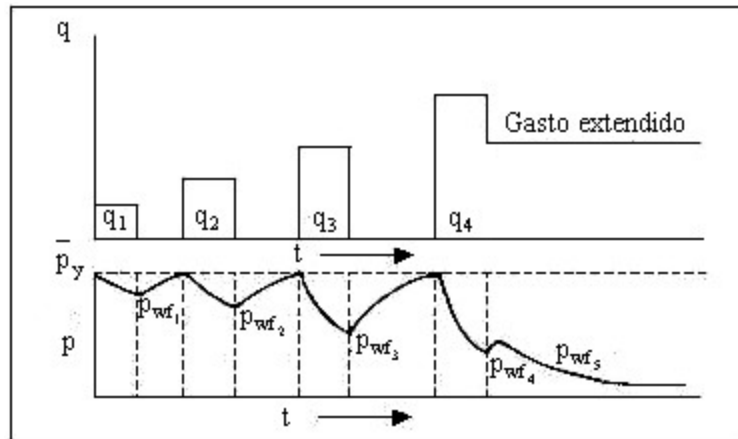


Fig. 2.13 Diagrama de gasto vs presión para una prueba isocronal en un pozo de gas.

✓ Análisis Clásico de una prueba isocronal

Para estas pruebas isocronales se tiene el método de análisis clásico, en el cual se ocupa la ecuación 2.1. En esta ecuación se consideran los mismos parámetros, donde n es la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo. La constante C está en función del radio de investigación pero para periodos de flujo estabilizados será el valor de C estabilizado.

Después de 4 periodos de flujo isocronal, se puede hacer un gráfico log-log de $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)$ vs q_g donde los puntos representan una recta con su pendiente de $1/n$

La figura 2.14 muestra el método de solución donde trazando los puntos de flujo de transición se tiene una recta, y como se tiene una pendiente igual para las condiciones de flujo estabilizado basta con trazar una línea paralela que pase por el punto estabilizado. y de esta manera se obtiene el valor de C estabilizada y el valor de n que es a condiciones de transición, cabe mencionar que la línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de productividad.

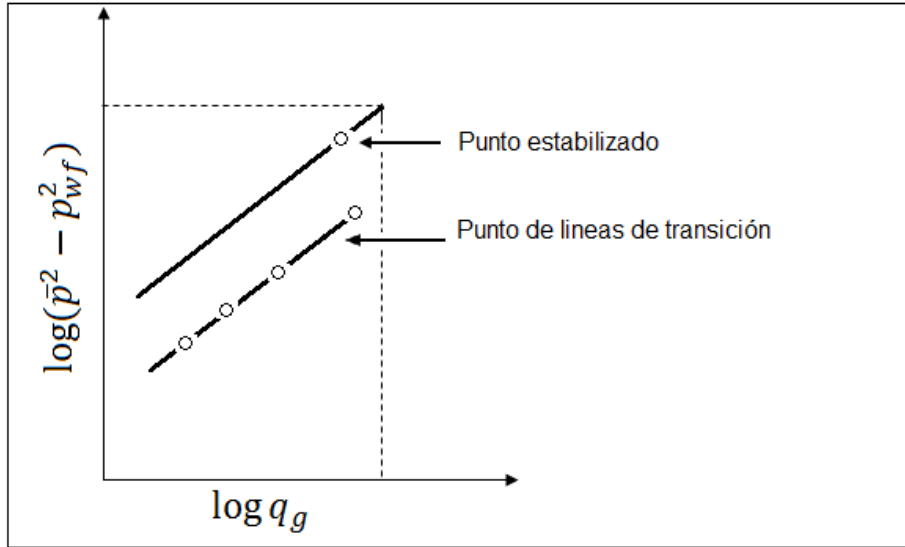


Fig. 2.14 Gráfica de una prueba isocronal, para una productividad empírica.

✓ Análisis teórico de una prueba isocronal

El método de análisis es muy similar al anterior sólo que en éste se elabora un gráfico de $\left(\frac{\bar{p}^2 - p_{wf}^2}{q_g}\right)$ vs q_g utilizando cuatro puntos no estabilizados, después se determinará el valor de b de la ecuación que representa una línea recta (ecuación 2.3). El valor de b es función de la presión y de la naturaleza de la turbulencia cerca del pozo, y se puede determinar con base en datos isocronales transitorios. Obteniendo el valor de b con los datos transitorios se podrá obtener el valor de a mediante las ecuaciones 2.7 y 2.8.

$$(\bar{p}^2 - p_{wf}^2) = a q_g + b q_g^2 \quad 2.7$$

$$a = \left[\frac{(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{q_g} \right] - b q_g \quad 2.8$$

✗ Prueba isocronal modificada

El objetivo de las pruebas isocronales modificadas es obtener la misma información que proporcionan las pruebas isocronales, sin requerir, en algunas ocasiones, de largos períodos de cierre de pozos.

El propósito principal de estas pruebas es acortar los tiempos de prueba, las cuales se realizan empleando períodos de cierre igual a los períodos de flujo. En este tipo de pruebas se emplean las presiones de cierre inestabilizadas para calcular la diferencia de la relación de presiones para el próximo gasto. En la figura 2.15 se muestra un ejemplo de estas pruebas.

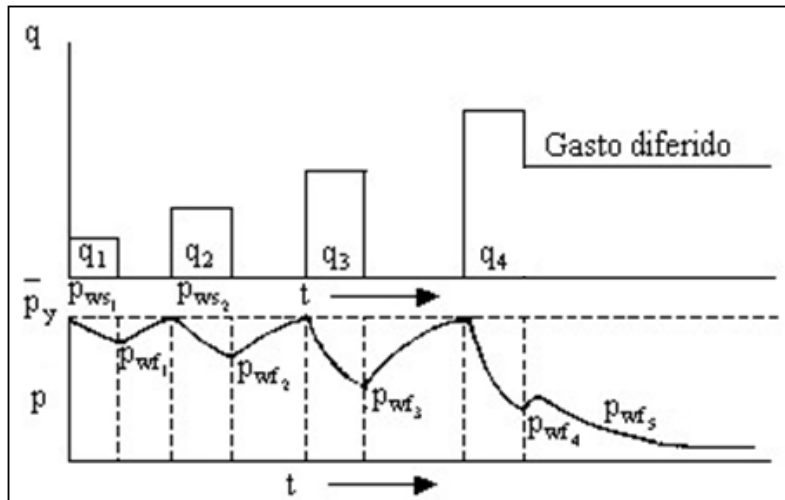


Fig. 2.15 Ejemplo de una gráfica obtenida de una prueba isocronal modificada

Para el primer período de flujo, se deberá emplear $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2) = (p_{ws1}^2 - p_{wf1}^2)$; para el segundo período, emplear $(p_{ws2}^2 - p_{wf2}^2)$. El procedimiento de análisis es el mismo que se emplea para las pruebas isocronales.

Donde

\bar{p}^2 = presión media del yacimiento (psi)

p_{wf}^2 = presión de fondo fluyendo (psi)

p_{ws1}^2 = presión estática del primer periodo (psi)

p_{wf1}^2 = presión de fondo fluyendo del primer periodo (psi)

p_{ws2}^2 = presión estática del segundo periodo (psi)

p_{wf2}^2 = presión de fondo fluyendo del segundo periodo (psi)

El procedimiento de análisis es el mismo que se aplica para las pruebas isocronales. Estas pruebas modificadas son usadas en yacimientos de baja permeabilidad, además tienen la ventaja de lograr una aproximación a las pruebas isocronales verdaderas.

✦ Pruebas Isocronales para Pozos de Aceite

Además de las pruebas isocronales para pozos de gas también se tienen pruebas isocronales para pozos de aceite. Estas pruebas se pueden efectuar en un gran rango de condiciones, entre las cuales está la permeabilidad que puede ser desde 6 hasta 1000 mD y diferentes tipos de yacimientos.

Fetkovich (1973) presentó un método, lo que se conocen como pruebas isocronales. Su propuesta era que bastaba con obtener los gastos y presiones al final de cada periodo isocronal, es decir, no era necesario realizar la prueba a gasto constante.

Fetkovich se basó en el método de Vogel (1968) y observó que los pozos que producían por debajo de la presión de burbuja, P_b , deberían tener un comportamiento similar al de los pozos de gas, esto quiere decir que el gráfico en una escala log-log de $(\bar{p}_{ws}^2 - p_{wf}^2)$ vs q_g es una recta. En pocas palabras se observó que un pozo productor de aceite seguía el esquema de un pozo productor de gas, esto quiere decir que se aplica la ecuación 2.9, que utiliza el índice de productividad.

$$q_o = J_o' (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n, \quad 2.9$$

donde

$$J_o' = \text{índice de productividad} \left(\frac{BDP}{psi^{2n}} \right)$$

A diferencia de las pruebas isocronales en pozos de gas, el exponente n varía entre 0.568 y 1, como se puede observar en la figura 2.16.

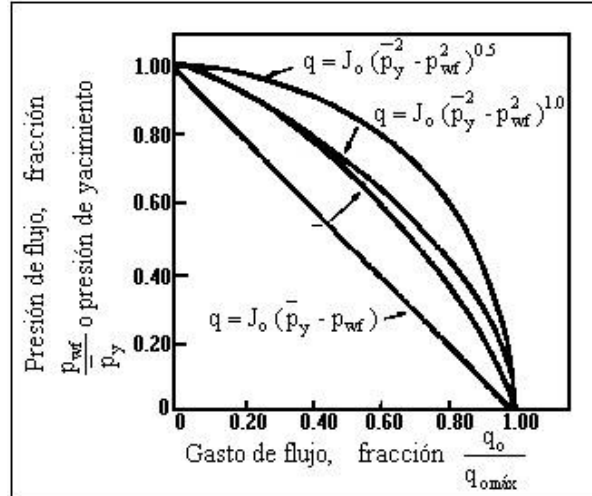


Fig. 2.16 Comparación de las curvas obtenidas con el método de Vogel y Fetkovich

2.4 Diseño y Planeación de una Prueba de Formación

Las pruebas de formación representan un reto para adquirir información certera del yacimiento mientras se trata de mantener las medidas de seguridad para el personal y el equipo con el que se trabaja, además de preservar el medio ambiente. Es esencial diseñar y planear la prueba que se realizará en el pozo, tanto costa afuera como en tierra, con el fin de asegurar la información estática y dinámica del yacimiento.

2.4.1 Objetivo de un Diseño y una Planeación de una Prueba de Formación

El objetivo principal de una prueba de formación, es proporcionar toda la información posible en cualquier etapa del yacimiento, con el fin de caracterizar un yacimiento petrolero. Dentro de la información que se puede obtener está:

- Recuperar muestras de hidrocarburos no contaminadas para caracterizar sus propiedades.
- Evaluar las características del pozo y del yacimiento (kh, daño a la formación y el índice de productividad)
- Delinear los límites del yacimiento

2.4.2 Diseño de una Prueba de Formación

En lo que respecta al diseño, se refiere a dar o tener en consideración parámetros como: el tipo de aditamentos o herramientas necesarias para asegurar que la producción llegue a la superficie con el mínimo de problemas, el tipo de herramienta a utilizar y el tipo de instalaciones superficiales.

❖ Diseño de la Secuencia de la Prueba y Diseño para asegurar el Flujo.

Es de gran importancia diseñar la secuencia de una prueba de formación, es decir, diseñar dónde se colocará la herramienta, el tiempo adecuado para realizar una prueba de variación de presión (incremento), entre las más importantes, ya que si no se tiene un diseño adecuado la prueba de formación será fallida debido a que no se obtendrá la información necesaria del yacimiento. Ver figura 2.17

En este diseño se deben considerar ciertos factores, por ejemplo, que en un pozo exploratorio se tiene un grado elevado de incertidumbre en los datos, es por eso que en, este diseño se debe considerar el uso de un software especializado para poder verificar la factibilidad y simular cualquier escenario posible que pueda ser pronosticado con base en las propiedades del yacimiento en el que se realizará la prueba. Cabe mencionar que durante la realización de este diseño se deben tener, de cierta manera, actualizados los datos para poder tener un diseño final dependiendo de los cambios que se puedan tener en los datos petrofísicos y los resultados de los análisis PVT de los fluidos.

Para el diseño del aseguramiento del flujo de los hidrocarburos a la superficie en una prueba de formación, se deben considerar, entre mucho aspectos los siguientes: la posibilidad de la formación de hidratos de metano dentro de la tubería, ya que este es el uno de los principales problemas que se pudiesen presentar. Para realizar un buen diseño para el aseguramiento del flujo se debe considerar la inyección de un inhibidor de hidratos de metano (metanol/glycol), presión y temperatura del pozo, composición y condición del tipo de hidrocarburo producido y, en algunos casos, la temperatura del lecho marino. En la figura 2.18 se muestra una carta de las curvas de hidratos que representan el comportamiento de la formación de ellos a ciertas presiones y temperaturas.

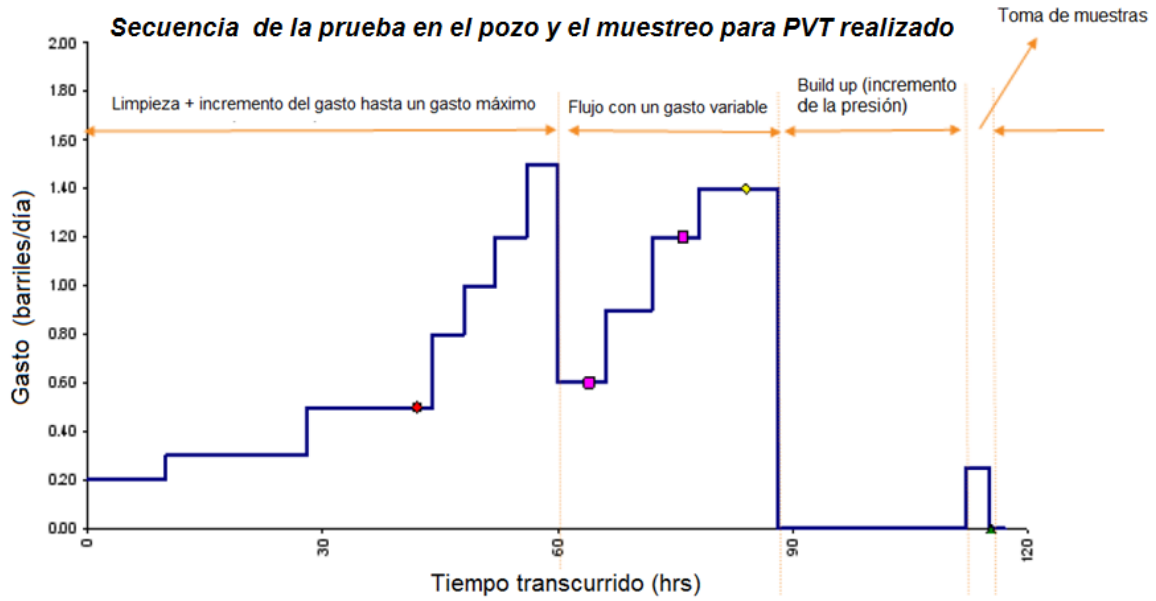


Fig. 2.17 Ejemplo de una secuencia seguida en un yacimiento, donde se muestran los tiempos en los cuales se tomaron las primeras muestras en el separador (rosa), las segundas muestras en el separador (amarillo), las primeras muestras después de la limpieza (rojo) y al final se puede observar el tiempo en el cual se realizó la prueba de incremento y la toma de muestras de fluido en el fondo (verde).

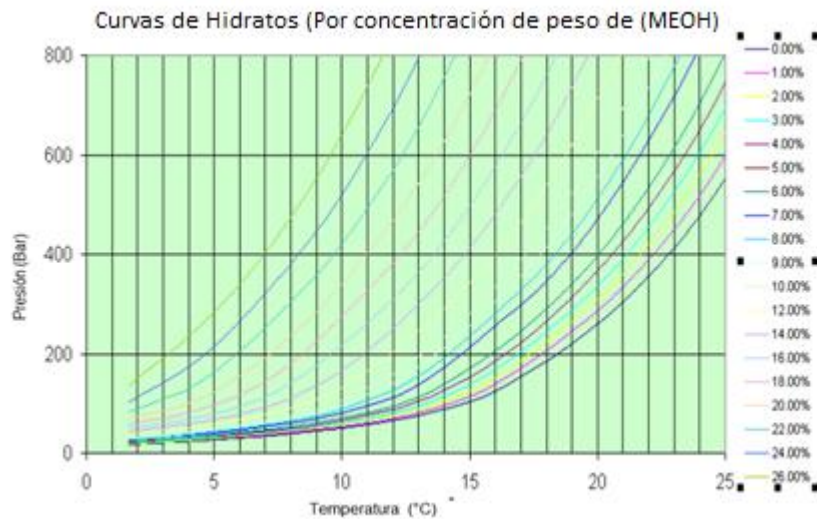


Fig. 2.18 Carta de la formación de hidratos dependiendo de la presión y temperatura.

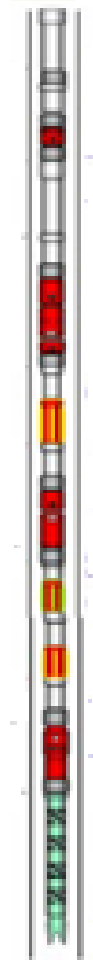
✘ Diseño de la Herramienta

El diseño de la herramienta adecuada, se debe de determinar en base a las propiedades del yacimiento y además en conjunto se debe de diseñar el tipo de terminación que debe de tener el pozo para poder realizar una prueba de formación de manera exitosa, el diseño de la terminación puede ser con empaque de arena, por poner un ejemplo. Entre las herramientas a seleccionar se pueden utilizar entre una sarta TCP o una sarta DST convencional. Ver figuras 2.19 y 2.20.

Fig. 2.19 Sarta TCP



Fig. 2.20 Sarta DST



✦ Diseño de las instalaciones superficiales

Otro aspecto de importancia en el diseño de una prueba de formación son las instalaciones superficiales, debido a que en éstas se almacenarán herramientas y se procesará cualquier tipo de información obtenida. En el diseño de las instalaciones superficiales se debe considerar el espacio requerido para colocar toda la infraestructura necesaria. Se deben considerar los espacios, en ocasiones se requieren áreas, para organizar el equipo con el que se realizará la prueba, por ejemplo, el equipo de separación de aceite y gas, los tanques de almacenamiento temporal, carretes de control de prueba de árboles submarinos, cabinas de control, tanques de metanol, generadores de vapor, diversos componentes hardware de terminación y cajas de transporte.

Se debe tomar en cuenta que en todo diseño establecido es posible que se requieran hacer modificaciones. La figura 2.21 es un ejemplo del diseño de las instalaciones superficiales para una prueba de formación.

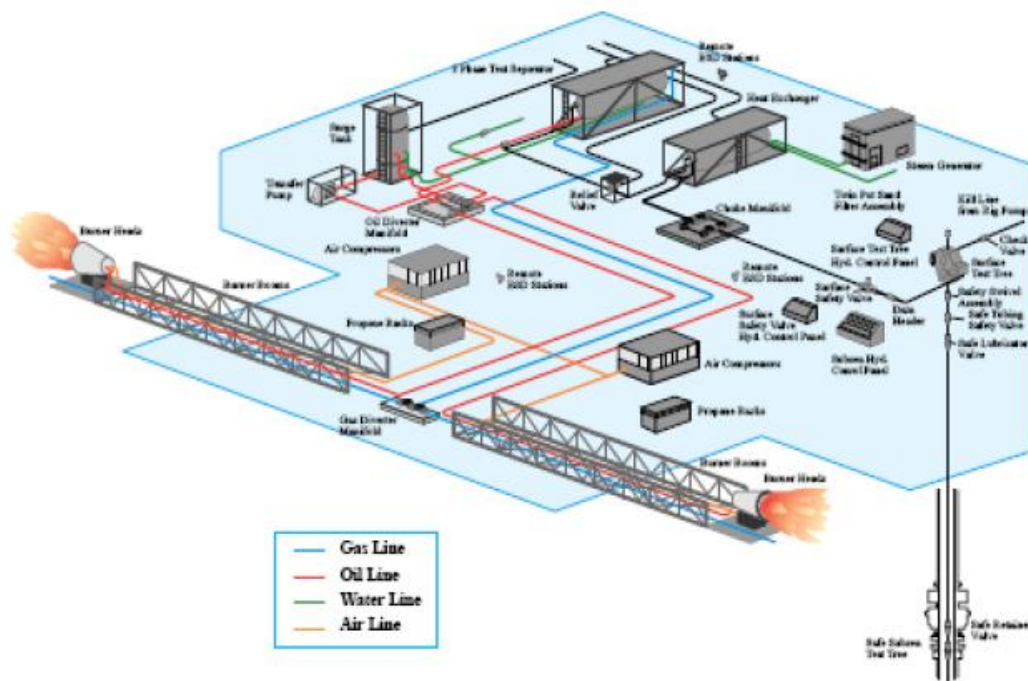


Fig. 2.21 Ejemplo de un diseño de las instalaciones superficiales en una plataforma petrolera costa afuera.

2.4.3 Planeación de una Prueba de Formación

Para la planeación de la prueba de formación se debe tener en cuenta la opinión de especialistas de cada área (perforación, yacimientos, servicios de pozo y exploración), con el fin de revisar toda la información existente y preparar un programa que se ajuste para realizar las pruebas de formación en el yacimiento.

En la planeación se deben considerar los tipos de operaciones que se llevarán a cabo durante la prueba como son:

- ❖ Limpieza del pozo

Para la limpieza del pozo se debe tener en consideración abrir a producción el pozo con diferentes diámetros de estrangulador para lograr que los hidrocarburos fluyan libres de cualquier fluido o sedimento.

- ❖ Cierre y flujo del pozo

Para la planeación del cierre y el flujo del pozo, se debe determinar el diámetro de estrangulador necesario, para tener un gasto estabilizado. Después de este periodo de producción se debe cerrar el pozo con el fin de realizar una prueba de variación de presión.

- ❖ Adquisición de la información y la recuperación de muestras de fluidos.

Para la planeación de la adquisición de datos se debe tener en consideración el tipo de medidores a utilizar, ya que con ayuda de esas herramientas se obtendrá la información que posteriormente se transmitirá en tiempo real para que sea analizada mediante un software y equipo de cómputo.

En cuanto a la planeación de la recuperación de las muestras de fluidos, se debe saber con certeza el volumen de fluidos deseado a recuperar, ya que estos volúmenes son de gran importancia, debido a que con ellos se caracterizarán las propiedades de los hidrocarburos. Por poner un ejemplo, se pueden recuperar hasta 8 muestras de fluidos de diferente volumen, en caso de ser necesario.

❖ Abandono del pozo

Para el abandono del pozo, se debe considerar que en la sarta de tuberías se queda un restante de fluido, por lo que se debe planear un tiempo para regresar estos fluidos a la formación y poder retirar la sarta del agujero.

2.4.4 Otros Aspectos Importantes de una Prueba de Formación

Además de la planeación de las operaciones, se requiere considerar el aspecto legal debido a que se tienen que aprobar las operaciones a realizar, y que para evitar cualquier demora se recomienda realizar con cierto tiempo de anticipación. Otro aspecto a considerar es la realización de visitas a las instalaciones, se debe de planear una agenda de visita al equipo para verificar que se esté dentro del marco legal.

CAPÍTULO 3. PROBADORES DE FORMACIÓN

Los probadores de formación se corren en los pozos petroleros para poder obtener parámetros de los intervalos de interés, como presión de la formación, permeabilidad, así como para recuperar muestras de fluidos de la formación.

Este tipo de herramientas cuentan con un bloque que contiene un empaque sellador, opuesto a un brazo que abre a la profundidad de interés, forzando al bloque y al empaque sellador para que entren en contacto firme con la formación. Se obtiene información de la pre-prueba y de la presión tomada correspondientes a un decremento e incremento de presión en la formación en el intervalo de interés.

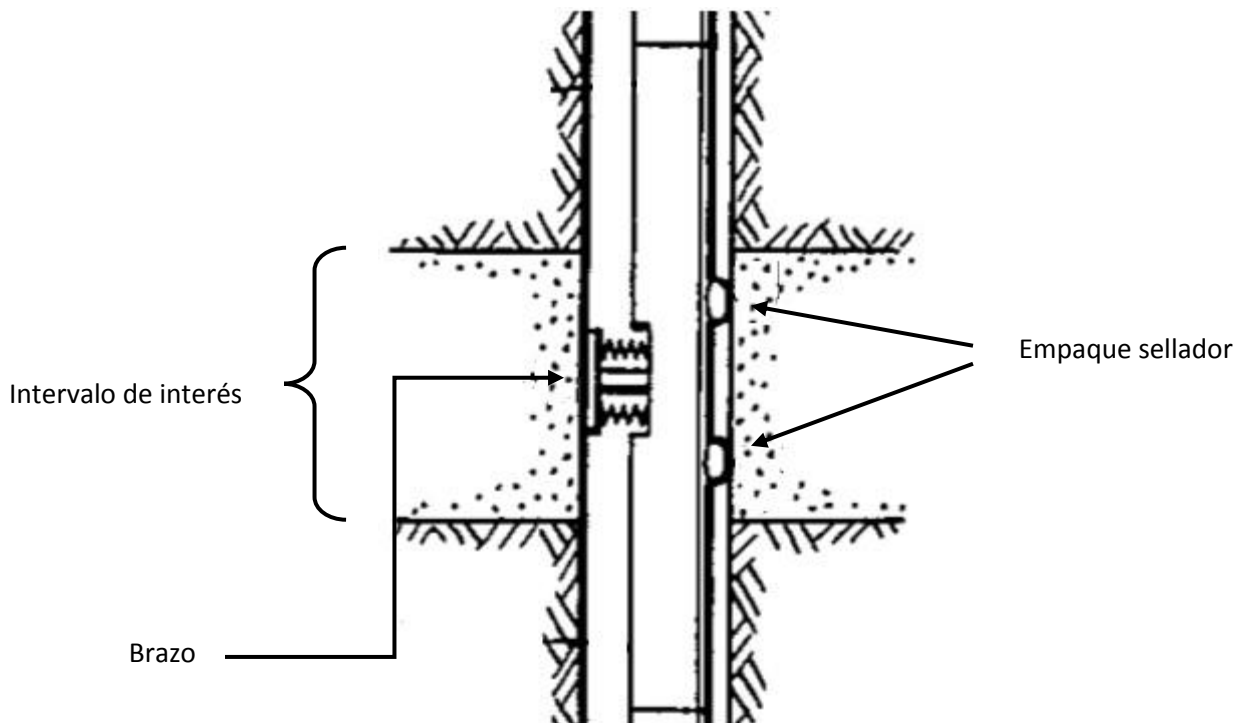


Fig. 3.1 Representación general de un probador de formación

Actualmente se cuenta con diversos probadores de formación en agujero descubierto. Cada compañía, dependiendo de sus objetivos, opera con diferentes herramientas que poseen características únicas para trabajar con ciertas condiciones que el pozo requiera.

Las pruebas de formación, así como las herramientas con las que se realizan, han evolucionado a lo largo del tiempo para satisfacer las nuevas necesidades en la detección y explotación de los yacimientos petroleros, debido a que las condiciones van cambiando, es decir, se tienen nuevos descubrimientos en diferentes zonas del país y del mundo que requieren otros métodos de obtención de información y técnicas de análisis.

Debido al constante desarrollo de los campos petroleros y a la gran demanda de hidrocarburos que se tenía en ascenso, era necesario tener un desarrollo tecnológico que brindara a las compañías petroleras un medio con el cual pudieran obtener información y evaluar intervalos de interés para determinar si eran económicamente rentables.

A continuación se describirán, en orden cronológico, las características de seis probadores de formación utilizados en la industria petrolera para la evaluación de formaciones.

3.1 Prueba Convencional (Drill Stem Test, DST)

Una prueba DST se define como una terminación temporal del pozo que se realiza después de identificar algún intervalo con presencia de hidrocarburos de donde se obtienen y se analizan muestras de los fluidos de la formación, presión y gastos de flujo. Los datos obtenidos se registran en función del tiempo y con ayuda de otras herramientas es posible calcular parámetros de la formación, que determinarán si la terminación será definitiva o si se decide abandonar el intervalo que en principio fue de interés.

Un registro común resultante de una prueba DST se presenta a continuación:

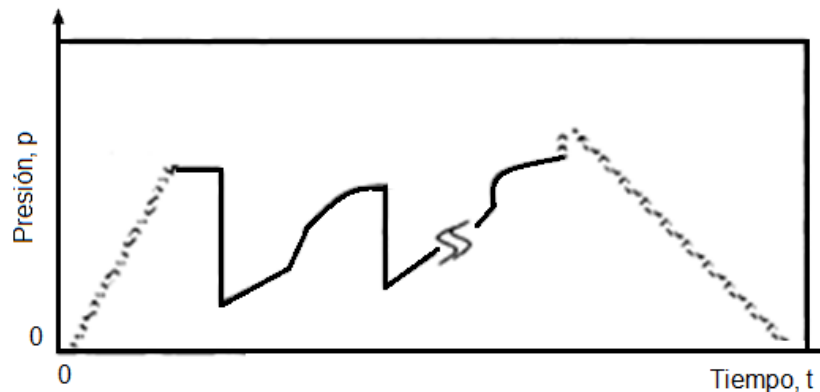


Fig. 3.2 Registro DST típico

La herramienta DST es básicamente un arreglo de empacadores y de válvulas colocadas al final de la tubería de perforación. La función principal de los empacadores es aislar las zonas de interés del lodo de perforación y permitir la entrada de fluidos dentro de la cámara muestreadora y la tubería de perforación. Los empacadores juegan un papel muy importante en este tipo de pruebas ya que ayudan a reducir los efectos de almacenamiento.

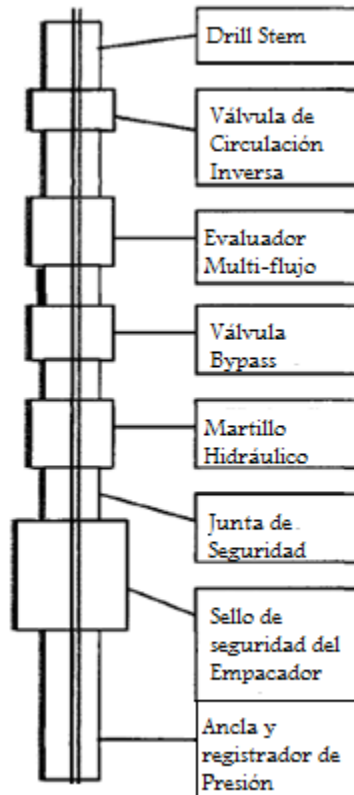


Fig. 3.3 Herramienta operativa DST

La prueba llevada a cabo con esta herramienta DST es actualmente una de las más utilizadas en la industria petrolera desde sus inicios. Hoy en día muchas empresas optan por esta herramienta debido a la información que se puede obtener de ella y a que la respuesta del yacimiento es más rápida de observar.

3.1.1 Evolución

Hace 92 años, en la década de 1920-1930 los hermanos E.C. Johnston y M.O. Johnston desarrollaron la primera herramienta que serviría para efectuar una prueba de formación durante la perforación de un pozo. A esta técnica se le conoce como DST (Drill Stem Test).

Esta herramienta se empezó a utilizar hasta el año de 1926, realizando la primera prueba de formación efectuada a través de la columna perforada.

En años posteriores, en 1929 para ser exactos, a la compañía fundada por los hermanos Johnston (Johnston Formation Testing Corporation) le fue otorgada la patente U.S. Patent 1,709,940 y más adelante mejoraron su sistema de la prueba DST en el año 1930.

En años siguientes, en 1933, se modificó el aparejo, con el fin de incluir un medidor de presión; este dispositivo fue diseñado como un complemento para medir las tasas de flujo con las mediciones de presión de formación.

De igual manera, años después fue necesaria la implementación de equipo para poder manipular los fluidos producidos de la formación. Esta herramienta es un separador trifásico que, como todo separador, recibe la mezcla de los fluidos producidos de un pozo y debido a la diferencia de densidades de los fluidos se pueden separar en agua, petróleo y gas, ver figura 3.4.

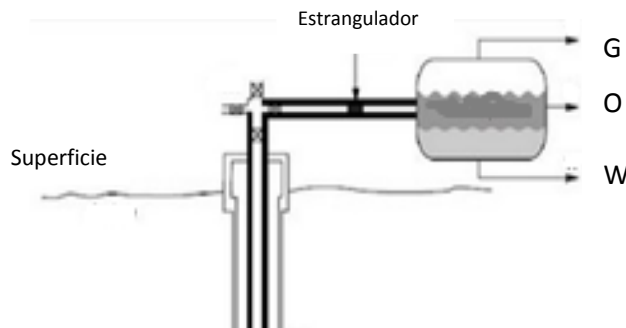


Fig. 3.4 Separador trifásico

En años pasados, las mediciones de presión y temperatura con herramientas operadas con línea de acero dentro del pozo se realizaba utilizando gráficos mecánicos para la medición de la presión y para la temperatura se utilizaba un termómetro de máxima escala. Después se introdujo la tecnología de medición con cristales de cuarzo; con esta introducción, un solo cristal medía la temperatura y presión en el mismo punto.

En este tipo de operaciones DST, las mediciones se obtienen ya sea por encima o por debajo del empacador y los medidores se pueden instalar dentro o fuera de la sarta de pruebas (Ver figura 3.5). La evolución de la sarta de pruebas ha sido notoria, desde una simple válvula usada en el probador de formación Johnston original, hasta convertirse en un equipo conocido como herramienta de Evaluación de Flujo Múltiple (MFE Multi Flow Evaluator), esto en el año de 1961.

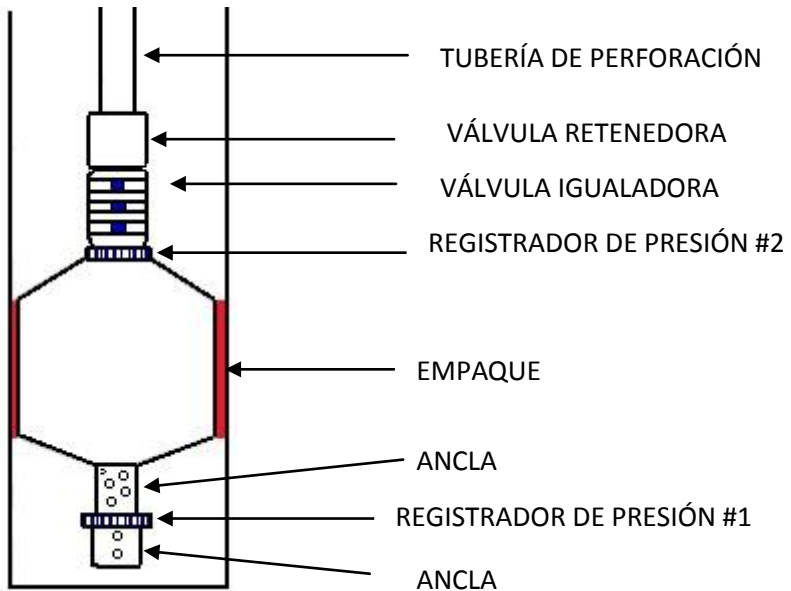


Fig. 3.5 Localización de los registradores de presión

Al llegar al año 1970 y con la exploración marina, se implementó una nueva válvula que es la válvula del probador controlado a presión, PCT, que fue diseñada para pozos más profundos.

En el año 1989 se introdujo una nueva generación de herramientas, llamadas “pruebas inteligentes”, esto por el desarrollo del Sistema de Implementación Remota Inteligente (IRIS), que es un sistema de válvula dual, esto quiere decir que es una combinación en una sola herramienta de la válvula de prueba con la válvula de circulación y lleva un mecanismo con el cual se puede abrir y cerrar tanto la válvula de prueba como la válvula de circulación.

Como resultado de las modificaciones y de la evolución de este tipo de pruebas DST se desarrollaron otras herramientas y técnicas para efectuar pruebas de formación.

3.1.2 Alcances

Normalmente, la prueba DST se realiza en pozos exploratorios, aunque también se pueden evaluar bajo condiciones de producción para poder conocer la rentabilidad de la operación. Puede ocurrir que se identifiquen varios intervalos de interés, cuando esto sucede cada uno de los intervalos se aísla para conocer sus características más importantes.

La prueba DST permite una comunicación directa entre la zona de interés en la formación y la sarta de perforación, de igual manera permite que la formación aporte fluidos al pozo, ésto se logra mediante sus empaques.

Las pruebas DST se pueden utilizar para determinar parámetros tales como: permeabilidad, daño a la formación, si existen barreras impermeables o fallas, radio de investigación y presión promedio (ésto sólo si el tiempo de la prueba lo permite). Tal información es de gran ayuda para determinar si un intervalo es potencialmente comerciable por los fluidos que se pueden recuperar de la prueba y las tasas de producción que se observan. Los datos que se obtienen son a condiciones dinámicas, es decir, en condiciones de flujo o a condiciones de producción.

Así como las pruebas DST resultan muy efectivas, también se pueden llevar a cabo en agujero descubierto o en agujero revestido.

En agujero descubierto, la prueba DST se puede realizar cerca del fondo del pozo o en alguna zona aislada arriba del fondo del pozo, es decir, en la zona de interés.

Antes de llevar a cabo la prueba, para poder tener la certeza de las profundidades de los intervalos de interés se necesitan correr registros geofísicos que indiquen la existencia de hidrocarburos y su ubicación. Una vez que se localizó la zona de interés, la elección de cuándo realizar la prueba dependerá de las condiciones del agujero.

Como se mencionó, las pruebas se pueden realizar en agujero revestido o en agujero descubierto. Existen tres tipos de pruebas DST en agujero descubierto y dos en agujero revestido. Básicamente la diferencia está en el tipo de sarta utilizada.

A continuación se describen brevemente los diferentes tipos de pruebas DST:

❖ En agujero descubierto

I. Convencional de fondo:

Como su nombre lo indica, es aquella que utiliza empacadores convencionales, normalmente de hule, éstos se expanden para crear un sello y sostener el peso a través de la tubería de perforación. Este tipo de prueba se lleva a cabo cuando el intervalo de interés se encuentra muy cerca del fondo del pozo.

II. Convencional para intervalos:

Este tipo de prueba DST se lleva a cabo por lo general cuando el pozo alcanzó su profundidad total, el agujero se encuentra en buenas condiciones y existen varios intervalos a probarse. Esta prueba específica se aplica cuando la zona de interés se encuentra por encima del fondo del pozo o cuando se aísla el intervalo de otra zona con potencial.

III. Prueba con sistemas inflables:

Esta prueba DST, como su nombre lo indica, utiliza empacadores inflables como parte de la sarta ya que no se requiere aplicar peso para anclar el empacador. Se lleva a cabo cuando se necesita realizar una prueba por arriba del fondo del pozo y las condiciones que se encuentran próximas a la zona de interés son irregulares.

❖ En agujero revestido

I. Convencional:

Esta prueba DST, por lo general, se lleva a cabo en pozos de alta presión, desviados o profundos bajo condiciones de sobre balance. Se utiliza la tubería de producción en lugar de la tubería de perforación.

II. Herramientas activadas por presión:

Este tipo de prueba DST es utilizada en equipos flotantes en pozos marinos o en pozos altamente desviados debido a que es más difícil controlar el movimiento de la sarta dentro del pozo. Lleva este nombre ya que las herramientas que conforman el ensamble de fondo pueden ser activadas por presión en lugar de rotarlas.

En general, las pruebas DST sólo proporcionan una parte de los datos necesarios para poder evaluar una formación, ya que toda esta información se complementa con la obtenida de datos geológicos, información durante la perforación, núcleos, registros, entre otros.

Cabe mencionar que las pruebas en agujero revestido son más seguras y más fáciles de controlar debido a que la tubería de revestimiento ya ha sido cementada. En este trabajo se hará énfasis a detallar las herramientas y las operaciones realizadas por los probadores de formación en agujero descubierto.

3.1.3 Diseño del Equipo

El diseño de la herramienta DST está integrado por varios accesorios que se describen a continuación:

❖ Válvula de prueba (Tester Valve)

Este dispositivo controla el fluido entrante a la T.P. que proviene desde el ancla que está por debajo del empacador, normalmente está cerrada y es abierta (fig. 3.6) sólo cuando se tiene el suficiente peso proporcionado por la T.P.

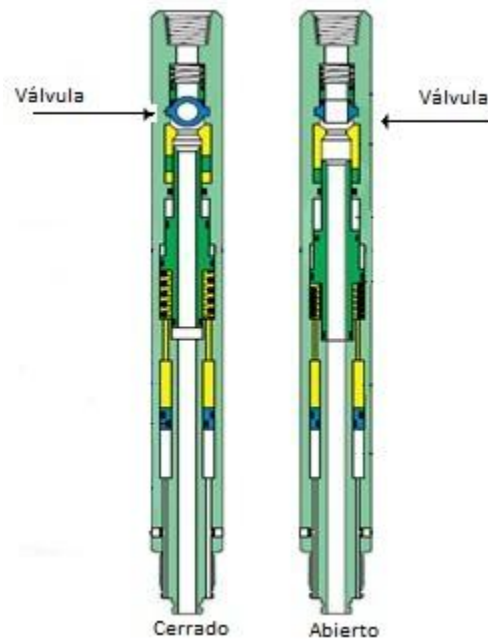


Fig. 3.6 Válvula de prueba en posición cerrada y abierta

Cuando se completa la prueba, la herramienta es extraída y el peso de la T.P. es retirado de la válvula de prueba, enseguida ésta se cierra automáticamente y al mismo tiempo la válvula igualadora de presión se abre automáticamente.

De igual forma, su función principal es prevenir la entrada del lodo a la sarta de perforación mientras se baja la herramienta, y de igual manera retiene la muestra de fluido cuando se saca la herramienta.

❖ Estrangulador (Choke)

El estrangulador es una pequeña restricción localizada sobre la línea de flujo cerca de la válvula de prueba (válvula de control), como dice su nombre es para controlar la cantidad de flujo de la zona de la prueba.

La función principal es proteger el empacador y los registradores de presión, ya que debido a la apertura de la válvula de prueba (válvula de control) se tiene una presión de choque, que puede dañar los componentes mencionados.

❖ Registradores de Presión (Pressure Recorder)

Los registradores de presión pueden ser del tipo Resorte-Pistón (Spring-Piston) o del tipo Bourdon. La presión se graba sobre una carta cilíndrica por medio de una aguja conectada a un elemento sensible a las fluctuaciones de la presión.

Se incluye un reloj de precisión dentro de la herramienta registradora, el resultado de esto se obtiene en un registro de presión vs tiempo. Los registradores de presión proporcionan resultados con una gran precisión, esto mejoró ya que en sus inicios estos registradores arrojaban datos con un 0.25% de exactitud en las mediciones. Los datos obtenidos de los registradores son utilizados para cálculos cuantitativos.

Este componente proporciona un registro completo de lo que pasa dentro del pozo. Normalmente se utilizan dos registradores de presión para realizar la prueba, los cuales son colocados uno sobre la línea de flujo así que el fluido debe pasar por el ancla. El otro se localiza en la sección llamada "blanked –off" en el ancla, este siempre estará abierto directamente a los fluidos del pozo.

Ambos deben registrar la misma lectura de presión siempre. Se llegan a utilizar 3 registradores de presión en las pruebas de presión doble cierre (shut-in), de igual forma se

utilizan 3 registradores en las pruebas “straddle test”, donde el tercer registrador es colocado en la parte inferior del empacador.

❖ Martillo Hidráulico (Jars)

Es de gran utilidad ya que se puede presentar atascamiento de la herramienta dentro del pozo, su función es liberar la herramienta si eso llegara a pasar, genera tensión, ver figura 3.7.

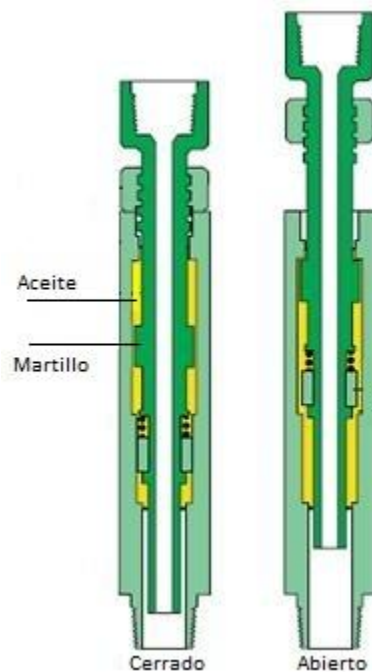


Fig. 3.7 Martillo hidráulico

❖ Empacador (Packer):

Se le puede considerar como el corazón de la herramienta. En operaciones en agujero abierto es el principal responsable si la prueba es exitosa o fallida. Está construido por una cubierta de caucho de 20 o 30 pulgadas, ver figura 3.8.

Cuando se desea colocar el empacador en su lugar, parte del peso de la T.P. es recargado sobre la parte superior del mismo, mientras que la parte inferior está soportada sobre una posición fija, ésto provoca que el empacador se expanda y origina una compresión sobre la pared del agujero.

Cuando la válvula de prueba es abierta el peso de la columna del lodo crea una presión diferencial a través del empacador. En algunas ocasiones se puede provocar daño al empacador debido un flujo frío alrededor del empacador, ésto debido a la presión diferencial.

Para evitar este tipo de problemas, el espaciado entre el agujero y el empacador se procura que sea el menor posible, aunque si el espaciado es muy reducido también puede ocasionar problemas debido a que será difícil correr la herramienta dentro del agujero.

Esto puede generar lo que se conoce como manifestación brusca de los fluidos del pozo (blowout o reventón). Para poder evitar un reventón se coloca una zapata de expansión junto a la parte inferior del empacador, que está hecha ya sea de metal o de caucho duro. Con este arreglo se pueden usar empacadores que están entre 1 y 1 ½ de pulgada menores al tamaño del agujero.

La prueba en agujero revestido presenta mayores dificultades debido a fallas del empacador, la prueba para agujero revestido se corre por arriba del fondo del agujero, se utilizan dos empacadores uno por encima y otro por debajo del intervalo deseado, es en este caso conocido como prueba con empacador múltiple (Straddle test).



Fig. 3.8 Empacador para agujero descubierto

❖ Ancla (Anchor Pipe):

Para colocar el empacador es necesario mantener estático el fondo de la herramienta cuando el peso es aplicado en la parte superior del empacador, es decir sostiene el empacador en el lugar correcto. El ancla debe ser lo suficientemente fuerte para soportar el peso necesario para colocar el empacador además del peso de la columna del lodo que descansa sobre el empacador cuando la válvula de prueba está abierta, ver figura 3.9.

En caso de que el ancla falle provoca que el empacador resbale y por consiguiente se obtendrán malos resultados de la prueba, además que el empacador sufrirá daños, por lo

tanto se debe tener la seguridad que está colocada sobre el fondo del agujero y no sobre recortes que se encuentren en el fondo.

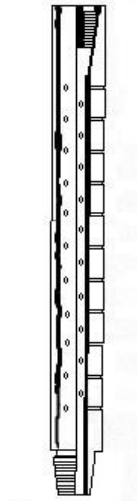


Fig. 3.9 Ancla

❖ Válvula Igualadora de Presión (Equalizing Valve):

Esta es una de las partes más complejas de la herramienta, normalmente está abierta y solo se cierra cuando la válvula de prueba (tester valve) está abierta.

Tiene como propósito desviar el flujo del lodo del empacador hacia el interior de la T.P. Una de las principales funciones es igualar o equilibrar la presión tanto por encima y por debajo del empacador cuando la prueba es completada.

❖ Válvula de cierre (Shut-In Valve).

Sirve para tomar una presión de cierre al final de la prueba; para lograr esto, es necesario tener una válvula sobre la línea de flujo que pueda ser cerrada por la rotación de la tubería. Esta válvula se localiza por arriba de la válvula principal de prueba, en ocasiones se combina como una sola unidad con la válvula de circulación (Circulating Valve).

❖ Válvula de disco (Disk Valve)

Anteriormente para impedir la entrada del lodo en la T.P. debido a la apertura accidental de la válvula principal cuando se está corriendo la herramienta dentro del pozo, un disco metálico podía ser colocado por encima de las demás herramientas de la sarta, que se rompe y es arrojado a la superficie cuando el empacador es colocado en posición y la válvula principal es abierta.

Se ha eliminado esta válvula de disco y ha sido remplazada por los probadores hidráulicos que combinan las funciones de la válvula de disco, la válvula principal y la válvula igualadora de presión en una sola unidad.

❖ Válvula de circulación (Circulating Valve)

Esta válvula ayuda a remover los fluidos inflamables de la prueba antes de ser retirada la herramienta del pozo, esta válvula provee un medio para abrir la tubería de perforación a cierta distancia por arriba del probador. El lodo se bombea al espacio anular que después atraviesa el interior de la tubería de perforación y acarrea los fluidos de prueba que se quedan en la tubería.

Esta válvula se puede usar con la válvula de cierre, con este arreglo es posible cerrar la válvula de prueba y al mismo tiempo abrir la válvula de circulación solamente con rotar la tubería de perforación al final del periodo de flujo.

❖ Junta de seguridad (Safety Joint)

Se coloca por arriba del empacador. En caso de que los martillos hidráulicos no liberen el empacador, si es que llega a atascarse en el pozo, se podrán recuperar las herramientas por arriba de esta junta de seguridad debido a que estará libre.

❖ Cabezal de producción (Surface Control Head)

Debido a que es necesario tener el control sobre los fluidos producidos, se coloca el cabezal de producción, además de que es ensamblado para cumplir con los requerimientos de operación de la compañía.

En la figura 3.10 se muestra una imagen de la ubicación de las herramientas, mencionadas anteriormente, en una sarta DST.



Fig. 3.10 Arreglo típico de la herramienta para realizar una prueba Drill Stem Test

En cuanto al equipo necesario, se presenta una parte esencial que es el equipo superficial. Este equipo es de suma importancia para poder realizar una prueba DST de forma segura. Dicho equipo superficial está diseñado para controlar y dar seguridad a la prueba DST, con el fin de medir los gastos de flujo y poder manejar los fluidos en superficie durante la prueba, los componentes principales son:

❖ Cabezal de control (Christmas Tree)

Este se localiza en la parte superior de la sarta, es una combinación de swivel (junta giratoria), y la válvula de control. La válvula permite tener control superficial sobre el flujo de los fluidos, mientras que el swivel permite la rotación de la sarta en caso de que sea necesario asentar los empacadores o para operar alguna herramienta en particular, ver figura 3.11.

En caso de tener altas presiones se utiliza un cabezal de control dual, o bien, en pozos marinos, dicha válvula se activa mediante la presión con líneas de nitrógeno. Contiene un receptáculo para incorporar y soltar barras para activar los puertos de los substitutos de circulación inversa.

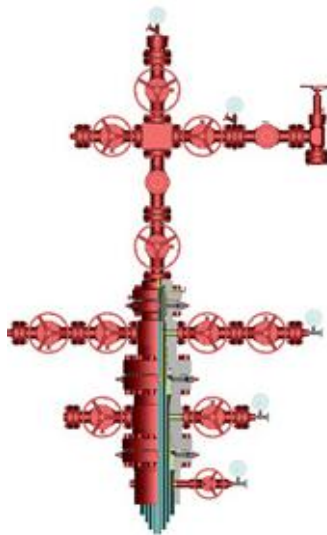


Fig. 3.11 Cabezal de control

❖ Manifold

Es un conjunto de válvulas de control (ver figura 3.12) colocadas en el piso del equipo para operar las siguientes funciones:

- Tomar muestras de los fluidos
- Colocar estranguladores
- Medir la presión en superficie
- Control adicional de la presión

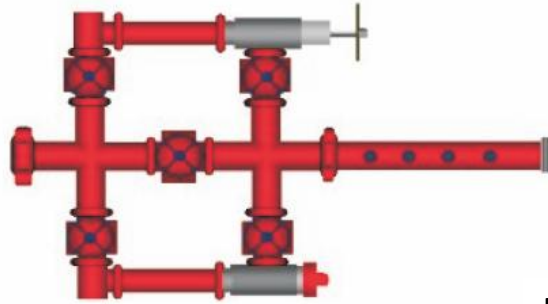


Fig. 3.12 Manifold

3.1.4 Procedimiento de la Prueba

Para realizar la prueba es necesario que se tenga la siguiente información: profundidad y diámetro del pozo, así como la longitud del intervalo de interés, duración de la prueba, densidad del lodo, número de empacadores, número y tipo de registradores de presión, diámetro del estrangulador, tipo del cabezal de control, tipo de válvula de circulación y del percusor de perforación.

Con toda esta información será posible realizar una buena colocación de la herramienta y por tanto una prueba exitosa.

A continuación se explicará el procedimiento general de una prueba DST:

Cuando la sarta de prueba ha sido ensamblada debe ser medida para asegurar la localización del empacador, la longitud total del aparejo, la de la herramienta y la de la tubería de perforación que será corrida dentro del agujero, de igual forma debe ser medida para determinar cuándo se ha alcanzado el fondo, esto se puede hacer situándolo suavemente y asegurando el ancla sobre una base firme.

El empacador se sitúa en secciones consolidadas (arenisca consolidada, o en limos no fracturados), se evita cualquier tipo de lutitas suaves ya que provoca que el empacador falle. Se pueden utilizar dos empacadores (dual packer) si la formación se encuentra fracturada con el fin de proporcionar un buen sello.

Antes de correr la herramienta se verifica que los preventores (BOP's) funcionen, se deben haber instalado las líneas de flujo que transportarán los fluidos de la prueba y los depositarán en tanques. Si la prueba se sale de control, se deben tener listas las bombas para enviar lodo dentro de la tubería de perforación.

La velocidad con la cual debe ser bajada la herramienta dentro del pozo (agujero) durante la prueba DST, debe ser por lo menos 25% más lento que cuando se realizan operaciones de perforación sin la herramienta DST, de igual forma se debe inspeccionar continuamente el nivel de lodo.

Una vez que se alcanza el fondo del pozo, se coloca en la superficie el cabezal de producción (control), el empacador es puesto en su lugar y la válvula principal de prueba está abierta, inmediatamente se manifiesta aire proveniente de la tubería de perforación. Si esta manifestación no se presenta indica que puede ser una zona no productora o un taponamiento de la herramienta o, incluso, un mal funcionamiento del probador.

Mientras ocurre esto, se debe vigilar el nivel del lodo en el espacio anular, si el nivel disminuye rápidamente al inicio de la prueba indica falla en el empacador y se debe recoger inmediatamente la herramienta y cerrar la válvula principal. Una disminución lenta del nivel de lodo indica fuga en el empacador o pérdida de fluido hacia la formación por arriba del intervalo de prueba.

Después de abrir el probador y que el pozo se pueda poner a fluir, pasa un periodo considerable de tiempo antes de que los fluidos lleguen a la superficie. Como ya se mencionó, un indicador de que los fluidos han entrado a la tubería es la manifestación de aire, pero en caso de que el aire deje de manifestarse indica un probable taponamiento o una presión insuficiente de la formación para hacer llegar los fluidos a la tubería.

Al término del periodo de flujo se activa la válvula de cierre, aumenta la presión dentro del pozo. Cuantitativamente se puede obtener la presión estática, P_{ws} , si el periodo de cierre es suficientemente largo.

La válvula de circulación puede ser abierta en cualquier momento una vez que es activada la válvula de cierre, es importante comenzar a bombear lodo y establecer la circulación en el espacio anular para permitir que el lodo fluya al interior de la tubería de perforación. Este procedimiento se encuentra ilustrado en la figura 3.13.

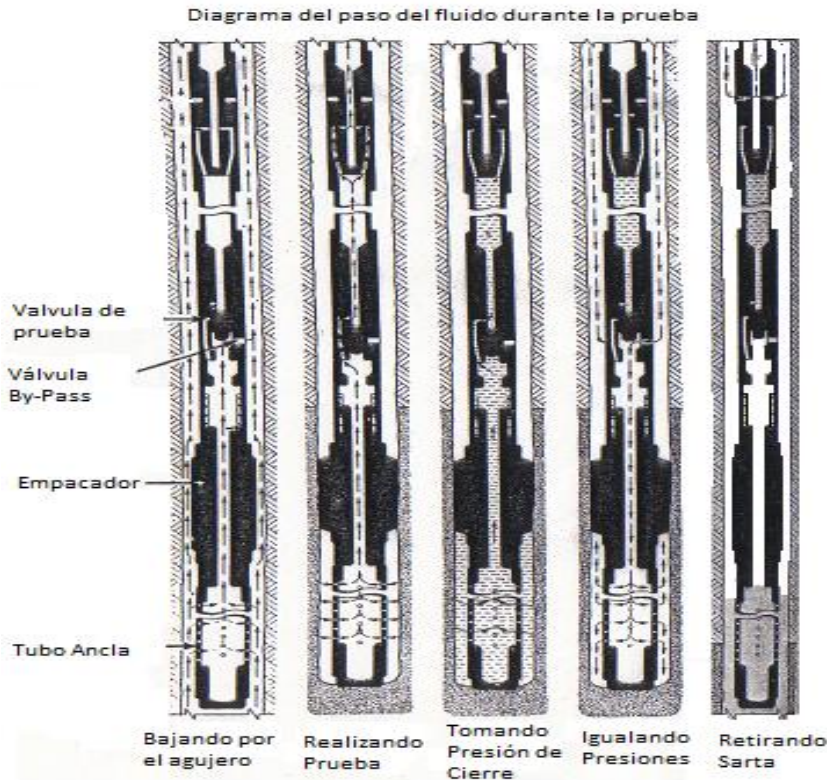


Fig. 3.13 Diagrama esquemático ilustrando el paso de fluido durante una prueba DST

3.1.5 Descripción de Pruebas DST en Agujero escubierto

Como se mencionó anteriormente, las pruebas DST en agujero descubierto se subdividen a su vez en Convencional de fondo, Convencional para intervalos y Con sistemas inflables, aquí se presentan para cada una su principio de funcionamiento, dependiendo de la zona de interés.

❖ Convencional de fondo

La prueba comienza cuando el intervalo de interés se encuentra próximo al fondo del pozo (agujero descubierto). Al llegar a este punto, los componentes de la sarta son espaciados para aislar la zona que es de interés y ésta se corre hasta el fondo, ver figura 3.14.

Una vez que se han colocado las herramientas en el fondo, se aplica peso del orden de 10 a 15 toneladas, esto quiere decir que se suelta el peso de la sarta. Esta acción genera una compresión sobre el empacador lo que provoca que se ancle por arriba de la zona de interés e inmediatamente se abre la válvula hidráulica.

Después se cierra una válvula de control para generar un cierre inicial y se abre para permitir el paso del fluido y así se tiene un periodo de flujo. Dependiendo del tipo de herramienta utilizada, esta válvula de control puede ser operada de diferente forma:

- Reciprocando la sarta (aplicando peso a la sarta)
- Rotando la sarta
- Aplicando presión al fluido sobre el espacio anular (agujero revestido)

Para incrementar la longitud del sello y poder garantizar una prueba exitosa, se puede utilizar un arreglo de dos empacadores en serie.

Este tipo de pruebas convencionales de fondo solo pueden ser corridas en pozos con condiciones favorables y que además exista un mínimo de recortes en el fondo. A continuación se muestra un esquema de una sarta típica de este tipo de pruebas convencionales.

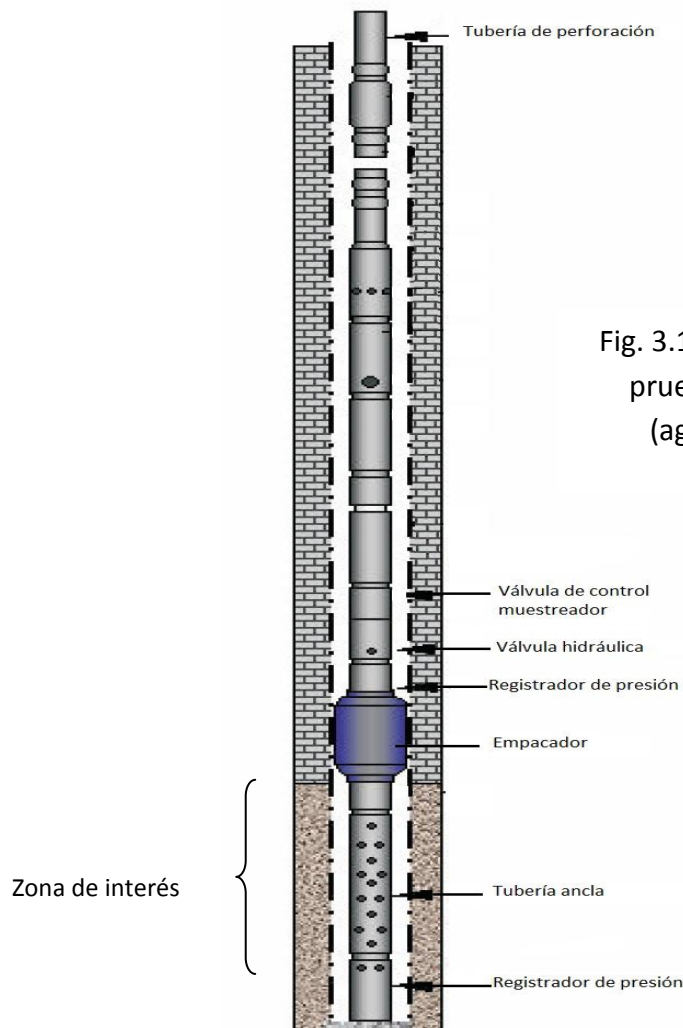


Fig. 3.14 Arreglo típico de una prueba DST convencional (agujero descubierto).

❖ Convencional para intervalos

Para realizar esta prueba, la zona de interés se aísla con un conjunto de empacadores llamados straddles, los cuales no solo aíslan la carga hidrostática de la columna de lodo, sino también la otra zona de interés. En caso que la zona de interés no se encuentre a una gran distancia del fondo del pozo, se pueden utilizar lastra barrenas por debajo del empacador, de tal manera que las herramientas de la sarta se encuentren en contacto con el fondo del pozo y los empacadores se localicen en zonas opuestas a la de interés, ver figura 3.15.

Estos lastra barrenas son de gran ayuda ya que sirven para soportar las cargas compresivas requeridas para poder realizar la prueba. Los empacadores se anclan solo bajando la sarta y aplicándoles peso (carga de compresión), y de igual forma al aplicar peso abre la válvula hidráulica. En la figura siguiente se muestra un esquema de una sarta con empacadores straddles.

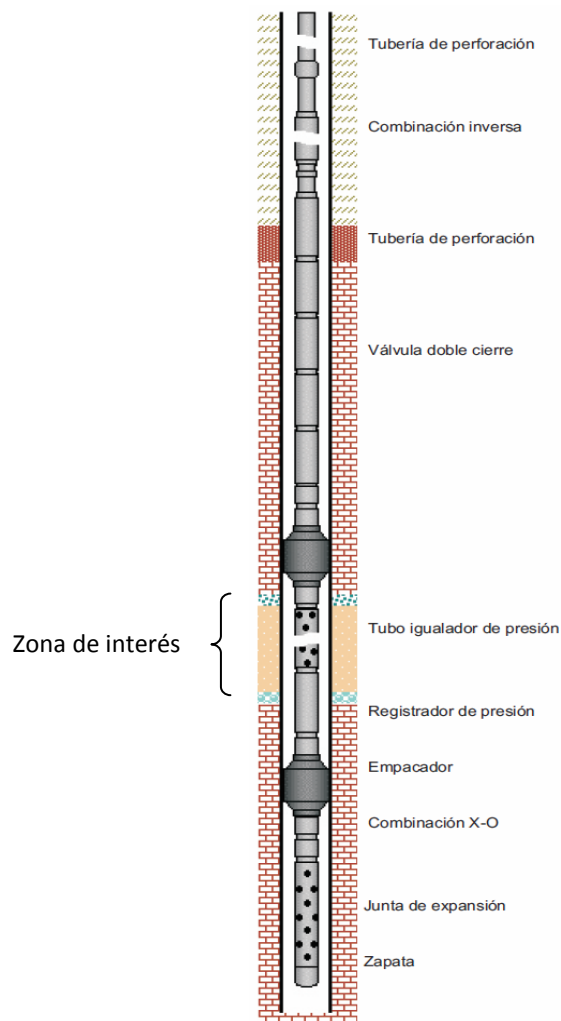


Fig. 3.15 Arreglo típico de una prueba DST convencional para intervalos

❖ Sistemas inflables

Una vez que se corre la herramienta en el pozo y los empacadores han alcanzado el intervalo de interés, se rota la sarta para poder activar una bomba de fondo, la cual utiliza lodo para poder inflar el empacador. Esta bomba es operada rotando la sarta de 30 a 90 rpm por un lapso de 15 minutos hasta que la presión al interior del empacador sea considerablemente mayor que la carga hidrostática.

Un dispositivo de arrastre localizado en el fondo de la sarta previene que la parte inferior rote durante el bombeo de lodo hacia el empacador; como ya se ha mencionado, no se requiere de un dispositivo mecánico de anclaje debido a que no se aplica peso para anclar los empacadores.

Ya que se encuentran activados los empacadores sirven de anclas para proporcionar peso y abrir la válvula hidráulica. Al final de la prueba el empacador se desinfla y la sarta se recupera. En la figura 3.16 se muestra un esquema de la sarta de prueba con empacadores inflables.

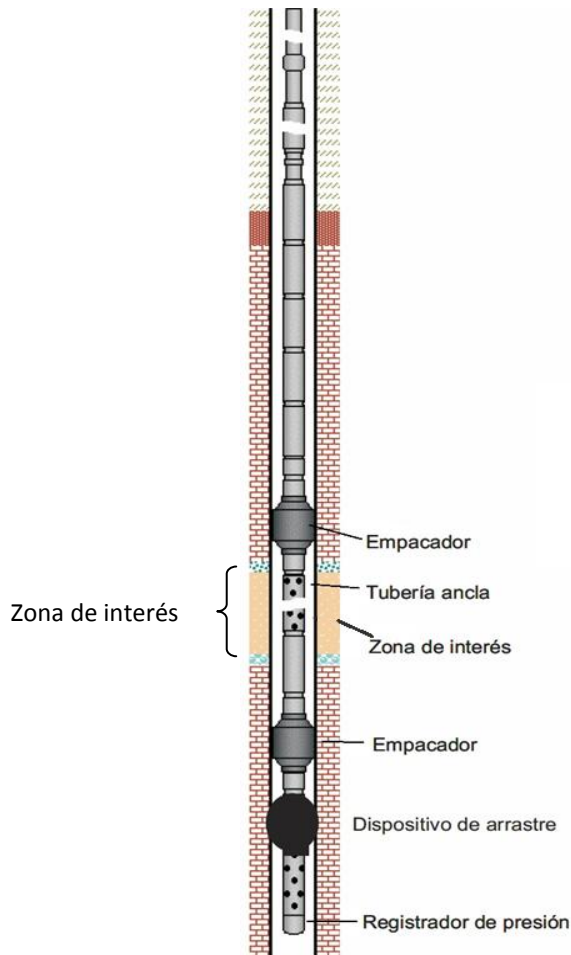


Fig. 3.16 Arreglo típico de una prueba DST con sistemas inflables

3.1.6 Periodos de una Prueba DST

En una prueba DST estándar se tienen varios períodos.

- Período inicial de flujo (Initial flow period). Este es un tiempo corto entre 5 y 10 minutos, esto es para liberar la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo.
- Período inicial de cierre (Initial Shut in period). Este periodo se considera que debe ser lo suficientemente largo para poder tomar una medición de la presión estabilizada de la formación. La experiencia de campo ha determinado que el lapso requerido debe de ser por lo menos de una hora.
- Segundo período de flujo (Second flow period). Este período debe ser lo suficientemente largo para poder permitir una estabilización del flujo
- Periodo final de cierre (Final shut in period). El tiempo requerido para este período depende del comportamiento de la prueba durante el último periodo de flujo.

Lo anterior se puede observar mejor en la siguiente figura:

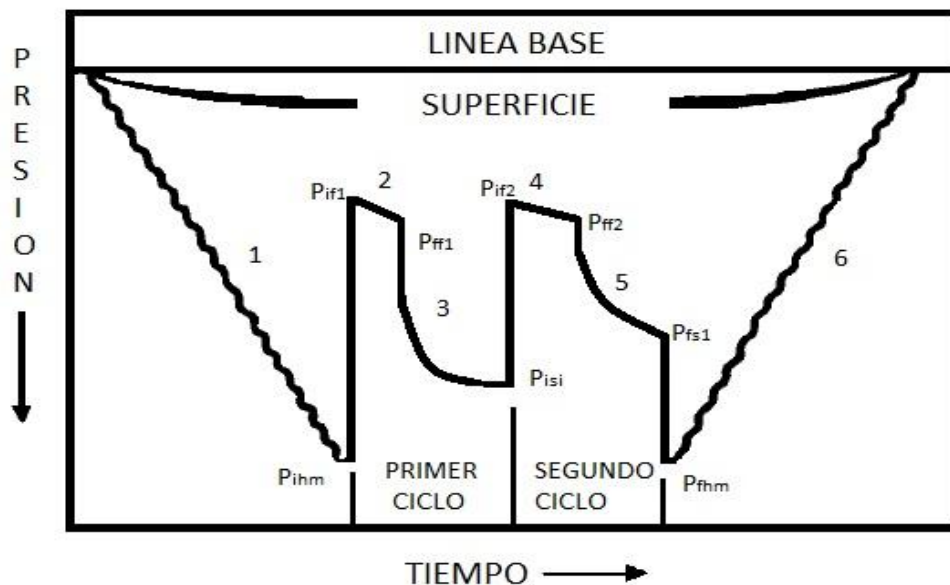


Fig. 3.17 Representación gráfica de los períodos de una prueba DST

1.- Se baja la herramienta al pozo. Como se observa es un tiempo considerable el que se toma para bajar la herramienta hasta el punto donde se registra la presión hidrostática del lodo (P_{ihm}).

2.- Período inicial de flujo. Una vez que se alcanza la presión hidrostática inicial del lodo se requiere un lapso de tiempo para poder registrar la presión estabilizada y cuando esto se logra comienza el período inicial de flujo, se abre el pozo a producción y se registra un incremento de presión. Como resultado de la duración tan corta de este período sólo se registra una diferencial de presión mínima entre Pff1 y Pif1 (incremento de presión).

3.- Período de cierre inicial. Después de que se ha terminado el periodo inicial se suspende el flujo de fluidos y se registra la presión final en el primer período de flujo (Pff1), como resultado del cierre se tiene una diferencial de presión mayor entre Pisi y Pffi1 (incremento de presión) con una duración considerable hasta que nuevamente se estabiliza la presión y se registra como la presión inicial del segundo periodo de flujo (Pif2).

4.- Período final de flujo. Comienza nuevamente el flujo de fluidos y a diferencia del primer periodo, este tiene una duración más larga para que el flujo se estabilice. Cuando se alcanza la estabilización del flujo se suspende y se registra la presión final del segundo periodo (Pff2).

5.- Período de cierre final. Debido a la estabilización previa del flujo, el incremento de presión en este período no resulta tan pronunciada como en el punto 3. Al término de este período se registra la presión final de cierre (Pfsi).

6.- Se saca la herramienta del pozo. Por último se registra la presión final de la columna del lodo y se procede a retirar la herramienta del pozo (Pfhm).

Pihm= Presión hidrostática inicial de la columna de lodo

Pif1= Presión inicial en el primer periodo de flujo

Pff1= Presión final en el primer periodo de flujo

Pisi= Presión inicial del periodo de cierre

Pif2= Presión inicial del segundo periodo de flujo

Pff2= Presión final del segundo periodo de flujo

Pfsi= Presión final de cierre

Pfhm= Presión final de la columna de lodo

La mayoría de las pruebas DST incluyen un corto periodo de producción (periodo de flujo inicial), un corto periodo de cierre (incremento de presión inicial), un largo periodo de flujo (el segundo periodo de flujo) y un largo periodo de cierre (incremento de presión final).

3.1.7 Resultados Obtenidos de la Prueba

La primera evaluación que se realiza a una formación comúnmente es la toma de registros en los intervalos considerados de interés, con la interpretación resultante de éstos se puede determinar aproximadamente el potencial productivo y la profundidad exacta de la formación. Después de identificar los intervalos, por lo general, se realizan pruebas DST; cada intervalo de interés identificado se aísla temporalmente para evaluar las características más importantes del yacimiento, tales como: permeabilidad, daño a la formación, presiones y propiedades del fluido.

La información que se puede obtener de un volumen de fluido producido durante una prueba DST se puede agrupar en tres categorías:

1. Información en superficie

En superficie, utilizando los estranguladores apropiados, se obtiene información acerca de la producción que se tiene, además de eso si se tienen las instalaciones adecuadas, como los tanques de almacenamiento y separadores, se puede tener con gran precisión la relación gas/aceite (RGA) y la producción de agua.

2. Información de la tubería de perforación

Debido a que los fluidos de algunas de las pruebas no llegan a superficie debido a la presión del yacimiento, el análisis de los fluidos obtenidos se realiza en la tubería de perforación o bien se hace la evaluación de los fluidos cuando se recupera la sarta de perforación.

3. Muestra recuperada

Este tipo de herramienta cuenta con muestreadores que guardan los fluidos obtenidos del flujo de la formación hacia el probador, dicho muestreador se mantiene bajo presión y se lleva a la superficie, donde se analiza la muestra obtenida y de la cual se puede obtener información no solo de presiones sino también puede ser:

- Relación gas aceite (RGA) y Relación gas agua
- Gravedad específica del aceite (obtenida con conversión de los grados API)
- Temperatura de yacimiento
- Presión del yacimiento
- Resistividad del agua de formación
- Viscosidad*
- Gravedad del gas* (Densidad del gas expresada como la relación del peso molecular del gas al peso molecular del aire.)

*Nota: estos análisis solo se realizan si se tienen las herramientas adecuadas y son considerados como análisis especiales.

Además de obtener y determinar esta información que se relaciona con las propiedades de los fluidos y propiedades del yacimiento, en varios yacimientos existen discontinuidades dentro del radio de investigación y se pueden detectar utilizando el método de Horner (build up - incremento), con el cual se puede determinar la distancia existente del pozo hacia discontinuidades, que pueden ser fallas.

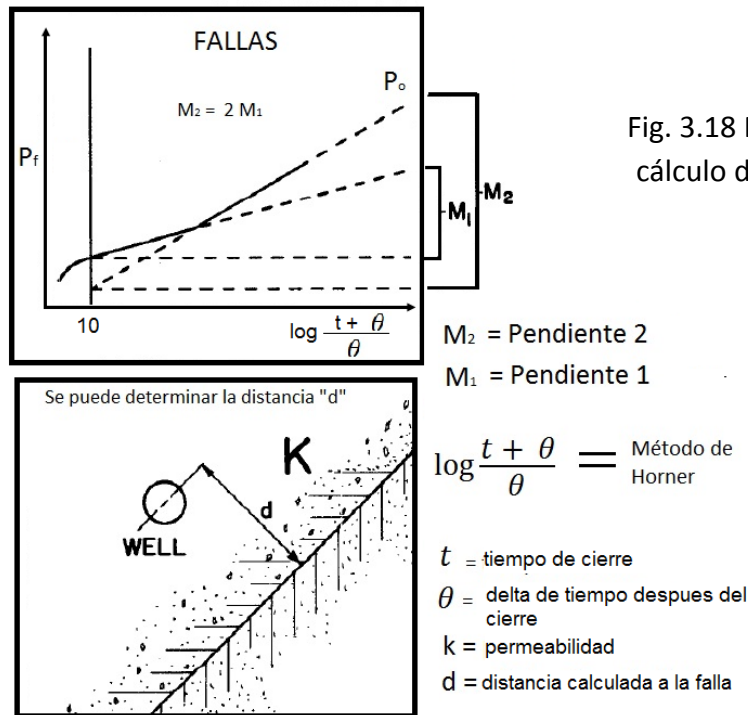


Fig. 3.18 Representación del cálculo de una falla al pozo

Con la ayuda de ecuaciones, (descritas en el Capítulo I y aplicadas en la parte de interpretaciones y en los ejemplos), se pueden hacer estimaciones de parámetros ya mencionados (permeabilidad, daño, presión media del yacimiento, por ejemplo). Además de estas ecuaciones se tienen métodos para realizar los análisis correspondientes. Los métodos que pueden ser utilizados son los siguientes:

- Método de Horner. Este método se usa cuando es conocido el espesor de la capa y la viscosidad del fluido.
- Método de análisis con curvas tipo. Estas curvas consideran el efecto de daño y se utilizan para analizar el periodo de flujo del fluido en una prueba DST, el cual no alcanza a llegar a la superficie.
- Ajuste mediante programas de computación. Este método solo se utiliza si las técnicas convencionales no se pueden aplicar, en este caso se recurre a un simulador numérico de yacimientos, y se utiliza un historial de la producción.

3.1.8 Limitaciones

Dentro de las limitaciones se presenta el costo de la prueba. Recurrir a la utilización de la herramienta DST permite conocer el potencial de la zona de interés además de poder estimar su presión inicial (método de Horner), esto requiere un periodo de tiempo alto por lo que incrementa el costo.

Otro aspecto relacionado con el costo de la prueba es el monitoreo en tiempo real de la presión, que al igual que el anterior incrementa el costo de una prueba DST, este monitoreo se utiliza para determinar los periodos de flujo y el cierre.

La condición del pozo también puede llegar a representar una limitante en los siguientes casos:

- Depósito excesivo de sólidos en el fondo.
- Agujero descalibrado, evita un buen asentamiento del empacador.
- Un cierre del agujero, impide alcanzar la zona de interés.

3.1.9 Interpretación

La interpretación de los registros de presión obtenidos se puede subdividir en interpretaciones cualitativas y cuantitativas. A continuación se da una breve explicación de dichas interpretaciones.

❖ Interpretación Cualitativa de la Prueba DST.

La información obtenida más importante de la prueba es la cantidad y composición de los fluidos, esta información obtenida es una de las bases para poder decidir la terminación del pozo.

La representación gráfica o registro típica de la prueba se muestra en la figura 3.19, en la cual se tienen representados 5 puntos (A, B, C, D y E) que se consideran como los más importantes, estos indican la representación en la secuencia cronológica por los cuales se pasa durante la prueba. Como se muestra en el registro a un tiempo cero es cuando se inicia la representación de la presión contra el tiempo que se encuentra en la esquina superior izquierda.

Enseguida se tiene una diagonal, indica un incremento de presión debido a la presión hidrostática (presión ejercida por el lodo). Esta diagonal normalmente no es una línea recta, presenta vibraciones, es decir, el registrador de presión está respondiendo a pequeñas manifestaciones de presión cuando se está corriendo la herramienta en el pozo. Una manifestación excesiva de estas oscilaciones pueden indicar un mal estado del pozo.

En el punto A la herramienta se encuentra en el fondo del pozo, en el registro indica la presión hidrostática de la columna del lodo, este punto es conocido como Presión Hidrostática Inicial (Pihm por sus siglas en inglés). La apertura de la válvula principal alivia (libera la presión por debajo del empacador), lo que provoca que la presión disminuya rápidamente, gráficamente en el registro se llega al punto B que es la Presión Inicial de Flujo (Pif por sus siglas en inglés), aproximadamente esta presión es la presión atmosférica.

En el registro, del punto B a C que es la presión final de flujo (Pff por sus siglas en inglés), indica un aumento de presión y debido al flujo de los fluidos de la formación hacia la tubería; la forma de esta línea o curva depende de la permeabilidad de la formación, viscosidad del fluido, densidad del fluido y del espesor del intervalo.

En el punto C, la válvula de cierre se activa y comienza un incremento en la presión. Si el periodo que transcurre desde el punto C al punto D es lo suficientemente largo, la presión en D será la presión estática de la formación (Pws), en el registro el punto D solo es la Presión Final de Cierre (Pfsi por sus siglas en inglés).

En D el empacador es retraído (desinflar empacador) y el medidor de presión indica una presión que gráficamente en el registro es el punto E que es la Presión Hidrostática Final (Pfhm siglas en inglés), ésta tiene que ser la misma que Pihm.

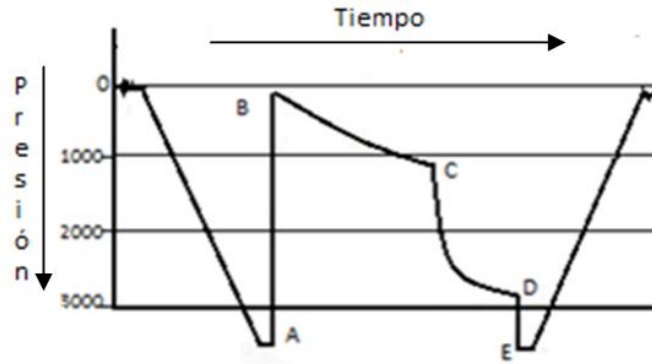


Fig. 3.19 Registro típico DST ilustrando cinco presiones clave

✘ Otros Ejemplos de Interpretación Cualitativa

A continuación se presentan cuatro ejemplos más de interpretación cualitativa de los registros obtenidos en la prueba DST.

- ✓ Ejemplo 1. Indica que ningún fluido entró en el pozo. La presión se mantiene constante siendo la presión atmosférica durante el periodo de prueba. A esta prueba se le llama prueba seca.

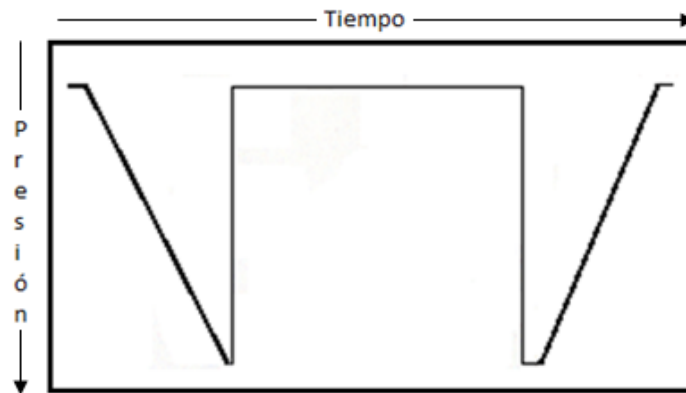


Fig. 3.20 Representación gráfica de una prueba seca

- ✓ Ejemplo 2. Se muestra de igual manera una prueba seca, pero cuando la zapata ancla es colocada sobre zonas con recortes, esto provoca que cuando la válvula de prueba es abierta el peso adicional de la columna de lodo hace que el aparejo de herramientas entre aún más en el pozo y llegue al fondo verdadero del agujero.

Este hecho se observa al principio del registro, ésto debido a la intercalación del sellado y la falla del empacador durante este resbalamiento.

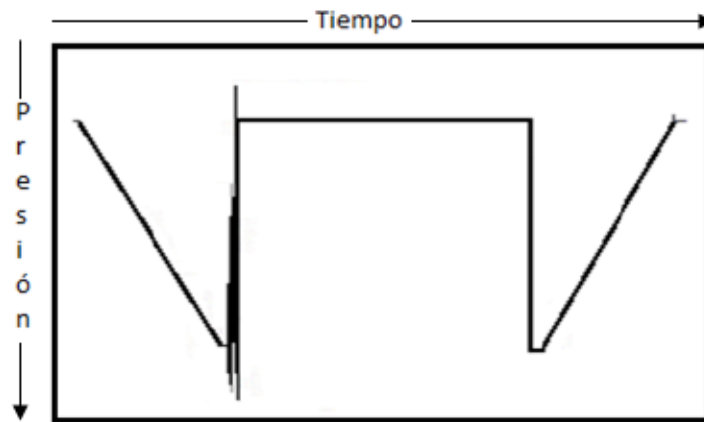


Fig. 3.21 Representación gráfica de una prueba seca con zapata ancla colocada sobre recortes

- ✓ Ejemplo 3. Es un ejemplo cuando se tienen malas condiciones en el pozo. Se pueden observar oscilaciones cuando la herramienta se está bajando en el pozo hasta que se alcanza una sección reducida cerca del fondo del pozo. Se generan grandes aumentos de presión debido a que las herramientas son forzadas a bajar. Al final se tiene que hacer uso del martillo hidráulico para liberar la tubería ancla.

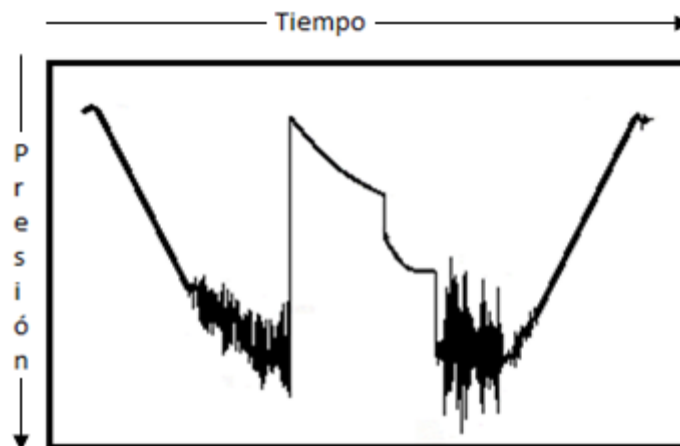


Fig. 3.22 Representación gráfica de un agujero en malas condiciones

- ✓ Ejemplo 4. Este es un ejemplo de un gráfico donde el ancla se atasca. Se puede observar la diferencia entre ambos gráficos, el de la parte superior es del registrador de presión interno y el inferior es del registrador de presión exterior. El registrador interno muestra un registro de la presión atmosférica, mientras que el exterior muestra un registro de la presión estática del yacimiento, y los picos que se pueden observar en ambas gráficas indican breves periodos en los que el ancla es desconectada.

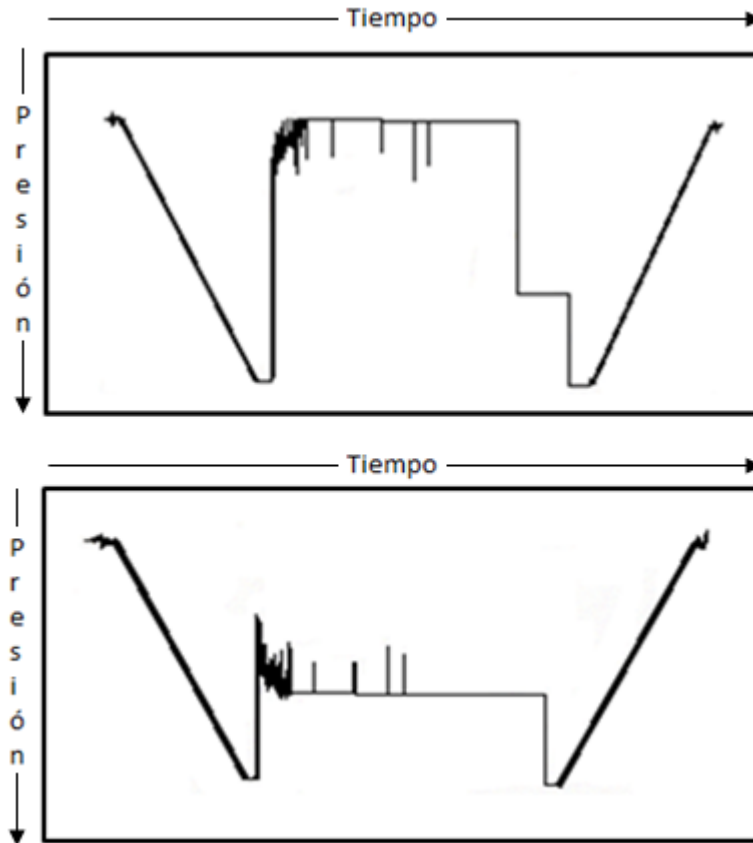


Fig. 3.23 Representación gráfica del caso cuando el ancla se atasca en el pozo

❖ Interpretación Cuantitativa de la Prueba

Cuando se corre una prueba correctamente, como se ha mencionado, puede proporcionar información valiosa acerca de la permeabilidad de la formación o el daño que se ha causado durante la perforación; a veces pueden determinar limitaciones del yacimiento o presencia de fallas.

Cuantitativamente, el daño y la permeabilidad se pueden obtener de las siguientes maneras:

✱ Índice de Productividad Específico

Se parte de la Ley de Darcy que es descrita por la ecuación 1.4 del Capítulo 1, y haciendo las modificaciones pertinentes se llega a la ecuación 3.1 que es para flujo radial horizontal en estado estacionario.

$$q = 2\pi \frac{kh (P_e - P_w)}{\mu \ln (r_e/r_w)} \quad 3.1$$

Donde r_w es el radio del pozo, r_e es el radio de drene del pozo, P_w es la presión en el pozo, P_e es la presión del yacimiento correspondiente a r_e , h es el espesor de la capa, k es la permeabilidad y μ es la viscosidad del fluido.

En unidades de campo la ecuación se convierte en:

$$Q = \frac{3.073 \times 10^{-3} h k (p_e - p_w)}{B \mu \log (r_e/r_w)} , \quad 3.2$$

donde las unidades son las siguientes:

Q en barriles@tanque de almacenamiento de crudo por día (STO)

p_e, p_w en psi

k en milidarcys (md)

h en pies (ft)

r_e, r_w en pies (ft)

B en $m^3@c.y / m^3@c.s$

μ en centipoises (cp)

El Índice de Productividad de un pozo se define como la relación de $\frac{Q}{(P_e - P_w)}$, el Índice de Productividad Específico (SPI) se define como $\frac{Q}{h(P_e - P_w)}$. Si se conoce el radio de drene, la ecuación de Darcy en unidades de campo, resulta en una medición de la permeabilidad media que va desde el pozo al radio de drene, la expresión que describe esto es:

$$k = \frac{SPI B \mu \log (r_e/r_w)}{3.073 \times 10^{-3}} \quad 3.3$$

Este valor promedio de la permeabilidad incluye la zona de permeabilidad alterada alrededor del pozo ya que la caída de presión ocurre cerca de éste.

Un método de estimación del daño resulta de comparar la ecuación 3.3 con la permeabilidad de la formación sin daño determinada con otro método.

× Análisis de Incremento de Presión

Si la formación contiene un fluido compresible (aceite o gas) y este fluido es producido por un periodo de tiempo, el gradiente de presión creará variaciones continuas de la presión desde el pozo hasta el radio de drene. Cuando el pozo es disparado, la presión se incrementa hasta que se vuelve uniforme a través de la formación.

Si la presión se grafica contra el logaritmo del tiempo se tendrá un mejor diagnóstico de la curva que se obtenga.

La interpretación de las curvas de incremento de presión están basadas en modelos matemáticos como el que se muestra en la siguiente figura:

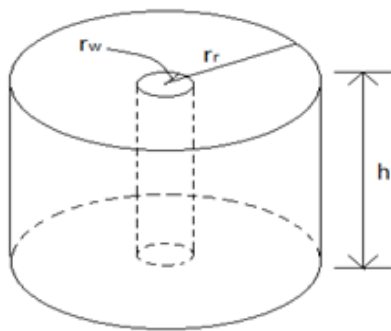


Fig. 3.24 Modelo matemático que representa el incremento de presión

La porción del yacimiento que ha sido drenado por un solo pozo es considerado un cilindro circular recto de radio externo r_r , con un pozo concéntrico de radio r_w . La altura del cilindro es igual al espesor de la formación. La porosidad, ϕ , y la permeabilidad, k , se asumen uniformes a través de la formación, el flujo de fluidos se considera en una sola fase y en dirección horizontal radial. La viscosidad del fluido es μ , la compresibilidad es c y la densidad es ρ .

Con estas condiciones, el flujo dentro del yacimiento puede ser descrito por la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{k}{\phi \mu c} \left(\frac{\partial^2 \rho}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \rho}{\partial r} \right) \quad 3.4$$

Esta ecuación tiene un número infinito de soluciones; una única solución puede ser obtenida indicando solamente la distribución de la presión inicial (o la densidad) y las condiciones que aplican a cada frontera, r_w y r_r .

Dos soluciones han sido desarrolladas para la ecuación anterior: solución para un yacimiento infinito y solución para un yacimiento cerrado. En la primera se asume que el flujo dentro del pozo es constante antes de los disparos; a partir de esta hipótesis y de la Ley de Darcy, la distribución de la presión inicial puede ser calculada. Las condiciones de frontera asumen que el flujo dentro del pozo en r_w es cero desde el instante en que el pozo es disparado y que el radio de drene es infinito. Estas consideraciones fueron utilizadas por Horner, Hurst y van Everdingen en sus soluciones.

Un procedimiento para poder realizar un análisis completo de la prueba de incremento de presión es aplicando el método de Horner. La información que se puede obtener de este análisis son valores de permeabilidad, del daño a la formación, radio de investigación y, de igual manera, se puede determinar la distancia a una discontinuidad (sólo si el tiempo es suficientemente largo).

En primer instancia se deben obtener los datos de presión de una prueba DST y, posteriormente, graficar los datos de Presión vs $(t_p + \Delta t / \Delta t)$, y mediante una regresión lineal sobre los datos se puede obtener una pendiente de la línea recta que se forma al graficar los datos, con esta pendiente, m , se obtiene un valor de permeabilidad con la siguiente expresión:

$$k = \frac{162.6 q \mu B}{m h} , \quad 3.5$$

donde:

t_p = Es el tiempo que ha durado la producción (horas)

Δt = Es el tiempo después del cierre (horas)

q = Gasto (BPD)

μ = Viscosidad (cp)

B = Factor de volumen (bls @ c.y/ bls @ c.s)

m = Pendiente

h = Espesor de la formación (ft)

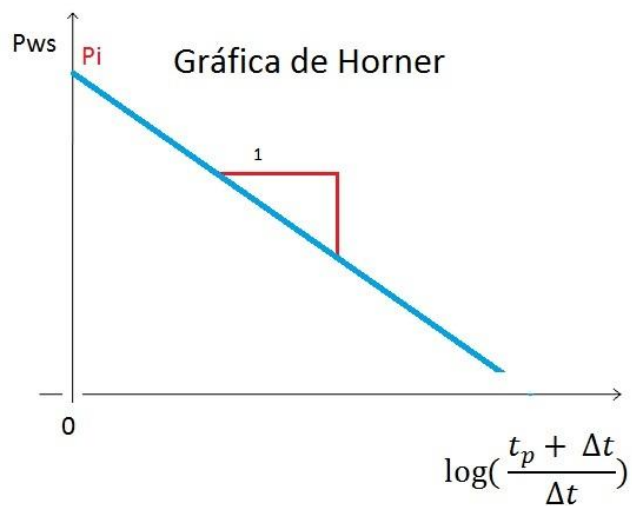


Fig. 3.25 Pendiente que se obtiene de graficar los datos

Con este valor de permeabilidad se puede obtener un valor del daño a la formación, el cual se puede determinar con la ecuación 1.38, está descrita en el Capítulo 1

$$S = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{ws}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right], \quad *$$

donde:

s = Daño

p_{1hr} = Valor de presión a una hora (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

C_t = Compresibilidad total de la formación (psi⁻¹)

r_w = Radio del pozo (ft)

ϕ = Porosidad (%)

Y de igual manera, el radio de investigación se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$r_{inv} = \sqrt{\frac{k t_p}{\phi \mu C_t}} \quad * \quad 3.6$$

Para determinar la distancia a discontinuidades se utiliza la expresión siguiente:

$$-Ei \left(\frac{-948 \phi \mu C_t d^2}{k t_p} \right) = \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_x \quad * \quad 3.7$$

Donde:

k = Permeabilidad (md)

d = Distancia a una discontinuidad

Ei = Función integración exponencial

ϕ = Porosidad

*Las tres ecuaciones están descritas en el Capítulo 1.

En la segunda solución (yacimiento cerrado) la ecuación de difusión fue desarrollada por Miller, Dyes y Hutchinson quienes se basaron en la previa solución de Muskat. Ellos también asumieron un estado estacionario antes de los disparos para una condición inicial y flujo igual a cero en r_w . En la frontera externa, r_d , ellos hicieron dos suposiciones y obtuvieron dos soluciones. Una suposición es que en r_d la presión se mantiene constante; otra suposición es que en r_d el flujo es igual a cero.

3.1 Probador de Formación Operado con Línea de Acero (Wireline Formation Tester, WFT)

Una herramienta WFT es aquella que se baja y se opera dentro del pozo por medio de un cable eléctrico. Cuenta con una o varias cámaras que se utilizan para obtener una muestra del fluido del yacimiento. En esta parte se describirá la primera herramienta operada a cable, la cual contaba con una sola cámara.

Cabe mencionar que el WFT es el nombre genérico que le dio inicio a una era de probadores operados con línea de acero, el nombre con que se le conoció al probador fue Formation Tester.

En términos generales, este probador consistía de una cámara muestreadora que se encontraba conectada a una almohadilla que abría para crear un sello con la pared del agujero, con ésto se establecía la comunicación entre la cámara y la formación. Las válvulas en superficie controlaban el abrir y cerrar de la cámara muestreadora. La herramienta se bajaba con cable y se posicionaba en el intervalo de acuerdo a la curva del registro SP.

Después de que la cámara se llenaba con los fluidos de la formación se cerraba y la almohadilla se contraía para que la herramienta pudiera ser retirada del pozo.

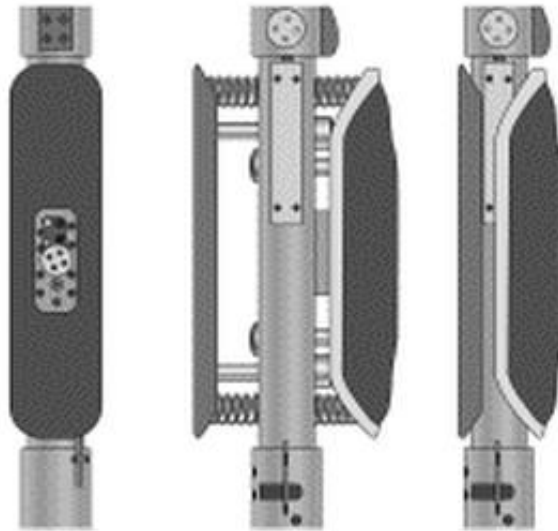


Fig. 3.26 Imagen de una herramienta operada mediante cable de acero (Wireline Formation Tester)

Esta herramienta puede ser una alternativa menos costosa y más rápida en comparación de una prueba Drill Steam Test (DST). Esta herramienta se baja en agujero descubierto mediante un cable que va desde la superficie en una unidad registradora (camión registrador). La herramienta cuenta con un mecanismo de apertura, el cual provoca que la herramienta genere presión sobre la pared de la formación, y poder establecer comunicación para permitir el flujo de los fluidos desde la formación hasta la cámara muestreadora y con la ayuda de un transductor se registra la presión en la superficie como se muestra en la figura 3.27.

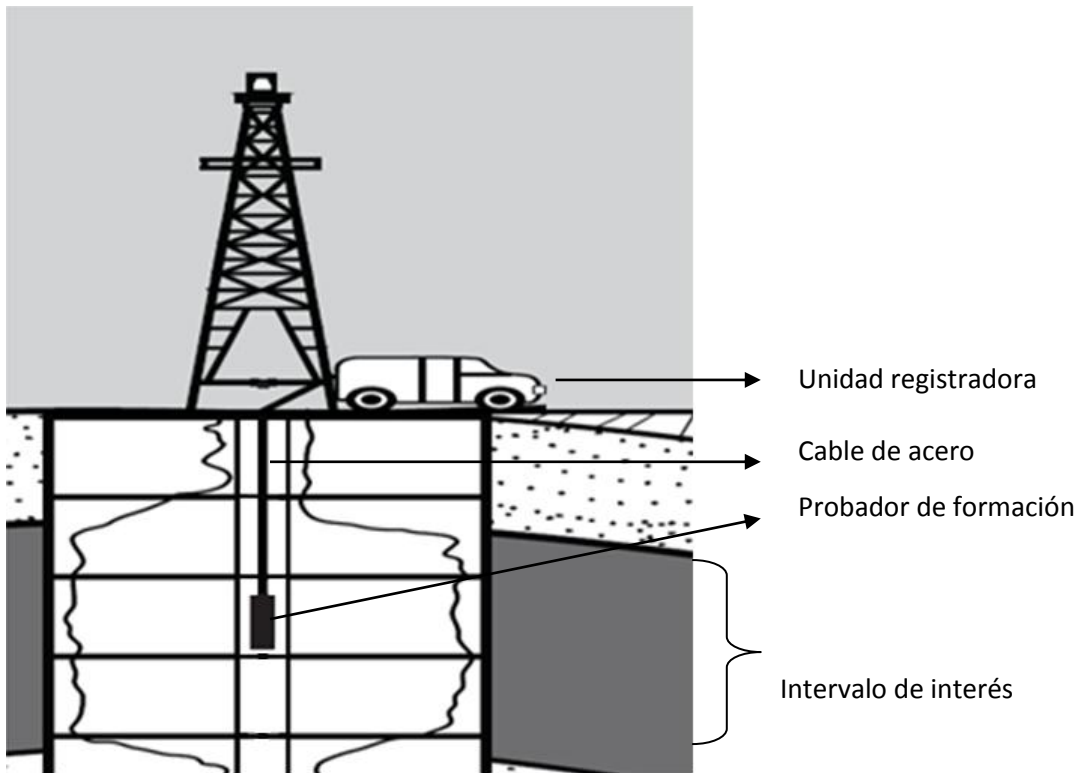


Fig. 3.27 Esquema de una operación de registro con un probador operado a cable

La interpretación que se obtiene de una prueba utilizando la herramienta WFT puede llegar a ser de menor calidad, es decir, se pueden hacer estimaciones erróneas, en comparación a los resultados que se pueden obtener de una prueba DST, pero aún así, se continuó con su uso debido a factores económicos y a las mejoras que más adelante se le realizaron con la introducción de nuevas herramientas que funcionaban con el mismo principio, utilizando línea de acero.

3.2.1 Evolución

En 1955 fue introducido en la industria Petrolera por Schlumberger Well Surveying Corporation. En ese entonces se probó satisfactoriamente para obtener parámetros físicos de la formación, su éxito fue tal que muchas empresas lo implementaron.

Años después el uso de la herramienta WFT se extendió a pruebas en agujero revestido. Se mejoraron las operaciones en agujero descubierto para formaciones consolidadas con la introducción de la herramienta Formation Interval Tester (FIT).

Esta herramienta no presentó cambios significativos a través del tiempo ya que permaneció con su configuración inicial 20 años hasta que se realizaron mejoras a la herramienta.

3.2.2 Alcances

La herramienta WFT se desarrolló, en un principio, para ser utilizada en agujeros descubiertos; como ya se mencionó, debido a las exigencias de nuevos pozos y condiciones del agujero después se extendió su aplicación a agujeros revestidos, lo cual amplió su uso en la industria petrolera.

Esta herramienta fue diseñada para obtener una muestra de fluido por cada viaje al pozo, aunque incluía un medidor de presión, el objetivo principal del WFT era la extracción de muestras de fluidos de formación a una profundidad especificada, por lo que en los primeros años de inicio la herramienta no se dedicaba a obtener presiones.

En un principio, la sonda proporcionaba un medio para aprovechar los fluidos de la formación para llenar la cámara muestreadora variando el volumen entre 1, 2 ³/₄ o 5 ¹/₂ galones, ya en años posteriores el alcance de la herramienta aumentó al obtener un volumen aproximado de 12 galones de fluido de muestra.

Moran y Finklea fueron los primeros en proponer métodos cuantitativos para estimar valores de permeabilidad con base en los datos de variación de presión obtenidos con la herramienta WFT, aunque cabe mencionar que esta estimación de permeabilidad tiene un alto grado de incertidumbre.

Más adelante se encontró que la herramienta podía proporcionar datos de presión, por lo que su propósito principal era determinar contenido de fluidos y la presión de la formación.

3.2.3 Diseño del Equipo

A pesar de que la herramienta carecía de funciones al sólo recuperar una muestra de fluidos y más adelante determinar la presión de la formación, su diseño era complejo.

En esta parte se mencionan las partes funcionales de la herramienta para mayor comprensión.

La herramienta generalmente consta de tres secciones: la superior, la de la prueba y la inferior. Estas secciones se encuentran conectadas entre sí y las secciones superior e inferior se encuentran longitudinalmente espaciadas con respecto a la sección de prueba. En el agujero se debe tener un fluido que proporcione un control hidrostático de la presión de la formación.

Al inicio de la prueba la herramienta se baja con ayuda de un cable que es conectado en superficie al malacate.

Para obtener información sobre las indicaciones de presión del sistema hidráulico, el transductor de presión es conectado al conductor, este transductor es adaptado para producir señales eléctricas en respuesta a los cambios de presión. La señal pasa a través de un dispositivo indicador (manómetro) y después pasa a un registrador convencional que proporciona las presiones del sistema hidráulico.

Es necesario contar con una fuente de energía eléctrica que proporcione la potencia requerida para la herramienta, la cual se transmite a través de conductores sobre el cable hacia la sección de prueba. Lo anterior se muestra en las figuras 3.28 y 3.29.

NOTA: los transductores se encuentran localizados en la sección de prueba.

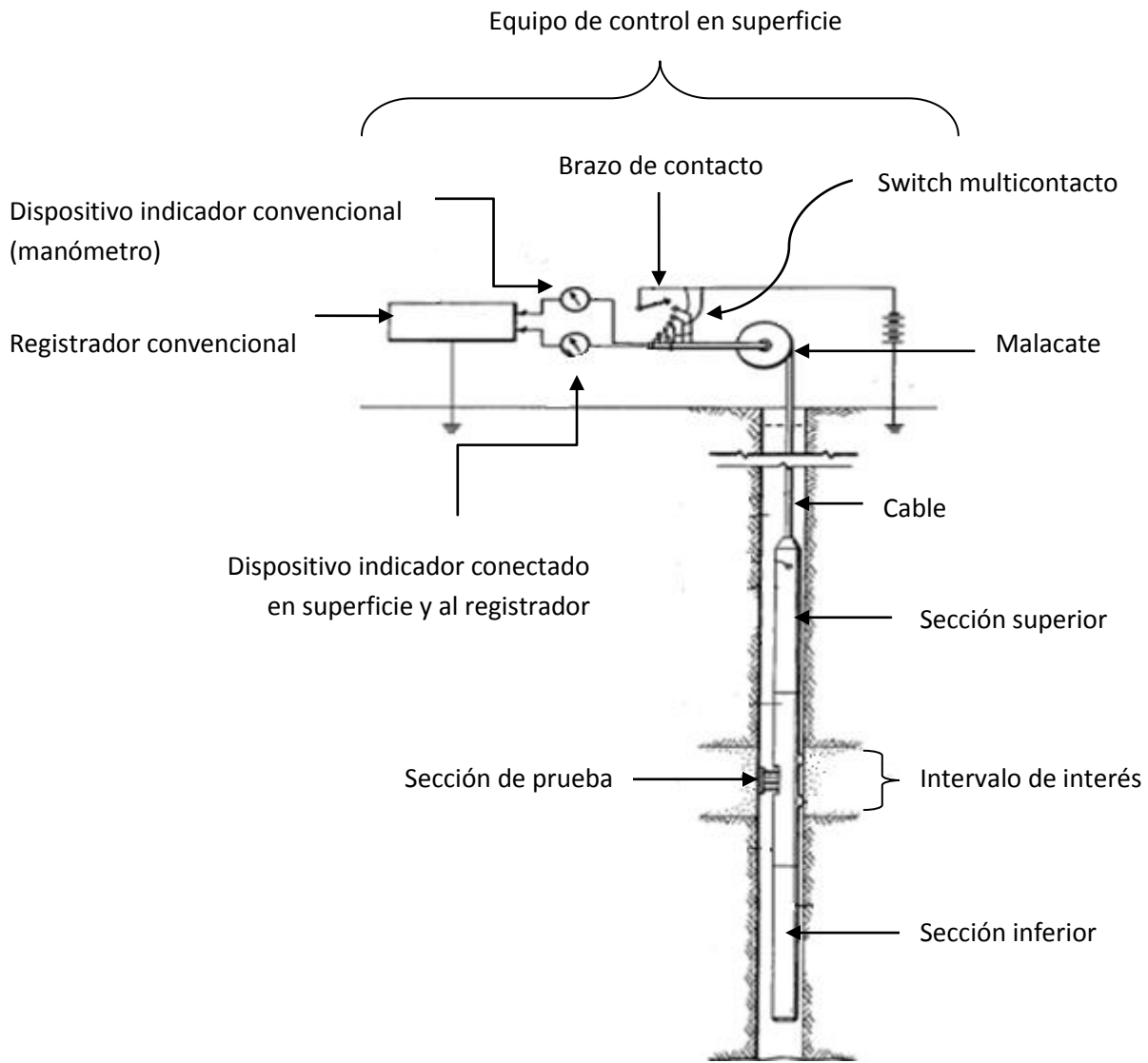


Fig. 3.28 Esquema general de la herramienta WFT cuando es introducida en el pozo.

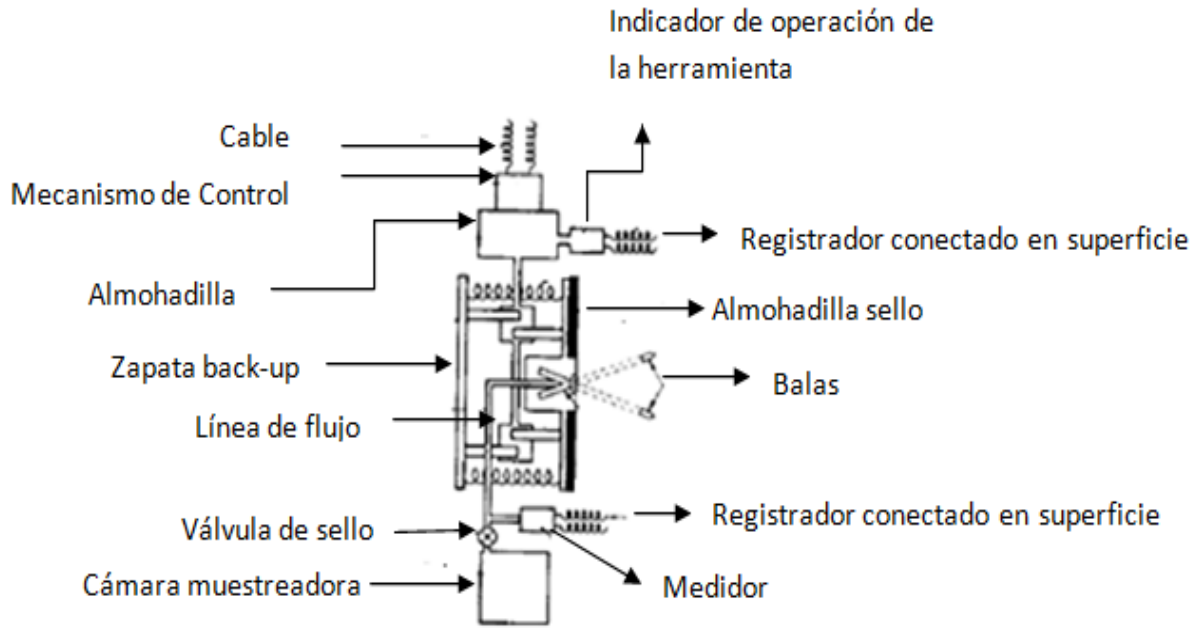


Fig. 3.29 Sección de prueba con más detalle.

3.2.4 Procedimiento de la Prueba

Para poder realizar la prueba o mejor dicho saber dónde es conveniente hacer la prueba se utilizaban registros eléctricos y otros (rayos gamma, SP y caliper) como ayuda para obtener información preliminar, y así se tenía, con cierta certeza, dónde se quería realizar la prueba.

Una vez que se tenía esta información se procedía a ensamblar la herramienta en superficie como se muestra en la figura 3.30a y se une con el cable de acero, una vez teniendo la herramienta se bajaba y se posicionaba exactamente a la profundidad deseada, como se propuso con la ayuda de la interpretación de los registros eléctricos.

Enseguida se abría la herramienta o se expandía como se muestra en la figura 3.30b, se colocaba la almohadilla y se ejercía fuerza sobre la pared del pozo creándose un sello entre la formación y la columna de lodo.

Se disparaban cargas a través de la pared de la formación para establecer canales de flujo desde la formación a través de las perforaciones hechas y se conectaba a su vez con tubos que van conectados a una cámara muestreadora, dicha cámara muestreadora se encuentra en la parte inferior de la herramienta.

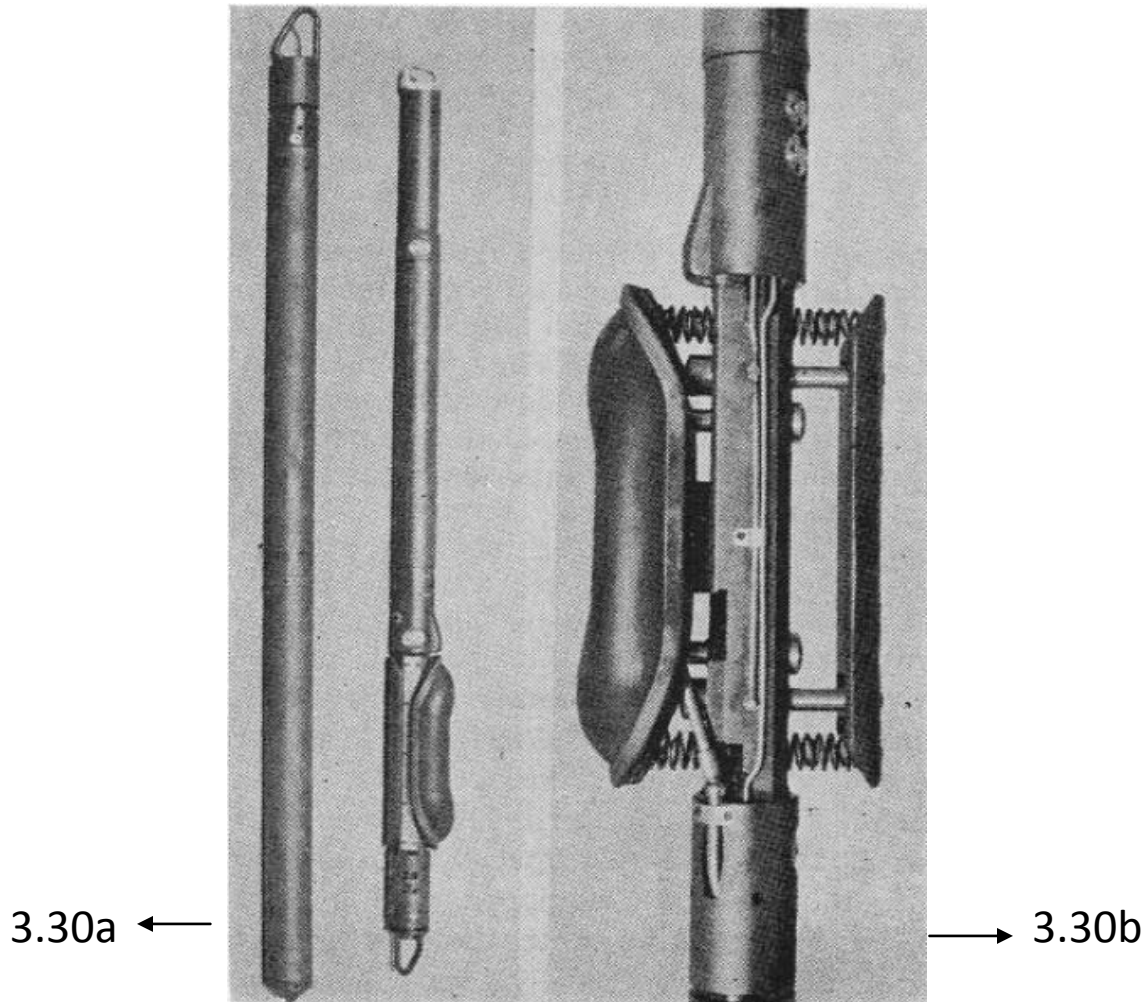


Fig. 3.30 Imagen de una herramienta WFT cerrada (izquierda) y abierta (derecha).

Una vez que en superficie se indicaba que el contenedor de la muestra estaba completamente lleno, la válvula de sello actuaba aislando la muestra y alcanzando una presión máxima. Al mismo tiempo que cerraba la válvula de sello se cerraba el brazo mecánico que expandía la almohadilla sobre la formación, pero ya una vez que se contraía el brazo mecánico, la almohadilla seguía pegada a la formación, esto debido a la presión diferencial entre la columna de lodo y la presión de la formación. Este problema se solucionaba con la ayuda de dos cargas (get-away guns) ubicadas en la almohadilla que en este momento se encontraba pegada a la pared de la formación, se disparaban y se admitía la presión del lodo sobre la cara de la almohadilla y así se igualaba la presión y se lograba despegarla de la cara de la formación.

Ya que se había sellado el contenedor del fluido de prueba y se tenía la herramienta libre en el pozo se registraban las presiones de la columna de lodo en la superficie; acto seguido el probador se sacaba del agujero para poder realizar mediciones y análisis a la muestra que se ha extraído.

En cuanto al procedimiento de la prueba, se indica que puede ser tanto para formaciones consolidadas como para formaciones no consolidadas, ambos procedimientos se describen brevemente a continuación:

- ✘ Formaciones consolidadas: Para realizar la prueba en formaciones consolidadas se emplea una zapata back up (brazo mecánico) simple que cuenta con un elemento sello el cual se coloca en la pared del pozo, su función es aislar del fluido de perforación una parte de la formación. Al aislar una zona de la formación se procede a crear un conducto por el cual los fluidos se transportarán hacia la cámara muestreadora. Una vez que se ha recibido la cantidad deseada de fluido en la cámara, ésta se cierra, posteriormente el elemento de sello y la zapata se remueven. Finalmente, la herramienta es retirada del agujero y la muestra obtenida se mide y se envía para su análisis.
- ✘ Formaciones no consolidadas: La modificación que se tiene con la anterior es que en ésta se utiliza un tubo muestreador de fluido que se introduce en la formación a través del elemento de sello con lo que el fluido tiene el medio necesario para fluir hasta la cámara de muestreo. Este tubo ayuda a minimizar los efectos de erosión de la formación.

3.2.5 Resultados Obtenidos de la Prueba

Lo que se obtiene de la prueba es un registro, como el que se muestra en la figura 3.31, donde se indica el procedimiento de la prueba. En el gráfico, la curva 1 muestra la apertura y cierre de la herramienta (con una escala de 0 a 11,000 psi hacia la izquierda) y la curva 2 muestra el registro de la presión durante la prueba; ambas curvas en unidades psi.

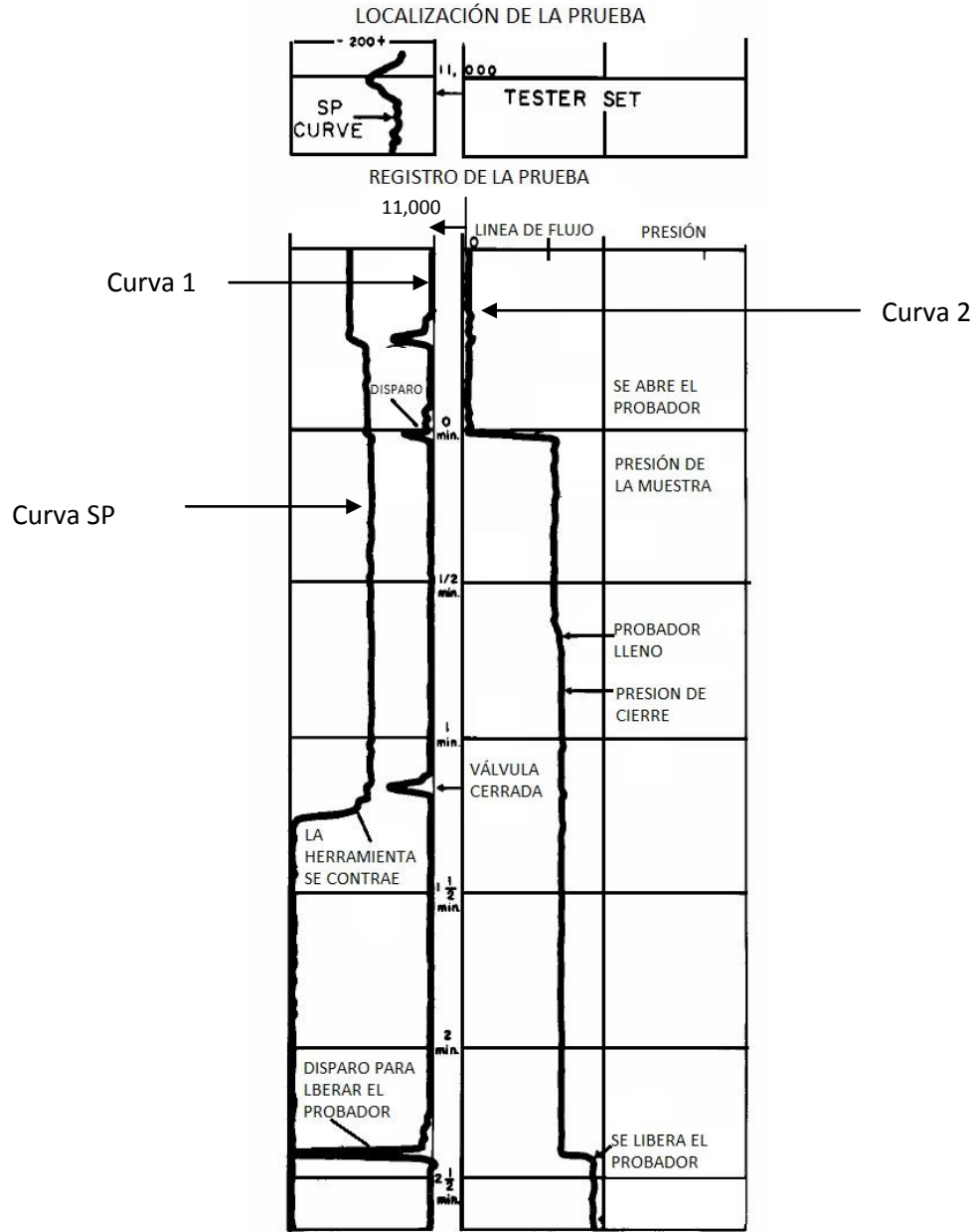


Fig. 3.31 Registro típico de una prueba de formación efectuada con un equipo WFT

Finalmente se recupera la cámara muestreadora de la herramienta y con la ayuda del equipo superficial, que incluye un separador de gas y un medidor de gas del tipo de laboratorio (figura 3.32), se pueden preservar las muestras tanto de aceite como de gas para posteriormente realizar los análisis correspondientes.

Con este probador esencialmente lo que se puede determinar u obtener es:

1. El tipo de fluido (aceite o gas)
2. La presión del yacimiento
3. La relación gas aceite mínima (RGA)
4. La localización de los contactos gas /aceite o aceite/ agua
5. La recuperación de muestras para examinarlas y realizar análisis con el fin de determinar propiedades de los fluidos (densidad del aceite, composición del gas y la salinidad del agua de formación).

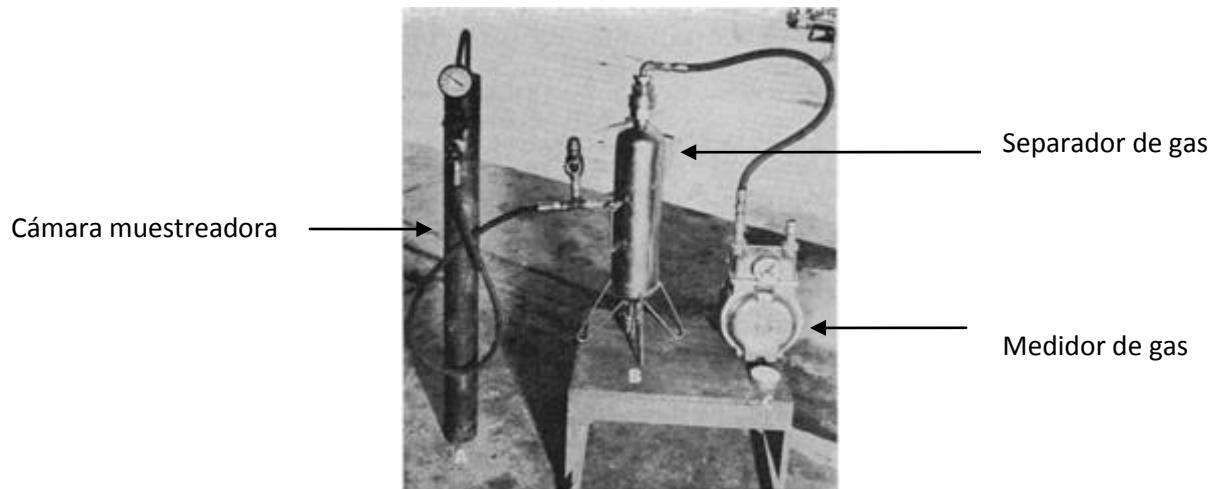


Fig. 3.32 Imagen del procedimiento de extracción de la muestra de la cámara muestreadora

Implícitamente la herramienta WFT estimaba cualitativamente la permeabilidad. Cuando se introducía la herramienta y se abría la cámara para que los fluidos entraran se tomaba un registro del tiempo que tardaba la cámara en llenarse; entonces si la formación en la que la herramienta estaba operando tardaba demasiado tiempo en llenarse indicaba que la permeabilidad de esa zona era muy baja, por el contrario si la cámara se llenaba en un tiempo corto indicaba una permeabilidad alta, lo cual significaba buenas noticias.

Por otra parte, los volúmenes de aceite y gas que se recuperaban eran indicadores excelentes para predecir la producción inicial que se esperaba en ese intervalo probado.

El agua que se obtenía, como resultado de la prueba, se podía analizar para conocer su salinidad, el aceite podía ser analizado para conocer su gravedad y el gas para conocer su contenido de hidrocarburos.

Las mediciones de presión que arrojaba la herramienta eran utilizadas para determinar la máxima presión de la formación y cuando se requerían de más detalles para el análisis de los fluidos obtenidos se utilizaban equipos y programas de cómputo con los cuales se podían obtener valores exactos de permeabilidad, factor de daño, índice de productividad específico y estimados de producción diaria.

3.2.6 Limitaciones

Una de las limitaciones de más impacto en la herramienta WFT era sin duda el número de muestras que se podían recolectar por viaje. Por cada viaje de la herramienta dentro del pozo solamente era posible obtener una muestra de fluidos, es decir, si por alguna razón la muestra recuperada no resultaba significativa para realizar un análisis, esta muestra tenía que ser desechada y la herramienta tenía que bajarse de nuevo y tomar otra muestra.

Este probador de formación podía ser utilizado en cualquier agujero de 7 7/8 in a 12 ¼ in de diámetro además de que la cámara de 2 ¾ galones estaba diseñada para operar a presiones hidrostáticas de 500 psi a 20,000 psi.

La mayor presión hidrostática a la cual la prueba había sido realizada era poco menos de 14,000 psi.

3.2.7 Interpretación

La interpretación se puede realizar de dos formas, la primera forma es cualitativa, es decir se basa en una gráfica que se desarrolló a los principios del uso de la herramienta; la segunda forma de interpretación es la cuantitativa que fue desarrollada en años posteriores por los autores Moran y Finklea.

❖ Interpretación Cualitativa.

El método de interpretación cualitativa está basado en el hecho de que muchas de las pruebas confirman que la interpretación de los resultados del probador de formación dependen casi en su totalidad del aceite y gas recuperados, es por eso que se hizo una gráfica que puede ser usada para zonas donde la porosidad es mayor a 20% y el volumen de la muestra recuperada es de 2 ¾ de galón.

El modo de empleo de esta gráfica se basa introduciendo el volumen del aceite y el volumen de gas recuperado y si el punto donde se intersecan ambos valores cae sobre algunas de las presiones de cierre que se muestran en la gráfica, el intervalo de arena producirá a la relación gas aceite indicada en el gráfico.

Para esos años los resultados obtenidos eran excelentes, a tal grado que más de 600 pruebas realizadas indicaban más del 96% de certeza en la interpretación con la gráfica siguiente.

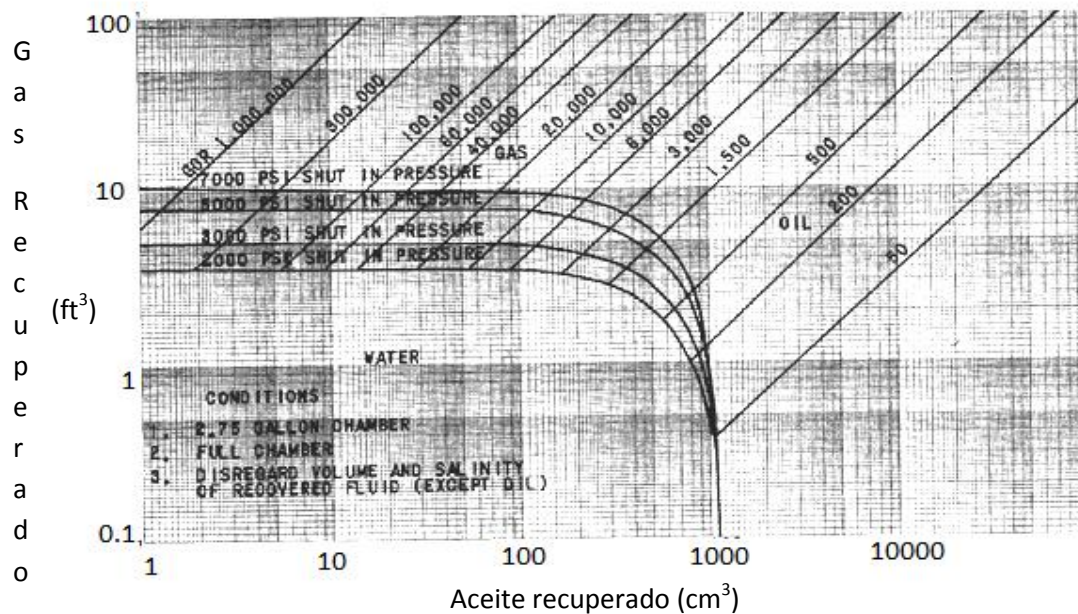


Fig. 3.33 Gráfica log-log para la interpretación de una prueba con herramienta WFT, con una cámara muestreadora de 2.75 galones.

❖ Interpretación Cuantitativa

Para parte de la interpretación cuantitativa de los datos obtenidos del probador WFT (Wireline Formation Tester), en el año 1962, los autores Moran y Finklea propusieron métodos cuantitativos para poder estimar la permeabilidad utilizando datos de variación de presión, los cuales son obtenidos con el probador de formación WFT, el método desarrollado por Moran y Finklea se basa considerando un corte esférico en cuanto al tipo de flujo de los fluidos desde la formación hasta el probador y un radio conocido r_p , esto en un medio isótropo e infinito.

Y determinaron que durante la prueba de caída de presión (drawdown) la zona alrededor del pozo puede ser dividida en tres partes, aproximadamente:

- Zona régimen estacionario (Steady State) cerca de la vecindad del pozo donde el flujo total es independiente de la distancia de radio r
- Zona no alterada de la formación lejos de la zona de flujo, donde el gasto de flujo desaparece
- Zona de transición que se encuentra entre la zona de régimen estacionario y la zona no alterada donde el gasto de flujo decrece continuamente desde un constante régimen estacionario hasta un valor cero, ésto cerca de la vecindad del pozo.

Y para tiempos suficientemente largos, la solución esférica a la ecuación de difusión para estimar parámetros como la permeabilidad es válida de la siguiente forma:

$$\Delta P_{ss} = \frac{q \mu}{4 \pi k r_p}, \quad 3.8$$

donde:

ΔP_{ss} = cambio de presión en régimen estacionario para flujo esférico (psi)

q = gasto del fluido (cm^3/seg)

μ = viscosidad del fluido (cp)

k = permeabilidad (darcies)

r_p = radio de la sonda de prueba (cm)

3.3 Probador de Formación de Repetición (Repeat Formation Tester, RFT)

La herramienta RFT® (Probador de Formación de Repetición), es un dispositivo operado con línea de acero y es considerado como el sucesor de la herramienta WFT debido a que operan con el mismo principio.

Este probador de formación tiene la ventaja de proporcionar datos de presión con mínimos requerimientos de tiempo de perforación; además de que puede ser colocado las veces que se requiera en un sólo viaje dentro del pozo.

Es importante introducir el término “pretest” (pre-prueba), ya que cuando la herramienta RFT se coloca a una determinada profundidad una “pre-prueba” es realizada en la que se toman pequeñas muestras de fluido de la formación. Durante este periodo se monitorea la presión de los fluidos de la formación adyacente hasta que se alcanza un equilibrio en la presión de la formación. Estos datos de presión son registrados en superficie en forma analógica y en escalas de alta resolución.

Después que se realizaron las “pre-pruebas” en el intervalo de interés se puede opcionalmente tomar una muestra de fluido más grande y representativa con la posibilidad de recuperar dos muestras de fluido por viaje, ya que las muestras de fluidos tomadas en la “pre-prueba” no se conservan.

En esta herramienta se debe tener especial cuidado de asegurarse de recolectar muestras representativas de los fluidos de la formación y no del filtrado del fluido de perforación, para evitar ésto, el filtrado se retira durante la “pre-prueba”.

El propósito original de estas cámaras de pre-prueba era hacer un estudio preliminar para saber si se tenía un buen sello hidráulico y también para hacer mediciones de permeabilidad. Durante este período se monitoreaba la presión en superficie, utilizando registradores digitales.

En términos generales la herramienta cuenta con las siguientes partes:

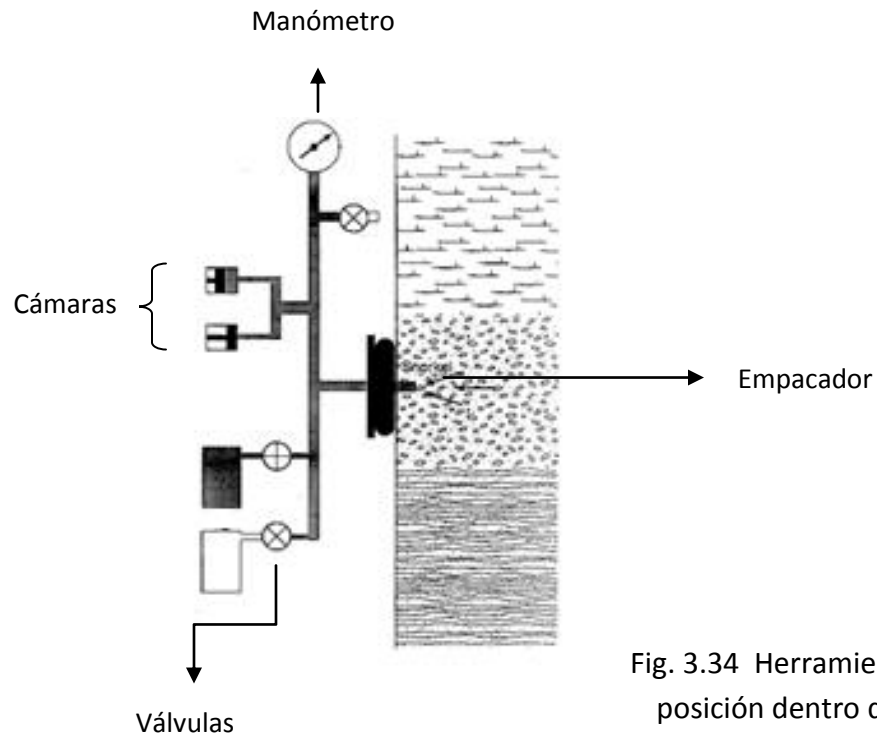


Fig. 3.34 Herramienta RFT y su posición dentro del agujero

Actualmente el uso de esta herramienta ya no es tan común como en sus inicios debido a que una serie de modificaciones dio lugar a otra herramienta que posee mayores ventajas sobre la primera.

3.3.1 Evolución

En 1975 la herramienta FIT (Formation Interval Tester), debido a ciertas limitaciones, fue reemplazada por el Probador de Formación de Repetición, mejor conocido como RFT (Repeat Formation Tester); debido a las funciones que cumplen estas herramientas de repetición, también se les denomina como Probadores de Formación Multiprueba (Multiprobe Formation Tester).

El Probador de Formación de Repetición era un éxito, pero no logró explotar su mayor potencial debido a su limitación para proporcionar datos seguros de permeabilidad. Los parámetros estimados de la formación y las muestras de fluidos recolectadas son generalmente de las zonas contaminadas, con lo cual se tenía un grado de incertidumbre alto.

Con la declinación de muchos de los grandes yacimientos del mundo, se enfatizó en nuevas técnicas de recuperación de hidrocarburos pasando de operaciones primarias a operaciones secundarias, para lo cual la medición de la permeabilidad en formaciones heterogéneas y anisótropas se convirtió en factor importante. Debido a su efecto en muchos procesos de desplazamiento, la permeabilidad vertical a menudo es el parámetro más importante en un yacimiento, aunque la medición de la permeabilidad vertical rutinariamente se obtiene de núcleos, las mediciones in-situ sobre un volumen de roca importante son más deseadas.

En 1979 el éxito de la operación dependía de obtener un buen sello alrededor de la prueba para detectar y registrar la presión de la formación.

En el año de 1981 la técnica utilizada para la medición se hacía punto a punto con el fin de determinar los gradientes de presión tanto en la formación como en la columna hidrostática de lodo.

3.3.2 Alcances

El probador de repetición RFT es una herramienta operada con línea de acero utilizada en agujeros descubiertos, principalmente para medir distribuciones de presión verticalmente en el yacimiento, así como para recuperar muestras de fluidos.

Además de proporcionar un perfil de distribución de presiones en el yacimiento, tal dispositivo es capaz de brindar una estimación de la permeabilidad de la formación a través de la interpretación de los datos de presión de la pre-prueba recopilados durante el incremento y el decremento de presión.

La exactitud con la que se coloca la herramienta en el pozo puede ser controlada correlacionando la curva de rayos gama o SP con el registro de resistividad obtenido en agujero descubierto.

En forma general, con la ayuda de este probador se puede obtener:

- Muestra del fluido de la formación
- Medición o estimación de la permeabilidad de la formación
- Medición de la presión de la formación
- Los gradientes de la presión de formación

Ya que la herramienta se colocaba a la profundidad deseada, esto bajo condiciones de operación normales, el dispositivo tomaba mediciones de la presiones en forma precisa y podía recolectar dos muestras de fluido por cada viaje en el pozo.

Independientemente de la presión del lodo, el RFT podía colocarse a la profundidad deseada, incluso si era muy somera, y tenía la fuerza suficiente para brindar un buen sello con la formación a través del empacador.

Esta herramienta contaba con características consideradas modernas debido a que utilizaba cristales de cuarzo como indicadores que permitían al operador rectificar la posibilidad de un mal sello antes de que arrojara datos erróneos.

3.3.3 Diseño del Equipo

El diseño del probador RFT tiene un aspecto muy parecido al de su antecesor, el llamado FIT o WFT, que son operados mediante cable de acero. Solo ciertas diferencias se pueden encontrar en el probador de repetición (RFT). Dentro del diseño, la herramienta cuenta con ciertas características específicas, por ejemplo:

- Cámaras de pre-prueba (pretest chambers)
- Cámaras muestreadora (sample chambers)
- Manómetros de alta resolución

La herramienta tiene un brazo mecánico que inicialmente se encuentra cerrado, como se muestra e la figura 3.35a, después se abre a la profundidad de interés para poder pegar la herramienta a la pared del pozo y así tener una conexión entre la formación y el probador. La figura 3.35b ilustra la posición del brazo mecánico.

Se cuenta de igual manera con un empacador en la almohadilla que sirve para pegarse a la formación, este empacador aísla la zona de interés a probar.

Debido a los problemas que se pueden generar al terminar de realizar la prueba se cuenta con un mecanismo llamado “anti stick pad”, que se utiliza solo cuando se va a liberar la herramienta.

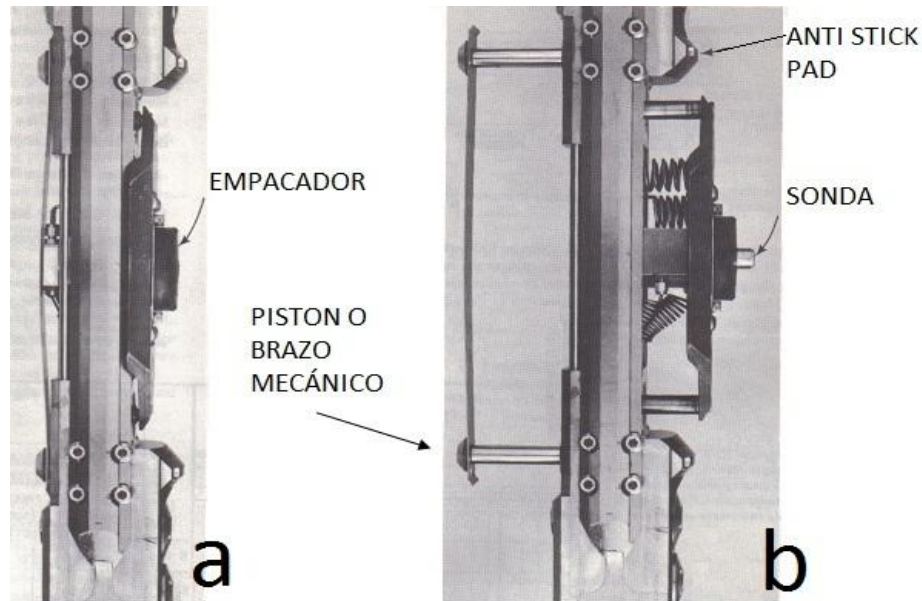


Fig. 3.35 Brazo mecánico cerrado (a) y en posición abierto (b)

3.3.4 Procedimiento de la Prueba

Antes de realizar la prueba, en superficie se hace el arreglo necesario para colocar el probador dentro del pozo y acto seguido se baja la herramienta mediante cable de acero. Cabe mencionar que el probador RFT puede ser colocado a cualquier profundidad en la que se requiera el análisis, independientemente de la presión hidrostática que esté ejerciendo la columna del lodo.

Se ha determinado que en profundidades someras basta con aplicar fuerza sobre la formación con el pistón o brazo mecánico, para poder tener un buen sello con la formación a través del empacador que está en la parte frontal del probador.

Una vez que se ha llegado a la profundidad de interés deseada las “pre-pruebas” son activadas, se adhiere el probador a la formación con la ayuda del pistón, el cual mediante fuerza mecánica adhiere el probador a la pared de la formación para poder aislar la zona de interés con la ayuda del empacador y así poder tener un conducto por el cual fluirán los fluidos de la formación.

Debido al movimiento del pistón, en la cámara de la “pre-prueba” son recuperados de la formación 10 cm^3 de fluido que a una velocidad de flujo (gasto) baja y es introducido a la cámara #1.

Después de que la cámara #1 se llena, la segunda cámara recupera otros 10 cm^3 de fluido de la formación, pero esta vez lo realiza a una velocidad de flujo más alta que la tenida para la cámara #1. La relación de las velocidades de flujo en los dos periodos está entre 1.0 y 2.5.

El tiempo que tardan las dos cámaras en llenarse es de máximo 20 segundos. Los 20 cm^3 que se recuperan con las dos cámaras es, en un principio, filtrado de lodo.

En algunas ocasiones, la velocidad de flujo alta se desactiva para minimizar el decremento de presión y disminuir la probabilidad de que entren a las cámaras residuos.

El medidor de presión (manómetro) es colocado en la línea de flujo corriente abajo, durante la "pre-prueba" la caída de presión en la línea de flujo se desprecia y la presión indicada en el manómetro es la que se ejerce entre la formación y la superficie de contacto del probador.

La siguiente figura, (Fig. 3.36), es una representación esquemática de la herramienta, de las secciones que se consideran para realizar la prueba, así como la posición de cada uno de los elementos que conforman el probador de repetición (RFT).

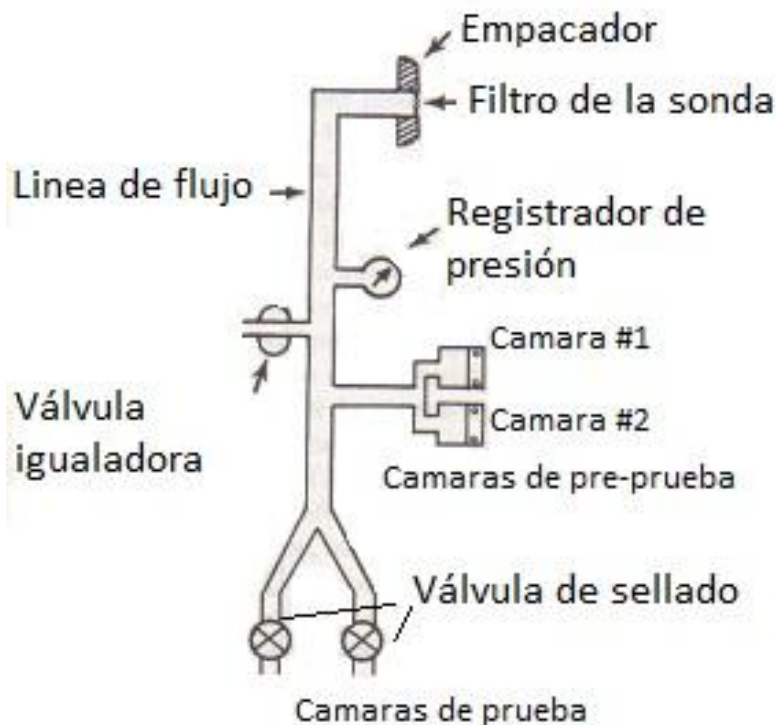


Fig.3.36 Esquema de la herramienta RFT

Un registro típico de presión obtenido con la herramienta RFT se muestra a continuación.

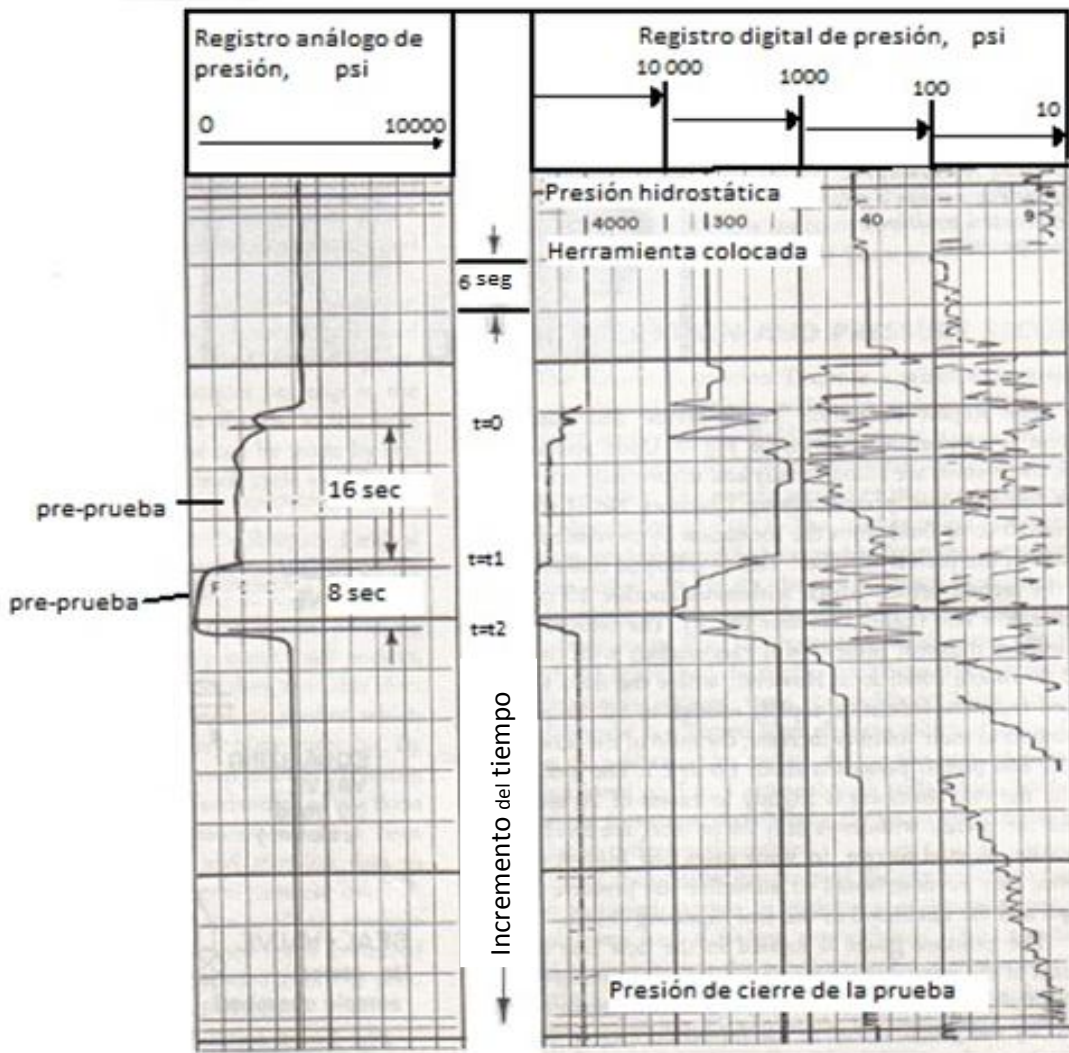


Fig. 3.37 Registro obtenido con la herramienta RFT

En la Fig. 3.37 se muestra un registro típico obtenido de la prueba. En la parte izquierda se tiene un carril con una escala de 0 a 10, 000 psi, con este carril se tiene una excelente evaluación rápida de las características generales y de la productividad de la formación, ya que al tener una escala más grande en el registro es posible generalizar la presión en una zona.

Por otro lado, en el carril derecho se tienen 4 registros digitales con diferentes escalas, que son de utilidad para una interpretación cuantitativa, estos carriles proporcionan una

gran resolución y precisión de la evaluación al tener escalas más pequeñas que permiten visualizar las variaciones de presión por pequeñas que éstas sean.

3.3.5 Resultados Obtenidos de la Prueba

El resultado que se obtiene del registro de esta herramienta contiene datos muy útiles en la interpretación de la formación debido a que se pueden realizar tantas “pre-pruebas” como se requiera durante un solo viaje al pozo.

Las mediciones de las pre-pruebas pueden ser utilizadas para determinar intervalos de interés, de los cuales es necesario tomar una muestra. La lectura final de la presión arroja una buena estimación de la presión de la formación ya que los factores que pueden llegar a alterar las lecturas, así como el incremento de la presión debido a la expansión del empacador o el decremento de presión debido a la prueba o a la presión del enjarre durante el incremento, se eliminan durante los dos periodos de flujo.

Otros parámetros que se pueden obtener son datos de presión y, además, se recuperan muestras de fluidos que varían en volumen dependiendo de la herramienta (pueden ser desde 1 hasta 12 galones). Estas muestras son utilizadas para realizar los análisis correspondientes, dependiendo del tipo de fluido recuperado; además, de estas muestras de fluido se obtienen registros de presión con los cuales, mediante análisis cuantitativos, se podrán hacer estimaciones de parámetros como la presión del yacimiento y también de las permeabilidades.

Smolen (1977) sugiere que las mediciones de permeabilidad durante el análisis de la prueba de decremento podrían ser erróneas y propone el análisis de las curvas donde se encuentran las lecturas de la presión final durante la prueba de incremento.

Steward (1981) recomienda el análisis de incremento de presión (buildup) para mediciones de permeabilidad en formaciones naturalmente fracturadas.

3.3.6 Limitaciones

Dentro de las limitaciones que se presentan en el RFT se puede hablar primero de la parte en donde se utiliza el probador. A diferencia de su antecesor, el FIT (Formation Interval Tester), el RFT realiza mediciones de la presión de formación y recupera muestras de fluido sólo en agujero descubierto.

Otras de las limitaciones en el uso de este probador radica en los siguientes puntos:

- Tamaño mínimo del agujero de 6 in
- Tamaño máximo del agujero de 14 $\frac{3}{4}$ in
- Máxima presión del lodo de 20,000 psi
- Temperatura máxima de 350 °F
- Los volúmenes de las cámaras muestreadoras son de 1, 2 $\frac{3}{4}$, 6 y 12 galones

3.3.7 Interpretación

❖ Interpretación Cualitativa

La interpretación cualitativa depende totalmente de una pre-prueba (pre-test). Cuando esa pre-prueba es válida será utilizada para considerar si se toma o no la muestra. Bajo ciertas condiciones, una pre-prueba válida puede también ser analizada y obtener la permeabilidad y la presión.

Para validar una muestra, se necesita conocer las condiciones del pozo de acuerdo a una respuesta que se obtiene en superficie, normalmente se usan cartas o registros con los cuales se representan los números de pruebas y los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar y con ésto decidir si es conveniente tomar o no la muestra.

En las figuras 3.38, 3.39 y 3.40 se muestran gráficas en donde las pruebas se vieron afectadas por diferentes problemas relacionados con el sello.

La figura 3.38 muestra que hay una falla en el sello con lectura del medidor del valor de la presión de la columna hidrostática del lodo. Una explicación de este comportamiento podría ser que la herramienta fue colocada en una porción del agujero en donde el diámetro es muy grande. Si la curva de las revoluciones del motor de la bomba se graban en el mismo carril, se podría visualizar, de esa curva, la apertura o cierre de las cámaras muestreadoras.

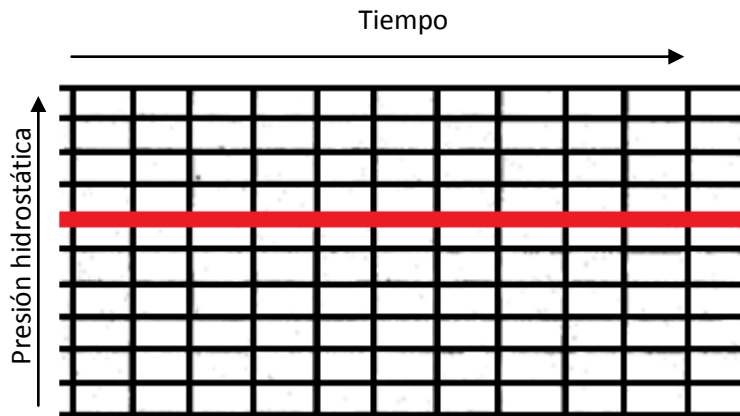


Fig. 3.38 Falla en el sello debido al diámetro del agujero, se registró la presión hidrostática de la columna de lodo

La Figura 3.39 muestra un sello parcial antes del fallo con el sello final.

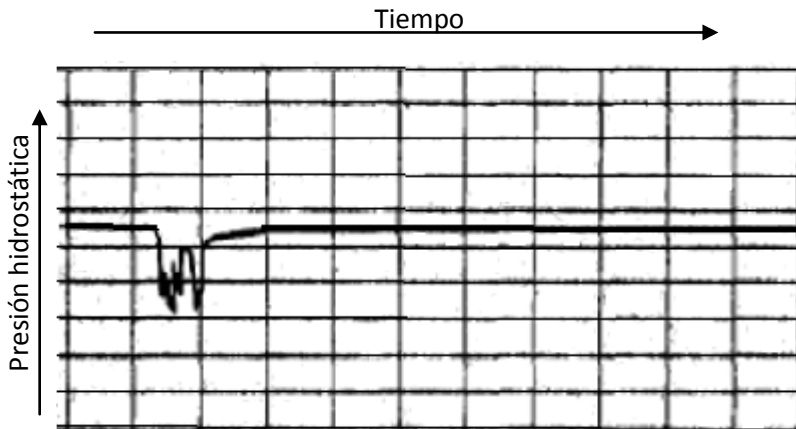


Fig. 3.39 Sello parcial, donde se observa que al inicio se tenía un sello pero después de un periodo de tiempo el sello falló y se registró la presión de la columna de lodo

La Figura 3.40 Es una indicación del sello al comienzo, pero después se presenta una fuga del lodo alrededor del empacador.

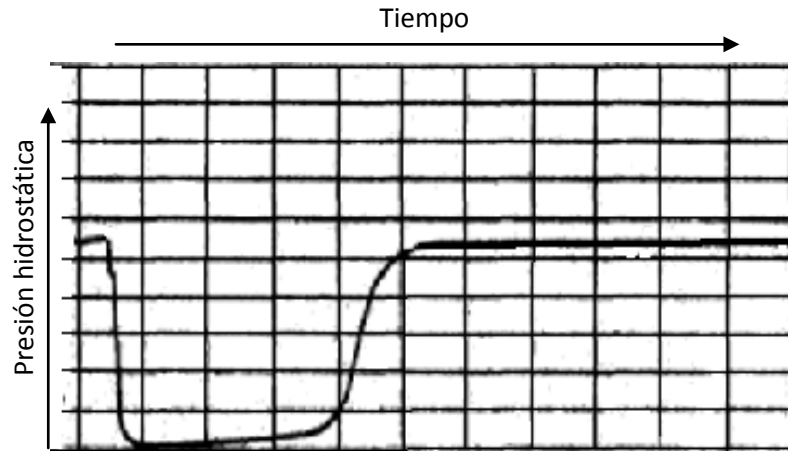


Fig. 3.40 Fuga del lodo, se asume que el lodo se filtró alrededor del empacador, y por eso al final se registra la presión hidrostática de la columna del lodo

Cualitativamente, en un registro de presión de una pre-prueba se puede observar de manera rápida una estimación de permeabilidad, es decir, si esta permeabilidad puede ser alta, media o baja, según sea el caso, esto es porque de un análisis cuantitativo con la ecuación 3.9.

$$k = 3300 \frac{q \mu}{\Delta p} \quad 3.9$$

Se observa que el término del cambio de presión (Δp) se encuentra en el denominador, por ende, si esta Δp aumenta el valor de la permeabilidad disminuirá, esto se puede demostrar en las figuras 3.41 y 3.42, obtenidas con la ecuación 3.9 y los siguientes datos.

Presión inicial = 7000 psi

Viscosidad fluido = 0.25 cp

Gasto = 0.65 cm³/seg.

Para el primer ejemplo se tiene la figura 3.41 y la tabla 3.1, en la que se muestra una Δp mínima durante el periodo de flujo, esto se puede ver en los datos y en la gráfica.

pf (psi)	p (psi)	Δp (psi)	q cm ³ /seg	μ (cp)	k (md)	
7000	7000	0	0.65	0.25	-	} Colocación de la herramienta
7000	7000	0	0.65	0.25	-	
7000	6994	6	0.65	0.25	89.38	
7000	6993	7	0.65	0.25	76.61	
7000	6992	8	0.65	0.25	67.03	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	} Periodo de flujo
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58	
7000	6992	8	0.65	0.25	67.03	
7000	6993	7	0.65	0.25	76.61	

Tabla 3.1 Datos utilizados para el análisis de la permeabilidad en el periodo de flujo con una Δp de 9 psi.

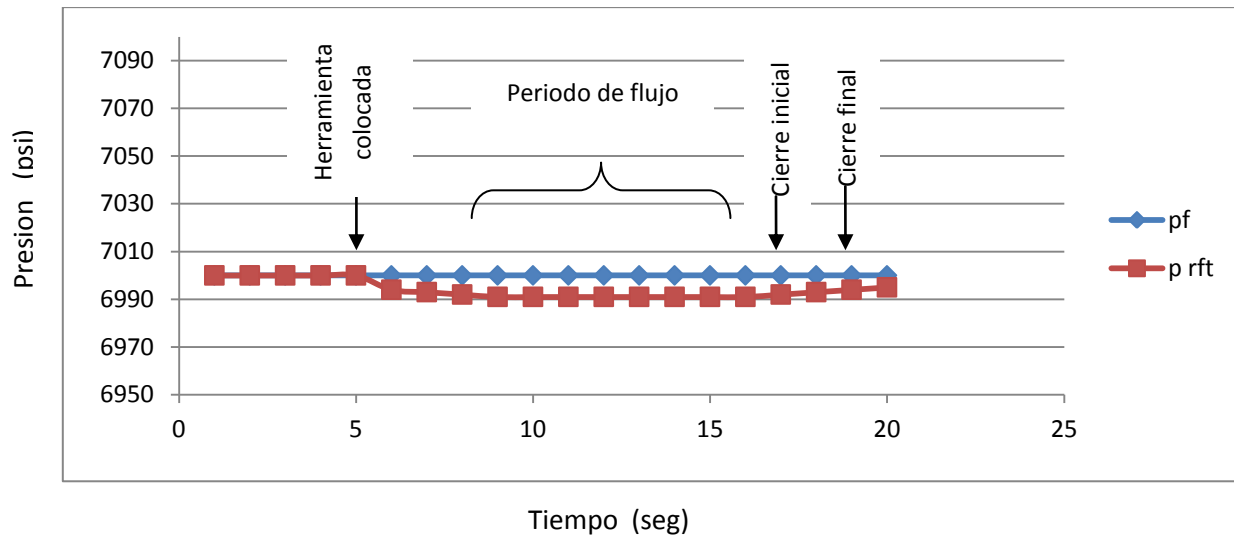


Fig. 3.41 Ejemplo de una buena permeabilidad durante el periodo de flujo, aproximadamente de 59 md.

Para el siguiente ejemplo se utilizaron los datos de la tabla 3.2, para demostrar el comportamiento de la permeabilidad en el periodo de flujo cuando la caída de presión, (Δp), aumenta.

pf (psi)	p (psi)	Δp (psi)	q cm ³ /seg	μ (cp)	k (md)
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58
7000	6940	60	0.65	0.25	8.94
7000	6090	910	0.65	0.25	0.59
7000	6090	910	0.65	0.25	0.59
7000	6090	910	0.65	0.25	0.59
7000	6090	910	0.65	0.25	0.59
7000	6090	910	0.65	0.25	0.59
7000	6090	910	0.65	0.25	0.59
7000	6090	910	0.65	0.25	0.59
7000	6910	90	0.65	0.25	5.96
7000	6991	9	0.65	0.25	59.58
7000	6992	8	0.65	0.25	67.03

} Periodo de flujo

Tabla 3.2 Datos utilizados para el análisis de la permeabilidad en el periodo de flujo con una Δp de 910 psi.

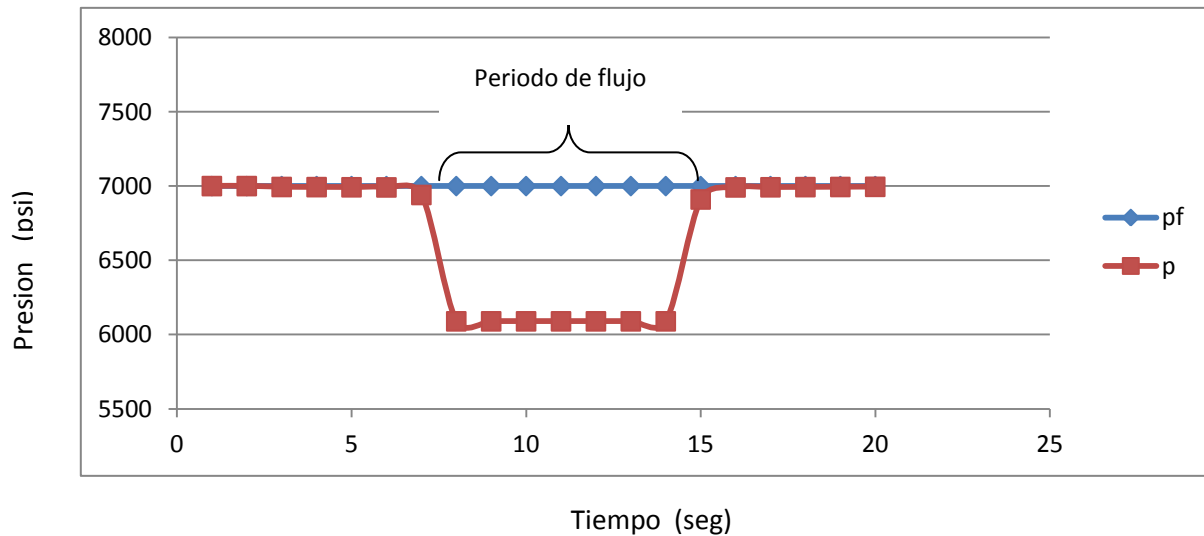


Fig. 3.42 Ejemplo de una baja permeabilidad durante el periodo de flujo, aproximadamente de 0.59 md, debido a una Δp mayor.

Como se puede observar en las tablas 3.1 y 3.2, a medida que se incrementa la caída de presión, Δp , la permeabilidad disminuye, con estos datos propuestos se comprueba la validez de la ecuación 3.9 que es utilizada en un análisis de decremento de presión en una pre prueba, y también se comprueba la interpretación cualitativa de un registro típico de presión en un probador de repetición (RFT), ya que como se muestra en la figura 3.41, donde se tiene una caída de presión mínima y por lo tanto la permeabilidad es buena, caso contrario de la figura 3.42, donde la caída de presión es mayor y por ende la permeabilidad es baja.

❖ Interpretación Cuantitativa

Durante la pre-prueba, los fluidos de la formación son extraídos a través de la sonda RFT hacia las cámaras de la pre prueba. Esto genera un flujo localizado en la formación cuyo modelo es esencialmente una esfera, como se ilustra a continuación.

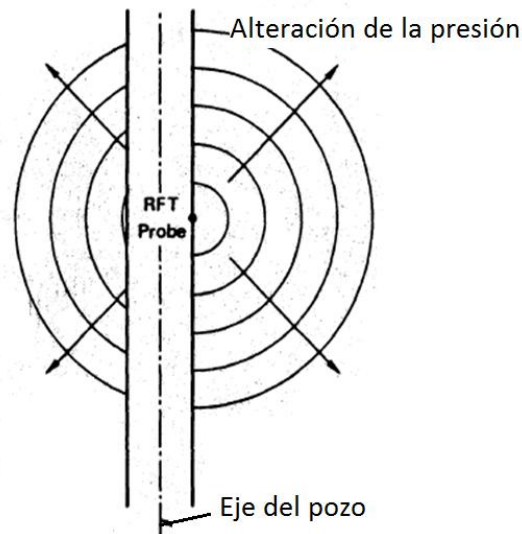


Fig. 3.43 Esquema para visualizar la forma de cómo se altera la presión en la formación.

Esta caída de presión depende de la permeabilidad efectiva en la formación al fluido que se mueve, el cual usualmente es filtrado del lodo de la zona invadida. Al final del periodo de decremento, cuando las cámaras de la pre-prueba están llenas, los disturbios de la presión continúan avanzando en un patrón debido al flujo de fluidos, desde una zona de la formación donde no han ocurrido disturbios en la presión hasta una región de presión más baja en la vecindad de la prueba RFT. Este periodo es denominado de incremento.

La medición de la presión de la prueba continua, manifestándose un incremento hasta que alcanza una presión constante, la cual es, usualmente, la presión original de la formación. El tiempo requerido para este incremento está en función de la permeabilidad de la formación de la zona no invadida.

✘ Determinación de la Permeabilidad

Para poder realizar un análisis en un régimen estacionario con un flujo esférico, semi-esférico o cuasi-esférico en la sonda, la permeabilidad se puede obtener de la forma siguiente:

$$k = \frac{F q \mu}{r \Delta P}, \quad 3.10$$

donde:

k = Permeabilidad (md)

q = Gasto (cm³ /seg)

μ = Viscosidad (cp) [usualmente es del filtrado]

r = radio de la sonda = 0.21 in

ΔP = Variación de la presión (psi)

F = Factor de forma de flujo

- 1.00 para flujo semiesférico
- 0.75 par flujo cuasi esférico
- 0.50 para flujo esférico

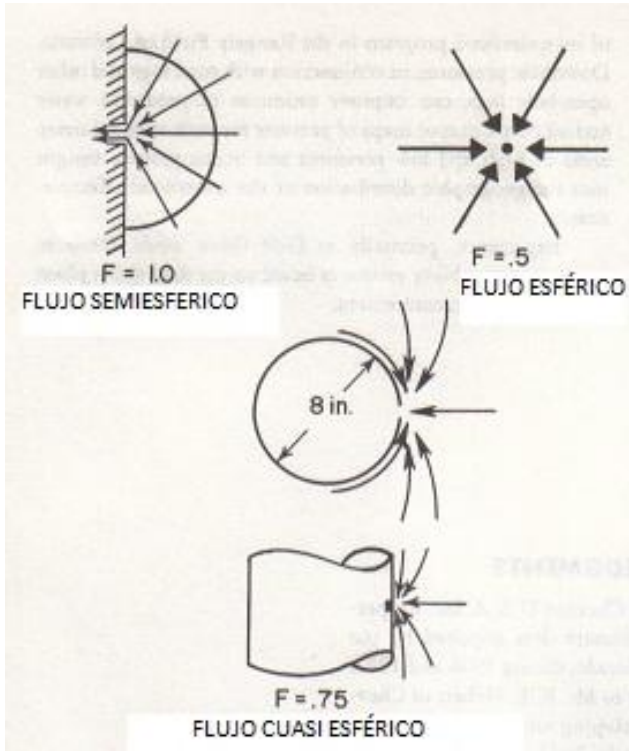


Fig. 3.44 Factores de forma, F , asociados a los tipos de régimen de flujo

Reordenando la ecuación y añadiendo la constante de 3300 para que el valor obtenido de permeabilidad sean milidarcies, la ecuación 3.10 queda expresada como:

$$k = 3300 \frac{q\mu}{\Delta P} \quad 3.11$$

✘ Análisis de Decremento

Como consecuencia de la naturaleza del flujo esférico de los fluidos, el cual implica que el movimiento de los fluidos toma lugar en un pequeño volumen, usualmente la condición de estado estacionario se obtiene rápidamente durante el período de decremento. El resultado de la caída de presión se puede describir de la siguiente manera:

$$\Delta p_{ss} = C \frac{q\mu}{2\pi r_p k d} \left(1 - \frac{r_p}{r_e}\right), \quad 3.12$$

donde:

Δp_{ss} = decremento de presión (psi)

C= factor de forma

q= gasto (cm³/seg)

μ = viscosidad (cp)

r_p = radio efectivo de la sonda (in)

r_e = radio exterior de la zona de alteración de la presión (in)

k_d = permeabilidad que afecta el decremento de presión (md)

r_p puede ser considerado mucho más pequeño que el radio exterior de la zona de alteración de la presión, r_e , como consecuencia la ecuación 3.12 se puede simplificar y resolviendo para k_d queda:

$$k_d = C \frac{q\mu}{2\pi \Delta p_{ss} r_p} \quad 3.13$$

✘ Factores que Afectan el Decremento

✓ Radio de Investigación

El flujo a través de la sonda es esencialmente esférico y se puede demostrar que casi todas las caídas de presión ocurren muy cerca de ésta. Alrededor del 50% de las caídas de presión ocurren en un radio de 0.55 cm, debido a esto el decremento es afectado por la formación cercana a la sonda.

Algunas partículas finas suspendidas en el lodo de perforación pueden afectar también el radio de investigación debido a que pasan a través del enjarre formado en la pared del agujero y penetran dentro de la formación, causando el bloqueo de los poros. Los daños causados por estos efectos afectarán el decremento resultando en una subestimación de la permeabilidad.

× Análisis del Incremento

Durante la pre-prueba realizada, las dos cámaras utilizadas en el RFT se llenan completamente, lo que quiere decir que la formación deja de aportar fluidos hacia el probador, por lo que la presión se incrementa; después este incremento de presión se propaga en forma esférica y continúa hasta que se alcanza una barrera impermeable.

En esta etapa el patrón de flujo esférico se altera y, además en el caso de tener dos límites paralelos, la propagación esférica que se tenía se puede llegar a convertir en radial o cilíndrica. En las siguientes figuras se ilustra el hecho de que la propagación esférica de la presión pase a ser cilíndrica o radial.

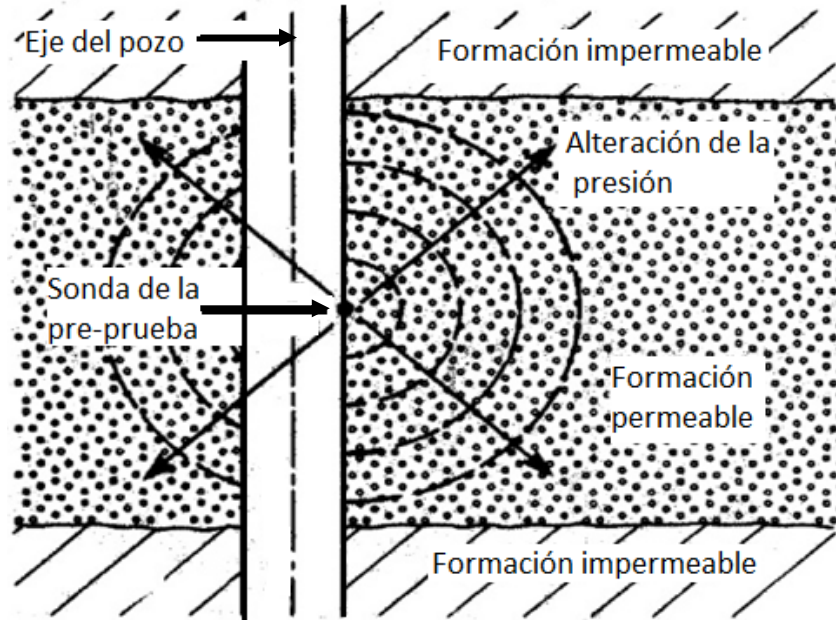


Fig. 3.45 Esquema de la propagación esférica de la alteración de la presión, antes de alcanzar una formación o una barrera impermeable.

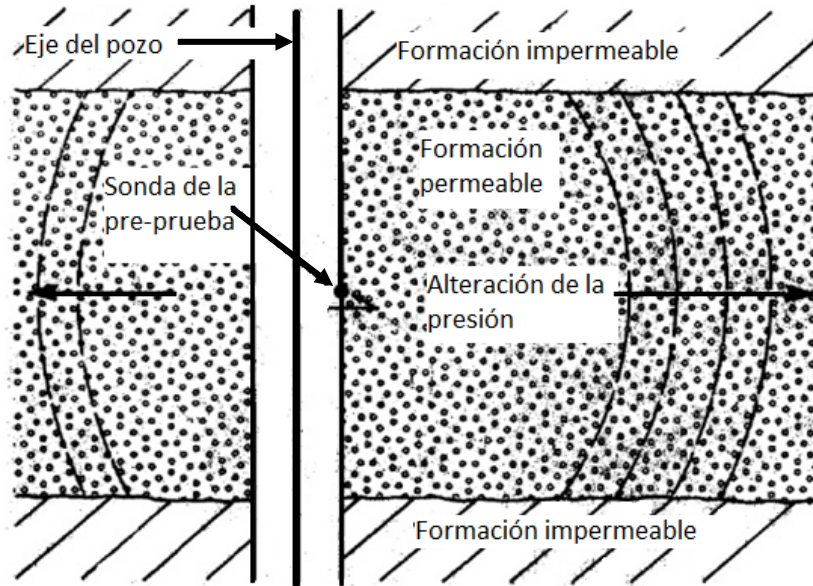


Fig. 3.46 Esquema de la propagación cilíndrica de la alteración de la presión después de haber alcanzado una formación o barrera impermeable

Durante toda esta etapa o periodo de propagación, el gradiente de presión cerca de la sonda rápidamente se aproxima a cero y, por lo tanto, todo el flujo de fluidos se tiene dentro de la formación. Debido a la utilidad que puede tener este aspecto, las pruebas de incremento suelen ser usadas para obtener información acerca de la parte no dañada del yacimiento, es decir en las zonas aledañas al pozo.

✓ Incremento en Flujo Esférico (Spherical Build Up)

La respuesta de la presión en la sonda durante la prueba de incremento se puede obtener por superposición de la respuesta de las dos pruebas de decremento y los cálculos se basan en las consideraciones de flujo esférico en un medio infinito y homogéneo con la siguiente expresión:

$$p_i - p_s = \frac{8 \cdot 10^4 q_1 \mu (\phi \mu C_t)^{1/2}}{k_s^{3/2}} * f_s(\Delta t) \quad 3.14$$

La función $f_s(\Delta t)$ está dada por la siguiente ecuación:

$$f_s(\Delta t) = \frac{q_2/q_1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{(\frac{q_2}{q_1} - 1)}{\sqrt{T_2 + \Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{T_1 + T_2 + \Delta t}} \quad , \quad 3.15$$

donde:

$f_s(\Delta t)$ Función del tiempo con patron de flujo esférico

P_i = presión inicial de la formación (psi)

P_s = presión en la sonda (prueba de incremento esférico) (psi)

q_1 = gasto durante el primer periodo de muestreo (cm³ / seg)

q_2 = gasto durante el segundo periodo de muestreo (cm³ / seg)

μ = viscosidad del fluido en la zona de la formación no contaminada (cp)

ϕ = porosidad de la formación (%)

C_t = compresibilidad total del fluido en la zona no contaminada de la formación (1/psi)

k_s = permeabilidad isotrópica en la prueba de incremento (md)

T_1 = tiempo que toma para el gasto q_1 (seg o min)

T_2 = tiempo que toma para el gasto q_2 (seg o min)

Δt = tiempo transcurrido después del disparo (seg o min)

En conjunto, con dichas ecuaciones y los datos observados de la prueba de incremento se puede realizar una gráfica lineal de p_s (Presión observada durante la prueba de incremento) vs $f_s(\Delta t)$ (función del tiempo esférico), como en la figura 3.47. Idealmente se tiene una línea recta con una pendiente m , y con la extrapolación de la recta al valor donde $f_s(\Delta t) = 0$ se tiene la presión estática de la formación p_i , por lo tanto se puede definir la siguiente ecuación para dicha recta:

$$p_s = m f_s(\Delta t) + p_i \quad 3.16$$

Donde la pendiente m de la ecuación 3.16 puede ser definida como:

$$m = \frac{8 \cdot 10^4 q_1 \mu (\phi \mu C_t)^{\frac{1}{2}}}{k_s^{3/2}} \quad 3.17$$

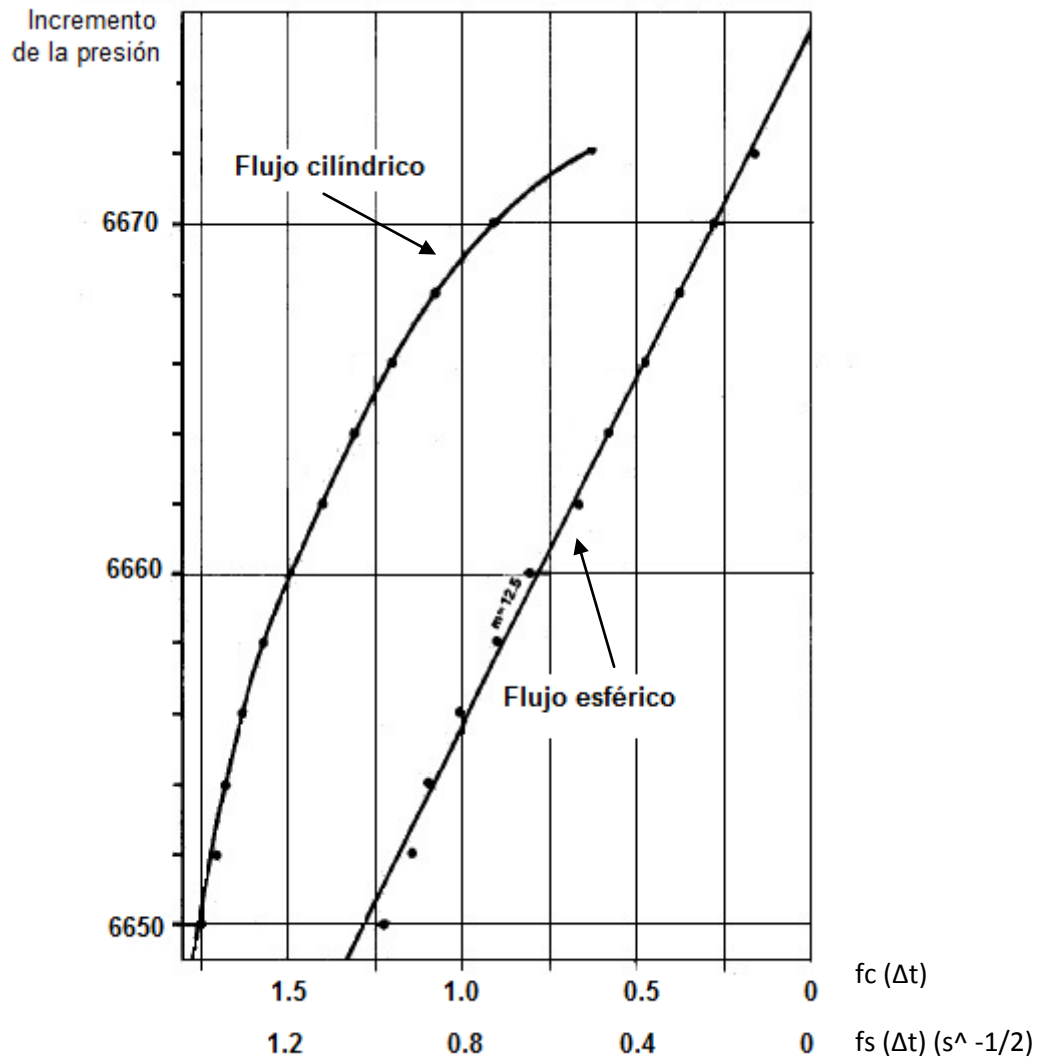


Fig. 3.47 Ejemplo de una gráfica en caso de tener flujo esférico (línea recta).

Una vez obtenido el valor de la pendiente m , se puede determinar la permeabilidad isotrópica, k_s , y se determina con la siguiente expresión:

$$k_s = 1856 \mu \left(\frac{q_1}{m}\right)^{2/3} (\phi C_t)^{1/3} \quad 3.18$$

✓ Incremento en Flujo Cilíndrico o Radial (Cylindrical Build Up)

Como se ha mencionado el patrón de flujo esférico que se presenta se convierte en flujo radial-cilíndrico, dicho cambio solo afecta a la permeabilidad en forma horizontal. La ecuación que representa dicho flujo es la siguiente:

$$p_i - p_c = 2687 * \frac{q_1 \mu}{k_c h} * f_c(\Delta t) \quad 3.19$$

La función $f_c(\Delta t)$ está determinada con la siguiente expresión:

$$f_c(\Delta t) = \log \frac{T_1 + T_2 + \Delta t}{T_2 + \Delta t} + \frac{q_2}{q_1} \log \frac{T_2 + \Delta t}{\Delta t}, \quad 3.20$$

donde:

$f_c(\Delta t)$ Función del tiempo con patrón de flujo cilíndrico o radial

P_i = presión inicial de la formación (psi)

P_c = presión en la sonda (prueba de incremento cilíndrico) (psi)

q_1 = gasto durante el primer periodo de muestreo (cm³ / seg)

q_2 = gasto durante el segundo periodo de muestreo (cm³ / seg)

μ = viscosidad del fluido en la zona de la formación no contaminada (cp)

h = distancia entre las barreras impermeables (cm)

k_c = permeabilidad cilíndrica o radial en la prueba de incremento (md)

T_1 = tiempo que toma para el gasto q_1 (seg o min)

T_2 = tiempo que toma para el gasto q_2 (seg o min)

Δt = tiempo transcurrido después del disparo (seg o min)

Las mediciones de la presión se pueden leer del gráfico donde se grafica la presión p vs $f_c(\Delta t)$ (función del tiempo cilíndrico). Se tiene que si la propagación de la presión es cilíndrica, se puede tener una línea recta que intercepta la línea de $f_c(\Delta t) = 0$, (en un tiempo finito en la presión estática de la formación).

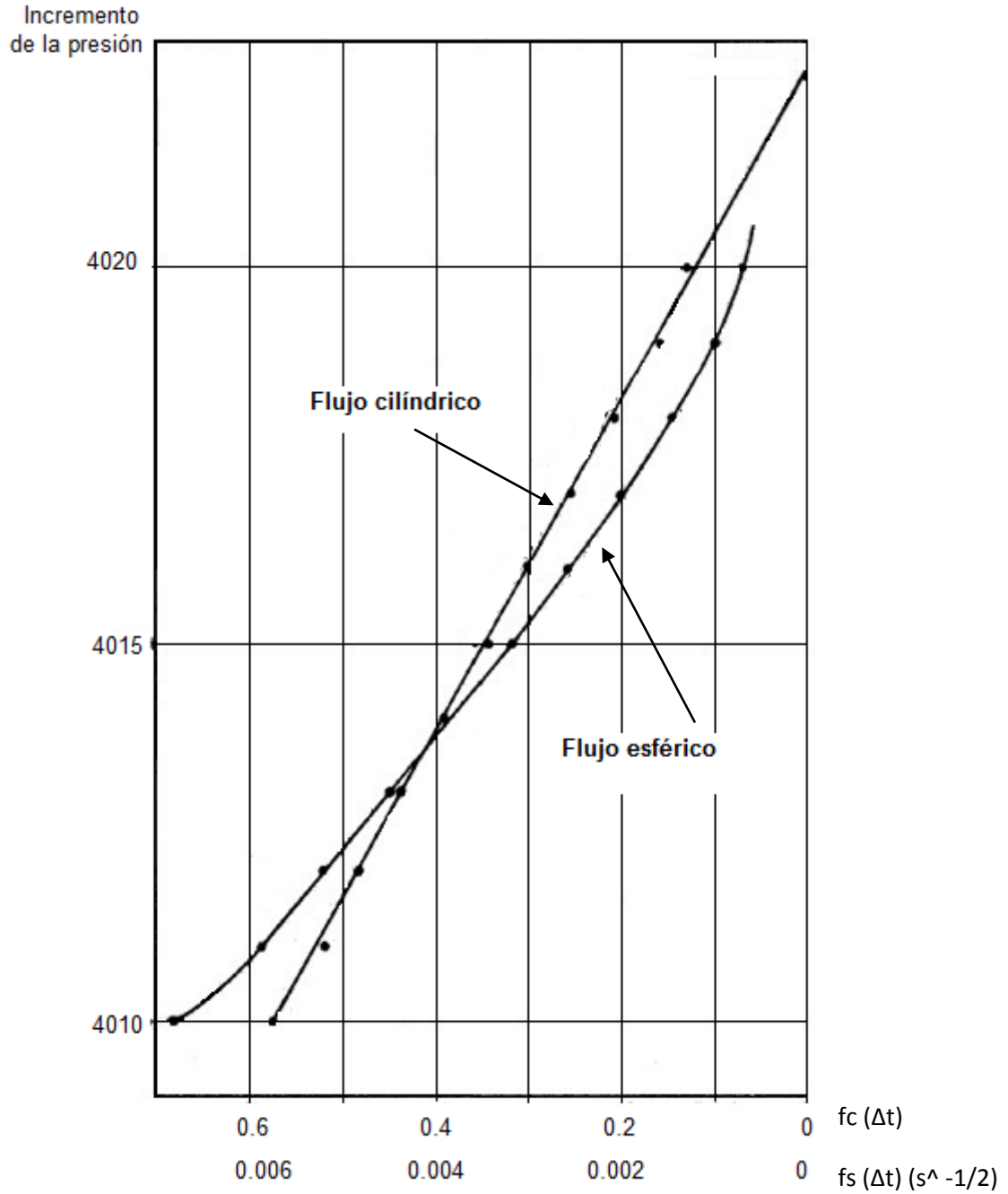


Fig. 3.48 Ejemplo de una gráfica en caso de tener flujo cilíndrico (línea recta).

**Nota. En ambas gráficas, fig. 3.47 y fig. 3.48, si no se tiene un patrón de flujo correspondiente a cada gráfica, no será una línea recta.*

- ✓ Radio donde Influye la Prueba de Incremento.

Puesto que la roca del yacimiento no es homogénea, las propiedades cambian y, por ende, la variación de la presión responde a lo que se tiene en el yacimiento. Se presenta un ejemplo de un gráfico del comportamiento de la presión en la formación durante una prueba de incremento con flujo esférico de fluidos. Se grafica $\ln r$ vs ΔP .

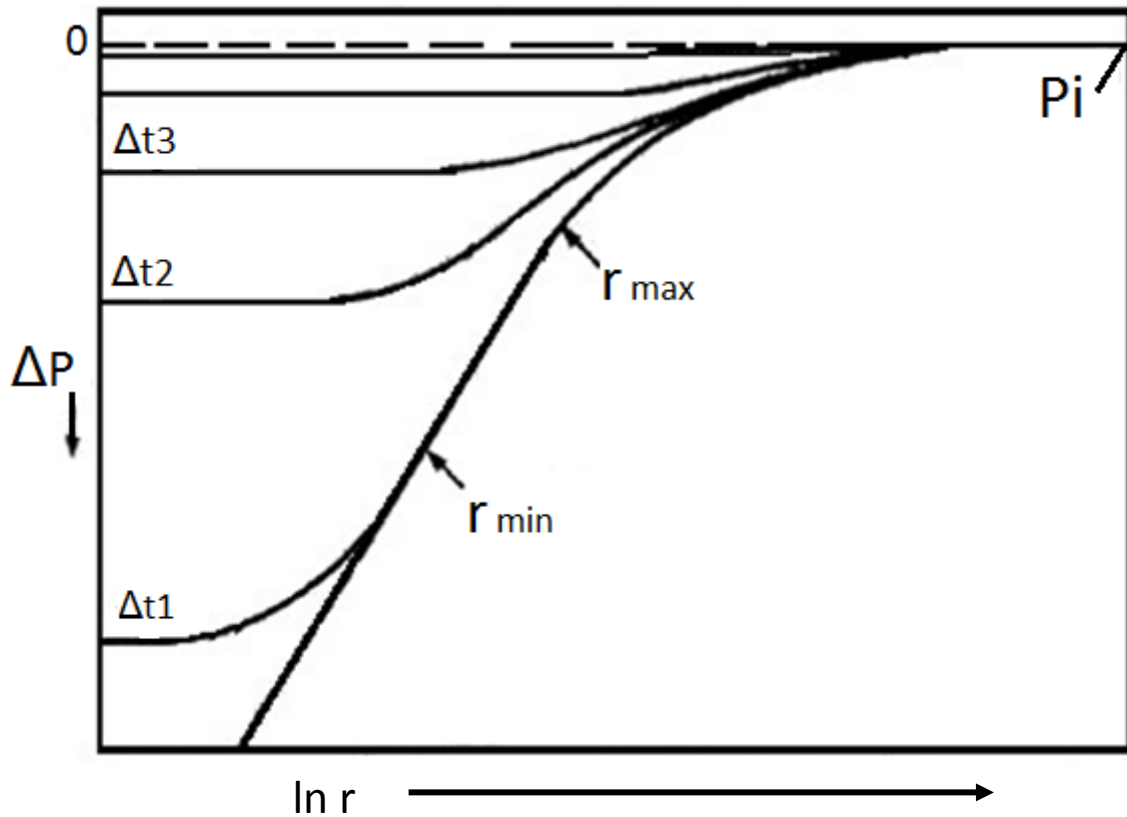


Fig. 3.49 Comportamiento de la presión durante el incremento con flujo de fluidos en forma esférica.

Se observa que la pendiente de la curva en cualquier tiempo depende en gran medida de la permeabilidad de la zona que atraviesa, es decir, entre mayor sea el tiempo y aumenta el radio la variación de la presión decrece, y se pueden definir un radio máximo ($r_{m\acute{a}x.}$) y un radio mínimo ($r_{m\acute{i}n.}$).

$$r_{min} = 0.0047 \sqrt{\frac{k}{\phi\mu C_t}} * \sqrt{t - T} * \left(\frac{t}{t - T}\right)^{1/3} \quad 3.21$$

$$r_{max} = 0.0205 \sqrt{\frac{k}{\phi \mu C_t}} * \sqrt{t - T} * \left(\frac{t}{t - T}\right)^{1/3} \quad 3.22$$

✓ Profundidad de la Investigación o del Análisis

Otro término usado en la interpretación de las pruebas es la profundidad de la investigación, ya que en las pruebas de incremento la permeabilidad determinada es un valor promedio en la región donde ocurre el flujo de los fluidos hacia la herramienta. Es bueno tener en cuenta cuál es el volumen de roca que está contribuyendo para el cálculo de la permeabilidad k y, además, que este concepto de profundidad de la investigación es identificado o ligado con el problema de que la permeabilidad cambia a cierta distancia de la sonda de prueba y tomando en cuenta que el yacimiento es heterogéneo y la permeabilidad varía dependiendo de la posición donde se realice la prueba, se considera el parámetro h que es el espesor en donde se lleva a cabo la prueba. El espesor, h , se obtiene con la siguiente expresión:

$$h = 1.2 \left(\frac{qTA}{4\pi (p_i - p^*) \phi C_t} \right)^{1/3} \quad 3.23$$

donde:

h = espesor de la capa (ft)

q = gasto en la prueba (cm³/seg)

T = duración del periodo de flujo $T_1 + T_2$ (seg)

p_i = presión inicial de la formación (psi)

p^* = presión final de la prueba de incremento (psi)

ϕ = porosidad de la formación (%)

C_t = Compresibilidad total del sistema (1/psi)

A = anisotropía, k_z / k_r (md/md)

k_z = permeabilidad en sentido vertical (md)

k_r = permeabilidad en forma radial o cilíndrica k_c (md)

Si llega a ser detectada la influencia de una barrera impermeable a una distancia $h/2$, la resolución del registrador de presión, δp , debe ser menor que el efecto de la variación ($p_i - p^*$), de acuerdo con la relación entre la profundidad de la investigación y la resolución del registrador de presión, el radio de investigación, r_i , puede ser representado por la ecuación siguiente.

$$r_i = 0.6 \left(\frac{q T}{4\pi \delta p \phi C_t} \right)^{1/3}, \quad 3.24$$

donde:

r_i = radio de investigación (in)

δp = resolución del registrador de presión (psi)

q = gasto en la prueba (cm³/seg)

T = duración del periodo de flujo $T_1 + T_2$ (seg)

ϕ = porosidad de la formación (%)

C_t = Compresibilidad total del sistema (1/psi)

** Nota. La profundidad de la investigación o radio de investigación del RFT no está en función de la permeabilidad.*

✓ Permeabilidad Máxima Determinada de la Prueba de Incremento (Build Up)

Algo importante es la relación entre la máxima permeabilidad que puede ser determinada con certeza y la resolución del registrador de presión.

Del análisis de datos de campo se tiene que el tiempo total de flujo de la prueba preliminar o pre prueba es de 20 segundos para tener una sección de línea recta en la gráfica. En condiciones de flujo esférico, en una prueba de incremento, puede comenzar a 6 segundos después del disparo, en muchos casos observados esto quiere decir que t / T puede alcanzar valores tan altos como 1.3. La solución analítica en probadores RFT para este valor de t/T está dado por la ecuación para prueba de incremento con flujo esférico. Se parte de la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta p}{q \mu} \frac{4\pi k_s^{3/2}}{\phi \mu C_t} * \left(\frac{T}{\phi \mu C_t}\right)^{1/2} = 0.95 * 10^5 , \quad 3.25$$

donde:

k_s = permeabilidad con flujo esférico (md)

q = gasto en la sonda de prueba (cm^3/seg)

μ = viscosidad del fluido (cp)

ϕ = porosidad de la formación (%)

C_t = compresibilidad total del sistema (1/psi)

T = tiempo total de flujo en la sonda de prueba (seg)

ΔP = cambio de presión (psi)

El valor de Δp , que es igual a $(p_i - p_s)$, representa la reducción que se observa al inicio de la prueba de incremento, y para obtener un valor de la pendiente con cierta precisión en el registro de la prueba de incremento con flujo esférico se necesita que la resolución del registrador de presión (manómetro), δp , sea de menor magnitud que la reducción inicial ($\delta p = 0.1 \Delta p$); por lo tanto, la relación existente entre la resolución del registrador (manómetro) y la permeabilidad medida, la ecuación 3.25 se convierte en:

$$\frac{\delta p}{q \mu} \frac{k_s^{3/2}}{\phi \mu C_t} * \left(\frac{T}{\phi \mu C_t}\right)^{1/2} = 7.56 * 10^3 \quad 3.26$$

Reescribiendo la ecuación 3.26 se puede determinar la permeabilidad máxima con la siguiente ecuación:

$$k_{max} = 390 \left(\frac{q \mu}{\delta p}\right)^{2/3} * \left(\frac{\phi \mu C_t}{T}\right)^{1/3} \quad 3.27$$

El valor de t/T , que es el tiempo que le toma a una prueba de incremento (build up) para alcanzar un comportamiento lineal esférico, depende de los diversos factores como:

- ✖ Efecto de almacenamiento: se presenta debido a un post-flujo en la sonda de prueba, ya que después de tomar la muestra de fluido se necesita mantener a compresión, esto genera una caída de presión que distorsiona el incremento de la presión de la prueba.
- ✖ Efectos del pozo (Borehole effect): este es debido a una rápida transición de un patrón de flujo hemisférico a uno esférico, en los datos a un tiempo inicial pequeño se presenta una desviación del comportamiento esférico.
- ✖ Efectos dinámicos de la medición de la presión: este efecto se presenta debido a los manómetros que están hechos con cuarzo que con un cambio en la presión se toman varios minutos y se estabilizan.

❖ Análisis de Incremento (build up) vs Análisis de Decremento (drawdown).

En general, el análisis del incremento de presión tiene una mayor precisión que el de una prueba de decremento debido a que esta última se ve afectada por el efecto de daño a la formación (skin effect) que es el daño inmediato a la vecindad de la sonda de prueba.

Por otro lado, existen varias limitaciones o factores que tienen que ser considerados en el análisis de una prueba de incremento, como lo son:

- ✖ En formaciones con una permeabilidad de media a alta, el incremento de presión ocurre demasiado rápido, por lo que es necesario analizarlo cuantitativamente de forma inmediata.
- ✖ Debido al hecho de una propagación esférica y/o cilíndrica se pueden tener complicaciones en la interpretación.
 - ✓ Para una propagación esférica es necesario tener conocimiento de la porosidad y la compresibilidad.
 - ✓ En una propagación cilíndrica se puede hacer una estimación del espesor de la capa donde está ocurriendo dicho cambio de presión.

3.4 Probador de Formación Modular Dinámico (Modular Formation Dynamics Tester, MDT)

El probador de formación modular dinámico (MDT) es en la actualidad una herramienta que aporta conocimientos acerca de la dinámica de los yacimientos, así como sus antecesores; es por esta razón que es una de las herramientas más utilizadas en la caracterización de yacimientos dentro de la industria petrolera.

A través de múltiples pruebas de variación de presión este probador permite evaluar las permeabilidades vertical y horizontal.

En términos generales, en esta herramienta el fluido que no se requiera es expulsado utilizando un módulo de bombeo; durante el tiempo que dure la prueba el operador puede monitorear la resistividad y la temperatura de los fluidos en la línea de flujo. Cuando se va a determinar si el fluido es de calidad o no, el bombeo se detiene y el fluido proveniente de la formación puede desviarse a la cámara muestreadora o, si no se requieren muestras (por lo general cuando se indica presencia de agua o gas), otra zona puede ser probada.

Para lograr que lo anterior sea posible la herramienta cuenta con las siguientes partes, figura 3.50.

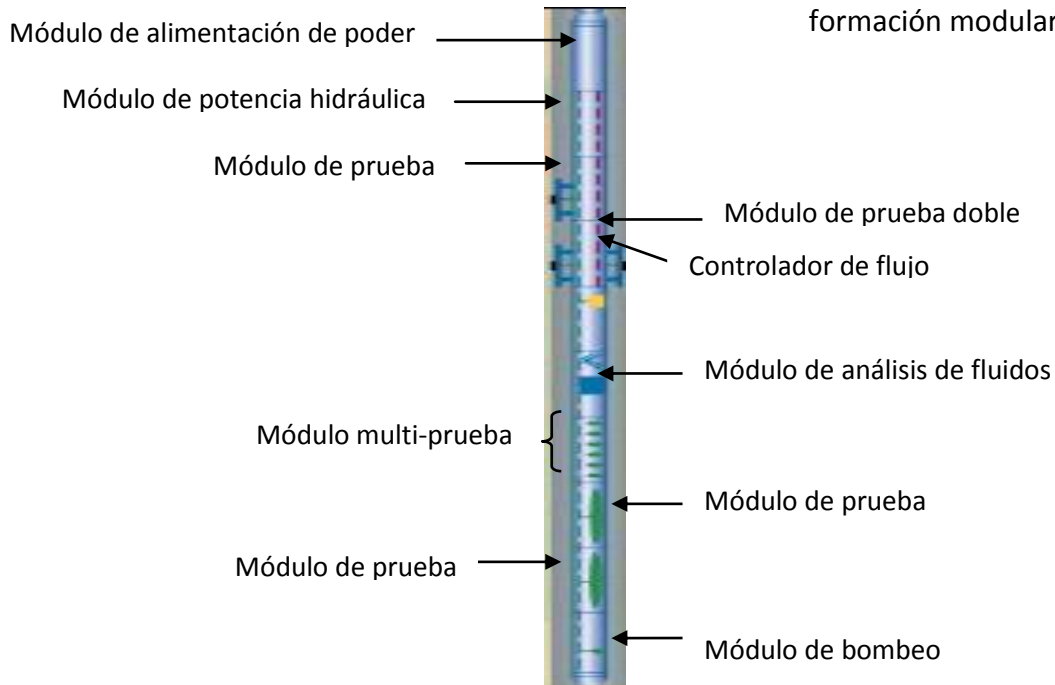


Fig. 3.50 Imagen general del probador de formación modular dinámico.

3.4.1 Evolución

Esta herramienta fue desarrollada en 1992 y comercializada a fines de 1994. Se considera el reemplazo de la herramienta RFT, ya que el MDT ofrece datos de medición de presión significativos debido a que cuenta con un transductor de cuarzo diseñado específicamente para reaccionar de forma rápida y precisa a los cambios de temperatura y presión, por lo que reduce el tiempo requerido para obtener presiones.

Este probador es muy parecido a su antecesor, el RFT, a diferencia de que con los años se adoptaron dos elementos que dieron paso a una nueva herramienta. Estos elementos que acompañan actualmente al probador MDT son un Módulo de Análisis de Fluidos (LFA Live Fluid Analyzer Module), y un Módulo de Análisis Composicional de Fluidos (CFA Composition Fluid Analyzer Module).

Además de lo ya mencionado, el MDT, a partir de un diseño de doble empacador, permite la realización de una prueba llamada mini-DST; esta prueba es un complemento en el análisis de las muestras obtenidas de la formación. Con lo anterior, la herramienta MDT muestra su versatilidad sobre otros probadores.

3.4.2 Alcances

Este probador realiza mediciones en tiempo real, además de que es posible obtener medidas de presión rápidas y muy aproximadas. Los fluidos obtenidos de esta herramienta son considerados de alta calidad.

Las mediciones de presión graficadas contra profundidad permiten la determinación de contactos de fluidos y/o movimientos de ellos dentro de las formaciones productoras. Puede dar una estimación de la permeabilidad ya sea de la curva de incremento o de decremento de presión. A medida que los fluidos pasan a través de la línea de flujo de la herramienta MDT, las interpretaciones de las mediciones en tiempo real indican las proporciones de aceite y agua, además de dar una indicación cualitativa de gas libre.

3.4.3 Diseño del Equipo

En cuanto al diseño de la herramienta MDT, se tiene que puede ser aplicado en diferentes formas, pero principalmente consiste en una configuración básica de 4 módulos como se muestra en la figura 3.51.

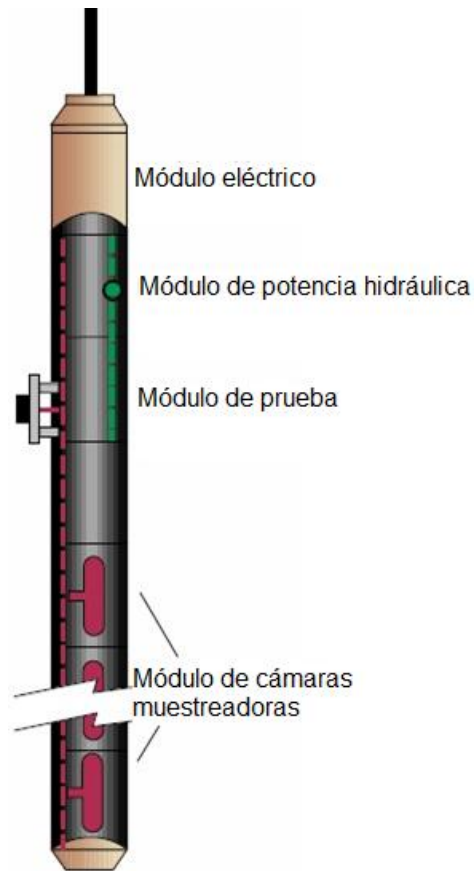


Fig. 3.51 Imagen de la configuración básica de un probador MDT

❖ Módulo Eléctrico (Electrical Module)

Este módulo es de suma importancia debido a que proporciona la potencia eléctrica requerida para los componentes electrónicos de la herramienta cuando se encuentra en el fondo del pozo, además de esto proporciona 1 kilowatt al sistema electro-hidráulico. Es decir, este módulo convierte la corriente alterna (AC), proveniente de la superficie, a corriente directa (DC) hasta la herramienta que se utiliza para los otros módulos en la herramienta, este módulo eléctrico se coloca en la parte superior de la herramienta MDT.

❖ Módulo de Potencia Hidráulica (HydraulicPowerModule)

Es de los más importantes ya que proporciona la potencia hidráulica requerida para que los módulos de las sondas trabajen adecuadamente. Contiene un motor eléctrico y una bomba hidráulica, la cual es utilizada para colocar y retirar los módulos de la sonda de prueba (simple o doble).

❖ Módulo de prueba con probeta simple (Single-Probe Module)

Este módulo consiste principalmente en crear un medio de comunicación entre la formación y la herramienta, además de registrar las presiones de la formación. Se opera hidráulicamente. Para crear un sello se utiliza un empacador circular, que se forza para atravesar el enjarre de la pared del pozo con el fin de establecer un sello con la formación. Cuenta con unos pistones en la parte posterior que son de ayuda para mantener centrada la herramienta en el pozo, o para reducir el riesgo de problemas de pegaduras debido a la presión diferencial. Además de contar con estos pistones, en este módulo de prueba se tienen registradores de presión (cuarzo), de temperatura y de resistividad.

Un sistema avanzado electro hidráulico significa que puede ser colocado hasta tres veces más rápido que los probadores anteriores.

❖ Módulo de la cámara muestreadora (Sample Chamber Modules)

Dentro de este módulo se cuenta con combinaciones de cámaras muestreadoras con capacidades que van desde 1 a 2.5 gal (3.8 a 10.4 litros). El flujo hacia las cámaras siempre es monitoreado desde la superficie.

Una cámara de 6 galones (22.7 litros) se coloca al fondo de la herramienta, en teoría en la herramienta se pueden colocar hasta 12 cámaras de 2.75 galones (10.4 litros) cada una, pero debido a limitaciones de peso y longitud se utiliza un arreglo de 6 cámaras muestreadoras que se encuentran colocadas a 0.53 m del fondo del pozo.

Aunque el diseño básico de la herramienta considera estos cuatro módulos, se puede ampliar la capacidad de la herramienta añadiendo otros módulos, como los que se mencionan a continuación (figura 3.52).



Fig. 3.52 Representación de los módulos que se pueden añadir a la herramienta MDT

❖ Módulo de prueba doble o dual (Dual Probe Module)

Este módulo se añade al diseño básico con el que, en conjunto, se tendrá un arreglo de dos sondas de prueba (probetas), de las cuales se tiene una para admitir la entrada de los fluidos a la herramienta y la otra actúa como sonda de observación. Normalmente este módulo se utiliza en conjunto con el módulo de control de flujo para tener 1 litro de fluido de la formación a través de la sonda de entrada y lograr una variación en la presión de la formación.

❖ Módulo multiprueba (Multiprobe Module)

La configuración de este módulo consta del módulo de prueba dual y de 1 ó 2 sondas (probetas) verticales; una se localiza en la parte posterior y la otra a una distancia vertical de 70 cm (28in) de la sonda por donde entrará el fluido.

Realizando un análisis de las variaciones de la presión indicadas en las sondas de observación se pueden hacer estimaciones de permeabilidad, tanto de forma horizontal como vertical.

❖ Módulo de empacador doble (Dual packer module)

Este módulo utiliza dos empacadores inflables de aproximadamente 86 cm (34 ft) y logran aislar la pared de la formación de la columna de lodo, el intervalo aislado es de 0.9 m a 3.3 m (3 a 11 ft). Se pueden utilizar para realizar pruebas DST y pruebas de interferencia sólo si se tiene un módulo con la sonda apropiada.

Este módulo es de gran ayuda para hacer mediciones de presión y recolectar muestra de fluidos en formaciones no consolidadas, fracturadas, con porosidad vugular y estratificación laminar.

Se debe instalar en conjunto con el módulo de bombeo ya que con la ayuda de dicho módulo se podrán inflar los empacadores para poder crear el sello y aislar la zona de interés.

❖ Módulo de control de flujo (Flow control module)

Este módulo proporciona 1 litro en una prueba de caída de presión con un flujo que varía entre 1 ml/seg a 200 ml/seg. De esta manera una prueba de caída de presión en un periodo lo suficientemente largo proporcionará mediciones de la presión de formación y se podrá determinar de igual manera la permeabilidad.

❖ Módulo de análisis de fluidos (LFA Live Fluid Analyzer Module)

Con este módulo se puede hacer una análisis de los fluidos con la ayuda de un espectrómetro de absorción, se utiliza para determinar la cantidad de fluidos que se

encuentran en la línea de flujo (fluidos de perforación y fluidos del yacimiento), con esto se puede determinar la relación gas aceite (RGA) in situ, es decir en el lugar.

❖ Módulo de análisis composicional de fluidos (CFA Composition Fluid Analyzer Module)

Se utiliza este módulo para analizar los fluidos en el fondo del pozo, utilizando un espectrómetro de absorción se puede determinar la concentración de metano, etano, propano, butano, pentano, agua y bióxido de carbono (CO₂).

❖ Módulo de muestra múltiple (Multisample Module)

Cada uno de estos módulos puede recolectar 450 ml (0.12 galones) de una muestra que puede ser utilizada para realizar análisis PVT, esto es de gran ayuda debido al hecho de que puede recolectar una muestra en más de una profundidad durante un solo viaje dentro del pozo.

Cada muestra se almacena en un contenedor individual y puede ser llevada hasta la superficie de manera intacta, es decir manteniendo las condiciones de presión y temperatura originales.

❖ Módulo de bombeo (Pump Up Module)

Este módulo es de gran ayuda ya que elimina o, como su nombre lo dice, bombea fuera de la herramienta el fluido contaminado. Este bombeo tiene que ser con una presión mayor a la diferencia de presión entre la correspondiente a la formación y la presión hidrostática en el pozo. (Para una diferencial de 800 psi, el módulo puede bombear 0.6 gal/min o sea 38 ml/seg).

Las configuraciones más comunes de la herramienta MDT se muestran en la siguiente figura:

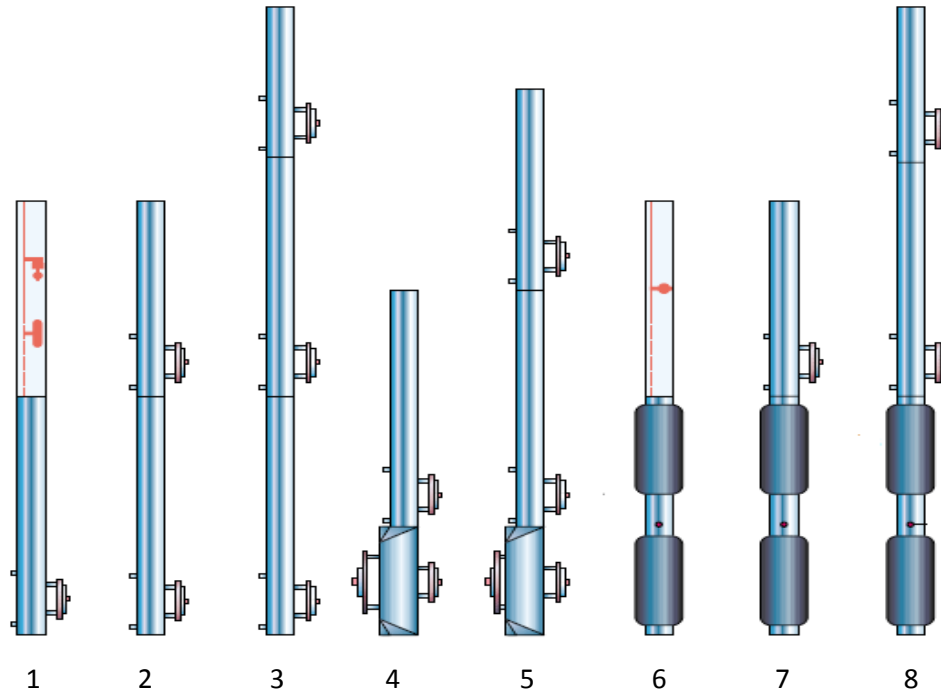


Fig. 3.53 Configuraciones típicas de la herramienta MDT

En la figura 3.53 se ilustran 8 configuraciones de la herramienta MDT; cada una de estas nos permite la estimación de la permeabilidad dependiendo de las probetas y/o empacadores que formen parte de su diseño, como se explica a continuación:

1. Módulo de prueba con cámara para muestras y módulo de control de flujo. Usualmente mide permeabilidad esférica, k_s , y a veces mide permeabilidad horizontal, k_h .
2. Módulo de prueba con una probeta de observación. Mide permeabilidad horizontal y vertical.
3. Módulo de prueba con dos probetas de observación. Mide permeabilidad horizontal y vertical.
4. Módulo de prueba dual con una probeta de observación. Mide permeabilidad horizontal, vertical y el almacenamiento de la formación (ΦCt).
5. Módulo de prueba dual con dos probetas de observación. Mide permeabilidad horizontal, vertical y el almacenamiento de la formación (ΦCt).
6. Configuración de un módulo de prueba mini-DST con empacador dual. Mide permeabilidad esférica y/o horizontal.

7. Empacador dual con una probeta de observación. Mide permeabilidad horizontal y vertical.
8. Empacador dual con dos probetas de observación. Mide permeabilidad horizontal y vertical.

3.4.4 Procedimiento de la Prueba

La descripción de la prueba es similar al procedimiento descrito para un probador de repetición (RFT), en el que se tiene que bajar la herramienta con la ayuda de cable de acero para alcanzar la profundidad de interés.

Para el procedimiento de la prueba de un probador dinámico (MDT) es necesario saber el tipo de arreglo que se debe tener en la herramienta para poder hacer el análisis deseado. En superficie se realiza el ensamblado del arreglo de la herramienta y, como ya se mostró anteriormente, consta de varios módulos y ya completada esta parte se procede a hacer el ensamblado con la línea de acero y se baja dentro del pozo hasta el intervalo de interés.

Una vez que se alcanza el objetivo, el módulo de prueba se abre y con la ayuda de unos pistones se posiciona y se adhiere a la pared de la formación y con un empaque aísla la zona donde entra el modulo de prueba. En este punto se realizan las pre-pruebas que con la ayuda de sensores dentro del módulo de prueba se pueden hacer mediciones de presión y temperatura, además de que cuenta con una cámara para almacenar la pre-prueba “pretest” con un volumen máximo de 20 cm³.

Para tener éxito en la medición de presiones y la toma de muestras de fluido se debe seleccionar la sonda de prueba adecuada, que depende principalmente de tres aspectos: 1) sección de entrada transversal, 2) área de filtrado y 3) tamaño del filtro. Se cuenta con cuatro tipos de sondas disponibles para el módulo de prueba, las cuales son:

1. Sonda Estándar

Es la mejor si se tienen formaciones consolidadas y con una permeabilidad media. Sus medidas son 0.15 in² sección de entrada transversal y 1.24 in² del área de filtrado.

2. Sonda de un gran diámetro

Esta sonda proporciona una área de flujo de gran tamaño y puede utilizarse con un filtro de grava, con el cual se reduce la entrada de finos en el probador. Sus medidas son 0.85 in² sección de entrada transversal y 4.34 in² del área de filtrado.

3. Sonda de largo alcance

Se utiliza para formaciones con gran espesor de enjarre, en zonas con alta permeabilidad, no consolidadas o que se encuentran dañadas debido a las operaciones de perforación. Sus medidas son 0.15 in^2 sección de entrada transversal y 1.73 in^2 del área de filtrado.

4. Sonda Martineau

Se puede utilizar en formaciones suaves, plásticas y en arenas arcillosas. Sus medidas son 0.126 in^2 sección de entrada transversal y sus limitaciones son que no tiene filtro y el área de la entrada es pequeña.

Lo anterior se ilustra con las siguientes imágenes de la figura 3.54.

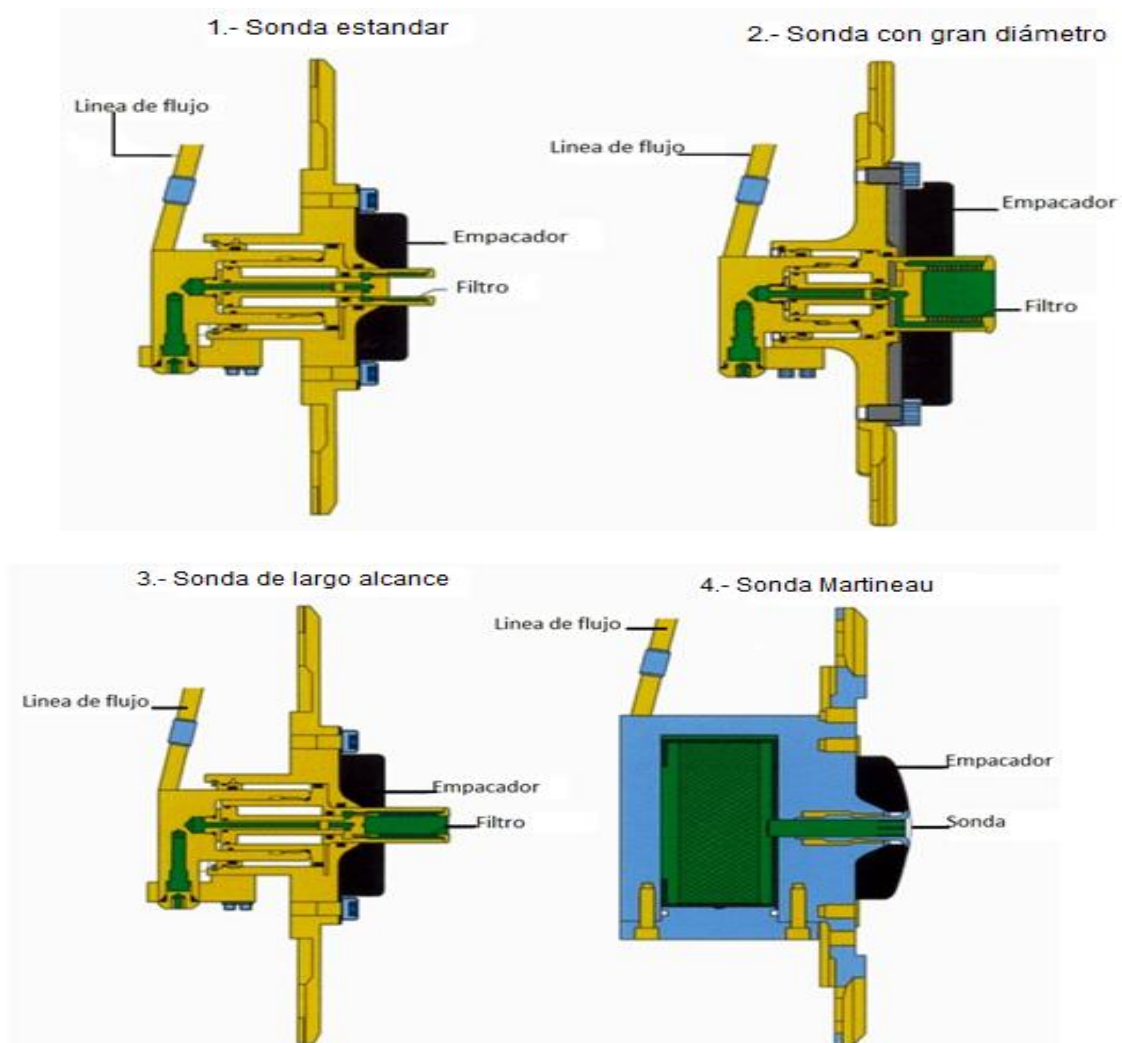


Fig. 3.54 Imágenes de los 4 tipos de sonda de prueba

Después de que se realizaron las pre-pruebas se lleva a cabo la toma de muestras que se almacenan en el módulo de las cámaras muestreadoras y se preservan para realizar los análisis correspondientes, que pueden ser análisis PVT. Un esquema de la herramienta situada a una profundidad cualquiera se muestra en la figura 3.55.

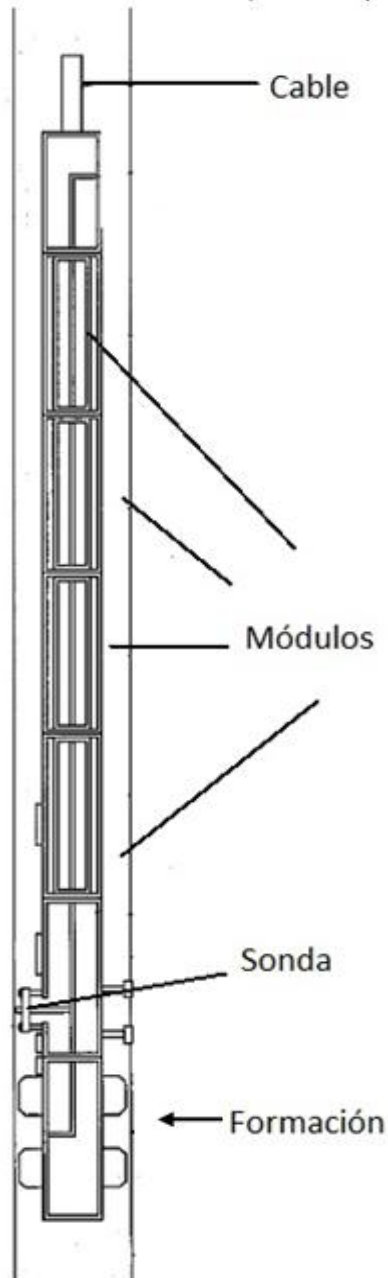


Fig. 3.55 Esquema de la herramienta MDT, donde se puede utilizar un modulo de prueba simple o doble, ésto dependiendo de las necesidades.

❖ Pruebas mini DST y su aplicación

Utilizado por sí solo, el empacador dual (doble) permite realizar una pequeña versión de la prueba de formación a través de la columna de perforación (prueba DST). Debido al espaciamiento entre los empacadores, es posible la admisión de fluidos con altas velocidades de flujo hacia la cámara muestreadora. Esta prueba es conocida como mini-DST. La prueba mini-DST es básicamente útil para evaluar intervalos pequeños a un costo considerablemente menor que en el caso de una prueba DST convencional.

En sí, una prueba mini DST es algo similar a una prueba DST convencional, sólo que en una prueba DST estándar los fluidos se hacen llegar hasta la superficie, y una prueba mini DST se puede realizar utilizando la herramienta MDT, más específicamente con el módulo de empacador dual. Este módulo ofrece funciones similares a una prueba DST, pero es operado a cable y la prueba se realiza en una escala mucho menor.

Las pruebas mini DST son mucho más fáciles de planear y pueden probar múltiples intervalos en un solo viaje dentro del pozo.

Estas pruebas mini DST tienen ciertas desventajas, por ejemplo el volumen investigado es mucho menor que una prueba DST convencional, esto se debe a que el intervalo aislado es mucho menor (3 ft). Otra diferencia entre una prueba DST convencional y las mini DST, es el radio de investigación que puede ser del orden de cientos de pies en una prueba DST convencional, contra decenas de pies en una prueba mini DST.

Para poder realizar una prueba mini DST es necesario instalar en la herramienta MDT tanto el módulo de bombeo así como el módulo de empacador doble (figura 3.56), debido a que se requiere aislar completamente un intervalo.

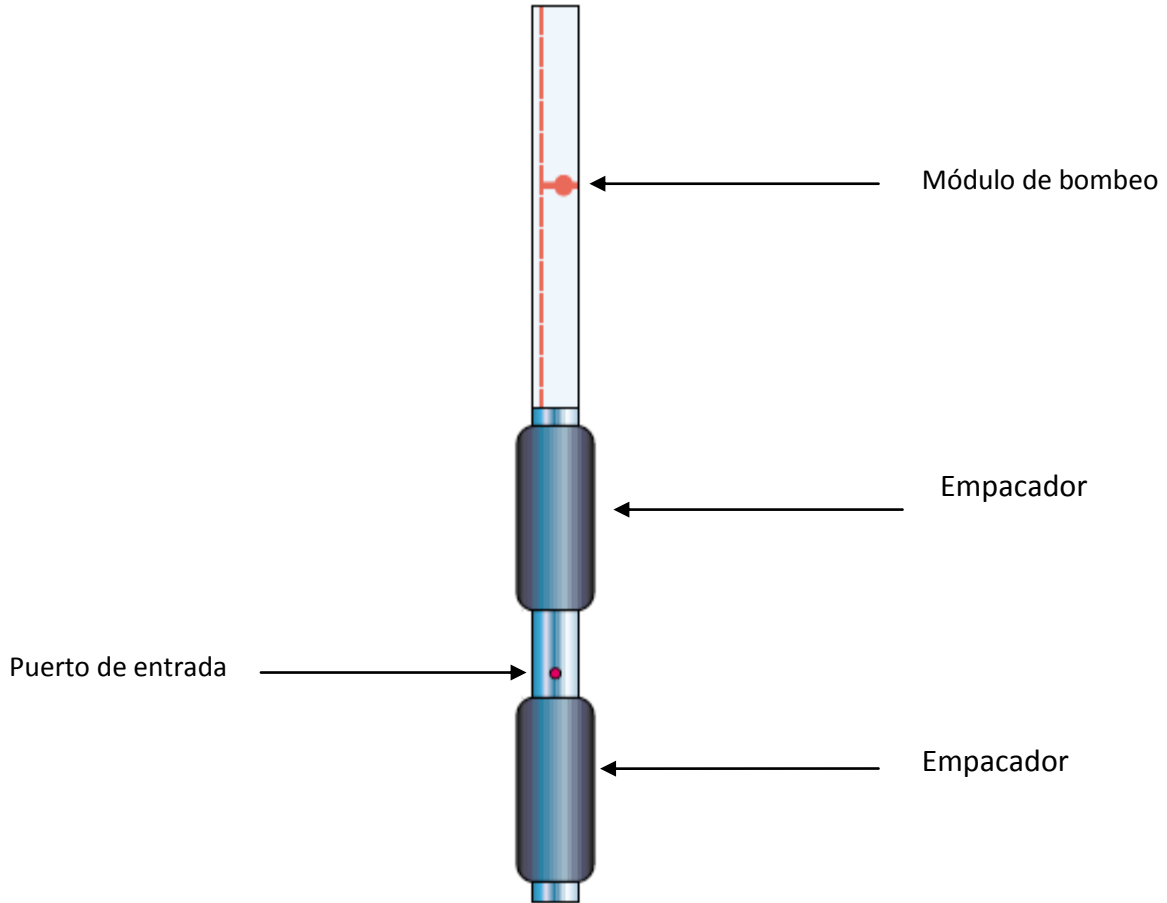


Fig. 3.56 Configuración para una prueba mini-DST

El procedimiento consiste primero en ensamblar la herramienta y considerar estos dos módulos mencionados principalmente, después ya que la herramienta se encuentra dentro del pozo el módulo de bombeo comienza a inflar los empacadores (bombeando fluido del pozo hacia los empacadores) con una presión aproximadamente de 1000 psi (6895kPa). El espaciado entre los empacadores es variable pero el mínimo que se puede tener es de 3.2 ft (1 m). Utilizando esta técnica, puede proporcionar un radio de investigación para poder hacer estimaciones de permeabilidad, esto hacia dentro de la formación en un rango de decenas de pies y, de igual forma a los anteriores probadores mencionados en este trabajo, depende de los parámetros de la formación y de la duración de la prueba.

Con la ayuda de este módulo de empacador doble se pueden hacer mediciones de presiones y tomar muestras de fluidos en formaciones con baja permeabilidad, con fracturas o formaciones con porosidad vugular. De igual forma, con este módulo se pueden tomar muestras de aceites pesados, en formaciones de arenas no consolidadas, y puede entregar datos de presión con variación de 10 a 15 psi (68 a 103kPa).

Estos módulos se pueden utilizar en agujeros con dimensiones de $5 \frac{7}{8}$ a $12 \frac{1}{2}$ (149.2 – 317.5 mm); al mismo tiempo, si se llega a combinar con el módulo de prueba doble o dual, es decir que se tenga más de una sonda de prueba en la herramienta, se pueden llevar a cabo pruebas de interferencia para determinar o hacer estimaciones de permeabilidades verticales y horizontales (kv, kh).

El módulo de empacador doble es también utilizado para operaciones de mini-fracturas para determinar el mínimo esfuerzo de la roca, esto se puede realizar ya sea por bombeo de fluidos dentro del intervalo aislado por los empacadores o presurizando por arriba de los empacadores para iniciar el fracturamiento.

La diferencia que se tiene entre estas pruebas mini DST y una prueba normal DST radica, principalmente, en el tamaño de la muestra obtenida siendo en una prueba DST mucho mayor; a pesar de ésto se considera que no llega a ser una limitación, debido a que con la ayuda de registros y una prueba mini-DST se pueden localizar intervalos clave y el procedimiento a seguir para interpretar las variaciones de presión es el mismo utilizado en una prueba DST normal y se utiliza el mismo software.

- ✦ Aplicaciones de una prueba mini-DST en un probador de formación modular dinámico (MDT)

Dentro de las aplicaciones de una prueba mini-DST principalmente se tienen las siguientes:

- ✓ Identificación del tipo de fluido en el yacimiento. Aspecto de gran ayuda ya que se puede determinar la profundidad de los contactos de los fluidos, ésto se puede obtener empleando técnicas de análisis con los módulos de análisis de fluidos LFA y CFA y simplemente identifican los fluidos contenidos en varias zonas de un pozo, la única limitación que se puede presentar es sólo si se tienen insuficientes datos.
- ✓ Evaluación de las propiedades de yacimiento en la proximidad del pozo. En esta evaluación se puede obtener una aproximación de la movilidad utilizando una pre prueba (pretest), y con la ayuda del análisis de la caída de presión en tal pre prueba se pueden lograr estimaciones de permeabilidad (tanto esférica y radial). La variación de las propiedades de los fluidos en la zona de interés puede afectar la respuesta de la presión y, de igual manera, el enjarre puede bloquear la sonda de prueba o se puede presentar flujo no darcyano. En resumen estos problemas pueden proporcionar datos erróneos y, por lo tanto, no será posible realizar una buena interpretación.

- ✓ Determinar la productividad del pozo. Los parámetros obtenidos con una herramienta MDT (mini DST) se pueden utilizar para realizar un análisis nodal para proporcionar información acerca de la productividad del pozo.
- ✓ Obtener muestras representativas de fluidos del yacimiento. De igual manera que con los probadores anteriores (WFT, RFT) y con la ayuda de los módulos de análisis (LFA y CFA) se pueden realizar análisis de los fluidos que son enviados a los recipientes o cámaras muestreadoras.
- ✓ Identificación y caracterización de fallas o límites. Para poder caracterizar e identificar fallas es necesario que éstas se encuentren relativamente cerca de la zona de investigación.
- ✓ Determinar los límites del yacimiento. Para obtener una prueba de límites del yacimiento se deben utilizar operaciones a largo plazo, es decir mayor tiempo.

3.4.5 Resultados Obtenidos de la Prueba

Una vez que la prueba se ha realizado, se pueden obtener los resultados siguientes:

- Presión de formación
- Gradientes de Presión
- Muestras y análisis de fluidos
- Permeabilidad
- Anisotropía de la permeabilidad
- Evaluación de la productividad
- Pruebas en mini-fracturas

❖ Perfiles de presión y gradientes:

Los incrementos de presión se registran para que puedan ser interpretados al final de la prueba en términos de permeabilidad y de la presión de la formación.

Inicialmente una pre-prueba fue diseñada para determinar si un intervalo era de interés o no, pero tiempo después se observó que la pre-prueba daba datos representativos de la presión del yacimiento debido a que producía un perfil de la presión contra la profundidad.

Las mediciones de presión se obtienen de una pequeña prueba de variación de presión, esta variación es registrada durante el cierre hasta que se estabiliza el pozo y puede ser graficada contra el tiempo.

Cuando se tiene un yacimiento de espesor considerable y altas permeabilidades, significa buenas noticias ya que se pueden determinar densidades de los fluidos in-situ y los niveles de los contactos.

Por lo general, en yacimientos vírgenes los perfiles de presión son combinados con la geología, datos de núcleos, registros sísmicos y convencionales de pozo para desarrollar el modelo estático del yacimiento. Por esta razón en yacimientos vírgenes los perfiles de presión vertical son registrados para:

- Identificar el nivel de contacto de los fluidos
- Determinar la densidad del fluido de formación in situ
- Caracterizar heterogeneidades del yacimiento
- Desarrollar una estrategia de terminación
- Optimizar la densidad de la lechada de cemento para el revestimiento del pozo.

En pozos que se encuentran en desarrollo, los perfiles de la presión ayudan para tener un mejor entendimiento acerca del movimiento de los fluidos que se encuentran en el yacimiento. Estos perfiles suelen combinarse con la historia de producción, estudios de saturación y el modelo estático del yacimiento para crear una respuesta dinámica del yacimiento, y tener respaldo para lograr una recuperación óptima. En este tipo de pozos el probador MDT es utilizado para:

- Caracterizar barreras verticales y horizontales
- Evaluar permeabilidad vertical
- Identificar zonas ladronas o de baja presión donde se pueda perder fluido de control
- Determinar comunicación hidráulica entre pozos
- Detectar el movimiento de los contactos de los fluidos

En determinados yacimientos, normalmente yacimientos fracturados, los registros convencionales fallan al entregar información acerca del contacto aceite-agua, es por esto que antes de introducir la herramienta MDT en el pozo la zona donde se encuentra el contacto debe ser extrapolada utilizando pruebas de producción de pozos cercanos.

Las herramientas convencionales recuperan un volumen de fluido del pozo, pero en formaciones con bajas permeabilidades estas herramientas convencionales pueden requerir mucho tiempo en extraer una muestra. El probador MDT reduce el tiempo de estabilización al minimizar el volumen de la pre-prueba y el gasto. Esto se logra porque el volumen de la pre-prueba y el gasto pueden ser controlados desde superficie. Durante la obtención de fluido, las opciones de la pre-prueba son las siguientes:

- Normal: Se realiza una pre-prueba de 20 cm^3 a un gasto específico, independientemente del volumen y la configuración del decremento de presión.
- Volumétrica: Se toma un volumen y gasto específicos en la pre-prueba sin importar la configuración del decremento de presión.
- Decremento: Se realiza la pre-prueba a un gasto específico hasta que las caídas de presión llegan al límite del decremento. En superficie se reporta el volumen requerido para alcanzar este límite.
- Decremento volumétrico: Se realiza la pre-prueba con un volumen específico y un límite del decremento establecido.

Nota: los gastos de la pre-prueba pueden variar entre 20 y 120 cm^3 por minuto.

En la siguiente figura (3.57) se muestran las gráficas de dos pre-pruebas que fueron tomadas en el mismo intervalo pero con diferentes volúmenes.





Fig. 3.57 Gráficas de una pre prueba realizada en el mismo intervalo, donde se varió el volumen de muestra recuperado

Para esta herramienta (MDT) no se recomiendan volúmenes pequeños para realizar la “pre-prueba” ya que pruebas con 1 o 2 cm³ no producen una correcta lectura de la presión del yacimiento debido a la profundidad de la investigación tan somera, por otro lado este volumen se considera pequeño comparado con el almacenamiento de la línea de flujo.

3.4.6 Limitaciones

Antes de realizar un fracturamiento con ayuda de los empacadores es importante realizar una prueba de esfuerzos a la roca que se encuentra en el intervalo de interés, si la desviación del pozo en este intervalo es mayor a 30° con respecto a la vertical, la herramienta no determinará con exactitud el mínimo esfuerzo de la roca.

Las probetas muchas veces tienen problemas de sello en formaciones fracturadas con lo que se complica la extracción de fluidos de la formación.

Durante el periodo de flujo de la pre-prueba se medirá la permeabilidad efectiva al filtrado del lodo de perforación ya que el volumen de investigación es pequeño.

En una prueba mini-DST, el daño, el gas libre provocado por las altas caídas de presión y la limpieza continua del filtrado del lodo pueden complicar el análisis de los fluidos.

3.4 Otros Probadores de Formación

En la industria petrolera existe una amplia variedad de herramientas enfocadas a realizar pruebas de formación, las diferencias entre si son mínimas debido al hecho de que el propósito principal es la realización de las pruebas de formación y la adquisición de información confiable para lograr una completa y certera caracterización del yacimiento con base en el tipo de fluido almacenado, sus propiedades geológicas y petrofísicas, por mencionar algunas.

Cada compañía denomina de diferente manera a sus herramientas para diferenciarlas de las pertenecientes a otras compañías por cuestiones de patentes. Se recopilaron algunas de las herramientas que son utilizadas actualmente por las compañías de servicios más importantes.

Es importante conocer las herramientas de las diferentes compañías de servicios así como sus alcances porque esto permitirá que la prueba se realice de una forma más eficiente y su análisis resulte lo menos complejo posible.

A continuación se muestran algunas de las herramientas existentes en la industria con su respectiva compañía. Debido a cuestiones de confidencialidad no fue posible reunir información a detalle sobre cada uno de los probadores presentes en esta sección, pero se muestra un panorama general con el fin de que se conozca un poco acerca de ellos.

3.5.1 Weatherford

Weatherford cuenta con probadores de formación, con que se pueden tomar muestras de los fluidos y hacer mediciones de las presiones de la formación.

❖ Compact Formation Pressure Tester (MFT)

Esta herramienta se puede observar en la figura 3.58, donde se muestran sus medidas y fotografía que describe su aspecto físico.

Se utiliza para realizar estimaciones de permeabilidad, mediciones de la presión de la formación y proporciona información para poder determinar el contacto de los fluidos en el yacimiento.

Esta herramienta cuenta con medidores de presión. En cuanto a su diseño, se tiene que es más liviano en comparación con las herramientas convencionales y, por tanto, proporciona un servicio más rápido. Puede operar en pozos con diámetro desde 3 in hasta 14 in.

Sus principales características son las siguientes:

- Opera en toda clase de pozos, incluidos los de bajo ángulo, alto ángulo, horizontales y con acceso difícil o restringido.
- Bajo riesgo de atascamiento diferencial.
- Poco peso para una operación fácil y segura.

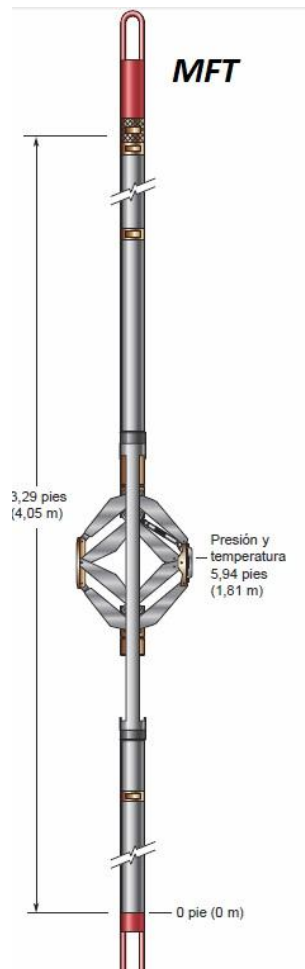


Fig. 3.58 Fotografía del probador de formación MFT de la compañía Weatherford

❖ Probador Selectivo de Formaciones (Selective Formation Tester SFT)

Este probador se presenta en la fotografía mostrada en la figura 3.59, donde se indican algunas de las características físicas con las que cuenta.

Se utiliza para realizar pruebas seleccionadas de presión de las formaciones en una sola corrida, con un número ilimitado de mediciones de la presión de la formación y hasta tres muestras de fluido discretas de 1.3 gal (5 ℓ), las cuales pueden ser recuperadas de una única zona.

Su aplicación principal es la determinación de los contactos gas/petróleo/ agua mediante el análisis del gradiente de presión.

Sus principales características son las siguientes:

- Mejores resultados de las pruebas
- Determinación precisa de la presión y la permeabilidad de la formación
- Identificación de fluidos

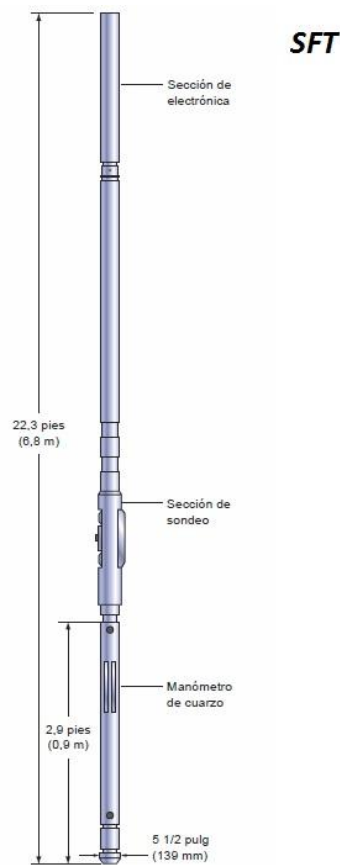


Fig. 3.59 Fotografía del probador de formación SFT

3.5.2 Halliburton

Por otro lado, la compañía de servicios Halliburton también tiene herramientas enfocadas a la toma de muestra de fluido, tres ejemplos son los siguientes:

❖ Reservoir Description Tool (RDT)*

No se cuenta con una fotografía o algún tipo de esquema que permita describir la herramienta.

Este probador efectúa mediciones de presión con gran precisión y además proporciona muestras de fluidos representativas y limpias.

Sus características principales se describen a continuación:

- Una cámara de 100cm³ para una pre-prueba
- Sonda doble de prueba
- Capacidad de almacenar 1000 cm³ en tres cámaras donde se almacena el fluido

Sus aplicaciones son diversas, tales como:

- Identificar zonas de baja presión y sobre presionadas
- Evaluar los fluidos de la formación (tipo y contactos)
- Toma de muestra de fluidos
- Determinar permeabilidades y la anisotropía
- Determinar el comportamiento del fluido (Análisis PVT)

** No se cuenta con la imagen que describe al probador RDT.*

❖ Sequential formation Tester IV Tool (SFT-IV)

En la figura 3.60, se puede observar una fotografía del probador SFT – IV, el cual cuenta con una articulación que resulta de gran ayuda en pozos desviados.

Esta herramienta se usa para evaluar el potencial del yacimiento, forma parte de la línea de probadores operados a cable (Wireline Formation Tester), sus características principales son las siguientes:

- Volúmenes de pre-prueba (pretest) de 0 a 20 cm³
- Gastos variables entre 0.1 y 0.33 cm³/seg.
- Manómetros de alta precisión (14.7 a 12000 psi, +-1 psi)
- Se puede utilizar en pozos desviados

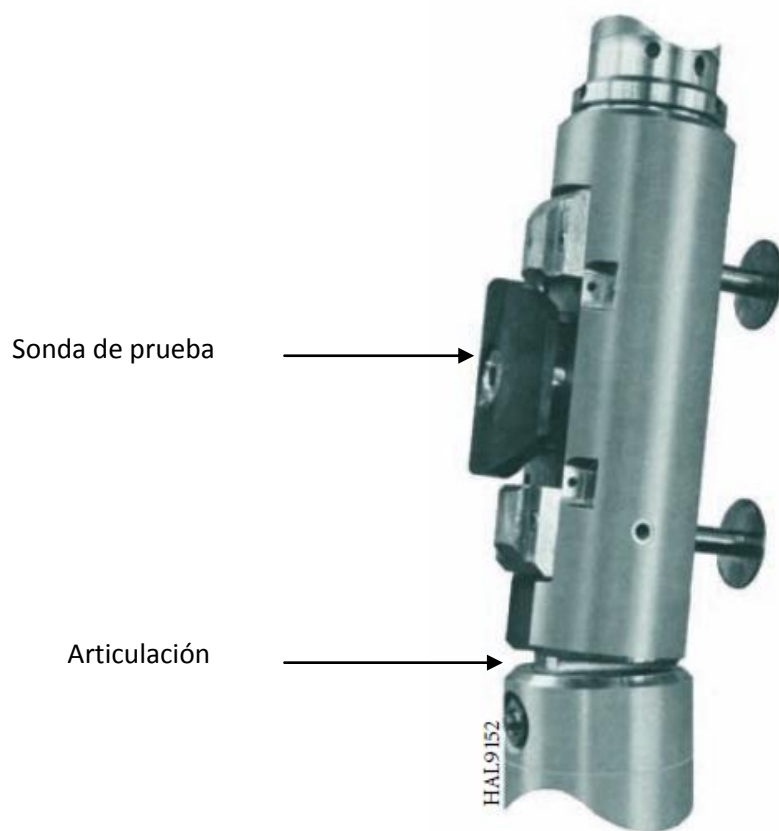


Fig. 3.60 El probador SFT-IV tiene una articulación para asegurarse que se tenga el sello necesario para aislar las zonas en pozos desviados.

❖ Sequential Formation Test Tool (SFTT)™

El probador SFTT se presenta en la fotografía de la figura 3.61. Como se puede observar es muy parecido a los probadores de formación mencionados anteriormente (RFT)

Con esta herramienta se pueden hacer mediciones de la presión del fluido en cualquier punto en el pozo y puede tomar una muestra representativa del fluido de la formación.

Sus características principales y algunas aplicaciones son las siguientes:

- Muestras de pre-prueba (pretest) de 5 a 10 cm³
- Gastos variables de 0.5 a 2 cm³/seg
- Se puede determinar la presión del yacimiento
- Indicar zonas de baja presión
- Realizar estimaciones de permeabilidad
- Determinar propiedades de los fluidos mediante el análisis de los fluidos en un laboratorio
- Medir la presión de flujo y de cierre vs el tiempo

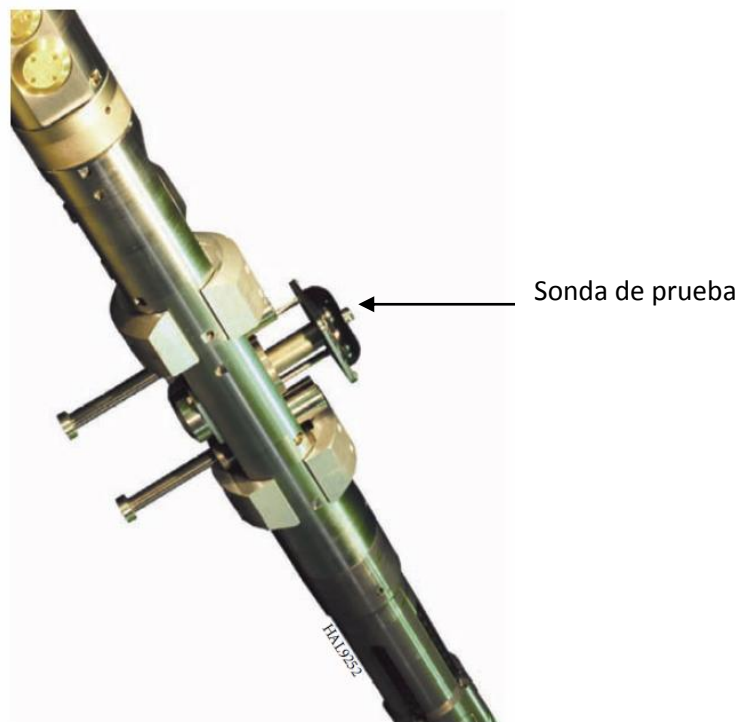


Fig. 3.61 Fotografía de la herramienta SFTT.

TABLA 3.3 RESUMEN DE LOS PROBADRES DE FORMACIÓN CONSIDERADOS

Herramienta	Tipo de herramienta	Tipo de yacimiento	Tipo de fluido	Volumen de la muestra	Radio de investigación	Método de interpretación	Aplicación de la información obtenida	On shore/ off shore	Limitaciones	Ventajas
DST	Con T.P.	Todo tipo	Gas y Líquidos	Depende del tiempo de la prueba	> 328.1 ft	Utiliza pruebas de incremento y de decremento de la presión. (Método de Horner)	Estimaciones de permeabilidad, daño, existencia de fallas y presión promedio	Ambos	1) Costo 2) Depósito excesivo de sólidos	Mayor certidumbre en los datos obtenidos
WFT	Con cable	Todo tipo	En su mayoría aceite	1, 2 3/4 o 5 1/2 galones	< 10 ft	Utiliza pruebas de incremento y de decremento de la presión. (Método de Horner)	Caracterización del fluido, perfil de la distribución de presiones, estimaciones de permeabilidad y daño, RGA, localización de los contactos de los fluidos	Preferente On shore	Una sola muestra por viaje	Rápida obtención de una muestra
RFT	Con cable	Todo tipo	En su mayoría aceite	1 - 12 galones	< 10 ft	Se realizan pre-pruebas, Pruebas de incremento y de decremento de presión. (Método de Horner)	Medir distribución vertical de la presión, Muestra representativa del fluido, estimación de la permeabilidad	Ambos	Temperatura máxima de 350 °F, Máxima presión de lodo de 20,000 psi	Varias muestras por viaje, 2 cámaras de pre-pruebas (10 cc c/u)
MDT	Con cable	Todo tipo	Acetate, Gas, Aceites pesados	Módulo con 6 cámaras de media capacidad (1-2.5 galones) y una cámara de gran capacidad (6 galones)	< 10 ft	Se realizan pre-pruebas, pruebas de interferencia, además de Pruebas de incremento y de decremento de presión. (Método de Horner). Pruebas mini DST	Medir distribución vertical de la presión, Muestra representativa del fluido, Análisis de los fluidos, estimación de la permeabilidad (kv, Kh)	Ambos	Desviación de pozos de más de 30°	Desecha el fluido contaminado, monitoreo de resistividad y temperatura del fluido en la línea de flujo, diferentes diseños del módulo de prueba

TABLA 3.4 OTROS PROBADORES

	Tipo de herramienta	Volumen de la muestra	Método de interpretación	Aplicación de la información obtenida	Ventajas
MFT	Con cable	*	Utiliza pruebas de incremento y de decremento de la presión.	Estimaciones de permeabilidad, medición de la presión, determinar contacto de fluidos.	Herramienta liviana, opera en pozos con gran desviación u horizontales
SFT	Con cable	3 muestras de 1.3 gal (50l)	Utiliza pruebas de incremento y de decremento de la presión.	Identificar contactos de fluidos, toma de muestras	Identificación de fluidos, mejores resultados de las pruebas
RDT	Con cable	100 cc	Utiliza pruebas de incremento y de decremento de la presión.	Identificar zonas de baja y alta presión, evaluación de los fluidos, toma de muestra, estimaciones de permeabilidad	Sonda de prueba doble, determinar el comportamiento del fluido
SFT-IV	Con cable	*	Utiliza pruebas de incremento y de decremento de la presión.	Estimaciones de permeabilidad, medición de la presión, determinar contacto de fluidos.	Se puede utilizar en pozos desviados, manómetros de alta precisión.
SFTT	Con cable	*	Utiliza pruebas de incremento y de decremento de la presión.	Identificar zonas de baja presión, estimaciones de permeabilidad, medición de la presión, determinar contacto de fluidos.	Mide la presión de flujo y de cierre vs el tiempo

*No disponible

CAPÍTULO 4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LOS PROBADORES DE FORMACIÓN

Las pruebas de pozos en los últimos años han tomado mayor impulso debido a que representan una alternativa de muestreo y de recopilación de información. Su interpretación se basa en la variación de presión que resulta de tomar la muestra de fluido e introducirla en la probeta del probador de formación.

La calidad de las mediciones de presión durante la prueba realizada con herramientas operadas a cable han mejorado en los últimos años. Además, se han desarrollado programas que ayudan a la interpretación del comportamiento de la presión.

Además de los probadores de formación operados a cable existen otras fuentes que se integran para obtener los parámetros de la formación, tales como el registro de resonancia magnética (NMR) y pruebas DST. Uno de los parámetros más importantes en un yacimiento es la permeabilidad, la cual puede ser determinada con diferentes fuentes (WFT, DST, NMR y núcleos), por lo que los valores pueden variar.

4.1 Aplicación en un Yacimiento Naturalmente Fracturado

Las fracturas juegan un papel importante dentro del flujo de fluidos y la productividad del pozo. Actualmente se cuenta con una nueva técnica para caracterizar las propiedades de las fracturas basadas en registros de imagen, probadores de formación con straddle packer y su correspondiente análisis de presión. Dicha técnica que integra la información de estas fuentes se explica a continuación.

4.1.1 Descripción del pozo

El campo denominado "X" se localiza en el Este de la provincia del Reino Arabia Saudita. Es un campo maduro gigante descubierto en 1940, la producción inicial se mantuvo con la energía natural del yacimiento durante los primeros años, 8 años después se implementó la inyección de agua para mantener la presión del yacimiento, esta inyección ha sido el principal método para mantener la presión del yacimiento. Gracias a una buena administración, durante los 60 años consecuentes este campo ha mantenido una producción de aceite considerable con un corte de agua de aproximadamente 35% (2010).

En el campo se tienen 2 yacimientos, A y B, los cuales se encuentran separados por una capa impermeable de lutitas de aproximadamente 500 ft de espesor, ambos yacimientos son de rocas carbonatadas fracturadas, y con los datos de presión de ambos yacimientos se ha determinado que se encuentran conectados a través de corredores de fracturas, las cuales se pueden extender por cientos de metros y estas pueden ser de pequeña o de gran escala como se muestra en la siguiente figura.



Fig. 4.1 Fracturas a pequeña escala (izquierda) y a gran escala (derecha).

El yacimiento A posee propiedades excelentes, mientras que el yacimiento B presenta una baja permeabilidad de matriz, por lo que este ejemplo se enfoca al estudio del yacimiento B, el cual fue descubierto en 1947 comenzando a producir en el año 1954. Este yacimiento se depositó de manera aislada dentro de la cuenca de la plataforma epicontinental de Arabia con un espesor de 300 ft, su porosidad promedio es de 12% y una permeabilidad media aproximada en la matriz de la roca de 1 md.

4.1.2 Probador utilizado

En este campo "X", y más específicamente en el yacimiento B, se utilizó un probador de formación operado a cable (WFT), y en conjunto a este probador se utilizaron técnicas de corte de núcleos, toma de registros de imagen y registros geofísicos (densidad, neutrón y

de resistividad). Estas herramientas se utilizaron para caracterizar las propiedades de las fracturas, tales como, orientación de las fracturas, longitud y su conductividad.

Con el probador de formación se utilizó el arreglo de empacador doble (straddle packer) para separar cada sistema de fracturas que se muestran en los registros de imagen y aislar el intervalo deseado con el fin de realizar las pruebas de incremento y de decremento de presión.

Con los registros de imagen se identificaron los sistemas de fracturas a lo largo del pozo, como se puede ver en la figura 4.2.

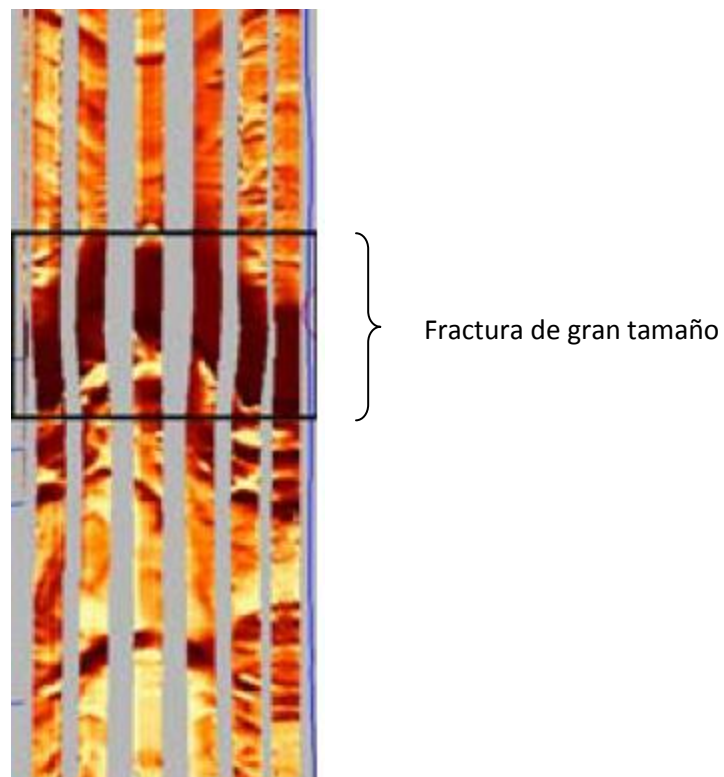


Fig. 4.2 Se muestra un registro de imagen donde se identifica una fractura de gran tamaño.

4.1.3 Procedimiento de la prueba

En este ejemplo de aplicación se utilizaron registros geofísicos (neutrón, densidad, resistividad, registros de imagen de resonancia magnética) y un probador de formación con empacador doble (straddle packer).

La importancia de realizar esta caracterización fue principalmente para:

- Determinar el fluido contenido en la fractura (para la terminación de los pozos)
- Obtener información acerca de las propiedades de la fractura.

El procedimiento que se siguió en la realización de la caracterización del yacimiento B se basó en la secuencia siguiente:

❖ Registros geofísicos

Correr los registros geofísicos para obtener las propiedades de la roca y la información de la saturación del fluido en la matriz de la roca.

❖ Registros de imagen

Correr los registros de imagen para determinar las propiedades de la fractura.

❖ Probador de formación

Correr el probador de formación con el modulo de empacador doble (stradddle packers), con el que cada intervalo de fracturas se aísla y se realiza una prueba mini DST, que consiste en un periodo de flujo (prueba de decremento) y un periodo de cierre (prueba de incremento).

Después, para determinar el tipo de fluido se utiliza un analizador de fluidos en el fondo del agujero (pozo), el cual está incluido en el probador de formación.

Después con los datos obtenidos se analizó la variación de la presión (PTA) para obtener propiedades de la fractura (conductividad y tamaño).

Las pruebas realizadas en intervalos de la matriz (no hay fracturas) se aplicaron para hacer comparaciones.

4.1.4 Datos obtenidos

❖ De la matriz de la roca

Dentro de los datos obtenidos en esta prueba se determinó la razón de movilidad durante un flujo esférico. Este parámetro se obtiene al hacer fluir la formación, ésto se logra aislando la formación de la columna de lodo con una bomba hidráulica, la cual bombea el lodo del intervalo a probar y permite que la formación fluya, en este punto se utilizaron registradores de presión para medir la caída presión y controladores de flujo.

La razón de movilidad se determina con la siguiente expresión:

$$M_{dd} = \left(\frac{14,696}{2 \pi * 2.54} \right) \left(\frac{q * \tau_p}{\Delta p_{dd} * r_p} \right) , \quad 4.1$$

donde:

M_{dd} = Razón de movilidad (md/cp)

Δp_{dd} = Es la variación de presión durante la prueba de decremento (psi)

r_p = radio de la probeta (sonda de prueba) equivalente en este caso a 39 in

τ_p = coeficiente de flujo de la probeta del probador de formación = 1

q = cm³/seg

Para realizar los análisis correspondientes en la matriz de la roca, se utilizó el registro de imagen para localizar los intervalos, después los resultados obtenidos de la prueba de variación de presión fueron comparados con los datos de núcleo. La prueba mini DST también fue utilizada para hacer estimaciones de la anisotropía de la matriz de la roca.

En la figura 4.3 se muestran las curvas de incremento de presión y sus derivadas que se obtuvieron en el intervalo X,570-X,860 ft. El análisis a estas curvas se realizó con un programa de cómputo que se infiere utilizó el método de Horner mencionado en el Capítulo 1, con el cual se hace coincidir una recta sobre los puntos de la curva para obtener su pendiente.

Con este análisis se estimaron las capacidades de flujo (kh), las cuales muestran tener una variación de 4.6 a 13.5 md*ft.

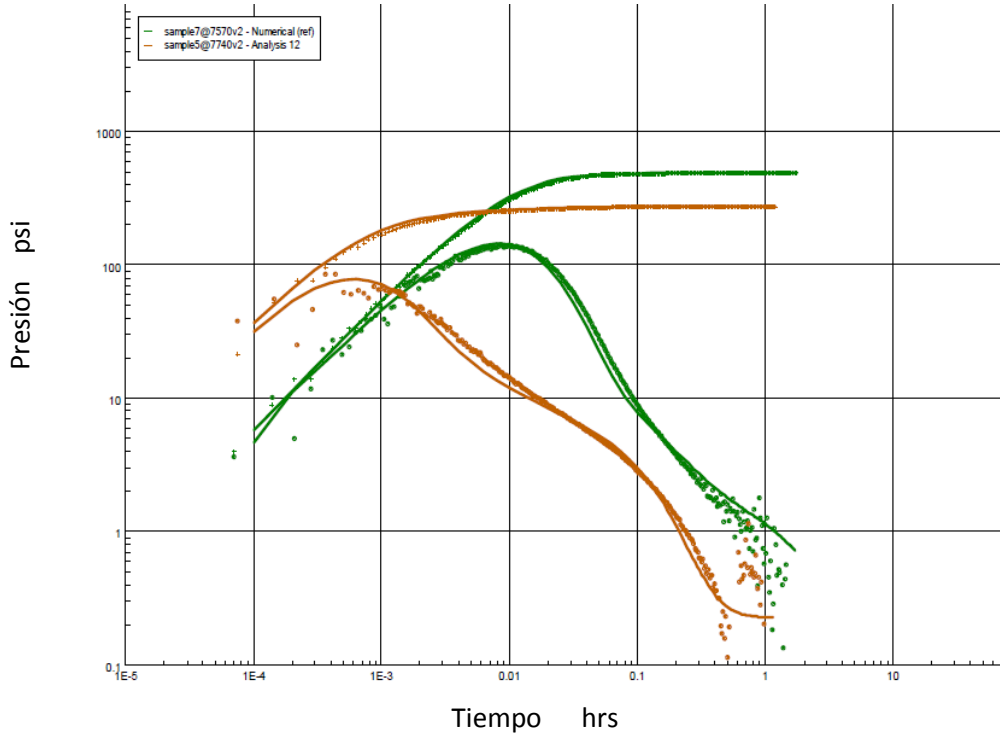


Fig. 4.3 Gráfica en escala log-log de presión vs tiempo

❖ De las fracturas

Ahora bien, con los registros de imagen se obtienen parámetros de las fracturas, tales como la localización, orientación y apertura. Esto se puede ver en la figura 4.4 donde se muestra una fracturas de gran tamaño que se localizó a la profundidad X,002 ft.

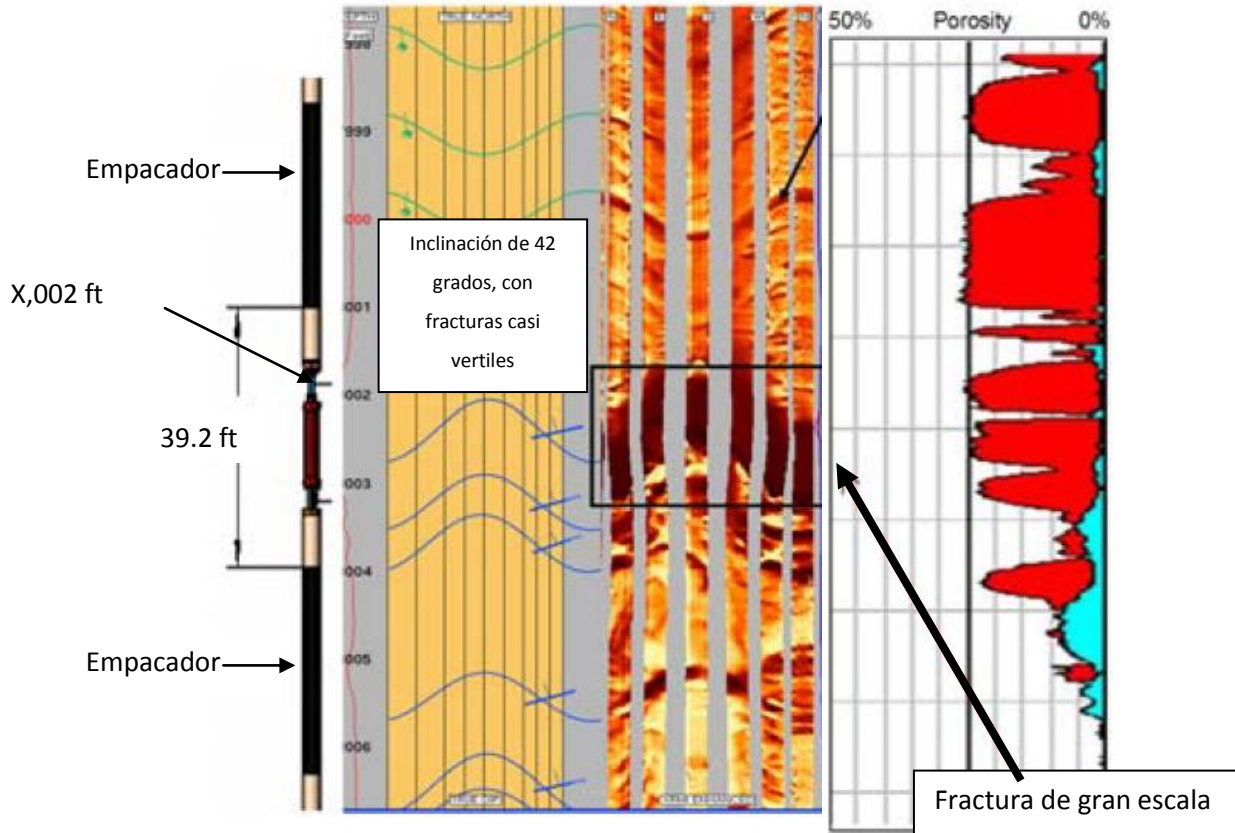


Fig 4.4 Registro de imágenes donde se observa una fractura vertical de gran tamaño.

En la figura 4.4 se observa que la fractura mostrada es de gran tamaño, con una orientación casi vertical y va de este a oeste. De acuerdo al análisis se determinó que la apertura de la fractura es de 8 a 10 in, lo cual puede indicar que es debido a un proceso de diagénesis.

A la misma profundidad de X,002 ft se sugiere que es una zona altamente permeable, la cual tiene una capacidad de flujo promedio de 8000 md ft y después se desarrolló una zona de baja permeabilidad, es decir, una zona con menor capacidad de flujo de 1600 md ft. Lo anterior se muestra en la figura 4.5, en la que se observan, como en el caso anterior, las derivadas de la presión las cuales se analizaron con la ecuación de Horner que se presenta en el Capítulo 1 (ec. 1.37), de las que se obtuvo kh.

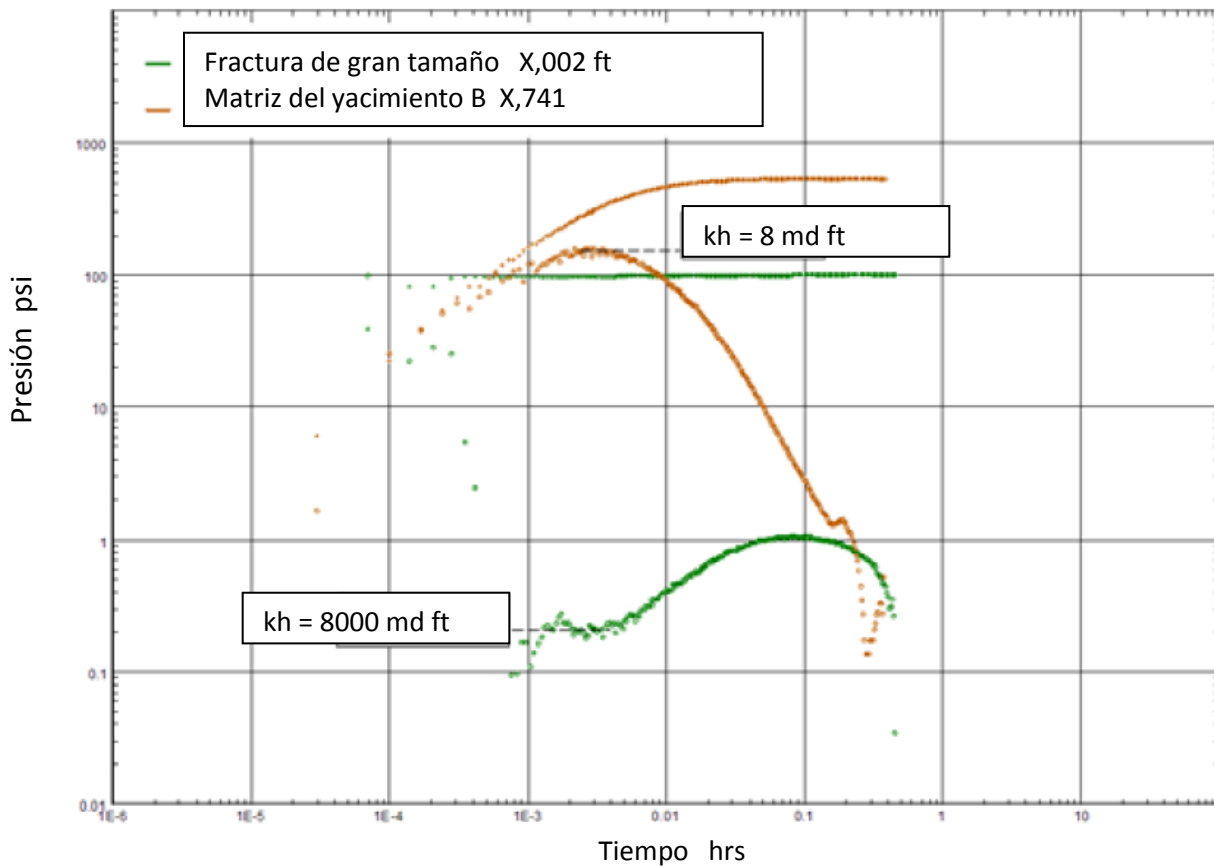


Fig. 4.5 Gráfica de la variación de presión en la fractura comparado con la obtenida de la matriz del yacimiento B.

El índice de productividad obtenido en el intervalo donde se presenta la fractura tiene un valor de 0.3 BPD/psi, en comparación con el obtenido en la matriz cuyo valor promedio es de 0.2 BPD/psi. Estos valores son un indicador que la producción se ve mejorada debido a las fracturas.

Además de la fractura principal se identificaron otras fracturas de menor tamaño, las cuales tienen una apertura menor a 0.18 mm; además, se determinó que estas fracturas se encontraban en zonas de baja permeabilidad con una porosidad menor a 5% y que la mayoría de estas fracturas se encuentran verticalmente.

Estas fracturas de menor tamaño proporcionan un conducto entre los lóbulos del yacimiento B y un análisis de variación de presión demuestra que estas fracturas tienen una respuesta muy similar a la obtenida de la prueba en la matriz de la roca.

Estas mini fracturas pueden observarse en la figura 4.6. Estas fracturas se localizan en una zona impermeable y se supone que pueden ser un medio para la canalización de agua si se encuentran conectadas a un sistema de fracturas que esté saturado con agua.

Con ésto el agua forma parte de un proceso de imbibición hacia la matriz de la roca y así desplaza el aceite hacia las fracturas de mayor escala.

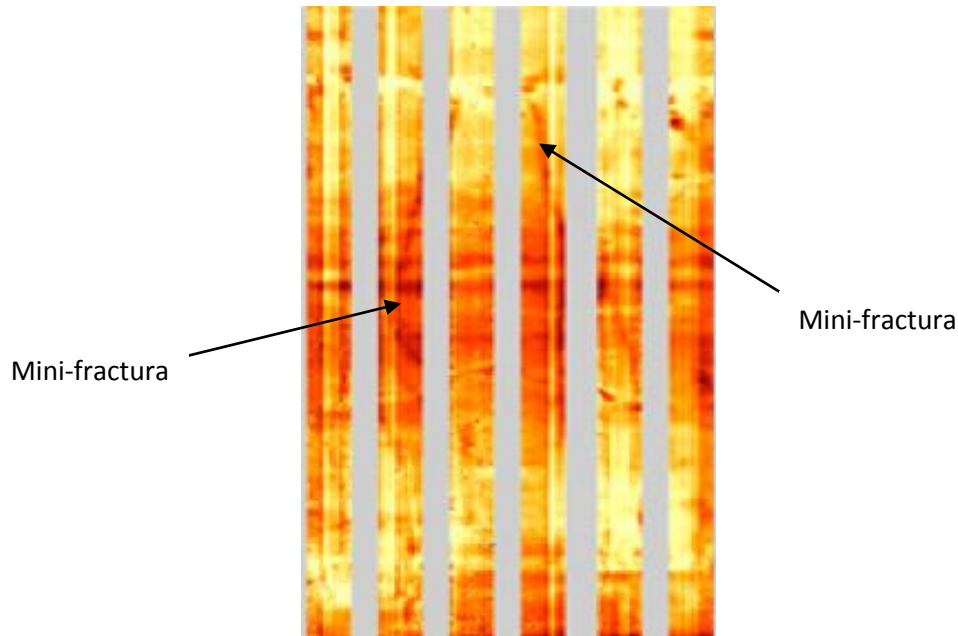


Fig. 4.6 Localización de las mini fracturas

4.1.5 Resultados

Los resultados obtenidos de las series de pruebas se muestran a continuación, divididos de igual forma en las tres zonas que se mencionaron antes, matriz de la roca, fractura de gran escala y las fracturas de menor escala. Para la zona de la matriz de la roca se utilizó la ecuación 4.1 para determinar la movilidad de los fluidos en la zona.

Estos datos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.1 Resultados de las pruebas realizadas en cada intervalo

Resultados de la prueba de variación de presión en el yacimiento B					
Profundidad (ft)	Porosidad de la matriz	Movilidad (md/cp) Probador de formación	Permeabilidad (PTA)	Permeabilidad (núcleos)	kv/kh
x, 570	22%	1.3	1.5	2	0.2
x, 740	25%	2.8	4.6	3.5	0.04
x, 860	22%	0.01	-	0.2	-
x, 868	8%	0.02	-	0.1	-

Como se puede ver en la tabla los resultados de permeabilidad obtenidos con la prueba de variación de presión (Fig. 4.3) son congruentes con los datos de núcleo, lo cual proporciona una mayor confiabilidad a los valores obtenidos de un mini DST. En las zonas donde la porosidad es menor a 11% no se obtuvieron datos de variación de presión (DST) debido a que el fluido en la formación no fluía. La anisotropía se determinó de los datos de variación de presión obtenidos de un mini DST.

En las pruebas de variación de presión hechas a la matriz de la roca del yacimiento B, se determinó que el periodo de flujo radial tuvo una duración muy corta. Este análisis se efectuó a través del intervalo de la formación que se encuentra entre el arreglo de empacadores o empacadores múltiples (Straddle packers).

Debido al insignificante volumen de fluidos atrapados en el pozo se tiene una influencia despreciable por almacenamiento en el pozo, en este caso el régimen de flujo dominante es un flujo esférico el cual es impulsado por la convergencia del flujo de fluidos hacia el intervalo donde se encuentra la probeta del probador y el cual establece una comunicación entre el intervalo abierto de la herramienta y el yacimiento.

En la zona fracturada se obtuvieron resultados tales como que en la zona de fracturas de menor escala se confirma la suposición de la existencia de una canalización de agua a través de dicho sistema de fracturas de menor escala, es decir, se determinó que a través de esta fractura fluye 100% agua, esto se logró con un analizador fluidos de fondo y analizando la muestras recuperadas, estos aditamentos están incluidos en el probador de formación.

Como se observa en aquellas zonas donde no se tiene la capacidad de fluir (<11% de porosidad), el sistema de fracturas juega un papel importante en la conductividad vertical.

La tabla 4.2 muestra los resultados obtenidos de una prueba realizada con un mini DST, con la cual fue posible determinar el tipo de fluido, si se tiene una fractura pequeña o una de gran escala y además, se determinó la movilidad.

Tabla 4.2 Resultados obtenidos con el probador de formación

Resultados del WFT en las fracturas				
Profundidad (ft)	Porosidad (matriz)	Movilidad (md/cp) [WFT]	Tipo de fluido	Tipo de fractura
x, 741	1	4	aceite	pequeña
x, 753	5	1	aceite	pequeña
x, 779	7	1.6	aceite	pequeña
x, 791	14	5	aceite	pequeña
x, 841	15	0.1	aceite	pequeña
x, 004	8	0.6	agua	pequeña
x, 205	8	0.4	agua	pequeña
x, 002	1	22	agua	grande

4.1.6 Conclusiones

La prueba mini-DST puede ser utilizada para estimar la permeabilidad de la roca y la permeabilidad anisótropa (kv/kh), las cuales son importantes para la realización de la simulación del yacimiento. Además, la prueba mini-DST es de ayuda para comprender la comunicación vertical de las fracturas del yacimiento B y cómo es que actúan como medio para dispersar el agua de las fracturas de gran escala y lograr una mejor área de barrido.

Además se determinó que las fracturas de menor escala o mini fracturas, que aunque están en una zona impermeable son de gran ayuda, ya que pueden comunicar verticalmente intervalos aislados, tales como los lóbulos presentes en el yacimiento B.

4.2 Aplicación en un Yacimiento Homogéneo

Como se mencionó en el Capítulo II, las pruebas de formación pueden clasificarse en descriptivas y de producción. Los datos provenientes de estas pruebas son esenciales para el análisis, predicción y el desarrollo del yacimiento. Para proporcionar un enfoque general se introdujo el concepto de Pruebas de Valor Óptimo (Optimal Value Testing), que describe tres métodos principales para realizar pruebas convencionales de pozo, las cuales son: Prueba de cámara cerrada, Prueba de formación con línea de acero y Prueba de inyección. (Ver Capítulo II)

Se ha concluido que a excepción de las pruebas de límite de yacimientos y la recolección de grandes volúmenes de fluidos, las pruebas de formación con línea de acero son capaces de alcanzar y superar muchos de los objetivos de las pruebas de formación en casi cualquier tipo de play petrolero (conjunto de prospectos y/o yacimientos que tienen en común la misma roca almacén, roca sello, y la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y de carga).

El campo seleccionado para ejemplo se encuentra localizado en la región del Caspio. Se compararon los resultados obtenidos de la prueba mini-DST con una prueba de pozo convencional utilizando DST.

Se realizaron pruebas de incremento y de decremento de presión, la forma en que se realizó el análisis es similar a un análisis clásico de variación de presión (Ver Capítulo III).

El análisis de todas las variaciones de presión que se muestran en este ejemplo se realizaron utilizando el software Kappa Sapphire. El modelo que se usa generalmente para el análisis de la presión es un modelo vertical de entrada limitada (Vertical Limited Entry Model, VLE). Pueden presentarse hasta 4 regímenes de flujo en una prueba de entrada limitada, tales como efecto de almacenamiento, flujo radial temprano, flujo esférico y flujo radial final, de los cuales el flujo radial temprano normalmente no se observa.

En este ejemplo se muestran los datos de dos pozos del campo (pozos A y B), en los cuales la integración de los resultados obtenidos del probador (WFT-PTA), de los registros petrofísicos y de núcleos son comparados con una prueba de pozo convencional (DST).

4.1.2 Caso Pozo A: Pozo Exploratorio

❖ Descripción del Pozo A

El pozo A es un pozo exploratorio vertical perforado en un yacimiento clástico con lodo base agua. Se corrieron registros convencionales, en los cuales se puede observar que la curva de permeabilidad del registro NMR y la separación de las curvas de resistividad son

indicadores de altas permeabilidades en el fondo y en la parte superior y una permeabilidad baja en la parte media, como se muestra a continuación en la figura 4.7.

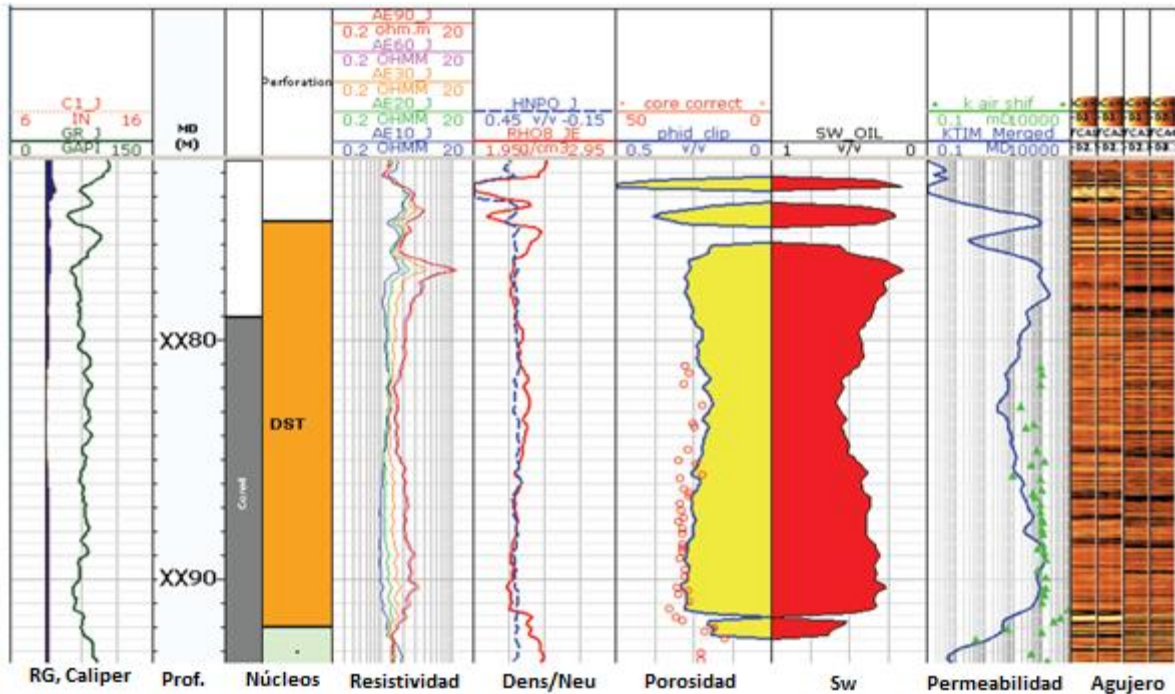


Fig. 4.7 Registros petrofísicos en el intervalo de interés del pozo A

❖ Probador Utilizado en el Pozo A

Para poder llevar a cabo la prueba descriptiva en el *pozo A* se utilizó el probador Modular Formation Dynamics Tester (MDT) y la configuración para realizar la prueba mini-DST y obtener los perfiles de presión. Para efectuar la prueba de productividad se utilizó la herramienta DST con equipo completo superficial (Ver Capítulo III).

❖ Procedimiento de la Prueba en el Pozo A

Se corrieron los registros de pozo convencionales y los perfiles de presión se llevaron a cabo con el probador MDT.

La figura 4.8 muestra el perfil de presión a través del intervalo de interés, con el cual se identificaron dos zonas con aceite.

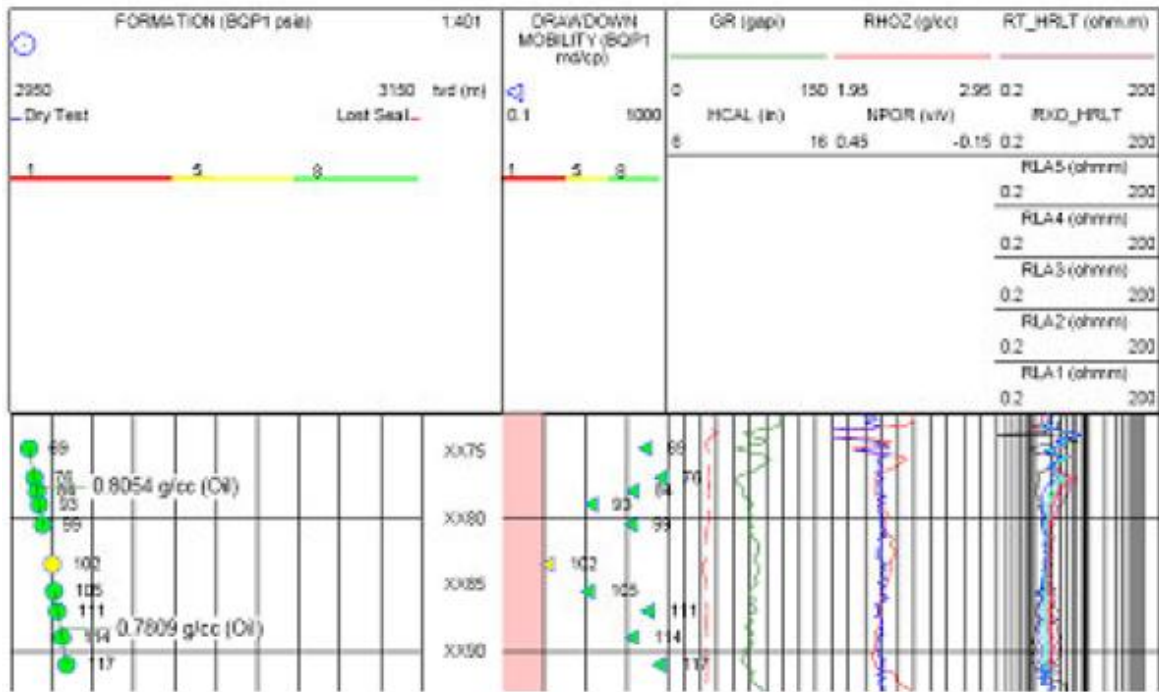


Fig. 4.8 Perfil de presión tomado en el intervalo de interés.

✘ Prueba con mini-DST

Se registraron cerca de 110 pre-pruebas con el fin de identificar diferentes zonas dentro del yacimiento, así como conocer el contenido de fluidos en ellas.

Después de identificar las zonas con contenido de aceite se utilizó el probador MDT con el arreglo mini-DST para efectuar el muestreo y se realizó en análisis de los fluidos con 16 muestras PVT que se recolectaron de cinco diferentes zonas.

La sarta de muestreo utilizó un módulo equipado con una probeta de mayor diámetro (Large Diameter Probe, LDP), como fuente de flujo.

Mientras el filtrado de lodo era removido, con la combinación del Analizador de Fluido en Tiempo Real (Live Fluid Analyzer, LFA), y el Analizador Composicional de Fluido (Compositional Fluid Analyzer, CFA), se obtienen mediciones en tiempo real de la relación gas-aceite, RGA, y la composición de los fluidos.

Los dos intervalos de interés que fueron identificados se probaron en conjunto con las estaciones de muestreo utilizando la probeta de mayor diámetro.

Se registraron incrementos de presión intermedios mientras se realizó la limpieza del pozo; después de completar el muestreo se registró el último incremento de presión en cada estación de muestreo.

Dentro de las cinco zonas de las cuales se recolectaron los fluidos, las pruebas mini-DST₁ y mini-DST₄, fueron recolectadas con la probeta de mayor diámetro y las pruebas mini-DST₂, mini-DST₃ y mini-DST₅ fueron recolectadas con el straddle packer (empacador múltiple).

- ✘ Prueba de Productividad

La terminación del pozo A fue hecha con un liner de 7"; se perforó el intervalo XX75-XX92 m; la prueba de producción (DST) se realizó en la misma formación en la que se efectuó la prueba mini-DST.

Durante la prueba se utilizó un medidor multifásico para monitorear los gastos de aceite, gas y agua.

- ❖ Datos Obtenidos del Pozo A

- ✘ Prueba mini-DST

Las siguientes figuras que representan dp vs t y dp' vs dt correspondientes al pozo A, muestran las curvas resultantes de los datos de incremento de presión y sus derivadas, las cuales con ayuda de un programa de cómputo permitieron obtener parámetros de la formación a través de las pruebas realizadas a ciertos intervalos con el probador de formación. Actualmente el análisis de las curvas de incremento de presión ha evolucionado, anteriormente se recurría a la utilización de curvas tipo, para lo cual se hacían coincidir las curvas con un "match point" o punto de ajuste, lo que resultaba a veces muy tedioso. Hoy en día estas gráficas tienen otro método de análisis. Por medio de la derivada de la presión se pueden obtener parámetros de la formación así como observar los regímenes de flujo a través de una gráfica doble logarítmica donde los datos de presión vs tiempo son representados y analizados para obtener información del yacimiento.

Para cada prueba realizada se tiene su historial de producción, es decir, se tiene la gráfica de gasto vs tiempo correspondiente, estos datos de producción obtenidos son de gran ayuda ya que con base en ellos se obtiene el gasto con el que se realizó el análisis ya mencionado para hacer estimaciones de las capacidades de flujo, además que muestra el comportamiento de la presión dependiendo del gasto que se tiene durante la prueba, con lo que se definió cuales son los periodos de cierre y cuáles son los periodos de producción.

La prueba mini-DST₁ se tomó del intervalo XX74.5-XX75.3 m. Se realizaron periodos de incremento de presión cortos mientras se efectuaba la limpieza del intervalo y mientras se recopilaban las muestras; finalmente se realizó un periodo de incremento de presión largo al final del muestreo.

La figura 4.9 muestra la gráfica de la presión y la historia de producción para la prueba mini-DST₁.

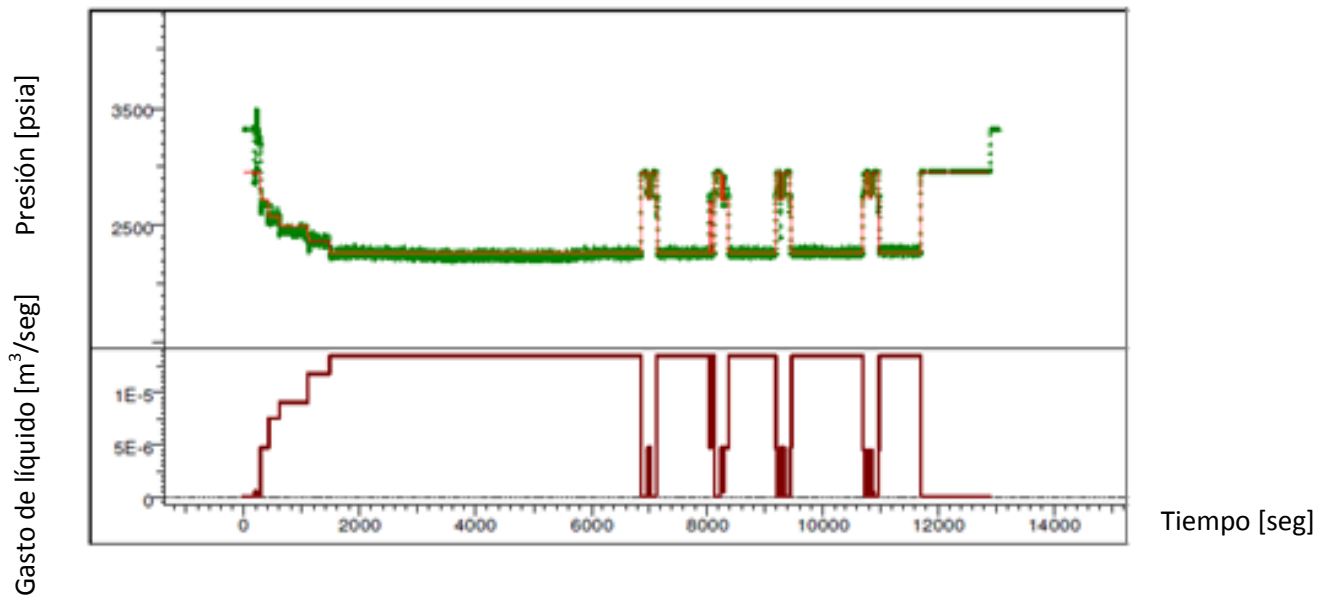


Fig. 4.9 Gráfica de la historia de producción y de la presión de la prueba mini-DST₁

A continuación se muestran en una gráfica log-log los incrementos de presión intermedios y el final que se registraron.

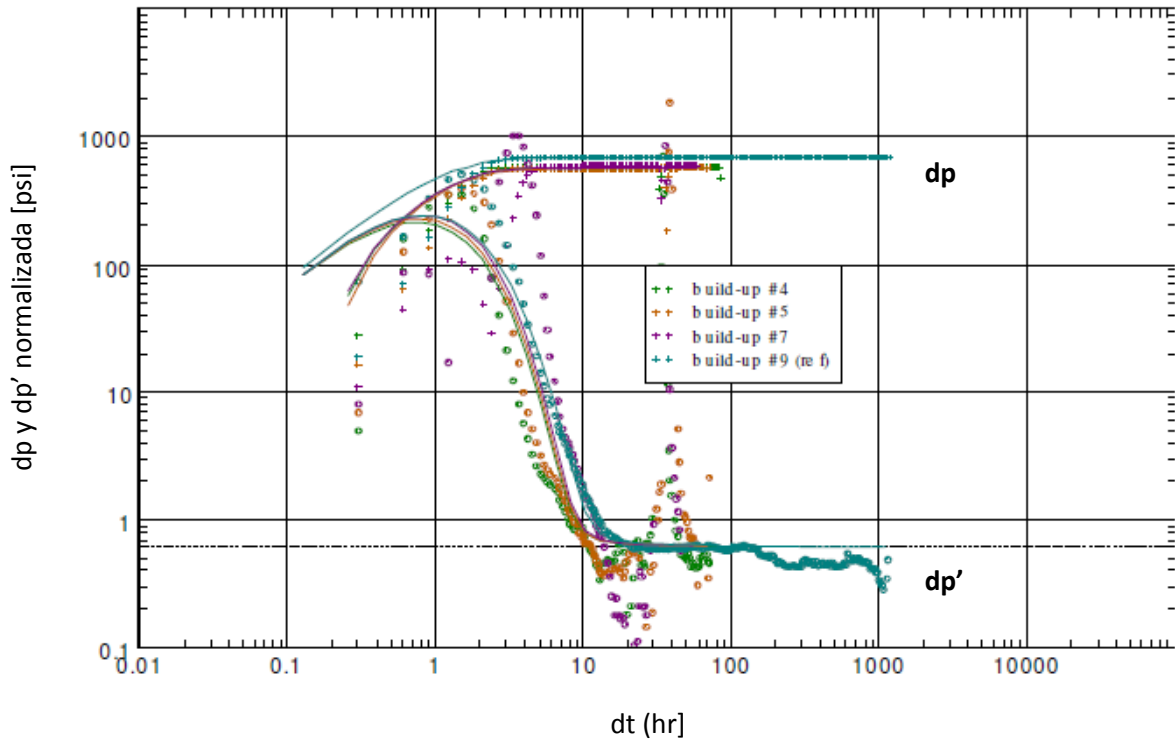


Fig. 4.10 Gráfica log-log de los datos de la prueba mini-DST₁

Se siguió un procedimiento similar al mini-DST₁ para la prueba mini-DST₄ en el intervalo XX85.45-XX87.6 m.

Mini-DST₂ se probó en el intervalo XX77.0-XX79.4 m. La gráfica 4.11 muestra el historial de la presión donde se observan los 3 períodos de incremento que se realizaron para confirmar que los resultados se repetían.

La gráfica 4.12 muestra el cambio en la presión (dp) y la derivada (dp') de los tres períodos de incremento de presión registrado en mini-DST₂.

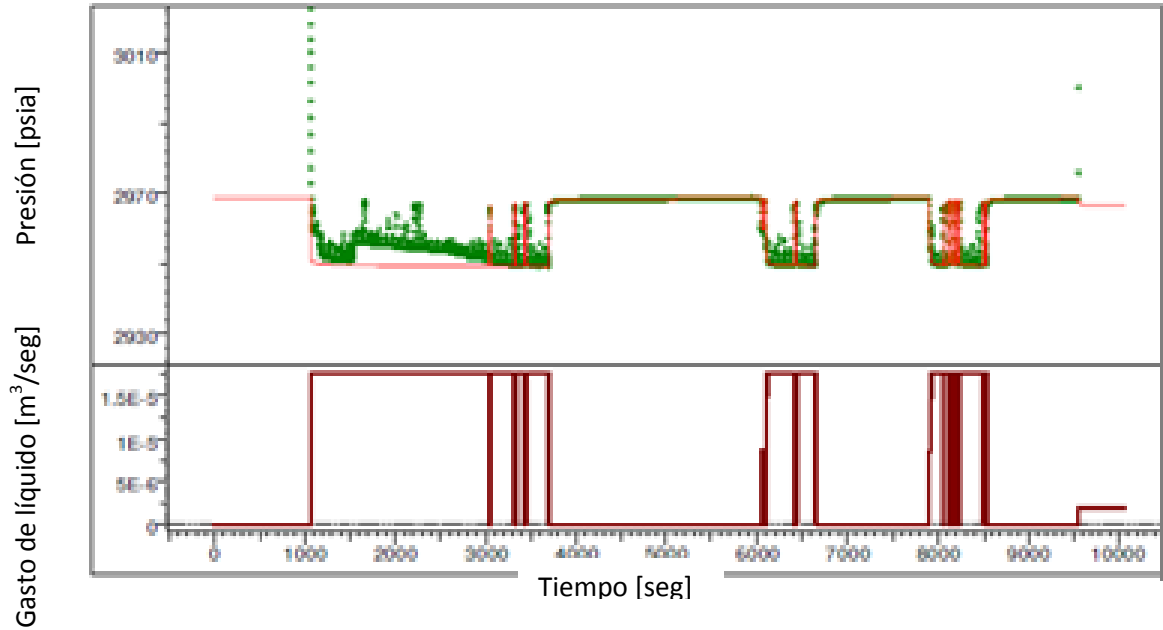


Fig. 4.11 Gráfica de la historia de producción y de la presión de la prueba mini-DST₂

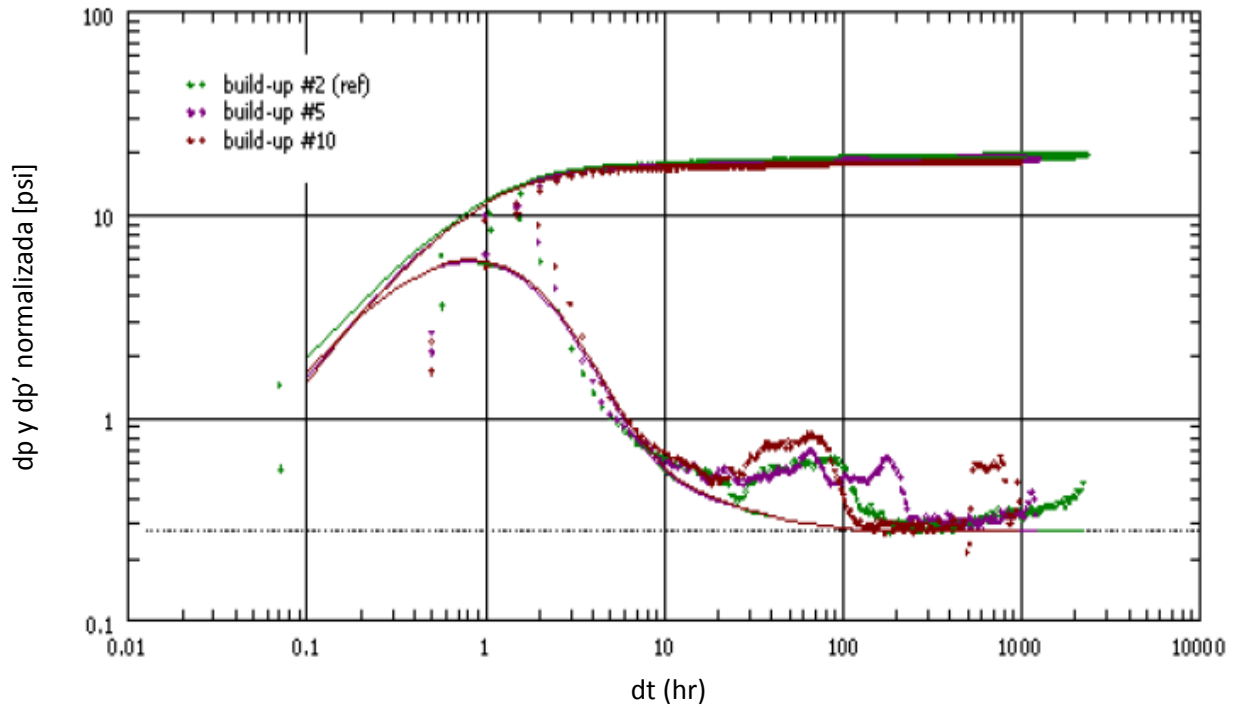


Fig. 4.12 Gráfica log-log de los datos obtenidos en la prueba mini-DST₂

El procedimiento seguido en la prueba mini-DST₂ fue el mismo para los dos intervalos restantes (mini-DST₃ y mini-DST₅), los cuales fueron probados con straddle packer.

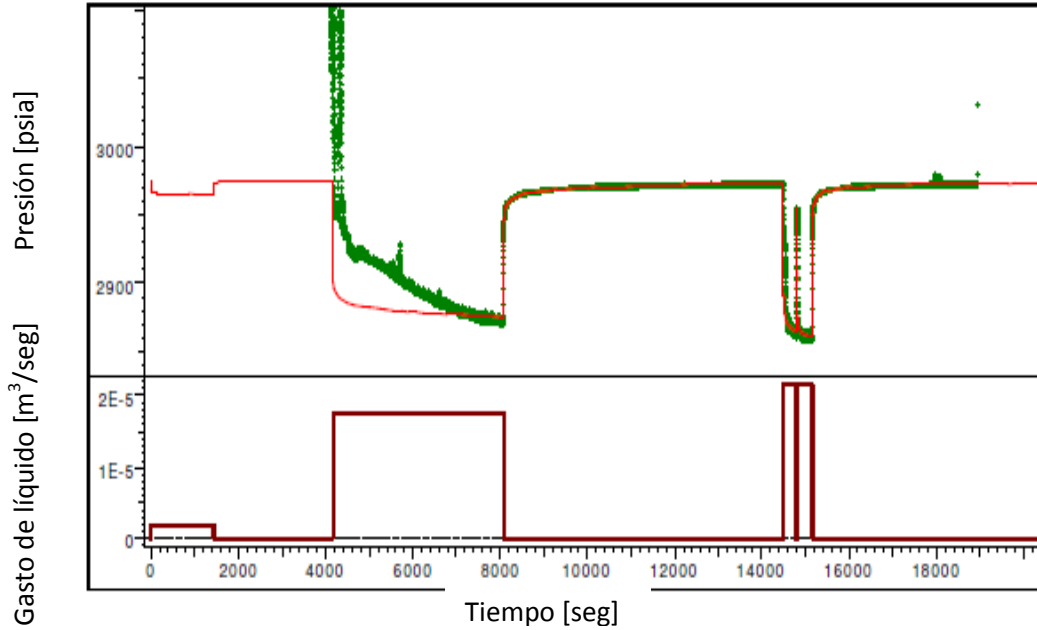


Fig. 4.13 Gráfica de la historia de producción y de la presión de la prueba mini-DST₃

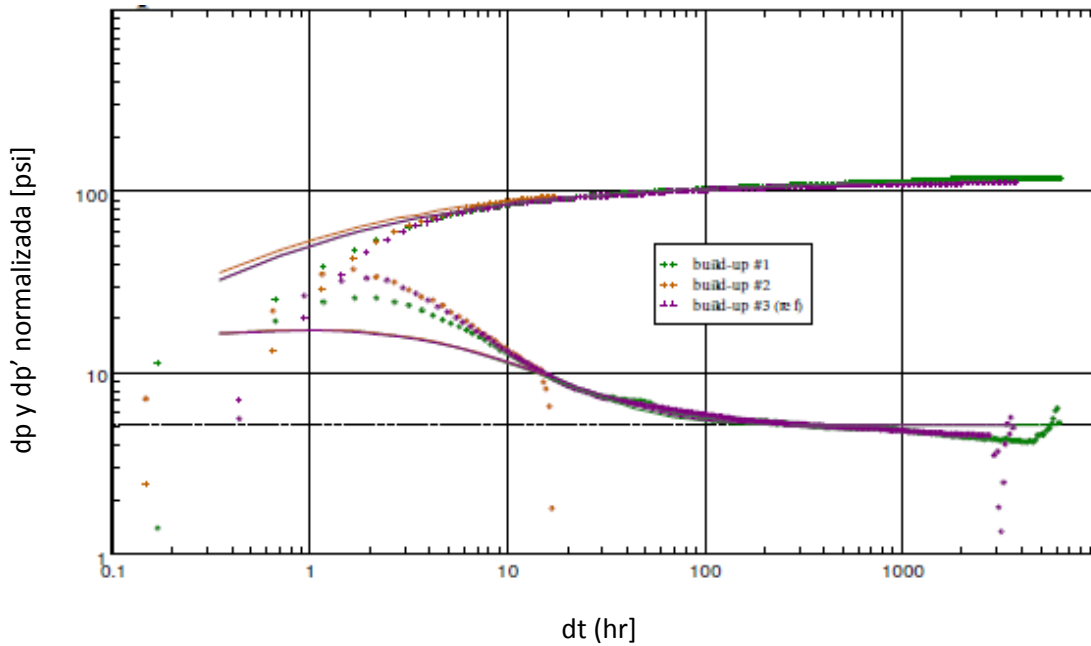


Fig. 4.14 Gráfica log-log de los datos obtenidos en la prueba mini-DST₃

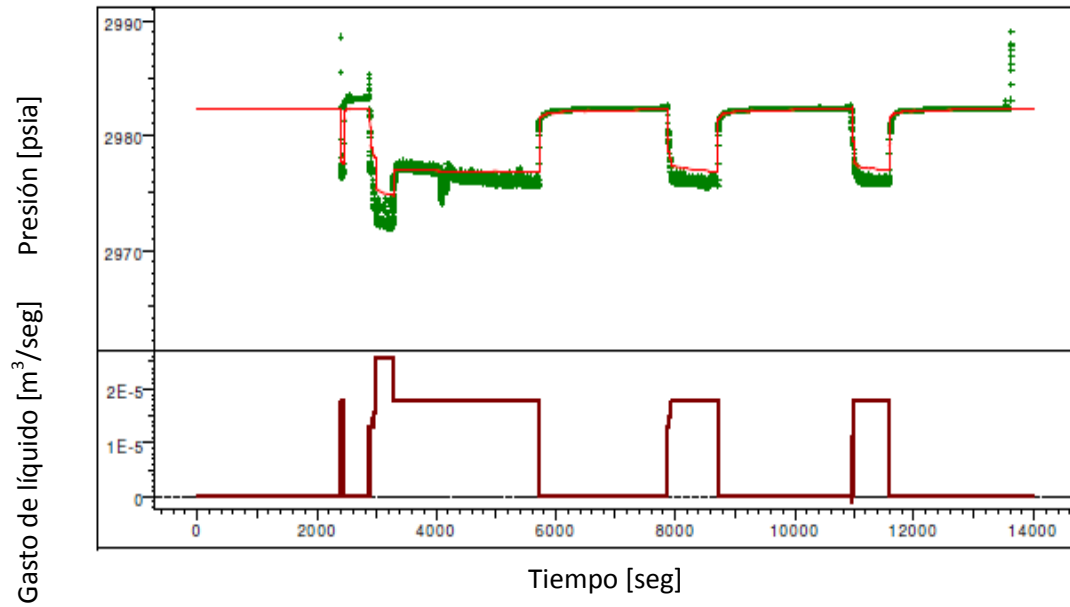


Fig. 4.15 Gráfica de la historia de producción y de la presión de la prueba mini-DST₅

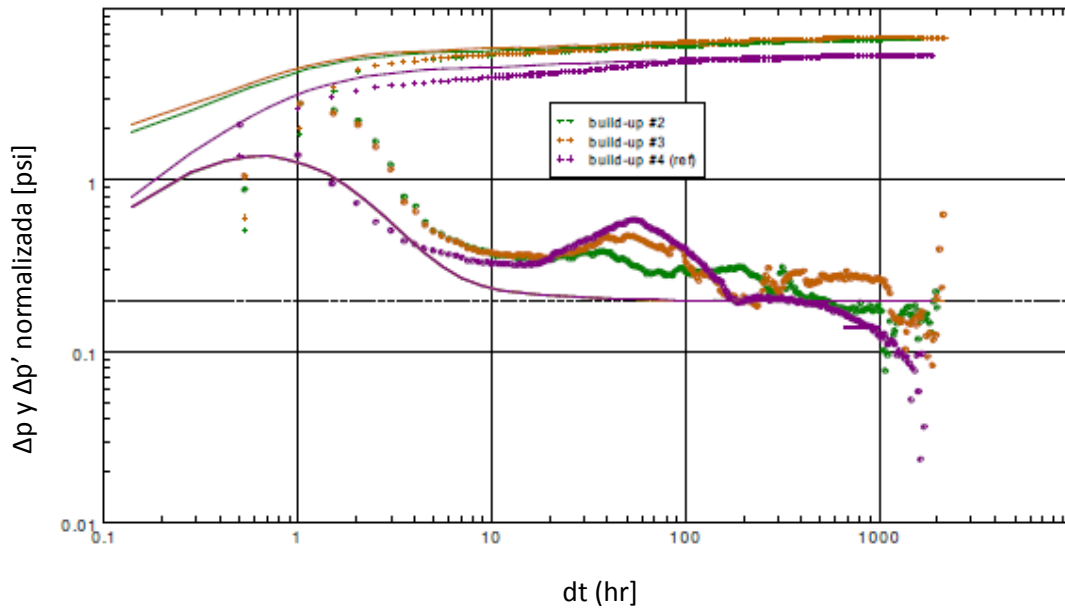


Fig. 4.16 Gráfica log-log de los datos obtenidos en la prueba mini-DST₅

✘ Prueba de Productividad

La historia de producción-gasto del pozo A se muestra en la siguiente figura.

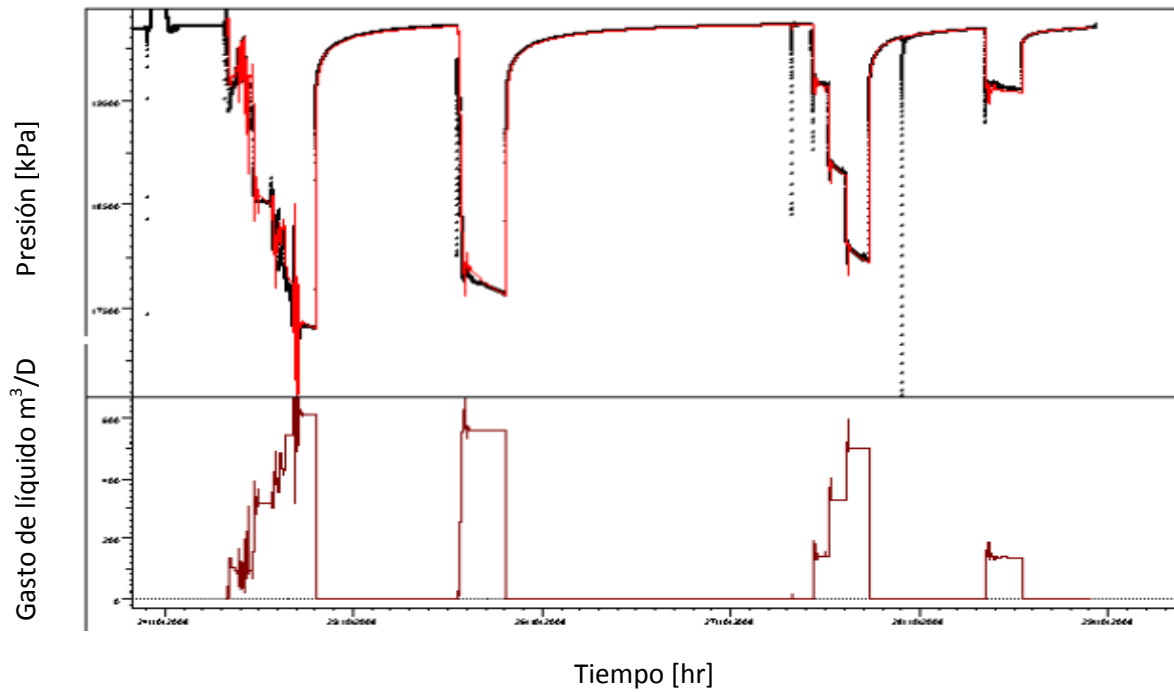


Fig. 4.17 Gráfica de la historia de producción y de la presión del pozo A

El modelo correspondiente utilizado para la interpretación del último incremento de presión se muestra en la figura 4.18.

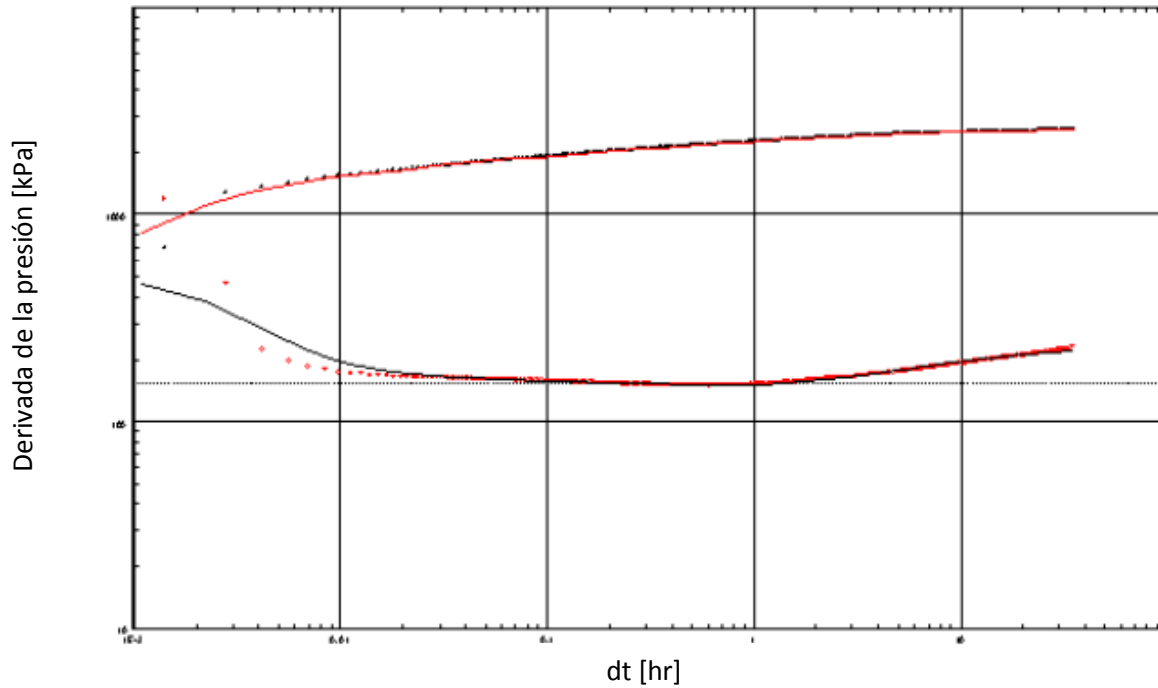


Fig. 4.18 Modelo utilizado para la interpretación del último incremento de presión

❖ Resultados del Pozo A

✘ Pruebas mini-DST

La tabla 4.3 muestra los resultados de las pruebas mini-DST, la suma del producto de la permeabilidad y el espesor de las 5 estaciones mini-DST es 5268 mD.m. El promedio del producto anterior para las 5 zonas da una permeabilidad promedio de 572.5 mD.

Tabla 4.3 Resultados de la prueba mini-DST en el pozo A

Mini-DST	Parte superior del intervalo (m)	Parte inferior del intervalo (m)	Posición de la probeta/empacador (m)	Permeabilidad Espesor (mD.m)	Espesor (m)	Permeabilidad (k)
1	XX74.5	XX75.3	XX74.8	467	0.8	583
2	XX77.0	XX79.4	XX78.5	1460	2.4	608
3	XX82.5	XX83.5	XX83.2	91	1.0	91
4	XX85.45	XX87.6	XX87.0	1354	2.1	630
5	XX88.5	XX91.4	XX90.5	1895	2.9	654

✘ Prueba de Productividad

A diferencia de la prueba mini-DST, la cual es capaz de evaluar cada intervalo por separado, la prueba DST proporciona los promedios de las propiedades de todas las zonas.

Como resultado de la prueba DST se obtuvo un valor de permeabilidad-espesor de 6948 mD.m, con una permeabilidad horizontal de 421 mD y un factor de daño de 0.8; lo anterior en un espesor de 16.5 m.

❖ Resumen

Se realizaron pruebas mini-DST en diferentes intervalos así como pruebas DST para hacer estimaciones de permeabilidad. Al final se compararon las estimaciones de permeabilidad obtenidas con las diferentes fuentes de información como lo fueron el registro de resonancia magnética (NMR), núcleos, pruebas mini-DST y pruebas DST.

4.1.2 Caso pozo B: Pozo de Evaluación

El pozo B fue perforado para evaluar el descubrimiento de otro pozo de la misma manera que en el pozo A, utilizando lodo base agua. Las muestras geológicas y los registros petrofísicos indicaron que se atravesaron doce capas de arena de las cuales siete contenían aceite.

❖ Probador utilizado en el pozo B

En el *pozo B* se utilizó la herramienta MDT y su configuración para la prueba mini-DST y también se recurrió a la herramienta DST como parte de la prueba descriptiva. Para llevar a cabo la prueba de producción se utilizó nuevamente la herramienta DST y el registro PLT. La siguiente tabla muestra la herramienta utilizada en cada intervalo.

Tabla 4.4 Información de las configuraciones utilizadas en el probador de formación por cada intervalo

WFT - PTA	Parte superior del intervalo (m)	Parte inferior del intervalo (m)	Configuración de la herramienta
1	X501.8	X504.8	Empacador Doble
2	X517.3	X520.4	Modulo de probeta simple
3	X532.27	X533.1	Empacador Doble
4	X541.8	X542.0	Modulo de probeta simple

❖ Procedimiento de la Prueba en el Pozo B

Al igual que en el pozo A se realizaron las pruebas correspondientes con mini-DST y con DST, a continuación se describen.

✖ Prueba con mini-DST

Se obtuvieron 108 lecturas de presión utilizando la probeta de mayor diámetro (LDP), las presiones se utilizaron para identificar las diferentes zonas y su contenido de fluidos.

A continuación en la figura 4.19 se muestra un perfil de presiones donde también se pueden observar los gradientes de densidad y los contactos, graficado junto con registros petrofísicos.

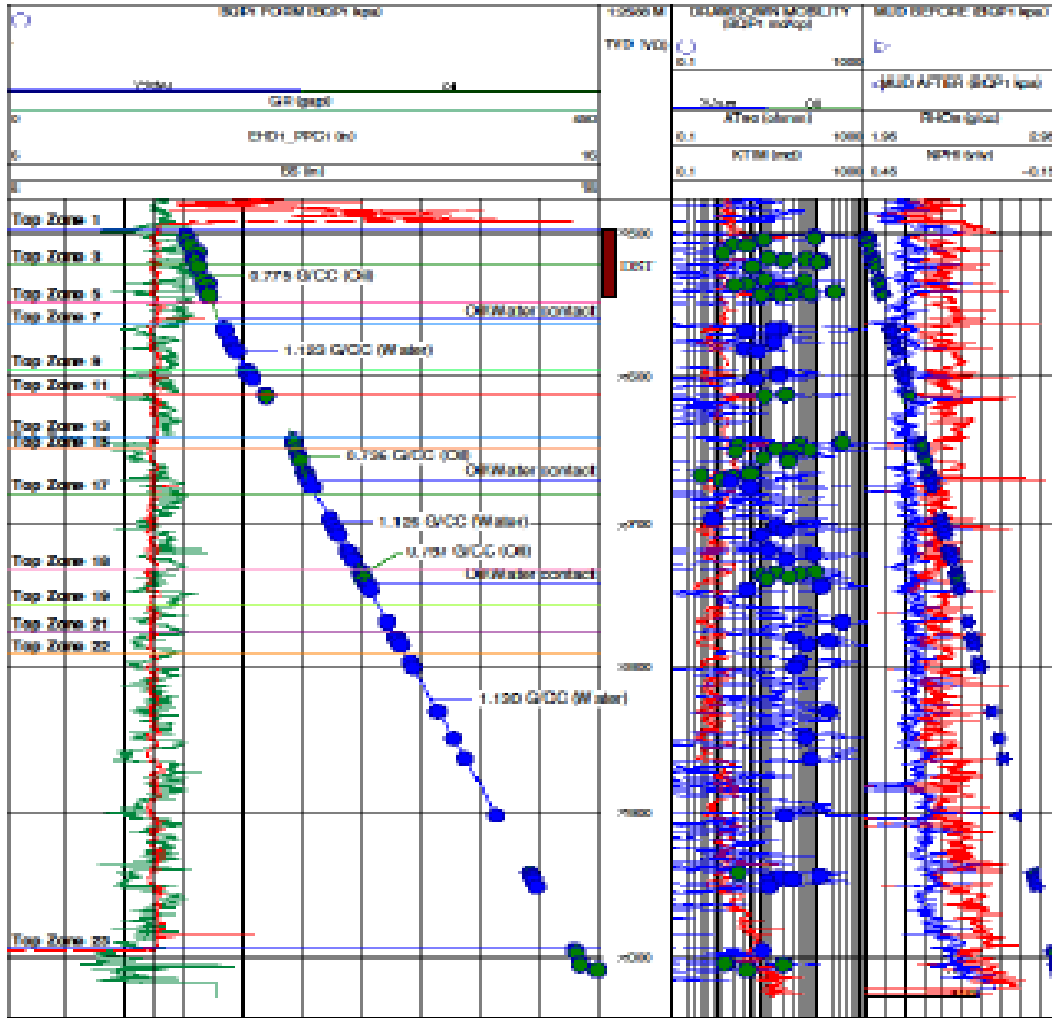


Fig. 4.19 Perfil de presión, incluyendo gradientes y contactos en el pozo B, graficado junto con los registros petrofísicos.

Se llenaron 29 recipientes con muestras de fluidos de 9 estaciones, 8 de las cuales contenían aceite y la otra contenía agua.

Además de lo anterior se colocaron 2 estaciones de identificación de fluidos y se realizaron también 6 mini-DST. En total se obtuvieron datos para el análisis de variación de presión en 17 estaciones.

Cuatro intervalos fueron probados por separado utilizando el probador de formación MDT.

✘ Prueba de Productividad

Después de la terminación del pozo B con un liner de 7", se realizó la prueba de productividad sobre el intervalo donde se llevó a cabo la prueba mini-DST zona 1 (figura 4.19).

Se utilizó la técnica de Tubería Transmisora de Disparos (Tubing Conveyed Perforating, TCP), con la cual las pistolas fueron utilizadas para disparar el intervalo XX01-XX06 m.

Se realizaron 2 incrementos de presión cuando el flujo sólo provenía de la zona 1, la cual coincide con la zona 1 de la prueba mini-DST. La figura siguiente ilustra el ajuste de la historia de producción para esta zona.

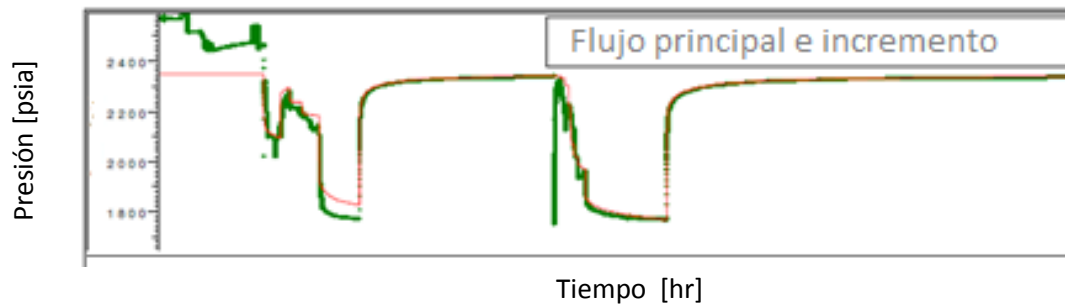


Fig. 4.20 Historia de producción del pozo B, zona 1

La figura 4.21 muestra el incremento de presión y su derivada en una gráfica log-log, de la cual se obtuvo la capacidad de flujo con el método de Horner, utilizando el programa ya mencionado.

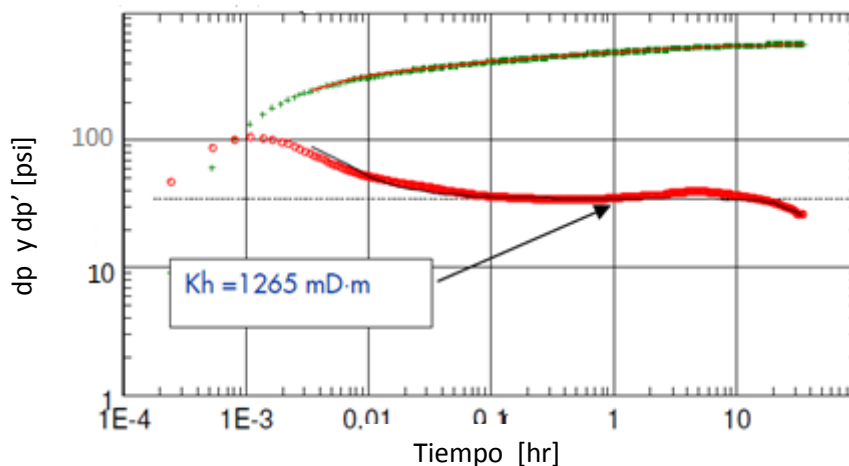


Fig. 4.21 Incremento de presión y su derivada para el pozo B, zona 1

Nótese que el valor de la capacidad de flujo concuerda con el valor obtenido con la prueba mini-DST.

Se mató el pozo con el fin de continuar perforando para probar los intervalos durante la prueba mini-DST₂, mini-DST₃ y mini-DST₄. Antes de continuar perforando el pozo fluyó para determinar el efecto que tendría haberlo matado sobre el índice de productividad de la zona 1.

Se continuó con la perforación y se adicionaron los intervalos XX16-XX21, XX31.5-XX36.5 y XX40-XX45 m, se tomó un registro PLT con 3 diferentes gastos correspondientes a los estranguladores 20/64, 28/64 y 36/64.

❖ Datos Obtenidos del Pozo B

× Prueba mini-DST

La prueba mini-DST se realizó en el intervalo XX01.8-XX04.8 m (parte media XX03.2 m) utilizando straddle packer. La gráfica de la historia de producción y de presión (figura 4.22) muestra que se llevaron a cabo dos periodos de incremento.

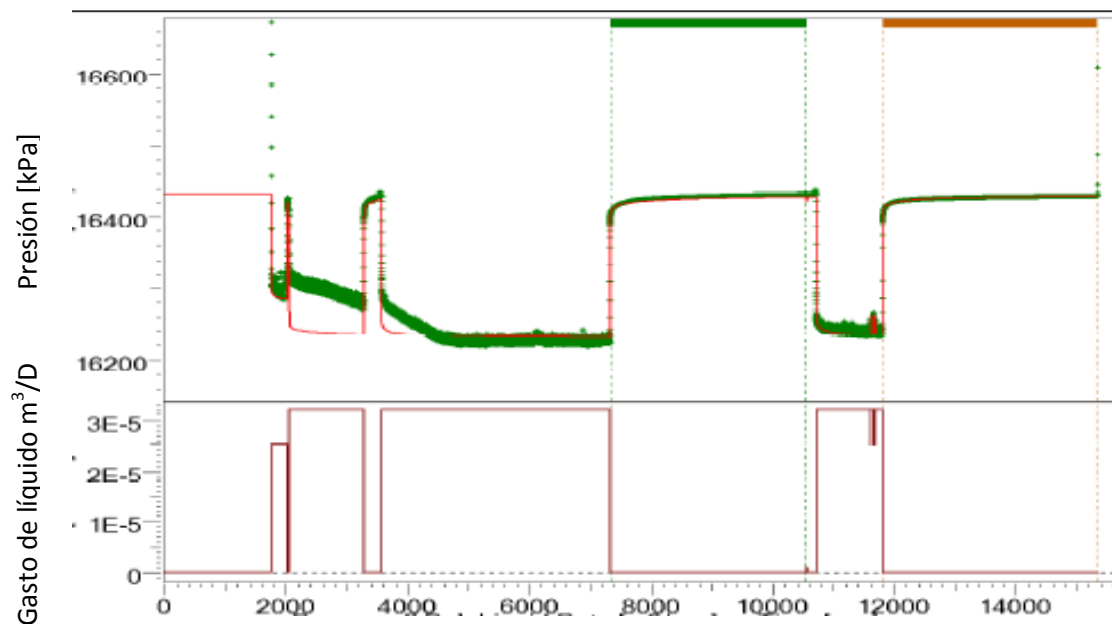


Fig. 4.22 Historia de producción y de presión de la prueba mini-DST a XX03.2 m

Un programa estándar diseñado para el análisis de las variaciones de presión fue utilizado para interpretar los resultados. La figura 4.23 muestra los dos incrementos de presión y sus derivadas obtenidos de la interpretación del programa en una gráfica log-log.

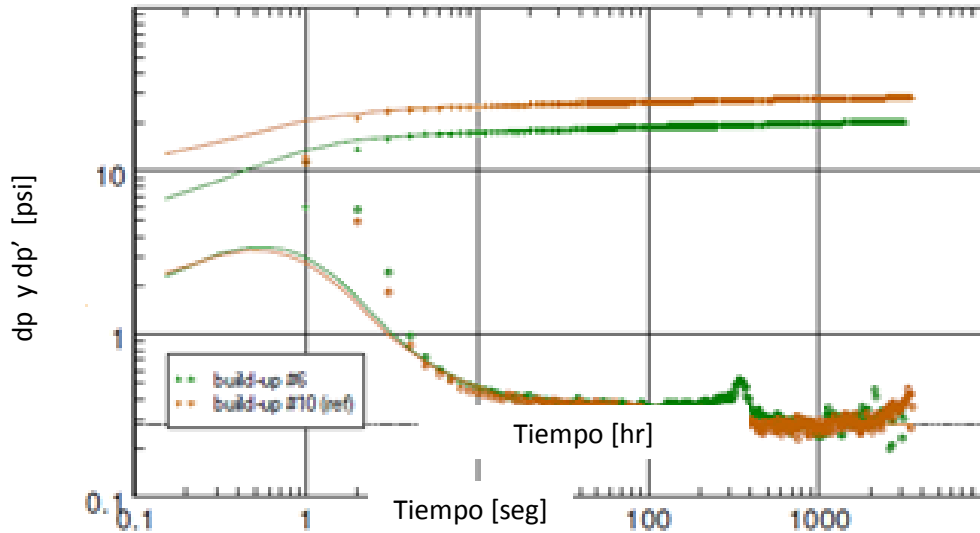


Fig. 4.23 Gráfica del comportamiento de la presión y su derivada

El intervalo XX17.3-XX20.4m fue probado con mini-DST₂ utilizando el módulo de una sola probeta en conjunto con la estación de muestreo. Mini-DST₃ se realizó en el intervalo XX32.3-XX33.2 m, utilizando straddle packer y por último la mini-DST₄ se llevo a cabo en el intervalo XX41.8-XX43.2 m, utilizando el mismo principio que en el caso de la mini-DST₂.

Las figuras 4.24 a 4.29 muestran las historias de producción así como los incrementos de presión correspondientes a las pruebas mini-DST₂, mini-DST₃ y mini-DST₄.

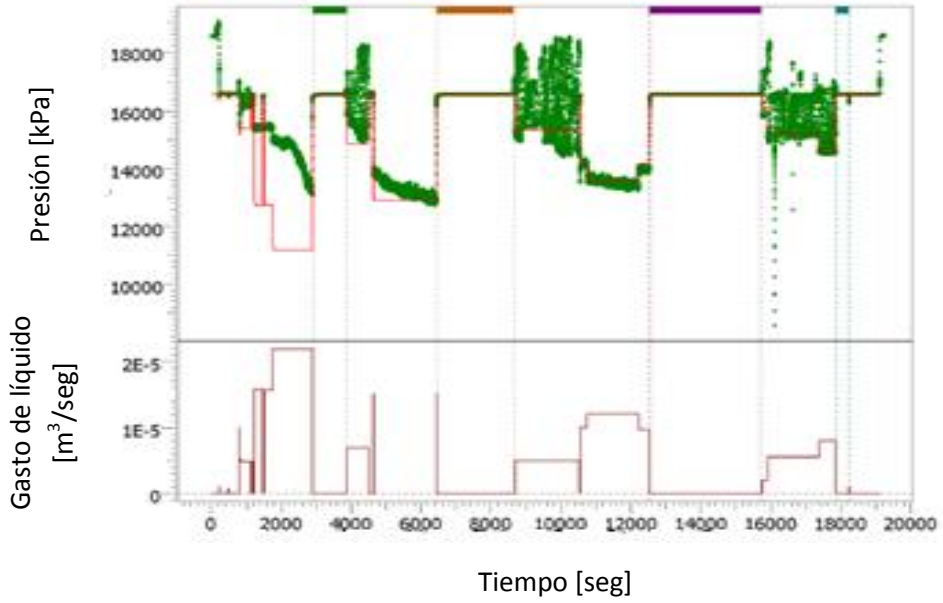


Fig. 4.24 Ajuste de historias de producción y de presión de la prueba mini-DST₂ a XX18.5 m

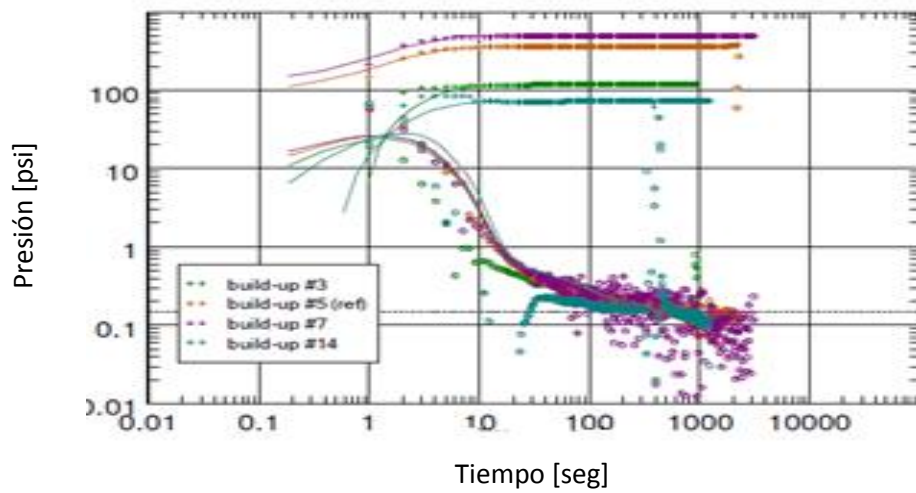


Fig. 4.25 Incrementos de presión y sus derivadas en la prueba mini-DST₂ a XX18.5 m

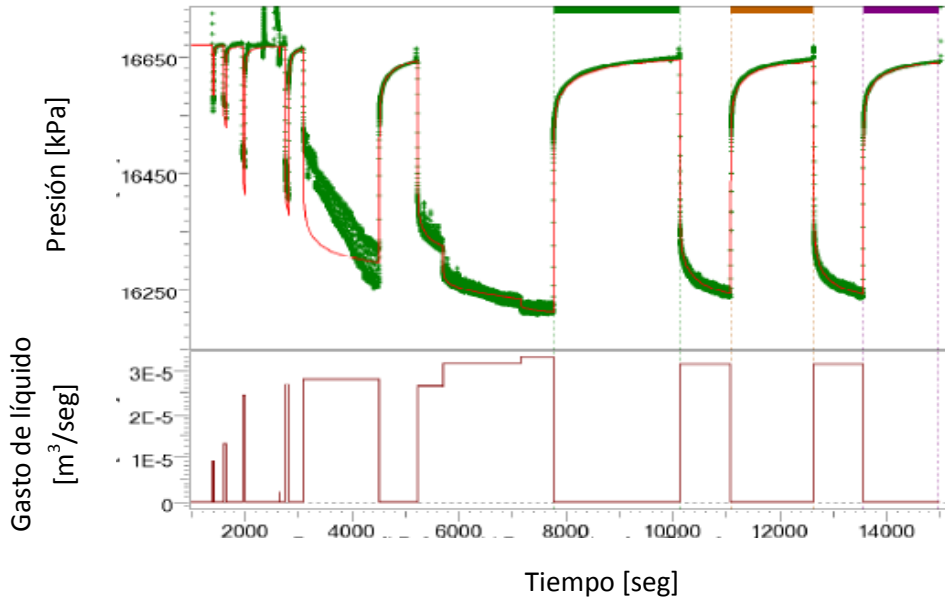


Fig. 4.26 Ajuste de historias de producción y de presión de la prueba mini-DST₃ a XX33.0 m

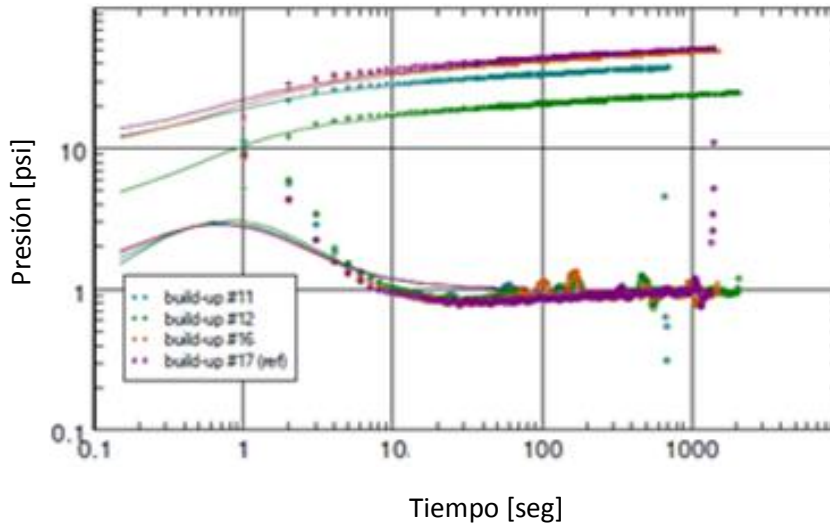


Fig. 4.27 Incrementos de presión y sus derivadas en la prueba mini-DST₃ a XX33.0 m

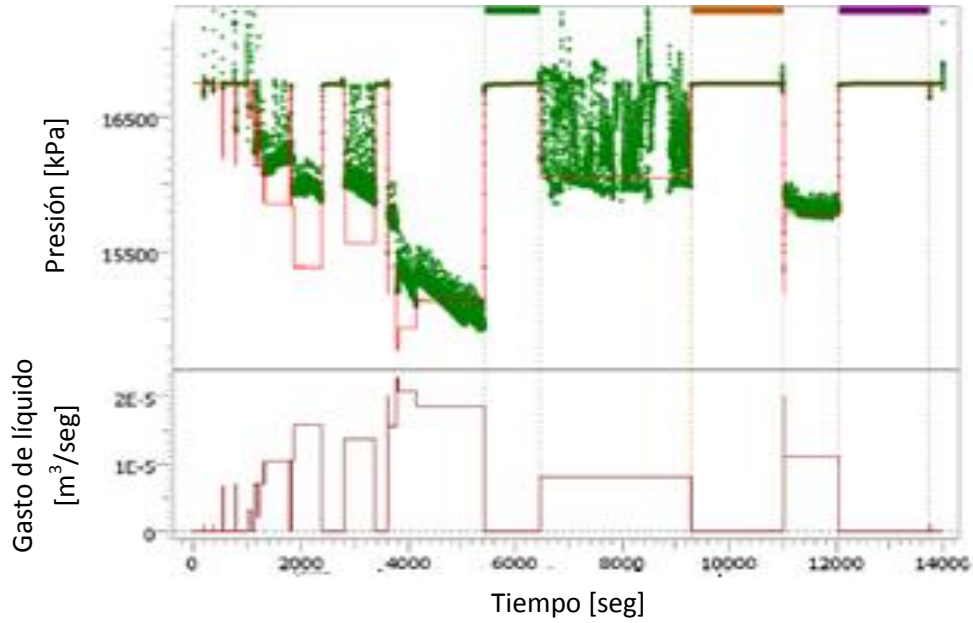


Fig. 4.28 Ajuste de historias de producción y de presión de la prueba mini-DST₄ a XX42.0 m

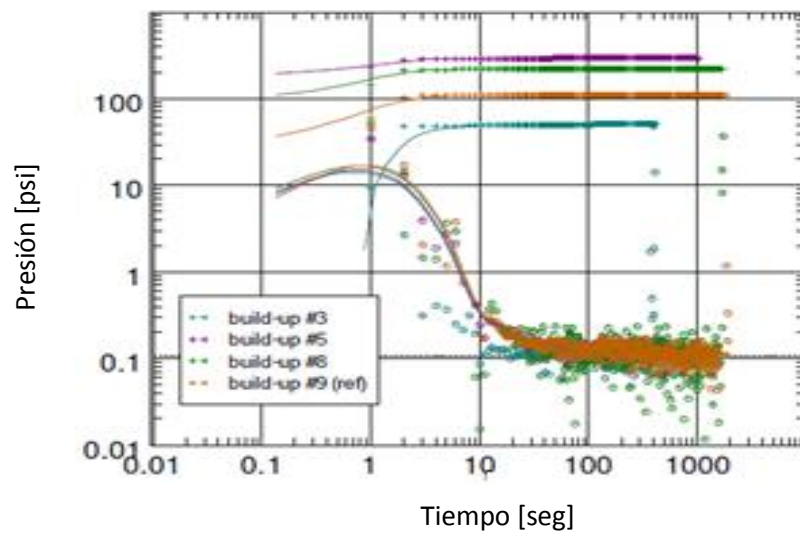


Fig. 4.29 Incrementos de presión y sus derivadas en la prueba mini-DST₄ a XX42.0 m

Además de los datos obtenidos de las pruebas de presión se obtuvo información con la ayuda de los registros geofísicos y de los núcleos recuperados. Esta información se muestra en la figura 4.30.

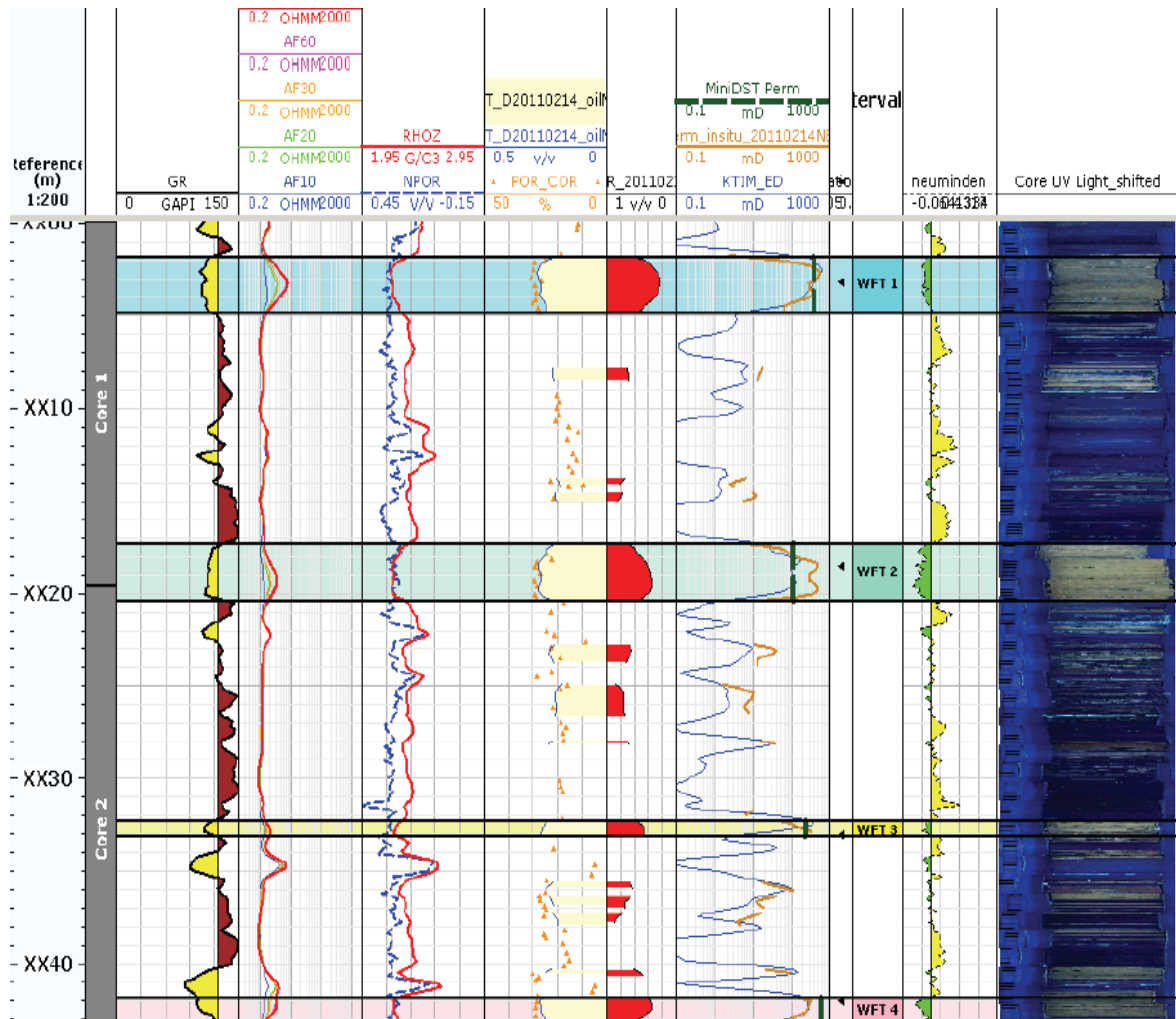


Fig. 4.30 Imagen de los registros tomados y de la localización donde se colocó la herramienta WFT para realizar las pruebas de variación de presión. Carril 1: Profundidad, Carril 2: Posición de los núcleos; Carril 3: Rayos Gamma; Carril 4: Resistividad; Carril 5: Densidad-Neutrón; Carril 6: Porosidad de registro y porosidad de núcleo; Carril 7: Saturación de agua; Carril 8: Permeabilidad (NMR)[azul], Permeabilidad de K-PHI [café], Permeabilidad de WFT-PTA [verde]; Carril 9: Posición de la probeta del WFT; Carril 10: Intervalo de prueba del WFT; Carril 11: Diferencia de densidad-neutrón; Carril 12: Fotografía UV de los núcleos.

✘ Prueba de Productividad

El análisis de la presión de la figura 4.21 indicó que el producto de la permeabilidad y el espesor era de 1265 mD.m para la zona 1, resultado que coincidió con el de la prueba mini-DST.

Después de haber matado el pozo, el índice de productividad de la zona 1 mostró que éste cambió de 2 STB/d/psi a 1.35 STB/d/psi.

El registro PLT indicó que el intervalo XX31.5-XX36.5 m no estaba aportando flujo al pozo, esta zona correspondía a la que se probó con la estación mini-DST₃ la cual se registró como potencialmente productiva. El intervalo XX31.5-XX36.5 m fue perforado nuevamente y puesto a flujo otra vez para correr el registro PLT con un estrangulador 36/64.

La figura 4.31 muestra el historial de flujo y de presión a lo largo de la prueba DST.

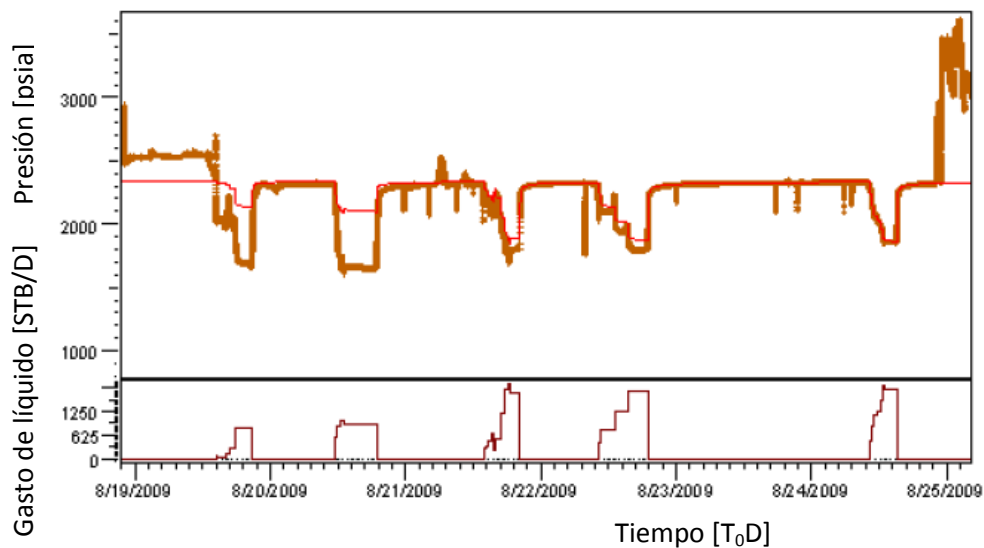


Fig. 4.31 Ajuste de las historias de producción y de presión para DST en el pozo B fluyendo en las 4 zonas

La figura 4.32 muestra el último incremento de presión y su derivada que corresponden a las 4 zonas fluyendo.

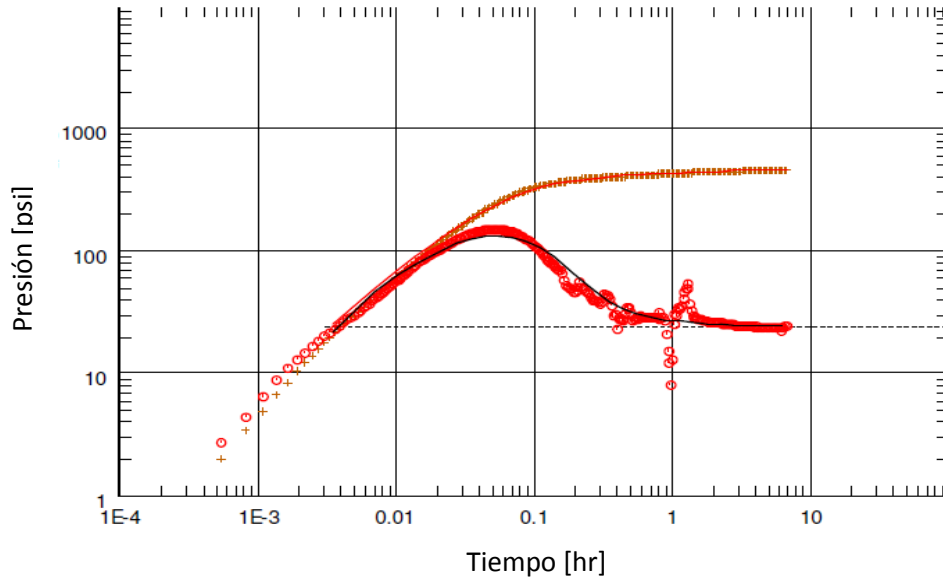


Fig. 4.32 Gráficas de incremento de presión y su derivada para DST en el pozo B, fluyendo las 4 zonas

La interpretación de este incremento de presión dió como resultado una permeabilidad-espesor de 3163 mD.m.

❖ Resultados del pozo B

✕ Prueba mini-DST

La tabla 4.5 muestra los resultados de las pruebas mini-DST₁, mini-DST₂, mini-DST₃ y mini-DST₄. El valor total del producto permeabilidad-espesor de las 4 zonas muestreadas con la herramienta operada a cable fue de 2566 mD.m.

Tabla 4.5 Resultados de las cuatro pruebas mini-DST

Zona	Parte superior del intervalo (m)	Parte inferior del intervalo (m)	Posición de la probeta/empacador (m)	Permeabilidad Espesor (mD.m)	Espesor (m)	Permeabilidad (k)
1	XX01.8	XX04.8	XX03.2	1224	3.00	408
2	XX18.3	XX20.4	XX18.0	338	3.10	109
3	XX32.27	XX33.1	XX33.0	178	0.83	214
4	XX41.8	XX43.2	XX42.0	826	1.40	590

✘ Prueba de Productividad

Como parte de la prueba de productividad se procedió a crear un modelo de análisis nodal para simular la producción de los 4 intervalos probados por mini-DST. El punto para realizar el análisis nodal fue localizado por arriba de la zona 1. El propósito de este modelo fue el de predecir los gastos de aceite en el fondo (bls/día), independientemente de los resultados obtenidos con DST los cuales describen los intervalos probados por el arreglo mini-DST como un modelo pseudo-estacionario utilizando las interpretaciones de las pruebas mini-DST tales como permeabilidad, espesor y daño.

Las propiedades de los fluidos para cada modelo fueron tomadas de análisis PVT realizados con las muestras tomadas durante el muestreo con la herramienta MDT. Las muestras de fluido que tenían la calidad necesaria para realizar los análisis PVT eran las provenientes de las pruebas mini-DST₁, mini-DST₂ y mini-DST₃ y exhibieron propiedades similares; más adelante se asumió que el intervalo probado por la mini-DST₄ tenía las mismas propiedades que las demás.

Debido a que se mató el pozo después del primer periodo de flujo, donde se probó la zona 1, el efecto que ocasionó lo anterior sobre la productividad de la zona probada con el arreglo mini-DST₁ necesitó ser corregido.

El índice de productividad que se registró durante el periodo de flujo antes y después de matar el pozo se utilizó para reducir la productividad de la zona 1 en el análisis nodal. Después se realizó el análisis nodal para predecir el perfil de afluencia en términos de gastos para una determinada presión de fondo para las 4 zonas.

Después se realizó el análisis desactivando la zona 3 para simular la producción sobre las otras zonas. Los resultados hacían referencia al gasto de fondo en el nodo localizado por arriba de la zona 1.

La presión de fondo fluyendo y su respectivo gasto (obtenido del registro PLT para diferentes tamaños de estranguladores) fueron graficados en el perfil de afluencia resultante del análisis nodal como se muestra a continuación.

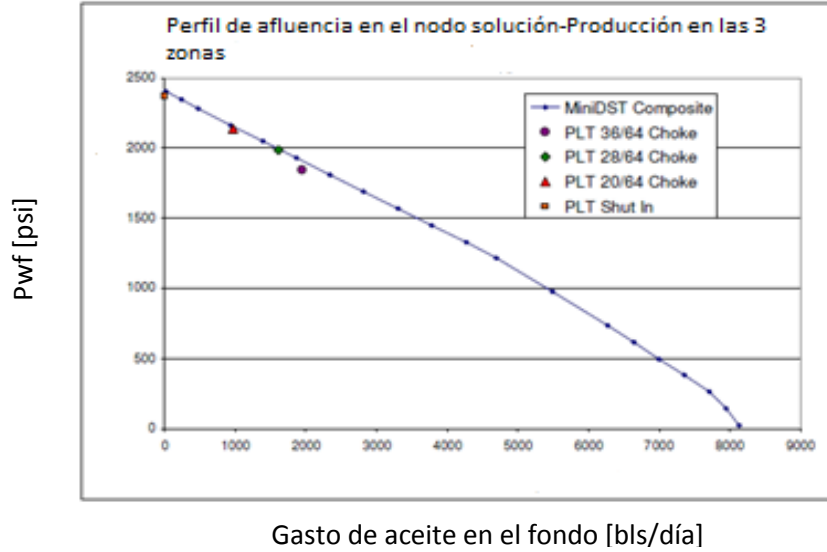


Fig. 4.33 Comparación de la producción acumulada del análisis nodal basada en los resultados de la prueba mini-DST con gastos y presiones observadas del registro PLT durante el periodo de flujo de las 3 zonas.

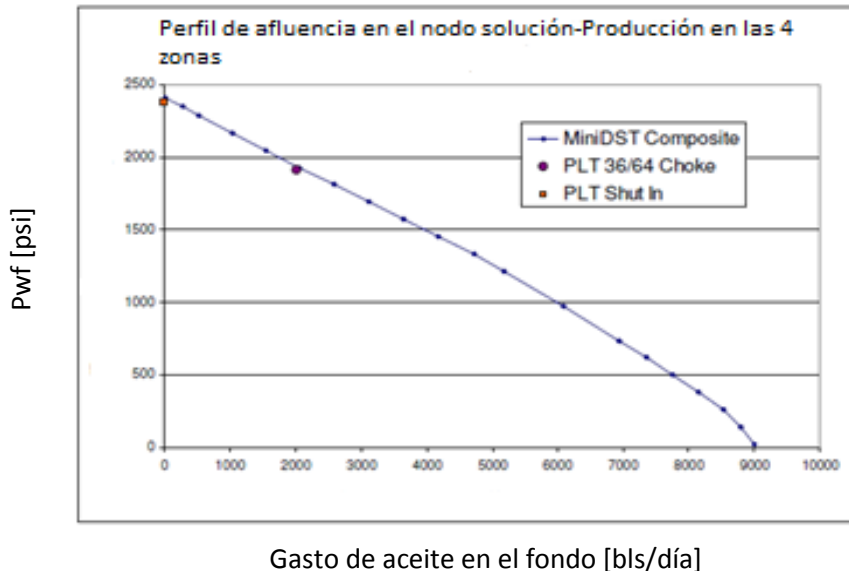


Fig. 4.34 Comparación de la producción acumulada del análisis nodal basada en los resultados de la prueba mini-DST con gastos y presiones observadas del registro PLT durante el periodo de flujo de las 4 zonas.

La concordancia entre los gastos previstos y los observados fue bastante buena excepto mientras fluían las zonas 1, 2 y 4 con estrangulador 36/64.

Los resultados del perfil de afluencia permitieron la predicción del gasto total de fondo. La presión de fondo fluyendo observada en el registro PLT para diferentes tamaños de estranguladores fue utilizada después para predecir el gasto total de fondo usando los resultados del perfil de afluencia de dos análisis nodales.

El índice de productividad relativo efectivo para cada yacimiento modelado también puede ser obtenido de análisis nodal y, por lo tanto, la contribución en términos de gasto de fondo puede ser determinado. Lo anterior se muestra a continuación.

Tabla 4.6 Contribuciones relativas para cada zona de los resultados de la prueba mini-DST

	Índice de Productividad Relativo (bls/día/psi)	Zonas 1, 2 y 4	Todas las zonas
Mini-DST ₁	1.38	41%	38%
Mini-DST ₂	0.62	19%	17%
Mini-DST ₃	0.35		10%
Mini-DST ₄	1.33	40%	36%

Utilizando el gasto total de fondo y las contribuciones relativas de cada zona, la respuesta de la afluencia en cada zona puede ser prevista para cualquier presión de fondo.

La comparación de los gastos previstos y los gastos observados durante el registro PLT se tabularon en la tabla 4.7 y se muestran en la figura 4.33.

Tabla 4.7 Comparación del gasto de fondo obtenido de mini-DST y el gasto observado durante el registro PLT

P _{wf} en análisis nodal	Contribucion de gasto de aceite de fondo							
	Estrangulador 36/64 (3 zonas)		Estrangulador 28/64 (3 zonas)		Estrangulador 36/64 (4 zonas)			
	1844 psi		1986 psi		1905 psi			
	Mini-DST	DST	Mini-DST	DST	Mini-DST	DST	Mini-DST	DST
Mini-DST ₁	912	667	679	501	811	38%	725	36%
Mini-DST ₂	410	475	305	325	364	17%	380	19%
Mini-DST ₃					206	36%	233	11%
Mini-DST ₄	879	811	654	777	782	36%	687	34%
Total	2200	1953	1637	1604	2163		2026	

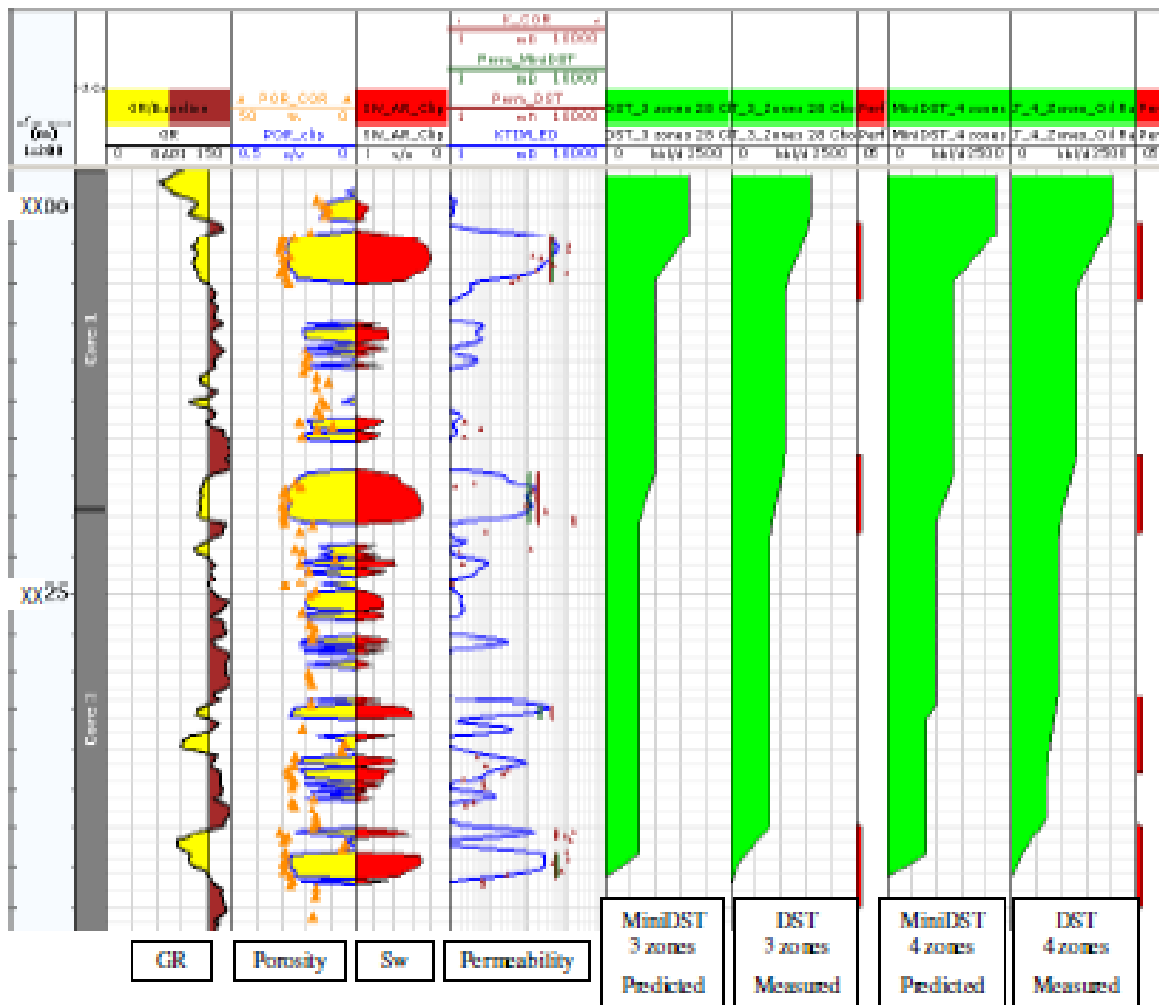


Fig. 4.33 Comparación del perfil de afluencia previsto de los resultados de mini-DST y el perfil de medición del gasto de fondo durante los periodos de flujo con DST.

Finalmente se utilizó una tubería de producción de 3 1/2" para simular la producción en superficie en STB/día, la presión en la cabeza del pozo observada mientras fluían las 4 zonas fue de 28 bar.

El gasto total en superficie previsto con análisis nodal fue de 2140 STB/día, comparado con el gasto de líquido observado de 1859 STB/día durante la prueba DST.

La presión de fondo fluyendo fue de 1905 psi y el gasto previsto en superficie fue de 1763 STB/día.

❖ Resumen

Al igual que en el pozo A, en el B se realizaron pruebas mini-DST a diferentes profundidades, se hicieron cortes de núcleos, se corrió registro de resonancia magnética nuclear y además se llevó a cabo una prueba convencional DST. De los resultados obtenidos se estimaron valores de permeabilidades con el fin de hacer una comparación.

4.2.3 Comparación de Resultados Obtenidos con mini-DST y DST de Ambos Pozos

Los intervalos probados con WFT del pozo A sólo cubrieron una porción del intervalo que se probó con DST, es por esto que para realizar la comparación de las permeabilidades obtenidas de estas dos herramientas es necesario extender o ampliar los resultados obtenidos con WFT a través de una medición continua de la permeabilidad. En este caso se utilizó el registro de Resonancia Magnética Nuclear (NMR).

Se debe tener en cuenta que la permeabilidad obtenida del registro NMR no representa una medición dinámica ya que no se involucra el desplazamiento de los fluidos; en cambio, con el probador WFT y con un análisis de variación de presión sí se realizan mediciones dinámicas de la permeabilidad a través de cualquier intervalo.

La figura 4.34 muestra los intervalos probados con mini-DST (verde) y DST (rojo), graficados sobre la curva de la permeabilidad del registro NMR (azul).

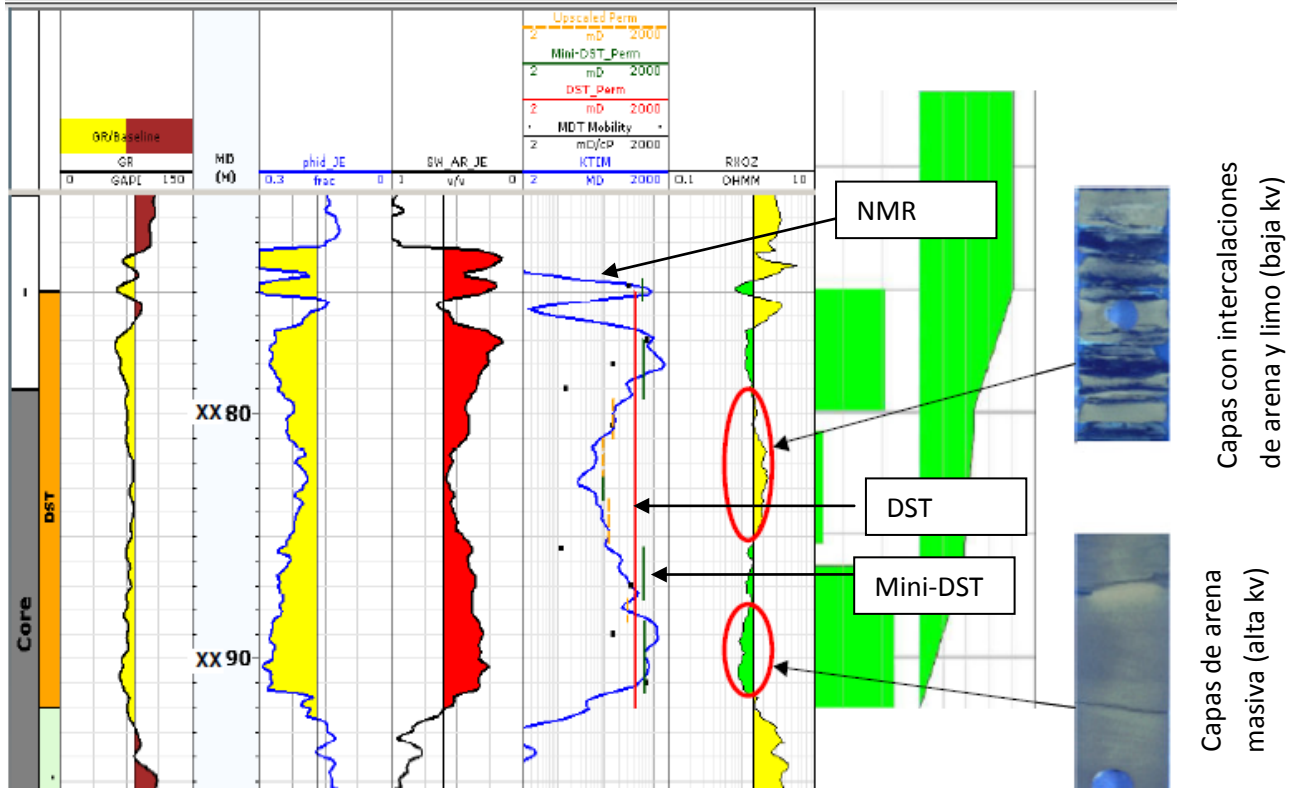


Fig. 4.34 Comparación de las permeabilidades obtenidas con pruebas mini-DST y con una prueba DST

Se puede observar claramente que mientras la prueba DST mide los promedios de permeabilidad a través del intervalo probado, las pruebas mini-DST son capaces de evaluar cada zona por separado e identificar variaciones en la permeabilidad a través de diferentes zonas. La figura también muestra fotografías de los núcleos tomados a través de los intervalos probados por el mini-DST₃ y mini-DST₅. El intervalo probado por el mini-DST₃ está altamente laminado con baja kv y, por lo tanto, el espesor del yacimiento es detectado casi como el espesor de afluencia (intervalo ubicado entre los elementos del straddle packer, 1 m).

Cuando se compara la permeabilidad obtenida de varias fuentes, es necesario tomar en cuenta las diferentes escalas de medición de ésta, así como las condiciones relevantes del sistema roca-fluidos para comparar permeabilidad efectiva vs permeabilidad absoluta, variaciones debido a las diferentes interacciones roca-fluido, mojabilidad, por ejemplo. Con el fin de realizar una mejor comparación tomando en cuenta lo anterior, se diseñó una secuencia de trabajo que permite obtener un valor de permeabilidad que se denominará extendida debido a que será más sensible a cualquier cambio por ser

calculada en cada intervalo donde se utilizó la herramienta WFT. La secuencia de trabajo se describe a continuación.

1. La permeabilidad que se obtiene del registro NMR o K-PHI se promedia sobre los intervalos donde se utilizó el probador WFT.

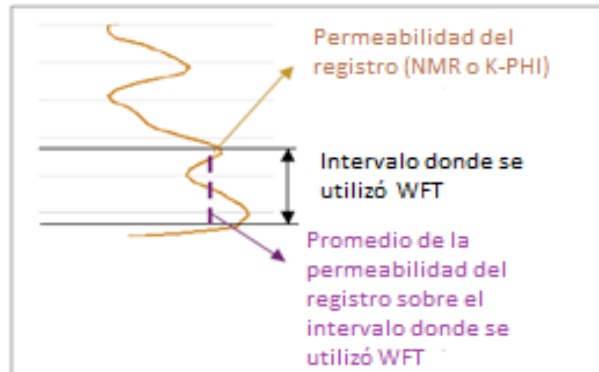


Fig. 4.35 Permeabilidad NMR promedio sobre intervalo WFT

2. El promedio de la permeabilidad del registro NMR o K-PHI y la obtenida con WFT se comparan y se procede a obtener la relación para ampliar la escala de cada intervalo donde se utilizó WFT. Esta relación agrupa las diferencias en la escala de las mediciones.

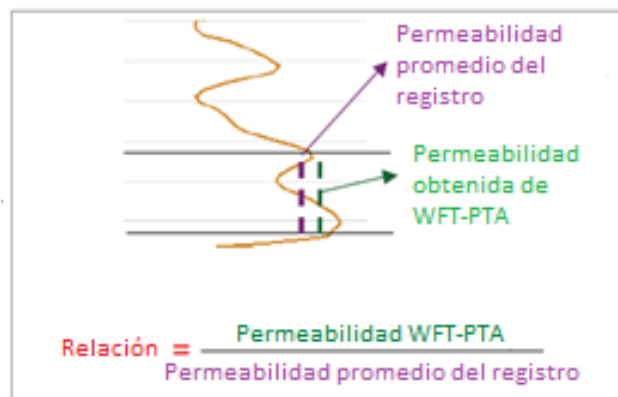


Fig. 4.36 Comparación de permeabilidades obtenidas con registro NMR y con WFT-PTA

3. La permeabilidad obtenida del registro NMR o K-PHI se promedia sobre el intervalo DST. Si todos los intervalos WFT se encuentran dentro de la misma unidad del yacimiento y las relaciones obtenidas son similares, entonces se procede a calcular un promedio de esas relaciones calculadas para esa unidad en particular. El promedio de las relaciones se multiplica por el promedio de la permeabilidad del registro para obtener una permeabilidad “dinámica” WFT estimada para el intervalo DST.

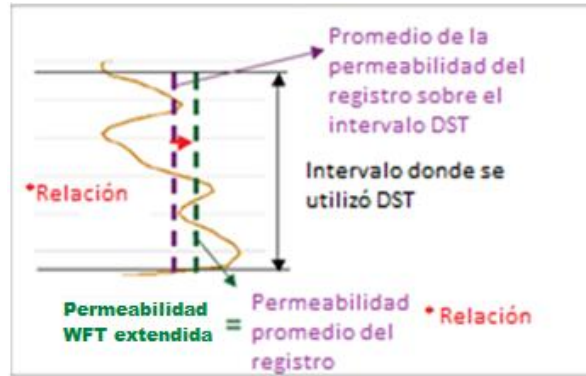


Fig. 4.37 Estimación de la permeabilidad dinámica para el intervalo DST.

4. La permeabilidad dinámica estimada WFT ahora puede ser comparada directamente con la permeabilidad obtenida del DST sobre el intervalo donde se utilizó DST.

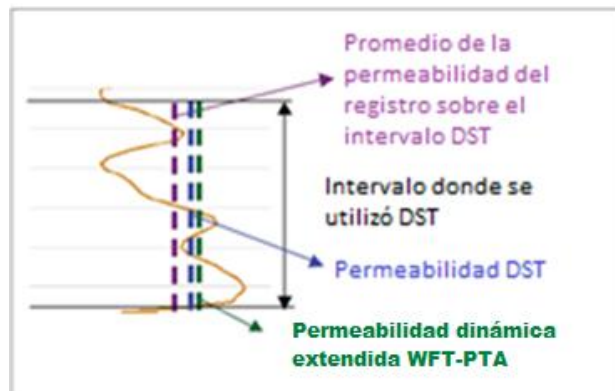


Fig. 4.38 Comparación de permeabilidad dinámica estimada con la permeabilidad DST

Como una prueba de calidad, si la permeabilidad promedio del registro está dentro de un factor de 3 (o la mitad de un ciclo logarítmico), comparada con la permeabilidad promedio del WFT, entonces el método anterior puede ser utilizado de manera confiable. Por el contrario, si la comparación de las permeabilidades obtenidas con registro y con el probador WFT resulta mayor de un factor de tres, el método anterior puede ser utilizado, pero con más precaución debido a la gran diferencia entre ambas lecturas.

Tabla 4.8 Comparación de permeabilidades

WFT-PTA	Parte superior del intervalo (m)	Parte inferior del intervalo (m)	Posición de la probeta/empacador (m)	Permeabilidad promedio NMR	Permeabilidad WFT-PTA	Relación WFT-PTA/NMR
1	XX74.5	XX75.3	XX74.8	447	583	1.31
2	XX77.0	XX79.4	XX78.5	904	608	0.67
3	XX82.5	XX83.5	XX83.2	55	54	0.97
4	XX88.8	XX91.4	XX90.5	815	729	0.89

La tabla anterior muestra que la relación que se obtiene en cada intervalo es menor al factor 3, por lo tanto el método antes descrito es altamente confiable.

El resultado de la relación del intervalo probado por WFT_1 fue utilizado para estimar la permeabilidad del registro NMR en la parte alta del intervalo DST. Las relaciones obtenidas de WFT_2 , WFT_3 y WFT_4 se promediaron para aplicar el método en el resto del intervalo DST.

Con el fin de realizar una mejor comparación entre los productos permeabilidad-espesor del mini-DST y de la DST para el pozo A, la curva del registro NMR puede ser utilizada para estimar la permeabilidad-espesor de los intervalos dentro de la sección laminada que no fue probada. Lo anterior se encuentra representado con líneas naranjas en la figura 4.39.

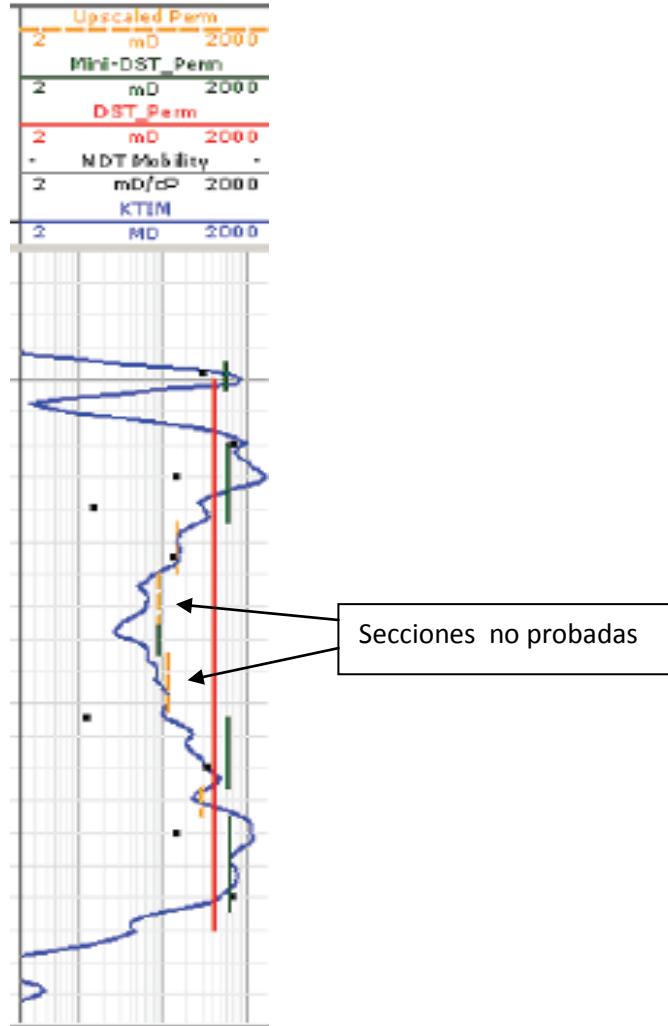


Fig. 4.39 Permeabilidades obtenidas de diferentes fuentes: NMR (azul), DST(roja), secciones no probadas (naranja) y mini-DST (verde)

Los intervalos que se agregaron son los siguientes:

Tabla 4.9 Intervalos adicionados utilizando la curva de permeabilidad NMR

Intervalo	Parte superior del intervalo (m)	Parte inferior del intervalo (m)	Espesor (m)	Permeabilidad (mD)	Permeabilidad Espesor (mD.m)
1	XX79.4	XX81.0	1.6	150	240
2	XX81.0	XX82.5	1.5	91	137
3	XX83.5	XX85.45	2.0	120	234
4	XX87.6	XX88.5	0.9	300	270

Con la adición de estos intervalos se estima un producto permeabilidad-espesor total de 6149 mD.m. El espesor efectivo de flujo, el producto permeabilidad-espesor y el promedio de la permeabilidad que fueron obtenidos de los resultados estimados del mini-DST y de la DST se muestran a continuación, tabla 4.10.

Tabla 4.10 Comparación de resultados entre mini-DST y DST

	Mini-DST estimada	DST
Espesor (m)	15.2	16.5
Permeabilidad-espesor (mD.m)	6149	6948
Promedio permeabilidad (mD)	405	421

Teniendo en cuenta las pequeñas variaciones en el espesor que contribuye al flujo, la concordancia entre los resultados provenientes de las pruebas mini-DST y DST son más notorias para la permeabilidad.

En el pozo B la permeabilidad estimada del WFT-PTA y la obtenida de la DST se comparan sobre el registro NMR, como se muestra a continuación.

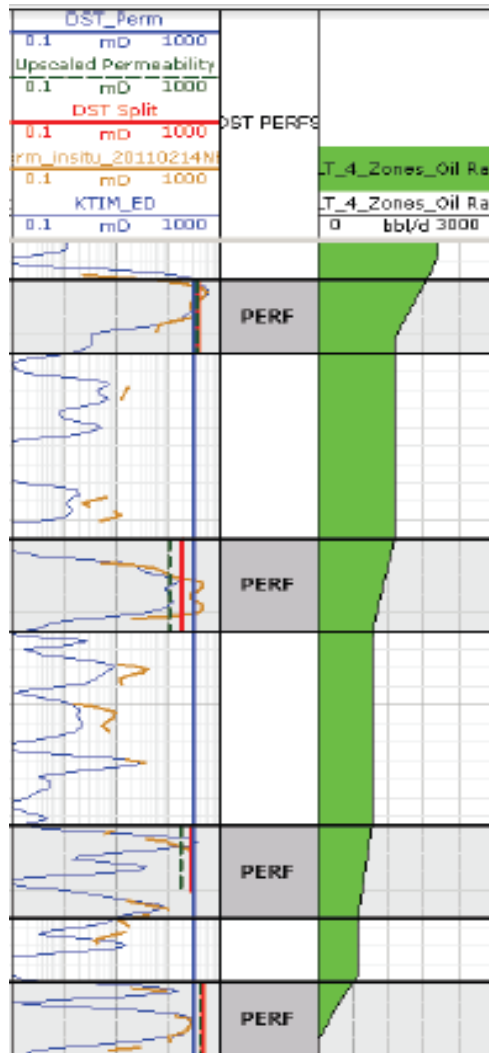


Fig. 4.40 Comparación de la permeabilidad estimada WFT-PTA con las permeabilidades obtenidas de la prueba DST y del registro NMR.

Utilizando el producto permeabilidad-espesor obtenido del análisis de variación de presión de la DST durante el flujo de todas las zonas y las mediciones de las contribuciones por zonas durante el registro PLT se pueden asignar las relaciones permeabilidad-espesor de manera individual para cada zona.

La permeabilidad de cada zona se obtiene asignando un espesor efectivo de las capas que contribuyen al flujo utilizando registros y núcleos como se realizó para las pruebas mini-DST. La permeabilidad resultante para cada capa es graficada junto a la permeabilidad estimada de las pruebas mini-DST, la obtenida del registro NMR y la permeabilidad de núcleos, como se muestra en la figura 4.41.

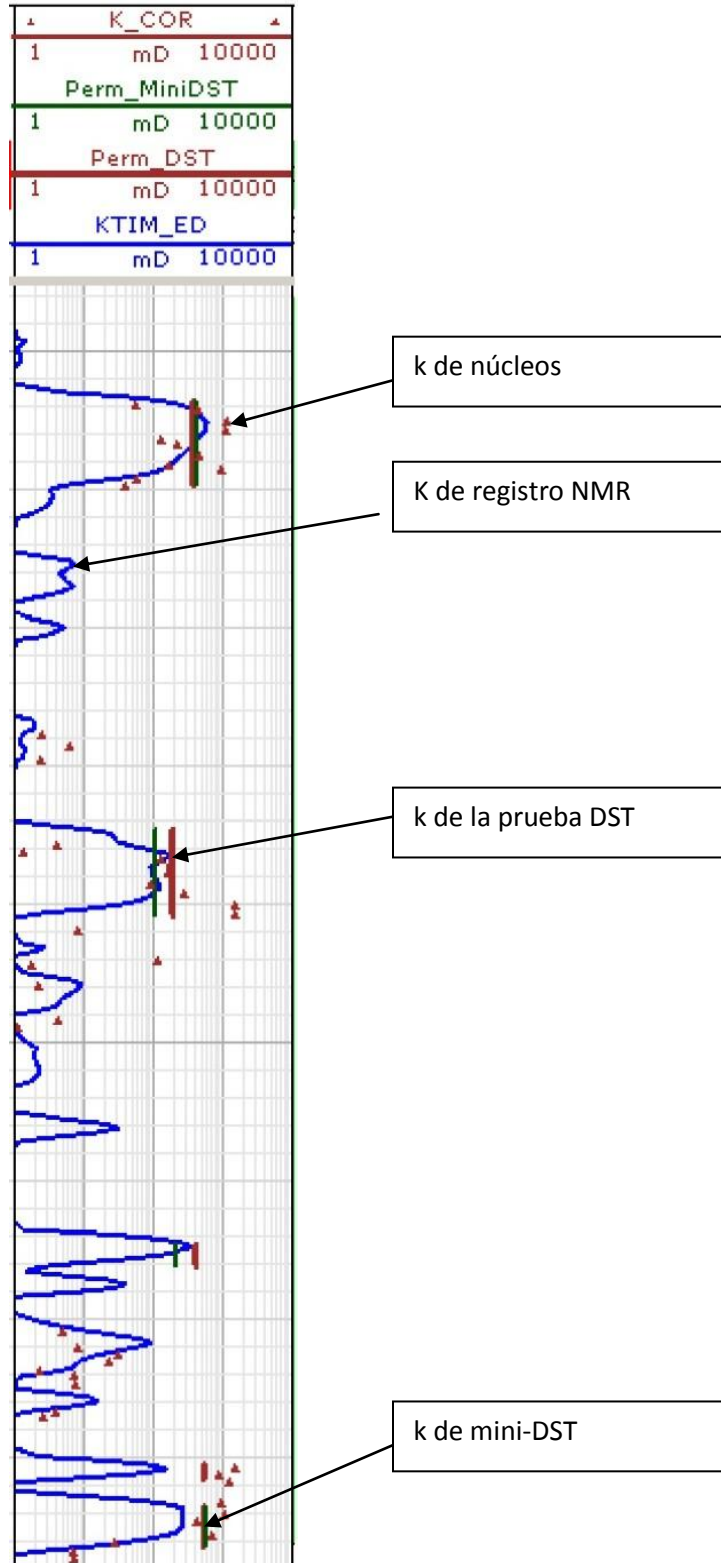


Fig. 4.41 Comparación de las permeabilidades en el pozo B, obtenidas de diferentes fuentes: NMR (azul), núcleos (\blacktriangle), mini-DST (verde) y de la prueba DST (rojo).

4.2.4 Conclusiones

El uso de un probador de formación operado a cable WFT se ha convertido en una herramienta primordial para la caracterización de yacimientos, su uso permite obtener muestras de fluidos de calidad para realizar análisis PVT. Con este ejemplo se demuestra que la herramienta operada a cable es confiable para estimar la permeabilidad.

La herramienta WFT en los últimos años también ha sido utilizada para describir la productividad de los yacimientos, pero aún no se han publicado comparaciones de pruebas realizadas con WFT y con DST.

Las pruebas de pozos realizadas con WFT no pueden reemplazar a una prueba convencional cuando se habla de grandes volúmenes de fluidos o cuando el objetivo de la prueba es examinar los límites del yacimiento.

CONCLUSIONES

- Las pruebas de formación son de gran ayuda para realizar la caracterización de los yacimientos petroleros. Estas pruebas se realizan con el apoyo de los probadores de formación. Los probadores pueden ser bajados con cable de acero o con la tubería de perforación.

En las primeras pruebas de formación realizadas se utilizó la tubería de perforación y a estas pruebas se les llamó pruebas convencionales o Drill Stem Test (DST).

Al inicio de la implementación de los probadores de formación operados con cable (WFT), sólo se recolectaba una muestra de fluido por cada viaje, ésto representó una desventaja con respecto al tiempo requerido para realizar la prueba. En años posteriores, se desarrolló un probador de formación con el cual se podía recolectar más de una muestra por viaje (RFT) y, además, se podían tomar muestras de fluido limpias debido a que se implementaron las pre pruebas. Actualmente estos probadores de formación operados con cable de acero pueden recolectar más de una muestra y, además, se puede realizar el análisis de los fluidos que son admitidos en el probador (MDT). Una de sus mayores ventajas es que se operan mediante módulos que pueden ser modificados dependiendo del objetivo que se requiera alcanzar dentro del pozo.

- Los probadores de formación operados con cable de acero, WFT, recolectan muestras representativas y de calidad de los fluidos contenidos en la formación, además de obtener un perfil de distribución de las presiones y el comportamiento de la misma con respecto al tiempo debido al flujo de fluidos hacia el pozo. Estas herramientas se han convertido en una de las principales fuentes de información, a nivel de pozo, para realizar la caracterización de los yacimientos petroleros.
- La utilización de las líneas de acero han marcado una pauta en el manejo de los probadores de formación ya que permiten realizar una operación confiable y a la vez relativamente económica.
- Con la evolución de los probadores de formación, se implementó la realización de pre pruebas, con lo cual se pueden desechar las muestras de fluido contaminadas; pasando este período de pre prueba, el fluido admitido en el probador será representativo del existente en la formación, que será de gran importancia para la caracterización apropiada del fluido del yacimiento.

- Uno de los aspectos importantes en la realización de las pruebas de formación con herramientas operadas con cable es extender la permeabilidad estimada en cada prueba (mini-prueba, mini-DST) a un solo valor de permeabilidad para todo el intervalo con potencial petrolero. Con estas herramientas es posible extender la permeabilidad de todo el intervalo combinando los datos del probador con alguna otra fuente de información, como registros geofísicos de pozo (NMR, Registros de imagen) y núcleos.
- Se presenta un inconveniente en la utilización de los probadores de formación operados con línea de acero ya que ésta tiende a deformarse cuando es introducida y extraída del pozo, lo cual dificulta el posicionamiento de la herramienta a la profundidad requerida. Por esta razón, muchas veces se recurre a calcular en cada viaje la cantidad de cable que es enrollado y desenrollado del tambor con el fin de obtener la longitud de cable que se requiere para colocar el probador a la profundidad deseada.
- Una vez que se obtienen los datos del comportamiento de la presión y del gasto con respecto al tiempo se procede a realizar el análisis de éstos utilizando alguno o algunos de los métodos descritos en el Capítulo II, con los cuales se pueden hacer estimaciones de parámetros del yacimiento, tales como: permeabilidad, límites del yacimiento, regímenes de flujo, entre otros. Estas estimaciones son de gran importancia debido a que con ellas se podrá realizar la caracterización del yacimiento y, además, un pronóstico de la producción.
- Los probadores de formación no reemplazan a una prueba convencional DST ya que el intervalo de roca considerado y el volumen de hidrocarburos recuperado son mucho mayores en una prueba convencional, es decir, las estimaciones de permeabilidad obtenidas de un probador de formación podrán ser cercanas a las de la prueba DST, pero frecuentemente no son igualadas debido a que en el caso de los probadores se evalúan zonas aisladas y en una prueba DST se evalúa todo el intervalo productor.

BIBLIOGRAFÍA

1. Aghar H., Carie M., et al. "Nuevos alcances de pozos". Oil Field Review, Schlumberger , Summer 2007.
2. Aspetrol S.A de C.V. "Caracterización dinámica". Curso. Villa Hermosa Tabasco. Abril 2003
3. Aspetrol S.A de C.V. "Pruebas de Variación de presión". Curso. Villa Hermosa Tabasco. Abril 2003.
4. Badry R., Fincher D., Mullins O., et al. "Down hole optical analysis of formation fluids". Oil Field Review, Schlumberger. Winter 1994.
5. Bateman Richard M. "Open hole log analysis and formation evaluation". Newbury street, Boston, 1985.
6. Chaudhry Amanat U. "Oil well testing handbook". Advanced TWPSOM Petroleum Systems, Inc. Houston Texas. 2004.
7. Cinco Ley Heber. "Análisis de pruebas de presión". Notas de clase. México, 2002.
8. Conrad K. M. "Application of the Wireline formation tester". Society of petroleum engineers. Beaumont, Texas 1962.
9. Da Prat Giovanni. "Introducción al análisis y diseño de pruebas de presión". Bogota, Colombia. 2007.
10. Diseño e implementación de Pruebas a Pozos de Gas – Parte I: Tipos de Pruebas y Propósitos: <http://blogpetrolero.blogspot.mx/2010/09/disenio-e-implementacion-de-pruebas.html>
11. Dominique Bourdet. "Well Test Analysis: The use of advance interpretation models". Paris, France. 1st Edition. 2002.
12. Earlougher Robert C. "Advances in well test analysis". Society of petroleum engineers. New York. 1977.

13. Escobar M. Freddy Humberto. "Análisis moderno de presiones de pozo". Neiva, Huila. Noviembre de 2003.
14. Fischer J. S., Van Ness A. E., et al. "Wireline formation testing in open and cased holes in southern Luisiana". Society of petroleum engineers. Houston, Texas, 1959.
15. Franco Silva. " Pruebas de Formación". Notas de clase. Octubre 2010.
16. Goode Peter A., et al. "Permeability determination with a multiprobe formation tester". Society of petroleum engineers. December, 1992.
17. Halliburton. "Open-hole Wireline services". Halliburton tool catalog. 2005.
18. Ireland Tim, Joseph Jeffrey, et al. "The MDT tool: A Wireline testing breakthrough". Oil Field Review, Schlumberger, April 1992.
19. Islas Castellan María Rufina. "Conceptos básicos del comportamiento de yacimientos". Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. México D.F. UNAM, Junio 2005.
20. Lebourg M., Fields R. Q., et al. "A method of formation testing on logging cable". Society of petroleum engineers. Houston, Texas, 1957.
21. Lee John. "Well testing. SPE textbook series". Society of petroleum engineers. December 1982.
22. Milburn J. D., Howell J. C., et al. "Formation Evaluation with the Wireline formation tester". Society of petroleum engineers. Houston, Texas. 1961.
23. Obuekwe MOGBO, Total E&P Nigeria. " Deepwater DST Design, Planning and Operations- Offshore Niger Delta Experience". Society of petroleum engineers. 2010.
24. Pacheco Venegas Ricardo Noel. "Caracterización Dinamica de Yacimientos". Apuntes de clase. Agosto 2011.
25. PEMEX, Exploración y producción. "Terminación: Guía de diseño de pruebas DST". México, 2008.

26. Ramaswami S., Elshawi H., et al. "Combining Convention and Wireline Formation Testing Improved Reservoir Characterization". Society of petroleum engineers. 2011.
27. Ramaswami S., Elshawi H., et al. "Integration of Wireline Formation Testing and Well Testing Evaluation- An example from the Caspian". Society of petroleum engineers. 2010.
28. Ramírez Jetzabeth, Lozano Gerardo, Pérez Rodolfo. "Productividad de pozos petroleros". Facultad de Ingeniería, UNAM. 2007.
29. Rodriguez Heberto. "65 Aniversario de los registros eléctricos en México". México, 2001.
30. Rourke Marvin, Widjaja Danang R., et al. "A Novel Fracture Characterization Approach: Mini-DST Using a Wireline Formation Tester". Society of petroleum engineers. 2010.
31. Salazar Mario. "Technical assistance document: Foration testing, procedures, aplicaciones, equipment and specifications related to injection wells". Washington D.C. 1988.
32. Schlumberger. "Introduction to well testing". Bath, England. March, 1998.
33. Schlumberger. "MDT Modular Formation Dynamic tester". Schlumberger catalog. June 2002.
34. Schlumberger. "RFT Essentials of pressure test interpretation". Schlumberger limited. 1981.
35. Tarbuck Edward J , Lutgens Frederick K., " Ciencias de la tierra". Prentice Hall, 2010.
36. Weatherford. "Servicios de Wireline para pozo abierto". Catálogo de herramientas. 2009.
37. Whitten Frank R. "Formation Testing apparatus". U.S. Patent 3261402. Houston Texas. July 1966.
38. Wikipedia: www.wikipedia.org.