



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA  
CARRERA DE INGENIERIA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO  
MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE,  
APLICADO AL CAMPO "GUSTAVO GALINDO VELASCO"**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN  
DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR**

**OSCAR JOSUE BALCECA VILLÓN**

**TUTOR**

**ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2019**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA  
CARRERA DE INGENIERIA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO  
MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE,  
APLICADO AL CAMPO "GUSTAVO GALINDO VELASCO"**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN  
DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR**

**OSCAR JOSUE BALCECA VILLÓN**

**TUTOR**

**ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR**

**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2019**

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de titulación está dedicada a la memoria de mi Abuelo Jacinto Villón Bernabe, quién durante varios años facilitó mi investigación compartiendo su hogar conmigo cuando necesité un lugar para quedarme. A mis padres por la incansable lucha en busca de mi bienestar y a mis hermanos por su apoyo incondicional.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por brindarme las fuerzas necesarias para superar los obstáculos que se presentaron a lo largo de mi vida estudiantil.

A mis padres y hermanos, por haberme brindado con amor, un apoyo incondicional durante todo el tiempo que estaba cerca y lejos de ellos. Por sus consejos y ejemplo que me motivaron a consagrarme como un profesional.

A la empresa PACIFPETROL S.A., a su gerente el Ingeniero William Swanson, al superintendente el Ingeniero Wilman Nuñez, a los ingenieros de producción Ingeniero Pierre Herzog y Mayra Salinas, por brindarme la oportunidad de desarrollar mi tesis en sus instalaciones y por su ayuda desinteresada.

Extiendo un agradecimiento especial al Ingeniero Juan Pablo Freire, tutor de Tesis de campo e Ingeniero Christian Sánchez, tutor de prácticas pre-profesionales, por su incansable e invaluable guía brindada a través del desarrollo de esta tesis y de las actividades estudiantiles.

Al ingeniero, Fidel Chuchuca, tutor de tesis, por su instrucción académica, para el desarrollo de mi tesis, y por transmitirme sus conocimientos en búsqueda de mi mejora profesional

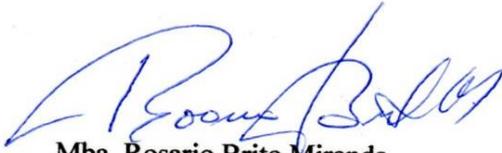
La Libertad, junio 12 de 2019

**CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO.**

Por la presente, certifico que la tesis de grado "OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE, APLICADO AL CAMPO "GUSTAVO GALINDO VELASCO", cuyo autor es el Sr. Oscar Josue Balceca Villón con C.I. 1721791638, egresado de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo de la Universidad Península de Santa Elena, ha sido debidamente revisada y gramaticalmente corregida de acuerdo con las reglas de la Real Academia Española.

Lo certifico en honor a la verdad, para que el interesado haga del presente, el uso legal pertinente.

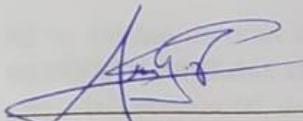
Certifica:



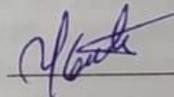
Mba. Rosario Brito Miranda  
CC. 1202513741

Telf. 0991903581  
Correo: rosariobm67@hotmail.com  
Registro de Senescyt: 1006-07-663641 / 1006-13-86041891

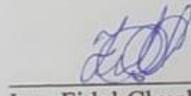
## TRIBUNAL DE GRADO



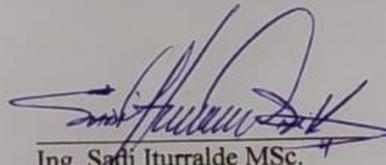
Ing. Juan Garces Mgp.  
**DECANO DE LA FACULTAD DE  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



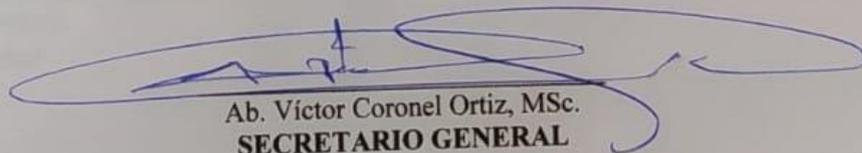
PhD. Marllelis Gutierrez H, MSc.  
**DIRECTORA DE LA ESCUELA DE  
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



Ing. Fidel Chuchuca MSc.  
**PROFESOR TUTOR**



Ing. Sadi Iturralde MSc.  
**PROFESOR DE ÁREA**



Ab. Víctor Coronel Ortiz, MSc.  
**SECRETARIO GENERAL**

## Certificado del tutor

En mi calidad de tutor de la tesis: **OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE, APLICADO AL CAMPO "GUSTAVO GALINDO VELASCO"**, desarrollada por el estudiante **OSCAR JOSUE BALCECA VILLÓN**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente



Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.  
C.I. 0704789502  
Docente Tutor



La Libertad, 12 de junio de 2019

### CERTIFICADO ANTIPLAGIO

**FVC-2019-005**

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE, APLICADO AL CAMPO "GUSTAVO GALINDO VELASCO", elaborado por el estudiante Oscar Josue Balceca Villón, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 5% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Chuchuca Aguilar Fidel Vladimir

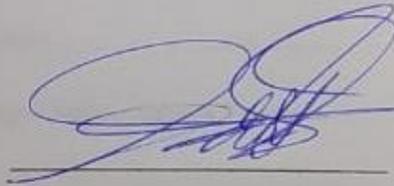
C.I.: 0704789502

DOCENTE TUTOR

## DECLARATORIA DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, Oscar Josue Balceca Villón, declaro bajo juramento que el trabajo titulado "Obtención de parámetros de Yacimiento mediante Pruebas de Presión Transiente, aplicado al Campo Gustavo Galindo Velasco"; no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; lo cual es un trabajo completamente inédito y de mi autoría.

Por este motivo, manifiesto la originalidad de la presente tesis, y cedo mis Derechos de propiedad intelectual de este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que pudiere optar por el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.



Oscar Josue Balceca Villón

C.I. 1721791638

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	2
LA PROBLEMÁTICA.....	2
1.1 Antecedentes .....	2
1.2 Planteamiento de problema.....	2
1.3 Objetivos .....	3
1.4 Justificación .....	3
1.5 Alcance de la propuesta .....	4
1.6 Hipótesis de trabajo .....	4
1.7 Variables .....	4
1.8 Metodología de la propuesta .....	5
CAPÍTULO II .....	6
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO .....	6
2.1 Descripción del campo Gustavo Galindo Velasco .....	6
CAPÍTULO III.....	13
MARCO TEÓRICO .....	13
3.1 Definiciones y conceptos básicos para realizar una prueba de presión de pozo.....	13
3.1.1 Pruebas de declinación de presión o drawdown.....	13
3.1.2 Prueba de restauración de presión o build up.....	14
3.1.3 Ecuaciones y conceptos generales .....	15
3.1.3.1 Variables adimensionales .....	15

3.1.3.2 Almacenamiento de un pozo (wellbore storage) o efecto de llenado del pozo .....	17
3.1.3.3 Radio de drenaje .....	19
3.1.3.4 Radio de investigación .....	19
3.1.3.5 Daño de formación.....	19
3.2 Aplicaciones y utilización del echometer.....	24
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>27</b>
<b>METODOLOGÍA: MÉTODOS Y TÉCNICAS A UTILIZAR PARA LA CORRECTA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE.....</b>	<b>27</b>
4.1 Selección de pozos .....	27
4.2 Caracterización de los pozos seleccionados .....	31
4.2.1 Revisión de wellfiles .....	31
4.2.2 Clasificación de pozos .....	31
4.3 Pozo ANC1272.....	32
4.4 Pozo ANC1270.....	34
4.5 Pozo ANC1260.....	37
4.6 Metodología y configuración del software twm.....	40
4.6.1 Ingreso de datos.....	41
4.6.2 Aplicación de la prueba de presión transiente – obtención de datos.....	41
4.6.3 Análisis e interpretación de datos.....	43
4.7 Propiedades de los pozos para aplicación de prueba de presión transiente. ....	43
4.7.1 ANC1272.....	44
4.7.2 ANC1270.....	46

4.7.3	ANC1260 .....	48
<b>CAPÍTULO V.....</b>		<b>52</b>
<b>ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS .....</b>		<b>52</b>
5.1	Resultados del pozo ANC1272 .....	52
5.2	Resultados pozo ANC1270 .....	56
5.3	Resultados pozo ANC1260 .....	61
5.4	Análisis económico .....	65
<b>CAPÍTULO VI.....</b>		<b>68</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>68</b>
Conclusiones .....		68
Recomendaciones .....		69
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>70</b>
<b>ANEXOS.....</b>		<b>72</b>

## **INDICE DE FIGURAS**

Figura # 1 .-	Histórico de producción del Bloque “Gustavo Galindo Velasco”. .....	6
Figura # 2 .-	Columna Estratigráfica del Campo Gustavo Galindo Velasco .....	8
Figura # 3 .-	Mapa de los Principales Yacimientos del campo G.G.V. ....	9
Figura # 4 .-	Gráfica de una Prueba de Declinación de la Presión.....	14
Figura # 5 .-	Gráfica de una Prueba de Restauración de la Presión .....	15
Figura # 6.-	Ejemplificación del Efecto de Almacenamiento .....	17

Figura # 7 .- Representación Gráfica del Daño de Formación.....	20
Figura # 8 .- Esquema de la Pistola de gas Remota .....	26
Figura # 9 .- Componentes del Echometer .....	26
Figura # 10 .- Histórico de producción ANC1272.....	34
Figura # 11 .- Histórico de producción ANC1270.....	37
Figura # 12 .- Histórico de producción ANC1260.....	40
Figura # 13 .- Software TWM – Propiedades para Prueba de Presión Transiente.....	41
Figura # 14 .- Componentes para Prueba de Presión Transiente – Pozo ANC1260 .....	42
Figura # 15 .- Simulación de Radio de Investigación a Diferentes Tiempos – ANC1272.....	45
Figura # 16 .- Simulación de Radio de Investigación a Diferentes Tiempos – ANC1270.....	47
Figura # 17 .- Simulación de Radio de Investigación a Diferentes Tiempos – ANC1260.....	50
Figura # 18 .- Comparación de Radio de Investigación a Diferentes Tiempos – Pozos Candidatos .....	51
Figura # 19 .- Gráfica de Presión de Casing (círculos) y BHP (triángulos) versus Tiempo: Suavizada.....	52
Figura # 20 .- Gráfica de Profundidad de Líquido (círculos) y Velocidad al Nivel de Líquido (triángulos) versus Tiempo: Suavizada. ....	53
Figura # 21 .- Gráfica de Variación de la Presión (círculos) versus Variación del Tiempo: Suavizada. Derivada de la presión (triángulos) versus variación del tiempo: Suavizada. ....	54
Figura # 22 .- Gráfica de BHP versus Variación del Tiempo: Suavizada.....	55
Figura # 23 .- Gráfica de Horner: BHP versus Variación del Tiempo: Suavizada. ....	55
Figura # 24 .- Gráfica de Presión de Casing (círculos) y BHP (triángulos) versus Tiempo: Suavizada.....	56
Figura # 25 .- Gráfica de Profundidad de Líquido (círculos) y Velocidad al Nivel de Líquido (triángulos) versus Tiempo: Suavizada. ....	57
Figura # 26 .- Gráfica de Variación de la Presión (círculos) versus Variación del Tiempo: Suavizada. Derivada de la presión (triángulos) versus variación del tiempo: Suavizada. ....	58
Figura # 27 .- Gráfica de Variación de la Presión versus Variación del Tiempo: Suavizada .....	58
Figura # 28 .- Gráfica de BHP versus Variación del Tiempo: Suavizada.....	59
Figura # 29 .- Gráfica de Horner: BHP versus Variación del Tiempo: Suavizada. ....	60
Figura # 30 .- Gráfica de Presión de Casing (círculos) y BHP (triángulos) versus Tiempo: Suavizada.....	61

Figura # 31 .- Gráfica de Profundidad de Líquido (círculos) y Velocidad al Nivel de Líquido (triángulos) versus Tiempo: Suavizada. ....	62
Figura # 32 .- Gráfica de Variación de la Presión (círculos) versus Variación del Tiempo: Suavizada. Derivada de la presión (triángulos) versus variación del tiempo: Suavizada. ....	63
Figura # 33 .- Gráfica de BHP versus Variación del Tiempo: Suavizada. ....	64
Figura # 34 .- Gráfica de Horner: BHP versus Variación del Tiempo: Suavizada. ....	64

## INDICE DE TABLAS

Tabla # 1 .- Zonas y Secciones del campo Gustavo Galindo Velasco .....	7
Tabla # 2.- Factor de daño estimado para varios pozos por Estimulación y Completación.....	21
Tabla # 3 .- Pozos Candidatos .....	28
Tabla # 4 .- Pozos candidatos a Prueba de Presión Transiente .....	29
Tabla # 5 .- Ficha de información del Pozo ANC1272.....	32
Tabla # 6 .- Histórico WorkOver – Pozo ANC1272.....	33
Tabla # 7 .- Ficha de información del Pozo ANC1270.....	35
Tabla # 8 .- Histórico WorkOver – Pozo ANC1270.....	36
Tabla # 9 .- Ficha de información del Pozo ANC1260.....	38
Tabla # 10 .- Histórico WorkOver – Pozo ANC1260.....	39
Tabla # 11 .- Propiedades de Roca y Fluido – ANC1272.....	44
Tabla # 12 .- Radios de Investigación – ANC1272 .....	45
Tabla # 13 .- Propiedades de Roca y Fluido – ANC1270.....	46
Tabla # 14 .- Radios de Investigación – ANC1270 .....	48
Tabla # 15 .- Propiedades de Roca y Fluido – ANC1260.....	49
Tabla # 16 .- Radios de Investigación – ANC1260 .....	50
Tabla # 17 .- Resultados Prueba de Presión Transiente – ANC1270.....	60
Tabla # 18 .- Resultados Prueba de Presión Transiente.- ANC1260 .....	65

Tabla # 19.- Costos de Operación y Costos de Equipo por Pozo - Sistema Echometer ..... 66

Tabla # 20 .- Costos de Operación y Costos de Equipo por Pozo - Memory Gauge ..... 67

## ABREVIATURAS

<b>TAM</b>	Total Analyzer Management
<b>TWM</b>	Total Well Management
<b>PPT</b>	Prueba de Presión Transiente
<b>HL</b>	Herramienta Local
<b>FY</b>	Fluyente
<b>PL</b>	Plunger Lift
<b>PT</b>	Parado Transitorio
<b>GSP</b>	Gryupo Synergy Pacifpetrol
<b>WO</b>	WorkOver
<b>THP</b>	Tubing Hole Pressure
<b>CHP</b>	Casinf Hole Pressure
<b>BHP</b>	Presion del fondo del pozo
<b>TD</b>	Total Depth
<b>EPP</b>	Equipo de Protección Personal
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>OFM</b>	Oil Field Manager
<b>AT</b>	Atlanta

<b>SO</b>	Socorro
<b>ST</b>	Santo Tomas
<b>SE</b>	Santa Elena
<b>PB</b>	Passage Beds
<b>CPB</b>	Clay Pebble Bed
<b>G.G.V.</b>	Gustavo Galindo Velazco
<b>C.E.P.E.C.A.</b>	Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana
<b>M.E.C.</b>	Manabí Exploración Co.
<b>A.E.O</b>	Anglo-Ecuadorian Oilfields
<b>TenEc.</b>	Tennessee de Ecuador
<b>C.E.P.E.</b>	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
<b>MDH</b>	Miller Dyes Hutchinson
<b>Net Pay</b>	Zona de Pago
<b>ANC</b>	ANCÓN
<b>SAND - FRAC</b>	Fracturamiento con Arena
<b>C.G.C.</b>	Compañía General de Combustibles

## SIMBOLOGÍA

<b>re</b>	Radio de Drenaje
<b>Ad</b>	Área de Drenaje
<b>rw</b>	Radio del Pozo
<b>Aw</b>	Área del Pozo
<b>uo</b>	Viscosidad del Petróleo
<b>uw</b>	Viscosidad del Agua
<b>ug</b>	Viscosidad del Gas
<b><math>\rho_o</math></b>	Densidad del Petróleo
<b>dg</b>	Densidad de Gas
<b><math>\emptyset</math></b>	Porosidad
<b>k</b>	Permeabilidad
<b>Boi</b>	Factor Volumétrico del Petróleo
<b>Bw</b>	Factor Volumétrico del Agua
<b>Bg</b>	Factor Volumétrico del Gas
<b>Np</b>	Producción Acumulada
<b>Co</b>	Compresibilidad del Petróleo
<b>Cw</b>	Compresibilidad del Agua
<b>Cg</b>	Compresibilidad de Gas
<b>Soi</b>	Saturación Inicial de Petróleo
<b>Sor</b>	Saturación Residual del Petróleo
<b>h</b>	Altura
<b>Cf</b>	Compresibilidad de Formación
<b>C</b>	Compresibilidad del Fluido

<b>Ct</b>	Compresibilidad Total
<b>Cs</b>	Coeficiente de Almacenamiento
<b>Csd</b>	Coeficiente de Almacenamiento Adimensional
<b>skin</b>	Factor de Daño
<b>Twbs</b>	Tiempo de Almacenamiento
<b>r invs</b>	Radio de Investigación
<b>Mbbls</b>	Miles de Barriles
<b>t<sub>DA</sub></b>	Tiempo Adimensional
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono / Anhídrido Carbónico
<b>P*</b>	Presión de Yacimiento
<b>K/u</b>	Conductividad
<b>By/Bn</b>	Barriles a condiciones de yacimiento/Barriles a condiciones normales
<b>NaCl</b>	Cloruro de sodio

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA  
CARRERA DE INGENIERIA EN PETRÓLEO**

**OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO MEDIANTE  
PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE, APLICADO AL CAMPO  
"GUSTAVO GALINDO VELASCO".**

**AUTOR:** OSCAR JOSUE BALCECA VILLÓN

**TUTOR:** ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, Msc

**RESUMEN**

Conocer el comportamiento del pozo es vital para los ingenieros de producción y yacimientos, es por eso que se ha desarrollado técnicas que permiten estimar acertadamente este comportamiento; las pruebas de presión de pozo es uno de estos métodos. La modalidad no convencional de realizar pruebas de restauración de presión que se realizan con el echometer, consiste en un equipo que trabaja en superficie realizando disparos con una pistola de gas al pozo, determinando así la profundidad de la columna de fluido y por consiguiente la presión de fondo del pozo ( $BHP = \text{presión hidrostática} + \text{presión en cabeza}$ ). Con la utilización del sistema echometer se espera aportar con los datos que sean de interés para los ingenieros de Yacimientos de Pacifpetrol S.A.: un aproximado del daño de formación, permeabilidad y presión actual de yacimiento hidrocarburífero. Es importante recalcar que aparte de la efectividad del trabajo del equipo y de la veracidad de los datos obtenidos, los riesgos que se generan durante las operaciones de workover son nulas debido a que no es necesario la extracción de la sarta de tubería. Se reducen los tiempos de intervención, y se evita que el pozo pase menos tiempo sin producir.

**Palabras Claves:** Daño de formación – Permeabilidad – Presión Hidrostática – Yacimientos de hidrocarburos – Presión de cabeza.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA  
CARRERA DE INGENIERIA EN PETRÓLEO**

**OBTAINING RESERVOIR PARAMETERS THROUGH PRESSURE  
TRASIENT TEST, APPLIED TO THE FIELD "GUSTAVO GALINDO  
VELASCO".**

**AUTHOR:** OSCAR JOSUE BALCECA VILLÓN

**TUTOR:** ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, Msc

**ABSTRACT**

Knowing the behavior of the well is vital for the engineers of production and deposits, that is why it has developed techniques that allow to estimate this behavior correctly; Well testing pressure is one of these methods. The unconventional modality of Buildup pressure tests performed with the Echometer, consists of an equipment that works on the surface by shooting with a gas gun into the well, though is determined the fluid column depth and consequently the pressure from the bottom hole pressure ( $BHP = \text{Hydrostatic pressure} + \text{head pressure}$ ). With the use of the echometer system, it is expected to contribute with the data of interest to the reservoir engineers of Pacifpetrol SA: an approximation of skin factor, permeability and current reservoir pressure. It is important to emphasize that, apart from the effectiveness of the work of the equipment and the veracity of the data obtained, the risks generated during the workover operations are null because the extraction of the productin string is not necessary. Intervention times are reduced and the well is prevented from spending less time without producing.

**Keywords:** Skin damage – Permeability – Hydrostatic Pressure – Hydrocarbon Reservoir – Head pressure.

## INTRODUCCIÓN

La República del Ecuador cuenta con historia hidrocarburífera desde el año 1911, cuando la empresa Inglesa Anglo Oil field, realizó proyectos de exploración en la parroquia Ancón en la península de Santa Elena, perteneciente ahora a la provincia de Santa Elena, perforando el primer pozo y comenzando así la historia productiva de petróleo crudo del Ecuador.

Hasta la fecha El Bloque 2, mejor conocido como el Campo “Gustavo Galindo Velasco” ha sido operado por varias empresas entre ellas la misma Anglo, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), Petroecuador, CGC y desde el año 2002 hasta la actualidad opera la Asociación Pacifpetrol S.A. Andipetroleos SEOG Oil & Gas Sociedad Anónima perteneciente al grupo Synergy E&P Ecuador, y está dirigida a la exploración y explotación de hidrocarburos.

El campo Gustavo Galindo Velasco en el año 2011 cumplió 100 años de actividad de explotación hidrocarburífera, y año tras año su productividad disminuye, por eso resulta vital realizar estudios que permitan alargar la vida productiva de este campo. Para el estudio del comportamiento de un yacimiento, existen métodos que permiten analizar los cambios o factores que afectan directamente en la productividad del pozo, entre ellos las pruebas de presión que permiten determinar la presión de yacimiento, permeabilidad, daño de formación, entre otras propiedades.

Al conocer el comportamiento del yacimiento y su influencia en la producción, se facilita para los ingenieros de producción y yacimientos el tomar una decisión que resulte factible, y mantener o mejorar la productividad del pozo en estudio. La investigación se centra en las zonas Norte, Central y Sur del Campo Gustavo Galindo Velasco; abarcando las secciones 67, 68 y 73, con pozos que tengan aporte de las formaciones Atlanta o Santo Tomas. La disponibilidad de datos, importantes para la investigación, conlleva a que el estudio se enfoque en las dos formaciones de las 3 secciones antes mencionadas.

Dentro de los capítulos que se desarrollaron en el presente documento, se comienza por describir los motivos por los cuales el proyecto resulta factible aplicar en un campo maduro, luego los antecedentes y lo más relevantes del Campo Gustavo Galindo Velasco, el proceso que se siguió para la correcta toma de presión transiente y para finalizar los resultados que se obtuvo, conclusiones y recomendaciones.

# CAPÍTULO I

## LA PROBLEMÁTICA.

### 1.1 Antecedentes

Conocer el comportamiento del pozo es vital para los ingenieros de producción y yacimientos, es por eso que se ha desarrollado técnicas que permiten estimar acertadamente este comportamiento; las pruebas de presión de pozo es uno de estos métodos. Alrededor del mundo, los países explotadores de petróleo optan por aplicar pruebas de presión a pozos de petróleo con la finalidad de conocer los motivos por los cuales un pozo presenta baja productividad. Existen dos tipos de pruebas de presión, las pruebas de producción o drawdown que se toman mientras el pozo está produciendo a tasa constante; y las pruebas de restauración o bluid up que se toman mientras el pozo este cerrado para medir la restauración de presión. Para la toma de pruebas de presión existen dos modalidades, la convencional con memory gauge, la cual consiste en sensores que se bajan al fondo del pozo con la finalidad de tomar las variaciones de presión y temperatura a medida que el pozo aporte o reduzca fluido en la tubería de producción durante un tiempo determinado, y las no convencionales que se realizan con el Echometer, la cual consiste en un equipo que trabaja en superficie realizando disparos con una pistola de gas al pozo, determinando así la profundidad de la columna de fluido y por consiguiente la presión de fondo del pozo (BHP).

En el Ecuador no existe registros de haber realizado pruebas de presión con el Echometer, pero en grandes países productores como México, Colombia y Canadá, sí se ha realizado dichas pruebas teniendo buenos resultados. En Colombia se aplicó en los Campos Colorado, Tibú, Payoya y Jazmin, en México se aplicó el caso estudio en el Campo Delta, demostrando que el Echometer también es factible en campos maduros y campos con crudo pesado y extrapesado.

### 1.2 Planteamiento de problema

La reducción de la producción de un pozo es uno de los principales desencadenantes para someter al pozo a operaciones de reacondicionamiento, para esto el pozo debe ser analizado con la finalidad de conocer posibles problemas y de acuerdo a eso tomar una decisión. En muchos casos para una prueba de presión transiente en un pozo, resulta difícil trasladar unidades y equipos, ya sea por la distancia o por el estado en el que se encuentre la vía,

además, de la cantidad de componentes que se requiera para las operaciones de workover, mientras se retira tubería y la bajada de los sensores encargados de realizar la prueba de presión, son factores que pueden afectar a la aplicación de la prueba.

Por lo antes mencionado se plantea la aplicación de la toma de pruebas de presión transiente con la tecnología que presenta Echometer, la cual consiste en una pistola de gas ya sea dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) o nitrógeno, un transductor de presión que convierte la presión en una señal eléctrica analógica, los cables que transmiten la señal a la caja del Echometer, y la computadora que es en donde se programa, analiza y se observa los resultados con el software Total Well Management (TWM). Este equipo (pistola de gas), se conecta en una válvula del cabezal, cada disparo de gas mide nivel de fluido, velocidad acústica y la presión del fondo del pozo (BHP) de acuerdo a la programación y la duración de la prueba de presión se tiene gran cantidad de valores de tiempo y presión que se grafican, mismos valores que se realiza el respectivo análisis para determinar la permeabilidad y el daño en las cercanías del pozo.

### **1.3 Objetivos**

#### Objetivo General

- Determinar parámetros de yacimiento aplicando pruebas de presión transiente por medio del sistema echometer para un óptimo análisis de las condiciones y comportamiento de los pozos de las secciones 67, 68 y 73 del campo Gustavo Galindo Velasco.

#### Objetivos Específicos

- Establecer los parámetros petrofísicos del campo Gustavo Galindo Velasco para la implementación de la tecnología de Echometer Company.
- Elaborar un análisis operacional para cada pozo seleccionado al cual se le vaya a aplicar la Prueba de Presión Transiente.
- Optimizar los tiempos de operación durante las Pruebas de Presión Transiente.
- Interpretar los datos obtenidos con el Echometer de la Prueba de Presión Transiente para posterior análisis de los parámetros y comportamiento del yacimiento.

### **1.4 Justificación**

El campo Gustavo Galindo Velasco es el pionero en la industria hidrocarburífera ecuatoriana. En el año 1911 se perforó el primero pozo en el campo Gustavo Galindo

Velasco, desde aquel ha tenido más de 100 años de actividad productiva. Debido a la antigüedad del campo y a que varias empresas han operado el Bloque 2, la pérdida y poca disposición de datos es uno de los principales problemas existentes en este campo; es por esto que se busca alternativas que puedan brindar datos necesarios para entender el comportamiento del yacimiento y pozo.

Con la utilización del sistema echometer se espera aportar con los datos que sean de interés para los ingenieros de yacimientos de Pacifpetrol S.A.; con las pruebas de presión transiente se estima obtener un aproximado del daño de formación, permeabilidad y presión actual del yacimiento. Es importante recalcar que los riesgos que se generan durante las operaciones de workover serían nulas debido a que no es necesario la extracción de la sarta de tubería. Se reducirían tiempos de intervención, y se evitaría que el pozo pase menos tiempo sin producir.

### **1.5 Alcance de la propuesta**

Para lograr el alcance del proyecto de pruebas de presión de pozos, se revisa los conceptos de yacimientos, los modelos que utilizan los diferentes métodos para estimar y analizar los datos de presión a obtener durante una prueba de Build Up; luego mediante el software se procederá a graficar la data obtenida para estimar y analizar la curvas tipo de Horner y MDH.

### **1.6 Hipótesis de trabajo**

Mediante las pruebas de presión transiente se reducirá el tiempo de operación, se reducirá los riesgos operacionales durante esta actividad, y se obtendría información vital para ingeniería de yacimientos.

### **1.7 Variables**

Variable independiente

- Principios básicos de Ingeniería en Yacimientos y aplicación del Echometer.
- Métodos para interpretación de pruebas de presión de pozos.

Variable dependiente

- Las variables de importancia y su análisis, como el principio de Echometer y su aplicación en el campo.
- Parámetros de yacimiento, Skin, Permeabilidad, Conductividad.

## 1.8 Metodología de la propuesta

Este trabajo de investigación se compone por un método experimental de tipo analítico/explicativo a partir de documentación actual y eficaz para posterior análisis de las variables de importancia; además del equipo y los resultados a obtener de las pruebas de presión transiente que se realice a cada pozo seleccionado. A continuación, se presenta la metodología.

Identificación de los pozos que en la actualidad produzcan por bombeo mecánico o Swab, en la sección de estudio.

Recopilación de la data (reacondicionamientos, pruebas de presión, propiedades PVT) de los pozos previamente seleccionados.

Realización de los cálculos para determinar los tiempos de almacenamiento y estabilización de la presión, de los pozos candidatos.

Simulación del posible comportamiento del pozo con respecto al radio de investigación.

Análisis de la condición (estado mecánico, estado de la locación, estado del contrapozo y hermeticidad) del pozo candidato.

Evaluar disponibilidad del equipo de echometer con todos sus complementos, además de bombona de gas, regulador de presión, fuentes de energía y protección para los cambios climáticos.

Aplicación de la prueba de presión transiente a los pozos candidatos.

Análisis e interpretación de la data (presión de casing, presión de fondo, curvas de Horner y MDH).

Realización de un análisis económico, con el cual se determine el tiempo al cual se recupera la inversión por aplicación de las pruebas de presión de pozo.

# CAPÍTULO II

## DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

### 2.1 Descripción del campo Gustavo Galindo Velasco

El Bloque 2 que abarca el campo Gustavo Galindo Velasco, consta de 2882 pozos perforados, mismos que se encuentran ubicados en la sección litológica (Figura 2), que se describe a continuación:

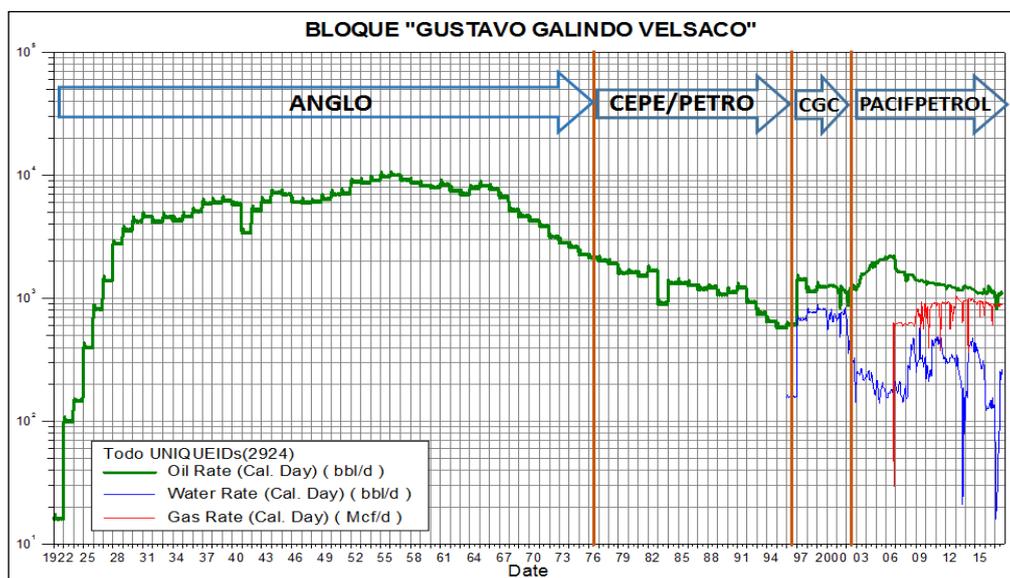


FIGURA # 1 .- HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE "GUSTAVO GALINDO VELASCO".

(FUENTE: PACIFPETROL S.A.)

En la actualidad Pacifpetrol S.A. mantiene entre 1300 y 1350 pozos productivos, esta cantidad varía por los ciclos de trabajo de los pozos.

Las principales formaciones productoras de este campo son: en primer lugar, la formación Atlanta (AT) con el 57,46 % de aporte y la formación Socorro (SO) con el 26,1 % de aporte, debido a que el estudio se centra en dos formaciones, una de ellas que es la de mayor aporte para el campo y la complementa la formación Santo Tomas (ST) con el 8.77 % de aporte.

El campo Gustavo Galindo Velasco se zonifico en 3 partes: zona norte, central y sur. Cada zona está a cargo de un ingeniero de producción. A continuación, se presenta una tabla (ver tabla 1) con la zonificación de las secciones.

TABLA # 1 .- ZONAS Y SECCIONES DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO

ZONA		
NORTE	CENTRAL	SUR
MORILLO	TIGRE	CERTEZA
CARMELA	66	65
PETROPOLIS	67	68
SANTA PAULA	74	69
73	-	70
-	-	71
-	-	72

Elaborado por: O. Balceca, 2019

Las secciones fueron establecidas por los ingleses de acuerdo a la cercanía de los pozos a las estaciones receptoras del crudo, de las cuales muchas ya no están activas ya que se optó por colocar tanques de almacenamiento en la locación de los pozos que ya no tenían la capacidad productora suficiente.

En la figura 2 se observa las diferentes formaciones productoras con las que cuenta la columna estratigráfica del campo Gustavo Galindo Velasco.

- Socorro (SO)
- Clay Pebble Beds (CPB)
- Santo Tomas (ST)
- Passage Beds (PB)
- Atlanta (AT)
- Santa Elena (SE)

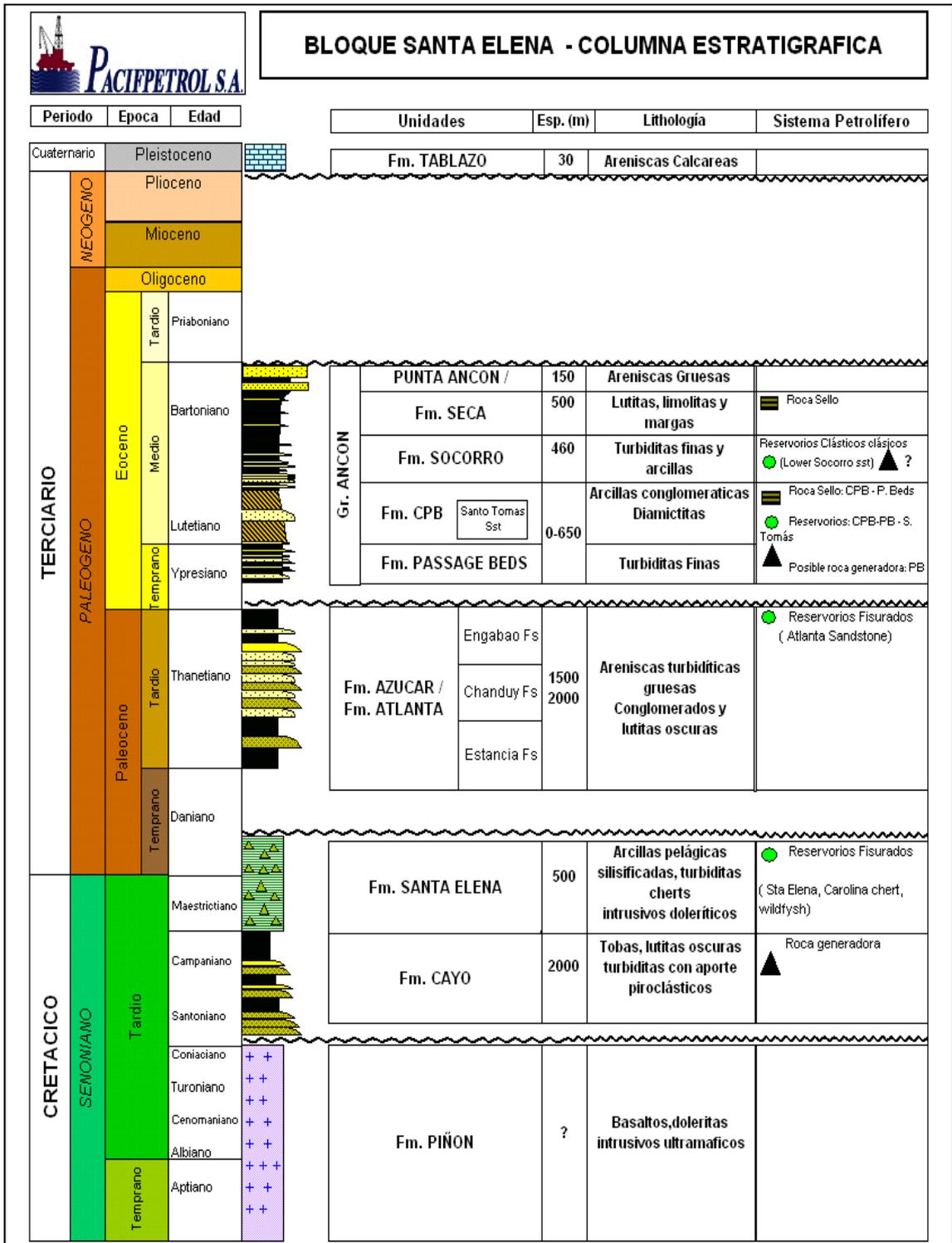


FIGURA # 2 .- COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO

(FUENTE: PACIFPETROL S.A.)

A continuación, se presenta la descripción de cada formación.

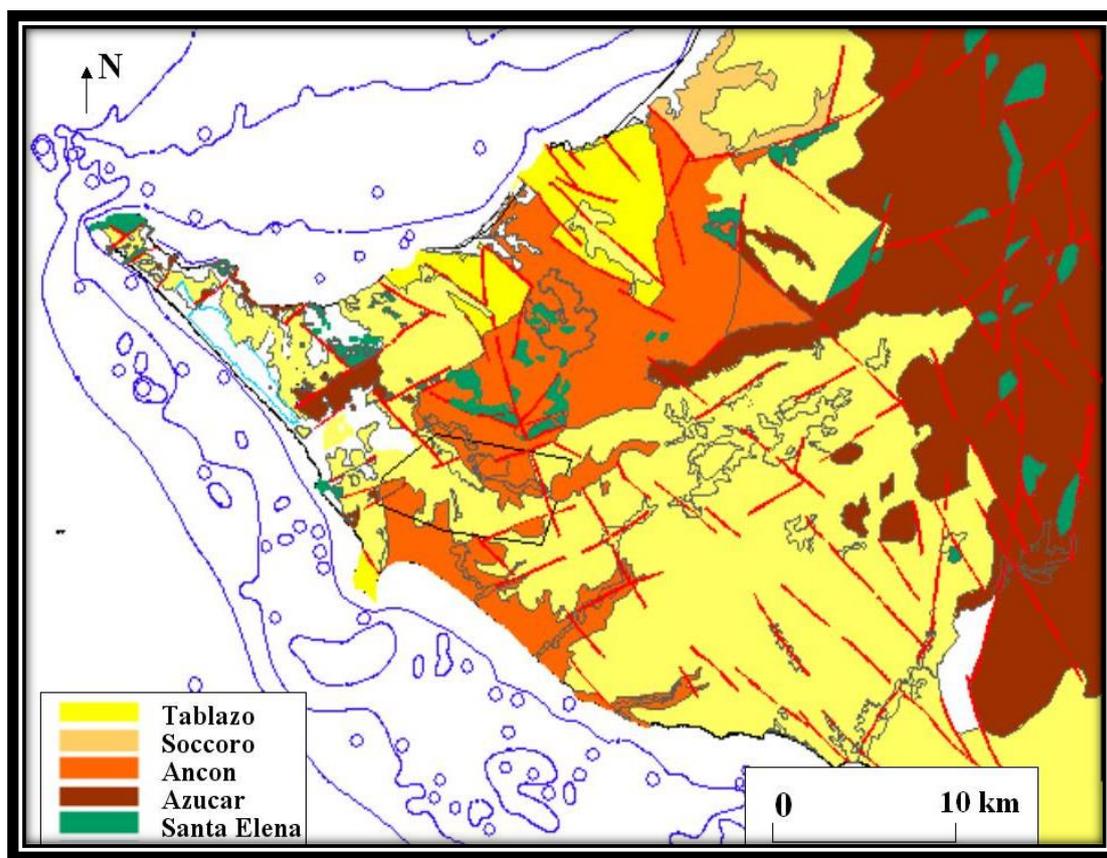


FIGURA # 3 .- MAPA DE LOS PRINCIPALES YACIMIENTOS DEL CAMPO G.G.V.

(FUENTE: INFORME GEOLÓGICO Y DE RESERVORIOS DEL ÁREA. CONSORCIO ESPOL –CGC  
ABRIL – 1999)

#### Formación Socorro (Eoceno Medio):

Es la primera formación presente en la columna estratigráfica con un espesor de yacimiento total 1000 - 1800 ft, cuenta con secuencias de lutitas grises oscuras, limonitas interestratigráficas, con delgadas capas de areniscas grises finas.

La formación Lower Socorro perteneciente a la formación Socorro es la de mayor contenido arenoso y cuenta con una secuencia turbidítica compuesta por intercalaciones de areniscas y lutitas, depositadas en canales y abanicos submarinos.

El espesor de arena neta varía de 30 a 150 pies y la profundidad promedio del yacimiento, se encuentra entre los 1000 - 2200 pies, dependiendo de la posición estructural.

No existe información detallada de las tendencias de los parámetros petrofísicos de esta formación, sin embargo:

- La porosidad medida en núcleos varía en un rango de 20% – 25%
- La saturación de petróleo medida en núcleos es de 45% en promedio, y la estimada por perfiles puede alcanzar el 55%,
- La permeabilidad se ha estimado en 82 md.
- La salinidad del agua de formación varía de 12000 a 14000 ppm de NaCl.
- El factor volumétrico usado es de 1.2 By/Bn.

Donde:

By= Barriles a condicione de yacimiento

Bn= Barriles a condiciones normales o estandar

#### Formación Clay Pebble Bed (Eoceno Inferior):

La formación CPB está formada por paquetes espesos, gris verdoso, tiene en su interior areniscas, calizas y lutitas y cuenta con un espesor variable de 0- 2000 pies.

Los parámetros petrofísicos con lo que cuenta esta formación se detallan a continuación:

- Porosidad del 10%
- Saturación de petróleo del 50%.
- El Factor de Recuperación utilizado es del 9.04%.

#### Formación Santo Tomás:

La Formación ST está conformada por secuencias de conglomerados y areniscas de grano medio a grueso, con la intercalación de lutitas grises y cuenta con un espesor total es de 700 pies en promedio.

La Formación Santo Tomás tiene un espesor de arena neta que varía de 24 a 550 pies. La profundidad promedio del yacimiento, teniendo como referencia la base de la Formación Santo Tomás, se encuentra entre los 2000 a 3000 pies, dependiendo de la posición estructural.

Los parámetros petrofísicos de la presente formación son los siguientes:

- La salinidad del agua de formación varía de 13000 ppm a 15000 ppm de NaCl.
- Porosidad del 11%
- Saturación de agua del 64%.
- Factor de Recuperación utilizado es del 8.62%.

#### Formación Passage Beds:

La Formación Passage Beds se presenta en todo el campo Ancón excepto en zonas muy levantadas como Certeza, presenta facies de lutitas, areniscas y conglomerados. Las areniscas son feldespáticas, ricas en limo. Los granos re trabajados son principalmente cuarzo y feldespatos. El mayor tipo de arcilla es la expansible mezcla de capas illita/smectita (MLIS).

Esta formación se ha dividido en las secuencias PB 1, PB 2 y PB 3.

PB 1 presenta arcillosas en el Campo Ancón, se depositan en los bajos del paleorelieve de Atlanta.

PB 2 que presentan litologías arcillosas, arenosas y conglomeráticas.

PB 3 que presentan litologías arcillosas, arenosa y conglomeráticas.

Esta formación cuenta con los siguientes parámetros petrofísicos:

- Porosidad del 7.5%,
- Saturación de agua del 64%
- Factor de recuperación se ha estimado en 1.63%.

#### Formación Atlanta:

La formación Atlanta es una secuencia turbidítica compuesta por intercalaciones de areniscas y lutitas, depositadas en canales y abanicos submarinos.

La Formación Atlanta tiene un espesor de arena neta del grupo de secuencias superiores que varía de 0 a 1000 pies. La profundidad promedio del yacimiento, teniendo como referencia la base del grupo de las secuencias superiores, se encuentra entre los 1800 y 5400 pies, dependiendo de la posición estructural.

El mecanismo de producción es por Gas Disuelto, el cual, debido a la interconexión entre fallas y fisuras presentes en Atlanta, y a la historia de producción del yacimiento está en

proceso de depletación. Pese a que en algunas zonas las areniscas de Atlanta pueden estar aún impregnadas de petróleo, su movilidad es muy baja.

Los parámetros petrofísicos son:

- Porosidad 10%
- Saturación de agua 64%
- Factor Volumétrico de 1.2 By/Bn
- Factor de Recuperación del 8.21%.

#### Formación Santa Elena:

La formación Santa Elena se encuentra desarrollada en el área de Santa Paula que produce fundamentalmente de yacimientos fisurados provenientes de una roca tipo Chert ubicado dentro de la secuencia y que tiene edad cretácica. La litología está caracterizada por bancos de limolitas y lutitas tobáceas con la intercalación de niveles muy silificados de limolitas con inclusiones de nódulos de Chert. Estos últimos niveles son los principales productores en este yacimiento. Toda la secuencia culmina con un potente banco de lutitas oscuras, al que algunos han decidido llamar Fm. Salinas.

Presenta los siguientes parámetros:

- Porosidad 11%
- Saturación de agua de 60%
- Factor volumétrico de 1.2 By/Bn
- Factor de Recuperación del 11.18%.

# CAPÍTULO III

## MARCO TEÓRICO

### 3.1 Definiciones y conceptos básicos para realizar una prueba de presión de pozo.

Para poder determinar la condición de un yacimiento, se necesita la aplicación de pruebas de presión, las cuales permiten caracterizar y conocer propiedades de yacimiento. Entre los datos que se puede obtener de una prueba de presión son:

- Daño de formación
- Presión de yacimiento
- Presión promedio del área de drenaje
- Caracterización e identificación el tipo de yacimiento
- Análisis para futuros proyectos reacondicionamiento del pozo (fracturamiento, estimulación o cañoneo).

Las pruebas de presión transiente se define como las variaciones de la presión a medida que transcurre el tiempo, cuando el volumen del fluido en el pozo varía por flujo proveniente de la formación productora.

Las pruebas de presión se dividen en dos tipos: pruebas de drawdown o de flujo y de buildup o de restauración de presión.

#### 3.1.1 Pruebas de declinación de presión o drawdown

Este tipo de pruebas también conocidas como pruebas de flujo, consiste en una serie de mediciones de la presión de fondo a medida que el pozo produce a tasa constante durante un tiempo determinado; el tiempo de prueba depende de los cálculos realizados en base a las propiedades que presente el pozo.

Este tipo de pruebas es recomendable aplicar en pozo nuevos ya que lo primordial para el área de producción de una empresa operadora es conocer el aporte de fluido del pozo.

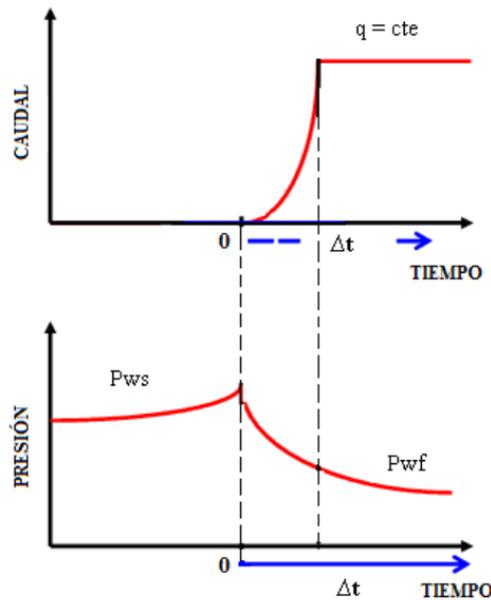


FIGURA # 4. - GRÁFICA DE UNA PRUEBA DE DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN

(FUENTE: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN CONVENCIONAL DE PRUEBA DE POZOS. – ING. RAÚL VALENCIA. - 2008)

### 3.1.2 Prueba de restauración de presión o build up

Como ya se había mencionado anteriormente, para realizar pruebas de presión en un pozo, existen dos métodos, las pruebas de declinación de la presión o drawdown y las pruebas de restauración de la presión o Build Up, esta última consiste en mantener cerrado el pozo durante todo el tiempo de prueba con la finalidad de conocer cuál es el estado del yacimiento monitoreando la restauración de la presión.

Este tipo de prueba a diferencia de la prueba de declinación de la presión permiten estimar la presión promedio del yacimiento o presión inicial, además de la permeabilidad y factor de daño.

Para realizar la prueba de restauración en primera instancia el pozo debe haber alcanzado la estabilización de la tasa de producción, y posteriormente ser cerrado.

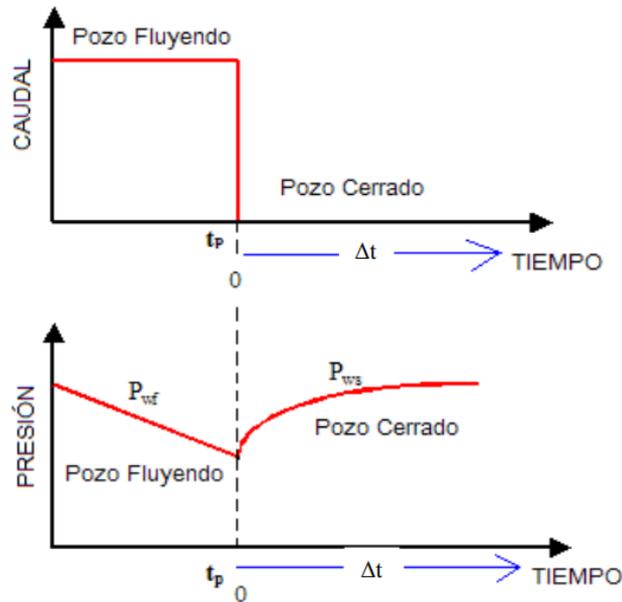


FIGURA # 5 .- GRÁFICA DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE LA PRESIÓN

(FUENTE: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN CONVENCIONAL DE PRUEBA DE POZOS. – ING. RAÚL VALENCIA. - 2008)

### 3.1.3 Ecuaciones y conceptos generales

#### 3.1.3.1 Variables adimensionales

Las variables adimensionales y su utilización en las pruebas de pozo, facilitan las operaciones matemáticas de los parámetros que se maneje, ya que como su nombre lo indica no poseen unidades y por tanto no importa el sistema en el que se trabaje, además de que la mayoría de la teoría utilizada para análisis de pruebas de presión vienen en variables adimensionales.

A continuación, las variables más utilizadas:

#### Radio Adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w} \qquad r_{eD} = \frac{r_e}{r_w} \qquad (1)$$

$r_w$  = Radio del pozo (ft)

$r_e$  = Radio del Área de drenaje (ft)

### Tiempo Adimensional

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\emptyset\mu C_t r_w^2} \quad (2)$$

$C_t$  = Compresibilidad total (psi-1)

$k$  = Permeabilidad (md)

$\mu$  = Viscosidad del fluido en el pozo (cp)

$\emptyset$  = Porosidad (%)

$t$  = Tiempo (horas)

$r_w^2$  = Radio del pozo (ft<sup>2</sup>)

$$t_{DA} = \frac{0,0002637kt}{\emptyset\mu C_t A} = t_D = \frac{r_w^2}{A} \quad (3)$$

$C_t$  = Compresibilidad total (psi-1)

$k$  = Permeabilidad (md)

$\mu$  = Viscosidad del fluido en el pozo (cp)

$\emptyset$  = Porosidad (%)

$t$  = Tiempo (horas)

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

### Presión Adimensional

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P_{wf}) \quad (4)$$

$k$  = Permeabilidad (md)

$q$  = Caudal o tasa de producción (STB/d)

$B$  = Factor Volumétrico (vol res / Vol std)

$\mu$  = Viscosidad del fluido en el pozo (cp)

$h$  = Espesor (ft)

$P_i$  = Presión inicial del Yacimiento (psia)

$P_{wf}$  = Presión de fondo Fluyente (sia)

### 3.1.3.2 Almacenamiento de un pozo (wellbore storage) o efecto de llenado del pozo

“Es el flujo continuado desde la formación hacia el pozo, después de que el pozo ha sido cerrado para estabilización. Denominado también postflujo, postproducción, postinyección, carga o descarga.” (Escobar, 2003, p.78). Cuando ocurre descarga o unloading se trata de pruebas de declinación o Drawdown y cuando ocurre postflujo o afterloading se trata de pruebas de restauración o Builup.

En la figura 6 se puede apreciar un esquema donde se explica el efecto de almacenamiento. Donde:

$q$  = caudal de producción en superficie (STB/d)

$q\beta$  = caudal de producción en superficie referida al fondo del pozo

$B$  = Factor Volumétrico de formación del petróleo (RB/STB)

$q_{sf}$  = caudal en la cara de la arena (RB/d)

$q_{ws}$  = caudal generado por el almacenamiento dentro del pozo (RB/d)

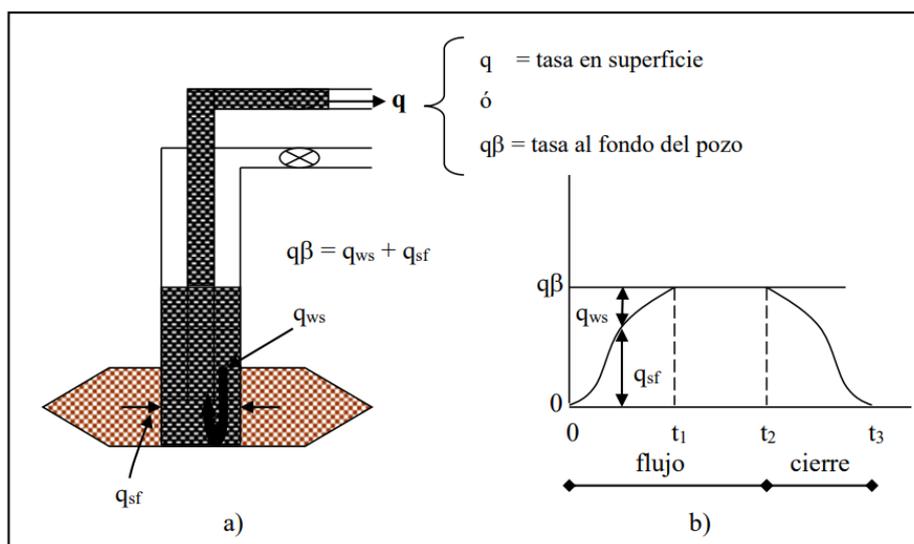


FIGURA # 6.- EJEMPLIFICACIÓN DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO

(FUENTE: FLUJO DE FLUIDOS EN UN MEDIO POROSO. – COLMONT. G Y PINOARGOTE. C. - 2017)

El efecto de almacenamiento tiene relación directa en su comportamiento con respecto a la compresibilidad del fluido (capacidad que tiene un fluido de comprimirse o descomprimirse a medida que varía la presión).

### Coficiente de almacenamiento (Cs)

El coeficiente de almacenamiento se define como la variación del volumen con respecto a la caída de presión y es un parámetro que facilita la cuantificación del efecto de almacenamiento (Wellbore Storage), que no es otra cosa que el volumen de fluido que aportará de la cara del pozo por la caída de presión unitaria.

$$C_s = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{V_i - V(t)}{P_i - P_{wf}(t)} \quad (5)$$

$\Delta V$  = Variación del volumen

$\Delta P$  = Variación de la presión

$V_i$  = Volumen inicial del fluido en el pozo antes de la descarga

$V(t)$  = Variación del volumen en el pozo durante la descarga del fluido

$P_i$  = Presión inicial al pozo antes de la descarga.

$P_{wf}(t)$  = Variación de la presión al pozo durante la descarga

$P_{wf}$  = Presión de fondo Fluyente (psia)

Para calcular el coeficiente de almacenamiento, se lo puede realizar por 3 métodos:

1) Balance de masas. – cuando se tiene un nivel de líquido dinámico.

$$C_s = \frac{144A_w}{5.615\rho} \quad (6)$$

$A_w$  = Área transversal del pozo (ft<sup>2</sup>)

$\rho$  = Densidad del fluido en el pozo (lb/ft<sup>3</sup>)

2) Evaluando las condiciones de la cara del pozo. - esta ecuación se aplica cuando el pozo está lleno de fluido.

$$C_s = cV_w \quad (7)$$

$V_w$  = Volumen el fluido en el pozo (Bbls)

$c$  = Coeficiente de compresibilidad isotérmico del fluido en el pozo (psi-1)

3) Gráficamente por medio de curvas tipo.

### 3.1.3.3 Radio de drenaje

El radio de drenaje o radio de yacimiento, es la distancia a la cual llegan las perturbaciones generadas por la caída de presión, y desde la que se genera flujo de fluidos en dirección al pozo.

### 3.1.3.4 Radio de investigación

Denominada profundidad de investigación, es la distancia radial a la cual se calcula ha llegado la onda de presión dentro de la formación a medida que transcurre el tiempo (t) de la prueba de restauración de presión a pozo cerrado.

$$r_{inv} = \left( \frac{kt}{948\emptyset\mu C_t} \right)^{1/2} \quad (8)$$

$k$  = Permeabilidad (md)

$t$  = Tiempo (horas)

$\emptyset$  = Porosidad (%)

$C_t$  = Compresibilidad total (psi-1)

$\mu$  = Viscosidad del fluido en el pozo (cp)

### 3.1.3.5 Daño de formación

El factor de daño es un valor adimensional que se usa para cuantificar el diferencial de presión del fondo del pozo, en donde la permeabilidad de la formación en la zona cercana al pozo ha sido alterada. Las razones de esta alteración se enlistan a continuación:

- Invasión del fluido de Perforación
- Taponamiento de las perforaciones
- Crecimiento bacteriano

- Presencia de alta saturación de gas alrededor del pozo
- Penetración parcial
- Fracturas
- Dispersión de arcillas, entre otros.

Cuando se trata de invasión del lodo y una penetración parcial la productividad decrece, mientras que para las fracturas la productividad puede aumentar o decrecer.

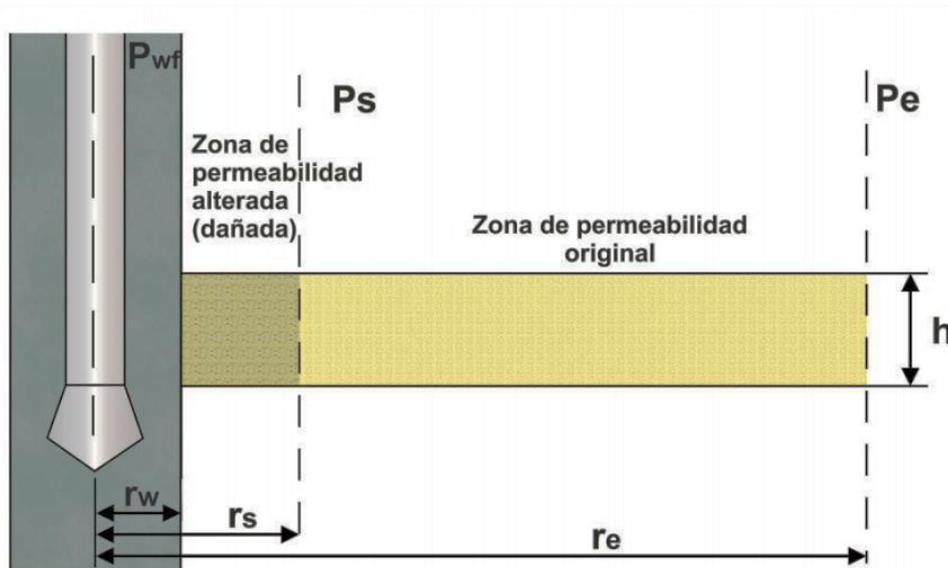


FIGURA # 7 .- REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL DAÑO DE FORMACIÓN

(FUENTE: FLUJO DE FLUIDOS EN UN MEDIO POROSO. – COLMONT. G Y PINOARGOTE. C. - 2017)

Donde:

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluente

$P_s$  = Presión al extremo del radio de la zona dañada

$P_e$  = Presión de yacimiento

$r_w$  = Radio del pozo

$r_s$  = Radio de la zona dañada

$r_w$  = Radio del yacimiento

Un pozo se caracteriza con daño de formación cuando el valor estimado es positivo, mientras el valor aumenta la alteración en la permeabilidad de las zonas alrededor del pozo es mayor, por el contrario, si el valor estimado del factor de daño es negativo el pozo esta estimulado, es decir la permeabilidad de las zonas alrededor del pozo no está alterada.

TABLA # 2.- FACTOR DE DAÑO ESTIMADO PARA VARIOS POZOS POR ESTIMULACIÓN Y COMPLETACIÓN

Tipo de Estimulación o Completación	Factor de Daño (s)
Completación natural	0
Bajo tratamiento de ácido	-1.0
Tratamiento de ácido intermedio	-2.0
Tratamiento de ácido agresivo o fractura pequeña	-3.0
Tratamiento de fractura intermedio	-4.0
Tratamiento de fractura agresivo en reservorios de baja permeabilidad	-6.0
Tratamiento de fractura muy agresiva en reservorio de baja permeabilidad	- 8.0

(ELABORADO POR: PRESSURE TRASIENT TESTING. – LEE. J. Y ROLLINS. J.Y SPIVEY. J. - 2003)

### 3.2 Métodos para el Análisis de una prueba de presión transiente

Existen métodos convencionales que permiten analizar las pruebas de presión de pozos, entre ellos son:

- Método de Muskat extendido
- Método de Miller Dyes – Hutchinson
- Método de Horner

En el presente trabajo se describirá los métodos de Miller Dyes – Hutchinson y Horner, debido a que el software del sistema echometer trabaja y analiza las gráficas con estos dos métodos.

### 3.2.1 Método de Miller Dyes- Hutchinson (MDH)

Este método mayormente conocido como MDH trabaja a partir de la ecuación:

$$\frac{kh(\bar{p}-p_{ws})}{141.2q\mu B} = p_D(t + \Delta t)_D - p_D(\Delta t)_D - 2\pi t_{DA} \quad (9)$$

Se basa en que el tiempo de producción o almacenamiento del pozo es lo suficientemente largo como para que este alcance el estado pseudoestable, con esto es recomendable usar la presión promedio del yacimiento que la presión inicial. Este método es aplicativo para campos maduros que cuenten con formaciones depletadas.

En este método se establece un gráfico de la presión de cierre versus el logaritmo del tiempo, da como resultado una línea recta cuya pendiente es proporcional al producto **kh**. En donde kh es igual:

$$kh = 162.6 \frac{q\mu B}{mh} \quad (10)$$

Despejando se puede obtener la permeabilidad, además es posible determinar los valores de  $t_{DA}$  y  $\Delta t_{DA}$ , con esto es posible determinar la presión estática, por medio de gráficas, donde interviene la presión adimensional y la presión de cierre.

Donde:

$$t_{pDA} = \frac{0.0002637kt_p}{\phi\mu c_t A} \quad (11)$$

$$\Delta t_{ESL} = \left( \frac{\phi\mu c_t A}{0.0002637kt_p} \right) (\Delta t_{DA})_{ESL} \quad (12)$$

$(\Delta t_{DA})_{ESL}$  este valor se obtiene del gráfico de Tiempo adimensional para el fin de la línea recta MDH (Ver Anexo A.8).

El factor de daño (s) se determina con la siguiente ecuación:

$$s = 1.151 \left[ \frac{p_{1hr} + p_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_w^2} + 3.23 \right] \quad (13)$$

### 3.2.2 Método de Horner

Este método se basa en la ecuación:

$$\frac{kh(p_i - p_{ws})}{141.2q\mu B} = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) + p_D(t + \Delta t)_D - \frac{1}{2} [\ln(t + \Delta t)_D + 0.80907] \quad (14)$$

Al igual que el método de MDH, con esta ecuación se puede realizar la gráfica (ver anexo A 8) donde se puede obtener los tiempo adimensionales y por ende la presión promedio del yacimiento ( $\bar{p}$ ), donde  $\bar{p}$ , se puede determinar despejando de:

$$\frac{kh}{141.2q\mu B} (p_i - \bar{p}) = 2\pi t_{DA} \quad (15)$$

Es importante recalcar que la línea recta que se genera es mayor que la línea recta generada por el método de MDH, por lo que se puede concluir que este método es superior al de MHD, siempre y cuando sea un yacimiento cuadrado.

La permeabilidad se puede obtener despejando la siguiente ecuación:

$$kh = \frac{162.6q\mu B}{m} \quad (16)$$

Para calcular el factor de daño (s), es la siguiente ecuación:

Cuando el pozo esta en un yacimiento infinito

$$s = \frac{p_{1hr} + p_{wf}}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \quad (17)$$

Donde Pwf, es la presión justo antes del cierre.

### 3.3 Aplicaciones y utilización del echometer

El Echometer es un equipo el cual se basa en el principio de la ecuación de la onda, con la finalidad de determinar las señales acústicas que se generan por el gas que se dispara al pozo. Este equipo tiene diversas aplicaciones en campo las misma que se detallan a continuación:

- Tomas acústicas, que permiten determinar el nivel de la columna de líquido, además se obtiene la presión de fondo (BHP) y con un correcto análisis de la traza del disparo se puede determinar si la tubería presenta alguna anomalía (tubería colapsada, rota o suelta).
- Cartas dinagráficas, la cual en base a una herramienta llamada celda de carga en forma de herraje y celda de carga de barra pulida, Manual de Operación TWM (2009) lo define como: “es un sensor que consiste de una abrazadera tipo C, con medidores muy sensitivos que miden el cambio en el diámetro de la barra pulida que se genera por el cambio en la carga durante un Ciclo de bombeo”. En la carta dinagráfica se plasma el funcionamiento de la bomba tanto de la válvula viajera como de la válvula fija.
- Sensor de corriente de motor, el cual se basa en la medición de la corriente requerida por el motor de la unidad de bombeo mecánico y con un análisis detallado de la gráfica de corriente versus tiempo se determina el correcto balanceo de la unidad de bombeo.
- Seguimiento de nivel, es un módulo que se basa en monitorear la variación de la columna de líquido, el principio de trabajo es el mismo que las pruebas acústicas, con la diferencia que para el seguimiento de nivel se programa para que el equipo genere el disparo automáticamente a un tiempo establecido.
- Pruebas de Presión Transiente, modulo con el cual se puede realizar pruebas de presión de flujo o restauración, con la finalidad de determinar parámetros de yacimiento como lo son: factor de daño, permeabilidad y presión de yacimiento. Al igual que el módulo de seguimiento de nivel, se programa para que automáticamente se tomen trazas acústicas, obteniendo graficas de la presión en función del tiempo.

El echometer ha sido un equipo muy conveniente para la industria hidrocarburífera, siendo utilizado en todos o quizás la mayoría de los países productores de petróleo, por tales motivos es que el desarrollo e innovación tecnológico del echometer es fundamental para poder cumplir con las expectativas de trabajo. En el Ecuador es fundamental el uso del echometer para determinar la profundidad de la columna de fluido, y determinar anomalías

en el funcionamiento de la bomba de subsuelo en unidades de bombeo mecánico. Para el presente documento se muestra la eficiencia del sistema echometer en pruebas de presión de pozos, que como ya antes se explicó, con este módulo se puede determinar parámetros de yacimiento que son muy importantes que permiten conocer el comportamiento y la condición del yacimiento.

El echometer consiste en una serie de herramientas que lo complementan, haciéndolo útil para la actividad predeterminada.

- Computador
  - Analizador de pozo
  - Pistola de gas remoto
- 1) El computador se encarga de controlar el analizador de pozo, debe ser un equipo portátil.
  - 2) El analizador de pozo es el encargado de adquirir y digitalizar las señales provenientes del micrófono y el transductor de presión para enviarlas al computador portátil en donde se procesan estos datos.
  - 3) La pistola de Gas remoto, compuesta por:
    - 3.1) Válvula de gas que permite el paso del gas cuando el solenoide es energizado levantando un pistón que libera gas en la parte superior de la válvula de gas, lo que provoca que esta se abra y se realice el pulso acústico, para cerrarla válvula se aplica presión
    - 3.2) A demás cuenta con un manómetro WG que mide la presión en la cámara de almacenamiento de gas.
    - 3.3) Transductor de presión, este equipo electrónico es el encargado de tomar las medidas de la presión del casing, con rangos de trabajo desde 0 hasta 6000 psi dependiendo de la presión del pozo.

A continuación, se presenta una representación esquemática del echometer.

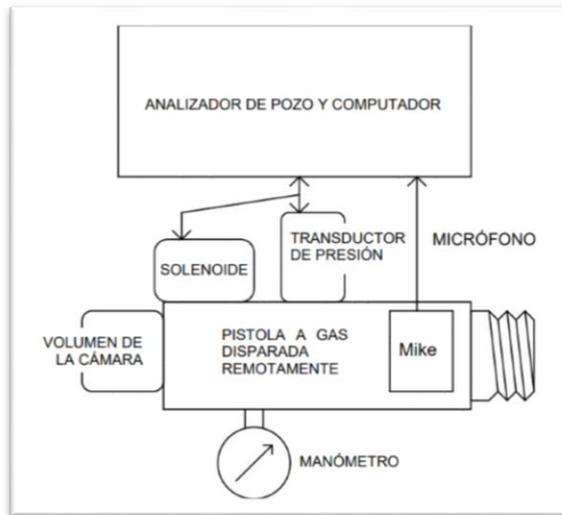


FIGURA # 8 .- ESQUEMA DE LA PISTOLA DE GAS REMOTA

(FUENTE: WELL ANALYZER Y PROGRAMA TWM -MANUAL DE OPERACIÓN)



FIGURA # 9 .- COMPONENTES DEL ECHOMETER

(FUENTE: ECHOMETER DIGITAL WELL ANALYZER)

## CAPÍTULO IV

### METODOLOGÍA: MÉTODOS Y TÉCNICAS A UTILIZAR PARA LA CORRECTA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE

En el presente capítulo se describirá la metodología que se utilizó para la selección de los pozos, características de los pozos seleccionados, estado mecánico del pozo, historial de producción, reacondicionamientos.

#### 4.1 Selección de pozos

El proceso comenzó con la selección de los pozos que cumplieron con las condiciones previamente establecidas, mismas que se detallan a continuación.

- ✓ Productores de una sola formación, los pozos deben ser productores de una sola formación, esto debido a que para la prueba de presión transiente se requiere parámetros del yacimiento y fluido de la formación en estudio, estos valores se verían afectados si el pozo en estudio estuviera produciendo en cascada. Los pozos deben estar produciendo ya sea de Atlanta o Santo Thomas, ya que de estas dos formaciones se tiene datos de parámetros de fluido y yacimiento.
- ✓ Pozos ubicados en las secciones 67, 68 y 73. Los pozos candidatos deben ser exclusivamente seleccionados de las secciones antes mencionadas, los motivos son: por estudios previamente realizados para obtención de propiedades de los fluidos aplicados en las 3 secciones.
- ✓ Pozos productores por bombeo mecánico o swab. Los pozos deben estar activamente productivos por los sistemas de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico o Swab.
- ✓ Pozos que no presenten en la completación un casing ranurado con muchos pies, de ser este el caso no existiría un correcto aislamiento de la zona de interés.
- ✓ Datos de presión. Se necesita que los pozos cuenten con estudios de presión previamente realizados con la finalidad de comparar resultados.

Tomando en cuenta todas las variables, se tuvo una lista previa de los pozos (Tabla 3), con un total de 10 pozos:

TABLA # 3 .- POZOS CANDIDATOS

Información General			Información de Ingeniería		Formaciones		
Pozo	Zona	Sistema Extracción	Profundidad	Sección	Formaciones Productora	Petróleo Acumulado	Petróleo Acum. (Mbls)
ANC0002	NORTE	SW	3170	73	AT	77470.71	77.47
ANC0017	NORTE	SW	2940	73	AT	243865.65	243.86
ANC0093	NORTE	BM	1975	73	AT	280710.55	280.71
ANC0793	CENTRAL	SW	4100	67	AT	213554.53	213.55
ANC1254	CENTRAL	BM	4750	67	AT	302801.65	302.80
ANC1260	SUR	SW	4006	68	ST	43254.14	43.25
ANC1270	SUR	SW	3740	68	ST	56417.67	56.41
ANC1272	SUR	BM	3895	68	ST	154866.08	154.86
ANC1625	SUR	SW	3500	68	ST	34940.62	34.94
ANCC020	NORTE	BM	3760	73	AT	130391.34	130.39

ELABORADO POR: PACIFPETROL S.A., 2019

Los pozos previamente seleccionados (Tabla 3), cumplieron con todas las variables, a estos pozos se realizó la recopilación de los parámetros de yacimiento y propiedades de fluido.

Dichas propiedades se detallan a continuación

- ✓ Porosidad
- ✓ Permeabilidad
- ✓ Compresibilidad de la roca
- ✓ Compresibilidad del fluido
- ✓ Densidad
- ✓ Viscosidad
- ✓ Factor volumétrico
- ✓ Saturación de agua

Establecidas todas las propiedades tanto de la roca como del fluido, la realización de los cálculos del área de drenaje y los tiempos de almacenamiento son primordiales ya que con esto se puede seleccionar los pozos cuyos cálculos del tiempo de almacenamiento sean los

más cortos; debido al poco tiempo que se disponía se escogieron 3 pozos (Tabla 4): ANC1260, ANC 1270, ANC 1272.

TABLA # 4 .- POZOS CANDIDATOS A PRUEBA DE PRESIÓN TRANSIENTE

Información General			Información de Ingeniería		Formaciones		
Pozo	Zona	Sistema Extracción	Profundidad	Sección	Formaciones Productora	Petróleo Acumulado	Petróleo Acum. (Mbls)
ANC1260	SUR	SW	4006	68	ST	43254.14	43.25
ANC1270	SUR	SW	3740	68	ST	56417.67	56.41
ANC1272	SUR	BM	3895	68	ST	154866.08	154.86

ELABORADO POR: PACIFPETROL S.A., 2019

Conocer los límites del yacimiento es importante y un dato muy necesario para aplicar la Prueba de Presión Transiente, es por ello que se deben realizar varios cálculos mismos que se los obtiene con las ecuaciones que se detallan a continuación.

Coefficiente de almacenamiento. - Para pozos con presencia de dos fases (Líquida y gaseosa), se utiliza la siguiente ecuación:

$$C = 25.65 \frac{A_{wb}}{\rho_{wb}} \quad (9)$$

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

$\rho_{wb}$  = Densidad del Fluido en el pozo (lb/ft<sup>3</sup>)

Coefficiente de almacenamiento adimensional. - Se define en la siguiente ecuación:

$$C_D = 0.8936 \frac{C}{\emptyset C_t h r_w^2} \quad (10)$$

$C$  = Coeficiente de Almacenamiento (bbl/psi)

$\rho_{wb}$  = Densidad del Fluido en el pozo (lb/ft<sup>3</sup>)

$\emptyset$  = Porosidad (%)

$C_t$  = Compresibilidad Total

$h$  = Espesor de Net Pay (ft)

$r_w^2$  = Radio del pozo (ft<sup>2</sup>)

Tiempo de Almacenamiento. – Es el tiempo de llenado del pozo, es decir el aporte de crudo del yacimiento para llenar la columna de fluido y que esta se estabilice, se define con la siguiente ecuación:

$$t_{wbs} = \frac{(200000+12000s)C}{kh/\mu} \quad (11)$$

$C$  = Coeficiente de Almacenamiento (bbl/psi)

$s$  = Skin

$k$  = Permeabilidad (md)

$C$  = Coeficiente de Almacenamiento

$h$  = Espesor de Net Pay (ft)

$\mu$  = Viscosidad del fluido en el pozo (cp)

Radio de investigación. - Refiere al radio que se alcanza a un tiempo de almacenamiento establecido.

$$r_{inv} = \left( \frac{kt}{948\emptyset\mu C_t} \right)^{1/2} \quad (12)$$

$k$  = Permeabilidad (md)

$t$  = Tiempo (horas)

$\emptyset$  = Porosidad (%)

$C_t$  = Compresibilidad total (psi-1)

$\mu$  = Viscosidad del fluido en el pozo (cp)

Tiempo de acuerdo a los factores de la forma. – es el tiempo de acuerdo a la geometría de yacimiento y se define con la siguiente ecuación.

$$t = \frac{\mu \emptyset C_t A t_{DA}}{0.0002637k} \quad (13)$$

$\mu$  = Viscosidad (cp)

$\emptyset$  = Porosidad (%)

$C_t$  = Compresibilidad total (psi-1)

$A$  = Área de drenaje (Acres)

$t_{DA}$  = Tiempo adimensional

$k$  = Permeabilidad (md)

## 4.2 Caracterización de los pozos seleccionados

Los pozos previamente seleccionados, mismos que se presentan en la tabla 4, se los caracteriza de acuerdo al estado mecánico, lo que abarca: sistema de extracción, ciclo, producción diaria, además los parámetros de la roca, parámetros del fluido e historial de producción y en un caso de que los pozos fueron sometidos a alguna prueba de presión.

### 4.2.1 Revisión de wellfiles

La revisión de carpetas de los pozos es vital para conocer cuáles fueron los problemas que se suscitaron durante la perforación, durante la cementación o los trabajos de reacondicionamiento que se realizaron en los pozos previo a transferirlos al departamento de producción. Todos los datos que se pudo recolectar se los presenta en forma de tablas y gráficas.

### 4.2.2 Clasificación de pozos

La clasificación que se realizó a los pozos fue de acuerdo al estado mecánico y sistema de levantamiento artificial que como antes ya se mencionó se escogieron pozos los cuales cuente con un sistema de extracción por bombeo mecánico o Swab, otra manera de clasificar fue la sección en los que se ubicaban, en este caso los pozos seleccionados pertenecen a la sección 68.

### 4.3 POZO ANC1272

El pozo ANC1272, perteneciente al bloque 2, “Campo Gustavo Galindo Velasco”, mismo que se encuentra dividido en varias secciones entre una de ellas la de estudio que es la sección 68.

TABLA # 5 .- FICHA DE INFORMACIÓN DEL POZO ANC1272

<b>Pozo ANC1272</b>		
<b>Cantón</b>	ANCON	
<b>Fecha Inicial de Perforación</b>	14/07/1959	
<b>Fecha Final de Perforación</b>	05/08/1959	
<b>Fecha Inicial de Producción</b>	20/08/1959	
<b>Formación Productora</b>	Santo Thomas	
<b>Cabezal de Pozo</b>	SI	
<b>°API</b>	37.2	
<b>Coordenadas (56)</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
	522936	9741655
<b>Total Depth (TD)</b>	3895 ft	
<b>Estado de Pozo</b>	Productivo	
<b>Sistema de Extracción</b>	BM	
<b>Producción Inicial (BPPD)</b>	58.4	
<b>Producción Acumulada (BBLS)</b>	154866.08	
<b>Reservas Estimadas (MBbls)</b>	6.97744	
<b>BHP Históricos</b>	<b>P Max. Est.</b>	<b>Fecha</b>
	480	21/08/1962

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

Este pozo cuenta con varias formaciones, mismas que se detallan a continuación:

- ✓ Lower Socorro
  - Tope: 520 ft
  - Base: 1579 ft
- ✓ CPB
  - Tope: 1579 ft
  - Base: 2369 ft

- ✓ Santo Tomas
  - Tope: 2369 ft
  - Base: 3526 ft
- ✓ Atlanta
  - Tope:3526 ft
  - Base:3895 ft

De las formaciones antes detalladas el pozo ANC1272 es productivo de la formación Santo Tomas.

#### Historia del Pozo

El pozo ANC1272 comenzó a perforarse el 14/07/1959 y finalizó en 05/08/1959, se completó con casing de:

- 9 5/8 inch (0 – 463 ft)
- 5 inch (0 – 3410 ft). (0 – 2912 ft de casing liso; 2912 – 3410 ft de casing ranurado)

La profundidad total es 3895 ft.

El 6/08/1959 se bombea 100 sacos de cemento quedando un tapón de cemento con su tope a 3414 ft.

Fue transferido al departamento de producción el 13/08/1959, con producción inicial de 58.4 BPPD. Actualmente el pozo se encuentra en estado de Productivo por bombeo mecánico.

El pozo luego de ser transferido al departamento de producción, debido a su baja productividad fue fracturado en varias ocasiones, misma que se presentan en la tabla 6.

TABLA # 6 .- HISTÓRICO WORKOVER – POZO ANC1272

Pozo	W O	Fecha	Intervalo	Formación	Q Oil (BPPD)	Trabajo Realizado	Resultados (BPPD)
ANC1272	1	21/08/1959	2918-3410	ST	-	SAND - FRAC	280
ANC1272	2	09/01/1960	2426-2843	ST	12	SAND - FRAC	233
ANC1272	3	27/03/1961	2426-2843	ST	25	SAND - FRAC	45
ANC1272	4	06/02/1965	2426-2843	ST	2	FRACTURA	39

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

El 21/08/1962 se realizó una prueba de presión de fondo, obteniendo los siguientes datos:

- Presión inicial: 332 lbs / sq.in (psi)
- Tiempo de cierre: 64 horas
- Presión final: 387 lbs / sq.in (psi)
- Presión máxima estimada: 480 lbs / sq.in (psi)

### Histórico de Producción

Se presenta en la Figura 10 la variación de la producción diaria y acumulada a lo largo del tiempo en producción de petróleo. Además, en el ANEXO A1, 2, se presenta el diagrama de completación del pozo ANC1272 y el corte litológico.

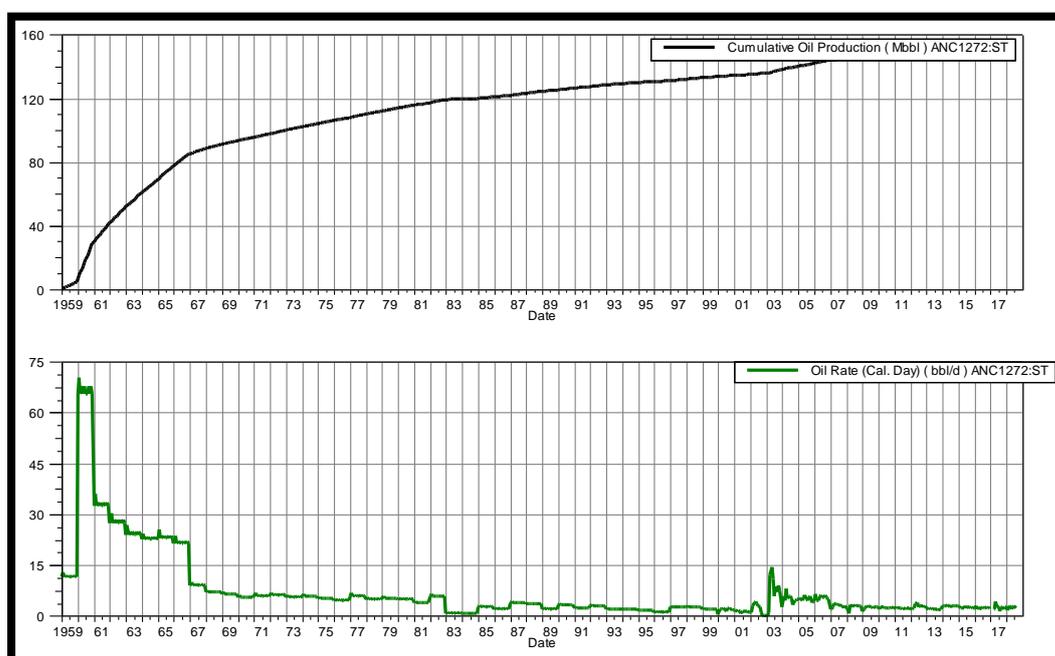


FIGURA # 10 .- HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN ANC1272

(FUENTE: PACIFPETROL S.A. - SOFTWARE OFM)

#### 4.4 POZO ANC1270

El pozo ANC1270, perteneciente al bloque 2, “Campo Gustavo Galindo Velasco”, mismo que se encuentra dividido en varias secciones entre una de ellas la de estudio que es la sección 68.

TABLA # 7 .- FICHA DE INFORMACIÓN DEL POZO ANC1270

<b>Pozo ANC1270</b>		
<b>Cantón</b>	ANCON	
<b>Fecha Inicial de Perforación</b>	15/06/1959	
<b>Fecha Final de Perforación</b>	16/07/1959	
<b>Fecha Inicial de Producción</b>	17/07/1959	
<b>Formación Productora</b>	SANTO TOMAS	
<b>Cabezal de Pozo</b>	SI	
<b>°API</b>	38.3	
<b>Coordenadas (56)</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
	522879	9742055
<b>Total Depth (TD)</b>	3740 ft	
<b>Estado de Pozo</b>	Productivo	
<b>Sistema de Extracción</b>	SWAB	
<b>Producción Inicial (BPPD)</b>	26.1	
<b>Producción Acumulada (BBLS)</b>	56417.67	
<b>Reservas Estimadas (MBbls)</b>	2543.02	
<b>BHP Históricos</b>	<b>P Max. Est.</b>	<b>Fecha</b>
	258	02/04/1963

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

Este pozo atraviesa varias formaciones mismas que se detallan a continuación:

- ✓ Socorro
  - Tope: 0 ft
  - Base: 187 ft
- ✓ Lower Socorro
  - Tope: 921 ft
  - Base: 1814ft
- ✓ CPB
  - Tope: 1814 ft
  - Base: 2345 ft

- ✓ Santo Tomas
  - Tope: 2345 ft
  - Base: 3540 ft
- ✓ Atlanta
  - Tope: 3540 ft
  - Base: 3740 ft

De las formaciones antes detalladas el pozo ANC1270 es productivo de la formación Santo Tomas.

#### Historia del Pozo

El pozo ANC1270 comenzó a perforarse el 15/06/1959 y finalizó en 16/07/1959, se completó con casing de:

- 9 5/8 inch (0 – 483 ft)
- 5 1/2 inch (0 - 3508 ft). (0 – 3048 ft de casing liso; 3048 – 3508 ft de casing ranurado)

La profundidad total es 3740 ft.

El 14/10/1959 se bombea 100 sacos de cemento quedando un tapón de cemento con su tope a 3004 ft.

Fue transferido al departamento de producción el 17/08/1959, con producción inicial de 26.1 BPPD. Actualmente el pozo se encuentra en estado de Productivo por Swab.

El pozo luego de ser transferido al departamento de producción, debido a su baja productividad fue fracturado en varias ocasiones, misma que se presentan en la tabla 8.

TABLA # 8 .- HISTÓRICO WORKOVER – POZO ANC1270

Pozo	WO	Fecha	Intervalo	Formación	Q Oil (BPPD)	Trabajo Realizado	Resultados (BPPD)
ANC1270	1	23/07/1959	-	ST	0	SAND-FRAC	29
ANC1270	2	16/10/1959	2349-2895	ST	-	Cañoneo	-
ANC1270	3	31/10/1959	-	ST	0	SAND-FRAC	43

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

El 02/04/1963 se realizó una prueba de presión de fondo, obteniendo los siguientes datos:

- Presión inicial: 75 lbs / sq.in (psi)
- Tiempo de cierre: 64 horas
- Presión final: 258 lbs / sq.in (psi)
- Presión máxima estimada: 275 lbs / sq.in (psi)

### Histórico de Producción

Se presenta en la Figura 11 la variación de la producción diaria y acumulada a lo largo del tiempo en producción de petróleo.

Además, en el ANEXO A 3, 4, se presenta el diagrama de completación del pozo ANC1270 y el corte litológico.

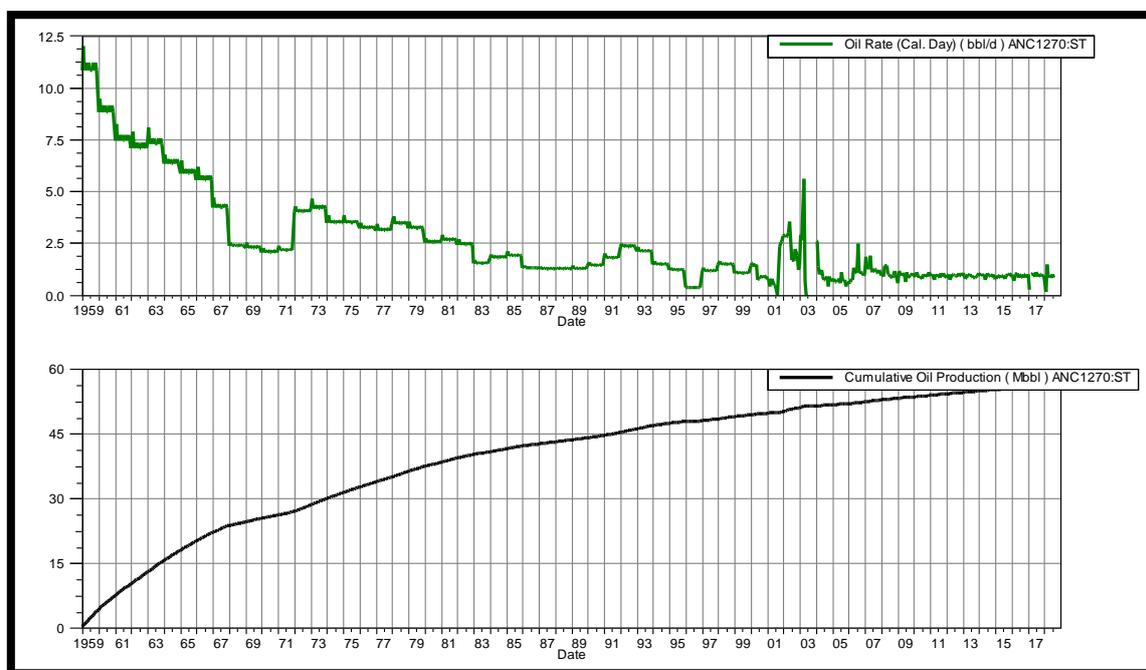


FIGURA # 11 .- HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN ANC1270

(FUENTE: PACIFPETROL S.A. - SOFTWARE OFM)

### 4.5 POZO ANC1260

El pozo ANC1260, perteneciente al bloque 2, “Campo Gustavo Galindo Velasco”, mismo que se encuentra dividido en varias secciones entre una de ellas la de estudio que es la sección 68.

TABLA # 9 .- FICHA DE INFORMACIÓN DEL POZO ANC1260

<b>Pozo ANC1260</b>		
<b>Cantón</b>	ANCON	
<b>Fecha Inicial de Perforación</b>	16/10/1958	
<b>Fecha Final de Perforación</b>	26/11/1958	
<b>Fecha Inicial de Producción</b>	28/11/1958	
<b>Formación Productora</b>	SANTO TOMAS	
<b>Cabezal de Pozo</b>	SI	
<b>°API</b>	38.9	
<b>Coordenadas (56)</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
	522521	9741874
<b>Total Depth (TD)</b>	4006 ft	
<b>Estado de Pozo</b>	Productivo	
<b>Sistema de Extracción</b>	SWAB	
<b>Producción Inicial (BPD)</b>	18.2	
<b>Producción Acumulada (BBLs)</b>	43254.141	
<b>Reservas Estimadas (MBbls)</b>	2871.48	
<b>BHP Históricos</b>	<b>P Max. Est.</b>	<b>Fecha</b>
	424	10/04/1963

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

Este pozo atraviesa varias formaciones mismas que se detallan a continuación:

- ✓ Socorro
  - Tope: 77 ft
  - Base: 625 ft
- ✓ Seca Falsa
  - Tope: 625 ft
  - Base: 800 ft
- ✓ Lower Socorro
  - Tope: 800 ft
  - Base: 1637 ft

- ✓ CPB
  - Tope: 1637 ft
  - Base: 2418 ft
- ✓ Santo Tomas
  - Tope: 2418 ft
  - Base: 3494 ft
- ✓ Atlanta
  - Tope: 3494 ft
  - Base: 4006 ft

De las formaciones antes detalladas el pozo ANC1260 es productivo de la formación Santo Tomas.

#### Historia del Pozo

El pozo ANC1260 comenzó a perforarse el 16/08/1958 y finalizó en 26/11/1958, se completó con casing de:

- 9 5/8 inch (0 - 569 ft)
- 6 inch (0 - 3551 ft). (0 – 3061 ft de casing liso; 3061 – 3551 ft de casing ranurado)

La profundidad total es 4006 pies.

El 14/10/1959 se bombea 100 sacos de cemento quedando un tapón de cemento con su tope a 3641 pies.

Fue transferido al departamento de producción el 28/11/1958, con producción inicial de 18.2 BPPD. Actualmente el pozo se encuentra en estado de Productivo. El pozo luego de ser transferido al departamento de producción, debido a su baja productividad fue fracturado en varias ocasiones, mismas que se presentan en la Tabla 10.

TABLA # 10 .- HISTÓRICO WORKOVER – POZO ANC1260

Pozo	WO	Fecha	Intervalo	Formación	Q Oil (BPPD)	Trabajo Realizado	Resultados (BPPD)
ANC1260	1	23/12/1958	-	ST	0	SAND-FRAC	66
ANC1260	2	26/02/1959	-	ST	9	CAÑONEO	63
ANC1260	3	12/03/1959	-	ST	9	SAND-FRAC	63

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

El 10/04/1963 se realizó una prueba de presión de fondo, obteniendo los siguientes datos:

- Presión inicial: 287 lbs / sq.in (psi)
- Tiempo de cierre: 64 horas
- Presión final: 424 lbs / sq.in (psi)
- Presión máxima estimada: 440 lbs / sq.in (psi)

### Histórico de Producción

Se presenta en la Figura 12 la variación de la producción diaria y acumulada a lo largo del tiempo en producción de petróleo. Además, en el ANEXO A 5, 6, se presenta el diagrama de completación el pozo ANC1260 y el corte litológico

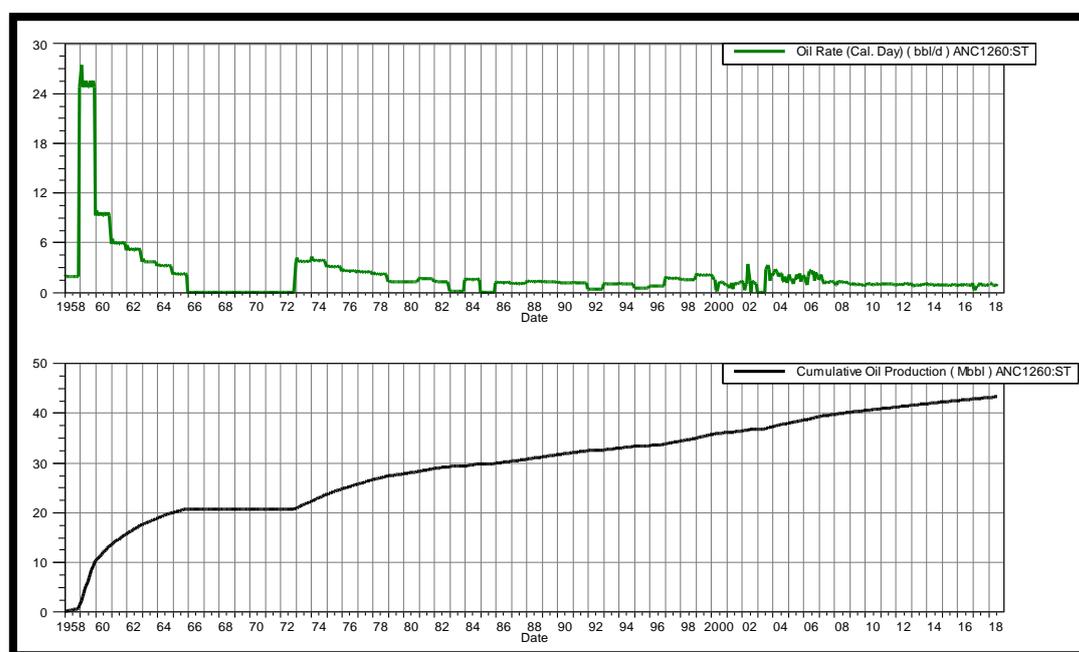


FIGURA # 12 .- HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN ANC1260

(FUENTE: PACIFPETROL S.A. - SOFTWARE OFM )

#### 4.6 Metodología y configuración del software twm

El software Total Well Management (TWM), el cual se incluye en lo que abarca el echometer, da la apertura para poder digitalizar y analizar cada traza de disparo o a su vez las cartas dinamométricas, entre uno de sus módulos que contiene está el de pruebas de presión transiente.

#### 4.6.1 Ingreso de datos

Los primeros requerimientos son las condiciones del pozo, diámetros, tipo de tubería, profundidad de asiento, profundidad de intervalo y formación, varillas y varillón, profundidad de la bomba, diámetro de la bomba de subsuelo, en un caso que existieran, características del equipo de superficie.

Para la Prueba de Presión Transiente se ingresan los datos que se presentan en la Figura 13.

The screenshot shows the 'Acquire Mode' window of the TWM software. The 'Press. Transient Data' tab is selected. The interface is divided into several sections for data entry:

- Formation Volume Factors [Alt-1]:** Includes input fields for Oil (Bo) in RB/STB, Water (Bw) in RB/STB, and Gas (Bg) in RB/Mscf.
- Zone [Alt-3]:** Includes input fields for Net Pay in ft, Wellbore Radius in ft, and Drainage Area in acre.
- Viscosities [Alt-2]:** Includes input fields for Oil, Water, and Gas in cp.
- Reservoir Properties [Alt-4]:** Includes input fields for Porosity in fraction and Total Compressibility in 1/psi E-6.

At the bottom, there is a 'NOTE: Parameters on this form are required only for Pressure Transient calculations!' and a checkbox for 'Include Pressure Transient in Report'. A 'Save' button and navigation buttons '< Pg Up' and 'Pg Dwn >' are also present.

FIGURA # 13 .- SOFTWARE TWM – PROPIEDADES PARA PRUEBA DE PRESIÓN TRANSIENTE.

(FUENTE: PACIFPETROL S.A. – ECHOMETER, SOFTWARE TWM)

Ingresadas las propiedades previamente calculadas se selecciona la prueba (Pressure Trasient), es importante seleccionar la modalidad de toma de trazas y la frecuencia de las mismas, una vez que se a realizo esto, se procede al monitoreo de las trazas tomadas.

#### 4.6.2 Aplicación de la prueba de presión transiente – obtención de datos

Previo al inicio de la Prueba de Presión es importa inspeccionar anticipadamente la condición del pozo, el buen funcionamiento de las válvulas, hermeticidad del pozo y contrapozo, además realizar un mantenimiento previo del echometer evitando de esta manera algún altercado durante la prueba de presión transiente, de igual manera es importante la inspección en las conexiones.

El trasteo correcto y completo de todos los equipos a utilizar:

- Baterías o vehículo como fuente de energía
- Bombona de CO2 con su debido soporte
- Regulador de Presión
- Echometer
- Manómetro



FIGURA # 14 .- COMPONENTES PARA PRUEBA DE PRESIÓN TRANSIENTE – POZO ANC1260

(FUENTE: PACIFPETROL S.A. – ÁREA DE MEDICIONES FÍSICAS)

Durante la prueba se debe revisar la condición del pozo con la finalidad de constatar que esté totalmente hermético, además de la carga de las baterías que se vayan a utilizar como fuente de energía.

Iniciada la prueba de presión transiente el monitoreo es importante con la finalidad evitar desabastecimiento del gas CO2 desde la bombona de gas hacia la pistola y que se generen disparos herrados o no localizados, en el caso de estos errores el programa permite generar disparos manuales. Además, es importante tomar en cuenta la carga de las baterías o el nivel del tanque del vehículo que se esté utilizando.

Al dar por finalizada la prueba de presión transiente, mientras se realiza el proceso de desinstalación de los equipos es muy importante tomar en cuenta el estado en el que se encuentren las válvulas (abiertas - cerradas), ya que, para la extracción del manómetro o la pistola de gas o algún tapón, las válvulas deben estar totalmente cerradas, prosiguiendo con desenroscar cuidadosamente para evitar golpes por pequeñas acumulaciones de gas.

### **4.6.3 Análisis e interpretación de datos**

Después de haber realizado la prueba de presión al o los pozos seleccionados, se interpreta la data y para ello el programa Total Well management (TWM) da la facilidad de manejar varias gráficas y realiza cálculos de acuerdo al análisis que se le aplique, dichas gráficas se detallan a continuación:

- Presión de casing con respecto al Tiempo
- BHP (Presión del fondo del pozo) con respecto al Tiempo
- Profundidad de líquido con respecto al Tiempo
- Velocidad acústica con respecto al Tiempo
- Gráfica Log Log de la Variación de la Presión con respecto a la Variación del Tiempo
- Gráfica MDH de la BHP con respecto a la variación del tiempo
- Gráfica de Horner de BHP con respecto a  $(T_p + \Delta T) / \Delta T$

Los cálculos que realiza el software son los siguientes:

- $C_s$ , coeficiente de almacenamiento
- $C_{sd}$ , coeficiente de almacenamiento adimensional
- Derivada de la presión
- Skin o daño de formación
- Permeabilidades del petróleo, agua y gas
- Conductividad
- Presión de Yacimiento

La data puede ser exportada en el caso que se requiera un análisis más exhaustivo en algún software.

### **4.7 Propiedades de los pozos para aplicación de prueba de presión transiente.**

La recopilación de las propiedades de la roca y el fluido es muy importante ya que sin estos no serían posible los cálculos de permeabilidad, presión y coeficientes de almacenamiento de los pozos por parte del software TWM, además de los cálculos que se debe realizar previamente, mismos que ya se mencionó el procedimiento anterior, todo esto se presenta para cada pozo candidato a continuación.

#### 4.7.1 ANC1272

El pozo ANC1272, perteneciente a la sección 68 del campo Gustavo Galindo Velasco, presenta las siguientes propiedades:

TABLA # 11 .- PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO – ANC1272

Propiedades de Yacimiento y Fluido			
re (mts)	63,784	Co (psi <sup>-1</sup> )	1,19E-05
Ad (acre)	3,157	Cw (psi <sup>-1</sup> )	3,15E-06
rw (ft)	0,318	Cg (psi <sup>-1</sup> )	4,48E-03
Aw (ft <sup>2</sup> )	0,317	Soi	0,5
uo (cp)	1,386	Sor	0,2
uw (cp)	0,761	h (ft)	267
ug (cp)	0,011	Cf (psi <sup>-1</sup> )	7,47E-06
ρo (lb/ft <sup>3</sup> )	51,066	C (psi <sup>-1</sup> )	7,53E-06
Pg (lb/ft <sup>3</sup> )	1,753	Ct (psi <sup>-1</sup> )	1,94E-05
Ø (frac)	0,090	Cs (bbl/psi)	1,54E-01
k (md)	6,000	skin	2
Boi (bbl/STB)	1,140	Csd	2914,595
Bw (bbl/STB)	1,003	Twbs (hr)	30,062
Bg (SCF/STB)	0,033	Twbs (d)	1,253
Np (Bbls)	154866,080		

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

En la figura 15, se aprecia una simulación que se realizó en Excel de lo que podría ser el comportamiento del radio de drenaje con respecto al tiempo en días y horas, se aprecia que entre los días 2 y 3 ya se empieza a estabilizar la presión. En la tabla 12, se encuentran los datos calculados en base a la ecuación de radio de investigación.

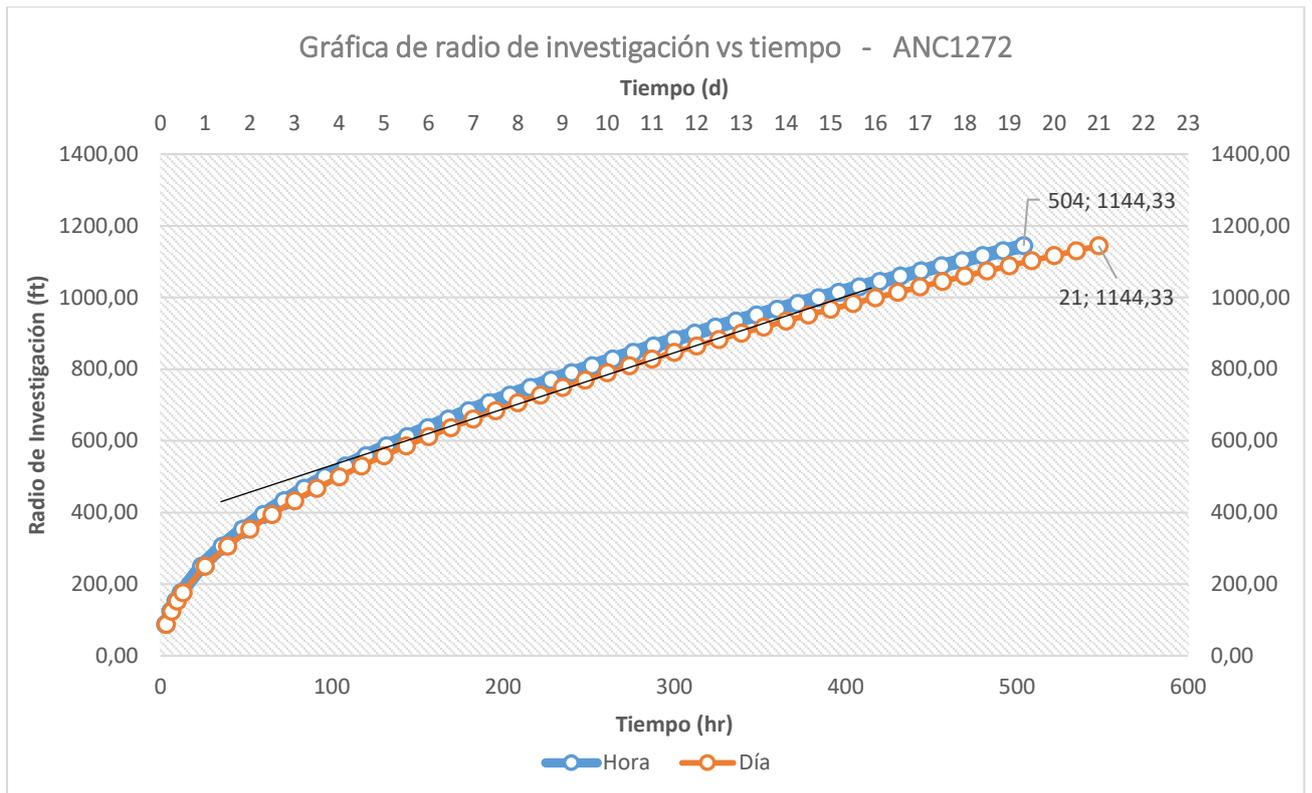


FIGURA # 15 .- SIMULACIÓN DE RADIO DE INVESTIGACIÓN A DIFERENTES TIEMPOS – ANC1272

(FUENTE: PACIFPETROL – EXCEL, CÁLCULOS DE RADIO DE INVESTIGACIÓN, 2019)

TABLA # 12 .- RADIOS DE INVESTIGACIÓN – ANC1272

Tiempo (d)	Tiempo (hr)	Radio de investigación (ft)
0,125	3	88,29
0,25	6	124,86
0,375	9	152,92
0,5	12	176,57
1	24	249,71
1,5	36	305,83
2	48	353,15
2,5	60	394,83
3	72	432,51
3,5	84	467,17

4	96	499,42
4,5	108	529,72
5	120	558,37
5,5	132	585,63
6	144	611,67
6,5	156	636,64
7	168	660,68
7,5	180	683,87
8	192	706,29
8,5	204	728,03
9	216	749,14
9,5	228	769,67
10	240	789,66

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

#### 4.7.2 ANC1270

El pozo ANC1270, perteneciente a la sección 68 del campo Gustavo Galindo Velasco, presenta las siguientes propiedades:

TABLA # 13 .- PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO – ANC1270

Propiedades de Yacimiento y Fluido			
re (mts)	37,328	Co (1/psi)	9,9648E-06
Ad (acre)	1,081	Cw (1/psi)	3,152E-06
rw (ft)	0,318	Cg (1/psi)	0,00926594
Aw (ft <sup>2</sup> )	0,317	Soi	0,5
uo (cp)	1,839	Sor	0,2
uw (cp)	0,757	h (ft)	284
ug	0,010	Cf (psi <sup>-1</sup> )	7,4734E-06
po (lb/ft <sup>3</sup> )	51,933	C (psi <sup>-1</sup> )	6,5584E-06
Pg (lb/ft <sup>3</sup> )	1,080	Ct (psi <sup>-1</sup> )	1,7438E-05
∅ (frac)	0,090	Cs (bbl/psi)	0,15340446

k (md)	6,000	skin	2
Boi (bbl/STB)	1,140	Csd	3034,66
Bw (bbl/STB)	1,004	Twbs (hr)	37,28
Bg (SCF/STB)	0,053	Twbs (d)	1,55
Np (Bbls)	56417,672		

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

En la figura 16, se aprecia una simulación que se realizó en Excel de lo que podría ser el comportamiento del radio de drenaje con respecto al tiempo en días y horas, se aprecia que entre los días 3 y 4 ya se empieza a estabilizar la presión. En la tabla 14, se encuentran los datos calculados en base a la ecuación de radio de investigación.

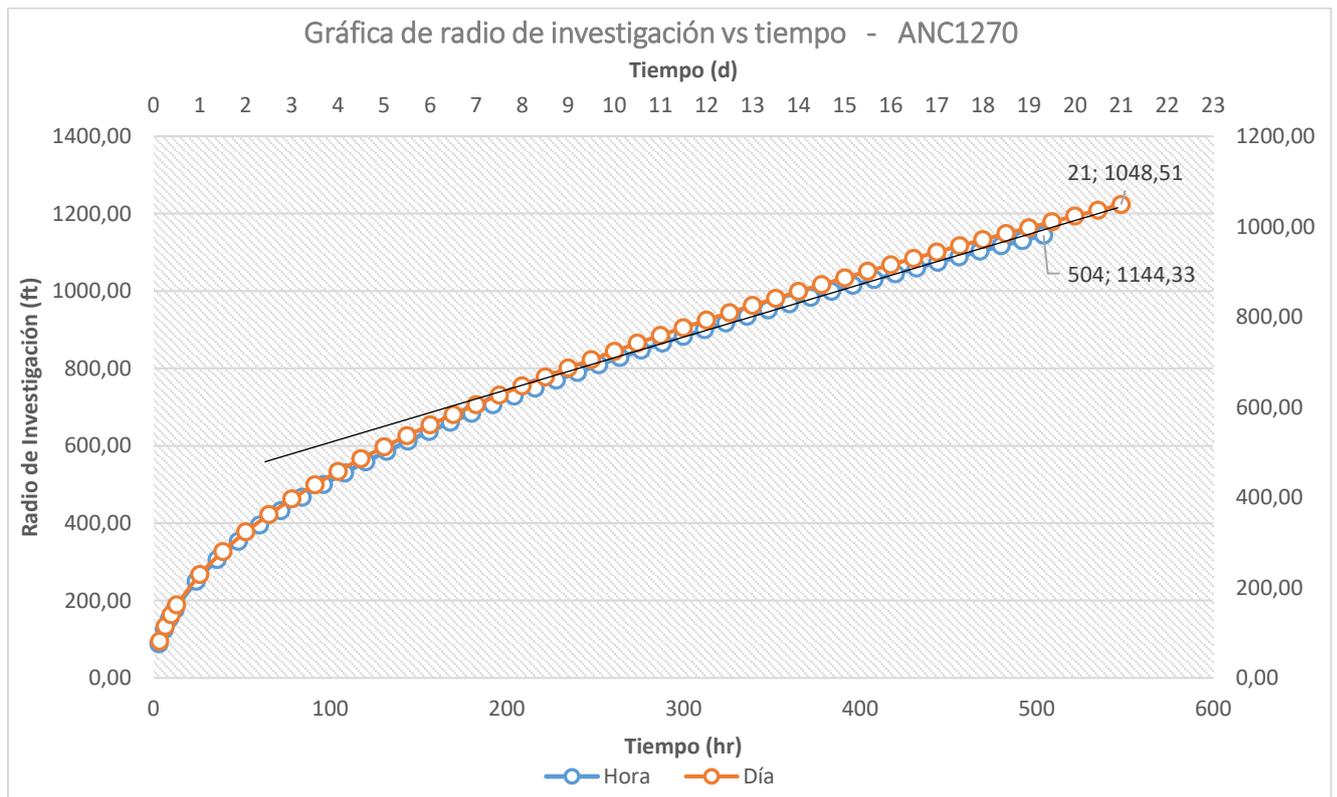


FIGURA # 16 .- SIMULACIÓN DE RADIO DE INVESTIGACIÓN A DIFERENTES TIEMPOS – ANC1270

(FUENTE: PACIFPETROL – EXCEL, CÁLCULOS DE RADIO DE INVESTIGACIÓN, 2019)

TABLA # 14 .- RADIOS DE INVESTIGACIÓN – ANC1270

Tiempo (d)	Tiempo (hr)	Radio de investigación (ft)
0,125	3	80,89
0,25	6	114,40
0,375	9	140,11
0,5	12	161,79
1	24	228,80
1,5	36	280,22
2	48	323,58
2,5	60	361,77
3	72	396,30
3,5	84	428,05
4	96	457,61
4,5	108	485,36
5	120	511,62
5,5	132	536,59
6	144	560,45
6,5	156	583,33
7	168	605,36
7,5	180	626,60
8	192	647,15
8,5	204	667,07
9	216	686,41
9,5	228	705,22
10	240	723,54

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

#### 4.7.3 ANC1260

El pozo ANC1260, perteneciente a la sección 68 del campo Gustavo Galindo Velasco, presenta las siguientes propiedades:

TABLA # 15 .- PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO – ANC1260

Propiedades de Yacimiento y Fluido			
re (mts)	50,074	Co (psi <sup>-1</sup> )	1,19E-05
Ad (acre)	1,946	Cw (psi <sup>-1</sup> )	3,15E-06
rw (ft)	0,354	Cg (psi <sup>-1</sup> )	4,48E-03
Aw (ft <sup>2</sup> )	0,394	Soi	0,50
uo (cp)	1,386	Sor	0,20
uw (cp)	0,761	h (ft)	121,00
Ug (cp)	0,011	Cf (psi <sup>-1</sup> )	7,47E-06
ρo (lb/ft <sup>3</sup> )	51,066	C (psi <sup>-1</sup> )	7,53E-06
Pg (lb/ft <sup>3</sup> )	1,753	Ct (psi <sup>-1</sup> )	1,94E-05
∅ (frac)	0,090	Cs (bbl/psi)	1,91E-01
k (md)	6,000	skin	2
Boi (bbl/STB)	1,140	Csd	6431,38
Bw(bbl/STB)	1,003	Twbs (hr)	82,43
Bg (SCF/STB)	0,033	Twbs (d)	3,43
Np (Bbls)	43254,141		

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

En la figura 17, se aprecia una simulación que se realizó en Excel de lo que podría ser el comportamiento del radio de drenaje con respecto al tiempo en días y horas, se aprecia que entre los días 4 y 5 ya se empieza a estabilizar la presión. En la tabla 16, se encuentran los datos calculados en base a la ecuación de radio de investigación.

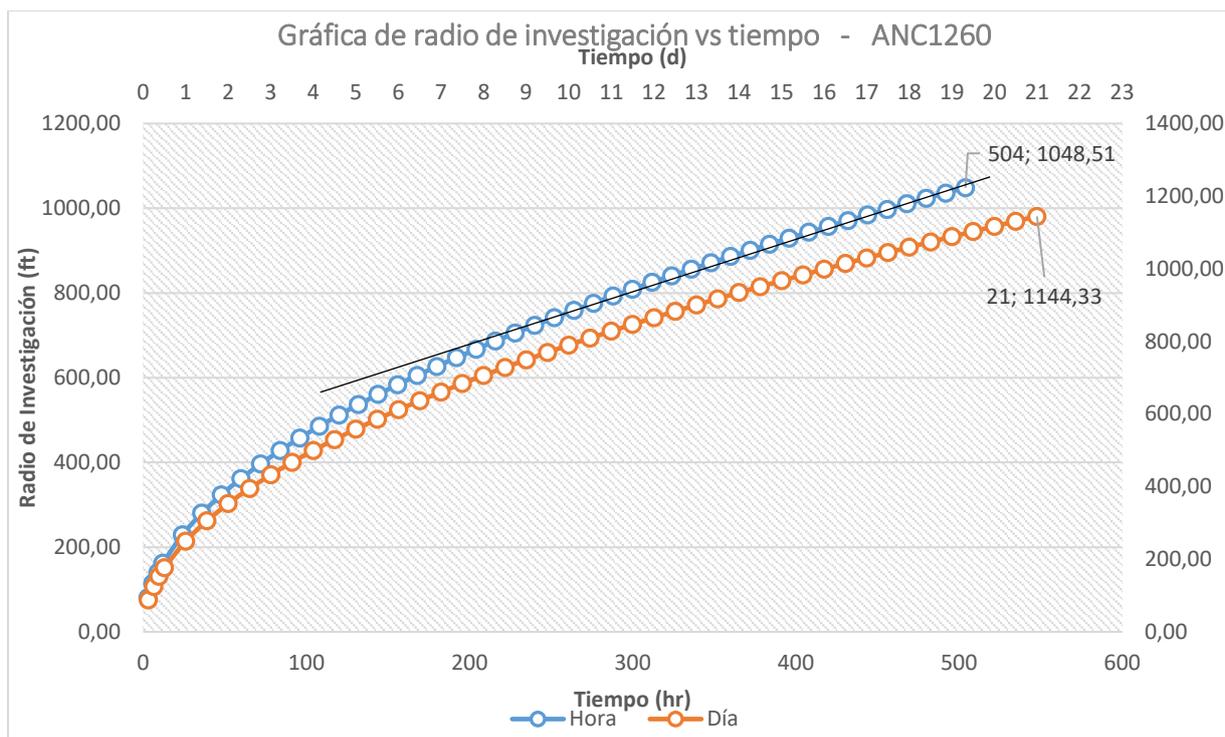


FIGURA # 17 .- SIMULACIÓN DE RADIO DE INVESTIGACIÓN A DIFERENTES TIEMPOS – ANC1260

(FUENTE: PACIFPETROL – EXCEL, CÁLCULOS DE RADIO DE INVESTIGACIÓN, 2019)

TABLA # 16 .- RADIOS DE INVESTIGACIÓN – ANC1260

Tiempo (d)	Tiempo (hr)	Radio de investigación (ft)
0,125	3	88,29
0,25	6	124,86
0,375	9	152,92
0,5	12	176,57
1	24	249,71
1,5	36	305,83
2	48	353,15
2,5	60	394,83
3	72	432,51
3,5	84	467,17
4	96	499,42
4,5	108	529,72

5	120	558,37
5,5	132	585,63
6	144	611,67
6,5	156	636,64
7	168	660,68
7,5	180	683,87
8	192	706,29
8,5	204	728,03
9	216	749,14
9,5	228	769,67
10	240	789,66

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

En la figura 18 se presenta las gráficas de los tres pozos candidatos ANC1272 (rojo-triángulo), ANC1270 (tomate-circulo) y ANC1260 (azul-cuadrado). Gracias a esta comparación se puede apreciar que el pozo ANC1270 alcanzaría la estabilización de la presión más pronto a diferencia de los pozos restantes, mismos que como se puede apreciar presentan un comportamiento similar.

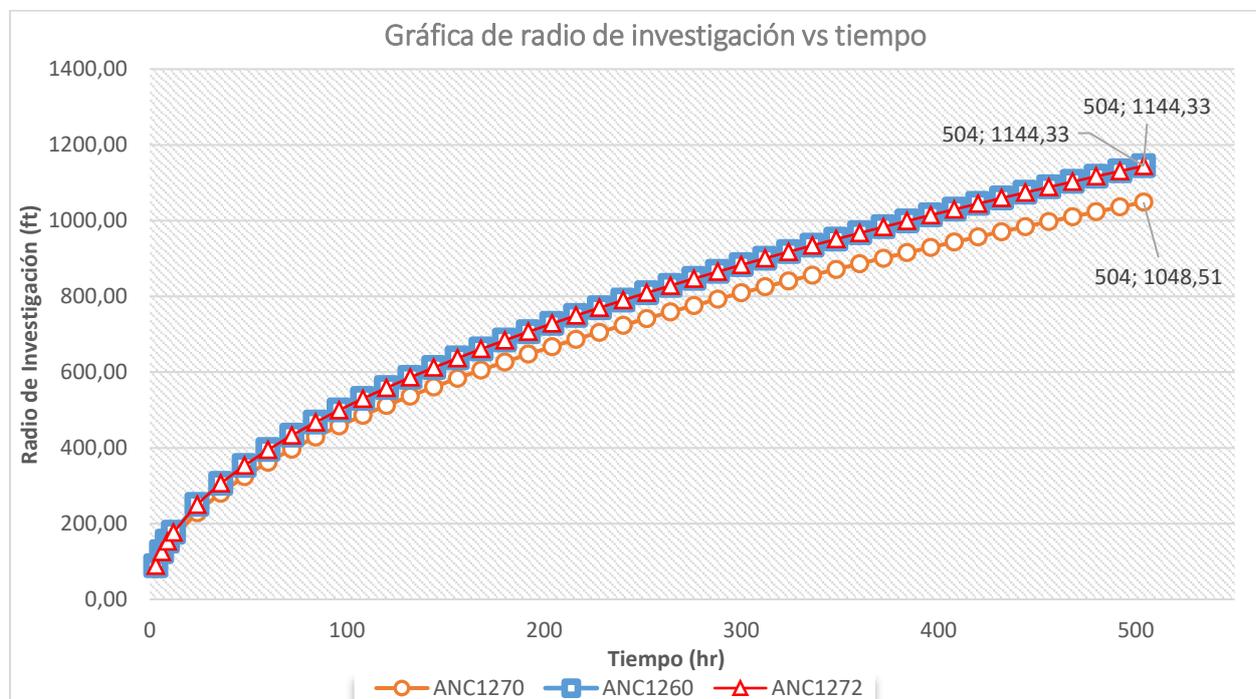


FIGURA # 18 . - COMPARACIÓN DE RADIO DE INVESTIGACIÓN A DIFERENTES TIEMPOS – POZOS CANDIDATOS

(FUENTE: PACIFPETROL – EXCEL, CÁLCULOS DE RADIO DE INVESTIGACIÓN, 2019)

# CAPÍTULO V

## ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

### 5.1 Resultados del pozo ANC1272

La prueba se realizó con una duración 2738 min. (dos días) y se obtuvieron los siguientes resultados:

#### Presión de casing y BHP (Presion del fondo del pozo) versus Tiempo

En la Figura 19 se puede apreciar presiones de 23.9 y 124.2 psia de casing y BHP respectivamente.

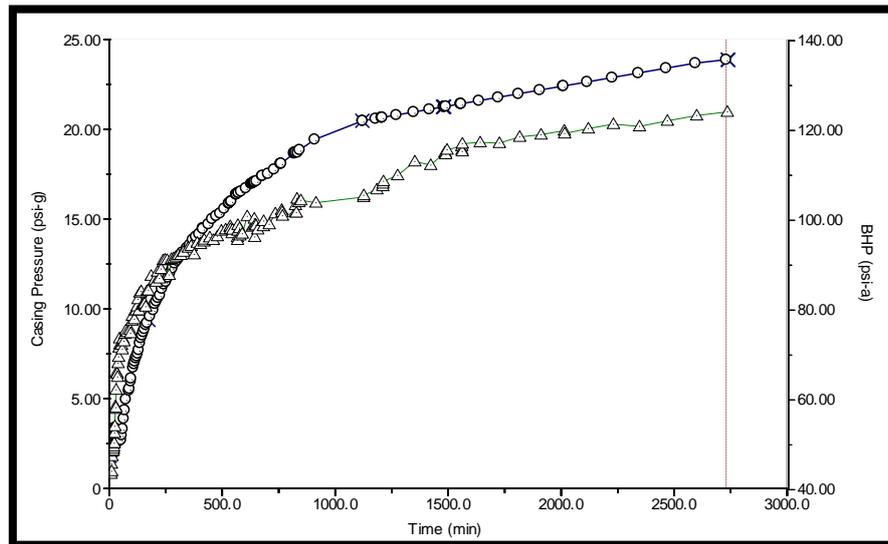


FIGURA # 19 .- GRÁFICA DE PRESIÓN DE CASING (CÍRCULOS) Y BHP (TRIÁNGULOS) VERSUS TIEMPO:  
SUAVIZADA

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

#### Profundidad de Líquido y Velocidad Acústica versus Tiempo

En la Figura 20 se puede apreciar la profundidad alcanzada al tiempo de prueba (2738 minutos) que es de 2480 ft y la profundidad al inicio de la prueba fue 2600, teniendo un aumento de la columna de fluido de 119 ft.

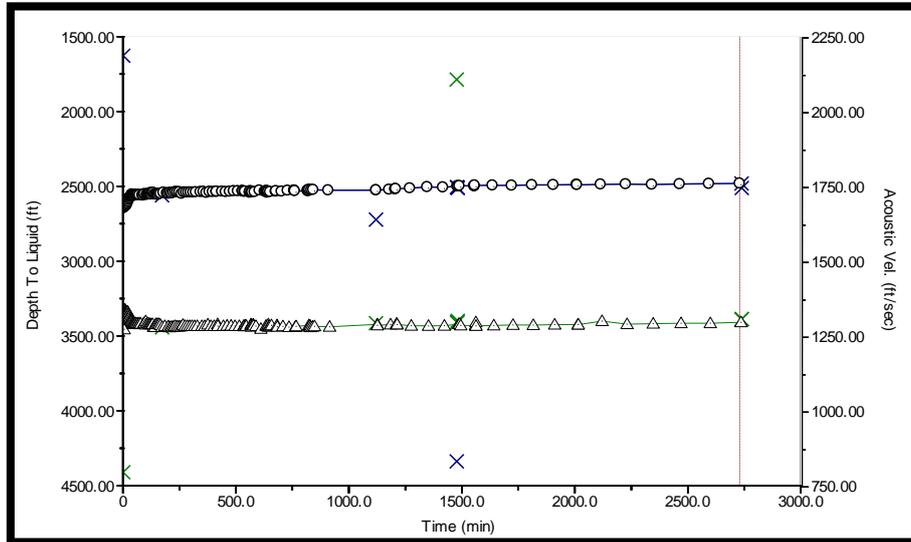


FIGURA # 20 .- GRÁFICA DE PROFUNDIDAD DE LIQUIDO (CÍRCULOS) Y VELOCIDAD AL NIVEL DE LÍQUIDO (TRIÁNGULOS) VERSUS TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

### Gráfica Log-Log de la Variación de la Presión versus la Variación del Tiempo. Derivada de la Presión

En la Figura 21 se puede apreciar la variación de la presión con respecto a la variación del tiempo y resulta difícil realizar un correcto análisis, al igual la derivada de la presión no resulta tan amigable. Con la curva ya suavizada no es posible realizar el respectivo análisis, ya que el tiempo que se realizó la prueba no fue suficiente para alcanzar la fase de estabilización de la presión.

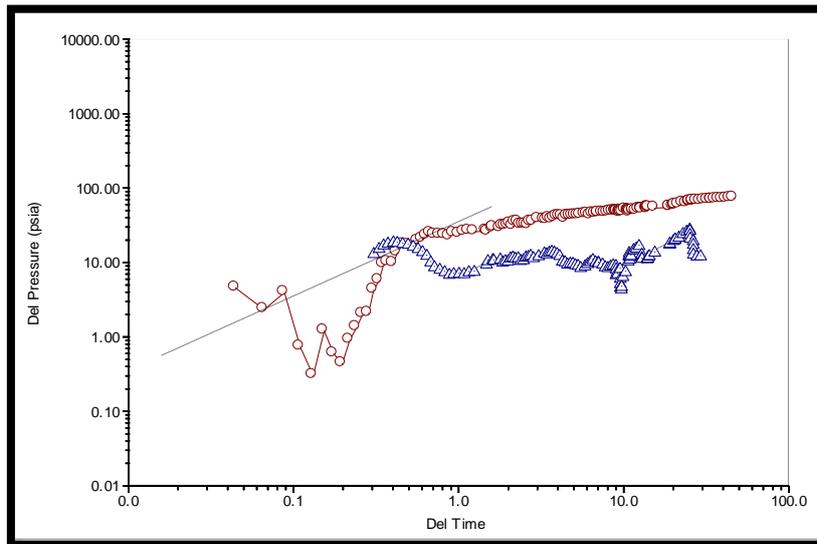


FIGURA # 21 .- GRÁFICA DE VARIACIÓN DE LA PRESIÓN (CÍRCULOS) VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA. DERIVADA DE LA PRESIÓN (TRIÁNGULOS) VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

### Gráfica de MDH; BHP versus la Variación del Tiempo

La gráfica que se obtuvo después de finalizada la prueba resultó ser muy confusa, el motivo de esas variaciones en las medidas fue porque alrededor de 200 a 250 ft por encima de la señal correcta el programa detectó otro pico; de acuerdo al manual, esto se debe por problemas en la tubería de producción o algún obstáculo en el anular. En la Figura 22 y 23, con la curva corregida y suavizada se puede apreciar una gráfica un poco más uniforme con lo que se puede determinar que el pozo ni siquiera alcanzó la fase de estabilización, el mismo análisis se aplica para la gráfica de Horner.

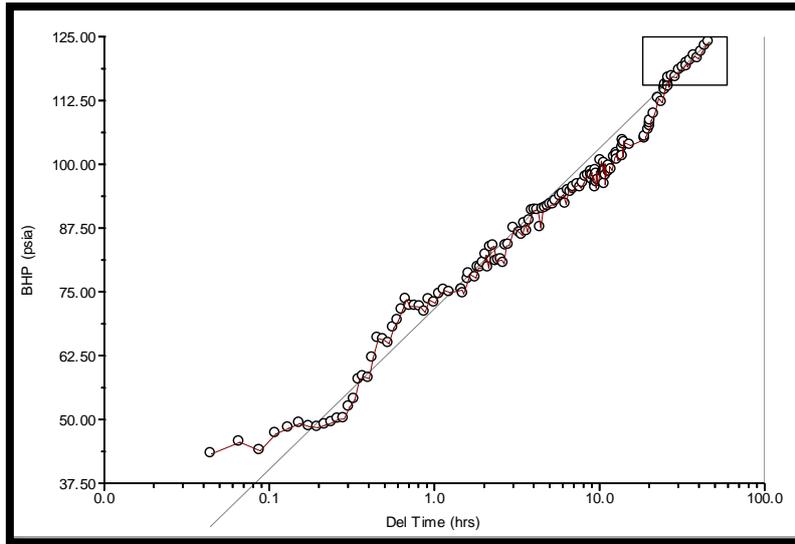


FIGURA # 22 .- GRÁFICA DE BHP VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

Gráfica de Horner; BHP versus la  $(T_p + \text{del } T)/\text{del } T$

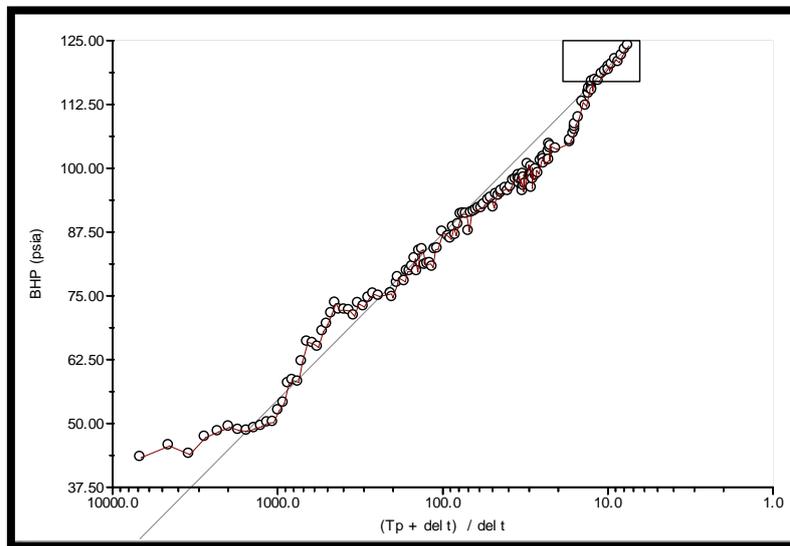


FIGURA # 23 .- GRÁFICA DE HORNER: BHP VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

## 5.2 Resultados pozo ANC1270

Se realizó la Prueba de Presión Transiente con una duración de un día con 23 horas y 20 minutos.

Los resultados obtenidos se detallan a continuación:

### Presión de casing y BHP (presión del fondo del pozo) versus Tiempo

En la Figura 24 se puede apreciar que la máxima presión en casing alcanzada al tiempo de prueba (2848 min) es de 65.09 psig y la máxima presión del fondo del pozo (BHP) fue 206.07 psia.

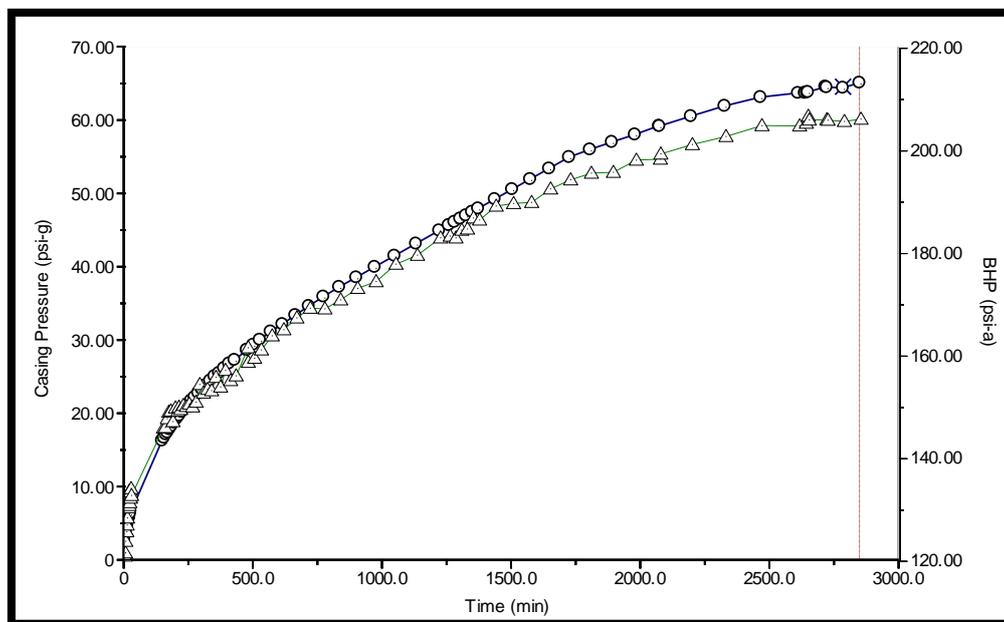


FIGURA # 24 .- GRÁFICA DE PRESIÓN DE CASING (CÍRCULOS) Y BHP (TRIÁNGULOS) VERSUS TIEMPO:  
SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

### Profundidad de Líquido y Velocidad Acústica versus Tiempo

En la Figura 25 se puede apreciar la profundidad alcanzada al tiempo de prueba (2738 minutos) es de 2331 ft y aumenta el nivel hasta 2307, con un ligero aumento en la columna de fluido de 24 ft.

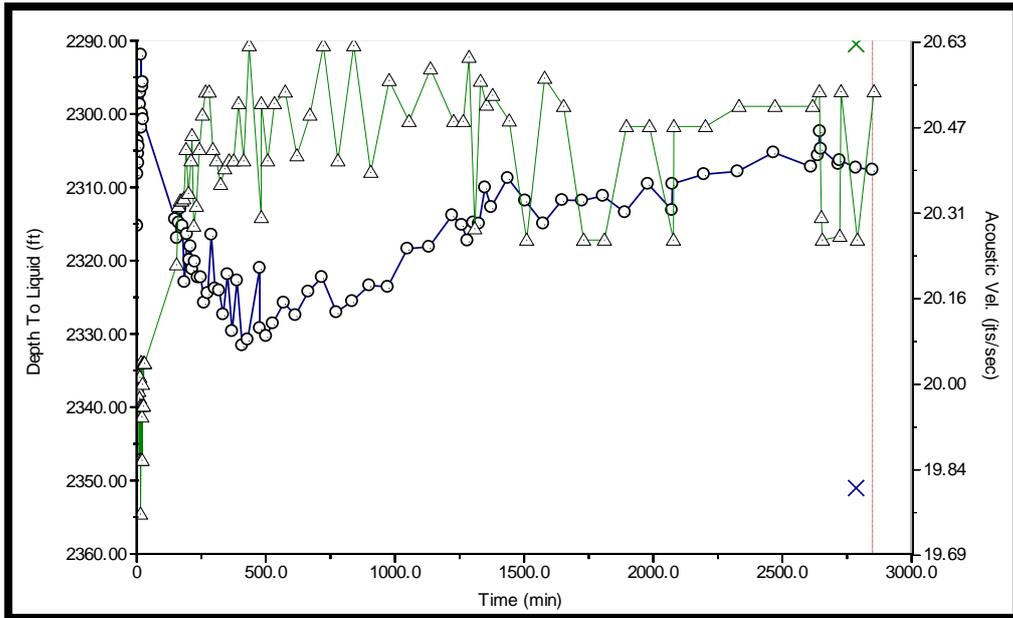
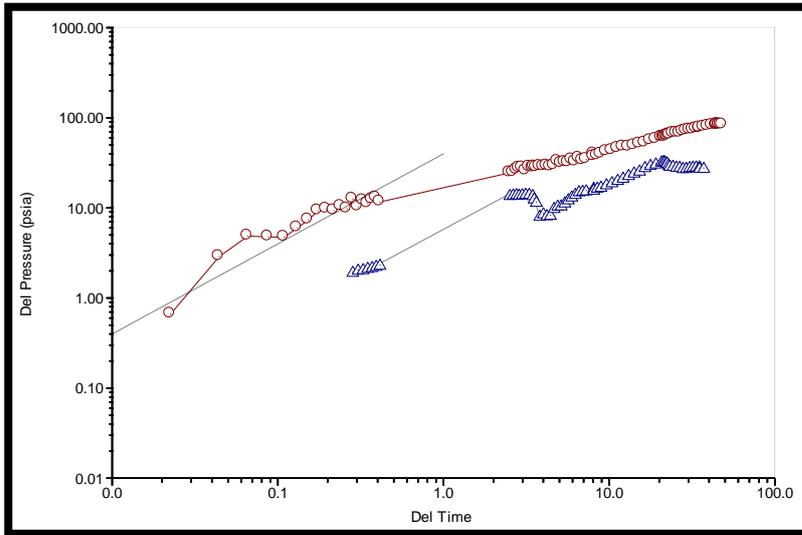


FIGURA # 25 .- GRÁFICA DE PROFUNDIDAD DE LIQUIDO (CÍRCULOS) Y VELOCIDAD AL NIVEL DE LÍQUIDO (TRIÁNGULOS) VERSUS TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

Gráfica Log-Log de la Variación de la Presión versus la Variación del Tiempo. Derivada de la Presión

En la Figura 26 con la curva ya suavizada se puede acertar un punto en donde encaja la pendiente unitaria con la curva, determinando de esta manera un coeficiente de almacenamiento igual a 0.644134 y un coeficiente de almacenamiento adimensional igual a 12793.7, de igual manera la derivada de la presión ya suavizada es mucho más amigable para un correcto análisis. En la Figura 27 se puede apreciar que el pozo presenta una fractura de conductividad infinita, con una pendiente de 0.5



Cs 0.644134  
Csd 12793.7

FIGURA # 26 .- GRÁFICA DE VARIACIÓN DE LA PRESIÓN (CÍRCULOS) VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA. DERIVADA DE LA PRESIÓN (TRIÁNGULOS) VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

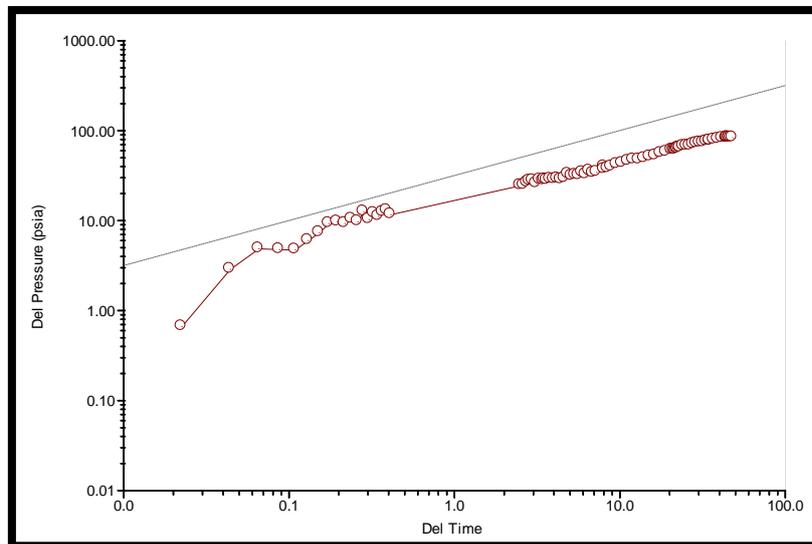
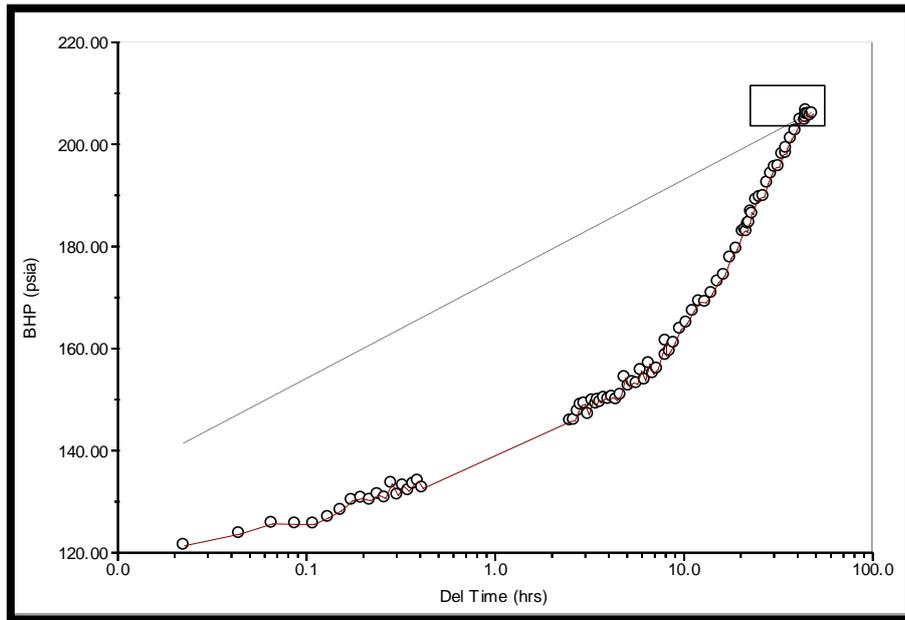


FIGURA # 27 .- GRÁFICA DE VARIACIÓN DE LA PRESIÓN VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

### Gráfica de MDH; BHP versus la Variación del Tiempo

En la Figura 28 se puede apreciar una gráfica un poco más uniforme con lo que se puede determinar que el pozo alcanzó la parte final del tiempo de llenado, el mismo análisis se aplica para la gráfica de Horner (Figura 29) y se obtiene los siguientes datos (Tabla 17):



Pres. 1 Hr	173.6	psi (a)	K / u	18.0867	md / cp
Skin	-2.44739		Ko	0.06	md
Slope	19.48	psi/cycle	Kw	0.00	md
			Kg	0.18	md

FIGURA # 28 .- GRÁFICA DE BHP VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

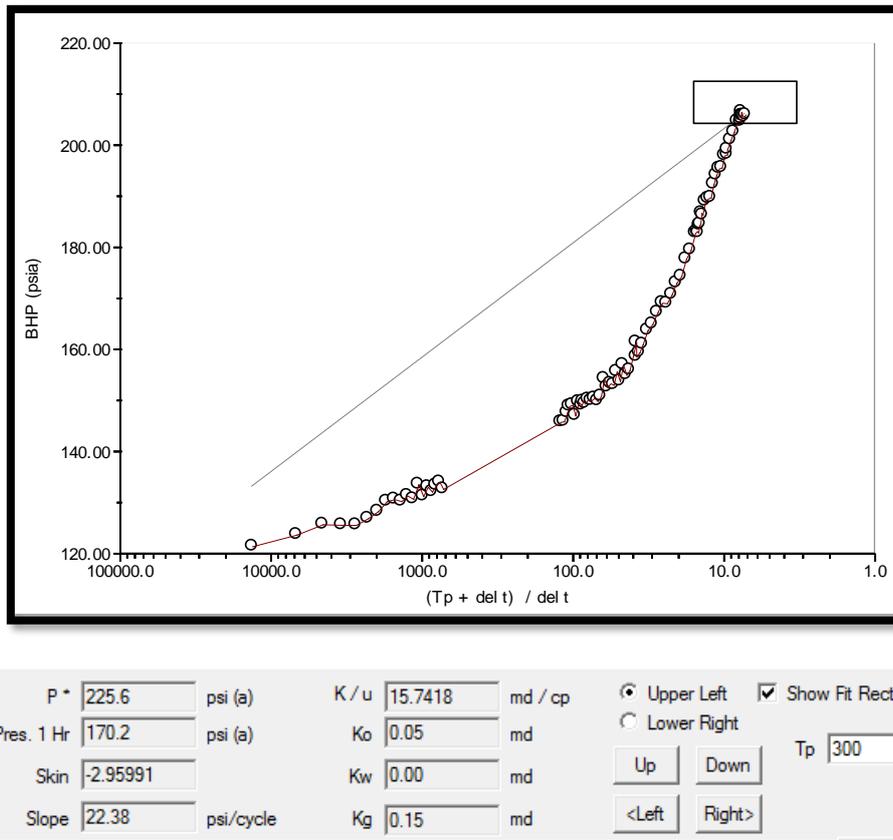


FIGURA # 29 .- GRÁFICA DE HORNER: BHP VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

TABLA # 17 .- RESULTADOS PRUEBA DE PRESIÓN TRANSIETE – ANC1270

		MDH	HORNER
Presión de Yacimiento	p*		225.6
Presión a 1 hora	Press 1 Hr.	173.6	170.2
Daño	Skin	-2.44739	-2.95991
Pendiente	Slope	19.48	22.38
Conductividad	K/u	18.0867	15.7418
Permeabilidad efectiva del Petróleo	Ko	0.06	0.05
Permeabilidad efectiva del Agua	Kw	0	0
Permeabilidad efectiva del Gas	Kg	0.18	0.15

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

### 5.3 Resultados pozo ANC1260

Se realizó la prueba con una duración de 4 días, y con un total de 5164.5 minutos de prueba.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

#### Presión de casing y BHP (Presion del fondo del pozo) versus Tiempo

En la Figura 30 se puede apreciar que la máxima presión en casing alcanzada al tiempo de prueba (5164 min) es de 157 psi y la máxima presión del fondo del pozo (BHP) fue 283 psia.

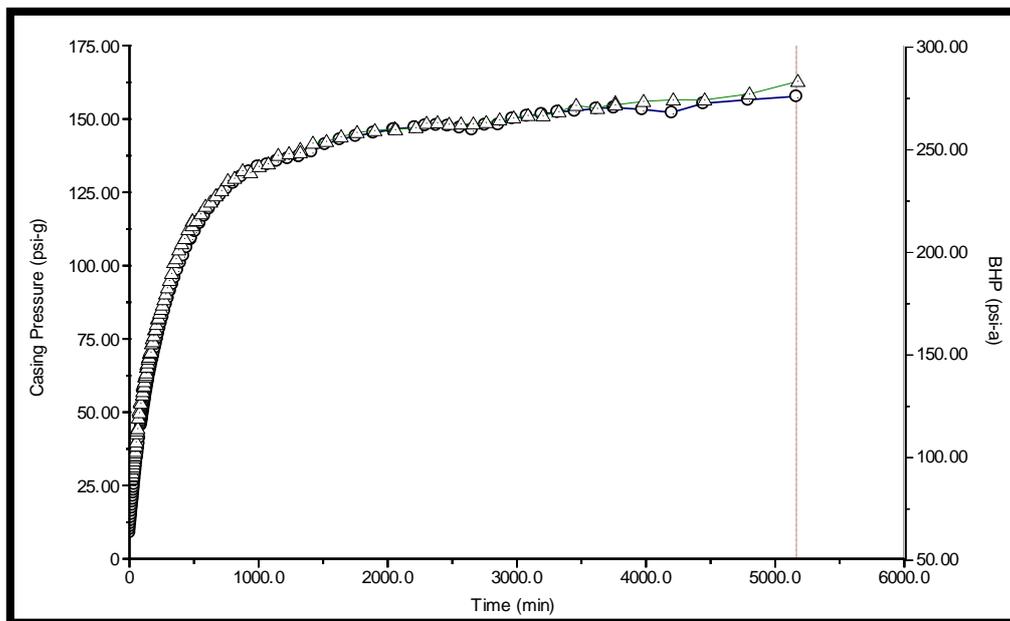


FIGURA # 30 .- GRÁFICA DE PRESIÓN DE CASING (CÍRCULOS) Y BHP (TRIÁNGULOS) VERSUS TIEMPO:  
SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

### Profundidad de Líquido y Velocidad Acústica versus Tiempo

En la Figura 31 se puede apreciar la profundidad alcanzada al tiempo de prueba (5164 min) es de 2174 ft y la profundidad al inicio de la prueba fue 2220 ft, teniendo un aumento de la columna de fluido de 46 ft.

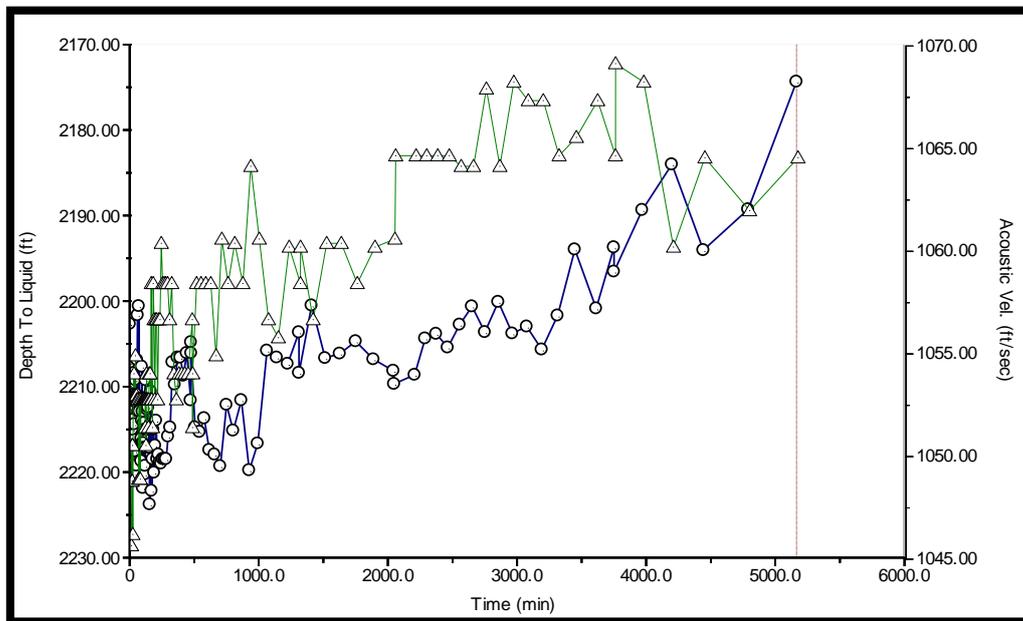
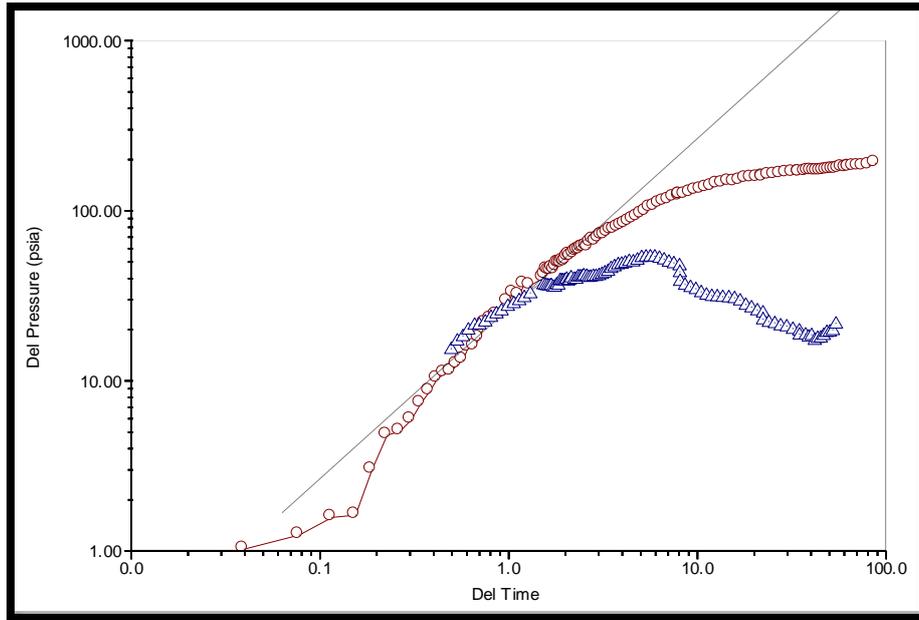


FIGURA # 31 .- GRÁFICA DE PROFUNDIDAD DE LÍQUIDO (CÍRCULOS) Y VELOCIDAD AL NIVEL DE LÍQUIDO (TRIÁNGULOS) VERSUS TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

### Gráfica Log-Log de la Variación de la Presión versus la Variación del Tiempo. Derivada de la Presión

En la Figura 32 se puede apreciar la variación de la presión con respecto a la variación del tiempo, y a diferencia del ANC1272 es mucho más fácil analizar la curva, se puede acertar un punto en donde encaja la pendiente unitaria con la curva, determinando de esta manera un coeficiente de almacenamiento igual a 0.691763 y un coeficiente de almacenamiento adimensional igual a 23346, de igual manera la derivada de la presión ya suavizada es mucho más amigable para un correcto análisis.



Cs   
 Csd

FIGURA # 32 .- GRÁFICA DE VARIACIÓN DE LA PRESIÓN (CÍRCULOS) VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA. DERIVADA DE LA PRESIÓN (TRIÁNGULOS) VERSUS VARIACIÓN DEL TIEMPO: SUAVIZADA.

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

Gráfica de MDH; BHP versus la Variación del Tiempo

Figura 33, con la curva suavizada se puede apreciar una gráfica un poco más uniforme con lo que se puede determinar que el pozo alcanzo la parte final del tiempo de llenado, el mismo análisis se aplica para la gráfica de Horner (Figura 34) y se obtiene los siguientes datos (ver Tabla 18):



TABLA # 18 .- RESULTADOS PRUEBA DE PRESIÓN TRANSIENTE.- ANC1260

		MDH	HORNER
Presión de Yacimiento	p*		314.7
Presión a 1 hora	Press 1 Hr.	173.4	175.9
Daño	Skin	-3.38239	-3.35615
Pendiente	Slope	54.9	56.01
Conductividad	K/u	10.8118	10.5991
Permeabilidad efectiva del Petróleo	Ko	0.04	0.04
Permeabilidad efectiva del Agua	Kw	0	0
Permeabilidad efectiva del Gas	Kg	0.12	0.11

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

En el Anexo A 7, se presenta una tabla con los tiempos de almacenamiento calculados con el coeficiente de almacenamiento que se obtuvo del análisis de la gráfica Log Log.

#### 5.4 Análisis económico

Para el análisis económico se realizó la comparación de costos de operación y costos de equipo que se utilizan en las pruebas de presión de pozos ya sea de manera convencional con memory gauge y de manera no convencional con el sistema echometer. Se comenzó por multiplicar la producción en barriles de los 3 pozos por el precio del barril de crudo lo cual sería los ingresos, por otro lado, están todos los gatos que resulta ser los egresos.

Como se puede apreciar en las tablas 19 y 20, existe una diferencia de costos a favor de los trabajos realizados con el sistema echometer, ya que el periodo en el cual se recupera los gastos realizados durante las pruebas es de 5 meses, esto se debe a que para una prueba de presión transiente por medio del método no convencional, recurrir por operaciones de workover no es necesario ya que la modalidad de trabajo de este método se basa netamente en superficie sin recurrir a la extracción de la sarta de varilla y bomba; esto reduce los tiempos de operación y la pérdida de producción por trabajos de reacondicionamiento o en este caso pruebas de presión en el pozo, a diferencia de los trabajos que se realicé de manera convencional (memory gauge) que el tiempo en el que se recupera los gastos se incrementa a 7 meses, ya que como se mencionó anteriormente, es necesario realizar trabajos de workover lo que demanda tiempo y costos.

A continuación, se presenta la tabla 19 y tabla 20.

TABLA # 19.- COSTOS DE OPERACIÓN Y COSTOS DE EQUIPO POR POZO - SISTEMA ECHOMETER

<b>Equipo - Sistema Echometer</b>							
<b>Ingresos</b>							
Descripción	Inversión	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Barriles (bbls)	0	135	135	135	135	135	135
Precio Crudo (USD)	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0
Total Ingresos (USD)	\$ -	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0

<b>Egresos</b>							
Descripción	Inversión	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Equipo de medición (USD)	\$ 10.000,0						
Equipo de workover (USD)	\$ -						
Equipo de Wire Line (USD)	\$ 34.344,0						
Interpretación (USD)	\$ 2.000,0						
Total Egresos (USD)	\$ 46.344,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Total Ingresos (USD)	\$ -	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0
Total Egresos (USD)	\$ 46.344,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Saldo Final (USD)	\$ -46.344,0	\$ -38.514,0	\$ -30.684,0	\$ -22.854,0	\$ -15.024,0	\$ -7.194,0	\$ 636,0

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

TABLA # 20 .- COSTOS DE OPERACIÓN Y COSTOS DE EQUIPO POR POZO - MEMORY GAUGE

<b>Equipo - Memory Gauge</b>									
<b>Ingresos</b>									
Descripción	Inversión	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8
Barriles (bbls)	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Precio Crudo (USD)	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0	\$ 58,0
<b>Total Ingresos (USD)</b>	<b>\$ 7.830,0</b>								

<b>Egresos</b>									
Descripción	Inversión	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8
Equipo de medición (USD)	\$ 10.500,00								
Equipo de workover (USD)	\$ 34.344,00								
Equipo de Wire Line (USD)	\$ 11.448,00								
Interpretación (USD)	\$ 2.000,00								
<b>Total Egresos (USD)</b>	<b>\$ 58.292,00</b>	<b>\$ -</b>							

Total Ingresos (USD)	\$ -	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0	\$ 7.830,0
Total Egresos (USD)	\$ 58.292,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<b>Saldo Final (USD)</b>	<b>\$ -58.292,0</b>	<b>\$ -50.462,0</b>	<b>\$ -42.632,0</b>	<b>\$ -34.802,0</b>	<b>\$ -26.972,0</b>	<b>\$ -19.142,0</b>	<b>\$ -11.312,0</b>	<b>\$ -3.482,0</b>	<b>\$ 4.348,0</b>

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019

# CAPÍTULO VI

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- De los pozos de la zona de estudio, 10 pozos fueron seleccionados ya que cumplían con los requisitos, de estos, solo 3 presentaron condiciones óptimas operativas a los cuales se realizó la prueba de presión transiente, estos son: ANC1272, ANC1270 y ANC1260.
- De acuerdo al análisis realizado con el sistema echometer en la sección 68 del campo GGV, se obtuvo que para el pozo ANC1260 la presión actual del yacimiento es de 314 psia y la presión en el año 1963 fue 440 psia, por lo tanto, se puede concluir que la presión inicial del reservorio fue relativamente baja y esta presión no ha disminuido mucho en esta cantidad de tiempo, esto también fue debido a la baja producción que ha tenido el pozo.
- El factor de daño estimado por software Total Well Management para el pozo ANC1260 fue de -3.35615, con lo que se puede concluir que el reservorio no contiene daño de formación, esto debido a que el pozo fue fracturado varias veces en diferentes años sin mostrar un aumento de producción notable que pudiera provocar migración de finos que taponaran las gargantas de los poros.
- La Prueba de Presión Transiente aplicada a los pozos que pertenecen a la sección 68 del “Campo Gustavo Galindo Velasco” muestra presiones bajas, con lo que se concluye que perforar un pozo en dicha zona no resultaría beneficioso, a pesar de ser una zona que no cuenta con muchos pozos perforados.
- Realizar pruebas de presión transiente con el método no convencional (Echometer), resulta más factible en dos aspectos; en la parte operacional ya que se reducen los tiempos de operación y las pérdidas de producción por intervención de pozo, y en la parte económica ya que resulta mucho más viable puesto que no se generan gastos adicionales por operaciones de Workover.

## **Recomendaciones**

- Se recomienda realizar la obtención de parámetros petrofísicos en pozos abiertos con una zona productora, ya sea PB, CPB, con la finalidad de aplicarlos una Prueba de Presión Transiente.
- Realizar pruebas de restauración de presión extensas, mayor a 6 días, con la finalidad de sobrepase la fase de almacenamiento y la presión (BHP) se estabilice, para conocer de mejor manera el comportamiento del pozo.
- Previo a la realización de la PPT realizar chequeo de la instalación, con la finalidad de evitar que las señales de onda se detecten en picos que no corresponden.
- Con la finalidad de corroborar los valores que se obtuvo de esta prueba, es recomendable realizar una Build Up, y comparar los resultados.
- Previo a realizar una Prueba de Presión Transiente, verificar si el estado funcional de Echometer es bueno, para evitar inconvenientes durante la prueba.
- En la curva del pozo ANC1260 y ANC1270 se puede apreciar que se llegó a la fase de estabilización de la presión, debido a que ya se contaba con una columna de fluido lo suficientemente estable lo que provoco que en las últimas horas de prueba se aprecie el flujo radial, vale recalcar que el ciclo de intervención de estos pozos es cada 6 días, y la prueba se dio inicio en el último día del ciclo del pozo.

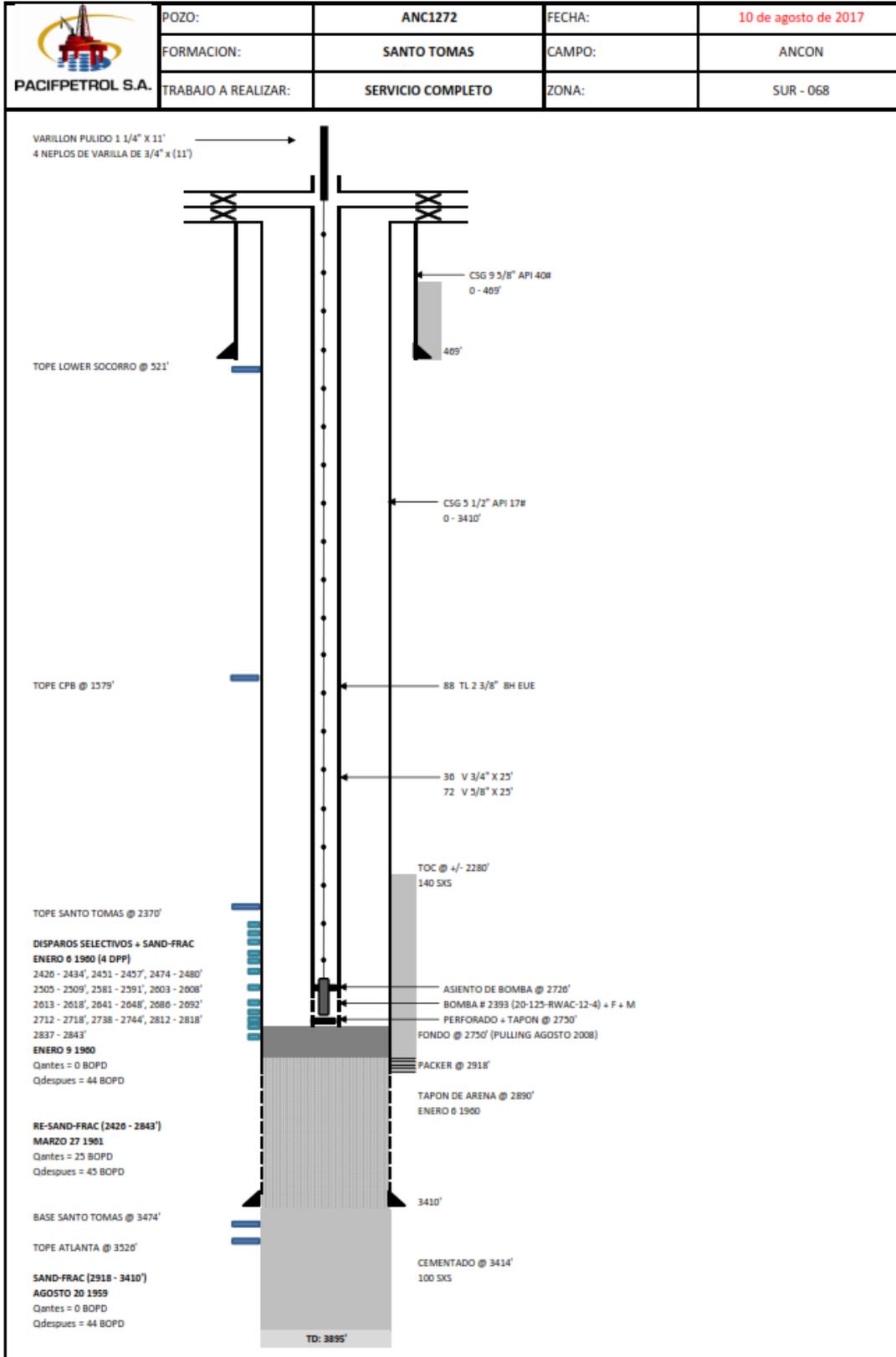
## BIBLIOGRAFÍA

1. Alvarado. D. (2004). Análisis de Pruebas de Presión. Recuperado de <https://docplayer.es/93856380-Analisis-de-pruebas-de-presion-dictado-por-phd-douglas-alvarado.html>
2. Asociación Pacifpetrol S.A. (2018). Historia Bloque “Gustavo Galindo Velasco”.
3. Asociación Pacifpetrol S.A. (2018). Historia Bloque “Gustavo Galindo Velasco”.
4. Cinco. H. (s.f.). Análisis de Pruebas de Presión. Recuperado de [https://www.academia.edu/5025417/ANALISIS\\_DE\\_PRUEBAS\\_DE\\_PRESION](https://www.academia.edu/5025417/ANALISIS_DE_PRUEBAS_DE_PRESION)
5. Colmont. G. y Pinoargote. C. (2017). “Introducción a Prueba de Pozos”. Flujos de Fluidos en Medios Porosos. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad – Ecuador.
6. Echometer S.A. (2009). Well Analyzer y Programa TWM – Manual de Operaciones. Recuperado de <http://echometer.com/Portals/0/Manuals/Manual%20del%20TWM.PDF>
7. Escamilla. D. y Gualdron. N. (2009). Diseño e implementación de una Metodología para la toma de Pruebas de Presión en campos Maduros Aplicación Campo Colorado. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129543.pdf>
8. Escobar. F. (2003). Análisis Moderno de Presiones de Pozos. Recuperado de: [https://www.academia.edu/9407066/ANALISIS\\_MODERNO\\_DE\\_PRESIONES\\_DE\\_POZOS](https://www.academia.edu/9407066/ANALISIS_MODERNO_DE_PRESIONES_DE_POZOS)
9. Dake. L. (s.f.). The constant terminal rate solution of the radial diffusivity equation and its application to oilwell testing. Fundamentals of Reservoir Engineering. Ámsterdam- The Netherlands.
10. Houzé. O. y Viturat. D. Fjaere. O. (2015). The Theory and practice of Pressure Trasient Analysis, Rate Trasient Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downholes Gauges. Kappa.
11. Jelmert. T. A. (2013). Pressure Build Up Test. Introductory Well Testing. Recuperado de: [https://home.czu.cz/storage/52485\\_introductory-well-testing.pdf](https://home.czu.cz/storage/52485_introductory-well-testing.pdf)
12. Lee. J. y Rollins. J. Spivey. (2003). Desing and Implementation of Well Test. Pressure Trasient Testing. Richardson – Texas.
13. Pilay. K. y Galarza. D. (2011). Análisis de Pruebas de Restauración de Presión en Yacimientos que Producen por Debajo del Punto de Saturación. (Tesis de Grado). Recuperado de [https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16229/3/TESIS\\_FINAL.pdf](https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16229/3/TESIS_FINAL.pdf)

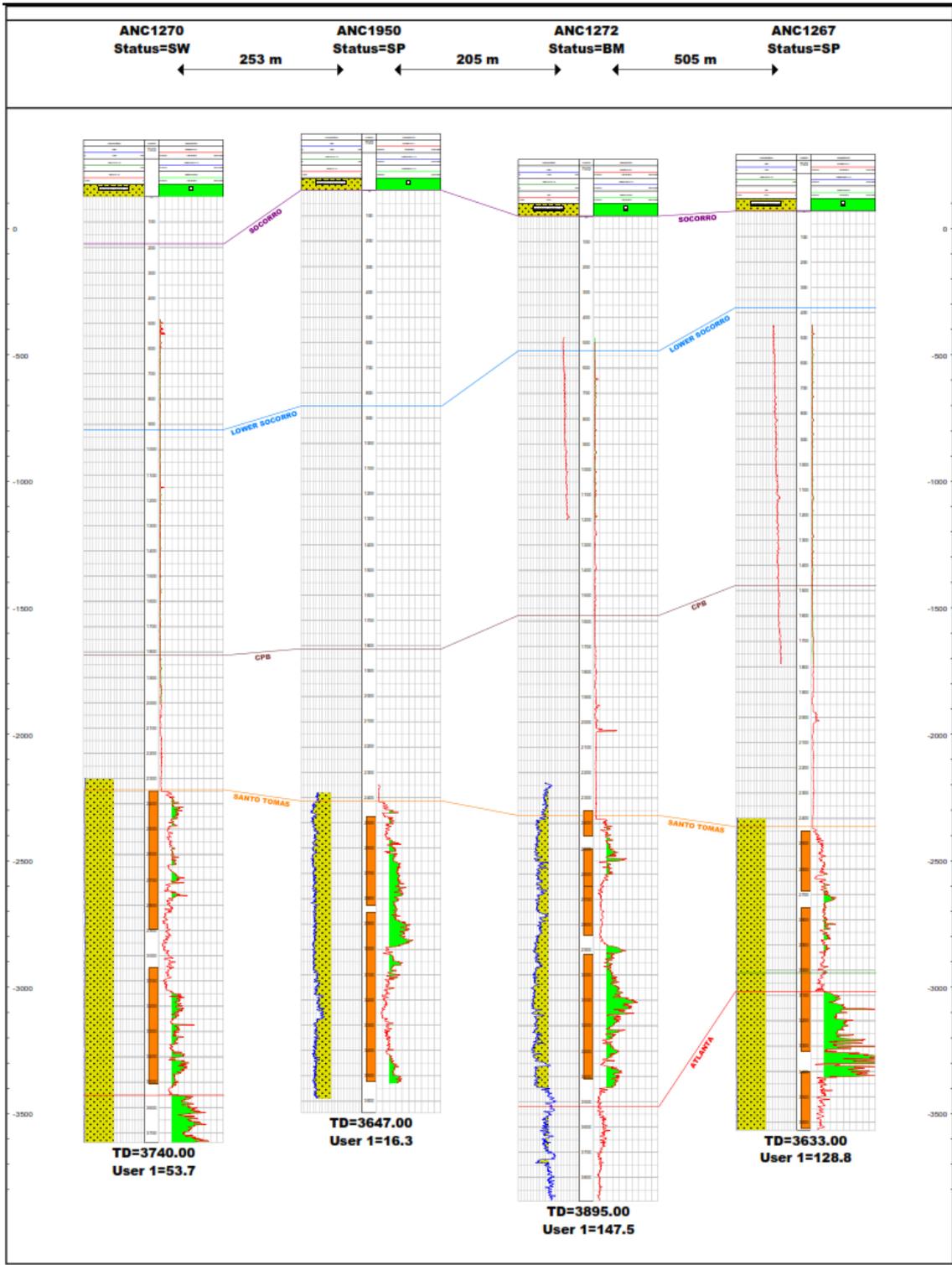
14. Schez. J. (2014). Cálculo de propiedades p.v.t. a partir de correlaciones empíricas. Determinación de las propiedades de los fluidos de los yacimientos del campo GGV, a partir del uso de correlaciones empíricas en sistemas de petróleo, gas y agua, para cálculo de factores de recobro y reservas. Santa Elena – Ecuador.
15. Zolotukhin. A. y Ursin. J. (1997). “Well Test Analysis – Methods of Well Testing”. Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering. Stravanger – Noruega.

# ANEXOS

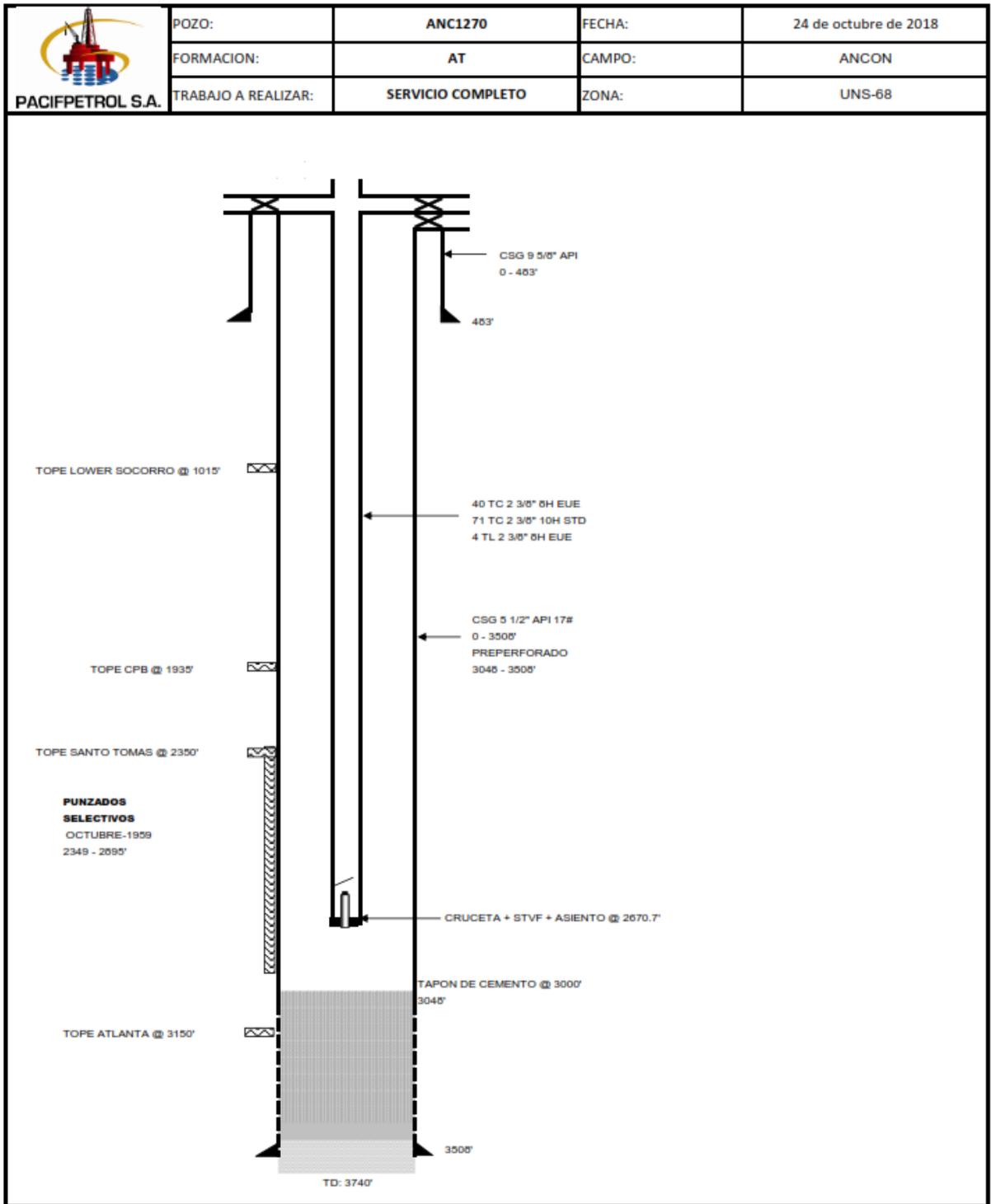
A.



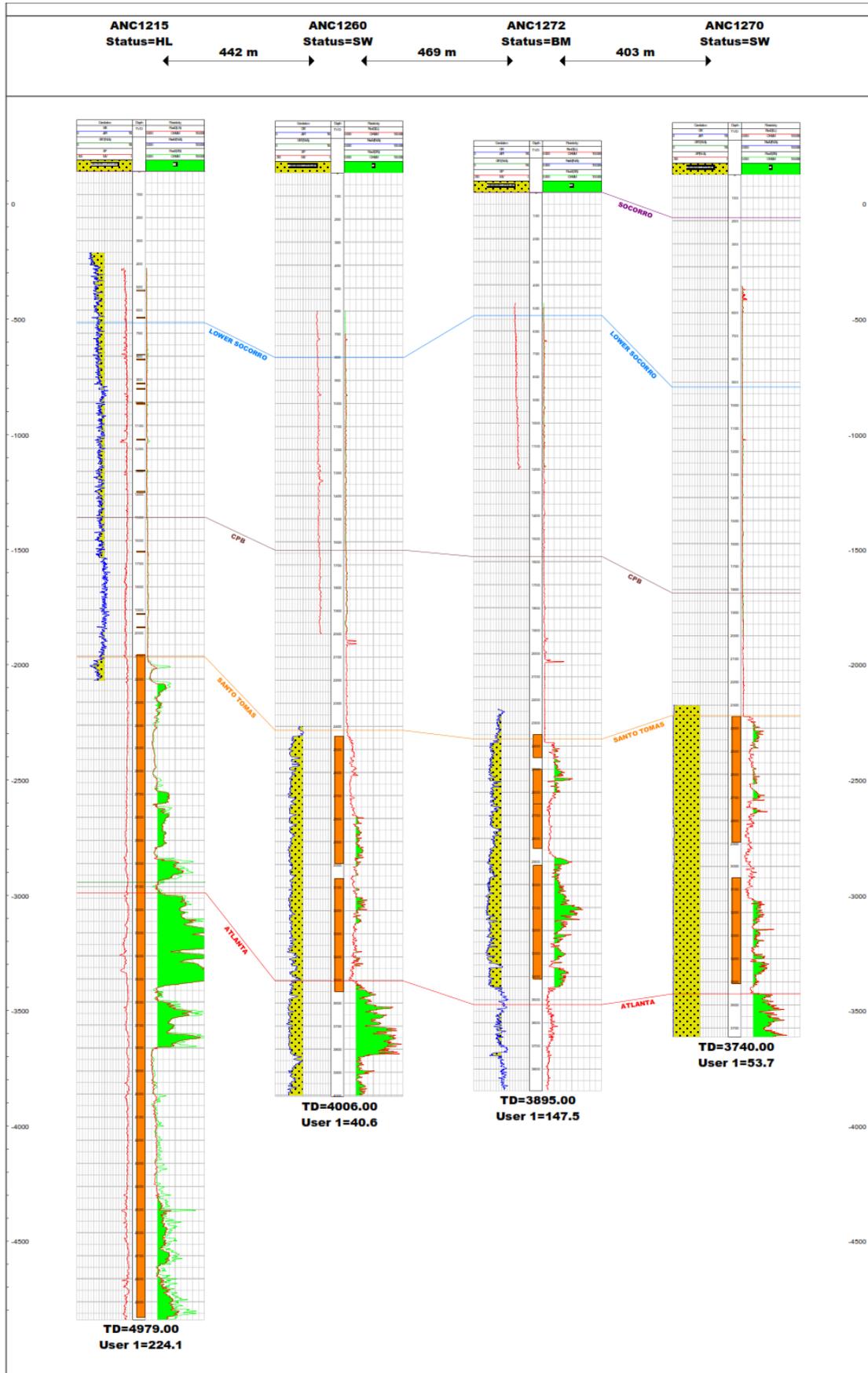
ANEXO # A. 1 .- COMPLETACIÓN DEL POZO ANC1272



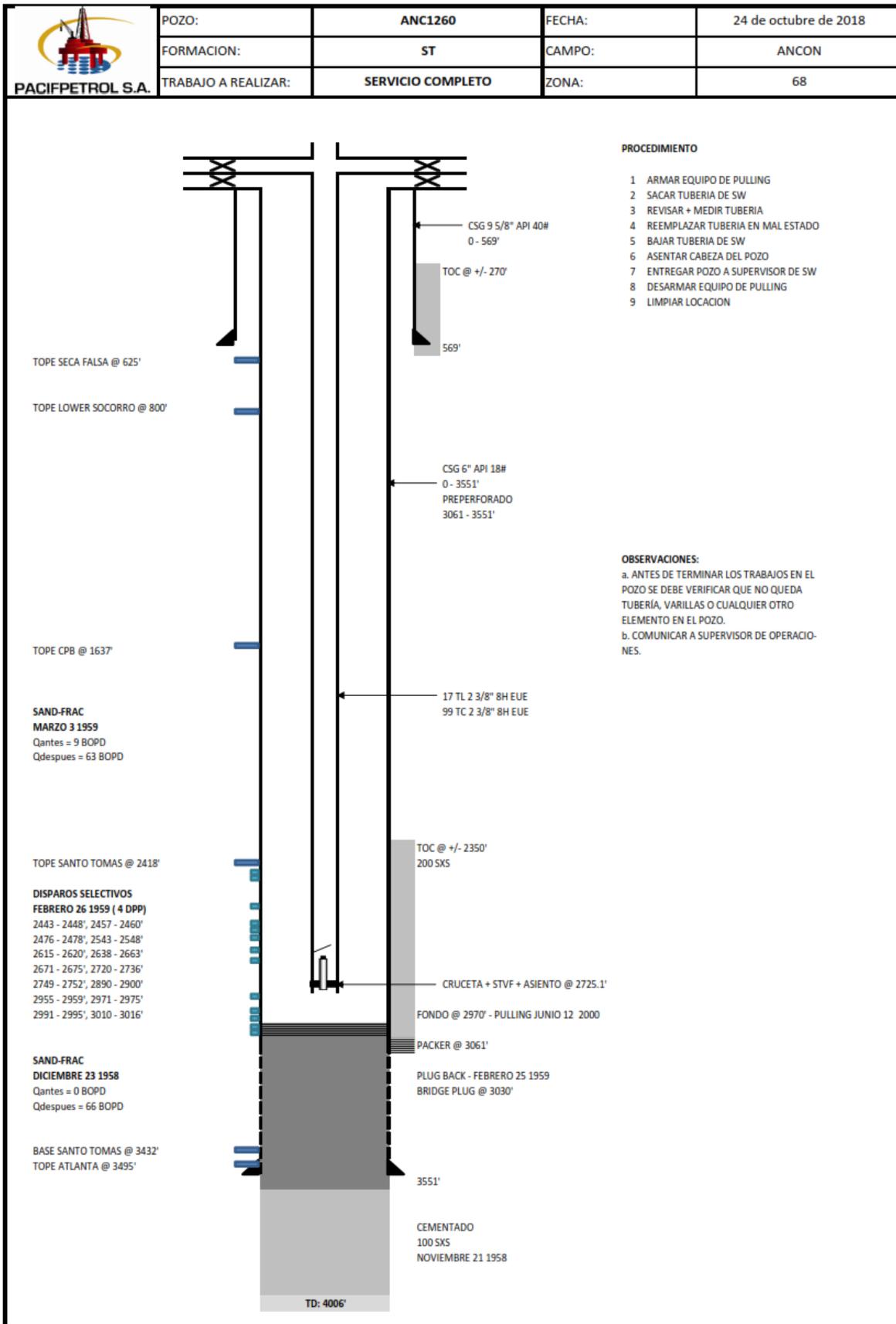
ANEXO # A. 2 .- CORTE LITOLÓGICO - ANC1272



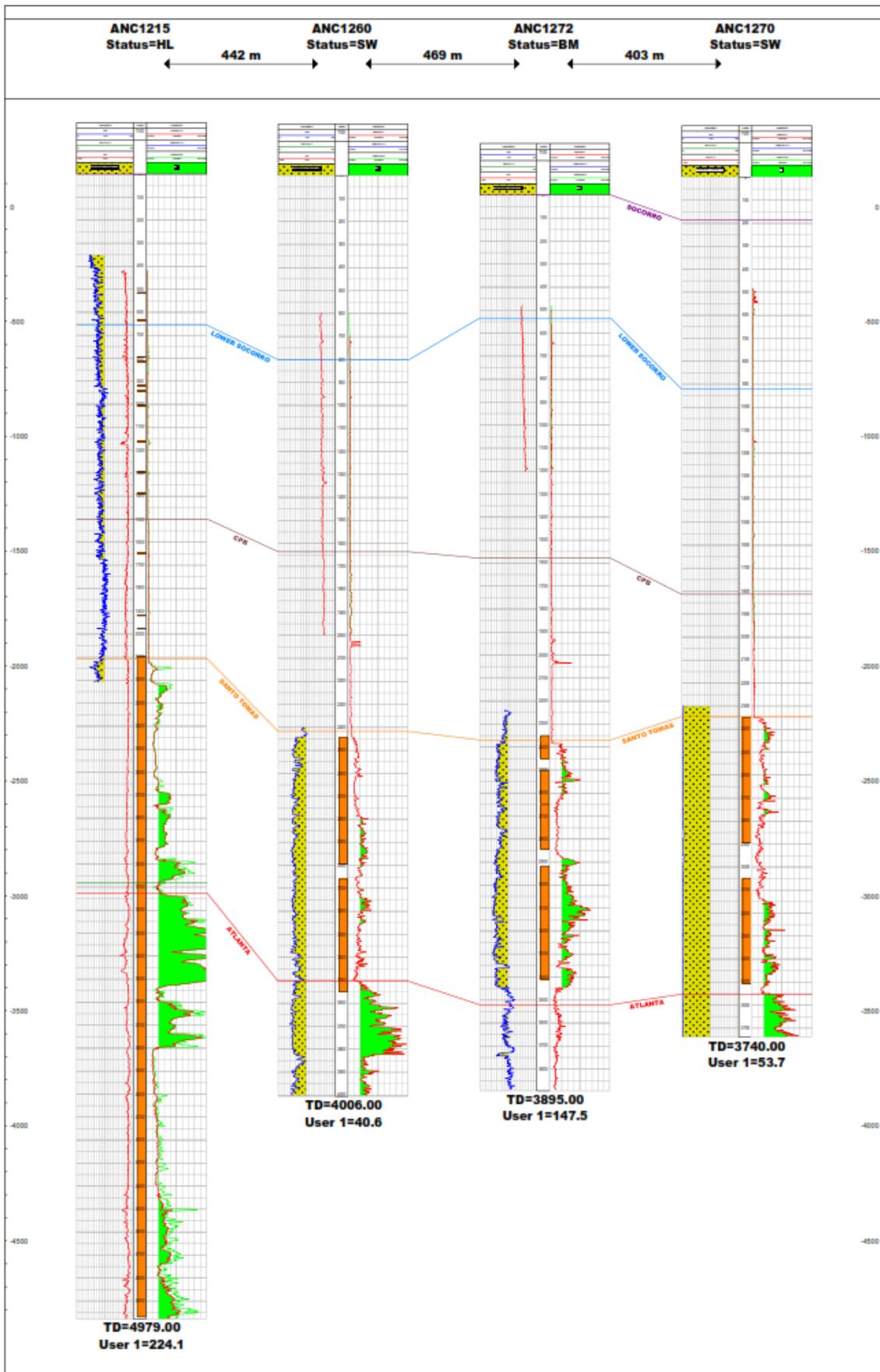
ANEXO # A. 3 .- COMPLETACIÓN DEL POZO ANC1270



ANEXO # A. 4 .- CORTE LITOLÓGICO - ANC1270



ANEXO # A. 5 .- COMPLETACIÓN DEL POZO ANC1260

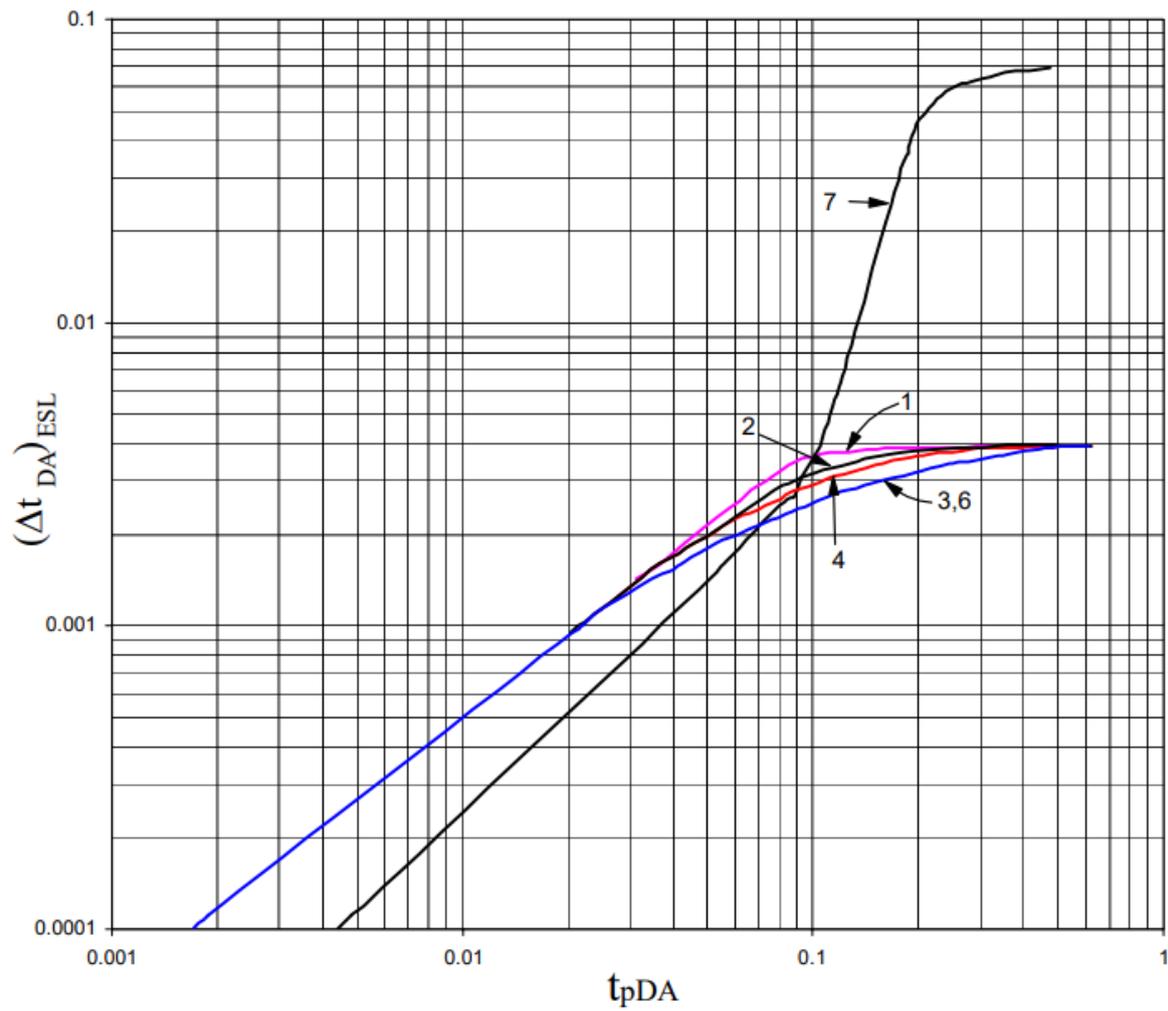


ANEXO # A. 6.- CORTE LITOLÓGICO - ANC1260

ANEXO # A. 7 .- TIEMPOS DE ALMACENAMIENTO ANTES Y DESPUÉS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN  
TRANSIENTE.

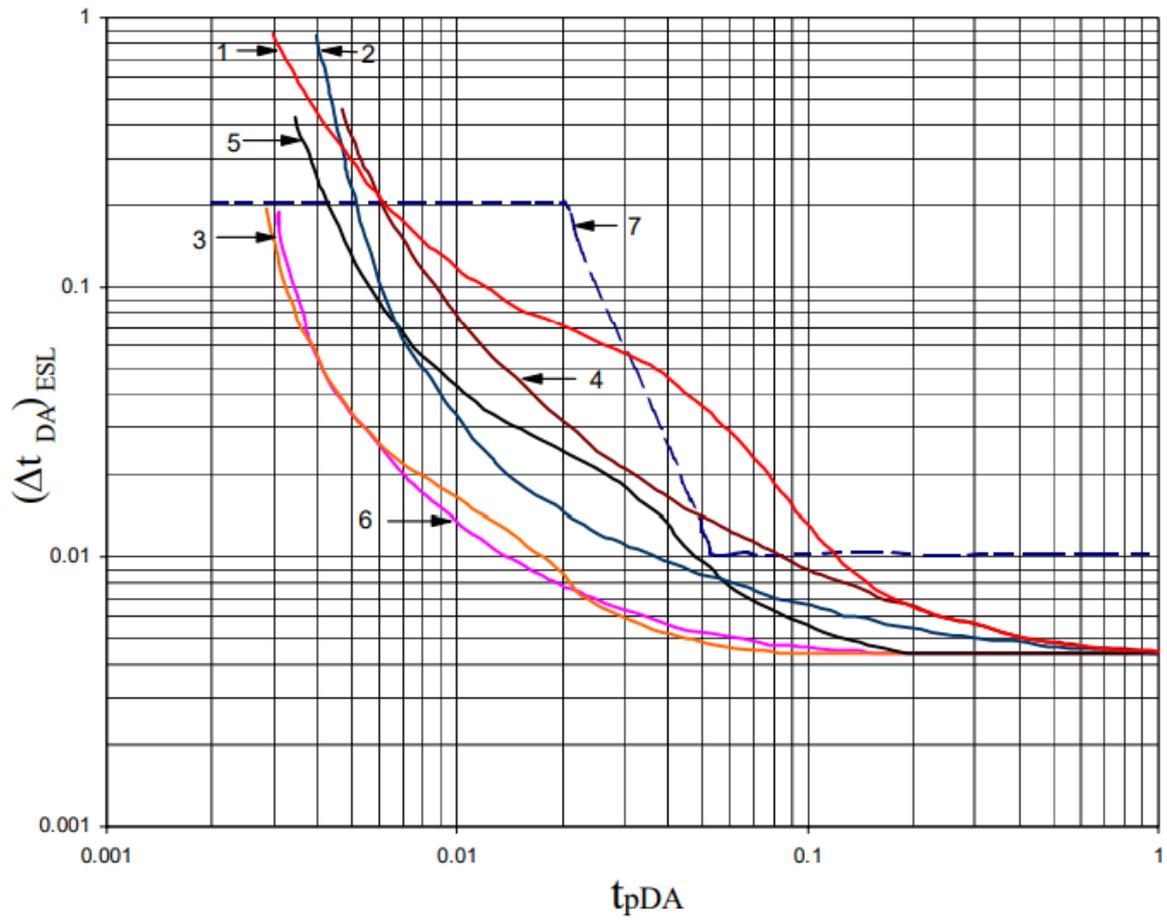
	Calculo teórico			Cálculo TWM		
	BOMBEO MECÁNICO	SWAB		BOMBEO MECÁNICO	SWAB	
	SUR - ST	SUR - ST	SUR - ST	SUR - ST	SUR - ST	SUR - ST
	68	68	68	68	68	68
	ANC1272	ANC1260	ANC1270	ANC1272	ANC1260	ANC1270
Cs	2914.59	6431.38	3034.66	0	0.691763	0.644134
Twbs (hr)	31.67	86.85	39.28	0	298.04	156.55
Twbs (d)	1.32	3.62	1.64	0	12.42	6.52

ELABORADO POR: O. BALCECA, 2019



ANEXO # A. 8 .- TIEMPOS ADIMENCOINALES PARA EL FIN DE LA LÍNEA RECTA MDH.

(FUENTE: ANÁLISIS MODERNO DE PRESIONES DE POZOS. – ING. F.ESCOBAR, 2003)



ANEXO # A. 9 .- TIEMPOS ADIMENCOINALES PARA EL FIN DE LA LÍNEA RECTA HORNER.

(FUENTE: ANÁLISIS MODERNO DE PRESIONES DE POZOS. – ING. F.ESCOBAR, 2003)