

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **DESARROLLO DE MAPAS DE PRESIÓN Y PERMEABILIDAD DE LAS ARENAS PRODUCTIVAS DEL CAMPO LAGO AGRIO MEDIANTE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN**

#### **TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**OPCIÓN: ESTUDIO TÉCNICO - EXPERIMENTAL**

**ULBER EDUARDO CÁRDENAS MERIZALDE**  
eduardo.cardenasmerizalde@gmail.com

**JOSÉ PATRICIO TORRES LLUMIQUINGA**  
jose.torres07@outlook.com

**DIRECTOR: ING. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA. M.Sc.**  
raul.valencia@epn.edu.ec

**Quito, julio 2020**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Ulber Eduardo Cárdenas Merizalde & José Patricio Torres Llumiquinga, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos los derechos de propiedad intelectual correspondientes de este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

-----

Ulber Eduardo Cárdenas Merizalde

-----

José Patricio Torres Llumiquinga

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Ulber Eduardo Cárdenas Merizalde y José Patricio Torres Llumiquinga, bajo mi supervisión.

-----  
ING. Raúl Armando Valencia Tapia, M.Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO

## AGRADECIMIENTO

A Dios, por bendecirme, protegerme y guiarme por un sendero correcto.

A mi familia, quienes siempre me brindaron su apoyo incondicional.

A la Escuela Politécnica Nacional y su grupo de docentes, quienes me formaron como profesional.

A la empresa Petroamazonas EP, por facilitarme el acceso a la información para el desarrollo del presente trabajo y a todo el personal que conforman el grupo de trabajo del Activo Lago Agrio.

Al personal del Activo Lago Agrio por brindarme su tiempo y su ayuda para resolver los problemas y dudas, en especial al Ing. Guillermo Pabón.

A mis amigos y compañeros durante mi vida estudiantil en la universidad con quienes compartí momentos importantes en mi vida y me brindaron su apoyo, en especial a José Torres por su gran apoyo en la realización del presente proyecto.

Al ingeniero Raúl Valencia por guiarme con su conocimiento en el desarrollo del proyecto.

Eduardo Cárdenas

## AGRADECIMIENTO

A Dios por haberme dado la vida y permitirme compartir y disfrutar de bellos momentos con personas maravillosas como mi familia y amigos.

A mi Madre y a mi familia por haberme brindado su apoyo y cariño incondicional durante estos años de estudio.

A la Escuela Politécnica Nacional y su grupo de docentes quienes me han formado como profesional y como persona.

A la empresa Petroamazonas EP por facilitarme el acceso a la información y al espacio para el desarrollo del presente trabajo.

Al personal del Activo Lago Agrio por brindarme su tiempo y apertura al momento de solventar dudas, en especial al Ing. Guillermo Pabón.

Al Ing. Raúl Valencia por su apoyo, conocimiento y experiencia en el desarrollo del presente trabajo.

A mis amigos y compañeros con quienes compartí gratos momentos durante esta etapa universitaria, gracias por su amistad y motivación, en especial a Eduardo Cárdenas con quien he tenido el gusto de afrontar este reto.

A todos quienes hicieron posible la realización del presente trabajo, gracias totales.

José Torres

## DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi hija Danna, que ha sido mi inspiración para seguir adelante. Ella es la persona más importante y a quien dedico todos mis logros.

A mi padre Ulber, mi gratitud eterna por su esfuerzo para darme la educación y nunca abandonarme, por ser el mejor ejemplo de superación y paciencia.

A mi madre Janeth, por apoyarme incondicionalmente y enseñarme con amor a superar los obstáculos que se me han presentado en la vida.

A mis hermanas Milena y Cristina por estar siempre a mi lado apoyándome.

Gracias infinitas a todos quienes hicieron esto posible.

Eduardo Cárdenas

## DEDICATORIA

Dedicado con mucho cariño a mi madre Blanca por brindarme su amor y apoyo incondicional, por ejercer la labor de ser madre y padre, por formarme como persona de bien, por regalarme parte de su vida.

A mi familia, en especial a mis abuelos Enrique y Edelina por su cariño y apoyo.

José Torres

## CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN</b> .....	<b>I</b>
<b>CERTIFICACIÓN</b> .....	<b>II</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE ANEXOS</b> .....	<b>XIX</b>
<b>SIMBOLOGÍA</b> .....	<b>XX</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>XXIII</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>XXIV</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>XXV</b>
<b>OBJETIVO GENERAL</b> .....	<b>XXVI</b>
<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	<b>XXVI</b>
<b>ALCANCE</b> .....	<b>XXVI</b>
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>1</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>1</b>
1.1    DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	1
1.1.1    Reseña histórica.....	1
1.1.2    Ubicación Geográfica y Estructura del campo .....	1
1.1.3    Geología del Campo.....	2
1.1.3.1    Litoestratigrafía .....	2
1.2    CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS .....	5
1.2.1    Propiedades petrofísicas del campo Lago Agrio.....	5
1.2.2    Data PVT.....	6
1.3    CONCEPTOS GENERALES .....	7
1.3.1    Tipos de fluidos .....	7
1.3.1.1    Fluidos incompresibles .....	7
1.3.1.2    Fluidos ligeramente compresibles.....	7
1.3.1.3    Fluidos compresibles .....	8
1.3.2    Regímenes de flujo.....	8
1.3.2.1    Flujo continuo .....	9
1.3.2.2    Flujo Pseudo-continuo .....	9
1.3.2.3    Flujo transitorio .....	10
1.3.3    Geometría de flujo .....	11
1.3.3.1    Flujo Radial.....	11
1.3.3.2    Flujo Lineal .....	12
1.3.3.3    Flujo Bilineal .....	13
1.3.3.4    Flujo esférico y hemisférico.....	13
1.3.4    Pruebas de presión .....	14



1.3.5	Tipos de pruebas de presión .....	15
1.3.5.1	Prueba de restauración de presión .....	15
1.3.5.2	Prueba de decremento de presión .....	15
1.3.5.3	Fall of test .....	15
1.3.5.4	Pruebas de interferencia .....	15
1.3.5.5	Pruebas de producción DST (Drill Steam Test).....	16
1.3.6	Factor de Daño.....	16
1.4	ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	17
1.4.1	Método de Horner.....	17
1.4.1.1	Región de tiempos tempranos (ETR).....	19
1.4.1.2	Región de tiempos medios (MTR).....	19
1.4.1.3	Región de tiempo tardíos (LTR).....	20
1.4.2	Método de MDH (Miller - Dyes – Hutchinson).....	20
1.4.3	Método de la curva de Gringarten et al. ....	21
1.4.4	Método de la derivada de Bourdet et al. ....	22
1.5	MODELOS DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	24
1.5.1	Identificación del modelo .....	24
1.5.2	Modelo de Almacenamiento de pozo.....	25
1.5.2.1	Efecto de Almacenamiento .....	25
1.5.2.2	Almacenamiento Constante .....	26
1.5.2.3	Almacenamiento Variable .....	28
1.5.2.3.1	Modelo analítico de Almacenamiento variable.....	29
1.5.3	Modelos de pozo .....	30
1.5.3.1	Pozo Vertical con Daño constante .....	30
1.5.3.2	Fractura de conductividad infinita.....	31
1.5.3.3	Fractura de conductividad finita .....	31
1.5.3.4	Entrada limitada.....	33
1.5.3.5	Pozo horizontal .....	34
1.5.3.6	Pozo Inclinado .....	35
1.5.4	Modelo de reservorio.....	36
1.5.4.1	Reservorio Homogéneo .....	36
1.5.4.2	Reservorio Heterogéneo.....	36
1.5.4.2.1	Doble porosidad.....	37
1.5.4.2.2	Doble permeabilidad .....	39
1.5.4.2.3	Reservorios Multicapa.....	40

1.5.4.2.4	Reservorios compuestos .....	41
1.5.5	Modelo de límite .....	42
1.5.5.1	Límite de no flujo .....	42
1.5.5.2	Límite permeable .....	44
1.5.5.3	Intersección de fallas .....	44
1.5.5.4	Dos fallas paralelas.....	46
1.5.5.5	Sistemas cerrados .....	47
1.5.5.6	Límite de presión constante .....	48
1.6	HERRAMIENTAS DE INTERPRETACIÓN Y GENERACIÓN DE MAPAS.....	50
1.6.1	Mapa de presiones .....	50
1.6.2	Mapa de permeabilidades .....	50
1.6.3	Software de interpretación de pruebas de presión Saphir NL .....	51
1.6.4	Software de caracterización de reservorios Petrel .....	51
<b>CAPÍTULO 2</b>	.....	<b>52</b>
<b>ASPECTOS METODOLÓGICOS</b>	.....	<b>52</b>
2.1	Instrumentos de recopilación y análisis .....	52
2.2	Recopilación de la información.....	52
2.2.1	Información disponible.....	52
2.2.2	Validación de la información.....	56
2.2.2.1	Validación de los intervalos de muestreo de la data PVT.....	56
2.2.2.1.1	Arena Hollín Inferior & Hollín Superior.....	56
2.2.2.1.2	Arena “T” Inferior & “T” Superior.....	57
2.2.2.1.3	Arena “U” Inferior & “U” Superior.....	57
2.2.2.1.4	Arena Basal Tena .....	58
2.2.2.2	Parámetros petrofísicos .....	58
2.2.2.3	Intervalo de la prueba de presión.....	59
2.2.3	Historial de eventos .....	59
2.2.4	Criterios de selección .....	61
2.3	Interpretación de pruebas de presión .....	63
2.4	Estimación de la presión actual .....	65
2.5	Creación de mapas de presión y permeabilidad.....	65
<b>CAPÍTULO 3</b>	.....	<b>66</b>
<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b>	.....	<b>66</b>
3.1	Resultados del análisis de presión .....	66
3.1.1	Arena Hollín Inferior.....	66

3.1.2	Arena Hollín Superior .....	67
3.1.3	Arena Hollín Inferior + Hollín Superior .....	67
3.1.4	Arena "T" Inferior .....	68
3.1.5	Arena "T" Superior .....	68
3.1.6	Arena "T" Inferior + "T" Superior.....	68
3.1.7	Arena "U" Inferior.....	69
3.1.8	Arena "U" Superior .....	69
3.1.9	Arena "U" Inferior + "U" Superior.....	70
3.1.10	Arena "U" + "T" .....	70
3.1.11	Arena Basal Tena.....	70
3.2	Comparación de resultados de las pruebas de presión .....	82
3.3	Presión actual.....	85
3.4	Mapas de presión y permeabilidades .....	91
3.4.1	Mapas de presión .....	91
3.4.2	Mapas de permeabilidades.....	100
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>		<b>109</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>109</b>
4.1	Conclusiones.....	109
4.1.1	Arena Hollín Inferior.....	109
4.1.2	Arena Hollín Superior .....	110
4.1.3	Arena "T" Inferior .....	111
4.1.4	Arena "T" Superior.....	112
4.1.5	Arena "U" Inferior.....	112
4.1.6	Arena "U" Superior .....	113
4.1.7	Arena Basal Tena.....	113
4.2	Recomendaciones.....	114
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>115</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>117</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

N.º	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
	<b>Tabla 1.</b> Muestra de Parámetros Petrofísicos del reservorio Hollín Superior & Hollín Inferior. .....	5
	<b>Tabla 2.</b> Resumen de Análisis PVT del Campo Lago Agrio .....	6
	<b>Tabla 3.</b> Resumen de pruebas de presión recopiladas del campo Lago Agrio.....	53
	<b>Tabla 4.</b> Pruebas de presión disponibles del campo Lago Agrio por arena.....	54
	<b>Tabla 5.</b> Archivos tabulados y data cruda de las pruebas de presión recopiladas del campo Lago Agrio. ....	55
	<b>Tabla 6.</b> Resumen de Análisis PVT Reservorio "U", Campo Guanta .....	57
	<b>Tabla 7.</b> Resumen de la data PVT utilizada en la interpretación de pruebas de presión por arena. ....	58
	<b>Tabla 8.</b> Matriz de historial de eventos, Pozo LGA-017. ....	59
	<b>Tabla 9.</b> Criterios para selección. ....	62
	<b>Tabla 10.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Inferior, criterios alto, medio y bajo .....	72
	<b>Tabla 11.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Superior, criterio alto. ....	73
	<b>Tabla 12.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Superior, criterio medio.....	74
	<b>Tabla 13.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Superior, criterio bajo. ....	75
	<b>Tabla 14.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Inferior + Hollín Superior, criterios alto, medio y bajo. ....	76
	<b>Tabla 15.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión arena "T", "T" Inferior, "T" Superior, criterios alto, medio y bajo. ....	77
	<b>Tabla 16.</b> Resultados de análisis de presiones arena "U", "U" Inferior, "U" Superior, criterios alto, medio y bajo.....	78
	<b>Tabla 17.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión arena Basal tena, criterios alto, medio y bajo .....	79
	<b>Tabla 18.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión, arena Hollín Inferior, criterio no válido. ....	80
	<b>Tabla 19.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión, arena Hollín Superior, criterio no válido. ....	80

<b>Tabla 20.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión, arena Hollín Inferior + Hollín superior, criterio no válido.....	81
<b>Tabla 21.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión, arena “T” Inferior.....	81
<b>Tabla 22.</b> Resultados del análisis de pruebas de presión, arena “U” Inferior y “U” Superior, criterio no válido.....	81
<b>Tabla 23.</b> Comparación de los resultados válidos de la arena HI con interpretaciones anteriores.....	82
<b>Tabla 24.</b> Comparación de los resultados válidos de la arena HS con interpretaciones anteriores.....	83
<b>Tabla 25.</b> Comparación de los resultados válidos de las arenas TI, TS y T con interpretaciones anteriores.....	84
<b>Tabla 26</b> Comparación de los resultados válidos de las arenas UI, US y U con interpretaciones anteriores.....	84
<b>Tabla 27.</b> Comparación de los resultados válidos de la arena BT con interpretaciones anteriores.....	85
<b>Tabla 28.</b> Presiones actuales de la arena Hollín Inferior.....	87
<b>Tabla 29.</b> Presiones actuales de la arena Hollín Superior.....	87
<b>Tabla 30.</b> Presiones actuales de la arena T Inferior.....	88
<b>Tabla 31.</b> Presiones actuales de la arena U Inferior.....	88
<b>Tabla 32.</b> Presiones actuales de la arena Basal Tena.....	89
<b>Tabla 33.</b> Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena Hollín Inferior.....	93
<b>Tabla 34.</b> Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena Hollín Superior.....	93
<b>Tabla 35.</b> Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena “T” Inferior.....	94
<b>Tabla 36.</b> Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena “U” Inferior.....	94
<b>Tabla 37.</b> Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena Basal Tena.....	94
<b>Tabla 38.</b> Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena Hollín Inferior.....	101
<b>Tabla 39</b> Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena Hollín Superior.....	102
<b>Tabla 40.</b> Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena “T” Inferior.....	102
<b>Tabla 41</b> Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena arena “U” Inferior.....	103
<b>Tabla 42</b> Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena Basal Tena.....	103

<b>Tabla 43.</b> Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Inferior & Hollín Superior .....	118
<b>Tabla 44.</b> Parámetros Petrofísicos reservorio T Superior. ....	119
<b>Tabla 45</b> Parámetros Petrofísicos reservorio U Superior. ....	121
<b>Tabla 46.</b> Parámetros petrofísicos reservorio Basal Tena .....	123
<b>Tabla 47.</b> Base de datos general para la interpretación de pruebas de presión.....	124
<b>Tabla 48.</b> Modelo seleccionado para LGA-045 (2004-10-30) HI .....	140
<b>Tabla 49.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	140
<b>Tabla 50.</b> Modelo seleccionado para LGA-046 (2007-05-01) HI. ....	141
<b>Tabla 51.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	141
<b>Tabla 52.</b> Modelo seleccionado para LGA-018 (2019-07-19) HI .....	142
<b>Tabla 53.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	142
<b>Tabla 54.</b> Modelo seleccionado para LGA-046 (2007-11-06) HS.....	143
<b>Tabla 55.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	143
<b>Tabla 56.</b> Modelo seleccionado para LGA-50 (2009-09-30) HS.....	144
<b>Tabla 57.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	144
<b>Tabla 58.</b> Modelo seleccionado para LGA-013 (2015-07-09) HS.....	145
<b>Tabla 59.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	145
<b>Tabla 60.</b> Modelo seleccionado para LGA-037 (2014-07-30) TI .....	146
<b>Tabla 61.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	146
<b>Tabla 62.</b> Modelo seleccionado para LGAA-046 (2008-06-29) TI .....	147
<b>Tabla 63.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	147
<b>Tabla 64.</b> Modelo seleccionado para LGAH-031 (2015-02-25) TI.....	148
<b>Tabla 65.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	148
<b>Tabla 66.</b> Modelo seleccionado para LGA-030 (2019-05-02) UI .....	149
<b>Tabla 67.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	149
<b>Tabla 68.</b> Modelo seleccionado para LGA-034 (2015-05-16) UI .....	150
<b>Tabla 69.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	150
<b>Tabla 70.</b> Modelo seleccionado para LGAE-049 (2014-08-19) UI.....	151
<b>Tabla 71.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	151
<b>Tabla 72.</b> Modelo seleccionado para LGA-021 (2003-01-07) BT .....	152
<b>Tabla 73.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada .....	152
<b>Tabla 74.</b> Modelo seleccionado para LGA-036 (2014-06-07) BT .....	153
<b>Tabla 75.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	153
<b>Tabla 76.</b> Modelo seleccionado para LGA-037 (2009-07-25) BT .....	154
<b>Tabla 77.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	154
<b>Tabla 78.</b> Modelo seleccionado para LGA-032 (1993-07-10) HS.....	155

<b>Tabla 79.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	155
<b>Tabla 80.</b> Modelo seleccionado para .....	156
<b>Tabla 81.</b> Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. ....	156

## ÍNDICE DE FIGURAS

N.º	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
<b>Figura 1.</b>	Ubicación geográfica del campo Lago Agrio .....	2
<b>Figura 2.</b>	Columna Estratigráfica Lago Agrio .....	3
<b>Figura 3.</b>	Tipos de fluidos .....	8
<b>Figura 4.</b>	Flujo continuo para un sistema radial. ....	9
<b>Figura 5.</b>	Flujo Pseudo Continuo desde $t_2$ a $t_5$ con producción constante.....	10
<b>Figura 6.</b>	Distribución de presiones y radio de drenaje para el flujo transitorio .....	11
<b>Figura 7.</b>	a) Vista Superior y (b) Vista Lateral de Flujo radial.....	12
<b>Figura 8.</b>	a) Flujo Lineal, b) Flujo lineal ideal en una fractura hidráulica .....	12
<b>Figura 9.</b>	Flujo bilineal en una fractura hidráulica de baja conductividad .....	13
<b>Figura 10.</b>	a) Flujo Hemisférico, b) Flujo Esférico.....	14
<b>Figura 11.</b>	Identificación de Regímenes de flujo en Gráfico Log-log.....	14
<b>Figura 12.</b>	Efecto del Daño en la caída de Presión .....	16
<b>Figura 13.</b>	Gráfico semilogarítmico de Horner .....	17
<b>Figura 14.</b>	Prueba real de incremento de presión.....	19
<b>Figura 15.</b>	Curva tipo de Gringarten .....	21
<b>Figura 16.</b>	Curva Tipo Derivada de Bourdet para un pozo con almacenamiento y daño .	23
<b>Figura 17.</b>	Conjunto de curvas tipo combinadas.....	24
<b>Figura 18.</b>	Regímenes de tiempo para una prueba de restauración de presión.....	25
<b>Figura 19.</b>	Efecto de almacenamiento .....	26
<b>Figura 20.</b>	Análisis especializado, efecto de almacenamiento.....	27
<b>Figura 21.</b>	Respuesta Log-log, efecto de almacenamiento.....	27
<b>Figura 22.</b>	Esquema de Flujo multifásico, Almacenamiento variable .....	28
<b>Figura 23.</b>	Comparación de ajuste entre modelos de almacenamiento .....	29
<b>Figura 24.</b>	Modelos de almacenamiento variable Hegeman .....	30
<b>Figura 25.</b>	Gráfica Log-log, efecto de la variación de daño.....	30
<b>Figura 26.</b>	Comportamiento de una fractura de conductividad infinita .....	31
<b>Figura 27.</b>	Comportamiento para una fractura de conductividad finita. ....	32
<b>Figura 28.</b>	Influencia del almacenamiento en una fractura .....	32
<b>Figura 29.</b>	Regímenes de flujo para una entrada limitada .....	33
<b>Figura 30.</b>	Comportamiento para entrada limitada .....	33
<b>Figura 31.</b>	Comportamiento de un pozo horizontal.....	34
<b>Figura 32.</b>	Gráfico log-log, respuesta de un pozo inclinado .....	35
<b>Figura 33.</b>	Gráfico log-log de la derivada para un reservorio homogéneo .....	36



<b>Figura 34.</b> Producción de hidrocarburos a través de las fisuras para .....	37
<b>Figura 35.</b> Respuesta de doble porosidad, Gráfico log-log .....	38
<b>Figura 36.</b> Presión en sección transversal.....	38
<b>Figura 37.</b> Gráfica logarítmica de reservorio con doble porosidad transitoria y diferencia entre matriz losa y esférica. ....	39
<b>Figura 38.</b> Reservorio de doble permeabilidad. ....	39
<b>Figura 39.</b> Gráfica Log-log, Pozo con Doble Permeabilidad. ....	40
<b>Figura 40.</b> Respuesta de presión en yacimiento multicapa para diferentes tiempos de producción.....	41
<b>Figura 41.</b> Reservorios compuestos radial y lineal .....	42
<b>Figura 42.</b> Respuesta de Flujo Radial Compuesto en Build-up .....	42
<b>Figura 43.</b> Respuesta del análisis Log – log para un límite de no flujo .....	43
<b>Figura 44.</b> Respuesta de la derivada de presión para dos límites de no flujo .....	43
<b>Figura 45.</b> Respuesta de la derivada de presión para un límite con fuga .....	44
<b>Figura 46.</b> Intersección de fallas.....	44
<b>Figura 47.</b> Gráfico de Horner para intersección de fallas punto B.....	45
<b>Figura 48.</b> Intersección de fallas para el pozo A y B en el diagrama log-log.....	45
<b>Figura 49.</b> Perfil cerca de un límite permeable. ....	46
<b>Figura 50.</b> Respuesta de Presión y Derivada para un pozo con almacenamiento en un reservorio homogéneo limitado por dos fallas sellantes paralelas.....	47
<b>Figura 51.</b> Reservorio circular (a) y rectangular (b). ....	47
<b>Figura 52.</b> Representación gráfica logarítmica para sistemas cerrados .....	48
<b>Figura 53.</b> Perfil de un límite de presión constante.....	48
<b>Figura 54.</b> Reservorio rectangular con límite de presión constante al oeste.....	49
<b>Figura 55.</b> Respuesta Build-up, reservorio circular, presión constante .....	49
<b>Figura 56.</b> Comparación de respuestas de Derivada (Build-up), reservorios con límites .	50
<b>Figura 57.</b> Pruebas de presión en la base de datos .....	56
<b>Figura 58.</b> Porcentajes de los criterios de selección.....	62
<b>Figura 59.</b> Información necesaria para el análisis .....	63
<b>Figura 60.</b> Flujo de trabajo para Interpretación de pruebas de presión (B'UP) .....	64
<b>Figura 61.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena Hollín Inferior .....	66
<b>Figura 62.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena Hollín Superior....	67
<b>Figura 63.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena Hollín I.+ Hollín S. ....	67
<b>Figura 64.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena "T" Inferior .....	68

<b>Figura 65.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena “T” Inferior + “T” Superior .....	68
<b>Figura 66.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena “U” Inferior .....	69
<b>Figura 67.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena “U” Superior .....	69
<b>Figura 68.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena “U” Inferior + “U” Superior .....	70
<b>Figura 69.</b> Resultados de validación de las pruebas de presión arena Basal Tena .....	71
<b>Figura 70.</b> Resultados generales de los diferentes criterios de selección.....	71
<b>Figura 71.</b> Declinación de la presión arena Hollín Inferior. ....	85
<b>Figura 72.</b> Declinación de la presión arena Hollín Superior. ....	86
<b>Figura 73.</b> Declinación de la presión arena “T” Inferior .....	86
<b>Figura 74.</b> Declinación de la presión arena “U” inferior.....	86
<b>Figura 75.</b> Declinación de la presión arena Basal Tena .....	87
<b>Figura 76.</b> Mapa de presiones de la arena Hollín Inferior .....	95
<b>Figura 77.</b> Mapa de presiones de la arena Hollín Superior.....	96
<b>Figura 78.</b> Mapa de presiones de la arena “T” Inferior.....	97
<b>Figura 79.</b> Mapa de presiones de la arena “U” Inferior .....	98
<b>Figura 80.</b> Mapa de presiones de la arena Basal Tena .....	99
<b>Figura 81</b> Mapa de permeabilidades arena Hollín Inferior .....	104
<b>Figura 82.</b> Mapa de permeabilidades arena Hollín Superior.....	105
<b>Figura 83</b> Mapa de permeabilidades arenas “T” Inferior.....	106
<b>Figura 84</b> Mapa de permeabilidades arena “U” Inferior. ....	107
<b>Figura 85.</b> Mapa de permeabilidades arena Basal Tena. ....	108
<b>Figura 86.</b> Mecanismo de producción arena Hollín Inferior .....	132
<b>Figura 87</b> Mecanismo de producción arena Hollín Superior .....	132
<b>Figura 88.</b> Mecanismo de producción arena “T” Inferior .....	133
<b>Figura 89.</b> Mecanismo de producción arena “U” Inferior.....	133
<b>Figura 90.</b> Mecanismo de producción arena Basal Tena.....	134
<b>Figura 91.</b> Mapa de acumulados de petróleo de la arena Hollín Inferior.....	135
<b>Figura 92</b> Mapa de acumulados de petróleo de la arena Hollín Superior .....	136
<b>Figura 93.</b> Mapa de acumulados de petróleo de la arena “T” Inferior .....	137
<b>Figura 94.</b> Mapa de acumulados de petróleo de la arena U Inferior .....	138
<b>Figura 95</b> Mapa de acumulados de petróleo de la arena Basal Tena.....	139
<b>Figura 96.</b> Ajuste de Historia y Presión. LGA-045 (2004-10-30) HI .....	140
<b>Figura 97.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-046 (2007-05-01) HI.....	140
<b>Figura 98.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-046 (2007-05-01) HI. ....	141

<b>Figura 99.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-046 (2007-05-01) HI.....	141
<b>Figura 100.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-018 (2019-07-19) HI .....	142
<b>Figura 101.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-018 (2019-07-19) HI.....	142
<b>Figura 102.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-046 (2007-11-06) HS. ....	143
<b>Figura 103.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-046 (2007-11-06) HS. ....	143
<b>Figura 104.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-50 (2009-09-30) HS.....	144
<b>Figura 105</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-50 (2009-09-30) HS. ....	144
<b>Figura 106</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-013 (2015-07-09) HS.....	145
<b>Figura 107</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-013 (2015-07-09) HS. ....	145
<b>Figura 108.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-037 (2014-07-30) TI.....	146
<b>Figura 109.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-037 (2014-07-30) TI.....	146
<b>Figura 110.</b> Ajuste de Historia y Presión. LGAA-046 (2008-06-29) TI .....	147
<b>Figura 111.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. LGAA-046 (2008-06-29) TI.....	147
<b>Figura 112.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGAH-031 (2015-02-25) TI .....	148
<b>Figura 113.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGAH-031 (2015-02-25) TI .....	148
<b>Figura 114.</b> Ajuste de Historia y Presión. LGA-030 (2019-05-02) U .....	149
<b>Figura 115.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. LGA-030 (2019-05-02) UI.....	149
<b>Figura 116.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-034 (2015-05-16) UI .....	150
<b>Figura 117.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-034 (2015-05-16) UI.....	150
<b>Figura 118.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGAE-049 (2014-08-19) UI .....	151
<b>Figura 119.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGAE-049 (2014-08-19) UI .....	151
<b>Figura 120.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-021 (2003-01-07) BT .....	152
<b>Figura 121.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-021 (2003-01-07) BT.....	152
<b>Figura 122.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-036 (2014-06-07) BT .....	153
<b>Figura 123.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-036 (2014-06-07) BT.....	153
<b>Figura 124.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-037 (2009-07-25) BT .....	154
<b>Figura 125.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-037 (2009-07-25) BT.....	154
<b>Figura 126.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-032 (1993-07-10) HS .....	155
<b>Figura 127.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-032 (1993-07-10) HS .....	155
<b>Figura 128.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGAH-060 (2015-01-31) HS .....	156
<b>Figura 129.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGAH-060 (2015-01-31) HS.....	156
<b>Figura 130</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-002 (1995-10-8) HI. ....	157
<b>Figura 131</b> Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-002 (1995-10-8) HI.....	157
<b>Figura 132.</b> Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-041 (2015-08-13) TI.....	158
<b>Figura 133.</b> Respuesta de la Derivada y Horner. LGA-041 (2015-08-13) TI .....	158

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>Anexo 1.</b> Parámetros Petrofísicos Campo Lago Agrio.....	118
<b>Anexo 2.</b> Base de datos para interpretación de pruebas de presión.....	124
<b>Anexo 3.</b> Mecanismos de producción del campo Lago Agrio .....	132
<b>Anexo 4.</b> Mapas de acumulados de las arenas productivas del campo Lago Agrio.....	135
<b>Anexo 5.</b> Resultados representativos de la interpretación de pruebas de presión, criterio “Alto & Medio” .....	140
<b>Anexo 6.</b> Resultados representativos de la interpretación de pruebas de presión, criterio “Bajo” .....	155
<b>Anexo 7.</b> Resultados representativos de la interpretación de pruebas de presión, criterio “No Válido” .....	157

## SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
BAPD	Barriles de agua por día	$L^3/t$
BFPD	Barriles de fluido por día	$L^3/t$
BPPD	Barriles de petróleo por día	$L^3/t$
STB	Barriles estándar	
Kh	Capacidad de flujo	
$q_{sc}$	Caudal a condiciones estándar	$L^3/t$
Qw	Caudal de agua	$L^3/t$
Qt	Caudal de fluido	$L^3/t$
Qo	Caudal de petróleo	$L^3/t$
cp	Centipoise	
C	Coefficiente de almacenamiento	
$C_D$	Coefficiente de almacenamiento adimensional	
$C_g$	Compresibilidad del gas	
$C_o$	Compresibilidad el petróleo	
$C_t$	Compresibilidad total	
BSW	Contenido de agua y sedimentos	
S	Daño de formación	
$\rho$	Densidad	$M/L^3$
h	Espesor de formación	L
Hn	Espesor neto	L
PSS	Estado pseudoestable (Pseudo-Steady State)	
$B_o$	Factor Volumétrico del petróleo	
$B_{oi}$	Factor Volumétrico inicial del petróleo	
I.A.R.F	Flujo radial de acción infinita	
QA/QC	Garantía y control de calidad (Quality Assurance/Quality Control)	
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit	T
g	Gravedad	
$\gamma_g$	Gravedad específica del gas	
$^{\circ}API$	Gravedad específica, grados $^{\circ}API$	
GTA	Guanta	
$\infty$	Infinito	
LGA	Lago Agrio	
psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada	
MBBL	Miles de barriles	
mD	Milidarcy	

OFM	Oil Field Manager	
pay	Pago	
m	Pendiente	
k	Permeabilidad	$L^2$
$k_s$	Permeabilidad de zona afectada por el daño.	$L^2$
$k_{eq}$	Permeabilidad equivalente	$L^2$
ft	Pie	L
$\phi$	Porosidad	
P	Presión	$M/Lt^2$
$P_D$	Presión adimensional	
$P_b$	Presión de Burbuja	$M/Lt^2$
$P_{ws}$	Presión de fondo estático	$M/Lt^2$
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyente	$M/Lt^2$
$P_r$	Presión de reservorio	$M/Lt^2$
$P^*$	Presión extrapolada (falsa)	$M/Lt^2$
$P_i$	Presión Inicial	$M/Lt^2$
PVT	Presión, Volumen y temperatura	
$N_p$	Producción acumulada de petróleo	$L^3$
MP	Profundidad a mitad de punzados	L
MD	Profundidad medida (Measured Depth)	L
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
$r_s$	Radio afectado por el daño	L
$r_e$	Radio de drenaje	L
$r_w$	Radio del pozo	L
M.T.R	Región de tiempo medios (Middle time region)	
E.T.R	Región de tiempo tempranos (Early time region)	
L.T.R	Regios de tiempos tardíos (Late time region)	
$\omega$	Relación de almacenamiento entre capas	
GOR	Relación gas-petróleo	
HI	Reservorio Hollín Inferior	
HS	Reservorio Hollín Superior	
TI	Reservorio T Inferior	
TS	Reservorio T Superior	
UI	Reservorio U Inferior	
US	Reservorio U Superior	
BT	Reservorio Basal Tena	
$S_w$	Saturación de agua	
T	Temperatura	T
t	Tiempo	t
$t_D$	Tiempo adimensional	

$t_p$	Tiempo de producción	t
$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	Tiempo de pseudo producción de Horner	
TmHS	Top Main Hollin Sandstone (Arenisca Hollin Inferior)	
TUHS	Top Upper Hollin Sandstone (Arenisca Hollín Superior)	
TmTS	Top Main T Sandstone (Arenisca T Inferior)	
TUTS	Top Upper T Sandstone (Arenisca T Superior)	
TLUS	Top Lower U Sandstone (Arenisca U Inferior)	
TUUS	Top Upper U Sandstone (Arenisca U Superior)	
TBTE	Top Basal Tena	
UTM	Universal Transversal Mercator	
$u_o$	Viscosidad del petróleo	M/Lt
$u_{oi}$	Viscosidad inicial de petróleo	M/Lt
V	Volumen	L <sup>3</sup>
W.O.	Trabajo de reacondicionamiento (Work Over)	

## RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad generar mapas de presiones y permeabilidades de las arenas productivas del campo Lago Agrio, mediante la reinterpretación de las pruebas de presión que se han realizado a lo largo de su vida productiva. Para esto se elaboró una base de datos que recopila la información de 178 pruebas de presión y los datos necesarios para su interpretación.

El análisis de presión transitoria se lo realizó mediante el uso del software Saphir NL, para lo cual se estableció un flujo de trabajo de interpretación y se fijaron criterios de selección: alto, medio, bajo y no válido; que permiten clasificar las pruebas y los resultados obtenidos. Estos criterios consideran parámetros como la validez de la data, producción previa estable, tiempo de cierre, identificación de flujo radial, ajuste del modelo, entre otros. Como resultado 67 pruebas obtuvieron un criterio alto, 43 con un criterio medio, 17 con criterio bajo y 51 pruebas resultaron no válidas. Para realizar el estudio se utilizó las pruebas con un criterio alto y medio.

La estimación de la presión se la realizó a febrero de 2020. Para esto se efectuó un análisis de la presión de los reservorios en función de su producción acumulada.

Finalmente, a partir de la estimación de la presión a la fecha actual, los parámetros del yacimiento y considerando la cantidad y calidad de los resultados se generaron los mapas de presiones y permeabilidades para las arenas Hollín Inferior, Hollín Superior, T Inferior, U Inferior y Basal Tena, con el uso del Software Petrel.

**PALABRAS CLAVE:** CAMPO LAGO AGRIO, PRUEBA DE PRESIÓN, MAPA DE PRESIONES, MAPA DE PERMEABILIDADES, SAPHIR, PETREL.



## ABSTRACT

The purpose of this work is to generate pressure and permeability maps of the productive sands of the Lago Agrio field, by reinterpreting the pressure tests that have been carried out throughout its productive life. For this, a database was created that compiles the information from 178 pressure tests and the data necessary for their interpretation.

Transient pressure analysis was performed using the Saphir NL software, for which an interpretation workflow was established and selection criteria were set: high, medium, low and invalid; that allow classifying the tests and the results obtained. These criteria consider parameters such as data validity, stable previous production, closing time, radial flow identification, model fit, among others. As a result 67 tests obtained a high criterion, 43 with a medium criterion, 17 with a low criterion and 51 tests were invalid. To carry out the study, the tests were used with a high and medium criterion.

The pressure estimation was made in February 2020. For this, an analysis was made of the pressure of the reservoirs based on their accumulated production.

Finally, from the estimation of the pressure to the current date, the reservoir parameters and considering the quantity and quality of the results, the pressure and permeability maps were generated for the Hollín Lower, Hollín Upper, T Lower, U Lower and Basal Tena sands, with the use of the Petrel Software.

**KEY WORDS:** LAGO AGRIO FIELD, PRESSURE TEST, PRESSURE MAP, PERMEABILITIES MAP, SAPHIR, PETREL.

## INTRODUCCIÓN

El campo Lago Agrio fue descubierto en abril de 1967 por el Consorcio Texaco-Gulf y se constituye como el primer campo de la Cuenca Oriente que se incorporó a la producción nacional en mayo de 1972, con una producción promedio diaria de 10 450 barriles de crudo (Baby, et al.,2004). Actualmente este campo se encuentra en su etapa de madurez luego de aportar con una producción con fuertes altibajos hasta 1980, a partir de este año se evidenció una clara declinación de producción y presión en sus reservorios.

Los campos maduros además de la declinación de presión y producción presentan un incremento del corte de agua y otros problemas operacionales, por lo que es necesario desarrollar estudios orientados a optimizar la productividad del campo. Un factor clave para desarrollar dichos estudios es conocer el comportamiento de la presión del reservorio, para esto el análisis de pruebas de presión se constituye en una herramienta fundamental, ya que además de obtener información sobre la presión, permiten determinar características del reservorio, como son permeabilidad, factor de daño, transmisibilidad, entre otras.

A lo largo de la vida productiva del campo Lago Agrio se han llevado cabo numerosas pruebas de presión en las diferentes arenas productoras, las cuales han sido analizadas bajo distintos criterios de interpretación, lo cual genera cierta incertidumbre en sus resultados.

Por lo antes mencionado el presente estudio tiene como objetivo, mediante la reinterpretación de pruebas de presión del campo Lago Agrio, determinar las presiones, permeabilidades en los pozos analizados y estimar la presión a febrero del 2020, para finalmente generar mapas de presiones y permeabilidades de las arenas productivas de este campo.

## **OBJETIVO GENERAL**

Generar mapas de presiones y permeabilidades de las arenas productivas del campo Lago Agrio mediante análisis de pruebas de presión.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Elaborar una matriz histórica de las pruebas de presión realizadas en el campo Lago Agrio.
- Reinterpretar las pruebas de presión desarrolladas en el Campo Lago Agrio.
- Estimar las presiones actuales estableciendo una relación histórica de la presión de los reservorios con la producción acumulada.

## **ALCANCE**

Los mapas de presiones y permeabilidades se generarán para las arenas Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior Inferior, Hollín Superior y Hollín Inferior del campo Lago Agrio mediante el análisis de pruebas de presión.

# CAPÍTULO 1

## MARCO TEÓRICO

### 1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO LAGO AGRIO

#### 1.1.1 Reseña histórica

El campo Lago Agrio fue descubierto en abril de 1967 por el Consorcio Texaco-Gulf, mediante la perforación del pozo Lago Agrio 1, el cual presentó una producción a flujo natural de 2955 BPPD de 29° API, proveniente de la formación Hollín (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004). Este descubrimiento ratificó el potencial petrolífero de la Cuenca Oriente y dio inicio a una fuerte campaña de exploración la cual tuvo como fruto el descubrimiento de los más grandes campos de la cuenca.

Lago Agrio se constituye en el primer campo de la Cuenca Oriente que se incorporó a la producción nacional en mayo de 1972, con una producción promedio diaria de 10450 barriles de crudo, en noviembre 1973 alcanzó su máximo pico de producción histórica con 53618 BPPD posteriormente presentó fluctuaciones y a partir de 1980 su producción comienza a declinar sustancialmente (Baby et al., 2004).

Otros reservorios de importancia a parte de Hollín Superior e Inferior incluyen las areniscas "T" Superior e Inferior, "U" Superior e Inferior y Basal Tena. Los crudos de este campo tienen los siguientes rangos de gravedad: Hollín: 28 - 32°; "T": 29 - 34°; "U": 29 - 31° y Basal Tena: 28 - 29° (Petroamazonas EP, 2020).

#### 1.1.2 Ubicación Geográfica y Estructura del campo

El campo Lago Agrio está ubicado en la provincia de Sucumbíos, bloque 56 de la Cuenca Oriente del Ecuador, como se puede observar en la Figura 1.

La estructura Lago Agrio es un anticlinal de orientación NNE-SSO, tiene una longitud aproximada de 11 Km y un ancho promedio de 4.5 Km, al nivel de la caliza "A" está limitado en su flanco oriental por una falla transpresional que corta en su flanco sur a la estructura Palo Rojo y hacia el norte a la estructura del Campo Charapa (Baby et al., 2004).



COLUMNA ESTRATIGRÁFICA LAGO AGRIO					
EDAD	LITOLOGÍA	FORMACIÓN	MIEMBRO	TOPE Cortes MD (pies)	TOPE Cortes TVD (pies)
Oligoceno		ORTEGUAZA		5.687	5.647
Eoceno		TIYUYACU		6.378	6.336
Paleoceno		TENA	Tena	7.564	7.514
			Basal Tena	8.974	8.923
Cretaceo Superior		Formación Napo	Napo	9.006	8.955
			Caliza "M-1"	9.293	9.249
			Caliza "M-2"	9.518	9.473
			Caliza "A"	9.605	9.561
			Arenisca "U" Superior	9.641	9.597
			Arenisca "U" Inferior	9.691	9.647
			Base Arenisca "U" Inferior	9.728	9.683
			Caliza "B"	9.805	9.761
			Arenisca "T" Superior	9.865	9.820
			Arenisca "T" Inferior	9.911	9.867
			Base Arenisca "T" Inferior	9.946	9.901
			Caliza "C"	10.019	9.975
Cretaceo Inferior		Formación Hollín	Hollín Superior	10.045	10.000
			Hollín Inferior	10.079	10.034

**Figura 2.** Columna Estratigráfica Lago Agrio

**Fuente:** (Petroamazonas E.P, 2018)

**Hollín Inferior:** “Arenisca depositada en un ambiente fluvial de ríos entrelazados durante el Aptiano, rellenando paleovalles a continuación del evento tectónico que deformó las rocas Jurásicas de Misahualli. En dirección al tope de Hollín Inferior, estas areniscas retrogradan a ambientes de estuario y de plataforma marina somera con glauconita” (Petroamazonas EP, 2020, pág. 9).

**Hollín Superior:** “Presenta en su base areniscas finas con intercalaciones de lutitas y material orgánico, interpretadas como depósitos de planicie lodosa en un ambiente mareal, en la parte superior aparecen areniscas de grano medio, con estratificación cruzada, intercalaciones de capas de lodo y niveles de carbón” (Petroamazonas EP, 2020, pág. 9).

**Arenisca “T” Inferior:** “Los ambientes de depositación de esta arena corresponden a las zonas más externas de estuario. El espesor de la arenisca “T” Inferior en el Campo Lago Agrio es de 40 pies en promedio con un máximo de 54 pies en el pozo LAG-26. Los

registros gamma ray en algunos pozos presentan formas de bloque, propias de barras y canales” (Petroamazonas EP, 2020, pág. 9).

El análisis sedimentológico indica que en la parte norte del campo las arenas tienen un importante componente arcilloso con cuerpos arenosos más discontinuos. En la parte central del campo se presentan mejores condiciones de roca reservorio ya que los cuerpos de arena son más continuos, en la parte sur se presentan zonas dominadas por arenas finas con lodos arcillosos (Petroamazonas EP, 2020).

**Arenisca “T” Superior:** Corresponde a un Intervalo arenoso, de grano fino a medio, cemento calcáreo y matriz arcillosa con intercalaciones de lutitas, existe presencia de glauconita (Petroamazonas EP, 2020).

En la parte norte del campo se presentan cuerpos de arena progradantes orientados en sentido E-O. “Hacia la parte central del campo se presentan cuerpos de arena más discontinuos, y se encuentran rodeados de areniscas con intercalaciones arcillosas, representando zonas de planicies arenosas y/o lodosas posiblemente de ambiente mareal” (Petroamazonas EP, 2020, pág. 10).

**Arenisca “U” Inferior:** El ambiente de depositación para esta arena se atribuye a un sistema estuarino, con facies de barras y canales mareales ubicados en la parte este del campo. “Hacia el este las arenas son más discontinuas e interpretadas como planicies arenosas amalgamadas con planicies lodosas. La ubicación del sistema de depósito posiblemente corresponde a la parte media del embudo estuarino” (Petroamazonas EP, 2020, pág. 10).

**Arenisca “U” Superior:** En análisis sedimentológico indica que se presentan cuerpos discontinuos de arena, rodeados de planicies lodosas. “La discontinuidad de las arenas sugiere depósitos de plataforma, tipo “shoals”, depositados por acción del oleaje y/o tormentas. Las descripciones litológicas indican la presencia de glauconita en la matriz de areniscas de grano fino a medio” (Petroamazonas EP, 2020, pág. 11).

**Arenisca Basal Tena:** Esta arenisca fue depositada en parte en un sistema de estuario. “El cambio importante de facies parece ocurrir hacia el tope de las areniscas Tena Basal, en donde la presencia de limolitas rojas sugiere un cambio brusco en el ambiente de depósito, asociándose este cambio a un incremento de la tectónica compresiva en el borde oeste de la cuenca” (Petroamazonas EP, 2020, pág. 11).

## 1.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS

### 1.2.1 Propiedades petrofísicas del campo Lago Agrio

La petrofísica constituye el estudio de las propiedades de la roca y su interacción con los fluidos que contiene (Tiab & Donaldson, 2015). Las propiedades petrofísicas fundamentalmente definen el almacenamiento y la transmisión de fluidos en el reservorio; su conocimiento es esencial para comprender y evaluar el rendimiento de este.

En el Anexo 1 se detallan las propiedades petrofísicas de los reservorios productores del campo Lago Agrio que se utilizaron en el presente trabajo.

En la Tabla 1 se presenta una muestra de las propiedades petrofísicas del reservorio Hollín Inferior y Hollín Superior:

**Tabla 1.** Muestra de Parámetros Petrofísicos del reservorio Hollín Superior & Hollín Inferior.

POZO	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-01	TUHS	9945	9975	30	12	5	0.11	0.49
LAGO-01	TmHS	9975	10170	195	133	124	0.12	0.36
LAGO-010	TUHS	10006	10047	41	27	25	0.15	0.40
LAGO-010	TmHS	10047	10210	163	118	63	0.14	0.38
LAGO-011	TUHS	9940	9962	22	10	6	0.12	0.43
LAGO-011	TmHS	9962	10270	308	221	165	0.14	0.27
LAGO-011B	TUHS	10014	10041	27	12	12	0.16	0.44
LAGO-011B	TmHS	10041	10120	79	22	22	0.09	0.21
LAGO-012	TUHS	9946	9981	35	6	6	0.10	0.32
LAGO-012	TmHS	9981	10130	149	96	80	0.13	0.29
LAGO-013	TUHS	10024	10077	53	35	33	0.16	0.24
LAGO-013	TmHS	10077	10270	193	149	44	0.14	0.49
LAGO-014	TUHS	10044	10075	31	30	28	0.14	0.46
LAGO-014	TmHS	10075	10351	276	229	88	0.14	0.32
LAGO-015	TUHS	10053	10078	25	19	9	0.15	0.48
LAGO-015	TmHS	10078	10228	150	89	66	0.15	0.27
LAGO-016	TUHS	9994	10045	51	44	28	0.14	0.41
LAGO-016	TmHS	10045	10100	55	39	13	0.20	0.50
LAGO-016B	TUHS	10011	10036	25	19	18	0.13	0.31
LAGO-016B	TmHS	10036	10072	36	16	16	0.13	0.22
LAGO-017	TUHS	9967	10017	50	22	20	0.12	0.37
LAGO-017	TmHS	10017	10180	163	20	20	0.13	0.37
LAGO-018	TUHS	9902	9934	32	9	4	0.11	0.38
LAGO-018	TmHS	9934	10160	226	165	146	0.13	0.26
LAGO-019	TUHS	10057	10084	28	22	13	0.13	0.19
LAGO-019	TmHS	10084	10161	77	60	60	0.12	0.22

Fuente: Departamento de reservorios (Petroamazonas E.P, 2020)



### 1.2.2 Data PVT

Con el fin de realizar estudios de yacimientos y planificar adecuadamente su desarrollo, es necesario conocer el comportamiento volumétrico de los fluidos en el yacimiento, en el pozo y a condiciones de superficie. Para esto se requiere determinar las diferentes propiedades físicas en un amplio rango de temperaturas y presiones. Estas propiedades se obtienen a partir de pruebas experimentales llamadas análisis PVT (Ferrer, 2009). Además, se requiere conocer cómo varían las propiedades iniciales de yacimiento en relación al cambio de la composición del fluido que se genera como efecto de la producción (Ferrer, 2009).

En la Tabla 2 se presenta un resumen de los análisis PVT oficiales disponibles del Campo Lago Agrio.

**Tabla 2.** Resumen de Análisis PVT del Campo Lago Agrio

PARÁMETROS	PVT CAMPO LAGO AGRIO						
	FORMACIÓN HOLLÍN					NAPO	TENA
	LGA-006	LGA-018	LGA-030	LGA-033	LGA-041	LGA-034	LGA-036
<i>Arena</i>	HI+HS	HI+HS	HI+HS	HI	HI	TI+TS	BT
<i>Año PVT</i>	1977	1977	1984	1995	1999	1995	1995
<i>Intervalo (ft)</i>	-	-	9964-10001	10012-10027	10076-10086	9890-9914	8892-8910
<i>API °</i>	26.3	28.9	28.8	28.8	29.1	32.4	27
<i>T (°F)</i>	208	192	205	205	208	204	194
<i>Pi (psia)</i>	4100	4115	4046	4218	4485	4417	3500
<i>Pb (psia)</i>	660	508	850	880	750	770	810
<i>uoi (cp)</i>	1.924	1.999	2.316	4.845	2.350	4.359	-
<i>Boi (by/bn)</i>	1.133	1.073	1.172	1.176	1.161	1.226	1.159
<i>GOR (Scf/Bbl)</i>	188	117	219	227	206	264	198
<i>γg (Aire=1)</i>	1.358	1.245	1.486	1.338	1.284	1.2807	1.225

**Fuente:** PVT Activo Lago Agrio (Petroamazonas E.P, 2020)

## 1.3 CONCEPTOS GENERALES

### 1.3.1 Tipos de fluidos

De acuerdo con el coeficiente de compresibilidad isotérmica los fluidos del yacimiento se clasifican en:

#### 1.3.1.1 Fluidos incompresibles

Un fluido incompresible se define como aquel fluido cuyo volumen o densidad no cambia con variación de la presión. Los fluidos incompresibles no existen, sin embargo, este comportamiento es asumido en algunos casos para la derivación de las ecuaciones de flujo (Ahmed, 2006).

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \quad (1.1)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \quad (1.2)$$

#### 1.3.1.2 Fluidos ligeramente compresibles

Los fluidos ligeramente compresibles presentan pequeños cambios en el volumen o densidad con la variación de la presión. El petróleo crudo y el agua corresponden a esta clasificación (Ahmed, 2006).

Al conocer el valor de  $V_{ref}$  y  $P_{ref}$  (inicial) el cambio en el comportamiento volumétrico del fluido como función de la presión  $P$  se describen por la siguiente ecuación:

$$-c \int_{p_{ref}}^P dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{dV}{V} \quad (1.3)$$

De donde se obtiene:

$$\rho = \rho_{ref} [1 + c (p_{ref} - p)] \quad (1.4)$$

$$V = V_{ref} [1 + c (p_{ref} - p)] \quad (1.5)$$

Donde  $P$  es la presión en psi,  $V$  es el volumen a la presión en  $ft^3$ ,  $P_i$  es la presión inicial en psi,  $V_i$  es el volumen a la presión inicial,  $\rho_{ref}$  es la densidad de la presión inicial.

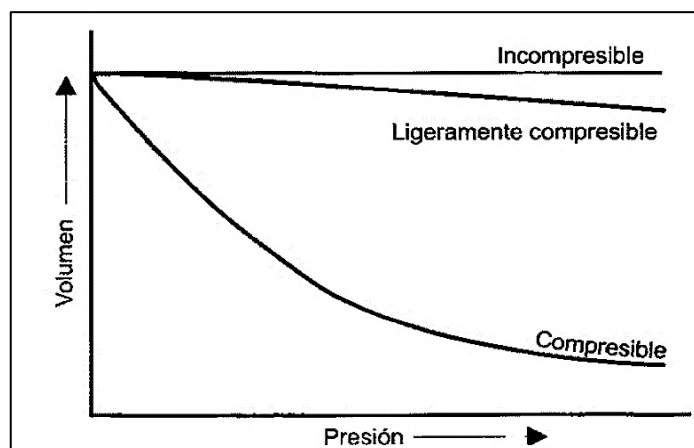
### 1.3.1.3 Fluidos compresibles

Estos fluidos presentan un cambio de volumen importante como función de la presión, todos los gases se consideran fluidos compresibles (Ahmed, 2006). La ecuación 1.6 presenta la compresibilidad isotérmica para los fluidos compresibles.

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (1.6)$$

Donde,  $c_g$  es la compresibilidad del gas en 1/psi,  $p$  es la presión en (psi) y  $z$  es la compresibilidad del gas.

La Figura 3, ilustra la variación de el volumen en función de la presión para los distintos tipos de fluidos.



**Figura 3.** Tipos de fluidos

**Fuente:** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos (Ferrer, 2009)

### 1.3.2 Regímenes de flujo

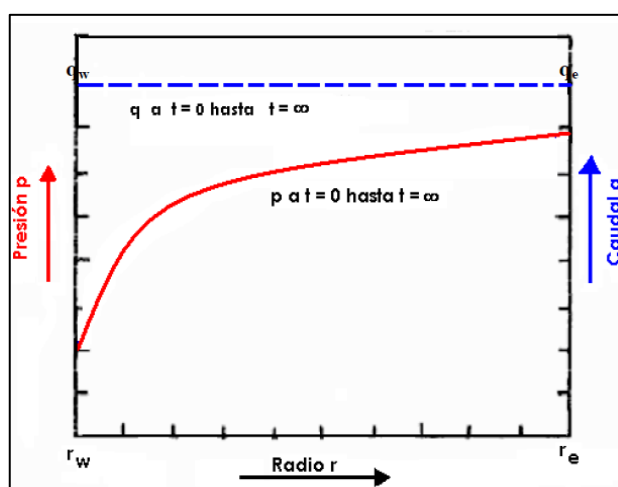
Cuando se pone a producir un pozo, se crea una distribución de presiones que viaja a través de la roca con una velocidad que depende de la propiedad de la roca y fluidos. Para entender el análisis de pruebas de presión, se debe tener en cuenta que existen tres regímenes de flujo para describir el comportamiento de la presión del reservorio en función del tiempo, estos son (Valencia, 2011):

- Flujo continuo
- Flujo pseudo-continuo
- Flujo transitorio

### 1.3.2.1 Flujo continuo

En este tipo de flujo no existen cambios de presión en cualquier punto dentro del reservorio en función del tiempo. Para mantener este tipo de flujo se requiere de un acuífero activo. El flujo continuo no se presenta en casos reales y sirve como base para el estudio de la ley de Darcy (Valencia, 2011).

La Figura 4, ilustra la distribución de presión y rata de flujo que ocurre durante el flujo radial en estado continuo hacia el pozo.



**Figura 4.** Flujo continuo para un sistema radial.

**Fuente:** Fundamentos de Pruebas de Presión (Valencia, 2011).

La distribución de presión se mantendrá constante durante todo el tiempo en que radio que está siendo drenado por el pozo permanezca constante. Matemáticamente se expresa como:

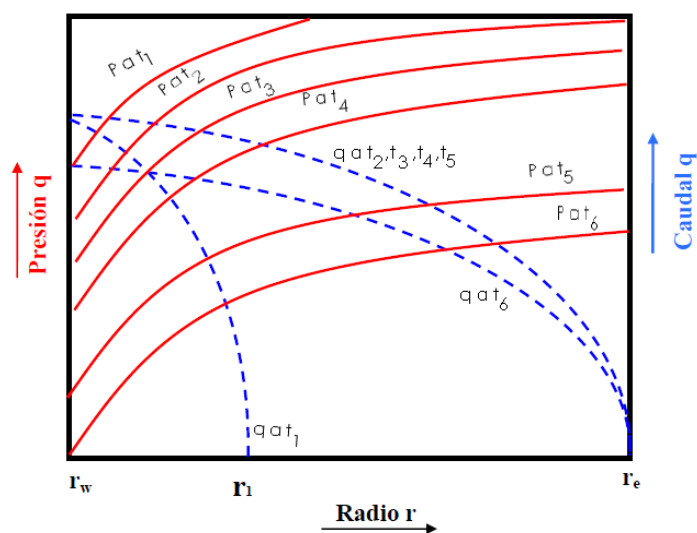
$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (1.7)$$

### 1.3.2.2 Flujo Pseudo-continuo

En este tipo de flujo la presión en cualquier punto del yacimiento declina linealmente en función del tiempo, y se expresa matemáticamente como:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_r = cte \quad (1.8)$$

Este tipo de flujo se presenta una vez que los radios de drenaje alcanzan los límites del yacimiento. Inmediatamente después de que toda la presión ha sido afectada el cambio de las presiones será uniforme en función del tiempo, de manera que la distribución de presiones en los subsiguientes tiempos serán líneas paralelas como se ilustra en la Figura 5, esto a partir del tiempo  $t_2$ .



**Figura 5.** Flujo Pseudo Continuo desde  $t_2$  a  $t_5$  con producción constante

**Fuente:** Fundamentos de Pruebas de Presión (Valencia, 2011).

### 1.3.2.3 Flujo transitorio

Se define como una condición de flujo en la cual el cambio de las presiones en los diferentes puntos de yacimiento con respecto al tiempo no es constante. Esta definición sugiere que el cambio de las presiones son funciones del tiempo y de la posición, tal como se define en la siguiente ecuación:

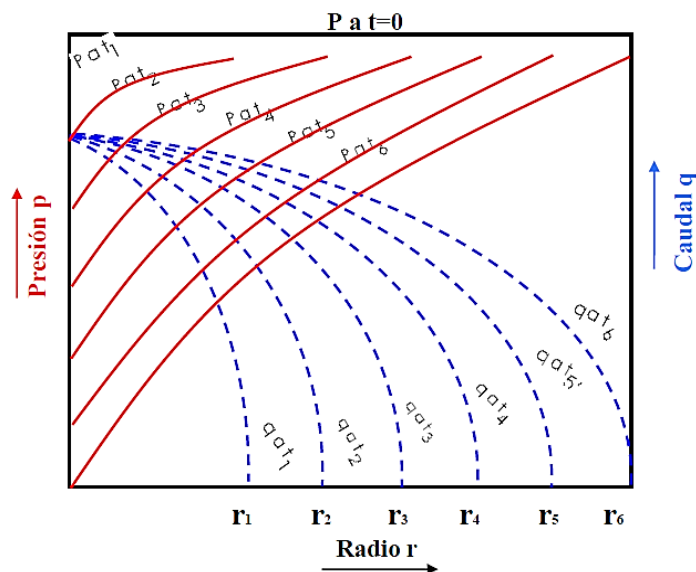
$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = f(r, t) \quad (1.9)$$

Para un yacimiento cerrado, el movimiento de los fluidos es debido a la expansión del fluido en el yacimiento. La presión del yacimiento es la inicial, y una vez que se pone a producir se crea una diferencia de presiones lo que permite que los fluidos empiecen a moverse de mayores a menores presiones creando un radio de drenaje.

El radio de drenaje es el punto en el cual los fluidos del yacimiento dejan de moverse, es decir el punto en el cual no hay gradiente de presión y los fluidos del yacimiento no se están

expandiendo. Este radio va incrementando en función del tiempo, es decir, el punto en el cual no se mueven los fluidos del yacimiento y están con la presión inicial, misma que cada vez se aleja más del pozo hasta llegar a los límites del yacimiento, tiempo en el cual el yacimiento pasará a estado continuo o semicontinuo.

En la Figura 6 se puede observar la distribución de la presión en función del tiempo y los radios afectados para el estado transitorio.



**Figura 6.** Distribución de presiones y radio de drenaje para el flujo transitorio

**Fuente:** Fundamentos de Pruebas de Presión (Valencia, 2011)

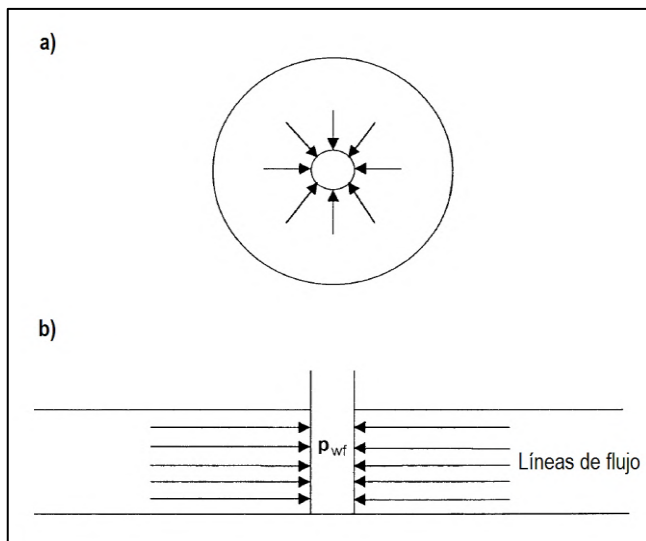
Cuando se acaba el estado transitorio el yacimiento ya no se podrá restaurar a la presión inicial, este lo hará a una presión promedio, esto debido a que la presión de todo el yacimiento ya ha sido afectada.

### 1.3.3 Geometría de flujo

#### 1.3.3.1 Flujo Radial

En este tipo de geometría las líneas de flujo convergen en el centro del pozo como se puede observar en la Figura 7. Mientras más homogéneo sea el reservorio, las líneas de flujo radial serán más grandes (Ahmed, 2006).

En la interpretación de pruebas de presión el flujo radial es muy importante debido a que permite caracterizar el reservorio y se lo identifica cuando la derivada de presión se estabiliza horizontalmente en el gráfico Log-log, ver Figura 11.



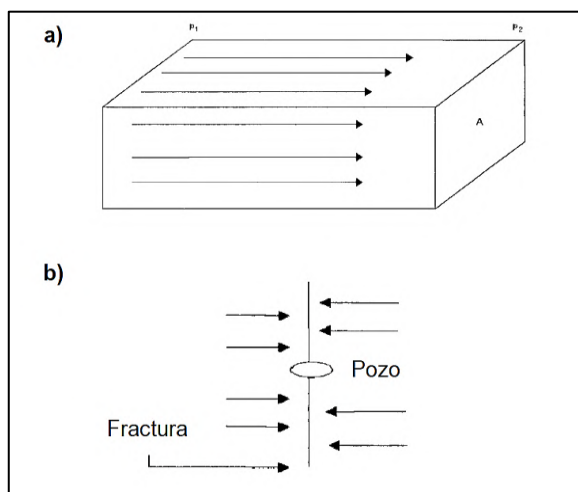
**Figura 7.** (a) Vista Superior y (b) Vista Lateral de Flujo radial

**Fuente:** Reservoir Engineering Handbook (Ahmed, 2006)

### 1.3.3.2 Flujo Lineal

Esta geometría consiste en líneas de flujo paralelas donde el flujo fluye en una sola dirección. Este régimen es poco común, y podría presentarse en yacimientos con forma alargada o en fracturas hidráulicas, como se ilustra en la Figura 8 (Escobar F. H., 2012).

El régimen de flujo lineal se identifica por una línea de pendiente positiva  $m= 0.5$ , en el gráfico de la derivada de presión, ver Figura 11.

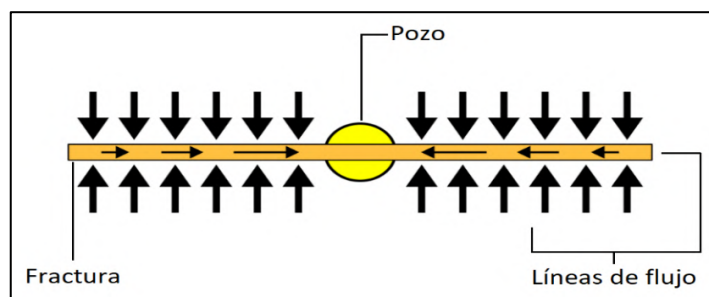


**Figura 8.** a) Flujo Lineal, b) Flujo lineal ideal en una fractura hidráulica

**Fuente:** Reservoir Engineering Handbook (Ahmed, 2006)

### 1.3.3.3 Flujo Bilineal

La geometría de flujo bilineal se presenta adicionalmente al flujo lineal en pozos hidráulicamente fracturados con fracturas de baja conductividad. Se produce debido a una caída de presión en la fractura que genera líneas de flujo paralelas en su interior al mismo tiempo que se presentan líneas de flujo perpendiculares a la fractura en la formación, como se muestra en la Figura 9 (Escobar F. , 2003).



**Figura 9.** Flujo bilineal en una fractura hidráulica de baja conductividad

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

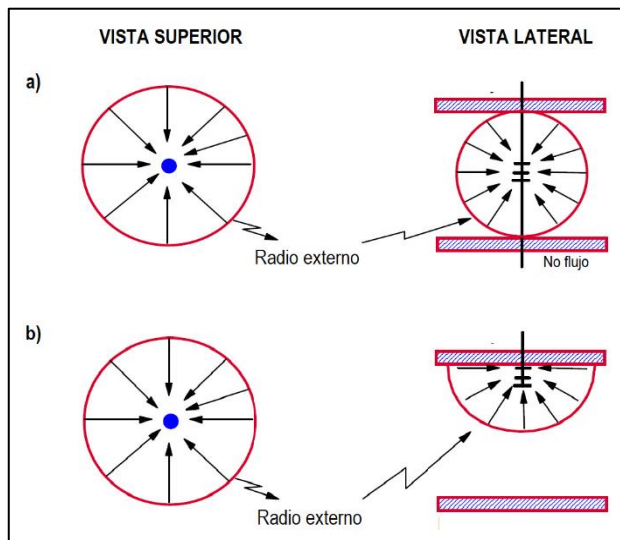
En el gráfico de la derivada de presión (Figura 11), el flujo bilineal muestra una pendiente positiva  $m=1/4$ . Al conocer la longitud media de la fractura y la permeabilidad de la formación, es posible determinar la conductividad de la fractura a partir del flujo bilineal (Escobar F. , 2003).

### 1.3.3.4 Flujo esférico y hemisférico

De acuerdo con la completación del pozo, es posible tener la presencia de flujo esférico y hemisférico en la vecindad de las perforaciones. El flujo esférico (Figura 10-a) consiste en que las líneas de flujo convergen a un punto y presenta en formaciones parcialmente penetradas. El flujo hemisférico (Figura 10-b) se presenta cuando un pozo penetra parcialmente en la zona de pago, esta condición podría surgir cuando la conificación del agua del fondo es importante (Ahmed, 2006).

El flujo esférico y hemisférico presentan una pendiente negativa ( $m=-0.5$ ) en la derivada de presión, ver Figura 11.

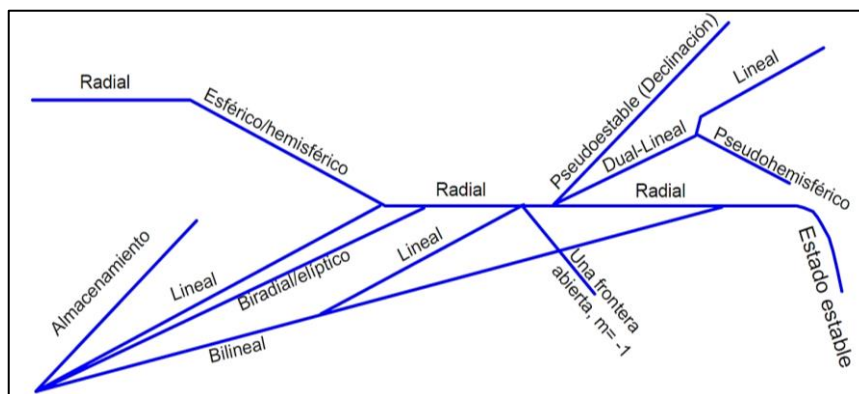




**Figura 10.** a) Flujo Hemisférico, b) Flujo Esférico

**Fuente:** Análisis Moderno de Presiones de Pozos (Escobar F. , 2003)

A continuación, la Figura 11 es una herramienta de identificación gráfica de los principales regímenes de flujo que se presentan en una prueba de presión para el gráfico log-log.



**Figura 11.** Identificación de Regímenes de flujo en Gráfico Log-log

**Fuente:** Análisis Moderno de Presiones de Pozos (Escobar F. , 2003)

### 1.3.4 Pruebas de presión

Las pruebas de presión transitoria son una herramienta muy valiosa para caracterizar un sistema pozo – yacimiento. El uso de esta herramienta permite analizar los cambios de presión en función del tiempo transcurrido desde que se crea un disturbio de presión como consecuencia de variar el caudal.

La interpretación de las pruebas de presión permite determinar las propiedades del yacimiento como lo son: presión estática, permeabilidad, daño de formación, comunicación entre pozos, área de drenaje, límites del yacimiento, heterogeneidades (Escobar F. , 2009).

### **1.3.5 Tipos de pruebas de presión**

Los tipos de pruebas de pozos que existen son:

- Pruebas de restauración de presión (Build up)
- Pruebas de decremento de presión (Drawdown)
- Fall of test
- Pruebas de interferencia
- Pruebas de producción DST (Drill Steam Test)

#### ***1.3.5.1 Prueba de restauración de presión***

Conocida como prueba de cierre, esta prueba consiste en cerrar el pozo, y registrar los cambios de la presión estática de fondo en función del tiempo. Este tipo de pruebas permiten determinar la presión inicial o la presión promedio, esto dependiente del régimen de flujo transitorio o semicontinuo respectivamente (Escobar F. , 2009).

#### ***1.3.5.2 Prueba de decremento de presión***

Esta prueba consiste en medir la presión de fondo mientras el pozo produce a un caudal constante, esto después de que el pozo se haya cerrado un tiempo suficiente para que se establezca la presión (Escobar F. , 2009).

#### ***1.3.5.3 Fall of test***

Esta prueba se realiza en un pozo inyector cuya teoría consiste en que la tasa de inyección previa a la prueba de presión es constante. Esta prueba es similar a una prueba de restauración de presión por que se basa en el cierre del pozo para recopilar los datos de presión, permite calcular las mismas características del reservorio que se obtienen de una prueba de restauración de presión (Ramonés & Silva, 1996).

#### ***1.3.5.4 Pruebas de interferencia***

Una prueba de interferencia involucra dos pozos: un pozo activo (productor o inyector) y un pozo de observación (cerrado). Esta prueba permite determinar si existe comunicación hidráulica entre los dos pozos. En caso de haber comunicación significa que la permeabilidad es suficiente para permitir el flujo de fluidos. En este tipo de pruebas no existe la influencia del daño (Valencia, 2011).

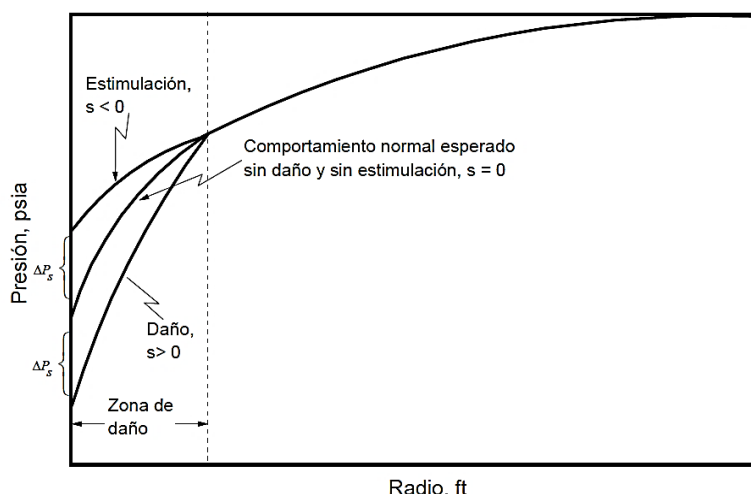
### 1.3.5.5 Pruebas de producción DST (Drill Steam Test)

Esta prueba se usa cuando el taladro está en sitio, de tal manera que permite probar pozos nuevos. La prueba consiste en pruebas de cierre o flujo cortas y seguidas, con el propósito de determinar el potencial del pozo (Escobar F. , 2009).

### 1.3.6 Factor de Daño

Una reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo se produce debido a operaciones de perforación, completación, entre otros. Esta condición se denomina daño y genera una caída adicional de la presión entre el pozo y el yacimiento, lo que causa una disminución de la productividad del pozo (Escobar F. , 2009).

El factor de daño puede ser positivo, negativo o cero, siendo positivo la condición propia de restricción de flujo por daño y negativo indica estimulación. La Figura 12 ilustra el efecto de Daño y su relación con la caída de presión.



**Figura 12.** Efecto del Daño en la caída de Presión

**Fuente:** Análisis Moderno de Presiones de Pozos (Escobar F. , 2009)

La caída o ganancia de presión adicional está dada por:

$$\Delta P_s = \frac{141.2quB}{kh} s \quad (1.10)$$

Donde S (factor de Daño):

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (1.11)$$

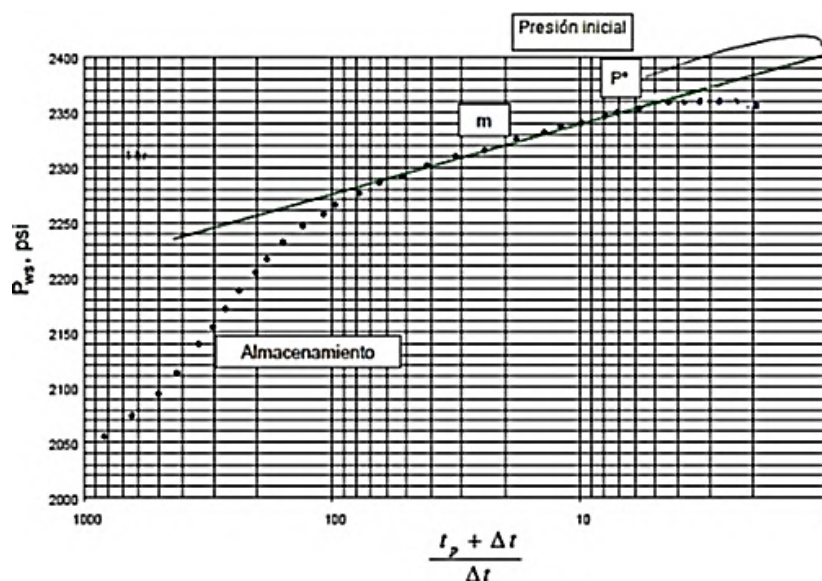
Donde,  $q$  es el caudal a condiciones de yacimiento bls/día,  $S$  es el daño de formación,  $k$  es la permeabilidad de la formación en md,  $k_s$  permeabilidad de la zona dañada en md,  $B$  es el factor volumétrico en BY/BN,  $h$  es el espesor en ft,  $r_s$  es el radio desde el pozo a la zona dañada y  $r_w$  es el radio del pozo.

## 1.4 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

En base a la literatura referente a pruebas de presión transitoria se presentan los siguientes métodos de análisis:

### 1.4.1 Método de Horner

Este método generalmente se utiliza en pozos nuevos porque tenemos la presión inicial del yacimiento  $P_i$ . El método de Horner consiste en el análisis semilog de la gráfica de presión ( $P$ ) vs  $(\frac{t_p + \Delta t}{t_p})$ , con valores que van incrementando de derecha a izquierda, como se observa en la Figura 13 (Escobar F. , 2009).



**Figura 13.** Gráfico semilogarítmico de Horner

**Fuente:** Análisis de Pruebas de Presión (Ramones & Silva, 1996)

La línea que se presenta en la gráfica se representa por la ecuación 1.12:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 q_{sc} \mu_o \beta_o}{K h} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (1.12)$$

Donde,  $P_{ws}$  es la presión estática en psi,  $q_{sc}$  es el caudal a condiciones de superficie en bls/día,  $\mu_o$  es la viscosidad del petróleo en cp,  $\beta_o$  es el factor volumétrico del petróleo,  $t_p$  es el tiempo de producción en hrs,  $\Delta t$  es el tiempo de cierre del pozo.

Por otro lado,  $m$  es la pendiente de la línea, se la obtiene de dos puntos de presión separadas por un ciclo:

$$m = \frac{162.6 q_{sc} \mu_o \beta_o}{K h} \quad (1.13)$$

Despejando la anterior ecuación se puede determinar el producto permeabilidad- espesor.

$$Kh = \frac{162.6 q_{sc} \mu_o \beta_o}{m} \quad (1.14)$$

La extrapolación de la línea recta cuando el  $\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \left( \frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right) = 1$  permite determinar la presión inicial del yacimiento, esto para el estado transitorio. Por otro lado, el daño se puede calcular en base a la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_{ws}(1hr) - P_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left( \frac{K}{\emptyset \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (1.15)$$

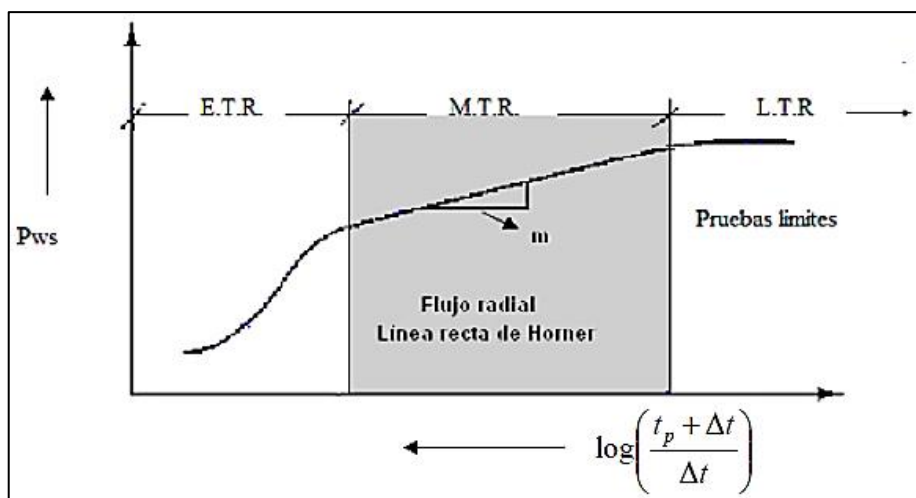
Donde  $\emptyset$  es la porosidad y  $c_t$  es la compresibilidad total en (1/psi).

En yacimiento cerrados y en estado pseudo continuo, la presión se restaura a una presión promedio, y prolongar la línea recta de Horner nos dará la presión extrapolada o falsa  $P^*$ . “La presión falsa  $P^*$  es más alta que la presión promedio del yacimiento” (Chaudhry, 2004).

“La teoría de análisis de las pruebas se basa en que los pozos se abren o se cierran instantáneamente. Esto no es posible operativamente puesto que toma un tiempo en abrir o cerrar el pozo” (Valencia, 2011). Esto afecta la lectura de los datos y se presenta una curva más compleja de analizar con tres regiones, las cuales son las siguientes:

- E.T.R: Región de tiempo tempranos
- M.T.R: Región de tiempos medios
- L.T.R: Región de tiempos tardíos

En la Figura 14 se puede observar las tres regiones que se presentan en la curva de una prueba real de incremento de presión.



**Figura 14.** Prueba real de incremento de presión

**Fuente:** Fundamentos de Pruebas de Presión (Valencia, 2011)

#### 1.4.1.1 Región de tiempos tempranos (ETR)

En general los yacimientos tienen una permeabilidad afectada cerca de los pozos. La presión transitoria creada por el cierre del pozo durante la prueba de restauración de presión se mueve a través de la región de permeabilidad alterada, en este caso no se puede esperar la aparición de una pendiente de línea recta que defina la permeabilidad como lo sería en un caso de prueba ideal donde el daño está concentrado en una película muy delgada en la cara de la arena (Valencia, 2011).

Por otro lado, la presencia del efecto de almacenamiento distorsiona los datos de una prueba de presión. Este se produce cuando se cierra el flujo en superficie, pero el yacimiento sigue aportando fluidos al pozo. En general, el punto donde el efecto de almacenamiento deja distorsionar los datos restantes de la prueba es donde finaliza la región de tiempos temprano.

#### 1.4.1.2 Región de tiempos medios (MTR)

Esta región aparece cuando el radio de investigación se ha movido más allá de la zona de permeabilidad alterada cercana al pozo y cuando el efecto de almacenamiento deja de distorsionar los datos de la prueba de presión (Valencia, 2011). Del análisis de presión de

esta región se obtiene las propiedades del reservorio, debido a que los datos en esta región muestran una estabilización.

#### 1.4.1.3 Región de tiempo tardíos (LTR)

En una prueba de presión después de transcurrir un tiempo determinado, el radio de investigación alcanza los límites o bordes del área de drenaje. En esta área la presión es influenciada por la configuración de los bordes, yacimientos heterogéneos, interferencia con pozos cercanos, y contactos con otros fluidos (Valencia, 2011).

#### 1.4.2 Método de MDH (Miller - Dyes – Hutchinson)

El método consiste en una simplificación del método de Horner. Se basa en la suposición de un tiempo de producción suficientemente grande para alcanzar el estado pseudo estable (Escobar F. , 2009). Por otro lado, “Con el método MDH no es posible obtener la  $P^*$  o  $P_i$  extrapolando en el gráfico semilogarítmico en la línea recta” (Valencia, 2011).

$$P_{ws} = P^* - m \log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (1.16)$$

Si  $t_p \gg \Delta t$ , entonces:

$$t_p + \Delta t \cong t_p \quad (1.17)$$

Luego:

$$\log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \approx \log t_p - \log \Delta t$$

$$P_{ws} = P^* - m \log t_p - m \log \Delta t$$

$P^* - m \log t_p = cte$  = intercepto de la gráfica, entonces:

$$P_{ws} = cte - m \log \Delta t \quad (1.18)$$

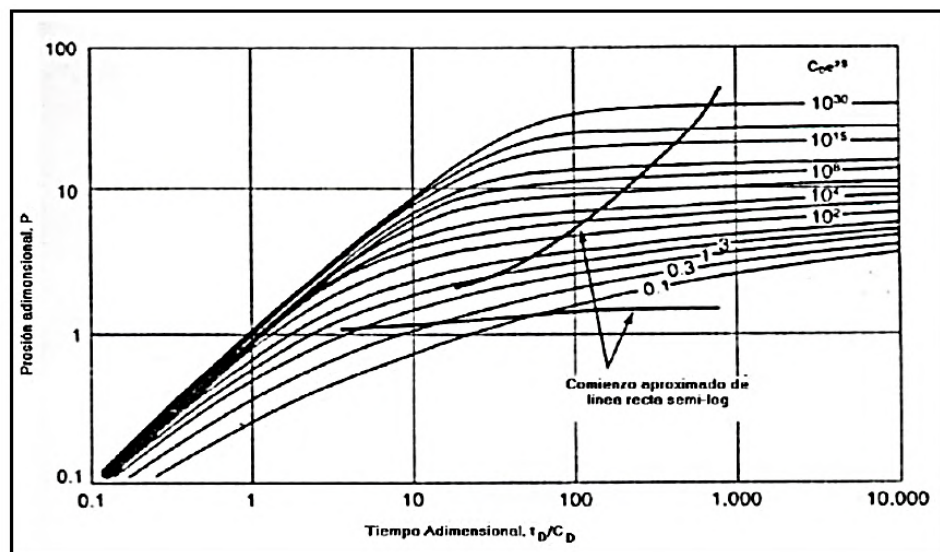
### 1.4.3 Método de la curva de Gringarten et al.

El método consiste en una curva tipo basada en una solución de la ecuación de la difusividad. Para esta solución se consideraron las siguientes suposiciones: pozo vertical, tasa de producción constante, reservorio homogéneo e infinito, flujo monofásico, fluido ligeramente compresible, factor de daño infinitesimal y coeficiente de almacenamiento constante (Gringarten, Bourdet, Landel, & Kniazeff, 1979).

Esta curva es la base del análisis moderno de Pruebas de Presión. Se grafica la presión adimensional  $P_D$  en función de  $t_D/C_D$ . A cada curva le corresponde un valor de  $c_D e^{2S}$ , el cual define la forma e identifica cada una de las curvas. Esta curva permite identificar el efecto de almacenamiento, daño y el cálculo del tiempo inicio del régimen radial de flujo de la línea recta semilogarítmica (Ramones & Silva, 1996). La familia de curvas es representada por la solución gráfica de la ecuación 1.19.

$$P_D = \frac{1}{2} \left[ \ln \left( \frac{t_D}{C_D} \right) + \ln(C_D e^{2S}) + 0.080907 \right] \quad (1.19)$$

En la Figura 15 se observa como todas las curvas convergen, a tiempos tempranos, en una línea recta de pendiente unitaria que corresponde a flujo con almacenamiento puro. A tiempos posteriores, el efecto de almacenamiento desaparece y aparece la región de flujo radial infinito en el reservorio (Valencia, 2011).



**Figura 15.** Curva tipo de Gringarten

**Fuente:** (Gringarten, Bourdet, Landel, & Kniazeff, 1979).



Los puntos de empate (Match point) para esta curva tipo son:

- Presión:  $P_D; \Delta P$
- Tiempo:  $t_D/c_D; \Delta t$
- Curva:  $C_D e^{2S}$

Para el cálculo de los parámetros se usan las siguientes ecuaciones:

$$kh = 141.2 q_{sc} \beta \mu \left(\frac{P_D}{\Delta P}\right)_M \quad (1.20)$$

$$C = (0.000295 \frac{kh}{\mu}) \left(\frac{\Delta t}{\frac{t_D}{C_D}}\right)_M \quad (1.21)$$

$$C_D = \frac{0.8937 C}{\phi h c_t r_w^2} \quad (1.22)$$

$$S = \frac{1}{2} \ln \left[ \frac{(C_D e^{2S})_M}{C_D} \right] \quad (1.23)$$

#### 1.4.4 Método de la derivada de Bourdet et al.

La curva tipo de la derivada consiste en la derivada de tipo logarítmica de la solución a la ecuación de la difusividad radial presentada en la curva tipo de Gringarten (Bourdet, Whittle, Douglas, & Pirard, 1983).

Se pueden diferenciar los dos regímenes dominantes en la curva tipo de la Figura 15:

- Durante el efecto de almacenamiento puro

$P_D = \frac{t_D}{C_D}$ ; diferenciando se tiene:

$$\frac{\partial(P_D)}{\partial\left(\frac{t_D}{C_D}\right)} = P_D = 1$$

- Durante el flujo radial infinito en un yacimiento homogéneo

$$P_D = \frac{1}{2} \left[ \ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right) + \ln(C_D e^{2S}) + 0.080907 \right] \quad (1.24)$$

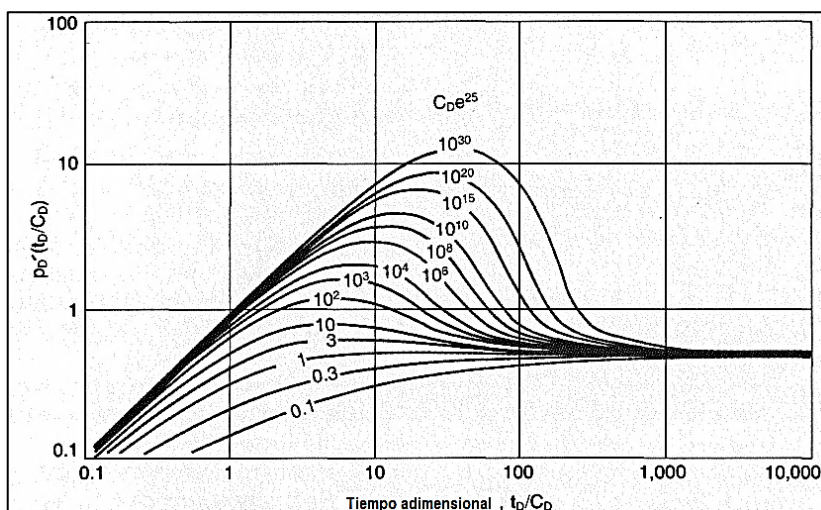
Diferenciando la ecuación 1.24 se tiene:

$$\frac{\partial P_D}{\partial \left(\frac{t_D}{C_D}\right)} = P'_D = \frac{0.5}{\frac{t_D}{C_D}} \quad (1.25)$$

Por consiguiente, tanto a tiempos tempranos como a tiempos tardíos, todas las derivadas se comportan de manera idéntica y son independientes del grupo  $C_D e^{2S}$ . A tiempos tempranos, todas las curvas convergen en una línea recta que corresponde a  $P'_D = 1$ , por otro lado, cuando se alcanza flujo radial infinito, a tiempos tardíos, las curvas se vuelven horizontales a un valor de  $P'_D (t_D/C_D) = 0.5$ . Desde un punto de vista práctico, se prefiere graficar las curvas tipos como  $P'_D (t_D/C_D)$  versus  $t_D/C_D$ , como se observa en la Figura 16 (Bourdet, Whittle, Douglas, & Pirard, 1983).

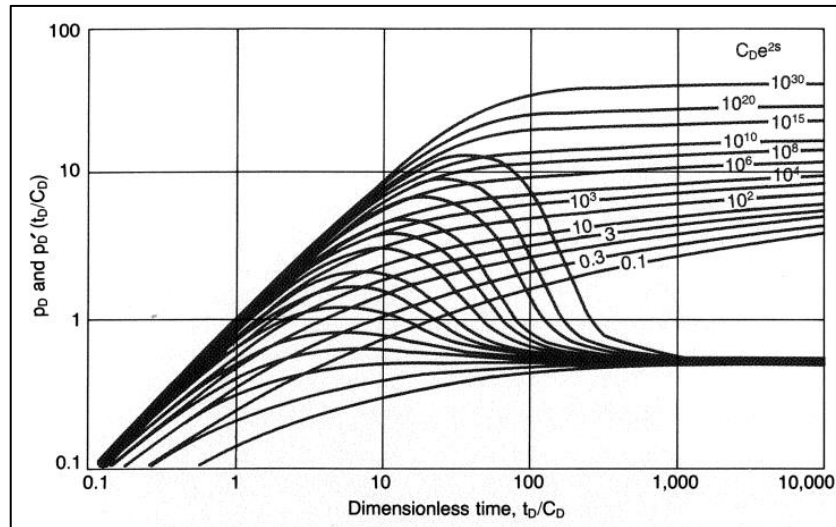
Por otro lado, la representación gráfica de  $P_D$  y su grupo derivada  $P'_D t_D/C_D$ , versus  $t_D/C_D$  en un mismo gráfico log-log proporciona una de las curvas tipo más ampliamente utilizadas. Cuando se alcanza flujo radial infinito, todas las curvas de la derivada son idénticas e independientes del factor de daño (skin).

En la Figura 17 se observa el gráfico que permite realizar un ajuste simultáneo de los datos de cambio de presión,  $\Delta p$ , y los datos del grupo derivada, ya que se los grafica sobre una misma escala. La forma de cada curva, que se define por el término  $C_D e^{2S}$ , es más notable en la curva derivada.



**Figura 16.** Curva Tipo Derivada de Bourdet para un pozo con almacenamiento y daño en un reservorio homogéneo

**Fuente:** (Bourdet, Whittle, Douglas, & Pirard, 1983).



**Figura 17.** Conjunto de curvas tipo combinadas.

**Fuente:** (Bourdet, Whittle, Douglas , & Pirard, 1983).

## 1.5 MODELOS DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

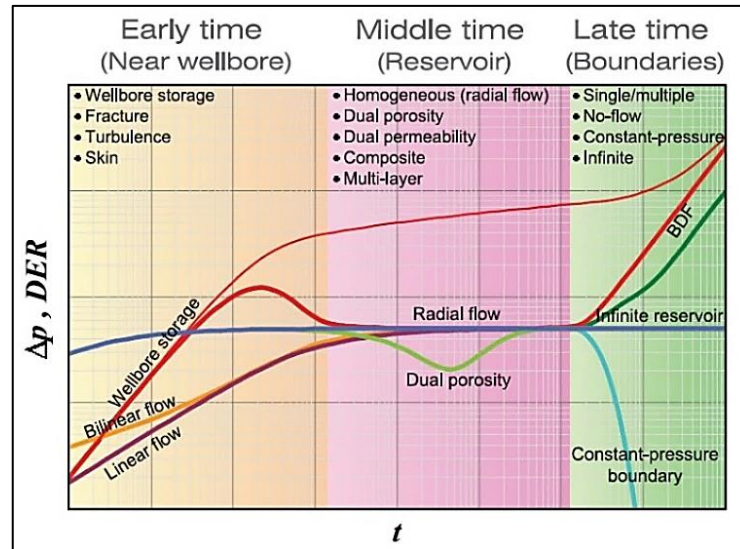
### 1.5.1 Identificación del modelo

El proceso de interpretación consiste en verificar los datos, realizar un análisis de diagnóstico y elegir un modelo de interpretación.

La verificación de datos consiste en revisar las grabaciones de presión (identificar inconsistencias), preparar un diagrama del pozo y completación, revisar el historial de producción y notas de las pruebas operacionales.

El análisis de diagnóstico consiste en seleccionar el período de flujo más largo con la mejor calidad de datos, esto permite determinar las regiones de tiempos tempranos, medio y tardíos como se observa en la Figura 18 ( Fekete Associates Inc, 2009).

Basado en el análisis de diagnóstico y descripción geológica se selecciona el modelo excluyendo los datos inconsistentes en el ajuste del modelo “match” ( Fekete Associates Inc, 2009).



**Figura 18.** Regímenes de tiempo para una prueba de restauración de presión

Fuente: Well Testing Fundamentals ( Fekete Associates Inc, 2009)

En la actualidad existen numerosos modelos para la interpretación:

- Pozo vertical / horizontal/ inclinado
- Pozo horizontal con límite de no flujo
- Reservorio Circular / Rectangular / En forma de U
- Reservorio con límite de no flujo
- Reservorio con límite y fuga
- Presencia de límites paralelos
- Intersección de fallas
- Fractura de conductividad finita / infinita
- Doble porosidad / permeabilidad
- Isotrópico / Anisotrópico
- Reservorio compuesto / multicapa

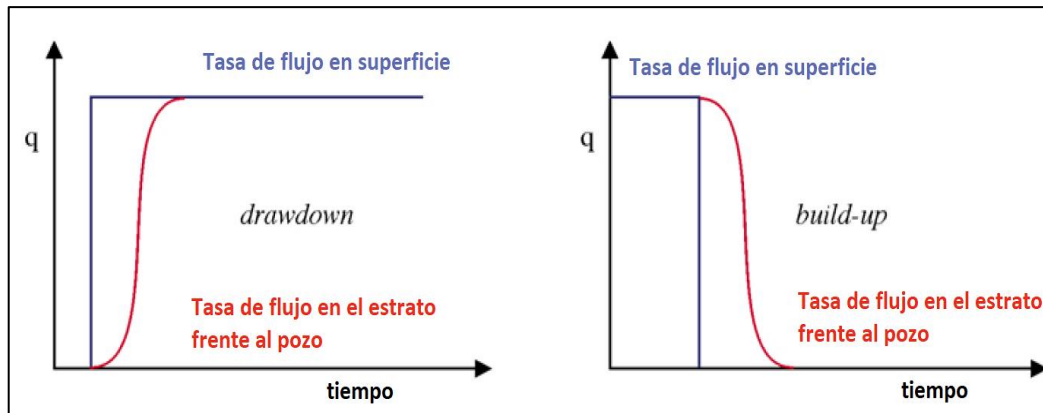
A continuación, se describen los principales modelos de interpretación de pruebas de presión:

## 1.5.2 Modelo de Almacenamiento de pozo

### 1.5.2.1 Efecto de Almacenamiento

En su mayoría las pruebas de presión son controladas en superficie, sin embargo, debido a la compresibilidad de los fluidos almacenados en el pozo existe una diferencia entre la producción en superficie y la producción en la cara del pozo frente a la formación (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

La Figura 19 muestra el comportamiento del caudal en fondo y superficie para una prueba de flujo (drawdown) y una de restauración de presión ( build-up).



**Figura 19.** Efecto de almacenamiento

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

El efecto de almacenamiento de un pozo se puede cuantificar mediante el valor del coeficiente de almacenamiento  $C$  (bbl/psi), que representa el volumen de fluido producido debido a la declinación de la presión en el fondo del pozo.

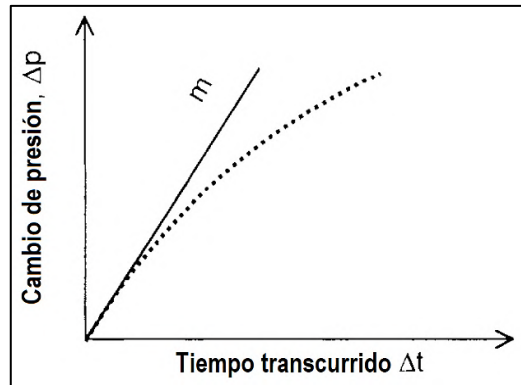
$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (1.26)$$

### 1.5.2.2 Almacenamiento Constante

Es el modelo más simple, considera que el coeficiente de almacenamiento es constante, la ecuación 1.27 relaciona la tasa de flujo en el fondo con la tasa de flujo en superficie:

$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial P_{wf}}{\partial t} \quad (1.27)$$

Durante el almacenamiento puro el pozo actúa como un volumen cerrado y presenta una tasa de producción constante en superficie por lo que la presión cambia linealmente con el tiempo (Bourdet D. , 2002). Es por esto que el análisis especializado de la Figura 20, permite estimar el coeficiente de almacenamiento, ya que a tiempos tempranos genera una línea recta de pendiente  $m$  que pasa por el origen.



**Figura 20.** Análisis especializado, efecto de almacenamiento

**Fuente:** Modificado de Well test análisis: The use of advanced interpretation (Bourdet D. , 2002).

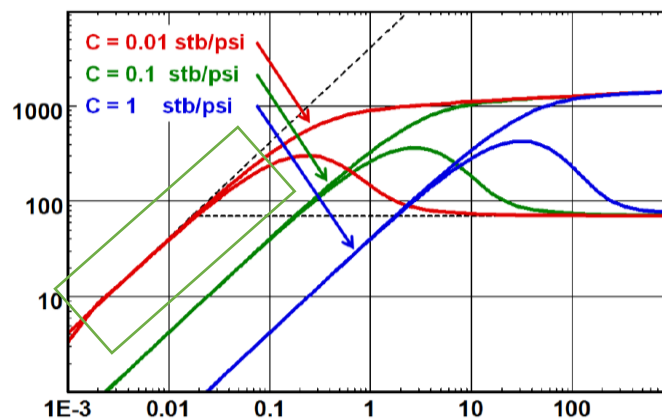
A partir del análisis especializado se obtiene la ecuación 1.28:

$$\Delta P = \frac{qB}{24C} \Delta t = m \Delta t \quad (1.28)$$

Resultado del análisis:

$$C = \frac{qB}{24m} \quad (1.29)$$

En el análisis Log-log presentado en la Figura 21, se observa que el almacenamiento puro de un pozo se caracteriza por la sobreposición de la curva de Bourdet y la derivada de presión en la línea de pendiente unitaria. Posteriormente la curva Derivada se aleja de la línea de pendiente unitaria y seguidamente forma una joroba que finalmente se estabiliza en una línea horizontal que corresponde a la región de Flujo radial infinito (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017). La forma y tamaño de la joroba depende del parámetro  $Ce^{2s}$  y la posición de la línea horizontal depende directamente de C.



**Figura 21.** Respuesta Log-log, efecto de almacenamiento

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

### 1.5.2.3 Almacenamiento Variable

La variación del coeficiente de almacenamiento de pozo se puede dar por diversas circunstancias, fundamentalmente está relacionado con la variación de la compresibilidad del fluido que su vez está ligado a la presencia de gas.

Otras circunstancias que generan cambios en el almacenamiento del pozo están relacionadas con las variaciones de propiedades PVT, cambios en el diámetro de completación, variación del nivel de líquido y redistribución de fases (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

De manera particular en una prueba de restauración de presión, la presencia de flujo multifásico podría ocasionar el fenómeno de segregación de fases de acuerdo a su densidad, lo que generará una variación del coeficiente de almacenamiento en función del tiempo (Kuchuk, Onur, & Hollaender, 2010). La Figura 22 ilustra este fenómeno.

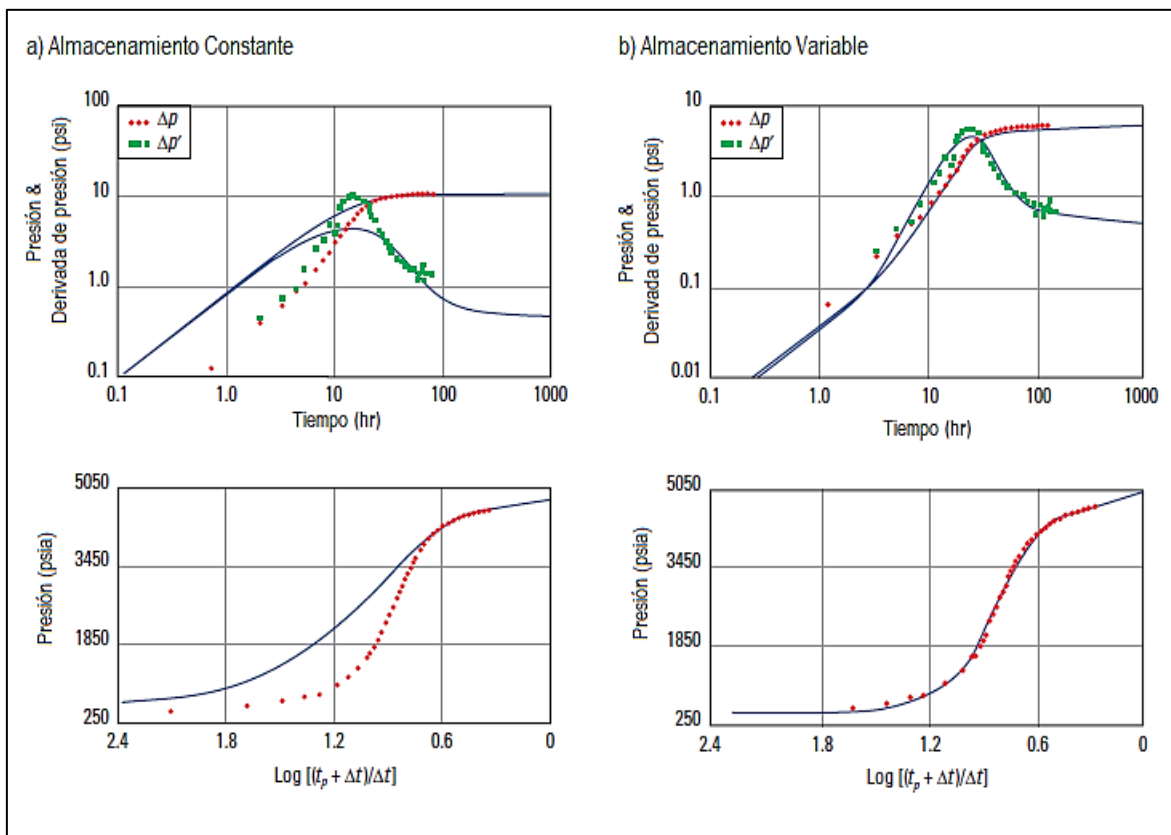


**Figura 22.** Esquema de Flujo multifásico, Almacenamiento variable  
**Fuente:** Modificado de Pressure Transient Formation and Well Testing  
 (Kuchuk, Onur, & Hollaender, 2010)

### 1.5.2.3.1 Modelo analítico de Almacenamiento variable

Hegeman (1993) afirma que los modelos analíticos de almacenamiento variable involucran un valor inicial de almacenamiento  $C_i$ , un valor final  $C_f$ , una función de transición y un tiempo dado en que se produce esta transición.

La Figura 23 es resultado del trabajo de Hegeman y muestra que utilizar una curva tipo que considere el almacenamiento variable genera mejores resultados que un análisis con almacenamiento constante.

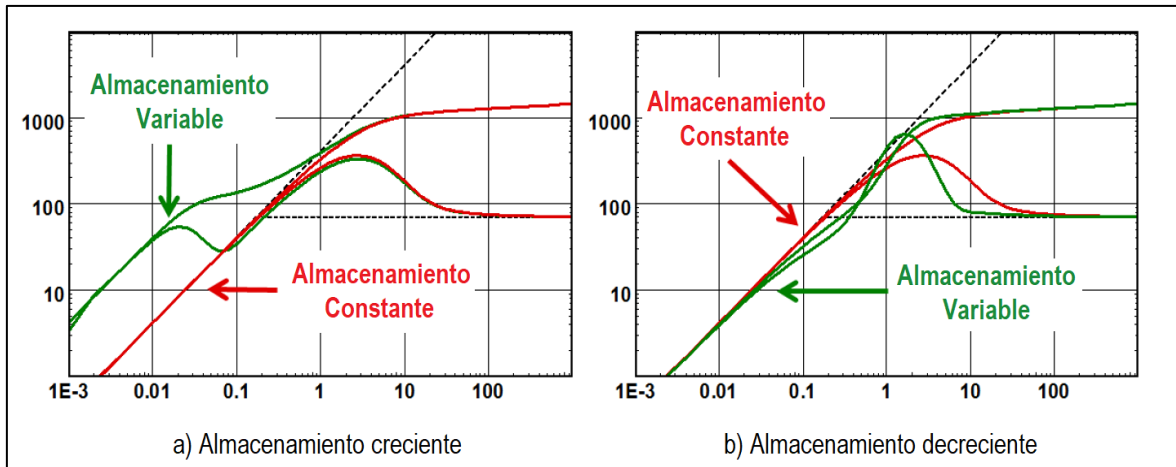


**Figura 23.** Comparación de ajuste entre modelos de almacenamiento  
a) Almacenamiento constante, b) Almacenamiento variable.

**Fuente:** Modificado de Well-Test Analysis With Changing Wellbore Storage SPE 21829  
(Hegeman, Hallford, Joseph, & SPE, 1993)

De manera general el almacenamiento en el pozo aumentará durante la producción y disminuirá durante el cierre. La Figura 24, ilustra el modelo de Hegeman para Almacenamiento creciente y almacenamiento decreciente.





**Figura 24.** Modelos de almacenamiento variable Hegeman

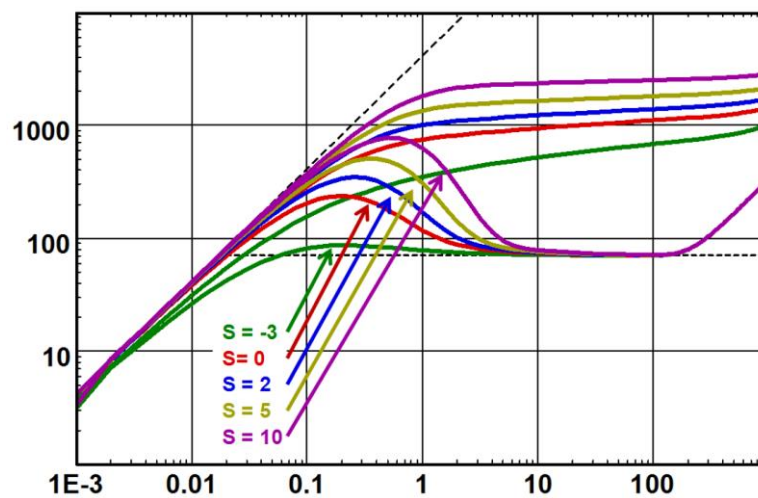
**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

### 1.5.3 Modelos de pozo

#### 1.5.3.1 Pozo Vertical con Daño constante

Es el modelo más simple y consiste en un pozo vertical cuyo intervalo de producción se encuentra completamente penetrado, es el modelo base del cual se derivan las ecuaciones básicas y también se lo conoce como modelo con almacenamiento y daño.

Los Figura 25, muestra el comportamiento de un pozo vertical en un reservorio homogéneo e infinito para varios valores de daño  $S$ ; la respuesta de la derivada de presión será una función de  $Ce^{2S}$  (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



**Figura 25.** Gráfica Log-log, efecto de la variación de daño

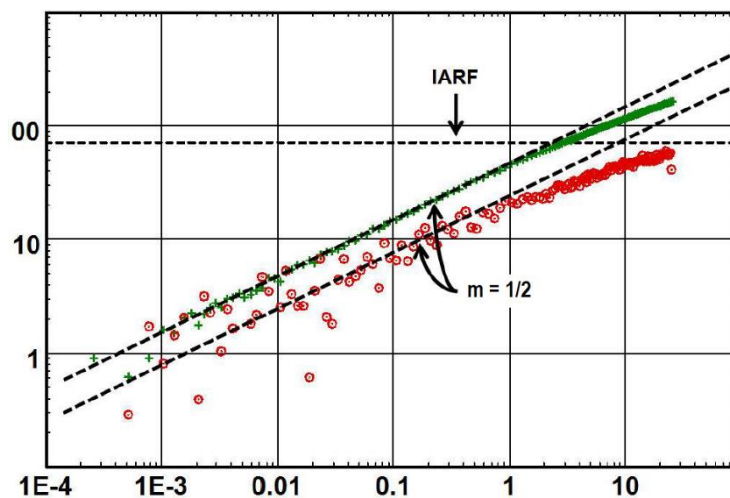
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

### 1.5.3.2 *Fractura de conductividad infinita*

La acidificación y fracturamiento son opciones básicas cuando se trata de mejorar la productividad. En cuanto a fracturas, hay dos tipos de modelos: la de conductividad infinita y la de conductividad finita. La conductividad infinita supone que la caída de presión a lo largo del interior de la fractura es insignificante (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

Existen dos modelos principales para fractura de alta conductividad: el modelo de flujo uniforme a través de lo largo de la fractura y el modelo de conductividad infinita (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

A tiempos tempranos el régimen de flujo en una fractura se caracteriza por presentar un gráfico log-log con una pendiente unitaria media, tanto para la curva de presión como para la derivada y el nivel de la derivada es la mitad que la de presión. A tiempos tardíos se presenta una transición de flujo lineal a flujo radial con actuación infinita, en donde la derivada se estabiliza como se puede ver en la Figura 26. Por otro lado, el nivel de estabilización de la derivada permite calcular el valor de  $k$  (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



**Figura 26.** Comportamiento de una fractura de conductividad infinita

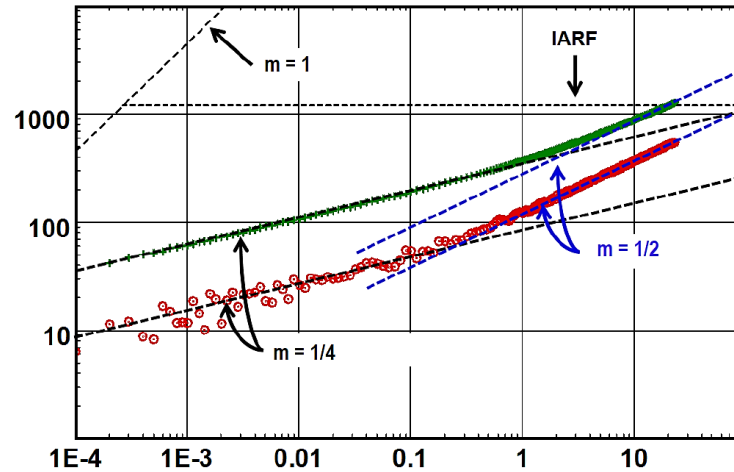
**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

### 1.5.3.3 *Fractura de conductividad finita*

Para una fractura finita el gradiente de presión a lo largo de la fractura es significativo. Durante el flujo bilineal el cambio de la presión y la derivada de Bourdet siguen dos líneas rectas paralelas con una pendiente de un cuarto y el nivel de la derivada es un cuarto de la de cambio de presión. Seguido por la aparición de flujo lineal, donde el cambio de la presión y la derivada de Bourdet siguen dos líneas rectas paralelas con pendiente de un

medio con un nivel de la derivada a un medio de la de cambio de presión. Cuando se alcanza el flujo radial la curva de la derivada se estabiliza (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

La Figura 27 se observa el comportamiento sobre un gráfico log-log de una fractura de conductividad finita donde aparece primero las dos paralelas de cuarto de pendiente ( $m=1/4$ ), después estas paralelas se acercan e incrementan su pendiente a un medio ( $m=1/2$ ).

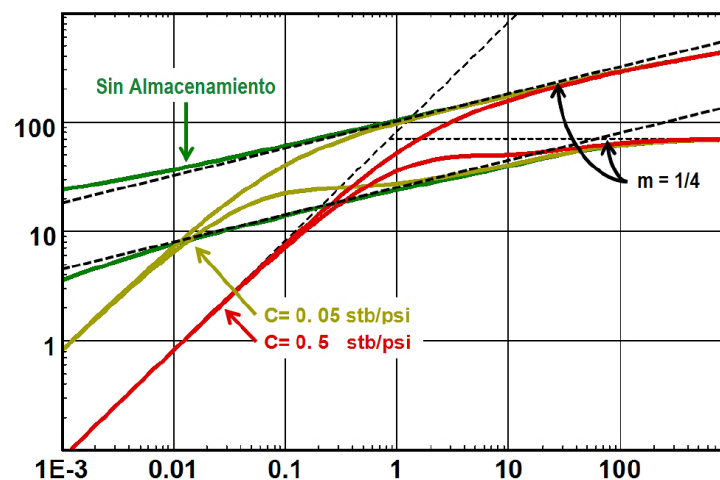


**Figura 27.** Comportamiento para una fractura de conductividad finita.

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

El efecto de almacenamiento a tiempos tempranos puede enmascarar el flujo bi-lineal y lineal, sin embargo, no tapaná el flujo de fractura por completo. A menudo la confusión es interpretar como un daño muy negativo asociado a la fractura.

La Figura 28 muestra el comportamiento en un gráfico log-log para una fractura en presencia de almacenamiento de pozo.



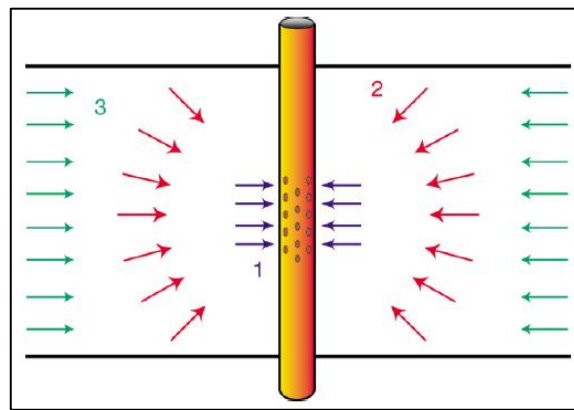
**Figura 28.** Influencia del almacenamiento en una fractura

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

### 1.5.3.4 Entrada limitada

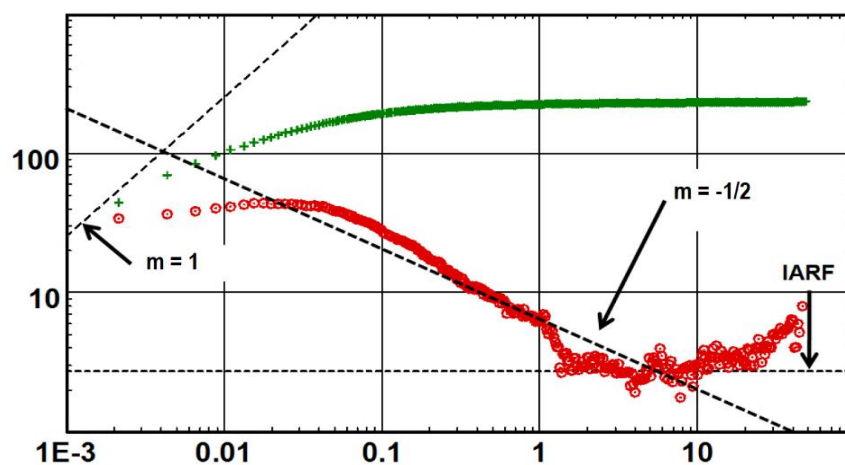
El modelo asume que el pozo produce por un intervalo más pequeño que todo el intervalo de drenaje, debido a que el intervalo no está perforado en su totalidad para evitar una conificación de agua o de gas (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

En la Figura 29 se muestra regímenes de flujo para una entrada limitada, donde “1” representa una respuesta de flujo radial; “2” representa la existencia de una contribución vertical para flujo y si el intervalo es lo suficientemente pequeño se presenta una pendiente negativa (-1/2) en la derivada de Bourdet correspondiente al flujo esférico o semiesférico, ver Figura 30. Finalmente, “3” cuando la difusión alcanza los límites superior e inferior se alcanza el régimen de flujo radial y la estabilización corresponde al producto  $kh$ .



**Figura 29.** Regímenes de flujo para una entrada limitada

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)



**Figura 30.** Comportamiento para entrada limitada

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

### 1.5.3.5 Pozo horizontal

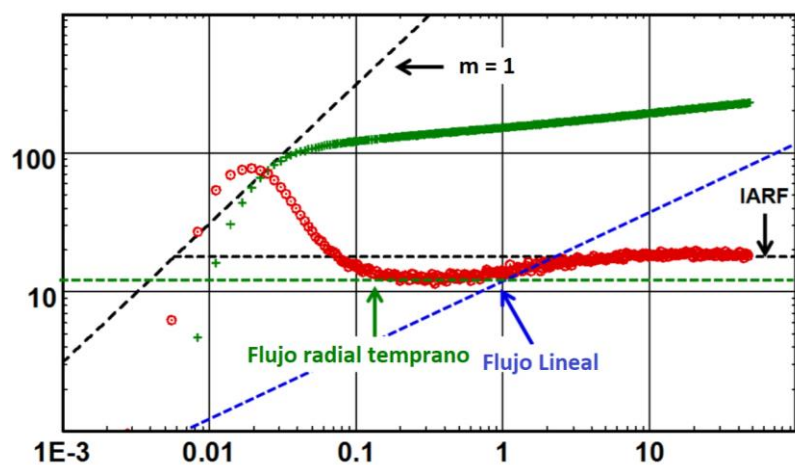
El flujo pseudo-radial a menudo es el primer régimen de flujo que se presenta y es oscurecido por el almacenamiento del pozo, similar al flujo radial de un pozo vertical. La permeabilidad promedio está compuesta por la permeabilidad vertical, radial horizontal y la anisotropía horizontal, esta última es ignorada en la mayoría de los casos (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

Si la permeabilidad vertical es alta, la geometría del daño podría ser negativa y el segundo régimen de flujo es lineal entre los límites inferior y superior, por otro lado, la derivada de Bourdet sigue una pendiente de un medio ( $1/2$ ).

Si la permeabilidad vertical es baja, la geometría del daño es positiva y el segundo régimen de flujo será similar a la de un pozo de entrada limitada.

El régimen de flujo final es el de flujo radial equivalente al de un pozo vertical, donde la segunda estabilización de la derivada representará el  $kh$  si el reservorio se considera isotrópico.

En la Figura 31 podemos observar el comportamiento para un pozo horizontal sobre un gráfico log-log, donde aparece un almacenamiento cambiante, seguido por el flujo pseudo radial, flujo lineal y por último la estabilización de la derivada.



**Figura 31.** Comportamiento de un pozo horizontal.

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

### 1.5.3.6 Pozo Inclinado

El modelo de pozo inclinado o direccional genera diversas preguntas relacionadas con el espesor, profundidad, tipo de análisis, entre otras. Estas interrogantes se responden al comprender que no se requiere analizar la geometría de la formación sino el comportamiento de la presión, y que los parámetros que se utilizarán son los que influyen en este comportamiento (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

La selección del modelo se basa en la curva de presión y no en la geometría. El parámetro a considerar es el ángulo entre el pozo y la dirección del flujo principal, el impacto de la geometría se evidencia en el espesor neto de drenaje ( $h$ ) y la longitud del pozo que contribuye a producción ( $h_w$ ) (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

#### Comportamiento:

Los regímenes de flujo que se pueden desarrollar son los siguientes:

- Flujo radial a tiempo temprano en el plano perpendicular al pozo, este régimen se enmascara cuando el pozo se aproxima a un pozo vertical y por efecto de almacenamiento.
- Flujo lineal entre un límite superior e inferior si el ángulo del pozo se aproxima al horizontal.
- Flujo radial del yacimiento si la prueba es lo suficientemente larga.

La Figura 32 ilustra la respuesta Log-log de un pozo inclinado.

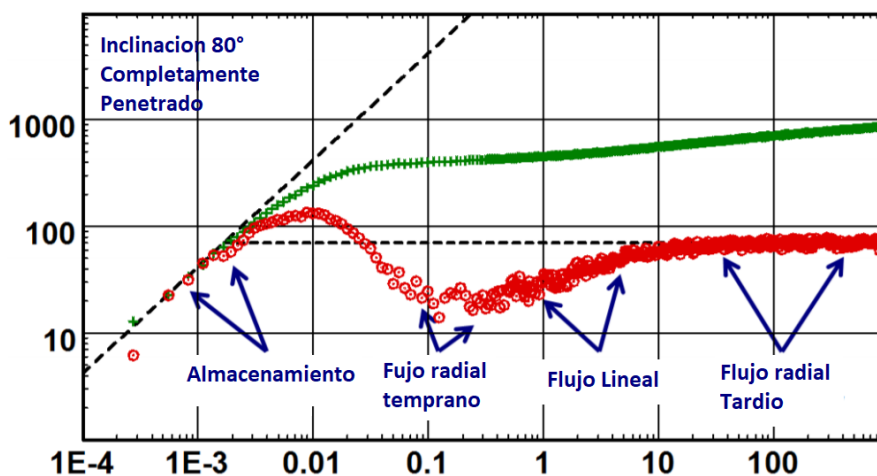


Figura 32. Gráfico log-log, respuesta de un pozo inclinado

Fuente: Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

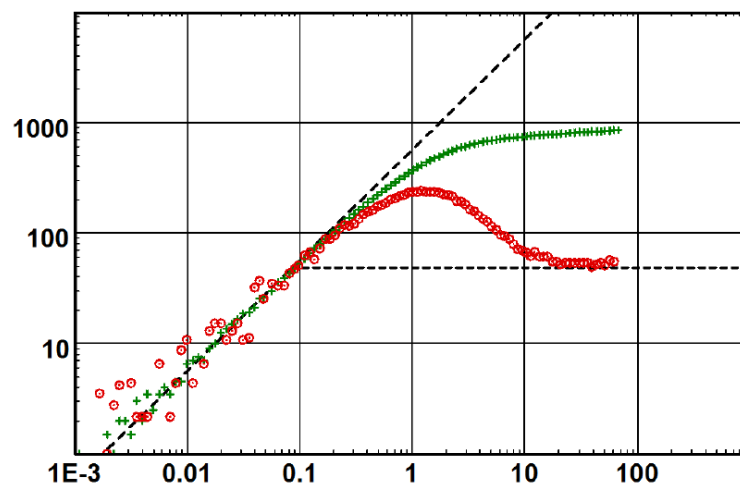
## 1.5.4 Modelo de reservorio

### 1.5.4.1 Reservorio Homogéneo

En un reservorio homogéneo las propiedades de la roca como porosidad, permeabilidad y espesor se considera constantes en todo el yacimiento. Esta condición es muy ideal que en realidad no se cumple, aunque existen yacimientos muy cerca de las condiciones ideales y se consideran homogéneos (Escobar F. , 2009).

La respuesta en un reservorio homogéneo es muy simple con una tendencia lineal de la presión con respecto al logaritmo del tiempo, se establece el flujo radial infinito (IARF) y la Derivada de Bourdet se estabiliza y es una superficie a un nivel relacionado con la permeabilidad (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

En la Figura 33 se puede observar un ejemplo de la respuesta de la derivada en presencia de almacenamiento y daño, para un reservorio homogéneo.



**Figura 33.** Gráfico log-log de la derivada para un reservorio homogéneo

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

### 1.5.4.2 Reservorio Heterogéneo

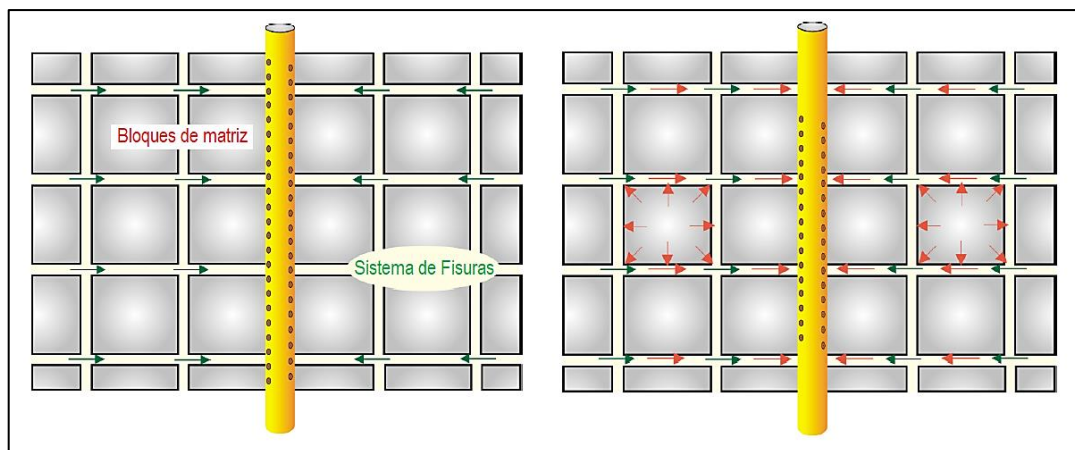
Las propiedades roca - fluidos para un reservorio heterogéneo son diferentes esto como como resultado del tipo de depositación, fallas, plegamientos, cambios en las propiedades o tipos de fluido, etc. (Escobar F. , 2009).

### 1.5.4.2.1 Doble porosidad

Los reservorios naturalmente fracturados tienen un comportamiento de doble porosidad cuando poseen una porosidad primaria correspondiente a la matriz y una secundaria que corresponde a la fisura del sistema (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

Un modelo de doble porosidad está formado por bloques de matriz de roca con alta capacidad de almacenamiento y baja permeabilidad. Aunque la mayoría del hidrocarburo esté almacenado en los bloques, este tiene que entrar en el sistema de fisuras para poder ser producido (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

En la Figura 34 se puede observar el comportamiento de un reservorio de doble porosidad.



**Figura 34.** Producción de hidrocarburos a través de las fisuras para un modelo de doble porosidad.

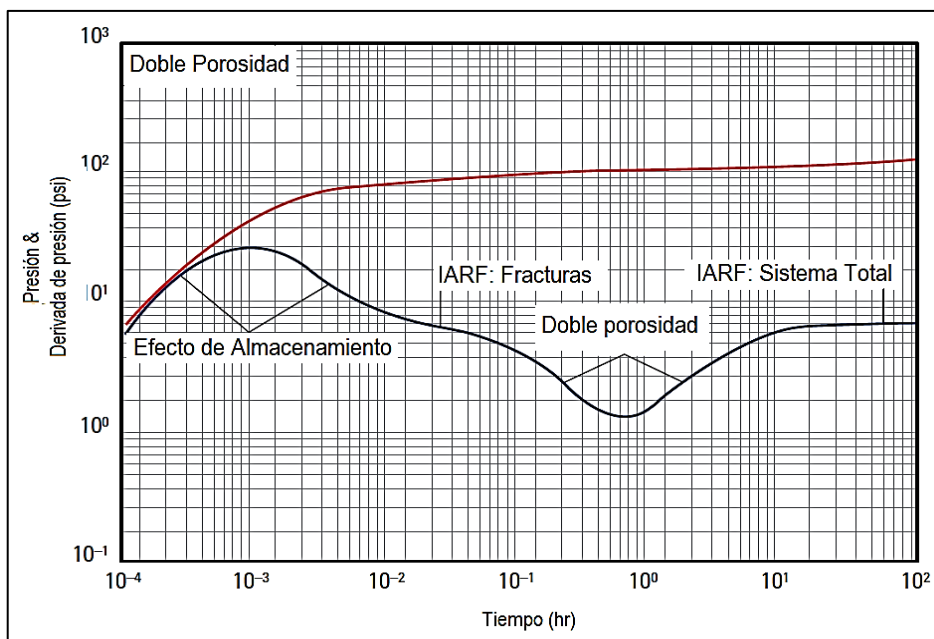
**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

#### a) Doble Porosidad PSS (Pseudo-Steady State)

Para este caso, la distribución de la presión es uniforme en los bloques de la matriz, esto debido a que los bloques son pequeños, por lo que la caída de presión dentro de los bloques es insignificante comparado a la difusión de la presión en el reservorio lejos del pozo. La caída de presión completa tiene lugar en la superficie de los bloques como una discontinuidad y la respuesta de presión resultante produce una fuerte caída durante la transición (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

La Figura 35 muestra un ejemplo de respuesta de la derivada en presencia de doble porosidad PSS.



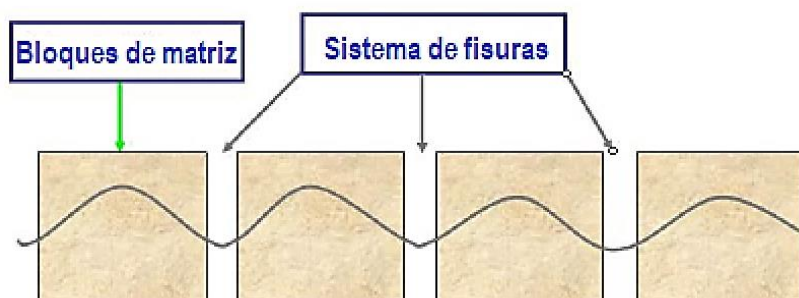


**Figura 35.** Respuesta de doble porosidad, Gráfico log-log

**Fuente:** Modificado de Well Test Interpretation (Schlumberger, 2002)

#### b) Doble Porosidad Transiente

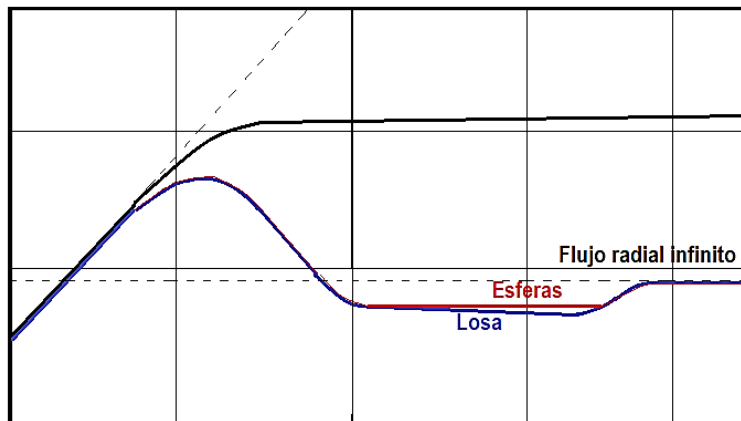
Para este caso, se considera un gradiente de presión y difusividad dentro de los bloques de la matriz como se observa en la Figura 36. Por otro lado, se debe tener en cuenta la forma de los bloques, y por esta razón hay 2 modelos disponibles, el modelo de “losa” que asume bloques rectangulares y el modelo de “esferas”, cada uno correspondiente a diferentes geometrías de bloques de matriz (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



**Figura 36.** Presión en sección transversal

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

La Figura 37 representa una respuesta típica para la derivada en presencia de doble porosidad transiente para el modelo de esferas y losa.

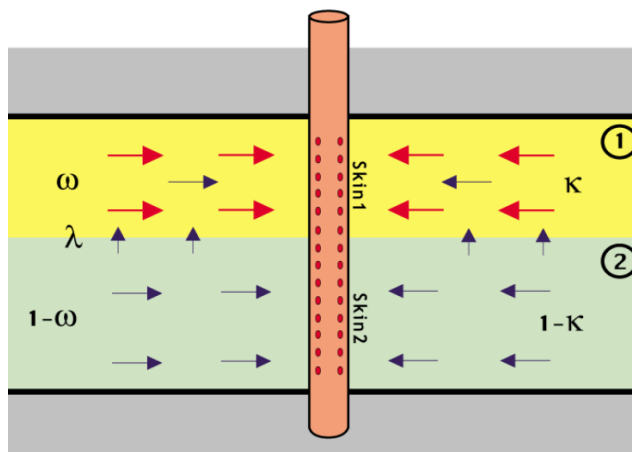


**Figura 37.** Gráfica logarítmica de reservorio con doble porosidad transitoria y diferencia entre matriz losa y esférica.

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

1.5.4.2.2 Doble permeabilidad

El modelo de doble permeabilidad considera que el reservorio consta de dos capas con permeabilidad diferente las cuales pueden o no estar perforadas y consecuentemente contribuir o no en la producción, ver figura 38. En caso de existir flujo cruzado este será proporcional a la diferencia de presión entre las capas (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



**Figura 38.** Reservorio de doble permeabilidad.

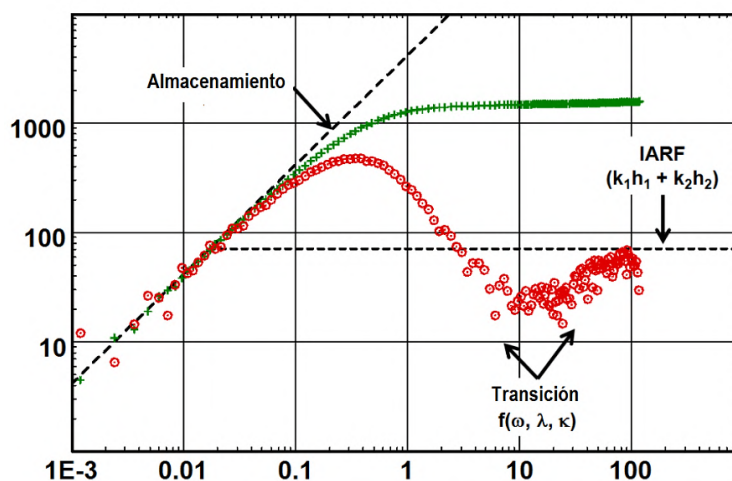
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

El modelo de doble permeabilidad está descrito por los parámetros  $\omega$ ,  $\lambda$  y  $k$ . Donde  $\omega$  (relación de almacenamiento de capa), es la fracción del volumen de poro interconectado ocupado por la capa 1,  $\lambda$  (parámetro de flujo entre capas) describe la capacidad de flujo entre las capas y finalmente el coeficiente  $k$  es la relación entre el producto de espesor de permeabilidad de la primera capa y la suma de las dos (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

La capa de más alta permeabilidad se considera como capa 1, por lo que  $k$  estará cerca de 1. Inicialmente no hay diferencia de presión entre las capas y el sistema se comporta como dos capas homogéneas sin flujo cruzado (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017). La diferencia de presión se genera debido a que la capa más permeable produce con mayor rapidez que la capa menos permeable y se produce el flujo cruzado.

Finalmente, el sistema se comporta como un depósito homogéneo, con el  $k$  total y la capacidad de almacenamiento de dos capas (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

La Figura 39 representa la respuesta de presión de un pozo probado en un sistema de dos capas.



**Figura 39.** Gráfica Log-log, Pozo con Doble Permeabilidad.

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

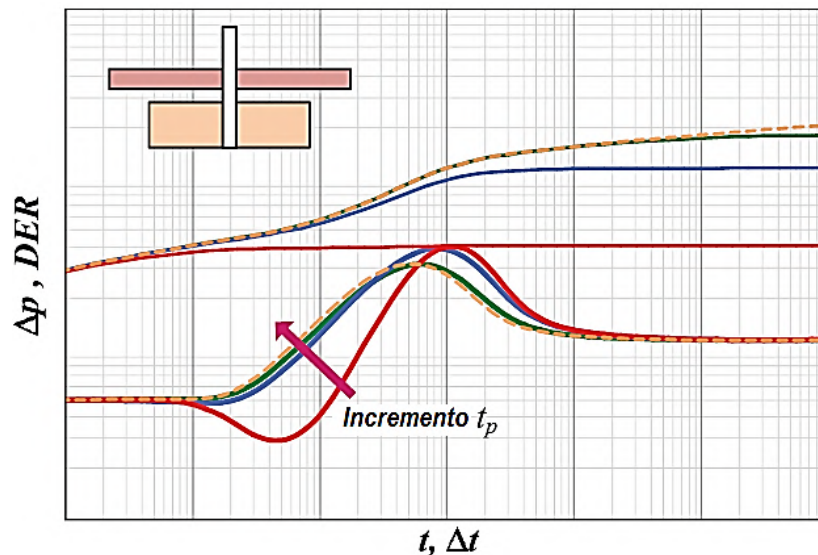
#### 1.5.4.2.3 Reservorios Multicapa

Este modelo considera que las capas producen una mezcla sin que exista flujo cruzado en el yacimiento, esta asunción conlleva a eliminar la concepción que se ha tenido referente a la prueba de pozos en yacimientos multicapa, la cual expresa:

“Si las capas son homogéneas e infinitas y a demás si las presiones iniciales de cada capa son diferentes, no podremos diferenciar el comportamiento de cada capa en la respuesta de presión medida en el pozo; la respuesta medida en el manómetro es una respuesta global” (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

Es posible tener una respuesta de presión que describa el comportamiento de al menos dos capas o varias capas, siempre que una o varias capas estén delimitadas.

En la Figura 40 se muestra la respuesta de un sistema de dos capas donde una capa es infinita y la otra capa es solo una pequeña lente de arena. La primera estabilización de la derivada corresponde al  $kh$  total, el segundo nivel corresponde al producto de espesor de permeabilidad de la capa infinita. Es necesario considerar que este es un caso limitado del modelo radial compuesto (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



**Figura 40.** Respuesta de presión en yacimiento multicapa para diferentes tiempos de producción.

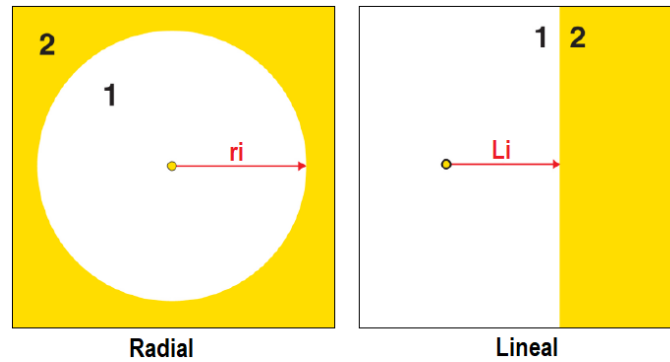
**Fuente:** Modificado de Well Testing Fundamentals ( Fekete Associates Inc, 2009).

#### 1.5.4.2.4 Reservorios compuestos

En general, los supuestos de los modelos son uniformes con saturaciones constantes, movilidad y permeabilidad efectiva, y mayoritariamente válido dentro de los límites de tiempo de una prueba de pozo y radio de investigación. Sin embargo, en algunos casos será necesario considerar una variación en la movilidad en la dirección lateral (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

Los casos más comunes para la variación de la movilidad está dada por la inyección de fluidos diferentes a los del reservorio, cambios en la saturación debido a la influencia de un acuífero o capa de gas, cambio en la saturación lateral debido a la producción bajo el punto de burbuja o rocío, cambio de facies y características del reservorio (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

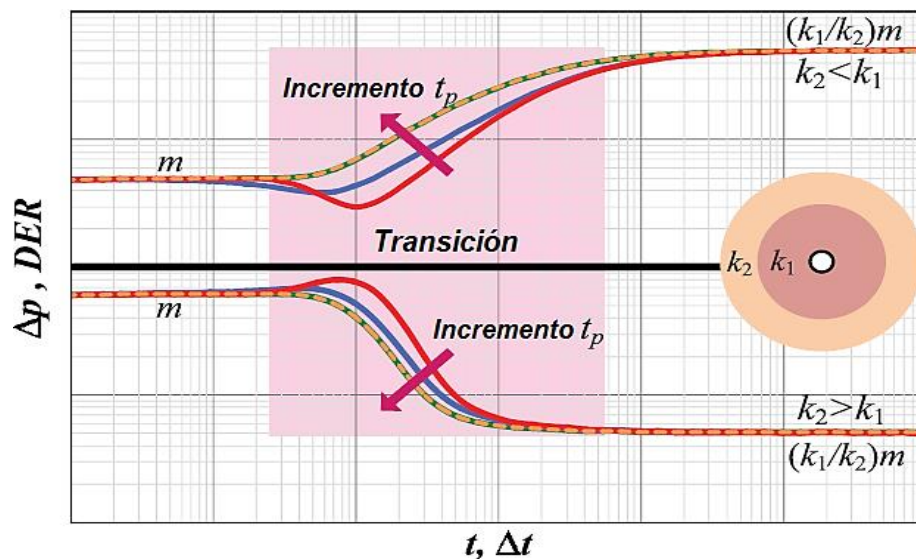
La Figura 41 describe un sistema radial y lineal donde el compartimiento 2 es la zona donde se presenta un cambio de la movilidad.



**Figura 41.** Reservorios compuestos radial y lineal

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

La Figura 42 representa la respuesta de un Build-up de un reservorio radial compuesto para valores de  $k_1 > k_2$  la respuesta de derivada es hacia arriba, por otro lado, si  $k_1 < k_2$  la tendencia de la derivada es hacia abajo, también se observa un cambio en las curvas a diferentes tiempos de producción. Por otro lado la transición de la derivada de un flujo radial,  $m$ , a otro flujo radial,  $(k_1 / k_2) * m$ .



**Figura 42.** Respuesta de Flujo Radial Compuesto en Build-up

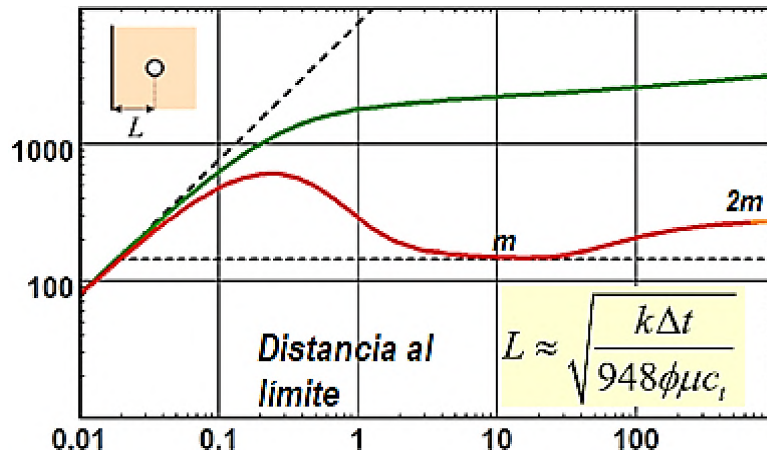
**Fuente:** Modificado de Well Testing Fundamentals ( Fekete Associates Inc, 2009)

## 1.5.5 Modelo de límite

### 1.5.5.1 Límite de no flujo

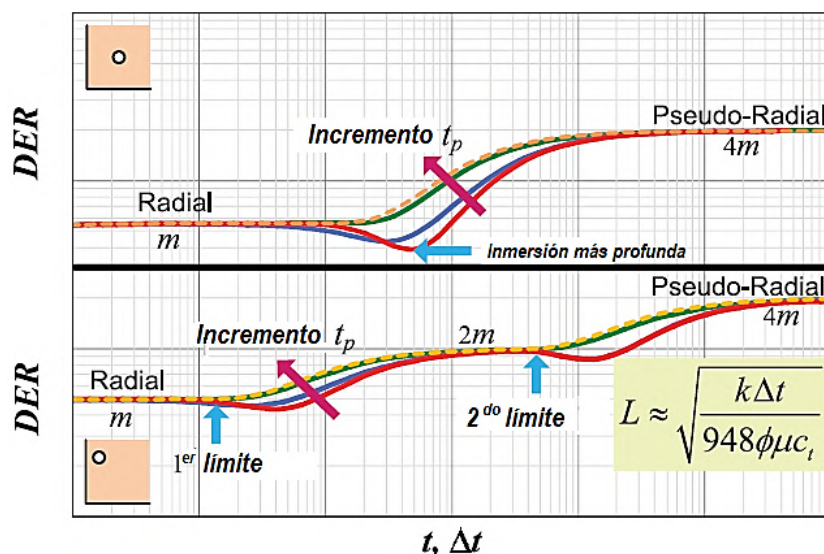
El efecto de una falla de sellado o límite no flujo es equivalente a agregar un pozo simétrico con exactamente el mismo historial de producción. Esto creará una caída de presión adicional que asegurará que no se produzca flujo ortogonal a la falla. Antes de que el

medidor de presión detecte una caída de presión adicional debido a un límite, la respuesta de la derivada será la misma que para un yacimiento infinito. Cuando se detecta el límite, la respuesta se desvía del flujo radial de acción infinita hasta que se duplica, ver Figura 43. Una falla de sellado se caracteriza por la desviación de la pendiente de línea recta del análisis semilog a otra con el doble de la pendiente original ( $2m$ ).



Fuente: Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

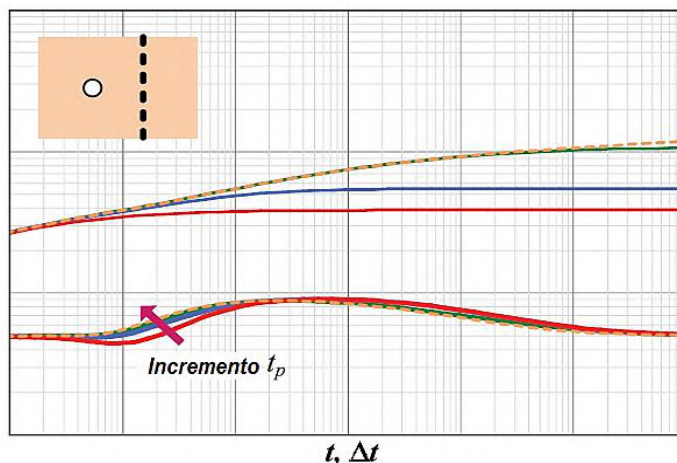
En la Figura 44 se puede observar la presencia de dos límites de no flujo, aquí se representará dos casos. Para el caso en el cual la distancia del pozo a los límites es la misma, la respuesta de presión es similar a la de un límite de no flujo con la diferencia de que la transición llega a ser  $4m$ ; si es el pozo está más cerca de un límite con respecto al otro límite, la respuesta de presión tiene dos transiciones, una primera a  $2m$  y la segunda a  $4m$ .



Fuente: Modificado de Well Testing Fundamentals ( Fekete Associates Inc, 2009)

### 1.5.5.2 Límite permeable

Un límite permeable o falla con fuga, es un límite interno de un reservorio a través del cual ocurre una caída de presión. En cuanto a la caída de presión en un punto del límite esta será proporcional al flujo a través de la falla permeable, como se observa en la Figura 45 (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



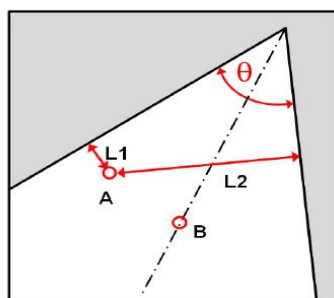
**Figura 45.** Respuesta de la derivada de presión para un límite con fuga

**Fuente:** Modificado de Well Testing Fundamentals ( Fekete Associates Inc, 2009)

En conclusión, la respuesta de la derivada de presión para un límite con fuga tiene una tendencia hacia arriba similar al efecto de un límite de no flujo, pero regresa al flujo radial infinito por acción de las fugas.

### 1.5.5.3 Intersección de fallas

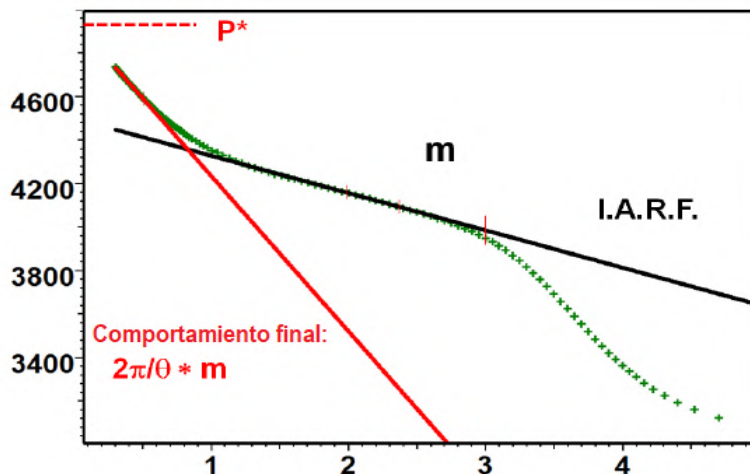
El modelo de intersección de fallas es uno de los principales modelos analíticos para modelar sistemas complejos. En la Figura 46 se observa una intersección de fallas con un ángulo  $\theta$ , donde el pozo A está a una distancia ortogonal L1 de la falla 1 y L2 de la falla 2, el pozo B está en la bisectriz (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



**Figura 46.** Intersección de fallas

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

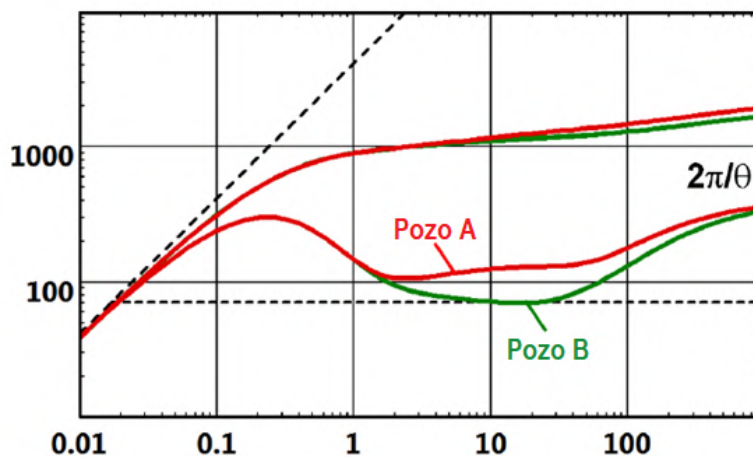
En la Figura 47 se observa que la primera pendiente describe el flujo radial infinito y después el cambio de la pendiente identifica la respuesta a la aparición de la intersección de las dos fallas donde la pendiente será  $2\pi / \theta * m$ .



**Figura 47.** Gráfico de Horner para intersección de fallas punto B.

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

En la Figura 48 se observa que la respuesta se caracterizará por una estabilización final de la derivada de presión a un nivel  $2\pi / \theta$  veces superior a IARF y este nivel de estabilización proporciona una estimación de los ángulos de falla. Por otro lado, el tiempo en que la derivada se nivela desde IARF es proporcional a una estimación de la distancia a la falla (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



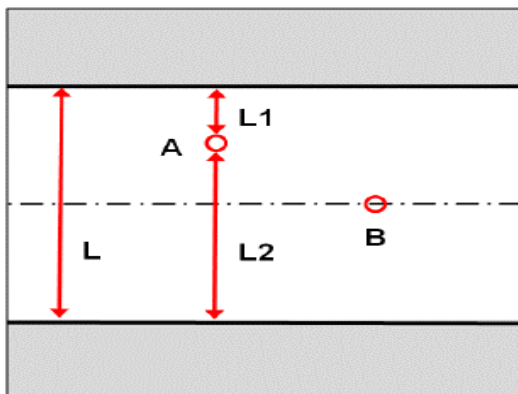
**Figura 48.** Intersección de fallas para el pozo A y B en el diagrama log-log

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)



#### 1.5.5.4 Dos fallas paralelas

En este modelo el pozo está ubicado en un canal limitado por dos fallas sellantes paralelas. El pozo se puede localizar cerca de uno de los límites o en medio del canal como se observa en la Figura 49 (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

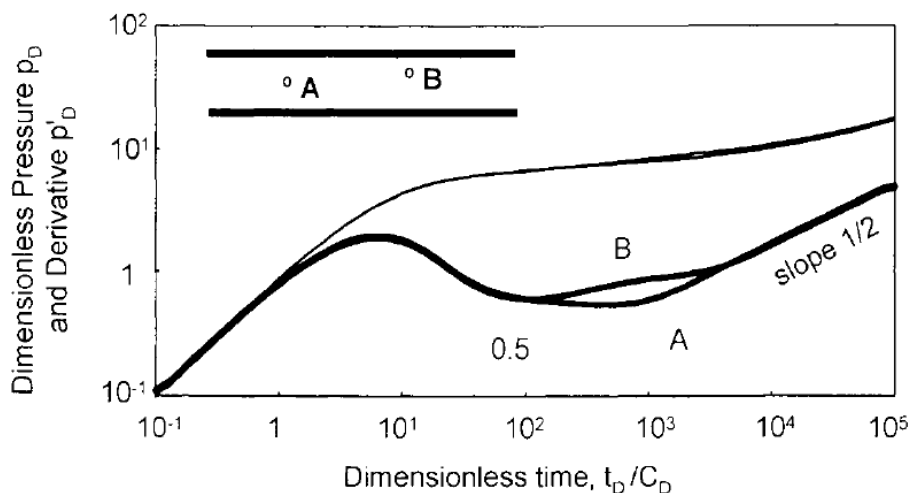


**Figura 49.** Perfil cerca de un límite permeable.

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

En caso de que el pozo esté ubicado más cerca de uno de los límites, la respuesta que se obtenga será similar a la de una falla sellante, al detectar la segunda falla la respuesta iniciará su comportamiento final. Si la distancia ortogonal del pozo a las fallas es equidistante la respuesta pasará directamente del Flujo radial infinito al comportamiento final el cual es el flujo lineal a lo largo del canal (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017). La presión cambiará proporcionalmente a  $\sqrt{\Delta t}$ , y la derivada sigue una línea recta de pendiente de media unidad (Bourdet D. , 2002)

En la Figura 50 se observa que cuando el pozo es equidistante de los dos límites, la transición entre los regímenes de flujo radial y lineal es corta, a diferencia si el pozo está cerca de uno de los límites, el comportamiento de falla sellante se observa antes del flujo lineal; la derivada se estabiliza en 0.5, luego en 1 y finalmente alcanza la mitad de la pendiente de la línea recta (Bourdet, Whittle, Douglas , & Pirard, 1983).



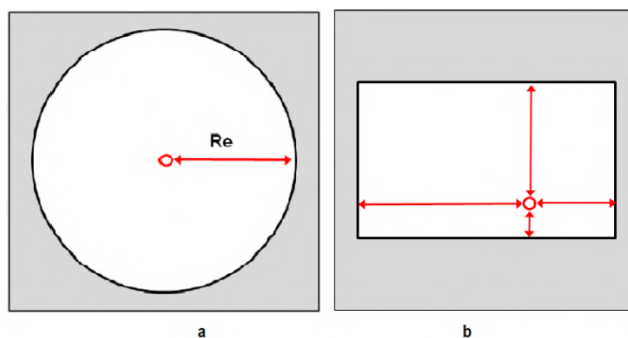
**Figura 50.** Respuesta de Presión y Derivada para un pozo con almacenamiento en un reservorio homogéneo limitado por dos fallas sellantes paralelas.

**Fuente:** Well test analysis: The use of advanced interpretation (Bourdet D. , 2002)

#### 1.5.5.5 Sistemas cerrados

Un sistema cerrado se modela cuando el reservorio es suficientemente pequeño y la prueba suficientemente larga, para detectar la extensión del reservorio. Se caracteriza por los siguientes comportamientos: durante la producción el agotamiento es lineal y la presión se restaura a una presión menor a la presión inicial. Una de las formas más fáciles de modelar un sistema cerrado es la forma circular donde el pozo está en el centro como se observa en la Figura 51a (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

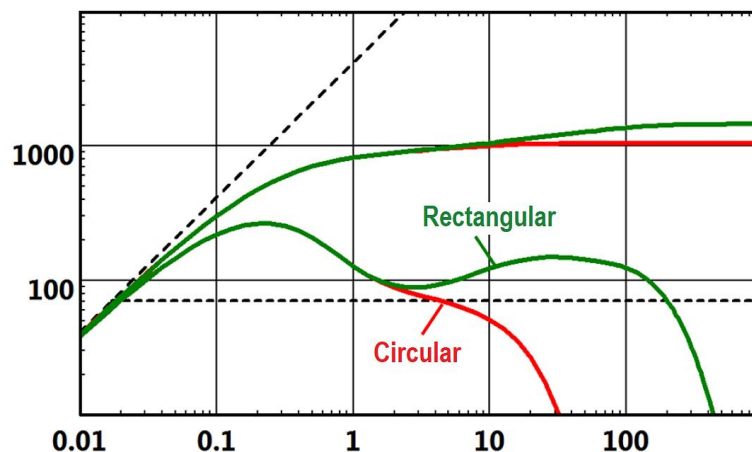
Otro modelo de sistema cerrado es el reservorio rectangular (Figura 51b), el cual utiliza el principio de los pozos imagen, esta solución permite definir una relación de aspecto entre el reservorio y la posición del pozo en cualquier punto. En caso del pozo estar en el centro de un modelo cuadrado la respuesta es prácticamente idéntica a la de un modelo circular de misma área (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).



**Figura 51.** Reservorio circular (a) y rectangular (b).

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

Para el periodo de cierre, la presión se estabilizará a la presión promedio del reservorio y la derivada se sumerge hacia cero. En caso de un modelo rectangular cerrado o cualquier modelo con presencia de límites más cercanos, lo efectos de los límites se detectan y se observa que la derivada sube antes de la inmersión final, ver Figura 52.

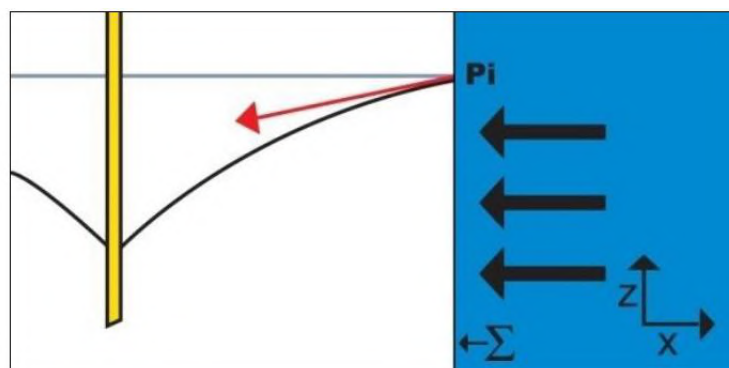


**Figura 52.** Representación gráfica logarítmica para sistemas cerrados

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

#### 1.5.5.6 Límite de presión constante

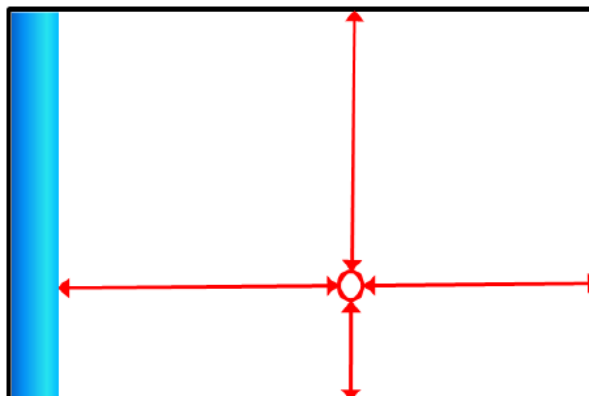
Para que exista un límite de presión constante se requiere la presencia de un soporte que permita mantener la presión constante en el límite, como se observa en la Figura 53.



**Figura 53.** Perfil de un límite de presión constante.

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

Existen diferentes soluciones que involucran límites de presión constante, las cuales incluso pueden ser una combinación con límites de sello. Los límites de presión constante más sencillo son los siguientes: lineales, circulares y rectangulares, ver Figura 54.



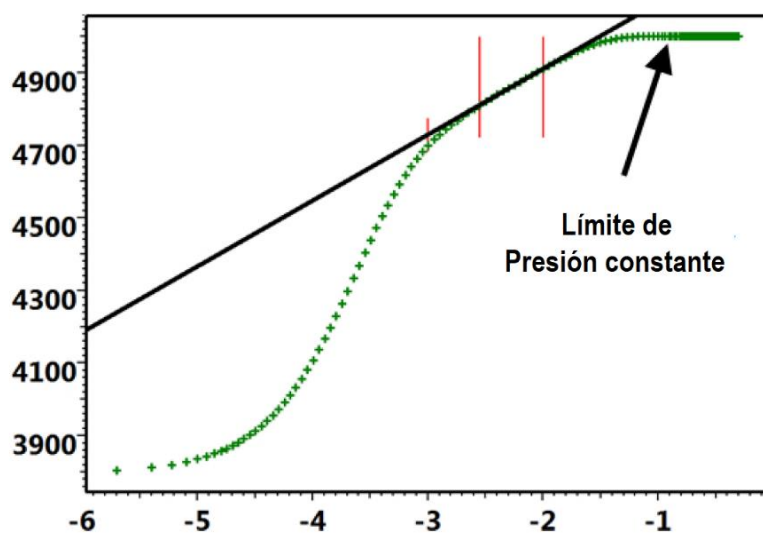
**Figura 54.** Reservorio rectangular con límite de presión constante al oeste.

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

Tan pronto como se alcanza el límite de presión constante, se podrá conocer el volumen necesario de fluido para alcanzar la presión inicial, posteriormente la presión se estabilizará y la derivada disminuye, la geometría del límite gobernará la velocidad con la que se produce esta caída (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017).

En cuanto al Análisis Semilogarítmico en yacimientos con límites, la respuesta de presión de un Build-up se estabilizará a la presión promedio del reservorio.

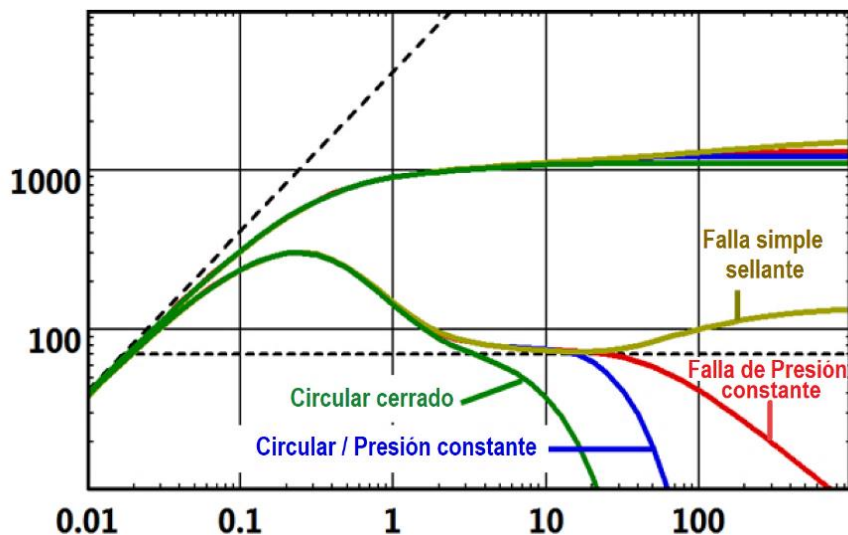
La Figura 55 presenta la estabilización de presión en un modelo circular de presión constante.



**Figura 55.** Respuesta Build-up, reservorio circular, presión constante

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

Respecto al Análisis Log-Log, la respuesta derivada para un límite circular se reduce exponencialmente, a diferencia que la respuesta para un límite lineal se reduce con pendiente negativa, esto se puede apreciar en la Figura 56.



**Figura 56.** Comparación de respuestas de Derivada (Build-up), reservorios con límites

**Fuente:** Modificado de Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

## 1.6 HERRAMIENTAS DE INTERPRETACIÓN Y GENERACIÓN DE MAPAS

### 1.6.1 Mapa de presiones

Los mapas de presiones o también denominados mapas isobáricos muestran mediante contornos la presión del yacimiento de un campo y son especialmente útiles para identificar las áreas de disminución de la presión, además los mapas de presiones a intervalos regulares muestran los cambios progresivos de la presión (Sahay, 2001).

### 1.6.2 Mapa de permeabilidades

La interpretación de pruebas de presión permite estimar diferentes parámetros del reservorio, entre estos, la estimación de la permeabilidad promedio es posible mediante la identificación del flujo radial de acción infinita.

Los mapas de permeabilidades creados a partir de los valores de permeabilidad obtenidos de la interpretación ilustran la distribución geográfica de la permeabilidad en el reservorio mediante contornos.

En conjunto con herramientas adicionales los mapas de presiones y permeabilidades son fundamentales para realizar estudios orientados a un incremento de la productividad del reservorio tales como: construcción de modelos de simulación de yacimientos, planes de reacondicionamientos, fracturamiento hidráulico, recuperación secundaria, entre otros.

### **1.6.3 Software de interpretación de pruebas de presión Saphir NL**

Saphir es un software de análisis de presión transitoria (Pressure Transient Analysis PTA) desarrollado por Kappa la cual es una compañía de Software enfocado en la Ingeniería Petrolera. Saphir posee una interfaz y flujo de trabajo amigable que ofrece una combinación de herramientas de análisis, modelos analíticos y modelos numéricos; además permite enlazarse a otras aplicaciones de análisis de datos (Kappa, 2020).

### **1.6.4 Software de caracterización de reservorios Petrel**

Petrel es un software desarrollado desde 1996 por Schlumberger que presenta una integración de geología, geofísica, petrofísica, ingeniería de yacimientos, producción y la perforación. Esta integración permite realizar interpretación, análisis y simulación de datos que tienen como fin aumentar el rendimiento del yacimiento (Schlumberger, Schlumberger Software ,Plataforma de software Petrel E&P, 2020).

Entre las diversas aplicaciones de Petrel se destacan la interpretación sísmica, visualización 2D y 3D, modelado petrofísico, modelado de mallas, creación de mapas y zonas entre otras. En el desarrollo del presente trabajo se utilizará fundamentalmente la sección de visualización 2D y creación de mapas.

## **CAPÍTULO 2**

### **ASPECTOS METODOLÓGICOS**

#### **2.1 Instrumentos de recopilación y análisis**

Para realizar el presente estudio se utilizó la información del campo Lago Agrio perteneciente al activo Lago Agrio - Libertador, a cargo de la empresa Petroamazonas EP. La información se la recopiló de la base de datos, Software Open Wells y OFM.

La interpretación de las pruebas de presión se realizó mediante el uso del Software Saphir NL versión v5.20.05 cuya licencia fue proporcionada por Kappa y también disponible en la Escuela Politécnica Nacional y Petroamazonas EP. La generación de mapas de presión y permeabilidad se la realizó mediante el uso del software Petrel.

Para el uso de las aplicaciones Open Wells, OFM y Petrel, se contó con la licencia original proporcionada por Petroamazonas EP.

#### **2.2 Recopilación de la información**

##### **2.2.1 Información disponible**

Para realizar el análisis de pruebas de presión fue indispensable obtener la información tanto de las pruebas como de los datos generales del pozo y yacimiento. Para esto se recopiló la información referente a: memorias de pruebas de presión, reportes de Build ups analizados previamente, diagramas de completación de los pozos, información geofísica, información geológica, parámetros petrofísicos, análisis PVT, data de producción, registros eléctricos y reportes e historiales de reacondicionamientos.

A lo largo de la vida productiva del campo Lago Agrio se han realizado 178 pruebas de presión que se encuentran registradas en la base de datos de la empresa Petroamazonas E.P. Los archivos existentes correspondientes a memorias de pruebas de restauración de presión se encontraron en las siguientes extensiones: .TXT, .XLS, .GEN, .KS3 , .REC. También, existen varios informes escritos (.PDF) e imágenes (.JPG) de pruebas de restauración de presión, denominados como data cruda; en las cuales no se tiene la data de restauración de presión tabulada por lo que fue necesario digitalizar esta información para que pueda ser cargada en el software Saphir NL y realizar el análisis.

La Tabla 3 muestra el total de las pruebas de presión recopiladas del campo Lago Agrio; las pruebas se encuentran ordenadas alfabética y cronológicamente de acuerdo al nombre del pozo, fecha y arena a la que corresponden.

**Tabla 3.** Resumen de pruebas de presión recopiladas del campo Lago Agrio.

N°	POZO	FECHA	ARENA	N°	POZO	FECHA	ARENA	N°	POZO	FECHA	ARENA
1	LGA-001	2001-06-04	H	61	LGA-030	2019-05-02	UI	121	LGAB-009B	1983-02-11	TI
2	LGA-001	2004-01-06	H	62	LGA-032	1993-07-10	HS	122	LGAB-009B	1988-05-03	U+T
3	LGA-002	1995-10-08	HI	63	LGA-032	1995-06-20	HS	123	LGAB-009B	2005-06-05	US
4	LGA-002	1996-06-20	HI	64	LGA-032	1998-05-11	HS	124	LGAB-009B	2005-06-11	TI
5	LGA-002	2001-06-23	HI	65	LGA-032	2018-08-03	HS	125	LGAC-011	1997-05-19	H
6	LGA-002	2001-11-07	H	66	LGA-033	1994-10-27	HI	126	LGAC-011	2013-01-30	HS
7	LGA-003	1995-12-13	H	67	LGA-033	2000-07-28	H	127	LGAE-024	2002-06-22	UI
8	LGA-003	1997-03-07	H	68	LGA-033	2004-07-19	H	128	LGAE-024	2014-10-31	BT
9	LGA-004	2009-09-05	HS	69	LGA-034	1992-11-26	HS	129	LGAE-024	2015-06-23	HI
10	LGA-004	2013-01-11	HS	70	LGA-034	1996-08-25	T	130	LGAE-024	2015-07-07	HS
11	LGA-006	1980-04-22	H	71	LGA-034	2011-08-12	BT	131	LGAE-040	2008-09-04	HI
12	LGA-009	1995-08-08	TI	72	LGA-034	2015-05-08	TI	132	LGAE-040	2012-12-21	HS
13	LGA-009	2013-12-13	TI	73	LGA-034	2015-05-16	UI	133	LGAE-049	2008-10-23	HI
14	LGA-012	2013-10-06	U+T	74	LGA-034	2015-05-17	US	134	LGAE-049	2008-11-01	UI
15	LGA-012	2014-11-12	BT	75	LGA-034	2015-06-08	U	135	LGAE-049	2014-08-19	UI
16	LGA-012	2015-02-20	BT	76	LGA-035	1988-09-18	H	136	LGAE-049	2017-01-04	UI
17	LGA-013	1998-06-14	HS	77	LGA-035	2003-09-25	H	137	LGAF-029	2008-01-10	BT
18	LGA-013	2004-03-09	TI	78	LGA-035	2013-08-17	H	138	LGAF-042	2009-01-02	HI
19	LGA-013	2015-07-09	HS	79	LGA-036	1993-05-20	H	139	LGAF-042	2009-09-13	HS
20	LGA-014	1988-10-06	H	80	LGA-036	2008-02-16	BT	140	LGAF-042	2011-01-30	HS
21	LGA-015	1980-03-02	H	81	LGA-036	2014-06-07	BT	141	LGAF-042	2013-06-12	HS
22	LGA-015	1991-03-31	UI	82	LGA-036	2014-12-10	UI	142	LGAF-047	2008-12-10	HI
23	LGA-017	1994-10-04	T	83	LGA-036	2015-09-26	HS	143	LGAF-047	2009-03-03	HI
24	LGA-017	2005-04-22	T	84	LGA-036	2019-09-04	HS	144	LGAF-047	2009-03-10	HS
25	LGA-017	2007-07-10	T	85	LGA-037	2009-07-25	BT	145	LGAF-048	2008-11-10	HS
26	LGA-017	2017-03-27	HS	86	LGA-037	2014-07-16	HS	146	LGAF-048	2008-11-15	HS
27	LGA-018	1995-02-17	H	87	LGA-037	2014-07-23	HS	147	LGAF-048	2012-08-07	HS
28	LGA-018	1995-10-15	H	88	LGA-037	2014-07-30	TI	148	LGAG-044	2004-12-05	HS
29	LGA-018	1997-11-08	H	89	LGA-037	2015-11-05	HS	149	LGAG-044	2005-06-28	HS
30	LGA-018	2019-04-03	H	90	LGA-037	2016-07-15	HS	150	LGAG-044	2012-07-07	HS
31	LGA-018	2019-07-19	HI	91	LGA-037	2017-07-10	HS	151	LGAG-044	2016-04-24	HS
32	LGA-020	1971-02-21	H	92	LGA-038	1995-03-02	HS	152	LGAG-050	2009-04-26	H
33	LGA-021	1980-08-17	H	93	LGA-038	1999-10-21	U	153	LGAG-050	2009-09-30	HS
34	LGA-021	1992-10-12	H	94	LGA-038	2005-02-07	U	154	LGAG-050	2011-11-23	BT
35	LGA-021	2003-01-07	BT	95	LGA-038	2005-06-04	U	155	LGAG-050	2011-12-04	BT
36	LGA-022	2005-10-04	BT	96	LGA-038	2013-07-10	UI	156	LGAG-050	2019-01-27	HS
37	LGA-023	1993-06-24	HS	97	LGA-038	2017-07-13	UI	157	LGAG-050	2019-03-24	HI
38	LGA-025	2008-01-02	U+T	98	LGA-038	2017-10-16	HI	158	LGAG-051	2009-06-18	BT
39	LGA-025	2008-02-02	U+T	99	LGA-038	2017-10-29	HS	159	LGAG-051	2009-06-18	BT
40	LGA-025	2013-01-06	U+T	100	LGA-041	1999-05-12	HI	160	LGAG-051	2009-06-18	BT
41	LGA-025	2013-11-21	UI	101	LGA-041	2000-05-23	HS	161	LGAG-051	2009-06-18	BT
42	LGA-025	2015-10-18	BT	102	LGA-041	2004-03-23	HS	162	LGAG-051	2009-06-18	BT
43	LGA-026	1993-02-12	H	103	LGA-041	2015-08-13	TI	163	LGAG-051	2009-06-18	BT
44	LGA-027	1977-09-03	H	104	LGA-041	2017-08-22	TI	164	LGAG-051	2009-06-18	BT
45	LGA-027	1979-03-03	H	105	LGA-041	2018-03-23	TI	165	LGAG-051	2009-06-18	BT
46	LGA-027	1981-12-23	H	106	LGA-041	2018-06-05	TI	166	LGAG-051	2009-06-18	BT
47	LGA-027	1990-12-08	H	107	LGA-041	2019-05-18	HS	167	LGAG-051	2009-06-18	BT
48	LGA-027	1995-03-21	H	108	LGA-041	2019-06-10	HS	168	LGAG-051	2009-06-18	BT



N°	POZO	FECHA	ARENA	N°	POZO	FECHA	ARENA	N°	POZO	FECHA	ARENA
49	LGA-027	2002-11-21	HS	109	LGA-045	2004-10-30	HI	169	LGAI-063	2017-07-25	UI
50	LGA-027	2013-04-27	HS	110	LGA-045	2004-11-26	HI	170	LGAI-043	2003-05-30	HS
51	LGA-027	2015-04-10	HS	111	LGA-045	2014-02-03	TI	171	LGAI-043	2003-10-31	HS
52	LGA-027	2017-08-31	HS	112	LGA-045	2014-02-10	HS	172	LGAI-043	2018-05-04	HS
53	LGA-028	1992-07-04	H	113	LGA-045	2014-12-02	BT	173	LGAI-043	2018-10-02	HS
54	LGA-030	1985-09-23	H	114	LGA-045	2017-01-22	HS	174	LGAI-043	2018-10-02	HS
55	LGA-030	1991-05-26	H	115	LGAA-046	2014-02-10	TI	175	LGAI-043	2018-10-02	HS
56	LGA-030	1996-06-10	UI	116	LGAA-046	2007-05-01	HI	176	LGAI-043	2018-10-02	HS
57	LGA-030	2002-03-21	UI	117	LGAA-046	2007-10-31	HS	177	LGAI-043	2018-10-02	HS
58	LGA-030	2004-07-14	UI	118	LGAA-046	2007-11-06	HS	178	LGAI-043	2018-10-02	HS
59	LGA-030	2018-05-08	HI	119	LGAA-046	2008-06-29	TI	-	-	-	-
60	LGA-030	2019-04-21	HS	120	LGAB-009B	1976-06-05	H	-	-	-	-

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

La Tabla 4 presenta en forma detallada el número de pruebas de presión realizadas en cada pozo y a la formación que corresponde. Además, permite observar que existe consistencia entre el número total de pruebas por arena y el número total de pruebas realizadas en el campo Lago Agrio.

**Tabla 4.** Pruebas de presión disponibles del campo Lago Agrio por arena.

POZO	ARENA										
	Basal Tena	U	U Superior	U Inferior	U+T	T Superior	T	T Inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior	Hollín
LGA-001											2
LGA-002										3	1
LGA-003											2
LGA-004									2		
LGA-006											1
LGA-009								2			
LGA-012	2				1						
LGA-013								1	2		
LGA-014											1
LGA-015				1							1
LGA-017							3		1		
LGA-018										1	4
LGA-020											1
LGA-021	1										2
LGA-022	1										
LGA-023									1		
LGA-025	1			1	3						
LGA-026											1
LGA-027									4		5
LGA-028											1
LGA-030				4					1	1	2
LGA-032									4		
LGA-033										1	2
LGA-034	1	1	1	1			1	1	1		
LGA-035											3
LGA-036	2			1					2		1
LGA-037	1							1	5		

POZO	ARENA											TOTAL, DE PRUEBAS
	Basal Tena	U	U Superior	U Inferior	U+T	T Superior	T	T Inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior	Hollín	
LGA-038		3		2					2	1		
LGA-041								4	4	1		
LGA-045	1							1	2	2		
LGAA-046								2	2	1		
LGAB-009B			1		1			2				1
LGAC-011									1			1
LGAE-024	1			1					1	1		
LGAE-040									1	1		
LGAE-49				3						1		
LGAF-029	1											
LGAF-042									3	1		
LGAF-047									1	2		
LGAF-048									3			
LGAG-044									4			
LGAG-050	2								2	1	1	
LGAG-051	1											
LGAH-031				1		1	2	1				1
LGAH-055										1		
LGAH-060									3			
LGAH-063				1								
LGAI-039									3			
LGAI-043									4			
LGAI-052			1									
LGAI-064										1		
<b>TOTAL</b>	15	4	3	16	5	1	6	15	59	20	34	<b>178</b>

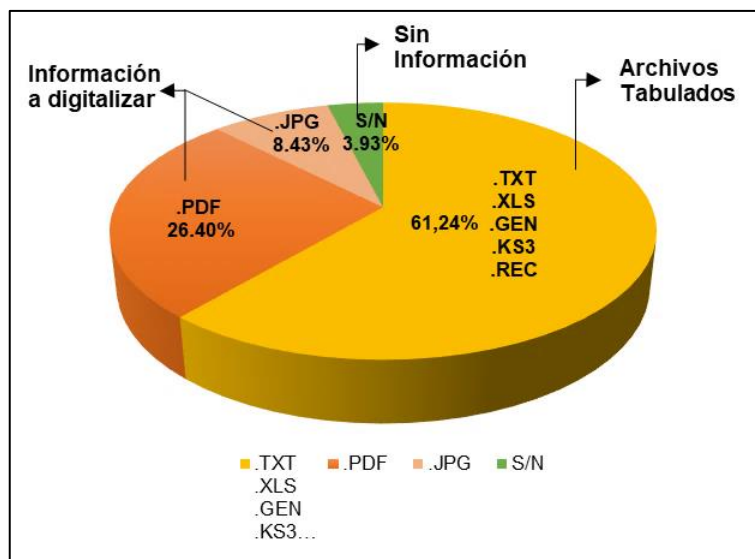
Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

En la Tabla 5 se describe el número de pruebas de presión recopiladas de acuerdo con el tipo de archivo y extensión en que se encuentra la data de presión (memoria); además, en la Figura 57 se presenta el valor porcentual de las pruebas que fueron digitalizadas, archivos tabulados y pruebas sin información.

**Tabla 5.** Archivos tabulados y data cruda de las pruebas de presión recopiladas del campo Lago Agrio.

PRUEBAS DE PRESIÓN RECOPIADAS		
Tipo de Archivo	Extensión	# Pruebas
Archivos Tabulados	.TXT	69
	.XLS	27
	.GEN	7
	.KS3	5
	.REC	1
Informes escritos	.PDF	47
Imágenes	.JPG	15
Pruebas sin información	S/N	7
<b>TOTAL</b>		<b>178</b>

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 57.** Pruebas de presión en la base de datos

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

## 2.2.2 Validación de la información

La información a validar fue: Data PVT, parámetros petrofísicos e intervalos evaluados.

### 2.2.2.1 Validación de los intervalos de muestreo de la data PVT

La información PVT fue tomada de la data PVT oficial del Campo Lago Agrio, sin embargo, se realizó una revisión breve antes de ser utilizada. Esta Información se la validó accediendo a los informes originales y revisando consistencia en los intervalos de muestreo, esto debido a que ciertos análisis PVT son bastante antiguos.

La validación del intervalo de muestreo se la realizó de acuerdo con los topes y bases de la petrofísica actual disponible.

A continuación, se presenta un análisis y resumen de la información PVT disponible y utilizada en el presente trabajo.

#### 2.2.2.1.1 Arena Hollín Inferior & Hollín Superior

Los análisis PVT de los pozos LGA-006, LGA-018, LGA-030 y LGA-033 descritos en la Tabla 2 del marco teórico, de acuerdo con sus informes originales corresponden en forma general a la formación Hollín "H", en la actualidad estas pruebas se atribuyen en conjunto a los miembros Inferior y Superior de la formación, es decir "HI+HS". Esto fue comprobado en los análisis PVT que cuentan con el intervalo de muestreo.

Por otro lado, se identificó que el intervalo del muestreo de la PVT del Pozo LGA-033 corresponde al reservorio “Hollín Inferior”, además, se encontró que los parámetros de esta data PVT presentan una diferencia sustancial con relación a los demás datos de la arena “Hollín Inferior” (PVT Pozo LGA-041), por lo cual se decidió utilizar esta data únicamente para las pruebas de presión del Pozo LGA-033.

La PVT del Pozo LGA-041 descrita en la Tabla 2 del marco teórico, de acuerdo con su informe original pertenece a la arena “Hollín Inferior”, lo cual se pudo corroborar con la validación de su intervalo de muestreo.

Para la interpretación de pruebas de presión, los análisis PVT correspondientes a las arenas “HI + HS”, se los asignó a las pruebas pertenecientes a la arena “Hollín Superior”, debido a que es la única información disponible y la más cercana a la realidad del campo.

#### 2.2.2.1.2 Arena “T” Inferior & “T” Superior

El análisis PVT del pozo LGA-034 descrito en la Tabla 2 del marco teórico, en su informe original se lo atribuye al reservorio “T” es decir, corresponde a los reservorios “TI+ TS”. Para el desarrollo del presente trabajo se asignó esta PVT a las pruebas de presión correspondientes al reservorio “T” Inferior como a “T” Superior, debido a que es la única información disponible.

#### 2.2.2.1.3 Arena “U” Inferior & “U” Superior

Para los análisis de los reservorios “U” Inferior y “U” Superior del campo Lago Agrio se utilizó la información PVT de los pozos GTA-002 “U” y GTA-012 “U” Superior respectivamente (Tabla 6), pertenecientes al campo Guanta; con la finalidad de obtener resultados más ajustados y representativos, debido a que el campo Lago Agrio no cuenta con información PVT para estas arenas. Se seleccionó la PVT del campo Guanta debido a su ubicación geográfica cercana, disponibilidad de información y similitud en las características de los reservorios.

**Tabla 6.** Resumen de Análisis PVT Reservorio "U", Campo Guanta

PARÁMETROS	PVT CAMPO GUANTA	
	GTA-002	GTA-012
<i>Arena</i>	UI+US	US
<i>Año PVT</i>	1986	1997
<i>Intervalo (ft)</i>	9626-9698	9501-9608
<i>API °</i>	29.6	30.2

PARÁMETROS	PVT CAMPO GUANTA	
	GTA-002	GTA-012
$T$ (°F)	200	205
$P_i$ (psia)	3750	3750
$P_b$ (psia)	1400	800
$u_{oi}$ (cp)	2.24	2.288
$B_{oi}$ (by/bn)	1.226	1.247
GOR (Scf/Bbl)	314	251
$\gamma_g$ (Aire=1)	1.272	1.208

Fuente: PVT Activo Lago Agrio (Petroamazonas E.P, 2020)

#### 2.2.2.1.4 Arena Basal Tena

La arena Basal Tena cuenta con el análisis PVT del pozo LGA-036, descrito en la Tabla 2 del marco teórico; no se encontraron novedades respecto a su intervalo de muestreo.

En la Tabla 7, se presenta un resumen de la data PVT utilizada en la interpretación de pruebas de presión por arena.

**Tabla 7.** Resumen de la data PVT utilizada en la interpretación de pruebas de presión por arena.

PVT UTILIZADA POR ARENA	
Arena	PVT
<i>Hollín Superior</i>	LGA-006 "HI+HS", LGA-018 "HI+HS", LGA-030 "HI+HS"
<i>Hollín Inferior</i>	LGA-033 "HI", LGA-041 "HI"
<i>T Inferior</i>	LGA-034 "TI+TS"
<i>T Superior</i>	LGA-034 "TI+TS"
<i>U Inferior</i>	GTA-002 "UI+US"
<i>U Superior</i>	GTA-012 "US"
<i>Basal Tena</i>	LGA-036 "BT"

Finalmente, para las arenas que cuentan con más de 1 análisis PVT disponible, se asignó la PVT a cada pozo analizado, en función a la cercanía geográfica.

#### 2.2.2.2 Parámetros petrofísicos

Los parámetros petrofísicos se encontraban disponibles en los reportes de análisis de pruebas de presión los cuales fueron validados en base a la información petrofísica y registros eléctricos disponibles para cada pozo en la base de datos de Petroamazonas EP.

### 2.2.2.3 Intervalo de la prueba de presión

Para la interpretación de pruebas de presión es indispensable conocer el intervalo que ha sido evaluado y la formación a la que corresponde. Una vez registrada esta información en la base de datos general, se procedió a la revisión de cada uno de los intervalos.

La validación se la realizó específicamente para constatar que el intervalo registrado corresponde la formación correcta, en base a los topes y bases actualizados de las arenas del campo Lago Agrio. Como resultado de esta validación la mayor parte de las pruebas registradas tiene asignada correctamente la formación a la que pertenece, sin embargo, las pruebas más antiguas (año 1970-1990) se atribuían a formaciones en forma general como Hollín, "T", "U", estas pruebas se las ubicó en su respectivo reservorio como: Hollín Inferior, Hollín Superior, "T" Inferior, "T" Superior, etc.

### 2.2.3 Historial de eventos

El historial de eventos se elaboró en base a la información disponible de cada uno de los pozos que se han analizado en el presente trabajo. Esta matriz se la elaboró para conocer el estado del pozo a la fecha del Build Up, y poder realizar una correcta interpretación que proporcione resultados confiables.

La matriz está enfocada en los eventos representativos (estimulación matricial, fracturamiento hidráulico, cambios de zona, repunzonamiento, pruebas de pozo, etc.) que tienen influencia directa en la interpretación de pruebas de presión.

En la Tabla 8, se presenta el historial de eventos del pozo LGA-017, el cual fue seleccionado como ejemplo debido a que presenta variedad de trabajos representativos; en esta tabla se describe: nombre del evento, fecha, reservorio involucrado, objetivo, comentarios y resultados de cada uno de los trabajos realizados en el pozo.

**Tabla 8.** Matriz de historial de eventos, Pozo LGA-017.

GENERALIDADES			ARENA							OBJETIVO	COMENTARIO	RESULTADOS		
Pozo	Evento	Fecha	BT	US	UI	TS	TI	HS	HI			Petróleo (BPPD)	Agua (BAPD)	BSW (%)
LGA-017	Perf	1970-09-14								PERFORACIÓN	INICIA PERFORACIÓN			
LGA-017	C&PI	1970-10-12						X	X	COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES	HOLLÍN 9964'- 9992' (28') 10005'-10013' (8') 10022'-10027' (5') 10044'-10060' (16') 10080'-10088' (8')	1505	3	0.2

GENERALIDADES			ARENA							OBJETIVO	COMENTARIO	RESULTADOS		
Pozo	Evento	Fecha	BT	US	UI	TS	TI	HS	HI			Petróleo (BPPD)	Agua (BAPD)	BSW (%)
LGA-017	W.O. #01	1975-12-08						X	X	TRATAMIENTO ANTIESCALA	CIERRAN 24 HRS. PARA QUE ACTÚEN QUÍMICOS. EXITOSO	1668	2502	60
LGA-017	W.O. #02	1979-11-10						X	X	ELIMINAR CORTE DE AGUA CON TAPÓN CIBP @ 10073' Y TRATAMIENTO ANTI-INCRUSTACIONES	ANTES: POZO MUERTO , RESULTADO SATISFACTORIO, SE INCREMENTO ± 1100 BPPD	1100	734	40
LGA-017	W.O. #03	1980-08-08						X	X	ESTIMULAR CON METANOL TOLUENO, JP-1 E INYECCIÓN FORZADA ANTI.INCRUSTANTE A LA FORMACIÓN HOLLÍN	SATISFACTORIO	302	1713	85
LGA-017	W.O. #04	1981-06-03				X	X	X	X	• AISLAR ENTRADA DE AGUA CON CEMENTACIÓN FORZADA A HOLLÍN • REPUNZONAR HOLLÍN Y "T".	'H": 10044'-10050' 10022'-10027' (2 DPP) 10005'-10013' 9964'-9992' NAPO "T": 9810'-9834' 9838'-9848' (2 PP)	'T" 387	'T" 136	'T" 26
LGA-017	W.O. #05	1982-04-21						X	X	REPERFORACIÓN Y ACIDIFICACIÓN "HOLLÍN"	HOLLÍN: 10045' - 10060' (15) ANTES POZO MUERTO, TRABAJO SATISFACTORIO	144	85	37
LGA-017	W.O. #06	1983-02-27						X	X	• AISLAR ENTRADA DE AGUA DE HOLLÍN CON CEMENTACIÓN FORZADA • BAJAR INSTALACION DE BOMBA REDA.	NO SATISFACTORIO. POZO MUERTO			
LGA-017	W.O. #07	1983-06-12						X	X	• LAVAR PERFORACIONES CON FULL FLOW HYDRO SPRING (HOLLÍN) • BAJAR INSTALACION Y REPARACION BES.	SE INCREMENTARON ± 204 BPPD.	204	611.0	75
LGA-017	W.O. #08	1984-05-01						X	X	• BAJAR CORTE DE AGUA DE HOLLÍN INFERIOR CON CEMENTACIÓN • FRACTURAMIENTO A HOLLÍN SUPERIOR, EVALUAR ARENA "T" • REPARAR BES.	PERFORAN INTERVALOS: 10044'-10050', 9978'-9990', 9905'- 9913' (10005'- 10013') 4 DPP *ANTES POZO MUERTO	219	257	54
LGA-017	W.O. #09	1986-07-15				X	X	X	X	• AISLAR AGUA DE HOLLÍN CON CEMENTACIÓN FORZADA • BAJAR COMPLETACIÓN PARA BOMBEO HIDRAULICO • EVALUAR HI, HS Y ARENA "T".	NO EVALÚAN DURANTE EL W.O. NINGUNA ARENA	0	0	0
LGA-017	W.O. #10	1991-07-19				X	X			• CAMBIO DE COMPLETACIÓN BOMBA KOBE COMO PESCADO • EVALUAR HOLLÍN, NAPO "T", BAJAR BES PARA "T".	SATISFACTORIO SE RECUPERÓ PRODUCCIÓN ± 301 BPPD. * SE AISLA HS+I POR BAJO APORTE	154	183	19
LGA-017	W.O. #11	1992-12-25				X	X			REPARAR BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	SATISFACTORIO, PRODUCE IGUAL QUE ANTES DE W.O.	124	6.5	5
LGA-017	W.O. #12	1994-10-12				X	X			• SACAR BES • FRACTURAR "T" • REDISEÑAR BES.	SE EVALUA SIN TORRE			

GENERALIDADES			ARENA							OBJETIVO	COMENTARIO	RESULTADOS			
Pozo	Evento	Fecha	BT	US	UI	TS	TI	HS	HI			Petróleo (BPPD)	Agua (BAPD)	BSW (%)	
LGA-017	W.O. #13	1994-11-17				X	X				CAMBIO DE COMPLETACIÓN (POZO CON ARENA DESPUÉS FRACTURAMIENTO)	TRABAJO SATISFACTORIO SE INCREMENTA ± 220 BPPD.	220	72	24.7
LGA-017	W.O. #14	1995-06-26				X	X				CAMBIO DE COMPLETACIÓN (BOMBA ATASCADA)	SATISFACTORIO	241	175	42.1
LGA-017	W.O. #15	2002-08-02				X	X				• CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING – CASING • REPUNZONAR ARENA T EVALUAR Y COMPLETAR	"T": 9810' A 9834' (24') Y 9838' A 9848' (10') A 5DPP CON TCP.	198	13.5	6.4
LGA-017	W.O. #16	2005-01-04				X	X				CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR PACKER DESACENTADO	TRABAJO EXITOSO SE RECUPERA PRODUCCIÓN DE +/- 140 BLS.	154	42	21.3
LGA-017	W.O. #17	2009-06-28				X	X				CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR CAVIDAD EN MAL ESTADO.	TRABAJO EXITOSO SE RECUPERA PRODUCCIÓN.	214	16	6.9
LGA-017	W.O. #18	2011-08-14				X	X				CAMBIO DE COMPLETACIÓN MECÁNICA POR PESCAJO DE VARILLAS + BOMBA.	TRABAJO EXITOSO	122	6.4	5
LGA-017	W.O. #19	2012-10-30				X	X				CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR BOMBA MECÁNICA ATASCADA	TRABAJO EXITOSO POZO QUEDA PRODUCIENDO DE ARENA "T"	75	29	28
LGA-017	W.O. #20	2016-02-09				X	X				CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR BOMBA MECÁNICA ATASCADA	TRABAJO EXITOSO	54	30	36
LGA-017	W.O. #21	2017-03-21							X		• CORRER REGISTROS DE CEMENTO Y CORROSIÓN • EVALUAR ARENA HOLLÍN. • RE-DISPARAR Y FRACTURAR "HS" • COMPLETAR EN BASE A RESULTADOS.	"HS": 9960'-10010' (50').	129	73	36

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J. (2020)

Fuente: (Petroamazonas E.P, 2020).

## 2.2.4 Criterios de selección

Para realizar el análisis y clasificar los resultados de la interpretación de las pruebas de restauración de presión se definen los criterios detallados en la Tabla 9.



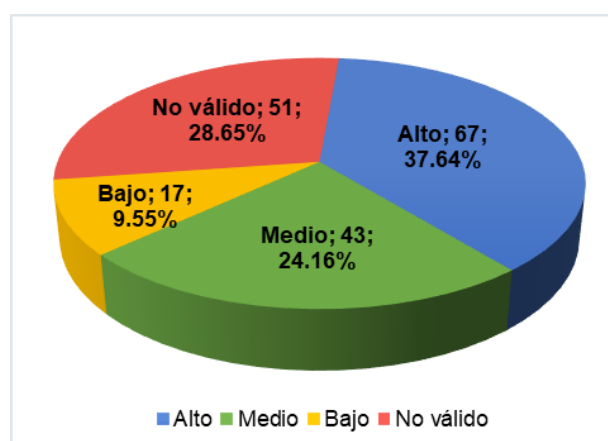
**Tabla 9.** Criterios para selección.

CRITERIO	DESCRIPCIÓN	NÚMERO DE PRUEBAS DISPONIBLES
Alto	Producción previa estable, modelo válido, límites de reservorio.	67
Medio	Producción previa variable o suposición de presión/ producción, modelo válido.	43
Bajo	Modelo no válido, índice de productividad estimado, no se identifica flujo radial infinito.	17
No válido	Periodo de cierre muy corto, no existe datos de producción, problemas mecánicos, no existe prueba de restauración de presión, producción mezclada, data cruda errónea, etc.	51
Total		178

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Fuente:** (Izurieta, Davila, Paz, & EP., 2015)

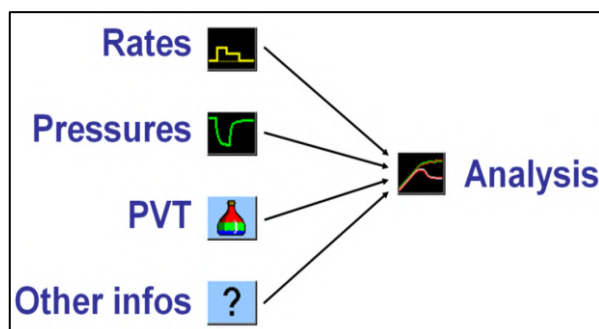
Dentro del universo de datos formado por 178 pruebas de presión, 67 pruebas de presión representan un criterio alto y 43 pruebas representan un criterio medio, mismas que se utilizaron para la determinar la presión actual. Por otro lado, 17 pruebas de presión representan un criterio bajo y 51 pruebas de presión son no válidas, las cuales serán descartadas para el estudio ya que generan incertidumbre en los resultados. Ver Figura 58.

**Figura 58.** Porcentajes de los criterios de selección

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

## 2.3 Interpretación de pruebas de presión

Una vez recopilada y ordenada la información en la Matriz general (Tabla 47, Anexo 2), se procede a cargar los datos en el software Saphir NL, este divide la información en caudales, presiones, PVT, y otra información necesaria como se puede observar en la Figura 59.



**Figura 59.** Información necesaria para el análisis

**Fuente:** Dynamic Data Analysis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

Los datos se cargan en el siguiente orden, primero los datos generales tales como intervalo, radio del pozo, compresibilidad de la roca, espesor, entre otros; para después ser cargados data PVT, los caudales y presiones. Seguidamente se verifica la sincronización de caudales y presiones, se extrae las gráficas de diagnóstico, para finalmente realizar la interpretación mediante la selección y ajuste del modelo.

Una vez interpretadas las pruebas de presión, es necesario hacer una corrección de la presión a la profundidad media de los punzados, para luego tabular estos resultados y hacer una comparación con interpretaciones previas.

La Figura 60 presenta el flujo de trabajo para la interpretación de pruebas de restauración de presión.

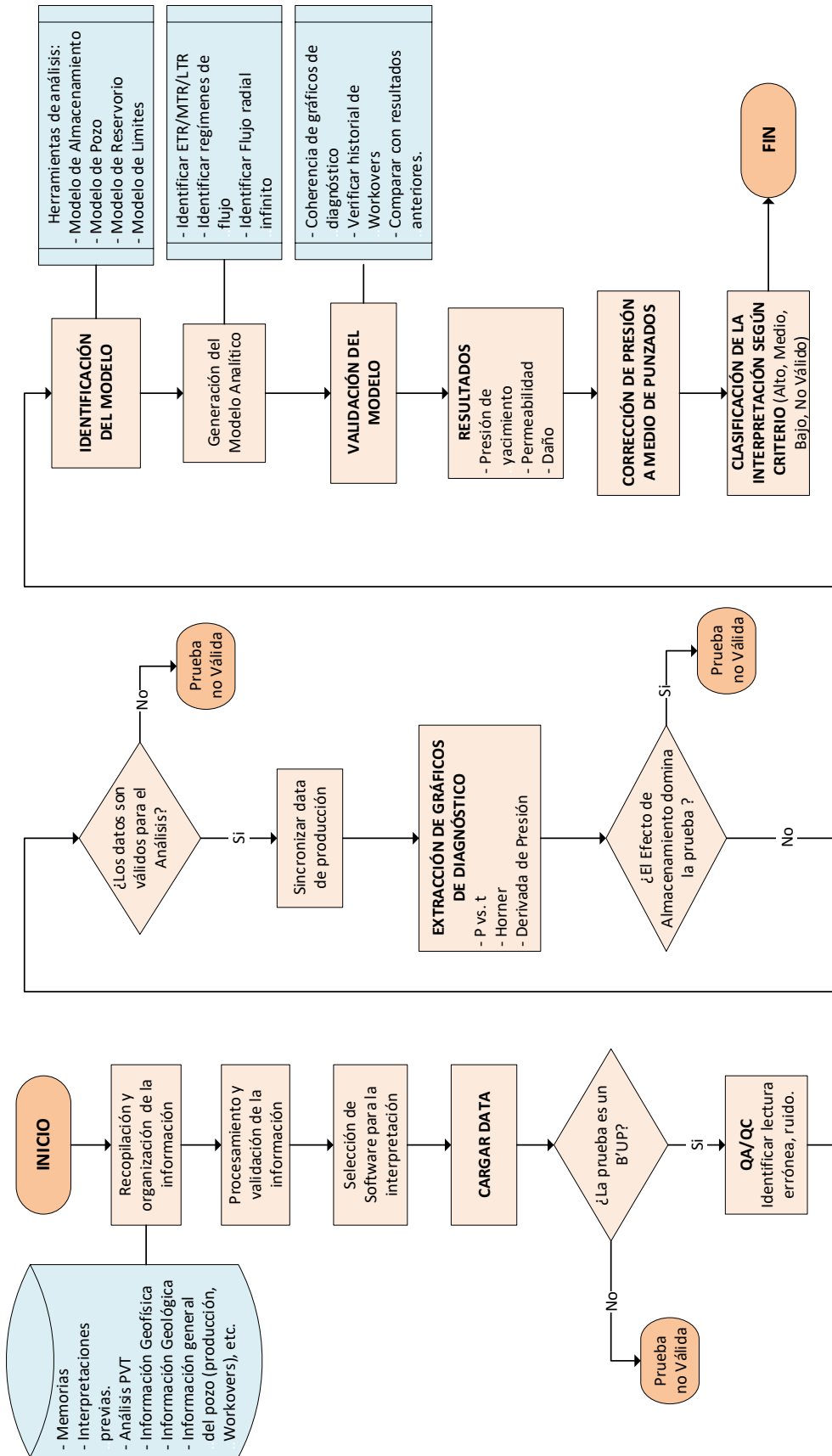


Figura 60. Flujo de trabajo para Interpretación de pruebas de presión (B'UP)

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

## **2.4 Estimación de la presión actual**

En este análisis se utilizaron los valores de presión correspondientes a las interpretaciones de criterio alto y medio, con el fin de obtener resultados más representativos. Una vez determinados los valores de las presiones a las fechas de cada prueba de presión, se procede a realizar la estimación de la presión a febrero del 2020.

La declinación de la presión fue calculada a partir de la ecuación de tendencia del gráfico de presión contra acumulados de petróleo ( $P$  vs  $N_p$ ), para lo cual fue necesario extraer los acumulados de producción de petróleo a la fecha de la prueba de presión analizada, para esto se utilizó el Software OFM.

Para todas las arenas que presentan más de dos pruebas del mismo pozo, se seleccionó la presión actual calculada a partir de la prueba más reciente, con mejor estabilización de la presión y/o mejor ajuste del modelo de interpretación en el software Saphir N.L.

## **2.5 Creación de mapas de presión y permeabilidad.**

Una vez obtenidos los valores de presión a febrero de 2020 y los valores de permeabilidad, se procede a tabular estos valores en conjunto con las coordenadas UTM de los pozos analizados a profundidad de la arena correspondiente.

Finalmente, mediante el uso del software Petrel se procede a generar los mapas de presión y permeabilidad de cada una de las arenas que cuenten con datos suficientes.

## CAPÍTULO 3

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 3.1 Resultados del análisis de presión

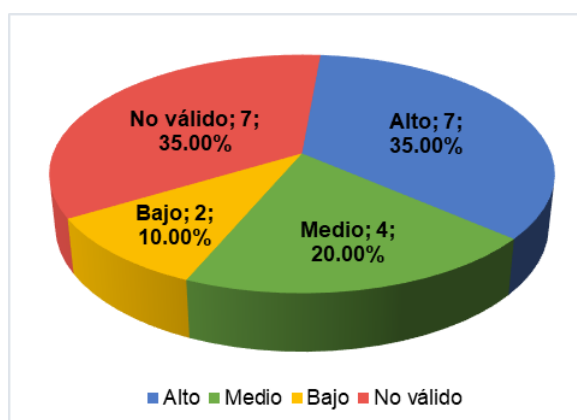
Las Tablas 10,11,12,13,14,15, 16 y 17 presentan los resultados del análisis de las pruebas de presión para los criterios alto, medio y bajo; realizados en el Software Saphir NL por el método de la derivada y Horner. Por otro lado, en las Tablas 18, 19, 20, 21 y 22 se presentan los resultados de las pruebas de presión con criterio no válido y se resumen las observaciones por las cuales se las clasificó dentro de este criterio.

En los Anexos 5, 6 y 7 se detallan los resultados más representativos del ajuste de los modelos de interpretación para las diferentes arenas, mismos que están agrupados en criterios alto-medio, bajo y no válido.

A continuación, se realiza un análisis de los resultados por arena:

##### 3.1.1 Arena Hollín Inferior

En la arena Hollín Inferior se recopiló un total de 20 pruebas de presión, de las cuales 7 pruebas se catalogaron dentro de los criterios “alto”, 4 en criterio “medio”, 2 en criterio “bajo” y 7 pruebas resultaron “no válidas”. En la Figura 61, se presenta el valor porcentual de los resultados antes mencionados para el reservorio Hollín Inferior.

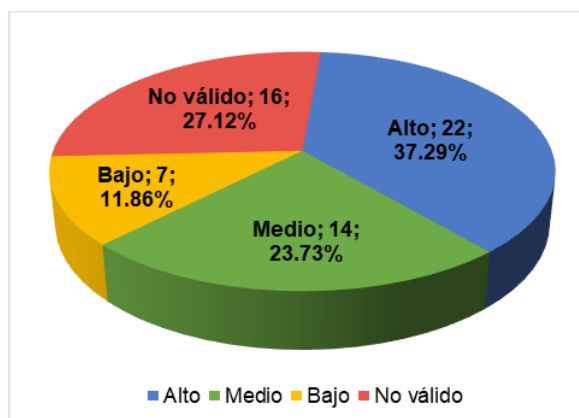


**Figura 61.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena Hollín Inferior

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### 3.1.2 Arena Hollín Superior

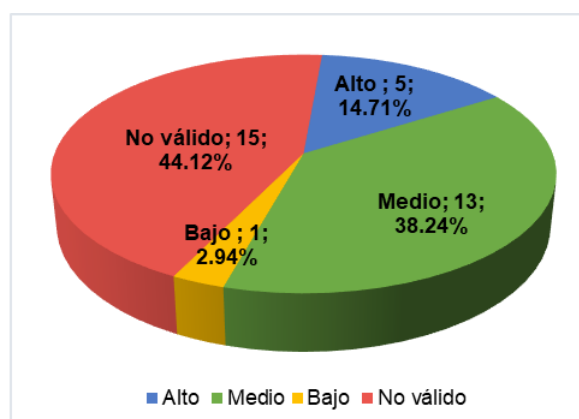
La arena Hollín Superior presenta 59 pruebas de presión, de las cuales 22 pruebas se catalogaron dentro de un criterio “alto”, 14 en criterio “medio”, 7 en criterio “bajo” y 16 pruebas resultaron “no válidas”, ver Figura 62.



**Figura 62.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena Hollín Superior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### 3.1.3 Arena Hollín Inferior + Hollín Superior

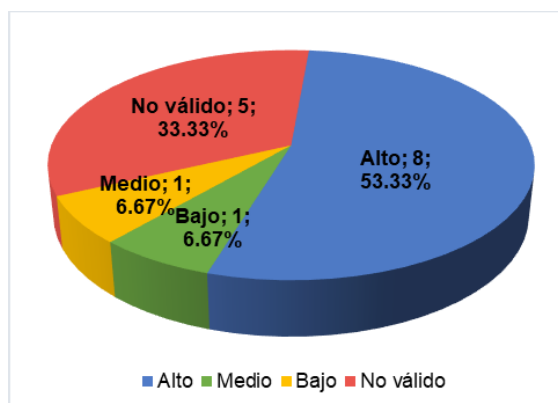
Adicionalmente, se recopilaron 34 pruebas de presión que pertenecen a la formación Hollín, que se realizaron en conjunto a las arenas Hollín Inferior + Hollín Superior, de las cuales 5 pruebas se catalogaron dentro de un criterio “alto”, 13 en criterio “medio”, 1 en criterio “bajo” y 15 pruebas resultaron “no válidas” (ver Figura 63); sin embargo, no se utilizaron en la elaboración de mapas de presión y permeabilidad, debido a que no pueden ser asignadas a un reservorio específico ya que registran producción mezclada; los resultados obtenidos de estos análisis son netamente referenciales.



**Figura 63.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena Hollín I.+ Hollín S.  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### 3.1.4 Arena “T” Inferior

La arena “T” Inferior cuenta con 15 pruebas de presión, de las cuales 8 pruebas se catalogaron dentro del criterio “alto”, 1 en criterio “medio”, 1 prueba con criterio “bajo” y 5 pruebas se las agrupó en el criterio “no válido”, ver figura 64.



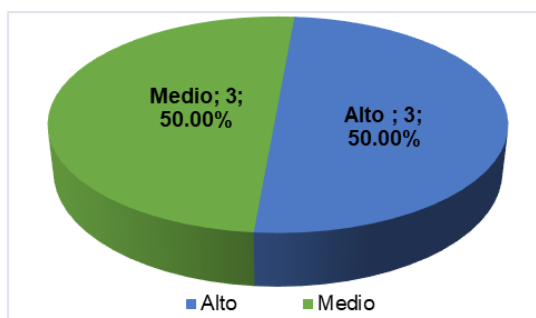
**Figura 64.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena “T” Inferior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### 3.1.5 Arena “T” Superior

Para la arena T Superior se recopiló 1 prueba de presión, la cual se la analizó y se la catalogó dentro del criterio “alto”, sin embargo, es insuficiente para el desarrollo de mapas.

### 3.1.6 Arena “T” Inferior + “T” Superior

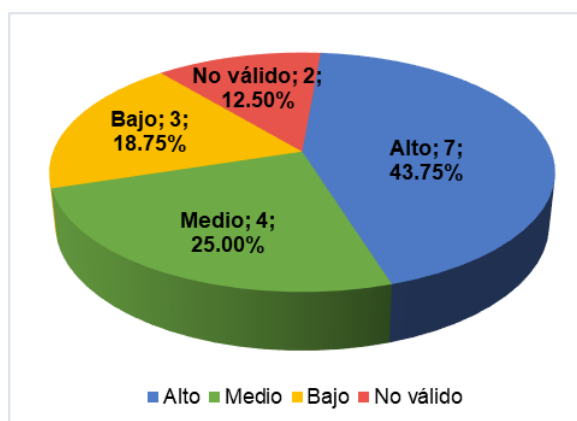
Se recopilaron 6 pruebas de presión que pertenecen a las arenas “T” Inferior + “T” Superior, las cuales se analizaron y se obtuvieron 3 pruebas agrupadas dentro del criterio “alto” y 3 pruebas dentro del criterio “medio” (ver Figura 65). Estas pruebas no fueron utilizadas en la elaboración de mapas de presión y permeabilidad, debido a que no pueden ser asignadas a un reservorio específico; los resultados obtenidos de estos análisis son netamente referenciales.



**Figura 65.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena “T” Inferior + “T” Superior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### 3.1.7 Arena “U” Inferior

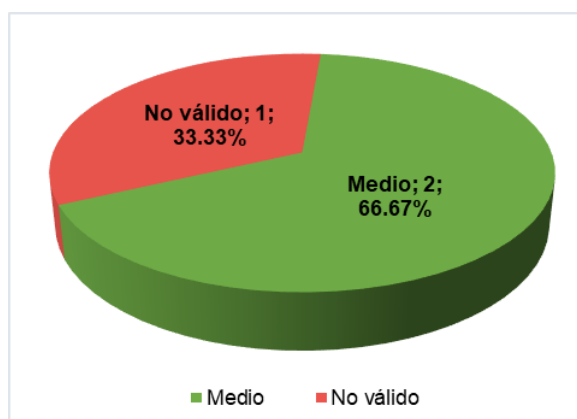
La arena “U” Inferior cuenta con 16 pruebas de presión, de las cuales 7 pruebas se las catalogó dentro del criterio “alto”, 4 pruebas dentro del criterio “medio”, 3 pruebas dentro del criterio “bajo” y 2 pruebas resultaron “no válidas”. La Figura 66, presenta la distribución porcentual de los resultados mencionados anteriormente.



**Figura 66.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena “U” Inferior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### 3.1.8 Arena “U” Superior

La arena “U” Superior cuenta con 3 pruebas de presión, de las cuales 2 pruebas se las agrupó dentro del criterio “medio” y 1 dentro del criterio “no válido” (ver Figura 67). Estas pruebas fueron analizadas, sin embargo, son insuficientes para el desarrollo de mapas.

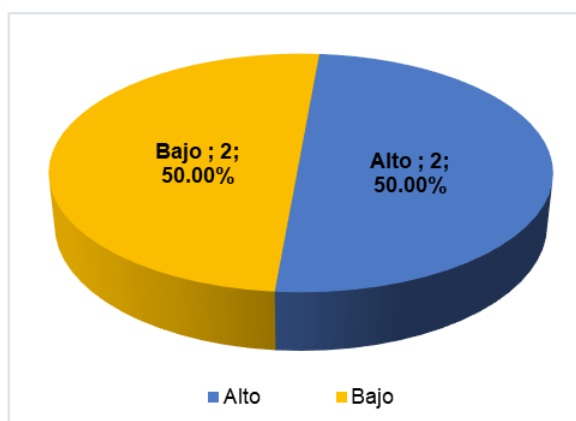


**Figura 67.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena “U” Superior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



### 3.1.9 Arena “U” Inferior + “U” Superior

Existen 4 pruebas de presión que corresponden a los reservorios “U” Inferior + “U” Superior, de las cuales 2 prueba se la catalogó dentro del criterio “alto” y 2 pruebas restantes se las agrupó dentro del criterio “bajo” (ver Figura 68). Estas pruebas no fueron utilizadas en la elaboración de mapas de presión y permeabilidad, debido a que no pueden ser asignadas a un reservorio específico; los resultados obtenidos de estos análisis son netamente referenciales.



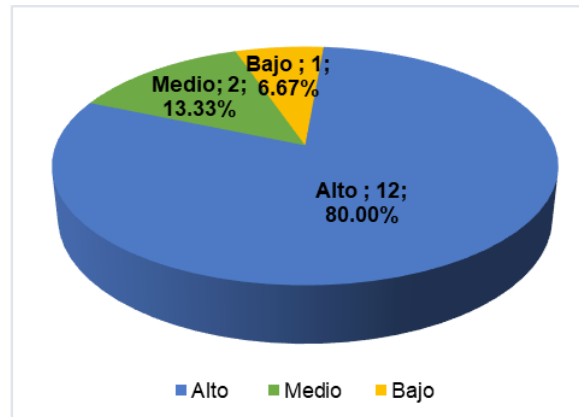
**Figura 68.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena “U” Inferior + “U” Superior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### 3.1.10 Arena “U” + “T”

La recopilación de información registra 5 pruebas de presión que corresponden a los reservorios “U” + “T”. Estas pruebas fueron agrupadas dentro del criterio “no válido”, debido a que se realizaron a dos reservorios en conjunto y por lo tanto presentan una producción mezclada, además, estos reservorios entre sí presentan características geológicas sustancialmente diferentes. Por estas razones no es posible discretizar a que arena corresponde la presión analizada y no es posible caracterizar los reservorios por separado ya que la respuesta de presión es global.

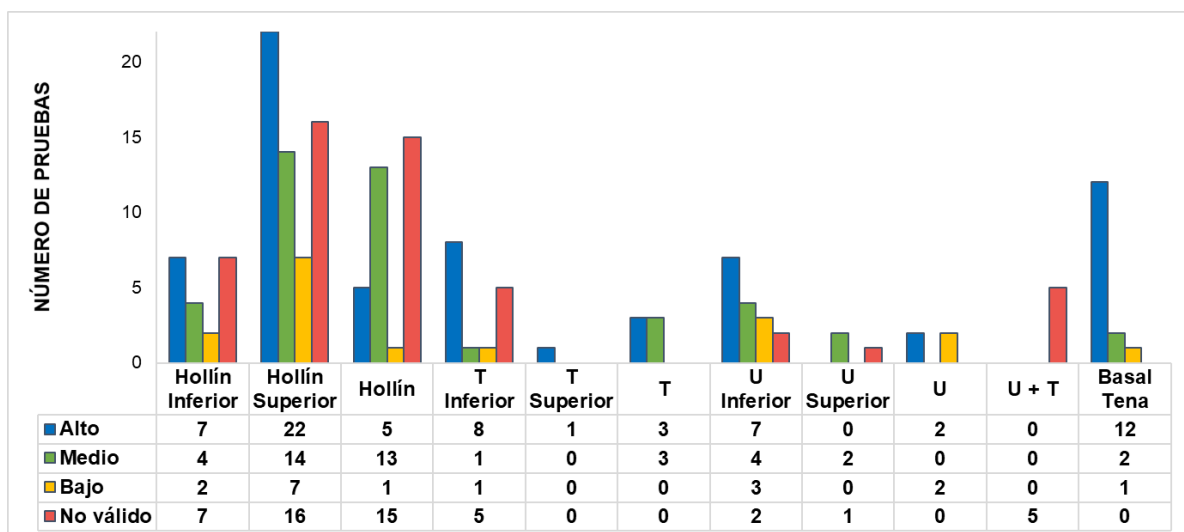
### 3.1.11 Arena Basal Tena

El reservorio Basal Tena presenta 15 pruebas de presión, en donde 12 pruebas se las catalogó con el criterio “alto”, 2 pruebas con criterio “medio” y 1 pruebas se las agrupó dentro del criterio “bajo”. La Figura 69, presenta la distribución porcentual de los resultados mencionados anteriormente.



**Figura 69.** Resultados de validación de las pruebas de presión arena Basal Tena  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J

La Figura 70 representa los resultados a los diferentes criterios de selección para todas las arenas del campo Lago Agrio.



**Figura 70.** Resultados generales de los diferentes criterios de selección  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 10.** Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Inferior, criterios alto, medio y bajo

GENERALIDADES			RESULTADOS @ PROFUNDIDAD DEL SENSOR						MODELOS DE INTERPRETACIÓN				Criterio		
POZO	FECHA	ARENA	DERIVADA			HORNER			RES. @ MP		Almacenamiento	Pozo	Reservorio	Limite	
			Pi (psi)	kh (md.ft)	k (md)	Skin	Pi (psi)	kh (md.ft)	k (md)	Skin					
LGA-002	1995-19-08	HI	3970.00	12967.00	231.55	12.15	3955.00	11997.00	214.24	10.42	4086.32	Vertical	Homogéneo	Infinito	Bajo
LGA-002	1996-06-20	HI	3982.63	1932.92	42.95	1.17	4022	2238.84	49.75	2.4	4038.53	Vertical	Radial compuesto	Infinito	Medio
LGA-002	2001-06-23	HI	3924	2787	61.94	4.15	4014.7	2474	54.97	3.11	3973.99	Vertical	Doble porosidad	Limite de presión constante	Medio
LGA-018	2019-07-19	HI	4154.72	4311.99	215.60	22.84	4154.31	4532.42	226.62	24.3	4305	Vertical	Homogéneo	Limite de presión constante	Medio
LGA-030	2018-05-08	HI	3140.95	22.64	2.83	-0.18	3126.87	23.24	2.9	-0.15	3331.27	Vertical	Homogéneo	Infinito	Alto
LGA-033	1994-10-27	HI	4074.2	1078.06	71.87	-3.35	4131.58	1555.99	103.73	-2.5	4185.22	Vertical	Doble porosidad	Limite de presión constante	Medio
LGA-038	2017-10-16	HI	4296.25	3756.13	375.61	55.55	4288.16	3073.91	307.39	43.51	4311.07	Entrada limitada	Homogéneo	Infinito	Alto
LGA-041	1999-05-12	HI	4554.28	1220.41	122.04	4.17	4541.79	1619.32	161.93	3.84	4573.03	Vertical	Doble permeabilidad	Infinito	Bajo
LGA-045	2004-10-30	HI	4276.81	17873.6	595.79	1.97	4266.35	16525.7	550.86	1.25	4332.7	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	Alto
LGAA-046	2007-05-01	HI	4254.24	2701.52	192.97	10.77	4206.54	2645.04	188.93	10.34	4332.31	Vertical	Homogéneo	Rectangular	Alto
LGAF-042	2009-01-02	HI	4253.4	10222.2	633.28	6.79	4188.96	9414.55	588.16	5.76	4340.32	Vertical	Homogéneo	Rectangular	Alto
LGAF-047	2009-03-03	HI	4284.96	303.78	12.65	2.76	4259.33	295.10	12.29	2.52	4334.46	Vertical	Radial compuesto	Infinito	Alto
LGAJ-064	2019-07-08	HI	4193.5	728.3	52.02	3.56	4145	722.74	51.62	3.96	4252.57	Entrada Limitada	Homogéneo	Falla Simple	Alto

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 11. Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Superior, criterio alto.**

GENERALIDADES			RESULTADOS @ PROFUNDIDAD DEL SENSOR						RES. @ MP				MODELOS DE INTERPRETACIÓN				Criterio
POZO	FECHA	ARENA	DERIVADA			HORNER			Pi (psi)	DERIVADA	Almacenamiento	Pozo	Reservorio	Límite			
			kh (md.ft)	k (md)	Skin	kh (md.ft)	k (md)	Skin									
LGA-004	2013-01-11	HS	2821.51	266.57	10.66	-0.58	2786.34	354.83	14.19	0.16	3252.58	Radial compuesto	Infinito	Alto			
LGA-013	2015-07-09	HS	3850.20	253.85	9.40	-0.82	3759.27	244.25	9.04	-1.10	3899.35	Homogéneo	Intersección de fallas	Alto			
LGA-027	2002-11-21	HS	3697	332.49	22.16	10.17	3713.13	299.41	19.96	8.52	3809.81	Homogéneo	Infinito	Alto			
LGA-027	2013-04-27	HS	3824.63	706.58	22.08	4.40	3800.22	778.20	24.32	5.36	3859.57	Homogéneo	Infinito	Alto			
LGA-027	2015-04-10	HS	3758	201.40	6.71	-2.53	3449.54	197.35	6.57	-2.55	3847.25	Homogéneo	Rectangular	Alto			
LGA-036	2015-09-26	HS	3244.18	193.48	13.82	9.81	3240.29	187.37	13.38	9.27	3303.83	Homogéneo	Falla con fuga	Alto			
LGA-037	2014-07-16	HS	2910.30	1373.95	105.68	87.00	2931	1125.58	86.58	70.53	2938.64	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto			
LGA-037	2014-07-23	HS	2947.33	1482.67	114.05	112.18	2917.57	1516.69	116.67	113.93	2975.11	Homogéneo	Falla simple	Alto			
LGA-038	2017-10-29	HS	3542.62	204.77	11.37	-0.39	3543.27	201.51	11.19	-0.48	3602.77	Homogéneo	Fractura de conductividad infinita	Alto			
LGA-041	2004-03-23	HS	4055.70	312.85	22.35	0.00	4057.57	315.21	22.51	-3.81	4569.08	Homogéneo	Infinito	Alto			
LGA-046	2007-11-06	HS	4160.77	805.52	33.56	7.20	4496	890.28	37.00	8.59	4216.25	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto			
LGA-024	2015-07-07	HS	3869.65	772.83	55.20	0.00	3840	767.44	54.82	-3.25	3873.76	Homogéneo	Falla simple	Alto			
LGA-042	2011-01-30	HS	2432.55	258.76	8.08	-1.85	2299.47	252.05	7.87	-2.03	2476.33	Homogéneo	Intersección de fallas	Alto			
LGA-047	2009-03-10	HS	3853	150.58	6.84	-0.47	4052.6	129.48	5.88	-1.07	3898.78	Homogéneo	Weak constante pressure	Alto			
LGA-048	2008-11-15	HS	3746.73	1304.58	56.72	22.90	3765	1206.80	52.46	20.83	3806.37	Homogéneo	Infinito	Alto			
LGA-044	2012-07-07	HS	3921.91	210.21	11.68	-3.68	4310	206.40	11.46	-3.69	3976.81	Homogéneo	Weak constante pressure	Alto			
LGA-050	2009-09-30	HS	4122.13	1478.97	134.45	0.85	4089	1530.02	139.09	1.04	4169.35	Homogéneo	Falla simple	Alto			
LGA-043	2003-05-30	HS	4167.44	785.70	27.09	3.56	4095.48	800.69	27.60	3.26	4245.79	Homogéneo	Intersección de fallas	Alto			
LGA-043	2003-10-31	HS	3640.91	213.81	7.37	0.89	3554.51	243.69	8.40	1.62	3691.20	Homogéneo	Falla simple	Alto			
LGA-043	2018-05-04	HS	3479.05	85.05	2.93	-2.42	3367	80.23	2.76	-2.40	3690.71	Homogéneo	Infinito	Alto			
LGAJ-039	2012-05-12	HS	3423.02	726.19	42.72	11.18	3415.78	806.35	47.43	25.90	3567.82	Homogéneo	Infinito	Alto			
LGAJ-039	2018-07-21	HS	2439.55	158.36	9.31	-2.90	2473	162.17	9.53	-2.79	2660.65	Homogéneo	Weak constante pressure	Alto			

**Tabla 12.** Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Superior, criterio medio.

GENERALIDADES			RESULTADOS @ PROFUNDIDAD DEL SENSOR						RES. @ MP				MODELOS DE INTERPRETACIÓN				Criterio					
POZO	FECHA	ARENA	DERIVADA			HORNER			Pi (psi)	Skin	k (md)	k (md.ft)	Pi (psi)	Skin	k (md)	k (md.ft)	Pi (psi)	Reservorio	Pozo	Almacenamiento	Limite	Criterio
			kh (md.ft)	k (md)	Skin	kh (md.ft)	k (md)	Skin														
LGA-023	1993-06-24	HS	3808.28	13.74	-1.39	3809	334.92	11.55	-1.84	3889.53	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Limite de presión constante	Medio	
LGA-027	2017-08-31	HS	3109.82	21.31	-3.26	3063.7	225.8	18.82	-3.37	3470.72	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Falla simple	Medio	
LGA-032	1998-05-11	HS	4201.15	37.67	-0.70	3673.98	586.89	36.68	-1.12	4245.97	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Rectangular	Medio	
LGA-037	2015-11-05	HS	3157.36	129.8	-0.76	3186	2603.95	124.00	-0.94	3273.44	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Limite de presión constante	Medio	
LGA-038	1995-03-02	HS	3923	1434.30	3.57	3927	1233.57	61.67	2.3	3953.32	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Intersección de fallas	Medio	
LGA-041	2019-05-18	HS	3438.60	43.19	-3.05	3371.6	45.81	2.54	-3.04	3530.18	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Falla simple	Medio	
LGA-045	2017-01-22	HS	2314	242.93	-1.66	2264.12	216.08	8	-2.07	2386.92	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Falla simple	Medio	
LGA-046	2007-10-31	HS	4191	808.67	12.51	4192	664.94	27.70	9.28	4243.62	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Limite de presión constante	Medio	
LGA-011	2013-01-30	HS	3749.18	689.34	-3.24	3766.59	632.91	39.55	-3.5	3803.52	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Infinito	Medio	
LGA-042	2009-09-13	HS	2929.02	924.90	27.2	2989.26	702.8	20.67	-0.8	2973.16	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Intersección de fallas	Medio	
LGA-042	2013-06-12	HS	2892.52	6323.31	-0.61	2917	627.26	19.60	-0.63	3071.00	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Limite de falla permeable	Medio	
LGA-048	2012-08-07	HS	3274	1135.78	-2.54	3268.45	1054.02	45.82	-2.76	3754.99	Variable	Fractura de conductividad finita	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Falla simple	Medio	
LGA-044	2004-12-05	HS	3442.93	864.44	-2.69	3196	729	40.51	-3.04	3820.34	Variable	Vertical	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo	Vertical	Variable	Falla simple	Medio	
LGA-039	1998-09-01	HS	4114	797	13.26	4138.4	733	45.80	-0.89	4163.65	Variable	Vertical	Doble Permeabilidad	Doble Permeabilidad	Doble Permeabilidad	Doble Permeabilidad	Vertical	Variable	Limite de presión constante	Medio		

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 13.** Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Superior, criterio bajo.

GENERALIDADES			RESULTADOS @ PROFUNDIDAD DEL SENSOR						RES. @ MP				MODELOS DE INTERPRETACIÓN				Criterio		
POZO	FECHA	ARENA	DERIVADA			HORNER			Pi (psi)	k (md)	Skin	DERIVADA			Almacenamiento	Pozo	Reservorio	Limite	Criterio
			kh (md.ft)	k (md)	Skin	kh (md.ft)	k (md)	Skin				Pi (psi)	kh (md.ft)	k (md)					
LGA-032	1993-07-10	HS	3386.29	177.52	8.87	-1.17	3466.64	170.43	8.52	-1.33	3422.51	Variable	Vertical	Doble Permeabilidad	Limite de presión constante	Bajo			
LGA-032	1995-06-20	HS	3627.66	509.81	25.49	0.02	3579.31	570.20	28.51	0.20	3659.27	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	Bajo			
LGA-013	1998-06-14	HS	2843.74	527.24	15.50	-1.51	2801	432.55	12.72	-2.05	2898.93	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	Bajo			
LGA-041	2000-05-23	HS	4171.60	1716.07	122.57	30.97	4202.57	1867.11	133.36	33.93	4193.71	Variable	Vertical	Homogéneo	Rectangular	Bajo			
LGAG-044	2005-06-28	HS	3466.64	64.82	3.60	-3.79	3837.94	56.84	3.15	-2.86	3849.00	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Bajo			
LGAG-060	2015-01-31	HS	3367.04	400.721	44.524	16.43	2875.23	417.722	46.41	17	3439.07	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	Bajo			
LGAG-050	2019-01-27	HS	4207.68	9484.9	862.26	12.64	4208.68	8638.34	785.30	51.36	4207.68	Variable	Entrada limitada	Homogéneo	Infinito	Bajo			

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 14.** Resultados del análisis de pruebas de presión arena Hollín Inferior + Hollín Superior, criterios alto, medio y bajo.

GENERALIDADES			RESULTADOS @ PROFUNDIDAD DEL SENSOR						RES. @ MP				MODELOS DE INTERPRETACIÓN				Criterio
POZO	FECHA	ARENA	DERIVADA			HORNER			Pi (psi)	DERIVADA	Pi (psi)	Almacenamiento	Pozo	Reservorio	Límite		
			kh (md.ft)	k (md)	Skin	kh (md.ft)	k (md)	Skin									
LGA-001	2001-06-04	H	3906.03	66.07	2.28	-2.92	4153	67.30	2.32	-2.80	3946.36	Variable	Vertical	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto	
LGA-018	1995-02-17	H	3917.1	1089	13.11	1.82	3997	1132.95	13.64	2.10	3981.37	Constante	Vertical	Homogéneo	Límite de presión constante	Medio	
LGA-018	1995-10-15	H	3942.82	897.91	14.48	2.30	4003.87	1042.69	16.81	3.68	4007.74	Variable	Vertical	Homogéneo	Límite de presión constante	Medio	
LGA-018	2019-04-03	H	3284.7	311.72	50.2	1.94	3272.45	276.18	4.45	1.45	3407.24	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Bajo	
LGA-021	1980-08-17	H	4147	2204.17	45.92	-2.36	4152.72	2075.37	43.23	-2.88	4171.59	Constante	Vertical	Homogéneo	Límite de presión constante	Medio	
LGA-021	1992-10-12	H	3311.17	213.65	5.62	-1.94	3325.69	184.45	4.85	-2.42	3360.14	Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito	Medio	
LGA-027	1977-09-03	H	4242	1902.8	28.83	11.56	4215.03	1517.51	22.99	7.88	4291.49	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	Medio	
LGA-027	1990-12-08	H	4250	192.27	2.91	-2.03	4340	185.41	2.81	-2.22	4298.85	Constante	Vertical	Homogéneo	Radial compuesto	Medio	
LGA-027	1995-03-21	H	4198.37	240.66	3.64	0.85	4237	161.98	2.45	-0.74	4258.67	Constante	Vertical	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto	
LGA-028	1992-07-04	H	4206.90	268.67	7.463	4.72	4348.76	234.82	6.44	3.39	4259.32	Variable	Vertical	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto	
LGA-030	1985-09-23	H	3742.28	3915.57	130.51	5.82	3731	4132.32	137.74	6.33	4245.20	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	Medio	
LGA-030	1991-05-26	H	4306.53	1015.64	50.78	-2.62	4397.98	1612.92	80.65	-1.08	4294.89	Variable	Vertical	Doble Permeabilidad	Límite de presión constante	Medio	
LGA-033	2004-07-19	H	4142.84	1612.23	62	5.09	4144	1518.09	58.38	4.68	4174.41	Variable	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	Medio	
LGA-035	1988-09-18	H	3827.14	1065.10	28.78	3.58	3989	1054.00	28.49	3.48	3860.44	Variable	Vertical	Homogéneo	Límite de presión constante	Medio	
LGA-035	2003-09-25	H	2154	767.64	34.88	1.36	2159.11	647.45	29.42	0.23	2212.20	Constante	Fractura de conductividad infinita	Homogéneo	Infinito	Alto	
LGA-036	1993-05-20	H	2965.70	640.5	18.3	1.68	2947.68	610.72	17.44	1.27	3419.57	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Medio	
LGAC-011	1997-05-19	H	3911.49	773.68	20.36	12.46	3908.41	719.76	18.94	11.22	3968.61	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Medio	
LGAG-050	2009-04-26	H	4150.95	2238.83	79.9583	5.43	4151.92	2209.18	78.90	5.27	4194.76	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Alto	
LGAH-031	1982-05-20	H	4051.94	3332.15	133.286	16.52	4050.03	3782.59	151.30	19.54	4112.20	Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito	Medio	

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 15.** Resultados del análisis de pruebas de presión arena "T", "T" Inferior, "T" Superior, criterios alto, medio y bajo.

GENERALIDADES			RESULTADOS @ PROFUNDIDAD DEL SENSOR						RES. @ MP		MODELOS DE INTERPRETACIÓN				Criterio
POZO	FECHA	ARENA	DERIVADA			HORNER			Pi (psi)	DERIVADA	Almacenamiento	Pozo	Reservorio	Límite	Criterio
			kh (md.ft)	k (md)	Skin	kh (md.ft)	k (md)	Skin							
LGA-009	1995-08-08	TI	2369.54	18226.60	759.44	59.69	2406.69	11377.1	474.04	35.68	2399.00	Vertical	Homogéneo	Infinito	Bajo
LGA-013	2004-03-09	TI	1693.88	9235	769.63	14.01	1691.24	9103.04	758.58	17.27	2140.32	Entrada limitada	Homogéneo	Rectangular	Alto
LGA-017	1994-10-04	T	2951.61	154.67	4.55	-3.72	2912.97	171.91	5.06	-3.58	2993.79	Fractura de conductividad infinita	Homogéneo	Infinito	Medio
LGA-017	2005-04-22	T	2312.39	343.56	10.1	-1.99	1974.6	322.71	9.49	-2.2	2321.40	Vertical	Homogéneo	Rectangular	Alto
LGA-017	2007-07-10	T	1341.82	236.76	6.96	-3.29	1334.09	140.82	4.14	-3.64	1350.11	Fractura de conductividad finita	Homogéneo	Falla simple	Medio
LGA-034	1996-08-25	T	2623.10	13447.20	707.75	73.7	2614.28	13216.6	695.61	71.91	2699.06	Vertical	Homogéneo	Infinito	Medio
LGA-034	2015-05-08	TI	2191.98	7068.80	372.04	7.70	2190.17	6740.23	354.75	36.70	2370.24	Entrada limitada	Homogéneo	Infinito	Alto
LGA-037	2014-07-30	TI	2685.04	973.02	69.5	4.77	2668.08	1099.46	78.53	6.01	2780.40	Vertical	Homogéneo	Falla simple	Alto
LGA-041	2017-08-22	TI	2100.47	140.81	6.71	-1.77	2090.29	176.84	8.42	-1.98	2131.76	Vertical	Doble Permeabilidad	Infinito	Alto
LGA-041	2018-03-23	TI	1866.02	244.73	11.65	2.04	1879	234.48	11.17	1.76	1922.16	Vertical	Homogéneo	Infinito	Alto
LGA-045	2014-02-03	TI	1437.50	129.72	7.63	0.73	1451.33	129.1	7.59	1.89	1481.64	Vertical	Doble Permeabilidad	Límite de presión constante	Medio
LGA-046	2008-06-29	TI	4055.40	18995.40	791.48	30.95	4057.78	18404.7	766.86	29.81	4196.75	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas	Alto
LGAB-009B	2005-06-11	TI	2200.78	810.18	27	-2.28	2013.6	766.32	25.54	-2.57	2354.80	Vertical	Homogéneo	Intersección de fallas	Alto
LGAH-031	2015-02-06	T	2490.28	3278.87	163.94	5.69	2491.24	3247.07	162.35	5.58	2587.58	Vertical	Doble Porosidad PSS	Infinito	Alto
LGAH-031	2015-02-25	TI	2482.80	3685.97	614.33	36.08	2439.23	3652.1	608.68	35.41	2596.94	Vertical	Homogéneo	Rectangular	Alto
LGAH-031	2015-03-03	TS	2031.35	172.61	17.26	-1.6	1978.71	163.09	16.31	-1.8	2143.83	Vertical	Homogéneo	Circular cerrado.	Alto
LGAH-031	2018-10-12	T	1700.25	56.09	2.55	-2	1646.58	77.15	3.51	-1.38	1795.43	Fractura conductividad finita	Homogéneo	Infinito	Alto

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.



**Tabla 16.** Resultados de análisis de presiones arena “U”, “U” Inferior, “U” Superior, criterios alto, medio y bajo.

GENERALIDADES			RESULTADOS @ PROFUNDIDAD DEL SENSOR						RES. @ MP		MODELOS DE INTERPRETACIÓN				Criterio	
POZO	FECHA	ARENA	DERIVADA			HORNER			Pi (psi)	DERIVADA	Pi (psi)	Almacenamiento	Pozo	Reservorio	Límite	
			kh (md.ft)	k (md)	Skin	kh (md.ft)	k (md)	Skin								
LGA-015	1991-03-31	UI	3685.38	1093.56	78.11	4.45	4.45	3592.95	1062.71	75.91	4.46	Variable	Vertical	Rectangular	Infinito	Medio
LGA-025	2013-11-21	UI	1254.47	13.02	0.46	-2.9	-2.03	1446	135	4.8	-2.03	Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito	Bajo
LGA-030	1996-06-10	UI	2253.50	535.5	17.85	10.74	2289.32	586	586	19.53	12.23	Variable	Vertical	Homogéneo	Límite de presión constante	Medio
LGA-030	2002-03-21	UI	2037.1	637.66	21.26	7.63	2032.85	591.67	19.72	6.37	2053.67	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Alto
LGA-030	2004-07-14	UI	845.91	220.97	7.37	-2.81	835.35	262.54	8.75	-2.51	874.17	Variable	Vertical	Radial compuesto	Infinito	Alto
LGA-030	2019-05-02	UI	1312.19	74.04	2.47	-2.9	1287.91	85.30	2.84	-2.61	1381.26	Variable	Vertical	Doble permeabilidad	Infinito	Alto
LGA-034	2015-05-15	UI	2097.01	27.89	2.54	-4.12	2221.97	28.12	2.56	-3.96	2153.99	Variable	Fractura de conductividad infinita	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto
LGA-034	2015-05-24	US	2068.98	233.79	11.68	-4.25	2114.67	230.40	11.5	-5.17	2110.86	Constante	Fractura de conductividad finita	Homogéneo	Infinito	Medio
LGA-034	2015-06-08	U	2041.57	224.58	9.36	-3.86	1729.17	232.64	9.69	-3.92	2091.29	Constante	Fractura de conductividad finita	Homogéneo	Falla Paralela	Alto
LGA-036	2014-12-10	UI	1934.49	585.15	65.01	52.84	1778.6	475.9	52.87	37.39	2082.63	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Bajo
LGA-038	1999-10-21	U	4305.36	634.98	31.75	-2.33	4131.96	440.73	22.04	-3.19	4333.32	Variable	Vertical	Radial compuesto	Infinito	Bajo
LGA-038	2005-02-07	U	2022.85	224.67	11.23	6.51	2027.7	174.5	8.73	3.6	2052.76	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Alto
LGA-038	2005-06-04	U	2162.8	293.68	14.68	3.31	2309.81	78.18	3.9	-3	2193.32	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Bajo
LGA-038	2005-06-05	US	3495.54	239.45	19.95	-1.61	3442.74	182.69	15.22	-2.1	3535.58	Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito	Medio
LGA-024	2002-06-22	UI	3326.84	1176.64	84.04	18.51	3303	1356.57	96.9	21.94	3335.65	Variable	Vertical	Homogéneo	Falla Simple	Alto
LGA-049	2008-11-01	UI	1897.6	2208.55	110.43	27.46	1868.6	2518.14	115.52	28.73	1966.99	Variable	Vertical	Homogéneo	Fallas paralelas	Alto
LGA-049	2014-08-19	UI	2429.35	1685.66	84.28	4.53	2417.95	1622.21	81.11	4.07	2539.52	Variable	Vertical	Homogéneo	Rectangular	Medio
LGA-049	2017-01-04	UI	2197.1	2222	105.81	0.35	2199.69	2153.23	102.54	0.17	2223.85	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla Simple	Alto
LGAH-031	2003-11-02	UI	2779.18	274.58	10.98	-0.91	2620	268.72	10.75	-1.55	2789.22	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito	Medio
LGAH-063	2017-07-25	UI	2794.89	38.45	1.83	0	2601	52.79	2.51	-4.5	2855.79	Constante	Fractura de conductividad infinita	Homogéneo	Rectangular	Alto
												Constante	Fractura de conductividad infinita	Homogéneo	Infinito	Bajo

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 17.** Resultados del análisis de pruebas de presión arena Basal tena, criterios alto, medio y bajo

GENERALIDADES			RESULTADOS @ PROFUNDIDAD DEL SENSOR						MODELOS DE INTERPRETACIÓN				Criterio	
POZO	FECHA	ARENA	DERIVADA			HORNER			RES. @ MP	Almacenamiento	Pozo	Reservorio	Limite	Criterio
			Pi (psi)	kh (md.ft)	k (md)	Skin	Pi (psi)	kh (md.ft)						
LGA-012	2014-11-12	BT	2369.33	8580.62	953.4	-2.86	1901	8297	921	-2.81	2444.42	Homogéneo	Intersección de fallas	Bajo
LGA-012	2015-02-20	BT	574.044	407.77	45.3	0.11	552.48	415.7	46.18	0.11	647.55	Homogéneo	Intersección de fallas	Alto
LGA-021	2003-01-07	BT	1710.53	616.51	44.04	0.318	1678.62	614.94	43.92	0.27	1799.85	Homogéneo	Fallas paralelas	Alto
LGA-022	2005-10-04	BT	1839.22	2785.94	154.78	-0.51	1664.31	2749.43	152.75	-0.72	1863.72	Homogéneo	Límite de presión constante	Medio
LGA-025	2015-10-18	BT	1550.08	118.83	9.14	-2.82	1537.92	107.92	8.3	-3.189	1634.13	Homogéneo	Intersección de fallas	Alto
LGA-034	2011-08-12	BT	2193.82	40.64	4.06	0.13	2105	46.51	4.65	-3.51	2237.14	Homogéneo	Infinito	Alto
LGA-036	2008-02-16	BT	763.49	292.81	16.26	-2.28	784.54	241.72	13.42	-2.77	777.69	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto
LGA-036	2014-06-07	BT	730.42	277.86	23.15	-1.05	632.25	240.75	20.06	-1.52	744.37	Homogéneo	Rectangular	Alto
LGA-037	2009-07-25	BT	904.54	417.57	29.82	-1.89	898.5	274.48	19.6	-3.017	1044.61	Homogéneo	Intersección de fallas	Alto
LGA-045	2014-12-02	BT	829.36	178.861	19.87	0.873	839.12	144.26	16.03	-0.43	846.8	Homogéneo	Infinito	Alto
LGAE-024	2014-10-31	BT	650.44	163.724	13.64	-1.09	676.77	145.65	12.14	-1.36	686.92	Radial Compuesto	Infinito	Alto
LGAF-029	2008-01-10	BT	975.5	73.97	6.16	-3.13	1112	94.059	7.83	-2.71	984.93	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto
LGAG-050	2011-11-23	BT	608.13	1344.58	74.69	7.73	621.59	1172.31	65.12	5.79	667.75	Homogéneo	Límite de presión constante	Alto
LGAG-050	2011-12-04	BT	649.75	802.89	44.6	-2.04	653.27	698.93	38.82	1.4	684.72	Homogéneo	Infinito	Alto
LGAG-051	2009-06-18	BT	1011.41	4872.32	304.52	2.81	1008.83	4789.95	299.37	2.57	1035.05	Homogéneo	Falla simple	Medio

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 18.** Resultados del análisis de pruebas de presión, arena Hollín Inferior, criterio no válido.

GENERALIDADES			Comentario	Criterio
Pozo	Fecha	Arena		
LGA-045	2004-11-26	HI	Distorsión de los datos de la derivada, la data es errónea.	No válido
LGAE-024	2015-06-23	HI	Distorsión de los datos de la derivada, la data es errónea	No válido
LGAE-040	2008-09-04	HI	Distorsión de los datos de la derivada, la data es errónea	No válido
LGAE-049	2008-10-23	HI	No hay data de producción.	No válido
LGAF-047	2008-12-10	HI	Distorsión de los datos de la derivada, la data es errónea	No válido
LGAG-050	2019-03-24	HI	No presenta acumulación de presión.	No válido
LGAH-055	2014-10-03	HI	No presenta acumulación de presión.	No válido

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 19.** Resultados del análisis de pruebas de presión, arena Hollín Superior, criterio no válido.

GENERALIDADES			Comentario	Criterio
Pozo	Fecha	Arena		
LGA-004	2009-09-05	HS	No se ajusta a ningún modelo, problema mecánico, data cruda errónea.	No válido
LGA-017	2017-03-27	HS	No existe prueba de restauración de presión.	No válido
LGA-030	2019-04-21	HS	Solo presenta la prueba de BUP, pero no presenta datos generales, ni producción.	No válido
LGA-032	2018-08-03	HS	No se encuentra en base de datos PAM.	No válido
LGA-034	1992-11-26	HS	Tiempo de cierre muy corto.	No válido
LGA-036	2019-09-04	HS	Distorsión de los datos, derivada, la data es errónea.	No válido
LGA-037	2016-07-15	HS	No se encuentra en base de datos PAM.	No válido
LGA-037	2017-07-10	HS	Distorsión de los datos, derivada, la data es errónea.	No válido
LGA-041	2019-06-10	HS	Distorsión de los datos, derivada, la data es errónea.	No válido
LGA-045	2014-02-10	HS	Distorsión de los datos, derivada, la data es errónea.	No válido
LGAE-040	2012-12-21	HS	No se encuentra en base de datos PAM.	No válido
LGAF-048	2008-11-10	HS	La prueba es un Drawdown.	No válido
LGAG-044	2016-04-24	HS	Distorsión de los datos, derivada, la data es errónea.	No válido
LGAH-060	2014-11-27	HS	No existe suficiente información.	No válido
LGAH-060	2015-07-26	HS	La prueba no presenta una estabilización, se considera como data errónea.	No válido
LGAI-043	2018-10-02	HS	El tiempo de cierre es muy corto.	No válido

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 20.** Resultados del análisis de pruebas de presión, arena Hollín Inferior + Hollín Superior, criterio no válido.

GENERALIDADES			Comentario	Criterio
Pozo	Fecha	Arena		
LGA-001	2004-01-06	H	Periodo de cierre muy corto, data cruda errónea	No válido
LGA-002	2001-11-07	H	Diferencia entre resultados de Horner y derivada. Modelo no válido, data cruda errónea.	No válido
LGA-003	1995-12-13	H	Data cruda errónea, presenta pocos puntos de presión.	No válido
LGA-003	1997-03-07	H	Data cruda errónea, presenta pocos puntos de presión.	No válido
LGA-006	1980-04-22	H	Data cruda errónea e insuficientes datos.	No válido
LGA-014	1988-10-06	H	No presenta datos suficientes	No válido
LGA-015	1980-03-02	H	Data cruda errónea, distorsión de la gráfica derivada.	No válido
LGA-018	1997-11-08	H	Data cruda errónea, no hubo un buen sello y declina la presión.	No válido
LGA-020	1971-02-21	H	Data cruda errónea e insuficientes datos.	No válido
LGA-026	1993-02-12	H	Data cruda errónea, tiempo de cierre muy corto.	No válido
LGA-027	1979-03-03	H	No presenta datos de acumulación de presión.	No válido
LGA-027	1981-12-23	H	Tiempo de cierre corto.	No válido
LGA-033	2000-07-28	H	Data cruda errónea, ya que presenta distorsión la curva de presión y derivada.	No válido
LGA-035	2013-08-17	H	No hay cierre para acumulación de presión.	No válido
LGAB-009B	1976-06-05	H	Tiempo de cierre corto.	No válido

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 21.** Resultados del análisis de pruebas de presión, arena "T" Inferior.

GENERALIDADES			Comentario	Criterio
Pozo	Fecha	Arena		
LGA-009	1995-08-08	TI	Data cruda errónea, efecto de almacenamiento prolongado.	No válido
LGA-009	2013-12-13	TI	No hay información en base de datos PAM.	No válido
LGA-041	2015-08-13	TI	Problema mecánico, data cruda errónea.	No válido
LGA-041	2018-06-06	TI	No se encuentra en base de datos PAM	No válido
LGAA-046	2014-02-10	TI	No hay información en base de datos PAM.	No válido
LGAB-009B	1983-02-11	TI	Periodo de cierre muy corto	No válido

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 22.** Resultados del análisis de pruebas de presión, arena "U" Inferior y "U" Superior, criterio no válido.

GENERALIDADES			Comentario	Criterio
Pozo	Fecha	Arena		
LGA-038	2013-07-10	UI	No se encuentra en la base de datos PAM	No válido
LGA-038	2017-07-13	UI	No hay cierre para acumulación de presión	No válido
LGAJ-052	2014-11-01	US	No hay información de producción	No válido

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### 3.2 Comparación de resultados de las pruebas de presión

Una vez realizada la interpretación de las pruebas de presión correspondientes a las arenas Hollín Inferior, Hollín Superior, "T" Inferior, "T" Superior, "U" Inferior, "U" Superior y Basal Tena, los resultados de los parámetros de reservorio de las interpretaciones que obtuvieron un criterio alto y medio fueron comparados con los resultados de interpretaciones anteriores.

Los resultados actuales respecto a los anteriores presentan una gran similitud en la mayoría de los valores de presión, lo cual genera confiabilidad en el trabajo realizado.

En cuanto a los valores de permeabilidad, existe menor similitud en los resultados, debido al diferente criterio de interpretación y la data PVT utilizada. En el presente trabajo se utilizó la data PVT oficial disponible en Petroamazonas EP, mientras que en las interpretaciones previas se utilizaron distintos datos PVT, que en su mayoría fueron calculados mediante correlaciones.

Las Tablas 23, 24, 25, 26 y 27, presentan una comparación de los resultados obtenidos en la interpretación actual y la interpretación anterior.

**Tabla 23.** Comparación de los resultados válidos de la arena HI con interpretaciones anteriores.

GENERALIDADES			RESULTADOS, MÉTODO DE LA DERIVADA			
			Nueva Interpretación		Interpretación anterior	
Pozo	Fecha	Arena	Pi (psi) @ MP	k (md)	Pi (psi) @ MP	k (md)
LGA-002	1996-06-20	HI	4038.53	42.95	4024	42.28
LGA-002	2001-06-23	HI	3973.99	61.94	3932	-
LGA-018	2019-07-19	HI	4305	215.60	-	-
LGA-030	2018-05-08	HI	3331.27	2.83	3310	1.02
LGA-033	1994-10-27	HI	4185.22	71.87	4393	11
LGA-038	2017-10-16	HI	4311.07	375.61	4305.05	439
LGA-045	2004-10-30	HI	4332.7	595.78	4293	250.98
LGAA-046	2007-05-01	HI	4332.31	192.97	4383.05	188
LGAF-042	2009-01-02	HI	4340.32	633.28	4234	160.65
LGAF-047	2009-10-16	HI	4334.46	12.65	4308	19.4
LGAJ-064	2019-07-08	HI	4252.57	52.02	4238.13	14.77

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 24.** Comparación de los resultados válidos de la arena HS con interpretaciones anteriores.

GENERALIDADES			RESULTADOS, MÉTODO DE LA DERIVADA			
			Nueva Interpretación		Interpretación anterior	
Pozo	Fecha	Arena	Pi (psi) @ MP	k (md)	Pi (psi) @ MP	k (md)
LGA-004	2013-01-11	HS	3252.58	10.66	3300.16	13.2
LGA-013	2015-07-09	HS	3899	9.4	3788	6.28
LGA-023	1993-06-24	HS	3889.53	13.74	3914	-
LGA-027	2002-11-21	HS	3809.8	22.16	3765.81	17.36
LGA-027	2013-04-27	HS	3859.57	22.08	3815.45	6.83
LGA-027	2015-04-10	HS	3847.25	6.71	3595.75	6.1
LGA-027	2017-08-31	HS	3470.72	21.31	-	-
LGA-032	1998-05-11	HS	4245.97	37.67	4244	2
LGA-036	2015-09-26	HS	3303.83	13.82	3290.64	23.4
LGA-037	2014-07-16	HS	2938.64	105.68	2952.97	32.56
LGA-037	2014-07-23	HS	2975.11	114.05	3002.75	34
LGA-037	2015-11-05	HS	3273.44	129.8	3278.93	69.5
LGA-038	1995-03-02	HS	3953.32	71.7	3991	33.42
LGA-038	2017-10-29	HS	3602.77	11.37	-	4.39
LGA-041	2004-03-23	HS	4569.08	22.35	4557.86	-
LGA-041	2019-05-18	HS	3530.18	2.39	3502.01	2.92
LGA-045	2017-01-22	HS	2386.92	9	-	-
LGAA-046	2007-10-31	HS	4243.62	33.69	4217.02	31.69
LGAA-046	2007-11-06	HS	4216.25	33.56	4224.14	16.83
LGAC-011	2013-01-30	HS	3803.53	43	3555.9	-
LGAE-024	2015-07-07	HS	3873.76	55.2	3848.11	54.6
LGAF-042	2009-09-13	HS	2973.17	27.2	2689.66	8.16
LGAF-042	2011-01-30	HS	2476.33	8.08	2874.97	6.0382
LGAF-042	2013-06-12	HS	3071	19.47	2977.62	6.57
LGAF-047	2009-03-10	HS	3898.78	6.84	3895	10
LGAF-048	2008-11-15	HS	3806.37	56.72	3826.68	47
LGAF-048	2012-08-07	HS	3784.62	49.38	3663.94	32.7
LGAG-044	2004-12-05	HS	3820.35	48	-	-
LGAG-044	2012-07-07	HS	3976.81	11.68	4285.32	14
LGAG-050	2009-09-30	HS	4169.35	134.45	4149.19	137
LGAI-043	2003-05-30	HS	4245.79	27.0931	4307.32	25
LGAI-043	2003-10-31	HS	3691.2	7.37	3667	9.45
LGAI-043	2018-05-04	HS	3690.71	2.93	3832.62	2.96
LGAJ-039	1998-09-01	HS	4163.66	50	4206	89.54
LGAJ-039	2012-05-12	HS	3567.82	42.72	3445.6	18.55
LGAJ-039	2018-07-21	HS	2660.65	9.31	-	-

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 25.** Comparación de los resultados válidos de las arenas TI, TS y T con interpretaciones anteriores.

GENERALIDADES			RESULTADOS, MÉTODO DE LA DERIVADA			
			Nueva Interpretación		Interpretación anterior	
Pozo	Fecha	Arena	Pi (psi) @ MP	k (md)	Pi (psi) @ MP	k (md)
LGA-013	2004-03-09	TI	2140.32	769.63	1688	-
LGA-017	1994-10-04	T	2993.79	4.55	3462	2
LGA-017	2005-04-22	T	2321.4	10.1	1737	4.03
LGA-017	2007-07-10	T	1350.11	6.96	1151.4	2.73
LGA-034	1996-08-25	T	2699.06	707.75	2687	-
LGA-034	2015-05-08	TI	2370.24	372.4	-	377
LGA-037	2014-07-30	TI	2780.4	69.5	2694	110
LGA-041	2017-08-22	TI	2131.76	6.71	-	5
LGA-041	2018-03-23	TI	1922.16	11.65	2051	1.29
LGA-045	2014-02-03	TI	1481.64	7.63	1498.03	23.6
LGAA-046	2008-06-29	TI	4196.75	791.48	4192	29.7
LGAB-009B	2005-06-11	TI	2354.8	27	2076.5	3.937
LGAB-031	2015-02-06	T	2587.58	163.94	2601	218
LGAB-031	2015-02-25	TI	2596.94	614.33	2596.56	451
LGAB-031	2015-03-03	TS	2143.83	17.26	2101	37.5
LGAB-031	2018-10-12	T	1795.43	2.55	1730	5

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 26** Comparación de los resultados válidos de las arenas UI, US y U con interpretaciones anteriores.

GENERALIDADES			RESULTADOS, MÉTODO DE LA DERIVADA			
			Nueva Interpretación		Interpretación anterior	
Pozo	Fecha	Arena	Pi (psi) @ MP	k (md)	Pi (psi) @ MP	k (md)
LGA-015	1991-03-31	UI	3712.39	78.11	3585	-
LGA-030	1996-06-10	UI	2340.19	17.85	2410	25
LGA-030	2002-03-21	UI	2053.67	21.25	2050	10
LGA-030	2004-07-14	UI	874.17	7.37	842.99	9.69
LGA-030	2019-05-02	UI	1381.26	2.47	1419.07	1.2824
LGA-034	2015-05-15	UI	2153.99	2.54	2212.58	20
LGA-034	2015-05-24	US	2110.86	11.68	2196.84	20.04
LGA-034	2015-06-08	U	2091.29	9.36	-	-
LGA-038	2005-02-07	U	2052.76	11.23	2036	3.05
LGAB-009B	2005-06-05	US	3535.58	19.95	3455	16.35
LGAE-024	2002-06-22	UI	3335.65	84.04	3372.81	27
LGAE-049	2008-11-01	UI	1966.99	110.43	1977	102
LGAE-049	2014-08-19	UI	2539.52	84.28	2493	101
LGAE-049	2017-01-04	UI	2223.85	105.81	-	-
LGAB-031	2003-11-02	UI	2789.22	10.98	2423	3.31

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

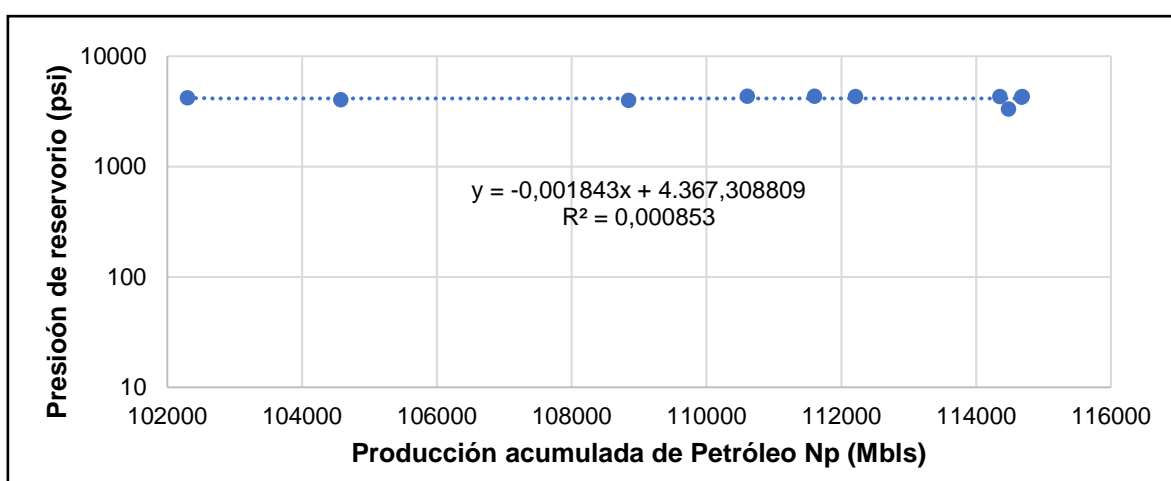
**Tabla 27.** Comparación de los resultados válidos de la arena BT con interpretaciones anteriores.

GENERALIDADES			RESULTADOS, MÉTODO DE LA DERIVADA			
			Nueva Interpretación		Interpretación anterior	
Pozo	Fecha	Arena	Pi (psi) @ MP	k (md)	Pi (psi) @ MP	k (md)
LGA-012	2015-02-20	BT	647.55	45.3	637.08	81.5
LGA-021	2003-01-07	BT	1799.85	44.03	1808.2	48
LGA-022	2005-10-04	BT	1863.72	154.77	1713.5	455
LGA-025	2015-10-18	BT	1634.13	9.14	1521.08	5
LGA-034	2011-08-12	BT	2237.17	4.06	1939.32	9.6
LGA-036	2008-02-16	BT	777.69	16.26	776	29.7
LGA-036	2014-06-07	BT	744.37	23.15	676.66	34.4
LGA-037	2009-07-25	BT	1044.61	29.82	940	18.7
LGA-045	2014-12-02	BT	846.8	19.87	839	21.1
LGAE-024	2014-10-31	BT	686.92	13.64	722.6	13
LGA-029	2008-01-10	BT	984.93	6.16	957.73	6.243
LGAG-050	2011-11-23	BT	667.75	74.69	666.1	32.91
LGAG-050	2011-12-04	BT	684.72	44.6	689	36.1
LGAG-051	2009-06-18	BT	1035.05	304.52	1033.99	258

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

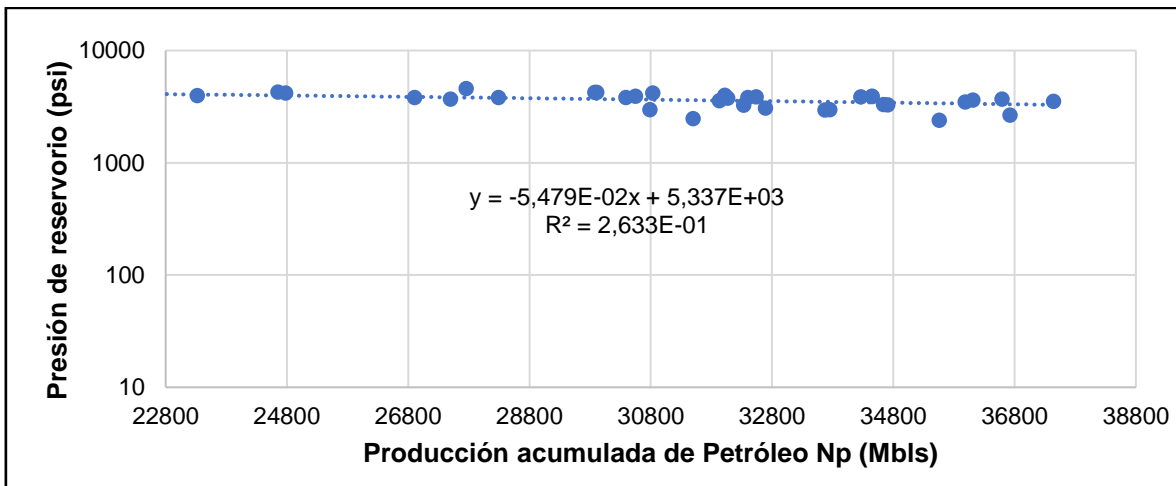
### 3.3 Presión actual

Para el cálculo de la presión actual en los pozos de las arenas HI, HS, TI, UI y BT se obtuvo una declinación de 0.001843, 0.05479, 0.3899, 0.4044 y 0.1580 (Psi/Mbbls) respectivamente, calculadas con la declinación de la presión en función de la producción, presentadas en las Figuras 71,72,73,74,75.

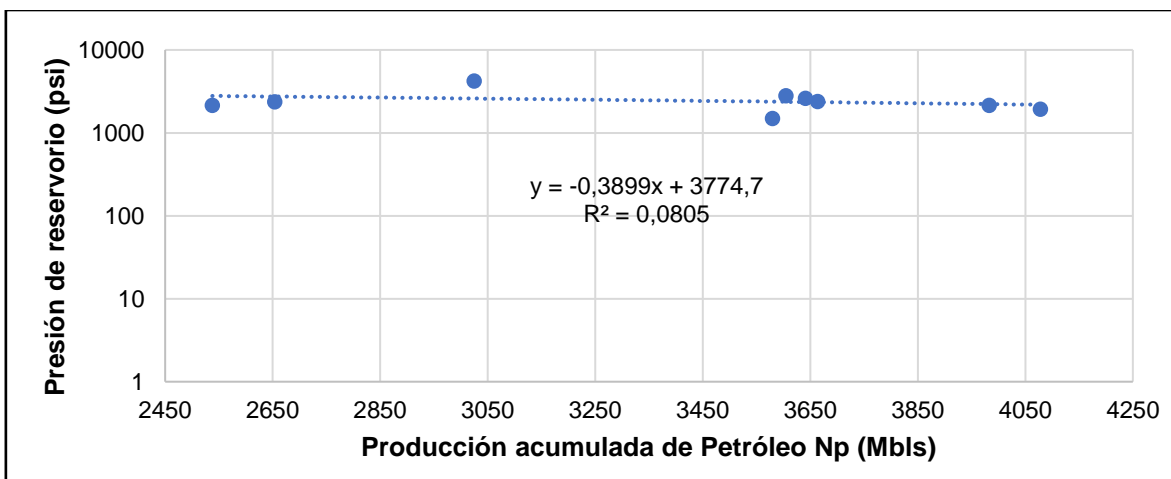
**Figura 71.** Declinación de la presión arena Hollín Inferior.

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

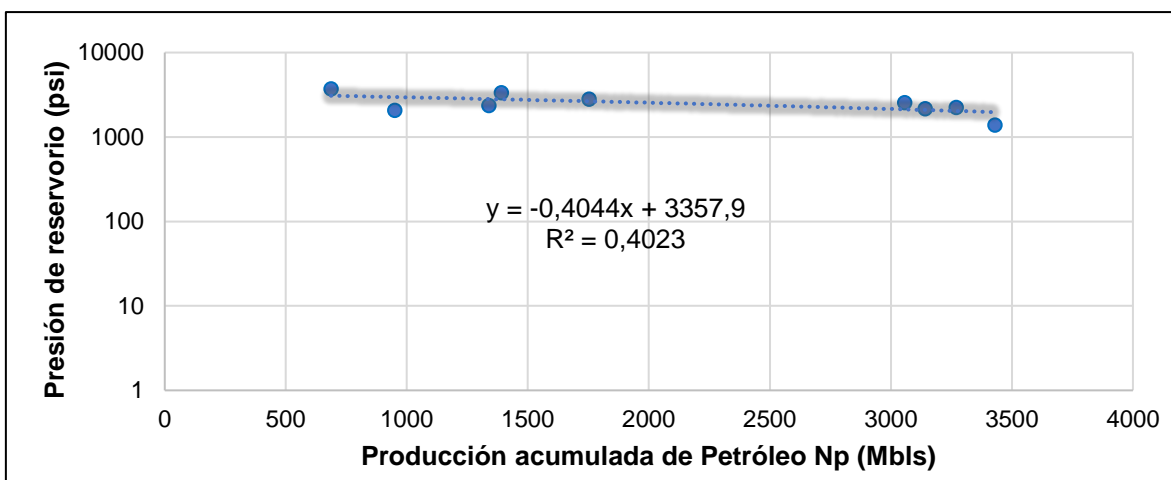




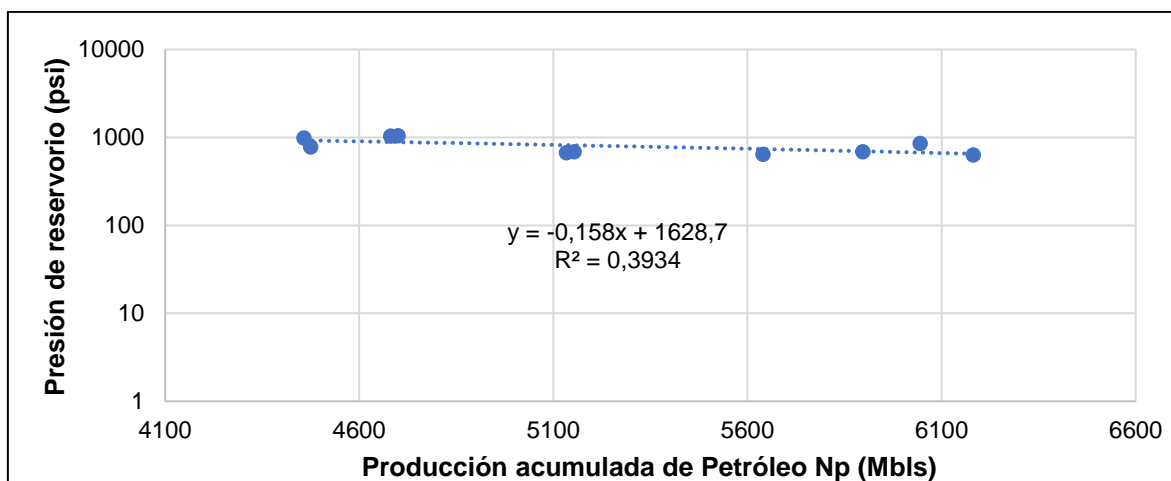
**Figura 72.** Declinación de la presión arena Hollín Superior.  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 73.** Declinación de la presión arena "T" Inferior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 74.** Declinación de la presión arena "U" Inferior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 75.** Declinación de la presión arena Basal Tena

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

En las Tablas 28, 29, 30, 31 y 32 se puede observar las presiones interpretadas corregidas a mitad de los perforados y las presiones estimadas a febrero de 2020.

**Tabla 28.** Presiones actuales de la arena Hollín Inferior

GENERALIDADES			PRESIÓN (psi)	
Pozo	Fecha	Arena	@ Build up	@ febr. 2020
LGA-002	2001-06-23	HI	3973.99	3963.01
LGA-018	2019-07-19	HI	4305.00	4304.79
LGA-030	2018-05-08	HI	3331.27	3330.69
LGA-033	1994-10-27	HI	4185.22	4162.18
LGA-038	2017-10-16	HI	4311.07	4310.24
LGA-045	2004-10-30	HI	4332.70	4324.97
LGAA-046	2007-05-01	HI	4332.31	4326.42
LGAF-042	2009-01-02	HI	4340.32	4335.55
LGAF-047	2009-03-03	HI	4334.46	4329.84
LGAJ-064	2019-07-08	HI	4252.57	4252.34

**Elaborado:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 29.** Presiones actuales de la arena Hollín Superior

GENERALIDADES			PRESIÓN (psi)	
Pozo	Fecha	Arena	@ Build up	@ febr. 2020
LGA-004	2013-01-11	HS	3252.58	2942.47
LGA-013	2015-07-09	HS	3899.35	3705.43
LGA-023	1993-06-24	HS	3889.54	3043.84
LGA-027	2017-08-31	HS	3470.72	3360.72
LGA-032	1998-05-11	HS	4245.97	3515.15
LGA-036	2015-09-26	HS	3303.83	3120.26
LGA-037	2015-11-05	HS	3273.44	3093.65

GENERALIDADES			PRESIÓN (psi)	
Pozo	Fecha	Arena	@ Build up	@ febr. 2020
LGA-038	2017-10-29	HS	3602.77	3499.78
LGA-041	2019-05-18	HS	3530.18	3499.95
LGA-045	2017-01-22	HS	2386.92	2253.69
LGAA-046	2007-11-06	HS	4216.25	3773.63
LGAC-011	2013-01-30	HS	3803.53	3497.20
LGAE-024	2015-07-07	HS	3873.76	3679.84
LGAF-042	2013-06-12	HS	3071.00	2780.78
LGAF-047	2009-03-10	HS	3898.78	3491.06
LGAF-048	2012-08-07	HS	3754.99	3430.53
LGAG-044	2012-07-07	HS	3976.81	3649.66
LGAG-050	2009-09-30	HS	4169.35	3777.12
LGAJ-043	2018-05-04	HS	3690.71	3614.18
LGAJ-039	2012-05-12	HS	3567.82	3235.80

**Elaborado:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 30.** Presiones actuales de la arena “T” Inferior

GENERALIDADES			PRESIÓN (psi)	
Pozo	Fecha	Arena	@ Build up	@ febr. 2020
LGA-013	2004-03-09	TI	2140.32	1456.70
LGA-034	2015-05-08	TI	2370.24	2125.77
LGA-037	2014-07-30	TI	2780.40	2512.92
LGA-041	2018-03-23	TI	1922.16	1839.11
LGA-045	2014-02-03	TI	1481.64	1204.42
LGAA-046	2008-06-29	TI	4196.75	3703.14
LGAB-009B	2005-06-11	TI	2354.80	1712.63
LGAH-031	2015-02-25	TI	2596.94	2343.50

**Elaborado:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 31.** Presiones actuales de la arena “U” Inferior

GENERALIDADES			PRESIÓN (psi)	
Pozo	Fecha	Arena	@ Build up	@ febr. 2020
LGA-015	1991-03-31	UI	3712.39	2593.01
LGA-030	2019-05-02	UI	1381.26	1371.15
LGA-034	2015-05-16	UI	2153.99	2027.42
LGAE-024	2002-06-22	UI	3335.65	2500.97
LGAE-049	2017-01-04	UI	2223.85	2149.03
LGAH-031	2003-11-02	UI	2789.22	2101.33

**Elaborado:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 32.** Presiones actuales de la arena Basal Tena

GENERALIDADES			PRESIÓN (psi)	
Pozo	Fecha	Arena	@ Build up	@ febr. 2020
LGA-012	2015-02-20	BT	647.55	559.39
LGA-021	2003-01-07	BT	1799.85	1169.43
LGA-022	2005-10-04	BT	1863.72	1402.99
LGA-025	2015-10-18	BT	1634.13	1606.32
LGA-034	2011-08-12	BT	2237.14	1976.76
LGA-036	2014-06-07	BT	744.37	570.57
LGA-037	2009-07-25	BT	1044.61	722.29
LGA-045	2014-12-02	BT	846.8	736.99
LGAE-024	2014-10-31	BT	686.92	553.73
LGAF-029	2008-01-10	BT	984.93	624.37
LGAG-050	2011-12-04	BT	684.72	434.14
LGAG-051	2009-06-18	BT	1035.05	709.73

**Elaborado:** Cárdenas U. & Torres J.

A continuación, se describen los resultados de la presión de reservorio estimada a febrero de 2020:

#### **a) Arena Hollín Inferior**

La arena Hollín Inferior presenta valores de presión altos y una declinación de presión muy baja. La presión inicial es de 4485 psi, y la presión promedio de la arena a febrero de 2020 es de 4164 psi, lo que representa una caída del 7.15% de la presión. Este fuerte mantenimiento de presión hace referencia al comportamiento típico de la arena Hollín inferior en la cuenca, el cual responde al mecanismo de producción por empuje Hidráulico. En la Figura 86 de Anexo 3, a pesar de la presencia de pocos puntos se infiere que la tendencia corresponde a un mecanismo de producción por empuje hidráulico y cierta influencia de segregación gravitacional.

#### **b) Arena Hollín Superior**

La arena Hollín Superior presenta valores de presión altos, sin embargo, tiene una mayor declinación de la presión con respecto a Hollín Inferior. La presión inicial es de 4485 psi, y la presión promedio a febrero de 2020 de la arena es 3348 psi, lo que representa una caída de presión del 25.34 % con respecto a la presión inicial. De acuerdo con la Figura 87 del Anexo 3, se infiere que el mecanismo de producción que predomina es el empuje hidráulico con cierta influencia de segregación gravitacional. En esta arena el empuje hidráulico es más débil en relación con Hollín Inferior, sin embargo, presenta un buen mantenimiento de la presión.

**c) Arena “T” Inferior**

La arena T Inferior presenta un comportamiento heterogéneo por parte de la presión, con un valor inicial de 4417 psi y una presión promedio a febrero de 2020 de 2112 psi, lo que representa el 52.17% de caída de la presión con respecto a la presión inicial. Este porcentaje de caída de presión se atribuye a que los mecanismos de producción de esta arena están asociados a expansión roca-fluido y gas en solución, como se puede observar en la Figura 88 del Anexo 3.

Adicionalmente, no se descarta la presencia de una entrada de agua que aporta parcialmente al mantenimiento de la presión, esto en base a la literatura de la cuenca y la producción de agua que presenta esta arena.

**d) Arena “U” Inferior**

La arena U Inferior presenta una presión inicial de 4195 psi y una presión promedio a febrero de 2020 de 2123.81 psi, lo que representa el 49.37% de caída de la presión con respecto a la presión inicial. Este decremento de presión es atribuible a que el mecanismo de producción de esta arena está asociado a la expansión roca-fluido con ligera contribución de gas en solución, lo cual se infiere de la Figura 89 del Anexo 3. Además, en base al comportamiento en general de esta arena en la cuenca oriente y a la alta producción de agua que presenta, no se descarta la posible presencia de una entrada de agua que aporta parcialmente al mantenimiento de la presión.

**e) Arena Basal Tena**

Esta arena presenta un comportamiento de la presión heterogéneo, ya que presenta un grupo de presiones muy bajas (434-737 psi) y otro de presiones más altas (1403-1976 psi). Esta arena presenta una presión inicial de 3500 psi y la presión promedio a febrero de 2020 es de 922.22 psi, lo que representa el 73.65% de la caída de presión con respecto a la presión inicial.

De la Figura 90 de Anexo 3, se infiere que los mecanismos de producción en este reservorio están asociados al empuje por gas en solución y parcialmente a la expansión roca-fluido, lo cual ratifica que no existe un buen mantenimiento de presión de esta arena.

### 3.4 Mapas de presión y permeabilidades

#### 3.4.1 Mapas de presión

Los resultados de la presión actual (febrero de 2020) y las coordenadas de cada uno de los pozos en análisis se presentan en las Tablas 33, 34, 35, 36 y 37. A partir de estos datos se generaron los mapas de presiones para las arenas HI, HS, TI, UI y BT ilustrados en las Figuras 76, 77, 78, 79 y 80.

Los mapas de presión están representados en una escala de colores que va desde naranja, amarillo a verde, la cual representa un cambio descendente de los valores de presión. Los pozos que se utilizaron para la generación de los mapas se encuentran ploteados de color rojo con su nomenclatura en color azul, además se presenta el valor de la presión de cada uno.

A continuación, se realiza una descripción de los mapas obtenidos:

##### a) Hollín Inferior

El mapa de presiones de la arena Hollín Inferior ilustrado en la Figura 76, en general presenta altas presiones con valores entre 3330 - 4335 psi. No obstante, en la zona Norte de la estructura alrededor del pozo LGA-030, se evidencia un decaimiento de la presión con valores entre 3330 - 3900 psi, lo cual es atribuible a los altos acumulados de producción de los pozos LGA-002, LGA-18, LGA-024 y LGA-012.

La producción acumulada de la arena Hollín Inferior es bastante grande como se puede observar en el mapa de acumulados de la Figura 91 del Anexo 4, sin embargo, la presión se mantiene, debido a que en este reservorio el mecanismo de producción que predomina es el empuje por intrusión de agua.

##### b) Hollín Superior

Los valores de presión de la arena Hollín Superior ilustrados en la Figura 77, se encuentran entre 2253 - 3777 psi. En la zona Norte de la estructura se observa una reducción de la presión con valores entre 2800-3300 psi lo cual se atribuye a la alta producción acumulada de los pozos LGA-018, LGA-012, LGA-010, LGA-023, LGAF-048 y LGA-023. Esta zona se encuentra bordeada en su extremo "Este" con valores de alta presión entre 3600 - 3777psi, por otro lado, en su extremo Oeste se presentan valores entre 3400 - 3600 psi.

Al Sur de la estructura las presiones se encuentra focalizadas en dos áreas , la primera se localiza próxima al centro del campo que presenta valores de presión alta entre 3500-3773 psi, mientras que la segunda área ubicada hacia el extremo Sur, presenta la mayor declinación de presión con valores entre 2200-3300 psi, la cual se atribuye a la alta producción acumulada de los pozos LGA-027, LGAJ-039, LGA-015 y LGA-021, como se puede observar en la Figura 92 del Anexo 4.

#### **c) “T” Inferior**

Los valores de presión de la arena “T” Inferior se encuentran en un rango de 1200 - 3700 psi. En el mapa de presiones presentado en la Figura 78, se puede observar que los valores de presión más altos se encuentran localizados al Noreste de la estructura y en un área reducida de la parte Central, con valores de presión entre 2000-3700 psi. Por otro lado, en la zona Noroeste y Sur de la estructura se presentan bajas presiones con valores entre 1200 - 2000 psi, esto debido a la producción acumulada, ver Figura 93 del Anexo 4.

#### **d) “U” Inferior**

El mapa de presiones de la arena “U” Inferior ilustrado en la Figura 79, presenta valores de presión que se encuentran en un rango 1300 - 2600 psi.

En la zona Norte de la estructura se presentan valores de presión entre 2100 - 2500 psi, que disminuyen hacia el extremo Noreste a valores menores a 1700 psi, esto atribuible a los acumulados de producción, ver Figura 94 del Anexo 4. Por otro lado, en la zona Central se presenta presiones entre 1900 - 2100 psi. Finalmente, en la zona Sur de la estructura se presentan presiones altas con valores entre 2100 - 2600 psi.

#### **e) Basal Tena**

Los valores de presión de la arena Basal Tena en general son bajos se encuentran en un rango de 434 - 1976 psi. En el mapa de presiones ilustrado en la Figura 80, se observa que la zona Norte presenta presiones bajas con valores entre 430 - 722 psi, esto debido a la producción acumulada, ver Figura 95 del Anexo 4.

Los valores más altos de presión se encuentran por el centro de la estructura, esto debido a la baja producción acumulada en este sector. Por otro lado, al Sur de la estructura se presentan dos zonas, la primera próxima al centro del campo con presiones bajas entre 737 - 1200 psi y la otra en su extremo Sur con presiones entre 1200 - 1800 psi.

**Tabla 33.** Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena Hollín Inferior.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PRESIÓN (psi)
		X	Y	@ febr. 2020
HI	LGA-002	293427.40	10014049.33	3963.01
	LGA-018	293601.95	10013215.02	4304.79
	LGA-030	293028.49	10013194.59	3330.69
	LGA-033	292311.57	10010972.07	4162.18
	LGA-038	292147.44	10009616.83	4310.24
	LGA-045	291617.38	10008055.58	4324.97
	LGAA-046	292076.86	10010464.00	4326.42
	LGAF-042	292315.73	10011898.34	4335.55
	LGAF-047	291452.13	10011486.65	4329.84
	LGAJ-064	291802.67	10008369.00	4252.34

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 34.** Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena Hollín Superior.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PRESIÓN (psi)
		X	Y	@ febr. 2020
HS	LGA-004	290916.91	10008695.79	2942.47
	LGA-013	291476.73	10009373.63	3705.43
	LGA-023	293127.64	10011508.78	3043.84
	LGA-027	291537.86	10008653.3	3360.72
	LGA-032	291272.65	10013188.9	3515.15
	LGA-036	293262.19	10012771.1	3120.26
	LGA-037	292734.79	10011277.6	3093.65
	LGA-038	292147.43	10009616.8	3499.78
	LGA-041	291436.71	10010991	3499.95
	LGA-045	291617.38	10008055.6	2253.69
	LGAA-046	292076.69	10010464	3773.63
	LGAC-011	292757.14	10010650.1	3497.2
	LGAE-024	293423.43	10012478.8	3679.84
	LGAF-042	292315.7	10011898.2	2780.78
	LGAF-047	291451.9	10011486.6	3491.06
	LGAF-048	292772.82	10011708.7	3430.53
	LGAG-044	293918.94	10013511.5	3649.66
	LGAG-050	293361.53	10013594.9	3777.12
	LGAJ-043	291466.83	10012133.3	3614.18
LGAI-043	291192.75	10008092.8	3235.8	

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Tabla 35.** Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena "T" Inferior.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PRESIÓN (psi)
		X	Y	@ febr. 2020
TI	LGA-013	291476.73	10009373.63	1456.70
	LGA-034	292468.08	10010363.78	2125.77
	LGA-037	292734.79	10011277.61	2512.92
	LGA-041	291436.71	10010991.03	1839.11
	LGA-045	291617.38	10008055.58	1204.42
	LGAA-046	292076.21	10010464.02	3703.14
	LGAB-009B	292142.16	10008265.91	1712.63
	LGAH-031	292273.27	10012988.49	2343.50

**Elaborado por:** Cárdenas. U & Torres J.

**Tabla 36.** Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena "U" Inferior.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PRESIÓN (psi)
		X	Y	@ febr. 2020
UI	LGA-015	290030.96	10008029.27	2593.01
	LGA-030	293028.49	10013194.59	1371.15
	LGA-034	292468.08	10010363.78	2027.42
	LGAE-024	293423.43	10012478.75	2500.97
	LGAE-049	293017.37	10012450.98	2149.03
	LGAH-031	292273.27	10012988.49	2101.33

**Elaborado por:** Cárdenas. U & Torres J.

**Tabla 37.** Coordenadas de los pozos y presiones de reservorio a febrero de 2020, para la arena Basal Tena.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PRESIÓN (psi)
		X	Y	@ febr. 2020
BT	LGA-012	292776.41	10012702.51	559.39
	LGA-021	290963.29	10007584.46	1169.43
	LGA-022	291724.57	10007183.85	1402.99
	LGA-025	290269.69	10007104.14	1606.32
	LGA-034	292468.08	10010363.78	1976.76
	LGA-036	293262.19	10012771.10	570.57
	LGA-037	292734.79	10011277.61	722.29
	LGA-045	291617.38	10008055.58	736.99
	LGAE-024	293423.43	10012478.74	553.73
	LGAF-029	292354.41	10011437.86	624.37
	LGAG-050	293358.07	10013596.18	434.14
	LGAG-051	294284.35	10013450.10	709.73

**Elaborado por:** Cárdenas. U & Torres J.

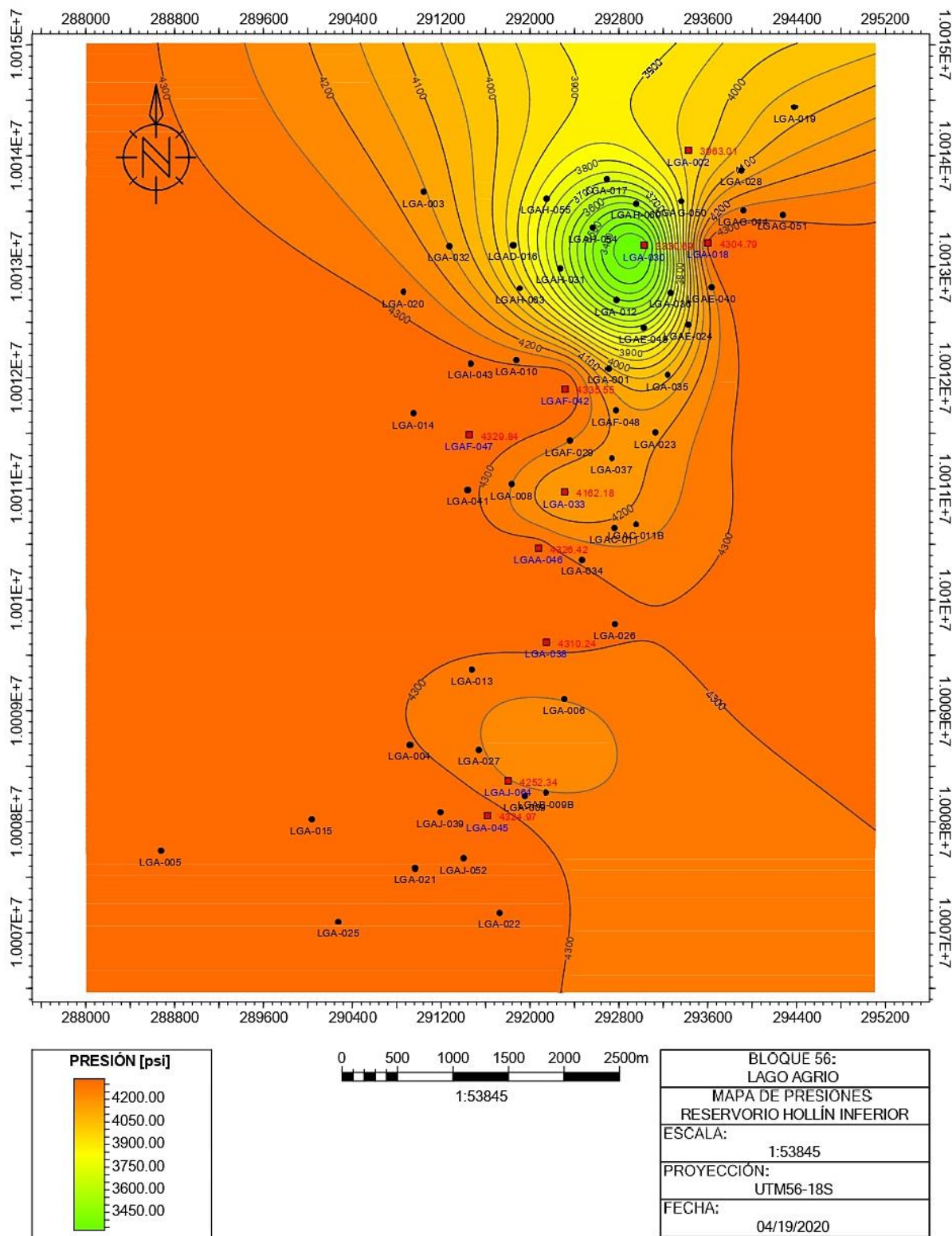
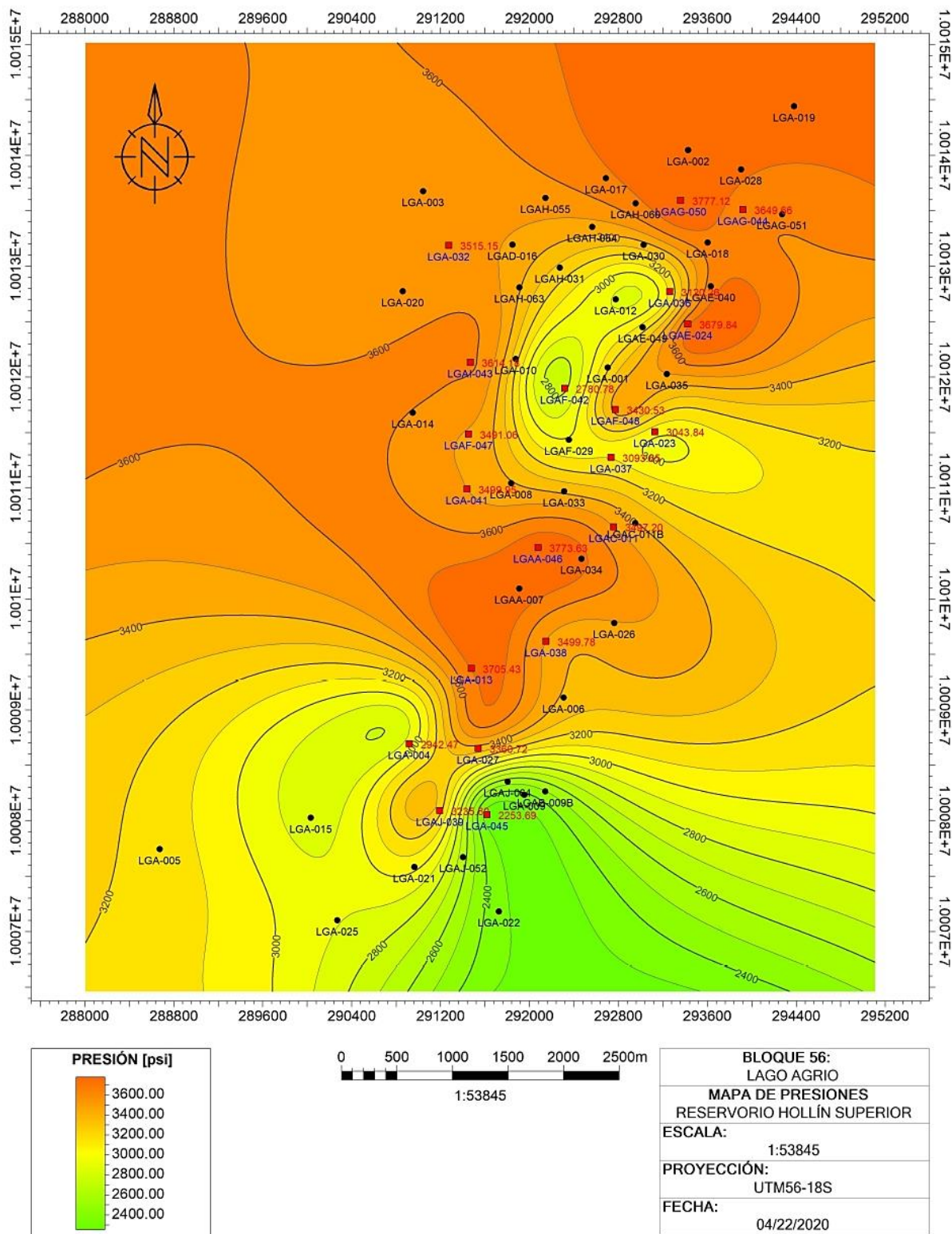


Figura 76. Mapa de presiones de la arena Hollín Inferior

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 77.** Mapa de presiones de la arena Hollín Superior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

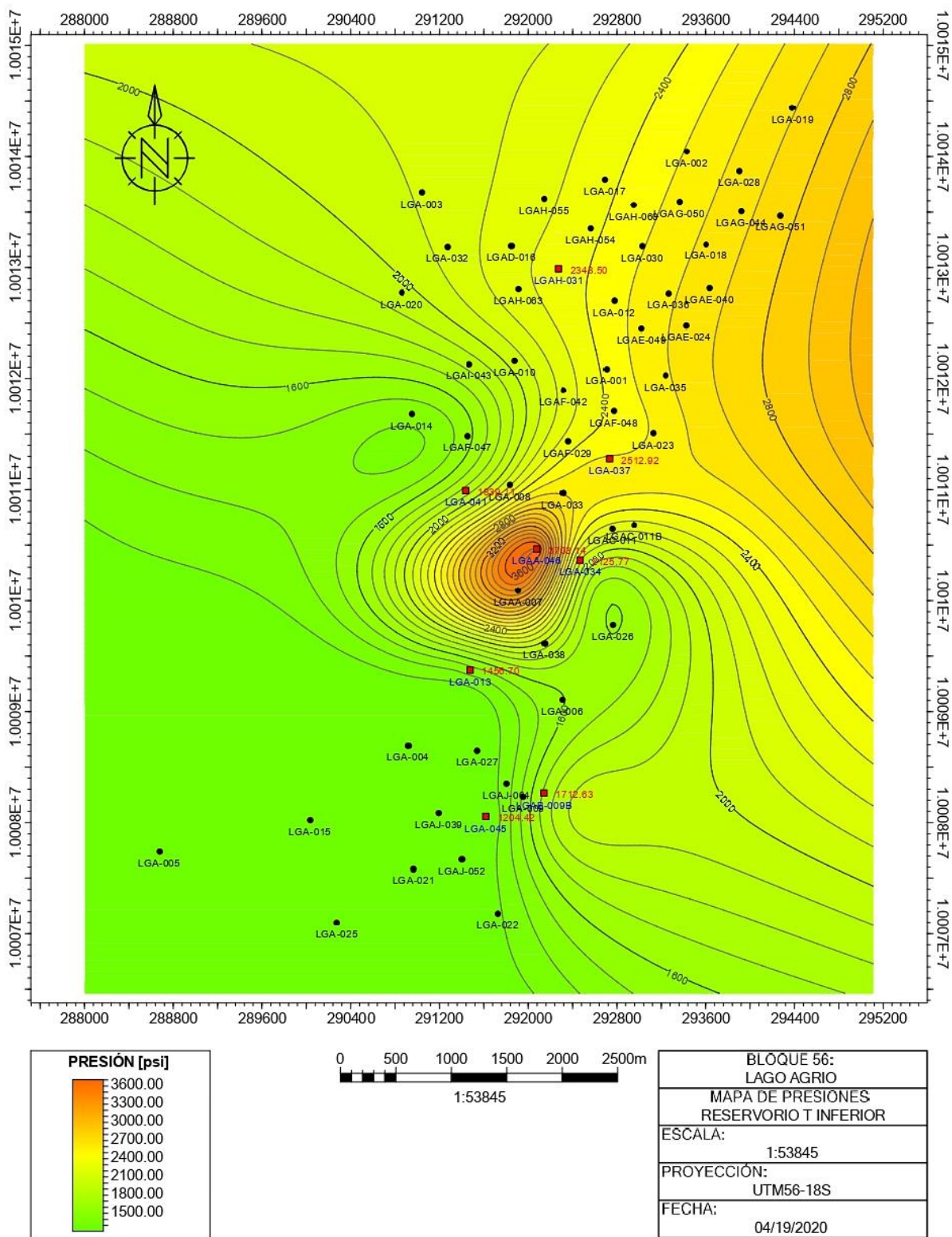


Figura 78. Mapa de presiones de la arena "T" Inferior

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

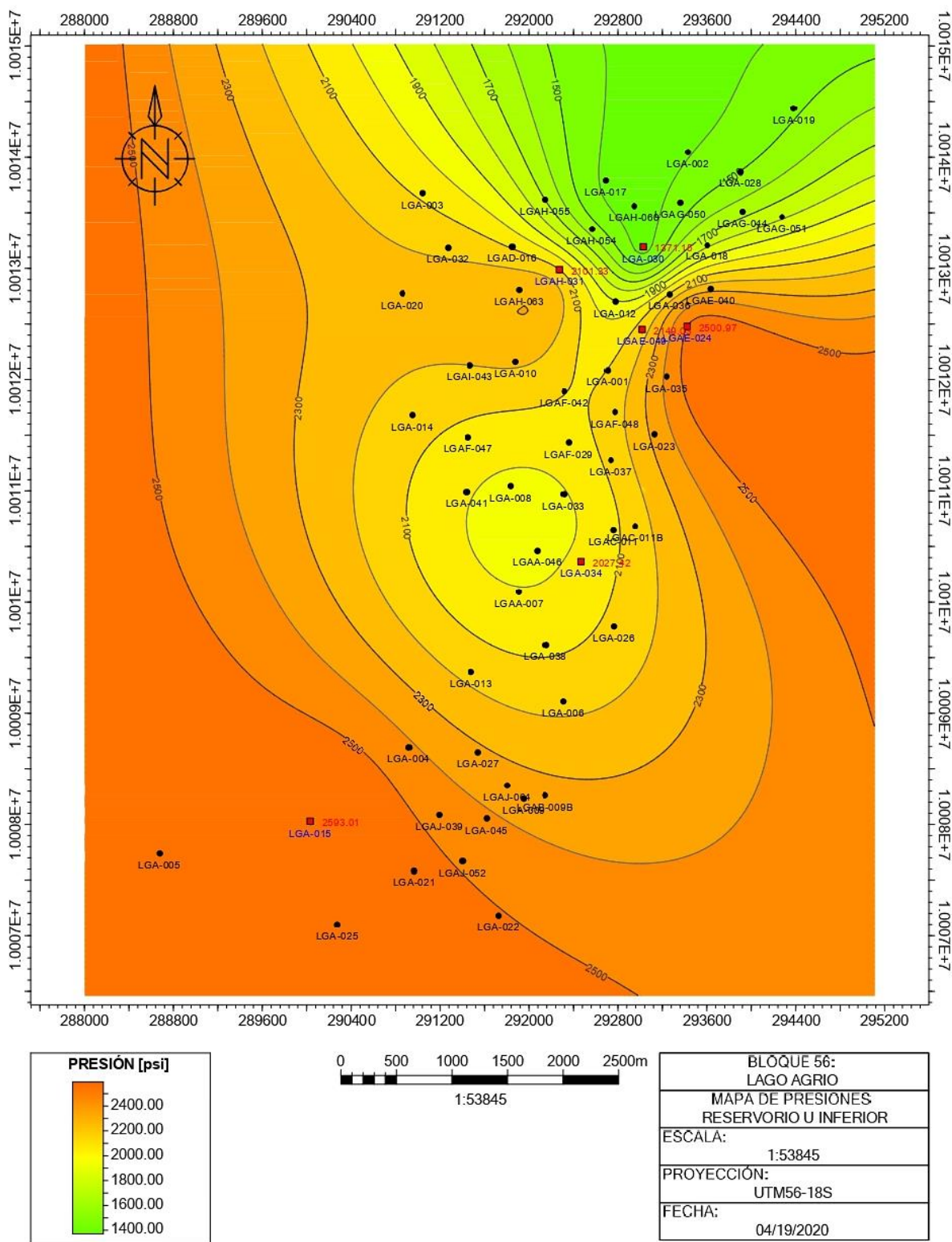


Figura 79. Mapa de presiones de la arena "U" Inferior

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

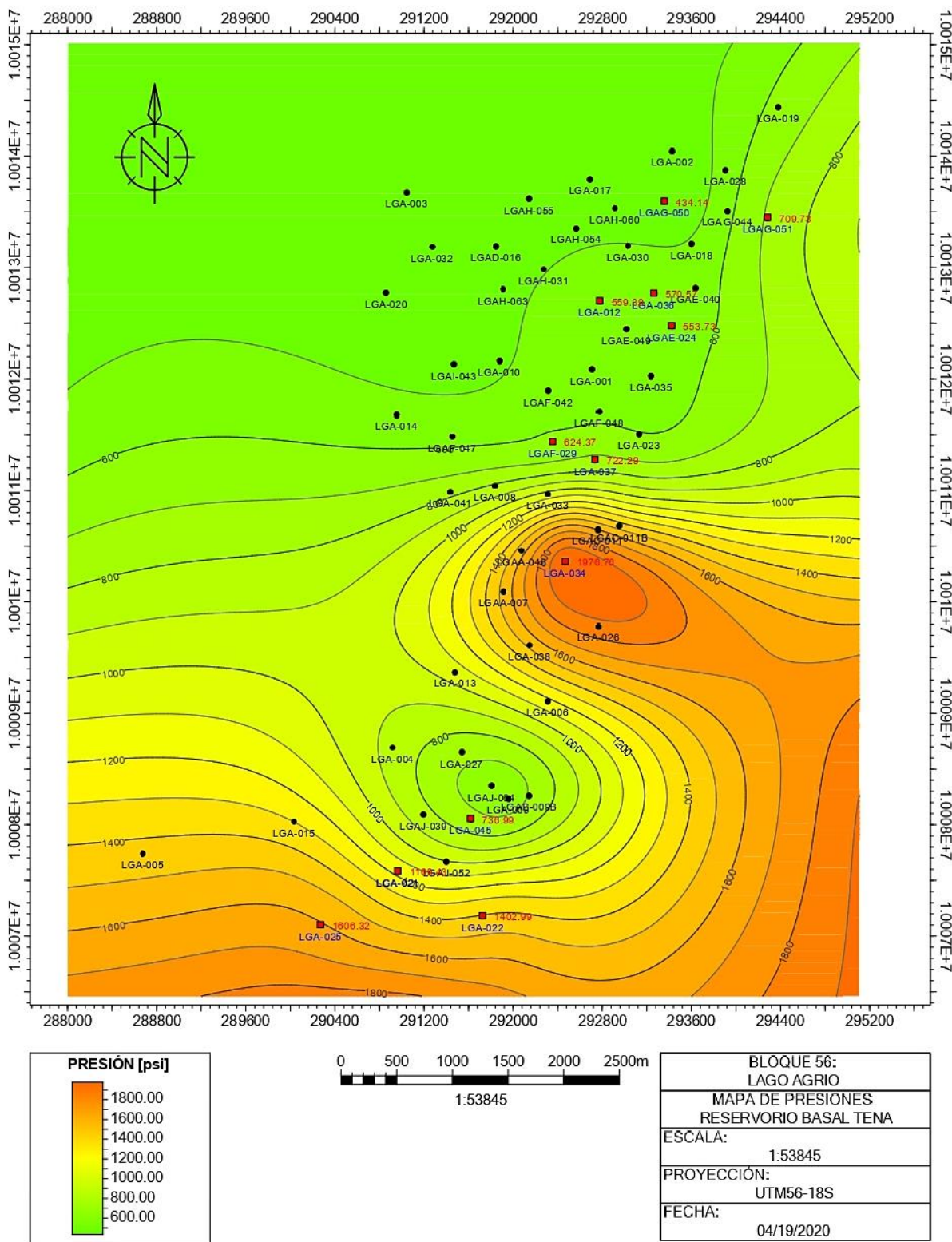


Figura 80. Mapa de presiones de la arena Basal Tena

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

### 3.4.2 Mapas de permeabilidades

Considerando que la permeabilidad es una propiedad intrínseca de la roca y que las intervenciones que se han realizado en las arenas productoras del Campo Lago Agrio hasta la fecha de análisis no han modificado las propiedades de la roca reservorio; en los pozos que cuentan con más de una prueba de presión, se seleccionó el valor de permeabilidad bajo el mismo criterio aplicado a los valores de presión. Este criterio considera la prueba más reciente, mejor estabilización de presión (Flujo radial infinito) y mejor ajuste de modelo de interpretación, es decir se tomó el valor más representativo.

Los mapas de permeabilidad se obtuvieron para las arenas Hollín Inferior, Hollín Superior, U Inferior, T Inferior y Basal Tena debido a que estos cuentan con las pruebas de presión suficientes para generar los mapas.

Los resultados de permeabilidad y las coordenadas de cada uno de los pozos se presentan en las Tablas 38, 39, 40, 41 y 42. A partir de estas tablas se generaron los mapas de permeabilidades para los reservorios mencionados anteriormente, y se encuentran ilustrados en las Figuras 81, 82, 83, 84 y 85.

Los mapas de permeabilidad están representados en una escala de colores que va desde naranja, amarillo a verde, lo cual representa un cambio descendente los valores de permeabilidad. Los pozos que se utilizaron para la generación de los mapas se encuentran ploteados de color rojo, además se presenta el valor de la permeabilidad de cada uno.

A continuación, se realiza una descripción de los mapas de permeabilidades obtenidos:

#### a) Hollín Inferior

Para este mapa, los valores de permeabilidad varían en un rango de 2.83 - 633.28 md. Los valores donde se presentan las permeabilidades más bajas están focalizados en pequeñas zonas al Norte, Centro y Sur de la estructura, específicamente en los alrededores de los pozos LGA-030, LGAF-047, LGAJ-064 respectivamente, con valores entre 2.83 - 70 md. Fuera de estas zonas se encuentran los valores de permeabilidad más altos de la arena, los cuales son superiores a 120 md, ver Figura 81.

#### b) Hollín Superior

Los valores de permeabilidad para esta arena varían en un rango de 6.84-134.45 md. Los valores donde se presentan las mayores permeabilidades están al Norte de la estructura con valores de 60-134 md, en la zona Central se concentran valores de 30-120 md rodeado

por una zona de baja permeabilidad, y al Sur se encuentra con permeabilidades entre 15-45 md, ver Figura 82.

**c) “T” Inferior**

En general la arena presenta valores de permeabilidad alto y varían en un rango de 7.63 - 791.48 md. Los valores de baja permeabilidad se encuentran localizados al Centro y Sureste de la estructura con valores en un rango de 7 - 70 md. Ver Figura 83.

**d) “U” Inferior**

Los valores de permeabilidad para esta arena son bajos y varían en un rango de 2.54 - 105.81 md. Los valores de más baja permeabilidad se encuentran localizados al Centro y Norte de la estructura con valores en un rango de 2.54 - 10.58 md, ver Figura 84.

**e) Basal Tena**

Los valores de permeabilidad se encuentran entre 4.06 - 304.52 md. Los valores más altos de permeabilidad se encuentran localizados al Noreste y Sureste de la estructura. En general, se observa una mala distribución por parte de los puntos de permeabilidad para la construcción del mapa ya que no se puede caracterizar la zona Oeste de la estructura, ver Figura 85.

**Tabla 38.** Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena Hollín Inferior.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PERMEABILIDAD (md)
		X	Y	
HI	LGA-002	293427.40	10014049.33	61.94
	LGA-018	293601.95	10013215.02	215.60
	LGA-030	293028.49	10013194.59	2.83
	LGA-033	292311.57	10010972.07	71.87
	LGA-038	292147.44	10009616.83	375.61
	LGA-045	291617.38	10008055.58	595.79
	LGAA-046	292076.86	10010464.00	192.97
	LGAF-042	292315.73	10011898.34	633.28
	LGAF-047	291452.13	10011486.65	12.65
LGAJ-064	291802.67	10008369.00	52.02	

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Tabla 39** Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena Hollín Superior.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PERMEABILIDAD (md)
		X	Y	
HS	LGA-004	290916.91	10008695.79	10.66
	LGA-013	291476.73	10009373.63	9.40
	LGA-023	293127.64	10011508.78	13.74
	LGA-027	291537.86	10008653.31	21.31
	LGA-032	291272.65	10013188.85	37.67
	LGA-036	293262.19	10012771.10	13.82
	LGA-037	292734.79	10011277.61	129.80
	LGA-038	292147.43	10009616.82	11.37
	LGA-041	291436.71	10010991.03	22.35
	LGA-045	291617.38	10008055.58	9.00
	LGAA-046	292076.69	10010463.99	33.56
	LGAC-011	292757.14	10010650.13	43.00
	LGAE-024	293423.43	10012478.75	55.20
	LGAF-042	292315.70	10011898.20	19.47
	LGAF-047	291451.90	10011486.63	6.84
	LGAF-048	292772.82	10011708.65	49.38
	LGAG-044	293918.94	10013511.45	11.68
	LGAG-050	293361.53	10013594.92	134.45
LGAI-043	291466.83	10012133.29	7.37	
LGAJ-039	291192.75	10008092.80	42.72	

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 40.** Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena "T" Inferior.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PERMEABILIDAD (md)
		X	Y	
TI	LGA-013	291476.73	10009373.63	769.63
	LGA-034	292468.08	10010363.78	372.04
	LGA-037	292734.79	10011277.61	69.50
	LGA-041	291436.71	10010991.03	11.65
	LGA-045	291617.38	10008055.58	7.63
	LGAA-046	292076.21	10010464.02	791.48
	LGAB-009B	292142.16	10008265.91	27.00
	LGAI-031	292273.27	10012988.49	614.33

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 41** Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena arena "U" Inferior.

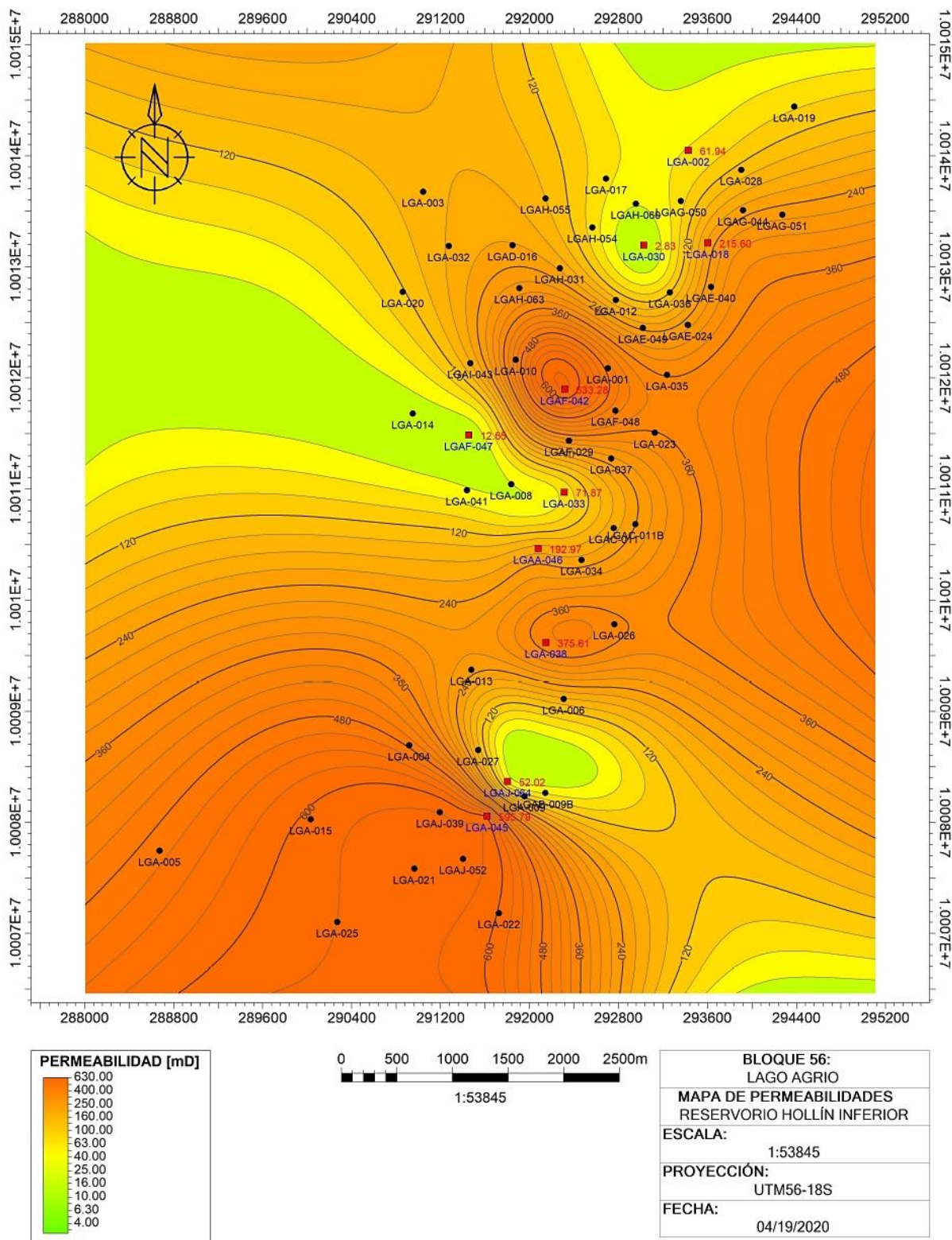
ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PERMEABILIDAD (md)
		X	Y	
UI	LGA-015	290030.96	10008029.27	78.11
	LGA-030	293028.49	10013194.59	17.2
	LGA-034	292468.08	10010363.78	2.54
	LGAE-024	293423.43	10012478.75	84.04
	LGAE-049	293017.37	10012450.98	105.81
	LGAH-031	292273.27	10012988.49	10.98

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

**Tabla 42** Coordenadas de los pozos y permeabilidades, para la arena Basal Tena.

ARENA	POZO	COORDENADAS (m)		PERMEABILIDAD (md)
		X	Y	
BT	LGA-012	292776.41	10012702.51	45.30
	LGA-021	290963.29	10007584.46	44.04
	LGA-022	291724.57	10007183.85	154.78
	LGA-025	290269.69	10007104.14	9.14
	LGA-034	292468.08	10010363.78	4.06
	LGA-036	293262.19	10012771.10	23.15
	LGA-037	292734.79	10011277.61	29.82
	LGA-045	291617.38	10008055.58	19.87
	LGAE-024	293423.43	10012478.74	13.64
	LGAF-029	292354.41	10011437.86	6.16
	LGAG-050	293358.07	10013596.18	41.23
	LGAG-051	294284.35	10013450.10	304.52

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 81** Mapa de permeabilidades arena Hollín Inferior

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

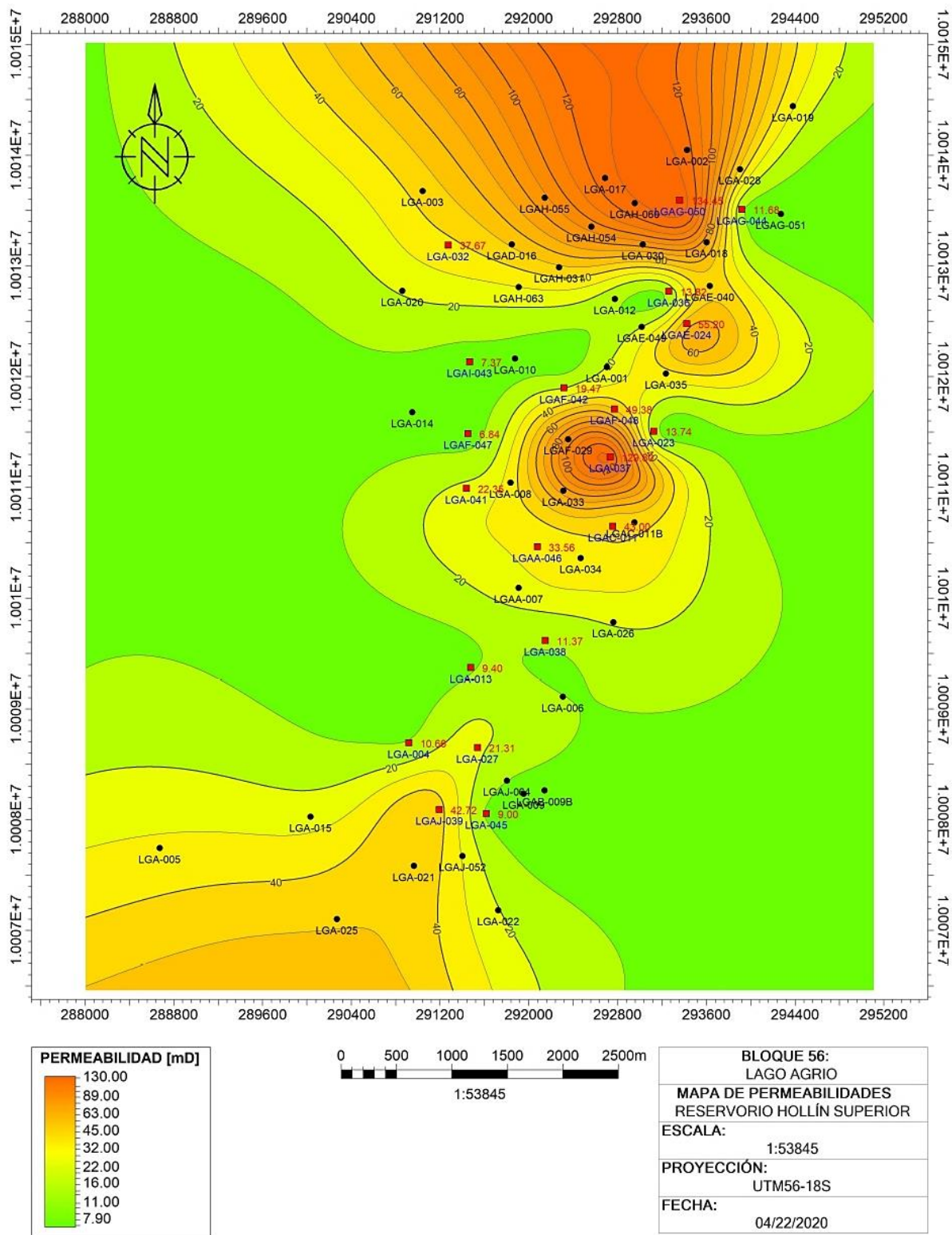


Figura 82. Mapa de permeabilidades arena Hollín Superior.

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

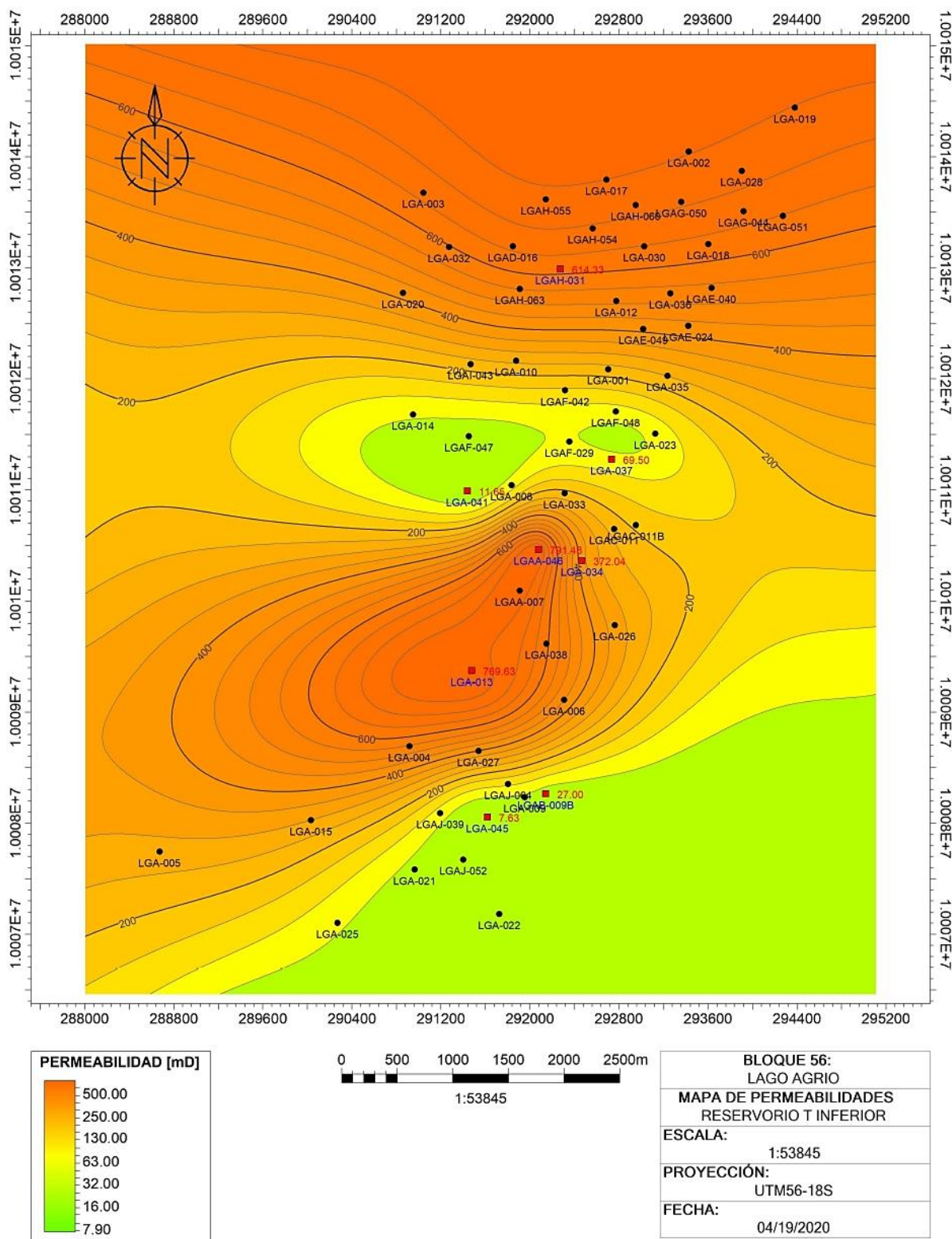


Figura 83 Mapa de permeabilidades arenas "T" Inferior.

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

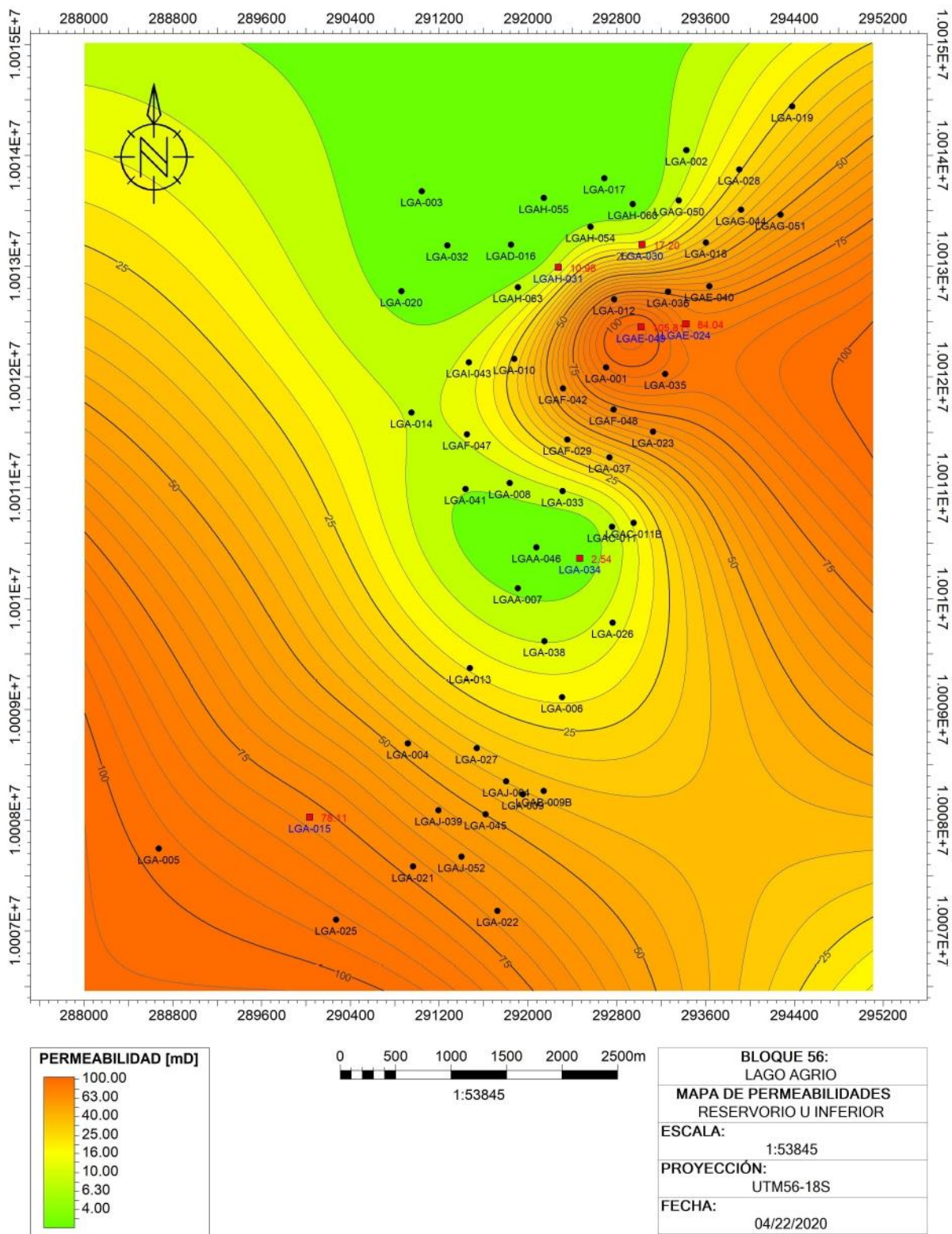


Figura 84 Mapa de permeabilidades arena “U” Inferior.

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

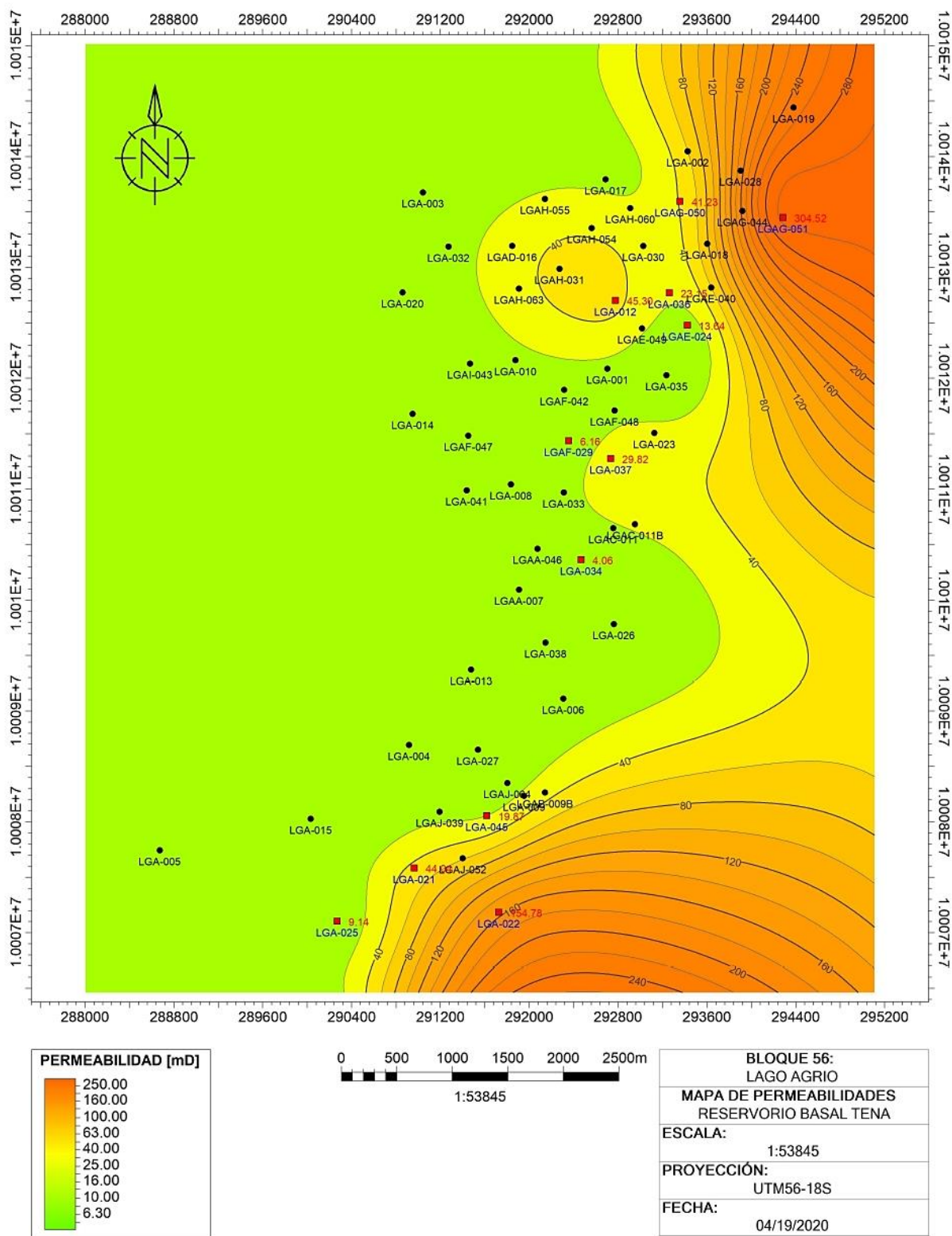


Figura 85. Mapa de permeabilidades arena Basal Tena.

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

## CAPÍTULO 4

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 4.1 Conclusiones

- El campo Lago Agrio a lo largo de su vida productiva desde el año 1971 al 2019, cuenta con 178 pruebas de presión realizadas y disponibles en la base de datos de la empresa estatal Petroamazonas E.P, de las cuales el 71.91% tienen datos válidos para realizar la reinterpretación en el software Saphir NL.
- Las pruebas de presión realizadas en conjunto a las arenas Hollín Inferior + Hollín Superior, "T" Inferior + "T" Superior y "U" Inferior + "U" Superior fueron analizadas, sin embargo, no se utilizaron en el desarrollo de mapas debido a que los resultados de presión y permeabilidad de estas pruebas no pueden ser asignados a un reservorio en específico; los resultados de estos análisis de presión son netamente referenciales.
- La comparación de los resultados de permeabilidades obtenidos de las interpretaciones actuales con respecto a las anteriores presenta similitud en su mayoría, sin embargo, existen pruebas en las cuales hay una mayor diferencia, esto debido a que las interpretaciones previas fueron realizadas bajo distintos criterios y distinta data PVT que en su mayoría fue calculada mediante correlaciones.

A continuación, se detallan las conclusiones por arenas:

##### 4.1.1 Arena Hollín Inferior

- La arena Hollín Inferior cuenta con 20 pruebas de presión correspondientes a 16 pozos, de las cuales 13 contaron con información suficiente y válida para la reinterpretación. Por otro lado, 7 pruebas resultaron no válidas, mismas que fueron descartadas.
- La comparación de los resultados de las interpretaciones actuales con las anteriores muestra una similitud en el 80% de los resultados de presión, lo cual genera mayor confianza en la validez de los resultados.
- Para las pruebas que presentaron un tiempo de cierre óptimo, estabilización e identificación del flujo radial y límites, el modelo de interpretación en su mayoría



correspondió a un reservorio homogéneo, almacenamiento variable, pozo vertical y límites de presión constante.

- La presión y la producción acumulada del reservorio tuvieron una tendencia lineal para el cálculo de la declinación de la presión, lo que representa un comportamiento homogéneo de la arena. Por otro lado, la presión a febrero del 2020 ha declinado en un 7.15% por debajo de su presión inicial ( $P_i=4485$  psi), esto atribuible a su mecanismo de producción por empuje hidráulico y cierta influencia de segregación gravitacional.
- Esta arena presenta valores de presión altos en un rango de 3330 - 4335 psi. Las presiones más bajas se encuentran localizadas al Norte de la estructura con valores de 3330 - 3900 psi.
- La permeabilidad del reservorio es alta y varía en un rango de 2.83 - 633 md. Las zonas de baja permeabilidad son reducidas y se encuentran localizados al Norte y al Centro de la estructura.

#### **4.1.2 Arena Hollín Superior**

- La arena Hollín Superior cuenta con 59 pruebas de presión correspondientes a 25 pozos, de las cuales 43 contaron con información suficiente y válida para la reinterpretación. Por otro lado, 16 pruebas resultaron no válidas, mismas que fueron descartadas.
- La comparación de los resultados de presión de las interpretaciones actuales con las anteriores muestra una similitud en el 72.22% de los resultados de presión, lo cual genera mayor confianza en la validez de los resultados.
- Para las pruebas que presentaron un tiempo de cierre óptimo, estabilización e identificación del flujo radial y límites, el modelo de interpretación en su mayoría correspondió a un reservorio homogéneo, almacenamiento variable, pozo vertical y los límites en general fueron falla simple, intersección de fallas, rectangular o límite de presión constante.
- La presión y la producción acumulada del reservorio tuvieron una tendencia lineal para el cálculo de la declinación de la presión, lo que representa un comportamiento homogéneo de la arena. Para esta arena la caída de presión a febrero de 2020 es de 25.34 % con respecto a la presión inicial ( $P_i=4485$  psi), esto atribuible a su

mecanismo de producción principal por empuje hidráulico y cierta influencia de segregación gravitacional.

- Las presiones más altas se encuentran localizadas al Norte y Centro de la estructura con valores entre 3500 - 3777 psi, no obstante, se evidencia un área focalizada de reducción de la presión en la zona norte. Las presiones más bajas se encuentran al Sur en un rango de 2200-3000 psi, esto como consecuencia de una mayor producción acumulada en esta zona.
- Las permeabilidades en general son bajas con valores en un rango de 6.84 - 134.45 md. Los valores más altos se encuentran localizados al Norte y al Centro de la estructura.

#### **4.1.3 Arena “T” Inferior**

- La arena “T” Inferior cuenta con 15 pruebas de presión, de las cuales 10 contaron con información suficiente y válida para la reinterpretación, y 5 resultaron no válidas, las cuales fueron descartadas.
- La comparación de resultados entre la interpretación actual y la anterior muestra que el 75% de los valores de presión interpretados presentan similitud, lo cual aporta confiabilidad al trabajo realizado.
- Para las pruebas que presentaron un tiempo de cierre óptimo, estabilización e identificación del flujo radial y límites, el modelo de interpretación correspondió a un reservorio homogéneo con casos puntuales de doble permeabilidad, acompañado de almacenamiento variable, pozo vertical y los límites en general fueron de presión constante, infinito, fallas o reservorio rectangular.
- La presión y la producción acumulada presentó una mayor dispersión por parte de los datos para el cálculo de la declinación de la presión, lo que representa un comportamiento más heterogéneo de la presión a lo largo de la arena. La caída de presión a febrero de 2020 es de 52.17 % con respecto a la presión inicial ( $P_i=4417$  psi), esto en referencia a su mecanismo de producción por expansión roca-fluido y gas en solución.
- Las presiones más altas se encuentran localizados al Noreste de la estructura y en una zona reducida al centro del campo con valores de 2000 - 3700 psi, el área restante presenta bajas presiones con valores inferiores a 2000 psi.

- En general la arena presenta valores de permeabilidad altos y varían en un rango de 7.63 - 791.48 md. No obstante, presenta zonas visibles de baja permeabilidad que se encuentran localizados al Centro y Sureste de la estructura con valores entre 7 - 70 md.

#### **4.1.4 Arena “T” Superior**

- La arena “T” Superior cuenta con 1 prueba de presión por lo que no es posible el desarrollo de mapas de presión y permeabilidad.

#### **4.1.5 Arena “U” Inferior**

- La arena “U” Inferior cuenta con información de 16 pruebas de presión que corresponden a 10 pozos, de las cuales 14 contaron con información suficiente y válida para la reinterpretación, de las cuales 2 resultaron no válidas y fueron descartadas.
- La comparación de resultados de presión entre la interpretación actual y la anterior muestra una similitud en el 90% de las pruebas, lo cual aporta confiabilidad al trabajo realizado.
- Para las pruebas que presentaron un tiempo de cierre óptimo, estabilización e identificación del flujo radial y límites, el modelo de interpretación en su mayoría correspondió a un reservorio homogéneo, almacenamiento variable, pozo vertical, fractura infinita y los límites en general fueron de presión constante, infinito, fallas o reservorio rectangular.
- La presión y la producción acumulada del reservorio presentó una mayor dispersión por parte de los datos para el cálculo de la declinación de la presión, lo que representa un comportamiento heterogéneo de la presión a lo largo de la arena. La caída de presión a febrero de 2020 es de 49.37% con respecto a la presión inicial ( $P_i=4195$  psi), esto en referencia a su mecanismo de producción por expansión roca-fluido y cierta contribución de gas en solución.
- La zona de baja presión se encuentra ubicada al Noreste de la estructura con valores menores a 1700 psi y las presiones más altas se encuentran ubicadas al Sur con valores entre 2100 - 2600 psi.

- Los valores de permeabilidad para esta arena se encuentran en un rango de 2.54 - 105.81md. Las zonas de permeabilidad más baja se encuentran localizadas al Centro y Norte de la estructura con valores entre 2.54 – 10.58 md; lo cual da razón a los trabajos de fracturamiento hidráulico que se han realizado en los pozos de estas zonas.

#### **4.1.6 Arena “U” Superior**

- La arena “U” Superior no cuenta con pruebas de presión suficientes para el desarrollo de mapas de presión y permeabilidad.

#### **4.1.7 Arena Basal Tena**

- La arena Basal Tena cuenta con información de 15 pruebas de presión que corresponden a 12 pozos, de las cuales 15 pruebas fueron válidas para la reinterpretación.
- La comparación de los resultados de presión de las interpretaciones actuales con las anteriores muestra una similitud en el 69% de los resultados de presión, lo cual genera mayor confianza en la validez de los resultados.
- Las pruebas que presentaron un tiempo de cierre óptimo, estabilización e identificación del flujo radial y límites, el modelo de interpretación en su mayoría correspondió a un reservorio homogéneo, almacenamiento variable, pozo vertical y los límites en general fueron de presión constante, infinito o intersección de fallas.
- La presión y la producción acumulada del reservorio presentó una mayor dispersión por parte de los datos para el cálculo de la declinación de la presión, lo que representa un comportamiento más heterogéneo de la presión a lo largo de la arena, que obedece a su heterogeneidad geológica. La caída de presión a febrero de 2020 es de 73.65 % con respecto a la presión inicial ( $P_i=3500$  psi), esto en consecuencia a su mecanismo de producción por gas en solución y la contribución parcial de expansión roca-fluido, que no aportan significativamente al mantenimiento de la presión.
- En general, las presiones en esta arena son bajas y sus valores están en un rango de 434 – 1976 psi. La zona Norte presenta valores de presión inferiores a 722 psi.

Los valores de presión más altos se encuentran en el centro y extremo Sur de la estructura con valores entre 1200 - 1800 psi.

- Los valores de permeabilidad en esta arena se encuentran entre 4.06 - 304.52 md. Los valores más altos de permeabilidad se encuentran localizados al Noreste y Sureste de la estructura.

## 4.2 Recomendaciones

- Realizar una recopilación y actualización periódica de la base de datos de pruebas de presión que se realicen en los reservorios productivos del Campo Lago Agrio, con el fin de mantener la información ordenada y disponible para análisis futuros.
- Ejecutar una correcta planificación y diseño de las pruebas de presión sobre todo diseñar un tiempo de cierre óptimo que permita caracterizar el reservorio.
- Proporcionar una referencia de data PVT a las compañías de servicios, para que en el futuro los resultados de las interpretaciones de pruebas de presión sean más ajustados y se unifiquen los criterios de interpretación.
- Realizar mayor número de pruebas de presión para las arenas Basal Tena, "U" Inferior, "U" Superior, "T" Inferior, "T" Superior, esto con la finalidad de entender mejor el comportamiento de la presión y con esto realizar estudios orientados a optimizar la producción.
- Realizar un balance de materiales para todas las arenas del Campo Lago Agrio y cuantificar el aporte de los diferentes mecanismos de producción.
- Realizar mayor cantidad de pruebas de flujo (drawdown) para evaluar el estado actual de los pozos sin perder ingresos por el cierre de los pozos.
- Implementar un proyecto piloto de inyección de agua en zonas de bajas presiones y altas permeabilidades en donde no se ha tenido una producción acumulada significativamente grande, esto con la finalidad de incrementar la productividad del campo Lago Agrio, mediante el uso de los mapas de presiones y permeabilidades del presente estudio.

## BIBLIOGRAFÍA

- Fekete Associates Inc. (2009). *Well Testing Fundamentals*.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook Third Edition*. Elsevier.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO*. Quito: Editores Científicos.
- Bourdet, D. (2002). *Well test analysis : The use of advanced interpretation*. Paris: Elsevier.
- Bourdet, Whittle, Douglas , & Pirard. (1983). *A new set of type curves simplifies well test analysis*. Retrieved Septiembre 13, 2019, from [http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z\\_zCourse\\_Archive/P648\\_19A/P648\\_19A\\_Reading\\_Portfolio/World\\_Oil\\_\(Bourdet\)\\_Pressure\\_Derivative\\_Type\\_Curves\\_\(OCR\)\(pdf\).pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z_zCourse_Archive/P648_19A/P648_19A_Reading_Portfolio/World_Oil_(Bourdet)_Pressure_Derivative_Type_Curves_(OCR)(pdf).pdf)
- Chaudhry, A. (2004). *Oil Well Testing Handbook*. Elsevier. Retrieved Septiembre 7, 2019
- Escobar , F. (2003). *Análisis Moderno de Presiones de Pozos*. Retrieved Septiembre 23, 2019
- Escobar, F. (2009). *Análisis Moderno de Pruebas de Presión*. Editorial Universidad Surcolombia. Retrieved Agosto 30, 2019
- Escobar, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Astro Data.
- Gringarten, A., Bourdet, D., Landel, P., & Kniazeff, V. (1979). *A Comparison Between Different Skin And Wellbore Storage Type-Curves For Early-Time Transient Analysis*. SPE. Retrieved Septiembre 9, 2019
- Hegeman, D., Hallford, Joseph, J., & SPE. (1993, septiembre). *Well-Test Analysis With Changing Wellbore Storage- SPE 21829*. Society of Petroleum Engineering.
- Houzé, O., Viturat, D., & Fjaere, O. (2017). *Dynamic Data Analysis (Vol. 5.12.01)*. KAPPA. Retrieved Septiembre 16, 2019

- Izurieta, A. J., Davila, E. R., Paz, F. J., & EP., P. (2015). *PAPER SPE-177079-MS, What We Have Learned from 29 Years of Well Testing in the Limoncocha Field: An Approach to Data Management, QA/QC, Interpretation, and Field: An Approach to Data Management, QA/QC, Interpretation, and Applications*. Quito: SPE.
- Kappa. (2020). *Kappa*, *Saphir*. Retrieved from <https://www.kappaeng.com/software/saphir/overview>
- Kuchuk, F. J., Onur, M., & Hollaender, F. (2010). *Pressure Transient Formation and Well Testing: Convolution, Deconvolution and Nonlinear Estimation*. Elsevier.
- Petroamazonas E.P. (2018). *Informe Activo Lago Agrio 2018*. Quito.
- Petroamazonas E.P. (2020). *Base de datos, Departamento de Reservorios*. Quito.
- Petroamazonas E.P. (2020). *PVT Activo Lago Agrio*. Quito.
- Petroamazonas EP. (2020). *Justificativo Lago Agrio 2019*. Quito.
- Ramones, M., & Silva, R. (1996). *Análisis de Pruebas de Presión*. Centro de Información y Documentación Integral (CIDI). Maracaibo: CIED. Retrieved Septiembre 6, 2019
- Sahay, B. (2001). *Petroleum Exploration and Exploitation Practices*. New Delhi: Allied Publishers Limited.
- Schlumberger. (2002). *Well Test Interpretation*.
- Schlumberger. (2020). *Schlumberger Software ,Plataforma de software Petrel E&P*. Retrieved from <https://www.software.slb.com/products/petrel>
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Waltham: Gulf Professional Publishing.
- Valencia, R. (2011). *Fundamentos de Pruebas de Presión*. Escuela Politécnica Nacional. Retrieved Agosto 30, 2019

**ANEXOS**



## Anexo 1. Parámetros Petrofísicos Campo Lago Agrio

Tabla 43. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Inferior & Hollín Superior

Pozo	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-01	TUHS	9945	9975	30	12	5	0.11	0.49
LAGO-01	TmHS	9975	10170	195	133	124	0.12	0.36
LAGO-010	TUHS	10006	10047	41	27	25	0.15	0.40
LAGO-010	TmHS	10047	10210	163	118	63	0.14	0.38
LAGO-011	TUHS	9940	9962	22	10	6	0.12	0.43
LAGO-011	TmHS	9962	10270	308	221	165	0.14	0.27
LAGO-011B	TUHS	10014	10041	27	12	12	0.16	0.44
LAGO-011B	TmHS	10041	10120	79	22	22	0.09	0.21
LAGO-012	TUHS	9946	9981	35	6	6	0.10	0.32
LAGO-012	TmHS	9981	10130	149	96	80	0.13	0.29
LAGO-013	TUHS	10024	10077	53	35	33	0.16	0.24
LAGO-013	TmHS	10077	10270	193	149	44	0.14	0.49
LAGO-014	TUHS	10044	10075	31	30	28	0.14	0.46
LAGO-014	TmHS	10075	10351	276	229	88	0.14	0.32
LAGO-015	TUHS	10053	10078	25	19	9	0.15	0.48
LAGO-015	TmHS	10078	10228	150	89	66	0.15	0.27
LAGO-016	TUHS	9994	10045	51	44	28	0.14	0.41
LAGO-016	TmHS	10045	10100	55	39	13	0.20	0.50
LAGO-016B	TUHS	10011	10036	25	19	18	0.13	0.31
LAGO-016B	TmHS	10036	10072	36	16	16	0.13	0.22
LAGO-017	TUHS	9967	10017	50	22	20	0.12	0.37
LAGO-017	TmHS	10017	10180	163	20	20	0.13	0.37
LAGO-018	TUHS	9902	9934	32	9	4	0.11	0.38
LAGO-018	TmHS	9934	10160	226	165	146	0.13	0.26
LAGO-019	TUHS	10057	10084	28	22	13	0.13	0.19
LAGO-019	TmHS	10084	10161	77	60	60	0.12	0.22
LAGO-02	TUHS	9942	9964	22	7	2	0.14	0.34
LAGO-02	TmHS	9964	10160	196	106	96	0.13	0.32
LAGO-020	TUHS	10033	10056	23	17	13	0.13	0.43
LAGO-020	TmHS	10056	10130	74	69	69	0.17	0.22
LAGO-021	TUHS	10028	10066	38	33	23	0.14	0.18
LAGO-021	TmHS	10066	10200	134	84	51	0.15	0.33
LAGO-022	TUHS	10023	10056	33	18	12	0.14	0.31
LAGO-022	TmHS	10056	10170	114	40	16	0.12	0.46
LAGO-023	TUHS	9917	9951	34	23	23	0.12	0.36
LAGO-023	TmHS	9951	10200	249	193	139	0.17	0.25
LAGO-024	TUHS	9917	9952	35	10	10	0.11	0.27
LAGO-024	TmHS	9952	10200	248	127	93	0.14	0.36
LAGO-025	TUHS	10062	10101	39	37	7	0.14	0.56
LAGO-025	TmHS	10101	10186	85	9	0	---	---
LAGO-026	TUHS	10054	10083	29	11	5	0.11	0.33
LAGO-026	TmHS	10083	10157	74	44	44	0.16	0.24
LAGO-027	TUHS	10001	10048	47	34	24	0.13	0.22
LAGO-027	TmHS	10048	10090	42	2	2	0.12	0.54
LAGO-028	TUHS	9920	9962	42	10	10	0.11	0.26
LAGO-028	TmHS	9962	10070	108	53	53	0.12	0.32
LAGO-029	TUHS	9979	10020	41	15	8	0.10	0.51
LAGO-029	TmHS	10020	10200	180	131	45	0.14	0.36
LAGO-03	TUHS	10029	10057	28	7	7	0.14	0.15
LAGO-03	TmHS	10057	10270	213	154	97	0.18	0.27
LAGO-030	TUHS	9944	9985	41	12	12	0.10	0.12
LAGO-030	TmHS	9985	10100	115	13	12	0.14	0.38
LAGO-031	TUHS	9987	10015	28	5	5	0.14	0.25
LAGO-031	TmHS	10015	10040	25	0	0	---	---
LAGO-032	TUHS	10040	10074	34	25	20	0.14	0.23
LAGO-032	TmHS	10074	10100	26	16	16	0.20	0.21
LAGO-033	TUHS	9970	9988	18	5	5	0.13	0.44
LAGO-033	TmHS	9988	10032	44	18	8	0.16	0.36
LAGO-034	TUHS	10005	10040	35	24	21	0.13	0.27
LAGO-034	TmHS	10040	10092	52	0	0	---	---
LAGO-035	TUHS	9926	9958	32	13	13	0.13	0.32
LAGO-035	TmHS	9958	10101	143	67	61	0.16	0.29
LAGO-036	TUHS	9951	9983	32	13	13	0.12	0.35
LAGO-036	TmHS	9983	10140	157	67	55	0.14	0.36
LAGO-037	TUHS	9932	9963	31	16	16	0.12	0.42
LAGO-037	TmHS	9963	10203	240	148	64	0.14	0.45
LAGO-038	TUHS	10016	10056	40	19	13	0.12	0.35
LAGO-038	TmHS	10056	10252	196	106	3	0.14	0.53

Pozo	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-04	TUHS	10003	10040	37	20	8	0.13	0.45
LAGO-04	TmHS	10040	10140	100	61	58	0.12	0.36
LAGO-040	TUHS	10156	10175	19	10	9	0.12	0.50
LAGO-040	TmHS	10175	10370	195	122	88	0.16	0.34
LAGO-041	TUHS	10032	10065	33	7	7	0.11	0.29
LAGO-041	TmHS	10065	10205	140	65	30	0.16	0.36
LAGO-042	TUHS	10249	10298	49	35	35	0.12	0.34
LAGO-042	TmHS	10298	11321	1023	145	60	0.16	0.42
LAGO-044	TUHS	9919	9945	26	4	2	0.09	0.30
LAGO-044	TmHS	9945	10942	997	117	64	0.13	0.34
LAGO-045	TUHS	10021	10071	50	13	3	0.11	0.56
LAGO-045	TmHS	10071	10198	127	39	30	0.15	0.27
LAGO-046	TUHS	10199	10243	44	16	13	0.13	0.32
LAGO-046	TmHS	10243	10453	210	145	1	0.18	0.60
LAGO-047	TUHS	10589	10621	32	18	12	0.15	0.48
LAGO-047	TmHS	10621	10820	199	111	14	0.17	0.50
LAGO-048	TUHS	10299	10345	46	27	27	0.13	0.37
LAGO-048	TmHS	10345	10504	159	81	63	0.17	0.32
LAGO-049	TUHS	10118	10154	36	14	14	0.10	0.39
LAGO-049	TmHS	10154	10388	234	140	95	0.15	0.41
LAGO-05	TUHS	10107	10138	31	26	13	0.16	0.53
LAGO-05	TmHS	10138	10430	292	208	29	0.15	0.35
LAGO-050	TUHS	10264	10285	21	8	8	0.11	0.38
LAGO-050	TmHS	10285	10519	234	119	91	0.14	0.33
LAGO-051	TUHS	10694	10739	45	21	0	---	---
LAGO-051	TmHS	10739	10770	31	0	0	---	---
LAGO-052	TUHS	10333	10394	61	11	3	0.10	0.50
LAGO-052	TmHS	10394	10650	256	144	3	0.10	0.36
LAGO-054	TUHS	10246	10312	66	0	0	---	---
LAGO-054	TmHS	10312	10430	118	0	0	---	---
LAGO-055	TUHS	10437	10464	27	3	3	0.09	0.25
LAGO-055	TmHS	10464	10706	242	122	36	0.11	0.33
LAGO-06	TUHS	10035	10080	45	30	20	0.14	0.30
LAGO-06	TmHS	10080	10294	214	123	58	0.16	0.36
LAGO-060	TUHS	10445	10492	47	14	11	0.13	0.43
LAGO-060	TmHS	10492	10676	184	81	6	0.14	0.41
LAGO-07	TUHS	10009	10036	27	5	3	0.14	0.50
LAGO-07	TmHS	10036	10250	214	92	71	0.16	0.28
LAGO-08	TUHS	10016	10035	19	6	3	0.13	0.49
LAGO-08	TmHS	10035	10160	125	73	59	0.13	0.34
LAGO-09	TUHS	10000	10050	50	30	16	0.13	0.30
LAGO-09	TmHS	10050	10170	120	90	78	0.12	0.27
LAGO-09B	TUHS	10011	10059	48	12	12	0.11	0.25
LAGO-09B	TmHS	10059	10170	111	2	2	0.12	0.41

Fuente: (Petroamazonas E.P, 2020)

Tabla 44. Parámetros Petrofísicos reservorio T Superior.

Pozo	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-01	TUTS	9763	9796	33	0	0	---	---
LAGO-01	TmTS	9796	9830	34	6	6	0.09	0.27
LAGO-010	TUTS	9824	9873	49	11	11	0.11	0.35
LAGO-010	TmTS	9873	9913	40	22	2	0.09	0.50
LAGO-011	TUTS	9762	9805	43	10	10	0.11	0.45
LAGO-011	TmTS	9805	9854	49	16	9	0.11	0.38
LAGO-011B	TUTS	9831	9889	58	14	14	0.14	0.38
LAGO-011B	TmTS	9889	9925	36	9	9	0.10	0.21
LAGO-012	TUTS	9765	9828	63	3	3	0.09	0.40
LAGO-012	TmTS	9828	9856	28	1	0	---	---
LAGO-013	TUTS	9833	9894	61	6	6	0.13	0.27
LAGO-013	TmTS	9894	9930	36	16	9	0.13	0.42
LAGO-014	TUTS	9874	9916	42	5	5	0.09	0.38
LAGO-014	TmTS	9916	9956	40	38	21	0.14	0.39
LAGO-015	TUTS	9878	9924	46	15	9	0.12	0.47
LAGO-015	TmTS	9924	9960	36	15	11	0.12	0.24
LAGO-016	TUTS	9817	9850	33	10	10	0.13	0.46
LAGO-016	TmTS	9850	9880	30	15	15	0.12	0.31
LAGO-016B	TUTS	9831	9865	34	1	1	0.09	0.44
LAGO-016B	TmTS	9865	9894	29	2	2	0.10	0.18
LAGO-017	TUTS	9796	9836	40	19	19	0.13	0.27

Pozo	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-017	TmTS	9836	9870	34	5	5	0.10	0.39
LAGO-018	TUTS	9716	9755	39	6	6	0.10	0.37
LAGO-018	TmTS	9755	9790	35	24	24	0.11	0.20
LAGO-019	TUTS	9886	9920	34	11	10	0.12	0.32
LAGO-019	TmTS	9920	9965	45	16	16	0.12	0.42
LAGO-02	TUTS	9779	9820	41	15	15	0.13	0.37
LAGO-02	TmTS	9820	9849	29	4	4	0.16	0.31
LAGO-020	TUTS	9848	9895	47	10	9	0.14	0.15
LAGO-020	TmTS	9895	9935	40	29	13	0.11	0.47
LAGO-021	TUTS	9845	9897	52	0	0	---	---
LAGO-021	TmTS	9897	9947	50	7	7	0.12	0.27
LAGO-022	TUTS	9828	9886	58	2	2	0.14	0.43
LAGO-022	TmTS	9886	9922	36	1	1	0.09	0.25
LAGO-023	TUTS	9744	9787	43	5	5	0.18	0.20
LAGO-023	TmTS	9787	9816	29	4	4	0.15	0.28
LAGO-024	TUTS	9732	9773	41	3	3	0.10	0.20
LAGO-024	TmTS	9773	9810	37	0	0	---	---
LAGO-025	TUTS	9868	9935	67	14	13	0.12	0.30
LAGO-025	TmTS	9935	9961	26	2	0	---	---
LAGO-026	TUTS	9865	9905	40	14	14	0.11	0.35
LAGO-026	TmTS	9905	9960	55	19	19	0.12	0.18
LAGO-027	TUTS	9828	9871	43	2	2	0.16	0.24
LAGO-027	TmTS	9871	9904	33	7	7	0.13	0.22
LAGO-028	TUTS	9756	9792	36	2	2	0.14	0.40
LAGO-028	TmTS	9792	9826	34	1	1	0.10	0.20
LAGO-029	TUTS	9784	9837	53	5	4	0.11	0.49
LAGO-029	TmTS	9837	9878	41	17	17	0.10	0.23
LAGO-03	TUTS	9872	9923	51	20	10	0.13	0.47
LAGO-03	TmTS	9923	9953	30	3	3	0.13	0.25
LAGO-030	TUTS	9771	9811	40	1	1	0.09	0.58
LAGO-030	TmTS	9811	9844	33	0	0	---	---
LAGO-031	TUTS	9799	9855	56	17	17	0.11	0.40
LAGO-031	TmTS	9855	9879	24	5	5	0.14	0.30
LAGO-032	TUTS	9856	9910	54	15	14	0.12	0.35
LAGO-032	TmTS	9910	9941	31	9	9	0.14	0.32
LAGO-033	TUTS	9790	9839	49	6	5	0.14	0.35
LAGO-033	TmTS	9839	9870	31	4	4	0.13	0.30
LAGO-034	TUTS	9822	9882	60	5	5	0.10	0.25
LAGO-034	TmTS	9882	9917	35	24	24	0.14	0.22
LAGO-035	TUTS	9746	9776	30	2	2	0.16	0.22
LAGO-035	TmTS	9776	9821	45	14	14	0.13	0.13
LAGO-036	TUTS	9768	9809	41	8	8	0.10	0.15
LAGO-036	TmTS	9809	9839	30	5	5	0.10	0.22
LAGO-037	TUTS	9756	9817	61	3	3	0.12	0.32
LAGO-037	TmTS	9817	9836	19	1	1	0.10	0.15
LAGO-038	TUTS	9830	9875	45	3	3	0.10	0.36
LAGO-038	TmTS	9875	9916	41	5	5	0.10	0.32
LAGO-04	TUTS	9842	9881	39	1	0	---	---
LAGO-04	TmTS	9881	9918	37	0	0	---	---
LAGO-040	TUTS	9980	10024	44	12	12	0.10	0.15
LAGO-040	TmTS	10024	10058	34	6	6	0.11	0.27
LAGO-041	TUTS	9852	9913	61	1	1	0.09	0.42
LAGO-041	TmTS	9913	9953	40	13	10	0.11	0.26
LAGO-042	TUTS	10090	10120	30	1	1	0.09	0.27
LAGO-042	TmTS	10120	10153	33	3	3	0.10	0.27
LAGO-044	TUTS	9754	9799	45	1	1	0.08	0.55
LAGO-044	TmTS	9799	9823	24	0	0	---	---
LAGO-045	TUTS	9838	9885	47	0	0	---	---
LAGO-045	TmTS	9885	9925	40	7	7	0.09	0.16
LAGO-046	TUTS	10014	10071	57	5	5	0.12	0.36
LAGO-046	TmTS	10071	10108	37	20	13	0.11	0.35
LAGO-047	TUTS	10402	10457	55	1	1	0.13	0.50
LAGO-047	TmTS	10457	10490	33	12	1	0.13	0.59
LAGO-048	TUTS	10126	10163	37	1	1	0.09	0.27
LAGO-048	TmTS	10163	10198	35	13	13	0.15	0.13
LAGO-049	TUTS	9944	9980	36	0	0	---	---
LAGO-049	TmTS	9980	10014	34	0	0	---	---
LAGO-05	TUTS	9937	9984	47	14	14	0.12	0.24
LAGO-05	TmTS	9984	10007	23	9	9	0.13	0.16
LAGO-050	TUTS	10094	10125	31	0	0	---	---
LAGO-050	TmTS	10125	10158	33	11	11	0.11	0.24
LAGO-051	TUTS	10514	10548	34	20	8	0.14	0.50
LAGO-051	TmTS	10548	10581	33	12	0	---	---
LAGO-052	TUTS	10154	10221	67	1	1	0.09	0.43

Pozo	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-052	TmTS	10221	10239	18	0	0	---	---
LAGO-054	TUTS	10077	10132	55	13	13	0.17	0.28
LAGO-054	TmTS	10132	10148	16	6	6	0.16	0.37
LAGO-055	TUTS	10258	10322	64	2	2	0.09	0.26
LAGO-055	TmTS	10322	10336	14	0	0	---	---
LAGO-06	TUTS	9846	9900	54	14	14	0.12	0.31
LAGO-06	TmTS	9900	9951	51	20	20	0.15	0.20
LAGO-060	TUTS	10268	10312	44	0	0	---	---
LAGO-060	TmTS	10312	10340	28	1	1	0.10	0.27
LAGO-07	TUTS	9820	9873	53	19	19	0.14	0.22
LAGO-07	TmTS	9873	9913	40	17	17	0.16	0.16
LAGO-08	TUTS	9825	9882	57	7	6	0.10	0.45
LAGO-08	TmTS	9882	9920	38	12	4	0.09	0.43
LAGO-09	TUTS	9817	9869	52	2	2	0.11	0.19
LAGO-09	TmTS	9869	9904	35	23	23	0.12	0.18
LAGO-09B	TUTS	9822	9882	60	7	7	0.13	0.27
LAGO-09B	TmTS	9882	9911	29	9	9	0.10	0.19

Fuente: (Petroamazonas E.P, 2020)

Tabla 45 Parámetros Petrofísicos reservorio U Superior.

Pozo	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-01	TUUS	9543	9590	47	9	9	0.10	0.29
LAGO-01	TLUS	9590	9624	34	6	6	0.12	0.24
LAGO-010	TUUS	9592	9636	44	2	2	0.11	0.36
LAGO-010	TLUS	9636	9681	45	15	15	0.13	0.23
LAGO-011	TUUS	9550	9595	45	5	5	0.11	0.23
LAGO-011	TLUS	9595	9632	37	7	4	0.12	0.46
LAGO-011B	TUUS	9612	9657	45	0	0	---	---
LAGO-011B	TLUS	9657	9686	29	0	0	---	---
LAGO-012	TUUS	9531	9595	64	4	4	0.09	0.26
LAGO-012	TLUS	9595	9636	41	1	0	---	---
LAGO-013	TUUS	9608	9660	52	12	12	0.12	0.26
LAGO-013	TLUS	9660	9697	37	0	0	---	---
LAGO-014	TUUS	9655	9693	38	0	0	---	---
LAGO-014	TLUS	9693	9740	47	10	10	0.13	0.296
LAGO-015	TUUS	9640	9695	55	12	12	0.11	0.28
LAGO-015	TLUS	9695	9734	39	19	19	0.13	0.25
LAGO-016	TUUS	9592	9637	45	5	5	0.12	0.31
LAGO-016	TLUS	9637	9680	43	17	15	0.14	0.23
LAGO-016B	TUUS	9596	9658	62	0	0	---	---
LAGO-016B	TLUS	9658	9703	45	9	9	0.11	0.16
LAGO-017	TUUS	9572	9613	41	8	8	0.14	0.28
LAGO-017	TLUS	9613	9649	36	6	6	0.13	0.31
LAGO-018	TUUS	9506	9548	42	2	2	0.11	0.37
LAGO-018	TLUS	9548	9583	35	10	10	0.15	0.16
LAGO-019	TUUS	9657	9700	43	6	6	0.14	0.27
LAGO-019	TLUS	9700	9742	42	11	11	0.14	0.24
LAGO-02	TUUS	9557	9607	50	7	7	0.11	0.25
LAGO-02	TLUS	9607	9635	28	11	10	0.16	0.35
LAGO-020	TUUS	9633	9673	40	13	13	0.10	0.47
LAGO-020	TLUS	9673	9707	34	7	7	0.12	0.35
LAGO-021	TUUS	9614	9672	58	9	9	0.09	0.27
LAGO-021	TLUS	9672	9717	45	4	4	0.11	0.37
LAGO-022	TUUS	9600	9668	68	1	1	0.11	0.26
LAGO-022	TLUS	9668	9693	25	6	6	0.11	0.14
LAGO-023	TUUS	9536	9573	37	4	4	0.10	0.33
LAGO-023	TLUS	9573	9604	31	8	8	0.14	0.26
LAGO-024	TUUS	9504	9553	49	0	0	---	---
LAGO-024	TLUS	9553	9588	35	9	9	0.14	0.17
LAGO-025	TUUS	9635	9694	59	5	5	0.12	0.20
LAGO-025	TLUS	9694	9735	41	18	18	0.13	0.14
LAGO-026	TUUS	9644	9688	44	5	5	0.15	0.26
LAGO-026	TLUS	9688	9729	41	11	11	0.14	0.21
LAGO-027	TUUS	9596	9655	59	15	15	0.12	0.30
LAGO-027	TLUS	9655	9685	30	7	7	0.12	0.29
LAGO-028	TUUS	9539	9596	57	0	0	---	---
LAGO-028	TLUS	9596	9627	31	4	4	0.10	0.34
LAGO-029	TUUS	9567	9619	52	4	4	0.10	0.18
LAGO-029	TLUS	9619	9649	30	8	8	0.14	0.19

Pozo	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-03	TUUS	9646	9697	51	1	1	0.12	0.10
LAGO-03	TLUS	9697	9737	40	13	9	0.13	0.29
LAGO-030	TUUS	9542	9603	61	1	1	0.17	0.12
LAGO-030	TLUS	9603	9642	39	33	33	0.14	0.15
LAGO-031	TUUS	9569	9629	60	8	8	0.13	0.22
LAGO-031	TLUS	9629	9667	38	10	8	0.13	0.26
LAGO-032	TUUS	9638	9685	47	6	6	0.13	0.42
LAGO-032	TLUS	9685	9721	36	8	7	0.13	0.35
LAGO-033	TUUS	9573	9623	50	1	1	0.09	0.34
LAGO-033	TLUS	9623	9655	32	5	0	---	---
LAGO-034	TUUS	9585	9648	63	29	29	0.13	0.11
LAGO-034	TLUS	9648	9684	36	11	11	0.14	0.20
LAGO-035	TUUS	9516	9575	59	14	14	0.14	0.14
LAGO-035	TLUS	9575	9607	32	11	11	0.12	0.14
LAGO-036	TUUS	9548	9590	42	7	7	0.13	0.20
LAGO-036	TLUS	9590	9633	43	12	12	0.14	0.16
LAGO-037	TUUS	9545	9596	51	3	3	0.12	0.27
LAGO-037	TLUS	9596	9615	19	3	2	0.11	0.46
LAGO-038	TUUS	9601	9665	64	9	9	0.12	0.26
LAGO-038	TLUS	9665	9696	31	9	9	0.11	0.26
LAGO-04	TUUS	9596	9663	67	0	0	---	---
LAGO-04	TLUS	9663	9701	38	0	0	---	---
LAGO-040	TUUS	9759	9797	38	2	2	0.10	0.38
LAGO-040	TLUS	9797	9833	36	7	7	0.10	0.29
LAGO-041	TUUS	9639	9675	36	2	2	0.09	0.45
LAGO-041	TLUS	9675	9716	41	8	8	0.13	0.13
LAGO-042	TUUS	9856	9902	46	9	9	0.10	0.32
LAGO-042	TLUS	9902	9932	30	8	8	0.12	0.11
LAGO-044	TUUS	9534	9593	59	10	10	0.10	0.18
LAGO-044	TLUS	9593	9621	28	5	5	0.13	0.23
LAGO-045	TUUS	9610	9671	61	2	2	0.09	0.35
LAGO-045	TLUS	9671	9705	34	4	4	0.13	0.32
LAGO-046	TUUS	9794	9849	55	6	6	0.13	0.29
LAGO-046	TLUS	9849	9887	38	12	12	0.11	0.33
LAGO-047	TUUS	10188	10237	49	9	9	0.12	0.23
LAGO-047	TLUS	10237	10260	23	1	1	0.11	0.46
LAGO-048	TUUS	9914	9957	43	18	18	0.13	0.19
LAGO-048	TLUS	9957	9986	29	0	0	---	---
LAGO-049	TUUS	9703	9749	46	0	0	---	---
LAGO-049	TLUS	9749	9794	45	21	21	0.14	0.12
LAGO-05	TUUS	9713	9751	38	0	0	0.08	0.53
LAGO-05	TLUS	9751	9789	38	5	3	0.11	0.44
LAGO-050	TUUS	9878	9914	36	0	0	---	---
LAGO-050	TLUS	9914	9953	39	6	6	0.11	0.31
LAGO-051	TUUS	10290	10334	44	9	1	0.16	0.59
LAGO-051	TLUS	10334	10376	42	5	0	---	---
LAGO-052	TUUS	9912	9986	74	7	7	0.09	0.40
LAGO-052	TLUS	9986	10031	45	7	7	0.12	0.40
LAGO-054	TUUS	9848	9898	50	7	7	0.14	0.13
LAGO-054	TLUS	9898	9928	30	8	8	0.14	0.17
LAGO-055	TUUS	10032	10096	64	0	0	---	---
LAGO-055	TLUS	10096	10129	33	0	0	---	---
LAGO-06	TUUS	9618	9670	52	8	8	0.10	0.32
LAGO-06	TLUS	9670	9713	43	14	13	0.13	0.31
LAGO-060	TUUS	10044	10103	59	5	4	0.14	0.39
LAGO-060	TLUS	10103	10138	35	1	1	0.12	0.57
LAGO-07	TUUS	9602	9653	51	12	12	0.11	0.26
LAGO-07	TLUS	9653	9683	30	4	4	0.13	0.25
LAGO-08	TUUS	9610	9655	45	6	6	0.11	0.23
LAGO-08	TLUS	9655	9687	32	5	5	0.12	0.27
LAGO-09	TUUS	9600	9648	48	0	0	---	---
LAGO-09	TLUS	9648	9682	34	4	4	0.14	0.22
LAGO-09B	TUUS	9602	9652	50	5	4	0.11	0.29
LAGO-09B	TLUS	9652	9689	37	3	3	0.19	0.15

Tabla 46. Parámetros petrofísicos reservorio Basal Tena

Pozo	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Pay	Sw Pay
		MD	MD	MD	TVD	TVD	dec	dec
LAGO-01	TBTE	8884	8918	34	0	0	---	---
LAGO-010	TBTE	8940	8966	26	8	6	0.10	0.47
LAGO-011	TBTE	8871	8913	42	8	8	0.14	0.29
LAGO-011B	TBTE	8909	8945	36	4	4	0.10	0.47
LAGO-012	TBTE	8884	8912	28	5	5	0.17	0.23
LAGO-013	TBTE	8951	8981	30	9	5	0.14	0.45
LAGO-014	TBTE	9000	9023	23	1	0	---	---
LAGO-015	TBTE	8989	9020	31	7	5	0.13	0.37
LAGO-016	TBTE	8927	8953	26	10	9	0.13	0.42
LAGO-016B	TBTE	8936	8962	26	3	3	0.12	0.34
LAGO-017	TBTE	8910	8932	22	0	0	---	---
LAGO-018	TBTE	8863	8900	37	9	9	0.12	0.30
LAGO-019	TBTE	8996	9031	35	8	7	0.14	0.40
LAGO-02	TBTE	8880	8930	50	10	9	0.12	0.40
LAGO-020	TBTE	8970	8996	26	4	3	0.13	0.36
LAGO-021	TBTE	8919	8970	51	4	4	0.11	0.29
LAGO-022	TBTE	8918	8964	46	17	17	0.12	0.25
LAGO-023	TBTE	8879	8913	34	4	2	0.19	0.45
LAGO-024	TBTE	8872	8896	24	9	9	0.17	0.24
LAGO-025	TBTE	8953	8993	40	12	12	0.15	0.35
LAGO-026	TBTE	8963	9014	51	6	5	0.16	0.28
LAGO-027	TBTE	8929	8962	33	0	0	---	---
LAGO-028	TBTE	8890	8922	32	0	0	---	---
LAGO-029	TBTE	8903	8924	21	7	7	0.18	0.17
LAGO-03	TBTE	8983	9013	30	3	2	0.14	0.48
LAGO-030	TBTE	8919	8945	26	0	0	---	---
LAGO-031	TBTE	8911	8943	32	5	5	0.14	0.30
LAGO-032	TBTE	8968	8996	28	12	12	0.15	0.44
LAGO-033	TBTE	8900	8929	29	20	20	0.14	0.16
LAGO-034	TBTE	8902	8940	38	8	8	0.22	0.12
LAGO-035	TBTE	8874	8906	32	0	0	---	---
LAGO-036	TBTE	8883	8911	28	19	19	0.17	0.13
LAGO-037	TBTE	8862	8893	31	12	12	0.15	0.11
LAGO-038	TBTE	8930	8971	41	5	5	0.14	0.37
LAGO-04	TBTE	8937	8970	33	11	8	0.11	0.45
LAGO-040	TBTE	9133	9160	27	9	9	0.11	0.31
LAGO-041	TBTE	8973	9004	31	0	0	---	---
LAGO-042	TBTE	9189	9224	35	5	5	0.16	0.13
LAGO-044	TBTE	8901	8940	39	4	2	0.12	0.56
LAGO-045	TBTE	8931	8970	39	5	4	0.11	0.32
LAGO-046	TBTE	9109	9154	45	3	3	0.10	0.48
LAGO-047	TBTE	9522	9536	14	1	1	0.08	0.45
LAGO-048	TBTE	9243	9272	29	10	10	0.13	0.14
LAGO-049	TBTE	9064	9088	24	0	0	---	---
LAGO-05	TBTE	9049	9067	18	3	2	0.13	0.52
LAGO-050	TBTE	9228	9260	32	12	12	0.13	0.40
LAGO-051	TBTE	9430	9466	36	8	0	0.09	0.59
LAGO-052	TBTE	9216	9274	58	0	0	---	---
LAGO-054	TBTE	9202	9232	30	4	4	0.24	0.23
LAGO-055	TBTE	9320	9378	58	0	0	---	---
LAGO-06	TBTE	8952	8990	38	13	12	0.15	0.40
LAGO-060	TBTE	9356	9422	66	7	0	---	---
LAGO-07	TBTE	8938	8965	27	4	4	0.13	0.38
LAGO-08	TBTE	8924	8964	40	8	8	0.13	0.40
LAGO-09	TBTE	8936	8968	32	5	5	0.12	0.33
LAGO-09B	TBTE	8936	8983	47	4	4	0.13	0.26

Fuente: (Petroamazonas E.P, 2020)

## Anexo 2. Base de datos para interpretación de pruebas de presión

**Tabla 47.** Base de datos general para la interpretación de pruebas de presión.

N° DE PRUEBA	GENERALIDADES							DATOS DE LA CAPA										PRODUCCIÓN					
	Pozo	Ensayo	Fecha	Arena	Tipo de Pozo	Archivo	PVT ref.	ARENA			PUNZADOS							Prof. Sensor MD (ft)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qt (BFPD)	BSW %	°API
								Topo MD (ft)	Base MD (ft)	Intervalos MD (ft)	Topo MD (ft)	Base MD (ft)	M.P. MD (ft)	"Hn" TVD (ft)	φ (v/v)	Sw %	r <sub>w</sub> (ft)						
1	LGA-001	B'UP	2001-06-04	H	V	.JPG	LGA-030	9945	10170	9947-9962 9962-9966 9978-9988	9947	9988	9967.5	29	0.180	0.490	0.354	9857	179	37	216	17	29.2
2	LGA-001	B'UP	2004-01-06	H	V	.TXT	LGA-030	9945	10170	9947-9962 9962-9966 9978-9988	9947	9988	9967.5	29	0.180	0.450	0.354	9878	67	101	168	60	28.3
3	LGA-002	B'UP	1995-10-08	HI	V	.PDF	LGA-041	9964	10160	9971-9986 9995-9998 10001-10028 10031-10042	9971	10042	10006.5	56	0.150	0.340	0.411	9720	770	1108	1878	59	22.4
4	LGA-002	B'UP	1996-06-20	HI	V	.PDF	LGA-041	9964	10160	9971-9986 9995-9998 10001-10028	9971	10028	9999.5	45	0.150	0.340	0.411	9852	913	431	1344	32.1	28
5	LGA-002	B'UP	2001-06-23	HI	V	.PDF	LGA-041	9964	10160	9971-9986 9995-9998 10001-10012	9971	10012	9991.5	29	0.150	0.340	0.411	9862	297	206.4	503.4	41	27.8
6	LGA-002	B'UP	2001-11-07	H	V	.JPG	LGA-018	9942	10160	9942-9954 9971-9986 9995-9998	9942	9988	9970	30	0.150	0.340	0.411	9684	1465	483	1948	24.8	29
7	LGA-003	B'UP	1995-12-13	H	V	.PDF	LGA-030	10029	10270	10040-10070	10040	10070	10055	30	0.150	0.150	0.411	9416	292	476	768	62	29
8	LGA-003	B'UP	1997-03-07	H	V	.PDF	LGA-030	10029	10270	10040-10070	10040	10070	10055	30	0.180	0.150	0.411	9465	208	418	626	67	29
9	LGA-004	B'UP	2009-09-05	HS	V	.TXT	LGA-006	1003	10040	10001-10016 10024-10034	10001	10034	10017.5	25	0.170	0.450	0.354	8823	46	2	48	4	29.5
10	LGA-004	B'UP	2013-01-11	HS	V	.GEN	LGA-006	10003	10040	10001-10016 10024-10034	10001	10034	10017.5	25	0.150	0.450	0.354	8892	205	131	336	39	29.8
11	LGA-006	B'UP	1980-04-22	H	V	.PDF	LGA-006	10035	10294	10034-10044 10062-10078 10088-10130	10034	10130	10082	68	0.150	0.300	0.354	9790	1044	1566	2610	60	28
12	LGA-009	B'UP	1995-08-08	TI	V	.PDF	LGA-034	9869	9904	9878-9902	9878	9902	9890	24	0.150	0.180	0.411	9810	480	120	600	20	29
13	LGA-009	B'UP	2013-12-13	TI	V	.GEN	LGA-034	9869	9904	9878-9902	9878	9902	9890	24	0.150	0.180	0.411	9810	143.56	14.63	158.2	9.25	29
14	LGA-012	B'UP	2013-10-06	U+T	V	.JPG	-	9531	9636	U 9584 - 9594 9611 - 9617 T 9796-9813 9830-9834	9584	9834	9709	37	0.115	0.240	0.354	9584	91.2	4.8	96	5	29.8
15	LGA-012	B'UP	2014-11-12	BT	V	.TXT	LGA-036	8884	8912	8899-8908	8899	8908	8903.5	9	0.130	0.230	0.354	8700	968	40	1008	3.97	24.43
16	LGA-012	B'UP	2015-02-20	BT	V	.GEN	LGA-036	8884	8912	8899-8908	8899	8908	8903.5	9	0.130	0.230	0.354	8701	48	2	50	4	26.8

N° DE PRUEBA	GENERALIDADES										DATOS DE LA CAPA										PRODUCCIÓN			
	Pozo	Ensayo	Fecha	Arena	Tipo de Pozo	Archivo	PVT ref.	ARENA		PUNZADOS					Sw %	rw (ft)	Prof. Sensor MD (ft)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qt (BFPD)	BSW %	°API		
								Topo MD (ft)	Base MD (ft)	Intervalos MD (ft)	Topo MD (ft)	Base MD (ft)	M.P. MD (ft)	"Hn" TVD (ft)									Ø (v/v)	
17	LGA-013	B'UP	1998-06-14	HS	V	.PDF	LGA-006	10024	10077	10024-10038 10050-10070	10024	10070	10047	34	0.150	0.240	0.411	9901	283	137	420	32	28.8	
18	LGA-013	B'UP	2004-03-09	TI	V	.JPG	LGA-034	9894	9930	9898-9910	9898	9910	9904	12	0.150	0.420	0.411	8718	96	43.09	139	31	29.2	
19	LGA-013	B'UP	2015-07-09	HS	V	.TXT	LGA-006	10024	10077	10024-10038 10050-10070	10024	10070	10047	27	0.130	0.240	0.411	9918	246.39	135.61	382	35.5	28.6	
20	LGA-014	B'UP	1988-10-06	H	V	.PDF	LGA-030	10044	10351	10038-10066 10070-10086	10038	10086	10062	44	0.150	0.460	0.354	9796	108	108	216	50	28.6	
21	LGA-015	B'UP	1980-03-02	H	V	.PDF	LGA-006	10053	10228	10050-10070 10080-10100	10050	10100	10075	40	0.150	0.480	0.411	9911	343	34	377	9.02	29	
22	LGA-015	B'UP	1991-03-31	UI	V	.PDF	GNT-002	9695	9734	9712-9718 9726-9734	9712	9734	9723	14	0.144	0.250	0.411	9650	150	426	576	74	28	
23	LGA-017	B'UP	1994-10-04	T	V	.PDF	LGA-034	9796	9870	9810-9834 9838-9848	9810	9848	9829	34	0.160	0.270	0.411	9715	126	234	360	65	28	
24	LGA-017	B'UP	2005-04-22	T	V	.GEN	LGA-034	9796	9870	9810-9834 9838-9848	9810	9848	9829	34	0.160	0.270	0.411	9804	143	17	160	10.9	29.2	
25	LGA-017	B'UP	2007-07-10	T	V	.JPG	LGA-034	9796	9870	9810-9834 9838-9848	9810	9848	9829	34	0.160	0.270	0.411	9806	134	16	150	11	29.2	
26	LGA-017	DRAWD.	2017-03-27	HS	V	.XLS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
27	LGA-018	B'UP	1995-02-17	H	V	.PDF	LGA-018	9902	10160	9898-9914 9944-9954 9954-9970 9978-9988	9898	9988	9943	62	0.180	0.380	0.411	9764	852	84	936	9	29	
28	LGA-018	B'UP	1995-10-15	H	V	.PDF	LGA-018	9902	10160	9898-9914 9920-9930 9944-9954 9954-9970 9978-9988	9898	9988	9943	62	0.180	0.380	0.411	9773	578	290	868	33.4	27	
29	LGA-018	B'UP	1997-11-08	H	V	.PDF	LGA-018	9902	10160	9898-9914 9920-9930 9944-9954 9954-9970 9978-9988	9898	9988	9943	62	0.180	0.380	0.411	9652	378	222	600	37	20.7	
30	LGA-018	B'UP	2019-04-03	H	V	.TXT	LGA-018	9902	10160	9898-9988	9898	9988	9943	62	0.180	0.380	0.411	9647	81	260	341	76.2	28.5	
31	LGA-018	B'UP	2019-07-19	HI	V	.TXT	LGA-041	9934	10160	10000-10020	10000	10020	10010	20	0.180	0.380	0.411	9647	239	443	682	64.9	28.5	
32	LGA-020	B'UP	1971-02-21	H	V	.PDF	LGA-030	10033	10130	10036-10046 10058-10086 10100-10110	10036	10110	10073	48	0.150	0.430	0.354	9500	738	1	739	0.1353	26.7	
33	LGA-021	B'UP	1980-08-17	H	V	.PDF	LGA-006	10028	10200	10026-10040 10046-10060 10072-10086 10090-10096	10026	10096	10061	48	0.150	0.180	0.411	10010	599	158	757	40	28	
34	LGA-021	B'UP	1992-10-12	H	V	.PDF	LGA-006	10028	10200	10026-10040 10046-10080 10072-10080	10026	10080	10053	36	0.180	0.180	0.411	9925	253	152	405	37.6	28.5	
35	LGA-021	B'UP	2003-01-07	BT	V	.TXT	LGA-036	8919	8970	8954-8968	8954	8968	8961	14	0.140	0.290	0.411	8741	126	234	360	65	28.6	
36	LGA-022	B'UP	2005-10-04	BT	V	.XLS	LGA-036	8918	8964	8944-8962	8944	8962	8953	18	0.150	0.250	0.411	8884	246	3	249	1.1	29.2	



N° DE PRUEBA	GENERALIDADES						DATOS DE LA CAPA										PRODUCCIÓN						
	Pozo	Ensayo	Fecha	Arena	Tipo de Pozo	Archivo	PVT ref.	ARENA		PUNZADOS					Prof. Sensor MD (ft)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qt (BFPD)	BSW %	°API			
								Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Intervalos MD (ft)	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	M.P. MD (ft)	"Hn" TVD (ft)							φ (v/v)	Sw %	rw (ft)
37	LGA-023	B'UP	1993-06-24	HS	V	.PDF	LGA-030	9917	9951	9916-9936 9941-9950	9916	9950	9933	29	0.150	0.360	0.411	9733	133	271	404	67	29
38	LGA-025	B'UP	2008-01-02	U+T	V	.XLS	-	9635	9735	9698-9710 9716-9726 9730-9736 9907-9933	9698	9933	9721	54	0.144	0.150	0.354	9560	637	131	768	17	28
39	LGA-025	B'UP	2008-02-02	U+T	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	LGA-025	B'UP	2013-01-06	U+T	V	.XLS	-	9635	9735	9698-9710 9716-9726 9730-9736 9907-9933	9698	9933	9816	54	0.144	0.213	0.354	9612	75.6	92.4	168	55	28
41	LGA-025	B'UP	2013-11-21	UI	V	.TXT	GNT-002	9694	9735	9698-9710 9716-9726 9730-9736	9698	9736	9717	28	0.130	0.140	0.354	9591	66	6	72	8	28.6
42	LGA-025	B'UP	2015-10-18	BT	V	.TXT	LGA-036	8953	8993	8977-8990	8977	8990	8983.5	13	0.142	0.350	0.354	8780	23	64.8	87.8	74	27.8
43	LGA-026	B'UP	1993-02-12	H	V	.PDF	LGA-006	10054	10157	10051-10061 10088-10094 10107-10108 10122-10131	10051	10131	10091	36	0.150	0.285	0.411	9774	300	300	600	50	28
44	LGA-027	B'UP	1977-09-03	H	V	.PDF	LGA-006	10001	10090	9998-10014 10016-10050 10058-10066 10074-10082	9998	10082	10040	66	0.150	0.220	0.411	9900	377	4	381	1	29
45	LGA-027	DRAWD.	1979-03-03	H	V	.PDF	LGA-006	10001	10090	9998-10014 10016-10050 10058-10066 10074-10082	9998	10082	10040	66	0.150	0.220	0.411	-	-	-	-	-	28.6
46	LGA-027	B'UP	1981-12-23	H	V	.PDF	LGA-006	10001	10090	9998-10014 10016-10050 10058-10066 10074-10082	9998	10082	10040	66	0.150	0.380	0.411	9900	222	22	244	2	27.7
47	LGA-027	B'UP	1990-12-08	H	V	.PDF	LGA-006	10001	10090	9998-10014 10016-10050 10058-10066 10074-10082	9998	10082	10040	66	0.150	0.380	0.411	9912	372	228	600	38	29.5
48	LGA-027	B'UP	1995-03-21	H	V	.PDF	LGA-006	10001	10090	9998-10014 10016-10050 10058-10066 10074-10082	9998	10082	10040	66	0.150	0.220	0.411	9868	333	13	346	4	30.8
49	LGA-027	B'UP	2002-11-21	HS	V	.TXT	LGA-006	10001	10048	9998-10024	9998	10024	10011	15	0.110	0.220	0.411	9710	119	51	170	30	29.5
50	LGA-027	B'UP	2013-04-27	HS	V	.JPG	LGA-006	10001	10048	9998-10015 10015-10024 10038-10044	9998	10044	10021	32	0.120	0.220	0.411	9836	116.6	315.4	432	73	28.9

N° DE PRUEBA	GENERALIDADES							DATOS DE LA CAPA										PRODUCCIÓN						
	Pozo	Ensayo	Fecha	Arena	Tipo de Pozo	Archivo	PVT ref.	ARENA		PUNZADOS					Prof. Sensor MD (ft)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qt (BFPD)	BSW %	°API				
								Topo MD (ft)	Base MD (ft)	Intervalos MD (ft)	Topo MD (ft)	Base MD (ft)	M.P. MD (ft)	"Hn" TVD (ft)							φ (v/v)	Sw %	rw (ft)	
51	LGA-027	B'UP	2015-04-10	HS	V	.XLS	LGA-006	10001	10048	9998-10024 10038-10044	9998	10044	10021	32	0.120	0.220	0.411	9810	46	314	360	87.2	28.9	
52	LGA-027	B'UP	2017-08-31	HS	V	.TXT	LGA-006	10001	10048	9998-10010	9998	10010	10004	12	0.000	0.220	0.411	9144.71	46	239	285	84	28.6	
53	LGA-028	B'UP	1992-07-04	H	V	.PDF	LGA-018	9920	10070	9920-9928 9942-9950 9967-9987	9920	9987	9953.5	36	0.110	0.260	0.411	9817	253	59	312	19	20	
54	LGA-030	B'UP	1985-09-23	H	V	.PDF	LGA-030	9944	10100	9954-9978 9989-10001 10014-10018	9964	10018	9991	30	0.120	0.120	0.411	8700	151	100	251	40	26	
55	LGA-030	B'UP	1991-05-26	H	V	.PDF	LGA-030	9944	10100	9954-9973 9989-10000	9964	10000	9982	20	0.180	0.120	0.411	10012	685	519	1184	43.8	28.5	
56	LGA-030	B'UP	1996-06-10	UI	V	.PDF	GNT-002	9603	9642	9612-9673 9629-9642	9612	9642	9627	30	0.150	0.150	0.411	9489	197	19	216	9	25	
57	LGA-030	B'UP	2002-03-21	UI	V	.TXT	GNT-002	9603	9642	9612-9642	9612	9642	9627	30	0.180	0.150	0.411	9580	240	4	244	1.7	29.6	
58	LGA-030	B'UP	2004-07-14	UI	V	.TXT	GNT-002	9603	9642	9612-9673 9629-9642	9612	9642	9627	30	0.140	0.150	0.411	9547	139	2	141	1.6	29.6	
59	LGA-030	B'UP	2018-05-08	HI	V	.XLS	LGA-041	9985	10100	9985-9993	9985	9993	9989	8	0.140	0.380	0.354	9512	14	19	33	57.57	29.1	
60	LGA-030	B'UP	2019-04-21	HS	V	.TXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	LGA-030	B'UP	2019-05-02	UI	V	.TXT	GNT-002	9603	9642	9612-9673 9629-9642	9612	9642	9627	30	0.140	0.150	0.441	9459	26	70	96	72.95	29.6	
62	LGA-032	B'UP	1993-07-10	HS	V	.PDF	LGA-030	10040	10074	10050-10070	10050	10070	10060	20	0.150	0.230	0.411	9969	165	171	336	51	24.3	
63	LGA-032	B'UP	1995-06-20	HS	V	.PDF	LGA-030	10040	10074	10050-10070	10050	10070	10060	20	0.150	0.230	0.411	9974	374	106	480	22	30	
64	LGA-032	B'UP	1998-05-11	HS	V	.PDF	LGA-030	10040	10074	10038-10044 10050-10060	10038	10060	10049	16	0.150	0.230	0.411	9934	380	198	578	34	22	
65	LGA-032	B'UP	2018-08-03	HS	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
66	LGA-033	B'UP	1994-10-27	HI	V	.PDF	LGA-041	9988	10032	10012-10027	10012	10027	10019.5	15	0.180	0.360	0.411	9717	1094	274	1368	20	29.5	
67	LGA-033	B'UP	2000-07-28	H	V	.PDF	LGA-006	9970	10032	9966-9984 9990-9998 10012-10027	9966	10027	9996.5	41	0.130	0.440	0.411	9837	475	581	1056	55	30.1	
68	LGA-033	B'UP	2004-07-19	H	V	.XLS	LGA-006	9970	10032	9966-9984 9990-9998	9966	9998	9982	26	0.150	0.440	0.411	9905	188	508	696	73	30.2	
69	LGA-034	B'UP	1992-11-26	HS	V	.PDF	LGA-006	10005	10040	10008-10019 10023-10038	10008	10038	10023	16	0.180	0.270	0.411	9874	330	990	1320	75	26	
70	LGA-034	B'UP	1996-08-25	T	V	.PDF	LGA-034	9822	9917	9842-9851 9890-9900	9842	9900	9871	19	0.160	0.220	0.411	9672	306	150	456	33	27	
71	LGA-034	B'UP	2011-08-12	BT	V	.TXT	LGA-036	8902	8940	8928-8938	8928	8938	8933	10	0.150	0.120	0.411	8819	76	24	100	24	27	
72	LGA-034	B'UP	2015-05-08	TI	V	.TXT	LGA-034	9882	9917	9890-9893 9893-9894 9894-9900	9890	9900	9895	10	0.157	0.220	0.411	9477	28.03	451.2	479.23	94	32	
73	LGA-034	B'UP	2015-05-15	UI	V	.TXT	GNT-002	9648	9684	9662-9673	9662	9673	9667.5	11	0.137	0.200	0.411	9511	101	14	115	11.83	29	
74	LGA-034	B'UP	2015-05-24	US	V	.SK3	GNT-012	9585	9648	9588-9645	9588	9645	9616.5	20	0.130	0.110	0.411	9511	213	237	456	46.7	27.8	
75	LGA-034	B'UP	2015-06-08	U	V	.TXT	GNT-002	9585	9684	9618-9632 9632-9633 9638-9646 9664-9665	9618	9665	9641.5	24	0.135	0.155	0.411	9511	177	94	271	37	29	

N° DE PRUEBA	GENERALIDADES							DATOS DE LA CAPA										PRODUCCIÓN					
	Pozo	Ensayo	Fecha	Arena	Tipo de Pozo	Archivo	PVT ref.	ARENA		PUNZADOS					Prof. Sensor MD (ft)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qt (BFPD)	BSW %	°API			
								Topo MD (ft)	Base MD (ft)	Intervalos MD (ft)	Topo MD (ft)	Base MD (ft)	M.P. MD (ft)	"Hn" TVD (ft)							φ (v/v)	Sw %	rw (ft)
76	LGA-035	B'UP	1988-09-18	H	V	.PDF	LGA-030	9926	10101	9960-9979 9990-9996 10000-10012	9960	10012	9986	37	0.150	0.290	0.354	225	639	864	74	28.5	
77	LGA-035	B'UP	2003-09-25	H	V	.XLS	LGA-030	9926	10101	9930-9937 9961-9967 9970-9979	9930	9979	9954.5	22	0.180	0.320	0.354	256	32	288	11	29.2	
78	LGA-035	DRAWD.	2013-08-17	H	V	.PDF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
79	LGA-036	B'UP	1993-05-20	H	V	.PDF	LGA-030	9951	10140	9956-9973 9989-10006	9956	10006	9981	34	0.150	0.360	0.411	514	98	612	16	26.6	
80	LGA-036	B'UP	2008-02-16	BT	V	.XLS	LGA-036	8883	8911	8892-8873 8919-8910	8892	8910	8901	18	0.160	0.130	0.411	114	16	130	12.3	29.3	
81	LGA-036	B'UP	2014-06-07	BT	V	.K53	LGA-036	8883	8911	8892-8873 8899-8904	8892	8904	8898	12	0.160	0.130	0.411	62	22	84	25.7	28	
82	LGA-036	B'UP	2014-12-10	UI	V	.K53	GNT-002	9590	9633	9592-9573 9599-9601	9592	9601	9596.5	9	0.120	0.160	0.354	33	27	60	45	29.2	
83	LGA-036	B'UP	2015-09-26	HS	V	.TXT	LGA-030	9951	9953	9956-9970	9956	9970	9963	14	0.129	0.350	0.354	90	102	192	53	29.2	
84	LGA-036	B'UP	2019-09-04	HS	V	.TXT	LGA-030	9951	9953	9956-9970	9956	9970	9963	14	0.120	0.350	0.354	53	45.276	98	46.2	29.4	
85	LGA-037	B'UP	2009-07-25	BT	V	.TXT	LGA-036	8862	8893	8878-8892	8878	8892	8885	14	0.140	0.110	0.354	100.8	67.2	168	40	28.4	
86	LGA-037	B'UP	2014-07-16	HS	V	.TXT	LGA-030	9932	9963	9932-9945	9932	9945	9938.5	13	0.130	0.420	0.354	45	75	120	63	29.8	
87	LGA-037	B'UP	2014-07-23	HS	V	.JPG	LGA-030	9932	9963	9932-9945	9932	9945	9938.5	13	0.130	0.420	0.354	46	49.9	95.9	52	29.8	
88	LGA-037	B'UP	2014-07-30	TI	V	.TXT	LGA-034	9817	9836	9820-9834	9820	9834	9827	14	0.100	0.150	0.354	279	8.6	288	3	32	
89	LGA-037	B'UP	2015-11-05	HS	V	.TXT	LGA-030	9932	9963	9932-9953	9932	9953	9942.5	21	0.130	0.420	0.354	359	220	579	38	28.1	
90	LGA-037	B'UP	2016-07-15	HS	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91	LGA-037	B'UP	2017-07-10	HS	V	.TXT	LGA-030	9932	9963	9932-9953	9932	9953	9942.5	18	0.130	0.420	0.354	144	27	171	16	30	
92	LGA-038	B'UP	1995-03-02	HS	V	.PDF	LGA-006	10016	10056	10034-10054	10034	10054	10044	20	0.120	0.350	0.411	605	235	840	28	26	
93	LGA-038	B'UP	1999-10-21	U	V	.JPG	GNT-002	9601	9696	9656-9664 9682-9694	9656	9694	9675	20	0.140	0.260	0.411	528	72	600	12	29.2	
94	LGA-038	B'UP	2005-02-07	U	V	.JPG	GNT-002	9601	9696	9656-9664 9682-9694	9656	9694	9675	20	0.140	0.260	0.411	98	8	106	7.4	28.1	
95	LGA-038	B'UP	2005-06-04	U	V	.TXT	GNT-002	9601	9696	9656-9664 9682-9694	9656	9694	9675	20	0.140	0.260	0.411	144	46	190	24.29	28.1	
96	LGA-038	B'UP	2013-07-10	UI	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
97	LGA-038	DRAWD.	2017-07-13	UI	V	.TXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
98	LGA-038	B'UP	2017-10-16	HI	V	.TXT	LGA-041	10056	10252	10080-10090	10080	10090	10085	10	0.140	0.530	0.411	107	1164	1271	91.5	29.1	
99	LGA-038	B'UP	2017-10-29	HS	V	.TXT	LGA-006	10016	10056	10014-10032	10014	10032	10023	18	0.120	0.350	0.411	107	164	271	60.5	28.8	
100	LGA-041	B'UP	1999-05-12	HI	V	.PDF	LGA-041	10065	10205	10066-10076	10066	10076	10071	10	0.150	0.290	0.354	950	10	960	1.04	29.4	
101	LGA-041	B'UP	2000-05-23	HS	V	.JPG	LGA-006	10032	10065	10036-10044 10048-10054	10036	10054	10045	14	0.110	0.290	0.354	411	19.36	430.36	4.5	29.4	
102	LGA-041	B'UP	2004-03-23	HS	V	.TXT	LGA-006	10032	10065	10036-10044 10048-10054	10036	10054	10045	14	0.110	0.290	0.354	325	245	570	43	28.8	
103	LGA-041	B'UP	2015-08-13	TI	V	.TXT	LGA-034	9913	9953	9922-9923 9944-9945	9922	9945	9933.5	2	0.128	0.260	0.354	52.92	437.08	490	89.2	32.6	
104	LGA-041	B'UP	2017-08-22	TI	V	.TXT	LGA-034	9913	9953	9918-9926 9941-9949 9954-9959	9918	9945	9931.5	21	0.128	0.260	0.354	38	102	140	73	32.6	

N° DE PRUEBA	GENERALIDADES										DATOS DE LA CAPA										PRODUCCIÓN				
	Pozo	Ensayo	Fecha	Arena	Tipo de Pozo	Archivo	PVT ref.	ARENA			PUNZADOS					Prof. Sensor MD (ft)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qt (BFPD)	BSW %	°API				
								Topo MD (ft)	Base MD (ft)	Intervalos MD (ft)	Topo MD (ft)	Base MD (ft)	M.P. MD (ft)	"Hn" TVD (ft)	φ (v/v)							Sw %	rw (ft)		
105	LGA-041	B'UP	2018-03-23	TI	V	.XLS	LGA-034	9913	9953	9918-9926 9941-9949 9954-9959	9918	9959	9938.5	21	0.128	0.250	0.354	9803	17	63	80	79.1	32.4		
106	LGA-041	B'UP	2018-06-05	TI	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
107	LGA-041	B'UP	2019-05-18	HS	V	.XLS	LGA-006	10032	10065	10036-10054	10036	10054	10045	18	0.110	0.290	0.354	9833	5	105	110	99	29		
108	LGA-041	B'UP	2019-06-10	HS	V	.XLS	LGA-006	10032	10065	10036-10044 10048-10054	10036	10054	10045	14	0.110	0.290	0.354	9803	0.65	45.35	46	98.6	29		
109	LGA-045	B'UP	2004-10-30	HI	V	.TXT	LGA-041	10071	10198	10072-10088	10072	10088	10080	16	0.160	0.270	0.354	9945	346	1095	1441	76	27.63		
110	LGA-045	B'UP	2004-11-26	HI	V	.TXT	LGA-041	10071	10198	10071-10079	10071	10079	10075	8	0.160	0.270	0.354	9945	302	34	336	10	27.3		
111	LGA-045	B'UP	2014-02-03	TI	V	.TXT	LGA-034	9885	9925	9900-9904 9911-9924	9900	9924	9912	17	0.090	0.160	0.354	9801	29	43	72	59.7	32.4		
112	LGA-045	B'UP	2014-02-10	HS	V	.TXT	LGA-006	10021	10071	10017-10024 10036-10044	10017	10044	10030.5	15	0.070	0.560	0.354	9527	68.6	195.4	264	74.02	29.4		
113	LGA-045	B'UP	2014-12-02	BT	V	.TXT	LGA-036	8931	8970	8956-8965	8956	8965	8960.5	9	0.120	0.320	0.354	8914	31	10	41	24.39	28.7		
114	LGA-045	B'UP	2017-01-22	HS	V	.TXT	LGA-006	10021	10071	10017-10021 10021-10042 10042-10044	10017	10044	10030.5	27	0.070	0.560	0.354	9833.43	-	-	203	-	28.6		
115	LGA-046	B'UP	2014-02-10	TI	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
116	LGA-046	B'UP	2007-05-01	HI	D	.TXT	LGA-041	10243	10453	10240-10254	10240	10254	10247	14	0.150	0.600	0.354	10062	245	1387	1632	85	25.8		
117	LGA-046	B'UP	2007-10-31	HS	D	.XLS	LGA-006	10199	10243	10198-10208 10214-10228	10198	10228	10213	24	0.130	0.320	0.354	10070	272.16	63.84	336	19	28.1		
118	LGA-046	B'UP	2007-11-06	HS	D	.XLS	LGA-006	10199	10243	10198-10208 10214-10228	10198	10228	10213	24	0.130	0.320	0.354	10070	337.2	262.8	600	43.8	28.1		
119	LGA-046	B'UP	2008-06-29	TI	D	.TXT	LGA-034	10071	10108	10072-10078 10088-10106	10072	10106	10089	24	0.100	0.350	0.354	9750	178	810	988	82	32.4		
120	LGAB-009B	B'UP	1976-06-05	H	V	.PDF	LGA-006	10011	10170	10014-10022 10040-10048 10062-10068	10014	10068	10041	22	0.150	0.250	0.354	9500	178	2.2	180.2	1.2	31.6		
121	LGAB-009B	B'UP	1983-02-11	TI	V	.PDF	LGA-034	9882	9927	9888-9918	9888	9918	9903	30	0.120	0.190	0.354	9700	700.92	7.08	708	1	33.4		
122	LGAB-009B	B'UP	1988-05-03	U+T	V	.PDF	-	9602	9689	9634-9640 9620-9626	9634	9918	9764	42	0.144	0.190	0.354	9531	101	11	112	10	29		
123	LGAB-009B	B'UP	2005-06-05	US	V	.TXT	GNT-012	9602	9652	9620-9626 9634-9640	9620	9640	9630	12	0.180	0.290	0.411	9534	30	114	144	79	27		
124	LGAB-009B	B'UP	2005-06-11	TI	V	.XLS	LGA-034	9882	9927	9888-9918	9888	9918	9903	30	0.100	0.190	0.354	9514	120	144	264	55	29		
125	LGAC-011	B'UP	1997-05-19	H	V	.PDF	LGA-006	9940	10270	9940-9956 9964-9974 9976-9984 9984-9988	9940	9988	9964	38	0.150	0.430	0.411	9806	289	47	336	14	29.8		
126	LGAC-011	B'UP	2013-01-30	HS	V	.JPG	LGA-006	9940	9962	9940-9956	9940	9956	9948	16	0.120	0.430	0.411	9809	483	429	912	47	27.7		
127	LGAE-024	B'UP	2002-06-22	UI	V	.TXT	GNT-002	9553	9588	9555-9565 9579-9583	9555	9583	9569	14	0.150	0.170	0.354	9544	247	1	248	0.1	28.6		
128	LGAE-024	B'UP	2014-10-31	BT	V	.TXT	LGA-036	8872	8896	8882-8894	8882	8894	8888	12	0.150	0.240	0.354	8792	53.71	18.28	71.99	28	25.4		
129	LGAE-024	B'UP	2015-06-23	HI	V	.TXT	LGA-041	9952	10200	9970-9977	9970	9977	9973.5	7	0.120	0.270	0.354	9471	267	30	297	10.10	29.1		

N° DE PRUEBA	GENERALIDADES										DATOS DE LA CAPA										PRODUCCIÓN			
	Pozo	Ensayo	Fecha	Arena	Tipo de Pozo	Archivo	PVT ref.	ARENA			PUNZADOS				Sw %	rw (ft)	Prof. Sensor MD (ft)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qt (BFPD)	BSW %	°API		
								Topo MD (ft)	Base MD (ft)	Intervalos MD (ft)	Topo MD (ft)	Base MD (ft)	M.P. MD (ft)	"Hn" TVD (ft)									Ø (v/v)	
130	LGAE-024	BUP	2015-07-07	HS	V	.TXT	LGA-018	9917	9952	9919-9937	9919	9937	9928	14	0.121	0.270	0.354	9918	210	540	750	72	28.6	
131	LGAE-040	BUP	2008-09-04	HI	D	.JPG	LGA-041	10175	10370	10218-10228 10238-10242 10252-10264	10218	10264	10241	26	0.142	0.329	0.354	10064	444	18	462	4.1	28.8	
132	LGAE-040	BUP	2012-12-21	HS	D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
133	LGAE-049	BUP	2008-10-23	HI	D	.XLS	LGA-041	10154	10388	10155-10176	10155	10176	10165.5	21	0.150	0.410	0.354	9646	-	-	-	-	-	-
134	LGAE-049	BUP	2008-11-01	UI	D	.XLS	GNT-002	9749	9794	9754-9774	9754	9774	9764	20	0.140	0.120	0.354	9570	136	8	144	6	29.2	
135	LGAE-049	BUP	2014-08-19	UI	D	.XLS	GNT-002	9749	9794	9754-9774	9754	9774	9764	20	0.140	0.120	0.354	9504	58	425	483	88.0	28	
136	LGAE-049	BUP	2017-01-04	UI	V	.TXT	GNT-002	9749	9794	9754-9775	9754	9775	9764.5	21	0.140	0.120	0.354	9693.36	323.5	124	447.5	27.71	28.6	
137	LGAF-029	BUP	2008-01-10	BT	D	.XLS	LGA-036	8903	8924	8914-8924	8914	8924	8919	12	0.150	0.170	0.354	8894	134.4	57.6	192	30	29.9	
138	LGAF-042	BUP	2009-01-02	HI	D	.XLS	LGA-041	10298	11321	10302-10316	10302	10316	10309	14	0.129	0.420	0.354	10097	432	1056	1488	71	27.3	
139	LGAF-042	BUP	2009-09-13	HS	D	.TXT	LGA-030	10249	10298	10250-10284	10250	10284	10267	34	0.120	0.340	0.354	10158	100.8	187.2	288	65	28.8	
140	LGAF-042	BUP	2011-01-30	HS	D	.TXT	LGA-030	10249	10298	10250-10282	10250	10282	10266	32	0.120	0.340	0.354	10152	146.4	93.6	240	39	28.8	
141	LGAF-042	BUP	2013-06-12	HS	D	.XLS	LGA-030	10249	10298	10250-10282	10250	10282	10266	32	0.120	0.340	0.354	9781	380	103	483	21	29.5	
142	LGAF-047	BUP	2008-12-10	HI	D	.JPG	LGA-041	10621	10819.5	10624-10634 10646-10660	10624	10660	10642	24	0.125	0.500	0.354	10494	319	593	912	65	27.5	
143	LGAF-047	BUP	2009-03-03	HI	D	.TXT	LGA-041	10621	10819.5	10624-10634 10646-10660	10624	10660	10642	24	0.125	0.500	0.354	10517	135.4	152.6	288	53	27.5	
144	LGAF-047	BUP	2009-03-10	HS	D	.TXT	LGA-030	10589	10621	10586-10608	10586	10608	10597	22	0.125	0.480	0.354	10479	109.4	82.6	192	43	27.5	
145	LGAF-048	BUP	2008-11-10	HS	D	.XLS	LGA-030	10299	10345	10303-10326	10303	10326	10314.5	23	0.140	0.370	0.411	10121	250	62	312	20	27.2	
146	LGAF-048	BUP	2008-11-15	HS	D	.XLS	LGA-030	10299	10345	10303-10326	10303	10326	10314.5	23	0.140	0.370	0.411	10160	220	140	360	39	27	
147	LGAF-048	BUP	2012-08-07	HS	D	.GEN	LGA-030	10299	10345	10303-10326	10303	10326	10314.5	23	0.150	0.370	0.411	9118	393.1	614.9	1008	61	28.9	
148	LGAG-044	BUP	2004-12-05	HS	V	.JPG	LGA-018	9919	9945	9920-9938	9920	9938	9929	18	0.150	0.300	0.354	8941	605	355	960	37	28.8	
149	LGAG-044	BUP	2005-06-28	HS	V	.TXT	LGA-018	9919	9945	9920-9938	9920	9938	9929	18	0.150	0.300	0.354	8941	109	83	192	43	28.8	
150	LGAG-044	BUP	2012-07-07	HS	V	.TXT	LGA-018	9919	9945	9920-9938	9920	9938	9929	18	0.150	0.300	0.354	9783	341.8	138.2	480	28	28.8	
151	LGAG-044	BUP	2016-04-24	HS	V	.TXT	LGA-018	9919	9945	9920-9938	9920	9938	9929	18	0.150	0.300	0.354	9824	31	26	57	45.3	28.4	
152	LGAG-050	BUP	2009-04-26	H	D	.TXT	LGA-018	10264	10519	10296-10324	10296	10324	10310	28	0.121	0.380	0.354	10203	245	571	816	70	27.6	
153	LGAG-050	BUP	2009-09-30	HS	D	.TXT	LGA-018	10264	10285	10266-10277	10266	10277	10271.5	11	0.121	0.380	0.354	10158	195	693	888	78	27.6	
154	LGAG-050	BUP	2011-11-23	BT	D	.JPG	LGA-036	9228	9260	9240-9258	9240	9258	9249	18	0.140	0.400	0.354	9082	144	12	156	8	28.6	
155	LGAG-050	BUP	2011-12-04	BT	D	.GEN	LGA-036	9228	9260	9240-9258	9240	9258	9249	18	0.140	0.400	0.354	9162	59.04	84.96	144	59	27	
156	LGAG-050	BUP	2019-01-27	HS	D	.TXT	LGA-018	10264	10285	10266-10277	10266	10277	10271.5	11	0.121	0.380	0.354	10182	31	797.36	828.36	96	28.6	
157	LGAG-050	DRAWID.	2019-03-24	HI	D	.TXT	LGA-041	10285	10519	10380-10392	10380	10392	10386	12	0.140	0.430	0.354	9723	31	797.36	828.36	96	28.6	
158	LGAG-051	BUP	2009-06-18	BT	D	.REC	LGA-036	9430	9466	9449-9465	9449	9465	9457	16	0.140	0.590	0.354	9397	333	99	432	23	24.5	
159	LGAH-031	BUP	1982-05-20	H	V	.PDF	LGA-030	9987	10040	10004-10010 10016-10035	10004	10035	10019.5	25	0.150	0.250	0.411	9850	390	3	393	0.76	27.4	
160	LGAH-031	BUP	2003-11-02	UI	V	.XLS	GNT-002	9629	9667	9619-9627 9644-9653 9660-9668	9619	9668	9643.5	25	0.250	0.260	0.411	9615	333	3	336	1	29.5	
161	LGAH-031	BUP	2015-02-06	T	V	.TXT	LGA-034	9799	9879	9810-9818 9823-9824 9828-9832 9833-9844 9846-9852 9866-9872	9810	9872	9841	20	0.129	0.400	0.411	9574	265.44	70.56	336	21	32.4	
162	LGAH-031	BUP	2015-02-25	TI	V	.K53	LGA-034	9855	9879	9866-9872	9866	9872	9869	6	0.142	0.300	0.411	9558	110	34	144	24	32.4	

N° DE PRUEBA	GENERALIDADES						DATOS DE LA CAPA										PRODUCCIÓN						
	Pozo	Ensayo	Fecha	Arena	Tipo de Pozo	Archivo	PVT ref.	ARENA		PUNZADOS				φ (v/v)	Sw %	rw (ft)	Prof. Sensor MD (ft)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Qt (BFPD)	BSW %	°API	
								Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Intervalos MD (ft)	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	M.P. MD (ft)										"Hn" TVD (ft)
163	LGAH-031	B'UP	2015-03-03	TS	V	.K53	LGA-034	9799	9855	9810-9818 9823-9824 9828-9832 9833-9844 9846-9852	9810	9852	9831	10	0.400	0.411	9558	17	55	72	77	32.4	
164	LGAH-031	B'UP	2018-10-12	T	V	.TXT	LGA-034	9799	9879	TS 9810-9818 9823-9844 9846-9852 TI 9866-9872	9810	9872	9841	22	0.400	0.411	9574	57	3	60	4.8	29.4	
165	LGAH-065	DRAWD.	2014-10-03	HI	D	.TXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
166	LGAH-060	DRAWD.	2014-11-27	HS	V	.XLS	-	-	-	10456-10460 10472-10477	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
167	LGAH-060	B'UP	2015-01-31	HS	D	.GEN	LGA-030	10445	10492	10456-10460 10472-10477	10456	10477	10466.5	9	0.430	0.354	10263	95	15.4	110.4	14	28.6	
168	LGAH-060	B'UP	2015-07-26	HS	D	.TXT	LGA-030	10445	10492	10456-10460 10472-10477	10456	10477	10466.5	9	0.430	0.354	10367	181	9	190	5	26.6	
169	LGAH-063	B'UP	2017-07-25	UI	V	.TXT	GNT-002	9861	9908	9868-9878	9868	9878	9873	10	0.128	0.174	9700	21.4	0.66	22.06	3	28.6	
170	LGAH-043	B'UP	2003-05-30	HS	V	.TXT	LGA-030	10034	10063	10031-10060	10031	10060	10045.5	29	0.124	0.280	9832	449	79	528	15	27	
171	LGAH-043	B'UP	2003-10-31	HS	V	.XLS	LGA-030	10034	10063	10031-10060	10031	10060	10045.5	29	0.120	0.354	9918	120	120	240	50	27	
172	LGAH-043	B'UP	2018-05-04	HS	V	.TXT	LGA-030	10034	10076	10031-10060	10031	10060	10045.5	29	0.124	0.280	9528	29.81	68.5	98.31	70	28.4	
173	LGAH-043	B'UP	2018-10-02	HS	V	.TXT	LGA-030	10034	10076	10031-10060	10031	10060	10045.5	29	0.124	0.354	9528	30.67	66.44	97.11	68	28.4	
174	LGAJ-039	B'UP	1998-09-01	HS	V	.PDF	LGA-006	10032	10084	10034-10050	10034	10050	10042	16	0.150	-	9912	595	293	888	33	26.5	
175	LGAJ-039	B'UP	2012-05-12	HS	V	.XLS	LGA-006	10032	10084	10034-10046 10054-10059	10034	10059	10046.5	17	0.110	0.411	9640	177.95	15.05	193	7	29.4	
176	LGAJ-039	B'UP	2018-07-21	HS	V	.TXT	LGA-006	10032	10084	10034-10046 10054-10059	10034	10059	10046.5	17	0.110	0.411	9515	70	266	336	79	28.9	
177	LGAJ-052	B'UP	2014-11-01	US	D	.TXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
178	LGAJ-064	B'UP	2019-07-08	HI	D	.TXT	LGA-041	10545	10578	10590-10597 10602-10606 10610-10613	10590	10613	10601.5	14	0.115	0.456	10457	180	420	600	86	29	

Elaborado por: Cárdenas U. &amp; Torres J.

Anexo 3. Mecanismos de producción del campo Lago Agrio

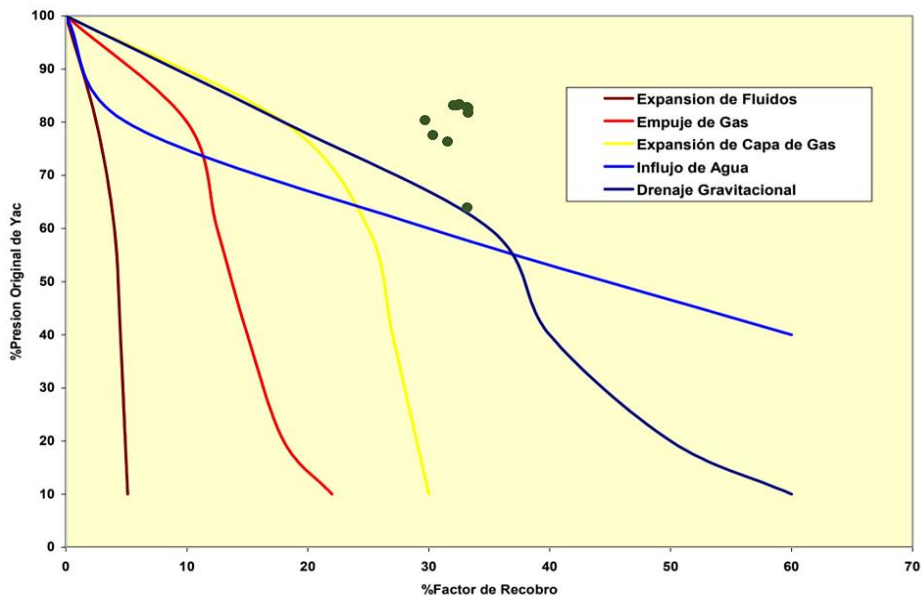


Figura 86. Mecanismo de producción arena Hollín Inferior

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

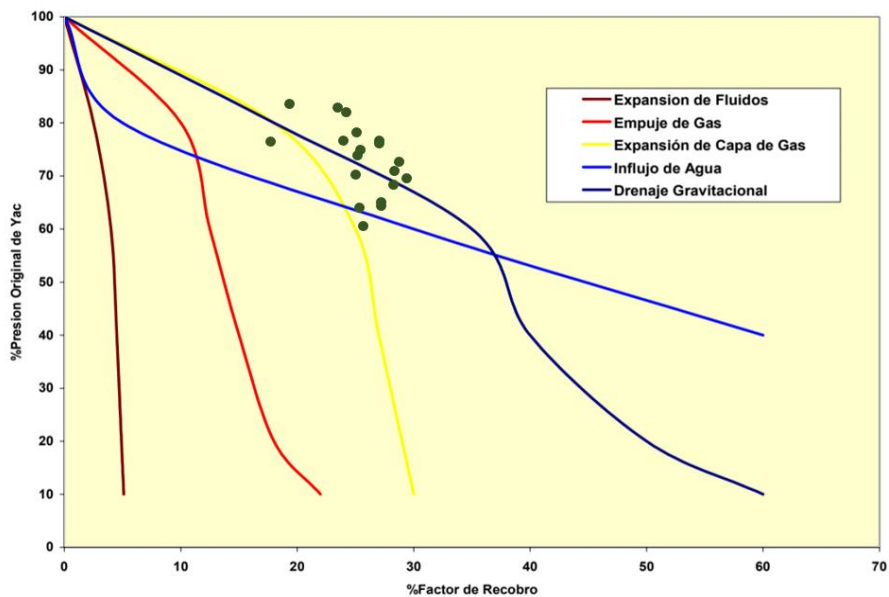
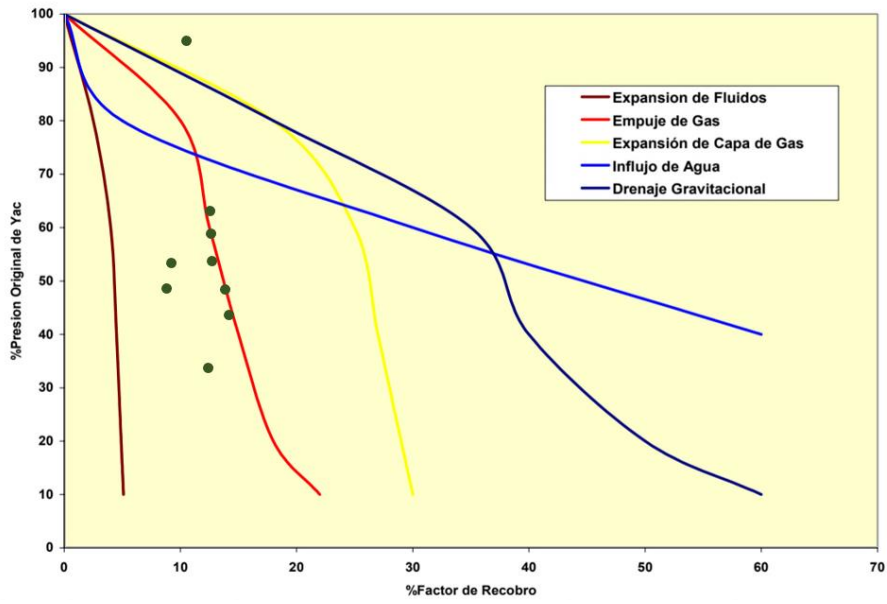
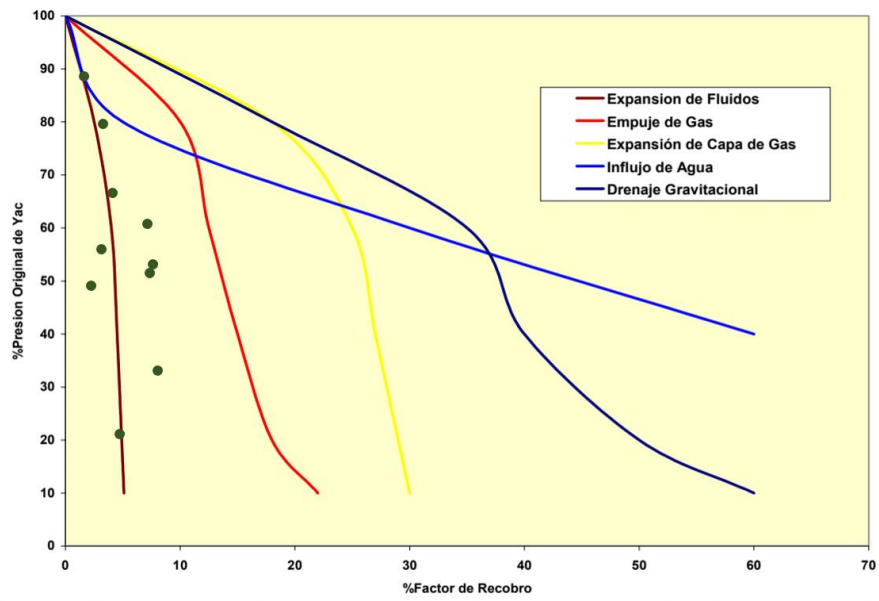


Figura 87 Mecanismo de producción arena Hollín Superior

Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.

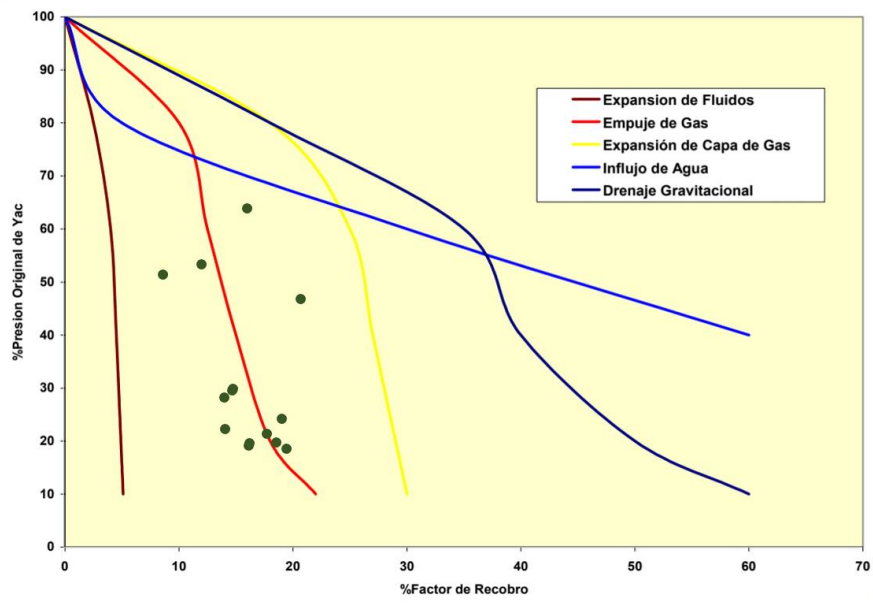


**Figura 88.** Mecanismo de producción arena “T” Inferior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 89.** Mecanismo de producción arena “U” Inferior  
**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.





**Figura 90.** Mecanismo de producción arena Basal Tena

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

### Anexo 4. Mapas de acumulados de las arenas productivas del campo Lago Agrio

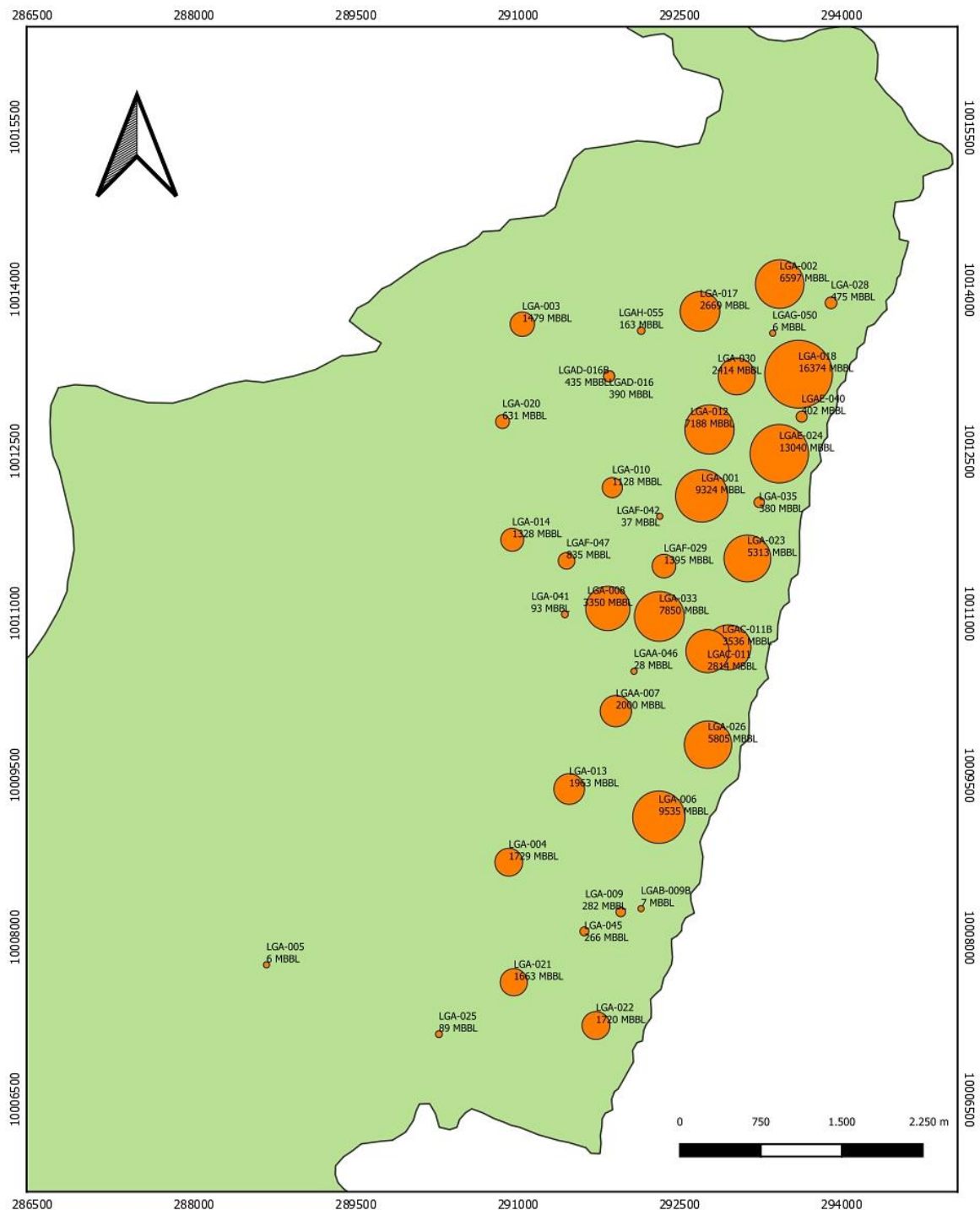
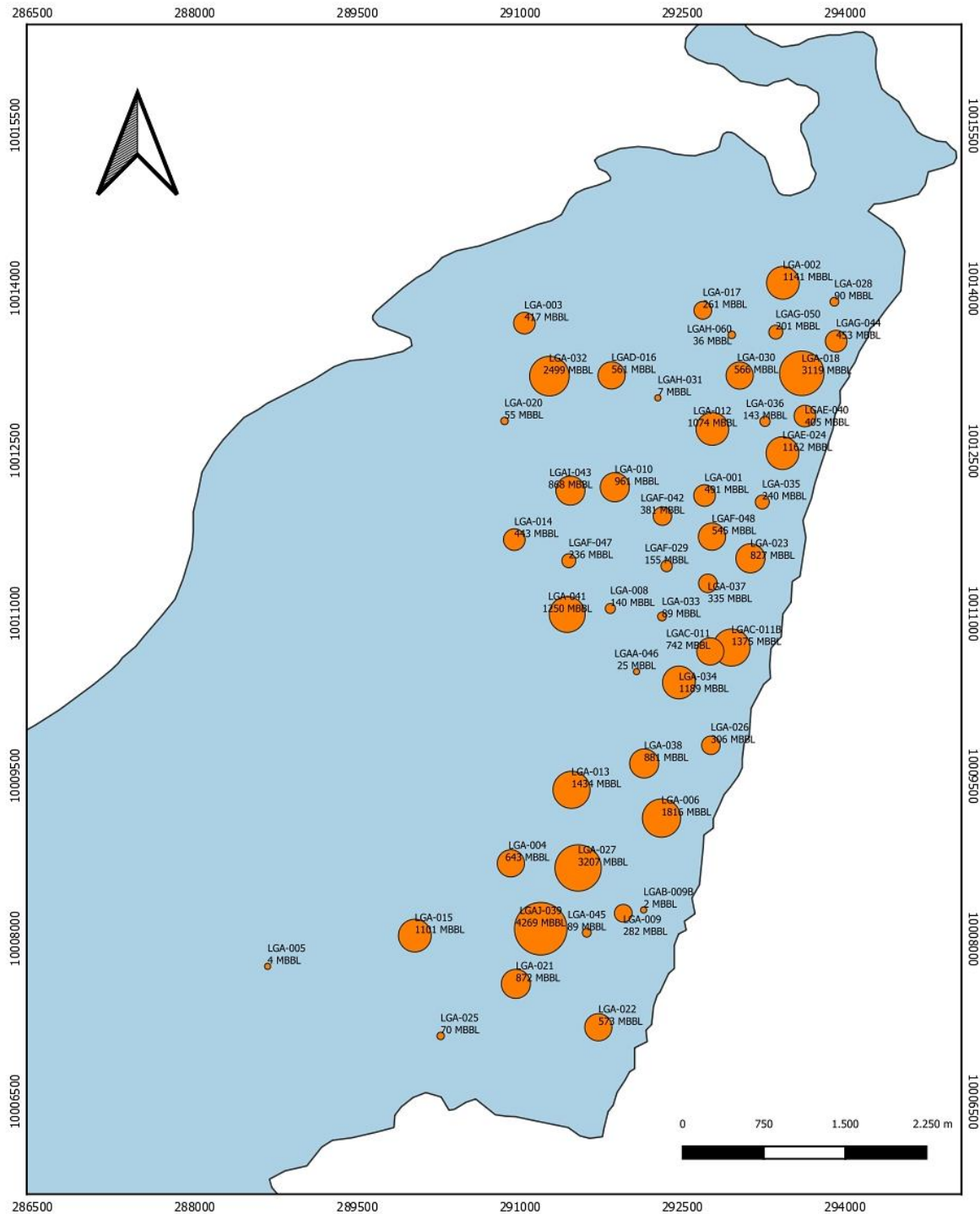
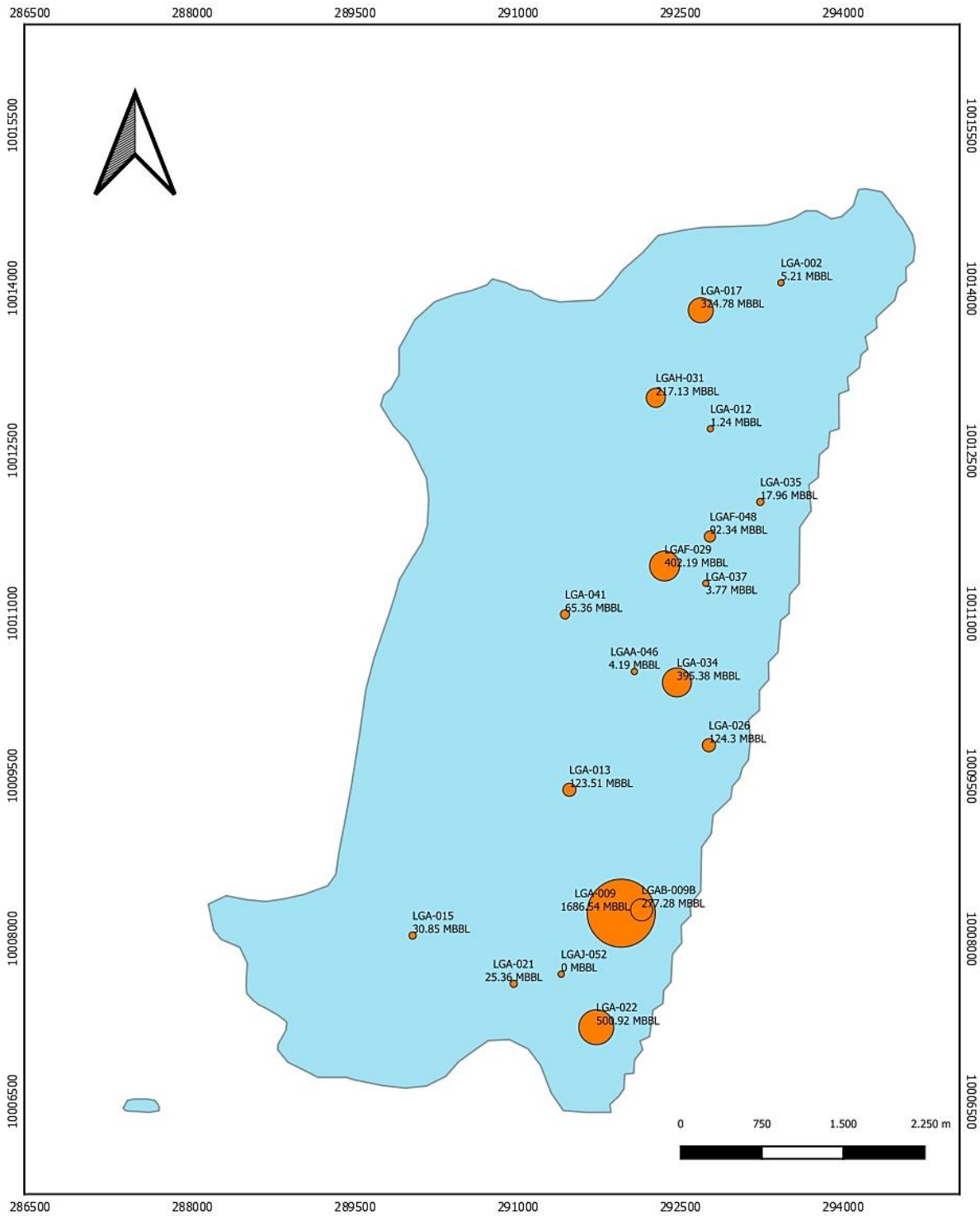


Figura 91. Mapa de acumulados de petróleo de la arena Hollín Inferior

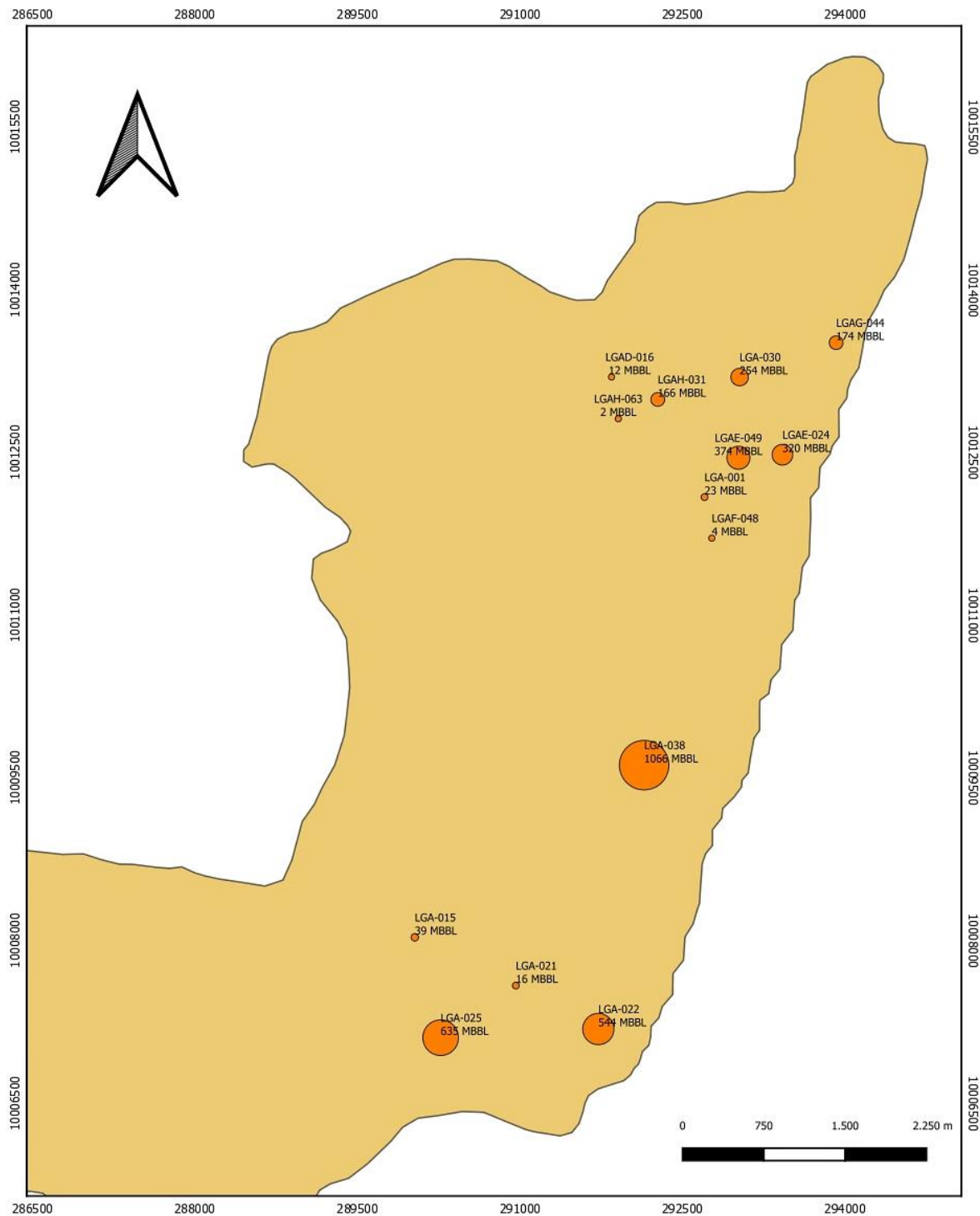
Elaborado por: Cárdenas U. & Torres J.





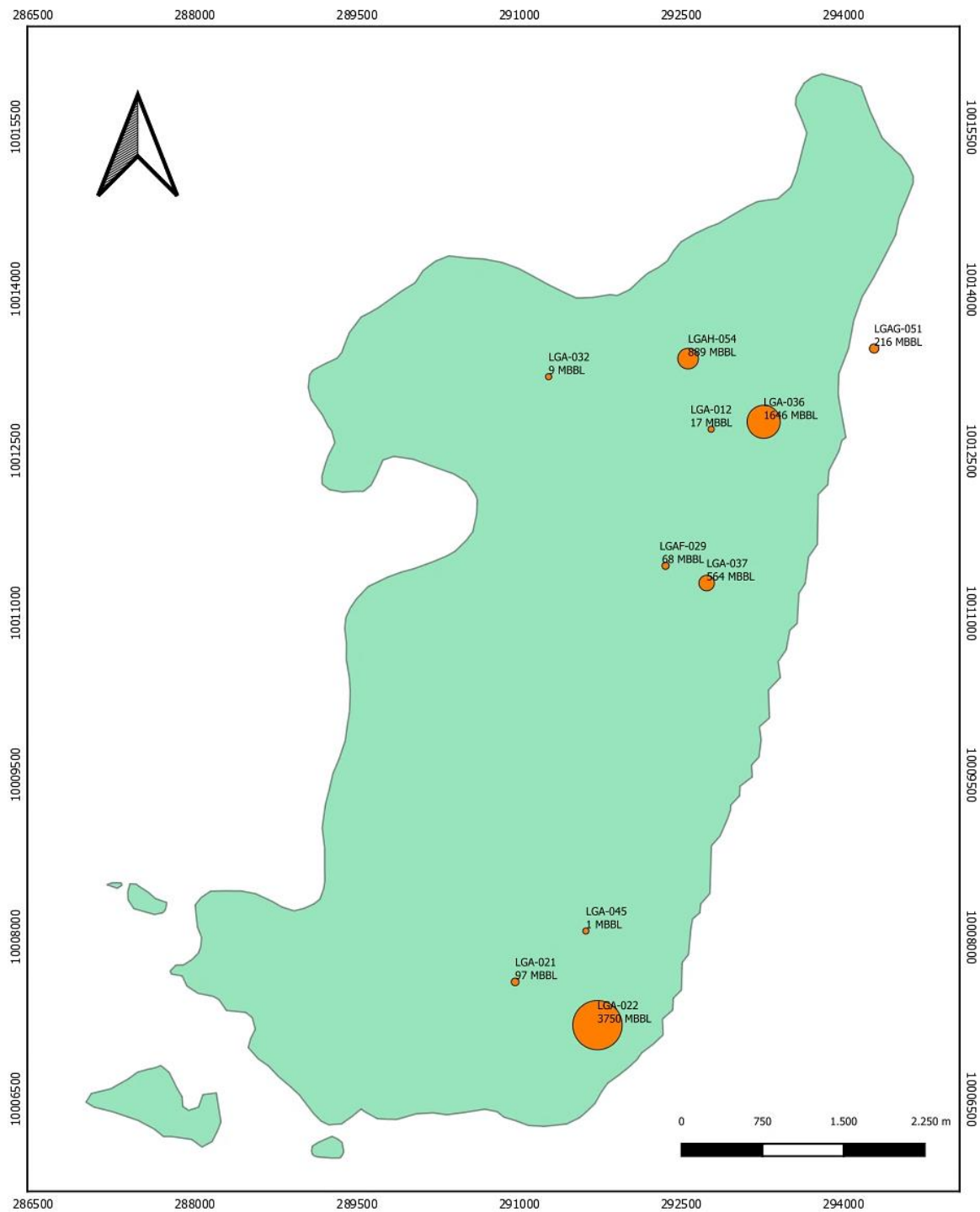
**Figura 93.** Mapa de acumulados de petróleo de la arena "T" Inferior

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 94.** Mapa de acumulados de petróleo de la arena "U" Inferior

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.



**Figura 95** Mapa de acumulados de petróleo de la arena Basal Tena

**Elaborado por:** Cárdenas U. & Torres J.

## Anexo 5. Resultados representativos de la interpretación de pruebas de presión, criterio “Alto & Medio”

POZO: LGA-045 (2004-10-30) HI

Tabla 48. Modelo seleccionado para LGA-045 (2004-10-30) HI

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

Tabla 49. Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. LGA-045 (2004-10-30) HI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	4276.81	17873.6	595.79	1.97
Horner	4266.35	16525.7	550.86	1.25

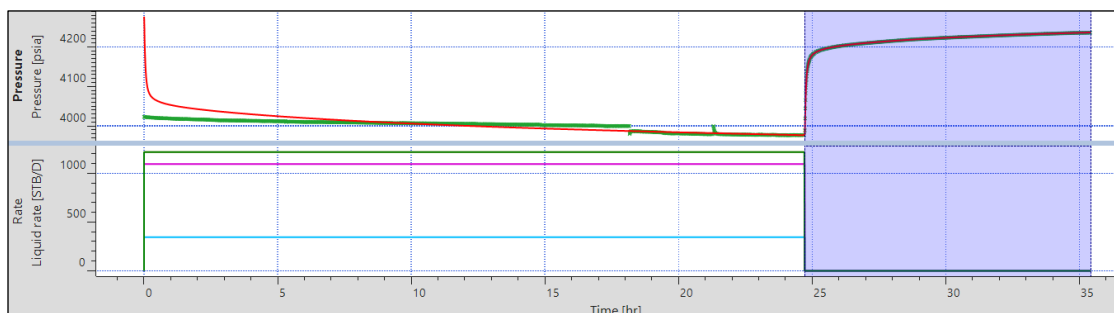


Figura 96. Ajuste de Historia y Presión. LGA-045 (2004-10-30) HI

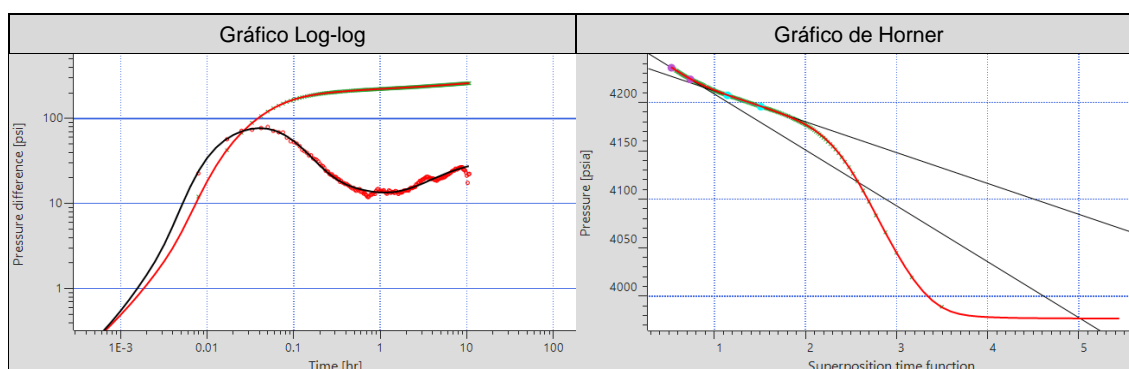


Figura 97. Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-046 (2007-05-01) HI.

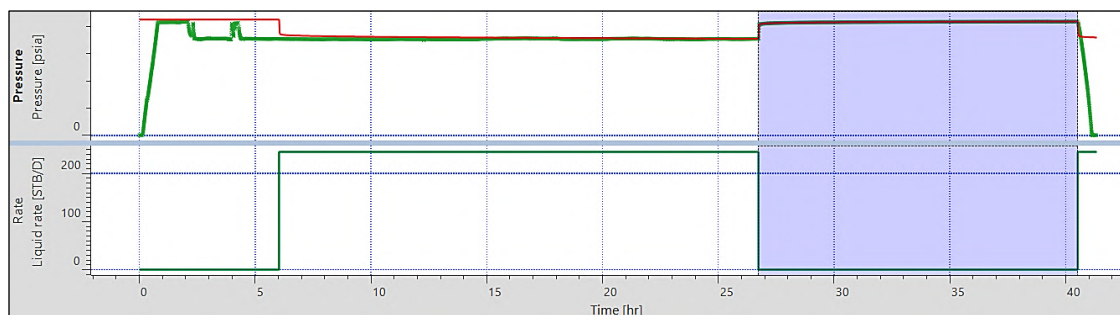
POZO: LGA-046 (2007-05-01) HI

**Tabla 50.** Modelo seleccionado para LGA-046 (2007-05-01) HI.

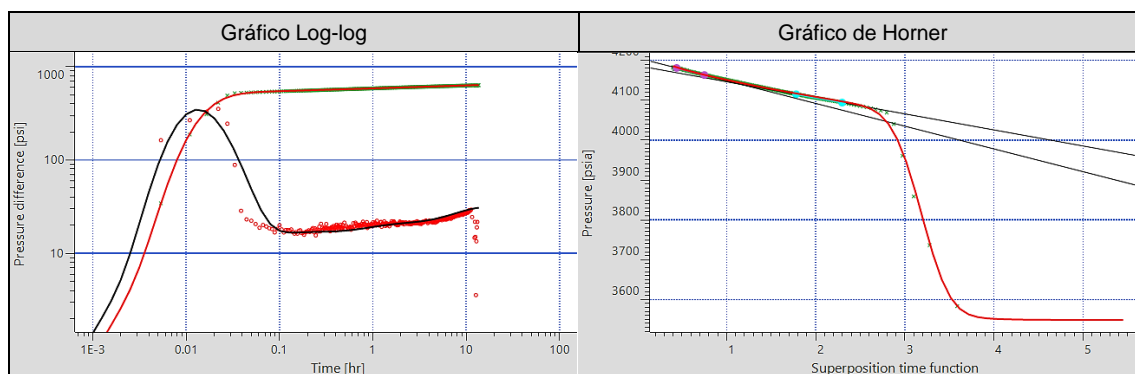
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Rectangular

**Tabla 51.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGA-046 (2007-05-01) HI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	4254.24	2701.52	192.97	10.77
Horner	4206.54	2645.04	188.93	10.34



**Figura 98.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-046 (2007-05-01) HI.



**Figura 99.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-046 (2007-05-01) HI.



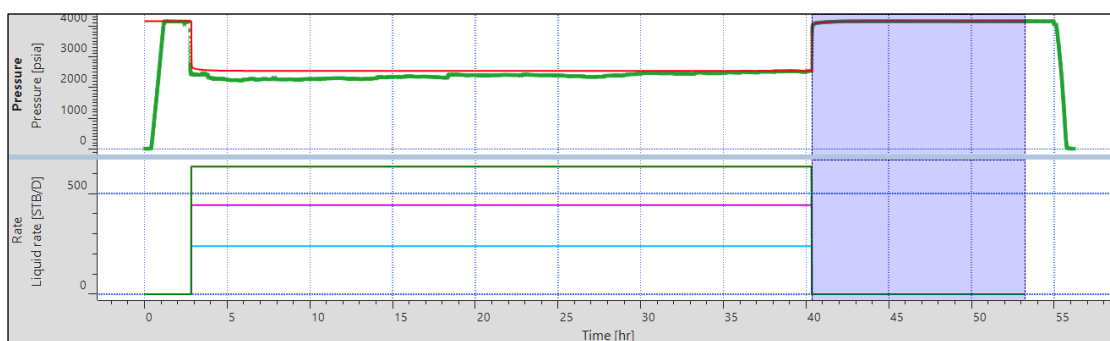
**POZO: LGA-018 (2019-07-19) HI**

**Tabla 52.** Modelo seleccionado para LGA-018 (2019-07-19) HI

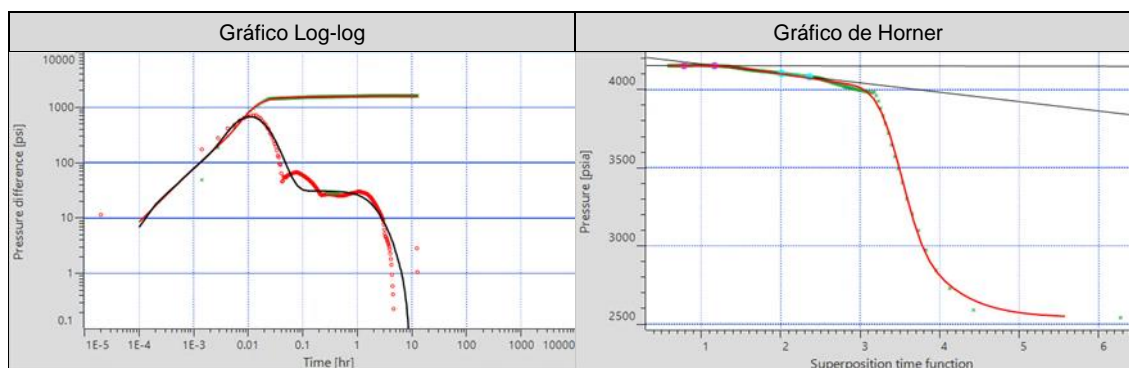
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Límite de presión constante

**Tabla 53.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGA-018 (2019-07-19) HI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	4154.72	4311.99	215.60	22.84
Horner	4154.31	4532.42	226.62	24.30



**Figura 100.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-018 (2019-07-19) HI



**Figura 101.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-018 (2019-07-19) HI

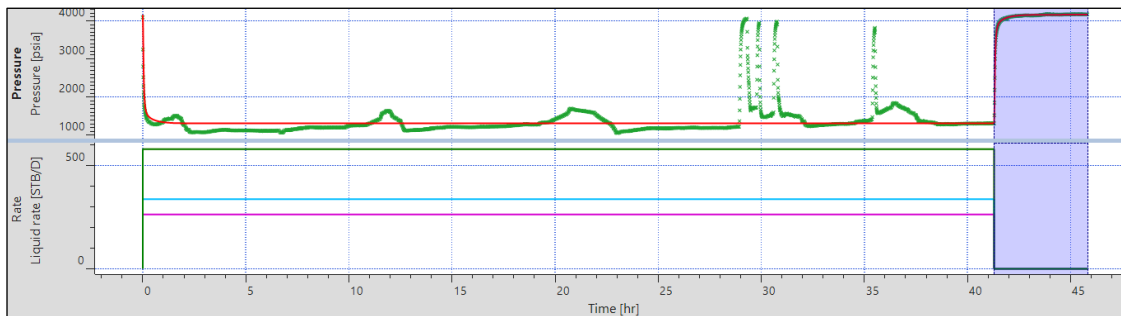
**POZO:** LGAA-046 (2007-11-06) HS

**Tabla 54.** Modelo seleccionado para LGA-046 (2007-11-06) HS.

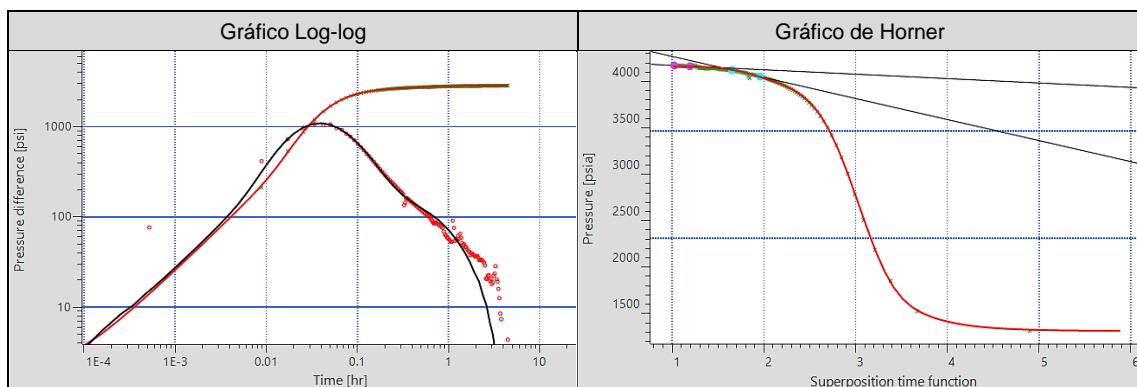
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Límite de presión constante

**Tabla 55.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGAA-046 (2007-11-06) HS

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	4160.77	805.52	33.56	7.2
Horner	4221.8	905.106	37	8.58



**Figura 102.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-046 (2007-11-06) HS.



**Figura 103.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-046 (2007-11-06) HS.

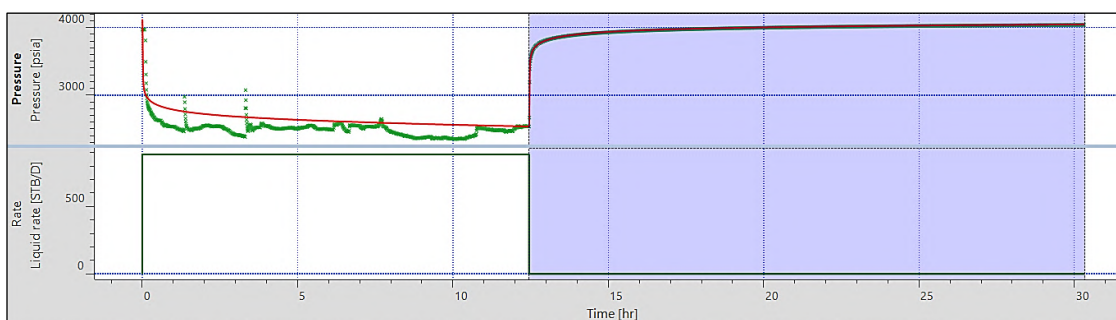
**POZO: LGA-50 (2009-09-30) HS**

**Tabla 56.** Modelo seleccionado para LGA-50 (2009-09-30) HS.

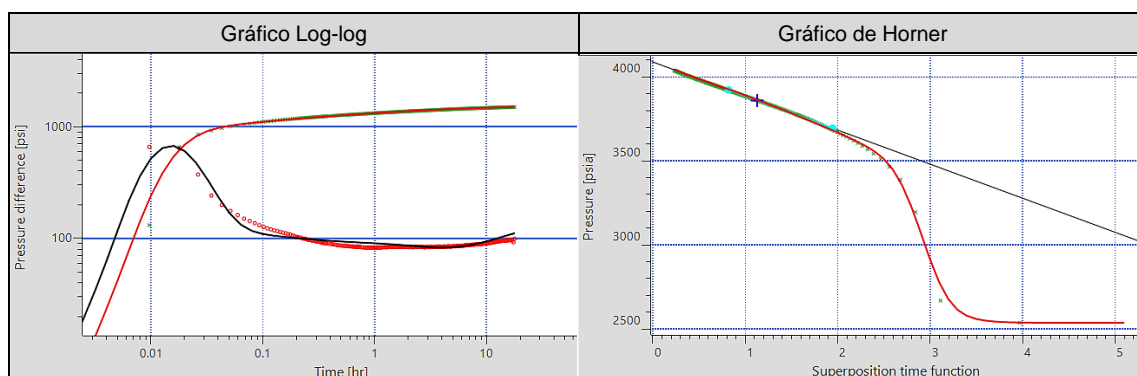
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla Simple

**Tabla 57.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGA-50 (2009-09-30) HS

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	4122.13	1478.97	134.45	0.85
Horner	4089	1530.02	139.09	1.04



**Figura 104.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-50 (2009-09-30) HS.



**Figura 105** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-50 (2009-09-30) HS.

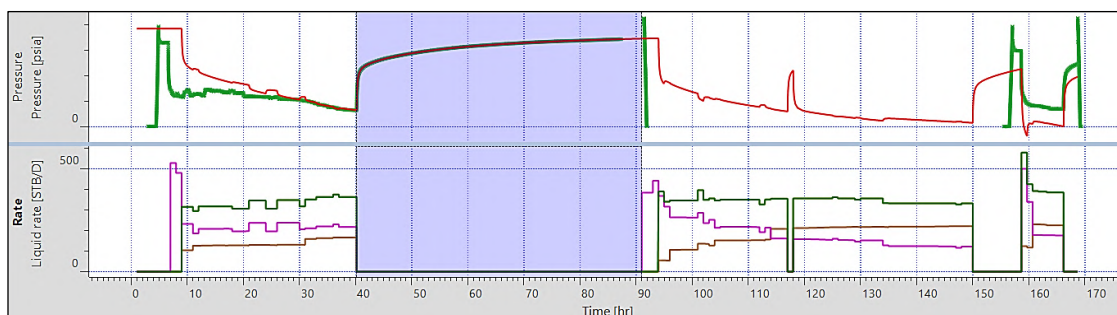
**POZO:** LGA-013 (2015-07-09) HS.

**Tabla 58.** Modelo seleccionado para LGA-013 (2015-07-09) HS.

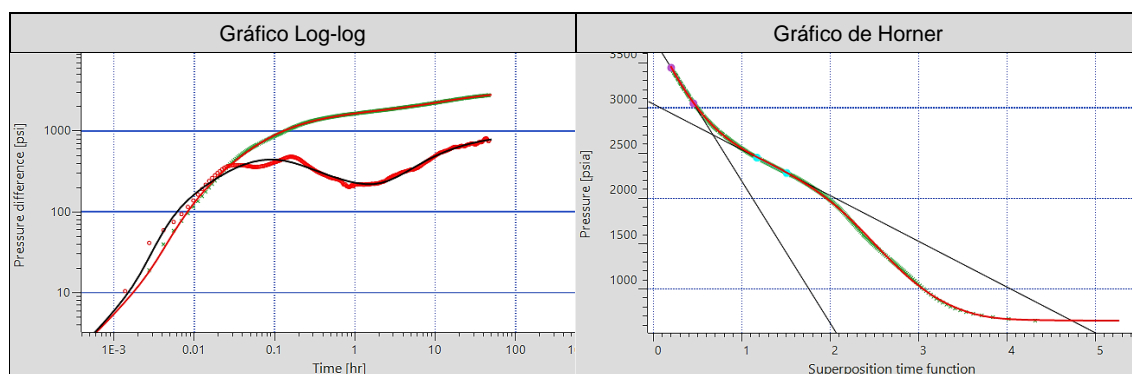
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

**Tabla 59.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGA-013 (2015-07-09) HS

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	3850.2	253.848	9.4	-0.81
Horner	3759.27	244.248	9.04	-1.09



**Figura 106** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-013 (2015-07-09) HS.



**Figura 107** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-013 (2015-07-09) HS.

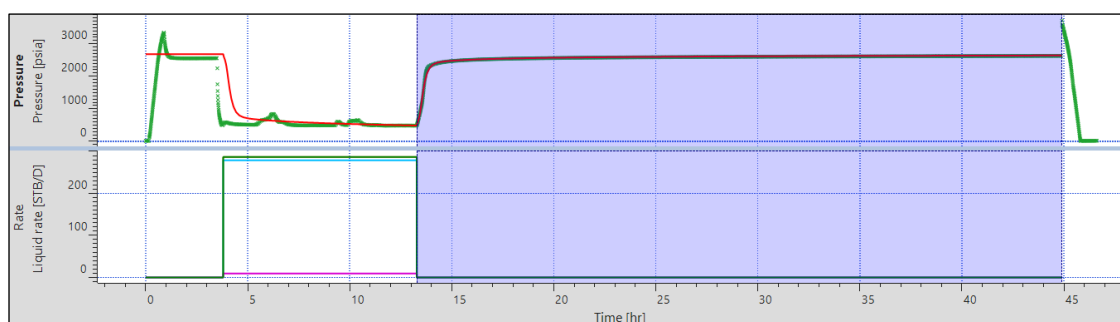
**POZO: LGA-037 (2014-07-30) TI**

**Tabla 60.** Modelo seleccionado para LGA-037 (2014-07-30) TI

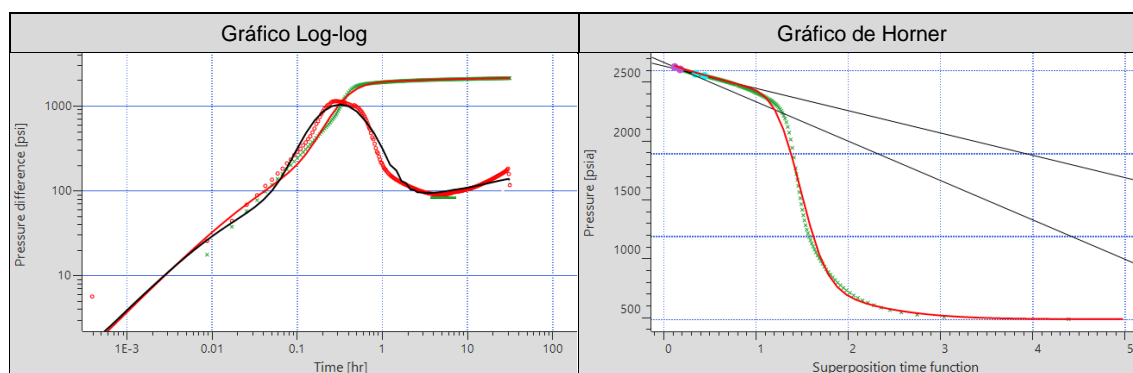
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla Simple

**Tabla 61.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGA-037 (2014-07-30) TI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	2685.04	973.02	69.50	4.77
Horner	2668.08	1099.46	78.53	6.01



**Figura 108.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-037 (2014-07-30) TI



**Figura 109.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-037 (2014-07-30) TI

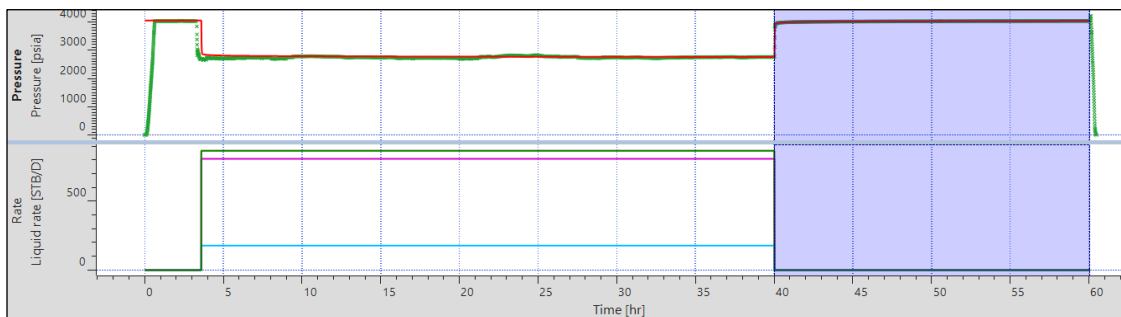
**POZO:** LGAA-046 (2008-06-29) TI

**Tabla 62.** Modelo seleccionado para LGAA-046 (2008-06-29) TI

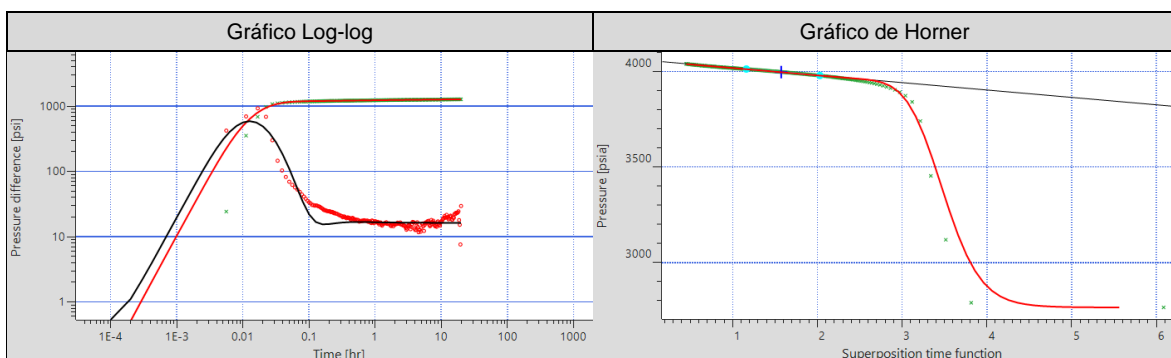
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas paralelas

**Tabla 63.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGAA-046 (2008-06-29) TI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	4055.4	18995.4	791.48	30.95
Horner	4057.78	18404.7	766.86	29.81



**Figura 110.** Ajuste de Historia y Presión. LGAA-046 (2008-06-29) TI



**Figura 111.** Respuesta de la Derivada y Horner. LGAA-046 (2008-06-29) TI

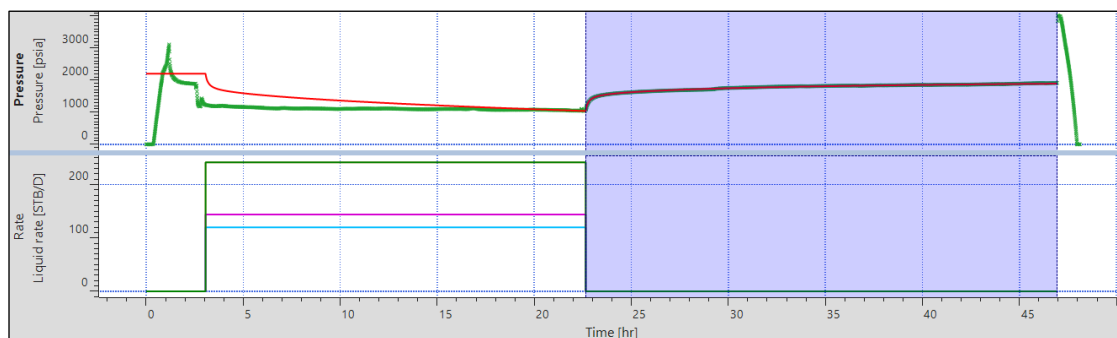
POZO: LGAB-009B (2005-06-11) TI

**Tabla 64.** Modelo seleccionado para LGAH-031 (2015-02-25) TI

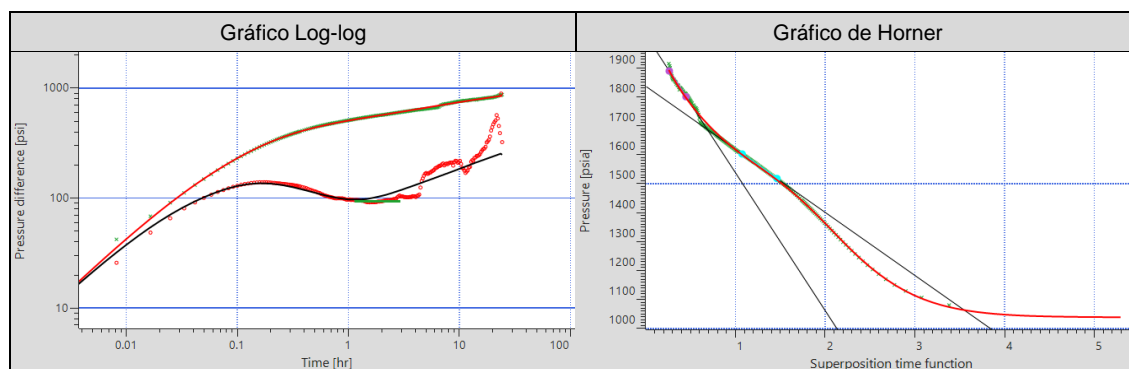
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

**Tabla 65.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGAH-031 (2015-02-25) TI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	2200.78	810.18	27	-2.28
Horner	2013.60	766.32	25.54	-2.57



**Figura 112.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGAH-031 (2015-02-25) TI



**Figura 113.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGAH-031 (2015-02-25) TI

POZO: LGA-015 (1991-03-31) UI

Tabla 66. Modelo seleccionado para LGA-030 (2019-05-02) UI

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Rectangular
Límite	Infinito

Tabla 67. Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. LGA-030 (2019-05-02) UI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	3685.38	1093.56	78.11	4.45
Horner	3592.95	1062.71	75.91	4.46

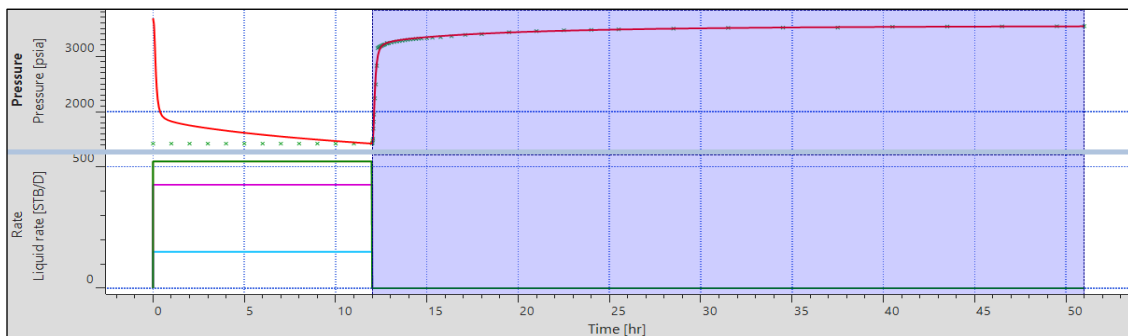


Figura 114. Ajuste de Historia y Presión. LGA-030 (2019-05-02) UI

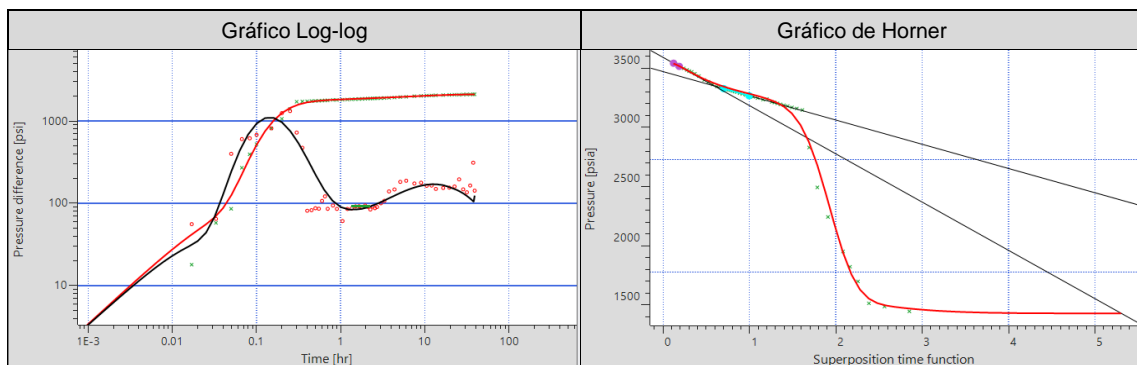


Figura 115. Respuesta de la Derivada y Horner. LGA-030 (2019-05-02) UI



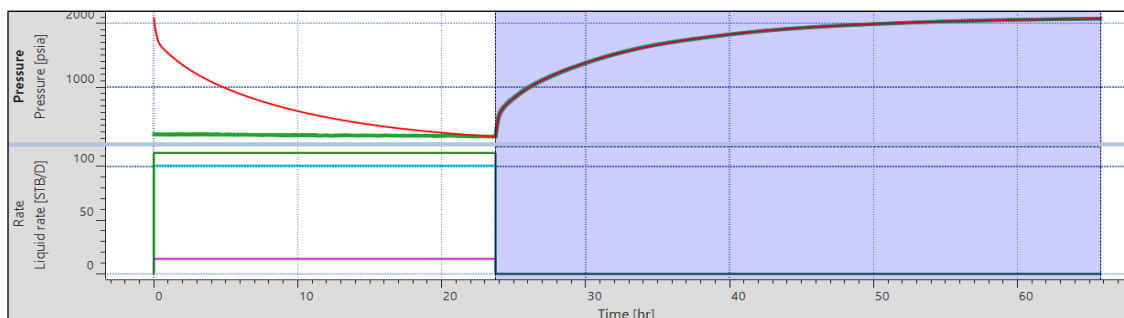
**POZO:** LGA-034 (2015-05-16) UI

**Tabla 68.** Modelo seleccionado para LGA-034 (2015-05-16) UI

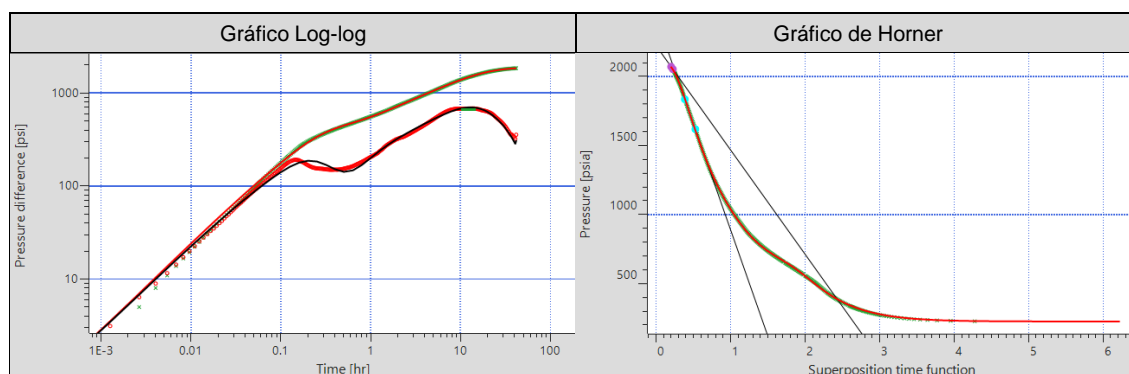
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Fractura de conductividad infinita
Reservorio	Homogéneo
Límite	Presión constante

**Tabla 69.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGA-034 (2015-05-16) UI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	2097.01	27.89	2.54	-4.12
Horner	2221.97	28.12	2.56	-3.96



**Figura 116.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-034 (2015-05-16) UI



**Figura 117.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-034 (2015-05-16) UI

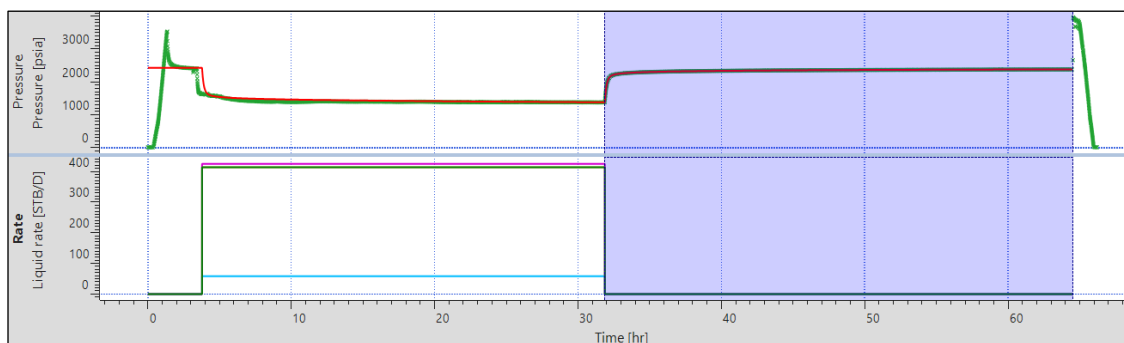
**POZO:** LGAE-049 (2014-08-19) UI

**Tabla 70.** Modelo seleccionado para LGAE-049 (2014-08-19) UI

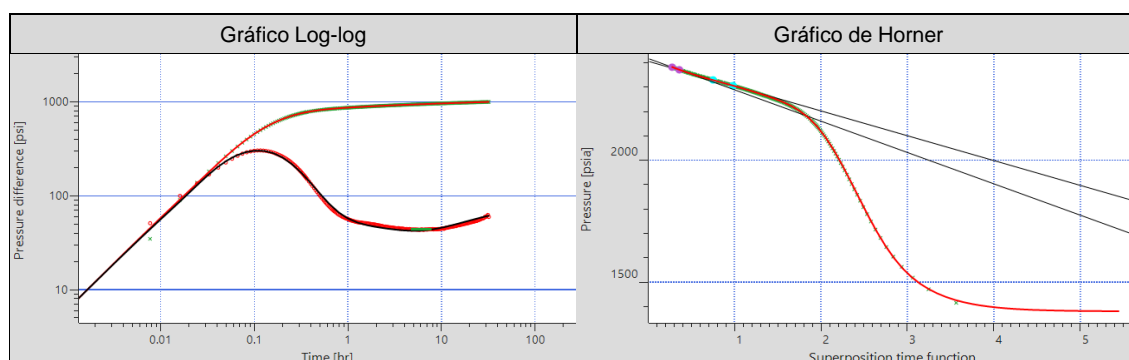
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Falla Simple

**Tabla 71.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGAE-049 (2014-08-19) UI

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	2429.35	1685.66	84.28	4.53
Horner	2417.95	1622.21	81.11	4.07



**Figura 118.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGAE-049 (2014-08-19) UI



**Figura 119.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGAE-049 (2014-08-19) UI

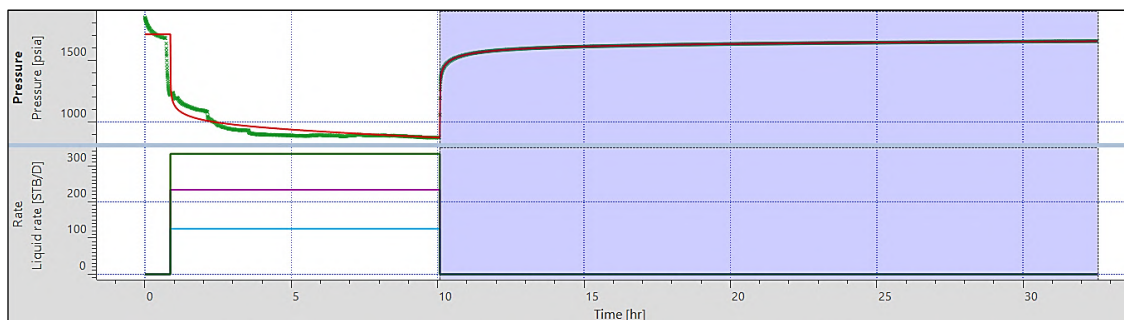
**POZO:** LGA-021 (2003-01-07) BT

**Tabla 72.** Modelo seleccionado para LGA-021 (2003-01-07) BT

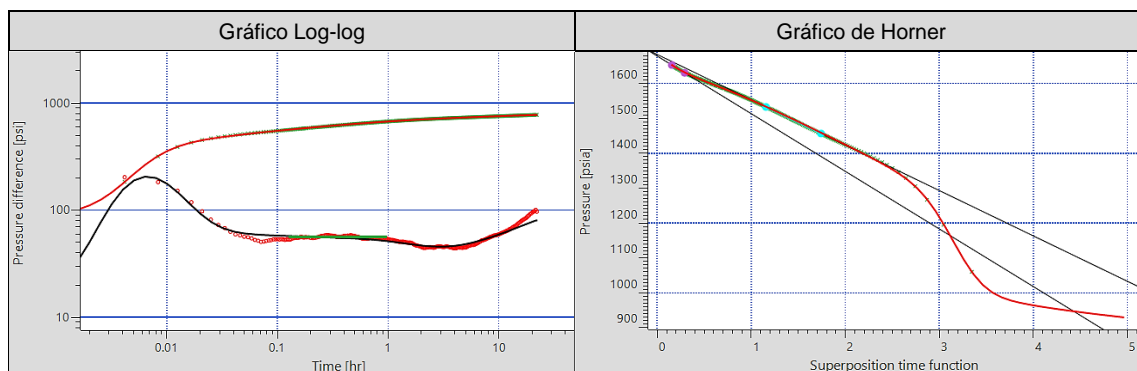
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Fallas Paralelas

**Tabla 73.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada LGA-021 (2003-01-07) BT

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	1710.53	616.513	44.03	0.31
Horner	1678.62	614.94	43.92	0.27



**Figura 120.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-021 (2003-01-07) BT



**Figura 121.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-021 (2003-01-07) BT

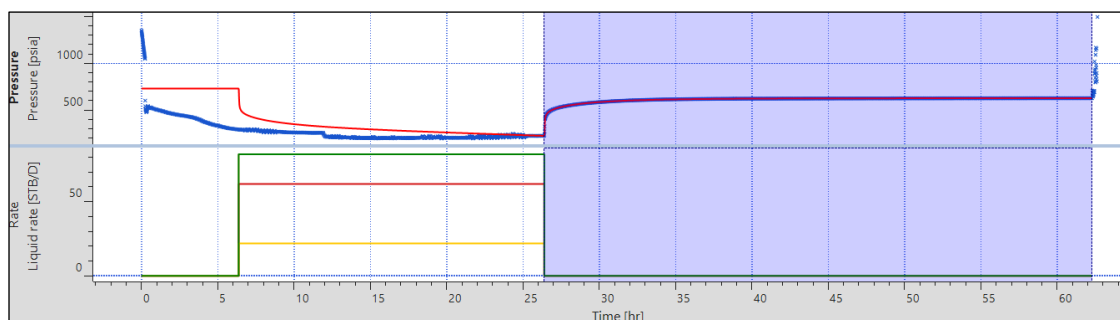
POZO: LGA-036 (2014-06-07) BT

**Tabla 74.** Modelo seleccionado para LGA-036 (2014-06-07) BT

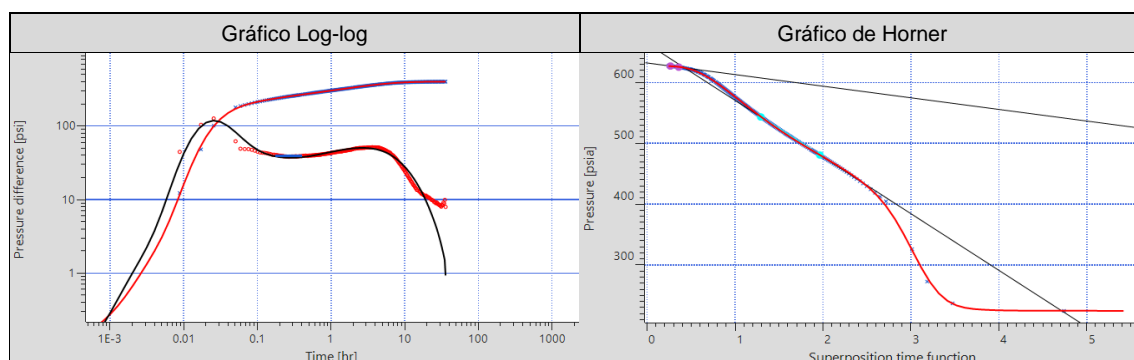
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Rectangular

**Tabla 75.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGA-036 (2014-06-07) BT

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	730.42	277.856	23.154	-1.05
Horner	632.24	240.746	20.06	-1.52



**Figura 122.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-036 (2014-06-07) BT



**Figura 123.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-036 (2014-06-07) BT

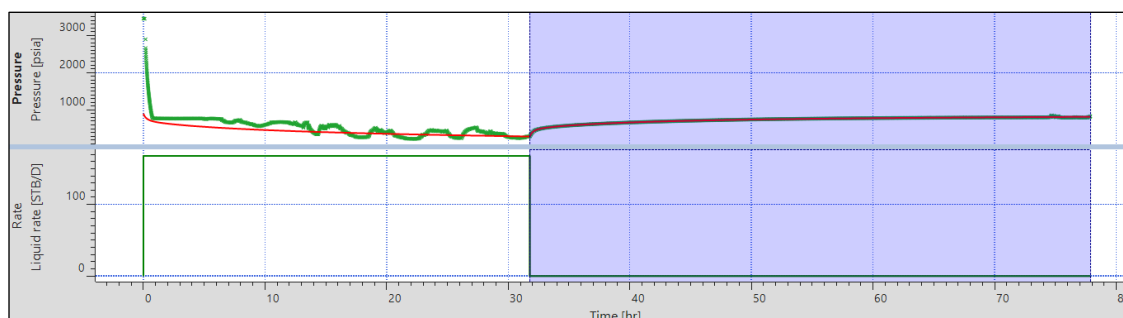
POZO: LGA-037 (2009-07-25) BT

**Tabla 76.** Modelo seleccionado para LGA-037 (2009-07-25) BT

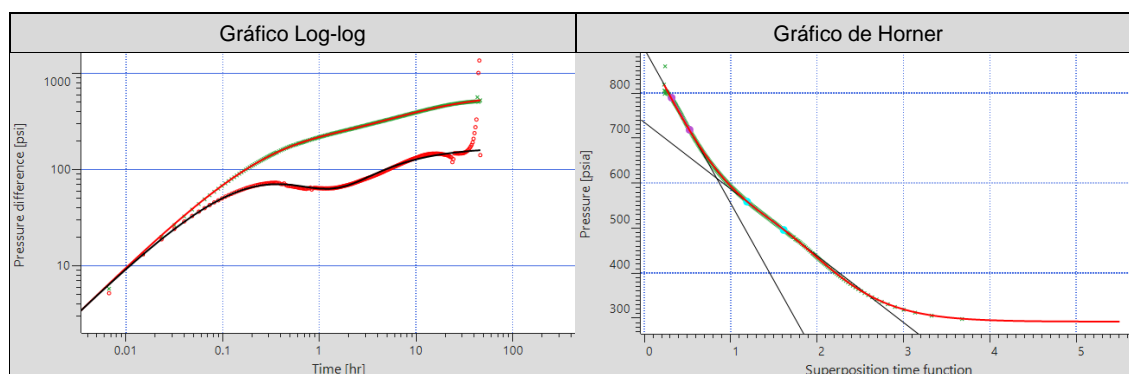
Modelos	
Almacenamiento	Constante
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

**Tabla 77.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGA-037 (2009-07-25) BT

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	904.54	417.57	29.82	-1.89
Horner	898.5	274.48	19.6	-3.01



**Figura 124.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-037 (2009-07-25) BT



**Figura 125.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-037 (2009-07-25) BT

## Anexo 6. Resultados representativos de la interpretación de pruebas de presión, criterio “Bajo”

POZO: LGA-032 (1993-07-10) HS

Tabla 78. Modelo seleccionado para LGA-032 (1993-07-10) HS

Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Doble permeabilidad
Límite	Límite de presión constante

Tabla 79. Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada. LGA-032 (1993-07-10) HS

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	3386.29	177.52	8.87	-1.17
Horner	3466.64	170.432	8.52	-1.332

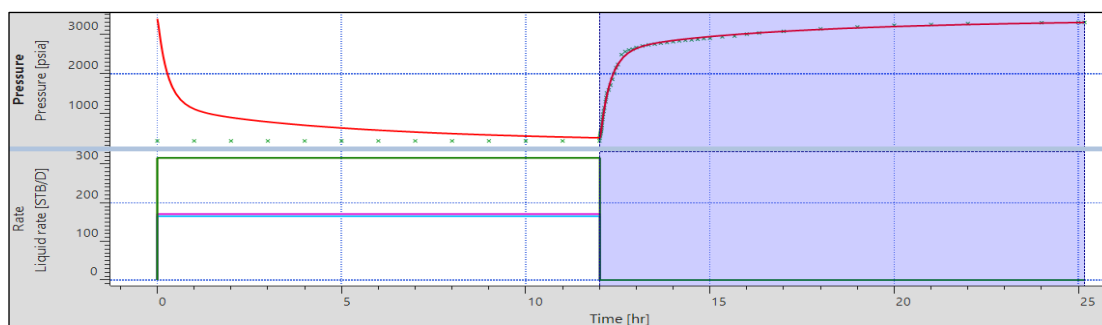


Figura 126. Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-032 (1993-07-10) HS

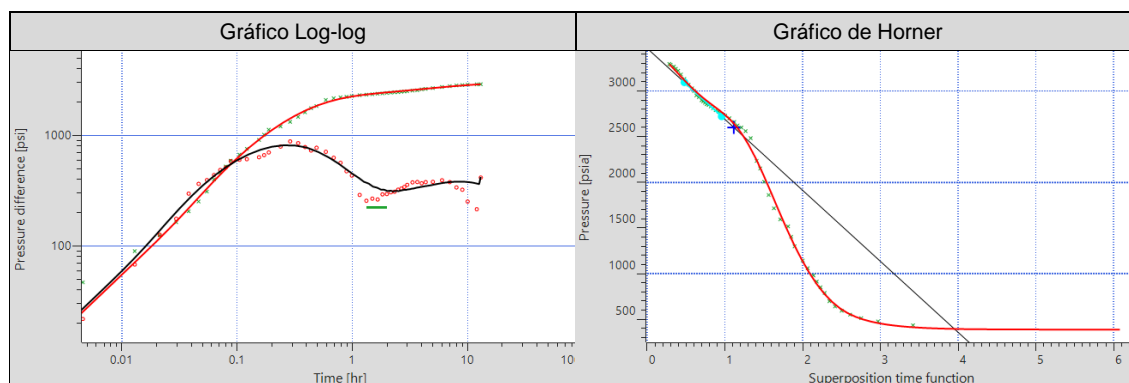


Figura 127. Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-032 (1993-07-10) HS

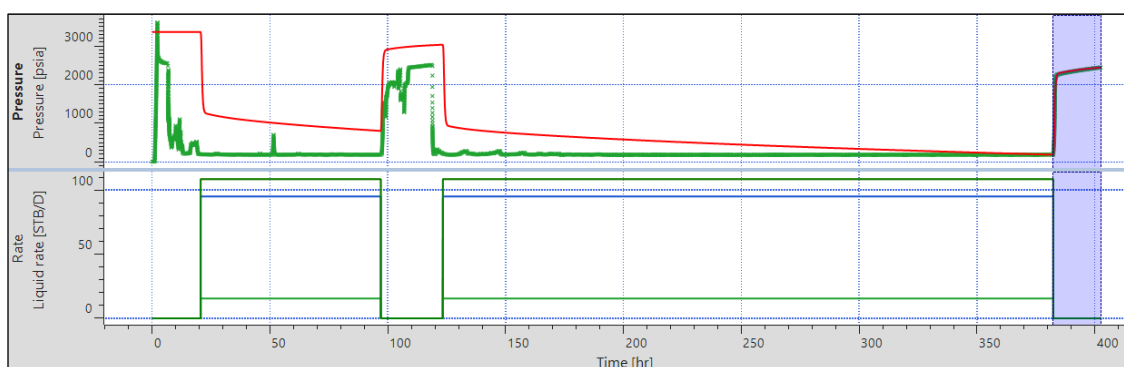
**POZO:** LGAH-060 (2015-01-31) HS

**Tabla 80.** Modelo seleccionado para

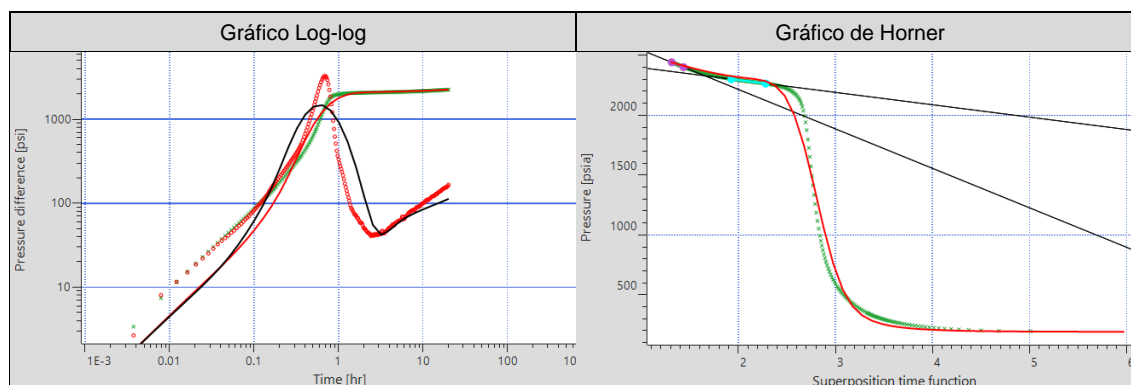
Modelos	
Almacenamiento	Variable
Pozo	Vertical
Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de fallas

**Tabla 81.** Resultados del análisis por métodos de Horner y Derivada.  
LGAH-060 (2015-01-31) HS

Método	Parámetros			
	Pi (psi)	k.h (md.ft)	k (md)	Daño
Derivada	3367.4	400.721	44.52	16.43
Horner	2875.23	417.722	46.41	17



**Figura 128.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGAH-060 (2015-01-31) HS



**Figura 129.** Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGAH-060 (2015-01-31) HS

## Anexo 7. Resultados representativos de la interpretación de pruebas de presión, criterio “No Válido”

POZO: LGA-002 (1995-10-8) HI

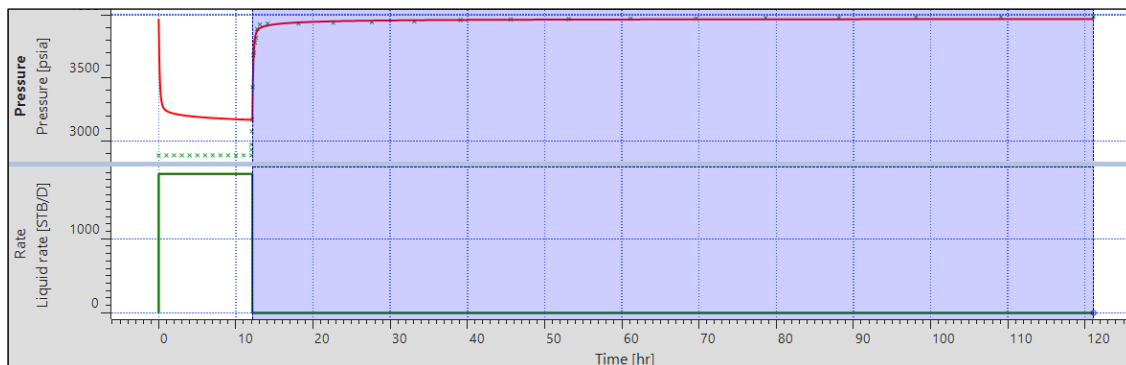


Figura 130 Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-002 (1995-10-8) HI.

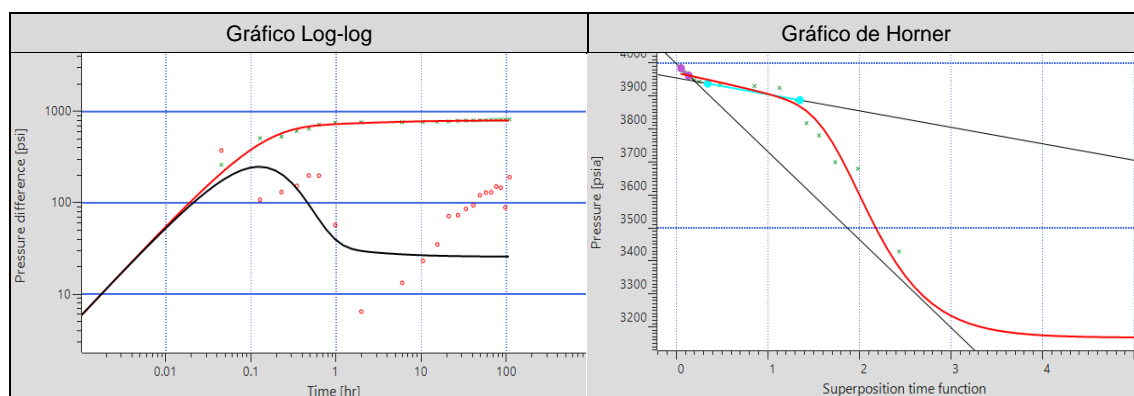


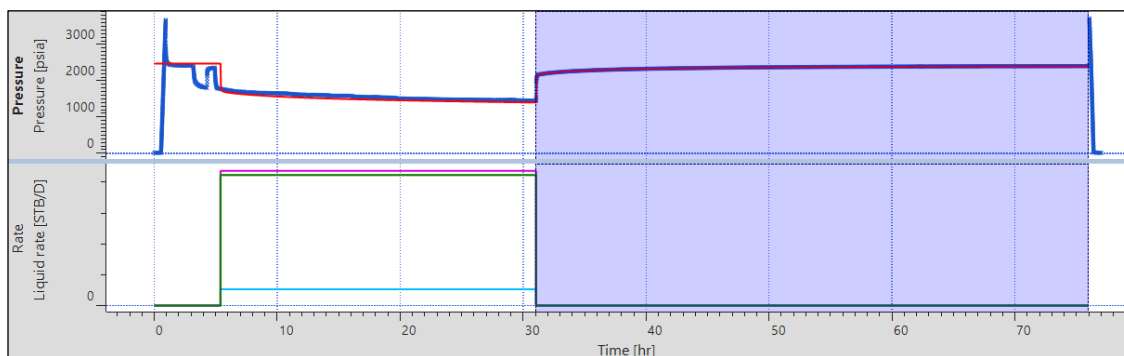
Figura 131 Respuesta de la Derivada y Horner. Pozo LGA-002 (1995-10-8) HI.

### Observaciones:

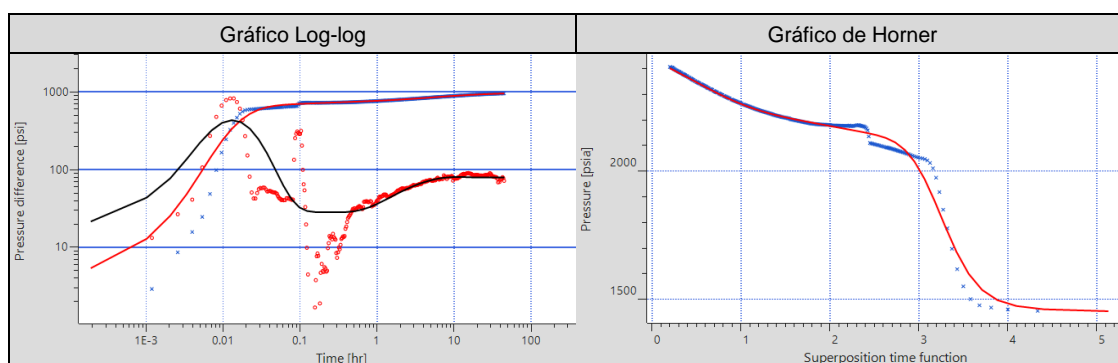
La prueba no presenta un buen ajuste de ningún modelo, además presenta pocos puntos de presión lo cual genera incertidumbre en la interpretación.



**POZO: LGA-041 (2015-08-13) TI**



**Figura 132.** Ajuste de Historia y Presión. Pozo LGA-041 (2015-08-13) TI



**Figura 133.** Respuesta de la Derivada y Horner. LGA-041 (2015-08-13) TI

**Observaciones:**

A tiempos tempranos se presenta una ligera distorsión que impide obtener un valor de daño correcto. A tiempos medios, se presenta una fuerte anomalía que impide identificar el nivel en que se ubica el flujo radial infinito y en consecuencia no es posible determinar los parámetros del reservorio. Por estas razones se agrupó a esta prueba dentro del criterio no válido.