

**DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGIA PARA LA TOMA DE  
PRUEBAS DE PRESION EN CAMPOS MADUROS  
APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

**DANIEL ARMANDO ESCAMILLA MARQUEZ  
NATALIE PAOLA GUALDRON DIAZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

**DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGIA PARA LA TOMA DE  
PRUEBAS DE PRESION EN CAMPOS MADUROS  
APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

**DANIEL ARMANDO ESCAMILLA MARQUEZ  
NATALIE PAOLA GUALDRON DIAZ**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M.Sc. Karen Linnete Pachano Peláez  
DIRECTOR**

**Ing. Raul Leonardo Triana Alonso  
CODIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por permitir que llegáramos hasta este punto, por darnos las fuerzas cada día para seguir a pesar de que las circunstancias no eran favorables y por estar siempre de nuestro lado.

A nuestra directora Karen L. Pachano Peláez por habernos acompañado todo el tiempo a pesar de la distancia, por su apoyo y su confianza.

A Luchito y a Gloria porque sin ustedes no hubiese sido posible culminar con nuestra tesis. Luchito gracias por todas las gestiones y por ser como un papá para nosotros. Gloria gracias por su ayuda incondicional y por el esfuerzo puesto en ayudarnos.

A Cesar por sus consejos, comprensión y colaboración siempre que lo necesitamos, más que nuestro evaluador fue un amigo con el que pudimos contar en la elaboración de este trabajo.

A Ferchito y Carlitos los “Ingenieros del ICP”, gracias porque a pesar de las circunstancias pasamos muy buenos momentos y sin su apoyo no hubiera sido posible que aguantáramos tanto.

## **DEDICATORIA**

*A Dios por darme la oportunidad de existir, por ser mi refugio y mi fuerza y por permitir que se cumplieran mis sueños y esta meta que es otra etapa que pasa en mi vida.*

*A mis padres Luis José Gualdrón S. y Mary Luz Díaz por su apoyo incondicional, por sus valores, por su comprensión, por confiar siempre en mí, por todos aquellos consejos que me han permitido ser una mejor persona y sobretodo por ese amor infinito. Espero estén muy orgullosos de este triunfo y sepan que este es el principio de muchos más triunfos que lograré en mi vida.*

*Los Amo.*

*A mis tres hermanitos, por estar siempre conmigo brindándome alegrías y ánimo para salir adelante.*

*A ti por todos aquellos momentos que hemos pasado juntos, por tu apoyo y amor incondicional, por cada palabra agradable que me llenaba de fortaleza para salir adelante y cumplir con este logro que es también el tuyo. Te quiero muchísimo.*

*“Por Fin Ingenieros de Petróleos”.*

*A mis Amiguitos de la universidad Mary, claudis, Fer, Chechis, Javis, Vivis, Zabalita y Jhon Jairo por que hicieron que esta etapa de mi vida fuera una de las mejores con la amistad que me brindaron, por ser parte de mis alegrías y tristezas y por acompañarme a cumplir este logro.*

**NATALE PAOLA GUALDRON DIAZ**

## **DEDICATORIA**

*A Dios por darme la vida, porque a pesar de las dificultades se que siempre has estado conmigo, por permitir que mis sueños se hagan realidad y darme el aliento que necesité en cada momento para seguir.*

*A mis padres Armando Escamilla y Ester Márquez por su apoyo incondicional y por estar conmigo siempre que los he necesitado, gracias porque sin ustedes no sería lo que soy ahora, sus esfuerzos, su amor, sus palabras de ánimo me han colocado en el lugar que estoy. Los Amo.*

*A la gorda porque sé que sin ser mi mamá siempre te has portado como tal y me has aguantado un montón de tiempo y siempre has estado ahí.*

*A mis hermanos que siempre me han apoyado y ayudado en lo que he necesitado. Gracias Dieguito por ser ese ejemplo a seguir porque tu vida me inspira cada día y me siento orgulloso de tener un hermano como tú. A Normita mi niñita linda que te quiero mucho te agradezco tu amor. A Gaby y a Loren por tratarme tan lindo y por quererme tanto. Los Amo.*

*A Willy por ser como un hermano para mi, saber que estas ahí y que siempre tienes una mano para extenderme me reconforta y me ha dado fuerzas para seguir en muchos momentos. Gracias Amigo te quiero.*

*A mi Gulis, porque a pesar de los años siempre serás como mi hermana, gracias por alegrarte de mis triunfos y compartirlos conmigo. Te quiero mucho.*

*A mis amigos de la U, a Natica, David, Chechis, Victor, Mao, Oscar y todo el resto que me queda sin nombrar gracias por todos los momentos compartidos y por estar ahí siempre apoyándome. Los Quiero.*

**DANIEL ARMANDO ESCAMILLA MARQUEZ**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>1. INTERPRETACION DE PRUEBAS DE PRESIÓN.</b>	<b>4</b>
1.1 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESIÓN.	7
1.1.1 Pruebas de Declinación (Drawdown Test).	8
1.1.2 Pruebas de Restauración (Buil – Up Test).	9
1.2 CONCEPTOS BASICOS PARA EL ANALISIS DE UNA PRUEBA DE PRESION.	11
1.2.1 Variables Adimensionales.	11
1.2.2 Almacenamiento.	13
1.2.2.1 Coeficiente de almacenamiento.	15
1.2.3 Factor de Forma.	16
1.2.4. Factor de Daño.	20
1.2.4.1 Daño Aparente.	21
1.2.5. Radio de Drenaje.	23
1.2.6 Radio de Investigación.	23
1.2.7 Tiempo de Estabilización.	24
1.3 REGIMENES DE FLUJO Y GEOMETRIAS DE FLUJO.	25
1.3.1 Regimenes de Flujo.	25
1.3.2 Geometrías de Flujo.	27
1.3.3 Diagnóstico de las Geometrías de Flujo	30
1.3.4 Modelos de Yacimiento.	32
1.3.5 Modelos de los Límites y/o Fronteras.	33
1.4 ANALISIS DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN O DE BUILD-UP (PBU).	35

1.5 PRUEBAS DE PRESION NO CONVENCIONALES.	36
1.5.1 Equipo Empleado en las Pruebas de Presión.	37
1.5.1.1 Analizador de Pozo	37
1.5.1.2 Pistola a Gas.	38
1.5.1.3 Transductor de Presión	39
1.5.1.4 Celda de Carga Tipo Herradura (HT).	40
1.5.1.5 Celda de Carga de la Barra Lisa (PRT).	40
1.5.1.6 Programa de Administración Completa del Pozo (TWM).	41
1.6 ESTUDIO ACUSTICO DEL POZO.	42
1.7 PRUEBA DE TRANSIENTE DE PRESION.	47
1.7.1 Pruebas de Presión usando Echometer.	48
<b>2. DESCRIPCION DEL CAMPO COLORADO.</b>	<b>52</b>
2.1 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO COLORADO.	52
2.2 LOCALIZACION.	53
2.3 PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL CAMPO COLORADO.	54
2.4 ESTUDIO DE PRESIONES DEL CAMPO COLORADO.	60
<b>3. CONSIDERACIONES TECNICAS PARA EL DISEÑO DE UNA PRUEBA DE PRESION TOMADA CON ECHOMETER.</b>	<b>65</b>
3.1 SELECCIÓN DE POZOS.	65
3.2 CARACTERISTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.	67
3.3 POZO COLORADO 38.	70
3.3.1 Datos Básicos.	70
3.3.2 Historia de Producción y Recompletamientos.	71
3.3.3 Estado Mecánico.	73
3.3.4 Historia de Presiones.	73
3.4 POZO COLORADO 70	74
3.4.1 Datos Básicos.	74
3.4.2 Historia de Producción y Recompletamientos.	75
3.4.3 Estado Mecánico.	76

3.4.4 Historia de Presiones.	77
<b>4. METODOLOGIA PARA LA TOMA DE PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION CON HERRAMIENTAS NO CONVENCIONALES.</b>	<b>78</b>
4.1 DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA PROPUESTA.	78
4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL CAMPO ESCUELA COLORADO	84
4.2.1.Colorado 38.	85
4.2.2.Colorado 70.	89
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>123</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>124</b>
<b>REFERENCIA BIBLIOGRAFICA</b>	<b>126</b>
<b>ANEXO A.</b>	<b>130</b>
<b>ANEXO B.</b>	<b>143</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Esquema de la representación matemática de una prueba de presión	4
<b>Figura 2.</b> Prueba de declinación de presión (PDD).	8
<b>Figura 3.</b> Prueba de restauración de presión (PBU).	10
<b>Figura 4.</b> Efectos de almacenamiento en restauración y declinación de presión	14
<b>Figura 5.</b> Efecto de daño en la cara del pozo.	20
<b>Figura 6.</b> Flujo Radial.	28
<b>Figura 7.</b> Flujo Lineal.	28
<b>Figura 8.</b> Flujo Bilineal .	29
<b>Figura 9.</b> Flujo Esférico.	30
<b>Figura 10.</b> Diagnóstico de la geometría de flujo en la gráfica de la derivada de la presión.	32
<b>Figura 11.</b> Analizador de Pozo.	38
<b>Figura 12.</b> Pistola a Gas.	39
<b>Figura 13.</b> Transductor de Presión.	39
<b>Figura 14.</b> Celda de Carga Tipo Herradura (HT).	40
<b>Figura 15.</b> Celda de Carga de la Barra Lisa (PRT).	41
<b>Figura 16.</b> Interfase del programa TWM.	42
<b>Figura 17.</b> Localización Campo Colorado.	54
<b>Figura 18.</b> Columna Estratigráfica.	55
<b>Figura 19.</b> Estructura del Campo Colorado.	56
<b>Figura 20.</b> Facilidades Actuales de Producción en el Campo Colorado.	58
<b>Figura 21.</b> Mapa de Presiones de la zona B del Campo Colorado.	62
<b>Figura 22.</b> Pruebas de Restauración de Presión (PBU) en el Campo Colorado.	64

<b>Figura 23.</b> Estado Mecánico Colorado 38.	73
<b>Figura 24.</b> Estado Mecánico Colorado 70.	76
<b>Figura 25.</b> Esquema General de la Metodología.	79
<b>Figura 26.</b> Interfase Propiedades Básicas del Yacimiento.	80
<b>Figura 27.</b> Interfase de Datos Adquiridos.	82
<b>Figura 28.</b> Interfase de Análisis de Datos.	83
<b>Figura 29.</b> Radio de Investigación Vs. Tiempo – COL 38.	88
<b>Figura 30.</b> Radio de Investigación Vs. Tiempo – COL 70.	91
<b>Figura 31.</b> Pozo Colorado 70.	93
<b>Figura 32.</b> Variador Colorado 70.	93
<b>Figura 33.</b> Equipos para la Prueba	94
<b>Figura 34.</b> Revisión de Equipos para la Prueba.	94
<b>Figura 35.</b> Conexión botella de Gas y Regulador de Presión.	95
<b>Figura 36.</b> Conexión Regulador - Manguera .	96
<b>Figura 37.</b> Conexión Botella - Manguera.	96
<b>Figura 38.</b> Prueba de la Pistola.	97
<b>Figura 39.</b> Cierre de Válvulas.	98
<b>Figura 40.</b> Cierre de Válvulas 2	98
<b>Figura 41.</b> Apertura del Casing.	99
<b>Figura 42.</b> Instalación de la Pistola.	99
<b>Figura 43.</b> Conexión Final de la Pistola.	100
<b>Figura 44.</b> Montaje Final del Equipo.	100
<b>Figura 45.</b> Inicio de la Prueba.	101
<b>Figura 46.</b> Retiro del Equipo.	102
<b>Figura 47.</b> Verificación de las Válvulas.	102
<b>Figura 48.</b> Datos Obtenidos.	104
<b>Figura 49.</b> Presión en el Casing Vs Tiempo.	105
<b>Figura 50.</b> BHP (Bottom Hole Pressure) Vs Tiempo.	105
<b>Figura 51.</b> Profundidad al Nivel de Líquido.	106
<b>Figura 52.</b> Log $\Delta P$ Vs Log $\Delta$ Tiempo.	107

<b>Figura 53.</b> Gráfica MDH.	108
<b>Figura 54.</b> Gráfica Horner.	108
<b>Figura 55.</b> Log $\Delta P$ Vs Log $\Delta$ Tiempo. Ajustada.	109
<b>Figura 56.</b> Gráfica MDH. Ajustada.	110
<b>Figura 57.</b> Gráfica Horner. Ajustada.	110
<b>Figura 58.</b> Gráfica Log - Log.	111
<b>Figura 59.</b> Gráfica Log - Log y Derivada.	112
<b>Figura 60.</b> Gráfica MDH.	113
<b>Figura 61.</b> Gráfica Horner.	115
<b>Figura 62.</b> Gráfica Cartesiana.	116
<b>Figura 63.</b> Gráfica Derivada.	117
<b>Figura 64.</b> Gráfica Radial.	117
<b>Figura 65.</b> Gráfica Cartesiana.	118
<b>Figura 66.</b> Gráfica Derivada.	118
<b>Figura 67.</b> Gráfica Radial.	119
<b>Figura 68.</b> Gráfica de Horner para una prueba PBU.	133
<b>Figura 69.</b> Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.	133
<b>Figura 70.</b> Influencia típica en forma de "s" alargada del almacenamiento	134
<b>Figura 71.</b> Determinación de $P_{1hr}$ .	139
<b>Figura 72.</b> Determinación de la presión del Yacimiento	140

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Factores de forma para varias áreas de drenaje con un solo pozo.	18
<b>Tabla 2.</b> Curvas Generalizadas para los modelos de flujo más comunes.	34
<b>Tabla 3.</b> OOIP y Reservas Campo Colorado.	57
<b>Tabla 4.</b> Propiedades Básicas del Yacimiento.	59
<b>Tabla 5.</b> Presiones de Fondo de la zona B del Campo Colorado.	61
<b>Tabla 6.</b> Recopilación de Información.	67
<b>Tabla 7.</b> Tiempos adimensionales – $T_{DA}$ para geometrías cuadradas y circulares.	70
<b>Tabla 8.</b> Niveles de Fluido Colorado 38.	74
<b>Tabla 9.</b> Niveles de Fluido Colorado 70.	77
<b>Tabla 10.</b> Propiedades Petrofísicas – Zona B – COL 38.	85
<b>Tabla 11.</b> Coeficiente de Almacenamiento – COL 38.	86
<b>Tabla 12.</b> Radios de Investigación – COL 38.	86
<b>Tabla 13.</b> Periodos de Flujo para diferentes Geometrías – COL 38.	88
<b>Tabla 14.</b> Propiedades Petrofísicas – Zona B – COL 70.	89
<b>Tabla 15.</b> Coeficiente de Almacenamiento – COL 70.	89
<b>Tabla 16.</b> Radios de Investigación – COL 70.	90
<b>Tabla 17.</b> Periódos de Flujo para diferentes Geometrías – COL 70.	92
<b>Tabla 18.</b> Periódos de Disparos.	103
<b>Tabla 19.</b> Parámetros Gráfico Log - Log.	112
<b>Tabla 20.</b> Parámetros Gráfico MDH.	114
<b>Tabla 21.</b> Parámetros Gráfico Horner.	115
<b>Tabla 22.</b> Coeficientes de Almacenamiento	121

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>ANEXO A.</b> PROCEDIMIENTO PARA ANALIZAR UNA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION O DE BUILD-UP (PBU).	<b>130</b>
<b>ANEXO B.</b> PROCEDIMIENTO RECOMENDADO PARA EFECTUAR PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION EN POZOS CON BOMBEO MECANICO POR MEDIO DE MEDICIONES AUTOMATICAS DE NIVEL DE FLUIDO Y PRESION DEL REVESTIMIENTO USANDO EL PROGRAMA TWM.	<b>144</b>

## RESUMEN

**TITULO:** DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGIA PARA LA TOMA DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.

**AUTORES:** Natalie Paola Gualdrón Díaz, Daniel Armando Escamilla Márquez. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Msc. Karen Linnete Pachano Peláez. Codirector Ing. Raúl Leonardo Triana Alonso.

**PALABRAS CLAVES:** Pruebas de Presiones, Campos Maduros, Metodología, Pruebas no Convencionales.

### CONTENIDO:

Conocer el comportamiento de las presiones de fondo, es un factor clave que emplean los ingenieros para evaluar y analizar parámetros del yacimiento que permitan la optimización y manejo del mismo durante su etapa de producción.

Para cumplir este objetivo se realizan estudios de presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ), pruebas de restauración de presión que son las principales herramientas para determinar la presión del yacimiento, permeabilidad de la formación, índice de productividad y factor de daño<sup>1</sup>, entre otros. En pozos produciendo mediante bombeo mecánico evaluar presiones de fondo utilizando estos métodos resulta complicado y bastante costoso debido a la presencia de varillas dentro de los mismos. Por esta razón surgió la necesidad de desarrollar nuevas técnicas para el análisis del comportamiento de presiones, calculando presiones de fondo con el uso del equipo Well Analyzer, el cual permite la realización automática de pruebas de restauración de presión en pozos con bombeo mecánico a partir de medidas de presión en superficie, nivel de fluido y datos del pozo.

En este libro se diseñó una metodología para tomar pruebas de presión utilizando métodos no convencionales que proporcione un análisis del comportamiento de la presión.

Se inicia con una recopilación de información necesaria para la realización de la prueba, como características del yacimiento, propiedades de fluido, propiedades petrofísicas, etc. Luego se procede a la adquisición y ajuste de datos, donde se programa la prueba y se refinan los datos obtenidos en ella.

Finalmente, se procede al análisis de los datos utilizando softwares especializados y luego se procede a la implementación de los resultados en el Campo Colorado, de acuerdo al comportamiento analizado.

---

<sup>1</sup> PODIO, A.L; McCOY, J.N. Pressure Transient Digital Data Acquisition And Analysis From Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. SPE 23980.

## ABSTRACT

**TITLE:** DESING AND IMPLEMENTATION OF A METHODOLOGY FOR TAKING PRESSURE TESTS IN MATURE FIELDS. APPLICATION COLORADO FIELD.

**AUTHORS:** Natalie Paola Gualdrón Díaz, Daniel Armando Escamilla Márquez. Faculty of Physical Chemistry Engineering. School of Petroleum Engineering. Director Msc. Karen Linnete Pachano Peláez. Codirector Ing. Raúl Leonardo Triana Alonso.

**KEY WORDS:** Pressure Testings, Mature Fields, Methodology, Non-Conventional Tests.

### CONTENTS:

Knowing the behavior of the pressure bottom hole is a key factor used by engineers to evaluate and analyze parameters of the reservoir to optimizing and managing it during its production stage.

For this purpose, studies of producing bottom hole pressure ( $P_{wf}$ ), build-up pressure test are carried out, they are the main tools for determining the reservoir pressure, permeability of the formation, rate of factor productivity and damage<sup>2</sup>, among others. Wells producing by pump rod evaluate bottom hole pressures using these methods is quite complicated and costly due to the presence of rods within them. For this reason, new techniques have been developed for the analysis of pressures, calculating bottom hole pressures with the use of equipment Well Analyzer, which allows the automatic testing of build-up pressure tests in wells with pump rod from measures surface pressure, fluid level and data from the wellbore.

This book is a methodology designed to take pressure tests using unconventional methods to provide an analysis of the behavior pressure.

It starts with a collection of information necessary for testing as reservoir characteristics, fluid properties, petrophysical properties, and so on. Then, proceeded to the acquisition and adjustment of data, where the test is programmed and refine the data obtained there.

---

<sup>2</sup> PODIO, A.L; McCOY, J.N. Pressure Transient Digital Data Acquisition And Analysis From Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. SPE 23980.

## INTRODUCCION

Conocer el comportamiento de las presiones de fondo, es un factor clave que emplean los ingenieros para evaluar y analizar parámetros del yacimiento que permitan la optimización y manejo del mismo durante su etapa de producción.

Para cumplir este objetivo se realizan estudios de presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ), pruebas de restauración de presión y análisis del comportamiento de influjo (IP), que son las principales herramientas para determinar la presión del yacimiento, permeabilidad de la formación, índice de productividad, factor de daño y eficiencia de la bomba<sup>3</sup>, entre otros. Generalmente estas técnicas son implementadas en pozos fluyendo naturalmente o en pozos con gas lift donde un análisis de datos de presión se obtiene mediante registradores de presión de fondo de pozo transportados por wireline.

Sin embargo, en pozos produciendo mediante bombeo mecánico evaluar presiones de fondo utilizando estos métodos resulta complicado y bastante costoso debido a la presencia de varillas dentro de los mismos. Por esta razón surgió la necesidad de desarrollar nuevas técnicas para el análisis del comportamiento de presiones, calculando presiones de fondo con el uso del equipo Well Analyzer, el cual permite la realización automática de pruebas de restauración de presión en pozos con bombeo mecánico a partir de medidas de presión en superficie, nivel de fluido y datos del pozo.

Tomando como referencia los aspectos antes mencionados, se diseñó una metodología para tomar pruebas de presión utilizando métodos no convencionales

---

<sup>3</sup> PODIO, A.L; McCOY, J.N. Pressure Transient Digital Data Acquisition And Analysis From Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. SPE 23980.

---

(realizar una prueba de ascenso de presión -PBU utilizando el Echometer), que proporcionen un análisis del comportamiento de la presión. Describiendo y definiendo el modelo del yacimiento junto con una caracterización que es útil para buscar alternativas que ayuden a pronosticar el desempeño del campo optimizando la producción e identificando posibles zonas productoras.

Posteriormente se realiza una comparación de los datos obtenidos con estudios históricos del comportamiento de presión de pruebas anteriormente tomadas, esto con el fin de evaluar la viabilidad de los métodos no convencionales y así establecer parámetros de ajuste o correlaciones que permitan realizar pruebas de presión a un menor costo.

Es importante destacar que el diseño de la metodología es aplicada al Campo Escuela Colorado, el presente trabajo se desarrolla en cuatro capítulos descritos a continuación:

En el capítulo uno se presentan los conceptos fundamentales del tema, que abarca las generalidades y conceptos básicos para el análisis e interpretación de pruebas de presión, la técnica para analizar una prueba de restauración de presión y los parámetros que pueden ser obtenidos. Así mismo, se hace una descripción de los componentes básicos de la herramienta no convencional (Echometer) y del programa TWM (Total Well Management), que se implementa en la toma y análisis de la prueba.

En el capítulo dos se describe el Campo Colorado, mostrando una reseña histórica del campo, localización, características básicas referentes al sistema de producción y a los estudios básicos que se han hecho para determinar las propiedades de roca y fluido del yacimiento, así mismo un estudio de presiones que es básico para el desarrollo de este trabajo.



---

En el capítulo tres se diseña la metodología, llevando a cabo la selección de pozos, teniendo en cuenta los factores necesarios para un desempeño eficiente de la prueba.

El capítulo cuatro presenta los alcances obtenidos con la metodología, describiendo los procedimientos desarrollados en la realización e interpretación de la prueba, estos resultados se evalúan y se comparan con el estudio del comportamiento de presión que actualmente tiene el Campo Colorado.

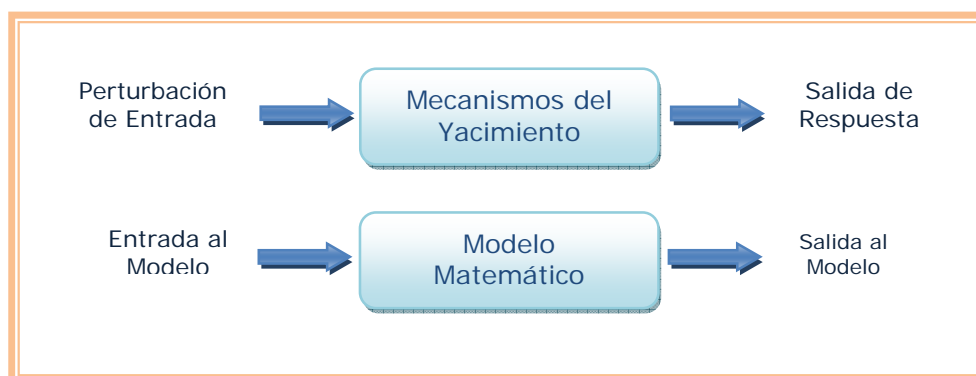


## 1. INTERPRETACION DE PRUEBAS DE PRESION

Una prueba de presión puede definirse como la medición continua, del comportamiento de la presión, en un pozo de interés, el cual se origina por el cambio del caudal de producción o de inyección, en el mismo pozo o en otros de interferencia.

Al realizar pruebas de presión, se busca evaluar parámetros del yacimiento, suministrando un impulso de entrada (generalmente un cambio en la tasa de flujo) y medir la respuesta (usualmente un cambio en la presión), tal como se ilustra en la Figura 1.

**Figura 1.** Esquema de la representación matemática de una prueba de presión



**Fuente.** Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

La respuesta del yacimiento está gobernada por los siguientes parámetros: permeabilidad, efecto de daño, coeficiente de almacenamiento, distancia de los límites, propiedades de fractura, coeficiente de doble porosidad etc. Basado en las propiedades físicas del yacimiento, se busca establecer un modelo, que pueda

---

ser analítico o numérico, el cual se ajusta con la respuesta medida del yacimiento, logrando de esta manera evaluar el valor de dichos parámetros.

El objetivo de una prueba de presión es adquirir información del pozo y del yacimiento utilizando técnicas apropiadas que permitan mediante el análisis de una prueba de presión definir el modelo de yacimiento estableciendo el inicio y el fin de cada período de flujo, identificando cada patrón de flujo, estimando los parámetros que se pueden obtener; es decir describir y definir el modelo de el yacimiento de un campo hidrocarburífero. El diseño e interpretación depende de sus objetivos, los cuales básicamente se clasifican en dos grupos<sup>4</sup>:

### **Grupo Uno**

El primer grupo corresponde a la evaluación, administración y descripción del yacimiento, el objetivo principal varía de identificar los fluidos de producción, la capacidad de entrega del yacimiento y la caracterización compleja del mismo.

- *Evaluación del Yacimiento:* Para tomar la decisión sobre la mejor manera de producir un yacimiento, es necesario conocer la capacidad de entrega, propiedades y tamaño del yacimiento, para así determinar la conductividad ( $kh$ ), presión inicial y límites del yacimiento. Adicionalmente, se analizarán las condiciones cerca al pozo para evaluar si la productividad del pozo se rige por los efectos (tales como skin y almacenamiento) o por el yacimiento en general.
- *Administración del Yacimiento:* Durante la vida del yacimiento, se debe monitorear el desempeño y las condiciones de los pozos. Para esto, es útil

---

<sup>4</sup> TRIANA, Raúl L., y RUEDA, Jesús A., "Análisis de Convulsión de Pruebas de Presión en Piedemonte Llanero", Tesis de grado, Universidad de las Américas, 2005.



---

registrar los cambios en la presión promedio del yacimiento de tal manera que se puedan mejorar el desempeño del yacimiento.

- *Descripción del Yacimiento:* Formaciones geológicas de yacimientos de aceite, gas, agua y geotérmicos son complejas, y pueden contener diferentes tipos de roca, interfaces estratigráficas, fallas, barreras y frentes fluidos. Algunas de estas fallas puede influir en el comportamiento del transiente de presión, como también afectar el desempeño del yacimiento. Es posible usar el análisis de pruebas de presión con el objetivo de describir el yacimiento y ayudar a pronosticar su desempeño.

## **Grupo Dos**

En este grupo, se contempla la obtención de datos de la prueba de presión como datos importantes para tener un análisis cuantitativo de las propiedades del yacimiento y mejoramiento en su comportamiento.

La interpretación de pruebas de presión constituye una de las herramientas más usadas durante las etapas de explotación y producción para determinar y evaluar las características de flujo y de almacenamiento en la formación. Estos relacionan la producción de hidrocarburos con los cambios de presión en fondo del pozo, considerando la forma geométrica del área de drenaje, las características de la formación, así como también las condiciones en los límites.

Inicialmente al relacionar datos de presión con datos de producción de petróleo, agua y con datos de propiedades de roca y fluido se puede estimar el petróleo original in situ y el petróleo que puede ser esperado del yacimiento bajo diversas formas de producción. Esto se realiza a partir de la fase exploratoria, donde se prueba la existencia de hidrocarburos, de igual forma se determinar el tipo de



---

fluido de yacimiento, presión inicial, temperatura, permeabilidad de la formación, daño de formación cercana al pozo (factor skin), índice de productividad del pozo (IP), heterogeneidades, discontinuidades, fallas, barreras de no flujo. Después en la fase de desarrollo se confirma la presencia de hidrocarburos en el yacimiento y finalmente se evalúa la eficiencia del completamiento y la evolución con el tiempo de la productividad del pozo, factor skin, presión promedio de yacimiento.

En general, los diversos aspectos y parámetros de un yacimiento que se pueden determinar de los datos aportados por una prueba de presión son:

- Identificación del tipo de yacimiento (homogéneo, fracturado, doble porosidad, doble permeabilidad, entre otros).
- Cálculo de la presión promedio del área de drenaje.
- Determinación del daño o estimulación en un pozo.
- Estimación del volumen poroso de un yacimiento.
- Evaluación de proyectos de fracturamiento.
- Análisis de los esquemas de flujo en un yacimiento.
- Evaluación de cambios en el mecanismo de producción.
- Evaluación de proyectos de recobro.
- Justificación para nuevos proyectos de desarrollo.

### **1.1. PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESION<sup>5</sup>**

El Análisis del Transiente de Presión se utiliza para analizar, mejorar y predecir el comportamiento de un yacimiento y consiste básicamente en medir las variaciones de presión en uno o varios pozos y hallar las propiedades petrofísicas de la roca y

---

<sup>5</sup> MOLINA, Miguel D., "Determinación de la presión promedia en yacimientos naturalmente fracturados utilizando las técnicas de síntesis directa de Tiab", Tesis de grado, UIS, 2004.

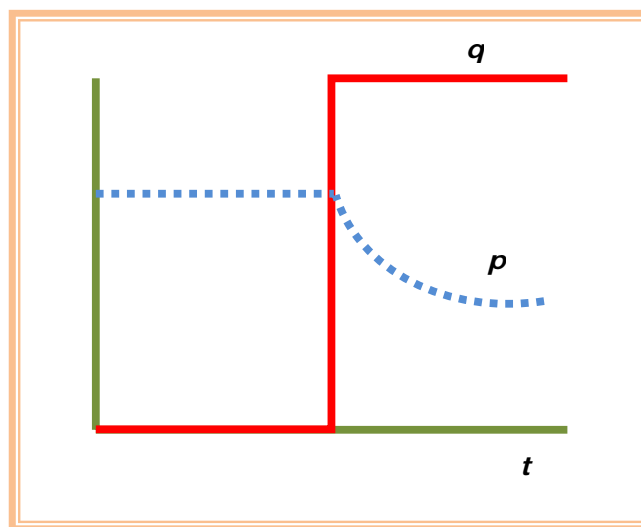


los fluidos del yacimiento, tales como: el coeficiente de almacenamiento, la permeabilidad, entre otros.

### 1.1.1. Pruebas de Declinación (Drawdown Test).

Estas pruebas, son realizadas con el pozo en flujo estable y abierto, a caudal constante, su duración es variable, desde unas pocas horas hasta varios días, dependiendo del objetivo de la prueba y las características de la formación. La presión y la tasa se registran en función del tiempo tal como se muestra en la figura 2.

**Figura 2.** Prueba de declinación de presión (PDD)



**Fuente.** Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

El objetivo de una prueba de declinación de presión es determinar permeabilidad, factor de daño y en algunos casos el volumen del yacimiento (pruebas extensas).

---

Este tipo de prueba es un buen método para probar los límites del yacimiento ya que el tiempo requerido para observar la respuesta de un límite es largo y las fluctuaciones operacionales en la tasa de flujo son menos importantes sobre grandes periodos de tiempo.

Se aplican a pozos nuevos en los que se ha estabilizado la presión y en pozos exploratorios ya que son candidatos frecuentes para largas pruebas de caída de presión, con un objetivo común de determinar el volumen mínimo o total que está siendo drenado por el pozo.

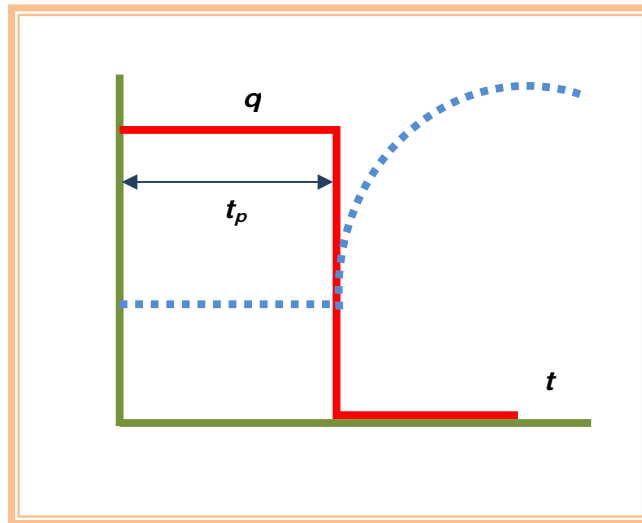
Una variación de esta prueba, es la conocida como: Drawdown Extendida (Extended Drawdown) y sirve para definir los límites del yacimiento y/o el área de drenaje de un pozo, así como para estimar volúmenes iniciales de producción.

### **1.1.2. Pruebas de Restauración (Build-up Test).**

Una prueba de restauración de presión básicamente consiste en cerrar un pozo productor, después de que se ha producido durante algún tiempo y se ha alcanzado la estabilización de la tasa, se registran las presiones de fondo del pozo en función del tiempo, como se ilustra en la Figura 3.



**Figura 3.** Prueba de restauración de presión (PBU).



**Fuente.** Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

Este tipo de prueba es la más usada para el Análisis del Transiente de Presión a continuación se mencionan algunas de las características presentes en la realización de estas pruebas:

- Son de fácil realización y supervisión.
- Requieren cierre temporal del pozo.
- A partir de este, se pueden obtener: la permeabilidad, el factor de daño y la  $P$  a diferencia del Drawdown Test, que no permite estimar esta última.
- Presenta problemas operacionales al tratar de mantener una tasa de producción constante y causar pérdidas económicas por el cierre del pozo.

## 1.2. CONCEPTOS BASICOS PARA EL ANALISIS DE UNA PRUEBA DE PRESION

Dentro del análisis de presiones de fondo, es necesario definir algunos parámetros que son esenciales para entender la información establecida en este texto.

### 1.2.1. Variables Adimensionales<sup>3</sup>

Estas variables son utilizadas para el análisis de pruebas de presión, por la representatividad y facilidad para operar matemáticamente los parámetros característicos del yacimiento, permitiendo simplificar los modelos matemáticos.

Adicionalmente, las soluciones obtenidas con variables adimensionales, son independientes de cualquier sistema de unidades de tal manera que los parámetros presentes en ella se asumen constantes.

Las variables adimensionales más importantes son:

- *Presión Adimensional*

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P_{wf})$$

*Unidades de campo* (1)

$$P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu} (P_i - P_{wf})$$

*Unidades consistentes* (2)

Siendo,

$K =$  permeabilidad (md)



- $h$  = espesor (pies)
- $P_i$  = Presión inicial del yacimiento (psia)
- $P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo (psia)
- $q$  = Tasa de producción (STB/d)
- $B_0$  = factor volumétrico de formación (vol res/ vol std)
- $\mu_0$  = viscosidad (cp)

- *Tiempo Adimensional*

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad \text{Unidades de campo} \quad (3)$$

$$t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad \text{Unidades consistentes} \quad (4)$$

Siendo,

- $t$  = tiempo (horas)
- $\phi$  = porosidad
- $c_t$  = compresibilidad total del sistema (/psi)
- $r_w$  = radio del pozo (pies)

Otra variable adimensional muy usada, es  $t_{DA}$ , basada en la extensión areal del yacimiento y se expresa como:

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t A} \quad (5)$$

Siendo,

A = área del yacimiento (pies<sup>2</sup>)

- *Radio adimensional*

$$t_D = \frac{r}{r_w} \quad (6)$$

Y es independiente de cualquier sistema de unidades.

- *Tiempo de almacenamiento adimensional*

$$t_D = \frac{0.894C_S}{\phi\mu c_t h r_w^2} \quad (7)$$

### 1.2.2. Almacenamiento<sup>6</sup>

Se define como la acumulación de fluidos en el wellbore, debido a la diferencia de caudales entre la cara del pozo y la superficie, cuando un pozo que está sometido a producción o inyección es cerrado. Se le denomina también postflujo, postproducción, postinyección, carga o descarga.

En un pozo productor, si este es abierto nuevamente, se observa que inicialmente toda la tasa obtenida en superficie es aportada por la cara del pozo al descomprimirse los fluidos contenidos en él. Cuando esto ocurre, la formación no está aportando nada a la producción, sin embargo, con el paso del tiempo la tasa en superficie tiende a estabilizarse a medida que la formación empieza a aportar,

<sup>6</sup> RAMÍREZ, Dairo y RODRÍGUEZ, Richard, "Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión", Tomo I, Tesis de grado, UIS, 1996.

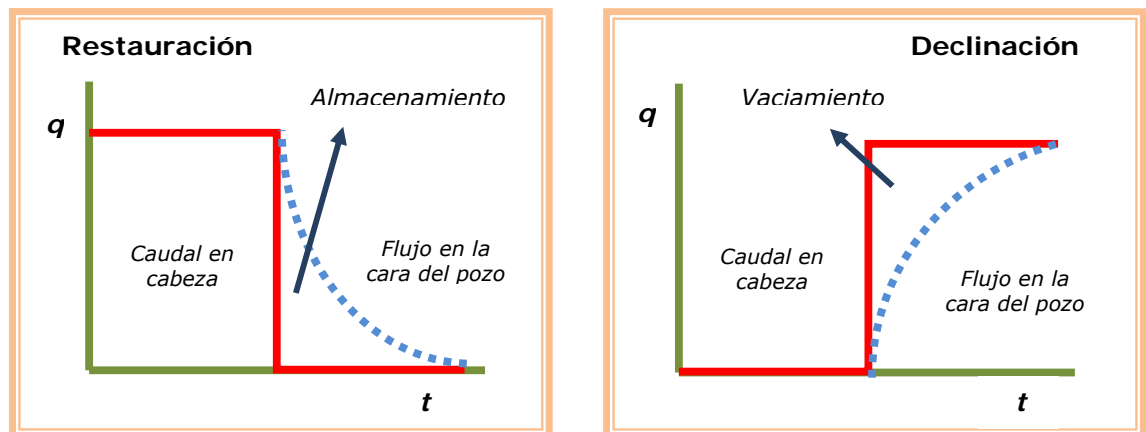


hasta constituir el total de la tasa de producción, en ese momento, la columna alcanza un valor constante que se denomina constante o coeficiente de almacenamiento.

La presencia de tal acumulación en el wellbore, puede ser causado principalmente por la expansión de fluidos o por cambios en el nivel del liquido, estos efectos dificultan el reconocimiento de regímenes de flujo e incidiendo en la interpretación de una prueba de restauración de presión. En algunos casos causa cambios en el comportamiento del transiente de presión a tiempos tempranos y cuando la duración del almacenamiento es prolongada, es difícil reconocer los efectos de frontera.

Por consiguiente en pruebas de declinación ocurre descarga (unloading), el flujo ocurre por la expansión de fluidos en el pozo y en pruebas de restauración de presión ocurre postflujo (Afterflow) tal como se ilustra en la Figura 4.

**Figura 4.** Efectos de almacenamiento en restauración y declinación de presión



**Fuente.** Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

### 1.2.2.1. Coeficiente de Almacenamiento<sup>4</sup>

Este parámetro se utiliza para cuantificar el efecto del fluido acumulado, se denota como  $C_s$  (bbl/psi) y por definición es el volumen de fluido ( $V$ ) que la cara del pozo aportará durante la producción debido a una caída de presión unitaria ( $\Delta P$ ) y se escribe:

$$C_s = \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (8)$$

Donde  $V$  es el volumen producido y  $\Delta P$  es la caída de presión.

Se puede calcular, bien sea matemáticamente por balance masa o evaluando las condiciones en el la cara del pozo o gráficamente por curvas tipo.

- *Por balance de masa se obtiene:*

$$C = \frac{144 A_w g_c}{5.615 \rho g} \quad (9)$$

$$q_f = q + \frac{24 C_s}{B} \frac{dP_w}{dt} \quad (10)$$

} *Interfase gas- liquido*

Donde:

$A_{wb}$  = Área transversal del pozo (pies<sup>2</sup>)

$\rho$  = Densidad del fluido en la cara del pozo (lb/pie<sup>3</sup>)

Introduciendo las variables adimensionales  $P_D$  y  $t_D$  y considerando el caso para el cual  $q_{sf} \neq q$ , se llega:

$$q_{sf} = q + q_i C_{SD} \frac{dP_D}{dt_D} \quad (11)$$

Cuando la producción es a tasa constante, es decir  $q_{sf} = q$ , la modificación de la ecuación resulta en:

$$q_{sf} = 1 - C_{SD} \frac{dP_D}{dt_D} \quad (12)$$

- *Evaluando las condiciones de la cara del pozo (compresibilidad), se puede aplicar la siguiente ecuación:*

$$C_s = v_{wb} c_{wb} \quad \text{Una sola fase} \quad (13)$$

Donde,

$v_{wb}$  = Volumen de la cara del pozo abierto a la formación. (Bls)

$c_{wb}$  = Compresibilidad del fluido almacenado en la cara del pozo ( $\text{psi}^{-1}$ )

### 1.2.3. Factor de Forma<sup>4</sup>

Es una constante adimensional que relaciona la forma de un área de drenaje específica con la localización del pozo de interés. Se utiliza para ajustar el estado transitorio y pseudoestable en términos de tiempo.

La ecuación generalizada para las diferentes áreas de drenaje es:

$$\bar{P} - P_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[ \frac{1}{2} \ln \left( \frac{10.06A}{C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + s \right] \quad (14)$$

Donde,

$A$  = Área de drenaje. (pies<sup>2</sup>)

$C_A$  = Factor de forma para una forma de área de drenaje y localización del pozo específico, adimensional.




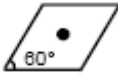
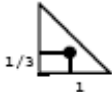





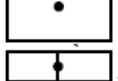

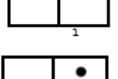
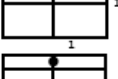
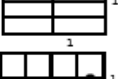

Los valores de  $C_A$  para diferentes áreas de drenaje con un solo pozo se encuentran en la tabla 1, la cual se construyó con base en el hecho de que la respuesta al estado pseudoestable no aparece sino hasta un valor determinado de  $t_{DA}$ . El valor de esta variable está dada por:

$$t_{DA} = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_i A} \quad (15)$$

El valor de la variable  $t_{DA}$  puede compararse con las tres últimas columnas de la tabla para determinar cuando el yacimiento deja de comportarse como infinito, es decir cuando se empieza a sentir los efectos de las fronteras, y cuando comienza realmente el estado pseudoestable.



Tabla 1. Factores de forma para varias aéreas de drenaje con un solo pozo.

Forma de yacimiento	$C_A$	$\ln C_A$	$0.5 \ln \left( \frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exacto para $t_{DA}$	Menos de 1% de error para $t_{DA}$	Use solución de sistema infinito con menos de 1% de error para $t_{DA}$
	31.62	3.4538	1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005
	0.5813	-0.5425	0.6758	2.0	0.60	0.02

	0.1109	-2.1991	1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	1.1355	4.0	2.00	0.03
<b>Forma de yacimiento</b>	<b>C<sub>A</sub></b>	<b>ln C<sub>A</sub></b>	$0.5 \ln \left( \frac{2.2458}{C_A} \right)$	<b>Exacto para t<sub>DA</sub> &gt;</b>	<b>Menos de 1% de error para t<sub>DA</sub> &gt;</b>	<b>Use solución de sistema infinito con menos de 1% de error para t<sub>DA</sub> &lt;</b>
	0.1155	-2.1585	1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
Yacimientos verticalmente fracturados Use $(x_e/x_f)^2$ en lugar de $A/r_w^2$ para sistemas fracturados						
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	Cannot use
	2.0348	0.7104	0.0493	0.175	0.09	Cannot use
	1.9886	0.6924	0.0583	0.175	0.09	Cannot use
	1.6620	0.5080	0.1505	0.175	0.09	Cannot use
	1.3127	0.2721	0.2685	0.175	0.09	Cannot use
	0.7887	-0.2374	0.5232	0.175	0.09	Cannot use

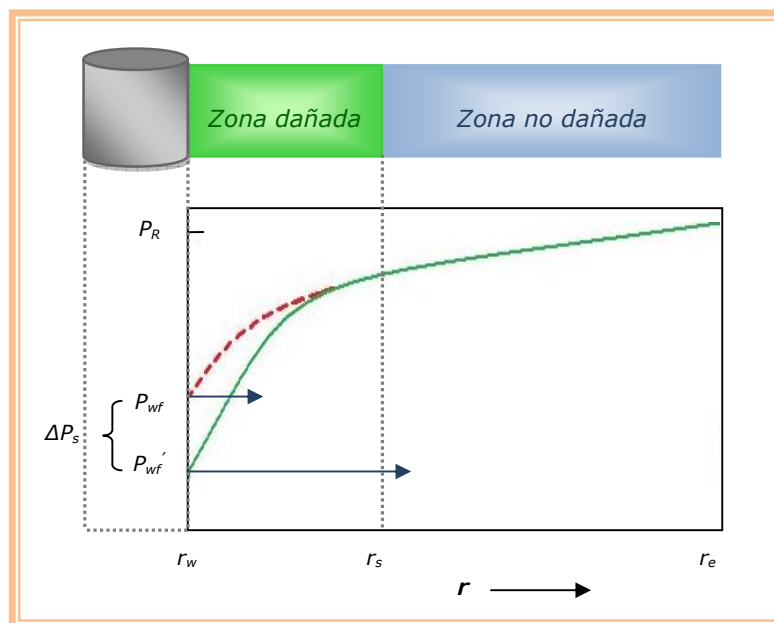
**Fuente.** Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

#### 1.2.4. Factor de Daño<sup>4</sup>

El factor daño o skin es una caída adicional de presión alrededor del pozo, que relaciona la presencia de una zona de permeabilidad alterada cerca de la cara del pozo, debido a la invasión de filtrado del lodo o cemento durante la perforación o el completamiento, o estimulación, si hay un aumento de permeabilidad debido al efecto de los ácidos sobre la roca.

La importancia de la presencia de la zona de permeabilidad alterada se debe a los efectos que ejerce sobre los datos de presión recolectados durante la prueba y sobre la capacidad de producción del yacimiento como se ilustra en la figura 5.

**Figura 5.** Efecto de daño en la cara del pozo



**Fuente:** Golan M., "Well Performance", Prentice Hall, Englewoods Cliffs, NJ, Second Edition 1991.

El primero de los efectos relaciona el proceso de transmisión de presión en el yacimiento, el cual no es uniforme debido a la presencia de heterogeneidades aisladas, en el segundo la permeabilidad en la zona alterada puede ser tan baja que la caída de presión a través de ella puede llegar a ser crítica para la presión del yacimiento y, por consiguiente para la producción.

Adicionalmente el factor skin se utiliza para cuantificar la magnitud del efecto de daño, de su definición se puede observar que es realmente una presión adimensional y está definido como<sup>7</sup>:

$$s = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta P_s \quad \text{Unidades de campo} \quad (16)$$

$$s = \frac{2\pi kh}{qB\mu} \Delta P_s \quad \text{Unidades consistentes} \quad (17)$$

Cualitativamente, el factor de skin puede interpretarse como un factor de daño positivo, que indica una restricción al flujo (pozo dañado) y un factor de daño negativo indicando estimulación; entre mayor sea el valor absoluto del factor de daño, la estimulación es más efectiva.

#### 1.2.4.1. Daño Aparente<sup>4</sup>

Este parámetros involucra otras cantidades físicas, además de la zona alterada, se presenta cuando el pozo penetra parcialmente el yacimiento o cuando el

<sup>7</sup>HORNE, Roland N.: Modern Well Test Analysis, Stanford University, Segunda Edición, Petroway, Inc., Palo Alto, California, 1995.



intervalo productor no ha sido cañoneado uniformemente, este efecto se da cuando el intervalo completado es menor que el espesor total de la formación, la caída de presión cerca al pozo se incrementa y el factor de daño aparente aumenta en sentido positivo.

El skin total en una prueba de pozo consta de dos partes: skin verdadero mas pseudo-skin.

$$s_{total} = s_{verdadero} + s_{pseudo} \quad (22)$$

El skin verdadero es causado por el daño de la formación y el pseudo-skin, es el que resulta de un intervalo perforado parcialmente o densidad insuficiente de perforación.

Saidikowsk<sup>8</sup> encontró que el factor de daño total,  $s$ , determinado de una prueba de presión, está relacionado al factor de daño verdadero,  $s_d$  y al factor de daño aparente,  $s_p$ . La relación entre estos dos factores está definida por:

$$s = \frac{h_t}{h_p} s_d + s_p \quad (23)$$

Donde  $h_t$  es el espesor total del intervalo y  $h_p$  es el intervalo perforado.

Saidikowski<sup>3</sup> también verificó que  $s_p$ , se puede determinar de la ecuación:

$$s_p = \left( \frac{h_t}{h_p} - 1 \right) \left[ \ln \left( \frac{h_t}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \right) - 2 \right] \quad (24)$$

<sup>8</sup> SAIDIKOWSKI, Ronald M., "Numerical Simulations of the Combined Effects of Wellbore Damage and Partial Penetration, Paper SPE 8204, 1979.



Donde  $k_H$  es la permeabilidad horizontal y  $k_V$  es la permeabilidad vertical.

En general el factor daño esta dado por un *daño mecánico* asociado al completamiento, *daño aparente* relacionado con el flujo de fluidos (permeabilidades relativas y flujo no Darcy) y *daño matricial* de la roca relacionado al daño de la formación.

#### 1.2.5. Radio de Drenaje<sup>4</sup>

Es la distancia  $r_e$  dentro de la cual existe flujo desde la formación al pozo en un yacimiento. Es importante anotar que en una prueba de presión, la máxima distancia que puede alcanzar el radio de investigación es el radio de drenaje. Cuando la perturbación alcanza el radio de drenaje, el flujo en dicho punto no existe.

#### 1.2.6. Radio de Investigación<sup>4</sup>

El radio de investigación es la distancia radial,  $r_{inv}$  a la cual la onda de presión se ha desplazado dentro de la formación cuando ha habido un cambio de tasa. Esta distancia esta relacionada con las propiedades de la roca y de los fluidos, y se puede calcular de la siguiente ecuación:

$$r_{inv} = \left( \frac{kt}{948\mu\phi c_t} \right)^{1/2} \quad (27)$$

de ella podemos deducir que es independiente de la tasa de producción o inyección y que se aplica a yacimientos para determinar la distancia transitoria



dentro de una formación siendo aproximadamente la distancia al pozo en el cual las propiedades de la formación están siendo investigadas en un tiempo particular en una prueba de pozo y adicionalmente determinar el tiempo de estabilización.

El radio de investigación tiene un valor cualitativo y cuantitativo en el análisis y diseño de pruebas de presión de un pozo<sup>9</sup>. Cualitativamente ayuda a explicar la forma de una curva de ascenso y descenso de presión y cuantitativamente me estima el tiempo requerido para llevar a cabo una prueba de presión a una profundidad deseada en la formación

#### 1.2.7. Tiempo de Estabilización<sup>4</sup>

Se define como el tiempo necesario para alcanzar el estado pseudoestable, es decir el tiempo requerido para que la onda de presión alcance los límites del yacimiento en una prueba de presión.

A partir de la ecuación para el radio de investigación se puede expresar, para un área de drenaje cilíndrica homogénea de radio  $r_i=r_e$ , como:

$$t_s = \frac{948\mu\phi c_i r_e^2}{kt_i} \quad (28)$$

Para otras formas de áreas de drenaje, como las de la tabla 1, se puede determinar de la siguiente forma:

<sup>9</sup> LEE, John W., Well Testing, Monographic Texas A&M University, Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982.



$$t_s = \frac{3800 \mu \phi c_t A t_{DA}}{k} = \Delta t_{lt} \quad (29)$$

donde  $\Delta t_{lt}$  se usa para denotar el tiempo en el cual comienza la región de tiempos tardíos (LTR), es decir, tiempo que corresponde al tiempo necesario para que empiecen a manifestarse los efectos de frontera más cercanas al pozo.

Para un sistema radial en el cual  $t_{DA} = 0.1$  y  $A = \pi r_e^2$ , la ecuación queda de la siguiente manera:

$$t_s = 1200 \frac{\mu \phi c_t r_e^2}{k} \quad (30)$$

### 1.3. REGIMENES DE FLUJO Y GEOMETRIAS DE FLUJO<sup>4</sup>

#### 1.3.1. Regímenes de Flujo

Los regímenes de flujo describen cómo el desplazamiento de los fluidos de un yacimiento, a través de un medio poroso, está relacionado directamente con la interacción entre ellos, con sus propiedades y con las de la roca.

Los regímenes de flujo me establecen el periodo en el que se encuentra el yacimiento. Agrupándose en:

- *Periodo de flujo transitorio*

Este régimen de flujo se presenta desde el inicio de la producción en los pozos hasta que la perturbación en la presión, originada por la tasa de flujo, alcance los límites del yacimiento.



---

En este periodo, el yacimiento se considera actuando como infinito y mientras la onda de presión no alcance los límites ni las fronteras, la producción será por expansión de los fluidos internos y por contracción del volumen poroso.

- *Periodo de flujo semitransitorio*

Se considera como un periodo de ajuste, entre el periodo transitorio y otro régimen de flujo, durante el cual las condiciones logran estabilizarse definiendo el nuevo régimen.

- *Periodo de flujo estable:*

Este régimen se manifiesta principalmente en yacimientos no volumétricos, lo cual implica entrada de fluidos por la frontera del yacimiento. La tasa de entrada de fluido en él, irá aumentando hasta igualar la tasa de descarga en la cara del pozo. La presión, mientras tanto, irá disminuyendo hasta que las tasas de flujo del pozo e influjo a través de las fronteras sean iguales.

Si la tasa de producción se cambia, el yacimiento empezará un nuevo ciclo de estabilización hasta que sea necesario cambiar a una nueva tasa. Matemáticamente la ley que gobierna este patrón es la Ley de Darcy:

$$Q = \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (31)$$

- *Periodo de flujo inestable:*

Este régimen es típico de los yacimientos que producen por gas en solución y se manifiesta en yacimientos volumétricos cuando se trata de mantener la presión constante y la tasa variable mediante mecanismos de control de la producción.

---

- *Periodo de flujo pseudoestable*

Este periodo se manifiesta cuando las fronteras de un yacimiento volumétrico empiezan a afectar la distribución de presiones, de tal manera que el yacimiento ya no actúa como infinito.

En este régimen de flujo la tasa de producción en el yacimiento permanece casi constante y la presión desciende al transcurrir el tiempo.

### **1.3.2. Geometrías de Flujo**

Las geometrías de flujo o patrones de flujo, sirven para explicar cómo es el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento y cerca de la cara del pozo. La identificación de las geometrías de flujo es muy importante porque permiten calcular los parámetros de descripción y las propiedades, de la cara del pozo y del yacimiento.

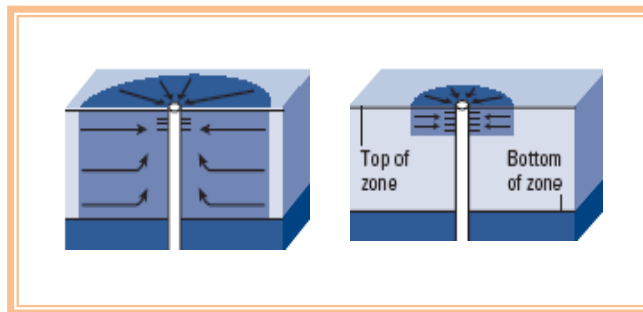
Generalmente el diagnóstico de las geometrías de flujo se hace en la gráfica logarítmica de la derivada de la presión (Bourdet), por medio de ajuste de diferentes líneas de pendiente fija. Entre las geometrías de flujo se encuentran:

- *Flujo radial*

Este tipo de patrón de flujo se presenta cuando el pozo penetra totalmente la zona productora y cuando el intervalo productor ha sido perforado uniformemente.

En este caso todas las líneas de flujo convergen cilíndricamente alrededor del eje del pozo y su densidad aumenta a medida que van alcanzando la cara de la arena como se ilustra en la figura 6.

**Figura 6. Flujo Radial**

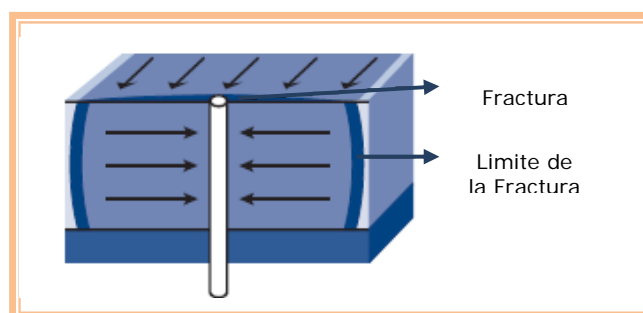


**Fuente:** Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

- *Flujo lineal*

Este tipo de patrón de flujo se presenta en pozos y yacimientos naturalmente o hidráulicamente fracturados. Aunque el flujo lineal puede ocurrir desde la matriz a la fractura y desde la fractura al borde de la cara del pozo, el término patrón lineal se aplica específicamente a fracturas de conductividad infinita, en las cuales el factor dominante del movimiento de los fluidos hacia el pozo es el caudal desde la matriz a la fractura como se ilustra en la figura 7.

**Figura 7. Flujo Lineal**

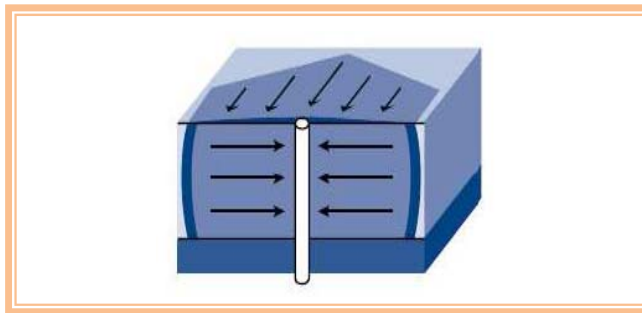


**Fuente:** Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

- *Flujo bilineal:*

Este tipo de patrón de flujo se da en pozos fracturados con conductividad finita, en el cual dos flujos lineales se superponen: el flujo de la matriz a la fractura y el de la fractura en la cara del pozo como se ilustra en la figura 8.

**Figura 8.** Flujo Bilineal



**Fuente:** Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

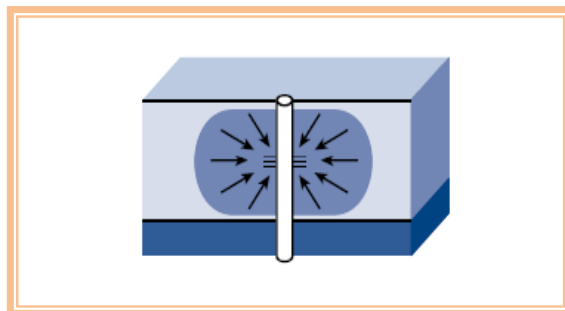
El flujo bilineal se distingue porque el flujo en el medio de alta permeabilidad es incompresible y en el de baja permeabilidad es compresible, y porque no existen efectos de frontera sobre él.

- *Flujo esférico:*

Este tipo de patrón de flujo se presenta en yacimientos con zonas productoras parcialmente penetradas o con intervalos productores cañoneados de manera no uniforme y cuando existe una fractura limitada con transmisibilidad creciente.

Las líneas de flujo, debido al movimiento de los fluidos, son radiales y convergen alrededor del pozo de manera esférica, como se ilustra en la figura 9.

**Figura 9. Flujo Esférico**



Fuente: Well Test Interpretation, Schlumberger 2002.

### 1.3.3. Diagnostico de las Geometrías de Flujo<sup>4</sup>

El diagnostico de la geometría de flujo se hace comúnmente en la grafica de la derivada radial (Bourdet<sup>10</sup>), puesto que la geometría y el patrón de flujo definen la función de tiempo que controla el cambio de presión en el yacimiento. La función Derivada es la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural del tiempo y es proporcional a la pendiente de los tiempos medios en una grafica semilogarítmica.

En la derivada se analiza la forma de la curva descrita por los datos y se identifican las regiones como se muestra en la figura 10, ajustado a un comportamiento de:

- *Línea Horizontal:*

Este comportamiento indica la presencia de flujo radial, bien sea en la región de tiempos medios (MTR) o en la de tiempos tardíos (LTR) y se da en yacimientos homogéneos, de doble porosidad, de doble permeabilidad u otros.

- *Línea de Pendiente Unitaria:*

<sup>10</sup> BOURDET, Dominique, AYOUB, J.A., and PIRARD Y.M., "Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation", SPE 12777, 1989.



---

Este comportamiento indica almacenamiento en la cara del pozo si se localiza en la región de tiempos tempranos (ETR), y en régimen de flujo pseudoestable si se observa en tiempos tardíos (LTR) de un yacimiento cerrado tipo rectángulo.

- *Línea de Pendiente (1/2):*

Este comportamiento indica flujo lineal en un modelo fracturado si se presenta en tiempos tempranos (ETR), en presencia de fallas o yacimientos tipo canal en los tiempos tardíos (LTR).

- *Línea de Pendiente (1/4):*

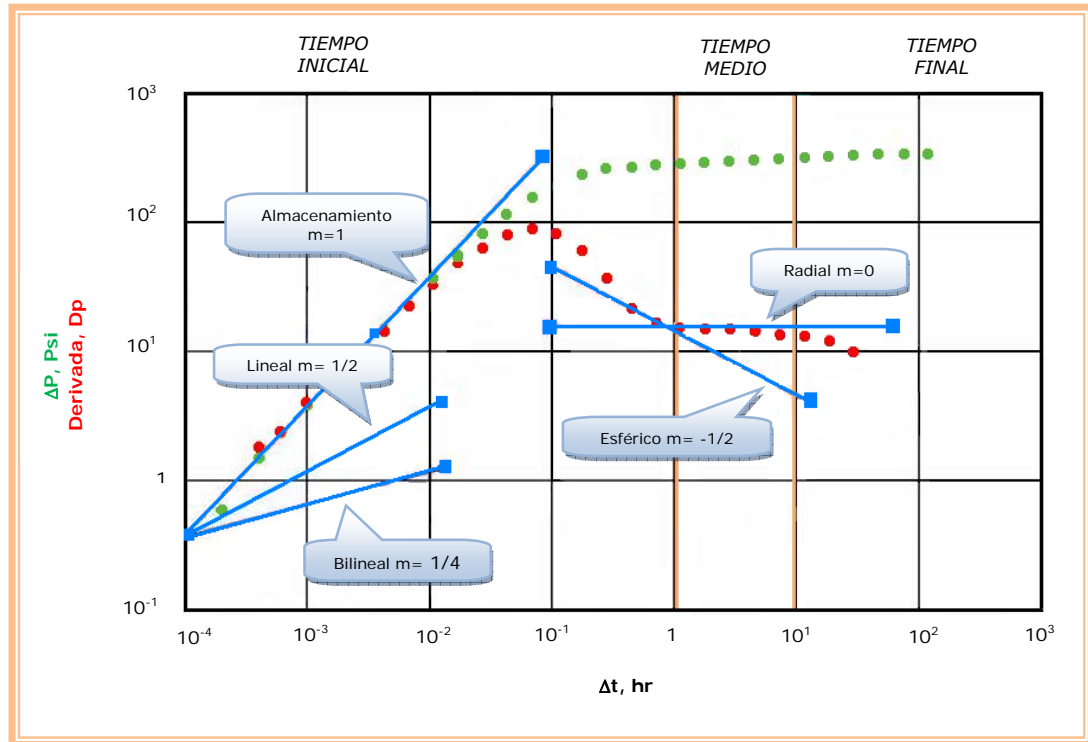
Este comportamiento indica flujo bilineal, en un modelo fracturado con conductividad finita, si se presenta en la región de tiempos tempranos (ETR).

- *Línea de Pendiente (-1/2):*

Este comportamiento indica la transición entre los tiempos tempranos (ETR) y los tiempos intermedios (MTR), se presenta generalmente en yacimientos parcialmente penetrados.



**Figura 10.** Diagnóstico de la geometría de flujo en la gráfica de la derivada de la presión.



**Fuente:** Modificado del software F.A.S.T. WellTest.

### 1.3.4. Modelos de Yacimientos<sup>4</sup>

Dentro de los modelos que se han definido para realizar las pruebas de presión se encuentran:

- *Radial Homogéneo*

Es un modelo homogéneo con almacenamiento en la cara del pozo (ETR) y flujo radial (MTR y LTR).

- 
- *Fractura Vertical de Conductividad Infinita*  
Es un modelo fracturado en el cual no hay resistencia al flujo a lo largo de la fractura. Existe flujo lineal desde la matriz a la fractura.
  - *Fractura Vertical de Flujo Uniforme*  
Es un modelo fracturado en el cual el flujo entra a la fractura a la misma tasa que sale a superficie.
  - *Fractura Vertical de Conductividad finita*  
Es un modelo fracturado con permeabilidad finita, en el cual existe superposición de dos flujos lineales.
  - *Doble Porosidad*  
Es un modelo naturalmente fracturado con flujo interporoso, en estado pseudoestable o transitorio, entre dos bloques.
  - *Doble Permeabilidad*  
Es un modelo de dos capas con flujo radial horizontal. Pueden estar las dos cañoneadas o solo una de ellas.
  - *Penetración Parcial*  
Es un modelo donde solo una porción de la capa productora ha sido cañoneada. El flujo es esférico.

### 1.3.5. Modelos de los Límites y/o Fronteras<sup>4</sup>

Este aspecto busca definir las distancias desde el pozo principal hasta cada límite del yacimiento.



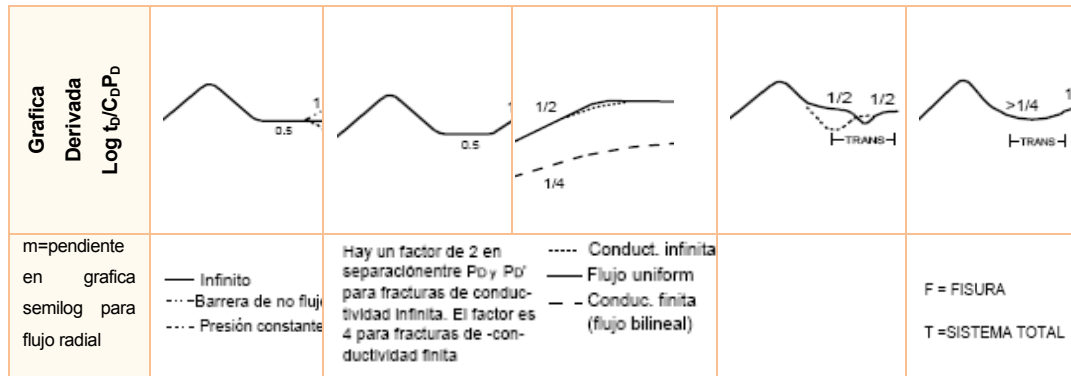
Los modelos de frontera más importantes se pueden agrupar de la siguiente forma:

- *Infinito*: Es un modelo sin límites.
- *Falla*: Es un modelo con falla sellante o no sellante.
- *Fallas paralelas*: Es un modelo con fallas paralelas sellantes o no sellantes.
- *Fallas cruzadas*: Es un modelo en el cual las fallas se interceptan formando diversos ángulos entre si.
- *Fallas formando U*.
- *Rectángulos Cerrados*.

La tabla 2 se ilustra de manera general las curvas típicas que resultan para los modelos más estudiados.

**Tabla 2.** Curvas Generalizadas para los modelos de flujo más comunes.

Modelo	Yacimiento Homogéneo			Yacimientos de Doble Porosidad Fracturados Naturalmente	
	Sistemas Infinitos	Sistemas Cerrados	Pozos Fracturados Hidráulicamente	Flujo Interporoso	
				Estado Pseudoestable	Estado Transitorio
Grafica Log-Log Log P <sub>o</sub>					
Grafica Semilog					



**Fuente.** Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

#### 1.4. ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN O DE BUILD-UP (PBU)<sup>7</sup>

Una prueba de restauración de presión es una de las técnicas más usadas en la industria petrolera, debido a que no requiere una supervisión muy detallada, se puede estimar parámetros tales como la permeabilidad, el factor de daño, presión promedio del yacimiento entre otros.

En términos generales, una prueba de restauración de presión requiere cerrar un pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización de la rata se ha alcanzado. Esta prueba de presión se basa ampliamente en un procedimiento operativo y gráfico (ver anexo A) sugerido por Horner<sup>11</sup>, el cual para desarrollar su método se basó en la suposición de una prueba ideal, donde el yacimiento actúa como infinito, homogéneo e isótropo que contiene un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes.

<sup>11</sup> HORNER, D.R., "Pressure Build-up in Wells", Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.



## 1.5. PRUEBAS DE PRESIÓN NO CONVENCIONALES<sup>12</sup>

Incrementar la eficiencia en las operaciones de producción requiere que las características de la formación y el completamiento sean bien definidas y analizadas antes de asignar fondos a operaciones de estimulación y/o workover. Tal información es generalmente obtenida de análisis de datos de trasiente de presión medidos con registradores wireline.

Esas medidas han sido hechas pocas veces en pozo de bombeo, debido al tiempo requerido para retirar las varillas y el tubing para correr las pruebas. Esta necesidad estimuló el desarrollo de técnicas para el cálculo de trasiente de presión en fondo de pozo no convencionales.

Estas técnicas no convencionales calculan la presión en fondo de pozo basadas en medidas de presión en cabeza de pozo y determinación del nivel de fluido en el anular mediante estudios ecométricos que nos permite calcular la profundidad de la interfase gas-líquido.

---

<sup>12</sup> McCOY, J.N; BECKER, Dieter; PODIO, A.L. Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis from Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. SPE 23980. 1992.



### 1.5.1. Equipo Empleado en las Pruebas de Presión<sup>13</sup>

Como se mencionó anteriormente, el equipo utilizado en la realización de pruebas no convencionales de presión es el Echometer, el cual consta de diferentes elementos, que se describen a continuación

#### 1.5.1.1. Analizador de Pozo

El analizador de pozo es un sistema integrado de adquisición de datos, que permite maximizar la producción de gas o petróleo y minimizar los gastos de operación. Combinando las medidas de presión de superficie, nivel acústico de líquido, dinamómetro, potencia y respuesta de trasientes de presión, se pueden determinar, entre otros parámetros, la productividad del pozo, la presión del yacimiento, la eficiencia general, las cargas del equipo y el desempeño del pozo.

Este sistema portátil ilustrado en la figura 11, tiene múltiples funciones controla la secuencia de prueba del pozo, adquiere, almacena, procesa, despliega y administra los datos en el sitio del pozo para generar un análisis inmediato de las condiciones de operación del pozo. El instrumento es compacto, fuerte y está diseñado para ser usado en condiciones climáticas adversas.

---

<sup>13</sup> BOHÓRQUEZ, León Michel Ángel. Toma e Interpretación de Pruebas Dinamométricas, Pruebas de Nivel y Pruebas de Ascenso de Presión, realizadas con el Equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Practica Empresarial. Universidad Industrial de Santander. 2005.



**Figura 11.** Analizador de Pozo



**Fuente:** [www.Echometer.com](http://www.Echometer.com)

El analizador de pozo es una unidad electrónica compacta que se controla por medio de un computador portátil que opera con el programa Total Well Management (TWM), esta unidad adquiere y digitaliza las señales recibidas por el micrófono y el transductor de presión instalados en la pistola a gas, al igual que las señales emitidas por la celda de carga y el acelerómetro instalados en la varilla lisa, estas señales son enviadas al computador para su procesamiento. El Analizador de Pozo contiene una batería interna de *12 Voltios*, esta es una batería de *2.5 Amp-hora*.

#### **1.5.1.2. Pistola a Gas**

La pistola a gas que se ilustra en la figura 12 es utilizada para realizar el estudio acústico del pozo, contiene una cámara que es cargada con gas comprimido para ser disparada por el anular del pozo y crear una pulsación acústica, que viaja a través del gas hacia el fondo del pozo; las reflexiones de este pulso son convertidas a señales eléctricas por medio de un micrófono de alta resolución que se encuentra instalado en la pistola y son digitalizadas y almacenadas en el

computador. Mediante este procedimiento se obtiene información como presión en cabeza y en fondo, niveles de fluido y conteo de collares de tubería, entre otros.

**Figura 12.** Pistola a Gas



Fuente: [www.Echometer.com](http://www.Echometer.com)

### 1.5.1.3. Transductor de Presión

Las medidas de presión del revestimiento se hacen con un transductor electrónico que se instala en la pistola a gas. Este se ilustra en la figura 13. El transductor estándar tiene un rango de operación de 0 a 1500 psi. La placa del transductor de presión tiene un número de serie y seis coeficientes que se usan para calcular la presión a partir de los datos de salida del transductor. Los coeficientes se entran en la pantalla de instalación antes de hacer una prueba.

**Figura 13.** Transductor de Presión



Fuente: [www.Echometer.com](http://www.Echometer.com)

#### 1.5.1.4. Celda de Carga Tipo Herradura (HT)

La celda de carga tipo herradura que se ilustra en la figura 14 es un transductor altamente exacto diseñado para proveer un valor de carga preciso para la toma de dinagramas, esta celda de carga se ubica en la barra lisa, entre la abrazadera permanente de la barra lisa y la barra portavarillas.

**Figura 14.** Celda de Carga Tipo Herradura (HT)



**Fuente:** [www.Echometer.com](http://www.Echometer.com)

Esta celda posee un acelerómetro que mide la aceleración de la barra lisa por medio de integración numérica de la señal de aceleración versus tiempo.

#### 1.5.1.5. Celda de Carga de la Barra Lisa (PRT)

El transductor de barra lisa que se ilustra en la figura 15 es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas y fáciles del dinamómetro, este consiste en una abrazadera tipo C la cual se localiza en la barra lisa.

**Figura 15.** Celda de Carga de la Barra Lisa (PRT)



**Fuente:** [www.Echometer.com](http://www.Echometer.com)

Este transductor contiene medidores extremadamente sensitivos que miden el cambio en el diámetro de la barra lisa debido al cambio en la carga durante una carrera de la bomba. Este transductor también tiene un sensor de aceleración.

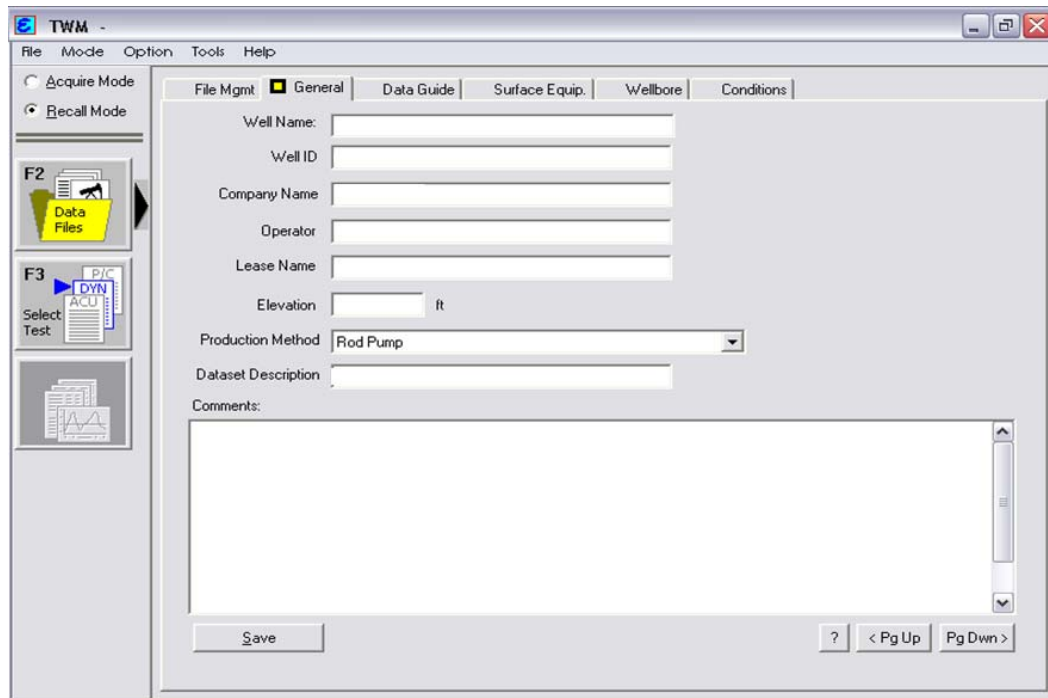
#### **1.5.1.6. Programa de Administración Completa del Pozo (TWM)**

El TWM es un programa empleado por el Analizador de Pozo para la toma y análisis de pruebas; consiste en una serie de rutinas para la adquisición de datos, análisis y presentación de resultados de las diferentes pruebas (figura 16) que se pueden realizar, las cuales son:

- Prueba Acústica
- Prueba Dinamométrica
- Prueba de Potencia y Corriente
- Prueba de Contrabalance
- Prueba de Trasierte de Presión

Como el objetivo de esta tesis esta basado principalmente en las Pruebas de Trasiente de Presión mediante datos acústicos serán estos dos tipos de pruebas las que se verán en detalle.

**Figura 16.** Interfase del Programa TWM



## 1.6. ESTUDIO ACÚSTICO DEL POZO<sup>11</sup>

Las técnicas acústicas para realizar sondeos en pozos han ayudado, por más de cincuenta años, en los análisis de pozos de bombeo<sup>14</sup>. Los principales objetivos al realizar los estudios acústicos, son obtener medidas de profundidad de nivel de líquido, determinación de la presión de fondo del pozo y estimación de afluencia

<sup>14</sup>Walker, C. P., "Determination of Fluid Level in Oil Wells by the Pressure-wave Echo Method," AIME Transactions, 1937, pp. 32-43.

---

del pozo; el Analizador de Pozo presenta resultados detallados de estos tres elementos.<sup>15</sup>

Las técnicas acústicas para realizar sondeos en los pozos han ayudado, por mucho tiempo en su análisis, pero anteriormente las aplicaciones se limitaban a determinar la presencia de líquido en el anular por encima de la bomba.

Posteriormente con el desarrollo de nuevos instrumentos, algunos operadores descubrieron que con una interpretación adecuada de estos registros se podía obtener información adicional. En particular la presión de fondo del pozo se calcula sumando la presión de superficie del casing y las presiones de la columna hidrostática de gas y de líquido; para esto es necesario conocer la densidad y distribución del petróleo y agua en la columna de líquido, especialmente en el caso de pozos cerrados donde se presentan columnas de líquido relativamente altas.<sup>13</sup>

La distribución de fluidos en el anular es una función de las condiciones de producción del pozo en particular.

Generalmente se pueden encontrar tres situaciones en el campo:

1. El nivel de líquido está en o cerca de la formación y el gas en cabeza de pozo puede o no ser producido.
2. El nivel de líquido está sobre la formación y el gas en la cabeza de pozo no es producido.
3. El nivel de líquido está sobre la formación y el gas en cabeza de pozo es producido.

---

<sup>15</sup> Echometer Co. Manual de Operación del Analizador de Pozo y Programa TWM. 2009



---

Para los casos (1) y (2), la distribución de presión es bien definida con una medida de la presión en la superficie, conocimiento de las propiedades de los fluidos, y la posición del nivel de líquido. El caso (3), por otro lado, envuelve la incertidumbre del gradiente de la columna líquido gaseosa como un resultado del flujo de gas en el anular.

Ahora revisaremos con más detalle cada uno de los tres casos:

- *Nivel de Líquido en la Formación (Caso 1)*

La presión en cabeza de pozo constituye la mayor parte de las BHP (Bottom Hole Pressure) de producción en pozos de profundidad normal porque la presión de la columna de gas es relativamente pequeña. Incluso cuando el gas está siendo retirado, la presión friccional perdida es mínima.

El cálculo del BHP es realizado con una medida de la presión en cabeza de pozo, el conocimiento de la composición de gas y la distribución de temperatura.

El nivel de líquido siempre estará en las perforaciones del tubing cuando un pozo esta siendo producido con las válvulas de casing cerradas y el gas libre esta fluyendo desde la formación.

- *Nivel de Líquido sobre la Formación sin Flujo de Gas Libre desde el Yacimiento (Caso 2)*

A condiciones de producción estabilizadas, el líquido sobre las perforaciones del tubing es 100% crudo. Esta BHP de producción es calculada desde la medida de presión en cabeza de pozo, la profundidad al nivel de líquido tomada de un registro acústico y el conocimiento de las propiedades del gas y aceite.



---

- *Nivel de Líquido sobre la Formación con Flujo de Gas en Cabeza de Pozo (Caso 3)*

Esta condición resulta en una columna líquido gaseosa en el anular, a condiciones de producción estabilizadas, el aceite en el anular del casing llega a estar saturado con el gas que esta continuamente fluyendo a la superficie. En consecuencia, si el gas esta siendo descargado a la superficie en una tasa constante, el gas libre esta siendo producido desde la formación simultáneamente con el aceite.<sup>16</sup>

Generalmente, la mayor parte de aceite es producida a través de la bomba mientras que la mayoría de gas es producida hacia arriba del anular del casing.

El cálculo del BHP es asumido de una medida de presión en cabeza de pozo, conocimiento de las propiedades de aceite y gas, y un estimado de la fracción de aceite en el líquido del anular. La fracción estimada es requerida para obtener el gradiente de la mezcla gas/líquido.

Este problema ha recibido especial atención por parte de muchos autores lo cuales han desarrollado técnicas que implican la determinación de la tasa de flujo de gas hacia arriba del anular y sucesivamente, el cálculo de la cantidad de líquido presente en la columna líquido gaseosa por el uso de condiciones de pozo tales como tamaños de casing/tubing, propiedades de líquido y presión.

Los estudios realizados por McCoy<sup>13</sup> presentan una técnica para obtener la tasa de flujo de gas en el anular midiendo la tasa de aumento de presión del gas en el anular cuando este se cierra. Utilizando la tasa de restauración del

---

<sup>16</sup> McCOY, J.N; PODIO, A.L; HUDDLESTON, K.L. Acoustic Determination Of Producing Bottomhole Pressures. SPE 14254. 1985.



---

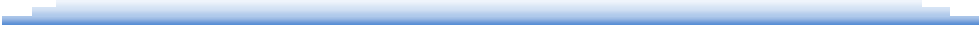
gas y el volumen del espacio anular, se puede obtener con exactitud la tasa de flujo de gas en el anular.

Con el uso del Analizador de Pozo en estudios acústicos, se obtienen cuatro grandes ventajas:

1. El computador puede utilizar un procesamiento digital de los datos acústicos para obtener automáticamente profundidades de niveles de líquido más exactas.
2. El cálculo de las presiones de fondo de pozo a partir de las medidas acústicas del nivel de líquido, la presión de superficie y las propiedades de los fluidos producidos se obtienen automáticamente.
3. El computador ofrece operación automática del equipo debido a que este se puede programar para realizar sondeos y así obtener medidas de presión del revestimiento automáticamente, sin presencia del operador.
4. Los datos del pozo se pueden almacenar y administrar exacta y eficientemente. Esto permite análisis del desempeño de los pozos, análisis de transientes de presión y obtención del desempeño del bombeo, todo al mismo tiempo.

Anteriormente, en los estudios acústicos un cartucho vacío era la fuente convencional de pulso de presión hasta el desarrollo de la moderna pistola de gas. En pozos que tienen presiones menores a 100 psi, el volumen de la cámara de la pistola de gas se presuriza aproximadamente 100 psi más que la presión del pozo. El gas es después liberado rápidamente dentro del pozo para crear el pulso de presión.





En pozos con presiones superiores a los 100 psi, la cámara de volumen en la pistola de gas es reducida a una presión menor que la presión del pozo. Luego, una válvula es rápidamente abierta para permitir a la presión en cabeza de pozo expandirse dentro de la cámara de volumen y crear una ola de presión.

Un Micrófono convierte los pulsos de presión reflejados por los collares, líquido y otras obstrucciones (o cambios en área) en señales eléctricas las cuales son amplificadas, filtradas y registradas en una tabla. La profundidad del nivel de líquido puede ser determinada por el conteo del número de collares del tubing a la reflexión del nivel de líquido.

Los cambios en el área transversal también son registrados. Cuando estos cambios son conocidos, pueden ser usados como una profundidad de referencia para determinar la profundidad del nivel de líquido. También, la distancia al nivel de líquido puede ser calculada por el tiempo de viaje desde la carta acústica o datos de velocidad acústica.<sup>17</sup>

### **1.7. PRUEBA DE TRASIENTES DE PRESIÓN<sup>10</sup>**

Las medidas de presión de fondo del pozo fluyendo ( $P_{wf}$ ), las pruebas de restauración de presión, y el análisis del comportamiento de influjo (IP), son las principales herramientas disponibles para determinar la presión del yacimiento. La permeabilidad de la formación, el índice de productividad, la eficiencia de bombeo, y el daño, son factores que pueden usarse en la optimización de las operaciones de producción del pozo.

---

<sup>17</sup> McCOY, J.N; PODIO, A.L; HUDDLESTON, K.L. Acoustic Static Bottomhole Pressures. SPE 13810. 1985.



---

Estas técnicas se usan principalmente en pozos que fluyen naturalmente y en algunos pozos de levantamiento por gas, donde la información de presión se obtiene fácilmente de registradores de presión de fondo transportados con cable de acero; sin embargo, la presencia de varillas en pozos con bombeo mecánico, impide en la práctica y en forma rutinaria, mediciones directas de la presión de fondo.

La solución de este problema se encontró por medio del cálculo de la presión de fondo a partir de medidas de la presión en cabeza de pozo (CHP) y determinando el nivel de fluido en el anular, por medio de registros acústicos; para realizar esta labor se emplea el Analizador de Pozo, que permite la realización automática de pruebas de restauración de presión en pozos con bombeo, usando mediciones en superficie y análisis de datos en tiempo real y en el sitio del pozo.

### **1.7.1. Pruebas de Presión usando Echometer<sup>9</sup>**

El Sistema Acústico Automático de Presión Transiente se basa en el Analizador de Pozo Digital configurado para una operación larga que no necesita ser monitoreada continuamente. Esto se logra usando una fuente de potencia y de gas de larga duración y cambiando a un programa desarrollado especialmente para grabar y analizar datos de transientes de presión. El módulo especial del programa TWM, Análisis y Adquisición de Datos Transientes de Presión, tiene múltiples funciones de control de la secuencia de las pruebas del pozo, adquiriendo, grabando y analizando los datos y generando tablas y gráficas para presentar los resultados.

Los cálculos de presión de fondo se basan en la medida de la presión en cabeza, en las profundidades de la interfase gas/líquido y en los cálculos de los gradientes



---

de los fluidos en el anular. Para obtener con mayor exactitud los cálculos de la presión de fondo de pozo, el Programa Analizador de Pozo tiene en cuenta las variaciones de temperatura y las variaciones de la velocidad acústica debido a los cambios en la composición del fluido del anular que se originan por las variaciones de presión durante la prueba transiente.

Durante los días de duración de una prueba de pozo común, el elemento sensitivo del transductor puede experimentar cambios de temperatura mayores a 60 °F. Aunque el transductor se compensa por si solo por temperatura, los cambios de temperatura pueden originar pequeños errores en la medida de la presión en la cabeza del revestimiento (casing) lo cual sería inaceptable para los análisis de transientes de presión. Correcciones adicionales se introducen midiendo la temperatura con una resistencia térmica y calculando la desviación de presión correspondiente a partir de curvas de calibración obtenidas para cada transductor y entradas al programa.

Durante una prueba de pozo (restauración o caída), la presión, la temperatura y la composición del gas en el anular pueden manifestar cambios significativos. Esto puede originar variaciones en la velocidad acústica del gas. En un momento determinado la velocidad acústica promedio se calcula con una cuenta automática de las reflexiones de uniones filtradas y con el promedio de la longitud de los tubos.

Una tabla de la velocidad acústica en función del tiempo se genera para cada secuencia de la prueba y se almacena con los datos de presión. El programa de reducción de los datos interpola entre estos puntos para calcular la profundidad de la interfase gas/líquido a partir de la medida del tiempo de tránsito del eco del líquido. Si esta variación no se tiene en cuenta y si solo se usa un valor de



---

velocidad acústica para interpretar los datos de tiempo de viaje, un error significativo se obtendría al calcular la presión de fondo de pozo.

Muchos documentos se han presentado acerca de los métodos para el cálculo de la presión de fondo de pozo a partir del nivel del líquido en el anular determinado acústicamente. La presión de fondo de pozo es la suma de la presión de cabeza del revestimiento (casing) y las presiones de la columna hidrostática debidas al líquido y al gas en el anular.

El gradiente de la columna del gas se calcula en función de la presión, temperatura y gravedad del gas. El gradiente de la columna del fluido en el anular es una función de la composición de los líquidos y de la razón de agua/petróleo y gas/líquido in situ. Las condiciones de bombeo y la geometría del pozo determinan las distribuciones del fluido.

Por ejemplo, a una tasa de bombeo en estado estable el líquido por encima de la entrada de la bomba es petróleo debido a la segregación por gravedad que ocurre en el anular. Cuando el pozo se cierra para una prueba de restauración, el corte de agua se mantiene esencialmente constante durante el período posterior al flujo. Estos factores se consideran en el programa para el cálculo de la presión de fondo del pozo. Las densidades in situ del petróleo y del agua se calculan en función de la presión y de la temperatura, usando correlaciones convencionales.

Cuando la presión dinámica de fondo del pozo esta por debajo del punto de burbuja, se produce gas libre en el yacimiento y generalmente estos gases se producen por el anular. Esta producción de gas libre del anular reduce el gradiente de la columna del líquido y por lo tanto debe ser tomada en cuenta para el cálculo de la presión de fondo del pozo.



---

La experiencia indica que una columna líquido gaseosa se puede extender por un período de tiempo significativo después de que el pozo se ha cerrado. Una correlación obtenida a partir de muchas mediciones de campo de gradientes de columnas líquido gaseoso se usa para tener en cuenta este efecto.

Sin embargo, cuando una columna líquido gaseosa alta se presenta, para obtener resultados mas precisos, se recomienda que antes de iniciar la prueba de restauración el nivel de líquido se debe disminuir hasta unas pocas uniones por encima de la bomba incrementando la contra presión en la cabeza del revestimiento (casing) y a la vez manteniendo una tasa de bombeo estable.

Esto se logra fácilmente utilizando un regulador de contra presión ajustable que se instala en la válvula de la cabeza del revestimiento (casing). Es muy importante que el pozo este estabilizado antes de comenzar la prueba de transiente de presión.

Las presiones de fondo son calculadas por el software TWM de Echometer a partir de los datos de presión en superficie, velocidad acústica, nivel del líquido y datos del pozo. Estas presiones de tabulan y grafican de forma común en todas las pruebas de restauración, para luego ser presentadas en pantalla, en cualquier momento durante la prueba, el ingeniero puede obtener gráficas estándar en pantalla de la prueba de restauración (Gráficas de Horner, Log-Log, MDH, etc.), así como interpretación tradicional en términos de daños, tasa de sobreflujo y duración. De esta manera, se dispone de los datos en campo para el operador en un tiempo real.



## 2. DESCRIPCION DEL CAMPO COLORADO<sup>18</sup>

El Campo Escuela Colorado es uno de los proyectos académicos de carácter científico y tecnológico, creados para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial en las áreas de investigación y formación, suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. En donde el principal objetivo es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica desarrollando e innovación tecnológica para generar nuevas técnicas y posibilidades a mejorar y aumentar la producción del país.

### 2.1. RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO COLORADO

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 por la compañía Tropical Oil Company – TROCO, cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos.

El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

---

<sup>18</sup> Informe Colorado 2003., “Diagnostico y Estrategias de Recobro”, ECOPETROL S.A., El Centro, Barrancabermeja, Diciembre de 2003.

---

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 *BOPD*, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 *BOPD* en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas.

El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 *BOPD*. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 *BOPD* en 1976 a 47 *BOPD* en 1989. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.<sup>19</sup>

## 2.2. LOCALIZACION

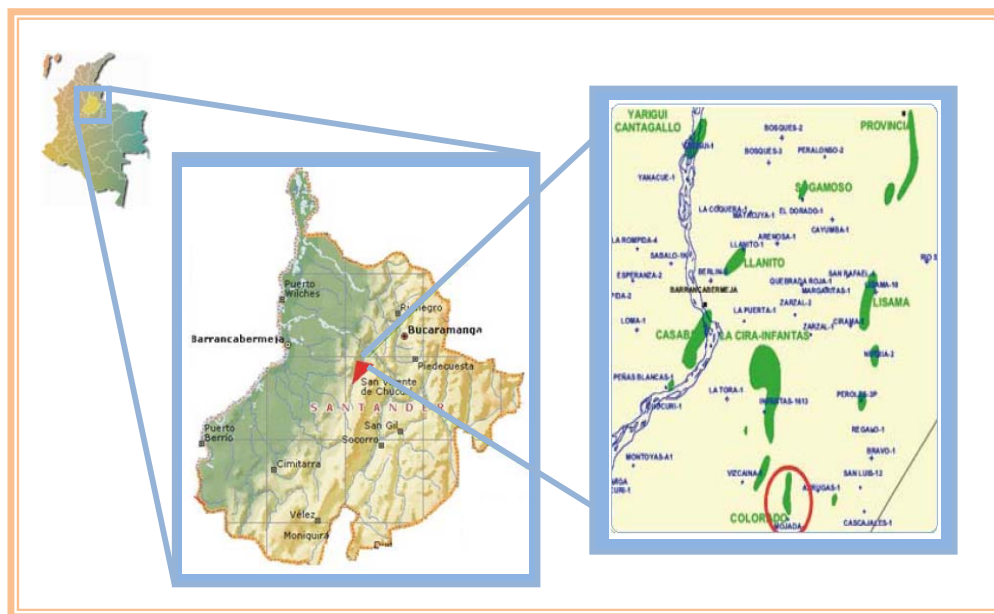
El campo Colorado se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del Piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) en el área de la antigua concesión De Mares, como se ilustra en la figura 17.

---

<sup>19</sup> Estudio de ECOPETROL "Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente". 2003.



**Figura 17.** Localización Campo Colorado.



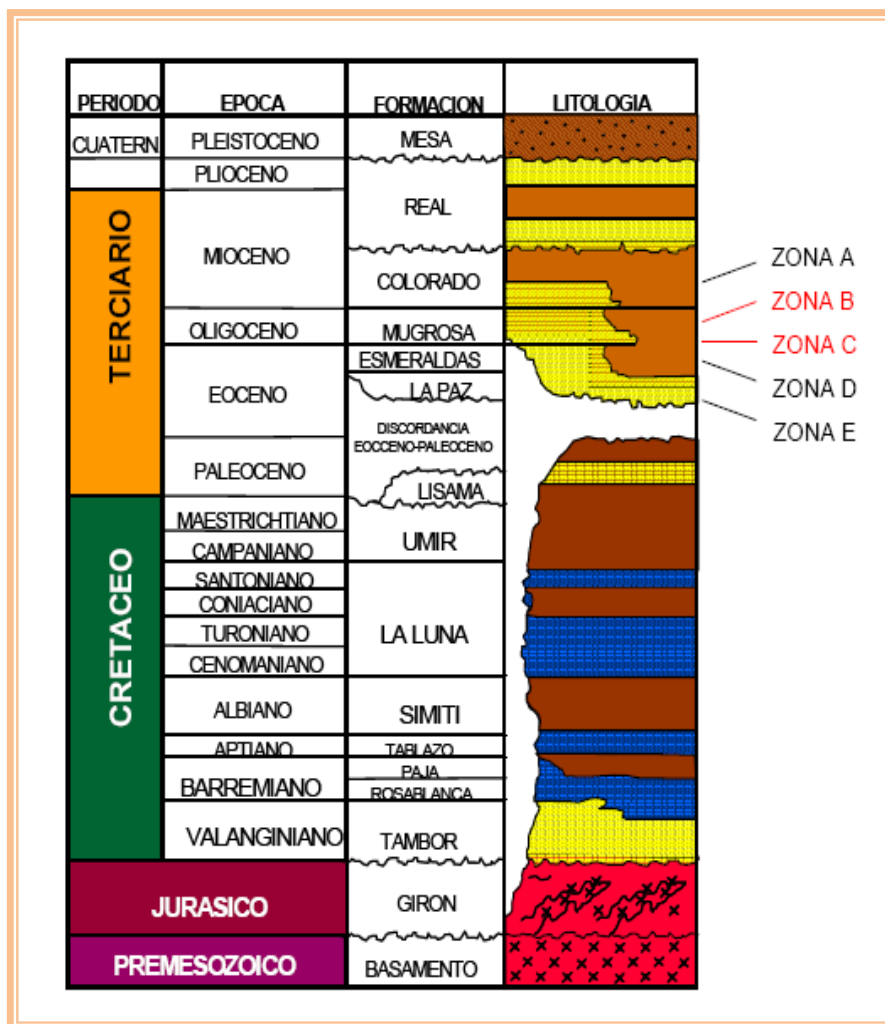
**Fuente.** Modificado del Proyecto Campo Escuela Convenio UIS – Ecopetrol S.A

### 2.3. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO COLORADO

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la formación Mugrosa (Zona B y C) y de la formación Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales como se ilustra en la figura 18.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos.

Figura 18. Columna Estratigráfica.



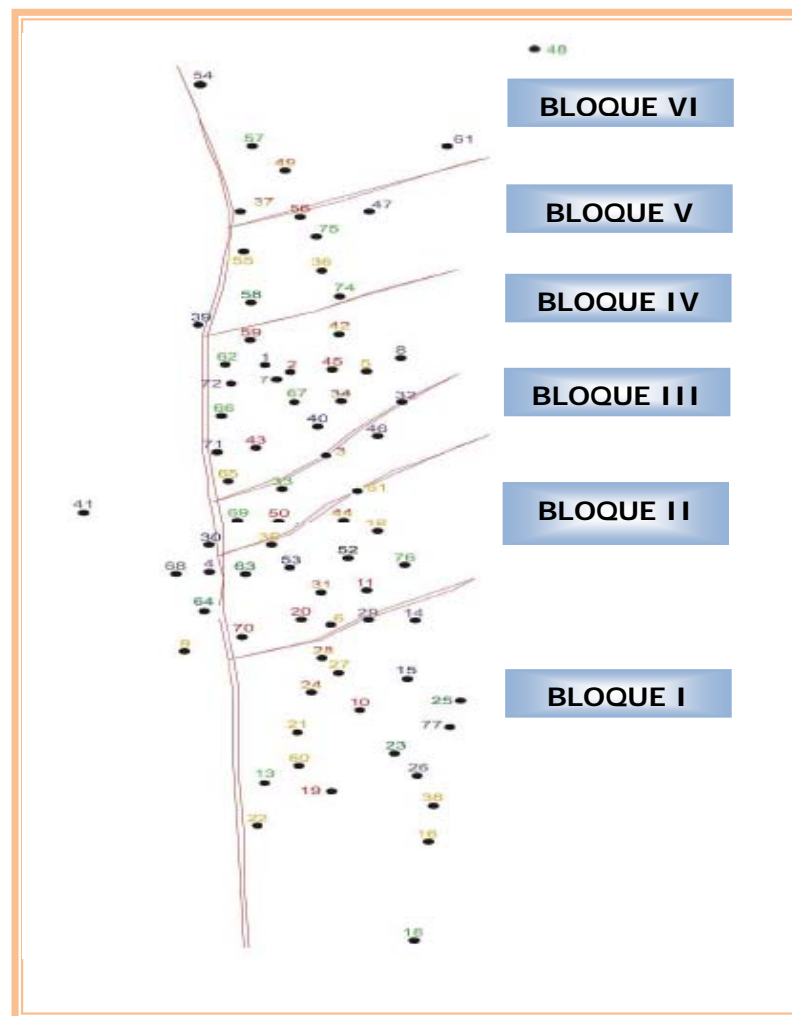
Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho Areas de la Gerencia Centro Oriente. Ecopetrol. S.A..

Las areniscas de la formación Mugrosa en el área del campo se dividen en cuatro unidades operacionales con una porosidad promedio de 12,9% para la zona B1, 13,5% para la B2, 15,7% para C1 y 19,6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21,8; 23,2; 24,9 y 42,3 pies respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API.

La estructura del campo Colorado corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta  $80^\circ$  en su flanco oeste y hasta  $25^\circ$  en su flanco este. La estructura anticlinal tiene una longitud aproximada de hasta  $10\text{ Km}$  de largo y  $3\text{ Km}$  de ancho.

Esta estructura presenta un gran número de fallas que dividen al Campo en seis bloques, con lo cual se maneja un modelo geológico, que el campo está compartimentalizado, como se ilustra en la figura 19.

**Figura 19.** Estructura del Campo Colorado.



**Fuente:** Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de 4 los 20 pies de espesor) hace que la producción acumulada de los pozos esté muy por debajo de los 300.000 Bls. A diciembre de 2003 se han extraído 8.57 MBbls con un corte de agua mínimo. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMBbls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBbls con un factor de recobro actual del 15%, tal como se especifica en la tabla 3.

**Tabla 3.** OOIP y Reservas Campo Colorado

<b>Fase Aceite</b>	OOIP (Mbls) – Ecopetrol 2003 (Volumétrico)	120
	OOIP (Mbls) – Ecopetrol 2005 (Corregido)	59
	Producción Acumulada (Mbls)	8.59
	Reservas remanentes (Mbls) Curvas de Declinación	9.31

**Fuente:** Presentación Campo escuela colorado, Geología y Yacimientos 2007.

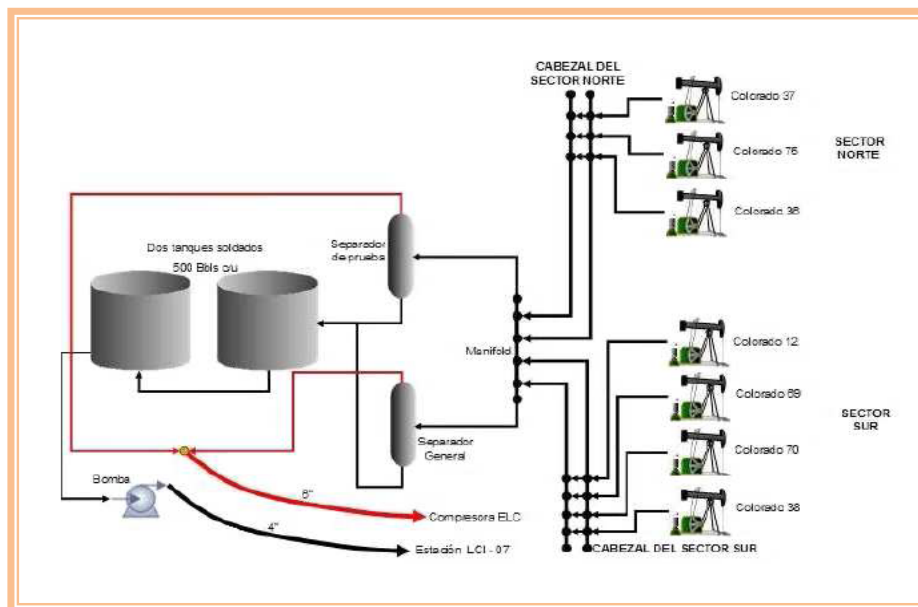
Actualmente el campo Colorado cuenta con 75 pozos perforados, de los cuales hay 5 pozos activos con una producción entre 20 BOPD y 30 BOPD; a partir de los pozos COL 38 que produce entre 14 – 18 BOPD, el COL 25, COL 37, COL70 Y el COL 75 tras la campañas de reacondicionamiento y las labores del equipo de

trabajo se han logrado poner en funcionamiento obteniendo una producción total de 28 BOPD.

Históricamente el campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo.

Actualmente el sistema de producción del Campo Colorado es levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, la cual cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo, como se muestra en la figura 20.

**Figura 20.** Facilidades actuales de producción en el campo Colorado.



**Fuente:** Coordinación de Producción, Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS

De los 75 pozos perforados, 33 están abandonados, 34 están inactivos y 7 son activos, sin embargo solo dos pozos registran producción (Col 38 y Col 70) y los 5 restantes se encuentran en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones de operación.

En el Campo Colorado se han llevado a cabo estudios básicos para su desarrollo, en donde se han determinado características del yacimiento, tales como se muestran en la tabla 4.

**Tabla 4.** Propiedades Básicas del Yacimiento.

Parámetros	Unidad	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
T <sub>YAC</sub>	°F	114	174	186	186
Φ	%	15.7	14.5	13	13
Swi	%	40	40	50	50
Boi	RB/STB	1.091	1.401	1.373	1.373
Pb	psia	648	2078	2958	2958
μ	cp	1.64	0.462	0.441	0.441
R <sub>sb</sub>	Pc/Bbls	140	648	667	667
API a 60°F	°API	41.2	39.7	40.1	40.1
Profundidad Promedio	ft	1800	3500	4700	5600
Espesor Promedio de Arena	ft	50	57	25	25
Área	Acres	634	1083	NR	NR
Aceite original	MMBbbs	20.062	37.336	0.507	1.157
Producción Promedio/Pozo Perforado	MBbbs	112			
Espaciamento/Pozo	Acres	20 - 30			
Reservas Primarias Producidas	MMBbbs	8.59			
Factor de Recobro	%	14.6			
Pozos Perforados		75			
Pozos Activos		7			
Pozos Produciendo		4			
Pozos Cerrados		54			

**Fuente:** Cuarto Informe de Yacimientos campo Colorado, Ing. Karen L. Pachano, Dic. 2007.

## 2.4. ESTUDIO DE PRESIONES DEL CAMPO COLORADO<sup>20</sup>

Uno de los parámetros más importantes dentro de la ingeniería de yacimientos, es la presión, propiedad esencial para optimizar la recuperación de hidrocarburos. Hoy en día es posible determinar las presiones de formación en forma precisa, prácticamente en cualquier momento del ciclo de vida de un pozo, ya sea durante la perforación, cuando el pozo alcanza la profundidad final o algunos años después de iniciada la producción; para esto las técnicas actuales permiten adquirir datos de presión precisos y económicamente efectivos. Esta información es útil para reducir los riesgos y proporcionar directrices para colocar pozos adicionales con miras a optimizar la producción.<sup>21</sup>

Históricamente el Campo Colorado no cuenta con un estudio de presiones que determine el comportamiento de la presión del campo con respecto a la producción y al tiempo. Con lo único que se cuenta es con una recopilación de presiones de fondo extraídas de las pruebas de formación de los pozos, pruebas que se encontraron en los archivos de pozos y pruebas de formación del campo Colorado de Octubre de 1962.

En este caso con los datos disponibles y teniendo en cuenta, que la mayoría de las pruebas no referencian la profundidad a la cual se colocó el medidor de presión, se tomó como punto de referencia la profundidad media entre el intervalo cañoneado; y el gradiente de presión se evaluó a esa profundidad de referencia. Posteriormente se llevó éste gradiente hasta el datum de cada zona para obtener la presión estática correspondiente. El datum escogido para la zona B fue de 2000 pies y para la zona C de 4000 pies, donde cada datum corresponde al

<sup>20</sup> Correa J. Fabio R. Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación Campo Colorado.

<sup>21</sup> BARTMAN, Bob, "Las Presiones de las Operaciones de Perforación y Producción", Oilfield Review Spring, Schlumberger, 2005.



promedio de la profundidad del tope de los pozos del campo para cada zona, un resumen de estos datos se ilustra en las tabla 5.

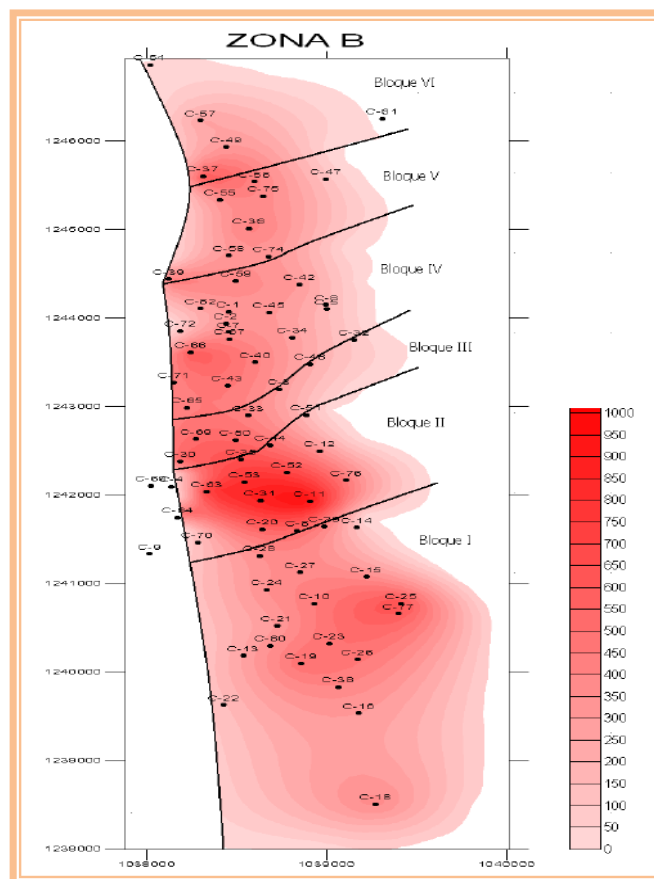
**Tabla 5.** Presiones de Fondo de la zona B del Campo Colorado.

Pozo	Arena	Fecha	Presión Estática	
			Prueba de Formación Reportada	Profundidad MD (pies)
COL 11	Mugrosa B	27 Abr. 1946	1970	3813
COL 11	Mugrosa B	21 Abr. 1946	1805	3813
COL 18	Mugrosa B	16 Oct. 1959	300	1544
COL 19	Mugrosa B	09 Ago. 1954	870	3019
COL 19	Mugrosa B	16 Ago. 1954	700	3287
COL 23	Mugrosa B	09 May. 1954	820	3350
COL 24	Mugrosa B	28 Oct. 1954	340	1921
COL 25	Mugrosa B	01 Mar. 1954	680	2416
COL 25	Mugrosa B	08 Mar. 1954	810	2210
COL 25	Mugrosa B	15 Dic. 2007	805	2180
COL 25	Mugrosa B	09 Mar. 1954	700	2190
COL 30	Mugrosa B	05 Oct. 1960	NR	2971
COL 36	Mugrosa B	07 Oct. 1996	479	2204
COL 37	Mugrosa B	16 May. 1959	1300	3512
COL 37	Mugrosa B	31 Ene. 1968	882	3210
COL 39	Mugrosa B	06 Mar. 1959	700	2871
COL 39	Mugrosa B	11 Mar. 1959	750	3106
COL 39	Mugrosa B	12 Mar. 1959	850	2774
COL 42	Mugrosa B	31 Mar. 1960	580	3775
COL 43	Mugrosa B	03 Oct. 1960	NR	1880
COL 57	Mugrosa B	28 Jun. 1960	480	3695
COL 63	Mugrosa B	24 Ago. 1961	945	2439
COL 64	Mugrosa B	21 Feb. 1973	1020	3030

**Fuente:** Correa J. Fabio R. Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación Campo Colorado.

Con los datos adquiridos para cada zona, se realizaron el respectivo gráfico de presión contra tiempo, para establecer el comportamiento de la presión, como se ilustra en la figura 21. Se debe tener en cuenta que no se encontró ningún pozo con más de dos presiones en la misma zona y en diferentes años a lo largo de la vida productiva, factor fundamental para realizar un archivo histórico de presiones. Se puede observar en la figura que el yacimiento no presenta un comportamiento de descenso de presiones muy definido, donde la presión se ha depletado, aproximadamente, de 300 a 500 psia en la zona B.

**Figura 21.** Mapa de Presiones de la zona B del Campo Colorado



**Fuente:** Correa J. Fabio R. Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación Campo Colorado.

---

El comportamiento que se encontró, se atribuye a la geología del campo, que maneja un modelo geológico de compartimentalización por fallas geológicas; estructura conformada por una trampa anticlinal asimétrica y compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas acumuladas dentro de un ambiente fluvial, donde el yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía y sus arenas delgadas, por debajo de los 15 pies de espesor; esto es lo que posiblemente pueda explicar este comportamiento.

También, se buscaron pruebas de presión en el campo Colorado, encontrándose pruebas de restauración de presión (PBU), como ilustra la figura 22, realizadas en los primeros trabajos de perforación de los pozos.

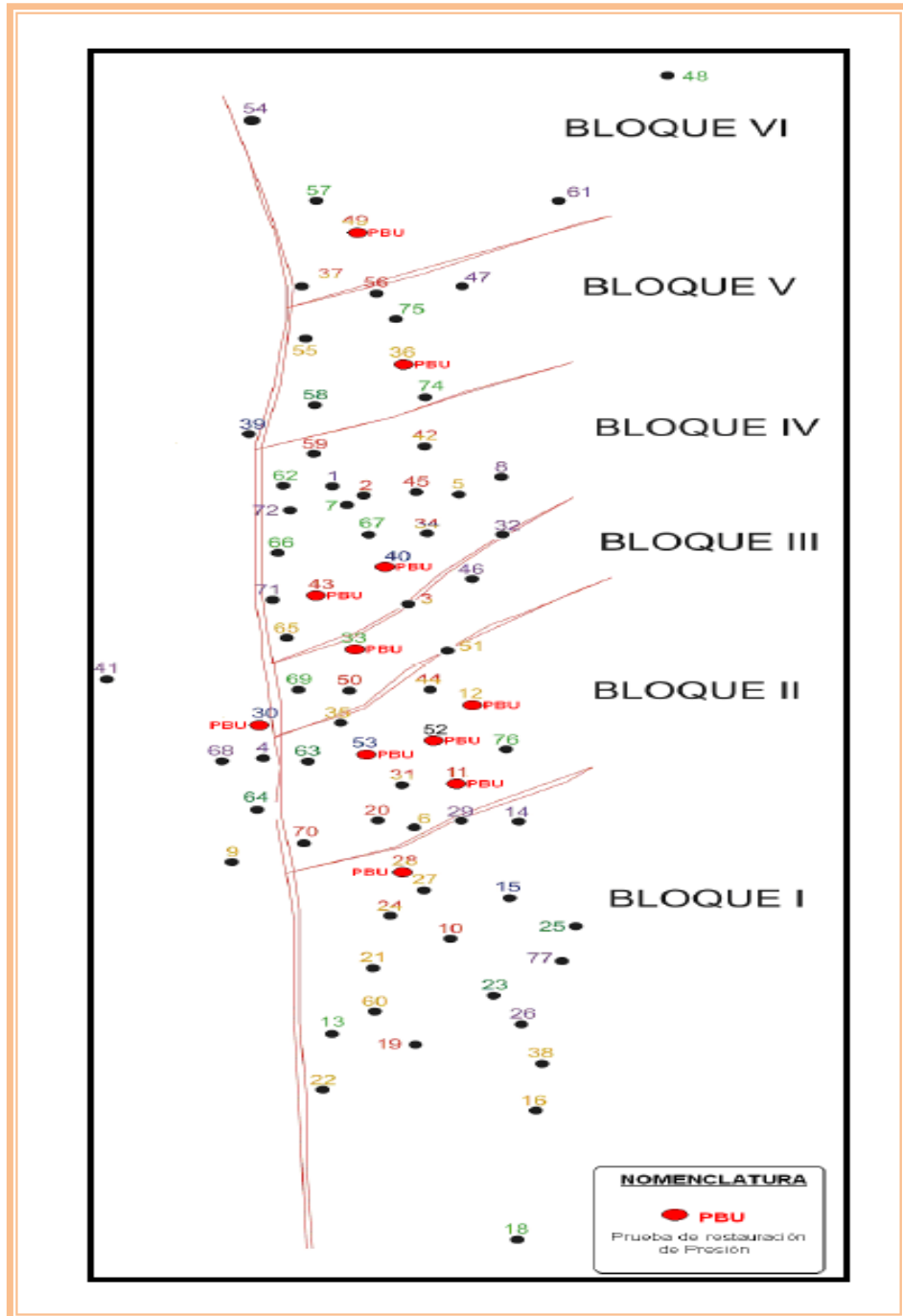
Actualmente con esta información se desarrollo un trabajo de grado en donde se llevo a cabo una recopilación de las presiones encontradas de las pruebas de formación de los pozos, de archivos y reportes de pozos, en donde se implemento una metodología para interpretar pruebas de presión, tomadas con herramientas convencionales usando técnicas modernas de análisis, con el propósito de identificar el tipo de yacimiento y el mecanismo de producción, caracterizar el flujo de fluidos, cuantificar el grado de almacenamiento y definir características petrofísicas. La cual son de interés para desarrollar un estudio del comportamiento de la presión del Campo Colorado, estudio básico que permite el desarrollo de este trabajo.



CONSTRUIAMOS  
FUTURO

DANIEL ARMANDO ESCAMILLA MARQUEZ  
NATALIE PAOLA GUALDRON DIAZ

Figura 22. Pruebas de Restauración de Presión (PBU) en el campo Colorado.



Fuente: Correa J. Fabio R. Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación Campo Colorado.

---

### 3. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE UNA PRUEBA DE PRESION TOMADA CON ECHOMETER

En este capítulo se explican los factores necesarios que se tuvieron en cuenta para el diseño de la metodología y se muestran las características de los pozos seleccionados, tales como estimación de los parámetros de roca y fluido característicos del yacimiento, historia de producción y recompletamientos, estado mecánico y estudio de presiones. Adicionalmente se muestran las ecuaciones que se requieren para tener un estimativo del tiempo de duración de la prueba y así mismo desarrollar de una forma apropiada y precisa la prueba de presión.

#### 3.1. SELECCIÓN DE POZOS

Inicialmente se llevó a cabo la selección de los pozos, para esto se tuvo en cuenta varios factores importantes:

- *Pozos Produciendo Actualmente:* Es importante entender que uno de los principales factores para realizar un PBU utilizando la herramienta del Echometer es que el pozo a ser estudiado este inicialmente produciendo para seguidamente cerrar el pozo. A la fecha en el Campo Colorado se tienen tres pozos activos, estos son: COL-37, COL-38, COL-70.
- *Anteriores Estudios de Presiones:* Con el objetivo de comparar los datos adquiridos mediante el Echometer se revisaron los estudios de presiones realizados anteriormente, pero los pozos que se encuentran actualmente activos no poseen estudios de presiones previos. Debido a esto se



---

escogieron estudios de presiones de aquellos pozos que pertenecen a la misma formación que los actualmente activos para realizar una comparación por zonas.

- *Propiedades Petrofísicas:* Teniendo en cuenta que las propiedades petrofísicas son datos importantes al momento de realizar un estudio de presiones de los tres pozos activos se procedió a escoger aquellos que produjeran de zonas cuyas propiedades petrofísicas hubieran sido estudiadas anteriormente, en este caso revisando la bibliografía y los estudios anteriores se llegó a la conclusión que los pozos escogidos debían producir de la zona B ya que es la arena a la cual se le han realizado diferentes pruebas de roca y fluido<sup>22</sup>. El COL-38 y COL-70 pertenecen a la misma formación Mugrosa y producen de la arena B; mientras que el COL-37 pertenece a la formación Mugrosa pero produce de la arena CB.
- *Caracterización de Fluidos:* En este caso se presentan las mismas limitaciones que las propiedades petrofísicas, se requería que las propiedades del fluido fueran conocidas y que se hubiera llevado a cabo al menos una caracterización de fluido de la zona escogida, para este caso estudios anteriores han caracterizado el fluido de la arena B, por lo tanto los pozos elegidos para el desarrollo de la prueba fueron el COL-38 y COL-70.

Para la presente investigación, estos fueron los factores determinantes para la escogencia de los pozos a ser aprobados. Es importante aclarar que para el desarrollo de la prueba existen otros factores que aunque en este caso no hayan sido decisivos no por eso son menos importantes, estos son:

---

<sup>22</sup> Meneses V. Johanna M. Ramírez E. Jenny M. Convenio Campos Maduros UIS – ECP. 2008. Téllez R. Wilson E. Villareal R. Roberto J. Aplicación Campo Colorado. UIS. 2008

- *Estado Mecánico y Completamiento del Pozo:* En el caso particular de esta tesis no fue un factor relevante ya que se contaba con conocimiento del estado mecánico y completamiento de la mayor parte de pozos que conforman el campo.
- *Datos de Producción:* No se consideró relevante ya que aquellos datos como corte de agua, producción de aceite y gas, porcentaje de sólidos son conocidos y muy similares entre ellos.

En resumen, para el desarrollo de la prueba de presión, los pozos candidatos son COL-38 y COL-70 para su análisis. A continuación se presentan las características generales de cada pozo y los cálculos preliminares necesarios para el diseño de la prueba que por inconvenientes operativos, sólo se realizó al COL 70.

### 3.2. CARACTERISTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En la tabla 6 se muestran las propiedades de roca y de fluido de la zona B, establecidas de una recopilación de diferentes estudios realizados:

**Tabla 6.** Recopilación de Información.

Propiedades	ECP -1978 <sup>23</sup>	TESIS UIS - ECP 2008 <sup>24</sup>	Fuente 3 <sup>25</sup>	TESIS UIS <sup>26</sup>
$\phi$ (%)	15.7	25.4	15	15.7
Swi (%)	40	16.9	45	48.5

<sup>23</sup> Camacho D. Jorge. Campo Colorado-Calculo de Reservas. Junio 1978.

<sup>24</sup> Meneses V. Johanna M. Ramírez E. Jenny M. Desarrollo de una Metodología para la Caracterización de Atributos Petrofísicos Básicos de la Formación Mugrosa: Caso de Estudio Campo Colorado. Convenio Campos Maduros UIS – ECP. 2008.

<sup>25</sup> Empresa Colombiana de Petróleos Gerencia Centro Oriente División de Yacimientos. Campo Colorado. Marzo 2001.

<sup>26</sup> Téllez R. Wilson E. Villareal R. Roberto J. Determinación de Potenciales de Producción a Partir de Registros de Pozo. Aplicación Campo Colorado. UIS. 2008



Boi	1,091	NR	1.091	NR
k (mD)	54	434.86	NR	12.971
Pb (psi)	648	NR	648	NR
Pi (psi)	566	NR	NR	NR
Pa (psi)	200	NR	NR	NR
$\mu$ (cp)	1.60	NR	1.64	NR
T (°F)	114	NR	114	NR
API a 60°F	41.2	NR	41.2	NR

**Fuente.** Los Autores.

Luego de determinar las características del yacimiento, se hace el cálculo de parámetros necesarios, con el fin de conocer previamente el tiempo de duración de la prueba y así mismo conocer el radio que se podrá investigar en relación con este tiempo. A continuación se mencionan los términos y las ecuaciones que se utilizan para los cálculos.

- *Determinación del Almacenamiento  $C_S$  – Radio de Investigación  $r_{inv}$*

Para determinar la distancia medida desde el pozo hacia los límites del yacimiento durante un periodo de flujo (radio de investigación) y calcular la duración de la “descarga” del pozo, se utilizan las siguientes ecuaciones. De la ecuación 32 a 36 se presenta el cálculo del almacenamiento, descarga del pozo y radio de investigación:

*Interfaz Gas-liquido:*

- Coeficiente de Almacenamiento

$$C = \frac{144A_{wb}}{5.615\rho} \quad (32)$$



- Coeficiente de Almacenamiento Adimensional

$$C = \frac{0.894C_s}{\phi C_t h r_w^2} \quad (33)$$

- Tiempo de Almacenamiento

$$t_{wbs} = \frac{(2000000 + 12000s)C_s}{Kh/\mu} \quad (34)$$

- Radio de Investigación

$$r_{inv} = \left[ \frac{kt}{948\phi\mu C_s} \right]^{1/2} \quad (35)$$

- Tiempos de acuerdo a los factores de forma

$$t = \frac{\mu\phi C_s A t_{DA}}{0.00264 K} \quad (36)$$

Según la teoría, se deben evaluar los tiempos de acuerdo a la geometría del yacimiento. Por lo tanto se determinó el tiempo en función de dos geometrías circular y cuadrada las cuales se muestran en la tabla 1.

De acuerdo a la tabla, se tomaron los siguientes  $t_{DA}$  que se muestran en la tabla 7 para los diferentes períodos:

**Tabla 7.** Tiempos adimensionales -  $t_{DA}$  para geometrías cuadradas y circulares.

Geometrías	Infinito	Seudoestable Aproximado	Seudoestable Exacto
Circular	0.1	0.06	0.1
Cuadrada	0.09	0.05	0.1

**Fuente.** Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

### 3.3. POZO COLORADO 38

#### 3.3.1. Datos Básicos

El pozo Colorado 38 está localizado en el bloque I de la estructura del campo. Este pozo se completó en la formación Mugrosa.

- **Zona B**

Tope: 1240 pies

Base: 3380 pies

- **Zona C:**

Tope: 3380 pies

Base: 4220 pies

Actualmente sólo produce de la zona B. Según los datos de la base de datos OFM<sup>®</sup>, suministrada por ECOPETROL S.A. se reporta que se el pozo produjo de la zona C hasta el 1 de marzo de 1966.

Localización: N 1'239.826,63 E 1'039.062,56

Elevación terreno: 499.4 pies

Inicio perforación:	Mayo 10 de 1954
Elevación rotaria:	508 pies
Completado:	Agosto 4 de 1954
Profundidad total:	4.220 pies
Estado del pozo:	Activo
Acumulado de Petróleo a 2006:	515156 Bls
Acumulado de Gas a 2006:	892827 MPC
Acumulado de Agua a 2006:	32631 Bls

### 3.3.2. Historia de Producción y Recompletamientos

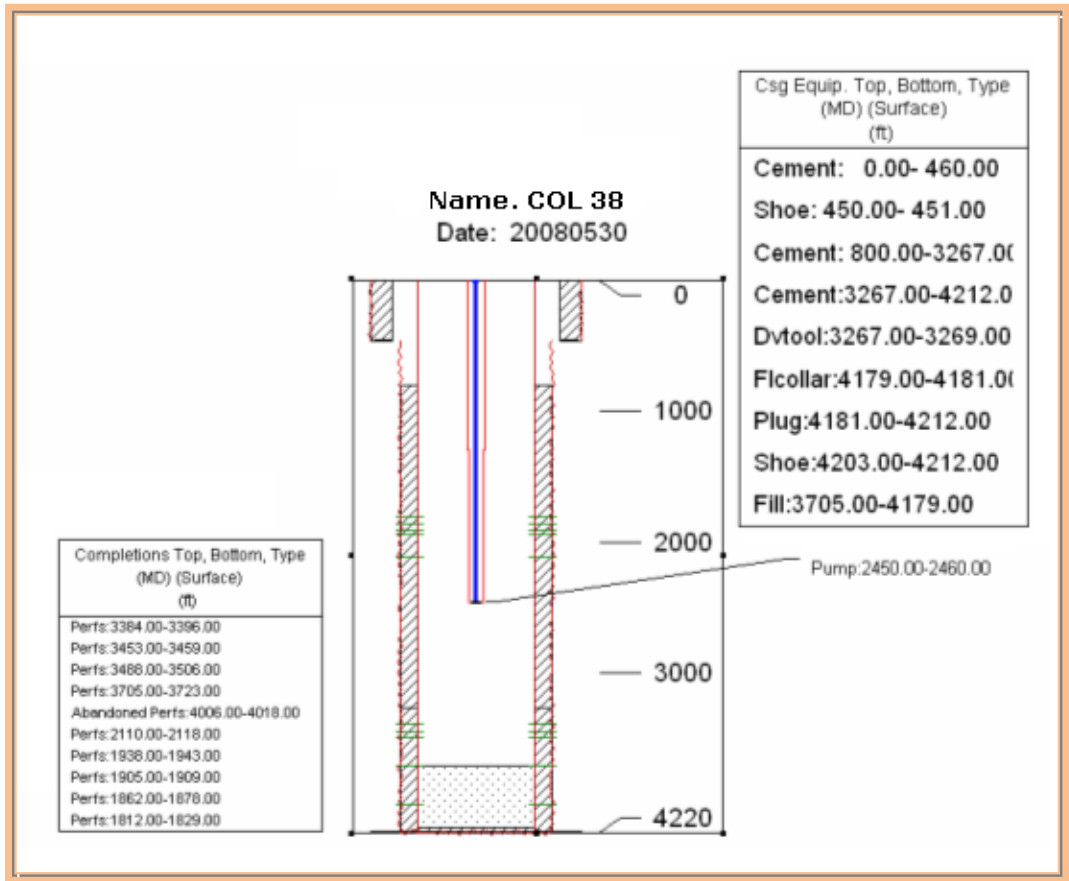
- **Octubre 6 de 1954. CAÑONEO ADICIONAL.** Se recañoneó con 55 tiros el intervalo 3723'- 3705', la producción pasó de 55 a 80 BPD, GOR de 1000 a 1200 pc/Bbl y el BSW de 0.9 a 0.5%.
- **Enero 27 de 1955. FRACTURAMIENTO.** Se sacó sarta de varillas y tuberías, se asentó retenedor a 3750' para aislar los intervalos inferiores comprendidos entre 4018'-4006'. Se realizó fracturamiento con arena a los intervalos 3384'-3396', 3453'-3459', 3488'-3506' y 3705'-3723'.
- **Abril 28 de 1955. LIMPIEZA DE ARENA.** Se tocó tope de arena a 3697' con tubería. Se sacó sarta de producción, se verificó fondo a 3705' y se limpiaron 44' de arena OTTAWA con achicador hasta 3749'. La producción pasó de 95 BPD, fluyendo a 210 BAPD en bombeo.
- **Enero 13 de 1959.** El retenedor se perforó por error.
- **Enero 24 de 1962. LIMPIEZA DE PARAFINAS.** Mejorar la producción.

- 
- **Septiembre 5 de 1966. RECOMPLETAMIENTO.** Se sacó sarta de producción y se verificó fondo a 4179', se tomó GR entre 4179-1400' y se cañoneó con desintegrable con 105 tiros los siguientes intervalos de la zona B: 2118'-2110', 1943'-1938', 1909'-1905', 1878'-1862', 1829'-1812'. El pozo se dejó el pozo en producción con: 2535' de tubería de 2 7/8", fluyendo durante 12 días y quedo con 73 BPD fluyendo.
  - **Noviembre 19 de 1996. PRESIÓN DE FONDO Y GRADIENTE ESTÁTICO.** Se sacó sarta pegada, se tomó presión con memory gauge, se tomó fondo a 3715' (505' de sucio, fondo real a 4220'), nivel del liquido a 1000' de la superficie, se bajó tubería echándole aceite caliente, se cambiaron 12 tubos parafinados, se cambio la bomba, se le inyectaron 649 galones de químico así: 592 galones de varsol, 19 galones de tenso 85 y 38 galones de tenso 496. El pozo quedo en producción.
  - **Noviembre de 2006.** Se programó efectuar un cambio de bomba de manera no-convencional utilizando una grúa e inyección de aceite caliente para despegar la bomba parafinado. Se obtuvo éxito, se le cambió la bomba de subsuelo por una nueva de iguales especificaciones y varias varillas parafinados. El pozo produjo inicialmente 30Bls de aceite durante las primeras 15 horas.



### 3.3.3. Estado Mecánico

Figura 23. Estado Mecánico Colorado 38



Fuente. PACHANO K. Informe de Yacimientos – Campo Escuela Colorado. Diciembre de 2007.

### 3.3.4. Historia de Presiones

Para el estudio de presiones se llevo a cabo un reporte de los niveles de fluido y presiones reportadas sonolog registradas hasta la fecha tal como se muestra en la tabla 8:

**Tabla 8.** Niveles de Fluido Colorado 38.

Fecha	Nivel de Fluido	Presión Reportada	Estado del Pozo
Febrero 2003	2371,53	338,8	Produciendo
Julio 2006	1650,25	930,2	Produciendo
Octubre 2006	NR	1400,4	NR
Febrero 2007	2216	875	NR
Febrero 2008	NR	343,2	NR

**Fuente.** Los Autores.

### 3.4. POZO COLORADO 70

#### 3.4.1. Datos Básicos

El pozo Colorado 70 está localizado en el bloque II de la estructura del campo. Este pozo se completó en la formación Mugrosa.

- **Zona B**

Tope: 1670

Base: 3800

Localización: N 1'241.462,63 E 1'038.281,69

Elevación terreno: 453,02 pies

Inicio perforación: 30/Oct/1.961

Completado: 13/Mar/1.962

---

Elevación rotaria:	464,02 pies
Profundidad total:	3.811 pies
Estado del pozo:	Activo
Acumulado de Petróleo:	37793 Bls
Acumulado de Gas:	153003 MPC
Acumulado de Agua:	2719 Bls

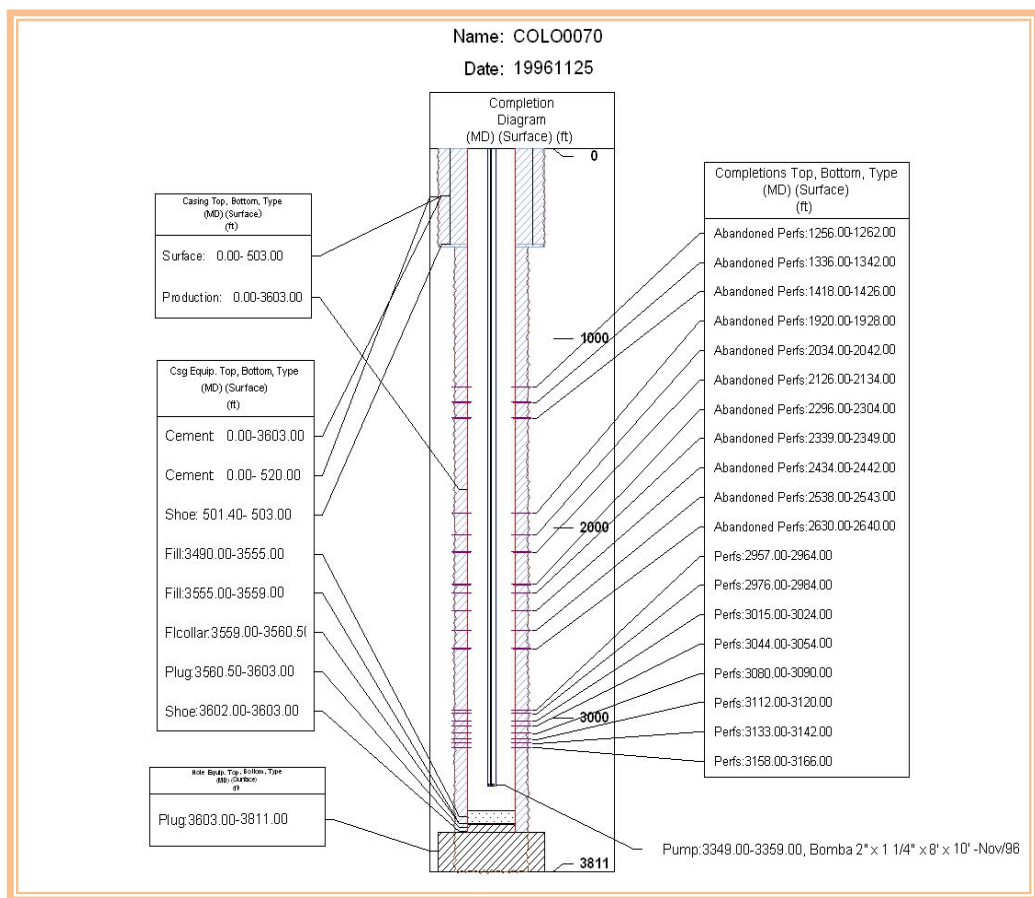
### 3.4.2. Historia de Producción y Recompletamientos

- **Octubre 24 de 1964. ABANDONO.** Se retiró la unidad y motor para instalarla en el pozo Colorado 43, en febrero 6 de 1967 se retiró la sarta de bombeo mecánico.
- **Febrero de 1972. REACTIVACION.** El pozo fue reabierto por manifestaciones en superficie.
- **Noviembre 25 de 1996. TRATAMIENTO QUIMICO.** Se sacó sarta de varillas, bomba y tubería, se tomó fondo a 3490' y memory gauge, profundizaron 12 tubos, se le bombeó aceite caliente, se cambió la bomba, se probó tubería a 600 psi. Tomaron nueva medida y se dejó el pozo trabajando. Bajaron tubería echándole aceite caliente, se cambiaron 12 tubos parafinados, se cambió la bomba, se le inyectaron 649 galones de químico así: 592 galones de Varsol, 19 galones de Tenso 85 y 38 galones de Tenso 496. El pozo quedó en producción. La presión de fondo a 3450' fue de 425 psi.
- **Septiembre de 2006- Desparafinar.** Se realizaron trabajos de inyección de aceite caliente con fin de desparafinar las líneas y poner en producción el pozo.

- **Diciembre 2007 y Enero 2008.** Se cambio la bomba y se profundizó la válvula fija 90 pies con el fin de solventar el problema de bajos niveles de fluido.

### 3.4.3. Estado Mecánico

Figura 24. Estado Mecánico Colorado 70.



Fuente. ACEVEDO R. Jhon J. TORRES A. Ricardo torres arenas. Evaluación de Tecnologías y Metodologías utilizadas para el Abandono de Pozos. Aplicación Campo Colorado

### 3.4.4. Historia de Presiones

Al igual que el COL 38, se llevo a cabo un estudio de presiones en donde se hizo un reporte de los niveles de fluido y presiones reportadas sonolog mostradas en la tabla 9:

**Tabla 9.** Niveles de Fluido Colorado 70

Fecha	Nivel de Fluido	Presión Reportada	Estado del Pozo
Febrero 2003	356,88	491,4	Produciendo
1 Junio 2006	2362	NR	NR
8 Junio 2006	3084	NR	NR
Julio 2006	3325,09	348,9	Produciendo
Octubre 2006	NR	490,3	NR
Febrero 2007	3345,94	279	NR
Febrero 2008	NR	148,3	NR

**Fuente.** Los Autores.

---

#### **4. METODOLOGIA PARA LA TOMA DE PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION CON HERRAMIENTAS NO CONVENCIONALES**

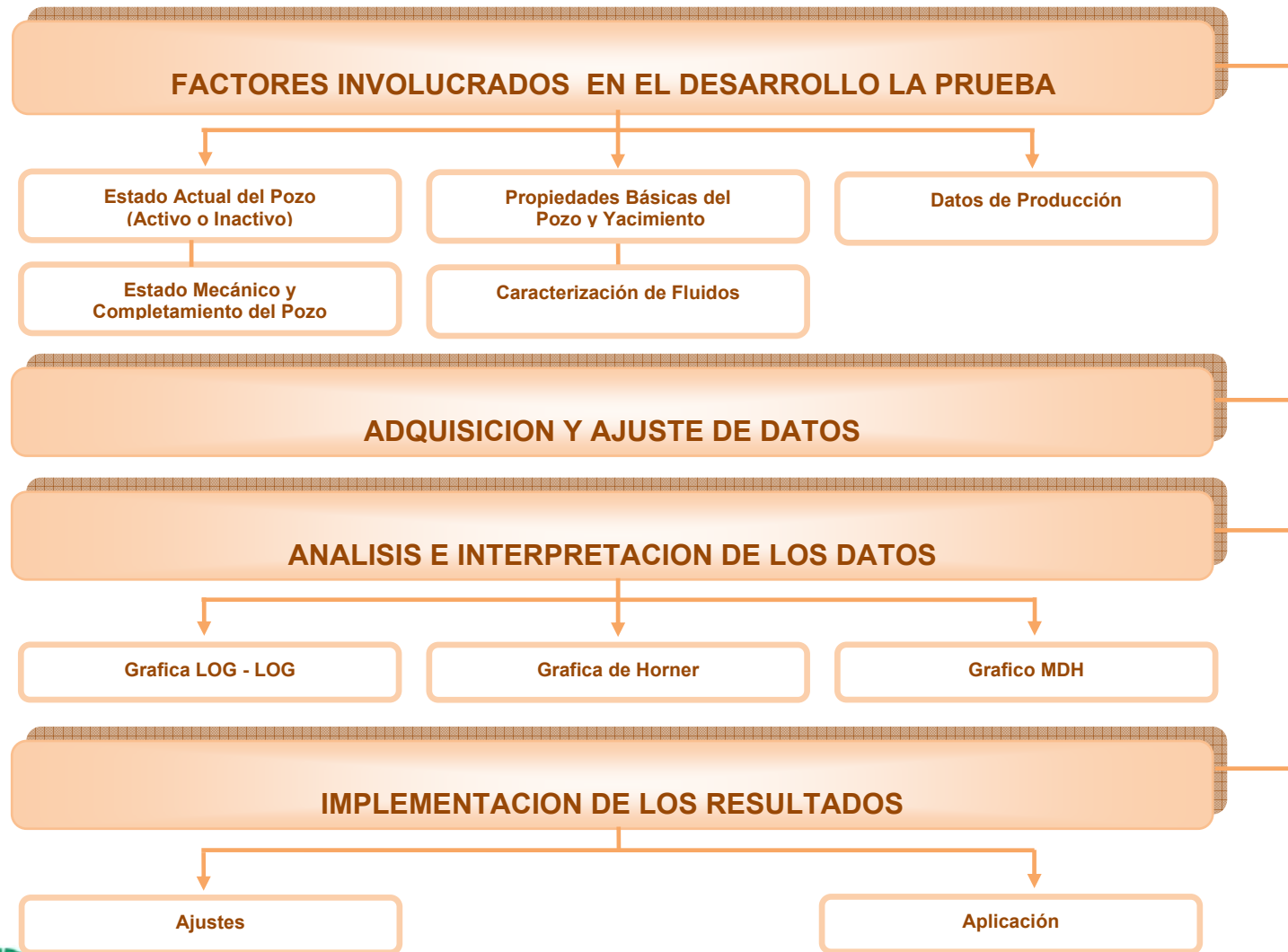
Las herramientas no convencionales para la realización de pruebas de presión son actualmente una alternativa sencilla, rápida y económica que permite obtener los parámetros de yacimiento ( $K$ ,  $s$ ,  $P_{wf}$ ,  $C_s$ ) durante la etapa de producción de un pozo, especialmente en aquellos que producen con bombeo mecánico y bombas de cavidades progresivas.

En este capítulo, se plantea la metodología para la toma de pruebas de restauración de presión (PBU), utilizando herramientas no convencionales. Se muestran los resultados de la aplicación en el Pozo Colorado 70, así como el análisis de los datos obtenidos y posteriormente la comparación con los datos históricos de presión (convencionales).

##### **4.1 DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA PROPUESTA.**

Mediante la descripción de la metodología, se pretende recopilar los aspectos considerados en el desarrollo de la prueba, de igual manera se presentan los datos originales y los diferentes ajustes que se deben realizar para culminar con el análisis y la presentación de resultados. En la figura 25 se presenta el esquema general de la metodología.

Figura 25. Esquema General de la Metodología



CONSTRUIAMOS  
FUTURO

DANIEL ARMANDO ESCAMILLA MARQUEZ  
NATALIE PAOLA GUALDRON DIAZ

**Paso 1: Recopilación de los factores necesarios para el desarrollo de la prueba de presión.**

Antes de realizar la adquisición de los datos, es necesario tener en cuenta los siguientes factores: propiedades del pozo y yacimiento, datos PVT, registros, información geológica, así como las condiciones de operación, estados mecánicos y datos de producción; los cuales son fundamentales en la determinación del tiempo de la prueba, duración del almacenamiento y radios de investigación.

En la Figura 26 se muestra la ventana de entrada de datos en el software TWM, por medio de esta interfase es posible ingresar los valores de las propiedades del fluido, roca y parámetros del pozo.

**Figura 26.** Interfase Propiedades Básicas del Yacimiento

The screenshot shows the 'TWM' software window with the following details:

- Menu Bar:** File, Mode, Option, Tools, Help
- Mode Selection:**  Acquire Mode,  Recall Mode
- Navigation:** F2 Data Files, F3 Select Test, P/C, DYN, ACU
- File Mgmt Tab:** General, Data Guide, Surface Equip., Wellbore, Conditions,  Press. Transient Data
- Formation Volume Factors [Alt-1]:** Oil (Bo) [ ] RB/STB, Water (Bw) [ ] RB/STB, Gas (Bg) [ ] RB/Mscf
- Zone [Alt-3]:** Net Pay [ ] ft, Wellbore Radius [ ] ft, Drainage Area [ ] acre
- Viscosities [Alt-2]:** Oil [ ] cp, Water [ ] cp, Gas [ ] cp
- Reservoir Properties [Alt-4]:** Porosity [ ] fraction, Total Compressibility [ ] 1/psi E-6
- NOTE:** Parameters on this form are required only for Pressure Transient calculations!
- Options:**  Include Pressure Transient in Report
- Buttons:** Save, ?, < Pg Up, Pg Dwn >



## **Paso 2: Obtención y ajustes de datos de prueba de presión con herramientas no convencionales (Echometer).**

Una vez se ingresan en el programa las propiedades del pozo y del yacimiento, se procede a adquirir los datos utilizando el Echometer. Los pasos involucrados en la adquisición de los datos se explican a continuación.

Inicialmente se inspeccionan las válvulas que conectan la tubería con la línea de producción; luego, se procede a cerrar las diferentes conexiones que puedan ocasionar que el pulso acústico se pierda y se conectan la pistola a gas en la cabeza del pozo y, el transductor y cable de micrófono a la pistola; posteriormente se carga con CO<sub>2</sub>. Por último, se abre la válvula del casing y se realizan los disparos lo cual se lleva a cabo desde el computador, es importante resaltar que para efectos de una prueba de trasiente de presión se programa el tiempo entre cada disparo de tal forma que sean automáticos y no requieran la activación del operador.

Teniendo en cuenta que algunos datos no son representativos debido a fallas o fluctuaciones en las medidas a causa de variaciones severas en la temperatura, posible presencia de fuga en la cabeza de pozo y comportamientos característicos que se presentan en la etapa de almacenamiento, se hace necesario realizar un refinamiento que consiste en eliminar los puntos anómalos dentro de las mediciones de presión, de esta manera se tendrá un mejor ajuste de las curvas generadas. En la figura 27 se muestra los datos adquiridos de una prueba de presión.

Figura 27. Interfase de Datos Adquiridos

Shot #	ET (min)	SEQ	Bat(V)	Csg(psi)	T (F)	Time(s)	Vel(ft/s)	Depth(ft)	Cor Fact	BHP(PSIA)
000019-H	94.85	8	12.1	80.6	75.5	5.536	1244.6	3445.1	1.00	103.0
000020-H	104.85	8	12.4	80.9	75.4	5.535	1235.0	3417.8	1.00	103.4
000021-H	114.88	8	12.4	81.3	75.5	5.533	1237.0	3422.2	1.00	103.9
000022-H	124.92	8	12.4	81.6	75.5	5.535	1245.7	3447.3	1.00	104.0
000023-H	134.95	8	12.3	81.9	75.4	5.532	1253.8	3467.9	1.00	104.3
000024-H	144.98	8	12.2	82.2	75.3	5.528	1254.8	3468.2	1.00	104.6
000025-H	155.02	8	12.3	82.5	75.3	5.528	1241.0	3430.1	1.00	105.1
000026-H	165.05	8	12.4	82.7	75.1	5.526	1252.8	3461.4	1.00	105.2
000027-H	175.08	8	12.5	83.2	75.1	5.531	1252.8	3464.5	1.00	105.7
000028-H	185.12	8	12.7	83.4	75.1	5.527	1252.8	3462.0	1.00	106.0
000029-H	195.15	8	12.8	83.7	75.0	5.532	1250.8	3459.7	1.00	106.3
000030-H	205.18	8	12.8	84.1	75.1	5.534	1241.4	3435.0	1.00	106.8
000031-H	215.22	8	12.9	84.5	75.0	5.531	1252.8	3464.5	1.00	107.1
000032-H	225.23	8	13.0	84.8	75.0	5.524	1253.8	3462.9	1.00	107.4
000033-H	235.27	8	13.0	85.1	75.0	5.518	1250.2	3449.3	1.00	107.8
000035-H	248.20	9	13.1	85.5	75.0	5.516	1251.1	3450.4	1.00	108.3
000036-H	258.23	9	13.1	85.9	75.0	5.514	1246.4	3436.4	1.00	108.7
000037-H	268.27	9	13.2	86.2	74.8	5.516	1259.8	3474.4	1.00	108.9

**Paso 3: Análisis e interpretación de los datos.**

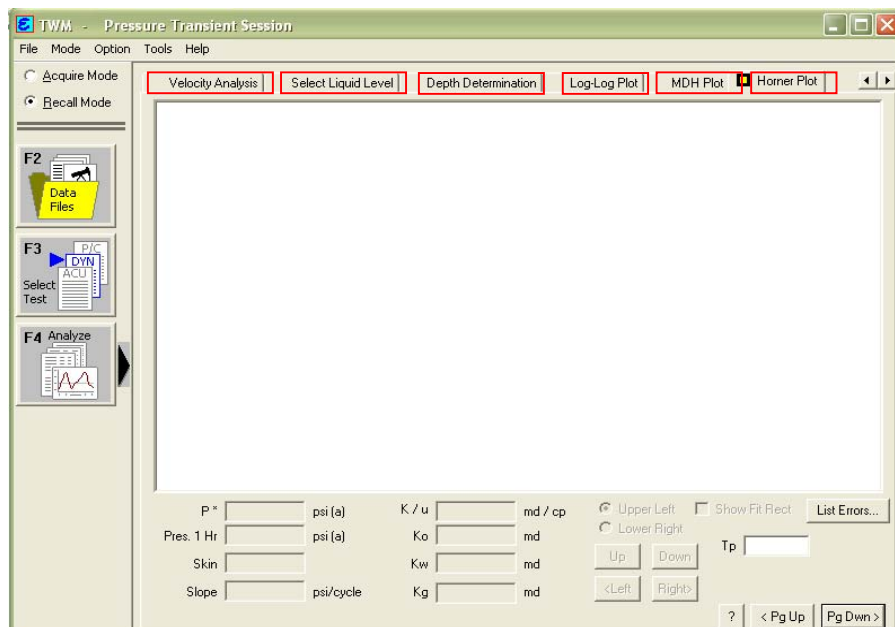
Luego de ajustar y refinar los datos, se procede al análisis y la interpretación de los datos. Si el usuario lo prefiere, puede utilizar la librería de gráficos y herramientas suministradas por el TWM, este software presenta diferentes tipos de gráficos para el análisis del comportamiento del pozo (Figura 28), estas gráficas son:

- Presión en el Casing Vs Tiempo.
- BHP (Bottom Hole Pressure) Vs Tiempo.
- Profundidad del Liquido Vs Tiempo
- Gráfica Log-Log, Delta de Presión Vs Delta Tiempo.
- Análisis de Horner
- Análisis de MDH

También están disponibles algunos cálculos que permiten iniciar la interpretación, entre estos están:

- $C_s$  y  $C_{sd}$
- Derivada de la presión.
- Daño de la formación
- $K_o$ ,  $K_w$ ,  $K_g$
- $P^*$

Figura 28. Interfase de Análisis de Datos



De igual forma, se pueden exportar los datos y utilizar herramientas convencionales de análisis de pruebas de presión, tal como el software Pan System o el FAST Fekete.

#### **Paso 4: Implementación de los Resultados.**

Una vez se han obtenido las propiedades del yacimiento; en esta etapa se procede a evaluar el comportamiento del pozo de acuerdo a los resultados obtenidos identificando los posibles problemas e implementando métodos para mejorar el desempeño del mismo.

#### **4.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL CAMPO ESCUELA COLORADO**

En esta sección se describe la aplicación de la metodología propuesta al Campo Colorado, específicamente la prueba realizada en el pozo Colorado 70.

A continuación se describe la aplicación de la metodología:

##### **1. Recopilación de los factores necesarios para el desarrollo de la prueba de presión.**

Como se explicó anteriormente el primer paso constituye la recopilación de la información necesaria para el desarrollo de la prueba, esta información incluye: propiedades del yacimiento, propiedades de roca y fluido, condiciones de operación e historia de producción, con base en estos factores, para el Campo Escuela, se escogieron como candidatos a probar, los pozos COL 70 y COL 38.

A continuación se presentan las propiedades y los cálculos realizados para cada pozo.

#### 4.2.1. Colorado 38

- **Propiedades de Roca y Fluido**

Como punto de partida para la realización de los cálculos, se realizó un estimado entre los valores evaluados por las diferentes fuentes (Tabla 6), los cuales se muestran en la tabla 10.

**Tabla 10.** Propiedades petrofísicas – Zona B - COL 38

<b><math>\phi</math> (fracción)</b>	0.15	<b><math>r_e</math> (ft)</b>	781.080
<b><math>S_{wi}</math> (%)</b>	40	<b><math>r_w</math> (ft)</b>	0.2525
<b>k (md)</b>	50	<b><math>\rho</math> (lbm/ft<sup>3</sup>)</b>	52.426
<b>Pb (psi)</b>	648	<b>h (ft)</b>	47
<b>Pi (psi)</b>	800	<b>S</b>	20
<b><math>\mu</math> (cp)</b>	2.23	<b>Co</b>	1.03189E-05
<b>T (°F)</b>	104	<b>Cf</b>	3.63607E-07
<b>Área de Drenaje (ft<sup>2</sup>)</b>	1916640	<b>Ct (1/psi)</b>	1.06825E-05
<b><math>A_{wbs}</math> (ft<sup>2</sup>)</b>	0.200	<b>Boi</b>	1.091

**Fuente.** Los Autores.

Luego en la Tabla 11 se registran los valores obtenidos para el COL 38, en cuanto al coeficiente y tiempo de almacenamiento:

**Tabla 11.** Coeficiente de Almacenamiento – COL 38

<b>Cs (bbl/psi)</b>	0,09762512
<b>CsD (adimensional)</b>	1,82E+04
<b>t<sub>wbs</sub> (horas)</b>	40.91

**Fuente.** Los Autores.

Para calcular el radio de investigación se muestran los ejemplos en función del tiempo, con el fin de estimar la duración de la prueba teniendo en cuenta la porción del yacimiento que es investigada. Los datos que teóricamente se obtuvieron se muestran en la tabla 12 y son los siguientes:

**Tabla 12.** Radios de Investigación – COL 38.

<b>Tiempo (Días)</b>	<b>Tiempo (Horas)</b>	<b>R<sub>inv</sub> (pies)</b>
0.125	3	115.26
0.25	6	163.00
0.375	9	199.63
0.5	12	230.51
1	24	326.00
1.5	36	399.26
2	48	461.03
2.5	60	515.45
3	72	564.64
3.5	84	609.88
4	96	651.99
4.5	108	691.54

5	120	728.95
5.5	132	764.53
6	144	798.52
6.5	156	831.13
7	168	862.50
7.5	180	892.78
8	192	922.06

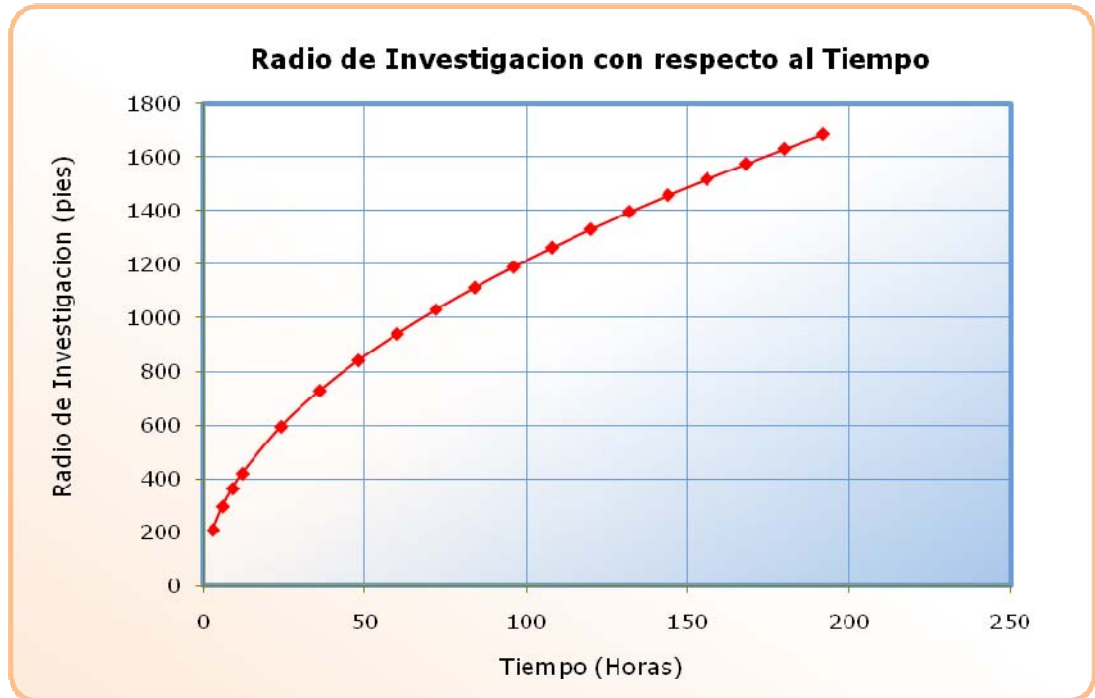
**Fuente.** Los Autores.

Adicionalmente a los datos consignados en la tabla 12 se graficó el Radio de Investigación Vs. Tiempo con el fin de interpretar y analizar en una forma más clara los datos que se obtuvieron.

Se puede decir que teniendo en cuenta el  $t_{wbs}$  y el radio de drenaje se concluye que el tiempo óptimo para realizar la prueba de presión debe ser superior a 3 días, ya que en este tiempo ya se ha superado el almacenamiento y se ha iniciado el flujo radial.

Teniendo en cuenta los factores de forma se realizan los cálculos para estimar los períodos de flujo de acuerdo a la geometría y tener una idea previa de cómo es el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento y cerca de la cara del pozo. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 13:

Figura 29. Radio de Investigación Vs Tiempo - COL 38



Fuente. Los Autores.

Tabla 13. Períodos de Flujo para diferentes Geometrías – COL 38

Geometría	Tiempo (Horas)		
	Infinito	Seudoestable Aproximado	Seudoestable Exacto
Circular	172.95	103.77	172.95
Cuadrada	155.65	86.47	172.95

Fuente. Los Autores

#### 4.2.2. Colorado 70

- **Propiedades de Roca y Fluido**

Para la realización de los cálculos, las propiedades de roca y fluido que se utilizaron son mostradas en la tabla 14.

**Tabla 14.** Propiedades petrofísicas – Zona B- COL 70

<b><math>\phi</math> (fracción)</b>	0.15	<b><math>r_e</math> (ft)</b>	534,185
<b>Swi (%)</b>	40	<b>rw (ft)</b>	0.2062
<b>k (md)</b>	50	<b><math>\rho</math> (lbm/ft<sup>3</sup>)</b>	52.426
<b>Pb (psi)</b>	648	<b>h (ft)</b>	62
<b>Pi (psi)</b>	800	<b>S</b>	20
<b><math>\mu</math> (cp)</b>	2.23	<b>Co</b>	1.03189E-05
<b>T (°F)</b>	104	<b>Cf</b>	3.63607E-07
<b>Área de Drenaje (ft<sup>2</sup>)</b>	896000	<b>Ct (1/psi)</b>	1.06825E-05
<b>Awbs (ft<sup>2</sup>)</b>	0.134	<b>Boi</b>	1.091

**Fuente.** Los Autores.

Luego se realizaron los respectivos cálculos del coeficiente y tiempo de almacenamiento registrados en la Tabla 15:

**Tabla 15.** Coeficiente de Almacenamiento- COL 70

<b>Cs (bbl/psi)</b>	0,050859648
<b>CsD (adimensional)</b>	1,08E+04
<b><math>t_{wbs}</math> (horas)</b>	16,09

**Fuente.** Los Autores.

Se elabora la tabla 16 en donde se registra el cálculo para el radio de investigación con respecto al tiempo. Con el objetivo de estimar la duración de la prueba teniendo en cuenta la porción del yacimiento que es investigada.

**Tabla 16.** Radios de Investigación – COL 70.

Tiempo (Días)	Tiempo (Horas)	$R_{inv}$ (pies)
0.125	3	115.26
0.25	6	163.00
0.375	9	199.63
0.5	12	230.51
1	24	326.00
1.5	36	399.26
2	48	461.03
2.5	60	515.45
3	72	564.64
3.5	84	609.88
4	96	651.99
4.5	108	691.54
5	120	728.95
5.5	132	764.53
6	144	798.52
6.5	156	831.13
7	168	862.50
7.5	180	892.78
8	192	922.06

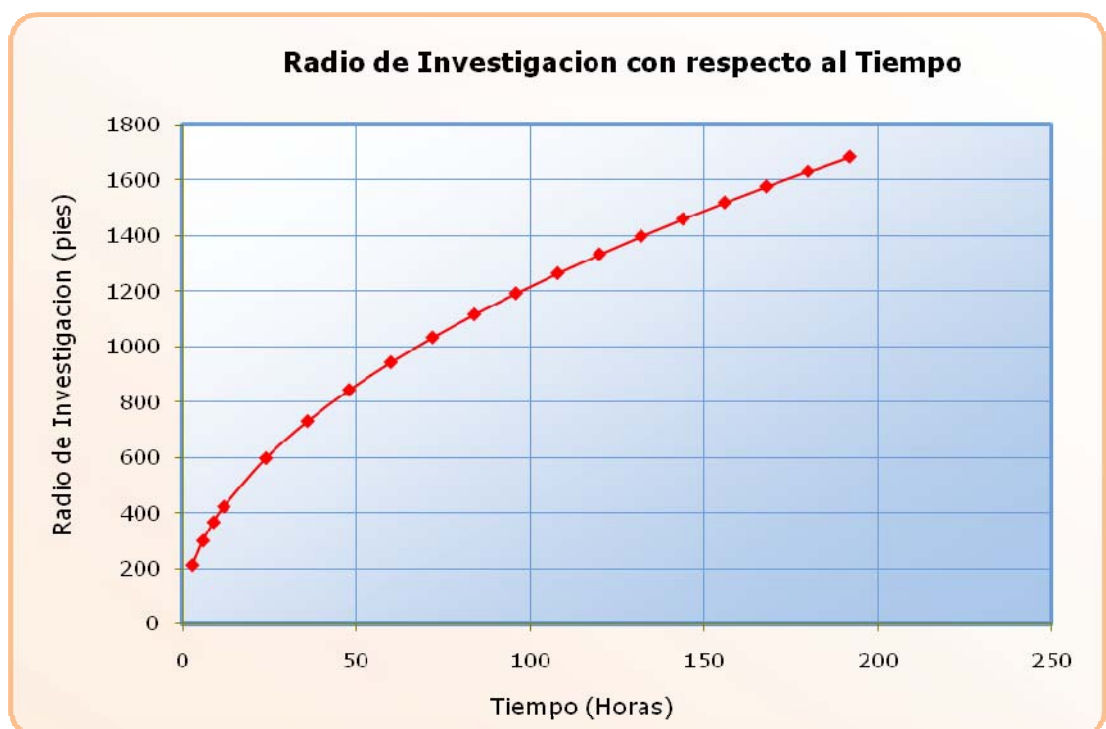
**Fuente.** Los Autores.

Igualmente para el colorado 70 se grafico el Radio de Investigación Vs. Tiempo con el fin de interpretar y analizar en una forma más clara los datos que se obtuvieron. Tal como se muestra en la figura 30.

Teniendo en cuenta el  $t_{wbs}$  y el radio de drenaje se concluye que el tiempo optimo para realizar la prueba debe ser superior a 2 días, ya que en este tiempo ya se ha superado el almacenamiento y se ha iniciado el flujo radial.

Y finalmente en la tabla 17 se consignados los datos de los diferentes períodos de flujo de acuerdo a la geometría:

**Figura 30.** Radio de Investigación Vs Tiempo- COL 70



**Fuente.** Los Autores.

**Tabla 17.** Períodos de Flujo para diferentes Geometrías – COL 70

Geometría	Tiempo (Horas)		
	Infinito	Seudoestable Aproximado	Seudoestable Exacto
Circular	172.95	103.77	172.95
Cuadrada	155.65	86.47	172.95

**Fuente.** Los Autores.

Con base en estos datos se procedió a calcular parámetros como el tiempo de estabilización, coeficientes adimensionales y radio de investigación, con el propósito de conocer previamente el tiempo de descarga y el radio que se puede investigar en relación con este tiempo.

## 2. Obtención y ajustes de datos de prueba de presión con herramientas no convencionales (Echometer).

El segundo paso de la metodología propuesta, consiste en la obtención de datos de presión con herramientas no convencionales, para lo cual se programó realizar una prueba de restauración de presión con el Echometer en el pozo Colorado 70.

Una vez en el pozo se procede a revisar si está en funcionamiento (Figura 31), de igual forma se inspeccionaron las válvulas en cabeza de pozo y el variador (Figura 32). Teniendo en cuenta cómo se explica en la metodología, uno de los factores relevantes para esta prueba es que el pozo se encuentre en funcionamiento para proceder a realizar el cierre en superficie.

**Figura 31.** Pozo Colorado 70



**Figura 32.** Variador Colorado 70



Seguidamente, se recibió el Echometer, el cual incluye el analizador de pozo, la pistola a gas, transductor, cables de micrófono, cargador, kit de reparación y cable en Y. Junto con otros accesorios requeridos: botella de CO<sub>2</sub>, regulador de presión, herramientas básicas, batería, inversor y cables de corriente (Figura 33).

**Figura 33.** Equipos para la Prueba



Luego de recibirse el equipo se verificó (Figura 34) que los implementos necesarios para la prueba estuvieran completos, es decir, se revisaron las diferentes conexiones tales como: pistola y transductor, pistola y botella de gas, pistola y cable de micrófono, pistola y regulador de presión, cables con la interfase del Echometer, y las respectivas conexiones a la corriente se encontraran en buen estado y fueran compatibles entre sí; esto con el fin de verificar el funcionamiento óptimo y posterior desarrollo exitoso de la prueba.

**Figura 34.** Revisión de Equipos para la Prueba



---

Una vez verificados los equipos se procedió al montaje de los elementos para darle inicio a la prueba. Para esto se conectó la botella de gas a la manguera con el objetivo de llenar la cámara de gas de la pistola y permitir que la presión aumente y producir el pulso acústico.

De igual forma, fue necesario conectar la botella de gas a un regulador de presión (Figura 35) con el fin de controlar la presión que se generaba en la cámara de gas y que la pistola se cargara automáticamente luego de cada disparo.

**Figura 35.** Conexión botella de gas y regulador de presión



La incompatibilidad entre la conexión de la manguera y el regulador de presión debido a la diferencia en diámetros (Figura 36), impidió el uso del regulador, lo cual llevo a tener que realizar una conexión directa entre la botella y la pistola, con un control manual de la carga de gas (Figura 37).

**Figura 36.** Conexión Regulador - Manguera



**Figura 37.** Conexión Botella - Manguera



Para verificar que la pistola de gas no tuviera fugas y que se realizara una carga efectiva, se procedió a cargar la pistola con la conexión anteriormente realizada, y observar que el manómetro registrará la presión correspondiente a la que la botella le suministraba. Luego se disparaba manualmente para cerciorarse de que todo el gas hubiese sido evacuado (Figura 38).

**Figura 38.** Prueba de la Pistola



Finalizada la prueba de la pistola y el gas, se procedió al montaje de los elementos en la cabeza del pozo, cerrando previamente las válvulas que conectan la tubería con la línea de producción y de esa manera poder instalar la pistola (Figura 39 y 40).

Al confirmar el cierre de las válvulas, se inició la apertura del casing, retirando el tapón que se encontraba en la cabeza del pozo (Figura 41).

**Figura 39.** Cierre de Válvulas



**Figura 40.** Cierre de Válvulas 2



**Figura 41.** Apertura del Casing



Una vez retirado el tapón se conectó la pistola a gas al pozo (Figura 42), girándola hasta que ajustara (se observó que la pistola ajustaba después de aproximadamente 4.5 vueltas). Es importante verificar previamente el acople entre la pistola y el anular especialmente si la conexión del anular presenta corrosión, para evitar cualquier contratiempo y tener la certeza de un buen acople.

**Figura 42.** Instalación de la Pistola



Instalada la pistola, se realizó la conexión de los diferentes elementos de la pistola (Figura 43). Primero se conectó el transductor y los diferentes cables entre ellos: el del micrófono, el cable en Y (que se conecta al transductor y a la salida del solenoide), y la manguera proveniente de la botella.

**Figura 43.** Conexión Final de la Pistola



Exceptuando la manguera, todos los demás cables se conectan a la interfase del Echometer para la posterior adquisición de los datos. A continuación se muestra el montaje del equipo para el inicio de la prueba (Figura 44).

**Figura 44.** Montaje Final del Equipo



Al terminar la conexión del equipo y después de la respectiva verificación de las conexiones, se inició la prueba. Inicialmente, se realizó una medida de nivel acústico con el propósito de revisar la velocidad acústica del pozo, esta medida se realizó con el pozo en funcionamiento y después se cerró para dar comienzo a la prueba de restauración de presión.

**Figura 45.** Inicio de la Prueba



Después de verificar la velocidad acústica del pozo, se programó el número de disparos por hora que se debía realizar, esto se hizo en el módulo “Schedule” que corresponde a la Prueba de Trásiente de Presión en el TWM. Los datos se registraron en el disco duro para su posterior análisis.

Esta prueba tuvo una duración de 72 horas; en la tabla 18 se muestran los disparos requeridos para cada uno de los períodos de tiempo. La duración de la prueba se estimó teniendo en cuenta que, según la teoría, el tiempo de almacenamiento correspondía a 16 horas; una vez se alcanzó el tiempo programado se desmontó el equipo y se verificó que las válvulas y el pozo estuvieran en funcionamiento. Con ello se dio por terminada la prueba.

**Figura 46.** Retiro del Equipo



**Figura 47.** Verificación de las Válvulas



De igual forma, en el Anexo A, se muestra el procedimiento recomendado y usado en forma más detallada para la toma de pruebas de restauración de presión en pozos que operan mediante bombeo mecánico usando la herramienta Echometer.

**Tabla 18.** Periodos de Disparos

Periodo	Horas Acumulada	No. De Horas	Disparo cada (min)
1	0	1	3
2	1	1	5
3	2	11	10
4	14	5	20
5	20	45	60

**Fuente.** Los Autores.

En la figura 48 se muestra una captura del software TWM donde aparecen algunos de los datos obtenidos en la prueba.

Figura 48. Datos Obtenidos

Shot #	ET (min)	SEQ	Bat(V)	Csg(psi)	T (F)	Time(s)	Vel(ft/s)	Depth(ft)	Cor Fact	BHP(psia)
000049-H	419.45	12	12.4	90.9	74.9	5.501	1247.0	3429.8	1.00	114.1
000050-H	429.48	12	12.3	90.8	74.4	5.499	1246.0	3425.8	1.00	114.1
000051-H	439.52	12	12.3	90.9	74.2	5.495	1243.0	3415.1	1.00	114.2
000052-H	449.55	12	12.3	91.1	74.0	5.494	1247.0	3425.5	1.00	114.3
000053-H	459.58	12	12.3	91.2	73.9	5.496	1246.0	3424.0	1.00	114.5
000054-H	469.62	12	12.3	91.4	73.8	5.495	1247.0	3426.1	1.00	114.7
000055-H	479.65	12	12.2	91.6	73.5	5.492	1243.0	3413.2	1.00	114.9
000056-H	489.68	12	12.2	91.8	73.4	5.489	1247.0	3422.3	1.00	115.1
000057-H	499.70	12	12.2	92.1	73.3	5.489	1243.0	3411.4	1.00	115.4
000058-H	509.73	12	12.2	92.4	73.3	5.489	1244.0	3414.1	1.00	115.8
000059-H	519.77	12	12.2	92.6	73.2	5.489	1247.0	3422.3	1.00	116.0
000060-H	529.80	12	12.1	93.0	73.2	5.487	1251.7	3434.1	1.00	116.3
000061-H	539.83	12	12.1	93.3	73.2	5.485	1244.0	3411.6	1.00	116.8
000062-H	549.87	12	12.1	93.8	73.4	5.485	1245.0	3414.4	1.00	117.3
000063-H	559.90	12	12.1	94.3	73.4	5.483	1244.0	3410.4	1.00	117.8
000064-H	569.93	12	12.1	94.8	73.7	5.482	1243.0	3407.0	1.00	118.4
000065-H	579.97	12	12.1	95.1	73.6	5.481	1247.9	3419.8	1.00	118.6
000066-H	590.00	12	12.1	95.4	73.6	5.481	1256.4	3443.2	1.00	118.9
000067-H	600.03	12	12.0	95.8	73.7	5.480	1243.0	3405.8	1.00	119.4
000068-H	610.05	12	12.0	96.2	73.7	5.488	1243.0	3410.7	1.00	119.9

De las figuras 49 a la 54 se presentan las gráficas generadas por el TWM. Es importante aclarar que las gráficas 49, 50 y 51 se presentan como una muestra del desarrollo de la prueba pero no se puede conocer ningún dato relevante a través de ellas.

Se inicia con el monitoreo de la presión en el casing vs tiempo, en esta gráfica se encuentra representado el comportamiento de la presión en cabeza de pozo con respecto al tiempo de prueba transcurrido. Su comportamiento es el esperado para este tipo de pruebas ya que la presión en cabeza aumenta al aumentar el tiempo de prueba, se observan algunas fluctuaciones pero en general el comportamiento de la curva es ascendente.

La siguiente gráfica representa las presiones estáticas en fondo de pozo calculadas por el TWM de acuerdo al tiempo de duración de la prueba y posee un comportamiento similar a la gráfica mencionada anteriormente

Figura 49. Presión en el Casing Vs Tiempo.

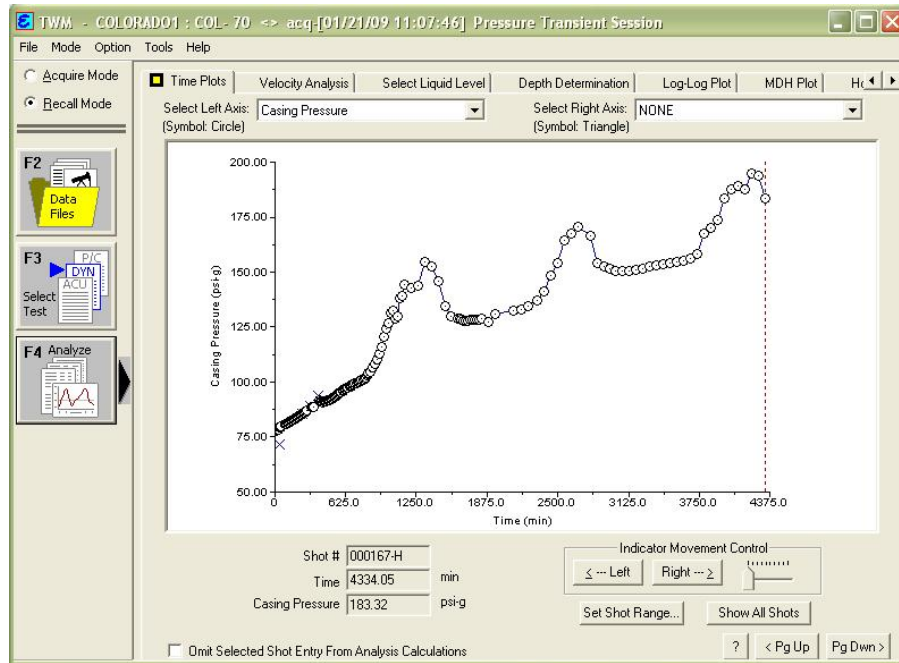
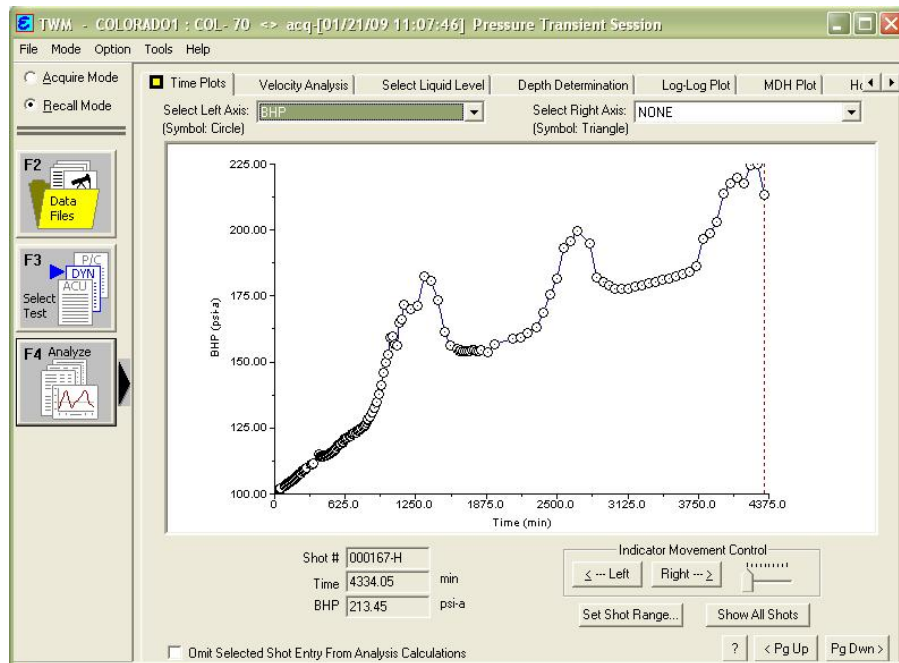
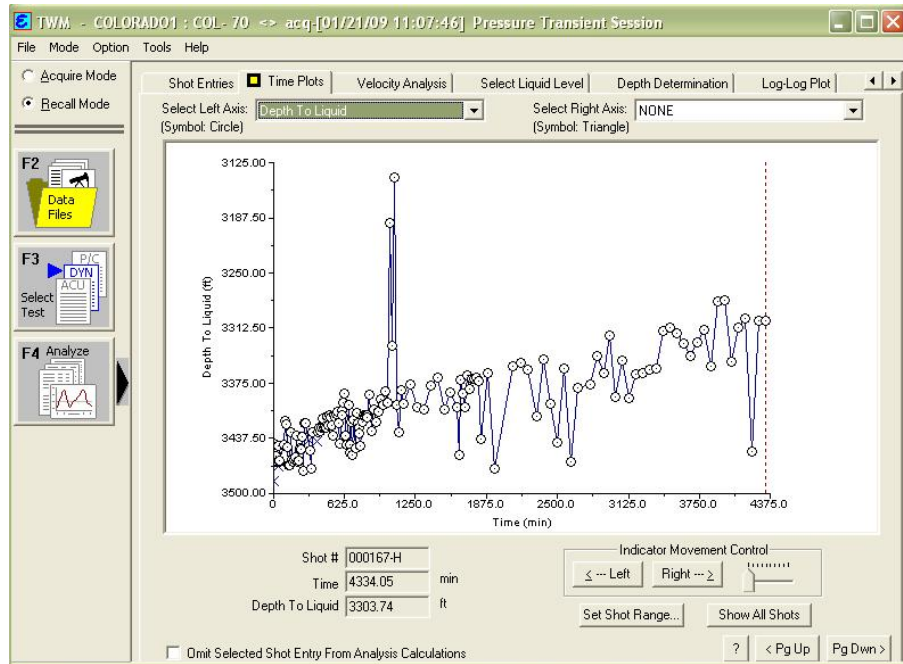


Figura 50. BHP (Bottom Hole Pressure) Vs Tiempo.



Esta gráfica representa la profundidad calculada a la interfase Gas/Líquido contra el tiempo transcurrido de la prueba. Se observa un aumento en el nivel de líquido a lo largo de la prueba lo que coincide con la prueba que se está realizando.

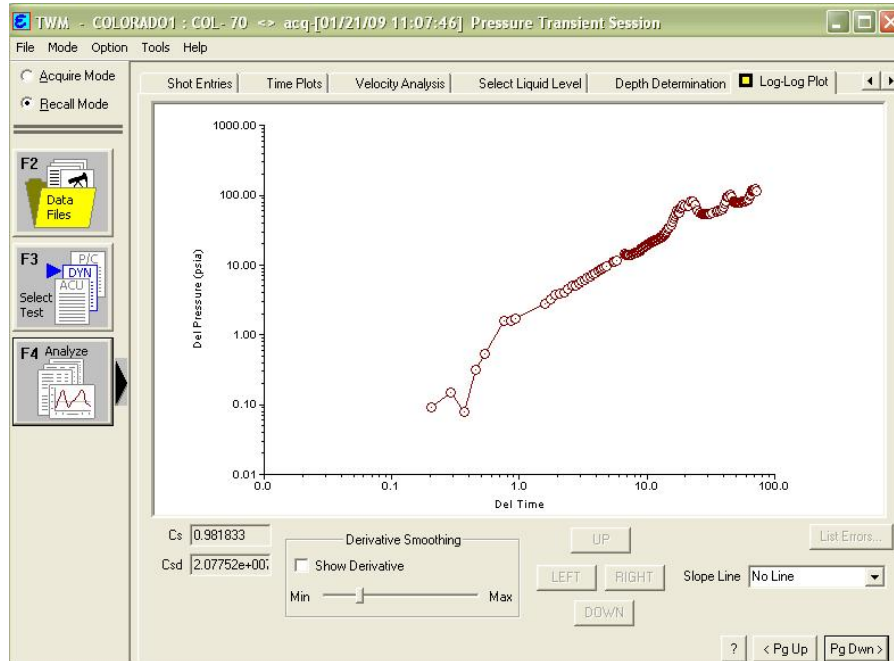
**Figura 51.** Profundidad al Nivel de Líquido Vs Tiempo.



Adicional a estas graficas, el TWM genera graficas Log – Log, MDH y Horner las cuales, a diferencia de las anteriores, permiten al analizarse conocer parámetros importantes relacionados con el comportamiento del pozo.

La Figura 52 muestra una gráfica log –log, en la que se puede ver representado la presión contra el tiempo, marca la etapa del almacenamiento representada por una línea de pendiente unitaria que permite calcular posteriormente los coeficientes de almacenamiento.

Figura 52. Log  $\Delta P$  Vs Log  $\Delta$ Tiempo.



La Figura 53 es una gráfica MDH la cual representa la presión en función del logaritmo del tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba de transiente de presión, esta gráfica es útil cuando no es posible interpretar los datos de prueba usando el método de Horner.

La Figura 54 muestra un gráfico de Horner el cual grafica la presión contra el logaritmo de  $(t+\Delta t)/\Delta t$  donde  $t$  es el tiempo de producción (o tiempo Horner) y  $\Delta t$  es el tiempo desde que se cerró el pozo. Con esta se obtienen parámetros como presión promedio, permeabilidad y skin.

Figura 53. Grafica MDH.

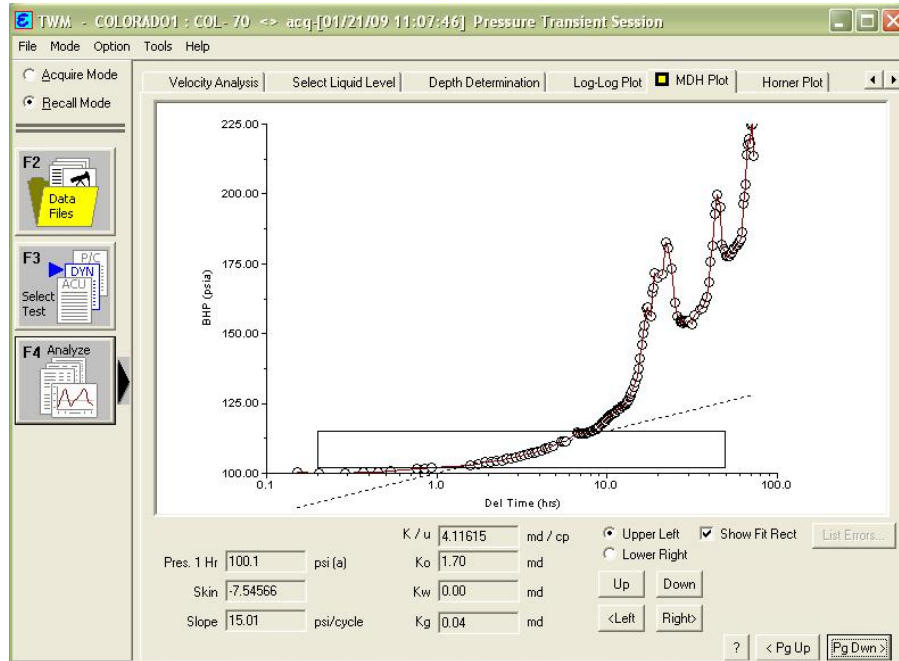
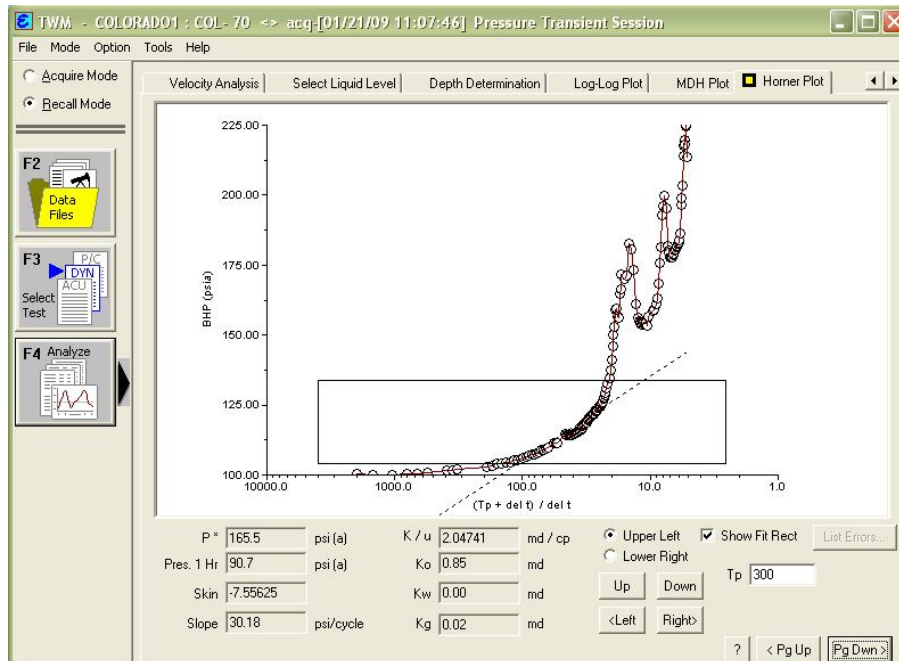


Figura 54. Grafica Horner.



A los datos originales se les realizó un ajuste para visualizar mejor las curvas obtenidas y de esta manera llegar a una mejor interpretación y análisis del comportamiento del pozo. El ajuste se hace con base en las tendencias de las diferentes gráficas omitiendo aquellos datos que generan comportamiento anómalo, y considerando los datos básicos del yacimiento.

Las Figuras de la 55 a la 57, son las gráficas anteriormente explicadas pero con su respectivo ajuste.

**Figura 55.** Log  $\Delta P$  Vs Log  $\Delta$ Tiempo.

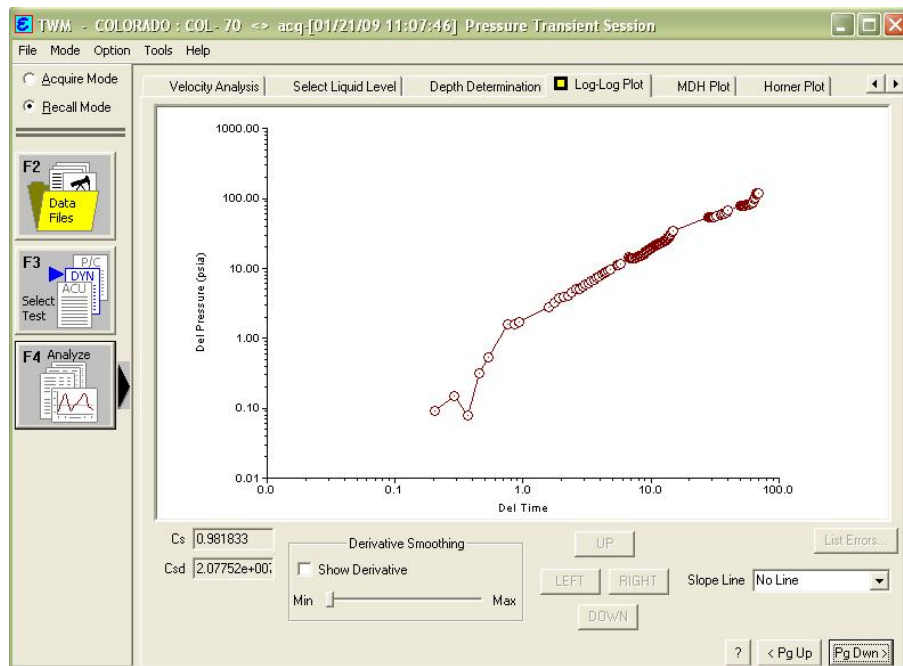


Figura 56. Grafica MDH.

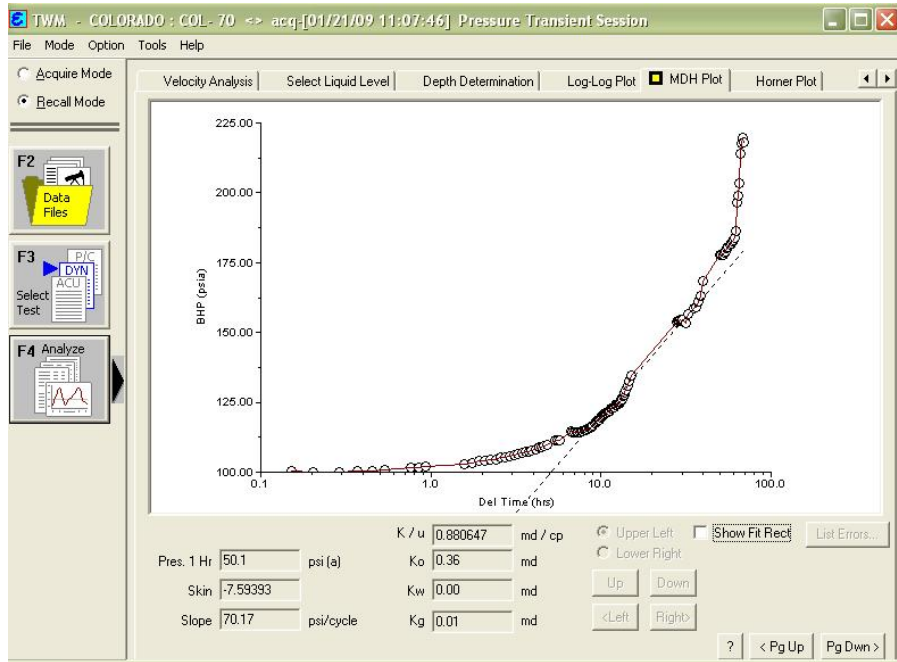
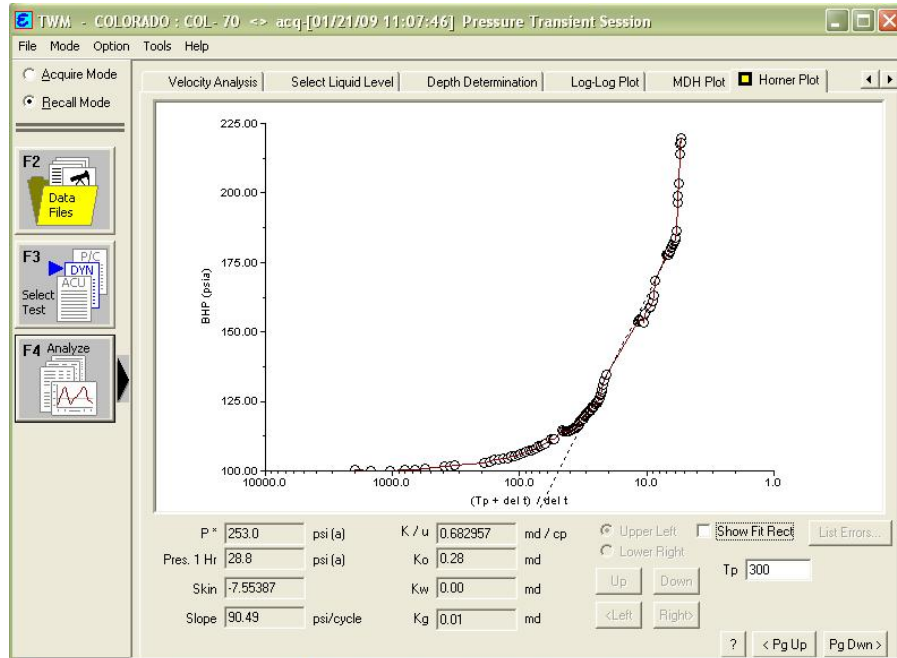


Figura 57. Grafica Horner.

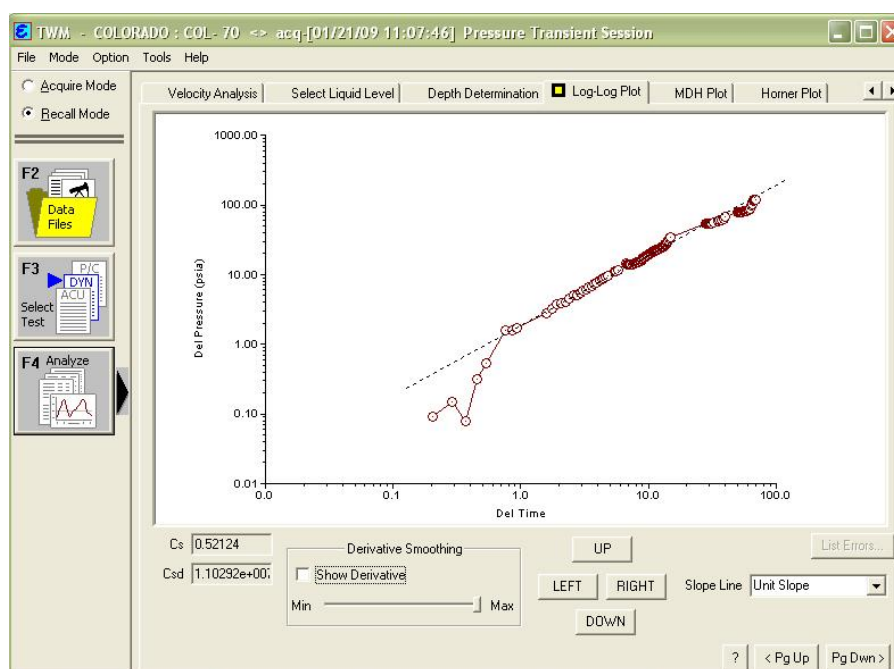


### 3. Análisis e interpretación de los datos.

Luego de ajustar los datos se procedió a analizar e interpretar las diferentes curvas. En el presente trabajo se realizó la interpretación utilizando el TWM y el Fekete, se inicia con los resultados obtenidos con el TWM.

Para obtener los coeficientes de almacenamiento se utiliza el gráfico log – log, en este se representa logaritmicamente el comportamiento de la presión con respecto al tiempo de prueba.

Figura 58. Grafica Log - Log.



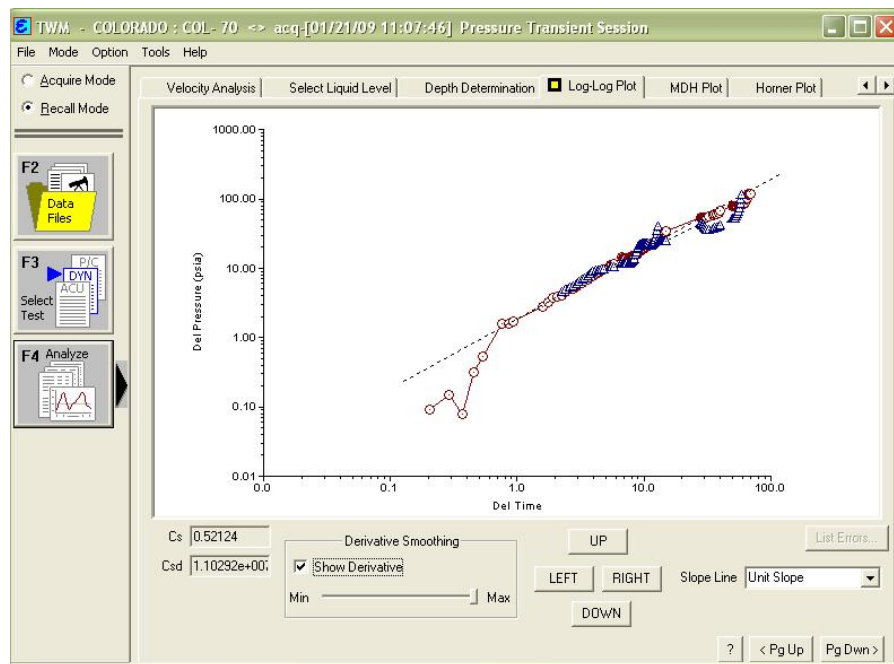
Para la interpretación de esta grafica una pendiente de valor unitario (línea punteada) indica el almacenamiento del pozo, comportamiento que se localiza en la región de tiempos tempranos (ETR).

Con la línea de pendiente unitaria conocemos el valor del coeficiente de almacenamiento, coeficiente de almacenamiento adimensional y calcular un tiempo de almacenamiento ( $t_{wbs}$ ) aproximado. Estos valores se muestran en la Tabla 19:

**Tabla 19.** Parámetros Grafico Log - Log

<b>Cs (bbl/psi)</b>	0,52124
<b>CsD (adimensional)</b>	1,10292e7
<b><math>t_{wbs}</math> (horas)</b>	164,98

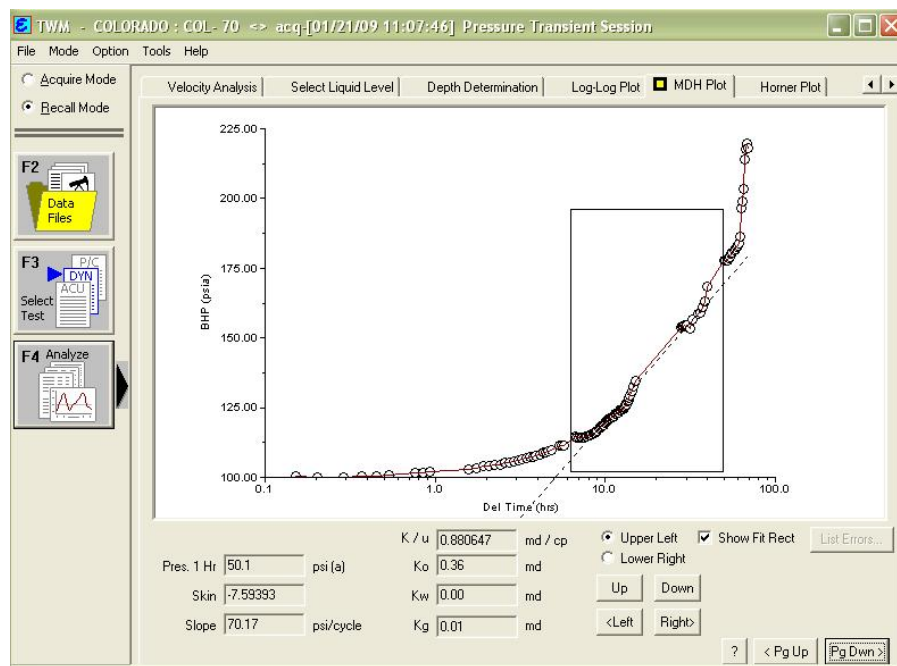
**Figura 59.** Grafica Log – Log y Derivada.



En esta grafica se muestra la función derivada (puntos azules), esta función indica la tasa de cambio del transiente de presión y se usa como diagnóstico para la interpretación de la prueba y en Análisis de Curvas Tipo. Esta función se puede suavizar para tener una mejor tendencia de la curva.

Esta gráfica representa la presión en función del logaritmo del tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba. Generalmente es útil cuando no se conoce con certeza el tiempo de producción del pozo ( $t_p$ ) y no se puede calcular el llamado tiempo de Horner.

**Figura 60.** Grafica MDH.



También la gráfica MDH asume que el tiempo de producción es suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, luego es más representativo usar presión promedio que presión inicial. Esta se prefiere en pozos maduros o formaciones depletadas, ya que en estos se podría dificultar la estabilización antes del cierre.

La interpretación de esta curva involucra analizar la tendencia ajustando una línea recta a los datos. La región y los puntos se ajustan seleccionando el recuadro "Show Fit Rect", y ajustando la posición de las esquinas de la caja

usando los botones apropiados (arriba, abajo derecha, izquierda) hasta que los datos sean encerrados por el rectángulo.

Con esta curva podemos obtener parámetros que se muestran en la Tabla 20:

**Tabla 20.** Parámetros Grafico MDH

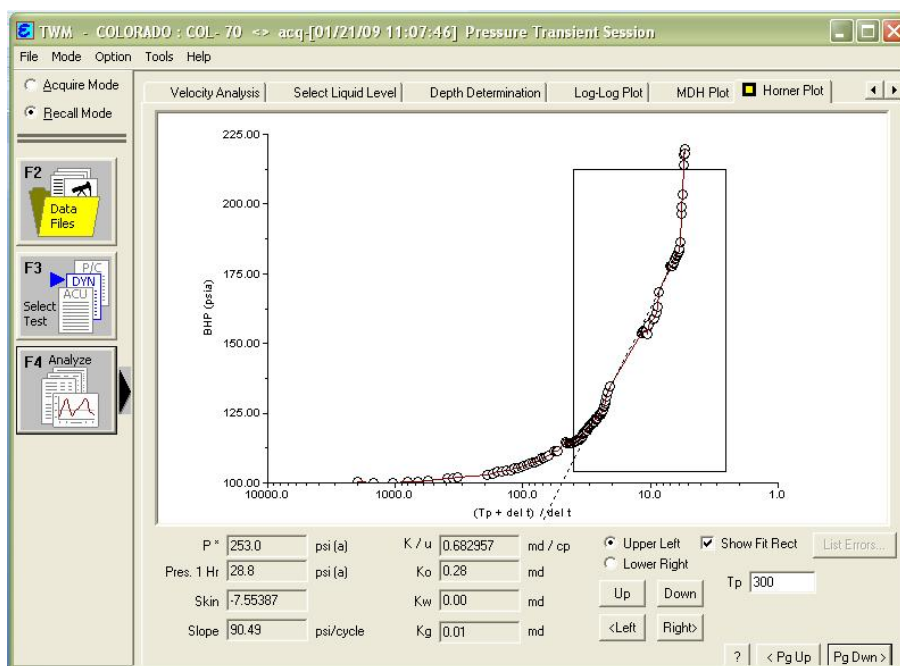
<b>Pres. 1 Hr.(psi)</b>	50.1
<b>Skin</b>	-7.59393
<b>m (psi/ciclo)</b>	70.17
<b>K/μ (md/cp)</b>	0.880647

Para este caso en particular, estos datos no son representativos ya que la prueba no fue extensa y por lo tanto no se alcanzó el comportamiento radial.

Sin embargo, en pruebas más extensas estos datos llegan a tener una buena aproximación la cual es útil en el campo. Ya que en una prueba extensa se adquieren más datos y se alcanza a observar períodos de flujo mayores que permiten el cálculo de propiedades y parámetros representativos del yacimiento.

La siguiente gráfica representa la presión vs logaritmo del tiempo de Horner y es útil para pozos con tiempos de producción cortos.

Figura 61. Grafico Horner.



La interpretación de esta curva involucra ajustar una línea a la parte de los datos que corresponde a flujo radial en un yacimiento infinito. Los datos correspondientes se seleccionan por medio del recuadro “Show Fit Rect”.

Los parámetros que se obtienen con esta curva se muestran en la Tabla 21:

Tabla 21. Parámetros Grafico Horner

<b>P* (psi)</b>	253
<b>Pres. 1 Hr.(psi)</b>	28.8
<b>Skin</b>	-7.55387
<b>m (psi/ciclo)</b>	90.49
<b>K/μ (md/cp)</b>	0.682957

Al igual que en el MDH los datos de esta gráfica no son representativos, ya que como arriba se menciona la línea se ajusta al flujo radial y en nuestro caso solo se llega a los ETR y por lo tanto no se observa un comportamiento de flujo radial.

Adicional a las gráficas obtenidas con el TWM, también se exportaron los datos y se graficaron en un paquete especializado de análisis de pruebas de presión, este paquete es el FAST Well Test.

Las gráficas obtenidas se muestran a continuación:

- Datos Originales

Figura 62. Grafica Cartesiana.

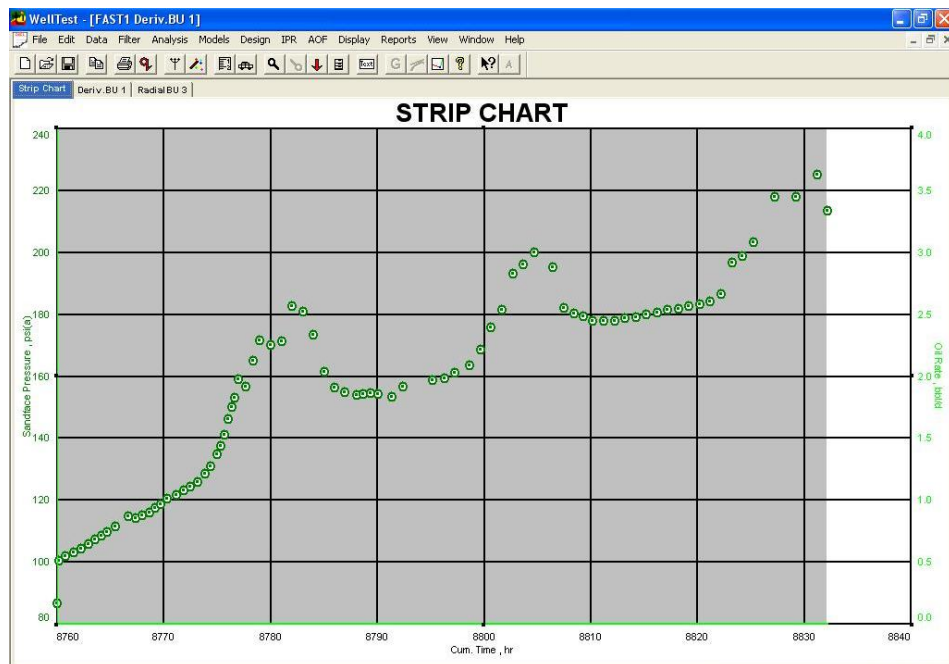


Figura 63. Grafica Derivada.

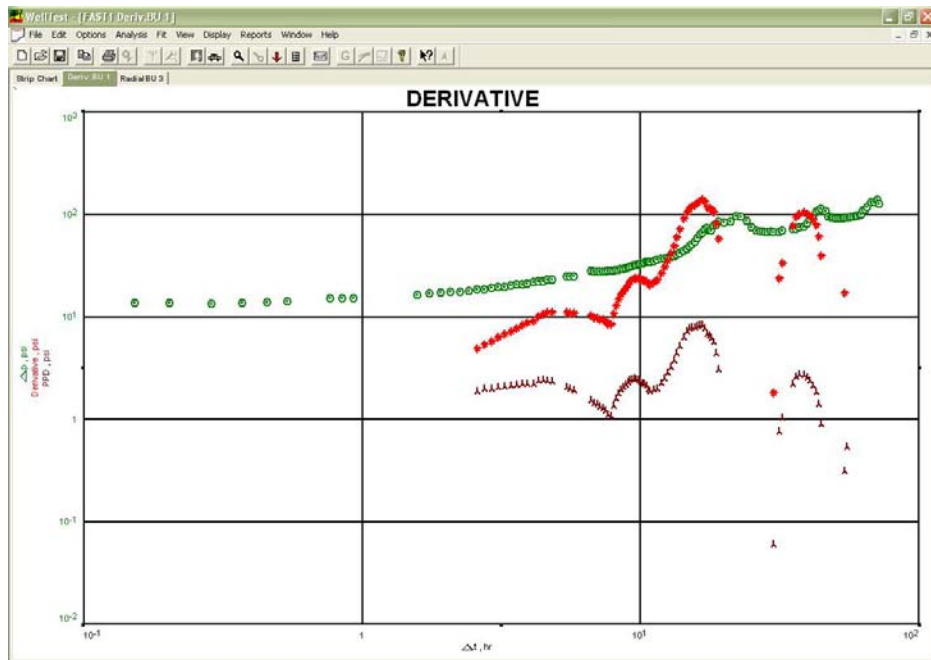
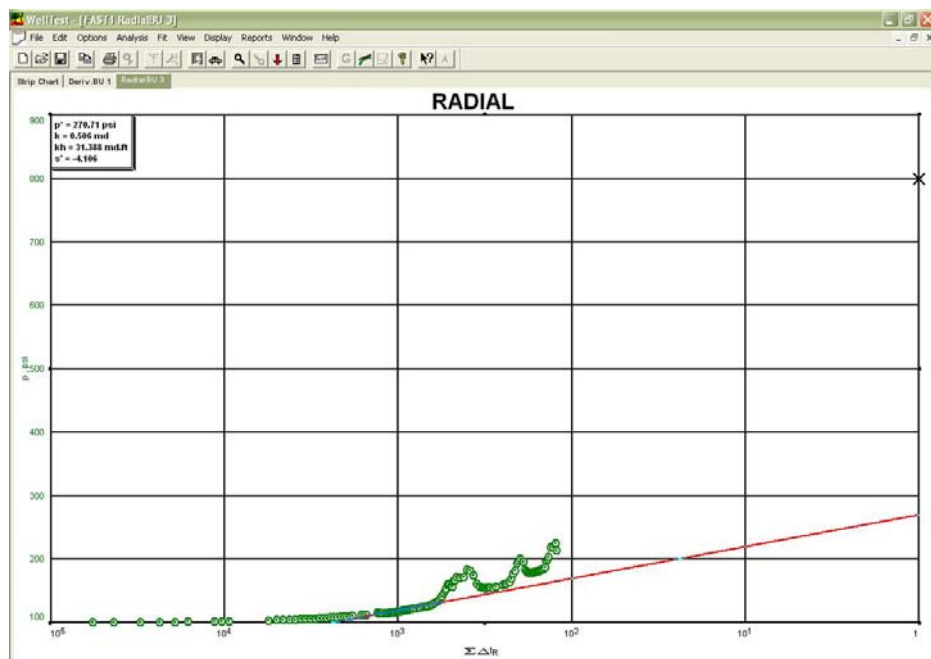


Figura 64. Grafica Radial.



- Datos Ajustados

Figura 65. Grafica Cartesiana.

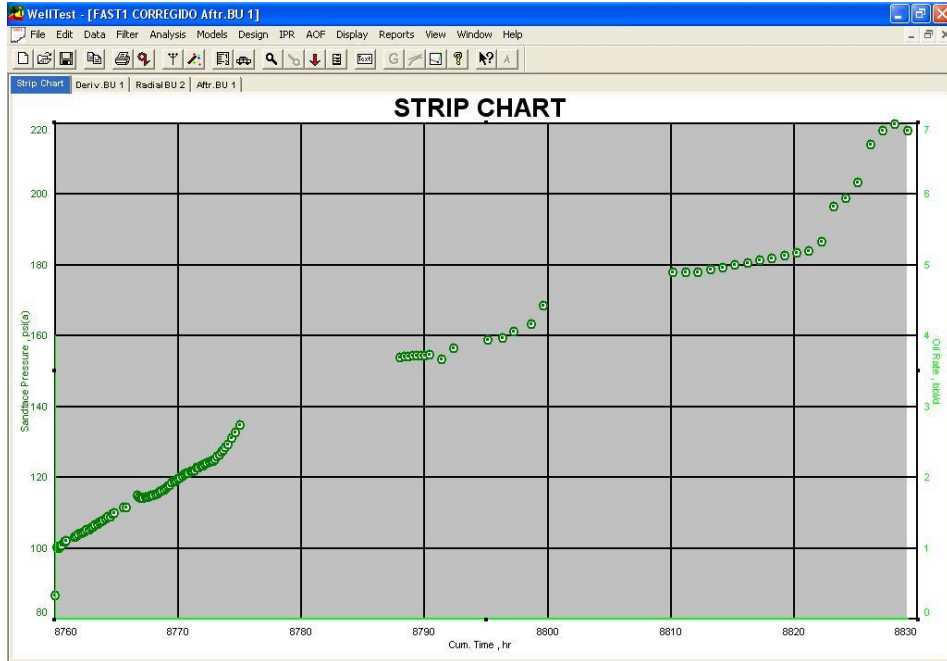


Figura 66. Grafica Derivada.

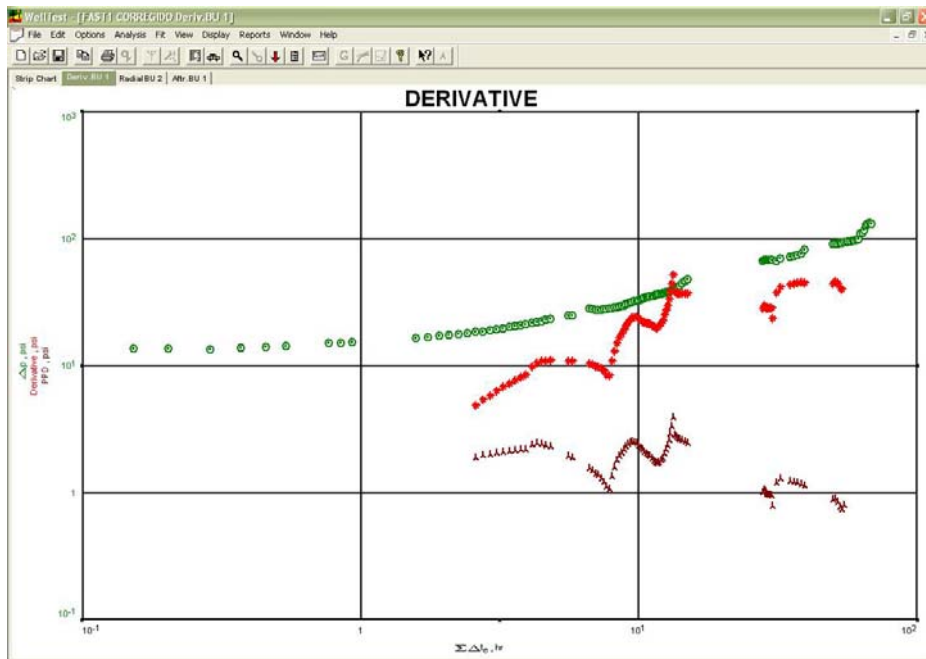
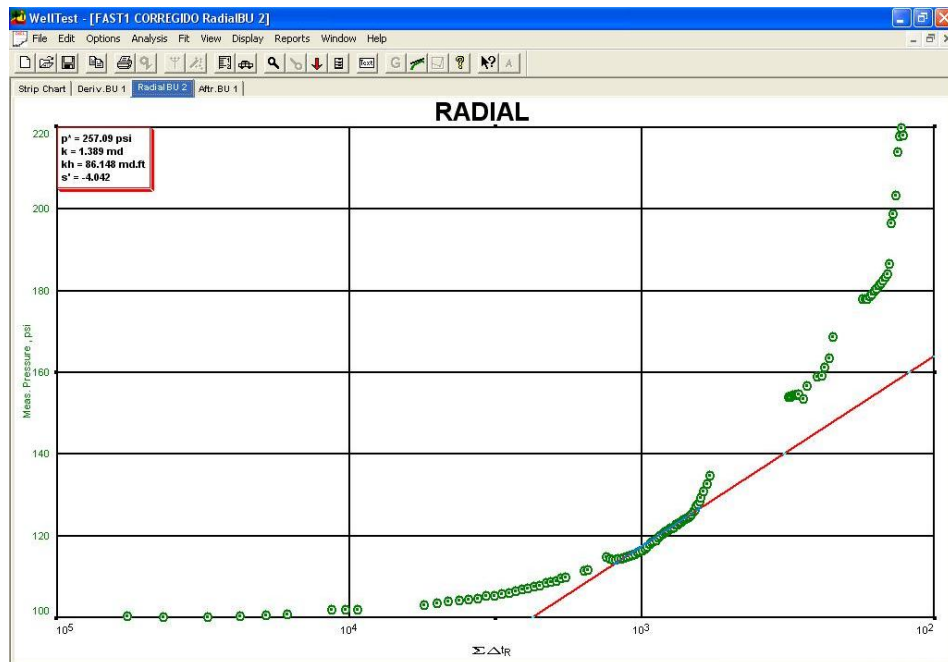


Figura 67. Grafica Radial.



Como se puede observar de las graficas originales generadas por el TWM y el Fast Well Test, la prueba no fue extensa y solo se observaron tiempos tempranos (ETR) que corresponde a la etapa de almacenamiento del pozo. En este período se presenta un comportamiento anómalo que se visualiza en una “joroba” (hump), este comportamiento corresponde a una redistribución de fases.

Normalmente este fenómeno se presenta en pozos que se cierran y en los que el gas y el líquido están fluyendo por el casing simultáneamente, al cerrar el pozo la fuerza de la gravedad provoca que el líquido caiga y el gas ascienda a la superficie.

Debido a la incompresibilidad del líquido y a la incapacidad del gas de expandirse en un sistema cerrado, esta redistribución de fases causa un incremento neto en la presión del pozo. Cuando este fenómeno ocurre en una prueba de aumento de presión, la presión incrementada en el pozo es aliviada a través de la formación y

---

el equilibrio entre el pozo y la formación adyacente será alcanzado eventualmente. Sin embargo, en tiempos tempranos la presión puede incrementarse sobre la presión de formación causando una “Joroba” anómala en el ascenso de presión, la cual no puede ser interpretada mediante técnicas convencionales, este fenómeno se puede estudiar de una manera mas amplia con el uso de la derivada primaria de la presión (DPP).

La derivada de presión primaria (DPP), es una herramienta de diagnóstico propuesta por L. Mattar y K. Zaoral, que permite distinguir entre los efectos del pozo y los del yacimiento en las pruebas de presión, para evitar interpretaciones erradas.

La derivada de presión primaria es la pendiente de la curva presión contra tiempo, y los autores postulan que durante una prueba de ascenso sin importar cuan complejo sea el yacimiento, la presión siempre aumentara monótonamente hasta ser finalmente estática, lo que significa que la pendiente de la curva en todo momento decrecerá continuamente en el tiempo hasta llegar a cero cuando el pozo esté totalmente cerrado.

Cuando se realiza el análisis de una prueba de presión se asume implícitamente que los datos se toman directamente del yacimiento, pero en la realidad los registros de presión se toman en la cara de pozo, y aunque los datos usualmente son representativos de las condiciones del yacimiento, ellos pueden estar afectados por una variedad de factores relacionados con el pozo.

Muchos de estos fenómenos dinámicos del pozo pueden tener un efecto significativo sobre la medida de la presión y conducir fácilmente a una errada interpretación de la prueba; por lo tanto, se hace indispensable realizar un procesamiento de los datos para identificar cuales efectos corresponden al yacimiento y cuáles no.

#### 4. Implementación de los Resultados.

Esta etapa corresponde al ajuste de los resultados obtenidos y su posterior aplicación en el uso de otros pozos, este ajuste se realiza con base en archivos históricos del pozo o pruebas de presión usando métodos convencionales. Debido a la ausencia de pruebas convencionales de presión para el pozo Colorado 70, inicialmente se decidió realizar la comparación con un pozo que tuviera estudios anteriores y que correspondiera a la misma zona de producción (Zona B), para esto se escogió el pozo Colorado 43.

En este caso en particular, no se realizó una prueba extensa para el Colorado 70, por lo tanto los datos obtenidos no son representativos lo que impide una comparación con aquellos datos adquiridos anteriormente para la zona específica (Zona B).

Lo que se pudo observar en esta prueba fueron los tiempos tempranos del pozo y con base en esto se hallaron los coeficientes de almacenamiento que permitieron calcular un  $t_{wbs}$ , que corresponde aproximadamente a 164 horas, lo que da una mejor idea del tiempo de duración para futuras pruebas.

**Tabla 22.** Coeficientes de Almacenamiento

COEFICIENTES	DATOS ANTERIORES <sup>18</sup>	DATOS CALCULADOS TEORICAMENTE	DATOS OBTENIDOS
Cs (bbl/psi)	0.0056093	0.0508596	0,52124
CsD (adimensional)	4.37e2	1.08e4	1,10292e7
$t_{wbs}$ (horas)	1.77	16.098	164,98

---

En la tabla 22 se puede observar una comparación entre los datos de coeficiente de almacenamiento y  $t_{wbs}$  que se tenían anteriormente y los datos obtenidos con la prueba realizada. Como se explicó antes el tiempo de duración de esta prueba fue de 72 horas tiempo en el cual se esperaba obtener el flujo radial, y no se alcanzó.

Con los datos de la prueba se calculó el tiempo de almacenamiento ( $t_{wbs}$ ), el cual nos indica que se necesitaría aproximadamente 164 horas para alcanzar el flujo radial y obtener parámetros representativos del yacimiento mediante este método. Este tiempo coincide con el comportamiento observado en la prueba, pues a las 72 horas no se había alcanzado el flujo radial y solo se observó el almacenamiento.

Finalizando es bueno aclarar que con pruebas extensas es posible llegar a obtener un comportamiento de flujo radial y con esto un cálculo de parámetros que permita un buen análisis del comportamiento del pozo y que puedan ser comparados con datos ya existentes.

---

## 5. CONCLUSIONES

- Según las características de los pozos, se seleccionaron dos candidatos posibles a evaluar los cuales cumplieran con los factores como: condiciones de operación, estado mecánico, propiedades de fluido, propiedades petrofísicas y datos de producción, necesarios para la realización de la Prueba de Restauración de Presión usando Echometer. Debido a razones operativas, se escogió el pozo COL 70 para realizar la prueba.
- Se logró evaluar presiones de fondo de pozo (BHP), utilizando métodos no convencionales, sin embargo esas presiones de fondo solo corresponden a tiempos tempranos (ETR), impidiendo análisis más profundos que requerían mayor tiempo de prueba.
- Con la evaluación de presiones de fondo de pozo (BHP), se pudo obtener el coeficiente de almacenamiento, que facilita calcular el tiempo de almacenamiento del pozo, que puede ser utilizado como referencia para pruebas futuras.
- Se diseñó una metodología que permite adquirir presiones de fondo de pozo con técnicas no convencionales en campos maduros, lo cual es útil por su facilidad y economía como una alternativa para conocer el comportamiento del yacimiento.
- Debido a la falta de datos reales del yacimiento, no fue posible obtener datos que pudieran ser comparados con la metodología propuesta, debido a que el tiempo de prueba no fue el suficiente para alcanzar el flujo radial y obtener parámetros representativos de este periodo, como son: K, Skin y Presión Promedia.



---

## RECOMENDACIONES

- Realizar un programa de toma de pruebas de presión sostenible para el campo colorado, fijando etapas periódicamente, con diferentes técnicas para la recolección de datos, y validación del diseño en varias pruebas, mejorándolo con base a la experiencia y los resultados de campo y que permita una evaluación de comportamiento de las diferentes zonas del campo.
- Se recomienda la realización de pruebas más extensas, que faciliten la visualización del período de flujo radial (MTR), con el fin de actualizar los datos de presiones del Campo Colorado, corroborando la metodología de esta tesis y sirviendo como soporte en las futuras investigaciones.
- Se requiere contar con datos actualizados de historia de producción, propiedades de roca y fluido, características del yacimiento, de los diferentes pozos sujetos a pruebas.
- Construir un modelo de mantenimiento preventivo para el campo, lo que permita la obtención de datos exactos y garantice el buen funcionamiento de todos los instrumentos que componen el pozo y adquisición de datos.
- Implementar un programa de soporte, que permita una mejor planificación de los trabajos de grado de tal forma que se lleve a cabo lo planeado en los cronogramas de actividades, en las fechas establecidas y con los recursos necesarios.

- 
- En pruebas futuras que requieran comparación de datos, llevar a cabo diversos estudios, en diferentes pozos varias veces, que permitan obtener datos representativos del campo o del pozo en estudio.
  - Instruir a los estudiantes en el manejo de los equipos y software que posee la Universidad, de tal manera que se cuente con personal idóneo para la realización de las diferentes pruebas.
  - Realizar un estudio de compartimentalización del Campo Colorado, con el propósito de conocer las relaciones entre pozos y la continuidad de la formación. Y de esta manera, tener parámetros representativos del yacimiento.



---

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. PODIO, A.L; McCOY, J.N. Pressure Transient Digital Data Acquisition And Analysis From Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. SPE 23980.
2. TRIANA, Raúl L., y RUEDA, Jesús A., “Análisis de Convolución de Pruebas de Presión en Piedemonte Llanero”, Tesis de grado, Universidad de las Américas, 2005.
3. MOLINA, Miguel D., “Determinación de la presión promedio en yacimientos naturalmente fracturados utilizando las técnicas de síntesis directa de Tiab”, Tesis de grado, UIS, 2004.
4. RAMÍREZ, Dairo y RODRÍGUEZ, Richard, “Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión”, Tomo I, Tesis de grado, UIS, 1996.
5. HORNE, Roland N.: Modern Well Test Analysis, Stanford University, Segunda Edición, Petroway, Inc., Palo Alto, California, 1995.
6. SAIDIKOWSKI, Ronald M., “Numerical Simulations of the Combined Effects of Wellbore Damage and Partial Penetration, Paper SPE 8204, 1979.
7. LEE, John W., Well Testing, Monographic Texas A&M University, Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982.
8. BOURDET, Dominique, AYOUB, J.A., and PIRARD Y.M., “Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation”, SPE 12777, 1989.



- 
9. HORNER, D.R., "Pressure Build-up in Wells", Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.
  10. McCOY, J.N; BECKER, Dieter; PODIO, A.L. Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis from Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells. SPE 23980. 1992.
  11. BOHÓRQUEZ, León Michel Ángelo. Toma e Interpretación de Pruebas Dinamométricas, Pruebas de Nivel y Pruebas de Ascenso de Presión, realizadas con el Equipo Well Analyzer en los Campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Practica Empresarial. Universidad Industrial de Santander. 2005.
  12. Walker, C. P., "Determination of Fluid Level in Oil Wells by the Pressure-wave Echo Method," AIME Transactions, 1937, pp. 32-43.
  13. Echometer Co. Manual de Operación del Analizador de Pozo y Programa TWM. 2009.
  14. McCOY, J.N; PODIO, A.L; HUDDLESTON, K.L. Acoustic Determination Of Producing Bottomhole Pressures. SPE 14254. 1985.
  15. McCOY, J.N; PODIO, A.L; HUDDLESTON, K.L. Acoustic Static Bottomhole Pressures. SPE 13810. 1985.
  16. Informe Colorado 2003., "Diagnostico y Estrategias de Recobro", ECOPETROL S.A., El Centro, Barrancabermeja, Diciembre de 2003.
  17. Estudio de ECOPETROL "Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente". 2003.



- 
18. Correa J. Fabio R. Desarrollo de una Metodología para Interpretar Pruebas de Presión Tomadas con Herramientas Convencionales. Aplicación Campo Colorado.
19. BARTMAN, Bob, “Las Presiones de las Operaciones de Perforación y Producción”, Oilfield Review Spring, Schlumberger, 2005.
20. Meneses V. Johanna M. Ramírez E. Jenny M. Convenio Campos Maduros UIS – ECP. 2008. Téllez R. Wilson E. Villareal R. Roberto J. Aplicación Campo Colorado. UIS. 2008.
21. Camacho D. Jorge. Campo Colorado-Cálculo de Reservas. Junio 1978.
22. Meneses V. Johanna M. Ramírez E. Jenny M. Desarrollo de una Metodología para la Caracterización de Atributos Petrofísicos Básicos de la Formación Mugrosa: Caso de Estudio Campo Colorado. Convenio Campos Maduros UIS – ECP. 2008.
23. Empresa Colombiana de Petróleos Gerencia Centro Oriente División de Yacimientos. Campo Colorado. Marzo 2001.
24. Téllez R. Wilson E. Villareal R. Roberto J. Determinación de Potenciales de Producción a Partir de Registros de Pozo. Aplicación Campo Colorado. UIS. 2008.
25. ESCOBAR, Freddy H., Análisis Moderno de Presiones de Pozo, Universidad Sur colombiana, Neiva -Huila, Noviembre de 2003.
26. HORNER, D.R., “Pressure Build-up in Wells”, Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.



---

27.F.H. Qasem, I.S. Nashawi, and M.I. Mir, A New Method for the Detection of Wellbore Phase Redistribution Effects During Pressure Transient Analysis, SPE 67239.



## ANEXOS A.

### PROCEDIMIENTO PARA ANALIZAR UNA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION O DE BUILD-UP (PBU)

El procedimiento que se lleva a cabo para realizar una prueba de restauración de presión es el siguiente:

1. Determinar la ubicación de los empaques, tamaño de la tubería de producción y la tubería de revestimiento, profundidad del pozo.
2. Estabilizar el pozo a una tasa de producción constante.
3. Cerrar el pozo y registrar el valor  $P_{wf}$  (justo antes del cierre).
4. Leer la presión de cierre,  $P_{ws}$ , a intervalos cortos de 15 segundos para los primeros minutos (10-15 min), entonces cada 10 min. Para la primera hora. Durante las siguientes 10 horas, se deben tomar lecturas de presión cada hora. Cuando la prueba progresa, los intervalos de tiempo se pueden expandir a 5 horas.<sup>27</sup>

El análisis de la prueba de restauración de presión se basa ampliamente en un procedimiento gráfico sugerido por Horner<sup>28</sup>, el cual para desarrollar su método se baso en la suposición de una prueba ideal, donde el yacimiento actúa como infinito, homogéneo e isótropo que contiene un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes, cualquier daño o

---

<sup>27</sup> ESCOBAR, Freddy H., Análisis Moderno de Presiones de Pozo, Universidad Sur colombiana, Neiva -Huila, Noviembre de 2003.

<sup>28</sup> HORNER, D.R., "Pressure Build-up in Wells", Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.



estimulación se considera concentrado en la cara del pozo y al instante del cierre el flujo dentro del pozo cesa totalmente.

Para cualquier tiempo después del cierre se tiene:

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{kt} \right) - 2s \right] - 70.6 \frac{(q_2 - q_1)B\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k(t-t_1)} \right) - 2s \right] \quad (37)$$

si,

$$\begin{aligned} q_1 &= q = \text{constante} & t &= t_p + \Delta t \\ q_2 &= 0 & t_1 &= t_p \\ q_2 - q_1 &= -q & t - t_1 &= t - t_p = \Delta t \end{aligned}$$

Luego;

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2s \right] - 70.6 \frac{-qB\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k\Delta t} \right) - 2s \right] \quad (38)$$

Simplificando,

$$P_{ws} = P_i - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[ \ln \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad (39)$$

Y cambiando la función logarítmica, la ecuación resultante es:

$$P_{ws} = P_i + m \left[ \log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad (40)$$

La ecuación 40 indica que la presión de cierre en el fondo,  $P_{ws}$ , registrada durante una prueba de restauración de presión es función lineal del  $\log [(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ . Además, la pendiente  $m$  de esta línea recta será,

$$m = -162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad (41)$$

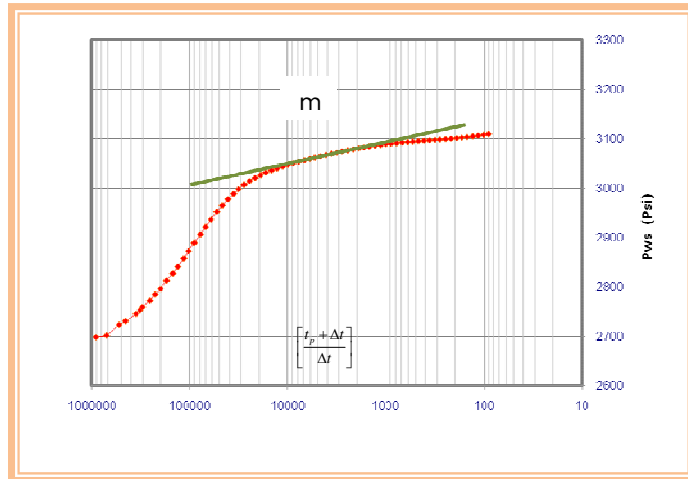
en donde se observa la pendiente negativa; pero por efectos de análisis y evitar confusiones, es conveniente utilizar el valor absoluto de  $m$ .

La ecuación 40 es conocida como la *Ecuación de Horner* y describe una línea recta para todos los tiempos en una prueba de restauración de presión (PBU) ideal.

La práctica convencional en la industria es graficar  $P_{ws}$  vs.  $\text{Log} [(t_p + \Delta t) / \Delta t]$  (tiempo de Horner) sobre papel semilogarítmico con los valores de  $(t_p + \Delta t) / \Delta t$  decreciendo de izquierda a derecha llamado gráfico de Horner, como se ilustra en la figura 51.

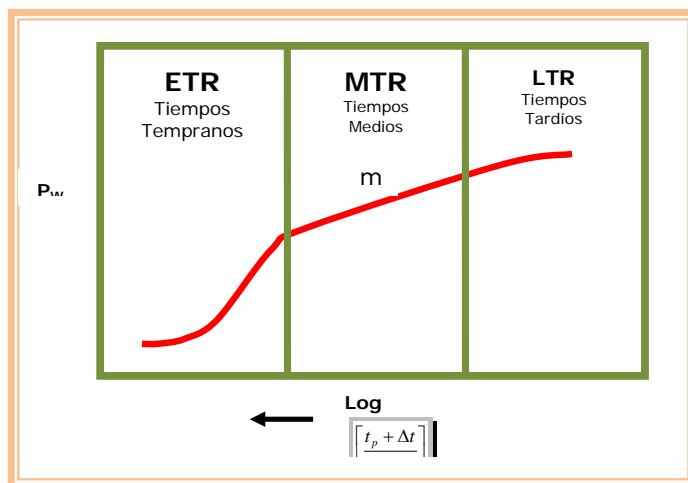
Para el caso de una prueba de restauración de presión en un yacimiento en estado transitorio y no idealizado, la grafica de Horner exhibe una curva en la cual aplicando el concepto de radio de investigación, se puede dividir en tres regiones, una región de tiempo temprano o ETR, durante el cual la onda de presión se está moviendo a través de la parte de la formación más cercana al pozo; una región de tiempo medio o MTR, durante el cual la onda de presión viaja más allá de la región cercana al pozo y dentro de toda la formación neta; y una región de tiempo tardío o LTR, en el cual el radio de investigación ha alcanzado los límites del pozo, como se ilustra la figura 52.

**Figura 51.** Gráfica de Horner para una prueba PBU.



**Fuente.** Análisis moderno de presiones de pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

**Figura 52.** Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.



**Fuente.** Lee John. "Well Testing". Society of Petroleum Engineers of AIME.

A continuación se muestra en forma general el estudio de las regiones de tiempo de la prueba de restauración de presión, con los respectivos parámetros obtenidos en estas regiones.

## Región de Tiempo Temprano (ETR)<sup>7</sup>

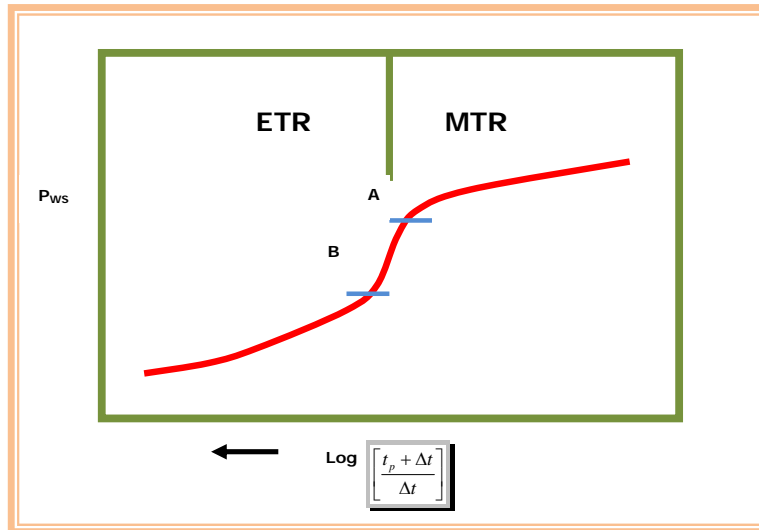
Muchos pozos tienen la permeabilidad alterada cerca a la cara del pozo. En esta región hasta que la onda de presión causada por el cierre atraviese la permeabilidad alterada, no se puede esperar una pendiente de línea recta que esté relacionada con la permeabilidad de la formación.

Después del cierre en superficie viene un periodo de almacenamiento en el pozo, postflujo, comprime los fluidos en el pozo, demostrando que la tasa de flujo no cambia abruptamente a cero al cerrar el pozo sino que va disminuyendo gradualmente. El punto en el cual desaparece la distorsión de los datos de restauración de presión debido al postflujo es el punto donde usualmente termina la región de tiempo temprano o inicial.

Un interés primordial en esta región es determinar cuando los datos empiezan a manifestar un comportamiento lineal y establecer cuando terminan los efectos del postflujo, el cual es observado sobre un gráfico de la prueba de restauración de presión en forma de "S" en los tiempos tempranos como se ilustra en la figura 53.

En algunas pruebas, partes de esta forma de "S" es ausente en el rango de tiempo durante el cual se han registrado los datos, por ejemplo, los datos antes del tiempo A pueden estar ausentes, o los datos para tiempos mayores que el tiempo B pueden no aparecer. Así la sola forma de la curva de la prueba de restauración de presión no es suficiente para determinar la presencia o ausencia del postflujo.

**Figura 53.** Influencia típica en forma de “s” alargada del almacenamiento.



**Fuente.** Lee John. “Well Testing”. Society of Petroleum Engineers of AIME.

Sin embargo, al analizar una grafica de Horner se puede saber si hay o no postflujo durante la prueba, pero no se puede establecer cuantitativamente el valor de la constante de almacenamiento ni con precisión el fin de sus efectos, pero si se conoce la constante de almacenamiento, daño y el fin de los efectos del postflujo se puede usar las siguientes relaciones empíricas que marcan el final de la distorsión debido al almacenamiento en el pozo.

$$t_D = (60 + 3.5s)C_{sd} \quad (42)$$

$$t_D = 50C_{sd}e^{0.14s} \quad (43)$$

$$t_{wb} = \frac{170000C_s e^{0.14s}}{(kh/\mu)} \quad (44)$$

## Región de Tiempo Medio (MTR)<sup>7</sup>

En esta región el radio de investigación se ha movido más allá de la influencia de la zona alterada cerca al pozo, y cuando ha cesado la distorsión de los datos de la prueba de restauración de presión debido al postflujo, usualmente se observa la línea recta ideal cuya pendiente está relacionada con la permeabilidad de la formación.

El comportamiento lineal empieza desde el fin de los efectos del postflujo y continúa hasta que la distribución de presión se ve afectada por las fronteras del yacimiento, heterogeneidades masivas o por contactos entre los fluidos.<sup>4</sup>

El análisis de una prueba de restauración de presión usando el método de Horner, requiere que se identifique esta línea ya que la determinación de la permeabilidad del yacimiento, el factor de daño y presión promedio del área de drenaje depende de su reconocimiento.

- *Determinación de la permeabilidad*

La determinación de la permeabilidad de la formación se obtiene de la pendiente de la línea de la región de tiempo medio, MTR, como se ve en figura 12, utilizando la ecuación (41).

Antes de entrar a examinar directamente el procedimiento, debemos identificar la región MTR ya que predecir el tiempo en el cual termina es más difícil que predecir cuándo comienza.<sup>4</sup>

Básicamente el inicio de esta región esta demarcado por el fin de los efectos de postflujo y el fin de esta región termina cuando el radio de investigación comienza a detectar los límites del yacimiento y los datos empiezan a

desviarse de la recta semilogarítmica. El problema radica en que el tiempo para el cual el MTR depende de:

5. La distancia desde el pozo probado a las fronteras del yacimiento
6. La geometría del área barrida dentro del pozo
7. La duración del periodo de flujo y del periodo de cierre

El procedimiento para determinar la permeabilidad de la formación es la siguiente:

1. Identificar el MTR y visualizar la línea recta. De manera general se sugiere suponer que es la recta comprendida entre el fin más probable del postflujo y el fin más probable del comportamiento lineal.
2. Calcular la pendiente de la recta. El valor de la pendiente de la recta en el MTR puede calcularse de las siguientes maneras:

- Aplicando  $m = \frac{P_{ws2} - P_{ws1}}{t_{H2} - t_{H1}}$  entre dos puntos  $(t_H, P_{ws})$  de la recta.

Donde  $t_H$  es el tiempo de Horner.

- Restando las presiones de dos puntos sobre la recta separados por un ciclo logarítmico (factor de 10) en el papel.

3. Determinar la permeabilidad a partir de:

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh}$$

(45)



4. Si la recta no está bien definida o es muy corta, es preferible recurrir al uso de las curvas tipo para calcular la permeabilidad de la formación.<sup>4</sup>

El análisis de la región de tiempo medio, MTR, es útil para calcular la permeabilidad promedio,  $K_J$ , a partir de los datos obtenidos en una prueba de ascenso, la cual es válida únicamente si se alcanza el estado pseudos-estable durante el periodo de producción a partir de la siguiente ecuación.

$$k_J = \frac{141.2qB\mu \left( \ln(r_e/r_w) - \frac{3}{4} \right)}{h(\bar{P} - P_{wf})} \quad (46)$$

Para un pozo que no está ni dañado ni estimulado,  $k_J$ , deberá ser igual a la permeabilidad de la formación,  $k$ , determinada de la pendiente de la región de tiempo medio, MTR, para un pozo dañado,  $k_J < k$  y para un pozo estimulado,  $k_J > k$ .

- *Determinación del daño o estimulación en el pozo*

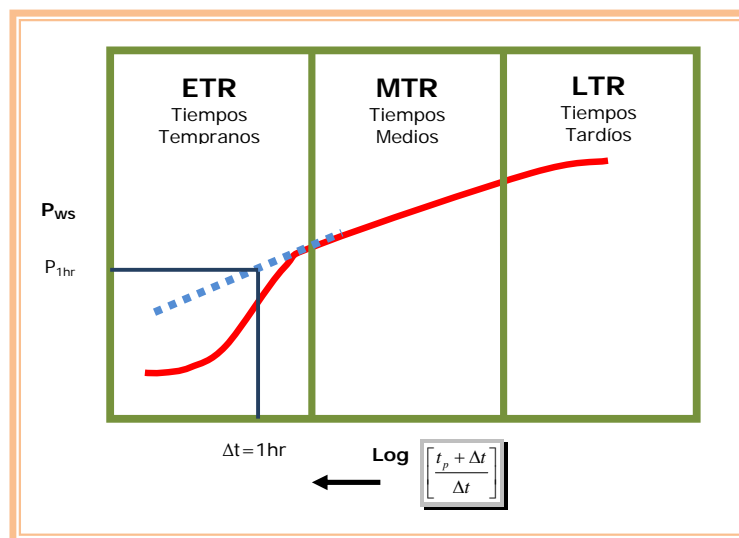
Los datos disponibles de la prueba para hacer una estimación cuantitativa del daño o estimulación en un pozo se basa en el gráfico de Horner y se conoce como método del factor skin, el cual consiste en calcular el factor skin y traducirlo en explicaciones físicas bien sea de lo que pasó en la zona cercana a la cara del pozo durante la prueba o del estado del pozo al realizar la prueba.

Una vez se haya calculado la permeabilidad de la formación se procede a calcular el daño con la siguiente ecuación:

$$s = 1.151 \left[ \frac{(P_{1hr} - P_{wf})}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (47)$$

Donde  $P_{1hr}$  es el valor de  $P_{ws}$  al tiempo de cierre  $\Delta t$  de 1 hora sobre la línea de tiempo medio o su extrapolación como se ilustra en la figura 54. No es posible calcular el factor de daño hasta que la línea de tiempo medio haya sido establecida debido a que los valores de  $k$ ,  $m$  y  $P_{1hr}$ , se determinan a partir de esta.

**Figura 54.** Determinación de  $P_{1hr}$ .



**Fuente.** Lee John. "Well Testing". Society of Petroleum Engineers of AIME.

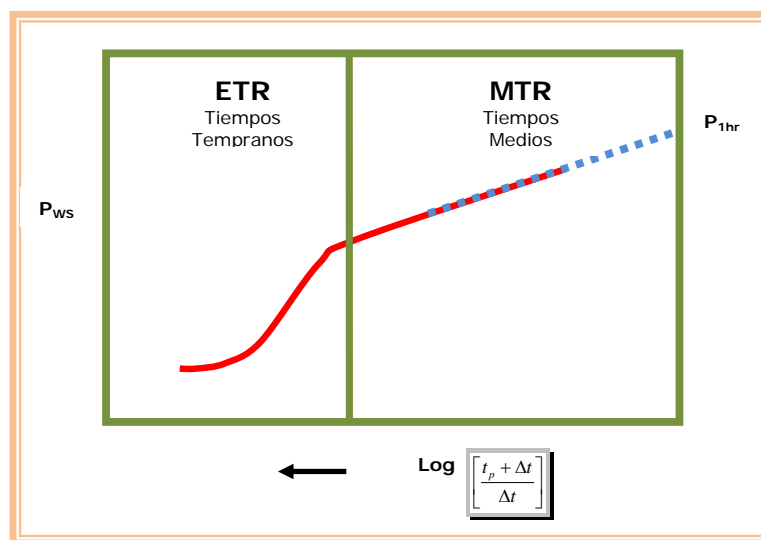
### Región de Tiempo Tardío (LTR)

En esta región, transcurrido un tiempo suficiente, el radio de investigación eventualmente alcanzará los límites de drenaje de un pozo y el comportamiento de la presión se verá influenciado por la configuración del límite, interferencia de pozos cercanos, heterogeneidades significantes del yacimiento y contactos fluido/fluido.

- *Presión original del yacimiento*

Para estimar la presión original del yacimiento se identifica la línea de tiempo medio, MTR, se extrapola al tiempo de cierre infinito,  $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ , y se lee la presión, la cual es la presión original del yacimiento, como se ilustra en la figura 55.

**Figura 55.** Determinación de la Presion original del Yacimiento



**Fuente.** Lee John. "Well Testing". Society of Petroleum Engineers of AIME.

Esta técnica es posible únicamente para pozos en yacimientos nuevos, en los cuales la caída de presión puede considerarse despreciable; y en aquellos pozos donde el radio de investigación no ha encontrado ningún límite del yacimiento durante la producción.

En yacimientos con uno o más límites relativamente cerca al pozo la línea de tiempo tardío es la que debe ser extrapolada, pero este procedimiento puede ser complejo de acuerdo al número de límites existentes.

Sin embargo para un pozo en el cual ha habido algún agotamiento parcial de la presión, no se obtiene un cálculo de la presión original del yacimiento de la extrapolación de una curva de restauración de presión. En este caso se determina la presión promedio del área de drenaje del pozo; la cual se conoce como presión estática del área de drenaje.

### Pruebas de los Límites del Yacimiento<sup>4</sup>

Esta sección trata de técnicas sencillas que permiten determinar el tamaño del yacimiento y la distancia del pozo a los límites del yacimiento.

Estas técnicas están basadas en el análisis de los datos de una prueba de restauración de presión, en donde es necesario conocer el efecto que tienen los límites cercanos al pozo sobre el MTR en la curva de Horner.

La distancia a los límites se puede calcular por la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{ws}^* = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[ E_i \left( \frac{-3792\phi\mu c L^2}{k\Delta t} \right) \right] \quad (48)$$

Procedimiento:

1. Construir la grafica de  $P_{ws}$  vs  $\log (t_p+\Delta t)/\Delta t$ .
2. Reconocer la región de tiempos medios (MTR).
3. Extrapolar la recta del MTR dentro de la LTR.
4. Tomar varios valores de presión,  $P_{MT}$ , para varios tiempos sobre la recta extrapolada.

5. Establecer la caída de presión,  $P_{ws}^* = P_{ws} - P_{MT}$  para los valores considerados en el paso anterior y para los tiempos correspondientes.
6. Aplicar la ecuación 45 para determinar la distancia a los límites. La ecuación se simplificara hasta quedar la función  $-E_i(x)$  en función de  $L$  igual a una constante. Encontrando que para  $x$  la función es igual a dicha constante, permitiendo despejar  $L$ .

Durante la prueba se espera obtener los datos suficientes en el LTR, que muestran claramente la desviación de la recta del MTR, el cálculo de la distancia del pozo a el límite es más sencillo:

1. Se construye la curva de Horner.
2. Se identifica el MTR y el LTR.
3. Se trazan dos líneas rectas hasta interceptar. Una que describa el comportamiento lineal del MTR y la otra la tendencia lineal de los datos del LTR.
4. Se lee el punto de corte para el tiempo de Horner respectivo y se determina  $\Delta t$ .
5. Determinar la distancia de

$$L = \sqrt{\frac{0.000148k\Delta t}{\phi\mu c_i}} \quad (49)$$

#### Determinación del Tamaño del Yacimiento<sup>4</sup>

Básicamente para determinar el tamaño del yacimiento se compara la presión estática promedio del yacimiento  $\bar{P}_1$  antes y  $\bar{P}_2$  después de haber producido una cantidad conocida de fluido; donde el yacimiento es cerrado, volumétrico y con

compresibilidad constante. Si  $V_R$  es el volumen del yacimiento (barriles),  $\Delta N_p$  son los barriles de aceite; hay que determinar la cantidad de flujo,  $\Delta N_p$  que se produjo en el stock tank entre los dos tiempos de medición, entonces un balance de materiales en el yacimiento muestra que:

$$V_R = \frac{(\Delta N_p)(B_o)}{(\bar{P}_1 - \bar{P}_2)c_t\mu} \quad (50)$$



## ANEXO B.

### PROCEDIMIENTO RECOMENDADO PARA EFECTUAR PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS EN BOMBEO MECÁNICO POR MEDIO DE MEDICIONES AUTOMÁTICAS DE NIVEL DE FLUIDO Y PRESIÓN DEL REVESTIMIENTO USANDO EL PROGRAMA TWM.

1. Obtener toda la información necesaria para adquisición de datos y preparación del archivo de datos del pozo. Obtener o preparar un diagrama exacto del estado mecánico del pozo identificando todos los cambios de diámetro del anular.

Estos se pueden usar como marcadores para verificar la velocidad del sonido pero también pueden dificultar la identificación correcta del nivel del líquido debido a la presencia de Liners, cambios de diámetro de tubería, perforaciones, etc.

2. Antes de la fecha de la prueba de restauración, obtener registros acústicos para determinar el comportamiento normal del pozo, establecer la velocidad del sonido, el nivel dinámico y la presencia y longitud de una columna de líquido gasificado en el anular.

Simultáneamente efectuar medición dinamométrica para determinar el llenado de la bomba y el desplazamiento efectivo de la bomba. Determinar si este desplazamiento corresponde a los valores normalmente medidos por prueba de producción.

3. Si la altura de la columna de líquido gasificado en el anular es mayor del 30% de la profundidad de la formación, efectuar una prueba corta (una hora



---

máximo) de depresión del líquido gasificado (cerrando la válvula entre el revestimiento y la línea de producción) para determinar el tiempo que se necesitaría para deprimir el líquido hasta la profundidad de la entrada a la bomba (válvula fija).

4. Inspeccionar todas las conexiones del pozo a la línea de producción, el empaque, válvulas del revestimiento, válvulas de tubería, válvulas check, etc. para informar al operador de cualquier problema o reparaciones necesarias para poder efectuar una buena prueba.
5. Poco antes del día de la prueba (1 o 2 días antes) efectuar una prueba de producción para determinar la producción promedio del pozo en 24 horas.
6. Revisar todos los datos obtenidos y preparar el programa detallado para efectuar la prueba.
7. Si fuera necesario deprimir la columna de líquido gasificado antes de empezar la prueba, instalar una válvula de contra presión a la salida del revestimiento (esto es óptimo si es posible) para poder aumentar la presión del revestimiento en forma gradual y controlada.

Durante este paso usar el módulo "Pressure Transient" del programa TWM para monitorear el nivel del líquido y la presión del revestimiento en forma continua.

Esto debe continuar hasta que el nivel del líquido este aproximadamente a 60 pies de la entrada de la bomba. En este punto estabilizar la presión del revestimiento a un valor constante (+/- 5% del valor medido).

8. Efectuar medición de nivel de líquido. Efectuar medición dinamométrica para verificar que el llenado de la bomba es similar al que se estableció



---

anteriormente y que el desplazamiento calculado en base al dinagrama de la bomba corresponde a la producción promedio medida durante la prueba de producción.

Si hay una DIFERENCIA de más del 10%, monitorear el dinamómetro por 30 minutos para observar si existen irregularidades. Si el funcionamiento de la bomba es uniforme y todas las cartas son semejantes, entonces reportar el desplazamiento de la bomba calculado como el valor del caudal del pozo que existe antes de comenzar la prueba de restauración.

Si el funcionamiento de la bomba es variable (los dinagramas son variables) entonces hay que posponer la prueba hasta que se repare el problema con la bomba ya que no se puede establecer con certeza un valor del caudal.

9. Verificar que todas las conexiones entre la botella de gas y la pistola de control remoto no tengan fugas de gas. Verificar que todos los conectores eléctricos están bien conectados. Instalar una sección de tubo aislante sobre el transductor de presión para minimizar el efecto de cambios de temperatura.

Conectar batería externa al Analizador y verificar que el cable para alimentar el computador esta conectado. Verificar que el computador esta funcionando continuamente y verificar que la luz del analizador que indica que esta conectado a la batería externa este encendida.

10. Abrir el programa TWM, efectuar el “Set Up” y obtener el Cero del transductor de presión. Seleccionar el modulo “Transient Test” y completar el procedimiento de inicialización. Usar programación “Logarithmic” a menos de tener una razón para efectuar las mediciones de otro modo.



---

Hacer la medición “pre-shot” y verificar que el programa identifica correctamente el nivel del líquido y el cálculo de profundidad es correcto y concuerda con los valores establecidos por las pruebas anteriores.

11. Tomar el primer valor (START Acoustic Transient Test) cuando la bomba esta funcionando (el primer valor de presión corresponde a la presión dinámica). Tan pronto como el programa termina de procesar los datos del primer disparo, PARAR la bomba.

Cerrar la válvula de la tubería a la línea de producción, frenar el balancín, y bloquear el interruptor eléctrico para que nadie pueda prender la unidad accidentalmente.

12. Monitorear el progreso de la prueba por lo menos por 30 minutos verificando que el nivel del líquido es identificado correctamente. Hacer cualquier ajuste necesario al procedimiento de selección y cálculo de profundidad del nivel de líquido para obtener valores confiables.

13. Determinar la tasa de aumento de la presión del revestimiento (psi/hora) para estimar la presión que existirá en el revestimiento cuando se vuelva al pozo para controlar la prueba (generalmente unas 4-5 horas después de empezada la prueba). Ajustar la presión del regulador de la botella de gas a un valor de 200 psi por encima del valor futuro estimado en el revestimiento.

14. Verificar que el indicador del “external power” esta encendido, lo que indica que la batería externa esta alimentando las baterías del analizador y la computadora.



---

15. Chequear todas las conexiones, suministro de gas, cables etc. antes de salir.

16. Cuando se vuelve al pozo: abrir el analizador y la computadora. Revisar la pantalla que muestra el progreso de la prueba. Verificar cuando se hizo el último disparo, la presencia de "Soft Shots" indicados por S, la presión del revestimiento, el tiempo de viaje al nivel del líquido, etc.

Hacer un disparo MANUAL y observar la determinación del nivel y el cálculo de presión. Graficar la Presión del Revestimiento en función del tiempo para observar cualquier anomalía.

La curva debe ser uniforme sin discontinuidades o cambios repentinos de pendiente. (Si no fuera así puede que haya fugas de gas o problemas con el transductor, los conectores o el cable.)

17. Verificar la selección del nivel del líquido y hacer ajustes necesarios. Notar la presencia de señales correspondientes a cambios de diámetro del anular. Verificar la velocidad del sonido. Hacer ajustes necesarios y efectuar "Recalculate BHP" para ver el progreso de la prueba.

18. Determinar la tasa de aumento de la presión del revestimiento (psi/hora) para estimar el aumento futuro y ajustar la presión del regulador para mantener la presión de la pistola a un valor 200 psi por encima del valor estimado. Chequear la presión en la botella de gas y el voltaje de la batería externa. Sustituirlas por nuevas si es necesario.

19. Si es posible, transferir los datos registrados a un disco floppy o CD para pasarlos a la oficina para efectuar un análisis detallado de los valores obtenidos hasta este punto en la prueba.



---

El objetivo es determinar si el número de puntos obtenidos es suficiente para el análisis final, o si se debe continuar con la prueba.

20. Chequear todas las conexiones, válvulas, cables, etc. Volver al numeral 16 si la prueba continua.
21. Si la prueba se termina: tomar una medición MANUAL, y terminado de procesar los datos seleccionar "Stop Transient Test" y salir del "Pressure Transient Module".
22. Seleccionar "Acoustic Test Module" y seleccionar "Shut-in" para indicar la condición del pozo. Tomar varios registros acústicos verificando la calidad de los datos y los cálculos.
23. Conectar el dinamómetro a la barra lisa, abrir la válvula de la tubería a la línea, soltar el freno, abrir el interruptor de la corriente y prender el motor.
24. Efectuar medición dinamométrica para verificar que la bomba esta funcionando correctamente.
25. Abrir lentamente la válvula del revestimiento a la línea de producción para empezar a reducir paulatinamente la presión del revestimiento a su valor normal.
26. Después que la presión del revestimiento se estabilice, efectuar nuevas mediciones dinamométricas para verificar que la bomba esta funcionando correctamente. Si esto no fuera así, parar la unidad e informar el operador.
27. Si el funcionamiento es normal. Parar la unidad, desconectar el dinamómetro, desconectar la pistola, etc.
28. Prender la unidad de bombeo y verificar que todo esta normal antes de irse.



---

29. Transferir todos los datos a un Diskette o CD.