

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA DEL
CAMPO LIMONCOCHA EN EL PERÍODO ANTERIOR A LA
OPERACIÓN DE PETROAMAZONAS EP PARA VALIDACIÓN Y
REINTERPRETACIÓN DEL HISTORIAL DE PRESIONES**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

DANIEL ESTEBAN ANDRADE BARAHONA
daniel.andrade.b@hotmail.com

VÍCTOR HUGO GARCÍA PÉREZ
vik_garcia205@hotmail.com

DIRECTOR: ING. FRANCISCO PAZ
francisco_paz@petroamazonas.ec

Quito, junio 2015

DECLARACIÓN

Nosotros, Daniel Esteban Andrade Barahona, Víctor Hugo García Pérez, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada 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 nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a 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.

DANIEL ESTEBAN ANDRADE
BARAHONA

VÍCTOR HUGO GARCÍA
PÉREZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Daniel Esteban Andrade Barahona y Víctor Hugo García Pérez, bajo mi supervisión.

Ing. FRANCISCO PAZ V.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios sobre todas las cosas por darme la luz y seguir la ruta correcta para así alcanzar mis metas; a la Escuela Politécnica Nacional que me abrió sus puertas y por intermedio de sus catedráticos recibí amplios conocimientos, en lo espiritual trazaron en mi mente y en mi corazón horizontes de fe con mensajes de honestidad y transparencia.

Al Ing. Francisco Paz director del proyecto, persona de la que recibí sus valiosos conocimientos en sus cátedras y a lo largo del presente, además de su ejemplo y vocación de compartir con el alumnado, inculcando en cada uno de nosotros las ganas de perseverar.

Al Ing. Álvaro Izurieta por su colaboración en distintos puntos del presente trabajo.

Al Ing. Belisario Martínez por ser mi mentor académico a lo largo de la etapa universitaria.

A mi amigo y compañero de proyecto Víctor, con quien a lo largo de todos estos años de vida universitaria hemos compartido grandes momentos.

Para ustedes mi infinita gratitud.

Daniel Esteban

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a DIOS por darme los medios necesarios para culminar esta hermosa carrera.

A mis padres, quienes me han apoyado en todo este caminar, sin su ayuda no habría logrado nada de esto, por su amor y dedicación.

A toda mi familia, por brindarme tanto cariño y apoyo para lograr mis sueños.

Al Ing. Francisco Paz por su ayuda desinteresada en la consecución exitosa de los objetivos del proyecto. Por su impetuosa labor como maestro y profesional, sembrando en nosotros el deseo de crecer y alcanzar nuevas metas.

Al Ing. Álvaro Izurieta por la valiosa colaboración en la realización de este proyecto.

Al Ing. Marco Corrales por su innegable ayuda para haber terminado este proceso.

A mi amigo Daniel, quien ha sacrificado muchas cosas por la realización de este proyecto y quien ha sido un gran apoyo en mi vida universitaria.

A la Residencia Universitaria Ilinizas y a quienes viven allí, gracias por ser parte de esta etapa.

Víctor Hugo

DEDICATORIA

Este trabajo, realizado con esfuerzo, constancia y sacrificio dedico a las personas que supieron ser mi soporte, fortaleza y motor durante toda mi vida. De manera especial va dedicado a la memoria de mi abuelo Humberto, con sus sabios consejos logró sembrar en mí la perseverancia, de quien aprendí que con esfuerzo podemos cumplir nuestras metas y así llegarán triunfos.

A mis abuelos César y Elvia de los que recibí mucha paciencia y cariño.

A mis padres Patricio y Celena, de quienes valoré su sacrificio siendo este el más grande incentivo en mi vida.

A mi familia.

Daniel Esteban

“Casi todo lo que merece la pena en la vida, exige un sacrificio”

-Stephen Covey

DEDICATORIA

A mis padres Myriam y Víctor, porque han estado siempre a mi lado, los amo con todo mi corazón, les admiro y respeto. Todo esto ha sido también fruto de su esfuerzo.

A mi hermano, con esfuerzo puedes llegar a conseguir cosas grandes.

A mi abuelita Beatriz, a mis tías Marcia y Jenny.

A toda mi familia, que ha estado conmigo siempre. Son lo más importante para mí.

Víctor Hugo

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO.....	VIII
RESUMEN	XXV
PRESENTACIÓN	XXVII
CAPÍTULO 1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO.....	2
1.3 GEOLOGÍA.....	2
1.3.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	2
1.3.2 ESTRUCTURA.....	3
1.3.3 ESTRATIGRAFÍA.....	4
1.3.4 LITOLOGÍA	4
1.4 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO.....	7
1.4.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	7
1.4.2 PROPIEDADES PVT	8
1.5 DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS	9
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN..	11
2.1 INTRODUCCIÓN A LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.....	11
2.2 PRINCIPIOS BÁSICOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	13
2.2.1 REGÍMENES DE FLUJO	13
2.3 REGIONES DE TIEMPO	14
2.3.1 REGIÓN DE TIEMPOS TEMPRANOS (ETR).....	15
2.3.2 REGIÓN DE TIEMPOS MEDIOS (MTR).....	25
2.3.3 REGIÓN DE TIEMPOS TARDÍOS (LTR).....	28
2.4 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD-UP)	31
2.4.1 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN.....	31
2.4.2 IARF Y ANÁLISIS SEMILOGARÍTMICO	35
2.4.3 ANÁLISIS LOG-LOG.....	39

2.5 EFECTO DE LAS HETEROGENEIDADES DEL YACIMIENTO	43
2.5.1 RESERVORIOS DE DOBLE POROSIDAD	43
2.5.2 RESERVORIOS DE DOBLE PERMEABILIDAD	50
2.5.3 RESERVORIOS COMPOSICIONALES	53
2.6 EFECTO DE LOS LÍMITES DEL RESERVORIO	57
2.6.1 DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LÍMITES	57
2.6.2 FALLA SIMPLE SELLANTE	58
2.6.3 DOS FALLAS SELLANTES PARALELAS	62
2.6.4 DOS FALLAS QUE SE INTERSECAN	64
2.6.5 RESERVORIOS CERRADOS	67
2.6.6 LÍMITES DE PRESIÓN CONSTANTE	71
2.7 PRUEBAS DST	73
2.7.1 SECUENCIA DE RESPUESTAS OBTENIDAS DE LA PRUEBA	73
2.7.2 HERRAMIENTAS DST	75
2.7.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DST	76
2.7.4 PROBLEMAS EN PRUEBAS DST	79
2.8 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR	80
2.8.1 IPR CONSTANTE DE LÍNEA RECTA	80
2.8.2 ECUACIÓN DE DARCY	80
2.8.3 MÉTODO DE VOGEL	81
2.8.4 MÉTODO DE FETKOVICH	81
CAPÍTULO 3 DIGITALIZACIÓN, CLASIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN A REINTERPRETAR	83
3.1 INTRODUCCIÓN	83
3.2 DIGITALIZACIÓN	83
3.3 CLASIFICACIÓN	83
3.4 VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS	87
3.5 CONTROL DE CALIDAD DE LAS PRUEBAS	87
3.5.1 LIMONCOCHA-1	87
3.5.2 LIMONCOCHA-2	89
3.5.3 LIMONCOCHA-3	97
3.5.4 LIMONCOCHA-4	104
3.5.5 LIMONCOCHA-5	106
3.5.6 LIMONCOCHA-6	123

3.5.7 LIMONCOCHA-7.....	136
3.5.8 LIMONCOCHA-8.....	145
3.5.9 LIMONCOCHA-9.....	150
3.5.10 LIMONCOCHA-10.....	152
CAPÍTULO 4 REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN VALIDADAS Y APLICACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS.....	159
4.1 PRUEBAS VÁLIDAS.....	159
4.1.1 LIMONCOCHA-2.....	159
4.1.2 LIMONCOCHA-3.....	162
4.1.3 LIMONCOCHA-5.....	172
4.1.4 LIMONCOCHA-6.....	187
4.1.5 LIMONCOCHA-7.....	193
4.1.6 LIMONCOCHA-8.....	202
4.1.7 LIMONCOCHA-10.....	205
4.2 PRUEBAS QUE PRESENTAN CIERTO GRADO DE INCERTIDUMBRE	211
4.2.1 LIMONCOCHA-2.....	211
4.2.2 LIMONCOCHA-4.....	217
4.2.3 LIMONCOCHA-5.....	220
4.2.4 LIMONCOCHA-8.....	223
4.2.5 LIMONCOCHA-9.....	226
4.3 PRUEBAS NO VÁLIDAS	229
4.3.1 LIMONCOCHA-1.....	229
4.3.2 LIMONCOCHA-5.....	230
4.3.3 LIMONCOCHA-6.....	231
4.3.4 LIMONCOCHA-7.....	232
4.4 HISTORIALES DE PRESIÓN	233
4.4.1 ARENA “T” SUPERIOR.....	233
4.4.2 ARENA “T” INFERIOR	233
4.4.3 ARENA “U” INFERIOR.....	234
4.5 RESULTADOS	235

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	243
5.1 CONCLUSIONES	243
5.1.1 ARENA “T” SUPERIOR.....	244
5.1.2 ARENA “T” PRINCIPAL	246
5.1.3 ARENA “U” INFERIOR.....	247
5.2 RECOMENDACIONES.....	248
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	250
ANEXOS	251

TABLAS

TABLA 1.1: TOPES ESTRUCTURALES DE LAS DIFERENTES FORMACIONES	6
TABLA 1.2: PARAMETROS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LIMONCOCHA	8
TABLA 1.3: PROPIEDADES PVT DE LAS ARENAS DE LIMONCOCHA.....	9
TABLA 1.4: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS.....	9
TABLA 2.1: DERIVADA DE BOURDET Y OTROS REGÍMENES DE FLUJO.....	42
TABLA 3.1: CLASIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS.....	84
TABLA 3.2: VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS.....	158
TABLA 4.1: MODELOS DE EMPATE LMNB-002 PRUEBA #2.....	159
TABLA 4.2: RESULTADOS DEL EMPATE LMNB-002 PRUEBA #2	161
TABLA 4.3: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #2.....	161
TABLA 4.4: MODELOS DE EMPATE LMNC-003 PRUEBA #1.....	162
TABLA 4.5: RESULTADOS DEL EMPATE LMNC-003 PRUEBA #1	164
TABLA 4.6: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #1	165
TABLA 4.7: MODELOS DE EMPATE LMNC-003 PRUEBA #2.....	166
TABLA 4.8 RESULTADOS DEL EMPATE LMNC-003 PRUEBA #2	168
TABLA 4.9: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNC1-003 PRUEBA #2	168
TABLA 4.10: MODELOS DE EMPATE LMNC-003 PRUEBA #3.....	169
TABLA 4.11: RESULTADOS DEL EMPATE LMNC-003 PRUEBA #3	171
TABLA 4.12: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #3	171
TABLA 4.13: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #1.....	172
TABLA 4.14: RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #1	174
TABLA 4.15: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #1.....	174
TABLA 4.16: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #2.....	175
TABLA 4.17: RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #2	177
TABLA 4.18: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #2.....	177
TABLA 4.19: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #4.....	178
TABLA 4.20: RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #4	180
TABLA 4.21: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #4.....	180
TABLA 4.22: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #5.....	181
TABLA 4.23: RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #5	183
TABLA 4.24: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #5.....	183
TABLA 4.25: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #6.....	184
TABLA 4.26: RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #6	186
TABLA 4.27: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #6.....	186
TABLA 4.28: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #4.....	187
TABLA 4.29: RESULTADOS DEL EMPATE LMNF-006 PRUEBA #4.....	189
TABLA 4.30: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNF-006 PRUEBA #4.....	189
TABLA 4.31: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #5.....	190
TABLA 4.32: RESULTADOS DEL EMPATE LMNF-006 PRUEBA #5.....	192
TABLA 4.33: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNF-006 PRUEBA #5.....	192
TABLA 4.34: MODELOS DE EMPATE LMNG-007 PRUEBA #1	193
TABLA 4.35: RESULTADOS DEL EMPATE LMNG-007 PRUEBA #1	195
TABLA 4.36: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #1	195
TABLA 4.37: MODELOS DE EMPATE LMNG-007 PRUEBA #3	196
TABLA 4.38: RESULTADOS DEL EMPATE LMNG-007 PRUEBA #3	198

TABLA 4.39: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #3	198
TABLA 4.40: MODELOS DE EMPATE LMNG-007 PRUEBA #4	199
TABLA 4.41: RESULTADOS DEL EMPATE LMNG-007 PRUEBA #4	201
TABLA 4.42: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #4	201
TABLA 4.43: MODELOS DE EMPATE LMNH-008 PRUEBA #2.....	202
TABLA 4.44: RESULTADOS DEL EMPATE LMNH-008 PRUEBA #2	204
TABLA 4.45: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNH-008 PRUEBA #2	204
TABLA 4.46: MODELOS DE EMPATE LMNJ-010 PRUEBA #1	205
TABLA 4.47: RESULTADOS DEL EMPATE LMNJ-010 PRUEBA #1	207
TABLA 4.48: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNJ-010 PRUEBA #1	207
TABLA 4.49: MODELOS DE EMPATE LMNJ-010 PRUEBA #2	208
TABLA 4.50: RESULTADOS DEL EMPATE LMNJ-010 PRUEBA #2	210
TABLA 4.51: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNJ-010 PRUEBA #2	210
TABLA 4.52: MODELOS DE EMPATE LMNB-002 PRUEBA #1.....	211
TABLA 4.53: RESULTADOS DEL EMPATE LMNB-002 PRUEBA #1	213
TABLA 4.54: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #1.....	213
TABLA 4.55: MODELOS DE EMPATE LMNB-002 PRUEBA #3.....	214
TABLA 4.56: RESULTADOS DEL EMPATE LMNB-002 PRUEBA #3	216
TABLA 4.57: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #3.....	216
TABLA 4.58: MODELOS DE EMPATE LMND-004 PRUEBA #1.....	217
TABLA 4.59: RESULTADOS DEL EMPATE LMND-004 PRUEBA #1	219
TABLA 4.60: RESULTADOS DE CURVA IPR LMND-004 PRUEBA #1	219
TABLA 4.61: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #7.....	220
TABLA 4.62: RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #7	222
TABLA 4.63: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #7.....	222
TABLA 4.64: MODELOS DE EMPATE LMNH-008 PRUEBA #1.....	223
TABLA 4.65: RESULTADOS DEL EMPATE LMNH-008 PRUEBA #1	225
TABLA 4.66: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNH-008 PRUEBA #1	225
TABLA 4.67: MODELOS DE EMPATE LMNI-009 PRUEBA #1	226
TABLA 4.68: RESULTADOS DEL EMPATE LMNI-009 PRUEBA #1	228
TABLA 4.69: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNI-009 PRUEBA #1	228
TABLA 4.70: MODELOS DE EMPATE LMNA-001 PRUEBA #1.....	229
TABLA 4.71: RESULTADOS CURVA IPR LMNA-001 PRUEBA #1.....	230
TABLA 4.72: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #3.....	230
TABLA 4.73: RESULTADOS CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #3.....	230
TABLA 4.74: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #1	231
TABLA 4.75: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #2	231
TABLA 4.76: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #3	232
TABLA 4.77: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #6	232
TABLA 4.78: MODELOS DE EMPATE LMNG-007 PRUEBA #2	232
TABLA 4.79: RESULTADOS OBTENIDOS DE LA REINTERPRETACIÓN	235
TABLA 4.80: RESULTADOS: RESUMEN IPR.....	236
TABLA 5.1: RANGO DE VALORES OBTENIDOS EN LA ARENA "T" SUPERIOR	244
TABLA 5.2: RANGO DE VALORES OBTENIDOS EN LA ARENA "T" INFERIOR	246
TABLA 5.3: RANGO DE VALORES OBTENIDOS EN LA ARENA "U" INFERIOR	247

FIGURAS

FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA.....	2
FIGURA 1.2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE.....	5
FIGURA 1.3: MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS 1996	10
FIGURA 2.1: IDENTIFICACIÓN DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO	14
FIGURA 2.2: CLASIFICACIÓN DEL DAÑO DE ACUERDO A SU FACTOR	16
FIGURA 2.3: FLUJO A TRAVÉS DE UNA REGIÓN CIRCULAR DEL RESERVORIO	16
FIGURA 2.4: SISTEMA COMPUESTO EQUIVALENTE	17
FIGURA 2.5: DAÑO: RADIO EQUIVALENTE	18
FIGURA 2.6: DERIVADA DE BOURDET PARA DIFERENTES VALORES DE DAÑO	18
FIGURA 2.7: COMPORTAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO SEGÚN TIPO DE PRUEBA.....	19
FIGURA 2.8: DERIVADA DE BOURDET PARA DIFERENTES VALORES DE ALMACENAMIENTO.....	20
FIGURA 2.9: ALMACENAMIENTO VARIABLE.....	21
FIGURA 2.10: FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD INFINITA	22
FIGURA 2.11: FLUJO LINEAL DENTRO DE LA FRACTURA	22
FIGURA 2.12: RESPUESTA DE LA PRESIÓN ANTE UNA FRACTURA CON CONDUCTIVIDAD INFINITA.....	23
FIGURA 2.13: FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD FINITA, FLUJO BI-LINEAL	24
FIGURA 2.14: RESPUESTA DEL POZO ANTE UNA FRACTURA CON CONDUCTIVIDAD FINITA	25
FIGURA 2.15: PENETRACIÓN PARCIAL.....	25
FIGURA 2.16: RÉGIMENES DE FLUJO: PENETRACIÓN PARCIAL	26
FIGURA 2.17: RESPUESTA DEL POZO: PENETRACIÓN PARCIAL	26
FIGURA 2.18: FLUJO RADIAL INFINITO	27
FIGURA 2.19: DERIVADA DE BOURDET: FLUJO RADIAL INFINITO	28
FIGURA 2.20: BARRERA DE NO FLUJO	29
FIGURA 2.21: BARRERA DE PRESIÓN CONSTANTE	30
FIGURA 2.22: BARRERA CON FUGAS	30
FIGURA 2.23: BARRERA CONDUCTIVA.....	31
FIGURA 2.24: ILUSTRACIÓN GRÁFICA DE SUPERPOSICIÓN SIMPLE	32
FIGURA 2.25: SUPERPOSICIÓN PARA RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	32
FIGURA 2.26: SUPERPOSICIÓN PARA TASAS MÚLTIPLES.....	34
FIGURA 2.27: REPRESENTACIÓN DE UN POZO IMAGEN	35
FIGURA 2.28: REPRESENTACIÓN GRÁFICA TEÓRICA DEL MÉTODO MDH .	36
FIGURA 2.29: REPRESENTACIÓN GRÁFICA TEÓRICA DEL MÉTODO DE HORNER.....	38
FIGURA 2.30: CURVA TIPO USADA PARA EL ANÁLISIS DE UNA PRUEBA ...	39
FIGURA 2.31: DERIVADA DE BOURDET: GRÁFICO SEMILOGARÍTMICO	41
FIGURA 2.32: DERIVADA DE BOURDET: GRÁFICO LOGARÍTMICO	41
FIGURA 2.33: RÉGIMENES DE FLUJO SEGÚN CURVA DE LA DERIVADA	43
FIGURA 2.34: FLUJO EN SISTEMAS DE FISURAS	45
FIGURA 2.35: CONTRIBUCIÓN DE LA MATRIZ AL FLUJO	45

FIGURA 2.36: MODELO DE DOBLE POROSIDAD: ESTADO PSEUDO ESTACIONARIO	46
FIGURA 2.37: EFECTO DE ω SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA.....	47
FIGURA 2.38: EFECTO DE λ SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA	48
FIGURA 2.39: MODELO DE DOBLE POROSIDAD: ESTADO TRANSITORIO...	49
FIGURA 2.40: EFECTO DE ω Y λ SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA	49
FIGURA 2.41: SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD	50
FIGURA 2.42: RESPUESTA DE LA CURVA DERIVADA EN RESERVORIO DE DOBLE PERMEABILIDAD	51
FIGURA 2.43: EFECTO DE λ SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA: RESERVORIO DE DOBLE PERMEABILIDAD	52
FIGURA 2.44: EFECTO DE ω SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA: RESERVORIO DE DOBLE PERMEABILIDAD	52
FIGURA 2.45: SISTEMA RADIAL COMPOSICIONAL	53
FIGURA 2.46: RESPUESTA DE LA CURVA DERIVADA EN RESERVORIO COMPOSICIONAL RADIAL	54
FIGURA 2.47: EFECTO DE M Y D SOBRE LA CURVA DERIVADA: RESERVORIO COMPOSICIONAL RADIAL	55
FIGURA 2.48: SISTEMA COMPOSICIONAL LINEAL.....	55
FIGURA 2.49: RESPUESTA DE LA CURVA DERIVADA: SISTEMA COMPOSICIONAL LINEAL.....	56
FIGURA 2.50: EFECTO DE UNA BARRERA SOBRE LA PRESIÓN.....	57
FIGURA 2.51: SISTEMA CON UNA BARRERA LINEAL	58
FIGURA 2.52: PERFIL DE PRESIÓN QUE AÚN NO ALCANZA LA BARRERA..	59
FIGURA 2.53: REFLECCIÓN DE PRESIÓN QUE AÚN NO ALCANZA EL POZO	59
FIGURA 2.54: EFECTO DE BARRERA SOBRE LA PRESIÓN VISTO EN EL POZO	60
FIGURA 2.55: GRÁFICO DE HORNER PARA UNA FALLA SELLANTE.....	61
FIGURA 2.56: CURVA DERIVADA PARA UNA FALLA SELLANTE.....	61
FIGURA 2.57: INFLUENCIA DE LA DISTANCIA DEL LÍMITE	62
FIGURA 2.58: ESQUEMA DE FALLAS PARALELAS	62
FIGURA 2.59: GRÁFICO LOGARÍTMICO PARA FALLAS PARALELAS.....	63
FIGURA 2.60: GRÁFICO DE HORNER PARA FALLAS PARALELAS	64
FIGURA 2.61: ESQUEMA DE DOS FALLAS QUE SE INTERSECAN	65
FIGURA 2.62: CURVA DERIVADA PARA FALLAS QUE SE INTERSECAN	65
FIGURA 2.63: ESQUEMA DE UN POZO CON PRESENCIA DE FALLAS QUE SE INTERSECAN	66
FIGURA 2.64: GRÁFICO DE HORNER PARA DOS FALLAS QUE SE INTERSECAN	67
FIGURA 2.65: ESQUEMA DE LÍMITE CIRCULAR CERRADO	68
FIGURA 2.66: ESQUEMA DE RESERVORIO RECTANGULAR CERRADO	68
FIGURA 2.67: GRÁFICO SEMILOGARÍTMICO PARA UN SISTEMA CIRCULAR CERRADO	70
FIGURA 2.68: RESPUESTA DE LA PRESIÓN EN UN SISTEMA CERRADO: ESCALA LINEAL.....	70
FIGURA 2.69: CURVA DERIVADA PARA SISTEMAS CERRADOS RECTANGULAR Y CIRCULAR.....	71

FIGURA 2.70: ESQUEMA DE RESERVORIO RECTANGULAR CON LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE	71
FIGURA 2.71: GRÁFICA DE HORNER PARA RESERVORIOS CON LÍMITES DE PRESIÓN CONSTANTE	72
FIGURA 2.72: CURVA DERIVADA PARA UNA BARRERA DE PRESIÓN CONSTANTE	72
FIGURA 2.73: RESPUESTA DE LA CURVA DERIVADA A DIFERENTES TIPOS DE LÍMITES	73
FIGURA 2.74: CARTA TÍPICA DE PRESIÓN EN UNA PRUEBA DST	74
FIGURA 2.75: HERRAMIENTA USADA PARA UNA PRUEBA DST	76
FIGURA 2.76: GRÁFICO DE HORNER PARA PERÍODOS DE CIERRE EN UNA PRUEBA DST	77
FIGURA 3.1: EJEMPLO DE DATA A DIGITALIZAR: FRAGMENTO PRUEBA DST	85
FIGURA 3.2: EJEMPLO DE DATA A DIGITALIZAR: FRAGMENTO PRUEBA BUILD-UP	86
FIGURA 3.3: REGISTRO LMNA-001 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS	87
FIGURA 3.4: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNA-001.....	88
FIGURA 3.5: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNA-001.....	88
FIGURA 3.6: REGISTRO LMNB-002- ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	90
FIGURA 3.7: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNB-002.....	90
FIGURA 3.8: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNB-002.....	91
FIGURA 3.9: REGISTRO LMNB-002 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS	92
FIGURA 3.10: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNB-002...	93
FIGURA 3.11: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNB-002.....	93
FIGURA 3.12: REGISTRO LMNB-002 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS	95
FIGURA 3.13: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNB-002...	95
FIGURA 3.14: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA # 3 LMNB-002.....	96
FIGURA 3.15: REGISTRO LMNC-003 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS	97
FIGURA 3.16: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNC-003...	98
FIGURA 3.17: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNC-003.....	98
FIGURA 3.18: REGISTRO LMNC-003 ARENA NAPO "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS.....	100
FIGURA 3.19: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNC-003.	100
FIGURA 3.20: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNC-003.....	101
FIGURA 3.21: REGISTRO LMNC-003 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	102
FIGURA 3.22: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNC-003.	102
FIGURA 3.23: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #3 LMNC-003.....	103
FIGURA 3.24: REGISTRO LMND-004 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS	104
FIGURA 3.25: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMND-004.	105
FIGURA 3.26: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMND-004.....	105

FIGURA 3.27: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS	107
FIGURA 3.28: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNE-005.....	107
FIGURA 3.29: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNE-005.....	108
FIGURA 3.30: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" PRINCIPAL INTERVALOS PERFORADOS	109
FIGURA 3.31: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNE-005.....	110
FIGURA 3.32: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNE-005.....	110
FIGURA 3.33: REGISTRO LMNE-005 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	111
FIGURA 3.34: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNE-005.....	112
FIGURA 3.35: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #3 LMNE-005.....	112
FIGURA 3.36: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS	114
FIGURA 3.37: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #4 LMNE-005.....	114
FIGURA 3.38: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #4 LMNE-005.....	115
FIGURA 3.39: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS	116
FIGURA 3.40: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #5 LMNE-005.....	117
FIGURA 3.41: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #5 LMNE-005.....	117
FIGURA 3.42: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS	118
FIGURA 3.43: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #6 LMNE-005.....	119
FIGURA 3.44: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #6 LMNE-005.....	119
FIGURA 3.45: REGISTRO LMNE-005 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	121
FIGURA 3.46: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #7 LMNE-005.....	121
FIGURA 3.47: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #7 LMNE-005.....	122
FIGURA 3.48: REGISTRO LMNF-006 ARENA "T" PRINCIPAL INTERVALOS PERFORADOS	123
FIGURA 3.49: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNF-006.....	124
FIGURA 3.50: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFACTORIA EN PRUEBA #1 LMNF-006	124
FIGURA 3.51: REGISTRO LMNF-006 ARENA "T" PRINCIPAL INTERVALOS PERFORADOS	125
FIGURA 3.52: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNF-006.....	126
FIGURA 3.53: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFACTORIA EN PRUEBA #2 LMNF-006	126
FIGURA 3.54: REGISTRO LMNF-006 ARENA "T" PRINCIPAL INTERVALOS PERFORADOS	127
FIGURA 3.55: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNF-006.....	128
FIGURA 3.56: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFACTORIA EN LA PRUEBA #3 LMNF-006.....	128
FIGURA 3.57: REGISTRO LMNF-006 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS	129
FIGURA 3.58: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #4 LMNF-006.....	130
FIGURA 3.59: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #4 LMNF-006.....	130
FIGURA 3.60: REGISTRO LMNF-006 ARENA "U" INFERIOR INTERVALOS PERFORADOS	132

FIGURA 3.61: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #5 LMNF-006 .	132
FIGURA 3.62: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #5 LMNF-006	133
FIGURA 3.63: REGISTRO LMNF-006 ARENA "U" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS	134
FIGURA 3.64: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #6 LMNE-006.	135
FIGURA 3.65: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFACTORIA EN PRUEBA #6 LMNF-006	135
FIGURA 3.66: REGISTRO LMNG-007 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	136
FIGURA 3.67: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNG-007	137
FIGURA 3.68: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA # LMNG-007	137
FIGURA 3.69: REGISTRO LMNG-007 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	139
FIGURA 3.70: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA # LMNG-007 ..	139
FIGURA 3.71: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFACTORIA EN LA PRUEBA #2 LMNG-007	140
FIGURA 3.72: REGISTRO LMNG-007 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	141
FIGURA 3.73: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNG-007	141
FIGURA 3.74: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #3 LMN-007	142
FIGURA 3.75: REGISTRO LMNG-007 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	143
FIGURA 3.76: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #4 LMNG-007	143
FIGURA 3.77: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #4 LMNG-007	144
FIGURA 3.78: REGISTRO LMNH-008 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS	145
FIGURA 3.79: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNH-008.	146
FIGURA 3.80: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNH-008.....	146
FIGURA 3.81: REGISTRO LMNH-008 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS	148
FIGURA 3.82: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNH-008.	148
FIGURA 3.83: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNH-008.....	149
FIGURA 3.84: REGISTRO LMNI-009 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	150
FIGURA 3.85: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNI-009 ..	151
FIGURA 3.86: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNi-009	151
FIGURA 3.87: REGISTRO LMNJ-010 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	153
FIGURA 3.88: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNJ-010 .	153
FIGURA 3.89: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNJ-010	154
FIGURA 3.90: REGISTRO LMNJ-010 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS	155
FIGURA 3.91: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNJ-010 .	155
FIGURA 3.92: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNJ-010	156
FIGURA 4.1: EMPATE DERIVADA LMNB-002 PRUEBA #2	160
FIGURA 4.2: EMPATE SEMI-LOG LMNB-002 PRUEBA #2	160
FIGURA 4.3: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNB-002 PRUEBA #2.....	161
FIGURA 4.4: CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #2.....	161

FIGURA 4.5: EMPATE DERIVADA LMNC-003 PRUEBA #1	163
FIGURA 4.6: EMPATE SEMI-LOG LMNC-003 PRUEBA #1	163
FIGURA 4.7: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNC-003 PRUEBA #1.....	164
FIGURA 4.8: CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #1	165
FIGURA 4.9: EMPATE DERIVADA LMNC-003 PRUEBA #2.....	166
FIGURA 4.10: EMPATE SEMI-LOG LMNC-003 PRUEBA #2.....	167
FIGURA 4.11: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNC-003 PRUEBA #2.....	167
FIGURA 4.12: CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #2	168
FIGURA 4.13: EMPATE DERIVADA LMNC-003 PRUEBA #3.....	169
FIGURA 4.14: EMPATE SEMI-LOG LMNC-003 PRUEBA #3.....	170
FIGURA 4.15: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNC-003 PRUEBA #3.....	170
FIGURA 4.16: CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #3	171
FIGURA 4.17: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #1	172
FIGURA 4.18: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #1	173
FIGURA 4.19: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #1.....	173
FIGURA 4.20: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #1.....	174
FIGURA 4.21: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #2	175
FIGURA 4.22: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #2.....	176
FIGURA 4.23: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #2.....	176
FIGURA 4.24: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #2.....	177
FIGURA 4.25: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #4	178
FIGURA 4.26: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #4	179
FIGURA 4.27: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #4.....	179
FIGURA 4.28: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #4.....	180
FIGURA 4.29: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #5	181
FIGURA 4.30: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #5.....	182
FIGURA 4.31: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #5.....	182
FIGURA 4.32: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #5.....	183
FIGURA 4.33: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #6	184
FIGURA 4.34: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #6.....	185
FIGURA 4.35: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #6.....	185
FIGURA 4.36: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #6.....	186
FIGURA 4.37: EMPATE DERIVADA LMNF-006 PRUEBA #4	187
FIGURA 4.38: EMPATE SEMI-LOG LMNF-006 PRUEBA #4	188
FIGURA 4.39: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNF-006 PRUEBA #4.....	188
FIGURA 4.40: CURVA IPR LMNF-006 PRUEBA #4.....	189
FIGURA 4.41: EMPATE DERIVADA LMNF-006 PRUEBA #5	190
FIGURA 4.42: EMPATE SEMI-LOG LMNF-006 PRUEBA #5	191
FIGURA 4.43: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNF-006 PRUEBA #5.....	191

FIGURA 4.44: CURVA IPR LMNF-006 PRUEBA #5	192
FIGURA 4.45: EMPATE DERIVADA LMNG-007 PRUEBA #1	193
FIGURA 4.46: EMPATE SEMI-LOG LMNG-007 PRUEBA #1.....	194
FIGURA 4.47: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNG-007 PRUEBA #1.....	194
FIGURA 4.48: CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #1	195
FIGURA 4.49: EMPATE DERIVADA LMNG-007 PRUEBA #3.....	196
FIGURA 4.50: EMPATE SEMI-LOG LMNG-007 PRUEBA #3.....	197
FIGURA 4.51: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNG-007 PRUEBA #3.....	197
FIGURA 4.52: CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #3	198
FIGURA 4.53: EMPATE DERIVADA LMNG-007 PRUEBA #4.....	199
FIGURA 4.54: EMPATE SEMI-LOG LMNG-007 PRUEBA #4.....	200
FIGURA 4.55: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNG-007 PRUEBA #4.....	200
FIGURA 4.56: CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #4	201
FIGURA 4.57: EMPATE DERIVADA LMNH-008 PRUEBA #2.....	202
FIGURA 4.58: EMPATE SEMI-LOG LMNH-008 PRUEBA #2.....	203
FIGURA 4.59: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNH-008 PRUEBA #2.....	203
FIGURA 4.60: CURVA IPR LMNH-008 PRUEBA #2	204
FIGURA 4.61: EMPATE DERIVADA LMNJ-010 PRUEBA #1.....	205
FIGURA 4.62: EMPATE SEMI-LOG LMNJ-010 PRUEBA #1.....	206
FIGURA 4.63: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNJ-010 PRUEBA #1.....	206
FIGURA 4.64: CURVA IPR LMNJ-010 PRUEBA #1	207
FIGURA 4.65: EMPATE DERIVADA LMNJ-010 PRUEBA #2.....	208
FIGURA 4.66: EMPATE SEMI-LOG LMNJ-010 PRUEBA #2.....	209
FIGURA 4.67: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNJ-010 PRUEBA #2.....	209
FIGURA 4.68: CURVA IPR LMNJ-010 PRUEBA #2	210
FIGURA 4.69: EMPATE DERIVADA LMNB-002 PRUEBA #1	211
FIGURA 4.70: EMPATE SEMI-LOG LMNB-002 PRUEBA #1	212
FIGURA 4.71: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNB-002 PRUEBA #1.....	212
FIGURA 4.72: CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #1.....	213
FIGURA 4.73: EMPATE DERIVADA LMNB-002 PRUEBA #3	214
FIGURA 4.74: EMPATE SEMI-LOG LMNB-002 PRUEBA #3.....	215
FIGURA 4.75: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNB-002 PRUEBA #3.....	215
FIGURA 4.76: CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #3.....	216
FIGURA 4.77: EMPATE DERIVADA LMND-004 PRUEBA #1	217
FIGURA 4.78: EMPATE SEMI-LOG LMND-004 PRUEBA #1.....	218
FIGURA 4.79: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMND-004 PRUEBA #1.....	218
FIGURA 4.80: CURVA IPR LMND-004 PRUEBA #1	219
FIGURA 4.81: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #7	220
FIGURA 4.82: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #1	221

FIGURA 4.83: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #1.....	221
FIGURA 4.84: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #7.....	222
FIGURA 4.85: EMPATE DERIVADA LMNH-008 PRUEBA #1.....	223
FIGURA 4.86: EMPATE SEMI-LOG LMNH-008 PRUEBA #1.....	224
FIGURA 4.87: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNH-008 PRUEBA #1.....	224
FIGURA 4.88: CURVA IPR LMNH-008 PRUEBA #1.....	225
FIGURA 4.89: EMPATE DERIVADA LMNI-009 PRUEBA #1.....	226
FIGURA 4.90: EMPATE SEMI-LOG LMNI-009 PRUEBA #1.....	227
FIGURA 4.91: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNI-009 PRUEBA #1.....	227
FIGURA 4.92: CURVA IPR LMNI-009 PRUEBA #1.....	228
FIGURA 4.93: CURVA IPR LMNA-001 PRUEBA #1.....	229
FIGURA 4.94: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #3.....	231
FIGURA 4.95: HISTORIAL DE PRESIÓN PARA LA RENA “T” SUPERIOR.....	233
FIGURA 4.96: HISTORIAL DE PRESIÓN PARA LA RENA “T” INFERIOR.....	234
FIGURA 4.97: HISTORIAL DE PRESIÓN PARA LA RENA “U” INFERIOR.....	234
FIGURA 4.98: REPRESENTACIÓN GEOREFERENCIADA DE LOS VALORES OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD DE LA ARENA “T” SUPERIOR.....	237
FIGURA 4.99: REPRESENTACIÓN GEOREFERENCIADA DE LOS VALORES OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD DE LA ARENA “T” PRINCIPAL.....	238
FIGURA 4.100: REPRESENTACIÓN GEOREFERENCIADA DE LOS VALORES OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD DE LA ARENA “U” INFERIOR.....	239
FIGURA 4.101: REPRESENTACIÓN GEOREFERENCIADA DE LOS VALORES OBTENIDOS DE IP.....	240
FIGURA 4.102: REPRESENTACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO EN LAS PRUEBAS VÁLIDAS.....	241
FIGURA 4.103: REPRESENTACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN LAS PRUEBAS VÁLIDAS.....	241
FIGURA 4.104: REPRESENTACIÓN DE LA PRESIÓN DE RESERVORIO EN LAS PRUEBAS VÁLIDAS.....	242
FIGURA 4.105: REPRESENTACIÓN DE IP EN LAS PRUEBAS VÁLIDAS.....	242

SIMBOLOGIA

Símbolo	Significado
A	Área de drenaje, acres
ΔP	Variación de presión, psi
ΔP_{skin}	Variación de presión debido al daño, psi
β_o	Factor volumétrico del petróleo, RB/STB
β_{oi}	Factor volumétrico inicial del petróleo, RB/STB
C	Factor de almacenamiento, bbl/psi
C_D	Factor de almacenamiento adimensional
c	Compresibilidad, 1/psi
c_o	Compresibilidad del petróleo, 1/psi
c_r	Compresibilidad bruta de la roca, 1/psi
c_w	Compresibilidad del agua, 1/psi
h	Espesor de formación, ft
h_f	Espesor de la fractura, ft
h_p	intervalo perforado, ft
h_s	Espesor de la capa de daño, ft
θ	Ángulo entre barreras, °
IP	Índice de productividad, (stbd)/psi
IPR	Relación índice de productividad
k	Permeabilidad de la formación, md.
k_f	Permeabilidad de la fractura, md
k_h	Permeabilidad horizontal, md
k_v	Permeabilidad vertical, md
k_r	Permeabilidad radial, md.
k_s	Permeabilidad de la capa con daño, md
k_x	Permeabilidad en la dirección x, md
k_y	Permeabilidad en la dirección y, md
λ	Coefficiente de flujo interporoso, ft
L	Longitud del pozo a la barrera, pies
LD	Longitud del pozo a la barrera adimensional

m	Pendiente
m'	Pendiente del gráfico semilogarítmico
P	Presión, psi
P'	Derivada de presión, psi/hr
P_b	Presión de burbuja, psi
P_D	Presión adimensional
P'_D	Derivada de presión adimensional
P_i	Presión inicial, psi
P_{if}	Presión fluyente inicial, psi
P_{ff}	Presión fluyente final, psi
P_{ihm}	Presión hidrostática inicial del lodo, psi
P_{fhm}	Presión hidrostática final del lodo, psi
P_s	Presión estática, psi
P_{wf}	Presión del pozo fluyendo, psi
P_{ws}	Presión de cierre de fondo, psi
P_{1hr}	Presión a 1 hr, psi
\bar{P}	Presión promedia de reservorio, psi
q	Caudal, bbl/día
q_b	Caudal a presión de burbuja, bbl/día
q_{af}	Caudal posflujo, BPD
q_{max}	Caudal máximo, bbl/día
q_o	Caudal de petróleo, bbl/día
q_{sf}	Caudal en superficie, bbl/día
q_w	Caudal de agua, bbl/día
r	Radio, ft
r_d	Radio adimensional
r_e	Radio de drenaje del pozo, radio externo del yacimiento, ft
r_{eD}	Radio adimensional de los límites del yacimiento
r_s	Radio del daño, ft
r_w	Radio del pozo, ft
r_{we}	Radio equivalente de pozo, ft
ρ	Densidad, lb/pie ³

S	Saturación, fracción
s	Factor de daño, adimensional
sCA	Forma de daño, adimensional
S _o	Saturación de petróleo, fracción
S _w	Saturación de agua, fracción
t	Tiempo, hrs, tiempo de prueba
t _D	Tiempo adimensional calculado usando el radio
t _{DA}	Tiempo adimensional basado en el área de drenaje del yacimiento
t _p	Tiempo de producción total antes del cierre, hrs
ϕ	Porosidad, fracción
μ	Viscosidad, cp
μ_o	Viscosidad del petróleo, cp
μ_w	Viscosidad del agua, cp
V _t	Volumen total de fluido, bbl
VRN	Volumen de roca neta saturada; acres*pie
V _w	Volumen del pozo, bls.
w _f	Ancho de fractura, pulg.
w _c	Ancho de los canales de las fisuras, pulg.
x	Dirección x
x _f	Longitud media de fractura, ft
y	Dirección y
ω	Índice de almacenamiento, adimensional

RESUMEN

El proyecto de titulación a continuación descrito se encuentra dividido en 5 capítulos los cuales están enfocados a un área de estudio referente a los aspectos a tomar en cuenta sobre las pruebas de presión DST y Build Up (prueba de restauración de presión) de los 10 primeros pozos perforados en el campo Limoncocha desde el año 1992.

El capítulo 1 es una breve introducción y descripción del campo Limoncocha objetivo de nuestro estudio, donde se detallan sus antecedentes, ubicación y geología, tomando en cuenta aspectos como el estado actual del campo y una descripción de los pozos estudiados.

El siguiente capítulo del presente estudio se encuentra focalizado esencialmente al aspecto teórico de las pruebas de presión y la introducción a éstas, abarcando temas como sus principios básicos y regiones de tiempo. En capítulo 2 se detallan los diferentes tipos de pruebas de presión, enfatizando las pruebas de restauración de presión (Build-Up), considerando los diferentes métodos y parámetros del reservorio, así como también se particularizan las pruebas de presión DST (Drill Steam Test). Como parte de los objetivos del presente estudio es necesario presentar la curva de entregabilidad para cada pozo de ser posible, por lo que en el capítulo detallado se revisará también el índice de productividad y la curva IPR.

El capítulo 3 describe la metodología usada para digitalizar, clasificar y validar las pruebas, para lo cual se utilizó una versión de Prueba del Software "F.A.S.T. WellTest". Posteriormente se detalla el control de calidad de cada una de las pruebas mediante su análisis en el que se describe cada factor a tomar en cuenta para su reinterpretación, tales como el almacenamiento, régimen de flujo y efectos de límites.

El capítulo 4 es la reinterpretación de las pruebas validadas, para lo cual hemos partido del empate del modelo generado con la información procedente en el capítulo 3, de la versión de Prueba del Software “F.A.S.T. WellTest”, obteniendo así las diferentes variables del reservorio tales como permeabilidad, almacenamiento y coeficiente de daño para cada prueba, también obtenemos la presión inicial la cual nos servirá en la mayoría de los casos para presentar la curva de entregabilidad de cada pozo.

El capítulo 5 son las conclusiones del presente estudio, clasificadas por cada arena, en este capítulo también se detallan las recomendaciones.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto de titulación se enfoca en la reinterpretación de las pruebas de presión DST y Build Up (prueba de restauración de presión) de los 10 primeros pozos perforados en el campo Limoncocha desde el año 1992, las cuales se realizaron en los reservorios "T" Superior, "T" Principal y "U" Superior e Inferior de la formación Napo.

El trabajo consta de 5 capítulos fundamentados en suficiente y correcta información de cada pozo lo que permitirá entender como se ha comportado la presión de reservorio en el período de análisis, mediante la recopilación, clasificación, validación y reinterpretación de la data.

El capítulo 1 es una breve descripción del campo en el cual se realizará el estudio y su información más relevante, lo cual aportará con los parámetros necesarios para su posterior uso.

En el capítulo 2 se detallan los fundamentos teóricos necesarios para el análisis de las pruebas de presión y su interpretación; siguiendo un lineamiento que nos permite una mejor comprensión de los diferentes fenómenos involucrados.

El capítulo 3 describe la digitalización, clasificación y validación de las pruebas mediante la utilización de una versión de Prueba del Software "F.A.S.T. WellTest" en el cual se puede cargar la data y los parámetros obtenidos del capítulo 1 previamente digitalizados.

En el capítulo 4 se realiza la reinterpretación de las pruebas validadas en base a los fundamentos de las pruebas de presión descritos en el capítulo 2, y de ser posible se presenta la curva de entregabilidad del pozo para cada prueba.

Finalmente el capítulo 5 se enfoca en las conclusiones del presente estudio y las recomendaciones referentes a este, cumpliendo así con los objetivos establecidos en el punto de partida, logrando reducir la incertidumbre en la data disponible y contando con información confiable.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA.

1.1 ANTECEDENTES

Entre los años 1978 y 1983 personal de OEPC realizó varios viajes de reconocimiento al Ecuador para investigar la posibilidad de entrar en contratos de riesgo en este País. Como consecuencia de estos viajes se recomendó licitar el Bloque 15 y en octubre de 1983 se presentó una oferta para dicho Bloque. En noviembre del mismo año OEPC fue declarada ganadora de la licitación, firmándose un convenio entre Occidental y la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE); siendo este un contrato de prestación de servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 15, iniciándose el período de exploración el 12 de Febrero de ese mismo año.

En los años de 1985 y 1986 se registraron aproximadamente 1424 km de líneas sísmicas descubriéndose los campos: Limoncocha, Jivino, Laguna, Indillana e Itaya, estimándose 225 millones de barriles.

El Campo Limoncocha como tal, inicia su desarrollo con el pozo Limoncocha-1 el cual se perforó entre agosto y noviembre de 1985, en la parte oeste del bloque, teniendo resultados favorables en las arenas Napo "U Inferior", "T Principal" y "T Superior", ya que estas presentaron acumulaciones de petróleo, con una gravedad de 18 a 27 °API.

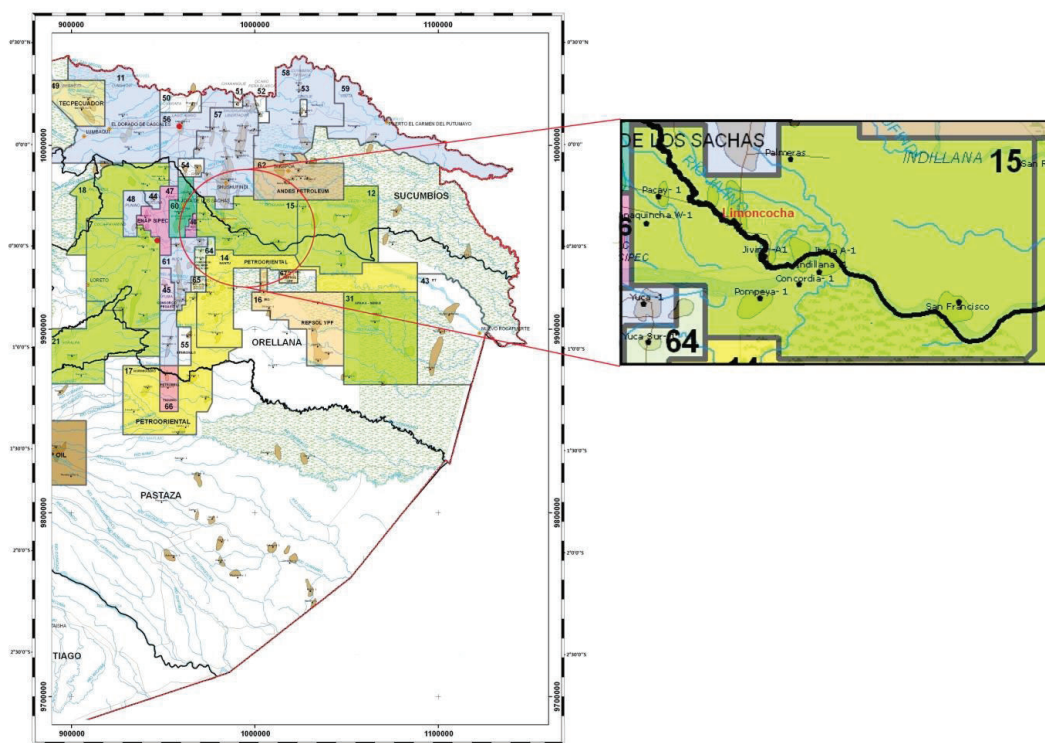
A finales del año 1993, Petroproducción realizó estudios y la perforación del pozo Limoncocha Norte-1, localizado en lo alto de la estructura; 80 pies por encima del pozo exploratorio, al cual posteriormente se lo nombro Limoncocha-2 y ratificó los yacimientos en los cuales el pozo Limoncocha-1 tuvo resultados satisfactorios.

Para el año 2003 en el Campo Limoncocha se habían perforado 10 pozos en los cuales se basa el presente estudio.

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

El Campo Limoncocha se encuentra ubicado dentro del Bloque 15 en la cuenca oriente, en la región nororiental del Ecuador, limita al Norte con Shushufindi, al Sur con el campo Jivino; al oeste con el campo Yanaquincha y al este con el campo Tuich y se encuentra ubicado aproximadamente a 210 Km de Quito. La figura 1.1 muestra la ubicación del campo en un mapa de la Amazonía ecuatoriana.

FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA



FUENTE: Secretaría de hidrocarburos del Ecuador
 MODIFICADO POR: Andrade Daniel – García Víctor

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

El Campo Limoncocha como parte del Bloque 15 está localizado en la zona oriental de la Cuenca Oriente del Ecuador y es una de las cuencas andinas de “Foreland” de la parte occidental de Sudamérica, que se desarrolló durante la era

terciaria, entre el basamento precámbrico (Guyana) hacia el este y los arcos magmáticos activos andinos con sus cinturones de cabalgamiento hacia el oeste. La Cuenca Oriente geológicamente continúa con la cuenca Putumayo en Colombia y la Marañón en el Perú; es asimétrica en su corte transversal, buzando ligeramente hacia el oeste y el sur a lo largo de su flanco oriental y buzando fuertemente hacia el este a través de su angosto flanco occidental.

La sección sedimentaria consiste en estratos Paleozoicos hasta terciarios distribuidos dentro del actual "Foreland Basin Setting". La prolífica sección Cretácica está compuesta de sedimentos terrígenos derivados del este y depositados a lo largo del margen precratónico asociado con la actividad intermitente de un arco de islas.

El fin de la subsidencia fue marcado por el último levantamiento Cretácico andino ancestral; quizás esto fue el resultado de la reactivación de la subducción a lo largo del margen continental occidental. Hacia el oeste una discordancia en el tope de la sección Cretácica continúa en el Subsuelo, truncando a una sección cada vez más antigua hacia el oeste. Durante el Eoceno ocurrió un gran levantamiento de la actual Cordillera Oriental que inició el ciclo de depositación de la cuenca de "Foreland". Esto dio como resultado la formación de un prisma de sedimentos de grano grueso (conglomerados Tiyuyacu) provenientes del occidente. Durante el Eoceno, por primera vez rocas cretácicas y más antiguas fueron levantadas y expuestas a lo largo del flanco occidental de la cuenca. Más tarde, durante el Mioceno, hubo otros levantamientos acompañados de nueva actividad volcánica que expusieron la sección más vieja de la cuenca. Las fallas de sobrecorrimiento buzantes hacia el oeste, generadas en el Plioceno y Holoceno, desplazaron a las secciones expuestas en el oeste relativamente no deformadas hacia el este.

1.3.2 ESTRUCTURA

Limoncocha estructuralmente hablando es un anticlinal el cual está elongado en sentido N-S, cerrado estructuralmente por los 4 lados, está alineado en el mismo tren del campo Shushufindi, que está localizado al norte, sin embargo se encuentra separada de éste por una silla.

Limoncocha-1 está localizado 7,5 km en dirección sur del pozo Shushufindi A50. La estructura Limoncocha tiene relieve de cinco milisegundos es decir entre 20 o 30 pies en relación al nivel de la arena "T".

La configuración estructural del Campo Limoncocha y del Bloque 15 se considera bien definida y de buena continuidad sísmica, si de la arena "U" inferior hablamos.

1.3.3 ESTRATIGRAFÍA

En la figura 1.2 se observa la columna estratigráfica de la cuenca Oriente, la cual nos muestra las diferentes edades, subdivisiones de las edades, formaciones y litología presente en nuestra región amazónica.

1.3.4 LITOLOGÍA

1.3.4.1 Arena "U" Superior

La arena "U" Superior, se caracteriza por ser gris blanquecina, consolidada, cuarzo-glaucónica de grano fino a muy fino en matriz arcillosa, con leve cemento calcáreo y porosidad pobre. Presenta intercalaciones de lutita y caliza.

Los niveles de lutita se caracterizan por ser de color gris oscuro, suave a moderadamente dura, algo quebradiza, textura terrosa, ligeramente calcárea con incrustaciones de pirita. Los niveles de caliza se caracterizan por ser de color crema a gris oscura moteada con crema, moderadamente dura, textura blocosa con porosidad imperceptible.

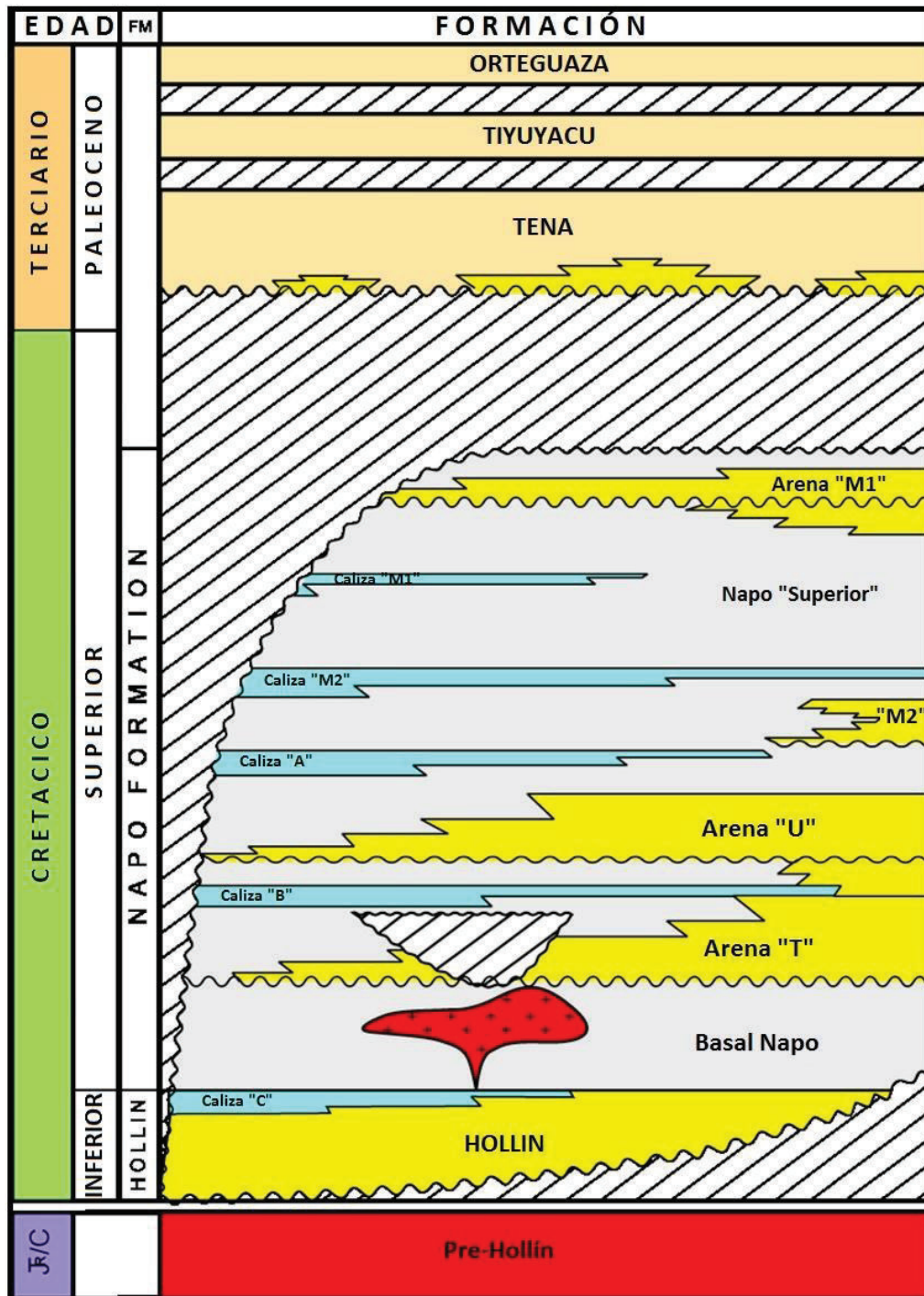
1.3.4.2 Arena "U" Inferior

Se trata de un solo cuerpo de 85 pies de arena con incrustaciones de lutita.

La arena es de color castaño grisácea blanquecina al tope, haciéndose blanca hialina hacia abajo, de grano fino a medio, cuarzosa, y de porosidad regular a buena. Presenta impregnación total de petróleo castaño al tope, disminuyendo luego en las muestras a un 30 o 40% en un segmento y después de 20%.

Las incrustaciones de Lutita son de color negro, gris oscuro, con corte laminar, astillosa, no calcárea, suave a moderadamente dura y de textura cerosa.

FIGURA 1.2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE



FUENTE: BABY, P (et al) , "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo"
 MODIFICADO POR: Andrade Daniel – García Víctor

1.3.4.3 Arena “T” Superior

Este es un cuerpo de color blanco verdoso, consolidado, de grano fino, subangular a subredondeada, regularmente seleccionada, cuarzosa, con matriz arcillosa, cemento calcáreo y pobre porosidad. Presenta impregnación parcial de petróleo castaño de entre 10 a 20% en la muestra.

Presenta también intercalaciones de lutita y ésta es gris oscura, negra, laminar, suave a moderadamente dura, de textura terrosa y ocasional cerosa no calcárea.

1.3.4.4 Arena “T” Principal

De manera similar a la arena T superior, está constituida de arenas con intercalaciones lutíticas.

En cuanto a la arena es de un tono café claro, blanco, subangular a subredondeada, transparente a translúcida, con moderada selección, de grano fino a medio, cuarzosa, ocasionalmente grano grueso, de matriz caolinítica de cemento y porosidad no visible. Presenta una impregnación parcial de petróleo castaño claro, menores al 10% de la muestra.

Por otra parte la lutita es gris oscura, negra, laminar, suave a moderadamente dura, de textura terrosa no calcárea.

La tabla 1.1 muestra las distintas formaciones que se presentan en el campo Limoncocha, ordenadas de acuerdo a sus respectivas profundidades.

TABLA 1.1: TOPES ESTRUCTURALES DE LAS DIFERENTES FORMACIONES

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (PIES)
CONGLOMERADO DE TIYUYACU	7425
TENA	7900
ARENISCA BASAL TENA	8580
NAPO	8587
ARENISCA “M1”	8593
BASE ARENISCA “M1”	8628

TABLA 1.1 TOPES ESTRUCTURALES DE LAS DIFERENTES FORMACIONES CONTINUACIÓN

CALIZA "M1"	9018
BASE CALIZA "M1"	9055
ARENISCA "M2"	9243
CALIZA "A"	9290
ARENISCA "U" SUPERIOR	9323
BASE ARENISCA "U" SUPERIOR	9345
ARENISCA "U" INFERIOR	9395
BASE ARENISCA "U" INFERIOR	9480
CALIZA "B"	9495
ARENISCA "T" SUPERIOR	9614
BASE ARENISCA "T" SUPERIOR	9630
ARENISCA "T" SUPERIOR	9644
LUTITA BASAL NAPO	9755

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

1.4 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

1.4.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Para calcular el petróleo original en sitio en cada uno de los yacimientos, se utilizó el método volumétrico, el cual se basa en:

- 1) información obtenida de registros y de análisis de núcleos de donde se determina el volumen total, la porosidad y saturaciones de fluidos.
- 2) del análisis del fluido de donde se determinará el factor volumétrico del petróleo. El método volumétrico se expresa mediante la ecuación 1.1.

$$POES = \frac{7758 * VRN * \phi * (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad (1.1)$$

Donde:

VRN: Volumen de roca neta saturada; acres*pie.

ϕ : es la porosidad expresada como fracción del volumen total.

S_w : la saturación de agua innata expresada como fracción del volumen poroso.

β_{oi} : el factor volumétrico inicial del petróleo en el yacimiento; BY/BN.

La tabla 1.2 presenta los parámetros antes mencionados para determinar el POES y su respectivo cálculo.

1.4.2 PROPIEDADES PVT

Las propiedades PVT para las arenas productoras del Campo Limoncocha, se han obtenido de análisis de muestras de fluidos. Para determinar las propiedades de la arena "T" superior, se utilizó la muestra del pozo Limoncocha-02. Para "T" Principal ("T" superior + "T" inferior) se analizó el pozo Limoncocha-03. Para "U" superior, el análisis se realizó en el pozo Limoncocha-07 y para la arena "U" inferior se analizó el pozo Limoncocha-06. No se dispone de análisis para Basal Tena en los pozos que están siendo tratados en el presente estudio. En los anexos se muestra detalladamente los resultados del análisis PVT de cada arena. La tabla 1.3 muestra los valores para cada arena.

TABLA 1.2 PARAMETROS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LIMONCOCHA

RESERVORIO	VRN (ACRES*PIE)	ϕ EFFECTIVA (%)	S_w (%)	POES SUB (BLS)	B_{oi} (BY/BN)	POES SUP (BLS)
"U" MEDIA	10126	11.9	7.1	6495416	1.127	5763457
"U" INFERIOR	133272	16.2	10.3	162191520	1.127	143914392
"T" SUPERIOR	68513	12.4	25.6	14786410	1.215	12169885
"T" PRINCIPAL	108237	16.7	20.2	202036792	1.215	166285426
HOLLÍN	131392	13.8	40.1	2353312	1.101	2137431

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 1.3: PROPIEDADES PVT DE LAS ARENAS DE LIMONCOCHA

	“T” SUPERIOR	“T” PRINCIPAL	“U” SUPERIOR	“U” INFERIOR
PRESIÓN INICIAL [PSI]	3907	4000	3750	3843
PRESIÓN DE BURBUJA [PSI]	920	830	770	830
B_{OI} [BY/BN]	1.2063	1.1311	1.1304	1.123
B_{OB} [BY/BN]	1.2448	1.1673	1.1748	1.1574
R_{SI} [SCF(STB)]	200	184	128	125
C_{OI} [1/PSI]	6.61E-06	7.41E-06	7.35E-06	7.25E-06
$^{\circ}API$	29	29.2	19.1	18.8
μ_{OI}	3.765	3.869	23.2	26.6
μ_{OB}	2.932	2.401	16.70	19.48
γ_G	1.2762	1.471	1.0022	0.9735

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

1.5 UBICACIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS

La tabla 1.4 muestra las coordenadas geográficas de los 10 pozos correspondientes a este estudio. Los diagramas de las completaciones iniciales de cada uno de los pozos se los presenta en el anexo 1.

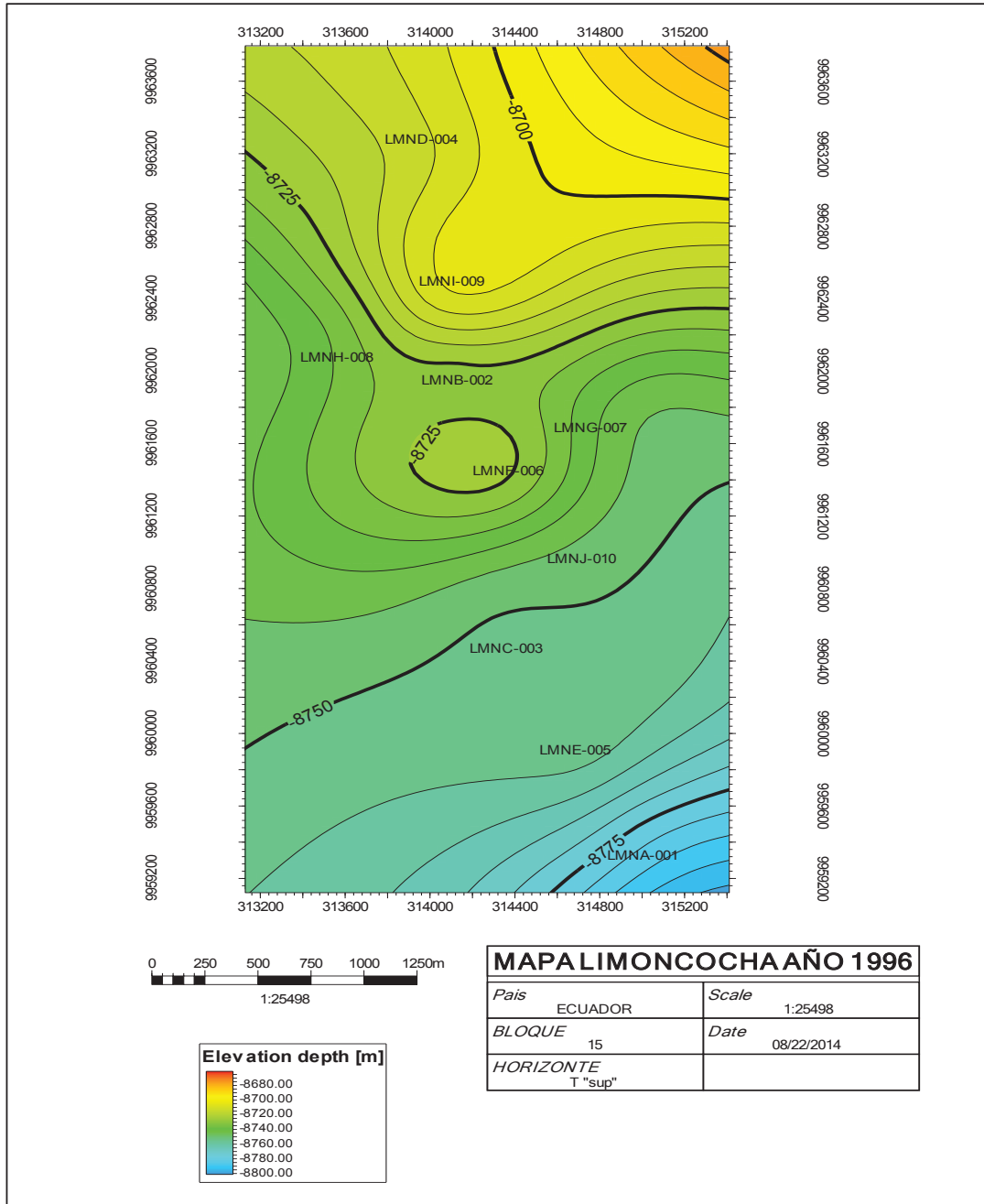
TABLA 1.4: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS

Pozo N°	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	
	LATITUD	LONGITUD
1	0° 22' 01.06" S	76° 39' 44.01" O
2	0° 20' 35.91" S	76° 50' 12.28" O
3	0° 21' 24.07" S	76° 40' 04.89" O
4	0° 19' 52.61" S	76° 40' 17.70" O
5	0° 21' 42.44" S	76° 39' 54.51" O
6	0° 20' 52.03" S	76° 40' 05.53" O
7	0° 20' 33.28" S	76° 39' 51.94" O
8	0° 20' 49.21" S	76° 40' 29.55" O
9	0° 20' 18.03" S	76° 40' 13.20" O
10	0° 21' 07.20" S	76° 39' 52.31" O

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

La figura 1.3 muestra la ubicación de cada uno de los pozos estudiados en el respectivo mapa estructural.

FIGURA 1.3: MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS 1996



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

2.1 INTRODUCCIÓN A LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

A lo largo de la historia el estudio y análisis de las pruebas de presión se han desarrollado en base a las investigaciones de diferentes autores y a los avances tecnológicos de la época. Los primeros instrumentos de medición de presiones registraban un solo punto, sin embargo en 1930 fue posible realizar mediciones continuas de presión.

El método presentado por Muskat en 1937 permite determinar la presión estática del área de drenaje en un determinado pozo, el cual se fundamenta en un análisis semilog de ensayo y error.

En 1949, Van Everdingen y Hurst introdujeron la primera Curva Tipo, para solucionar el problema pozo-yacimiento con efecto de almacenamiento y años más tarde introdujeron el efecto de daño (S).

El método conocido como (MDH) fue presentado por Miller, Dyes y Hutchinson, en 1950, el cual establece que la presión estática del yacimiento debía ser una función lineal del tiempo de cierre ($\log \Delta t$), para determinar la presión estática del yacimiento bajo condiciones de límite exterior cerrado y a presión constante, los mencionados autores desarrollaron diversas curvas y sirven de base para distintos análisis en la actualidad

Para el año de 1951 Horner presentó un método para analizar pruebas de restauración de presión y concluyó que un gráfico de la presión de fondo de cierre (p_{ws}), se relaciona linealmente con el logaritmo de $(t+\Delta t)/\Delta t$; presentando el primer método para determinar presión estática del yacimiento.

El método conocido como (MBH) fue presentado por Matthews, Brons y Hazebroek en 1954 el cual es un estudio donde se utilizó por primera vez el principio de superposición en espacio y este sirve para determinar el

comportamiento de presión de pozos ubicados dentro de un área de drenaje rectangular; determinando también presiones promedio de área de drenaje (p) el cual hace uso de información de presión transitoria y de la presión extrapolada, (p^*) de Horner.

El método de la curva tipo fue introducido por Agarwal, Al-Hussainy y Ramey en 1970 y es un análisis de los períodos iniciales de flujo o restauración de presión, para un pozo localizado en un yacimiento infinito con efecto de llene y efecto de daño.

En el método de Curva Tipo, el problema pozo-yacimiento se formula matemáticamente de acuerdo a las leyes físicas del flujo de fluido en medios porosos y aplicando determinadas condiciones iniciales y de contorno; las soluciones se dibujan en un papel (Curva Tipo) y se trata de ajustar los datos reales dibujados en un papel semi-transparente (Gráfico de Campo) a la solución teórica.

En 1979 Gringarten introdujo una Curva Tipo para yacimientos homogéneos con condición de contorno interior en el pozo de efecto de almacenamiento y efecto de daño y para yacimientos de fractura inducida. La solución de Gringarten, es una solución más completa y elaborada.

Bourdet en 1982, introduce el método de la derivada para análisis de presiones. El problema de las Curvas Tipo, anteriormente mencionadas, consistía en respuesta no única Bourdet, aun cuando presentan una Curva Tipo de flujo, compuesta de dos familias de curvas de parámetros $C_D e^{2s}$, esto es: la Curva Tipo log-log de Gringarten et al. y la derivada de la Curva de Tipo de Gringarten et al. multiplicada por (t_D/C_D) , presentan técnicas computacionales para tratar las pruebas de flujo y las pruebas de restauración de presión en forma separada; de tal forma que la derivada en el “drawdown” y en pruebas de restauración de presión representan derivadas con respecto al $\ln(t_D)$ y al $\ln(t_D + \Delta t_D)/\Delta t_D$, respectivamente. Este método conjuntamente con la información geológica, geofísica, de registros, etc., constituye la técnica más importante de diagnóstico en el análisis de interpretación de pruebas de pozos.

2.2 PRINCIPIOS BÁSICOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

En el estudio de las Pruebas de Presión nos encontraremos con algunos términos los cuales los definiremos a continuación.

2.2.1 REGIMENES DE FLUJO

Existen diferentes regímenes de flujo, los cuales usualmente son clasificados en función del cambio de presión respecto al tiempo, y a las diferentes condiciones que estos presentan en sus límites.

2.2.1.1 Estado estacionario

Durante el estado estacionario, la presión no cambia con el tiempo. Esto se observa por ejemplo cuando el efecto de la presión es constante, como resultado de una capa de gas o en otros casos por la presencia de acuíferos, asegurando que la presión se mantenga en la formación productora.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (2.1)$$

2.2.1.2 Estado pseudo-estacionario

El régimen de estado pseudo-estacionario caracteriza la respuesta de un sistema cerrado. Con una tasa de producción constante, la caída de presión llega a ser constante para cada unidad de tiempo.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \text{constante} \quad (2.2)$$

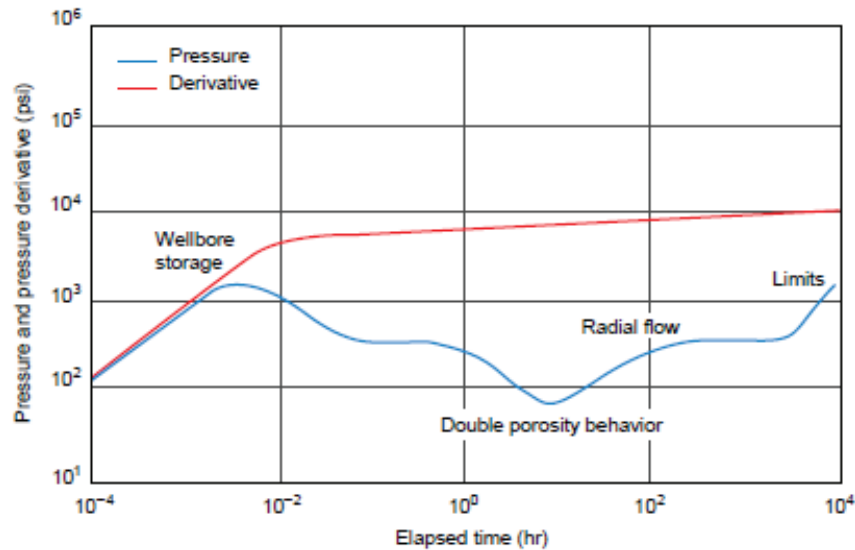
2.2.1.3 Estado transitorio

Las respuestas transitorias son observadas antes de que los efectos de límites de presión constante o límites cerrados son alcanzados. La variación de presión con el tiempo es una función de la geometría del pozo y de las propiedades del reservorio, como permeabilidad y heterogeneidades.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(x, y, z, t) \quad (2.3)$$

Usualmente, la interpretación de las pruebas se enfoca en la respuesta de la presión transitoria. Cuando el drenaje se expande, la respuesta de la presión está caracterizada por las propiedades del reservorio hasta que los efectos de los límites son alcanzados a tiempos tardíos (entonces el régimen de flujo cambia a estado pseudo estacionario o estacionario). La figura 2.1 muestra ciertos regímenes de flujo, en distintas zonas de la prueba (regiones de tiempo).

FIGURA 2.1: IDENTIFICACIÓN DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

2.3 REGIONES DE TIEMPO

Se suele dividir la prueba en tres regiones de tiempo: región de tiempos tempranos (ETR), región de tiempos medios (MTR), región de tiempos tardíos (LTR), basados en el concepto de radio de investigación.

Región de tiempos tempranos (ETR)

La presión transitoria se encuentra en la zona dañada o estimulada en las vecindades cerca de la cara del pozo. El almacenamiento en el pozo también distorsiona la prueba durante este período.

Región de tiempos medios (MTR)

La presión ha pasado la zona dañada y se encuentra en la zona de la formación que no tiene daño. La permeabilidad efectiva de la fase fluyente generalmente se la obtiene analizando este período.

Región de tiempos tardíos (LTR)

La presión ha trascendido hasta encontrarse en los límites del reservorio, efectos de la interferencia de otros pozos productores, o un cambio brusco en las propiedades del reservorio.

2.3.1 REGIÓN DE TIEMPOS TEMPRANOS (ETR)

2.3.1.1 Daño

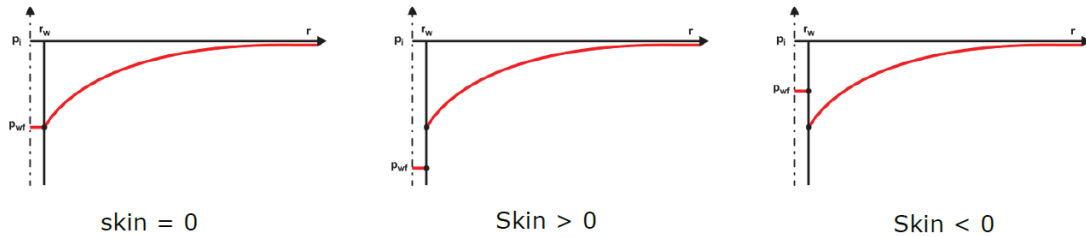
El efecto de daño cuantifica la diferencia entre la productividad de un pozo en un caso ideal y su productividad efectiva en la realidad. El daño es un término descriptivo aplicado cuando la permeabilidad se reduce en las cercanías del pozo. Esta reducción de permeabilidad generalmente ocurre durante la perforación o completación del pozo.

La interpretación de un valor de daño determinado puede describirse de la siguiente manera:

Si después de la perforación, completación, cementación y punzonamiento, la caída de presión para una producción dada en el pozo es idéntica a la que se espera en un caso ideal para la misma geometría, el factor de daño es 0.

Un valor positivo de daño indica restricción al flujo, debido a que la permeabilidad efectiva en las cercanías del pozo se reduce por lo que la caída de presión aumenta; mientras mayor sea el valor del daño, dicha restricción será más severa. Un factor negativo de daño indica estimulación por lo tanto el pozo tendrá mejor productividad, debido a que la caída de presión será menor; mientras mayor sea el valor absoluto de factor de daño, la estimulación será más efectiva.

FIGURA 2.2: CLASIFICACIÓN DEL DAÑO DE ACUERDO A SU FACTOR



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

El factor de daño (adimensional) para una determinada caída de presión en las vecindades del pozo cuando el fluido entra al pozo, es mayor en reservorios de permeabilidades altas o cuando la viscosidad del fluido es baja, según lo que indica la ecuación 2.4.

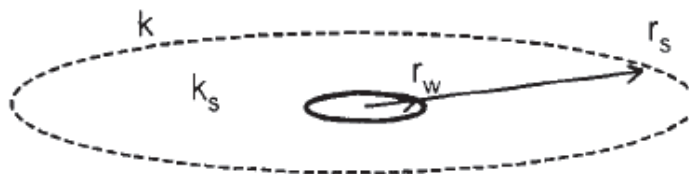
$$S = \frac{kh}{141.2q\beta\mu} \Delta P_{Skin} \quad (2.4)$$

Donde:

ΔP_{Skin} expresa la caída de presión adicional en las vecindades del pozo, y es proporcional al caudal de la arena.

Para modelar el efecto del daño se considera una zona circular invadida o estimulada alrededor del pozo (figura 2.3), el resultado positivo o negativo del daño puede expresarse por la diferencia entre la presión correspondiente a la permeabilidad original del reservorio k , y la presión real debido al cambio de permeabilidad en el reservorio k_s . La zona invadida representará un radio r_s mayor a r_w .

FIGURA 2.3: FLUJO A TRAVÉS DE UNA REGIÓN CIRCULAR DEL RESERVORIO



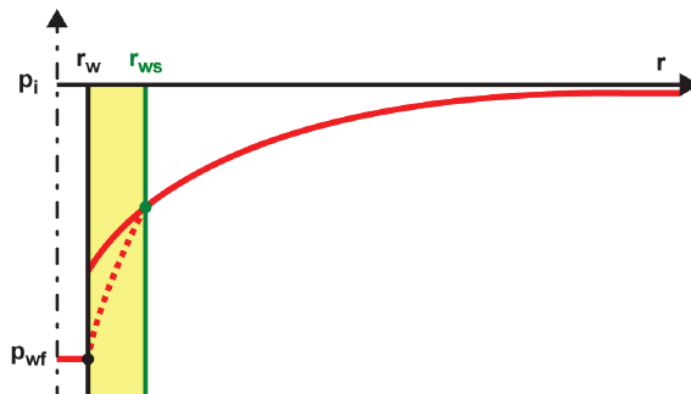
FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

Una forma de modelar el efecto de daño positivo es considerando un sistema compuesto equivalente (figura 2.4).

El daño se expresa:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2.5)$$

FIGURA 2.4: SISTEMA COMPUESTO EQUIVALENTE



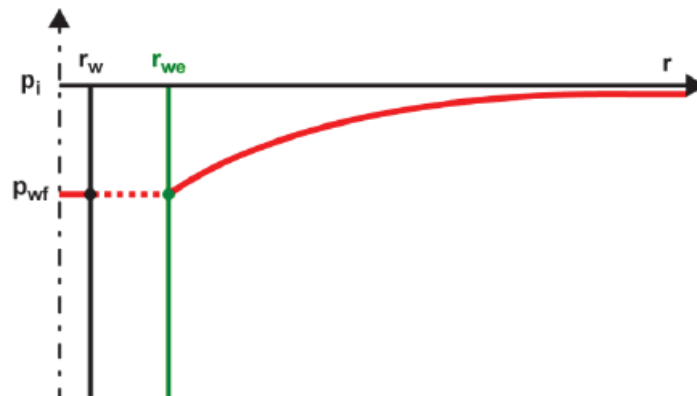
FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

Otro método para determinar el efecto del daño es el uso del concepto de radio equivalente. La base de este método es considerar que el pozo con daño tiene la misma productividad que un pozo más grande o más pequeño pero sin daño. Si el daño es positivo, el radio equivalente del pozo será menor que r_w . Si el daño es negativo, el radio equivalente del pozo será mayor que r_w .

El factor de daño será:

$$S = -\ln \left(\frac{r_{we}}{r_w} \right) \quad \text{ó} \quad r_{we} = r_w e^{-S} \quad (2.6)$$

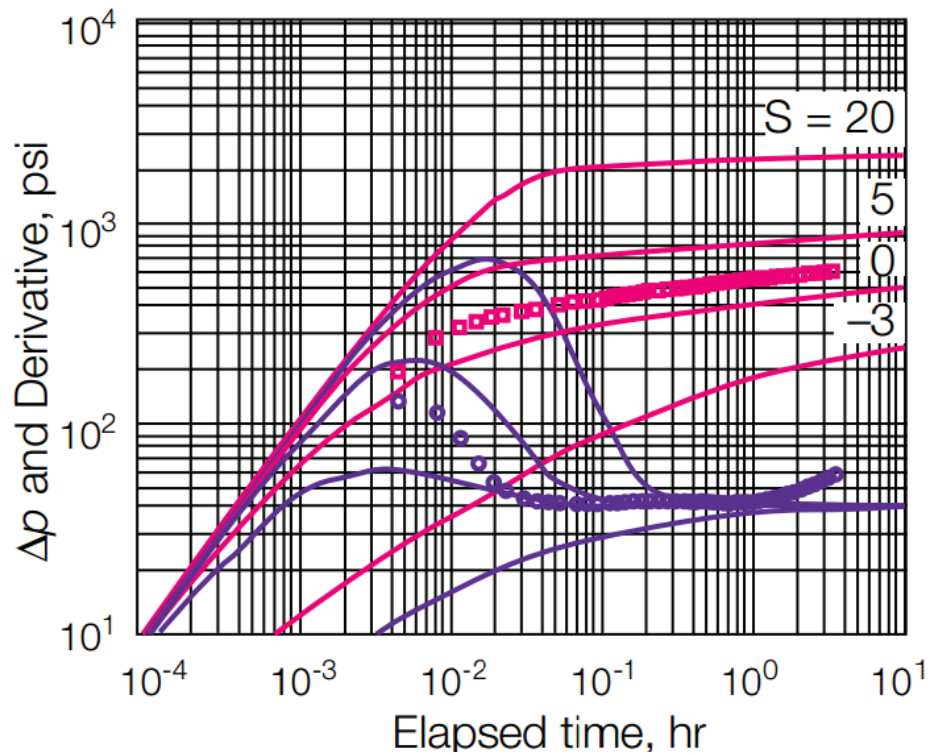
FIGURA 2.5: DAÑO: RADIO EQUIVALENTE



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

Se presenta la figura 2.6 con respuestas a distintos daños. El daño no cambia la posición de la línea con pendiente 1 presente en la región de tiempos tempranos (almacenamiento puro), pero afecta la amplitud de la "cresta" de cada curva. A mayores factores de daño, mayor será la "cresta" de la curva.

FIGURA 2.6: DERIVADA DE BOURDET PARA DIFERENTES VALORES DE DAÑO



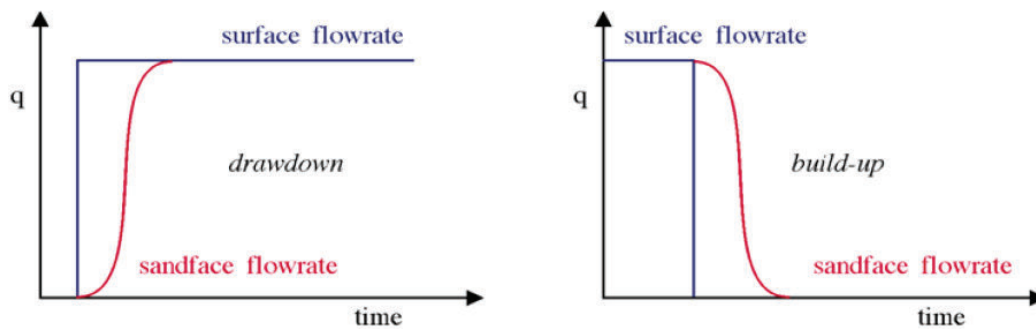
FUENTE: SCHLUMBERGER. "Well Testing-Oilfield Review"

2.3.1.2 Almacenamiento

Cuando un pozo es abierto, la producción a superficie, inicialmente se debe a la expansión del fluido almacenado dentro del pozo, y la contribución del pozo es inicialmente despreciable. Esta característica de flujo, llamada efecto de almacenamiento puro, puede durar desde unos pocos segundos a unos pocos minutos. Después, la producción del reservorio inicia y el caudal en la cara de la arena se incrementa hasta que éste es el mismo que el caudal en superficie.

Durante períodos de cierre, el efecto de almacenamiento es llamado también “post-flujo”; es decir, después de que el pozo ha sido cerrado, el reservorio continúa produciendo en la cara de la arena y el fluido almacenado en el pozo es comprimido (ver figura 2.7.).

FIGURA 2.7: COMPORTAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO SEGÚN TIPO DE PRUEBA



FUENTE: KAPPA, “Dynamic Data Analysis”

Se puede pensar en dos formas para modelar el almacenamiento:

El primero es un modelo de la compresión y descompresión del fluido en el volumen del pozo, el mismo que se expresa de la siguiente forma:

$$C = V_w c_o \quad (2.7)$$

Donde:

V_w es el volumen del pozo

c_o es la compresibilidad el fluido.

El segundo es el que se fundamenta en el levantamiento del nivel de líquido presente en el pozo. La expresión simplificada es:

$$C = 144 \frac{A}{\rho} \quad (2.8)$$

Donde :

A es el área de flujo para la interface líquida ,y

ρ es la densidad del fluido.

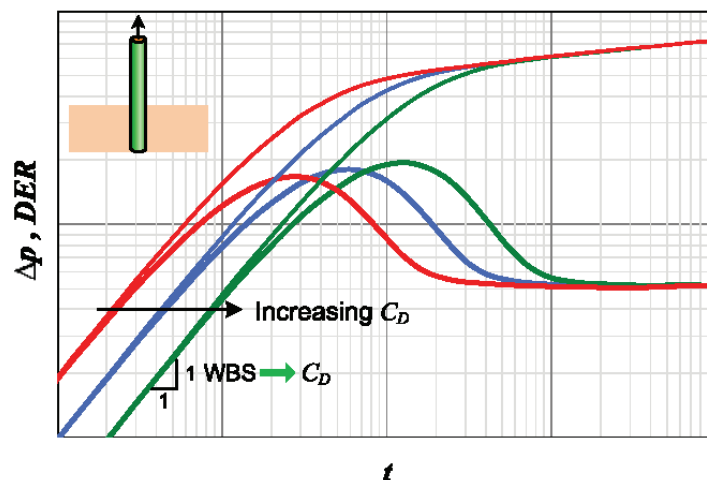
2.3.1.2.1 Almacenamiento constante

El modelo más simple de almacenamiento es el almacenamiento constante. Introduce un tiempo de retardo entre el caudal que se impone en el punto de operación y el caudal en la cara de la arena. Este modelo está expresado por la ecuación 2.9:

$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t} \quad (2.9)$$

En la ecuación 2.9 se asume que el factor de almacenamiento C es constante. La figura 2.8 ilustra el comportamiento de las curvas derivada de la presión en una escala log-log para varios valores de almacenamiento.

FIGURA 2.8: DERIVADA DE BOURDET PARA DIFERENTES VALORES DE ALMACENAMIENTO



FUENTE: IHS WELLTEST, "Well Testing Fundamentals"

2.3.1.2.2 Almacenamiento variable.

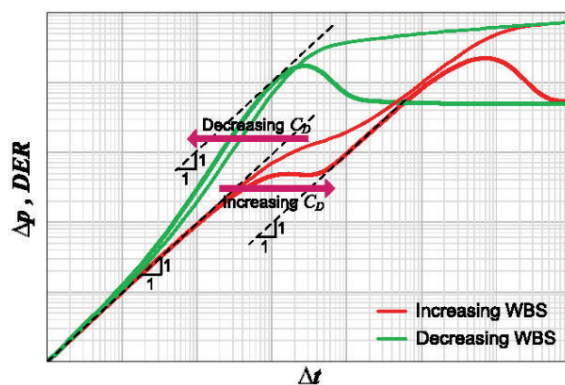
Este tipo de almacenamiento se puede generar por diversas condiciones presentes en el pozo, entre las más comunes se tiene: cambio en la compresibilidad del fluido, redistribución de fases, varios comportamientos PVT del fluido, entre otros.

La redistribución de fases ocurre en un pozo que está cerrado en la superficie con gas y líquido fluyendo simultáneamente dentro del tubing. En esta situación, el efecto de la gravedad causa que el líquido descienda y el gas suba a la superficie. Debido a la muy baja compresibilidad del líquido y el insuficiente espacio para que el gas se expanda, la redistribución de fases causa un incremento neto de la presión dentro del pozo.

Cuando se tiene gas, al fluir el pozo la presión dentro de la tubería disminuirá, y la compresibilidad del gas incrementará; en este caso resultará en un incremento del factor de almacenamiento. Lo contrario ocurre en el cierre del pozo, donde la presión aumenta lo que ocasionará que el factor de almacenamiento disminuya.

Otro ejemplo de variación del almacenamiento se da cuando un pozo de petróleo fluye por encima del punto de burbuja en el reservorio. En algún momento (algunas veces inmediatamente) habrá un punto en la tubería donde la presión se encuentre por debajo de la presión de burbuja, en este caso la compresibilidad del petróleo será dominado progresivamente por la compresibilidad del gas producido, dando como resultado un incremento del almacenamiento que evolucionará con el tiempo. La figura 2.9 ilustra el almacenamiento.

FIGURA 2.9: ALMACENAMIENTO VARIABLE



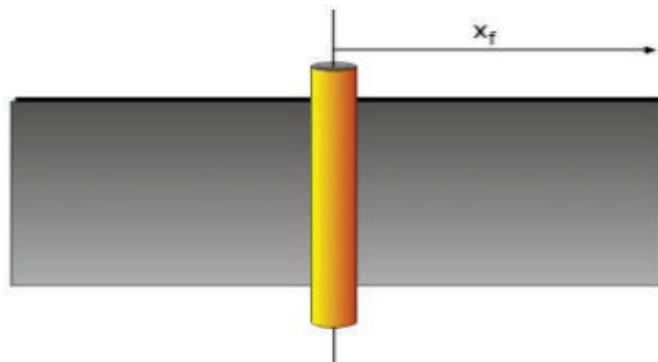
FUENTE: IHS WELTEST, "Well Testing Fundamentals"

2.3.1.3 Flujo lineal

Un método común de estimulación de pozos consiste en crear una fractura hidráulica vertical desde la cara del pozo a la formación. La superficie de contacto reservorio/pozo se incrementará significativamente, produciendo un factor de daño negativo. En este caso se observa dos comportamientos: fractura de conductividad infinita o fractura de conductividad finita.

Se considera que la fractura es simétrica a los dos lados del pozo e intercepta completamente el espesor de la formación, x_f es la mitad de la longitud de la fractura, como se presenta en la figura 2.10. Con el modelo de fractura de conductividad infinita, se asume que el flujo a través de la fractura se produce sin ninguna caída de presión.

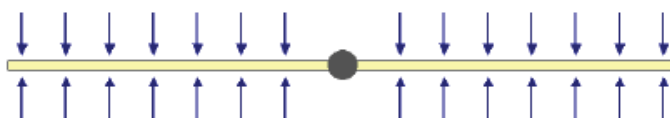
FIGURA 2.10: FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD INFINITA



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

A tiempos tempranos, las líneas de flujo son perpendiculares al plano de la fractura; a este comportamiento se lo llama régimen de flujo lineal (figura 2.11). Posteriormente, las regiones del reservorio al final de las dos zonas de la fractura inician a contribuir significativamente al flujo, el régimen de flujo lineal termina, para cambiar a una geometría de flujo elíptico.

FIGURA 2.11: FLUJO LINEAL DENTRO DE LA FRACTURA



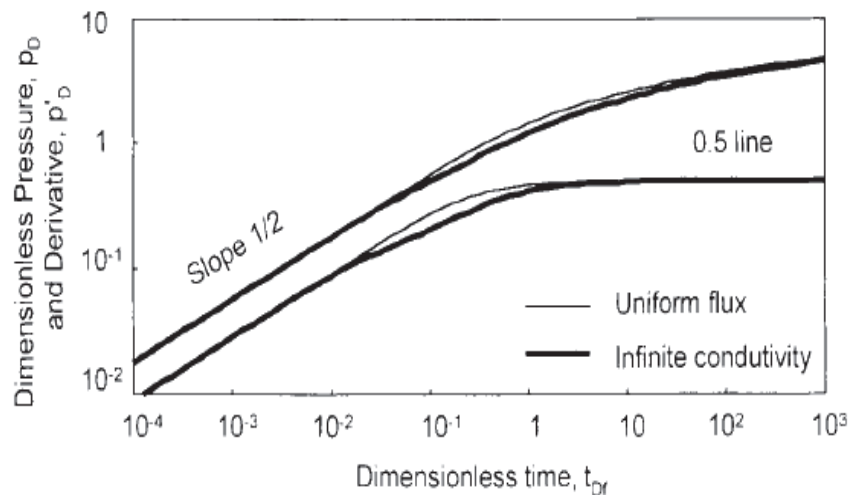
FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Durante el flujo lineal, el cambio de presión es proporcional a la raíz cuadrada del tramo de tiempo desde que el pozo se abre.

$$\Delta p = 4.06 \frac{q\beta}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t k}} \sqrt{\Delta t} \quad (2.10)$$

Si se realiza un análisis usando un gráfico log-log, este régimen de flujo se caracteriza por tener una pendiente de $\frac{1}{2}$. Posteriormente se presenta una transición de flujo lineal a un flujo radial infinito, donde la derivada se estabiliza (figura 2.12). Como se dijo anteriormente, este régimen de flujo se presenta en tiempos tempranos.

FIGURA 2.12: RESPUESTA DE LA PRESIÓN ANTE UNA FRACTURA CON CONDUCTIVIDAD INFINITA

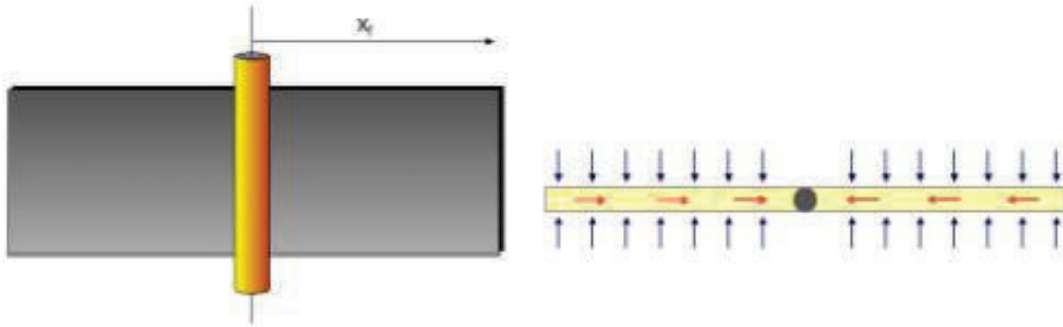


FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

2.3.1.4 Flujo bi-lineal

Cuando la caída de presión no es despreciable en el plano de la fractura, un segundo régimen de flujo lineal se establece a través de fractura (figura 2.13). Antes de que los límites de la fractura sean alcanzados, la configuración del pozo produce el llamado régimen de flujo bi-lineal.

FIGURA 2.13: FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD FINITA, FLUJO BI-LINEAL



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

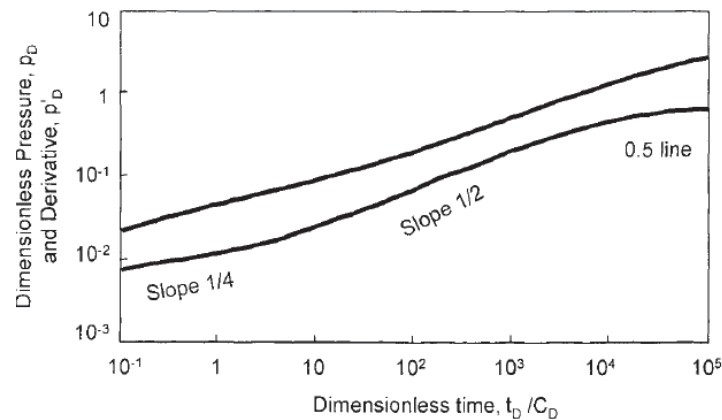
El flujo bi-lineal es una característica que se da en los tiempos tempranos; y este casi nunca se presenta. Este régimen representa el tiempo al cual la caída de presión a través de la fractura es significativa, y en la realidad este tiempo es muy corto. En el análisis log-log y gráfico de la derivada exhiben una pendiente de $\frac{1}{4}$ durante el flujo bi-lineal, pero realmente incluso cuando no se tiene efecto de almacenamiento los datos no exhiben una pendiente de $\frac{1}{4}$ de unidad.

Durante el flujo bilineal, la variación de presión es proporcional a raíz cuarta del lapso de tiempo desde que el pozo es abierto. Se añade dos términos: w_f que es el espesor de la fractura de conductividad finita y k_f que es la permeabilidad en la fractura:

$$\Delta p = 44.11 \frac{q\beta\mu}{h\sqrt{k_f w_f} \sqrt[4]{\phi\mu c_i k}} \sqrt[4]{\Delta t} \quad (2-11)$$

Durante el flujo bilineal la caída de presión y la curva derivada siguen dos líneas paralelas con una pendiente de $\frac{1}{4}$. Este comportamiento pasa posteriormente a un comportamiento lineal siguiendo una pendiente de $\frac{1}{2}$ (figura 2.14).

FIGURA 2.14: RESPUESTA DEL POZO ANTE UNA FRACTURA CON CONDUCTIVIDAD FINITA



FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

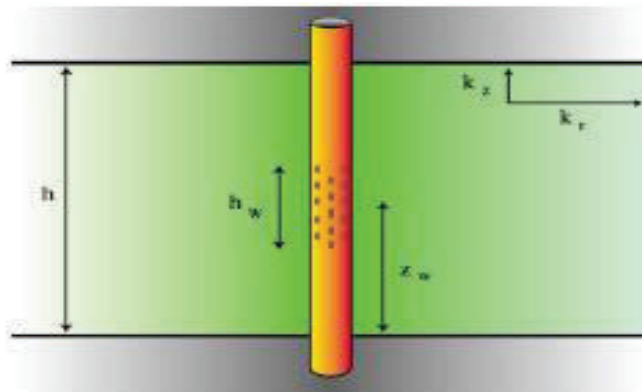
2.3.2 REGIÓN DE TIEMPOS MEDIOS (MTR)

2.3.2.1 Pozo con penetración parcial: régimen de flujo esférico.

Un pozo con penetración parcial está en comunicación sólo con una parte del intervalo productor del total del espesor de la zona. La superficie de contacto entre reservorio/pozo es reducida, pozos con penetración parcial están determinados por un factor de daño positivo.

La relación h_w/h de la longitud del intervalo punzonado del espesor de la formación se denomina relación de penetración, k_h y k_v son las permeabilidades horizontal y vertical respectivamente (figura 2.15).

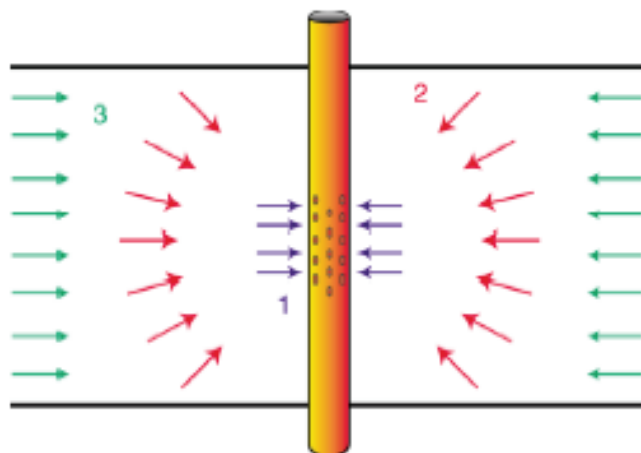
FIGURA 2.15: PENETRACIÓN PARCIAL



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

En un pozo con penetración parcial, después de un flujo radial inicial en frente del intervalo punzonado (“1” en la figura 2.16), las líneas de flujo son establecidas tanto en dirección horizontal como vertical (“2” en la figura 2.16), hasta que los límites superior e inferior son alcanzados. El régimen de flujo esférico puede observarse antes de que el flujo llegue a ser radial en todo el espesor de la zona a punzonar.

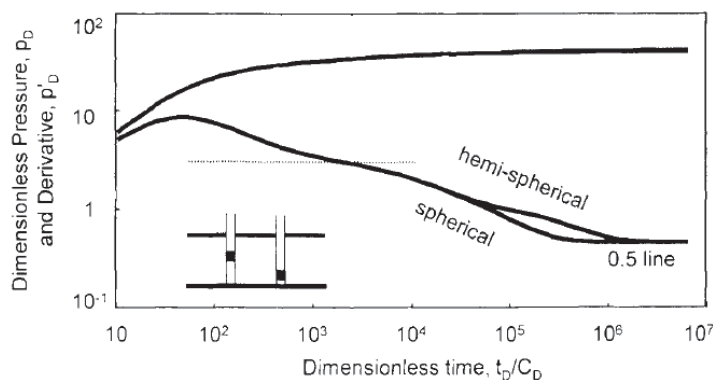
FIGURA 2.16: REGÍMENES DE FLUJO: PENETRACIÓN PARCIAL



FUENTE: SCHLUMBERGER, “Introduction to Well Testing”

Si realizamos un análisis log-log y analizando la curva de la deriva de Bourdet, se encuentra que la pendiente es negativa y equivale a $-1/2$. En la figura 2.17 que se presenta a continuación se puede observar claramente flujo esférico y hemi-esférico con pendiente $-1/2$.

FIGURA 2.17: RESPUESTA DEL POZO: PENETRACIÓN PARCIAL



FUENTE: BOURDET D, “Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models”

Durante el régimen de flujo esférico, la presión varía con $1/\sqrt{\Delta t}$,

$$\Delta p = 70.6 \frac{q\beta\mu}{k_s r_s} - 2452.9 \frac{q\beta\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{k_s^{3/2} \sqrt{\Delta t}} \quad (2.12)$$

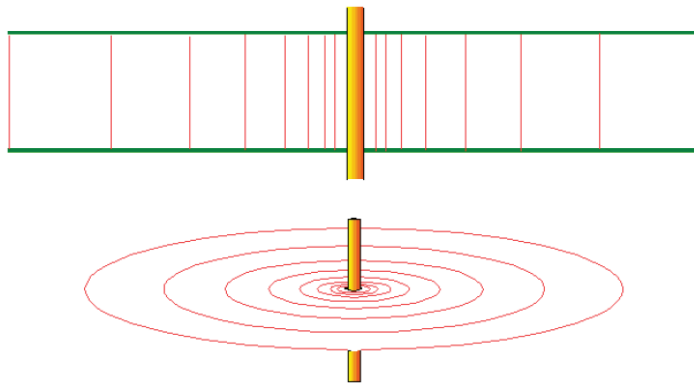
Donde :

$$k_s = (k_r^2 k_v)^{1/3} \quad (2.13)$$

2.3.2.2 Flujo Radial

El régimen de flujo radial inicial (IARF) se lo denomina de acción infinita debido a que hasta que se alcance el primer límite, el patrón de flujo y la correspondiente caída de presión son exactamente como si se obtuviera si el reservorio fuera infinito. La geometría de flujo radial se describe como líneas de corriente que convergen hacia un cilindro circular, la figura 2.18 representa la geometría de este flujo

FIGURA 2.18: FLUJO RADIAL INFINITO

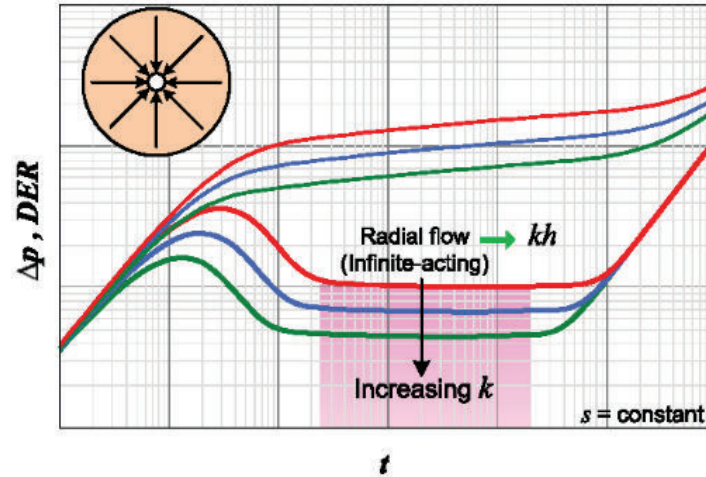


FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Este régimen de flujo se caracteriza por la linealidad de la variación de presión y el logaritmo del tiempo, con la obtención de la pendiente realizando un análisis semilogarítmico se puede obtener el producto permeabilidad-espesor; kh.

Si se analiza con la curva de la derivada, la pendiente que define este flujo es nula, es decir igual a 0 (Ver figura 2.19).

FIGURA 2.19: DERIVADA DE BOURDET: FLUJO RADIAL INFINITO



FUENTE: IHS WELLTEST, "Well Testing Fundamentals"

2.3.3 REGIÓN DE TIEMPOS TARDIOS (LTR)

En esta región la presión transitoria ha encontrado los límites de drenaje del pozo. Se pueden considerar cuatro tipos de límites y su comportamiento típico, solos o combinados con otros tipos de límites. Estos son: límite de no flujo, límite de presión constante, límite con fugas y límites conductivos.

Los diferentes tipos de límites se caracterizan por un comportamiento específico de la presión, que se puede evidenciar muy bien con la curva derivada. En sistemas heterogéneos los efectos de estos límites pueden aparecer en los tiempos tempranos, incluso cuando dichos límites se encuentren lejos del pozo en producción.

2.3.3.1 Límites de no flujo

Este tipo de límite no permite el flujo a través de este; este tipo de límite usualmente se presenta en reservorios con fallas sellantes o se crea entre pozos productores que están igualmente espaciados y produciendo a la misma tasa. Cuando estos límites han sido detectados se presenta el estado pseudo estacionario.

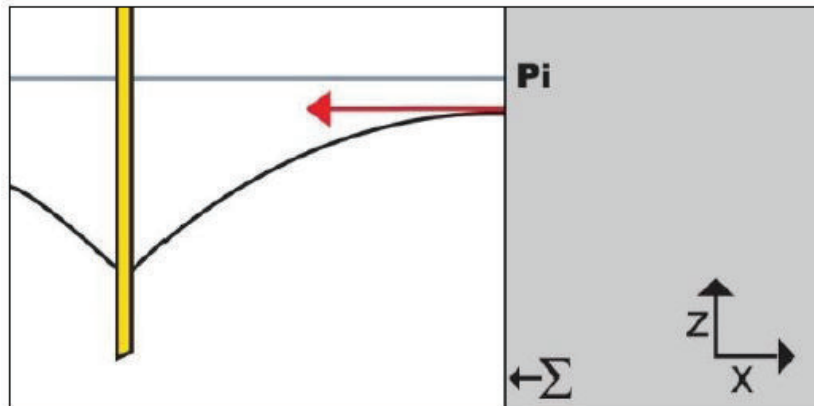
Matemáticamente se puede formular con la ecuación 2.14.

$$\left[\frac{\partial p}{\partial n} \right]_{\Sigma} = 0 \quad (2.14)$$

La ecuación 2.14 significa que el perfil de presión es plano cuando se acerca ortogonalmente a este límite.

El corte de la sección vertical (figura 2.20) muestra el perfil de presión desde el pozo al límite.

FIGURA 2.20: BARRERA DE NO FLUJO



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.3.3.2 Límite de presión constante

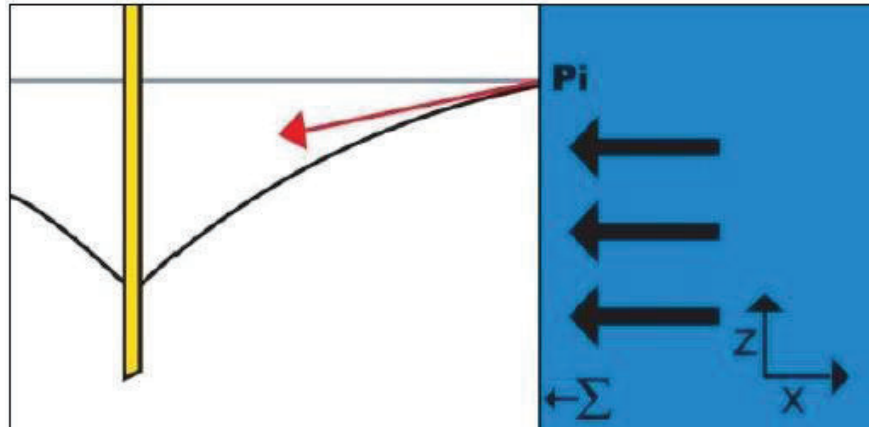
Este tipo de límite provee un soporte de presión que permite mantener la presión en el límite constante, generalmente a la presión inicial del reservorio. Usualmente se presenta en reservorios con presencia de acuíferos. Un régimen de flujo estacionario se presenta cuando se han alcanzado este tipo de límites. Matemáticamente se puede representar por:

$$[P]_{\Sigma} = P_i \quad (2.15)$$

Si analizamos la ecuación anterior se dice que la presión en el límite $[P]_{\Sigma}$ se mantiene constante a un valor igual a la de la presión inicial del reservorio. P_i

La figura 2.21 muestra la sección vertical del perfil de presión desde el pozo hasta el límite.

FIGURA 2.21: BARRERA DE PRESIÓN CONSTANTE

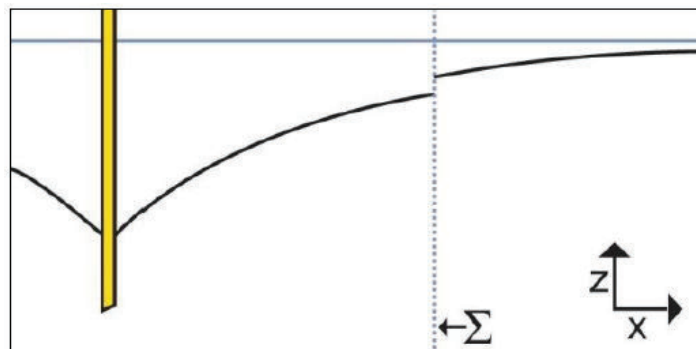


FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.3.3.3 Límites con fugas

Este es un tipo de límite interno del reservorio que cuando se alcanza dicha barrera se produce una caída de presión en esta zona, como si se tratase del efecto de daño en la región de tiempos tardíos. El perfil de presión presentado en la figura 2.22 muestra dicho efecto.

FIGURA 2.22: BARRERA CON FUGAS

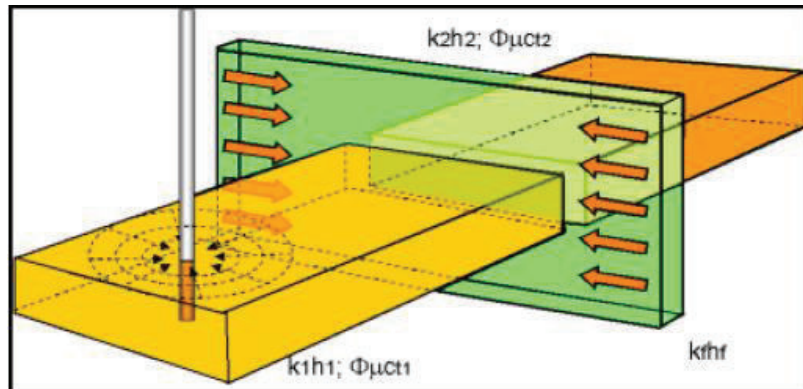


FUENTE: FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.3.3.4 Límites conductivos

Estos límites se pueden modelar usando fallas de conductividad finita, donde el flujo radial se establece en la matriz, antes de que la falla conductiva mejore el drenaje del reservorio. En la zona de la falla se presencia una zona alterada en la que es posible añadir el efecto de daño (Figura 2.23).

FIGURA 2.23: BARRERA CONDUCTIVA



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.4 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD-UP)

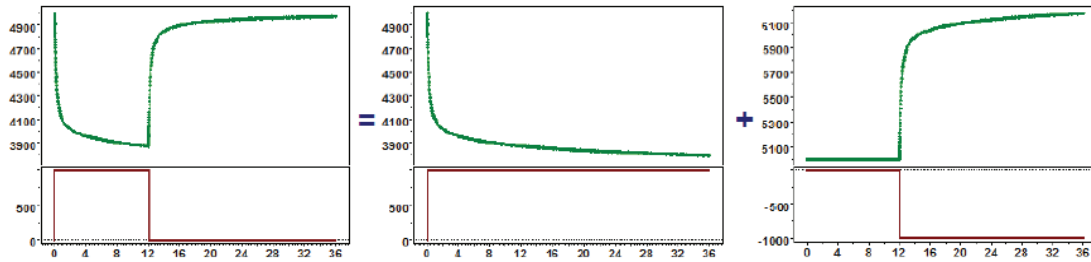
Existen diferentes métodos para analizar las pruebas de restauración de presión, dentro de este análisis se incluyen distintos conceptos que anteriormente no se han descrito, por lo que en esta sección se desarrollarán para tener una noción más clara de lo que implica un análisis de estas pruebas.

2.4.1 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN.

2.4.1.1 Superposición en tiempo

Algunas veces hay cambios de caudal cuando un pozo produce. Luego, debe aplicarse el concepto de superposición. Para ello, un único pozo se visualiza como si hubiera dos pozos en el mismo punto. Para simular la secuencia de una tasa constante q_1 desde tiempo 0 hasta tiempo t_1 , seguido por la producción q_2 desde tiempo t_1 al infinito, se puede superponer la tasa de producción q_1 desde tiempo 0 a infinito y una producción $q_2 - q_1$ desde tiempo t_1 a infinito. Como un caso particular, para simular una producción constante " q " de duración " t_p ", seguido por un cierre, se superpone la producción " q " desde el tiempo 0 y una inyección de q desde el tiempo t_p (figura 2.24)

FIGURA 2.24: ILUSTRACIÓN GRÁFICA DE SUPERPOSICIÓN SIMPLE

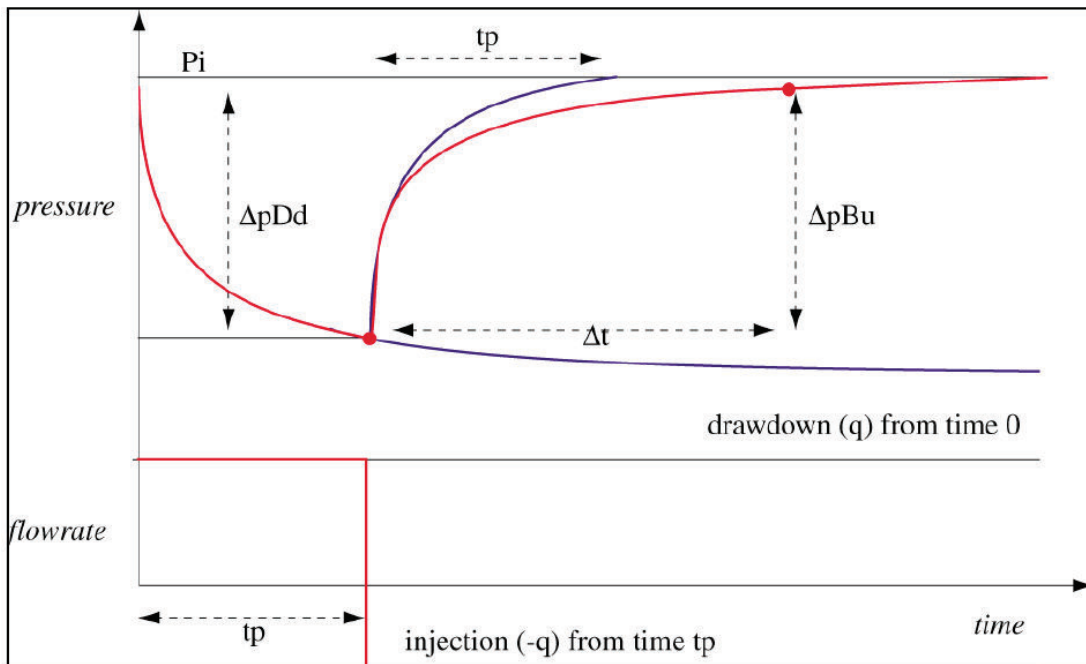


FUENTE: KAPPA, “Dynamic Data Analysis”

2.4.1.1.1 Superposición de Build-Up

Se considera un pozo produciendo a una tasa “ q ” hasta un tiempo t_p y después se cierra, y se desea encontrar la presión a tiempo $t_p + \Delta t$, como se observa en la figura 2.25. Dado que las ecuaciones son lineales permiten usar el principio de superposición. “El cambio de presión debido a la combinación de períodos de producción es igual a la combinación del cambio de presión individual debido a cada fase de producción”.

FIGURA 2.25: SUPERPOSICIÓN PARA RESTAURACIÓN DE PRESIÓN



FUENTE: KAPPA, “Dynamic Data Analysis”

En este caso, el cambio de presión a tiempo $t_p + \Delta t$ será la suma del cambio de presión debido a la caída a la tasa “ q ” desde el tiempo 0 a tiempo $t_p + \Delta t$, y el cambio de presión debido a la inyección a la tasa “ $-q$ ” desde el tiempo t_p hasta el tiempo $t_p + \Delta t$.

$$P_{BU}(\Delta t) = P_i - \Delta P_{DD}(t_p + \Delta t) + \Delta P_{DD}(\Delta t) \quad (2.16)$$

Dado que nos interesa más la variación de presión que la presión real, tenemos:

$$\Delta P_{BU}(\Delta t) = P_{BU}(\Delta t) - P_{\Delta t=0} \quad (2.17)$$

Donde :

$$P_{\Delta t=0} = P_i - \Delta P_{DD}(t_p) \quad (2.18)$$

Sustituyendo tendremos la relación de superposición para build-up: la presión varía durante un build-up, la diferencia entre la presión real y la última presión de flujo puede ser calculada como una simple superposición de soluciones elementales para “drawdowns”:

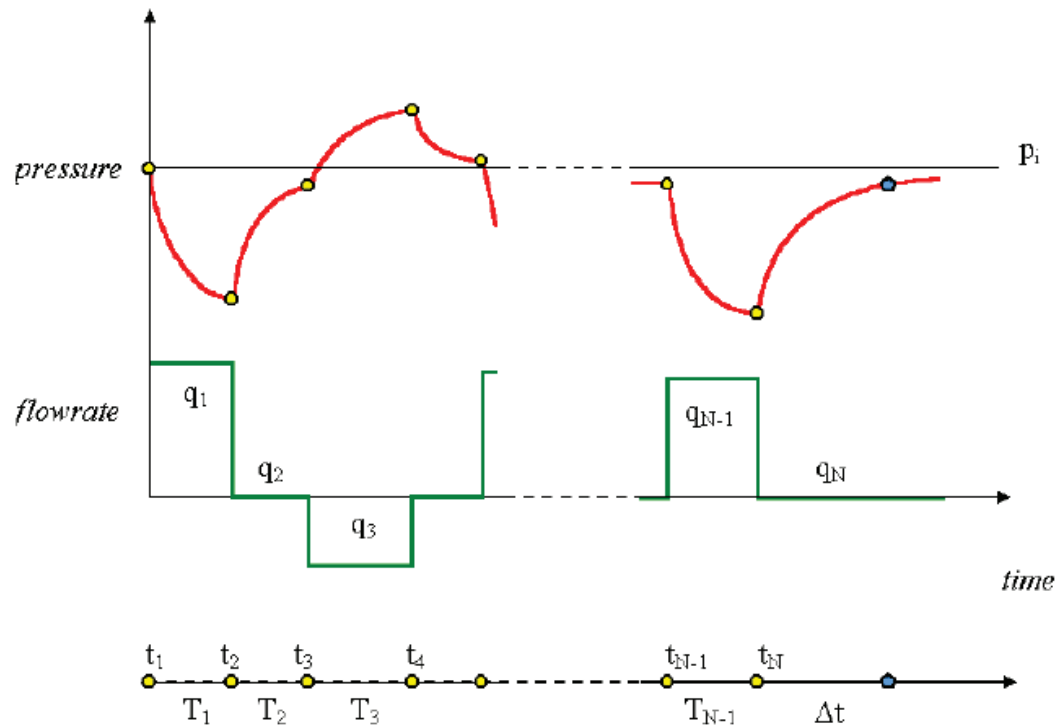
$$\Delta P_{BU}(\Delta t) = \Delta P_{DD}(t_p) + \Delta P_{DD}(\Delta t) - \Delta P_{DD}(t_p + \Delta t) \quad (2.19)$$

2.4.1.1.2 Superposición para tasas múltiples

Esta superposición es la extensión natural de la superposición del build-up a cualquier historial de producción. Una secuencia de tasas q_1, q_2, \dots, q_n , con una duración respectiva T_1, T_2, \dots, T_n , y con un respectivo tiempo de inicio $t_1=0, t_2, \dots, t_n$.

Se calcula la presión a cualquier tiempo durante el período de flujo q_n . En la figura 2.26, se tiene $q_n=0$. En el análisis de la presión transitoria usualmente se presenta presiones de cierre después de un historial más o menos complejo de producción. De todas maneras las siguientes ecuaciones son válidas para cualquier tasa.

FIGURA 2.26: SUPERPOSICIÓN PARA TASAS MÚLTIPLES



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Usando el principio de superposición se puede calcular la variación de presión por respuestas de superposición para drawdown, iniciando desde el comienzo de cada período de flujo hasta el tiempo actual, y a las respectivas tasas $q_1 - q_0$, $q_2 - q_1$, ..., $q_n - q_{n-1}$ con ($q_0 = 0$).

Superposición a tasas múltiples:

$$P(t) = P_i - \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \Delta P_{DD}(t - t_i) \quad (2.20)$$

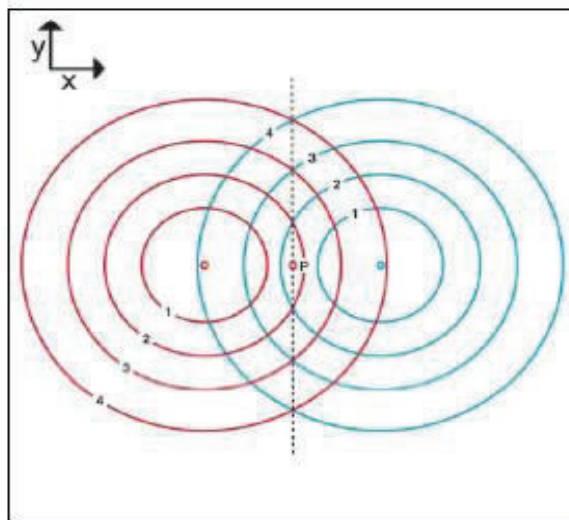
2.4.1.2 Superposición en el espacio

Este principio es usado para modelar límites lineales, dichos límites pueden ser reemplazados por una superposición de interferencia de pozos virtuales, lo que comúnmente se denomina pozos imagen.

Usando este principio, el método de pozo imagen consiste en superponer "espejos" soluciones infinitas individuales como un "espejo" para crear un pseudo-

límite. En el caso de una falla simple sellante de extensión infinita, se añadirá dos variaciones de presión: (1) el cambio de presión debido a la respuesta del pozo en un reservorio infinito, y (2) la solución por la interferencia de un pozo imagen, simétrico al pozo con respecto a la falla. La suma de estas dos variaciones de presión, a cualquier punto de la mitad del plano del reservorio, cumplirá con la ecuación de la difusividad.

FIGURA 2.27: REPRESENTACIÓN DE UN POZO IMAGEN



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

Estrictamente hablando, la solución a la interferencia añadida a la solución infinita no es siempre línea fuente. Debe ser la solución de interferencia exacta del pozo imagen. El tiempo de retraso debido al almacenamiento debería ser tomado en cuenta. En el caso de una fractura con una falla sellante, esto involucra una fractura imagen apropiadamente posesionada.

2.4.2 IARF Y ANÁLISIS SEMILOGARÍTMICO

Como ya se ha dicho anteriormente, IARF (Flujo radial de acción infinita) es el régimen de interés en el análisis de presión transitoria. En el caso de tener una producción de tasa constante, este régimen se caracteriza por la linealidad entre el cambio de presión y el logaritmo del tiempo.

2.4.2.1 Método MDH

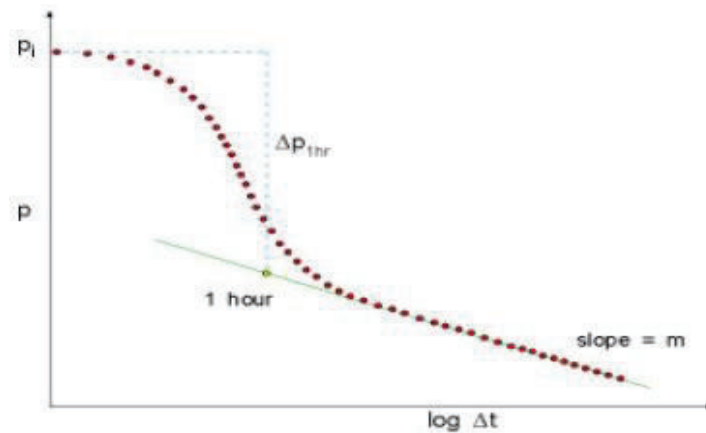
Este método de Miller-Dyes-Hutchinson se basa en un gráfico de la presión o la variación de presión como función del logaritmo del tiempo. El flujo radial de acción infinita se caracteriza por la linealidad de la respuesta.

En el caso de tener una producción constante desde tiempo 0 hasta el infinito, el régimen de flujo radial de acción infinita, para un radio de pozo finito en un reservorio homogéneo está dado por la ecuación:

$$\Delta P = \frac{162,6q\mu}{kh} \left[\log(\Delta t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right] \quad (2.21)$$

El valor del daño “S” calculado de la ecuación 2.21 puede no ser el valor correcto en términos de daño del pozo de acuerdo a la ley de Darcy, pero este tendrá algún significado y se lo denomina “daño equivalente”.

FIGURA 2.28: REPRESENTACIÓN GRÁFICA TEÓRICA DEL MÉTODO MDH



FUENTE: SCHLUMBERGER, “Introduction to Well Testing”

Dibujando una línea a través de los puntos que representa la linealidad de la presión en función del logaritmo de tiempo (figura 2.28) se tiene una recta con una determinada pendiente “m” y una intersección “b”.

Recta que representa IARF:

$$Y = \frac{162.6q\beta\mu}{kh} \log(\Delta t) + b = m \log(\Delta t) + b \quad (2.22)$$

Donde:

$$b = \Delta P_{\log(\Delta t=0)} = \Delta P_{\Delta t=1hr} \quad (2.23)$$

La permeabilidad y el daño están dados por:

$$k = \frac{162.6q\beta\mu}{mh} \quad (2.24)$$

$$S = 1.151 \left[\frac{\Delta P(\Delta t = 1hr)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2} \right) + 3.228 \right] \quad (2.25)$$

2.4.2.2 Método de Horner

El gráfico MDH, con la función simple de tiempo $\log(\Delta t)$, resulta directamente de la aproximación logarítmica para la solución del abatimiento para el flujo radial de actuación infinita. Para el uso del análisis semilogarítmico para otro período de flujo distinto al primer abatimiento, es necesario tomar en cuenta los efectos del principio de superposición.

En el caso más simple de superposición de un build-up seguido por un simple drawdown, en el que una “solución elemental de drawdown” de tasa $-q$ superpone un drawdown de tasa $+q$, y asumiendo que ambas soluciones llegan a un comportamiento radial de acción infinita, se tiene la solución para build-up:

$$P = P_i - 162.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2.26)$$

Por lo tanto el flujo radial de acción infinita se caracterizará por una linealidad entre la respuesta de la presión y la función de tiempo de Horner, $\log(t_p + \Delta t) / (\Delta t)$, que depende de t_p , que es la duración del período de producción que precede el cierre. Donde el producto permeabilidad-espesor es:

$$k \times h = \frac{162.6q\beta\mu}{m} \quad (2.27)$$

Si el tiempo de producción t_p fue lo suficientemente largo para alcanzar el flujo radial de acción infinita, la aproximación para este régimen de flujo para build-up será similar a la relación de drawdown, remplazado por el tiempo de Horner :

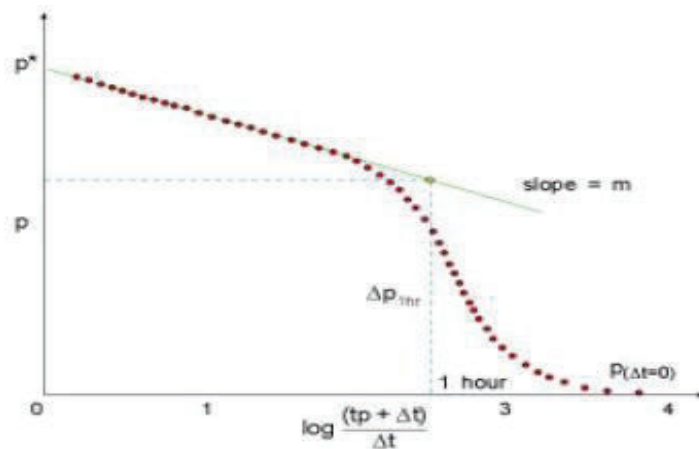
$$\Delta P_{BU}(\Delta t) = \frac{162.6q\beta\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}\right) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right] \quad (2.28)$$

Y el factor de daño si t_p es lo suficientemente largo, está dado por la ecuación:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} + \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23 \right] \quad (2.29)$$

Note que cuando Δt es pequeño, al inicio del build-up, la función de tiempo de Horner $\log(t_p + \Delta t)/(\Delta t)$, será grande, y cuando Δt tiende a un tiempo de cierre infinito el tiempo de Horner tiende a 1, el logaritmo de este es 0.

FIGURA 2.29: REPRESENTACIÓN GRÁFICA TEÓRICA DEL MÉTODO DE HORNER



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Si el reservorio sería realmente infinito, la presión continuaría incrementando en la región de flujo radial de acción infinita y eventualmente interceptaría el eje de las "y" a la presión inicial (P_i). De todos modos, como no es infinito, la extrapolación

de la línea de flujo radial a tiempo de cierre infinito se denomina P^* , que es simplemente la presión extrapolada (ver figura 2.29).

Si el reservorio es infinito: $P_i = P^*$

Es importante también notar que el cálculo de la permeabilidad es válido incluso en el caso de tener una producción corta antes del cierre, mientras que la validez del cálculo del daño está condicionado a un tiempo de producción suficientemente largo, para que el flujo radial de acción infinita sea alcanzado antes de t_p .

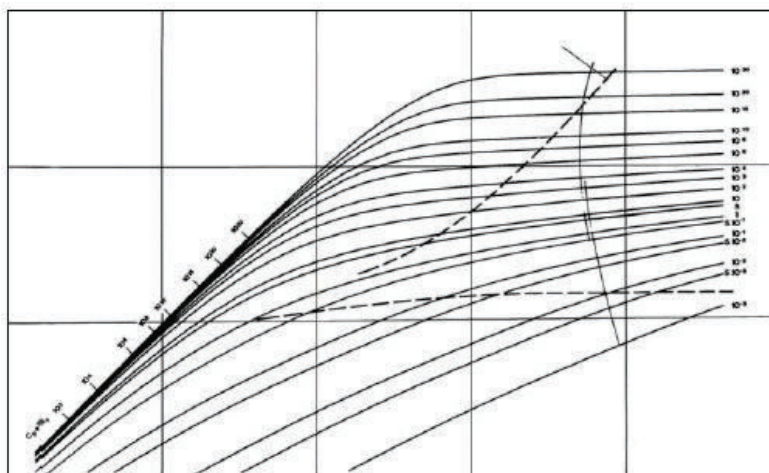
2.4.3 ANÁLISIS LOG-LOG

2.4.3.1 Curvas tipo

Las curvas tipo log-log consisten en graficar en escala logarítmica la respuesta de la presión versus el tiempo en papel calco tal que se pueda deslizar sobre un set de curvas tipo antes impresas. La selección de la curva de empare proveerá uno o una serie de parámetros, y el empare con el eje X y el eje Y llamado punto de empare (match point), también dará otros dos resultados de intersección.

De la curva tipo usada para almacenamiento y daño en un reservorio infinito homogéneo (figura 2.30), se puede determinar algunos parámetros: el empare de presión (eje de las Y) dará la permeabilidad. El tiempo de empare (eje de las X) dará el almacenamiento del pozo, y la selección de la curva dará el factor de daño.

FIGURA 2.30: CURVA TIPO USADA PARA EL ANÁLISIS DE UNA PRUEBA



FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

Del empate con la curva tipo se puede obtener la permeabilidad:

$$k = 141.2q\beta\mu \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_M \quad (2.30)$$

El factor de almacenamiento se calcula con la siguiente ecuación:

$$C = 0.000295 \frac{kh}{\mu} t_M \left[\frac{t_D}{C_D} \right]_M \quad (2.31)$$

Y el factor de daño se define por:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(C_D^{2s})_M}{C_D} \right] \quad (2.32)$$

2.4.3.2 Derivada de Bourdet

La idea de Bourdet es muy simple y se la podría describir como: La pendiente de la gráfica semilogarítmica dibujada en una escala logarítmica (log-log); esencialmente es la tasa de variación del cambio de presión con respecto a la función del tiempo de superposición. Para ser más exactos, la referencia logarítmica del tiempo debe ser el tiempo de superposición:

Para el primer drawdown:

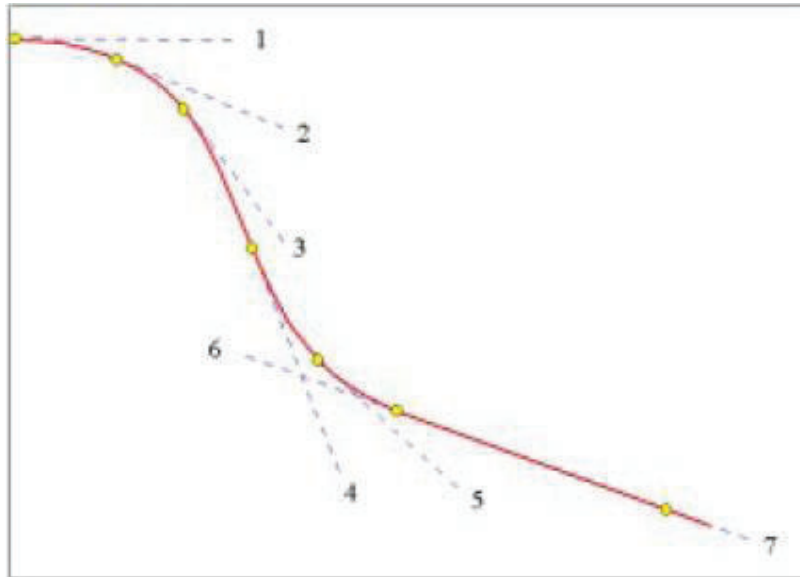
$$\Delta P' = \frac{d\Delta P}{d \ln(\Delta t)} = \Delta t \frac{d\Delta P}{d\Delta t} \quad (2.33)$$

En el caso de tener tasas múltiples, y en particular para cierres:

$$\Delta P' = \frac{d\Delta P}{d \text{sup}(\Delta t)} \quad (2.34)$$

Tomando el ejemplo de un drawdown (caída de presión), la pendiente del gráfico semilogarítmico es evaluada para todos los puntos, de los cuales 7 son mostrados en la curva (figura 2.31). Los datos inician en el punto 1, y eventualmente se estabiliza a una pendiente “m” en el flujo radial de acción infinita (IARF), en los puntos 6 y 7.

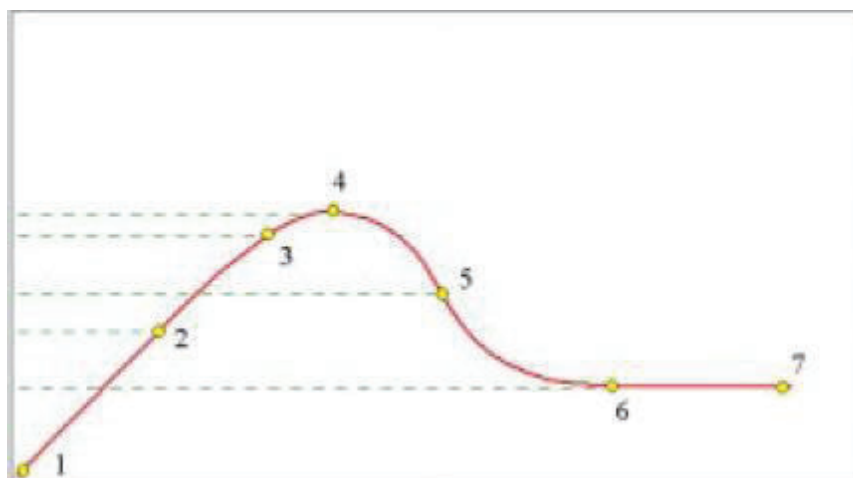
FIGURA 2.31: DERIVADA DE BOURDET: GRÁFICO SEMILOGARÍTMICO



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Los puntos 1 y 2 de la figura 2.32 se ubican en la recta de pendiente unitaria correspondiente al almacenamiento en tiempos tempranos y durante la transición a flujo radial infinito, el pico de la derivada se encuentra en el punto 4. La transición se completa en el punto 6, tanto que la derivada se aplana a un valor equivalente a $m=0$.

FIGURA 2.32: DERIVADA DE BOURDET: GRÁFICO LOGARÍTMICO



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Para determinar esta derivada de presión, se puede utilizar la ecuación de Bourdet y colaboradores, la cual es un algoritmo de diferenciación que produce la curva tipo de la prueba sobre el intervalo completo de tiempo. Este usa un punto antes y un punto después del punto de interés, i , calcula la correspondiente derivada, y ubica su media ponderada para el punto considerado.

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_i = \frac{\frac{P_i - P_{i-1}}{X_i - X_{i-1}}(X_{i+1} - X_i) + \frac{P_{i+1} - P_i}{X_{i+1} - X_i}(X_i - X_{-i})}{X_{i+1} - X_{i-1}} \quad (2.35)$$

Siendo X el logaritmo natural de la función de tiempo.

Usando la derivada de Bourdet se puede identificar distintos regímenes de flujo. En la tabla 2.1 se muestra el modelo en que se presenta cada tipo de régimen su pendiente (m) y su respectiva derivada (m').

TABLA 2.1: DERIVADA DE BOURDET Y OTROS REGÍMENES DE FLUJO

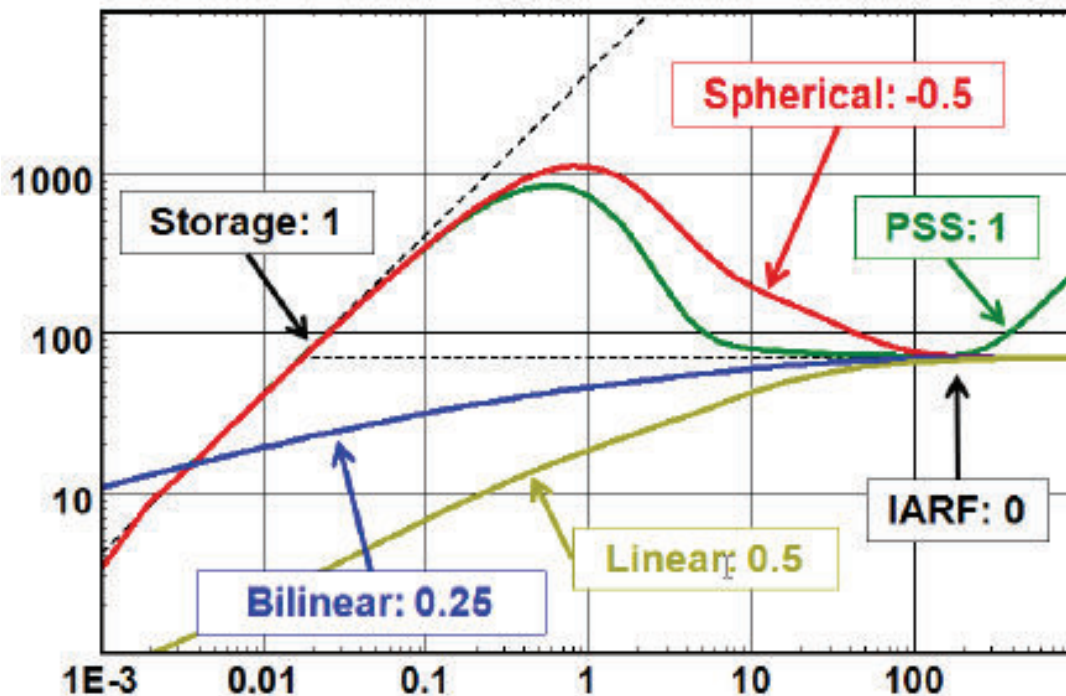
MODELO	REGIMEN	PENDIENTE ΔP	PENDIENTE $\Delta P'$
ALMACENAMIENTO	ALMACENAMIENTO	1	1
FRACTURA	LINEAL	0,50	0,5
FRACTURA	BILINEAL	0,25	0,25
PENETRACIÓN PARICAL	ESFÉRICO	-	-0,5
HOMOGÉNEO	IARF	-	0
CANALES	LINEAL	0,5(TIEMPOS TARDÍOS)	0,5
CERRADO	PSUDO-ESTACIONARIO	1 (TIEMPOS TARDÍOS)	1

FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

La figura 2.33 representa los distintos regímenes de flujo se presenta la curva de la derivada con sus respectivas características.

FIGURA 2.33: REGÍMENES DE FLUJO SEGÚN CURVA DE LA DERIVADA



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.5 EFECTO DE LAS HETEROGENEIDADES DEL YACIMIENTO

Las heterogeneidades del reservorio son identificadas por variaciones en las respuestas de presión. En ocasiones la presión se desvía del comportamiento homogéneo solo durante los primeros minutos del período de prueba que se está estudiando, en otros casos toma horas o días antes de que la heterogeneidad llegue a ser evidente.

2.5.1 RESERVORIOS DE DOBLE POROSIDAD

Los modelos de doble porosidad (2ϕ) asumen que el reservorio no es homogéneo, pero que dicho reservorio está compuesto por bloques de matrices de rocas, con alto coeficiente de almacenamiento y baja permeabilidad, conectado con el pozo por fisuras naturales de bajo coeficiente de almacenamiento y alta permeabilidad. Los bloques de la matriz no pueden fluir directamente al pozo, por lo que la mayoría de hidrocarburo es almacenado en dichas matrices, teniendo que entrar a las fisuras para poder ser producido. El modelo de doble porosidad es descrito por 2 variables adicionales comparado con un modelo homogéneo:

ω es la relación de coeficiente de almacenamiento, y es esencialmente la fracción de petróleo almacenado en el sistema de fisuras.

$$\omega = \frac{(\phi V c_i)_f}{(\phi V c_i)_f + (\phi V c_i)_m} \quad (2.36)$$

λ es el coeficiente de flujo interporoso, que caracteriza la habilidad del fluido presente en los bloques para fluir hacia las fisuras; está dominado por el contraste de permeabilidad entre la matriz y las fisuras; K_m/K_f .

$$\lambda = \alpha r_m^2 \frac{k_m}{k} \quad (2.37)$$

Donde:

α está relacionado con la geometría de la red de fisuras. Este es una función del número “ n ” de familias de los planos de fisuras.

K_m : permeabilidad de los bloques de la matriz.

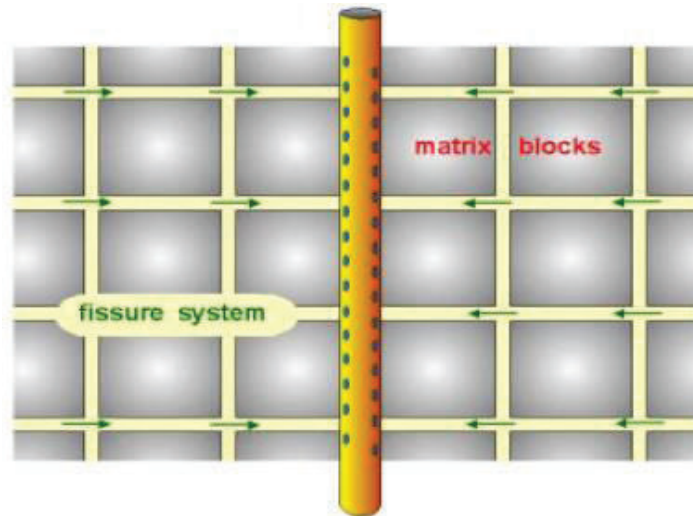
r_m es el tamaño de los bloques de la matriz.

$$\alpha = \frac{n(n+2)}{r_m^2} \quad (2.38)$$

Cuando el pozo es inicialmente puesto en producción, el primer régimen de flujo será un flujo radial producido por el sistema de fisuras, y no existe variación dentro de los bloques de la matriz (figura 2.34). Este flujo usualmente es muy rápido, y frecuentemente es enmascarado por el almacenamiento del pozo.

Una vez que el sistema de fisuras han iniciado a producir, un diferencial de presión se establece entre los bloques de la matriz (aún a la presión inicial P_i) y el sistema de fisuras (que en el pozo tiene una presión P_{wf}). Posteriormente los bloques de la matriz inician a producir hacia las fisuras (figura 2.35), proveyendo un soporte de presión, y la caída de presión disminuye brevemente, generando una caída en la curva de la derivada.

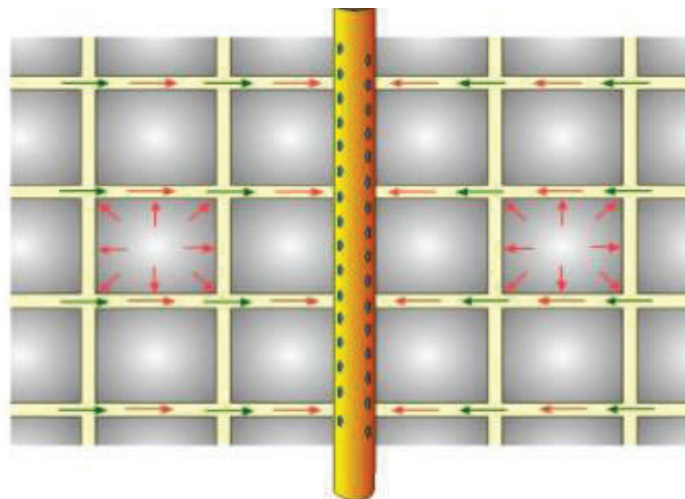
FIGURA 2.34: FLUJO EN SISTEMAS DE FISURAS



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

El flujo radial originado por el sistema total se establece cuando cualquier diferencial de presión entre los bloques de la matriz y el sistema de fisuras no es significativamente grande, y la respuesta equivalente de flujo radial en un modelo homogéneo es observada.

FIGURA 2.35: CONTRIBUCIÓN DE LA MATRIZ AL FLUJO



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

2.5.1.1 Doble porosidad con flujo interporoso pseudo-estacionario

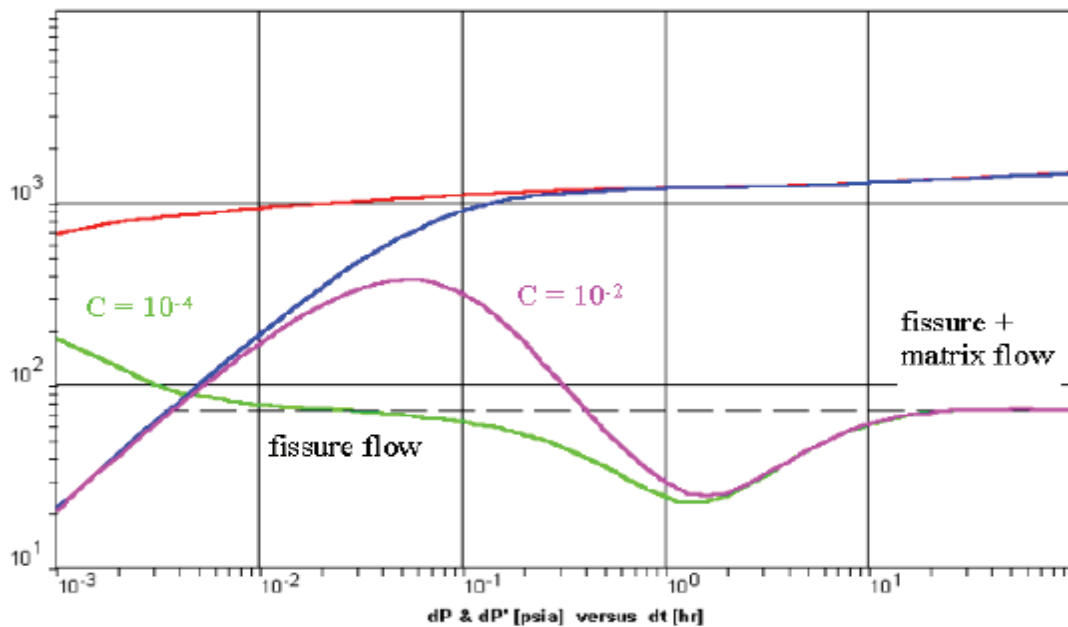
En este caso se asume que la distribución de presión en los bloques de la matriz es uniforme y no existe una caída de presión dentro de estos bloques.

Para este modelo se puede observar las siguientes características en la respuesta de la presión: primero se presenta un flujo debido a las fisuras (observable para valores de daño ínfimos), cuando la contribución de la matriz es despreciable, éste corresponde a un comportamiento homogéneo, donde solo el sistema de fisuras está produciendo (línea verde en la figura 2.36)

Posteriormente se observa que la respuesta se desvía del comportamiento homogéneo de fisuras dado que la matriz contribuye a la producción, la presión tiende a estabilizarse a un valor constante.

Al final, la presión de los bloques de la matriz es equivalente con la presión de las fisuras y el comportamiento total del sistema (matriz y fisuras) es alcanzado.

FIGURA 2.36: MODELO DE DOBLE POROSIDAD: ESTADO PSEUDO ESTACIONARIO



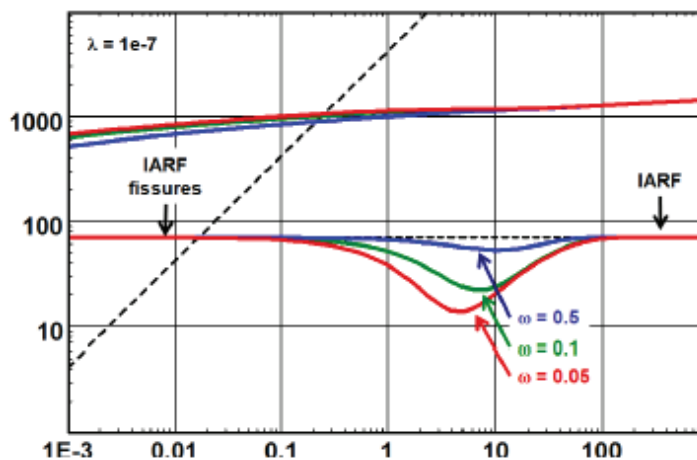
FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

La figura 2.36 muestra la respuesta de presión a este tipo de modelo, se puede apreciar que si la constante de almacenamiento (C) es muy baja, es posible observar el primer flujo radial debido al sistema de fisuras a tiempos tempranos (curva verde). Con un valor de almacenamiento de solo 0.01 bl/psi el primer régimen de flujo es invisible dando como resultado la curva que se observaría en una prueba real (curva purpura).

La “depresión” de la curva derivada se debe a dos parámetros que se han descrito anteriormente:

ω (fracción de petróleo en las fisuras): para valores pequeños de ω corresponde una muy alta proporción de hidrocarburo almacenado en las fisuras, el soporte durante la transición es substancial, y la “depresión” de la derivada es más profunda y larga (figura 37).

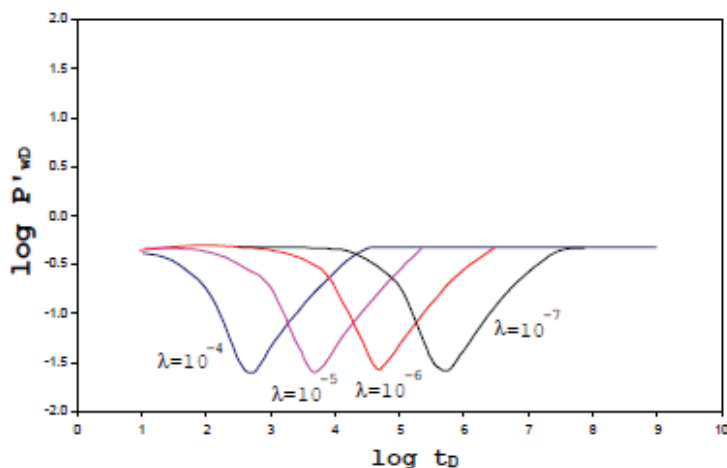
FIGURA 2.37: EFECTO DE ω SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA



FUENTE: FUENTE: KAPPA, “Dynamic Data Analysis”

λ (habilidad para fluir desde la matriz a las fisuras): controla la velocidad a la que la matriz actuará, y consecuentemente determinará el tiempo de la transición. Para altos valores de λ , la permeabilidad de la matriz será comparativamente alta, por lo que iniciará a aportar su fluido casi inmediatamente después de que las fisuras han iniciado a producir; contrariamente a esto, si λ es bajo se necesitará establecer una caída de presión mayor en el sistema de fisuras antes de que los bloques de la matriz inicien el aporte de fluido (figura 2.38).

FIGURA 2.38: EFECTO DE λ SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA



FUENTE: Escobar F. "Análisis Moderno de Presiones de Pozos".

2.5.1.2 Doble porosidad con flujo interporoso transitorio

También se lo conoce como flujo interporoso sin restricción, los bloques de la matriz reaccionan casi inmediatamente a cualquier variación de presión en las fisuras: la transición inicia más temprano que en el caso de flujo pseudo estacionario, y el régimen de flujo de las fisuras generalmente no se observa.

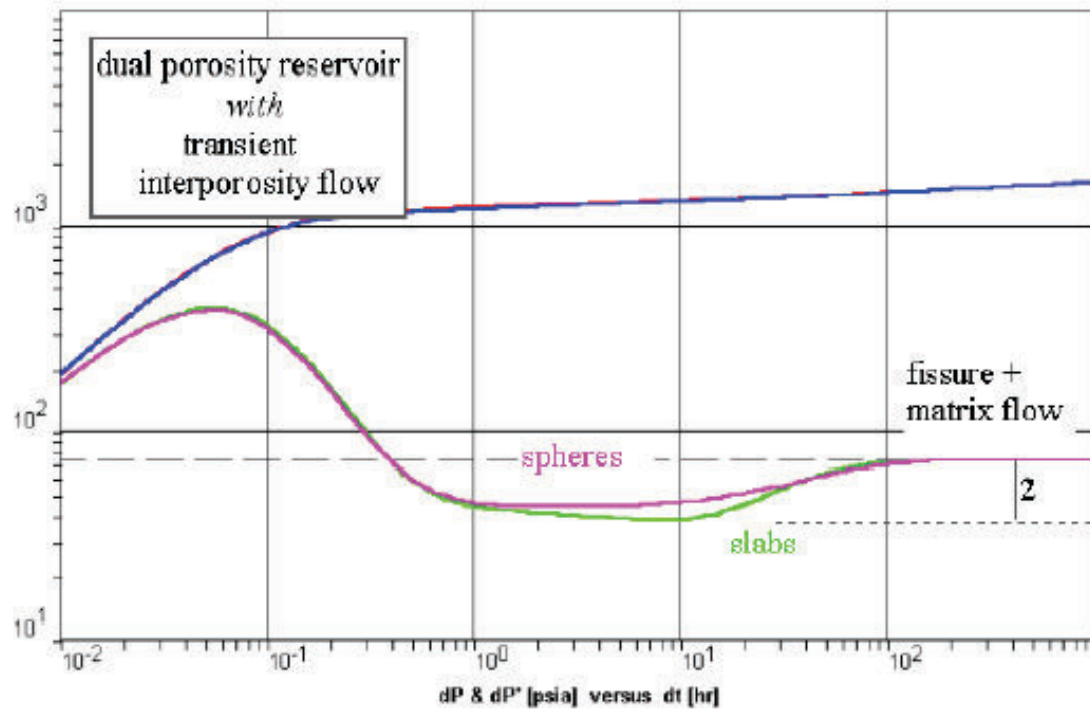
A tiempos tempranos, las fisuras y la matriz están produciendo, pero la razón de la variación de presión es más rápido en el sistema de fisuras que en los bloques de la matriz, la primera respuesta que se observa es un régimen transitorio.

Posteriormente, el comportamiento homogéneo correspondiente al sistema total es alcanzado. (figura 2.39).

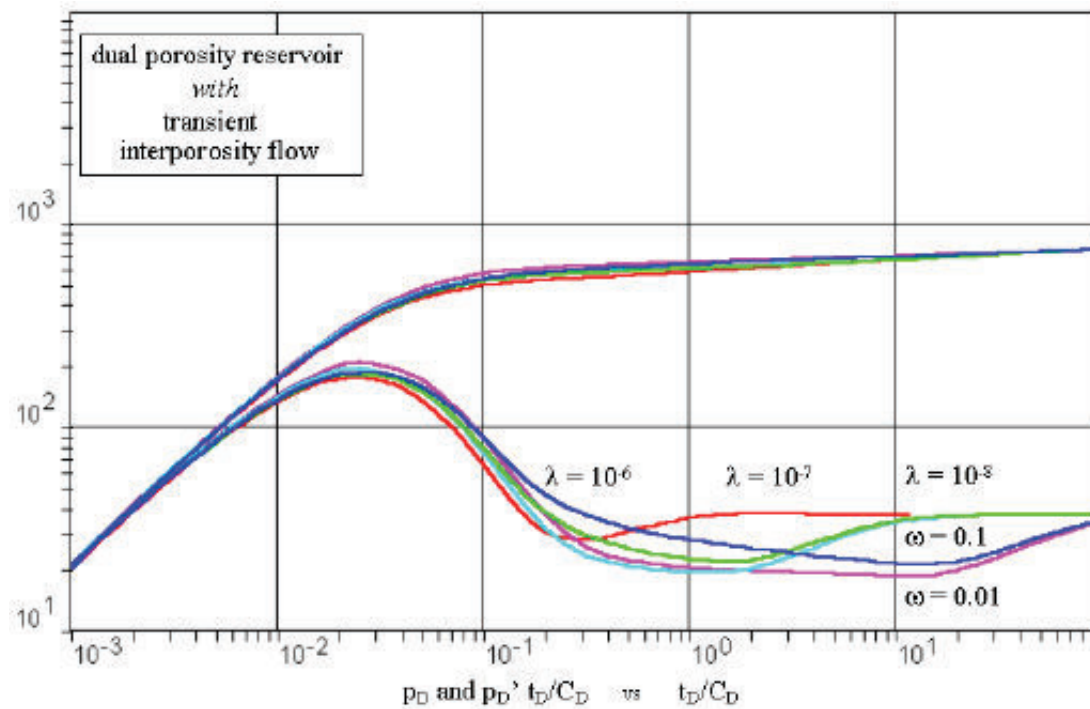
Se representa dos modelos de geometría de los bloques de la matriz: el modelo de geometría plana y el modelo esférico. El primero asume bloques de matriz rectangulares.

Los efectos de ω y λ son los mismos que para doble porosidad con flujo interporoso pseudo estacionario (figura 2.40)

FIGURA 2.39: MODELO DE DOBLE POROSIDAD: ESTADO TRANSITORIO



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

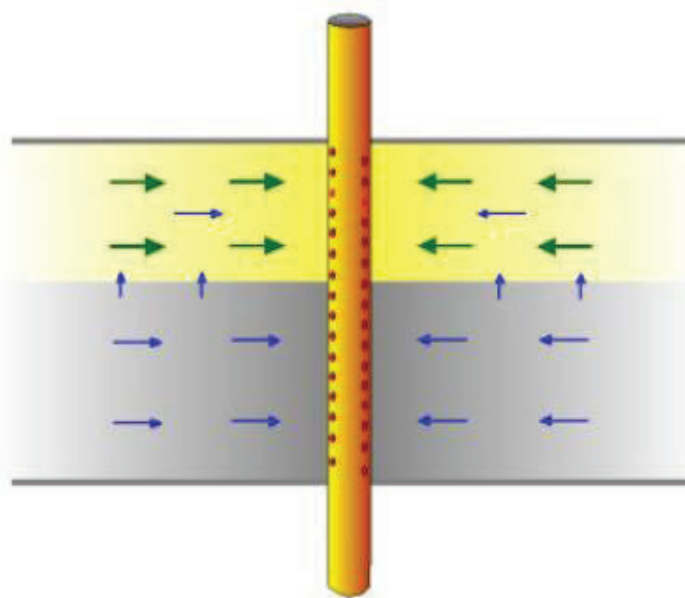
FIGURA 2.40: EFECTO DE ω Y λ SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA

FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

2.5.2 RESERVORIOS DE DOBLE PERMEABILIDAD

Considera dos medios distintos en el reservorio. Estos dos medios se definen como capas, cada uno con su respectiva porosidad y permeabilidad. En cada capa el flujo es radial y las dos pueden producir directamente al pozo. Este comportamiento se puede observar en reservorios estratificados, cuando la permeabilidad de las diferentes capas afecta la respuesta de la presión (figura 2.41). Las asunciones en la que se basa este modelo son: el pozo que intercepta dos capas homogéneas es afectado por el almacenamiento; para cada capa el daño define la comunicación entre el pozo y la formación. La presión inicial es la misma en las dos capas. Después de producir por un tiempo, un diferencial de presión se establece entre las dos capas y se produce un flujo cruzado en el reservorio.

FIGURA 2.41: SISTEMA DE DOBLE PERMEABILIDAD



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

En este modelo interviene una variable adicional de las que se analizó en el modelo de doble porosidad:

$$\omega = \frac{(\phi V c_i)_f}{(\phi V c_i)_f + (\phi V c_i)_m} \quad (2.39)$$

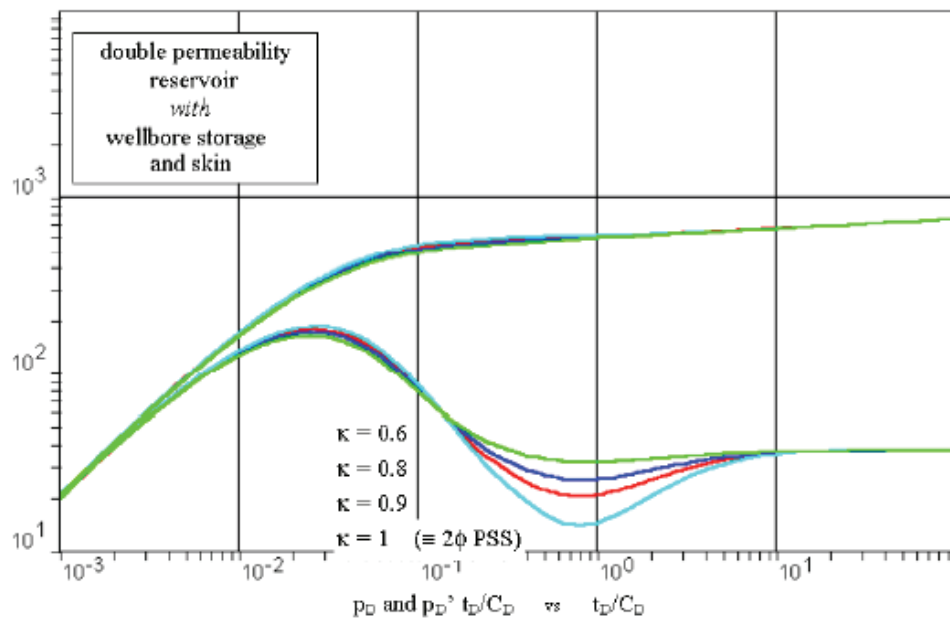
$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2} \quad (2.40)$$

$$\kappa = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2} \quad (2.41)$$

κ es la proporción del producto permeabilidad-espesor de la primera capa al total de las dos capas. Usualmente la capa de alta permeabilidad se considera como capa 1.

A tiempos tempranos no hay diferencial de presión entre las capas y el sistema se comporta como 2 capas homogéneas sin flujo cruzado, en un flujo radial de acción infinita con el total kh de las dos capas. A medida que la capa más permeable produce más rápidamente que la capa de baja permeabilidad, una variación de presión se desarrolla entre las capas y el flujo cruzado inicia nuevamente. Eventualmente el sistema se comporta nuevamente como un reservorio homogéneo, con el producto total kh y almacenamiento de las dos capas (figura 2.42).

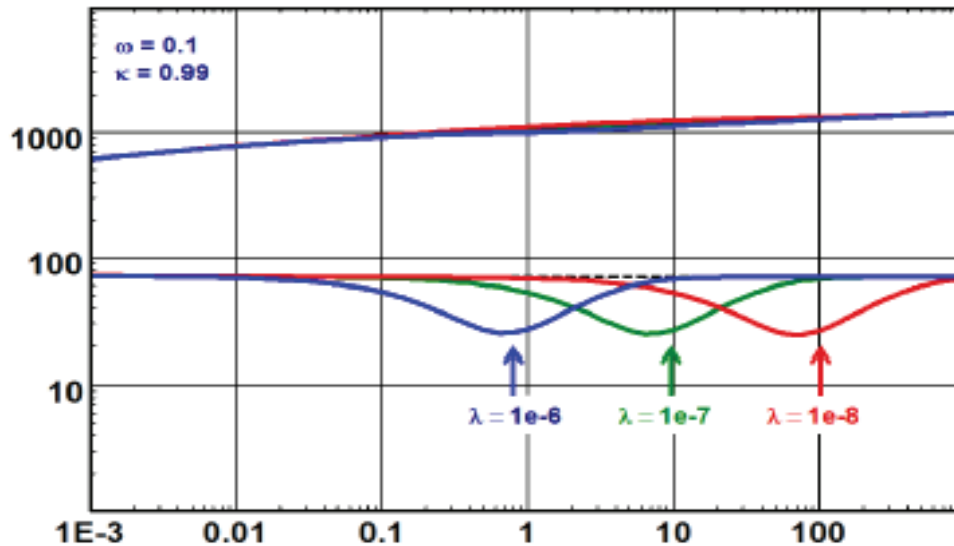
FIGURA 2.42: RESPUESTA DE LA CURVA DERIVA EN RESERVORIO DE DOBLE PERMEABILIDAD



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

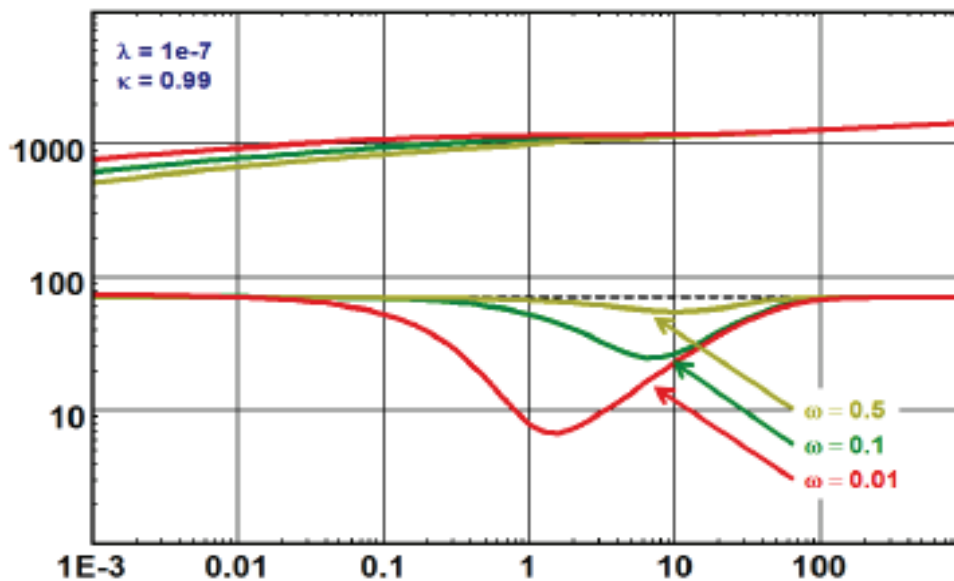
La sensibilidad de las respuestas de presión para distintos valores de ω y λ son similares a las respuestas en un modelo de doble porosidad (figura 2.43 y 2.44).

**FIGURA 2.43: EFECTO DE λ SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA:
RESERVOIRIO DE DOBLE PERMEABILIDAD**



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

**FIGURA 2.44: EFECTO DE ω SOBRE LA PRESIÓN Y CURVA DERIVADA:
RESERVOIRIO DE DOBLE PERMEABILIDAD**



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.5.3 RESERVORIOS COMPOSICIONALES

Este modelo considera dos medios en el reservorio, cada componente está definido por una porosidad y una permeabilidad, y están localizadas en regiones distintas del reservorio. La interface es estacionaria y no tiene espesor. La movilidad (k/u) y almacenamiento (ϕc_t) son distintos para cada zona, pero el espesor del reservorio h es constante. El cambio de propiedades del reservorio es abrupto, y no hay resistencia al flujo entre las dos regiones del reservorio.

El índice de cambio de movilidad del reservorio (k/u) y difusividad ($k/\phi u c_t$) están expresadas con M y D respectivamente, definidos como la región 1 comparada a la región 2.

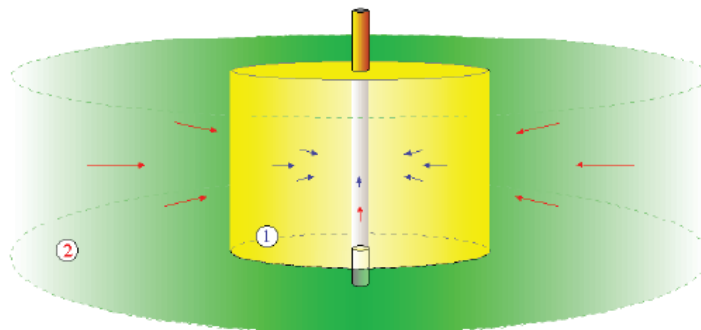
$$M = \frac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2} \quad (2.42)$$

$$D = \frac{(k/\phi\mu c_t)_1}{k/(\phi\mu c_t)_2} \quad (2.43)$$

2.5.3.1 Reservorio composicional radial

Esta configuración asume que el pozo está en el centro de la zona circular, la estructura del reservorio que está fuera corresponde al segundo elemento. Esta geometría es usada para describir el cambio radial de propiedades, resultado del cambio de fluido o características de la formación.

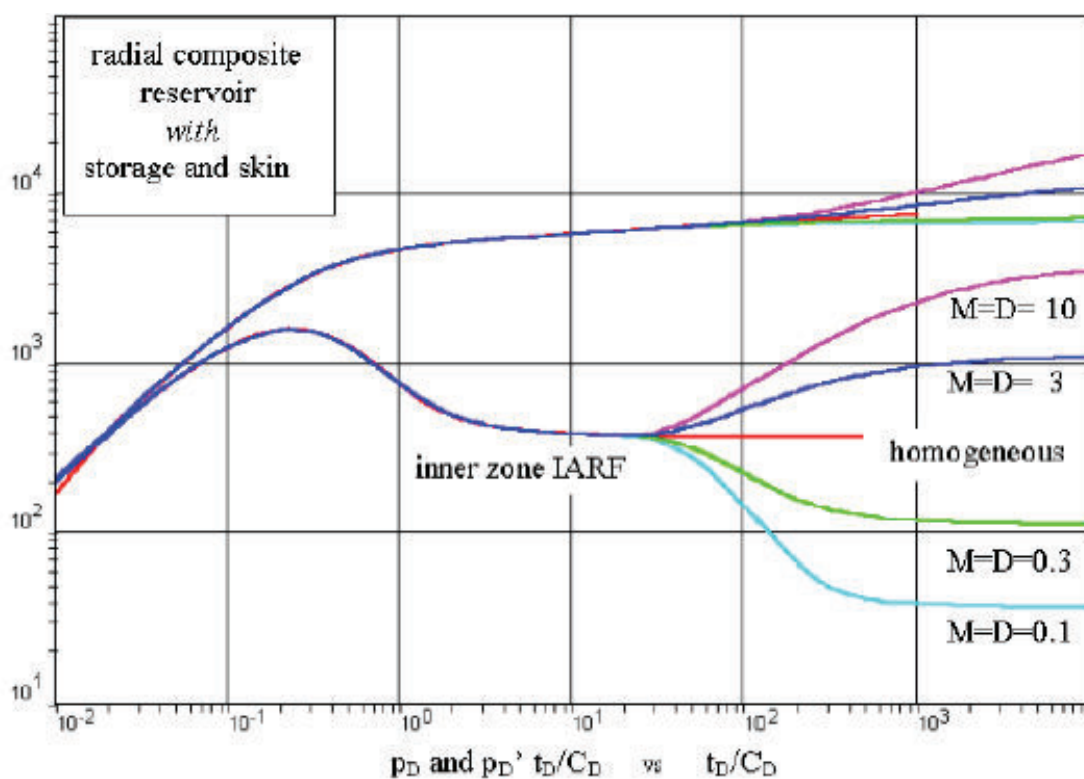
FIGURA 2.45: SISTEMA RADIAL COMPOSICIONAL



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Con la simetría radial del sistema, se observa la respuesta de la presión en las dos zonas del reservorio en secuencia: primero, la presión responde a las características de la zona interior, y el comportamiento del pozo corresponde a una respuesta similar a la de un reservorio homogéneo. Cuando la interface circular es alcanzada, se observa un segundo comportamiento correspondiente a la zona exterior de la zona circular (figura 2.46).

FIGURA 2.46: RESPUESTA DE LA CURVA DERIVA EN RESERVORIO COMPOSICIONAL RADIAL



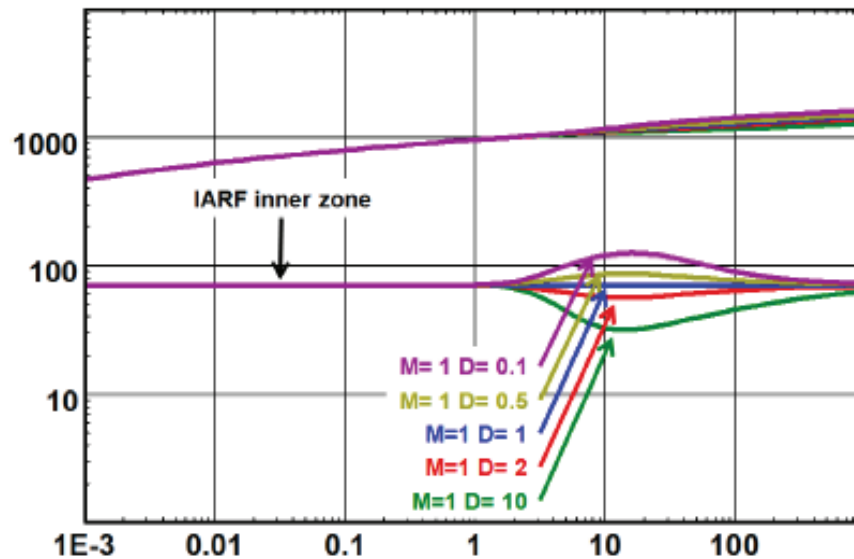
FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

La respuesta de la curva para la zona exterior de la figura 2.46 es típica cuando los valores de M y D son iguales.

La respuesta de la curva cuando los valores de M y D no son iguales se ilustra en la figura 2.47 , donde se observa que después de alterarse la respuesta de la curva, al final llegan a la línea correspondiente al flujo radial de acción infinita

(IARF), si el valor de $D < 1$, la curva se desvía hacia arriba; si $D > 1$ la curva se desvía hacia abajo.

FIGURA 2.47: EFECTO DE M Y D SOBRE LA CURVA DERIVADA: RESERVOIRIO COMPOSICIONAL RADIAL

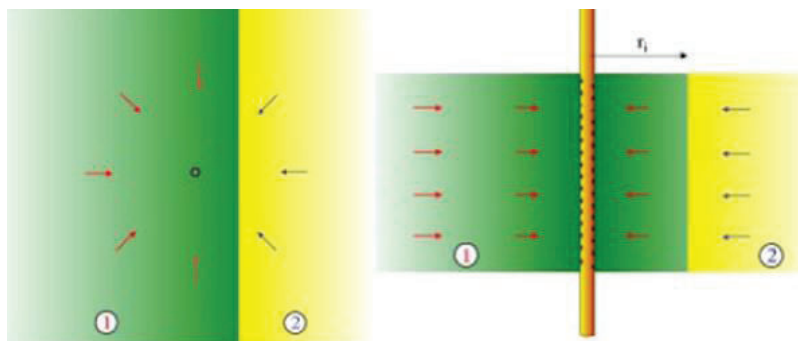


FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.5.3.2 Reservorio composicional lineal

Se asume que el pozo se encuentra en un reservorio homogéneo, infinito en todas direcciones, pero donde el reservorio y/o características de fluido cambian a través del frente lineal. Nuevamente no existe pérdida de presión en la interface. En la otra zona de la interface el reservorio es nuevamente homogéneo e infinito, con diferentes propiedades (figura 2.48).

FIGURA 2.48: SISTEMA COMPOSICIONAL LINEAL

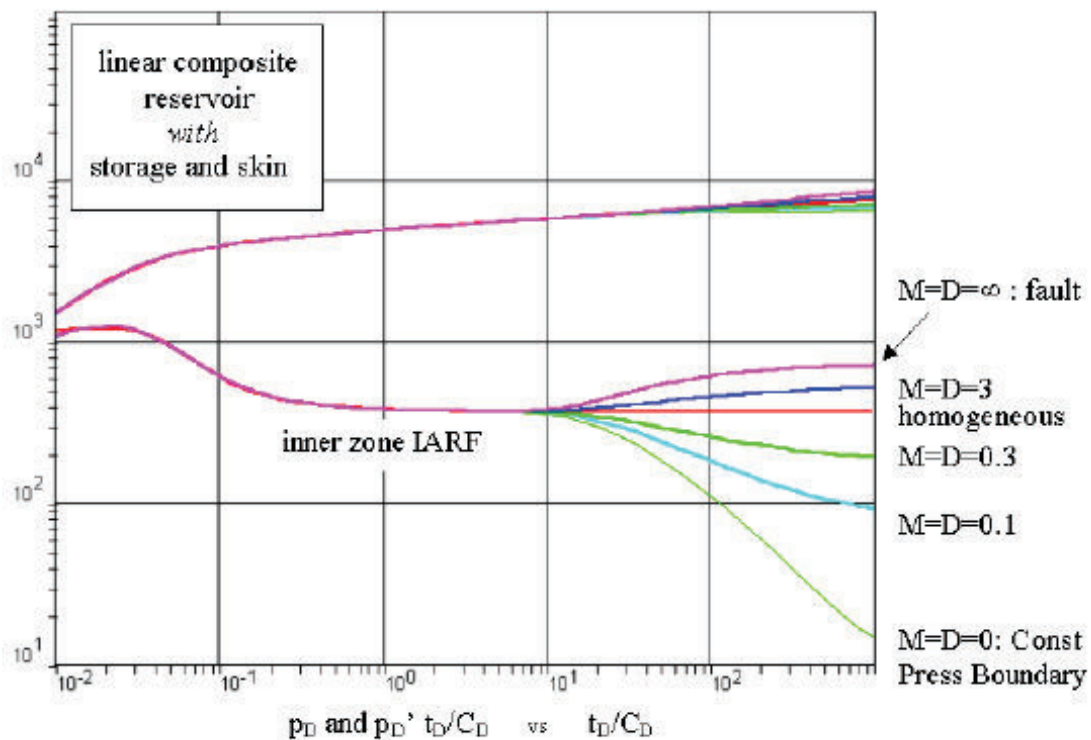


FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Inicialmente, la región alrededor del pozo se encuentra produciendo sola, y el comportamiento de presión corresponde a un reservorio homogéneo, donde la derivada corresponderá a un flujo radial homogéneo. Cuando la interface lineal es alcanzada, las dos regiones se encuentran produciendo juntas; un segundo comportamiento homogéneo se observa, el sistema homogéneo equivalente correspondiente está definido por las propiedades promedias de las dos regiones; la segunda respuesta homogénea es un flujo semi-radial en las dos partes del reservorio.(figura 2.49).

Las variables M y D son equivalentes a las del modelo de doble permeabilidad, como ya se vio anteriormente.

FIGURA 2.49: RESPUESTA DE LA CURVA DERIVADA: SISTEMA COMPOSICIONAL LINEAL



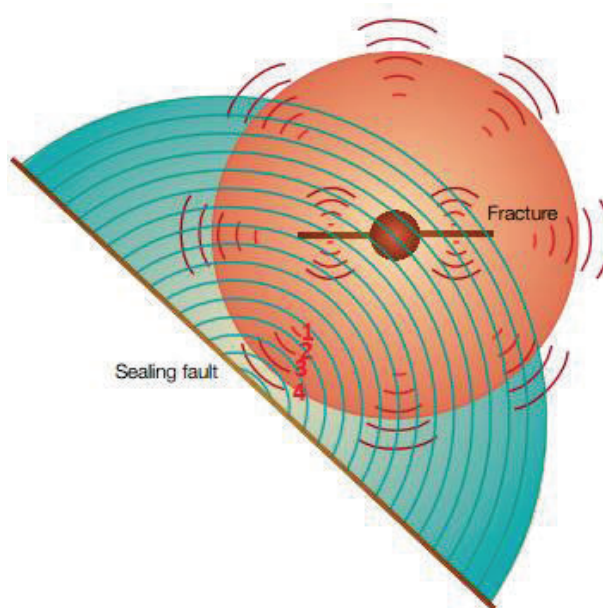
FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

2.6 EFECTO DE LOS LÍMITES DEL RESERVORIO

2.6.1 DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LÍMITES

Se podría describir a un límite como una superficie localizada a cierta distancia del pozo que está siendo estudiado donde se produce un cambio en las propiedades de flujo. En el figura 2.50 se presenta el efecto típico de límite producido por una falla sellante.

FIGURA 2.50: EFECTO DE UNA BARRERA SOBRE LA PRESION



FUENTE: SCHLUMBERGER. "Well Testing-Oilfield Review"

La figura 2.50 no representa una "onda", sino los puntos a los cuales la caída de presión alcanza un valor a diferentes tiempos (1, 2, 3, 4). Los círculos rojos representan la influencia de la producción del pozo si este estuviese produciendo en un reservorio infinito. Los círculos azules representan la caída de presión adicional ocasionada por el límite al mismo tiempo.

La producción del pozo crea una caída de presión alrededor del pozo que se transmite dentro del reservorio, la difusión de dicha presión será radial y el radio de investigación (círculos rojos) será proporcional a la raíz cuadrada del tiempo hasta que se alcance los límites.

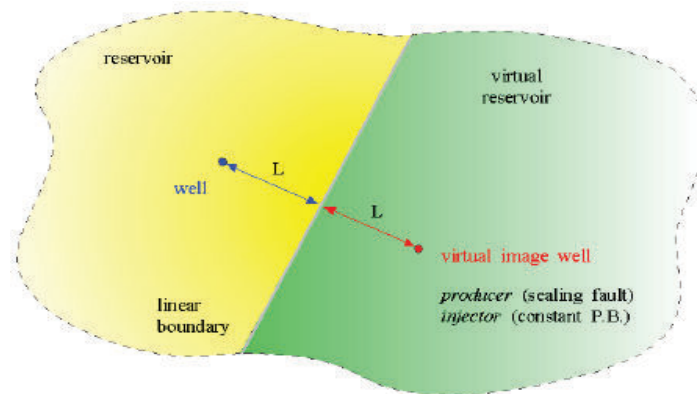
Cuando se alcanza los límites, no habrá un soporte de presión detrás del límite, y habrá una caída adicional de presión comparada con una configuración infinita. Esta caída de presión (círculos azules) afectará el perfil de presiones y también su difusión.

2.6.2 FALLA SIMPLE SELLANTE

Con el modelo de una falla sellante, un límite lineal de no flujo cierra el reservorio en una dirección. En la figura 2.51 el reservorio está limitado en una dirección por un límite vertical lineal a una distancia L del pozo. Durante la producción, el radio de investigación se expande hasta que se alcanza el límite sellante. Debido a que las líneas de no flujo no soportan la producción del lado opuesto del límite, el perfil de presión para un reservorio infinito se distorsiona. Esta configuración es fácilmente modelada analíticamente usando un pozo imagen.

El efecto de una falla simple sellante es el equivalente a añadir un pozo simétrico con un historial de producción igual.

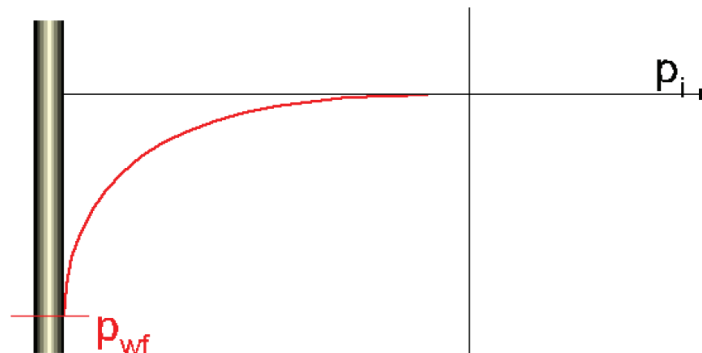
FIGURA 2.51: SISTEMA CON UNA BARRERA LINEAL



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

En la figura 2.52 se muestra que a tiempos tempranos el radio de investigación no alcanza la distancia L de la falla y el perfil de presión en el reservorio corresponde a un sistema comportamiento infinito.

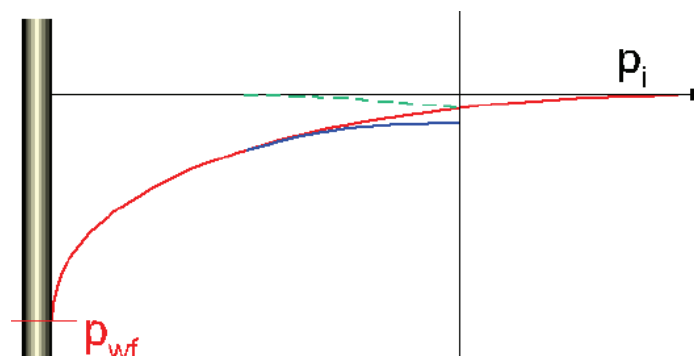
FIGURA 2.52: PERFIL DE PRESIÓN QUE AÚN NO ALCANZA LA BARRERA



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Posteriormente el radio de investigación llega a la falla y el perfil de presión se desvía del comportamiento de reservorio infinito. En la figura 2.53 la curva punteada verde corresponde a un perfil de presión teórico en un reservorio infinito. Debido al límite del reservorio, la curva detrás de la distancia L , en el lado derecho del límite, es reflejada en dirección al pozo dentro del área de producción como un efecto de espejo. En la región del reservorio entre el pozo y la falla sellante, las dos caídas de presión se combinan para producir el perfil de presión real del reservorio (la caída de presión real es la suma de las dos respuestas, la curva de reservorio infinito y la curva de imagen reflejada).

FIGURA 2.53: REFLECCIÓN DE PRESIÓN QUE AÚN NO ALCANZA EL POZO

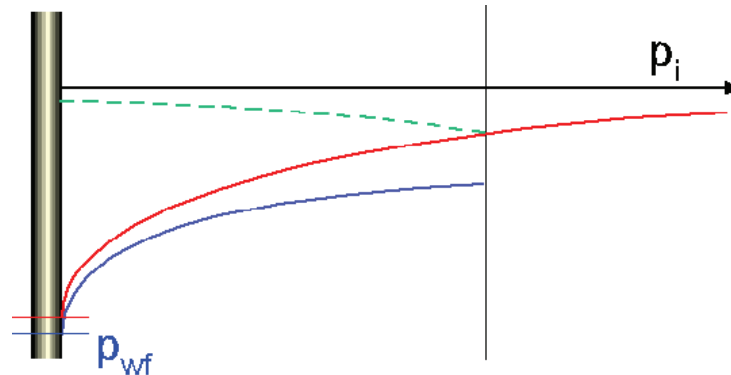


FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

A medida que el tiempo de flujo incrementa, el radio de investigación de un reservorio infinito teórico continua expandiéndose (línea roja), y la curva del pozo imagen llega al pozo (línea verde). La presión de fondo fluyente inicia a decaer

(línea azul) en comparación a la respuesta de reservorio infinito, y cae rápidamente (figura 2.54)

FIGURA 2.54: EFECTO DE BARRERA SOBRE LA PRESIÓN VISTO EN EL POZO



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

En un análisis semilogarítmico, se representa dos líneas, con pendientes m y $2m$ respectivamente. La línea con pendiente m corresponde a flujo radial infinito (IARF) y la recta con pendiente $2m$ es la recta que corresponde al "flujo hemi-radial" (ver figura 2.55). En el caso de build-up la intersección de la línea de flujo "hemi-esférico" será la presión usada para calcular P^* .

Según el análisis semilogarítmico se puede determinar la distancia L de la falla, usando la ecuación 2.44.

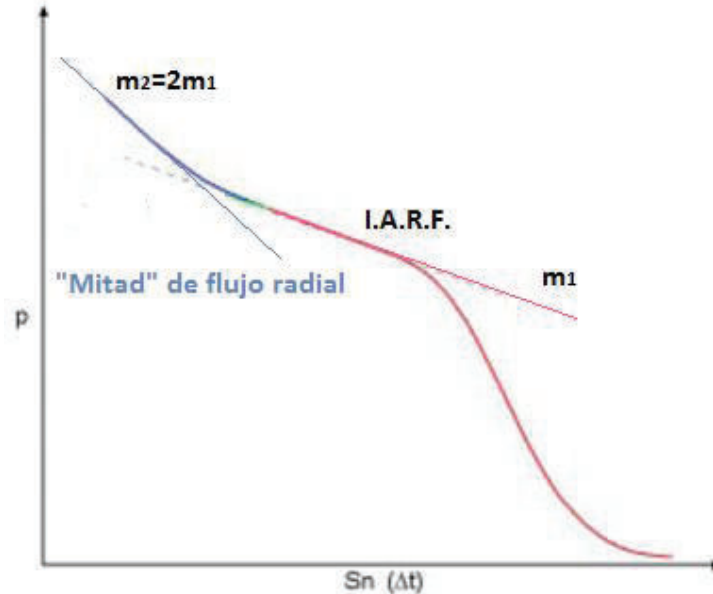
$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{k\Delta t_{int}}{\phi\mu c_t}} \quad (2.44)$$

Donde:

Δt_{int} es el tiempo donde las dos líneas se intersecan.

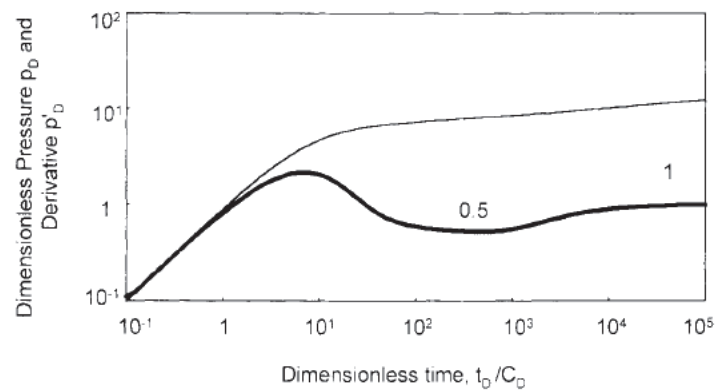
En un análisis log-log, la derivada iniciará siguiendo un comportamiento infinito, y la derivada se estabilizará en la región de flujo radial infinito (IARF). Cuando el límite es detectado la derivada se desviará hacia la parte superior, posteriormente tiende a estabilizarse nuevamente a un nivel correspondiente al doble del flujo radial infinito (figura 2.56).

FIGURA 2.55: GRÁFICO DE HORNER PARA UNA FALLA SELLANTE



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

FIGURA 2.56: CURVA DERIVADA PARA UNA FALLA SELLANTE

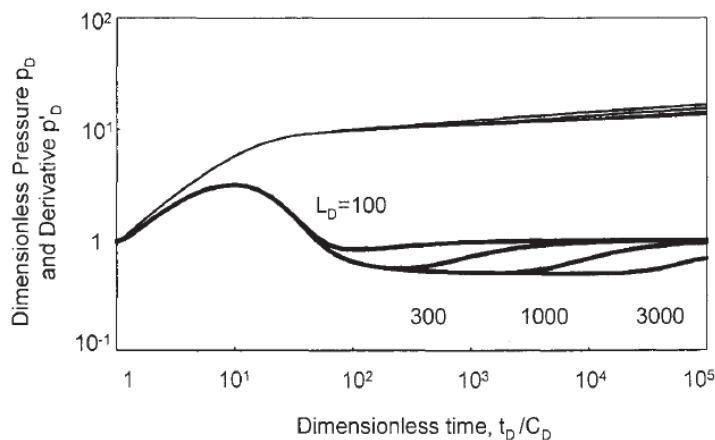


FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

La figura 2.57 muestra la sensibilidad de la respuesta a la distancia del límite. Para cualquier problema de difusión radial, el grupo que gobierna es t/r^2 . Si la distancia del límite se duplica, el tiempo al cual se encuentra el límite se multiplicará por cuatro.

En la figura 2.57, se observa claramente que si el límite es muy cercano al pozo (100 ft), el flujo radial infinito no se desarrollará antes de que la falla se detecte.

FIGURA 2.57: INFLUNCIA DE LA DISTANCIA DEL LÍMITE

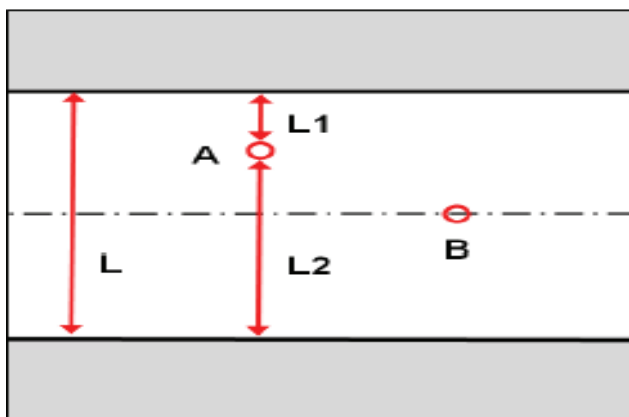


FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

2.6.3 DOS FALLAS SELLANTES PARALELAS

En este tipo de límite, el pozo está localizado entre dos fallas paralelas sellantes, de tal manera que forman un canal. L_1 y L_2 son las distancias ortogonales entre el pozo y los dos límites. La suma de L_1 y L_2 será el espesor del canal.

FIGURA 2.58: ESQUEMA DE FALLAS PARALELAS

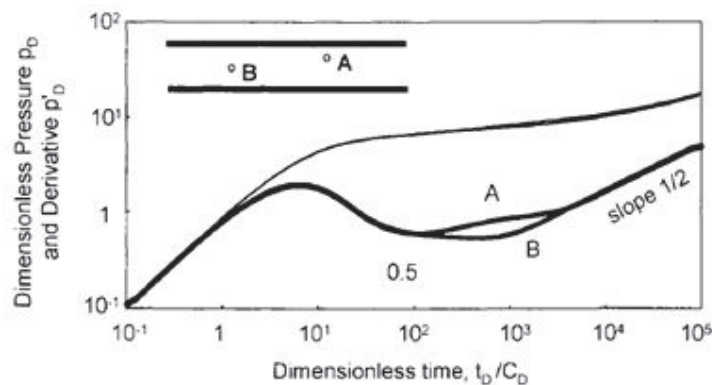


FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

En el caso del pozo A (más cercano a un límite), el comportamiento inicial será similar al que se produce cuando se tiene una falla simple sellante. Cuando el segundo límite es detectado, la respuesta entra en su comportamiento final. Si el pozo equidista de los dos límites (pozo B), la respuesta pasará directamente del flujo radial infinito (IARF) a su comportamiento final.

La curva derivada (figura 2.59) describe primero el efecto del almacenamiento, después sigue la línea correspondiente a 0.5. Cuando los dos límites del reservorio son detectados, las líneas de flujo llegan a ser paralelas a los límites del reservorio y un régimen de flujo lineal se establece. De la misma manera se puede observar que la forma de la transición entre flujo radial y lineal es una función de la localización del pozo en el canal. Cuando el pozo equidista de ambos límites la transición de flujo radial a lineal es corta (pozo B). Si el pozo se localiza cerca de un límite, el comportamiento característico antes de alcanzar flujo lineal es similar al de una falla simple sellante, la derivada se establece primero a 0.5, después 1 y finalmente se encuentra en la línea de pendiente 0.5 (pozo A).

FIGURA 2.59: GRÁFICO LOGARÍTMICO PARA FALLAS PARALELAS



FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

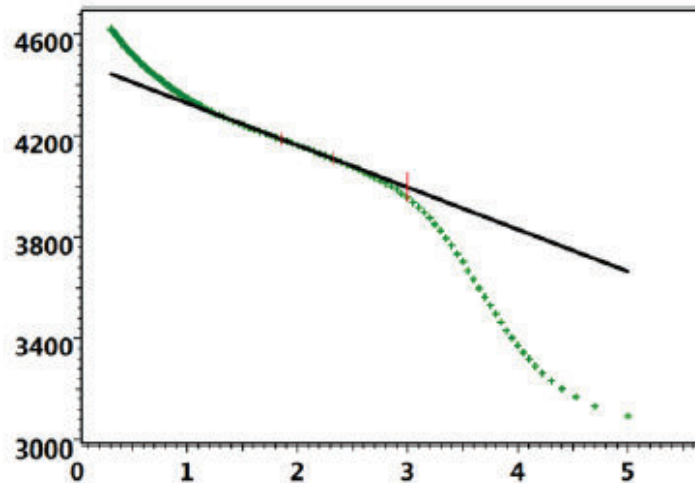
Como ya se ha mencionado, el comportamiento final se caracteriza por un régimen de flujo lineal, a manera de un canal; este tipo de flujo se encuentra en distintos modelos de pozos como fracturas a tiempos tempranos después del efecto de almacenamiento, flujo después de que los límites superiores e inferiores han sido detectados y fallas paralelas a tiempos tardíos. En estos casos, el flujo se caracteriza por la linealidad entre el cambio de presión y la raíz cuadrada del tiempo:

$$\Delta P = A\sqrt{\Delta t} + B \quad (2.45)$$

$$\Delta P' = \Delta t \cdot \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta t} = \frac{1}{2} A\sqrt{\Delta t} \quad (2.46)$$

Si se realiza un análisis semilogarítmico para build-up, se puede utilizar la gráfica de Horner, pero en ningún caso se puede extrapolar a P^* debido a que el comportamiento de presión no revela una línea recta en el gráfico semilogarítmico (figura 2.60).

FIGURA 2.60: GRÁFICO DE HORNER PARA FALLAS PARALELAS



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

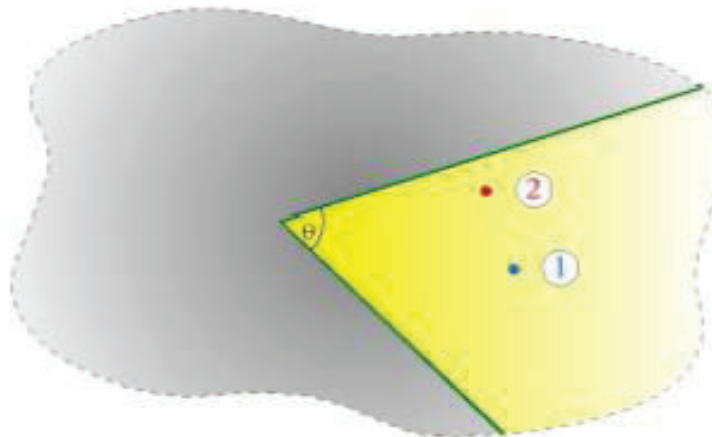
2.6.4 DOS FALLAS QUE SE INTERSECAN

Con este modelo de fallas; dos barreras lineales de no flujo limitan el área de drenaje. El ángulo entre las dos fallas puede tomar cualquier valor menor 180° .

Si la primera falla está muy lejos, se establece flujo radial infinito después del efecto de almacenamiento. Hasta que se detecte una falla, esta no tendrá efecto alguno sobre la curva de presión. De manera similar, la primera falla causará que la derivada se duplique, hasta que la segunda falla no tenga efecto. El nivel final de estabilización está determinado por el ángulo que forman las fallas, θ .

La figura 2.61 muestra si el pozo está centrado (1), habrá un solo salto a la estabilización final al valor de $2\pi/\theta$ veces la estabilización inicial de flujo radial infinito. Si el pozo está más cercano a una falla (2), esta falla duplicará la derivada en el flujo radial infinito.

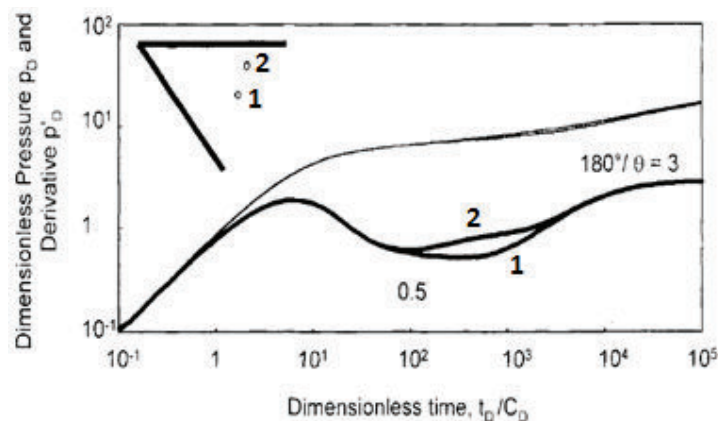
FIGURA 2.61: ESQUEMA DE DOS FALLAS QUE SE INTERSECAN



FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

De estas observaciones se puede decir que el nivel de estabilización proveerá un valor estimado del ángulo entre las fallas, mientras que el tiempo al cual la derivada se separa del flujo radial infinito (figura 2.62) y eventualmente (pozo 1) el nivel al cual se separa de la línea de falla sellante, proveerá la distancia estimada de los límites.

FIGURA 2.62: CURVA DERIVADA PARA FALLAS QUE SE INTERSECAN



FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

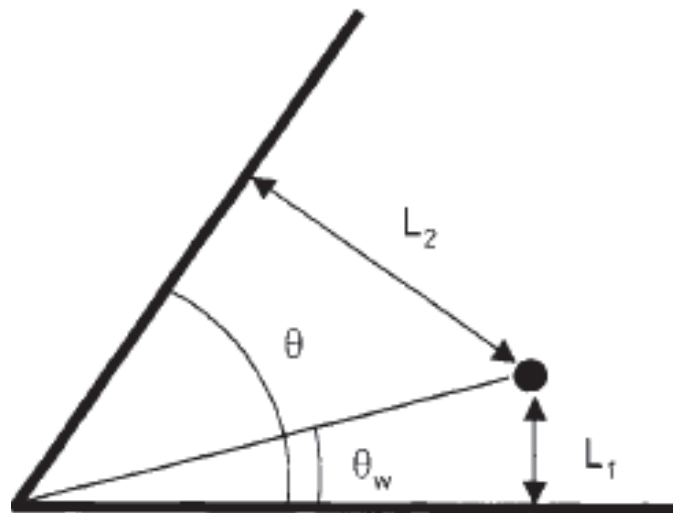
Para este modelo se puede usar el concepto de pozo imagen para ilustrar el efecto de la intersección de los dos fallas sellantes. La figura 2.63 ilustra la geometría de un pozo limitado por las dos fallas, donde θ es el ángulo entre las fallas, θ_w describe la localización del pozo en la "estructura" y L_d es la distancia

adimensional entre el pozo y la intersección de las dos fallas. Las distancias L_1 y L_2 entre el pozo y las fallas se expresan como:

$$L_1 = L_D r_w \text{sen} \theta_w \quad (2.47)$$

$$L_2 = L_D r_w \text{sen}(\theta - \theta_w) \quad (2.48)$$

FIGURA 2.63: ESQUEMA DE UN POZO CON PRESENCIA DE FALLAS QUE SE INTERSECAN



FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

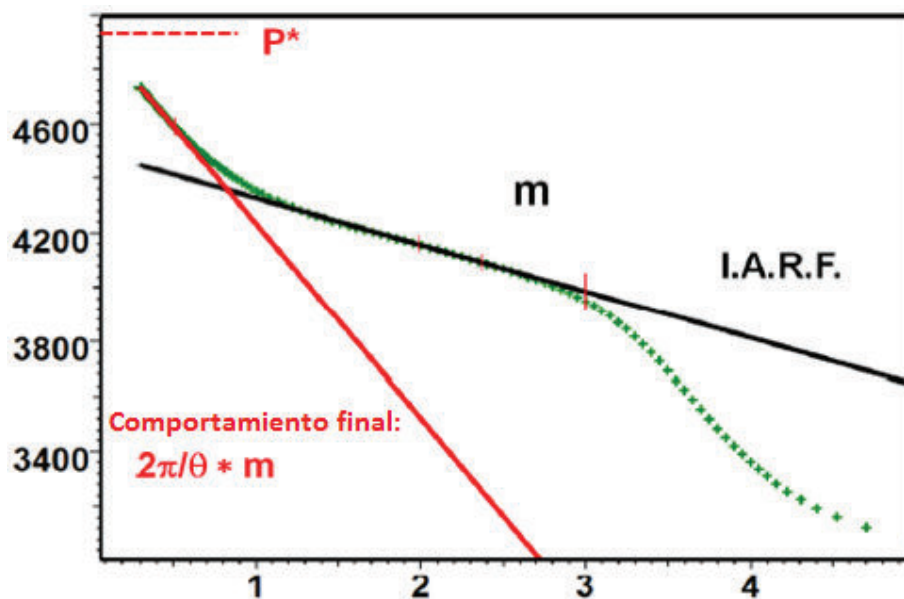
La solución de pozo imagen puede ser usado solamente para un número restringido de configuraciones: el ángulo de intersección debe ser π/n , donde n es un entero. La primera configuración posible, para $n=2$, es en consecuencia el ángulo recto, cuando el reservorio está limitado por dos fallas perpendiculares.

Para un análisis semilogarítmico de build-up se usará la curva de Horner, donde se observa una recta correspondiente a flujo radial infinito con una pendiente igual a " m " y otra recta correspondiente al comportamiento final con una pendiente $2\pi/\theta$ veces mayor a la pendiente de flujo radial infinito. El ángulo θ entre las dos fallas será:

$$\theta = \frac{2\pi}{\left(\frac{m_{final}}{m_{inicial}}\right)} \quad (2.49)$$

Si se usa el análisis de la curva de Horner, hay que tener en cuenta que la intersección de la recta correspondiente al comportamiento final (no la de flujo radial infinito, IARF) será la que se utilice para calcular P^* (fig. 2.64).

FIGURA 2.64: GRÁFICO DE HORNER PARA DOS FALLAS QUE SE INTERSECAN



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

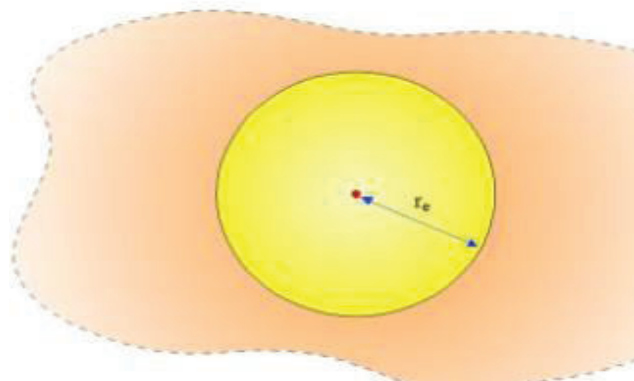
2.6.5 RESERVORIOS CERRADOS

El comportamiento de un sistema cerrado es característico de reservorios limitados pero también pueden encontrarse en campos desarrollados, cuando los pozos están produciendo y cada pozo drena solo un volumen determinado del reservorio.

Este tipo de sistemas son modelados cuando la prueba es lo suficientemente larga o el reservorio es suficientemente pequeño para llegar a los límites. Esto se caracteriza por poseer uno de los siguientes comportamientos: (1) durante la producción se ve una depletación lineal y (2) a períodos de cierre la presión se estabilizará a una presión menor que la presión inicial del reservorio.

La manera más rápida y fácil de modelar este modelo es con un modelo circular.

FIGURA 2.65: ESQUEMA DE LÍMITE CIRCULAR CERRADO

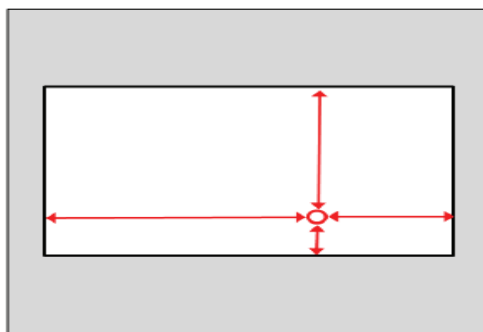


FUENTE: SCHLUMBERGER, "Introduction to Well Testing"

Este modelo desafortunadamente no refleja la verdadera geometría del reservorio ni la ubicación correcta del pozo, sin embargo el modelo es útil y rápido cuando se detecta depletación. Pero la geometría es desconocida y la respuesta no exhibe ningún comportamiento intermedio de límite.

Otro modelo que es bastante útil es el de reservorio rectangular; en el cual se puede usar el principio de pozo imagen, esta solución permitirá conocer la relación entre el reservorio y la posición de los pozos en cualquier punto del rectángulo, así también permitirá conocer las distancias del pozo a cada uno de los límites del rectángulo y cuando dichas distancias son iguales, quiere decir que el pozo está en el centro del rectángulo, cuya respuesta será idéntica al modelo en el que se consideró un círculo como límite y con la misma área (figura 2.65)

FIGURA 2.66: ESQUEMA DE RESERVORIO RECTANGULAR CERRADO



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

Si se desea calcular el área del reservorio cerrado se utilizará la siguiente expresión:

$$A = (L_{1D} + L_{3D})(L_{2D} + L_{4D})r_w^2 \quad (2.50)$$

Donde:

$$L_D = \frac{L}{r_w} \quad (2.51)$$

El pozo con almacenamiento y daño se encuentra a las respectivas distancias adimensionales ($L_{1D}...$) de cada uno de los cuatro límites del reservorio cerrado rectangular.

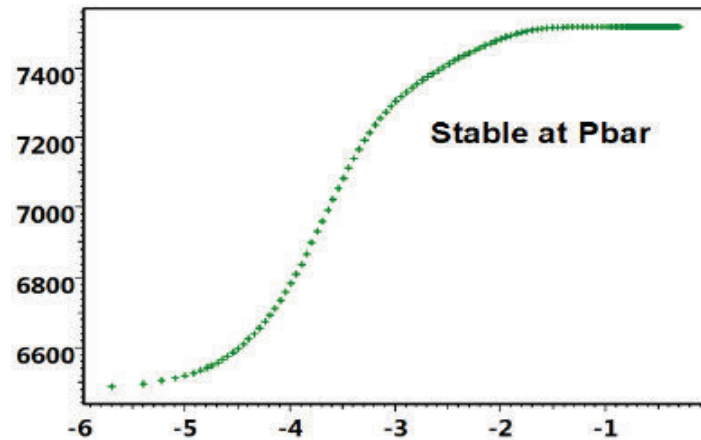
El comportamiento de un sistema cerrado cambia radicalmente entre producción, inyección o períodos de cierre. Durante la producción o inyección el comportamiento de la presión será difuso y el alcance de los límites será secuencial. Cuando el último límite es alcanzado, el perfil de presión se estabilizará y después caerá proporcionalmente, es lo que se denomina flujo pseudo-estacionario. Para el modelo circular, la respuesta irá directamente del flujo radial infinito (IARF) a flujo pseudo-estacionario. Para el rectángulo el límite más cercano será detectado de antemano.

Si se realiza un análisis semilogarítmico en un build-up, la forma de la respuesta del pozo cambiará; después del cierre, la presión inicia a aumentar durante el régimen de flujo infinito inicial, pero después se estabiliza y tiende hacia la presión del reservorio promedio, \bar{P} (figura 2.67).

Si analizamos un gráfico en escala lineal, una respuesta típica de un sistema cerrado es ilustrada con una secuencia de flujo simple. El pozo inicialmente a una presión de reservorio P_i , es abierto hasta que todos los límites del reservorio son alcanzados y el régimen pseudo-estacionario se establece, esto es presentado en la figura 2.68 por una caída de presión de tendencia lineal. Cuando el pozo se cierra por un período determinado, la presión aumenta hasta que alcanza la estabilización a la presión promedio del reservorio, y la curva se mantiene. La

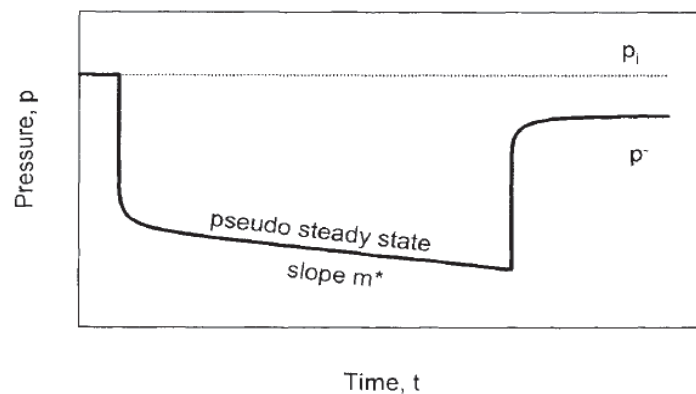
depletación, expresada por la diferencia de entre la presión inicial y la presión promedio ($P_i - \bar{P}$) es proporcional a la producción acumulada.

FIGURA 2.67: GRÁFICO SEMILOGARÍTMICO PARA UN SISTEMA CIRCULAR CERRADO



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

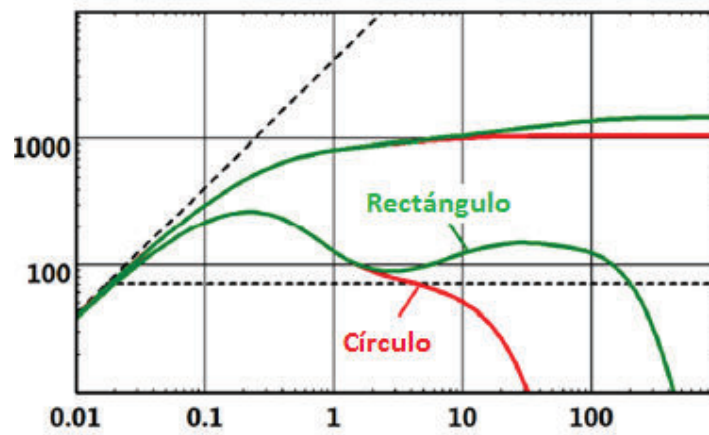
FIGURA 2.68: RESPUESTA DE LA PRESIÓN EN UN SISTEMA CERRADO: ESCALA LINEAL



FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

Si se analiza la curva derivada (grafico logarítmico), para el cierre, la presión estabilizará hasta la presión promedio del reservorio, la derivada caerá bruscamente hacia 0, este es precisamente la respuesta de un reservorio con este tipo de límites. Para el modelo rectangular y los demás modelos con límites cercanos, los efectos de los límites intermedios serán detectados con la derivada que tiende hacia arriba antes de caer al final (figura 2.69).

FIGURA 2.69: CURVA DERIVADA PARA SISTEMAS CERRADOS RECTANGULAR Y CIRCULAR.

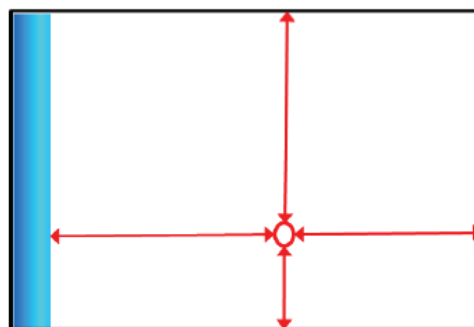


FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.6.6 LÍMITES DE PRESIÓN CONSTANTE

Un límite de presión constante es usado para describir la influencia de un cambio lineal de las propiedades de fluidos, como la presencia de un contacto de gas o agua a una cierta distancia del pozo de petróleo. Estrictamente hablando, la movilidad de la zona exterior no es infinito pero debe ser muy grande comparada con la movilidad de la zona de petróleo. Para ejemplificar se considera un reservorio rectangular con un límite de presión constante en el oeste (figura 2.70).

FIGURA 2.70: ESQUEMA DE RESERVORIO RECTANGULAR CON LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE



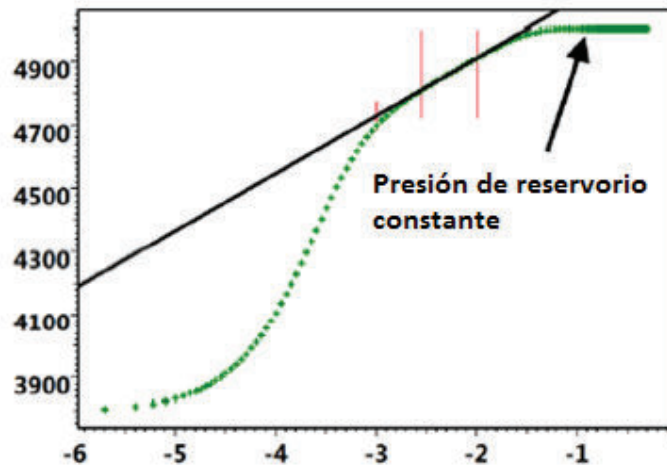
FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

Cuando el límite de presión constante es alcanzado, este proveerá el volumen necesario de fluido para que la presión del límite regrese al valor original o inicial

para fluir dentro del reservorio. La presión se estabilizará y la derivada declinará, la velocidad de esta declinación dependerá de la geometría del límite.

Si se realiza un análisis semilogarítmico con la curva de Horner, la respuesta de la presión se estabilizará al valor de presión promedio del reservorio (figura 2.71).

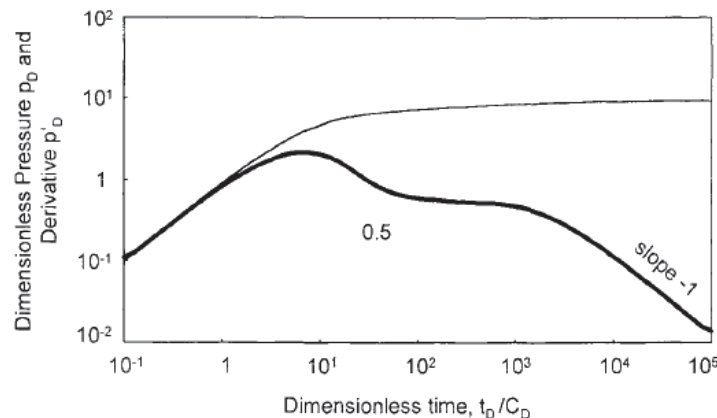
FIGURA 2.71: GRÁFICA DE HORNER PARA RESERVORIOS CON LÍMITES DE PRESIÓN CONSTANTE



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

Si se analiza la curva de la derivada (análisis logarítmico), se nota que la presión se estabiliza y la derivada tiende a 0 cuando la influencia del límite de presión constante se alcanza. En el caso de un límite de presión constante, cuando la presión se estabiliza, la derivada sigue una recta con pendiente -1 (figura 2.72).

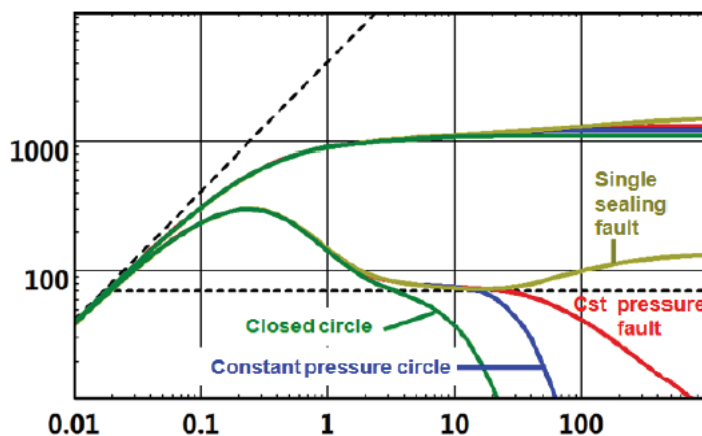
FIGURA 2.72: CURVA DERIVADA PARA UNA BARRERA DE PRESIÓN CONSTANTE



FUENTE: BOURDET D, "Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models"

En la figura 2.73 se presenta las distintas respuestas de la derivada para diferentes límites que han sido alcanzados, en el caso de tener una falla sellante, la respuesta es idéntica al modelo de límite de presión constante a tiempos tempranos, mostrando un régimen de acción infinita, pero los modelos difieren cuando los efectos de los límites se empiezan a ver.

FIGURA 2.73: RESPUESTA DE LA CURVA DERIVADA A DIFERENTES TIPOS DE LÍMITES



FUENTE: KAPPA, "Dynamic Data Analysis"

2.7 PRUEBAS DST

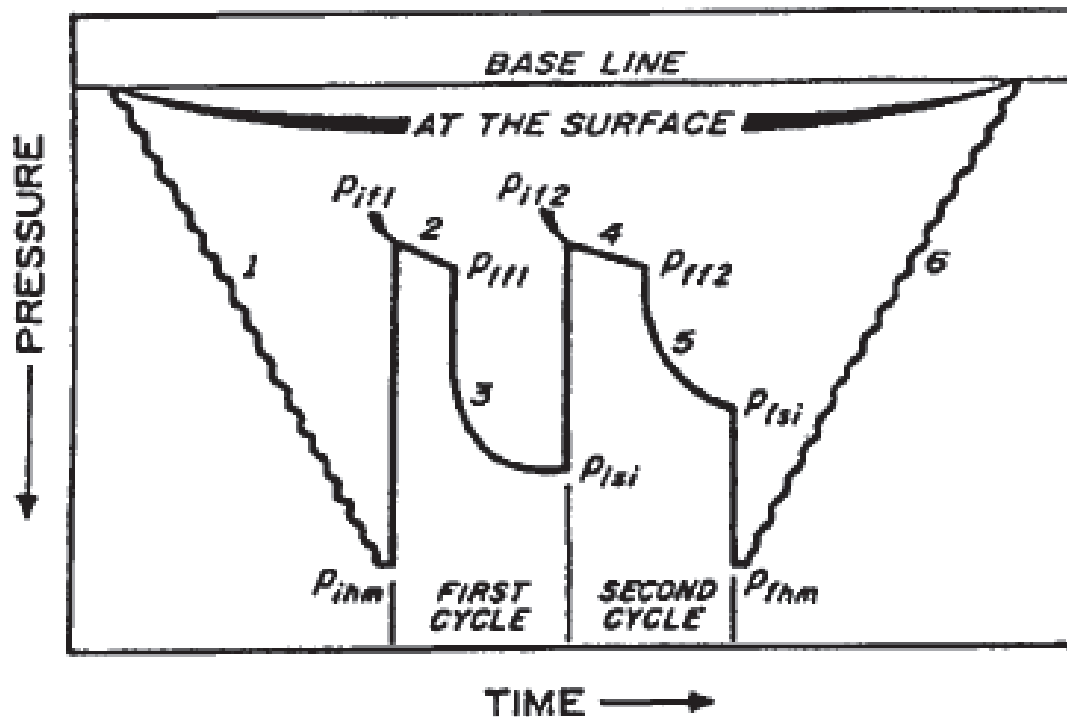
Con este tipo de pruebas, el pozo es controlado por una válvula de cierre en el fondo. Es una prueba de presión corta durante la perforación utilizando la tubería de perforación. Está formada por pruebas de declinación y restauración de presión consecutivas.

Antes de la prueba, el pozo es llenado parcialmente con un líquido previamente diseñado para aplicar una presión hidrostática P_o por encima de la válvula, dicha presión es menor a la presión de formación P_i . Cuando la válvula de la prueba es abierta, una caída instantánea de presión es transmitida a la cara de la arena, y los fluidos de la formación inician a fluir hacia el pozo.

2.7.1 SECUENCIA DE RESPUESTAS OBTENIDAS DE LA PRUEBA

La figura 2.74 representa la respuesta típica de la presión para una prueba DST.

FIGURA 2.74: CARTA TÍPICA DE PRESIÓN EN UNA PRUEBA DST



FUENTE: LEE John (et al). "Pressure Transiente Testing"

La secuencia de la figura 2.74 se puede describir de la siguiente manera:

La línea base representa la presión en superficie.

La línea 1 corresponde al período durante el cual se está bajando la herramienta en el pozo. Como se observa, la presión hidrostática del lodo de perforación aumenta a medida que la herramienta es bajada conjuntamente a la tubería de perforación.

P_{ihm} es la presión hidrostática inicial de la columna de lodo cuando la herramienta ha llegado al intervalo que va a ser probado. Cuando la válvula de prueba es abierta, la presión cae inmediatamente de P_{ihm} a la presión fluyente inicial durante el primer período de flujo, P_{if1} .

La línea 2 es la respuesta de la presión durante el período de flujo inicial. Mientras el fluido fluye hacia la tubería de perforación, el nivel de líquido en la tubería asciende y causa que la presión en la herramienta se incremente desde P_{if1} a la presión final de flujo durante el primer período de flujo, P_{ff1} .

La curva 3 es el período de cierre inicial. Cuando la válvula de prueba está cerrada, la presión incrementa hasta la presión de cierre inicial, P_{isi} .

Cuando la válvula de prueba es reabierta para el período de flujo final, la presión cae inmediatamente desde la presión de cierre inicial, P_{sis} , hasta la presión inicial de flujo durante el segundo período de flujo, P_{if2} .

La línea 4 es la respuesta de presión durante el período final de flujo. Como en el período inicial de flujo, la presión incrementa de P_{if2} a P_{ff2} , la presión final de flujo en el segundo período de flujo, mientras que el nivel de líquido en la tubería asciende.

La curva 5 es el período de cierre final. Cuando la válvula de prueba se cierra, la presión incrementa hasta la presión de cierre final, P_{fsi} .

Cuando los packers se sueltan después del final de la prueba, la presión retorna a la presión hidrostática de la columna de lodo, P_{fhm} .

La línea 6 muestra el decremento de presión hidrostática de la columna de lodo mientras la herramienta se saca del hueco.

2.7.2 HERRAMIENTAS DST

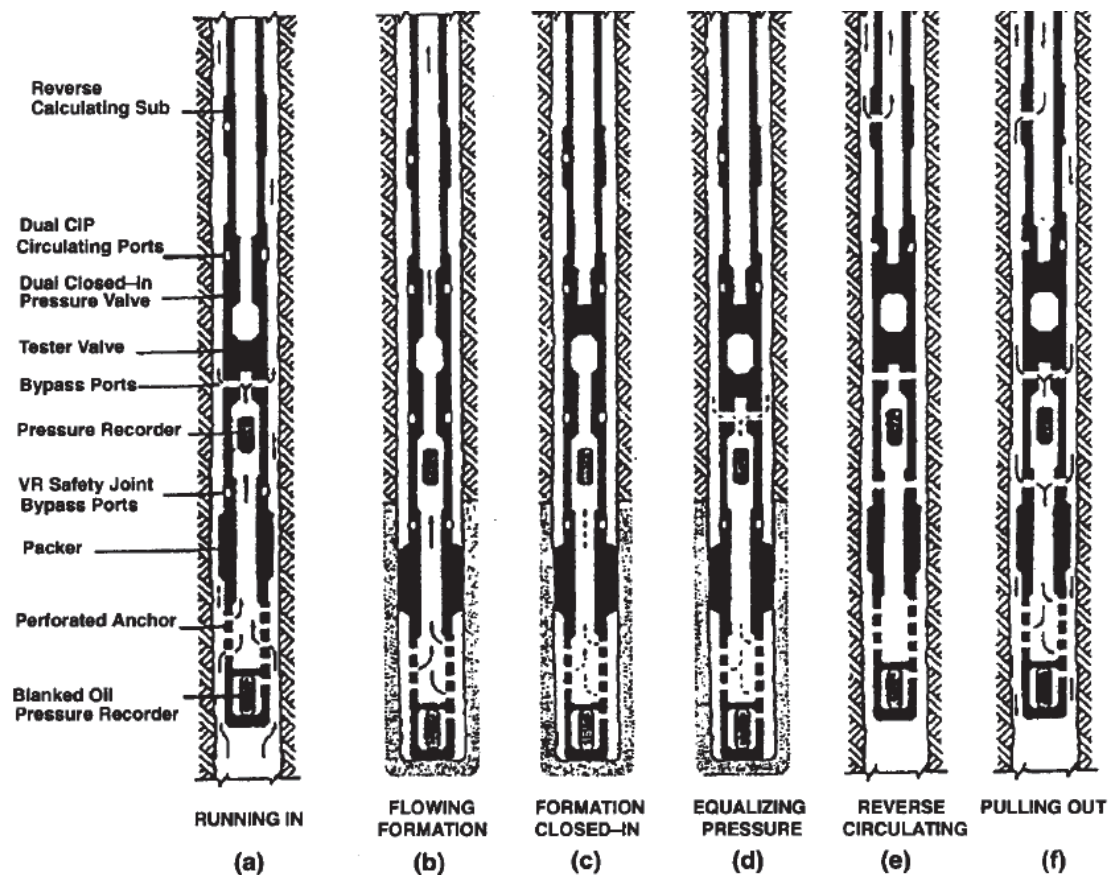
Las herramientas utilizadas para correr una prueba DST generalmente consisten en medidores de presión, uno o dos packers, y un conjunto de válvulas de flujo.

La figura 2.75 ilustra la secuencia de eventos en un DST convencional, que ocurre como sigue:

- Bajando la sarta al pozo (figura a). Válvula CIP abierta, válvula de prueba cerrada, puerto bypass abierto.
- Fluye la formación (figura b). Válvula CIP abierta, válvula de prueba abierta, puerto bypass cerrado; formación fluye hacia la sarta (puede o no llegar a superficie).
- La formación está cerrada (figura c). Válvula CIP cerrada, válvula de prueba abierta, puerto bypass cerrado; cesa el flujo desde la formación; la presión incrementa en la formación.
- Equiparamiento de presión (figura d). Válvula CIP cerrada, válvula de prueba cerrada (muestra de fluido de formación es atrapado entre las

válvulas), puerto bypass abierto; equiparamiento de presión a través del packer.

FIGURA 2.75: HERRAMIENTA USADA PARA UNA PRUEBA DST



FUENTE: LEE John (et al). "Pressure Transiente Testing"

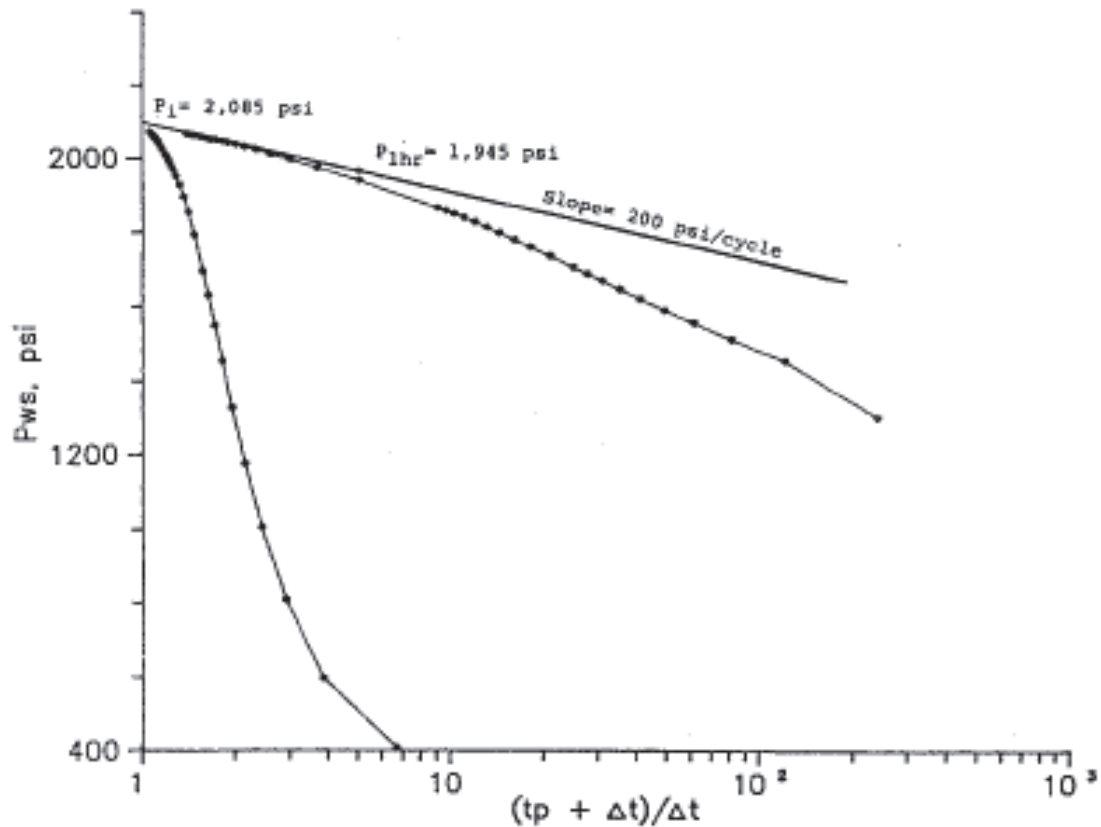
2.7.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DST

2.7.3.1 Análisis de Horner

La información de incremento de presión en una prueba DST es analizada como cualquier otra información de build-up. En una prueba DST, el período de flujo tiene aproximadamente la misma duración que el período de cierre, por lo tanto el incremento de presión debe ser analizado con el gráfico de Horner, P_{ws} vs $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$. El valor de t_p es usualmente la duración del período de flujo precedente. Sin embargo, si el período de flujo inicial es muy largo, es más exacto usar la suma de los períodos de flujo para t_p en el último incremento de

presión (build-up). La figura 2.76 muestra el comportamiento típico de un cierre inicial y final de una prueba DST.

FIGURA 2.76: GRÁFICO DE HORNER PARA PERÍODOS DE CIERRE EN UNA PRUEBA DST



FUENTE: SABET M. "Well test analysis"

Si el período de cierre es lo suficientemente largo, y el efecto de almacenamiento no es dominante, la gráfica de Horner de los datos de incremento de presión debería tener una recta con pendiente m , este valor será útil para determinar la permeabilidad:

$$k = \frac{162.6q\beta\mu}{mh} \quad (2.52)$$

El factor de daño se estima con la ecuación 2.53:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.53)$$

La ecuación para determinar la presión fluyente inmediata antes del cierre es:

$$\Delta P(\Delta t) = \frac{162.6q\beta\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} \right) + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3.228 + 0.8686S \right] \quad (2.54)$$

2.7.3.2 Análisis con curvas tipo

Se puede analizar este tipo de pruebas con el uso de curvas tipo y de empatar los resultados de la prueba original con el modelo presentado en las curvas tipo. Estas curvas se las usa siempre y cuando el flujo no alcance la superficie y no exista una variación significativa en el coeficiente de almacenamiento. En estas curvas la relación adimensional de presión está definida como:

$$P_{DR} = \frac{P_i - P_{wf}(t)}{P_i - P_o} \quad (2.55)$$

Donde P_o es la presión existente en la sarta de perforación inmediatamente antes de que el período de flujo inicie. Para el período de flujo inicial, P_o sería la presión atmosférica o la presión ejercida por cualquier fluido de amortiguamiento en la sarta. Para el período de flujo final, P_o sería la presión al final del primer período de flujo.

El tiempo adimensional se define como:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i r_w^2} \quad (2.56)$$

El coeficiente adimensional del almacenamiento viene expresado por la ecuación 2.57.

$$C_D = \frac{5.6146C}{2\pi\phi_i hr_w^2} \quad (2.57)$$

Quando se empatan las curvas, se definen algunos parámetros como: $(C_D e^{2s})_M$ obtenido de la curva tipo; el empate de la escala de tiempo t_M obtenido de los datos graficados y el punto correspondiente de la curva tipo $(t_D / C_D)_M$. La permeabilidad puede ser estimada a partir de la ecuación 2.58.

$$k = \frac{\mu}{0.000295h} \frac{C}{t_M} \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_M \quad (2.58)$$

No es necesario conocer el caudal de flujo para determinar la permeabilidad por este método.

El factor de daño se puede estimar con los parámetros del empate de curvas y está expresado por la ecuación 2.59.

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{\phi_i hr_w^2 (C_D e^{2s})_M}{0.89359C} \right] \quad (2.59)$$

2.7.4 PROBLEMAS EN PRUEBAS DST

Debido a la complejidad de operación de las herramientas en las pruebas DST, existen muchas oportunidades para que la prueba falle. Por lo tanto es importante examinar la respectiva carta DST con mucho cuidado y decidir si la prueba fue mecánica y operacionalmente satisfactoria. Esto debe hacerse en la ubicación del pozo para que se reinicie la prueba en caso de ser necesario.

Una buena carta DST tiene las siguientes características:

- La línea de presión base es recta y clara.
- La presión hidrostática inicial y final de lodo registrada son las mismas y son consistentes con la profundidad y con el peso de lodo.

- Las presiones fluyentes y los incrementos de presión son registradas como curvas suaves.

Frecuentemente, malas condiciones de hoyo, malfuncionamiento de herramientas, y otras dificultades pueden ser identificadas con las cartas DST. En el anexo 2 se muestra las curvas típicas para identificar los problemas al momento de correr estas pruebas.

2.8 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina índice de productividad IP y se simboliza con la letra J; la producción q está en bl/día de líquido y el abatimiento está expresado en psi.

2.8.1 IPR CONSTANTE DE LÍNEA RECTA

El índice de productividad constante es aplicado para petróleo subsaturado. La ecuación es:

$$IP = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (2.60)$$

Donde:

P_{wf} : presión de fondo fluyente

q : la tasa de flujo de líquido

P_r : presión promedio de reservorio.

2.8.2 ECUACIÓN DE DARCY

Esta ecuación resulta de la solución para flujo radial en un pozo dentro de un área de drenaje circular de límites de presión constante, asumiendo un flujo laminar.

$$P_r - P_{wf} = q * 141.2 \frac{\beta_o \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + sCA + s \right] \quad (2.61)$$

2.8.3 MÉTODO DE VOGEL

Vogel ha desarrollado una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbuja. Está ecuación es:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (2.62)$$

Donde:

q es la tasa de producción correspondiente a una presión fluyente dada PWF

p_r la presión de reservorio

q_{omax} es la tasa de producción máxima.

La relación de Vogel es válida solo cuando la presión de flujo del pozo es menor a la presión de punto de burbuja. Si se tiene un caso en que la presión se encuentra sobre la presión de burbuja se recomienda usar la combinación entre Vogel y otro método de IPR; por encima de P_b se puede utilizar la relación de Darcy o IPR lineal; mientras que debajo de P_b la relación de Vogel es la siguiente:

$$q = \frac{JP_b}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) + q_b \quad (2.63)$$

Donde:

$$q_{\max} = q_b + \frac{q_b P_b}{1.8(P_{ws} - P_b)} \quad (2.64)$$

2.8.4 MÉTODO DE FETKOVICH

Fetkovich desarrollo la siguiente ecuación para petróleo:

$$q = C \left(\bar{P}^2 - P_{wf}^2 \right)^n \quad (2.65)$$

La tasa de producción medida y su correspondiente presión fluyente servirán para determinar los factores n y C . El valor de n es generalmente menor a la unidad y en ocasiones tomar el valor de 1.

CAPÍTULO 3

DIGITALIZACIÓN, CLASIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN A REINTERPRETAR.

3.1 INTRODUCCIÓN

La información y análisis de pruebas de presión transitoria de los 10 primeros pozos perforados en el Campo Limoncocha con la que se cuenta actualmente generan incertidumbre, en vista que no están completos y son un tanto cuestionables.

Por lo antes mencionado es necesario realizar una reinterpretación de la data, pruebas de presión transitoria, mediante la digitalización, calificación y validación de la data precedente, para así generar los distintos tipos de curvas de interés y determinar el mecanismo de empuje del Campo.

3.2 DIGITALIZACIÓN

La digitalización consiste en transcribir la data de las pruebas de presión tomadas a un formato accesible, dado que estas se encuentran solamente impresas en documentos, los cuales han sido escaneados. La figura 3.1 presenta un ejemplo de una prueba DST, mientras que la figura 3.2 muestra un ejemplo de una prueba de restauración de presión que han sido digitalizadas.

Para el presente estudio los datos han sido digitalizados en "Microsoft Excel" en vista de que este Software nos brinda facilidad para manipular y tabular los mencionados datos.

3.3 CLASIFICACIÓN

Para la clasificación de las pruebas se han tomado en cuenta los parámetros y especificaciones, los cuales se presentan en la siguiente tabla.

TABLA 3.1: CLASIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS

POZO	FECHA	ARENA	INTERVALO DISPARADO	H(ft)	Ø (%)	Sw (%)	API	Tp (hr)	Qo (BPD)	BSW %	TIPO DE PRUEBA
1	10/12/1994	TS	9698-9699; 9702-9708; 9716-9721	36.0	15.3	47.8	27.7	33.5	1698	10.0	BUILD UP
2	02/12/1992	TS	9698-9715; 9686-9692; 9662-9670; 9653-9658; 9730-9757	14.0	14.1	43.9	29.8	13.0	1158	62.0	BUILD UP
3	04/11/1992	UI	9417-9464	40.0	18.2	11.2	27	15.0	2794	0.5	BUILD UP
4	07/12/1992	TP	9653-9658; 9662-9670; 9686-9692; 9698-9715; 9730-9748	54.0	17.1	34.7	20	16.0	2675	0.5	BUILD UP
5	01/03/1994	TP	9710-9730; 9740-9744	24.0	16.6	26.5	28.1	9.0	2269	0.5	BUILD UP
6	08/03/1994	TS	9684-9691	7.0	16.6	26.5	29.5	16.0	1368	5.0	BUILD UP
7	25/06/1998	UI	9487-9497	10.0	16.8	20.7	22.5	11.0	864	40.0	BUILD UP
8	01/04/1994	TP	9665-9685	20.0	18.5	35.6	29	48.0	2700	10.0	BUILD UP
9	23/03/1994	TS	9689-9706	17.0	13.1	48.0	26.8	17.0	1872	0.5	BUILD UP
10	19/04/1994	TP	9716-9725	9.0	19.2	48.8	26.8	26.0	998	1.0	BUILD UP
11	28/04/1994	UI	9466-9494	26.0	17.3	28.3	13.5	34.0	960	60.0	BUILD UP
12	15/04/1996	TS	9689-9706	17.0	13.1	48.0	28.8	15.0	899	28.0	BUILD UP
13	08/05/1996	TS	9689-9706	17.0	13.1	48.0	27.2	27.0	665	37.0	BUILD UP
14	26/05/1994	TS	9689-9706	17.0	13.1	48.0	26.8	8.1	1027	0.0	DST
15	09/06/1998	UI	9466-9478	12.0	17.3	28.3	19.1	11.0	547	40.0	BUILD UP
16	11/05/1994	TP	9719-9725	6.0	18.0	23.9	-	-	-	-	DST
17	16/05/1994	TP	9696-9702	6.0	18.0	23.9	-	-	-	-	DST
18	18/05/1994	TP	9696-9702	6.0	18.0	23.9	-	31.6	960	70.0	DST
19	21/05/1994	TS	9671-9682	11.0	13.8	43.6	-	36.0	1080	8.0	DST
20	25/05/1994	UI	9464-9484	20.0	14.5	20.4	18.5	23.9	1472	0.8	DST
21	31/05/1994	US	9439-9462	13.0	16.2	10.3	-	23.3	244.8	40.0	DST
22	02/08/1994	UI	9458-9478; 9438-9449; 9420-9431	42.0	17.8	18.4	18.3	14.0	1733	1.0	BUILD UP
23	15/07/1994	UI	9488-9500	12.0	17.8	18.4	17	17.0	1008	-	DST
24	19/07/1994	UI	9458-9478	20.0	17.8	18.4	18.1	24.9	1560	-	DST
25	25/07/1994	UI	9420-9449	29.0	17.8	18.4	16.9	25.9	1320	-	DST
26	30/08/1994	TP	9708-9718; 9726-9750	34.0	19.7	22.1	28.5	24.0	2312	0.7	BUILD UP
27	20/11/1994	TS	9708-9718; 9726-9750	34.0	14.1	40.3	29	1.2	2326	7.0	DST
28	09/10/1995	UI	9434-9456; 9462-9472	32.0	19.8	10.3	20.5	13.0	2465	21.0	BUILD UP
29	20/05/1996	UI	9461-9466; 9476-9484	13.0	18.1	21.6	19.2	19.0	618	22.0	BUILD UP
30	24/05/1996	UI	9461-9466; 9476-9484	13.0	18.1	21.6	19.2	32.0	700	46.0	BUILD UP

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACION: Andrade Daniel – García Victor

FIGURA 3.1: EJEMPLO DE DATA A DIGITALIZAR: FRAGMENTO PRUEBA DST

Date: 19 07 94		Page No: 3.1.2	
PRESSURE VS TIME			
			Gauge Depth: 9373.00 ft
TIME HH:MM:SS	D TIME (min)	PRESSURE (psi)	TEMP (F)
COMMENTS			
20-Jul-94		Data Print Frequency: 50	
*** Start of Period 1 ***			
15:03:39	0.0000	2386.982	212.322
15:04:00			3200 PSI.
15:16:29	0.2139	2347.933	216.046
15:30:09	0.4417	2338.489	217.604
15:45:29	0.6972	2313.878	218.419
16:00:59	0.9556	2349.753	218.834
16:16:59	1.2222	2302.071	219.143
16:32:29	1.4806	2297.556	219.411
16:48:39	1.7500	2295.917	219.619
17:05:09	2.0250	2283.507	219.776
17:11:29	2.1306	2301.028	219.834
17:26:49	2.3861	2278.187	219.932
17:42:49	2.6528	2274.037	220.055
17:58:49	2.9194	2297.870	220.126
18:14:59	3.1889	2304.922	220.191
18:30:49	3.4528	2318.700	220.245
18:47:19	3.7278	2325.750	220.291
19:03:59	4.0056	2325.695	220.346
19:20:19	4.2778	2338.593	220.394
19:34:19	4.5111	2358.562	220.409
19:49:09	4.7583	2463.311	220.375
20:02:59	4.9889	2456.598	220.309
20:13:49	5.1694	2513.735	220.308
20:22:39	5.3167	2506.419	220.272
20:37:09	5.5583	2561.373	220.272
20:53:29	5.8306	2568.814	220.174
21:09:49	6.1028	2553.634	220.186
21:26:19	6.3778	2541.061	220.216
21:42:49	6.6528	2511.528	220.271
21:59:29	6.9306	2524.914	220.319
22:09:09	7.0917	2512.406	220.353
22:21:09	7.2917	2510.030	220.377
22:37:29	7.5639	2541.518	220.375
22:53:49	7.8361	2547.293	220.376
23:10:19	8.1111	2553.999	220.384
23:26:49	8.3861	2537.154	220.426
23:43:29	8.6639	2524.982	220.460
23:59:59	8.9389	2499.392	220.491
21-Jul-94			
00:16:19	9.2111	2493.652	220.542
00:32:49	9.4861	2496.440	220.568
00:49:09	9.7583	2493.755	220.585
01:05:29	10.0306	2516.994	220.592
01:22:09	10.3083	2511.378	220.602
01:38:39	10.5833	2508.877	220.629

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

FIGURA 3.2: EJEMPLO DE DATA A DIGITALIZAR: FRAGMENTO PRUEBA BUILD-UP

FROM : LAOO AGRIO ADM PHONE NO. : 593 2 440362 Dec. 11 1994 03:15PM P02
 02-05-1995 16:10 PM FRUIT DUM
 ING. ENL. ESTADISTICA
 1-2
 PETROPRODUCCION

CARTA DE PRESION DE FONDO ESTADISTICA/RECUPERADA

Plazo: *20000000 # 01* Fecha: *10-11-94*
 acimiento: *NADA T* Mesa rotaria: *860*
 Intervalos controlados: *9696 - 9699, 9702 - 9708, 9716 - 9721*

PRUEBA DE PRODUCCION		PRODUCCION ACUMULADA	
Perforacion	<i>1598</i> BPPD	Petróleo	BBLS
Gas	MPGD	Agua	BBLS
Agua	<i>178</i> BAPD	Gas	MFG
AcS	<i>10</i> %		
Gravedad	<i>29.8</i> API		
Presión de flujo en la cabeza	<i>100</i> lpc		
Presión estática en la cabeza	lpc		
Tiempo de prueba	<i>33H:30</i> horas		
Tipo de prueba	<input type="checkbox"/> Flujo natural <input type="checkbox"/> Levantamiento artificial		
Tiempo de cierre	<i>0:00</i> minutos		
Número de elemento	<i>18103</i> rango <i>5000</i>		
Número reloj	<i>22230</i> intervalo <i>32H:00</i>		

PRESION RESTAURADA ESTATICA

Profundidad de la bomba: *3575* pies
 Presión de fondo fluyente: *2361* lpc

PROFUNDIDAD (pies)	TIEMPO (minutos)	DEFLECCION	PRESION (lpc)
	<i>33.30 HRS</i>	<i>0.914</i>	<i>2361</i>
	<i>0 MIN</i>	<i>0.914</i>	<i>2361</i>
	<i>1 "</i>	<i>1.020</i>	<i>2657</i>
	<i>3 "</i>	<i>1.124</i>	<i>2921</i>
	<i>5 "</i>	<i>1.150</i>	<i>2962</i>
	<i>7 "</i>	<i>1.165</i>	<i>3000</i>
	<i>10 "</i>	<i>1.180</i>	<i>3038</i>
	<i>15 "</i>	<i>1.182</i>	<i>3056</i>
	<i>25 "</i>	<i>1.170</i>	<i>3064</i>
	<i>30 "</i>	<i>1.136</i>	<i>3079</i>
	<i>45 "</i>	<i>1.134</i>	<i>3074</i>
	<i>60 "</i>	<i>1.131</i>	<i>3066</i>
	<i>70 "</i>	<i>1.129</i>	<i>3061</i>
	<i>80 "</i>	<i>1.120</i>	<i>3064</i>
	<i>100 "</i>	<i>1.123</i>	<i>3071</i>
	<i>110 "</i>	<i>1.105</i>	<i>3051</i>

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

3.4 VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS

Para la validación de las pruebas se ha utilizado una versión de Prueba del Software “F.A.S.T. WellTest” en el cual se puede cargar la data digitalizada previamente, con el fin de visualizar los diferentes puntos, para así considerando los fundamentos de Pruebas de Presión realizar un estudio detenido de cómo debería presentarse una prueba cuya data sea válida, presente inferencia (del pozo o herramientas), si la data fue bien tomada o simplemente los datos no nos sirven para continuar con el análisis y reinterpretación de la prueba.

3.5 CONTROL DE CALIDAD DE LAS PRUEBAS

3.5.1 LIMONCOCHA-1

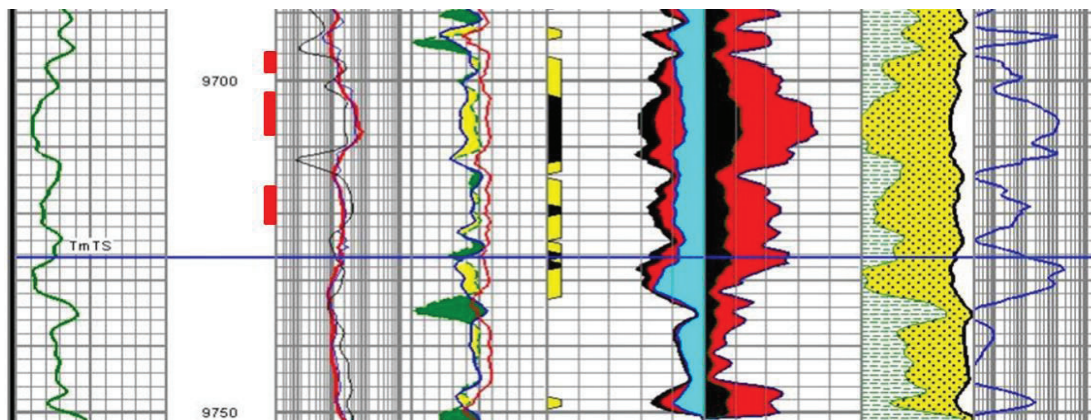
En el pozo Limncocha-1 se han realizado dos pruebas de restauración de presión, las cuales se analizarán a continuación.

3.5.1.1 Prueba de restauración de presión # 1

Esta prueba de restauración de presión realizada en este pozo se la tomó el 10 de diciembre de 1994, probándose la arena Napo “T”, en los siguientes intervalos perforados:

- 9696-9699 ft
- 9702-9708 ft
- 9716-9721ft

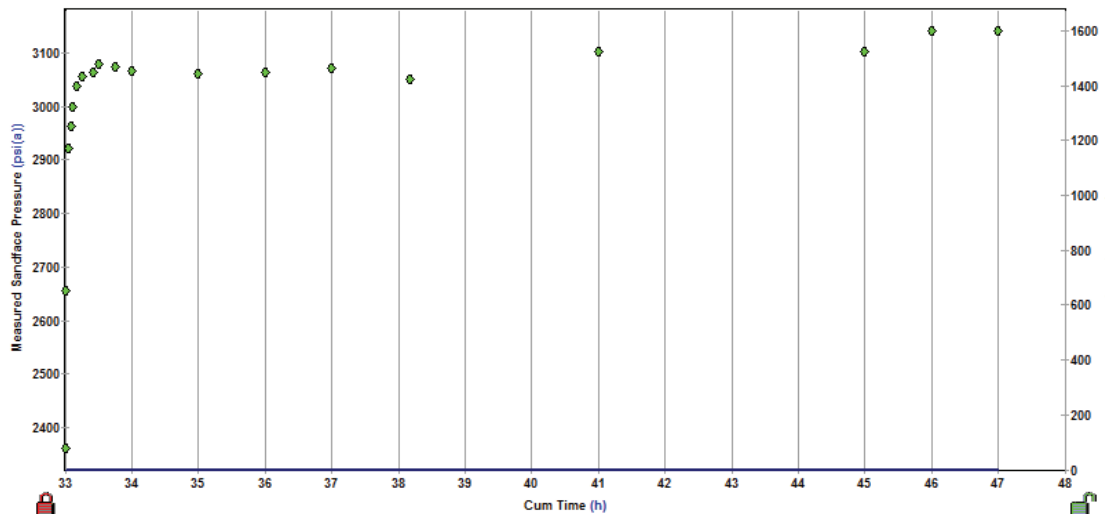
FIGURA 3.3: REGISTRO LMNA-001 ARENA NAPO “T” INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

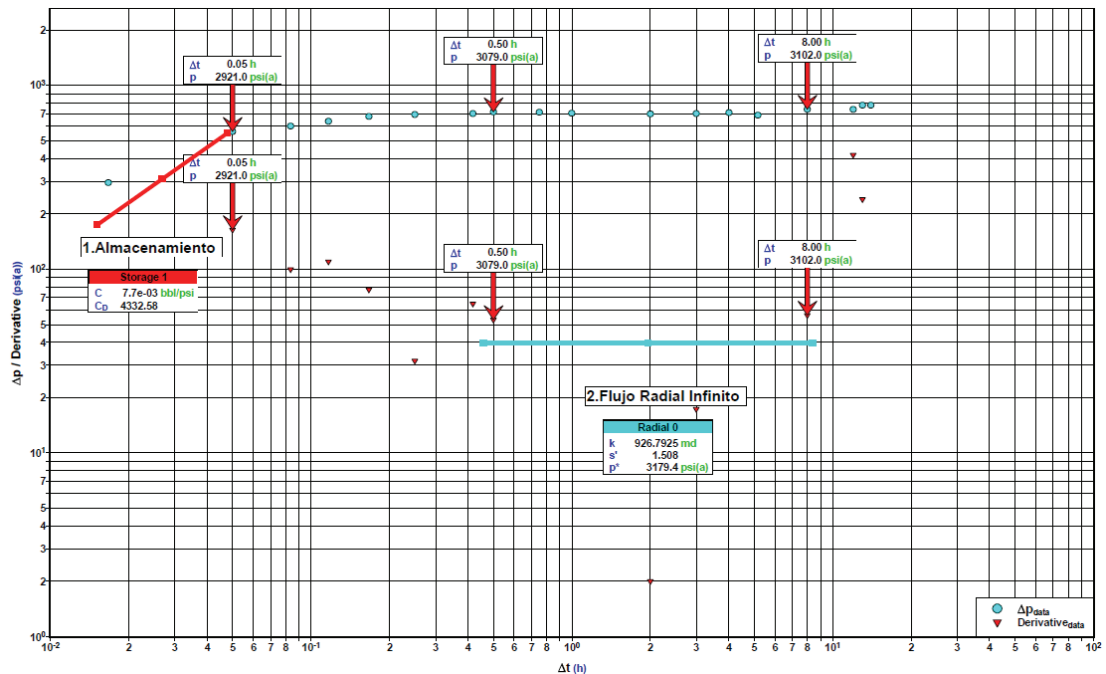
En esta prueba se considera un tiempo efectivo de producción (t_p) equivalente a 33 horas y el tiempo de cierre fue de 840 minutos (14 horas). La figura 3.4 presenta la variación de presión (restauración) vs el tiempo.

FIGURA 3.4: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNA-001



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.5: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNA-001



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.1.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

Primero se podría decir que los datos de presión y tiempo son pobres. En esta prueba no se puede asegurar que exista el período de almacenamiento, sin embargo se ha considerado un almacenamiento (asumido) hasta $\Delta t = 0.05$ hr.

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.05$ hr a $\Delta t = 0.5$ hr.

Flujo Radial Infinito:

En la prueba no se ve realmente esta región de pendiente igual a 0, sin embargo hemos considerado una región aproximada o estimada desde $\Delta t = 0.5$ hr a $\Delta t = 8$ hr.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos no se presenta efectos de límites.

Conclusión:

La prueba no es válida, se puede notar que la toma de datos es insatisfactoria, existen puntos de presión que se los toma cada 3 horas, por lo que el análisis es nulo.

3.5.2 LIMONCOCHA-2

En este pozo al igual que en Limoncocha-1 se han tomado dos pruebas de restauración de presión.

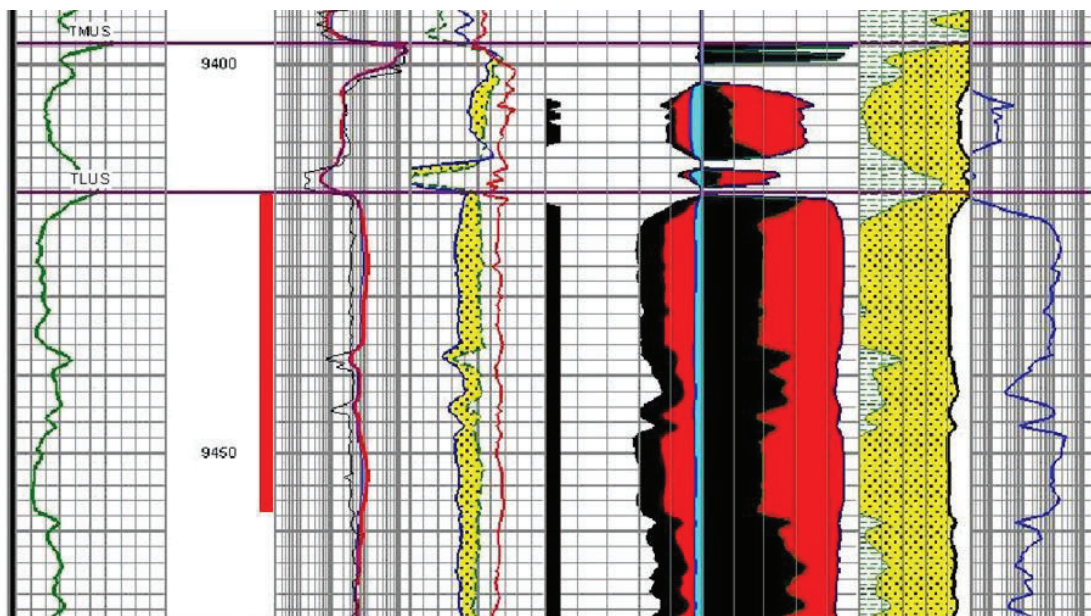
3.5.2.1 Prueba de restauración de presión # 1

Esta prueba se la realizó el día 4 de noviembre de 1992, probándose la arena "U" superior, dentro de los intervalos perforados:

- 9417-9457

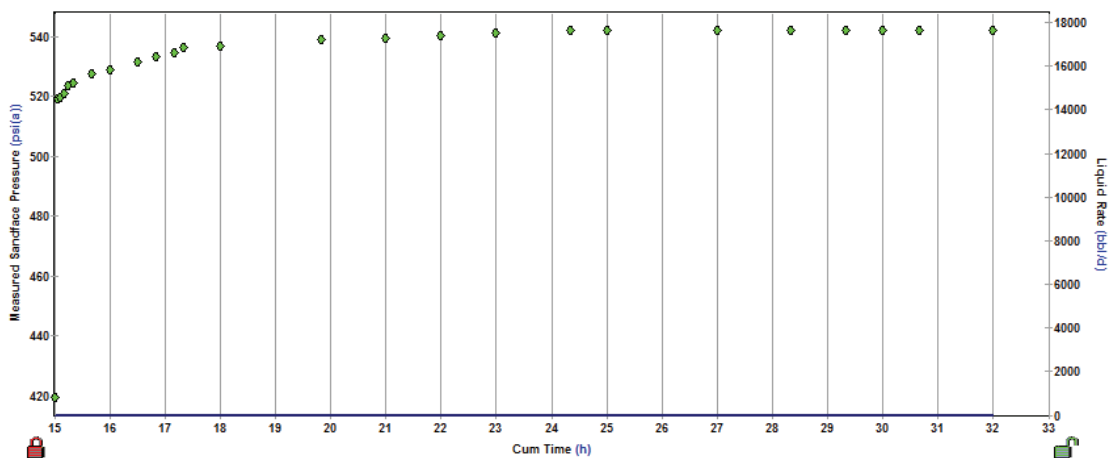
Para esta prueba de restauración de presión se ha considerado un tiempo efectivo de producción (t_p) de 15 horas, como se ve en la figura 3.7, y el tiempo de cierre fue de 1020 minutos (17 horas).

FIGURA 3.6: REGISTRO LMNB-002- ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.7: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNB-002



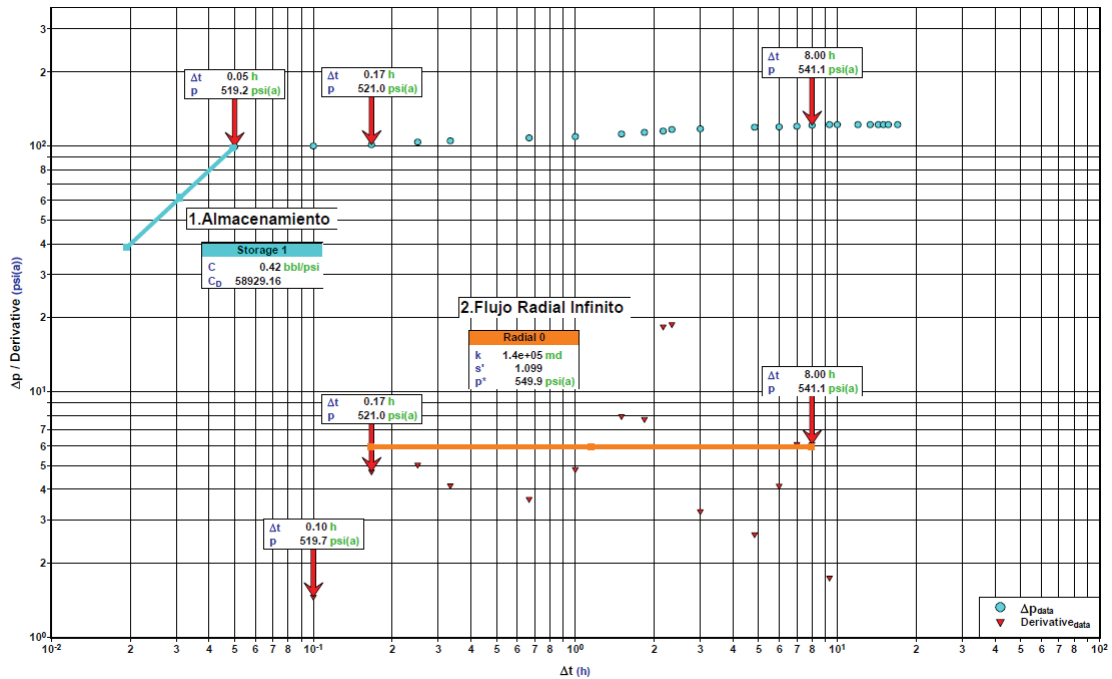
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.2.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

Esta prueba muestra un valor de almacenamiento muy bajo, como se aprecia en la figura 3.8, se ha determinado un período de almacenamiento que va desde el inicio de la prueba hasta $\Delta t = 0.05$ hr.

FIGURA 3.8: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNB-002



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

Período de Transición:

Se podría considerar que este período se presenta desde $\Delta t = 0.05$ hr a $\Delta t = 0.17$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Se podría decir que la recta de pendiente 0, flujo radial infinito, se encuentra desde $\Delta t = 0.17$ horas hasta $\Delta t = 8$ horas.

Efecto de Límites:

No presenta efectos de límite.

Conclusión:

La prueba muestra cierto grado de incertidumbre, la curva de la derivada no muestra muchos puntos para determinar las distintas regiones. Se puede obtener la curva IPR.

3.5.2.2 Prueba de restauración de presión # 2

Esta prueba de restauración de presión se la tomó el 2 de diciembre de 1992, probándose la arena "T" superior y "T" principal, en los siguientes intervalos perforados:

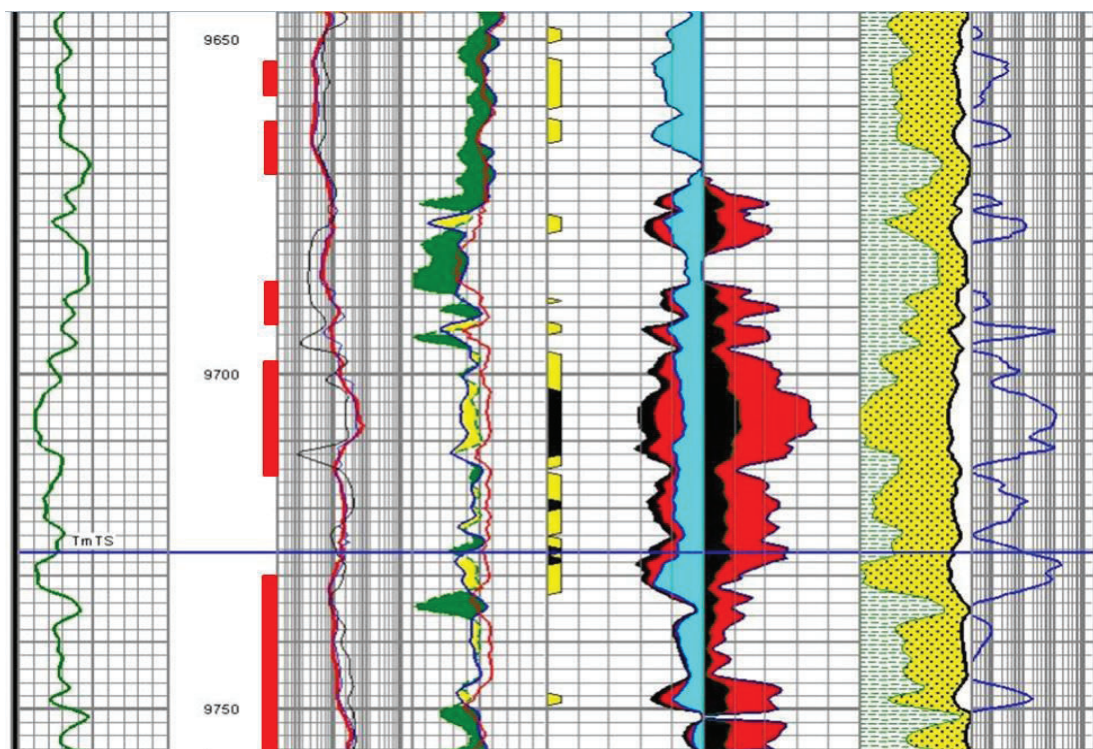
Arena T Superior:

- 9698-9715 ft.
- 9686-9692 ft.
- 9662-9670 ft.
- 9653-9658 ft.

Arena T Principal:

- 9730-9757 ft.

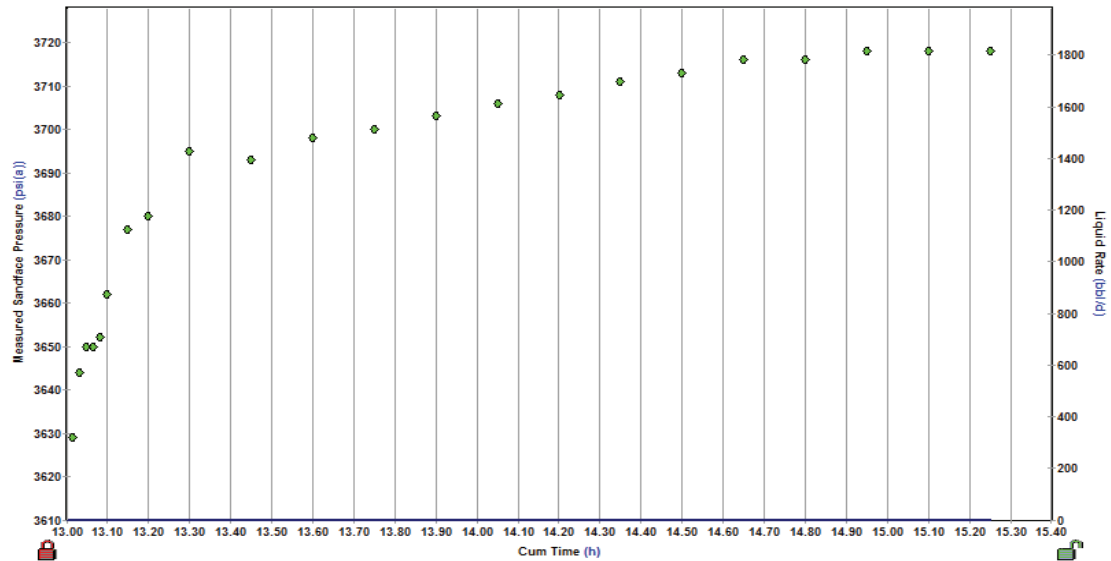
FIGURA 3.9: REGISTRO LMNB-002 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

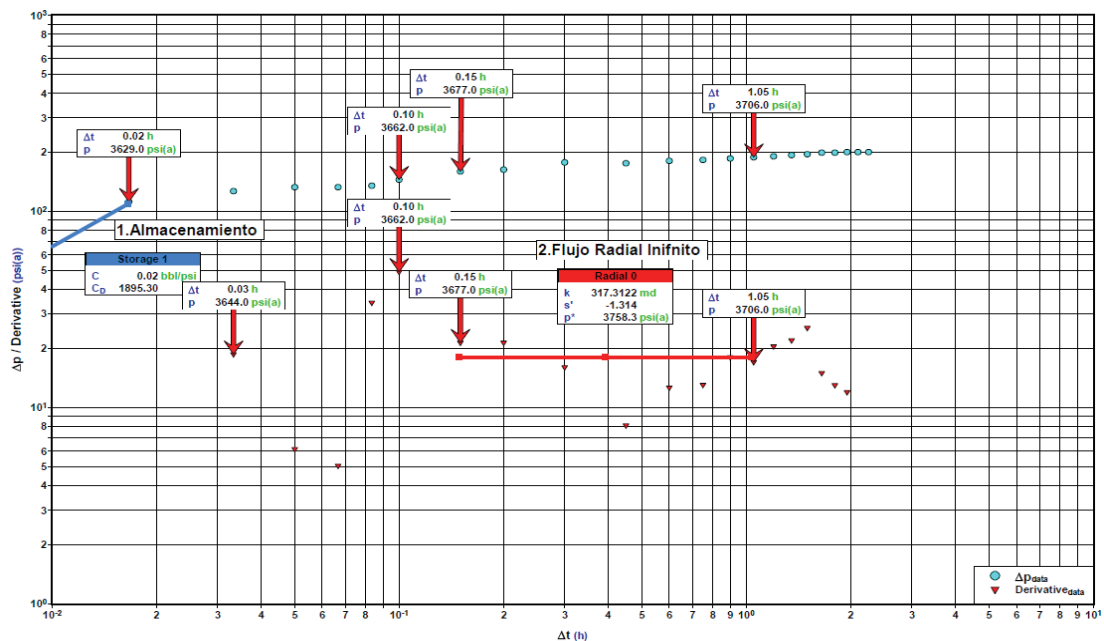
En esta prueba se considera un tiempo efectivo de producción (t_p) equivalente a 13 horas y el tiempo de cierre fue de 135 minutos (2.25 horas). La figura 3.10 presenta la variación de presión (restauración) vs el tiempo.

FIGURA 3.10: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNB-002



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.11: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNB-002



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.2.2.1 Análisis

Período de Almacenamiento.

Primero se podría decir que los datos de presión y tiempo son pobres. En esta prueba no se puede asegurar que exista el período de almacenamiento, sin embargo se ha considerado un almacenamiento (asumido) hasta $\Delta t = 0.02$ hr.

Período de Transición:

Es muy difícil distinguir esta región, lo que se ha considerado es que este período se presenta desde $\Delta t = 0.02$ hr a $\Delta t = 0.15$ hr.

Flujo Radial Infinito:

En la prueba no se ve claramente esta región de pendiente igual a 0, sin embargo hemos considerado una región aproximada o estimada desde $\Delta t = 0.15$ hr a $\Delta t = 1.05$ hr.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos no se presenta efectos de límites. Los puntos en esta región parecen producir falsos efectos de límites, puede ser por efectos del pozo.

Conclusión:

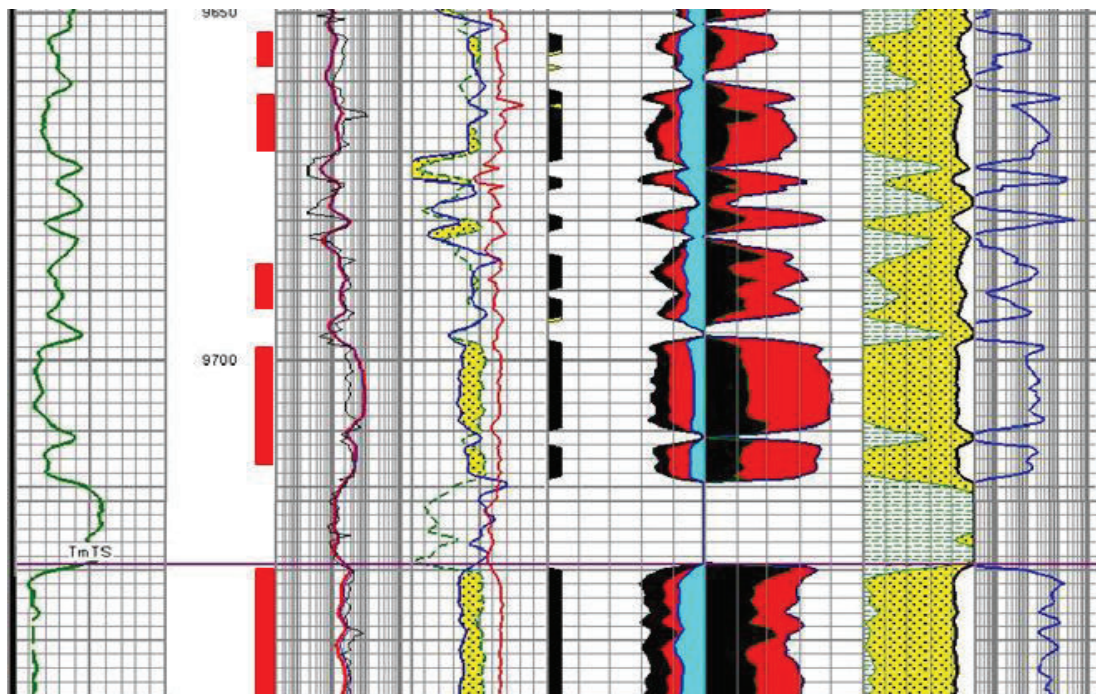
La prueba es válida

3.5.2.3 Prueba de restauración de presión # 3

Esta prueba realizada en el pozo Limoncocha-2 se la tomó el 7 de diciembre de 1992, en la Arena T, en los intervalos perforados:

- 9653 – 9658 ft.
- 9662 – 9670 ft.
- 9686 - 9692 ft.
- 9698 - 9715 ft.
- 9730 – 9748 ft.

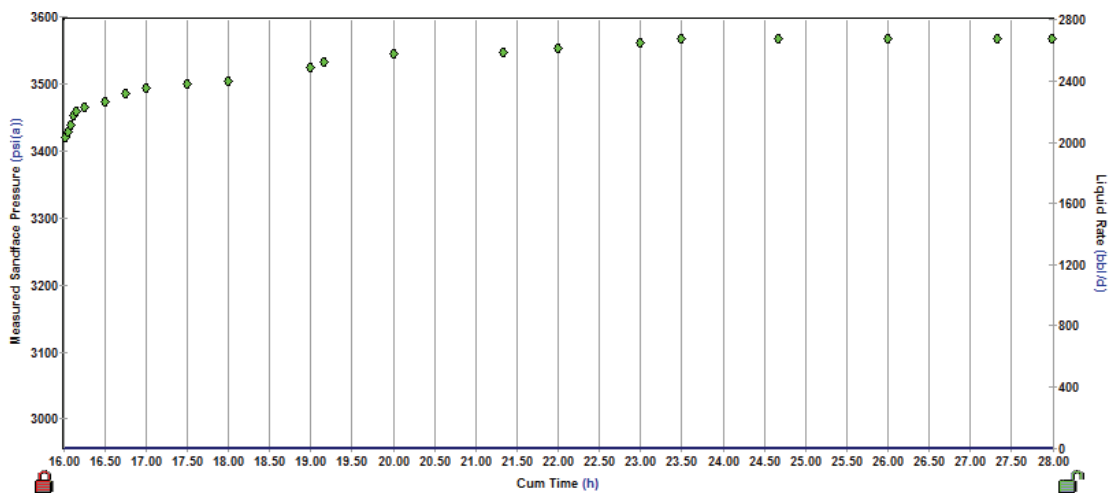
FIGURA 3.12: REGISTRO LMNB-002 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

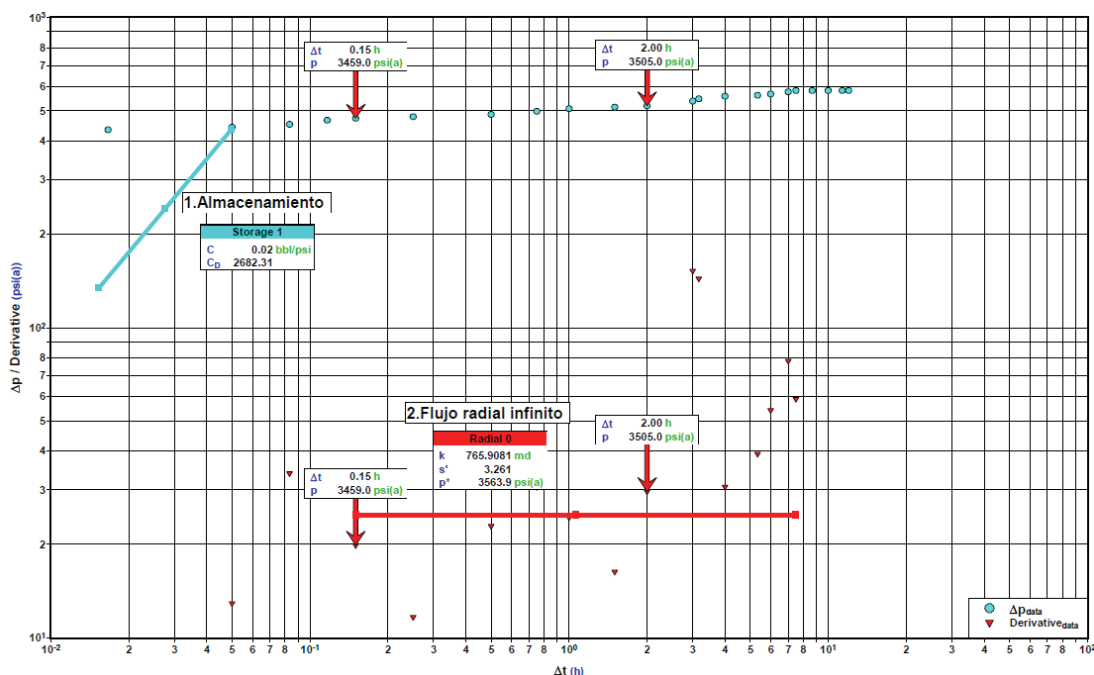
El tiempo de producción efectiva (t_p) es de 16 horas, el tiempo de cierre de la prueba fue de 12 horas.

FIGURA 3.13: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNB-002



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.14: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA # 3 LMNB-002



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.2.3.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

Esta prueba presenta un valor mínimo de almacenamiento, casi despreciable, bien podríamos no tomar en cuenta este período en esta prueba, sin embargo hemos considerado el efecto del almacenamiento para el análisis posterior.

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.08$ hr a $\Delta t = 0.15$ hr.

Flujo Radial Infinito:

La región de flujo radial infinito caracterizado por la línea de pendiente 0 se podría asumir que se encuentra desde $\Delta t = 0.15$ horas hasta $\Delta t = 2$ horas. Igualmente resulta un poco difícil determinar la región.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos parecería que se presenta efectos de límites de no flujo, parecería que tiene un falso efecto de límites, sin embargo no se puede

descartar que sea efecto del pozo. Se puede clasificar a la prueba desde dudosa hasta no válida.

Conclusión:

La prueba tiene cierto grado de incertidumbre, la calificaríamos como dudosa.

3.5.3 LIMONCOCHA-3

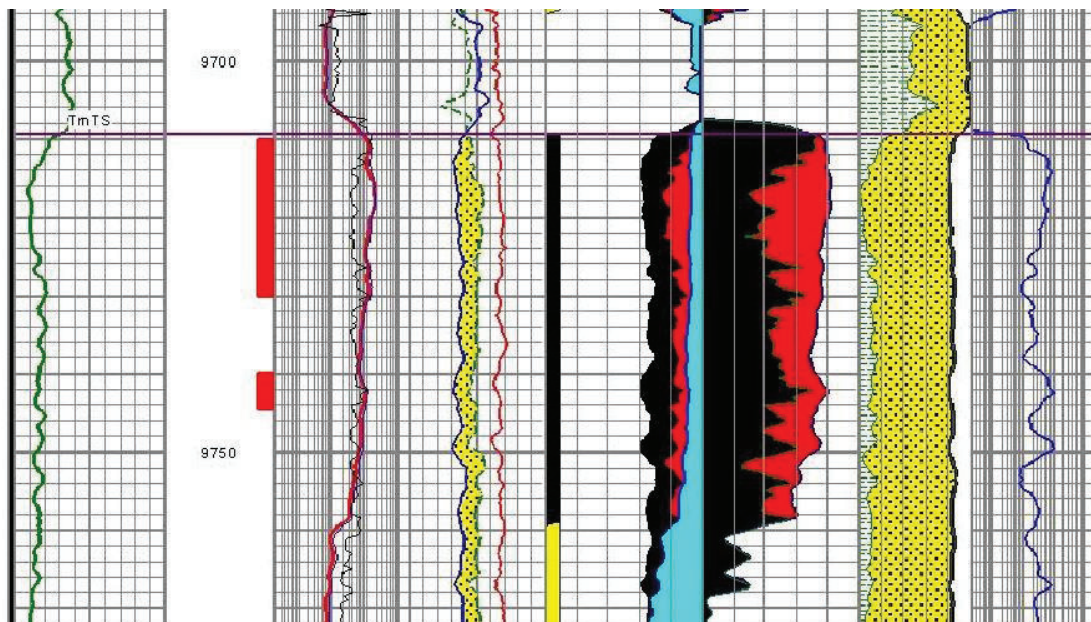
En este pozo se han realizado tres pruebas de restauración de presión.

3.5.3.1 Prueba de restauración de presión # 1

La primera prueba se la realizó el 1 de marzo de 1994, probando la arena "T" principal, y estudiando los siguientes intervalos perforados:

- 9710-9730 ft.
- 9740-9744 ft.

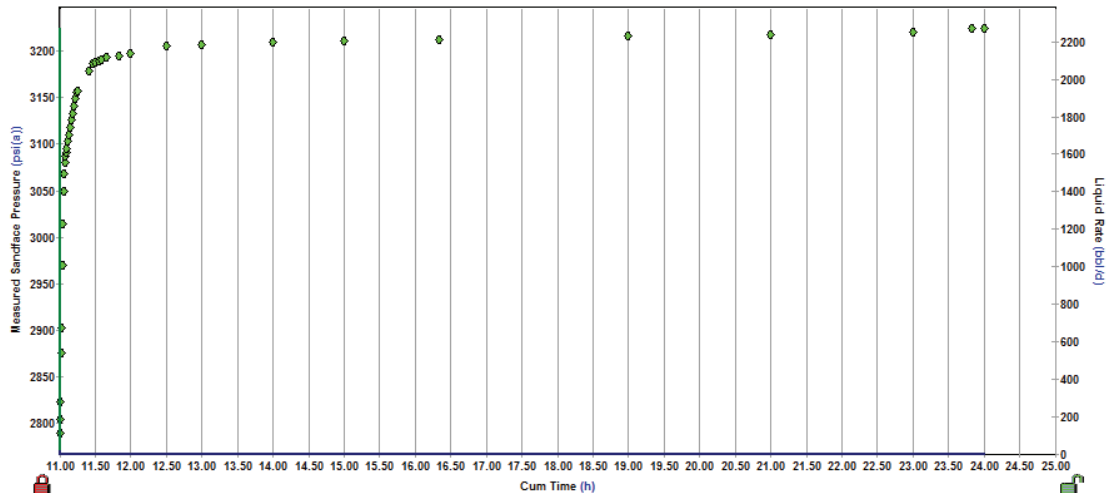
FIGURA 3.15: REGISTRO LMNC-003 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

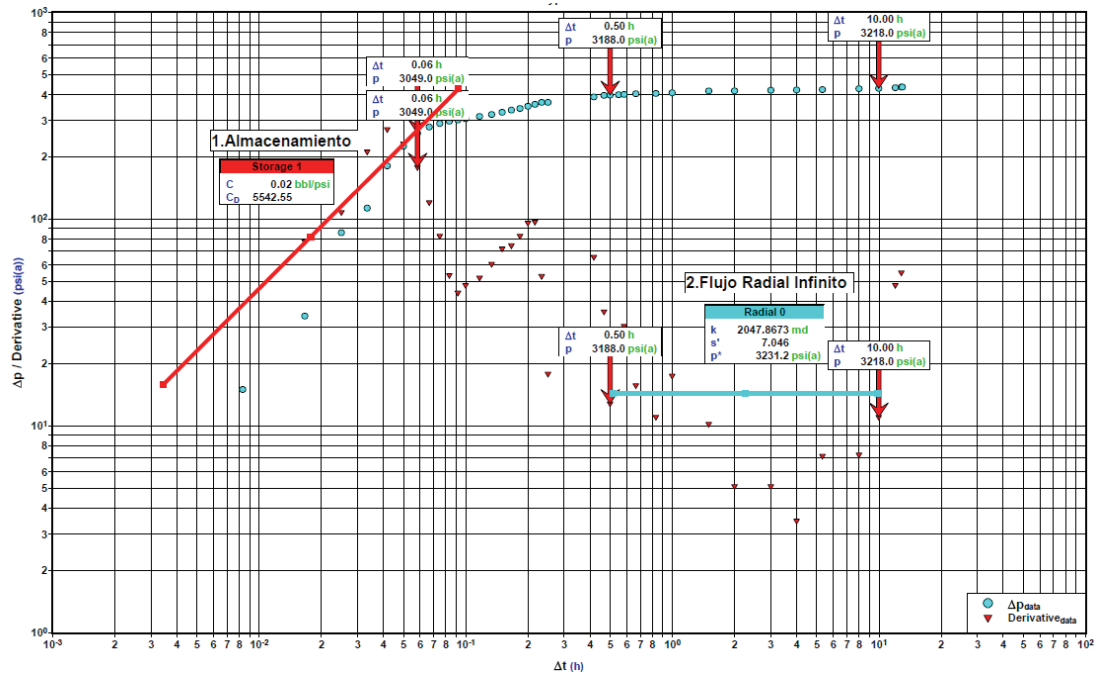
El tiempo efectivo de producción (t_p) para esta prueba fue de 11 horas, mientras que el tiempo de cierre se consideró 780 minutos (13 horas). La figura 3.16 indica la restauración de presión vs tiempo.

FIGURA 3.16: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNC-003



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.17: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNC-003



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.3.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

Este período se presenta en los tiempos iniciales de la prueba hasta $\Delta t = 0.06$ hr

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.06$ hr a $\Delta t = 0.5$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Se observa este período de flujo en la región de tiempos medios, caracterizado por una pendiente $m = 0$ en el intervalo $\Delta t = 0.5$ hr a $\Delta t = 10$ hr.

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites, sin embargo se aprecia ciertos puntos que parecerían efectos de límites, sin embargo estos puntos son producto de efectos del pozo.

Conclusión:

La prueba es válida

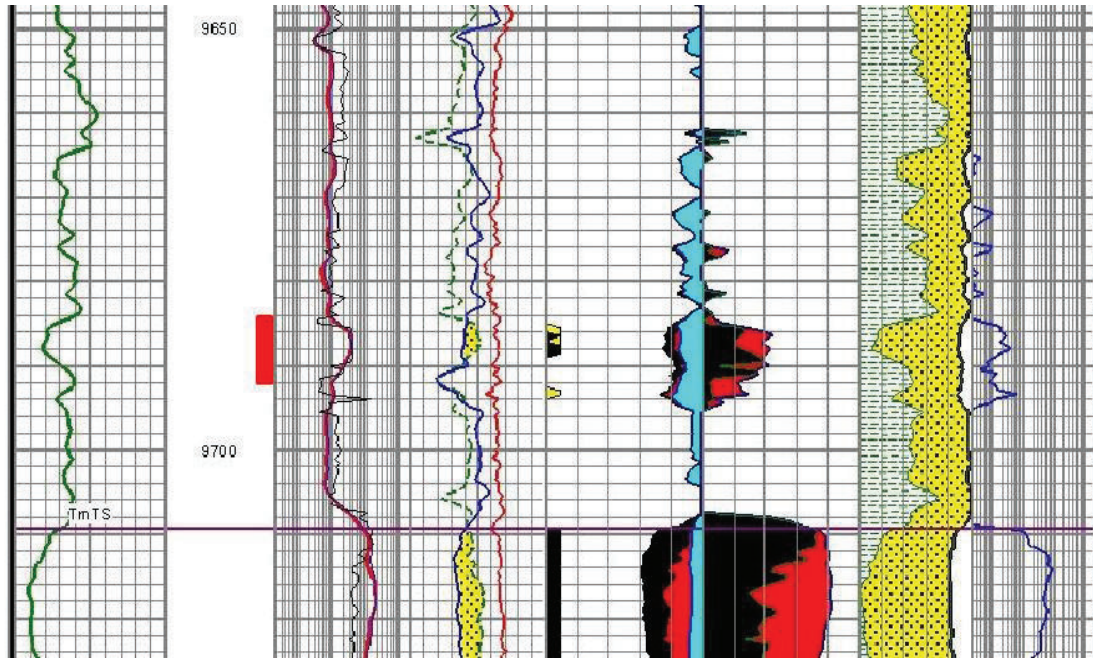
3.5.3.2 Prueba de restauración de presión # 2

La segunda prueba tomada en el pozo Limoncocha-3 se realizó el 8 de marzo de 1994, probando la arena Napo "T" superior, y en los intervalos:

- 9684-9691

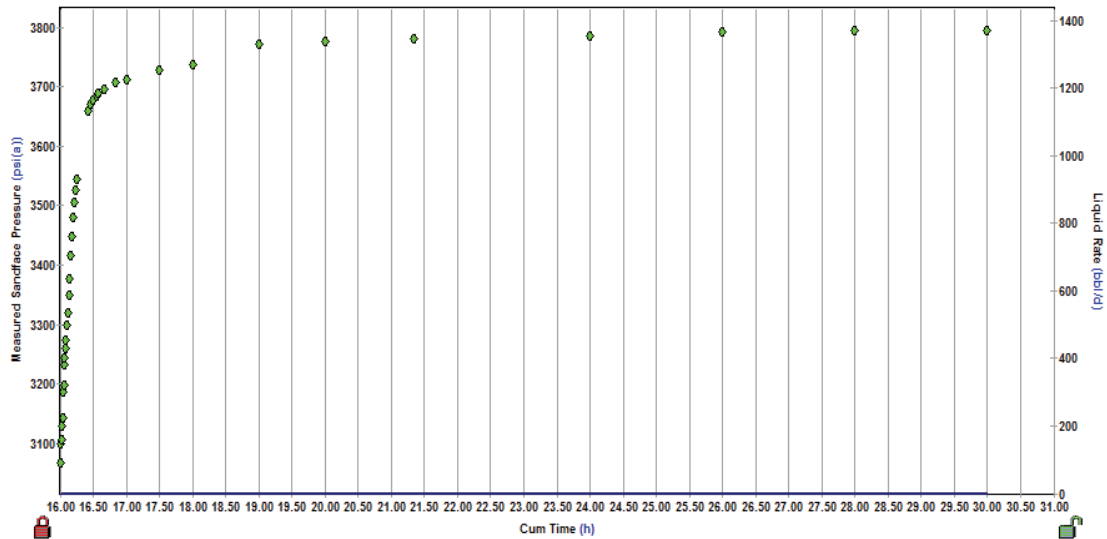
El tiempo de producción efectiva (t_p) antes del cierre es de 16 horas, mientras que el tiempo de cierre en el que se realizó la prueba es de 14 horas.

FIGURA 3.18: REGISTRO LMNC-003 ARENA NAPO "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



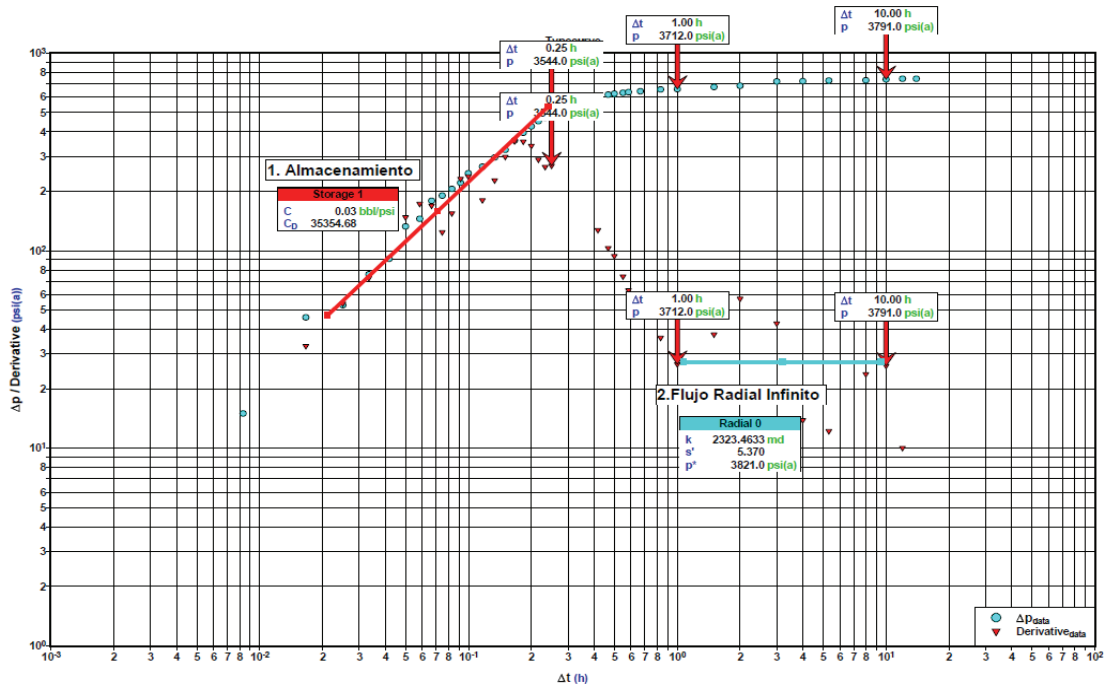
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.19: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNC-003



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.20: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNC-003



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.3.2.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

Este período representado por una pendiente igual a 1 se presenta en los tiempos iniciales de la prueba hasta $\Delta t = 0.25$ hr

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.25$ hr a $\Delta t = 1$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Se observa este período de flujo en la región de tiempos medios, caracterizado por una pendiente $m = 0$ en el intervalo $\Delta t = 1$ hr a $\Delta t = 10$ hr.

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites.

Conclusión:

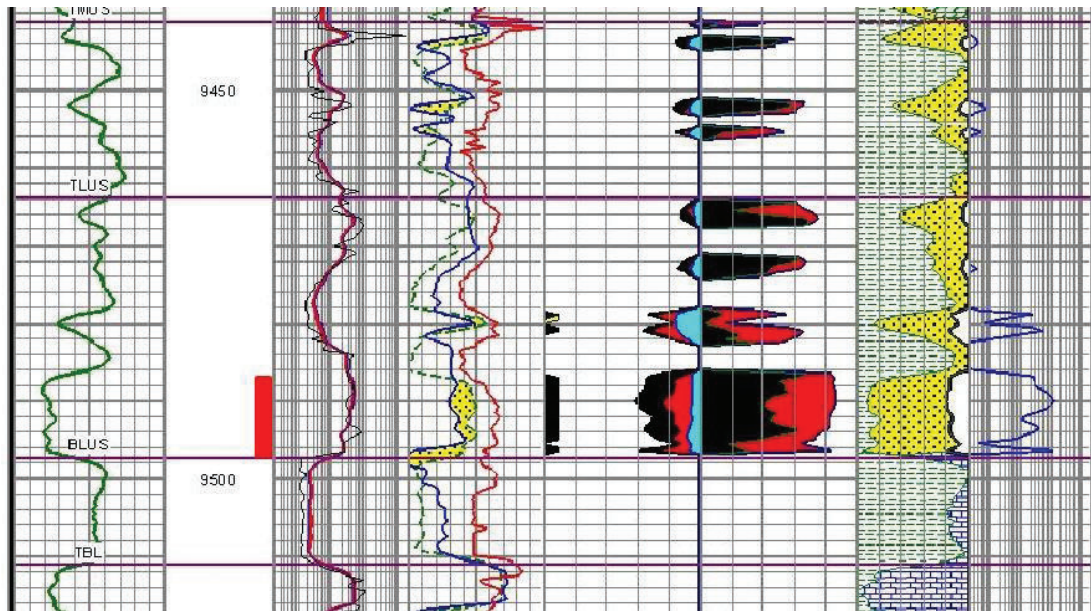
La prueba es válida

3.5.3.3 Prueba de restauración de presión # 3

La tercera prueba tomada en el pozo Limoncocha-3 es relativamente nueva si se compara con las otras; esta se realizó el 25 de julio de 1998, en la arena "U" superior, probando los intervalos perforados:

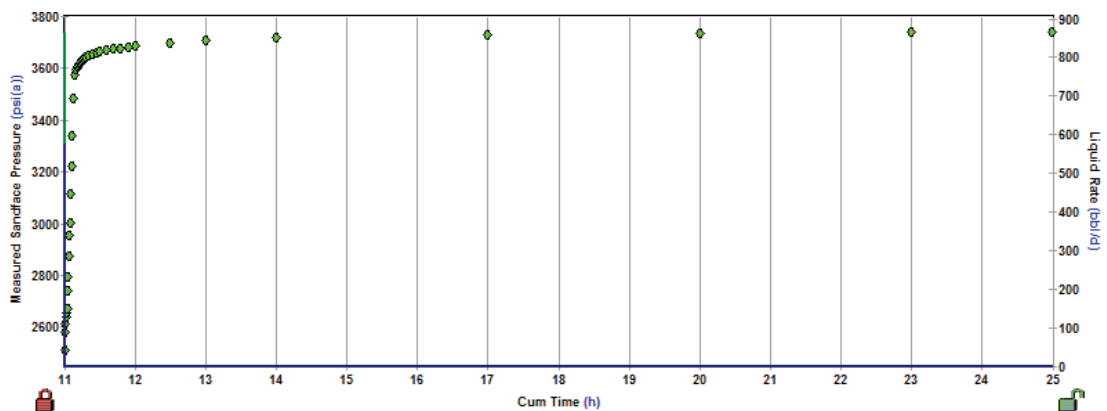
- 9487-9497 ft.

FIGURA 3.21: REGISTRO LMNC-003 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

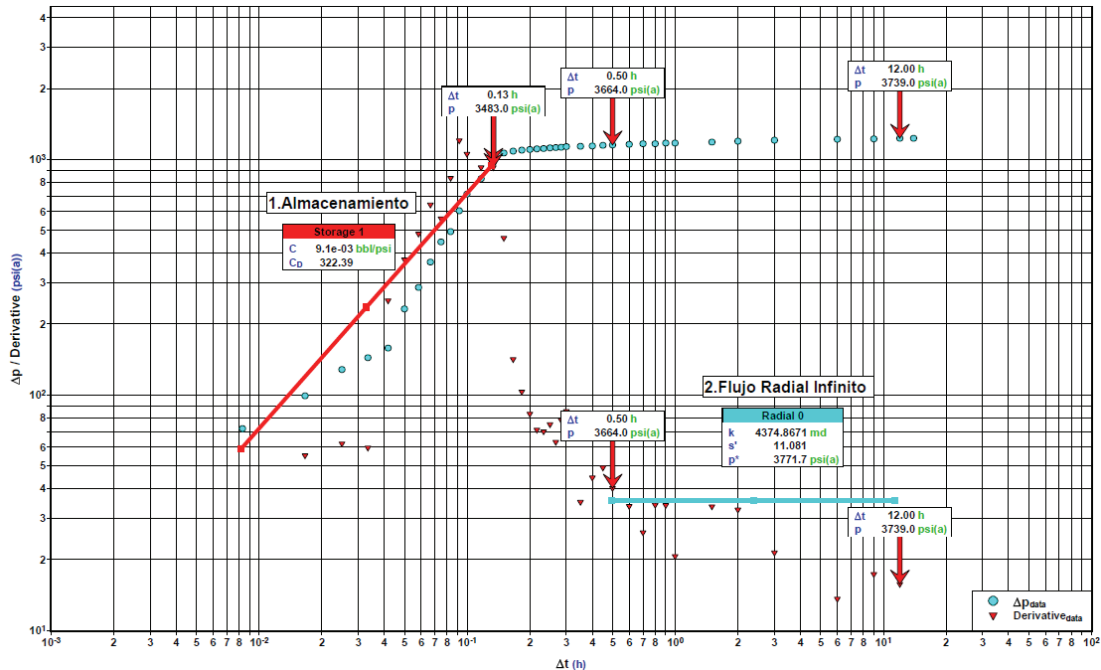
FIGURA 3.22: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNC-003



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

La figura 3.22 muestra la restauración de presión (P vs t), donde el tiempo efectivo de producción (t_p) fue de 11 horas, mientras que el tiempo de cierre para realizar la prueba fue de 14 horas.

FIGURA 3.23: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #3 LMNC-003



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.3.3.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

Se aprecia este período en la prueba, el mismo que termina a $\Delta t = 0.13$ hr

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.13$ hr a $\Delta t = 0.5$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Se observa este período de flujo en la región de tiempos medios, caracterizado por una pendiente $m = 0$. Aunque los puntos de presión parecen no seguir una tendencia de pendiente igual a 0 (puede darse por efectos del pozo), la región de flujo radial infinito se lo ha considerado desde $\Delta t = 0.5$ hr a $\Delta t = 12$ hr.

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites.

Conclusión:

La prueba es válida

3.5.4 LIMONCOCHA-4

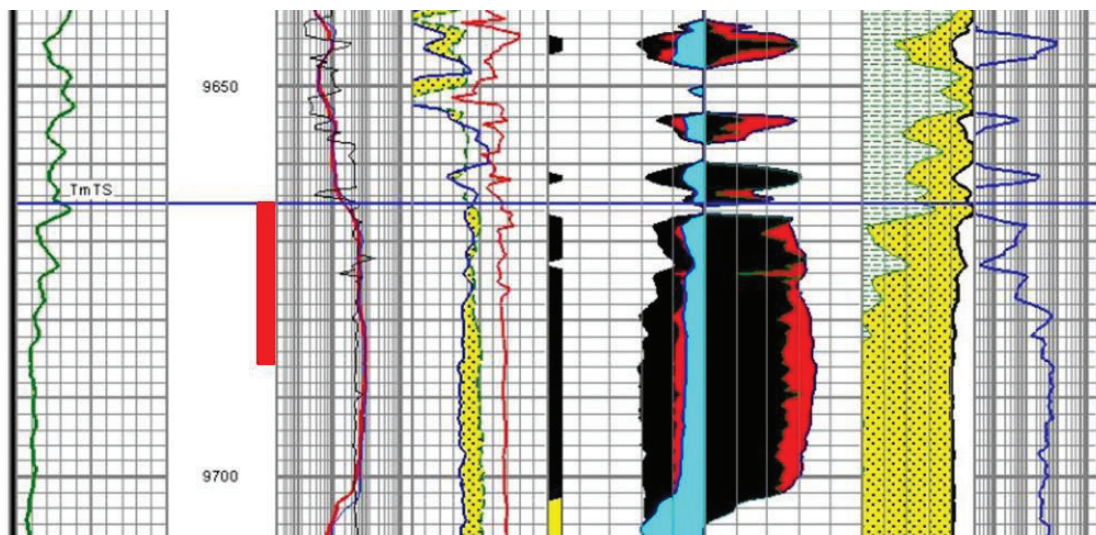
En este pozo se ha registrado una prueba de restauración de presión

3.5.4.1 Prueba de restauración de presión # 1

La primera prueba tomada en el pozo Limoncocha-4 se realizó el 1 de abril de 1994, en la arena Napo "T", probando los intervalos:

- 9665-9685 ft.

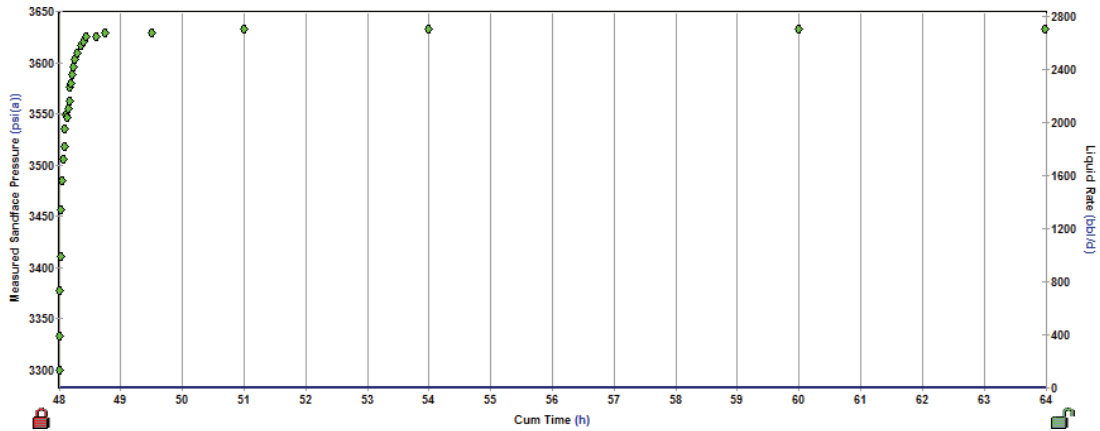
FIGURA 3.24: REGISTRO LMND-004 ARENA NAPO "T" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

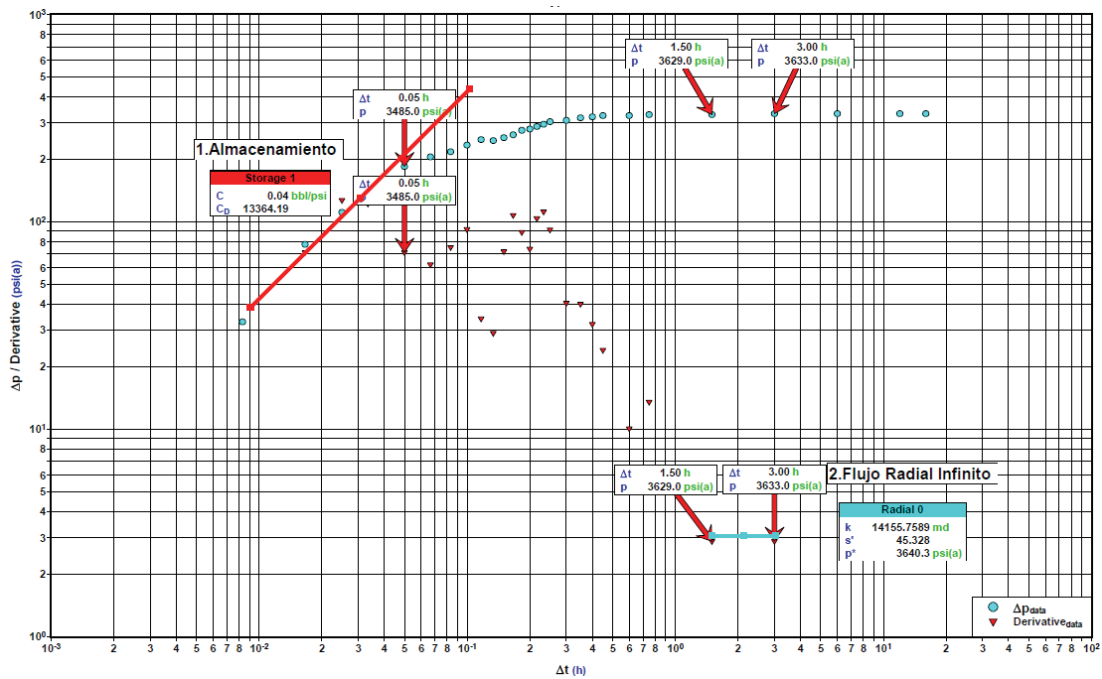
La figura 3.25 muestra los puntos de presión vs tiempo y se nota la restauración de presión, se ha considerado un tiempo efectivo de producción (t_p) de 48 horas, mientras que el tiempo de cierre en esta prueba fue de 16 horas.

FIGURA 3.25: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMND-004



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.26: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMND-004



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.4.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

Este período se aprecia en los tiempos tempranos, el mismo que termina a $\Delta t = 0.05$ hr

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.05$ hr a $\Delta t = 1.5$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Resulta un poco difícil identificar la región representada por una pendiente igual a 0 (flujo radial infinito) debido a que los datos de presión no son muy satisfactorios. Aunque los puntos de presión parezca no seguir una tendencia de pendiente igual a 0 (puede darse por efectos del pozo), la región de flujo radial infinito se lo ha considerado desde $\Delta t = 1.5$ hr a $\Delta t = 3$ hr.

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites.

Conclusión:

La prueba presenta cierto grado de incertidumbre, la curva de la derivada no muestra las regiones de interés tan claramente. Realmente no se nota la región de flujo radial infinito, se puede apreciar una región de la curva derivada correspondiente a un período de transición.

3.5.5 LIMONCOCHA-5

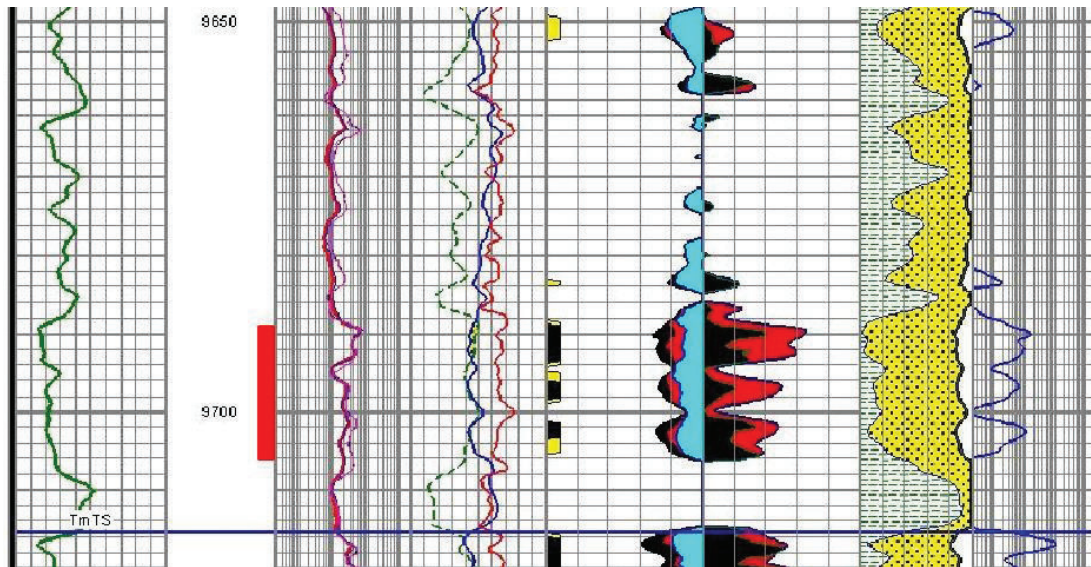
En este pozo se han tomado 6 pruebas, de las cuales 5 son pruebas de restauración de presión y una corresponde a una prueba DST.

3.5.5.1 Prueba de restauración de presión # 1

La primera prueba tomada en el pozo Limoncocha-5 se realizó el 23 de marzo de 1994, en la arena "T" superior, probando el siguiente intervalo disparado:

- 9689-9706 ft.

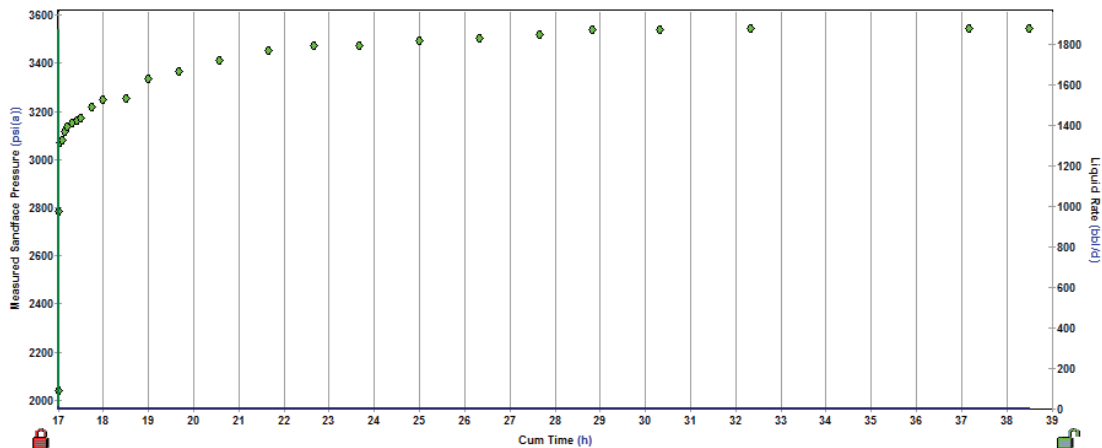
FIGURA 3.27: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

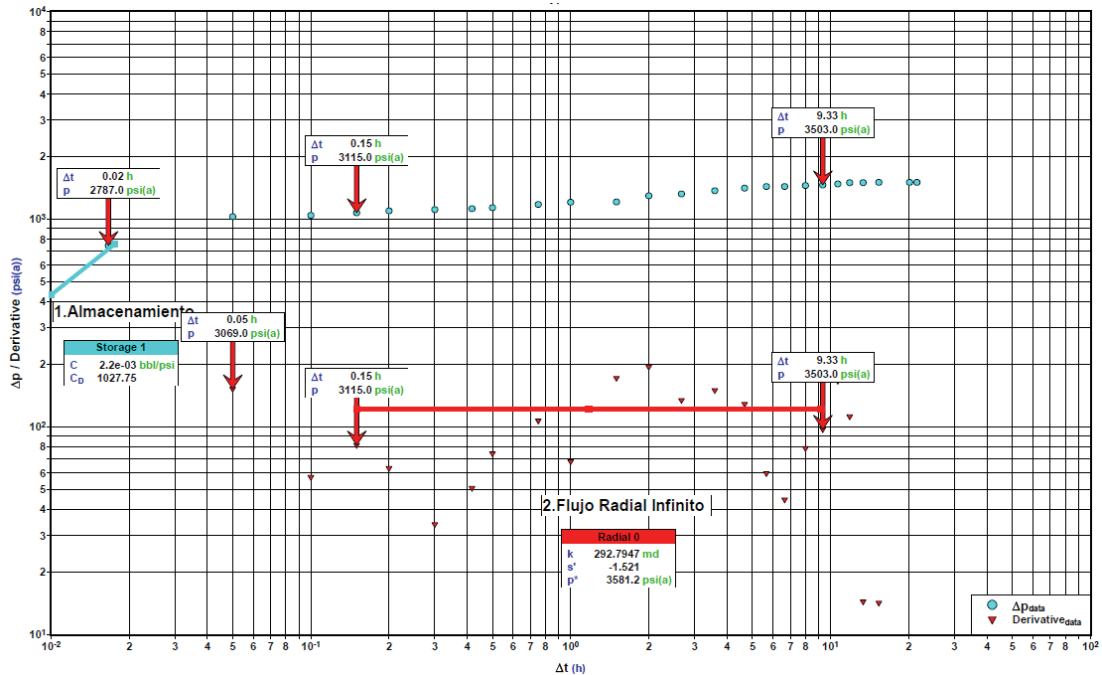
Como se puede ver en la gráfica 3.28 (P vs t), para esta prueba el tiempo efectivo de producción (t_p) fue de 17 horas, mientras que el tiempo de cierre se consideró 21 horas

FIGURA 3.28: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.29: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.5.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

En esta prueba no se aprecia almacenamiento.

Período de Transición:

Se podría decir que el período de transición se encuentra desde $\Delta t = 0.05$ hr a $\Delta t = 15$ hr. Esta región se vuelve dudosa debido a que los datos de presión no son satisfactorios.

Flujo Radial Infinito:

En esta prueba la región correspondiente al flujo radial infinito es muy difícil determinarla, ya que los puntos no siguen una tendencia de una línea de pendiente 0 y los mismos no son muy confiables. Para efectos de análisis la región correspondiente a flujo radial infinito ($m=0$) comprende desde $\Delta t = 0.15$ hr a $\Delta t = 9.33$ hr.

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites.

Conclusión:

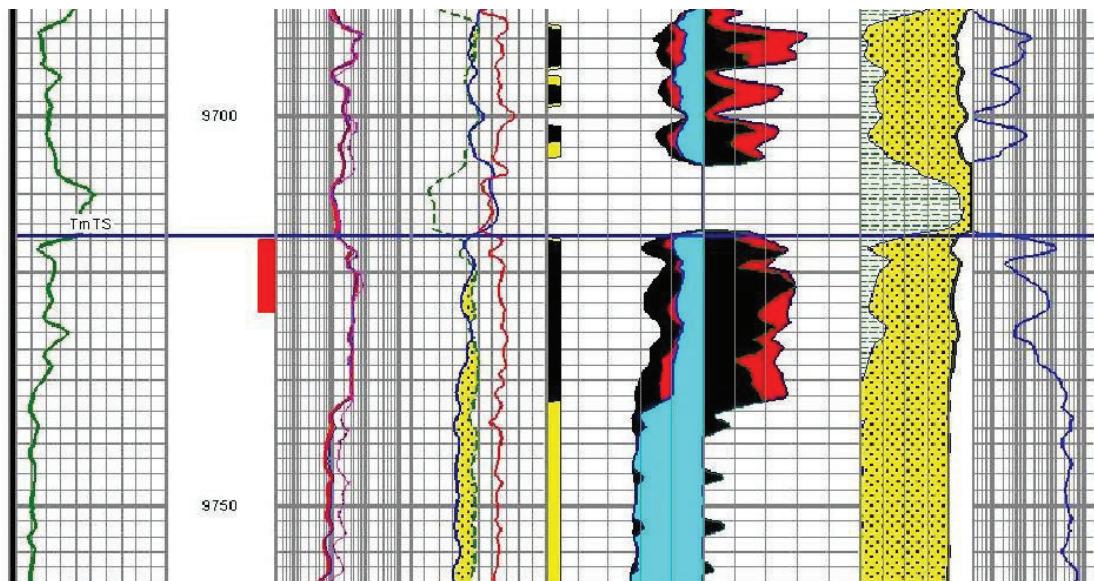
La prueba es válida.

3.5.5.2 Prueba de restauración de presión # 2

La segunda prueba tomada en el pozo Limoncocha-5 se realizó el 19 de abril de 1994, probando la Arena Napo "T" principal, y en los intervalos perforados:

- 9716-9725 ft.

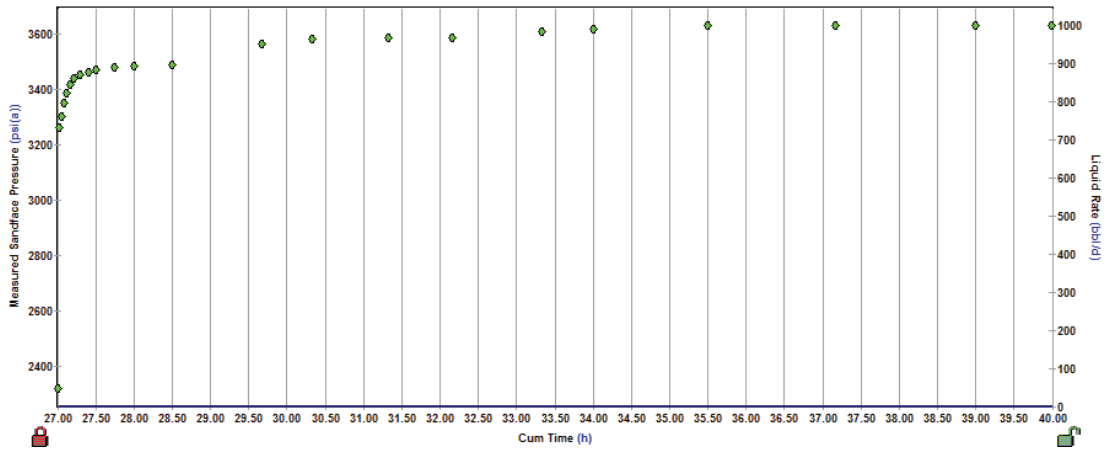
FIGURA 3.30: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" PRINCIPAL INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

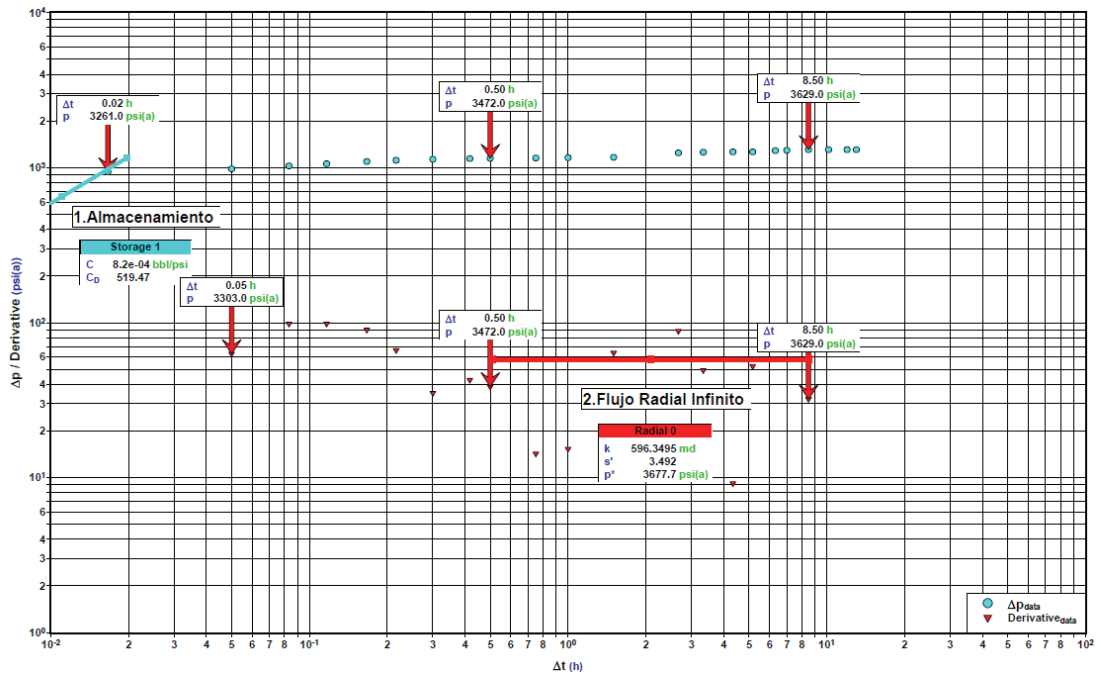
En la gráfica 3.31 P vs t, se puede ver la restauración de presión, donde se ha considerado un tiempo efectivo de producción (t_p) de 27 horas, mientras que el tiempo de cierre para esta prueba fue de 13 horas.

FIGURA 3.31: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.32: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.5.2.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

A tiempos tempranos de la prueba no se presenta el período de almacenamiento.

Período de Transición:

Como se nota, en esta prueba resulta un poco difícil determinar las distintas regiones debido a que los datos de presión no satisfacen por completo. Pero podríamos determinar esta región desde $\Delta t = 0.05$ hr a $\Delta t = 0.50$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Como se dijo anteriormente, resulta complicado determinar esta región, sin embargo se puede considerar que la región correspondiente a pendiente 0 va desde $\Delta t = 0.50$ hr a $\Delta t = 8.50$ hr.

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites.

Conclusión:

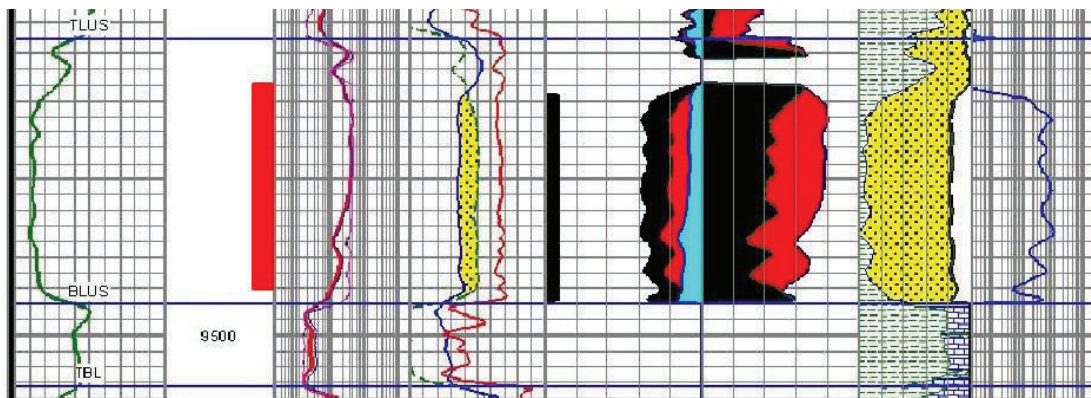
La prueba es válida

3.5.5.3 Prueba de restauración de presión # 3

La prueba tomada en el pozo Limoncocha-5 se realizó el 28 de abril de 1994, estudiando la Arena "U", donde se probó los intervalos perforados:

- 9468-9494 ft.

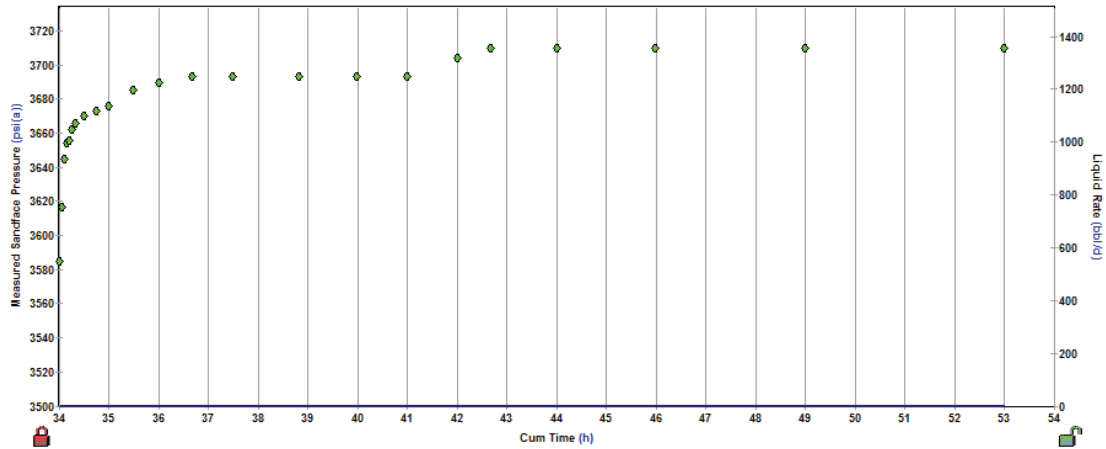
FIGURA 3.33: REGISTRO LMNE-005 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

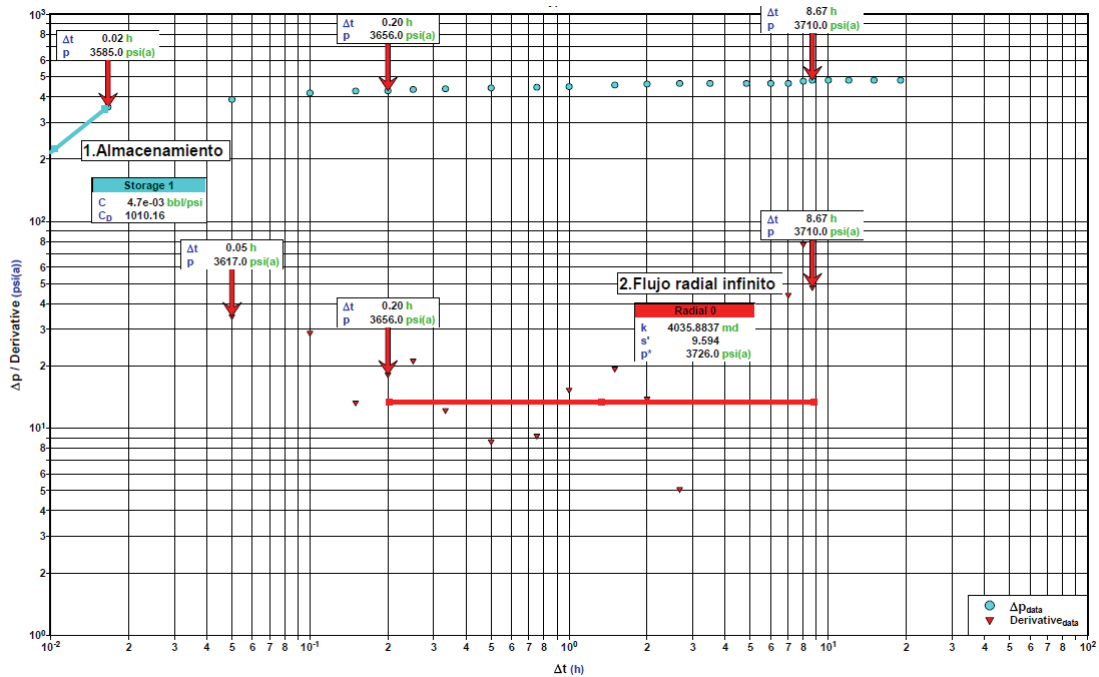
En la gráfica 3.34 de P vs t, se puede ver la restauración de presión, para esta prueba, el valor del tiempo efectivo de producción (t_p) fue de 34 horas, mientras que el tiempo de cierre fue de 19 horas.

FIGURA 3.34: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.35: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #3 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.5.3.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

Claramente no presenta período de almacenamiento.

Período de Transición:

Se podría asumir que el período de transición se encuentra desde $\Delta t = 0.05$ hr a $\Delta t = 0.20$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Sigue siendo confusa esta región, se nota que los puntos de presión no siguen una línea de pendiente 0 ($m=0$); podríamos considerar como región de flujo radial infinito la zona desde $\Delta t = 0.20$ hr a $\Delta t = 8.67$ hr. Sin embargo es muy dudoso afirmar lo dicho anteriormente.

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites. En la etapa final de la prueba se nota unos puntos que aumentan o se desvían hacia la parte superior, esto no significa que existan efectos de límite, puede ser efecto del pozo.

Conclusión:

La prueba no es válida

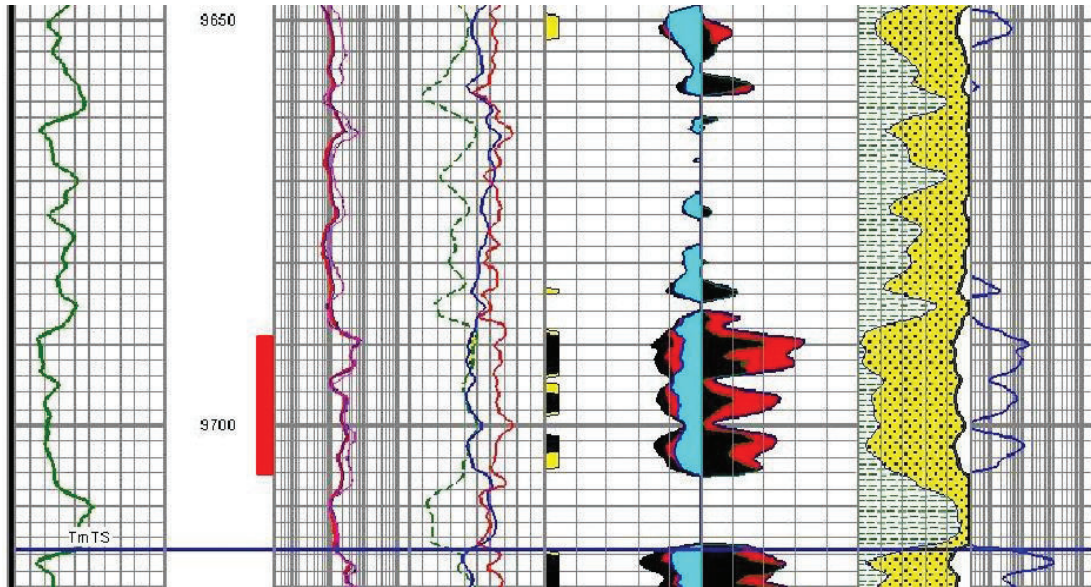
3.5.5.4 Prueba de restauración de presión # 4

La prueba tomada en el pozo Limoncocha-5 se realizó el 15 de abril de 1996, donde se probó la Arena Napo "T" superior en los siguientes intervalos perforados:

- 9689-9706 ft.

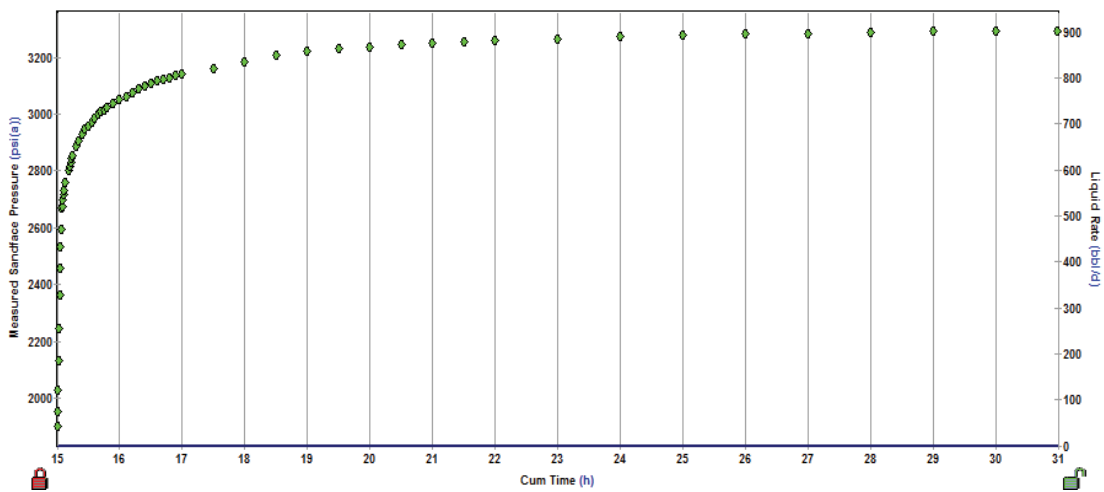
En la figura 3.37 se aprecia claramente la restauración de presión, en esta prueba se ha considerado un tiempo efectivo de producción de 15 horas, mientras que el tiempo de cierre fue de 16 horas.

FIGURA 3.36: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



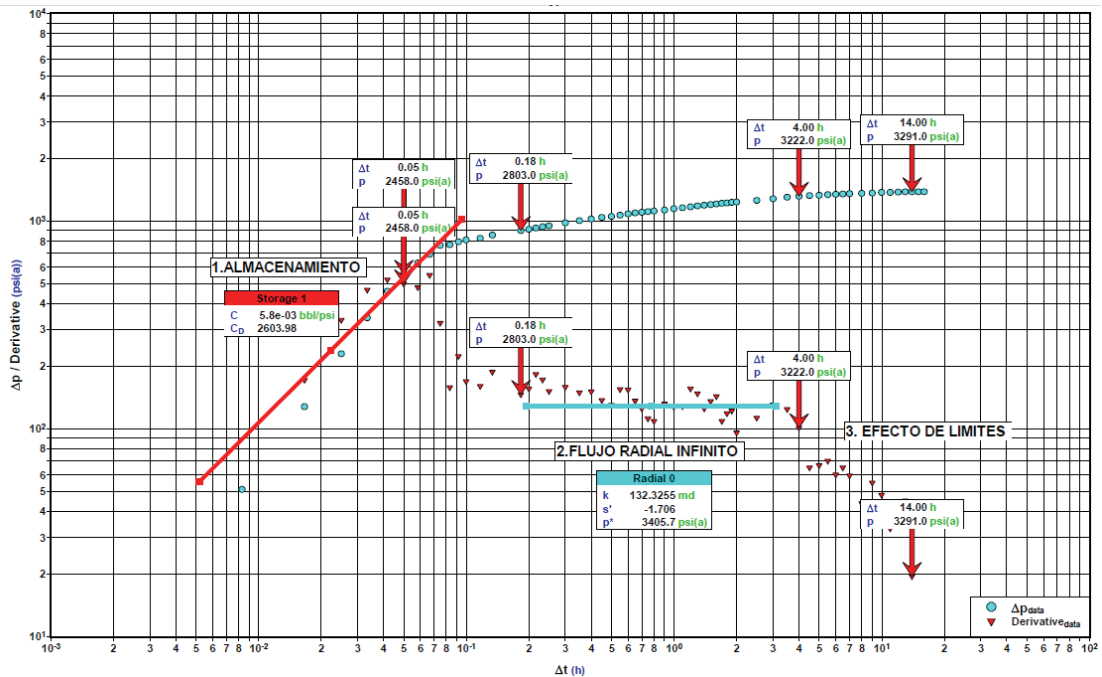
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.37: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #4 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.38: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #4 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.5.4.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

El período de almacenamiento se nota que tiene efecto hasta $\Delta t = 0.05$ hr.

Período de Transición:

Se podría decir que el período de transición se encuentra desde $\Delta t = 0.05$ hr a $\Delta t = 0.18$ hr.

Flujo Radial Infinito:

La región correspondiente al flujo radial infinito se extiende desde $\Delta t = 0.18$ hr a $\Delta t = 4$ hr. Se puede apreciar una cierta tendencia de los puntos a seguir la línea de pendiente igual a 0.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos, se aprecia un cierto efecto de límites, que pueden ser un efecto de un límite de presión constante. Este efecto va desde $\Delta t = 4$ hr a $\Delta t = 14$ hr. Este efecto se debe a límites de presión constante

Conclusión:

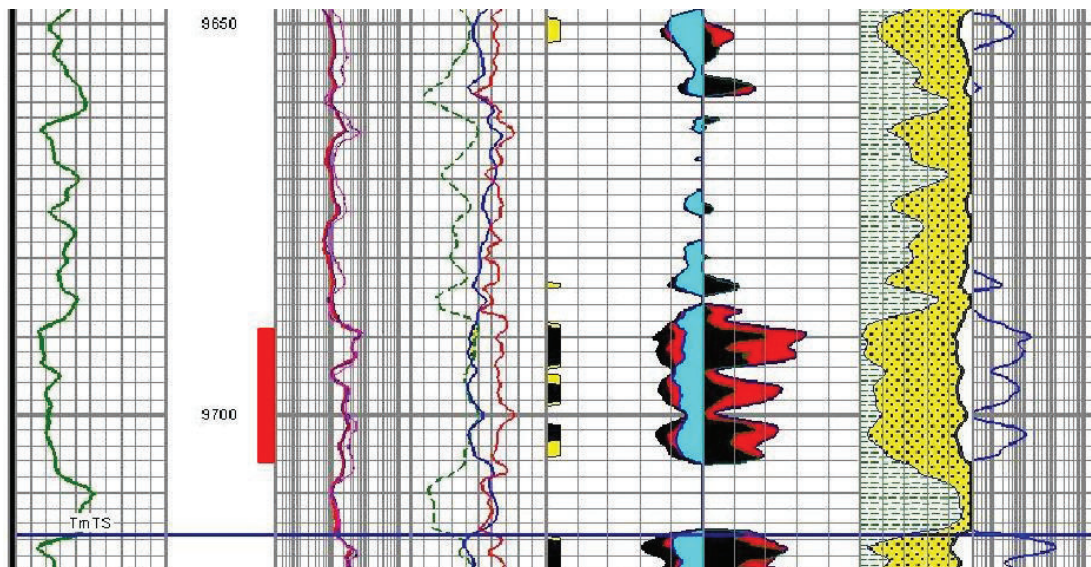
La prueba es válida

3.5.5.5 Prueba de restauración de presión # 5

La prueba tomada en el pozo Limoncocha-5 se realizó el 8 de mayo de 1996 en la Arena Napo "T" Superior y en los intervalos perforados:

- 9689-9706 ft.

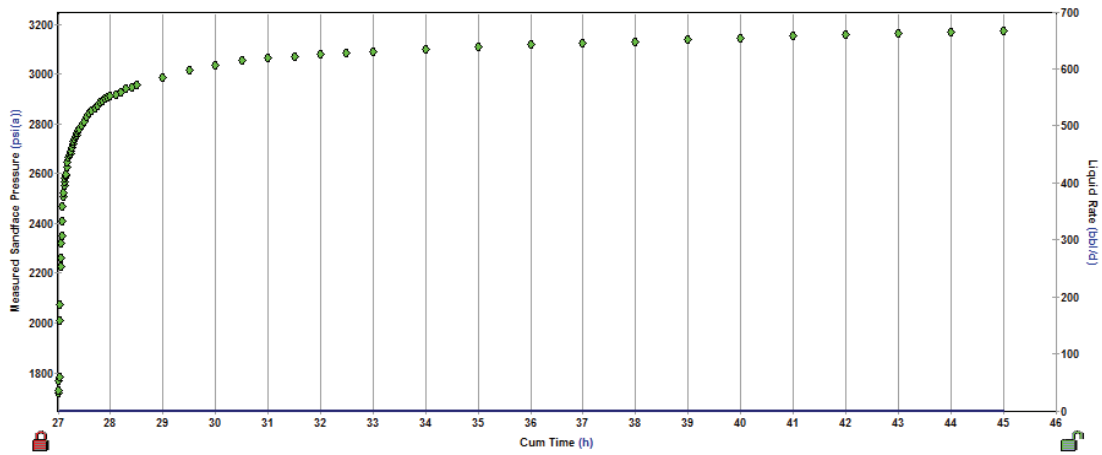
FIGURA 3.39: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

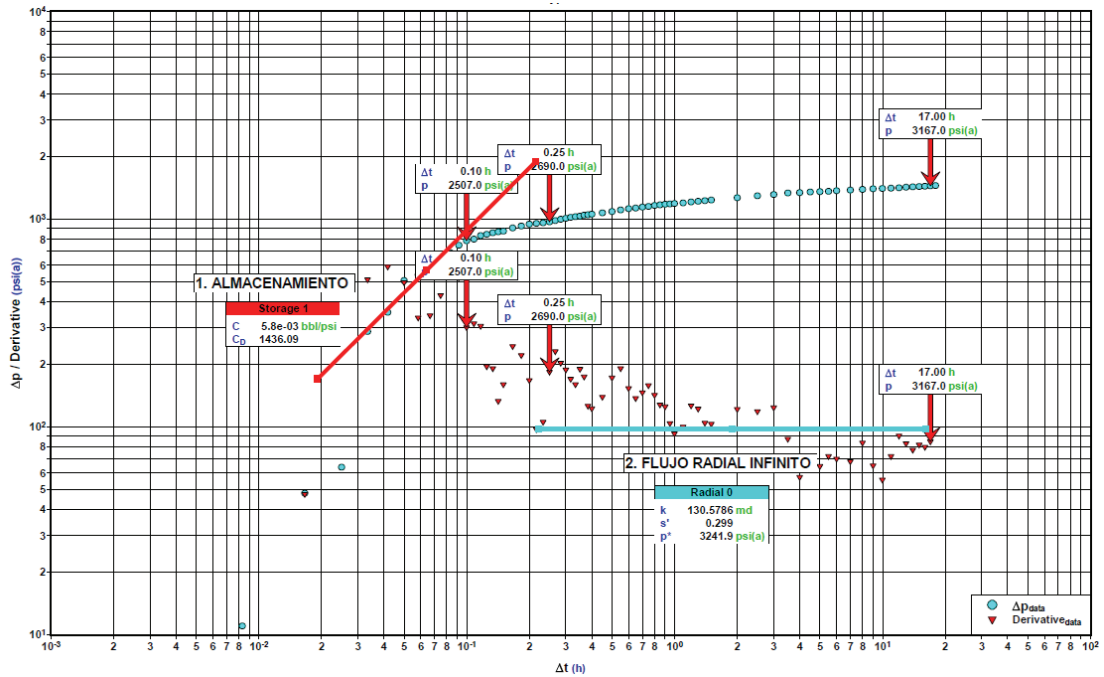
En la figura 3.40 se aprecia claramente la restauración de presión, en esta prueba se ha considerado un tiempo efectivo de producción (t_p) de 27 horas, mientras que el tiempo de cierre fue de 18 horas.

FIGURA 3.40: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #5 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.41: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #5 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.5.5.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

El período de almacenamiento se aprecia claramente, este efecto termina a $\Delta t = 0.1$ hr

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.1$ hr a $\Delta t = 0.25$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Esta zona se ha identificado partiendo de cierta tendencia de los puntos, ya que estos no siguen estrictamente una línea de pendiente igual a 0. La región correspondiente a flujo radial infinito ($m=0$) es desde $\Delta t = 0.25$ hr a $\Delta t = 17$ hr.

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites.

Conclusión:

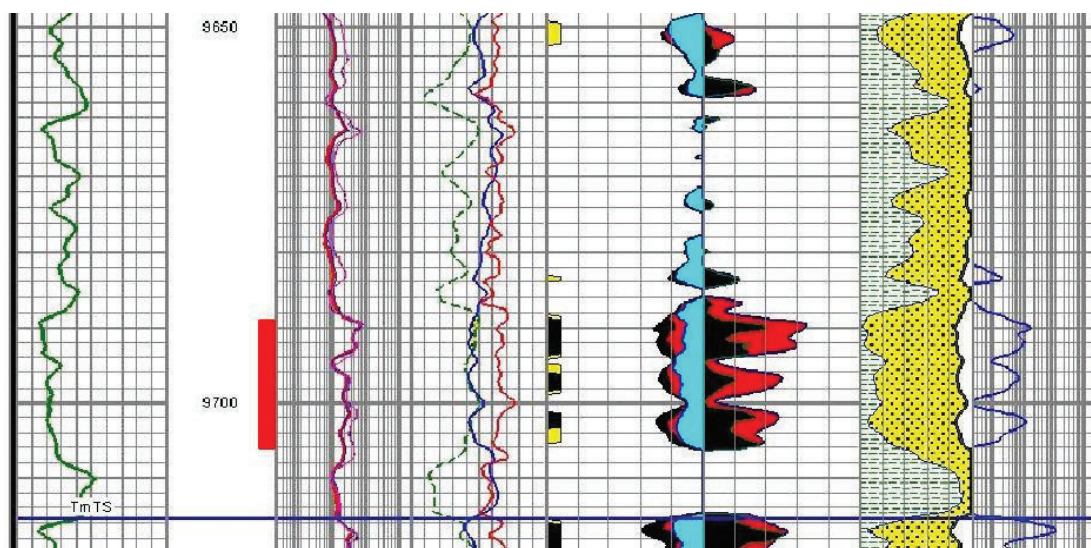
La prueba es válida

3.5.5.6 Prueba DST # 1

La primera prueba DST tomada en el pozo Limoncocha-5 se la realizó el 26 de mayo de 1996, evaluando la arena "T" superior, y los intervalos perforados:

- 9689-9706 ft.

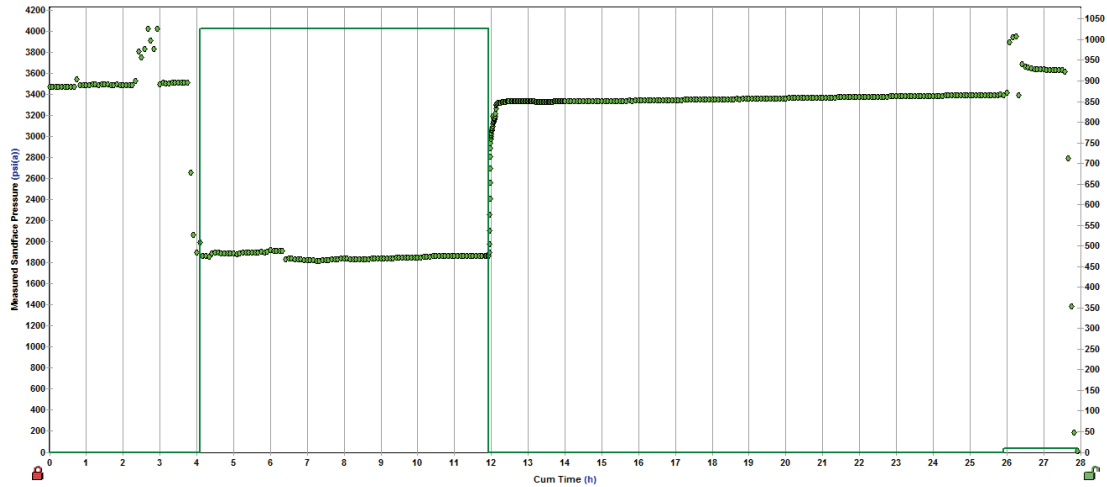
FIGURA 3.42: REGISTRO LMNE-005 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

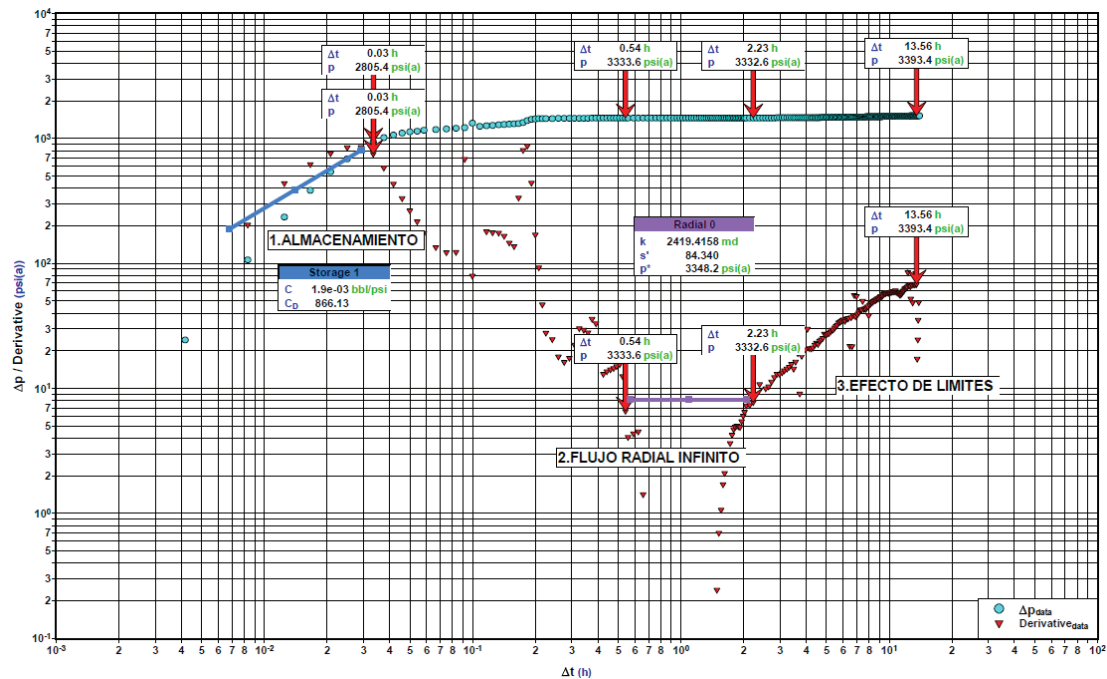
Las variaciones de presión con respecto al tiempo, representada en diferentes períodos que se presenta en esta prueba se pueden ver en la figura 3.43, el período que analizaremos es el período de cierre o restauración de presión.

FIGURA 3.43: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #6 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.44: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #6 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.5.6.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

El período de almacenamiento se aprecia claramente, este efecto inicia desde los primeros tiempos de la prueba hasta a $\Delta t = 0.03$ hr

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.03$ hr a $\Delta t = 0.54$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Esta zona se ha identificado partiendo de cierta tendencia de los puntos, ya que estos no siguen estrictamente una línea de pendiente igual a 0. La región correspondiente a flujo radial infinito ($m=0$) comprende desde $\Delta t = 0.54$ hr a $\Delta t = 2.23$ hr.

Efecto de Límites:

Se identifica claramente los efectos de límite en esta prueba desde $\Delta t = 2.23$ hr a $\Delta t = 13.56$ hr. Este efecto es característico de barreras de presión constante.

Conclusión:

La prueba es válida

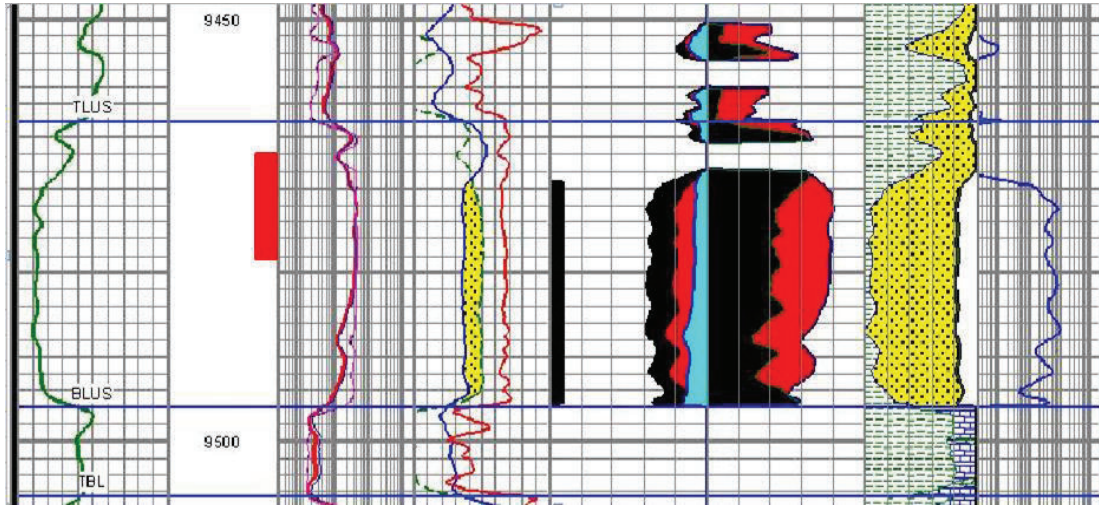
3.5.5.7 Prueba de restauración de presión # 6

Esta prueba de restauración de presión se realizó en el pozo Limoncocha-5 el 9 de junio de 1998, evaluando la arena Napo "U", en los siguientes intervalos perforados:

- 9466-9478 ft.

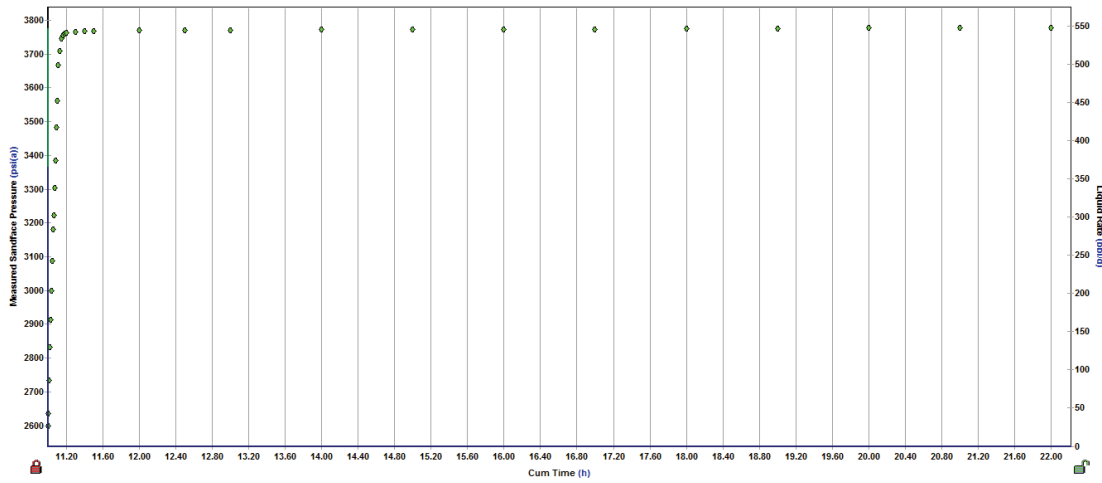
En la figura 3.46 se aprecia claramente la restauración de presión, en esta prueba se ha considerado un tiempo efectivo de producción (t_p) de 11 horas, mientras que el tiempo de cierre fue de 17 horas.

FIGURA 3.45: REGISTRO LMNE-005 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



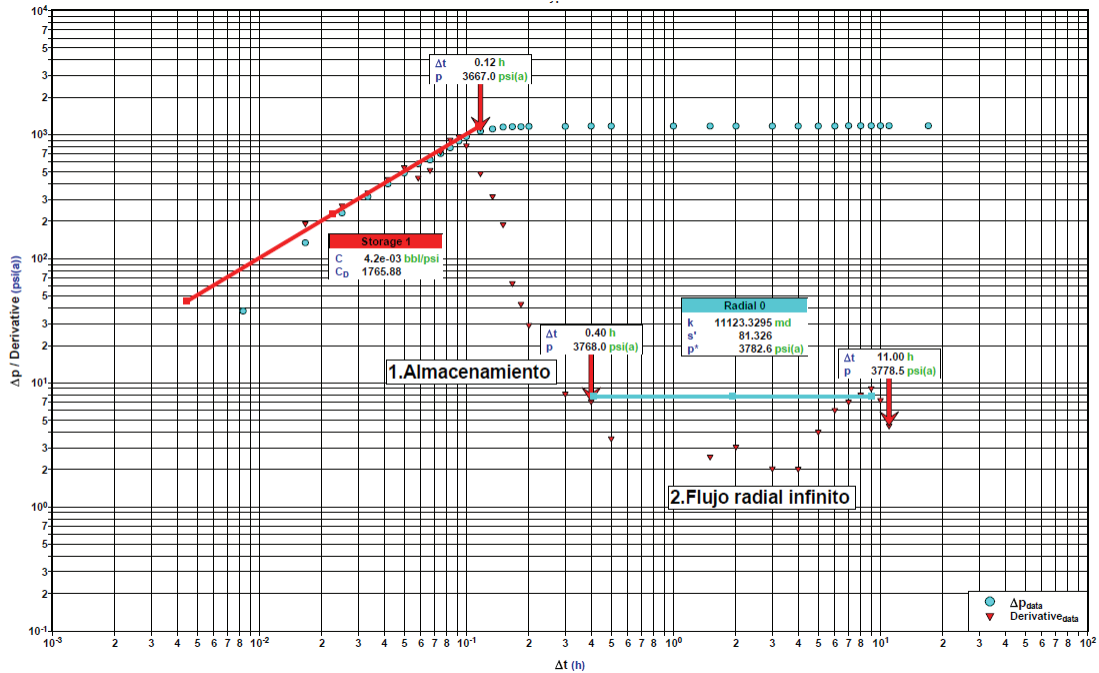
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.46: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #7 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.47: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #7 LMNE-005



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.5.7.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

El período de almacenamiento se presenta en los primeros tiempos de la prueba, en este caso este efecto se aprecia hasta $\Delta t = 0.1$ horas.

Flujo Radial Infinito:

El período correspondiente a pendiente 0, en esta prueba se presenta en el intervalo de tiempo que va desde $\Delta t = 0.4$ horas hasta $\Delta t = 11$ horas

Efecto de Límites:

En esta prueba no se presenta efectos de límites.

Conclusión:

La prueba presenta cierto grado de incertidumbre debido a sus altos e incoherentes valores de permeabilidad y daño.

3.5.6 LIMONCOCHA-6

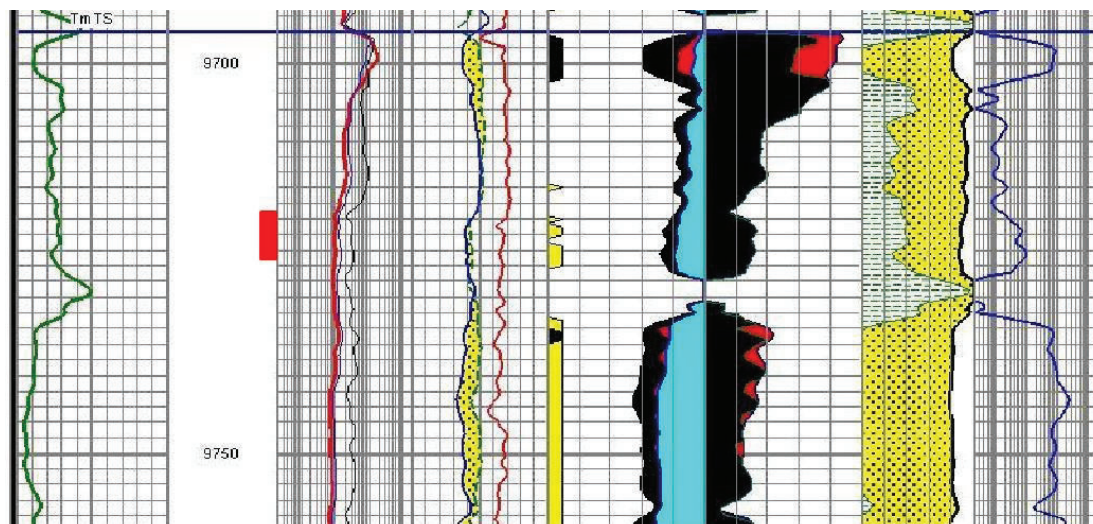
En este pozo se realizaron 6 pruebas DST, las cuales se analizarán a continuación, cabe recalcar que estas pruebas fueron las primeras que se las tomó en este pozo.

3.5.6.1 Prueba DST # 1

Esta fue la primera prueba DST que se la realizó el 11 de mayo de 1994, evaluando la arena "T" principal, con los siguientes intervalos perforados:

- 9719-9725 ft.

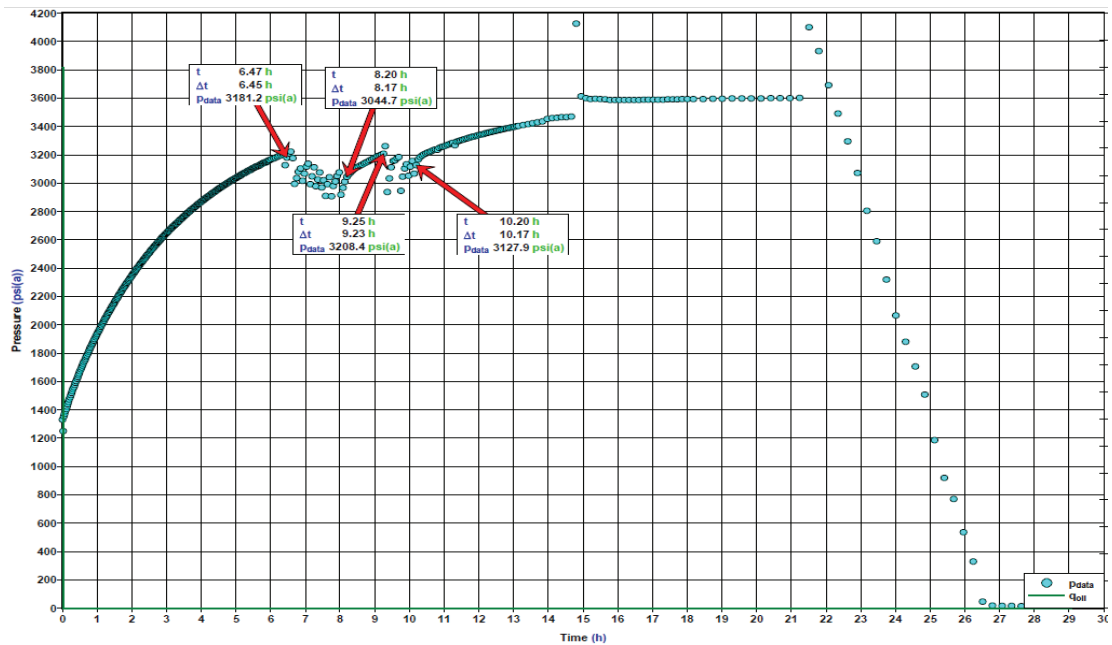
FIGURA 3.48: REGISTRO LMNF-006 ARENA "T" PRINCIPAL INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

En la figura 3.49 se puede notar que la restauración de presión inicialmente es buena, sin embargo se nota una discontinuidad de esta restauración desde $\Delta t=6.45$ horas hasta $\Delta t=8.17$ horas y desde $\Delta t=9.25$ horas hasta $\Delta t=10.17$ horas, esto puede ser causado por problemas con la herramienta utilizada en esta prueba, o también puede deberse a un mal funcionamiento de los "gauge" o sensores.

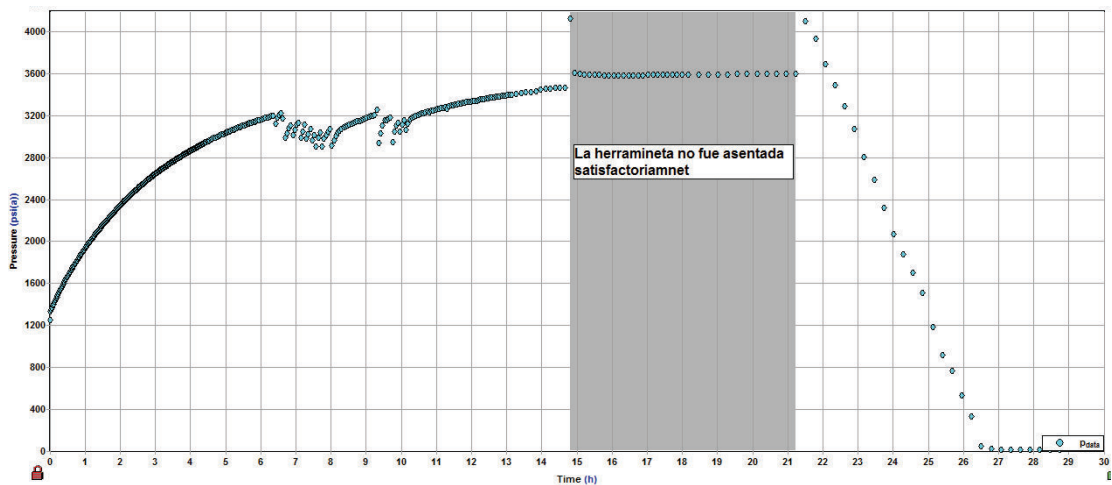
FIGURA 3.49: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

Posteriormente se puede notar que en la zona en que se esperaba tener una restauración de presión, la presión cae, esto puede deberse a que la herramienta no se asentó bien y el sello con la formación no es bueno. (Ver figura 3.50)

FIGURA 3.50: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFATORIA EN PRUEBA #1 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

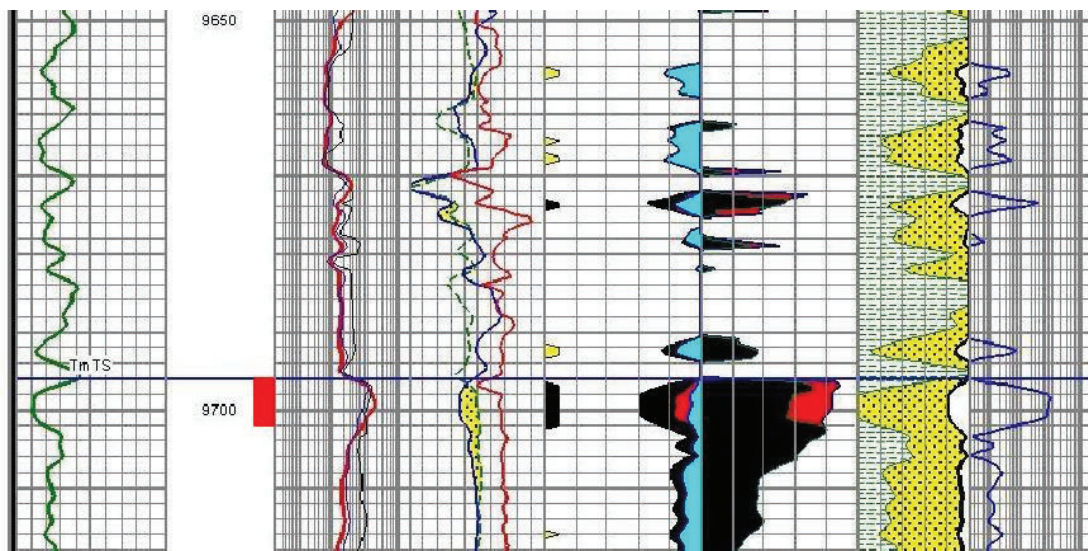
En conclusión, esta prueba no es válida, se produjeron algunos problemas operativos que impidieron realizar la prueba satisfactoriamente, adicionalmente en el reporte original de la prueba no se reporta valores de caudal, siendo imposible el análisis de la prueba.

3.5.6.2 Prueba DST # 2

Esta prueba DST se la realizó el 16 de mayo de 1994, evaluando la arena "T" principal, con los siguientes intervalos perforados:

- 9696-9702 ft.

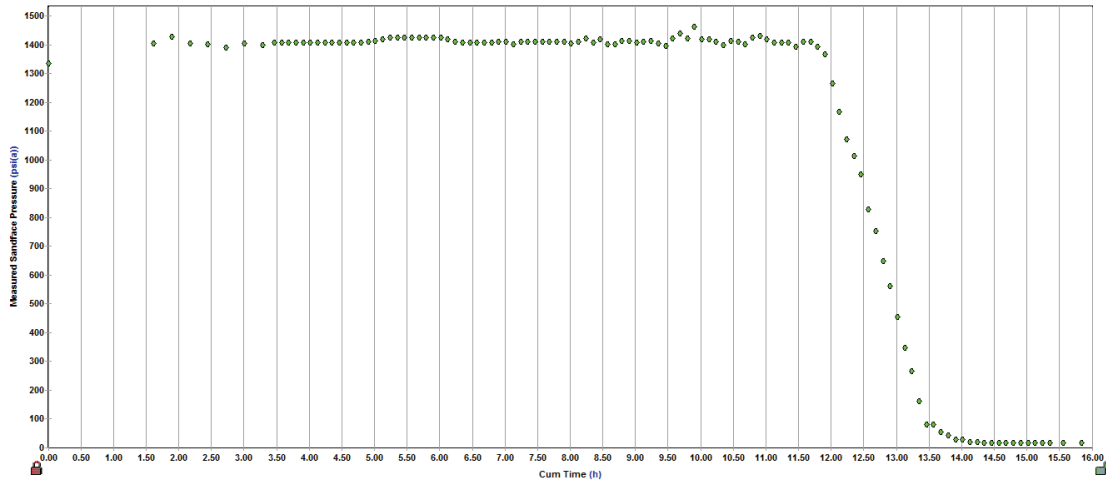
FIGURA 3.51: REGISTRO LMNF-006 ARENA "T" PRINCIPAL INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

En la figura 3.52 se puede apreciar la presión vs tiempo, se esperaría tener la restauración de presión, sin embargo lo que se ha obtenido es una tendencia a incrementar y posteriormente cae la presión, esto puede darse debido a que la herramienta para tomar la prueba no se asentó correctamente, por lo que la restauración es nula.

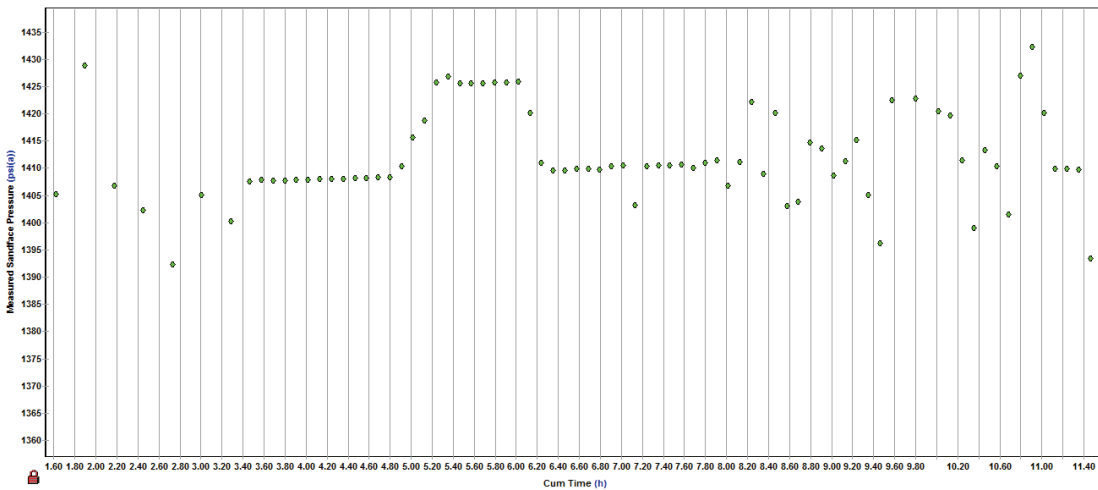
FIGURA 3.52: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

La figura 3.53 muestra los puntos de presión en la zona donde se esperaba obtener la restauración de presión. Claramente esta prueba se la desecha, no es válida. Adicionalmente en los reportes originales de esta prueba no se han reportado caudales por lo que el análisis es nulo. Como conclusión tenemos que la prueba no es válida

FIGURA 3.53: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFACTORIA EN PRUEBA #2 LMNF-006



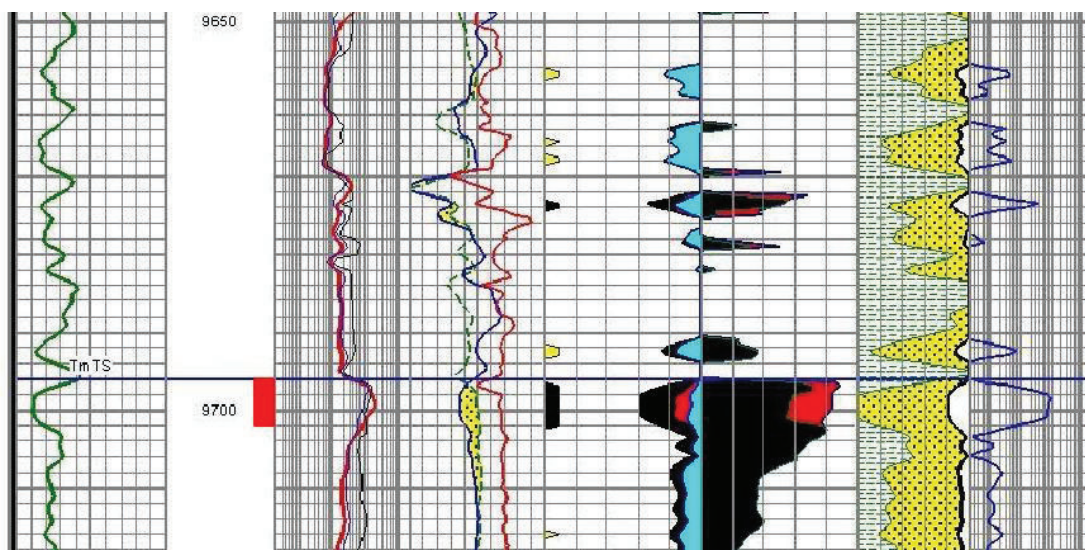
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.6.3 Prueba DST # 3

Esta prueba DST se la realizó el 18 de mayo de 1994, evaluando la arena "T" principal, con los siguientes intervalos perforados:

- 9696-9702 ft.

FIGURA 3.54: REGISTRO LMNF-006 ARENA "T" PRINCIPAL INTERVALOS PERFORADOS

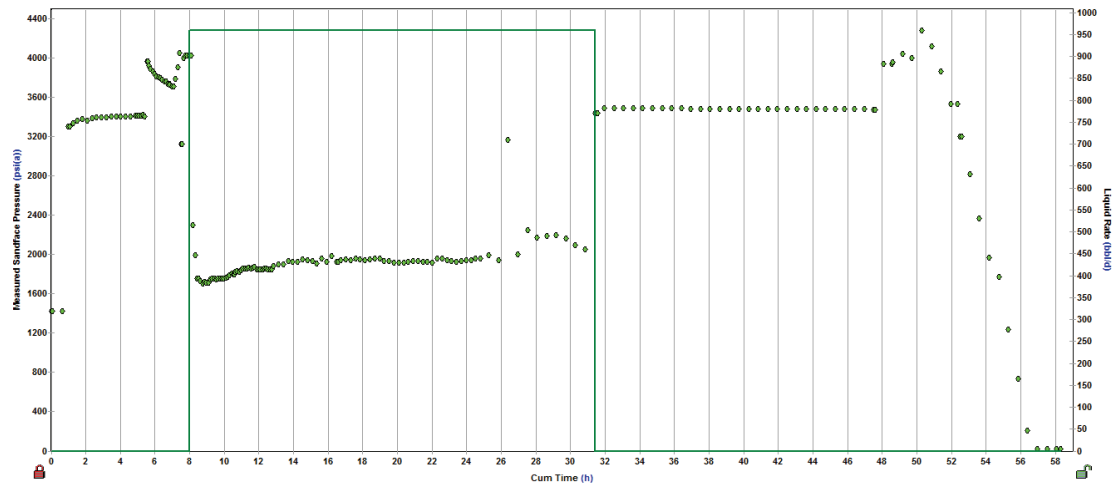


FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

En la figura 3.55 que representa la presión vs tiempo se nota que mientras el pozo fluye no se produce una caída de presión fácilmente visible, la presión sigue un patrón casi anormal, parecería que incrementa la presión y posteriormente cae, puede deberse a fallas en la herramienta. Se tendría que revisar los sensores para descartar que hayan sido fallas de éste.

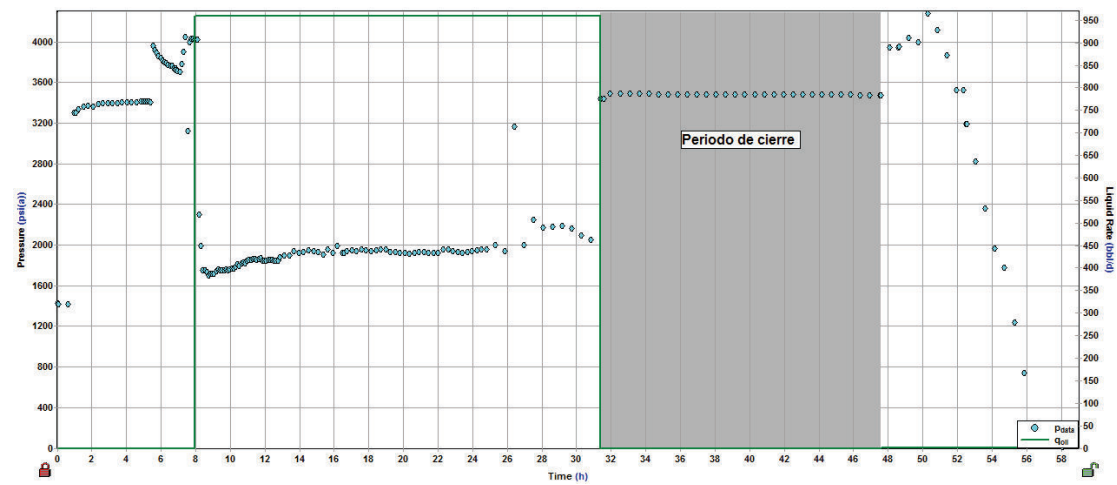
Posteriormente al flujo, el siguiente período corresponde al cierre, en la figura 3.56 la zona sombreada representa el período de cierre. Lo que se esperaría en este período es que la presión incremente, sin embargo esta cae, lo que hace suponer que se produjo problemas en el sello entre la herramienta y la formación.

FIGURA 3.55: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.56: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFATORIA EN LA PRUEBA #3 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

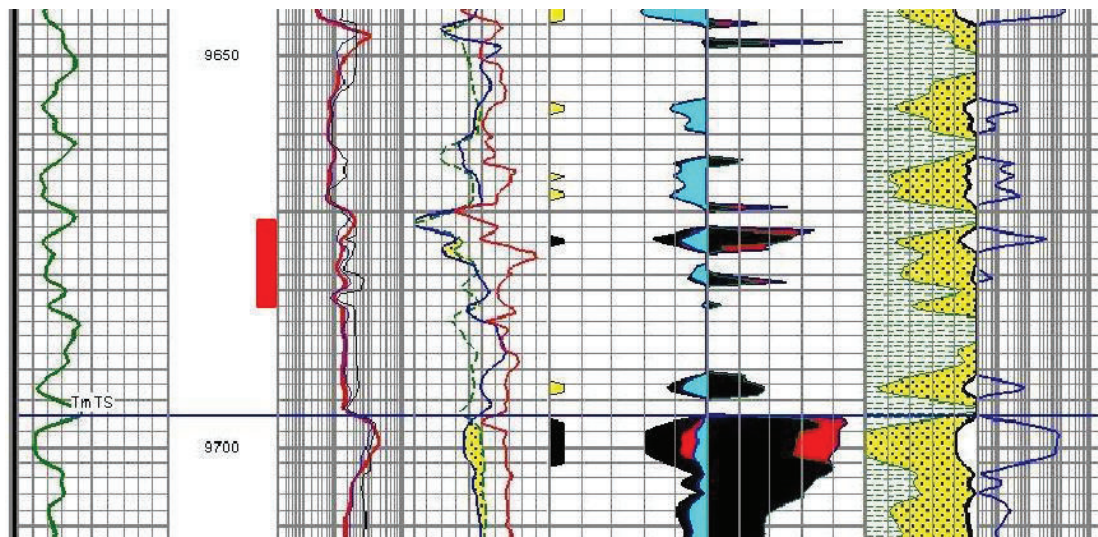
La prueba no es válida, no se puede analizar la zona de restauración de presión, debido a que la presión cae, a causa de una falla en la herramienta. De esta prueba se podría obtener la curva IPR.

3.5.6.4 Prueba DST # 4

Esta prueba DST se la realizó el 21 de mayo de 1994, evaluando la arena "T" Superior, con los siguientes intervalos perforados:

- 9671-9682 ft.

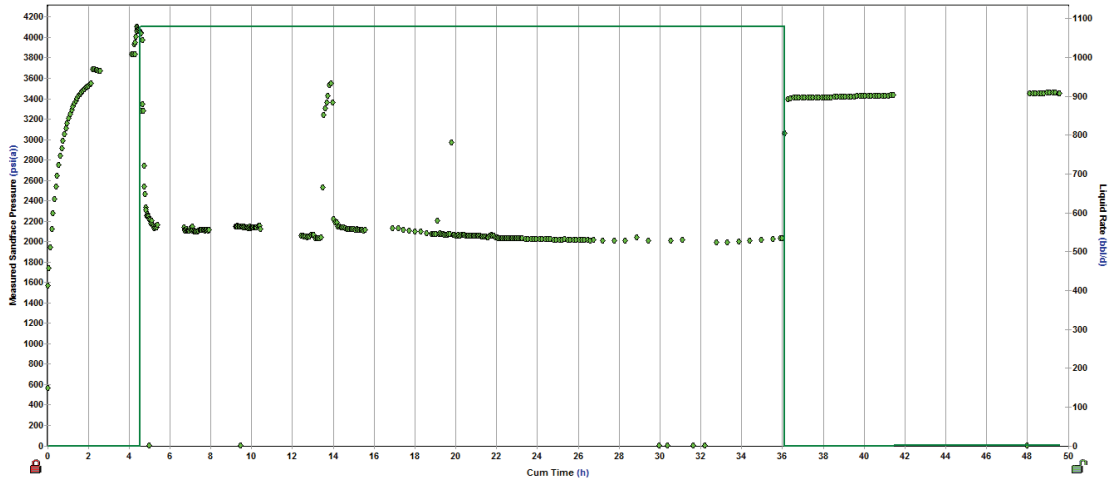
FIGURA 3.57: REGISTRO LMNF-006 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

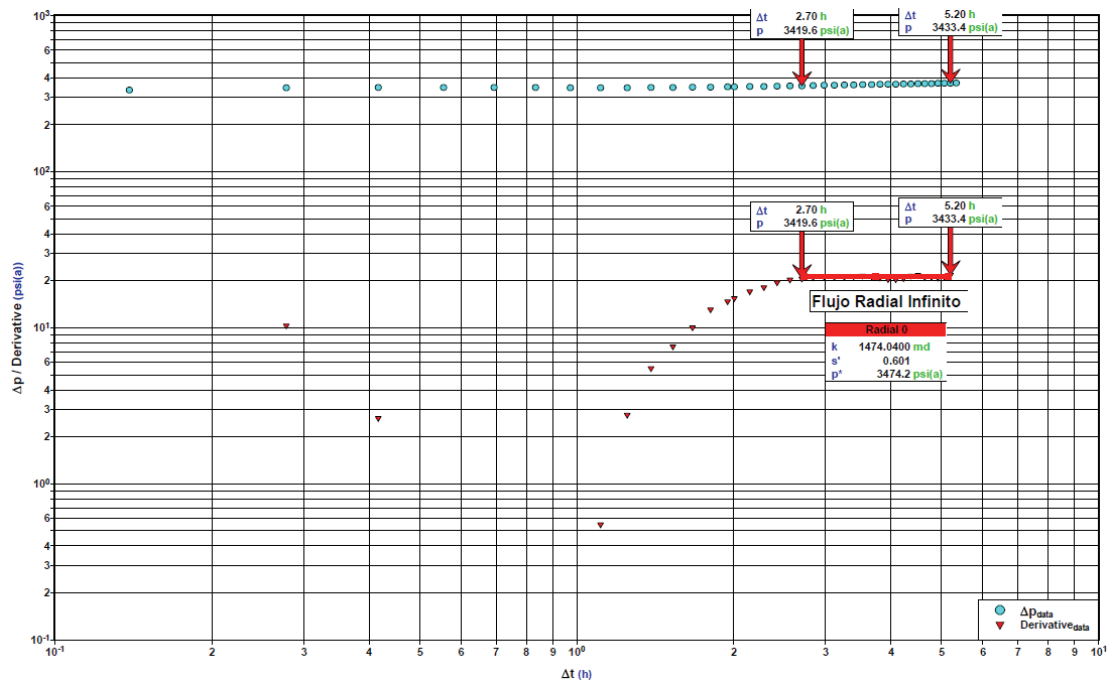
En la figura 3.58 se puede observar el período en el que el pozo fluye a razón de 1080 BPPD, posteriormente el pozo es cerrado, donde se produce la restauración de presión, se nota claramente esta restauración, y es en esta zona donde se realizará el análisis respectivo.

FIGURA 3.58: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #4 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.59: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #4 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.6.4.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

En esta prueba no se distingue almacenamiento, este período se presenta en los primeros tiempos de la prueba y está caracterizada por una línea de pendiente igual 1. Como se ve en la figura 3.59, no presenta almacenamiento.

Flujo Radial Infinito:

La región de flujo radial infinito ($m=0$) se distingue claramente al final de la prueba, los puntos forman una línea de pendiente 0, el flujo radial infinito se encuentra en el intervalo de tiempo desde $\Delta t= 2.7$ hr a $\Delta t= 5.2$ hr.

Efecto de Límites:

No presenta efectos de límites.

Conclusión:

La prueba es válida

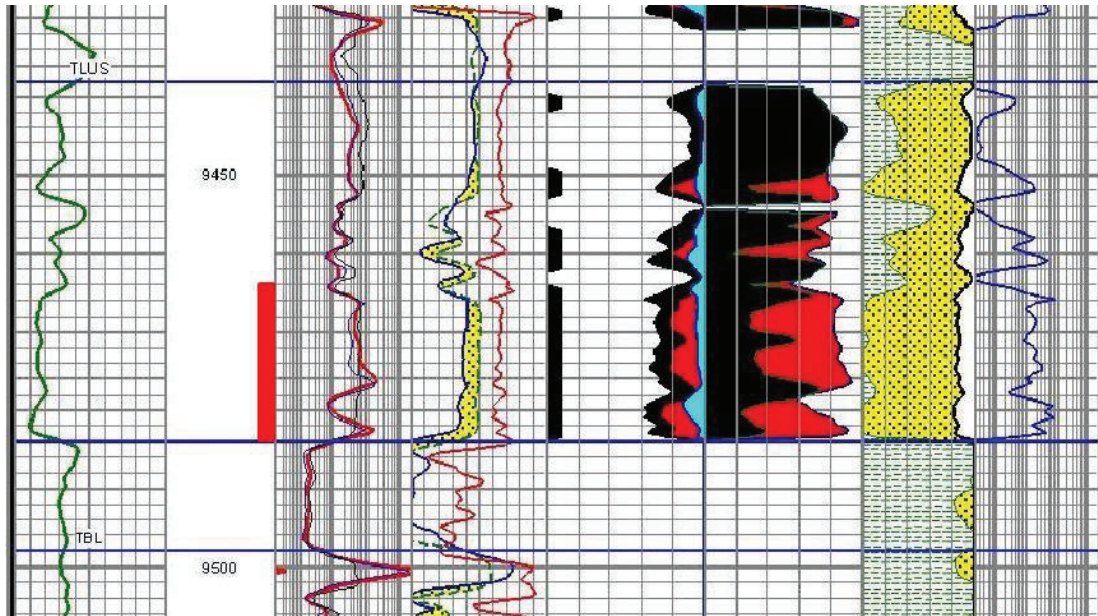
3.5.6.5 Prueba DST # 5

Esta prueba DST se la realizó el 25 de mayo de 1994, evaluando la arena "U" inferior, con los siguientes intervalos perforados:

- 9464-9484 ft.

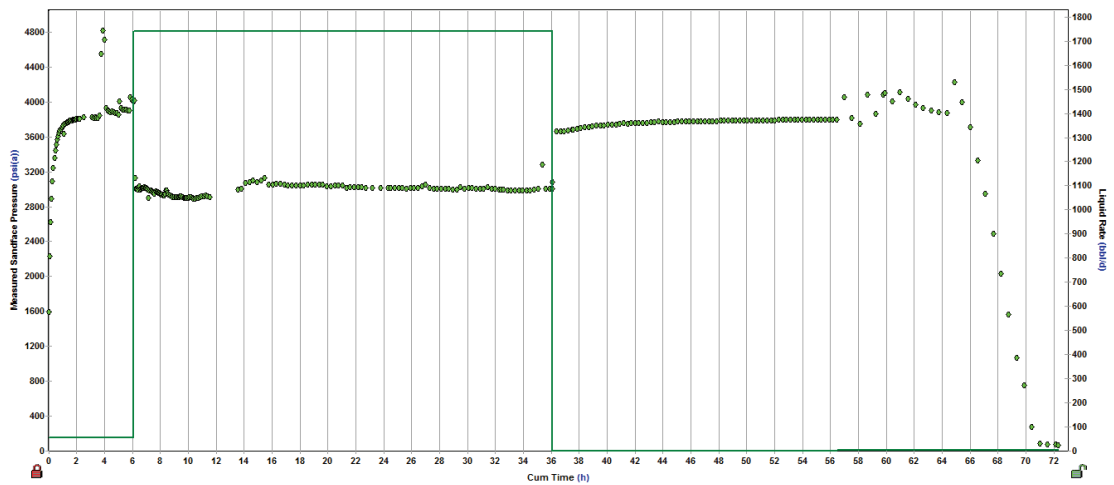
En la figura 3.61 se nota el período en el que el pozo fluye a razón de 1742 BPPD, posteriormente el pozo es cerrado, donde se produce la restauración de presión, se nota claramente esta restauración, y es en esta zona donde se realizará el análisis respectivo.

FIGURA 3.60: REGISTRO LMNF-006 ARENA "U" INFERIOR INTERVALOS PERFORADOS



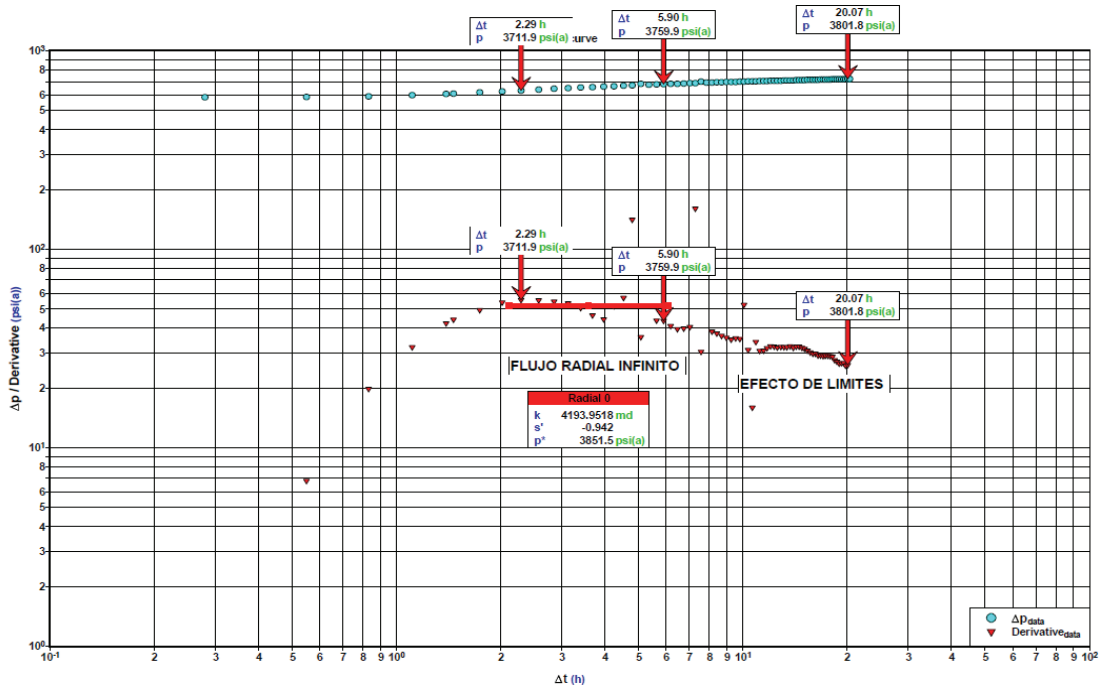
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.61: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #5 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.62: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #5 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.6.5.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

En esta prueba no se distingue almacenamiento, este período se presenta en los primeros tiempos de la prueba y está caracterizada por una línea de pendiente igual 1. Como se ve en la figura 3.62, no presenta almacenamiento.

Flujo Radial Infinito:

La región de flujo radial infinito ($m=0$) en esta prueba no se nota claramente una línea de pendiente 0 sin embargo se ha considerado como la región de flujo radial infinito la zona desde $\Delta t= 2.29$ hr a $\Delta t= 5.9$ hr.

Efecto de Límites:

En los tiempos tardíos de esta prueba se presenta efectos de límites, se puede considerar que el efecto de límites se encuentra dentro del intervalo desde $\Delta t= 5.9$ hr a $\Delta t= 20.07$ hr. Se reconoce que este efecto se debe a límites de no flujo.

Conclusión:

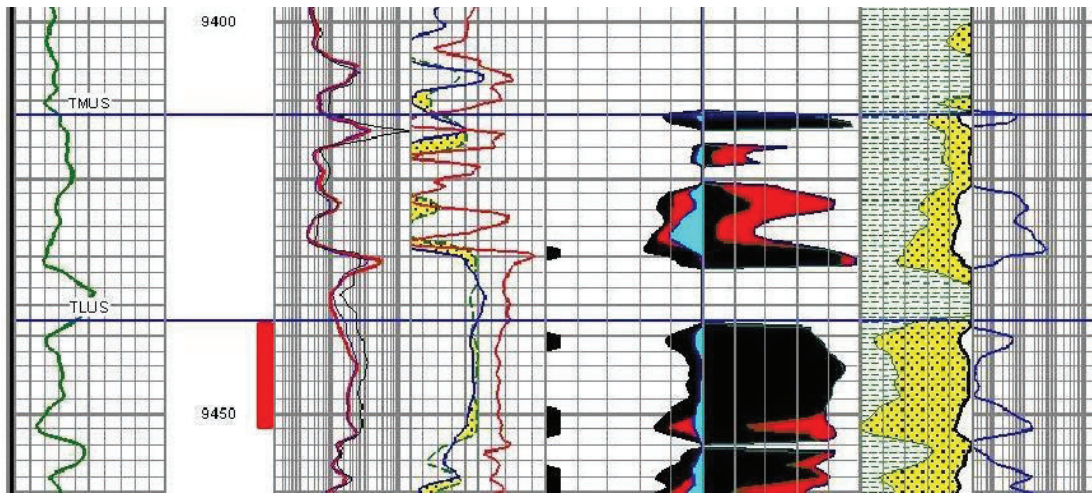
La prueba es válida.

3.5.6.6 Prueba DST # 6

Esta prueba DST se la realizó el 31 de mayo de 1994, evaluando la arena "U" superior, con los siguientes intervalos perforados:

- 9439-9452 ft.

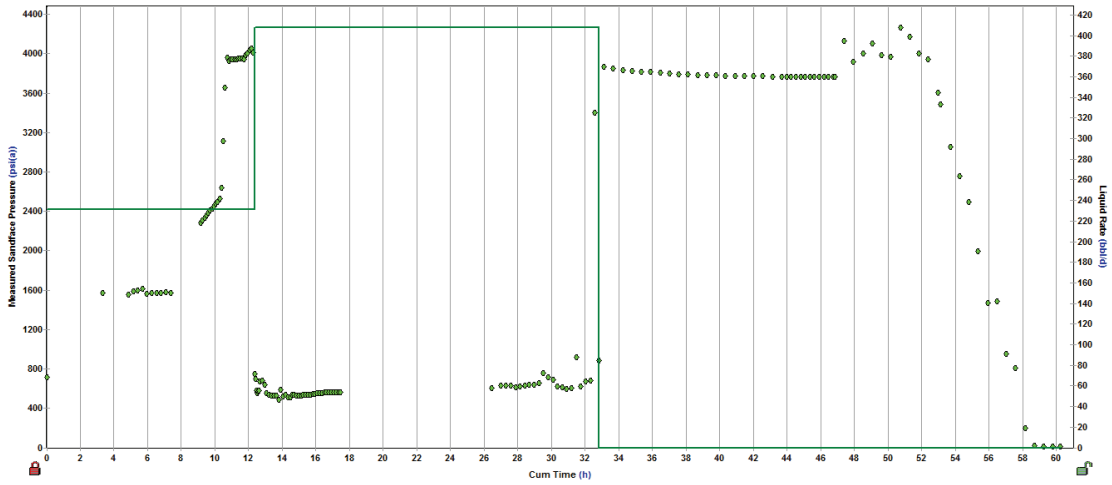
FIGURA 3.63: REGISTRO LMNF-006 ARENA "U" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

La figura 3.64 muestra la presión vs tiempo, claramente esta prueba ha tenido complicaciones, se nota que las respuestas de presión son confusas, cuando el pozo fluye a razón de 408 BPPD la respuesta de presión es "errante" al no seguir un patrón como en un "drawdown" cuando el pozo está fluyendo. Posteriormente al período de flujo el pozo se cierra, y en este período se espera que la presión restaure, sin embargo se nota que la presión cae, esto puede deberse a una falla en las herramientas como un mal sello entre la herramienta y la formación, lo que hace que la presión no restaure.

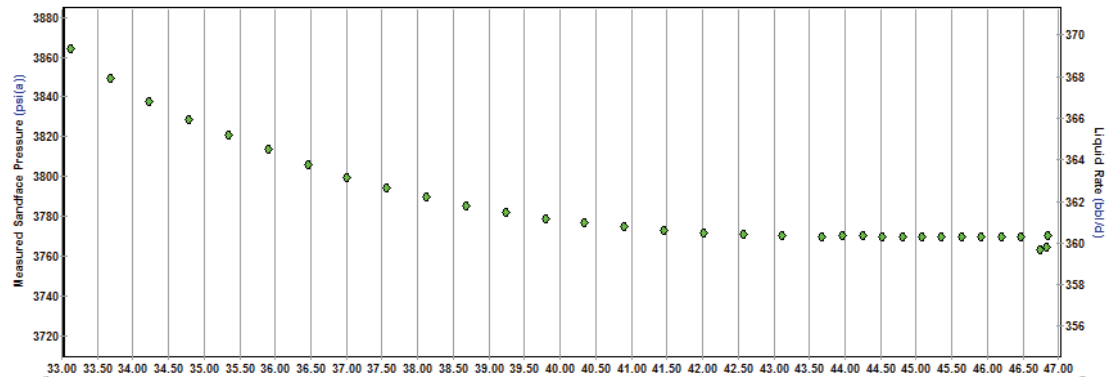
FIGURA 3.64: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #6 LMNE-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

En la figura 3.65 se ilustra el período en el que se esperaba la restauración de presión, sin embargo no incrementa y la misma disminuye, debido a una falla operativa en la prueba.

FIGURA 3.65: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFACTORIA EN PRUEBA #6 LMNF-006



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

En conclusión, la prueba no es válida debido a fallas operativas al momento de correr la prueba como ya se dijo anteriormente. Lo que se podría obtener de esta prueba es la curva IPR.

3.5.7 LIMONCOCHA-7

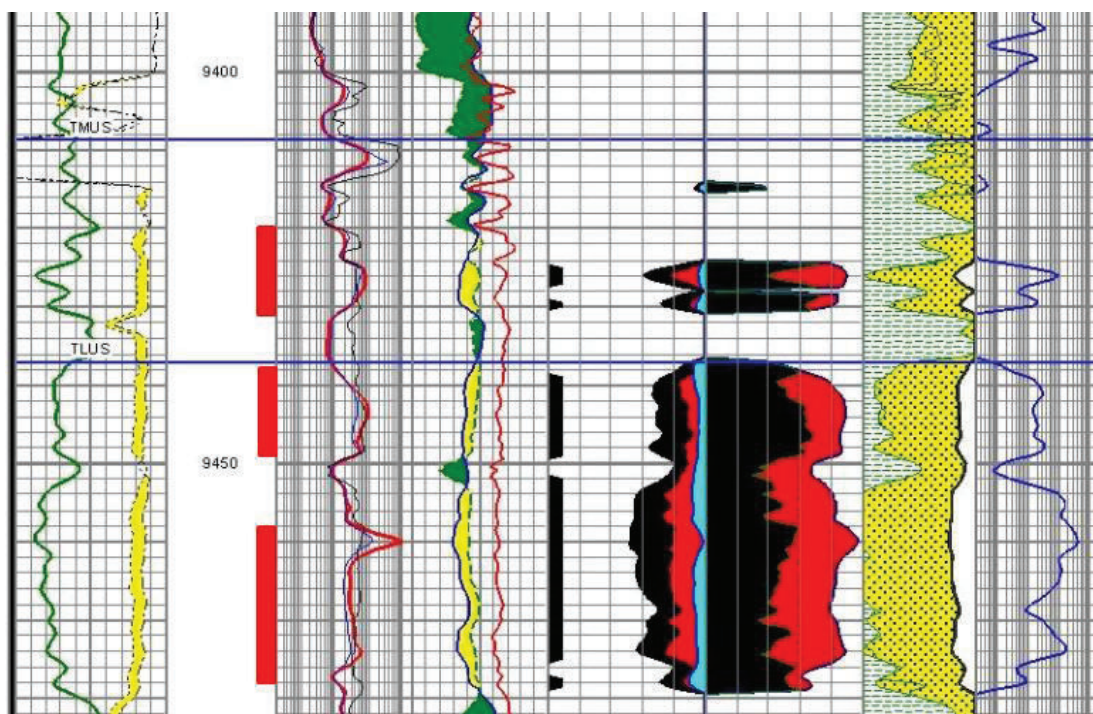
En este pozo se tomaron cuatro pruebas, de las cuales una prueba corresponde a restauración de presión y las tres restantes son pruebas DST.

3.5.7.1 Prueba de restauración de presión # 1

La primera prueba de restauración de presión tomada en este pozo se lo realizó el 2 de agosto de 1994, evaluando la arena Napo "U", en los siguientes intervalos perforados:

- 9458-9478 ft.
- 9438-9449 ft.
- 9420-9431 ft

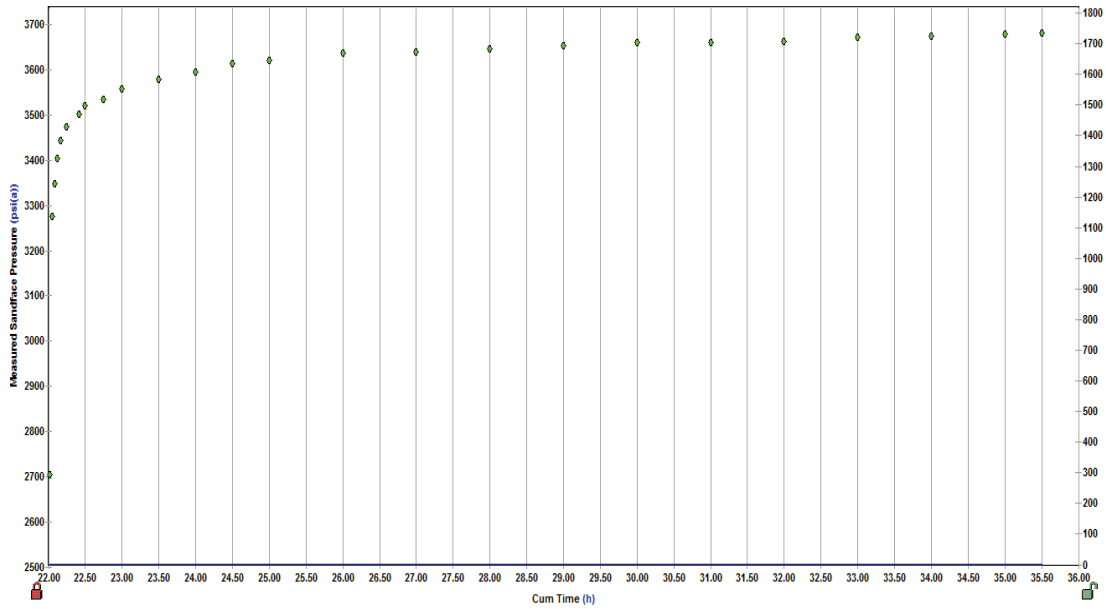
FIGURA 3.66: REGISTRO LMNG-007 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

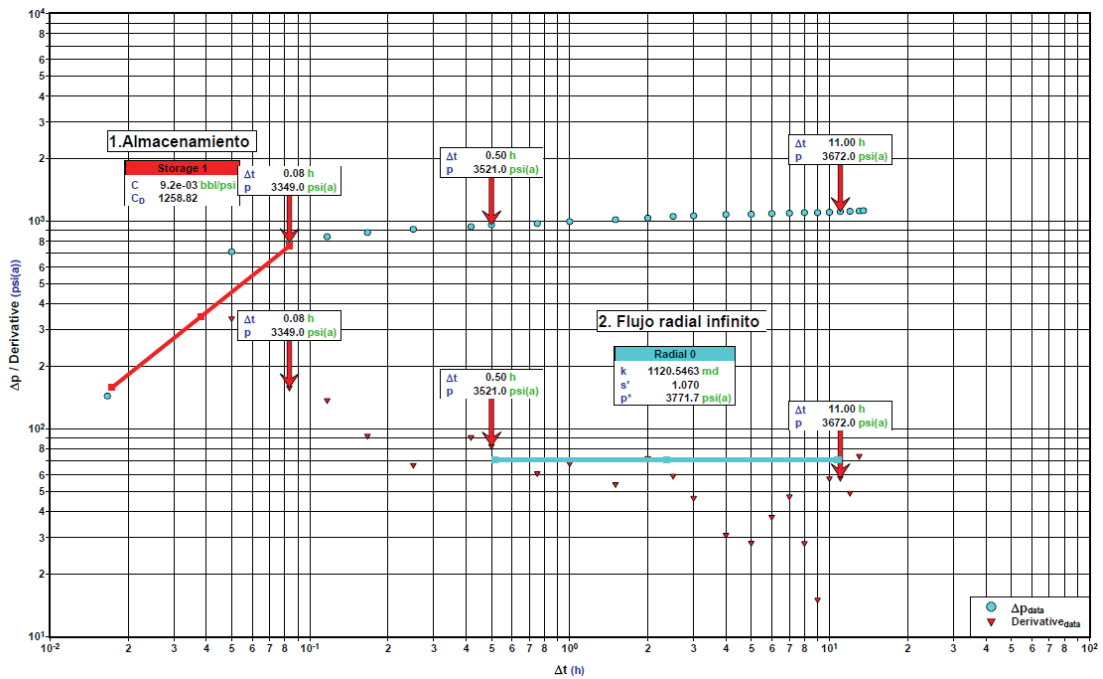
En la figura 3.66 , se puede apreciar la restauración de presión en esta prueba, además se ha considerado un tiempo de producción efectiva (t_p) de 22 horas, mientras que el tiempo de cierre para esta prueba fue de 13.5 horas.

FIGURA 3.67: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNG-007



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.68: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA # LMNG-007



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.7.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

No se aprecia claramente el período correspondiente al almacenamiento, sin embargo la línea de pendiente igual a 1 (almacenamiento) tiene afecto hasta $\Delta t = 0.08$ hr.

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.08$ hr a $\Delta t = 0.5$ hr.

Flujo Radial Infinito:

La región de flujo radial infinito ($m=0$) no es apreciable fácilmente, los puntos no siguen estrictamente una línea de pendiente 0, pero hemos asumido que comprende el intervalo de tiempo desde $\Delta t = 0.5$ hr a $\Delta t = 11$ hr. La discontinuidad de esta tendencia puede ser causada por efecto del pozo.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos no se aprecia ningún efecto de límites.

Conclusión:

La prueba es válida.

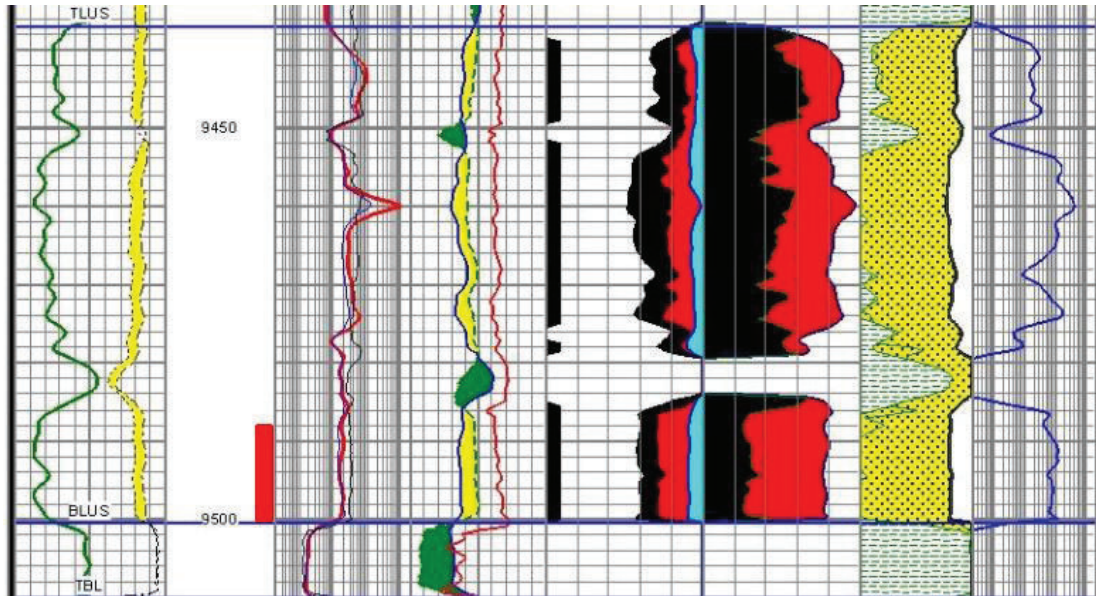
3.5.7.2 Prueba DST # 1

La primera prueba DST que se realizó en el pozo Limoncocha-7 se la tomó el 15 de julio de 1994, evaluando la arena Napo "U", en los siguientes intervalos perforados:

- 9488-9500 ft.

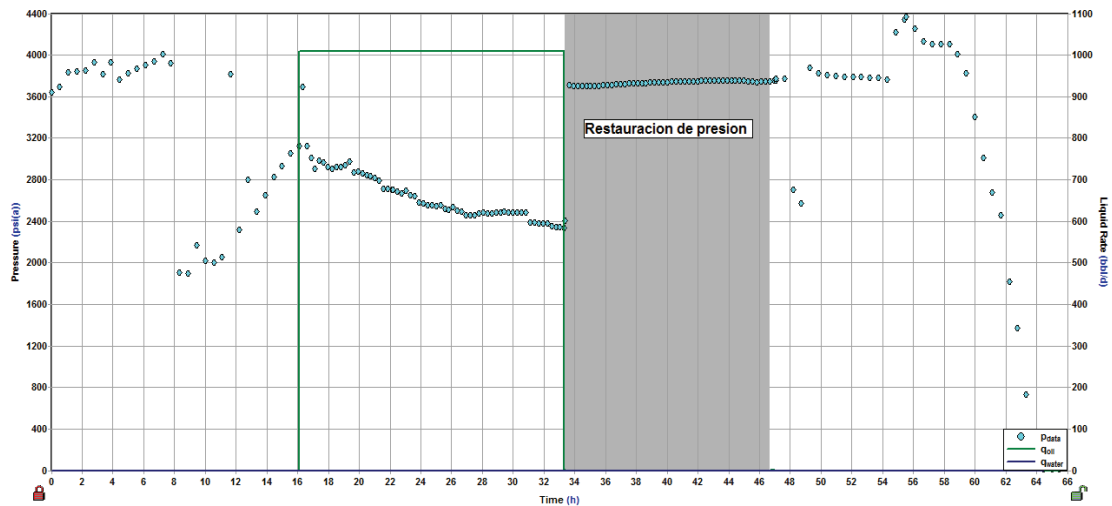
La figura 3.70 muestra la presión vs tiempo, en el que en un período fluye a 1008 BPPD. Posteriormente al período de flujo, el pozo se cierra, donde se produce la restauración de presión, en el cual se realizará el análisis respectivo.

FIGURA 3.69: REGISTRO LMNG-007 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.70: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA # LMNG-007

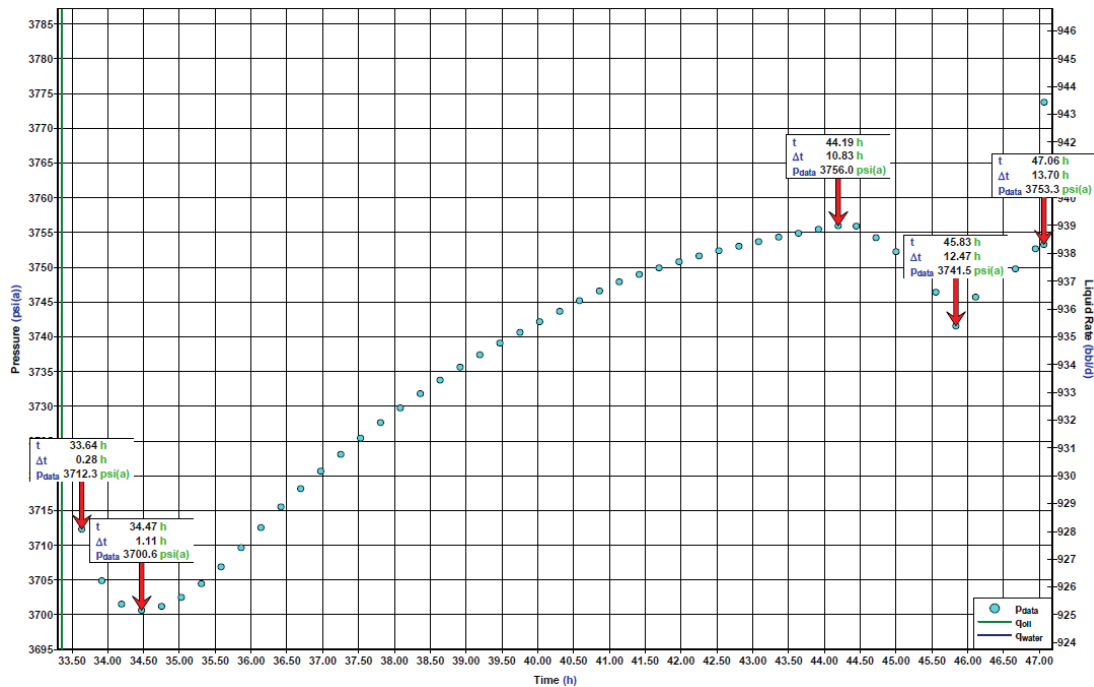


FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

La Figura 3.71 muestra los puntos de presión que representan la zona de restauración de presión, y en la que se nota que dicha restauración no es exitosa. Desde $\Delta t=0.28$ hr hasta $\Delta t=1.11$ hr se nota una declinación de la presión, a partir de $\Delta t=1.11$ hr hasta $\Delta t=10.83$ hr la restauración exitosa, posteriormente la presión

vuelve a declinar hasta $\Delta t=12.47$ hr, por lo tanto la restauración de presión no es buena, dicho problema puede darse por falla en la herramienta o un insatisfactorio sello con la formación. Todo este análisis lleva a calificar esta prueba como inválida.

FIGURA 3.71: ANÁLISIS DE RESTAURACION INSATISFATORIA EN LA PRUEBA #2 LMNG-007



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

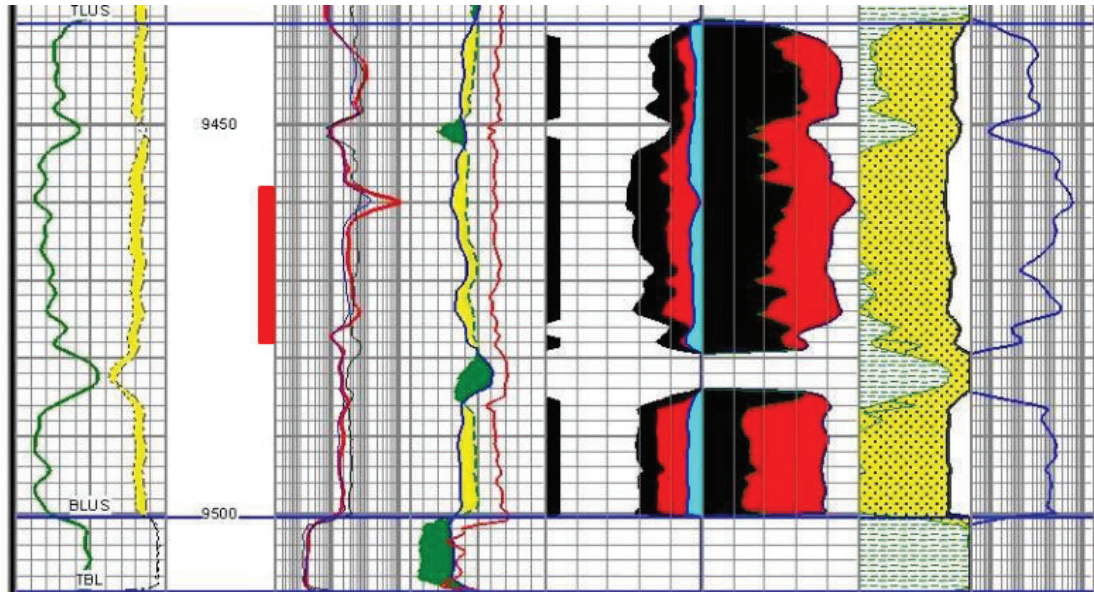
3.5.7.3 Prueba DST # 2

Esta prueba DST se realizó en el pozo Limoncocha-7 se la tomó el 19 de julio de 1994, evaluando la arena Napo "U", en los siguientes intervalos perforados:

- 9458-9478 ft.

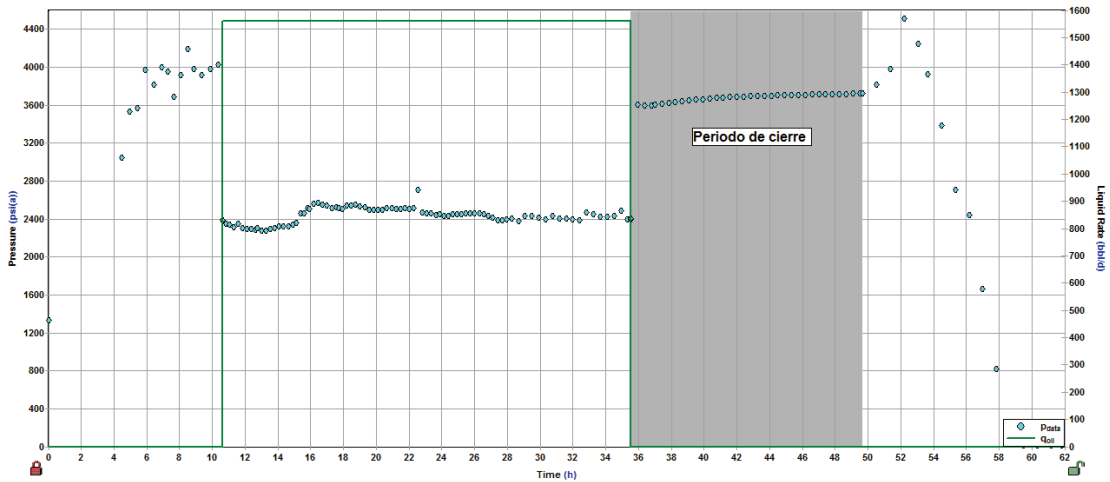
La figura 3.73 representa P vs t, y muestra los períodos que comprende esta prueba, en el período en el que el pozo fluye lo hace a 1560 BPPD, posteriormente se produce el período de cierre, donde se produce la restauración de presión, siendo esta zona la que se analizará.

FIGURA 3.72: REGISTRO LMNG-007 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.73: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #3 LMNG-007



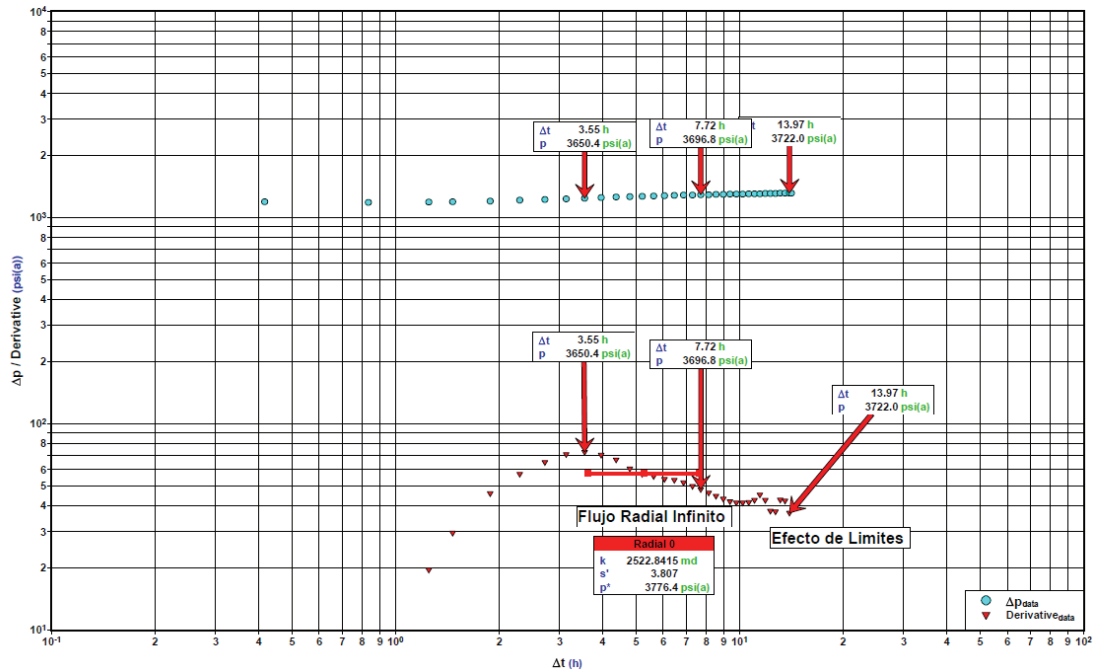
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.7.3.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

No se presenta almacenamiento, este período se aprecia en los primeros tiempos de la prueba, sin embargo no se aprecia este efecto.

FIGURA 3.74: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #3 LMN-007



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

Flujo Radial Infinito:

En esta prueba no se distingue una línea con pendiente 0, sin embargo asumiremos que el flujo radial infinito se encuentra desde $\Delta t = 3.55$ hr a $\Delta t = 7.72$ hr.

Efecto de Límites:

Se aprecia este efecto en la región de tiempos tardíos. Los efectos de límites comprende el intervalo de tiempo que va desde $\Delta t = 7.72$ hr a $\Delta t = 13.97$ hr. Los límites corresponden a barreras de presión constante.

Conclusión:

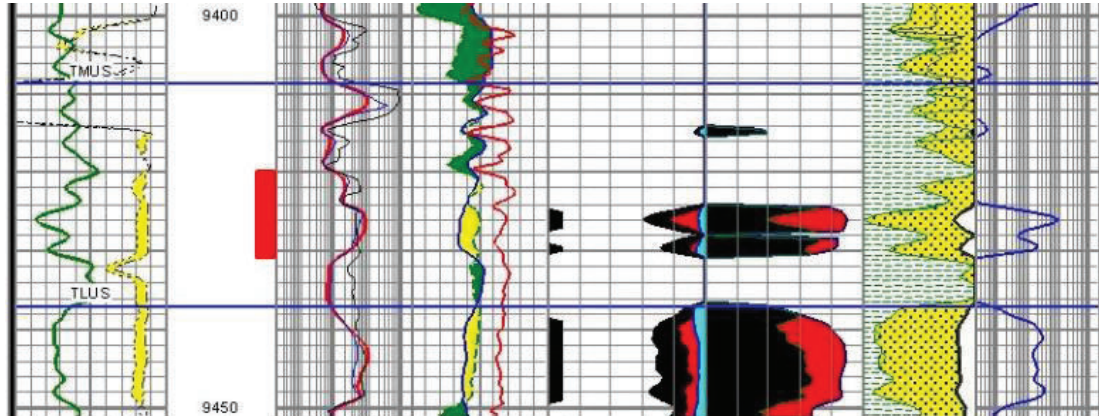
La prueba es válida

3.5.7.4 Prueba DST # 3

Esta prueba se la realizó el 25 de julio de 1994 donde se evaluó la Arena “U” en los siguientes intervalos:

- 9420-9431 ft.

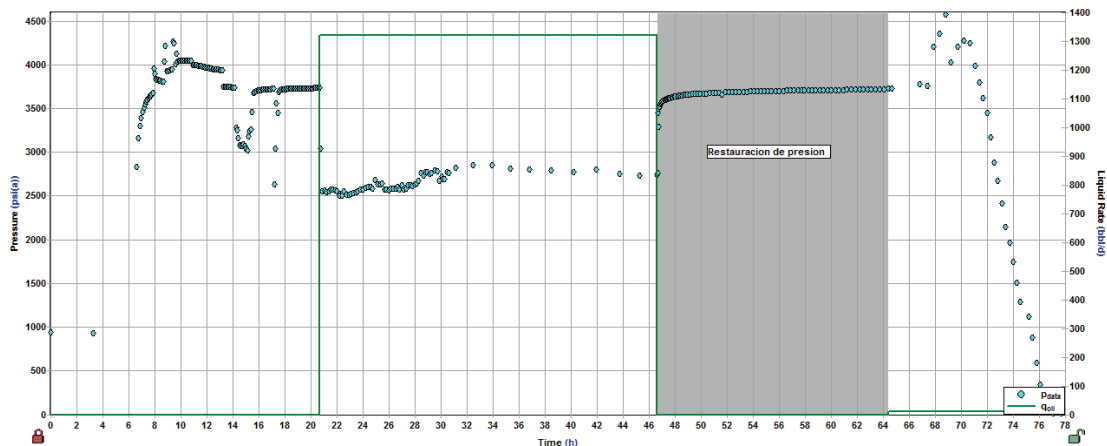
FIGURA 3.75: REGISTRO LMNG-007 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

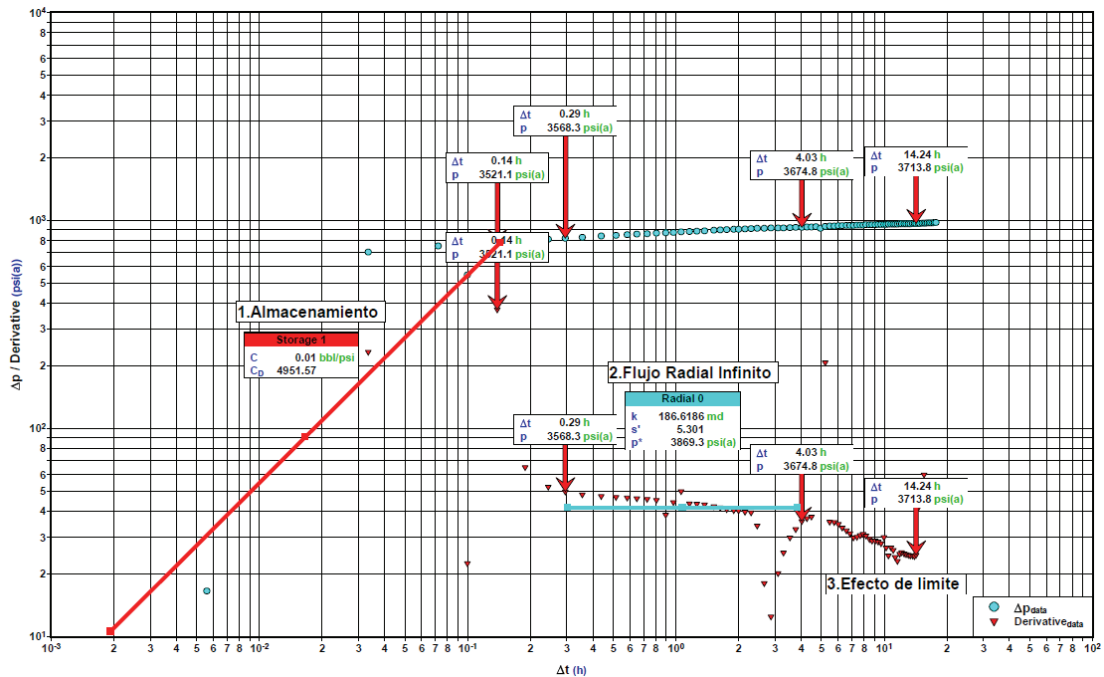
En la figura 3.76 se presenta la variación de presión con respecto al tiempo y los distintos períodos de la prueba. En el período donde el pozo fluye lo hace a una razón de 1320 BPPD, después el pozo se cierra, produciéndose así la restauración de presión, esta zona es la que se analizará.

FIGURA 3.76: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #4 LMNG-007



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.77: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #4 LMNG-007



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.7.4.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

El período correspondiente al almacenamiento se presenta hasta $\Delta t = 0.14$ hr.

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.14$ hr a $\Delta t = 0.29$ hr.

Flujo Radial Infinito:

La zona correspondiente a la línea de pendiente 0 ($m=0$), se encuentra en el intervalo comprendido desde $\Delta t = 0.29$ hr a $\Delta t = 4.03$ hr. Es importante notar una variación inusual de los puntos en esta región, que podría ser causado debido a los efectos del pozo. Sin embargo se nota con cierta claridad la región de flujo radial infinito.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos se aprecia que existe efecto de límites, en este caso se presenta en el intervalo comprendido desde $\Delta t = 4.03$ hr a $\Delta t = 14.24$ hr. Este efecto parece producirse por un límite de presión constante.

Conclusión:

La prueba es válida

3.5.8 LIMONCOCHA-8

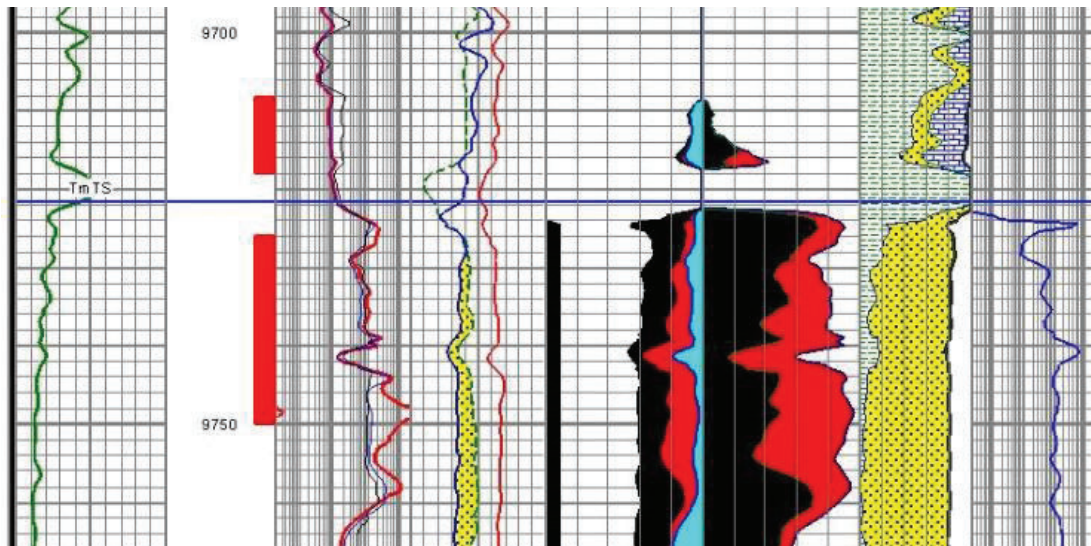
En este pozo inicialmente se tomó una prueba de restauración de presión.

3.5.8.1 Prueba de restauración de presión # 1

La primera prueba de restauración de presión tomada en el pozo Limoncocha-8 se realizó el 30 de agosto de 1994, en la que se evaluó la Arena Napo "T" Superior en los intervalos perforados:

- 9708-9718 ft.
- 9726-9750 ft.

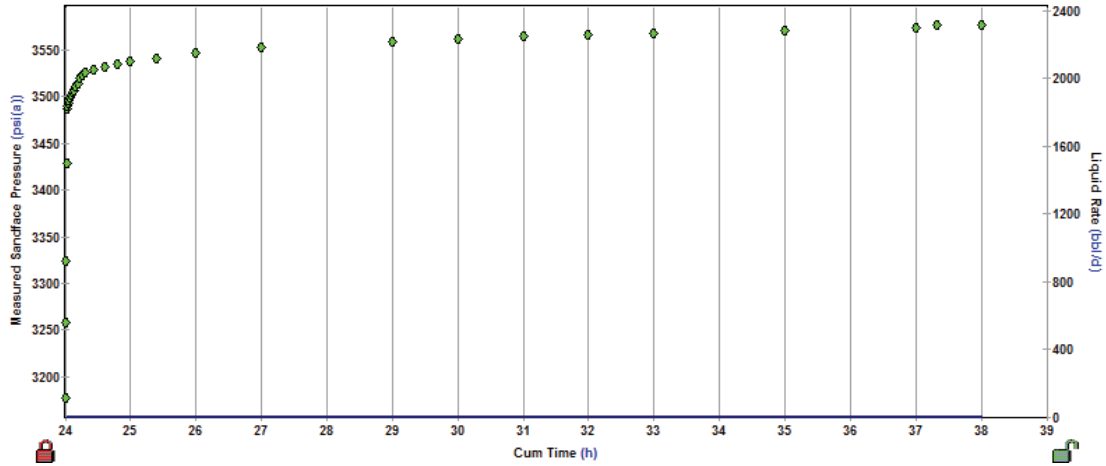
FIGURA 3.78: REGISTRO LMNH-008 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

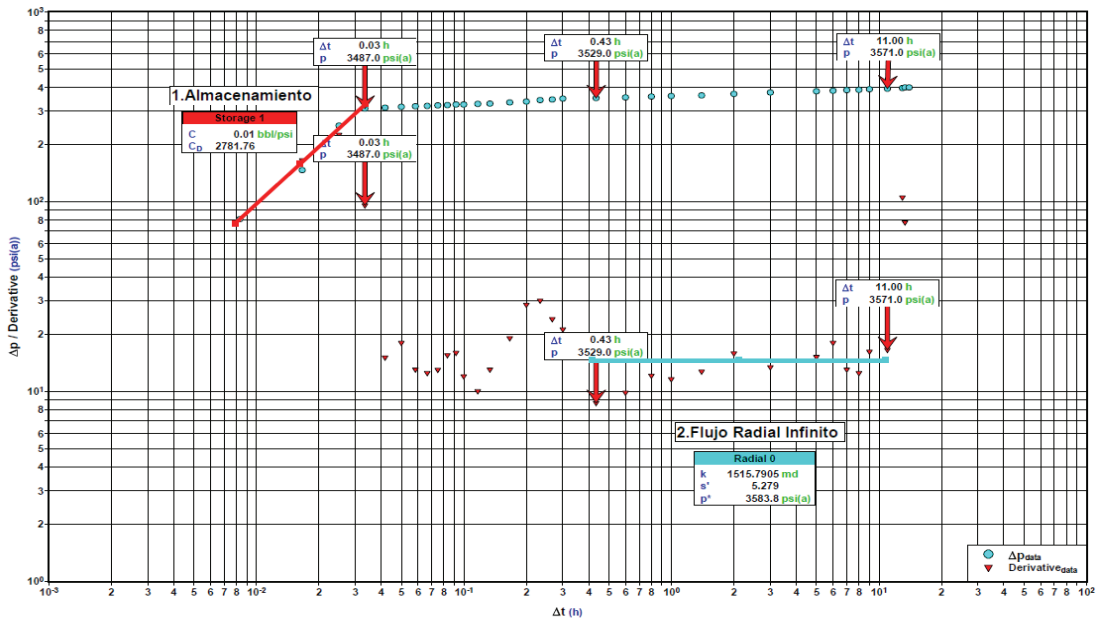
En la figura 3.79 se puede notar la restauración de presión en esta prueba, en la que se ha considerado un tiempo de producción efectiva de 24 horas, mientras que el tiempo de cierre de la prueba fue de 14 horas.

FIGURA 3.79: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNH-008



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.80: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNH-008



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.8.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

En esta prueba se aprecia el efecto del almacenamiento hasta $\Delta t = 0.03$ hr.

Período de Transición:

No se aprecia claramente, ya que existe un comportamiento inusual de los puntos, pero esta región se la ha definido en el período comprendido desde $\Delta t = 0.03$ hr a $\Delta t = 0.43$ hr.

Flujo Radial Infinito:

La región de flujo radial infinito ($m=0$) es apreciable ya que los puntos siguen la tendencia natural de la región de flujo radial infinito, esta región comprende el intervalo de tiempo desde $\Delta t = 0.43$ hr a $\Delta t = 11$ hr.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos no se aprecia ningún efecto de límites, sin embargo se puede apreciar unos cuantos puntos que producen un falso efecto de límite, esto puede darse por efectos del pozo.

Conclusión:

La prueba presenta cierto grado de incertidumbre.

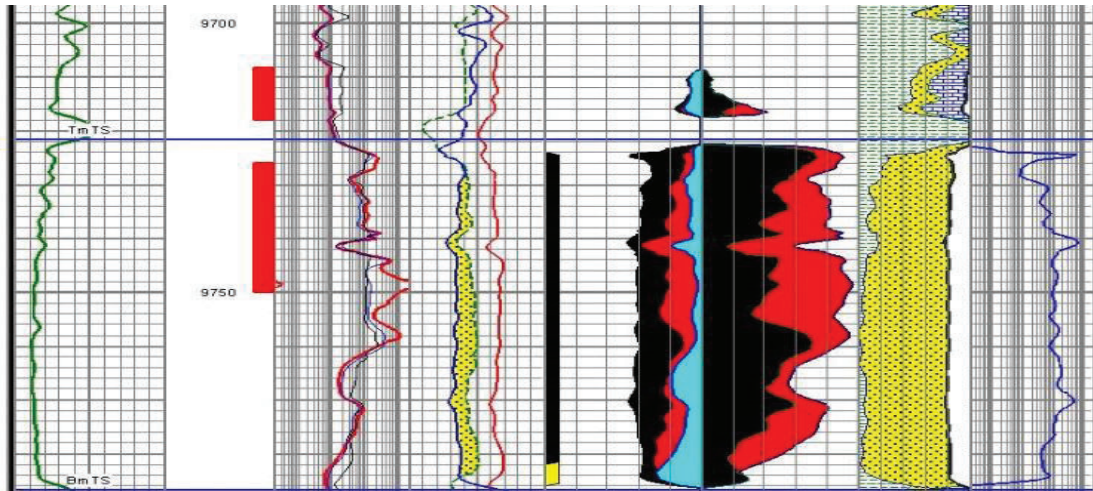
3.5.8.2 Prueba DST # 1

La primera prueba DST en el pozo Limoncocha-8 se la registró el 20 de noviembre 1994 probándose la arena "U" en los intervalos.

- 9708-9718 ft.
- 9726-9750 ft.

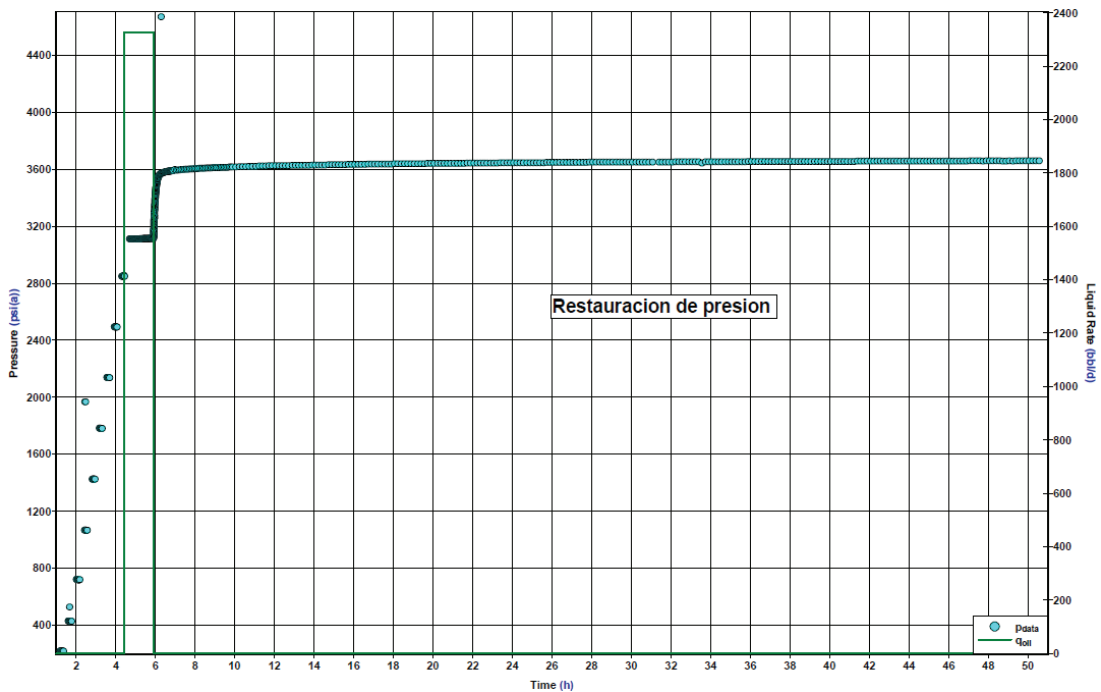
La figura 3.82 presenta el registro de presión vs tiempo en el que se presenta un período de flujo en cual se produjo 2326 BPPD en un lapso de tiempo de 1.2 horas y posteriormente ocurre la restauración de presión respectiva.

FIGURA 3.81: REGISTRO LMNH-008 ARENA "T" SUPERIOR INTERVALOS PERFORADOS



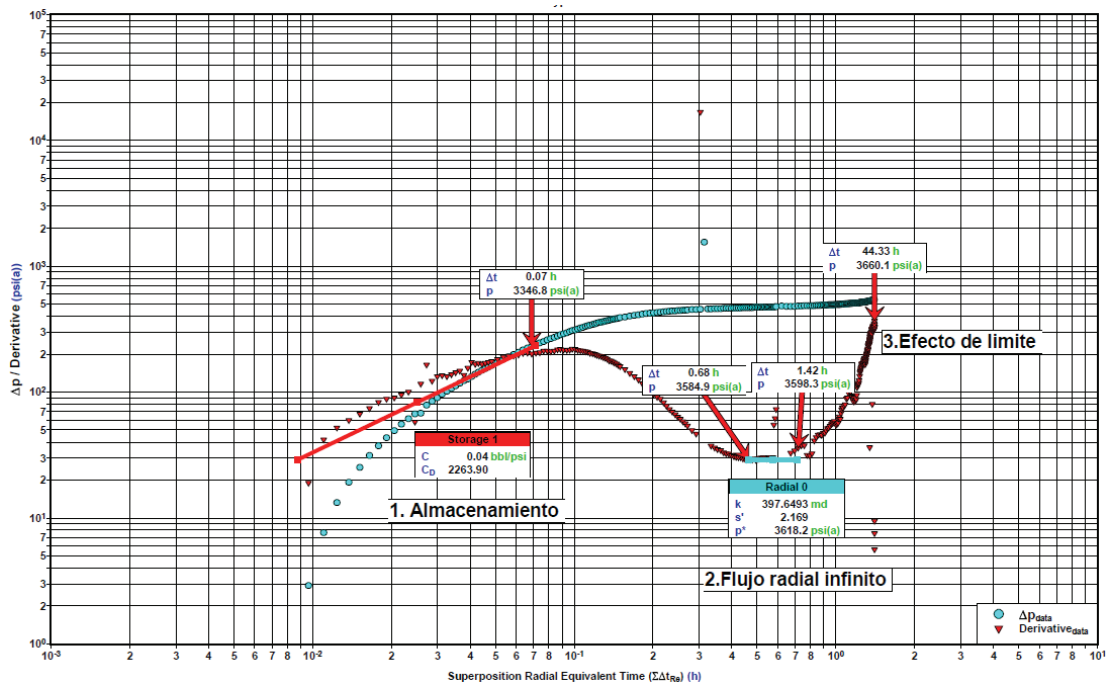
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.82: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNH-008



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.83: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNH-008



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.8.2.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

En los primeros tiempos de la prueba se observa claramente que existe almacenamiento, este efecto termina a $\Delta t = 0.07$ hr.

Período de Transición:

Este período se presenta desde $\Delta t = 0.07$ hr a $\Delta t = 0.68$ hr.

Flujo Radial Infinito:

La región de flujo radial infinito caracterizado por la línea de pendiente 0 se encuentra desde $\Delta t = 0.68$ horas hasta $\Delta t = 1.42$ horas.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos se aprecia el efecto de límites debido a barreras de no flujo, este efecto se presenta desde $\Delta t = 1.42$ horas hasta el final de la prueba.

Conclusión:

Según el análisis que se ha realizado, esta prueba es válida.

3.5.9 LIMONCOCHA-9

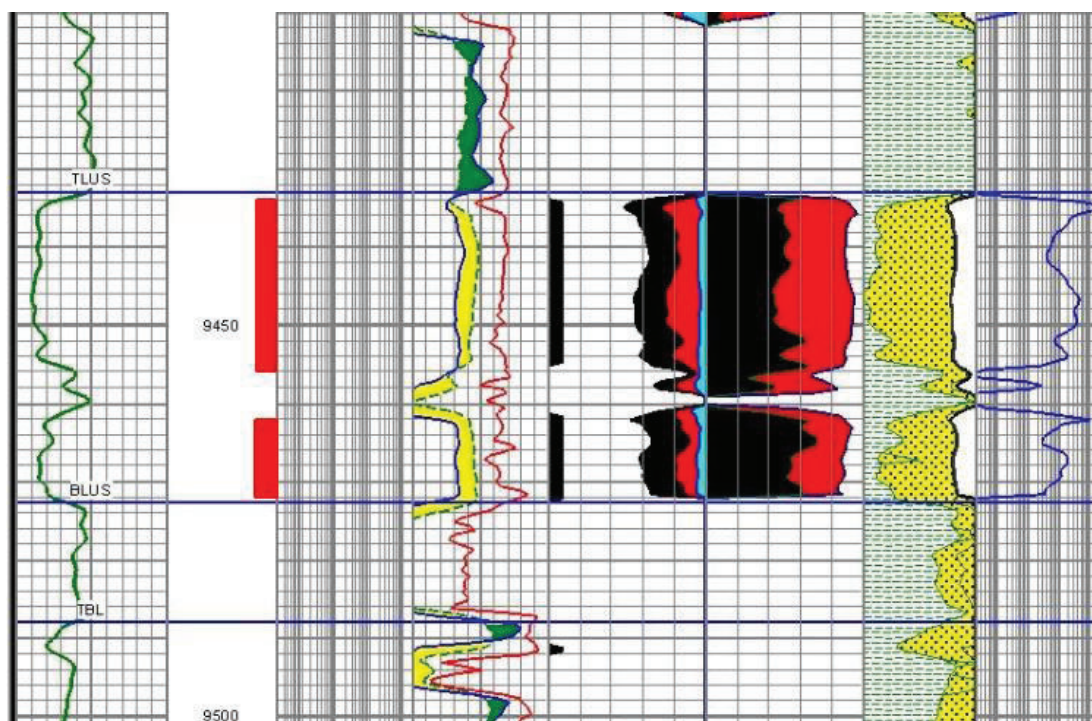
En este pozo inicialmente se ha tomado una prueba de restauración de presión.

3.5.9.1 Prueba de restauración de presión # 1

La primera prueba de restauración de presión realizada en el pozo Limoncocha-9 se la tomó el 9 de septiembre de 1995 en la que se evaluó la Arena "U" en los siguientes intervalos perforados:

- 9434-9456 ft.
- 9462-9472 ft.

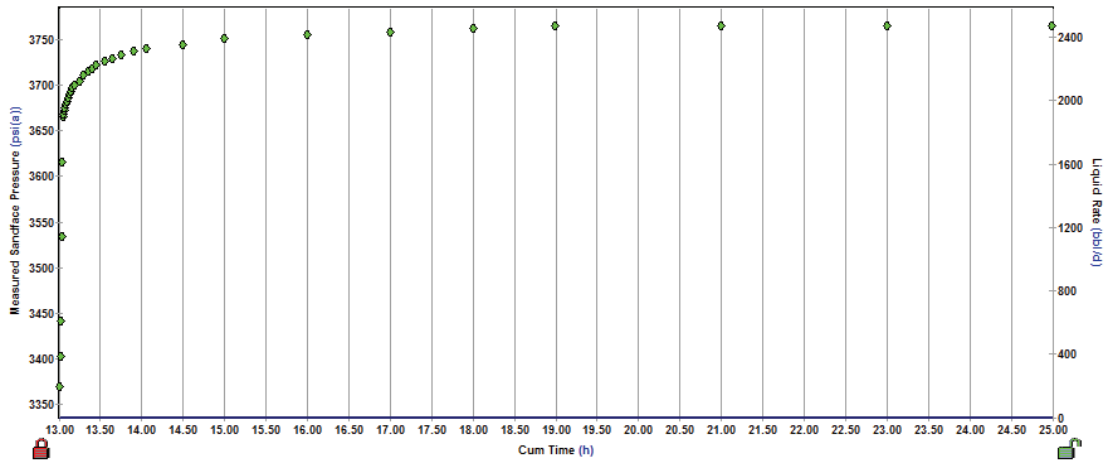
FIGURA 3.84: REGISTRO LMNI-009 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

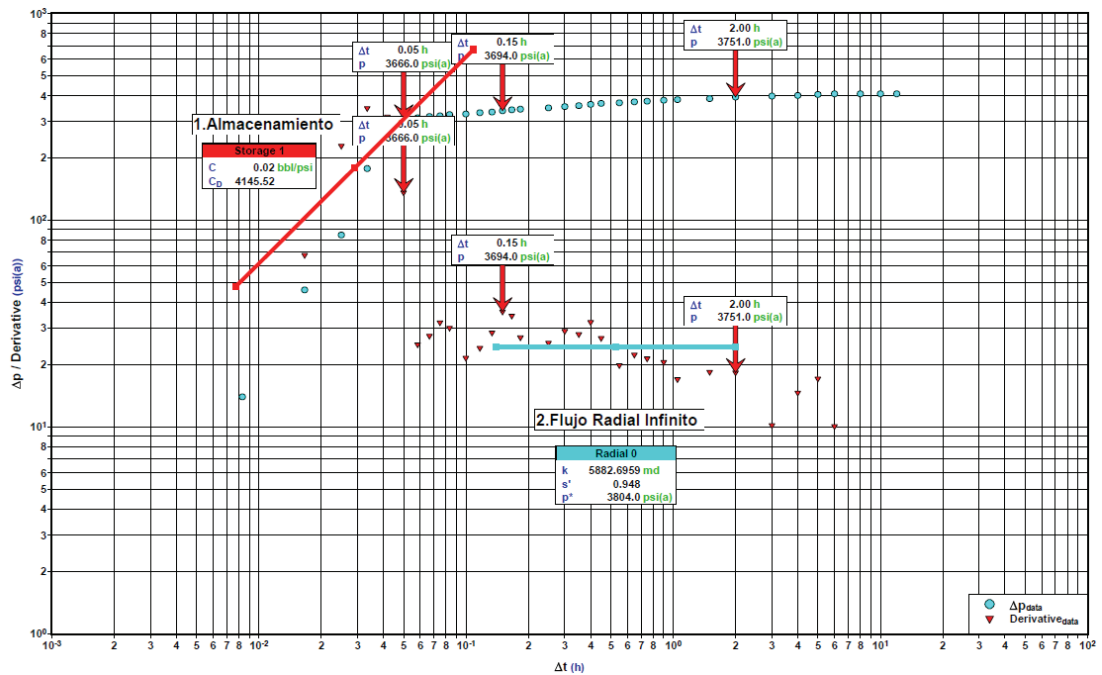
En la figura 3.85 se puede notar la restauración de presión en esta prueba, en la que se ha considerado un tiempo de producción efectiva de 13 horas, mientras que el tiempo de cierre de la prueba fue de 12 horas.

FIGURA 3.85: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNI-009



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.86: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNI-009



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.9.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

En esta prueba se aprecia el efecto del almacenamiento hasta $\Delta t = 0.05$ hr.

Período de Transición:

Se podría considerar que esta región se encuentra en el intervalo de tiempo comprendido desde $\Delta t = 0.05$ hr a $\Delta t = 0.15$ hr.

Flujo Radial Infinito:

La región de flujo radial infinito representada por una pendiente 0 se encuentra, en el intervalo de tiempo desde $\Delta t = 0.15$ hr a $\Delta t = 2$ hr.

Efecto de Límites:

En la región de tiempos tardíos no se aprecia ningún efecto de límites, sin embargo se puede apreciar unos cuantos puntos que producen un falso efecto de límite, esto puede darse por efectos del pozo.

Conclusión:

La prueba presenta un grado de incertidumbre.

3.5.10 LIMONCOCHA-10

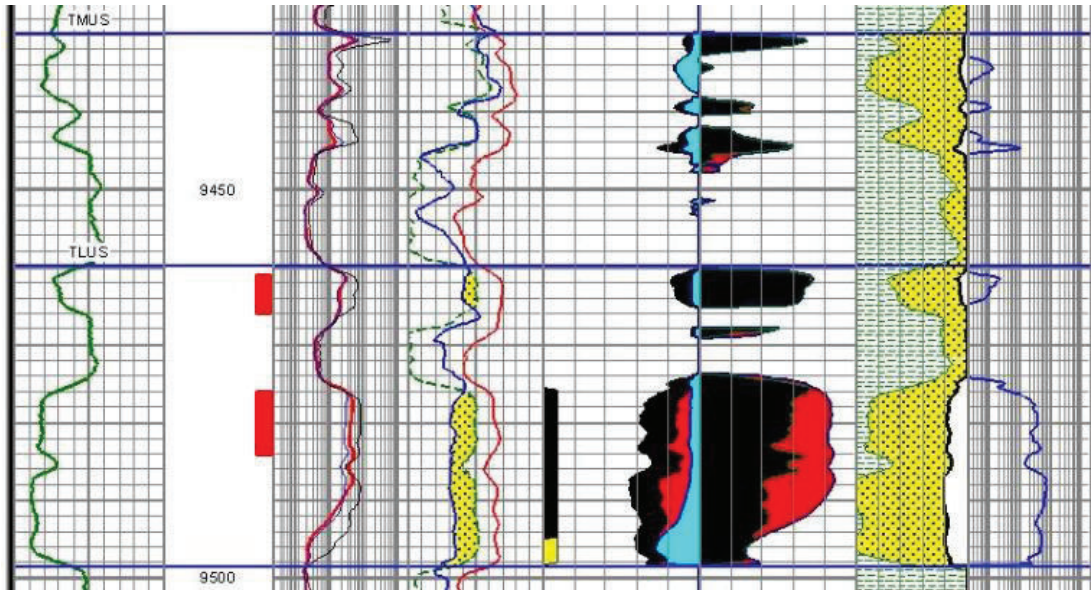
En el pozo Limoncocha-10 inicialmente se tomaron dos pruebas de restauración de presión, las cuales se detallan más adelante.

3.5.10.1 Prueba de restauración de presión # 1

La primera prueba de restauración de presión tomada en el pozo Limoncocha-10 se realizó el 20 de mayo de 1996, en la cual se evaluó la Arena "U" en los siguientes intervalos perforados:

- 9461-9466 ft.
- 9476-9484 ft.

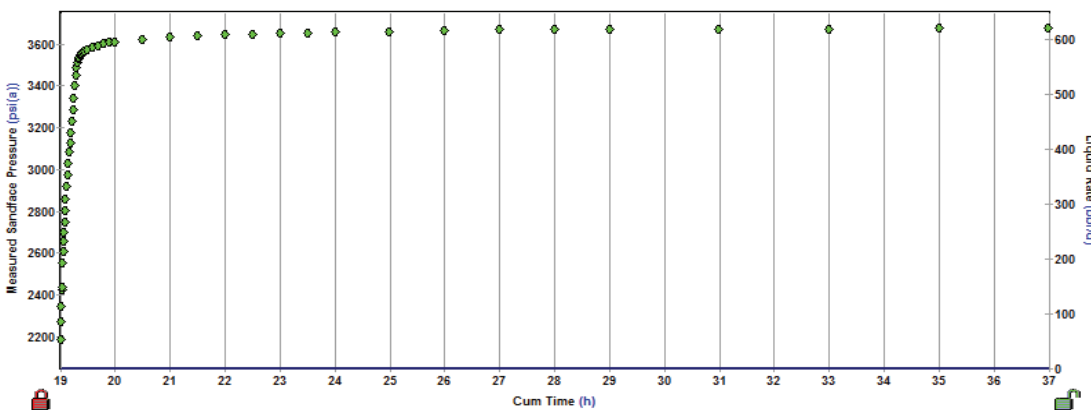
FIGURA 3.87: REGISTRO LMNJ-010 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

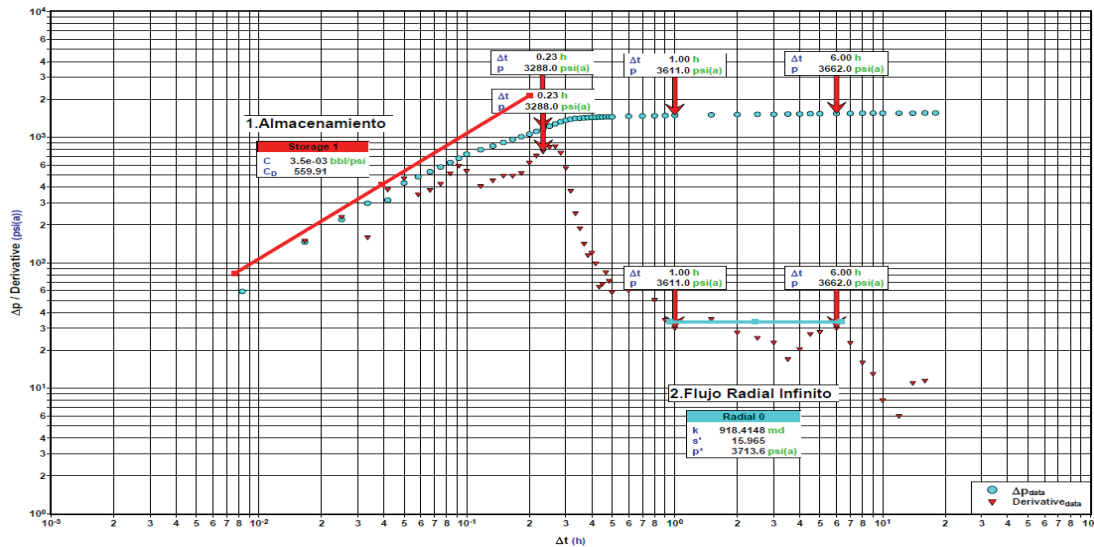
En la figura 3.88 se puede notar la restauración de presión en esta prueba, en la que se ha considerado un tiempo de producción efectiva de 19 horas, mientras que el tiempo de cierre de la prueba fue de 18 horas.

FIGURA 3.88: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #1 LMNJ-010



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 3.89: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #1 LMNJ-010



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.10.1.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

En esta prueba se aprecia el efecto del almacenamiento hasta $\Delta t = 0.17$ hr.

Período de Transición:

Se podría considerar que esta región se encuentra en el intervalo de tiempo comprendido desde $\Delta t = 0.17$ hr a $\Delta t = 1$ hr.

Flujo Radial Infinito:

Esta región no se presenta tan claramente, sin embargo se ha determinado que la región representada por una pendiente 0 ($m=0$) se encuentra en el intervalo de tiempo desde $\Delta t = 1$ hr a $\Delta t = 6$ hr.

Efecto de Límites:

Parecería que posteriormente a la región de flujo radial infinito se presenta efectos de límite, dado que una serie de puntos se desvían de la región de pendiente 0, este efecto de límite corresponde a límites de presión constante.

Conclusión:

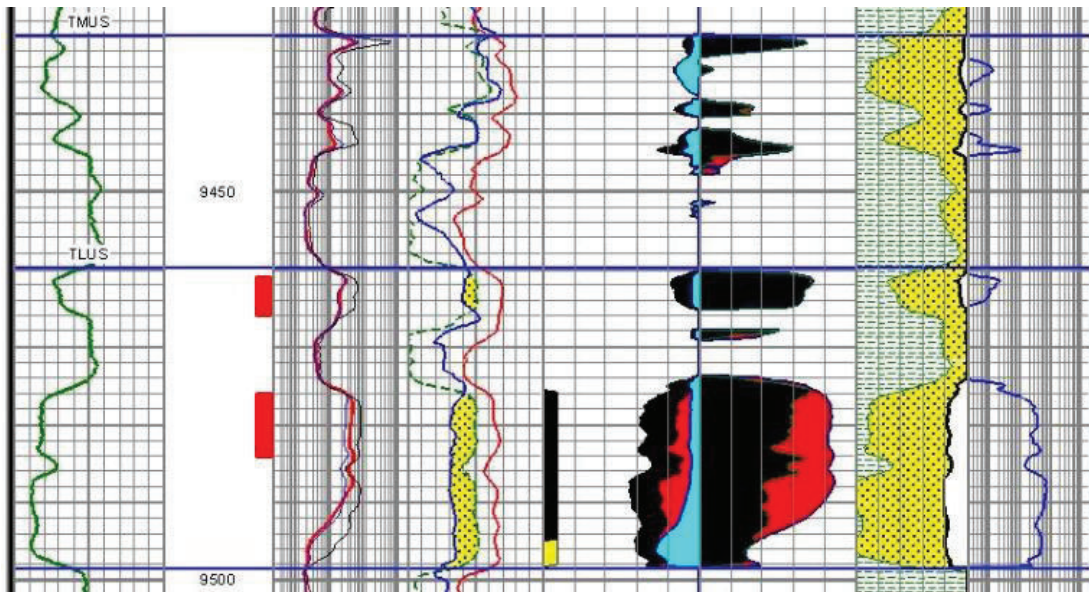
La prueba es válida.

3.5.10.2 Prueba de restauración de presión # 2

Esta prueba se la tomó el 24 de mayo de 1996, en la que se registró la presión en la Arena "U" en los siguientes intervalos perforados:

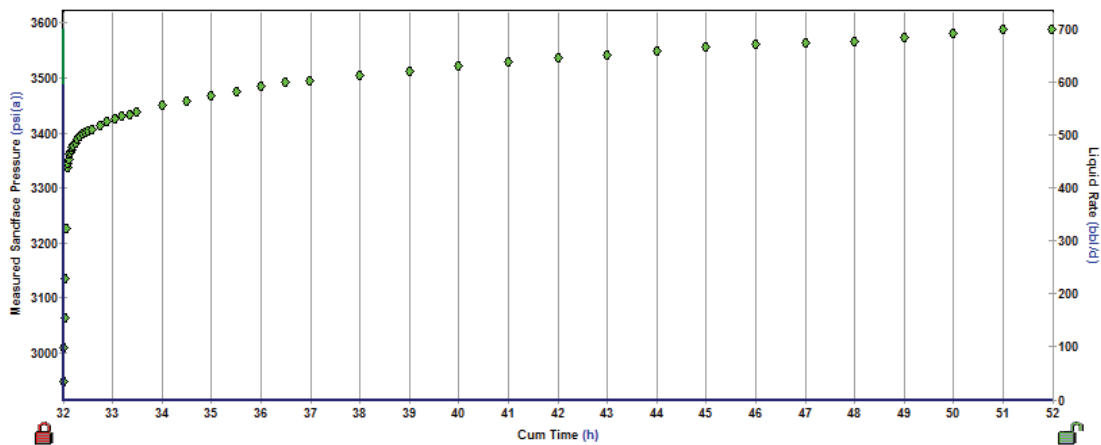
- 9461-9466 ft.
- 9476-9484 ft.

FIGURA 3.90: REGISTRO LMNJ-010 ARENA "U" INTERVALOS PERFORADOS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

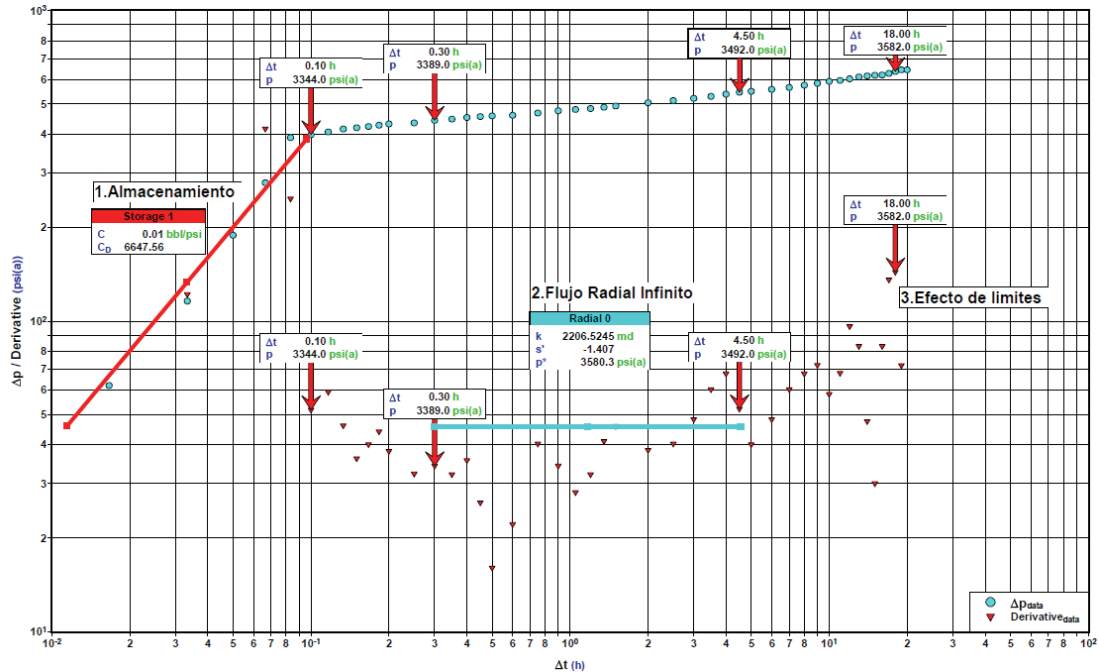
FIGURA 3.91: PRESIÓN VS TIEMPO ACUMULADO PRUEBA #2 LMNJ-010



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

En la 3.91 se puede notar la restauración de presión en esta prueba, en la que se ha considerado un tiempo de producción efectiva de 32 horas, mientras que el tiempo de cierre de la prueba fue de 20 horas.

FIGURA 3.92: ANÁLISIS LOG-LOG PRUEBA #2 LMNJ-010



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

3.5.10.2.1 Análisis

Período de Almacenamiento:

El efecto del almacenamiento se presenta hasta $\Delta t = 0.10 \text{ hr}$.

Período de Transición:

Se podría considerar que esta región se encuentra en el intervalo de tiempo comprendido desde $\Delta t = 0.10 \text{ hr}$ a $\Delta t = 0.30 \text{ hr}$.

Flujo Radial Infinito:

Determinar esta región resulta un poco confuso, ya que los puntos graficados no siguen una línea de pendiente 0 ($m=0$), sin embargo se ha considerado que el

flujo radial infinito se encuentra en el intervalo de tiempo desde $\Delta t = 0.30$ hr a $\Delta t = 4.5$ hr.

Efecto de Límites:

Parecería que posteriormente a la región de flujo radial infinito se presenta efectos de límite, dado que una serie de puntos se desvían de la región de pendiente 0, este efecto de límite corresponde a límites de no flujo.

Conclusión:

La prueba es válida.

TABLA 3.2: VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS

	POZO	FECHA	RESERVORIO	INTERVALO DISPARADO	VALIDEZ
1	LMNA-001	10/12/1994	TS	9696 - 9699 ; 9702 - 9708 ; 9716 - 9721	No válida
2	LMNB-002	02/12/1992	TS	9688 - 9715 ; 9686 - 9692 ; 9662 - 9670 ; 9653 - 9658 ; 9730 - 9757	Válida
3	LMNB-002	04/11/1992	UI	9417 - 9454	Incertidumbre
4	LMNB-002	07/12/1992	TP	9653 - 9658 ; 9662 - 9670 ; 9686 - 9692 ; 9698 - 9715 ; 9730 - 9748	Incertidumbre
5	LMNC-003	01/03/1994	TP	9710 - 9730 ; 9740 - 9744	Válida
6	LMNC-003	08/03/1994	TS	9684 - 9691	Válida
7	LMNC-003	25/06/1998	UI	9487 - 9497	Válida
8	LMND-004	01/04/1994	TP	9665 - 9685	Incertidumbre
9	LMNE-005	23/03/1994	TS	9689 - 9706	Válida
10	LMNE-005	19/04/1994	TP	9716 - 9725	Válida
11	LMNE-005	28/04/1994	UI	9468 - 9494	No válida
12	LMNE-005	15/04/1996	TS	9689 - 9706	Válida
13	LMNE-005	08/05/1996	TS	9689 - 9706	Válida
14	LMNE-005	26/05/1994	TS	9689 - 9706	Válida
15	LMNE-005	09/06/1998	UI	9466 - 9478	Incertidumbre
16	LMNF-006	11/05/1994	TP	9719 - 9725	No válida
17	LMNF-006	16/05/1994	TP	9696 - 9702	No válida
18	LMNF-006	18/05/1994	TP	9696 - 9702	No válida
19	LMNF-006	21/05/1994	TS	9671 - 9682	Válida
20	LMNF-006	25/05/1994	UI	9464 - 9484	Válida
21	LMNF-006	31/05/1994	US	9439 - 9452	No válida
22	LMNG-007	02/08/1994	UI	9458 - 9478 ; 9438 - 9449 ; 9420 - 9431	Válida
23	LMNG-007	15/07/1994	UI	9488 - 9500	No válida
24	LMNG-007	19/07/1994	UI	9458 - 9478	Válida
25	LMNG-007	25/07/1994	UI	9420 - 9449	Válida
26	LMNH-008	30/08/1994	TP	9708 - 9718 ; 9726 - 9750	Incertidumbre
27	LMNH-008	20/11/1994	TS	9708 - 9718 ; 9726 - 9750	Válida
28	LMNI-009	09/10/1995	UI	9434 - 9456 ; 9462 - 9472	Incertidumbre
29	LMNJ-010	20/05/1996	UI	9461 - 9466 ; 9476 - 9484	Válida
30	LMNJ-010	24/05/1996	UI	9461 - 9466 ; 9476 - 9484	Válida

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

CAPÍTULO 4

REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

VALIDADAS Y APLICACIÓN DE RESULTADOS

OBTENIDOS.

La reinterpretación de las pruebas validadas se ha realizado en la versión de prueba del software “Fast Well Test”. Para cada prueba se han ajustado todos los parámetros correspondientes a la formación probada y al pozo. Las pruebas que resultaron válidas son 17. Los resultados obtenidos de cada prueba se los ha obtenido al empatar las distintas curvas de los modelos con los datos respectivos de cada prueba. En el desarrollo de este capítulo se presentarán los distintos empates y los resultados que se obtuvieron de las distintas pruebas en cada pozo. De las pruebas que resultaron no válidas, no se realizará reinterpretación, sin embargo se presentará la curva IPR y sus resultados obtenidos.

4.1 PRUEBAS VÁLIDAS

4.1.1 LIMONCOCHA-2

4.1.1.1 Prueba de restauración de presión # 2

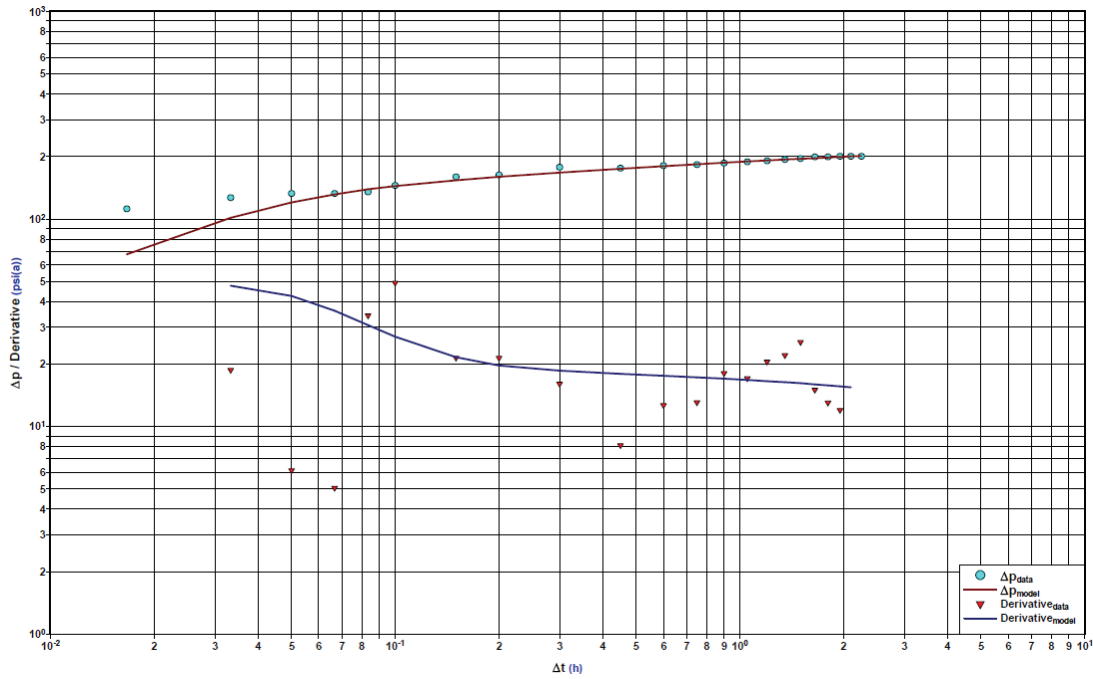
TABLA 4.1: MODELOS DE EMPATE LMNB-002 PRUEBA #2

FECHA DE LA PRUEBA:	02-12-1992
ARENA PROBADA:	“T” SUPERIOR Y “T” INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS (FT) :	TSUP: 9698-9715; 9686-9692; 9662-9670; 9653-9658. TINF: 9730-9757
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

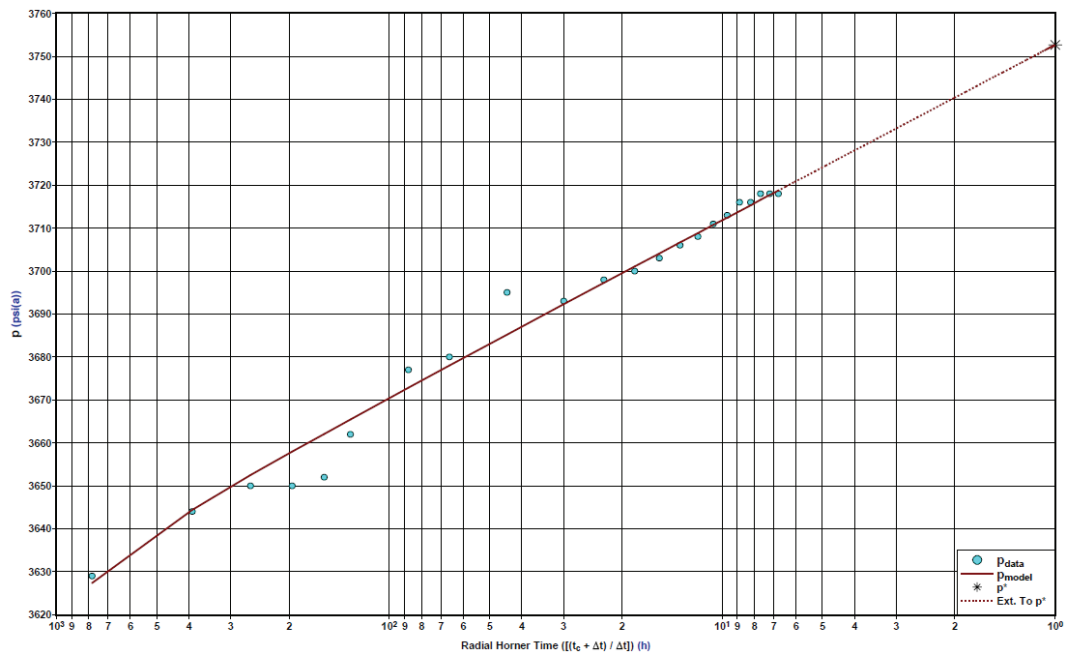
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.1: EMPATE DERIVADA LMNB-002 PRUEBA #2



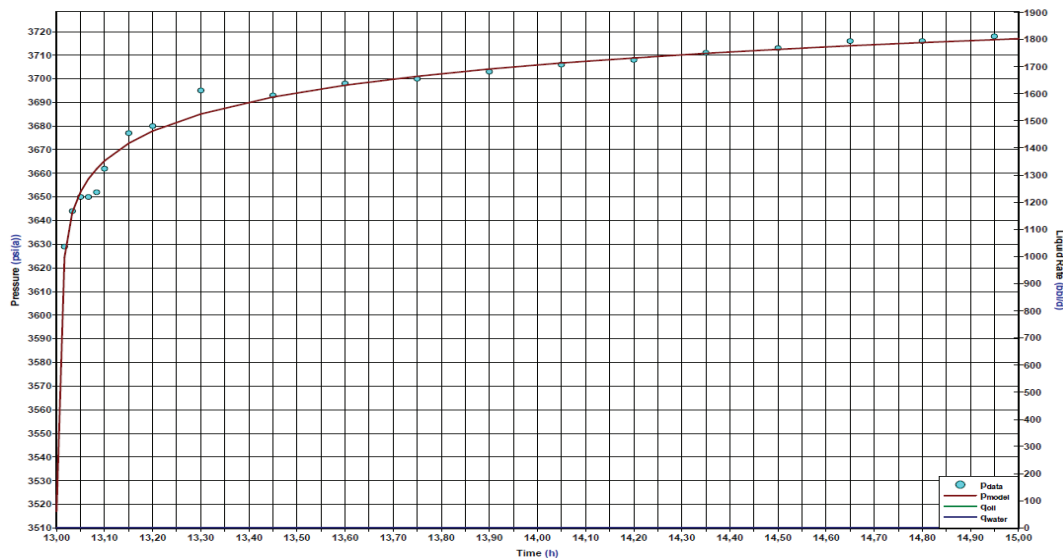
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.2: EMPATE SEMI-LOG LMNB-002 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

**FIGURA 4.3: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNB-002
PRUEBA #2**



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.2: RESULTADOS DEL EMPATE LMNB-002 PRUEBA #2

ALMACENAMIENTO (C)	0.02 BLS/PSI
CD	684.55
DAÑO (S)	-1.525
PERMEABILIDAD (Ko)	320.893 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	3517 PSI
PRESIÓN DE RESERVORIO (PR@MP)	3752.66 PSI

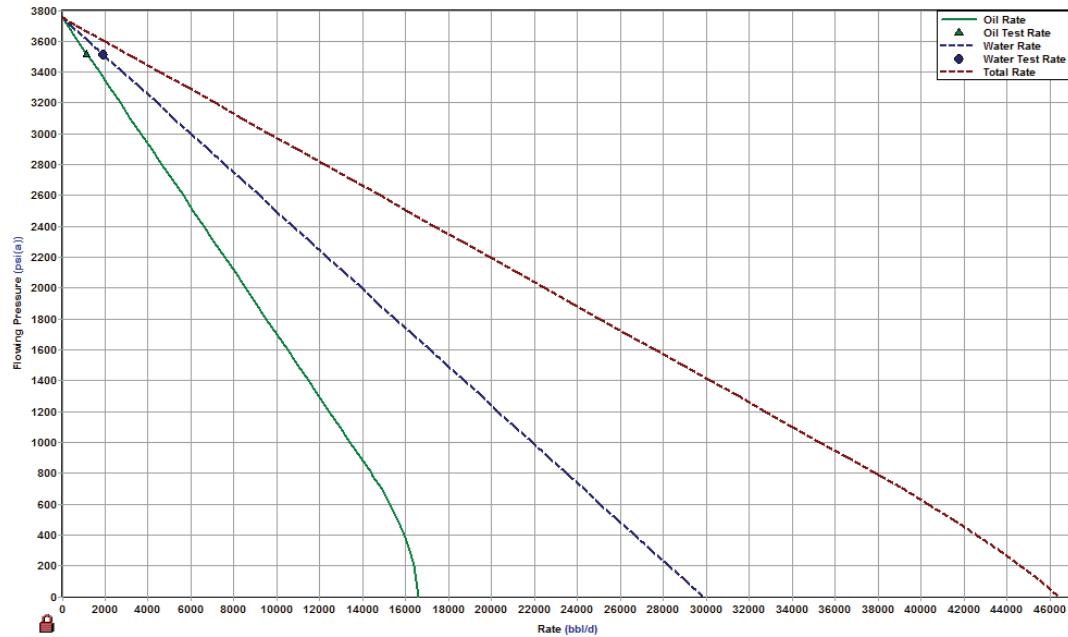
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.3: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #2

PR	3752.66 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	3517 PSI
QO(PRUEBA)	1158 BLS/DÍA
QW(PRUEBA)	1890 BLS/DÍA
QO(MAX)	16430.8 BLS/ DÍA
QW(MAX)	30096.4 BLS/DÍA
QT(MAX)	46527.3 BLS/DÍA
IP	4.91(STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.4: CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.1.2 LIMONCOCHA-3

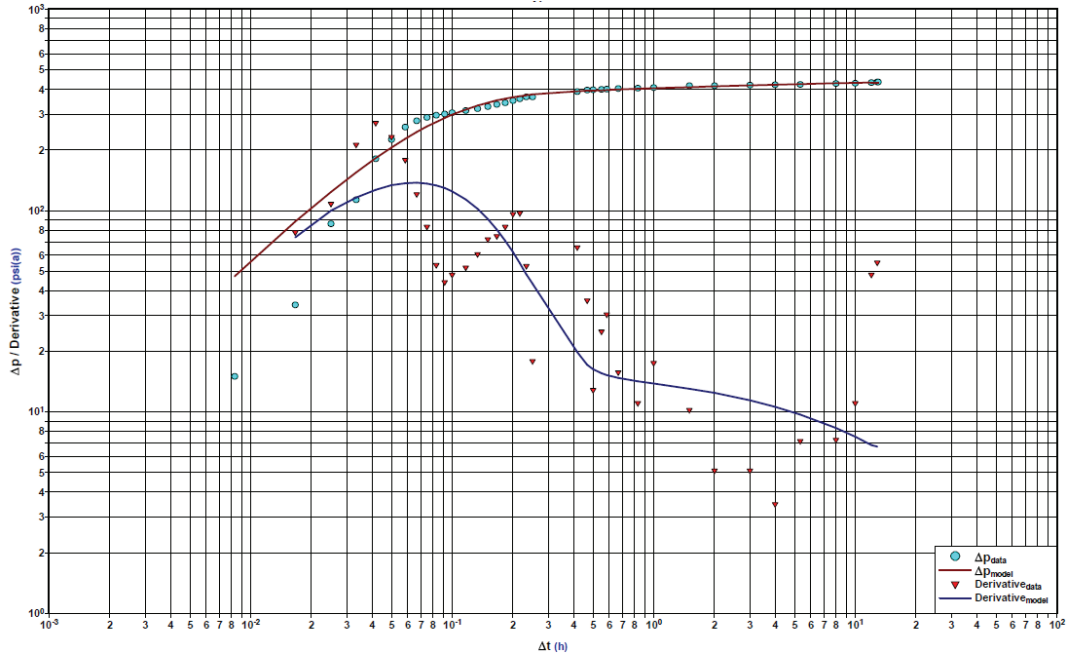
4.1.2.1 Prueba de restauración de presión # 1

TABLA 4.4: MODELOS DE EMPATE LMNC-003 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	01-03-1994
ARENA PROBADA:	“T” PRINCIPAL
INTERVALOS PROBADOS (FT):	9710-9730 ; 9740-9744
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

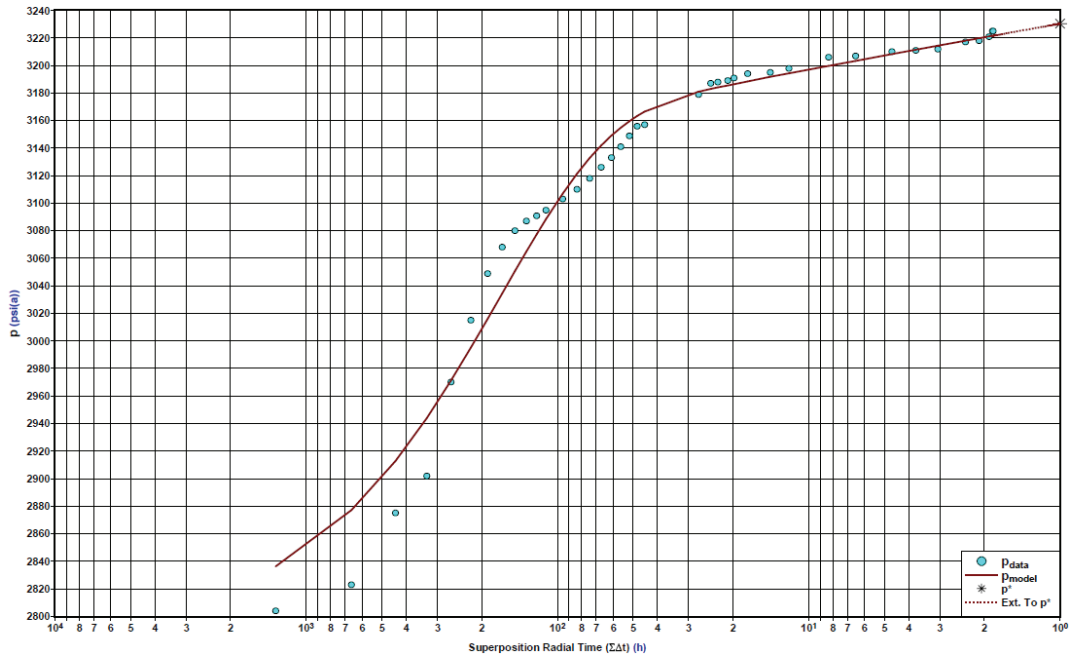
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.5: EMPATE DERIVADA LMNC-003 PRUEBA #1



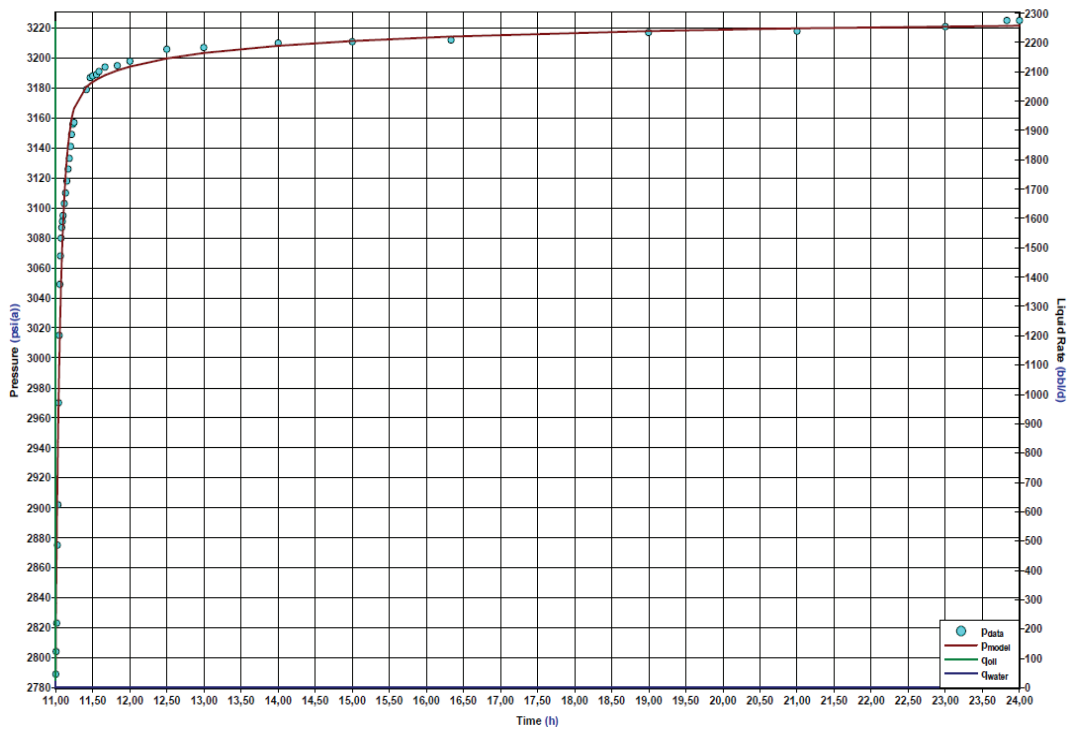
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.6: EMPATE SEMI-LOG LMNC-003 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

**FIGURA 4.7: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNC-003
PRUEBA #1**



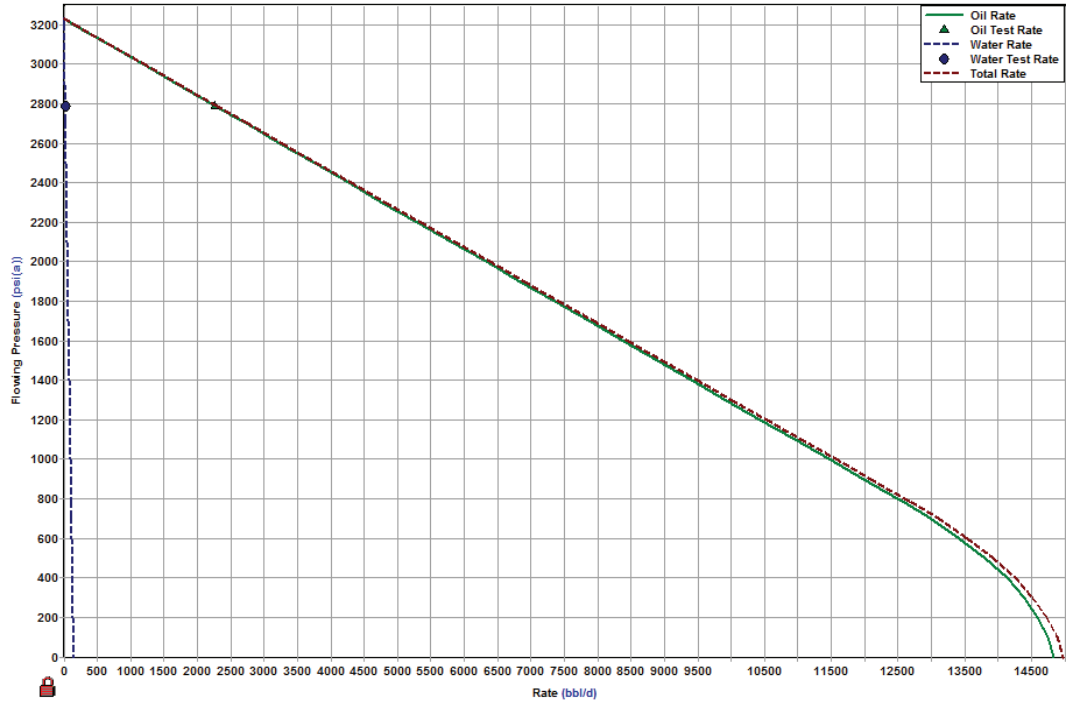
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.5: RESULTADOS DEL EMPATE LMNC-003 PRUEBA #1

ALMACENAMIENTO (C)	0.02 BLS/PSI
DAÑO TOTAL (S)	7.044
C_D	4299.01
PERMEABILIDAD (K_o)	2053.178 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2789 PSI
PRESIÓN DE RESERVORIO (PR@MP)	3230.34 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.8: CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.6: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #1

PR	3230.34 PSI
PB	780 PSI
PWF(PRUEBA)	2789 PSI
QO(PRUEBA)	2269 BBL/DÍA
QW(PRUEBA)	20 BBL/DÍA
QO(MAX)	14825.5 BBL/DÍA
QW(MAX)	146.4 BBL/DÍA
QT(MAX)	14971.9 BBL/DÍA
IP	$5.14(\text{STB/DIA})/(\text{PSI})$

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

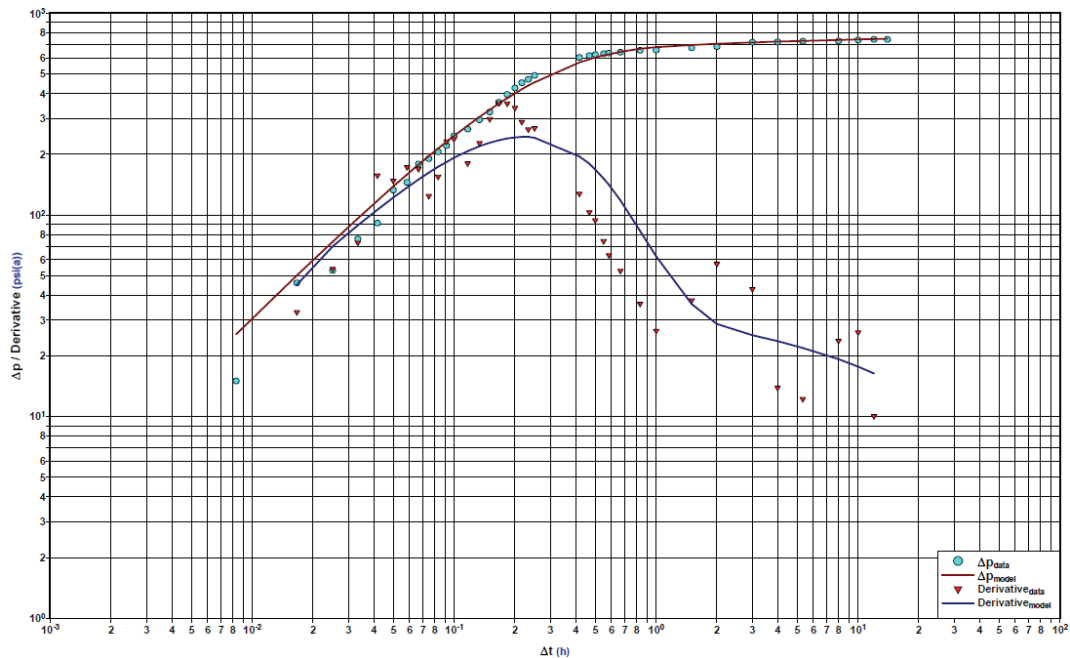
4.1.2.2 Prueba de restauración de presión # 2

TABLA 4.7: MODELOS DE EMPATE LMNC-003 PRUEBA #2

FECHA DE LA PRUEBA:	08-03-1994
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9684-9691
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

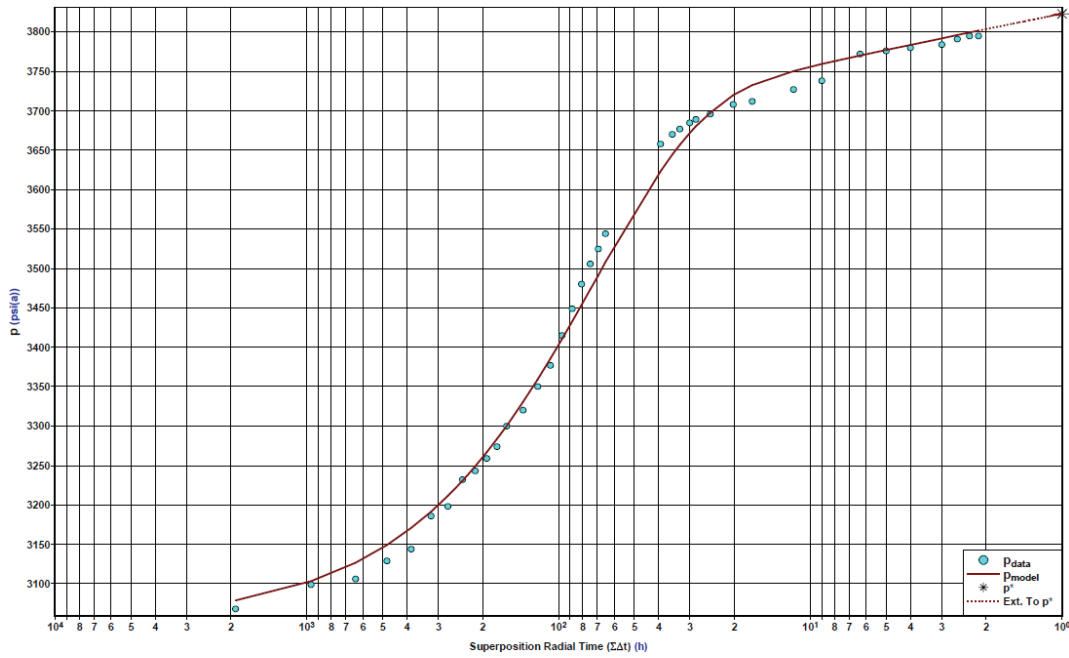
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.9: EMPATE DERIVADA LMNC-003 PRUEBA #2



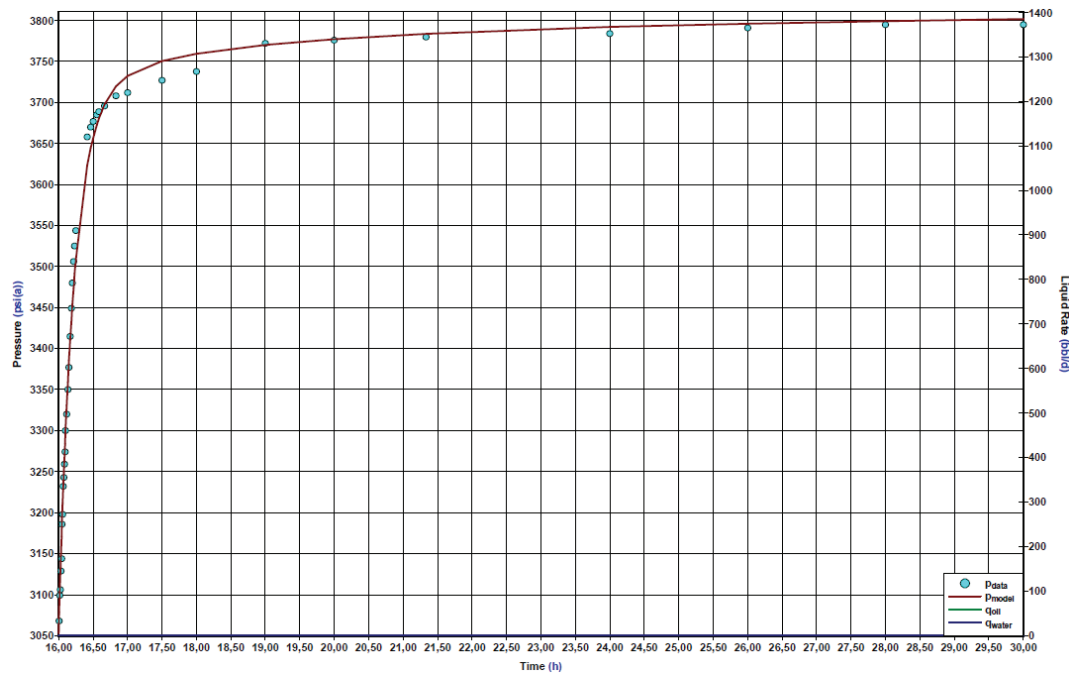
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.10: EMPATE SEMI-LOG LMNC-003 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.11: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNC-003 PRUEBA #2



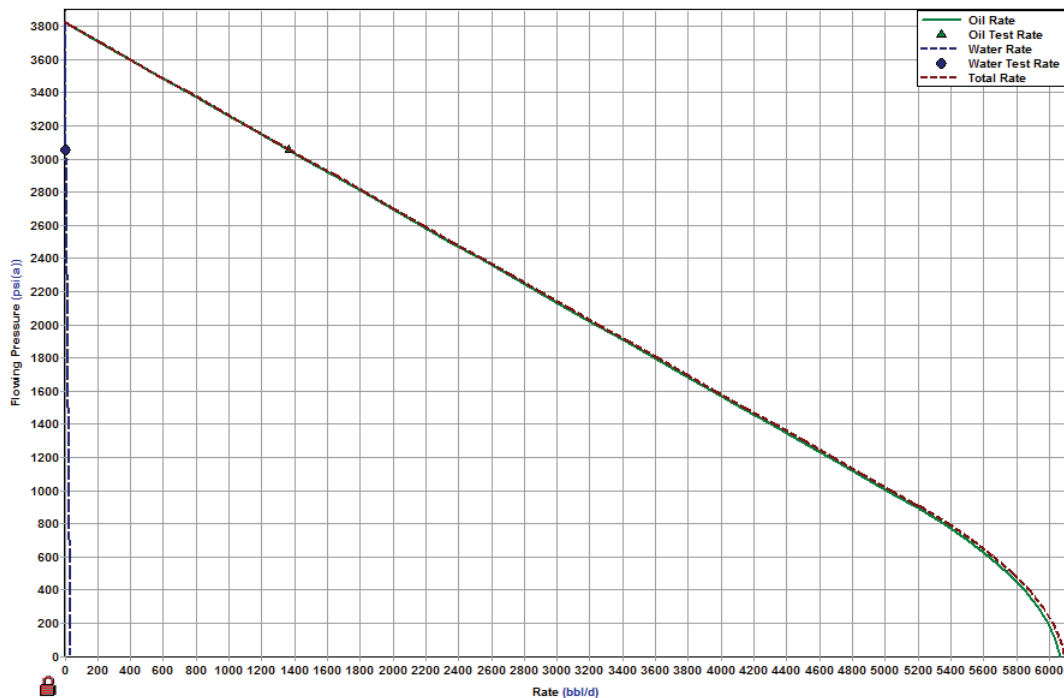
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.8 RESULTADOS DEL EMPATE LMNC-003 PRUEBA #2

ALMACENAMIENTO (C)	0.03 BLS/PSI
CD	19407.66
DAÑO TOTAL (S)	5.031
PERMEABILIDAD (Ko)	2239.465 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	3053 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3823.22 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.12: CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.9: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #2

PR	3823.24 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	3053 PSI
QO(PRUEBA)	1368 BBL/D
QW(PRUEBA)	7 BBL/D
QO(MAX)	6064.2 BBL/D
QW(MAX)	34.7 BBL/D
QT(MAX)	6098.9 BBL/D
IP	1.78(STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.1.2.3 Prueba de restauración de presión # 3

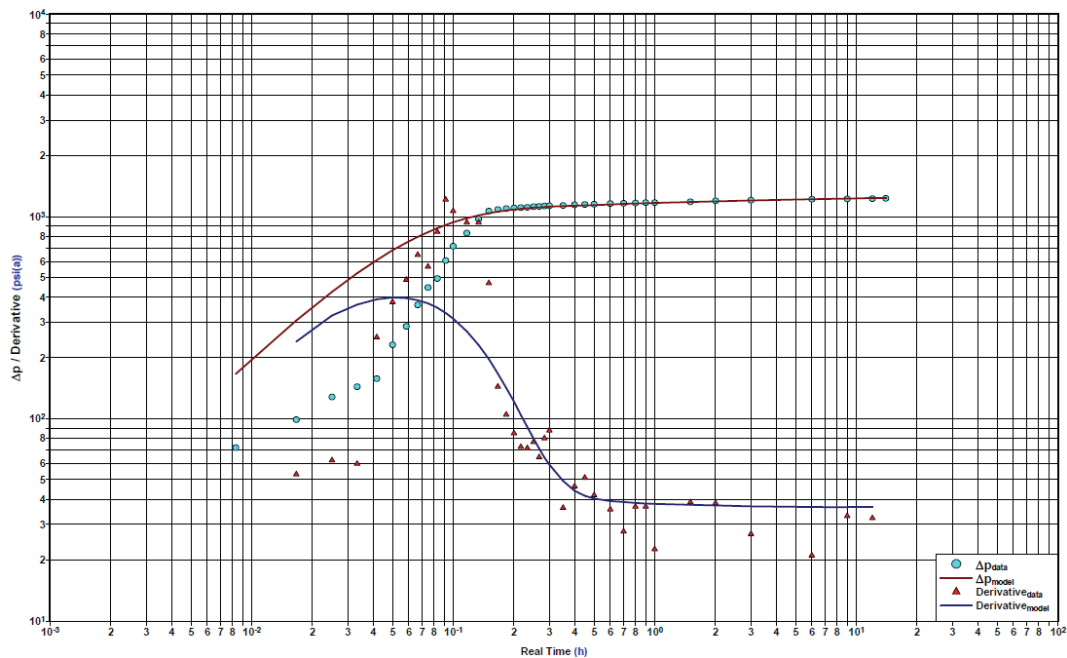
TABLA 4.10: MODELOS DE EMPATE LMNC-003 PRUEBA #3

FECHA DE LA PRUEBA:	25-07-1998
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9487-9497
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

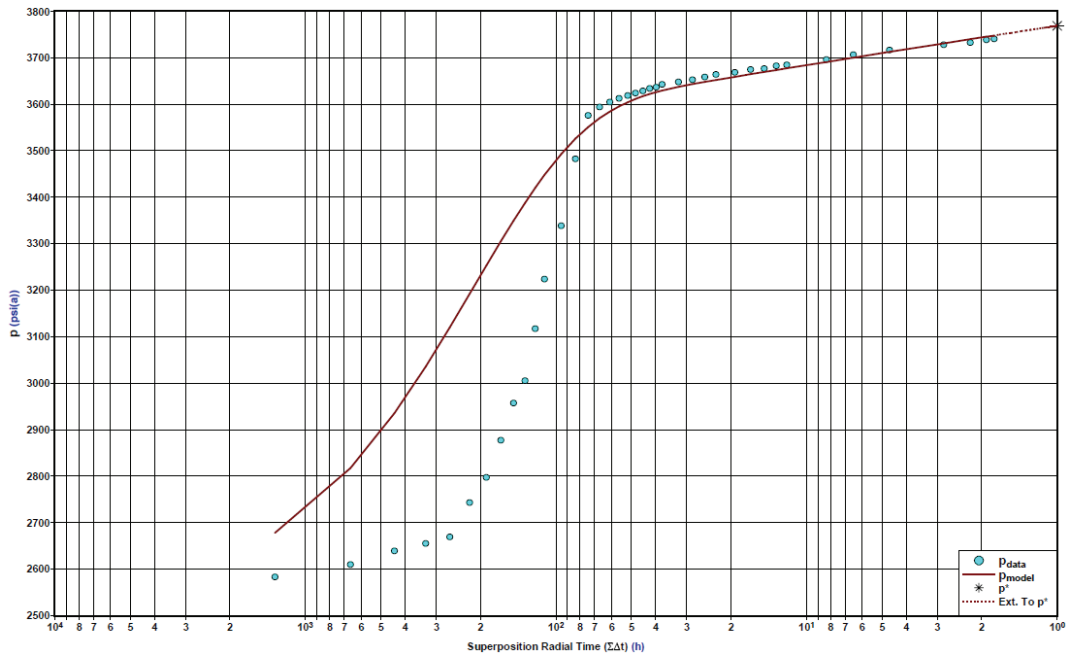
FIGURA 4.13: EMPATE DERIVADA LMNC-003 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

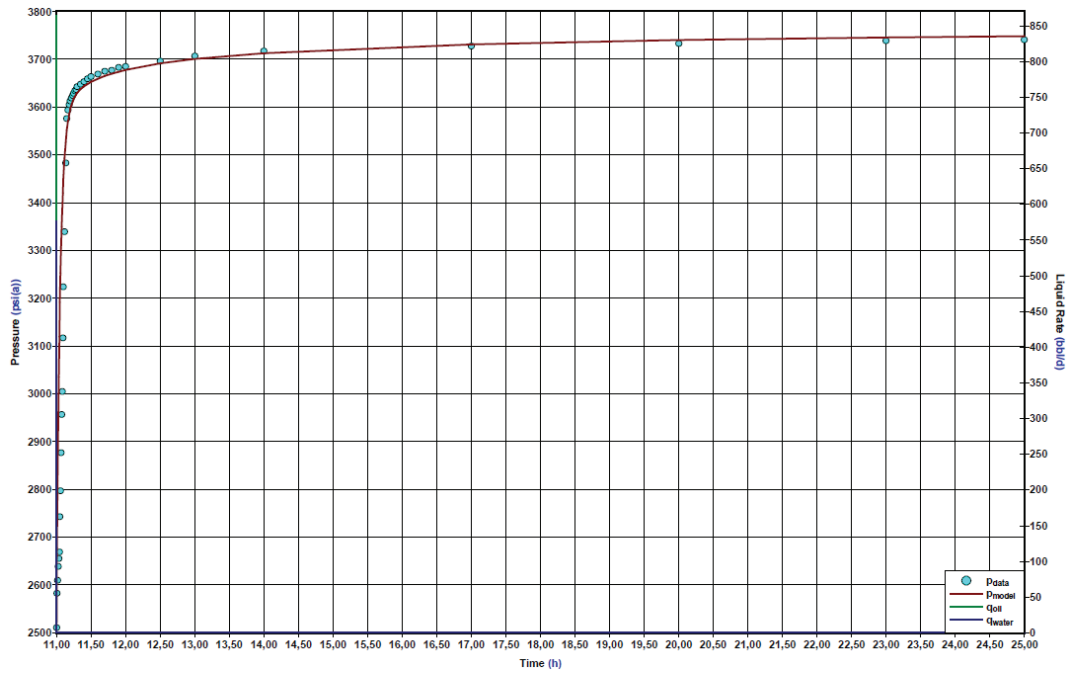
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.14: EMPATE SEMI-LOG LMNC-003 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.15: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNC-003 PRUEBA #3



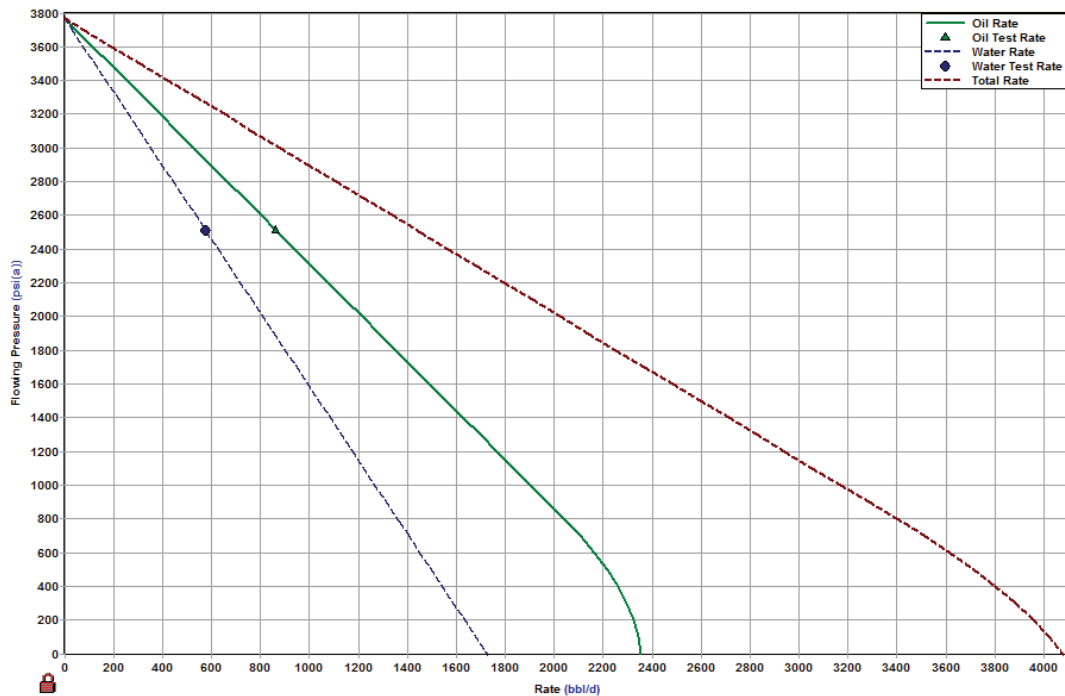
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.11 RESULTADOS DEL EMPATE LMNC-003 PRUEBA #3

ALMACENAMIENTO (C)	9.1E-03 BLS/PSI
CD	100
DAÑO TOTAL (S)	10.6
PERMEABILIDAD (Ko)	4256.782 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2511 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3769.03 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.16: CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.12: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNC-003 PRUEBA #3

PR	3769.03 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	2511 PSI
QO(PRUEBA)	864 BBL/D
QW(PRUEBA)	576 BBL/D
QO(MAX)	2353.5 BBL/D
QW(MAX)	1725.7 BBL/D
QT(MAX)	4079.2 BBL/D
IP	0.69(STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.1.3 LIMONCOCHA-5

4.1.3.1 Prueba de restauración de presión # 1

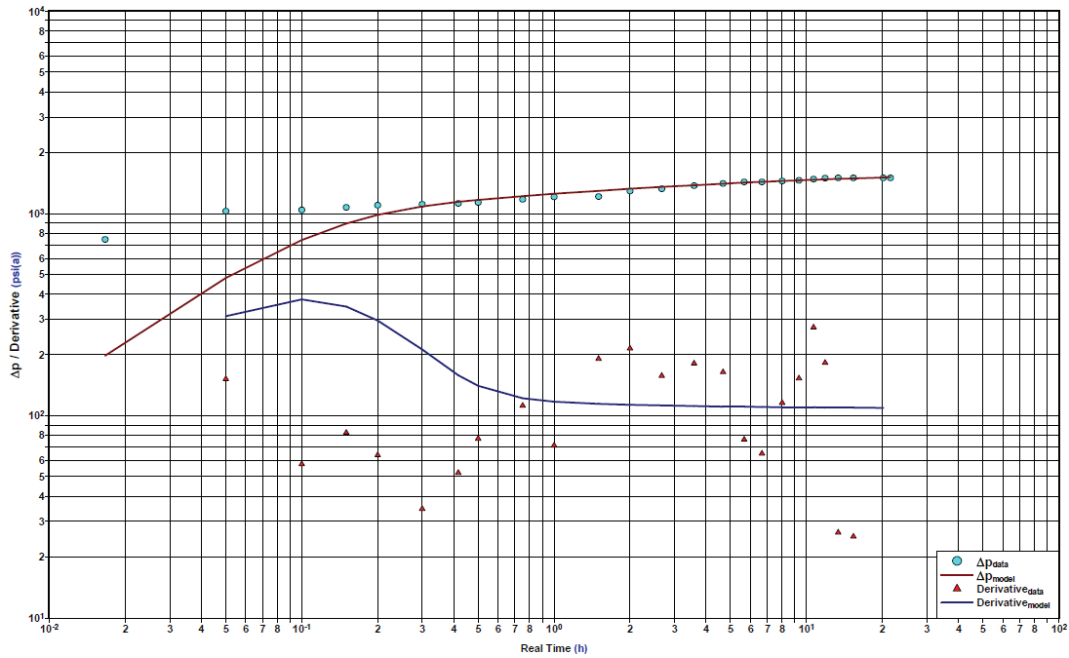
TABLA 4.13: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	23-03-1994
ARENA PROBADA:	“T” SUPERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9689-9706
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

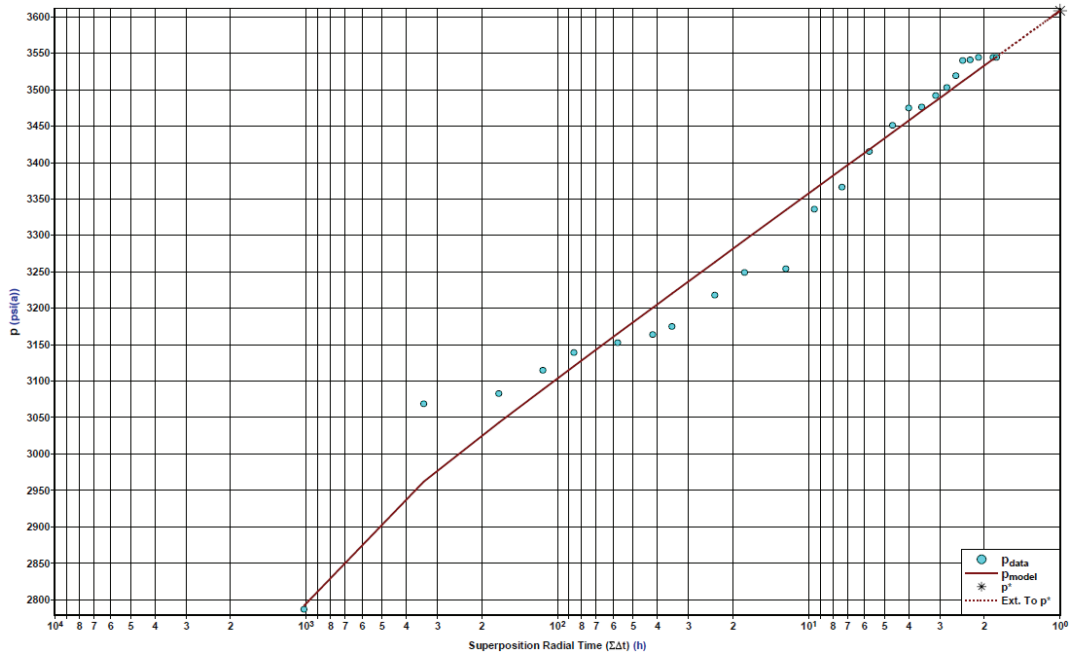
FIGURA 4.17: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

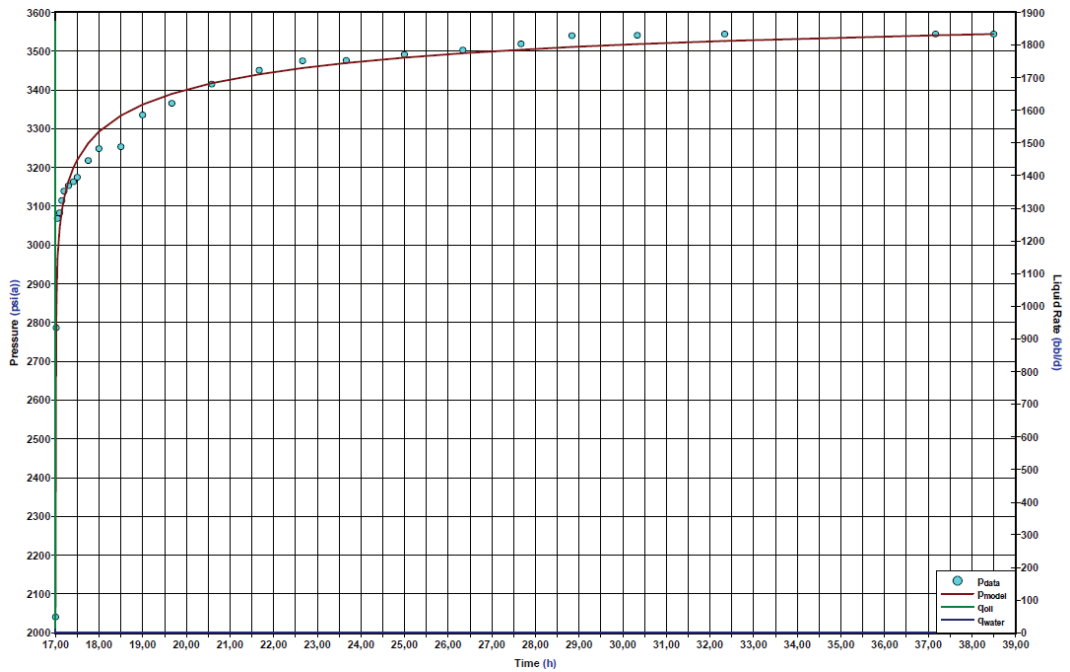
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.18: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.19: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #1



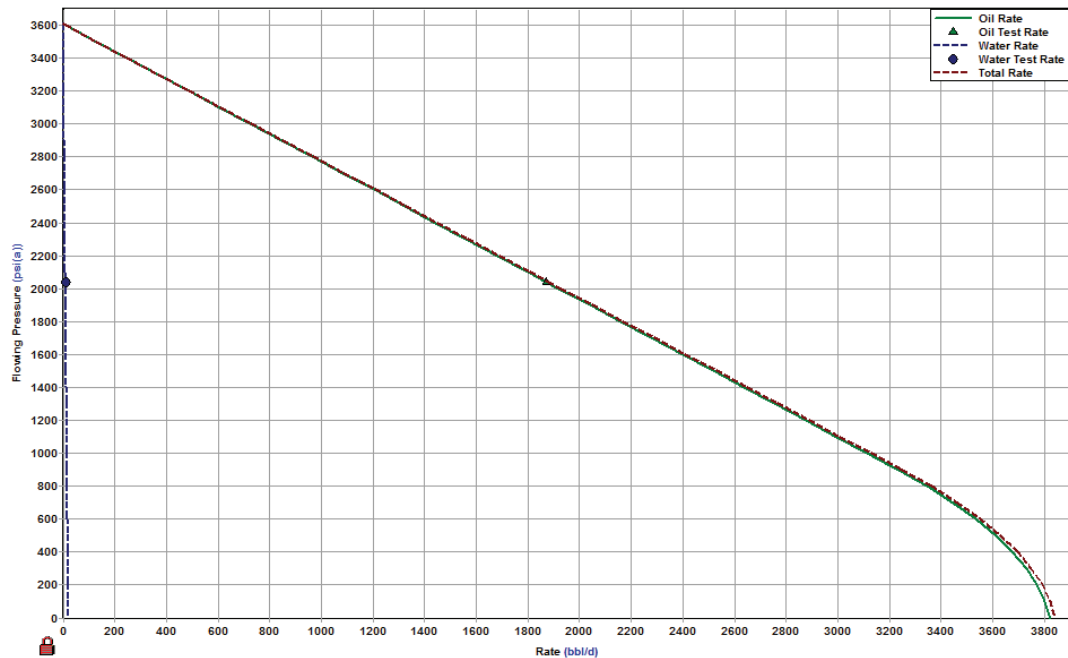
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.14 RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #1

ALMACENAMIENTO (C)	-
CD	272.62
DAÑO TOTAL (S)	-0.686
PERMEABILIDAD (Ko)	324.899 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2041 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3607.75 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.20: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.15: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #1

PR	3607.75 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	2041 PSI
QO(PRUEBA)	1872 BBL/D
QW(PRUEBA)	9 BBL/D
QO(MAX)	3822.1 BBL/D
QW(MAX)	20.7 BBL/D
QT(MAX)	3842.8 BBL/D
IP	1.19 (STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

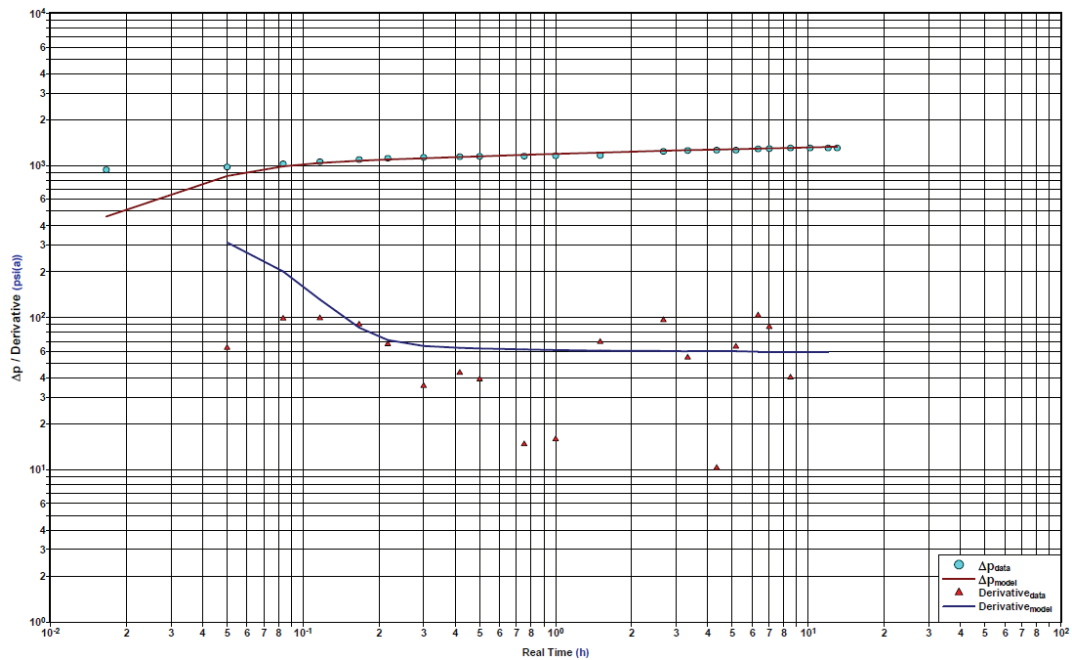
4.1.3.2 Prueba de restauración de presión # 2

TABLA 4.16: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #2

FECHA DE LA PRUEBA:	19-04-1994
ARENA PROBADA:	“T” PRINCIPAL
INTERVALOS PROBADOS :	9716-9725
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGENEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

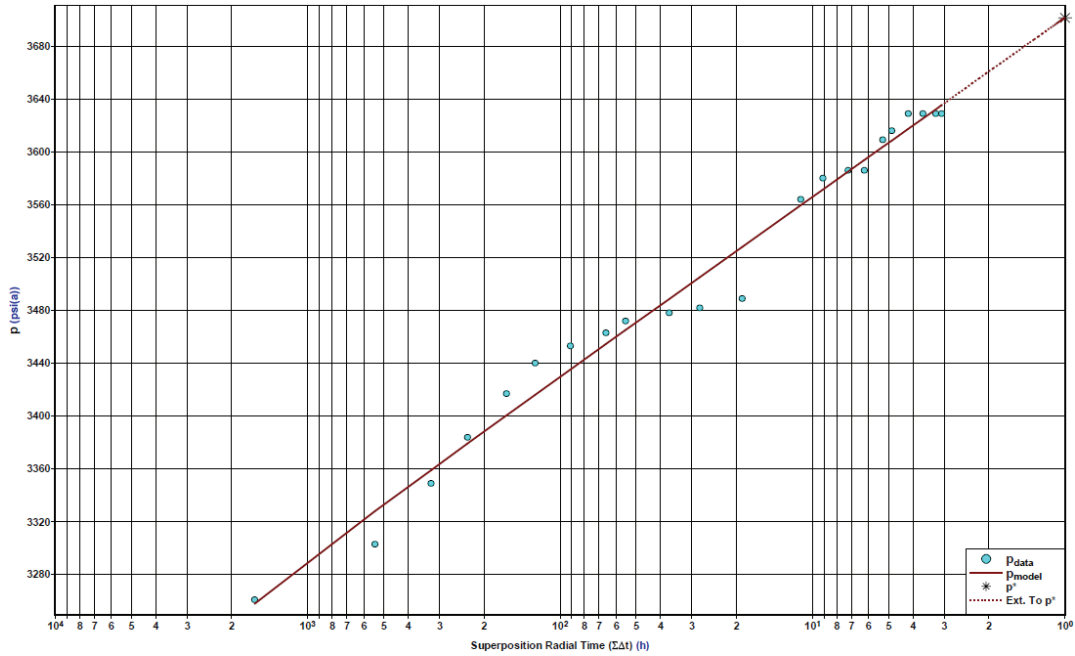
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.21: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #2



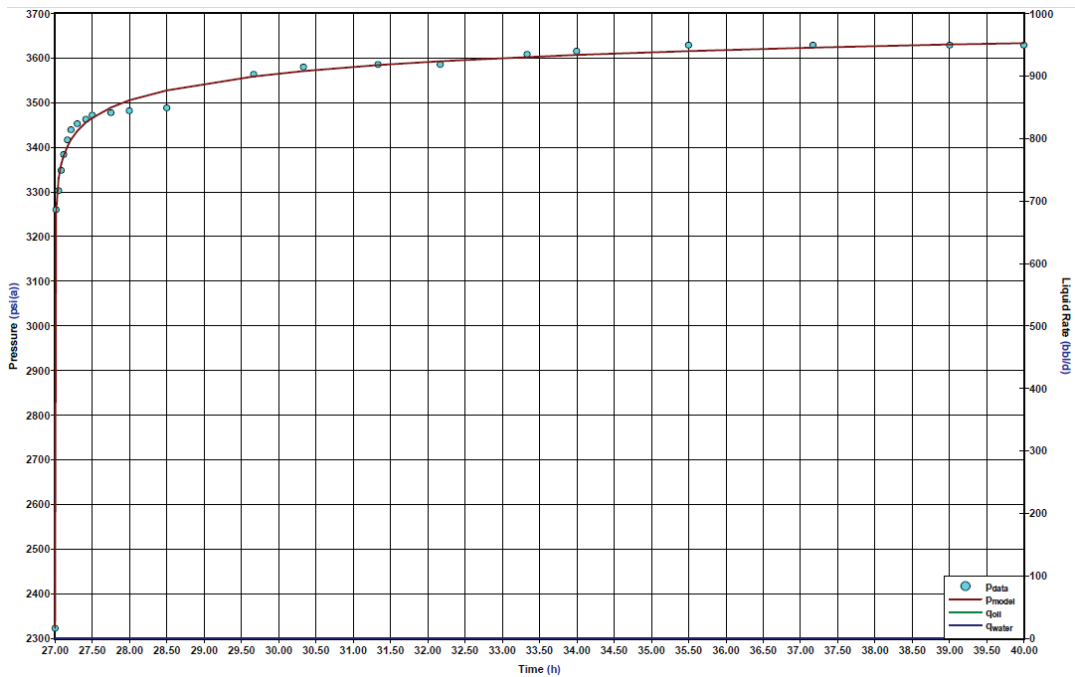
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.22: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.23: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #2



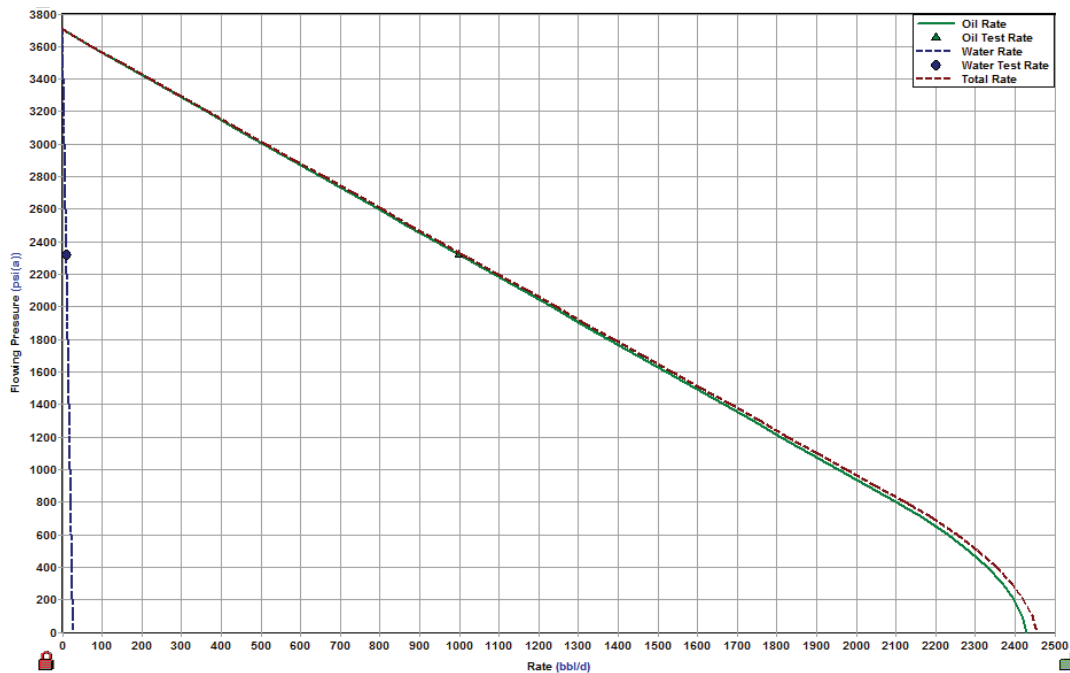
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.17 RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #2

ALMACENAMIENTO (C)	8.2E-04 BLS/PSI
CD	77.04
DAÑO TOTAL (S)	3.412
PERMEABILIDAD (Ko)	579.604 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2323 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3701.61 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.24: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.18: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #2

PR	3701.61 PSI
PB	780 PSI
PWF(PRUEBA)	2323 PSI
QO(PRUEBA)	998 BBL/D
QW(PRUEBA)	10 BBL/D
QO(MAX)	2428.7 BBL/D
QW(MAX)	26.9 BBL/D
QT(MAX)	2455.5 BBL/D
IP	0.72 (BLS/PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

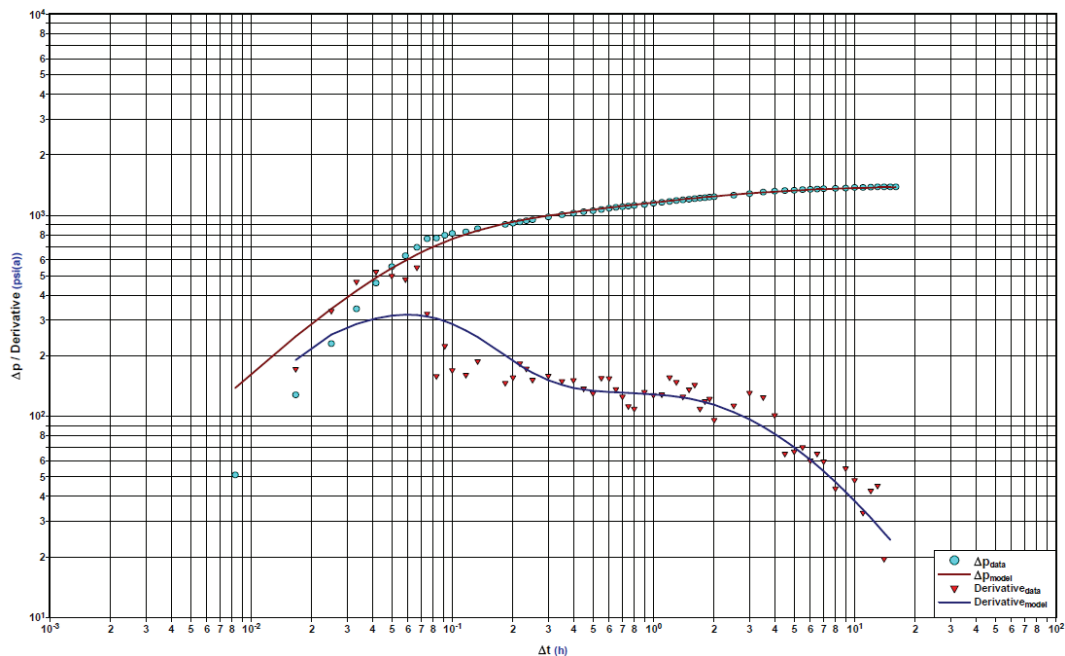
4.1.3.3 Prueba de restauración de presión # 4

TABLA 4.19: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #4

FECHA DE LA PRUEBA:	15-04-1996
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9689-9706
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE

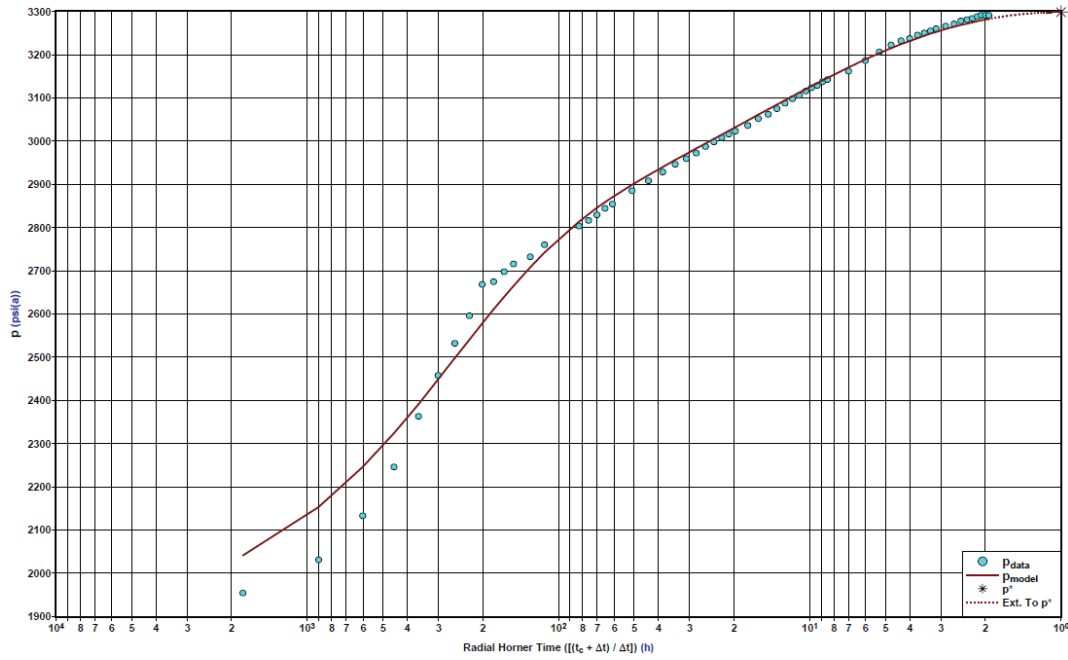
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.25: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #4



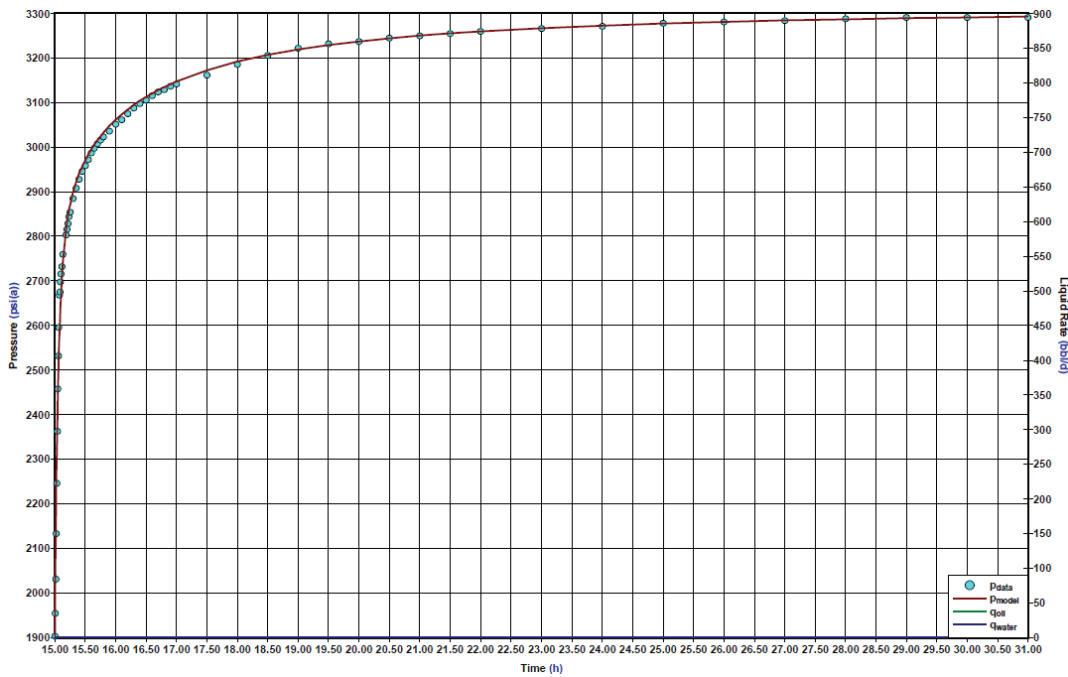
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.26: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #4



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.27: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #4



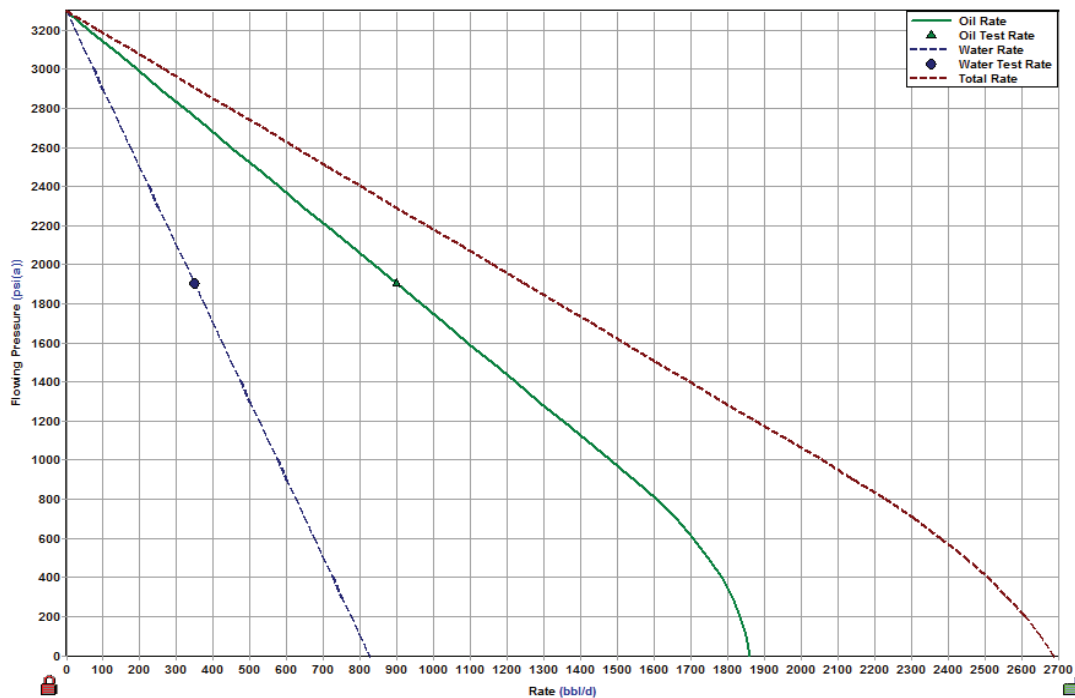
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.20 RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #4

ALMACENAMIENTO (C)	5.8E-03 BLS/PSI
CD	1503.15
DAÑO TOTAL (S)	-1.541
PERMEABILIDAD (Ko)	136.347 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	1903 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3310.29 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.28: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #4



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.21: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #4

PR	3310.29 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	1903 PSI
QO(PRUEBA)	899 BBL/D
QW(PRUEBA)	349 BBL/D
QO(MAX)	1853.5 BBL/D
QW(MAX)	820.9 BBL/D
QT(MAX)	2674.4 BBL/D
IP	0.64 (STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

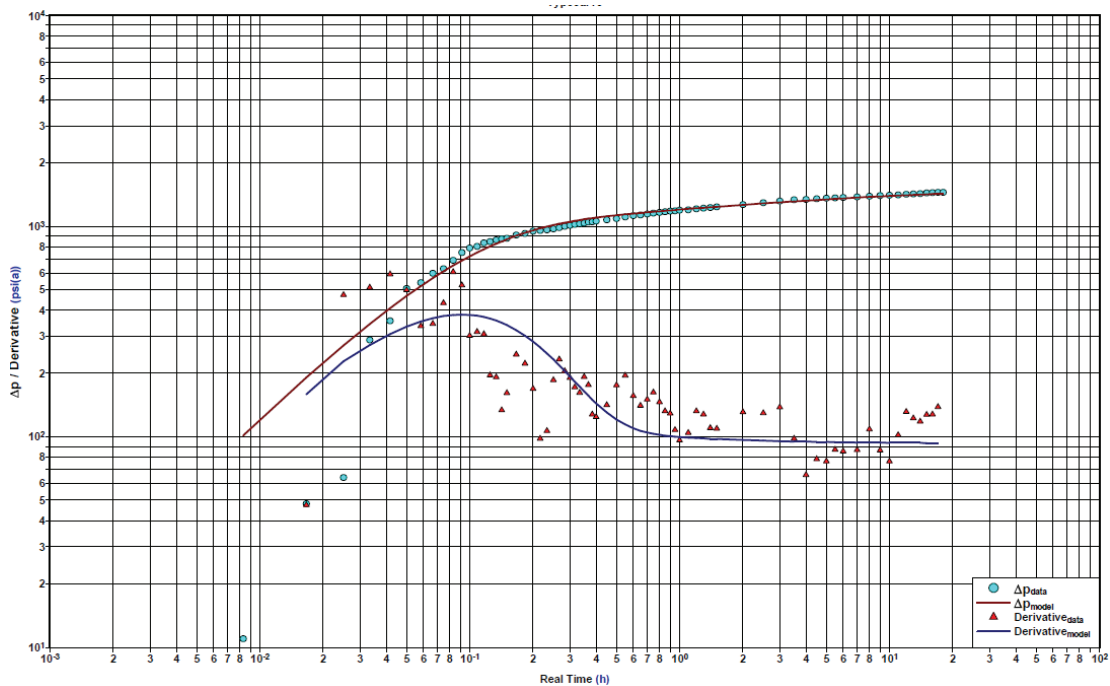
4.1.3.4 Prueba de restauración de presión # 5

TABLA 4.22: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #5

FECHA DE LA PRUEBA:	08-05-1996
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9689-9706
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

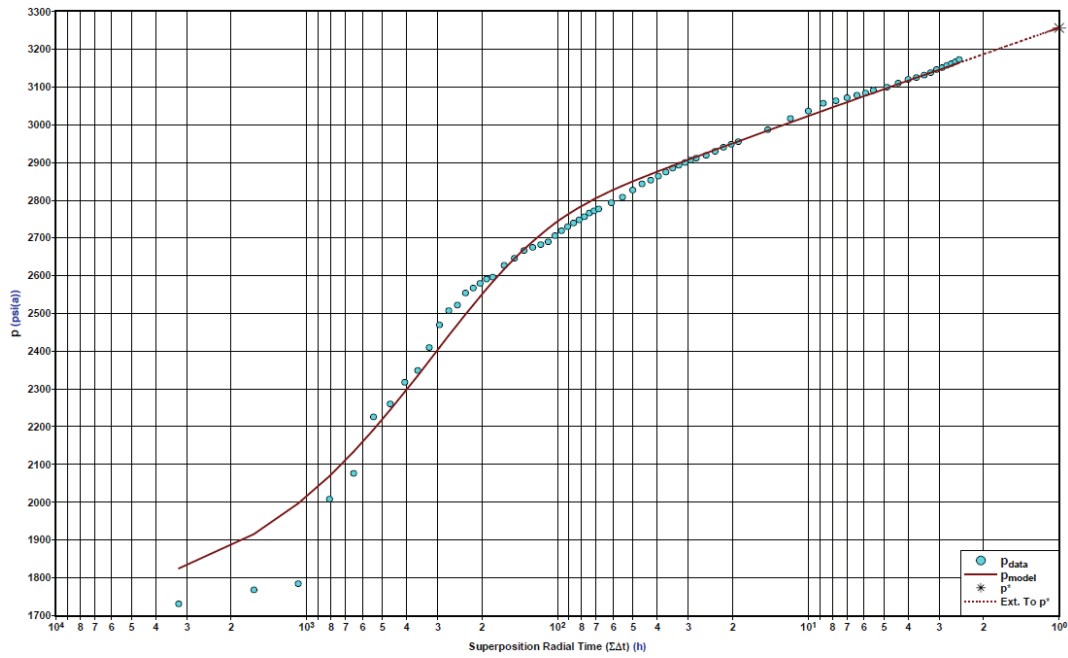
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.29: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #5



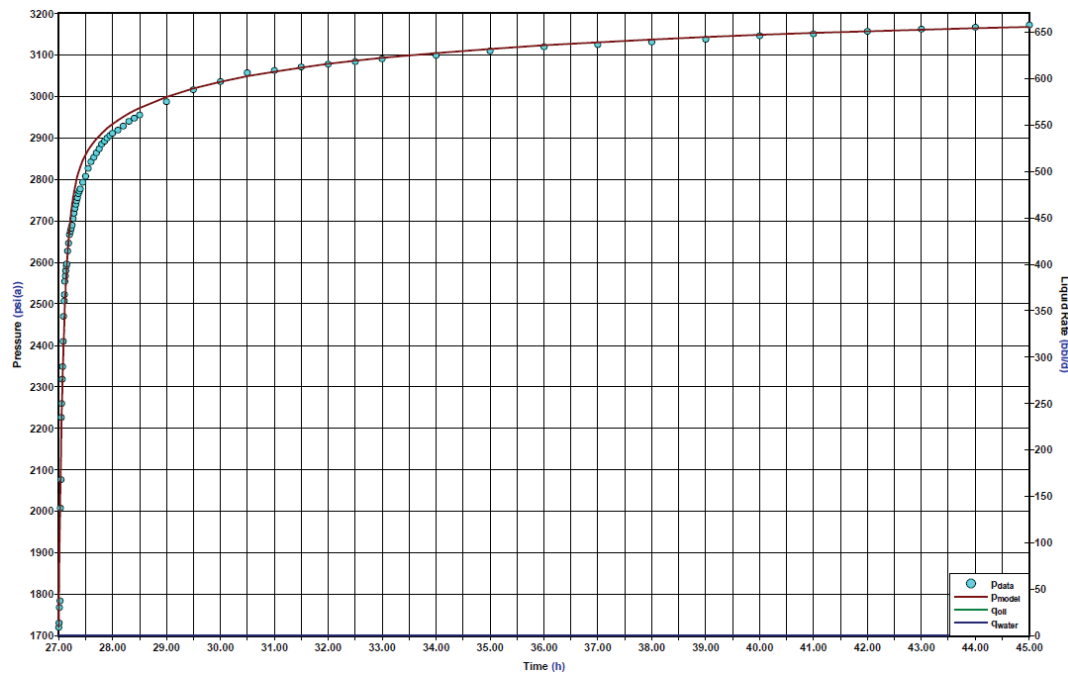
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.30: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #5



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.31: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #5



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

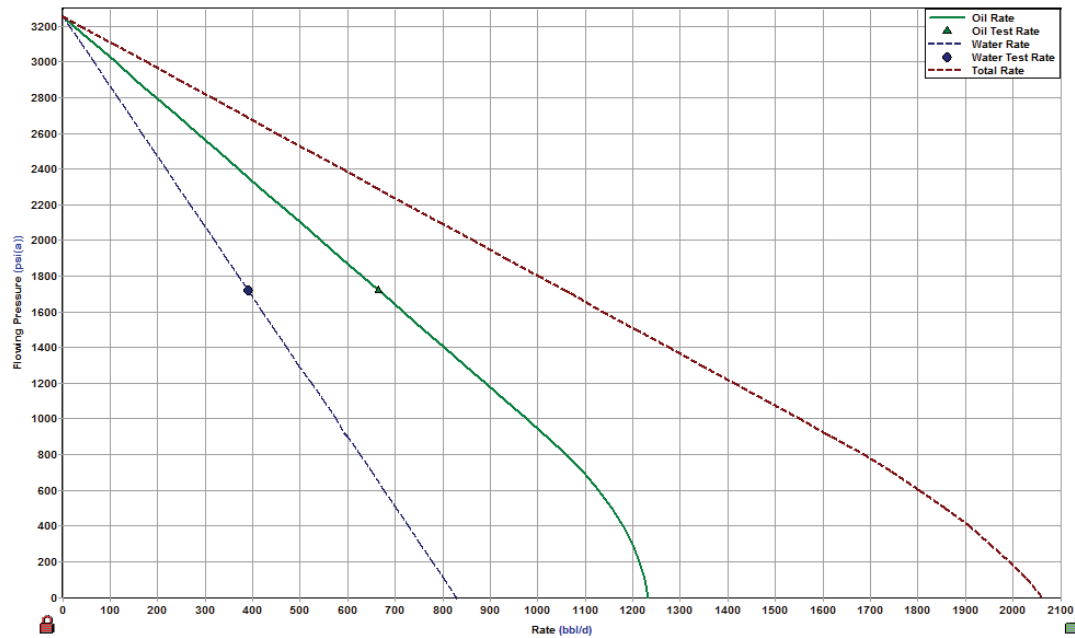
TABLA 4.23 RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #5

ALMACENAMIENTO (C)	5.8E-03 BLS/PSI
CD	917.02
DAÑO TOTAL (S)	-0.28
PERMEABILIDAD (Ko)	117.753 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	1720 PSI
PRESIÓN DE RESERVORIO (PR@MP)	3269.4 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.32: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #5



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.24: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #5

PR	3269.4 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	1720 PSI
QO(PRUEBA)	665 BBL/D
QW(PRUEBA)	391 BBL/D
QO(MAX)	1227.7 BBL/D
QW(MAX)	825.1 BBL/D
QT(MAX)	2052.8 BBL/D
IP	0.43 (STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

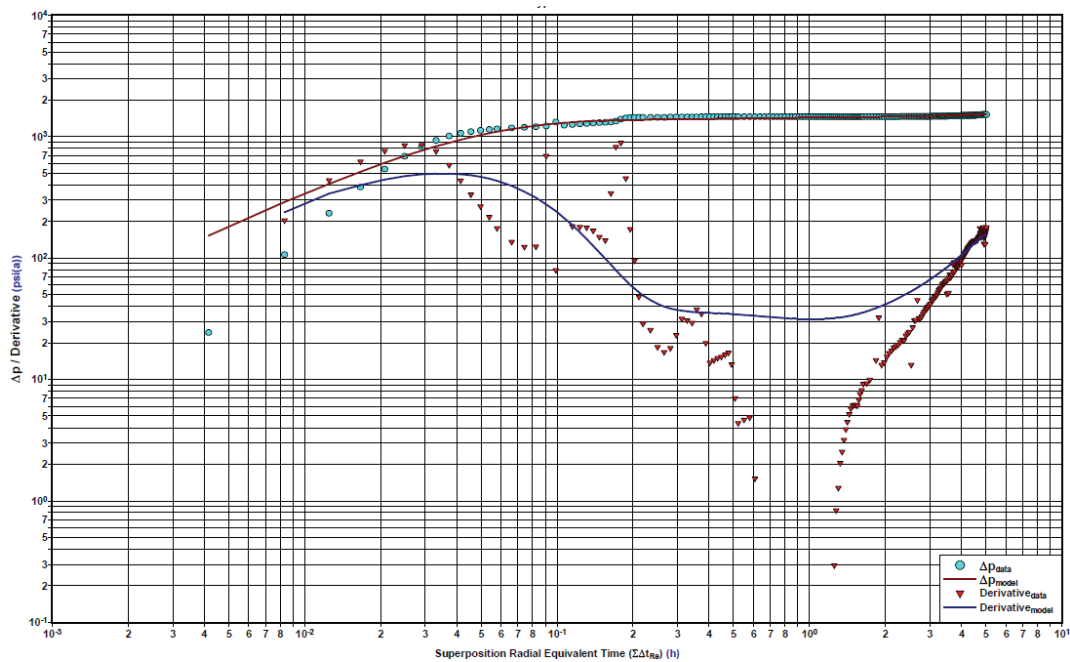
4.1.3.5 Prueba DST # 1

TABLA 4.25: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #6

FECHA DE LA PRUEBA:	26-05-1994
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9689-9706
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	LÍMITES DE NO FLUJO

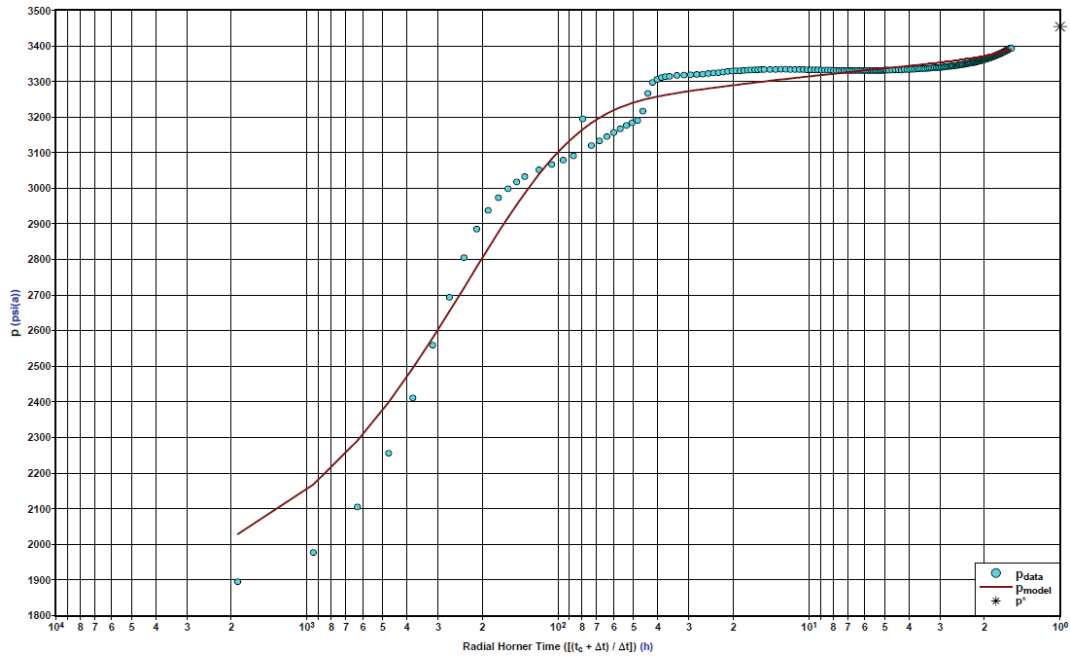
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.33: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #6



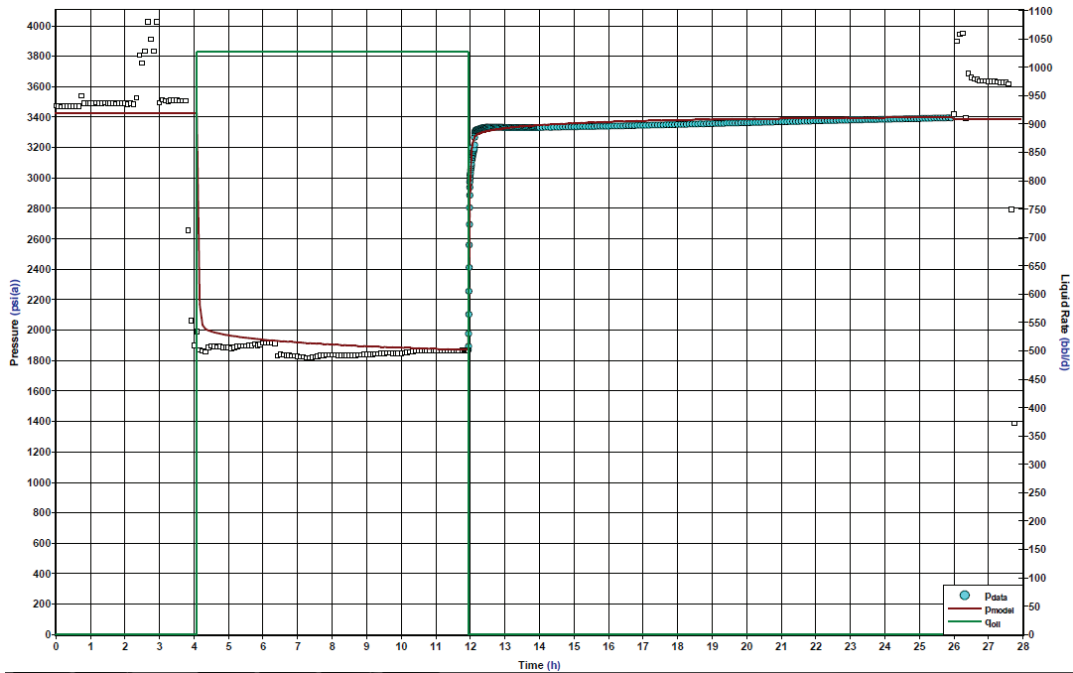
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.34: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #6



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.35: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #6



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

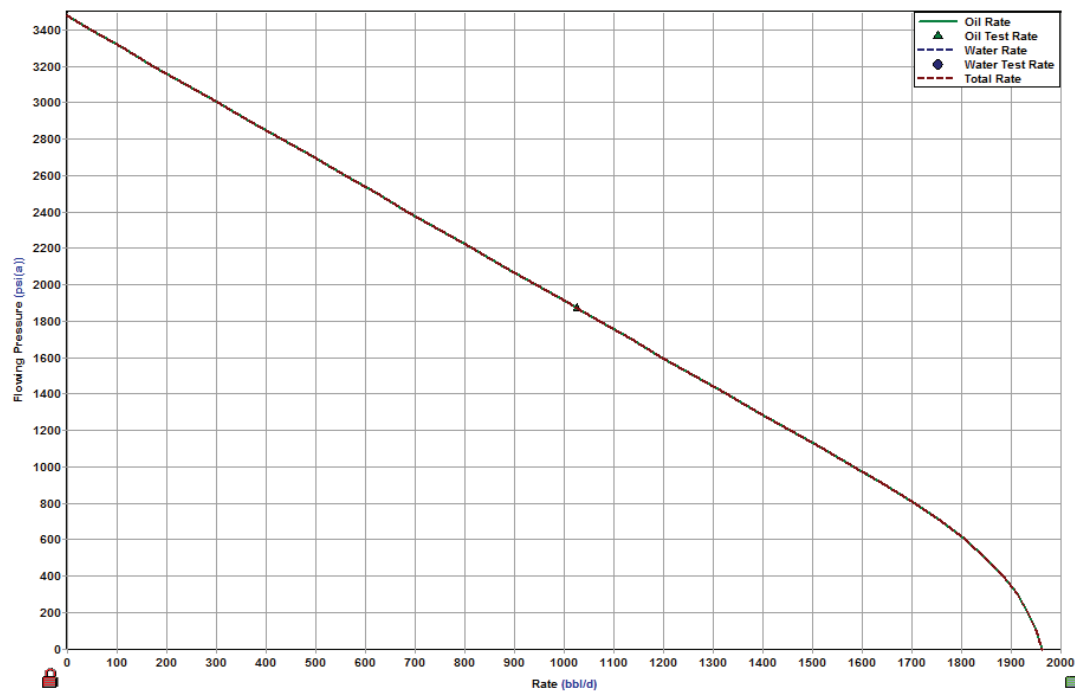
TABLA 4.26 RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #6

ALMACENAMIENTO (C)	1.9E-03 BLS/PSI
CD	626.82
DAÑO TOTAL (S)	18
PERMEABILIDAD (Ko)	650.491 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	1870.1 PSI
PRESIÓN DE RESERVORIO (PR@MP)	3475.33 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.36: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #6



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.27: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #6

PR	3475.33 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	1870.1 PSI
QO(PRUEBA)	1027 BBL/DÍA
QW(PRUEBA)	0 BBL/DÍA
QO(MAX)	1961.9 BBL/DÍA
QW(MAX)	0 BBL/DÍA
QT(MAX)	1961.9 BBL/DÍA
IP	0.64 (STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.1.4 LIMONCOCHA-6

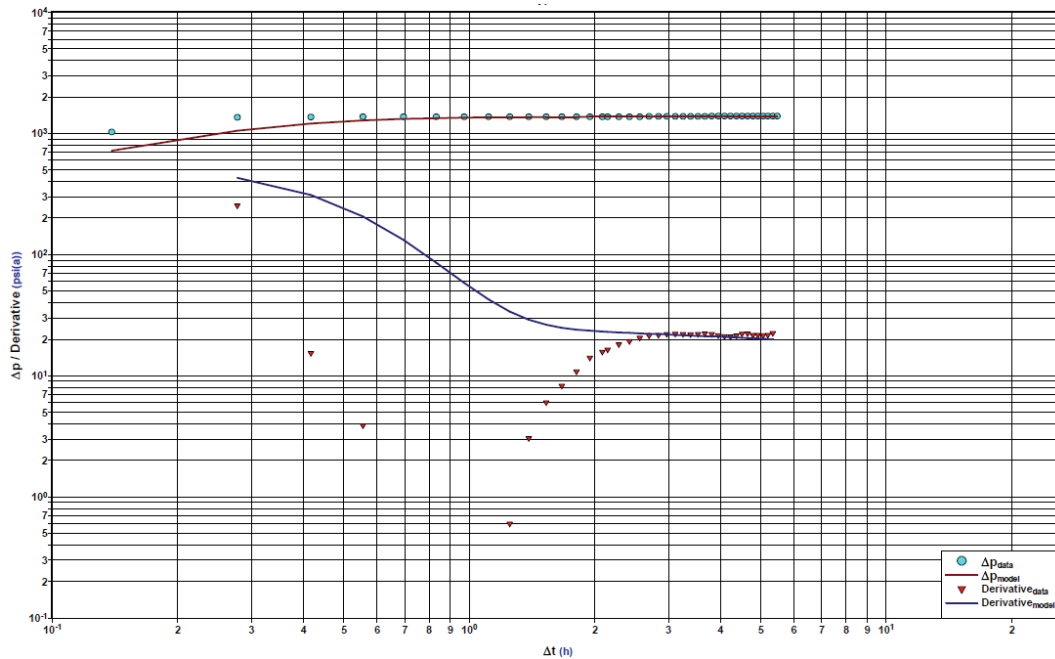
4.1.4.1 Prueba DST # 4

TABLA 4.28: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #4

FECHA DE LA PRUEBA:	21-05-1994
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9671-9682
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGENEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

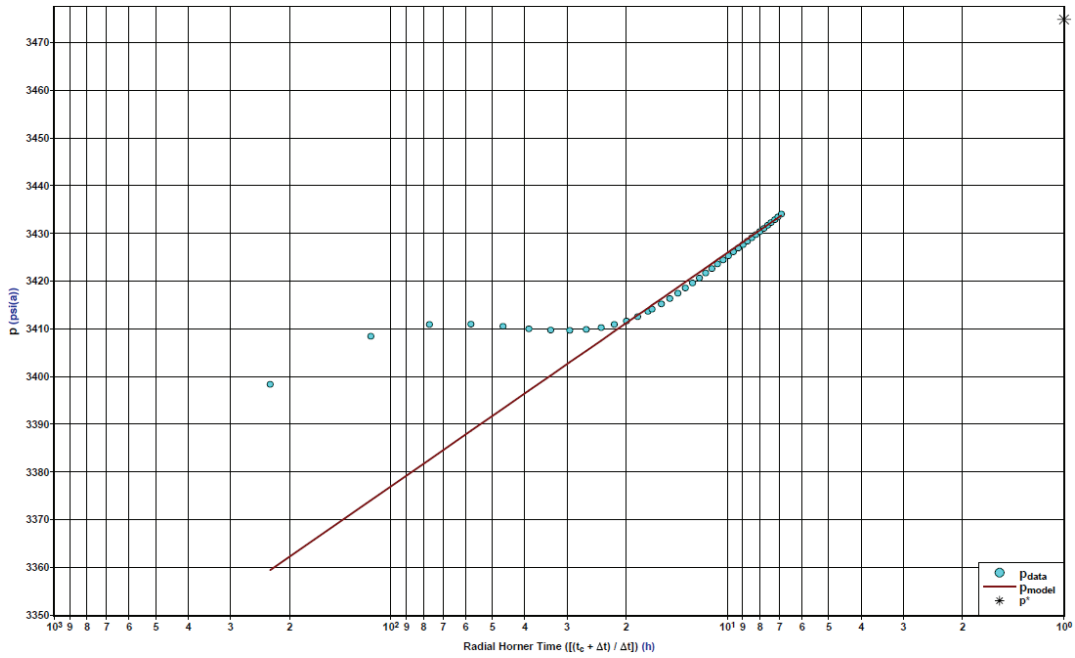
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.37: EMPATE DERIVADA LMNF-006 PRUEBA #4



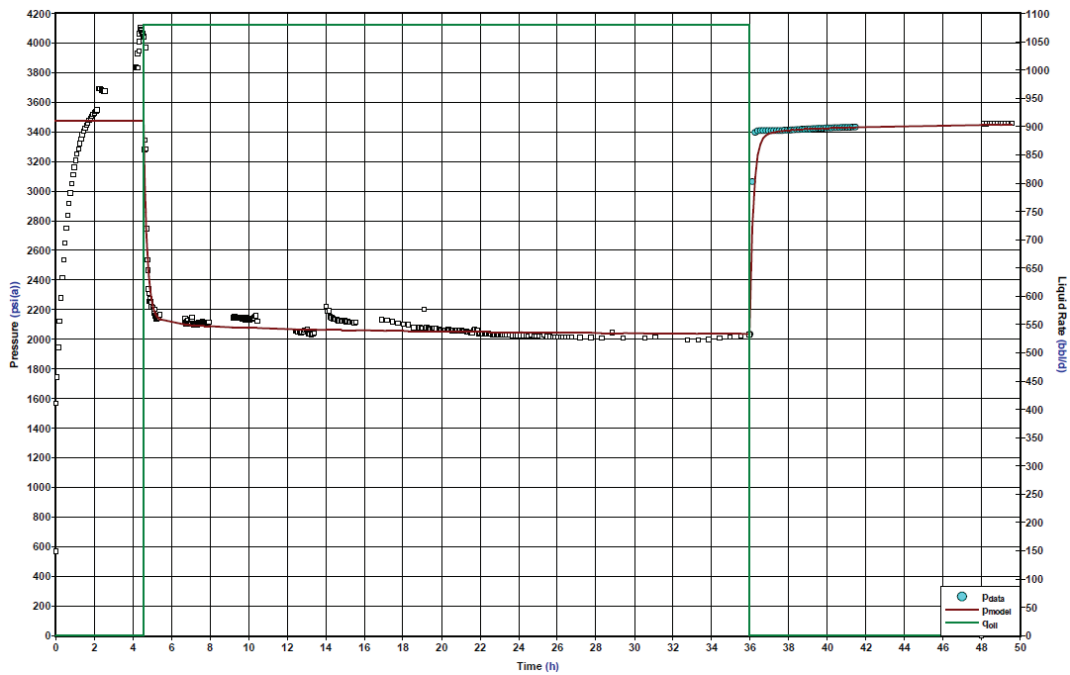
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.38: EMPATE SEMI-LOG LMNF-006 PRUEBA #4



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.39: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNF-006 PRUEBA #4



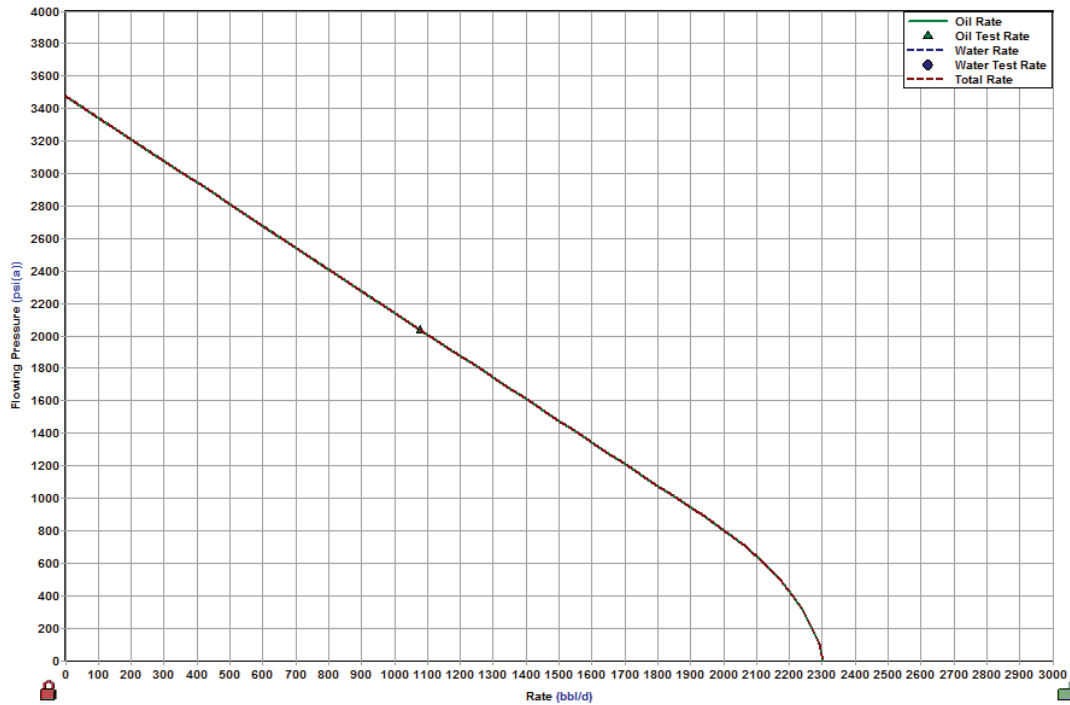
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.29 RESULTADOS DEL EMPATE LMNF-006 PRUEBA #4

ALMACENAMIENTO (C)	-
CD	0.03
DAÑO TOTAL (S)	22.75
PERMEABILIDAD (K _o)	1379.625 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2037 PSI
PRESIÓN DE RESERVORIO (PR@MP)	3475.94 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.40: CURVA IPR LMNF-006 PRUEBA #4



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.30: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNF-006 PRUEBA #4

PR	3475.9 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	2037 PSI
QO(PRUEBA)	1080 BBL/D
QW(PRUEBA)	0 BBL/D
QO(MAX)	2302.1 BBL/D
QW(MAX)	0 BBL/D
QT(MAX)	2302.1 BBL/D
IP	0.75 (STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

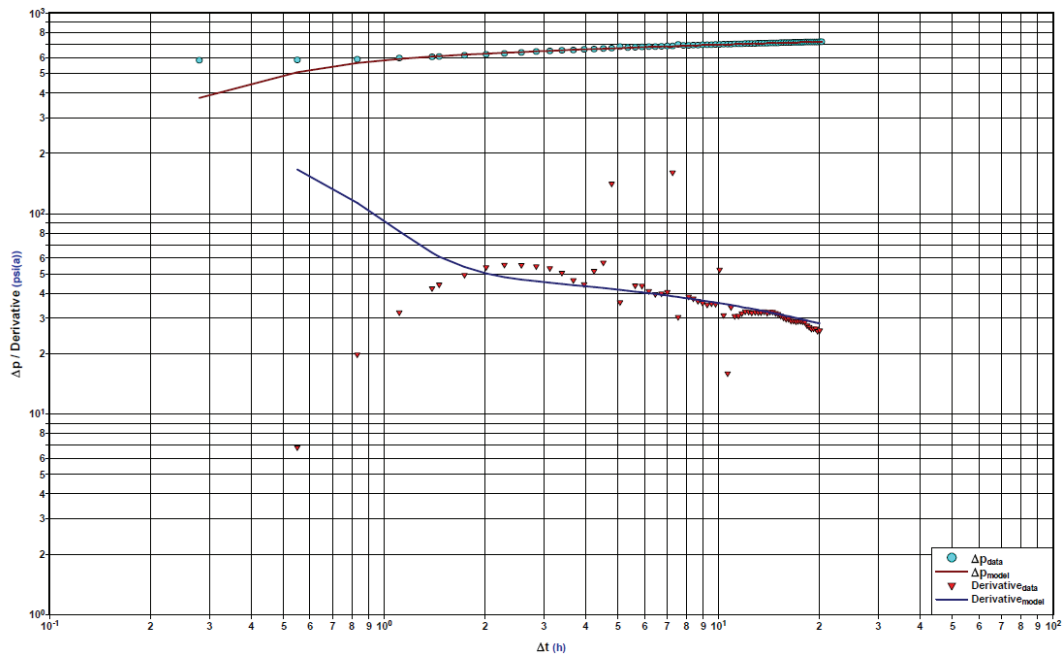
4.1.4.2 Prueba DST # 5

TABLA 4.31: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #5

FECHA DE LA PRUEBA:	25-05-1994
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9464-9484
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE

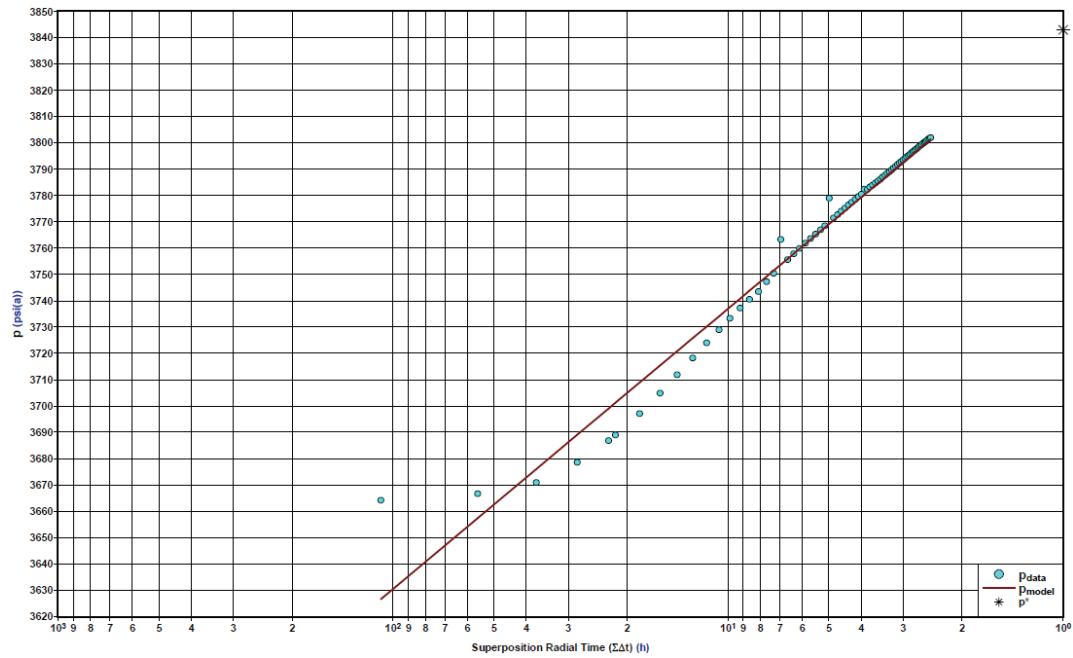
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.41: EMPATE DERIVADA LMNF-006 PRUEBA #5



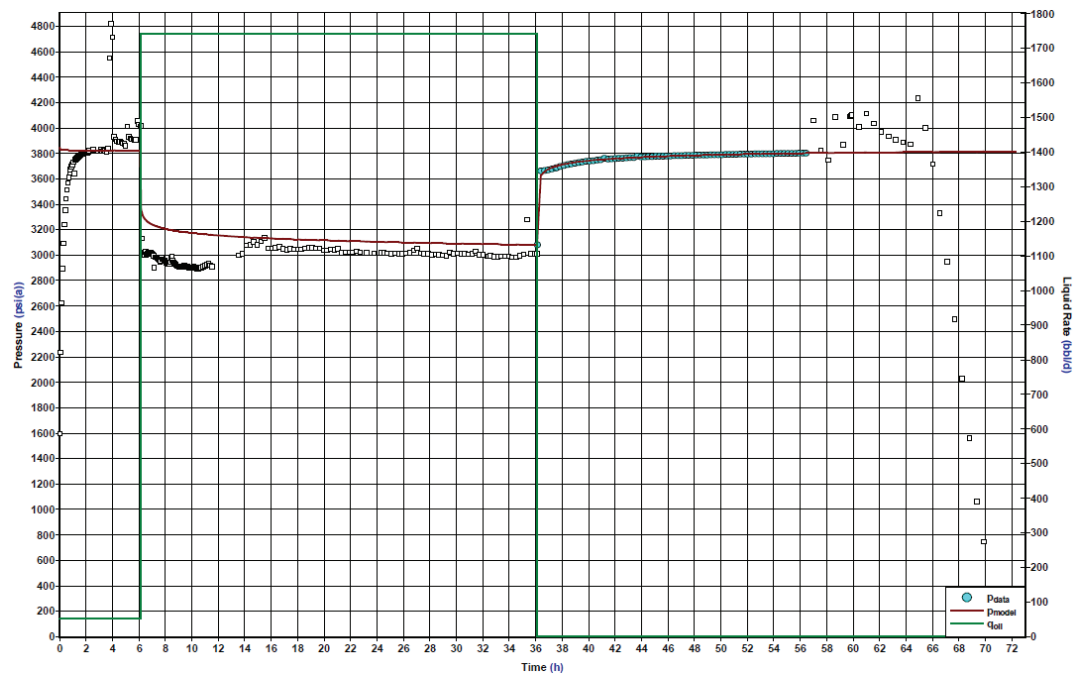
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.42: EMPATE SEMI-LOG LMNF-006 PRUEBA #5



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.43: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNF-006 PRUEBA #5



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

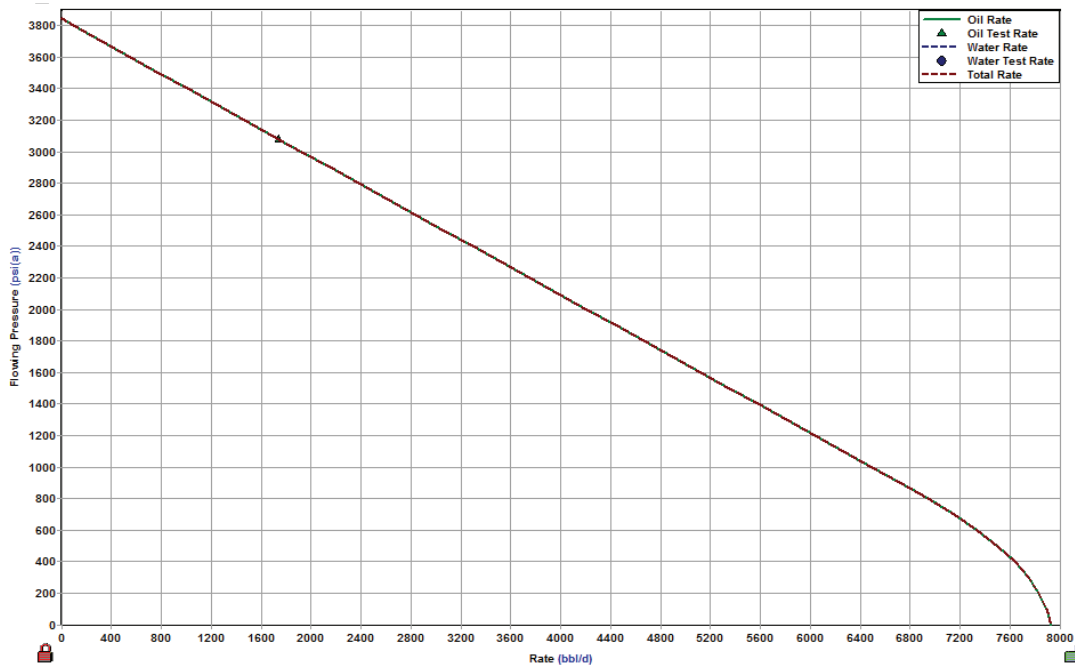
TABLA 4.32 RESULTADOS DEL EMPATE LMNF-006 PRUEBA #5

ALMACENAMIENTO (C)	5.83-03 BLS/PSI
CD	0.07
DAÑO TOTAL (S)	-0,222
PERMEABILIDAD (Ko)	4671.288 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	3080.5 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3843.57 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.44: CURVA IPR LMNF-006 PRUEBA #5



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.33: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNF-006 PRUEBA #5

PR	3843.57 PSI
PB	830 PSI
PWF(PRUEBA)	3080.5 PSI
QO(PRUEBA)	1742 BBL/D
QW(PRUEBA)	0 BBL/D
QO(MAX)	7932.5 BBL/D
QW(MAX)	0 BBL/D
QT(MAX)	7932.5 BBL/D
IP	1.92 (STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.1.5 LIMONCOCHA-7

4.1.5.1 Prueba de restauración de presión # 1

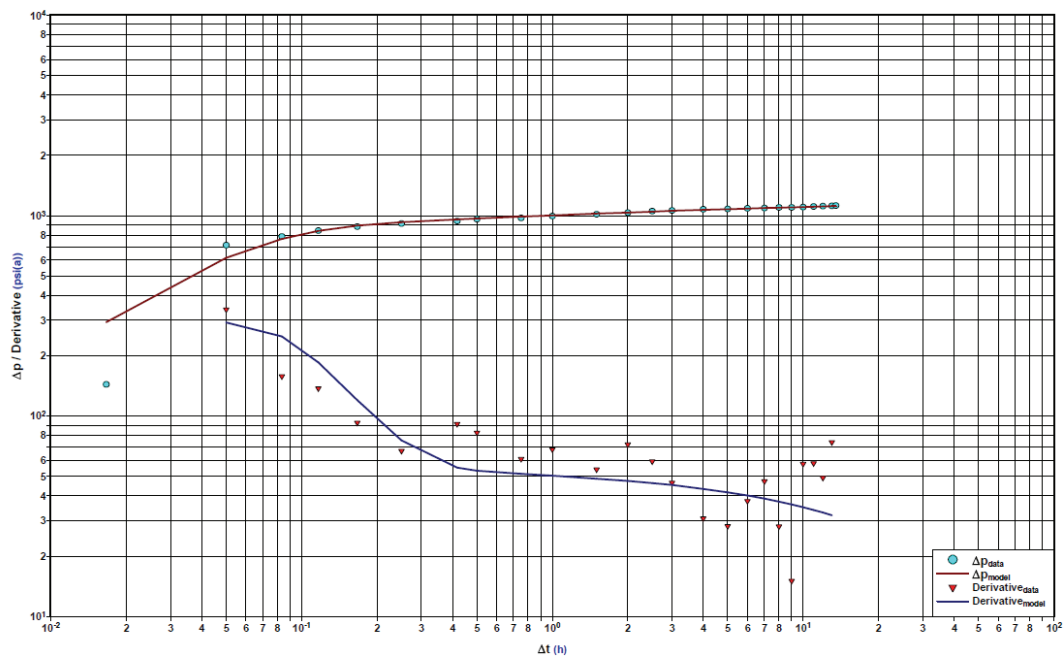
TABLA 4.34: MODELOS DE EMPATE LMNG-007 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	02-08-1994
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR+ “U” MEDIA
INTERVALOS PROBADOS :	9458-9478 ; 9438-9449 ; 9420-9431
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

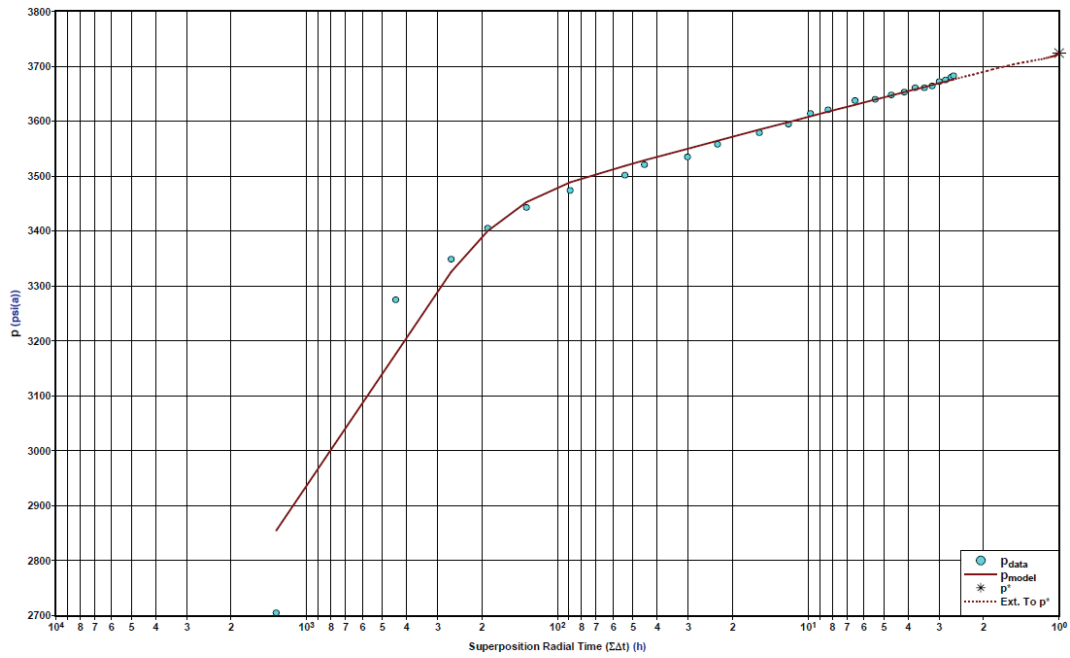
FIGURA 4.45: EMPATE DERIVADA LMNG-007 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

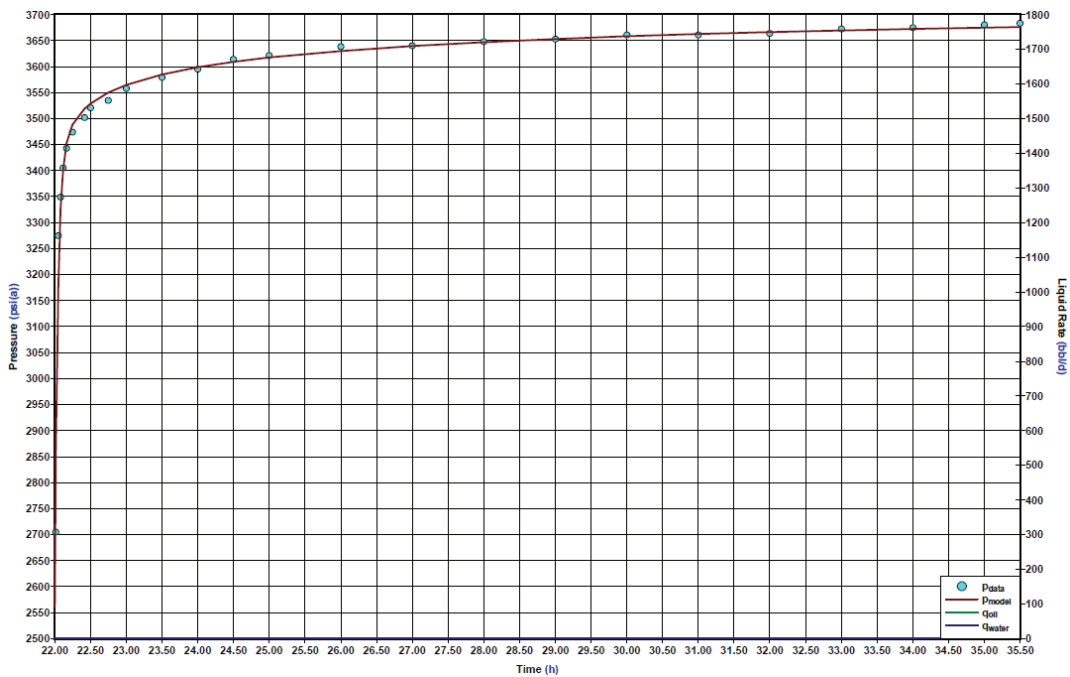
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.46: EMPATE SEMI-LOG LMNG-007 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.47: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNG-007 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.35 RESULTADOS DEL EMPATE LMNG-007 PRUEBA #1

ALMACENAMIENTO (C)	9.2x10-03 BLS/PSI
CD	488.57
DAÑO TOTAL (S)	3.759
PERMEABILIDAD (Ko)	1544.95 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2561 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3725.5 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.48: CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.36: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #1

PR	3725.5 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	2561 PSI
QO(PRUEBA)	1733 BBL/D
QW(PRUEBA)	19 BBL/D
QO(MAX)	5035 BBL/D
QW(MAX)	60.8 BBL/D
QT(MAX)	5095.8 BBL/D
IP	1.49 (STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

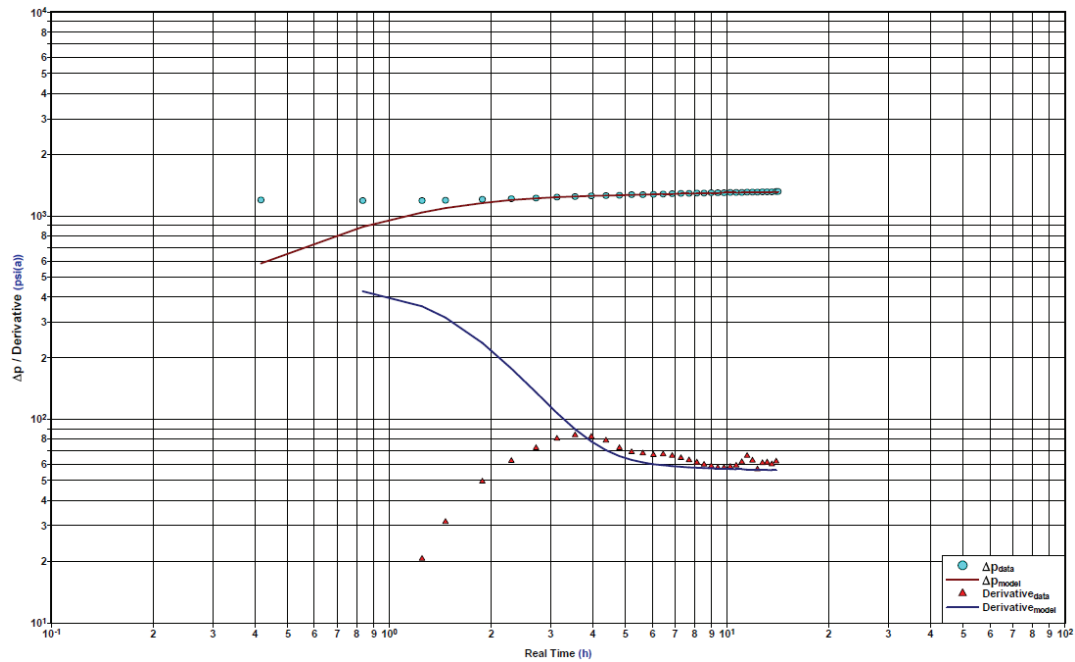
4.1.5.2 Prueba DST # 2

TABLA 4.37: MODELOS DE EMPATE LMNG-007 PRUEBA #3

FECHA DE LA PRUEBA:	19-07-1994
ARENA PROBADA:	"U" INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9458-9478
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

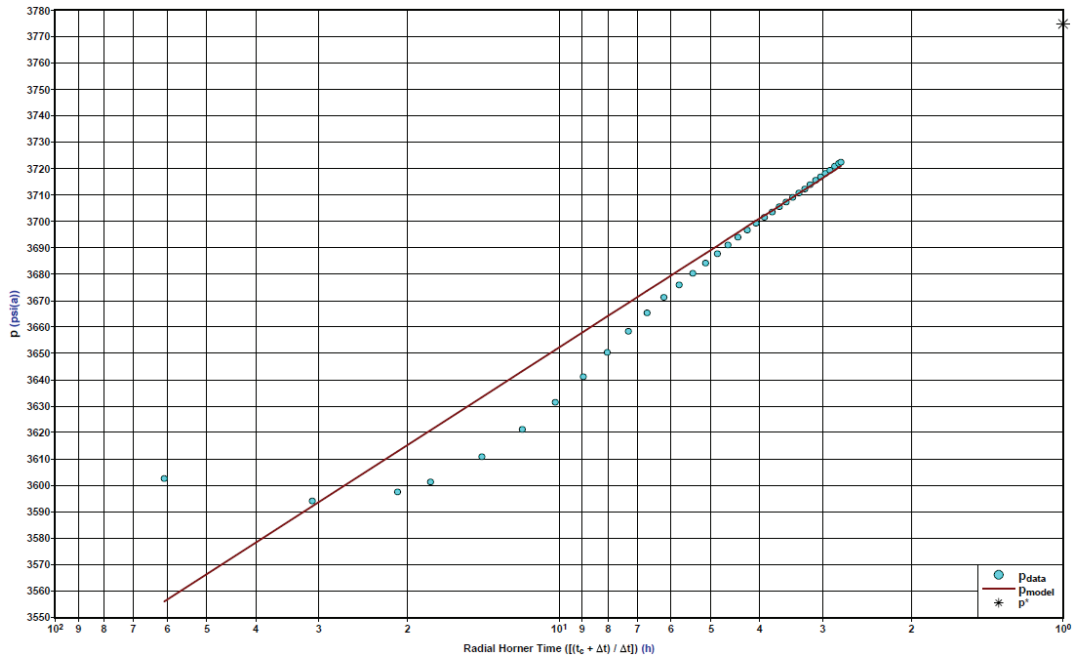
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.49: EMPATE DERIVADA LMNG-007 PRUEBA #3



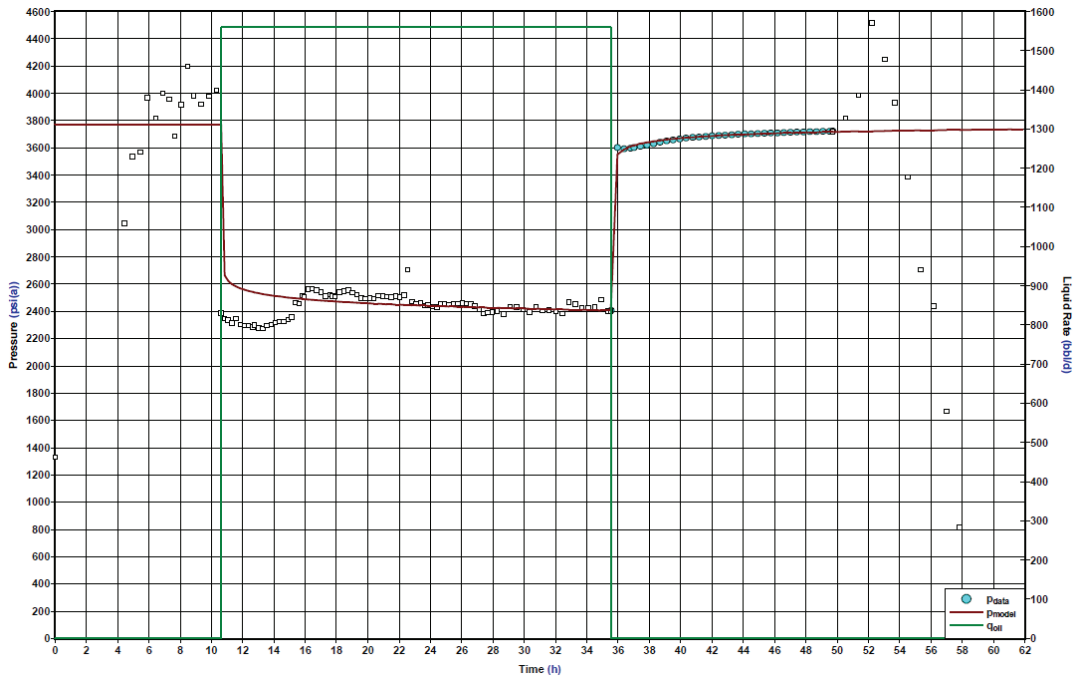
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.50: EMPATE SEMI-LOG LMNG-007 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.51: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNG-007 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

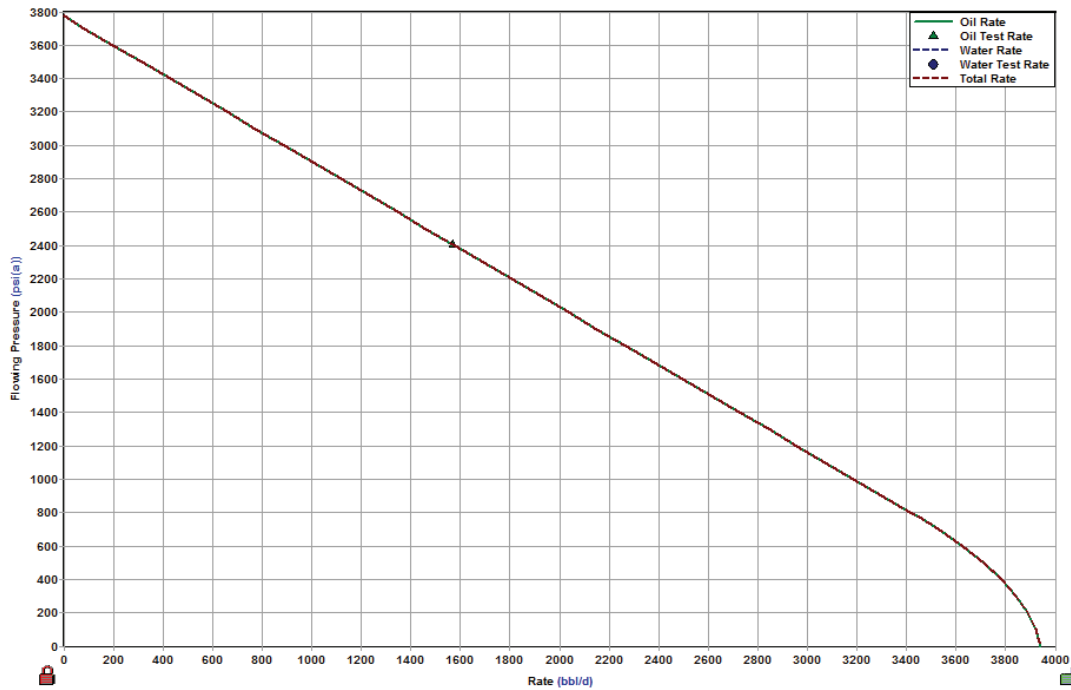
TABLA 4.38 RESULTADOS DEL EMPATE LMNG-007 PRUEBA #3

ALMACENAMIENTO (C)	5.8x10-03 BLS/PSI
CD	2.12
DAÑO TOTAL (S)	4.758
PERMEABILIDAD (Ko)	2708 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2406.7 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3774.98 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.52: CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.39: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #3

PR	3774.98 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	2406.7PSI
QO(PRUEBA)	1570 BBL/D
QW(PRUEBA)	0 BBL/D
QO(MAX)	3938.9 BBL/D
QW(MAX)	0 BBL/D
QT(MAX)	3938.9 BBL/D
IP	1.14 (STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

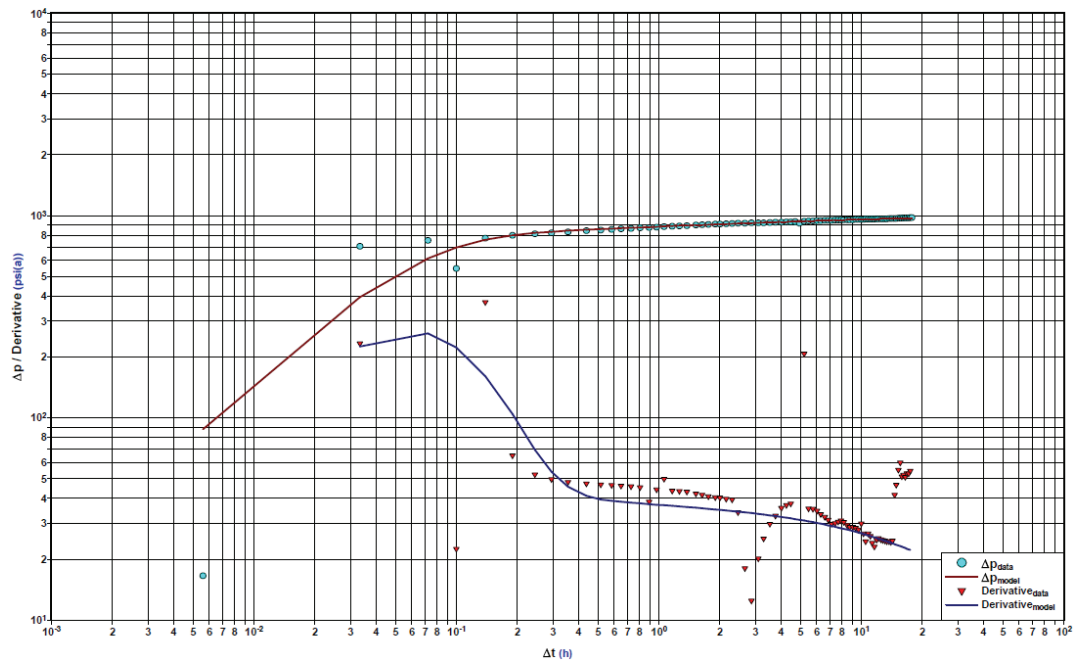
4.1.5.3 Prueba DST # 3

TABLA 4.40: MODELOS DE EMPATE LMNG-007 PRUEBA #4

FECHA DE LA PRUEBA:	25-07-1994
ARENA PROBADA:	"U" INFERIOR + "U" MEDIA
INTERVALOS PROBADOS :	9420-9449
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE

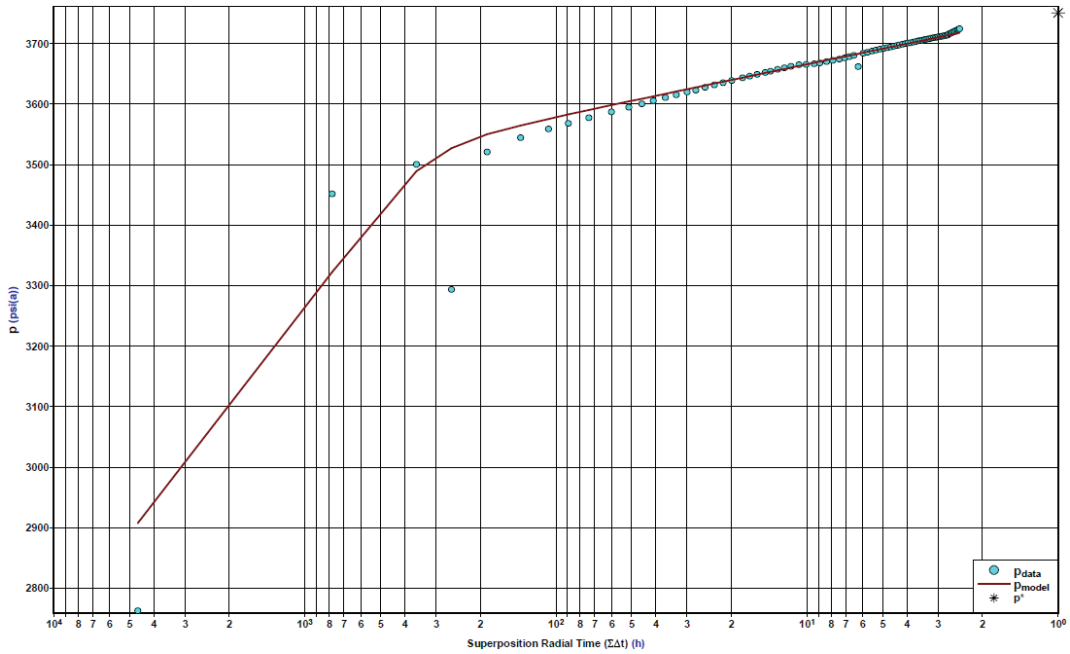
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.53: EMPATE DERIVADA LMNG-007 PRUEBA #4



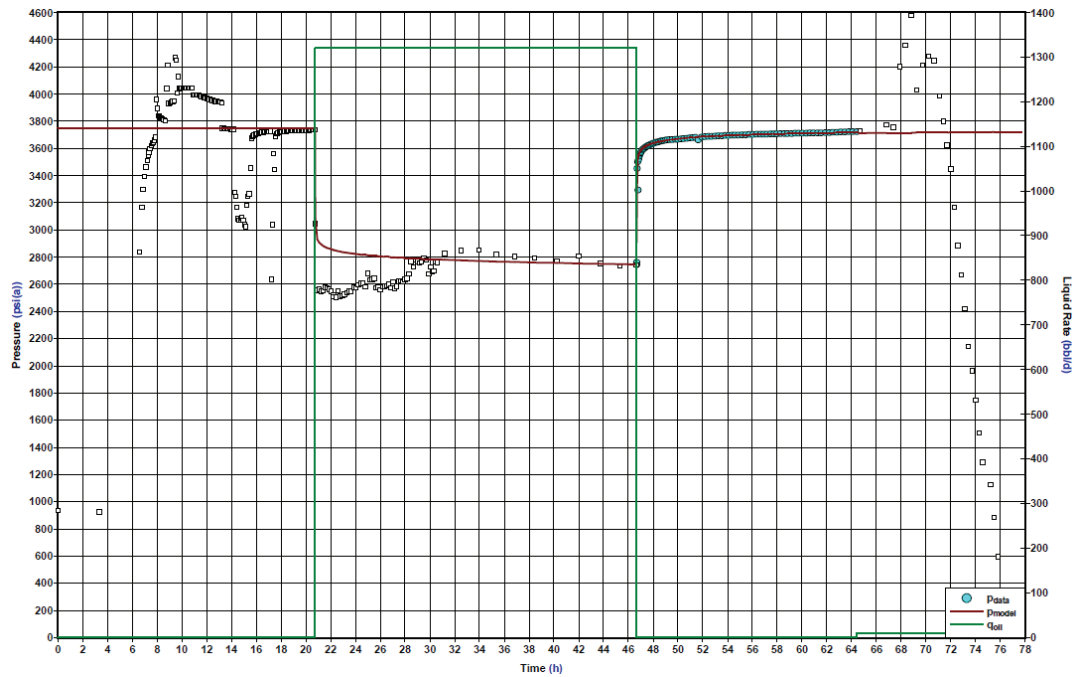
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.54: EMPATE SEMI-LOG LMNG-007 PRUEBA #4



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.55: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNG-007 PRUEBA #4



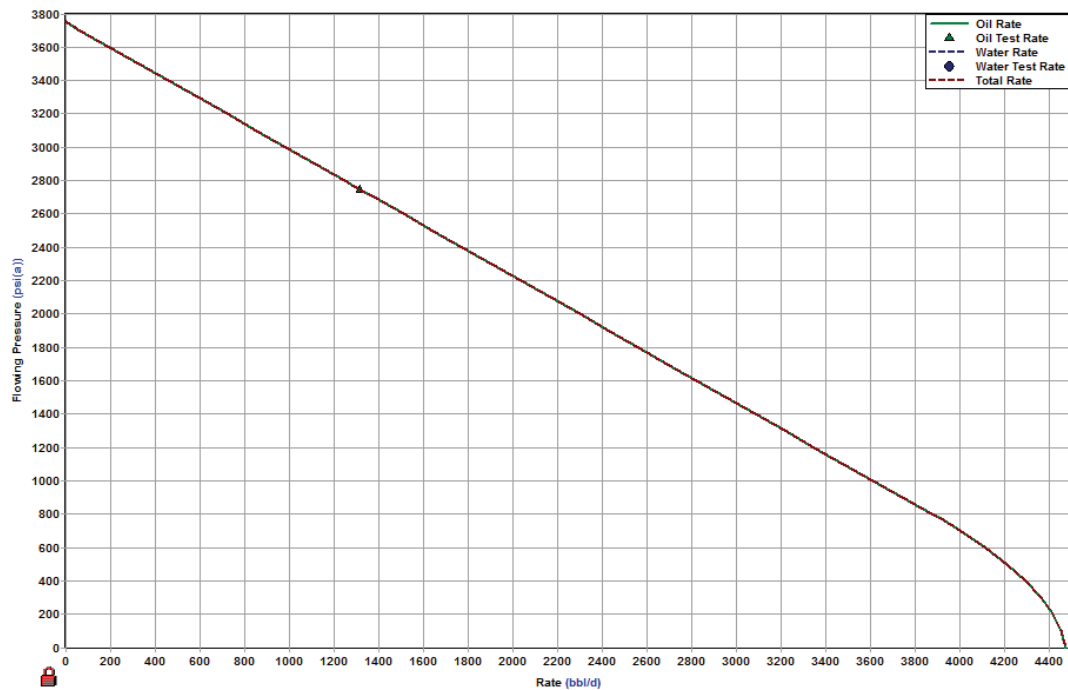
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.41 RESULTADOS DEL EMPATE LMNG-007 PRUEBA #4

ALMACENAMIENTO (C)	0.01 BLS/PSI
CD	612.42
DAÑO TOTAL (S)	5.342
PERMEABILIDAD (K _o)	207.799 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2746.3 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3751.21 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.56: CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #4



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.42: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNG-007 PRUEBA #4

PR	3751.21 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	2746.3 PSI
QO(PRUEBA)	1320 BBL/D
QW(PRUEBA)	0 BBL/D
QO(MAX)	4478.2 BBL/D
QW(MAX)	0 BBL/D
QT(MAX)	4478.2 BBL/D
IP	1.31(STB/DIA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.1.6 LIMONCOCHA-8

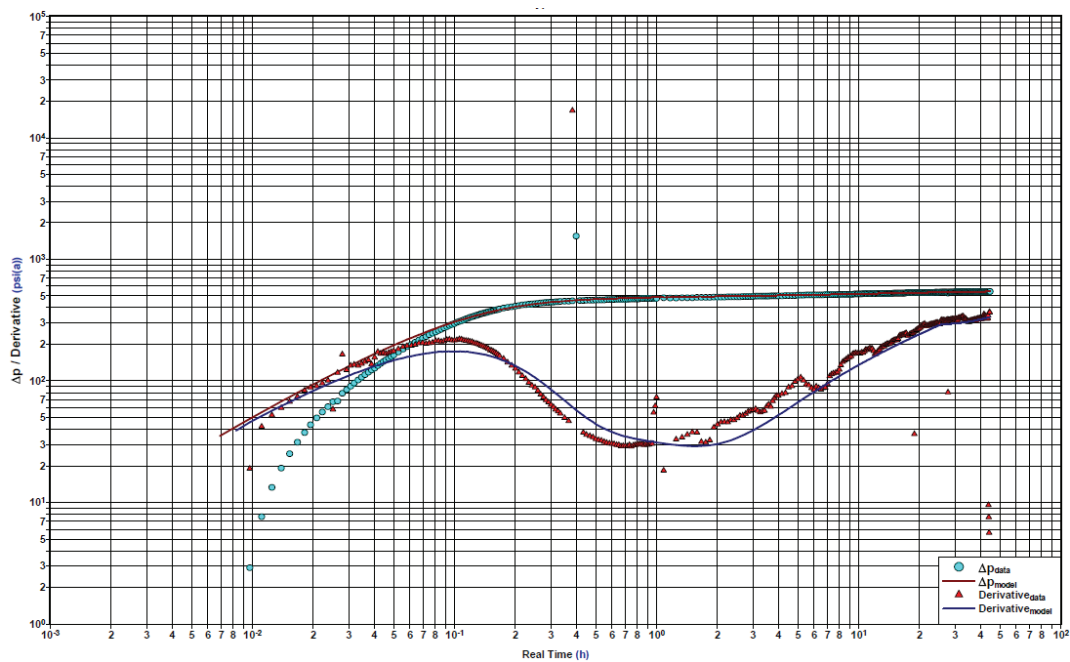
4.1.6.1 Prueba DST # 1

TABLA 4.43: MODELOS DE EMPATE LMNH-008 PRUEBA #2

FECHA DE LA PRUEBA:	20-11-1994
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9708-9718 ; 9726-9750
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	LÍMITE DE NO FLUJO

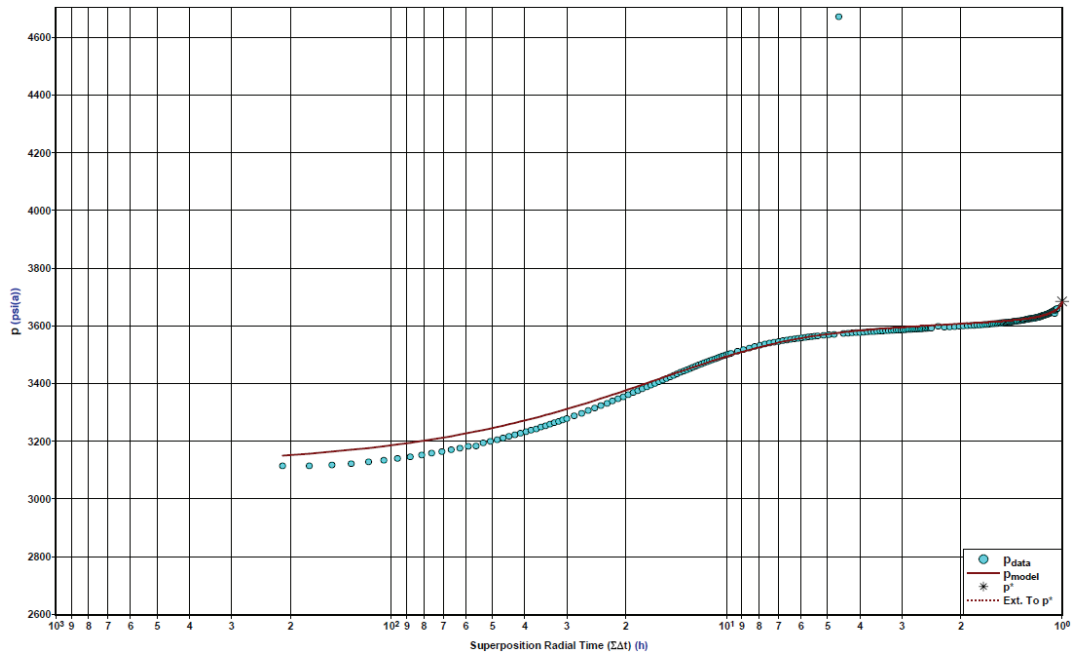
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.57: EMPATE DERIVADA LMNH-008 PRUEBA #2



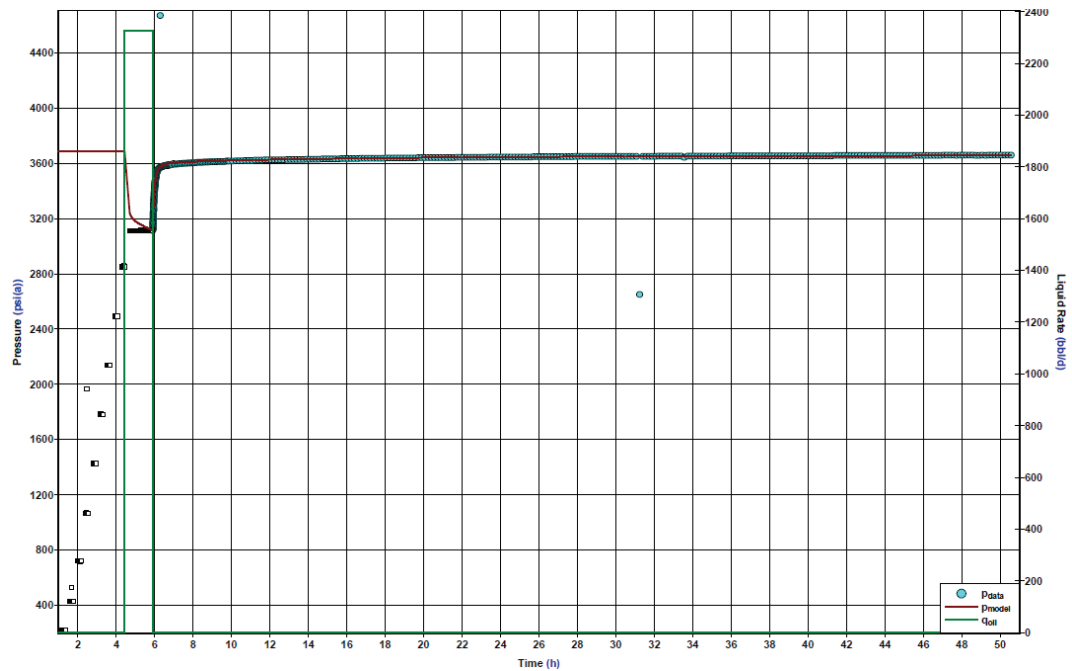
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.58: EMPATE SEMI-LOG LMNH-008 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.59: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNH-008 PRUEBA #2



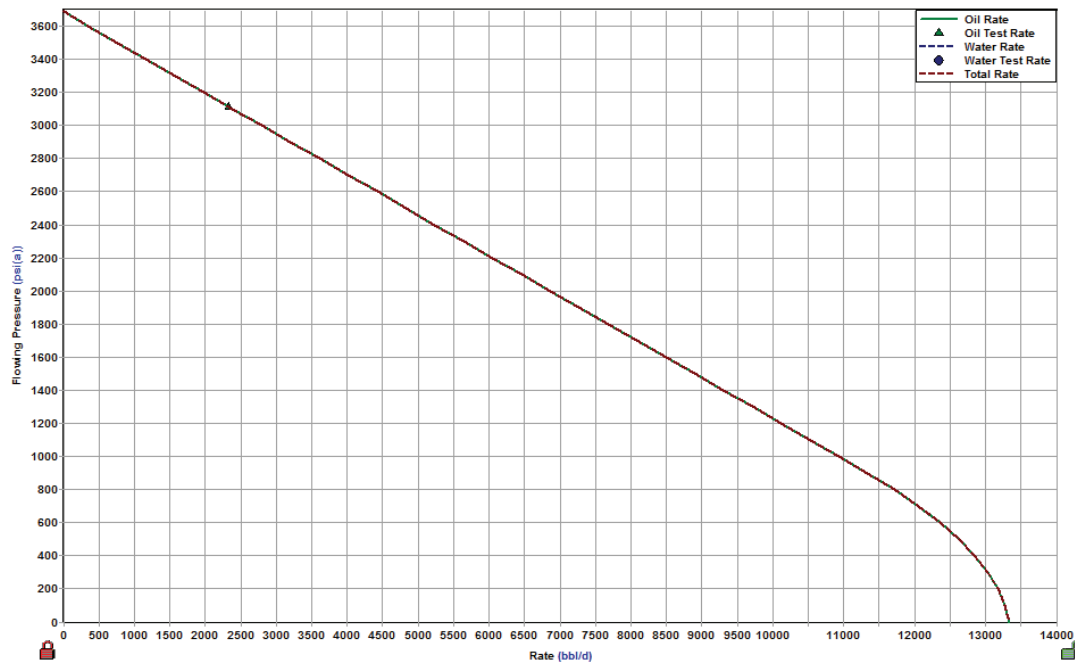
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.44 RESULTADOS DEL EMPATE LMNH-008 PRUEBA #2

ALMACENAMIENTO (C)	0.04 BLS/PSI
CD	2498.94
DAÑO TOTAL (S)	3.546
PERMEABILIDAD (Ko)	585.922 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	3114.9 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3686.39 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.60: CURVA IPR LMNH-008 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.45: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNH-008 PRUEBA #2

PR	3686.39 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	3114.9 PSI
QO(PRUEBA)	2326 BBL/D
QW(PRUEBA)	0 BBL/D
QO(MAX)	13340.1 BBL/D
QW(MAX)	0 BBL/D
QT(MAX)	13340.1 BBL/D
IP	4.07(STB/DÍA)/(PSIA)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.1.7 LIMONCOCHA-10

4.1.7.1 Prueba de restauración de presión # 1

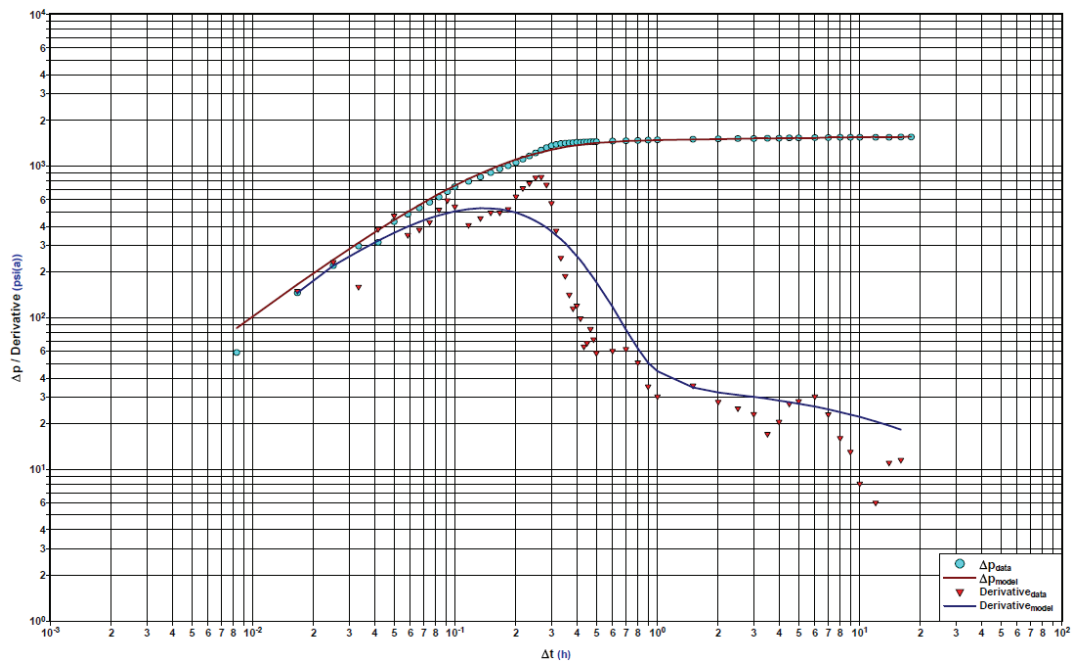
TABLA 4.46: MODELOS DE EMPATE LMNJ-010 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	20-05-1994
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9461-9466 ; 9476-9484
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

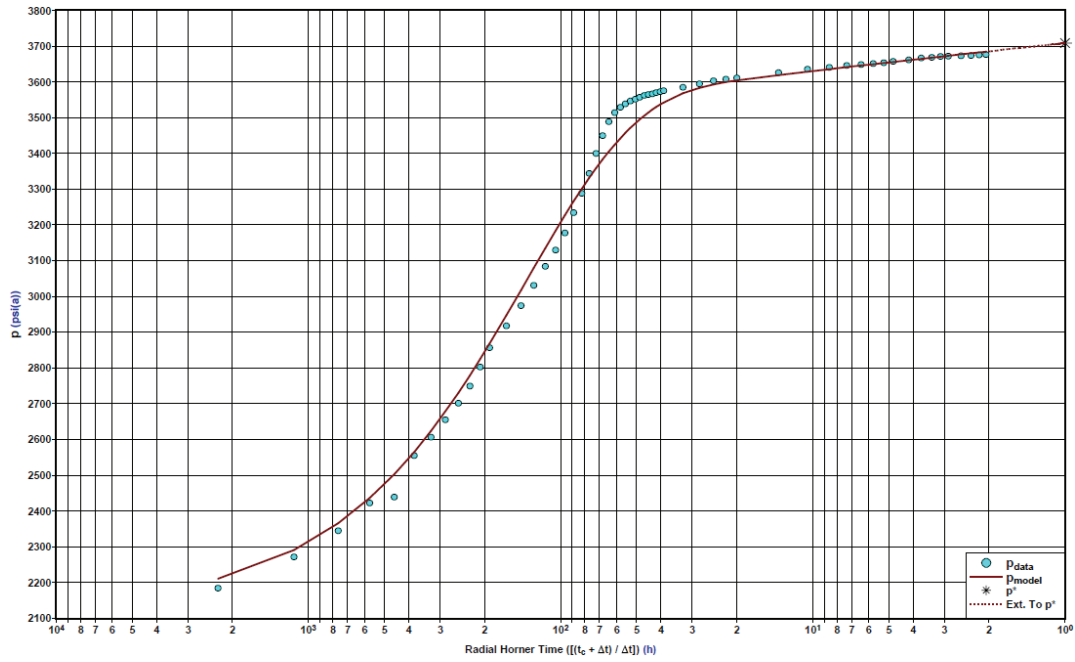
FIGURA 4.61: EMPATE DERIVADA LMNJ-010 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

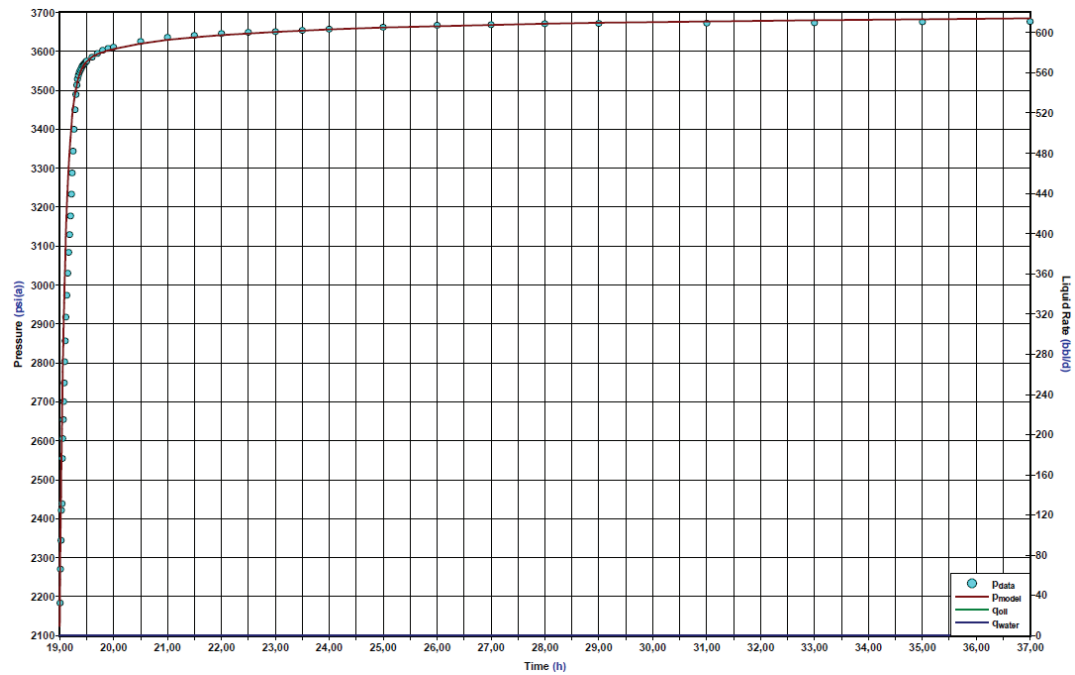
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.62: EMPATE SEMI-LOG LMNJ-010 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.63: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNJ-010 PRUEBA #1



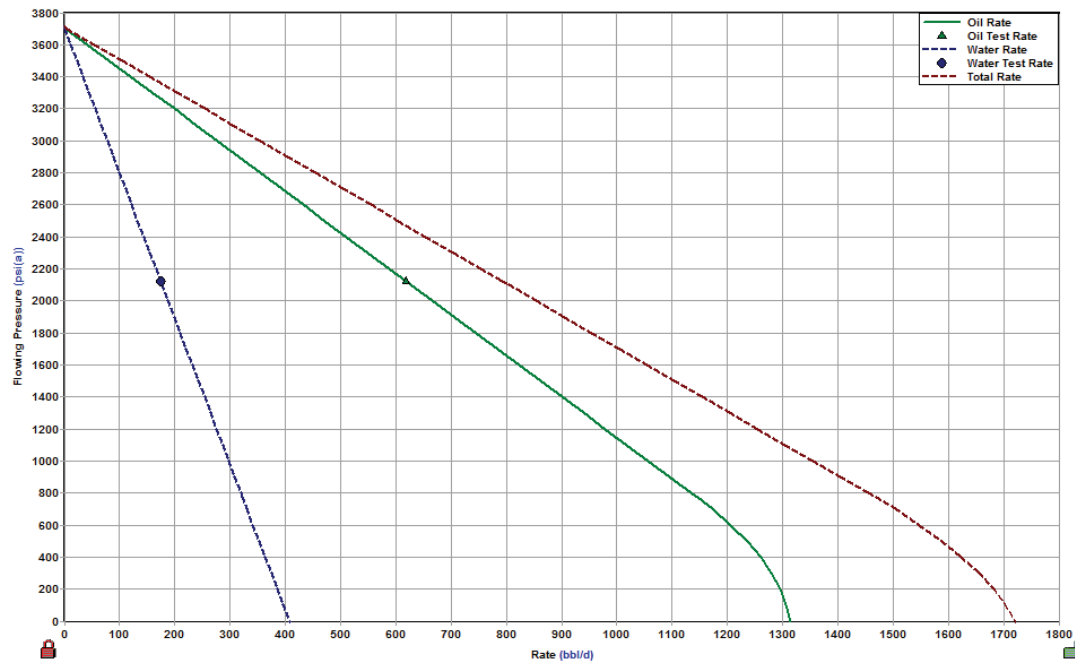
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.47 RESULTADOS DEL EMPATE LMNJ-010 PRUEBA #1

ALMACENAMIENTO (C)	3.5E-03 BLS/PSI
CD	499.45
DAÑO TOTAL (S)	16.3
PERMEABILIDAD (K _o)	930 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2125 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3708.85 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.64: CURVA IPR LMNJ-010 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.48: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNJ-010 PRUEBA #1

PR	3708.85 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	2125 PSI
QO(PRUEBA)	618 BBL/D
QW(PRUEBA)	174 BBL/D
QO(MAX)	1313.6 BBL/D
QW(MAX)	407.4 BBL/D
QT(MAX)	1721.1 BBL/D
IP	0.39 (STB/DÍA)/(PSIA)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

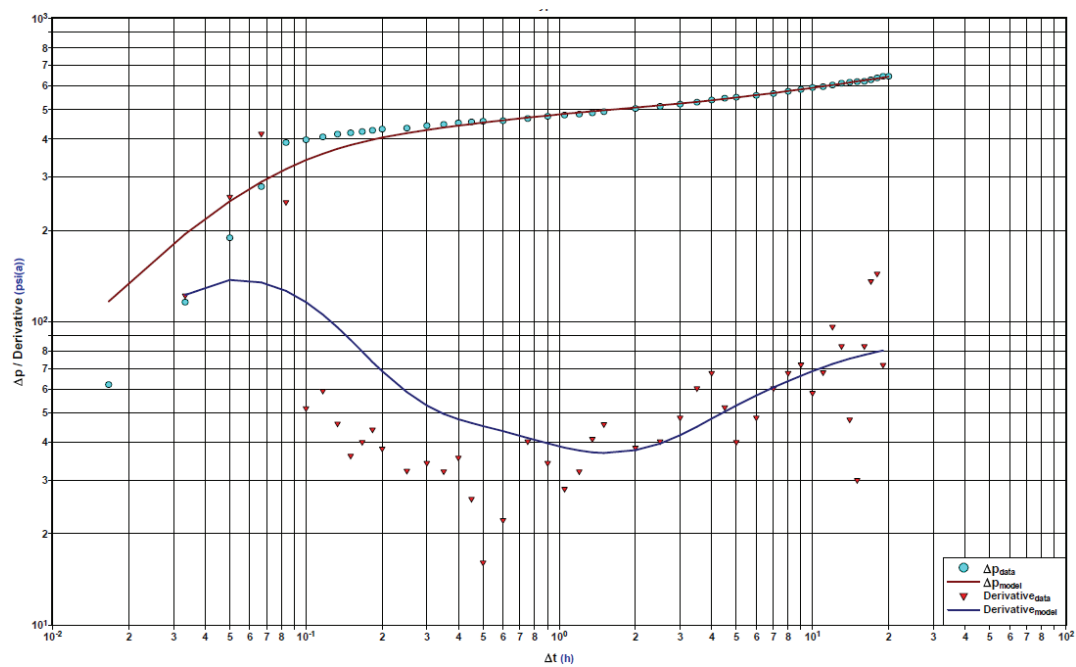
4.1.7.2 Prueba de restauración de presión # 2

TABLA 4.49: MODELOS DE EMPATE LMNJ-010 PRUEBA #2

FECHA DE LA PRUEBA:	24-05-1994
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9461-9466 ; 9476-9484
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	LÍMITE DE NO FLUJO

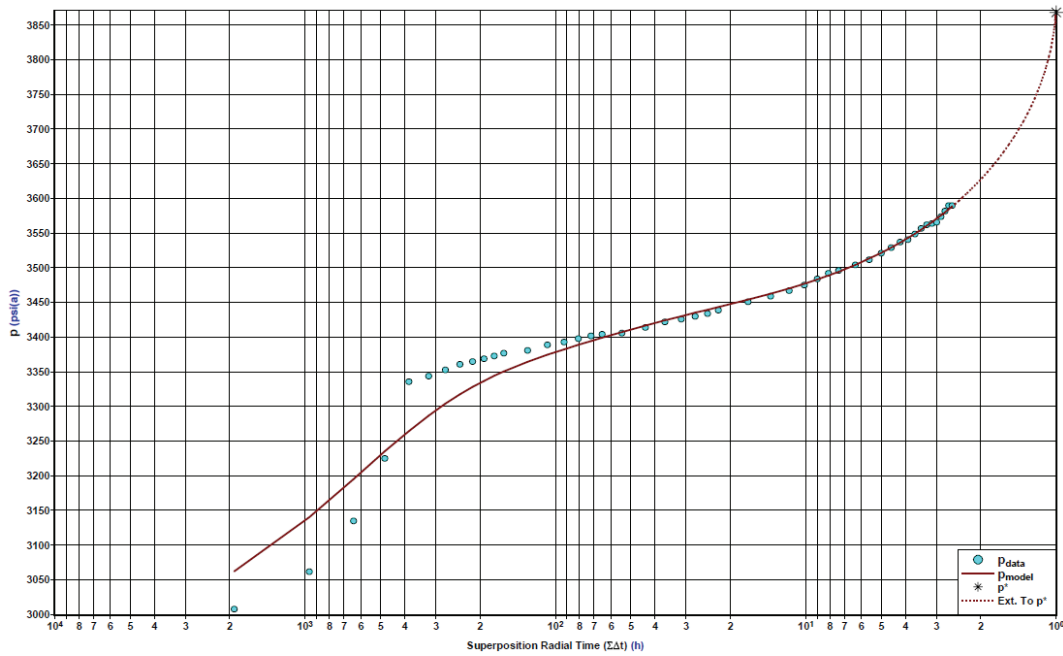
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.65: EMPATE DERIVADA LMNJ-010 PRUEBA #2



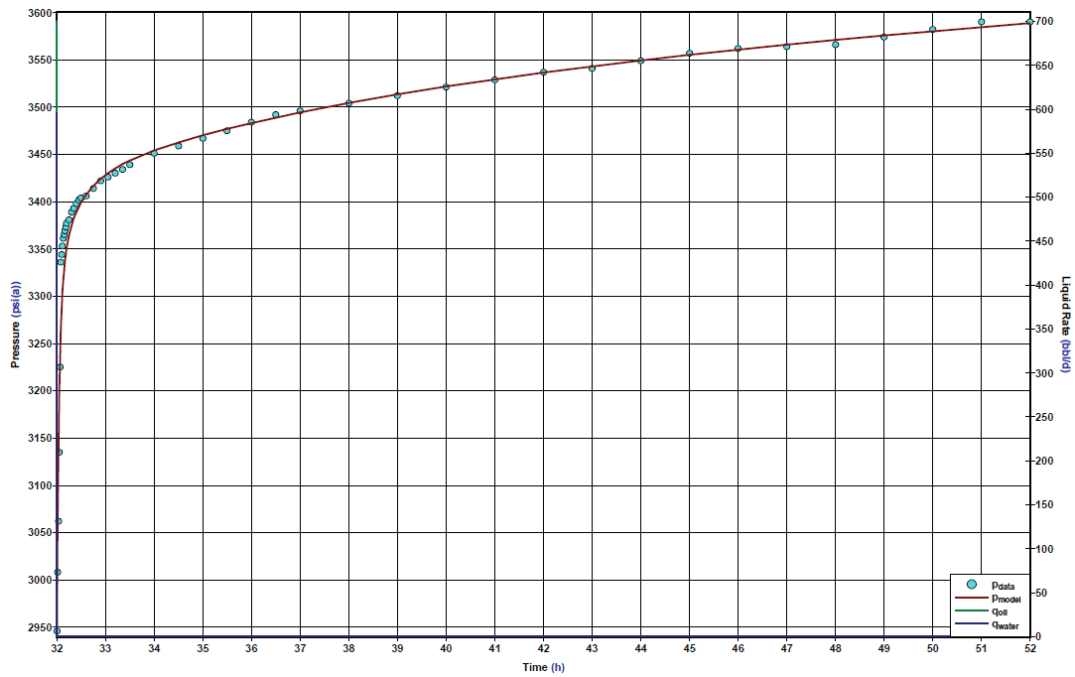
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.66: EMPATE SEMI-LOG LMNJ-010 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.67: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNJ-010 PRUEBA #2



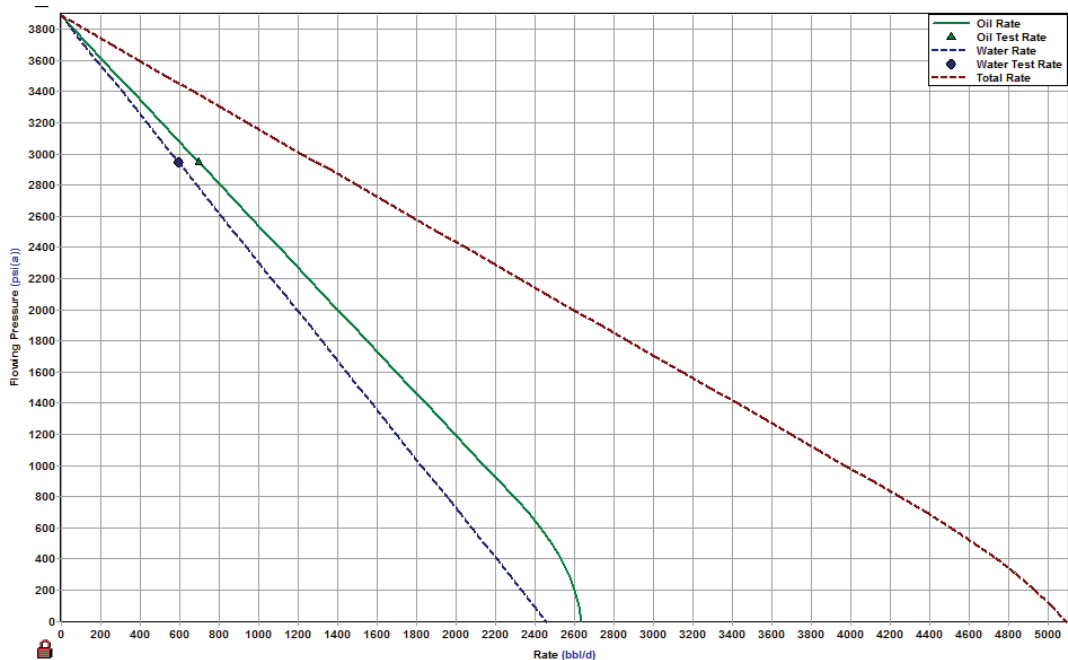
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.50 RESULTADOS DEL EMPATE LMNJ-010 PRUEBA #2

ALMACENAMIENTO (C)	0.01 BLS/PSI
CD	2704.7
DAÑO TOTAL (S)	-1.3
PERMEABILIDAD (Ko)	2155.257 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2946 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3888.32 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.68: CURVA IPR LMNJ-010 PRUEBA #2



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.51: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNJ-010 PRUEBA #2

PR	3888.32 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	2946 PSI
QO(PRUEBA)	700 BBL/D
QW(PRUEBA)	596 BBL/D
QO(MAX)	2634.2 BBL/D
QW(MAX)	2459.3 BBL/D
QT(MAX)	5093.5 BBL/D
IP	0.74 (BLS/PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.2 PRUEBAS QUE PRESENTAN CIERTO GRADO DE INCERTIDUMBRE

4.2.1 LIMONCOCHA-2

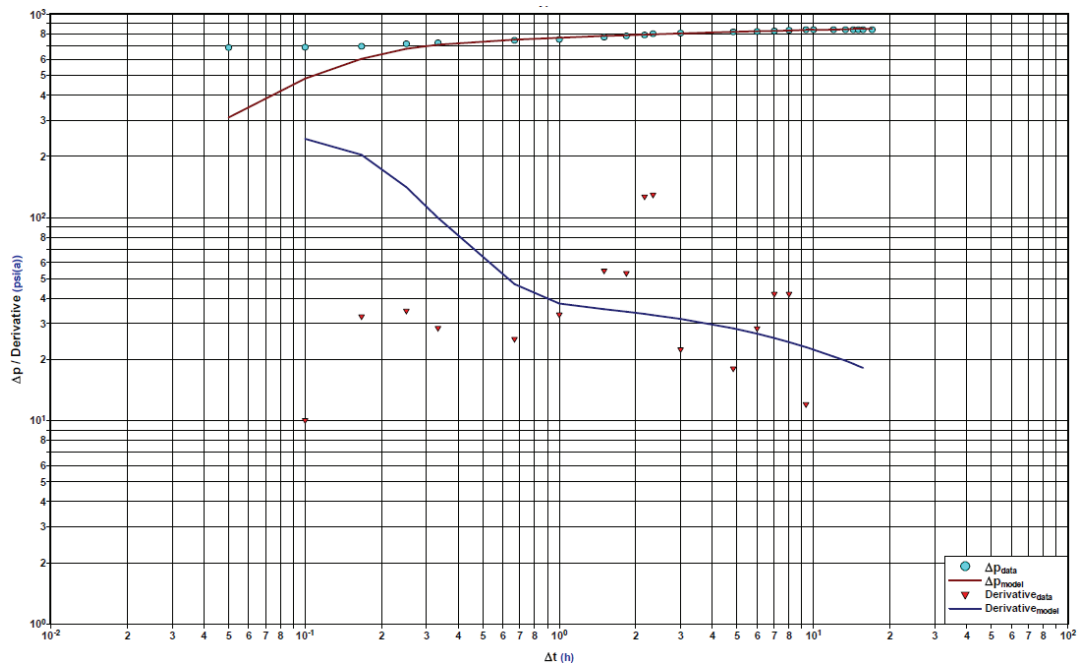
4.2.1.1 Prueba de restauración de presión # 1

TABLA 4.52: MODELOS DE EMPATE LMNB-002 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	04-11-1992
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9417-9454
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

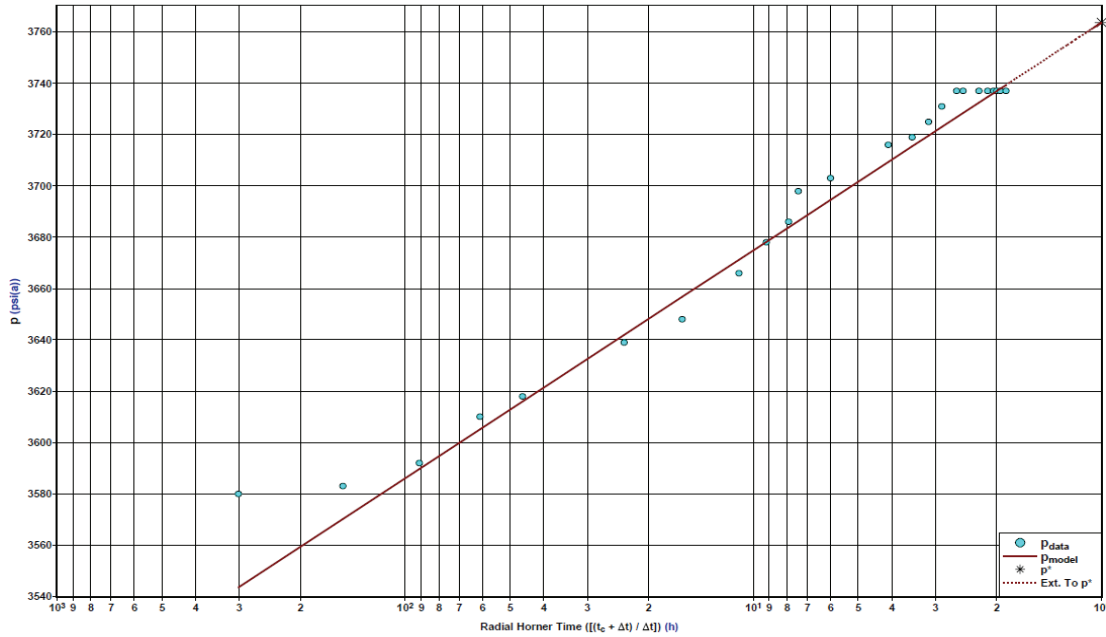
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.69: EMPATE DERIVADA LMNB-002 PRUEBA #1



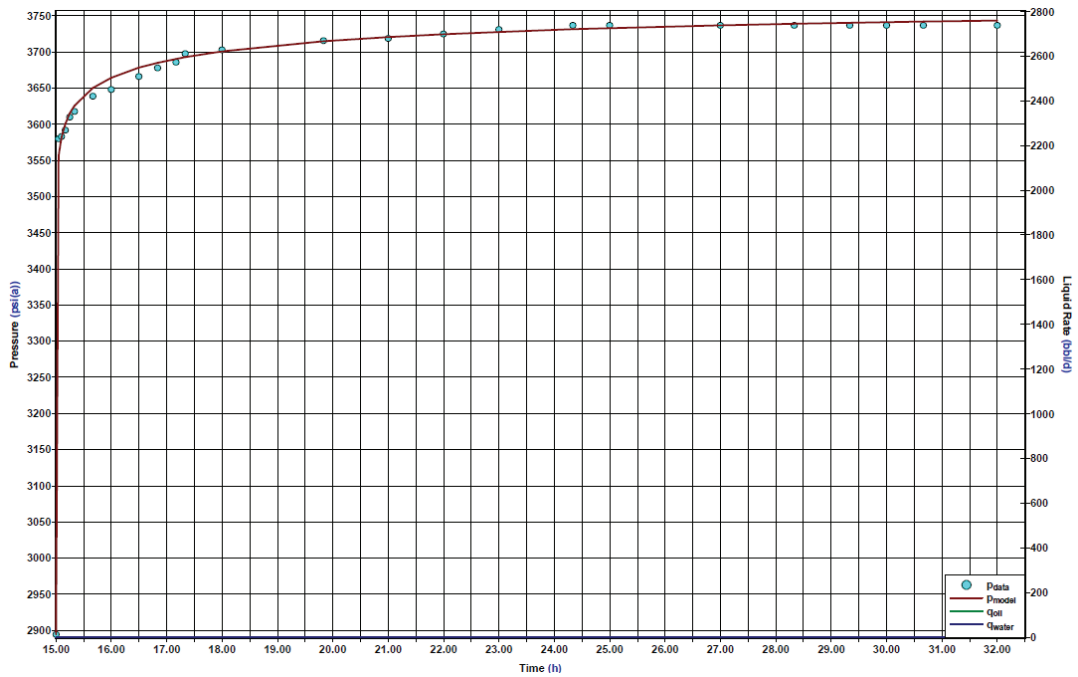
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.70: EMPATE SEMI-LOG LMNB-002 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.71: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNB-002 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

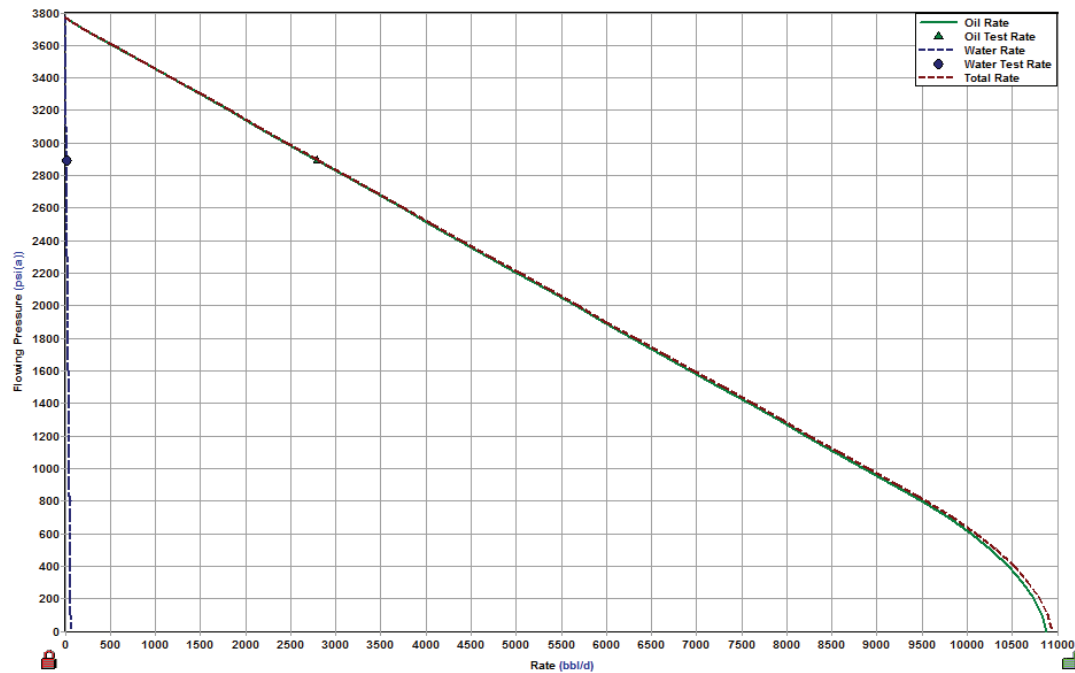
TABLA 4.53 RESULTADOS DEL EMPATE LMNB-002 PRUEBA #1

ALMACENAMIENTO (C)	0.02 BLS/PSI
CD	0.01
DAÑO TOTAL (S)	3.9
PERMEABILIDAD (Ko)	3992.981 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2894 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3766.85 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.72: CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.54: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #1

PR	3766.85 PSI
PB	830 PSI
PWF(PRUEBA)	2894 PSI
QO(PRUEBA)	2794 BBL/D
QW(PRUEBA)	15 BBL/D
QO(MAX)	10876.9 BBL/D
QW(MAX)	64.7 BBL/D
QT(MAX)	10941.7 BBL/D
IP	3.2 (STB/DÍA)/(PSIA)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.2.1.2 Prueba de restauración de presión # 3

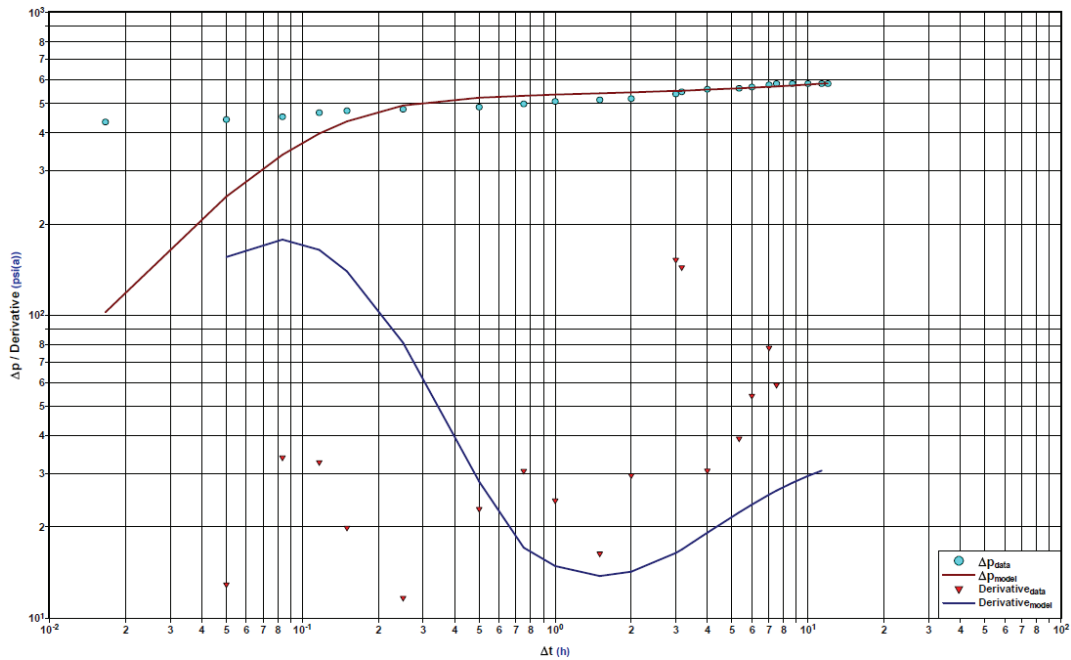
TABLA 4.55: MODELOS DE EMPATE LMNB-002 PRUEBA #3

FECHA DE LA PRUEBA:	07-12-1992
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR + "T" PRINCIPAL
INTERVALOS PROBADOS :	9653 - 9658 ; 9662 -9670 ; 9686 - 9692 ; 9698 - 9715 ; 9730 - 9748
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

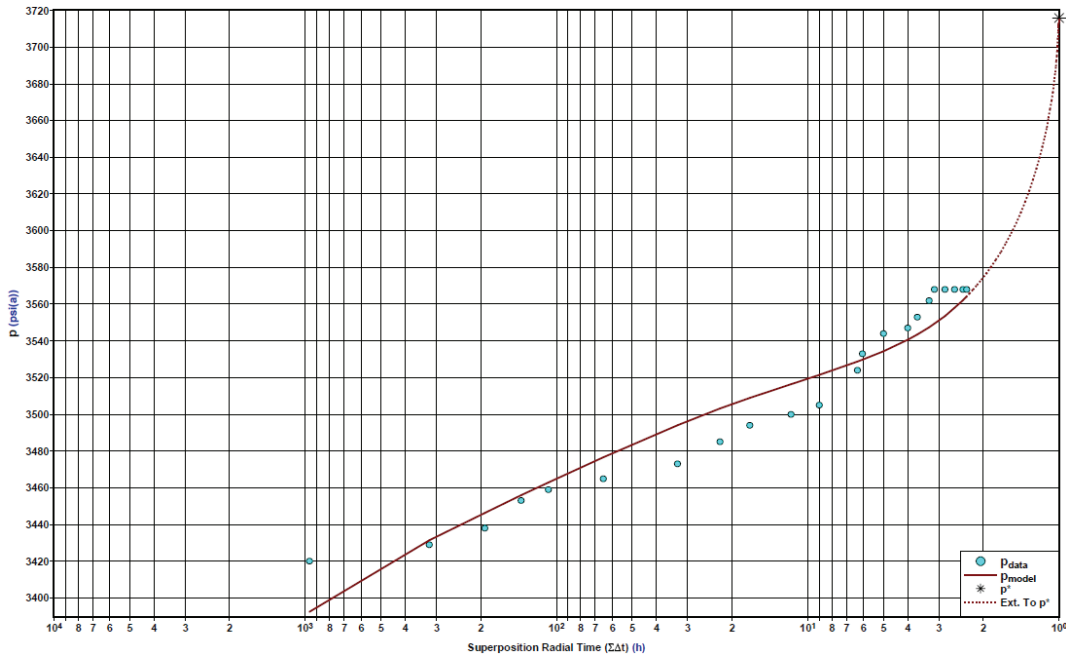
FIGURA 4.73: EMPATE DERIVADA LMNB-002 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

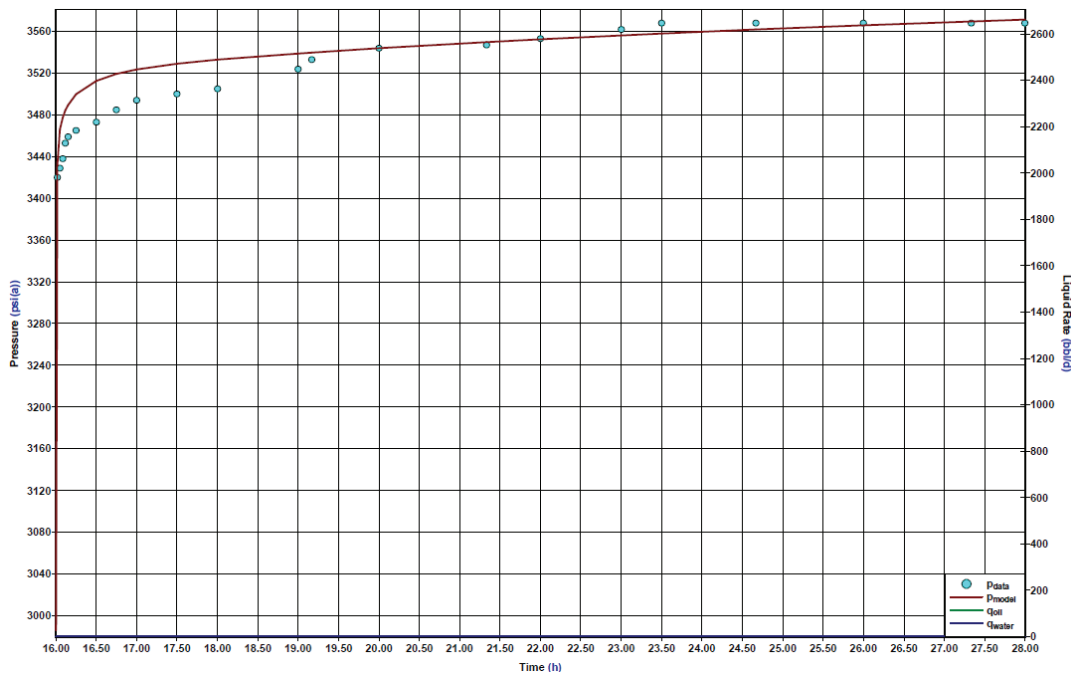
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.74: EMPATE SEMI-LOG LMNB-002 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.75: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNB-002 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.56 RESULTADOS DEL EMPATE LMNB-002 PRUEBA #3

ALMACENAMIENTO (C)	-
CD	174.21
DAÑO TOTAL (S)	2.623
PERMEABILIDAD (K _o)	670.595 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2986 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3725.18 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.76: CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #3



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.57: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNB-002 PRUEBA #3

PR	3725.18 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	2986 PSI
Q _o (PRUEBA)	2675 BBL/D
Q _w (PRUEBA)	13 BBL/D
Q _o (MAX)	12001.3 BBL/D
Q _w (MAX)	65.5 BBL/D
Q _T (MAX)	12066.8 BBL/D
IP	3.62 (STB/DÍA)/(PSIA)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.2.2 LIMONCOCHA-4

4.2.2.1 Prueba de restauración de presión # 1

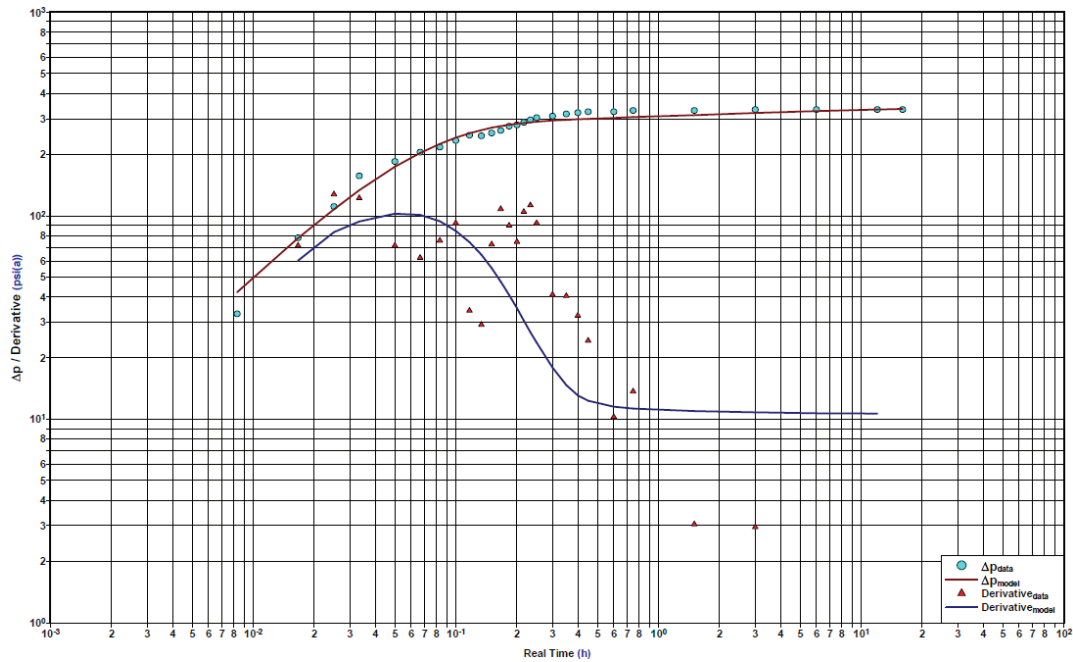
TABLA 4.58: MODELOS DE EMPATE LMND-004 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	01-04-1994
ARENA PROBADA:	"T" PRINCIPAL
INTERVALOS PROBADOS :	9665-9685
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

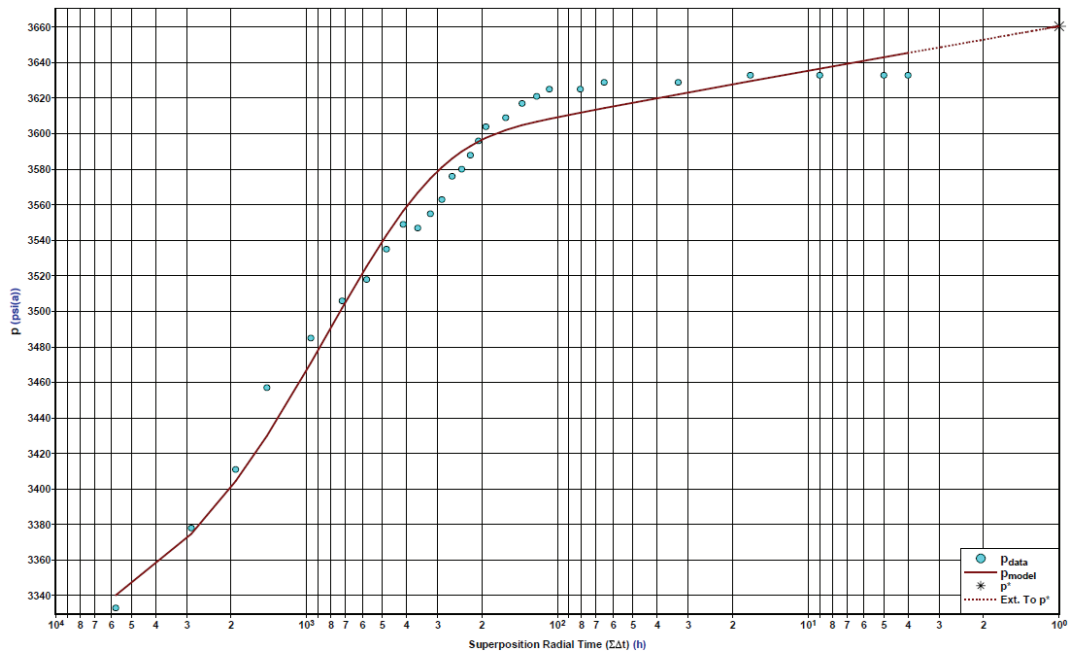
FIGURA 4.77: EMPATE DERIVADA LMND-004 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

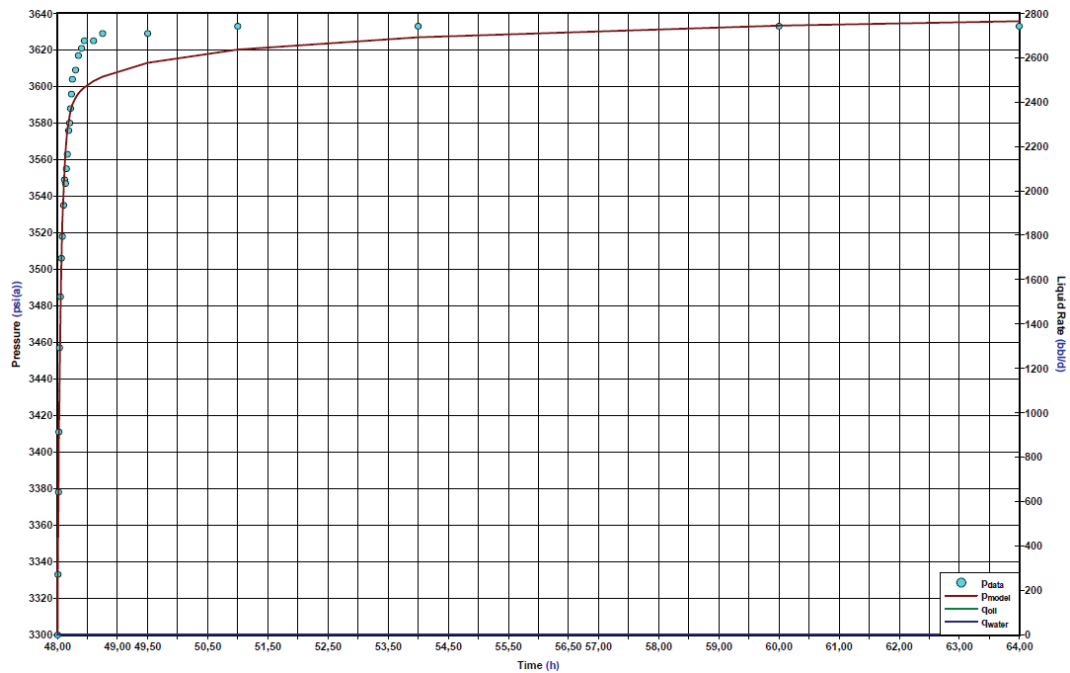
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.78: EMPATE SEMI-LOG LMND-004 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.79: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMND-004 PRUEBA #1



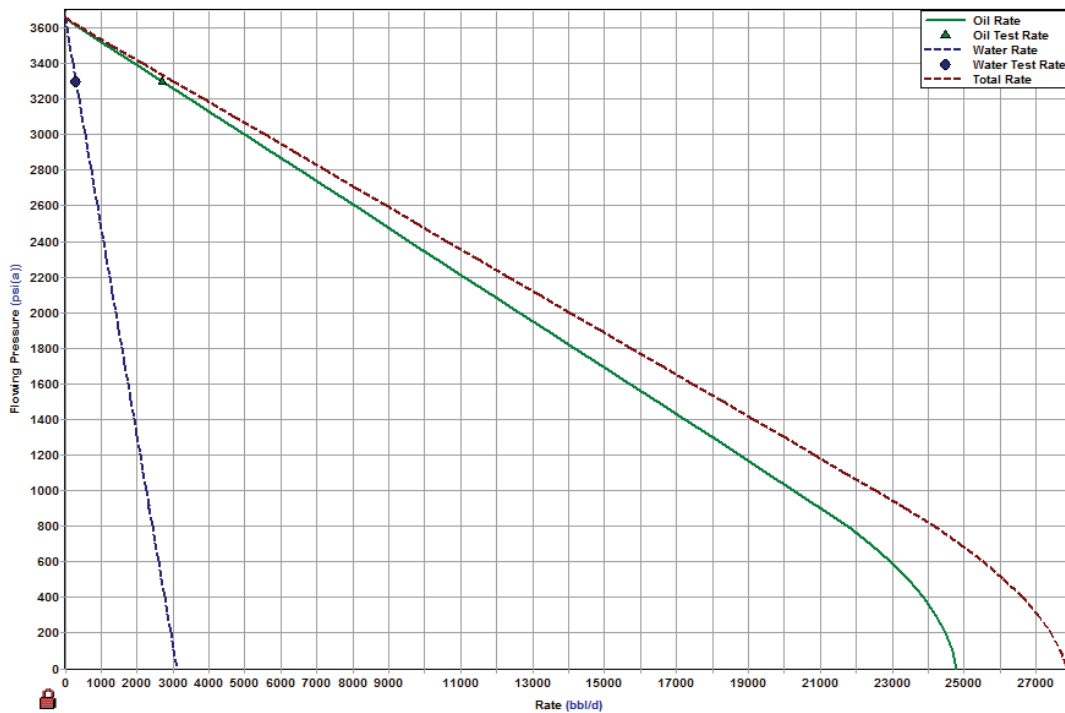
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.59 RESULTADOS DEL EMPATE LMND-004 PRUEBA #1

ALMACENAMIENTO (C)	0.04 BLS/PSI
CD	8298.55
DAÑO TOTAL (S)	6.7
PERMEABILIDAD (Ko)	3987.582 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	3300 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3653.32 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.80: CURVA IPR LMND-004 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.60: RESULTADOS DE CURVA IPR LMND-004 PRUEBA #1

PR	3653.32 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	3300PSI
QO(PRUEBA)	2700 BBL/D
QW(PRUEBA)	300 BBL/D
QO(MAX)	24793.3 BBL/D
QW(MAX)	3102 BBL/D
QT(MAX)	27895.3 BBL/D
IP	7.64 (STB/DÍA)/(PSIA)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.2.3 LIMONCOCHA-5

4.2.3.1 Prueba de restauración de presión # 6

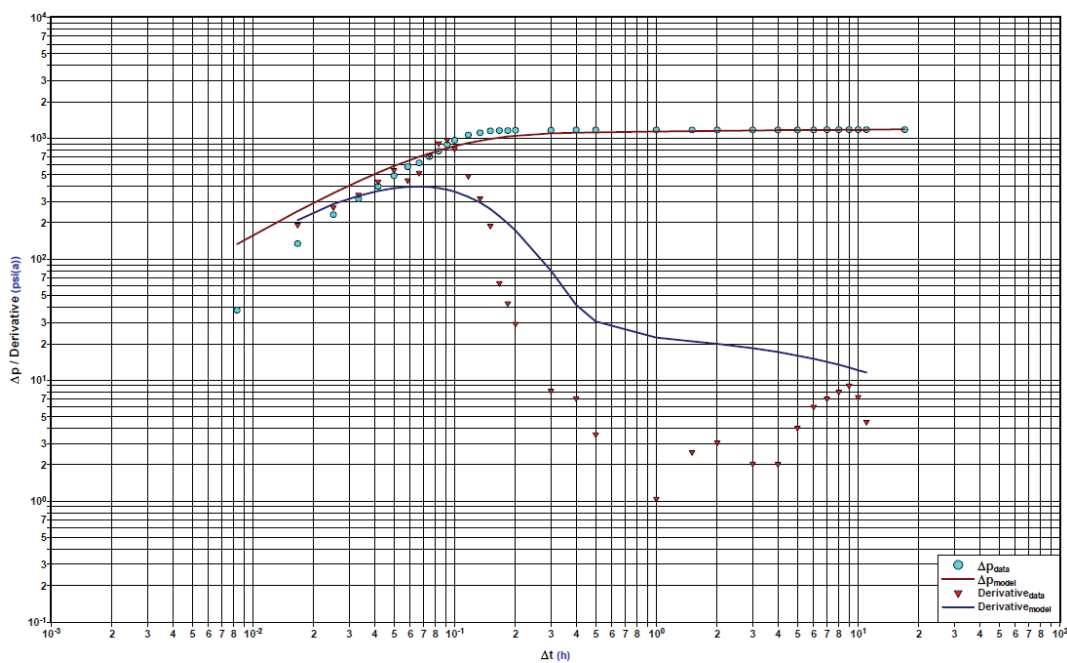
TABLA 4.61: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #7

FECHA DE LA PRUEBA:	09-06-1998
ARENA PROBADA:	"U" INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS (FT) :	9466-9478
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTO DE LÍMITE

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

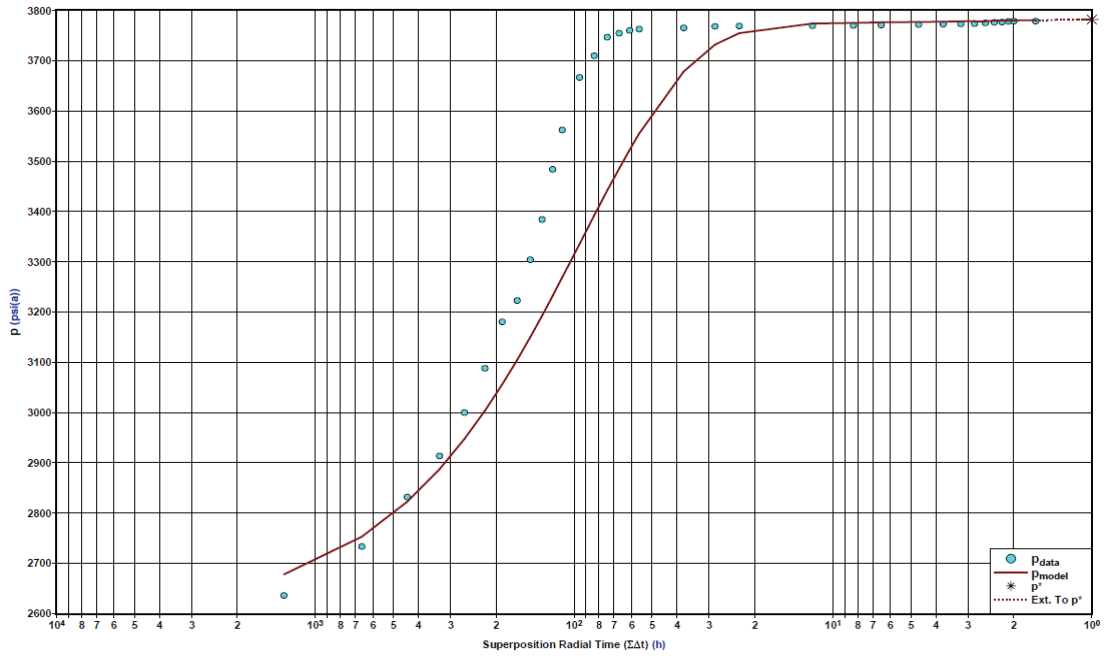
FIGURA 4.81: EMPATE DERIVADA LMNE-005 PRUEBA #7



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

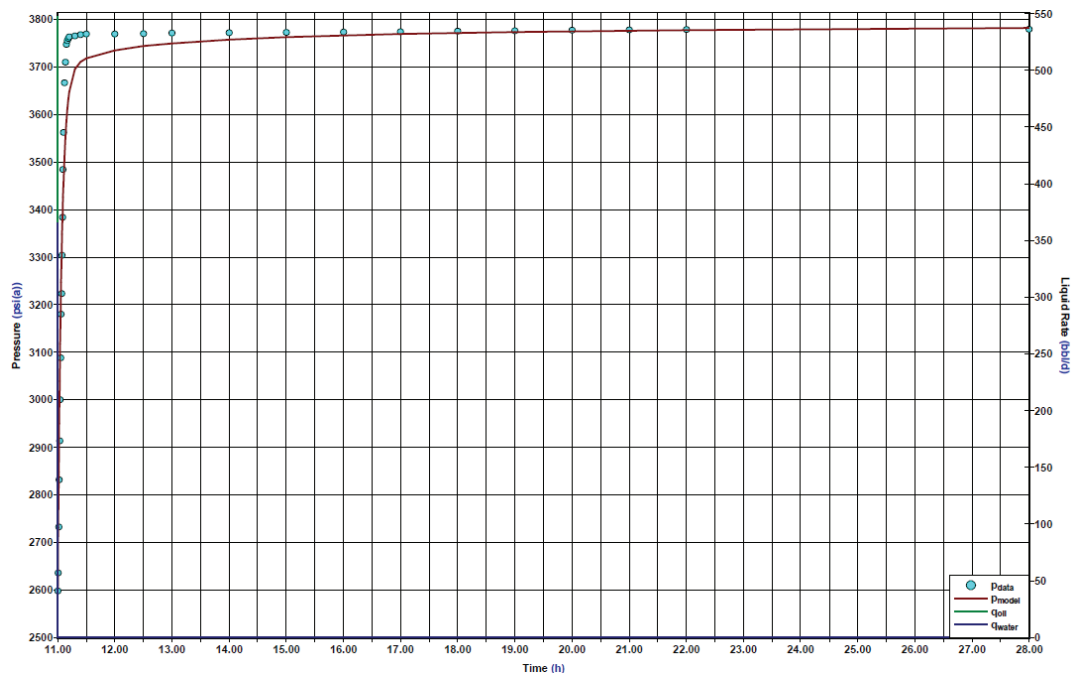
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.82: EMPATE SEMI-LOG LMNE-005 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.83: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNE-005 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

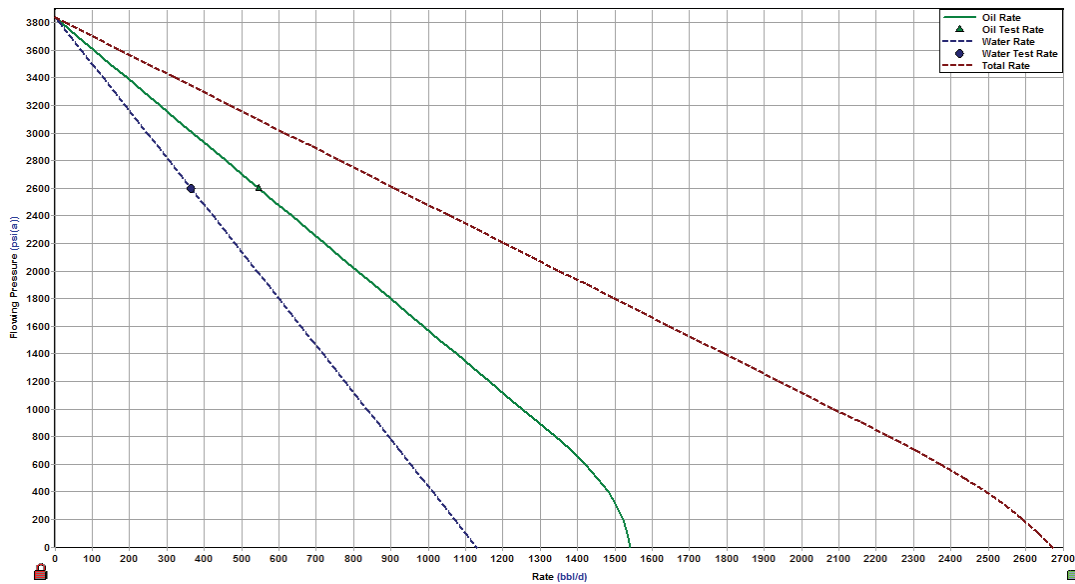
TABLA 4.62 RESULTADOS DEL EMPATE LMNE-005 PRUEBA #7

ALMACENAMIENTO (C)	4.2E-03 BLS/PSI
CD	1150.81
DAÑO TOTAL (S)	17
PERMEABILIDAD (Ko)	3397.745 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2598 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3838.58 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.84: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #7



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.63: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #7

PR	3838.58 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	2598 PSI
QO(PRUEBA)	547 BBL/DÍA
QW(PRUEBA)	365 BBL/DÍA
QO(MAX)	1541.6 BBL/DÍA
QW(MAX)	1129.4 BBL/DÍA
QT(MAX)	2671 BBL/DÍA
IP	0.44 (STB/DÍA)/(PSIA)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.2.4 LIMONCOCHA-8

4.2.4.1 Prueba de restauración de presión # 1

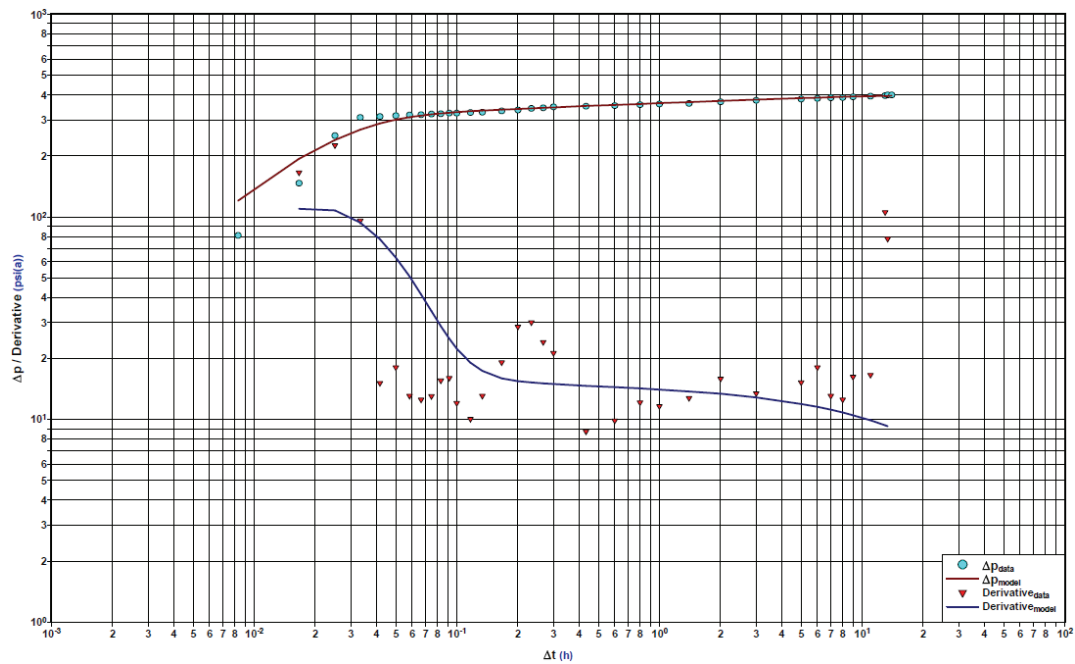
TABLA 4.64: MODELOS DE EMPATE LMNH-008 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	30-08-1994
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9708-9718; 9726-9750
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

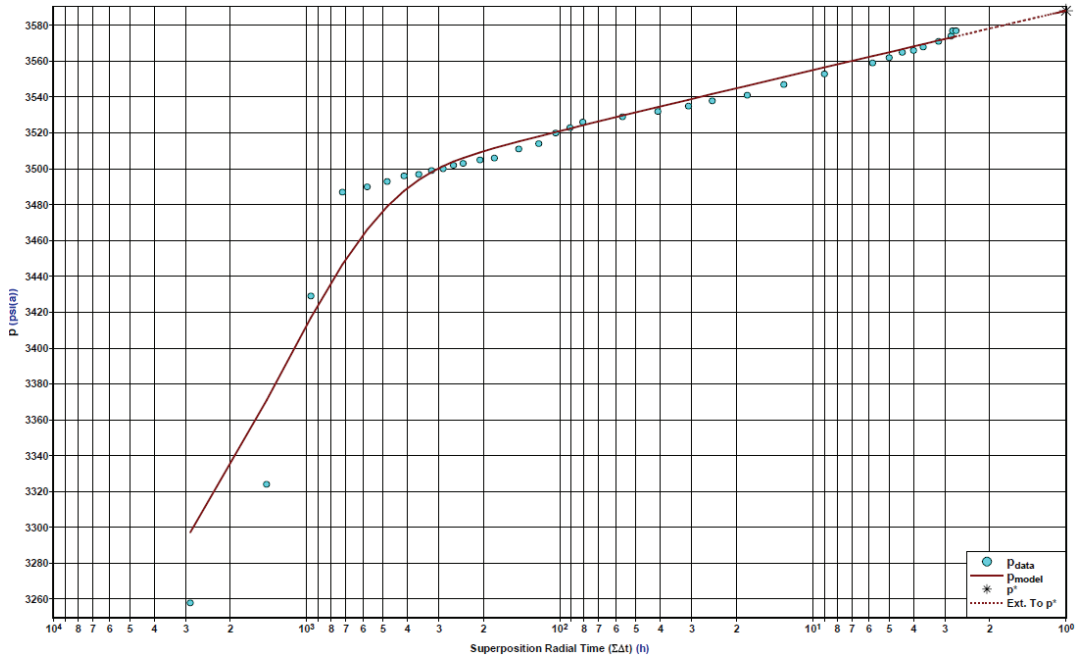
FIGURA 4.85: EMPATE DERIVADA LMNH-008 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

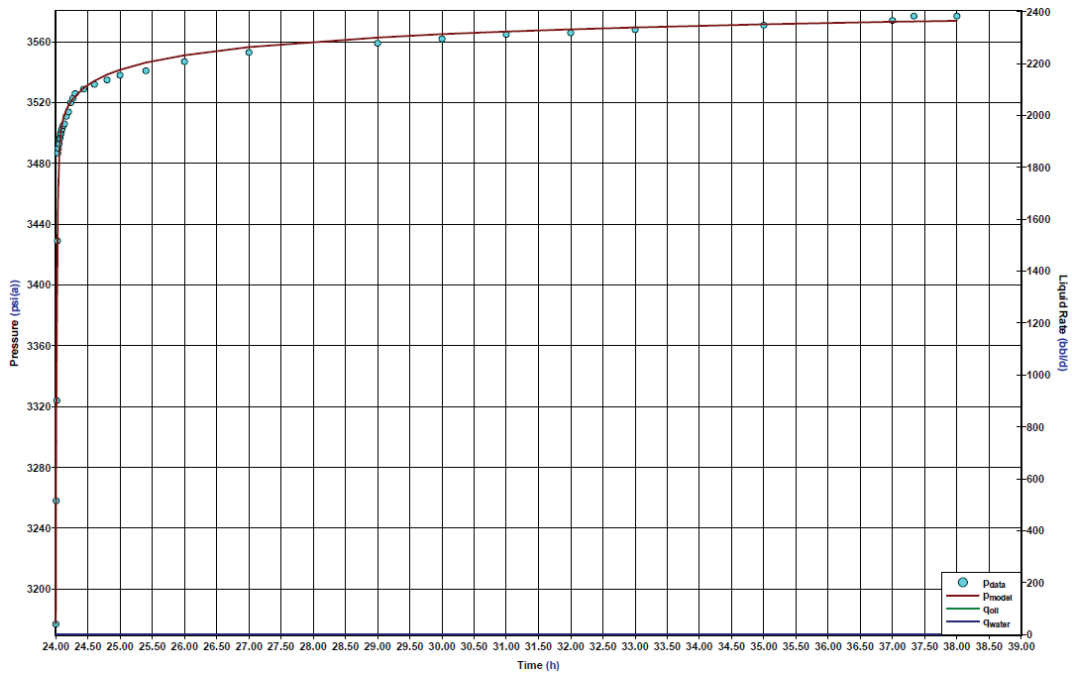
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.86: EMPATE SEMI-LOG LMNH-008 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.87: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNH-008 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

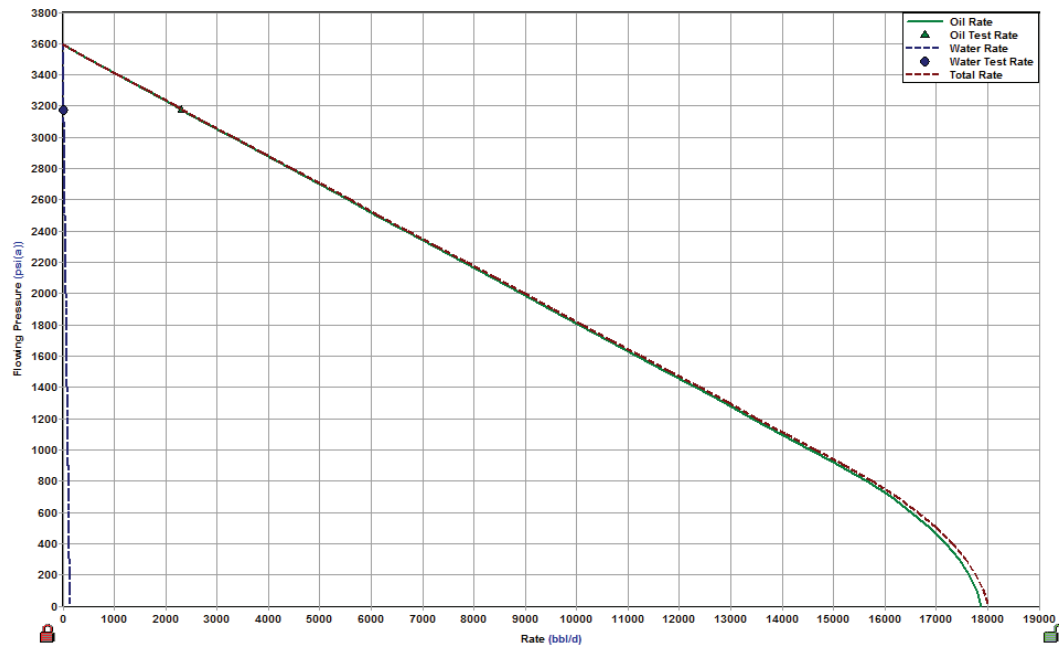
TABLA 4.65 RESULTADOS DEL EMPATE LMNH-008 PRUEBA #1

ALMACENAMIENTO (C)	0.01 BLS/PSI
CD	1380.76
DAÑO TOTAL (S)	5.451
PERMEABILIDAD (K _o)	1515.791 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	3177 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3588.21 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.88: CURVA IPR LMNH-008 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.66: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNH-008 PRUEBA #1

PR	3588.21 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	3177 PSI
QO(PRUEBA)	2312 BBL/D
QW(PRUEBA)	16 BBL/D
QO(MAX)	17875.4 BBL/D
QW(MAX)	139.6 BBL/D
QT(MAX)	18015 BBL/D
IP	5.62 (STB/DÍA)/(PSIA)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.2.5 LIMONCOCHA-9

4.2.5.1 Prueba de restauración de presión # 1

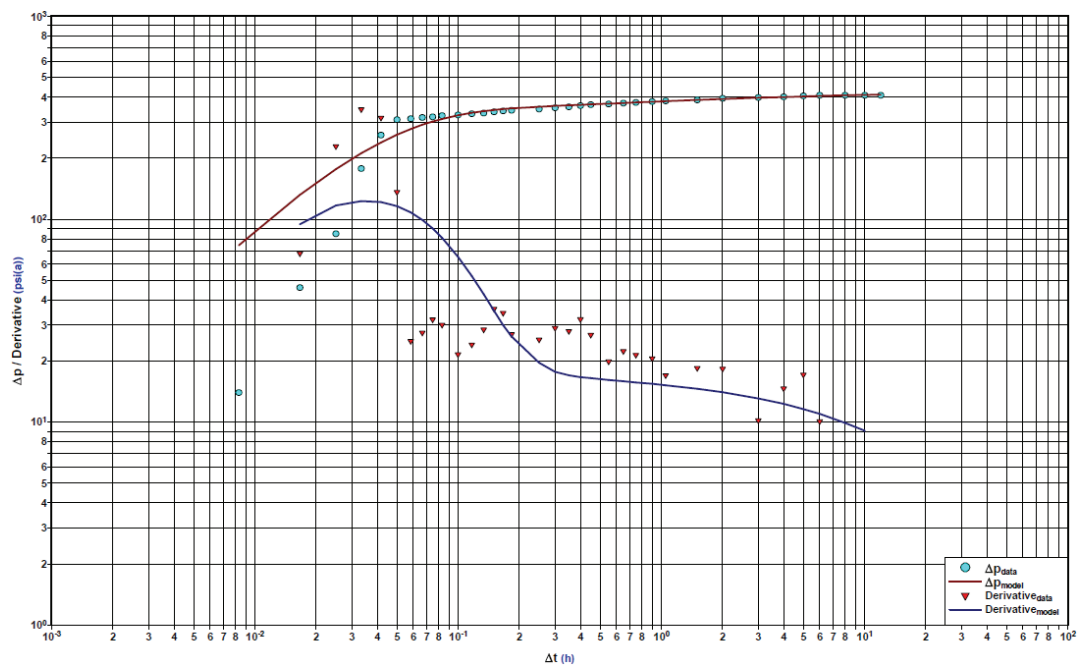
TABLA 4.67: MODELOS DE EMPATE LMNI-009 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	09-09-1995
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR
INTERVALOS PROBADOS :	9434-9456 ; 9462-9472
MODELOS DE EMPATE	
POZO:	ALMACENAMIENTO CONSTANTE
RESERVORIO:	HOMOGÉNEO
LÍMITE:	NO PRESENTA EFECTOS DE LÍMITES

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

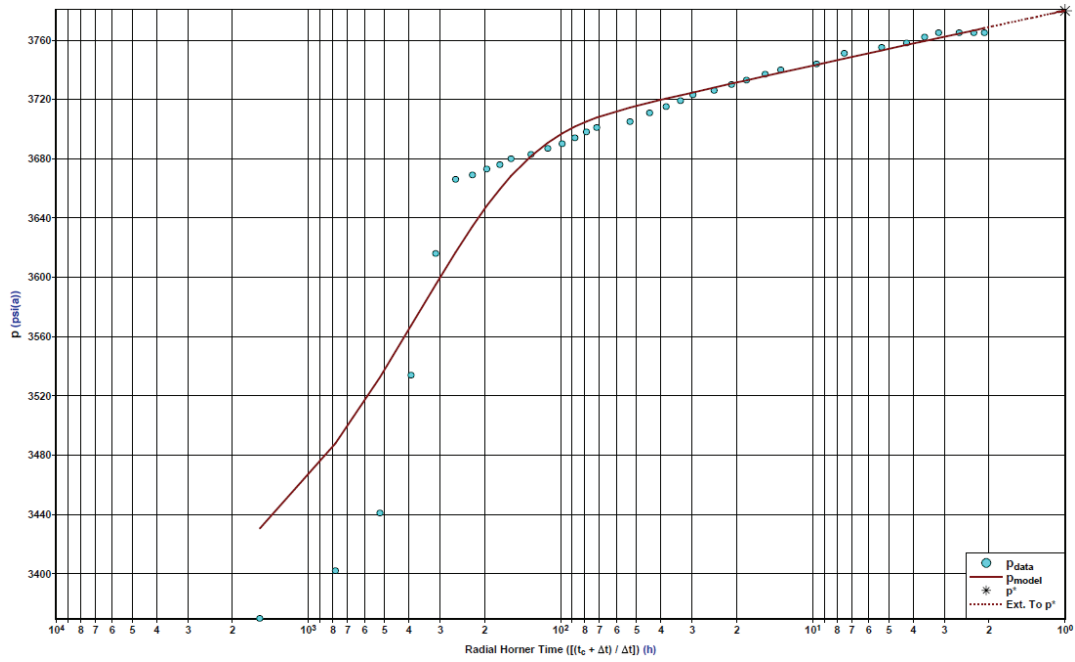
FIGURA 4.89: EMPATE DERIVADA LMNI-009 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

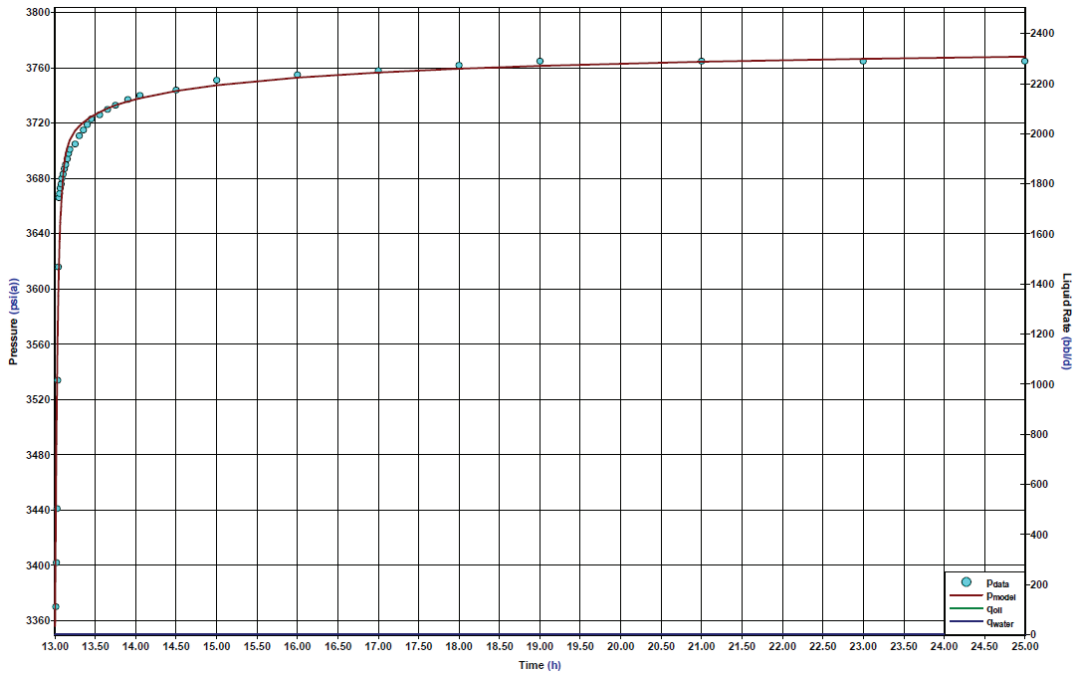
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.90: EMPATE SEMI-LOG LMNI-009 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.91: EMPATE RESPECTO A LA PRESIÓN REGISTRADA LMNI-009 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

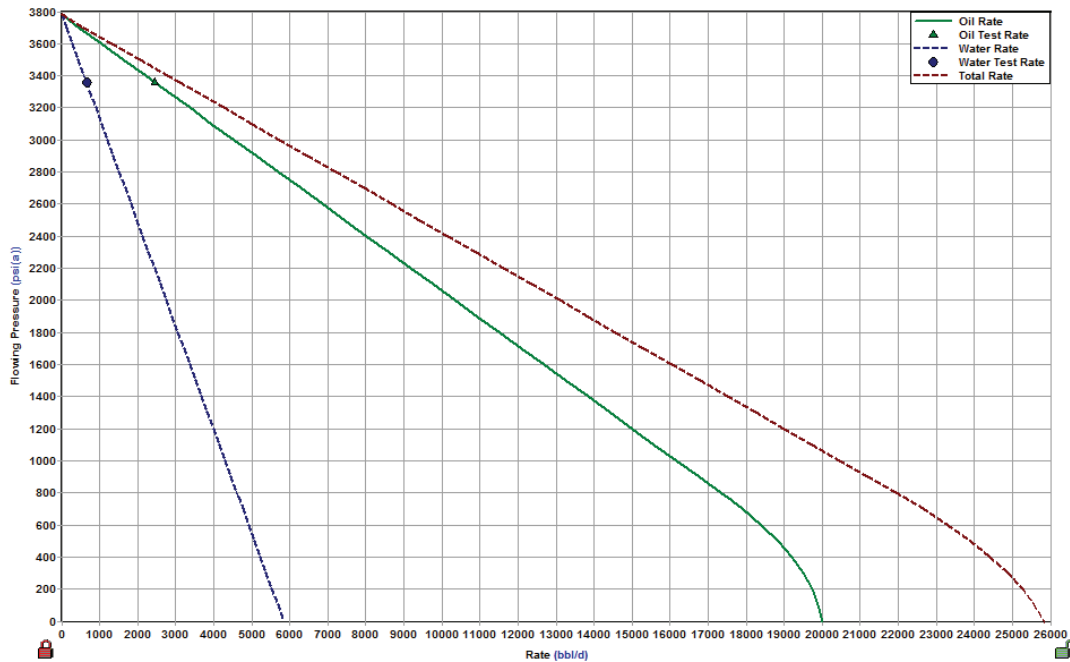
TABLA 4.68 RESULTADOS DEL EMPATE LMNI-009 PRUEBA #1

ALMACENAMIENTO (C)	0.02 BLS/PSI
CD	2081.97
DAÑO TOTAL (S)	4.916
PERMEABILIDAD (K _o)	8957.828 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	3356 PSI
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (PR@MP)	3779.81 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.92: CURVA IPR LMNI-009 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.69: RESULTADOS DE CURVA IPR LMNI-009 PRUEBA #1

PR	3779.81 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	3356 PSI
QO(PRUEBA)	2465 BBL/D
QW(PRUEBA)	655 BBL/D
QO(MAX)	19994 BBL/D
QW(MAX)	5841.7 BBL/D
QT(MAX)	25835.7 BBL/D
IP	5.82 (STB/DÍA)/(PSIA)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.3 PRUEBAS NO VÁLIDAS

4.3.1 LIMONCOCHA-1

4.3.1.1 Prueba de restauración de presión # 1

TABLA 4.70: MODELOS DE EMPATE LMNA-001 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	10-12-1994
ARENA PROBADA:	"T" SUPERIOR
INTERVALO PROBADO:	9696-9699 ; 9702-9708 ; 9716-9721
OBSERVACIÓN:	ESTA PRUEBA RESULTÓ NO VÁLIDA, SIN EMBARGO SE OBTENDRÁ LA CURVA IPR. SE CONSIDERA COMO PR LA ÚLTIMA PRESIÓN REGISTRADA.

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.93: CURVA IPR LMNA-001 PRUEBA #1



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.71: RESULTADOS CURVA IPR LMNA-001 PRUEBA #1

PR (PVT)	3142 PSI
PB	920 PSI
PWF(PRUEBA)	2361 PSI
QO(PRUEBA)	1598 BBL/D
QW(PRUEBA)	178 BBL/D
QO(MAX)	5592.2 BBL/D
QW(MAX)	716.1 BBL/D
QT(MAX)	6308.3 BBL/D
IP	2.05 (STB/DÍA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.3.2 LIMONCOCHA-5

4.3.2.1 Prueba de restauración de presión # 3

TABLA 4.72: MODELOS DE EMPATE LMNE-005 PRUEBA #3

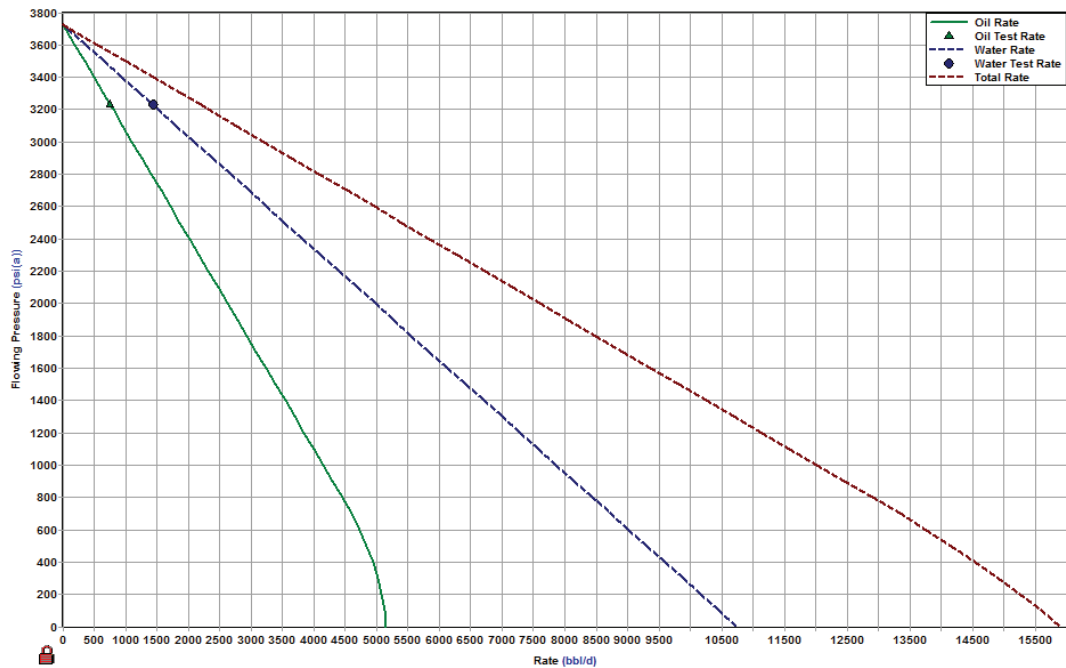
FECHA DE LA PRUEBA:	28-04-1994
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR
INTERVALO PROBADO:	9468-9494
OBSERVACIÓN:	ESTA PRUEBA RESULTÓ NO VÁLIDA, SIN EMBARGO SE OBTENDRÁ LA CURVA IPR.

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.73: RESULTADOS CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #3

PR (PVT)	3727.5 PSI
PB	770 PSI
PWF(PRUEBA)	3228 PSI
QO(PRUEBA)	760 BBL/D
QW(PRUEBA)	1440 BBL/D
QO(MAX)	5151.1 BBL/D
QW(MAX)	10746.7 BBL/D
QT(MAX)	15897.8 BBL/D
IP	1.92 (STB/DÍA)/(PSI)

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.94: CURVA IPR LMNE-005 PRUEBA #3

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.3.3 LIMONCOCHA-6

4.3.3.1 Prueba DST # 1

TABLA 4.74: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #1

FECHA DE LA PRUEBA:	11-05-1994
ARENA PROBADA:	"T" PRINCIPAL
INTERVALO PROBADO:	9719-9725
OBSERVACIÓN:	ESTA PRUEBA RESULTÓ NO VÁLIDA, SU PRESIÓN NO RESTAURÓ Y AL NO CONTAR CON UN CAUDAL NO SE PUDO GENERAR LA CURVA IPR

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.3.3.2 Prueba DST # 2

TABLA 4.75: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #2

FECHA DE LA PRUEBA:	16-05-1994
ARENA PROBADA:	"T" PRINCIPAL
INTERVALO PROBADO:	9696-9702

TABLA 4.75: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #2 CONTINUACIÓN

OBSERVACIÓN:	ESTA PRUEBA RESULTÓ NO VÁLIDA, SU PRESIÓN NO RESTAURÓ Y AL NO CONTAR CON UN CAUDAL NO SE PUDO GENERAR LA CURVA IPR
---------------------	--

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.3.3.3 Prueba DST # 3

TABLA 4.76: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #3

FECHA DE LA PRUEBA:	18-05-1994
ARENA PROBADA:	“T” PRINCIPAL
INTERVALO PROBADO:	9696-9702
OBSERVACIÓN:	ESTA PRUEBA RESULTÓ NO VÁLIDA, SU PRESIÓN NO RESTAURÓ, NO SE PUDO GENERAR LA CURVA IPR

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.3.3.4 Prueba DST # 6

TABLA 4.77: MODELOS DE EMPATE LMNF-006 PRUEBA #6

FECHA DE LA PRUEBA:	31-05-1994
ARENA PROBADA:	“U” SUPERIOR
INTERVALO PROBADO:	9439-9452
OBSERVACIÓN:	ESTA PRUEBA RESULTÓ NO VÁLIDA, SU PRESIÓN NO RESTAURÓ, NO SE PUDO GENERAR LA CURVA IPR

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.3.4 LIMONCOCHA-7

4.3.4.1 Prueba DST # 1

TABLA 4.78: MODELOS DE EMPATE LMNG-007 PRUEBA #2

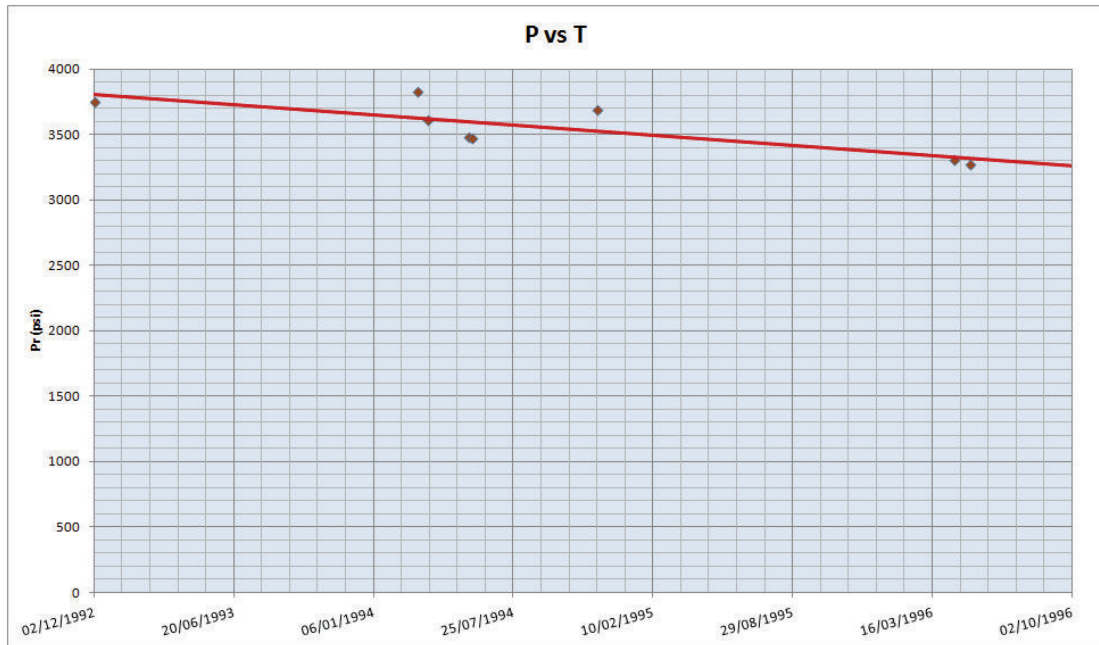
FECHA DE LA PRUEBA:	15-07-1994
ARENA PROBADA:	“U” INFERIOR
INTERVALO PROBADO:	9488-9500
OBSERVACIÓN:	ESTA PRUEBA RESULTÓ NO VÁLIDA, SU PRESIÓN NO RESTAURÓ Y AL NO CONTAR CON UN CAUDAL NO SE PUDO GENERAR LA CURVA IPR

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.4 HISTORIALES DE PRESIÓN

4.4.1 ARENA “T” SUPERIOR

FIGURA 4.95: HISTORIAL DE PRESIÓN PARA LA ARENA “T” SUPERIOR



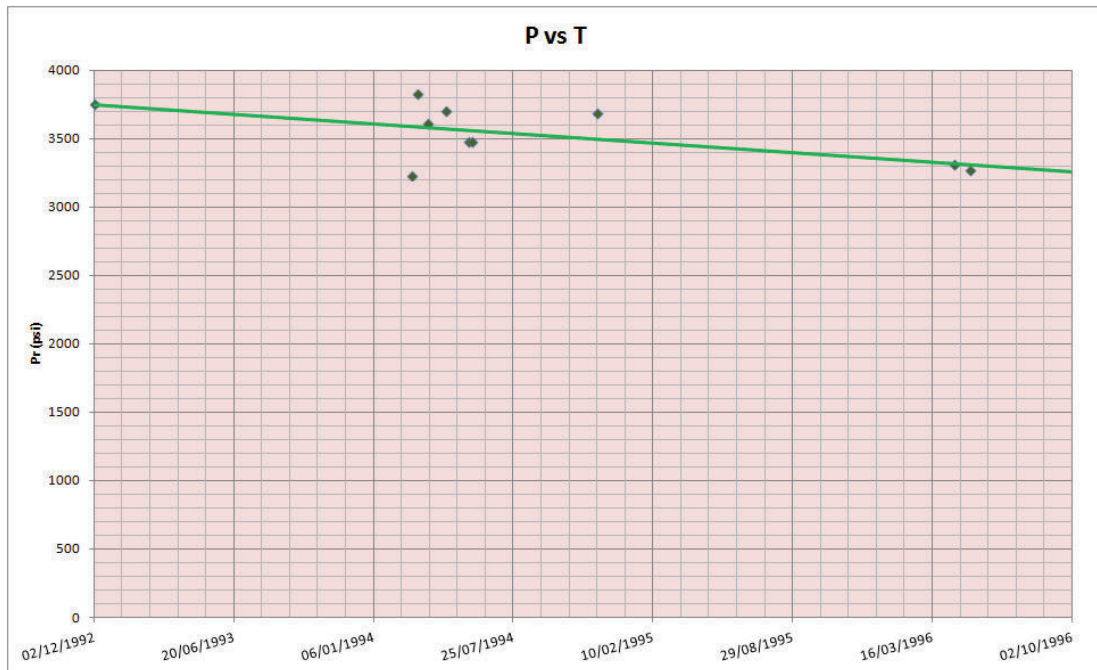
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.4.2 ARENA “T” INFERIOR

Al disponer solamente de 2 pruebas válidas es un tanto complicado establecer una proyección a futuro de la arena sin embargo podemos considerar las pruebas de la Arena “T” como un solo miembro, obteniéndose lo siguiente

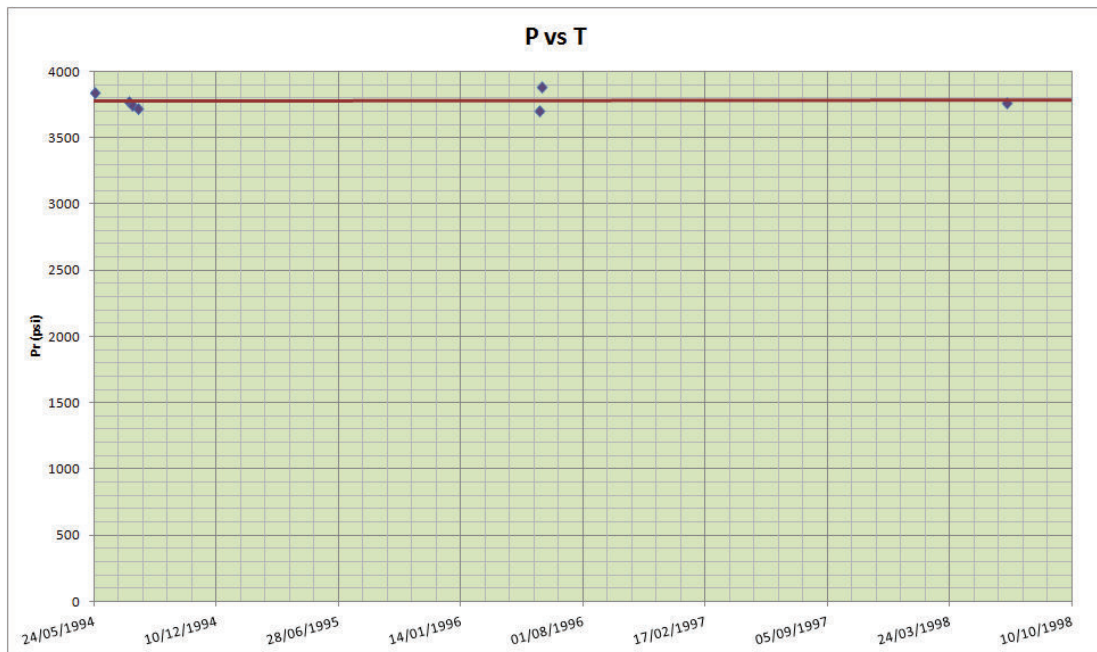
FIGURA 4.96: HISTORIAL DE PRESIÓN PARA LA RENA “T” INFERIOR



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.4.3 ARENA “U” INFERIOR

FIGURA 4.97: HISTORIAL DE PRESIÓN PARA LA RENA “U” INFERIOR



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

4.5 RESULTADOS

TABLA 4.79: RESULTADOS OBTENIDOS DE LA REINTERPRETACIÓN

POZO	FECHA	ARENA	Ø %	SW %	DAÑO	Ko (MD)	PR@MP (Psi)	PWF@MP (Psi)	VÁLIDEZ
LMNB-002	02/12/1992	TS	14.1	43.9	-1.525	320.893	3752.66	3517	VÁLIDA
LMNB-002	04/11/1992	UI	18.2	11.2	3.9	3992.981	3766.65	2894	INCERTIDUMBRE
LMNB-002	07/12/1992	TP	17.1	34.7	2.623	670.595	3725.18	2986	INCERTIDUMBRE
LMNC-003	01/03/1994	TP	16.6	26.5	7.044	2053.178	3230.34	2789	VÁLIDA
LMNC-003	08/03/1994	TS	16.6	26.5	5.031	2239.465	3823.24	3053	VÁLIDA
LMNC-003	25/06/1998	UI	16.8	20.7	10.6	4256.782	3769.03	2511	VÁLIDA
LMND-004	01/04/1994	TP	18.5	35.6	6.7	3987.582	3653.32	3300	INCERTIDUMBRE
LMNE-005	23/03/1994	TS	13.1	48.0	-0.686	324.899	3607.75	2041	VÁLIDA
LMNE-005	19/04/1994	TP	19.2	48.8	3.412	579.604	3701.61	2323	VÁLIDA
LMNE-005	15/04/1996	TS	13.1	48.0	-1.541	136.347	3310.29	1903	VÁLIDA
LMNE-005	08/05/1996	TS	13.1	48.0	-0.28	117.753	3269.4	1720	VÁLIDA
LMNE-005	26/05/1994	TS	13.1	48.0	-0.52	149.93	3475.33	1870	VÁLIDA
LMNE-005	09/06/1998	UI	17.3	28.3	17	3397.745	3838.58	2598	INCERTIDUMBRE
LMNF-006	21/05/1994	TS	13.8	43.6	22.75	1379.625	3475.9	2037	VÁLIDA
LMNF-006	25/05/1994	UI	14.5	20.4	-0.222	4671.288	3843.57	3080.5	VÁLIDA
LMNG-007	02/08/1994	UI	17.8	18.4	3.795	1544.95	3725.5	2561	VÁLIDA
LMNG-007	19/07/1994	UI	17.8	18.4	4.758	2708	3774.98	2406.7	VÁLIDA
LMNG-007	25/07/1994	UI	17.8	18.4	5.342	207.799	3751.21	2746.3	VÁLIDA
LMNH-008	30/08/1994	TP	19.7	22.1	5.451	1515.791	3588.21	3177	INCERTIDUMBRE
LMNH-008	20/11/1994	TS	14.1	40.3	3.546	585.922	3686.39	3114.9	VÁLIDA
LMNI-009	09/10/1995	UI	19.8	10.3	4.916	8957.828	3779.81	3356	INCERTIDUMBRE
LMNJ-010	20/05/1996	UI	18.1	21.6	16.3	930	3708.95	2125	VÁLIDA
LMNJ-010	24/05/1996	UI	18.1	21.6	-1.3	2155.257	3888.32	2946	VÁLIDA

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

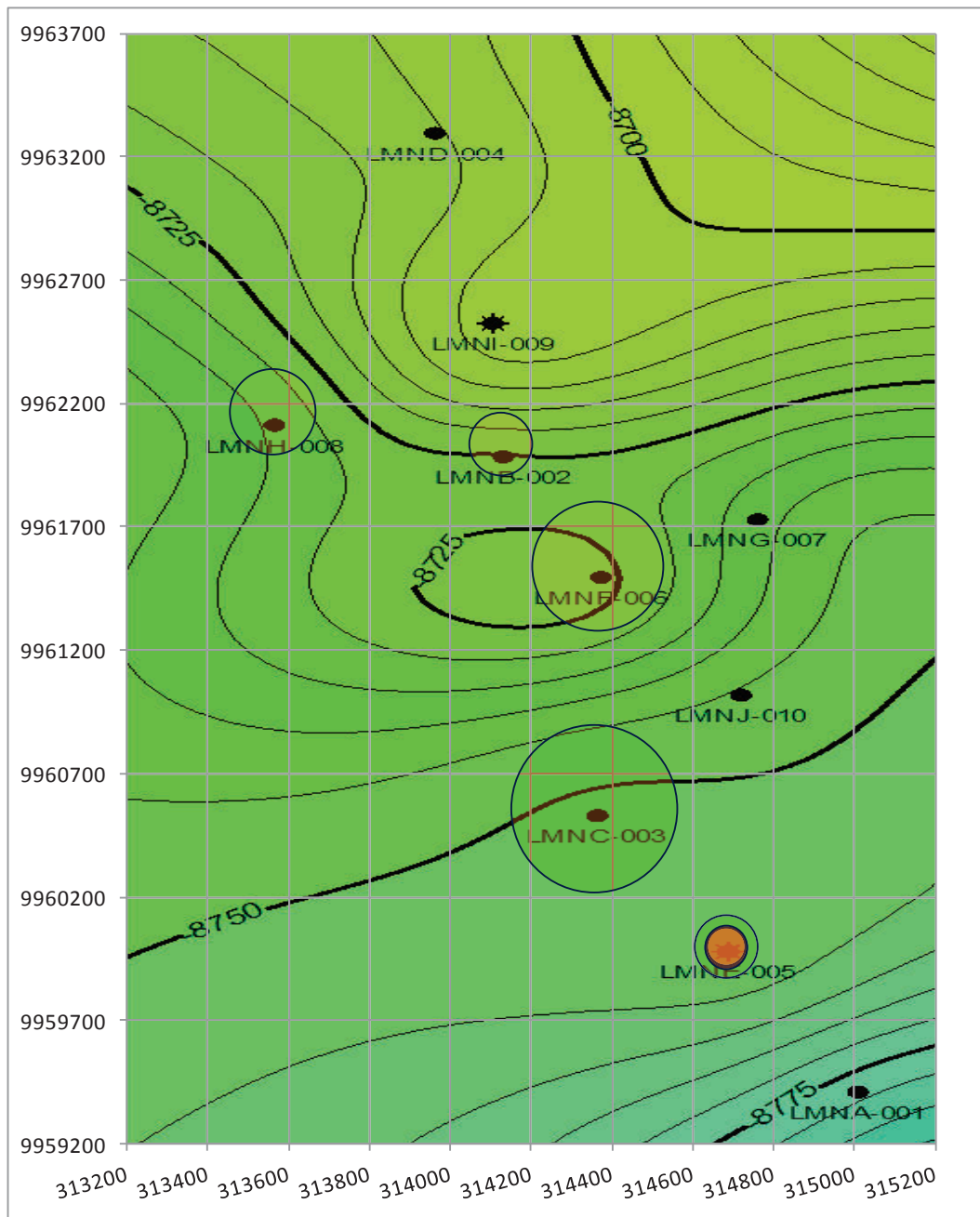
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

TABLA 4.80: RESULTADOS: RESUMEN IPR

POZO	ARENA	FECHA	PR@MP (Psi)	Qo (Bls)	Qw (Bls)	QOMAX (Bls)	QWMAX (Bls)	QTMAX (Bls)	IP (STBD/ Psi)	VÁLIDEZ
LMNA-001	TS	10/12/1994	3142	1598	178	5592.2	716.1	6308.3	2.05	NO VÁLIDA
LMNB-002	TS	02/12/1992	3752.66	1158	1890	16430.8	30096.4	46527.3	4.91	VÁLIDA
LMNB-002	UI	04/11/1992	3766.65	2794	15	10876.9	64.7	10941.7	3.20	INCERTIDUMBRE
LMNB-002	TP	07/12/1992	3725.18	2675	13	12001.3	65.5	12066.8	3.62	INCERTIDUMBRE
LMNC-003	TP	01/03/1994	3230.34	2269	20	14825.5	146.4	14971.9	5.14	VÁLIDA
LMNC-003	TS	08/03/1994	3823.24	1368	7	6064.2	34.7	6098.9	1.78	VÁLIDA
LMNC-003	UI	25/06/1998	3769.03	864	576	2353.5	1725.7	4079.2	0.69	VÁLIDA
LMND-004	TP	01/04/1994	3653.32	2700	300	24793.3	3102	27895.3	7.64	INCERTIDUMBRE
LMNE-005	TS	23/03/1994	3607.75	1872	9	3822.1	20.7	3842.8	1.19	VÁLIDA
LMNE-005	TP	19/04/1994	3701.61	998	10	2428.7	26.9	2455.5	0.72	VÁLIDA
LMNE-005	UI	28/04/1994	3727.5	960	1440	5151.1	10746.7	15897.8	1.92	NO VÁLIDA
LMNE-005	TS	15/04/1996	3310.29	899	349	1853.5	820.9	2674.4	0.64	VÁLIDA
LMNE-005	TS	08/05/1996	3269.4	665	391	1227.7	825.1	2052.8	0.43	VÁLIDA
LMNE-005	TS	26/05/1994	3475.33	1027	0	1961.9	0	1961.9	0.64	VÁLIDA
LMNE-005	UI	09/06/1998	3838.58	547	365	1541.6	1129.4	2671	0.44	INCERTIDUMBRE
LMNF-006	TS	21/05/1994	3475.9	1080	0	2302.1	0	2302.1	0.75	VÁLIDA
LMNF-006	UI	25/05/1994	3843.57	1472	0	7932.5	0	7932.5	1.93	VÁLIDA
LMNG-007	UI	02/08/1994	3725.5	1733	19	5035	60.8	5095.8	1.49	VÁLIDA
LMNG-007	UI	19/07/1994	3774.98	1560	0	3938.9	0	3938.9	1.14	VÁLIDA
LMNG-007	UI	25/07/1994	3751.21	1320	0	4478.2	0	4478.2	1.31	VÁLIDA
LMNH-008	TP	30/08/1994	3588.21	2312	16	17875.4	139.6	18015	5.62	INCERTIDUMBRE
LMNH-008	TS	20/11/1994	3686.39	2326	0	13340.1	0	13340.1	4.07	VÁLIDA
LMNI-009	UI	09/10/1995	3779.81	2465	655	19994	5841.7	25835.7	5.82	INCERTIDUMBRE
LMNJ-010	UI	20/05/1996	3708.95	618	174	1313.6	407.4	1721.1	0.39	VÁLIDA
LMNJ-010	UI	24/05/1996	3888.32	700	596	2634.2	2459.3	5093.5	0.74	VÁLIDA

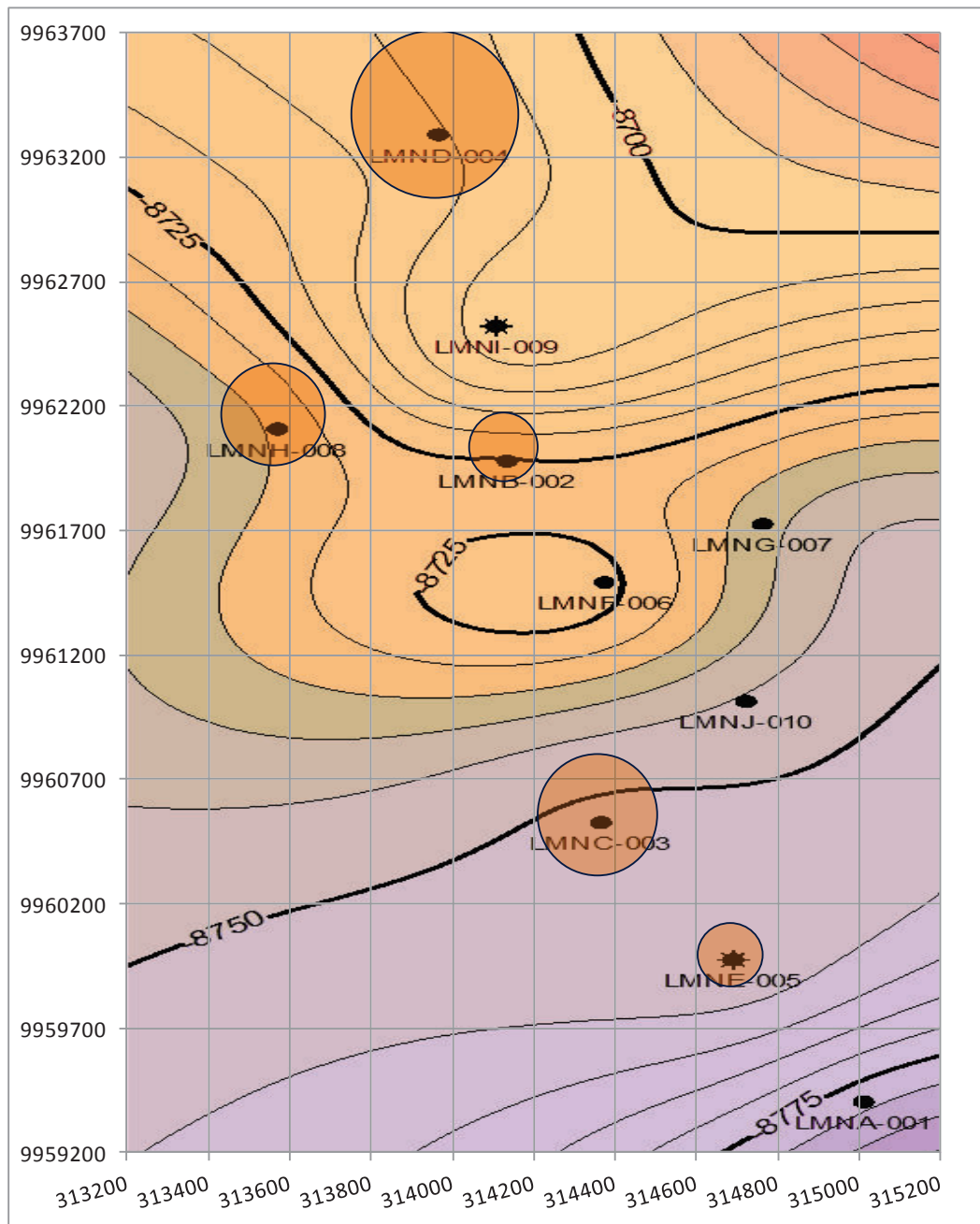
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.98: REPRESENTACIÓN GEOREFERENCIADA DE LOS VALORES OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD DE LA ARENA "T" SUPERIOR



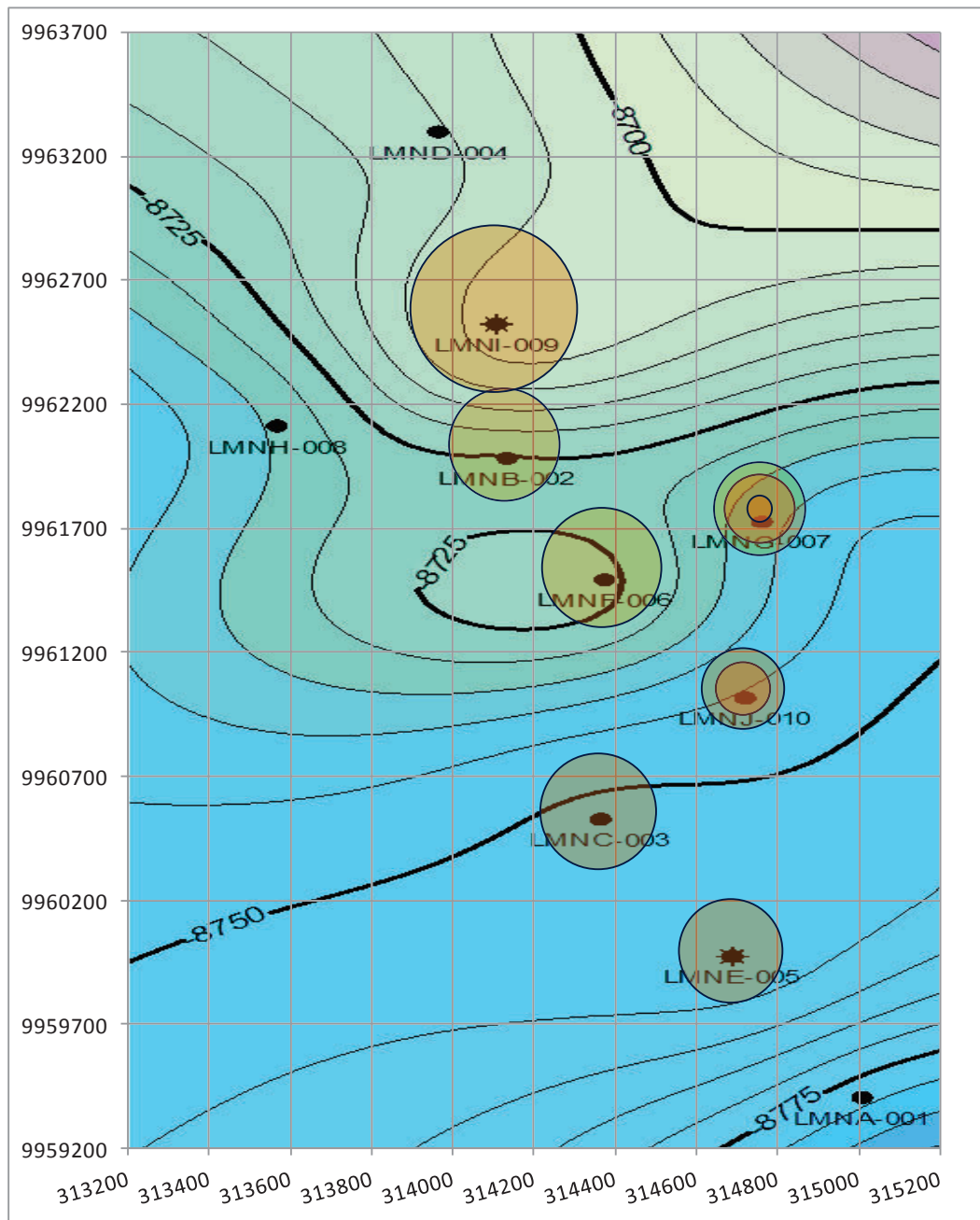
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.99: REPRESENTACIÓN GEOREFERENCIADA DE LOS VALORES OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD DE LA ARENA "T" PRINCIPAL



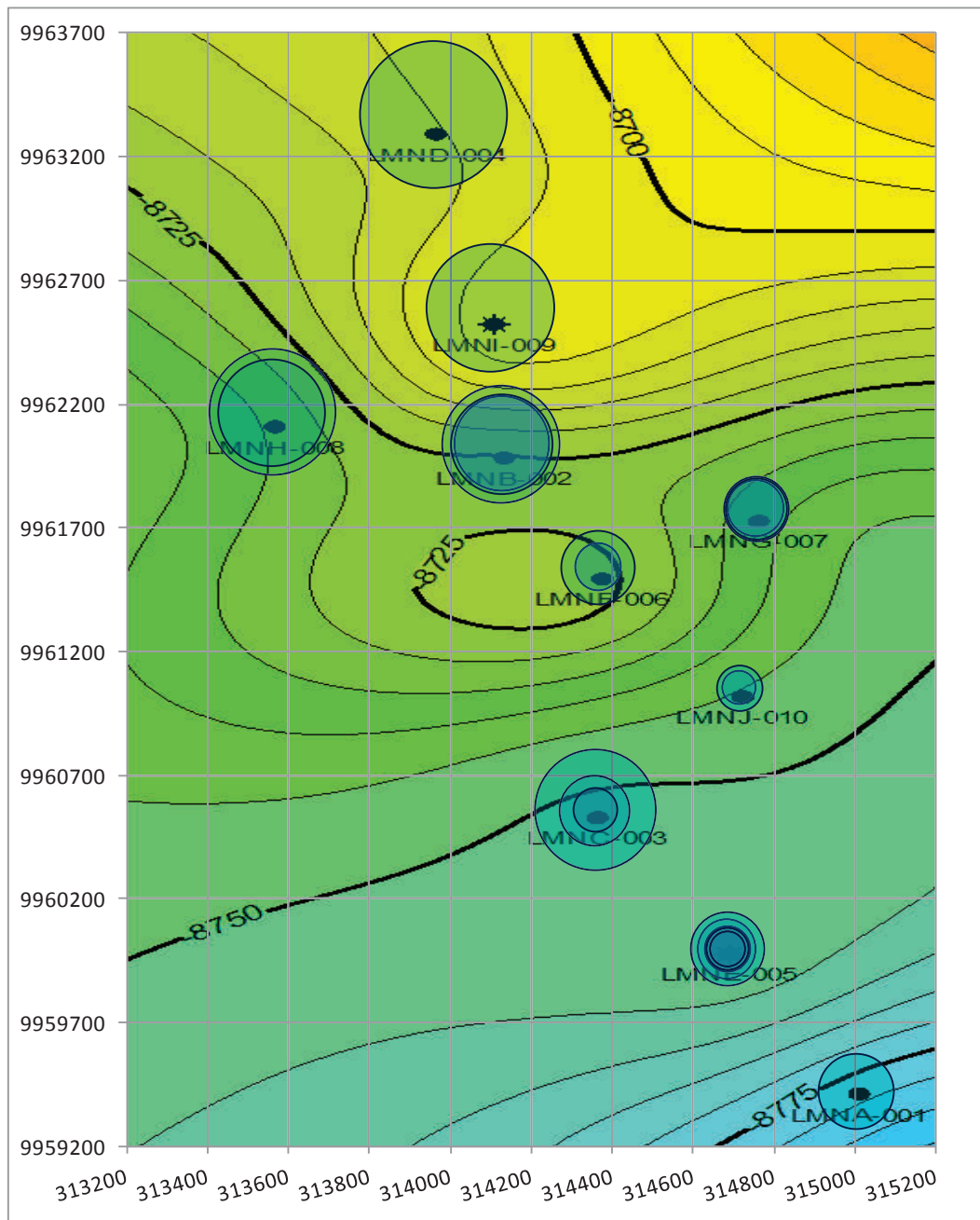
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.100: REPRESENTACIÓN GEOREFERENCIADA DE LOS VALORES OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD DE LA ARENA "U" INFERIOR



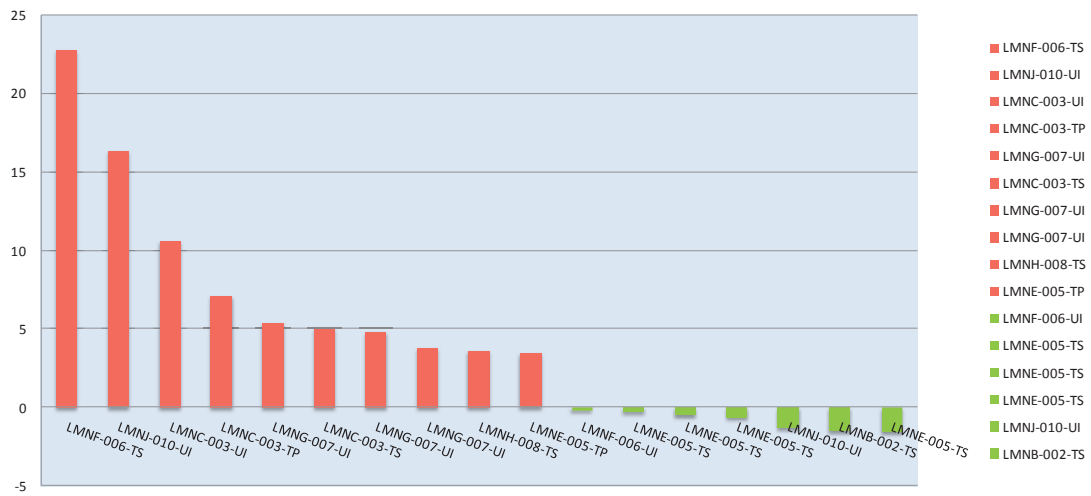
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.101: REPRESENTACIÓN GEOREFERENCIADA DE LOS VALORES OBTENIDOS DE IP



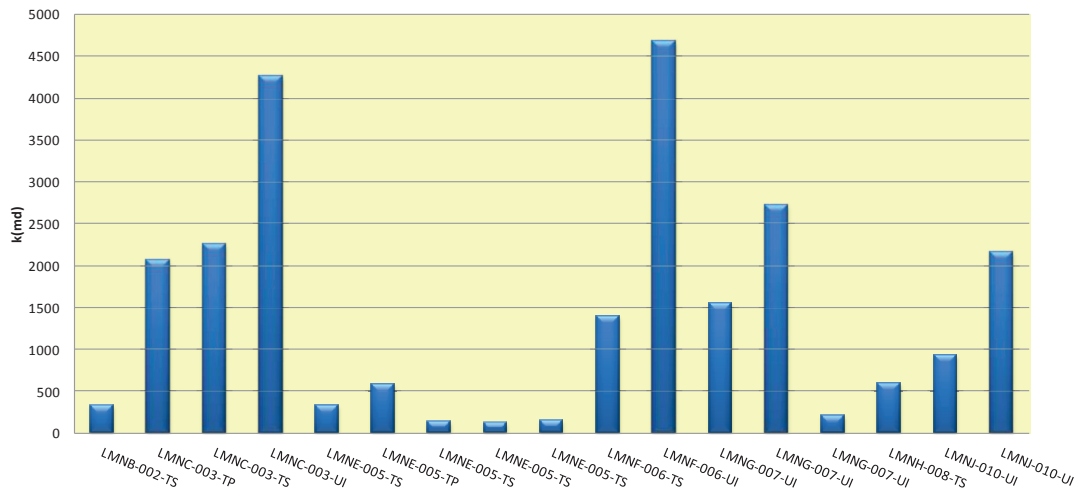
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.102: REPRESENTACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO EN LAS PRUEBAS VÁLIDAS



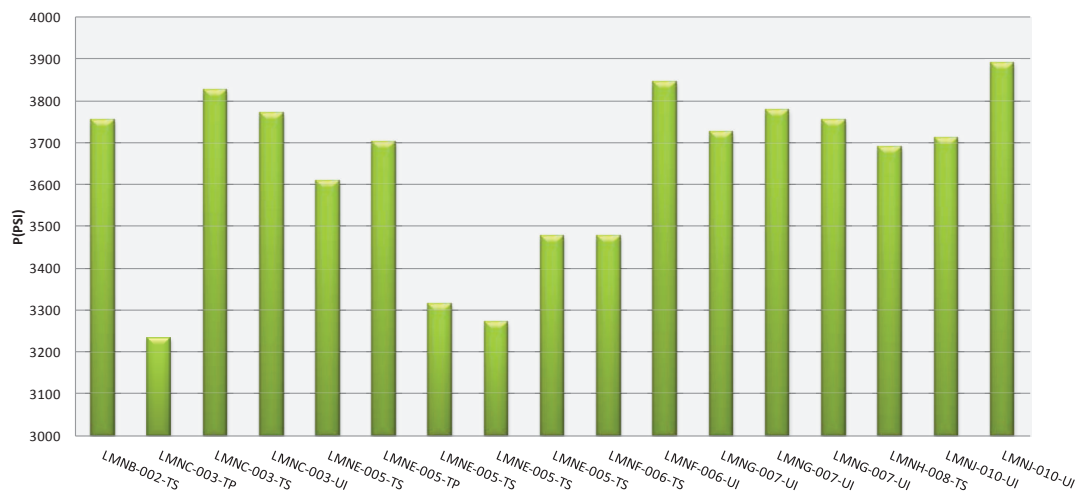
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.103: REPRESENTACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN LAS PRUEBAS VÁLIDAS



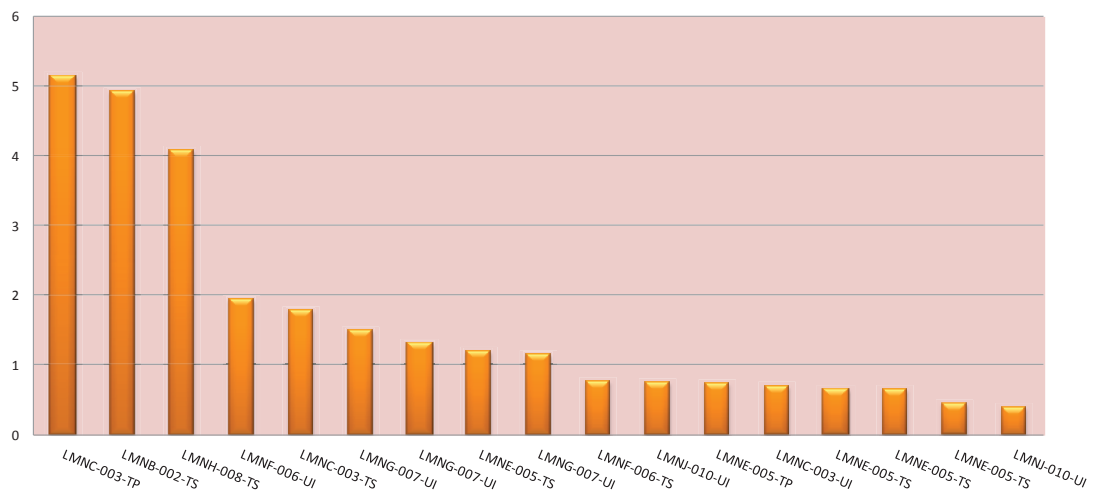
FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
 ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.104: REPRESENTACIÓN DE LA PRESIÓN DE RESERVORIO EN LAS PRUEBAS VÁLIDAS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

FIGURA 4.105: REPRESENTACIÓN DE IP EN LAS PRUEBAS VÁLIDAS



FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Los aspectos más relevantes del presente estudio se encuentran descritos a continuación

- Se digitalizaron 30 pruebas tomadas en los 10 primeros pozos del campo Limoncocha, del Bloque 15 entre el período de los años 1992 a 1998, de las cuales 9 pruebas fueron tomadas en la Arena “T” Superior, 7 pruebas en la Arena “T” Principal, 1 prueba se tomó en la Arena “U” Superior y 12 fueron tomadas en la Arena “U” Inferior. Del total de pruebas digitalizadas 17 resultaron ser válidas, 6 pruebas presentaron cierto margen de incertidumbre y 7 pruebas resultaron no ser válidas.

- El método utilizado para reinterpretar cada prueba digitalizada fue el siguiente:

Se procedió a cargar los datos de cada una de ellas a la versión de Prueba del Software “F.A.S.T. WellTest”, donde considerando los diferentes parámetros de roca y fluido tomando en cuenta su arena correspondiente, obtuvimos una gráfica de Presión(psi) vs Tiempo(hr), aquí analizamos el período de flujo que responde a la restauración de presión, para posteriormente generar la curva derivada de Bourdet, y la gráfica de Horner mediante la función “análisis de diagnóstico” del Software. Usando las gráficas anteriormente descritas identificamos el efecto de almacenamiento del pozo de estar presente y la región de flujo radial infinito.

Con la información previa se generó el modelo y se realizó el empate de este con los datos reales de la prueba, por lo que se obtuvo los distintos parámetros como permeabilidad, factor de daño, presión de reservorio del modelo.

- Los resultados de la tabla 4.79 nos indican que si tomamos en cuenta todas las pruebas el pozo que presenta mayor daño en una de sus pruebas es el

pozo LMNF-006 con un valor de daño de 22,75; mientras que el pozo que presenta menor daño en una de sus pruebas es el pozo LMNE-005 con un valor de daño de -1.541.

- Si tomamos en cuenta los resultados válidos de la tabla 4.79 nos muestra que el pozo que presenta mayor permeabilidad en una de sus pruebas es LMNF-006 con un valor de 4671.29 md; mientras que el pozo que presenta menor permeabilidad es el pozo LMNE-005 con un valor de 117.75 md.
- Los resultados de la tabla 4.80, nos indican que la prueba 01/04/1994 del pozo LMND-004 presenta el mejor índice de productividad con un IP de 7.64; cabe mencionar que esta prueba presentan cierto grado de incertidumbre.
- Los resultados de la tabla 4.80, nos indican que si consideramos solamente las pruebas válidas, la prueba 01/03/1994 del pozo LMNC-003 presenta el mejor índice de productividad con un IP de 5.14, mientras que el menor valor se presenta en la prueba 20/05/1996 del pozo LMNJ-010 presenta el menor valor IP de 0.39.

5.1.1 ARENA “T” SUPERIOR

En la Arena “T” Superior de las 9 pruebas tomadas, 8 resultaron ser válidas y con resultados coherentes, por lo que podemos concluir que la data tomada en la arena es confiable, cuyos rangos se encuentran resumidos en la siguiente tabla

TABLA 5.1: RANGO DE VALORES OBTENIDOS EN LA ARENA “T” SUPERIOR

ARENA “T” SUPERIOR	MÍNIMO	MÁXIMO
PRESIÓN DE RESERVORIO(PVT)	3172 PSI	3795 PSI
Cd	0.03	19407.66
DAÑO TOTAL (S)	-2.51	5.367
PERMEABILIDAD (Ko)	117.753 MD	2339.46 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	1720 PSI	3517 PSI
PRESIÓN DE RESERVORIO (PR@MP)	3269.4 PSI	3823.24 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

- La presión de reservorio procedente de los PVT en su valor mínimo se presenta en el pozo LMNE-005 y es de 3172 psi; mientras que en su valor máximo se presenta en el pozo LMNC-003 y es de 3795 psi.

- La presión de reservorio procedente del modelo en su valor mínimo se presenta en el pozo LMNE-005 y es de 3269.4 psi; mientras que en su valor máximo se presenta en el pozo LMNC-003 y es de 3823.24 psi
- Teóricamente estas presiones deberían ser las mismas, sin embargo esta variación es resultado del método utilizado para calcularse, es decir en el caso de los PVT la presión se calcula cuando se trata en un laboratorio las muestras sacadas de campo (core); mientras que la del modelo es calculada en campo con métodos matemáticos.
- Existen pruebas que no presentan el efecto de almacenamiento, lo cual se podría considerar beneficioso ya que la respuesta del pozo no está enmascarada.
- La menor permeabilidad de la Arena "T" Superior se registra en el pozo LMNE-005 donde en todas sus pruebas esta no supera un valor de 324 md y presenta un valor mínimo de 117 md.
- La presión de fondo fluyente mínima es procedente del pozo LMNE-005 y es de 1720 psi; mientras que la presión de fondo fluyente máxima se da en el pozo LMNB-002 y es de 3517 psi. Si analizamos estos 2 valores podemos darnos cuenta que la variación es alrededor de 1800 psi, esto se debe a 2 factores; el primero es que estas presiones se registraron en pozos diferentes de la misma arena y el factor predominante es que las pruebas se tomaron en diferentes años, por lo que el pozo al estar sometido a una declinación de presión no tiene la misma entregabilidad.
- En base a la figura 4.95 podemos decir que la declinación de presión es de 240 psi/año. Cabe mencionar que esta es solo una apreciación en caso de que no se hubiese perforado ningún otro pozo en el campo y no se hubiese establecido ningún mecanismo para mantener la presión de reservorio en el transcurso del tiempo.
- Para esta arena se obtuvo los valores máximos y mínimos de IP. El valor máximo de IP que se obtuvo en esta arena tuvo lugar en el pozo LMNB-002 en el año 1992 y cuyo valor fue 4.91. El valor mínimo de IP resulto en una prueba en el pozo LMNE-005 en el año 1996, cuyo valor fue de 0.43.
- Si nos fijamos bien el valor de IP del pozo LMNB-002 es el mayor de todas las pruebas esto se debe a la fecha en la que fue tomada la prueba, siendo esta la

más antigua por lo tanto es el pozo que menos interferencia presenta, teniendo el mayor potencial en la fecha de su puesta a producción

5.1.2 ARENA “T” PRINCIPAL

En la Arena “T” Superior de las 7 pruebas tomadas, 2 resultaron ser válidas y con resultados coherentes; mientras que 2 pruebas presentan cierto grado de incertidumbre dado que sus valores resultan un tanto alejados de los rangos que estos deberían tener, 3 pruebas resultan inválidas, sin embargo esto se debe a que no se cuentan con los datos necesarios en las mencionadas pruebas por lo que podemos concluir que la data tomada en la arena debería utilizarse atentamente. Sus parámetros más relevantes se encuentran resumidos en la siguiente tabla

TABLA 5.2: RANGO DE VALORES OBTENIDOS EN LA ARENA “T” INFERIOR

ARENA “T” PRINCIPAL	MÍNIMO	MÁXIMO
PRESIÓN DE RESERVORIO(PVT)	3225 PSI	3629 PSI
Cd	0.00082	0.01
DAÑO TOTAL (S)	3.14	7.044
PERMEABILIDAD (Ko)	579.60 MD	2053.178 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2323 PSI	2789 PSI
PRESIÓN DE RESERVORIO (PR@MP)	3230.34 PSI	3701.61 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción
ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

- La presión de reservorio procedente de los PVT en su valor mínimo se presenta en el pozo LMNC-003 y es de 3225 psi; mientras que en su valor máximo se presenta en el pozo LMNE-005 y es de 3629 psi.
- La presión de reservorio procedente del modelo en su valor mínimo se presenta en el pozo LMNC-003 y es de 3230.34 psi; mientras que en su valor máximo se presenta en el pozo LMNE-005 y es de 3701.61 psi
- De la misma manera que en la Arena “T” Superior la variación de estas presiones se debe al método con el que se cuantificaron.
- La menor permeabilidad de la Arena “T” Principal se registra en el pozo LMNE-005 y es de 579.60 md y mientras que el valor más alto lo registra el pozo LMNC-003 y es de 2053.78 md; ambos valores resultan ser buenas permeabilidades.

- En base a la figura 4.96 podemos decir que la declinación de presión es de 225 psi/año; la mencionada figura se hizo tomando en cuenta la arena “T” como un solo miembro dado que se cuenta con pocas pruebas validadas de la arena “T” Principal. Como podemos darnos cuenta la variación respecto a la Arena “T” Superior es leve y se debe a las 2 pruebas de la Arena “T” Principal añadidas
- Después del análisis de las respectivas pruebas, como resultado final se obtiene las curvas IPR y el valor de IP. En esta arena el valor máximo de IP que se obtuvo fue de 5.14 en el pozo LMNC-003 en el año de 1994; mientras que el valor mínimo de IP fue de 0.72 en el pozo LMNE-005 en el año 1994.

5.1.3 ARENA “U” INFERIOR

La Arena “U” Inferior cuenta con 12 pruebas de las cuales 7 son válidas; 3 presentan cierto grado de incertidumbre y 2 no son válidas, cabe mencionar que la arena “U” Superior tiene una sola prueba analizada y esta resulta no ser válida

TABLA 5.3: RANGO DE VALORES OBTENIDOS EN LA ARENA “U” INFERIOR

ARENA “U” INFERIOR	MÍNIMO	MÁXIMO
PRESIÓN DE RESERVORIO(PVT)	3590 PSI	3802 PSI
Cd	0.07	2704
DAÑO TOTAL (S)	-1.3	16.3
PERMEABILIDAD (Ko)	207.799 MD	4671.288 MD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF@MP)	2125 PSI	3080.5 PSI
PRESIÓN DE RESERVORIO (PR@MP)	3708.95 PSI	3888.32 PSI

FUENTE: Archivo Técnico Petroproducción

ELABORACIÓN: Andrade Daniel – García Víctor

- La menor presión de reservorio procedente de los PVT registrada es de 3590 psi y fue registrada en el pozo LMNJ-010; mientras que la mayor presión se registró en LMNF-006 y fue de 3802 psi
- La presión de reservorio procedente del modelo en sus valores mínimos se presentan en el pozo LMNJ-010
- Existen pruebas que no presentan el efecto de almacenamiento, lo cual se podría considerar beneficioso ya que la respuesta del pozo no está enmascarada.

- La menor permeabilidad de la Arena “U” Inferior se registra en el pozo LMNG-007 donde registra un valor de 207.799 md; mientras que el valor máximo se presenta en el pozo LMNF-006 y tiene un valor de 4461. 288 md.
- La presión de fondo fluyente mínima es procedente del pozo LMNJ-010 y es de 2125 psi; mientras que la presión de fondo fluyente máxima se da en el pozo LMNF-006 y es de 3080.5 psi. Si analizamos estos 2 valores podemos darnos cuenta que la variación es alrededor de 900 psi; al igual que en las otras arenas esta variación se debe a 2 factores, los cuales son ubicación de los pozos y año en el que se tomó la prueba.
- En base a la figura 4.97 podemos decir que la declinación de presión es de 1.333 psi/año. Cabe mencionar que esta es solo una apreciación en caso de que no se hubiese perforado ningún otro pozo en el campo y no se hubiese establecido ningún mecanismo para mantener la presión de reservorio en el transcurso del tiempo.
- Como aplicación de los resultados del análisis de la respectiva prueba se obtiene la curva IPR. Los índices de productividad máximos y mínimos respectivos para esta arena son: 1.93 y 0.39; el primero se lo obtuvo en el pozo LMNF-006 en el año de 1994 y el segundo se obtuvo en el pozo LMNJ-010 en el año de 1996.

5.2 RECOMENDACIONES

- Para los pozos con mayor índice de productividad, se recomienda no implementar una tasa de alta de producción, para evitar la depletación acelerada del reservorio, como es el caso del pozo LMNB-002 Y LMNC-003. Estos pozos corresponden a la arena Napo “T” superior.
- Basados en los resultados obtenidos de este estudio, se recomienda trabajos para disminuir el daño en ciertos pozos, especialmente en los pozos LMNC-003 y LMNJ-010,(arena “U” inferior en ambos casos) y LMNF-006 en la arena “T” superior, con el fin de mejorar la productividad de los pozos respectivos.
- Al momento de tomar una prueba DST se recomienda verificar la correcta operación del sensor de presión y las herramientas necesarias para este tipo de prueba. En el estudio realizado en el presente proyecto se contabilizó problemas debidos a estos inconvenientes.

- Para realizar un análisis exitoso y obtener resultados satisfactorios de una prueba de presión, se debe tener los parámetros de roca y fluido correspondientes a la arena que está siendo probada.
- El estudio realizado comprende el análisis de las primeras pruebas que fueron tomadas en los respectivos pozos, como recomendación (a futuro), se deberá evaluar nuevamente las arenas para verificar las presiones e identificar si ameritan la aplicación de un método para mantener la presión.
- Al momento de tomar una prueba de restauración de presión, el tiempo de producción previa (t_p), no debe ser pequeño, para evitar problemas con el radio de investigación.
- Al momento de analizar la región de tiempos tardíos de una prueba de restauración de presión, se debe tener cuidado con los efectos de límites, ya que se puede confundir los límites con algún otro efecto como la interferencia de otros pozos o una mala calibración del sensor.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Baby, P., Rivadeneira M., Barragán R. (2004). *“La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”*. Quito. IFEA-IRD-PETROPRODUCCIÓN.

Bourdet D.(2002). *“Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models”*. Amsterdam. Elsevier.

Brown K. (). *“The Technology of Artificial Lift Methods”*.Volume 1. Oklahoma. PennWell Books.

Escobar F. (2003). *“Análisis Moderno de Presiones de Pozos”*. Neiva

IHS. (2014). *“Well Testing Fundamentals”*.

KAPPA Eng. (2012), *“Dynamic Data Analysis”*

Lee J., Rollins J., Spivey J.(2003). *“Pressure Transiente Testing”*. Texas. SPE Textbook Series.

Petroamazonas. (2014). *“Tercera Reforma al Plan de Desarrollo Campo Limoncocha”*. Ecuador.

Petroproducción. *“Archivo Técnico Campo Limoncocha”*

Sabet M.(2002). *“Well test analysis”*. Amsterdam. Elsevier.

Schlumberger.(1998). *“Introduction to Well Testing”*. Inglaterra.

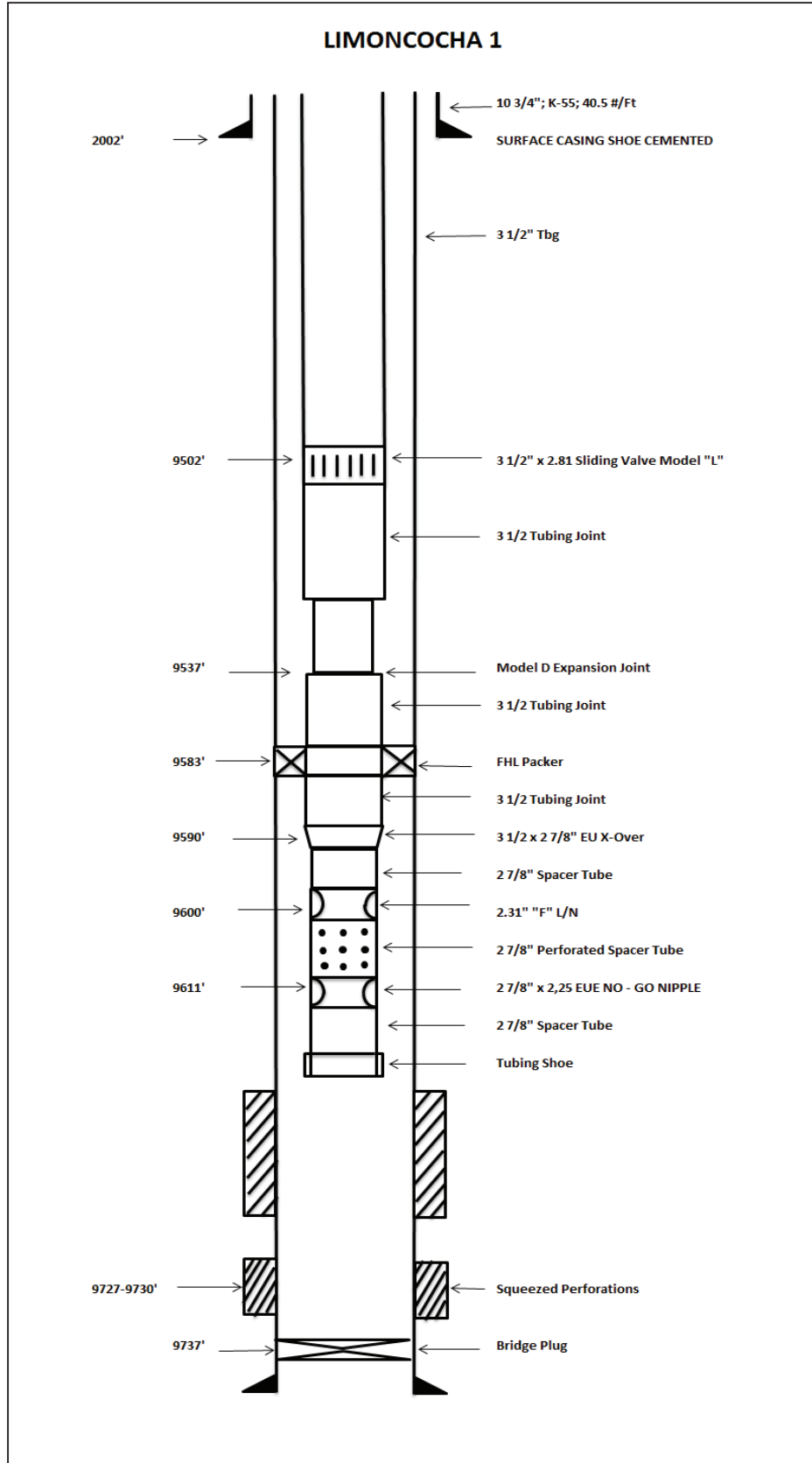
Schlumberger.(1992). *“Well Testing-Oil Field Rewiew”*. Houston.

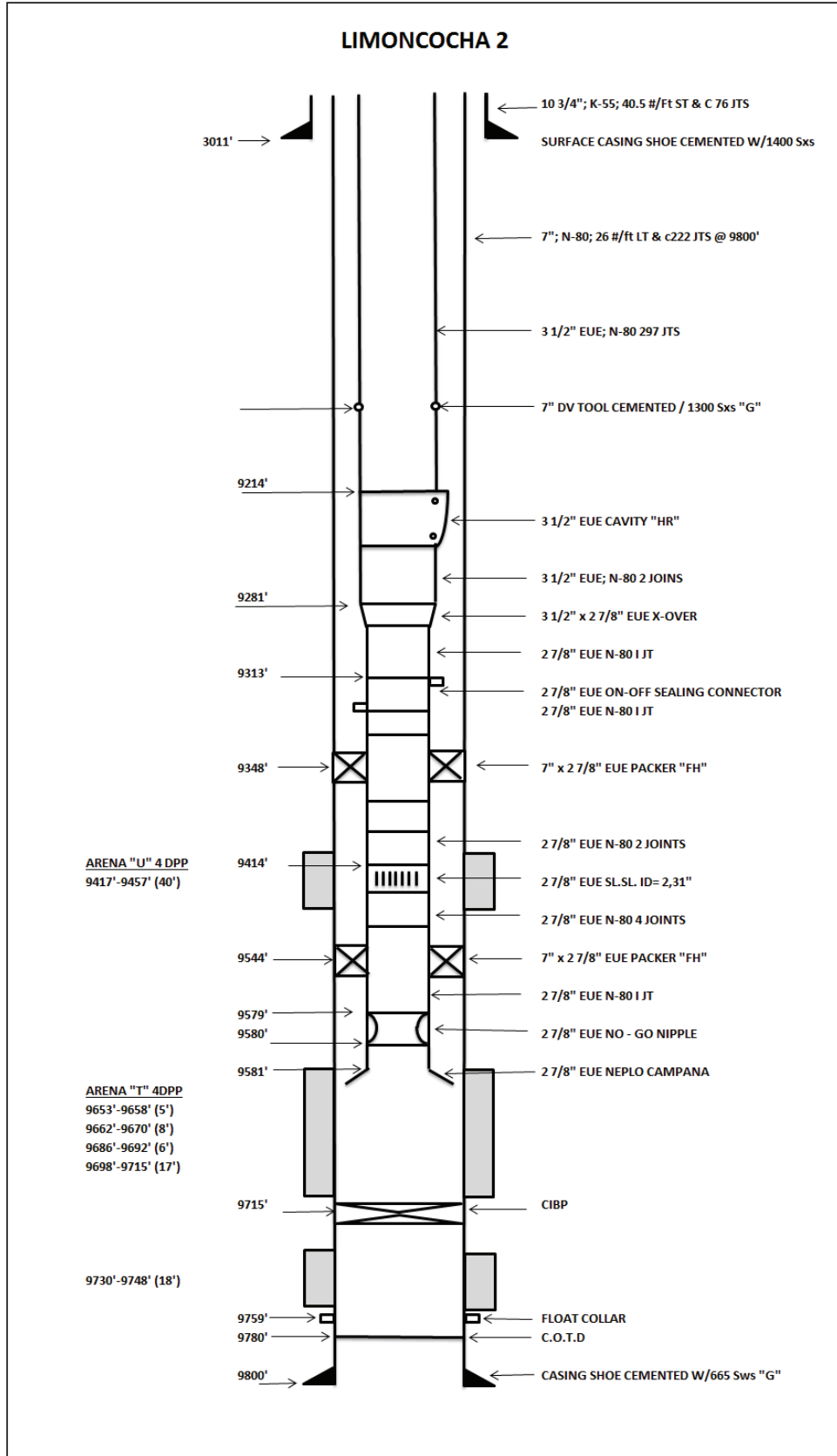
Valencia R. (2008). *“Análisis Moderno de Pruebas de Presión”*.Quito.EPN

Valencia R. (2011). *“Fundamentos de Pruebas de Presión”*.Quito.EPN

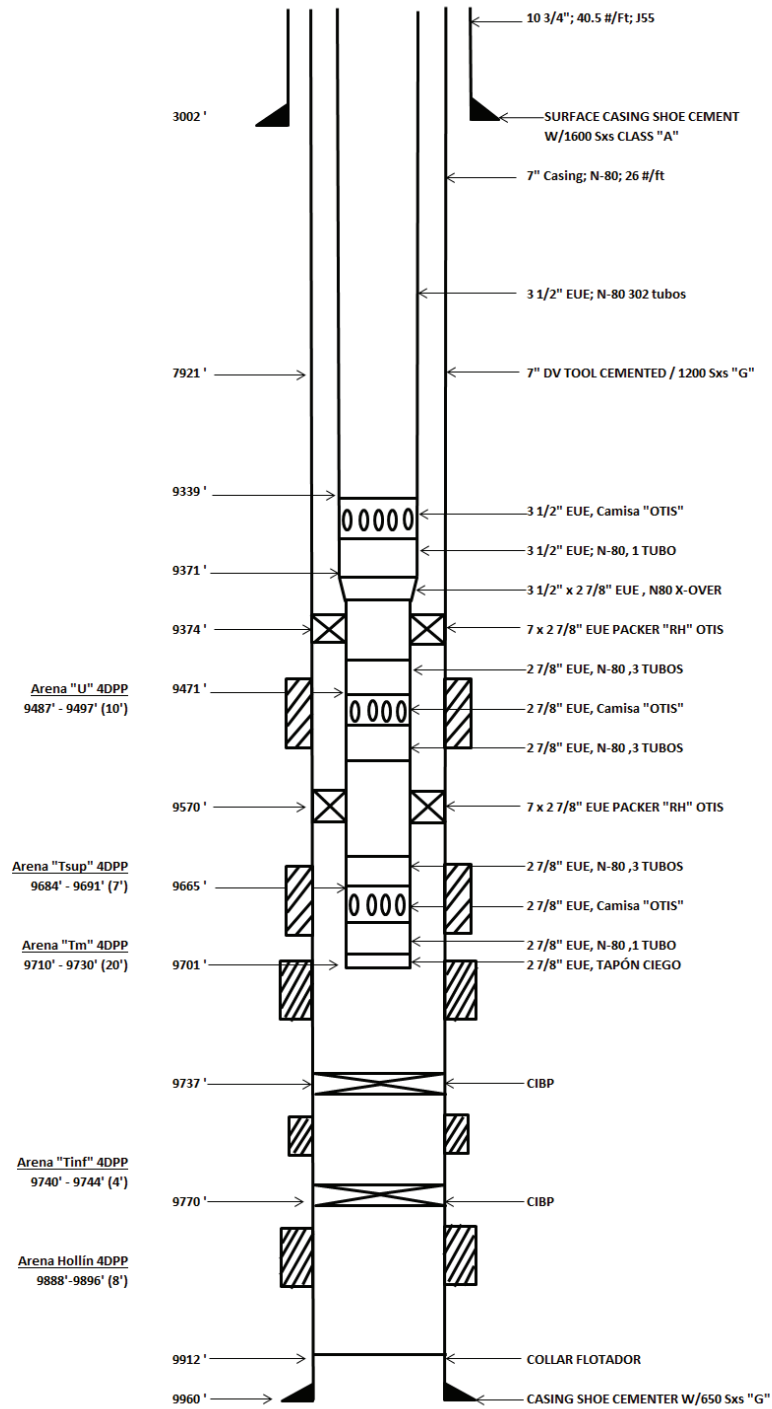
ANEXOS

ANEXO No 1
COMPLETACIONES INICIALES

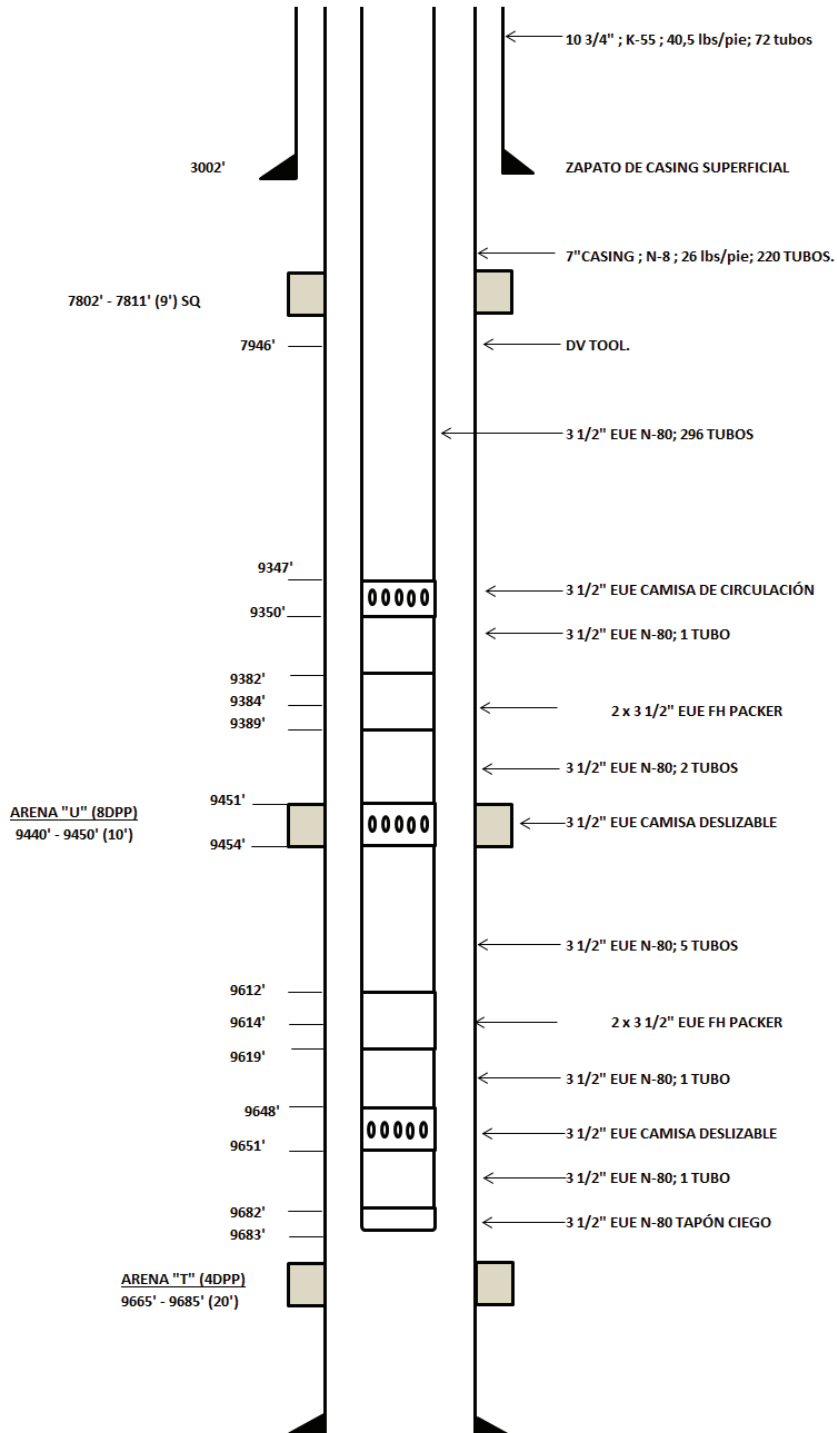




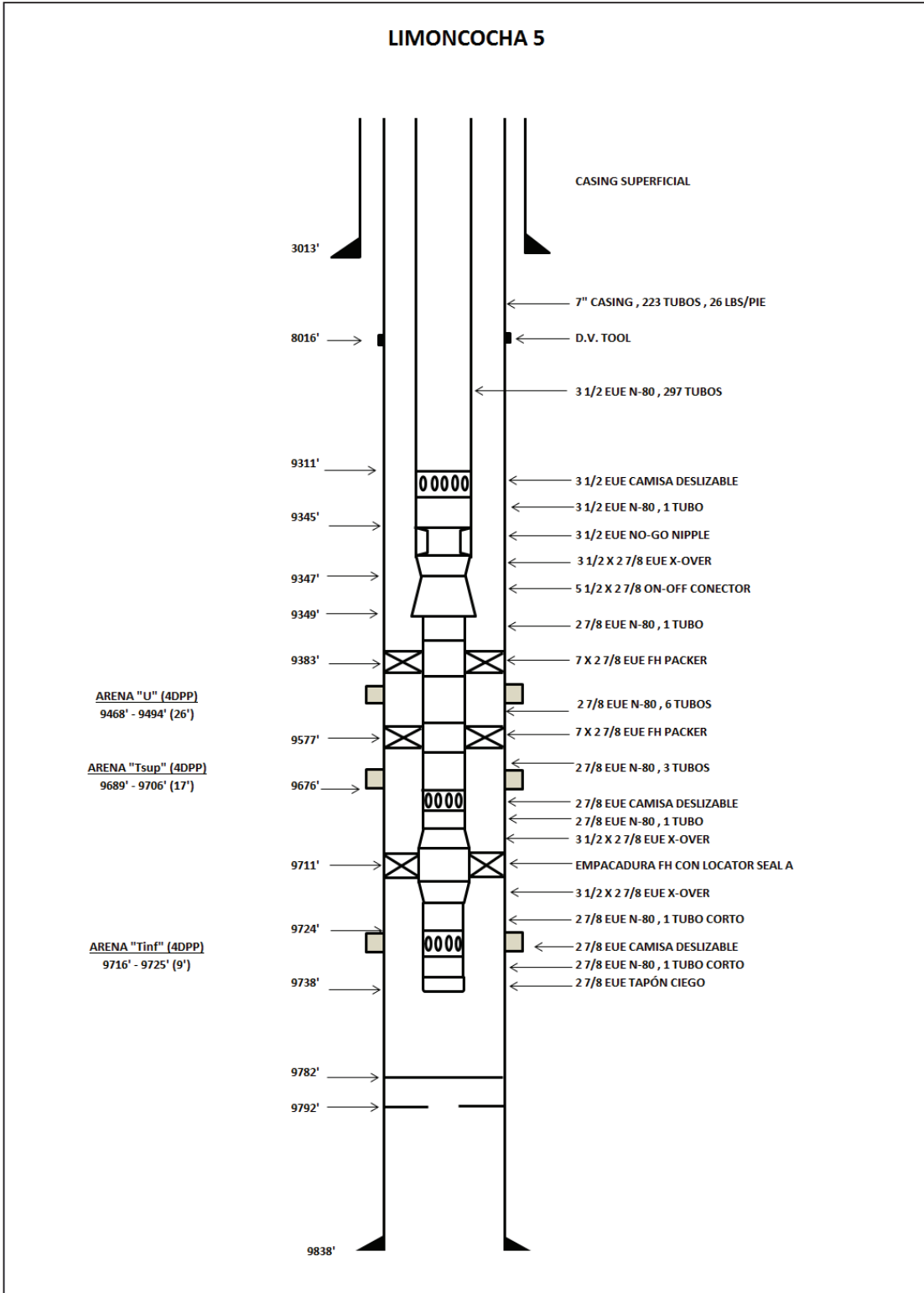
LIMONCOCHA 3



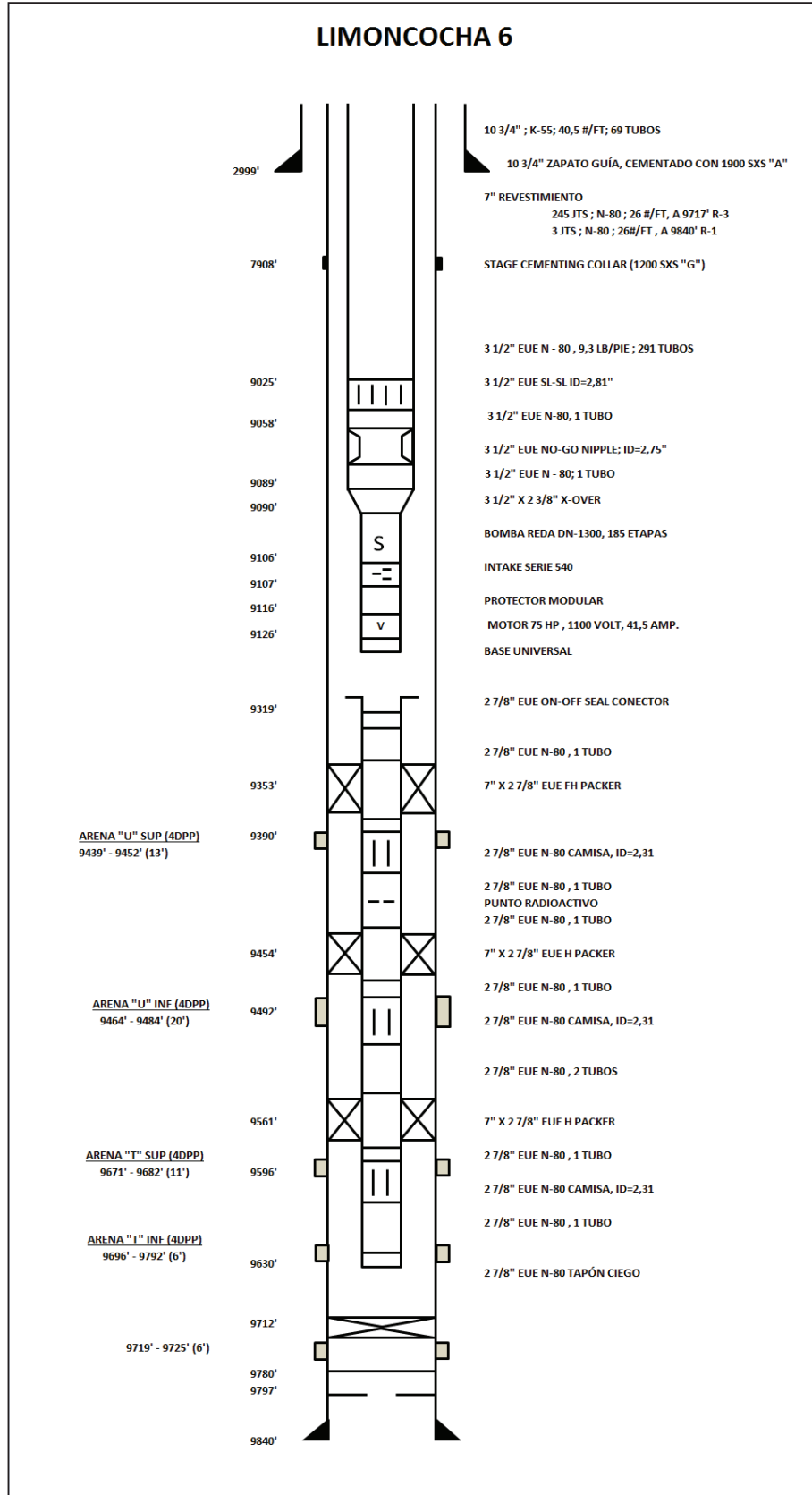
LIMONCOCHA 4

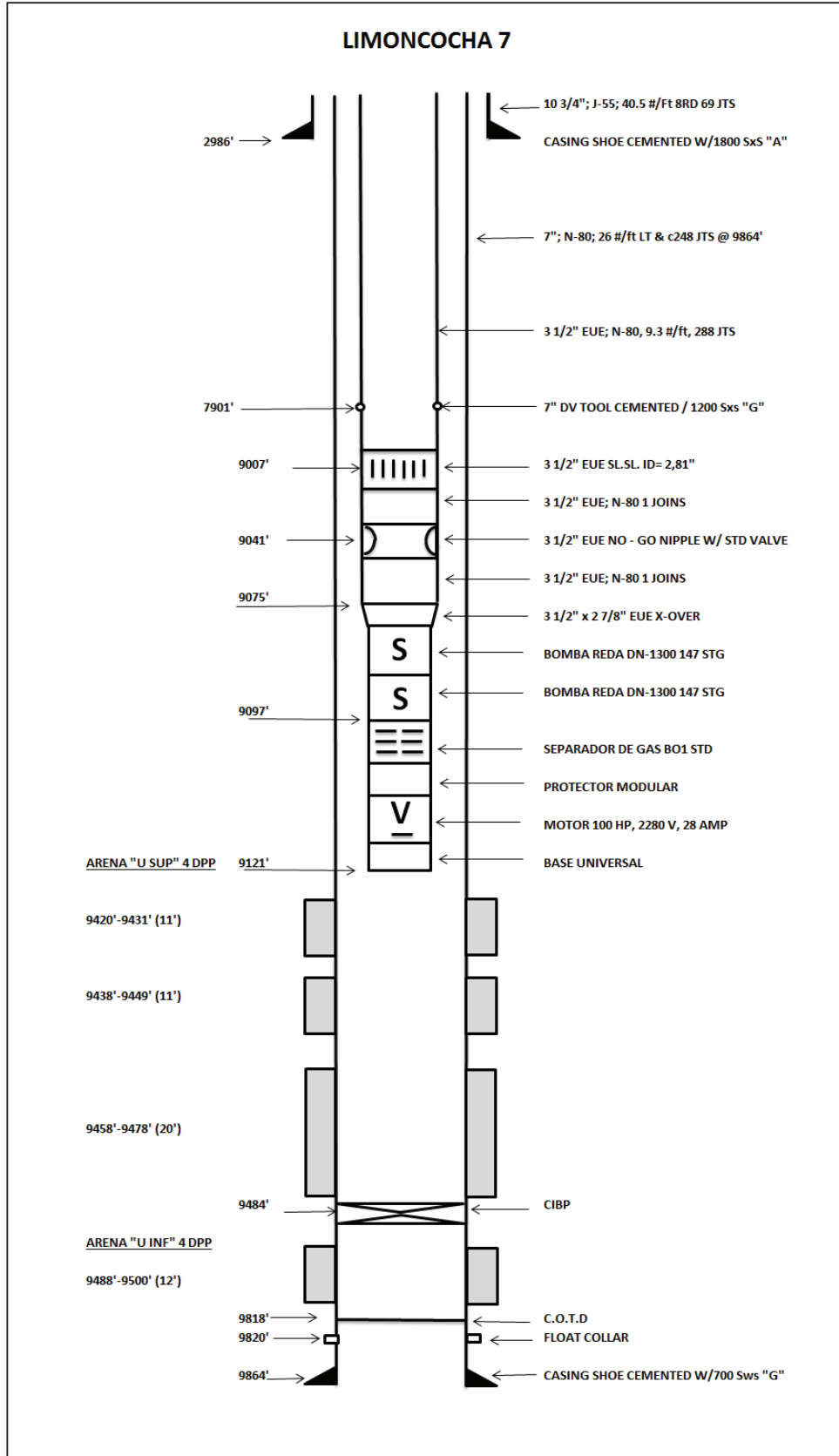


LIMONCOCHA 5

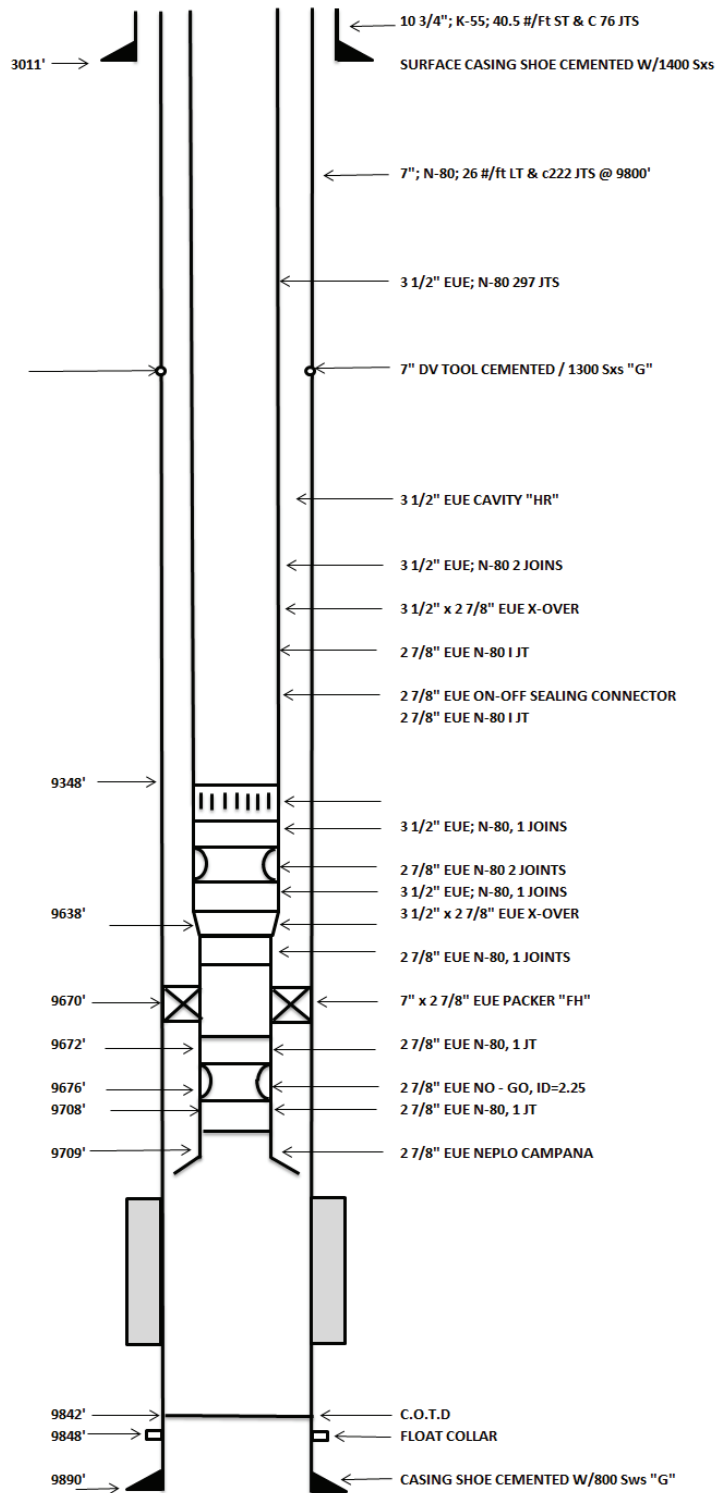


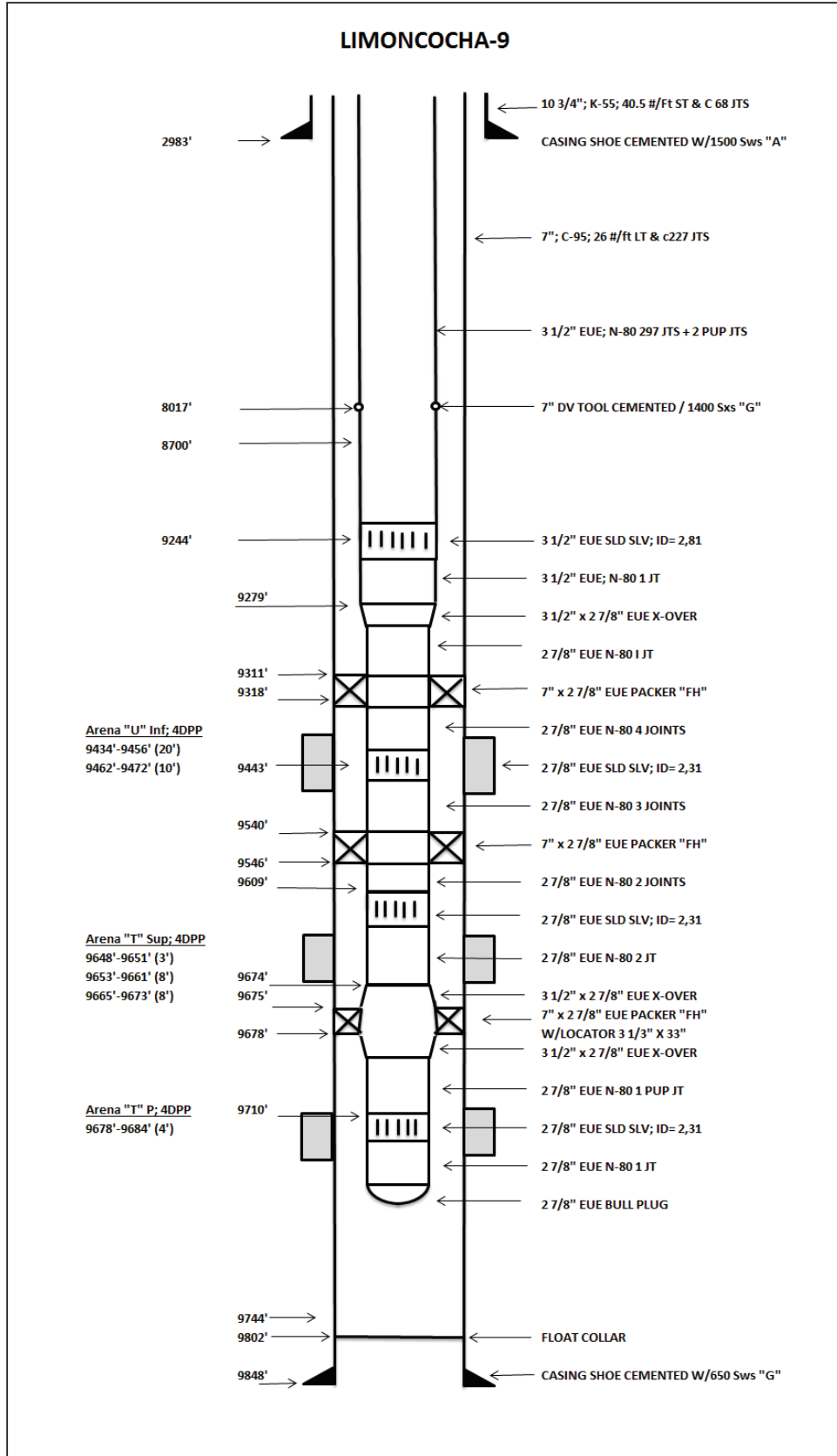
LIMONCOCHA 6



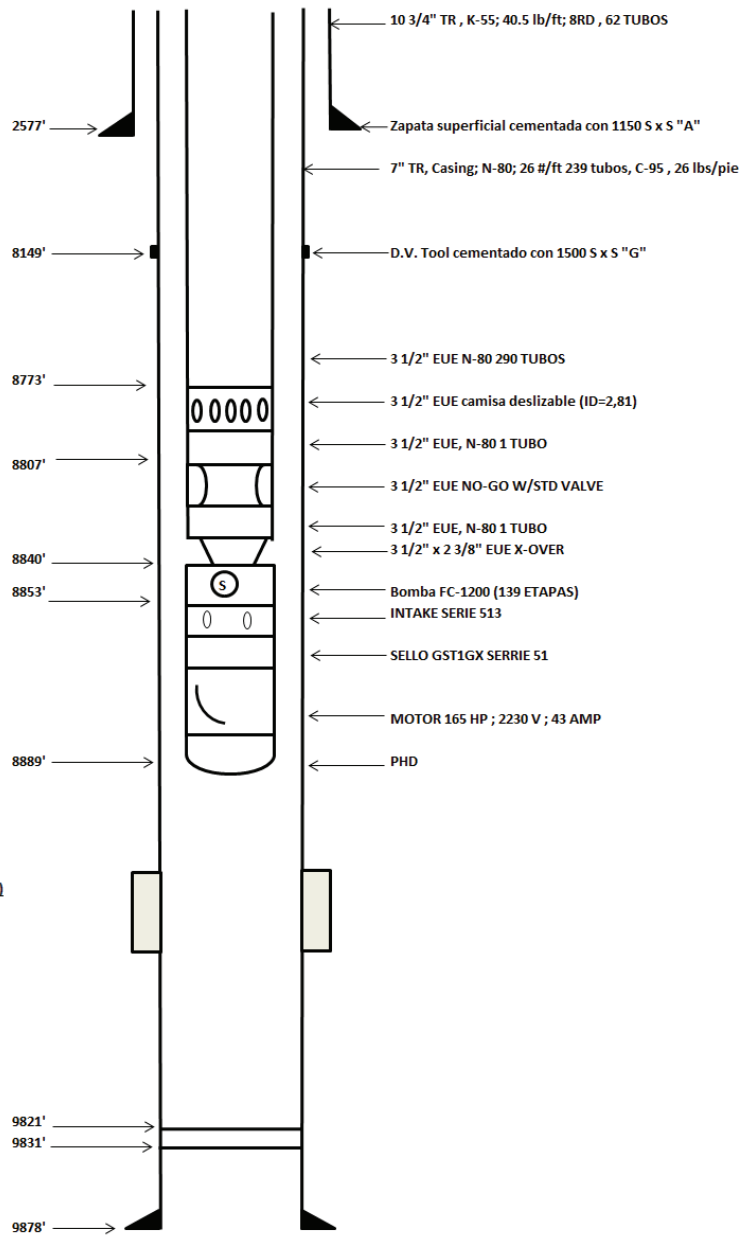


LIMONCOCHA 8





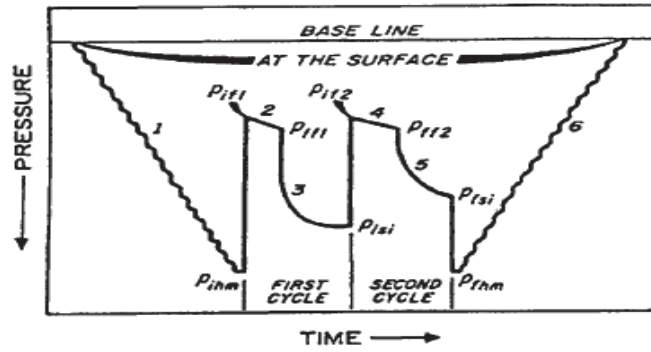
LIMONCOCHA 10



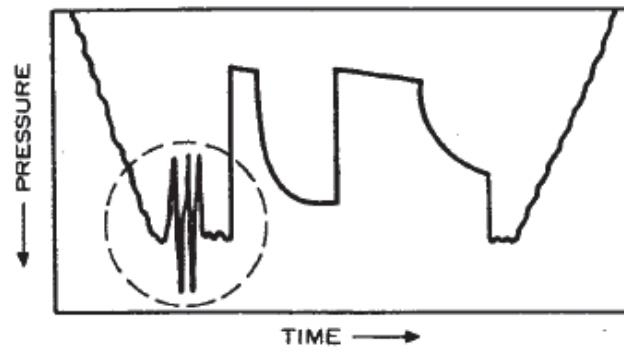
ANEXO No 2

POSIBLES RESPUESTAS DE UNA PRUEBA DST

Comportamiento Normal

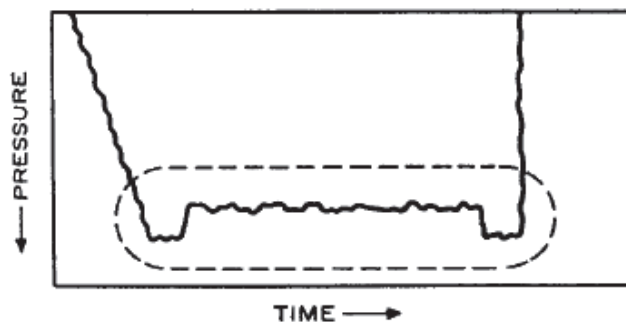


Condición de hueco apretado.

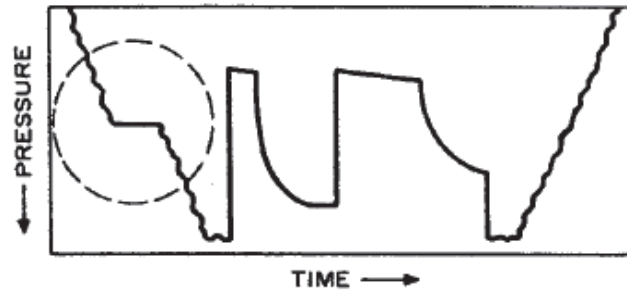


Esto puede ocasionar pegadura de la herramienta

Relój Averiado

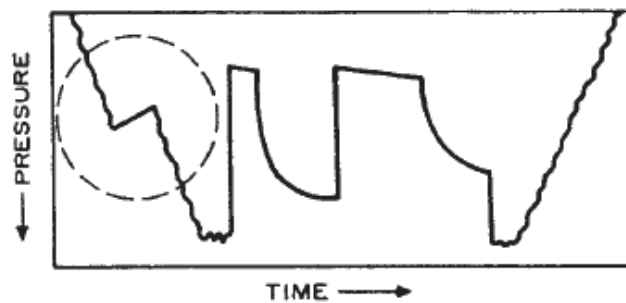


Retraso



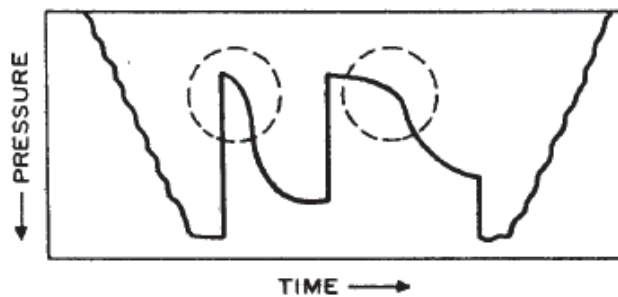
Puede darse mientras se baja al pozo sin pérdida de lodo

Pérdida del Lodo



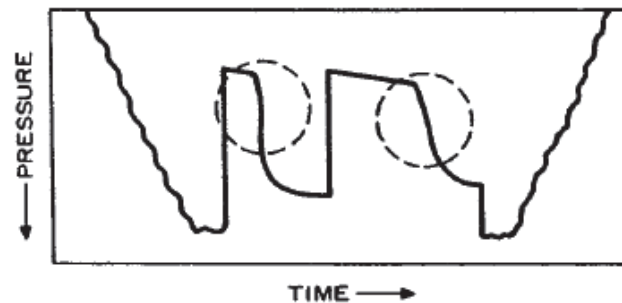
Es indicada por la declinación de presión hidrostática del lodo mostrado aquí

Mal asentamiento de Packer



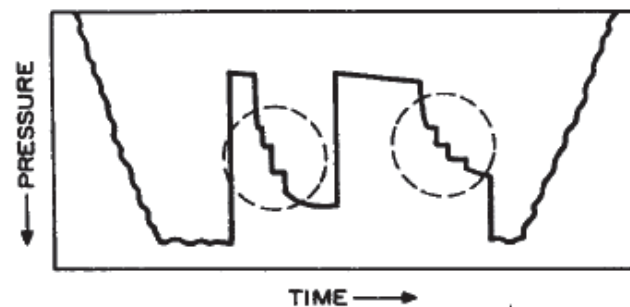
La forma de "S" de la última parte de la curva de flujo y la parte temprana de la curva Build-Up indican comunicación alrededor de los packers

Invasión de Gas



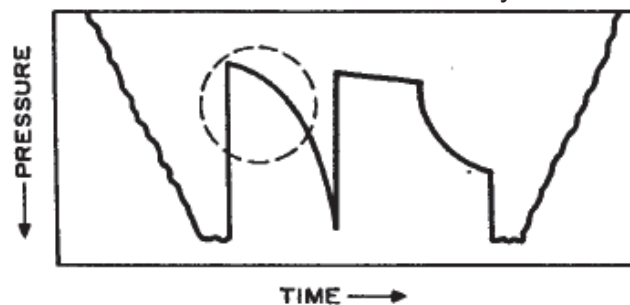
La forma de “S” ocurre solo en la zona de Build-Up de la curva, indicando que el gas está entrando al petróleo en el pozo.

Problemas con el Sensor



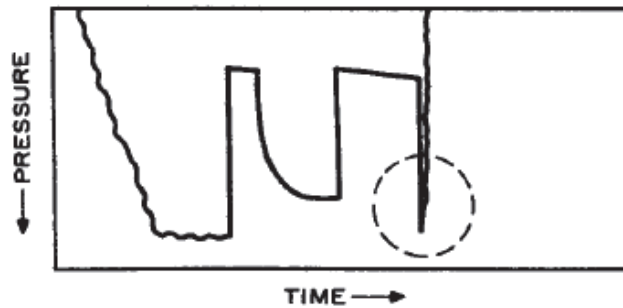
La forma de “escaleras” en las curvas de buildup indican mal funcionamiento del sensor de presión, dando como resultado que no se pueda analizar la prueba.

Volumen válvula de cierre mayor

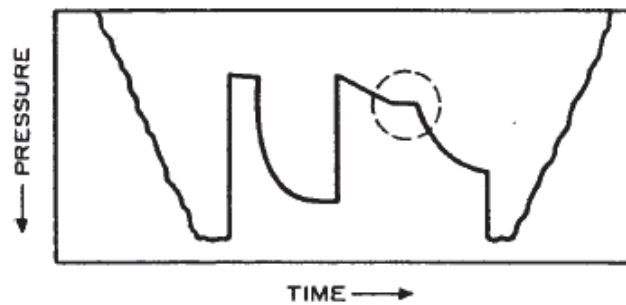


Esto representa el primer período de flujo cuando el volumen debajo de la válvula de cierre es mayor comparado con el volumen de fluido que fluye durante el período de flujo.

El reloj se detuvo

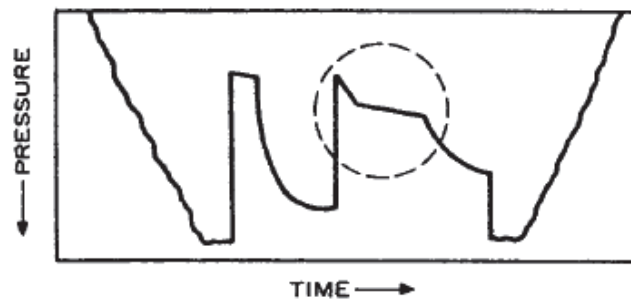


Flujo en superficie



Esta forma en el Segundo período de flujo indica que existe flujo en superficie

Llene en los collares de perforacion



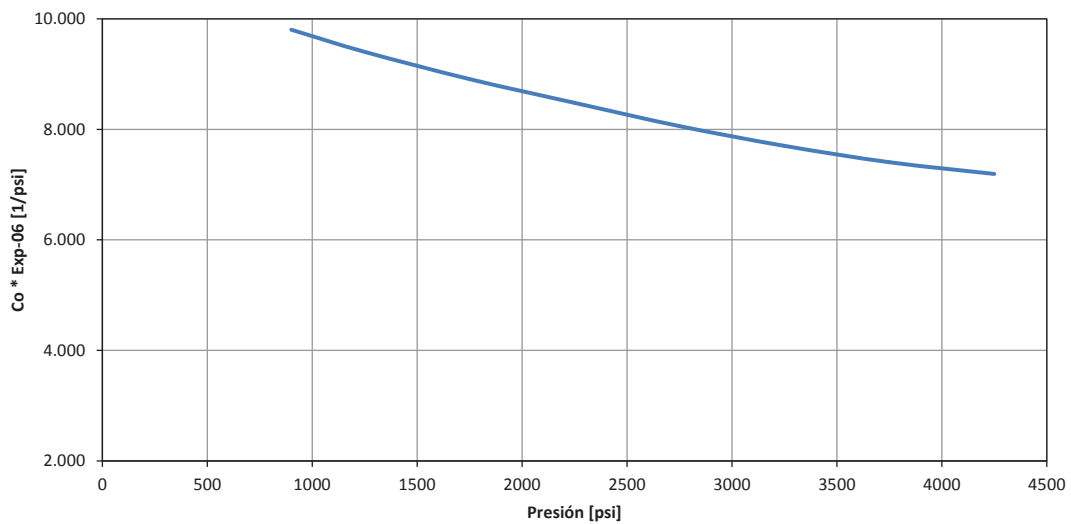
Una disminución en la pendiente en cualquiera de los períodos de flujo indica llene en los collares de perforación y transición a tubería de perforación de un diámetro interno mayor

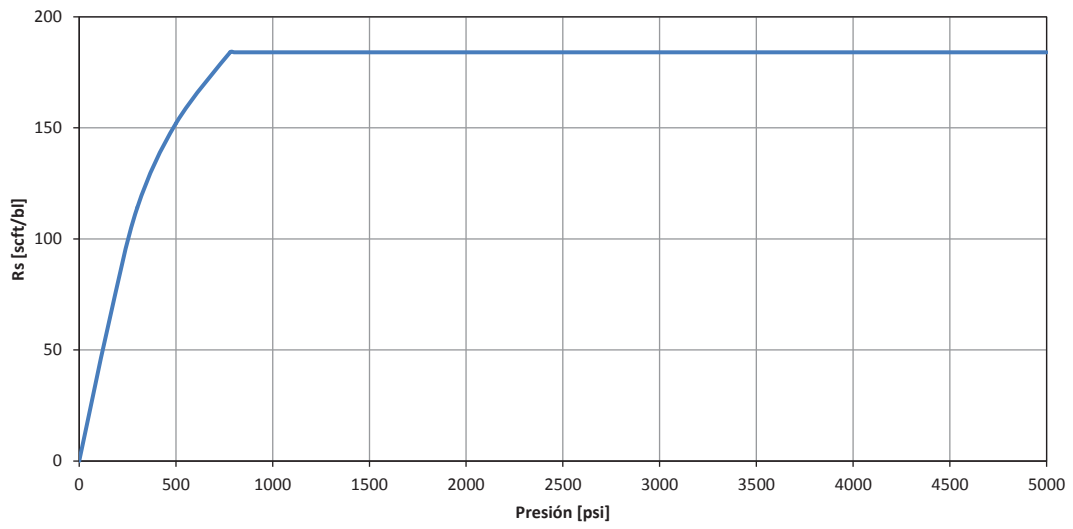
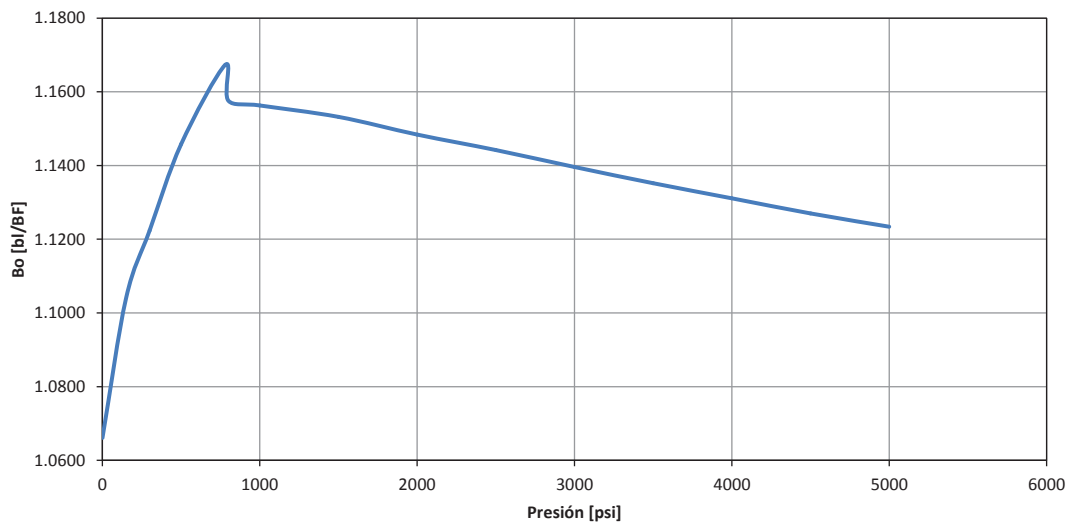
ANEXO No 3

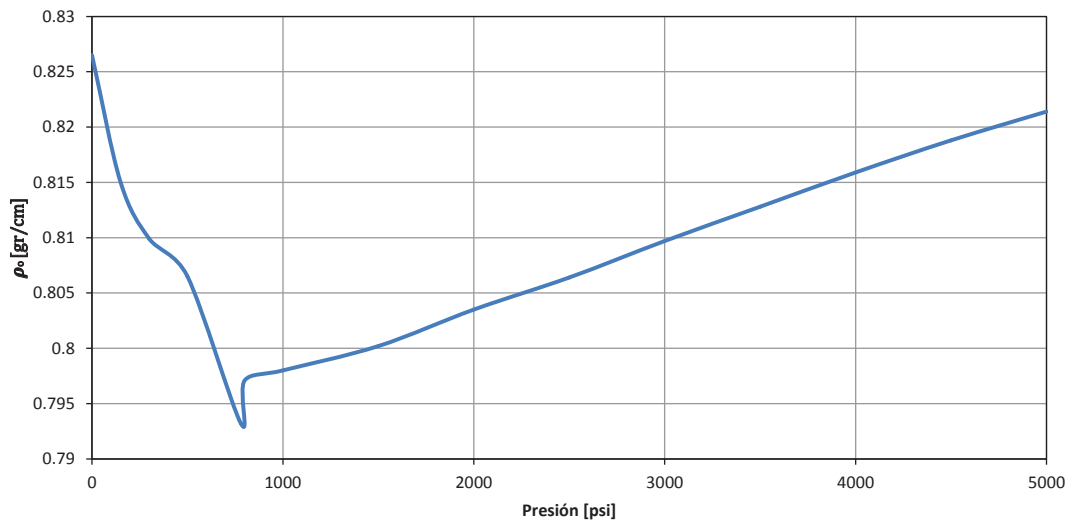
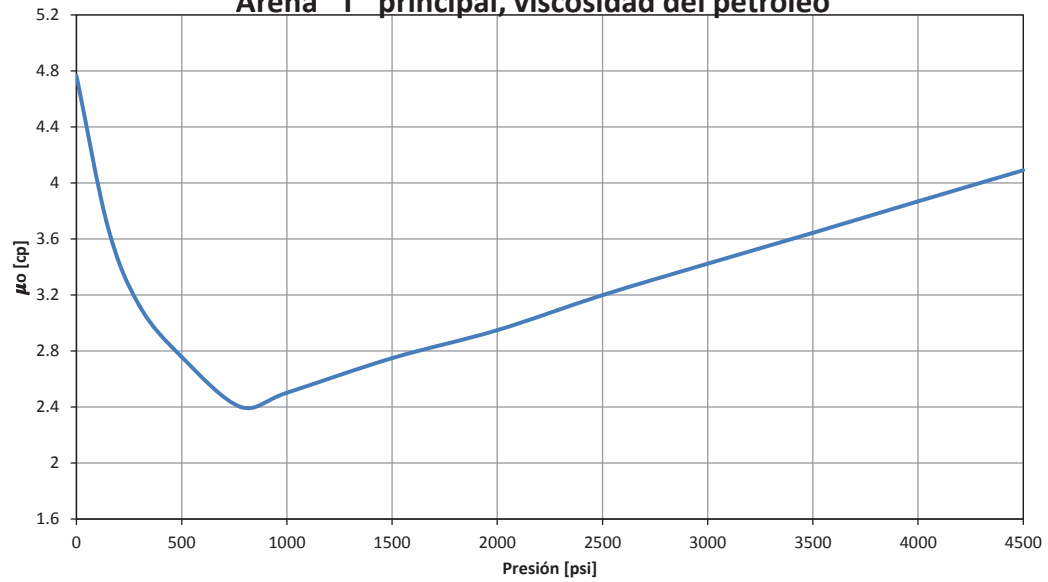
PROPIEDADES PVT DE LA ARENA “T” PRINCIPAL

PRESIÓN [PSI]	Co * 10E-6 [1/PSI]	Rs [SCF/BL]	Bo [BL/BF]	PO [G/CM^3]	UO [CP]	z	BG (BL/BF)	γ_G	UG [CP]
5000	6.908	184	1.1234	0.8214					
4500	7.083	184	1.1270	0.8188	4.091				
4000	7.308	184	1.1311	0.8159	3.869				
3500	7.583	184	1.1352	0.8128	3.644				
3000	7.908	184	1.1396	0.8097	3.424				
2500	8.283	184	1.1442	0.8064	3.199				
2000	8.708	184	1.1484	0.8035	2.949				
1500	9.183	184	1.1532	0.8002	2.749				
1000	9.708	184	1.1563	0.798	2.502				
800	9.932	184	1.1576	0.7971					
780	9.95484	184	1.1673	0.7932	2.401				
500		152	1.1458	0.8065	2.758	0.928	0.0347	1.2501	0.0124
300		114	1.1224	0.8099	3.121	0.943	0.0604	1.301	0.0117
150		61	1.1040	0.815	3.681	0.958	0.1229	1.457	0.011
0		0	1.0661	0.8265	4.765	1		1.7	

Arena "T" principal, compresibilidad del petróleo



Arena "T" principal, relación gas-petróleo**Arena "T" principal, factor volumétrico del petróleo**

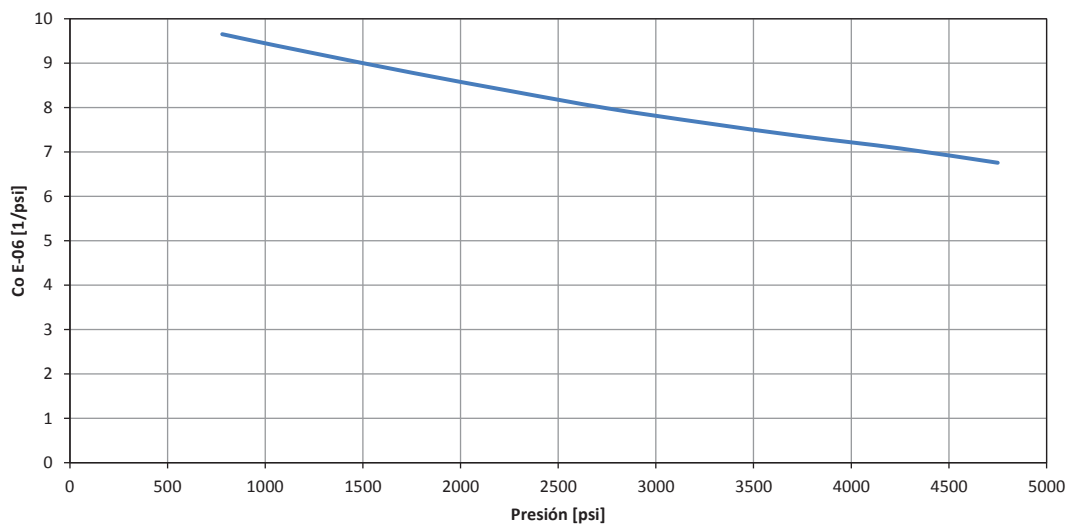
Arena "T" principal, densidad del petróleo**Arena "T" principal, viscosidad del petróleo**

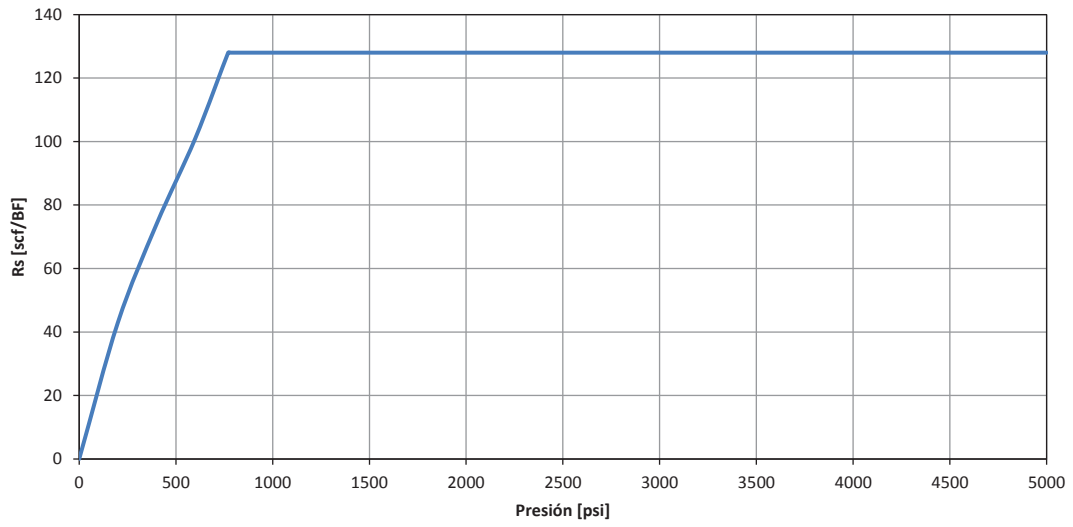
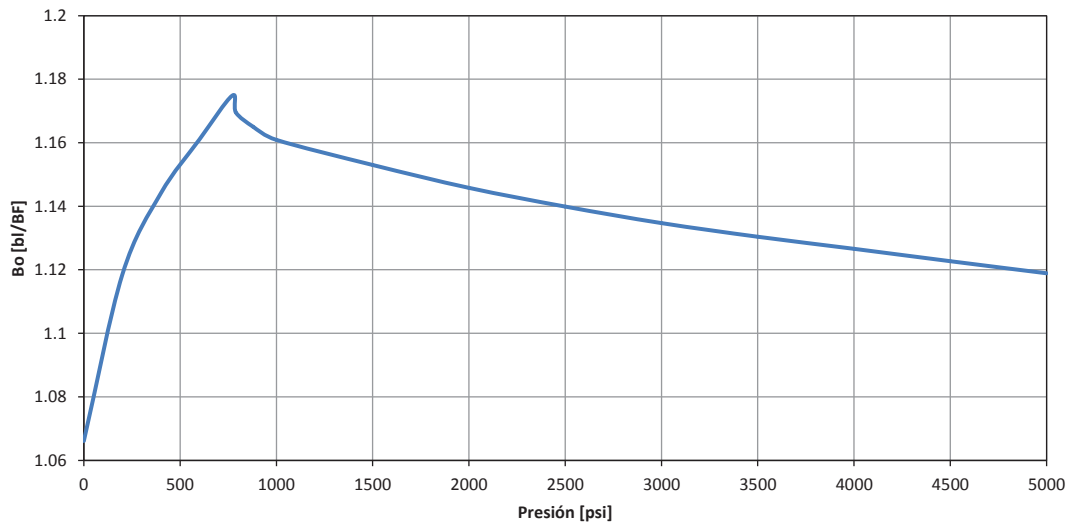
ANEXO No 4

PROPIEDADES PVT DE LA ARENA “U” SUPERIOR

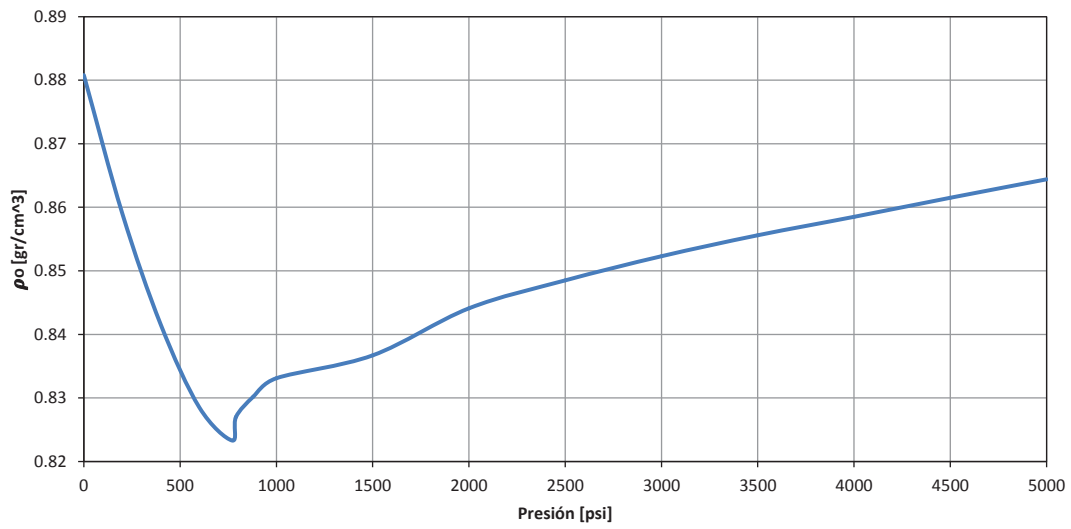
PRESIÓN [Psi]	Co * 10E-6 [1/Psi]	Rs [SCF/BL]	Bo [BL/BF]	PO [G/CM^3]	UO [CP]	Z	BG (BL/BF)	γ_G	UG [CP]
5000	6.924	128	1.1189	0.8644					
4500	7.139	128	1.1227	0.8615	25.6				
4000	7.384	128	1.1266	0.8585	24.45				
3500	7.659	128	1.1304	0.8556	23.2				
3000	7.964	128	1.1347	0.8523	22.01				
2500	8.299	128	1.1399	0.8485	20.79				
2000	8.664	128	1.1458	0.8441	19.61				
1500	9.059	128	1.153	0.8367	18.4				
1000	9.484	128	1.1609	0.8331	17.21				
880	9.590	128	1.165	0.8302					
790	9.671	128	1.1695	0.827					
770		128	1.1748	0.8233	16.7				
600		101	1.161	0.8285	17.22	0.951	0.03051	0.7592	0.014
400		74	1.1441	0.8415	18.42	0.961	0.04619	0.8102	0.0135
200		43	1.1185	0.859	20.02	0.973	0.09361	0.9161	0.0128
0		0	1.0661	0.8808	26.4	1		1.303	

Arena "U" superior, compresibilidad del petróleo

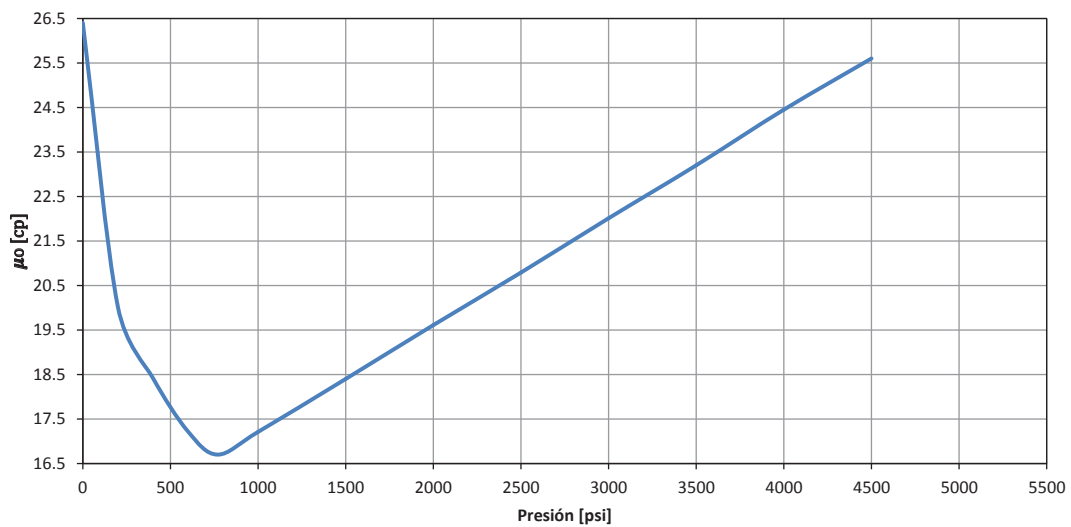


Arena "U" superior, relación gas-petróleo**Arena "U" superior, factor volumétrico del petróleo**

Arena "U" superior, densidad del petróleo



Arena "U" superior, viscosidad del petróleo

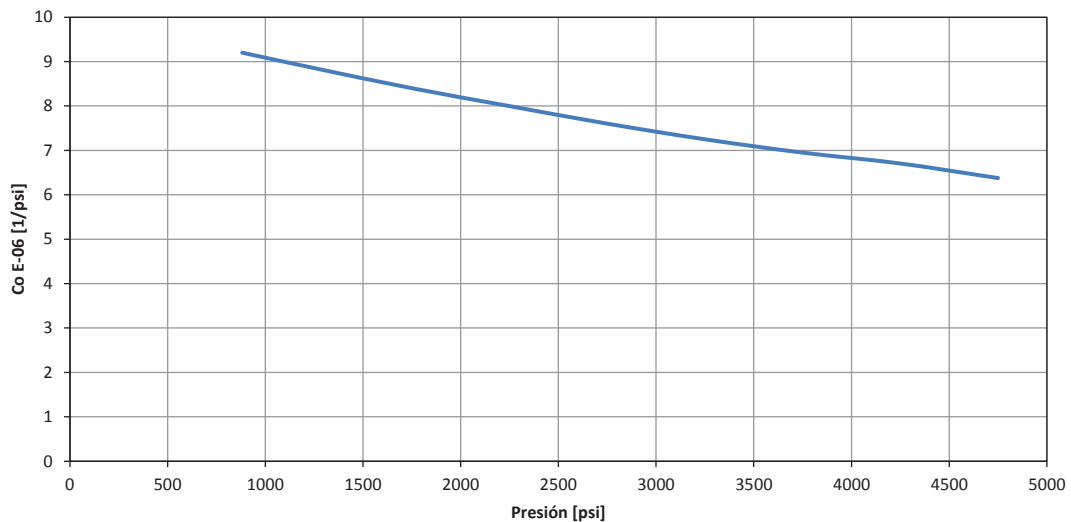


ANEXO No 5

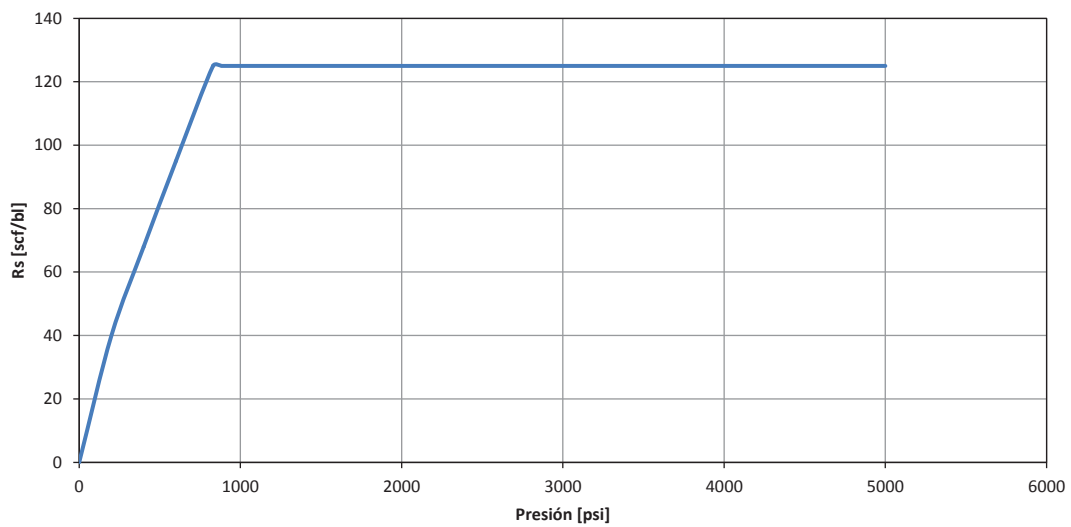
PROPIEDADES PVT DE LA ARENA “U” INFERIOR

PRESIÓN [Psi]	Co * 10E-6 [1/Psi]	Rs [SCF/BL]	Bo [BL/BF]	PO [G/CM^3]	UO [CP]	z	BG (BL/BF)	γG	UG [CP]
5000	6.102	125	1.1238	0.8622					
4500	6.367	125	1.1266	0.86	29.2				
4000	6.662	125	1.1305	0.8571	27.85				
3500	6.987	125	1.1337	0.8546	26.6				
3000	7.342	125	1.1355	0.8532	25.5				
2500	7.727	125	1.1378	0.8515	24				
2000	8.142	125	1.1411	0.8491	22.6				
1500	8.587	125	1.1434	0.8474	21.41				
1000	9.062	125	1.1508	0.8419	20.02				
935	9.125	125	1.1528	0.8405					
830		125	1.1574	0.8371	19.48				
600		95	1.1348	0.8494	20.97	0.95	0.03046	0.7658	0.0139
400		68	1.1171	0.8586	22.54	0.96	0.04616	0.8131	0.0135
200		40	1.0958	0.87	24.54	0.972	0.09345	0.9388	0.0127
0		0	1.0661	0.8826	30.71	1		1.3247	

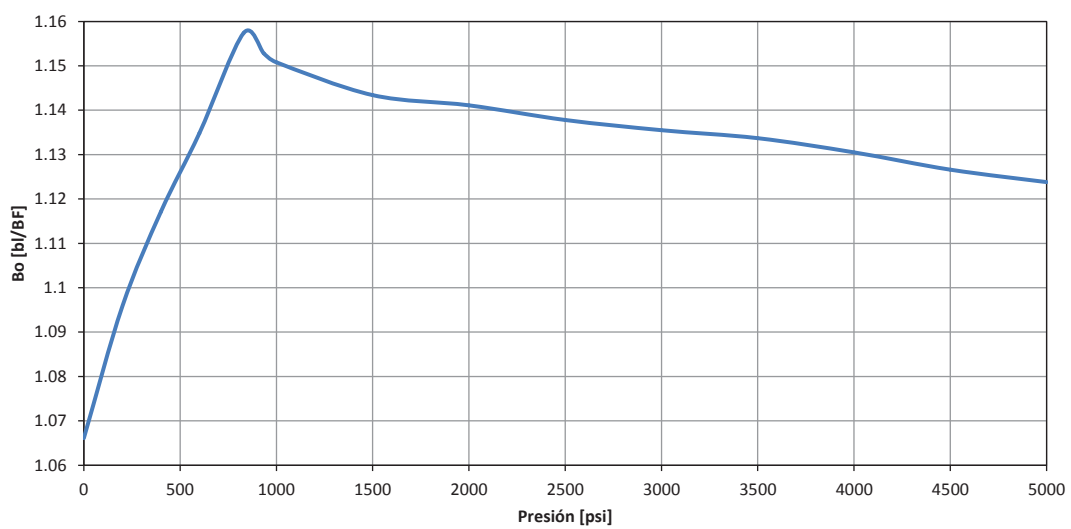
Arena "U" inferior, compresibilidad del petróleo

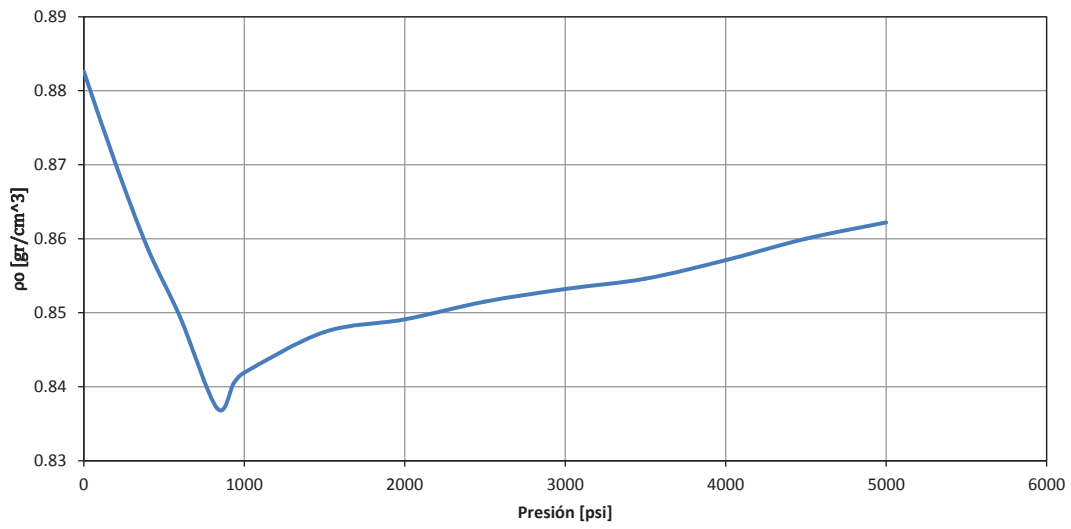


Arena "U" inferior, relación gas-petróleo



Arena "U" inferior, factor volumétrico del petróleo



Arena "U" inferior, densidad del petróleo**Arena "U" inferior, viscosidad del petróleo**