

**REALIZACIÓN E INTERPRETACIÓN DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN
DE PRESIÓN EN UN POZO CON BOMBEO MECÁNICO. CASO PRÁCTICO-
CAMPO COLORADO.**

**YESSIKA FERNANDA PACHON ORDOÑEZ
FRANCISCO JAVIER GODIN SIERRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS-FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**REALIZACION E INTERPRETACION DE UNA PRUEBA DE RESTURACION DE
PRESION EN UN POZO CON BOMBEO MECANICO. CASO PRACTICO-
CAMPO COLORADO.**

**YESSIKA FERNANDA PACHON ORDOÑEZ
FRANCISCO JAVIER GODIN SIERRA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino
Codirector
Ing. Alexander Camacho Pardo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS-FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar por medio de estos cortos renglones nuestra gratitud y más sinceros agradecimientos a:

M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino., Ingeniera de petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS, director del proyecto, por sus aportes, orientación y colaboración incondicional.

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz., Ingeniero de petróleos, docente y director de proyectos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS, por su colaboración y apoyo en la realización del proyecto.

M.Sc. Emiliano Ariza León., Ingeniero de petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS, por sus sugerencias y recomendaciones.

Alexander Camacho Pardo., Ingeniero de petróleos y co-director del proyecto, por su colaboración invaluable y apoyo incondicional que permitieron la realización del proyecto.

A la UIS (Universidad Industrial de Santander), a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a los docentes, por la contribución de la formación profesional y moral.

A todo el personal de Weil group (Ing. Jairo Osorio, Luis Benitez, Ing. Alexander Camacho, Héctor Cancelado, Julio César, Rafael Rodríguez, Rafael García, a los supervisores, HSEQ y demás), y al personal del Campo Escuela Colorado (Ing. Carlos Julio Monsalve, Ing. Edison García, Ing. Laura Amaya, Ing. Lucía Martínez,

Johana, y demás) por incentivar a la investigación y permitir la ejecución del proyecto.

A nuestros amigos Zora, mono, Jorge, tavo, Jhon, Pacho, Laury, Yuly, Deicy, Yaleny, Jair, Hector, yessica, Diego y a todos aquellos que consideren que deben estar en estas líneas, porque por cada uno de ustedes estamos acá

Dedicatoria

Quiero dedicar este triunfo a dios por que todo lo que soy, he sido y seré se lo debo a
él. Gracias Dios mío.

A mis padres Jackeline y William por ser el motor de mi vida, gracias por su apoyo y
amor incondicional. Este triunfo es para ustedes y espero que sean muchos más. Los
amo

A mis hermanos William Fernando y María Fernanda por su amor, cariño y apoyo
incondicional. Los amo y pa lante.

A mis abuelos por ser mis segundos padres y por darme ese amor tan lindo y sincero,
dios los tenga a nuestro lado por mucho tiempo. Los quiero mucho.

A mis tíos y tías y a toda mi familia por brindarme todo su cariño incondicional.

A Nathalia por ser esa personita tan especial que me ha brindado todo su amor y
apoyo incondicional. Gracias por las tristezas y alegrías a tu lado. Espero este sea uno
de muchos triunfos juntos. Te amo preciosa.

A los pelaos, alejo, Álvaro, Héctor, Tavo, Mono, Jair gracias por dejarme compartir
todo este tiempo con ustedes, son como mis hermanos.

Francisco Javier

DEDICATORIA

A Dios por estar siempre conmigo, bendiciéndome en cada paso que doy, guardando mi camino y permitiendo cumplir mis metas con éxito.

A mi madre por su valioso apoyo incondicional, consejos sabios para la vida, por la confianza y por su amor, que han permitido que ahora sea una profesional y una mejor persona. Por creer siempre en mí y ser su orgullo siempre.

A mi padre que no pudo estar presente en este gran logro para mí, a él le doy gracias por apoyarme, por ser mi respaldo y por permitirme llegar hasta aquí.

A mis hermanos Rene y Jhonny por apoyarme y ser parte de este gran logro.

A mi novio Alexander Camacho por ser mi bastón de apoyo, por su comprensión, compañía, confianza y colaboración que permitieron que este logro se hiciera realidad, Te amo mi principito.

A toda mi familia por confiar siempre en mí y por ser su gran orgullo.

Por último quiero agradecerle a ECOPETRÓL, por ser mi respaldo y por permitir alcanzar mis metas y ser una profesional.

YESSIKA FERNANDA PACHON ORDOÑEZ

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	20
1. PRUEBAS DE PRESIÓN.....	22
1.1 GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	22
1.2 CONCEPTOS GENERALES DE UNA PRUEBA DE PRESION	24
1.2.1 Variables adimensionales.	24
1.2.2 Radio de drenaje.....	26
1.2.3 Factor Skin.....	29
1.2.4 Efecto del intervalo parcialmente perforado.....	32
1.2.5 Almacenamiento	33
1.2.6 Expansión del fluido	33
1.2.7 Cambio en el nivel del líquido	33
1.2.8 Expansión de fluidos.	34
1.2.9 Cambio en el nivel del líquido.	34
1.2.10 Radio de investigación	35
1.2.11 Tiempo de estabilización.....	35
1.3 REGÍMENES DE FLUJO	36
1.4 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESION	37
1.4.1 Generalidades.....	37
1.4.2 Prueba de ascenso de presión	38
1.5 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	39
1.5.1 Región de tiempo temprano o inicial (ETR)	42
1.5.2 Región de tiempo medio (MTR)	43
1.5.3 Región de tiempo tardío o final (LTR)	45

FIGURA 7. DETERMINACIÓN DE P_i	45
1.6 ANALIZADOR DE POZOS.....	46
1.6.1 Consola del Analizador de Pozos	47
1.6.2 Computador y software	47
1.6.3 Pistola a gas	47
1.6.4 Solenoide y válvula de gas	48
1.6.5 Manómetro WG.....	49
1.6.6 Transductor de presión	49
1.6.7 Micrófono	50
1.6.8 Válvula de alivio de la presión del revestimiento.....	50
1.6.9 Válvula de alivio/llenado de la cámara de CO_2	51
1.7 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESION UTILIZANDO EL ANALIZADOR DE POZOS	51
1.8 CÁLCULO DE LA PRESION DE FONDO.....	52
1.9 PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICION DE DATOS DE PRUEBAS DE TRANSIENTES DE PRESION.....	56
1.10 CAMPO ESCUELA COLORADO.....	62
1.10.1 GENERALIDADES	62
 2. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A REALIZAR LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.....	72
2.1 METODOLOGÍA PROPUESTA	72
2.1.1 Paso 1: parámetros de producción	75
2.1.2 Paso 2: parámetros de yacimiento.....	75
2.1.3 Paso 3: parámetros de operación	77
2.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CAMPO ESCUELA COLORADO	78
2.2.1 Pozo colorado 45.....	83
2.2.2 pozo colorado 70	89

2.3 SELECCIÓN DEL POZO A REALIZAR LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.....	94
3. DISEÑO Y REALIZACIÓN DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN UTILIZANDO EL ANALIZADOR DE POZOS.....	95
3.1 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	95
3.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO DE ANALIZADOR DE POZOS (WELL ANALYZER) PARA EL DISEÑO.....	97
3.3 DISEÑO DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION EN EL POZO COLORADO 45	97
3.4 PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESION EN EL POZO COLORADO 45.....	105
4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN – APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO	114
4.1 AJUSTE DE LA CURVA DE PRESIÓN	114
4.2 GRAFICO LOG-LOG (DERIVADA DE LA PRESIÓN)	117
4.3 MÉTODO DE HORNER	114
4.4 MÉTODO MBH	124
4.5 MÉTODO MDH	127
4.6 MÉTODO DIETZ.....	131
CONCLUSIONES	139
RECOMENDACIONES.....	141
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	143
BIBLIOGRAFIA	145
ANEXOS	146

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. ESQUEMA DE LA REPRESENTACIÓN DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN.	22
FIGURA 2. ILUSTRACIÓN DE LA ZONA DAÑADA.	29
FIGURA 3. REPRESENTACIÓN DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.	39
FIGURA 4. REGIONES DE TIEMPO DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.	41
FIGURA 5. PARÁMETROS OBTENIDOS EN UNA CURVA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.	42
FIGURA 6. DETERMINACIÓN DE P_{1hr}	44
FIGURA 7. DETERMINACIÓN DE P_i	45
FIGURA 8. COMPONENTES DEL ANALIZADOR DE POZOS.	47
FIGURA 9. PISTOLA A GAS CON TODAS SUS PARTES.	48
FIGURA 10. MANÓMETRO DE LA PISTOLA A GAS.	49
FIGURA 11. TRANSDUCTOR DE PRESIÓN.	50
FIGURA 12. RELACIONES FUNCIONALES DEL ANALIZADOR DE POZOS.	52
FIGURA 13. CONEXIONES A LA PISTOLA A GAS.	57
FIGURA 15. PANTALLA DEL TWM PARA SELECCIONAR EL TIPO DE PRUEBA.	60
FIGURA 16. PANTALLA DEL TWM PARA SELECCIONAR LOS DISPAROS.	61
FIGURA 17. PANTALLA DEL TWM PARA DAR INICIALIZACIÓN A LA PRUEBA.	62
FIGURA 18. LOCALIZACIÓN CAMPO COLORADO.	63
FIGURA 20. ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO.	66
FIGURA 21. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO COLORADO.	68
FIGURA 22. FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO COLORADO.	69
FIGURA 23. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A REALIZAR PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.	74
FIGURA 24. IMÁGENES DEL POZO COL 45.	83
FIGURA 25. ESTADO MECÁNICO DEL POZO COL 45.	88

FIGURA 26. IMÁGENES DEL POZO COL 70.....	89
FIGURA 27. ESTADO MECÁNICO DEL POZO COL 70.....	93
FIGURA 28. LOCACIÓN DEL POZO.....	105
FIGURA 29. ESTADO DEL POZO.....	106
FIGURA 30. CONEXIÓN DE LA PISTOLA AL ANULAR DEL POZO.	107
FIGURA 31. BALA DE CO ₂ Y REGULADOR CONECTADO POR UNA MANGUERA A LA PISTOLA	107
FIGURA 32. TOMA DE DINAGRAMA.	108
FIGURA 33. PROTECCIÓN DEL COMPUTADOR Y SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	110
FIGURA 34. CERRAMIENTO DEL POZO.	110
FIGURA 35. CAJA API.....	111
FIGURA 36. BOTELLA Y LÍNEAS DE SUPERFICIE.....	111
FIGURA 37. AUTORES DEL PROYECTO Y EQUIPO OPERACIONAL CEC.	112
FIGURA 38. AUTORES DEL PROYECTO Y EQUIPO OPERACIONAL CEC.	113
FIGURA 39. AUTORES DEL PROYECTO.....	113
FIGURA 40. DATOS DE LA PRUEBA SIN REFINAR.	116
FIGURA 41. DATOS DE LA PRUEBA REFINADOS.	117
FIGURA 42. GRÁFICO SEMILOG SIN REFINAR.	118
FIGURA 43. GRÁFICO SEMILOG REFINADO.	118
FIGURA 44. DISPAROS REALIZADOS Y DATOS ADQUIRIDOS DURANTE LA PRUEBA.	120
FIGURA 45. GRÁFICO LOG-LOG.	122
FIGURA 46. DERIVADA DE LA PRESIÓN.	122
FIGURA 47. DERIVADA DE LA PRESIÓN.	123
FIGURA 48. DERIVADA PRIMERA DE LA PRESIÓN.....	124
FIGURA 49. GRÁFICO DE HORNER	125
FIGURA 50. GRÁFICO DE HORNER	126
FIGURA 51. GRÁFICO DE HORNER	126
FIGURA 52. <i>PDMBH</i> PARA UN POZO EN EL CENTRO DE ÁREAS DE DRENE CUADRADAS.....	130
FIGURA 53. GRÁFICO MDH.	131

FIGURA 54. GRÁFICO MDH.	132
FIGURA 55. GRÁFICO MDH	132
FIGURA 56. <i>PDMDH</i> PARA UN POZO EN EL CENTRO DE ÁREAS DE DRENE CIRCULAR Y CUADRADA.....	134
FIGURA 57. GRÁFICO MDH, MÉTODO DIETZ.....	136

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. FACTORES DE FORMA PARA VARIAS ÁREAS DE DRENAJE CON UN SOLO POZO.	27
TABLA 2. PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PBU), REALIZADAS EN EL CAMPO COLORADO.	79
TABLA 3. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR UN PBU	81
TABLA 4. REGISTROS REALIZADOS	84
TABLA 5. INTERVALOS CAÑONEADOS DE LA ZONA C.	85
TABLA 6. PRUEBAS DE FORMACIÓN.	86
TABLA 7. REGISTROS REALIZADOS.	90
TABLA 8. INTERVALOS CAÑONEADOS DE LA ZONA B.	91
TABLA 9. INTERVALOS CAÑONEADOS DE LA ZONA C.	91
TABLA 10. PROPIEDADES PETROFÍSICAS ZONA C- COLORADO 45.	98
TABLA 11. COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO- COL-45.	102
TABLA 12. SENSIBILIDAD TIEMPO DE ALMACENAMIENTO COL-45.	103
TABLA 13. RADIO DE INVESTIGACIÓN – COLORADO 45.	104
TABLA 14. PROPIEDADES YACIMIENTO Y FLUIDO.	127
TABLA 15. COMPARACIÓN DE OBTENCIÓN DE PARÁMETROS CON DIFERENTES MÉTODOS.	136

RESUMEN

TITULO: REALIZACIÓN E INTERPRETACIÓN DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN EN UN POZO CON BOMBEO MECÁNICO. CASO PRÁCTICO - CAMPO COLORADO*.

AUTORES: Yessika Fernanda Pachon Ordoñez, Francisco Javier Godin Sierra **.

PALABRAS CLAVES: Pruebas de Presión, Analizador de Pozos, Análisis e Interpretación, Metodología, Diseño, Parámetros de Yacimiento.

DESCRIPCION:

La actualidad de la industria de los hidrocarburos ha conllevado a la implementación de proyectos de recobro mejorado para así poder suplir la creciente demanda de combustibles, debido a esto los estudios detallados de las presiones de fondo y de las propiedades de los yacimientos son cada vez más requeridos.

La gran mayoría de los pozos de Colombia tienen Bombeo Mecánico como sistema de levantamiento artificial, y llevar a cabo pruebas de presión en estos pozos es costoso, es por eso que una herramienta como el Analizador de Pozos es de gran utilidad debido a que permite realizar pruebas de presión en pozos con bombeo mecánico a partir de medidas de presión en superficie, nivel de fluido y datos del pozo.

En este trabajo se desarrolló e implemento una metodología basada en parámetros de yacimientos, producción y operación para seleccionar pozos adecuados a los cuales se les puede realizar una prueba de presión utilizando una herramienta no convencional, como resultado se escogió el pozo Colorado 45 como principal candidato para la prueba de presión.

Posteriormente se hizo el diseño de la prueba de presión teniendo en cuenta correlaciones y datos tomados de una recopilación bibliográfica realizada al Campo Colorado, por medio de esto se obtuvo un estimativo del tiempo requerido para alcanzar los objetivos planteados por este trabajo. Finalmente se llevó a cabo el análisis e interpretación de los datos obtenidos de la prueba, para esto se hizo un refinamiento de los datos, lo cual facilita la identificación de los periodos de flujo, de igual forma se utilizaron para el estudio de los datos los Software Saphir, PanSystem y además se evaluaron los diferentes parámetros de interés con la ayuda de diferentes métodos como lo son Horner, MDH, MBH, entre otros.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Msc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector Ing. Alexander Camacho Pardo.

ABSTRACT

TITLE: REALIZATION AND INTERPRETATION OF A PRESSURE TEST IN A WELL USING MECHANICAL PUMP.CASE OF APLICATION- COLORADO FIELD*.

AUTHORS: Yessika Fernanda Pachon Ordoñez, Francisco Javier Godin Sierra ** .

KEYWORDS: Pressure Testings, Well Analyzer, Analysis and Interpretation, Methodology, Design, Reservoir Parameters.

DESCRIPTION:

Nowadays the hydrocarbon industry has advanced to the implementation of enhanced recovery projects in order to supply the increasing demand for oil, Due to this, the detailed studies of downhole pressure and reservoir parameters are necessary.

The vast majority of the Colombian Wells has Mechanical Pump as Artificial Lift System, and carrying out pressures tests in these wells is expensive. Therefore, a tool like Well Analyzer is very useful because it allows taking pressure tests in wells with mechanical pump as Artificial Lift System from surface pressure measurements, fluid level and well data.

In this work a methodology was developed and implemented based on reservoir, production and operation parameters in order to select suitable wells in which it is possible to perform a pressure test using a non conventional tool. The Colorado 45 well was selected as the main candidate to perform the pressure test based on this methodology.

Subsequently, the pressure test design was done taking into account correlations and data taken from a bibliographic compilation of Colorado Field. From the pressure test design an estimate of the required time to achieve the objectives proposed in this work was obtained.

Finally, the analysis and interpretation of the data obtained from the test were performed. A refinement of the data was done in order to facilitate the identification of the flow periods. The data analysis was carried out using software as Saphir, PanSystem, also the different parameters were evaluated using methods like Horner, MDH, MBH, and others.

* Project of grade

** Faculty of Physical Chemistry Engineering. School of Petroleum Engineering. Director Msc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector Ing. Alexander Camacho Pardo.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la industria del petróleo en los últimos años, impulsado por el aumento de los precios internacionales, ha conllevado a maximizar la explotación y producción de los campos petrolíferos. Para cumplir con este objetivo es necesario realizar estudios detallados como lo son las pruebas de presión de fondo fluyendo, pruebas de restauración de presión y análisis del índice de productividad, lo cual permite conocer el sistema pozo-yacimiento.

Por lo general estos estudios utilizan técnicas que son implementadas en pozos fluyendo naturalmente o con gas lift, donde los datos de presión son tomados en fondo con una herramienta transportada con wireline. Utilizar estas técnicas en pozos con bombeo mecánico es difícil y costoso debido a la operación, es por eso que herramientas no convencionales como lo es el analizador de pozos son importantes ya que permite la realización de pruebas de presión en pozos con bombeo mecánico a partir de medidas de presión en superficie, nivel de fluido y datos del pozo.

Teniendo en cuenta esto, en el presente trabajo se desarrolló una metodología que permite seleccionar pozos adecuados para realizar pruebas de presión utilizando una herramienta no convencional como es el Echometer. Posteriormente teniendo en cuenta los datos obtenidos, se realizó el análisis e interpretación de los mismos.

En el capítulo uno se presenta los conceptos fundamentales de una prueba de presión, los tipos de prueba, los parámetros a determinar con el análisis y las pruebas de presión, utilizando herramientas no convencionales. De igual forma se hace una descripción de los componentes del equipo de Echometer, se explica los fundamentos del funcionamiento de esta herramienta y el programa TWM

(Total Well Management) utilizado en la toma y análisis de la prueba. Por último se describe el Campo Colorado, mostrando una reseña histórica, localización, formaciones productoras, producción y los estudios básicos que se han hecho para determinar las propiedades de la roca y del fluido del yacimiento, así mismo las prueba de presión realizadas.

En el segundo capítulo se presenta la metodología desarrollada en base a parámetros de yacimiento, producción y operación, con la cual se seleccionaron el pozo Colorado 45 y el pozo Colorado 70, como los pozos adecuados para la toma de la prueba. Se presenta la historia y el estado mecánico de éstos dos pozos y por último se selecciona el pozo Colorado 45.

En el capítulo tres se muestra el diseño de la prueba, realizado en base a correlaciones, consideraciones técnicas del equipo de Echometer y una recopilación bibliográfica del Campo Colorado con el fin determinar el tiempo necesario para alcanzar los objetivos planteados para la realización de la prueba de presión.

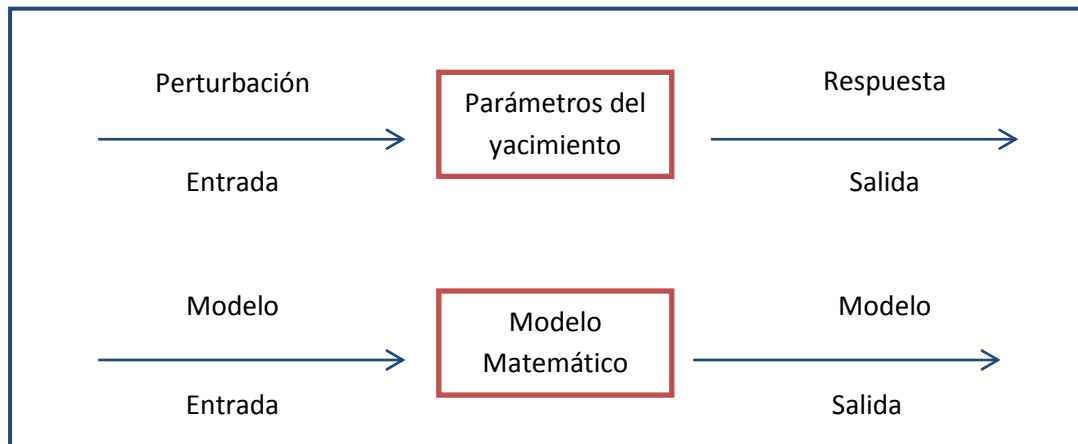
En el capítulo cuatro se presenta el análisis realizado a los datos obtenidos en la prueba, describiendo las herramientas utilizadas como lo son el software Saphir, PanSystem y los diferentes métodos utilizados como lo son Horner, MBH, MDH, entre otros. Con este trabajo se espera aportar a la construcción de conocimiento en el Proyecto Campo Escuela Colorado.

1. PRUEBAS DE PRESIÓN

1.1 GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

Una prueba de presión es definida como una medición de la respuesta del yacimiento debido a cambios en la producción o inyección; dependiendo de la respuesta, es posible en muchos casos inferir las propiedades del yacimiento. En la figura 1 se muestra la representación de una prueba de presión.

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



Fuente: Modificado de Modern Well Testing, Roland Horne.

Por lo general en una prueba de presión, la respuesta que es medida es la respuesta de presión. Por lo tanto en muchos casos análisis de pruebas de presión es sinónimo de análisis de transiente de presión. El transiente de presión es debido a cambios en la producción o inyección de fluidos, así que se toma el caudal de flujo como la entrada y el transiente de presión como la salida.

En el análisis de una prueba de presión se utiliza un modelo para relacionar la respuesta de presión con el flujo.

Una prueba de presión, diseñada, ejecutada y analizada adecuadamente proporciona una idea de la capacidad del yacimiento para producir fluidos. A través de un monitoreo de la respuesta de presión a cambios de producción y condiciones de yacimiento, se obtiene información acerca de la permeabilidad de la formación, del daño o estimulación de la formación, presión promedio, límites y heterogeneidad del yacimiento.

Los objetivos de una prueba de presión usualmente caben en tres categorías: (1) evaluación del yacimiento, (2) manejo del yacimiento, y (3) descripción del yacimiento.

1. Evaluación del yacimiento

Para tomar la decisión de cuál es la mejor forma de poner a producir un yacimiento o si es viable hacer una inversión económica en explotarlo, es necesario conocer su entregabilidad, propiedades y tamaño, por lo cual se debe determinar la conductividad del yacimiento (el producto de la permeabilidad y el espesor), la presión inicial, y los límites. También se deben examinar las condiciones en la cercanía del pozo con el fin de evaluar si la productividad del pozo es dominada por los efectos del pozo (daño y almacenamiento) o por los efectos del yacimiento.

La conductividad (kh) define que tan rápido pueden fluir los fluidos hacia el pozo. Por esto es un parámetro necesario para el diseño del espaciamiento entre pozos y el número de estos. La presión del yacimiento indica cual es el potencial de éste y permite predecir por cuanto tiempo la producción del yacimiento puede ser sostenida. Las presiones en las vecindades del pozo son afectadas por los procesos de perforación y producción, y podría ser muy diferente a lo largo de la

formación. El análisis de los límites del yacimiento permite determinar cuánto fluido está presente en éste y estimar si los límites son de flujo o no.

2. Manejo del yacimiento

A lo largo de la vida de un yacimiento se desea monitorear el comportamiento de éste y las condiciones del pozo. Es útil monitorear los cambios en la presión promedio para que así se pueda redefinir las predicciones del comportamiento futuro del yacimiento. Por medio del monitoreo de las condiciones de los pozos, es posible identificar los candidatos a realizar trabajos de workover y estimulación.

3. Descripción del yacimiento

Algunas formaciones geológicas que contienen agua, gas, crudo y gradientes geotérmicos son complejos, y pueden presentar diferentes tipos de rocas, interfaces estratigráficas, fallas y barreras. Algunas de estas características podrían influenciar el comportamiento del transiente de presión y el comportamiento del yacimiento. El uso de pruebas de presión con el propósito de describir el yacimiento es de gran ayuda en la predicción del comportamiento del yacimiento y además es útil para desarrollar los planes de producción.

1.2 CONCEPTOS GENERALES DE UNA PRUEBA DE PRESION

1.2.1 Variables adimensionales¹.

Por lo general en el análisis de pruebas de presión se hace uso de variables adimensionales. La importancia de las variables adimensionales es que simplifican los modelos del yacimiento involucrando parámetros como la permeabilidad y de

¹ HORNER, D.R., "Pressure Build-up in wells", Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.

esta forma se reduce el número de variables desconocidas. Además la ventaja adicional de estas variables es que proveen soluciones al modelo que son independientes de cualquier sistema de unidades en particular.

La **presión adimensional** es definida (unidades de campo) como:

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} P_i - P_{wf} \quad Ec.1$$

Donde

k = Permeabilidad (md)

h = Espesor (ft)

P_i = Presión inicial del yacimiento (psi)

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

q = Tasa de producción (STB/d)

B = Factor volumétrico de formación (RB/STB)

En unidades de consistentes P_D es definida como:

$$P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu} P_i - P_{wf} \quad Ec.2$$

El **tiempo adimensional** es definido (unidades de campo) como:

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad Ec.3$$

Donde

t = tiempo (horas)

ϕ = Porosidad

C_t = Compresibilidad total (1/psi)

r_w = radio del pozo (ft)

En unidades consistentes t_D , es definido como:

$$t_D = \frac{kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad Ec.4$$

Otra definición que es comúnmente utilizada es t_{DA} , este tiempo adimensional es basado en el área del yacimiento.

$$t_{DA} = \frac{0.000264kt}{\phi\mu C_t A} \quad Ec.5$$

Donde A = área del yacimiento = πr_e^2

r_e = radio del yacimiento (ft)

De igual forma se puede definir un radio adimensional, r_D

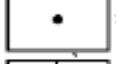
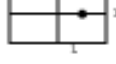
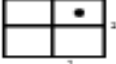
$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad Ec.6$$

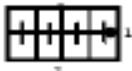
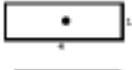
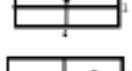
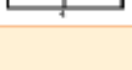
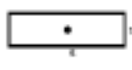
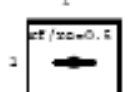
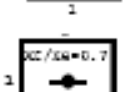
El valor de t_{DA} puede ser utilizado en las ultimas 3 columnas de la tabla 1 para determinar cuando el yacimiento deja de comportarse como infinito, es decir cuando empiezan a sentirse los efectos de la frontera, y cuando comienza realmente el estado pseudo-estable.

1.2.2 Radio de drenaje. Es la distancia 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.

Tabla 1. Factores de forma para varias áreas 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	-0.6774	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

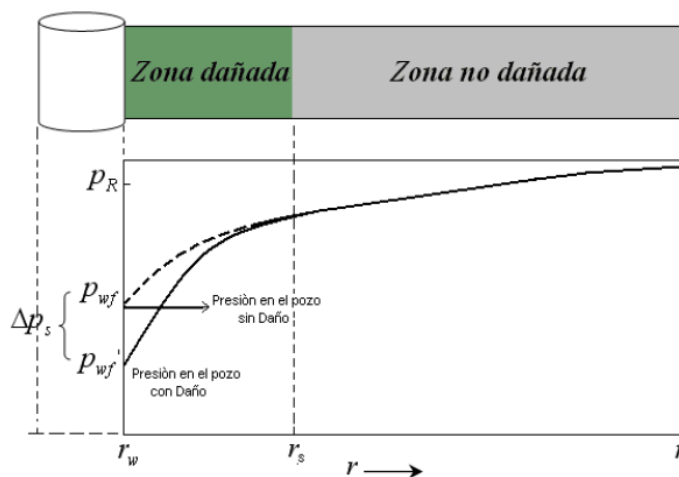
	0.1109	-2.1991	1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	1.1355	4.0	2.00	0.03
Forma de yacimiento	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exacto para t_{DA}	Menos de 1% de error para t_{DA}	Use solución de sistema infinito con menos de 1% de error para t_{DA}
	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 $(x_w/x_d)^2$ 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: Ph.D. ESCOBAR Fredy H. Análisis Moderno de Presiones de pozos.

1.2.3 Factor Skin². Es usual para materiales como el filtrado del lodo, cemento o partículas de arcilla entrar a la formación durante las operaciones de perforación, completamiento o workover y así reducir la permeabilidad en las cercanías del pozo; este efecto es comúnmente referido como daño del pozo y la región dañada por la permeabilidad es llamada zona alterada. Muchos pozos son estimulados por acidificación o fracturamiento lo cual incrementa la permeabilidad en la cara del pozo. Por lo tanto, la permeabilidad en la cara del pozo siempre es diferente de la permeabilidad en donde la formación no ha sido afectada por perforación o estimulación. La figura 2 muestra esquemáticamente la zona dañada.

Estos factores que causan el daño a la formación pueden causar caídas de presión localizadas durante el flujo. Esta caída de presión adicional es comúnmente referida como ΔP_{skin} . Por otra parte las técnicas de estimulación mejoran las propiedades de la formación y aumentan la permeabilidad en la cara del pozo, con esto se puede observar una reducción en la caída de presión. En la figura 2 se ilustra la zona dañada.

Figura 2. Ilustración de la zona dañada.



Fuente: GOLAN M., "Well performance", Prentice Hall, EnglewoodCliffs, NJ , Second edition 1991.

²AHMED Tarek, and MCKINNE Paul D. "Advanced Reservoir Engineering". Elsevier Science, Amsterdam, 1996.

Los valores del daño pueden ser interpretados para caracterizar físicamente la cara del pozo, mediante los siguientes conceptos:

➤ Radio efectivo: El radio efectivo, es el radio más pequeño que el pozo aparenta tener debido a la reducción en el flujo causada por el efecto de daño

$$r_{weff} = r_w e^{-s} \quad Ec.7$$

➤ Caída de presión adicional cerca a la cara del pozo: La caída de presión de dicha zona está descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad Ec.8$$

Donde s está en términos de las propiedades de la zona de permeabilidad alterada uniforme.

Hawkins (1956) sugirió que la permeabilidad en la zona dañada, k_{skin} , es uniforme y la caída de presión a través de esta zona puede ser aproximada por la ecuación de Darcy: Hawkins propuso la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{skin} = \frac{\Delta P \text{ en la zona } k_{skin}}{\text{dañada debido a}} - \frac{\Delta P \text{ en la zona } k}{\text{dañada debido a}} \quad Ec.9$$

El efecto skin es debido a la zona dañada de radio r_s y permeabilidad reducida k_s , y puede ser calculado como:

$$s = \frac{k}{k_{skin}} - 1 \ln \frac{r_{skin}}{r_w} \quad Ec.10$$

La ecuación 10 proporciona una idea del significado físico del signo del factor skin.

- **Factor skin positivo, $s > 0$.**

Cuando una zona dañada cerca a la cara del pozo existe, k_{skin} es menor que k y por lo tanto es un número positivo. La magnitud del factor skin incrementa con la disminución de k_{skin} y la longitud del radio dañado incrementa.

- **Factor skin negativo, $s < 0$.**

Cuando la permeabilidad en la cara del pozo k_{skin} es mayor que la de la formación k , existe un factor skin negativo. Este factor skin negativo indica que se ha realizado una estimulación.

- **Factor skin cero, $s = 0$.**

Esto ocurre cuando no hay alteración de la permeabilidad en la cara del pozo, $k_{skin} = k$.

- **Eficiencia de flujo:** La eficiencia de flujo es la relación entre índice de productividad observado y el ideal.

$$E = \frac{J_{real}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \quad Ec. 11$$

Donde P^* es la presión extrapolada en el gráfico de Horner.

1.2.4 Efecto del intervalo parcialmente perforado³. Cuando el intervalo completado es menor que el espesor total de la formación, la caída de presión cercana al pozo aumenta y el factor skin aparente se incrementa positivamente.

En una revisión tecnológica, Saidikowski⁴ encontró que el factor skin total, s , determinado de una prueba de transiente de presión se relaciona con el factor skin verdadero, s_d , que es causado por el daño a la formación y el factor skin aparente, s_p , que es causado por un intervalo parcialmente perforado. La relación entre estos factores es:

$$s = \frac{h_t}{h_p} s_d + s_p \quad \text{Ec. 12}$$

Donde h_t es el espesor total (ft) y h_p es el espesor del intervalo perforado (ft).

Saidikowski también verificó que s_p puede ser estimado de la siguiente ecuación:

$$s_p = \left(\frac{h_t}{h_p} - 1 \right) \ln \frac{h_t}{r_w} \frac{\overline{k_H}}{k_V} - 2 \quad \text{Ec. 13}$$

Donde k_H es la permeabilidad horizontal (md) y k_V es la permeabilidad vertical (md).

En general, el factor daño está dado por un daño mecánico asociado al completamiento, daño aparente relacionado con el flujo de fluidos y daño matricial de la roca relacionado al daño de la formación.

³ LEE John., "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME, Fiert Printing, New York, 1982.

⁴ SAIDIKOWSKI Ronald M. "Numerical simulations of the combined effects of wellbore damage and partial penetration", SPE 8204.

1.2.5 Almacenamiento¹. El almacenamiento se define como una acumulación de una columna de fluido dentro del pozo después del cierre del pozo. Dicha columna es sostenida por la presión del yacimiento a una altura de equilibrio.

Por lo general el análisis de una prueba de presión es la interpretación de la respuesta de presión de un yacimiento a un cambio dado en el caudal (de cero a un valor constante en una prueba de descenso y de un valor constante a cero en una prueba de ascenso). Por esto se debe tener en cuenta el efecto del almacenamiento a la hora de interpretar una prueba de presión ya que se puede confundir la respuesta del yacimiento con la del almacenamiento.

El efecto del almacenamiento puede ser causado de diferentes maneras, pero dos son las principales. Una es causada por la expansión del fluido, y la otra por cambio en el nivel del líquido.

1.2.6 Expansión del fluido. Considere el caso de una prueba de descenso de presión. Cuando el pozo se abre al flujo, la presión en el wellbore cae. Esta caída de presión causa una expansión en el fluido, y por lo tanto la primera producción no es del yacimiento sino del fluido que ha sido almacenado en el pozo. Como el fluido se expande, el pozo se va desocupando progresivamente, hasta que ya no aporta más fluido y en ese punto comienza la respuesta del yacimiento. Este almacenamiento es debido a la expansión del fluido.

1.2.7 Cambio en el nivel del líquido. Esta clase de almacenamiento es fácilmente evidenciado en un completamiento de una sarta de producción sin empaque. Cuando el pozo es abierto al flujo durante una prueba de caída de presión, la reducción en la presión causa una disminución en el nivel de líquido del anular. El fluido proveniente del anular se une con el del yacimiento y son la mayor parte del flujo del pozo. El nivel de líquido del anular es generalmente capaz de suministrar mucho más fluido que el proveniente por expansión, por lo tanto los

efectos del almacenamiento son usualmente mucho más importantes en este tipo de completamiento.

El coeficiente de almacenamiento, C , es un parámetro utilizado para cuantificar este efecto. C es el volumen de fluido que el pozo produce debido a una unidad de caída de presión.

$$C = \frac{V}{\Delta P} \quad Ec.14$$

Donde V es el volumen de fluido producido, y ΔP es la caída de presión C tiene unidades de STB/psi. Es también muy común utilizar un coeficiente de almacenamiento adimensional, C_D , definido como:

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi C_t h r_w^2} \quad Ec.15$$

El coeficiente de almacenamiento puede ser calculado dependiendo del tipo de almacenamiento:

1.2.8 Expansión de fluidos.

$$C = c_w V_w \quad Ec.16$$

Donde V_w es el volumen del pozo, y c_w es la compresibilidad del fluido en el pozo.

1.2.9 Cambio en el nivel del líquido.

$$C = \frac{144A_w}{\rho} \frac{ft^3}{psi} \quad Ec.17$$

Donde A_w es el área seccional del pozo en la región donde el fluido está disminuyendo (en ft²) y ρ es la densidad del fluido (en lbm/ft³).

1.2.10 Radio de investigación. 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 está relacionada con las propiedades de la roca y de los fluidos, y puede calcularse de la siguiente ecuación:

$$r_{inv} = \frac{kt}{948\phi\mu C_t}^{1/2} \quad Ec. 18$$

De ella podemos deducir que es independiente de la tasa de producción o inyección y que se aplica a yacimientos 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 en particular en una prueba de pozo y adicionalmente determinar el tiempo de estabilización.

1.2.11 Tiempo de estabilización. Se define como el tiempo necesario para alcanzar 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:

$$t_s = \frac{948\phi C_t r_e^2}{k} \quad Ec. 19$$

Para otras formas de área de drenaje, se puede determinar de la siguiente forma:

$$t_s = \frac{3800\phi C_t A t_{DA}}{k} \quad Ec. 20$$

1.3 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 porosa.

Los tipos de flujo se definen de acuerdo a la forma como varía la presión con el tiempo en cada punto del yacimiento. Los regímenes de flujo se agrupan 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, alcanza 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.

Este periodo existe para condiciones donde la presión declina linealmente con el tiempo o en proporción directa al agotamiento del yacimiento. La compresibilidad de la zona alcanza un punto de límites de no flujo (yacimiento cerrado bajo producción).

➤ **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 e in flujo del pozo a través de las fronteras sean iguales. Como efecto el valor de la caída de presión y de sus gradientes

permanecerán invariables en cada distancia radial que se midan; si la tasa de producción se cambia, el yacimiento empezará un nuevo ciclo de estabilización hasta que sea necesario cambiar a una nueva tasa.

➤ **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.

A pesar del control la presión seguirá disminuyendo en el límite del yacimiento al no haber entrada de fluidos y tenderá a ser igual a la presión de producción. La tasa, mientras tanto, variará disminuyendo y tenderá a cero a medida que las presiones se igualan.

➤ **Periodo de flujo pseudo- estable:** 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 con el transcurrir del tiempo. En cualquier distancia radial el caudal y el gradiente de presión deben ser constantes para que se ajuste al patrón.

1.4 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESION⁵

1.4.1 Generalidades. 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 tales como: el coeficiente de almacenamiento, la

⁵ Molina Miguel. Determinación de la presión promedia en yacimientos naturalmente fracturados, utilizando la técnica de síntesis directa de Tiab”, Tesis de maestría, UIS, 2004.

permeabilidad, el volumen poroso y la presión promedio, entre otros. El diseño de estas pruebas está supeditado a las características del yacimiento y es utilizado para analizar, mejorar y pronosticar el comportamiento de cualquier yacimiento en particular.

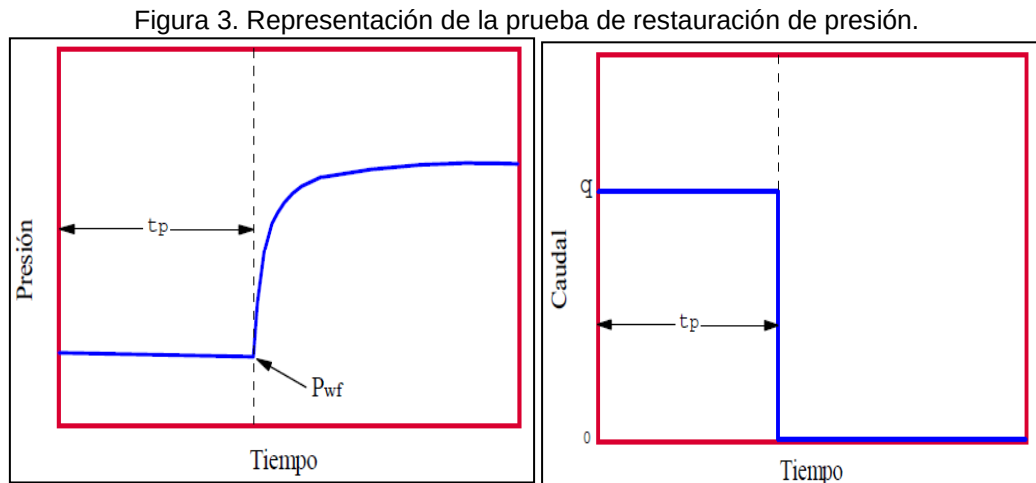
Como el tema central de este trabajo es la realización de una prueba de ascenso de presión o Build-up, a continuación se explicará más detalladamente esta prueba en particular.

1.4.2 Prueba de ascenso de presión. La prueba de restauración de presión es una técnica muy utilizada en la industria del petróleo. Una de las grandes ventajas de esta prueba es que permite determinar parámetros como la permeabilidad y daño, además no requiere una supervisión detallada. A diferencia de otras pruebas de presión por medio de un Build-up se puede determinar la presión promedio del yacimiento.

La fig.3 muestra un esquema general de un Build-up ideal. Básicamente una prueba de ascenso de presión consiste en cerrar un pozo productor después de un periodo de flujo en el que se ha logrado estabilizar la tasa. Para realizar la prueba se pueden seguir los siguientes pasos:

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, entonces cada 10 minutos 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



Fuente: Ph.D. ESCOBAR Fredy H. Análisis Moderno de Presiones de pozos.

1.5 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

El análisis de la prueba de ascenso de presión se basa en el método de Horner. En el desarrollo de la ecuación de Horner se asumió que el yacimiento actuaba como infinito, homogéneo e isótropo que contiene un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes.

La gráfica de Horner es incorrecta cuando el yacimiento no actúa como infinito durante el periodo de flujo que precede al cierre. Los límites cobran importancia cuando el $r_i \rightarrow r_e$. El problema se agrava cuando $r_i > r_e$, después del cierre. Por lo cual la gráfica de Horner es incorrecta. El problema ha sido resuelto por diversos autores, sin embargo, se puede usar el método de Horner aunque se haya alcanzado estado pseudo estable, por las siguientes razones:

- El método gráfico de Horner es correcto teóricamente para un yacimiento que actúa como infinito.

- El método ofrece un medio conveniente de extrapolar a $\Delta t = \infty$, no disponible en otro método; la presión a este tiempo es un punto de chequeo útil para el análisis de la prueba.
- Para yacimientos que actúan como finitos, la permeabilidad puede ser determinada con precisión a partir de la pendiente de la gráfica de Horner, aun a tiempos de cierre largos, comparada con la obtenida de gráficos desarrollados específicamente para yacimientos en estado pseudoestable.
- Si el pozo ha producido por un tiempo t_p a una tasa q antes del cierre, y si se denomina Δt al tiempo transcurrido después del cierre, entonces, usando el principio de superposición, se puede encontrar a cualquier tiempo después del cierre:

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \ln \frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{k t_p + \Delta t} - 2s - 70.6 \frac{-q B\mu}{kh} \ln \frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{k \Delta t} - 2s \quad Ec.21$$

Simplificando,

$$P_{ws} = P_i - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \ln \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad Ec.22$$

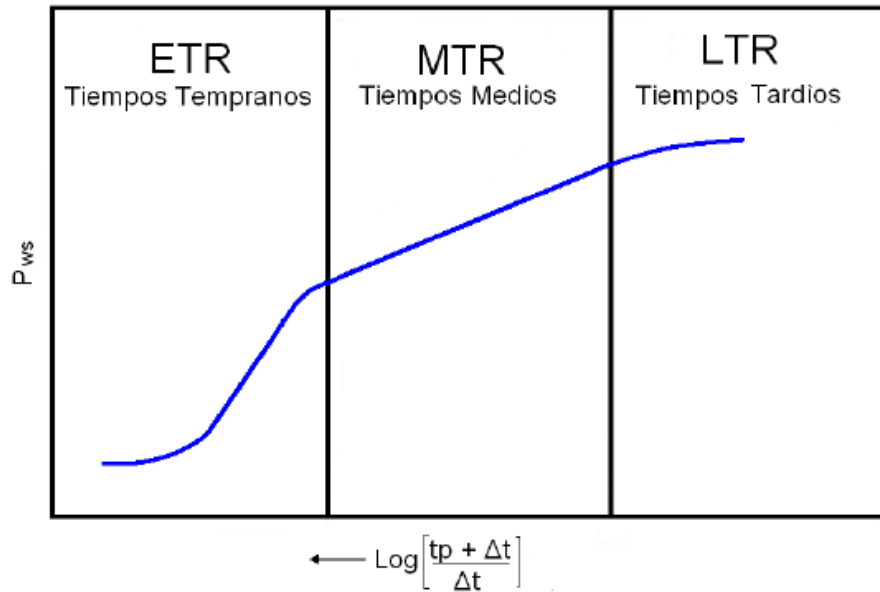
Utilizando la función logarítmica en base 10.

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad Ec.23$$

La curva descrita por el método de Horner muestra tres regiones, una región de tiempo temprano inicial, durante el cual la onda de presión se está moviendo en la

parte de la formación más cercana al pozo; una región de tiempo medio, 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 final, en el cual el radio de investigación ha alcanzado los límites de drenaje del pozo. Ver figura 4.

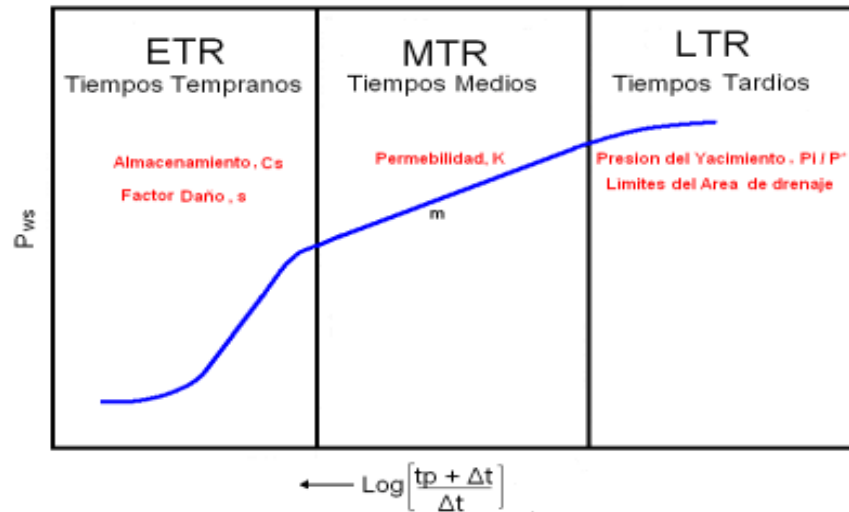
Figura 4. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME.

Mediante el análisis de la prueba es posible obtener los siguientes parámetros: Efectos y duración del postflujo, determinación de la permeabilidad, daño o estimulación del pozo, presión en el yacimiento y prueba de los límites del yacimiento. En la figura 5 se puede apreciar a partir de qué región se puede obtener la anterior información.

Figura 5. Parámetros obtenidos en una curva de restauración de presión.



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME.

A continuación se explican las regiones de una prueba de restauración y los parámetros que se pueden determinar en cada una:

1.5.1 Región de tiempo temprano o inicial (ETR). La mayoría de los pozos tienen permeabilidad alterada cerca al wellbore. Mientras que el transiente de presión causado por el cierre se mueva a través de esta zona, no hay razón para esperar una línea recta cuya pendiente permita calcular la permeabilidad.

Existe una complicación adicional: el continuo movimiento del fluido hacia el wellbore (postflujo, una forma de almacenamiento) una vez el pozo es cerrado en superficie. La teoría impuso la restricción que para $\Delta t=0$, $q=0$, lo cual no sucede en la realidad. q tiende a cero pero en el instante del cierre, la tasa en el fondo del pozo sigue siendo q .

Por lo tanto se está incumpliendo una de las suposiciones, debido a esto es necesario encontrar el punto en el cual el postflujo deja de distorsionar los datos de la prueba, si se conoce la constante de almacenamiento y el daño, se puede

usar las siguientes relaciones empíricas para encontrar el punto del fin de la distorsión debido al almacenamiento en el pozo.

$$t_D \cong 60 + 3.5 S C_{sd} \quad Ec.24$$

$$t_{wbs} \cong \frac{170000 C_s e^{0.14S}}{kh \mu} \quad Ec.25$$

1.5.2 Región de tiempo medio (MTR). En esta región el radio de investigación se ha movido más allá de la influencia de la zona alterada cerca al pozo probado, 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.

Esta línea recta ordinariamente continuará hasta que el radio de investigación alcance uno o más de los límites del yacimiento, heterogeneidades masivas o un contacto fluido/fluido. El análisis de una prueba de restauración de presión usando el método de Horner, requiere que se identifique esta línea de tiempo medio y que, en particular, no se confunda con una de las líneas rectas falsas que se desarrollan en las regiones de los tiempos temprano y tardío de la prueba. La determinación de la permeabilidad del yacimiento y el factor de daño, depende del reconocimiento de la línea de tiempo medio, además la estimación de la presión promedio del área de drenaje para un pozo en un campo desarrollado requiere que esta línea esté definida.

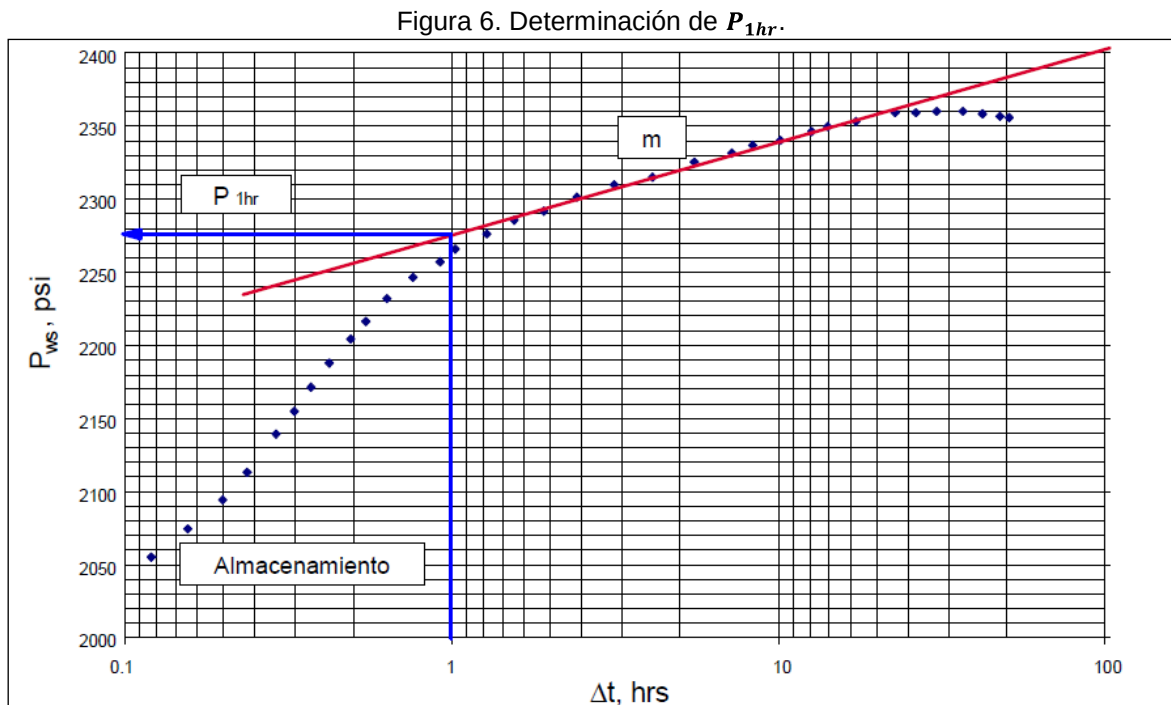
La permeabilidad se determina con la pendiente de la línea recta presente en la región de tiempo medio por medio de la siguiente ecuación:

$$m = 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \quad Ec.26$$

El daño se puede determinar una vez se haya identificado la región de tiempo medio, MTR, y se haya calculado la permeabilidad de la formación, está definido por la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \quad Ec.27$$

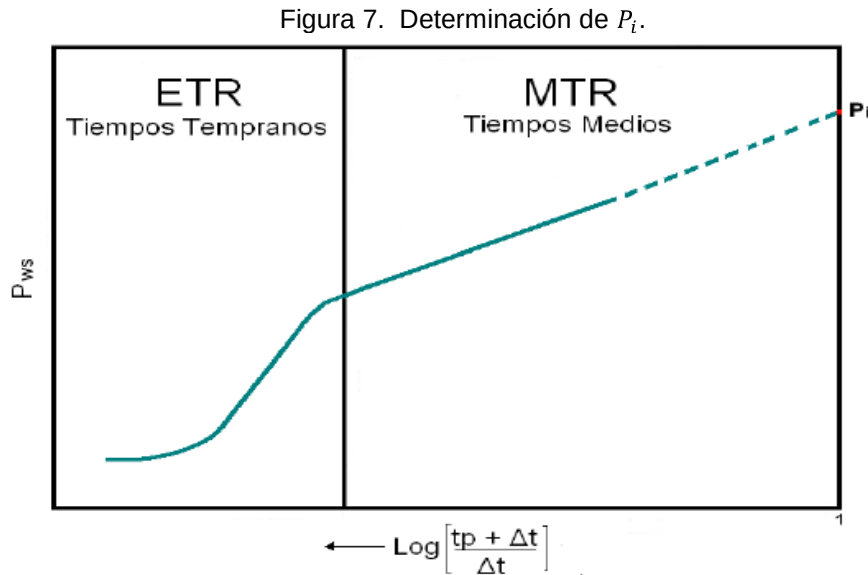
Donde P_{1hr} es el valor de P_{ws} al tiempo de cierre Δt de 1 hora sobre la línea de tiempo medio o su extrapolación. Ver figura 6.



Fuente: Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

1.5.3 Región de tiempo tardío o final (LTR). En esta región, transcurrido un tiempo suficiente, el radio de investigación eventualmente alcanza los límites de drenaje de un pozo. En esta región de tiempo tardío el comportamiento de la presión está influenciado por la configuración del límite, interferencia de pozos cercanos, heterogeneidades significantes del yacimiento y contactos fluido/fluido.

La presión original de yacimiento P_i , se determina simplemente identificando 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. Ver figura 7.



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME.

Esta técnica es posible únicamente en un yacimiento nuevo, es decir, uno en el que ha habido un agotamiento despreciable de la presión, estrictamente hablando, esto es válido solo para pruebas en las cuales el radio de investigación no encuentra ningún límite del yacimiento durante la producción.

En un yacimiento con uno o más límites relativamente cerca al pozo probado y encontrado por el radio de investigación durante el periodo de producción, la línea de tiempo tardío es la que debe ser extrapolada.

Para un pozo en un yacimiento 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. Usualmente el objetivo es determinar la presión promedio del área de drenaje del pozo; a esta presión se llama presión estática del área de drenaje.

1.6 ANALIZADOR DE POZOS

El Analizador de pozos es una maquina diseñada para adquirir y digitalizar datos del pozo para su posterior análisis e interpretación con el fin de determinar nivel acústico de líquido, presión promedio de yacimiento, factor de daño, permeabilidad de la formación y medidas de dinamómetro y así poder determinar posibles problemas en un pozo, maximizar la productividad de éste y proveer información necesaria para el operador en la toma de decisiones.

El Analizador de pozos consta de los siguientes componentes: Pistola a gas con sus partes, Consola, Computador, Cables de conexión y Software TWM. En la figura 8 se observan todas las partes de la herramienta; a continuación se hará una descripción de cada uno de estos componentes.

Figura 8. Componentes del Analizador de Pozos



Fuente: Modificado Echometer Company.

1.6.1 Consola del Analizador de Pozos. La consola es una unidad electrónica compacta. Esta unidad adquiere y digitaliza las señales del micrófono y del transductor de presión. Estas señales se envían al equipo portátil para ser procesadas, la comunicación entre la unidad electrónica con el computador se hace por puerto USB.

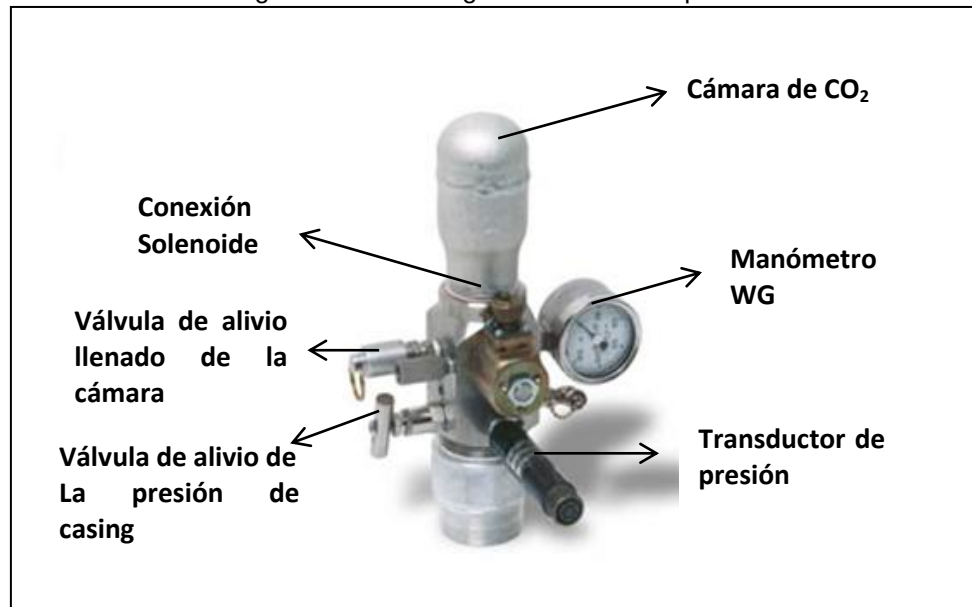
1.6.2 Computador y software. El Analizador de Pozos se controla por medio de un computador portátil. El Computador opera desde un programa que está en el disco duro, conocido como TOTAL WELL MANAGEMENT o TWM, el cual fue diseñado por la compañía estadounidense ECHOMETER COMPANY en el año de 1998. Cabe señalar que la versión utilizada actualmente es una versión moderna y actualizada de los equipos y programas desarrollados por la compañía.

1.6.3 Pistola a gas. La pistola a gas remota es una herramienta que libera un pulso acústico que viaja por el anular y detecta los ecos del fondo del pozo. La pistola a gas utiliza un micrófono de alto rendimiento que detecta el disparo, las uniones, ecos del ruido del pozo y el nivel del fluido. De igual manera cuenta con una cámara que se llena con CO₂ comprimido para enviar el pulso acústico.

1.6.4 Solenoide y válvula de gas. El solenoide funciona como un gatillo para iniciar el pulso acústico. Cuando el solenoide se energiza, se levanta un pistón que alivia la presión en la parte superior de la válvula de gas. La presión del gas hace que la válvula de gas suba y se abra, causando un pulso acústico que se libera al pozo cuando el gas fluye desde la cámara hacia el pozo. La válvula de gas no mantiene la presión ejercida por el pozo. Por lo tanto la presión del gas debe ser aplicada en la entrada para cerrar esta válvula.

Cuando la válvula se deja abierta por un tiempo los fluidos del pozo fluirán hacia la pistola y dentro de la cámara. Este flujo podría permitir la entrada de partículas sólidas originadas por la corrosión o las costras de la tubería del pozo. Estos depósitos pueden hacer que la pistola a gas no funcione correctamente. Para reducir este problema se recomienda cargar la cámara con gas limpio tan pronto como los datos del disparo anterior sean mostrados en la pantalla del TWM. Esto evitará que los fluidos entren a la válvula. En la figura 9 se muestra la pistola a gas con sus partes.

Figura 9. Pistola a gas con todas sus partes



Fuente: Modificado de Echometer Company

1.6.5 Manómetro WG. El manómetro mide la presión en la cámara de la pistola a gas. Este se utiliza para determinar si la presión de la cámara es suficientemente alta (modalidad explosión) para generar el pulso acústico. Ver figura 10

Figura 10. Manómetro de la pistola a gas.



Fuente: Iván Lopesierra & Julián Silvestre Álvarez. "Manual de operación y mantenimiento del analizador de pozos", tesis de grado, UIS, 2009.

Si la válvula de la pistola a gas está abierta- y la válvula del anular está abierta- el manómetro registra la presión del revestimiento (Casing).

1.6.6 Transductor de presión. Las medidas de presión en el Casing son hechas con un transductor electrónico, la función de este es convertir una señal de entrada, en otra diferente en la salida. La señal entrante es la señal de análoga (presión) y es convertida en una señal digital. El transductor de presión ofrece una buena precisión para trabajar en amplios rangos de temperatura. Todas las medidas de presión son compensadas por temperatura, estas correcciones son hechas automáticamente por el software. Ver figura 11

Figura 11. Transductor de Presión.



Fuente: Modificado Echometer Company

El transductor de presión tiene dimensiones de 1" O.D X 5" de longitud, este puede ser sujetado fácilmente a la pistola en la rosca de conexión, en la parte frontal al lado del solenoide. Además el transductor tiene un rango de trabajo de 0 a 1500 psi. La presión de estallido es de 3000 psi. El número de serie y los seis coeficientes se encuentran en la placa del transductor. Estos números se deben ingresar en el TWM antes de realizar una prueba ya que estos son utilizados para calcular la presión a partir de la señal de salida del transductor. Los transductores de presión están disponibles en un rango de 375, 900, 1500, 3000 y 6000 psi.

1.6.7 Micrófono. El micrófono es un aparato sensible a la presión con discos gemelos para eliminar interferencia debido a la vibración. No se debe remover el micrófono a menos que la pistola se vaya a reparar. La cavidad donde está instalado el micrófono debe mantenerse limpia de depósitos de parafinas, arena, etc. limpiándola periódicamente con kerosene.

1.6.8 Válvula de alivio de la presión del revestimiento. La válvula de alivio de la presión de revestimiento del revestimiento (casing) es una válvula de aguja que se usa para liberar la presión del revestimiento a través de la pistola a gas. Para abrir la válvula, se debe girar la perilla en sentido anti horario.

1.6.9 Válvula de alivio/llenado de la cámara de CO₂. La válvula de alivio/llenado de la cámara de CO₂ se utiliza para presurizar la cámara de la pistola a gas o para remover el gas de la cámara. El gas es suministrado a la cámara a través de esta válvula por medio de una conexión especial, la cual se conecta a una fuente de gas presurizado. El gas es liberado de la cámara al rotar la perilla en sentido horario. Esto despresuriza una válvula que permite que el gas salga de la cámara. La válvula de gas se debe cerrar levantando la palanca de carga antes de llenar o aliviar el gas desde la cámara.

1.7 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESION UTILIZANDO EL ANALIZADOR DE POZOS

Las pruebas de transiente de presión son las principales herramientas para determinar la presión promedio de yacimiento, el factor de daño, el almacenamiento y la permeabilidad de la formación. Por lo general una prueba de transiente convencional se realiza en pozos fluyendo naturalmente o en algunos casos con levantamiento artificial de gas. En pozos con bombeo mecánico es necesario retirar todo el sistema de varillas y bomba característico de este completamiento, lo cual resulta en altos costos de operación. Con el Analizador de Pozos las medidas de presión se hacen en superficie convirtiéndose éste en un adecuado instrumento para obtener los parámetros descritos anteriormente en pozos con bombeo mecánico.

El Sistema Acústico Automático de Presión Transiente se basa en el Analizador de Pozos Digital “este es el encargado de adquirir y digitalizar los datos que se toman en el pozo para luego interpretarlos con el software TWM”, configurado para una operación larga que no necesita ser monitoreada continuamente. El sistema del analizador de pozos consiste de un paquete electrónico, un ensamblaje de cabeza de pozo, cables de interconexión, una batería de 12 V y una fuente de CO₂.

La figura 12 muestra las relaciones funcionales entre estos elementos, el ensamblaje de cabeza de pozo compuesto por la pistola a gas y sus componentes es el encargado de adquirir y digitalizar los datos del pozo y luego por medio de la interfaz el software TWM se procesan e interpretan los resultados.

Figura 12. Relaciones funcionales del Analizador de Pozos.



Fuente: Autores del proyecto.

1.8 CÁLCULO DE LA PRESION DE FONDO

Durante el periodo de tiempo que dura una prueba de restauración de presión utilizando el Analizador de Pozos lo que se hace es medir el ascenso de la presión de fondo. La determinación de la presión de fondo de pozo se basa en las medidas de la presión en cabeza, en el cálculo de la interfaz gas-líquido y en el cálculo de los gradientes de los fluidos en el anular.

El cálculo de la interfaz gas- líquido y de los gradientes depende de la distribución de fluidos en el anular que a su vez son función de las condiciones de producción de un pozo en particular. Tres situaciones son encontradas por lo general en el campo: (1) el nivel del líquido está en la cara de las perforaciones o cerca y se puede o no producir gas por el casing; (2) el nivel del líquido está por encima de las perforaciones y no hay producción de gas en el anular; y (3) el nivel del líquido está por encima de las perforaciones y hay producción de gas. En el caso (1) y (2) teniendo las gravedades del líquido y del gas y las razones agua-petróleo el cálculo de la interfaz y los gradientes es directo y sencillo, en el caso (3) la

presencia de gas airea la columna de líquido causando errores en el cálculo de la BHP.

La compañía Echometer Co. ha desarrollado una correlación para determinar la fracción de líquido en pozos con columna líquido gaseosa⁶. La correlación requiere una medida de la profundidad del tope de la columna líquido gaseosa y la tasa de restauración de presión del revestimiento. La profundidad se obtiene acústicamente y la tasa de restauración se obtiene automáticamente a partir de las lecturas del transductor de presión a intervalos cortos de tiempo.

La fracción de aceite presente en la columna líquido gaseosa es obtenida como se describe a continuación: Primero se supone un valor de uno para f_o , luego se calcula la profundidad ajustada del nivel del líquido con la ecuación 28 y posteriormente se utiliza una gráfica que está en función de la profundidad ajustada, de la restauración de presión y de la fracción de líquido para calcular este último.

$$Da = D_L + (1 - f_o) L \quad \text{Ec. 28}$$

Dónde:

Da : Profundidad ajustada del nivel de líquido, (ft)

D_L : Profundidad del tope de la columna líquido gaseosa, (ft)

L : Longitud de la columna liquido gaseosa, (ft)

f_o : Fracción de líquido en la columna liquido gaseosa

Como la profundidad ajustada está en función de la fracción de líquido, la ecuación 29 se itera hasta que el valor de f_o llegue a la convergencia. Con la ayuda de esta correlación se puede determinar la presión de fondo de pozo.

⁶ PODIO L. James McCoy,. Augusto and Ken L. Huddleston. "Acoustic determination of producing bottomhole pressure", SPE 14254.

$$P_{wf} = P_{cf} + P_{gc} + g_o f_o L$$

Ec.29

Dónde:

P_{cf} : Presión en el Casing, (psig)

P_{gc} : Presión ejercida por la columna de gas, (psi)

g_o : Gradiente del aceite, (psi/ft)

La presión ejercida por la columna de gas puede ser calculada por numerosos métodos que están en función de la gravedad específica del gas, el factor de compresibilidad (z) y la temperatura del gas. El gradiente del aceite es tomado de una serie de estudios de campo realizado por Podio y McCoy en el artículo de la SPE "Acoustic Static Bottomhole Pressures".

Con el fin de alcanzar la máxima exactitud en el cálculo de la BHP el Analizador de Pozos tiene en cuenta las variaciones de temperatura, velocidad acústica y los cambios de la composición de los fluidos en el anular.

➤ **Corrección a la variación de temperatura**

Durante los días que puede durar una prueba típica de transiente de presión el elemento sensitivo del transductor podría sufrir variaciones de temperatura mayores a 60° F. Aunque el transductor se compensa a si mismo por cambios de temperatura, estos cambios pueden causar errores considerables en el cálculo de la presión de cabeza de casing. 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.

➤ **Variación de la velocidad acústica**

Durante un Build-up la temperatura, presión y composición del gas en el anular sufren cambios significativos, esto a su vez causa 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 las uniones y con el promedio de la longitud de los tubos. Se genera una tabla de velocidades, el programa interpola entre estas velocidades para conocer la profundidad a la cual se refleja el líquido y esa profundidad será el valor de la interfaz gas-liquido. Si esta variación no se tiene en cuenta y si sólo se usa un valor de velocidad acústica para interpretar los datos de tiempo de viaje, se obtendría un error significativo al calcular la presión del fondo de pozo.

➤ **Composición del fluido del anular**

Muchos artículos han sido presentados acerca de los métodos para el cálculo de la presión de fondo de pozo a partir del nivel de líquido en el anular determinado acústicamente. 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 agua/petróleo y gas/líquido in situ. Las condiciones de bombeo y la geometría del pozo determinan las 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 un Build-up el corte de agua se mantiene esencialmente constante durante el periodo posterior al flujo. Estos factores se consideran en el programa para el cálculo de la presión de fondo de

pozo. Las densidades in situ del petróleo y del agua se calculan en función de la presión y de la temperatura, usando correlaciones convencionales⁷.

Para obtener resultados precisos cuando se presenta una columna de líquido-gas alta, se recomienda que antes de iniciar la prueba de restauración de presión 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 y a la vez manteniendo una tasa de bombeo estable, la cual se logra fácilmente utilizando un regulador de contrapresión ajustable que se instala en la válvula de la cabeza del casing. Es muy importante que el pozo esté estabilizado antes de comenzar el Build-up.

1.9 PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICION DE DATOS DE PRUEBAS DE TRANSIENTES DE PRESION

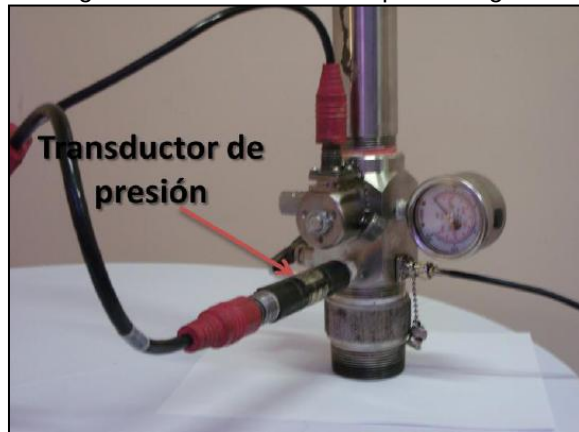
- 1.1 Conectar la pistola a gas a la válvula del anular usando un codo de 90 grados de manera que ésta quede en posición vertical con el fin de eliminar la humedad de la pistola y evitar el congelamiento de la válvula de gas en temperaturas inferiores a cero grados centígrados.

La conexión de la pistola a la válvula del anular debe hacerse con mucho cuidado con el fin de no dañar ninguna de las dos roscas. En caso de que la rosca del anular no sea de 2" se debe colocar un adaptador, lo cual causa una disminución en la energía acústica, provocando así una disminución en la calidad de los datos.

- 1.2 Hacer las conexiones del cable dual, el cable del micrófono desde la consola hasta la pistola a gas. Ver figura 13

⁷ James McCoy, Podio L. Augusto and Ken L. Huddleston. "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells". SPE 23980

Figura 13. Conexiones a la pistola a gas.

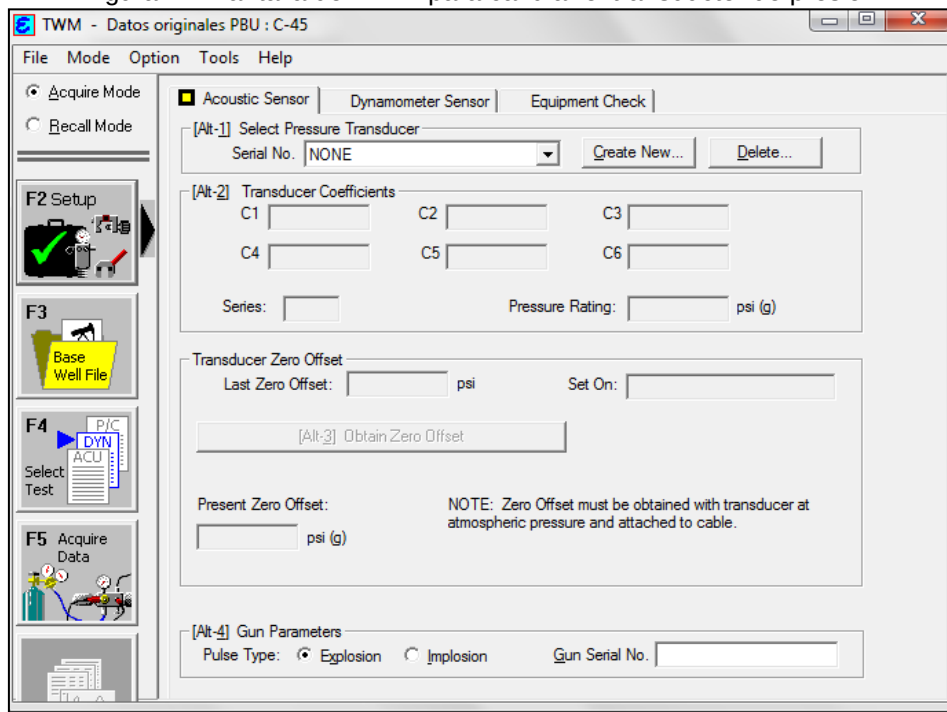


Fuente: Manual TWM

- 1.3 Conectar el regulador al cilindro de CO₂. Luego hacer la conexión de la manguera desde la válvula de alivio/llenado hasta el regulador. Coloque el regulador a una presión 200 psi por encima de la máxima presión de cabeza de pozo esperada durante la prueba de restauración.
- 1.4 Comprobar que la válvula entre el revestimiento y la pistola a gas esté cerrada. Abra la válvula de alivio del revestimiento ubicada en la pistola a gas y vuélvala a cerrar.
- 1.5 Encienda el computador del analizador de pozos. Se verifica que la fecha y hora sean correctas. Inicialice el programa TWM. Seleccione la opción ACQUIRE MODE. Luego se procede a obtener el cero del transductor de presión con la ayuda del software del Analizador de Pozos en la opción SETUP, para esto se activa la pestaña SENSOR ACOUSTIC la cual mostrará la opción OBTAIN ZERO OFFSET que permite la autocalibración del transductor de presión. Ver figura 14.

Este procedimiento debe repetirse hasta que se obtenga el cero, este debe ser un valor menor del 10% del coeficiente C2.

Figura 14. Pantalla del TWM para calibrar el transductor de presión.



Fuente: Software TWM.

- 1.6 Abra el archivo base de pozo (Base Wellfile) y verifique que los datos estén actualizados. Los parámetros en la sección de Presión transiente se usan para el análisis de los datos de restauración de presión. Estos parámetros se pueden introducir más adelante.

Aunque los datos para el análisis de la prueba no se requieren inmediatamente es conveniente ingresarlos tan pronto como sea posible, ya que esto ayudará al monitoreo de esta. Estos datos son dados a condiciones de yacimiento y son los siguientes:

- Factor volumétrico del petróleo (B_o).
- Factor volumétrico del agua (B_w).
- Factor volumétrico del gas (B_g).
- Viscosidad del petróleo (μ_o).
- Viscosidad del agua (μ_w).

- Viscosidad del gas producido (μ_g).
- Espesor producible (h).
- Porosidad.
- Compresibilidad total.
- Área de drenaje.
- Radio del pozo.

En la sección del pozo (Wellbore) se debe ingresar:

- ID del revestimiento.
- OD de la tubería de producción.

En sección condiciones (Conditions) se debe ingresar:

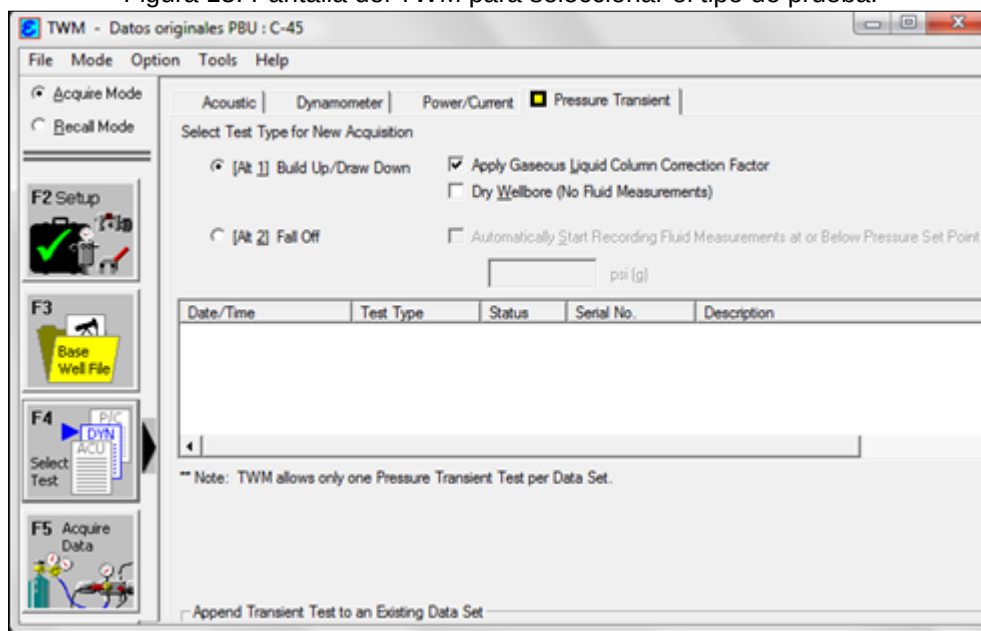
- Temperatura de superficie.
- Temperatura de fondo de pozo.

Los parámetros que son requeridos para adquirir datos de transiente de presión son:

- Nombre del pozo (Well Name).
- Profundidad de la formación (FormationDepth).
- Profundidad de entrada de la bomba (PumpIntakeDepth).
- Longitud promedio de las juntas (AverageJointLength).

1.7 Escoger el tipo de prueba, en este caso Prueba de Transiente de Presión, cuando se selecciona esta opción, esta ventana brinda la posibilidad de aplicar la corrección por columna líquido-gas en el anular. Ver figura 15.

Figura 15. Pantalla del TWM para seleccionar el tipo de prueba.

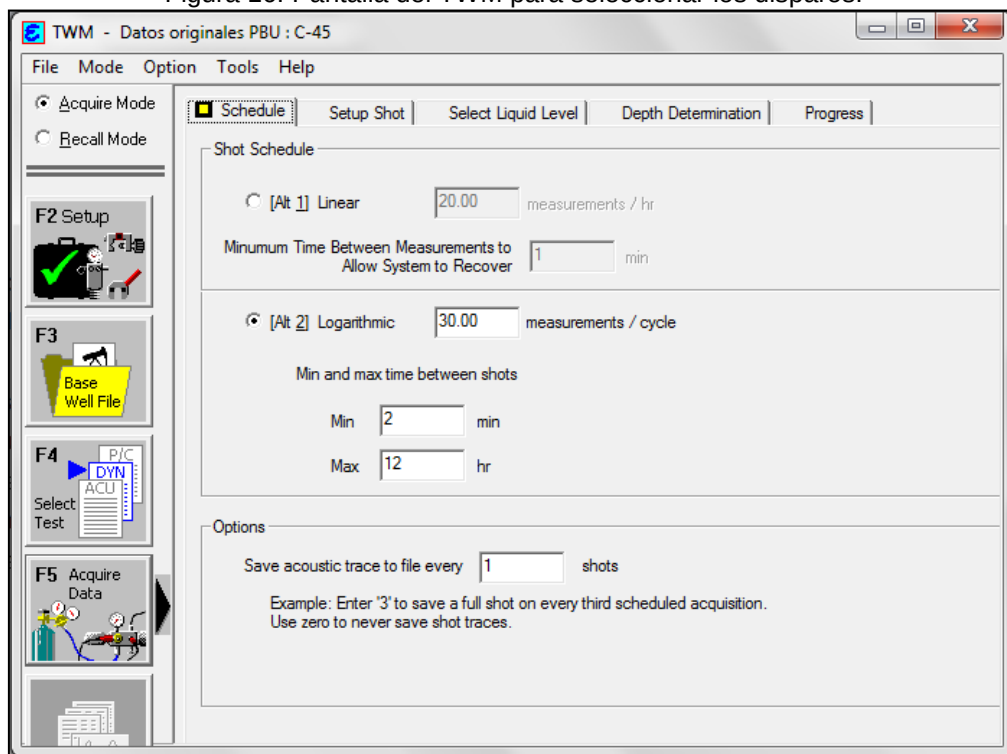


Fuente: Software TWM

- 1.8 Seleccione la opción Adquirir Datos y la pestaña SCHEDULE en la cual se definirán la frecuencia con la que se harán los disparos y la frecuencia con la que se registrarán las trazas del disparo. Ver figura 16.

Existen dos opciones para la frecuencia de los disparos: lineal y logarítmica. En la primera el usuario selecciona el número de disparos en una hora, el máximo son 30 disparos, para un promedio de 1 disparo por cada dos minutos. En la segunda se asignan un número de disparos por cada ciclo logarítmico dando así un número uniforme de medida durante la duración de la prueba.

Figura 16. Pantalla del TWM para seleccionar los disparos.



Fuente: Software TWM

1.9 Seleccione la opción Adquirir disparo y ajuste el regulador de CO₂ para que la presión de la cámara sea mayor 200 psi a la presión máxima del revestimiento esperada durante la prueba. En esta sección se hará el primer disparo con el fin de analizar las condiciones en las que se encuentra el pozo.

Seleccione la opción de Nivel de líquido, identifique el nivel de líquido y ajuste el marcador y la ventana si es necesario.

1.10 Seleccione la sección Determinación de profundidad. Verifique que el cálculo automático de profundidad sea correcto o seleccione un análisis manual.

1.11 Seleccione la opción Progreso y acepte los parámetros. Si el disparo se debe repetir entonces rechace los parámetros y retome el paso número 1.8.

Antes de continuar debe revisar que todas las conexiones estén aun aseguradas, de igual forma se debe verificar que no haya fuga de gas en la pistola y se debe verificar que la válvula del anular esté abierta y la válvula de la línea de flujo esté cerrada. En la pantalla de las sección progreso se muestra cuando el disparo de prueba ha finalizado. Para empezar la prueba se debe seleccionar la opción START: TRANSIENT TEST, esto se debe hacer en el mismo tiempo en el que se cierra el pozo. Ver figura 17.

Figura 17. Pantalla del TWM para dar inicialización a la prueba.

The screenshot shows the TWM software interface with the following elements:

- Navigation Tabs:** Schedule, Acquire Shot, Select Liquid Level, Depth Determination, **Progress** (highlighted with a yellow square).
- Current date/time:** 7/16/99 9:29:58 AM
- Buttons:** START: Transient Test, End Test, Acquire Manual Shot.
- Time fields:** Time until next data acquisition (H:M:S), Elapsed time since start of test (H:M:S).
- Battery voltage:** 12.6 volts
- Number of measurements:** 1
- Data Table:**

No.	Delta Time	Status	Bat(V)	Csg(psi)	T (F)	Valid	Time(s)	Vell(ft/s)	Depth(ft)
▶ 0000-P	0 00:00:00	Completed	12.6				8.765	1101.0	4824.9

Fuente: Software TWM

1.10 CAMPO ESCUELA COLORADO

1.10.1 GENERALIDADES

El Campo Escuela Colorado es una unidad académica administrativa de carácter tecnológica, científico y de operación de los hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL.

En el año 2009 la Universidad Industrial de Santander junto con ECOPETROL, comenzaron una búsqueda de un socio tecnológico con el fin de operar el campo y aumentar la producción; reactivando pozos, realizando nuevas perforaciones, aplicando nuevas tecnologías, entre otros.

Actualmente el campo Escuela Colorado tiene un convenio con la empresa norteamericana WEIL GROUP denominado éste “aliado tecnológico” el cual tiene como compromiso vincular la academia con la industria petrolera, por medio de la investigación para el aprendizaje.

1.10.1.1 Localización

El campo Colorado está 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 Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 – 1'040.500 Este y Y= 1'238.000 – 1'247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua Concesión de Mares, Ver figura 18.

Figura 18. Localización Campo Colorado.

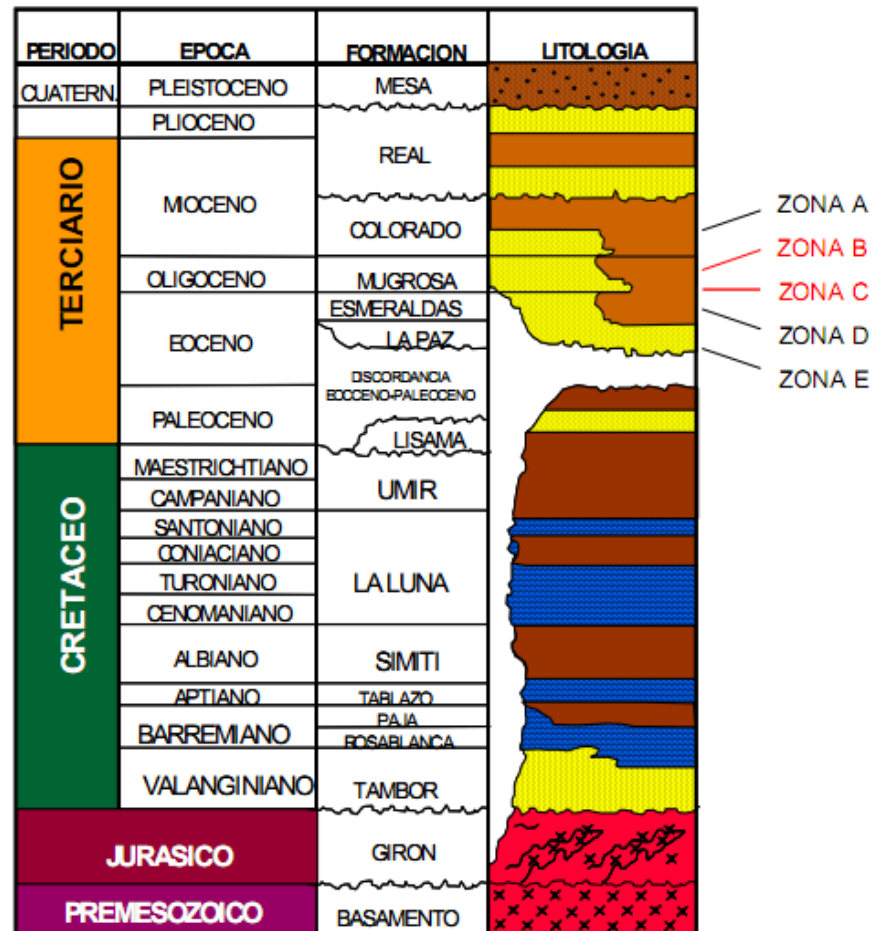


Fuente: Modificado del informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPETROL S.A.

La estructura corresponde a una anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

1.10.1.2 Formaciones productoras. El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Esmeralda (E) y La paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos, areniscas y lodolitas continentales, ilustrado en la figura 19.

Figura 19. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente. ECOPETROL S.A.

La formación Mugrosa es la principal formación productora del campo Colorado y se divide en las siguientes zonas B y C, éstas a su vez se dividen en subzonas B1, B2, C1, y C2; 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 tipo meándrico.

Esta formación comprende areniscas que se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo, con una porosidad promedio y un espesor de arena neta petrolífera de 12.9% y 21.8 pies para la B1, 13.5% y 23.2 pies para B2, 15.7% y 24.9 pies para C1 y por último 19.6% y 42.3 pies para C2.

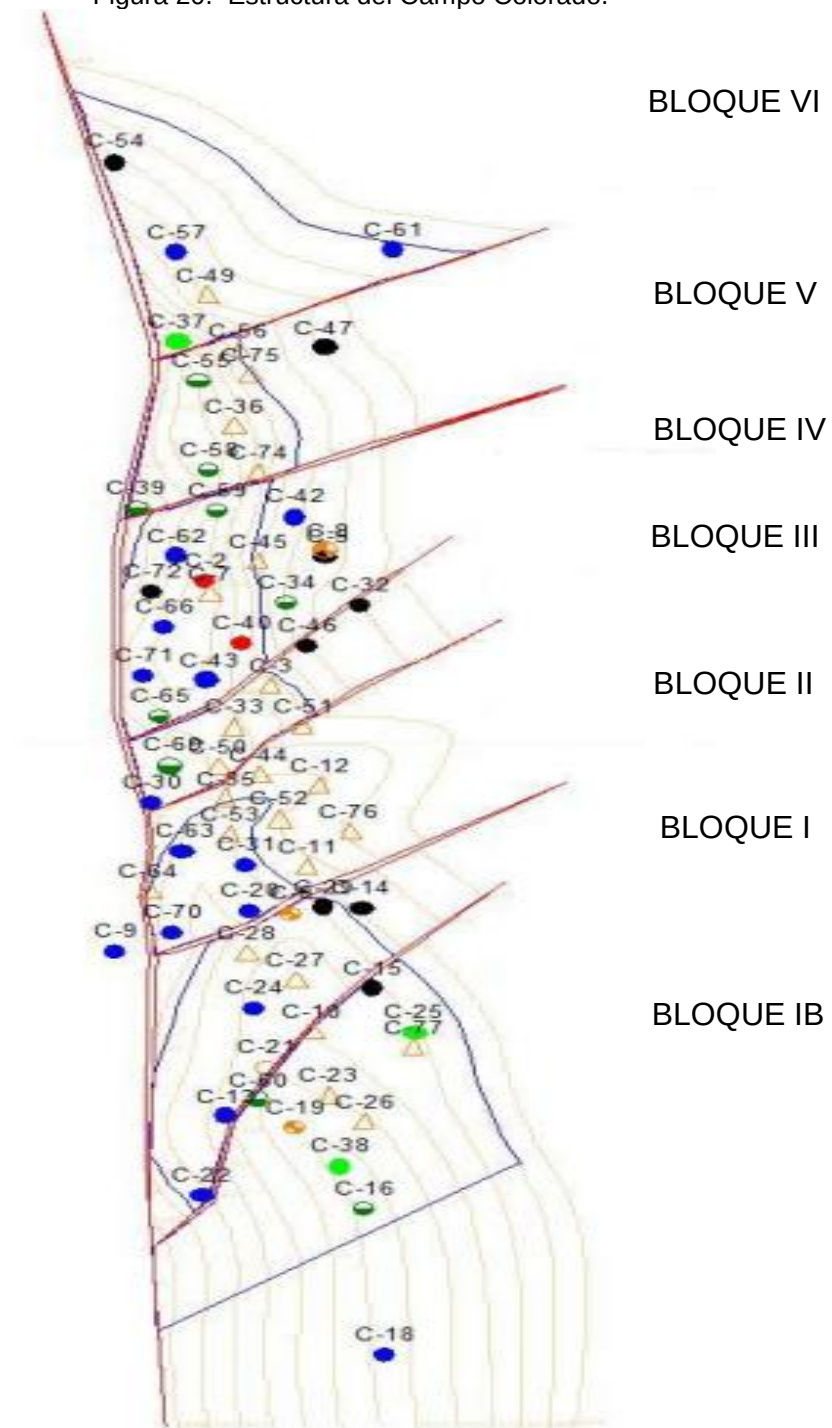
Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad 36 A 42 °API, el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución.

El aceite original estimado es de 121 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.59 MMBls con un factor de recobro de 14.6%.

El campo Colorado cuenta con pruebas de restauración de presión tomadas en los años 1959-1964, registradas sólo a 11 pozos de los cuales se obtuvo una presión inicial de 506 psia en la zona B a 1900 pies de profundidad y 2208 psia en la zona C.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla Colorado, de los cuales se distinguen 6 fallas de tipo inverso y una norma que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en 7 bloques, como se ilustra en la figura 20.

Figura 20. Estructura del Campo Colorado.



Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos OFM (CD-ROM). Bucaramanga, Colombia: ICP, Diciembre 2008 (citado 26 de abril de 2009).

1.10.1.3 Historia de producción⁸. La etapa de exploración fue realizada por la compañía Tropical Oil Company – TROCO perforando los primeros 7 pozos entre los años 1923 a 1932 y 8 pozos entre los años 1945 a 1946. ECOPETROL desarrolló completamente el campo mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de la estructura. Ver figura 21.

El campo Colorado inició su producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos en los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 962 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989.

El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

De los 75 pozos perforados, solamente reportan 56 pozos con algún tipo de producción, siendo muy pobre las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde un solo pozo ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas hace que la producción acumulada de los pozos sea muy baja.

⁸ Informe Colorado 2003. “Diagnóstico y Estrategias de recobro”, ECOPETROL S.A., El Centro Barrancabermeja, Diciembre, 2003

Figura 21. Historia de producción del Campo Colorado.



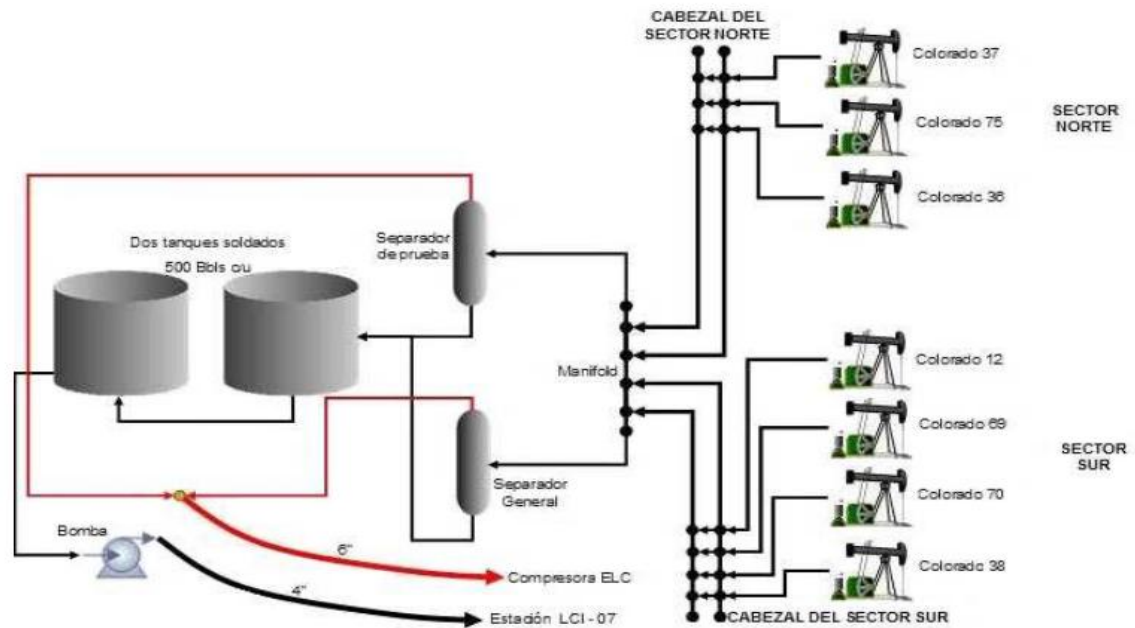
Fuente: Coordinación de ingeniería, proyecto Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander. Diciembre de 2003.

Gracias al convenio que se llevó a cabo entre la UIS y el aliado tecnológico WEIL GROUP en el año 2009, se han intervenido un gran número de pozos por medio de campañas de reacondicionamiento de pozos, aumentando así la producción del campo, de tal forma que hoy día se tiene 23 pozos activos, 50 inactivos y 2 abandonados, con una producción diaria de 430 barriles.

En la actualidad el sistema de producción de los pozos del campo Colorado es por levantamiento artificial por bombeo mecánico, por lo tanto se cuenta con una infraestructura como la estación de recolección del crudo que llega de los pozos activos, la bodega en donde se encuentran tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo tipo “R”, es decir tipo varilla y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

Las facilidades del campo Colorado están siendo adecuadas para el mejoramiento de la eficiencia de transporte y/o almacenamiento del crudo, contando así con dos tanques cada uno con una capacidad de almacenamiento de 500 barriles y con dos separadores uno de prueba y el otro general, como lo ilustra la figura 22.

Figura 22. Facilidades de superficie del Campo Colorado.



Fuente: Coordinación de producción, Proyecto Campo Escuela Colorado – UIS. Diciembre de 2003

De la anterior figura, cabe rescatar que en la actualidad se ha aumentado el número de pozos productores activos, debido a la campaña de reacondicionamiento, por lo tanto a la estación de recolección llegan la producción de todos los pozos activos hoy día, los cuales son 19, luego el crudo es bombeado a la estación de El Centro de ECOPETROL.

1.10.1.4 Presiones realizadas en el Campo Colorado. El campo Colorado no cuenta con un estudio de presiones que permita determinar el comportamiento histórico de la presión del campo con respecto a la producción y al tiempo, debido

a que al yacimiento sólo se le han realizado pruebas de formación y de ascenso de presión entre los años 1959 al 1964.

De las pruebas de formación que se le realizaron a los pozos del campo Colorado en los primeros trabajos de perforación, la mayoría no referencian la profundidad a la cual se colocó el medidor de presión, por lo tanto se tomó como profundidad de referencia la profundidad del empaque, esto para determinar la presión estática correspondiente a cada zona. Para la zona C, se determinó una presión inicial de 3000 psia y para la zona B de 900 psia¹².

Éstos resultados no ofrecerán una completa aceptación, si se tiene en cuenta que estas pruebas de presión se tomaron en los años 60's, cuando las herramientas que se utilizaban no ofrecían la suficiente precisión y exactitud, como las de hoy en día para realizar una buena interpretación, además los datos de la prueba no fueron extraídos de la curva original.

Teniendo en cuenta que ningún pozo tiene más de dos pruebas de presiones para la misma zona y en diferentes años, esto no permite determinar un histórico de presiones para el comportamiento del yacimiento con respecto al tiempo, además el yacimiento no presenta una continuidad lateral, incluso en pozos de un mismo bloque.

De los archivos de pozos se recopiló la información de los pozos que se le han realizado pruebas de restauración de presión, éstos son: para la zona B los pozos Col 30 y Col 43 y para la zona C los pozos Col 11, Col 49, Col 40, Col 36, Col 33, Col 28, Col 52, Col 53, Col 12.

Debido a que el campo Escuela Colorado no cuenta con información representativa para determinar parámetros del yacimiento que son vitales para buena administración del campo y aprovechamiento adecuado de los recursos del

mismo, es necesario realizar pruebas de restauración de presión en cada bloque para obtener datos confiables y además poder evaluar el comportamiento del yacimiento con respecto al tiempo.

2. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A REALIZAR LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.

La prueba de presión es una técnica muy importante y fundamental en la ingeniería de yacimientos para la determinación de los parámetros y características dinámicas del sistema pozo-yacimiento. Mediante la adquisición e interpretación de datos de una prueba de ascenso de presión tomada con una herramienta no convencional, se busca optimizar la recuperación de hidrocarburos presentes en el yacimiento.

En la actualidad en Campo Escuela Colorado de los 75 pozos perforados, 23 se encuentran activos y 12 son candidatos a reactivar, es por esto que es de vital importancia para este trabajo, desarrollar una metodología basada en parámetros de yacimientos, producción y operación con el fin de seleccionar los pozos candidatos a realizar una prueba de restauración de presión en Campo Escuela Colorado, ya que una mala selección del pozo puede llevar a una obtención de datos no representativos.

Con base en la metodología presentada en este trabajo se seleccionarán los pozos candidatos, posteriormente se hará descripción detallada de estos pozos y finalmente se elegirá el pozo al que se le realizará la prueba.

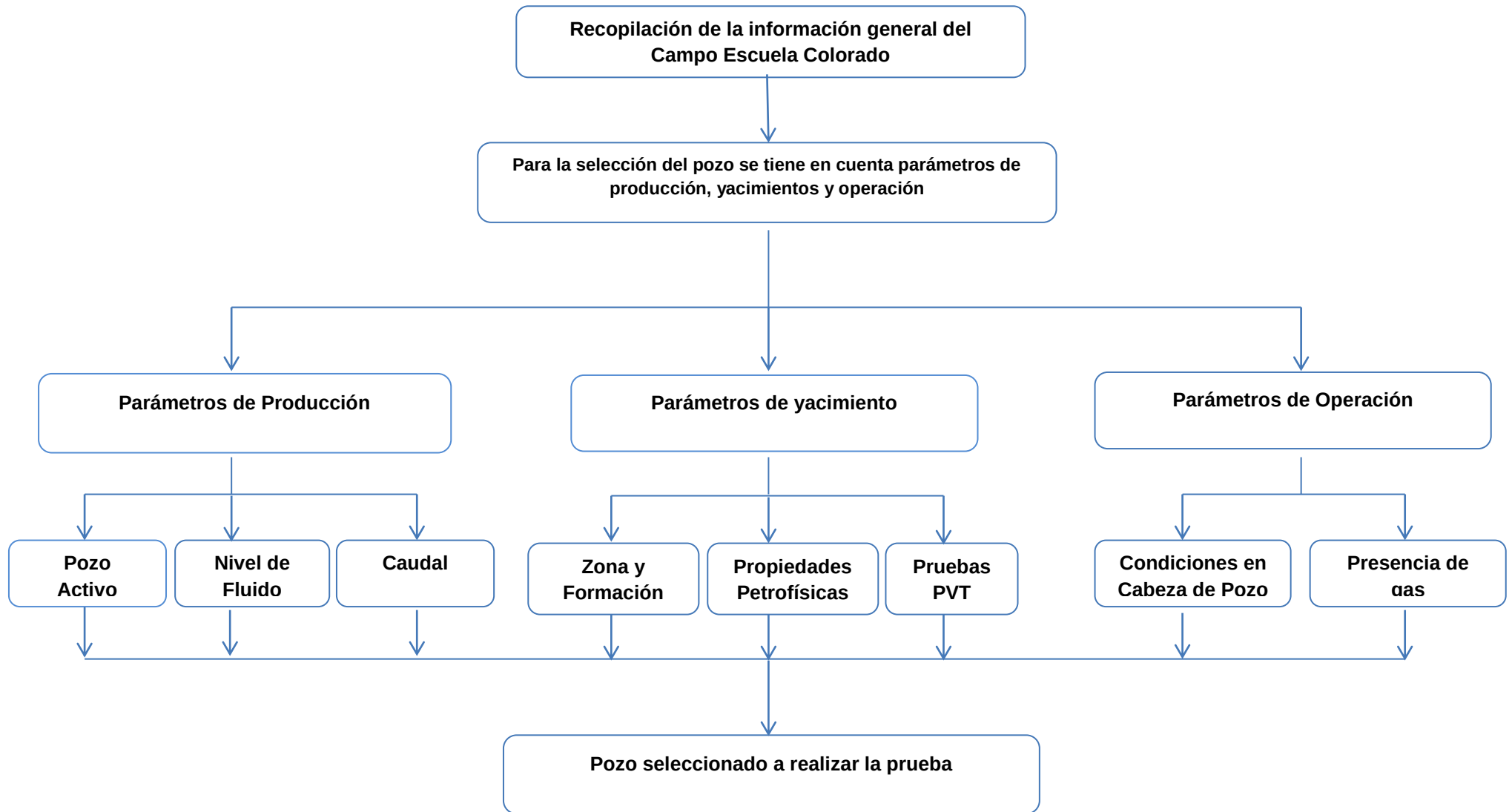
2.1 METODOLOGÍA PROPUESTA

Para el desarrollo de esta metodología se recopiló la información general del Campo Colorado de tal modo que ésta se pudiera clasificar según parámetros de producción, yacimientos y operación, garantizando así una correcta selección del

pozo a realizar el Build-up y por lo tanto un mayor grado de precisión en los resultados obtenidos.

La figura 23, ilustra de forma clara, ordenada y entendible el desarrollo de la metodología, describiendo una secuencia de pasos lógicos comenzando desde la adquisición de la información general del campo hasta llegar a seleccionar el pozo.

Figura 23. Metodología para la selección de pozos a realizar prueba de restauración de presión.



Fuente: Autores del Proyecto.

Según la anterior figura, la metodología propuesta para la selección del pozo constituye una técnica práctica que se describe en los siguientes pasos:

2.1.1 Paso 1: parámetros de producción. Es necesario analizar los parámetros de producción a la hora de seleccionar los pozos candidatos, ya que el pozo debe estar produciendo para poder hacer el cierre característico de una prueba de restauración de presión, algunos de estos son:

- ✓ **Pozo productor activo:** Para una prueba de ascenso de presión es necesario que el pozo se encuentre produciendo.
- ✓ **Nivel de fluido:** Es importante conocer los niveles de fluido de cada pozo, ya que antes de llevar a cabo la prueba de restauración se debe obtener registros acústicos para determinar el comportamiento normal del pozo, establecer la velocidad del sonido, el nivel dinámico, la presencia y longitud de una columna de líquido gasificado en el anular.
- ✓ **Caudal:** Es necesario conocer previamente la producción diaria del pozo ya que esto es requerido para el diseño de la prueba y para la estabilización antes del cierre del pozo.

2.1.2 Paso 2: parámetros de yacimiento. Es importante conocer los parámetros de yacimiento tales como: Bloque, zona productora, formación, propiedades PVT, del fluido y petrofísica de cada pozo, además se tendrán en cuenta pruebas de presión realizadas anteriormente en el campo. Debido a que el Campo Colorado presenta una estructura geológica compleja, se hace necesaria una descripción detallada de cada una de las condiciones nombradas para seleccionar correctamente el pozo al que se le realizará el Build-up.

- ✓ **Zona y formación productora:** Es muy importante escoger un pozo que produzca por una sola zona y una única formación para que se obtengan datos representativos de la prueba.
- ✓ **Propiedades petrofísicas:** Es un factor determinante para la metodología desarrollada ya que se debe contar con la mayor cantidad de información petrofísica del pozo candidato para garantizar el buen diseño de la prueba.
- ✓ **Pruebas PVT:** Contar con información de los fluidos, es un parámetro clave a la hora de seleccionar el pozo al que se le va a realizar la prueba, debido a la compartimentalización que presenta el yacimiento.
- ✓ **Pruebas de presión realizadas:** Las pruebas de presión desarrolladas en el campo en los años 60 sirven de soporte para comparar con los datos a obtener de la prueba de presión tomada con el equipo de Echometer, de esta forma se podrá analizar el grado de declinación del yacimiento. Teniendo en cuenta esto, se seleccionará un pozo que tenga estudio previo de presiones y que cumpla con los parámetros de producción y yacimientos descritos anteriormente, si no cumple se escogerá un pozo que esté dentro de un bloque que tenga estudio de presiones.
- ✓ **Pozos Infill:** Teniendo en cuenta que las pruebas de presión son importantes para definir un programa de perforación y que existe un estudio de perforación de pozos infill en el Campo Colorado, sería de gran ayuda que el pozo seleccionado esté dentro de un mismo bloque del prospecto a perforar.

2.1.3 Paso 3: parámetros de operación. Los pozos activos del Campo Escuela Colorado, tienen como sistema de levantamiento artificial el bombeo mecánico. Con el Analizador de pozos se puede realizar pruebas de restauración de presión en pozos con flujo natural, bombeo mecánico y de gas lift.

Para garantizar el éxito de la prueba también se deben tener cuenta los siguientes parámetros:

- ✓ **Configuración del cabezal de pozo:** Es uno de los parámetros que primero se debe observar para determinar si es necesario un tubo de extensión en la válvula del anular del pozo donde se instalará la pistola a gas o para descartar el pozo por completo en el caso en el que el diseño del cabezal de pozo no permita instalar la pistola a gas en la válvula del anular. La conexión del tubo de extensión en el cabezal ocasiona una disminución en la energía acústica del disparo, por este motivo se debe seleccionar un pozo que tenga las condiciones óptimas para conectar la pistola al anular sin la necesidad de adaptar un tubo de extensión.
- ✓ **Válvula de casing:** Verificar que en la cabeza de pozo se encuentre instalado una válvula de revestimiento, ya que se requiere impedir el paso del fluido para poder realizar la conexión de la pistola a gas con el cabezal de pozo.
- ✓ **Presencia de gas:** Es importante que no haya fuga de gas en cabeza, debido a que el gas produce ruido, ocasionando problemas a la hora de interpretar la prueba.
- ✓ **Medición de la presión en cabeza de pozo:** Es necesario conocer la presión en cabeza previamente a la inicialización del Build-up, debido a que el programa Total Well Management, requiere que se le ingrese esta información

como punto de referencia y de partida, por tal motivo el pozo seleccionado debe contar con un manómetro en cabeza.

✓ **Vías de acceso:** Las condiciones de la vía de acceso al pozo son importantes para poder transportar todo el equipo y el personal necesario para realizar la prueba.

2.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CAMPO ESCUELA COLORADO

Esta metodología fue desarrollada con el interés de aplicarla al Campo Escuela Colorado, debido a que éste es un campo maduro que ofrece un buen potencial de crecimiento, lo que permite hacerlo rentable. Además Campo Escuela Colorado no cuenta con un estudio reciente de presiones lo que impide su óptimo desarrollo.

El desarrollo de campos maduros ha venido ganando importancia a través del tiempo, la gran demanda de hidrocarburos y la escasez de nuevos hallazgos significativos, han hecho que la industria enfoque sus esfuerzos en la reactivación de este tipo de campos, por tal motivo en la actualidad Campo Colorado está siendo intervenido para efectos de reactivación de los pozos inactivos, con el fin de aumentar la producción.

Para optimizar la producción de hidrocarburos del Campo Colorado es necesario conocer la presión del yacimiento ya que es uno de los parámetros más importantes en la ingeniería. Hoy es posible determinar las presiones en forma precisa, prácticamente en cualquier momento de la vida de un pozo, ya sea durante la perforación, cuando el pozo alcanza su profundidad final o algunos años después de iniciada la producción; para esto las técnicas actuales permiten adquirir datos de presión precisos y económicamente efectivos.

Para realizar una prueba de restauración de presión con el equipo de Echometer es esencial contar con la mayor cantidad de información del yacimiento y del pozo para efectuar un estudio integrado que permita seleccionar correctamente un pozo, para realizar el Build-up, con el fin de obtener datos representativos que aporten información valiosa para la adecuada explotación del yacimiento.

El Campo Colorado cuenta con pruebas de ascenso de presión, tomadas con herramientas convencionales entre los años 1953 y 1964 cuando ECOPETROL S.A inició el desarrollo en el campo, para esta época las herramientas no registraban datos precisos de presión como lo hacen hoy en día. Teniendo en cuenta esto se recopiló la información de las pruebas de los archivos de pozo y de los informes técnicos de la Gerencia del Magdalena Medio, suministrados por Campo Escuela Colorado.

A continuación se ilustra una tabla con los pozos a los que se le realizaron pruebas de restauración de presión en el Campo Colorado.

Tabla 2. Pruebas de restauración de presión (PBU), realizadas en el campo Colorado.

Pozo	Bloque	Zona abierta probada	Fecha de la prueba	Duración de la prueba
Colorado 30	Bloque IV	Mugrosa B	Octubre de 1960	150 horas
Colorado 43	Bloque V	Mugrosa B	Octubre de 1960	20 horas
Colorado 11	Bloque III	Mugrosa C	Mayo de 1946	38 horas
Colorado 12	Bloque III	La Paz E	Julio de 1960	110 horas
Colorado 28	Bloque I	Mugrosa C	Abril de 1974	72 horas
Colorado 33	Bloque IV	Mugrosa C	Octubre de 1959	45 horas
Colorado 36	Bloque VI	Mugrosa C	Septiembre de 1957	16 horas
Colorado 40	Bloque V	Mugrosa C	Marzo de 1958	11 horas
Colorado 49	Bloque VII	Mugrosa C	Noviembre de 1959	46 horas
Colorado 52	Bloque III	Mugrosa C	Abril de 1960	60 horas
Colorado 53	Bloque III	Mugrosa C	Julio de 1960	80 horas

Fuente: Modificado de Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. Fabio Correa.

Teniendo en cuenta la metodología propuesta, se recopiló la información necesaria de las propiedades del yacimiento que corresponden a pruebas PVT, petrofísica, bloque (para la ubicación de los pozos), zona y formación productora, así mismo se identificaron los pozos actualmente activos, pozos que presentan fuga de gas y las buenas condiciones del cabezal. Según estas condiciones, a continuación se realiza un estudio minucioso para preseleccionar los pozos que según la metodología son aptos para realizar el Build-up.

Tabla 1. Selección de los pozos candidatos para realizar un PBU

Pozo	Bloque	Zona	Formación	Petrofísica	Pruebas PVT	Pruebas de presión	Estado Mecánico	Condiciones del cabezal	Resultado
Col-03	IV	C-E	M-L.P	Si tiene	No tiene	Mismo bloque Col33 y Col30	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona, Formación y PVT
Col-25	I	B	M	Si tiene	Si tiene	No tiene	UBM	No cumple	DESCARTADO C. cabezal y P.P
Col-33	IV	C-E	M-L.P	Si tiene	No tiene	Si tiene	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona, Formación y PVT
Col-37	VII	B-C-D-E	M-E-L.P	Si tiene	Si tiene	Mismo bloque Col49	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona y Formación
Col-38	I	B-C	M	Si tiene	Si tiene	No tiene	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona y P.P
Col-40	V	C-D-E	M-E-L.P	Si tiene	Si tiene	Mismo bloque Col40 y Col43	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona y Formación
Col-45	V	C	M	Si tiene	Si tiene	Mismo bloque Col40	UBM	Bueno	PRESELECCIONADO
Col-51	III	C-D-E	M-E-L.P	No tiene	Si tiene	Mismo bloque Col12 y Col53	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona, Formación y Petrofísica
Col-52	III	C-D-E	M-E-L.P	Si tiene	Si tiene	Si tiene	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona y Formación
Col-55	VI	B-C	M	Si tiene	No tiene	No tiene	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona, PVT y P.P
Col-56	VI	C	M	No tiene	No tiene	No tiene	UBM	Bueno	DESCARTADO Petrofísica, PVT y P.P
Col-58	VI	B-C-E	M-L.P	No tiene	No tiene	No tiene	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona, Formación, Petrofísica y PVT

Col-59	V	B-C	M	Si tiene	Si tiene	Mismo bloque Col40 y Col43	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona
Col-67	V	B-C	M	No tiene	Si tiene	Mismo bloque Col40 y Col43	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona y Petrofísica
Col-69	IV	B-C-E	M-L.P	Si tiene	No tiene	Mismo bloque Col33 y Col30	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona, Formación y PVT
Col-70	III	C	M	Si tiene	Si tiene	Mismo bloque Col12 y Col53	UBM	Bueno	PRESELECCIONADO
Col-74	VI	C	M	Si tiene	No tiene	No tiene	UBM	Bueno	DESCARTADO PVT y P.P
Col-75	VI	C-D	M-E	Si tiene	No tiene	No tiene	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona, Formación, PVT y
Col-76	III	C-D	M-E	Si tiene	Si tiene	Mismo bloque Col12 y Col53	UBM	Bueno	DESCARTADO Zona y Formación

Fuente: Autores del proyecto.

Zona B-C: corresponde a la Formación Mugrosa (M.)

Zona D: corresponde a la formación Esmeralda (E).

Zona E: corresponde a la formación La Paz (L.P).

A continuación se describirán los pozos preseleccionados:

2.2.1 Pozo colorado 45

Figura 24. Imágenes del pozo Col 45.



Fuente: Autores del proyecto.

2.2.1.1 Datos básicos.

Localización:	N: 1'244.061,75	E: 1'038.680,06
Elevación del terreno:	441,39 pies	
Inicio de perforación:	28/Noviembre/1958	
Completado:	14/ Febrero/1959	
Elevación rotaria:	454,19 pies	
Profundidad total:	6368 pies	
Acumulado de petróleo:	185524 Bls	
Acumulado de gas:	589427 MPC	
Acumulado de agua:	3433 Bls	

Estado actual del pozo:	Productor Activo
Bloque:	IV
Zona productora:	C
Espesor productor zona C:	132 pies
Formación productora:	Mugrosa

2.2.1.2 Historia de perforación. Se bajó con broca de 12-1/4" hasta 630'. Se bajó revestimiento de 9 5/8" (19 juntas de 40 lbs/pie, J-55), sentándolo a 603', se cementó el revestimiento de 9 5/8" con 290 sacos de cemento Nare. Se continuó perforando con broca de 8 1/2" hasta la profundidad final de 6368' (alcanzada el 10 de Enero de 1959). Se bajaron 113 juntas de revestimiento de 6 5/8" de 20 lbs/pie, J-55, sentándolas a 4749', se cementó el revestimiento de 6 5/8" con 465 sacos de cemento Nare.

Se tomaron los siguientes registros:

Tabla 4. Registros realizados

Tipo de registro	Intervalo	Escala
Inducción	6366'- 605'	1/240-1/1200
Microcaliper	6372'-2196'	1/240

Fuente: Archivo de pozo Col 45

El pozo se corazonó entre 6363'-6368'.

Se cañonearon con Lane Wells de 15/32" de diámetro, los siguientes intervalos:

Tabla 5. Intervalos cañoneados de la zona C.

Intervalo	Número de tiros	Resultado
4152'-4150'	4	Petrolífero
4174'-4144'	61	Petrolífero
4272'-4270'	3	Petrolífero
4273'-4266'	15	Petrolífero
4284'-4275'	19	Petrolífero
4297'-4292'	11	Petrolífero
4305'-4301'	9	Petrolífero
4362'-4360'	3	Petrolífero
4368'-4354'	29	Petrolífero
4386'-4378'	17	Petrolífero
4420'-4418'	3	Petrolífero
4420'-4415'	11	Petrolífero
4484'-4481'	4	Petrolífero
4490'-4478'	25	Petrolífero
4520'-4518'	3	Petrolífero
4524'-4515'	19	Petrolífero
4588'-4586'	4	Petrolífero
4592'-4584'	17	Petrolífero
4624'-4622'	3	Petrolífero
4628'-4618'	21	Petrolífero
4684'-4682'	3	Petrolífero
4689'-4680'	19	Petrolífero

Fuente: Archivo de pozo Col 45.

Se realizaron pruebas de formación así:

Tabla 6. Pruebas de formación.

Intervalo	Observación
4152'-4150'	Crudo de 39 °API con 0.3% de BSW.
4484'-4481'	Crudo de 40 °API con 0.3% de BSW
4624'-4270'	Crudo de 38.9 °API con 0.2% de BSW y 40% lodo.

Fuente: Archivo de pozo Col 45.

La producción inicial fue de 145 BAPD, RGA de 885 PC/B con 0.2% agua, gravedad de 39.6° API, fluyendo por bean de 1/2".

2.2.1.3 Historia de producción y recompletamientos. LIMPIEZA DE PARAFINA (Enero 11 de 1968): Se limpiaron 60 tubos parafinados, se bajó tubería y se estimuló por succión los intervalos hasta que el pozo fluyó, se dejó en producción.

LIMPIEZA DE ARENA (Octubre 9 de 1974): Se encontró fondo a 4677' (31' de sucio), se limpió con bomba Midco desde esta profundidad hasta 4708', recuperando arena. El pozo antes del trabajo producía 11 BPD y 0.2 % de agua, después del trabajo produjo 25 BPD y 1% de agua.

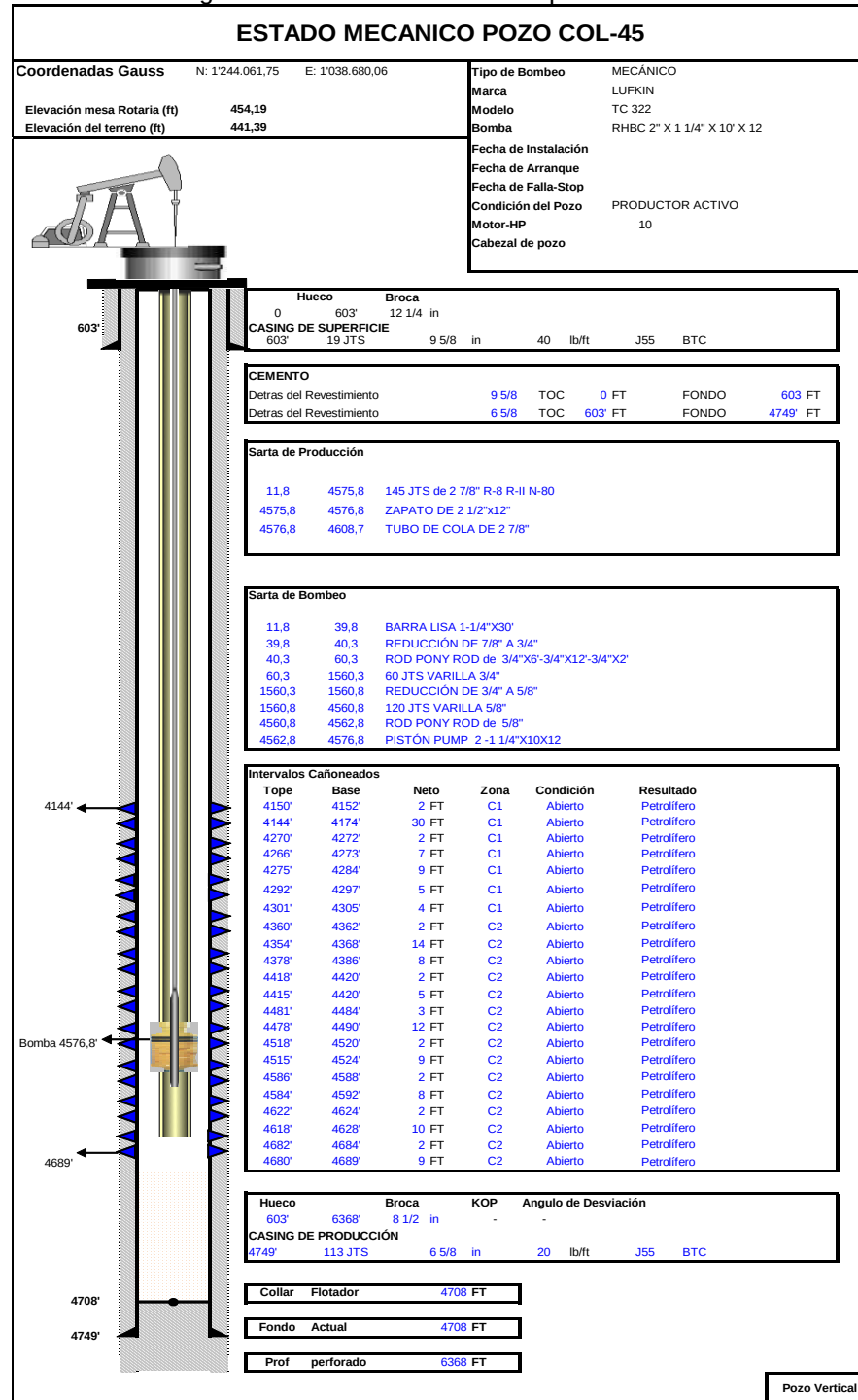
REACTIVACIÓN (Octubre 23 de 1993): Se le inyectó aceite caliente al pozo y se probó tubería con 600 psi, respondiendo adecuadamente. Se arrancó bomba y se sacó. Se desempacó el pozo y se le sacaron 30 tubos de 2 7/8" parafinados, se cambió por tubería limpia de 2 7/8". Se acondicionó bomba y se bajó con sarta de varillas. Se enganchó el pozo. Quedó esperando línea de superficie. El pozo se encontraba inactivo desde noviembre de 1989.

REACTIVACIÓN (Septiembre 09 de 2010): El pozo se reactivó después de 13 años de cierre. Se realizaron una serie de operaciones para desanclar la bomba con éxito, saliendo 152 varillas de 5/8"x25', 4 pies de pony rods. Se sacaron 121 tubos de 2 7/8" R-8 RII, más 2 tubos de 2 3/8" R-8 RII, de los cuales 50 tubos

midiendo de superficie a fondo salieron parafinados. Se bajó cables sandline tocando nivel de líquido a 4150' y fondo del pozo a 4708'.

Se bajó BHA configurada así: un tubo de cola de 2 7/8", zapato de 2 1/2" x 12', 145 tubos de 2 7/8" R-8 RII que miden 4564' hasta el zapato y 4597' hasta la punta de la cola. Se bajó bajó bomba de subsuelo con 120 varillas de 5/8"x25' y 60 varillas de 3/4"x25', 20 pies de ajuste de 3/4", barra lisa de 1 1/4"x30', se ancló y se espació la bomba, se llenó la tubería y se probó con 400 psi, respuesta apropiada, se armó cabezal de la unidad, se enganchó sarta de varillas y se colocó a trabajando unidad de bombeo, con un buen disparo de la bomba. El pozo quedó en producción.

Figura 25. Estado mecánico del pozo Col 45.



Fuente: Autores del proyecto

2.2.2 pozo colorado 70

Figura 26. Imágenes del pozo Col 70.



Fuente: Autores del proyecto.

2.2.2.1 Datos básicos.

Localización:	N: 1'241.462,63	E: 1'038.281,69
Elevación del terreno:	453,02 pies	
Inicio de perforación:	30/Octubre/1961	
Completado:	13/Marzo/1962	
Elevación rotaria:	464,02 pies	
Profundidad total:	3811 pies	
Acumulado de petróleo:	37793 Bls	
Acumulado de gas:	153003 MPC	
Acumulado de agua:	2719 Bls	
Estado actual del pozo:	Productor Activo	

Bloque:	II
Zona productora:	C
Espesor productor zona C:	pies
Formación productora:	Mugrosa

2.2.2.2 Historia de perforación. Se bajó con broca de 12 1/4" hasta 520'. Se bajó revestimiento de 9 5/8" (15 juntas de 40 lbs/pie J-55), sentándolo a 503', se cementó el revestimiento de 9 5/8" con 200 sacos de cemento Nare. Se continuó perforando con broca de 8 1/2" hasta la profundidad final de 3811' (alcanzada el 22 de Noviembre de 1961). Se bajaron 108 juntas de revestimiento de 5 1/2" de 15.5 lbs/pie J-55, sentándolas a 3603'. Se cementó el revestimiento de 5 1/2" con una mezcla de 576 sacos de cemento Hércules Oil Well, 75 sacos de Strata Crete y 24 sacos de Aguagel.

Se corrieron los siguientes registros eléctricos:

Tabla 7. Registros realizados.

Tipo de registro	Intervalo	Escala
Inducción	3802'- 502'	1/240-1/1200
Sónico-Caliper	3802'- 502'	1/240-1/1200

Fuente: Archivo de pozo Col 70.

Se corazonó entre 1991' y 2012'.

Se cañonearon los siguientes intervalos de la zona B:

Tabla 8. Intervalos cañoneados de la zona B.

Intervalo	Resultado
1262'-1256'	Acuífero, cementado
1342'-1336'	Acuífero, cementado
1426'-1418'	Acuífero, cementado
1928'-1920'	Acuífero, cementado
2042'-2034'	Acuífero, cementado
2134'-2126'	Acuífero, cementado
2304'-2296'	Acuífero, cementado
2349'-2339'	Acuífero, cementado
2442'-2434'	Acuífero, cementado
2543'-2538'	Acuífero, cementado
2640'-2630'	Acuífero, cementado

Fuente: Archivo de pozo Col 70.

Se cañonearon los siguientes intervalos de la zona C:

Tabla 9. Intervalos cañoneados de la zona C.

Intervalo	Resultado
2964'-2957'	Petrolíferos
2984'-2976'	Petrolíferos
3024'-3015'	Petrolíferos
3054'-3044'	Petrolíferos
3090'-3080'	Petrolíferos
3120'-3112'	Petrolíferos
3142'-3133'	Petrolíferos
3166'-3158'	Petrolíferos

Fuente: Archivo de pozo Col 70.

Se realizaron 2 estimulaciones ácidas con 1200 galones de MCA en total, se achicaron recuperando ácido, se completó el pozo como productor de la zona C,

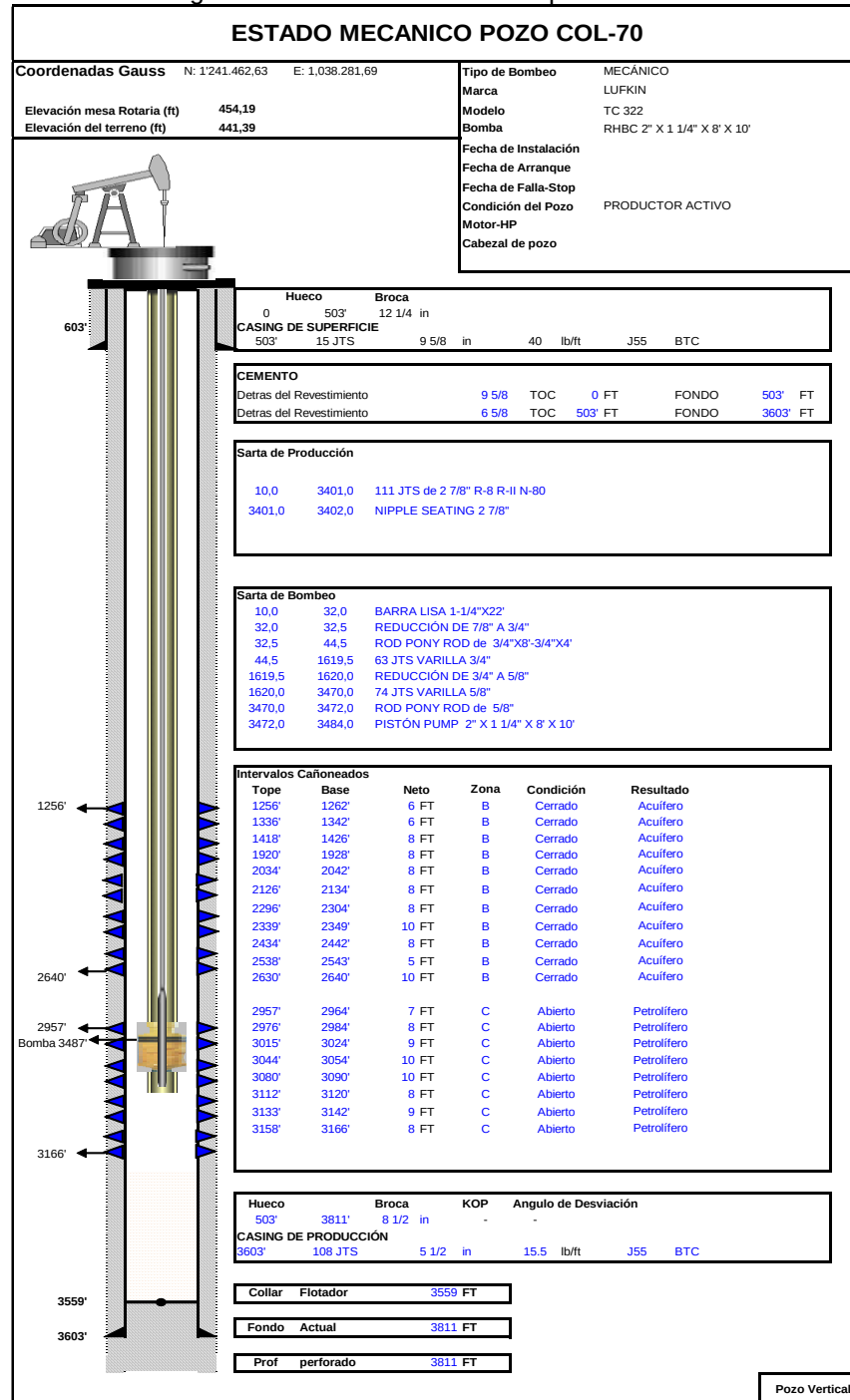
con 8 intervalos abiertos entre 3166' y 2957'. Producción inicial de 10 BAPD de 39 °API, en bombeo.

2.2.2.3 Historia de producción y recompletamientos. ABANDONO (Octubre 24 de 1964): Se retiró la unidad y motor. El 06 febrero de 1967 se retiró la sarta de bombeo mecánico.

REACTIVACION (Febrero de 1972): El pozo fue reabierto por manifestaciones en superficie.

TRATAMIENTO QUIMICO (Noviembre 25 de 1996): Se sacó sarta de varillas, bomba y tubería, se tocó fondo a 3490' y memory gauge, se profundizaron 12 tubos, se le bombeó aceite caliente, se cambió la bomba, se probó tubería a 600 psi. Se tomó nueva medida y se dejó el pozo trabajando. Se bajó tubería agregándole 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.

Figura 27. Estado mecánico del pozo Col 70.



Fuente: Autores del proyecto.

2.3 SELECCIÓN DEL POZO A REALIZAR LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

El pozo con la primera opción para tomar el Build-up es el pozo Colorado 45, debido a que produce por una sola formación y por una única zona (C), además este pozo cuenta con información petrofísica, las pruebas PVT realizadas a los pozos del campo, pueden servir de guía para determinar el factor volumétrico de formación del petróleo, la viscosidad del crudo, entre otras propiedades, siendo éstos importantes para el diseño de la prueba, no tiene fuga de gas, el pozo cuenta la válvula de casing y con un codo de 90° ubicado en el cabezal, con el fin de ubicar la pistola verticalmente evitando así acumulaciones de humedad en la herramienta durante los días que dure la prueba, presenta buenas vías de acceso (ver figura 21) y por otra parte el pozo se localiza en un bloque que cuenta con estudio previo de presiones.

El pozo con la segunda opción para realizar el Build-up es el pozo Colorado 70, debido a que cumple con la mayoría de las condiciones propuestas en esta metodología. Se descarta como primera opción ya que este pozo presenta fuga de gas en cabeza, esto implica desplazar un equipo de workover hacia el pozo para repararlo y dejándolo en optimas condiciones, es decir sin fugas, ya que el equipo de Echometer es muy sensible al ruido, obteniendo como resultados datos no representativos. Durante la visita a campo se observó que la vía de acceso y la locación no se encuentran en buen estado para ubicar al personal que va a realizar la prueba.

3. DISEÑO Y REALIZACIÓN DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN UTILIZANDO EL ANALIZADOR DE POZOS.

3.1 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

El diseño de una prueba de presión en general consiste en una serie de cálculos y consideraciones basados en la información disponible del pozo y del yacimiento con el fin de asegurar el éxito de la prueba. Se considera una prueba exitosa aquella que ha alcanzado los objetivos propuestos durante el diseño.

En una prueba de presión, el ingeniero que hace el diseño de la prueba debe:

- Verificar si los objetivos de la prueba son alcanzables, considerando el yacimiento, el completamiento del pozo y los equipos de superficie.
- Recomendar el equipo y los procedimientos adecuados para producir la respuesta de presión requerida para lograr los objetivos de la prueba.
- Identificar las variables del yacimiento que puedan afectar los resultados de la prueba y la producción del pozo.

Simulación de la prueba de presión

Las pruebas de presión son simuladas para confirmar que los objetivos de la prueba son alcanzables con un diseño en particular. El sistema total (yacimiento, completamiento, pozo, equipo de superficie) debe ser tenido en cuenta durante el diseño. Durante esta simulación el ingeniero puede determinar el impacto de las variaciones en los parámetros de la prueba como lo son tasas de flujo, tiempos de flujo y de igual forma las propiedades del yacimiento como lo son la permeabilidad y la ubicación de los límites.

Recomendación del equipo y procedimiento óptimo para la prueba

Un diseño de una prueba de presión evalúa el equipo y el procedimiento, recomienda cambios para mejorar el alcance de los objetivos, y reduce sobre costos y riesgos.

Radio de investigación y tiempo de almacenamiento

El radio de investigación (r_i) es una excelente guía en el diseño de una prueba de presión, ya que por medio de éste se puede calcular el tiempo necesario de la prueba para alcanzar la profundidad deseada dentro de la formación. En general el radio de investigación se define como la distancia radial, a la cual la onda de presión se ha desplazado.

Un uso cualitativo del radio de investigación es que ayuda a explicar la forma de la curva de presión de un Build-up o de un drawdown. En una curva de una prueba de ascenso de presión se podrían presentar dificultades en la interpretación cuando el r_i se encuentra en la zona de permeabilidad alterada, cercano a la cara del pozo, de igual forma la curva puede cambiar de forma cuando el radio de investigación alcanza los límites del yacimiento o alguna heterogeneidad masiva. En la práctica, en un pozo se encuentra la respuesta de presión influenciada por los límites o por una heterogeneidad cuando el radio de investigación calculado es del orden de dos veces de la distancia al límite o heterogeneidad.

El tiempo de almacenamiento es un parámetro que debe ser determinado durante el diseño de la prueba, debido a que tiende a “disfrazar” el resultado obtenido durante ésta. Si este tiempo no es calculado o es mal calculado no se obtendrá información veraz de la formación y puede que la prueba no sea exitosa.

3.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO DE ANALIZADOR DE POZOS (WELL ANALYZER) PARA EL DISEÑO

Debido a que la prueba de restauración de presión se realizará con una herramienta no convencional, es necesario considerar algunos parámetros para garantizar el buen diseño de la prueba y así el éxito de la misma.

Por lo general la herramienta del analizador de pozos es utilizada para realizar mediciones de nivel de fluido, lo cual se hace en un intervalo corto de tiempo y no causa una restauración de presión significativa. Durante una prueba extensa como lo es un Build-up utilizando el equipo de Echometer, en la cual se debe hacer que la presión de la Botella de CO₂ esté 200 psi por encima de la presión del casing durante la duración de la prueba, además en esta prueba se hacen numerosos disparos. Esto requiere que se cuente con la cantidad exacta de CO₂ para la totalidad de la prueba y así evitar la interrupción de ésta.

Para el buen funcionamiento de la herramienta durante los días de la prueba se recomienda que el transductor de presión sea recubierto con espuma tubular (comúnmente usada para aislar los tubos del aire acondicionado) con el fin de protegerlo de los cambios en las condiciones climáticas (nublado, soleado) debido a que estos causan grandes variaciones en temperatura las cuales no pueden ser corregidas totalmente por el programa TWM.

3.3 DISEÑO DE LA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION EN EL POZO COLORADO 45

Por medio de la metodología desarrollada en el capítulo 2 del presente trabajo se seleccionó el pozo colorado 45 para realizar la prueba. Durante el diseño de una prueba de presión se definen los objetivos de ésta y se determina si es posible alcanzarlos o no, teniendo en cuenta el sistema pozo yacimiento.

Con la realización de la prueba de presión en el pozo Colorado 45 se pretende encontrar la presión promedio, la permeabilidad de la formación y el daño del pozo, para esto es necesario que la prueba tenga una duración suficiente para alcanzar el flujo radial en donde se pueden determinar estos parámetros. Para esto, primero se debe encontrar el tiempo en el cual el almacenamiento ha dejado de distorsionar los datos de la prueba, este cálculo se hace con la ecuación (25), la cual está en función del daño, del coeficiente de almacenamiento, de las propiedades del yacimiento, y parámetros de pozo. Un resumen de las propiedades petrofísicas de la zona C y los parámetros del pozo Colorado 45 se encuentran en la tabla 10.

Tabla 10. Propiedades Petrofísicas Zona C- Colorado 45.

Porosidad	0.2058
Viscosidad⁹	3.4 cp
Compresibilidad total	1.5 E-05 psi ⁻¹
Área de drenaje	30 acres-1306800 ft ²
Factor volumétrico	1.1421 RB/STB
Espesor petrolífero	91 ft
Caudal	15 BOPD
Radio del pozo	0.276 ft
Radio de drenaje	644.95 ft
Temperatura del yacimiento	127.08 °F
Densidad del petróleo	51.6 lb/ft ³
Gravedad específica del gas	0.797
GOR	885 SCF/STB
Área del wellbore	0.2393 ft ²
Saturación de agua inicial	0.3363

Fuente: Recopilación Bibliográfica Campo Colorado.

Durante el proceso de la recopilación bibliográfica del Campo Escuela Colorado se observó la inconsistencia de algunos datos, es por eso que se optó por determinarlos en base a expresiones y correlaciones conocidas. Estos datos son:

✓ **Temperatura del yacimiento:** se asumió la temperatura ambiente igual a 80 °F y un gradiente térmico igual a 0.01 °F/ft. La profundidad de la formación es de 4708 ft.

$$T_{formacion} = T_{amb} + \nabla_T * Prof. \quad Ec.30$$

$$T_{formacion} = 127.08 \text{ °F}$$

✓ **Densidad del aceite:** conociendo el API del pozo colorado 45 (igual a 39.4°), se encontró la gravedad específica y con este valor se encontró la densidad del fluido de este pozo.

$$API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad Ec.31$$

$$\gamma_o = 0.826$$

$$G. E = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad Ec.32$$

Despejando de la ecuación de gravedad específica tenemos que $\rho_o = 51.6 \text{ lb/ft}^3$.

✓ **Factor Volumétrico:** para utilizar las correlaciones del factor volumétrico se utilizó un estimativo de la presión de la formación de 1200 psi para una profundidad de 4800 pies.

Utilizando la correlación de Glaso que está en función de la presión, gravedad específica del gas⁹, API y de la temperatura, se determina la solubilidad del gas (R_s). Se utilizó esta correlación debido a que es la que presenta el mejor ajuste con el PVT del campo colorado⁹.

⁹ Crisancho Diana & Hoyos Jorge. “Procedimientos Metodológicos Para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”, tesis de grado. UIS.2008.

$$R_s = \gamma_g \frac{API^{0.989}}{T - 460^{0.172}} P_b^{*1.2255} \quad Ec.33$$

Siendo P_b^* un factor de correlación definido por:

$$P_b^* = 10^x \quad Ec.34$$

$$P_b^* = 10^{0.8891}$$

$$P_b^* = 7.746$$

$$X = 2.8869 - 14.1811 - 3.3093 \log(p)^{0.5} \quad Ec.35$$

$$X = 2.8869 - 14.1811 - 3.3093 \log(1200)^{0.5}$$

$$X = 0.8891$$

Dónde:

T= Temperatura, °R

P=Presión, psia

γ_g = Gravedad específica del gas en solución.

$$R_s = 0.797 \frac{39.4^{0.989}}{587.08 - 460^{0.172}} 7.746^{1.2255}$$

$$R_s = 302.917 \text{ SCF/STB}$$

Teniendo el valor del Rs se determina el factor volumétrico utilizando la correlación de Glaso. Se utilizó esta correlación debido a que es la que presenta el mejor ajuste con el PVT del campo colorado¹⁰.

$$B_o = 1.0 + 10^A \quad \text{Ec.36}$$

Dónde:

$$A = -6.58511 + 2.91329 \log B_{ob}^* - 0.27683(\log B_{ob}^*)^2 \quad \text{Ec.37}$$

B_{ob}^* es un factor de correlación y es definido por la siguiente ecuación:

$$B_{ob}^* = R_s \frac{\gamma_g}{\gamma_o}^{0.526} + 0.968 T - 460 \quad \text{Ec.38}$$

$$B_{ob}^* = 302.917 \frac{0.797}{0.826}^{0.526} + 0.968 \cdot 587.08 - 460$$

$$B_{ob}^* = 420.289$$

Reemplazo el factor de corrección B_{ob}^* en la ecuación 38.

$$A = -6.58511 + 2.91329 \log(420.289) - 0.27683(\log(420.289))^2$$

$$A = -0.8198$$

$$B_o = 1.0 + 10^{-0.8198}$$

¹⁰ Informe de yacimientos Campo Colorado, “Diagnostico y Estrategias de Recobro,” ECOPETROL S.A., Barrancabermeja, Diciembre, 2003.

$$B_o = 1.14211 \text{ RB/STB}$$

✓ **Viscosidad del aceite:** como la temperatura del yacimiento es de 127.08 °F y la gravedad API es de 39.4, la viscosidad del aceite es 3.4, soportado por la tesis “Procedimientos metodológicos para la caracterización de los fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”, páginas 128-132, año 2008.

Utilizando la ecuación 15 y 17 se determinaron el coeficiente de almacenamiento y el coeficiente adimensional de almacenamiento, las cuales se muestran en la tabla 11.

$$C = \frac{144A_w}{\rho} \text{ ft}^3 \text{ psi} \quad \text{Ec.17}$$

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi C_t h r_w^2} \quad \text{Ec.15}$$

Tabla 11. Coeficiente de almacenamiento- Col-45.

Coeficiente de almacenamiento	
$C_s(\text{BL/PSI})$	0.118933919
Coeficiente de alm. Adimensional	
C_{sD}	2927.46

Fuente: Autores del Proyecto.

Debido a que no se cuenta con un valor del daño del pozo, y además el valor de permeabilidad encontrado en la bibliografía varía de una fuente a otra, se optó por realizar una sensibilidad del tiempo de almacenamiento variando el daño y la permeabilidad. Se utilizó un daño igual a veinte ($s=20$), ya que es un valor crítico

recomendado en la literatura¹, de igual forma se usó una permeabilidad igual a 20 md, debido a que es un valor que se encuentra contemplado para de la zona C. Se tomaron estos valores con el fin de asegurar que la prueba alcance el flujo radial y de esta forma encontrar la presión promedio y la permeabilidad. En la tabla 12 se muestra la sensibilidad realizada.

Tabla 12. Sensibilidad tiempo de almacenamiento Col-45.

	Tiempo de almacenamiento					
	k=5	k=10	k=20	k=33	k=40	k=150
s=0	12.538349	6.2691745	3.13458725	1.89974985	1.56729362	0.41794497
s=5	25.2491342	12.6245671	6.31228356	3.8256264	3.15614178	0.84163781
s=10	50.8455124	25.4227562	12.7113781	7.70386552	6.35568905	1.69485041
s=15	102.390288	51.1951441	25.5975721	15.51368	12.798786	3.41300961
s=20	206.18872	103.09436	51.5471801	31.2407152	25.77359	6.87295734

Fuente: Autores del Proyecto

$$t_{wbs} \cong \frac{170000C_s e^{0.14s}}{kh \mu} \quad Ec.25$$

Posteriormente a que se encontró el tiempo de almacenamiento, se procedió a encontrar el tiempo necesario para que la prueba alcance el flujo radial, esto se hizo con la ecuación de radio de investigación, ecuación (18), suponiendo tiempos hasta encontrar el radio deseado (dos veces el radio de drenaje por seguridad³). En la tabla 13 se muestran los valores encontrados.

$$r_{inv} = \frac{kt}{948\phi\mu C_t}^{\frac{1}{2}} \quad Ec.18$$

Tabla 13. Radio de investigación – Colorado 45.

Tiempo(hr)	Tiempo(días)	Radio de inv.
3	0.125	206.9475643
6	0.25	292.6680521
9	0.375	358.4436959
12	0.5	413.8951286
24	1	585.3361043
36	1.5	716.8873918
48	2	827.7902572
60	2.5	925.4976432
72	3	1013.831872
84	3.5	1095.063579
96	4	1170.672209
120	5	1308.851319
132	5.5	1372.734844
144	6	1433.774784
156	6.5	1492.320109
168	7	1548.653765
180	7.5	1603.00894
192	8	1655.580514

Fuente: Autores del Proyecto

Teniendo en cuenta los cálculos teóricos realizados del tiempo de almacenamiento y del radio de investigación se concluye que el tiempo requerido para cumplir con los objetivos de la prueba es aproximadamente de 5 días.

3.4 PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESION EN EL POZO COLORADO 45

Para garantizar que la prueba Build-up se realice correctamente y que se obtengan datos representativos, se debe tener en cuenta los siguientes pasos:

1. Revisar el estado de la locación del pozo.

Figura 28. Locación del pozo.



Fuente: Autores del proyecto.

2. Verificar que el pozo esté en buen estado y en las óptimas condiciones para la toma de la prueba.

Figura 29. Estado del pozo.



Fuente: Autores del proyecto.

3. Identificar si el pozo presenta fugas de gas, si es así, llevar el equipo de workover y repararlo.
4. Cerrar las válvulas de tubing y del anular para instalar la pistola, a su vez frenar la unidad y cerrar el pozo desde la caja de control eléctrico.
5. Instalar la pistola de gas directamente al anular del pozo, evitando así posibles fugas de gas por las líneas de superficie, así mismo reapretar esta línea para garantizar que no haya fugas.

La conexión de la pistola a la válvula del anular debe hacerse con mucho cuidado con el fin de no dañar ninguna de las dos roscas. En caso de que la rosca del anular no sea de 2" se debe colocar un adaptador, lo cual causa una disminución en la energía acústica, provocando así una disminución en la calidad de los datos.

6. Ubicar la pistola de forma vertical con el fin de evitar la humedad.

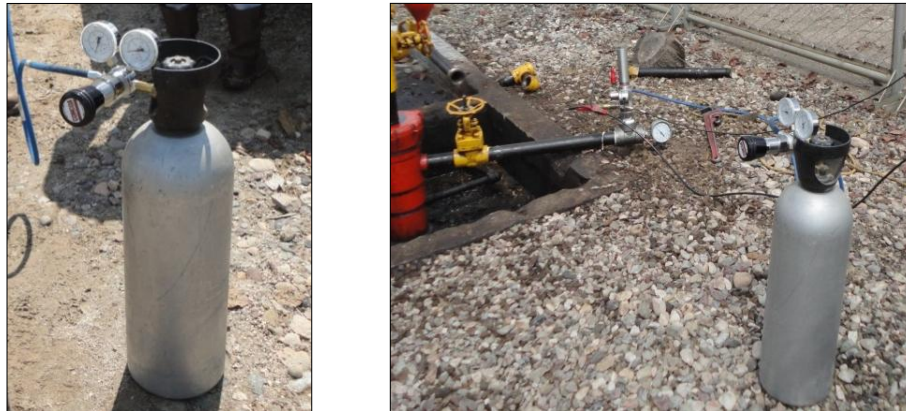
Figura 30. Conexión de la pistola al anular del pozo.



Fuente: Autores del proyecto.

7. Hacer las conexiones del cable dual, el cable del micrófono desde la consola hasta la pistola a gas.
8. Conectar el regulador de presión al cilindro de CO₂. Luego hacer la conexión de la manguera desde la válvula de alivio/llenado hasta el regulador. Colocar el regulador a una presión 200 psi por encima de la máxima presión de cabeza de pozo esperada durante la prueba de restauración.

Figura 31. Bala de CO₂ y regulador conectado por una manguera a la pistola



Fuente: Autores del proyecto.

9. Después de instalar todo el equipo de Echometer, se procede a tomar el nivel de fluido y tomar un dinagrama para verificar el estado mecánico del pozo.

Figura 32. Toma de Dinagrama.



Fuente: Autores del proyecto.

10. Desmontar la herramienta de toma de dinagramas que consta de un cable en espiral y una celda de carga.
11. Ingresar los datos correspondientes, tales como factor volumétrico del aceite (B_o), factor volumétrico del agua B_w , factor volumétrico del gas B_g , viscosidad del aceite (μ_o), viscosidad del agua (μ_w), viscosidad del gas (μ_g), espesor productor (h), porosidad, compresibilidad total (c_t), área de drenaje, radio del pozo, diámetro interno y externo de la tubería de producción, profundidad de la formación, profundidad de entrada de la bomba y longitud promedio de las juntas; para comenzar la prueba de ascenso de presión.

Se debe tener en cuenta que no es necesario ingresar los datos del fluido presente en el pozo, ya que éstos se utilizan para el análisis de los resultados de la prueba como es el valor de la permeabilidad, el daño y la presión del yacimiento y no afecta la restauración de la presión durante la prueba.

12. Definir la secuencia en la que se harán los disparos y la secuencia con la que se registrarán las trazas del disparo.

En el diseño de la prueba se debe seleccionar el plan de disparos que se va utilizar, existen dos opciones: adquisición lineal o logarítmica.

- ✓ Lineal: en la programación lineal se especifica el número de disparos que se hacen en una hora. Siendo 30 el máximo número de disparos, correspondiente a un tiempo mínimo entre disparos igual a 2 minutos.
- ✓ Logarítmica: en la programación logarítmica se especifica el número de medidas por ciclo logarítmico, resultando en un número igual de medidas durante la primera hora, durante las siguientes 10 horas, a cien horas y así sucesivamente.

Para el diseño de la prueba se utilizó una programación logarítmica debido a que el análisis de un Build-up involucra graficas logarítmicas, resultando así una densidad de datos uniforme durante toda la prueba. El número de disparos seleccionado para la prueba es de 30 por ciclo logarítmico ya que es el valor recomendado en la literatura¹¹.

13. Antes de iniciar la prueba, se debe tener un suministro adecuado de CO₂, para evitar interrumpir la prueba en el momento en que éste se acabe o que se presente fuga del gas por los pines de la pistola debido al desgaste. Para el pozo colorado 45 se requirieron de 1 bala de CO₂ de 5 libras, 2 balas de 10 libras, 1 bala de 15 libras de 1000 psi.
14. Para llevar a cabo la prueba, es necesario que el equipo de Echometer esté conectado a una batería que le suministre la energía suficiente para estar todo el tiempo encendido, por tal motivo se utilizó la batería de la camioneta, y una batería adicional.

¹¹ Echometer Co. Manual de Operación del Analizador de Pozo y Programa TWM.2009.

15. Iniciar el build – up. Esta prueba se comenzó a las 11:11 a.m del día 1 de febrero de 2011, con una presión en el anular de 50 psi.
16. Se recubre el computador con una sombrilla para protegerla de los rayos solares y del invierno.

Figura 33. Protección del computador y suministro de energía



Fuente: Autores del proyecto.

17. El pozo cuenta con el cerramiento para evitar accidentes.

Figura 34. Cerramiento del pozo.



Fuente: Autores del proyecto.

18. El pozo se encuentra conectado a la trampa (caja API), donde no se observa derrame de crudo en la superficie.

Figura 35. Caja API



Fuente: Autores del proyecto.

19. El pozo está equipado con una botella para químico, conectada a las líneas de superficie hacia el anular.
20. El pozo cuenta con una línea de descarga con el fin de despresurizar el pozo.
21. El pozo tiene dos válvulas cheque, asegurando el flujo en el tubing y en el anular.

Figura 36. Botella y líneas de superficie.



Fuente: Autores del proyecto.

22. Se debe cubrir la pistola de los rayos solares y del invierno, debido a que sensible a estos parámetros.
23. El equipo operacional del Campo Colorado, estuvo atento a la realización de la prueba de presión en el pozo colorado 45, brindando todo el apoyo necesario para garantizar el éxito de la misma bajo los diferentes estándares de seguridad.
24. El equipo eléctrico del campo colorado suministró un proyector antiexplosivo para la adecuada iluminación durante la noche.

Figura 37. Autores del proyecto y Equipo operacional CEC.



Fuente: Autores del proyecto.

Figura 38. Autores del proyecto y Equipo operacional CEC.



Fuente: Autores del proyecto.

Figura 39. Autores del proyecto.



Fuente: Autores del proyecto.

4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN – APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO

4.1 AJUSTE DE LA CURVA DE PRESIÓN

Este capítulo es dedicado a uno de los objetivos principales de este trabajo; consistiendo en el análisis de la prueba de restauración de presión tomada con una herramienta no convencional en el pozo Colorado 45, con el propósito de determinar parámetros como la permeabilidad de la formación, la presión promedio, el almacenamiento y el daño del pozo.

La respuesta de la presión en el pozo, muestra una curva que es representativa de cada yacimiento, es por eso que extraer la información contenida en tal curva es el principal objetivo de la interpretación y análisis de las pruebas de presión, por lo tanto los datos de presión deben ser los más adecuados para obtener los mejores resultados.

Por lo anterior se realizó un ajuste de la curva de presión por medio del refinamiento. Una manera común para hacer el ajuste de curvas es por medio de métodos numéricos, como los son: ajuste por mínimos cuadrados, ajuste polinomial, ajuste por curvas de Bézier, entre otros. El método más acertado para el análisis de curvas de presión es el de interpolación segmentaria cúbica o interpolación por spline cúbicos, en el cual se mejoran los resultados obtenidos en el análisis de las curvas¹².

Un spline es una curva definida en porciones mediante polinomios y es utilizado para el refinamiento, en el caso de la interpolación segmentaria cúbica cada

¹² Correa Fabio. “Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado”, tesis de grado, UIS, 2008.

polinomio a través del cual se construyen los splines es de grado 3. El objetivo de los splines cúbicos es obtener un polinomio de tercer orden para cada intervalo entre los nodos, como en la ecuación 39.

$$f_i(x) = a_i x^3 + b_i x^2 + c_i x + d_i \quad ec.39$$

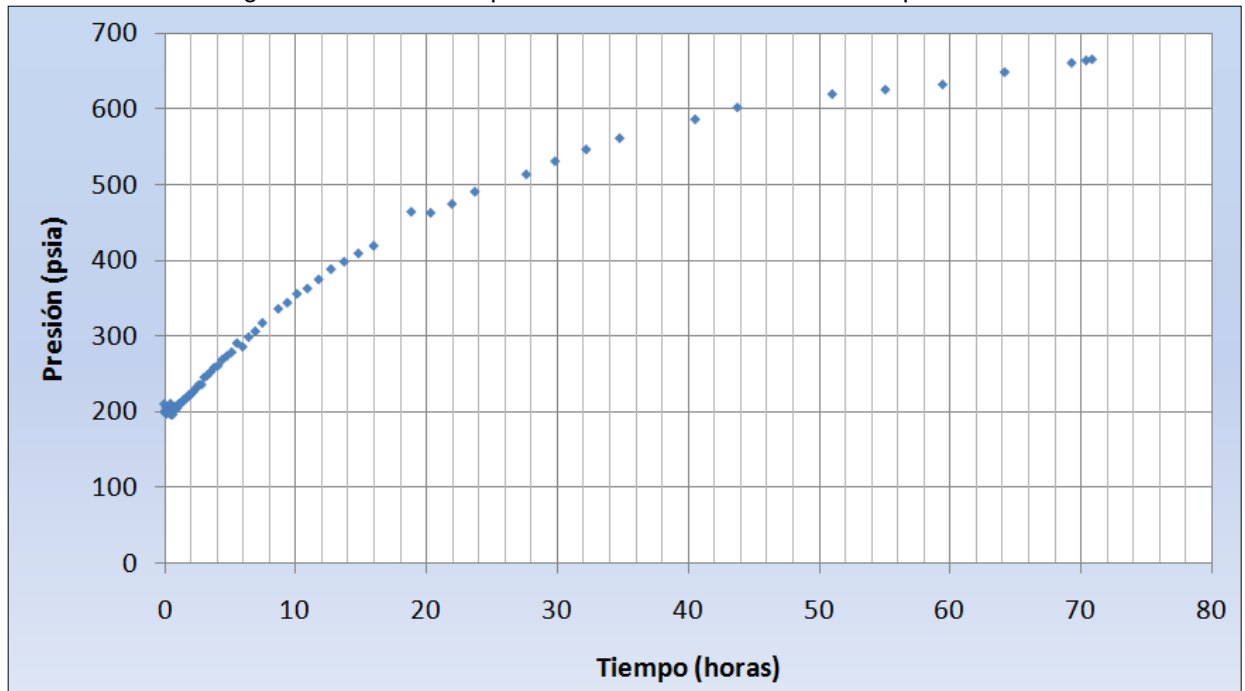
Así, para $n+1$ datos ($i=0,1,2,\dots,n$), existen n intervalos y, por consiguiente, $4n$ incógnitas constantes para evaluar. Se requieren $4n$ condiciones para evaluar las incógnitas. Estas son:

1. Los valores de la función deben ser iguales en los nodos interiores ($2n-2$ condiciones).
2. La primera y última función debe pasar a través de los puntos extremos (2 condiciones).
3. Las primeras derivadas en los nodos interiores deben ser iguales ($n-1$ condiciones).
4. Las segundas derivadas en los nodos interiores deben ser iguales ($n-1$ condiciones).
5. Las segundas derivadas en los nodos en los nodos extremo son cero (2 condiciones).

Para el ajuste de los datos de presión contra tiempo se utilizó una macro que permite el refinamiento de los datos utilizando la función spline.

En la figura 40 y la figura 41 se muestran las gráficas de los datos originales y refinados respectivamente

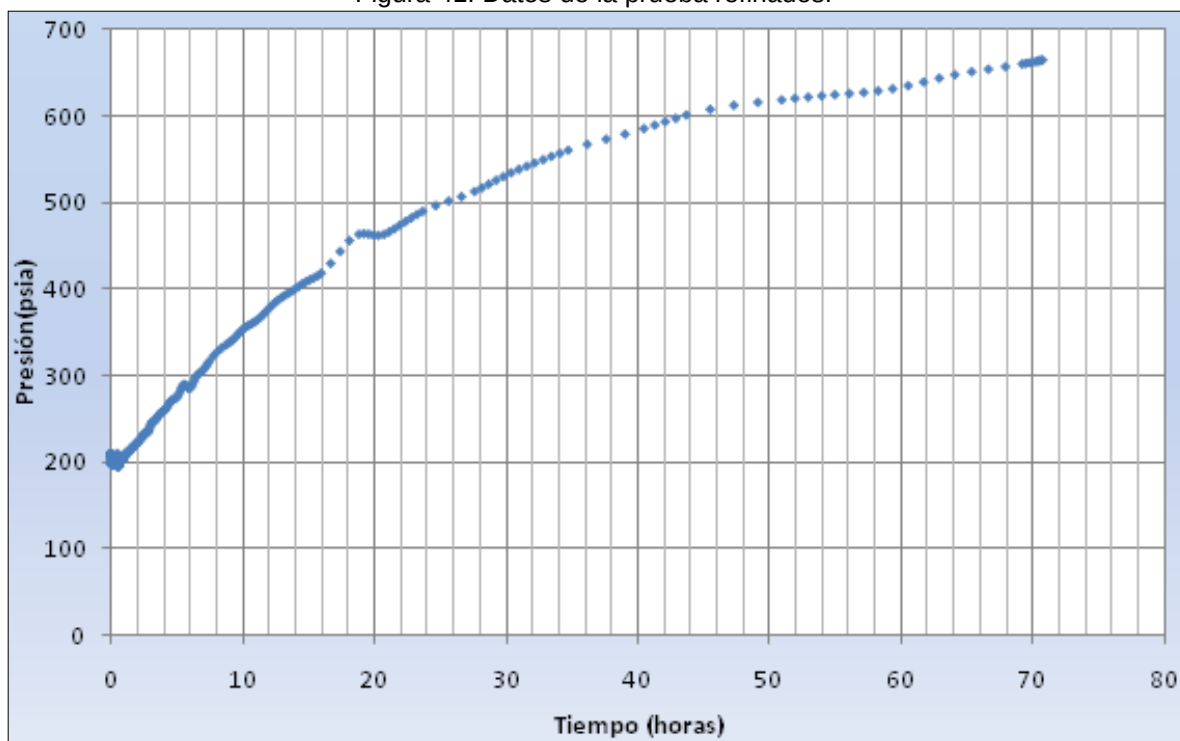
Figura 40. Datos de la prueba sin utilizar el refinamiento spline.



Fuente: Autores del proyecto.

Cabe mencionar que la nueva curva obtenida (figura 41), utilizando el refinamiento con spline sigue la misma tendencia que la curva original (figura 40), es decir se superponen, esto quiere decir que en el análisis e interpretación de la curva no existen errores por utilizar esta técnica. Al utilizar esta herramienta lo que se busca es disminuir el efecto del ruido que es típico en una prueba utilizando el analizador de pozos, además con esto se obtienen una curva refinada con un mayor número de puntos para el análisis.

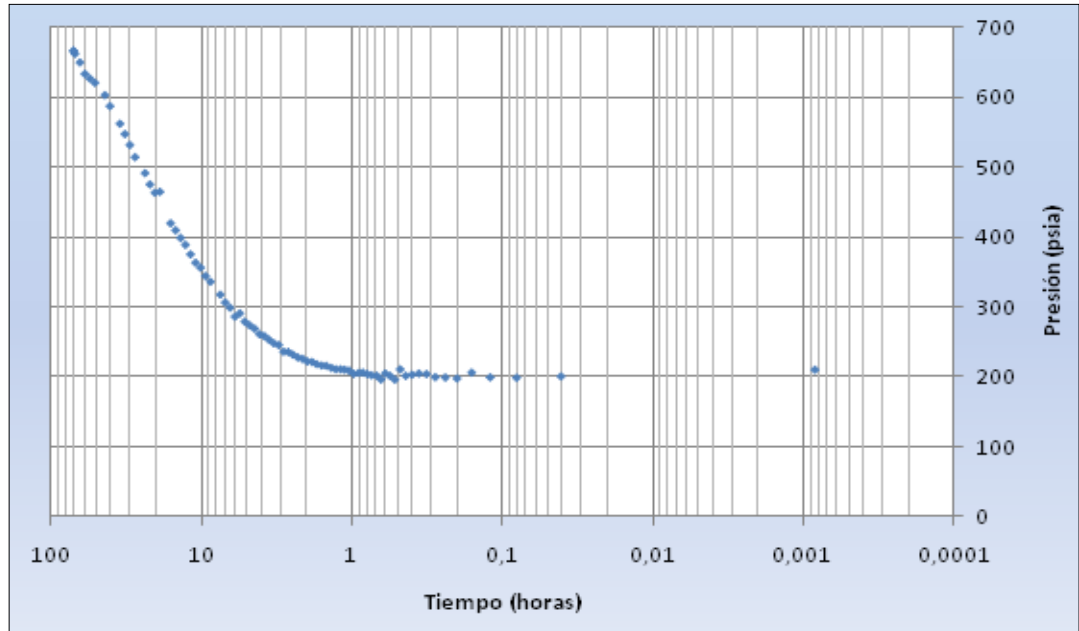
Figura 41. Datos de la prueba refinados.



Fuente: Autores del proyecto.

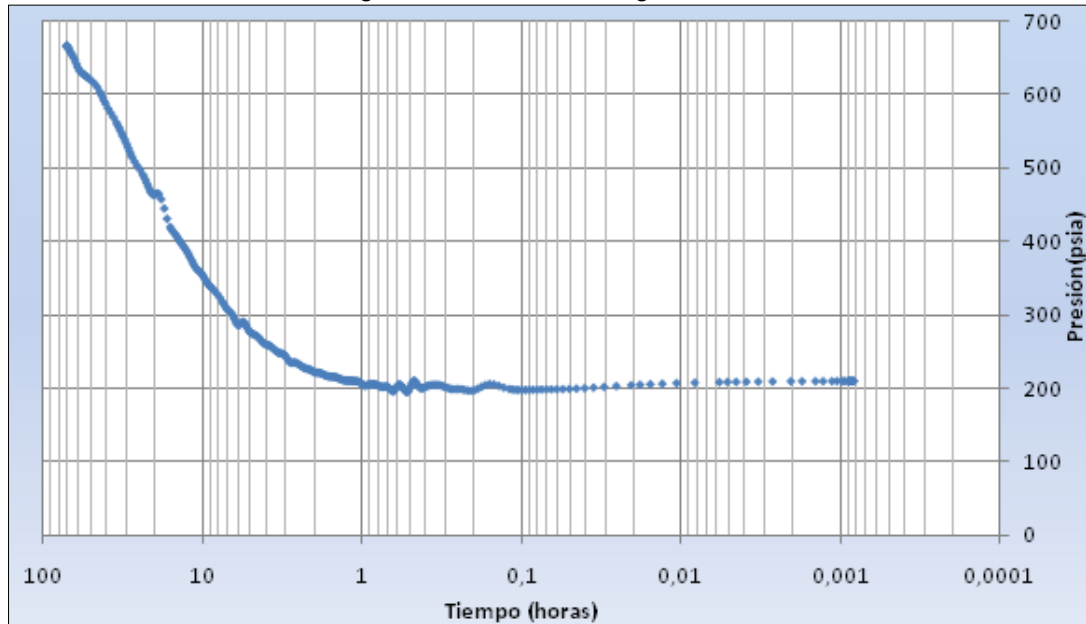
La importancia del uso del refinamiento queda evidenciada en los gráficos semilog y logaritmo. Por ejemplo en el gráfico semilog con datos refinados, como se ve en la figura 42, la tendencia es igual al gráfico semilog con datos originales, como se ve en la figura 43. Se puede identificar y visualizar mejor las regiones de tiempo inicial, medio y final, como consecuencia del uso de mayor número de datos, facilitando un análisis de la curva más adecuado para mejores resultados.

Figura 42. Gráfico semilog sin refinar.



Fuente: Autores del proyecto.

Figura 43. Gráfico semilog refinado.



Fuente: Autores del proyecto.

Teniendo en cuenta que en el Campo Colorado no se toma una prueba de restauración de presión desde el año 1964, los resultados obtenidos de la prueba

realizada el 1º de Febrero de 2011, son de gran importancia para la investigación y desarrollo del campo.

El pozo Colorado 45, se encuentra ubicado en el bloque IV de la estructura del Campo Colorado, está completado y produciendo por la arena de la zona C.

Para la interpretación y análisis de la prueba se utilizó el software TWM, Saphir y Excel, debido a que se tiene licencia para ser usados.

El equipo de Echometer, permite el análisis de los datos adquiridos de la prueba de presión por medio de gráficas que ilustran el comportamiento de variables a lo largo de un determinado tiempo, el análisis gráfico permite ajustar una curva a través de los puntos de los datos de presión (presión de fondo y presión de casing), velocidad, profundidad, temperatura, cantidad de fluido producido después del flujo, incluso gráficos de voltaje, permitiendo además graficar cualquiera de estas propiedades en función del tiempo, e incluso en función de las demás propiedades mencionadas.

El analizador de pozos registra por cada disparo un valor de voltaje, presión de casing, tiempo, velocidad del disparo y profundidad alcanzada. La figura 44 ilustra los datos adquiridos durante la prueba.

Figura 44. Disparos realizados y datos adquiridos durante la prueba.

The screenshot shows the TWM software interface with the 'Shot Entries' tab selected. The table displays data for 20 shots, including ET (min), SEQ, Bat(V), Csg(psi), T (F), Time(s), Vel(ft/s), Depth(ft), Cor Fact, and BHP(PSIA). Below the table, there are checkboxes for 'Omit Selected Entry From Analysis Calculations', 'Apply Gaseous Liquid Column Correction Factor', 'Use Incremental Results As Initial Conditions For Next Shot', and 'Dry Well Bore'. On the right, there are buttons for 'Recalculate BHP', 'Reprocess Shot Traces', 'Interpolate Soft Shots', 'Edit Selected Entry...', 'Export BHP Data...', and 'Pressure Worksheet...'.

Shot #	ET (min)	SEQ	Bat(V)	Csg(psi)	T (F)	Time(s)	Vel(ft/s)	Depth(ft)	Cor Fact	BHP(PSIA)
000001-H	0.05	1	12.5	43.4	107.8	7.635	1109.3	4234.8	0.78	209.7
000002-H	2.43	1	12.4	43.5	107.4	7.692	1108.9	4264.8	0.78	200.1
000003-H	4.82	1	12.4	43.9	106.5	7.701	1109.4	4271.8	0.78	198.2
000004-H	7.20	1	12.4	44.2	106.7	7.698	1109.5	4270.5	0.78	198.9
000005-H	9.58	1	12.4	44.4	105.6	7.694	1103.8	4246.2	0.78	205.7
000006-H	11.95	1	12.4	44.8	103.6	7.673	1113.9	4273.6	0.78	197.2
000007-H	14.33	1	12.4	45.2	102.7	7.667	1114.2	4271.3	0.79	198.6
000008-H	16.72	1	12.4	45.5	102.1	7.661	1115.1	4271.3	0.79	199.0
000009-H	19.10	1	12.4	45.8	102.1	7.659	1111.4	4255.9	0.79	203.5
000010-H	21.48	1	12.4	46.1	101.7	7.659	1110.7	4253.6	0.79	204.4
000011-H	23.87	1	12.4	46.4	101.5	7.652	1113.5	4260.4	0.79	202.6
000012-H	26.25	1	12.4	46.7	101.4	7.652	1115.1	4266.3	0.79	200.9
000013-H	28.63	1	12.4	47.0	100.8	7.584	1116.2	4232.6	0.79	210.3
000014-H	31.02	1	12.4	47.4	100.5	7.666	1116.4	4279.3	0.79	195.6
000015-H	33.48	1	12.4	47.7	100.5	7.649	1114.5	4262.2	0.79	200.9
000016-H	35.87	1	12.4	48.1	100.5	7.646	1112.0	4251.1	0.79	204.4
000017-H	38.25	1	12.4	48.4	100.3	7.660	1117.1	4278.4	0.79	195.8
000018-H	41.03	1	12.4	48.7	100.0	7.644	1114.5	4259.4	0.79	201.2
000019-H	44.27	1	12.4	49.2	96.5	7.642	1115.1	4260.7	0.79	201.8
000020-H	47.50	1	12.4	49.8	92.3	7.639	1114.9	4258.5	0.80	203.5

Fuente: Tomado del Software TWM durante el desarrollo de la prueba.

Para el análisis gráfico de la prueba, se selecciona “análisis”, mostrando un conjunto de pestañas que facilitarán la interpretación. La siguiente es la lista de las propiedades que se pueden analizar gráficamente:

- Presión del casing
- Presión de fondo del pozo
- Voltaje de la batería
- Temperatura del transductor de presión
- Tiempo en encontrar el nivel de líquido por la onda acústica
- Velocidad acústica de la onda
- Profundidad del nivel de líquido

4.2 Gráfico log-log (Derivada de la presión)

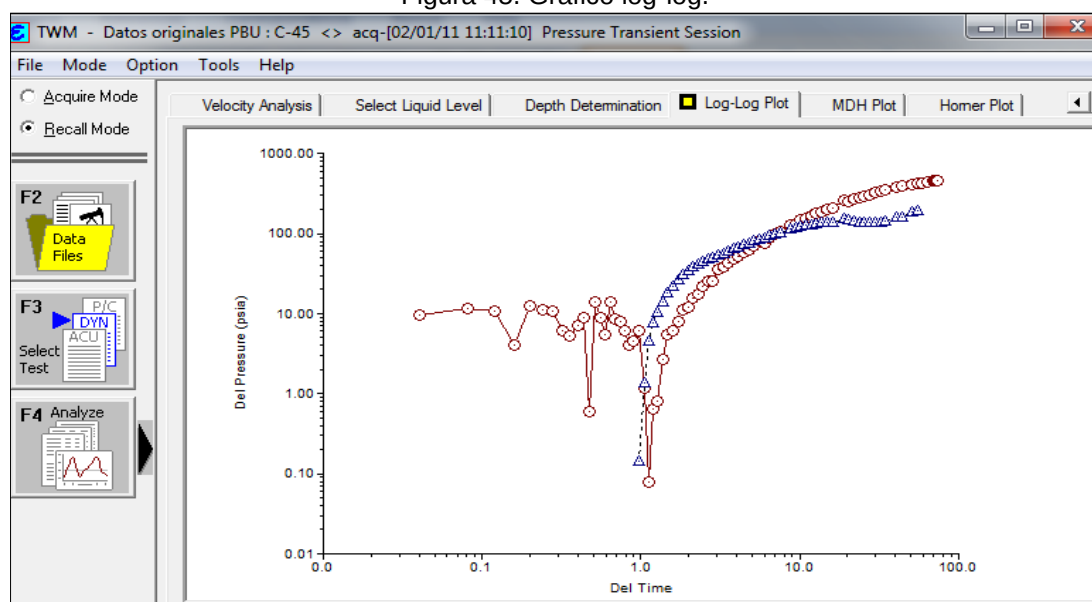
Una pendiente de valor unitario en tiempos tempranos indica el almacenamiento del pozo, para este caso, el pozo no presenta un almacenamiento con pendiente de 45° “ $m=1$ ”, debido a que la formación productora aportó fluido hacia el pozo de una forma rápida, por lo tanto el almacenamiento ocurrió en un lapso de tiempo muy corto ya que la gráfica no lo registró y simplemente pasó de la de la región temprana (ETR) a la región media (MTR), evidenciándose también que no hay presencia de límites. Por lo tanto no fue posible obtener los resultados de almacenamiento en la cara del pozo (C_s) ni el de almacenamiento adimensional (C_{sd}).

En el software TWM, la derivada se muestra seleccionando “show derivate”, esta función indica la tasa de cambio del transiente de presión y se usa como diagnóstico para la interpretación de la prueba y el análisis de la curva.

La función de la derivada de presión es muy sensible a pequeños cambios en presión, debido a que la tendencia de la derivada es un diagnostico importante, la curva de la derivada se puede analizar mejor al realizar una suavización.

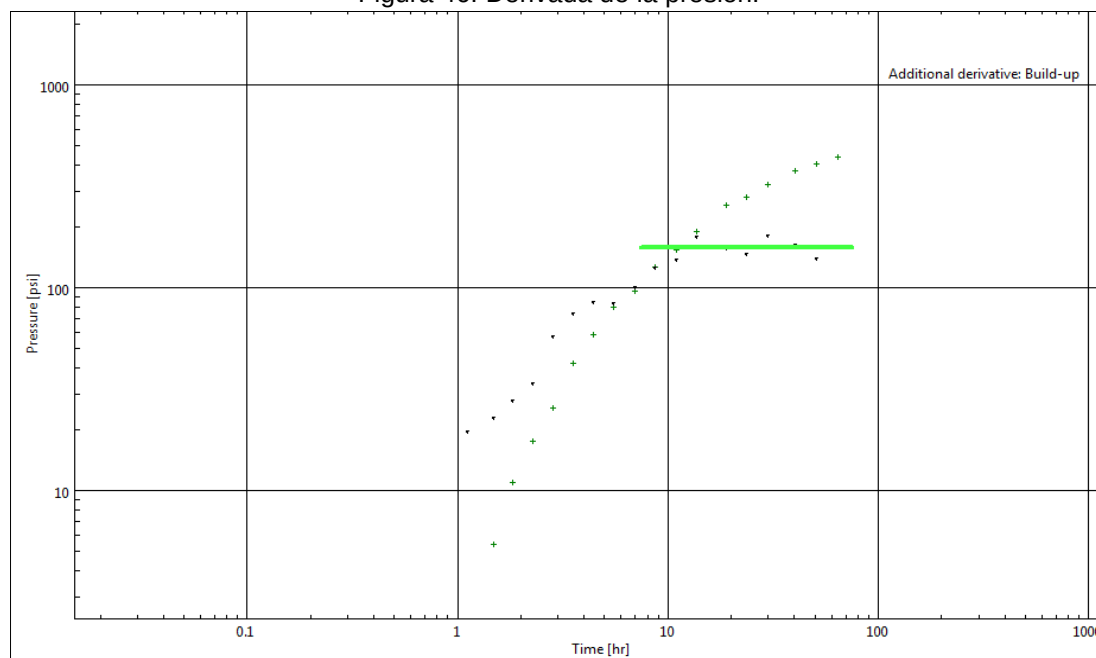
En las figuras 45, 46 y 47 se muestran el comportamiento de la derivada y las regiones presentes durante la prueba utilizando diferentes software y herramientas como lo es TWM, Saphir y Microsoft Excel respectivamente. Esto se hizo con el fin de darle mayor validez a los resultados obtenidos.

Figura 45. Gráfico log-log.



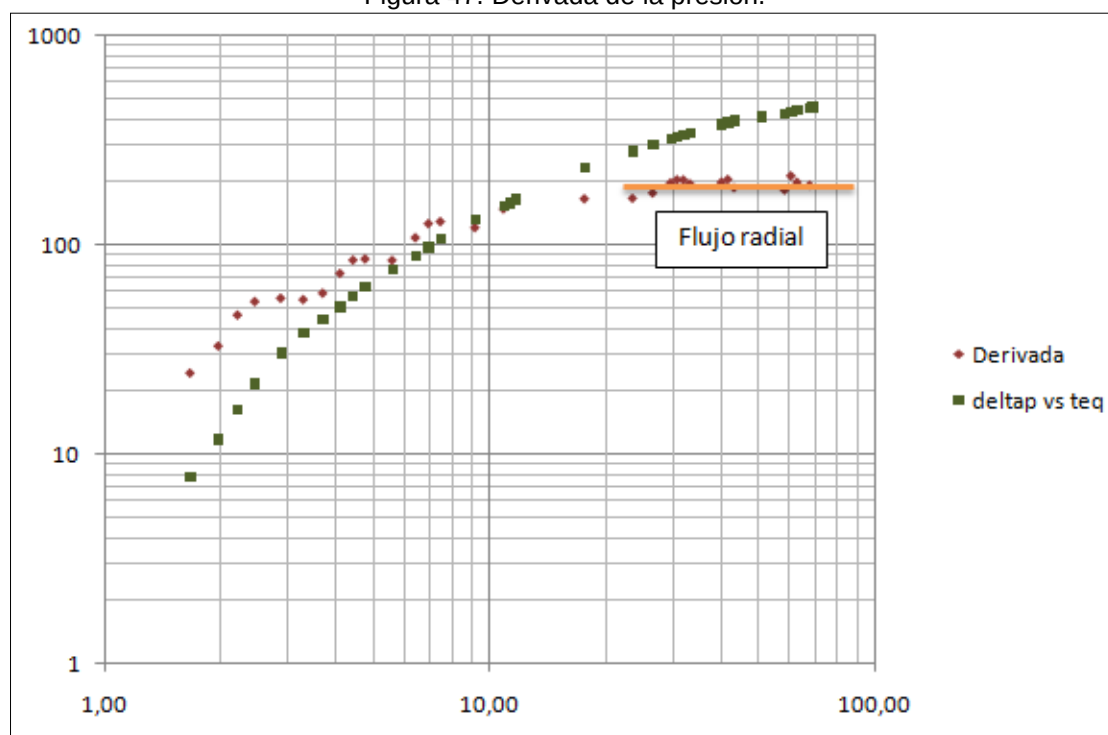
Fuente: Software TWM.

Figura 46. Derivada de la presión.



Fuente: Software Saphir.

Figura 47. Derivada de la presión.



Fuente: Autores del proyecto.

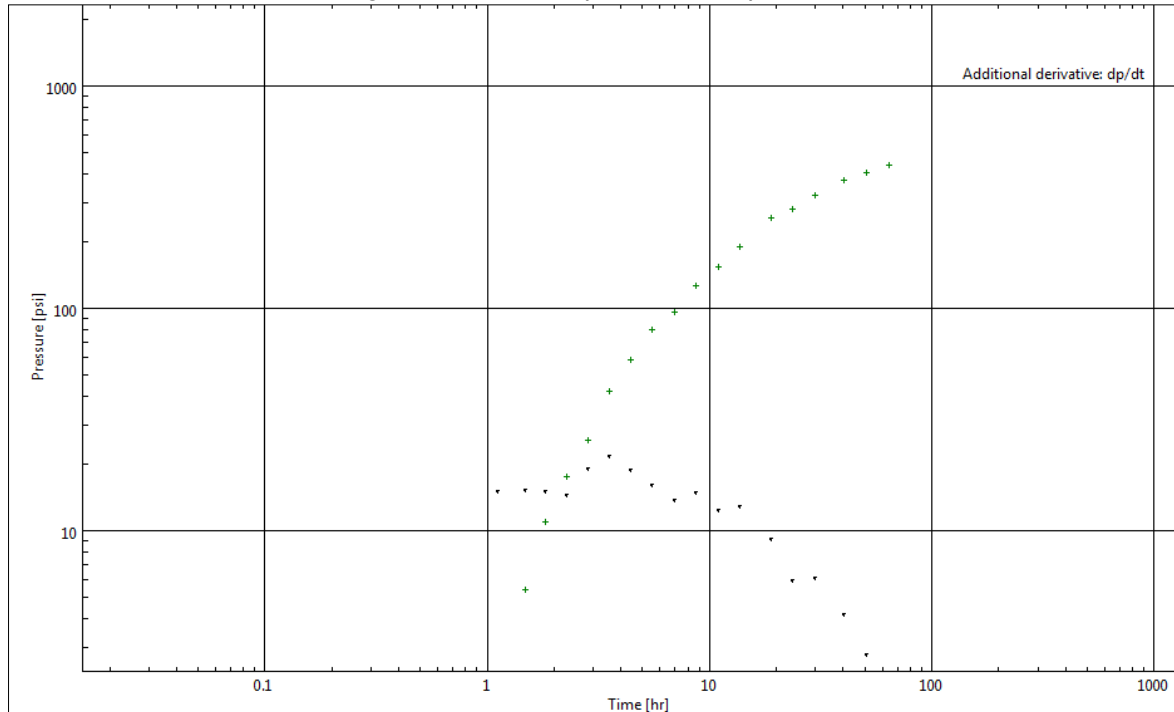
En la figuras 45, 46 y 47 se muestra el gráfico log-log, se observa el incremento de la presión con respecto al tiempo y la tendencia a estabilizarse.

Debido a que en muchos casos la respuesta de derivada de la presión puede distorsionarse por los efectos dinámicos o efectos de pozo, caso sucedido para el pozo estudio, es necesario complementar el análisis con el gráfico de la derivada primaria de la presión, concepto desarrollado por Louis Mattar¹³, donde el autor propone lo siguiente: “la derivada primaria de la presión (DPP), es la pendiente de la curva, presión contra tiempo; que durante una prueba de restauración de presión (PBU), sin importar la complejidad del yacimiento, siempre la presión aumentará gradualmente hasta llegar a ser estática, lo que significa que la pendiente de la curva en todo momento decrecerá continuamente en el tiempo

¹³ MATTAR, L., ZAORAL, K., “The Primary Pressure Derivative (DPP) – A New Diagnostic Tool in Well Test Interpretation”, Journal of Canadian Petroleum Technology, 1992.

hasta llegar a cero cuando el pozo esté totalmente cerrado”; evitándose así interpretaciones equivocadas en la escogencia del modelo del yacimiento.

Figura 48. Derivada primera de la presión.



Fuente: Software Saphir.

El gráfico cartesiano muestra el incremento de la presión con respecto al tiempo y la tendencia a estabilizarse. En la figura 48 también se evidencia que el pozo antes de ser cerrado estaba produciendo a una tasa constante 15 barriles de petróleo y la prueba duró 73 horas.

4.3 Método de Horner

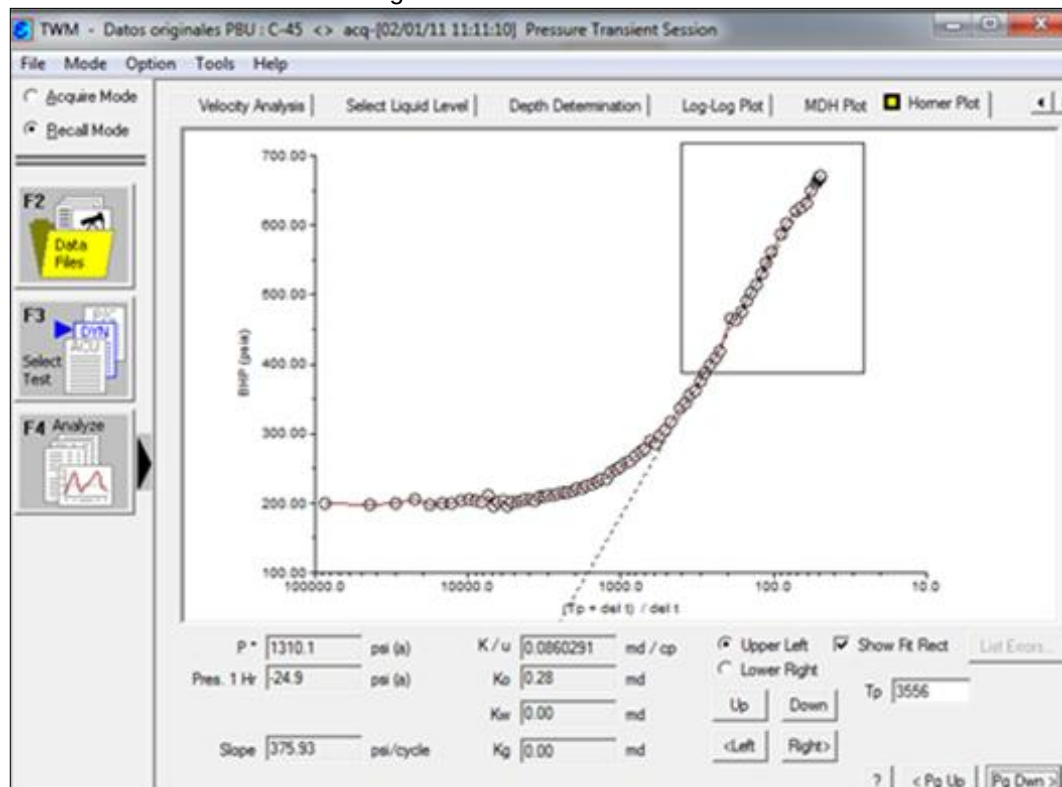
Es un gráfico de presión vs logaritmo de $(t+\Delta t)/\Delta t$, donde t es el tiempo de producción y Δt es el tiempo registrado durante el cierre del pozo. El tiempo de Horner se puede determinar dividiendo la producción acumulada entre la tasa de producción promedio desde la última vez que se cerró el pozo.

Para el pozo Colorado 45, el tiempo de producción es de 3556 horas, debido a que el pozo después de 13 años de cierre, se reactivó el 9 de Septiembre de 2010 y la prueba se tomó el 01 de Febrero de 2011, con una producción acumulada de 2104 barriles de aceite, a una tasa de 15 BOPD.

El método de Horner permite determinar la permeabilidad de la formación productora, el factor skin del pozo y la presión promedio del yacimiento. Ver figuras 49, 50 y 51.

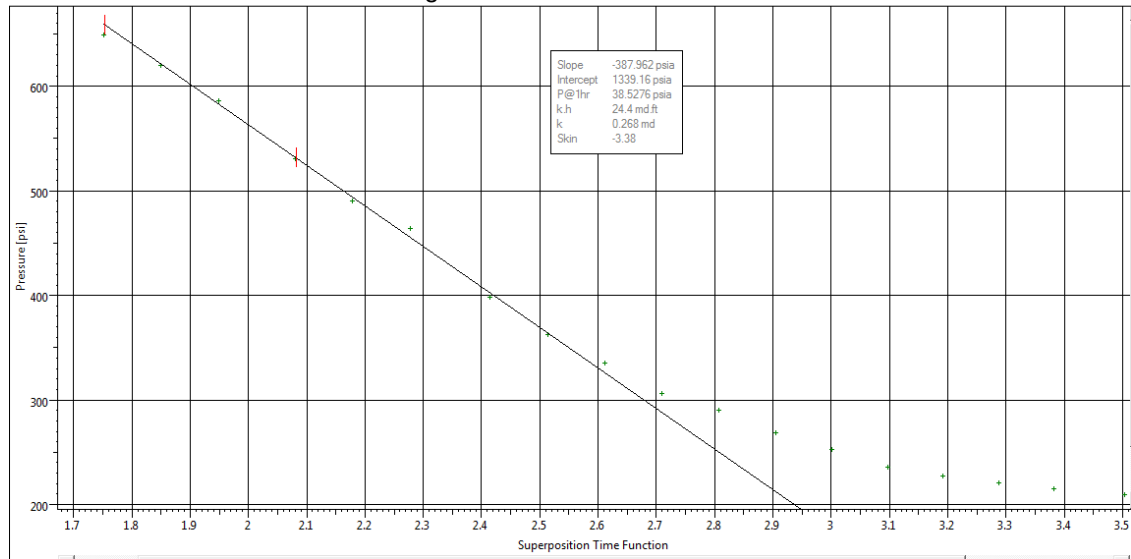
Cualquier daño o estimulación se considera concentrado en la cara del pozo.

Figura 49. Gráfico de Horner



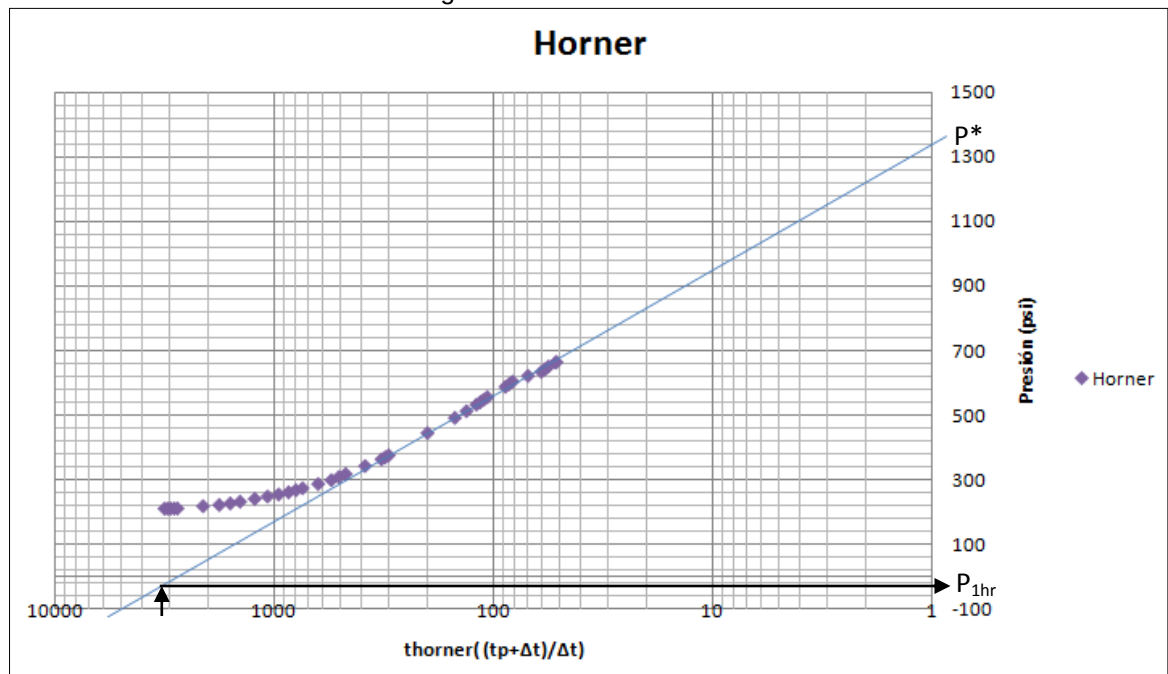
Fuente: Tomado del Software TWM durante el análisis de la prueba.

Figura 50. Gráfico de Horner



Fuente: Tomado del Software Saphir durante el análisis de la prueba..

Figura 51. Gráfico de Horner



Fuente: Autores del Proyecto.

Datos calculados a partir del método de Horne:
Teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento y del fluido.

Tabla 14. Propiedades yacimiento y fluido.

tp (hrs)	3556
Porosidad	0.2058
μo(cp)	3,4
ct (psi⁻¹)	1.50E-05
Bo (RB/STB)	1.1421
h (ft)	91
qo(STB)	15
rw (ft)	0.276
A (ft²)	1306800

Fuente: Recopilación información Campo Escuela.

Se calcula la permeabilidad de la siguiente ecuación.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad \text{Ec. 40}$$

El valor correspondiente a la pendiente de la zona de flujo radial es de $m = 362,333$.

$$k = 162.6 \frac{(15 * 1.14 * 3.4)}{(362.33 * 91)}$$

$$k = 0.2865 \text{ md}$$

El factor skin se calcula de la siguiente ecuación.

$$s = 1.151 \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \quad \text{Ec. 41}$$

Del gráfico de Horne se lee la presión a una hora, extrapolando la línea recta de la región media (MTR) y entrando con el valor de $t_p + 1$ sobre el eje de la abscisa y

corta con el eje “y” ordenada, allí se lee el valor de la presión, siendo este valor de $P_{1hr} = -20 \text{ psi}$.

Teniendo en cuenta que la P_{wf} es la primera presión registrada al momento del cierre, se tiene que $P_{wf} = 209.8 \text{ psi}$.

$$s = 1.151 \frac{-20 - 209.8}{362.33} - \log \frac{0.2865}{0.2058 * 3.4 * 1.5e - 5 * (0.276)^2} + 3.23$$

$$s = -3.405$$

4.4 Método MBH

Para calcular la presión promedio se utiliza el método MBH, que utiliza el gráfico de Horner. Este método es considerado el más exacto, se aplica en la mayoría de situaciones donde se desea hallar la presión promedio en un yacimiento cerrado para cualquier localización del pozo dentro de una variedad de formas de drene¹⁴.

Procedimiento:

- Calcular el t_p .

$$t_p = 24 * \frac{Np}{q} \quad \text{Ec. 42}$$

$$t_p = 3556 \text{ horas}$$

- El valor de t_p debe ser comparado con el tiempo requerido para alcanzar el estado pseudoestable. Por lo tanto se debe calcular el valor de $(t_{DA})_{pss}$ de la tabla 1, de la columna “exacto para $t_{DA} >$ ”. Asumiendo que el yacimiento tiene una geometría cuadrada.

¹⁴ Escobar Freddy, “Análisis moderno de presiones”, Neiva, 2003.

$$(t_{DA})_{pss} = 0,1$$

- Calcular el tiempo para alcanzar el estado pseudoestable, t_{pss} .

$$t_{pss} = \frac{\varphi\mu c_t A}{0,000264k} (t_{DA})_{pss} \quad Ec. 43$$

- Si $t_p \geq 2t_{pss}$, realizar nuevamente el gráfico de Horner con $t_p = t_{pss}$, si no $t = t_p$.

$$t_{pss} = \frac{0.2085 * 3.4 * 1.5e - 5 * 1306800}{0.000264 * 0.2865} * 0.1$$

$$t_{pss} = 18131$$

$$3556 \geq 2 * 18131,85$$

$3556 \geq 36263,7$. Como t_p no es mayor que t_{pss} , entonces $t = t_p$.

- Con el tiempo t , definido en el paso anterior, determinar t_{pDA} .

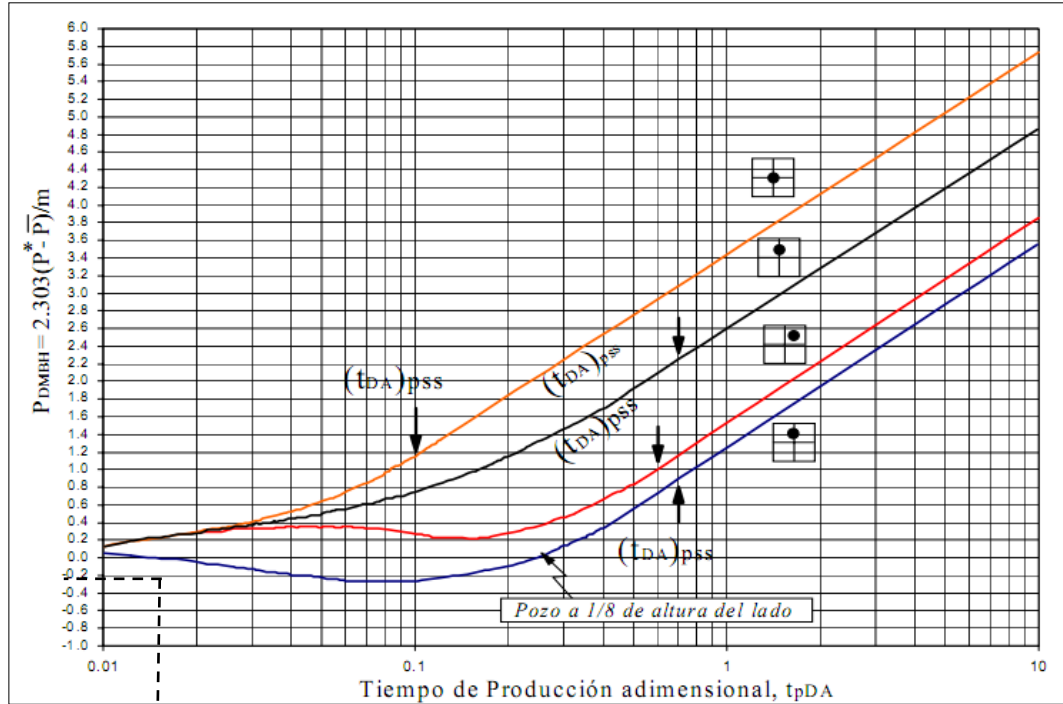
$$t_{pDA} = \frac{0.000264k}{\varphi\mu c_t A} t \quad Ec. 44$$

$$t_{pDA} = \frac{0.000264 * 0.2865}{0.2085 * 3.4 * 1.5e - 5 * 1306800} * 3556$$

$$t_{pDA} = 0.0196$$

- Extrapolar la línea recta semilogaritmica del gráfico de Horner y hallar P^* , siendo $P^* = 1340$ psi.
- Determinar P_{DMBH} de la figura 53, usando el valor de t_{pDA} , para este caso $P_{DMBH} = 0.23$.

Figura 52. P_{DMBH} Para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas.



0.019 Fuente: Análisis moderno de presiones. Ph.D. Escobar, Freddy.

- Calcular la presión promedia:

$$P = P^* - \frac{m}{2.303} * P_{DMBH} \quad \text{Ec. 45}$$

$$P = 1340 - \frac{362.33}{2.303} * 0.29$$

$$P = 1295 \text{ psi.}$$

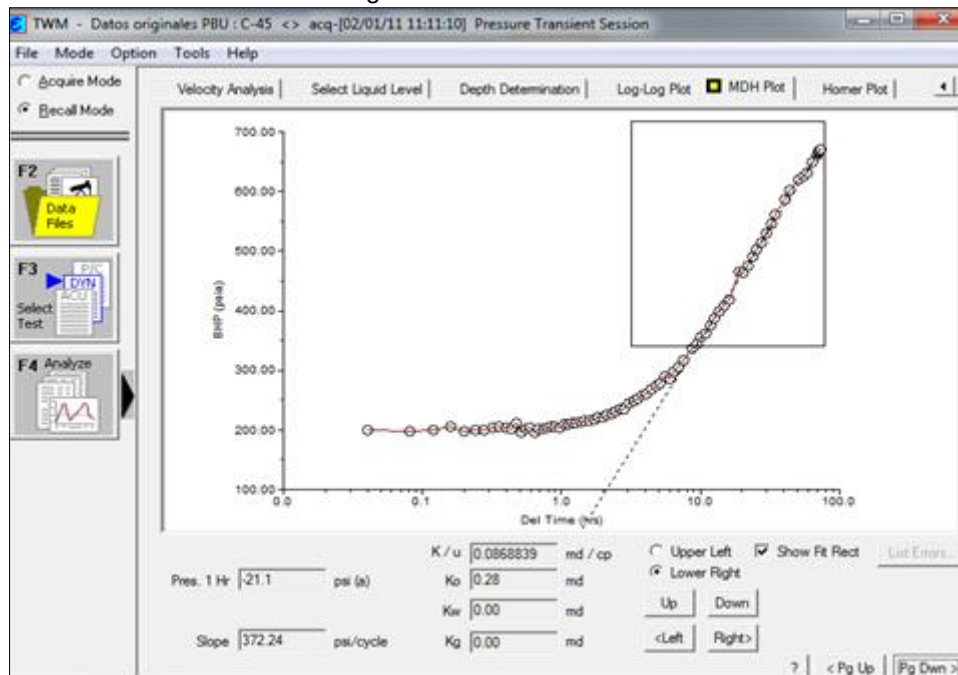
4.5 Método MDH

Este método está basado en que el tiempo de producción es suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, luego es más representativo usar una presión promedia que la presión inicial. Este método se prefiere en pozos viejos o

formaciones depletadas, por lo que se podría dificultar la obtención de la estabilización antes del cierre¹⁵.

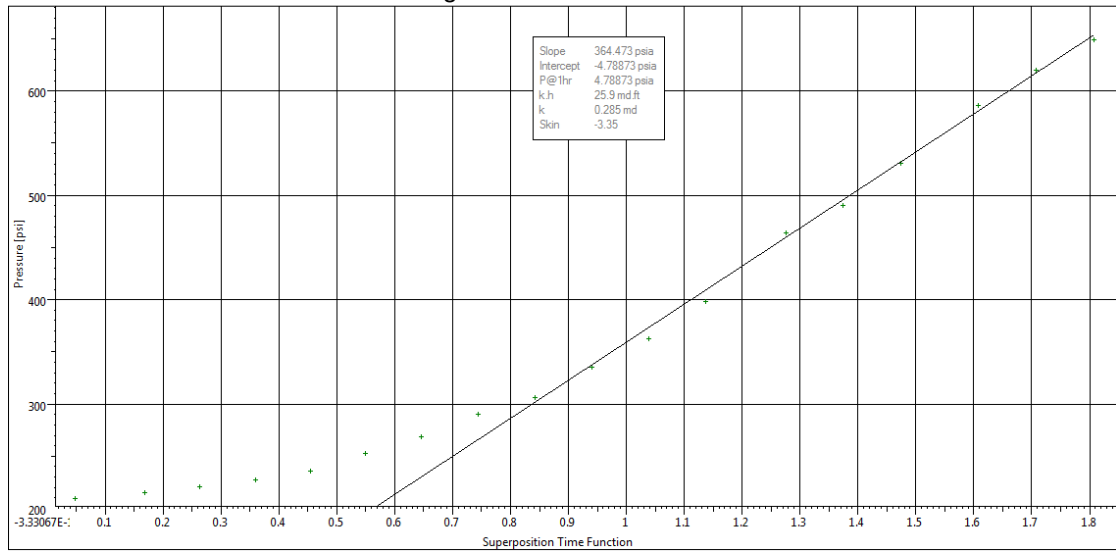
Las gráficas 53, 54 y 55 resultan de la aplicación del método de Miller-Dyes-Hutchinson, utilizando diferentes Software con el fin de brindar mayor validez a los resultados obtenidos. Gráficamente se ilustra el comportamiento de la presión de fondo del pozo en función del logaritmo del tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba.

Figura 53. Gráfico MDH.



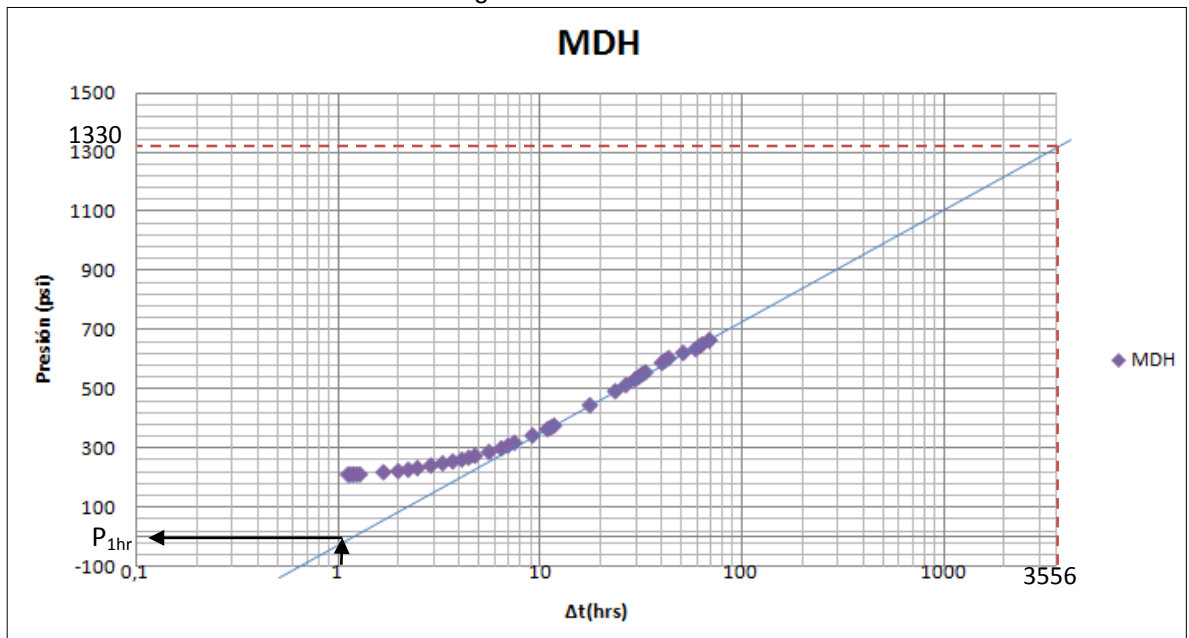
Fuente: Tomado del Software TWM durante el análisis de la prueba.

Figura 54. Gráfico MDH.



Fuente: Tomado del Software Saphir durante el análisis de la prueba.

Figura 55. Gráfico MDH



Fuente: Autores del Proyecto.

A partir de la tabla 14, se calcula la permeabilidad, el factor skin y la presión promedio.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad \text{Ec. 46}$$

El valor correspondiente a la pendiente de la zona de flujo radial es de $m = 358.1113$.

$$k = 162.6 \frac{(15 * 1.14 * 3.4)}{(358.111 * 91)}$$

$$k = 0.290 \text{ md}$$

El factor skin se calcula de la siguiente ecuación.

$$s = 1.151 \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23$$

Del gráfico MDH se lee la presión a una hora, extrapolando la línea recta de la región media (MTR) y cortando con el eje de la ordenada “x” a un tiempo igual a una hora. Siendo este valor de $P_{1hr} = 0 \text{ psi}$.

Teniendo en cuenta que la P_{wf} es la primera presión registrada al momento del cierre, se tiene que $P_{wf} = 209.8 \text{ psi}$.

$$s = 1.151 \frac{0 - 209.8}{358.111} - \log \frac{0.290}{0.2058 * 3.4 * 1.5e - 5 * (0.276)^2} + 3.23$$

$$s = -3.35$$

- La presión promedio se puede calcular del gráfico MDH al escoger un punto sobre la línea recta y leer los valores de $(P_{ws})_N$ y $(\Delta t)_N$.

$$\Delta t_N = 32.20 \text{ hrs}$$

$$(P_{ws})_N = 546,466 \text{ psi}$$

- Calcular

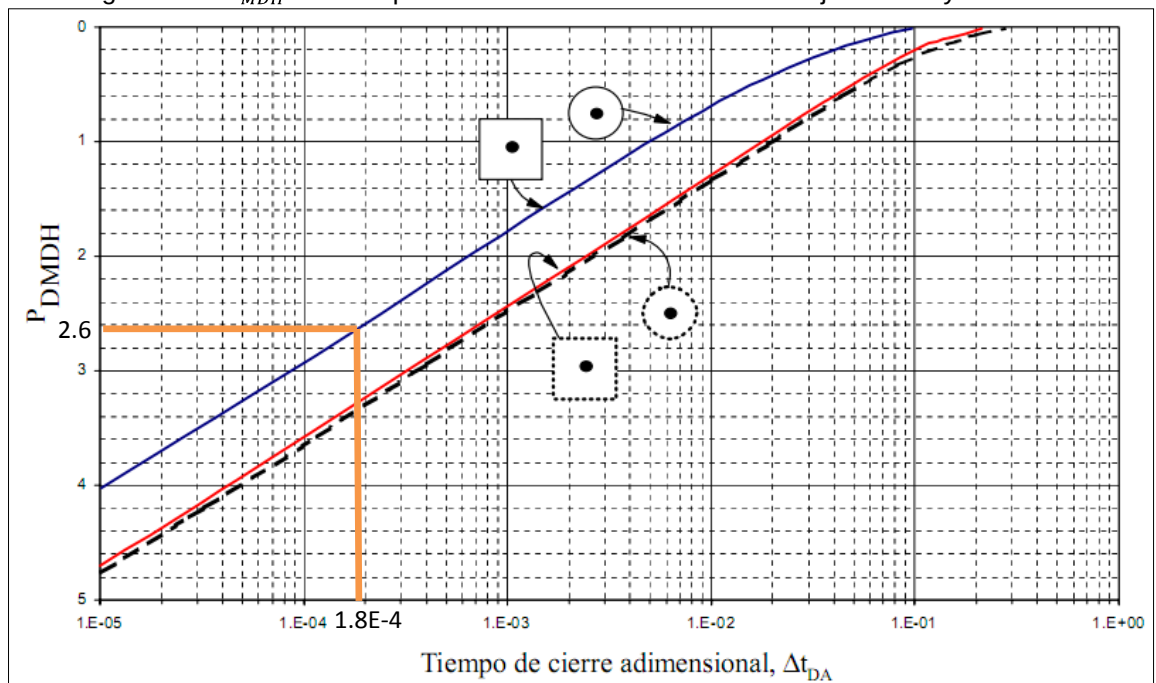
$$\Delta t_{DA} = \frac{0.000264k}{\phi \mu c_t A} \Delta t_N \quad \text{Ec. 47}$$

$$\Delta t_{DA} = \frac{0.000264 * 0.29}{0.2085 * 3.4 * 1.5e-5 * 1306800} * 32.20$$

$$\Delta t_{DA} = 1.8e-4$$

- De la figura 57, determinar PD_{MDH} correspondiente a Δt_{DA} .
Para este caso, $PD_{MDH} = 2.6$.

Figura 56. PD_{MDH} Para un pozo en el centro de áreas de drenaje circular y cuadrada.



Fuente: Análisis moderno de presiones. Ph.D. Escobar, Freddy.

- Luego, se calcula la presión promedio.

$$P = P_{wsN} + \frac{m}{1.1513} * P_{DMDH} \quad Ec.48$$

$$P = 546,466 + \frac{358.111}{1.1513} * 2.6$$

$$P = 1355 \text{ psi.}$$

La presión promedio también puede determinarse leyéndolo directamente de la gráfica, a $t_p = 3556 \text{ hrs}$, obteniéndose una presión promedio aproximada de 1330 psi.

4.6 Método DIETZ

Este método asume que el pozo fluyó lo suficiente hasta alcanzar el estado pseudoestable antes del cierre y que la recta semilog se desarrolló apropiadamente.

- Conociendo la forma del yacimiento y la localización del pozo, determino el C_A de la tabla 1.
- Calcular el tiempo de cierre de Dietz, $(\Delta t)_P$

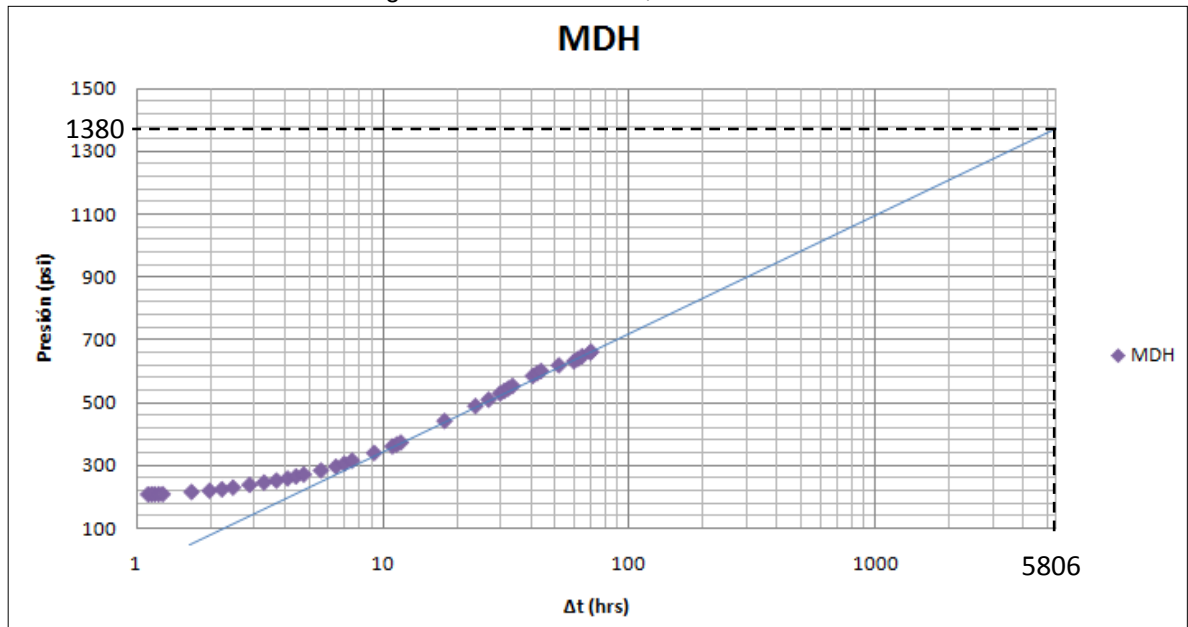
$$(\Delta t)_P = \frac{\phi \mu c_t A}{0.000264 C_A k} \quad Ec.50$$

$$(\Delta t)_P = \frac{0.5085 * 3.4 * 1.5e - 5 * 1306800}{0.000264 * 30.88 * 0.290}$$

$$(\Delta t)_P = 5806.33 \text{ hrs}$$

Con este valor, se extrapola la línea recta de la región media y se lee la presión, ésta es la presión promedio. Para este caso, la $P = 1380 \text{ psi}$. ver figura 57.

Figura 57. Gráfico MDH, método Dietz.



Fuente: Autores del Proyecto.

En la tabla 15 se hace una comparación de los 3 principales parámetros obtenidos utilizando el software Saphir, TWM y el análisis realizado con diferentes métodos.

Tabla 15. Comparación de obtención de parámetros con diferentes métodos.

	Saphir-Horner	TWM-Horner	Excel-Horner	Saphir-MDH	TWM-Horner	Excel-MDH
Daño	-3.38	-	-3.405	-3.35	-	-3.35
Permeabilidad (md)	0.268	0.28	0.2865	0.285	0.28	0.29
Presión Promedio (psia)	1339.16	1310.1	1295	-	-	1355

Fuente: Autores del Proyecto.

La permeabilidad obtenida es baja, debido a que la formación productora es una arena sucia, es decir con intercalaciones de arcilla en su mayor proporción y poca presencia de arenisca, por otra parte es un valor aceptable según las tesis de pregrado “Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas de la formación mugrosa del Campo Colorado bloque I y II, Castillo Aldemar y Ríos Julio, 2008”. y “Desarrollo de una metodología de atributos petrofísicos básicos de la formación mugrosa: caso estudio Campo Colorado, Ramirez Jeny y Meneses Johana, 2008”. Además la zona C se caracteriza por presentar permeabilidades bajas ya que la formación está comprendida por arenas apretadas debido a que se encuentra a mayor profundidad que la zona B, la cual presenta permeabilidades altas.

Teniendo en cuenta que el factor skin hace referencia al pozo y no al yacimiento, el factor skin obtenido de la prueba muestra un valor negativo, lo que significa que el pozo está estimulado, lo cual causa controversia e incertidumbre. Este efecto negativo del daño se puede atribuir a la acumulación de gas en el anular durante los días de la prueba, debido a que causa una caída de presión a favor de la producción del pozo.

Por otra parte el pozo no ha sido sometido a ninguna técnica de estimulación como fracturamiento, ni acidificación, sólo limpieza de parafina y arena, por tal motivo se concluye que esta técnica de toma de Build-up con el equipo de Echometer debe ser validado con la realización de una prueba de ascenso de presión tomado con el equipo de wireline y con memory gauge al mismo pozo y al mismo tiempo, es decir, terminada una prueba realizada con el equipo de Echometer, registrar inmediatamente con memory gauge, para darle soporte y confiabilidad a la prueba.

La presión para la zona C, según los Build-up realizados en los años 60's a los pozos del Campo Colorado, corresponde a un valor de 3000 psi. Debido a que el

yacimiento se ha depletado aproximadamente un 50%, el valor obtenido de la prueba de presión realizada al pozo Colorado 45 es representativo, puesto que corresponde a un rango de presión promedia de 1295 - 1355 psi, según el método de análisis utilizado.

CONCLUSIONES

- ✓ Se desarrolló e implementó una metodología basada en parámetros de yacimientos, producción y operación, la cual permitió seleccionar el pozo adecuado para realizar la prueba de presión en el Campo Colorado y de esta forma se estableció una guía para futuras pruebas de presión en diferentes Campos, utilizando herramientas no convencionales como lo es el Analizador de Pozos.
- ✓ Se utilizaron diferentes herramientas para el análisis de la prueba, como lo es el refinamiento de los datos, esto con el fin de facilitar la identificación de los periodos de flujo. De igual forma se utilizaron diferente software para determinar los parámetros de interés, brindando más validez a los resultados encontrados.
- ✓ De acuerdo al análisis realizado de la prueba se logró obtener parámetros importantes de la zona C de la formación mugrosa, como lo son permeabilidad, daño del pozo y presión promedio.
- ✓ Los datos de permeabilidad y presión promedio obtenidos del pozo Colorado 45, son representativos y de gran ayuda para la optimización y futuras investigaciones de la zona C, del Campo Escuela Colorado.
- ✓ El valor del daño obtenido es discutido, puesto que el pozo presenta una estimulación y este no ha sido sometido a ninguna técnica de estimulación, por lo tanto causa incertidumbre, aunque se debe tener en cuenta que la prueba se le realizó directamente al pozo Colorado 45 y en las gráficas se evidencia el incremento de la presión, por lo tanto la estimulación que éste

presenta podría ser debido a la producción de arena en la cara de pozo, debido a que la formación es débil (afirmación tomada de los registros de pozo) y por ende a un aumento del área de drenaje del pozo.

- ✓ Se hizo el diseño de una prueba de presión utilizando una herramienta no convencional como lo es el equipo de Echometer, lo cual nos permitió verificar el alcance de los objetivos propuestos. Futuras pruebas de presión utilizando el equipo de Echometer en el campo colorado tendrán una base para realizar el diseño, lo cual es de gran ayuda.
- ✓ Los datos obtenidos de presión promedia, permeabilidad y daño, utilizando el software TWM del equipo de Echometer, deben ser validados con una prueba de restauración de presión tomada con memory gauge para comprobar o descartar la veracidad y confiabilidad de los datos. Si al validarlos se observan buenos resultados o satisfactorios, se podría seguir utilizando el equipo de Echometer para la toma de Build-up, debido a que disminuye los costos de operación.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar una prueba de restauración de presión a un pozo del Campo Escuela Colorado con una herramienta convencional “memory gauge” y con una herramienta no convencional “equipo de Echometer”, al mismo pozo y en un corto lapso de tiempo, con el objetivo de validar, comparar y darle confiabilidad a los datos obtenidos. Brindando un gran aporte investigativo, para la industria, puesto que de ser similares los valores obtenidos de presión promedio, permeabilidad y daño, se podría empezar a utilizar el equipo de Echometer para la toma de Build-up teniendo una gran confiabilidad en los datos y una disminución significativa en los costos de operación.
- ✓ Realizar un estudio a fondo de las propiedades petrofísicas y de los fluidos del Campo Colorado para así mejorar el diseño y análisis de futuras pruebas, debido a que actualmente no es clara y concisa la información con la que se cuenta.
- ✓ Las futuras pruebas en el Campo Colorado deberían implementar la metodología desarrollada en esta tesis para la selección de los pozos adecuados para realizar la prueba, de igual forma seguir las pautas establecidas producto del trabajo de campo.
- ✓ Si se realizan pruebas de restauración de presión con el equipo de Echometer, se recomienda utilizar nitrógeno en lugar de dióxido de carbono, debido a que se obtiene mayor presión en el regulador, esto con el objetivo de vencer la columna hidrostática del pozo.

- ✓ Aprovechar la situación actual de la industria del petróleo para contar con la financiación requerida para llevar a cabo proyectos de este tipo, lo cual son de gran importancia para el desarrollo y avance del Proyecto Campo Escuela Colorado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CORREA Fabio. “Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado”, tesis de grado, UIS, 2008.
2. CRISTANCHO Diana & Hoyos Jorge. “Procedimientos Metodológicos Para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”, tesis de grado. UIS. 2008.
3. ECHOMETER Co. Manual de Operación del Analizador de Pozo y Programa TWM.2009.
4. ESCOBAR, Freddy H., Análisis Moderno de Presiones de Pozo, Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila, Noviembre de 2003.
5. HORNER, D.R., “Pressure Build-up in wells”, Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.
6. Informe Colorado 2003. “Diagnóstico y Estrategias de recobro”, ECOPETROL S.A., El Centro Barrancabermeja, Diciembre, 2003.
7. Informe de yacimientos Campo Colorado, “Diagnostico y Estrategias de Recobro,”, ECOPETROL S.A., Barrancabermeja, Diciembre, 2003.
8. JAMES MCCOY, Podio L. Augusto and Ken L. Huddleston. “Acoustic determination of producing bottomhole pressure”, SPE 14254.

9. JAMES MCCOY, Podio L. Augusto and Ken L. Huddleston. "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells". SPE 23980.
10. LEE John., "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME, Fiert Printing, New York, 1982.
11. MATTAR, L., ZAORAL, K., "The Primary Pressure Derivative (DPP) – A New Diagnostic Tool in Well Test Interpretation", Journal of Canadian Petroleum Technology, 1992.
12. MOLINA Miguel. Determinación de la presión promedio en yacimientos naturalmente fracturados, utilizando la técnica de síntesis directa de Tiab", Tesis de maestría, UIS, 2004.
13. RONALD M. Saidikowski. "Numerical simulations of the combined effects of wellbore damage and partial penetration", SPE 8204.
14. Advanced Reservoir Engineering". Elsevier Science, Amsterdam, 1996.

OTRA BIBLIOGRAFÍA

CHAPRA, Steven C. and CANALE Raymond P., Métodos Numéricos para ingenieros, MCGRAW-HILL, México, 2003.

ESCOBAR Freddy H., NAVARRETE Juan M. y LOSADA Hernán D., “Evaluation of Pressure Derivative Algorithms for well – Test Analysis”, Universidad Surcolombiana, Hydrocarbon Services Ltd, SPE 86936, Marzo, 2004.

ESCOBAR, Freddy H., Análisis Moderno de Presiones de Pozo, Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila, Noviembre de 2003.

GOLAN M. and Whitson, C.H. “Well performance”, Prentice Hall, Englewoods Cliffs, NJ, Second edition 1991.

James McCoy, Podio L. Augusto and Ken L. Huddleston. “Acoustic determination of producing bottom hole pressure”, SPE 14254.

James McCoy, Podio L. Augusto and Ken L. Huddleston. “Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells”. SPE 23980.

LOPESIERRA Iván & Silvestre Julián. “Manual de operación y mantenimiento del analizador de pozos”, tesis de grado, UIS, 2009.

M. K. Roach. “Field application and benefits of well site buildup technology”. SPE 19140.

M.Sc. Ariza Emiliano. “Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado”, Tesis de maestría, UIS, 2008.

ANEXOS

Tabla 16. Datos sin refinar pozo Colorado 45.

Tiempo (horas)	Presión (psia)	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Tiempo (horas)	Presión (psia)
0.000833333	209.722	1.3675	212.379	10.9242	362.462
0.0405556	200.128	1.47639	215.25	11.7881	374.55
0.0802778	198.232	1.58361	215.815	12.7236	388.184
0.12	198.915	1.71	217.664	13.7317	398.004
0.159722	205.684	1.83611	220.786	14.8114	408.964
0.199167	197.193	1.98	221.549	15.9808	418.964
0.238889	198.644	2.12389	225.252	18.8483	464.032
0.278611	199.006	2.28611	227.255	20.3356	462.697
0.318333	203.532	2.46583	231.527	21.9553	474.486
0.358056	204.435	2.64556	235.033	23.7008	490.614
0.397778	202.567	2.84361	235.385	27.6244	513.541
0.4375	200.945	3.06	245.024	29.82	530.848
0.477222	210.319	3.29361	247.613	32.1958	546.466
0.516944	195.566	3.545	252.384	34.7514	561.293
0.558056	200.949	3.81556	257.961	40.5097	586.365
0.597778	204.35	4.10361	260.418	43.7311	602.026
0.6375	195.794	4.4275	268.308	50.9658	619.718
0.683889	201.193	4.76889	273.055	55.015	625.648
0.737778	201.837	5.14694	278.357	59.3883	632.415
0.791667	203.524	5.54333	290.292	64.1214	648.713
0.845556	205.663	5.97556	285.521	69.2314	661.054
0.900278	205.251	6.44333	298.215	70.3353	664.289
0.972222	203.744	6.94639	305.869	70.7908	665.7
1.04444	208.543	7.48694	317.057		
1.11583	209.8	8.71	335.642		
1.18806	210.375	9.39472	343.707		
1.27778	210.531	10.1319	355.473		

Fuente: Datos obtenidos del software TWM.

Tabla 17. Datos refinados pozo Colorado 45.

Tiempo (horas)	Presión (psia)	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Tiempo (horas)	Presión (psia)
0.0008	209.7220	0.5375	195.8056	2.6456	235.0330	12.0220	378.2644
0.0008	209.7192	0.5478	198.2156	2.6951	234.9622	12.2559	381.8494
0.0009	209.7163	0.5581	200.9490	2.7446	234.6991	12.4897	385.1932
0.0009	209.7135	0.5680	203.1492	2.7941	234.6909	12.7236	388.1840
0.0009	209.7106	0.5779	204.5931	2.8436	235.3850	12.9756	390.9405
0.0009	209.7078	0.5878	205.0652	2.8977	237.2737	13.2277	393.3605
0.0009	209.7049	0.5978	204.3500	2.9518	239.9198	13.4797	395.6473
0.0009	209.7021	0.6077	202.3959	3.0059	242.7082	13.7317	398.0040
0.0009	209.6992	0.6176	199.8067	3.0600	245.0240	14.0016	400.7623
0.0009	209.6879	0.6276	197.3501	3.1184	246.4861	14.2716	403.6386
0.0010	209.6765	0.6375	195.7940	3.1768	247.1152	14.5415	406.4376
0.0011	209.6537	0.6491	195.8009	3.2352	247.3459	14.8114	408.9640
0.0011	209.6310	0.6607	197.2550	3.2936	247.6130	15.1038	411.2751
0.0013	209.5855	0.6723	199.3284	3.3565	248.3260	15.3961	413.4421
0.0015	209.5400	0.6839	201.1930	3.4193	249.4491	15.6885	415.8701
0.0018	209.4490	0.6974	202.2950	3.4822	250.8469	15.9808	418.9640
0.0021	209.3579	0.7108	202.4610	3.5450	252.3840	16.6977	430.2712
0.0027	209.1759	0.7243	202.1540	3.6126	254.0485	17.4146	444.1380
0.0033	208.9939	0.7378	201.8370	3.6803	255.6067	18.1314	456.6848
0.0039	208.8119	0.7513	201.8761	3.7479	256.9478	18.8483	464.0320
0.0046	208.6298	0.7647	202.2494	3.8156	257.9610	19.2201	464.7748
0.0052	208.4477	0.7782	202.8383	3.8876	258.6237	19.5920	464.1100
0.0058	208.2658	0.7917	203.5240	3.9596	259.0681	19.9638	463.0724
0.0083	207.5447	0.8051	204.2003	4.0316	259.5732	20.3356	462.6970
0.0108	206.8340	0.8186	204.8112	4.1036	260.4180	20.7405	463.9428
0.0132	206.1340	0.8321	205.3132	4.1846	262.0021	21.1455	466.6743
0.0157	205.4512	0.8456	205.6630	4.2656	264.0544	21.5504	470.3644
0.0182	204.7902	0.8592	205.8276	4.3465	266.2610	21.9553	474.4860
0.0207	204.1418	0.8729	205.8044	4.4275	268.3080	22.3917	478.9011
0.0257	202.9303	0.8866	205.6075	4.5128	270.0253	22.8281	483.1187
0.0306	201.8412	0.9003	205.2510	4.5982	271.3200	23.2644	487.0519
0.0356	200.8989	0.9183	204.6010	4.6835	272.2954	23.7008	490.6140
0.0406	200.1280	0.9363	203.9597	4.7689	273.0550	24.6817	497.1593

0.0455	199.5434	0.9542	203.5873	4.8634	273.7985	25.6626	502.4538
0.0505	199.1225	0.9722	203.7440	4.9579	274.7197	26.6435	507.5601
0.0555	198.8331	0.9903	204.5954	5.0524	276.1340	27.6244	513.5410
0.0604	198.6429	1.0083	205.9044	5.1469	278.3570	28.1733	517.5918
0.0654	198.5198	1.0264	207.3329	5.2460	281.6929	28.7222	521.9956
0.0703	198.4318	1.0444	208.5430	5.3451	285.3823	29.2711	526.4989
0.0753	198.3469	1.0623	209.2746	5.4442	288.5428	29.8200	530.8480
0.0803	198.2320	1.0801	209.6218	5.5433	290.2920	30.4140	535.1610
0.0852	198.0676	1.0980	209.7438	5.6514	289.9610	31.0079	539.1197
0.0902	197.8879	1.1158	209.8000	5.7594	288.1944	31.6019	542.8470
0.0952	197.7379	1.1339	209.9172	5.8675	286.2839	32.1958	546.4660
0.1001	197.6513	1.1519	210.0833	5.9756	285.5210	32.8347	550.3404
0.1051	197.6695	1.1700	210.2514	6.0925	287.0357	33.4736	554.1546
0.1101	197.8758	1.1881	210.3750	6.2094	290.3567	34.1125	557.8312
0.1150	198.3249	1.2105	210.4243	6.3264	294.4333	34.7514	561.2930
0.1200	198.9150	1.2329	210.4132	6.4433	298.2150	36.1910	568.1597
0.1299	200.9255	1.2554	210.4219	6.5691	301.0620	37.6306	574.1935
0.1399	203.2760	1.2778	210.5310	6.6949	302.9131	39.0701	580.0451
0.1498	205.1382	1.3002	210.8021	6.8206	304.3287	40.5097	586.3650
0.1597	205.6840	1.3226	211.2219	6.9464	305.8690	41.3151	590.2922
0.1696	204.3965	1.3451	211.7582	7.0815	308.1432	42.1204	594.3547
0.1794	201.9289	1.3675	212.3790	7.2167	310.9429	42.9258	598.3376
0.1893	199.2161	1.3947	213.1950	7.3518	314.0027	43.7311	602.0260
0.1992	197.1930	1.4219	214.0026	7.4869	317.0570	45.5398	608.6442
0.2091	196.5432	1.4492	214.7161	7.7927	323.1124	47.3485	613.3567
0.2190	196.9573	1.4764	215.2500	8.0985	328.0493	49.1571	616.8269
0.2290	197.8521	1.5032	215.5460	8.4042	332.1362	50.9658	619.7180
0.2389	198.6440	1.5300	215.6772	6.3264	294.4333	51.9781	621.3017
0.2488	198.9043	1.5568	215.7361	6.4433	298.2150	52.9904	622.8554
0.2588	198.8221	1.5836	215.8150	6.5691	301.0620	54.0027	624.3229
0.2687	198.7414	1.6152	216.0348	6.6949	302.9131	55.0150	625.6480
0.2786	199.0060	1.6468	216.4141	6.8206	304.3287	56.1083	626.9173
0.2885	199.8525	1.6784	216.9561	6.9464	305.8690	57.2017	628.2628
0.2985	201.0886	1.7100	217.6640	7.0815	308.1432	58.2950	629.9927
0.3084	202.4149	1.7415	218.5167	7.2167	310.9429	59.3883	632.4150
0.3183	203.5320	1.7731	219.4079	7.3518	314.0027	60.5716	636.0224
0.3283	204.2110	1.8046	220.2076	7.4869	317.0570	61.7549	640.2854

0.3382	204.5052	1.8361	220.7860	7.7927	323.1124	62.9381	644.6877
0.3481	204.5386	1.8721	221.0804	8.0985	328.0493	64.1214	648.7130
0.3581	204.4350	1.9081	221.1504	8.4042	332.1362	65.3989	652.2246
0.3680	204.2784	1.9440	221.2289	8.7100	335.6420	66.6764	655.1491
0.3779	203.9924	1.9800	221.5490	8.8812	337.4658	67.9539	657.9408
0.3878	203.4608	2.0160	222.2708	9.0524	339.3274	69.2314	661.0540
0.3978	202.5670	2.0519	223.2640	9.2235	341.3626	69.5074	661.8118
0.4077	201.3183	2.0879	224.3254	9.3947	343.7070	69.7834	662.6045
0.4176	200.2154	2.1239	225.2520	9.5790	346.6523	70.0593	663.4307
0.4276	199.8829	2.1644	225.9587	9.7633	349.8024	70.3353	664.2890
0.4375	200.9450	2.2050	226.4113	9.9476	352.8463	70.4492	664.6511
0.4474	203.6932	2.2456	226.7849	10.1319	355.4730	70.5631	665.0115
0.4574	207.0871	2.2861	227.2550	10.3300	357.5988	70.6769	665.3635
0.4673	209.7534	2.3310	228.0458	10.5281	359.2367	70.7908	665.7000
0.4772	210.3190	2.3760	229.0810	10.7261	360.7400		
0.4872	207.9020	2.4209	230.2711	10.9242	362.4620		
0.4971	203.5869	2.4658	231.5270	11.1402	364.8983		
0.5070	198.9496	2.5108	232.7534	11.3562	367.8409		
0.5169	195.5660	2.5557	233.8304	11.5721	371.1161		
0.5272	194.6216	2.6006	234.6322	11.7881	374.5500		

Fuente: Autores del proyecto, a partir del refinamiento de los datos en la herramienta Microsoft Office Excel.