

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**GENERACIÓN DE MODELOS NUMÉRICOS MEDIANTE EL
ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA (BUILD UP)
PARA MEJORA DEL MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DE
LOS CAMPOS CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA**

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

CARLOS ANDRÉS IZURIETA BALLESTEROS
cizurieta@spemail.org

DIRECTOR: ING. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, MSc
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, febrero 2012

DECLARACIÓN

Yo Carlos Andrés Izurieta Ballesteros, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis 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.

CARLOS ANDRÉS IZURIETA BALLESTEROS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Andrés Izurieta Ballesteros, bajo mi supervisión.

ING. RAÚL VALENCIA, MSC
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a mi Madre Dolorosa por darme salud y vida para culminar mis estudios. Al Colegio San Gabriel por haberme formado y ser una segunda familia.

El principal agradecimiento de este proyecto de titulación es para mi familia. A ellos que han dedicado toda una vida para criarme y verme donde estoy ahora. Les agradezco a mis padres que tras una vida llena de sacrificios por fin pueden verme como un profesional. A mi abuelita Bachita y mi tía Rori, a ellas solo les puedo decir: Dios les pague por todo.

A mi hermano Javier que sin él nada de esto sería posible, a él que siempre ha tenido una mano para ayudarme sin importar nada. A mi ñaña, Gaby, que más allá de hermana ha sido mi amiga.

A mis tíos y primos que han formado parte de la aventura que llamamos vida.

A mis amigos que han estado presentes y que hemos compartido los buenos y malos momentos. En especial a ti Jero te agradezco tu sincera amistad porque sin otro loco igual a mí, no habría momentos de risa a pesar de todo lo malo y en especial durante el desarrollo de esta tesis, siempre he contado contigo. Al resto de vagos, ociosos, perezosos, cortos de envidia y llenos de amistad para mí: Fabio, Adenosín, Juan, Lucho y Zuko. Gracias Panas.

Gracias a ti guambrita porque me mostraste que aún hay buenas personas en este mundo, personas que tienen ganas de vivir una aventura.

Gracias Pauly por compartir conmigo y convertirte en una gran amiga.

También le agradezco al Ing. Raúl Valencia por su dirección en este proyecto y por su ayuda cuando la he necesitado.

A todos ustedes, millón gracias.

DEDICATORIA

Este proyecto de titulación se la dedico a mi hermano Javier, porque éste es el fruto no solo de mi esfuerzo sino el de él también. A ti hermano que ejemplificas el “Ser más, para servir mejor”. Esta tesis es fruto de tu visión.

Gaby, tú puedes hacer cosas mucho mejores que esta, tu límite es el cielo.

A mis padres por su esfuerzo, sacrificio y aliento.

A mi abuelita Bachita y Tía Rori, por fin terminé.

Jero, la vida nos depara muchas cosas, vamos a vivirla.

Lore, solo te puedo decir: lo logré, sin ti no hubiese tenido a alguien que me escuche y comprenda.

“Todo lo que una persona puede imaginar, otra la hará realidad”

Julio Verne

Carlos A. Izurieta B.

CSG2006

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XVIII
LISTA DE TABLAS.....	XXXII
LISTA DE ANEXOS	XXXIII
SIMBOLOGÍA.....	XXXV
RESUMEN	XLI
PRESENTACIÓN	XLIII

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES, GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS, PVT Y MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	1
1.1.1. ANTECEDENTES.....	1
1.1.2. UBICACIÓN.....	2
1.1.3. GEOLOGÍA.....	3
1.1.3.1. Estructural.....	3
1.1.3.2. Estratigráfica	4
1.1.4. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	5
1.1.4.1. Arenisca Basal Tena.....	5
1.1.4.2. Arenisca “U” Inferior.....	6
1.1.4.3. Arenisca “T” Inferior	7

1.1.4.4. Arenisca Hollín Superior	7
1.1.4.5. Arenisca Hollín Inferior.....	8
1.1.5. DESCRIPCIÓN DE PROPIEDADES PVT Y PETROFÍSICAS	10
1.1.5.1. Propiedades PVT	10
1.1.5.2. Propiedades petrofísicas.....	11
1.2. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS	11
1.2.1. ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO (MHI)	14

CAPÍTULO II

ASPECTOS TEÓRICOS DE LOS MODELOS DE POZO, RESERVORIO Y DE LÍMITES PARA LA INTERPRETACIÓN ANALÍTICA DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA.....	17
2.1. FUENTES DE DATOS.....	17
2.1.1. UNIDAD MTU	17
2.2. PROCESAMIENTO DE DATOS.....	17
2.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS REGÍMENES DE FLUJO	18
2.3.1. TIEMPOS TEMPRANOS (REGIÓN ETR)	19
2.3.1.1. Almacenamiento	19
2.3.1.1.1. Almacenamiento constante	20
2.3.1.1.2. Almacenamiento variable	20
2.3.1.2. Daño	22
2.3.1.3. Flujo lineal.....	25
2.3.1.4. Flujo bilineal	26
2.3.2. TIEMPOS MEDIOS (REGIÓN MTR).....	27
2.3.2.1. Flujo esférico.....	27
2.3.2.2. Flujo radial	27
2.3.2.3. Doble porosidad o doble permeabilidad.....	28

2.3.3. TIEMPOS TARDÍOS (REGIÓN LTR)	29
2.3.3.1. Flujo dominado por los límites (BDF)	29
2.4. MODELOS ANALÍTICOS	30
2.4.1. POZO	30
2.4.1.1. Pozo vertical con daño constante	31
2.4.1.2. Pozo vertical con daño variable	32
2.4.1.2.1. Daño en función el caudal de flujo	32
2.4.1.2.2. Modelo de pozo en función del tiempo	34
2.4.1.2.3. Daño en función del tiempo	35
2.4.1.3. Fractura de alta conductividad	35
2.4.1.4. Fractura de baja conductividad	37
2.4.1.5. Pozo con penetración parcial	39
2.4.1.6. Pozos horizontales	41
2.4.1.7. Pozos desviados	44
2.4.1.8. Pozos multilaterales	46
2.4.2. RESERVORIO	47
2.4.2.1. Reservorios homogéneos	48
2.4.2.2. Reservorios de doble porosidad	50
2.4.2.3. Extensiones de los reservorios de doble porosidad	53
2.4.2.3.1. Estado pseudo-continuo con múltiples porosidades	55
2.4.2.3.2. Doble porosidad transitoria con daño	56
2.4.2.4. Reservorios de doble permeabilidad	57
2.4.2.4.1. Múltiples capas	59
2.4.2.5. Reservorios multicapas	61
2.4.2.6. Reservorios composicionales	63
2.4.2.6.1. Extensiones del modelo composicional	69
2.4.2.7. Reservorios con anisotropías	71

2.4.2.7.1. Anisotropías verticales	71
2.4.2.7.2. Anisotropías horizontales	72
2.4.2.8. Combinaciones analíticas de modelos de reservorios	73
2.4.2.8.1. Reservorio radial composicional con doble permeabilidad...	73
2.4.2.8.2. Reservorio con capas con doble porosidad y doble permeabilidad.....	74
2.4.2.8.3. Reservorio radial composicional con doble porosidad	76
2.4.3. LÍMITE	77
2.4.3.1. Diferentes tipos de límites	77
2.4.3.1.1. Límites de no flujo	77
2.4.3.1.2. Límites de presión constante.....	79
2.4.3.1.3. Acuíferos	79
2.4.3.1.4. Límites con fugas	80
2.4.3.1.5. Límites conductivos	81
2.4.3.2. Falla simple sellante.....	81
2.4.3.3. Fallas que se intersecan	85
2.4.3.4. Dos fallas paralelas.....	88
2.4.3.4.1. Reservorio en forma de U	92
2.4.3.5. Sistemas cerrados	94
2.4.3.6. Límites de presión constante	100
2.4.3.7. Límites incompletos y con fugas	104
2.4.3.7.1. Falla con fugas	106
2.4.3.7.2. Límites incompletos.....	108
2.4.3.8. Fallas conductivas	110
2.4.3.9. Combinación con otros reservorios y modelos de pozos	114
2.5. ANÁLISIS NUMÉRICO	116
2.5.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO NUMERICO	117

2.5.1.1.	Principios del grillado Voronoi / PEBI.....	117
2.5.1.2.	Construcción de un modelo	118
2.5.1.3.	Refinamiento local 3D para geometrías de pozos particulares .	123
2.5.1.3.1.	Pozo vertical.....	123
2.5.1.3.2.	Pozos fracturados con penetración total	124
2.5.1.3.3.	Pozos con penetración parcial	124
2.5.1.3.4.	Pozos fracturados con penetración parcial.....	125
2.5.1.3.5.	Pozos horizontales	126
2.5.1.4.	Refinamiento local 3D para tipos de reservorio	127
2.5.1.4.1.	Reservorio composicional	127
2.5.1.4.2.	Reservorio con doble porosidad.....	128
2.5.1.4.3.	Anisotropías en permeabilidad	128
2.5.1.4.4.	Reservorio multicapas.....	130
2.5.1.5.	Generación de un modelo 2D	133
2.6.	ACUÍFEROS.....	136
2.6.1.	TIPOS DE ACUÍFEROS	137
2.6.1.1.	Grado de presurización.....	137
2.6.1.2.	Condiciones de límites exteriores	138
2.6.1.3.	Regímenes de flujo	138
2.6.1.4.	Geometrías de flujo.....	138
2.6.2.	MODELOS DE INFLUJO DE AGUA.....	139
2.6.2.1.	Pot.....	140
2.6.2.2.	Schilthuis.....	141
2.6.2.3.	Carter - Tracy.....	141
2.6.2.4.	Fetkovich.....	143
2.6.2.5.	Numérico.....	143
2.7.	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	145

2.7.1. MODELOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	145
2.7.1.1. Correlación de Brooks-Corey.....	145
2.7.1.2. Correlación L.E.T.....	146
2.7.2. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA	148
2.7.2.1. Basal Tena.....	148
2.7.2.2. “T” Inferior	148
2.7.2.3. “U” Inferior.....	148
2.7.2.4. Hollín Superior	149
2.7.2.5. Hollín Inferior.....	149
2.8. MODELOS DE IPR.....	151
2.8.1. ECUACIONES PARA EL CASO DE PETRÓLEO Y AGUA.....	151
2.8.1.1. IPR simple.....	151
2.8.1.2. Ecuación de Darcy.....	151
2.8.1.2.1. Flujo no Darciano	152
2.8.1.2.2. Coeficiente de turbulencia de Forchheimer.....	152
2.8.1.3. Ecuación de Vogel.....	153
2.8.1.4. Ecuación de Fetkovich.....	154
2.8.1.5. Estado pseudo continuo (PSS).....	154
2.8.1.6. Pozos horizontales.....	156
2.8.1.6.1. Ecuación de Joshi	156
2.8.1.6.2. Ecuación de Renard.....	156
2.8.1.6.3. Ecuación de Borisov.....	157
2.8.1.6.4. Ecuación de Giger.....	157
2.8.1.6.5. Ecuación de Vlis.....	157
2.8.1.6.6. Ecuación de Babu y Odeh.....	158
2.8.2. ECUACIONES PARA EL CASO DE GAS	159

2.9. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE ECRIN 4.12.07.....	159
2.9.1. INTERFAZ DE USUARIO	161
2.9.2. CARGA DE DATOS.....	168
2.9.3. GENERACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO	178

CAPÍTULO III

RECOPIACIÓN, ANÁLISIS, ESTANDARIZACIÓN, INTERPRETACIÓN Y REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA VÁLIDAS PARA LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA..... 190

3.1. HISTORIAL DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	190
3.2. ESTANDARIZACIÓN DE LAS PRUEBAS VÁLIDAS.....	190
3.3. INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE B'UP	191
3.4. REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE B' UP	195

CAPÍTULO IV

GENERACIÓN Y AJUSTE DE LOS MODELOS NUMÉRICOS EN BASE A LA INFORMACIÓN RECOPIADA Y AL MODELO ANALÍTICO OBTENIDO DE LA INTERPRETACIÓN..... 198

4.1. GENERACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO EN BASE A LOS MAPAS ESTRUCTURALES REFERIDOS AL TOPE DE CADA ARENISCA	198
4.1.1. GENERACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	199
4.1.1.1. Basal Tena.....	200
4.1.1.2. "T" Inferior	201
4.1.1.3. "U" Inferior.....	204
4.1.2. GENERACIÓN DEL MODELO DINÁMICO	206
4.1.2.1. Basal Tena.....	208

4.1.2.2. “T” Inferior	215
4.1.2.3. “U” Inferior.....	220
4.2. MODIFICACIONES Y MEJORAS AL MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DE LAS DISTINTAS ARENISCAS	227
4.2.1. BASAL TENA.....	228
4.2.2. “T” INFERIOR.....	228
4.2.3. “U” INFERIOR.....	229

CAPÍTULO V

PROGNOSIS DE LOS TRABAJOS A REALIZARSE EN BASE A LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS MODELOS ANÁLITICO Y NUMÉRICO PARA CADA UNO DE LOS POZOS ESTUDIADOS.....	230
5.1. OBSERVACIONES AL MODELO ANALÍTICO Y NUMÉRICO	230
5.2. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA	231
5.2.1. ARENISCA BASAL TENA	231
5.2.1.1. Pozo ANA001	232
5.2.1.1.1. Antecedentes	232
5.2.1.1.2. Estado actual.....	233
5.2.1.1.3. Observaciones y prognosis	233
5.2.1.2. Pozo CUL004.....	235
5.2.1.2.1. Antecedentes	235
5.2.1.2.2. Estado actual.....	235
5.2.1.2.3. Observaciones y prognosis	236
5.2.1.3. Pozo YUL008D	236
5.2.1.3.1. Antecedentes	236
5.2.1.3.2. Estado actual.....	236

5.2.1.3.3. Observaciones y prognosis	237
5.2.1.4. Pozo YUL010D	237
5.2.1.4.1. Antecedentes	237
5.2.1.4.2. Estado actual.....	237
5.2.1.4.3. Observaciones y prognosis	237
5.2.1.5. Pozo YUL017D	238
5.2.1.5.1. Antecedentes	238
5.2.1.5.2. Estado actual.....	239
5.2.1.5.3. Observaciones y prognosis	239
5.2.2. ARENISCA “T” INFERIOR.....	240
5.2.2.1. Pozo ANA002	240
5.2.2.1.1. Antecedentes	240
5.2.2.1.2. Estado actual.....	240
5.2.2.1.3. Observaciones y prognosis	240
5.2.2.2. Pozo CUL009D	241
5.2.2.2.1. Antecedentes	241
5.2.2.2.2. Estado actual.....	241
5.2.2.2.3. Observaciones y prognosis	241
5.2.2.3. Pozo YULRW1D	241
5.2.2.3.1. Antecedentes	241
5.2.2.3.2. Estado actual.....	242
5.2.2.3.3. Observaciones y prognosis	242
5.2.3. ARENISCA “U” INFERIOR	242
5.2.3.1. Pozo ANA001	243
5.2.3.1.1. Antecedentes	243
5.2.3.1.2. Estado actual.....	243
5.2.3.1.3. Observaciones y prognosis	244

5.2.3.2. Pozo ANA002	244
5.2.3.2.1. Antecedentes	244
5.2.3.2.2. Estado actual.....	245
5.2.3.2.3. Observaciones y pronosis	245
5.2.3.3. Pozo CUL004.....	246
5.2.3.3.1. Antecedentes	246
5.2.3.3.2. Estado actual.....	246
5.2.3.3.3. Observaciones y pronosis	246
5.2.3.4. Pozo CUL006.....	247
5.2.3.4.1. Antecedentes	247
5.2.3.4.2. Estado actual.....	247
5.2.3.4.3. Observaciones y pronosis	248
5.2.3.5. Pozo CUL007D	249
5.2.3.5.1. Antecedentes	249
5.2.3.5.2. Estado actual.....	249
5.2.3.5.3. Observaciones y pronosis	249
5.2.3.6. Pozo CUL010H	249
5.2.3.6.1. Antecedentes	249
5.2.3.6.2. Estado actual.....	250
5.2.3.6.3. Observaciones y pronosis	250
5.2.3.7. Pozo CUL013H	250
5.2.3.7.1. Antecedentes	250
5.2.3.7.2. Estado actual.....	251
5.2.3.7.3. Observaciones y pronosis	252
5.2.3.8. Pozo YUL004.....	252
5.2.3.8.1. Antecedentes	252
5.2.3.8.2. Estado actual.....	253

5.2.3.8.3. Observaciones y prognosis	254
5.2.3.9. Pozo YUL005	254
5.2.3.9.1. Antecedentes	254
5.2.3.9.2. Estado actual.....	255
5.2.3.9.3. Observaciones y prognosis	255
5.2.3.10. Pozo YUL007	256
5.2.3.10.1. Antecedentes	256
5.2.3.10.2. Estado actual.....	257
5.2.3.10.3. Observaciones y prognosis	257
5.2.3.11. Pozo YUL009D	258
5.2.3.11.1. Antecedentes	258
5.2.3.11.2. Estado actual.....	258
5.2.3.11.3. Observaciones y prognosis	259
5.2.3.12. Pozo YUL013D	259
5.2.3.12.1. Antecedentes	259
5.2.3.12.2. Estado actual.....	259
5.2.3.12.3. Observaciones y prognosis	259
5.2.3.13. Pozo YUL015D	260
5.2.3.13.1. Antecedentes	260
5.2.3.13.2. Estado actual.....	261
5.2.3.13.3. Observaciones y prognosis	261
5.2.3.14. Pozo YUL016D	261
5.2.3.14.1. Antecedentes	261
5.2.3.14.2. Estado actual.....	261
5.2.3.14.3. Observaciones y prognosis	262
5.2.4. ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	262
5.2.4.1. Pozo ANA003	262

5.2.4.1.1. Antecedentes	262
5.2.4.1.2. Estado actual.....	263
5.2.4.1.3. Observaciones y pronosis	263
5.2.5. ARENISCA HOLLÍN INFERIOR	264
5.2.5.1. Pozo ANA002	264
5.2.5.1.1. Antecedentes	264
5.2.5.1.2. Estado actual.....	265
5.2.5.1.3. Observaciones y pronosis	265
5.2.5.2. Pozo ANA005D.....	265
5.2.5.2.1. Estado actual.....	265
5.2.5.2.2. Observaciones y pronosis	265
CAPÍTULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	266
6.1. CONCLUSIONES	266
6.2. RECOMENDACIONES.....	267
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	269
ANEXOS	271

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1-1 - MECANISMOS DE PRODUCCIÓN, ARENISCA BASAL TENA...	6
GRÁFICO 1-2 - MECANISMOS DE EMPUJE, ARENISCA "U" INFERIOR.	7
GRÁFICO 1-3 - MECANISMOS DE EMPUJE, ARENISCA "T" INFERIOR.....	8
GRÁFICO 1-4 - MECANISMOS DE PRODUCCIÓN, ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	9
GRÁFICO 1-5 - MECANISMOS DE PRODUCCIÓN, ARENISCA HOLLÍN INFERIOR.....	9
GRÁFICO 1-6 - MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	12
GRÁFICO 1-7 - MHI PARA LA ARENISCA BASAL TENA.....	15
GRÁFICO 1-8 - MHI PARA LA ARENISCA "U" INFERIOR.....	16
GRÁFICO 2-1 - COMPORTAMIENTO DE LOS REGIMENES DE FLUJO.	18
GRÁFICO 2-2 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE ALMACENAMIENTO.	20
GRÁFICO 2-3 - DISTINTOS VALORES DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE.	21
GRÁFICO 2-4 - ALMACENAMIENTO VARIABLE.....	22
GRÁFICO 2-5 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE DAÑO.....	23
GRÁFICO 2-6 - MODELO DE DAÑO EN UN POZO.....	24
GRÁFICO 2-7 - MODELO DE RADIO EQUIVALENTE.....	24
GRÁFICO 2-8 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO LINEAL.	25
GRÁFICO 2-9 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO BILINEAL.	26
GRÁFICO 2-10 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO ESFÉRICO. .	27
GRÁFICO 2-11 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO RADIAL.....	28
GRÁFICO 2-12 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE DOBLE POROSIDAD - PERMEABILIDAD.....	29
GRÁFICO 2-13 - FLUJO DOMINADO POR LOS LÍMITES.....	30
GRÁFICO 2-14 - EFECTO DEL DAÑO EN LA GRÁFICA LOG-LOG.	31
GRÁFICO 2-15 - EFECTO DEL DAÑO EN EL GRÁFICO SEMI-LOG Y EN EL HISTÓRICO.....	32
GRÁFICO 2-16 - AJUSTE CON EL MODELO DE DAÑO CONSTANTE.....	33

GRÁFICO 2-17 - AJUSTE CON EL MODELO DE DAÑO CON DEPENDENCIA AL CAUDAL DEL FLUJO.....	34
GRÁFICO 2-18 - AJUSTE CON EL MODELO DE POZO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.....	34
GRÁFICO 2-19 - AJUSTE CON EL MODELO DE DAÑO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.....	35
GRÁFICO 2-20 - MODELO ESQUEMÁTICO DE UNA FRACTURA EN EL PLANO HORIZONTAL.....	36
GRÁFICO 2-21 - FLUJO LINEAL EN LA FRACTURA.....	36
GRÁFICO 2-22 - ÁREA DE INVESTIGACIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO EN UNA FRACTURA.....	37
GRÁFICO 2-23 - COMPORTAMIENTO DE UNA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA.....	37
GRÁFICO 2-24 - FLUJO BILINEAL EN LA FRACTURA.....	38
GRÁFICO 2-25 - COMPORTAMIENTO DE UNA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA.....	39
GRÁFICO 2-26 - ESQUEMÁTICO DE UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL.....	40
GRÁFICO 2-27 - REGÍMENES DE FLUJO EN UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL.....	41
GRÁFICO 2-28 - COMPORTAMIENTO DE UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL.....	41
GRÁFICO 2-29 - DIFERENCIA ENTRE EL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO ESFÉRICO Y EL HEMI-ESFÉRICO.....	42
GRÁFICO 2-30 - ESQUEMÁTICO DE UN POZO HORIZONTAL.....	42
GRÁFICO 2-31 - REGÍMENES DE FLUJO: PSEUDO RADIAL, LINEAL Y RADIAL INFINITO.....	43
GRÁFICO 2-32 - COMPORTAMIENTO DE UN POZO HORIZONTAL.....	44
GRÁFICO 2-33 - ESQUEMÁTICO DE UN POZO DESVIADO.....	45
GRÁFICO 2-34 - COMPORTAMIENTO DE UN POZO DESVIADO.....	45
GRÁFICO 2-35 - ESQUEMÁTICO DE UN POZO MULTILATERAL.....	46
GRÁFICO 2-36 - COMPORTAMIENTO DE UN POZO MULTILATERAL.....	47
GRÁFICO 2-37 - RESPUESTA TÍPICA DE UN RESERVOIRIO HOMOGÉNEO..	49

GRÁFICO 2-38 - INFLUENCIA DEL POZO EN EL MODELO HOMOGÉNEO.....	49
GRÁFICO 2-39 - SOLUCIÓN LÍNEA FUENTE.	50
GRÁFICO 2-40 - ANÁLISIS DEL GRÁFICO SEMILOGARÍTMICO DEL RESERVORIO HOMOGÉNEO.....	50
GRÁFICO 2-41 - PRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE FISURAS.	51
GRÁFICO 2-42 - PRODUCCIÓN DEL SISTEMA TOTAL.	51
GRÁFICO 2-43 - ANÁLISIS DE LA DERIVADA, RESERVORIO CON DOBLE POROSIDAD.	53
GRÁFICO 2-44 - INFLUENCIA DE OMEGA.	54
GRÁFICO 2-45 - INFLUENCIA DE LAMBDA.....	54
GRÁFICO 2-46 - TRIPLE POROSIDAD PSS.....	55
GRÁFICO 2-47 - RESPUESTA DE PRESIÓN, TRIPLE POROSIDAD PSS.....	56
GRÁFICO 2-48 - BLOQUES DE MATRIZ CON DAÑO.....	57
GRÁFICO 2-49 - RESPUESTA DE PRESIÓN EN EL MODELO DE DOBLE POROSIDAD TRANSITORIA.	57
GRÁFICO 2-50 - RESERVORIO CON DOBLE PERMEABILIDAD.....	58
GRÁFICO 2-51 - RESPUESTA DE PRESIÓN, MODELO DE DOBLE PERMEABILIDAD.....	59
GRÁFICO 2-52 - TRES CAPAS.....	60
GRÁFICO 2-53 - RESPUESTA DE PRESIÓN EN UN RESERVORIO DE TRES CAPAS.....	61
GRÁFICO 2-54 - DOS CAPAS, UNA CAPA CON LÍMITE Y OTRA INFINITA.....	62
GRÁFICO 2-55 - EMPATE DE LA PRODUCCIÓN DE CADA CAPA.....	63
GRÁFICO 2-56 - EMPATE DEL MODELO MULTICAPAS.....	63
GRÁFICO 2-57 - RESERVORIO RADIAL COMPOSICIONAL.....	64
GRÁFICO 2-58 - RESERVORIO COMPOSICIONAL LINEAL.	65
GRÁFICO 2-59 - PERFIL DE PRESIONES EN EL MODELO RADIAL.....	66
GRÁFICO 2-60 - PERFIL DE PRESIONES EN EL MODELO LINEAL.	66
GRÁFICO 2-61 - RESPUESTA DE UN B'UP EN EL MODELO RADIAL.	67
GRÁFICO 2-62 - RESPUESTA DE PRESIÓN, M=D MODELO RADIAL.....	67
GRÁFICO 2-63 - RESPUESTA DE PRESIÓN, M=D MODELO LINEAL.....	68
GRÁFICO 2-64 - RESPUESTA DE PRESIÓN, M ≠ D MODELO RADIAL.	68
GRÁFICO 2-65 - ANÁLISIS SEMILOG, MODELO RADIAL COMPOSICIONAL..	69

GRÁFICO 2-66 - MODELO COMPOSICIONAL, 3 ZONAS.....	69
GRÁFICO 2-67 - MODELO COMPOSICIONAL, 4 ZONAS.....	70
GRÁFICO 2-68 - RESPUESTA DE PRESIÓN, 4 ZONAS.....	70
GRÁFICO 2-69 - BLOQUEO DE GAS.	70
GRÁFICO 2-70 - BANCO DE CONDENSADO.	71
GRÁFICO 2-71 - POZO HORIZONTAL.	71
GRÁFICO 2-72 - POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL.	72
GRÁFICO 2-73 - POZO HORIZONTAL CON ANISOTROPÍA AREAL.	72
GRÁFICO 2-74 - RESPUESTA DE PRESIÓN, UNA FALLA SELLANTE CON ANISOTROPÍA HORIZONTAL.	73
GRÁFICO 2-75 - MODELO RADIAL COMPOSICIONAL CON DOBLE PERMEABILIDAD.....	74
GRÁFICO 2-76 - RESPUESTA DE PRESIÓN DEL MODELO DE DOBLE PERMEABILIDAD CON ZONAS RADIALES COMPOSICIONALES.....	74
GRÁFICO 2-77 - MODELO CON DOBLE PERMEABILIDAD Y DOBLE POROSIDAD.	75
GRÁFICO 2-78 - RESPUESTA DE PRESIÓN DEL MODELO DE CAPAS CON DOBLE POROSIDAD.	75
GRÁFICO 2-79 - MODELO RADIAL COMPOSICIONAL CON DOBLE POROSIDAD.	76
GRÁFICO 2-80 - RESPUESTA DE PRESIÓN DEL MODELO RADIAL COMPOSICIONAL CON DOBLE POROSIDAD.	76
GRÁFICO 2-81 - PERFIL DE PRESIÓN CERCA A UN LÍMITE DE NO-FLUJO..	78
GRÁFICO 2-82 - REPRESENTACIÓN 3D DEL LÍMITE DE NO-FLUJO.....	78
GRÁFICO 2-83 - PERFIL DE PRESIÓN CERCANO A UN LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE.....	79
GRÁFICO 2-84 - REPRESENTACIÓN 3D DE UN MODELO NUMÉRICO DE ACUÍFERO.	80
GRÁFICO 2-85 - PERFIL DE PRESIÓN CERCANO A UN LÍMITE CON FUGAS.	80
GRÁFICO 2-86 - FALLA CONDUCTIVA.....	81

GRÁFICO 2-87 - FALLA SIMPLE SELLANTE Y SU EQUIVALENTE EN POZO IMAGEN.....	82
GRÁFICO 2-88 - GRÁFICO DE HORNER O DE SUPERPOSICIÓN PARA UNA FALLA SELLANTE.....	83
GRÁFICO 2-89 - RESPUESTA DE PRESIÓN DE UNA FALLA SELLANTE.	83
GRÁFICO 2-90 - INFLUENCIA DE LA DISTANCIA AL LÍMITE.	84
GRÁFICO 2-91 - RESPUESTA DE PRESIÓN SIN QUE SE DUBLIQUE EL VALOR DE LA DERIVADA.	84
GRÁFICO 2-92 - ESQUEMÁTICO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.	85
GRÁFICO 2-93 - FLUJO SEMI-RADIAL EN EL MODELO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.....	86
GRÁFICO 2-94 - GRÁFICO DE HORNER PARA EL MODELO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.....	86
GRÁFICO 2-95 - GRÁFICO LOG-LOG PARA EL MODELO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.....	87
GRÁFICO 2-96 - EJEMPLO DE EMPATE CON EL MODELO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.....	87
GRÁFICO 2-97 - ESQUEMÁTICO DEL MODELO DE FALLAS PARALELAS.....	88
GRÁFICO 2-98 - FLUJO "FINAL" LINEAL EN EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.....	89
GRÁFICO 2-99 - GRÁFICO DE HORNER PARA EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.....	90
GRÁFICO 2-100 - GRÁFICO LOG-LOG PARA EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.....	90
GRÁFICO 2-101 - GRÁFICO EN FUNCIÓN DE LA RAÍZ CUADRADA TANDEM DEL TIEMPO PARA EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.	91
GRÁFICO 2-102 - ESQUEMÁTICO DEL RESERVORIO EN FORMA DE "U" CON FLUJO LINEAL.....	92
GRÁFICO 2-103 - FALLAS PARALELAS VS RESERVORIO EN "U".....	93
GRÁFICO 2-104 - RESERVORIO TIPO CANAL.....	93
GRÁFICO 2-105 - EJEMPLO DE EMPATE CON EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.....	94

GRÁFICO 2-106 - RESERVORIO CIRCULAR CERRADO.....	95
GRÁFICO 2-107 - RESERVORIO RECTANGULAR CERRADO.....	95
GRÁFICO 2-108 - GRÁFICO SEMI-LOG PARA UN B'UP EN UN RESERVORIO CIRCULAR.	97
GRÁFICO 2-109 - SOLUCIÓN CON EL MODELO CIRCULAR Y RECTANGULAR DURANTE UN PERIODO DE PRODUCCIÓN.	97
GRÁFICO 2-110 - SOLUCIÓN CON EL MODELO CIRCULAR Y RECTANGULAR DURANTE UN PERIODO DE CIERRE.	98
GRÁFICO 2-111 - EVOLUCIÓN DEL ÁREA DE DRENAJE CUANDO UN POZO ES CERRADO.....	98
GRÁFICO 2-112 - EMPATE CON DATOS REALES DURANTE UN PERIODO DE PRODUCCIÓN USANDO UN MODELO CERRADO.....	99
GRÁFICO 2-113 - EMPATE CON DATOS REALIES DURANTE UN PERIODO DE CIERRE USANDO UN MODELO CERRADO.	99
GRÁFICO 2-114 - PERFIL DE FLUJO EN UN RESERVORIO CERRADO CON 3 LÍMITES DE NO FLUJO Y UNO DE PRESIÓN CONSTANTE.	100
GRÁFICO 2-115 - ESQUEMÁTICO DEL RESERVORIO RECTANGULAR CON UN SOLO LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE.	100
GRÁFICO 2-116 - GRÁFICO DE HORNER PARA UN PERIODO DE CIERRE.	101
GRÁFICO 2-117 - PERIODO DE CIERRE, LÍMITES DE PRESIÓN CONSTANTE CIRCULAR Y LINEAL, COMPARACIÓN CON SUS EQUIVALENTES EN LÍMITES SELLANTES.....	102
GRÁFICO 2-118 - PERIODO DE CIERRE, MODELO RECTANGULAR, ÚLTIMO LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE O SELLANTE.	102
GRÁFICO 2-119 - SISTEMA CERRADO, PERIODO DE CIERRE INTERPRETADO COMO LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE.	103
GRÁFICO 2-120 - EMPATE DE UN CIERRE CON LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE Y SISTEMA CERRADO.....	103
GRÁFICO 2-121 - HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, EMPATE CON LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE Y SISTEMA CERRADO.....	104
GRÁFICO 2-122 - PERFIL DE PRESIÓN 3D CON UNA FALLA CON FUGAS.	105

GRÁFICO 2-123 - PERFIL DE PRESIÓN 3D CON UNA FALLA INCOMPLETA.	105
GRÁFICO 2-124 - ESQUEMÁTICO DE UNA FALLA CON FUGAS.....	106
GRÁFICO 2-125 - GRÁFICO DE HORNER, FALLA CON FUGAS, RESERVORIO HOMOGENEO.....	107
GRÁFICO 2-126 - GRÁFICO LOG-LOG, FALLA CON FUGAS, RESERVORIO HOMOGENEO.....	108
GRÁFICO 2-127 - MAPA ISOBÁRICO MOSTRANDO LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA FALLA.	108
GRÁFICO 2-128 - FALLA INCOMPLETA CON LAS POSICIONES A, B Y C DE UN POZO.	109
GRÁFICO 2-129 - COMPORTAMIENTO DE UNA FALLA INCOMPLETA EN UN GRÁFICO DE HORNER.	109
GRÁFICO 2-130 - RESPUESTA DE PRESIÓN EN UN GRÁFICO LOG-LOG PARA LOS CASOS A, B Y C.....	110
GRÁFICO 2-131 - MAPA ISOBÁRICO PARA LAS TRES POSICIONES EN UNA FALLA INCOMPLETA.....	110
GRÁFICO 2-132 - MODELO ESQUEMÁTICO DE UNA FALLA CONDUCTIVA.	111
GRÁFICO 2-133 - MAPA ISOBÁRICO PARA UNA FALLA CONDUCTIVA.	112
GRÁFICO 2-134 - COMPORTAMIENTO DE UNA FALLA CONDUCTIVA EN UN GRÁFICO MDH.	113
GRÁFICO 2-135 - EFECTO DE LA DISTANCIA A UNA FALLA DE BAJA CONDUCTIVIDAD.....	114
GRÁFICO 2-136 - EFECTO DE LA DISTANCIA A UNA FALLA DE ALTA CONDUCTIVIDAD.....	114
GRÁFICO 2-137 - POZO FRACTURADO EN UN RESERVORIO DE DOBLE POROSIDAD CON LÍMITE LINEAL DE PRESIÓN CONSTANTE.....	115
GRÁFICO 2-138 - GRILLA CARTESIANA, DE ELEMENTOS FINITOS Y VORONOID/PEBI.	117
GRÁFICO 2-139 - PROPIEDAD DE LA GRILLA VORONOID.	118
GRÁFICO 2-140 - MÓDULOS BASE USADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE UNA GRILLA VORONOI.....	119

GRÁFICO 2-141 - REPRESENTACIÓN VECTORIAL DEL PROBLEMA: CONTORNOS, FALLAS Y POZOS VERTICALES.....	119
GRÁFICO 2-142 - NODOS DEL MÓDULO BASE PARA UNA GRILLA HEXAGONAL.....	120
GRÁFICO 2-143 - MÓDULOS RADIALES ALREDEDOR DEL POZO.....	120
GRÁFICO 2-144 - MÓDULOS DE SEGMENTOS ALREDEDOR DE LAS FALLAS Y DE LOS CONTORNOS.....	121
GRÁFICO 2-145 - MÓDULOS DE ESQUINA ALREDEDOR DE LOS ÁNGULOS DE FALLAS Y CONTORNOS.....	121
GRÁFICO 2-146 - SUPERPOSICIÓN FINAL.....	122
GRÁFICO 2-147 - GRILLA VORONOI FINAL.....	122
GRÁFICO 2-148 - GRILLA VORONOI FINAL Y ÁREAS DE INFLUENCIA DE LOS MODELOS.....	123
GRÁFICO 2-149 - GRILLADO DE UN POZO VERTICAL, 2D Y 3D.....	123
GRÁFICO 2-150 - MÓDULOS DE GRILLADO PARA UN POZO FRACTURADO - ELÍPTICO (IZQ) Y PSEUDO RADIAL (DER).....	124
GRÁFICO 2-151 - GRILLADO DE UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL, 2D Y 3D.....	125
GRÁFICO 2-152 - GRILLADO DE UN FRACTURA CON PENETRACIÓN PARCIAL, 2D Y 3D.....	125
GRÁFICO 2-153 - GRILLADO DE UN POZO HORIZONTAL, 2D Y 3D.....	126
GRÁFICO 2-154 - SOLUCIÓN NUMÉRICA PARA UN RESERVORIO COMPOSICIONAL RADIAL EN UN SISTEMA CIRCULAR CERRADO.....	127
GRÁFICO 2-155 - TERCERA COMPOSICIONAL PARA LA CUAL NO HAY UNA SOLUCIÓN ANALÍTICA SENCILLA.....	127
GRÁFICO 2-156 - ZONA AMARILLA DEFINIDA COMO DOBLE POROSIDAD.....	128
GRÁFICO 2-157 - GRILLA "VORONOI" PARA UN RESERVORIO CON ANISOTROPÍA ($k_x/k_y=0.2$).....	129
GRÁFICO 2-158 - GRILLA VORONOI EQUIVALENTE PARA UN RESERVORIO CON ANISOTROPÍA ($k_x/k_y=0.2$).....	129
GRÁFICO 2-159 - DIFUSIÓN DE PRESIÓN ALREDEDOR DEL POZO PRODUCTOR, RESERVORIO ISOTRÓPICO.....	130

GRÁFICO 2-160 - CON UN RADIO DE ANISOTROPÍA DE ($K_x/K_y=1/5$).....	130
GRÁFICO 2-161 - GRILLAS 2D APILADAS PARA SIMULAR UN SISTEMA MULTICAPAS.....	131
GRÁFICO 2-162 - CAMPO DE PRESIÓN ALREDEDOR DEL POZO PRODUCTOR EN UN SISTEMA DE 4 CAPAS, SIN Y CON FLUJO CRUZADO (IZQ - DER, RESPECTIVAMENTE).....	131
GRÁFICO 2-163 - CAMPO DE PRESIÓN ALREDEDOR DEL POZO PRODUCTOR EN UN SISTEMA DE 4 CAPAS, LA CAPA MÁS PROFUNDA NO ESTÁ PERFORADA.....	132
GRÁFICO 2-164 - SISTEMA DE 3 CAPAS, PRODUCCIÓN INDIVIDUAL DURANTE UN B'UP SEGUIDO DE UN PERIODO DE PRODUCCIÓN.	132
GRÁFICO 2-165 - MAPA DE BITS DE UN CAMPO.	133
GRÁFICO 2-166 - DESCRIPCIÓN VECTORIAL DEL PROBLEMA.....	134
GRÁFICO 2-167 - ADICIÓN DE LAS ZONAS COMPOSICIONALES.....	134
GRÁFICO 2-168 - MAPA DE ESPESORES.....	135
GRÁFICO 2-169 - GRILLA VORONOID NO ESTRUCTURADA.....	135
GRÁFICO 2-170 - GRILLA PERSONALIZADA.	136
GRÁFICO 2-171 - TIPOS DE ACUÍFERO SEGÚN SU GEOMETRÍA.	139
GRÁFICO 2-172 - CORRELACIÓN DE COREY.....	146
GRÁFICO 2-173 - CORRELACIÓN LET.....	147
GRÁFICO 2-174 - PERMEABILIDAD RELATIVA, "T" INFERIOR.....	149
GRÁFICO 2-175 - PERMEABILIDAD RELATIVA, "U" INFERIOR.	150
GRÁFICO 2-176 - PERMEABILIDAD RELATIVA, HOLLÍN SUPERIOR.....	150
GRÁFICO 2-177 - PANTALLA PRINCIPAL ECRIN - SAPHIR.....	161
GRÁFICO 2-178 - SAPHIR, INGRESO DE PARÁMETROS BÁSICOS.....	162
GRÁFICO 2-179 - DATOS INFORMATIVOS.....	163
GRÁFICO 2-180 - SECCIÓN PVT.	164
GRÁFICO 2-181 - INGRESO DE TABLAS PVT.....	165
GRÁFICO 2-182 - CORRELACIONES EN LA SECCIÓN PVT.	166
GRÁFICO 2-183 - VISUALIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT.....	166
GRÁFICO 2-184 - PROYECTO LISTO PARA LA CARGA DE DATOS.	167
GRÁFICO 2-185 - CUADRO DE DIÁLOGO PARA INGRESO DE DATOS.....	168

GRÁFICO 2-186 - DATOS DE PRESIÓN Y TIEMPO, CUADRO DE DIÁLOGO PARA LA IMPORTACIÓN.	169
GRÁFICO 2-187 - DATOS LISTOS PARA SER INGRESADOS.....	170
GRÁFICO 2-188 - TIPO DE DATO A SER IMPORTADO.	170
GRÁFICO 2-189 - CORRECCIÓN DE TIPO DE DATO.	171
GRÁFICO 2-190 - DATOS DE PRESIÓN CARGADOS CON ÉXITO.	172
GRÁFICO 2-191 - INGRESO DE DATOS DE PRODUCCIÓN.....	172
GRÁFICO 2-192 - EDICIÓN DE EVENTOS SUCEDIDOS EN EL POZO YUL004.	173
GRÁFICO 2-193 - DETERMINACIÓN DE LOS PERIODOS DE FLUJO Y CIERRE.	174
GRÁFICO 2-194 - AJUSTE DE TIEMPOS DE LOS PERIODOS.	175
GRÁFICO 2-195 - VISUALIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.....	176
GRÁFICO 2-196 - IMPRECISIÓN EN LOS TIEMPOS.....	176
GRÁFICO 2-197 - AJUSTE MANUAL DE LOS TIEMPOS.....	177
GRÁFICO 2-198 - PRODUCCIÓN Y TIEMPOS AJUSTADOS.	178
GRÁFICO 2-199 - MÓDULO DE INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS.	179
GRÁFICO 2-200 - EXTRACCIÓN DE LA DERIVADA DE LA PRESIÓN.	179
GRÁFICO 2-201 - SELECCIÓN DE B'UP PARA LA EXTRACCIÓN.....	180
GRÁFICO 2-202 - PARÁMETROS DE VISUALIZACIÓN DE LA DERIVADA. ...	180
GRÁFICO 2-203 - EMPATE DE DATOS CON MODELO ESTÁNDAR.....	181
GRÁFICO 2-204 - MEJORAMIENTO DEL MODELO.	182
GRÁFICO 2-205 - EMPATE DE DATOS CON EL MODELO DE PENETRACIÓN PARCIAL.	182
GRÁFICO 2-206 - MEJORAMIENTO DEL MODELO.	183
GRÁFICO 2-207 - PROCESO ITERATIVO DE MEJORAMIENTO.	184
GRÁFICO 2-208 – COMPARACIÓN DE EMPATES.....	184
GRÁFICO 2-209 – MEJORA DEL MODELO DE ALMACENAMIENTO Y PARÁMETROS ADICIONALES.....	185
GRÁFICO 2-210 - EMPATE CON ALMACENAMIENTO VARIABLE.	186
GRÁFICO 2-211 - MEJORAMIENTO DEL EMPATE CON ALMACENAMIENTO VARIABLE.	186
GRÁFICO 2-212 - EMPATE DE DATOS.....	187

GRÁFICO 2-213 - EMPATE SATISFACTORIO DEL GRÁFICO DE LA DERIVADA.	187
GRÁFICO 2-214 - EMPATE SATISFACTORIO DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.	188
GRÁFICO 2-215 - ANÁLISIS DE HORNER.	188
GRÁFICO 2-216 - EMPATE SATISFACTORIO DEL GRÁFICO SEMI-LOG.....	189
GRÁFICO 3-1 - FLUJO DE TRABAJO PARA LA REINTERPRETACIÓN.	196
GRÁFICO 4-1 - MAPA BASE DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA ARENISCA BASAL TENA.....	200
GRÁFICO 4-2 - GRILLA DEL MODELO ESTÁTICO, BASAL TENA.....	201
GRÁFICO 4-3 - MODELO 3D BASAL TENA.....	202
GRÁFICO 4-4 - MAPA BASE DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA ARENISCA “T” INFERIOR.....	203
GRÁFICO 4-5 - GRILLA DEL MODELO ESTÁTICO, “T” INFERIOR	203
GRÁFICO 4-6 - MODELO 3D “T” INFERIOR	204
GRÁFICO 4-7 - MAPA BASE DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA ARENISCA “U” INFERIOR.....	205
GRÁFICO 4-8 - GRILLA DEL MODELO ESTÁTICO, “U” INFERIOR.....	206
GRÁFICO 4-9 - MODELO 3D “U” INFERIOR.....	206
GRÁFICO 4-10 - MAPA BASE JUNTO CON VISTA SUPERIOR DE LOS CORTES, BASAL TENA.....	208
GRÁFICO 4-11 - CORTE TRANSVERSAL 1, BASAL TENA.....	208
GRÁFICO 4-12 - CORTE TRANSVERSAL 2, BASAL TENA.....	209
GRÁFICO 4-13 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUL002.....	210
GRÁFICO 4-14 - SIMULACIÓN DE PRESIONES DEL POZO CUL002.	211
GRÁFICO 4-15 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUL001.....	212
GRÁFICO 4-16 - SIMULACIÓN DE PRESIONES DEL POZO YUL001.....	212
GRÁFICO 4-17 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIONES DEL POZO CUL004.....	212
GRÁFICO 4-18 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUL004.....	213

GRÁFICO 4-19 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIONES DEL POZO YUL008D.	213
GRÁFICO 4-20 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUL008.	214
GRÁFICO 4-21 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIONES DEL POZO YUL017D.	214
GRÁFICO 4-22 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUL017D.	214
GRÁFICO 4-23 - MAPA BASE JUNTO CON VISTA SUPERIOR DEL CORTE, "T" INFERIOR.....	215
GRÁFICO 4-24 - CORTE TRANSVERSAL, "T" INFERIOR	216
GRÁFICO 4-25 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIONES DEL POZO ANA002	216
GRÁFICO 4-26 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO ANA002	216
GRÁFICO 4-27 - DIFERENCIA DE PRESIÓN REAL Y SIMULADA, POZO ANA002	217
GRÁFICO 4-28 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIÓN DEL POZO YULRW1D	218
GRÁFICO 4-29 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO YULRW1D	219
GRÁFICO 4-30 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIÓN DEL POZO CUL009D	219
GRÁFICO 4-31 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUL009D	219
GRÁFICO 4-32 - COMPRTAMIENTO DEL AGUA EN LOS POZOS DE LA ZONA ESTE DEL CAMPO	222
GRÁFICO 4-33 - INCONSISTENCIAS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN LA ARENISCA "U" INFERIOR	222
GRÁFICO 4-34 - TIPOS DE LÍMITES REGISTRADOS EN LA INTERPRETACIÓN DE BUILD UP	223
GRÁFICO 4-35 - AJUSTE DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DEL POZO CUL004	224

GRÁFICO 4-36 – AJUSTE DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DEL POZO CUL006	225
GRÁFICO 4-37 - AJUSTE DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS DEL ESTE DEL RESERVORIO	226
GRÁFICO 4-38 - MODELO GEOLÓGICO-ESTRUCTURAL MEJORADO DE LA ARENISCA “U” INFERIOR	227
GRÁFICO 4-39 - DIFERENCIA ENTRE EL MODELO ORIGINAL Y EL MODIFICADO PARA “T” INFERIOR	228
GRÁFICO 4-40 - DIFERENCIA ENTRE EL MODELO ORIGINAL Y EL MODELO MODIFICADO PARA “U” INFERIOR	229
GRÁFICO 5-1 - MHI PARA LA ARENISCA BASAL TENA	232
GRÁFICO 5-2 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA001 CORRESPONDIENTE A BASAL TENA	233
GRÁFICO 5-3 - COMPORTAMIENTO DEL POZO ANA001 EN EL MHI	234
GRÁFICO 5-4 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL001 CORRESPONDIENTE A BASAL TENA	238
GRÁFICO 5-5 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL017D CORRESPONDIENTE A LA ARENISCA BASAL TENA	239
GRÁFICO 5-6 - MHI PARA LA ARENISCA “U” INFERIOR	243
GRÁFICO 5-7 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA001 CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR	244
GRÁFICO 5-8 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA002 CORRESPONDIENTE A LA “U” INFERIOR	245
GRÁFICO 5-9 - PRODUCCIÓN DEL POZO CUL004 CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR	247
GRÁFICO 5-10 - PRODUCCIÓN DEL POZO CUL006 CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR	248
GRÁFICO 5-11 - PRODUCCIÓN DEL POZO CUL010H CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR	251
GRÁFICO 5-12 - PRODUCCIÓN DEL POZO CUL013H CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR	252
GRÁFICO 5-13 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL004 CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR	253

GRÁFICO 5-14 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL005 CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR.....	255
GRÁFICO 5-15 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL007 CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR.....	256
GRÁFICO 5-16 - MHI PARA EL POZO YUL007	257
GRÁFICO 5-17 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL009D CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR.....	258
GRÁFICO 5-18 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL015D CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR.....	260
GRÁFICO 5-19 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL016D CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR.....	262
GRÁFICO 5-20 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA003 CORRESPONDIENTE A HOLLÍN SUPERIOR	263
GRÁFICO 5-21 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA002 CORRESPONDIENTE A HOLLÍN INFERIOR.....	264

LISTA DE TABLAS

TABLA 1-1 - COORDENADAS UTM DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	2
TABLA 1-2 - PROPIEDADES PVT DEL CAMPO PARA LAS DISTINTAS ARENISCAS.	10
TABLA 1-3 - PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR RESERVORIO.	11
TABLA 1-4 - ESTADO DE LOS POZOS.	12
TABLA 2-1 - ANÁLISIS DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO.....	19
TABLA 2-2 - PARÁMETROS DE INTERÉS EN EL MODELO HOMOGÉNEO DE RESERVORIO	48
TABLA 2-3 - PARÁMETROS PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE POZOS.....	155
TABLA 3-1 - ESTANDARIZACIÓN Y VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA PARA EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA, POR ARENISCAS PRODUCTORAS.....	192
TABLA 3-2 - RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES	194
TABLA 3-3 - RESULTADOS DE LAS REINTERPRETACIONES	197

LISTA DE ANEXOS

Anexo No. 1 - Mapa de ubicación del campo Culebra-Yulebra-Anaconda.....	272
Anexo No. 2 - Mapas estructurales de las areniscas productoras del campo Culebra-Yulebra-Anaconda.....	274
Anexo No. 3 - Propiedades PVT de la arenisca Basal Tena	280
Anexo No. 4 - Propiedades PVT de la arenisca "U" Inferior	287
Anexo No. 5 - Propiedades PVT de la arenisca "T" Inferior	295
Anexo No. 6 - Propiedades PVT de la arenisca Hollín Superior.....	302
Anexo No. 7 - Propiedades PVT de la arenisca Hollín Inferior	309
Anexo No. 8 - Propiedades Petrofísicas de los pozos del campo Culebra-Yulebra- Anaconda	316
Anexo No. 9 - Recopilación del historial de las pruebas de presión transitoria para el campo Culebra-Yulebra-Anaconda	322
Anexo No. 10 - Reinterpretación de las pruebas de presión transitoria para el campo Culebra-Yulebra-Anaconda	325
Anexo No. 11 - Mapas de propiedades petrofísicas para la arenisca Basal Tena	358
Anexo No. 12 - Mapas de propiedades petrofísicas para la arenisca "T" Inferior	362
Anexo No. 13 - Mapas de propiedades petrofísicas para la arenisca "U" Inferior	366
Anexo No. 14 - Resultados de la simulación para la arenisca Basal Tena - Mapa de distribución de presión	370
Anexo No. 15 - Resultados de la simulación para la arenisca Basal Tena - Mapa de distribución de saturaciones.....	374
Anexo No. 16 - Resultados de la simulación para la arenisca "T" Inferior - Mapa de distribución de presión	378
Anexo No. 17 - Resultados de la simulación para la arenisca "T" Inferior - Mapa de distribución de saturaciones.....	382
Anexo No. 18 - Resultados de la simulación para la arenisca "U" Inferior - Mapa de distribución de presión	386

Anexo No. 19 - Resultados de la simulación para la arenisca “U” Inferior - Mapa de distribución de saturaciones.....	390
Anexo No. 20 - Comparación de la simulación de la presión de fondo y los datos de presión históricos en los pozos de la arenisca Basal Tena..	394
Anexo No. 21 - Comparación de la simulación de la presión de fondo y los datos de presión históricos en los pozos de la arenisca “T” Inferior ...	396
Anexo No. 22 - Comparación de la simulación de la presión de fondo y los datos de presión históricos en los pozos de la arenisca “U” Inferior...	398

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDAD	DIMENSIONES
Δp	Variación de presión	[psi]	[M/T ² L]
Δp_{skin}	Variación de presión debido al daño	[psi]	[M/T ² L]
Δt_{int}	Tiempo de intersección de dos pendientes en un gráfico semilog	[h] ; [min]	[T]
α	Factor de liqueo o radio de transmisibilidad	<i>adim</i>	-
b	Coefficiente de flujo no Darciano	[1/bbl]	[1/L ³]
β	Coefficiente de turbulencia de Forchheimer	[1/ft]	[1/L]
β_o	Factor volumétrico del petróleo	[bbl/BF]	-
β_{oi}	Factor volumétrico del petróleo inicial	[bbl/BF]	-
β_{ob}	Factor volumétrico del petróleo en el punto de burbuja	[bbl/BF]	-
β_g	Factor volumétrico del gas	[ft ³ /scf]	-
β_w	Factor volumétrico del agua	[bbl/BF]	-
BSW	Corte de agua	[%]	-
C	Constante de almacenamiento	[BF/psi]	[ML ² /T ²]
C_D	Constante de almacenamiento adimensional	<i>adim</i>	-
C_H	Factor geométrico	<i>adim</i>	-
c_o	Compresibilidad del petróleo	[psi ⁻¹]	[T ² L/M]
c_{oi}	Compresibilidad del petróleo inicial	[psi ⁻¹]	[T ² L/M]
c_t	Compresibilidad total	[psi ⁻¹]	[T ² L/M]
γ_g	Gravedad específica del gas	<i>adim</i>	-
γ_l	Gravedad específica del líquido	<i>adim</i>	-

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDAD	DIMENSIONES
δ	Fracción de espacio poroso/ Distancia vertical entre el centro del pozo y la profundidad media de la capa	$adim ; [ft]$	- ; $[L]$
D	Razón de difusividad	$adim$	-
e_w	Caudal de influjo de agua	$[BAPD]$	$[L^3]$
GOR	Relación Gas-Petróleo	$[PCS/bbl]$	-
h	Espesor	$[ft]$	$[L]$
h_w	Intervalo cañoneado	$[ft]$	$[L]$
h_A	Espesor del acuífero	$[ft]$	$[L]$
H_o	Espesor neto de petróleo	$[ft]$	$[L]$
IP	Índice de productividad	$[bl/dia/psi]$	$[L^4T/M]$
J_A	Índice de productividad del acuífero	$[BAPD/psi]$	$[L^4T^2/M]$
κ	Relación del producto permeabilidad-espesor	$adim$	-
k	Permeabilidad absoluta	$[mD]$	$[L^2]$
k_x	Permeabilidad en la dirección x	$[mD]$	$[L^2]$
k_y	Permeabilidad en la dirección y	$[mD]$	$[L^2]$
k_z	Permeabilidad en la dirección z	$[mD]$	$[L^2]$
k_f	Permeabilidad de la fractura	$[mD]$	$[L^2]$
k_r	Permeabilidad radial	$[mD]$	$[L^2]$
k_s	Permeabilidad de la zona dañada	$[mD]$	$[L^2]$
k_h	Permeabilidad horizontal	$[mD]$	$[L^2]$
k_v	Permeabilidad vertical	$[mD]$	$[L^2]$
k_m	Permeabilidad de la matriz	$[mD]$	$[L^2]$
k_f	Permeabilidad de las fisuras	$[mD]$	$[L^2]$
k_A	Permeabilidad en el acuífero	$[mD]$	$[L^2]$
k_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo	$[adim]$	-
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	$[adim]$	-
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	$[adim]$	-

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDAD	DIMENSIONES
$k_{ro,max}$	Permeabilidad relativa de petróleo máxima	[<i>adim</i>]	-
$k_{rw,max}$	Permeabilidad relativa de agua máxima	[<i>adim</i>]	-
$k_{rg,max}$	Permeabilidad relativa de gas máxima	[<i>adim</i>]	-
k'	Constante de influjo de agua	[<i>bbl/psi</i>]	[L^4T^2/M]
kh	Transmisibilidad	[<i>mD – ft</i>]	[L^3]
λ	<i>Coefficiente de flujo interporoso</i>	[<i>ft</i>]	[L]
L	Distancia desde un pozo hasta una falla/ longitud del pozo horizontal	[<i>ft</i>]	[L]
L_A	Longitud efectiva del acuífero	[<i>ft</i>]	[L]
L_e	Longitud efectiva	[<i>ft</i>]	[L]
L_i	Distancia desde el pozo hasta el cambio de movilidad	[<i>ft</i>]	[L]
LIP	Límite inferior de petróleo	[<i>ft</i>]	[L]
m	Pendiente de la derivada	[<i>psi/h</i>] [<i>psi/min</i>]	[M/TL]
M	Razón de movilidad	<i>adim</i>	-
N_{dx}	Número de segmentos lineales	<i>adim</i>	-
N_z	Número de celdas verticales	<i>adim</i>	-
P^*	Presión falsa	[<i>psi</i>]	[M/T^2L]
$p(t)$	Presión a un tiempo t	[<i>psi</i>]	[M/T^2L]
\bar{p}	Presión promedio del acuífero	[<i>psi</i>]	[M/T^2L]
p_{A0}	Presión inicial del acuífero	[<i>psi</i>]	[M/T^2L]
P_{avg}	Presión promedio	[<i>psi</i>]	[M/T^2L]
\bar{p}_A	Presión promedio en el acuífero	[<i>psi</i>]	[M/T^2L]
p_{bd}	Presión del reservorio en el límite.	[<i>psi</i>]	[M/T^2L]
\bar{p}_b	Presión promedio en el límite del acuífero.	[<i>psi</i>]	[M/T^2L]

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDAD	DIMENSIONES
p_i	Presión inicial	[psi]	$[M/T^2L]$
P_r	Presión de reservorio	[psi]	$[M/T^2L]$
p_{wf}	Presión de fondo fluyente	[psi]	$[M/T^2L]$
p_{ws}	Presión de fondo estática	[psi]	$[M/T^2L]$
q	Caudal	[BPD]	$[L^3]$
Q_A	Volumen de agua que ingresa al reservorio	[bbl]	$[L^3]$
q_h	Producción constante	[BFPD]	$[L^3]$
q_{hc}	Caudal total de líquido	[BFPD]	$[L^3]$
q_{sf}	Caudal en superficie	[BPD]	$[L^3]$
q_o	Caudal de petróleo	[BPPD]	$[L^3]$
q_g	Caudal de gas	[PCPD]	$[L^3]$
q_{max}	Caudal máximo	[BPD]	$[L^3]$
q_w	Caudal de agua	[BAPD]	$[L^3]$
r_0	Radio del acuífero	[ft]	[L]
r_{eh}	Radio de drenaje	[ft]	[L]
r_i	Radio de la sección interna	[ft]	[L]
r_s	Radio de la zona dañada	[ft]	[L]
r_{wa}	Radio del pozo aparente	[ft] ; [pulg]	[L]
r_w	Radio del pozo	[ft] ; [pulg]	[L]
R_{min}	Radio mínimo para celdas radiales	[ft]	[L]
R_{max}	Radio máximo para celdas radiales	[ft]	[L]
R_s	Relación de solubilidad	[PCS/bbl]	-
sCA	Forma de daño	<i>adim</i>	-
S	Daño	<i>adim</i>	-
S'	Daño efectivo	<i>adim</i>	-
S_m	Daño mecánico	<i>adim</i>	-
S_r	Pseudo daño debido a penetración parcial	<i>adim</i>	-
S_T	Daño total	<i>adim</i>	-

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDAD	DIMENSIONES
S_A	Superficie del borde en contacto con el acuífero	$[ft^2]$	$[L^2]$
S_g	Saturación de gas	$[fracción]$ $[\%]$	-
S_{gc}	Saturación de gas connata	$[fracción]$ $[\%]$	-
S_o	Saturación de petróleo	$[fracción]$ $[\%]$	-
S_{or}	Saturación de petróleo residual	$[fracción]$ $[\%]$	-
S_w	Saturación de agua	$[fracción]$ $[\%]$	-
S_{wc}	Saturación de agua connata	$[fracción]$ $[\%]$	-
S_{wi}	Saturación de agua irreductible	$[fracción]$ $[\%]$	-
θ	Inclinación del pozo desviado/ Ángulo entre fallas que se intersecan/ Ángulo de invasión del acuífero	$[^\circ]$	-
t	Tiempo	$[dias]$; $[h]$ $[min]$	$[T]$
tp	Tiempo de producción previo al cierre	$[dias]$; $[h]$	$[T]$
T_c	Tiempo característico del acuífero	$[dias]$; $[h]$	$[T]$
μ	Viscosidad absoluta	$[cP]$	$[M/LT]$
μ_g	Viscosidad absoluta del gas	$[cP]$	$[M/LT]$
μ_o	Viscosidad absoluta del petróleo	$[cP]$	$[M/LT]$
μ_w	Viscosidad absoluta del agua	$[cP]$	$[M/LT]$
U	Constante del acuífero	$[bbl/psi]$	$[L^4T^2/M]$

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDAD	DIMENSIONES
V	Volumen	[<i>bbl</i>]	[L^3]
V_A	Volumen poroso que ocupa el acuífero	[<i>bbl</i>]	[L^3]
V_{A0}	Volumen inicial de agua en el acuífero	[<i>bbl</i>]	[L^3]
V_p	Volumen poroso	[<i>bbl</i>]	[L^3]
w	Espesor de la fractura	[<i>pulg</i>]	[L]
W	Ancho del canal	[<i>ft</i>]	[L]
X_e	Longitud de la fractura transversal	[<i>ft</i>]	[L]
X_f	Longitud de la fractura longitudinal	[<i>ft</i>]	[L]
x_o	Posición del pozo en x	[<i>ft</i>]	[L]
y_o	Posición del pozo en y	[<i>ft</i>]	[L]
z_o	Posición del pozo en z	[<i>ft</i>]	[L]
z_w	Distancia al límite inferior de la arenisca	[<i>ft</i>]	[L]
ω	Índice de almacenamiento	<i>adim</i>	-

RESUMEN

El presente proyecto muestra la aplicación de las pruebas de presión transitoria para mejorar el modelo geológico-estructural al definir barreras de no flujo y límites que justifiquen el comportamiento de la producción y presión de las areniscas productoras del campo, además de caracterizar al reservorio según su transmisibilidad (kh).

El proyecto inicia con las generalidades del campo Culebra-Yulebra-Anaconda, se describe sus principales reservorios y el estado de los pozos. Se resumen las propiedades PVT, petrofísicas, se determinan los mecanismos de producción por arenisca y también se introduce el análisis del comportamiento de pozos mediante el índice de heterogeneidad modificado.

Posteriormente se explica la teoría que envuelve el análisis de pruebas de presión transitoria mediante modelos analíticos que abarcan el comportamiento de distintos tipos de pozos, reservorio y límites. También se explican generalidades acerca de la construcción de modelos numéricos y refinamiento local para diferentes tipos de pozos y reservorio.

Parte de la teoría incluye modelos de acuíferos, permeabilidad relativa e IPR. Todo esto entra en conjunto con el software usado para el presente proyecto, el cual es Ecrin de la compañía Kappa, haciendo uso de los módulos Saphir, Rubis y Diamant.

A continuación se procede a organizar una base de datos que servirá para alimentar el modelo numérico de las distintas areniscas. Se determinan los datos que pueden ser usados y se realiza una reinterpretación, mediante modelos analíticos, de los build up recopilados de cada pozo para cada arenisca.

Los datos obtenidos de la reinterpretación de build up, junto con los datos de petrofísica se introducen en la base de datos que maneja EP Petroecuador con su grupo de trabajo del área de Auca.

Tras haber recopilado la mayor cantidad de datos posible se procede a crear los modelos numéricos: estático y dinámico de cada arenisca. Estos modelos serán modificados según se trate de ajustar el comportamiento de la presión y producción.

g

El proyecto concluye con las mejoras hechas a los modelos geológico-estructurales y con un análisis por pozo de su estado actual y prognosis.

PRESENTACIÓN

Comprender el comportamiento de un pozo es todo un reto pero comprender cómo se comporta todo un reservorio lo es aún más. La finalidad del presente proyecto es brindar una alternativa al desarrollo del campo para aprovechar de mejor manera los recursos invertidos en el mismo y tener la mayor cantidad de información que ayude a planificar nuevos pozos buscando la máxima producción.

Este proyecto se ha estructurado en seis capítulos que brindan desde una perspectiva global del campo hasta un detalle pozo a pozo, pasando por los aspectos teóricos que describen a los modelos analíticos y numéricos.

El primer capítulo trata de la descripción del campo junto con sus areniscas productoras y pozos perforados, se detalla el mecanismo de producción que tiene cada arenisca, así como una recopilación de las propiedades PVT. También se incluyen los resultados de una reinterpretación de los registros eléctricos de todos los pozos creando una base de datos en el software de interpretación petrofísica y permitiendo completar información necesaria para el modelo numérico.

Se usa el Índice de Heterogeneidad Modificado como técnica de monitoreo de pozos para evaluar el desempeño de cada uno de ellos en areniscas productoras con una cantidad representativa de pozos.

El segundo capítulo contiene toda la información teórica básica que un intérprete de pruebas de presión debe conocer con respecto a los diferentes modelos analíticos. También presenta conceptos generales de simulación matemática que sirven de guía al momento de generar un modelo simple y rápido de un campo.

Todos estos aspectos teóricos mencionados anteriormente tienen procedencia del libro Dynamic Data Analysis de la compañía Kappa que proporcionó el software de análisis de pruebas de presión transitoria, simulación matemática y manejo de datos relacionados a estos dos anteriores.

Como parte del segundo capítulo, se incluyen distintos modelos de acuíferos que son usados en la simulación matemática, modelos de IPR para distintos tipos de pozos y correlaciones de permeabilidad relativa que rigen el comportamiento de los fluidos dentro del reservorio.

El tercer capítulo recopila y sintetiza todo el historial de pruebas de presión que se han registrado en todos los pozos del campo Culebra-Yulebra-Anaconda, incluyendo datos de nuevos pozos. También se realiza una reinterpretación de todos los build up's que cuenten con los datos necesarios y se estructura una base de datos con los resultados de dichas interpretaciones.

El cuarto capítulo se enfoca en la realización de los modelos numéricos usando la teoría explicada en el segundo capítulo y todos los datos disponibles. Aquí se realiza un ajuste histórico por pozo, incluyendo en los modelos numéricos los resultados de las interpretaciones de build up. Con esto se mejora el modelo geológico-estructural y se describe el comportamiento de la presión en cada arenisca simulada.

El quinto capítulo resume la vida productiva de cada pozo y envuelve todo el análisis hecho en los anteriores capítulos para sintetizarlo en una prognosis de posibles intervenciones a realizarse con el objetivo de mejorar el desempeño de cada pozo.

El sexto y último capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas durante el transcurso del presente proyecto.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES, GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS, PVT Y MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1.1. ANTECEDENTES

Inicialmente, se consideraban tres campos independientes: Culebra, Yulebra y Anaconda. Texaco perforó el pozo Culebra 1 el 8 de noviembre de 1973, siendo completado el 17 de diciembre del mismo año. Alcanzó los 10625 ft de profundidad y produjo durante pruebas por pistoneo 60 bls de crudo de Hollín, cerca de 100 bls de 26° API de la arenisca "T", y alrededor de 360 BPD de 19° API de la arenisca "U".

En 1980, la misma Texaco perforó el pozo Yulebra 1, que alcanzó los 10345 ft de profundidad, obteniendo 1803 BPPD de los reservorios Basal Tena (1614 BPPD, 23° API) y Hollín (189 BPPD, 27° API); obteniéndose adicionalmente por pistoneo alrededor de 252 bls de 20° API de la arenisca "U" y 63 bls de 22° API de una caliza situada sobre la caliza "M2".

En 1991, Petroamazonas perforó el pozo Anaconda 1, que alcanzó los 10403 ft de profundidad y dio una producción de 1488 BPD, provenientes de los reservorios Hollín Principal (423 BPD, 24° API), Hollín Inferior (451 BPD, 26° API) y "U" Inferior (614 BPD, 20° API).

Petroproducción, con su nuevo modelo geológico y los trabajos de simulación realizados entre 1997 y 1998, define que Culebra-Yulebra-Anaconda constituyen un solo campo.

El campo fue puesto en producción con 131 BPD en promedio, en febrero de 1981, estabilizándose entre 7000 y 8000 BPD a partir de diciembre de 1995 hasta el primer trimestre de 2003. En junio de 1997 el campo alcanzó su producción histórica más alta con 8328 BPD.

1.1.2. UBICACIÓN

El Campo Culebra-Yulebra-Anaconda se encuentra localizado en el oriente ecuatoriano, provincia de Orellana, a 180 km al sureste de la ciudad de Quito, entre los campos Sacha, Mauro Dávalos Cordero (MDC), Yuca y Auca. La tabla 1-1 muestra las coordenadas UTM del campo, el cual en un principio se consideraba como 3 campos distintos.

Su producción proviene principalmente de los reservorios Basal Tena y “U” Inferior, de edad Terciaria y Cretácica. El reservorio Basal Tena de la Formación Tena, se presenta en determinadas áreas del campo en forma lenticular. Los reservorios T y Hollín tienen propiedades roca-fluido de menor calidad, por lo que se les considera productores en menor escala que los otros reservorios. En el anexo No 1 se muestra la ubicación del campo Culebra-Yulebra-Anaconda.

TABLA 1-1 - COORDENADAS UTM DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.

Coordenadas	X	Y
Mínimo	284000	9941000
Máximo	296000	9951000

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

1.1.3. GEOLOGÍA

1.1.3.1. Estructural

Es una de las pocas estructuras de orientación O-E-SE, lo que constituye una anomalía estructural en la cuenca, por cuanto la absoluta mayoría de estructuras productivas y no productivas tienen orientación andina.

Sobre la base de la deformación sin-sedimentaria de los depósitos Tena, se define una edad maastrichtiana para este anticlinal. En esta sección, se confirma la presencia (observada en otros campos) de una fase extensiva albiana. La falla oriental de la estructura Culebra no está completamente invertida y presenta todavía un juego normal.

En el campo se identifican como elementos estructurales más resaltantes: en primer lugar tres altos correspondientes a domos redondeados, cuyos ápices se encuentran alineados siguiendo un primer eje de dirección noroeste-sureste y una derivación hacia el sur de este mismo eje, cuando se pasa del área de Yulebra a Anaconda. El cierre en los altos varía entre 30 y 40 ft. Estos domos se expresan en todos los niveles de la columna estratigráfica de interés.

En segundo lugar, como expresiones estructurales se presentan algunas fallas inversas de rechazo relativamente pequeño, las fallas tienen plena correspondencia con los patrones definidos en general para la cuenca, fallas inversas con rumbo norte-sur, en algún caso llegan a representar límite a las acumulaciones de hidrocarburos como es el caso de las zonas de pago de los reservorios en las areniscas de la Formación Hollín.

En los mapas estructurales a nivel de la arenisca "U" y del Miembro Basal Tena, estas fallas no están presentes, de tal manera que debe interpretarse que no fueron reconocidas a ese nivel con ninguno de los elementos de análisis disponibles.

Hasta hace pocos meses solo se disponían de líneas sísmicas 2D; las mismas que estaban distribuidas con espaciamentos muy amplios entre ellas de tal manera, que resultaba muy difícil establecer con buen margen de certidumbre la trayectoria de las fallas una vez interpretadas en las líneas, y la distinción entre fallas como tales y flexuras correspondientes a pliegues. Sin embargo ahora se cuenta con la interpretación de la sísmica 3D, lo cual muestra mayor definición y elimina en la medida que se puede la incertidumbre que se tenía en algunas zonas. En cuanto a las estructuras interpretadas y mostradas en los mapas, en relación con las líneas revisadas, se destaca que algunas de las flexuras corresponden geográficamente con las trazas de las fallas interpretadas a nivel de Hollín; en estos casos, no se ha podido determinar el elemento que ha condicionado la interpretación de que las fallas terminan en profundidad antes de alcanzar la arenisca "U".

1.1.3.2. Estratigráfica

En el Campo Culebra-Yulebra-Anaconda las formaciones prospectivas presentan espesores promedio de unos 21 ft para Basal Tena; 43 ft para "U" Inferior; 18 ft para "T" Superior; 20 ft para "T" Inferior; 45 ft para Hollín Superior y 32 ft en Hollín inferior.

Arenisca Basal Tena

El miembro Basal Tena localmente está constituido por areniscas de cuarzo de grano fino a muy fino, subangulares a redondeados, con regular a buena selección, con cemento silíceo-calcareo y con presencia de circón, rutilo y glauconita.

Arenisca "U"

Se describen las areniscas "U" y "T" de la Formación Napo, como cuarzo, de grano fino a medio, subangulares a subredondeadas, de regular a buena clasificación, con cemento silíceo, a veces calcáreo-siderítico, a veces con glauconita hacia el tope, se observa presencia de carbón, azufre y yeso.

Arenisca “T”

Sobre la base de unos pocos pedazos de núcleo, se describe una arenisca cuarzosa, con estratificación cruzada a la base, sobre la que se desarrollan areniscas de grano fino con estratificación tipo “flaser”, grano-decreciente hasta un cambio abrupto a una lodolita laminada.

Arenisca Hollín Superior

Hollín Superior se presenta como una arenisca de cuarzo de granos muy finos, subangulares a redondeados, de buena clasificación, con presencia de glauconita, materia orgánica y pirita, con cemento calcáreo.

1.1.4. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

La energía asociada a la producción de cada yacimiento desde su inicio tiene una eficiencia de recobro determinada en relación al tiempo que transcurre, si se relaciona la producción con la presión en determinadas fechas se puede determinar el mecanismo de empuje. Por lo general un mecanismo de empuje domina a los demás pero en los yacimientos se tienen varios.

Para determinar los mecanismos de producción de cada arenisca se procedió a recopilar los datos de las presiones de reservorio de cada B'UP que fue tomado en cada pozo.

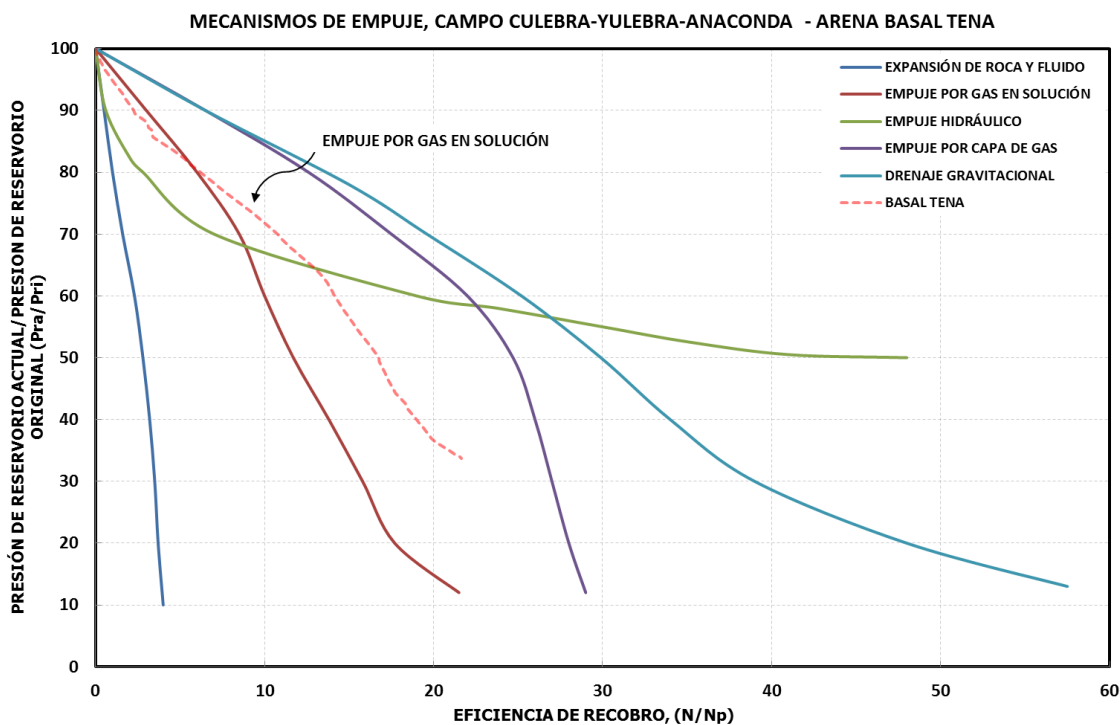
Cada presión de reservorio es llevado a un datum que en este caso es la profundidad más somera de la misma arenisca que se registra en un pozo mediante el análisis de registros eléctricos y de muestras de retorno durante la perforación.

1.1.4.1. Arenisca Basal Tena

Como se puede ver en el gráfico 1-1, Basal Tena presenta un empuje por gas en solución durante el inicio de su explotación, la cual está muy marcada. Éste mecanismo probablemente se combina con expansión de roca y fluidos ya que

Basal Tena no tiene acuíferos y por lo tanto carece de empuje hidráulico, tampoco tiene empuje por capa de gas ya que no se produce por debajo de punto de burbuja y la tendencia de la curva no tiene la inclinación hacia abajo presente en el empuje por capa de gas.

GRÁFICO 1-1 - MECANISMOS DE PRODUCCIÓN, ARENISCA BASAL TENA.



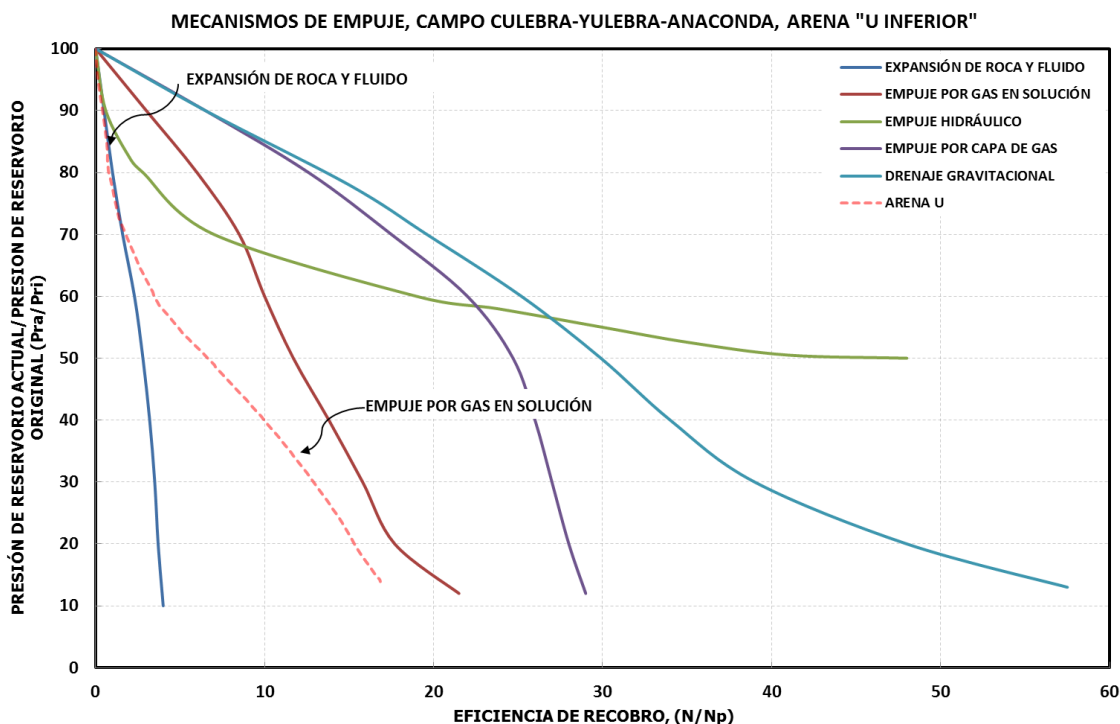
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

1.1.4.2. Arenisca “U” Inferior

El gráfico 1-2 muestra el mecanismo de producción de la arenisca “U Inferior”, el cual tiene una muy marcada tendencia de producción por expansión de roca y fluidos durante sus primeros años de producción. La tendencia cambia hacia empuje por gas en solución en los últimos años ya que marca su predominio sobre los otros mecanismos.

Al ser la arenisca más prospectiva en el campo, se tiene una gran cantidad de datos que ayudan a determinar el mecanismo de empuje de manera más confiable.

GRÁFICO 1-2 - MECANISMOS DE EMPUJE, ARENISCA "U" INFERIOR.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

1.1.4.3. Arenisca "T" Inferior

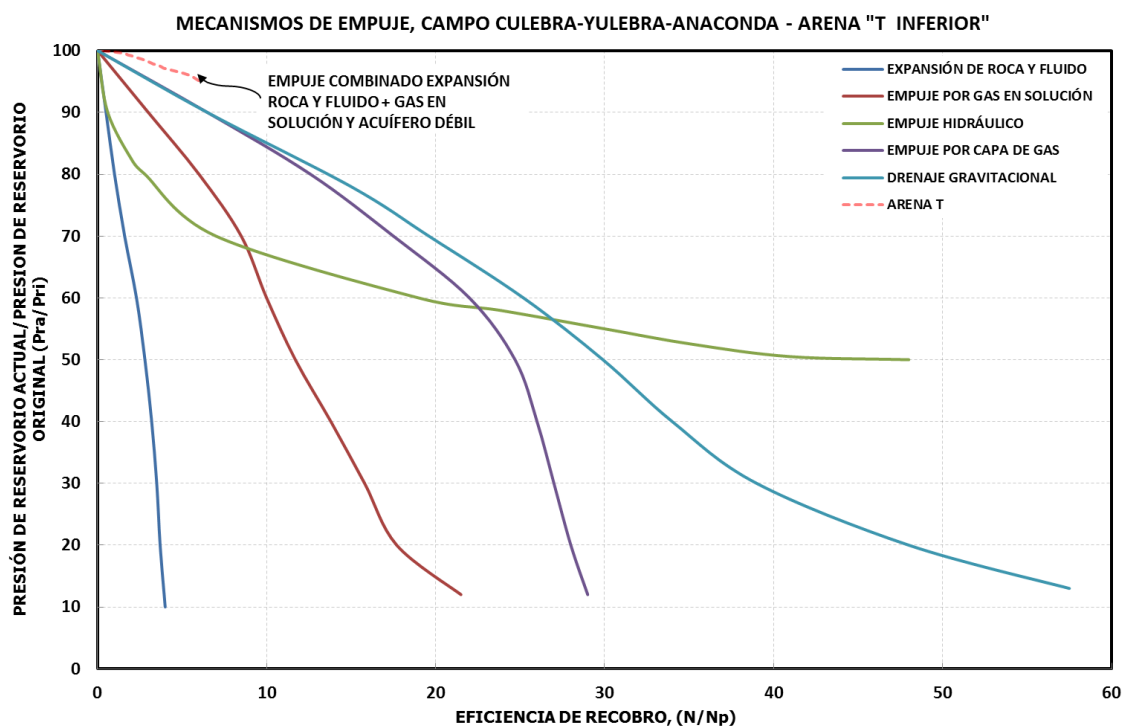
"T" Inferior es una de las areniscas menos prospectivas, solo cuenta con 6 pozos que produjeron o producen de esta arenisca. Los datos de producción que se tienen son desde el 2008 hasta la actualidad, observando el gráfico 1-3, se podría decir que el mecanismo de empuje de esta arenisca es una combinación ya que aunque la tendencia está por encima de drenaje gravitacional, en el Ecuador no se tienen reservorios que presenten un reordenamiento de sus fluidos y por lo tanto no existe segregación gravitacional. Es por esta razón que el mecanismo de empuje sería una combinación de gas en solución, expansión de roca y fluido y se podría decir que se tiene un acuífero lateral débil que aporta algo de energía.

1.1.4.4. Arenisca Hollín Superior

Si bien se observa en el gráfico 1-4, la tendencia correspondería totalmente a empuje por capa de gas pero la experiencia nos dice que no solamente éste

mecanismo de empuje está presente sino que el resultado que vemos es una combinación de expansión de roca y fluido, gas en solución y empuje hidráulico.

GRÁFICO 1-3 - MECANISMOS DE EMPUJE, ARENISCA "T" INFERIOR.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

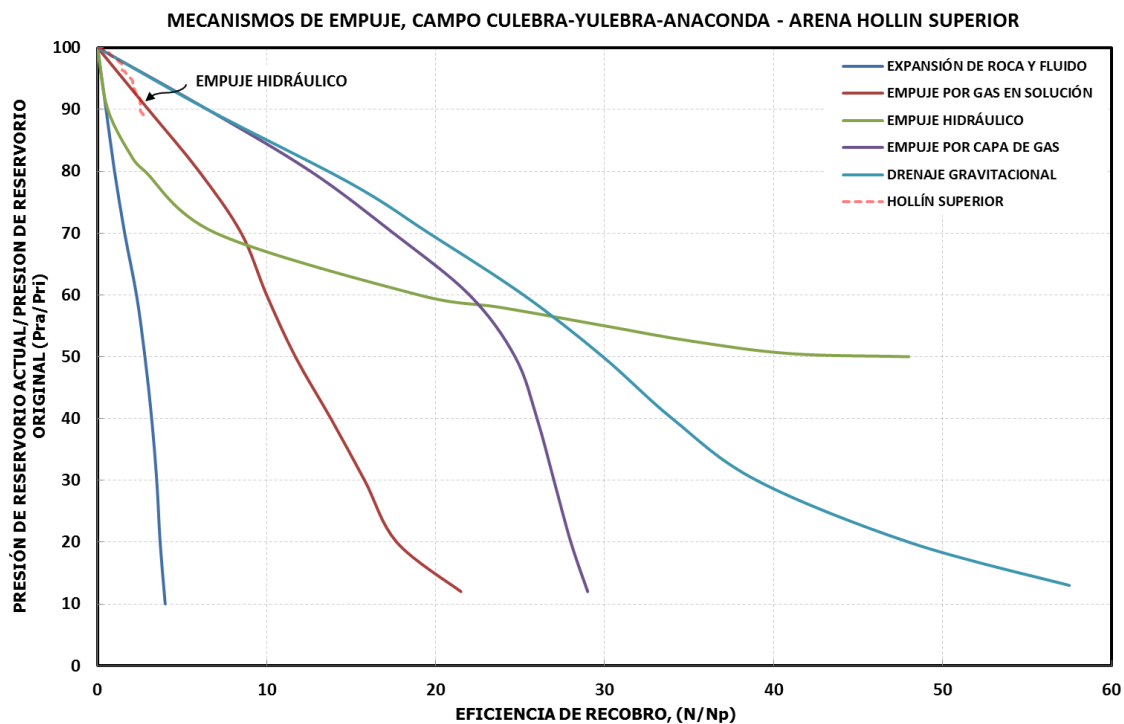
Aunque los datos de producción van desde 1985 hasta 2006, Hollín Superior no ha sido muy prospectivo en el campo. El mecanismo de empuje que predomine sobre los otros deberá ser determinado conforme la arenisca produzca en años posteriores.

1.1.4.5. Arenisca Hollín Inferior

Hollín Inferior es la arenisca menos prospectiva en todo el campo y aun así con los pocos datos obtenidos su tendencia es muy clara. Como se ve en el gráfico 1-5, la de Empuje Hidráulico con un acuífero de fondo activo.

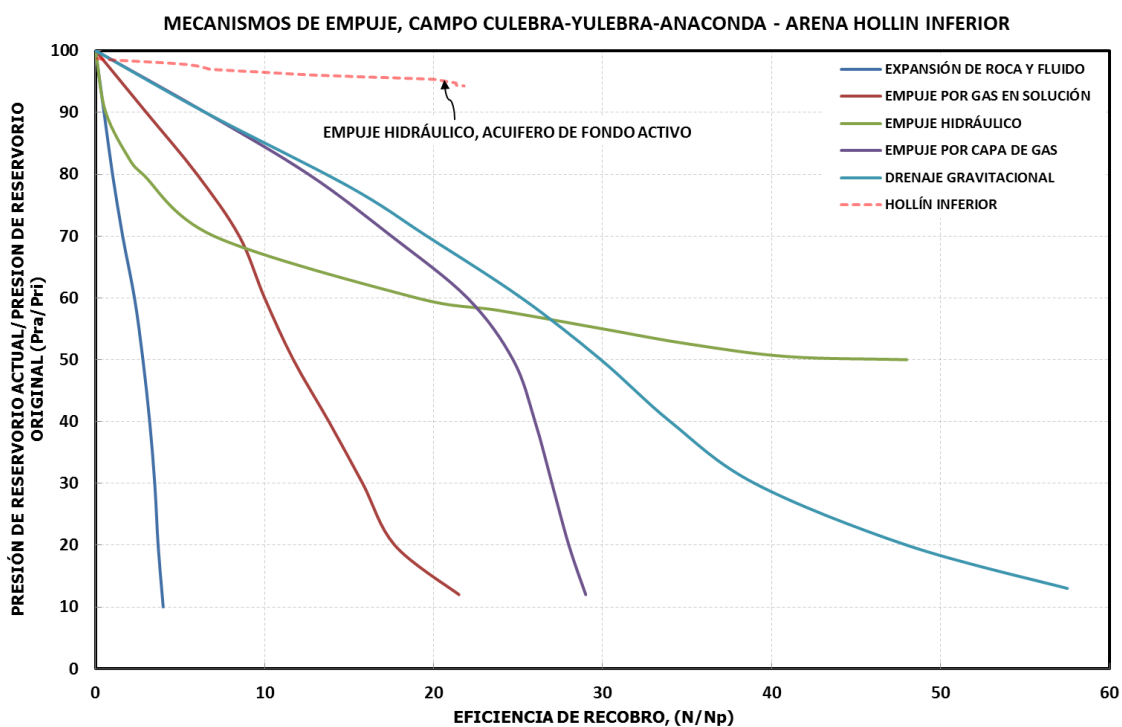
La declinación de la presión en esta arenisca es muy baja, con una producción acumulada desde 1991 hasta 2010, la presión se mantiene por encima del 90% de su presión inicial.

GRÁFICO 1-4 - MECANISMOS DE PRODUCCIÓN, ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 1-5 - MECANISMOS DE PRODUCCIÓN, ARENISCA HOLLÍN INFERIOR.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

1.1.5. DESCRIPCIÓN DE PROPIEDADES PVT Y PETROFÍSICAS

1.1.5.1. Propiedades PVT

Para la caracterización de fluidos se analizaron muestras provenientes de los pozos CUL006 para la arenisca “U” Inferior, YUL007 para la arenisca Hollín Superior y ANA002 para la arenisca Hollín Inferior. No se dispone de análisis para las areniscas Basal Tena y “T” Inferior por lo que se procedió a utilizar los estudios de los pozos AUC002 para la arenisca Basal Tena y AUC004 para la arenisca “T” Inferior.

Se escogieron estos pozos porque son los que se encuentran en la frontera norte del campo Auca y por lo tanto más cercanos al campo Culebra-Yulebra-Anaconda y que además disponen del análisis de las areniscas faltantes. Los valores de las propiedades PVT utilizados para el campo Culebra-Yulebra-Anaconda se presentan en la tabla 1-2.

TABLA 1-2 - PROPIEDADES PVT DEL CAMPO PARA LAS DISTINTAS ARENISCAS.

	Basal Tena	“U” Inferior	“T” Inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior
Presión Inicial [psi]	3720	3955	4270	4390	4500
Presión de Burbuja [psi]	630	860	1170	206	120
Boi [BY/BN]	1.1254	1.1689	1.1526	1.1479	1.1479
Bob [BY/BN]	1.134	1.199	1.169	1.152	1.152
Rsi [PCN/BN]	108	163	128	40	40
Coi [1/psi]	3.987EXP-08	4.009EXP-08	4.204EXP-08	4.3EXP-08	4.05EXP-08
°API	21.2	21.3	27.2	27.2	27.2
Salinidad [ppm NaCl]	41663	52371	48098	8168	2393
Yg	1.25	1.028	1.2551	1.2	1.1234

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Los valores y curvas respectivas de cada propiedad para cada arenisca se encuentran en los anexos No 3, 4, 5, 6 y 7.

1.1.5.2. Propiedades petrofísicas

Los resultados promedios de espesor neto, porosidad y saturación de agua del campo se presentan en la tabla 1-3, los cuales son los valores oficiales. Estos parámetros fueron validados en el estudio de reservas hecha en 2008.

TABLA 1-3 - PROPIEDADES PETROFÍSICAS PROMEDIO POR RESERVORIO.

ARENISCA	Ho, [ft]	Φ , [%]	Sw, [%]
Basal Tena	10	18	23
“U”	31.9	16.4	16.9
“T”	5.6	15.1	39
Hollín Superior	10.3	12.6	14.7
Hollín Inferior	31.8	15.7	8.4

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

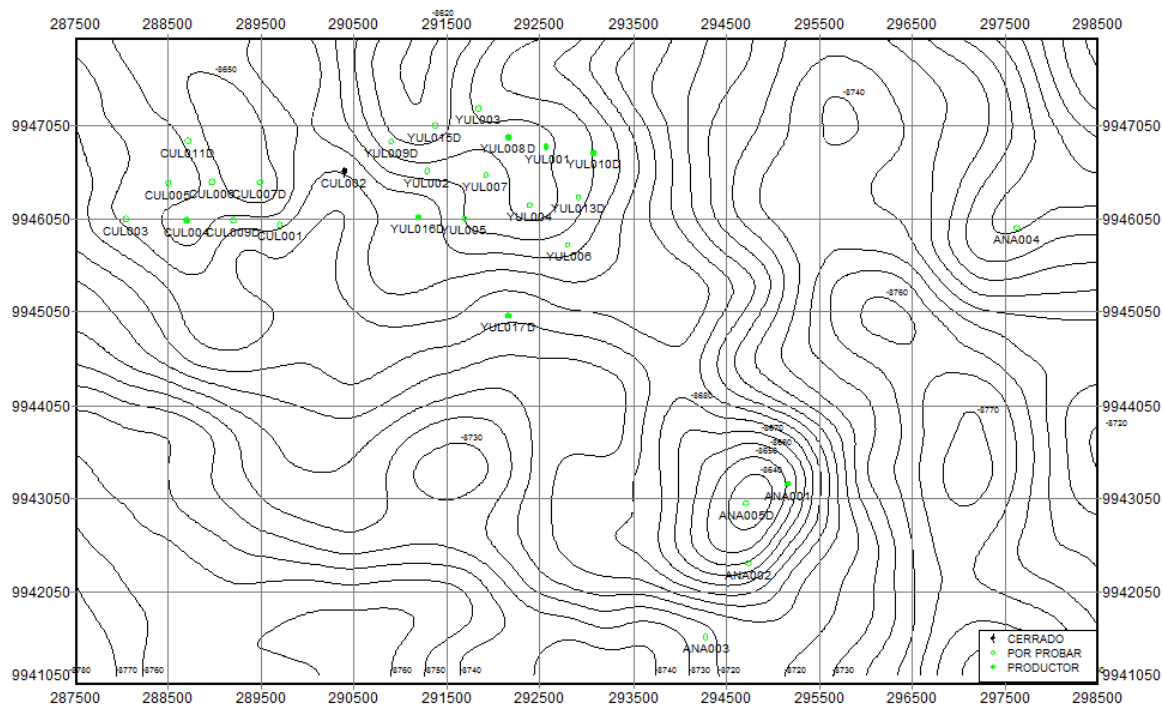
Las propiedades petrofísicas de cada pozo fueron re-interpretadas a partir de los archivos planos de los registros eléctricos proporcionados por las empresas de servicios. Estos datos (incluyendo el porcentaje de arcilla) se encuentran tabulados en el anexo No 8 y serán utilizados para alimentar tanto el análisis de las pruebas de presión transitoria como el modelo numérico del campo.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS

Hasta septiembre de 2011 se tiene 31 pozos en el campo Culebra-Yulebra-Anaconda, en la tabla 1-4 se detalla el estado actual de cada pozo, la arenisca de la cual produce o inyecta y dependiendo de su nombre se conoce si es vertical, direccional u horizontal.

El gráfico 1-6 muestra la ubicación de cada uno de éstos y el mapa estructural referido al tope de “U” Inferior.

GRÁFICO 1-6 - MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

TABLA 1-4 - ESTADO DE LOS POZOS.

Pozo	Estado
ANA001	Productor BT
ANA002	Productor UI
ANA003	Cerrado
ANA004	Cerrado
ANA005D	Productor HI
CUL001	Productor UI
CUL002	Productor UI
CUL003	Productor UI
CUL004	Productor BT
CUL005	Productor UI
CUL006	Productor UI
CUL007D	Cerrado
CUL009D	Productor TI
CUL010H	Productor UI

TABLA 1-4 - CONTINUACIÓN

Pozo	Estado
CUL011D	Productor UI
CUL013H	Productor UI
YUL001	Productor BT
YUL002	Productor UI
YUL003	Productor UI
YUL004	Productor UI
YUL005	Productor UI
YUL006	Reinyector TIY
YUL007	Productor UI
YUL008D	Productor BT
YUL009D	Productor UI
YUL010D	Productor UI
YUL013D	Productor UI
YUL015D	Productor UI
YUL016D	Productor BT
YUL017D	Productor BT
YUL1RWD	Reinyector HI

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Resumiendo, se tiene actualmente: 18 pozos que producen de la arenisca “U” Inferior, siendo ésta la más importante y desarrollada en todo el campo, 6 pozos que producen de la arenisca Basal Tena; 1 pozo productor de Hollín Inferior, 1 pozo productor de “T” Inferior, 1 reinyector en Tiyuyacu y 1 reinyector en Hollín Inferior. A esto se le suma 3 pozos que se encuentran cerrados. Cabe recalcar que muchos de estos pozos fueron productores de “U” Inferior y ahora se encuentran produciendo de otras areniscas como Basal Tena e inclusive existen pozos que han probado todas las areniscas posibles.

Esta recopilación será tomada en cuenta cuando se realice la generación del modelo numérico debido a la cantidad de datos que se tiene por arenisca, si son insuficientes no se podría realizar un estudio confiable.

1.2.1. ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO (MHI)

El MHI es un método de monitoreo de pozos que analiza el estado del pozo y lo caracteriza como posible candidato para Workover.

Analiza una gran cantidad de datos y agrupa cualitativamente a cada pozo en comportamientos que son fáciles de reconocer, de esta forma se interpreta los datos de manera rápida y no se emplea tiempo en manipularlos. El MHI puede utilizar datos de producción o de inyección de un periodo de tiempo y a diferencia del Índice de Heterogeneidad tradicional, sí caracteriza correctamente el comportamiento de un pozo.

El MHI se define como:

$$MHI_{Fluid} = \sum_{t=0}^{t_{max}} \left[\frac{Fluid_{well} - Fluid_{avgwell}}{Fluid_{maxwell} - Fluid_{minwell}} \right] \quad (1.1)$$

Esta ecuación calcula el MHI de un fluido en específico (siempre es un valor entre -1 y 1, adimensional) y se lo grafica versus el MHI de otro fluido, así se tiene un gráfico con cuatro cuadrantes que definen 4 comportamientos de un pozo.

El primer cuadrante muestra un pozo que produce más agua y más petróleo que el valor promedio de la arenisca, el segundo cuadrante muestra que se produce más agua y menos petróleo que el promedio, el tercer cuadrante muestra un pozo que produce menos agua y menos petróleo que el promedio y el cuarto cuadrante muestra un pozo que produce más petróleo que el promedio y menos agua.

Para el caso de Culebra-Yulebra-Anaconda este análisis solo se puede hacer para Basal Tena y "U" Inferior debido a que se requiere de datos de producción de más de 3 pozos para poder tener un valor promedio de producción.

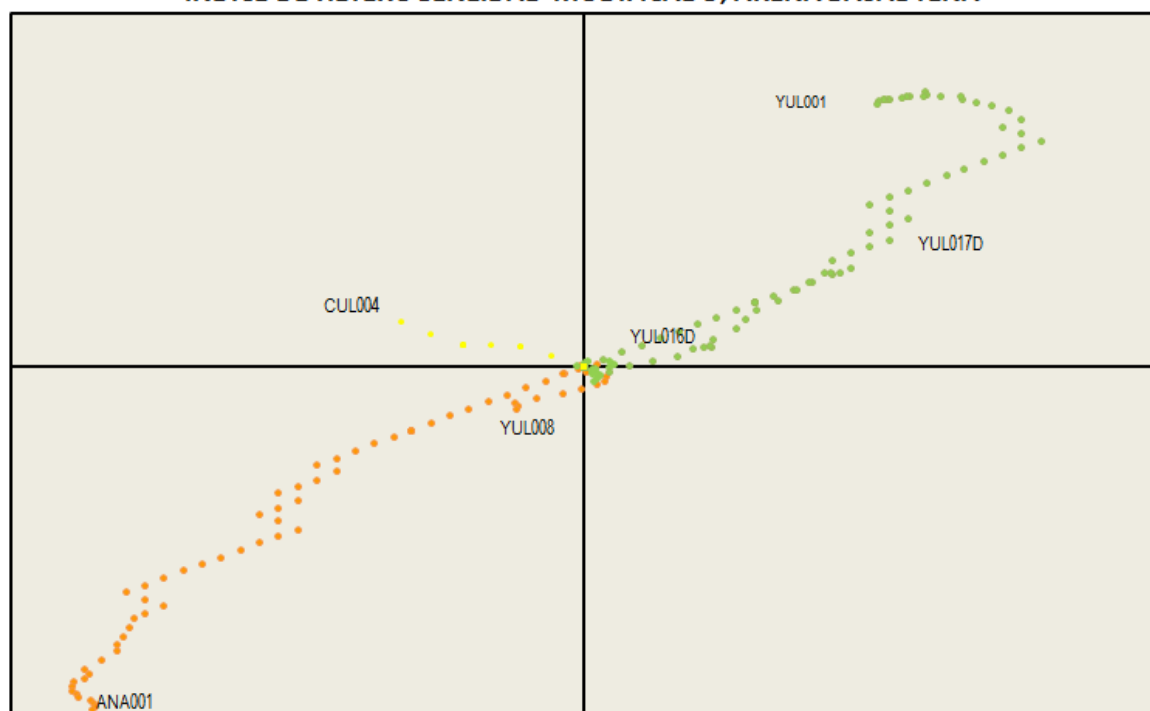
Los gráficos 1-7 y 1-8 muestran el MHI para la arenisca Basal Tena y "U" Inferior. Como se puede observar en Basal Tena se tiene tres pozos (YUL001, YUL016D y

YUL017D) que han producido más petróleo que el promedio de la arenisca, éstos pozos pueden estar siendo ayudados por el influjo de agua que presentan, probablemente por la zona en la que fueron perforados.

También hay dos pozos que producen menos petróleo que el promedio (ANA001 y YUL008), estos pozos pueden ser tomados en cuenta para un reacondicionamiento.

GRÁFICO 1-7 - MHI PARA LA ARENISCA BASAL TENA.

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO, ARENA BASAL TENA



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

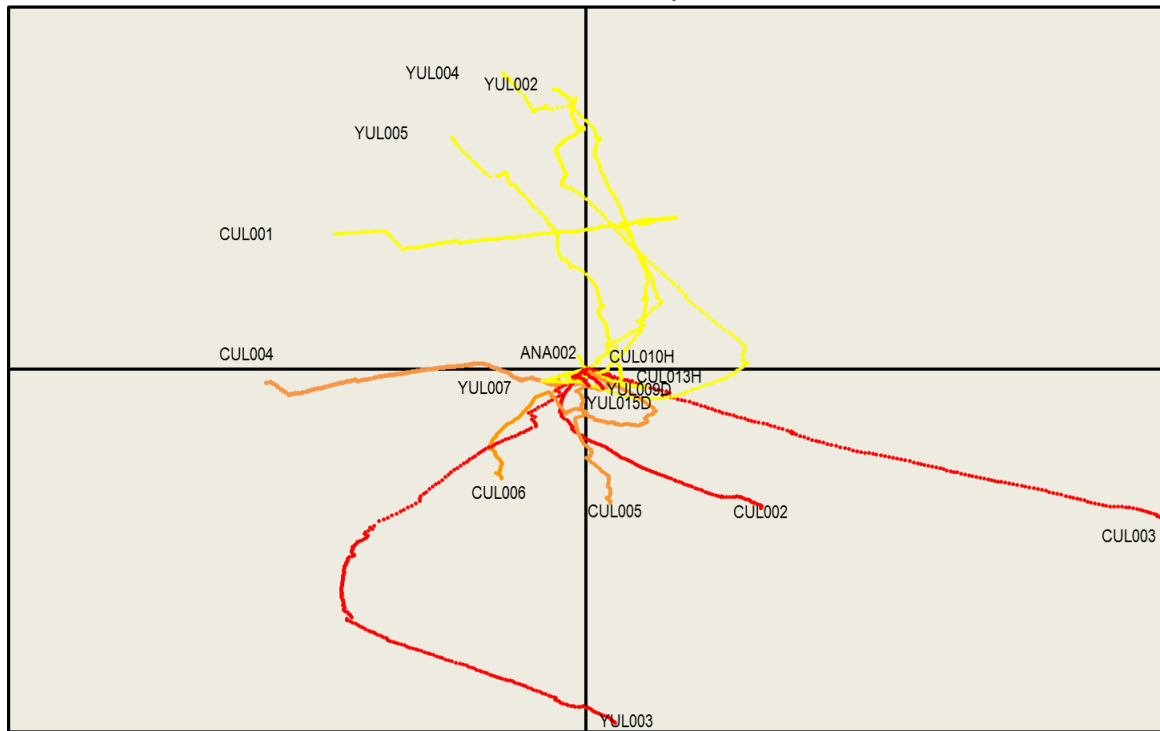
En “U” Inferior se tiene el análisis de 15 pozos, como se puede apreciar existen pozos cuyo comportamiento pasa de un cuadrante a otro, esto es debido a trabajos de reacondicionamiento que cambia la tendencia del comportamiento del petróleo, agua o ambos.

Una forma rápida de detectar si un tipo de trabajo de reacondicionamiento (acidificación, fracturamiento, limpieza de punzados, etc.) es exitoso en una determinada zona del campo y en una determinada arenisca es usando el MHI.

Éste método será tomado en cuenta junto con el análisis de pruebas de presión transitoria y el modelo dinámico del campo para realizar una prognosis a los pozos que requieran una intervención.

GRÁFICO 1-8 - MHI PARA LA ARENISCA "U" INFERIOR.

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO, ARENA NAPO "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

CAPÍTULO II

ASPECTOS TEÓRICOS DE LOS MODELOS DE POZO, RESERVORIO Y DE LÍMITES PARA LA INTERPRETACIÓN ANALÍTICA DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA.

2.1. FUENTES DE DATOS

2.1.1. UNIDAD MTU

Las unidades MTU (mobile test unit), son equipos transportables que proporcionan todas las facilidades para ejecutar evaluaciones y/o producción de pozos utilizando el sistema de bombeo hidráulico con bombas jet o pistón.

Cada unidad puede proporcionar un caudal de inyección de hasta 2400 BFPD, a una presión máxima de 3800 psi.

2.2. PROCESAMIENTO DE DATOS

Las pruebas de presión transitorias son conducidas como una serie de eventos dinámicos que nacen a partir de cambios específicos en la tasa de flujo en la superficie. Durante la interpretación es deseable analizar solamente un evento en particular o todos los eventos simultáneamente. En cualquier caso, la data debe ser primero procesada. El primer paso es dividir la data en periodos de flujo individuales, el inicio y fin de cada periodo debe ser especificado.

El siguiente paso es transformar la data para que pueda mostrar características identificables, sin importar el tipo de prueba. Una transformación que es norma

para el análisis de pruebas de presión transitoria es la derivada de la presión. Una vez que los datos son transformados, se debe identificar los regímenes de flujo.

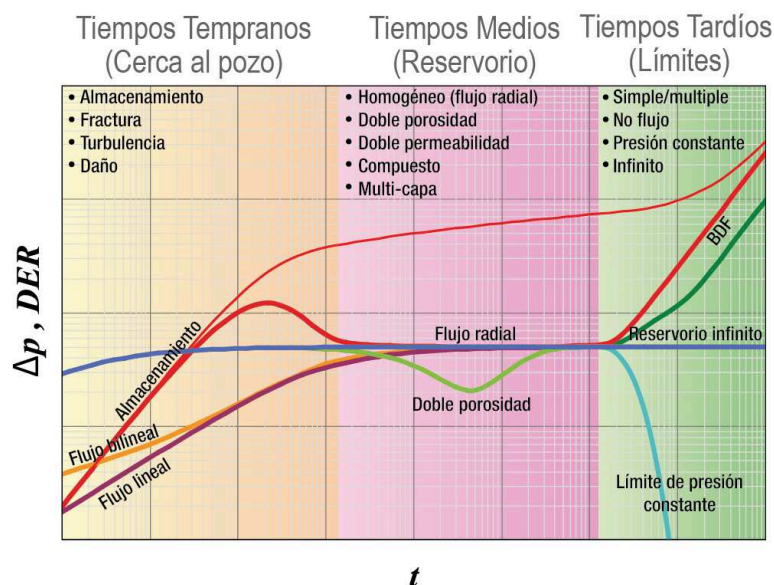
2.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS REGÍMENES DE FLUJO

Cada régimen de flujo muestra un patrón de comportamiento que lo caracteriza en los datos de la derivada de la presión; el identificar estos regímenes es importante porque representa la geometría por la cual se mueven las líneas de flujo en la formación donde se realiza la prueba de presión.

En el gráfico 2-1 se resume los regímenes de flujo que se observan durante una prueba de presión: almacenamiento (compresión/expansión), radial, esférico, lineal, bilineal, doble porosidad o doble permeabilidad y flujo dominado por los límites (BDF).

La tabla 2-1 resume las características de cada régimen de flujo, el valor de la pendiente de la derivada, la función del tiempo con la que se lo puede analizar y el resultado que se obtiene.

GRÁFICO 2-1 - COMPORTAMIENTO DE LOS REGIMENES DE FLUJO.



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

TABLA 2-1 - ANÁLISIS DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO.

Régimen de Flujo		Pendiente de la derivada	Función del Tiempo	Resultado
Almacenamiento		1	t	C, C_D
Flujo Lineal	Fractura	1/2	\sqrt{t}	$X_f \sqrt{k}$
	Pozo horizontal			$L_e \sqrt{k_y}$
Flujo Bilineal		1/4	$\sqrt[4]{t}$	$k^{1/4} \sqrt{k_f w}$
Flujo Esférico		-1/2	$1/\sqrt{t}$	$\sqrt[3]{k_x k_y k_z}$
Flujo radial vertical en pozos horizontales		0	$\log(t)$	$L_e \sqrt{k_y k_x}$
Flujo radial (comportamiento infinito)		0	$\log(t)$	kh
Flujo lineal (canales)		1/2	\sqrt{t}	$W \sqrt{k}$
Flujo dominado por los límites (BDF)		1	t	V_p

Fuente: Fekete F.A.S.T. Welltest.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

2.3.1. TIEMPOS TEMPRANOS (REGIÓN ETR)

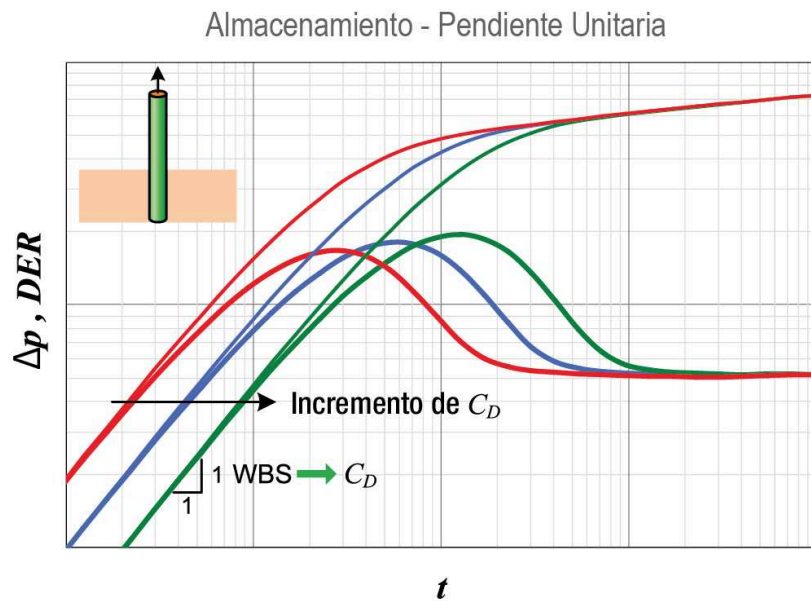
2.3.1.1. Almacenamiento

En la mayoría de casos la válvula usada para abrir y cerrar el pozo no se encuentra exactamente a la profundidad de la arenisca, generalmente se encuentra en la superficie. Aún en el caso de cierre de fondo, siempre habrá un volumen de fluido que actuará como un colchón entre la cara de la arenisca y la válvula. Como resultado, la dinámica del pozo crea un retraso de tiempo entre la cara de la arenisca y la superficie, o la válvula, o el choke. Esto es lo que generalmente se conoce como almacenamiento.

El tiempo que dure el almacenamiento será el tiempo entre el cierre del pozo y el tiempo al cual el pozo deja de aportar fluidos hacia el interior de la tubería. Al graficar los datos de presión en una escala log-log, junto con su respectiva derivada, el periodo de almacenamiento se caracteriza por presentar una pendiente unitaria (ver gráfico 2-2) y del resultado del análisis se obtienen los

parámetros C y C_D , que son el factor de almacenamiento y el factor de almacenamiento adimensional. Existen dos tipos de almacenamiento, el almacenamiento constante y el almacenamiento variable.

GRÁFICO 2-2 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE ALMACENAMIENTO.



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

2.3.1.1.1. Almacenamiento constante

Es el modelo más simple y su ecuación es:

$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t} \quad (2.1)$$

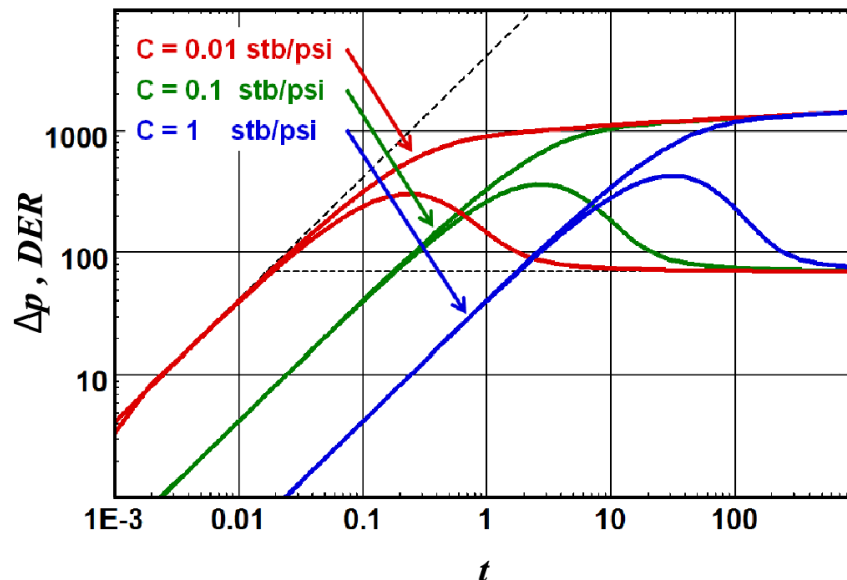
Donde C es el factor de almacenamiento y no es de sorprenderse de que este modelo asuma que C es una constante. En el gráfico 2-3 se puede apreciar el comportamiento del almacenamiento para distintos valores de su constante C .

2.3.1.1.2. Almacenamiento variable

El caso más frecuente de almacenamiento variable se da por el cambio de compresibilidad del fluido del pozo. En pozos de gas, cuando el pozo está

fluyendo la presión en la tubería disminuirá, lo que ocasionará un incremento de la compresibilidad del gas; esto es lo opuesto para cuando el pozo es cerrado, la presión aumentará y la compresibilidad disminuirá.

GRÁFICO 2-3 - DISTINTOS VALORES DE ALMACENAMIENTO CONSTANTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

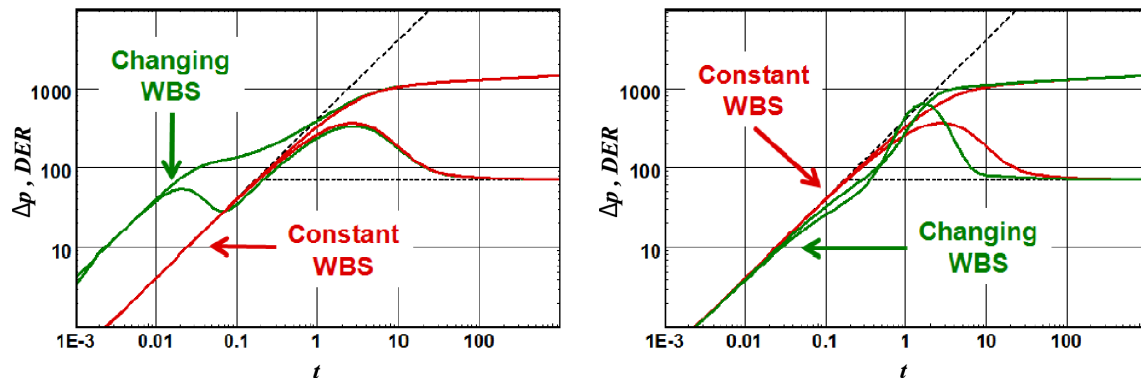
En el caso de pozos de petróleo, cuando el pozo se encuentra fluyendo por encima del punto de burbuja, habrá un punto en la tubería donde la presión fluyente será menor a la presión de burbuja y la compresibilidad del petróleo será dominada por la compresibilidad del gas producido. A partir de ese punto habrá un incremento en el almacenamiento del pozo, el cual irá cambiando conforme avance el tiempo. Este comportamiento de la presión se lo puede apreciar en el gráfico 2-4, donde el almacenamiento constante (rojo) no se ve afectado porque a profundidad del sensor no se tiene liberación de gas y el almacenamiento variable (verde) es un efecto de este mismo fenómeno.

Otras fuentes que ocasionan el almacenamiento variable son las siguientes:

- Diferentes comportamientos PVT.
- Cambio del diámetro de la completación.
- Redistribución de fases.

En algunos casos el efecto del pozo sobre los datos es tan extremo que cualquier modelamiento es inconsistente, aquí el intérprete debe enfocarse en la obtención del ajuste en la respuesta de la derivada después de la región ETR.

GRÁFICO 2-4 - ALMACENAMIENTO VARIABLE.



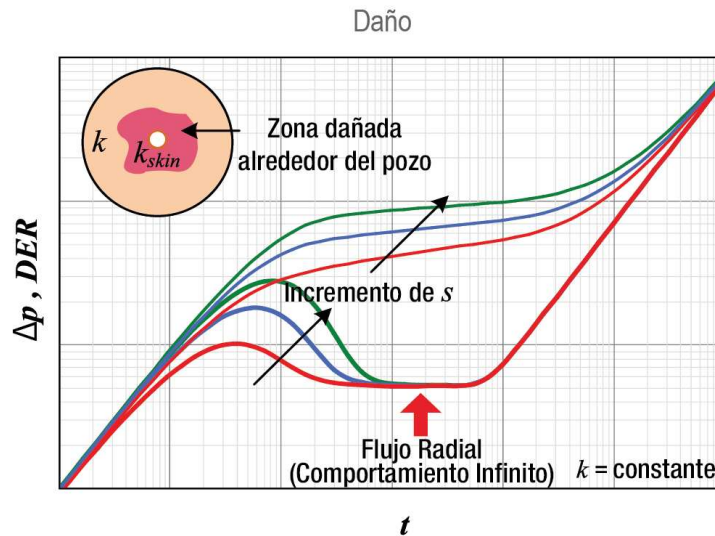
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.3.1.2. Daño

El efecto de daño cuantifica la diferencia entre la productividad de un pozo en un caso ideal y la productividad efectiva en la realidad. Si después de perforar, completar, cementar y cañonear, la caída de presión para una producción dada en el pozo es idéntica a la que se había previsto en el caso ideal para la misma geometría, entonces el daño es cero.

Muy a menudo ocurre que el reservorio cerca del pozo ha sido invadido por el fluido de perforación (ver gráfico 2-5) y la permeabilidad efectiva alrededor del pozo disminuye, por lo tanto ocurre una mayor caída de presión para una producción dada, el daño es positivo. De forma opuesta, un pozo estimulado tendrá una mejor productividad, por lo tanto tendrá una menor caída de presión para una producción dada. El daño es considerado negativo.

El daño puede que no sea constante con el tiempo; durante el periodo de limpieza en una prueba de presión, el daño tiende a reducirse e inversamente, después de largos periodos de tiempo, los pozos completados pueden presentar problemas y productividad reducida, por lo tanto un daño incrementado.

GRÁFICO 2-5 - Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE DAÑO.

Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

Si se considera que un pozo tiene daño constante cuando la caída adicional de presión, o Δp_{skin} , es proporcional al caudal de la arenisca. El daño (skin) S es un factor adimensional que representa el cambio de presión e integra los mismos coeficientes que los que presenta la ecuación de Darcy:

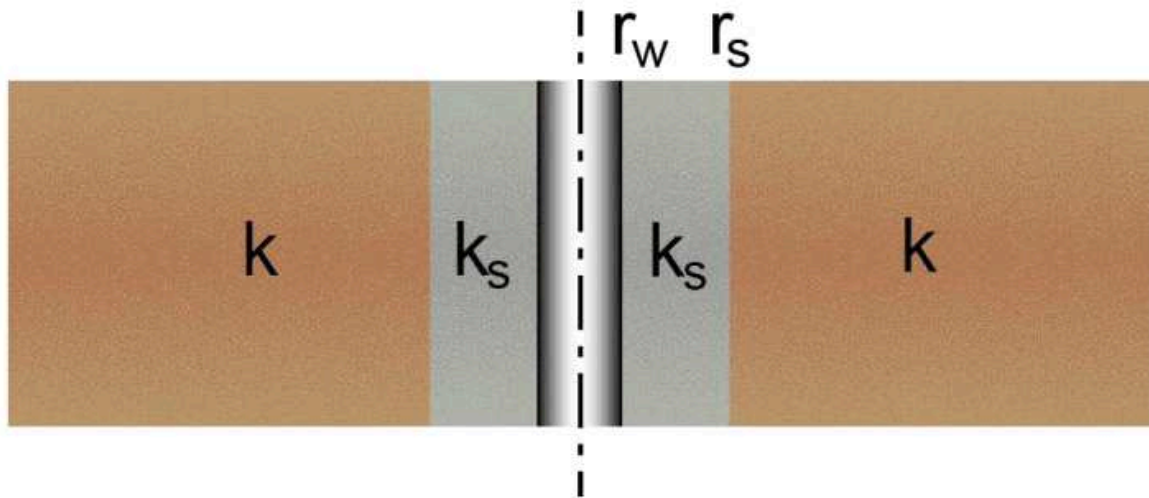
$$\Delta p_{skin} = p(r_w, t) - p_{wf}(t) = 141.2 \frac{q_s f \mu}{kh} S \quad (2.2)$$

Donde p es la presión de la formación a un tiempo dado, a una distancia r_w (al otro lado de la cara de la arenisca), mientras que p_{wf} , a un tiempo dado, es la presión de fondo fluyente. Una forma de modelar efecto de daño positivo es considerar un sistema equivalente composicional (ver gráfico 2-6), con una zona invadida o con presencia de daño de radio r_s mayor que r_w y de permeabilidad k_s menor que k .

La ley de Darcy nos da la relación entre el factor equivalente de daño, r_s y k_s :

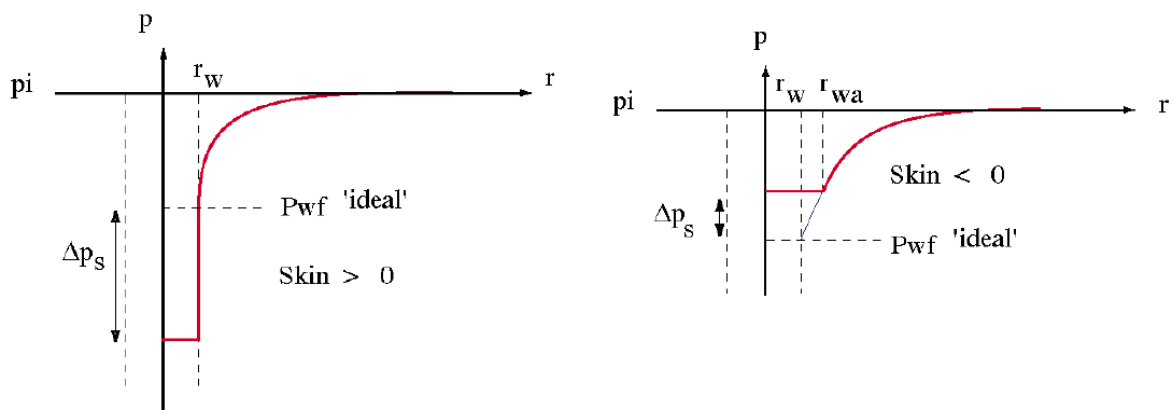
$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (2.3)$$

GRÁFICO 2-6 - MODELO DE DAÑO EN UN POZO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-7 - MODELO DE RADIO EQUIVALENTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

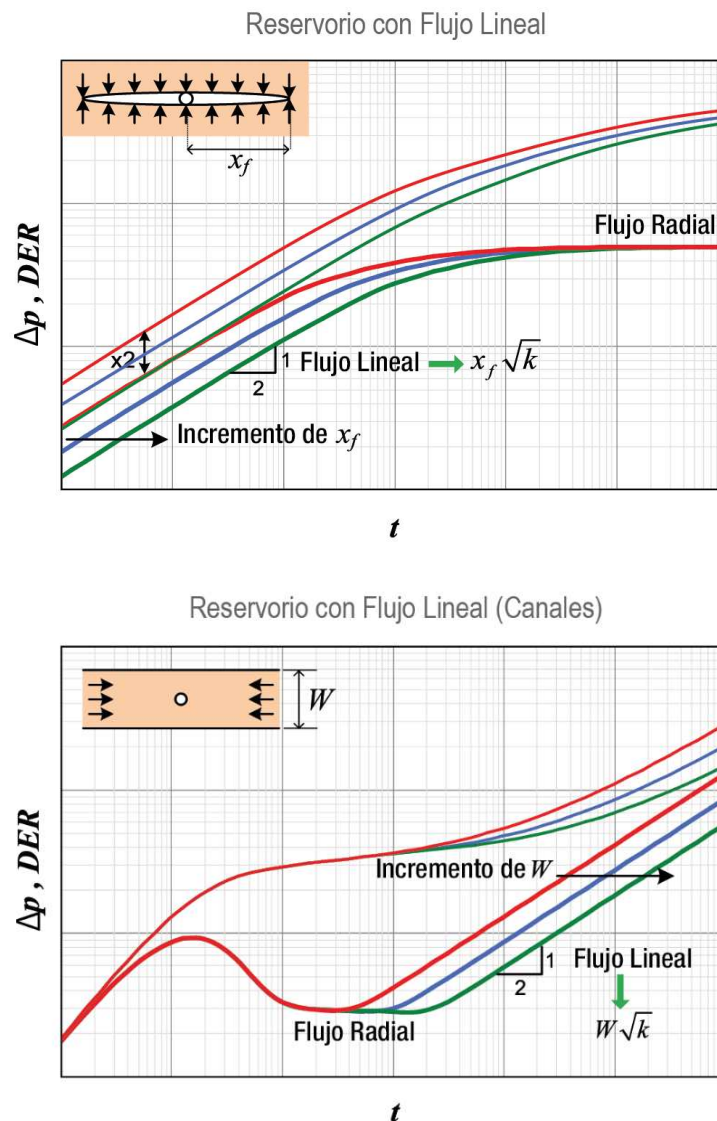
Otra forma de modelar el daño es mediante la noción de radio equivalente, esto es aplicable tanto para daño positivo como para daño negativo. La idea es considerar que el pozo que presenta daño tiene la misma productividad que un pozo de mayor o menor radio sin presencia de daño. Si el daño es positivo, el radio equivalente será menor que r_w . Si el daño es negativo, el radio equivalente será mayor que r_w , tal como lo muestra el gráfico 2-7. La ecuación, partiendo de la ley de Darcy, puede determinarse al considerar los límites cuando k_s tiende al infinito (hueco abierto), y estaría dada por:

$$S = -\ln\left(\frac{r_{wa}}{r_w}\right) \quad (2.4)$$

2.3.1.3. Flujo lineal

Este régimen se desarrolla en pozos verticales fracturados y en pozos horizontales, aunque también se lo ha encontrado en pozos que producen de reservorios muy alargados (región LTR, canales). El flujo lineal exhibe en la derivada una pendiente positiva de $\frac{1}{2}$, tal como lo muestra el gráfico 2-8.

GRÁFICO 2-8 - ΔP Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO LINEAL.

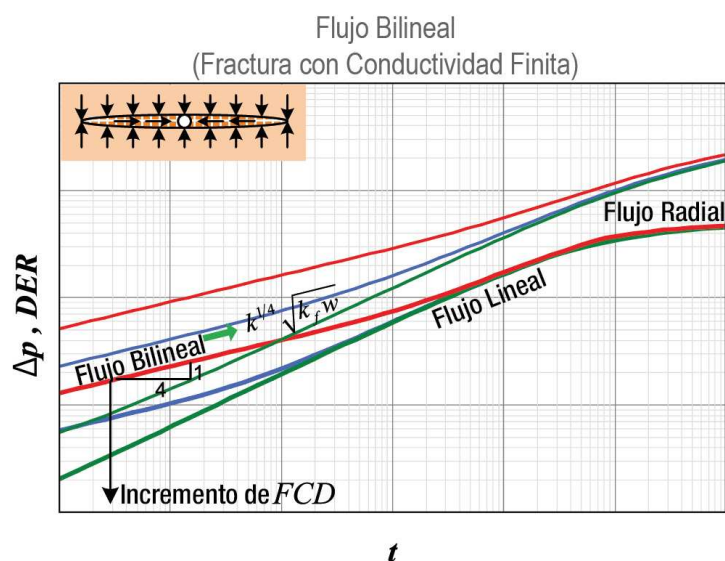


La geometría de las líneas de flujo son vectores estrictamente paralelos que convergen hacia un plano, por ello los parámetros asociados con el flujo lineal son la permeabilidad de la formación en la dirección de flujo y el área perpendicular a las líneas de flujo. Con la determinación del parámetro kh , a partir de otro régimen de flujo, se puede calcular el espesor del área de flujo. Esto provee la longitud media de la fractura de un pozo vertical fracturado, la longitud de la producción efectiva en un pozo horizontal o el ancho de un reservorio alargado.

2.3.1.4. Flujo bilineal

El flujo bilineal se puede presentar en pozos hidráulicamente fracturados (ver gráfico 2-9) en presencia o no, de flujo lineal. El flujo bilineal ocurre debido a una caída de presión en la fractura, dando lugar a líneas de flujo paralelas en la fractura al mismo tiempo que las líneas de flujo en la formación se vuelven paralelas conforme convergen hacia la fractura. El término bilineal se refiere al flujo simultáneo de dos patrones de flujo lineal en dirección normal. La derivada tiende a tener una pendiente de $1/4$ para este tipo de flujo. Cuando se conoce la longitud media de la fractura y la permeabilidad de la formación, se puede determinar la conductividad de la fractura $k_f w$ a partir del análisis del flujo bilineal.

GRÁFICO 2-9 - Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO BILINEAL.



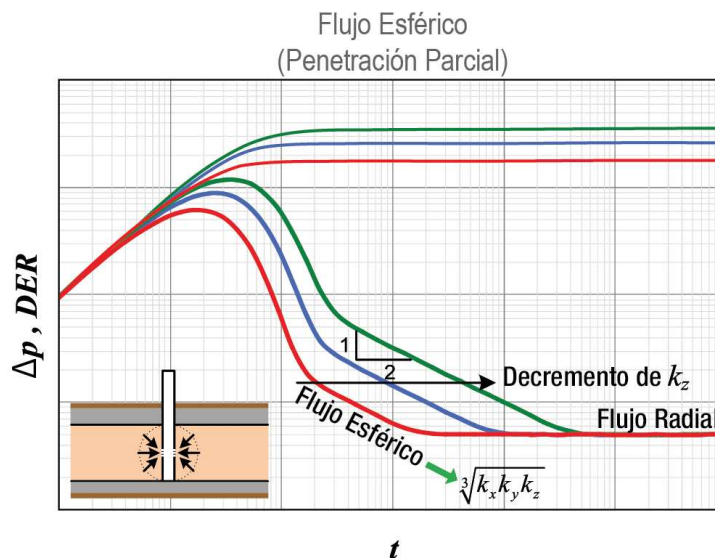
Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

2.3.2. TIEMPOS MEDIOS (REGIÓN MTR)

2.3.2.1. Flujo esférico

El flujo esférico se da cuando las líneas de flujo convergen en un solo punto, este régimen ocurre en pozos con penetración parcial. Cuando esto se da cerca de la capa impermeable más cercana, ya sea la superior o la inferior, se produce un flujo hemi-esférico hacia el pozo. Tanto el flujo esférico como el hemi-esférico muestran una pendiente de $-1/2$ en la derivada como se muestra en el gráfico 2-10. Si se determina la permeabilidad esférica de este patrón de flujo, esta puede ser usada con la permeabilidad horizontal k_h -obtenida de un patrón de flujo radial- para determinar la permeabilidad vertical k_v . Esto nos sirve para determinar la conificación de agua o de gas o el desempeño de un pozo horizontal.

GRÁFICO 2-10 - Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO ESFÉRICO.



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

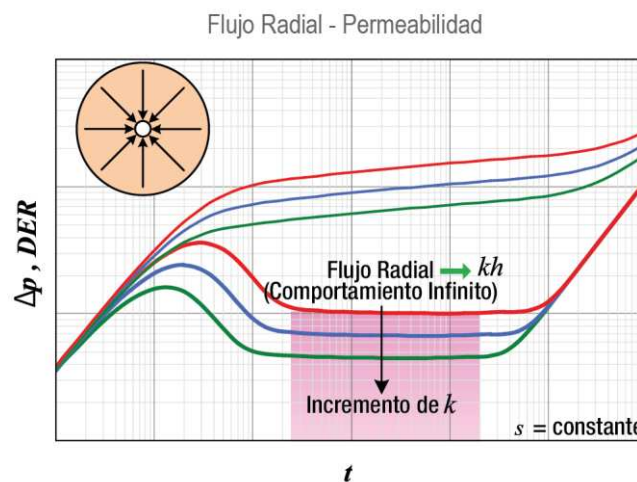
2.3.2.2. Flujo radial

Este es el tipo de flujo más importante en la interpretación de pruebas de presión, el cual muestra una línea de pendiente 0 en la derivada.

Las líneas de flujo se muestran como vectores que convergen hacia un cilindro (ver gráfico 2-11).

Este régimen de flujo se presenta en pozos verticales con zonas totalmente abiertas al flujo, en pozos con penetración parcial el flujo radial puede estar presente solo en los primeros tiempos de producción de la zona que está directamente en contacto con los disparos, en un pozo estimulado, en pozos horizontales (flujo pseudo-radial y también flujo radial vertical en los inicios de producción) y si el pozo está localizado cerca de una barrera de flujo como una falla sellante, la respuesta de presión puede exhibir flujo pseudo-radial debido al pozo productor y a su imagen al otro lado de la falla.

GRÁFICO 2-11 - Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE FLUJO RADIAL.

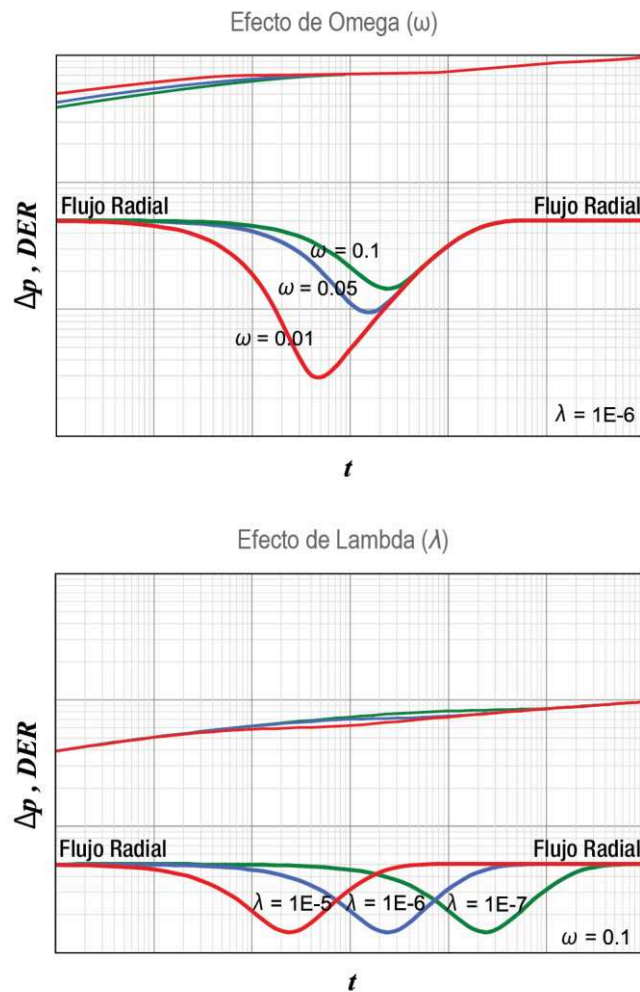


Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

2.3.2.3. Doble porosidad o doble permeabilidad

Este tipo de flujo ocurre en rocas reservorio que contienen heterogeneidades internas ampliamente distribuidas con altos contrastes en las características de flujo. Las formaciones naturalmente fracturadas o que presentan láminas son ejemplos de esto. La respuesta en la derivada es la de una depresión en forma de “V” o de “U” (ver gráfico 2-12), que están definidos por los parámetros ω (*índice de almacenamiento*) y λ (*coeficiente de flujo interporoso*), que son los que definen la heterogeneidad interna del reservorio.

GRÁFICO 2-12 - Δp Y DERIVADA CON PRESENCIA DE DOBLE POROSIDAD - PERMEABILIDAD.



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

2.3.3. TIEMPOS TARDÍOS (REGIÓN LTR)

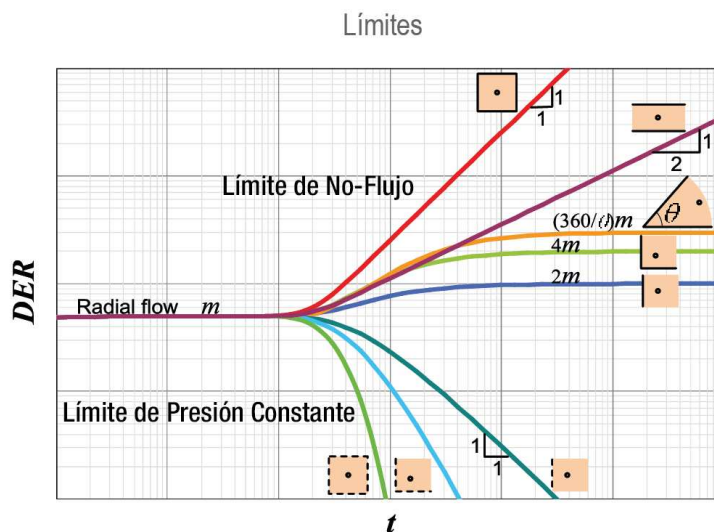
2.3.3.1. Flujo dominado por los límites (BDF)

En esta zona de la prueba de presión, el efecto del tipo de límite del reservorio se vuelve visible en la tendencia que toma la derivada. Si la pendiente de la derivada es positiva, implica que hemos pasado del estado transitorio al estado pseudo-continuo y el límite es una falla sellante -también llamado límite de no flujo-, si la pendiente es negativa, entonces estamos en presencia de un acuífero que implica el paso de estado transitorio a estado continuo o puede también implicar un

sistema cerrado en análisis de build up. Si se tiene una pendiente de valor 0, significa que es un yacimiento “infinito”, ya que el comportamiento de la derivada es el de flujo radial y aún no se alcanzan los límites del reservorio.

El gráfico 2-13 muestra los posibles límites que pueden ser observados durante pruebas de presión transitoria en la región LTR.

GRÁFICO 2-13 - FLUJO DOMINADO POR LOS LÍMITES.



Fuente: Fekete, F.A.S.T. Welltest.

2.4. MODELOS ANALÍTICOS

2.4.1. POZO

La geometría del pozo, su trayectoria en la formación, la forma en la que está completado o estimulado, tiene un profundo impacto en la respuesta transitoria de presión y en la producción del pozo a largo plazo. Para el análisis de pruebas de presión, el modelo del pozo dominará en muchos casos la respuesta de presión transitoria después de que el almacenamiento pierde su dominio y antes de que el flujo radial infinito pueda ser identificado. La geometría del flujo alrededor del pozo

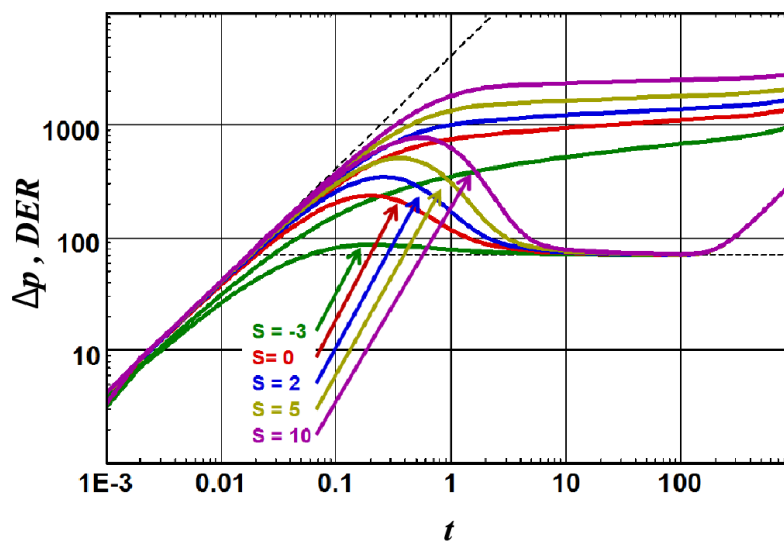
creará regímenes característicos, los cuales se verán reflejados en la derivada de Bourdet y en líneas rectas en gráficos específicos.

Después de que se alcanza el flujo radial el modelo de pozo producirá un daño total equivalente, el cual puede ser calculado usando el método de línea recta (Horner o MDH). Este daño total es la suma de los daños “reales” que resultan de un daño en el pozo o de una estimulación y de un daño geométrico que definirá la diferencia de productividad entre el pozo real y un pozo vertical con penetración total en la formación.

2.4.1.1. Pozo vertical con daño constante

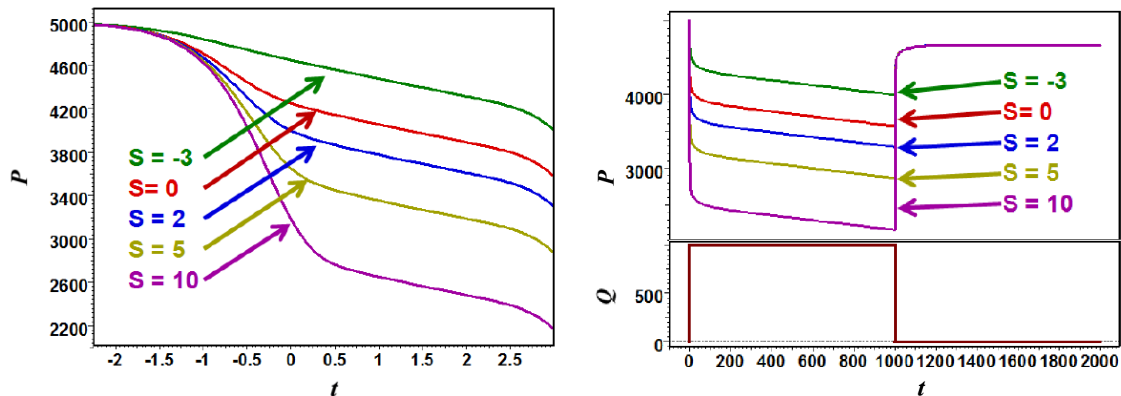
El modelo más simple es el pozo vertical que penetra totalmente a la formación productora. A este modelo también se lo suele llamar “pozo con almacenamiento y daño” ya que los únicos factores que afectan la respuesta en el gráfico log-log son el almacenamiento y el daño. La representación en escala log-log que se muestra en el gráfico 2-14 y en el GRÁFICO 2-15 para la escala semi-log e histórico de producción, responde a varios valores del factor de daño (S). La forma de la curva, que originalmente se graficó para cambios de $C_D e^{2S}$ en las curvas tipo, es en realidad una función de C y de $r_w e^{-S}$.

GRÁFICO 2-14 - EFECTO DEL DAÑO EN LA GRÁFICA LOG-LOG.



Fuente: Kappa Eng, “Dynamic Data Analysis”.

GRÁFICO 2-15 - EFECTO DEL DAÑO EN EL GRÁFICO SEMI-LOG Y EN EL HISTÓRICO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Si consideramos la ecuación de flujo radial infinito:

$$p(t) = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686 * S \right] \quad (2.5)$$

Y la reordenamos,

$$\Delta p(t) = \frac{162.6qB}{\frac{kh}{\mu}} \left[\log(t) + \log\left(\frac{kh}{\mu}\right) - \log(h\phi c_t) - 3.228 - 2 \log(r_w e^{-S}) \right] \quad (2.6)$$

Con ello podemos ver que la pendiente es función de kh/μ y que también hay un término constante que muestra los efectos residuales de $r_w e^{-S}$, ϕ y c_t .

2.4.1.2. Pozo vertical con daño variable

2.4.1.2.1. Daño en función el caudal de flujo

Esto se presenta especialmente en pozos con altas ratas, pero no solo en pozos de gas, la velocidad de flujo puede ser considerablemente alta y en algunos casos puede convertirse en flujo turbulento. Cuando esto pasa, la ley de Darcy no se aplica y debe ser reemplazada por la ecuación de Forcheimer:

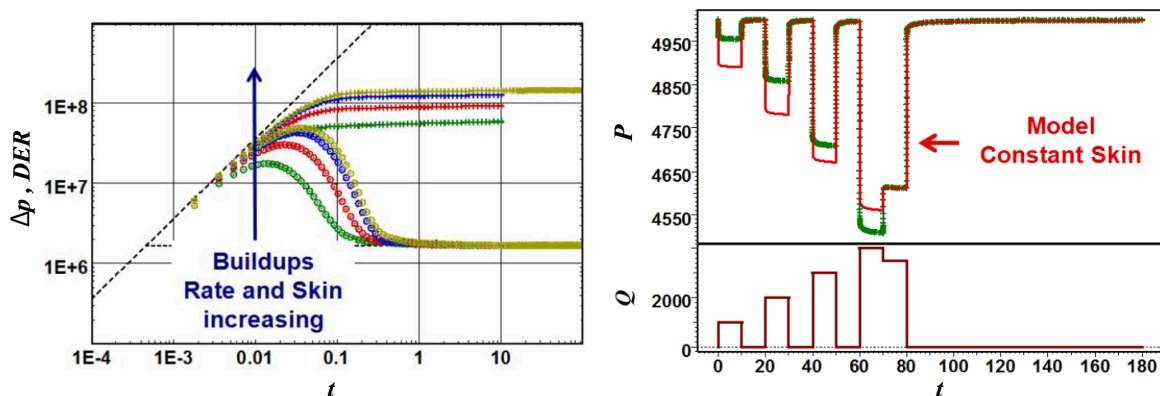
$$\frac{dP}{dx} = \frac{\mu}{k}u + \beta * \rho * u^2 \quad \beta = \frac{0.005}{[\phi(1-S_w)]^{5.5} * k^{0.5}} \quad (2.7)$$

El problema exacto es no-lineal y puede ser resuelto numéricamente, sin embargo puede ser simplificado y se pueden usar modelos analíticos con buenas aproximaciones al añadir un factor de dependencia del caudal al factor de daño (S). Bajo estas condiciones, el factor de daño efectivo S' para un caudal dado se describe como:

$$S' = S_0 + bq \quad \text{ó} \quad S' = S_0 + \frac{dS}{dq}q \quad (2.8)$$

b es un coeficiente de flujo no Darciano y para evaluar la dependencia al caudal, el daño debe ser resuelto para distintos caudales. El gráfico 2-16 muestra, cuatro build up's con diferentes valores de daño y su correspondiente ajuste histórico usando un modelo de daño constante. Se puede ver que el empate no es consistente con los datos medidos.

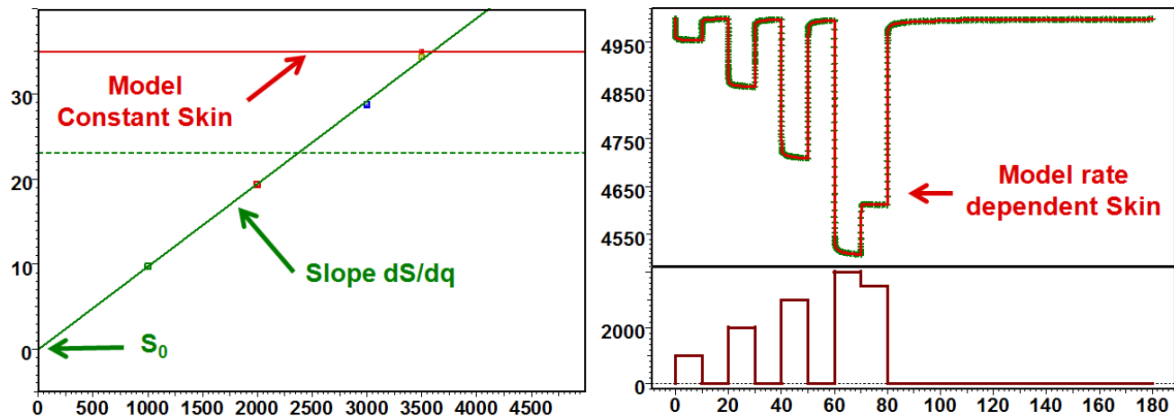
GRÁFICO 2-16 - AJUSTE CON EL MODELO DE DAÑO CONSTANTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El gráfico 2-17 muestra daño vs caudal, el cual es usado para evaluar la dependencia con el caudal y el daño si no hay presencia de turbulencia. A partir de este gráfico podemos crear un modelo de daño con dependencia al caudal. Finalmente podemos ver que en el gráfico de producción, el ajuste histórico es consistente con los datos medidos.

GRÁFICO 2-17 - AJUSTE CON EL MODELO DE DAÑO CON DEPENDENCIA AL CAUDAL DEL FLUJO.

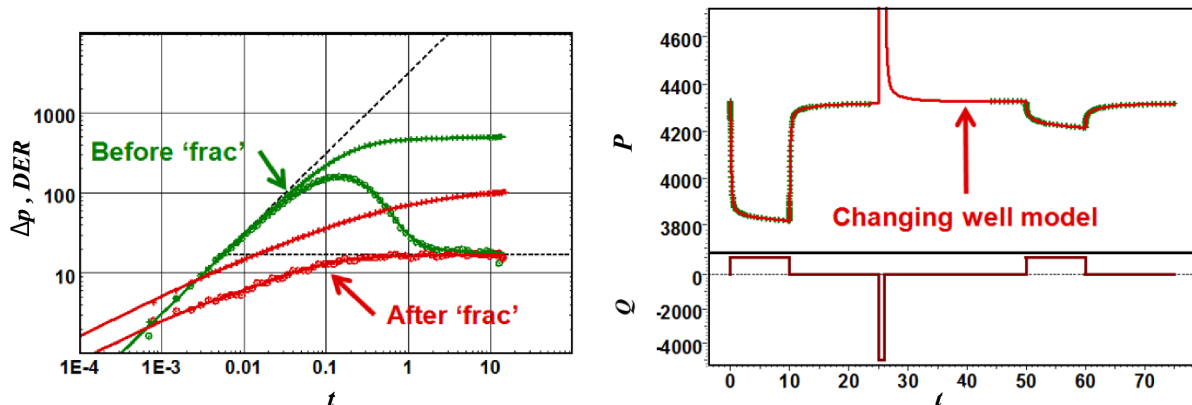


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.1.2.2. Modelo de pozo en función del tiempo

Después de un trabajo de estimulación o un workover completo, hay un cambio voluntario de un modelo a otro. Esto puede ser típicamente el cambio de las condiciones de pozo, de un modelo de almacenamiento y daño a un modelo de fractura. El daño puede también cambiar pero el cambio del modelo es más radical que un mejoramiento o deterioro del daño. El gráfico 2-18 muestra el ajuste en la gráfica log-log del comportamiento del pozo antes y después de un trabajo de estimulación mediante fractura. El modelo empata por completo con el historial de la secuencia de la prueba incluyendo el tratamiento por fractura.

GRÁFICO 2-18 - AJUSTE CON EL MODELO DE POZO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.

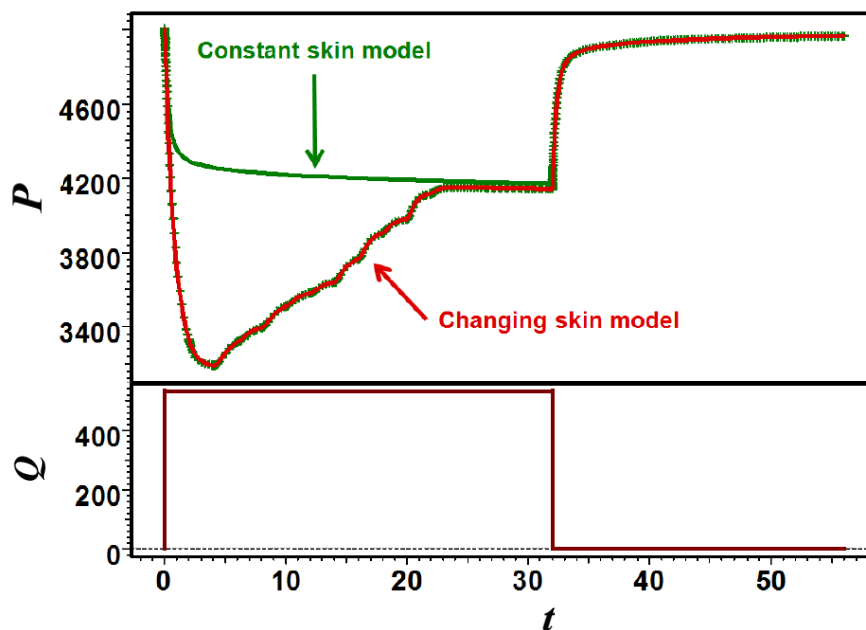


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.1.2.3. Daño en función del tiempo

Cuando un pozo es limpiado, uno puede apreciar una disminución del daño con el tiempo. Inversamente, un pozo durante su vida productora tenderá a incrementar su factor de daño. El gráfico 2-19 muestra un pozo que está siendo limpiado y que está ajustado a un modelo de daño constante y a uno variable.

GRÁFICO 2-19 - AJUSTE CON EL MODELO DE DAÑO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

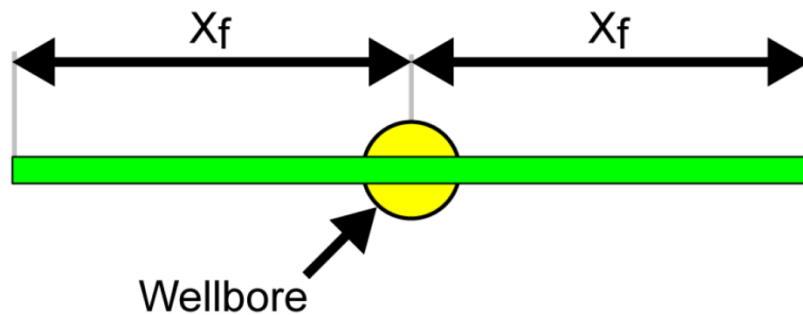
2.4.1.3. Fractura de alta conductividad

Este modelo que se usa en pruebas de presión asume que la extensión de la fractura son dos rectángulos perfectos cada uno con una longitud X_f , la cual es la longitud media de fractura (ver gráfico 2-20). Para fracturas con penetración total, la altura de los rectángulos es el espesor de la formación.

En los tiempos tempranos solo la parte del reservorio que se encuentra frente a la fractura contribuirá mayoritariamente a la producción en forma ortogonal al plano

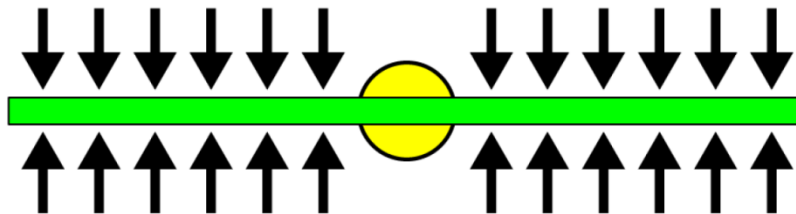
de la fractura. Esto es lo que se conoce como flujo lineal y esta es característico en fracturas (gráfico 2-21).

GRÁFICO 2-20 - MODELO ESQUEMÁTICO DE UNA FRACTURA EN EL PLANO HORIZONTAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-21 - FLUJO LINEAL EN LA FRACTURA.

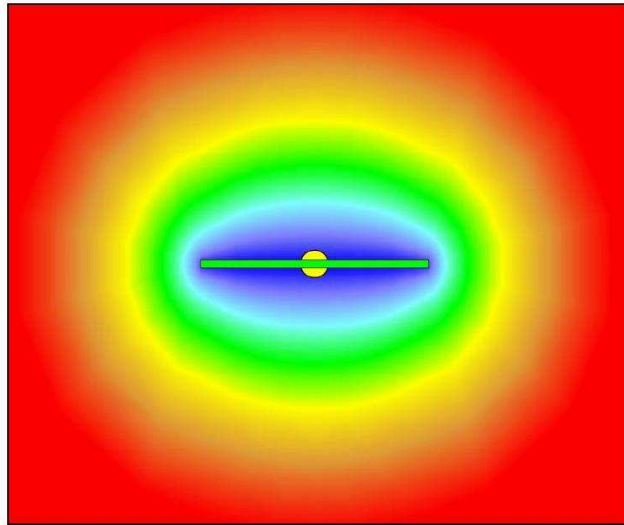


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El flujo se desviará progresivamente de la tendencia lineal mientras el resto de la formación empieza a hacer impacto en la producción y el área de investigación se vuelve elíptica. Cuando la producción continua, la elipse continua creciendo y se convierte en un círculo cuando se alcanza flujo radial infinito (ver gráfico 2-22). En esta etapa la fractura se comporta como un pozo estándar con daño negativo.

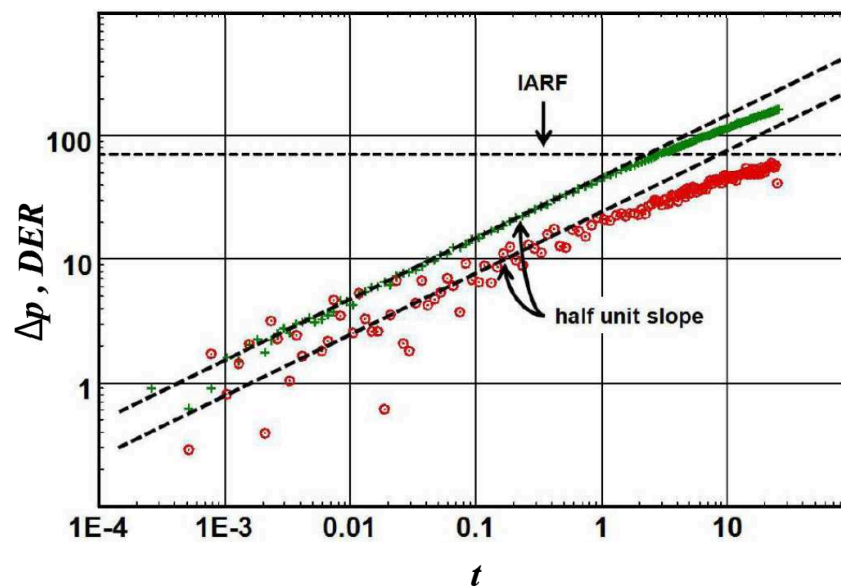
El régimen de tiempos tempranos en una fractura de alta conductividad se caracteriza en un gráfico log-log por una recta con pendiente de valor $\frac{1}{2}$ tanto en la presión como en su derivada. Para un tiempo dado, el nivel al cual se encuentra la derivada es la mitad que el de la presión (ver gráfico 2-23). En los tiempos tardíos hay una transición de este flujo lineal hacia flujo radial infinito, donde la derivada se estabiliza.

GRÁFICO 2-22 - ÁREA DE INVESTIGACIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO EN UNA FRACTURA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-23 - COMPORTAMIENTO DE UNA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.1.4. Fractura de baja conductividad

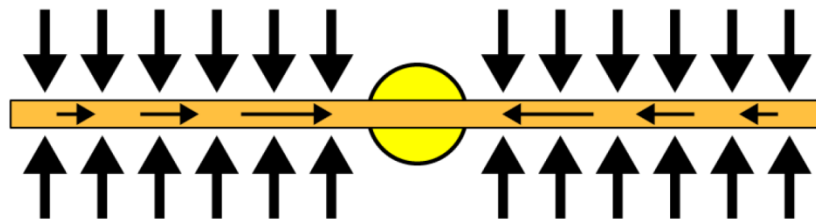
La geometría de la fractura es la misma que en los modelos de alta conductividad pero ahora se asume que hay una caída de presión bastante significativa a lo largo de la fractura.

En ausencia del almacenamiento, el primer régimen de flujo es el lineal a lo largo del eje de la fractura, esto induce simultáneamente un flujo lineal ortogonal a la fractura, en contraste con los modelos de alta conductividad (ver gráfico 2-24).

Este régimen de flujo bilineal, con flujo lineal a lo largo de sus dos ejes, da lugar a una respuesta de presión proporcional a la raíz cuarta del tiempo.

Tanto el gráfico log-log de la presión como el de la derivada de Bourdet, exhiben pendientes de valor $1/4$ durante el flujo bilineal. El flujo bilineal es seguido por el flujo lineal caracterizado por su pendiente de $1/2$ (ver gráfico 2-25).

GRÁFICO 2-24 - FLUJO BILINEAL EN LA FRACTURA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El flujo bilineal usualmente sucede en los tiempos tempranos y no siempre es visible. Representa el tiempo en el cual la caída de presión en la fractura es significativa y en la realidad este tiempo es bastante corto. Aun cuando no hay efecto de almacenamiento, los datos a veces no muestran la pendiente de $1/4$ y el empate se puede hacer directamente con un modelo de fractura de alta conductividad.

Sin embargo, el modelo general para un pozo con fractura inducida debe ser siempre el de fractura con conductividad finita, ya que siempre habrá una caída de presión en la fractura, pequeña pero existe.

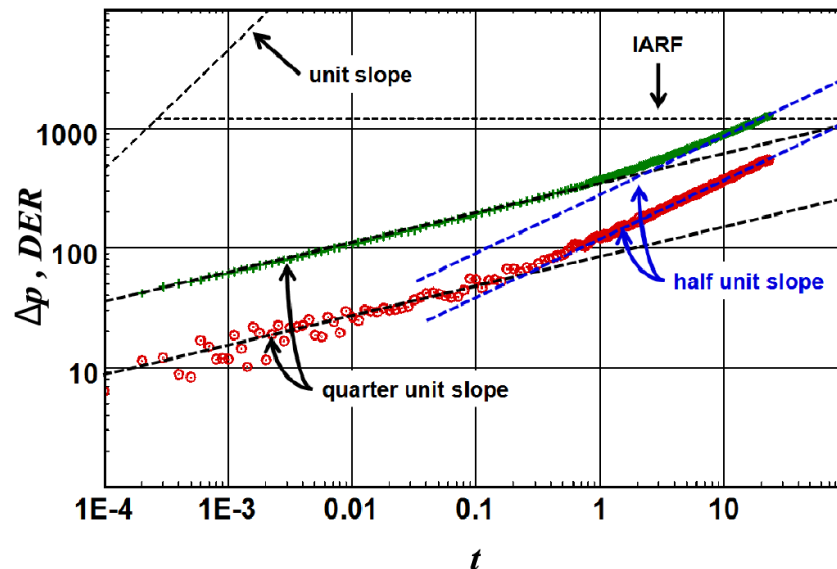
Hay dos parámetros adicionales que necesitan ser especificados en este modelo, el espesor de la fractura (w) y la permeabilidad de la fractura (k_f), aunque en realidad lo que se especifica es el producto ($k_f w$). La relación entre el cambio de

presión y la raíz cuarta del tiempo transcurrido está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta p = \frac{44.11qB\mu}{h\sqrt{k_f w}(\phi\mu c_t k)^{1/4}} \Delta t^{1/4} \quad (2.9)$$

Durante el flujo bilineal, en el gráfico log-log, la presión y la derivada presentan rectas de pendiente 1/4 y el nivel de la derivada es un cuarto de lo que muestra la presión.

GRÁFICO 2-25 - COMPORTAMIENTO DE UNA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.1.5. Pozo con penetración parcial

Este modelo asume que el pozo produce de un intervalo menor que el del intervalo neto de la formación (ver gráfico 2-26). El intervalo neto no es siempre cañoneado para evitar conificación de gas o de agua, en este caso la penetración parcial es voluntaria.

En teoría, después del almacenamiento, la respuesta inicial es el flujo radial del intervalo perforado h_w , el cual se muestra como "1" en el gráfico 2-27. Esta

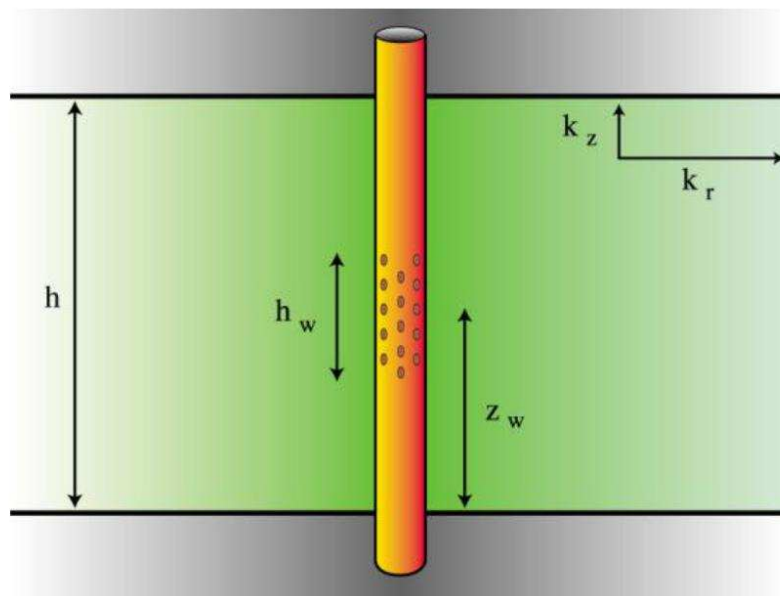
estabilización nos da el producto $k_r h_w$ (el subfijo r es por radial) y se puede pensar que si no hay permeabilidad vertical éste es el único régimen de flujo presente antes de la influencia de los límites.

En el régimen de flujo "2" hay una contribución vertical al flujo y si el intervalo perforado es lo suficientemente pequeño, se tendrá una línea de pendiente $-1/2$ en la derivada, la cual corresponde a flujo esférico (ver gráfico 2-28).

Finalmente cuando la difusión haya llegado hasta los límites superior e inferior, el régimen de flujo se vuelve radial de nuevo y la estabilización corresponde al producto de $k_r h$.

El flujo hemi-esférico se presenta cuando las perforaciones inician en el tope de la formación y no cubren la totalidad del intervalo o cuando inician en un punto dentro del intervalo y terminan en la base del intervalo de interés (ver gráfico 2-29).

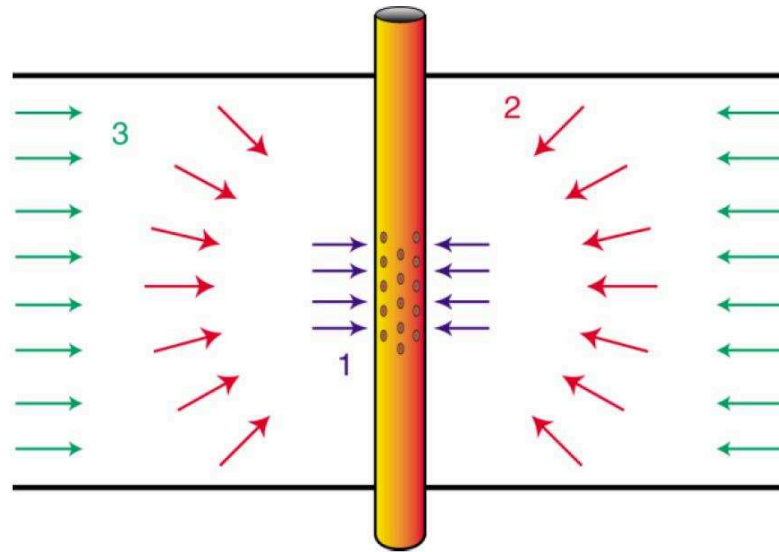
GRÁFICO 2-26 - ESQUEMÁTICO DE UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

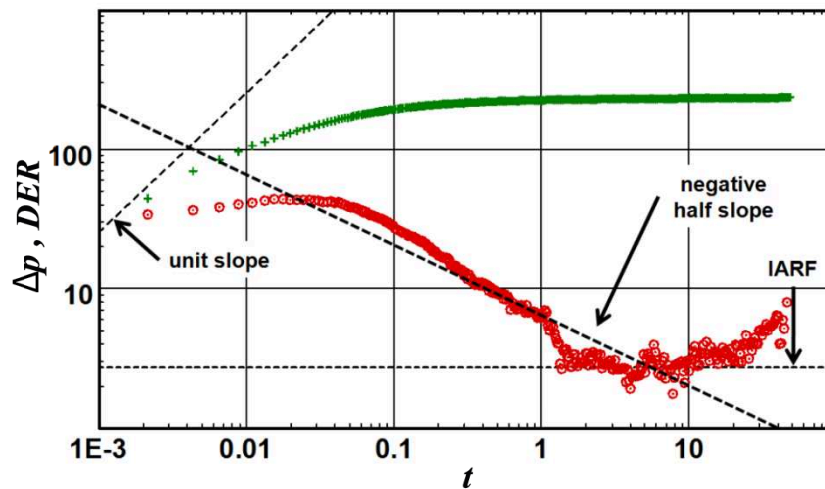
El régimen de flujo que es importante es el esférico ya que durante este flujo se puede determinar la anisotropía k_v/k_r .

GRÁFICO 2-27 - REGÍMENES DE FLUJO EN UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-28 - COMPORTAMIENTO DE UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL.



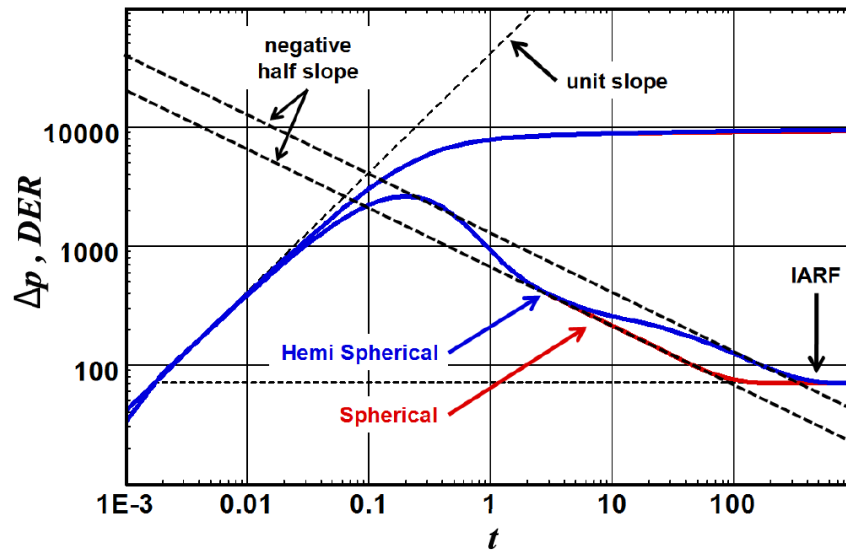
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.1.6. Pozos horizontales

Se asume que el pozo es completamente horizontal, en una formación homogénea que es estrictamente horizontal y de un espesor uniforme h (ver gráfico 2-30).

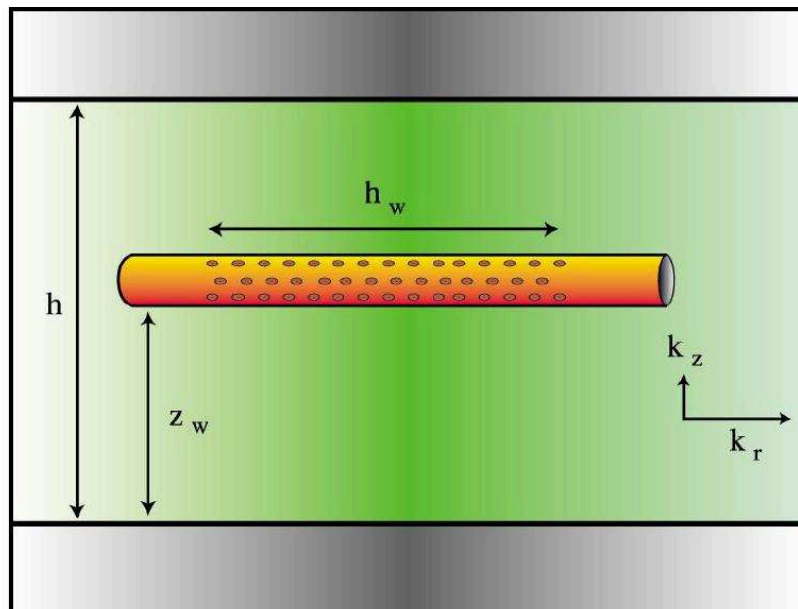
El primer régimen de flujo, muchas veces ocultado por el almacenamiento, es flujo pseudo-radial en el plano vertical, análogo al flujo radial en pozos verticales.

GRÁFICO 2-29 - DIFERENCIA ENTRE EL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO ESFÉRICO Y EL HEMI-ESFÉRICO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-30 - ESQUEMÁTICO DE UN POZO HORIZONTAL.



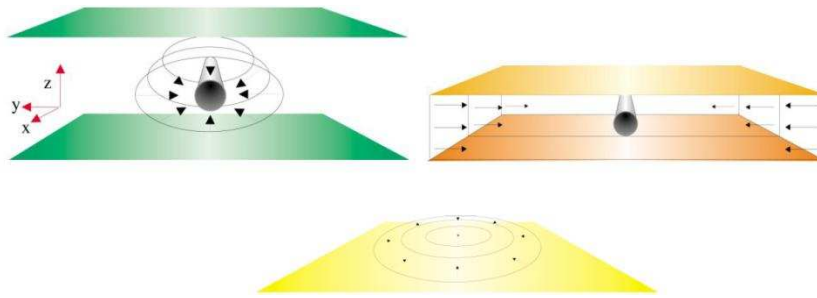
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

La permeabilidad promedio combina los componentes vertical y radial (horizontal) con la anisotropía horizontal. En la mayoría de casos la anisotropía horizontal es

ignorada y la combinación de permeabilidad es solamente de la permeabilidad vertical y radial. El espesor corresponde a la longitud del pozo que contribuye a la producción. El nivel de la derivada, o la pendiente de la recta semilog es:

$$(kh)_{early} = h_w \sqrt{k_v k_r} \quad (2.10)$$

GRÁFICO 2-31 - REGÍMENES DE FLUJO: PSEUDO RADIAL, LINEAL Y RADIAL INFINITO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Si la permeabilidad vertical es relativamente grande, el daño geométrico será negativo y el segundo régimen de flujo es el lineal entre los límites superior e inferior (ver gráfico 2-31). La derivada mostrará una pendiente de 1/2.

$$(kh)_{lineal} = k_r \left(\frac{h_w}{2} \right)^2 \quad (2.11)$$

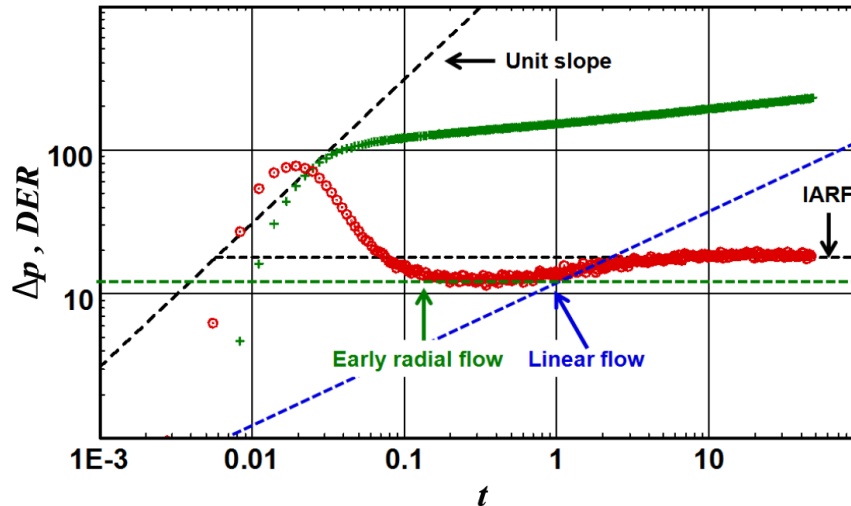
Cuando la permeabilidad vertical es pequeña, el daño geométrico se vuelve positivo y el comportamiento del segundo régimen de flujo será similar al que fue observado en pozos con penetración parcial.

Finalmente, el último régimen de flujo es el radial, el cual es equivalente al de un pozo vertical con la segunda estabilización de la derivada que corresponde al producto de kh , si el reservorio se considera isotrópico.

$$(kh)_{late} = k_r h \quad (2.12)$$

El gráfico 2-32 muestra el comportamiento típico de un pozo horizontal con datos reales. A pesar del almacenamiento, el flujo radial temprano se muestra antes de que se desarrolle el flujo lineal.

GRÁFICO 2-32 - COMPORTAMIENTO DE UN POZO HORIZONTAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.1.7. Pozos desviados

Al igual que los pozos horizontales, los pozos desviados están diseñados para incrementar la productividad al maximizar el contacto con el reservorio. De hecho los pozos horizontales son una subcategoría de la solución para los pozos desviados. El parámetro de importancia en este modelo es el ángulo entre el pozo y la dirección principal de flujo (ver gráfico 2-33).

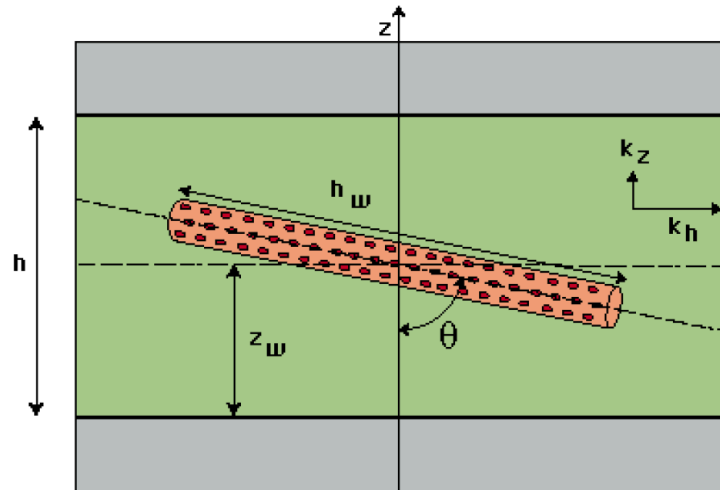
Inicialmente el impacto de esta descripción de geometría está en h y h_w :

- h es el espesor neto drenado, perpendicular a la dirección de flujo (sistemáticamente no es TVD o MD)
- h_w es la longitud del pozo que contribuye a la producción.

Así como en los pozos horizontales, se pueden desarrollar algunos regímenes de flujo. Si el ángulo con la vertical es grande, el pozo se acerca a ser horizontal. El buzamiento de la capa es tal que el pozo sigue a la formación estratigráficamente

hablando, entonces el comportamiento será como el de un pozo horizontal donde se desarrollan tres regímenes de flujo.

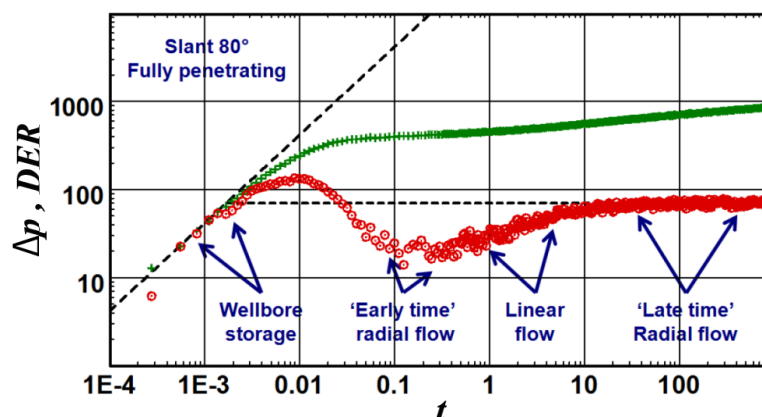
GRÁFICO 2-33 - ESQUEMÁTICO DE UN POZO DESVIADO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Se tiene flujo radial temprano en el plano normal al pozo, este régimen usualmente está oculto cuando la desviación es tal que el pozo se acerca a ser vertical. El almacenamiento en muchos casos también ocultará este comportamiento. Se tiene flujo lineal entre los límites superior e inferior si el ángulo se aproxima a la horizontal. El flujo radial es el último si la prueba es lo suficientemente larga. El gráfico 2-34 muestra el comportamiento en la gráfica log-log de un pozo desviado real donde todos los regímenes de flujo se han desarrollado.

GRÁFICO 2-34 - COMPORTAMIENTO DE UN POZO DESVIADO.

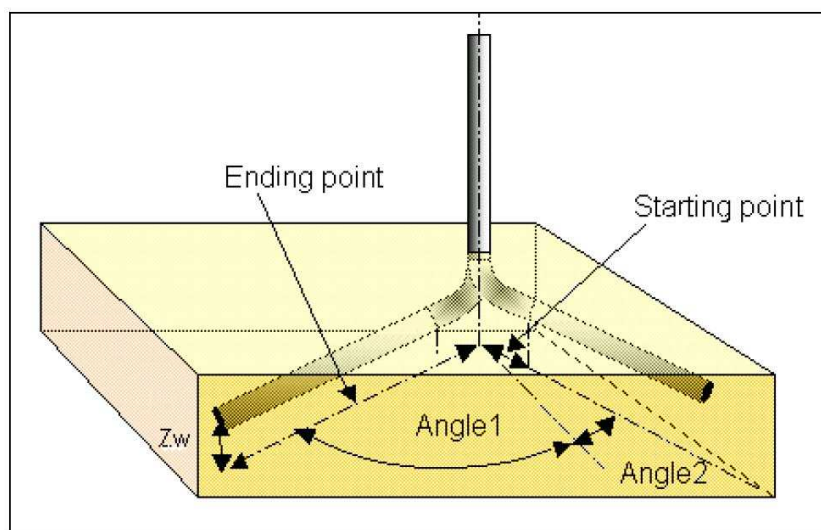


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.1.8. Pozos multilaterales

Otra respuesta para maximizar la producción y el barrido son los pozos multilaterales de máximo contacto con el reservorio. Estos consisten en múltiples pozos de drenaje (ver gráfico 2-35), cada pozo puede ser enfocado a una capa específica. Para este propósito, los pozos de drenaje deben ser perforados a diferentes elevaciones y direcciones.

GRÁFICO 2-35 - ESQUEMÁTICO DE UN POZO MULTILATERAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

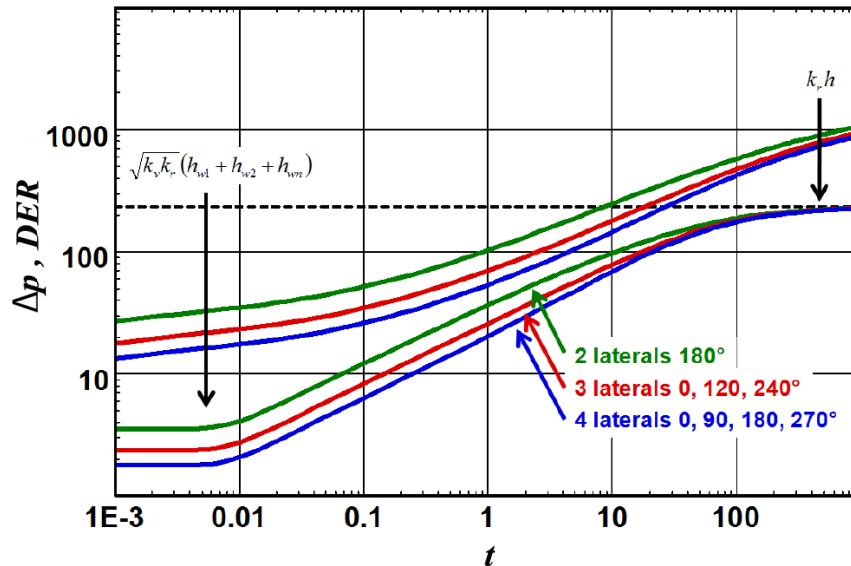
El comportamiento de la presión de dos pozos laterales a 180° de separación es similar al comportamiento de un pozo horizontal con una longitud igual a la suma de los dos laterales.

La secuencia de flujo puede ser observada: flujo radial infinito en el plano vertical, luego flujo lineal y al final flujo radial horizontal. El gráfico 2-36 muestra la respuesta de tres configuraciones distintas de pozos multilaterales.

Sin embargo, aunque el modelo analítico para pozos multilaterales simula perfectamente la suma del comportamiento de cada pozo, no permite diagnosticar en detalle las propiedades de drenaje. Para ello sería necesario hacer pruebas de

presión en cada pozo individualmente para permitir la determinación de propiedades de drenaje individuales.

GRÁFICO 2-36 - COMPORTAMIENTO DE UN POZO MULTILATERAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2. RESERVORIO

En el análisis de pruebas de presión transitoria, las características de los reservorios son por lo general detectadas después de que haya cesado la incidencia del tipo de pozo que se tenga y antes de que los efectos de los límites sean detectados. Esto es lo que se llamaría una respuesta de tiempo intermedio.

El principal parámetro que se busca examinar es la movilidad del fluido en el reservorio, k/μ . Cuando hay una duda con respecto al espesor efectivo del reservorio, el parámetro kh/μ es calculado. Cuando conocemos la viscosidad del fluido y podemos asumir que es constante, podemos calcular el parámetro, kh .

Durante el trabajo de interpretación, resulta conveniente caracterizar las heterogeneidades del reservorio usando y empatando modelos analíticos heterogéneos. Estas heterogeneidades pueden ser locales, verticales, areales o cualquier combinación de éstas.

Se pueden ingresar en los modelos numéricos las heterogeneidades como porosidad, permeabilidad y mapas de espesores o también se pueden generar y mejorar modelos geoestadísticos. En este caso, deberíamos cuantificar las heterogeneidades para tener una mejor valoración a largo plazo del potencial de nuestro reservorio.

2.4.2.1. Reservorios homogéneos

El reservorio homogéneo es el modelo más simple que se pueda asumir, donde tenemos la misma porosidad, permeabilidad y espesor en todo el reservorio. Se asume que la permeabilidad es isotrópica, esto significa que es la misma en todas las direcciones. Los parámetros de interés se incluyen en la tabla 2-2.

TABLA 2-2 - PARÁMETROS DE INTERÉS EN EL MODELO HOMOGÉNEO DE RESERVORIO

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
kh	Producto permeabilidad-espesor, dado por el empate de presión.
$\phi c_t h$	Almacenamiento del reservorio, es un dato dado al inicio de una prueba estándar o es el resultado de una prueba de interferencia.
S	Daño

Fuente: Ayuda del software Ecrin 4.12.07

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

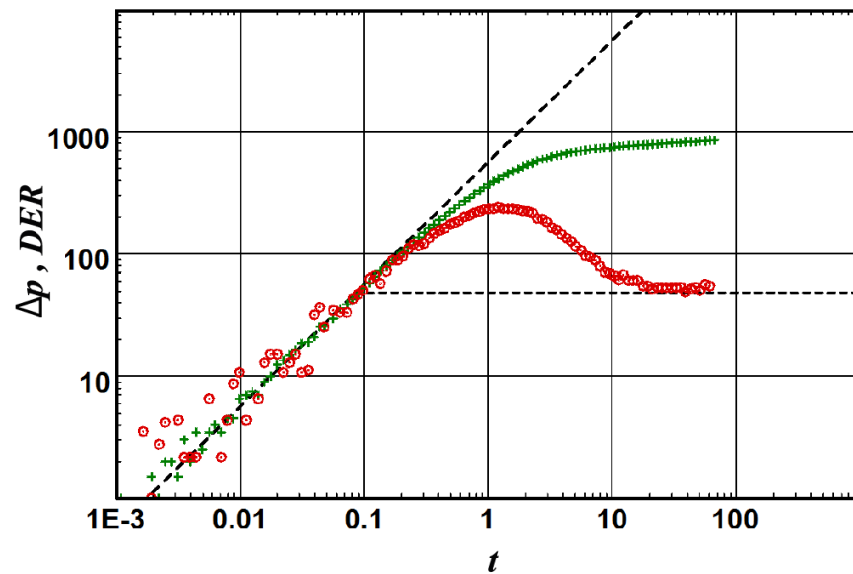
La respuesta de un reservorio homogéneo es simplemente la linealización de la presión con respecto al logaritmo del tiempo, se establece el flujo radial infinito, la derivada se estabiliza y se vuelve una línea recta horizontal en un nivel relacionado con la permeabilidad.

El gráfico 2-37 muestra la respuesta de presión de un modelo homogéneo sin presencia de límites, si así fuesen todos los casos que el ingeniero debe interpretar el trabajo sería más sencillo.

El gráfico 2-37 muestra el efecto que tienen los distintos tipos de pozos con sus regímenes de flujo característicos, todos ellos llegando a flujo radial infinito.

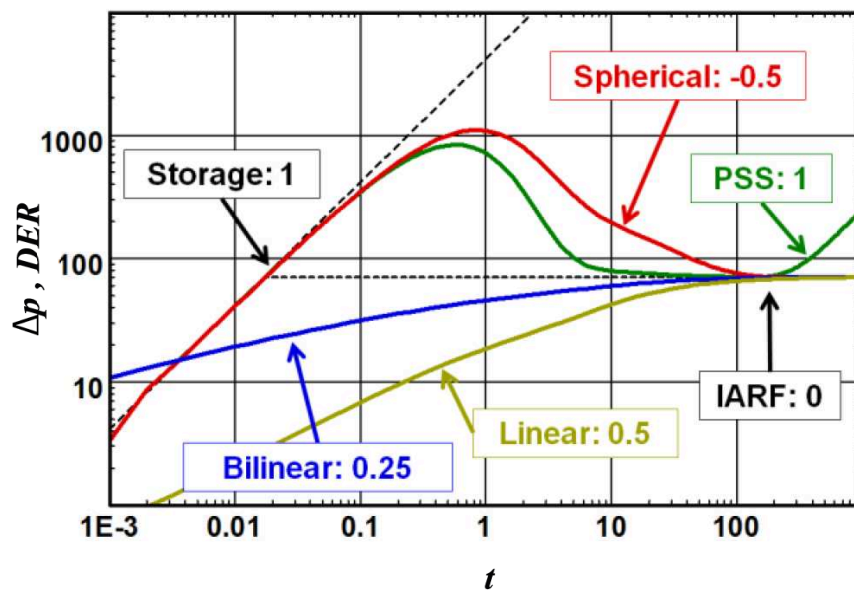
Los gráficos 2-39 y 2-40 muestran la respuesta típica de un reservorio homogéneo en un gráfico de solución línea-fuente y un gráfico semi-log.

GRÁFICO 2-37 - RESPUESTA TÍPICA DE UN RESERVORIO HOMOGÉNEO



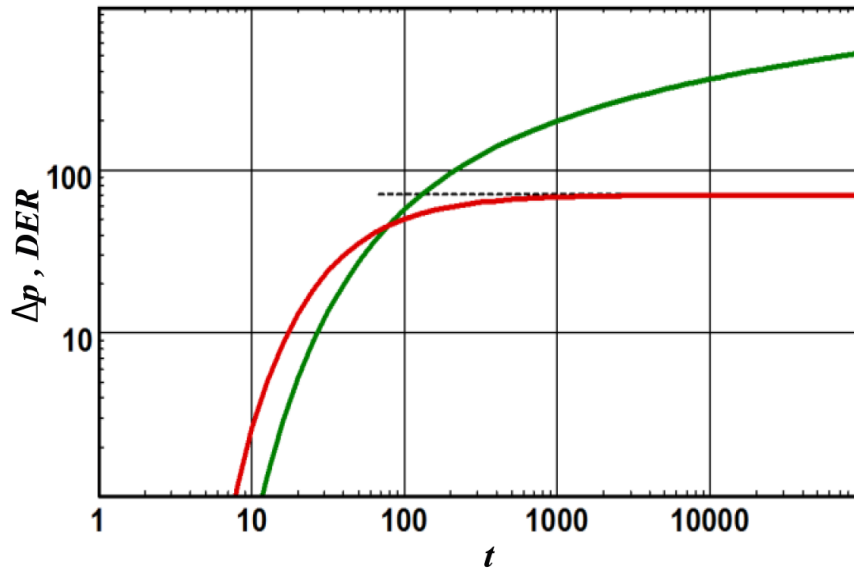
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-38 - INFLUENCIA DEL POZO EN EL MODELO HOMOGÉNEO.



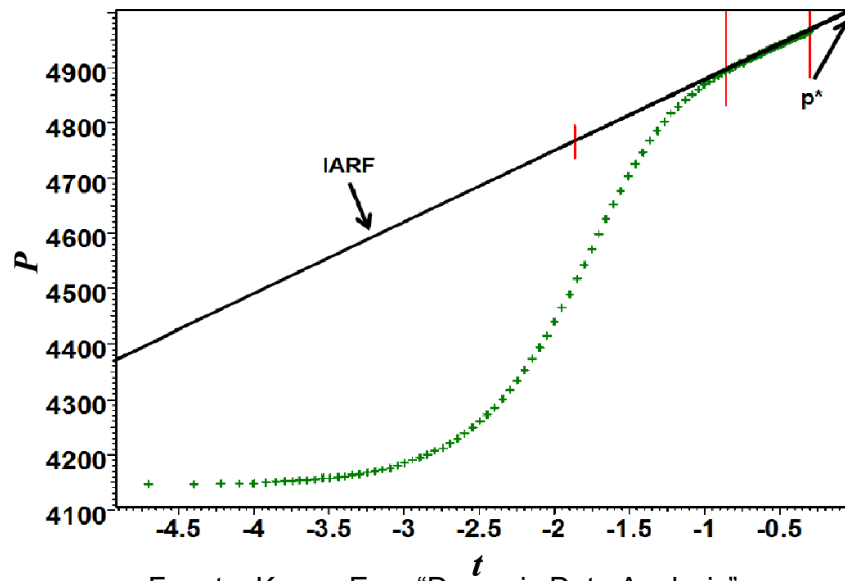
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-39 - SOLUCIÓN LÍNEA FUENTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-40 - ANÁLISIS DEL GRÁFICO SEMILOGARÍTMICO DEL RESERVORIO HOMOGÉNEO.



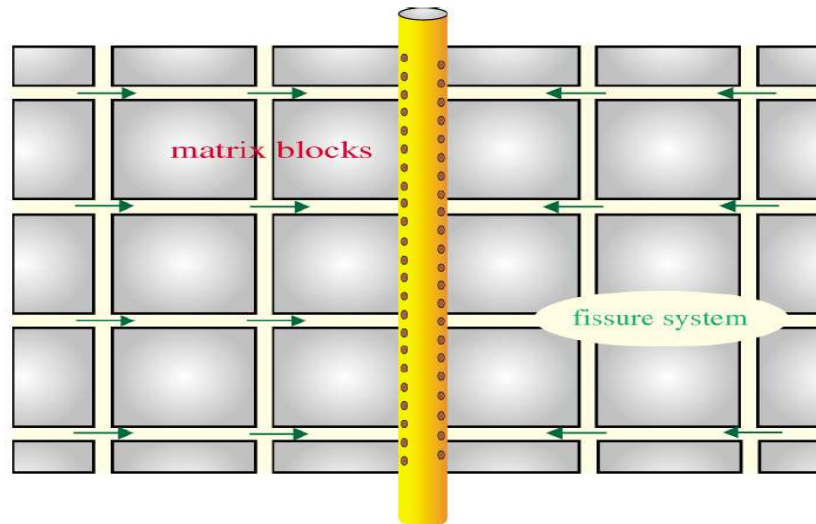
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.2. Reservorios de doble porosidad

El modelo de doble porosidad asume que el reservorio no es homogéneo, sino que su matriz son bloques de roca con alto almacenamiento y baja permeabilidad. El pozo se encuentra conectado mediante fisuras naturales de bajo almacenamiento pero alta permeabilidad (ver gráfico 2-41).

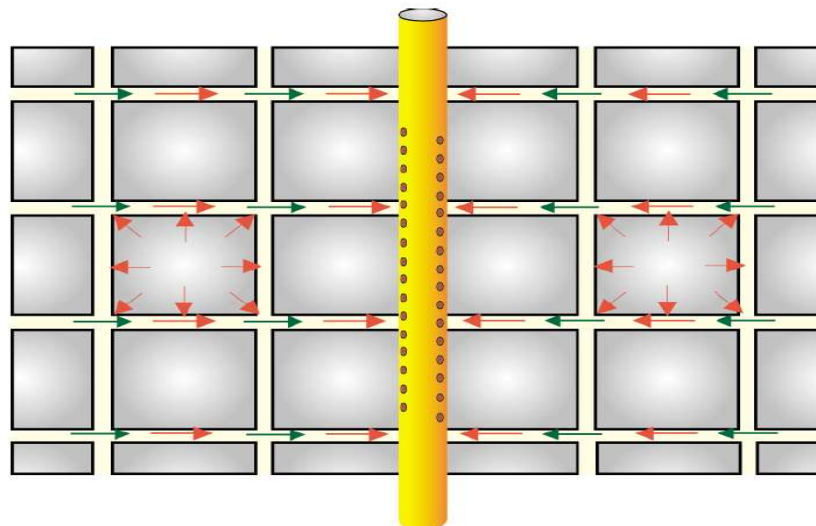
El fluido dentro de los bloques de la matriz no puede fluir directamente al pozo, así que aunque la mayor parte del hidrocarburo se encuentra almacenado ahí necesariamente tiene que entrar en las fisuras para poder ser producido (ver gráfico 2-42).

GRÁFICO 2-41 - PRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE FISURAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-42 - PRODUCCIÓN DEL SISTEMA TOTAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El modelo de doble porosidad es caracterizado mediante dos variables a parte de las ya mencionadas en el modelo homogéneo: ω que es el índice de

almacenamiento y es la fracción de fluidos almacenados en el sistema de fisuras. Por ejemplo, $\omega=0.05$ significa que el 5% del fluido se encuentra almacenado dentro de las fisuras.

$$\omega = \frac{(V\Phi c_t)_f}{(V\Phi c_t)_m + (V\Phi c_t)_f} \quad (2.13)$$

λ es el coeficiente de flujo interporoso que caracteriza la habilidad de los bloques de la matriz para fluir en el sistema de fisuras. Está dominado por el contraste de permeabilidad entre la matriz y las fisuras, k_m/k_f .

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (2.14)$$

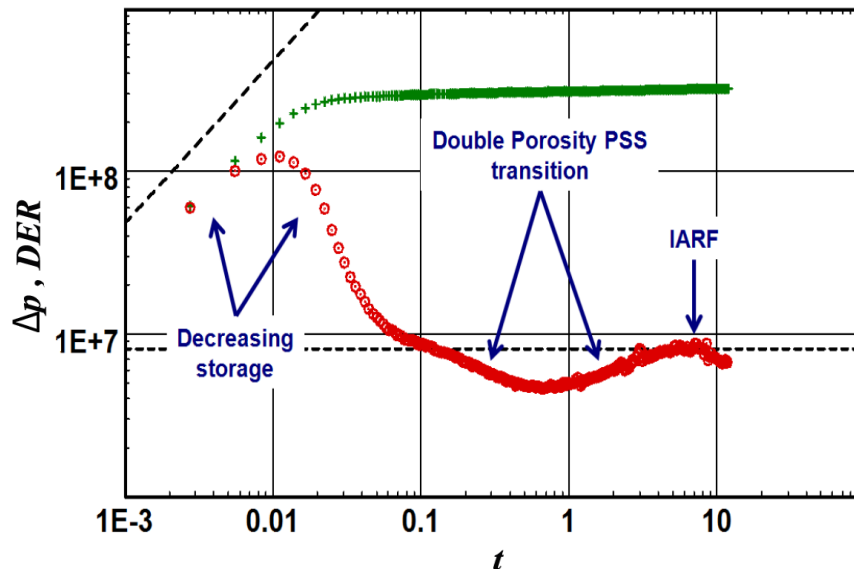
Cuando a un pozo inicialmente se lo pone en producción, después de cualquier tipo de comportamiento dominado por el pozo, el primer régimen de flujo que se desarrolla es el de flujo radial del sistema de fisuras, es decir, el sistema de fisuras hace que el pozo produzca como si solo estuviesen presentes éstas y no existe cambio de presión en los bloques de la matriz.

Sin embargo, este primer régimen de flujo se acaba rápidamente y casi siempre se encuentra enmascarado por el almacenamiento del pozo. Una vez que se empieza a producir desde el sistema de fisuras, se establece un diferencial de presión entre los bloques de la matriz y las fisuras.

La matriz se encuentra aún en la presión inicial p_i mientras que el sistema de fisuras tiene una presión de p_{wf} en el pozo, entonces los bloques de la matriz empiezan a aportar fluidos a la producción y éstos se canalizan por las fisuras dando así soporte a la presión.

La caída de presión disminuye brevemente mientras ésta energía extra tiende a estabilizar la presión, esto se ve reflejado en una depresión en la derivada (ver gráfico 2-43).

GRÁFICO 2-43 - ANÁLISIS DE LA DERIVADA, RESERVOIRIO CON DOBLE POROSIDAD.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El flujo radial infinito total del sistema es establecido cuando la diferencia de presión entre los bloques de la matriz y las fisuras tiende a ser insignificante y se observa el comportamiento de un reservorio homogéneo equivalente.

Por lo tanto se observa en la derivada una segunda estabilización en flujo radial infinito después de la depresión. De acuerdo a las matemáticas, esto se da lugar cuando la presión dentro de los bloques de la matriz es la misma que en el sistema de fisuras, sin embargo esto no puede ser real en todos los puntos del reservorio ya que no habría producción hacia el sistema de fisuras.

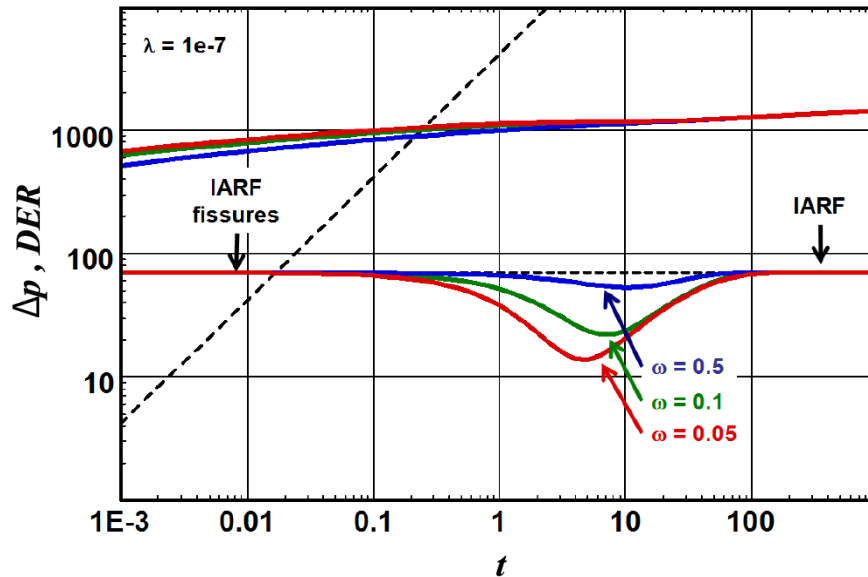
ω determina la profundidad de la depresión en la derivada (ver gráfico 2-44) mientras que λ determina el inicio de la transición y controla la velocidad a la cual la matriz reacciona, por lo tanto controla el tiempo total de la transición (ver gráfico 2-45).

2.4.2.3. Extensiones de los reservorios de doble porosidad

Las dos familias de modelos de doble porosidad son muy distintas en comportamiento. El comportamiento de estado pseudo-continuo empieza con un

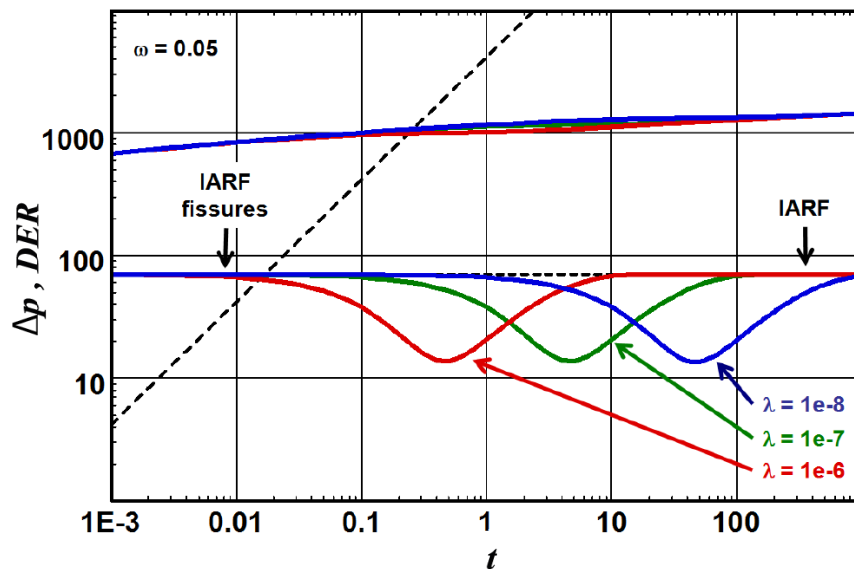
flujo enteramente aportado por las fisuras seguido por una abrupta transición entre las fisuras y el sistema total, caracterizado por la depresión en la derivada.

GRÁFICO 2-44 - INFLUENCIA DE OMEGA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-45 - INFLUENCIA DE LAMBDA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

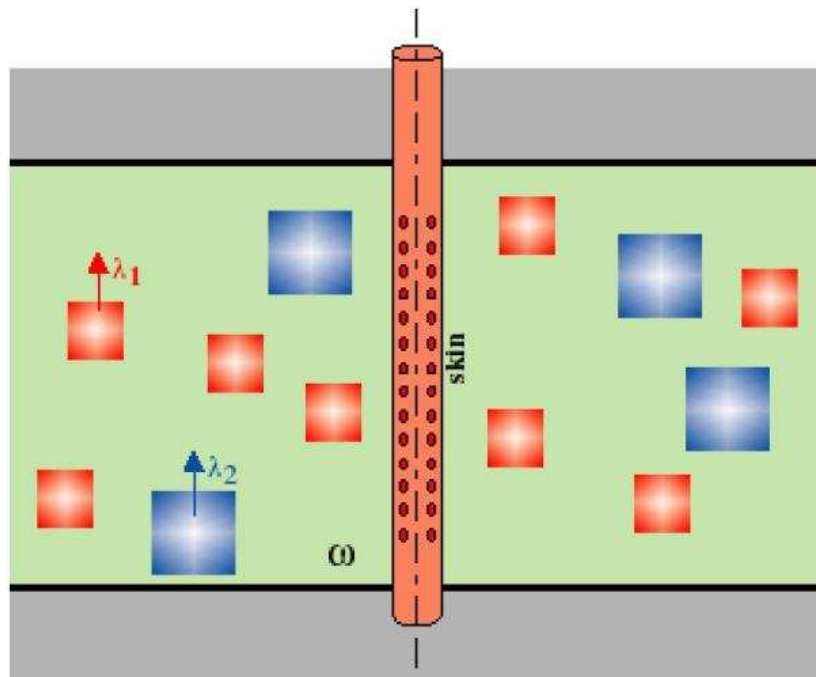
El comportamiento de flujo transitorio pasará directamente a la transición y ésta transición puede ser relativamente suave. En muchos casos, el comportamiento de formaciones naturalmente fracturadas será un intermedio entre el

comportamiento abrupto y suave de estos dos modelos. Esta es la razón por la cual se han realizado numerosos intentos para suavizar el modelo de estado pseudo-continuo o para volver más drástico al modelo transitorio.

2.4.2.3.1. Estado pseudo-continuo con múltiples porosidades

Para extender la solución con el modelo de doble porosidad en estado pseudo-continuo se pueden considerar bloques de matriz de diferentes tamaños (ver gráfico 2-46).

GRÁFICO 2-46 - TRIPLE POROSIDAD PSS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

ω sigue siendo la fracción del volumen poroso interconectado ocupado por fisuras. Cada grupo de bloques de matriz tienen su propio valor de λ ($\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3 \dots$) que corresponden a los diferentes tiempos de transición y cada subtipo de bloques ocupará una distinta fracción del espacio poroso total de la matriz.

Se define δ_1 como la fracción de espacio poroso ocupado por el primer grupo de bloques con respecto al almacenamiento total de los bloques:

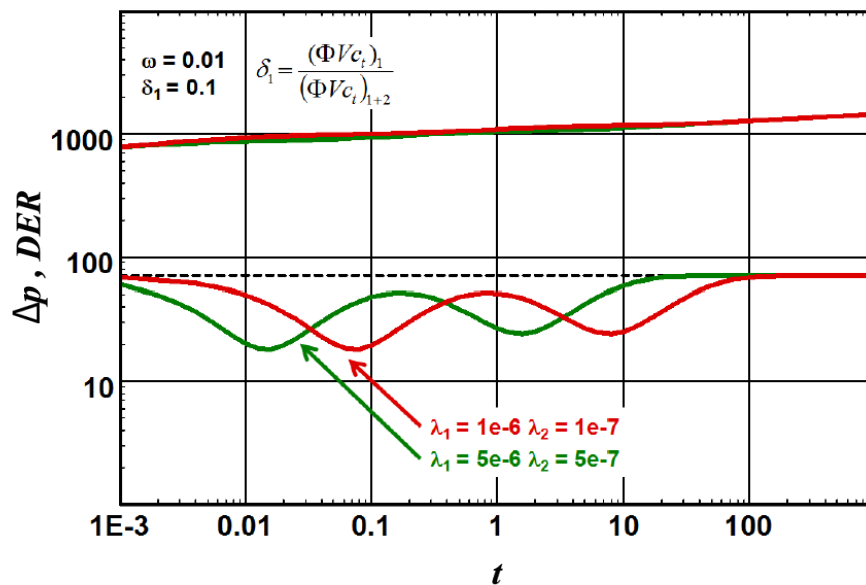
$$\delta_1 = \frac{(\Phi V c_t)_1}{(\Phi V c_t)_{1+2}} \quad (2.15)$$

$$\delta_2 = 1 - \delta_1 \quad (2.16)$$

En el gráfico 2-47 se puede observar el comportamiento de la derivada, la primera depresión es debido a la transición entre el sistema de bloques más pequeños y el sistema de fisuras.

La segunda depresión solo es vista si el contraste entre los coeficientes interporosos de los dos bloques es lo suficientemente grande.

GRÁFICO 2-47 - RESPUESTA DE PRESIÓN, TRIPLE POROSIDAD PSS.



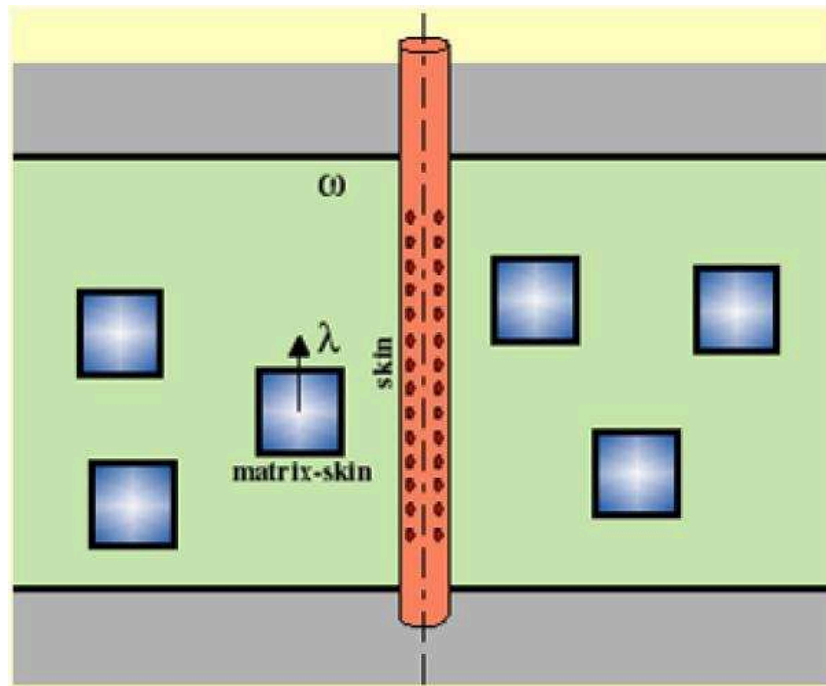
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.3.2. Doble porosidad transitoria con daño

Una extensión del modelo de flujo transitorio de doble porosidad es el que tenemos cuando añadimos daño a la cara de la matriz (ver gráfico 2-48).

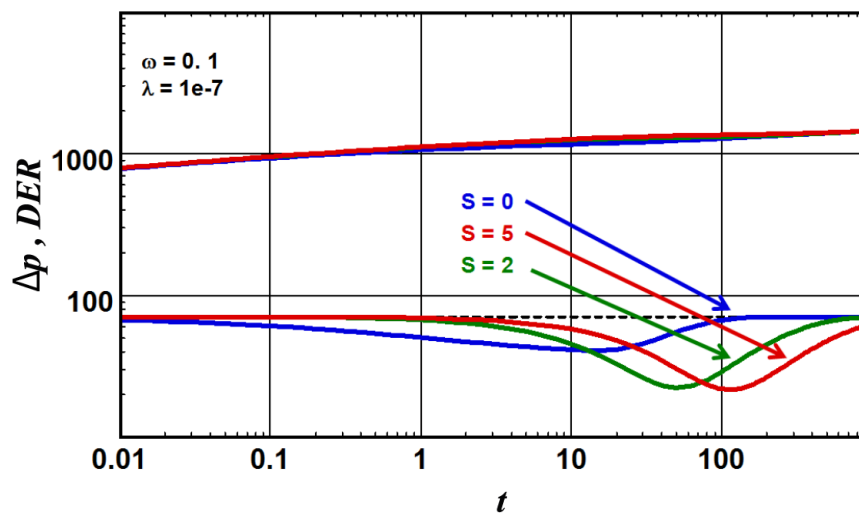
El gráfico 2-49 muestra que al añadir daño a la cara de los bloques de la matriz, el comportamiento de la derivada se asemeja a del modelo de doble porosidad en estado pseudo-continuo.

GRÁFICO 2-48 - BLOQUES DE MATRIZ CON DAÑO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-49 - RESPUESTA DE PRESIÓN EN EL MODELO DE DOBLE POROSIDAD TRANSITORIA.



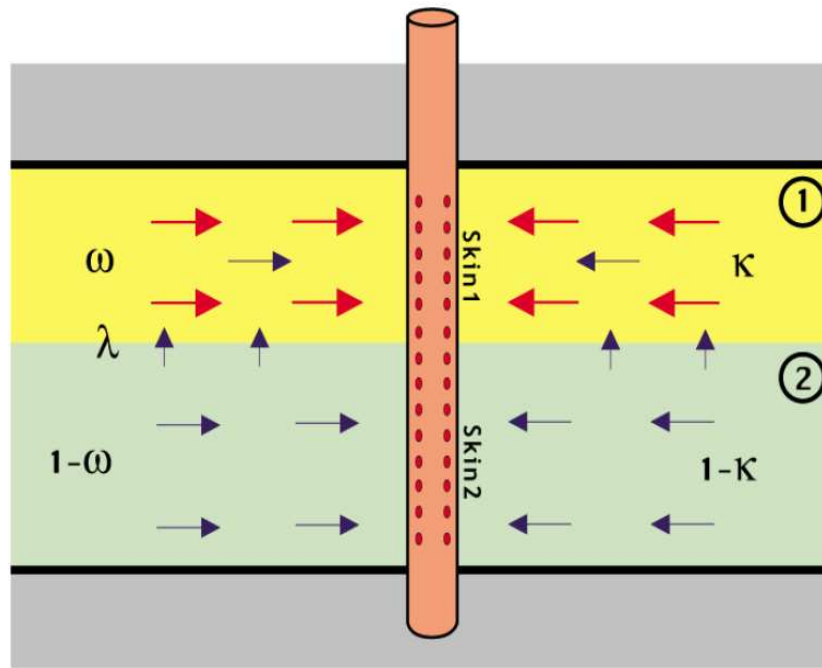
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.4. Reservorios de doble permeabilidad

En los modelos analíticos de doble permeabilidad se asume que el reservorio consiste de dos capas de diferentes permeabilidades, cada una puede ser

perforada o no. El flujo cruzado entre las capas es proporcional a la diferencia de presiones entre ellas (ver gráfico 2-50).

GRÁFICO 2-50 - RESERVORIO CON DOBLE PERMEABILIDAD.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Si comparamos éste modelo con el de doble porosidad en estado pseudo-continuo, ω y λ tienen significados similares y a éstos se suma otro parámetro que ayuda a describir el modelo analítico.

$$\omega = \frac{(V\Phi c_t)_1}{(V\Phi c_t)_1 + (V\Phi c_t)_2} \quad (2.17)$$

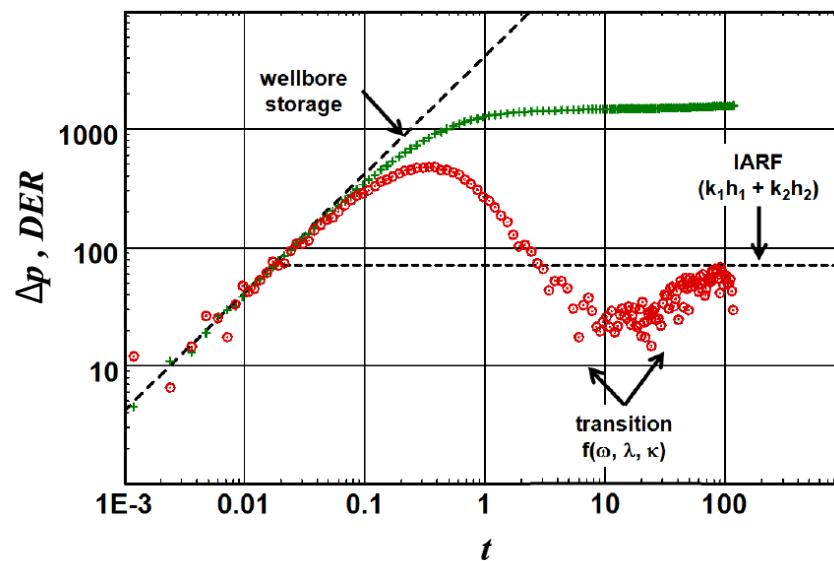
$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{(kh)_1}{(kh)_1 + (kh)_2} \quad (2.18)$$

$$\kappa = \frac{(kh)_1}{(kh)_1 + (kh)_2} \quad (2.19)$$

ω es el índice de almacenamiento de la capa y es la fracción del volumen poroso interconectado ocupado por la capa 1; λ es el parámetro de flujo entre capas y

describe la habilidad de que ocurra flujo entre las capas. κ es la relación del producto permeabilidad-espesor de la primera capa en relación al total de ambas. El gráfico de la derivada es muy similar al que se tiene en un reservorio con doble porosidad (ver gráfico 2-51).

GRÁFICO 2-51 - RESPUESTA DE PRESIÓN, MODELO DE DOBLE PERMEABILIDAD.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.4.1. Múltiples capas

Es la extensión del modelo de doble permeabilidad ya que se puede extender para n capas. Los mismos principios que se usaron para describir la solución del modelo de doble permeabilidad se pueden usar para más de dos capas (ver gráfico 2-52).

Los parámetros que caracterizan al modelo de doble permeabilidad se pueden extender para la capa i :

ω_i , índice de almacenamiento, es la fracción del volumen poroso interconectado ocupado por la capa (i) con respecto al volumen poroso total.

$$\omega = \frac{(V\Phi c_t)_i}{\sum_j (V\Phi c_t)_j} \quad (2.20)$$

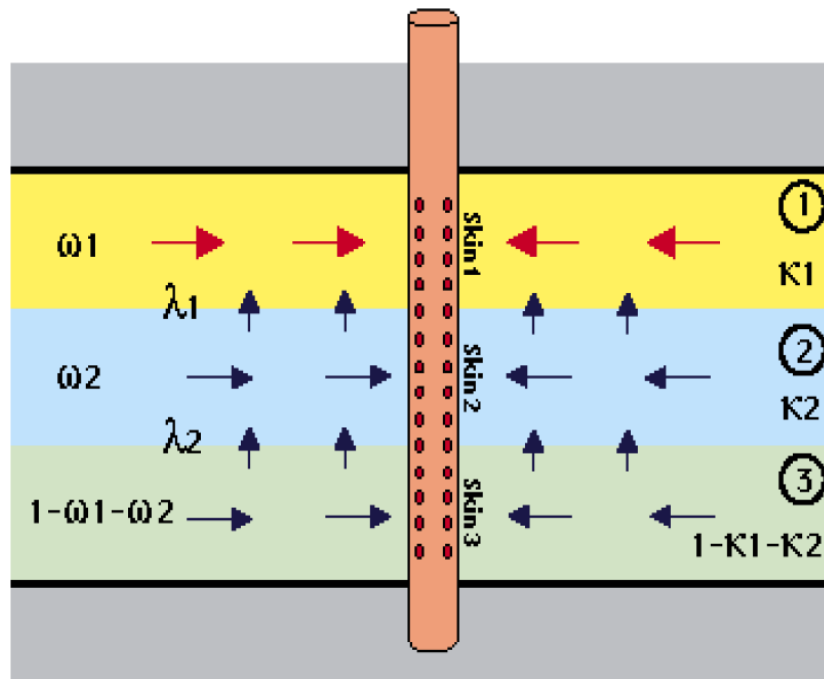
λ_i , parámetro de flujo interporoso, describe la habilidad de flujo entre la capa (i) y la capa ($i+1$)

$$\lambda_i = \alpha r_w^2 \frac{(kh)_i}{(kh)_i + (kh)_{i+1}} \quad (2.21)$$

κ_i , razón del producto permeabilidad-espesor de la capa (i) y el total de las capas kh .

$$\kappa = \frac{(kh)_i}{\sum_j (kh)_j} \quad (2.22)$$

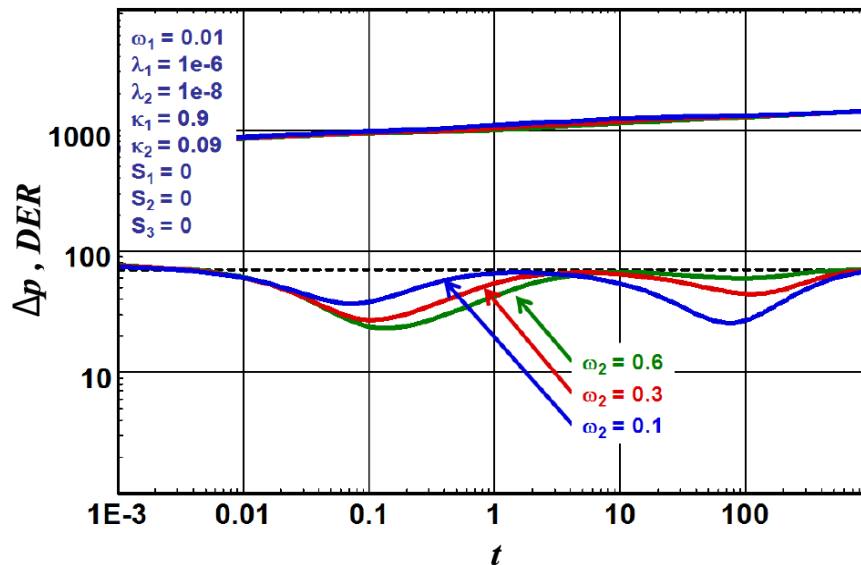
GRÁFICO 2-52 - TRES CAPAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El gráfico 2-53 muestra la respuesta de presión en un reservorio con tres capas; los parámetros que gobiernan el comportamiento de la derivada son ω , λ , κ .

GRÁFICO 2-53 - RESPUESTA DE PRESIÓN EN UN RESERVOIRIO DE TRES CAPAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.5. Reservorios multicapas

A diferencia del anterior modelo de múltiples capas, el modelo analítico de reservorios multicapas no permite el flujo cruzado entre ninguna de ellas. En el gráfico 2-54 se muestra la respuesta de un sistema de dos capas donde una capa es infinita y la otra es solamente un lente de arenisca.

La primera estabilización de la derivada corresponde al producto kh total y la segunda corresponde al producto kh de la capa infinita. La respuesta con pendiente unitaria en el medio del gráfico corresponde al límite de la primera capa y con ello se puede deducir la distancia a la misma.

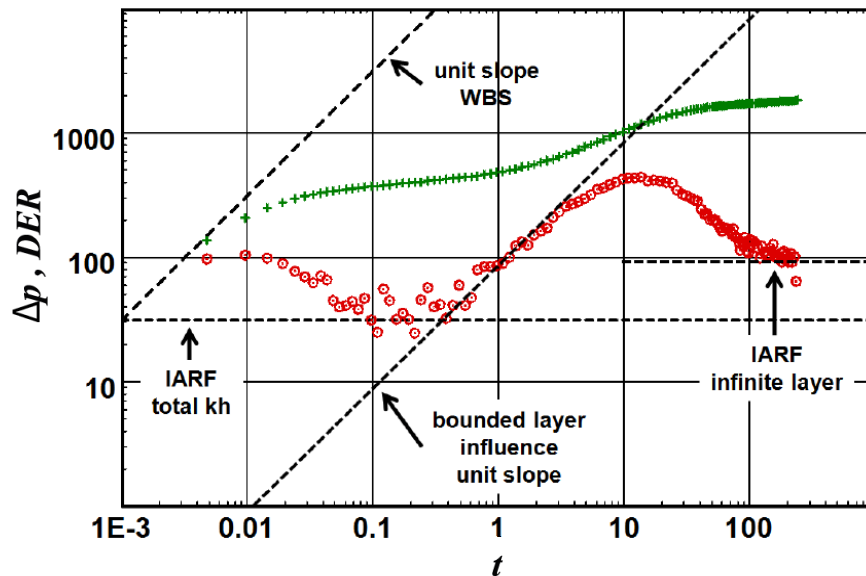
El comportamiento de cualquier sistema multicapas, siempre y cuando cada capa sea homogénea e infinita, será el de un sistema global equivalente con almacenamiento y una estabilización global en el nivel del kh total.

$$(kh)_{total} = \sum_{i=1}^n k_i h_i \quad (2.23)$$

Con daño total:

$$S_T = \sum_{i=1}^n \frac{S_i k_i h_i}{(kh)_{total}} \quad (2.24)$$

GRÁFICO 2-54 - DOS CAPAS, UNA CAPA CON LÍMITE Y OTRA INFINITA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

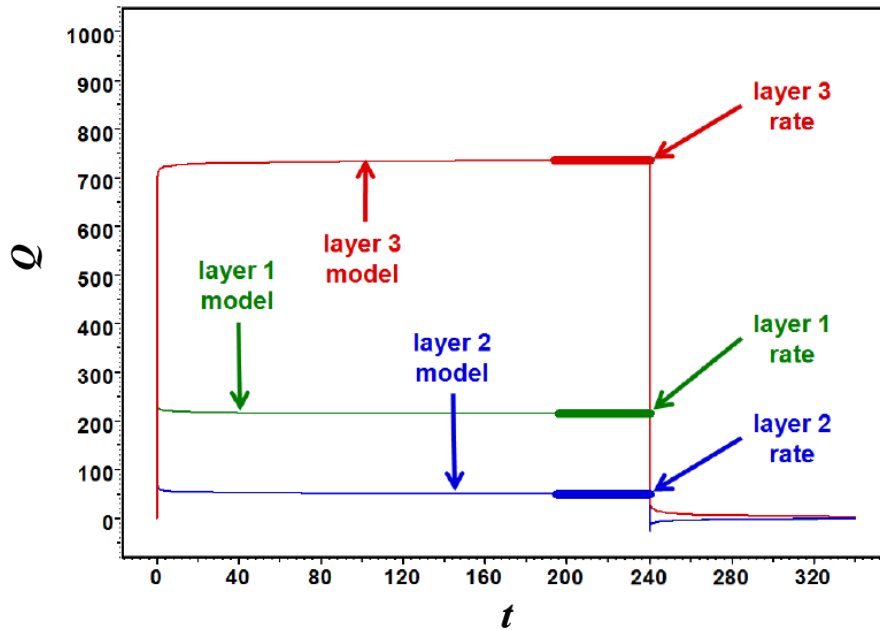
Para que un ingeniero obtenga una respuesta plausible al problema de interpretación, tiene que apoyarse más en otros resultados y mediciones hechas en el pozo.

Algunos datos que van a influir y que deben influir en la selección del modelo y en la interpretación final son obtenidos a partir de análisis de registros eléctricos, núcleos y sísmica.

Finalmente la contribución de cada capa -puede ser el caudal de cada capa o la combinación de caudales en diferentes estaciones del pozo-, sin los caudales de las capas el ingeniero se ve frente a una tarea que difícilmente puede ganar (ver gráfico 2-55).

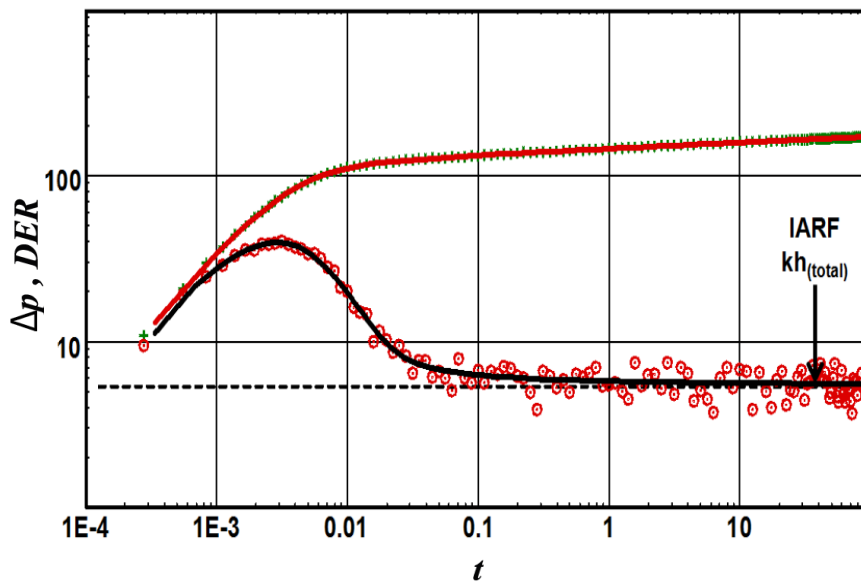
El gráfico 2-56 muestra el empate de datos con el modelo multicapas, aquí se recalca la importancia de identificar el aporte de cada capa para que el ajuste tenga sentido físico real.

GRÁFICO 2-55 - EMPATE DE LA PRODUCCIÓN DE CADA CAPA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-56 - EMPATE DEL MODELO MULTICAPAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.6. Reservorios composicionales

Hasta este punto en los modelos anteriores se ha asumido saturaciones, movilidad y permeabilidad efectiva, todas como parámetros constantes. Estas asunciones son ciertas dentro del tiempo que dura una prueba de presión y el

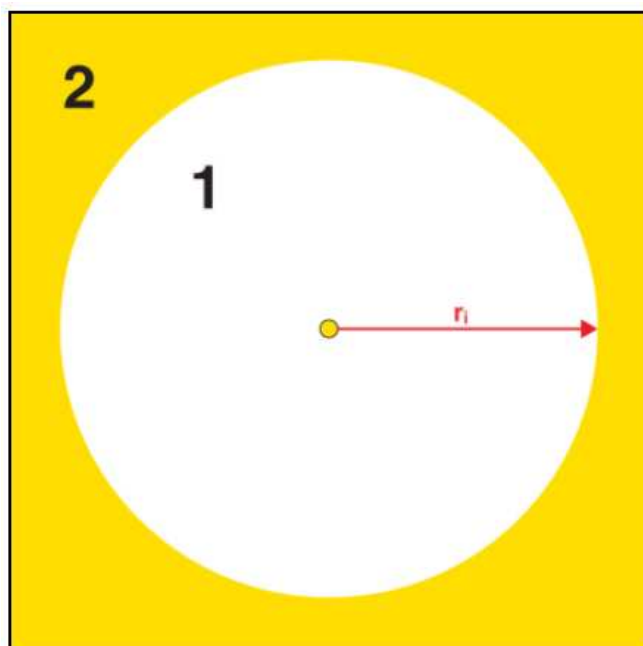
radio de investigación. Sin embargo en la mayoría de casos es necesario considerar una variación en la movilidad en una dirección lateral.

La mayoría de casos donde uno puede observar un cambio en la movilidad de un reservorio son:

- Inyección de un fluido distinto al del fluido del reservorio.
- Cambio en la saturación debido a un acuífero.
- Cambio en la saturación debido a una capa de gas.
- Cambio en la saturación lateral debido a la producción por debajo del punto de burbuja o de rocío.
- Compartimentarización
- Cambio de facies
- Verdaderos cambios en las características del reservorio (k, ϕ).

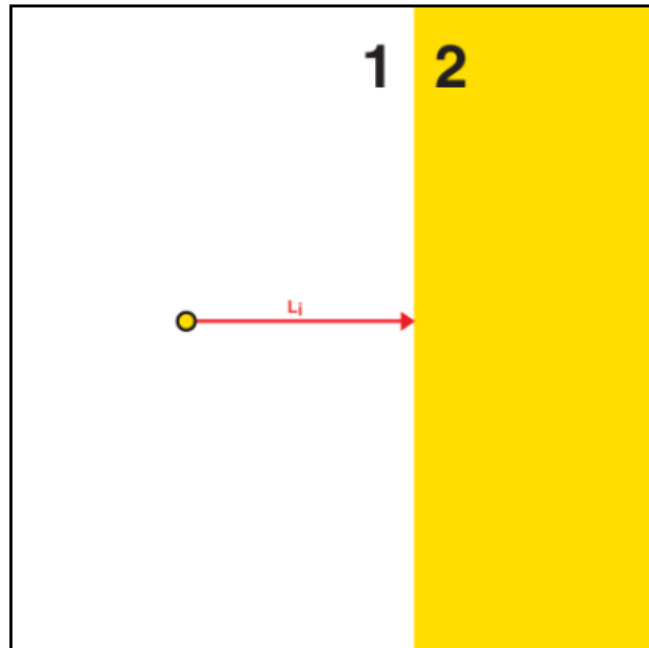
Las soluciones analíticas que modelan estos casos son llamados modelos composicionales. Su geometría es algo sencilla y están gobernados por dos simples parámetros.

GRÁFICO 2-57 - RESERVORIO RADIAL COMPOSICIONAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-58 - RESERVORIO COMPOSICIONAL LINEAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Los modelos más comunes son el radial y el lineal. (ver gráficos gráfico 2-57 y gráfico 2-58). La geometría composicional radial es centrada en el pozo y r_i es el radio de la sección interna. Para el reservorio lineal composicional (de extensión infinita), el parámetro correspondiente será L_i , la distancia desde el pozo hacia el cambio de movilidad. Cuando se toma una referencia, los parámetros del otro compartimiento son calculados del primero usando:

La razón de movilidad:

$$M = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_2} \quad (2.25)$$

La razón de difusividad:

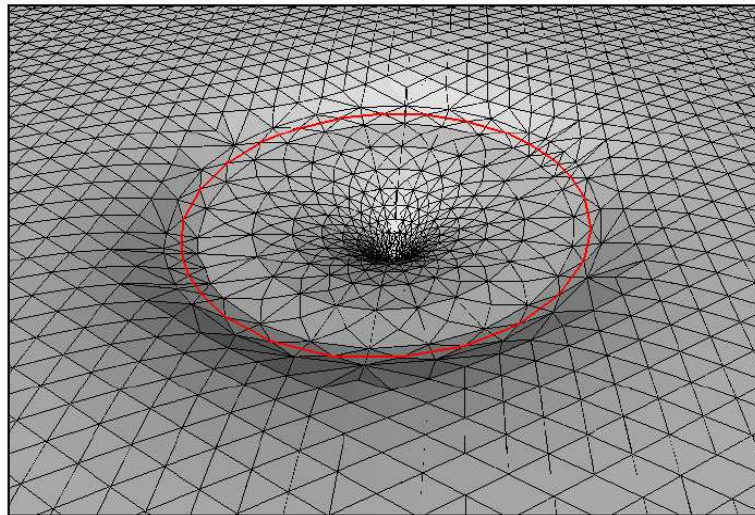
$$D = \frac{\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t}\right)_1}{\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t}\right)_2} \quad (2.26)$$

Y la relación movilidad-difusividad:

$$M/D = \frac{(\Phi c_t)_1}{(\Phi c_t)_2} \quad (2.27)$$

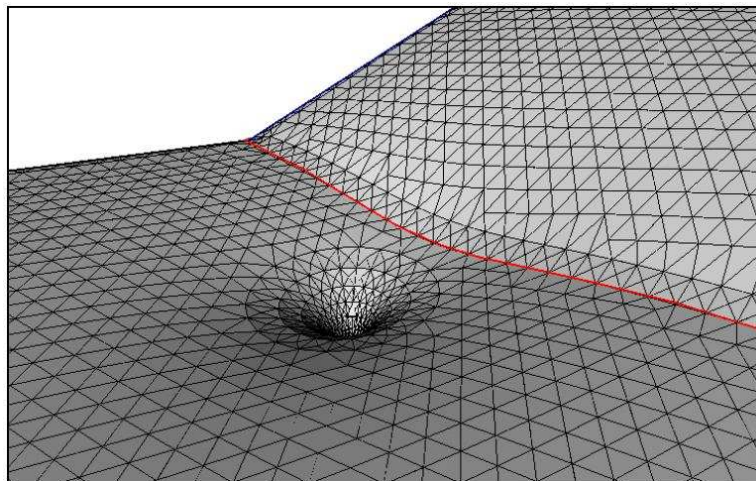
La relación M/D representa la razón de compresibilidad, que casi siempre se lo toma como una aproximación, igual a 1 cuando ambos fluidos tienen la misma compresibilidad. Los gráficos gráfico 2-59 y gráfico 2-60 muestran el perfil de presiones en modelos 3D tanto para el modelo radial como el lineal.

GRÁFICO 2-59 - PERFIL DE PRESIONES EN EL MODELO RADIAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis"

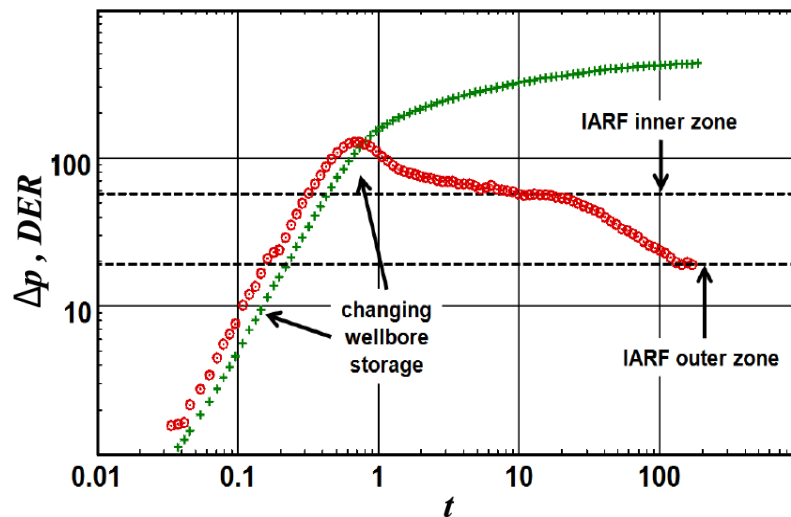
GRÁFICO 2-60 - PERFIL DE PRESIONES EN EL MODELO LINEAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

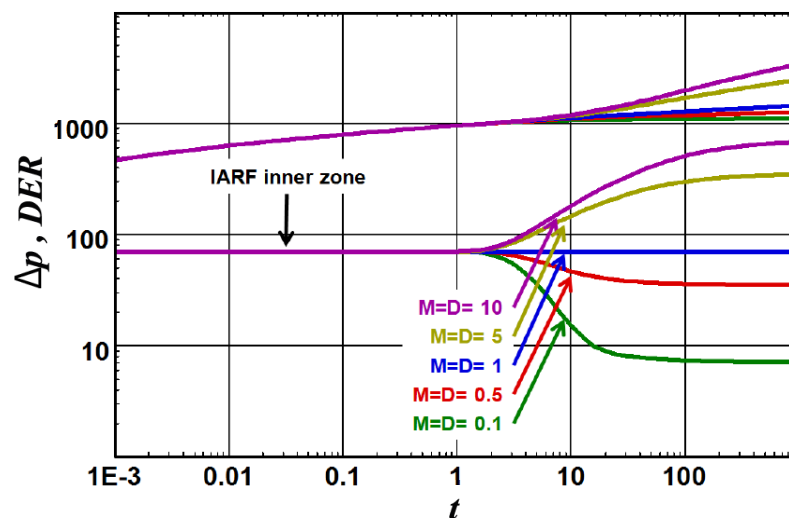
En el reservorio radial composicional, la movilidad aparente y la difusividad se moverán de los valores internos (compartimento 1) hacia los valores externos (compartimento 2), la movilidad final será la del compartimento 2. Para el reservorio lineal composicional, después de la transición, la movilidad aparente y la difusividad será el promedio de los compartimentos 1 y 2. El gráfico 2-61 muestra la respuesta de presión en un reservorio radial composicional. Los gráficos 2-62, 2-63 y 2-64 muestran un análisis de sensibilidad a los parámetros de razón de movilidad y de difusividad para los modelos radial y lineal.

GRÁFICO 2-61 - RESPUESTA DE UN B'UP EN EL MODELO RADIAL.



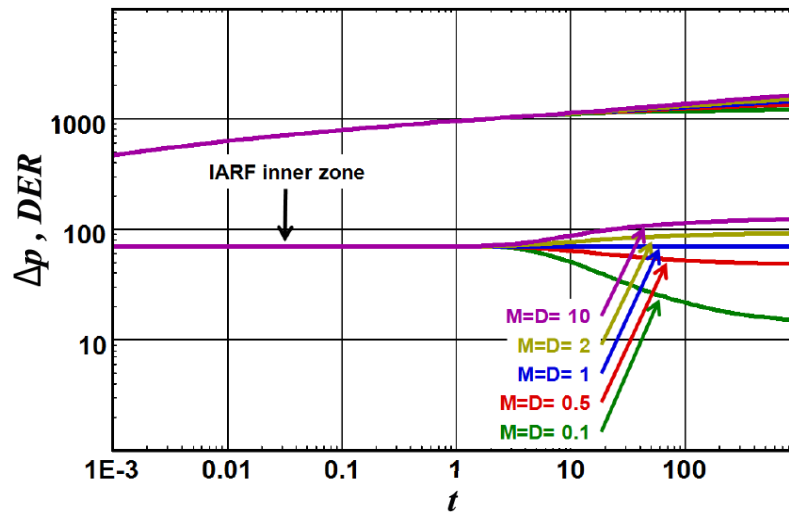
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-62 - RESPUESTA DE PRESIÓN, M=D MODELO RADIAL.



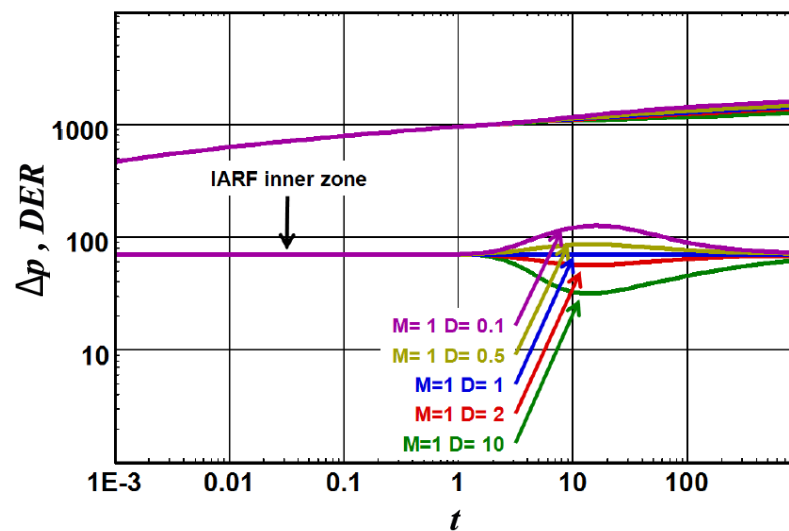
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-63 - RESPUESTA DE PRESIÓN, M=D MODELO LINEAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-64 - RESPUESTA DE PRESIÓN, M ≠ D MODELO RADIAL.

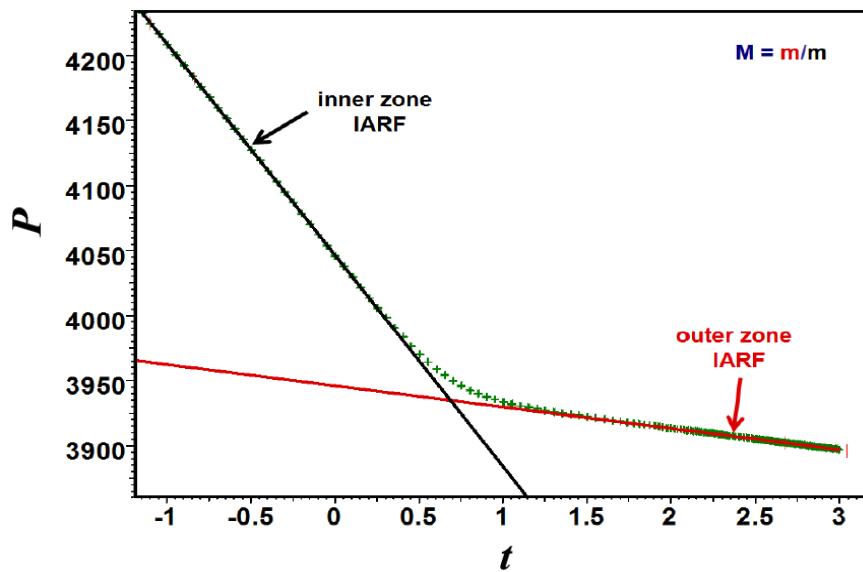


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

En teoría un gráfico semilogarítmico mostrará dos líneas rectas, la primera corresponde a la movilidad en la zona interna y la segunda a la de la zona externa si el sistema es radial o el promedio de ambos si el sistema es lineal (ver gráfico 2-65). La razón de las pendientes dará M (radial) o $2M/(M + 1)$ (lineal).

En los B'UP el intercepto de la segunda línea puede ser extrapolado hasta P^* , mientras que el daño estará dado por el análisis de la primera línea (zona interna).

GRÁFICO 2-65 - ANÁLISIS SEMILOG, MODELO RADIAL COMPOSICIONAL.



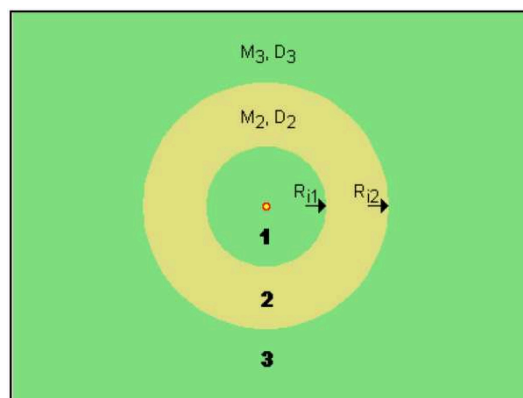
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.6.1. Extensiones del modelo composicional

En algunos casos las asunciones hechas en el modelo composicional pueden ser muy simplistas, por ejemplo cuando se tiene un pozo rodeado de múltiples fluidos en forma anular, cambios en el PVT como bloqueos de capas de gas o bancos de condensados (ver gráficos 2-69 y 2-70).

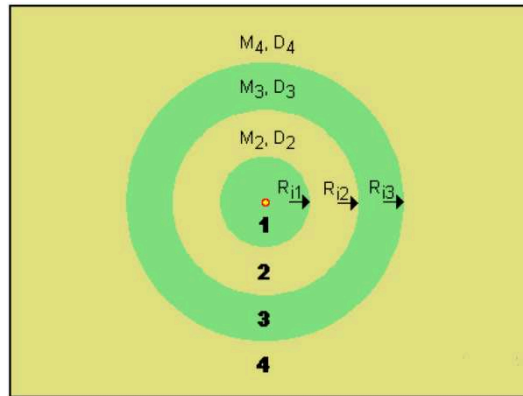
Puede haber más de un cambio distintivo en las propiedades de las facies, estos casos pueden requerir de un modelo multirradial (ver gráficos 2-66, 2-67 y 2-68).

GRÁFICO 2-66 - MODELO COMPOSICIONAL, 3 ZONAS.



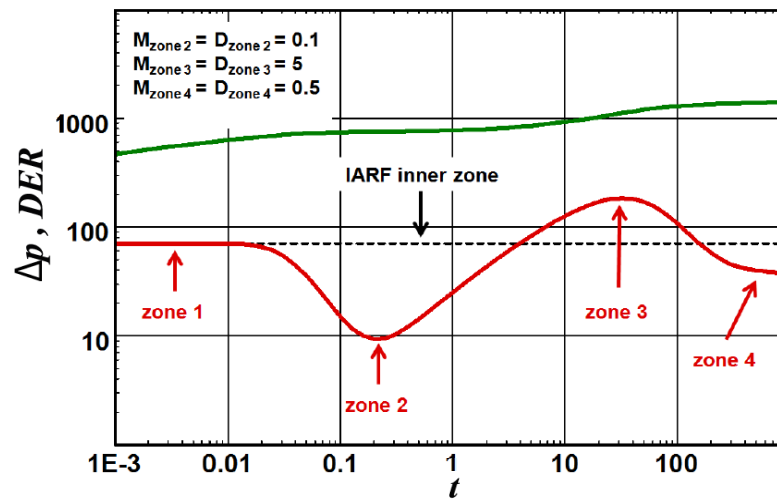
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-67 - MODELO COMPOSICIONAL, 4 ZONAS.



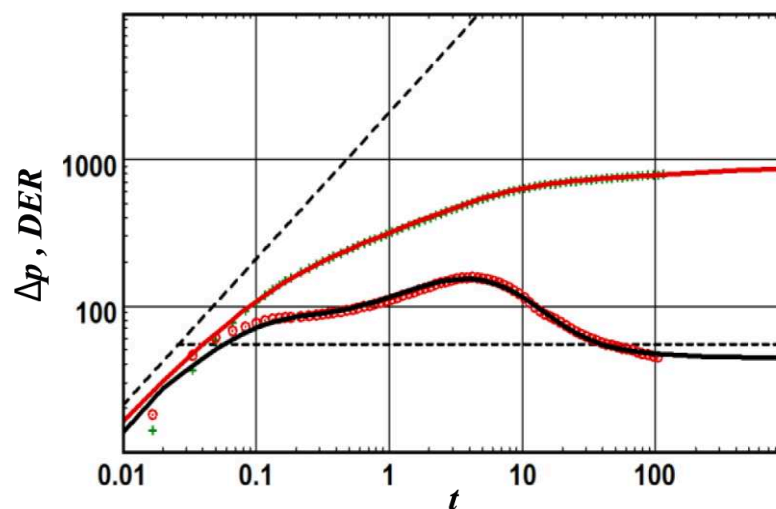
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-68 - RESPUESTA DE PRESIÓN, 4 ZONAS.



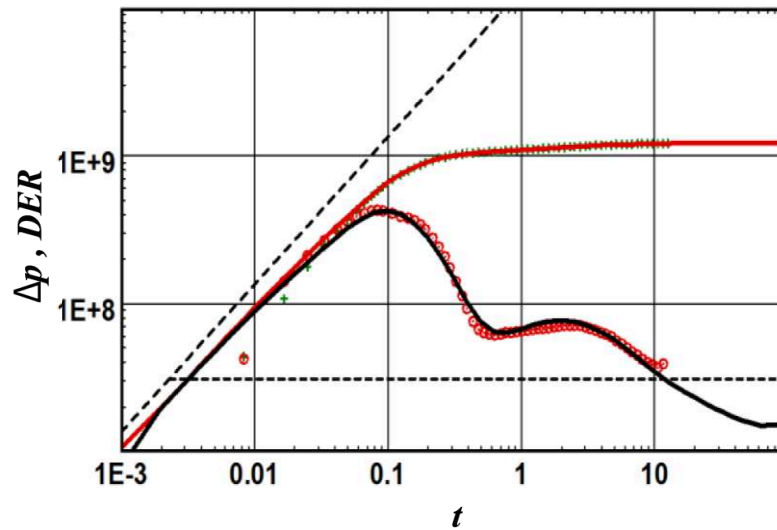
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-69 - BLOQUEO DE GAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-70 - BANCO DE CONDENSADO.



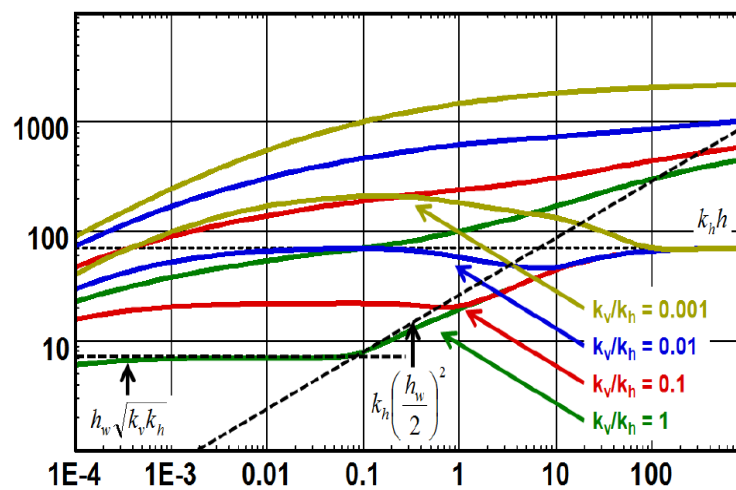
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.7. Reservorios con anisotropías

2.4.2.7.1. Anisotropías verticales

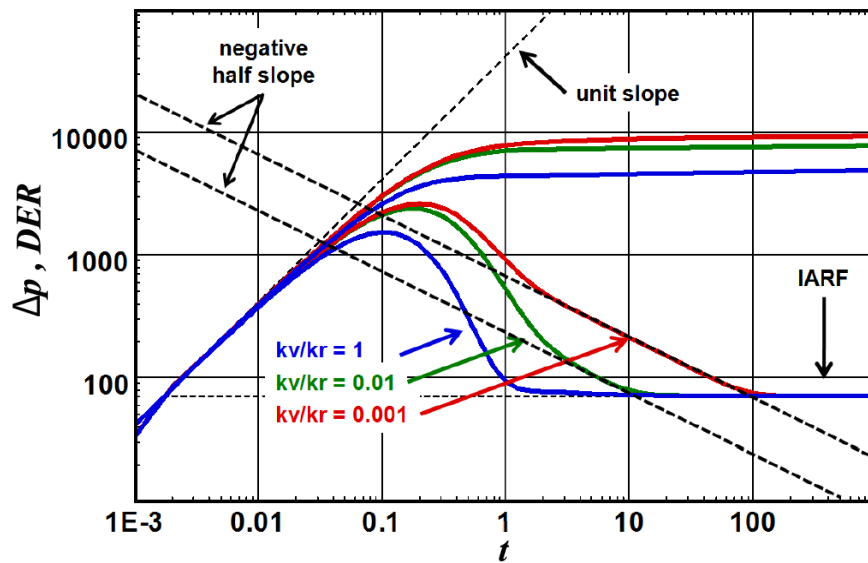
Por lo general las anisotropías verticales están presentes cuando se analizan pozos horizontales y pozos con penetración parcial (ver gráficos 2-71 y 2-72). Las anisotropías verticales también afectan el comportamiento de sistemas multicapas con flujo cruzado en el reservorio.

GRÁFICO 2-71 - POZO HORIZONTAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-72 - POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL.

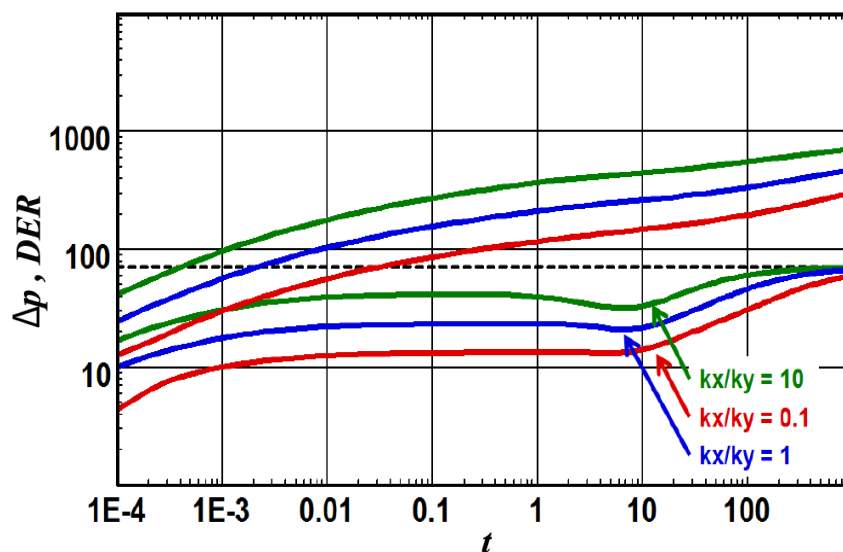


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.7.2. Anisotropías horizontales

En un pozo horizontal la respuesta debe ser dependiente de la distribución areal de la permeabilidad. La distribución ideal de permeabilidad es cuando se tiene la mejor permeabilidad en dirección perpendicular al pozo horizontal. En el gráfico 2-73 se observa que la permeabilidad en la dirección x está a lo largo del pozo y que la mejor productividad se tiene cuando $k_x/k_y < 1$.

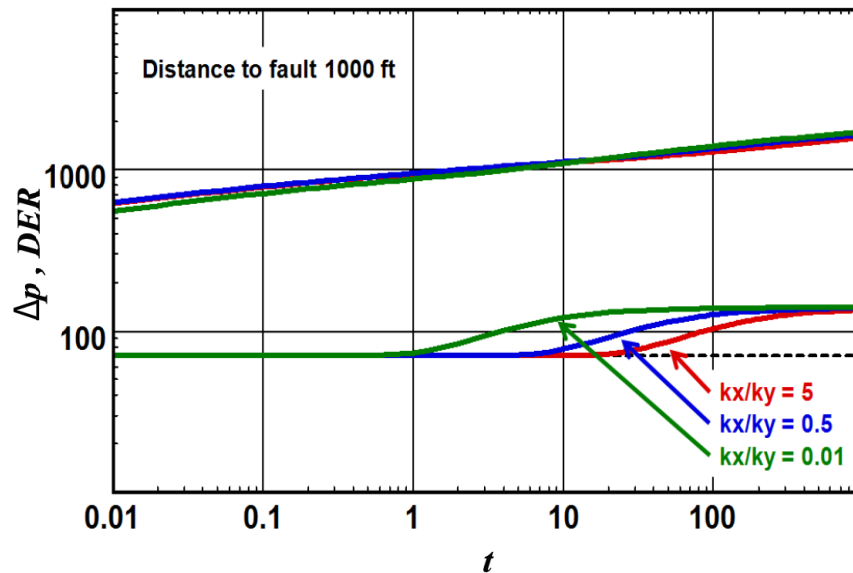
GRÁFICO 2-73 - POZO HORIZONTAL CON ANISOTROPÍA AREAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Cuando el sistema del reservorio presenta límites, el tiempo para ver una falla depende de la permeabilidad direccional (ver gráfico 2-74).

GRÁFICO 2-74 - RESPUESTA DE PRESIÓN, UNA FALLA SELLANTE CON ANISOTROPÍA HORIZONTAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.8. Combinaciones analíticas de modelos de reservorios

Individualmente los modelos heterogéneos descritos anteriormente pueden ser combinados en un solo modelo analítico. El resultado, evidentemente, va a ser la combinación de los comportamientos individuales y pueden ocurrir en tiempos completamente diferentes si los parámetros que los gobiernan así lo dictan.

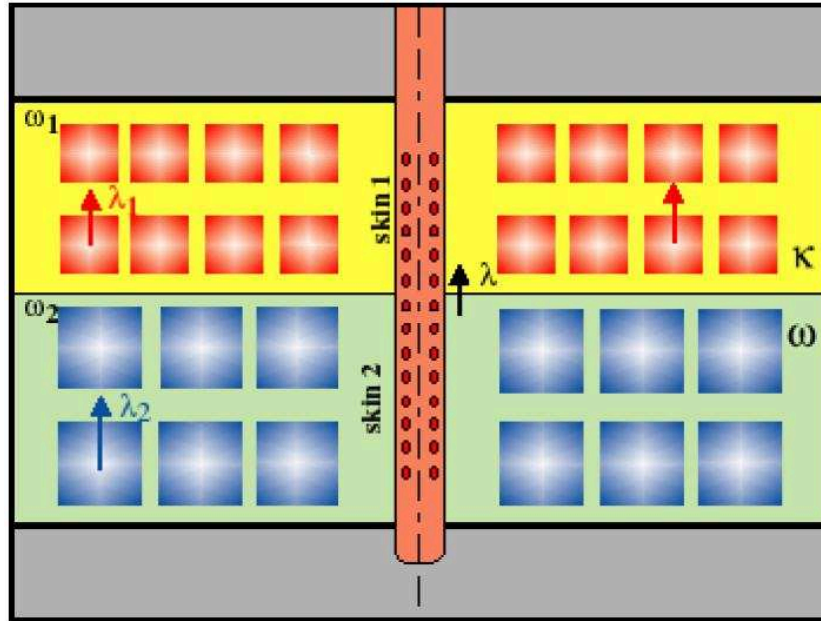
2.4.2.8.1. Reservorio radial composicional con doble permeabilidad

El comportamiento de la combinación de dos capas con flujo cruzado en un sistema radial composicional se puede observar en los gráficos 2-75 y 2-76.

Éste ejemplo es el de un reservorio con dos zonas que están hidráulicamente separadas al nivel del pozo pero conectadas a la distancia.

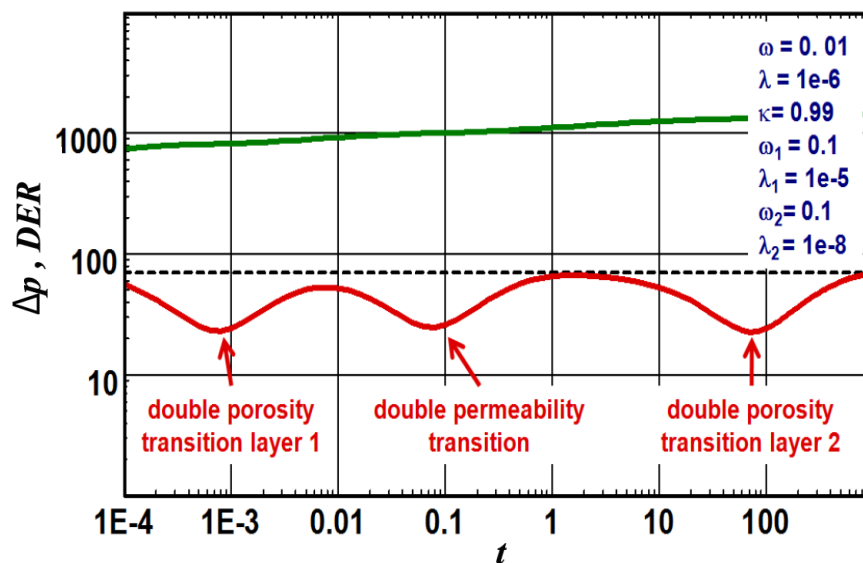
continuación se puede observar en los gráficos 2-77 y 2-78 el esquemático que ejemplifica este caso y la respuesta teórica en el gráfico de la derivada.

GRÁFICO 2-77 - MODELO CON DOBLE PERMEABILIDAD Y DOBLE POROSIDAD.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-78 - RESPUESTA DE PRESIÓN DEL MODELO DE CAPAS CON DOBLE POROSIDAD.

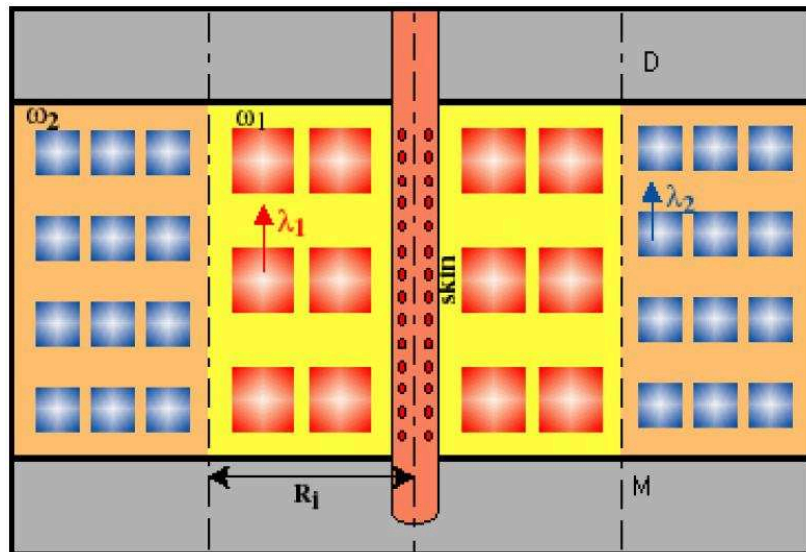


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.2.8.3. Reservorio radial composicional con doble porosidad

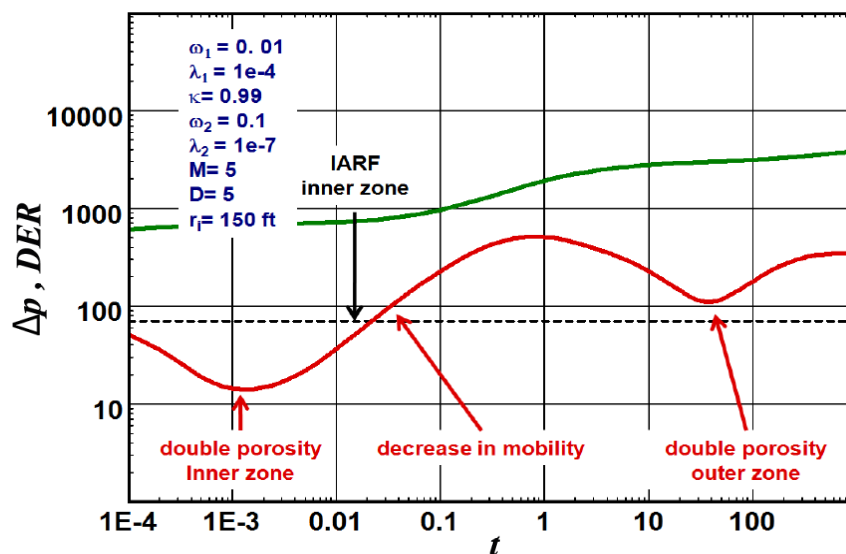
Los gráficos 2-79 y 2-80 muestran el caso de un reservorio radial composicional con doble porosidad, el esquemático y la respuesta de presión en el gráfico de la derivada.

GRÁFICO 2-79 - MODELO RADIAL COMPOSICIONAL CON DOBLE POROSIDAD.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-80 - RESPUESTA DE PRESIÓN DEL MODELO RADIAL COMPOSICIONAL CON DOBLE POROSIDAD.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3. LÍMITE

En muchas pruebas de presión el análisis termina cuando se alcanza flujo radial infinito, pero si el reservorio es lo suficientemente pequeño y la prueba es lo suficientemente larga, se evidenciarán los efectos de límites.

El encontrar los límites en la prueba de presión puede ser accidental, deliberadamente o inevitable como en el caso de datos de producción a largo plazo.

Aquí se considerarán los límites que causan una desviación del comportamiento de flujo radial infinito y no se considerarán los límites verticales de un intervalo productor. Hablando físicamente, eso puede ser cuestionable ya que éstos también son límites pero para la metodología del análisis de pruebas de presión transitoria sí tiene sentido.

Los límites superior e inferior serán considerados en los modelos de pozo cuando tenemos flujo en el sentido vertical, como en pozos horizontales o de penetración parcial donde la respuesta de presión involucrará la difusión vertical hasta que estos límites sean alcanzados.

2.4.3.1. Diferentes tipos de límites

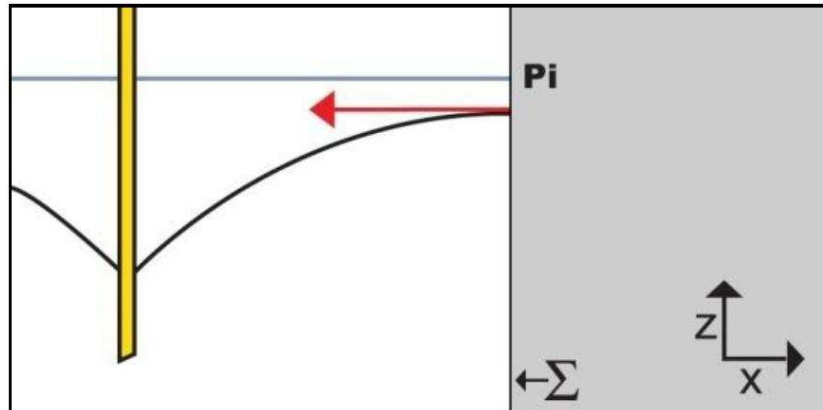
2.4.3.1.1. Límites de no flujo

Denotamos al límite de no flujo como Σ y ningún fluido pasará a través de éste en ninguna dirección. La formulación matemática de esta condición está dada por la ley de Darcy, aplicado a un caudal de cero en el límite en una dirección ortogonal a éste:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial \vec{n}} \right|_{\Sigma} = 0 \quad (2.28)$$

Esta ecuación nos dice que el perfil de presión es plano cuando se alcanza el límite en forma ortogonal. La sección vertical de la gráfica 2-81 muestra el perfil de presión desde el pozo hasta el límite.

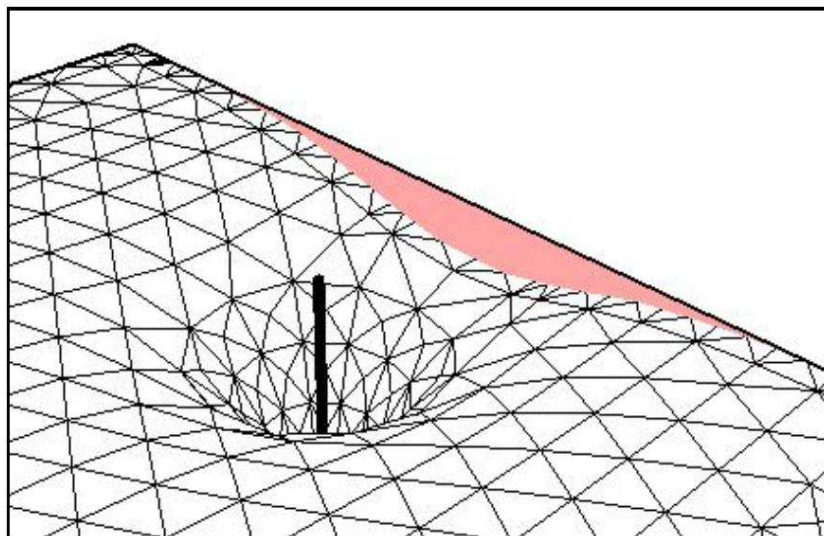
GRÁFICO 2-81 - PERFIL DE PRESIÓN CERCA A UN LÍMITE DE NO-FLUJO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

La gráfica 2-82 es un modelo en 3D del perfil de presión debido a un pozo productor cerca de un límite de no-flujo. Aquí se representa un problema en 2D y el eje z representa la presión. La presión en el límite no es uniforme, el cambio de presión es más grande en el punto en el que el límite es más cercano al pozo. Al mirar cada línea ortogonal al límite, éstas se vuelven planas. Esto es simplemente la ley de Darcy para no-flujo en una dirección.

GRÁFICO 2-82 - REPRESENTACIÓN 3D DEL LÍMITE DE NO-FLUJO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

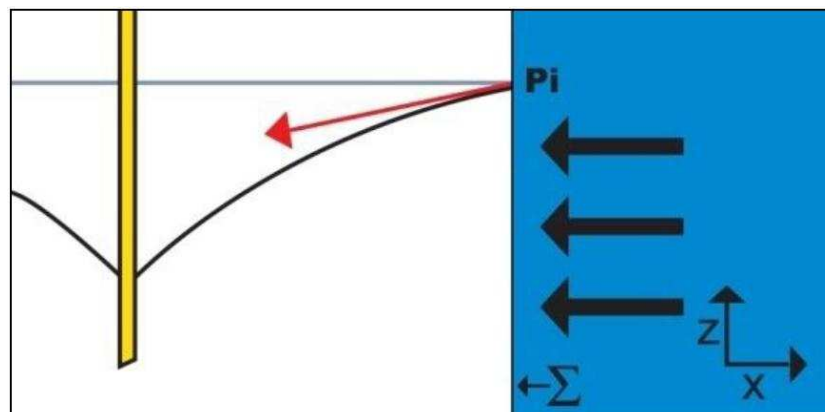
2.4.3.1.2. Límites de presión constante

Un límite de presión constante es una superficie que está más allá del espacio de nuestro reservorio y que tiene la suficiente presión para mantener la presión en el límite constante, generalmente a la presión inicial del reservorio:

$$[p]_{\Sigma} = p_i \quad (2.29)$$

El gráfico 2-83 muestra un corte vertical de un perfil de presión desde un pozo hasta el límite. La pendiente en el límite corresponderá al flujo de fluidos requerido para mantener la presión constante.

GRÁFICO 2-83 - PERFIL DE PRESIÓN CERCANO A UN LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

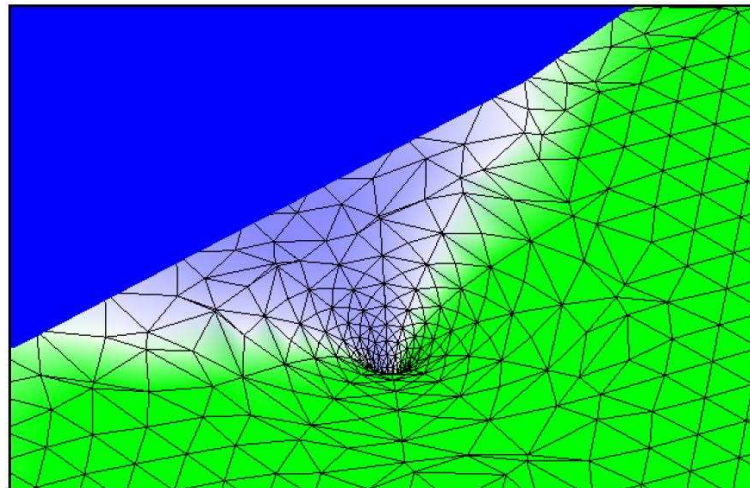
2.4.3.1.3. Acuíferos

El límite de presión constante descrito anteriormente es solo un modelo de soporte de presión el cual puede ser fácilmente modelado analíticamente usando el método de imágenes de pozos.

Esto implica que el soporte de presión es muy fuerte y que los efectos de flujo multifásico pueden ser pasados por alto. Esta aproximación funciona bastante bien en capas de gas. En el caso de reservorios con empuje de agua, esta aproximación no es posible y se deben usar los modelos de acuíferos.

Los acuíferos son por lo general modelos analíticos, requieren de una selección del modelo que definirá la fuerza del acuífero y de una tabla de permeabilidades relativas para modelar el barrido del hidrocarburo por la fase de agua.

GRÁFICO 2-84 - REPRESENTACIÓN 3D DE UN MODELO NUMÉRICO DE ACUÍFERO.

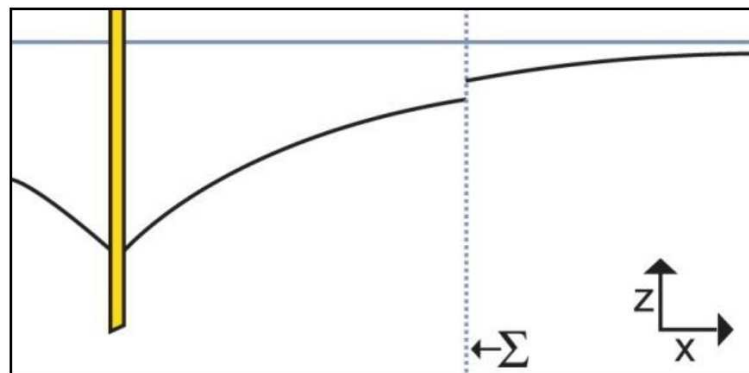


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.1.4. Límites con fugas

Un límite con fugas es un límite interno de un reservorio donde ocurre una caída de presión. Con respecto al daño del pozo, la caída de presión en un punto del límite será, típicamente, proporcional al flujo que pase a través del límite con fugas en ese punto. El corte vertical del gráfico 2-85 muestra el perfil de presión desde el pozo hasta el límite.

GRÁFICO 2-85 - PERFIL DE PRESIÓN CERCANO A UN LÍMITE CON FUGAS.

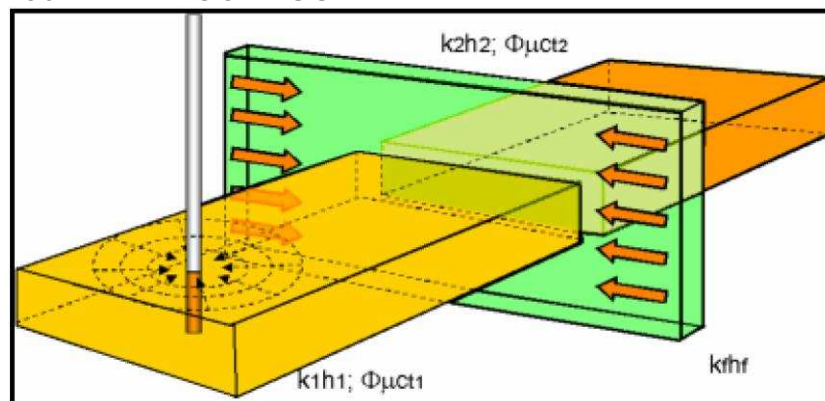


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.1.5. Límites conductivos

Las fallas (límites) conductivas pueden ser modelados analíticamente o numéricamente. El modelo analítico da la solución para el comportamiento de la presión en un pozo cercano a una falla o fractura (no intersecante) conductiva de longitud finita. La solución incluye una zona alterada alrededor de la falla, a la cual se le puede añadir daño. Las propiedades del reservorio en un lado u otro de la falla pueden ser diferentes (ver gráfico 2-86).

GRÁFICO 2-86 - FALLA CONDUCTIVA.



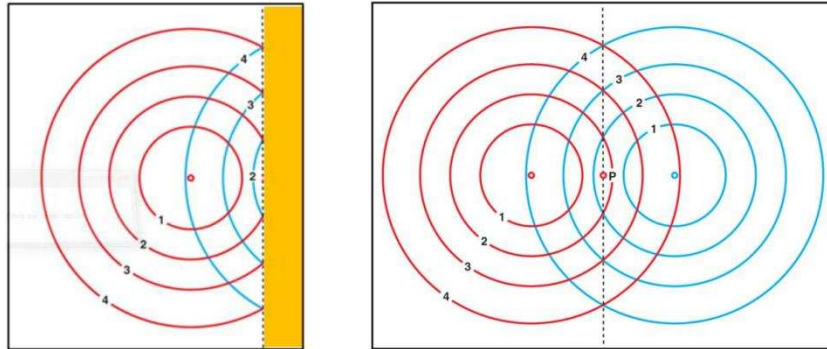
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.2. Falla simple sellante

El modelo más simple de un límite de no-flujo es una falla sellante lineal de extensión infinita. Esta configuración es fácilmente modelada analíticamente usando un pozo imagen. El efecto de la falla sellante es equivalente a la presencia de un pozo simétrico con el mismo historial de producción. Esto creará una caída de presión adicional que asegurará que no exista flujo ortogonal a la falla. Antes de que el sensor de presión capte la caída de presión adicional debido al límite, el sistema se comporta como si fuera infinito en todas las direcciones.

Cuando se detecta un límite, la respuesta se desvía del comportamiento de flujo radial infinito hasta que se duplica su valor. Si uno considera físicamente al reservorio, el pozo recibe la información de que el reservorio es en realidad dos veces menor que en el caso de flujo radial infinito.

GRÁFICO 2-87 - FALLA SIMPLE SELLANTE Y SU EQUIVALENTE EN POZO IMAGEN.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Después de que la falla sellante es detectada, solamente la mitad del reservorio originalmente planeado está ahora disponible y por lo tanto la velocidad de la caída de presión se duplica. Si uno considera el pozo imagen equivalente, después de la detección hay dos pozos produciendo en lugar de uno y por la misma razón tenemos el doble de velocidad de la caída de presión (ver gráfico 2-87).

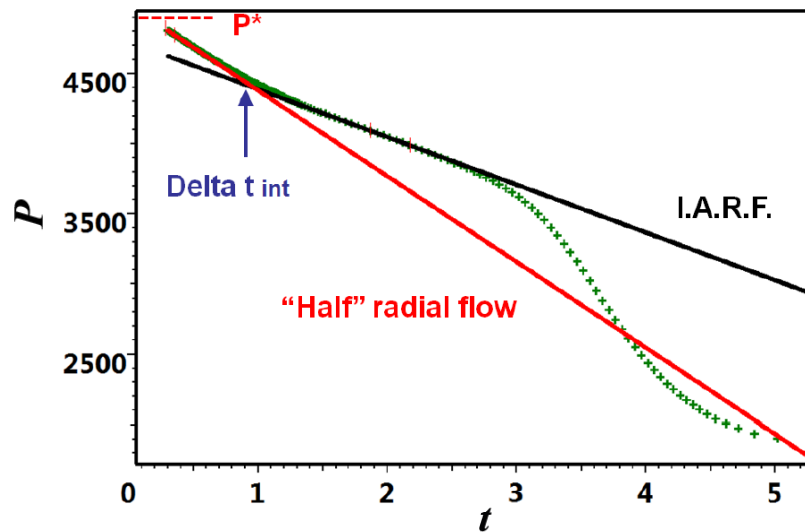
Si analizamos un gráfico semilogarítmico (ver gráfico 2-88), el flujo radial infinito se caracteriza por tener una aparente linealidad. Dibujando la línea recta nos dará kh y el daño total aparente. Una falla sellante se caracterizará por una desviación de esta línea recta y habrá una transición hacia otra línea recta (semilogarítmica) con el doble de pendiente que la primera.

Del tiempo en el que se intersecan las dos líneas rectas podemos obtener la distancia hasta el límite:

$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{k\Delta t_{int}}{\phi\mu c_t}} \quad (2.30)$$

A la segunda línea recta se la suele llamar "flujo semi-radial" y su pendiente tiene el doble del valor de la del flujo radial infinito. En un B'UP el intercepto de la línea de flujo semi-radial es usada para calcular P^* y no la de flujo radial infinito.

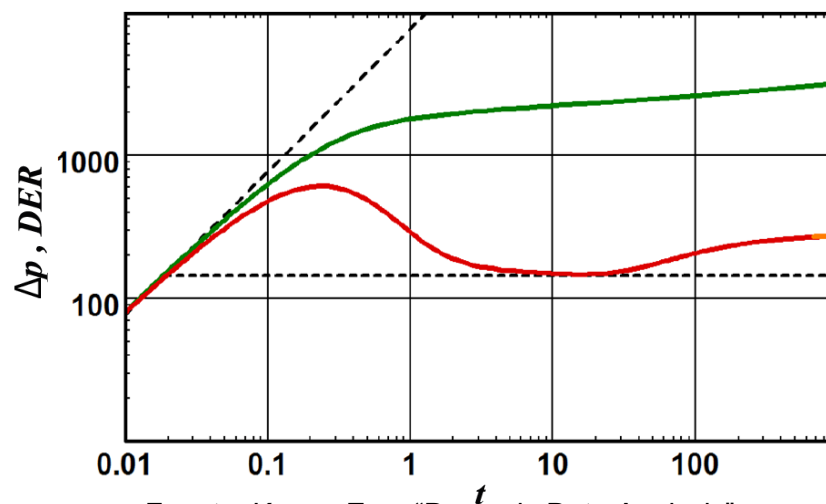
GRÁFICO 2-88 - GRÁFICO DE HORNER O DE SUPERPOSICIÓN PARA UNA FALLA SELLANTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

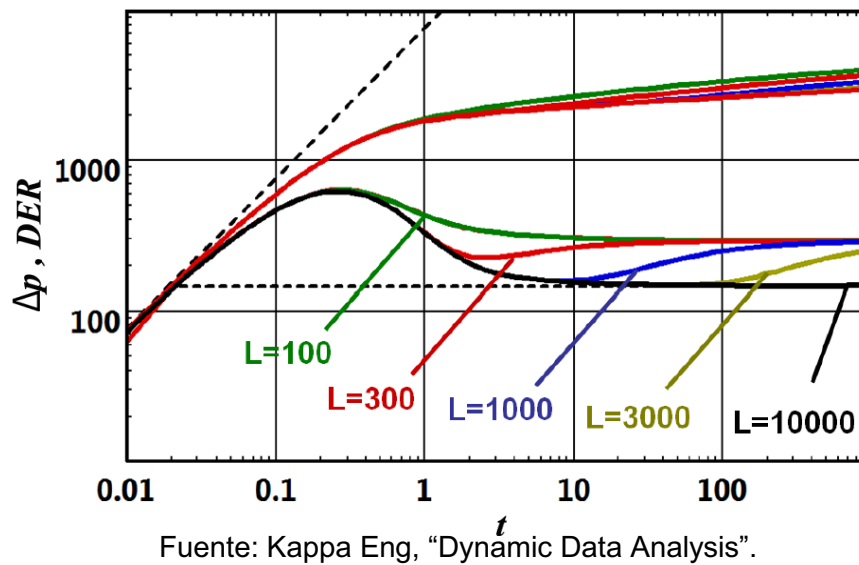
En un gráfico log-log (ver gráfico 2-89), la derivada seguirá inicialmente un comportamiento infinito para estabilizarse en un nivel correspondiente a flujo radial infinito. Cuando el límite es detectado la derivada ascenderá para tender a estabilizarse en un nivel ubicado al doble del de flujo radial infinito. Si el límite se encuentra demasiado cerca del pozo, el flujo radial infinito puede que no se desarrolle antes de que la falla sea detectada. Para límites muy cercanos la respuesta de presión puede parecer como si se tratase de un reservorio homogéneo infinito con un kh aparente igual al doble que el verdadero kh (ver gráfico 2-90).

GRÁFICO 2-89 - RESPUESTA DE PRESIÓN DE UNA FALLA SELLANTE.



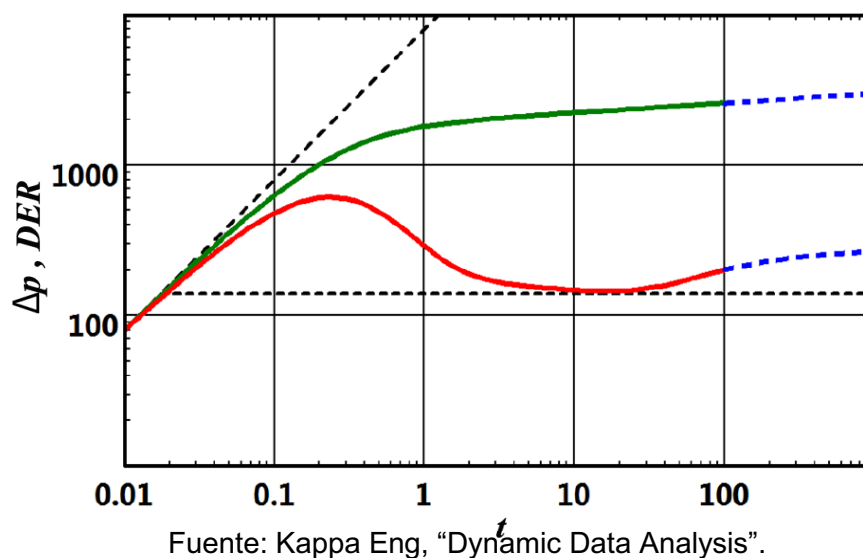
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-90 - INFLUENCIA DE LA DISTANCIA AL LÍMITE.



El que la derivada duplique el valor que posee en flujo radial infinito es rara vez visto en datos reales. Requiere cerca de un ciclo y medio después de la primera tendencia de desviación de flujo radial infinito para que se desarrolle, esto es cerca de 30 veces el periodo de tiempo que le tomó a la prueba detectar la falla (ver gráfico 2-91). Puede ser incluso que primero se vean otros límites antes que se duplique el valor de la derivada. Además, las pruebas rara vez son tan largas como para darse esto y cerrar el pozo por uno o dos días más no justificaría esta información adicional.

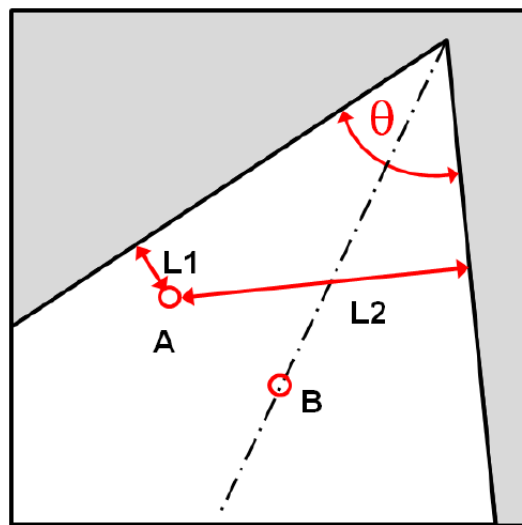
GRÁFICO 2-91 - RESPUESTA DE PRESIÓN SIN QUE SE DUBLIQUE EL VALOR DE LA DERIVADA.



2.4.3.3. Fallas que se intersecan

En este modelo el pozo se encuentra entre dos límites lineales que se intersecan y que tienen longitud finita. θ es el ángulo entre las fallas, $L1$ y $L2$ son las distancias ortogonales entre el pozo y las dos fallas. Un caso en particular es cuando el pozo se encuentra en la bisectriz de las fallas ($L1=L2$) (ver gráfico 2-92).

GRÁFICO 2-92 - ESQUEMÁTICO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.

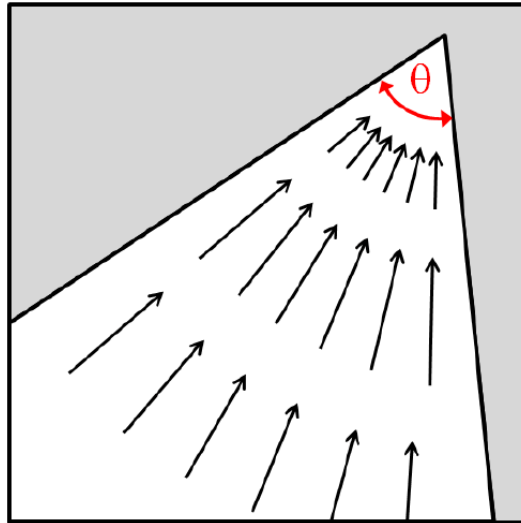


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Si el pozo se encuentra significativamente más cerca de una de las fallas (punto A), el comportamiento inicial es el mismo que el de una sola falla sellante. Cuando la segunda falla se detecta, la respuesta entra en su comportamiento "final". Si el pozo se encuentra equidistante de las dos fallas, la respuesta de presión va directamente del flujo radial infinito al comportamiento "final".

El comportamiento "final" es un flujo semi-radial restringido al cuadrante delimitado por las dos fallas. Si θ es el ángulo entre las dos fallas, el tamaño real del reservorio es menor que el de un reservorio infinito por un factor de $2\pi/\theta$, por lo tanto la caída de presión es $2\pi/\theta$ veces mayor para producir el mismo fluido en el pozo (ver gráfico 2-93).

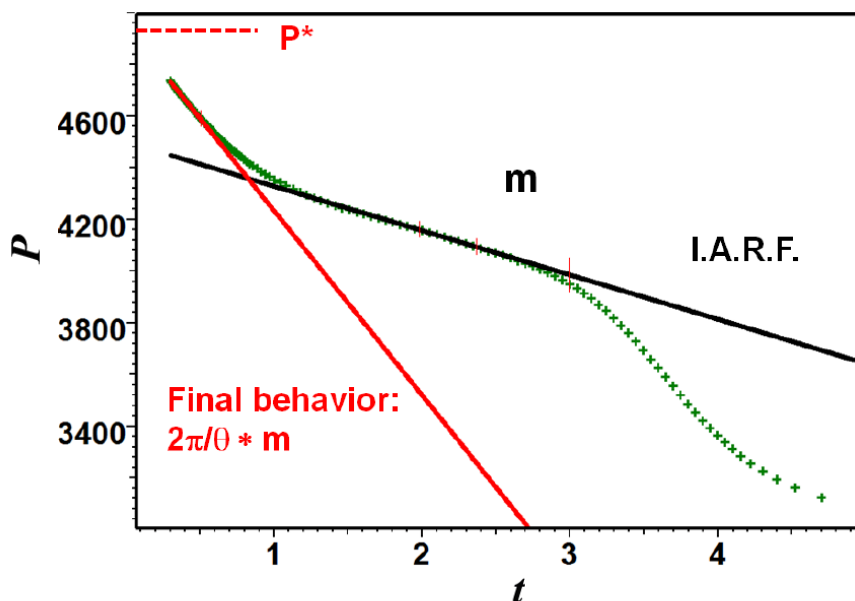
GRÁFICO 2-93 - FLUJO SEMI-RADIAL EN EL MODELO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

En un gráfico semilogarítmico, éste tendrá la característica de que la segunda línea recta tendrá una pendiente $2\pi/\theta$ veces mayor que la de flujo radial infinito. Al igual que en el modelo de una sola falla sellante, kh y el daño se calculan a partir de la primera línea recta. El ángulo entre las fallas está dado por $2\pi/(m_{final}/m_{inicial})$ (ver gráfico 2-94).

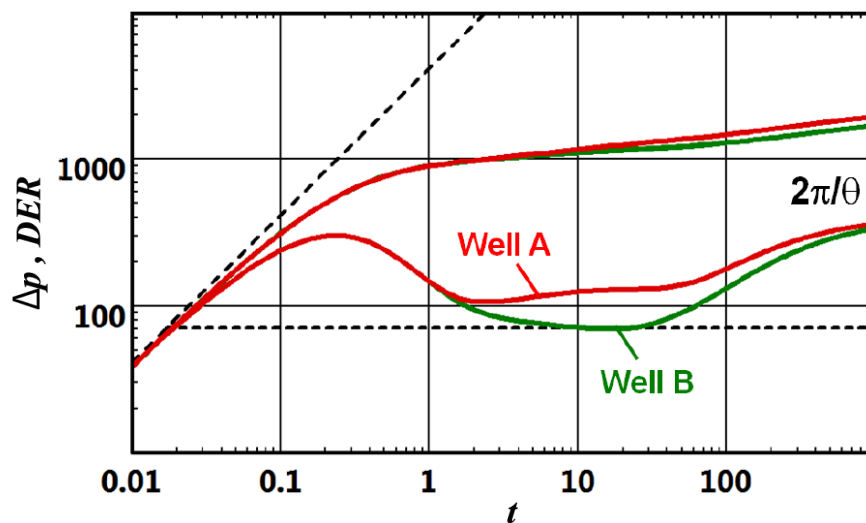
GRÁFICO 2-94 - GRÁFICO DE HORNER PARA EL MODELO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

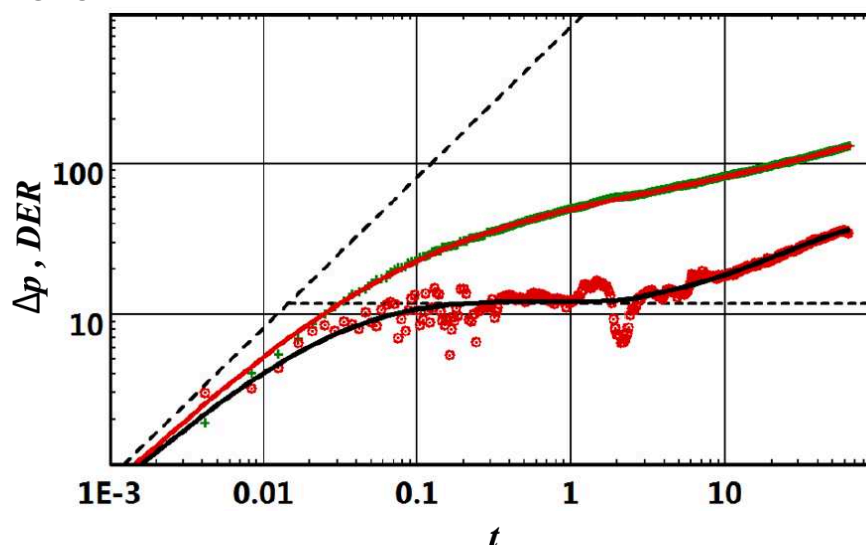
En un gráfico log-log, la respuesta de presión se caracteriza por una estabilización final de la derivada de la presión $2\pi/\theta$ veces por encima del flujo radial infinito. En otras palabras, el nivel de estabilización proveerá un estimativo del ángulo entre las fallas mientras que el tiempo en el que la derivada se desvía del comportamiento infinito y eventualmente (el pozo A) se desvía de la línea de falla sellante, proveerá un estimativo de la distancia hacia las fallas (ver gráficos 2-95 y 2-96).

GRÁFICO 2-95 - GRÁFICO LOG-LOG PARA EL MODELO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-96 - EJEMPLO DE EMPATE CON EL MODELO DE FALLAS QUE SE INTERSECAN.

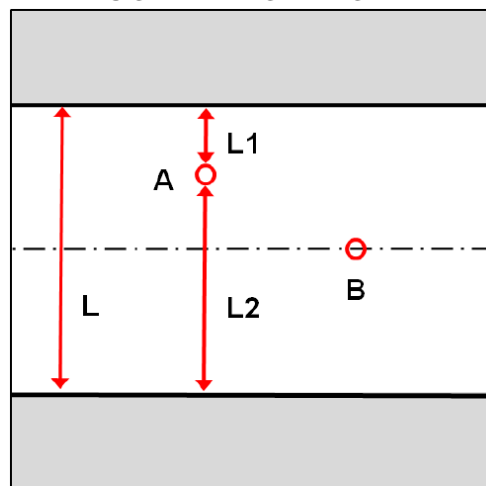


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.4. Dos fallas paralelas

A este modelo también se lo suele conocer como reservorio tipo canal. El pozo está localizado en un canal limitado por dos fallas sellantes. Las distancias ortogonales entre el pozo y las fallas serán L_1 y L_2 . $L = L_1 + L_2$ y es el ancho que tiene el canal. Como en el caso de fallas que se intersecan, se considera dos situaciones: el pozo se encuentra más cercano a un límite que del otro o el pozo se encuentra en medio del canal (ver gráfico 2-97).

GRÁFICO 2-97 - ESQUEMÁTICO DEL MODELO DE FALLAS PARALELAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

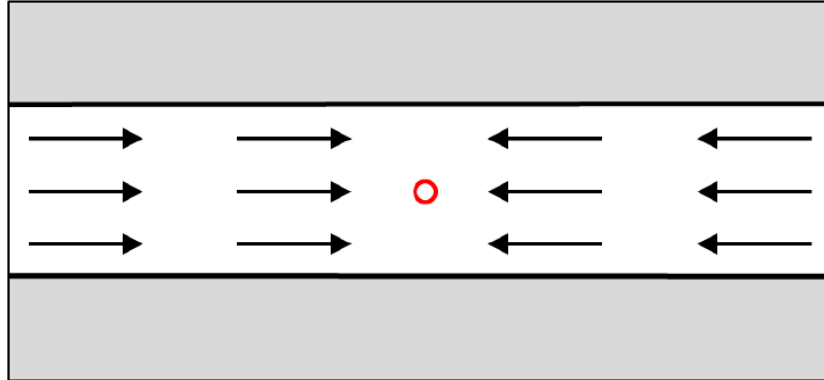
Si el pozo se encuentra significativamente más cercano a uno de los límites (caso A), el comportamiento inicial será el mismo que la respuesta de presión de una sola falla sellante. Cuando se detecta la segunda falla, la respuesta de presión entra en su comportamiento "final".

Si el pozo se encuentra equidistante a ambas fallas (caso B), la respuesta irá directamente del flujo radial infinito hacia el comportamiento final, el cual es flujo lineal a lo largo del canal (ver gráfico 2-98).

El flujo lineal o más generalmente el flujo de fluido a través de una sección de área constante es encontrado en muchos modelos de pruebas de presión, como en fracturas en tiempos tempranos después del almacenamiento, pozos

horizontales en tiempos medios, después de que se hayan alcanzado los límites superior e inferior, en fallas paralelas en tiempos tardíos.

GRÁFICO 2-98 - FLUJO "FINAL" LINEAL EN EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

En cada caso el flujo está caracterizado por la linealidad entre el cambio de presión y la raíz cuadrada del tiempo transcurrido:

$$\Delta p = A\sqrt{\Delta t} + B \quad (2.31)$$

$$\Delta p' = \Delta t * \frac{\partial \Delta p}{\partial \Delta t} = \frac{1}{2} A\sqrt{\Delta t} \quad (2.32)$$

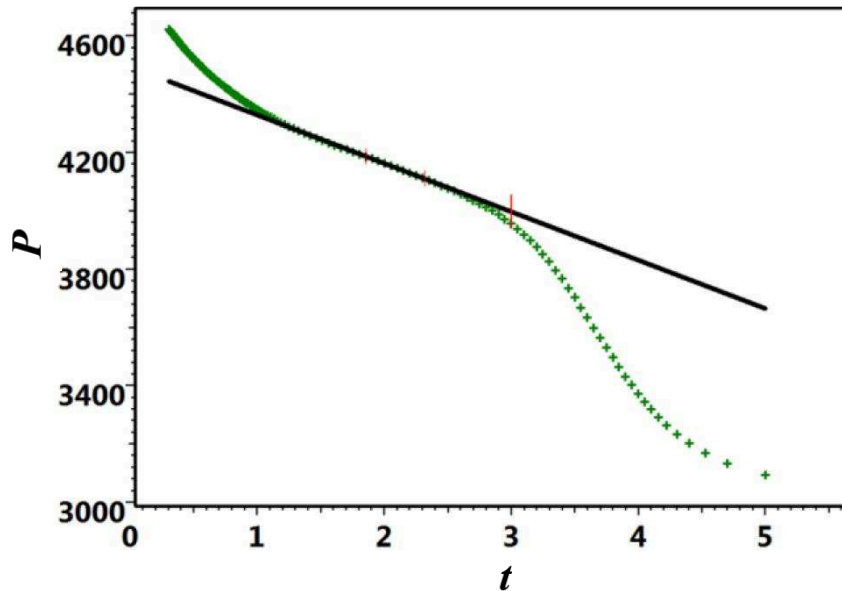
El análisis en gráficos semilogarítmicos normales no es de mucha ayuda para diagnosticar o cuantificar fallas paralelas, después del flujo radial infinito la respuesta de presión continuará incrementándose.

En el caso de un B'UP, el gráfico adecuado sería el de Horner o el de Superposición pero en ninguno de esos casos se puede extrapolar la presión hacia P^* ya que el comportamiento final no se muestra como una línea recta en estos gráficos (ver gráfico 2-99).

Para un gráfico log-log en el caso de la fase de producción. Después de que tengamos la respuesta de una posible falla sellante, la respuesta de presión mostrará flujo lineal. Tan pronto como se alcance esto, la derivada de la presión

seguirá una recta con pendiente 0.5, mientras que el cambio de presión solo pretenderá tener una pendiente de 0.5 (ver gráfico 2-100).

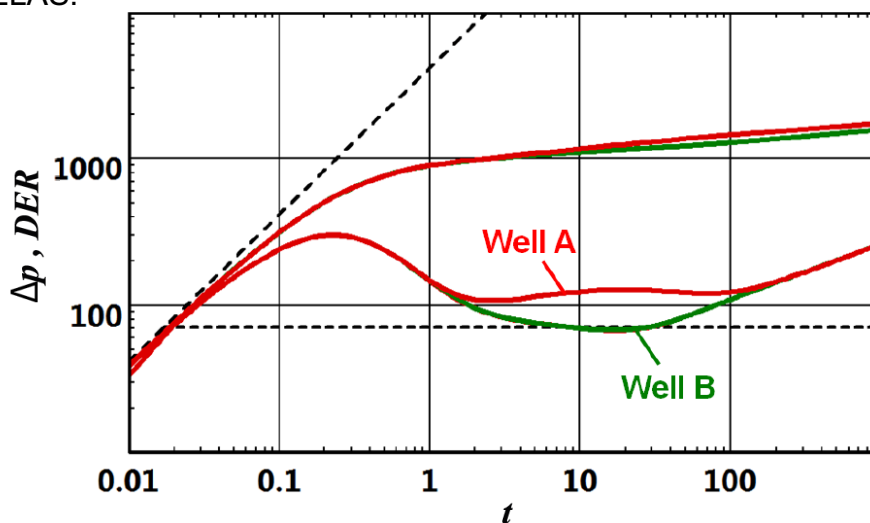
GRÁFICO 2-99 - GRÁFICO DE HORNER PARA EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Si la pendiente de 0.5 de la presión es establecida, habrá una razón de 2 entre las pendientes de las líneas de la presión y de la derivada.

GRÁFICO 2-100 - GRÁFICO LOG-LOG PARA EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

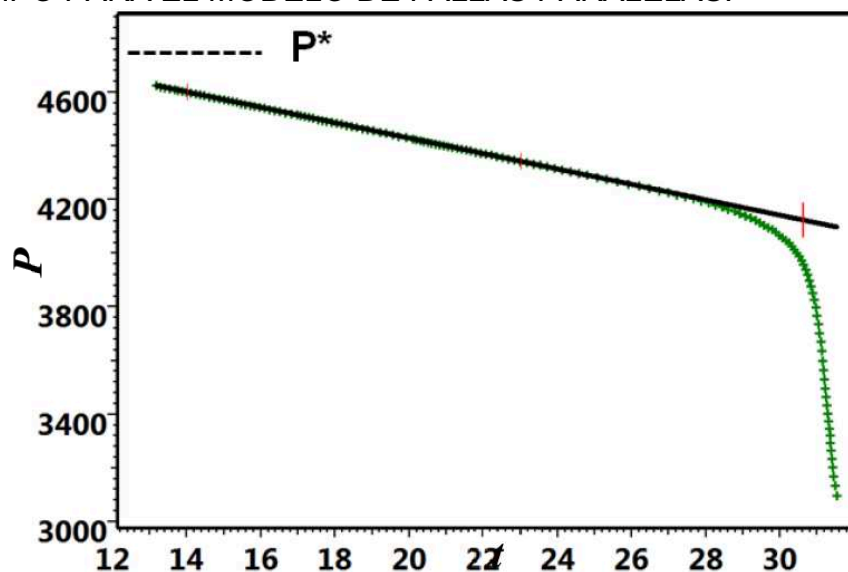
Este comportamiento es válido solamente para el caso de producción. En el caso de un B'UP o producción compleja, en teoría nada garantiza que ocurra un comportamiento específico en el gráfico log-log pero en la realidad sí se utiliza el gráfico log-log para el análisis de cierres. Recalcando, solo la derivada en el periodo de producción seguirá la línea recta con pendiente 0.5.

Como ya se había hablado antes, los gráficos semilogarítmicos normales no son de mucha ayuda para el análisis de este tipo de modelo, sin embargo si consideramos que el flujo lineal es el comportamiento final de la respuesta de presión, todas las funciones usadas en la superposición se encontrarán en flujo lineal y la escala del tiempo a usarse sería la raíz cuadrada del tiempo de superposición.

Para un B'UP que tiene un solo periodo de producción, se usará la función tándem de la raíz cuadrada del tiempo, $\left[\sqrt{(tp + \Delta t)} - \sqrt{(\Delta t)} \right]$ (ver gráfico 2-101).

Para producción más compleja, se usará la raíz cuadrada del tiempo de superposición. Para un cierre, la presión extrapolada que corresponde a un cierre infinito será la correcta determinación de P^* .

GRÁFICO 2-101 - GRÁFICO EN FUNCIÓN DE LA RAÍZ CUADRADA TANDEM DEL TIEMPO PARA EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.



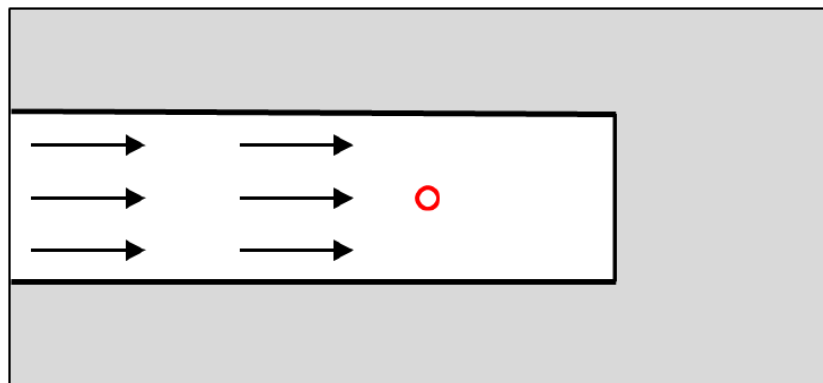
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.4.1. Reservorio en forma de U

El modelo de reservorio en U, donde las fallas paralelas están limitadas en un lado, exhibe en los tiempos tardíos, un comportamiento lineal similar al descrito en el del modelo de canal pero en esta ocasión en una sola dirección (ver gráfico 2-102).

El tiempo transitorio temprano dependerá de la distancia entre el pozo y las tres fallas.

GRÁFICO 2-102 - ESQUEMÁTICO DEL RESERVORIO EN FORMA DE "U" CON FLUJO LINEAL.



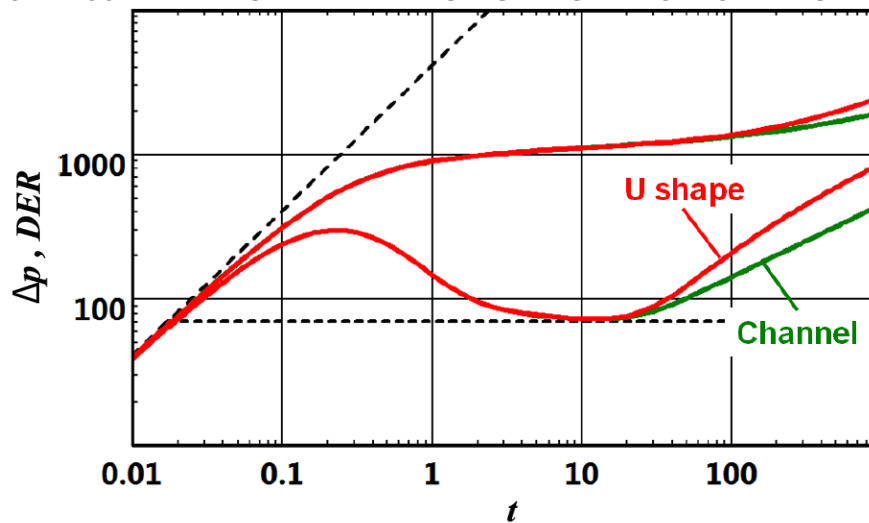
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Las dos respuestas son similares y el reservorio en U producirá una pendiente de 0.5 en los tiempos tardíos. Comparado con la solución del modelo de fallas paralelas, el comportamiento final es impulsado hacia arriba por un factor de 2 en el gráfico log-log (ver gráfico 2-103).

Este impulso es coherente tomando en cuenta que el reservorio en U es la mitad que el reservorio correspondiente en fallas paralelas. El análisis especializado en gráficos de escala de tiempo especial provee un estimado de kL^2 .

El programa de interpretación necesita saber que se trata de un reservorio en U para aplicar la corrección por 2 en el cálculo de la línea.

GRÁFICO 2-103 - FALLAS PARALELAS VS RESERVORIO EN "U".

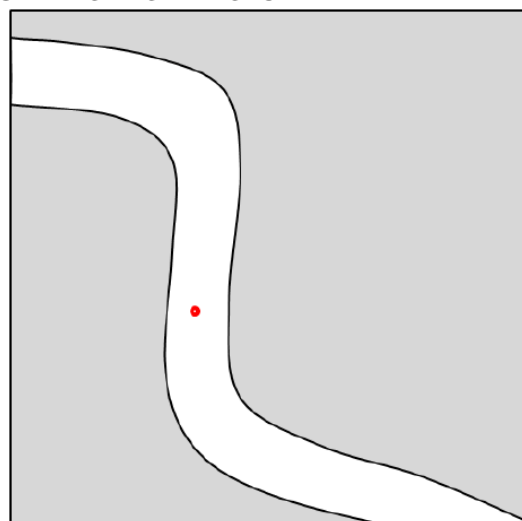


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Los modelos de reservorio tipo fallas paralelas y de forma de U son aproximaciones muy generales de la verdadera forma del reservorio, en gráfico 2-104 se tiene una idealización de un reservorio tipo canal con un pozo perforado en equidistancia a sus límites.

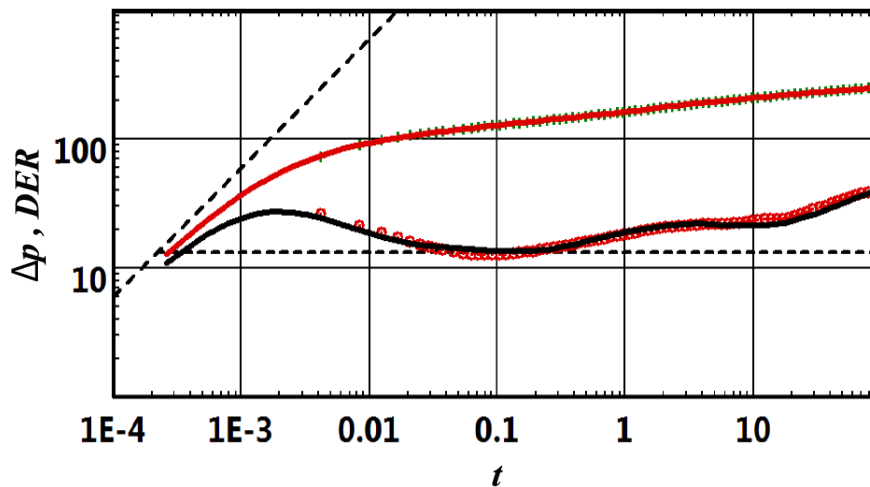
En el gráfico 2-105 se tiene el empate de datos reales. Aún si en la realidad no se trata de dos fallas estrictamente paralelas sino de límites no regulares cercanos a ser paralelos, el modelo da un empate muy satisfactorio antes de recurrir a modelos más complejos.

GRÁFICO 2-104 - RESERVORIO TIPO CANAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-105 - EJEMPLO DE EMPATE CON EL MODELO DE FALLAS PARALELAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.5. Sistemas cerrados

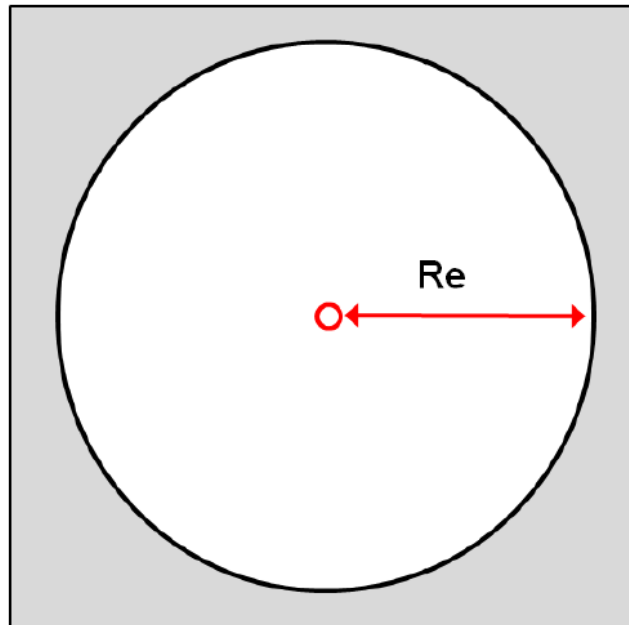
En los modelos anteriores se consideraba al reservorio como un volumen infinito ya que al menos en una dirección, el perfil de presión no registraba la extensión del límite. Como resultado tenemos que la presión volvería a ser la inicial en un cierre infinito.

A la inversa, un sistema cerrado será usado cuando la prueba es lo suficientemente larga o el reservorio lo suficientemente pequeño para detectar la extensión completa del mismo. Este hecho estará caracterizado por al menos uno de los siguientes comportamientos:

1. Durante la producción se evidenciará una depletación lineal.
2. Durante un cierre la presión se estabilizará en una presión menor que la presión inicial del reservorio.

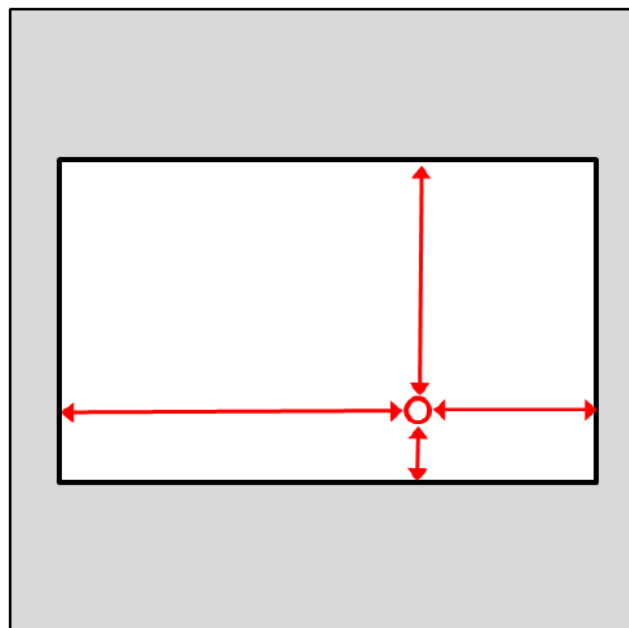
La forma más común y sencilla de modelar un sistema cerrado es el modelo circular (ver gráfico 2-106). Éste asume que el pozo está localizado en el centro del reservorio de forma circular.

GRÁFICO 2-106 - RESERVORIO CIRCULAR CERRADO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-107 - RESERVORIO RECTANGULAR CERRADO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Aunque el modelo no es tan realista en cuanto a la verdadera geometría del reservorio y la locación del pozo, resulta de mucha utilidad y rápido al momento de detectar depleción. La geometría es desconocida y la respuesta de presión no muestra ningún comportamiento intermedio de límites.

El segundo modelo de sistema cerrado es el modelo de reservorio rectangular, el cual es bastante popular (ver gráfico 2-107). Utiliza el principio de imágenes de pozos, esta solución nos permite definir la relación de aspecto entre el reservorio y el pozo al poder localizarlo en cualquier punto del rectángulo. Desde el punto de vista del pozo esto significa que podemos localizar los cuatro límites a cualquier distancia. Cuando las cuatro distancias son iguales, el pozo se encuentra en el centro de un cuadrado cuya respuesta de presión es casi idéntica a la solución del modelo circular con un área igual.

A diferencia de los modelos infinitos que se trataron anteriormente, el comportamiento en sistemas cerrados es radicalmente distinto entre producción, inyección o periodos de cierre. Durante la producción o inyección, la presión se difundirá y alcanzará los límites secuencialmente.

Cuando se haya alcanzado el último límite, el perfil de presión se estabilizará y caerá uniformemente. Esta particularidad en la fase de flujo se conoce como Estado Pseudo Continuo (PSS por su siglas en inglés). Está caracterizado por una linealidad entre la caída de presión y el tiempo:

$$\Delta p = A\Delta t + B \quad (2.33)$$

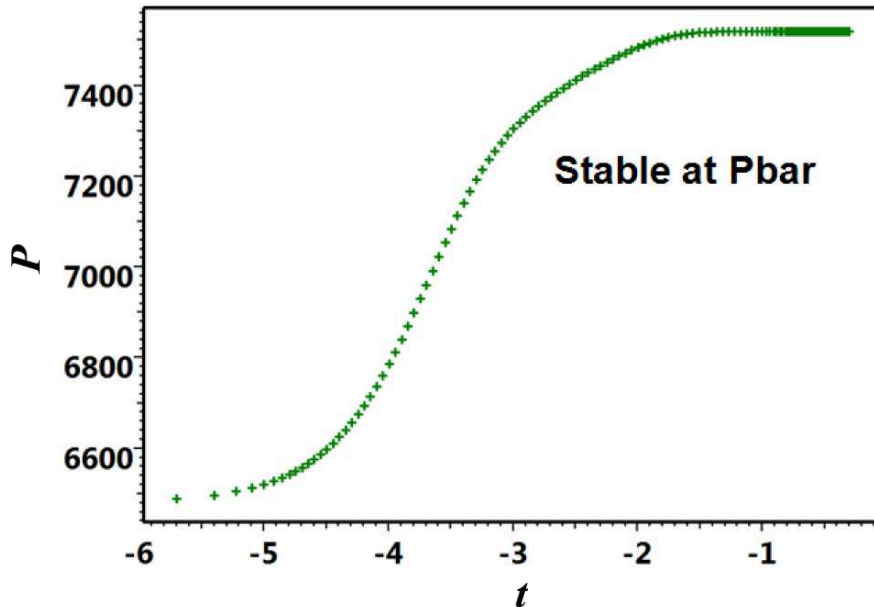
$$\Delta p' = \Delta t * \frac{\partial \Delta p}{\partial \Delta t} = A\Delta t \quad (2.34)$$

Para el modelo circular, la respuesta irá directamente de flujo radial infinito a PSS. Para el modelo rectangular, los bordes más cercanos se detectarán primero. Cuando se trata de un cierre, habrá una transferencia del fluido devuelta hacia la zona del pozo, hasta que el pozo se estabilice de nuevo hacia la presión de reservorio media.

Al igual que en las fallas paralelas, el análisis en gráficos semilogarítmicos no son de ayuda para cuantificar los efectos de los límites (ver gráfico 2-108). En un gráfico log-log durante la producción o inyección (ver gráfico 2-109), el PSS estará

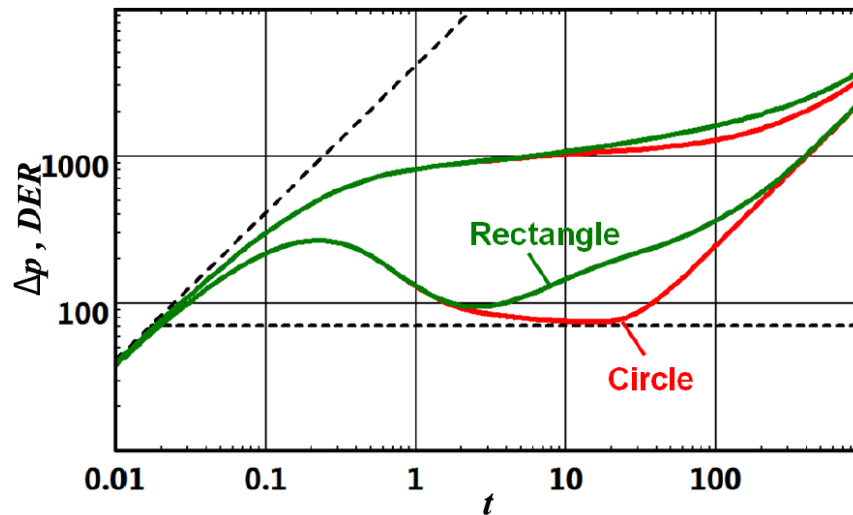
caracterizado por una pendiente unitaria en los tiempos tardíos, primero en la derivada y luego en la respuesta de presión.

GRÁFICO 2-108 - GRÁFICO SEMI-LOG PARA UN B'UP EN UN RESERVORIO CIRCULAR.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-109 - SOLUCIÓN CON EL MODELO CIRCULAR Y RECTANGULAR DURANTE UN PERIODO DE PRODUCCIÓN.

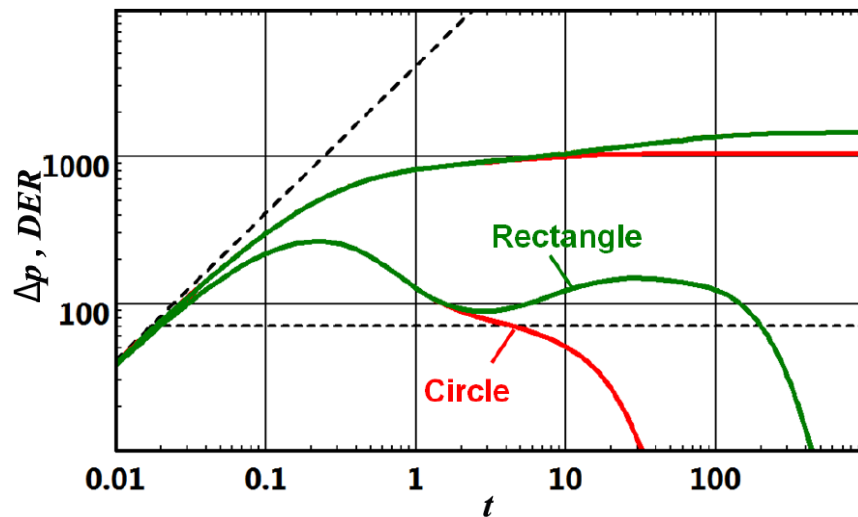


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

En un cierre (ver gráfico 2-110), la presión se estabilizará en la presión media del reservorio y la derivada se precipitará hacia 0. No estaría bien pensar que debido a que es un sistema cerrado la derivada solo se comportará de esta forma y se

precipitará hacia cero. Para el modelo rectangular o cualquier otro modelo con límites internos, los efectos de dichos límites serán detectados haciendo que la derivada tienda hacia arriba para luego precipitarse al final.

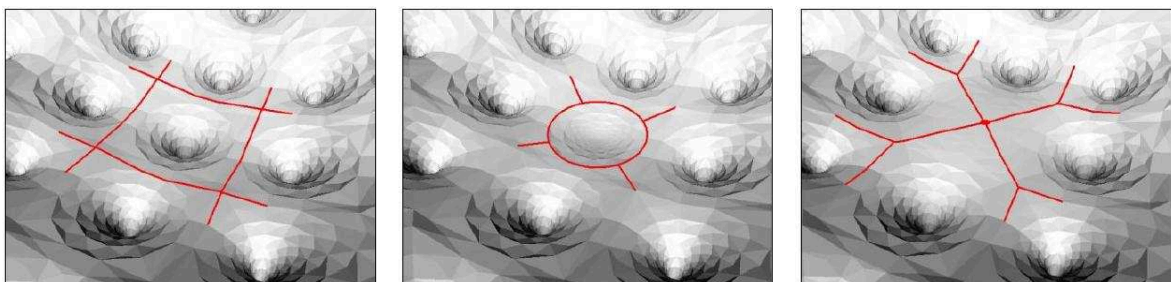
GRÁFICO 2-110 - SOLUCIÓN CON EL MODELO CIRCULAR Y RECTANGULAR DURANTE UN PERIODO DE CIERRE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Una nota importante acerca del uso del modelo cerrado y el área de drenaje es que cuando cerramos el pozo -si tenemos pozos vecinos o un arreglo de pozos- el área de drenaje se encogerá rápidamente, debido a la influencia de los pozos vecinos que toman esa área para sí mismos. Con el tiempo suficiente, se establecerán nuevas áreas de drenajes estabilizadas como lo muestra el gráfico 2-111. Es por esto que no se puede usar un modelo cerrado durante un B'UP en presencia de pozos vecinos o arreglos de pozos.

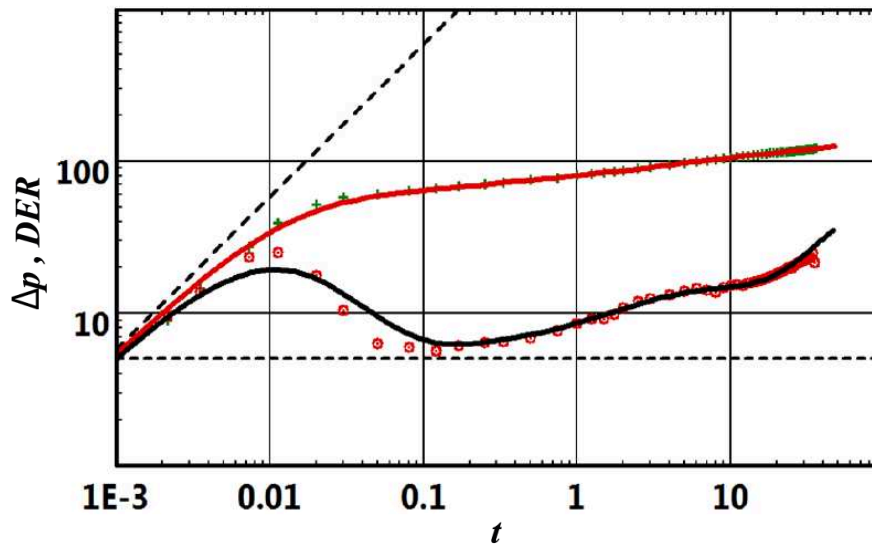
GRÁFICO 2-111 - EVOLUCIÓN DEL ÁREA DE DRENAJE CUANDO UN POZO ES CERRADO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El gráfico 2-112 muestra el empate del modelo cerrado con datos de producción, después de que se evidencien los límites la derivada tiende a tener la pendiente unitaria característica del PSS.

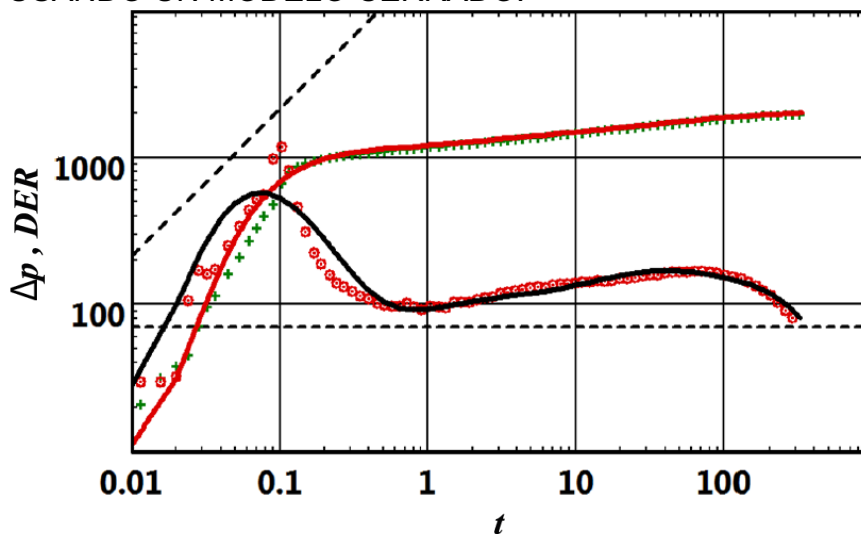
GRÁFICO 2-112 - EMPATE CON DATOS REALES DURANTE UN PERIODO DE PRODUCCIÓN USANDO UN MODELO CERRADO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

En el cierre del gráfico 2-113 se muestra la influencia de los límites antes de que la derivada se precipite.

GRÁFICO 2-113 - EMPATE CON DATOS REALES DURANTE UN PERIODO DE CIERRE USANDO UN MODELO CERRADO.

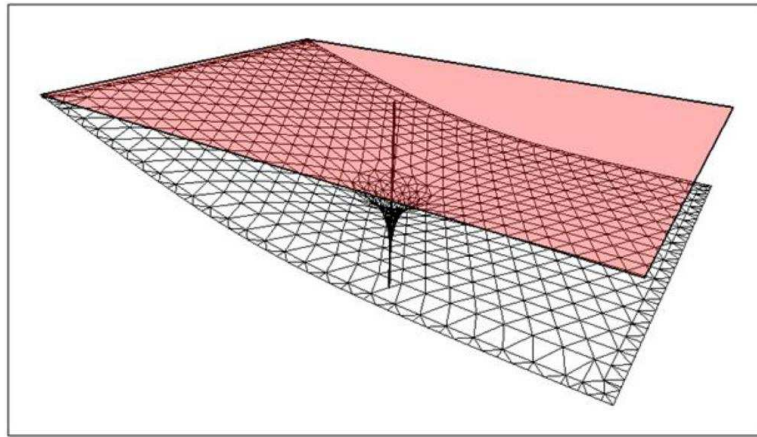


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.6. Límites de presión constante

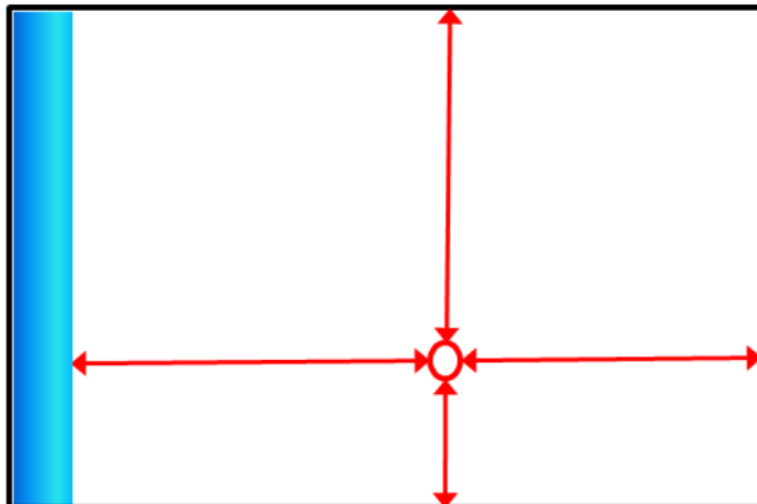
Los límites de presión constante puede que sean los únicos efectos de límites que se tengan en el modelo o pueden estar complementados por límites sellantes. La mayoría de soluciones contemplan ambos cosas y cualquier combinación cuando sea aplicable (ver gráficos 2-114 y 2-115).

GRÁFICO 2-114 - PERFIL DE FLUJO EN UN RESERVORIO CERRADO CON 3 LÍMITES DE NO FLUJO Y UNO DE PRESIÓN CONSTANTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-115 - ESQUEMÁTICO DEL RESERVORIO RECTANGULAR CON UN SOLO LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

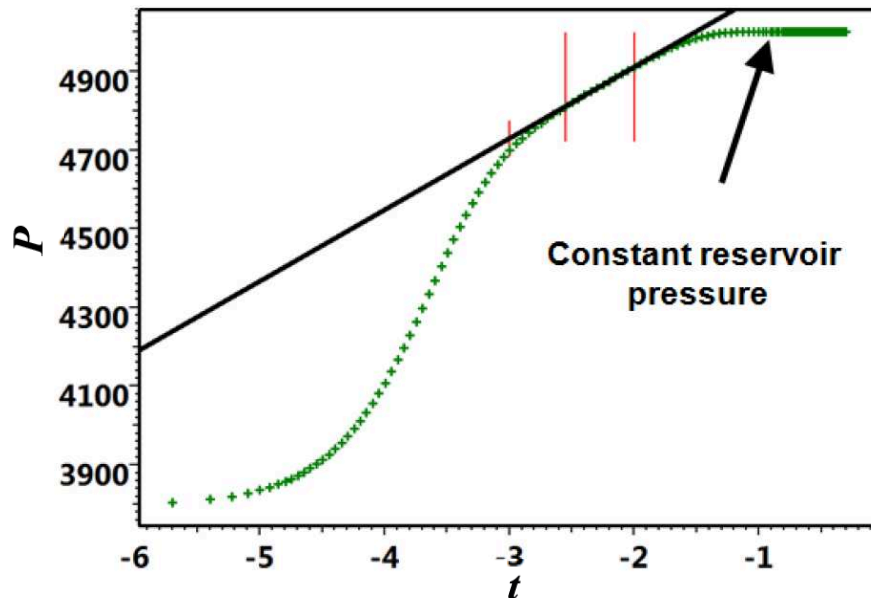
Tan pronto como se alcance el límite de presión constante, éste proveerá el volumen necesario de fluido para que el límite de presión tenga su valor original y

fluya hacia el reservorio. La presión se estabilizará y la derivada se precipitará. La velocidad de esta precipitación dependerá de la geometría de los límites.

Los análisis en gráficos semilogarítmicos no son de utilidad para cuantificar el efecto de un límite de presión constante ya que el último comportamiento no es el de flujo radial infinito.

Para un cierre la respuesta de presión se estabilizará en la presión promedio del reservorio gráfico 2-116. En el gráfico log-log la respuesta de presión se comporta de igual forma en el cierre como en la fase de producción.

GRÁFICO 2-116 - GRÁFICO DE HORNER PARA UN PERIODO DE CIERRE.

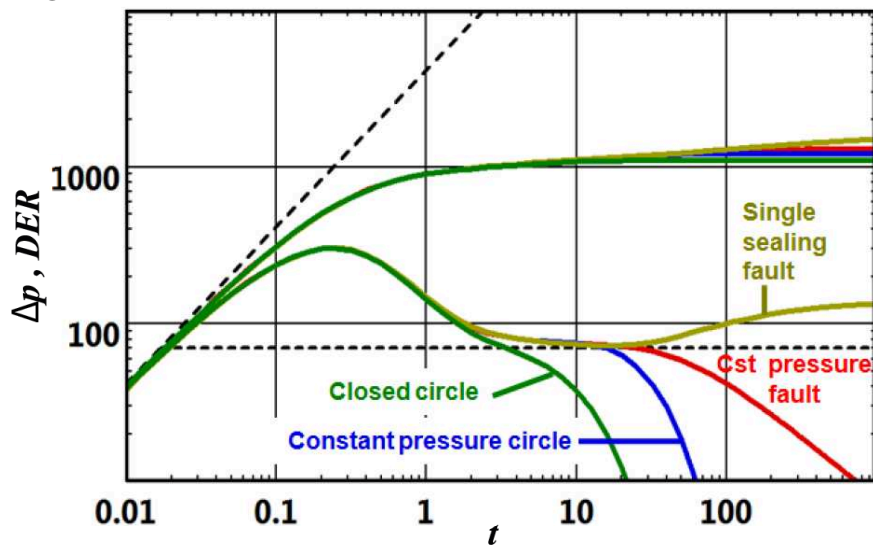


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Esto podría no ser cierto si el tiempo de producción es muy corto y los límites no son detectados en el drawdown (ver gráfico 2-117).

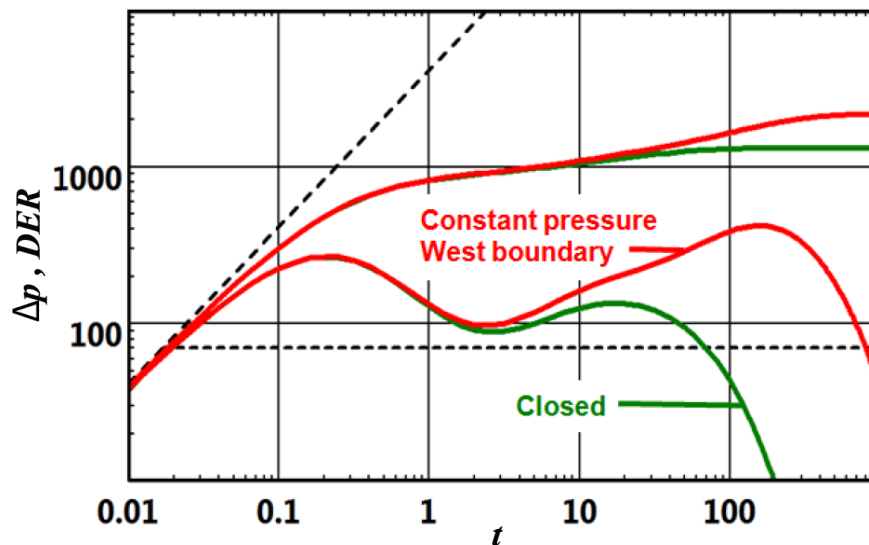
Si tomamos el modelo rectangular y comparamos la respuesta de presión en un B'UP para un modelo cerrado y un modelo de presión constante, la derivada en el sistema cerrado invierte su comportamiento y se precipita rápidamente mientras que el sistema mixto de límite cerrado con límite de presión constante muestra un comportamiento similar (ver gráfico 2-118).

GRÁFICO 2-117 - PERIODO DE CIERRE, LÍMITES DE PRESIÓN CONSTANTE CIRCULAR Y LINEAL, COMPARACIÓN CON SUS EQUIVALENTES EN LÍMITES SELLANTES.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-118 - PERIODO DE CIERRE, MODELO RECTANGULAR, ÚLTIMO LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE O SELLANTE.



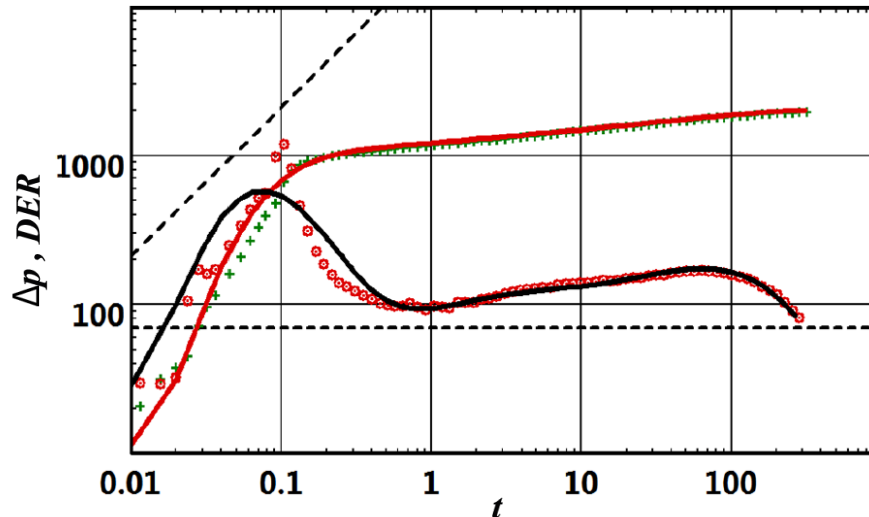
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Durante el empate del gráfico 2-119 la derivada que se precipita es interpretada como límite de presión constante, también puede ser interpretada y empatada con un modelo de sistema cerrado.

Desafortunadamente, para los cierres, tanto para sistemas cerrados como para límites de presión constante la derivada mostrará la misma tendencia y ambos

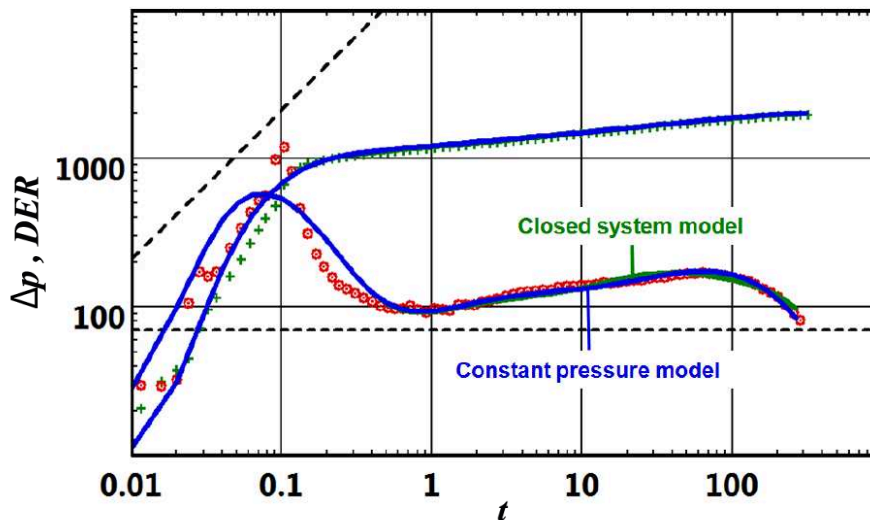
modelos pueden mostrar empates excelentes (ver gráfico 2-120) siendo, sin embargo, muy diferentes.

GRÁFICO 2-119 - SISTEMA CERRADO, PERIODO DE CIERRE INTERPRETADO COMO LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-120 - EMPATE DE UN CIERRE CON LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE Y SISTEMA CERRADO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

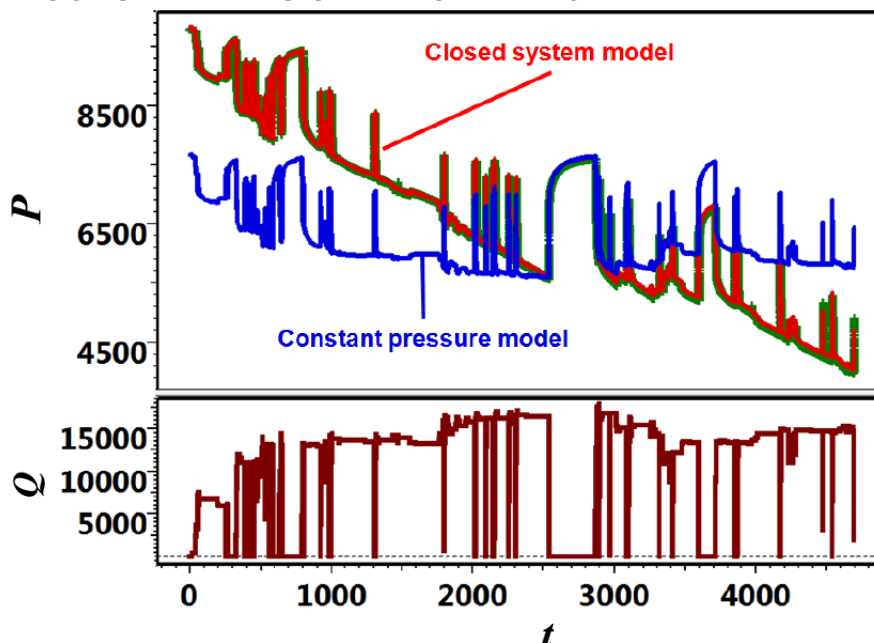
No se puede decidir qué modelo usar si solo tenemos los datos del B'UP. Generalmente esta incertidumbre será resuelta si analizamos al resto de la prueba de presión y en particular la presión inicial. Cuando tenemos un límite de presión constante, la presión final de cierre invariablemente volverá a ser la presión inicial.

Para un sistema cerrado, la presión final de cierre será la presión promedio del reservorio, derivada de la presión inicial usando cálculos de balance de materiales. Por lo tanto, el punto de partida de la simulación será muy diferente entre los dos modelos.

El historial de producción del gráfico 2-121 muestra la comparación del empate de los dos modelos, mostrando que el modelo de límite de presión constante es absolutamente inconsistente con la realidad aún si el empate de la respuesta del B'UP es perfecto.

Desafortunadamente no siempre es tan fácil escoger un modelo sobre otro.

GRÁFICO 2-121 - HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, EMPATE CON LÍMITE DE PRESIÓN CONSTANTE Y SISTEMA CERRADO.

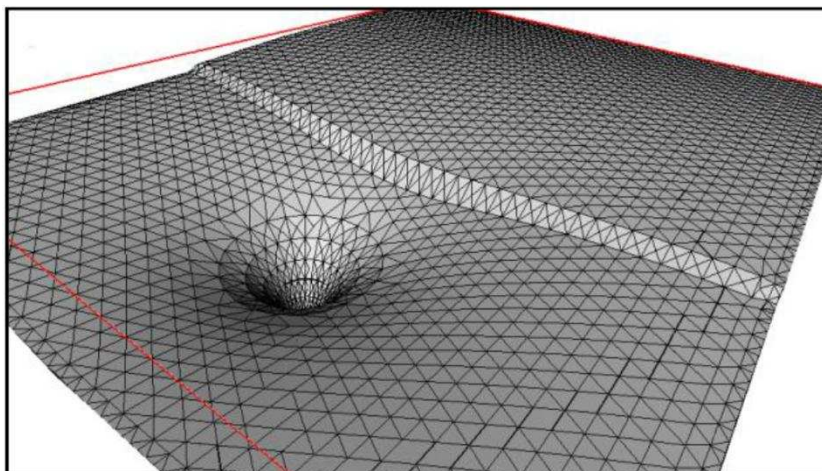


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.7. Límites incompletos y con fugas

Las fallas con fugas e incompletas comparten comportamientos similares, aún si las asunciones son diferentes. En el gráfico 2-122 se observa una falla que permite el paso de fluido a través de ella.

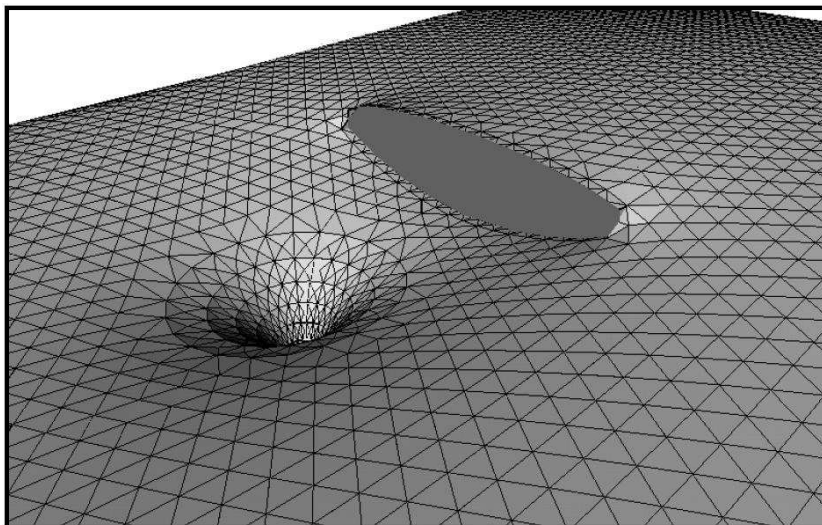
GRÁFICO 2-122 - PERFIL DE PRESIÓN 3D CON UNA FALLA CON FUGAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El gráfico 2-123 muestra una falla incompleta, el flujo pasa alrededor de esta hasta llegar al pozo productor.

GRÁFICO 2-123 - PERFIL DE PRESIÓN 3D CON UNA FALLA INCOMPLETA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

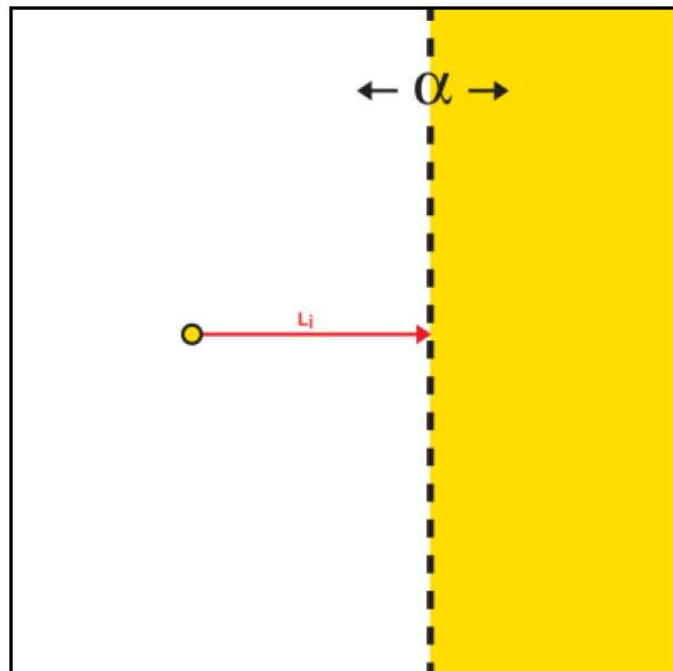
En ambos casos es un obstáculo que permite a la parte del reservorio que se encuentra más allá del límite contribuir al flujo. Los modelos estarán caracterizados por una desviación del flujo radial infinito y luego un retorno progresivo de la derivada hacia el mismo nivel.

2.4.3.7.1. *Falla con fugas*

El modelo más simple de falla con fugas es un solo límite lineal con fugas de longitud infinita. El compartimento al otro lado de la falla puede tener propiedades distintas.

El límite es definido por un factor de liqueo α , también llamado radio de transmisibilidad. $\alpha = 0$ corresponderá a una falla sellante, $\alpha = 1$, corresponderá a un reservorio infinito, es decir no existe límite (ver gráfico 2-124).

GRÁFICO 2-124 - ESQUEMÁTICO DE UNA FALLA CON FUGAS.

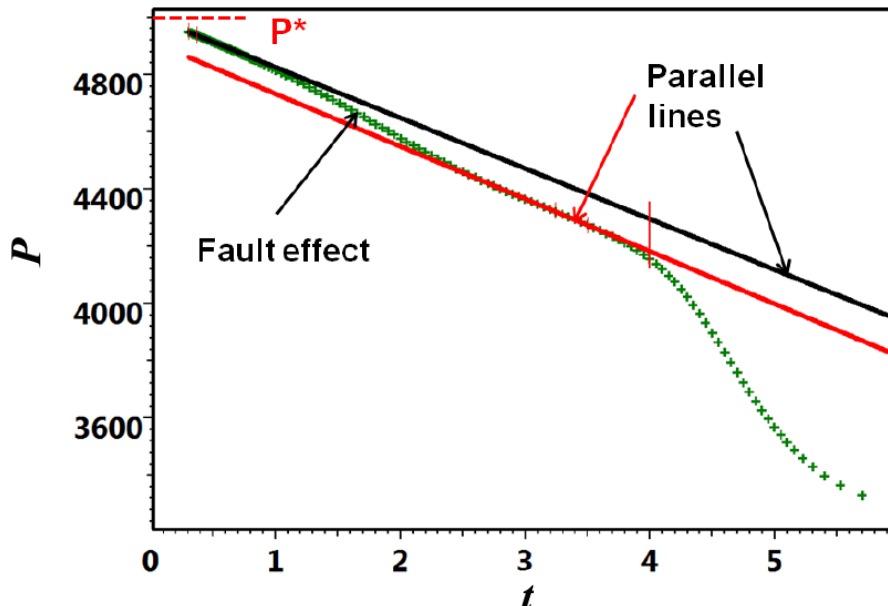


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El comportamiento que podemos observar en un gráfico de Horner o de superposición para un B'UP es primero una línea recta que se desvía hacia abajo por el efecto de la falla y que luego vuelve a ser recta mostrando el comportamiento de flujo radial infinito.

La amplitud de la caída de presión y por lo tanto la distancia entre las dos líneas rectas paralelas dependerá del valor de α (ver gráfico 2-125).

GRÁFICO 2-125 - GRÁFICO DE HORNER, FALLA CON FUGAS, RESERVORIO HOMOGÉNEO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

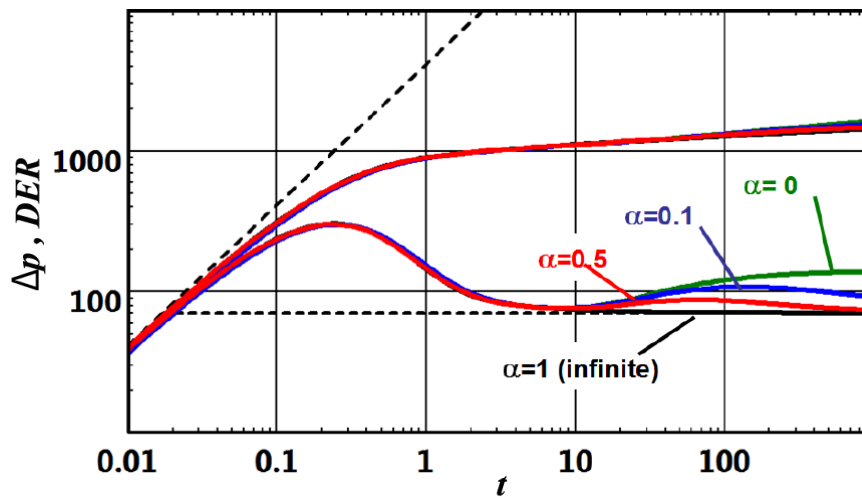
Un valor pequeño de α hará que la caída de la presión dure más y que la distancia entre las dos líneas sea mayor. Solamente la línea del flujo radial infinito puede ser usada para obtener P^* .

El gráfico 2-126 muestra la respuesta en un gráfico log-log para distintos valores de α . Cuando se detecta la falla, la derivada se desvía del flujo radial infinito como si se tratase de una falla sellante aunque con un comportamiento más suave dependiendo del valor de α .

La caída de presión empezará a estabilizarse debido a la falla con fugas, y la derivada volverá progresivamente al mismo nivel de flujo radial infinito dado que en este caso el reservorio tiene las mismas propiedades a los dos lados de la falla. Sin embargo, esto no significa que los efectos de la falla hayan cesado. De hecho, no se trata de flujo radial infinito lo que nos muestra la derivada después de volver al nivel inicial de flujo radial infinito.

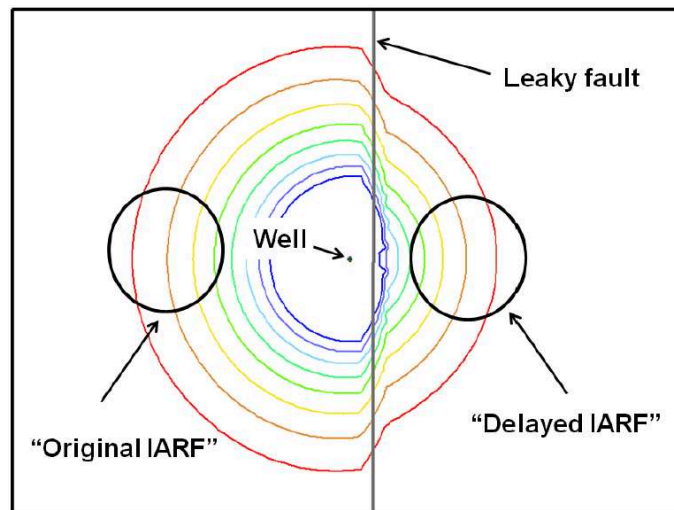
Esto es un efecto acumulativo de la respuesta de presión correspondiente a la caída de presión a través de la falla con fugas. El gráfico 2-127 muestra un mapa isobárico que demuestra esto.

GRÁFICO 2-126 - GRÁFICO LOG-LOG, FALLA CON FUGAS, RESERVORIO HOMOGÉNEO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-127 - MAPA ISOBÁRICO MOSTRANDO LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA FALLA.

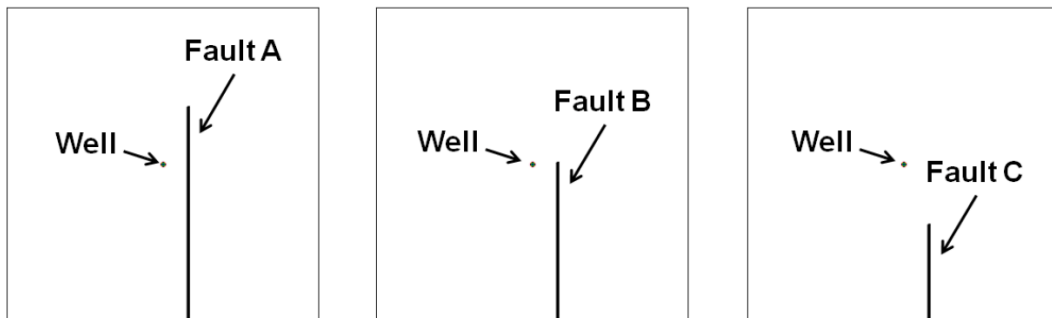


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.7.2. Límites incompletos

Para ilustrar el efecto que se tiene debido a los límites incompletos se considerará distintas posiciones del pozo con respecto a la falla incompleta como se muestra en el gráfico 2-128. La presencia de la falla influye temporalmente el comportamiento de la presión, ésta crea una desviación del flujo radial infinito pero cuando la señal de la presión "da la vuelta" a la falla, todo el reservorio contribuye al flujo y el comportamiento vuelve a flujo radial infinito.

GRÁFICO 2-128 - FALLA INCOMPLETA CON LAS POSICIONES A, B Y C DE UN POZO.



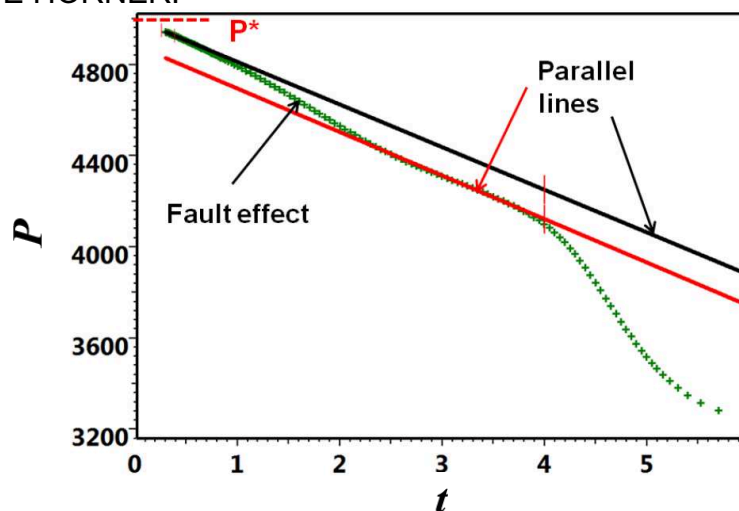
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Solo permanece una restricción parcial en el drenaje, creando una caída de presión adicional. El tiempo en el cual se detecta la falla depende de la distancia a la que esté. Su amplitud depende de su posición: mientras la posición de la falla sea más frontal al pozo mayor será la amplitud (caso A).

En un B'UP podemos ver un comportamiento similar que en la falla con fugas, en el gráfico semilogarítmico se evidencia esto con las dos líneas rectas paralelas y la caída de presión debido al límite incompleto.

Una vez más, solamente la línea del flujo radial infinito puede ser usada para obtener P^* (ver gráfico 2-129).

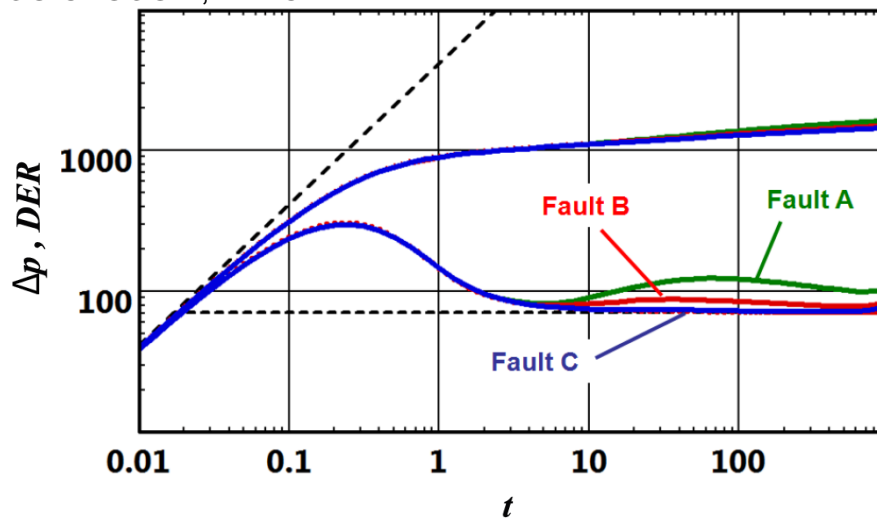
GRÁFICO 2-129 - COMPORTAMIENTO DE UNA FALLA INCOMPLETA EN UN GRÁFICO DE HORNER.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

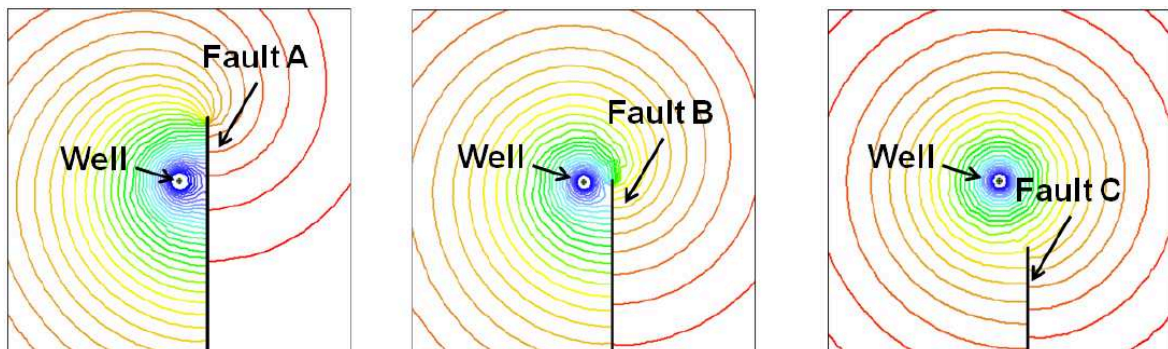
En el gráfico 2-130 podemos observar el comportamiento de la respuesta de presión en un gráfico log-log. La respuesta correspondiente al caso B está muy cercana a flujo radial infinito y para el caso C, no muestra prácticamente nada del efecto del límite, esto también se lo puede ver en los mapas isobáricos del gráfico 2-131.

GRÁFICO 2-130 - RESPUESTA DE PRESIÓN EN UN GRÁFICO LOG-LOG PARA LOS CASOS A, B Y C.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-131 - MAPA ISOBÁRICO PARA LAS TRES POSICIONES EN UNA FALLA INCOMPLETA.



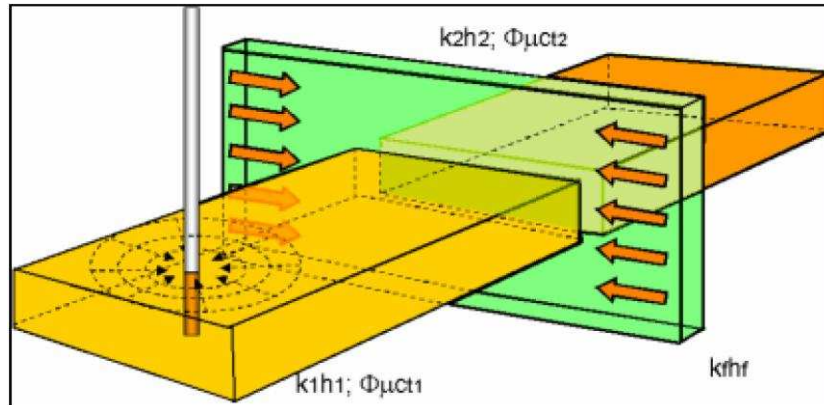
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.8. Fallas conductivas

Este modelo resuelve el comportamiento de presión en un pozo cercano a una falla o fractura conductiva finita y que no lo interseca. También se puede modelar

una zona alterada alrededor de la falla con la posibilidad de añadir daño alrededor de ésta. Las propiedades del reservorio pueden ser diferentes al otro lado de la falla. El gráfico 2-132 ilustra un esquemático en 3D para el modelo.

GRÁFICO 2-132 - MODELO ESQUEMÁTICO DE UNA FALLA CONDUCTIVA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El modelo necesita de los siguientes parámetros:

El producto kh y el daño en el reservorio del lado del pozo, la distancia, la conductividad y daño de la falla o fractura, la movilidad y difusividad definidos como la razón entre los parámetros del lado del pozo y los parámetros al otro lado de la falla o fractura.

Movilidad:

$$M = \frac{(k/\mu)_{\text{lado del pozo}}}{(k/\mu)_{\text{otro lado}}} \quad (2.35)$$

Difusividad:

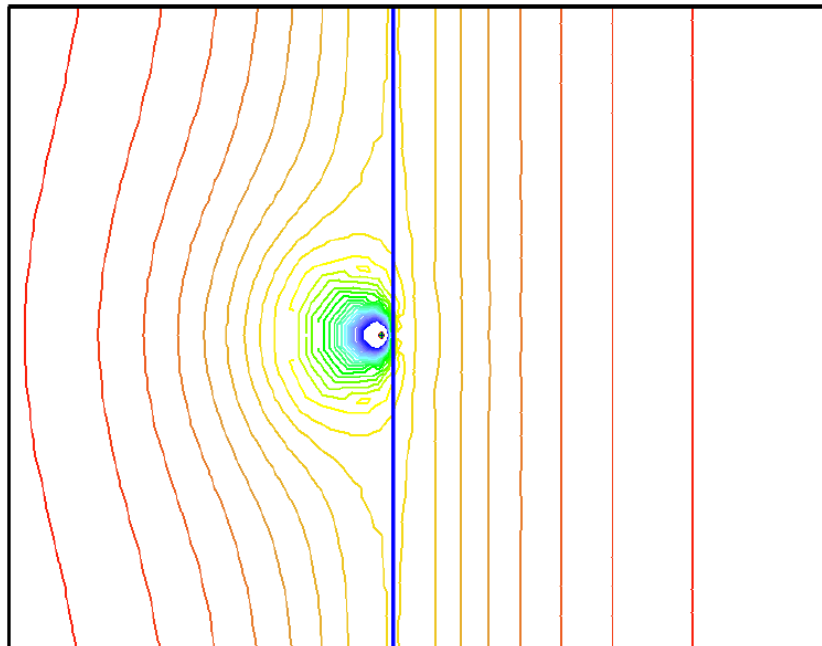
$$D = \frac{(k/\Phi\mu c_t)_{\text{lado del pozo}}}{(k/\Phi\mu c_t)_{\text{otro lado}}} \quad (2.36)$$

Después del almacenamiento del pozo, el siguiente régimen de flujo sería, normalmente, flujo radial infinito dándonos la permeabilidad y el daño del

reservorio en el lado del límite que se encuentra el pozo. Luego veríamos el efecto de la falla como un incremento de la movilidad y después un flujo lineal correspondiente al drenaje del reservorio debido a una fuente lineal.

Cuando el área investigada del reservorio es lo suficientemente grande y la fractura ya no domina la respuesta de presión, se puede observar un flujo radial infinito final.

GRÁFICO 2-133 - MAPA ISOBÁRICO PARA UNA FALLA CONDUCTIVA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

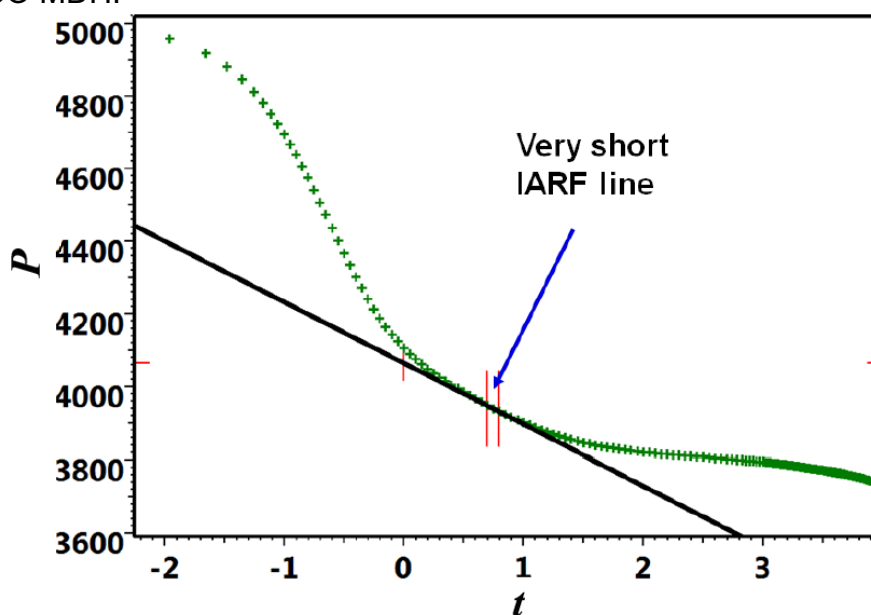
Como se puede ver en el gráfico 2-133 en los tiempos tempranos, en el lado del pozo, el flujo radial es influenciado por la presión uniforme impuesta por la falla conductiva y eso crea el descenso de la derivada.

En el otro lado de la falla, las líneas paralelas del gráfico isobárico muestran el flujo lineal que domina a los tiempos tardíos.

El gráfico semilogarítmico puede ser usado cuando la falla sea lo suficientemente larga y cuando el flujo radial infinito pueda ser observado antes que la falla conductiva. El reto es tratar de determinar el intervalo de tiempo en donde se

debe trazar la línea recta; es recomendado ayudarse del gráfico log-log para hacerlo. Esta limitación hace del gráfico semilogarítmico, no muy útil para el análisis (ver gráfico 2-134).

GRÁFICO 2-134 - COMPORTAMIENTO DE UNA FALLA CONDUCTIVA EN UN GRÁFICO MDH.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

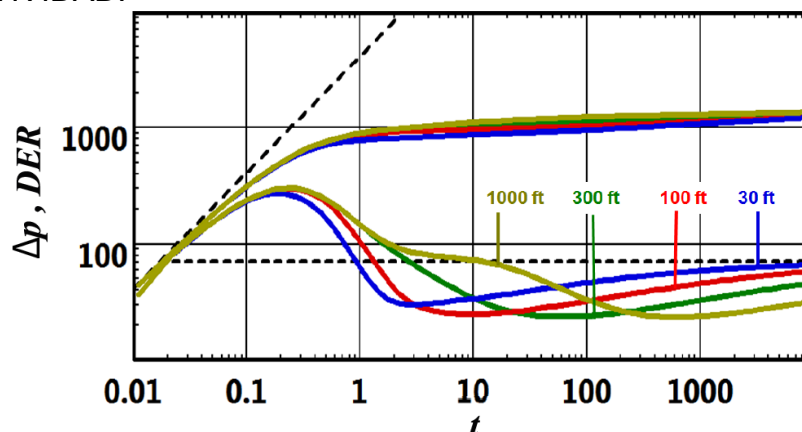
En un gráfico log-log se evidenciará una primera estabilización de la derivada correspondiente al flujo radial infinito inicial en el reservorio en el lado del pozo.

La derivada, luego, decae hasta que se forme el flujo bilineal/lineal o solamente lineal en la falla o fractura, la derivada obtiene una pendiente de $\frac{1}{4}$ / $\frac{1}{2}$ o solo $\frac{1}{2}$.

La pendiente de $\frac{1}{4}$, del flujo bilineal muestra que la falla o fractura es de conductividad finita mientras que la pendiente de $\frac{1}{2}$ (sola), del flujo lineal muestra la presencia de conductividad infinita.

El gráfico 2-135 muestra el efecto de la distancia de una falla o fractura de conductividad baja (100 mD-ft). Se puede observar que la transición a través de la falla termina con una pendiente de $\frac{1}{4}$ (flujo bilineal) en la derivada antes de que se alcance la segunda estabilización (M y D =1).

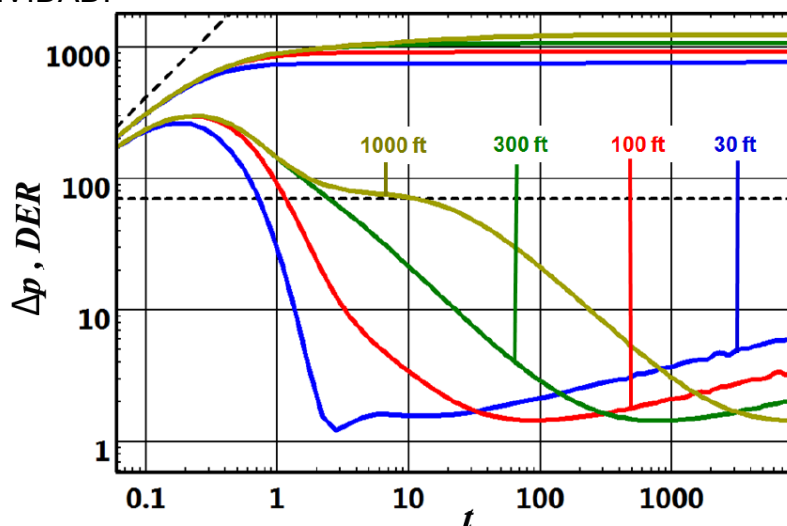
GRÁFICO 2-135 - EFECTO DE LA DISTANCIA A UNA FALLA DE BAJA CONDUCTIVIDAD.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El gráfico 2-136 muestra el efecto de la distancia de una falla o fractura de alta conductividad (100000 mD-ft). En este caso la transición a través de la falla es más marcada en su descenso y termina con una pendiente de $\frac{1}{2}$ (flujo lineal) en la derivada antes de que se alcance la segunda estabilización (M y $D = 1$).

GRÁFICO 2-136 - EFECTO DE LA DISTANCIA A UNA FALLA DE ALTA CONDUCTIVIDAD.



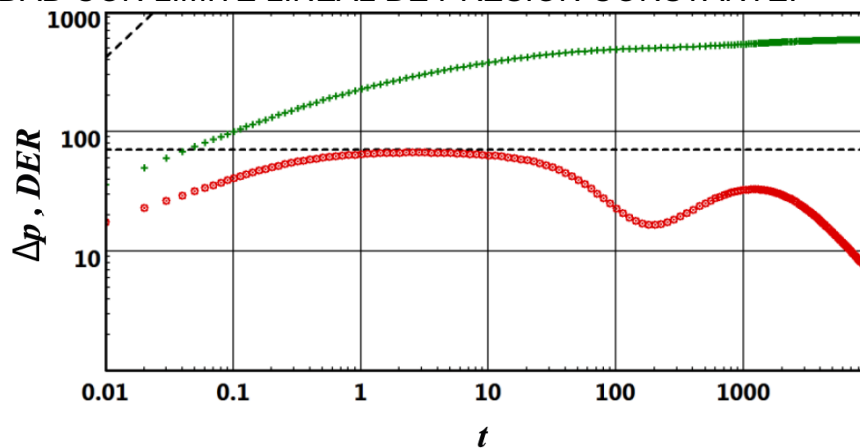
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.4.3.9. Combinación con otros reservorios y modelos de pozos

Todos los tipos de límites tratados anteriormente han sido presentados asumiendo un pozo vertical con penetración total de la arenisca con

almacenamiento constante y daño en un reservorio homogéneo. En la vida real tenemos que combinar los modelos de pozo, reservorio y de límites, cada uno teniendo sus propias características particulares (ver gráfico 2-137).

GRÁFICO 2-137 - POZO FRACTURADO EN UN RESERVORIO DE DOBLE POROSIDAD CON LÍMITE LINEAL DE PRESIÓN CONSTANTE.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

En un comportamiento ideal, un comportamiento ocurrirá uno después de otro y la lógica dictamina que primero observamos los efectos del pozo (almacenamiento), luego la geometría del pozo (vertical, horizontal, penetración total, parcial, etc.), luego el flujo radial infinito y/o las heterogeneidades del reservorio y finalmente los efectos de los límites. Pero eso en la vida real no sucede y estos comportamientos por lo general ocurren al mismo tiempo.

Algunas veces incluso no suceden en su orden lógico y una heterogeneidad del reservorio puede observarse después de que el límite sea detectado.

En general, estos comportamientos se irán agregando o uno dominará a otro. Cuando el ingeniero tiene buen conocimiento de cómo las características individuales se muestran en la derivada, le será fácil descubrir aunque sea cualitativamente cómo se vería el resultado final de las combinaciones. Puede haber sorpresas en cuanto a los valores numéricos pero la generación del modelo confirmará estas suposiciones. Lo que sí se puede afirmar de los límites es que ocurrirán durante los tiempos tardíos y son numéricamente más sensibles a errores y a comportamientos residuales.

2.5. ANÁLISIS NUMÉRICO

Los modelos numéricos se han vuelto muy populares en el análisis de pruebas de presión, principalmente porque pueden manejar problemas que van más allá del alcance de los modelos analíticos y semi-analíticos. Las dos principales áreas de uso de los modelos numéricos son las no-linealidades como flujo multifásico o flujo no Darciano y complejidades en reservorio o geometrías de pozo.

Los modelos numéricos también pueden ser usados para reemplazar el caudal por restricciones de presión cuando la presión fluyente del pozo decae por debajo de cierto punto, evitándonos las presiones negativas que a veces son generadas por los modelos analíticos.

Los primeros intentos de pruebas de presión numéricas fueron hechos ad hoc en la industria por ingenieros usando simuladores estándar de reservorios con refinamiento local de grilla. A inicios de los '90, el primer proyecto industrial envolvía el pre acondicionamiento de un simulador estándar usando grillas PEBI.

Desde entonces, muchos grupos técnicos han trabajado en proyectos numéricos dedicados al análisis de tiempos transitorios.

En los años recientes, las mejoras en la automatización de grillas no estructuradas y el uso de computadoras más veloces han permitido que los modelos numéricos puedan ser generados en tiempos que son aceptables para el usuario final.

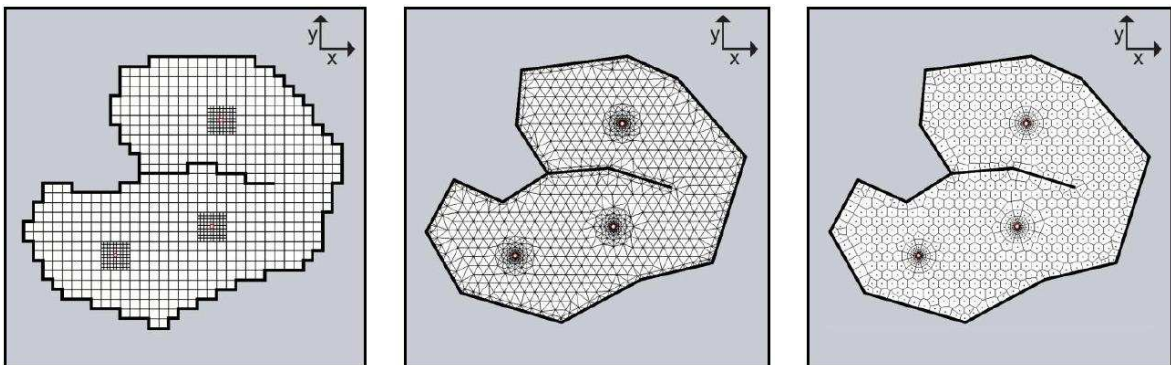
El cambio ha sido dramático, el tiempo requerido para calcular una solución ha disminuido de días a horas, de horas a minutos y ahora para problemas de difusión lineal, a segundos. Incluso se pueden realizar regresiones no-lineales usando métodos de gradientes y los modelos mejorados de pozo-a-celda permiten la simulación en escala de tiempo logarítmica con pocos o ningún efecto numérico colateral.

Los métodos de grillado automático permiten que dichos modelos sean usados sin la necesidad de que el usuario tenga un fuerte conocimiento en simulación.

El principal objetivo de los modelos numéricos es manejar configuraciones complejas de límites, pero esta parte del trabajo es hecha fácilmente por cualquier simulador. El problema es también manejar lo que es fácilmente hecho por los modelos analíticos, por ejemplo: la respuesta de tiempos tempranos y el muestreo logarítmico de la escala del tiempo.

Esto requiere, de una forma u otra, añadir más celdas cerca del pozo y esto es hecho usando tres posibles opciones: refinamiento local de celdas cartesianas, grillas no estructuradas (Voronoi, PEBI) o elementos finitos (ver gráfico 2-138).

GRÁFICO 2-138 - GRILLA CARTESIANA, DE ELEMENTOS FINITOS Y VORONOID/PEBI.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO NUMERICO

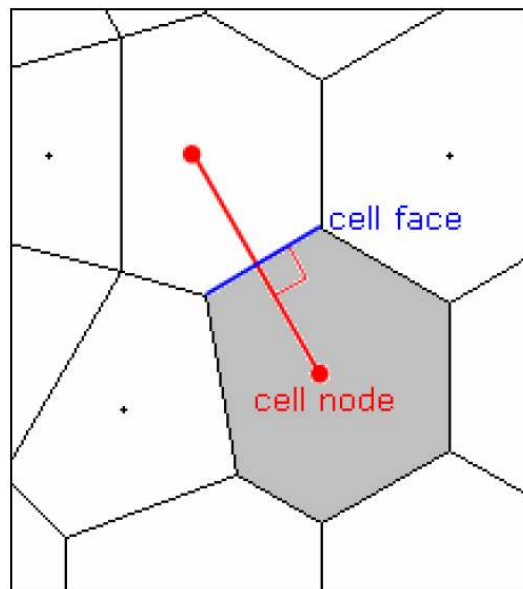
2.5.1.1. Principios del grillado Voronoi / PEBI

La base del grillado Voronoi es generar una serie de puntos cuidadosamente posicionados llamados "nodos de grilla". Estos nodos pueden ser localizados en cualquier parte del dominio internos sin importar la posición de otro nodo.

Es por esto que no se puede identificar una grilla por una serie de indicativos como (i,j) en 2D o (i,j,k) en 3D. Por eso a este tipo de grilla se la llama “no estructurada”

Una celda Voronoi es definida como la región de espacio que está más cercano a su nodo que a cualquier otro nodo. Una propiedad fundamental de la grilla Voronoi es que el segmento de contacto (también llamado cara de contacto) entre dos celdas vecinas es la recta perpendicular que corta en dos mitades al segmento que une los dos nodos (ver gráfico 2-139).

GRÁFICO 2-139 - PROPIEDAD DE LA GRILLA VORONOID.



Fuente: Kappa Eng, “Dynamic Data Analysis”.

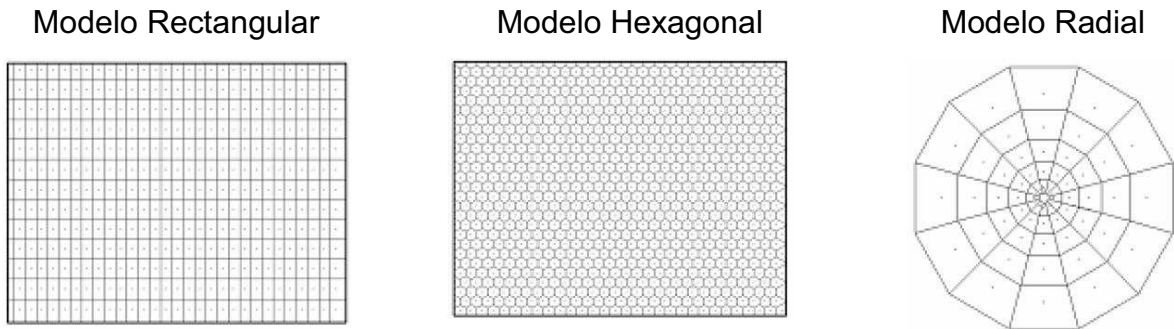
2.5.1.2. Construcción de un modelo

Para construir una grilla Voronoi se usa la superposición de módulos simples. Un módulo es un conjunto de sitios asociados a un elemento del reservorio (ver gráfico 2-140). Los módulos son los siguientes:

- Módulo de Base, o fondo, que puede ser rectangular o hexagonal.
- Módulo de Segmento, introducido para respetar las restricciones de las líneas como el contorno del reservorio o las fallas.

- Módulos de Esquina, para las restricciones presentes en las esquinas.
- Módulos de Pozo, que son radiales para pozos verticales pero presentan geometrías más complejas para pozos fracturados (2D), horizontales y de penetración parcial (3D).

GRÁFICO 2-140 - MÓDULOS BASE USADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE UNA GRILLA VORONOI.

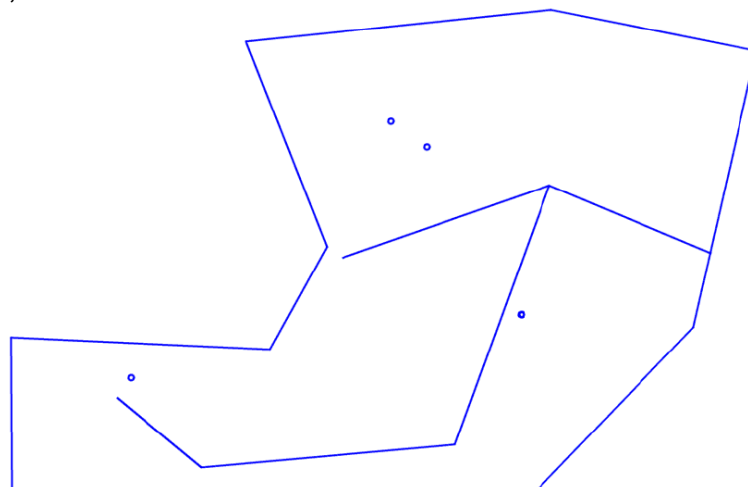


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

A continuación se muestra la evolución del proceso de construcción de un modelo completo de grillas Voronoi.

Como se ve en el gráfico 2-141, todo empieza con una representación vectorial del problema y particularmente con el contorno, los pozos y los límites internos:

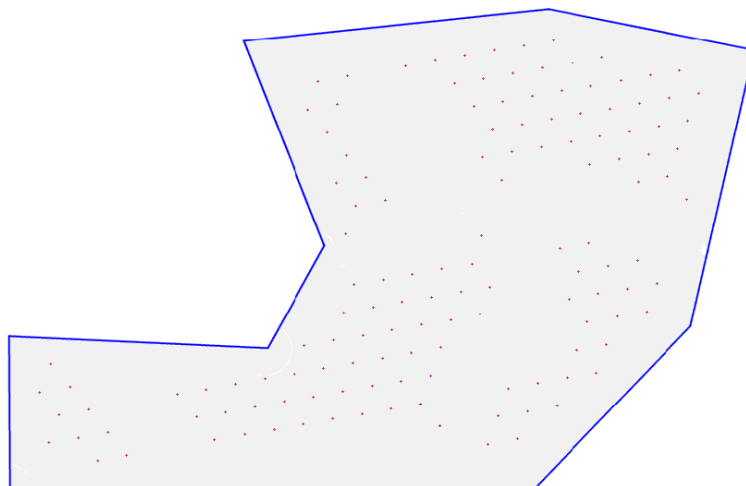
GRÁFICO 2-141 - REPRESENTACIÓN VECTORIAL DEL PROBLEMA: CONTORNOS, FALLAS Y POZOS VERTICALES.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El módulo base es construido y los puntos que se superponen sobre otros modelos son removidos (ver gráfico 2-142).

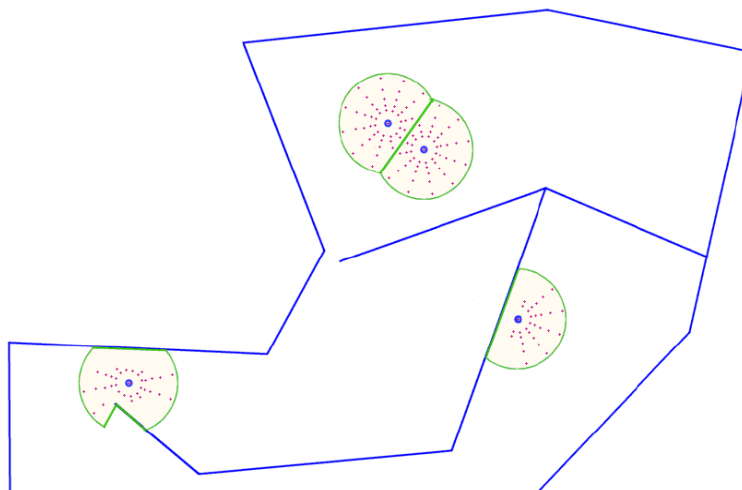
GRÁFICO 2-142 - NODOS DEL MÓDULO BASE PARA UNA GRILLA HEXAGONAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Los módulos radiales son construidos alrededor de los pozos, en donde sea necesario éstos son truncados por las fallas o límites del reservorio (ver gráfico 2-143).

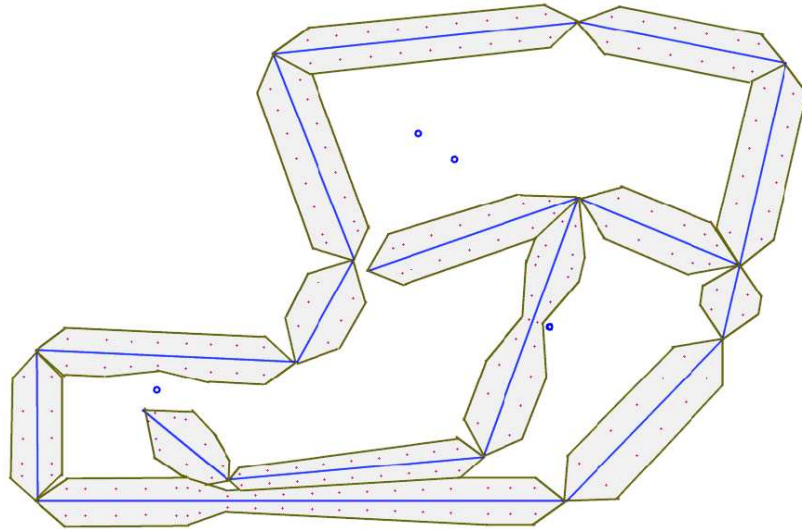
GRÁFICO 2-143 - MÓDULOS RADIALES ALREDEDOR DEL POZO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Los módulos de segmento son construidos alrededor de las fallas y del contorno (ver gráfico 2-144).

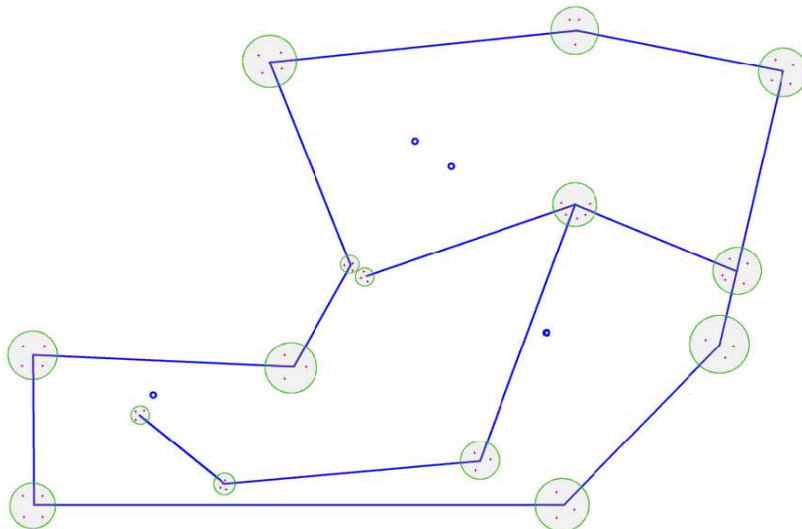
GRÁFICO 2-144 - MÓDULOS DE SEGMENTOS ALREDEDOR DE LAS FALLAS Y DE LOS CONTORNOS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Se construyen los módulos de las esquinas (ver gráfico 2-145). Constituyen un refinamiento local que asegura que la forma de grilla Voronoi seguirá exactamente los ángulos del contorno y las polilíneas de las fallas internas.

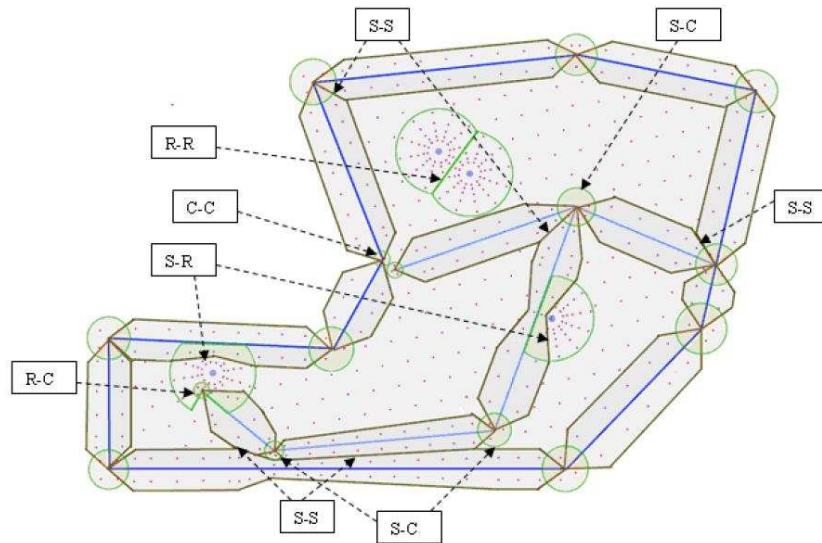
GRÁFICO 2-145 - MÓDULOS DE ESQUINA ALREDEDOR DE LOS ÁNGULOS DE FALLAS Y CONTORNOS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El gráfico 2-146 muestra la superposición final de todos los módulos en donde las interferencias principales se muestran (S = segmento, R= radial, C = corner (esquina))

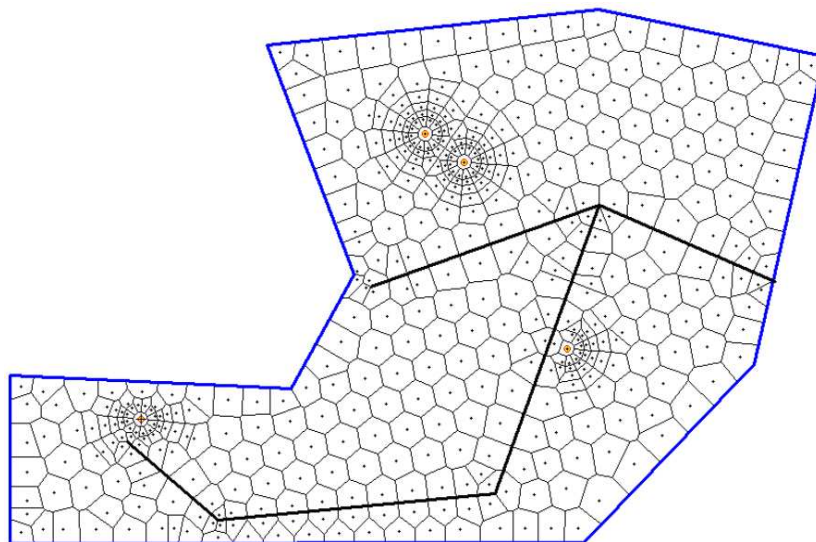
GRÁFICO 2-146 - SUPERPOSICIÓN FINAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Finalmente se realiza la triangulación en la grilla Voronoi resultante y se obtiene el grillado que respeta la posición de los pozos, las fallas y los límites del reservorio. Esto se muestra en el gráfico 2-147.

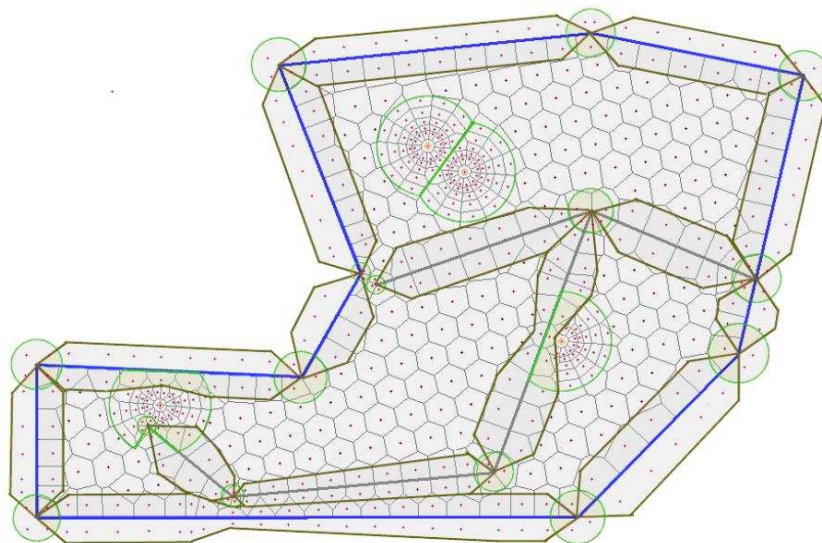
GRÁFICO 2-147 - GRILLA VORONOI FINAL.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

El gráfico 2-148 muestra la influencia específica de cada módulo en el resultado final.

GRÁFICO 2-148 - GRILLA VORONOI FINAL Y ÁREAS DE INFLUENCIA DE LOS MODELOS.



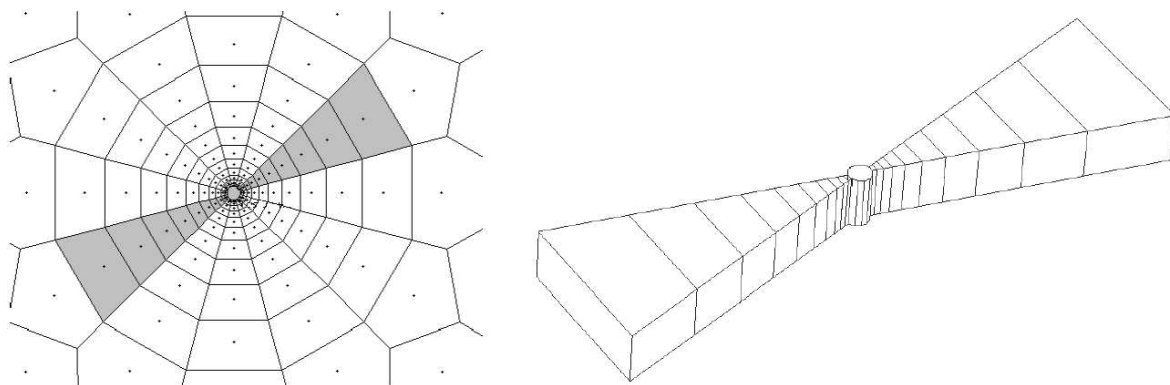
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.3. Refinamiento local 3D para geometrías de pozos particulares

2.5.1.3.1. Pozo vertical

Ya que el pozo es vertical y tiene penetración total un módulo 2D es suficiente para representar el flujo radial. Se construyen anillos circulares alrededor del pozo siguiendo una serie geométrica. Los otros parámetros que controlan el grillado son los radios de límite del módulo (R_{min} , R_{max}) y el número de sectores, 12 como se muestra en el gráfico 2-149.

GRÁFICO 2-149 - GRILLADO DE UN POZO VERTICAL, 2D Y 3D.

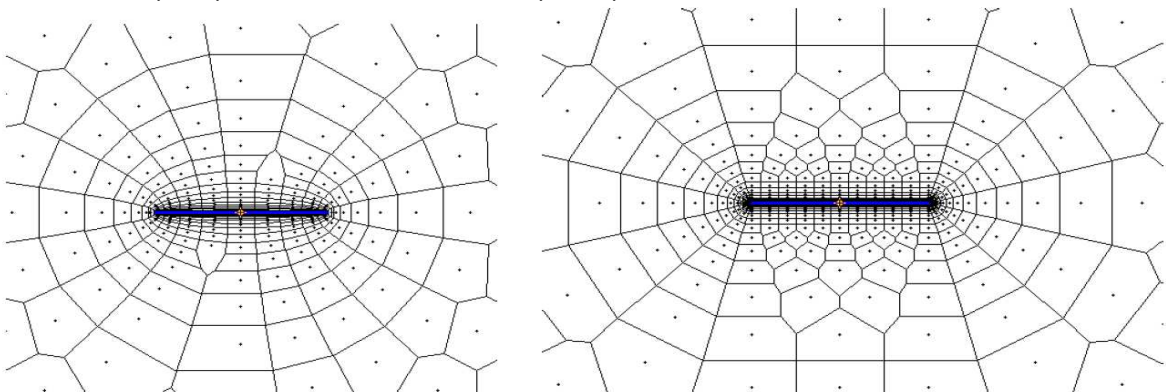


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.3.2. Pozos fracturados con penetración total

Al igual que en el caso anterior, una grilla 2D es suficiente porque tanto el pozo como la fractura tienen penetración total. Como resultado el fluido que fluye hacia el pozo tiene comportamiento bidimensional. El módulo de grilla debe estar designado para seguir las características del flujo del fluido, en este caso: flujo lineal en los tiempos tempranos seguido por flujo radial en los tiempos tardíos. La fractura en sí misma tiene una grilla construida para cuando presenta el comportamiento de conductividad infinita. A más del número de sectores y el radio límite, el módulo está caracterizado por el número de segmentos lineales usados (N_{dx}) para detallar la interface fractura - reservorio. En el caso de la gráfica 2-150, ésta tiene 10 segmentos.

GRÁFICO 2-150 - MÓDULOS DE GRILLADO PARA UN POZO FRACTURADO - ELÍPTICO (IZQ) Y PSEUDO RADIAL (DER).



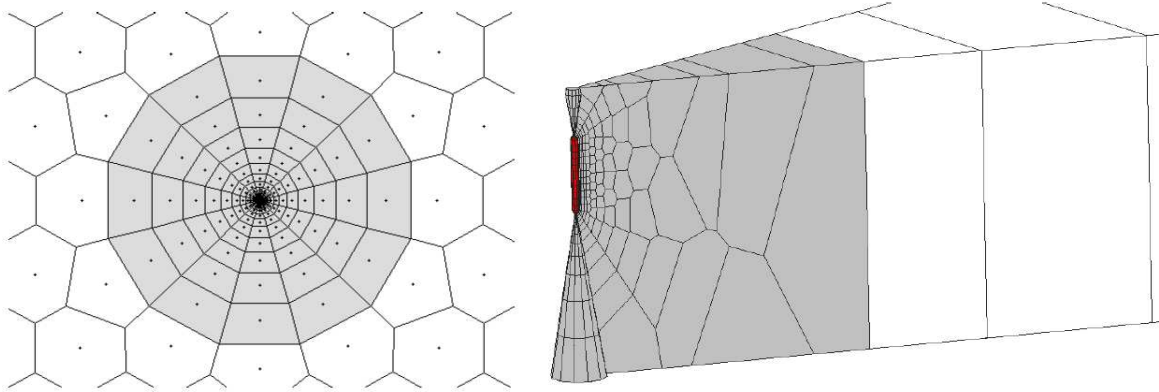
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.3.3. Pozos con penetración parcial

La grilla debe ser tridimensional debido a la necesidad de reproducir el flujo hemisférico en los tiempos tempranos. Se introduce un modelo 3D Voronoi en el fondo 2D de la grilla. Este módulo puede ser distorsionado por anisotropía vertical si es que es necesario.

El número de celdas verticales N_z es un parámetro adicional que se añade. En el caso de la gráfica 2-151, se tiene 10 celdas.

GRÁFICO 2-151 - GRILLADO DE UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL, 2D Y 3D.

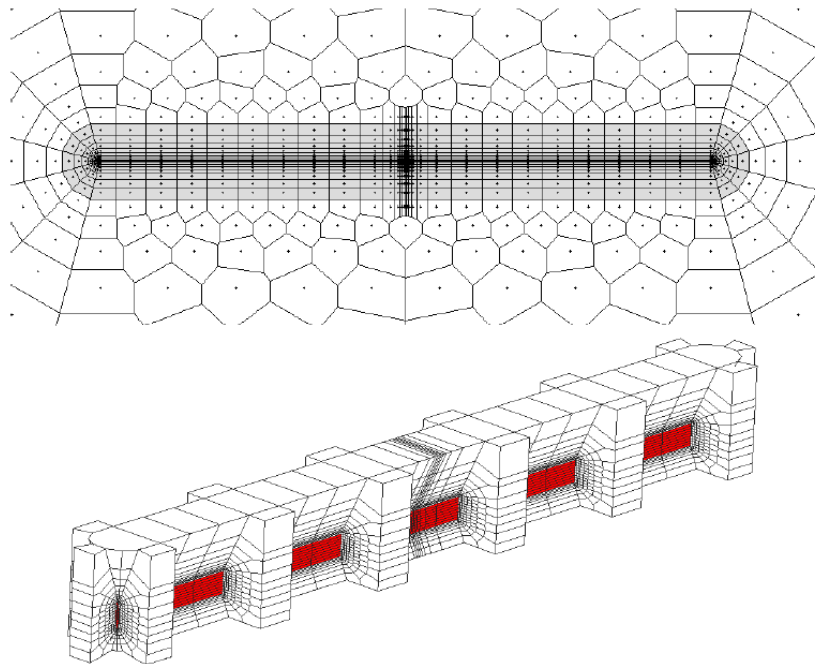


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.3.4. Pozos fracturados con penetración parcial

Como en el caso anterior, el módulo del pozo debe ser tridimensional. El módulo 3D resultante se obtiene de la combinación de un pozo con penetración parcial y un módulo de fractura con penetración total (ver gráfico 2-152). Por eso los parámetros que definen al modelo son: R_{min} , R_{max} , el número de sectores, N_{dx} y N_z .

GRÁFICO 2-152 - GRILLADO DE UN FRACTURA CON PENETRACIÓN PARCIAL, 2D Y 3D.

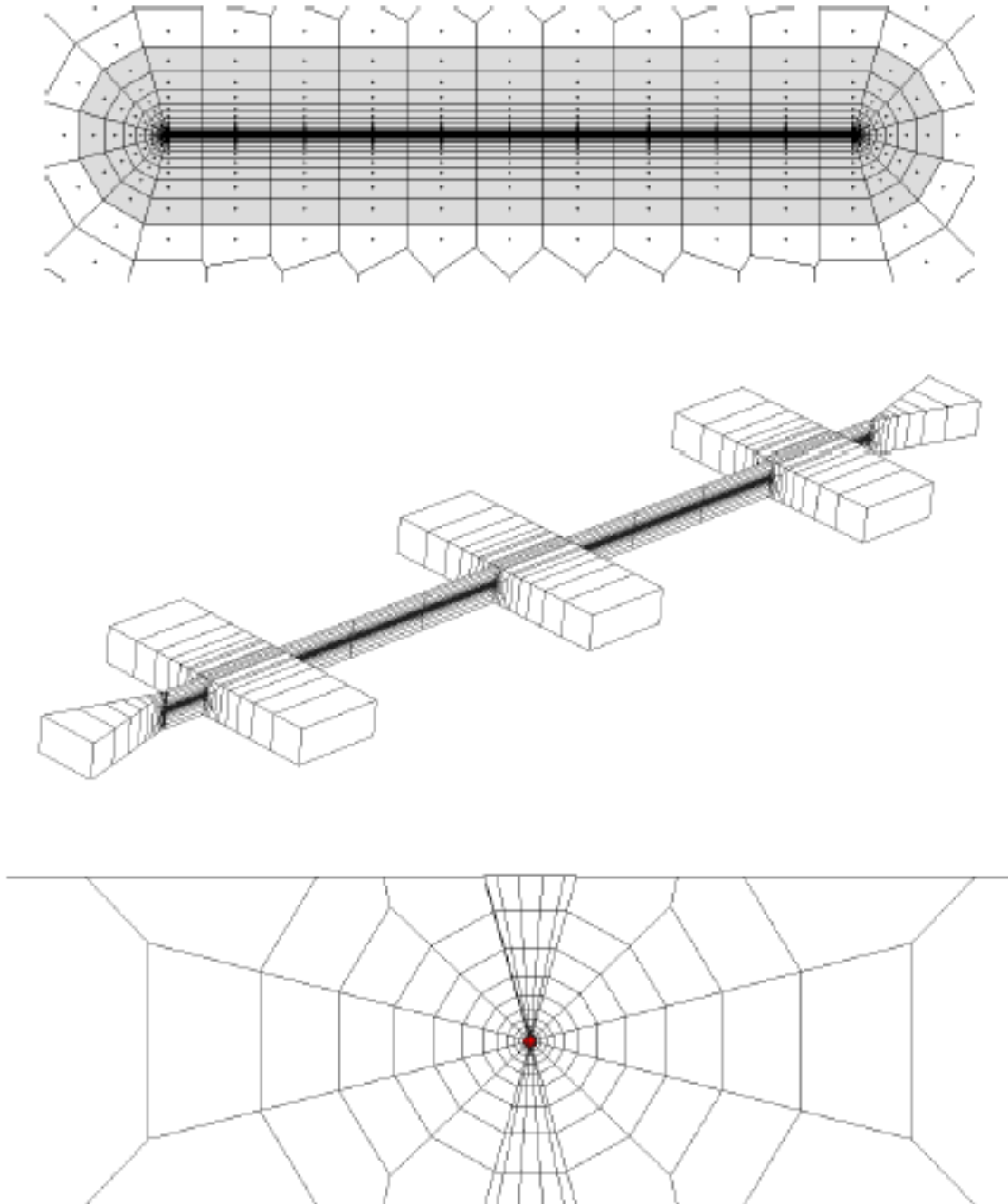


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.3.5. Pozos horizontales

El modelo de pozo es en 3D para capturar el flujo esférico y radial vertical presentes en los tiempos tempranos. El módulo resultante en 3D puede ser distorsionado si se añade anisotropía vertical. Está controlado por los siguientes parámetros: R_{min} , R_{max} , el número de sectores y N_{dx} (ver gráfico 2-153).

GRÁFICO 2-153 - GRILLADO DE UN POZO HORIZONTAL, 2D Y 3D.



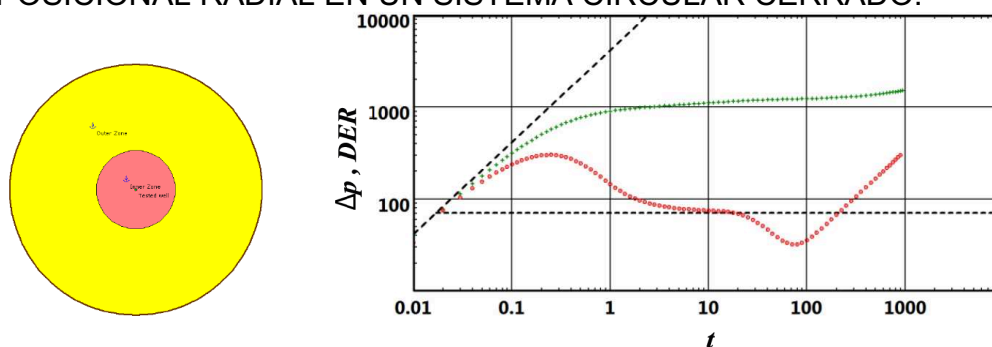
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.4. Refinamiento local 3D para tipos de reservorio

2.5.1.4.1. Reservorio composicional

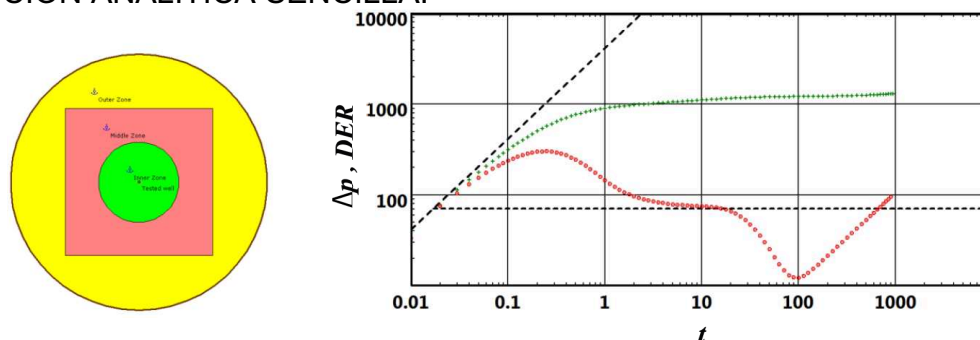
Los modelos numéricos lineales no están limitados por el manejo de límites y fallas complejos. Es posible definir regiones con movilidad o almacenamiento mejorado o reducido sin un mayor costo de tiempo de CPU, dado que en cualquier caso el simulador calcula la transmisibilidad en cada uno de los nodos de la grilla. Por eso es posible reproducir las soluciones analíticas de los sistemas composicionales y calcular algunas soluciones que no serían fáciles de obtener forma analíticamente (ver gráfico 2-154). Los modelos composicionales son útiles para modelar una transición entre fluidos como agua alrededor de un pozo inyector. Pero desde el punto de vista de un simulador es solo cuestión de diferentes propiedades de la roca asignado a las celdas de la grilla (ver gráfico 2-155).

GRÁFICO 2-154 - SOLUCIÓN NUMÉRICA PARA UN RESERVOIRIO COMPOSICIONAL RADIAL EN UN SISTEMA CIRCULAR CERRADO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-155 - TERCERA COMPOSICIONAL PARA LA CUAL NO HAY UNA SOLUCIÓN ANALÍTICA SENCILLA.



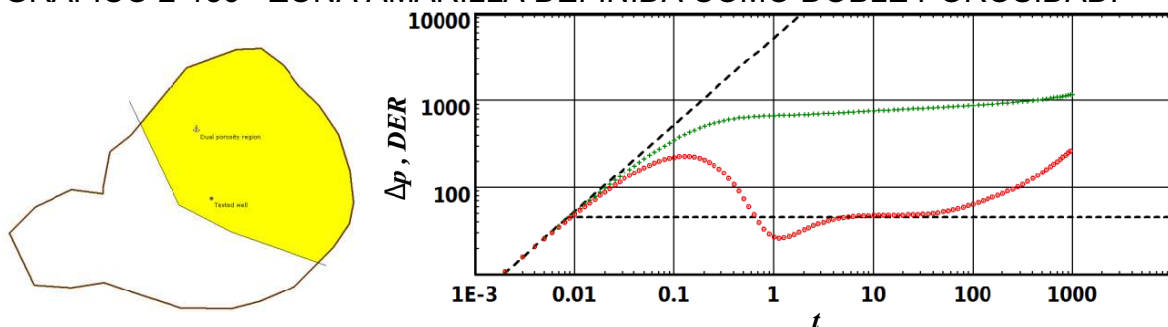
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.4.2. Reservorio con doble porosidad

El modelo numérico puede simular un medio con doble porosidad al dividir cada celda en dos: la primera mitad representa a la fisura y segunda a la matriz. Cada sub-celda ocupará el mismo volumen geométrico y la misma locación. Por eso el grillado no es afectado. En la simulación, el volumen poroso y la transmisibilidad de cada sub-celda de fisura y de matriz es calculado usando el índice de almacenamiento (ω) y el coeficiente de flujo interporoso (λ). Además cada sub-celda de matriz está conectada a su correspondiente sub-celda de fisura. En otras palabras, la permeabilidad k impuesta al modelo es la permeabilidad de la fisura.

La simulación numérica del comportamiento de doble porosidad puede ser combinada con geometrías más complejas y heterogeneidades, proveyendo así una mayor flexibilidad en términos de definición del problema que la que puede ser hallada en soluciones analíticas. Incluso es posible considerar la combinación de zonas con doble porosidad dentro de zonas composicionales como lo muestra el gráfico 2-156.

GRÁFICO 2-156 - ZONA AMARILLA DEFINIDA COMO DOBLE POROSIDAD.



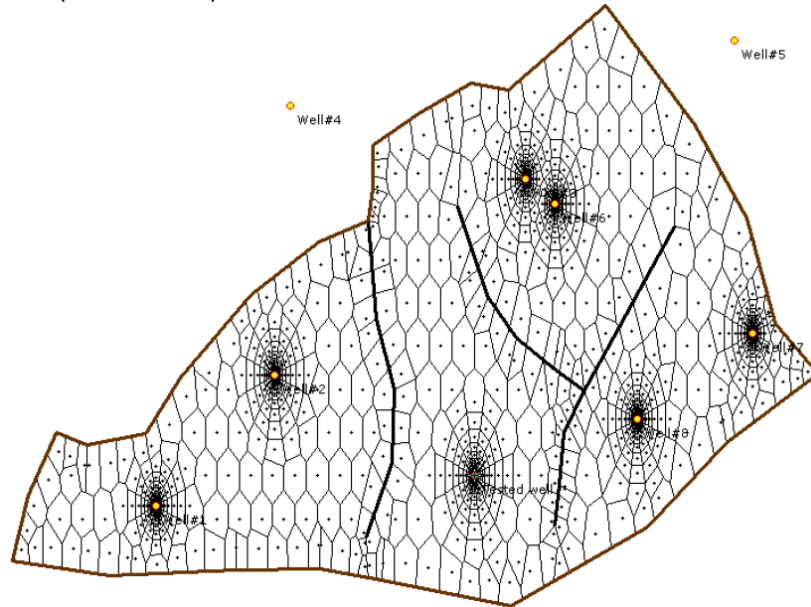
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.4.3. Anisotropías en permeabilidad

Cuando se define una anisotropía de permeabilidad horizontal, el grillado Voronoi se deforma internamente. Sin embargo, la grilla deformada ya no es un grillado Voronoi, ya que no respecta la condición ortogonal éntre los segmentos de nodo y las caras de las celdas. De hecho el problema es resuelto en un grillado isotrópico

equivalente mostrado en el gráfico 2-157. De la misma forma se tiene situaciones similares en el caso de anisotropía vertical y módulos de grillado 3D.

GRÁFICO 2-157 - GRILLA "VORONOI" PARA UN RESERVORIO CON ANISOTROPÍA ($K_x/K_y=0.2$).



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Esto es posible únicamente cuando la anisotropía es constante, es decir el grillado debe ser deformado usando una única anisotropía (ver gráfico 2-158).

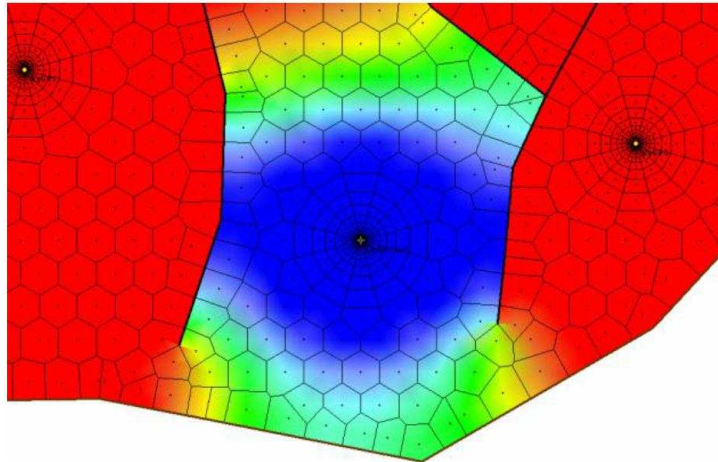
GRÁFICO 2-158 - GRILLA VORONOI EQUIVALENTE PARA UN RESERVORIO CON ANISOTROPÍA ($K_x/K_y=0.2$).



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

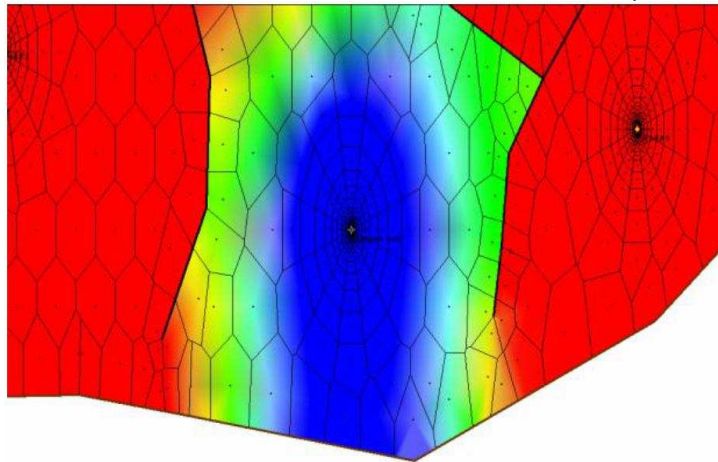
Los gráficos 2-159 y 2-160 muestran el comportamiento la difusión de presión en un reservorio isotrópico y en uno con anisotropía (1/5). En el reservorio con anisotropía las fallas son detectadas más tarde que en el caso isotrópico

GRÁFICO 2-159 - DIFUSIÓN DE PRESIÓN ALREDEDOR DEL POZO PRODUCTOR, RESERVORIO ISOTRÓPICO.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-160 - CON UN RADIO DE ANISOTROPÍA DE ($K_x/K_y=1/5$).



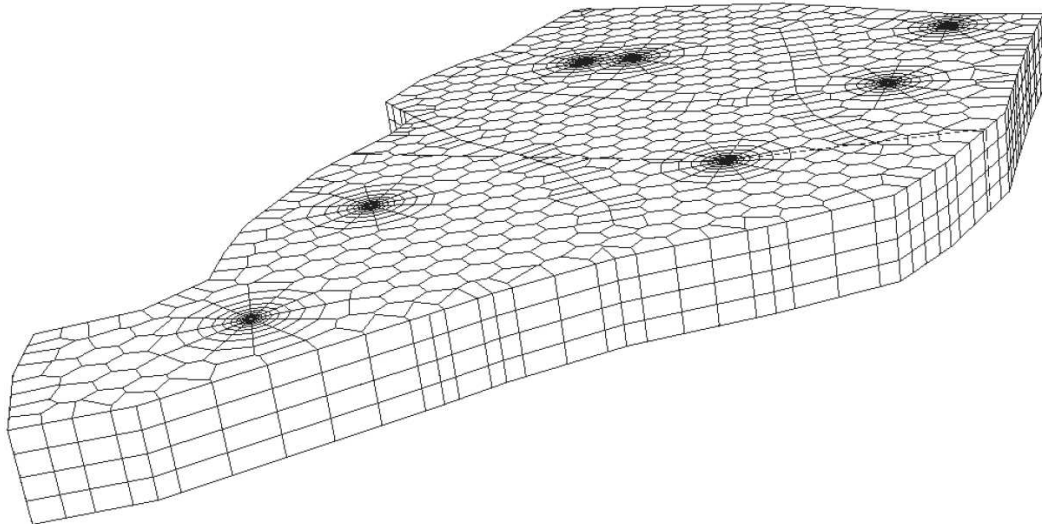
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.4.4. Reservorio multicapas

Extender el modelo numérico para reservorios multicapas puede ser hecho de forma muy sencilla si nos limitamos al uso de pozos verticales y si el contorno o fallas son manejados como paredes verticales que intersecan a las capas de

forma idéntica. En este caso la grilla 2D de una capa solo necesita ser copiado n veces para n capas, tal como lo muestra el gráfico 2-161.

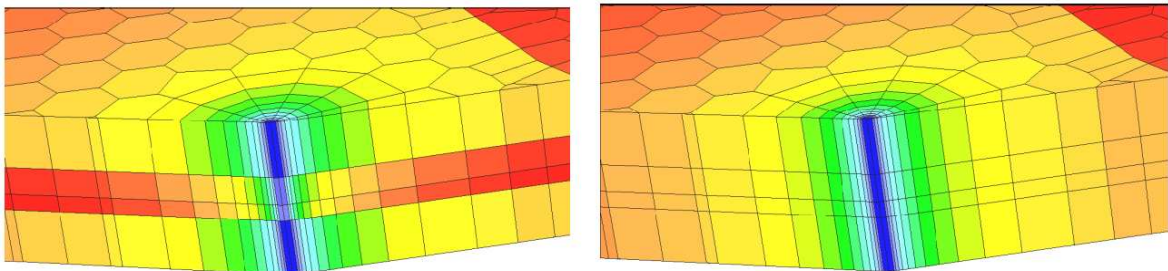
GRÁFICO 2-161 - GRILLAS 2D APILADAS PARA SIMULAR UN SISTEMA MULTICAPAS.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

La geometría del reservorio está restringida a la siguiente configuración: las capas no pueden ser desconectadas y los horizontes de las capas son constantes. De hecho, esta limitación es aceptable siempre y cuando se simule el flujo monofásico de un fluido si efectos de la gravedad. El sistema de capas puede no tener comunicación entre capas o puede que existe algo de flujo cruzado entre capas como lo muestra el gráfico 2-162.

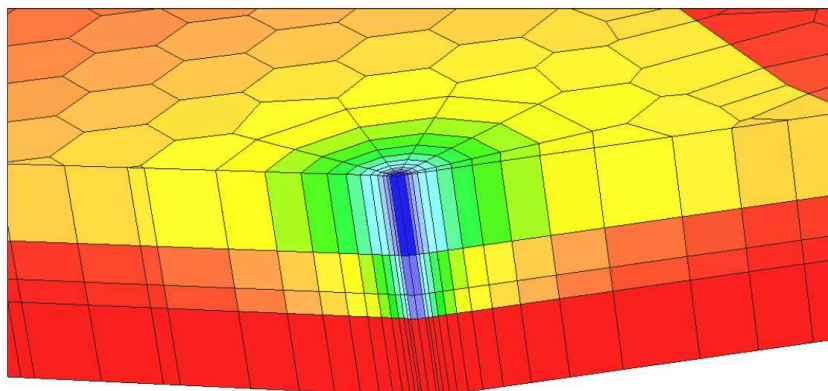
GRÁFICO 2-162 - CAMPO DE PRESIÓN ALREDEDOR DEL POZO PRODUCTOR EN UN SISTEMA DE 4 CAPAS, SIN Y CON FLUJO CRUZADO (IZQ - DER, RESPECTIVAMENTE)



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Los sistemas multicapas dan más grados de libertad en cuanto a las perforaciones del pozo. En lugar de perforar el pozo en todo el espesor del reservorio es posible hacer perforaciones individuales a cada capa (ver gráfico 2-163).

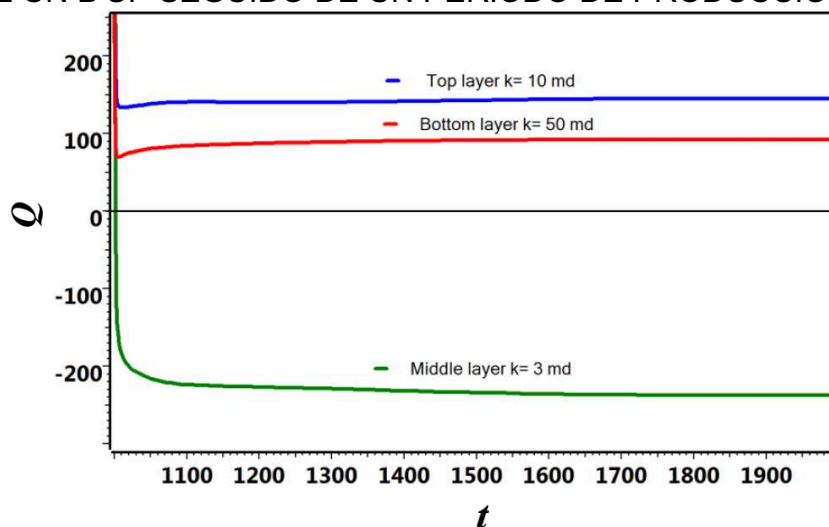
GRÁFICO 2-163 - CAMPO DE PRESIÓN ALREDEDOR DEL POZO PRODUCTOR EN UN SISTEMA DE 4 CAPAS, LA CAPA MÁS PROFUNDA NO ESTÁ PERFORADA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

En las simulaciones de multicapas también es posible calcular las tasas de producción de cada capa hacia el pozo. Esta facilidad de resultados es particularmente útil cuando se trata de identificar un posible flujo cruzado entre capas durante el periodo de cierre (ver gráfico 2-164).

GRÁFICO 2-164 - SISTEMA DE 3 CAPAS, PRODUCCIÓN INDIVIDUAL DURANTE UN B'UP SEGUIDO DE UN PERIODO DE PRODUCCIÓN.

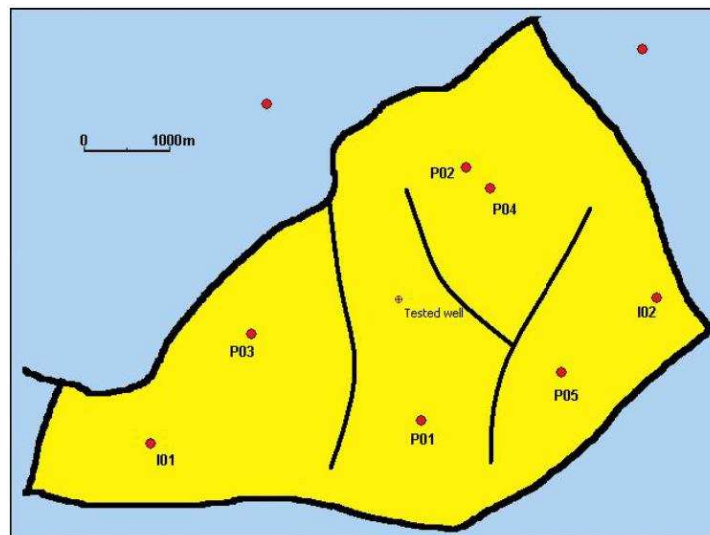


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.5.1.5. Generación de un modelo 2D

El software de Kappa, ha facilitado la tarea de crear modelos 2D de los reservorios sin necesidad de entrar en detalles de simulación. La simplicidad y el diseño gráfico facilitan la tarea y brinda la oportunidad de dedicar más tiempo al análisis de resultados que a la simulación del modelo. Para empezar, se carga una imagen de mapa de bits (BMP, JPG, etc.) que representa el cierre estructural del reservorio. El ingeniero define la escala usando la distancia conocida entre dos puntos (ver gráfico 2-165), una vez que se conoce las dimensiones, el pozo dedicado para la prueba de presión es posicionado y se describen los límites externos del reservorio como un polígono cerrado.

GRÁFICO 2-165 - MAPA DE BITS DE UN CAMPO.

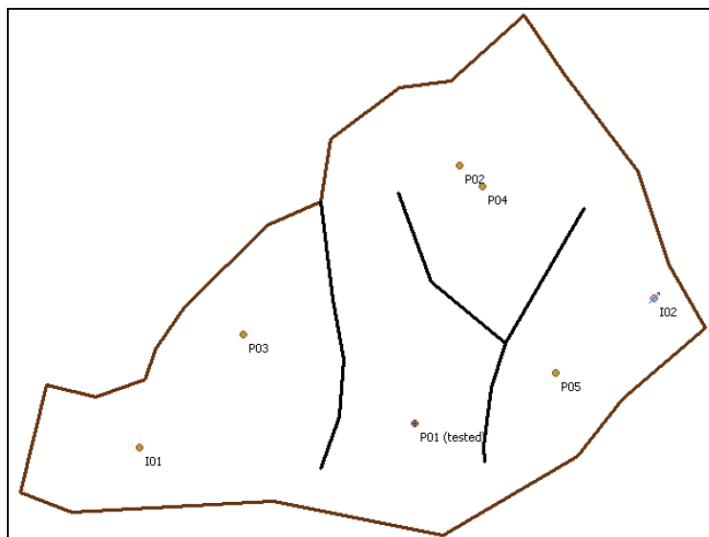


Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Cualquier polígono de este segmento puede ser descrito como un límite sellante o uno de presión constante. Si se tienen límites internos, se pueden dibujar cualquier número de polilíneas con la asignación individual de la transmisibilidad de la falla. Otros pozos (verticales, horizontales y/o fracturados) pueden ser creados y posicionados individualmente y se puede agregar su historial de producción. Una vez que el modelo es definido se puede especificar si los pozos verticales y fracturados son de penetración total en la arenisca o si son de penetración parcial. Cuando ya se tiene definida la geometría de nuestro

reservorio, se retira la imagen de mapa de bits y se muestra el mapa 2D como una descripción vectorial del problema (ver gráfico 2-166).

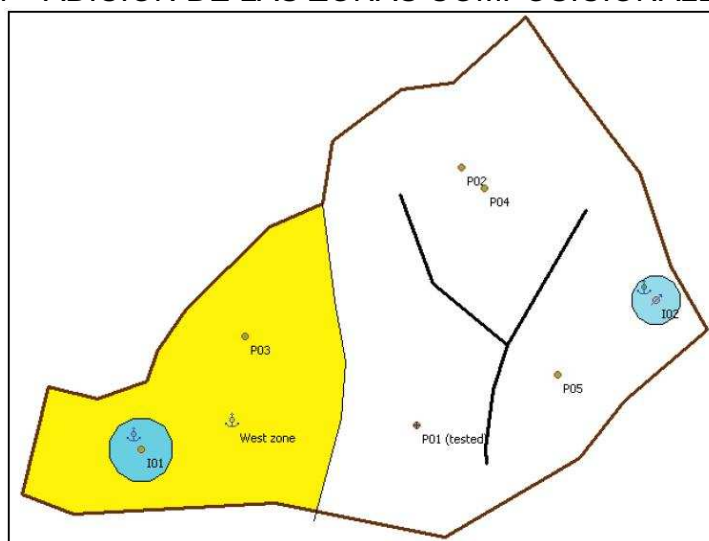
GRÁFICO 2-166 - DESCRIPCIÓN VECTORIAL DEL PROBLEMA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

Algunas polilíneas de las fallas pueden ser usadas para delimitar zonas compuestas donde la movilidad y difusividad son distintas. También se pueden añadir zonas composicionales alrededor del pozo. El gráfico 2-167 muestra dos zonas radiales composicionales alrededor de dos pozos y un compartimiento diferente del reservorio en el lado oeste.

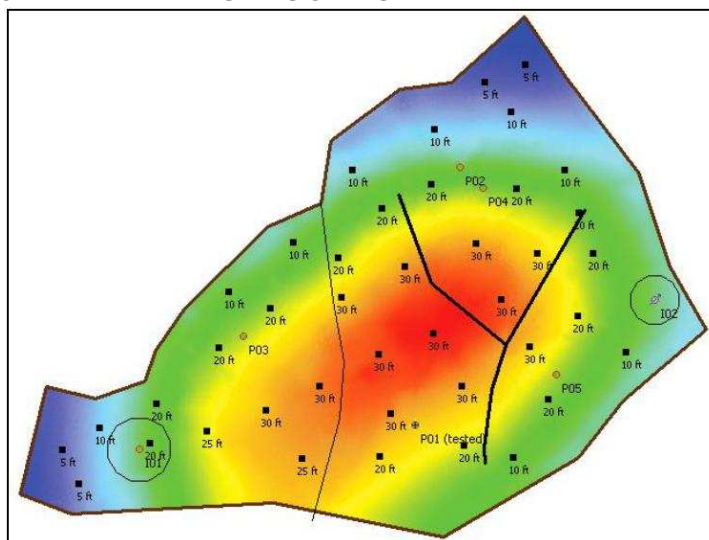
GRÁFICO 2-167 - ADICIÓN DE LAS ZONAS COMPOSICIONALES.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

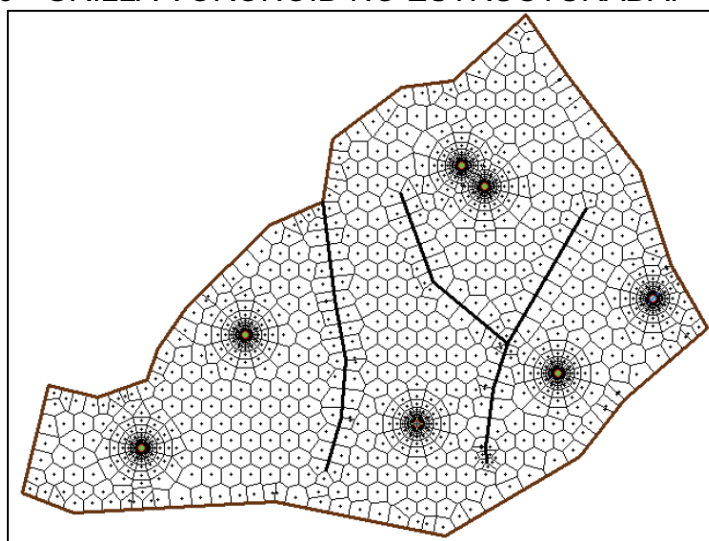
La porosidad, permeabilidad y espesor del campo pueden ser definidas, ya sea en forma interactiva o importando un archivo ASCII. Para generar éstos datos en todas las celdas se usan algoritmos de interpolación/extrapolación como el de Kriging (ver gráfico 2-168). El modelo puede generar un grillado automático adaptándose al contorno del reservorio, las fallas internas y los pozos. Este grillado por default es recomendado pero se puede modificar la geometría básica del grillado, el tamaño, direcciones principales y el refinamiento local alrededor de cada pozo (ver gráficos 2-169 y 2-170).

GRÁFICO 2-168 - MAPA DE ESPESORES.



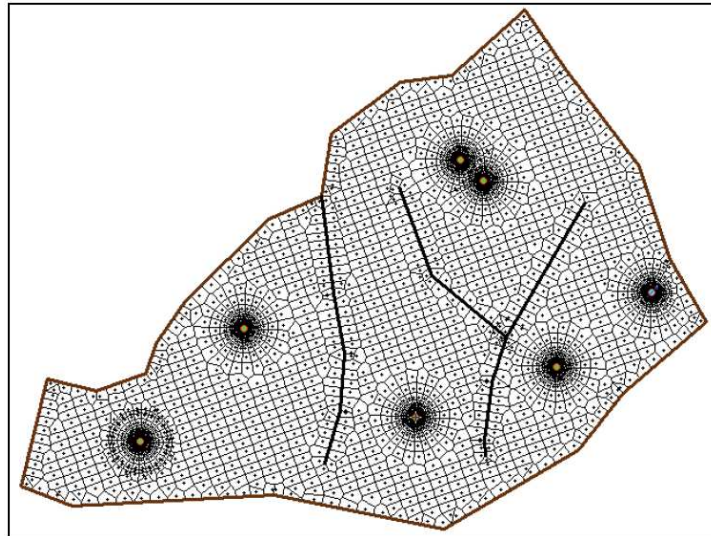
Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-169 - GRILLA VORONOID NO ESTRUCTURADA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

GRÁFICO 2-170 - GRILLA PERSONALIZADA.



Fuente: Kappa Eng, "Dynamic Data Analysis".

2.6. ACUÍFEROS

Casi todos los reservorios de hidrocarburos están rodeados por una barrera de agua llamada acuífero. Estos acuíferos son sustancialmente mayores en tamaño que el reservorio de hidrocarburo que parecerían ser infinitos en tamaño o pueden ser tan pequeños que su efecto en desempeño del reservorio es despreciable.

El mecanismo de producción de estos reservorios con acuíferos se llama "empuje de agua". Se debe diferenciar entre el empuje de agua natural del empuje de agua artificial que se da durante la inyección de agua en la formación.

La producción del crudo y su correspondiente caída de presión hacen que el acuífero contrarreste la declinación de presión. Esta respuesta del acuífero viene en forma de influjo de agua, comúnmente llamada "invasión de agua", la cual se atribuye a:

- Expansión del agua en el acuífero
- La compresibilidad de la roca del acuífero

- Locación estructural más alta de la formación con agua que la zona de pago.

2.6.1. TIPOS DE ACUÍFEROS

2.6.1.1. Grado de presurización

Basados en el grado de presurización dado por el acuífero, el empuje de agua natural es cualitativamente descrito como:

- Acuífero Activo
- Acuífero Parcial
- Acuífero Limitado

En un acuífero activo, el caudal de influjo de agua iguala la producción total del reservorio. Los reservorios con acuíferos activos presentan una declinación gradual y lenta de la presión del reservorio.

$$\left[\begin{array}{c} \text{Caudal de influjo} \\ \text{de agua} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{caudal de} \\ \text{petróleo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{caudal de} \\ \text{gas libre} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{caudal de agua} \\ \text{producida} \end{array} \right]$$

En otros términos:

$$e_w = q_o \beta_o + q_g \beta_g + q_w \beta_w \quad (2.37)$$

Donde:

e_w :	Caudal de influjo de agua, [BF/día]
q_o :	Caudal de petróleo, [bl/día]
β_o :	Factor volumétrico del petróleo, [bl/BF]
q_g :	Caudal de gas libre, [bl/día]
β_g :	Factor volumétrico del gas, [bls/PC]
q_w :	Caudal de agua, [bl/día]
β_w :	Factor volumétrico del agua, [bl/BF]

2.6.1.2. Condiciones de límites exteriores

Un acuífero puede ser clasificado como finito o infinito. Geológicamente todas las formaciones son finitas pero muchas pueden actuar como si fuesen infinitas si el cambio de presión en el contacto petróleo-agua no es “sentido” en el límite que corresponde al acuífero.

En términos generales, el límite exterior gobierna el comportamiento del acuífero y por lo tanto:

- Un sistema infinito indica que el efecto del cambio de presión en el límite petróleo-agua nunca puede ser detectado por el límite externo. Éste límite tiene para cualquier caso y propósito, presión constante y es igual a la presión inicial del reservorio.
- Un sistema finito significa que el límite externo del acuífero está siendo afectado por el influjo de agua a la zona con petróleo y que la presión en este límite externo varía con el tiempo.

2.6.1.3. Regímenes de flujo

Básicamente existen 3 regímenes de flujo que tienen influencia sobre el caudal de influjo de agua en el reservorio. Estos regímenes son:

- Estado Continuo
- Estado Pseudo Continuo
- Estado No Continuo

2.6.1.4. Geometrías de flujo

Los sistemas de acuíferos pueden ser clasificados en base a la geometría del flujo:

- Empuje Lateral

- Empuje de Fondo
- Empuje Lineal

GRÁFICO 2-171 - TIPOS DE ACUÍFERO SEGÚN SU GEOMETRÍA.



Fuente: Tarek Ahmed, "Reservoir Engineering Handbook", 3ra Edición.

En el empuje lateral, como se muestra en el gráfico 2-171, el agua se mueve hacia los flancos del reservorio como resultado de la producción de hidrocarburo y de la caída de presión en el límite con el acuífero.

El flujo es esencialmente radial con flujo despreciable en la dirección vertical. El empuje de fondo ocurre en reservorios con una gran extensión areal que tiene un ligero buzamiento hacia donde el contacto agua-petróleo se encuentra totalmente por debajo del reservorio. El flujo es esencialmente radial, y en contraste con el empuje lateral, el empuje de fondo tiene un gran flujo en sentido vertical.

En el empuje lineal, el influjo proviene de un flanco del reservorio. El flujo estrictamente lineal con un área de corte constante.

2.6.2. MODELOS DE INFLUJO DE AGUA

Varios modelos de influjo de agua han sido desarrollados a lo largo de la historia, éstos se basan en asunciones que describen las características del acuífero.

Debido a las incertidumbres propias de las características del acuífero, todos los modelos propuestos requieren de un historial del rendimiento del reservorio para evaluar los parámetros que representan la forma y el comportamiento del acuífero

dado que es muy raro que se obtengan estos datos de una perforación de exploración o desarrollo.

Los modelos de acuífero más usados en la industria son:

- Pot
- Schilthuis
- Carter - Tracy
- Fetkovich
- Numérico

2.6.2.1. Pot

Es uno de los modelos más simples y se basa en la definición de la compresibilidad, si ocurre una caída de presión en el reservorio debido a la producción de fluidos, esto causa que el agua del acuífero se expanda y fluya hacia el reservorio. Si tomamos la ecuación de la compresibilidad y la llevamos al concepto del flujo del acuífero tendríamos:

$$\Delta V = c * V * \Delta p \quad (2.38)$$

$$\text{Influjo de Agua} = \left(\begin{matrix} \text{compresibilidad} \\ \text{del acuífero} \end{matrix} \right) * \left(\begin{matrix} \text{Volumen inicial} \\ \text{del acuífero} \end{matrix} \right) * \left(\begin{matrix} \text{caída de} \\ \text{presión} \end{matrix} \right) \quad (2.39)$$

Entonces,

$$Q_A = -c_t * V_A * \frac{\partial p_b}{\partial t} \quad (2.40)$$

Donde:

c_t : Compresibilidad total en el acuífero.

V_A : Volumen poroso que ocupa el acuífero.

$\frac{\partial p_b}{\partial t}$: Variación de la presión con el tiempo.

Q_A : Volumen de agua que ingresa en el reservorio.

Este modelo solo es aplicable para un acuífero pequeño cuyas dimensiones sean del mismo orden que la magnitud del propio reservorio. Cabe destacar que como el acuífero es pequeño, la caída de presión en el reservorio es transmitida inmediatamente a todo el sistema reservorio-acuífero.

2.6.2.2. Schilthuis

Este modelo propuesto en 1936 asume que el acuífero es infinito y que se mantiene a una presión promedio constante. Si aplicamos la ecuación de Darcy y agrupamos términos tenemos:

$$Q_A = k'(p_{A0} - \bar{p}) \quad (2.41)$$

Donde:

Q_A : Volumen de agua que ingresa en el reservorio.

k' : Constante de influjo de agua.

p_{A0} : Presión inicial del acuífero.

\bar{p} : Presión promedio del acuífero.

Este modelo se asemeja mucho a la condición de “límite de presión constante”, sin embargo no es el límite el que se mantiene con presión constante sino la presión del acuífero.

2.6.2.3. Carter - Tracy

El modelo de Van Everdingen-Hurst provee la solución exacta de la ecuación de la difusividad para un sistema radial y se considera la técnica correcta para calcular el influjo de agua, sin embargo ya que éste método requiere superposición en el tiempo es un método muy tedioso.

El modelo de Carter-Tracy es bastante cercano al de Van Everdingen-Hurst pero resuelve la ecuación de la difusividad en un sistema radial sin necesidad de la superposición basándose en la asunción de caudales terminales constantes.

El modelo usa una función adimensional para el caudal terminal constante, $PI_D(t_D)$, para describir la respuesta de presión del acuífero, asumiendo que el influjo de agua a lo largo del límite es constante para cada Δt calculado.

El método de Carter-Tracy define un tiempo característico, T_c , para el acuífero:

$$T_c = \frac{\mu_w \phi C_t r_0^2}{k_A c_1} \quad (2.42)$$

Donde:

- μ_w : Viscosidad del agua del acuífero.
- ϕ : Porosidad de la roca donde se encuentra presente el acuífero.
- C_t : Compresibilidad total.
- r_0 : Radio del acuífero.
- k_A : Permeabilidad del acuífero.
- c_1 : Constante que depende del sistema de unidades usado.

También se define la constante del acuífero, U , que para un acuífero radial viene dado por:

$$U = c_2 h_A \theta \phi C_t r_0^2 \quad (2.43)$$

Donde:

- c_2 : Constante que depende del sistema de unidades usado.
- h_A : Espesor del acuífero.
- θ : Ángulo de invasión del acuífero.

La caída de presión en el límite del acuífero para un caudal de influjo, Q_A , está dada en términos de la función adimensional de influencia $PI_D(t_D)$ por:

$$p_{A0} - \bar{p}_b = \frac{Q_A}{U} PI(t_D) \quad (2.44)$$

Donde:

- \bar{p}_b : Presión promedio en el límite del acuífero.

2.6.2.4. Fetkovich

Este modelo describe aproximadamente el comportamiento del influjo de agua de un reservorio de dimensiones conocidas y de geometría lineal o radial. Es más simple que la solución de Van Everdingen-Hurst y así como el método de Carter-Tracy, tampoco necesita de superposición. El modelo asume que la presión se depleta debido al agua que abandona el acuífero de acuerdo con la ecuación de balance de materiales. Este método considera que no existe un periodo transitorio y que el acuífero puede alcanzar rápidamente el estado pseudo continuo.

El caudal de influjo viene dado por:

$$Q_A = J_A(\bar{p}_A - p_{bd}) \quad (2.45)$$

Donde:

J_A : Índice de productividad del acuífero.

\bar{p}_A : Presión promedia en el acuífero.

p_{bd} : Presión del reservorio en el lado del límite.

Si se asume que la compresibilidad total del acuífero es constante, \bar{p}_A se obtiene de:

$$\bar{p}_A = p_{A0} - \frac{W_A}{c_t V_{A0}} \quad (2.46)$$

Donde:

W_A : Volumen de agua que ha sido removido del acuífero.

V_{A0} : Volumen inicial de agua en el acuífero.

2.6.2.5. Numérico

Un acuífero numérico es una fila de 1D con n celdas "ocultas", esto implica que no son descritas explícitamente en el modelo del reservorio y que aunque son parte del resultado global, no se muestran en la grilla 3D o en la interface. La primera

celda conecta a toda la superficie del borde del reservorio relacionado con este acuífero sin importar la geometría de esta superficie. Dado el volumen del acuífero, V_A , y la superficie del borde conectado al acuífero S_A , se puede calcular una longitud efectiva L_A :

$$L_A = \frac{V_A}{S_A} \quad (2.47)$$

Entonces, se crea un acuífero de forma virtual, el cual tiene una forma de caja con n bloques de sección uniforme S_A y de longitud L_i , variando geoméricamente a lo largo de la longitud del acuífero para tomar en cuenta los efectos transitorios. Si decimos que la longitud de un bloque del acuífero es siempre q veces la longitud del anterior bloque, entonces:

$$L_1 = L_A \frac{1-q}{1-q^n} \quad (2.48)$$

$$L_i = L_1 q^{i-1} \quad (2.49)$$

Un bloque dentro del acuífero está conectado solamente a sus dos vecinos inmediatos; el primer bloque del acuífero está conectado a su único vecino y a todas las celdas del borde del reservorio asociadas a este acuífero. Este tratamiento introducirá n filas y n columnas en la matriz del problema y añadirá los términos correspondientes a los bloques del borde. En este caso se desprecia la gravedad dentro del acuífero y se asume que todas las celdas del mismo se encuentran a la misma profundidad.

El algoritmo para encontrar n y q es el siguiente:

$$n_1 = \frac{1}{\ln(q_1)} \ln \left(1 - \frac{L_A}{L_1} (1 - q_1) \right) \quad (2.50)$$

$$\left(\frac{1-q}{1-q^n} - \frac{L_1}{L_A} \right) = 0 \quad (2.51)$$

2.7. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Las curvas de permeabilidad relativa son usadas para estimar la cantidad de petróleo dentro de un reservorio y para predecir la capacidad de flujo de agua, petróleo o gas durante la vida del mismo.

Las permeabilidades relativas son funciones complejas resultantes de la estructura y química de los fluidos y sólidos en el reservorio.

2.7.1. MODELOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

2.7.1.1. Correlación de Brooks-Corey

En 1954 Corey combinó las predicciones hechas con un modelo de tubo de luz con su expresión empírica de presión capilar para obtener expresiones de permeabilidad relativa al petróleo y al gas.

En 1964, Brooks y Corey extendieron los resultados previos y las siguientes ecuaciones son las relaciones modificadas como power laws de permeabilidad relativa:

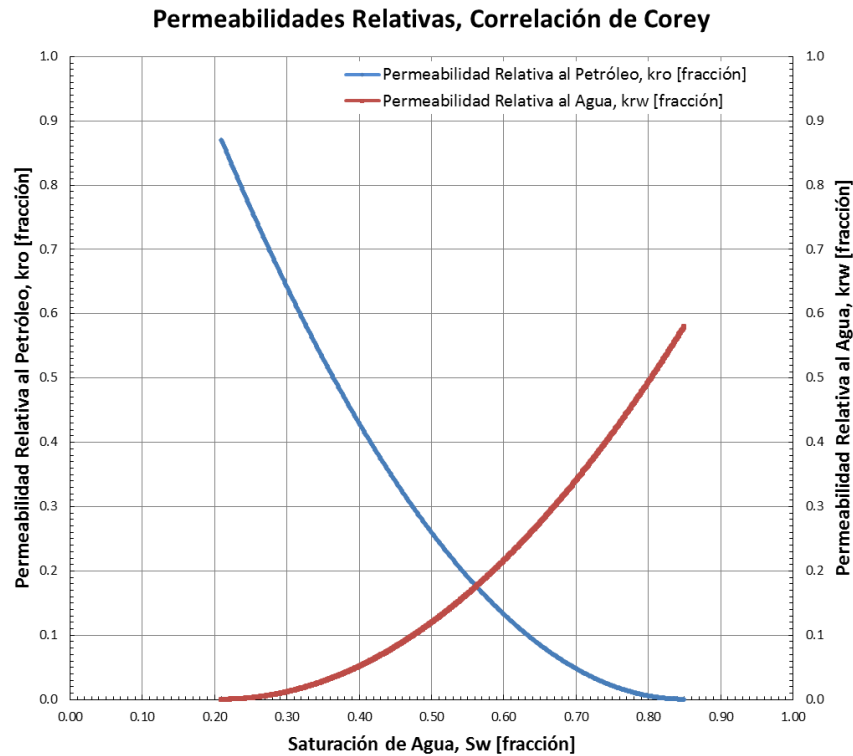
$$k_{ro} = k_{ro,max} \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wc} - S_{gc}} \right)^{n_o} \quad (2.52)$$

$$k_{rw} = k_{rw,max} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc} - S_{gc}} \right)^{n_w} \quad (2.53)$$

$$k_{rg} = k_{rg,max} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{or} - S_{wc} - S_{gc}} \right)^{n_g} \quad (2.54)$$

Los exponentes n_o , n_w y n_g están en el rango de 1 a 6. Las permeabilidades relativas máximas $k_{ro,max}$, $k_{rw,max}$ y $k_{rg,max}$ están entre 0 y 1 (ver gráfico 2-172).

GRÁFICO 2-172 - CORRELACIÓN DE COREY.



Fuente: SPE, "Petroleum Engineering Handbook", Volumen I.

2.7.1.2. Correlación L.E.T.

La correlación L.E.T. utiliza tres parámetros para describir las curvas de permeabilidad relativa a lo largo de todo el rango de saturaciones de agua. Los tres parámetros son: L_o^w , E_o^w , T_o^w donde el subíndice denota a la fase de petróleo y el superíndice denota la fase de agua.

La correlación para las permeabilidades relativas para agua y petróleo son:

$$k_{row} = k_{ro}^x \frac{(1-S_{wn})^{L_o^w}}{(1-S_{wn})^{L_o^w} + E_o^w S_{wn}^{T_o^w}} \quad (2.55)$$

$$k_{rw} = k_{rw}^o \frac{S_{wn}^{L_o^w}}{S_{wn}^{L_o^w} + E_o^w (1-S_{wn})^{T_o^w}} \quad (2.56)$$

Donde la saturación normalizada viene dada por:

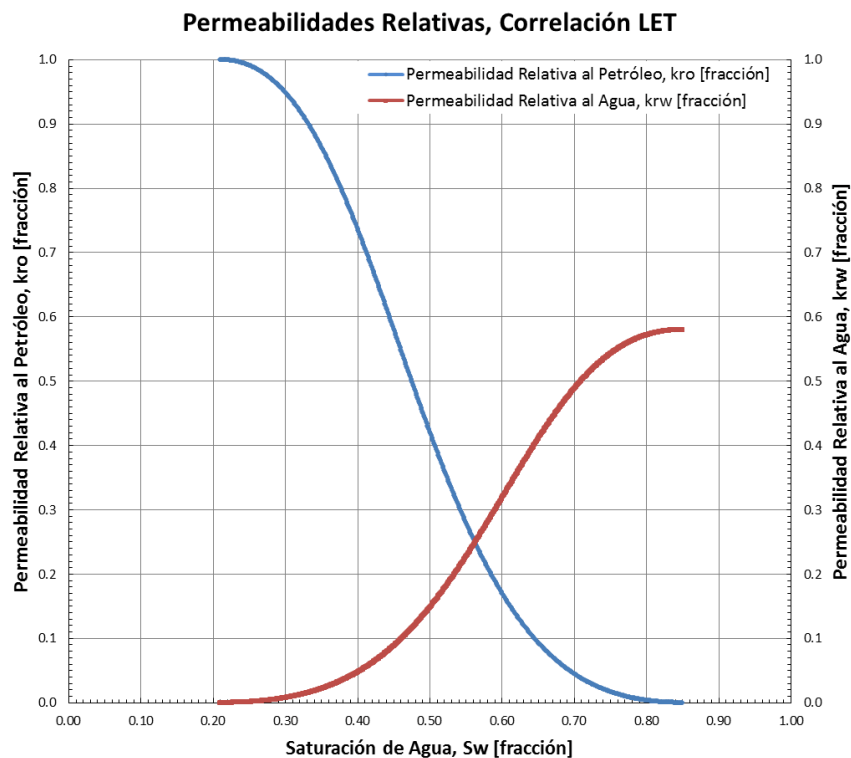
$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (2.57)$$

Solamente S_{wi} , S_{or} , k_{rw}^o y k_{ro}^w tienen significado físico, mientras que los parámetros L , E y T son empíricos.

- El parámetro L describe la parte baja de la curva y por similitud y experiencia es comparable al parámetro apropiado de Corey.
- El parámetro T describe la parte alta de la curva en forma similar al parámetro L .
- El parámetro E describe la posición de la pendiente (o la elevación de la curva).

Un valor de 1 es neutral y la posición de la pendiente es gobernado por los parámetros L y T . La experiencia usando la correlación LET indica que: $L \geq 1$, $E > 0$ y $T \geq 0.5$ (ver gráfico 2-173).

GRÁFICO 2-173 - CORRELACIÓN LET.



Fuente: Sendra, "Users Guide", Petec Software & Services.

2.7.2. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA

Tras realizar una amplia búsqueda en la base de datos de EP Petroecuador se determinó que los datos a usarse de permeabilidad relativa para el campo Culebra-Yulebra-Anaconda sean los mismos que para el campo Auca debido a que no hay estudios propios del campo ni tampoco del campo más cercano, Yuca.

En las simulaciones realizadas en estudios anteriores se usaron las correlaciones de Corey para modelar el comportamiento de los fluidos, sin embargo en el presente estudio se busca mantener al mínimo el uso de correlaciones y trabajar con los datos reales disponibles. De esta forma se busca alimentar el modelo estático/dinámico y disminuir en lo posible la incertidumbre de los datos básicos.

A continuación se presenta las curvas de permeabilidad relativa para las distintas areniscas.

2.7.2.1. Basal Tena

Para esta arenisca no se tiene datos de permeabilidad relativa ni del campo de estudio ni del campo Auca, por lo que se utilizarán datos sintéticos generados a través de correlaciones.

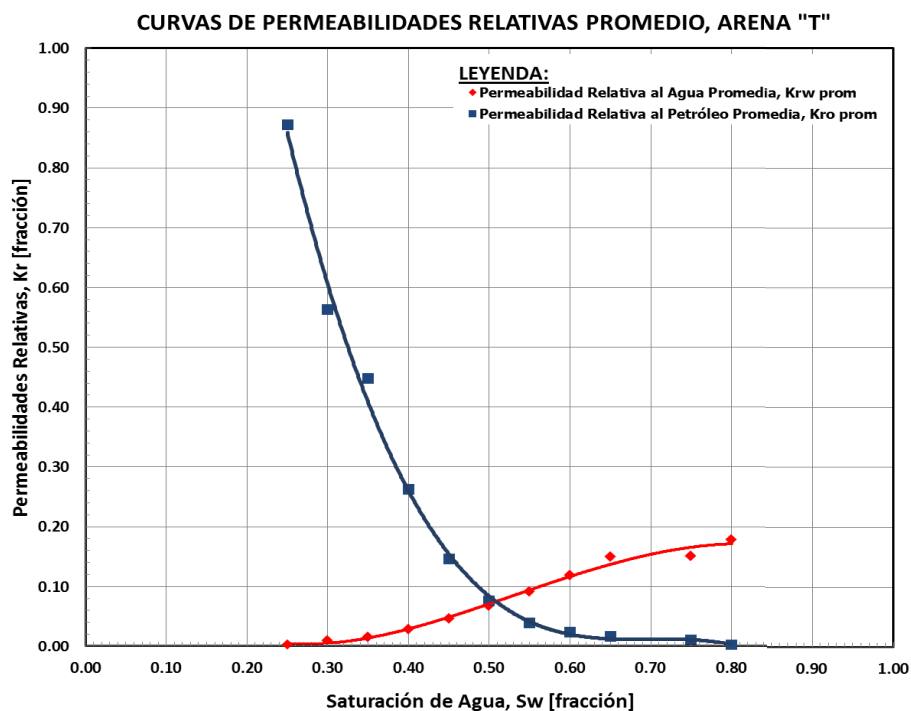
2.7.2.2. “T” Inferior

Usando los datos de permeabilidad relativa del campo Auca se tienen las curvas del gráfico 2-174.

2.7.2.3. “U” Inferior

El gráfico 2-175 muestra las curvas de permeabilidad relativa usadas para la arenisca “U” Inferior.

GRÁFICO 2-174 - PERMEABILIDAD RELATIVA, "T" INFERIOR.



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

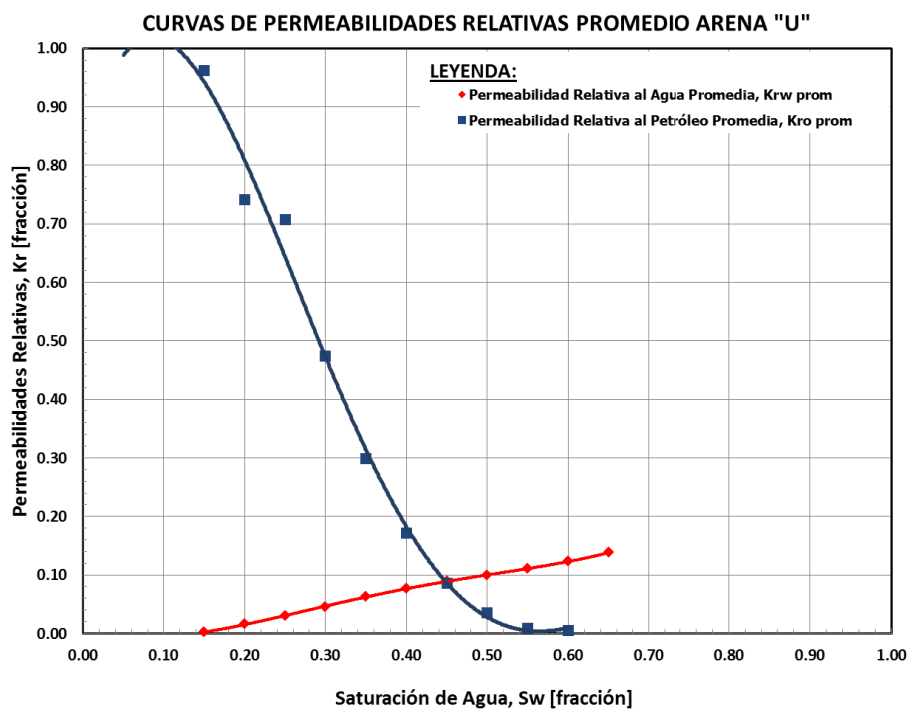
2.7.2.4. Hollín Superior

El gráfico 2-176 muestra las curvas de permeabilidad relativa usadas para la arenisca Hollín Superior.

2.7.2.5. Hollín Inferior

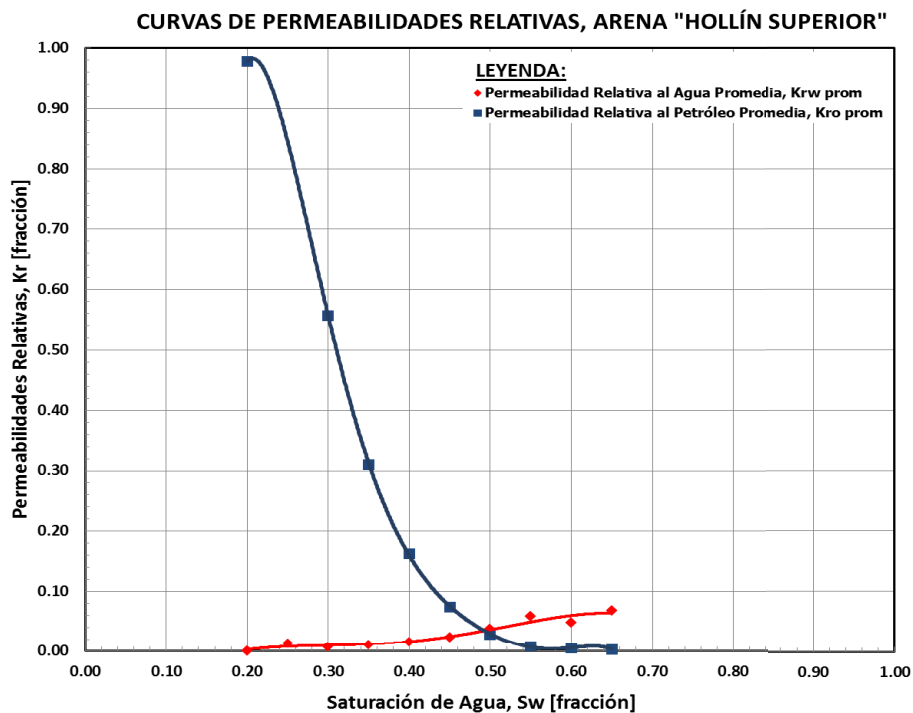
Como ya se había mencionado antes, los datos de permeabilidad relativa usados son los correspondientes al campo Auca. Sin embargo, no se tienen datos de permeabilidad relativa para Hollín Inferior, las muestras de cores recopiladas para Hollín son los del pozo Auca-31 y corresponden únicamente a la profundidad de Hollín Superior.

GRÁFICO 2-175 - PERMEABILIDAD RELATIVA, "U" INFERIOR.



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

GRÁFICO 2-176 - PERMEABILIDAD RELATIVA, HOLLÍN SUPERIOR.



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

2.8. MODELOS DE IPR

2.8.1. ECUACIONES PARA EL CASO DE PETRÓLEO Y AGUA

2.8.1.1. IPR simple

Es una IPR cuya ecuación tiene la siguiente forma:

$$IP = \frac{q}{P_{avg} - P_{wf} - bq^2} \quad (2.58)$$

Donde:

- P_{wf} : Presión fluyente de fondo
 P_{avg} : Presión promedio del reservorio
 b : Coeficiente de flujo no Darciano, [psi/bl²]
 q : Caudal del líquido

2.8.1.2. Ecuación de Darcy

La ecuación de IPR de Darcy resulta directamente de la resolución de flujo radial alrededor de un pozo con una presión constante externa en un área de drenaje circular, tiene la siguiente forma:

$$P_r - P_{wf} = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} * \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + sCA + S \right) \quad (2.59)$$

Donde:

- q : Caudal del líquido
 k : Permeabilidad
 h : Espesor neto de la capa drenada
 r_w : Radio del pozo
 r_e : Radio de drenaje del reservorio
 S : Daño

β :	Factor volumétrico
μ :	Viscosidad
P_{wf} :	Presión fluyente de fondo
P_r :	Presión promedio del reservorio
sCA :	Forma de daño (del factor de forma de Dietz $sCA = \ln \sqrt{31.62/CA}$)

Si el flujo es turbulento se puede definir el flujo por medio del coeficiente de flujo no Darciano o por medio de la ecuación de Forchheimer.

2.8.1.2.1. Flujo no Darciano

Se debe añadir un factor de flujo no Darciano al daño en la ecuación de Darcy:

$$S = S + bq \quad (2.60)$$

2.8.1.2.2. Coeficiente de turbulencia de Forchheimer

Se añade un factor de turbulencia a la ecuación de Darcy, la cual se convierte en la ecuación de Forchheimer como lo sugirió Jones, Blount y Glaze en 1976 para tomar en cuenta las turbulencias en un pozo productor. La ecuación es la siguiente:

$$P_r - P_{wf} = aq + bq^2 \quad (2.61)$$

Los factores "a" y "b" son calculados analíticamente:

$$a = \frac{141.2\beta\mu}{kh} \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + sCA + S \right) \quad (2.62)$$

$$b = \frac{1.4352 \cdot 10^{-12} \gamma_l B \beta^2}{h_w^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) \quad (2.63)$$

Donde:

sCA :	Forma de daño (del factor de forma de Dietz $sCA = \ln \sqrt{31.62/CA}$)
k :	Permeabilidad
h_w :	Intervalo Perforado
β :	Factor volumétrico
γ_l :	Gravedad específica del líquido
B :	Coefficiente de turbulencia de Forchheimer
h :	Espesor neto de la capa drenada
r_e :	Radio de drenaje del reservorio
r_w :	Radio del pozo
S :	Daño
μ :	Viscosidad

2.8.1.3. Ecuación de Vogel

La ecuación de Vogel puede ser considerada como una ecuación general para un reservorio con empuje de gas que produce por debajo del punto de burbuja. Por encima del punto de burbuja, es una ecuación de Darcy o de IP constante.

En el caso de reservorios subsaturados donde la presión del pozo puede estar por encima o por debajo del punto de burbuja, se recomienda el uso de Vogel y de otros métodos de IPR. En este caso, se usa uno de los métodos anteriores por encima del punto de burbuja y por debajo del punto de burbuja se usa Vogel.

La relación es:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.64)$$

Donde:

q :	Caudal total del líquido
q_{max} :	Caudal máximo
P_{wf} :	Presión fluyente de fondo

P_r : Presión promedio del reservorio

La ecuación de Vogel puede ser derivada con respecto a P_{wf} para dar lugar a una segunda ecuación de q_{max} :

$$q_{max} = q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} \quad (2.65)$$

Donde:

q_b : Caudal en el punto de burbuja

P_b : Presión de burbuja

2.8.1.4. Ecuación de Fetkovich

El efecto de las turbulencias en el reservorio puede ser modelado con el uso de la ecuación de contrapresión:

$$q = C(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.66)$$

Donde:

q : Caudal de la fase principal

\bar{P} : Presión promedio del área de drenaje

P_{wf} : Presión fluyente de fondo

Los caudales de producción y sus respectivas presiones se usan para determinar los valores de los coeficientes C y n .

2.8.1.5. Estado pseudo continuo (PSS)

Esta es una ecuación general de estado pseudo continuo para pozos verticales, horizontales o fracturados donde solo los parámetros S_m , S , sCA y C difieren de cada tipo de pozo.

$$q = \frac{kh(P_r - P_{wf}) / (141.2\beta\mu)}{\ln(r_e/r_w) - 0.738 + sCA + S + S_m - C' + Dq} \quad (2.67)$$

$$D = \frac{2.222 \cdot 10^{-15} k h \gamma B}{\mu r_w h_p^2} \quad (2.68)$$

$$B = 2.33 \cdot 10^{10} k^{-1.201} \quad (2.69)$$

Donde:

- sCA : Forma de daño (del factor de forma de Dietz $sCA = \ln \sqrt{31.62/CA}$)
 k : Permeabilidad
 h_p : Intervalo Perforado
 β : Factor volumétrico
 h : Espesor neto de la capa drenada
 r_e : Radio de drenaje del reservorio
 r_w : Radio del pozo
 γ : Gravedad específica del líquido
 S : Daño negativo equivalente debido a una estimulación o a un pozo horizontal
 μ : Viscosidad
 S_m : Daño mecánico
 C' : Constante para la conversión del factor de forma

TABLA 2-3 - PARÁMETROS PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE POZOS

Parámetro	Pozo Vertical	Pozo Fracturado	Pozo Horizontal
S_m	Daño Total	Daño Mecánico	Daño Mecánico
S	0	$-\ln[(x_f/2)/r_w]$ Para $x_f/x_e \leq 0.4$	$-\ln[L/4r_w]$
sCA	De una tabla interna	De una tabla interna	De una tabla interna
C'	0	1.386	1.386

Fuente: Kappa Eng, Help Topics Ecrin v4.12.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

La tabla 2-3 define a los distintos parámetros para la ecuación de estado pseudo continuo para los distintos tipos de pozos.

2.8.1.6. Pozos horizontales

Hay varias soluciones para predecir el comportamiento en estado continuo en pozos horizontales. Los siguientes parámetros son comunes en las ecuaciones posteriores:

q_{hc} :	Caudal total de líquido, [BFPD]
k_h :	Permeabilidad horizontal del reservorio
k_v :	Permeabilidad vertical del reservorio
h :	Espesor neto de la formación, [ft]
ΔP :	Caída de presión desde el límite hasta el pozo, [psi]
μ :	Viscosidad
β :	Factor volumétrico
r_{eh} :	Radio de drenaje, [ft]
r_w :	Radio del pozo, [ft]
L :	Longitud del pozo horizontal, [ft]

2.8.1.6.1. Ecuación de Joshi

$$q = \frac{2\pi k_h h \Delta P / (\mu \beta)}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \left(\frac{Bh}{L}\right) \ln\left(\frac{Bh}{2r_w}\right)} \quad (2.70)$$

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (2.71)$$

$$B = \sqrt{k_h/k_v} \quad (2.72)$$

2.8.1.6.2. Ecuación de Renard

$$q = \frac{0.007078 k_h h \Delta P}{\mu \beta} \left[\frac{1}{\cosh^{-1}(X) + (Bh/L) \ln\left[h / \left(2\pi r_w \left(\frac{1+B}{B}\right)\right)\right]} \right] \quad (2.73)$$

$$X = 2a/L \quad (2.74)$$

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (2.75)$$

$$B = \sqrt{k_h/k_v} \quad (2.76)$$

2.8.1.6.3. Ecuación de Borisov

$$q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta P / (\mu \beta)}{\ln(4r_{eh}/L) + (Bh/L) \ln[Bh/(2\pi r_w)]} \quad (2.77)$$

$$B = \sqrt{k_h/k_v} \quad (2.78)$$

2.8.1.6.4. Ecuación de Giger

$$q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta P / (\mu \beta)}{\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - (L/2r_{eh})^2}}{L/2r_{eh}}\right) + (Bh/L) \ln[Bh/(2\pi r_w)]} \quad (2.79)$$

$$B = \sqrt{k_h/k_v} \quad (2.80)$$

2.8.1.6.5. Ecuación de Vlis

Van Der Vlis sugirió una ecuación para el radio efectivo de un pozo horizontal en un reservorio isotrópico:

$$\Delta P = \frac{141.2 q \mu \beta \ln(r_e/r_w')}{k_h h} \quad (2.81)$$

$$r_w' = \frac{L}{4} \left[\sin\left(\frac{4r_w}{h} * 90\right) \cos\left(\frac{\delta}{h} * 180\right) \right]^{h/L} \quad (2.82)$$

Donde:

δ : Distancia vertical entre el centro del pozo y la profundidad media de la capa, [ft]

2.8.1.6.6. Ecuación de Babu y Odeh

$$q = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} b \sqrt{k_x k_y} (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu \beta \left[\ln \left(\frac{A^{1/2}}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + S_r \right]} \quad (2.83)$$

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left[\frac{1}{3} - \frac{x_o}{a} + \left(\frac{x_o}{a} \right)^2 \right] - \ln \left[\sin \left(\frac{180 z_o}{h} \right) \right] - 0.5 \ln \left[\frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right] - 1.088 \quad (2.84)$$

$$IP = \frac{q}{(\bar{P}_r - P_{wf})} = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} b \sqrt{k_x k_y}}{\mu \beta \left[\ln \left(\frac{C_H A^{1/2}}{r_w} \right) - 0.75 + S_r \right]} \quad (2.85)$$

Donde:

\bar{P}_r :	Presión volumétrica media del reservorio, [psi]
P_{wf} :	Presión de fondo fluyente, [psi]
β :	Factor volumétrico
μ :	Viscosidad
C_H :	Factor geométrico
r_w :	Radio del pozo, [ft]
S_r :	Pseudo daño debido a penetración parcial
h :	Espesor neto de la formación, [ft]
a :	Largo del reservorio en la dirección x, [ft]
b :	Ancho del reservorio en la dirección y, [ft]
L :	Longitud del pozo horizontal, [ft]
x_o :	Posición del pozo, [ft]
y_o :	Posición del pozo, [ft]
z_o :	Posición del pozo, [ft]
q_h :	Producción constante, [BFPD]
k_x :	Permeabilidad en la dirección x del reservorio
k_y :	Permeabilidad en la dirección y del reservorio
k_z :	Permeabilidad en la dirección z del reservorio

2.8.2. ECUACIONES PARA EL CASO DE GAS

Las siguientes ecuaciones solo son mencionadas ya que para efecto del presente trabajo no son necesarias.

Para el caso de Gas tenemos:

- Ecuación de Darcy
- C y n
- Turbulencia de Inercia Laminar (LIT)
- Estado Pseudo Continuo (PSS)
- Pozos Horizontales:
 - Ecuación de Joshi
 - Ecuación de Vlis
 - Estado Pseudo Continuo (PSS)
- Pozos Fracturados

2.9. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE ECRIN 4.12.07

Ecrin es una plataforma de análisis de datos dinámicos de la compañía KAPPA, la cual es una empresa dedicada principalmente al desarrollo de software para la industria petrolera. Ecrin posee los siguientes módulos para analizar datos: TOPAZE (análisis de producción), RUBIS (modelamiento numérico completo del campo para ajuste histórico), DIAMANT (monitoreo del reservorio por medio de sensores de presión permanentes), EMERAUDE (análisis de registros eléctricos), AMETHYSTE (análisis del comportamiento de pozo) y SAPHIR (análisis de pruebas de presión transitoria). En forma aparte de Ecrin, Kappa tiene la aplicación DIAMANT MASTER, la cual funciona en un servidor y maneja toda la base de datos del campo para que sea usada en todos los módulos de Ecrin, sin embargo esto no quiere decir que no se pueda interactuar con otros programas de la industria petrolera. DIAMANT MASTER también permite una correcta filtración y almacenamiento de datos, al usar filtros inteligentes y hacer una copia de los

datos raw para siempre tener una copia de respaldo. Esto permite una mejor organización y manejo de los datos con lo cual se pretende disminuir el tiempo que gasta un ingeniero para preparar los datos necesarios para su interpretación o utilización. En un dato particular el nombre “Ecrin” viene dado por uno de sus desarrolladores de nacionalidad francesa, el cual lo llamó así por ser una “caja” o, se podría decir, un “joyero”; en su significado en francés debido a que ahí es donde se guardan las piedras preciosas.

SAPHIR es la pieza clave en el desarrollo del presente proyecto de tesis, su uso se extiende más allá del análisis de las PTA hacia el modelamiento numérico del campo CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA. Su capacidad de interactuar con RUBIS permite una mejor comprensión de la difusión de la presión en el reservorio y nos ayuda a comprender físicamente lo que sucede con la dinámica de los fluidos.

RUBIS en sí no es un simulador robusto como los que se usan normalmente en la industria sino que es un simulador que permite una simulación rápida y simplificada de un campo entero. Su fortaleza radica en la velocidad con la que nos permite modelar el campo y tomar decisiones, ya que en un estudio de simulación completo a veces no se puede tener un taladro esperando por un año o varios meses hasta tener el modelo terminado y poder decidir dónde perforar un pozo. Es por esta razón que RUBIS no es lo ideal para realizar un forecast para el desarrollo de un campo en los siguientes 10 o 15 años, sino mas bien para tomar decisiones en cuanto a los próximos 6 meses.

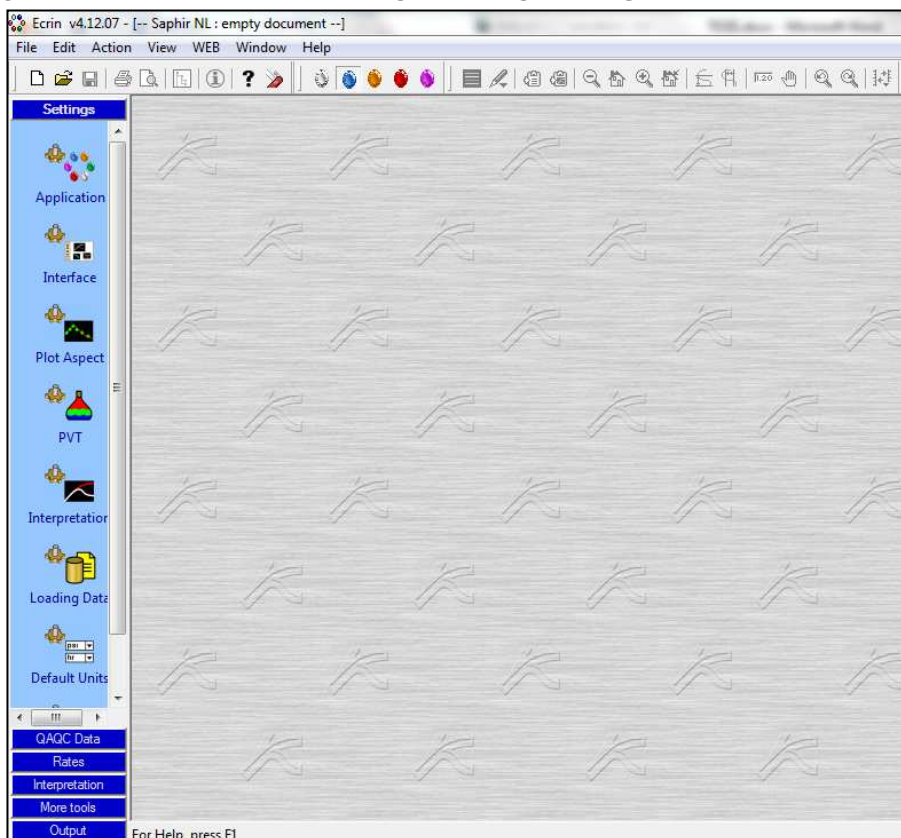
SAPHIR y TOPAZ tienen dos versiones: la versión LINEAL para análisis convencionales que no representan inconvenientes matemáticos para el software y la versión NO LINEAL para casos donde se tenga problemas complejos. En este caso el software puede usar la ecuación exacta de la difusividad (en lugar de usar las asunciones de fluidos ligeramente compresibles y pseudo-presiones) para resolver problemas de gas real, flujo no Darciano, flujo multifásico, pozos inyectores de agua, el comportamiento de acuíferos de fondo, etc. Tanto SAPHIR y TOPAZ tienen la capacidad de modelar el campo en forma numérica, sin

embargo esto no significa que hagan lo mismo que RUBIS; tienen esta capacidad para recrear las condiciones físicas y realizar empates de forma más confiable que con un modelo analítico. Un modelamiento numérico en SAPHIR NL tiene sus limitaciones como por ejemplo la simulación del avance del cono de agua o el efecto de la gravedad. Por lo tanto en el presente estudio se realiza el modelamiento numérico en RUBIS y no directamente en SAPHIR NL.

2.9.1. INTERFAZ DE USUARIO

La ventana principal de Ecrin permite el acceso a cada uno de sus módulos, representados por las gemas análogas a sus nombres. EMERAUDE es un módulo que se encuentra aparte de los otros en una aplicación independiente.

GRÁFICO 2-177 - PANTALLA PRINCIPAL ECRIN - SAPHIR.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Una de las ventajas de Ecrin es la practicidad y sencillez con la cual se puede desarrollar un proyecto ya que nos muestra un orden secuencial y lógico para la

carga de datos y su posterior análisis. El gráfico 2-178 nos muestra el inicio de un proyecto en SAPHIR, este tipo de cuadros de diálogos son comunes en el resto de módulos y permiten la carga de los datos básicos del proyecto.

Para efectos de explicación del software de análisis de pruebas de presión transitoria se ejemplificará mediante el ajuste completo del pozo YUL004 con fecha 07/04/2009. Este pozo tiene aproximadamente cañoneado el 50% del espesor neto de la arenisca "U" Inferior.

Esta primera pantalla nos permite ingresar los parámetros básicos para un análisis, como los fluidos presentes, el tipo de prueba, zona de pago, porosidad, tipo de análisis y fecha. La fecha de inicio del análisis es importante, sobretodo cuando los datos de presión son ingresados con fecha y hora, de esa forma se tiene consistencia en los eventos realizados en el pozo.

GRÁFICO 2-178 - SAPHIR, INGRESO DE PARÁMETROS BÁSICOS.

The screenshot shows the 'Main options' dialog box in the SAPHIR software. The window title is 'New document - page 1/3 - Main options'. The dialog is divided into several sections:

- Test type:**
 - Standard
 - Interference
- Well parameters:**
 - Well Radius: 0.29 ft
 - Pay Zone: 67 ft
 - Porosity: 0.195
- Fluid type:**
 - Reference phase: Oil
 - Available rates:
 - Oil
 - Gas
 - Water
- Reference time (t=0):**
 - Date: 4/7/2009
 - Time: 12:00:00 AM
- Start with analysis:**
 - Standard
 - NonLinear
 - shale gas
 - coalbed methane
 - Multi-Layer
 - Formation Test
 - Slug-Pulse

At the bottom of the dialog, there are buttons for 'Help', '<< Back', 'Next >>', and 'Cancel'.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 2-179 nos muestra la siguiente pantalla donde nos permite ingresar datos informativos acerca del análisis como el intervalo perforado, el tipo de prueba que se realizó, etc. con esto se tiene datos que son importantes para el intérprete y para cualquiera que revise la interpretación con el objetivo de que no haya información faltante.

GRÁFICO 2-179 - DATOS INFORMATIVOS.

Type	Content
Company	EP PETROECUADOR
Field	CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA
Well	YUL004
Test Name / #	BUILD UP
Test date / time	07/04/2009
Formation interval	9535-9602.5
Perforated interval	9535.5-9548' 9552-9570'
Gauge type / #	
Gauge depth	9356'
Analyzed by	CARLOS IZURIETA
Analysis date / time	01/09/2011

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Si se desea se puede modificar las unidades con las que se está trabajando o agregar cualquier tipo de comentario acerca de la prueba o su interpretación, para ello están las otras dos pestañas: “Units” y “Comments”. El gráfico 2-180 es la siguiente pantalla y nos permite ingresar las propiedades PVT de nuestro fluido, cada una de las botellas en la parte superior izquierda corresponde a los fluidos con sus colores característicos.

En esta pantalla debemos ingresar el tipo de fluido presente en nuestro yacimiento, si se trata de petróleo muerto, gas seco, petróleo subsaturado o

condensados de gas. También podemos ingresar la temperatura, la presión aproximada que puede tener y el GOR. El valor de GOR es muy importante porque gobierna sobre las correlaciones de petróleo debido a que con este parámetro se determina la presión de punto de burbuja y por lo tanto el valor de las demás propiedades.

GRÁFICO 2-180 - SECCIÓN PVT.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

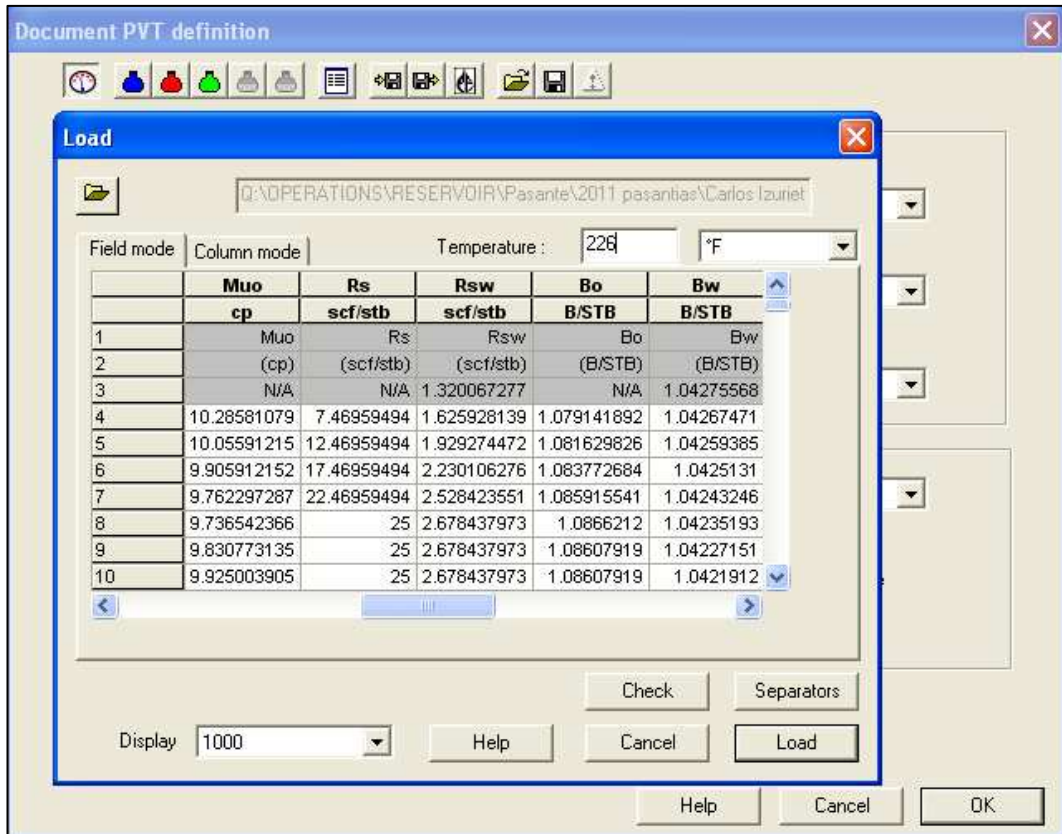
Esencialmente se tienen dos opciones para trabajar con los datos PVT y son: generarlos a partir de correlaciones o ingresar datos de laboratorio mediante tablas.

Si se hace la primera de estas, se debe tener conocimiento del tipo de correlación que se está usando y el criterio necesario para usar una sobre otra.

Si se usan tablas para ingresar los parámetros PVT, se usa un importador de propiedades como el que se ve en el gráfico 2-181. El trabajo que se debe hacer

previamente es tener los datos PVT en columnas, lo más recomendable es tener un solo archivo por cada PVT pero si se desea se puede ingresar cada fluido individualmente en lugar de hacerlo al mismo tiempo.

GRÁFICO 2-181 - INGRESO DE TABLAS PVT.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Un punto importante en el ingreso de datos PVT es el tener la temperatura a la cual se realizaron los análisis, sin esto el PVT no puede ser usado. El gráfico 2-182 nos muestra las propiedades PVT para el agua, en éste se ve que se puede combinar el uso de tablas y correlaciones para caracterizar al fluido.

El software genera interpolaciones entre los puntos ingresados mediante tablas y presenta cada propiedad en forma de gráfico y tabla.

De esta forma se tiene control sobre los valores importantes como los de reservorio y los de punto de burbuja. (ver gráfico 2-183)

GRÁFICO 2-182 - CORRELACIONES EN LA SECCIÓN PVT.

Document PVT definition

Main options | R_{sw} | B_w | c_w | R_{h_{ow}} | Mu_w

Gravity

Impose water gravity or calculate water gravity from the water salinity:

Gravity 1.00782

Salinity 10000 ppm

correlations

R_{sw} TABLE

B_w TABLE

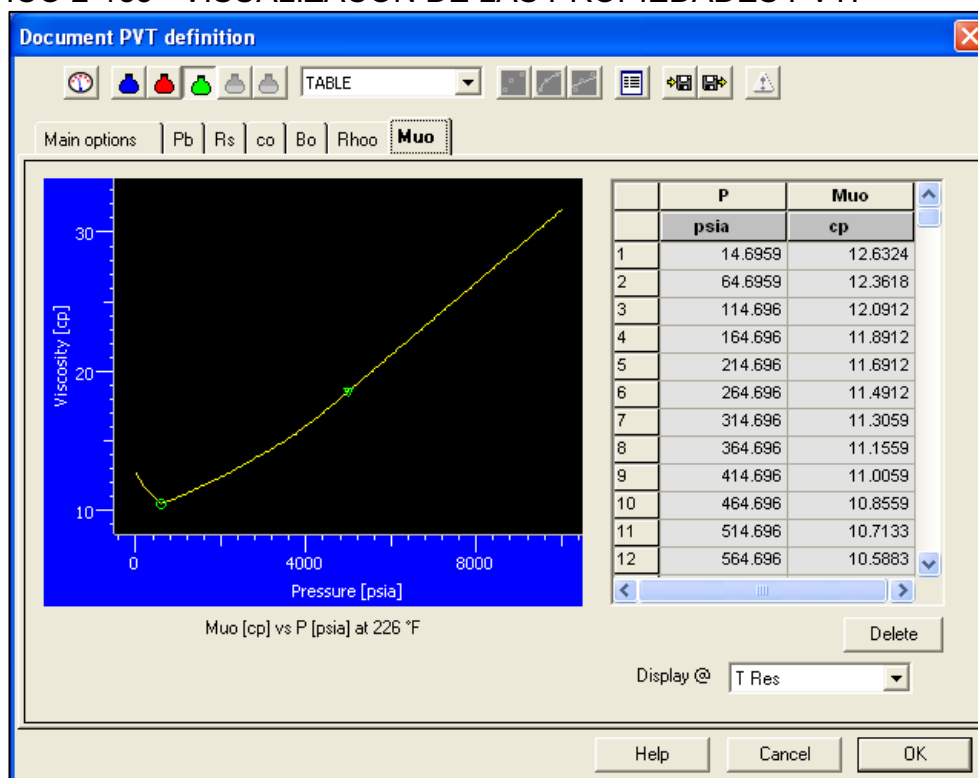
c_w From B_w

Mu_w Van-Wingen+Frick

Help Cancel OK

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-183 - VISUALIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT.



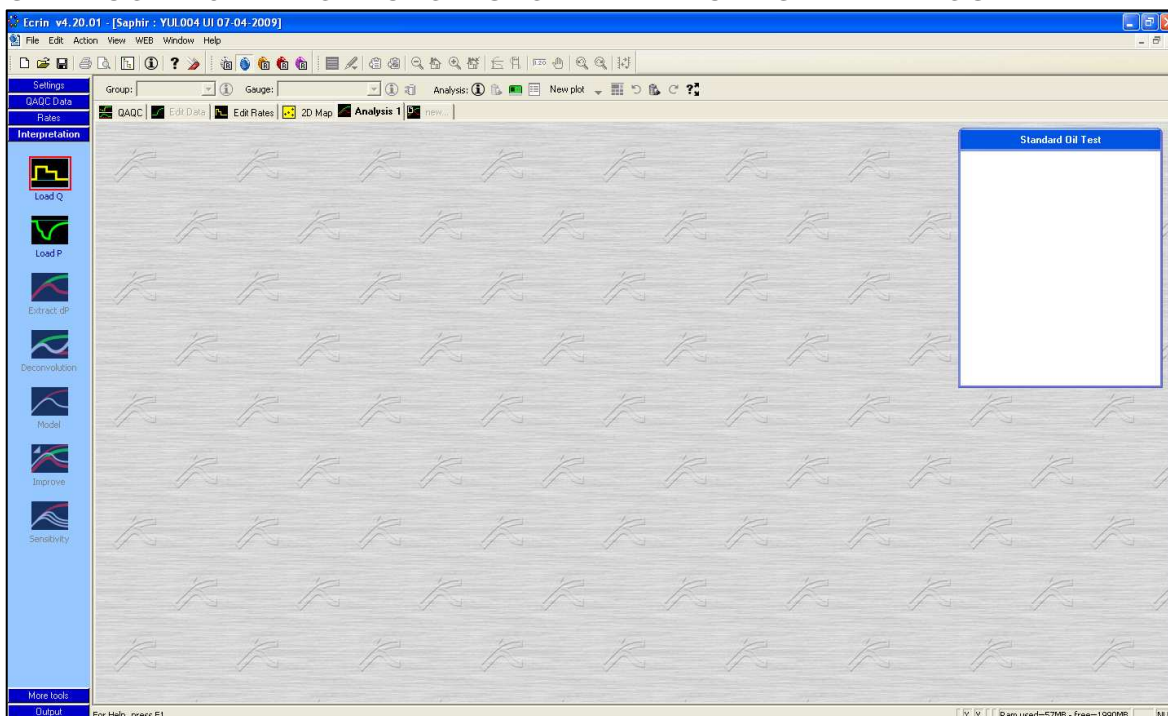
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Cuando se finaliza el ingreso de datos PVT, el proyecto está listo para la carga de datos y nos muestra una pantalla que no posee ninguna ventana interna salvo la de resultados del análisis que se encuentra obviamente en blanco (ver gráfico 2-184).

Tanto SAPHIR como el resto de aplicaciones de Ecrin, muestran siempre en su parte izquierda los íconos que definen el proceso de trabajo, en su debido momento cada ícono estará enmarcado por un cuadro color rojo que va a ser la sugerencia del programa para el siguiente paso que el intérprete debe seguir. Al tener un flujo de trabajo, los usuarios nuevos tendrán facilidad en desarrollar una interpretación haciendo uso de las herramientas necesarias a su debido tiempo. En este caso, el ícono enmarcado es el de carga de caudal.

Para el caso del pozo YUL004, los datos de caudal no están reportados con sus respectivos tiempos y solo se tiene un dato para toda la prueba, es por esto que primero será ingresada la presión y de acuerdo a su comportamiento se asignará el dato de caudal para los periodos de flujo.

GRÁFICO 2-184 - PROYECTO LISTO PARA LA CARGA DE DATOS.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

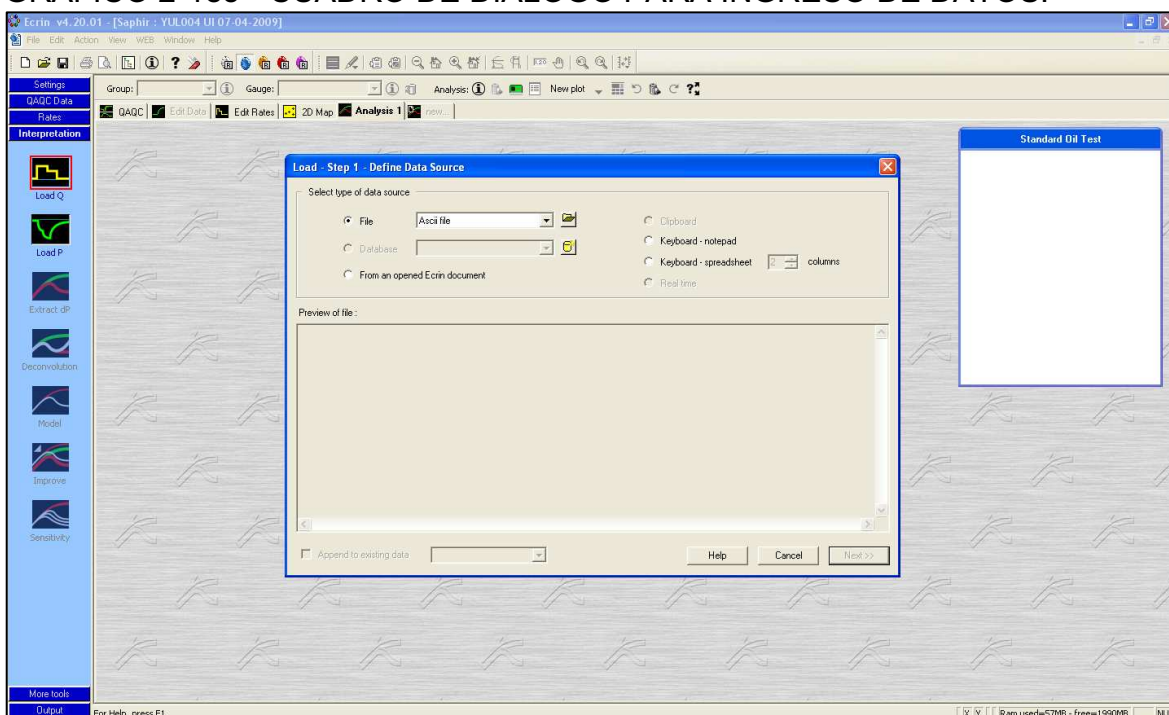
2.9.2. CARGA DE DATOS

Ecrin, al igual que muchos de los paquetes informáticos de la industria petrolera, maneja archivos planos con extensión ascii, rec, las, txt y muchos otros. El beneficio de tener tablas con los datos representa un ahorro de tiempo y permite un mejor control de calidad; los datos de presión, caudal, PVT y muchos otros pueden ser ingresados de esta forma. Otra forma de ingresar datos es por medio del clipboard, notepad, filas y columnas o desde un archivo ya creado de Ecrin.

El gráfico 2-185 muestra el cuadro de diálogo para el ingreso de los datos de presión, este cuadro se presenta al dar clic en el segundo ícono de la parte izquierda. Aquí se puede escoger la forma de importación de los datos, si se los carga desde un archivo plano como los ya mencionados anteriormente o si se utiliza el clipboard.

Para el caso del pozo YUL004, los datos de presión se los tiene en un archivo de Excel, por lo que el método de importación será por medio del clipboard.

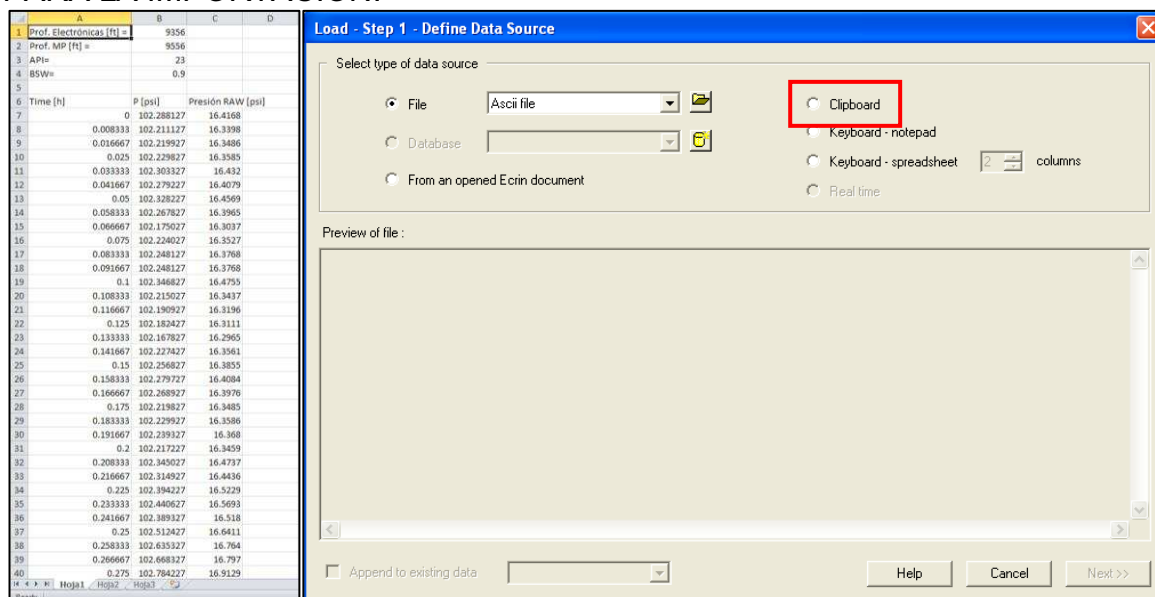
GRÁFICO 2-185 - CUADRO DE DIÁLOGO PARA INGRESO DE DATOS.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

La opción de clipboard se activa cuando existen datos copiados (recuadro rojo), el gráfico 2-186 muestra la fuente de los datos (Excel) que previamente ya fueron corregidos a la profundidad de las medias perforadas y la activación de la opción “Clipboard”.

GRÁFICO 2-186 - DATOS DE PRESIÓN Y TIEMPO, CUADRO DE DIÁLOGO PARA LA IMPORTACIÓN.



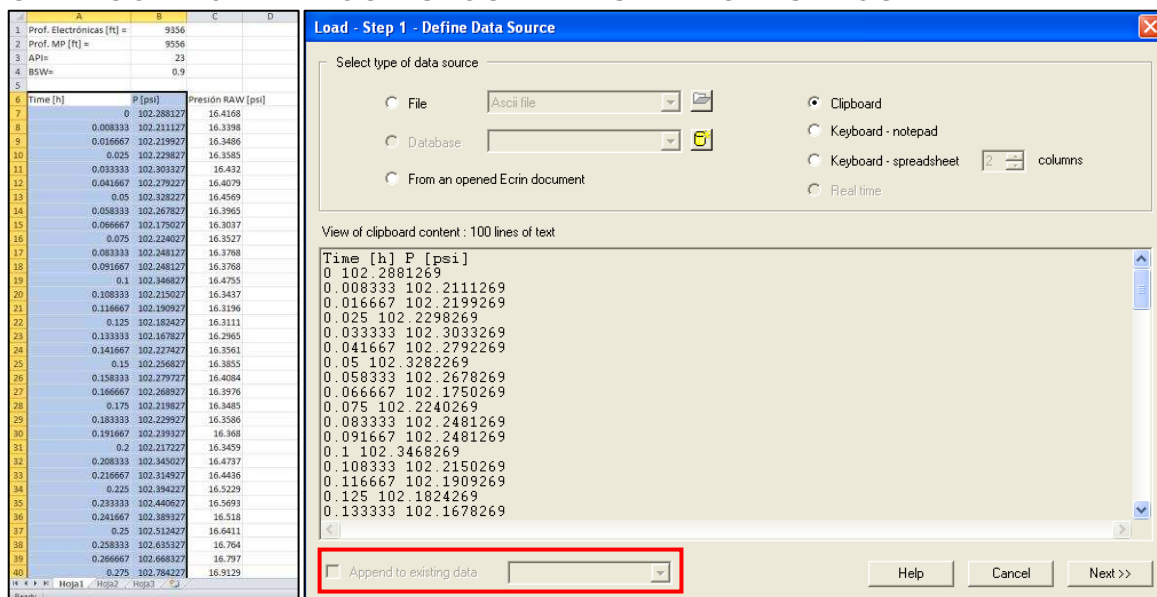
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Cuando se selecciona la opción de clipboard, los datos copiados son visualizados y se verifica que los datos a ingresar son los correspondientes (ver gráfico 2-187). Cuando se tienen sensores de fondo permanentes y se necesita actualizar los datos ya presentes en un proyecto de SAPHIR, siempre se tiene la opción “Append to existing data” (recuadro rojo) para lo cual se selecciona esta opción y se ordena anexar los datos nuevos a los ya presentes.

El gráfico 2-188 muestra la siguiente pantalla, en ella se debe dar el formato a los datos importados para que SAPHIR los lea adecuadamente, en este caso se tiene datos de presión puntuales a un tiempo dado. Esto es, el tiempo en horas y la presión en psi, sin embargo SAPHIR no reconoce que los datos se encuentran por campos, para esto se debe escoger la opción “Field”; un campo se interpreta como un tipo de dato común como la presión o el caudal de petróleo. Con esto se separa por columnas, separándolas por los espacios entre dato y dato, es por ello

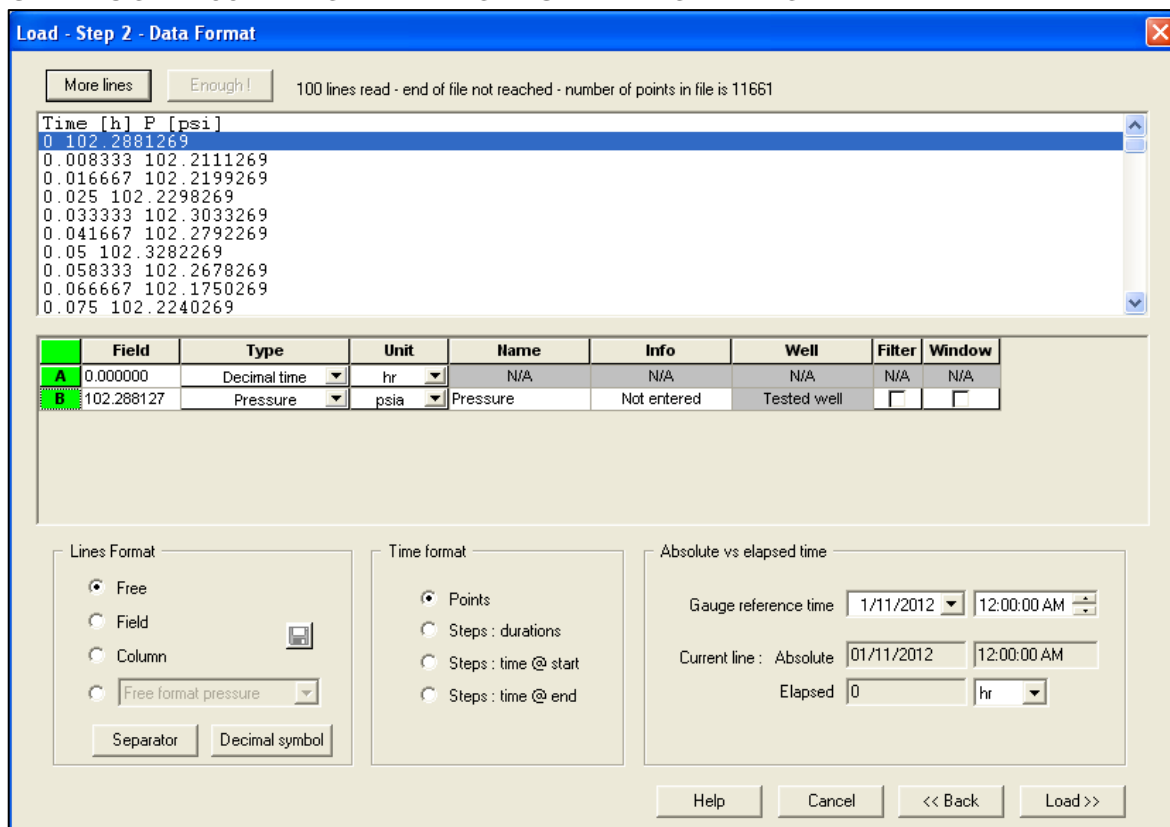
que como resultado nos da cuatro columnas (debido a los tres espacios entre las 4 palabras de la primera fila) (ver gráfico 2-189).

GRÁFICO 2-187 - DATOS LISTOS PARA SER INGRESADOS.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-188 - TIPO DE DATO A SER IMPORTADO.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Si se selecciona la opción “Columns” el software interpreta que cada caracter es una columna individual y creará tantas columnas como caracteres en una fila. Esto se utiliza cuando la complejidad de los datos de entrada no se puede definir por campos y se necesita detallar manualmente el formato de datos.

GRÁFICO 2-189 - CORRECCIÓN DE TIPO DE DATO.

Load - Step 2 - Data Format

More lines Enough! 100 lines read - end of file not reached - number of points in file is 11661

A	B	C	D
Time [h]	P [psi]		
0.008333	102.2001269		
0.016667	102.2199269		
0.025	102.2298269		
0.033333	102.3033269		
0.041667	102.2792269		
0.05	102.3282269		
0.058333	102.2678269		

Field	Type	Unit	Name	Info	Well	Filter	Window
A	0.000000	Decimal time	hr	N/A	N/A	N/A	N/A
B	102.288127	Pressure	psia	Pressure	Not entered	Tested well	
C			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
D			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Lines Format

Free

Field

Column

Free format pressure

Separator Decimal symbol

Time format

Points

Steps : durations

Steps : time @ start

Steps : time @ end

Absolute vs elapsed time

Gauge reference time 1/11/2012 12:00:00 AM

Current line : Absolute 01/11/2012 12:00:00 AM

Elapsed 0 hr

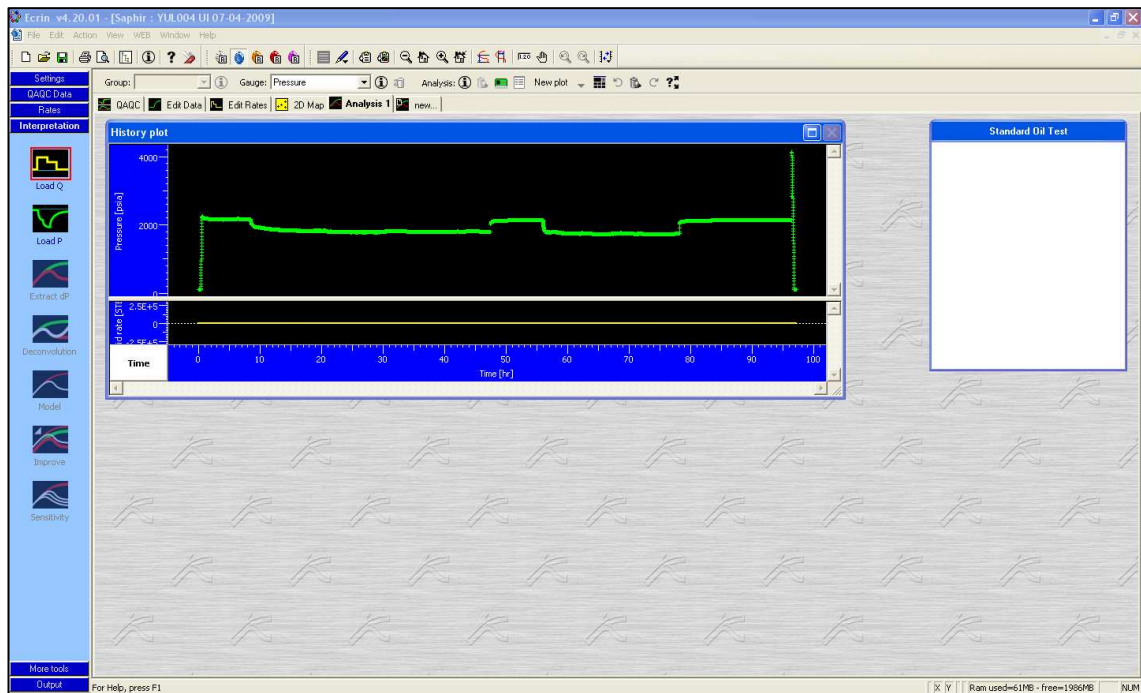
Help Cancel << Back Load >>

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Al cargar los datos, estos se visualizan en una pantalla junto con el caudal (gráfico 2-190). Aquí se puede visualizar que para este caso se tuvo dos periodos de cierre y dos periodos de flujo, por lo que el valor reportado de producción debe corresponder a éstos.

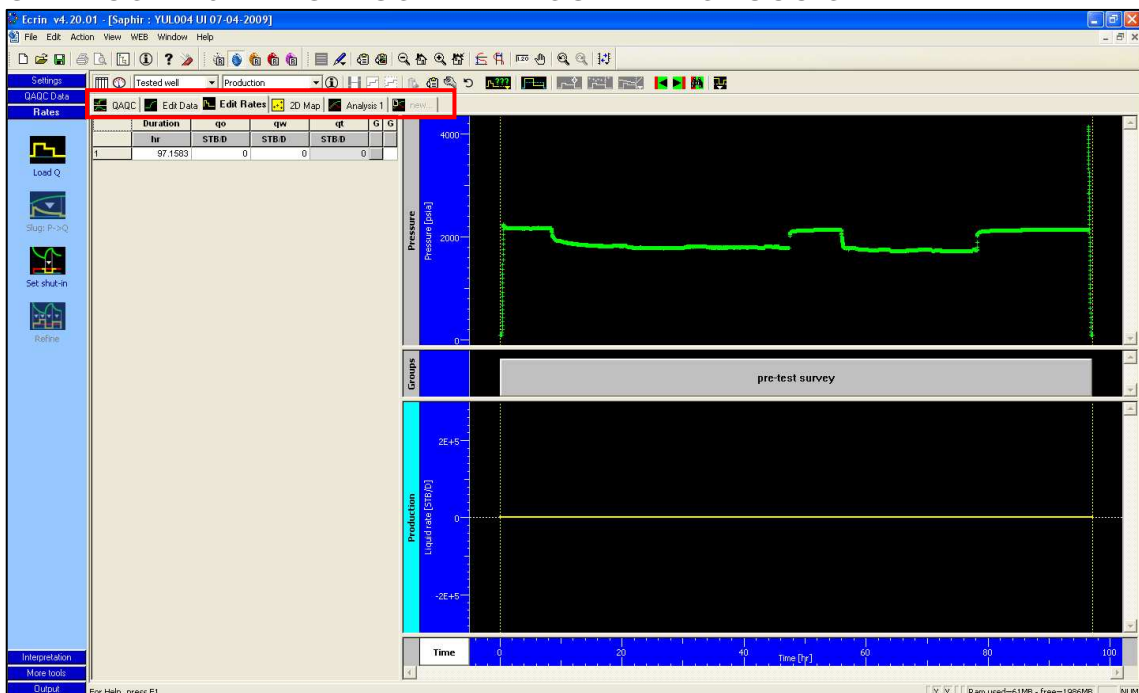
Dado que aún no se ingresa los datos de caudal, este valor se encuentra en cero. Al ya tener datos de presión, la ventana principal se modifica y se tiene opciones de manejo de datos y también el análisis de los mismos (recuadro rojo en gráfico 2-191). Para editar los datos de caudal se debe dar clic en “Edit Rates”.

GRÁFICO 2-190 - DATOS DE PRESIÓN CARGADOS CON ÉXITO.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-191 - INGRESO DE DATOS DE PRODUCCIÓN.

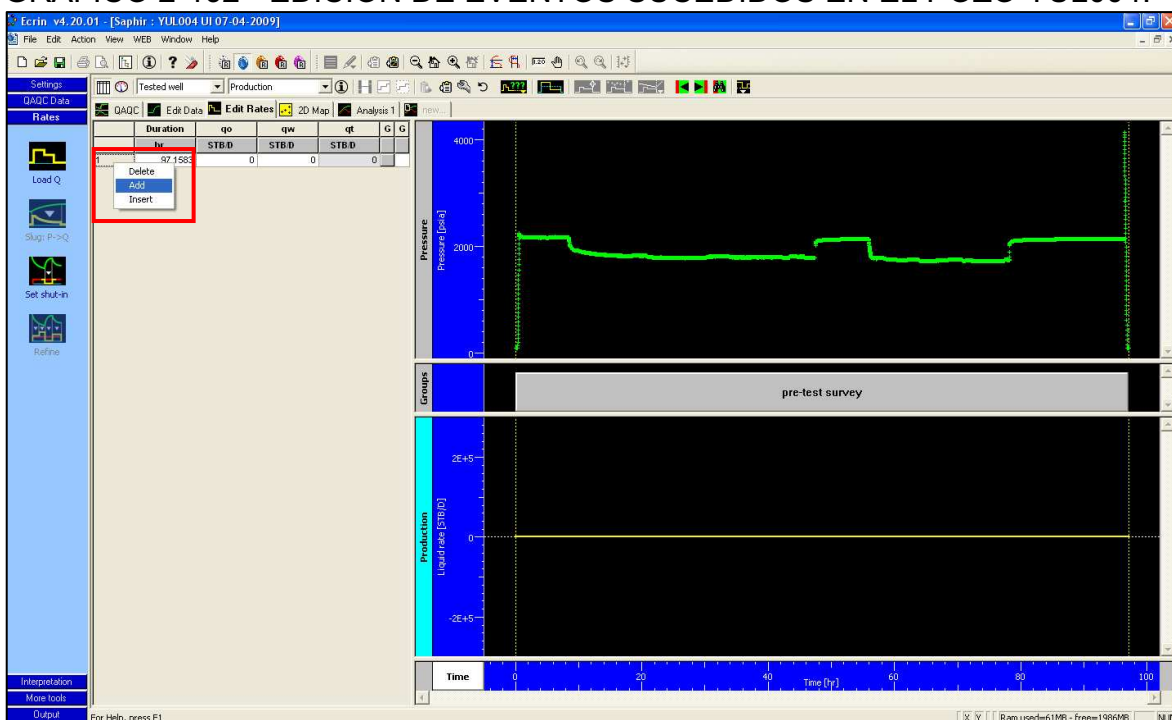


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Para el pozo YUL004, el caudal de petróleo fue 46 BPPD y el de agua fue 418 BAPD, éstos son los valores a ser ingresados. Para ello se pueden agregar filas a

la tabla de datos mediante la acción clic derecho, “add” (ver recuadro rojo en gráfico 2-192). En este punto solo se desea ingresar los datos de producción y definir periodos de flujo y cierre, es así que la duración de cada uno de estos será puesta correctamente más tarde.

GRÁFICO 2-192 - EDICIÓN DE EVENTOS SUCEDIDOS EN EL POZO YUL004.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Después de ingresar el caudal, en la celda de tiempo se pone cualquier valor que luego será ajustado. Para este pozo se tiene registrada la presión desde que la herramienta desciende a la profundidad del no-go, hasta que se la recupera al terminar el build up.

Como se puede ver en la presión se tiene un periodo de cierre luego de que la herramienta baja, el periodo de flujo, otro cierre, un segundo periodo de flujo y un cierre definitivo para posteriormente recuperar las memorias.

Todo esto debe ser representado por la producción, de forma que hay que limitar el tiempo en el que ocurre cada uno de estos periodos.

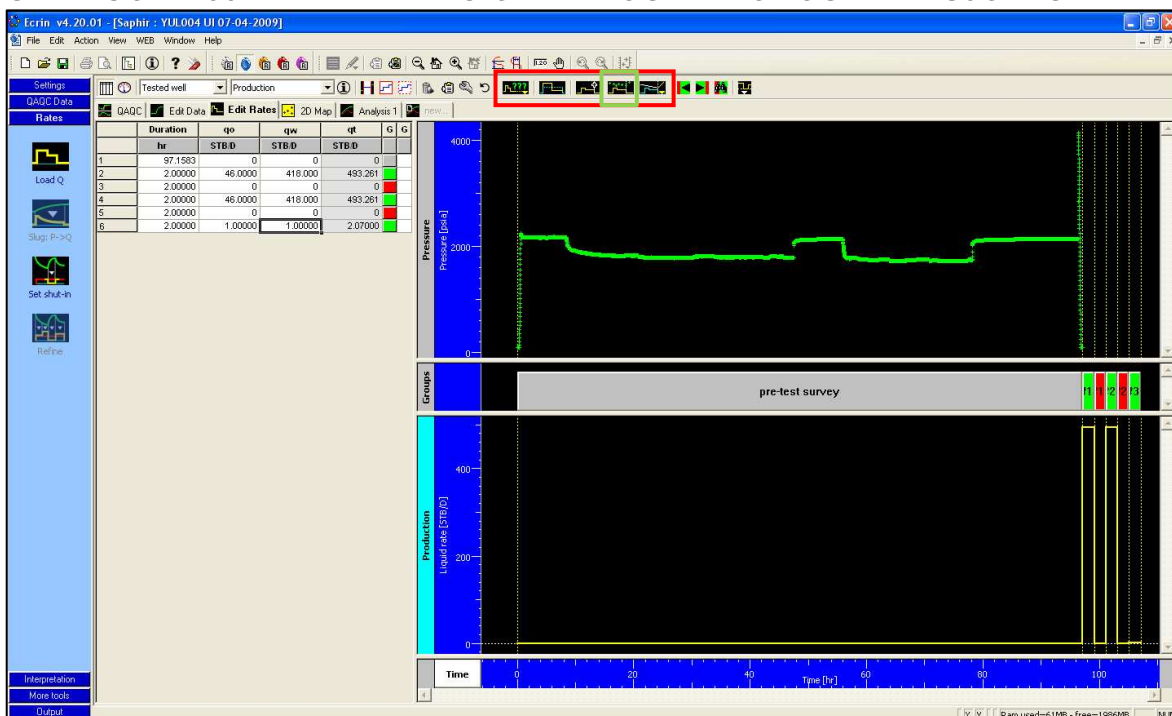
Como se puede ver en el gráfico 2-193 en la ventana de producción se tienen 3 cierres y 3 periodos de flujo, el último periodo de flujo no existe en la realidad, solamente es un artificio para luego poder manipular los tiempos de forma manual y definir con exactitud la finalización de la prueba.

La forma de hacer estas correcciones en los tiempos es usando herramientas disponibles en la parte superior de la ventana (ver recuadro rojo). El recuadro verde muestra la herramienta para mover manualmente los tiempos de cada periodo de cierre o flujo, tras haberlos ingresado en la tabla de la parte izquierda se crearon líneas punteadas amarillas en el gráfico, éstas muestran los tiempos que se tienen en dicha tabla.

De igual forma el gráfico de producción ahora representa el caudal ingresado y está delimitado por las líneas amarillas punteadas.

Al seleccionar esta herramienta se puede arrastrar estas líneas hasta el punto de presión que marca el inicio/fin de un periodo.

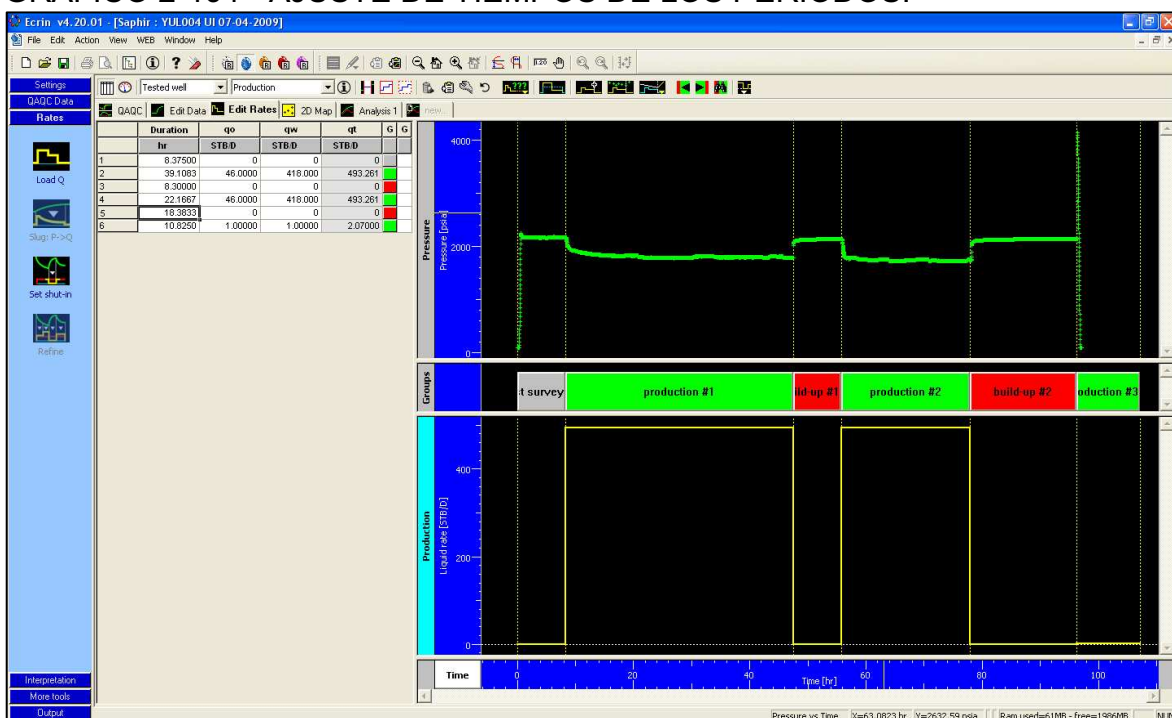
GRÁFICO 2-193 - DETERMINACIÓN DE LOS PERIODOS DE FLUJO Y CIERRE.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 2-194 muestra la corrección de los tiempos de forma manual, la última línea amarilla en el extremo derecho corresponde al último periodo de flujo que no es real, fue un artificio para poder mover la penúltima línea amarilla hasta la finalización del cierre definitivo. La última línea no se puede mover con la herramienta mencionada anteriormente, he ahí la razón de haber agregado un último dato de producción.

GRÁFICO 2-194 - AJUSTE DE TIEMPOS DE LOS PERIODOS.

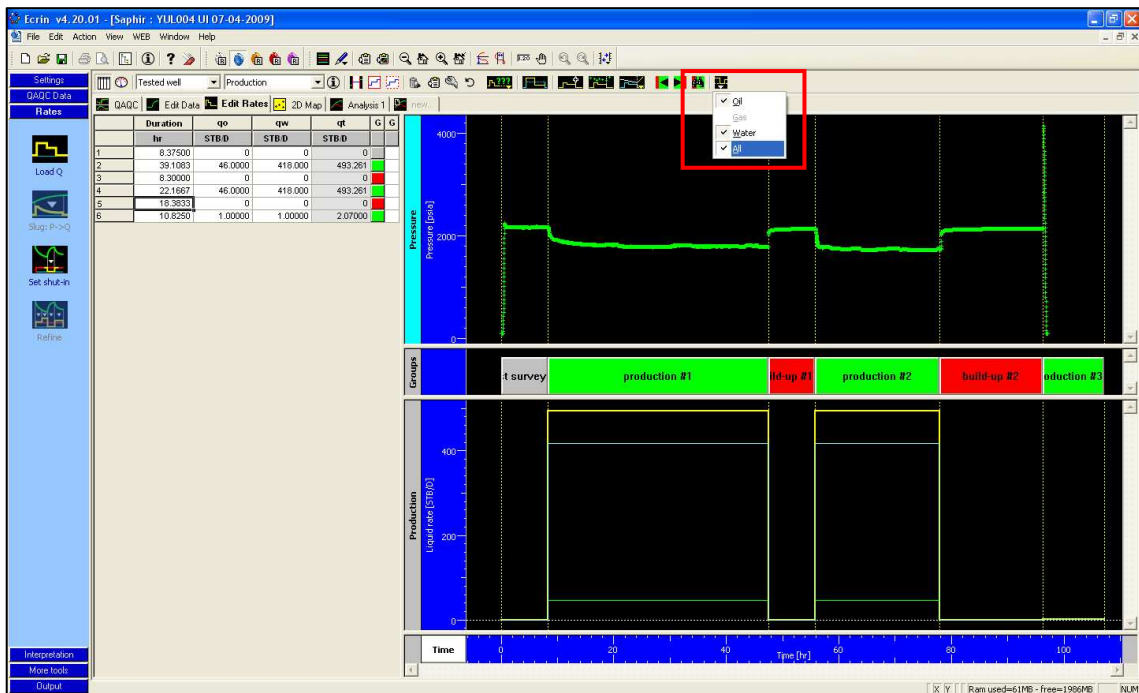


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

La gráfica de producción muestra el fluido total, si se desea visualizar la producción por fluido se puede hacerlo al dar clic en el último ícono de la barra de herramientas (ver recuadro rojo en gráfico 2-195).

Tras haber movido manualmente los tiempos se puede notar que esto no tiene precisión y que se debe poner con exactitud a cada uno de éstos. Si se hace un zoom (ver recuadro rojo en gráfico 2-196) en cada línea se puede ver esta diferencia, para corregir esto simplemente se debe volver a arrastrar la línea amarilla punteada hasta el punto donde empieza el siguiente periodo.

GRÁFICO 2-195 - VISUALIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-196 - IMPRECISIÓN EN LOS TIEMPOS.

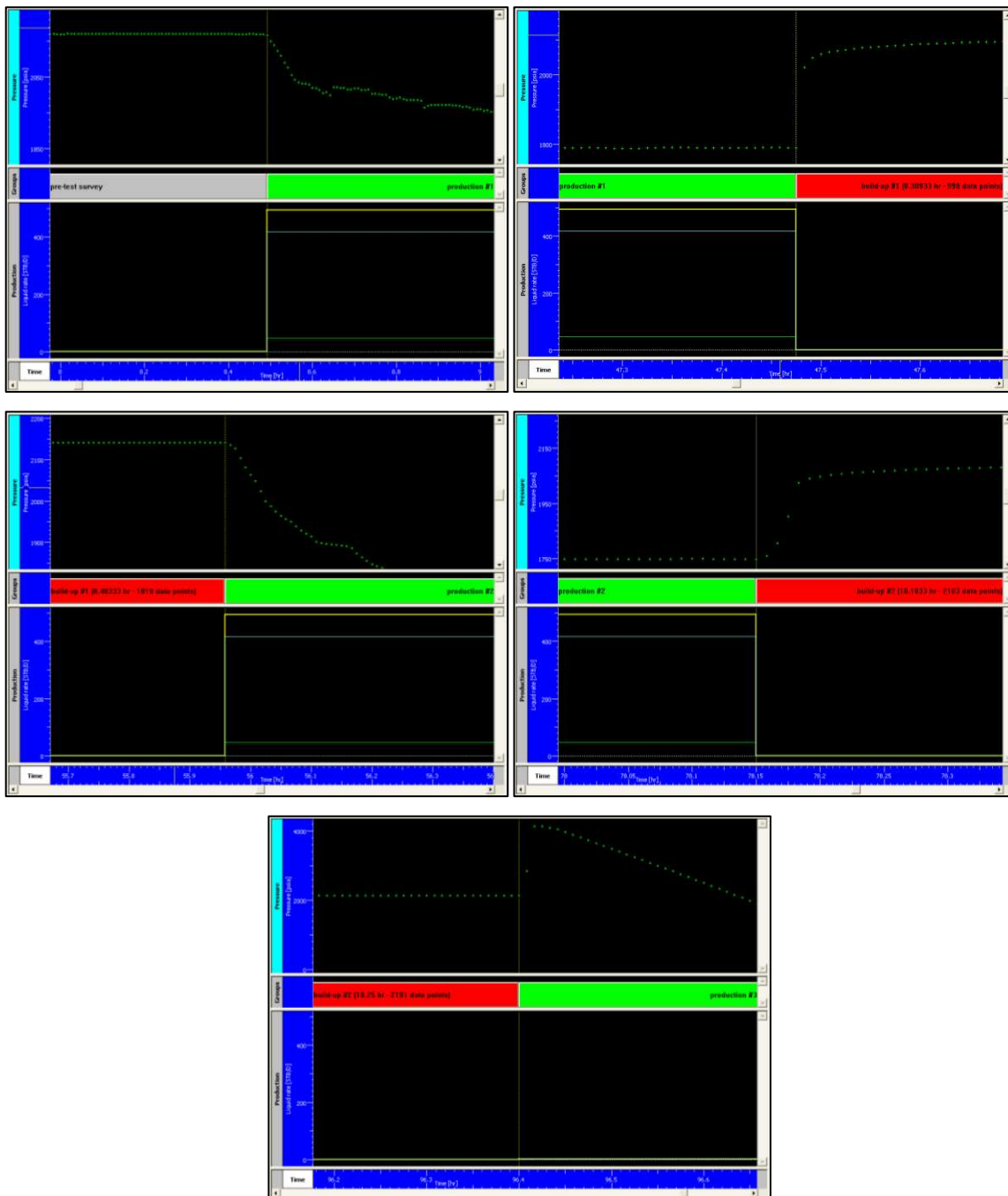


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 2-197 muestra la corrección individual de forma secuencial, después de que ingresa la herramienta se pone a producir al pozo y esto se ve claramente en

la disminución de presión hasta que se lo cierra nuevamente y la presión se eleva. Después de haberlo cerrado se lo vuelve a poner en producción y la presión decae para finalmente tener el cierre definitivo y posteriormente recuperar las memorias.

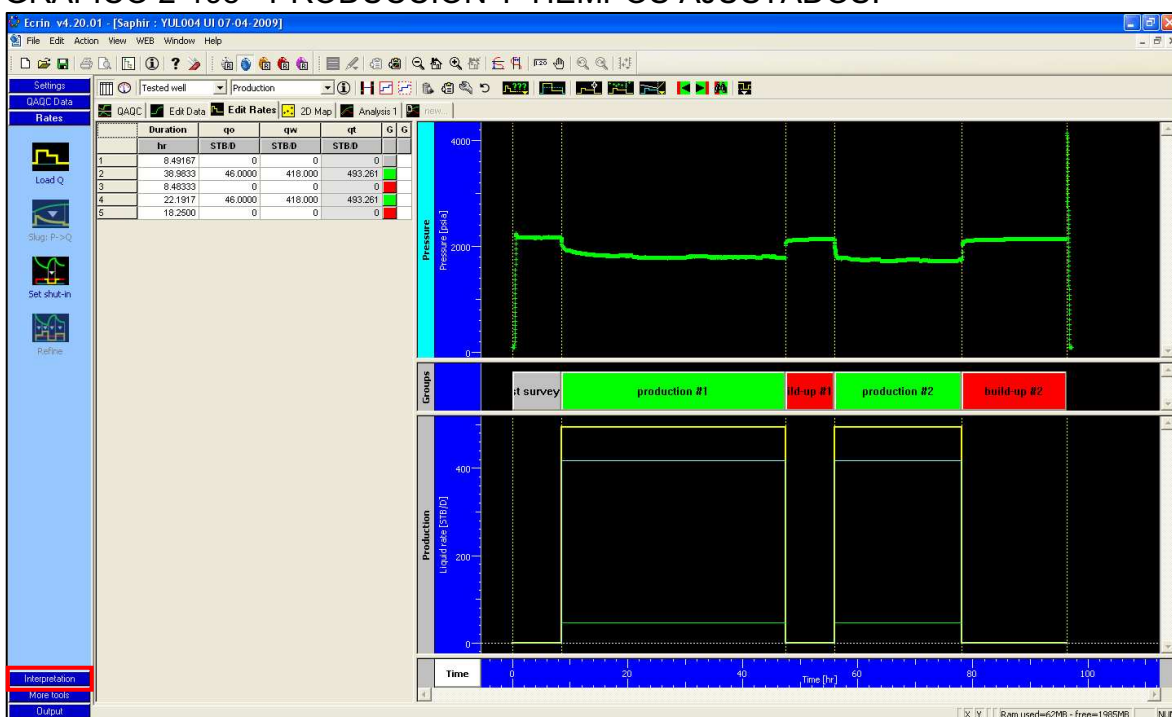
GRÁFICO 2-197 - AJUSTE MANUAL DE LOS TIEMPOS.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Cuando ya se tiene definido de forma exacta cada periodo se puede eliminar el último periodo de flujo que se había ingresado, poniendo en cero los datos de la tabla o dando clic derecho en la fila 6 y seleccionando “delete” (ver recuadro rojo en gráfico 2-192) El gráfico 2-198 muestra la producción y tiempos ajustados con los datos de presión y la finalización del proceso de importación de datos. El siguiente paso es realizar la interpretación de los datos, el recuadro rojo muestra el botón “Interpretation”, al dar clic en él cambiamos la pantalla a la pestaña “Analysis 1”. Aquí tenemos todas las herramientas para realizar la interpretación y crear el modelo analítico.

GRÁFICO 2-198 - PRODUCCIÓN Y TIEMPOS AJUSTADOS.

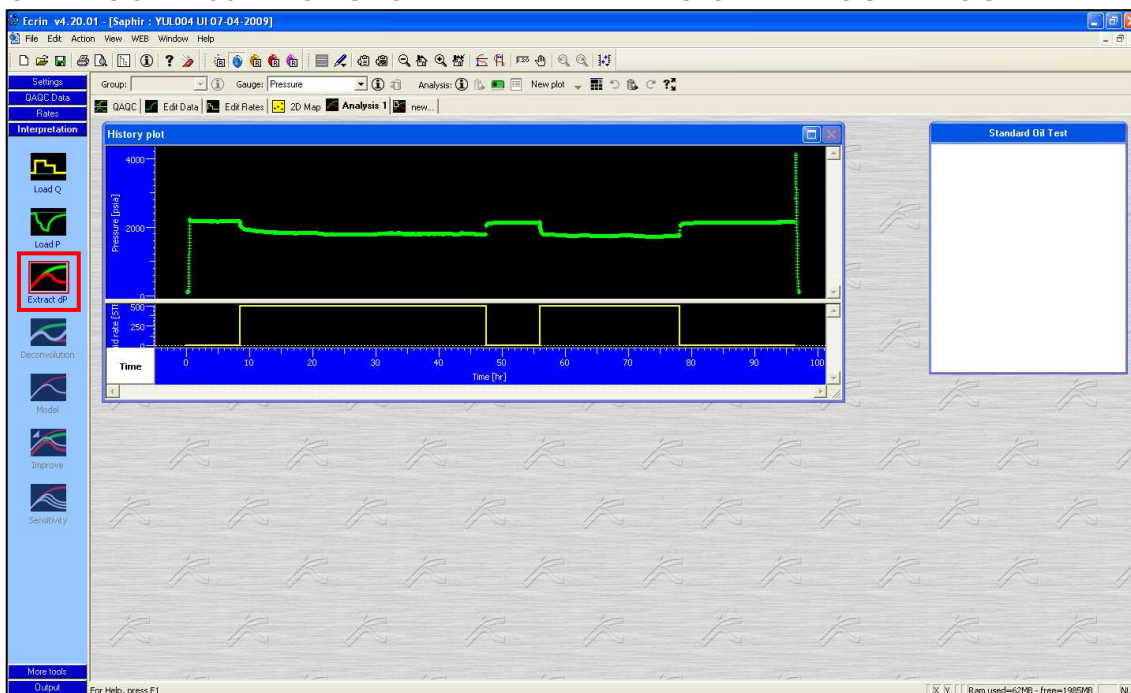


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

2.9.3. GENERACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO

El primer paso a realizarse es extraer la derivada del build up, para lo cual se da clic en “Extract dP” (ver recuadro rojo en gráfico 2-199). Como ya se lo había mencionado antes, SAPHIR sugiere hacer esto como siguiente paso enmarcando al ícono con color rojo.

GRÁFICO 2-199 - MÓDULO DE INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS.



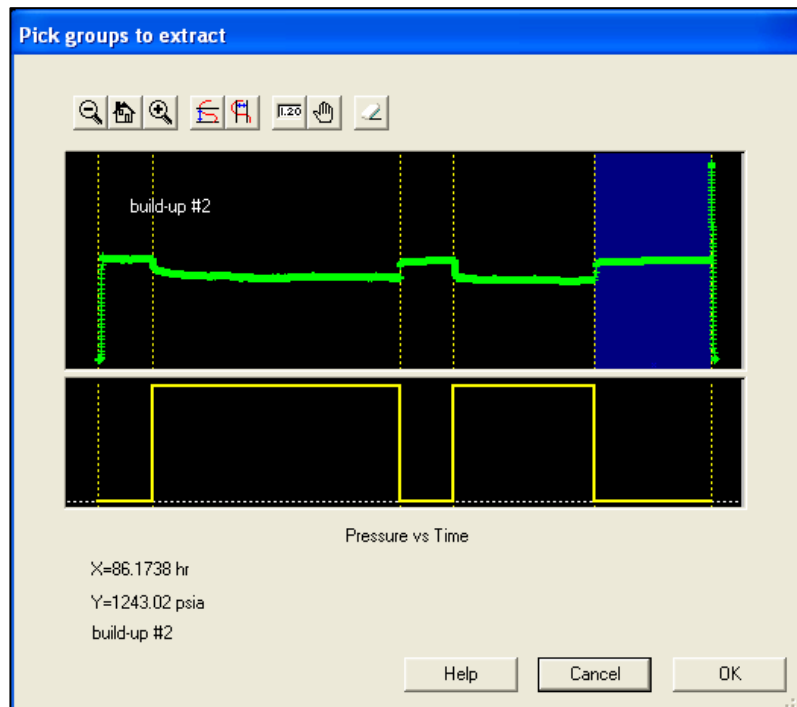
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 2-200 muestra el cuadro de diálogo para extraer la derivada de la presión, aquí se selecciona los datos de presión del cual proviene el build up (si se tiene datos de más de un sensor ingresados), también se escoge de cuál build up hacer el análisis. Si se da clic en el botón negro con la cruz, se abre otra ventana (gráfico 2-201) en la cual se selecciona el/los build up para ser usados en el análisis.

GRÁFICO 2-200 - EXTRACCIÓN DE LA DERIVADA DE LA PRESIÓN.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-201 - SELECCIÓN DE B'UP PARA LA EXTRACCIÓN.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El build up que se encuentra seleccionado es el #2, si se quiere seleccionar al #1 solo se debe dar clic en el gráfico en la parte negra correspondiente al mismo. Cuando se tiene seleccionado al build up y se hace la extracción de la derivada, aparece otra ventana para editar los parámetros de extracción (ver gráfico 2-202).

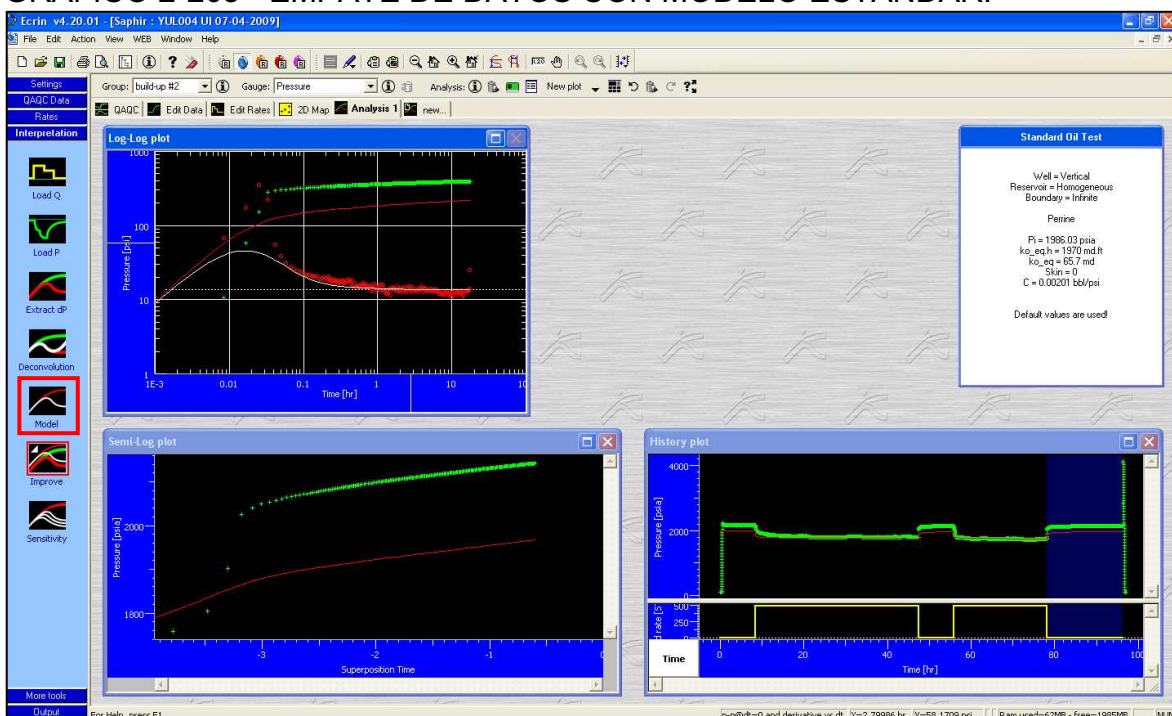
GRÁFICO 2-202 - PARÁMETROS DE VISUALIZACIÓN DE LA DERIVADA.

The screenshot shows a dialog box titled "Extract dP - extraction parameters". The dialog displays parameters for gauge <Pressure> and group <build-up #2>. The parameters are: Smoothing: 0.1, Filtration (pts/cycle): 100, P at dt=0: 1747.91 psia, and Initial Pressure: 4135.46. The dialog includes buttons for "Help", "Cancel", and "OK".

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Tras extraer la derivada se puede ver el comportamiento de la misma y tener una idea del tipo de modelo a usarse. En el caso del pozo YUL004 la derivada no muestra comportamiento de heterogeneidades ni tampoco presencia de límites. El siguiente paso es crear el empate con el modelo analítico para lo cual se da clic en “Model” (ver recuadro rojo en gráfico 2-203). Al hacer esto aparece una ventana con todos los tipos de modelos analíticos, si generamos un modelo con los parámetros estándar (pozo vertical, reservorio homogéneo y sin presencia de límites) se tiene el empate del gráfico 2-203.

GRÁFICO 2-203 - EMPATE DE DATOS CON MODELO ESTÁNDAR.

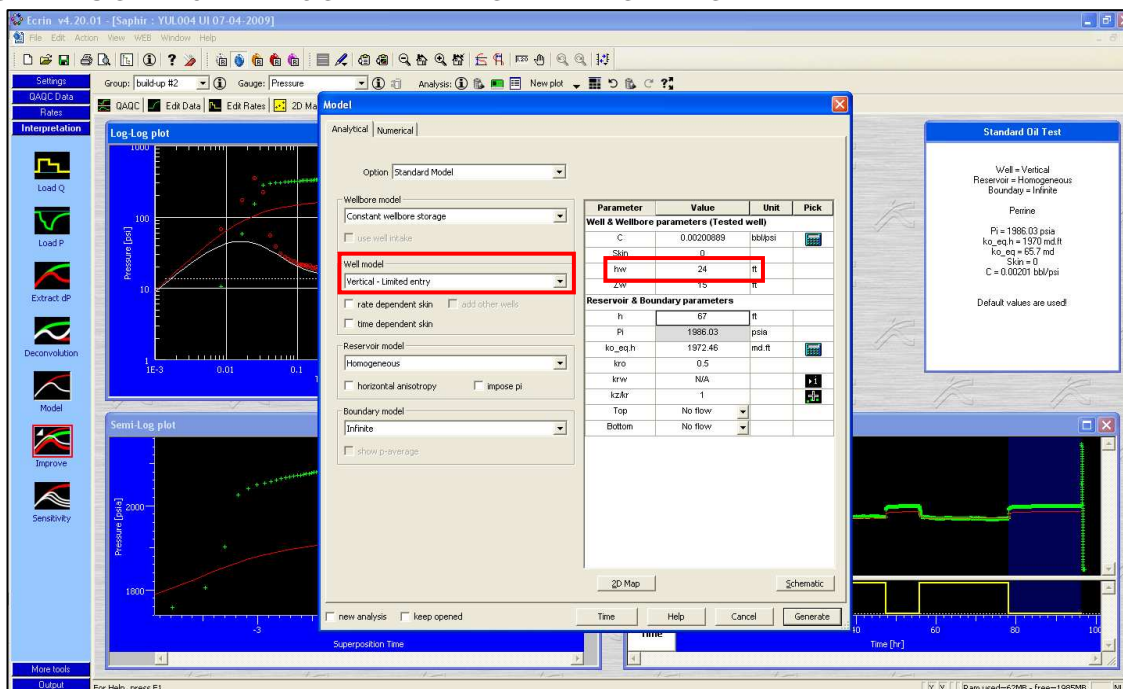


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Sin embargo, el pozo YUL004 tiene penetración parcial por los disparos en la arenisca “U” Inferior, lo cual es consistente con el flujo esférico observable en la derivada, no se ve heterogeneidades ni tampoco efecto de límites en la región de tiempos tardíos.

Estos parámetros se ingresan en un nuevo modelo, seleccionando “Vertical - Limited entry” e ingresando el valor de los intervalos disparados (24 ft) (ver recuadros rojos en gráfico 2-204).

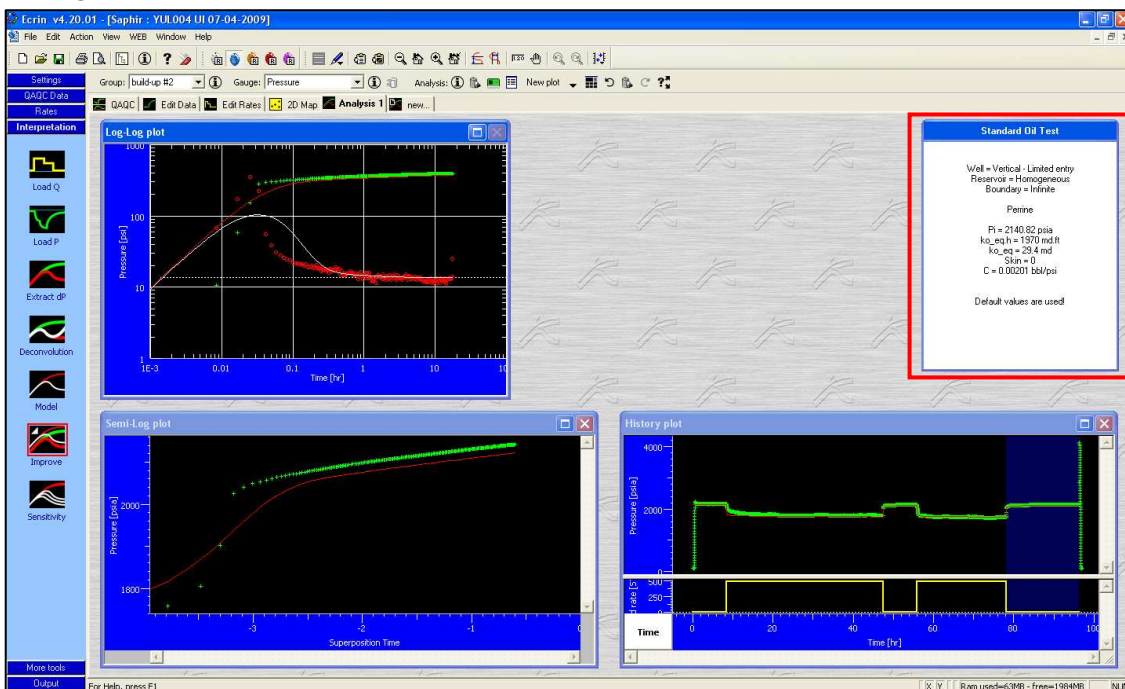
GRÁFICO 2-204 - MEJORAMIENTO DEL MODELO.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 2-205 muestra el ajuste que se tiene al seleccionar el modelo adecuado para el pozo y los resultados de la interpretación (ver recuadro rojo).

GRÁFICO 2-205 - EMPATE DE DATOS CON EL MODELO DE PENETRACIÓN PARCIAL.

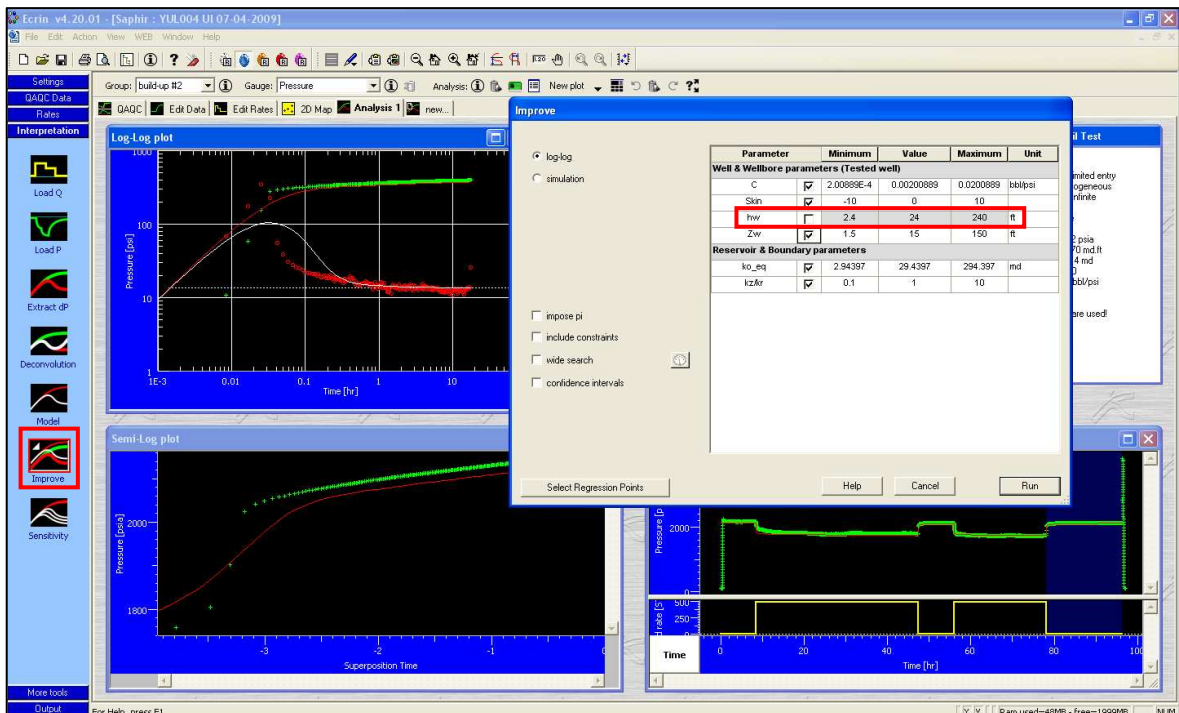


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

SAPHIR posee una herramienta para mejorar el empuje del modelo, “Improve”, éste es el siguiente paso que el software nos sugiere hacer (ver recuadro rojo a la izquierda en gráfico 2-206). Este mejoramiento hace regresiones lineales variando los valores de los parámetros del modelo de ajuste, es decir variando el coeficiente de almacenamiento, el daño, la permeabilidad, etc., para tener un mejor empuje.

Dado que nuestro modelo presenta penetración parcial y conocemos el intervalo disparado, este es un valor confiable y no debe ser modificado, por eso no se lo selecciona (recuadro rojo a la derecha).

GRÁFICO 2-206 - MEJORAMIENTO DEL MODELO.



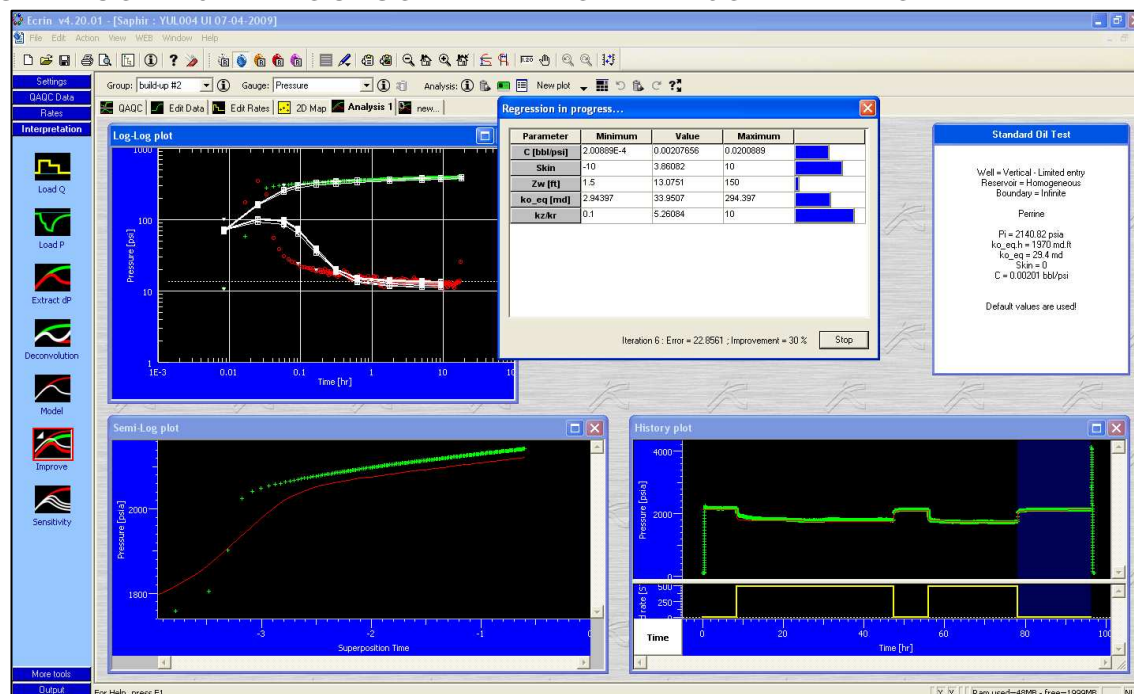
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Al ejecutar el mejoramiento, se puede apreciar cómo el software varía los parámetros y muestra el porcentaje de error para disminuirlo con cada iteración (ver gráfico 2-207).

Después de realizar la regresión lineal se puede comparar el mejoramiento del empuje, el en gráfico 2-208 se puede apreciar las diferencias en ambos y lo más

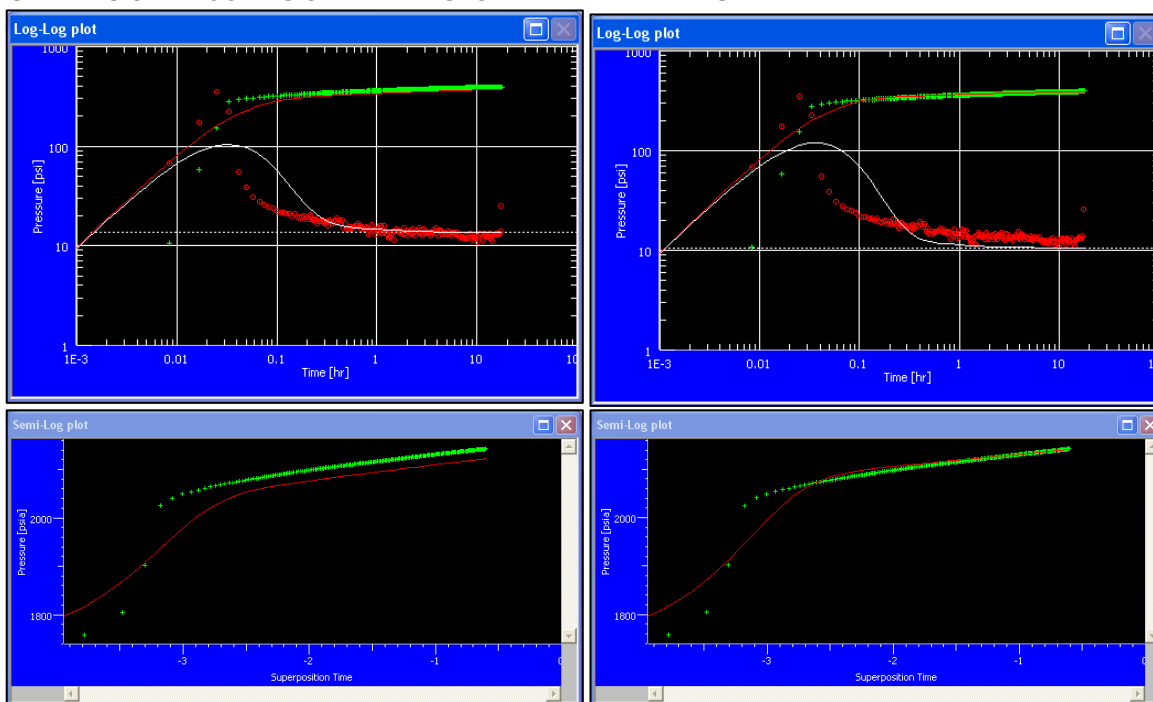
representativo es el ajuste de la gráfica semi-log donde el modelo y los datos de presión se ajustan al final.

GRÁFICO 2-207 - PROCESO ITERATIVO DE MEJORAMIENTO.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-208 – COMPARACIÓN DE EMPATES.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Como se puede apreciar en la derivada, el almacenamiento no corresponde a un modelo constante sino variable, para mejorar el empate se debe seleccionar este modelo. Cuando se realiza este cambio se debe poner atención a los parámetros del almacenamiento variable como el tiempo al cual ocurre el cambio y la razón entre el almacenamiento inicial y final (ver gráfico 2-209).

GRÁFICO 2-209 – MEJORA DEL MODELO DE ALMACENAMIENTO Y PARÁMETROS ADICIONALES.

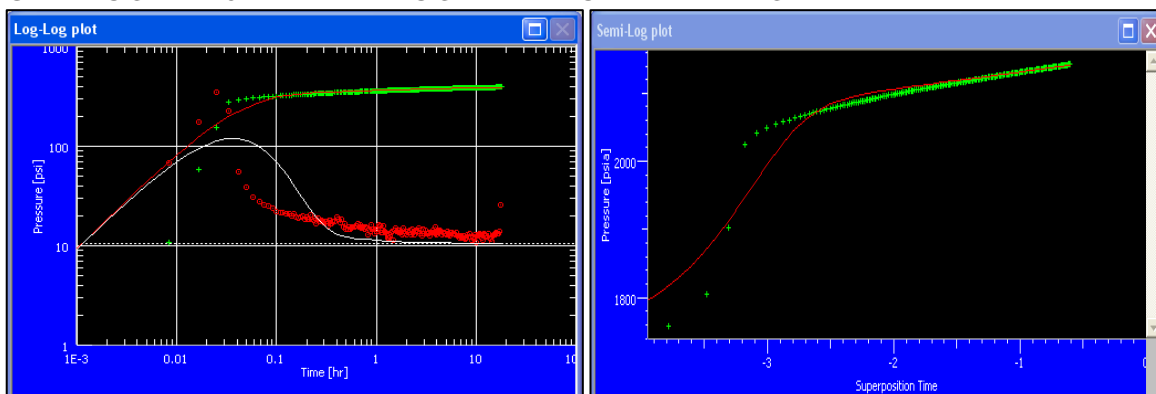
Parameter	Value	Unit	Pick
Well & Wellbore parameters (Tested well)			
C	0.00206787	bb/psi	
CUCf	1		
delta_t	1.66201E-5	hr	
Skin	4.301		
hww	24	ft	
Zw	12.0588	ft	
Reservoir & Boundary parameters			
h	67	ft	
Pi	2155.66	psia	
ko_eq,h	2551.94	md.ft	
kro	0.5		
krw	N/A		
kzkr	1.30956		
Top	No flow		
Bottom	No flow		

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 2-210 muestra el empate con el modelo de almacenamiento variable, como se puede observar no se tiene un mejor ajuste pero la recomendación es siempre correr el mejoramiento para que los parámetros de almacenamiento también influyan en el empate.

El gráfico 2-211 muestra la inclusión de los parámetros de almacenamiento variable para la regresión lineal y también se recalca el no incluir los intervalos disparados.

GRÁFICO 2-210 - EMPATE CON ALMACENAMIENTO VARIABLE.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-211 - MEJORAMIENTO DEL EMPATE CON ALMACENAMIENTO VARIABLE.

Improve

log-log
 simulation

impose pi
 include constraints
 wide search
 confidence intervals

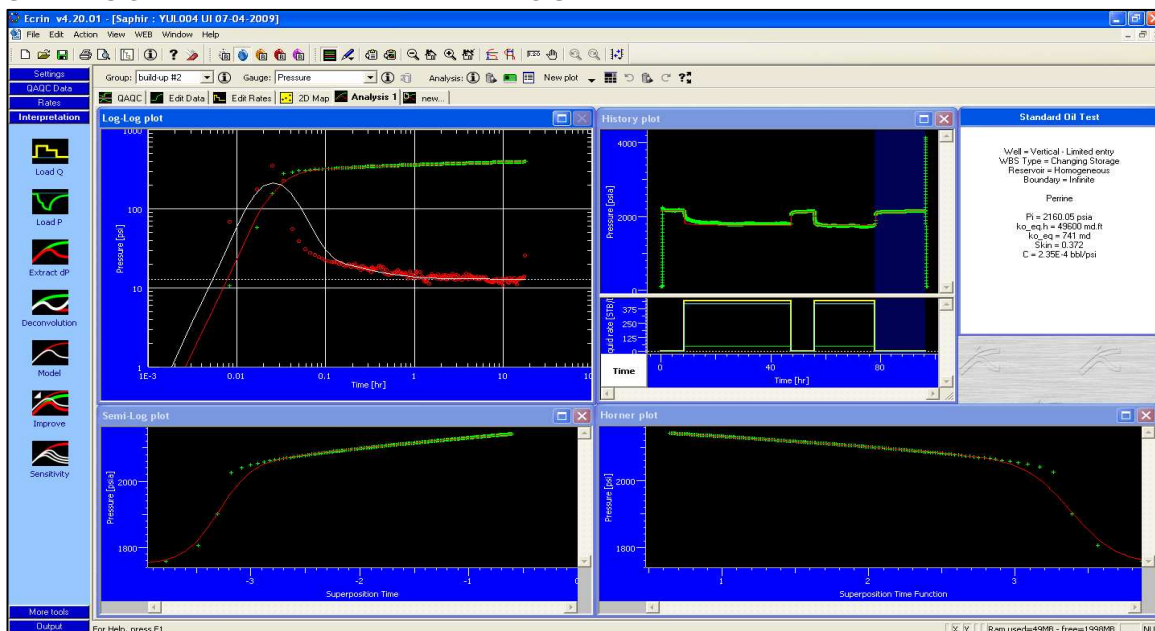
Parameter	Minimum	Value	Maximum	Unit
Well & Wellbore parameters (Tested well)				
C	<input checked="" type="checkbox"/>	2.06787E-4	0.00206787	0.0206787 bbl/psi
Ci/Cf	<input checked="" type="checkbox"/>	0.1	1	10
delta_t	<input checked="" type="checkbox"/>	1.66201E-6	1.66201E-5	1.66201E-4 hr
Skin	<input checked="" type="checkbox"/>	-5.699	4.301	14.301
hw	<input type="checkbox"/>	2.4	24	240 ft
Zw	<input checked="" type="checkbox"/>	1.20588	12.0588	120.588 ft
Reservoir & Boundary parameters				
ko_eq	<input checked="" type="checkbox"/>	3.80887	38.0887	380.887 md
kz/kr	<input checked="" type="checkbox"/>	0.130956	1.30956	13.0956

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Un punto muy importante que se debe recalcar aquí es que el software no hace la interpretación sino el ingeniero y que los resultados que se obtienen son producto del criterio que se tenga. La opción de mejoramiento ayuda a ahorrar el tiempo consumido para disminuir el error del empate, puede parecer que el software realiza siempre el empate pero lo que en realidad hace es acercarnos a la respuesta que más disminuya el error sin ningún otro criterio.

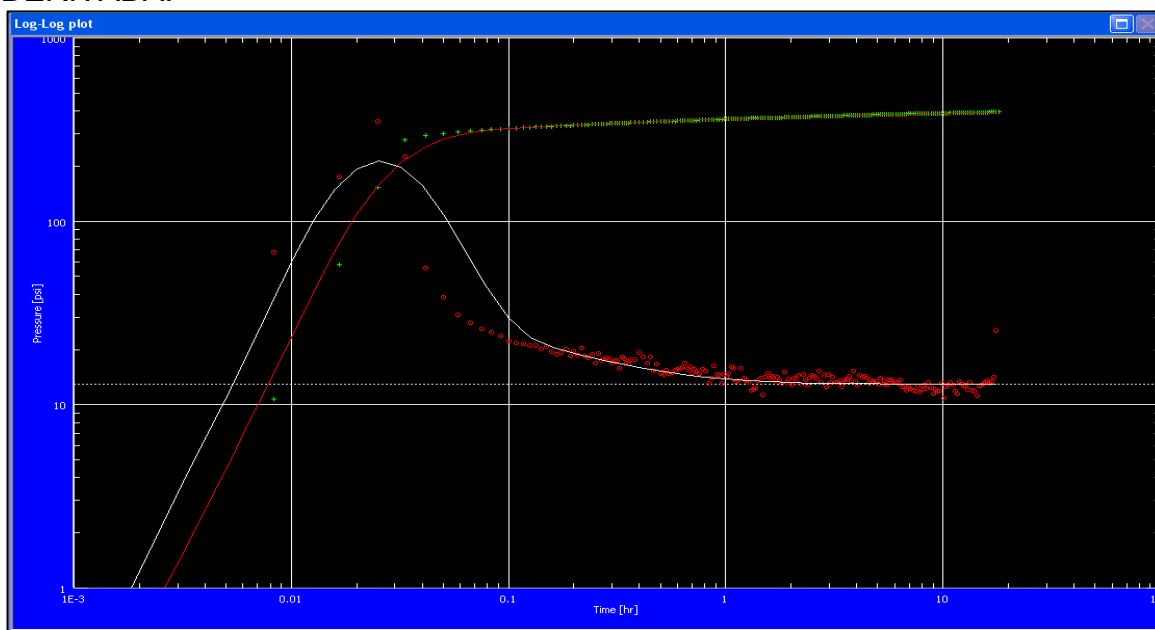
Tras realizar varias pruebas y manteniendo siempre los datos confiables de la prueba, se tiene el ajuste más satisfactorio del pozo YUL004 (ver gráficos 2-212, 2-213, 2-214, 2-215 y 2-216).

GRÁFICO 2-212 - EMPATE DE DATOS.



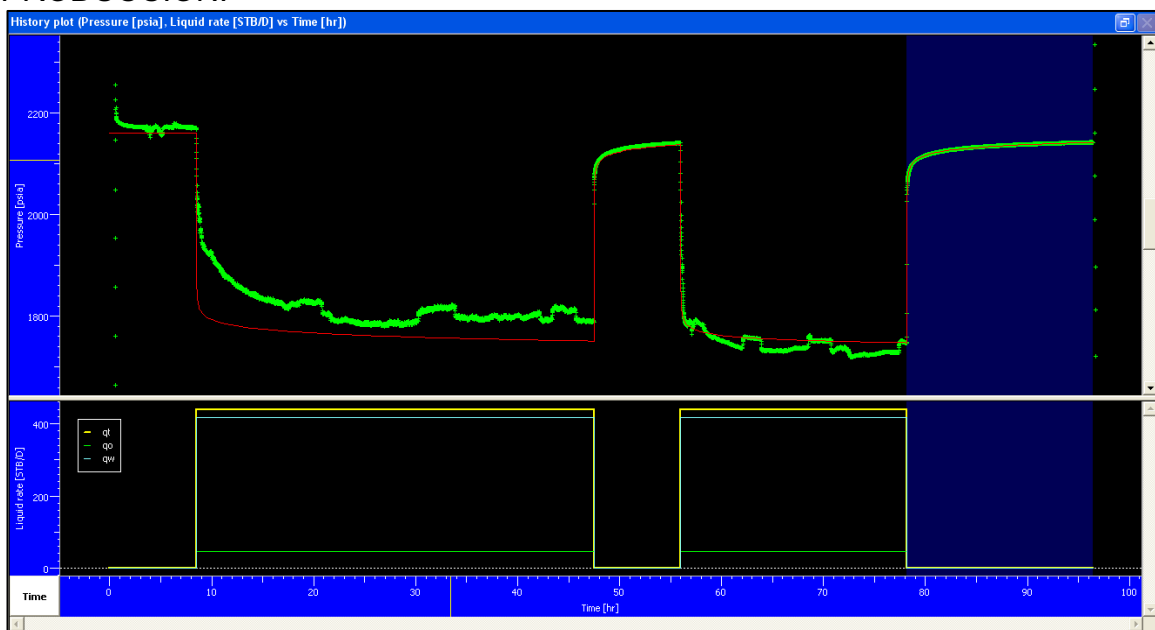
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-213 - EMPATE SATISFACTORIO DEL GRÁFICO DE LA DERIVADA.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 2-214 - EMPATE SATISFACTORIO DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

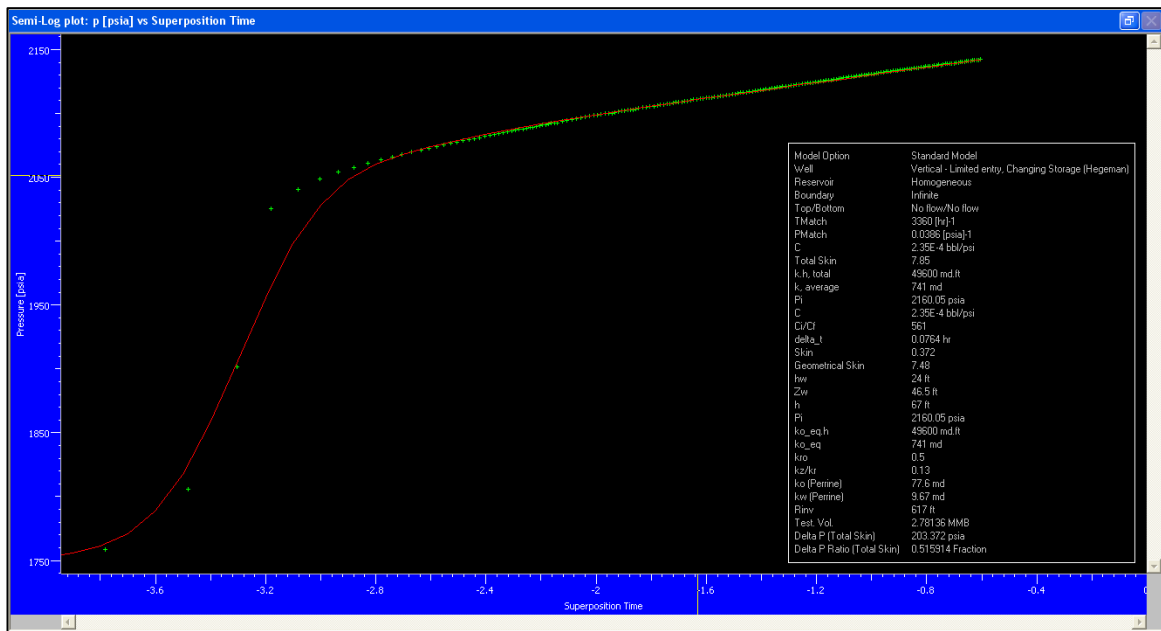
GRÁFICO 2-215 - ANÁLISIS DE HORNER.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Como se puede ver en el gráfico 2-215, también se puede hacer un análisis con Horner y no solamente con este método sino otros tipos de gráficos (MDH, tipo tándem, con raíz cuadrada del tiempo e incluso un gráfico propio del intérprete).

GRÁFICO 2-216 - EMPATE SATISFACTORIO DEL GRÁFICO SEMI-LOG.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

CAPÍTULO III

RECOPIACIÓN, ANÁLISIS, ESTANDARIZACIÓN, INTERPRETACIÓN Y REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA VÁLIDAS PARA LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS CULEBRA-YULEBRA Y ANACONDA.

3.1. HISTORIAL DE PRUEBAS DE PRESIÓN

El campo Culebra-Yulebra-Anaconda tiene en su base de datos, los registros de las pruebas de presión que han sido realizadas a lo largo de la vida del campo; estos datos han sido ingresados en el programa AS400, que maneja la subgerencia de exploración y desarrollo de EP Petroecuador. El anexo No 9 muestra la recopilación de estos datos en forma ordenada y secuencial.

3.2. ESTANDARIZACIÓN DE LAS PRUEBAS VÁLIDAS

El listado de las pruebas de B'UP es una guía para acceder a los datos de los Memory Gauge ya que de esta forma validamos los datos que se pueden usar, si se tiene conocimiento de que en una fecha dada se realizó un B'UP se tratará de ubicar el archivo que contenga los datos de tiempo, presión y temperatura que entregan las compañías de servicios. Aunque se tengan registros de las fechas en las que se realizaron los B'UP, lo que en realidad es importante son éstos datos asociados a las pruebas.

La disponibilidad de dichos datos depende del manejo que se le ha dado a los archivos a lo largo de los años, es así que tras recaudar la información se procedió a completar ciertos vacíos en los parámetros necesarios para alimentar

el análisis de una prueba de presión transitoria. La tabla 3-1 muestra el resultado de la validación y la disponibilidad de datos por arenisca para realizar una reinterpretación.

Con los datos obtenidos, los reportes de las interpretaciones entregadas por las compañías prestadoras de servicio y la disponibilidad de los datos de los Memory Gauge, se determina que los B'UP no aptos para la reinterpretación son los siguientes:

- ANA001 08/10/2006
- YUL016D 24/02/2010
- CUL011D 25/04/2010

Estos son los B'UP que carecen de la información mínima necesaria para incluirlos en la reinterpretación (espacios color rojo en tabla 3-1).

3.3. INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE B'UP

La tabla 3-2 resume el resultado de las anteriores interpretaciones ingresados en la base de datos de la subgerencia de exploración y desarrollo. Estos análisis fueron realizados por el personal de las empresas de servicios que tomaron el registro de presiones en campo y por el propio personal de EP Petroecuador.

La cantidad de datos y su variación en cuanto a valor, estarán sujetos a una evaluación mediante una reinterpretación. Analizando la tabla anterior se puede concluir que uno de los métodos más usados para el análisis de pruebas de presión transitoria es el gráfico de Horner.

Durante la reinterpretación se tomará en cuenta el gráfico de Horner pero se lo validará con el análisis de gráficos semi-logarítmicos y el análisis de la derivada que brindan una mayor precisión y seguridad en los resultados.

TABLA 3-1 - ESTANDARIZACIÓN Y VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA PARA EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA, POR ARENISCAS PRODUCTORAS.

POZO	FECHA	ARENISCA	Qt [BFPD]	Qo [BPPD]	Qw [BAPD]	API	BSW %ht [ft]	ϕ	rw [ft]	Intervalo Perforado	Prof Electrónicas [ft]	T [°F]	FALTA REPORTE	FALTA B'UP DATA
ANA001	08/10/2006	BT	456	392.16	63.84	21	14	0.180	0.41	8820-8834	8729	212		
CUL004	19/06/2010	BT	432	-	18.5	-	16	0.150	0.29	8962-8978	9766	219.57		
YUL008D	11/04/2010	BT	312	115.44	196.56	20	63	0.200	0.58	9348-9353 9366-9372	9158	206		
YUL016D	24/02/2010	BT	-	410.881	-	19.7	-	0.180	0.29	9172-9178	8981	210		
YUL017D	26/11/2009	BT	312	246.48	65.52	21	17	0.145	0.58	9967-9680	9517	204		
POZO	FECHA	ARENISCA	Qt [BFPD]	Qo [BPPD]	Qw [BAPD]	API	BSW %ht [ft]	ϕ	rw [ft]	Intervalo Perforado	Prof Electrónicas [ft]	T [°F]	FALTA REPORTE	FALTA B'UP DATA
ANA001	16/12/2004	UI	1176	165	1011	19.6	86	0.2	0.41	9572-9584	9467	230		
ANA002	04/01/2011	UI	960	307.2	6252.8	24	68	0.14	0.29	9586-9590 9592-9602	9356	232		
CUL004	30/08/2001	UI	648	85	563	18	87	0.16	0.29	9694-9730	8841	228.66		
CUL004	21/04/2003	UI	629	252	377	21.1	60	0.16	0.29	9694-9745	9591	228.66		
CUL006	23/04/2002	UI	480	298	82	18.4	17	0.182	0.29	9660-9740	9635	220.7		
CUL006	29/09/2002	UI	504	312	192	18.4	38	0.182	0.29	9660-9740	9653	225.57		
CUL006	14/10/2002	UI	696	668	28	18.4	4	0.182	0.29	9660-9740	9583	222.4		
CUL006	05/01/2004	UI	227	108	119	19.4	52	0.182	0.29	9660-9740	9225	223.5		
CUL007D	09/06/2009	UI	408	241	167	18	41	0.17	0.291	10020-10064	10042	225		
CUL007D	21/06/2009	UI	312	37.4	274.6	18.3	88	0.17	0.291	10020-10064	10004	225		
CUL009D	26/12/2009	UI	312	200	112	16.4	36	0.15	0.29	9928-9976	9710	224		
CUL010H	27/10/2009	UI	408	199.92	208.08	18	51	0.14	0.41	10820-SECCIÓN HORIZ	9501	211		
CUL013H	29/03/2010	UI	576	449.28	126.72	17.3	22	0.29	0.29	11012-12013	9212	213		
YUL004	07/04/2009	UI	464	46	418	23	90	0.17	0.29	9542-9548 9552-9570	9356	226		
YUL005	25/01/2006	UI	336	100.8	235.2	18.5	70	0.18	0.41	9646-9670	9658	226		
YUL007	04/11/2002	UI	504	246.96	257.04	22	51	0.214	0.29	9570-9620	9449	225.13		
YUL009D	10/07/2009	UI	312	212.16	99.84	22	32	0.16	0.41	9862-9924	9717	231		
YUL015D	20/12/2009	UI	336	147.84	188.16	20	56	0.13	0.29	9866-9910	9642	225.25		
YUL016D	24/07/2009	UI	336	60.48	275.52	15	82	0.12	0.29	9914-9930	9757	222		
YUL016D	30/10/2009	UI	144	132.48	11.52	19	8	0.12	0.41	9914-9930	9805	226		
POZO	FECHA	ARENISCA	Qt [BFPD]	Qo [BPPD]	Qw [BAPD]	API	BSW %ht [ft]	ϕ	rw [ft]	Intervalo Perforado	Prof Electrónicas [ft]	T [°F]	FALTA REPORTE	FALTA B'UP DATA
ANA002	01/11/2008	TI	1680	1663	17	28	1	0.13	0.29	9846-9870 9894-9901	9647	230		
ANA002	10/03/2009	TI	480	298	182	28	38	0.13	0.29	9845-9870 9884-9901	9715	230		
CUL009D	07/12/2009	TI	600	522	78	24.2	13	0.125	0.29	10170-10184	9785	223		
YULRW1D	17/02/2009	TI	240	154	86	19.7	36	0.12	0.29	10522-10530	10041	225		

TABLA 3-1 - CONTINUACIÓN

POZO	FECHA	ARENISCA Qt [BFPD]	Qo [BPPD]	Qw [BAPD]	API	BSW %ht [ft]	Φ	rw [ft]	Intervalo Perforado	Prof Electrónicas [ft]	T [°F]	FALTA REPORTE	FALTA B'UP DATA
ANA003	23/01/2004	HS	408	359	49	27.5	12	19	0.16	0.29	237		
POZO	FECHA	ARENISCA Qt [BFPD]	Qo [BPPD]	Qw [BAPD]	API	BSW %ht [ft]	Φ	rw [ft]	Intervalo Perforado	Prof Electrónicas [ft]	T [°F]	FALTA REPORTE	FALTA B'UP DATA
ANA002	24/09/2007	HI	1344	282	1062	29.3	79	30	0.18	0.41	238		
CUL011D	25/04/2010	HI	3600	3528	72	31.4	2	5	0.15	0.29	234		

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

TABLA 3-2 - RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES

POZO	FECHA	ARENISCA	Pwf(mp)	Pr(mp)	S	S _T	m	I _{Pinicial}	I _{Pactual}	Δp_{skin}	ko	TIPO DE PRUEBA
ANA001	18/04/1991	HI	3853	4475		12.43					517	
ANA001	07/08/1991	HS	3744	4399		19.51		2.21	0.78			
ANA001	27/04/1992	HS+HI	1659.53	4591.53	12				0.34		36	
ANA001	31/07/1993	UI	2482.36	4058.36	21	22	59	2	1		37	
ANA001	24/07/1995	UI	1962	3351	26	28	43	3	0.79	1389	346	JET-10A
ANA001	17/12/2004	UI	2431	3262	19.4	19.4	34	5.95	1.42	2718	2083	
ANA001	10/08/2006	BT	1063	1663	5.5	5.5	515	1.29	0.76	600	900	
ANA001	05/09/2008	BT	693	1149	-0.72	-0.72	103.4		0.47		89	
ANA002	29/06/1994	HS	3636	4303					3.67		384	
ANA002	06/02/1996	HS	3831	4250	1.1	5.5	37.6	2	1.48	419	128	F.N.
ANA002	12/12/1996	HS	3928	4287	3.6	8.3	24.1	2.6	1.4	359	138	F.N.
ANA002	15/12/1996	HS	3840	4210		3.7	38.8	1.13	1.14	370	80	F.N.
ANA002	26/09/2007	HS	3291	4187	15	15	5.7	1.27	1.5	896	1340	
ANA002	01/11/2008	TI	3158	3709	4	4	83	6.4	3.05	288	204	
ANA002	10/11/2008	TI	3179.8	3733.8								
ANA002	10/03/2009	TI	1247	1745	6.61	6.61	39.4	0.77	0.96		59	B'UP
ANA002	08/01/2011	TI	1841	2832	10	10	61		0.97		550	B'UP
ANA003	08/02/1994	HS	655	2603	4.7				0.21		249	
ANA003	26/07/1998	HS	427	4040	2.9	4.5	388.8	0.12	0.08	3613	22	JET
ANA003	29/07/1998	HS	730	4133		3.3	402.9	0.17	0.17	3403	15	JET-E8
ANA003	23/01/2003	HS	527	3591	29.9	29.9	95	0.67	0.13	3064	183	
ANA004	12/12/1993	TS	1462	4192		2	338		0.14		22	JET-9A
ANA004	21/12/1993	UI	2138.0	3721	41	43	36		0.12		122	JET-9A
CUL001	06/09/1995	UI	2310	3317					0.71			JET-10A
CUL001	16/04/2001	UI	1370.7	1863	2.49	2.49	52.74	109	-0.03	4446	1765	ELECTRONIC
CUL002	03/04/1996	BT	1003	1691		-0.1	96.6	1.2	1.22	688	75	JET
CUL002	14/07/1997	UI	1908	2751	9.8	14.9	43.7	1.42	0.6	843	913	JET
CUL002	18/07/1997	BT	1279	1687	0.1	1.6	44.4	1.78	1.53	408	280	JET-D6
CUL002	30/12/1997	BT	2010.0	2141		-2.2	18.3	8.7	6.78	131	416	JET
CUL002	06/09/1998	UI	1807	2439		0.2	100	1.12	1.18	632	737	JET-E8
CUL003	14/04/1997	TI	862.05	3930.05								
CUL003	23/04/1997	UI	2077.93	2687.93	4.5							JET-D6
CUL003	22/04/2002	UI	1403	1841	10.5	10.5	24	237	1.1	219	645	
CUL004	20/09/1995	TI	215.0	4191	21	24	144		0.05	3976	20	JET-11A
CUL004	24/09/1995	UI	2037	3101	6	7	86	1	0.77	1064	104	JET-11A
CUL004	30/09/1995	BT	296.0	2108	3	6	153	1	0.33	1812	29	JET
CUL004	26/10/1997	UI	1366.0	2368	4.2	6	88.4	1.58	0.89	1002	995	JET
CUL004	09/07/2001	UI	936.86	1649.3		18.19	31.3	3.9	-0.01		52	B'UP
CUL004	30/08/2001	UI	1488	1864	3.25	3.25	41.17	2.36	1.72	116	51	B'UP
CUL004	22/04/2003	UI	1035	1670	6.2	6.2	43	1.79	0.99	635	232	
CUL004	01/05/2003	UI	1093	1600	8.3	8.3	38.64	2.22	1.04	279	100	
CUL004	23/06/2010	BT	1123.0	1411	-0.87	-0.87	47.61		1.5		304	B'UP
CUL005	13/08/2000	UI	1736.9	1933.88				1.79	1.12		929	
CUL006	22/04/2002	UI	1410.5	1831.51								
CUL006	02/05/2002	UI	1664	1838	11.4	11.4	10	5.33	2.21	102	502	EVALUACIÓN
CUL006	01/10/2002	UI	1467	1791	5.75	5.75	29	3.18	1.66	145	245	
CUL006	06/10/2002	UI	1452	1755	5.75	5.75	29	3.18	1.66	145	245	
CUL006	14/10/2002	UI	1339	1763	3.5	3.5	42	2.49	1.71	128	92	
CUL006	05/01/2004	UI	1240	1640	28.93	28.93	12.75	2.83	0.57	321	522	
CUL007D	11/06/2009	UI	955	1425	11	11	30.61	2.31	0.87		192	B'UP
CUL007D	21/06/2009	UI	1160	1535	4.3			1.154	0.68		49	
CUL009D	12/12/2009	TI	1521	3981					0.24			B'UP
CUL009D	26/12/2009	UI	1156	1345								
CUL010H	30/10/2009	UI	1590	1836	-1.45	-1.45	54	1.3	1.66		207	B'UP
CUL011D	25/04/2010	HI	4085	4355	29	29		13.3	13.33		7.107	

TABLA 3-2 - CONTINUACIÓN

POZO	FECHA	ARENISCA	Pwf(mp)	Pr(mp)	S	ST	m	IPinicial	IPactual	Δp_{skin}	ko	TIPO DE PRUEBA
CUL013H	07/04/2010	UI	1638	1868	-3.22	-3.22	43.62	2.43	2.5		23	B'UP
YUL001	10/09/1995	UI	2210.0	3181	29	31	28	5	1.11	971	714	JET-11A
YUL001	19/09/1995	BT	1512	1850	4	5	25	7	4.26	333	133	JET-11A
YUL002	12/04/1996	UI	1905	2909	3.8	5.6	83.7	1.75	1.08	1004	612	JET
YUL003	18/03/1995	UI	1342	2840			54		0.51	1.498	12	JET
YUL003	22/07/1997	UI	1774	2642	8.7	10.4	54.9	1.06	0.5	868	54	JET
YUL004	21/08/1995	UI	1869	3265	24.11	23.57	47.9	3.63	0.88	1396	166	JET
YUL004	06/05/1997	UI	2052	2790	4.5	5.4	69	2.31	1.37	738	125	JET
YUL004	01/01/2000	UI	1930	2597	10.7	10.7		2.92	1.22		709	
YUL004	07/04/2009	UI	1738	2133	5.97	5.97	33.73	1.16	1.28		44	
YUL005	27/06/1995	UI	2411	3183	3	5	73	3	2.02	772	161	JET
YUL005	05/02/1999	UI	1993.25	2665.25	5.7			2.82	1.58			
YUL005	25/01/2006	UI	1835	2162	15.7	15.7	15.6	2.9	1.03	327	230	ELECTRONIC
YUL006	10/09/1995	UI	2210	3181	13.11	17.42	44.2	2.81	1.11	971	268	JET-11A
YUL006	31/08/1996	UI	1743	2937	12	17.2	54.6	2.16	0.84	1194	64	JET
YUL007	07/05/1997	HS	1464	3561		0.69	405	0.36	0.41	2097	27	JET-E8
YUL007	27/11/1997	UI	2015	2512	1.91	2.86	23.7	2.75	2.08	497	152	JET-D7
YUL007	08/03/1998	UI	17	685	2.1	3.5	73.8	2.1	1.44	702	136	JET-D7
YUL007	04/11/2002	UI	1651	2214	1.62	1.62	79.4	1.07	0.9	104	35	
YUL008D	15/04/2010	BT	1180	1319	3.2	3.2	17	3.39	2.24		3480	B'UP
YUL009D	10/07/2009	UI	1492	1645	4	4	17.6	3.39	2.04		174	B'UP
YUL015D	20/12/2009	UI	1150	1562	4.94	4.94		0.81	0.82		32	B'UP
YUL016D	24/07/2009	UI	517	1694	7.19	7.19	329.33	0.35	0.29		100	B'UP
YUL016D	30/10/2009	UI	402	1667	-3	-3	652		0.14		15	B'UP
YUL016D	24/02/2010	BT	1140.44	1510.44								
YUL017D	28/11/2009	BT	1028	1350	0.85	0.85	52	1.09	0.97		518	B'UP
YULRW1D	17/02/2009	TI	1678	3810	18.8	18.8	104.24	0.37	0.11	2132	122	B'UP

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Grupo de Trabajo Auca, EP Petroecuador.

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

3.4. REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE B'UP

Las presentes reinterpretaciones son realizadas en el módulo SAPHIR, siguiendo el flujo de trabajo mostrado en el gráfico 3-1. Dado que se posee todos los datos de completación, petrofísica, PVT, registro de presiones y caudales individuales por prueba y por pozo, se procede a realizar el análisis correspondiente. Cabe recalcar que durante el desarrollo del presente proyecto se perforaron y completaron 3 pozos, estos son: ANA005D, YUL010D Y YUL013D. Para efectos de una mayor cantidad de datos y de un estudio lo más actualizado posible, se incluye las interpretaciones y su ingreso a las bases de datos de la subgerencia de exploración y desarrollo.

GRÁFICO 3-1 - FLUJO DE TRABAJO PARA LA REINTERPRETACIÓN.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El anexo No 10 resume la reinterpretación de todas las pruebas válidas y proporciona en detalle la calidad del ajuste realizado. Todos los gráficos y reportes se exportan directamente del módulo SAPHIR y son los datos que serán usados para poblar el modelo numérico del campo en el módulo RUBIS.

La tabla 3-3 resume los parámetros importantes generados a partir de la reinterpretación.

TABLA 3-3 - RESULTADOS DE LAS REINTERPRETACIONES

POZO	FECHA	ARENISCA	TIPO	ALMACENAMIENTO	RESERVOIRIO	LÍMITE	Pi [psi]	kh [mD-ft]	k [mD]	Daño C [bls/psi]
CUL004	19/06/2010	BT	VERTICAL	VARIABLE	DOBLE POROSIDAD	FALLA SIMPLE	1425.87	36700	1880	2.26 1.51E-04
YUL008D	11/04/2010	BT	VERTICAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	RECTÁNGULO	1367.23	33000	4470	3.24 6.95E-04
YUL010D	19/08/2011	BT	VERTICAL	VARIABLE	COMPOSICIONAL LINEAL	INFINITO	1304.56	2450	196	0.038 2.32E-04
YUL017D	26/11/2009	BT	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1358.02	12400	719	3.31 4.50E-05
ANA001	16/12/2004	UI	VERTICAL	VARIABLE	HOMOGENEO	RECTÁNGULO	3241.4	99100	3390	22 1.20E-04
ANA002	04/01/2011	UI	VERTICAL	VARIABLE	COMPOSICIONAL LINEAL	INFINITO	2867.62	60100	1910	19.1 4.70E-04
CUL004	30/08/2001	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1872.02	68600	1020	4.77 1.55E-05
CUL004	21/04/2003	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1641.11	37500	500	8.5 6.27E-04
CUL006	23/04/2002	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1851.16	37100	419	9.73 2.66E-04
CUL006	29/09/2002	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1743.93	50500	600	5.57 1.63E-03
CUL006	14/10/2002	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1761.38	45700	543	4 1.10E-03
CUL006	05/01/2004	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1799.67	61600	731	29.9 1.04E-04
CUL007D	09/06/2009	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	INFINITO	1374.93	45500	553	13.7 7.15E-04
CUL007D	21/06/2009	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	INFINITO	1386.79	37100	451	15.5 4.94E-04
CUL009D	26/12/2009	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1356.56	25500	429	1.29 4.80E-03
CUL010H	27/10/2009	UI	HORIZONTAL	VARIABLE	HOMOGENEO	INFINITO	1864.82	7050	90.4	1.02 3.39E-03
CUL013H	29/03/2010	UI	HORIZONTAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	RECTÁNGULO	1932.48	76400	943	6.69 1.86E-03
YUL004	07/04/2009	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	INFINITO	2160.05	69600	741	0.372 2.35E-04
YUL005	25/01/2006	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	2100.25	59000	1050	17.1 4.29E-04
YUL007	04/11/2002	UI	VERTICAL	SIN ALMACENAMIENTO	DOBLE POROSIDAD	RECTÁNGULO	2286.37	12000	188	1.86 -
YUL009D	10/07/2009	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	INFINITO	1672.59	48400	633	5.15 9.17E-04
YUL013D	30/07/2011	UI	VERTICAL	VARIABLE	COMPOSICIONAL RADIAL	INFINITO	2054.71	11200	208	6.95 2.80E-04
YUL015D	20/12/2009	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	INFINITO	1574.51	32400	674	9.19 3.62E-04
YUL016D	24/07/2009	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1728.62	9050	197	4.43 2.47E-03
YUL016D	30/10/2009	UI	VERTICAL - PENETRACIÓN PARCIAL	VARIABLE	HOMOGENEO	FALLA SIMPLE	1705	7150	155	5.09 5.71E-04
ANA002	01/11/2008	TI	VERTICAL	CONSTANTE	DOBLE POROSIDAD	INFINITO	3831.39	15600	579	0.487 2.52E-02
ANA002	10/03/2009	TI	VERTICAL	CONSTANTE	HOMOGENEO	RECTÁNGULO	1837.78	16000	594	11.7 5.62E-04
CUL009D	07/12/2009	TI	VERTICAL	VARIABLE	HOMOGENEO	INFINITO	4186.11	871	50.8	4.14 2.24E-04
YULRW1D	17/02/2009	TI	VERTICAL	CONSTANTE	DOBLE POROSIDAD	INFINITO	4024.58	560	57.4	9.67 8.16E-05
ANA003	23/01/2004	HS	VERTICAL	VARIABLE	HOMOGENEO	RECTÁNGULO	3963.38	2760	138	41.1 1.71E-04
ANA002	24/09/2007	HI	VERTICAL	VARIABLE	COMPOSICIONAL RADIAL	INFINITO	4426.21	35300	720	11.9 1.34E-03
ANA005D	19/08/2011	HI	VERTICAL	VARIABLE	HOMOGENEO	CIRCULAR Pcte	4534.66	1010	112	-0.975 3.08E-05

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

CAPÍTULO IV

GENERACIÓN Y AJUSTE DE LOS MODELOS NUMÉRICOS EN BASE A LA INFORMACIÓN RECOPIADA Y AL MODELO ANALÍTICO OBTENIDO DE LA INTERPRETACIÓN.

4.1. GENERACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO EN BASE A LOS MAPAS ESTRUCTURALES REFERIDOS AL TOPE DE CADA ARENISCA

Para generar un modelo numérico válido para cada arenisca se necesita disponer de una cantidad representativa de datos, en el presente estudio se utilizarán los datos de presión de los build up y los datos de producción. Es por esta razón que no se podría hacer un modelo numérico de las areniscas: Hollín Superior y Hollín Inferior, ya que solo se dispone de 1 y 2 pruebas de presión respectivamente.

En el caso de las areniscas Basal Tena y “T” Inferior, se procederá a realizar el modelo aunque la cantidad de datos no sea la adecuada.

Como ya se lo había mencionado en el capítulo 2, los modelos serán realizados en RUBIS y mediante una simulación matemática de cada arenisca en particular se realizará el match del historial de producción.

Esta tarea resulta complicada ya que solo se disponen de datos mensuales de producción de fluidos y de datos muy puntuales de presión. En cuanto a precisión del modelo lo ideal sería tener datos diarios de producción y de presión de fondo, sin embargo para un simulador usar una cantidad tan grande de datos resulta en un gran consumo de memoria virtual y de tiempo de simulación.

Si no se dispone de un computador con gran capacidad de procesamiento y una gran memoria virtual, lo adecuado es simplificar los datos para reducir el tiempo que le toma al computador realizar la simulación.

4.1.1. GENERACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

A partir de los mapas estructurales se construye el modelo estático que servirá de base para el modelo dinámico y el cotejo histórico. Dentro del modelo estático se ingresa el tipo de pozo, perforaciones, caudales, presiones, tipo de límite, espesor de la capa, etc.

El aspecto más importante al momento de generar el modelo estático es el geológico ya que representa la base del modelamiento dinámico. Sin embargo este estudio carece de un modelo depositacional y de tipo de roca, el problema que esto genera se refleja en el movimiento de los fluidos, los tiempos de ruptura del agua y BSW ya que no van a ser simulados adecuadamente, sin embargo se hará la mejor aproximación posible con los datos disponibles.

Una vez ingresados todos los datos, estableciendo los periodos de cierre y flujo del pozo, se obtiene el modelo estático que deberá ser ajustado en lo que se refiere a límites que se ven en pruebas de presión y no en la sísmica.

El tipo de grilla usado para todos los modelos es Voronoi/Pebi en conjunto con grillas radiales para las vecindades de los pozos, esto da gran flexibilidad en cuanto a los límites del yacimiento y una mejor descripción del comportamiento de los fluidos en las cercanías de los pozos. No se ha modificado la orientación de las celdas ya que esta simulación es simple y dependiendo de los resultados se puede evaluar si la orientación podría generar un mejor ajuste para este campo.

Se debe tomar en cuenta que hacia los límites NE, NO y SE, las curvas estructurales no definen un cierre, por este motivo, PETROPRODUCCIÓN superpuso sobre los distintos mapas estructurales unas flexuras apreciadas en las

secciones sísmicas, únicamente para definir barreras al flujo, durante la construcción del modelo de simulación matemática desarrollado en el año 1998.

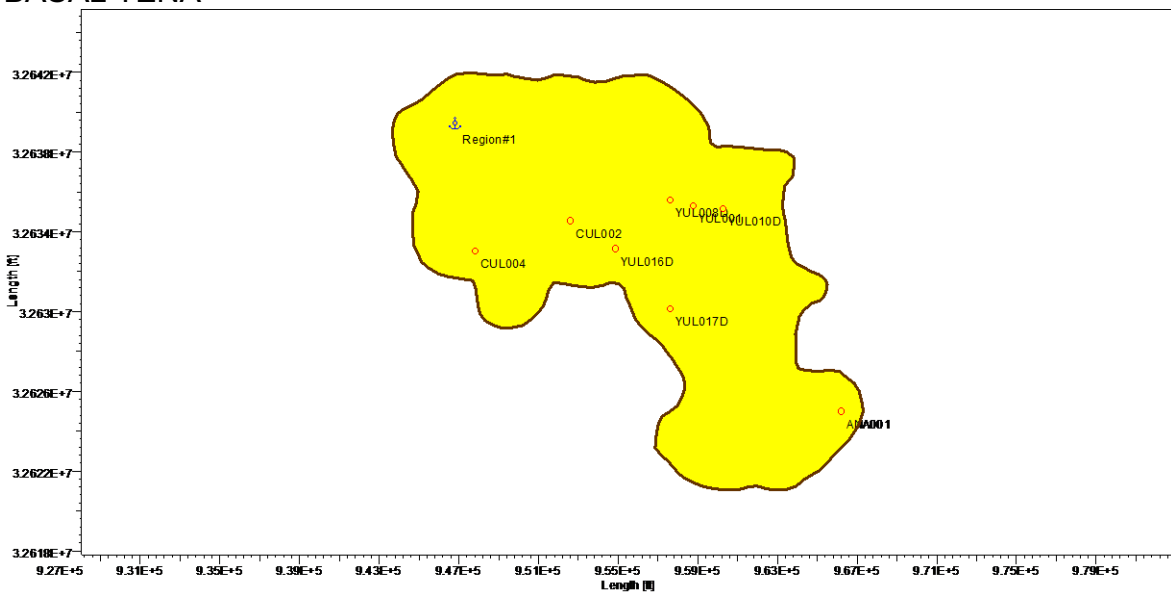
4.1.1.1. Basal Tena

El modelo estático de Basal Tena tiene datos de 8 pozos que permiten hacer una relativa buena interpolación de las propiedades de roca y fluido. Se cuenta con los datos de presión del pozo YUL010D que es un pozo nuevo y con el histórico del YUL001 que es el pozo con mayor historial de producción de la arenisca.

El cierre estructural de Basal Tena se encuentra a 8010 ft según el estudio de reservas realizado en 2008, sin embargo en el presente estudio se usó como LIP la profundidad de 7990 ft ya que en el mapa estructural, el nivel correspondiente a 8010 ft no cierra a la estructura (ver anexo No 2 - Mapa estructural al tope de Basal Tena).

Para esta arenisca se tiene una sola región que en el gráfico 4-1 está representada por el color amarillo.

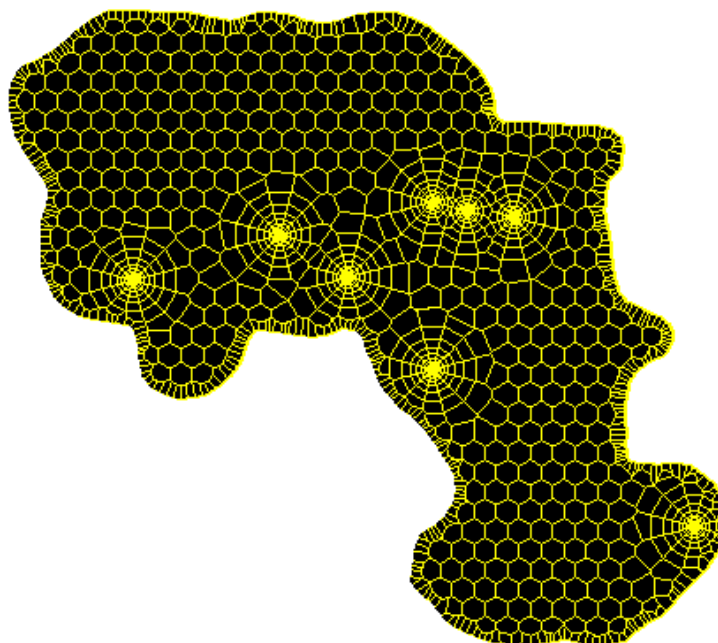
GRÁFICO 4-1 - MAPA BASE DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA ARENISCA BASAL TENA



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

La grilla creada a partir de la ubicación de los pozos y del cierre estructural se muestra en forma 2D en el gráfico 4-2.

GRÁFICO 4-2 - GRILLA DEL MODELO ESTÁTICO, BASAL TENA



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Las propiedades petrofísicas usadas se encuentran en el anexo No 11. El espesor total junto con el mapa estructural permite obtener el modelo 3D que se observa en el gráfico 4-3.

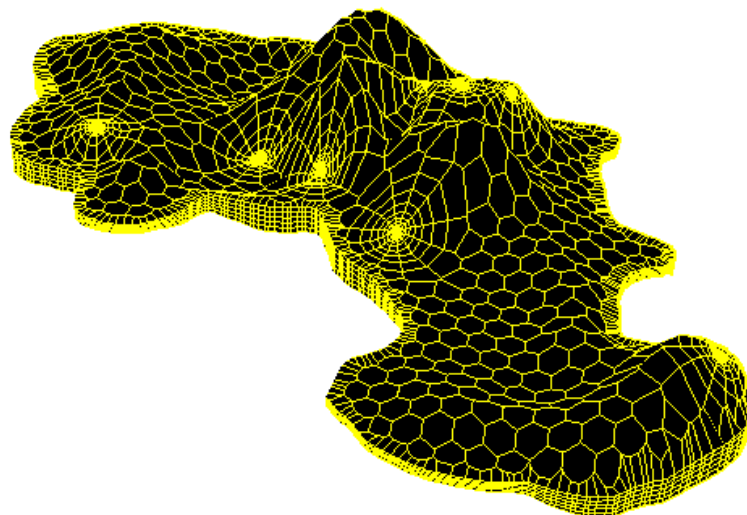
Para la construcción del modelo 3D se utilizaron 12420 celdas, 21000 vértices y 5 capas para modelar a la arenisca. Alrededor de los pozos se usó una malla muy fina para describir de mejor forma el ingreso del fluido a los pozos debido a problemas con el influjo de agua.

4.1.1.2. “T” Inferior

El modelo estático de la arenisca “T” Inferior es la que más incertidumbre tiene debido a que solo se dispone pruebas de producción de 5 pozos y solamente 2 de ellos han sido productores.

Para este estudio se utilizaron los nuevos mapas estructurales que cuentan con la interpretación de la sísmica 3D y los valores de LIP de 8905 ft para la zona de Culebra-Yulebra y 8911 ft para la zona de Anaconda. Estos LIP diferencian dos zonas del campo que son justificadas con el comportamiento de la presión y más tarde en el modelo dinámico.

GRÁFICO 4-3 - MODELO 3D BASAL TENA



3D Geometry Plot

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

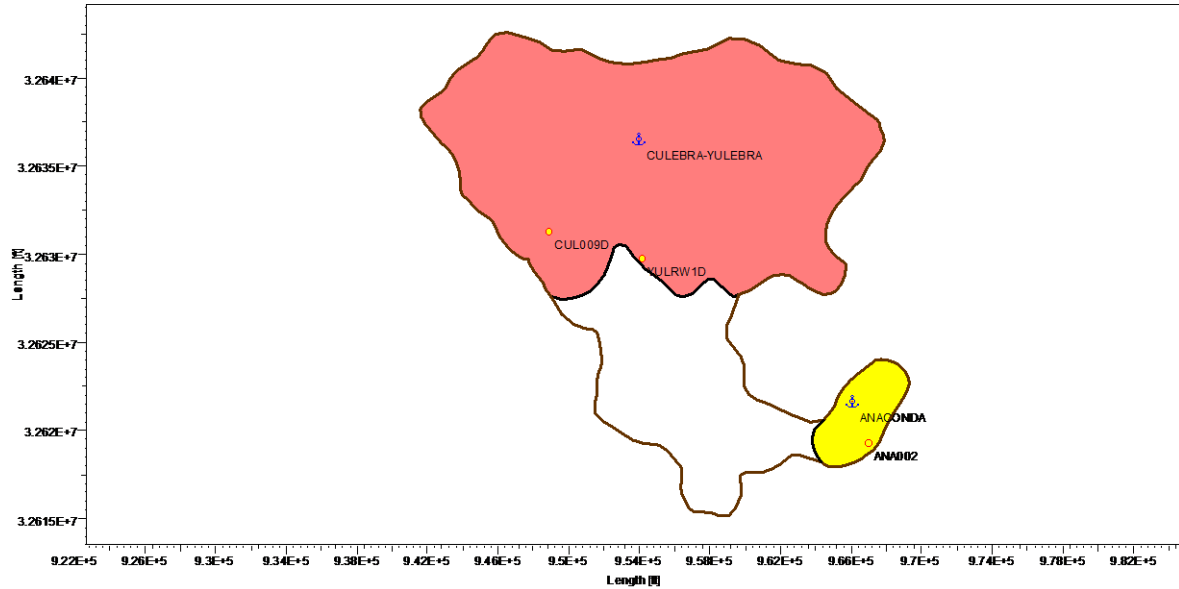
El gráfico 4-4 muestra el modelo estático de la arenisca “T” Inferior, en el cual se distinguen dos zonas diferenciadas por distintos colores que representan las dos regiones de la arenisca. El gráfico 4-5 muestra la grilla construida para la arenisca “T” Inferior.

Las propiedades petrofísicas usadas se encuentran en el anexo No 12. El espesor total junto con el mapa estructural permite obtener el modelo 3D que se observa en el gráfico 4-6.

Para la construcción del modelo 3D se utilizaron 6815 celdas, 15696 vértices y 5 capas para modelar la arenisca. Alrededor de los pozos se usaron distintos

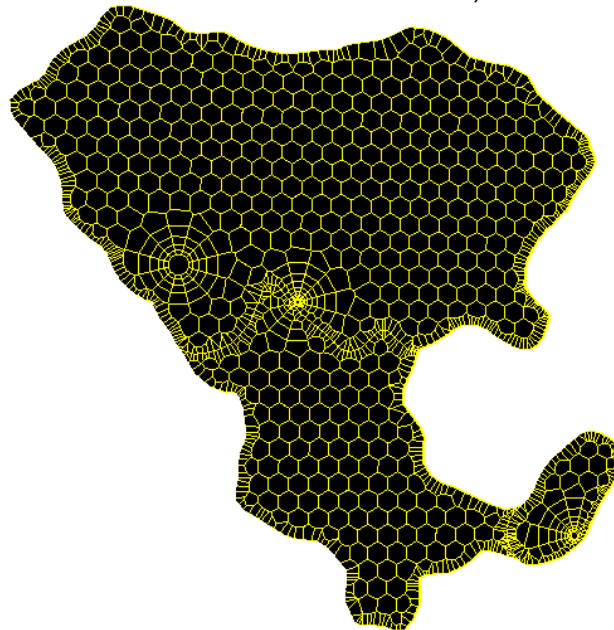
grosores de mallas según se requirió debido a que algunos pozos requerían mallas finas como el YULRW1D por su cercanía al LIP (ver gráfico 4-5).

GRÁFICO 4-4 - MAPA BASE DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA ARENISCA "T" INFERIOR



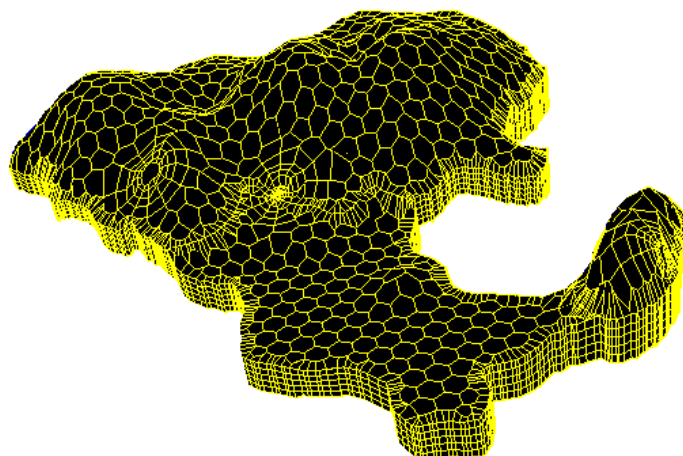
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-5 - GRILLA DEL MODELO ESTÁTICO, "T" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-6 - MODELO 3D “T” INFERIOR



3D Geometry Plot

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

4.1.1.3. “U” Inferior

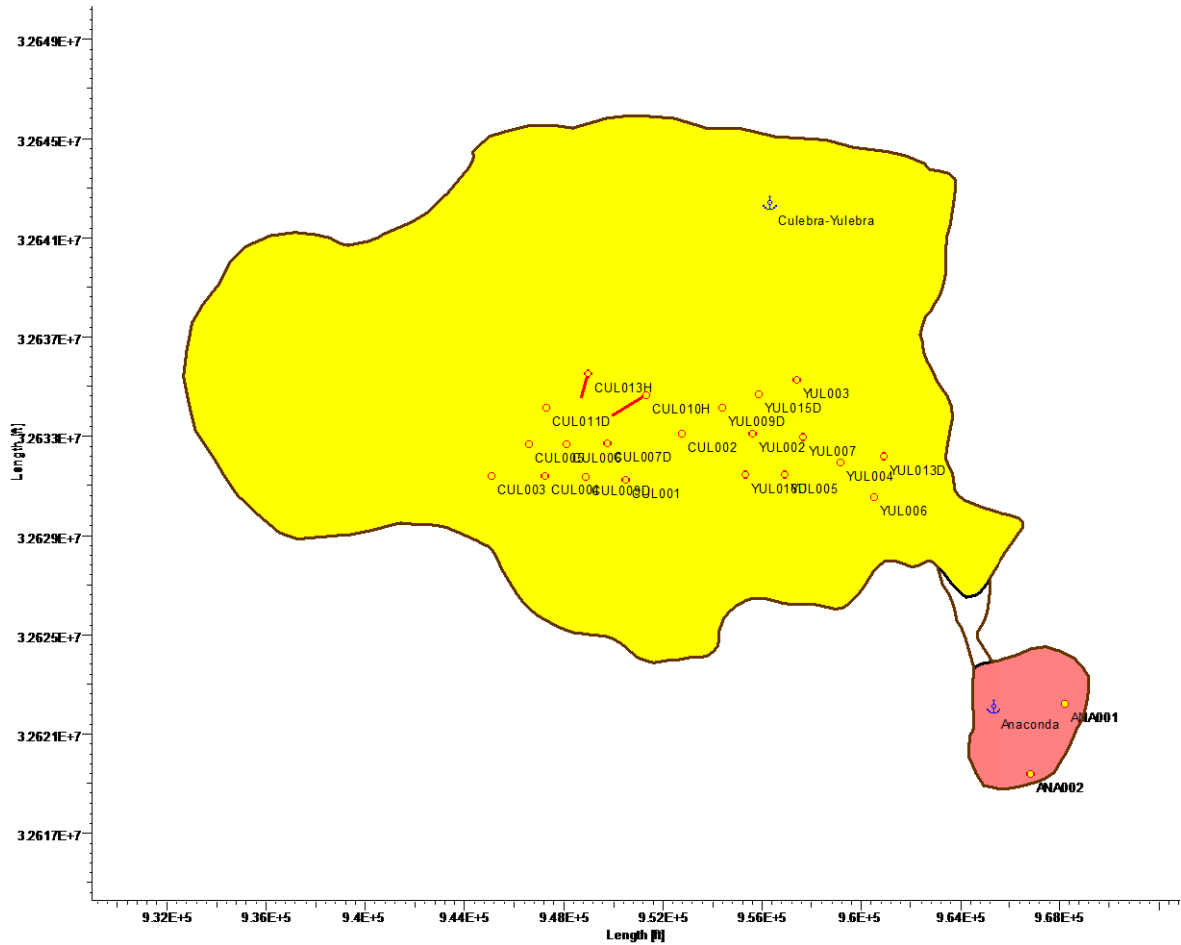
El gráfico 4-7 muestra el modelo estático 2D inicial para la arenisca “U” Inferior; se dice que es inicial porque después del cotejo histórico este modelo puede cambiar para poder simular el comportamiento del campo en producción y presión.

El campo Culebra-Yulebra-Anaconda tiene la particularidad de que en la arenisca “U” Inferior, la parte correspondiente a Anaconda, se encuentra separada del resto por el cierre estructural marcado por el CAP del pozo YUL013D.

Esto no significa que sea un reservorio distinto, aunque no está conectado por un cierre, el campo es uno solo debido a que se encuentra unido por el mismo acuífero y corresponden a una misma unidad hidráulica.

En RUBIS esto puede ser simulado incluyendo los cierres respectivos entre las dos zonas y representando una unión entre ambos cuerpos por medio de un “puente” que no forma parte de ninguna arenisca y que carece de efecto en la simulación (ver gráfico 4-8).

GRÁFICO 4-7 - MAPA BASE DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA ARENISCA "U" INFERIOR



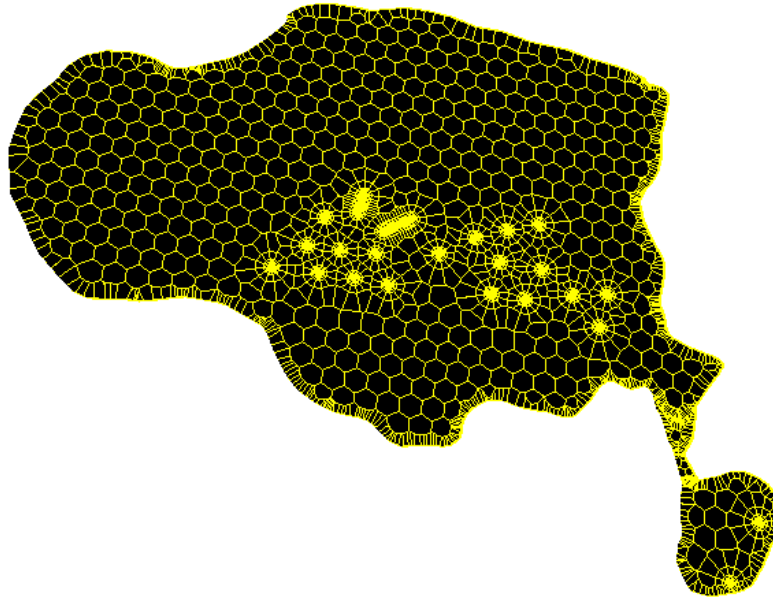
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Para poblar el modelo estático con sus propiedades petrofísicas, se usaron los valores obtenidos de la reinterpretación de registros eléctricos.

Los mapas de estas propiedades se encuentran en el anexo No 13. De esta forma se crea el modelo 3D de la arenisca que se observa en el gráfico 4-9.

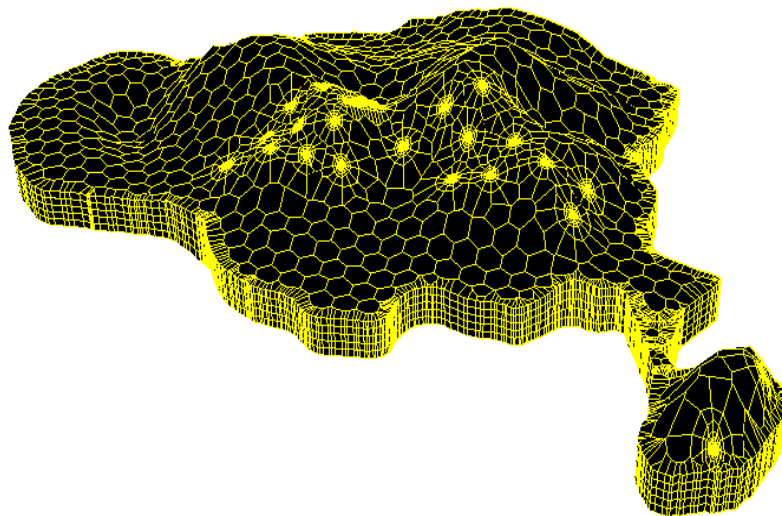
El modelo 3D fue construido usando 30421 celdas, 46056 vértices y 5 capas, para todos los pozos se usó un grillado fino, esto es importante para representar de forma más precisa el comportamiento de la presión sobretodo en los pozos horizontales.

GRÁFICO 4-8 - GRILLA DEL MODELO ESTÁTICO, “U” INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-9 - MODELO 3D “U” INFERIOR



3D Geometry Plot

Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

4.1.2. GENERACIÓN DEL MODELO DINÁMICO

Para ajustar el modelo dinámico de cada arenisca se hicieron diferentes escenarios de simulación cuyo objetivo es tratar de imitar el comportamiento

histórico, para esto no existe un método infalible que lo haga al primer intento. Cada escenario contempla una posibilidad de ajustar más o ajustar menos el comportamiento del campo y en cada arenisca se hace el ajuste mediante ensayo y error, esto implica un número “n” de corridas realizadas hasta obtener un ajuste satisfactorio.

Durante una simulación, se le puede ordenar al software que siga el comportamiento de un dato en específico y que los otros datos sean consecuencia de resolver las ecuaciones usando como input a este dato. Cuando se tienen datos suficientes de presión del pozo, lo aconsejable es señalarlo para que el simulador siga perfectamente la curva de su historial pero si no se los tiene, es recomendable indicarle al simulador que siga los datos de producción de petróleo.

De esta forma nos aseguramos que el acumulado de petróleo que nos da el simulador tenga la mínima diferencia con los datos reales. Para el caso del presente estudio, se ordenó que la simulación esté controlada por la producción de petróleo.

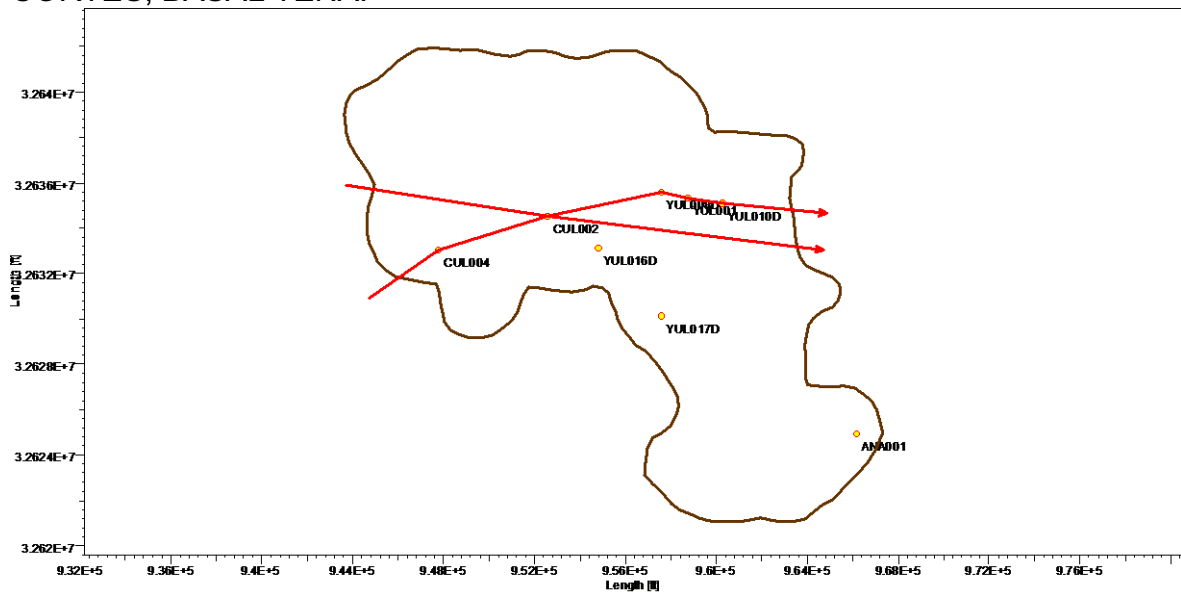
En un modelo de simulación completo lo ideal es realizar un control por fluido (petróleo + agua) ya que así nos aseguramos de que no hemos producido más o menos fluido que lo medido en campo. Sin embargo esto implica que los datos de medición tanto de petróleo como de agua son de gran confiabilidad, pero esto no siempre es así ya que los medidores mejor calibrados y más precisos son los de petróleo (para efectos de fiscalización) y la calibración y precisión de los medidores de agua no son tan importantes.

Es por esto que resulta impráctico controlar una simulación únicamente por el agua producida. Desde este punto se asume que las mediciones realizadas al petróleo producido son confiables y pueden ser usadas como parámetro de entrada para el simulador, es decir, la simulación estará controlada por petróleo y siempre ajustará.

4.1.2.1. Basal Tena

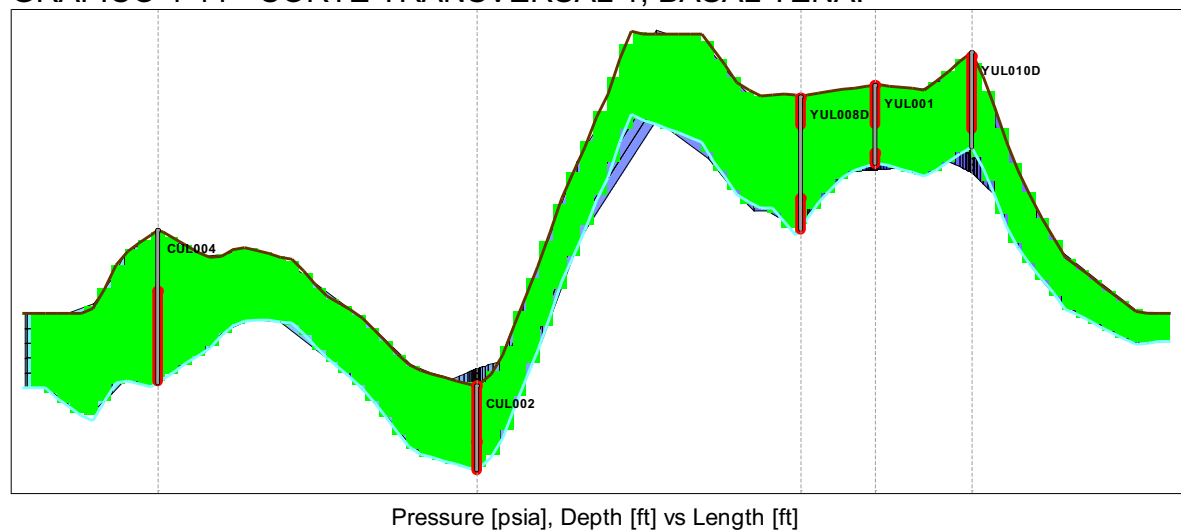
Para esta arenisca se tiene 7 historiales de producción de los 8 pozos que existen, esto es porque se incluyó al pozo YUL010D que es nuevo y cuyos datos pueden ayudar a realizar el ajuste histórico. El gráfico 4-10 muestra el contorno de esta arenisca y la posición de los pozos en la misma

GRÁFICO 4-10 - MAPA BASE JUNTO CON VISTA SUPERIOR DE LOS CORTES, BASAL TENA.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

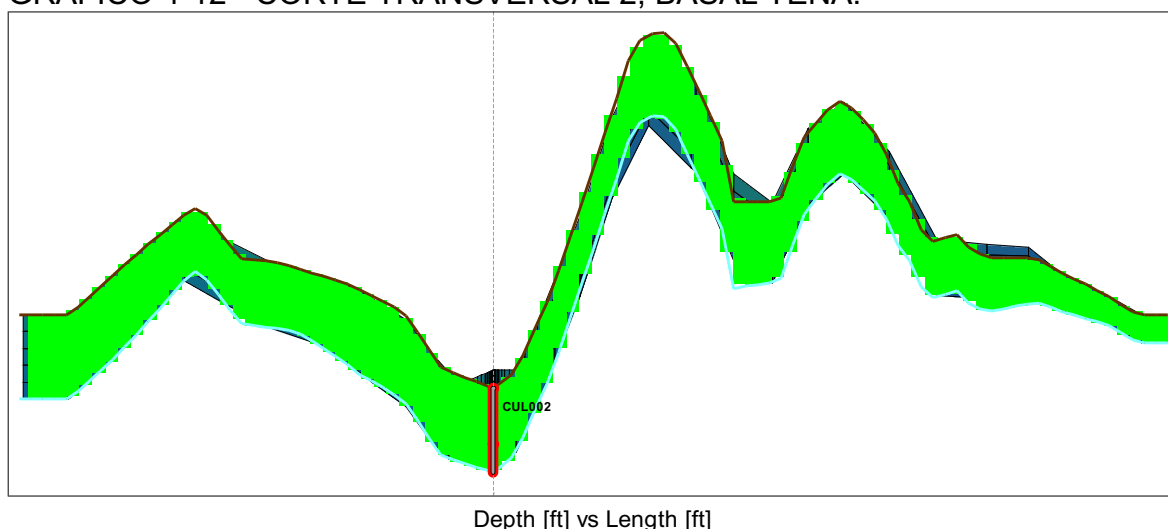
GRÁFICO 4-11 - CORTE TRANSVERSAL 1, BASAL TENA.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 4-11 muestra un corte O-E de la arenisca intersecando varios pozos, aquí se puede apreciar la forma en la que la arenisca se ha desarrollado. Cabe destacar el pozo CUL002 es el que está en la parte más baja de la estructura y fue tomado como referencia para ajustar el comportamiento de la producción de agua para la arenisca, esto se puede visualizar en el corte O-E del campo mostrado en el gráfico 4-12

GRÁFICO 4-12 - CORTE TRANSVERSAL 2, BASAL TENA.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Durante la simulación de esta arenisca se vio la necesidad de incluir un acuífero de fondo para mantener la presión del reservorio, sin éste no se lograba mantener la producción más allá de nueve años. Sin embargo, éste acuífero no tiene mucha fuerza; usando un modelo de acuífero tipo Schilthuis su aporte al reservorio es de 0.652 [bbl/psi/día].

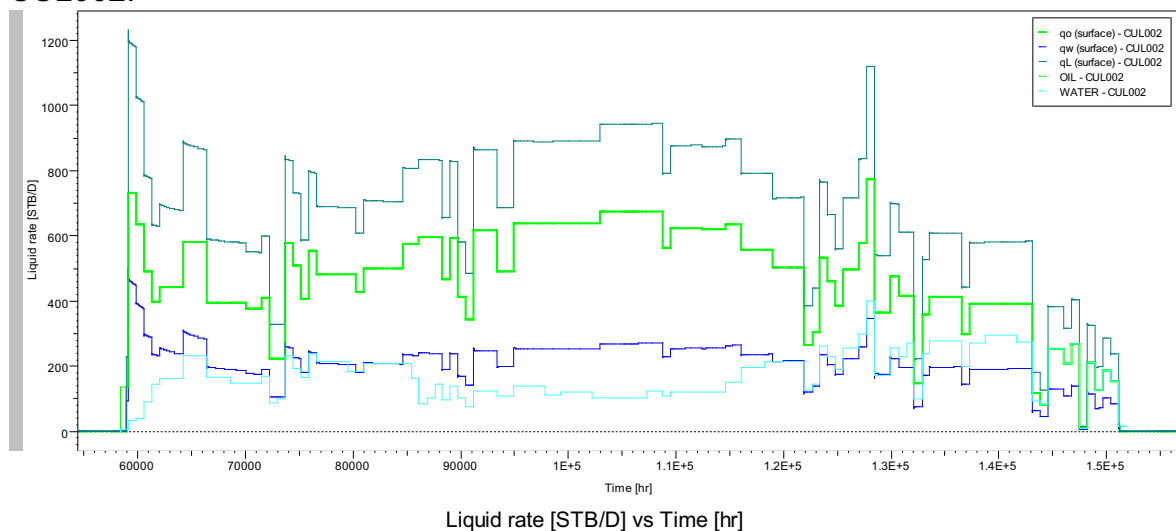
El mayor problema para este modelo fue el ajuste de la producción de agua ya que el historial de producción indica que los pozos que se encuentran en el alto estructural han producido más agua que la que la simulación indica. El inconveniente radica en que si se permite fluir más fácilmente al agua modificando su curva de permeabilidad relativa o subiendo el nivel del CAP, la producción de agua del pozo CUL002 excede en mucho su historial y también su presión de fondo fluyente cae a cero.

Debido a la falta de una curva de permeabilidad relativa para esta arenisca se tuvo que realizar el ajuste con una curva de permeabilidad relativa sintética que es coherente y satisface el movimiento de fluidos. Sin embargo esta curva sintética no tiene ninguna validación más que el ajuste de este modelo y por lo tanto no debe ser usada en ningún otro estudio ya que carece de confiabilidad.

Aunque las pruebas de presión transitoria no reflejaron ningún tipo de barrera de flujo, podría pensarse que hay varias zonas que dictan el comportamiento del agua en la arenisca Basal Tena. El gráfico 4-13 muestra el mejor ajuste de producción obtenido tomando como referencia al pozo CUL002, el resto de pozos muestran una significativa diferencia con respecto a la producción de agua simulada.

Ya que la simulación está controlada mediante el petróleo producido, las dos curvas de petróleo (color verde claro para los datos históricos y color verde oscuro, línea más gruesa para la simulación) siempre van a estar una encima de la otra (simulada sobre histórico). En el caso del agua se tiene un ajuste aceptable (color azul oscuro, línea gruesa para la simulación y color azul claro para los datos históricos).

GRÁFICO 4-13 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUL002.

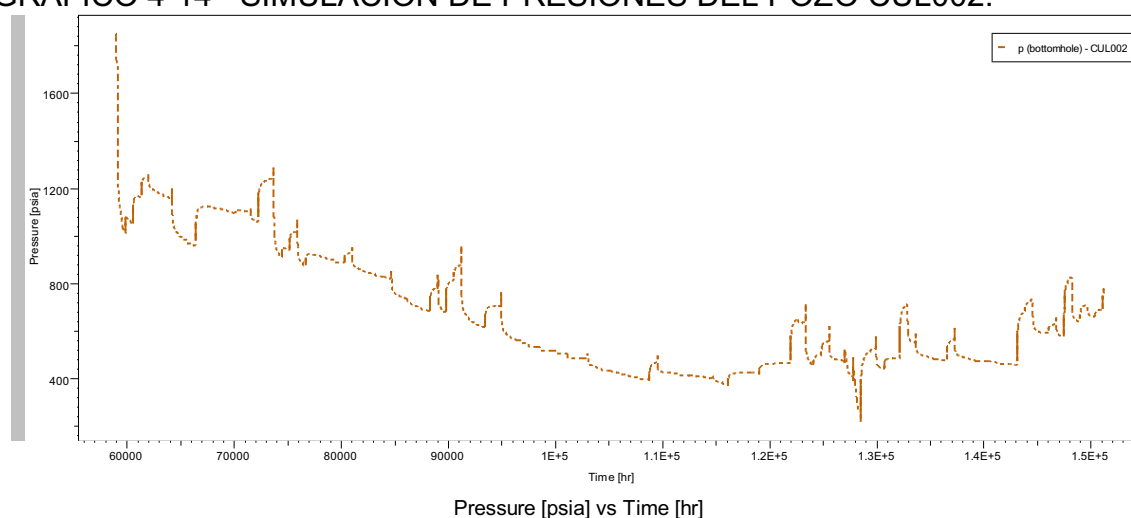


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Se puede agrupar a los pozos: YUL010D, YUL016D y YUL017D como pozos que en la simulación debería producir cantidades mucho menores de agua y que su posición es relativamente cercana. Estos pozos podrían encontrarse en otro tipo de región de la misma arenisca que permite que el agua tenga cierta restricción de flujo.

El gráfico 4-14 muestra la presión simulada para el pozo CUL002, ya que no se disponen de datos históricos, solo se puede comprobar que la presión no tenga comportamientos erráticos o que en determinada fecha sea cero.

GRÁFICO 4-14 - SIMULACIÓN DE PRESIONES DEL POZO CUL002.

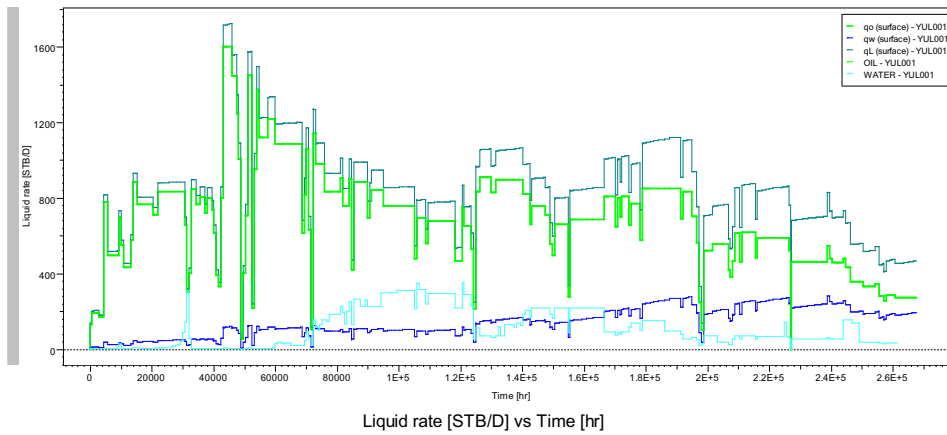


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 4-15 muestra el ajuste de producción del pozo YUL001, para este pozo se necesita facilitar el flujo de agua pero sin los diferentes tipos de regiones esto no es posible. El gráfico 4-16 muestra la presión simulada y solo se controla que tenga coherencia con los fluidos producidos (no sea cero).

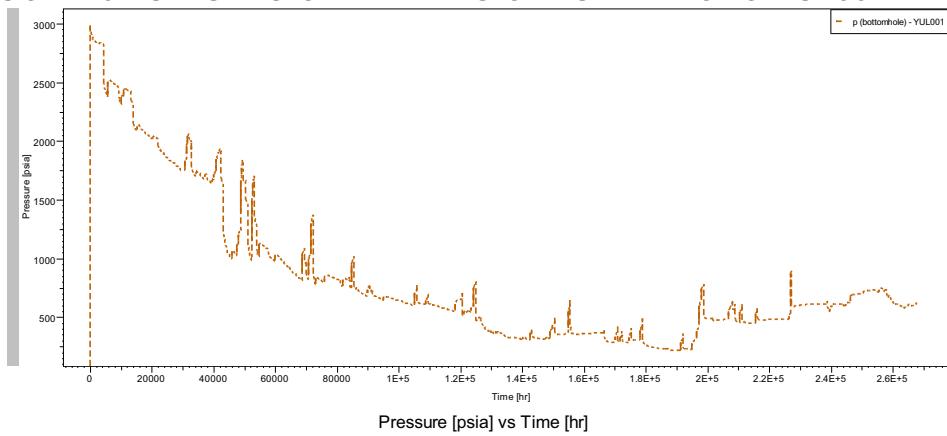
Los gráficos 4-17 y 4-18 muestran el ajuste de presión y de producción del pozo CUL004, el cual se encuentra más alejado del resto de pozos de la zona Culebra-Yulebra. Durante el ajuste histórico se determinó que la influencia del pozo YUL001 sobre la presión de reservorio y sobre el ajuste del resto de pozos es de mucha importancia debido a la cantidad de petróleo producido a lo largo de su vida productiva.

GRÁFICO 4-15 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUL001.



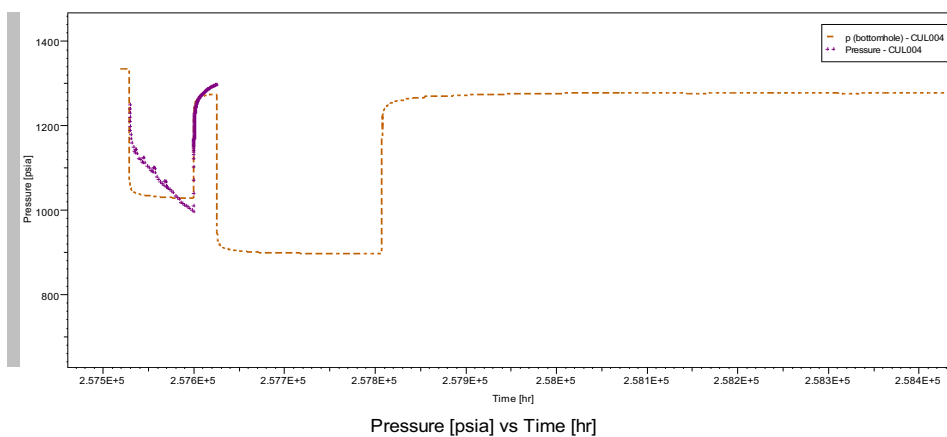
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-16 - SIMULACIÓN DE PRESIONES DEL POZO YUL001.



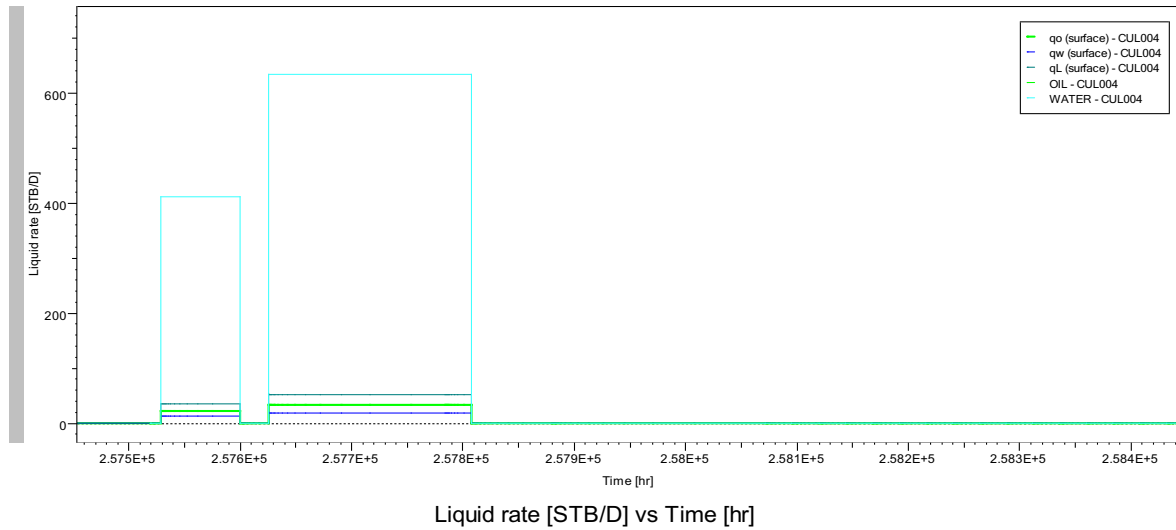
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-17 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIONES DEL POZO CUL004.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

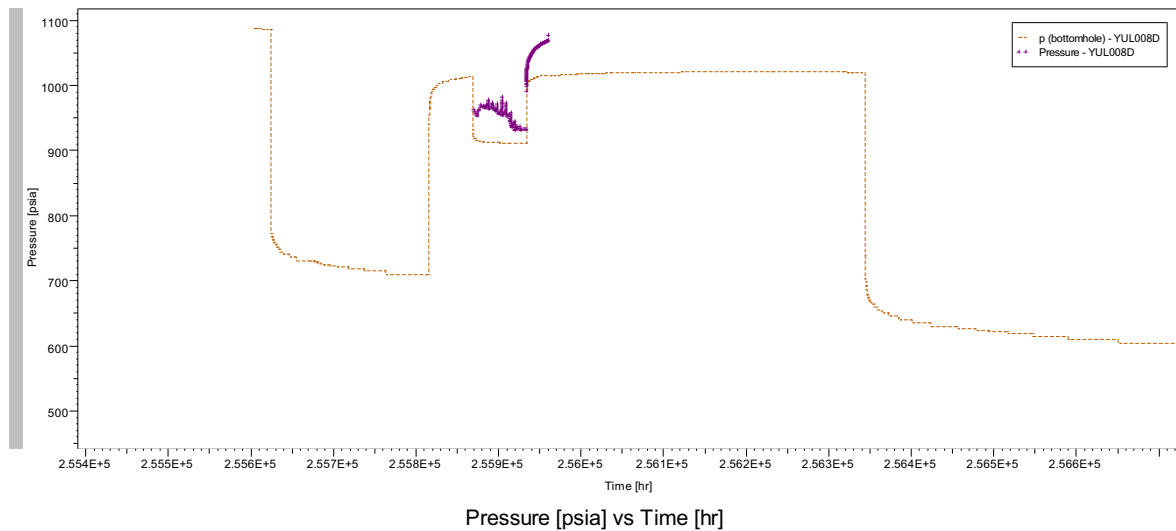
GRÁFICO 4-18 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUL004.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Los gráficos 4-19, 4-20, 4-21 y 4-22 muestran el ajuste de presión y producción de los pozos YUL008D Y YUL017D.

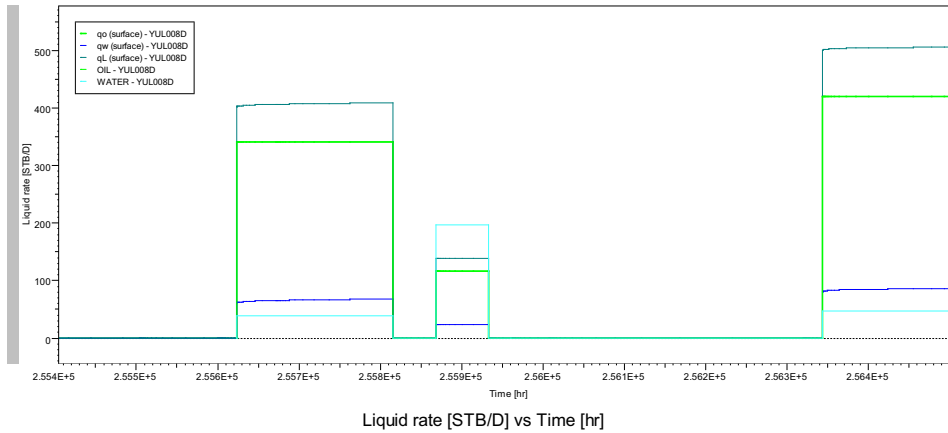
GRÁFICO 4-19 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIONES DEL POZO YUL008D.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

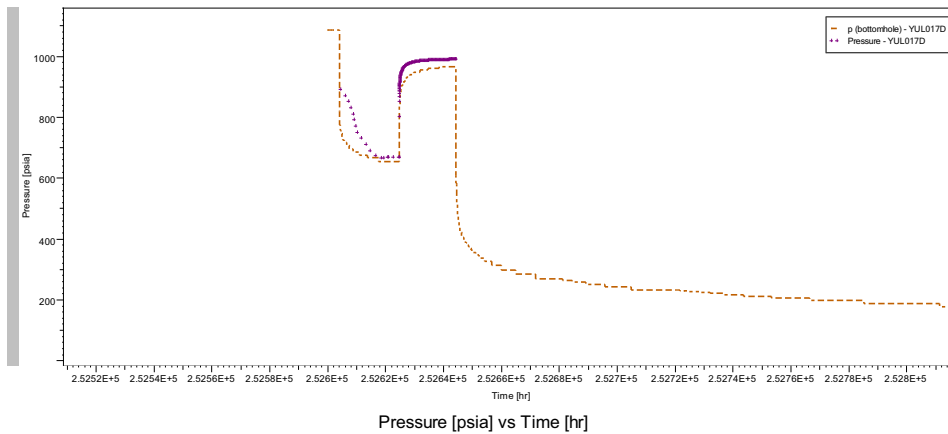
La simulación de la arenisca Basal Tena termina con los datos del pozo YUL010D ya que es el último pozo perforado en esta arenisca (ver anexo No 20).

GRÁFICO 4-20 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUL008.



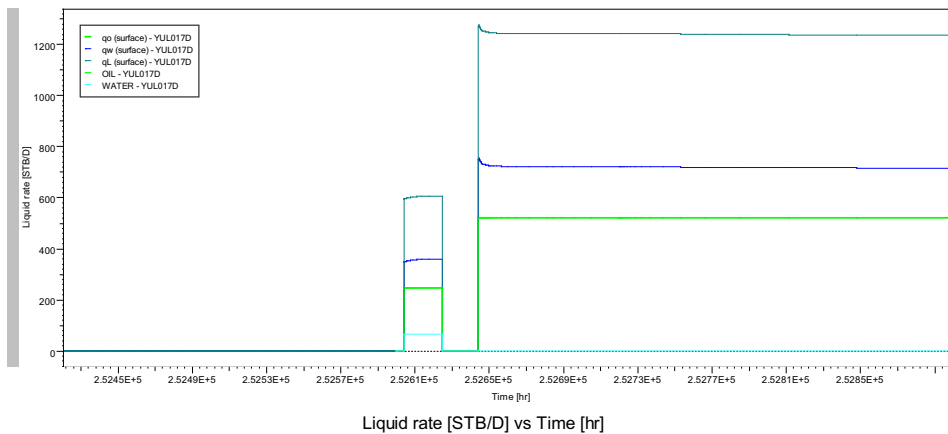
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-21 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIONES DEL POZO YUL017D.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-22 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUL017D.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

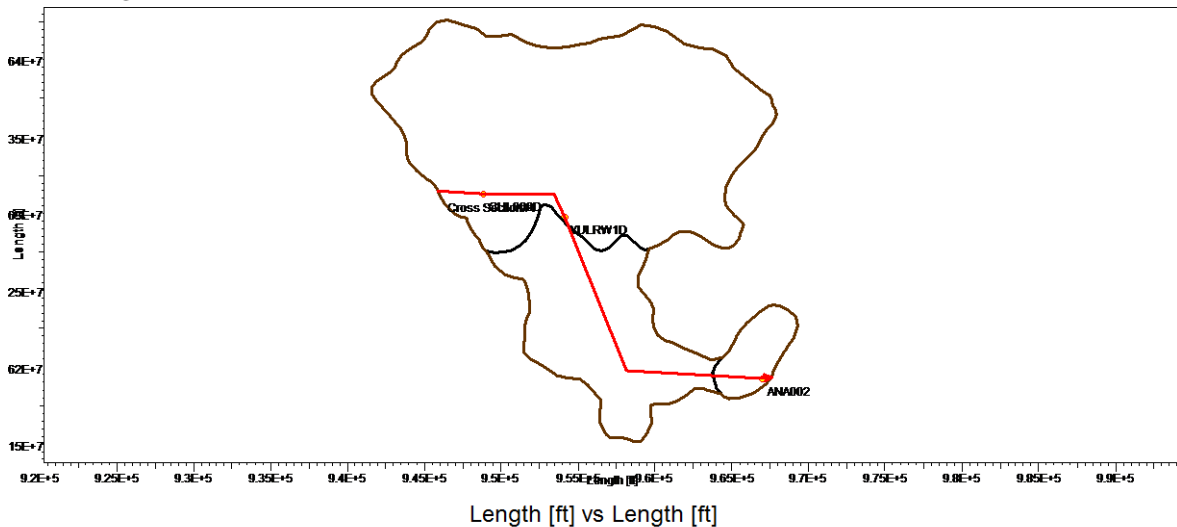
El anexo No 20 muestra el ajuste de presión con los datos históricos de aquellos pozos que posean datos registrados.

4.1.2.2. “T” Inferior

Esta arenisca cuenta con solo 3 pozos simulados ya que son los únicos que cuentan con los datos suficientes. Para el modelo se tuvo que modificar el daño presente en la cara de los pozos para que el fluido no tenga tanta restricción y pueda representar al caudal real producido.

En los gráficos 4-23 y 4-24 se muestra un corte NO-SE (línea roja) de la arenisca en el que se puede apreciar que no existe un nivel de CAP y también el cierre de las dos zonas (líneas verticales negras).

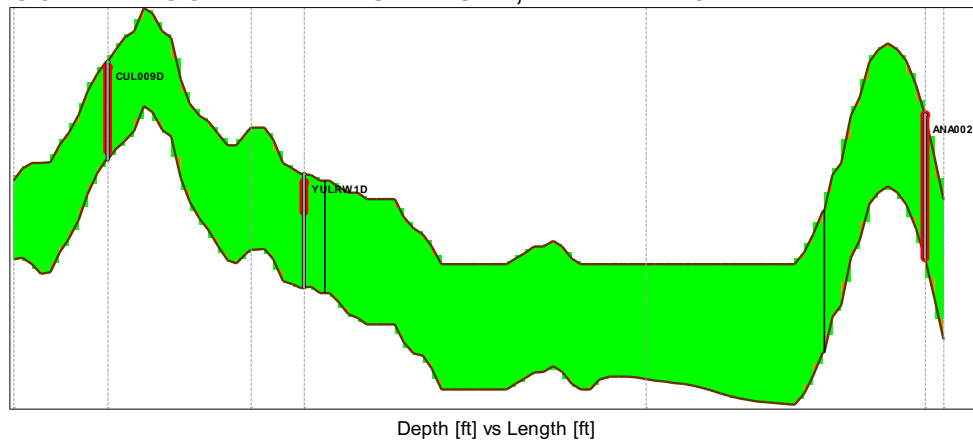
GRÁFICO 4-23 - MAPA BASE JUNTO CON VISTA SUPERIOR DEL CORTE, “T” INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

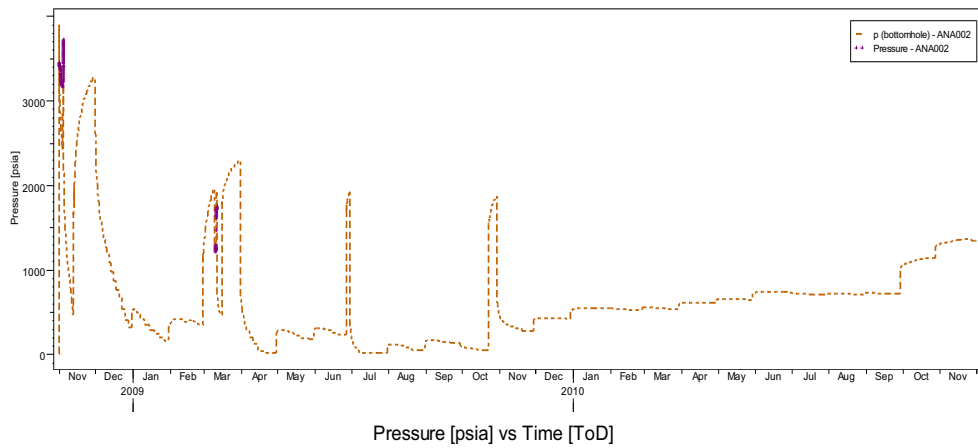
Cabe destacar que el comportamiento de la presión del pozo ANA002 es muy difícil de modelar debido a que en el lapso de aproximadamente 5 meses, la presión de reservorio decae 2000 psi. Esta caída de presión puede justificarse debido a que la zona de Anaconda es una zona cerrada donde las pruebas de presión son interpretadas con límites como rectangulares o circulares cerrados (ver gráficos 4-25 y 4-26).

GRÁFICO 4-24 - CORTE TRANSVERSAL, "T" INFERIOR



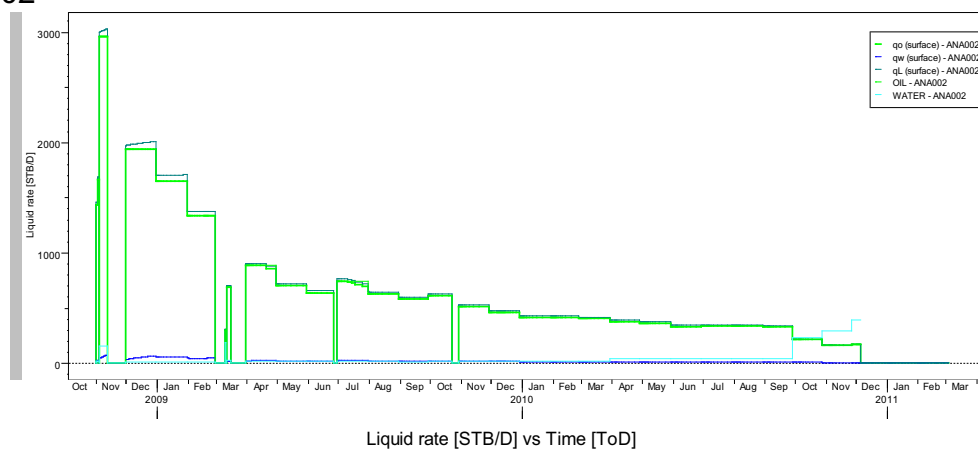
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-25 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIONES DEL POZO ANA002



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-26 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO ANA002

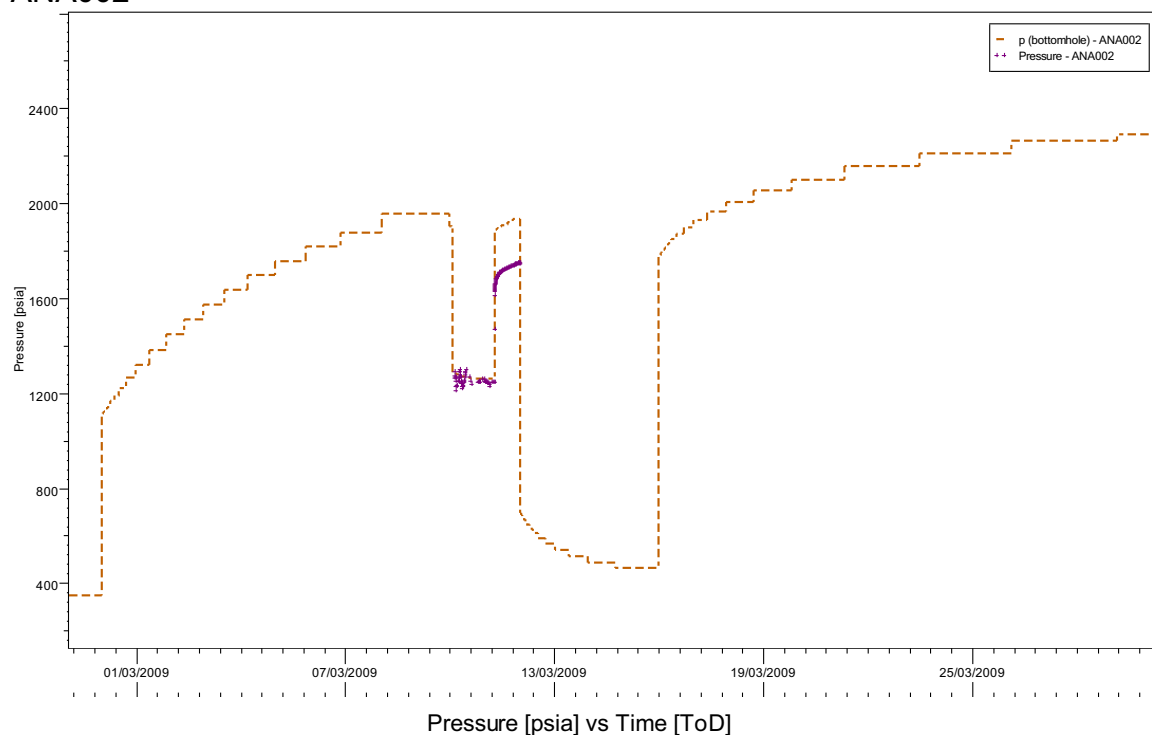


Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Ya que ANA002 es el único pozo en esa zona que ha producido de “T” inferior, se tiene cierta incertidumbre con respecto al comportamiento de la presión ya que aún para una zona cerrada, la simulación muestra que ésta zona no se depleta tan abruptamente como lo muestran los dos build up’s reinterpretados.

Existe una diferencia de 186 psi entre las presiones estáticas de la simulación y de los datos reales de los cierres correspondientes al 11-03-2009 (ver gráfico 4-27)

GRÁFICO 4-27 - DIFERENCIA DE PRESIÓN REAL Y SIMULADA, POZO ANA002



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Si se llegan a perforar más pozos en esta zona se podrá mejorar el modelo y caracterizar de mejor manera el comportamiento de la presión.

En la zona de Culebra-Yulebra se tiene el cierre correspondiente al LIP en 8905 ft, el cual se encuentra 255 ft aproximadamente del pozo YULRW1D. La reinterpretación del build up de este pozo no es confiable debido a la calidad de

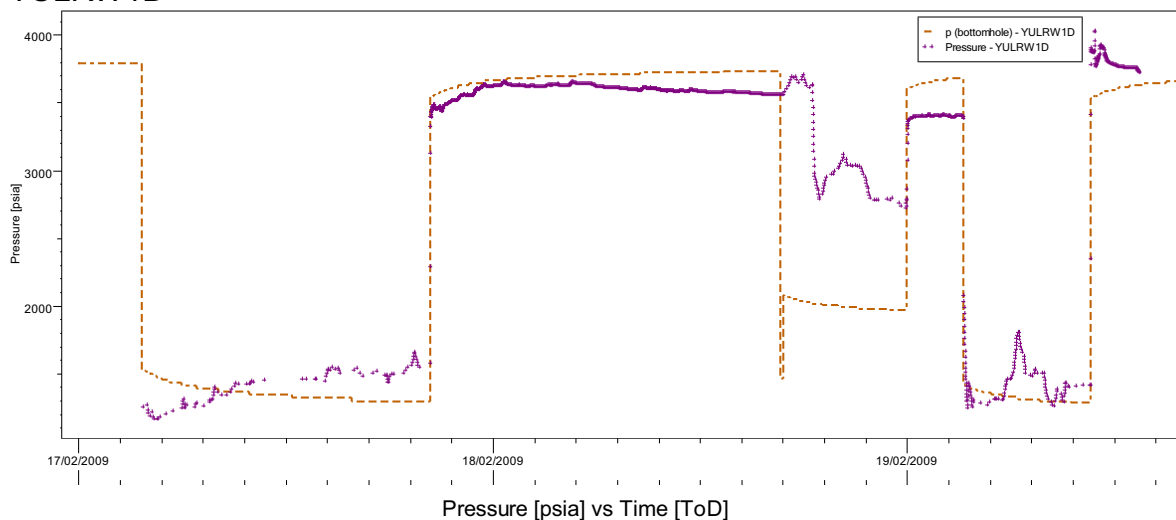
los datos que se tiene (ver anexo No 10) y sus límites fueron interpretados como infinitos.

Esto puede ser debatible y justificado al mismo tiempo porque la prueba de presión muestra indicios de una falla simple pero esto no es confiable; de igual forma la interpretación de reservorio infinito se justifica debido a la baja permeabilidad que se tiene (57.4 mD para YULRW1D y 50.8 mD para CUL009D) y por lo tanto las pruebas no fueron lo suficiente extensas para confirmar la presencia del límite.

El modelo dinámico se ajusta al comportamiento de la producción de petróleo y agua, no tanto así para la presión en donde no se genera el drawdown necesario entre la zona dañada.

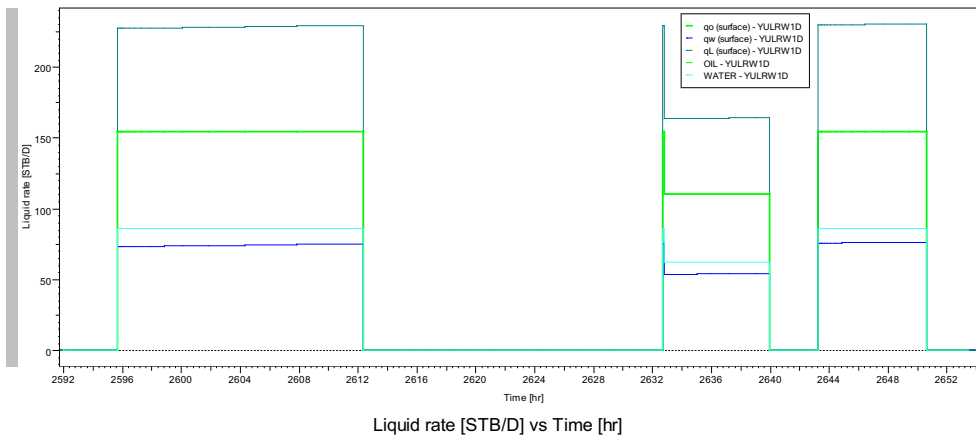
Si se quisiera mejorar el ajuste de la presión se incrementaría el daño en el pozo pero debido a la baja permeabilidad el pozo no produce el mismo caudal de petróleo y agua, es por eso que aunque la presión no sea modelada satisfactoriamente el petróleo producido va a tener la mínima diferencia con el real (ver gráficos 4-28, 4-29, 4-30 y 4-31).

GRÁFICO 4-28 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIÓN DEL POZO YULRW1D



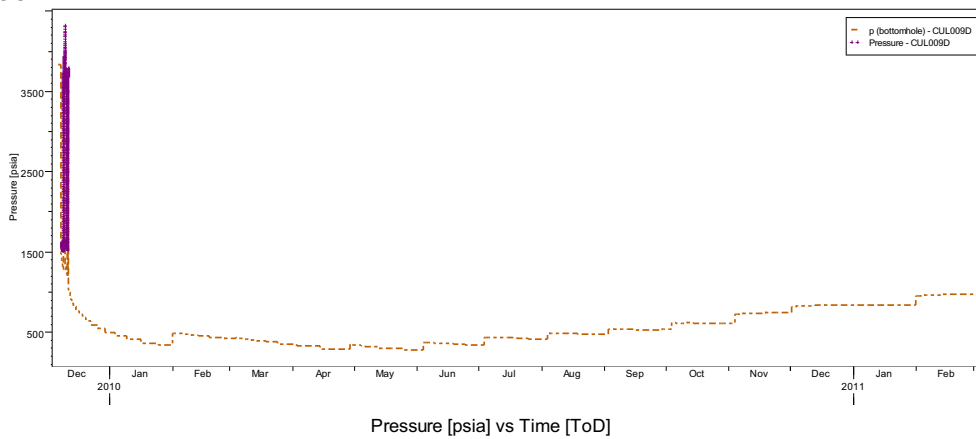
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-29 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO YULRW1D



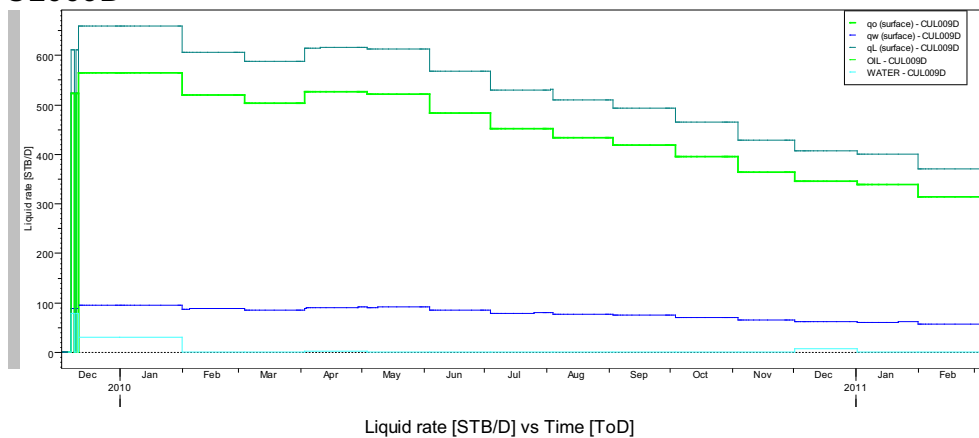
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-30 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRESIÓN DEL POZO CUL009D



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-31 - AJUSTE CON EL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CUL009D



Elaborado

por: Carlos A. Izurieta B.

El anexo No 21 muestra el ajuste de presión de los pozos con datos históricos de la arenisca “T” Inferior.

4.1.2.3. “U” Inferior

Este reservorio posee la mayor cantidad de pozos productores y la mayor cantidad de información de pruebas de presión. Al iniciar la simulación, el primer problema que se detectó fue la alta declinación de la presión del campo, para que la declinación de presión sea más consistente, se usó un acuífero de fondo tipo Schilthuis ya que no solo da el soporte de presión necesario sino que mejora el ajuste de la producción de agua.

Este tipo de acuífero es más fácil de ser caracterizado ya que no necesita de parámetros de entrada como porosidad, volumen del acuífero y/o permeabilidad, que son parámetros necesarios para un acuífero tipo Fetkovich o Carter-Tracy.

Estos dos últimos tipos de acuíferos son ampliamente usados en la industria por su practicidad, versatilidad y eficacia al momento de realizar una simulación completa de un reservorio.

Usando las interpretaciones de pruebas de presión transitoria se llega a detectar la complejidad del comportamiento de la presión del campo, el gráfico 4-33 muestra este problema.

Por ejemplo, en los años 2009-2010 los pozos horizontales CUL010H y CUL013H muestran una presión de reservorio de alrededor de 1900 psi cuando en el 2009 los pozos CUL009D y CUL007D tienen una presión estática de 1350 psi.

La ubicación de estos cuatro pozos revela esta inconsistencia y levanta la sospecha de un comportamiento diferente debido a una barrera de no-flujo (ver gráfico 4-33).

Si se analiza la interpretación de PTA para todos los pozos y se enfatiza en la detección de límites se demuestra que la sospecha de barreras de no flujo tiene sentido físico. El gráfico 4-34 muestra el tipo de límites detectados.

Esto da una idea más cercana a la forma de los límites y la simulación matemática precisará su orientación, extensión e influencia sobre todos los pozos.

El pozo YUL013D, que es uno de los pozos más recientes del campo muestra una presión de reservorio de aproximadamente 2100 psi, lo cual es bastante elevado tomando en cuenta que en sus cercanías hay pozos que han tenido una producción sostenida por varios años (YUL004 y YUL005).

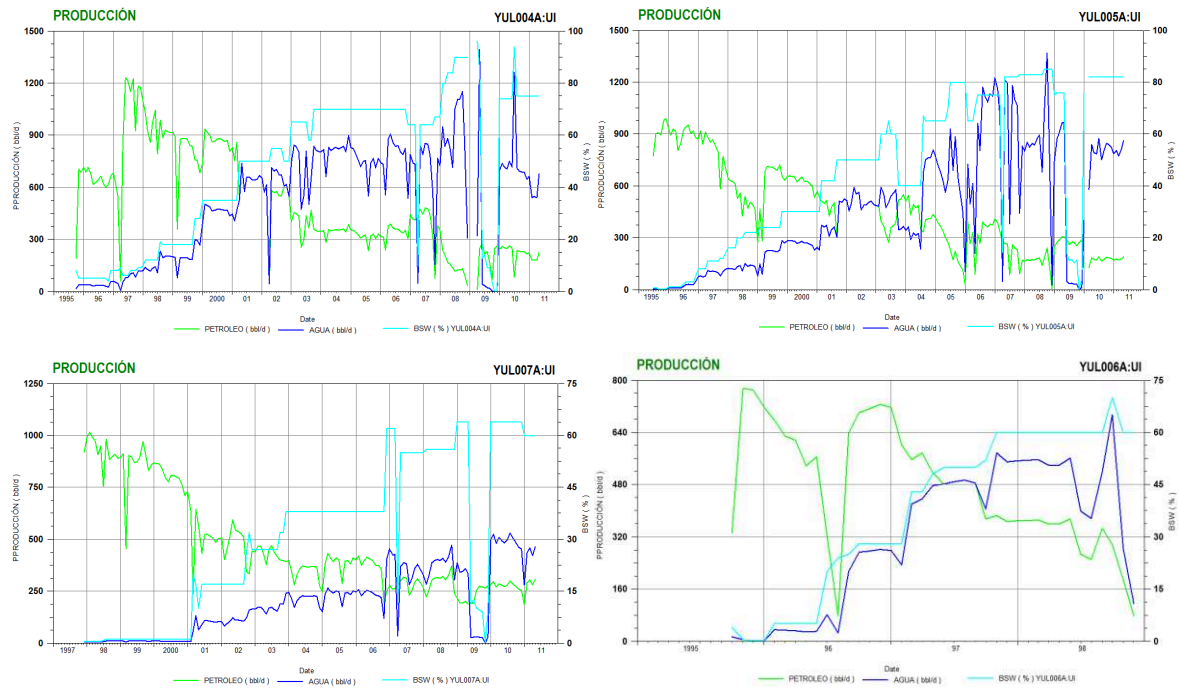
Esto implica que la zona este del reservorio no se ha depletado como lo ha hecho la zona central y por lo tanto el límite que se interpreta en los build up's de los pozos YUL005, YUL007 y YUL0016D divide a estas zonas de forma hidráulica impidiendo su comunicación.

Al hacer este cambio en el modelo estático, se mejora el ajuste de la presión de los pozos en la zona central pero la zona este se depleta, es decir aún con el acuífero de fondo la presión cae a cero en pocos años de producción.

Si se analiza el comportamiento del agua de los pozos de la zona este se puede ver que el incremento en el corte de agua no ha cesado con el pasar de los años. Debido a estas dos razones (falta de presión y alto corte de agua) la solución que corrige ambos parámetros es añadir un acuífero lateral que sostenga a la presión y aporte una mayor cantidad de agua a estos pozos (ver gráfico 4-32).

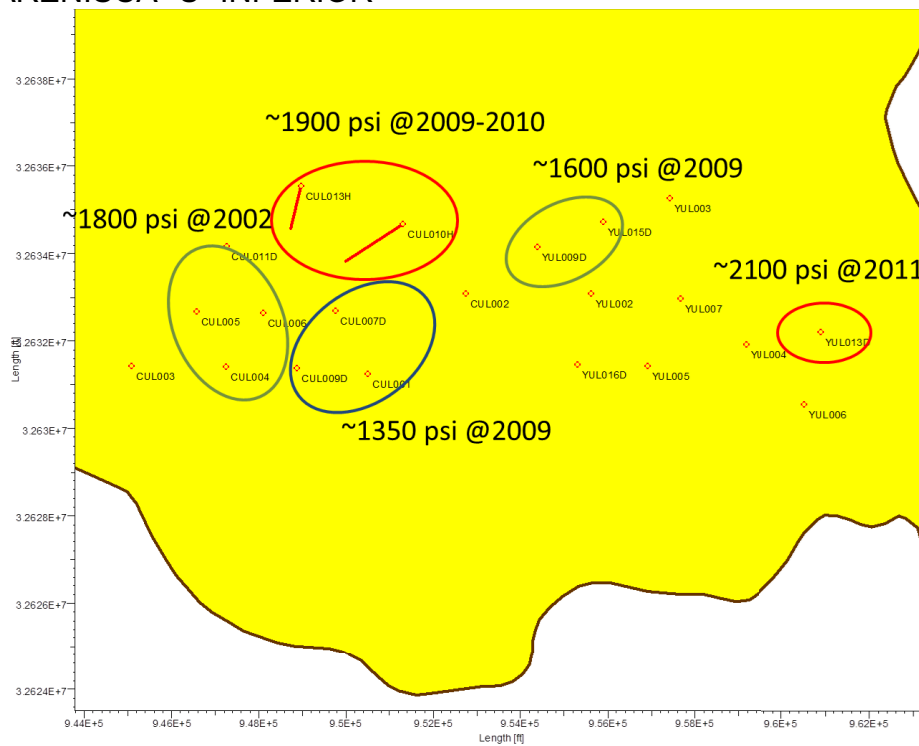
A través de ensayo y error se determina que este acuífero lateral no tiene mucha influencia sobre los pozos del campo salvo los del este y se lo modeló mediante tres acuíferos tipo Schilthuis con un aporte de 0.1, 0.15 y 0.8 [BAPD/psi], estos tres acuíferos están conectados entre sí y facilitan el ajuste de los pozos indicados anteriormente.

GRÁFICO 4-32 - COMPRTAMIENTO DEL AGUA EN LOS POZOS DE LA ZONA ESTE DEL CAMPO



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

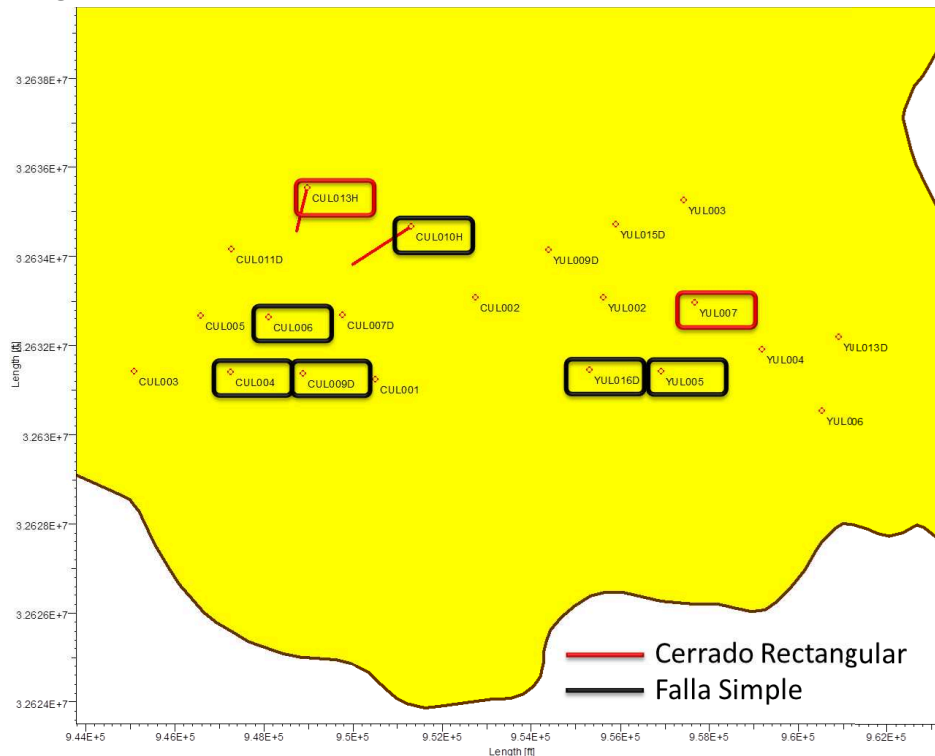
GRÁFICO 4-33 - INCONSISTENCIAS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN LA ARENISCA “U” INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

En todas las simulaciones de las distintas areniscas se requirió de varias corridas para conseguir un empate aceptable. No se trata de un juego de azar, se debe variar los valores adecuados en un rango adecuado para conseguir un mejor rendimiento de la grilla y un mejor ajuste histórico. Por ejemplo, si el influjo de agua es muy súbito se puede modificar la movilidad del agua con las curvas de permeabilidad relativa pero se debe tratar de mantener coherencia con el comportamiento de todos los pozos en general, es decir no tratar de resolver un problema particular variando parámetros que tiene implicaciones regionales.

GRÁFICO 4-34 - TIPOS DE LÍMITES REGISTRADOS EN LA INTERPRETACIÓN DE BUILD UP



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

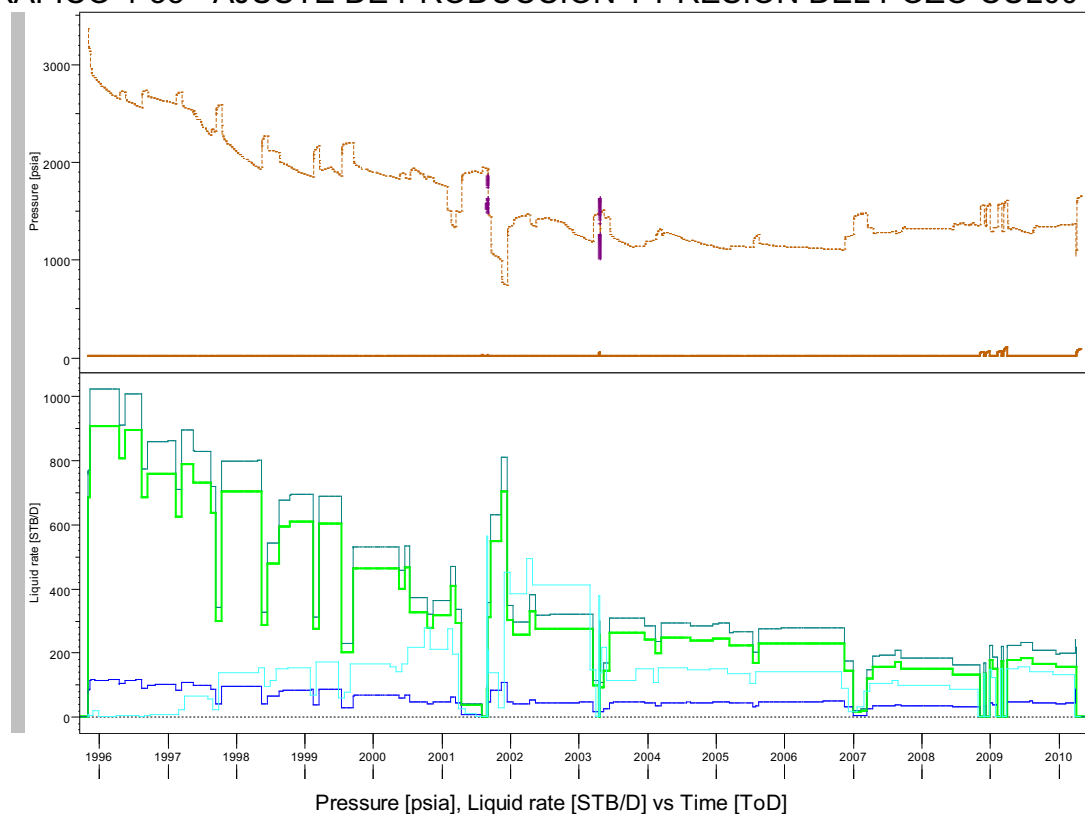
No existe un ajuste perfecto, solamente existen ajustes menos errados, la simulación depende de la confiabilidad de los datos con los cuales se alimenta el modelo. En este caso, la interpretación de las pruebas de presión juega un papel muy importante al momento de verificar la existencia de límites.

La simulación realizada no es perfecta debido a razones ya explicadas anteriormente y el punto más importante desde el punto de vista de un ingeniero

de simulación es: ¿la simulación permite realizar forecast o planificar futuros trabajos (perforación, abandono de pozos, etc.) con la confiabilidad necesaria o simplemente son colores vistosos que el simulador entrega? Existen “n” tipo de problemas que se encuentran al tratar de realizar el ajuste pozo a pozo y si se parte de datos y modelos que no son tan confiables, entonces surge la necesidad de preguntarse si un ajuste al 99.99% de exactitud es necesario. Para los fines del presente trabajo, lo más importante es caracterizar el modelo geológico estructural mediante los límites que se interpretan de las pruebas de presión. Partiendo de esta premisa, el ajuste de agua no acapara la atención del ajuste de simulación, cosa que sí lo hace la presión y de ahí la importancia de añadir los límites que ayudan a representar su comportamiento.

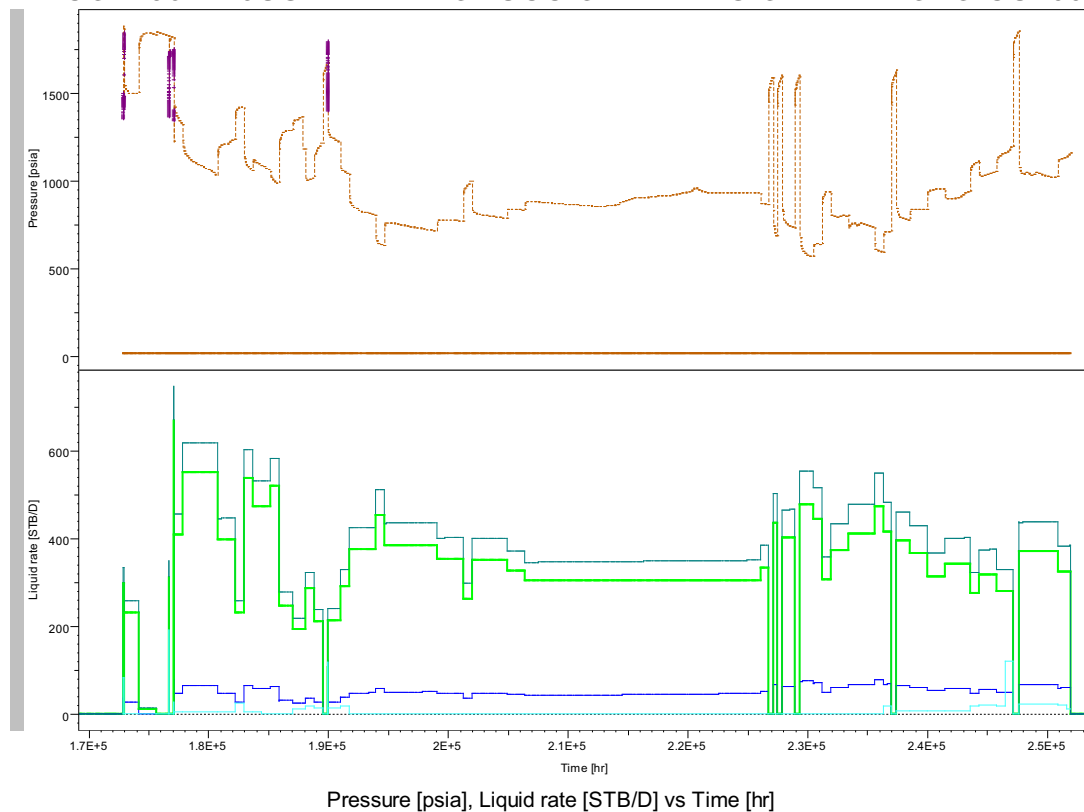
Los ejemplos más claros de esto son los ajustes de los pozos CUL004 y CUL006 que tienen varios build up y que la simulación tiene gran coherencia no con solo uno de los build up's sino con todos en cada pozo respectivamente. Los gráficos gráfico 4-35-35 y 4-36 muestran el ajuste de estos dos pozos.

GRÁFICO 4-35 - AJUSTE DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DEL POZO CUL004



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

GRÁFICO 4-36 – AJUSTE DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DEL POZO CUL006



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

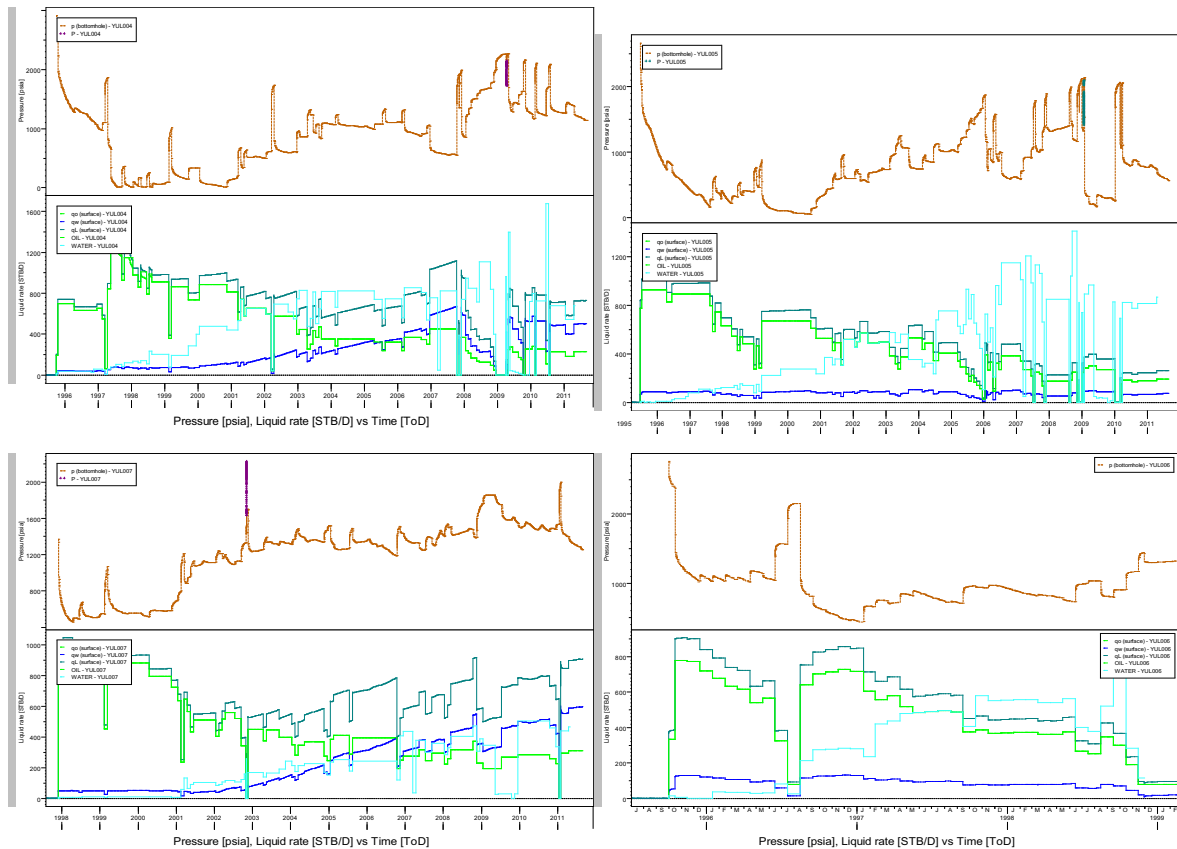
Para los pozos de la zona este se tiene un ajuste aceptable de la presión, sin embargo el aporte de agua no se modela adecuadamente, necesita mayor facilidad para que fluya desde el acuífero lateral.

Crear un canal debido a su ambiente de depositación podría arreglar este problema pero debería ser justificado geológicamente.

Como se puede observar en el gráfico 4-37, donde la línea azul fuerte es el caudal de agua simulada y la línea color cian es la producción de agua histórica, se ve que aún le falta facilidad al agua para ser producida y que el ajuste de presión es satisfactorio.

El gráfico 4-38 muestra el modelo dinámico de la arenisca "U" Inferior que ajusta el historial de producción y la presión de cada pozo de forma aceptable.

GRÁFICO 4-37 - AJUSTE DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS DEL ESTE DEL RESERVOIRIO



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

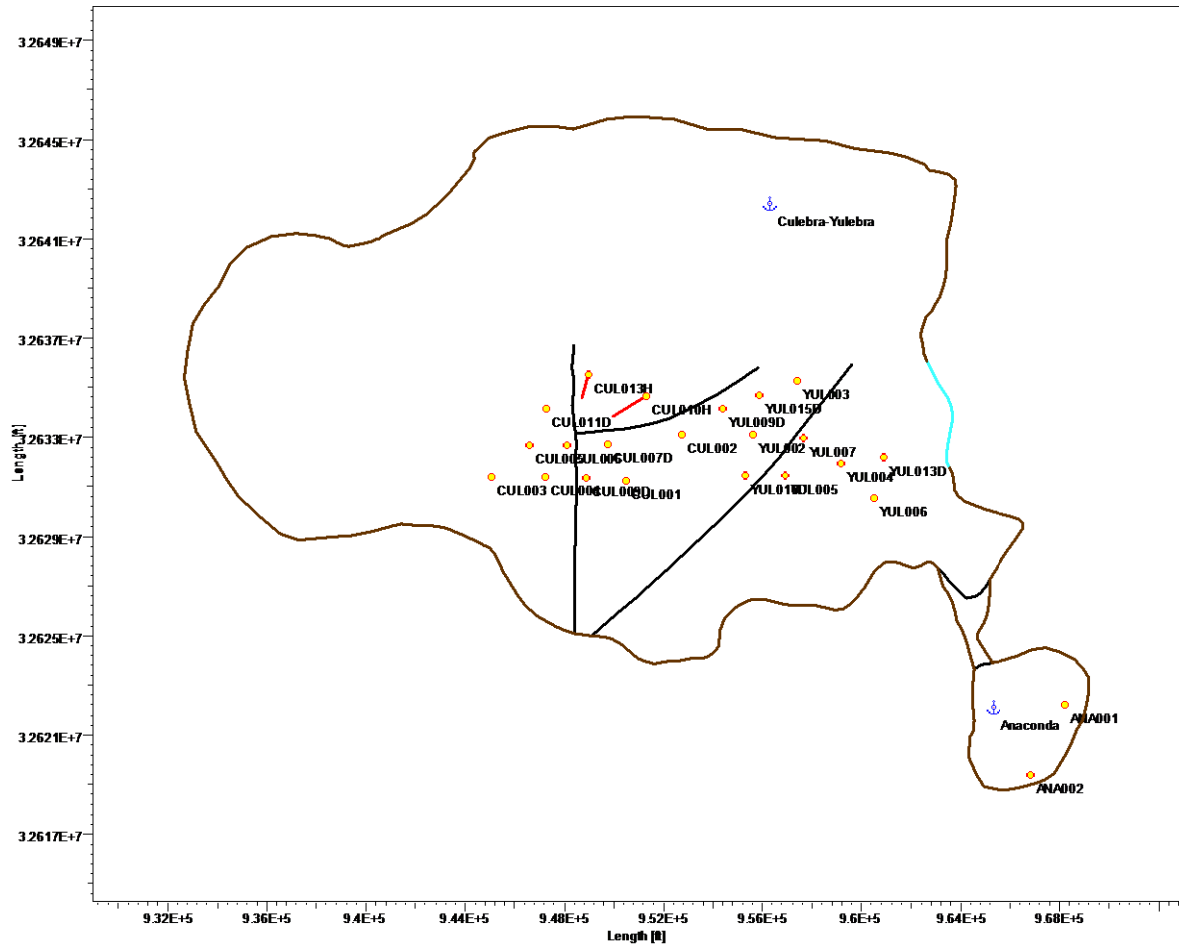
La zona de Anaconda representa todo un enigma debido a que la simulación realizada en los dos pozos productores no representa adecuadamente el comportamiento de la presión. Se tiene una aproximación que trata representarla pero al ser un cuerpo cerrado, la caída de presión es significativa y al no tener más datos históricos no se la puede corroborar.

Sin embargo, un punto muy importante es que la presión necesita de la ayuda de un acuífero de fondo para acercarse a los valores de presión de los datos registrados y usando el mismo acuífero de fondo presente en Culebra-Yulebra, se logra este acercamiento.

Entonces, simular a Culebra, Yulebra y Anaconda como un solo campo es razonable pero se necesita un modelo geológico confiable que responda a las incertidumbres de las propiedades de rocas y fluidos.

Para realizar el modelo 3D del campo con las modificaciones necesarias en el interior del reservorio se utilizaron 31111 celdas, 47814 vértices y 5 capas.

GRÁFICO 4-38 - MODELO GEOLÓGICO-ESTRUCTURAL MEJORADO DE LA ARENISCA "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

En el anexo No 22 se detalla el ajuste de presión por pozo para esta arenisca

4.2. MODIFICACIONES Y MEJORAS AL MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DE LAS DISTINTAS ARENISCAS

A continuación se estudia por arenisca las modificaciones y mejoras que se realizó a cada arenisca durante su simulación para obtener un ajuste histórico. Los criterios usados para mejorar el modelo estático fueron la reinterpretación de

las pruebas de presión transitoria poniendo énfasis en la caracterización de los límites y el historial del comportamiento de la presión para un mismo pozo.

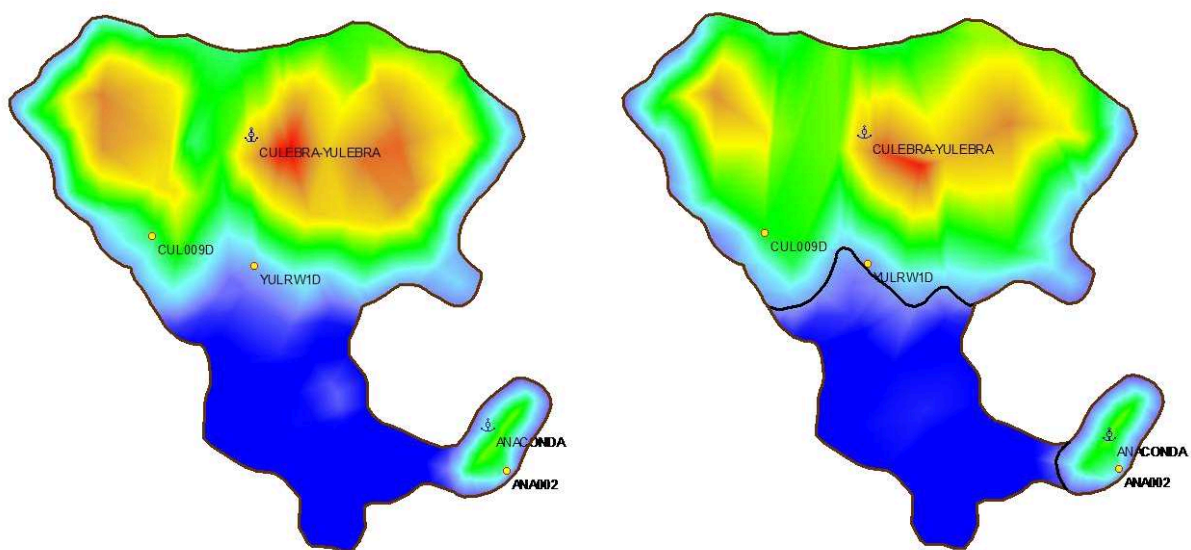
4.2.1. BASAL TENA

Debido a la cantidad de pozos productores de esta arenisca y la cantidad de pruebas de presión analizadas no se puede realizar un mejoramiento al modelo estructural. Es importante recalcar que la simulación realizada logra representar el comportamiento de la arenisca y que no es perfecta, siempre se la va a poder mejorar, y el presente estudio constituye un punto de partida.

4.2.2. “T” INFERIOR

Partiendo de el estudio de reservas, se comprueba que los LIP definen el cierre para la zona de Culebra-Yulebra y de igual forma para Anaconda, éstos límites se interpretan como barreras de no flujo. El gráfico 4-39 muestra la diferencia entre el mapa estructural sin las barreras de flujo y el del modelo estático ajustado con el modelo dinámico.

GRÁFICO 4-39 - DIFERENCIA ENTRE EL MODELO ORIGINAL Y EL MODIFICADO PARA “T” INFERIOR.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

CAPÍTULO V

PROGNOSIS DE LOS TRABAJOS A REALIZARSE EN BASE A LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS MODELOS ANALÍTICO Y NUMÉRICO PARA CADA UNO DE LOS POZOS ESTUDIADOS.

5.1. OBSERVACIONES AL MODELO ANALÍTICO Y NUMÉRICO

Para poder realizar una prognosis de los trabajos a realizarse en cada uno de los pozos se debe tomar en cuenta el estado actual de los mismos ya que varios de ellos, durante su vida operativa, han producido de una arenisca para luego punzonar otro intervalo y producir de otra.

Históricamente hablando, no es factible recomendar un tipo de trabajo en un pozo que ya no produce de la arenisca analizada con el build up y con el modelo numérico. Hay que tener presente esta premisa y discriminar entre areniscas y workovers realizados.

Aquí se conjuga los resultados obtenidos de los modelos analíticos y numéricos de las distintas areniscas, también se estudia el comportamiento de la vida operativa que ha tenido un pozo y dependiendo de su situación actual se realiza una prognosis adecuada.

El modelo analítico es una fotografía del pozo en una fecha determinada, si para dicha fecha el pozo necesitó de un trabajo, es muy probable que esté hecho.

Éstas intervenciones son parte de un historial de Workover y se deben tomar en cuenta para pozos nuevos, para ellos se tendría una prognosis más adecuada ya que si las condiciones de perforación (tipo de pozo, arenisca productora,

completación, posición estructural, etc.) son similares a la de otro pozo con años de vida operativa se puede crear recomendaciones para monitorear y tener listo un plan de intervención previo a problemas operacionales.

Es claro y obvio que un pozo no se va a comportar exactamente igual como lo hizo otro pero las lecciones aprendidas son muy valiosas y ahorran recursos.

El modelo numérico tiene la ventaja de brindar escenarios para futuros pozos y se puede recomendar una zona de la arenisca sobre otra en base a la saturación de fluidos que presenta la simulación y su presión.

Se puede sugerir estudios sobre la incertidumbre de algunas zonas y también verificar el comportamiento de la presión actual de reservorio con la perforación de nuevos pozos.

Con estas observaciones se pretende focalizar la prognosis en pozos que necesiten una intervención a corto plazo. A largo plazo se pretende sugerir las mejores alternativas para el desarrollo del campo.

5.2. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA

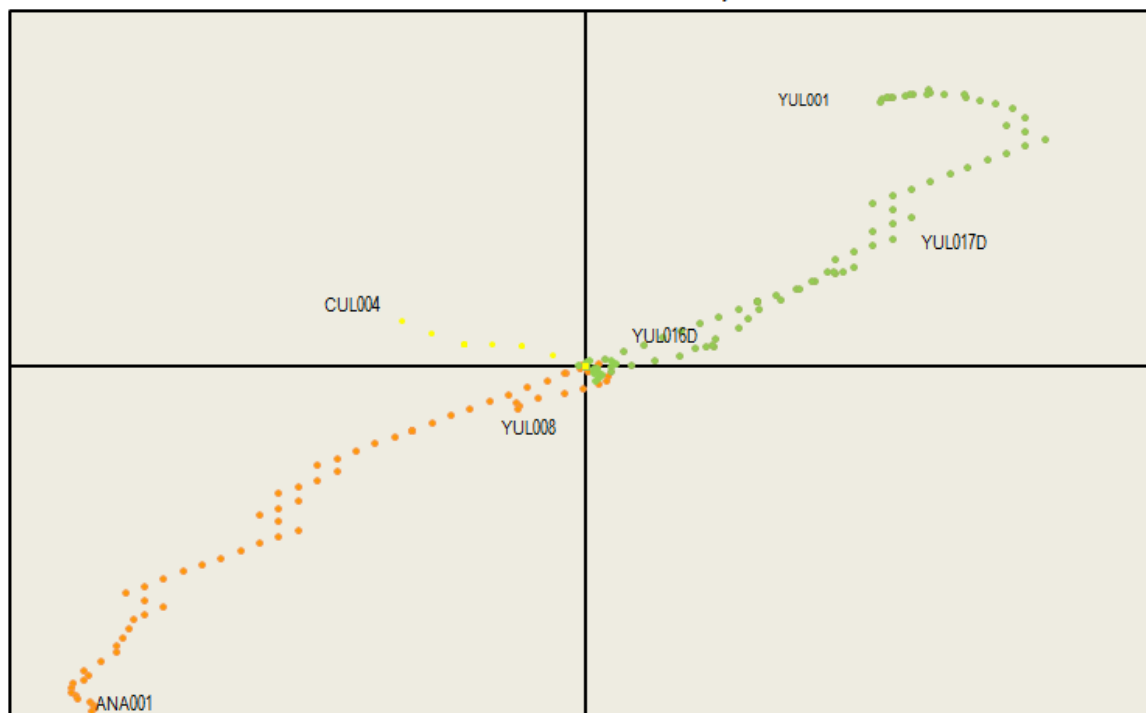
A continuación se detallarán los pozos del campo, sus estados actuales y las posibles acciones a tomarse para su mejor desempeño. En cuanto al desarrollo de cada arenisca se realizarán comentarios y sugerencias para su mejor explotación, aprovechando los resultados de las areniscas simuladas.

5.2.1. ARENISCA BASAL TENA

El gráfico 5-1 muestra el MHI para Basal Tena, de acuerdo a la necesidad se hará referencia a este gráfico.

GRÁFICO 5-1 - MHI PARA LA ARENISCA BASAL TENA

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO, ARENA BASAL TENA



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.1.1. Pozo ANA001

5.2.1.1.1. Antecedentes

El pozo ANA001 fue completado el 11-Mayo-1991 y empezó produciendo 423 BPPD con un 16% de BSW de la arenisca Hollín Inferior. En el tercer workover (4 de marzo de 1993) se decide cambiar el intervalo de producción por el de “U” Inferior debido a su bajo aporte (84 BPPD), obteniendo 880 BPPD.

Sin embargo el pozo queda en espera de workover en septiembre de 1998 debido a problemas con el equipo BES, así permanece hasta el 24 de diciembre de 2004 cuando se lo reacondiciona.

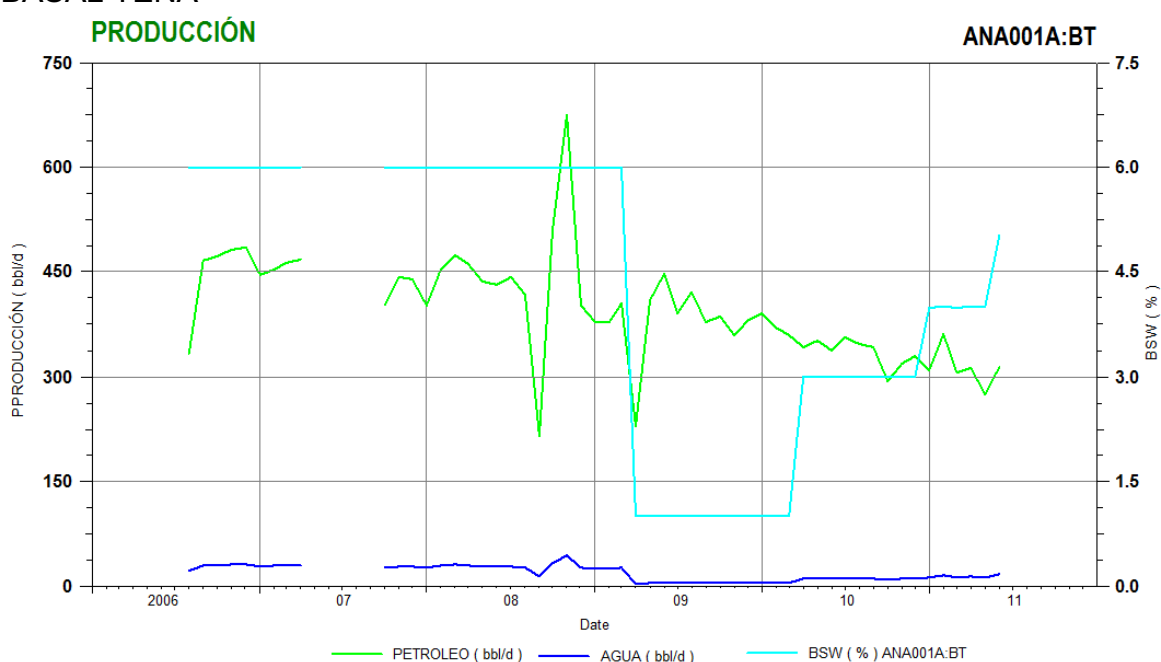
El pozo produce 250 BPPD pero su corte de agua se incrementa hasta el 92% y se lo cierra en febrero de 2005 debido a problemas en su equipo BES.

El 15 de agosto de 2007, se tiene el workover No 5 y se cambia el intervalo productor de “U” Inferior a Basal Tena.

5.2.1.1.2. Estado actual

Durante el mes de junio de 2011 se produjo un promedio de 313 BPPD con un BSW de 5%, lo cual representa una buena producción a nivel de reservorio.

GRÁFICO 5-2 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA001 CORRESPONDIENTE A BASAL TENA



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Como se puede ver en el gráfico 5-2, se tiene una mínima producción de agua, la cual ha venido incrementándose en un 3.6% aproximadamente desde inicios del 2010 y su declinación de producción ha sido relativamente normal.

5.2.1.1.3. Observaciones y prognosis

Analizando el índice de heterogeneidad modificado se puede ver que éste pozo tiene el peor comportamiento de los 6 productores (ver gráfico 5-3), su extrema desviación del promedio es claramente vista. También se puede apreciar los

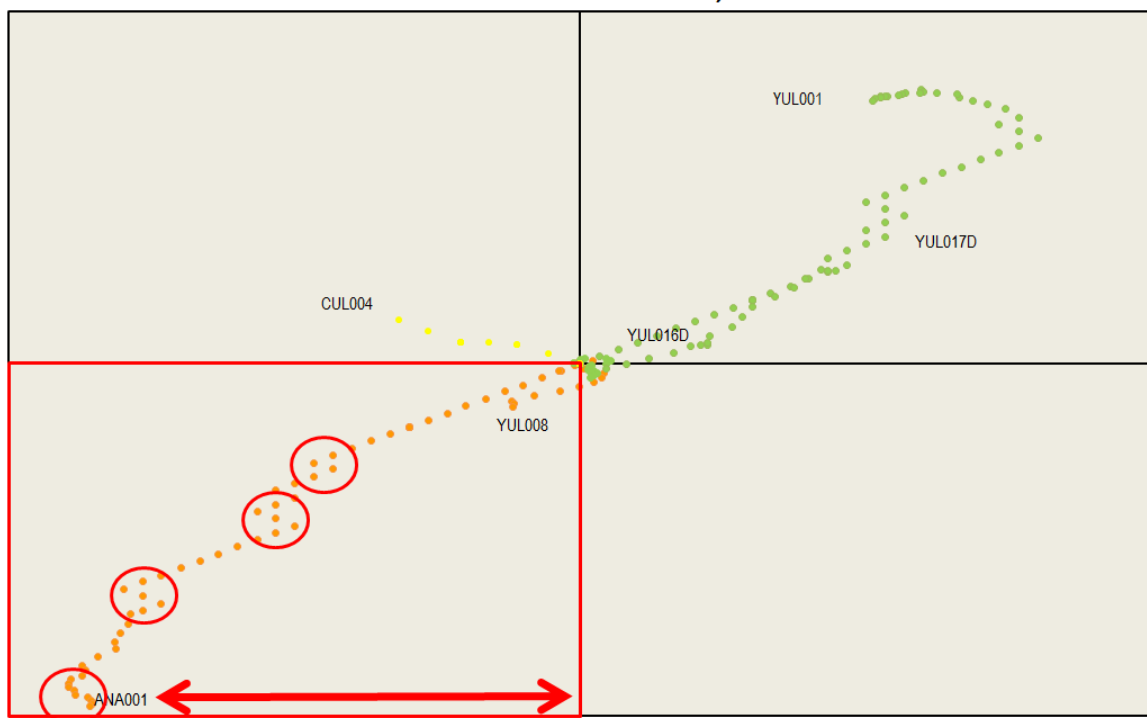
intentos para mejorar el desempeño del mismo, cada círculo rojo muestra una tendencia hacia el opuesto de la tendencia natural del pozo.

Esto nos quiere decir que se trató de amenorar la diferencia entre la baja producción de este pozo y el promedio del campo sin tener éxito ya que rápidamente el pozo reduce su aporte de petróleo.

Un punto importante es la actual tendencia que muestra una recuperación de petróleo, esto quiere decir que su producción empieza a acercarse al promedio del campo. Esto no es del todo bueno ya que también implica que los otros pozos están disminuyendo su producción y por ello el promedio baja.

Este pozo no presenta problemas y tiene una buena producción relativa, no sería necesario ningún tipo de intervención a menos que se tengan problemas con el equipo BES.

**GRÁFICO 5-3 - COMPORTAMIENTO DEL POZO ANA001 EN EL MHI
ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO, ARENA BASAL TENA**



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.1.2. Pozo CUL004

5.2.1.2.1. *Antecedentes*

El pozo CUL004 fue completado el 3 de octubre de 1995 y fue puesto en producción de la arenisca "U" Inferior el 23 de septiembre de 1995 produciendo 792 BPPD con un BSW de 3%. El intervalo disparado fue de 36 ft para esta arenisca, siendo éstos más amplios que los de "T" Inferior (16 ft) y Basal Tena (10 ft).

En el transcurso de 15 años se tienen 11 workovers debido a problemas con la bomba electrosumergible y por comunicación tubing-casing. Debido a baja productividad de la arenisca se decide en el workover No 12 (1 de julio de 2010) repunzonar y evaluar Basal Tena.

Tras esto se tiene una producción menor que la de "U" Inferior, 73 BPPD y se decide cerrar el pozo por su baja producción. El 19-Jun-2010 se realiza un repunzonamiento al intervalo de Basal Tena y aunque se determina que se tiene buena permeabilidad, se produce con un BSW del 96%.

Posteriormente en abril de 2011 se vuelve a intervenir el pozo y tras limpiar los disparos y estimular la formación, se tiene una producción de 117 BPPD aproximadamente con un BSW del 84%.

5.2.1.2.2. *Estado actual*

Durante el mes de mayo de 2011 la producción del CUL004 fue de 95.67 BPPD con un BSW de 79% aproximadamente. Es evidente la declinación de la producción y también lo es la disminución del corte de agua que puede ser efecto de un lavado de la zona productora ya que no ha pasado mucho tiempo desde que el pozo volvió a abrirse.

5.2.1.2.3. *Observaciones y prognosis*

Este pozo representa un problema ya que no ha respondido como se ha querido, tras varias intervenciones no se ha podido recuperar su producción y es probable que se tenga que repunzonar la arenisca “T” Inferior para evaluar su productividad.

La buena permeabilidad de la arenisca hace que el influjo de agua sea un gran problema, produciendo volúmenes de hasta 14,100 bls al mes, lo cual representa un gasto operacional para su tratamiento y posterior reinyección. Se puede decir que este pozo se encuentra próximo a ser cerrado y sería un candidato para probar “T” Inferior.

5.2.1.3. Pozo YUL008D

5.2.1.3.1. *Antecedentes*

El YUL008 fue completado el 22-Abril-2010 y durante sus pruebas iniciales se evaluaron primero las areniscas “U” Inferior y Hollín Superior obteniendo bajo aporte de ambas areniscas. Para “U” Inferior se tuvo una producción de 193 BPPD con un BSW de 38%.

Cuando se decidió evaluar Basal Tena se obtuvo un caudal de 115 BPPD con un BSW de 63% y posteriormente se bajó el equipo BES para la producción de dicha arenisca. Aunque el caudal de Basal Tena es menor que el de “U” Inferior, la calidad del crudo fue decisivo ya que Basal Tena presenta un crudo de 28 °API frente a los 18 °API de “U” Inferior.

5.2.1.3.2. *Estado actual*

Durante el mes de mayo de 2011 se tuvo una producción promedio de 279 BPPD con un 2% de BSW lo cual no representa ningún inconveniente operacional. El

reto para este y todos los pozos es tratar de mantener la producción con una declinación aceptable para el presupuesto del año.

5.2.1.3.3. *Observaciones y prognosis*

Durante abril de 2011 se produjo 322 BPPD en promedio, esto representa una caída de 43 BPPD, si esto se encuentra previsto no existiría ningún problema, caso contrario habría que estudiar las condiciones operativas del pozo como el estado mecánico de la bomba, la frecuencia de operación, presencia de sólidos en la producción, etc. Y diseñar un plan de remediación apropiado según sea el caso. En el análisis del MHI se puede evidenciar que éste pozo produce menos agua que el promedio pero también produce menos petróleo que el promedio.

5.2.1.4. **Pozo YUL010D**

5.2.1.4.1. *Antecedentes*

El pozo YUL010D es uno de los últimos pozos perforados durante la última campaña de perforación en la zona de Yulebra, junto a él se tiene el YUL013D. Éste pozo fue completado el 3 de octubre de 2011 y no se dispone de datos de producción, solamente los de las pruebas iniciales.

5.2.1.4.2. *Estado actual*

Durante las pruebas iniciales se determinó un BSW del 30% con una producción de petróleo de 144 BPPD. Éste pozo tiene instalado un sistema de levantamiento artificial tipo por bombeo electrosumergible (BES).

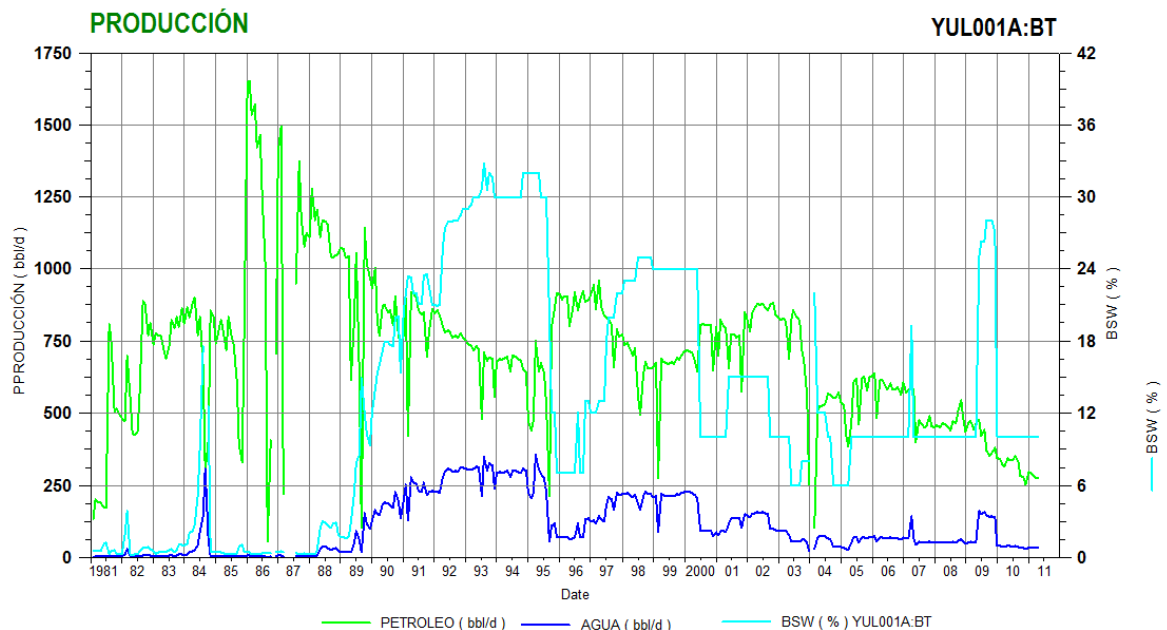
5.2.1.4.3. *Observaciones y prognosis*

Al realizar el análisis de build up se tiene una característica poco usual, la cual es una presión estática de fondo de aproximadamente 970 psi. Esta presión es sumamente baja y si se toma en cuenta que la presión de burbuja es 630 psi, es

preocupante porque durante la prueba la presión de fondo fluyente cayó hasta casi los 100 psi.

La razón por la que la presión es tan baja se debe a la cercanía del pozo YUL001 que ha tenido poco más de 30 años de producción de la arenisca Basal Tena como se puede ver en el gráfico 5-4.

GRÁFICO 5-4 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL001 CORRESPONDIENTE A BASAL TENA.



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

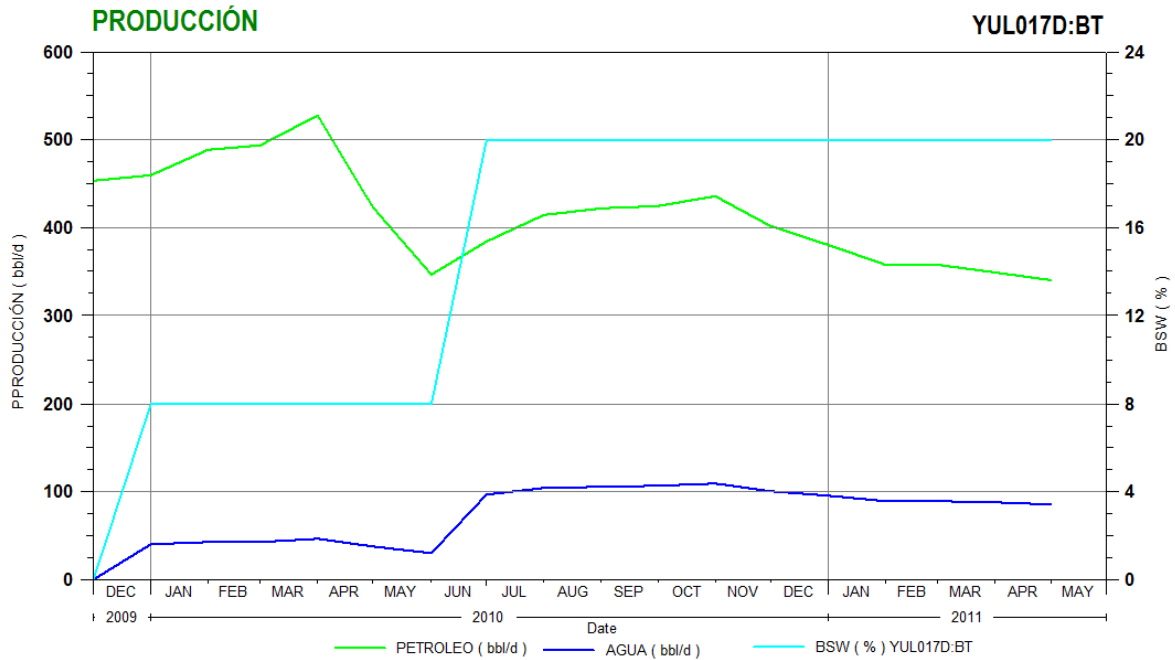
5.2.1.5. Pozo YUL017D

5.2.1.5.1. Antecedentes

El pozo YUL017D es un pozo productor de Basal Tena cuyo nombre era originalmente YULRW2D debido a que se tenía planificado usarlo como reinector en Hollín Inferior si las pruebas en Basal Tena no daban buenos resultados. Ya que éste no fue el caso, se solicitó al gobierno cambiar el nombre del pozo y no usarlo como reinector. Fue completado el 4 de diciembre de 2009 y ha producido con un BSW promedio de 20% durante el 2010 y 2011 manteniéndose relativamente estable.

El gráfico 5-5 muestra el desempeño del pozo durante su vida operativa, aquí se evidencia la declinación y la estabilización del BSW.

GRÁFICO 5-5 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL017D CORRESPONDIENTE A LA ARENISCA BASAL TENA



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.1.5.2. Estado actual

Durante el mes de abril de 2011 se tuvo una producción promedio de 339 BPPD con un BSW del 20%, no registra workovers y es uno de los pozos con un buen desempeño según el MHI ya que se encuentra en el primer cuadrante, el cual muestra una producción superior a la del promedio de petróleo y agua promedios.

5.2.1.5.3. Observaciones y prognosis

Este pozo no presenta inconvenientes en sus operaciones, su producción ha sido regular en el pasar de los meses. El gráfico 5-1 muestra el MHI para este pozo y no se evidencia cambios en la tendencia natural del pozo.

5.2.2. ARENISCA “T” INFERIOR

5.2.2.1. Pozo ANA002

5.2.2.1.1. *Antecedentes*

El pozo ANA002 fue puesto en producción de la arenisca “T” Inferior el 28 de noviembre de 2008 (workover No 6), haciendo 31 ft de perforaciones en la misma. Sin embargo, éste pozo tenía producción que provenía de la arenisca Hollín Inferior desde el 1 de junio de 1992.

Al alcanzar el 94% de BSW con una producción de 153 BPPD se decidió realizar el Workover No 6 para punzonar la arenisca “T” Inferior. El resultado de éste trabajo es una producción inicial de 2026 BPPD con 0.4% de BSW lo cual fue un trabajo exitoso.

Previo a éste Workover se realizaron 5 más, el primero fue la instalación de la bomba electrosumergible y los 4 restantes fueron reparaciones en la BES.

5.2.2.1.2. *Estado actual*

La producción de la arenisca “T” inferior fue detenida en diciembre de 2010 debido a bajo aporte de crudo por parte de la misma. El 16-Ene-2011 se realiza un squeeze a “T” Inferior y a “U” Inferior, repunzonando 14 ft de ésta última y recuperando la producción con 100 BPPD. El pozo ANA002 produce actualmente de la arenisca “U” Inferior y se tiene registrado un build up.

5.2.2.1.3. *Observaciones y prognosis*

Al ser el único pozo que produce de la zona de Anaconda no se tiene bien definido el comportamiento de la presión; como ya se lo había mencionado antes, es difícil reproducir el comportamiento de la presión de ésta zona con un solo pozo. Al momento del build up, el pozo registraba una permeabilidad de 585 mD

aproximadamente y la presencia de un daño mínimo en las primeras fechas para luego tener un pozo sucio con un valor de daño de aproximadamente 11. De acuerdo a la simulación matemática realizada, la zona de Anaconda tiene una depletación abrupta y no se recomendaría perforar más pozos en dicha zona.

5.2.2.2. Pozo CUL009D

5.2.2.2.1. Antecedentes

El pozo CUL009D fue puesto en producción de la arenisca "T" Inferior el 18-Dic-2009, su producción inicial fue de 635 BPD con 10% de BSW, cuenta con 14 ft de intervalo perforado y continua produciendo hasta la fecha.

5.2.2.2.2. Estado actual

El 12-Jul-2009 se realizó un build up que fue interpretado, su análisis muestra que la zona de Culebra-Yulebra tiene 50.8 mD de permeabilidad y 4.14 de daño. No se ha realizado ningún trabajo de Workover hasta la fecha.

5.2.2.2.3. Observaciones y prognosis

La producción ha decaído hasta producir la mitad de petróleo aproximadamente (314 BPPD en May-2009). Como no se ha realizado ninguna intervención se ve factible el mejoramiento de la producción mediante un trabajo de fracturamiento hidráulico, lo cual ayudaría a la producción teniendo una gran permeabilidad de fractura.

5.2.2.3. Pozo YULRW1D

5.2.2.3.1. Antecedentes

El pozo YULRW1D fue completado el 04-Abr-2009, y no tiene producción de la arenisca "T" Inferior. Al igual que con "U" inferior, se probaron estos intervalos y

se dejó como inyector de Hollín Inferior a este pozo. Se tiene registrado un build up el 12-Jul-2009 el cual fue interpretado y confirma el bajo valor de permeabilidad con 57.4 mD y un daño de 9.67.

5.2.2.3.2. *Estado actual*

Actualmente este pozo se encuentra inyectando a Hollín Inferior y su posibilidad de producir de la arenisca "T" Inferior es muy baja debido a que se tiene baja permeabilidad y no fue diseñado como productor.

5.2.2.3.3. *Observaciones y prognosis*

Dependiendo de la calidad del agua que se inyecta (ppm de crudo) se podría considerar realizar un trabajo de limpieza de las perforaciones e incrementar la inyectividad del mismo. Si el presupuesto de la empresa operadora lo permite se puede usar una unidad con coiled tubing para realizar este trabajo.

De esta forma se llega hasta la profundidad de los intervalos perforados y se los limpia con un químico diseñado para la geología del tipo de arenisca presente.

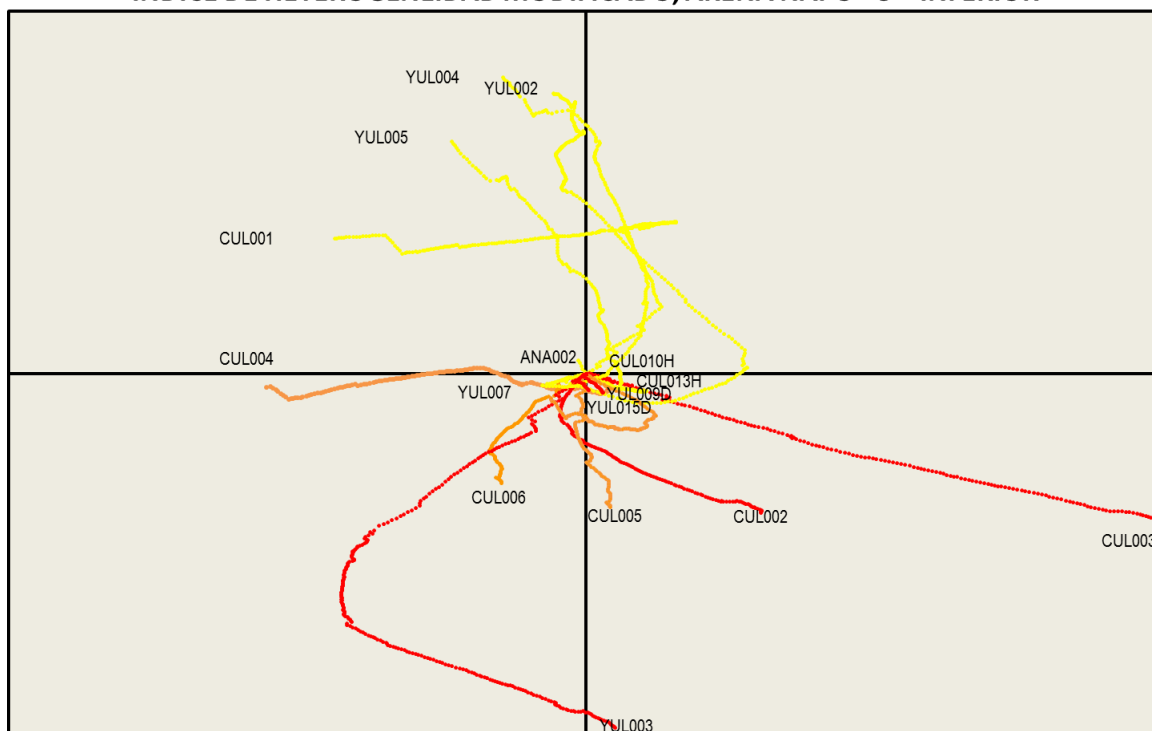
5.2.3. ARENISCA "U" INFERIOR

El gráfico 5-6 muestra el MHI para todos los pozos que registran datos de producción de "U" Inferior. Mediante la simulación se determina que la mejor zona para perforar nuevos pozos es la zona norte donde la presión se ha mantenido alta, el crudo permanece sin ser barrido y se tienen altos estructurales.

La peor zona para perforar un pozo sería la zona central porque en esa zona la presión decae rápidamente debido a su confinamiento (la presión de reservorio en 2009 se encuentra alrededor de 1350 psi) y también porque esa zona ya se encuentra barrida e interfería con los pozos ya presentes.

GRÁFICO 5-6 - MHI PARA LA ARENISCA "U" INFERIOR

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO, ARENA NAPO "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.1. Pozo ANA001

5.2.3.1.1. Antecedentes

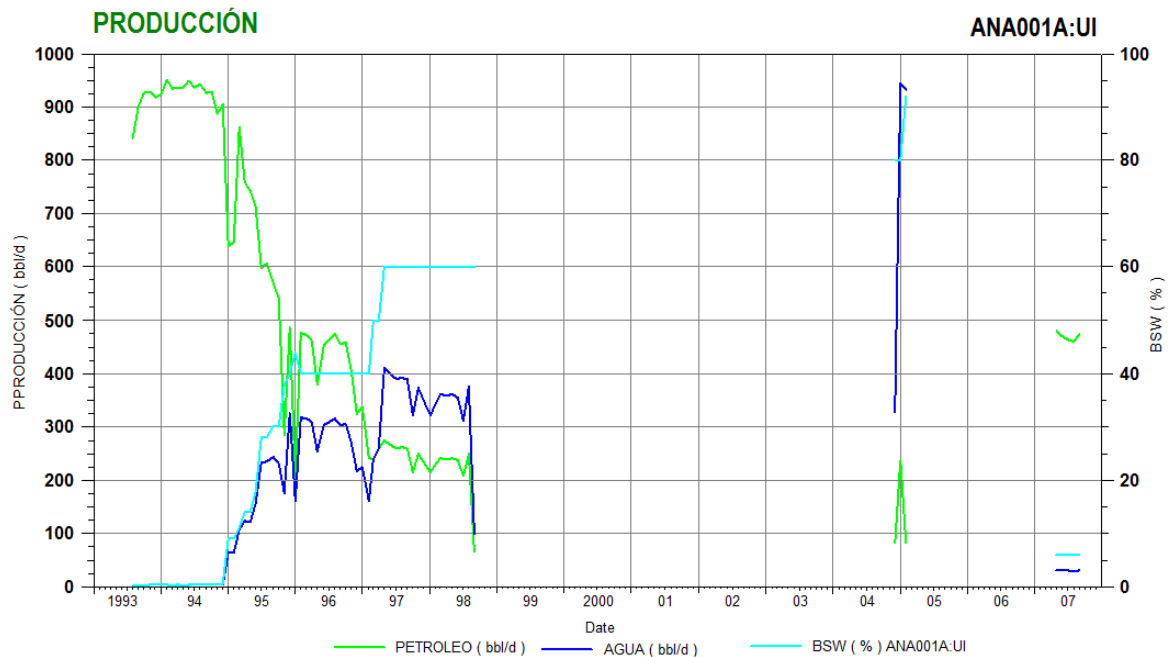
Como ya se había mencionado antes el pozo ANA001 fue completado el 11 de mayo de 1991 y el 4 de marzo de 1993 se evalúa "U" Inferior y se deja de producir de Hollín Inferior.

El intervalo abierto a producción es "U" Inferior hasta el 15 de agosto de 2007 donde se repunzona Basal Tena y se cambia de arenisca. El gráfico 5-7 muestra la producción del pozo ANA001 durante esta etapa.

5.2.3.1.2. Estado actual

Este pozo se encuentra produciendo de Basal Tena y ha concluido su etapa de producción de "U" inferior.

GRÁFICO 5-7 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA001 CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.1.3. Observaciones y prognosis

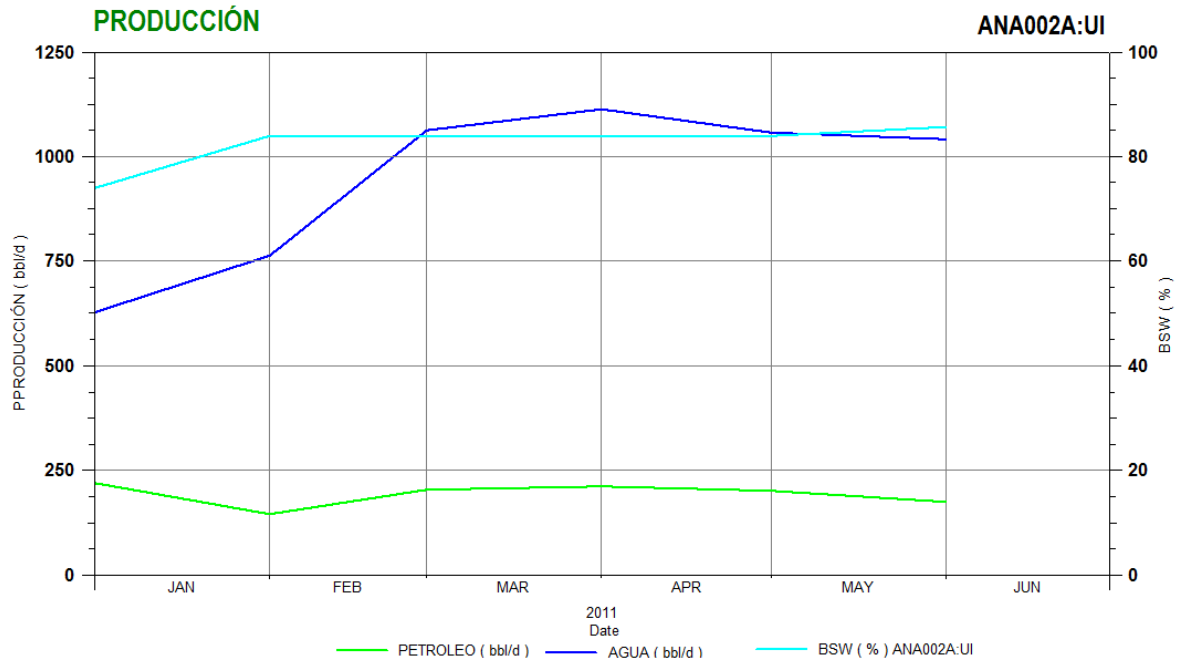
Para esta arenisca no se tiene ningún tipo de trabajo ya que el influjo de agua no justifica las inversiones que se hagan en el pozo. Su estado actual es bueno y hay otras zonas de la arenisca donde se pueden perforar nuevos pozos que sin duda tendrían más oportunidades de tener una mejor producción que un pozo con más de 20 años de vida.

5.2.3.2. Pozo ANA002

5.2.3.2.1. Antecedentes

El pozo ANA002 produjo de la arenisca Hollín Inferior desde el 1 de junio de 1992, el 28 de noviembre de 2008 se cambió de intervalo productor al de “T” Inferior. Se tuvieron 3 workovers para reparar el equipo BES y el 16 de enero de 2011 se realiza el workover No 10 en el cual se punzona “U” Inferior y se cierra la producción de “T” Inferior.

GRÁFICO 5-8 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA002 CORRESPONDIENTE A LA "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

El gráfico 5-8 muestra la producción durante el 2011, como se puede apreciar se tiene un alto corte de agua y una declinación en su producción.

5.2.3.2.2. Estado actual

En mayo de 2011 se tiene una disminución del caudal de petróleo, lo cual se ve reflejado en un incremento del BSW, esto se da inclusive aun cuando el caudal de agua también disminuye.

5.2.3.2.3. Observaciones y prognosis

Debido al incremento del corte de agua se puede considerar un squeeze en la parte baja de las perforaciones. Podría hacerse un análisis con las curvas de Chang para conocer el comportamiento del agua, saber si el agua proviene de una canalización, conificación o por comunicación mecánica.

5.2.3.3. Pozo CUL004

5.2.3.3.1. *Antecedentes*

Como ya se había mencionado antes, este pozo produjo durante 15 años de la arenisca “U” Inferior para luego el 1 de junio de 2010 ser cerrada. Durante este intervalo de tiempo se tuvieron 11 workovers y su producción disminuyó de 950 BPPD a 160 BPPD antes de ser aislado el intervalo como lo muestra el gráfico 5-9.

5.2.3.3.2. *Estado actual*

Actualmente se encuentra produciendo de la arenisca Basal Tena con una gran producción de agua.

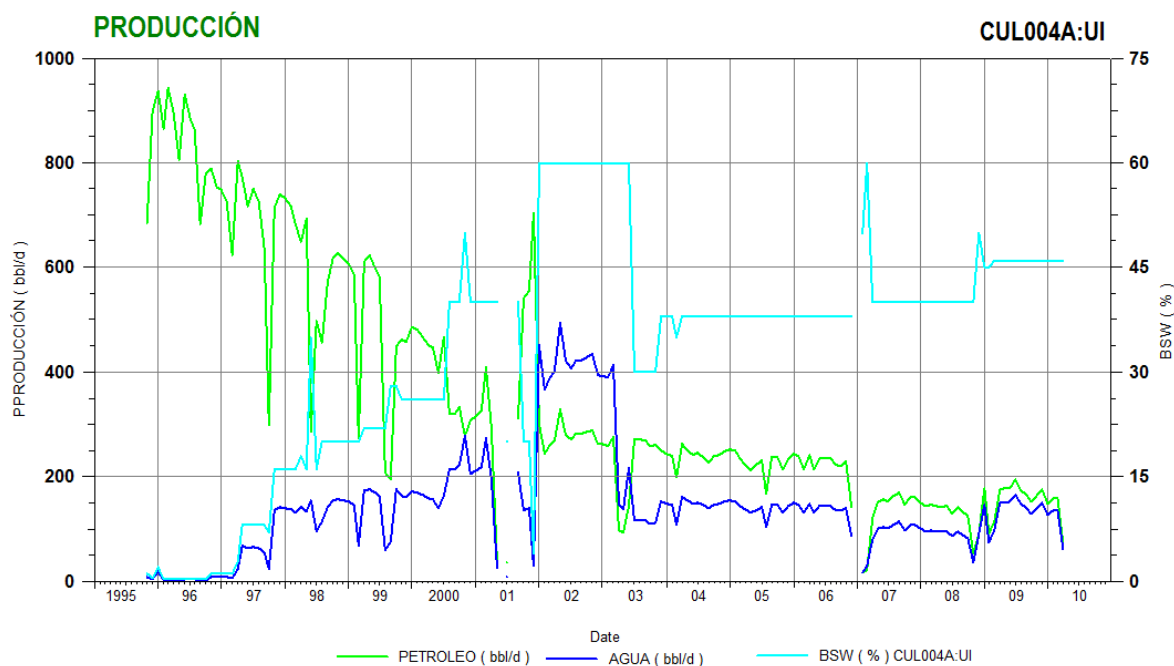
En los 21 meses de producción que tiene de la arenisca Basal Tena, su producción ha estado por debajo del promedio, ésta es una diferencia con el comportamiento que tuvo cuando empezó a producir de “U” Inferior.

Si se analiza el MHI (gráfico 5-6) se puede apreciar que durante los primeros años de producción del pozo, éste mostraba un gran comportamiento ubicándose en el primer cuadrante y con el paso de los años la producción de petróleo disminuyó y pasó a ubicarse en el segundo cuadrante. Para Basal Tena éste pozo empezó su comportamiento en el segundo cuadrante, es decir es ocioso en comparación a los demás.

5.2.3.3.3. *Observaciones y prognosis*

“U” Inferior es la arenisca más prospectiva del campo y ha tenido el mayor desarrollo. El pozo CUL004 al igual que otros empezaron su producción en esta arenisca para luego migrar a otras como Basal Tena y “T” Inferior que han sido segundos y terceros objetivos.

GRÁFICO 5-9 - PRODUCCIÓN DEL POZO CUL004 CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.4. Pozo CUL006

5.2.3.4.1. Antecedentes

El pozo CUL006 fue completado el 7 de mayo de 2002 poniendo a producción por bombeo electrosumergible la arenisca “U” Inferior.

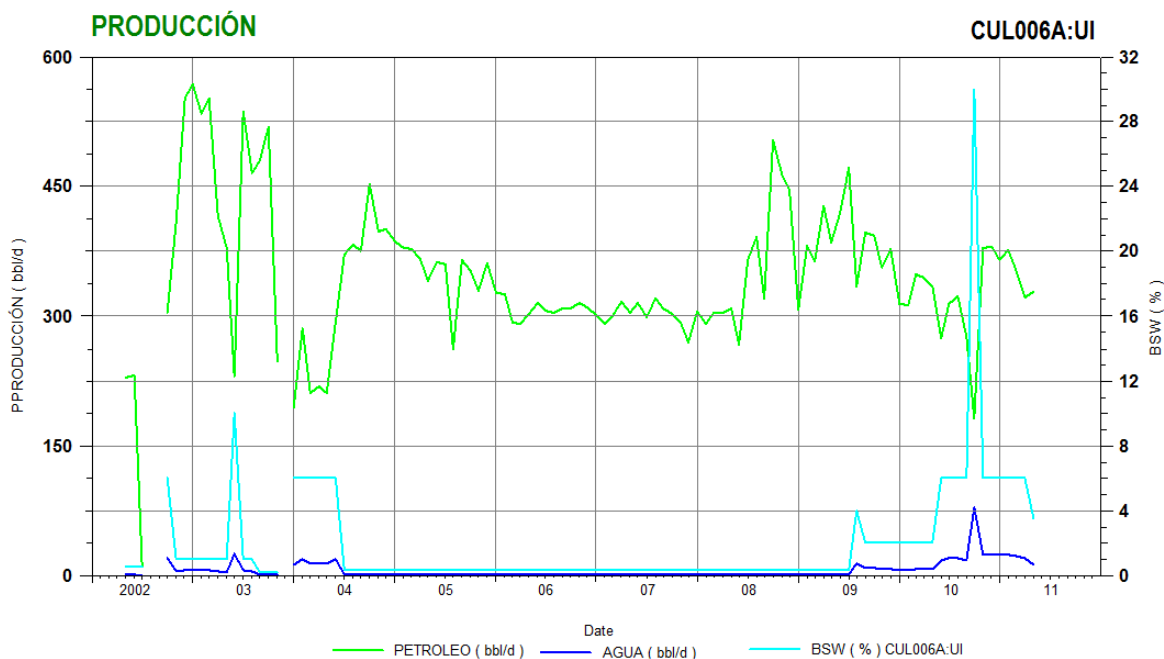
Durante su vida ha tenido 9 workovers que han sido esencialmente para reparar el equipo BES, en algunos casos debido a presencia de sólidos y también se ha cerrado el pozo por algunos meses como lo muestra el gráfico 5-10.

5.2.3.4.2. Estado actual

Durante mayo del 2011 se produjo un promedio de 325 BPPD con un BSW del 4%. De acuerdo al MHI (gráfico 5-6) este pozo se encuentra en el tercer cuadrante lo que nos dice que ha tenido un bajo aporte de petróleo y agua con

una tendencia a permanecer constante la diferencia que tiene el petróleo con el promedio de la arenisca.

GRÁFICO 5-10 - PRODUCCIÓN DEL POZO CUL006 CORRESPONDIENTE A "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.4.3. Observaciones y prognosis

Este pozo ha dado problemas a lo largo de los años pero se los ha sabido resolver con prudencia y buena gestión técnica. La presencia de sólidos ha estado presente siempre y las mallas de fondo han hecho su trabajo hasta cierto punto donde el equipo BES ha necesitado reparación.

El pozo presenta operaciones normales, quedaría pendiente tener listo un plan de reacondicionamiento para cuando el pozo lo requiera y una práctica importante sería instalar un Y-TOOL si la configuración mecánica lo permite. De esta forma se tendrían trabajos ocasionales con una unidad de coiled tubing como la limpieza de disparos.

5.2.3.5. Pozo CUL007D

5.2.3.5.1. Antecedentes

El pozo CUL007D fue completado el 21 de noviembre de 2009 y se probaron las areniscas “T” Inferior y “U” Inferior. “T” Inferior produjo con 99% de BSW así que se completó el pozo con bombeo electrosumergible para “U” Inferior. A principios de diciembre de 2009 el equipo BES se apaga y el pozo está en espera de workover. El workover No 1 se lo realiza el 17 de mayo de 2010 y por problemas operacionales se suspenden las operaciones por un pescado. Se trata de pescar sin éxito y se cierra el pozo hasta la fecha.

5.2.3.5.2. Estado actual

El pozo es candidato para un sidetrack y durante el mes de noviembre de 2011 se tiene planificado la realización del mismo.

5.2.3.5.3. Observaciones y prognosis

El pozo CUL007D ha estado cerrado por 25 meses, si se quiere recuperar al pozo la salida más adecuada es el sidetrack.

5.2.3.6. Pozo CUL010H

5.2.3.6.1. Antecedentes

El CUL010H junto con el CUL013H son los pozos pioneros en el campo en ser perforados como horizontales. Aun cuando no se ha tenido una buena experiencia con los pozos horizontales, éstos muestran un buen comportamiento marcado por su bajo BSW a pesar de tener varios meses produciendo. El pozo CUL010H fue completado el 9 de noviembre de 2009 y ha tenido un solo workover debido a comunicación casing-tubing. Éste pozo produjo en sus primeros meses un promedio de 550 BPPD con un 10% de BSW, desde entonces ha declinado

durante sus 18 meses de operación y su corte de agua ha disminuido como se puede ver en el gráfico 5-11.

5.2.3.6.2. *Estado actual*

Hasta mayo de 2011 el CUL010H produjo un promedio de 250 BPPD con un BSW del 7% debido a que su producción de agua ha sido mínima, llegando a producir en el mismo mes solamente 25 BAPD. El MHI muestra que actualmente se encuentra en el cuarto cuadrante, mostrando una producción de petróleo mayor que la del promedio del campo y una baja producción de agua. Como ya se lo había mencionado, como pozo horizontal produce más que uno vertical pero la diferencia no es tan evidente.

5.2.3.6.3. *Observaciones y prognosis*

Siendo éste el primer pozo horizontal de todo el campo, no se tienen los resultados esperados en cuanto a su producción, sin embargo la experiencia ganada ha permitido que el siguiente pozo horizontal, el CUL013H, tenga mejores resultados. Aunque la producción de petróleo del pozo no es lo que se espera de un pozo horizontal, el comportamiento del BSW permite tener operativo el pozo en condiciones normales hasta que se tenga bajo aporte y necesite una intervención.

Si la declinación del pozo continúa como la mostrada en el gráfico 5-11 se pensaría que en los primeros meses de 2012 el pozo llegaría a valores mínimos de aporte y se debería pensar en una fractura hidráulica para incrementar la producción.

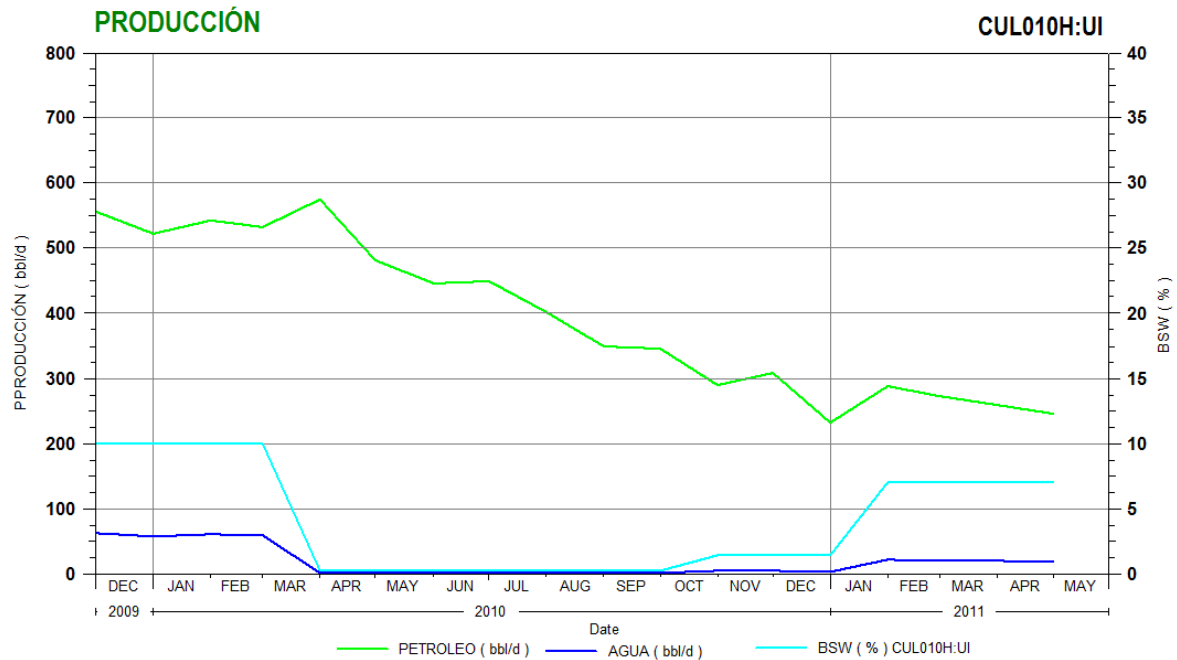
5.2.3.7. Pozo CUL013H

5.2.3.7.1. *Antecedentes*

El pozo CUL013H fue completado el 16 de abril de 2010 y durante sus pruebas iniciales produjo 594 BPPD con un 10% de BSW.

Desde entonces no ha tenido ningún workover y su producción se ha ido incrementando (ver gráfico 5-12).

GRÁFICO 5-11 - PRODUCCIÓN DEL POZO CUL010H CORRESPONDIENTE A "U" INFERIOR



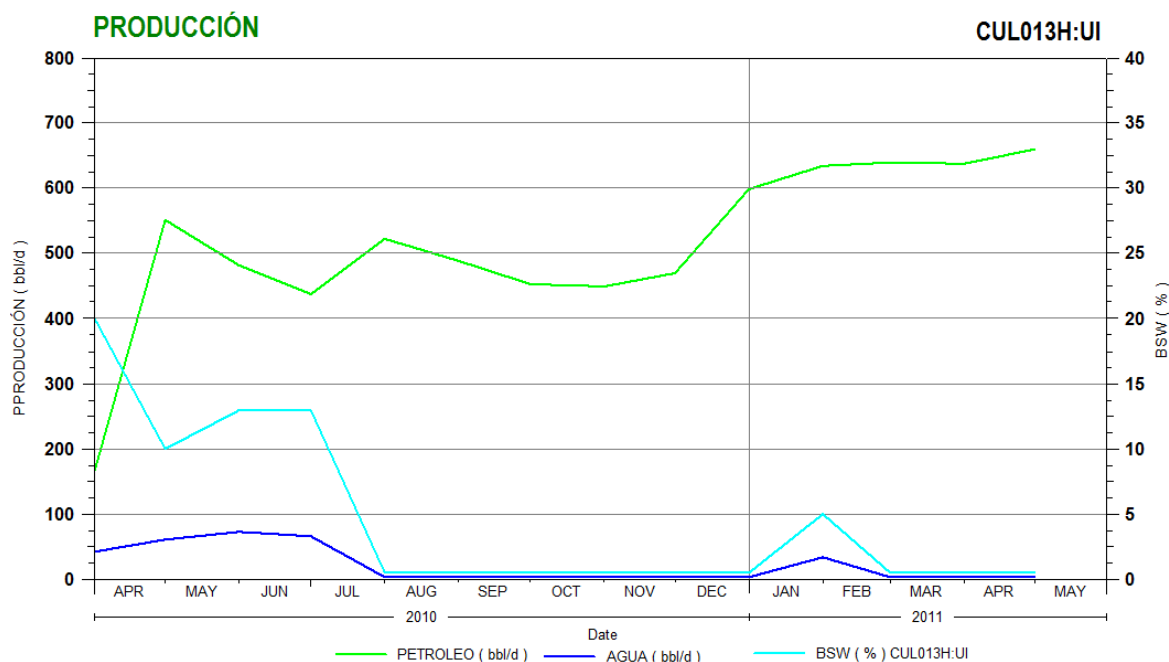
Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.7.2. Estado actual

Este pozo produjo durante el mes de abril aproximadamente 660 BPPD con un corte de agua del 1%. Ha tenido un buen desarrollo inicial y se espera que continúe así por los próximos meses.

Un aspecto que se debe tomar muy en cuenta es la conificación en los pozos horizontales, el agua tiende ser producida por el codo de la sección horizontal debido a que en esa zona la caída de presión debido a la succión de la bomba es mayor que al final de la sección horizontal. Sin embargo por los datos de producción se constata que el pozo ha navegado en la parte superior de la arenisca y por ello el aporte de agua es mínimo. El MHI refleja estas condiciones favorables ubicando al CUL013H en el cuarto cuadrante con una mayor producción de petróleo que el promedio de la arenisca.

GRÁFICO 5-12 - PRODUCCIÓN DEL POZO CUL013H CORRESPONDIENTE A "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.7.3. Observaciones y prognosis

Para este tipo de pozos, se debe tomar en cuenta que normalmente un pozo horizontal produce 4 veces el volumen de un pozo vertical. Con esto se puede decir que las zonas aledañas al pozo deberían estar saturadas y presurizadas para que el pozo horizontal produzca sin problemas, es por esto que se debe analizar el radio de drenaje de los demás pozos y su posición. El CUL013H es un pozo que promete tener una buena producción y si se lo sabe cuidar podría ser un antecedente para perforar más pozos horizontales en el área Auca.

5.2.3.8. Pozo YUL004

5.2.3.8.1. Antecedentes

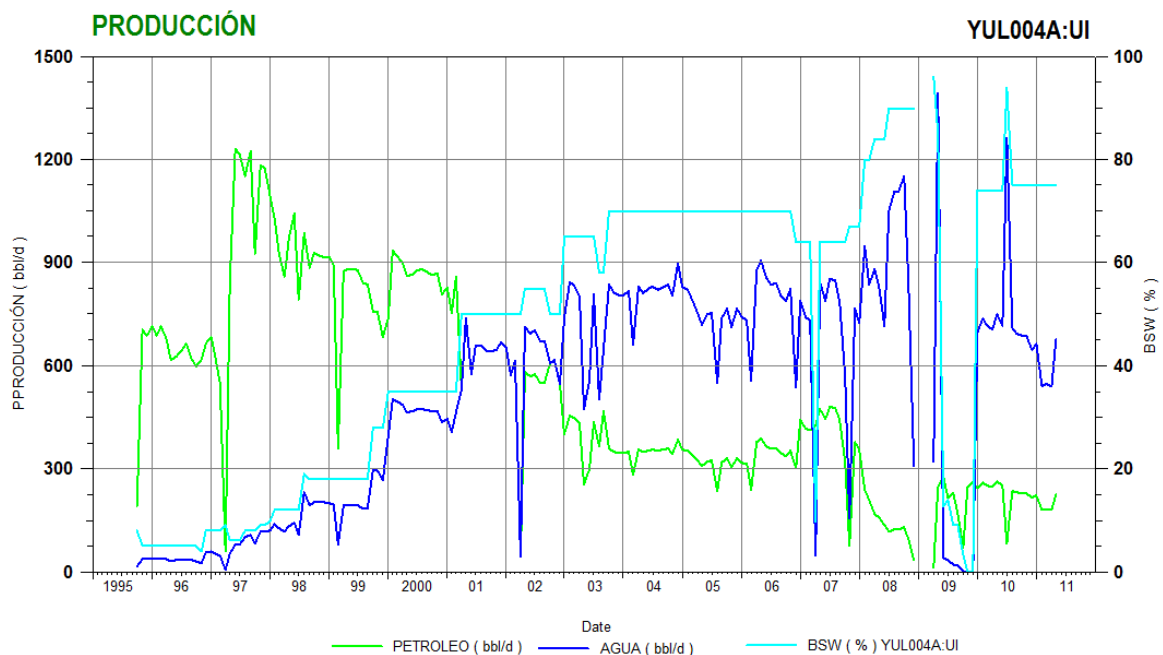
El pozo YUL004 se lo completó el 26 de agosto de 1995 y se probaron las areniscas "U" Inferior y Hollín Superior, siendo la primera más productiva con 979 BPPD con 20% de BSW. Durante su vida operativa se han tenido 12 workovers

que se han dado por reparar el equipo BES, comunicación casing-tubing y por pescado de la bomba BES en el workover No 9.

Como se puede ver en el gráfico 5-13, la producción de agua ha sido un gran inconveniente y el BSW se ha incrementado con el paso del tiempo. Aunque durante los workovers se han realizado repunzonamientos y cementaciones remediales para contener el aporte de agua, el pozo ha continuado su producción llegando a valores de BSW de 96%, es sino hasta los últimos dos años que se ha tenido controlado este problema.

La producción de petróleo ha tenido una declinación desde los 1250 BPPD aproximadamente hasta los 230 BPPD con un BSW relativamente estable en 74% con tendencia a incrementarse.

GRÁFICO 5-13 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL004 CORRESPONDIENTE A "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.8.2. Estado actual

Durante el mes de abril de 2011 el pozo YUL004 produjo 230 BPPD con un BSW del 75%, el último workover fue el No 12 realizado el 10 de julio de 2010. Como se

evidencia en el MHI el pozo empezó con una excelente producción de petróleo, ubicándose en el primer cuadrante; conforme ha declinado ha pasado a formar parte del segundo cuadrante. Esto muestra también que la producción de agua siempre ha estado por encima del promedio de la arenisca y nunca ha cambiado de tendencia.

5.2.3.8.3. *Observaciones y prognosis*

Tras 16 años de producción se conoce el comportamiento del pozo y para un futuro workover se debe tener previsto una práctica realizada ya en los anteriores reacondicionamientos, la cual es evitar la producción de agua y reperforar la zona de pago.

De esta forma se podría mantener la producción como se lo ha estado haciendo los últimos meses del 2010 y principios del 2011.

5.2.3.9. Pozo YUL005

5.2.3.9.1. *Antecedentes*

Este pozo fue completado el 30 de junio de 1995 y al igual que el YUL004 se probaron las areniscas Hollín Superior y "U" Inferior. En este caso, el aporte de Hollín Superior fue de 0 BPPD, solo se obtuvo agua; para "U" Inferior se tuvo 1466 BPPD.

Éste pozo tuvo muy buenos inicios y representó un máximo de petróleo producido en la arenisca.

Hasta febrero de 1999 no se tuvo ningún workover, cuando se realizó el workover No 1 se recuperó la producción mediante una acidificación con ácido clorhídrico.

Se han tenido 11 reacondicionamientos, siendo la comunicación casing-tubing el mayor problema seguido por las reparaciones al equipo BES. Como se puede

apreciar en el gráfico 5-14, éste pozo es análogo al YUL004 en cuanto al comportamiento del agua y de igual forma lo muestra el MHI en el gráfico 5-6, la diferencia es que produce menos petróleo que YUL004 pero su tendencia es la misma.

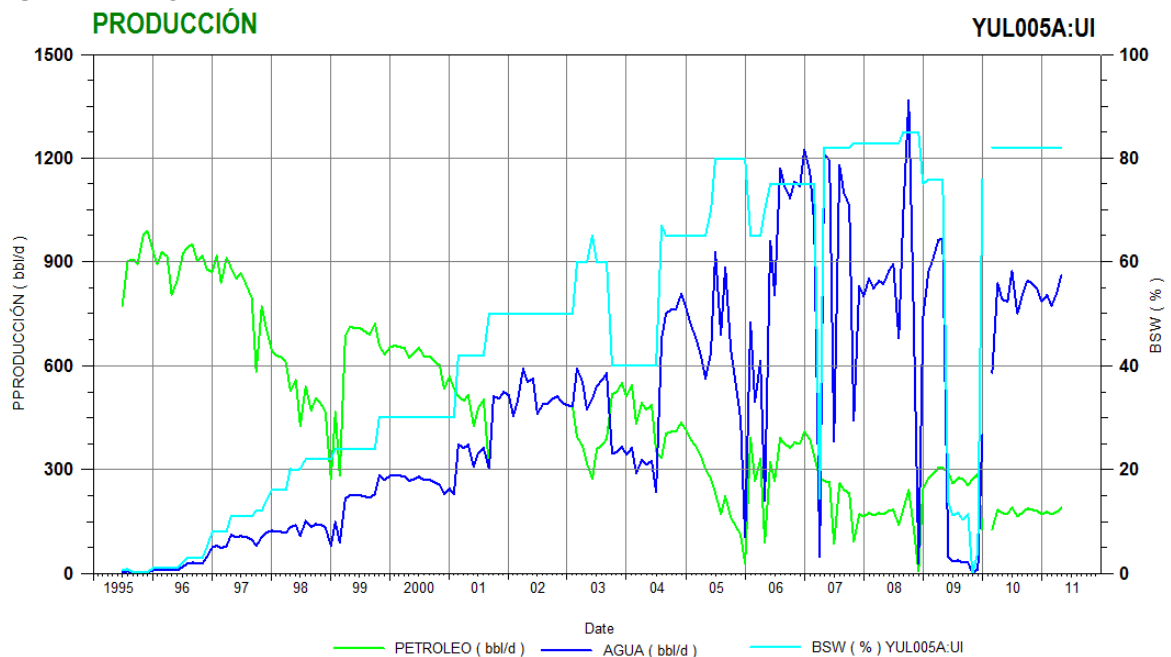
5.2.3.9.2. Estado actual

Durante el mes de abril de 2011 se tuvo una producción de 190 BPPD aproximadamente con un BSW del 82%. El último workover realizado fue el 11 de enero de 2009 con la finalidad de cambiar el equipo BES.

5.2.3.9.3. Observaciones y prognosis

Como ya se había dicho antes, éste pozo es análogo al YUL004 y de incrementarse la producción de agua se debe tener listo un contingente para actuar cuando la bomba requiera una reparación.

GRÁFICO 5-14 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL005 CORRESPONDIENTE A "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

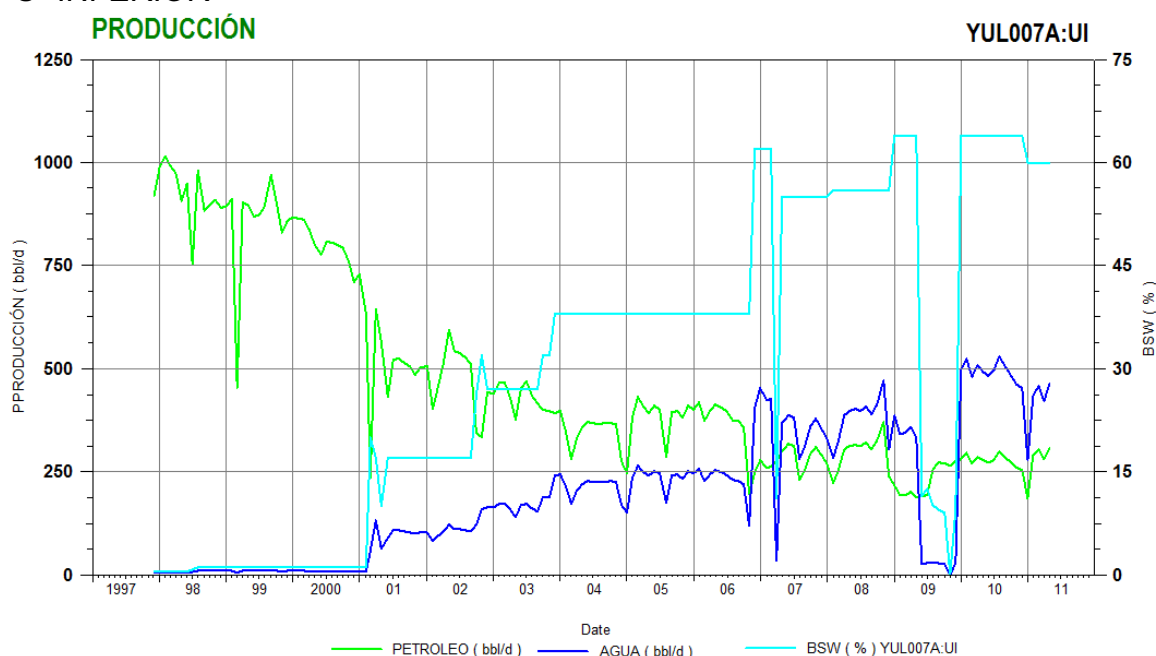
5.2.3.10. Pozo YUL007

5.2.3.10.1. Antecedentes

El pozo YUL007 fue completado el 12 de mayo de 1997 y originalmente se trató de producir de Hollín Superior, se realizaron 23 ft de disparos en total en la arenisca y las pruebas iniciales dieron 657 BPPD con 24% de BSW.

El 15 de septiembre de 1997 se tiene el workover No 1 por un posible hueco en la tubería, al cambiar el equipo BES la producción se reduce de 300 BPPD a 184 BPPD y se realiza una acidificación con ácido clorhídrico. Para el 2 de diciembre de 1997 se tiene que realizar el workover No 2 debido a falla en el equipo BES y con esto se decide probar la arenisca "U" Inferior. Al probar esta arenisca se tiene una producción de 955 BPPD con 0.5% de BSW, así que se decide aislar Hollín Superior con un CIBP y producir de "U" Inferior.

GRÁFICO 5-15 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL007 CORRESPONDIENTE A "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

En total se han tenido 6 reacondicionamientos, siendo el último el 1 de diciembre de 2006.

5.2.3.10.2. Estado actual

Durante los meses del 2010 y 2011, se ha tenido una producción relativamente estable de petróleo de 290 BPPD con un BSW promedio en el 2010 de 64% y disminuyendo a 60% en el 2011 (ver gráfico 5-15).

Este pozo tuvo durante sus primeros años un buen comportamiento con una tendencia en el MHI hacia el cuarto cuadrante pero a finales de 2010 su declinación cambió y se precipitó la producción de petróleo. Esto hace que en el MHI su tendencia cambie totalmente de una forma muy drástica (gráfico 5-6 y gráfico 5-16).

5.2.3.10.3. Observaciones y prognosis

Como muchos de los pozos que ya tienen más de 10 años de vida operativa, los trabajos que se tienen planificados son contingentes de workovers para actuar oportunamente en caso de que el equipo BES requiera una intervención. El control del influjo de agua es una práctica común entre los reacondicionamientos que se realizan a éstos pozos.

GRÁFICO 5-16 - MHI PARA EL POZO YUL007



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

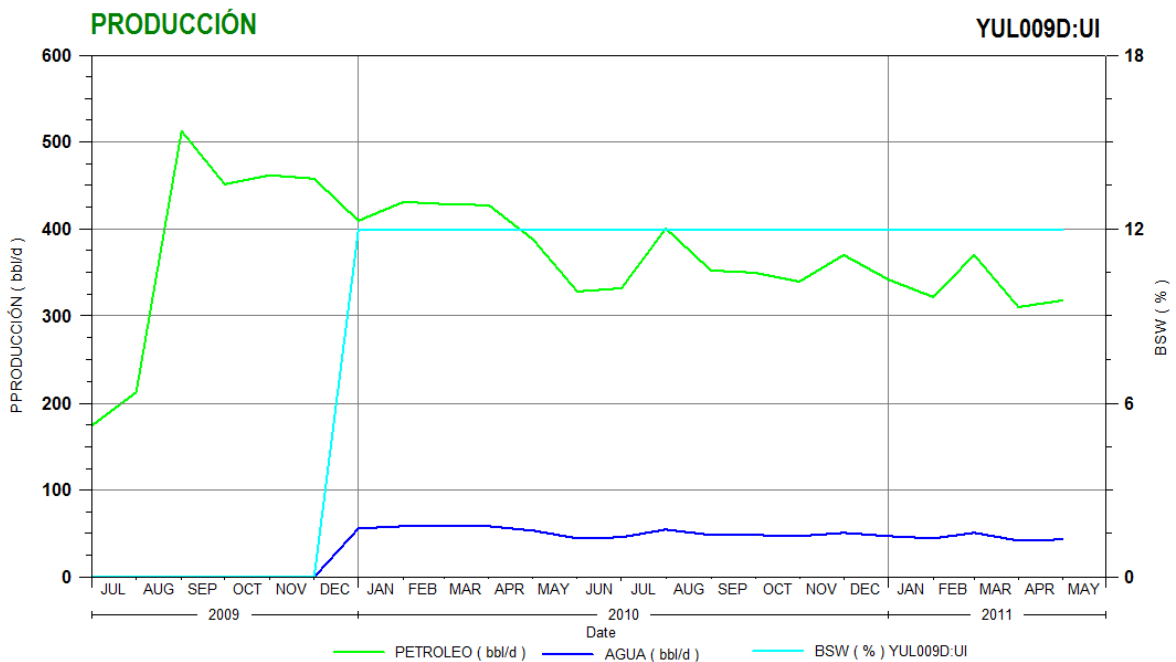
5.2.3.11. Pozo YUL009D

5.2.3.11.1. Antecedentes

El pozo YUL009D fue completo de en junio de 2009 y su producción inicial fue de 512 BPPD con 0% de corte de agua. Durante sus 23 meses de operación no registra ningún workover y ha tenido una declinación de 200 bls durante este tiempo.

El gráfico 5-17 muestra la producción de petróleo y agua para este pozo.

GRÁFICO 5-17 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL009D CORRESPONDIENTE A "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.11.2. Estado actual

Actualmente produce alrededor de 328 BPPD con un BSW de 12%, manteniendo este valor de corte de agua desde principios de 2010.

Analizando el MHI se ve que este pozo tiene una producción de petróleo por encima del promedio de la arenisca y una producción menor de agua. Aunque solo se tienen pocos datos de producción la declinación del resto de pozos hacen que el promedio de la producción de petróleo de la arenisca caiga y ya que el YUL009D tiene una producción bastante estable, se encuentra en buen estado.

5.2.3.11.3. *Observaciones y prognosis*

En este pozo el agua no es un problema, su producción se encuentra alrededor de los 50 BAPD y el pozo produce en buenas condiciones, no ha tenido workovers lo cual se ve reflejado en ahorro de presupuesto.

En general no hay acciones para este pozo hasta que presente algún inconveniente.

5.2.3.12. Pozo YUL013D

5.2.3.12.1. *Antecedentes*

Este es uno de los pozos nuevos del área de Yulebra, fue completado el 16 de agosto de 2011 y el análisis del modelo analítico muestra una permeabilidad de 208 mD y sus pruebas iniciales dan 350 BPPD con un corte de agua del 2%.

5.2.3.12.2. *Estado actual*

Este pozo cuenta solo con los datos de las pruebas iniciales, sin embargo tiene un buen desempeño en comparación al resto de pozos en sus condiciones actuales.

5.2.3.12.3. *Observaciones y prognosis*

Como pozo nuevo, sus datos de producción deben ser monitoreados para tener en cuenta el MHI y tener presente su desempeño en el campo.

5.2.3.13. Pozo YUL015D

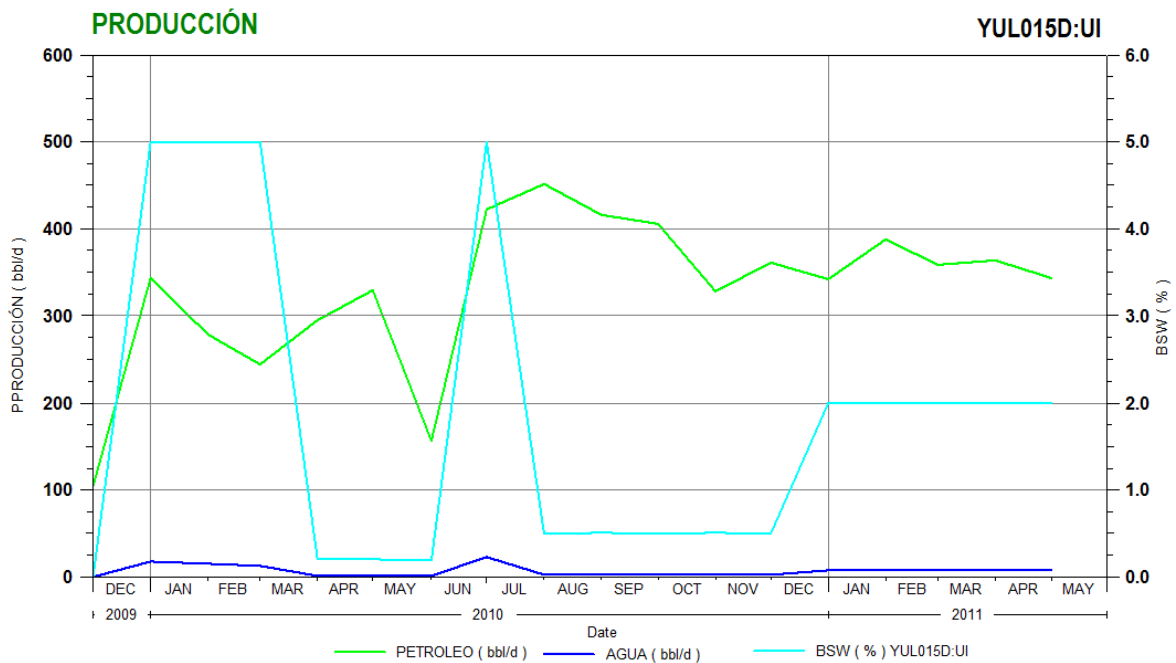
5.2.3.13.1. Antecedentes

El pozo YUL015D fue completado el 20 de diciembre de 2009 y durante sus pruebas iniciales se probó la arenisca "T" Inferior obteniendo 148 BPPD con un BSW del 56%.

Mediante registros eléctricos se determina que hay mala cementación en las zonas de interés. Se decide punzonar 44 ft de "U" Inferior y se obtiene una producción de 354 BPPD con un BSW del 5%.

Este pozo no ha tenido reacondicionamientos y su BSW ha tenido un decremento a lo largo de 18 meses de producción como se puede ver en el gráfico 5-18.

GRÁFICO 5-18 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL015D CORRESPONDIENTE A "U" INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.3.13.2. *Estado actual*

En mayo de 2011 el pozo produjo en promedio 355 BPPD con un BSW del 2%, esto representa aproximadamente 7 BAPD. Éste pozo corresponde al cuarto cuadrante del MHI con lo cual se puede decir que tiene un buen inicio con respecto a la producción promedio. La tendencia muestra un decremento de la producción de agua y una producción por encima del promedio.

5.2.3.13.3. *Observaciones y prognosis*

Al ser un pozo relativamente nuevo, la única indicación es monitorear la producción y ver si se da un cambio en la tendencia del MHI para recomendar un trabajo remedial.

5.2.3.14. Pozo YUL016D

5.2.3.14.1. *Antecedentes*

El pozo YUL016D fue completado el 5 de marzo de 2010 y se punzonaron las areniscas Basal Tena y “U” Inferior.

Durante las pruebas iniciales su producción de petróleo de “U” Inferior fue mínima (gráfico 5-19) por lo que se decidió cambiar la completación para que se produzca de Basal Tena.

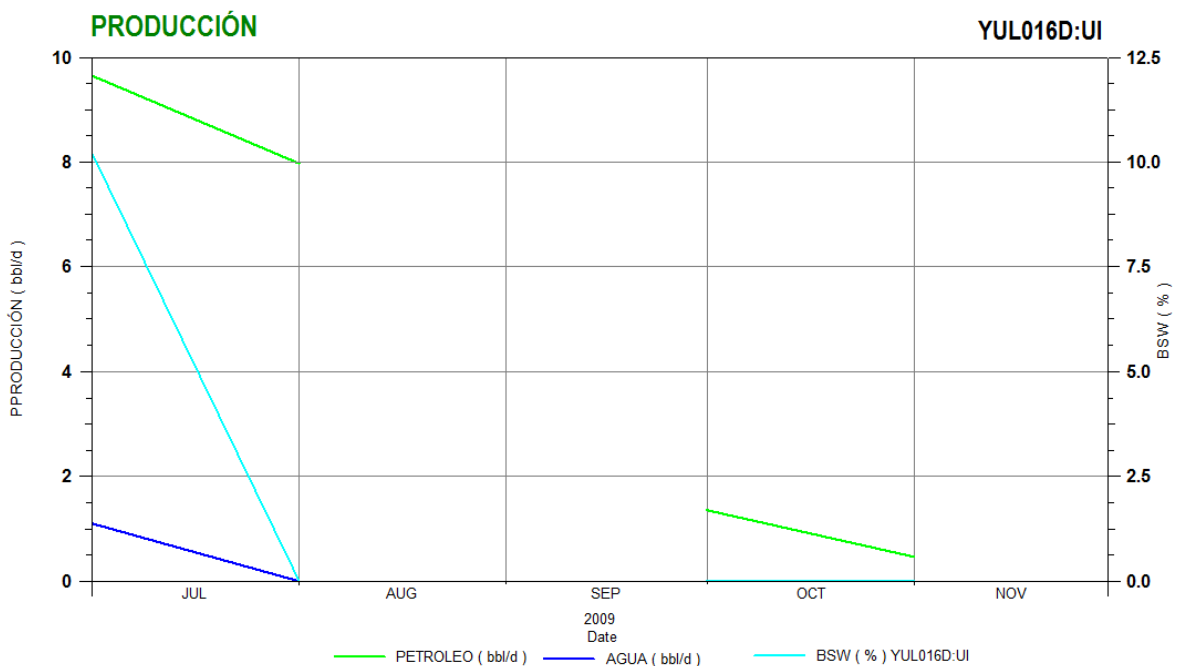
5.2.3.14.2. *Estado actual*

El análisis de build up muestra una permeabilidad de entre 157 y 197 mD, teniendo 81% de corte de agua. Es por esto que se cierra este intervalo y se cambia a Basal Tena.

5.2.3.14.3. Observaciones y prognosis

Aunque “U” Inferior fue el objetivo principal de este pozo, se ha descartado la producción de esta arenisca y no se tiene planes a futuro para tratar de producir de ella nuevamente.

GRÁFICO 5-19 - PRODUCCIÓN DEL POZO YUL016D CORRESPONDIENTE A “U” INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.4. ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR

5.2.4.1. Pozo ANA003

5.2.4.1.1. Antecedentes

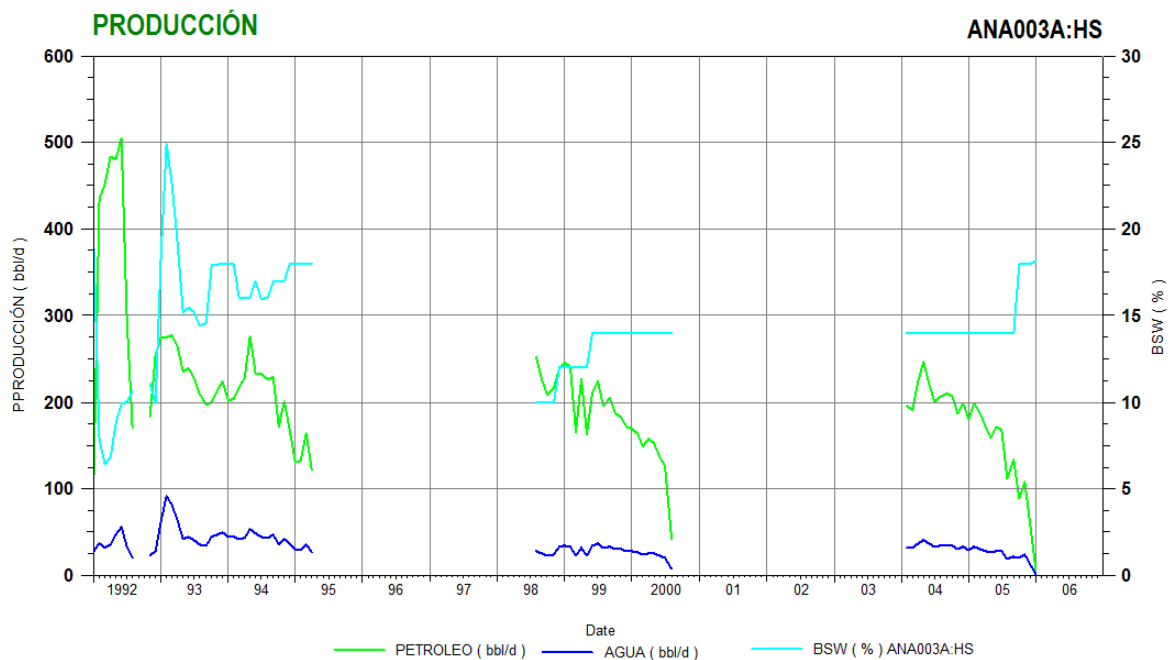
El pozo ANA003 fue completado el 19 de enero de 1992 y se probó: Hollín Superior, “T” Inferior, “U” Inferior e incluso la Caliza M2. Como resultado solo se obtuvo producción de petróleo del intervalo de Hollín Superior, de “T” Inferior y “U” Inferior solo se obtuvo fluido con 100% de BSW mientras que de la Caliza M2 no se obtuvo aporte. La producción de las pruebas iniciales fue de 381 BPPD con

6.5% de BSW, tras esto se completó con bombeo electrosumergible. Se han tenido un total de 5 workovers, siendo el último el 5 de febrero de 2004; la razón de los workovers ha sido por bajo aporte de la formación y por reparación de la bomba. Cabe destacar que cuando la bomba ha necesitado de una reparación han pasado meses e incluso años hasta que se la realice, permaneciendo cerrado el pozo durante todo ese tiempo como se lo muestra en el gráfico 5-20.

5.2.4.1.2. Estado actual

Éste pozo fue cerrado en enero de 2006 por su bajo aporte y así ha permanecido hasta la fecha. Ya que el resto de intervalos no aportaron petróleo durante las pruebas iniciales se ha declarado al pozo como cerrado y abandonado.

GRÁFICO 5-20 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA003 CORRESPONDIENTE A HOLLÍN SUPERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

5.2.4.1.3. Observaciones y prognosis

El pozo ANA003 no presenta condiciones favorables para intentar recuperarlo del abandono, ninguna arenisca es prospectiva. Incluso Basal Tena no es de interés

porque el pozo se encuentra en el bajo estructural de la zona de Anaconda (ver anexo No 2 - Mapa estructural al tope de Basal Tena) y en el modelo de simulación el pozo no podría ser incluido debido a que se encuentra fuera del cierre estructural definido por el LIP de 7990 ft.

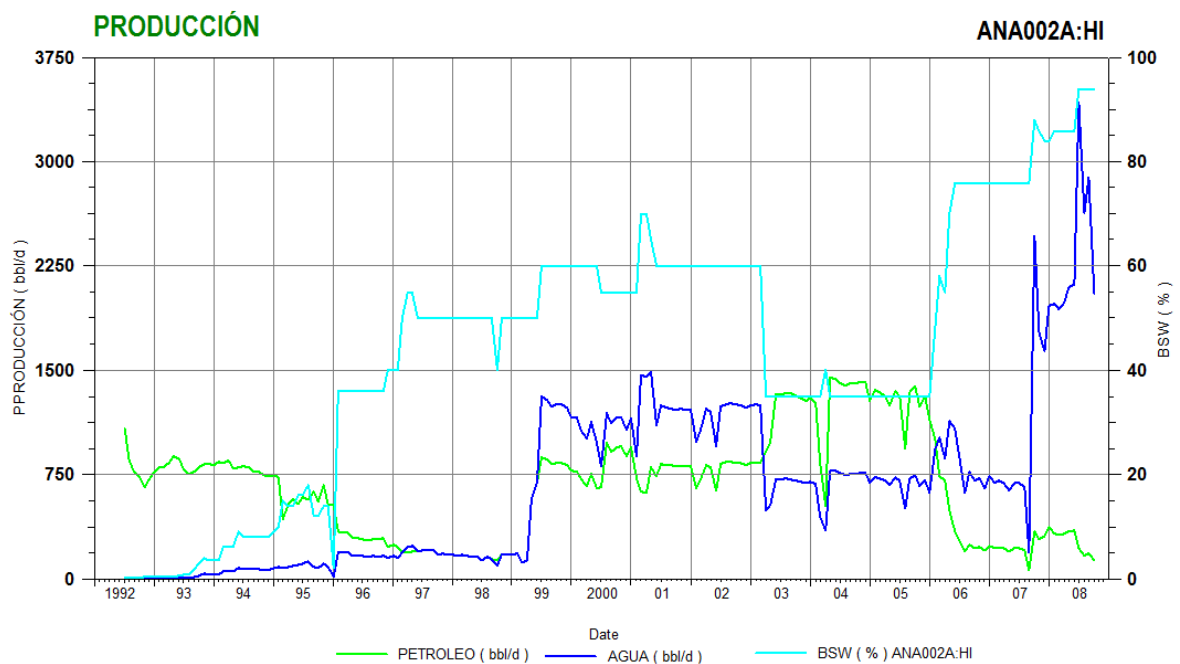
5.2.5. ARENISCA HOLLÍN INFERIOR

5.2.5.1. Pozo ANA002

5.2.5.1.1. Antecedentes

El pozo ANA002 fue completado el 1 de julio de 1992 y durante sus pruebas iniciales el objetivo del pozo fue Hollín Inferior.

GRÁFICO 5-21 - PRODUCCIÓN DEL POZO ANA002 CORRESPONDIENTE A HOLLÍN INFERIOR



Elaborado por: Carlos A. Izurieta B.

Éste es el único pozo de todo el campo que ha producido por flujo natural durante 7 años con una producción inicial de 2441 BPPD con un corte de agua de 0.3%.

El workover No 1 se lo realiza el 27 de junio de 1999 para bajar una bomba electrosumergible y producir mediante levantamiento artificial debido al bajo aporte de la arenisca y al alto corte de agua. La intervención incrementa el caudal de petróleo de 137 BPPD a 944 pero también incrementa el BSW de 50% a 60% (ver gráfico 5-21). Los siguientes workovers son para reparar el equipo BES hasta el workover No 6 donde se cambia la arenisca productora de Hollín Inferior a “T” Inferior.

5.2.5.1.2. *Estado actual*

Actualmente el pozo ANA002 produce de “U” Inferior con un caudal de 174 BPPD con un BSW de 86%.

5.2.5.1.3. *Observaciones y prognosis*

Durante el intervalo de tiempo que éste pozo produjo de Hollín Inferior se tuvo grandes caudales y es por eso que es posible que suceda lo mismo que con “T” Inferior, la presión de la zona de Anaconda podría estar depletada.

5.2.5.2. Pozo ANA005D

5.2.5.2.1. *Estado actual*

El pozo ANA005D es un pozo nuevo y por eso no registra antecedentes, se tiene registrado el análisis del modelo analítico de build up con un caudal 838 BPPD con un BSW de 4%. La presión de reservorio es de 4535 psi y se tiene una permeabilidad de 112 mD.

5.2.5.2.2. *Observaciones y prognosis*

Es recomendable tener un monitoreo de la presión de fondo y de reservorio ya que el modelo analítico muestra una zona con límites cerrados y después de la producción del ANA002 esa zona puede depletarse rápidamente.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Para el presente estudio, el análisis de los build up fue una pieza clave para lograr el ajuste del campo, su interpretación permitió mejorar el modelo geológico-estructural determinando la existencia de barreras de no flujo y acuíferos laterales.

La arenisca Basal Tena tiene un mecanismo de producción compuesto debido a que el gas en solución y la expansión de roca y fluido no son lo suficientemente fuertes para mantener la presión en el reservorio y por lo tanto se requiere de un acuífero de fondo. Sin embargo, este acuífero es de carácter débil, teniendo un aporte de 0.652 BPD/psi al reservorio.

Basal Tena presenta incongruencias en cuanto al comportamiento de la producción de agua, esto refleja que pueden existir diferentes regiones de flujo o intercalaciones de carácter lutítico que dominan el comportamiento del agua. Se concluye que estas regiones o intercalaciones deben estar presentes en la zona central del reservorio previniendo la excesiva producción de agua en los pozos YUL10D, YUL16D y YUL17D.

La arenisca "T" Inferior tiene dos zonas delimitadas por los LIP asociados a Culebra-Yulebra (8905 ft) y Anaconda (8911). Se confirma su presencia mediante el análisis de prueba de presión y la simulación matemática de la arenisca.

"U" Inferior presenta distintos compartimentos delimitados por límites que dividen al reservorio en zonas cuya presión es significativamente diferente, estos límites

son justificados mediante interpretación de pruebas de presión y simulación matemática que reproduce aceptablemente la presión en todos los pozos.

Se tiene la presencia de tres acuíferos laterales en la zona este del reservorio "U" Inferior, los cuales aportan agua a los pozos cercanos y mantienen la presión en valores por encima de los 2000 psi durante el año 2011. Éstos acuíferos tienen un aporte aproximado de 0.1, 0.15 y 0.8 [BAPD/psi] respectivamente.

6.2. RECOMENDACIONES

Muchas de las interpretaciones revisadas en el presente trabajo fueron realizadas por el personal de las empresas de servicio que corren el registro de presión. Sin embargo, estas interpretaciones de build up no concuerdan físicamente con el reservorio. Para realizar una interpretación se debe tomar muy en cuenta la opinión del geólogo de desarrollo del campo y es por eso que debería estar presente durante la misma.

El uso de correlaciones para el cálculo de las propiedades PVT es bastante aceptado pero también usado excesivamente. Éstos datos PVT se encuentran disponibles para cada arenisca ya sea por muestras propias o por muestras de campos cercanos. Las correlaciones nos ayudan a acercarnos a la realidad pero deben ser usadas en el caso de no disponer del dato puntual, como último recurso.

Al registrar los datos de un build up se necesita un periodo de producción estable previo a la prueba, en muchos casos esto no se respeta y lo que debería ser un flujo estable resulta en un inconveniente que se debe sortear y que le resta confiabilidad a la interpretación. Este periodo de flujo estabilizado debe ser de por lo menos el doble de tiempo que se prevé tener cerrado el pozo, caso contrario la presión de reservorio interpretada se ve distorsionada por los efectos de superposición en tiempo debido a los distintos caudales.

Al momento de construir el modelo estático de los diferentes reservorios se requiere de la opinión y conocimientos del geólogo de desarrollo del campo para construir un modelo sedimentológico que refleje la realidad de las rocas que constituyen al reservorio, es por esto que se recomienda mejorar los modelos estáticos combinándolos con el modelo sedimentológico de cada arenisca.

Durante el desarrollo de este proyecto se constató la importancia de tener datos de permeabilidad relativa para los fluidos que se encuentran dentro del reservorio. Es de mucha importancia tener estos datos porque gobiernan el movimiento de los fluidos y durante la vida productiva del campo también influyen en la forma en la que se depleta la presión del mismo. Por esto, tener un estudio de permeabilidad relativa es de gran ayuda para obtener un ajuste confiable y por lo tanto se recomienda tener estos datos para al menos la arenisca "U" Inferior.

Si se llegan a perforar más pozos en la zona de Anaconda en la arenisca "T" Inferior se recomienda revisar el modelo dinámico para mejorarlo y comprender de manera más amplia el comportamiento de la presión.

Se recomienda monitorear la presión de fondo fluyente del pozo ANA005D debido a que se encuentra en una zona donde la interpretación de build up muestra límites cerrados y la presión de reservorio tiende a caer rápidamente debido a la despresurización por la producción de fluidos.

Se recomienda investigar con nuevos pozos la zona norte de los reservorios ya que ésta zona no se encuentra depletada y se pueden tener buenos resultados al producir de zonas vírgenes.

Para el caso de "U" Inferior se recomienda evitar perforar pozos nuevos en la zona central debido a la configuración de los límites de no flujo ya que su depletación es más veloz que la del resto de pozos de la misma arenisca.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Baby, P., Rivadeneira M., y Roberto Barragán. (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.

Escobar F. (2003). *“Análisis Moderno de Presiones de Pozos”*. Neiva.

Escobar, F y Jairo Sepúlveda. (2005). *“Simulación de Yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas”*. Neiva. Editorial Universidad Surcolombiana.

Fekete. (2010). *“Well Testing Fundamentals”*.

Kappa Eng. (2011). *“Dynamic Data Analysis”*.

Lake, L., (2006). *“Petroleum Engineering Handbook - Volume I”*. Richardson. SPE.

Lomeland F., Ebeltoft, E. y Thomas Wibeke. (2005) *“A New Versatile Relative Permeability Correlation”*. (SCA2005-32), Bergen.

París, M. (2009). *“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”*. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A.

PETROPRODUCCIÓN. (2009). *“Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los Campos de PETROPRODUCCIÓN ubicados en el Distrito Amazónico - Culebra-Yulebra-Anaconda”*.

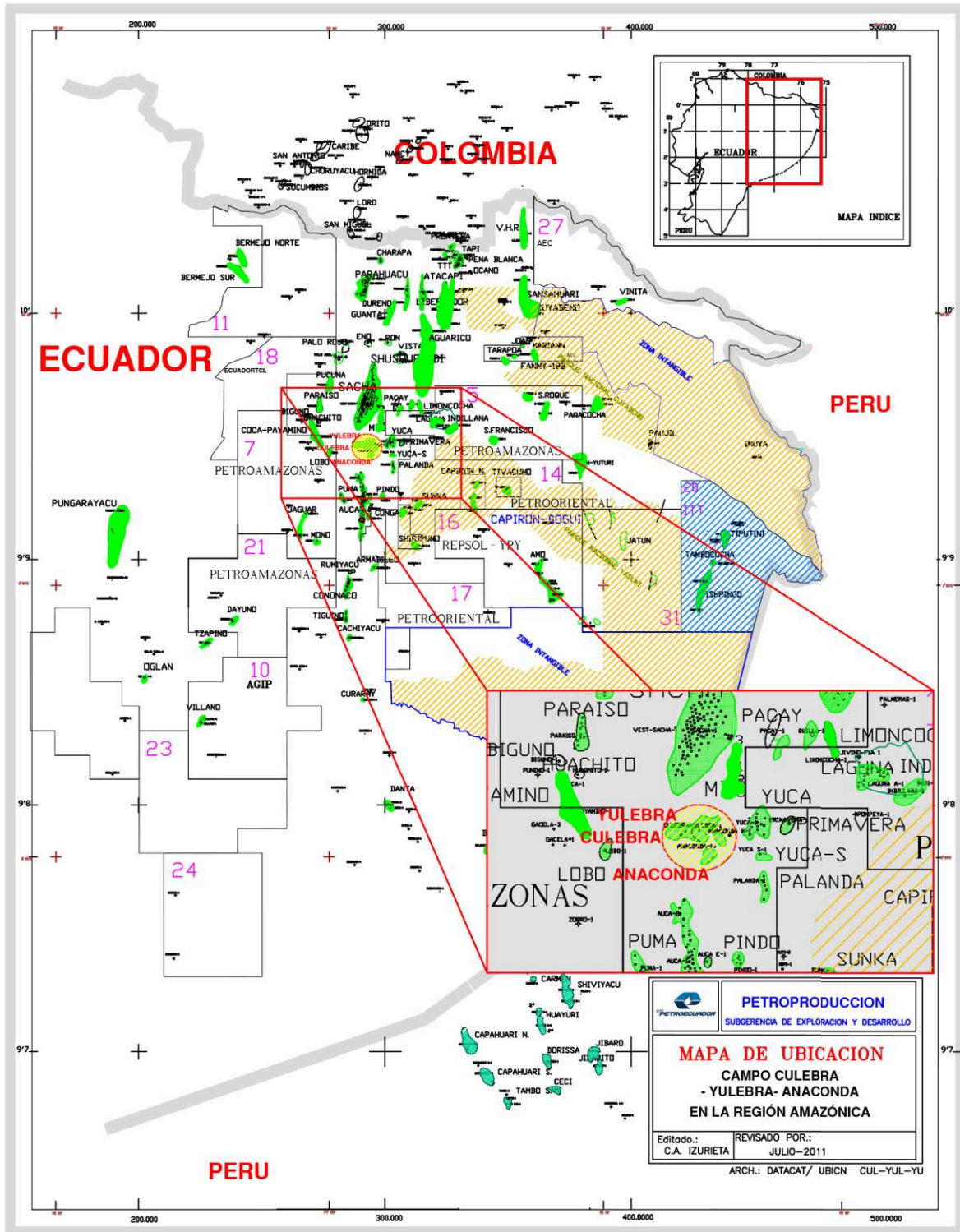
Schlumberger. (2002). *“Well Test Interpretation”*.

Tan, J., Del Castillo Y., Reese R. y C. Pinzón. (2010). *“Performance Model Analysis for Candidate Recognition”*. (SPE-138229).

Tarek A. (2006). *“Reservoir Engineering Handbook”*. Burlington. Elsevier.

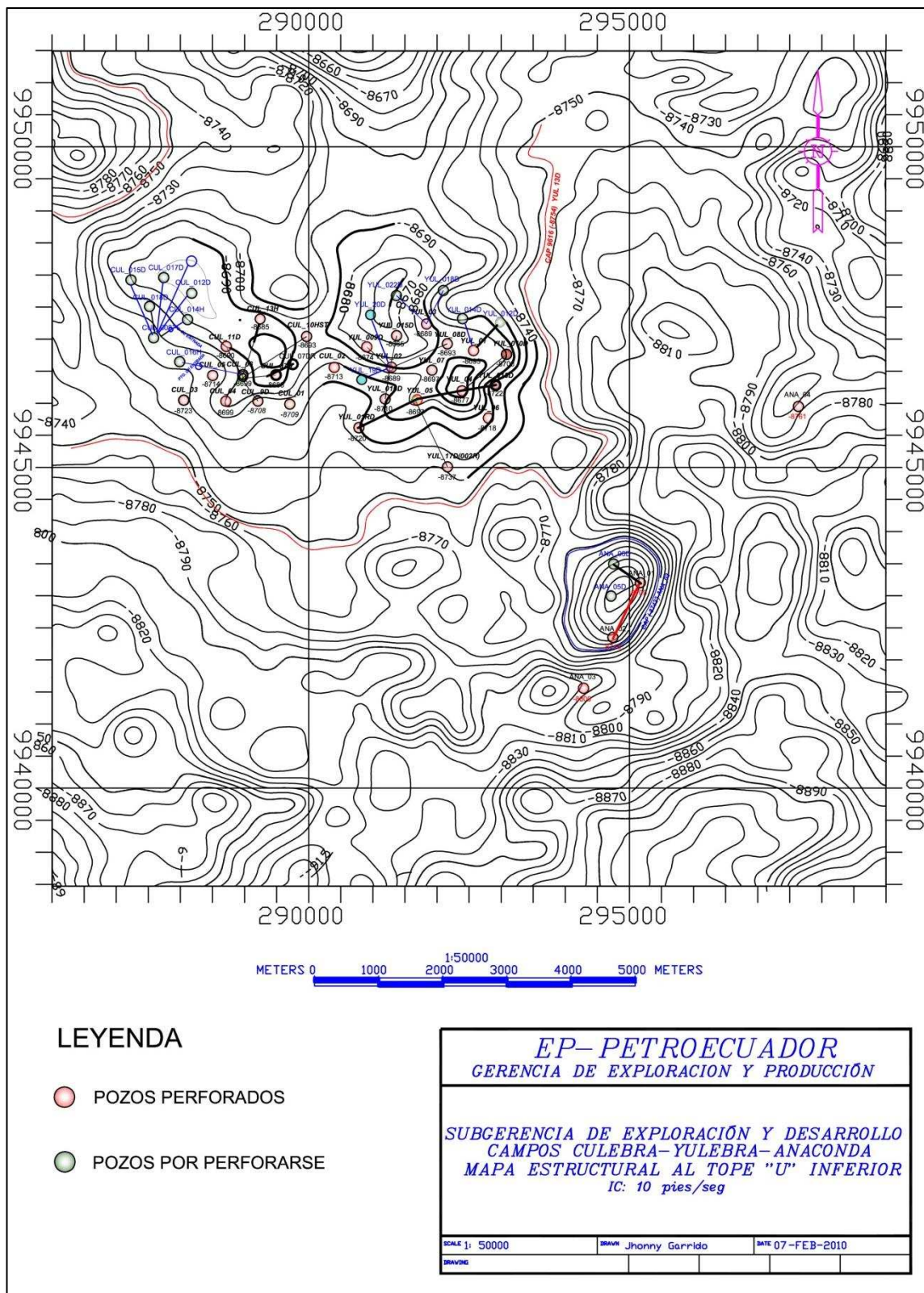
ANEXOS

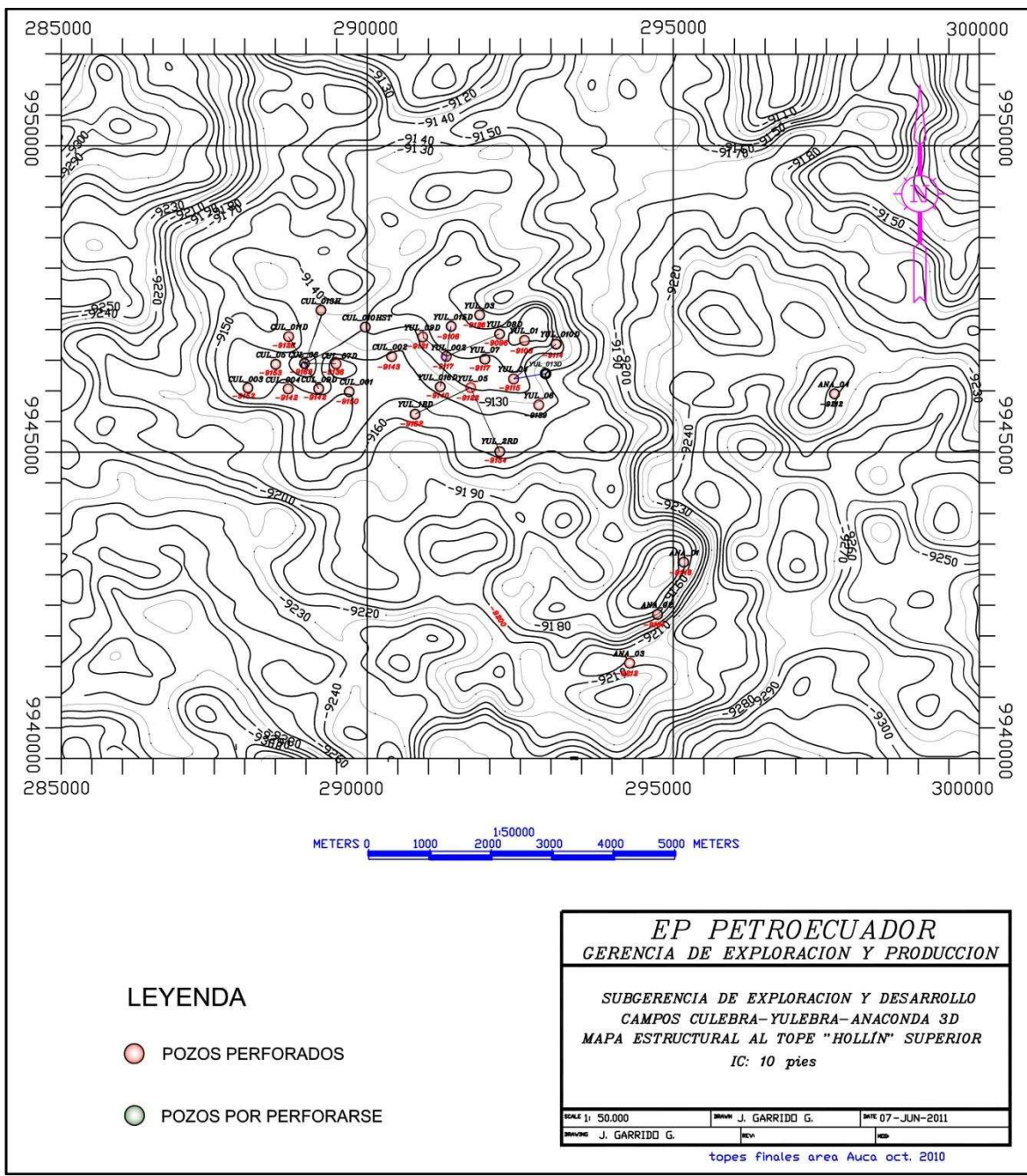
ANEXO No 1**MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO CULEBRA-
YULEBRA-ANACONDA**

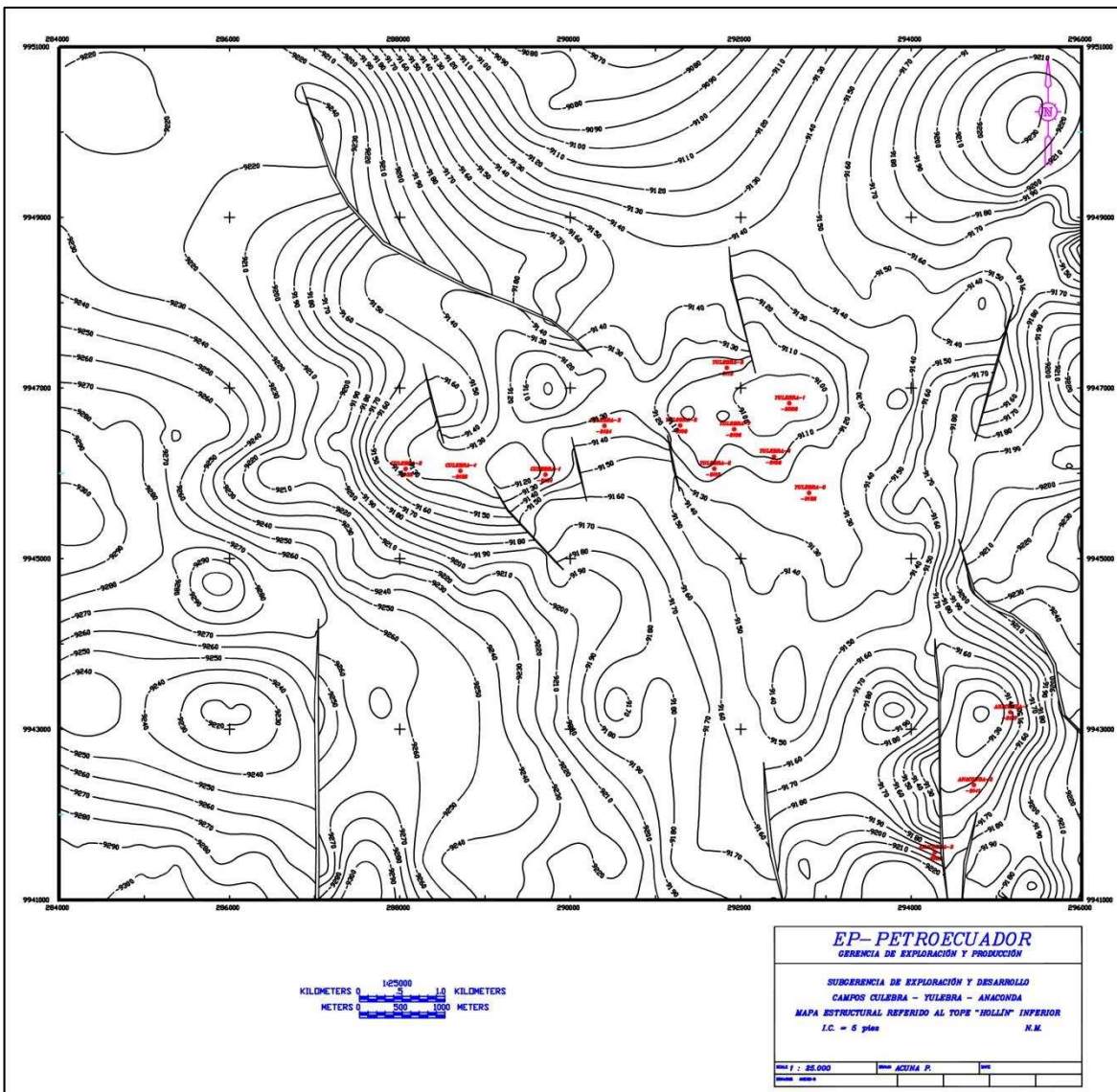


ANEXO No 2

**MAPAS ESTRUCTURALES DE LAS ARENISCAS
PRODUCTORAS DEL CAMPO CULEBRA-YULBRA-
ANACONDA**







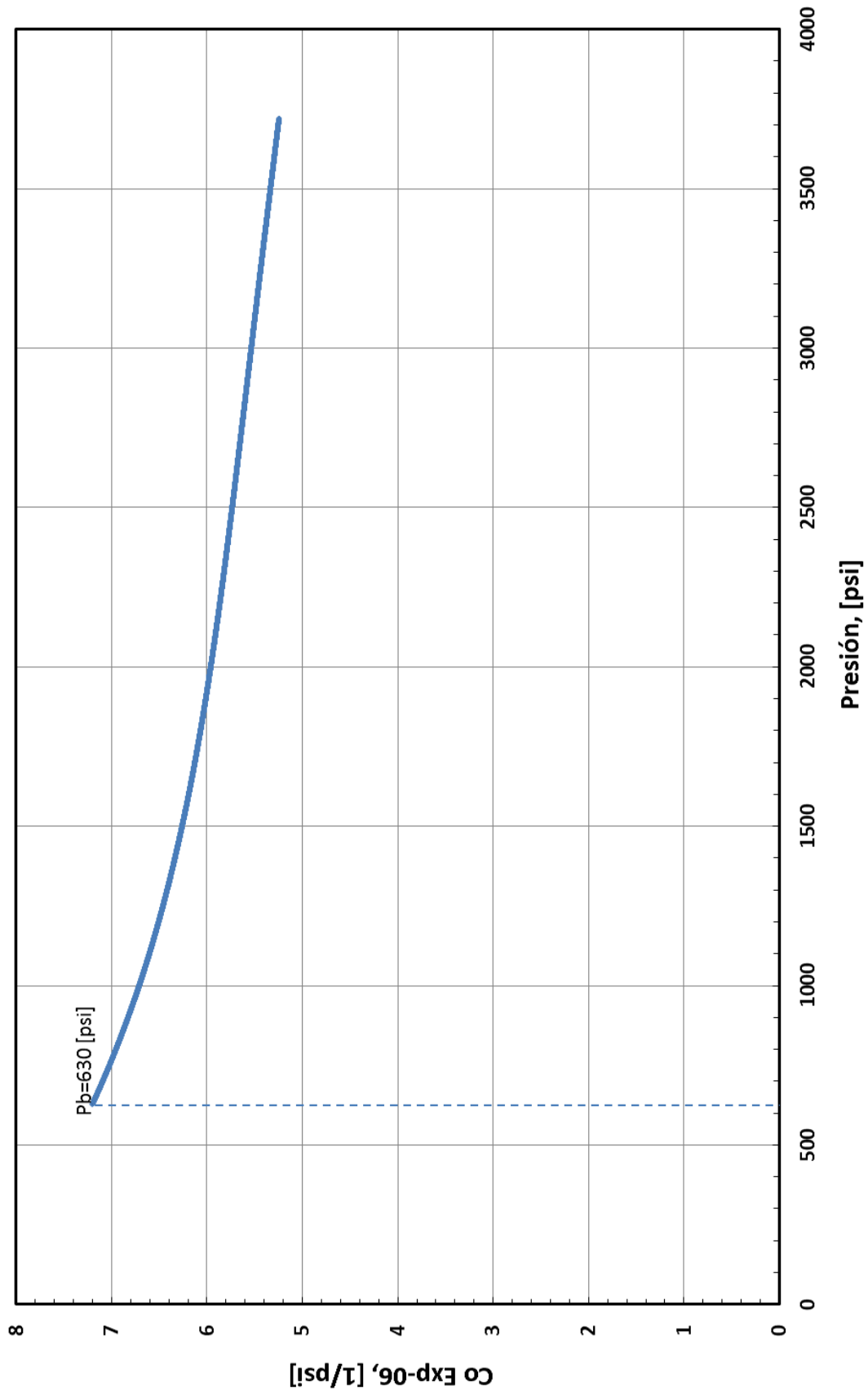
ANEXO No 3

PROPIEDADES PVT DE LA ARENISCA BASAL TENA

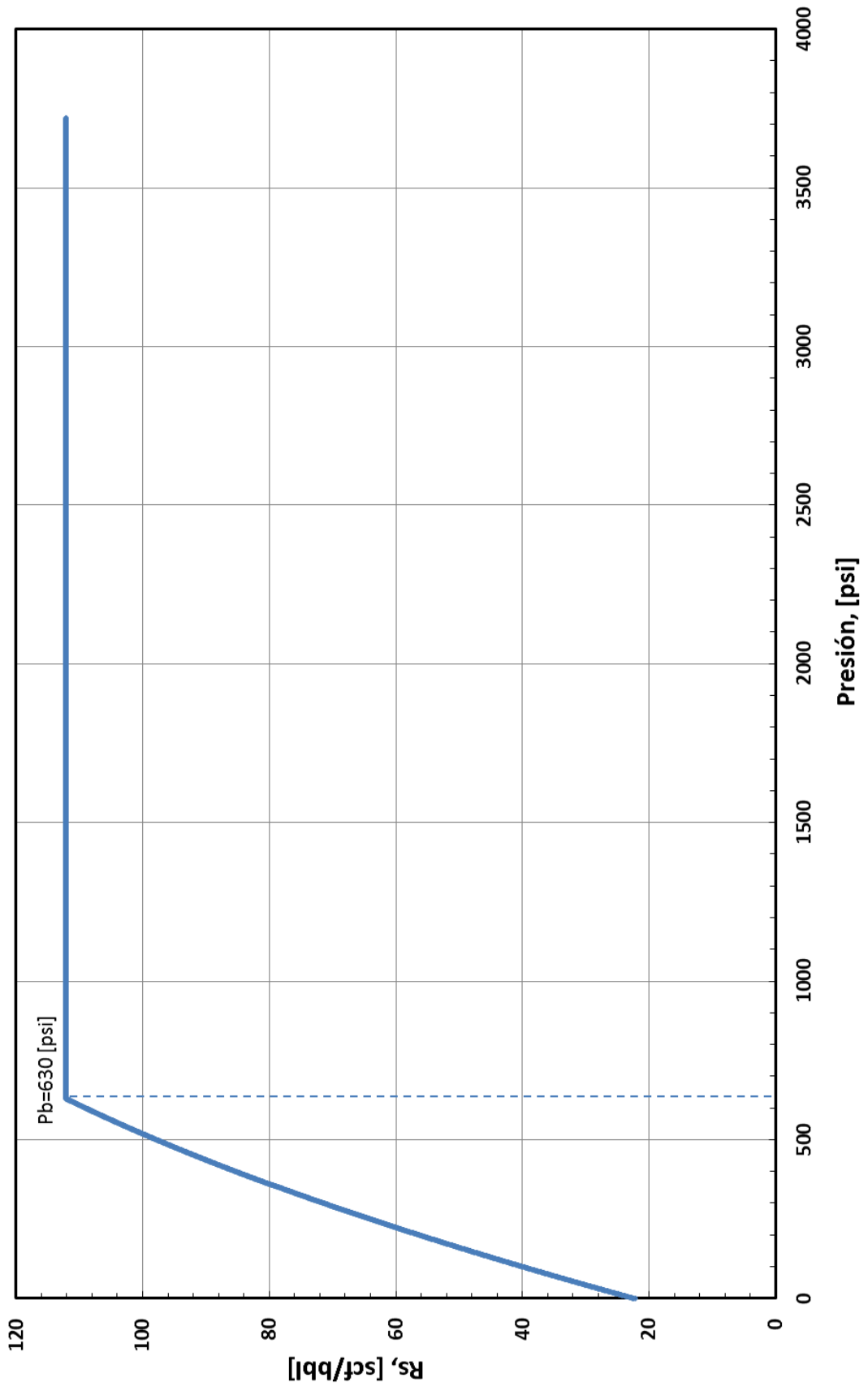
LIBERACIÓN DIFERENCIAL (T = 180 [°F])														
P, [psi]	OIL							GAS						
	Vrel	Función Y	Vrel Smooth	Cp, x10 ⁻⁶ [1/psi]	GOR		Bo, [bl/BF]		ρo, [g/cm ³]	uo, [cP]	Z	Bg, [bl/BF]	γg	ug, [cP]
					RAW	Rs, [scf/bl]	RAW	Sod (Shrinkage Factor)	Bo, [bl/BF]					
5000	0.97372		0.97372	4.82			1.1244		1.1244		23.57			
4500	0.9761		0.9761	4.96			1.1271		1.1271		22.54			
4000	0.97856		0.97856	5.13			1.13		1.1299		21.45			
3500	0.98226		0.98226	5.32			1.1342		1.1342		20.39			
3000	0.98371		0.98371	5.51			1.1359		1.1359		19.33			
2500	0.98647		0.98647	5.74			1.1391		1.1391		18.26			
2000	0.98957		0.98957	5.98			1.1427		1.1427		17.17			
1500	0.99293		0.99293	6.26			1.1465		1.1465		16.13			
1000	0.99667		0.99667	6.69			1.1509		1.1509		15.17			
900	0.99734		0.99734	6.80			1.1516		1.1516					
800	0.99786		0.99786	6.95			1.1522		1.1522					
700	0.99858		0.99858	7.10			1.1531		1.1531		14.43			
630	1		1.000	7.21	116	112	1.1547	1	1.1547	0.8277	14.29			
600	1.01102		1.013											
590	1.01681		1.018											
580	1.02257	3.820	1.022											
570	1.02832	3.717	1.028											
548	1.03983	3.757	1.040											
530	1.05135	3.674	1.052											
500	1.0744	3.495	1.074											
450	1.12054	3.318	1.120											
400			1.182		89	85	1.1441	0.990820126	1.1336	0.8315	15.9900	0.948	0.0414	0.78
330	1.21275		1.315											
270	1.3977		1.502											
200			1.899		60	56	1.1323	0.980601022	1.1103	0.8495	18.0400	0.967	0.0815	0.865
0					0		1.0491	0.908547675	0.9532	0.8833	32.3000	1		1.471

PRUEBAS DEL SEPARADOR							
CONDICIONES DEL SEPARADOR		GOR		Bo, [bl/BF]	API a 60 [°F]	γg	
P, [psi]	T, [°F]	DEL SEPARADOR	TOTAL			SEP.	S.C.
75	100	72	89	1.1414	21.6	0.893	1.529
25	100	86	98	1.1471	21.3	0.975	1.505
0	100	112	112	1.1533	21.1	1.145	

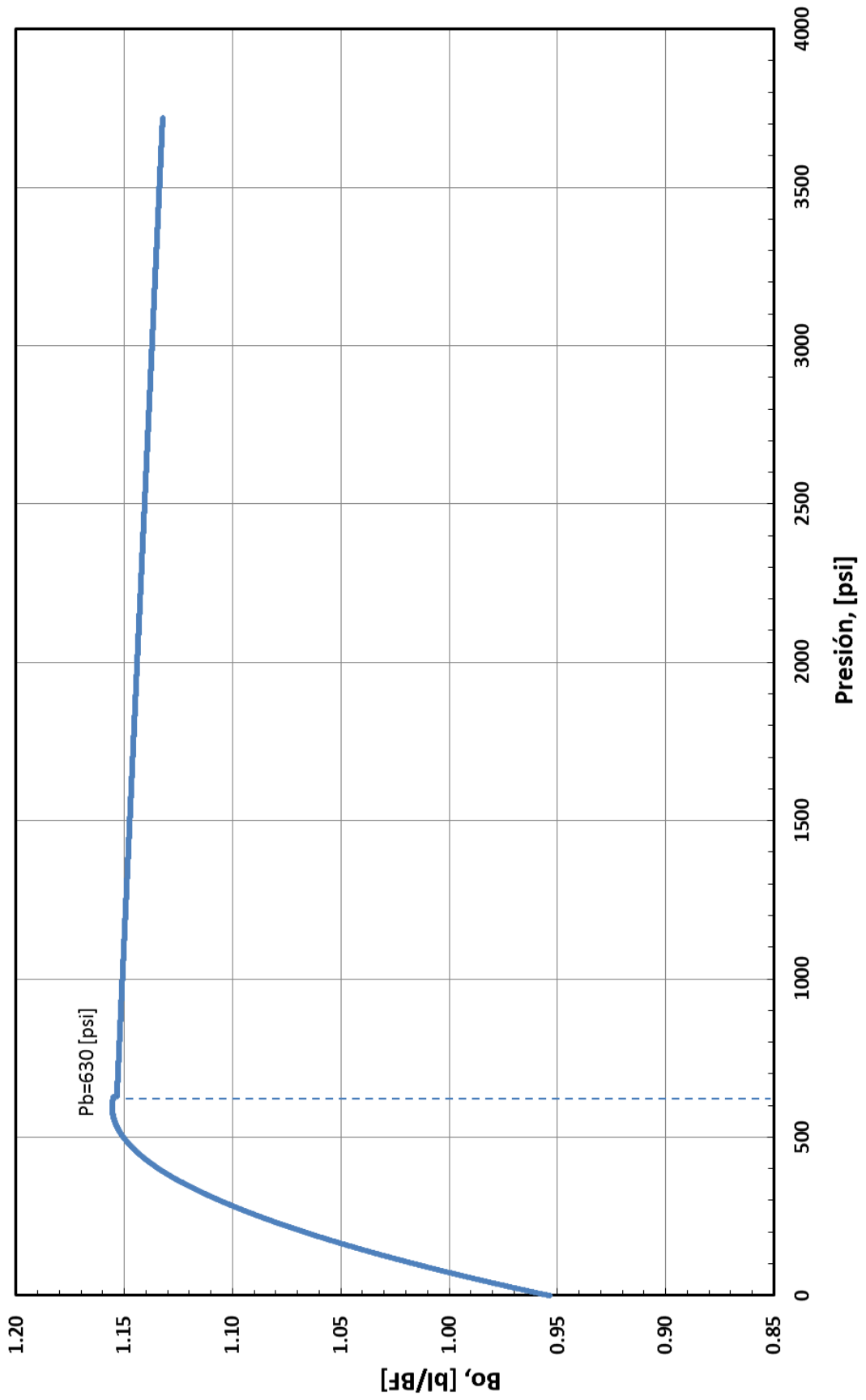
ARENA BASAL TENA, COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO



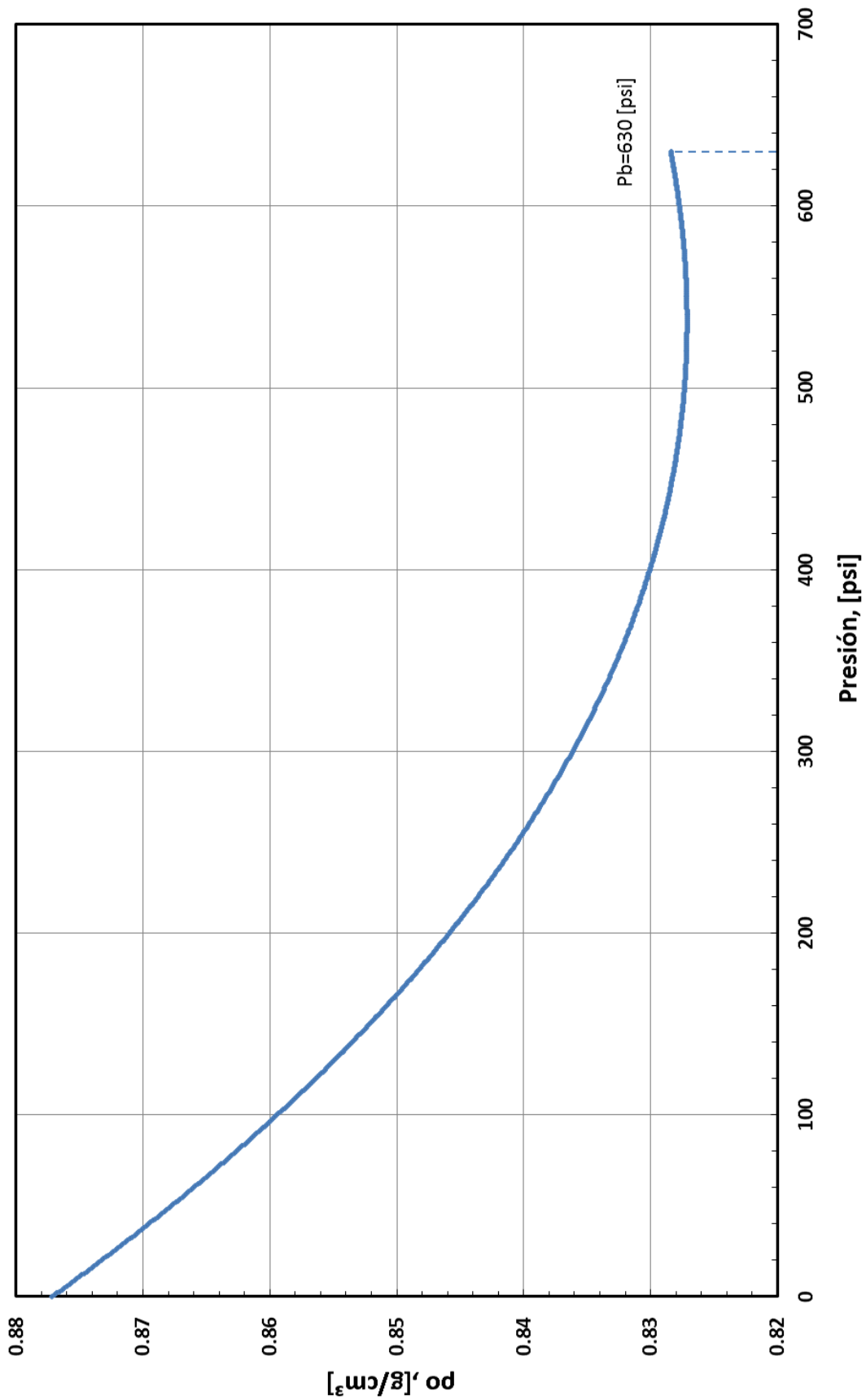
ARENA BASAL TENA, RELACIÓN GAS PETRÓLEO



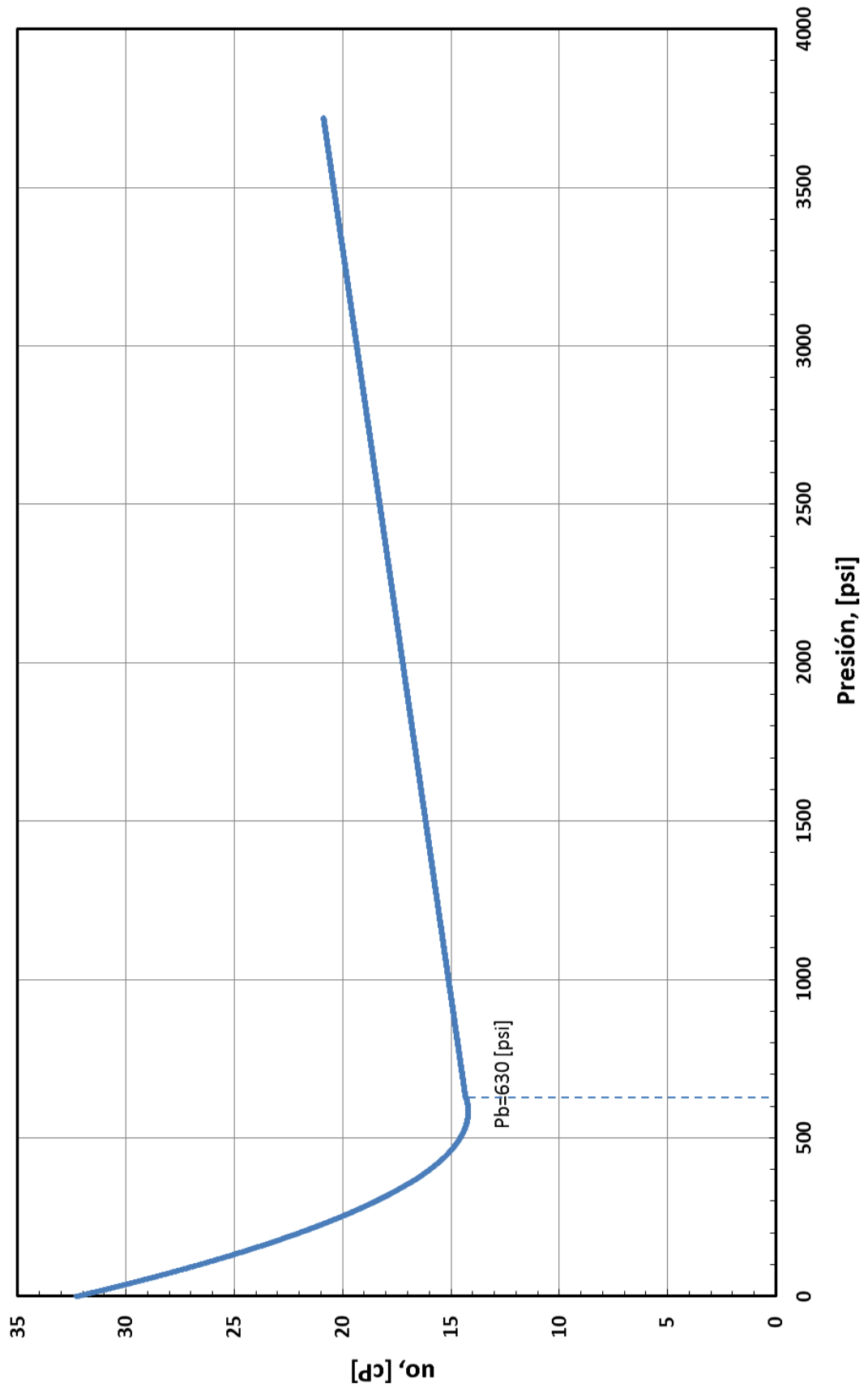
ARENA BASAL TENA, FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO



ARENA BASAL TENA, DENSIDAD DEL PETRÓLEO



ARENA BASAL TENA, VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO



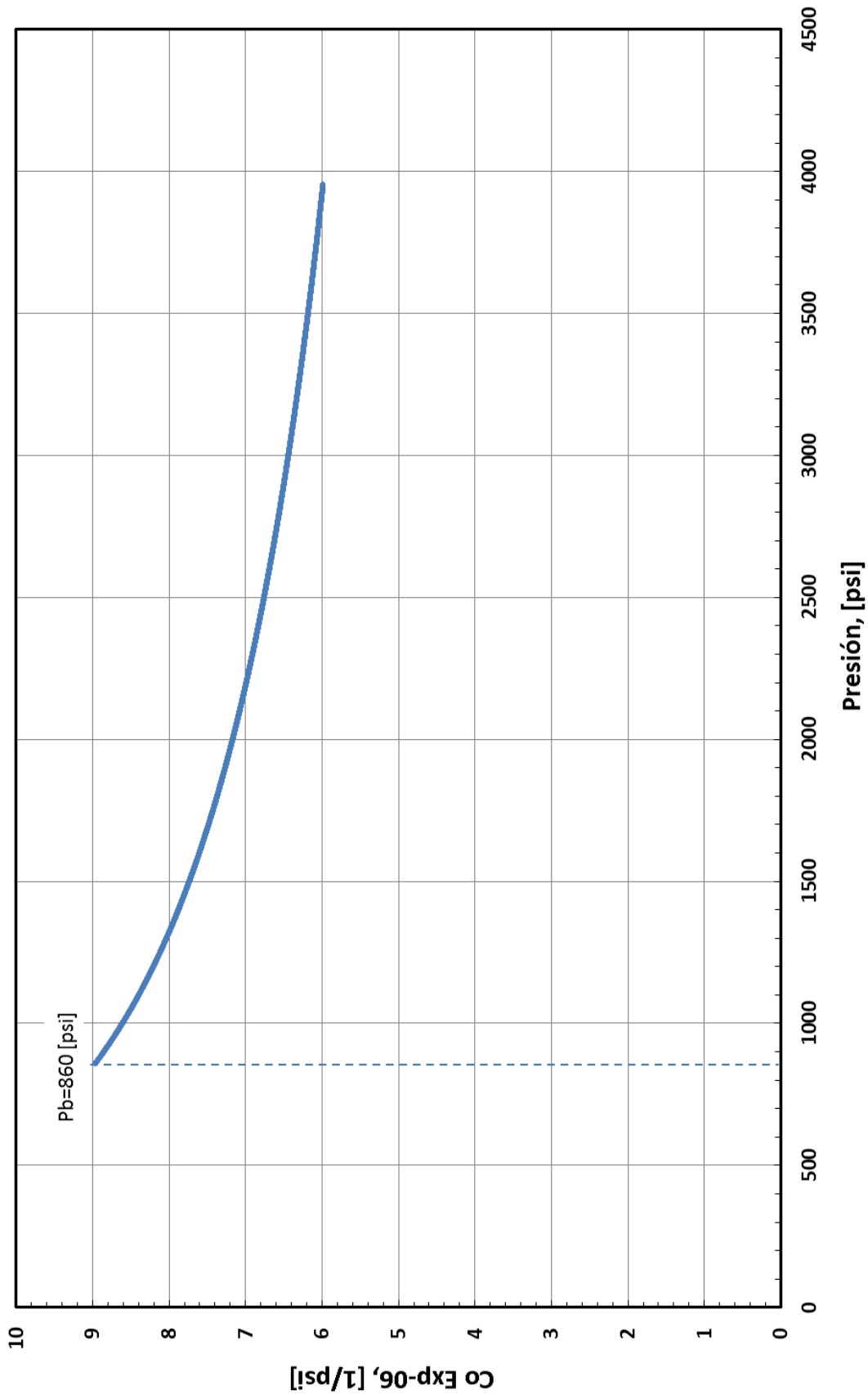
ANEXO No 4

PROPIEDADES PVT DE LA ARENISCA “U” INFERIOR

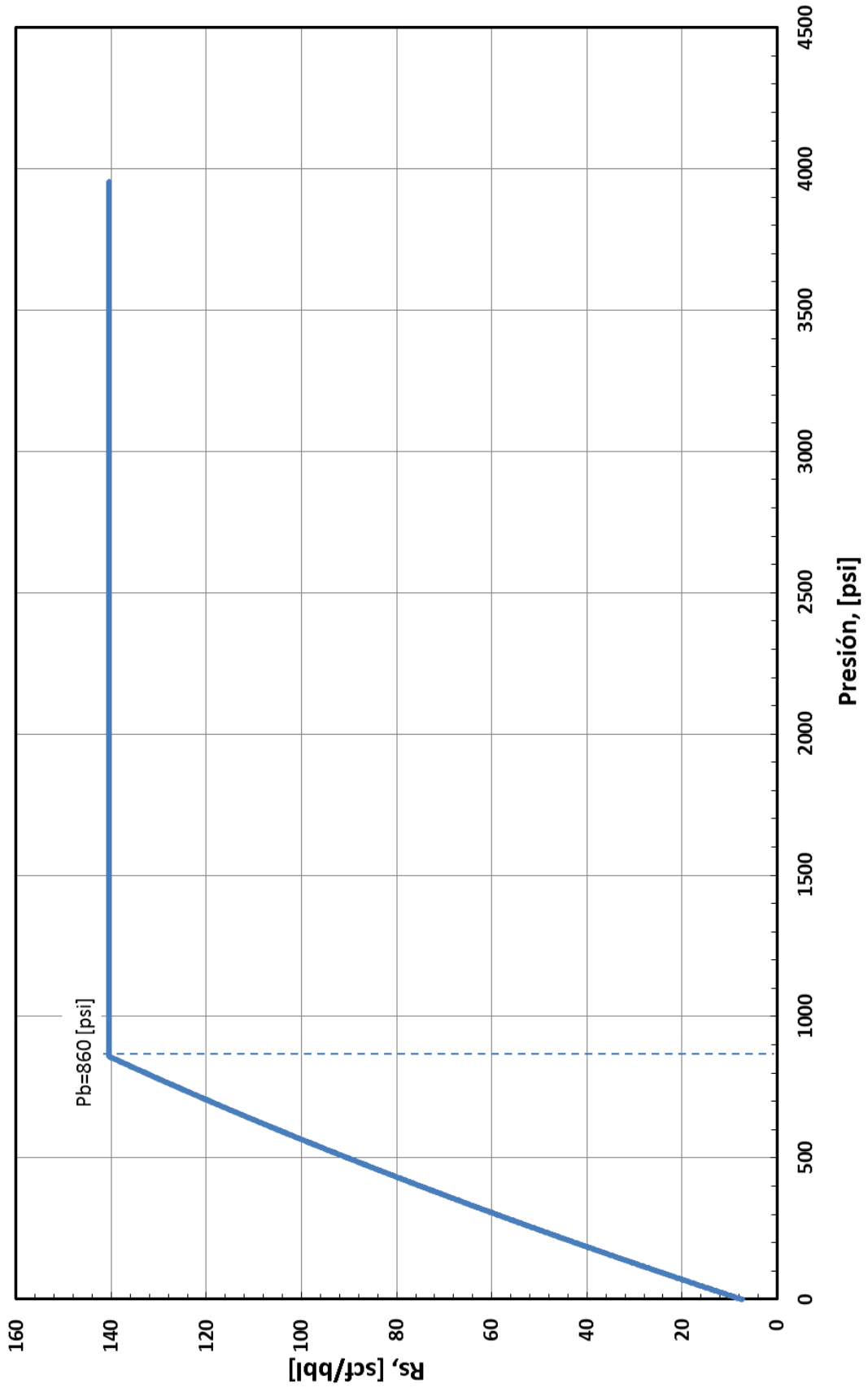
LIBERACIÓN DIFERENCIAL (T = 180 [°F])															
P, [psi]	OIL								GAS						
	Vrel	Función Y	Vrel Smooth	Cp, x10 ⁻⁶ [1/psi]	GOR		Bo, [bl/BF]		ρo, [g/cm ³]	uo, [cP]	Z	Bg, [bl/BF]	vg	ug, [cP]	
					RAW	Rs, [scf/bl]	RAW	Sod (Shrinkage Factor)	Bo, [bl/BF]						
5000	0.96868		0.96868				1.1615		1.1614	0.8401	17.50				
4750				5.698											
4500	0.97218		0.97218				1.1657		1.1656	0.8371	16.20				
4250				5.869											
4000	0.9746		0.9746				1.1686		1.1685	0.8350	15.05				
3750				6.066											
3500	0.97772		0.97772				1.1723		1.1723	0.8323	14.10				
3250				6.300											
3000	0.98076		0.98076				1.176		1.1759	0.8298	13.24				
2750				6.586											
2500	0.98419		0.98419				1.1801		1.1800	0.8269	12.37				
2250				6.945											
2000	0.9875		0.9875				1.184		1.1840	0.8240	11.60				
1750				7.424											
1500	0.99095		0.99095				1.1882		1.1881	0.8212	10.87				
1250				8.116											
1000	0.99435		0.99435				1.1923		1.1922	0.8184	10.20				
940				8.752											
880	0.99562		0.99562				1.1938		1.1937	0.8150	10.07				
870				8.933											
860	1		1		163	139	1.199		1.1990	0.8138	10.05				
840	1.006	4.022	1.006												
810	1.016	3.954	1.016												
720	1.052	3.741	1.052												
700			1.062		141	117	1.1668	0.973	1.1567	0.8333	10.25	0.951	0.02615	0.784	0.014
660	1.084	3.602	1.084												
520	1.200	3.274	1.198												
500			1.222		116	92	1.1385	0.950	1.1286	0.8502	10.75	0.955	0.03676	0.75	0.0139
440	1.308	3.095	1.307												
380	1.430	2.940	1.425												
340	1.532	2.874	1.531												
300	1.669	2.789	1.669		79	56	1.1024	0.919	1.0929	0.8650	11.35	0.958	0.06145	0.898	0.013
270	1.802	2.725	1.803												
250	1.908	2.688	1.912												
100			4.262		49	26	1.0758	0.897	1.0665	0.8765	12.15	0.975	0.1875	1.161	0.0118
0					0		1.0661	0.889	1.0569	0.8791	12.75	0.993		1.594	

PRUEBAS DEL SEPARADOR						
CONDICIONES DEL SEPARADOR		GOR DEL SEPARADOR		Bo, [bl/BF]	API a 60 [°F]	vg
P [psi]	T [°F]	TOTAL	TOTAL			SEP. S.C.
50	100	97	120	1.1832	19.2	0.859
25	100	107	126	1.18507	19.1	0.894
0	100	139	139	1.18862	19	0.998

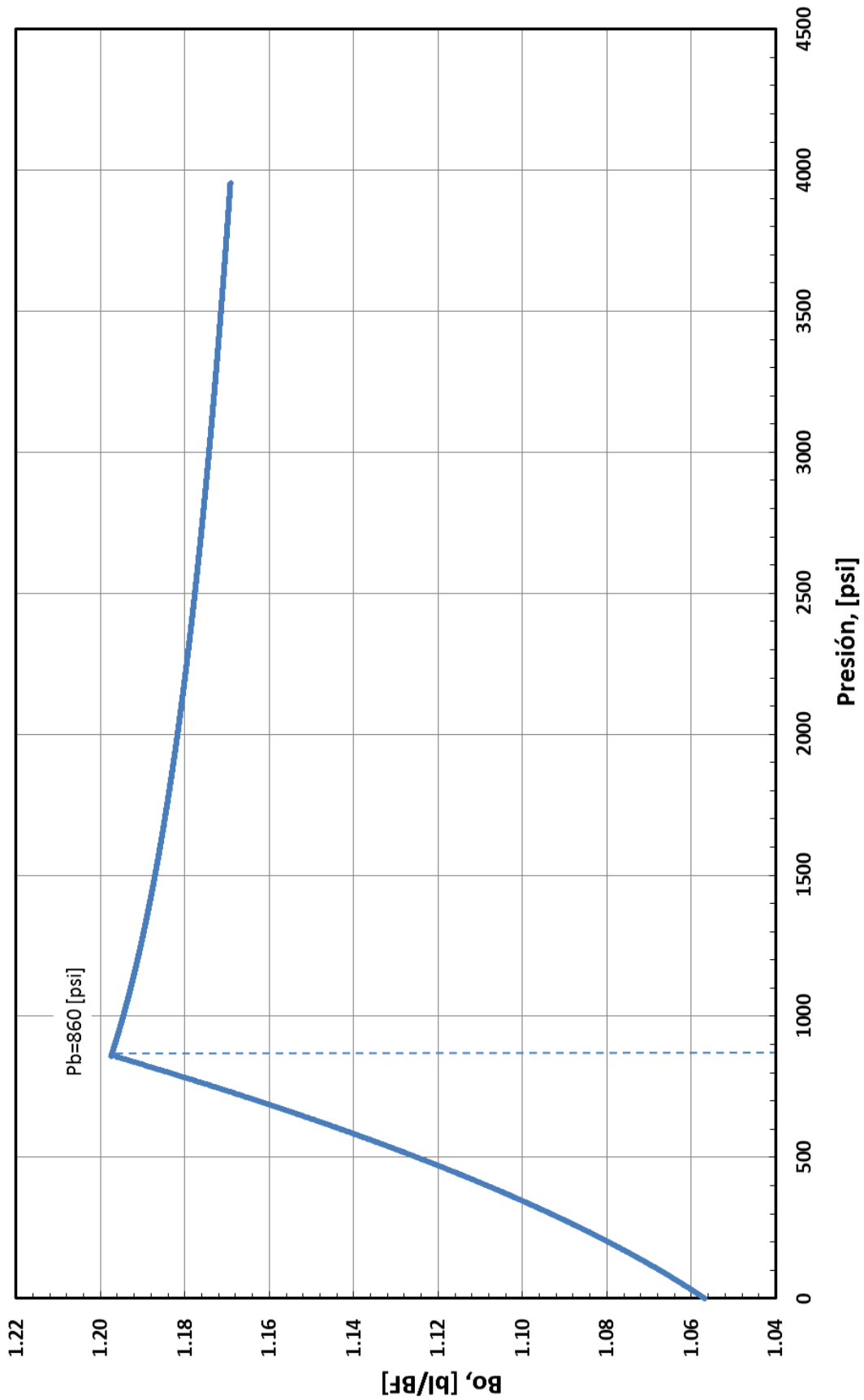
ARENA "U" INFERIOR, COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO



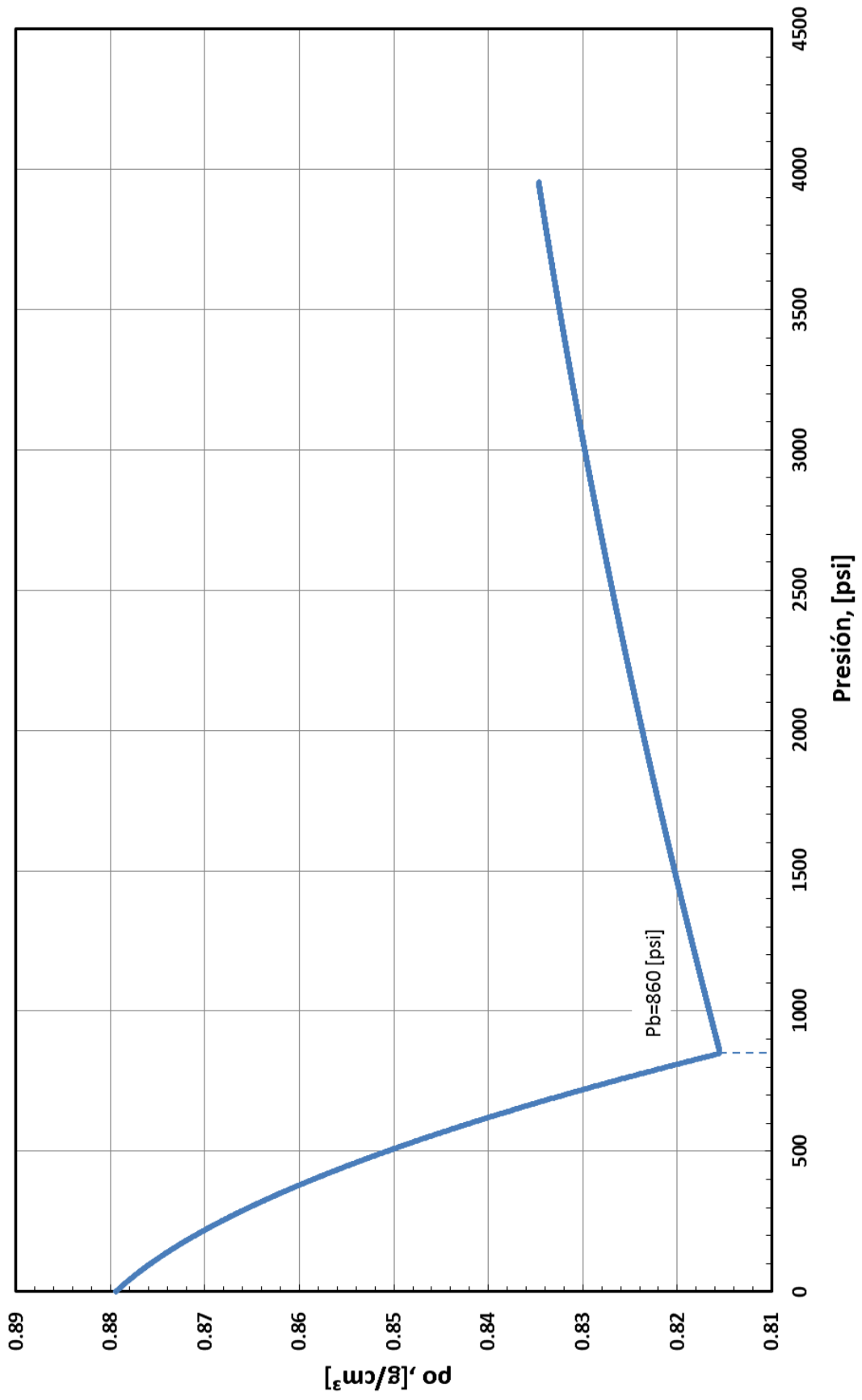
ARENA "U" INFERIOR, RELACIÓN GAS PETRÓLEO



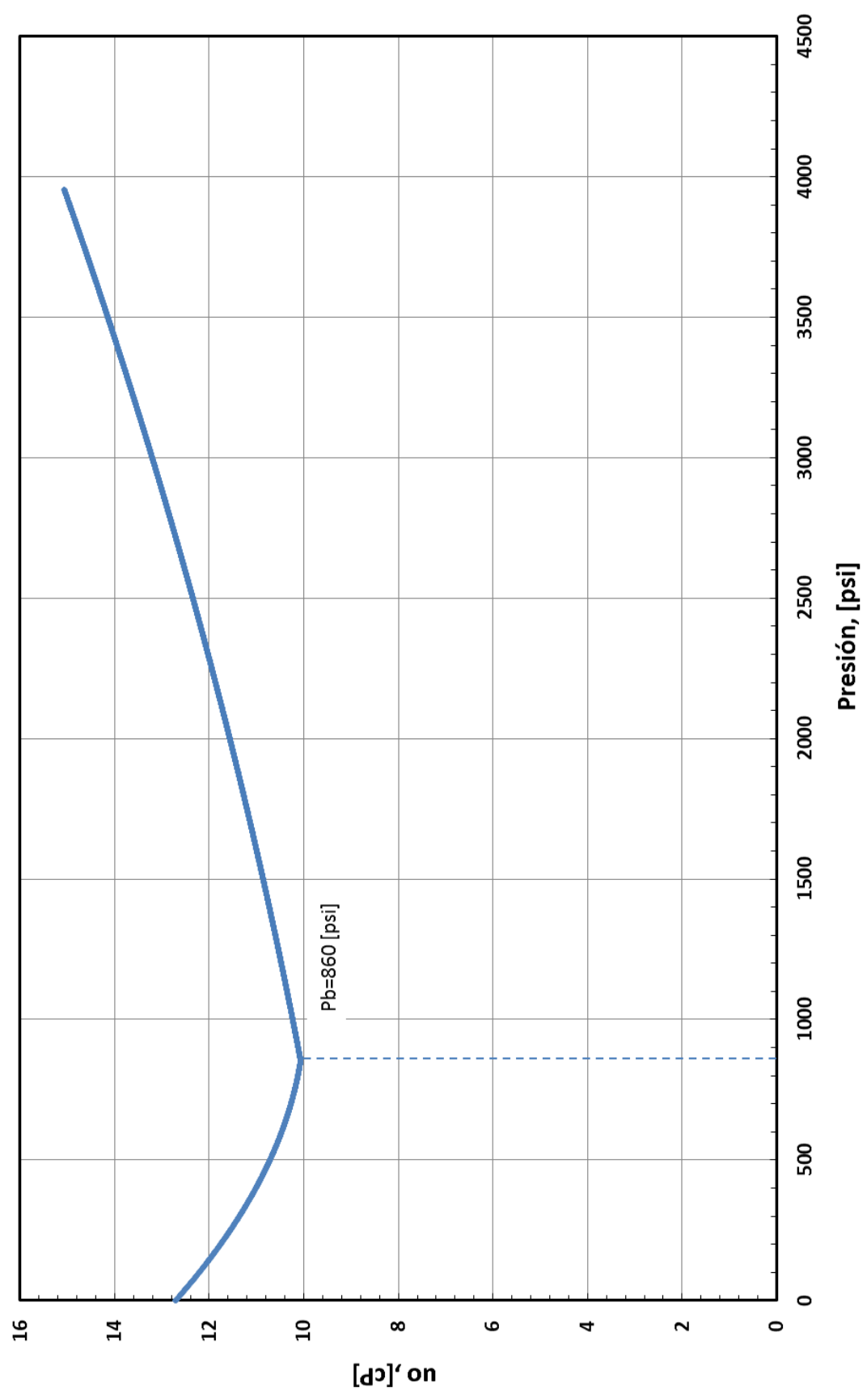
ARENA "U" INFERIOR, FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO



ARENA "U" INFERIOR, DENSIDAD DEL PETRÓLEO



ARENA "U" INFERIOR, VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO



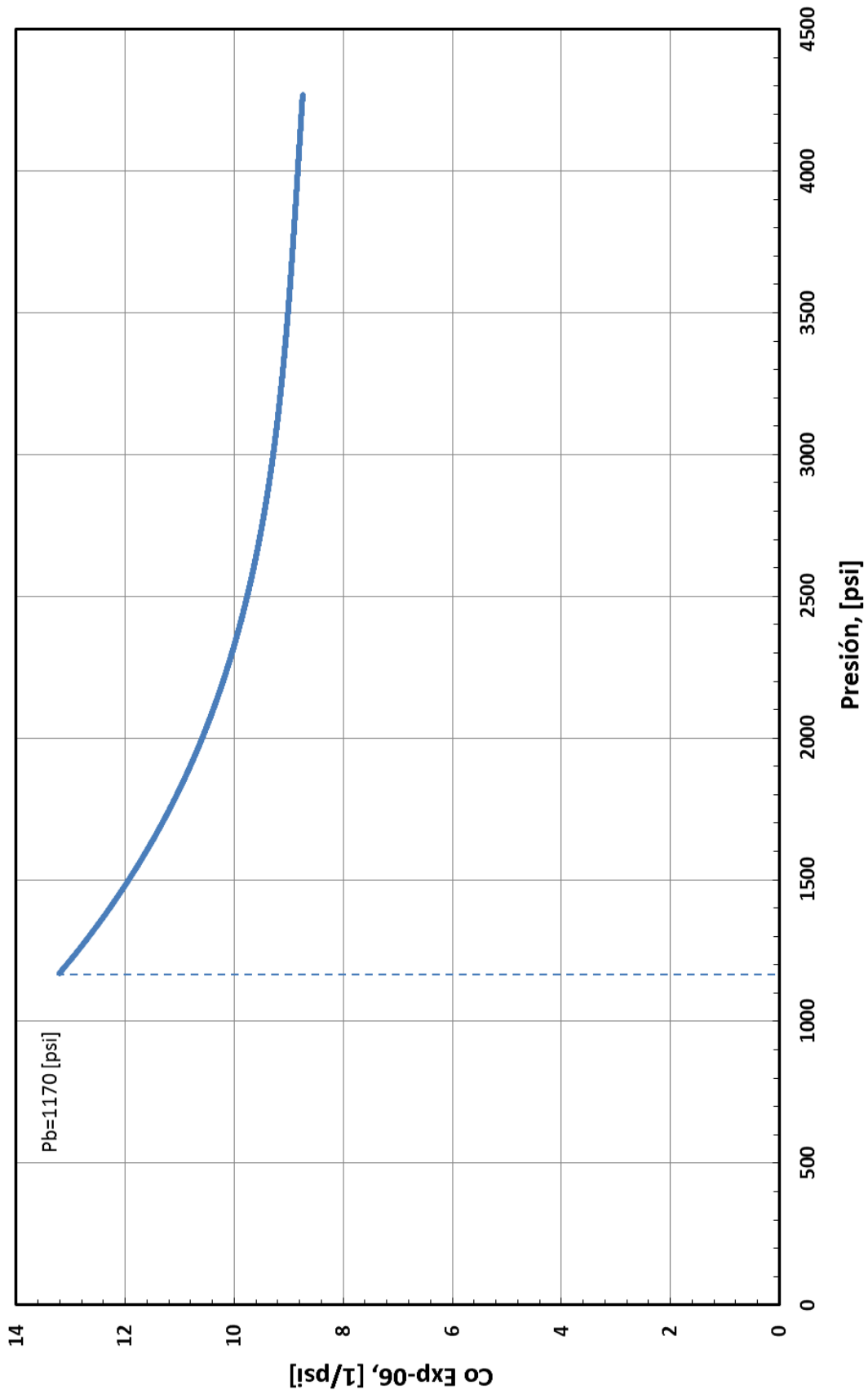
ANEXO No 5

PROPIEDADES PVT DE LA ARENISCA “T” INFERIOR

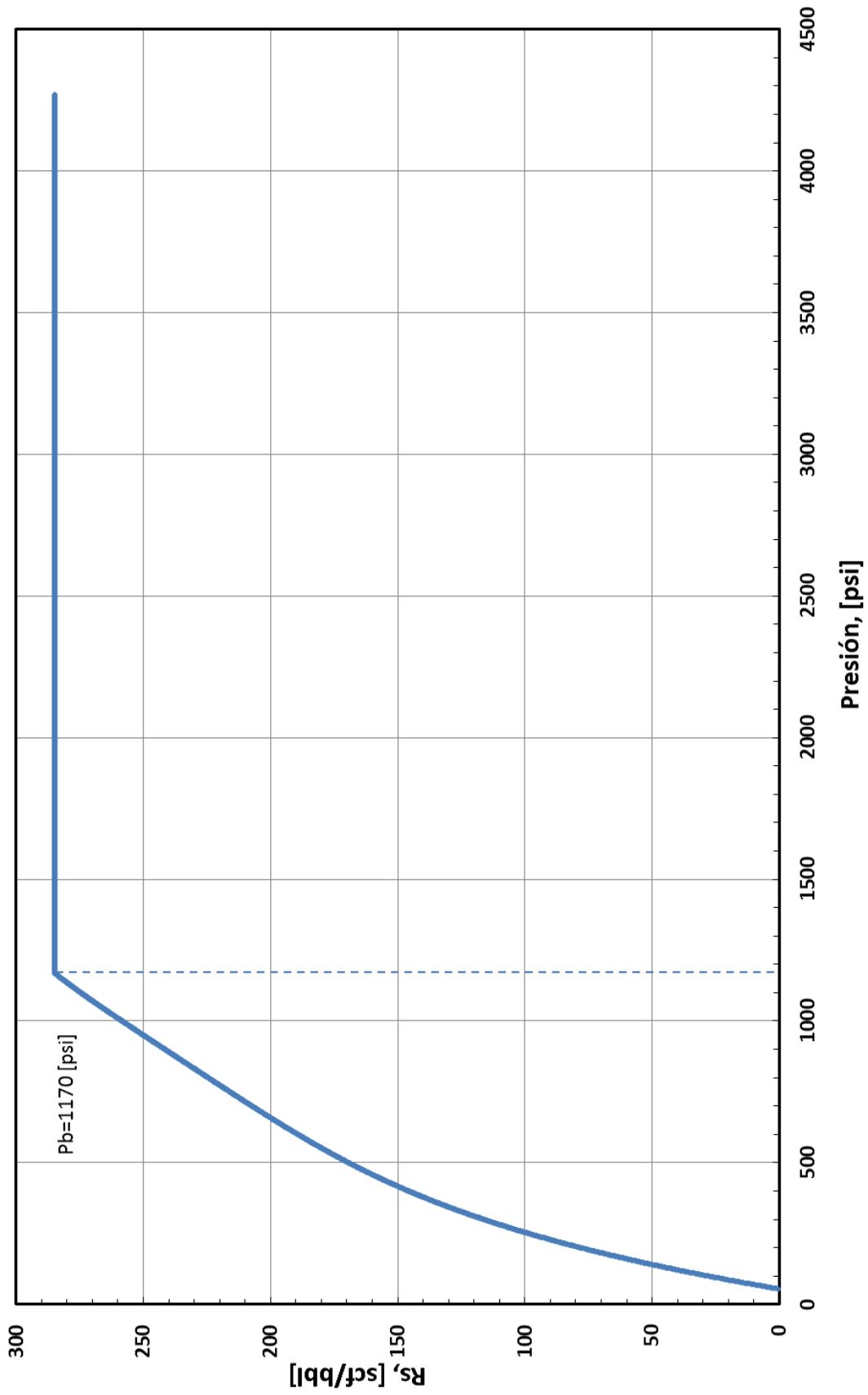
LIBERACIÓN DIFERENCIAL (T = 226 [°F])															
P, [psi]	OIL										GAS				
	Vrel	Función Y	Vrel Smooth	Cp, x10 ⁻⁶ [1/psi]	GOR		Bo, [bl/BF]		ρo, [g/cm ³]	uo, [cP]	Z	Bg, [bl/BF]	vg	ug, [cP]	
					RAW	Rs, [scf/bl]	RAW	Sod (Shrinkage Factor)	Bo, [bl/BF]						
5000	0.95373		0.95373				1.251		1.2510	0.7811	6.53				
4750				8.5580											
4500	0.95782		0.95782				1.2564		1.2564	0.7778	6.19				
4250				8.7250											
4000	0.96415		0.96415				1.2647		1.2647	0.7727	5.78				
3750				8.9050											
3500	0.97064		0.97064				1.2732		1.2732	0.7675	5.39				
3250				9.1510											
3000	0.97641		0.97641				1.2808		1.2808	0.7630	4.99				
2750				9.5010											
2500	0.98316		0.98316				1.2896		1.2896	0.7578	4.56				
2250				10.0470											
2000	0.98811		0.98811				1.2976		1.2961	0.7540	4.20				
1750				11.2020											
1500	0.99286		0.99286				1.3023		1.3023	0.7504	3.80				
1420				12.2580											
1340	0.99628		0.99628				1.3068		1.3068	0.7478					
1275				12.7390											
1210	0.99793		0.99793				1.309		1.3090	0.7465	3.54				
1190				13.1010											
1170	1		1		294	285	1.3117	1.000	1.3100	0.7450	3.51				
1020	1.045	3.285	1.044												
1000			1.052		266	257	1.2722	0.970	1.2706	0.7641	3.75	0.903	0.01753	0.8598	0.0145
940	1.078	3.151	1.077												
800			1.156		235	226	1.2526	0.955	1.2510	0.7711	4.05	0.904	0.02193	0.919	0.014
720	1.225	2.784	1.221												
630	1.325	2.635	1.321												
600			1.363		196	187	1.2269	0.935	1.2253	0.7808	4.44	0.917	0.02995	0.934	0.0135
560	1.432	2.521	1.427												
510	1.530	2.440	1.525												
460	1.654	2.359	1.648												
420	1.778	2.296	1.772												
400			1.845		155	146	1.191	0.908	1.1895	0.7960	5.00	0.936	0.04541	1.0038	0.0129
200			3.502		86	77	1.1372	0.867	1.1357	0.8160	5.60	0.964	0.0871	1.3984	0.0113
0					0		1.0661	0.813	1.0647	0.8396	6.91	1		1.7575	

PRUEBAS DEL SEPARADOR							
CONDICIONES DEL SEPARADOR		GOR		Bo, [bl/BF]	API a 60 [°F]	VG	
P [psi]	T [°F]	DEL SEPARADOR	TOTAL			SEP.	S.C.
50	100	225	275	1.3017	26.8	1.1198	1.7263
25	100	241	280	1.3059	26.7	1.1287	1.8207
0	100	285	285	1.31001	26.5	1.1914	

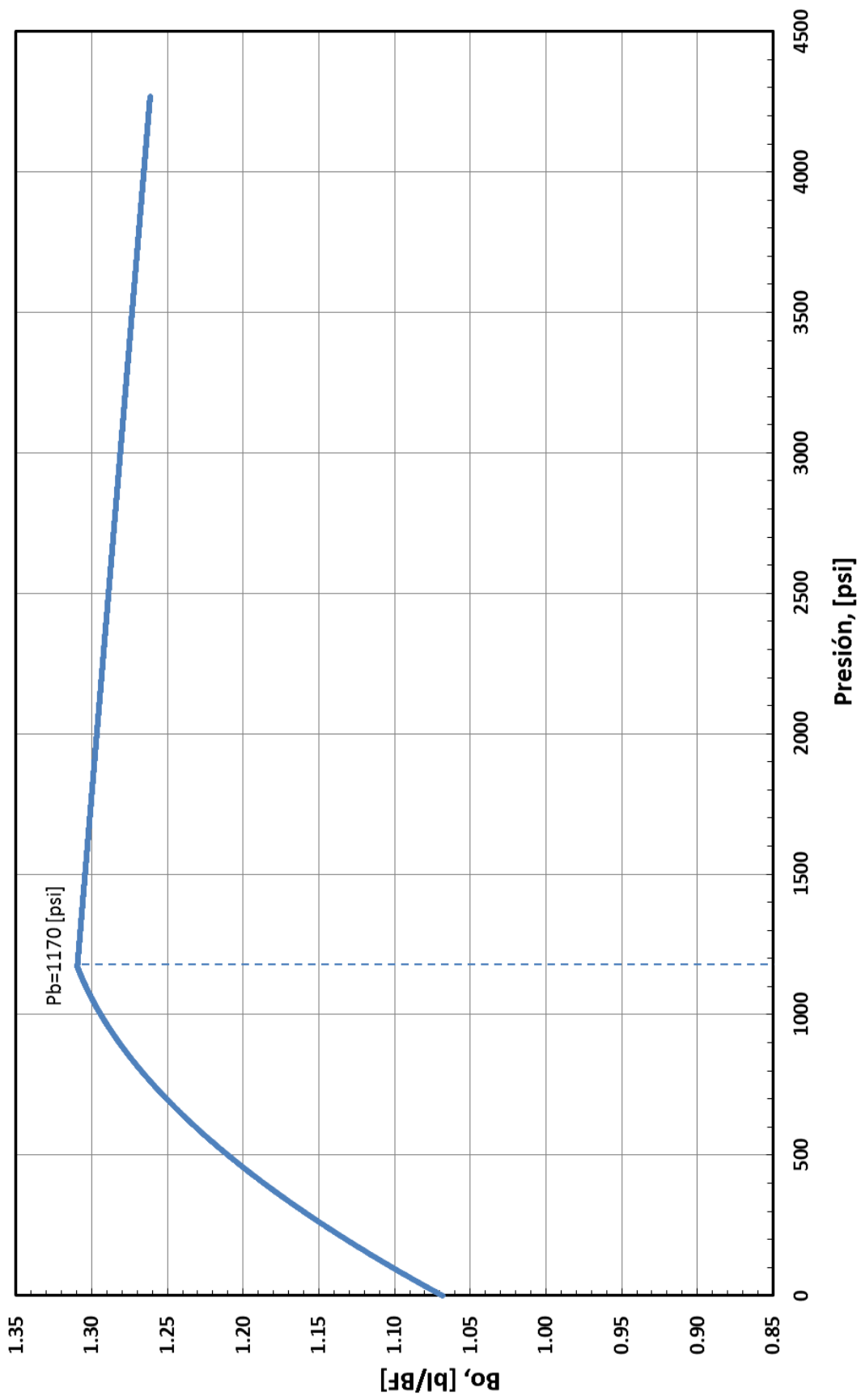
ARENA "T" INFERIOR, COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO



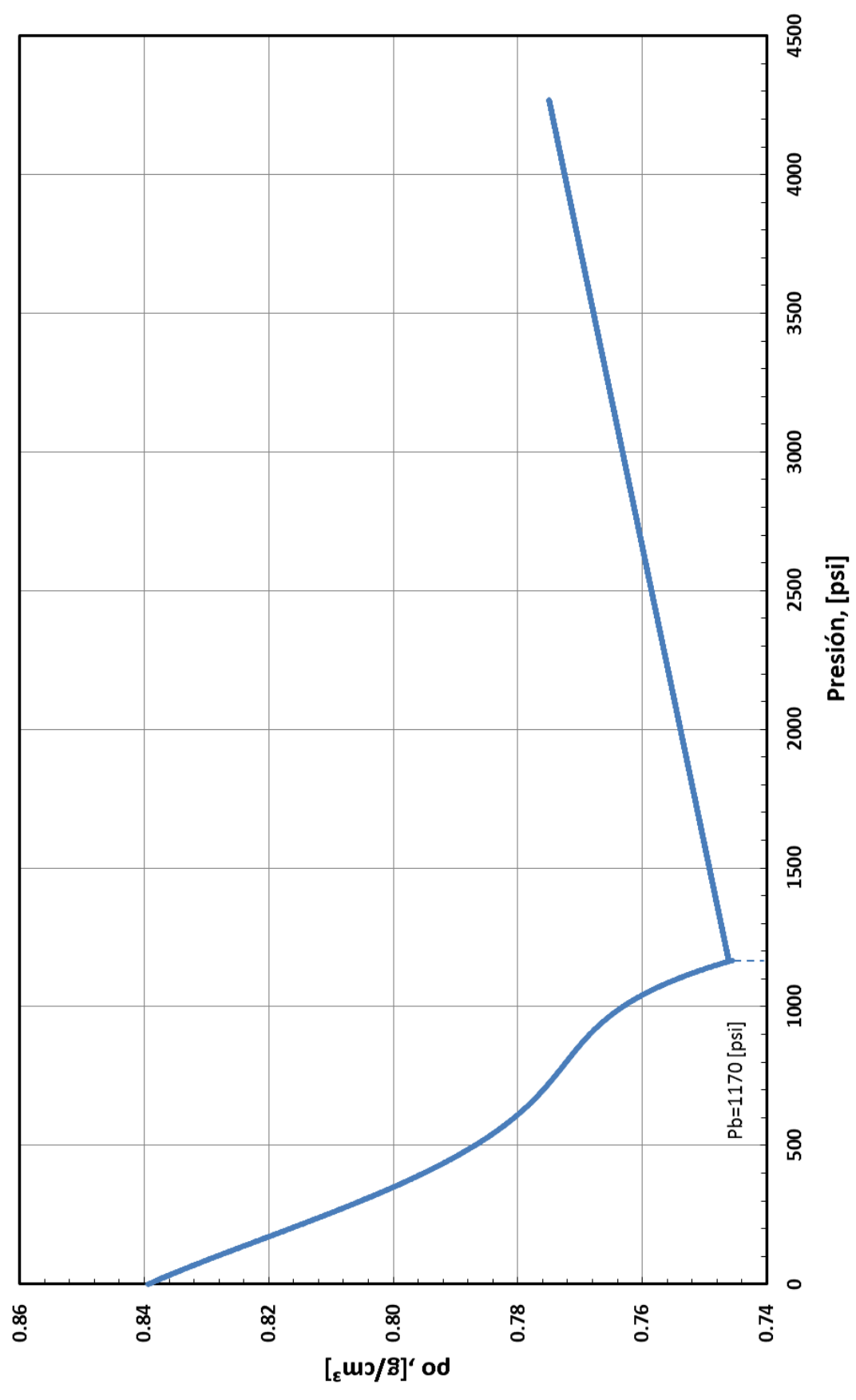
ARENA "T" INFERIOR, RELACIÓN GAS PETRÓLEO



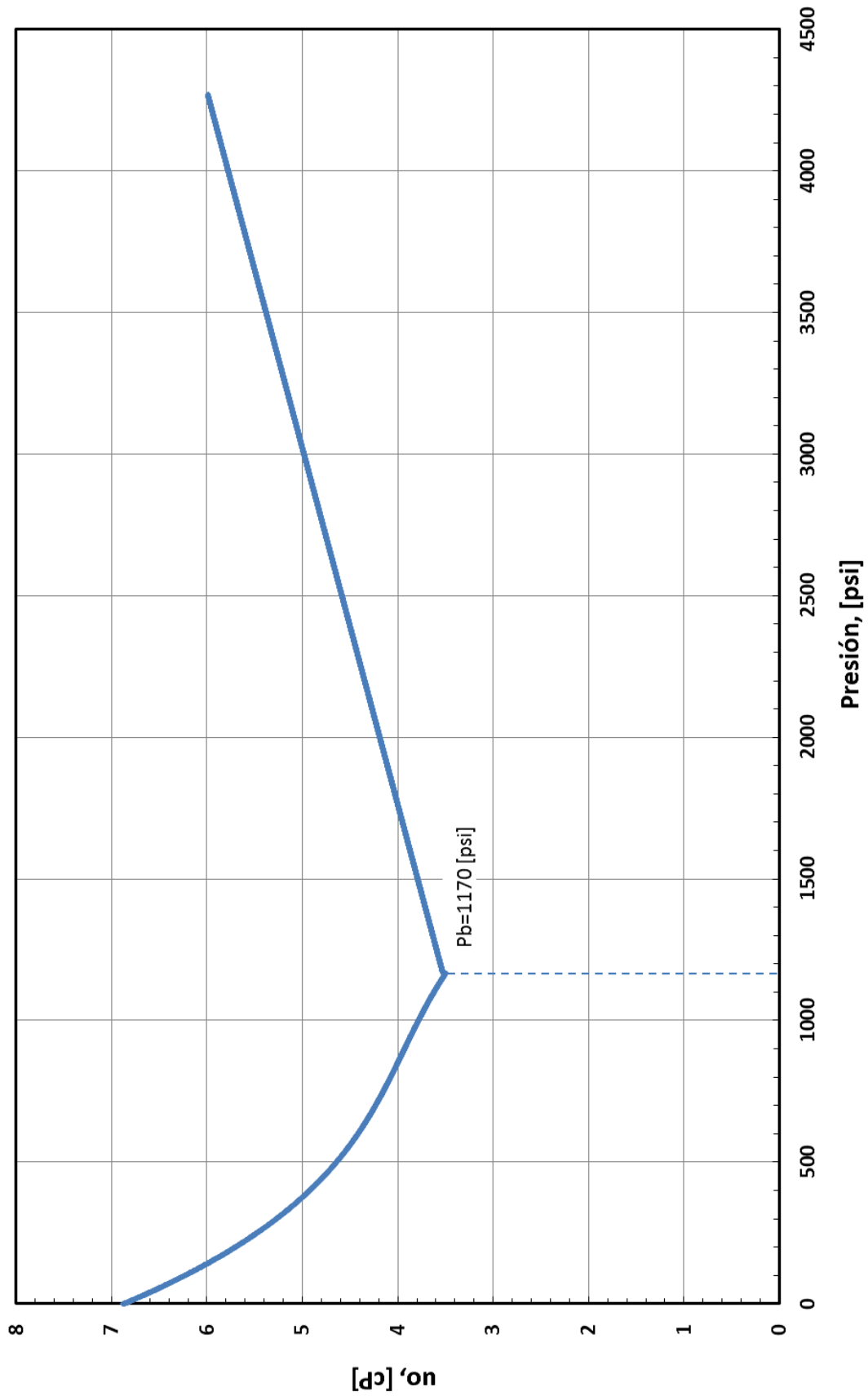
ARENA "T" INFERIOR, FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO



ARENA "T" INFERIOR, DENSIDAD DEL PETRÓLEO



ARENA "T" INFERIOR, VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO



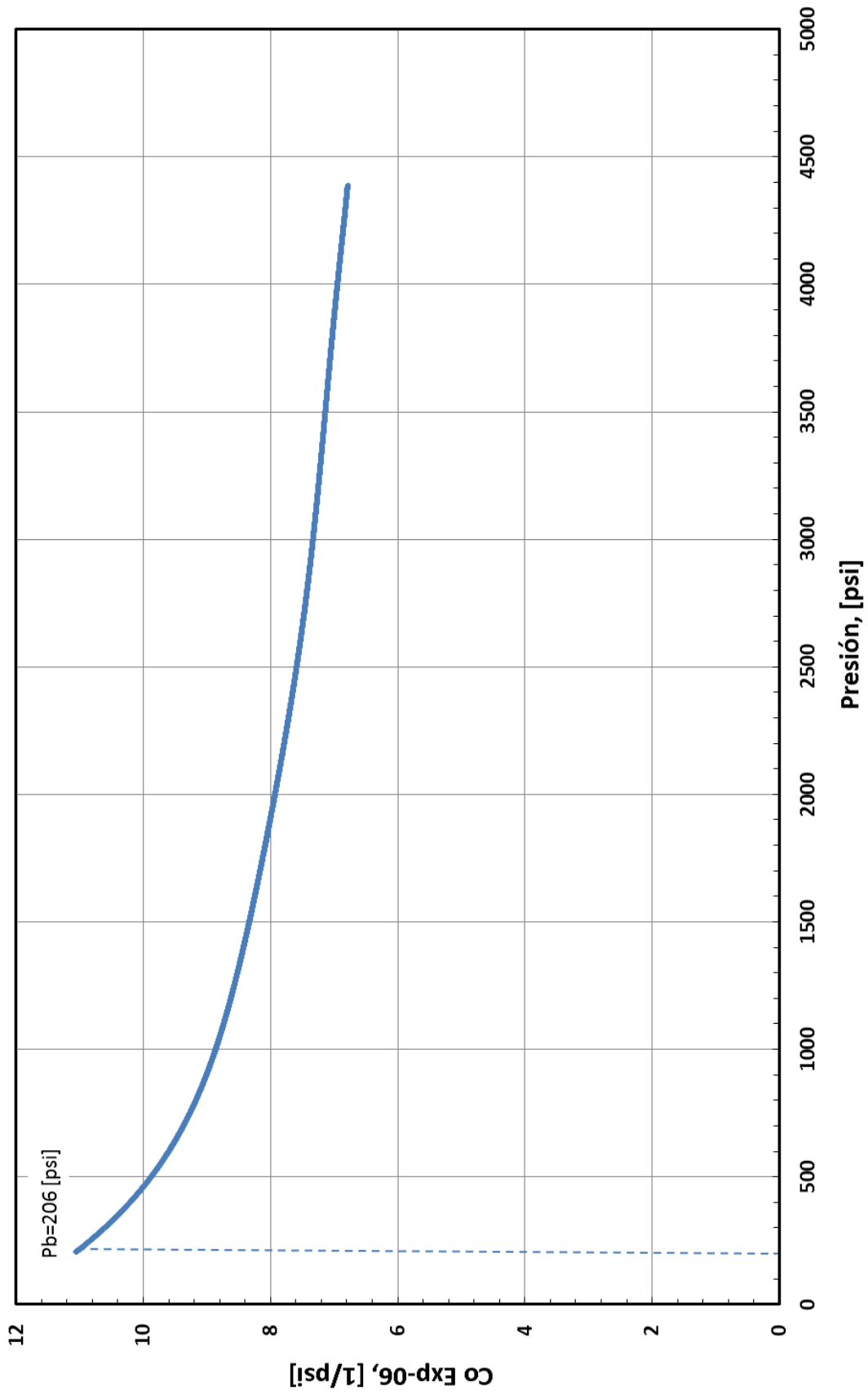
ANEXO No 6

**PROPIEDADES PVT DE LA ARENISCA HOLLÍN
SUPERIOR**

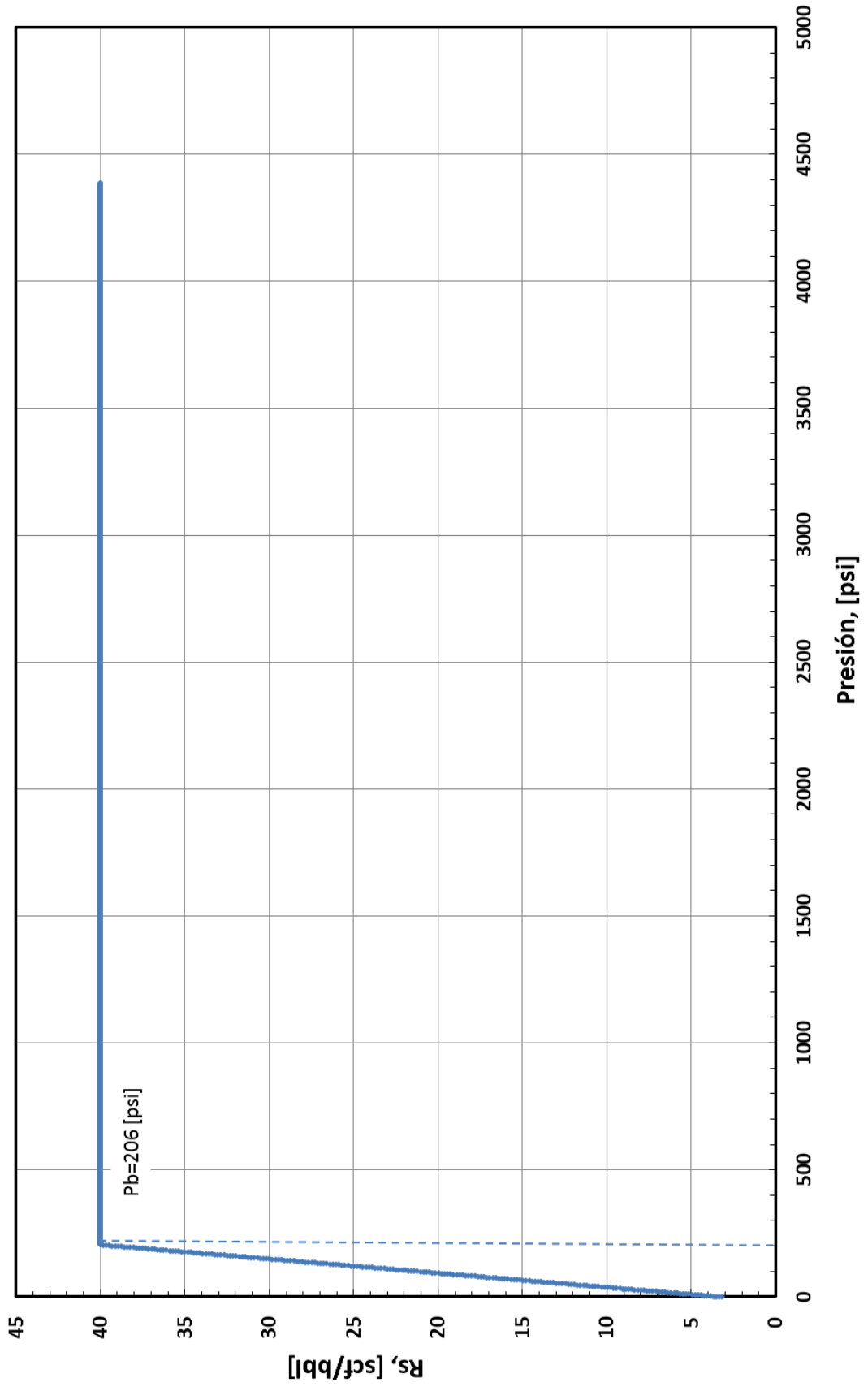
LIBERACIÓN DIFERENCIAL (T = 225 [°F])																
P, [psi]	OIL										GAS					
	Vrel	Función Y	Vrel Smooth	Cp, x10 ⁻⁶ [1/psi]	GOR		Bo, [bl/BF]			uo, [cP]	Z	Bg, [bl/BF]	vg	ug, [cP]		
					RAW	Rs, [scf/bl]	RAW	Sod (Shrinkage Factor)	Bo, [bl/BF]						ρo, [g/cm ³]	
5000	0.96017		0.96017					1.152		1.1520	0.7757	3.45				
4750				6.691												
4500	0.96393		0.96393					1.1566		1.1565	0.7727	3.25				
4250				6.848												
4000	0.96768		0.96768					1.1611		1.1610	0.7697	3.05				
3750				7.024												
3500	0.97045		0.97045					1.1644		1.1643	0.7675	2.82				
3250				7.225												
3000	0.97332		0.97332					1.1678		1.1678	0.7652	2.70				
2750				7.461												
2500	0.97709		0.97709					1.1724		1.1723	0.7623	2.46				
2250				7.744												
2000	0.97901		0.97901					1.1747		1.1746	0.7608	2.26				
1750				8.098												
1500	0.98406		0.98406					1.1807		1.1807	0.7569	2.10				
1250				8.572												
1000	0.98777		0.98777					1.1852		1.1851	0.7540	1.90				
750				9.292												
500	0.99098		0.99098					1.189		1.1890	0.7516	1.65				
432				10.070												
365	0.99251		0.99251					1.1908		1.1908	0.7504					
302				10.574												
240	0.994		0.9939					1.1925		1.1925	0.7494					
223				11.002												
206	1.000		1		62	40		1.1998	1.000	1.1975	0.7448	1.57	0.951	0.02615	0.784	0.014
192	1.031	2.329	1.031													
160	1.138	2.080	1.137													
139	1.250	1.927	1.248										0.955	0.03676	0.75	0.0139
124	1.362	1.827	1.360													
113	1.474	1.737	1.468													
103	1.585	1.709	1.592													
100			1.636		43	21		1.1451	0.954	1.1429	0.7780	2.14	0.985	0.1908	1.098	0.014
96	1.697	1.644	1.699													
0					0			1.0683	0.890	1.0663	0.8274	4.11	0.996		1.437	

PRUEBAS DEL SEPARADOR							
CONDICIONES DEL SEPARADOR		GOR		Bo, [bl/BF]	API a 60 [°F]	vg	
P [psi]	T [°F]	DEL SEPARADOR	TOTAL			SEP.	S.C.
50	100	30	44	1.19915	26.1	1.022	1.53
25	100	24	38	1.1984	28.3	1.116	1.624
0	100	40	40	1.19754	28.2	1.408	

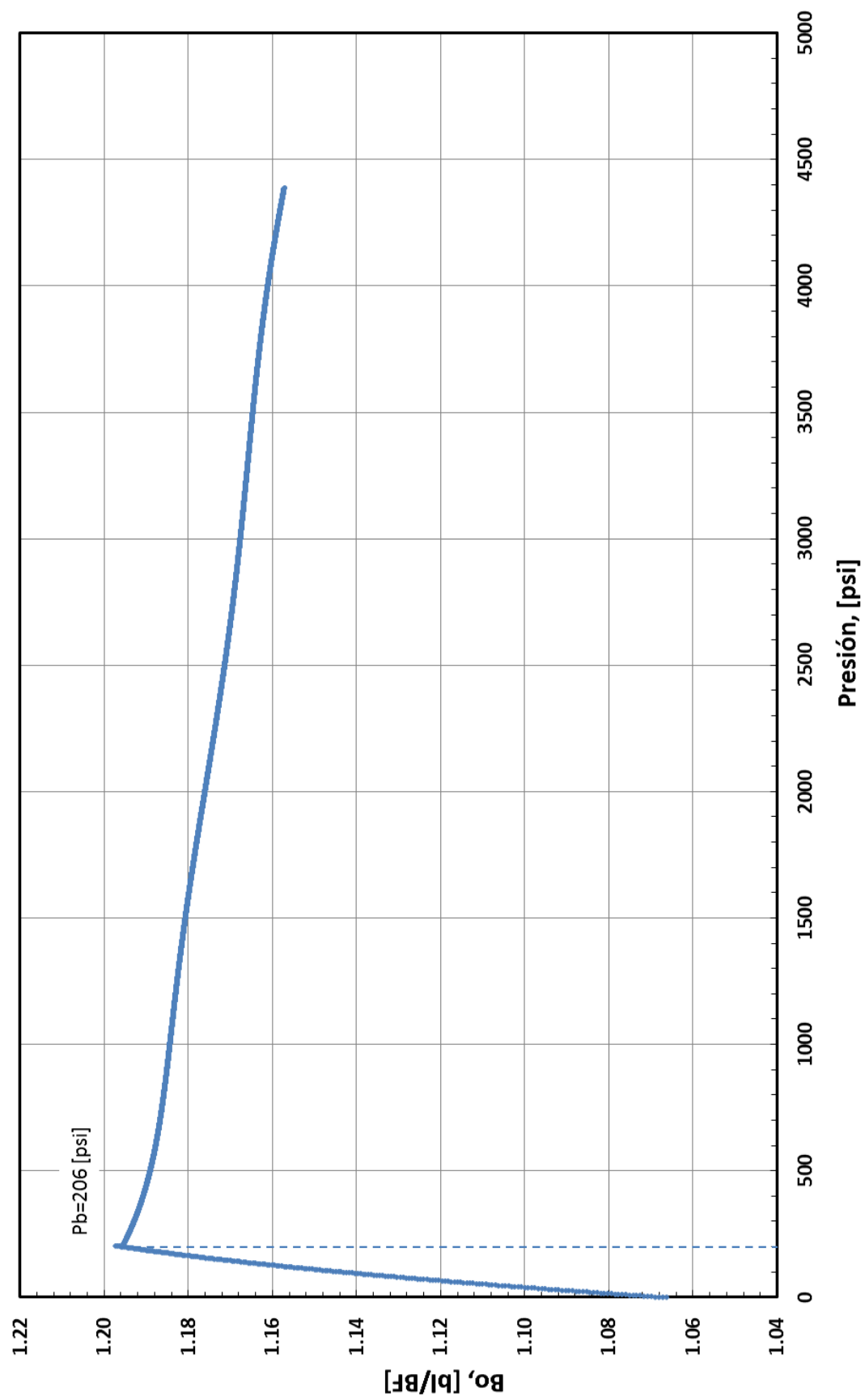
ARENA HOLLÍN SUPERIOR, COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO



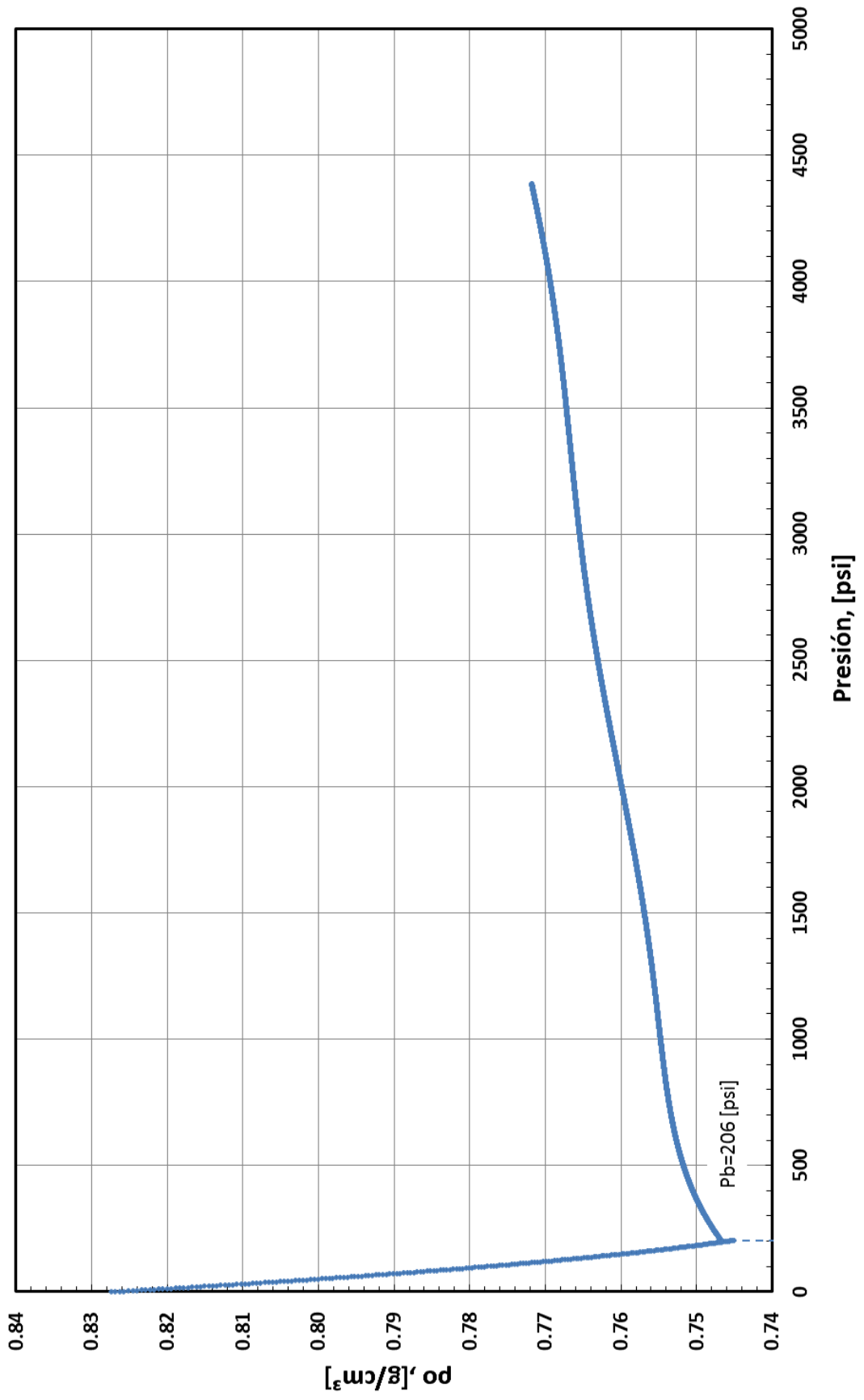
ARENA HOLLÍN SUPERIOR, RELACIÓN GAS PETRÓLEO



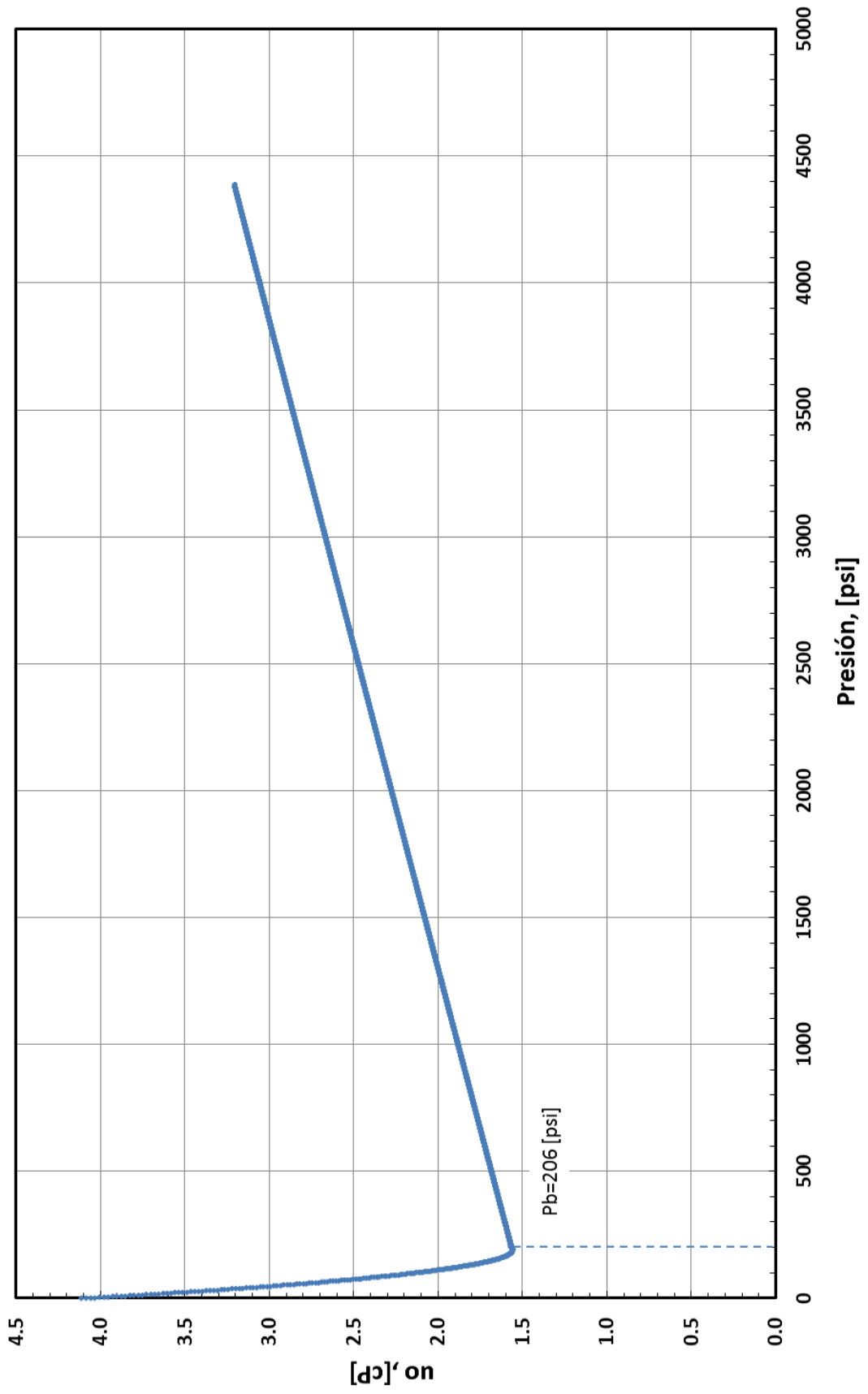
ARENA HOLLÍN SUPERIOR, FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO



ARENA HOLLÍN SUPERIOR, DENSIDAD DEL PETRÓLEO



ARENA HOLLÍN SUPERIOR, VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO



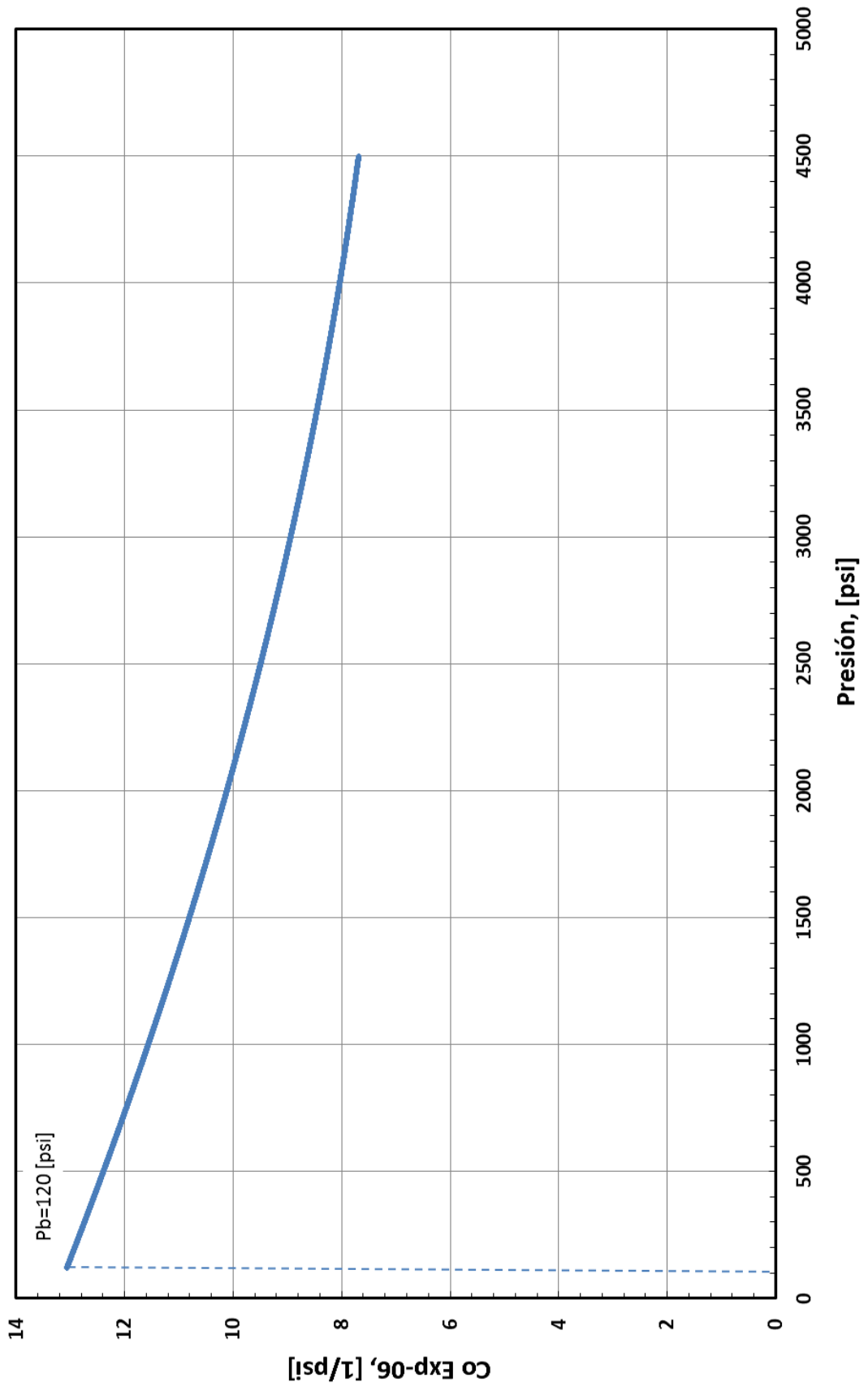
ANEXO No 7

**PROPIEDADES PVT DE LA ARENISCA HOLLÍN
INFERIOR**

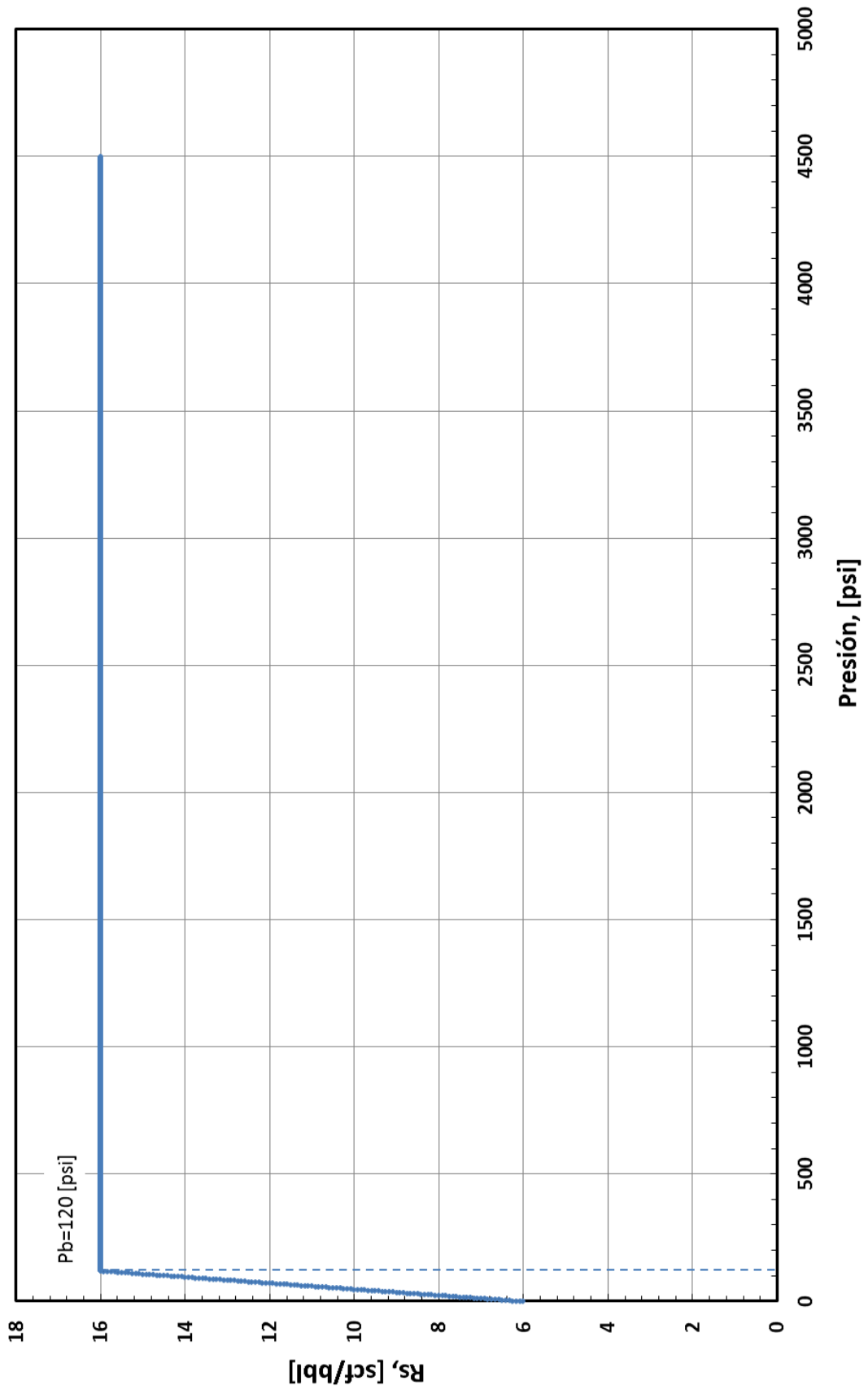
LIBERACIÓN DIFERENCIAL (T = 237 [°F])															
P, [psi]	OIL									GAS					
	Vrel	Función Y	Vrel Smooth	Cp, x10 ⁻⁶ [1/psi]	GOR		Bo, [b/BF]		ρo, [g/cm ³] [cP]	uo, [cP]	Z	Bg, [b/BF]	Yg	ug, [cP]	
					RAW	Rs, [scf/b]	RAW	Sod (Shrinkage Factor)							
5000	0.95691		0.95691				1.1284		1.1284	0.7836					
4750				7.601											
4500	0.9595		0.9595				1.1315		1.1314	0.7814	4.77				
4250				7.801											
4000	0.96162		0.96162				1.134		1.1339	0.7797	4.57				
3750				8.171											
3500	0.96556		0.96556				1.1386		1.1386	0.7765	4.38				
3250				8.655											
3000	0.97028		0.97028				1.1442		1.1442	0.7728	4.21				
2750				9.200											
2500	0.97556		0.97556				1.1504		1.1504	0.7686	4.05				
2250				9.801											
2000	0.98058		0.98058				1.1563		1.1563	0.7646	3.91				
1750				10.500											
1500	0.98417		0.98417				1.1606		1.1605	0.7619	3.76				
1250				11.199											
1000	0.98767		0.98767				1.1647		1.1647	0.7592	3.60				
750				11.991											
500	0.98968		0.98968				1.1671		1.1670	0.7576	3.47				
345				12.594											
190	0.99355		0.99355				1.1716		1.1716	0.7547	3.38				
120	1.000		1.000		17	16	1.1792	1.000	1.1791	0.7498	3.36				
60			1.126		12	11	1.144	0.970	1.1439	0.7590	4.30	0.996	0.261	1.101	0.01371
56	1.287	3.979	1.152												
48	1.478	3.137	1.224												
42	1.730	2.545	1.305												
0					0		1.0734	0.910	1.0733	0.8214	5.02	1		1.301	

PRUEBAS DEL SEPARADOR							
CONDICIONES DEL SEPARADOR		GOR		Bo, [b/BF]	API a 60 [°F]	Yg	
P [psi]	T [°F]	DEL SEPARADOR	TOTAL			SEP.	S.C.
24	100	9	12	1.17841	29	1.25	
0	100	16	16	1.17905	28.9		

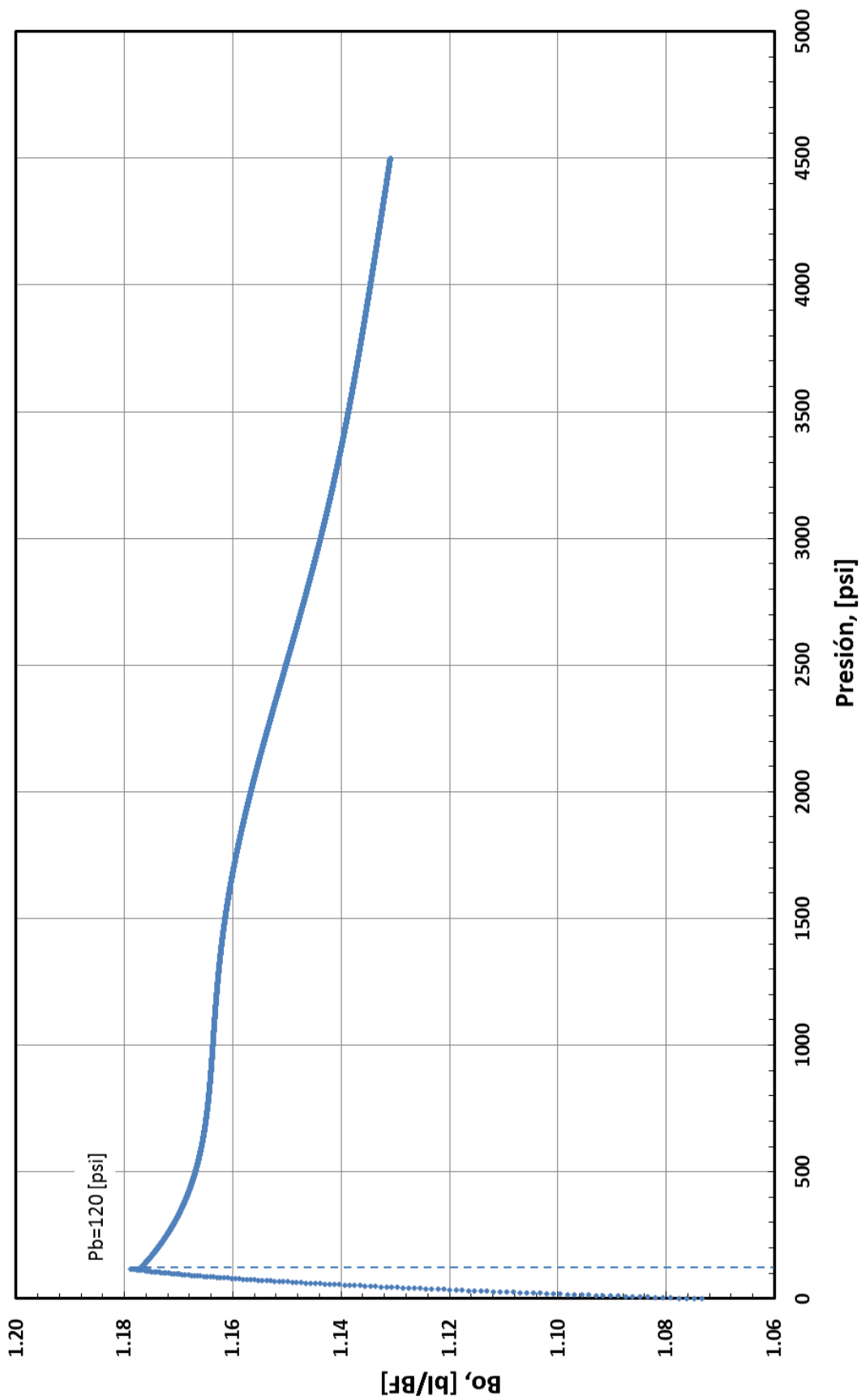
ARENA HOLLÍN INFERIOR, COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO



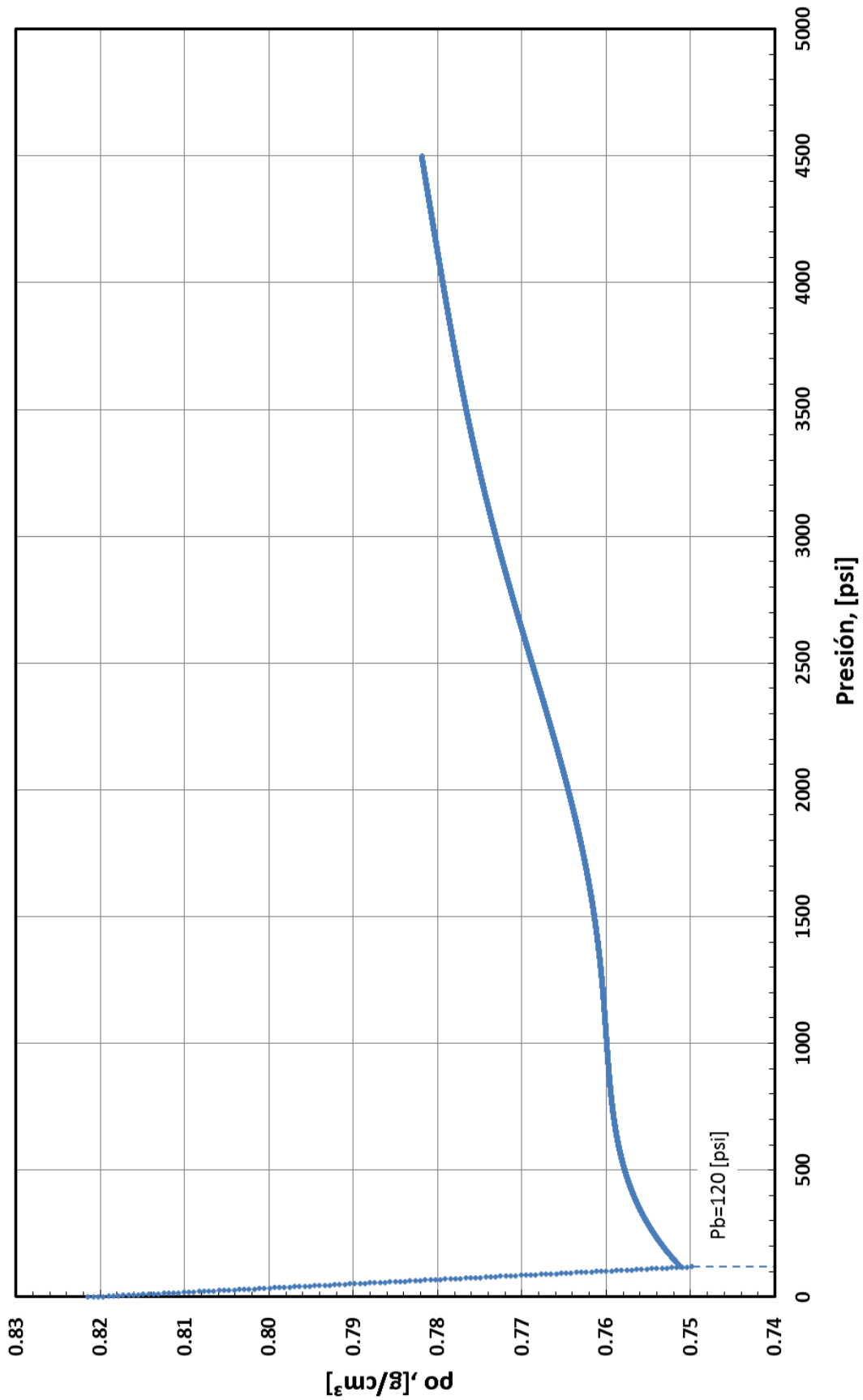
ARENA HOLLÍN INFERIOR, RELACIÓN GAS PETRÓLEO



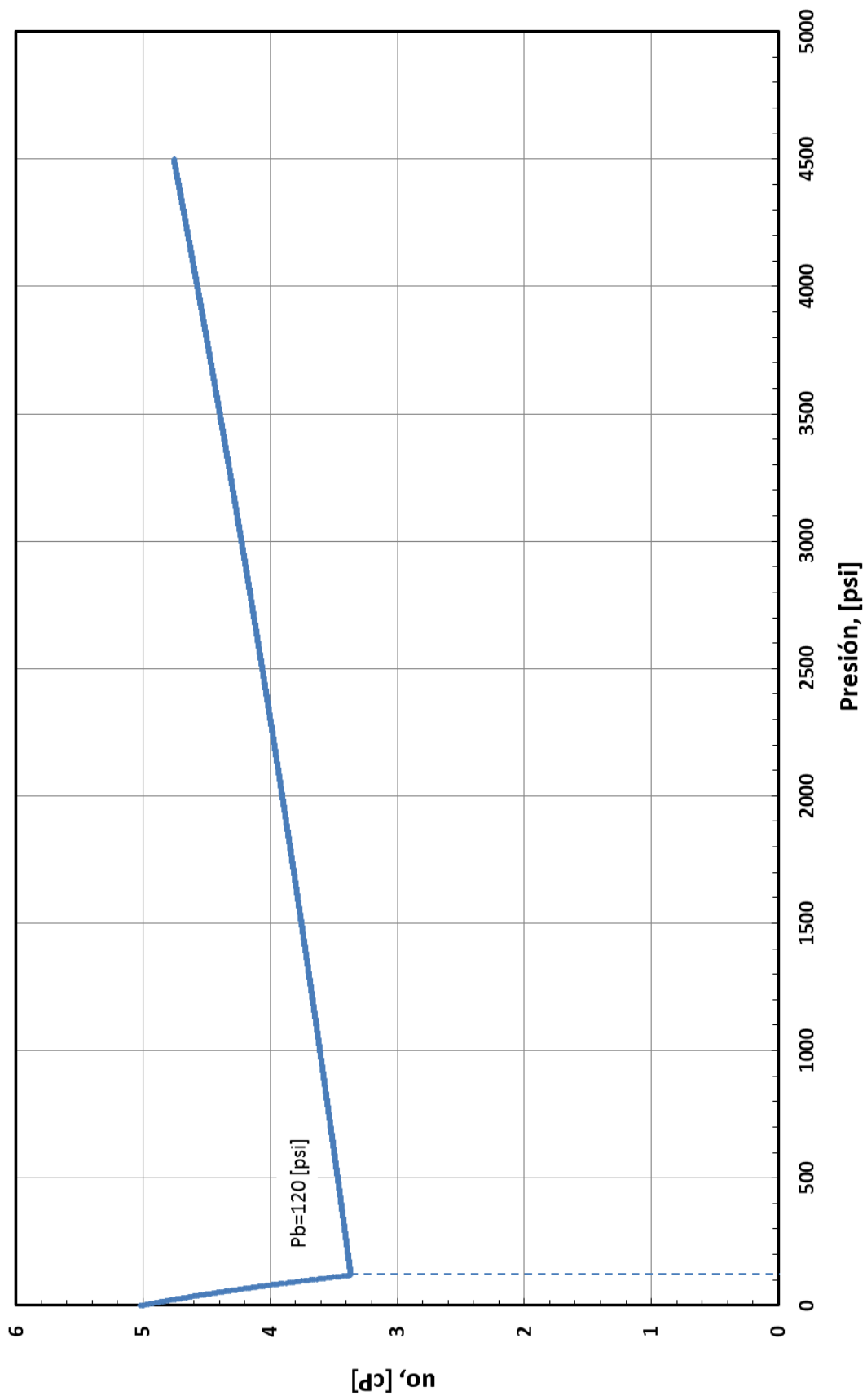
ARENA HOLLÍN INFERIOR, FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO



ARENA HOLLÍN INFERIOR, DENSIDAD DEL PETRÓLEO



ARENA HOLLÍN INFERIOR, VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO



ANEXO No 8

**PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS DEL
CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA**

CUL001A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8986.5	8993	6.5	6.5	1	0.263	0.368	0.201
2	U SUPERIOR	9668.5	9711	42.5	29	0.682	0.292	0.388	0.293
3	U INFERIOR	9711	9753	42	27	0.643	0.177	0.238	0.1
4	T SUPERIOR	9885	9956	71	8.5	0.12	0.132	0.335	0.316
5	T INFERIOR	9956	10014	58	15.25	0.263	0.125	0.344	0.298
6	HOLLÍN SUPERIOR	10136.5	10165.5	29	3	0.103	0.091	0.223	0.203
7	HOLLÍN INFERIOR	10165.5	10210	44.5	11	0.247	0.15	0.407	0.159

CUL002A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	U SUPERIOR	9529.5	9569.5	40	26	0.65	0.359	0.281	0.043
2	U INFERIOR	9569.5	9628	58.5	40.75	0.697	0.173	0.135	0.019
§§3	T SUPERIOR	9752	9827	75	0	0	---	---	---
§§4	T INFERIOR	9827	9881	54	21.5	0.398	0.2	0.318	0.137
5	HOLLÍN SUPERIOR	9999	10016.5	17.5	11.25	0.643	0.192	0.233	0.013
6	HOLLÍN INFERIOR	10016.5	10054	37.5	35.5	0.947	0.189	0.269	0.026

CUL003A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8912.5	8929	16.5	10	0.606	0.161	0.326	0.018
2	U SUPERIOR	9599.5	9656	56.5	33.5	0.593	0.254	0.283	0.067
3	U INFERIOR	9656	9719	63	56.25	0.893	0.192	0.12	0.039
4	T SUPERIOR	9849	9919.5	70.5	40.5	0.574	0.155	0.339	0.06
5	T INFERIOR	9919.5	9954.5	35	16.5	0.471	0.132	0.278	0.046
6	HOLLÍN SUPERIOR	10080	10109	29	12	0.414	0.116	0.235	0.056
7	HOLLÍN INFERIOR	10109	10150	41	26.5	0.646	0.17	0.42	0.006

CUL004A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8951	8978.5	27.5	19.5	0.709	0.161	0.208	0.072
2	U SUPERIOR	9639	9684	45	7.5	0.167	0.127	0.342	0.067
3	U INFERIOR	9684	9759	75	67.25	0.897	0.169	0.126	0.038
4	T SUPERIOR	9876.5	9941.5	65	15.5	0.238	0.12	0.361	0.048
5	T INFERIOR	9941.5	9998	56.5	28	0.496	0.166	0.245	0.049
6	HOLLÍN SUPERIOR	10122.5	10147	24.5	17	0.694	0.129	0.147	0.05
7	HOLLÍN INFERIOR	10147	10190	43	32.5	0.756	0.136	0.198	0.111

CUL005A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8959	8971.5	12.5	2.5	0.2	0.114	0.225	0.084
2	U SUPERIOR	9659	9706	47	26	0.553	0.196	0.372	0.303
3	U INFERIOR	9706	9773	67	60	0.896	0.161	0.133	0.085
4	T SUPERIOR	9888	9976	88	2.5	0.028	0.113	0.361	0.395
5	T INFERIOR	9976	10030.5	54.5	3	0.055	0.131	0.406	0.056
6	HOLLÍN SUPERIOR	10137.5	10157.5	20	6.5	0.325	0.11	0.194	0.142
7	HOLLÍN INFERIOR	10157.5	10200	42.5	31.5	0.741	0.158	0.348	0.08

CUL006A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8940	8953.5	13.5	11	0.815	0.169	0.411	0.179
2	U SUPERIOR	9612.5	9654.5	42	19	0.452	0.241	0.315	0.3
3	U INFERIOR	9654.5	9743	88.5	84.25	0.952	0.182	0.108	0.04
4	T SUPERIOR	9853	9917.5	64.5	7	0.109	0.119	0.436	0.157
5	T INFERIOR	9917.5	9958.5	41	20.25	0.494	0.152	0.28	0.031
§§6	HOLLÍN SUPERIOR	10115	10142.5	27.5	27.5	1	0.221	0.239	0.03
§§7	HOLLÍN INFERIOR	10142.5	10195	52.5	52.25	0.995	0.222	0.393	0.059

CUL007D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ, [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
§§1	BASAL TENA	9312	9324	12	0	0	---	---	---
2	U SUPERIOR	9971	10001.5	30.5	2	0.066	0.168	0.397	0.172
3	U INFERIOR	10002	10091.5	89.5	82.25	0.919	0.169	0.213	0.057
4	T SUPERIOR	10200	10279.5	79.5	8.5	0.107	0.133	0.365	0.069
5	T INFERIOR	10279.5	10340	60.5	30.5	0.504	0.147	0.407	0.059
6	HOLLÍN SUPERIOR	10458	10494.5	36.5	24.75	0.678	0.114	0.241	0.21
7	HOLLÍN INFERIOR	10494.5	10540	45.5	5.25	0.115	0.155	0.411	0.041

CUL009D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ, [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
§§1	BASAL TENA	9194.75	9206	11.25	0	0	---	---	---
2	U SUPERIOR	9874.75	9916.75	42	6.5	0.155	0.147	0.41	0.232
3	U INFERIOR	9916.75	9978	61.25	59.38	0.969	0.162	0.237	0.107
4	T SUPERIOR	10099.75	10168.25	68.5	7.5	0.109	0.121	0.367	0.221
5	T INFERIOR	10168.25	10187.25	19	17.13	0.901	0.125	0.206	0.034
6	HOLLÍN SUPERIOR	10351.75	10371	19.25	11.25	0.584	0.108	0.123	0.294
7	HOLLÍN INFERIOR	10371	10419.75	48.75	15.13	0.31	0.149	0.411	0.016

CUL010H									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ, [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
§§1	U INFERIOR	10842	12180	1338	954.5	0.713	0.149	0.122	0.051

CUL011D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ, [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	U SUPERIOR	9962	9994.5	32.5	19	0.585	0.379	0.405	0.041
2	U INFERIOR	9994.5	10068.5	74	64	0.865	0.197	0.292	0.061
3	T SUPERIOR	10179.5	10278.75	99.25	3.25	0.033	0.121	0.372	0.075
4	T INFERIOR	10278.75	10345.25	66.5	8.5	0.128	0.155	0.321	0.261
5	HOLLÍN SUPERIOR	10428.75	10451.75	23	2	0.087	0.099	0.241	0.232
6	HOLLÍN INFERIOR	10451.75	10500	48.25	27.75	0.575	0.143	0.301	0.011

CUL013H									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ, [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
§§1	U INFERIOR	10912.5	12014	1101.5	845	0.767	0.162	0.064	0.048

YUL001A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ, [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8781	8795	14	14	1	0.201	0.221	0.194
2	U SUPERIOR	9480	9535	55	48.5	0.882	0.293	0.333	0.274
3	U INFERIOR	9535	9580	45	43.5	0.967	0.254	0.275	0.209
4	T SUPERIOR	9692.5	9787.5	95	53.75	0.566	0.182	0.327	0.185
5	T INFERIOR	9787.5	9831	43.5	39	0.897	0.135	0.298	0.227
6	HOLLÍN SUPERIOR	9942	9978	36	13.5	0.375	0.145	0.271	0.276
7	HOLLÍN INFERIOR	9978	10020	42	33.5	0.798	0.155	0.284	0.124

YUL002A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ, [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8790.5	8810.5	20	9.5	0.475	0.205	0.392	0.172
2	U SUPERIOR	9506	9559.5	53.5	45.5	0.85	0.305	0.363	0.242
3	U INFERIOR	9559.5	9619	59.5	59	0.992	0.174	0.181	0.108
4	T SUPERIOR	9729.5	9815	85.5	36.75	0.43	0.144	0.363	0.225
5	T INFERIOR	9815	9859	44	38	0.864	0.205	0.275	0.215
6	HOLLÍN SUPERIOR	9973	10010.5	37.5	34.5	0.92	0.162	0.212	0.165
7	HOLLÍN INFERIOR	10010.5	10050	39.5	39.5	1	0.184	0.273	0.102

YUL003A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPESOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8801.5	8822	20.5	16.25	0.793	0.243	0.276	0.09
2	U SUPERIOR	9489	9537.5	48.5	38.25	0.789	0.307	0.299	0.193
3	U INFERIOR	9537.5	9603.5	66	66	1	0.202	0.167	0.085
4	T SUPERIOR	9714.5	9789.5	75	30.25	0.403	0.149	0.371	0.134
5	T INFERIOR	9789.5	9848	58.5	27.75	0.474	0.14	0.271	0.282
\$\$6	HOLLÍN SUPERIOR	9963	10017	54	30.5	0.565	0.152	0.231	0.168

YUL004A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPESOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8797	8809.5	12.5	8.25	0.66	0.165	0.187	0.271
2	U SUPERIOR	9484.5	9535.5	51	46.25	0.907	0.266	0.215	0.256
3	U INFERIOR	9535.5	9602.5	67	67	1	0.195	0.079	0.06
4	T SUPERIOR	9718	9818	100	74.25	0.743	0.119	0.254	0.241
5	T INFERIOR	9818	9871	53	31.5	0.594	0.116	0.298	0.253
6	HOLLÍN SUPERIOR	9966	10006	40	27.5	0.688	0.181	0.24	0

YUL005A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPESOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8897	8909	12	12	1	0.219	0.212	0.143
2	U SUPERIOR	9588	9638.5	50.5	43.75	0.866	0.289	0.228	0.254
3	U INFERIOR	9638.5	9696.5	58	56	0.966	0.161	0.099	0.078
4	T SUPERIOR	9817.5	9904	86.5	28.75	0.332	0.124	0.314	0.241
5	T INFERIOR	9912	9946.5	34.5	11.5	0.333	0.283	0.122	0.186
6	HOLLÍN SUPERIOR	10059.5	10101	41.5	16	0.386	0.101	0.326	0.171
7	HOLLÍN INFERIOR	10101	10150	49	46.75	0.954	0.148	0.244	0.055

YUL006A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPESOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8841	8855.5	14.5	5.75	0.397	0.175	0.458	0.213
2	U SUPERIOR	9562	9626.5	64.5	58.25	0.903	0.332	0.339	0.113
3	U INFERIOR	9626.5	9678	51.5	37.75	0.733	0.176	0.234	0.033
4	T SUPERIOR	9792.5	9880	87.5	17.75	0.203	0.24	0.295	0.209
5	T INFERIOR	9880	9940	60	14.25	0.237	0.181	0.307	0.196
6	HOLLÍN SUPERIOR	10038.5	10081.5	43	1.5	0.035	0.088	0.44	0.341
7	HOLLÍN INFERIOR	10081.5	10130	48.5	35.25	0.727	0.15	0.377	0.092

YUL007A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPESOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8824	8846.5	22.5	22.5	1	0.22	0.148	0.014
2	U SUPERIOR	9508	9558	50	50	1	0.415	0.299	0.015
3	U INFERIOR	9558	9621.5	63.5	63.5	1	0.214	0.222	0.045
4	T SUPERIOR	9732.5	9820.5	88	19.75	0.224	0.147	0.343	0.182
5	T INFERIOR	9820.5	9864	43.5	33.5	0.77	0.131	0.382	0.236
6	HOLLÍN SUPERIOR	9973	10025	52	35.25	0.678	0.124	0.14	0.171
7	HOLLÍN INFERIOR	10025	10070	45	30.5	0.678	0.153	0.36	0.037

YUL008D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPESOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	9347	9372.5	25.5	7.38	0.289	0.195	0.244	0.061
2	U SUPERIOR	10068.75	10131	62.25	28.38	0.456	0.211	0.372	0.255
3	U INFERIOR	10131	10174	43	38	0.884	0.165	0.271	0.054
4	T SUPERIOR	10290.75	10365.75	75	4.25	0.057	0.099	0.423	0.243
5	T INFERIOR	10365.75	10406	40.25	16.25	0.404	0.111	0.245	0.182
6	HOLLÍN SUPERIOR	10534.25	10577	42.75	30.88	0.722	0.117	0.191	0.206
7	HOLLÍN INFERIOR	10577	10620	43	36.13	0.84	0.151	0.337	0.025

YUL009D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	9138.5	9152.75	14.25	7.5	0.526	0.165	0.263	0.096
2	U SUPERIOR	9813.75	9856	42.25	0.38	0.009	0.126	0.365	0.476
3	U INFERIOR	9856	9933.5	77.5	76.5	0.987	0.176	0.166	0.026
4	T SUPERIOR	10046.75	10126.5	79.75	19.5	0.245	0.115	0.447	0.232
5	T INFERIOR	10126.5	10180	53.5	20.25	0.379	0.172	0.31	0.146
6	HOLLÍN SUPERIOR	10294.25	10335.75	41.5	16.38	0.395	0.127	0.339	0.189
7	HOLLÍN INFERIOR	10335.75	10375	39.25	22.88	0.583	0.153	0.384	0.141

YUL010D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	9518	9535	17	12.5	0.735	0.133	0.295	0.088
2	U INFERIOR	10282	10314	32	28.25	0.883	0.171	0.25	0.041
3	T SUPERIOR	10436	10537	101	10.5	0.104	0.12	0.447	0.181
4	T INFERIOR	10537	10577	40	12	0.3	0.098	0.337	0.342
5	HOLLÍN SUPERIOR	10696	10717	21	0.5	0.024	0.081	0.357	0.334
6	HOLLÍN INFERIOR	10717	10816	99	13.5	0.136	0.176	0.382	0.186

YUL013D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
§§1	BASAL TENA	9171	9181	10	0	0	---	---	---
2	U INFERIOR	9925	9979	54	27	0.5	0.156	0.249	0.09
3	T SUPERIOR	10106	10193	87	3	0.034	0.138	0.359	0.277
§§4	T INFERIOR	10193	10199.5	6.5	0	0	---	---	---

YUL015D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	9130.5	9150.5	20	7.5	0.375	0.132	0.312	0.147
2	U SUPERIOR	9815	9856.5	41.5	21.25	0.512	0.194	0.417	0.344
3	U INFERIOR	9856.5	9909.5	53	48	0.906	0.151	0.165	0.081
4	T SUPERIOR	10037.5	10127.5	90	33	0.367	0.112	0.411	0.192
5	T INFERIOR	10127.5	10180.5	53	19.5	0.368	0.095	0.265	0.219
6	HOLLÍN SUPERIOR	10296	10366.5	70.5	36.75	0.521	0.121	0.232	0.19
7	HOLLÍN INFERIOR	10366.5	10410	43.5	7.5	0.172	0.112	0.227	0.248

YUL016D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	9165	9177.5	12.5	6.75	0.54	0.18	0.096	0.036
2	U SUPERIOR	9854	9909	55	35.25	0.641	0.161	0.286	0.324
3	U INFERIOR	9909	9959.5	50.5	46	0.911	0.156	0.139	0.063
4	T SUPERIOR	10075.5	10171	95.5	35.75	0.374	0.121	0.246	0.2
5	T INFERIOR	10171	10201.5	30.5	26.75	0.877	0.139	0.234	0.309
6	HOLLÍN SUPERIOR	10319.5	10350.5	31	20	0.645	0.174	0.104	0.113
7	HOLLÍN INFERIOR	10350.5	10395	44.5	43.75	0.983	0.159	0.268	0.08

YULRW1D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	9503	9519.25	16.25	4.5	0.277	0.117	0.43	0.016
2	U SUPERIOR	10201.25	10259.25	58	7.88	0.136	0.13	0.385	0.229
3	U INFERIOR	10259.25	10333	73.75	32.25	0.437	0.134	0.316	0.059
4	T SUPERIOR	10444	10536.5	92.5	9.75	0.105	0.133	0.226	0.072
5	T INFERIOR	10536.5	10575.75	39.25	9.75	0.248	0.136	0.404	0.313
6	HOLLÍN SUPERIOR	10700.5	10745.75	45.25	18.5	0.409	0.102	0.159	0.156
§§7	HOLLÍN INFERIOR	10745.75	10795	49.25	0	0	---	---	---

YUL017D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	9661.75	9679	17.25	11.88	0.688	0.149	0.28	0.041
2	U SUPERIOR	10404.5	10455.25	50.75	3	0.059	0.154	0.419	0.409
3	U INFERIOR	10455.25	10487.75	32.5	13.75	0.423	0.159	0.308	0.14
4	T SUPERIOR	10631.25	10719.5	88.25	16.5	0.187	0.113	0.387	0.321
5	T INFERIOR	10719.5	10762.5	43	21.75	0.506	0.157	0.304	0.065
6	HOLLÍN SUPERIOR	10873.25	10912.25	39	27.13	0.696	0.14	0.236	0.093
7	HOLLÍN INFERIOR	10912.25	10955	42.75	4.88	0.114	0.171	0.351	0.044

ANA001									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8818	8834.5	16.5	14.75	0.894	0.176	0.3	0.015
2	U SUPERIOR	9508	9567.5	59.5	51.75	0.87	0.399	0.28	0.017
3	U INFERIOR	9567.5	9597.5	30	29.25	0.975	0.204	0.174	0
4	T SUPERIOR	9746.5	9875.5	129	51.25	0.397	0.207	0.353	0.047
5	T INFERIOR	9875.5	9911.5	36	9.75	0.271	0.284	0.287	0.001
6	HOLLÍN SUPERIOR	10004.5	10059	54.5	24.25	0.445	0.133	0.243	0.04
7	HOLLÍN INFERIOR	10059	10100	41	20.25	0.494	0.166	0.275	0.004

ANA002									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8835	8846.5	11.5	7.75	0.674	0.137	0.278	0.142
2	U SUPERIOR	9527.5	9583.5	56	54.25	0.969	0.328	0.289	0.175
3	U INFERIOR	9583.5	9618	34.5	31.5	0.913	0.156	0.156	0.072
4	T SUPERIOR	9753	9837	84	14.5	0.173	0.129	0.424	0.194
5	T INFERIOR	9837	9902	65	27	0.415	0.119	0.142	0.068
6	HOLLÍN SUPERIOR	10021.5	10039	17.5	8.25	0.471	0.106	0.231	0.151
7	HOLLÍN INFERIOR	10039	10090	51	49	0.961	0.157	0.13	0.027

ANA003									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8871	8881.5	10.5	9.75	0.929	0.312	0.281	0.063
2	U SUPERIOR	9584.5	9668.5	84	66.25	0.789	0.326	0.338	0.22
3	U INFERIOR	9668.5	9687	18.5	14.75	0.797	0.168	0.377	0.133
4	T SUPERIOR	9798	9891.5	93.5	37.75	0.404	0.203	0.31	0.158
5	T INFERIOR	9891.5	9953	61.5	32.25	0.524	0.165	0.306	0.2
6	HOLLÍN SUPERIOR	10067.5	10094.5	27	20	0.741	0.146	0.176	0.087
7	HOLLÍN INFERIOR	10094.5	10130	35.5	30.5	0.859	0.137	0.329	0.138

ANA004A									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	BASAL TENA	8936.5	8950.5	14	0	0	---	---	---
2	U SUPERIOR	9642	9714.5	72.5	46.75	0.645	0.255	0.33	0.207
3	U INFERIOR	9714.5	9766	51.5	46.5	0.903	0.238	0.283	0.049
4	T SUPERIOR	9871	9974	103	41.75	0.405	0.159	0.332	0.212
5	T INFERIOR	9974	10043.5	69.5	32.25	0.464	0.141	0.312	0.163
6	HOLLÍN SUPERIOR	10166	10222	56	8	0.143	0.189	0.254	0.286
7	HOLLÍN INFERIOR	10222	10260	38	1	0.026	0.11	0.443	0.19

ANA005D									
ZONA	NOMBRE	TOPE, [ft]	BASE, [ft]	ESPEJOR, [ft]	NETO, [ft]	N/E, [adim]	Prom Φ , [adim]	Prom Sw, [adim]	Prom Av Vcl, [adim]
1	U INFERIOR	10028	10054	26	15.5	0.596	0.153	0.199	0.179
2	T SUPERIOR	10244	10314	70	14.5	0.207	0.119	0.371	0.267
3	T INFERIOR	10314	10376	62	4	0.065	0.119	0.329	0.424
4	HOLLÍN SUPERIOR	10480	10491	11	7.25	0.659	0.126	0.201	0.081
5	HOLLÍN INFERIOR	10491	10517	26	20.25	0.779	0.115	0.341	0.109

§§: INSUFICIENTES DATOS PARA LA INTERPRETACIÓN, DATOS NO CONFIABLES.

ANEXO No 9

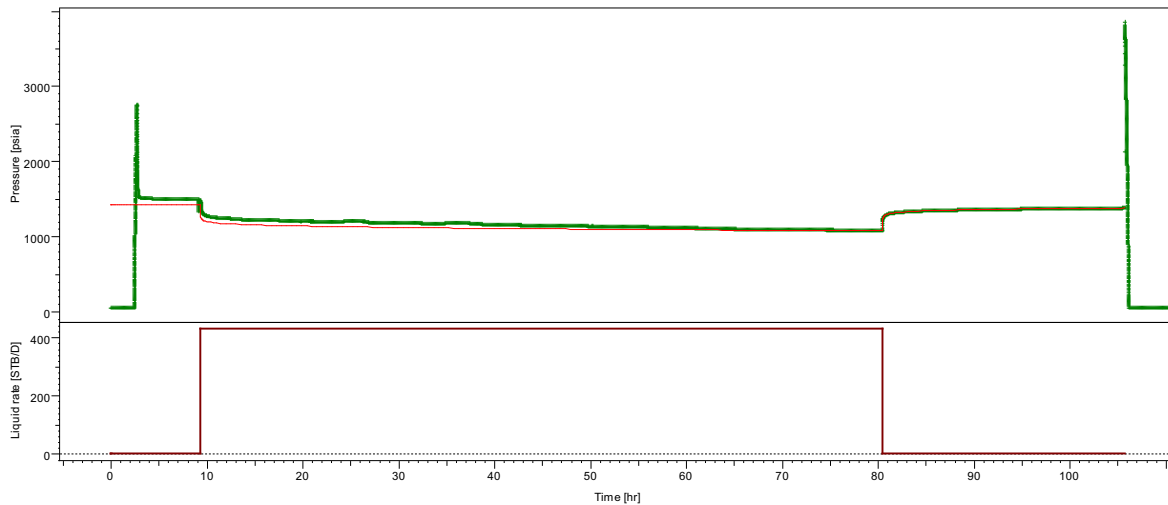
**RECOPIACIÓN DEL HISTORIAL DE LAS PRUEBAS DE
PRESIÓN TRANSITORIA PARA EL CAMPO CULEBRA-
YULEBRA-ANACONDA**

POZO	FECHA	ARENISCA	Qo	Qw	Qt	Prof Mp	Prof B	Pwf	Pr	API	Pwf(mp)	Pr(mp)
ANA001	18/04/1991	HI	504	96	600	10063	-	-	-	25.0	3853	4475
ANA001	07/08/1991	HS	451	61	512	10020	-	-	-	26.5	3744	4399
ANA001	27/04/1992	HS+HI	403	605	1008	10041	9916	1607	4539	21.2	1659.53	4591.53
ANA001	31/07/1993	UI	945	18	963	9578	8518	2052	3628	19.6	2482.36	4058.36
ANA001	24/07/1995	UI	442	662	1104	9578	9462	2177	3566	19.6	1962	3351
ANA001	16/12/2004	UI	165	1011	1176	9578	9467	2382	3213	19.6	2431	3262
ANA001	10/08/2006	BT	392	64	456	8827	8729	1027	1627	21.0	1063	1663
ANA001	05/09/2008	BT	92	124	216	8827	8706	643	1099	21.0	693	1149
ANA002	29/06/1994	HS	2441	7	2448	10055	9800	3636	4303	29.2	3636	4303
ANA002	06/02/1996	HS	434	186	620	10055	9916	3831	4250	29.2	3831	4250
ANA002	12/12/1996	HS	302	202	504	10055	9850	3928	4287	29.2	3928	4287
ANA002	15/12/1996	HS	248	172	420	10055	9882	3840	4210	29.2	3840	4210
ANA002	26/09/2007	HS	282	1062	1344	10048	9857	3210	4106	29.3	3291	4187
ANA002	01/11/2008	TI	1663	17	1680	9873.5	9647	3093	3644	28.0	3158	3709
ANA002	10/11/2008	TI	1497	15	1512	9873.5	9640	3090	3644	28.0	3179.8	3733.8
ANA002	10/03/2009	TI	298	182	480	9873.5	9715	1199	1697	28.0	1247	1745
ANA002	04/01/2011	TI	307	653	960	9873.5	9356	1745	2736	24.0	1841	2832
ANA003	08/02/1994	HS	381	27	408	10079.5	9908	655	2603	24.0	655	2603
ANA003	26/07/1998	HS	204	84	288	10079.5	9925	427	4040	28.1	427	4040
ANA003	29/07/1998	HS	144	432	576	10079.5	9954	730	4133	29.8	730	4133
ANA003	23/01/2004	HS	359	49	408	10079.5	9969	493	3557	27.5	527	3591
ANA004	12/12/1993	TS	346	35	381	9955	9865	1462	4192	23.2	1462	4192
ANA004	21/12/1993	UI	108	84	192	9731	9660	2138	3721	22.0	2138.0	3721
CUL001	06/09/1995	UI	518	202	720	9738.5	9600	2310	3317	18.0	2310	3317
CUL001	16/04/2001	UI	207	177	384	9738.5	9610	13654	1810	18.0	1370.7	1863
CUL002	03/04/1996	BT	286	554	840	8852	8680	1003	1691	16.1	1003	1691
CUL002	14/07/1997	UI	323	181	504	9606.5	9430	1908	2751	15.0	1908	2751
CUL002	18/07/1997	BT	493	131	624	8852	8660	1279	1687	16.1	1279	1687
CUL002	30/12/1997	BT	302	586	888	8852	8716	1554	1685	16.1	2010.0	2141
CUL002	06/09/1998	UI	469	275	744	9606.5	9195	1688	2320	16.2	1807	2439
CUL003	14/04/1997	TI	101	235	336	9929.5	9755	787	3855	13.2	862.05	3930.05
CUL003	23/04/1997	UI	655.2	353	1008	9693	9571	2028	2634	23.0	2077.93	2687.93
CUL003	22/04/2002	UI	398	82	480	9693	9455	1394	1832	20.8	1403	1841
CUL004	20/09/1995	TI	100	92	192	9951	9880	215	4191	16.0	215.0	4191
CUL004	24/09/1995	UI	792	24	816	9712	9568	2037	3101	16.0	2037	3101
CUL004	30/09/1995	BT	174	426	600	8970	8862	296	2108	12.0	296.0	2108
CUL004	26/10/1997	UI	595	293	888	9712	9540	1319	2353	18.6	1366.0	2368
CUL004	09/07/2001	UI	664	176	840	9712	958.2	936.82	1647.7	18.0	936.86	1649.3
CUL004	30/08/2001	UI	85	563	648	9712	8841	1101	1477	18.0	1488	1864
CUL004	21/04/2003	UI	252	377	629	9719.5	9591	993	1628	21.1	1035	1670
CUL004	01/05/2003	UI	290	238	528	9712	8787	728	1235	21.1	1093	1600
CUL004	19/06/2010	BT	432	-	432	8970	9766	1051	1339	18.5	1123.0	1411
CUL005	13/08/2000	UI	664	0	664	9743	9592	1675	1872	18.0	1736.9	1933.88
CUL006	23/04/2002	UI	398	82	480	9675	9635	1394	1815	18.4	1410.5	1831.51

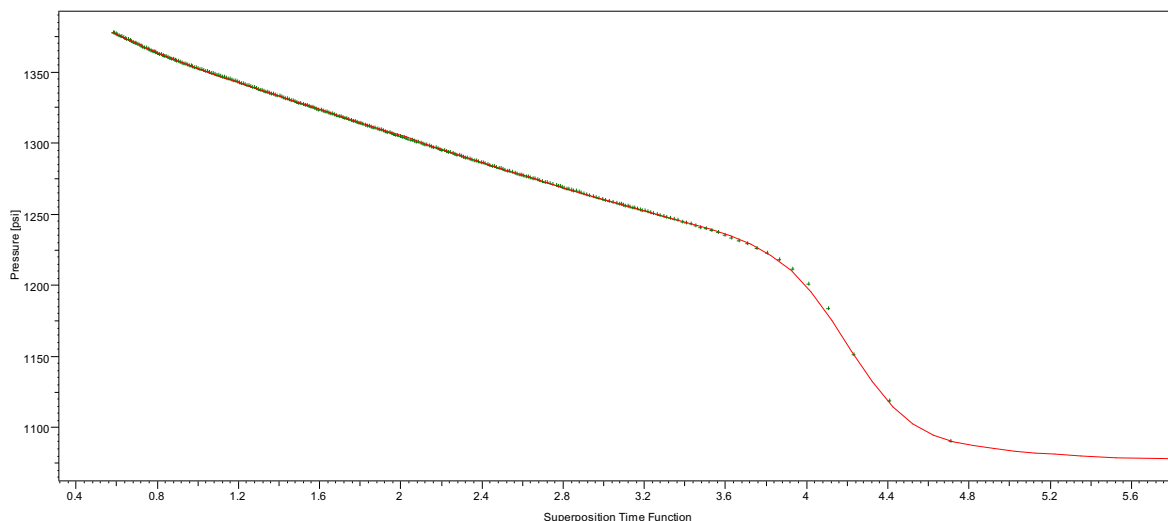
POZO	FECHA	ARENISCA	Qo	Qw	Qt	Prof Mp	Prof B	Pwf	Pr	API	Pwf(mp)	Pr(mp)
CUL006	02/05/2002	UI	307	77	384	9700	9529	1598	1772	18.4	1664	1838
CUL006	29/09/2002	UI	312	192	504	9700	9563	1413	1716	18.4	1467	1791
CUL006	06/10/2002	UI	312	192	504	9700	9563	1413	1716	18.4	1452	1755
CUL006	14/10/2002	UI	668	28	696	9700	9583	1291	1704	18.4	1339	1763
CUL006	05/01/2004	UI	108	119	227	9700	9555	1197	1597	19.4	1240	1640
CUL007D	09/06/2009	UI	241	167	408	10042	9918	905	1375	18.0	955	1425
CUL007D	21/06/2009	UI	37.4	274.6	312	10052	10004	1140	1515	18.3	1160	1535
CUL009D	07/12/2009	TI	522	78	600	10177	9785	1380	3840	24.2	1521	3981
CUL009D	26/12/2009	UI	200	112	312	9952	9710	1054	1243	16.4	1156	1345
CUL010H	27/10/2009	UI	199.9	208.1	408	10820	9501	1034	1280	18.0	1590	1836
CUL011D	25/04/2010	HI	3528	72	3600	10452.5	10002	3944	4214	31.4	4085	4355
CUL013H	29/03/2010	UI	449	127	576	11012	9246	942	1172	17.3	1638	1868
YUL001	10/09/1995	UI	994	86	1080	9568	9462	2210	3181	20.3	2210.0	3181
YUL001	19/09/1995	BT	576	864	1440	8790	8658	1512	1850	18.5	1512	1850
YUL002	12/04/1996	UI	702	378	1080	9590	9441	1905	2909	17.3	1905	2909
YUL003	18/03/1995	UI	754	14	768	9576	8541	1342	2840	18.1	1342	2840
YUL003	22/07/1997	UI	320	112	432	9576	9408	1774	2642	18.1	1774	2642
YUL004	21/08/1995	UI	979	245	1224	9577	9463	1869	3265	17.0	1869	3265
YUL004	06/05/1997	UI	907	101	1008	9572	9381	2066	2850	18.0	2052	2790
YUL004	01/01/2000	UI	375	441	816	9577	9356	1869	2536	23.5	1930	2597
YUL004	07/04/2009	UI	86	418	504	9556	9356	1657	2052	23.0	1738	2133
YUL005	27/06/1995	UI	1466	94	1560	9671	9565	2411	3183	15.8	2411	3183
YUL005	05/02/1999	UI	6115	393	1008	9671	9550	1942	2614	15.2	1993.25	2665.25
YUL005	25/01/2006	UI	100.8	235.2	336	9658	9658	1765	2092	18.5	1835	2162
YUL006	10/09/1995	UI	994	86	1080	9640	9462	2210	3181	18.1	2210	3181
YUL006	31/08/1996	UI	292	716	1008	9640	9480	1743	2937	18.1	1743	2937
YUL007	07/05/1997	HS	657	207	864	9999	9816	1464	3561	27.2	1464	3561
YUL007	27/11/1997	UI	857	175	1032	9595	9418	2015	2512	23.5	2015	2512
YUL007	08/03/1998	UI	857	151	1008	9595	9432	2708	3410	23.5	17	685
YUL007	04/11/2002	UI	247	257	504	9595	9449	1602	2165	21.7	1651	2214
YUL008D	11/04/2010	BT	249	63	312	9360	9158	1092	1231	20.0	1180	1319
YUL009D	10/07/2009	UI	212	100	312	9893	9717	1420	1573	22.0	1492	1645
YUL015D	20/12/2009	UI	148	188	336	9888	9642	1048	1460	20.0	1150	1562
YUL016D	24/07/2009	UI	61	275	336	9922	9757	448	1625	15.0	517	1694
YUL016D	30/10/2009	UI	132	42	174	9922	8981	354	1619	19.0	402	1667
YUL016D	24/02/2010	BT	410.8	211.62	622.4	9175	8981	1060	1430	19.7	1140.44	1510.44
YUL0017D	26/11/2009	BT	259	53	312	9673.5	9517	970	1292	21.0	1028	1350
YULRW1D	17/02/2009	TI	154	86	240	10526	10401	1627	3759	19.7	1678	3810

ANEXO No 10**REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN
TRANSITORIA PARA EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-
ANACONDA**

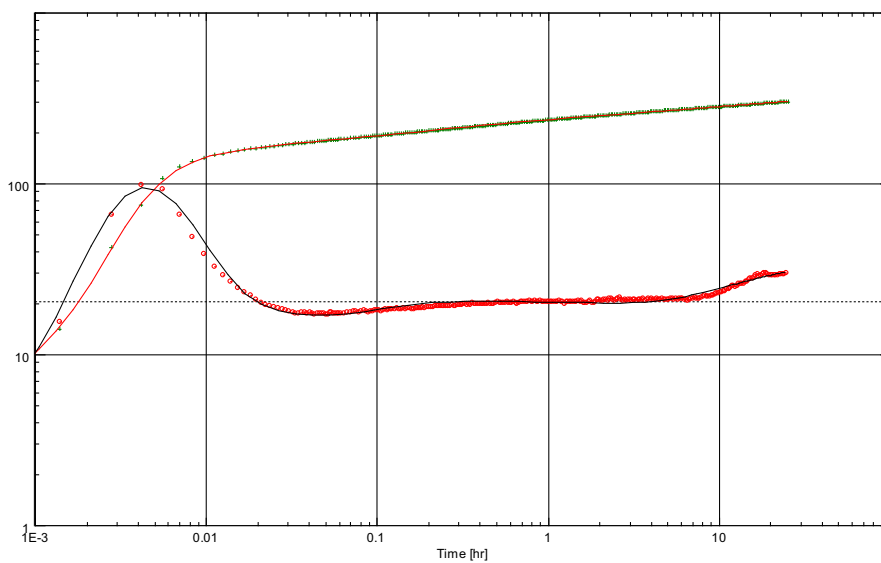
CUL004_BT: 19/06/2010



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

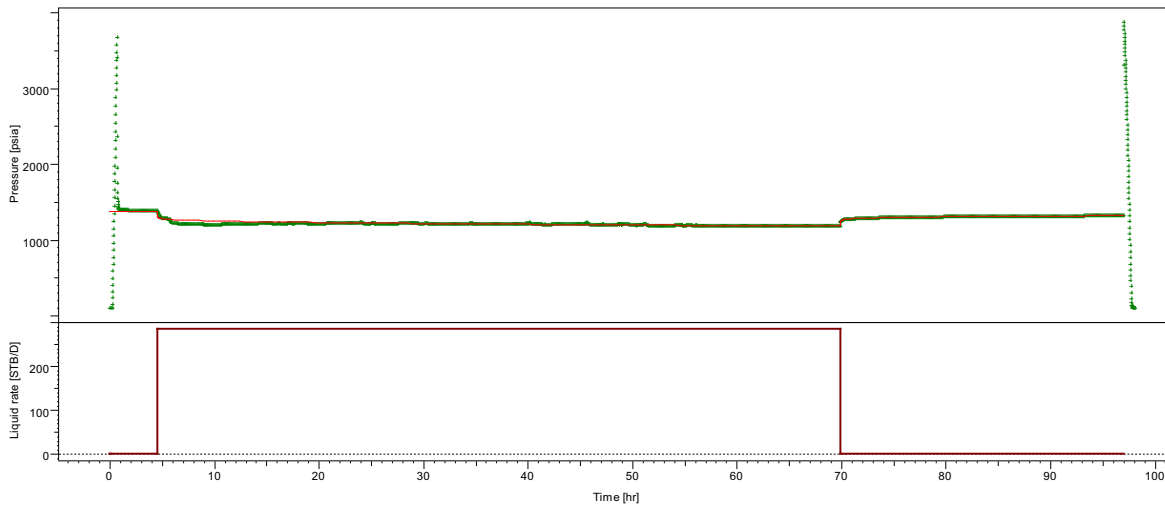


Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

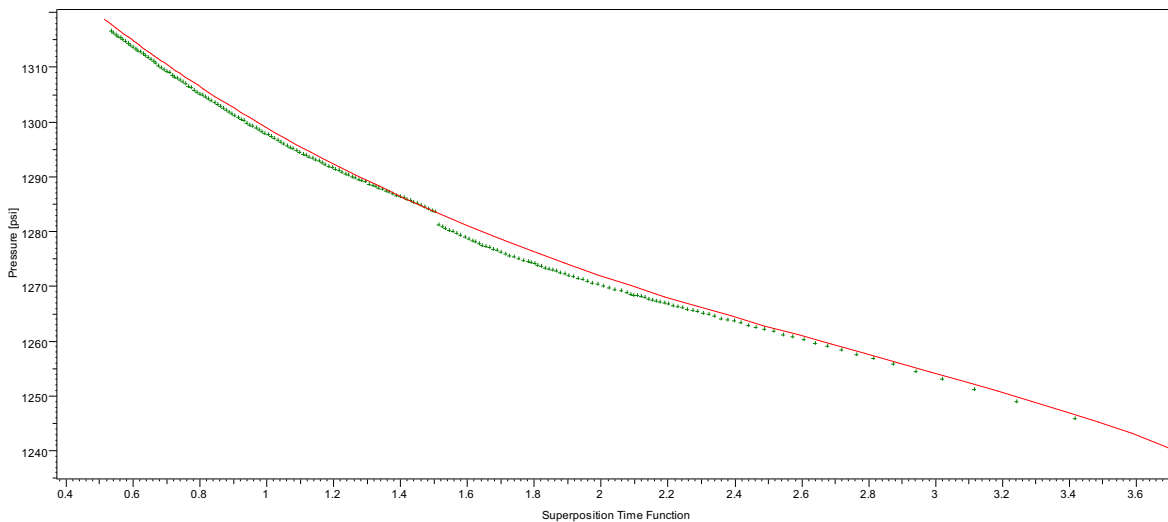


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

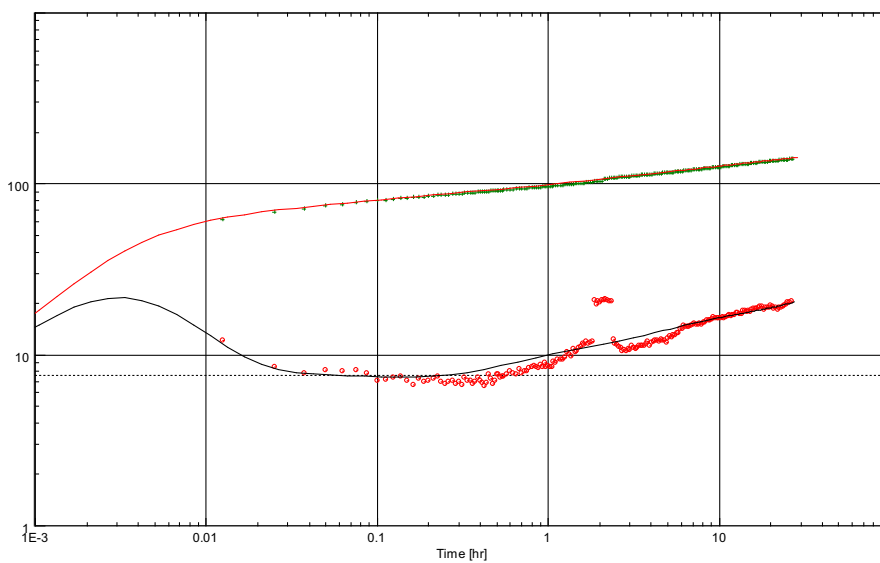
YUL008D_BT: 11/04/2010



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

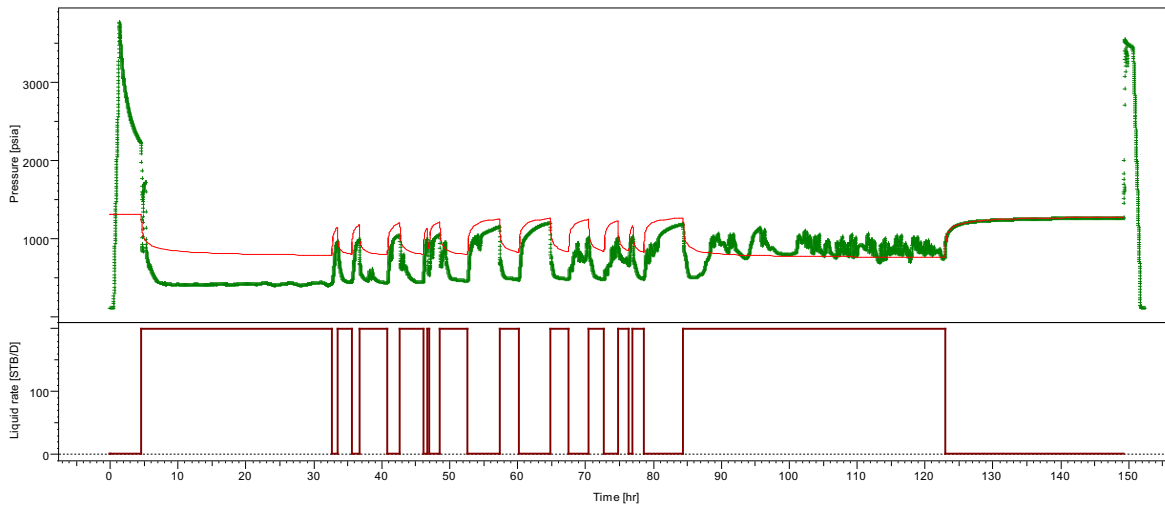


Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

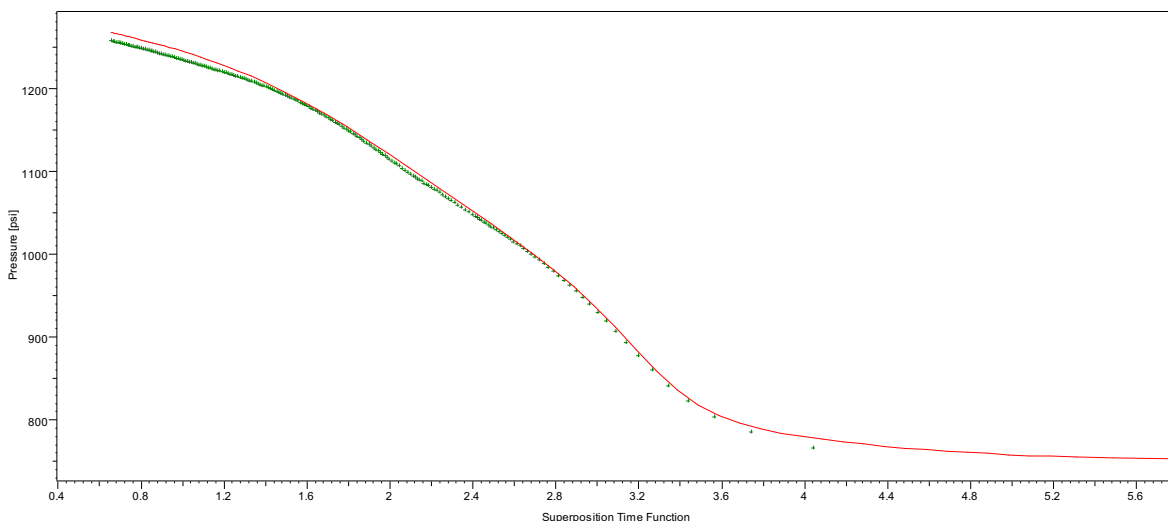


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

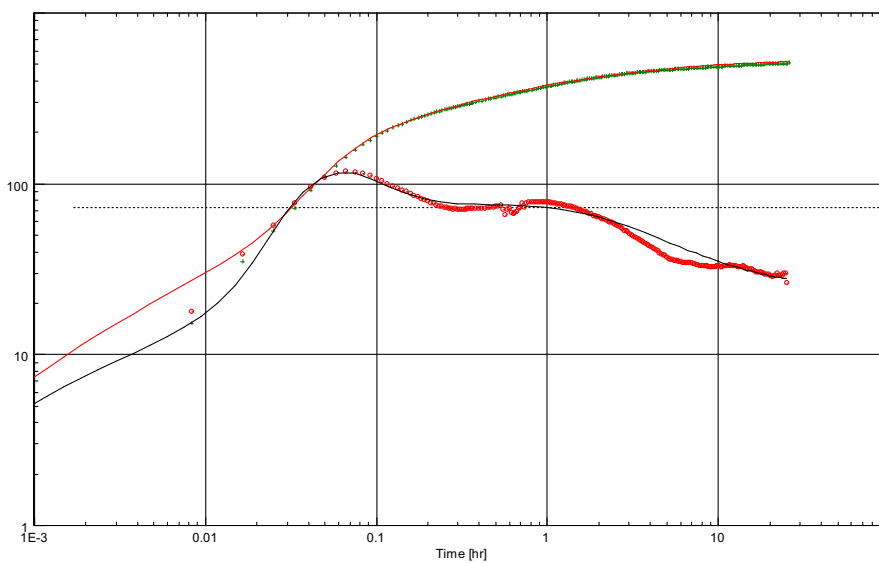
YUL010D_BT: 19/08/2011



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

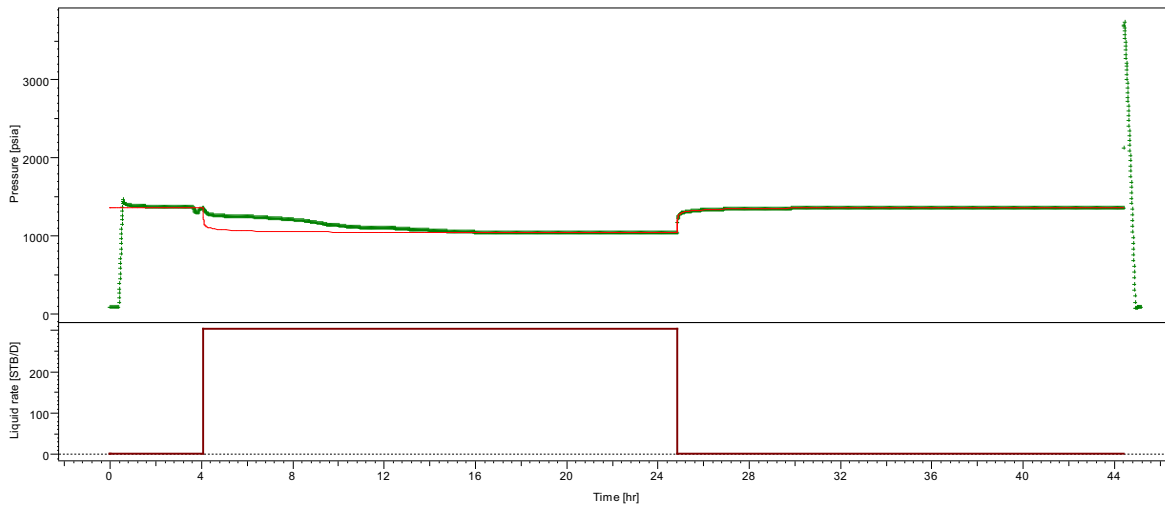


Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

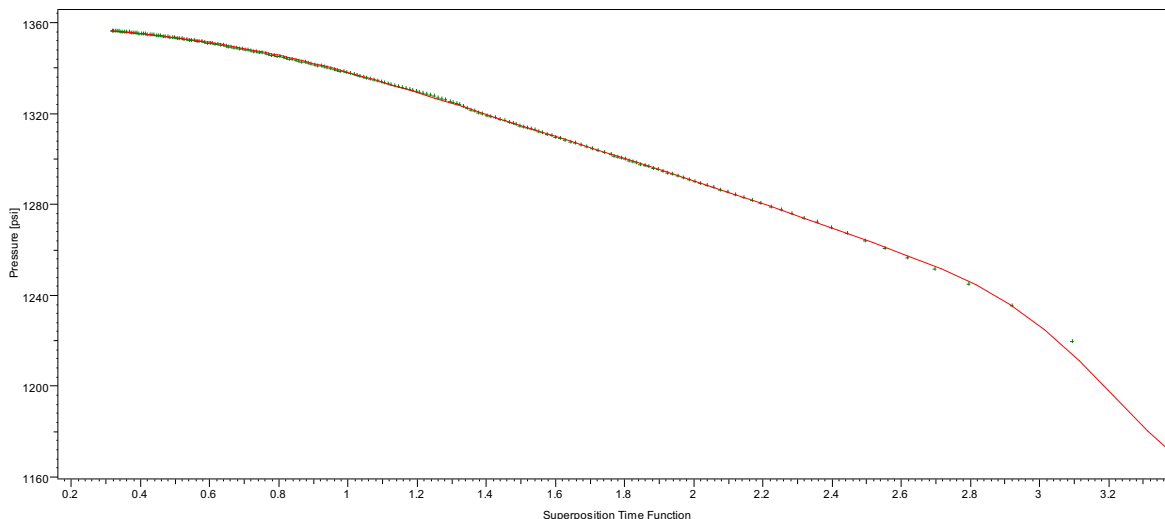


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

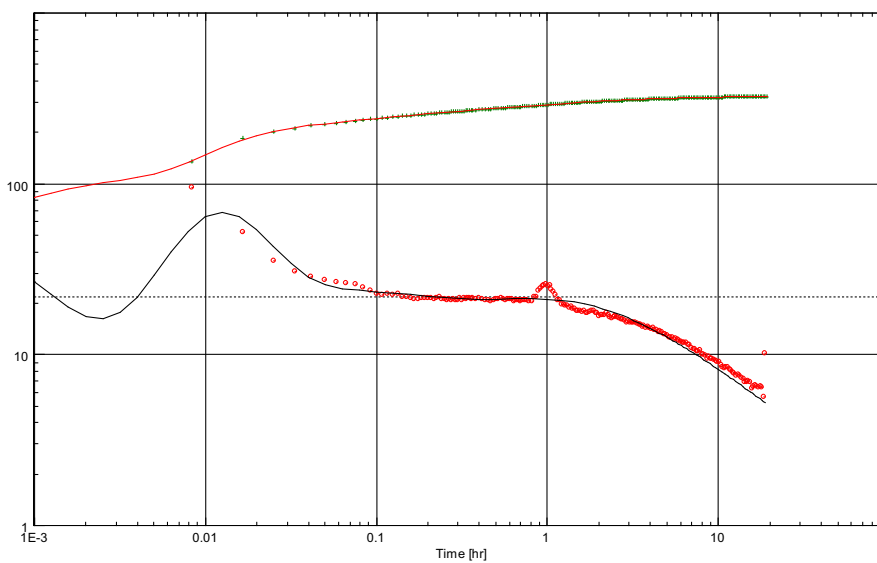
YUL017D_BT: 26/02/2010



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

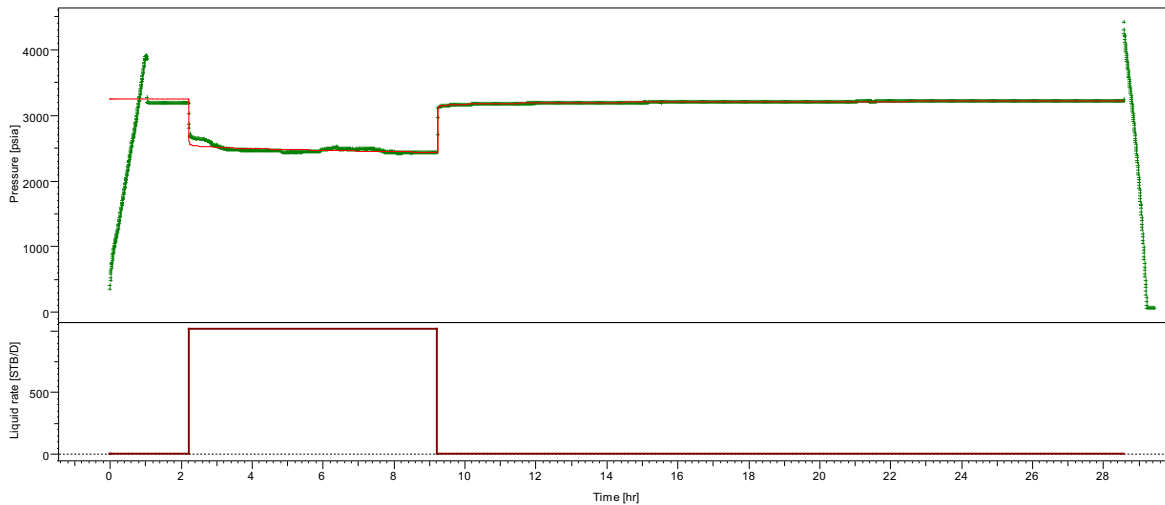


Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

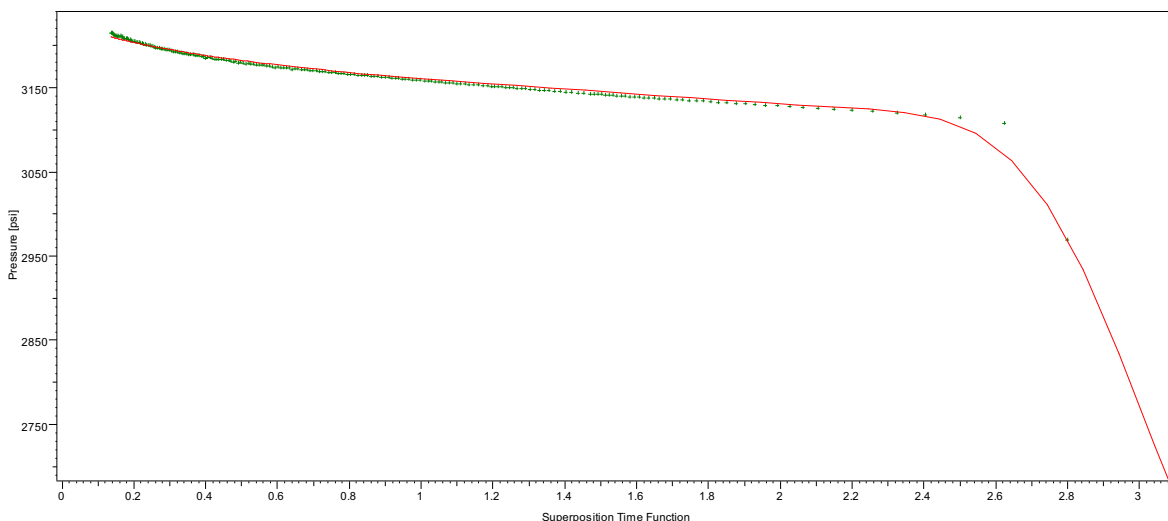


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

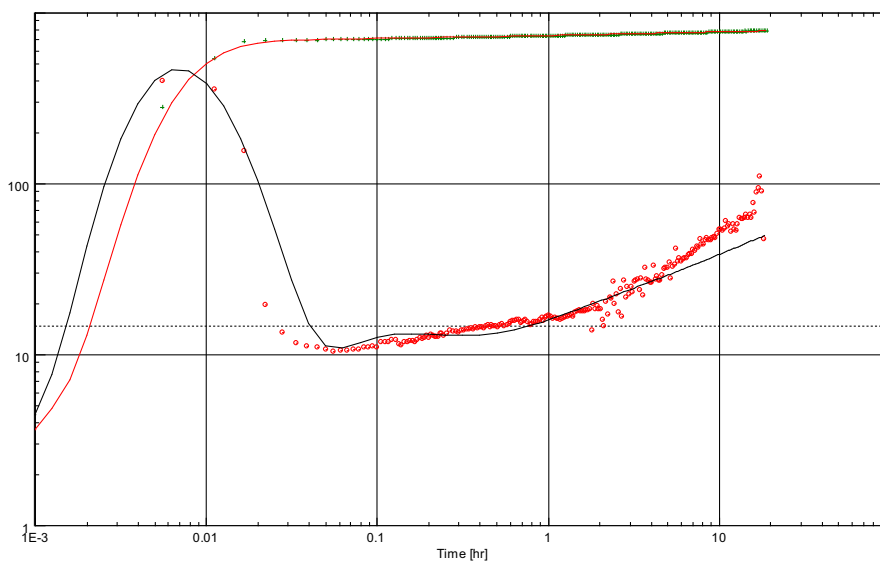
ANA001_UI: 16/12/2004



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

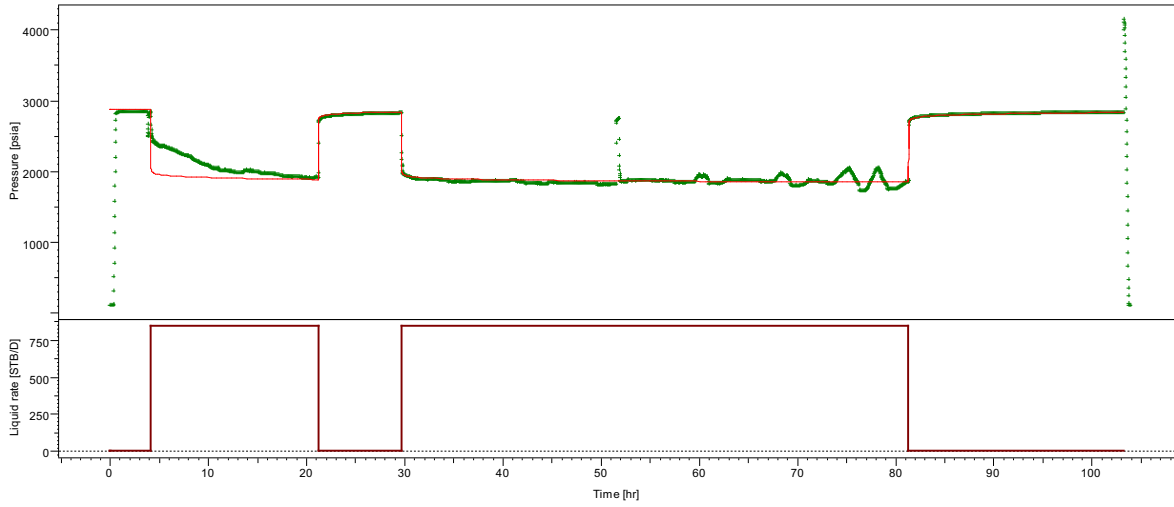


Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

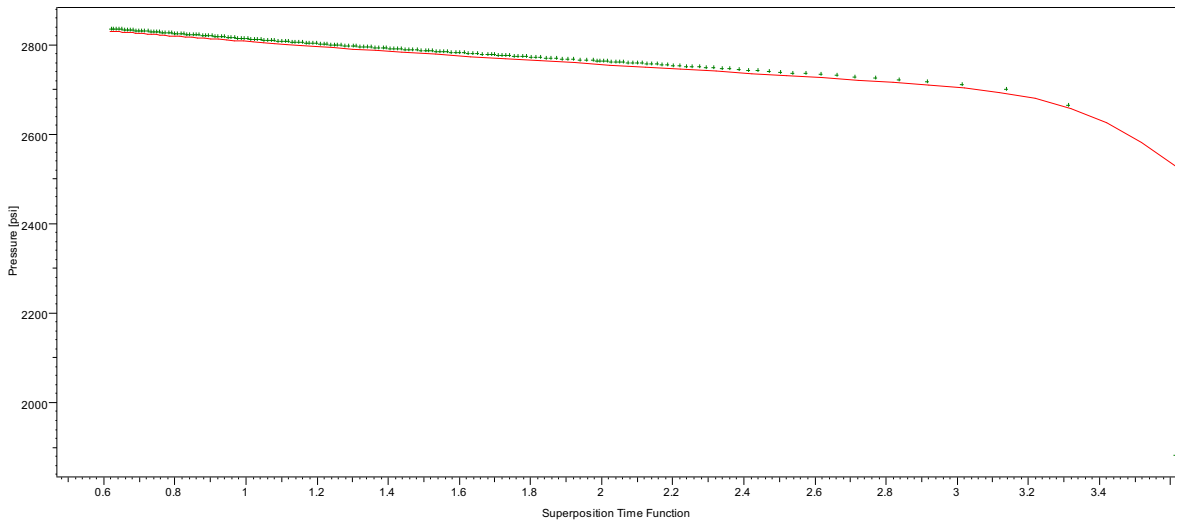


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

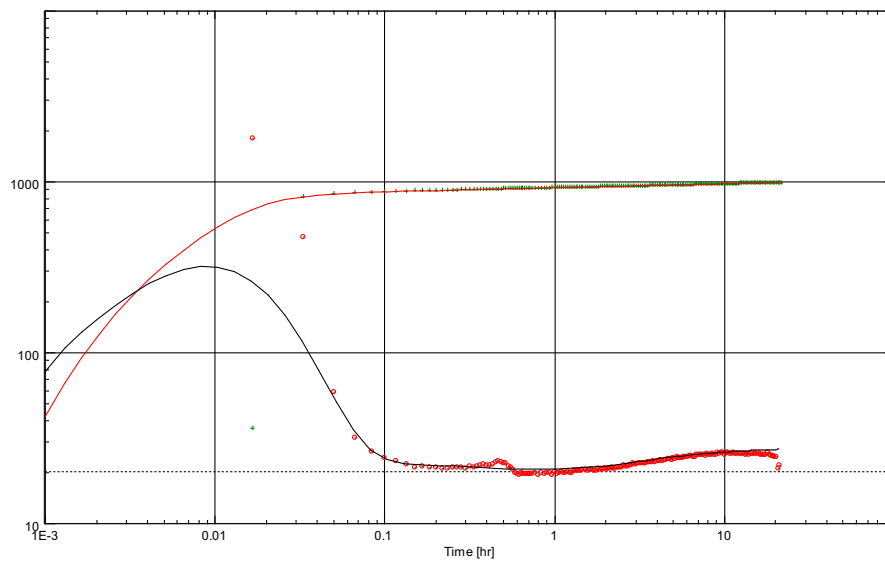
ANA002_UI: 04/01/2011



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

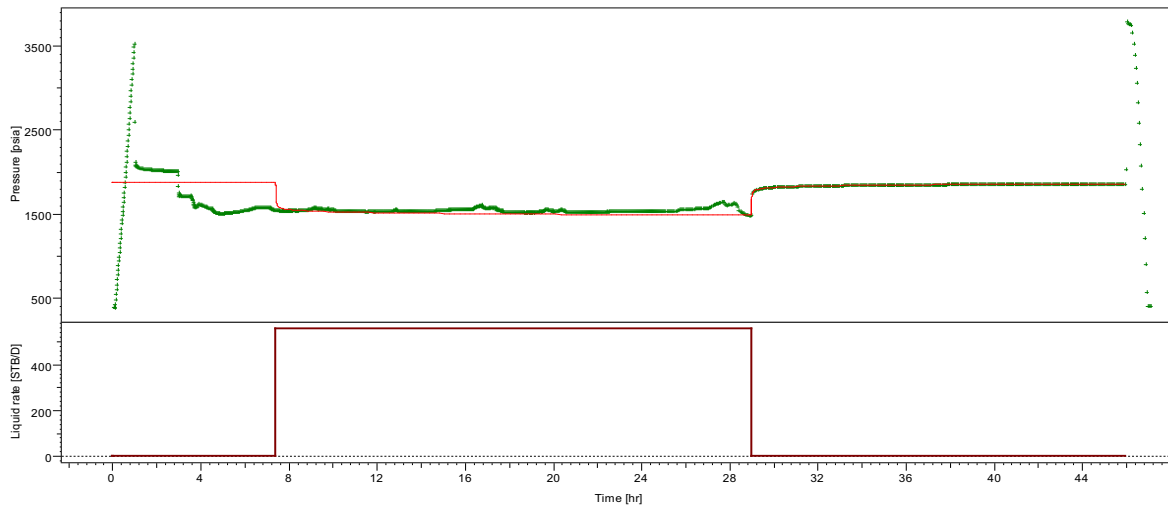


Horner plot: p [psi] vs log(tp+dt)-log(dt)

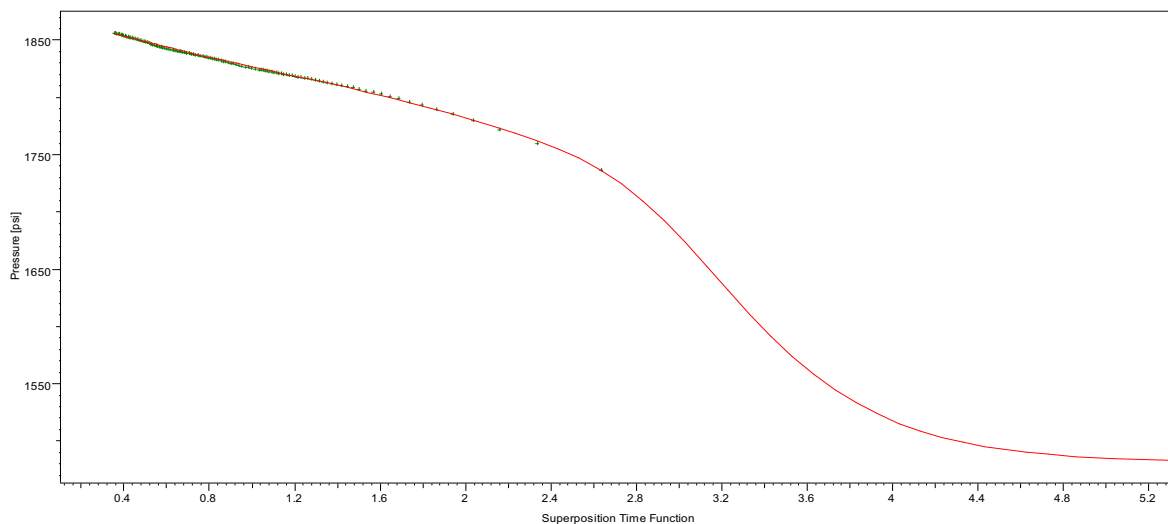


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

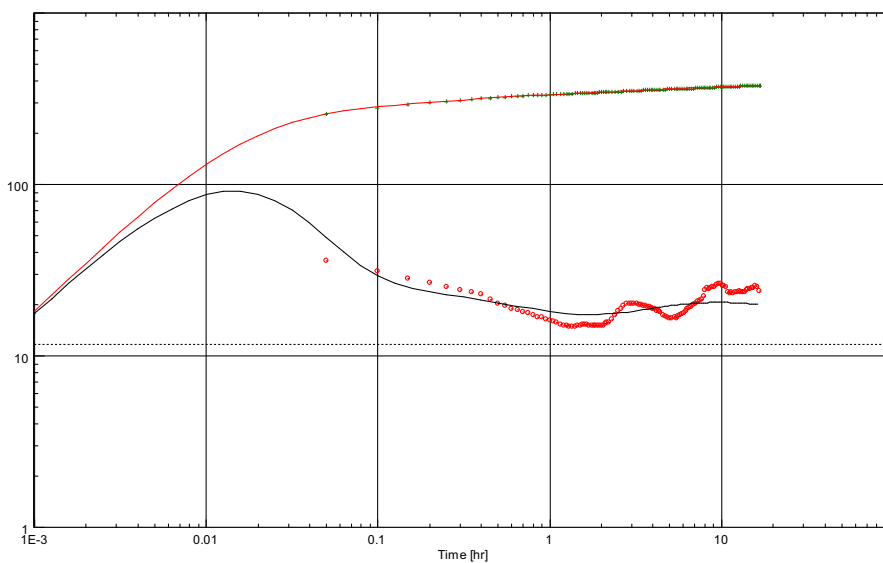
CUL004_UI: 30/08/2001



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

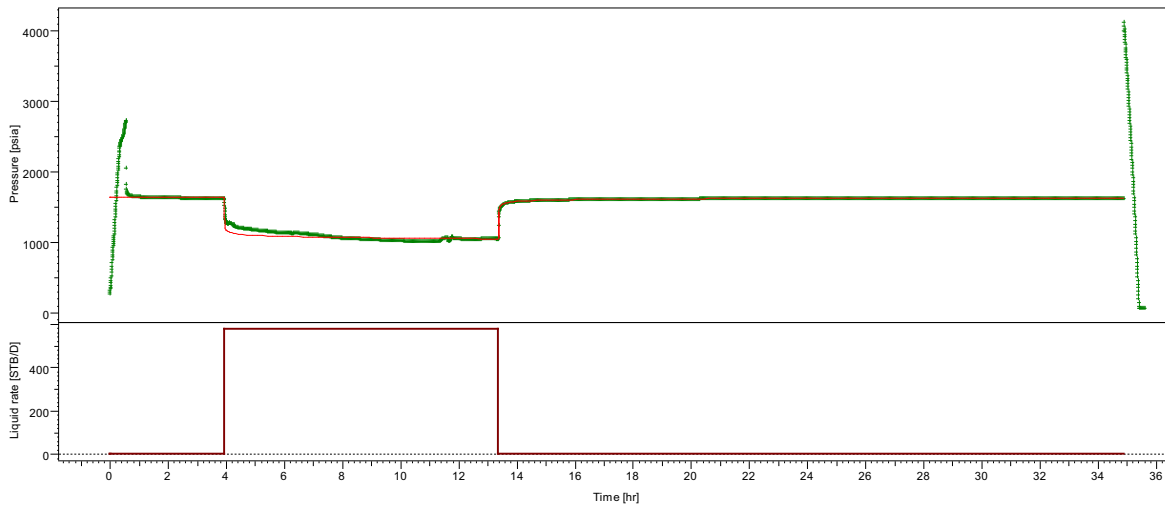


Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

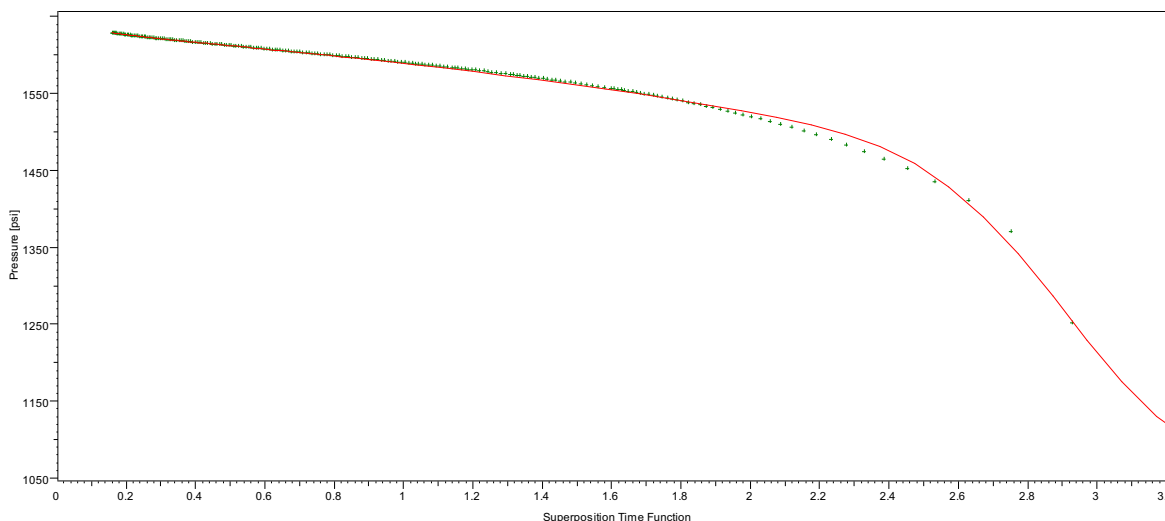


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

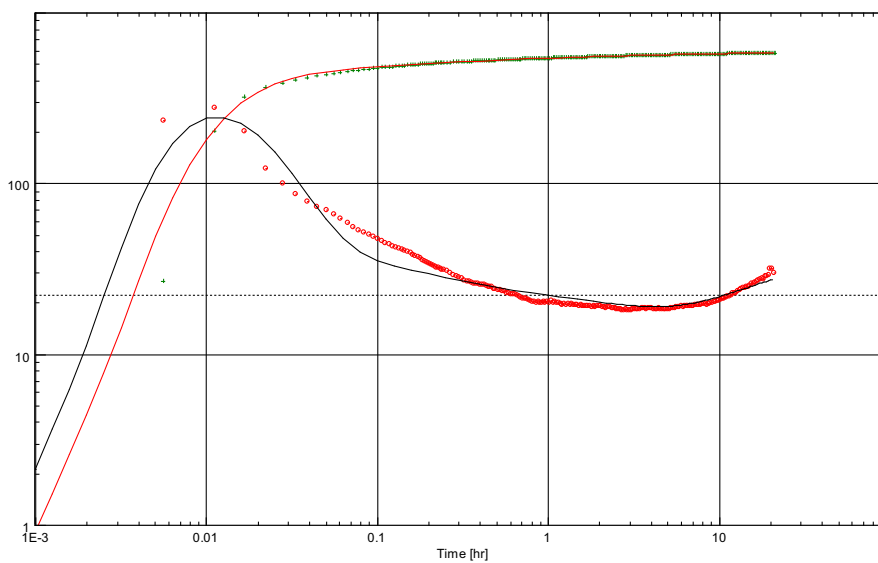
CUL004_UI: 21/04/2003



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

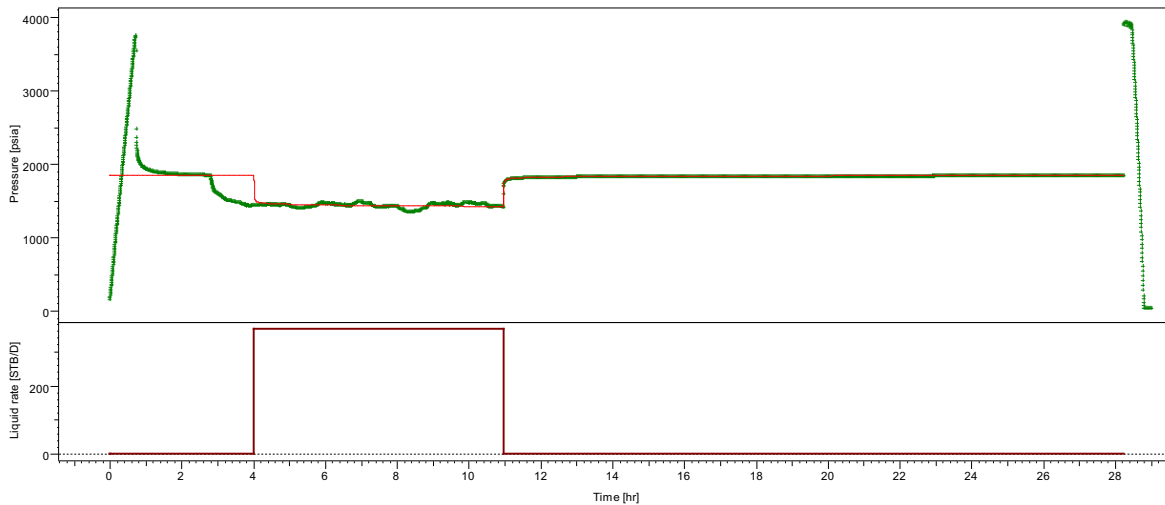


Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

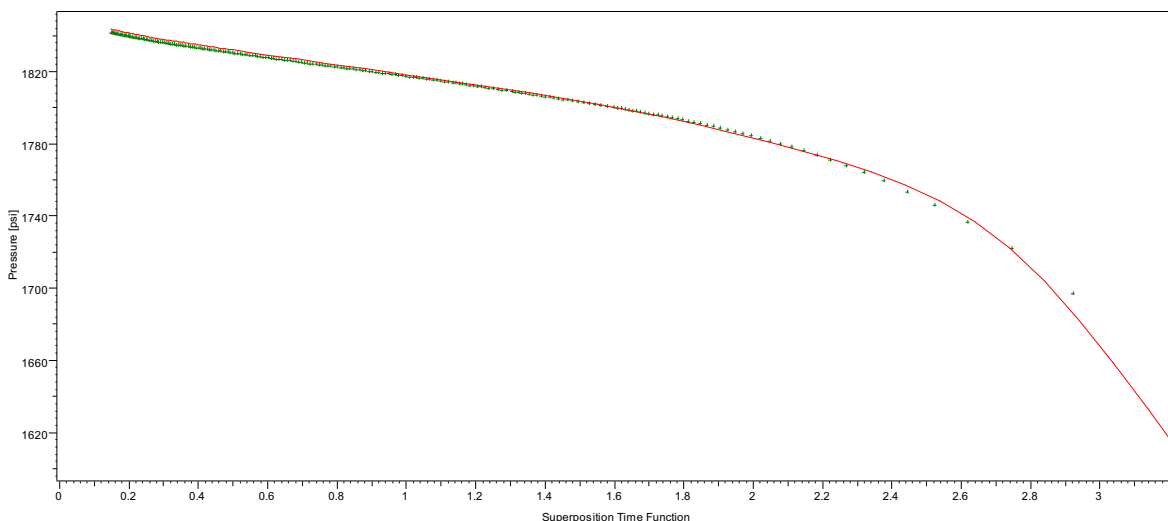


Log-Log plot: $p-p_{dt=0}$ and derivative [psi] vs dt [hr]

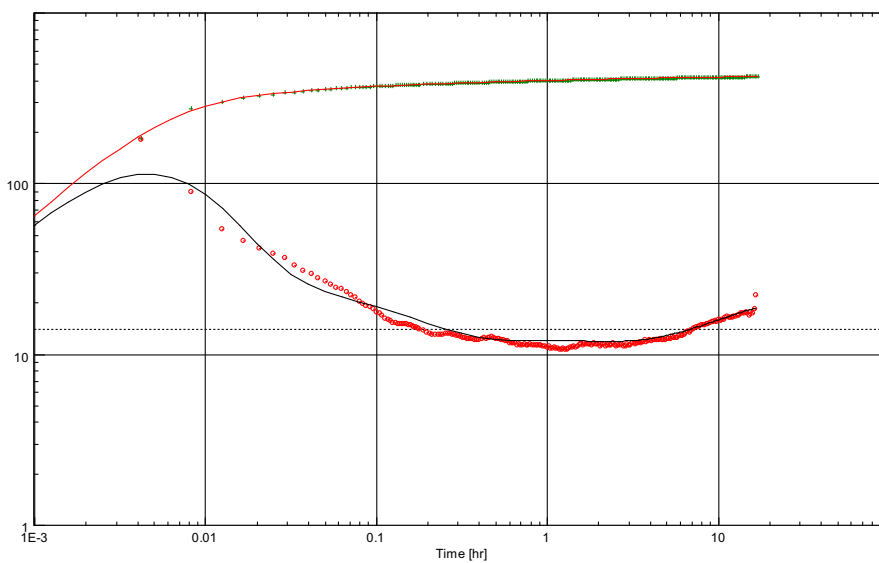
CUL006_UI: 23/04/2002



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

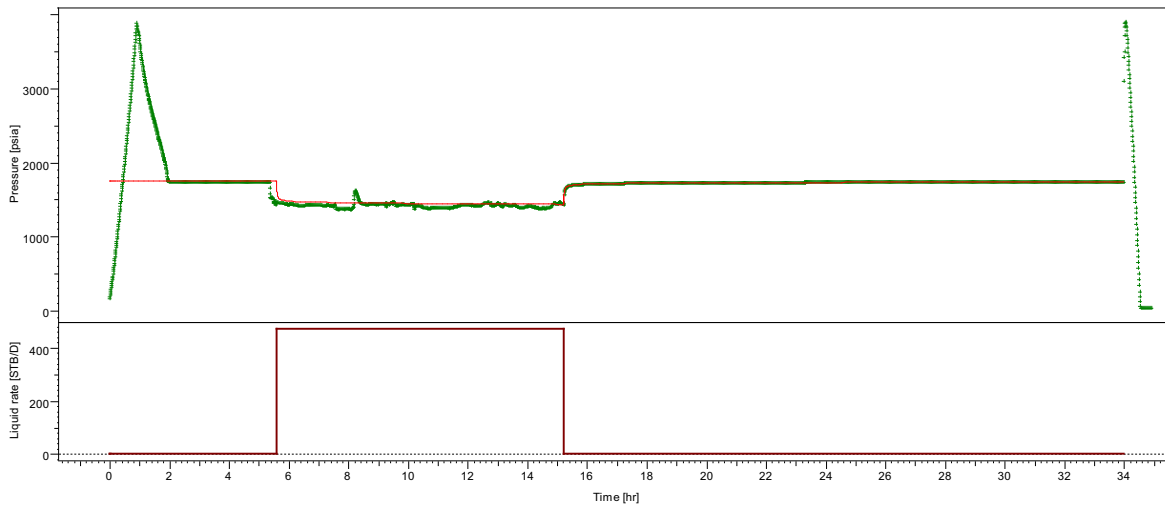


Horner plot: p [psia] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

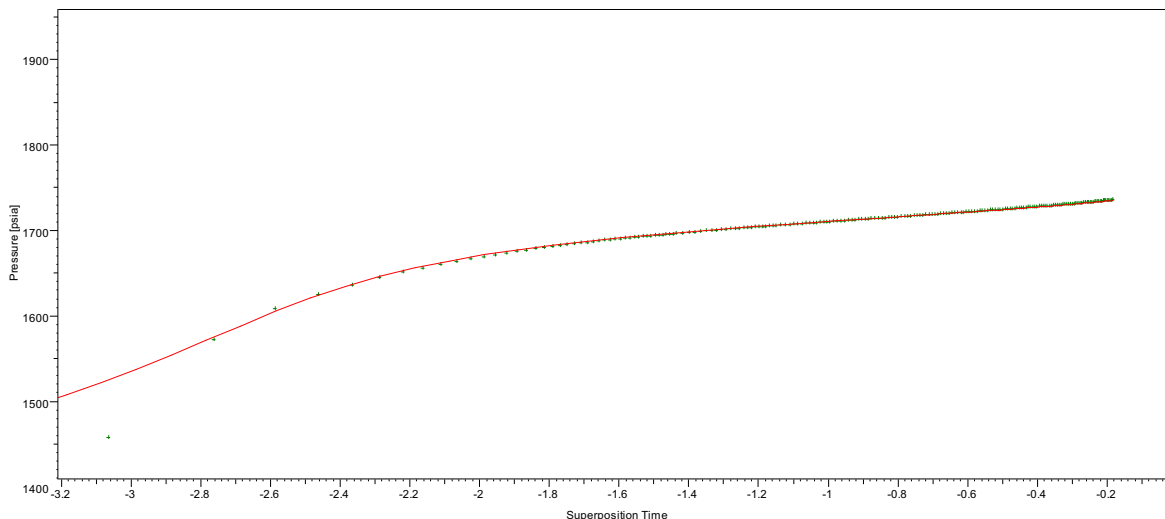


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

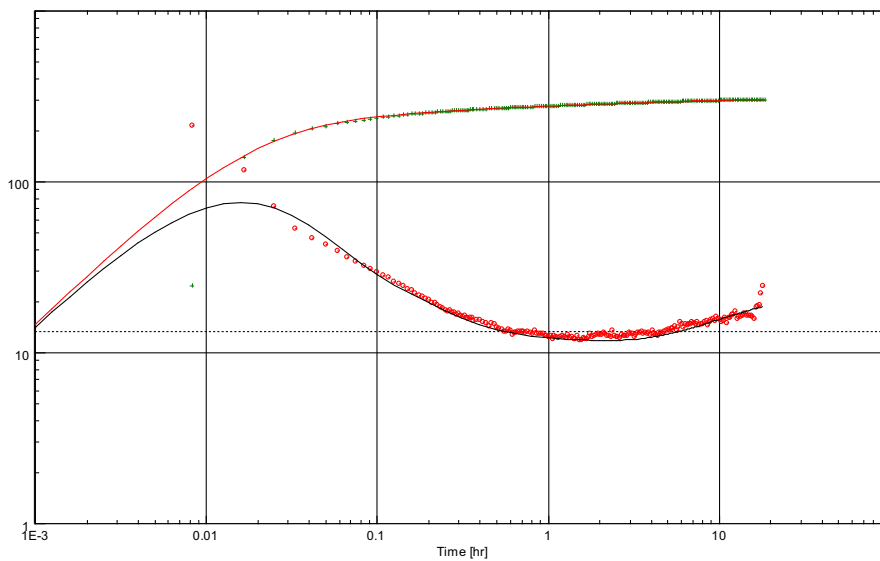
CUL006_UI: 29/09/2002



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

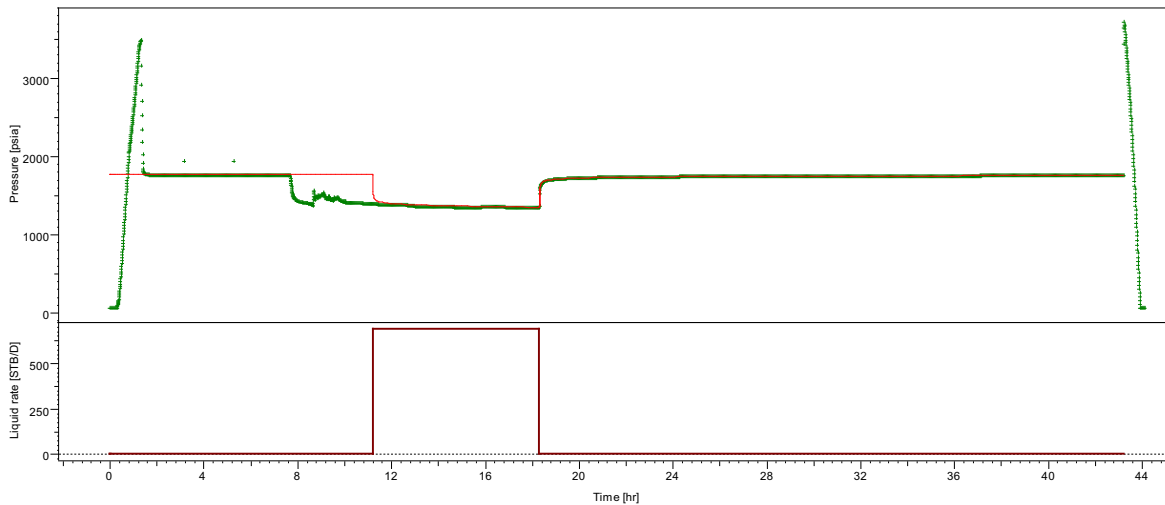


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

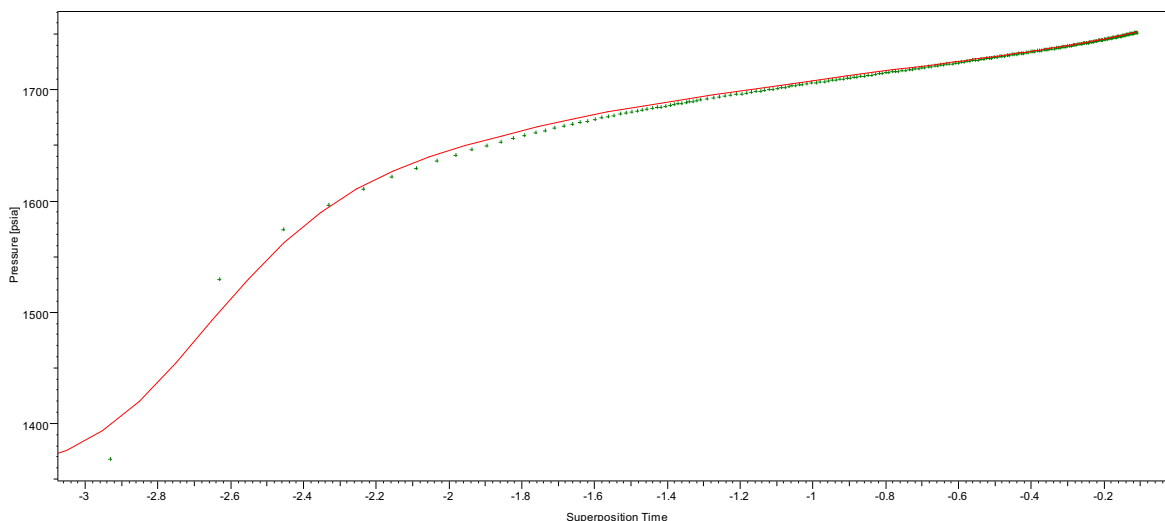


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

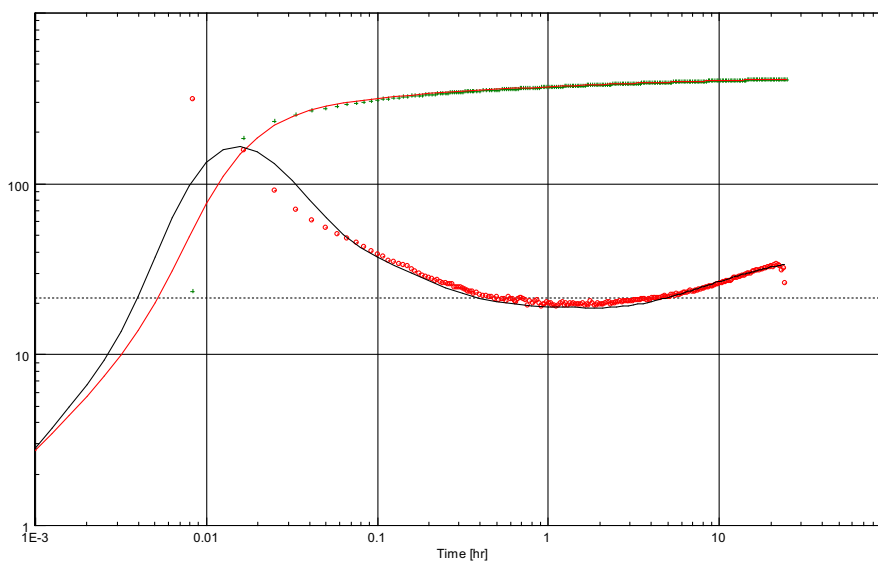
CUL006_UI: 14/10/2002



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

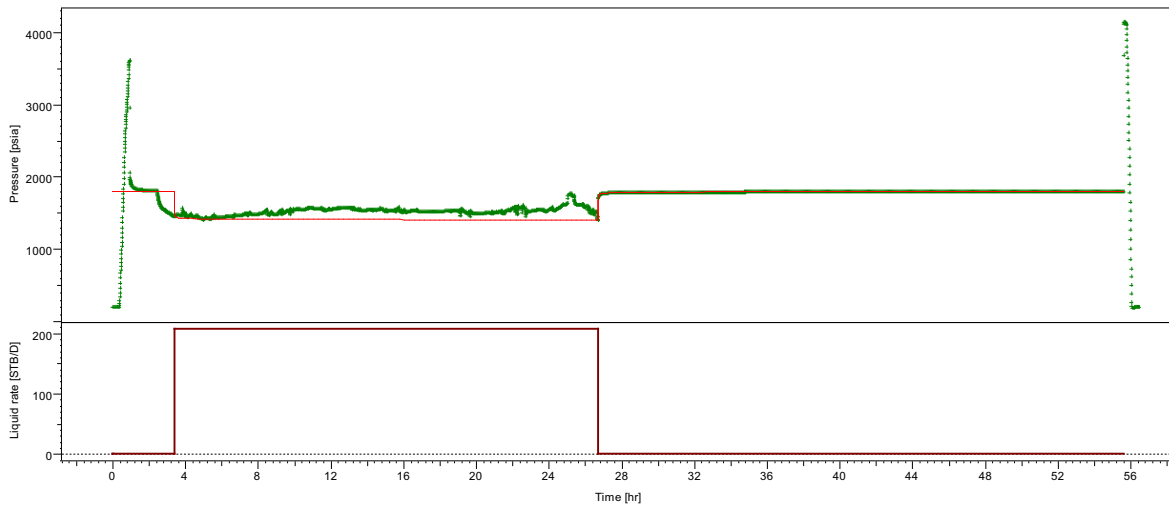


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

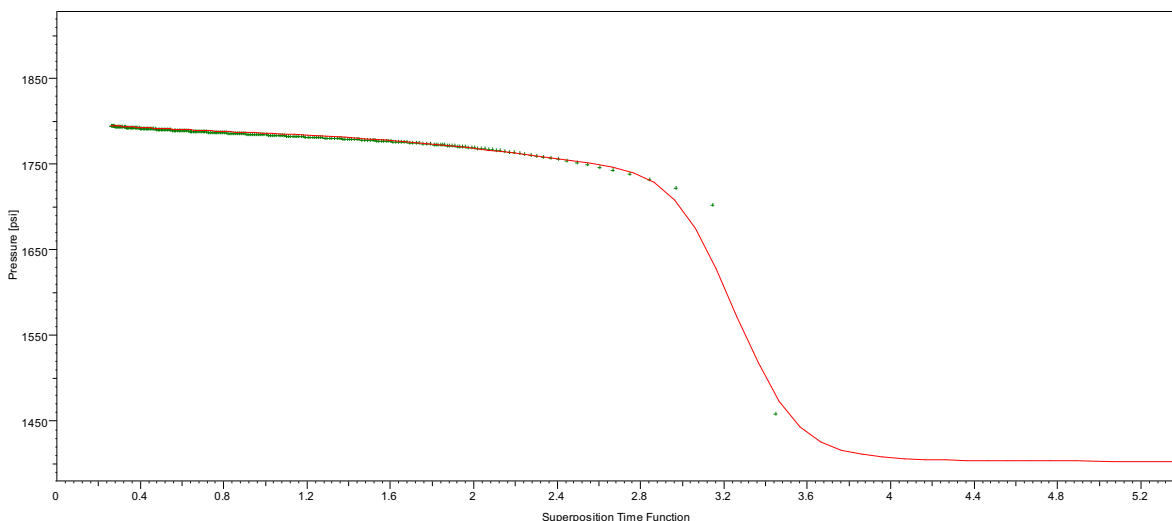


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

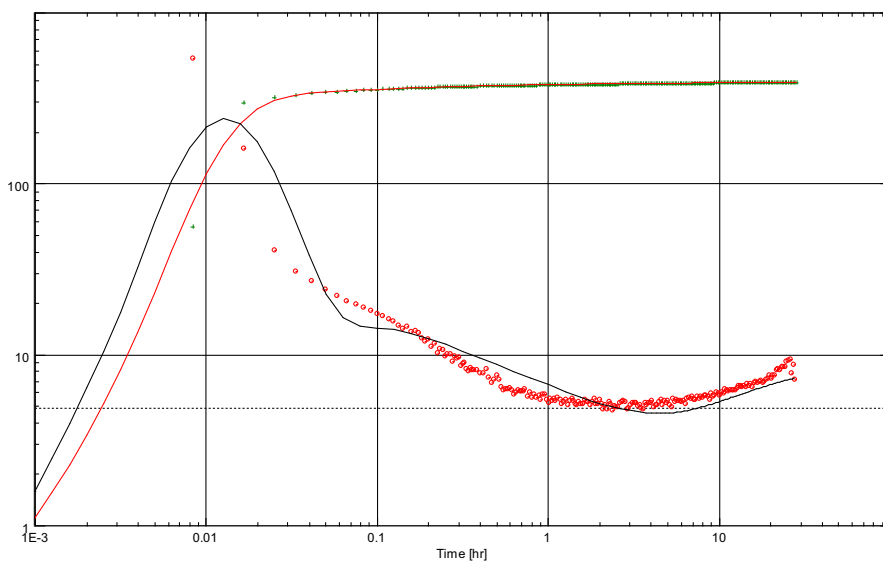
CUL006_UI: 05/01/2004



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

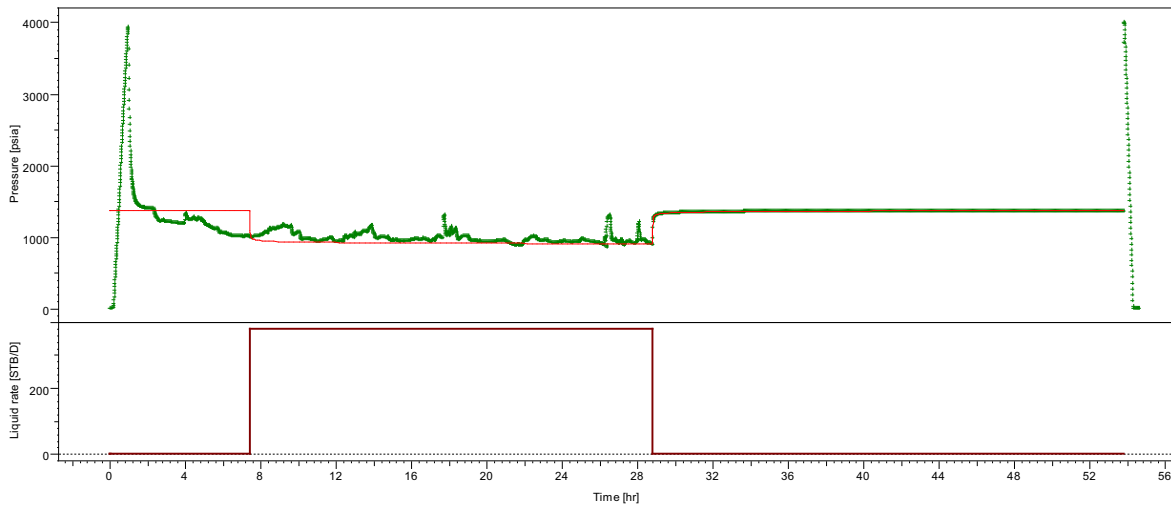


Horner plot: p [psi] vs log(tp+dt)-log(dt)

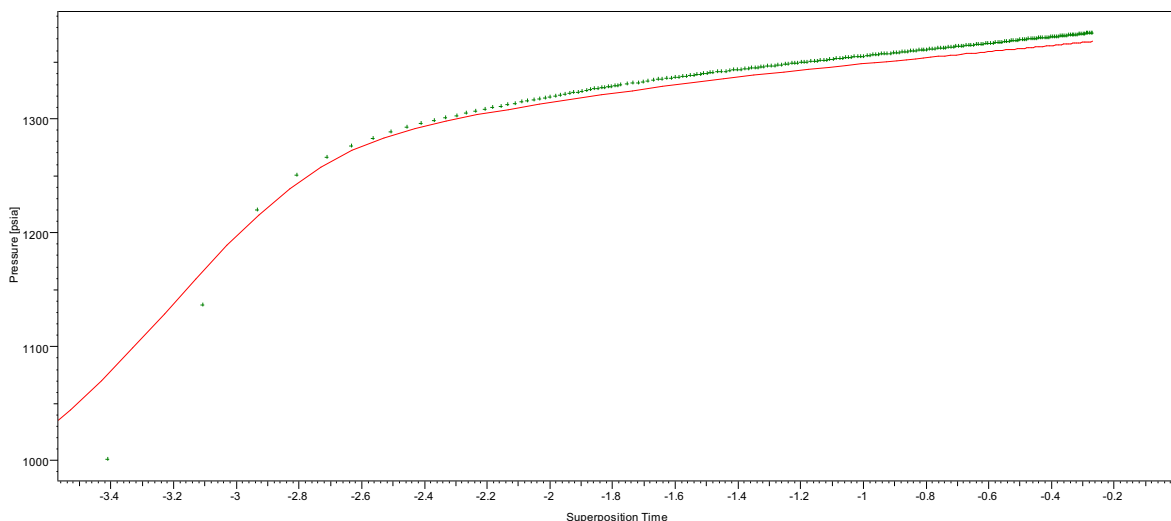


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

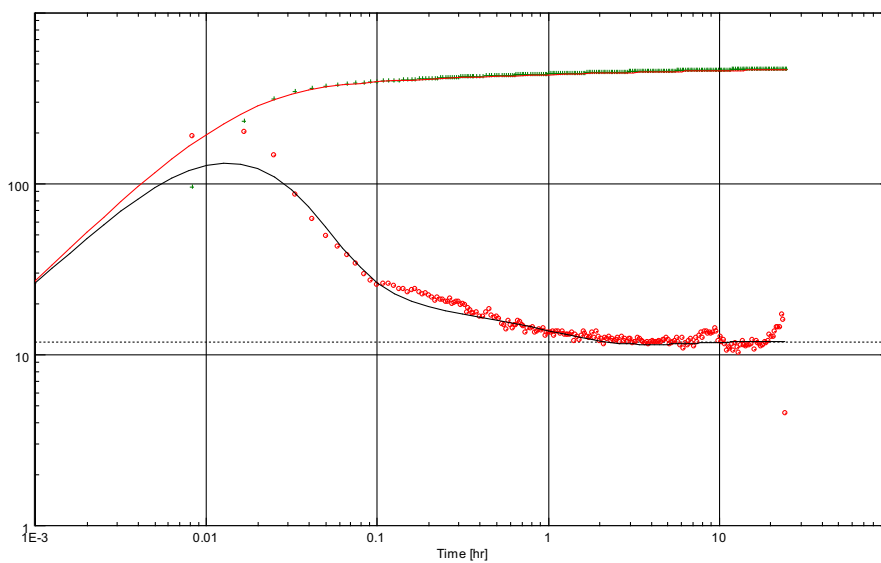
CUL007D_UI: 09/06/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

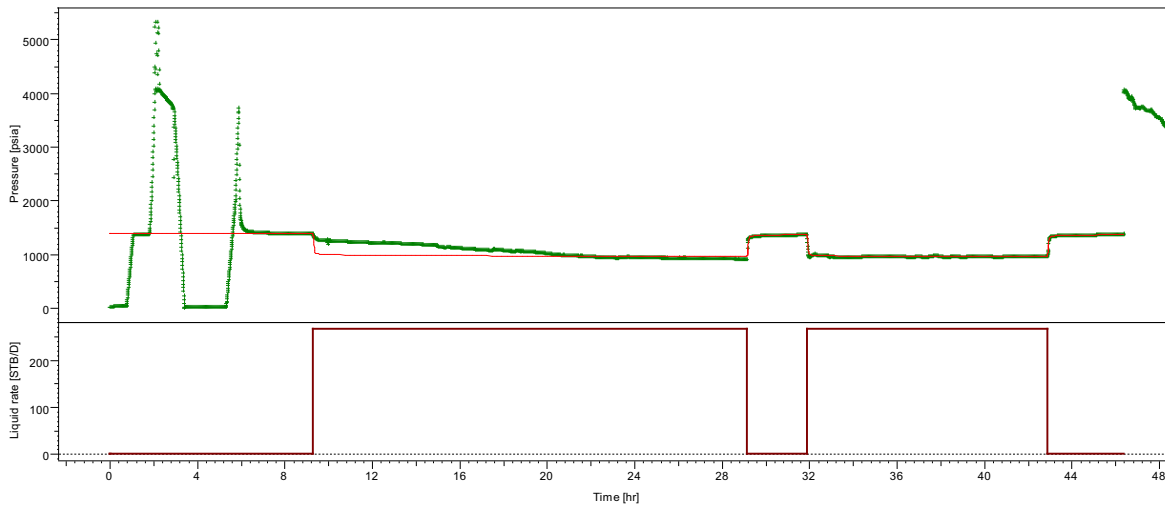


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

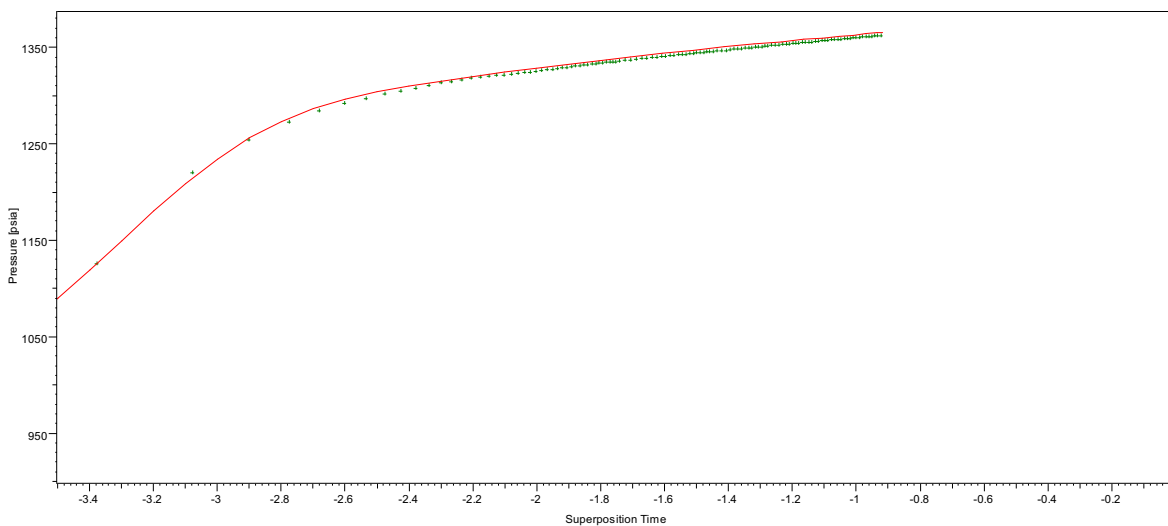


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

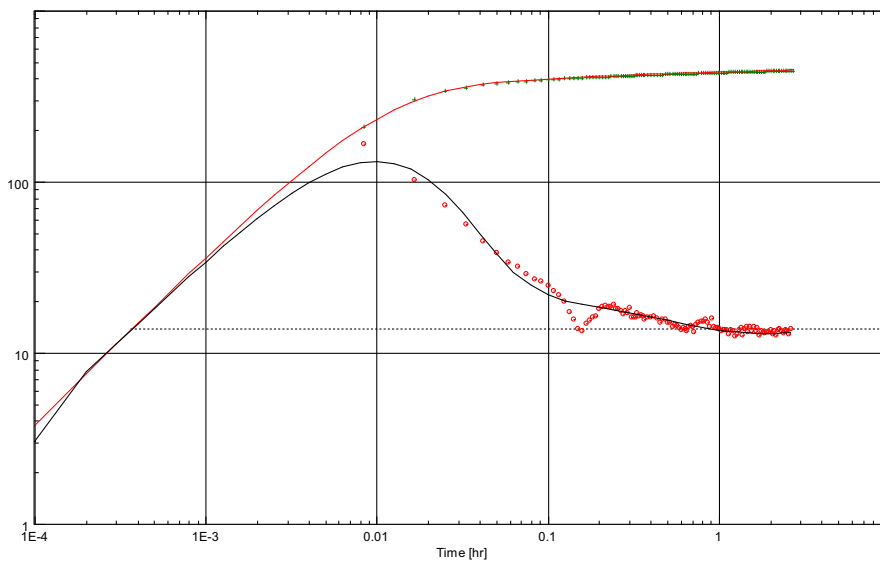
CUL007D_UI: 21/06/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

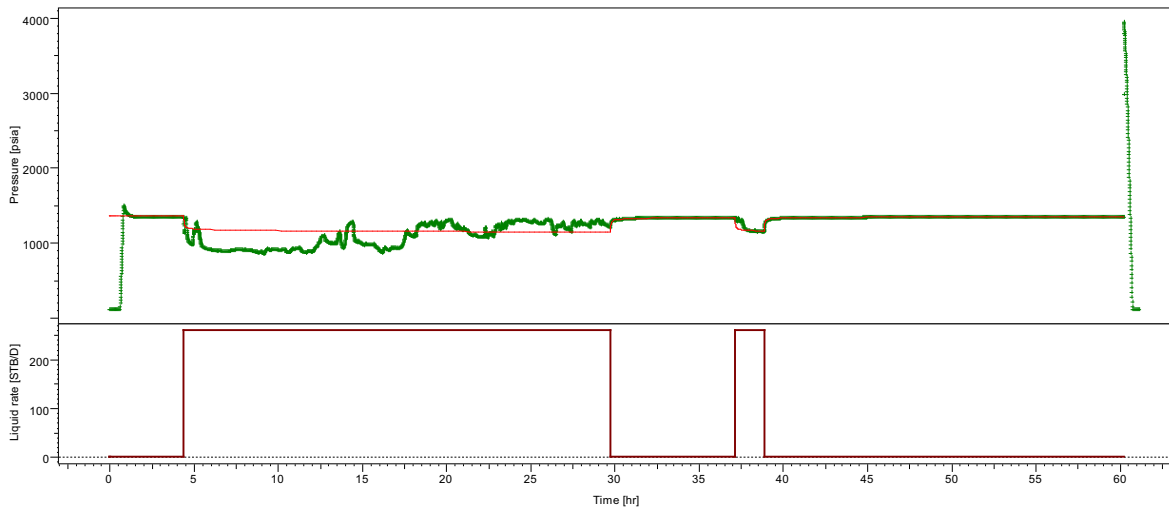


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

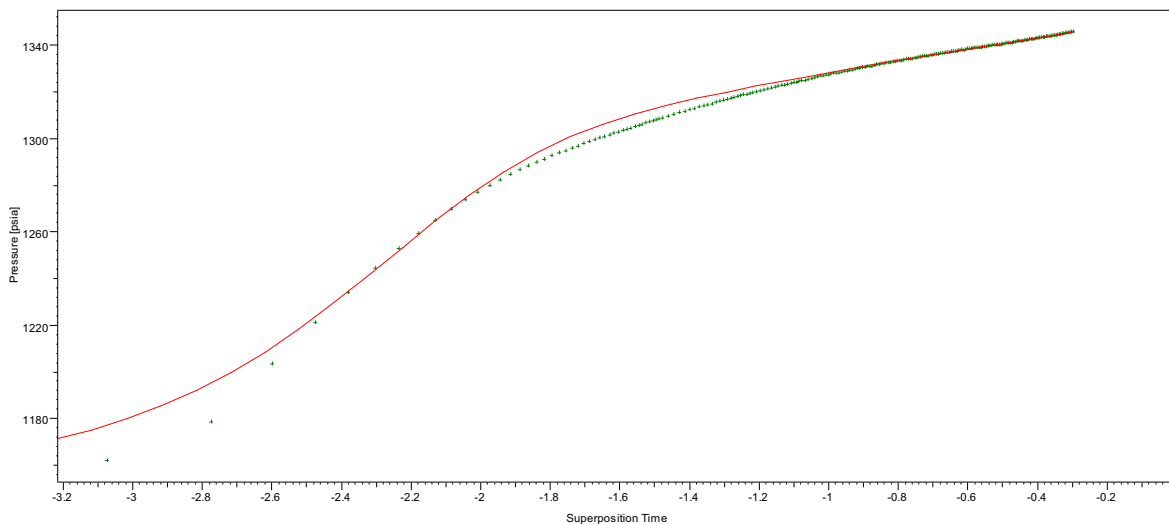


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

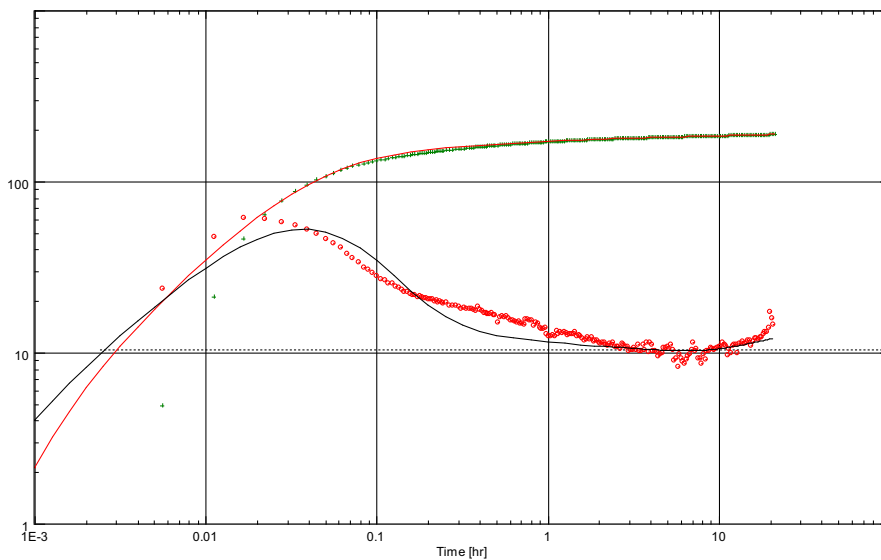
CUL009D_UI: 26/12/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

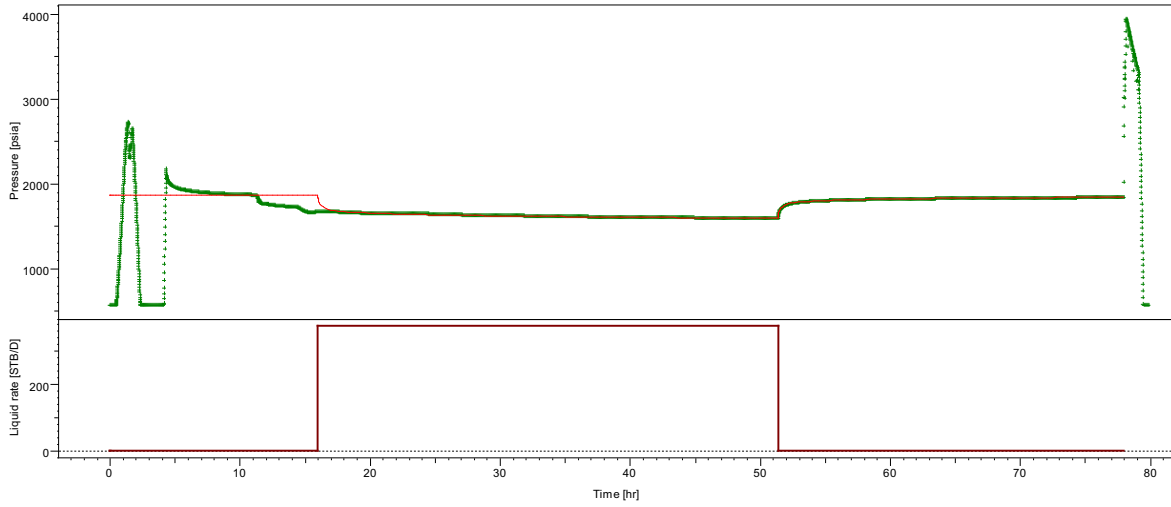


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

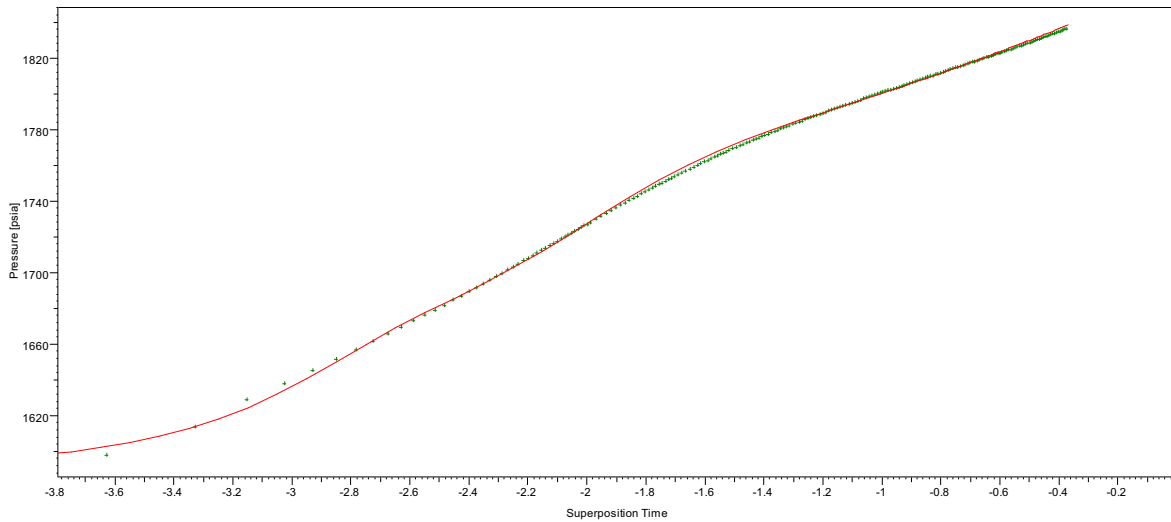


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

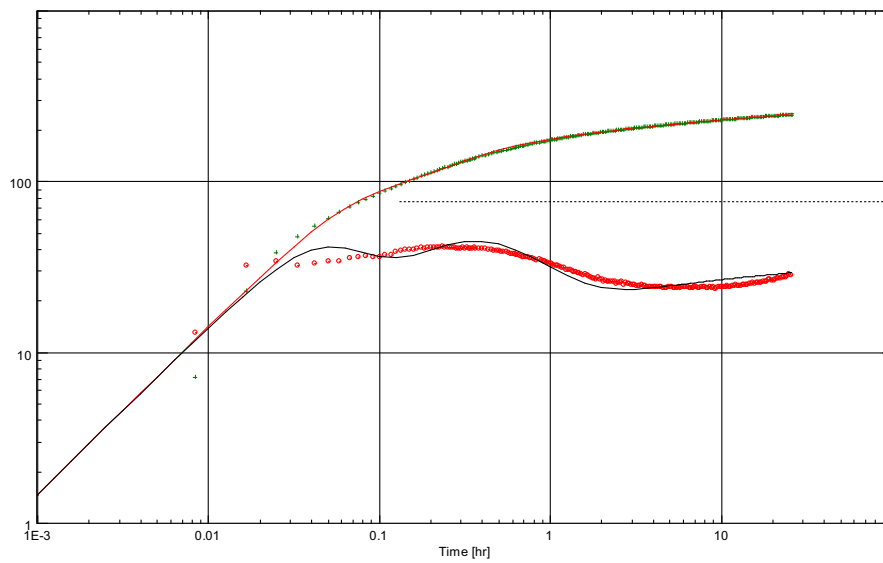
CUL010H_UI: 27/10/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

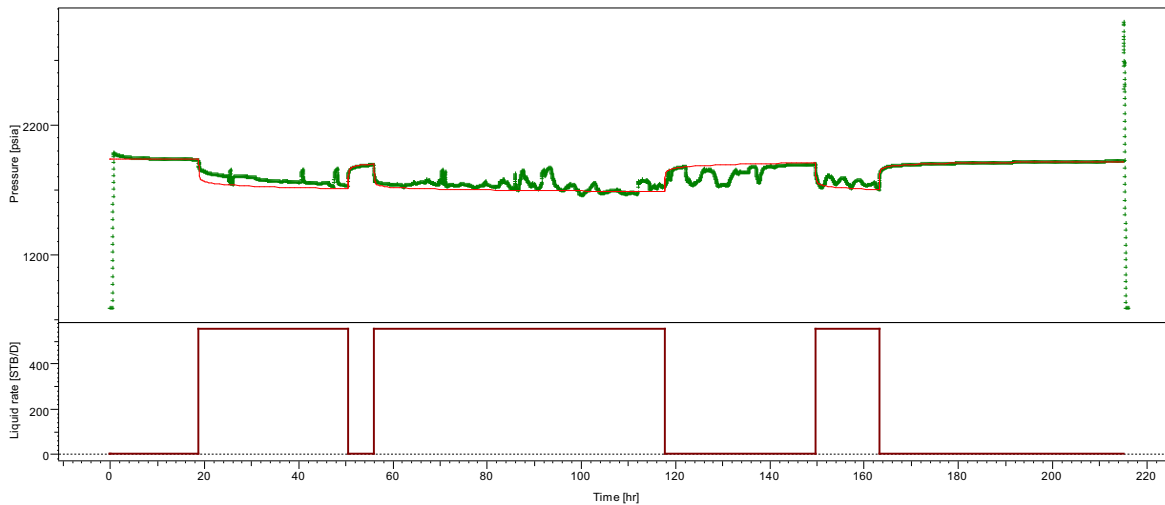


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

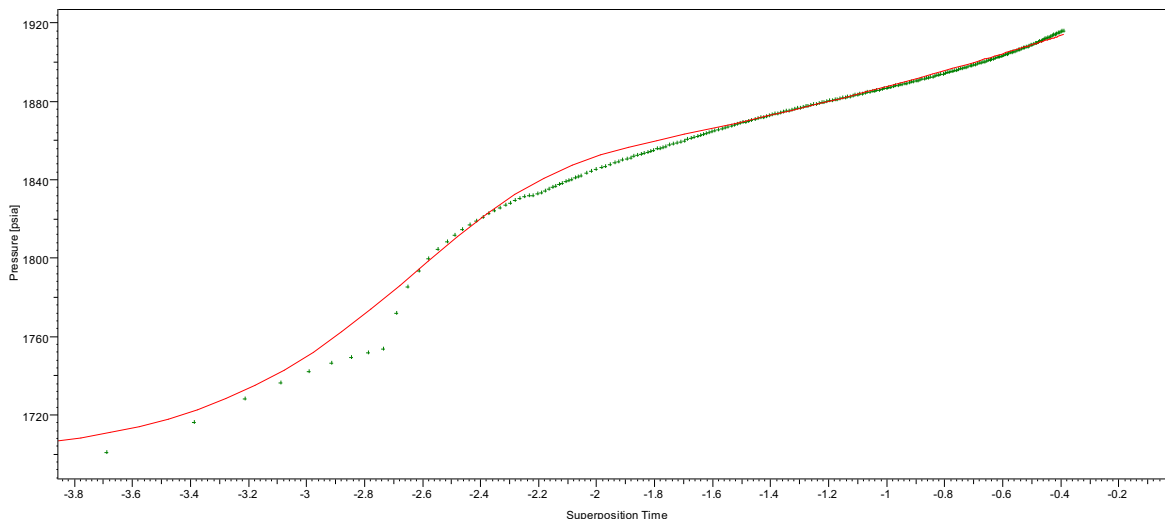


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

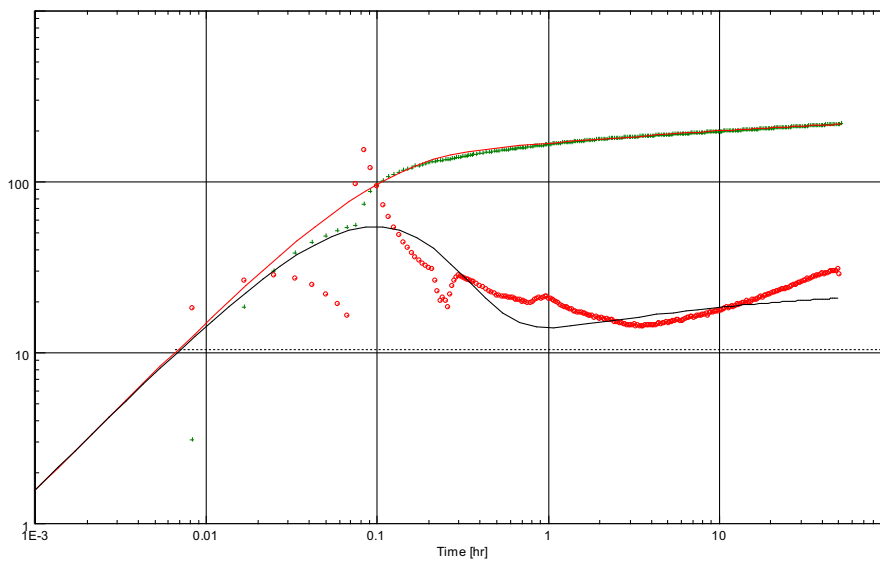
CUL013H_UI: 29/03/2010



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

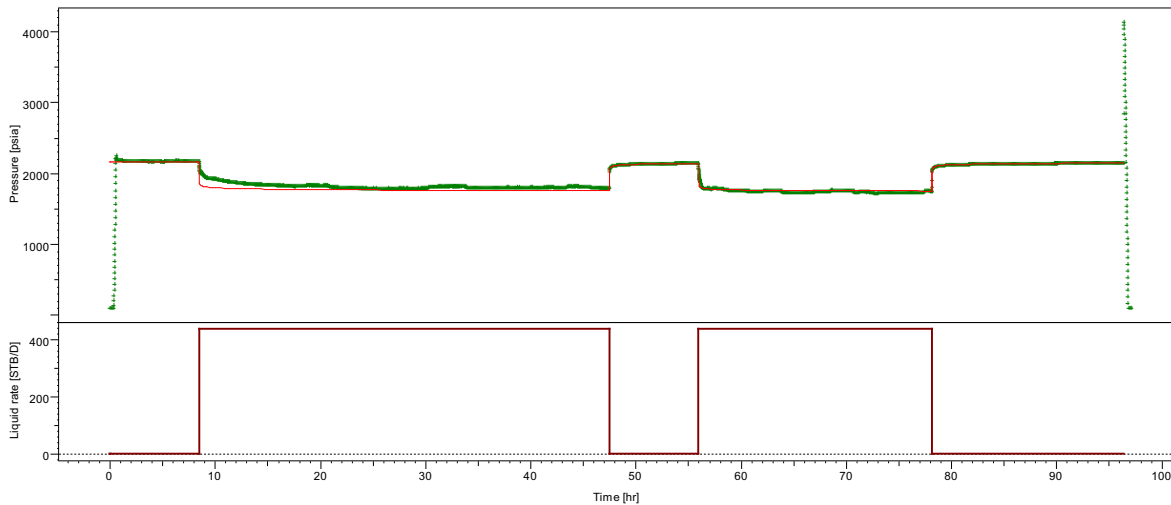


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

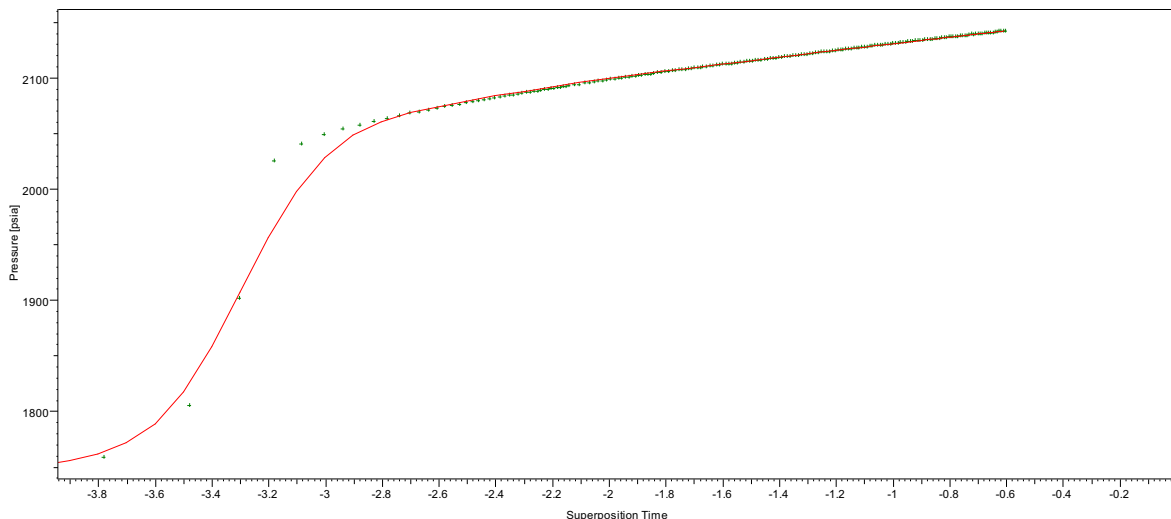


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

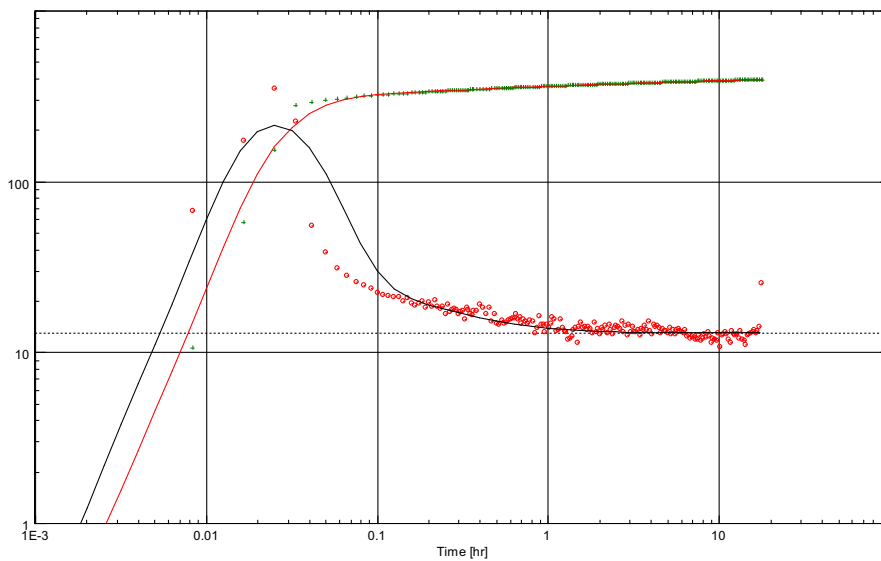
YUL004_UI: 07/04/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

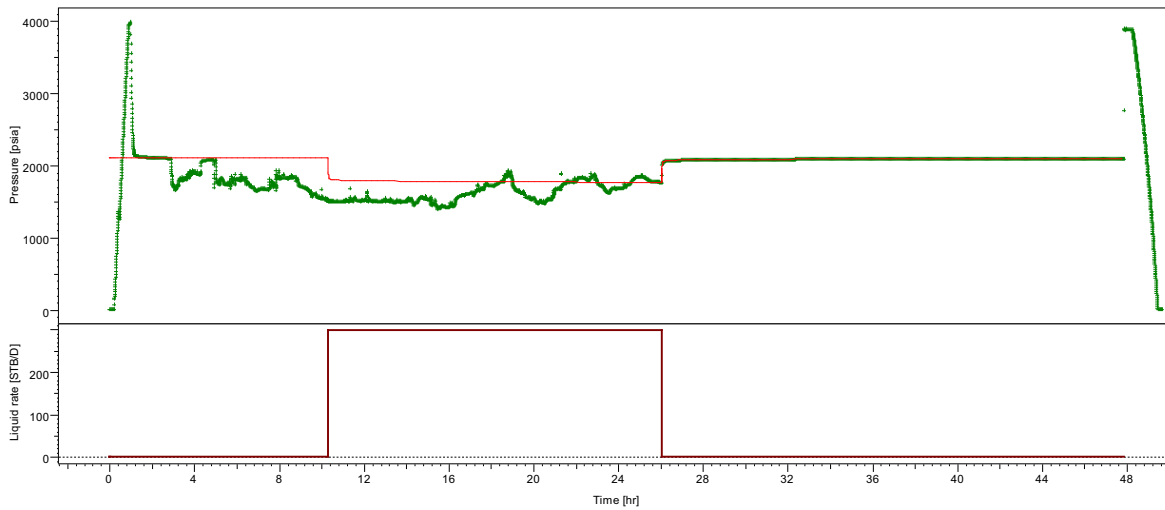


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

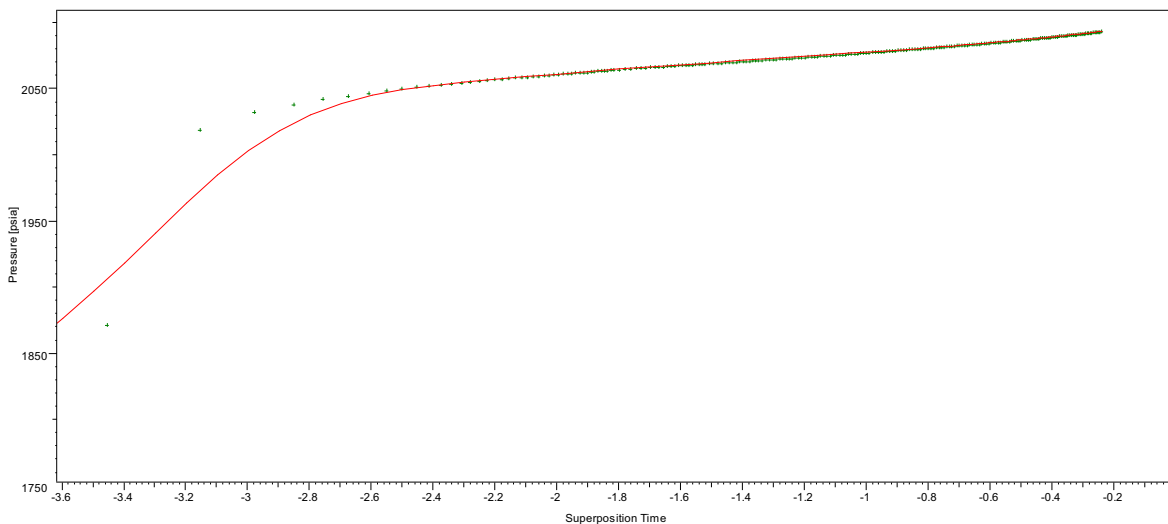


Log-Log plot: $p - p_{dt=0}$ and derivative [psi] vs dt [hr]

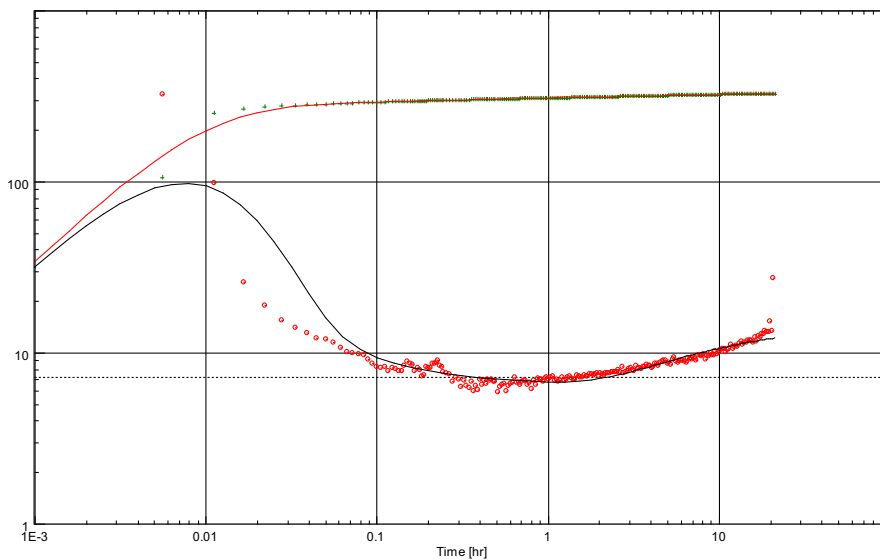
YUL005_UI: 25/01/2006



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

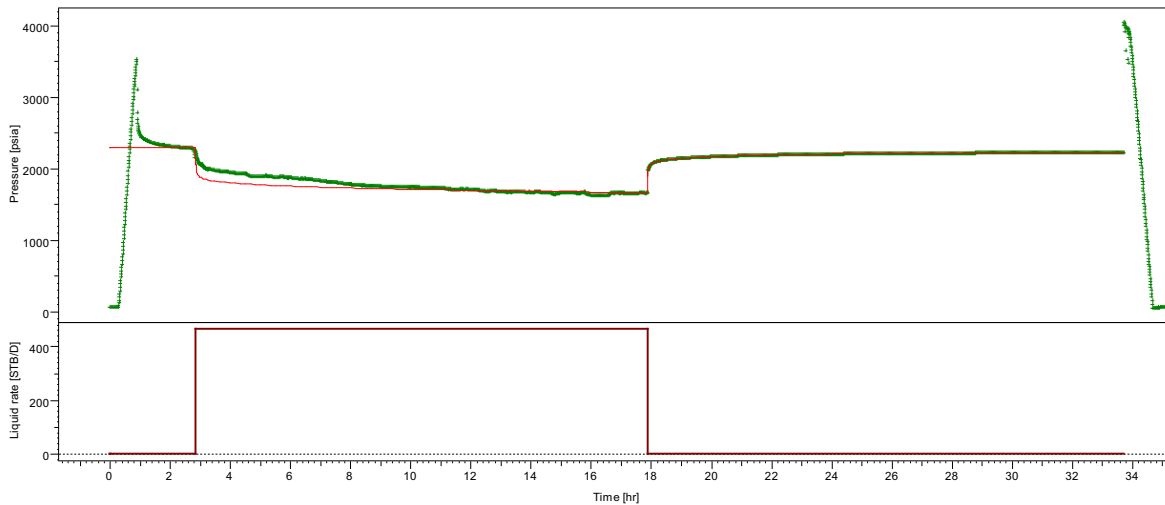


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

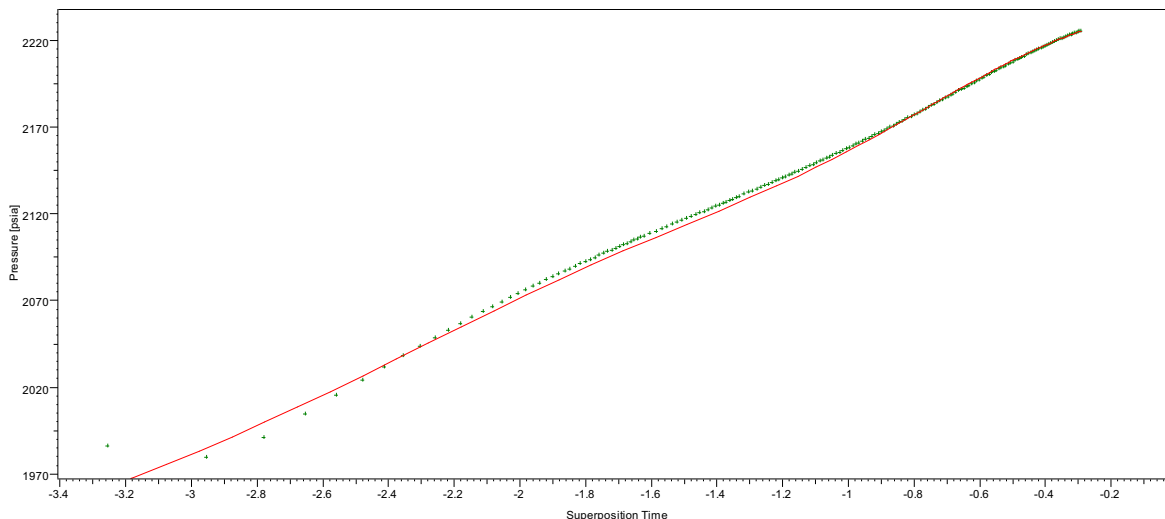


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

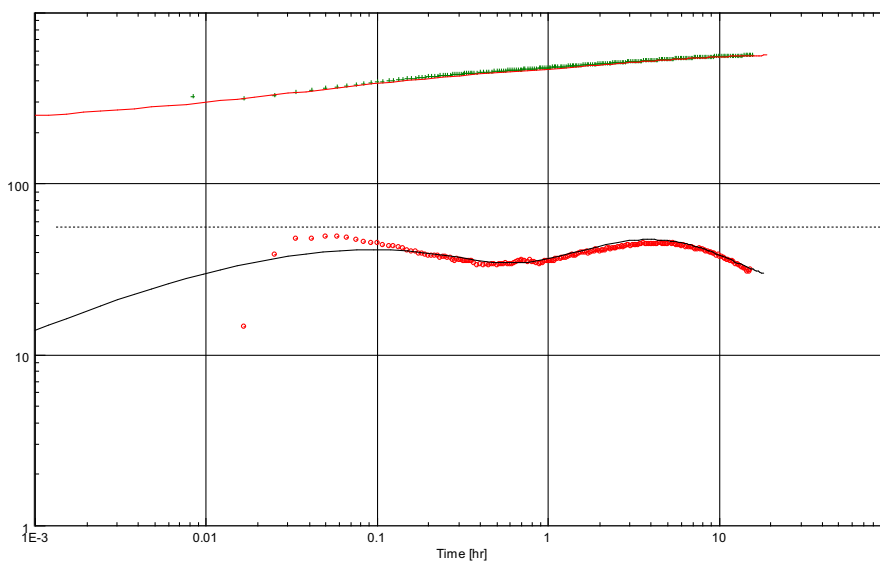
YUL007_UI: 04/11/2002



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

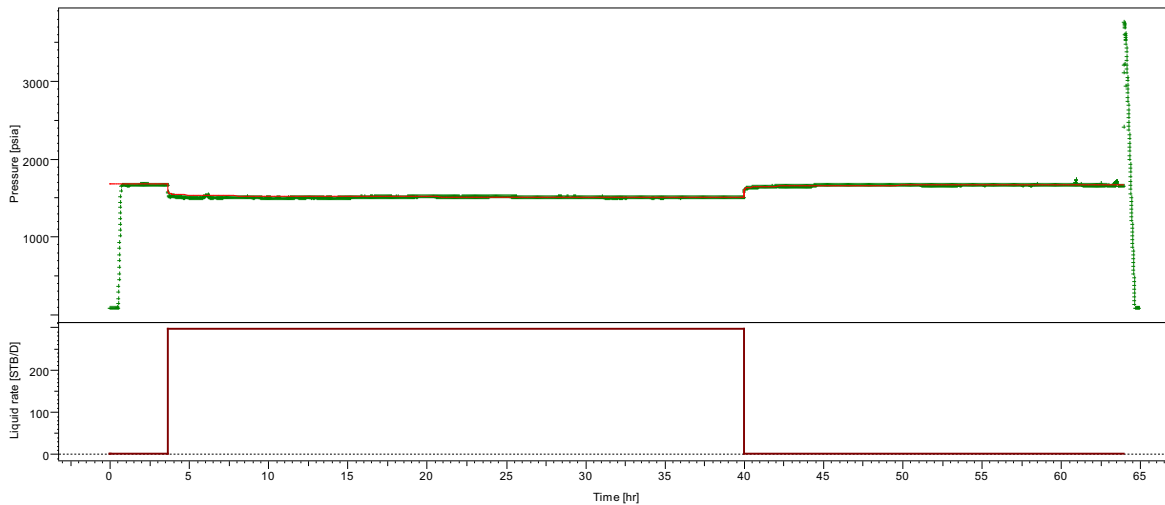


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

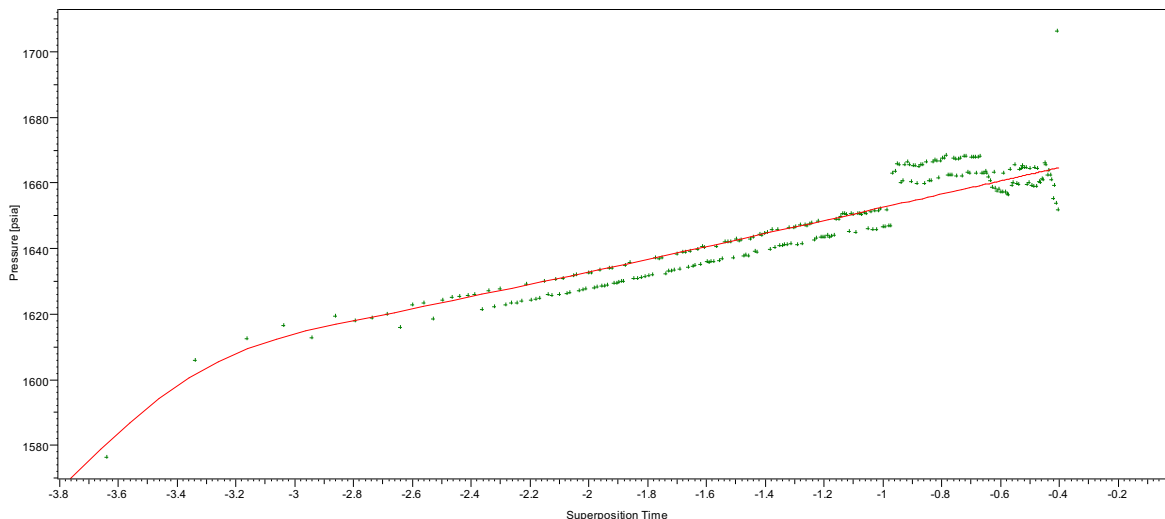


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

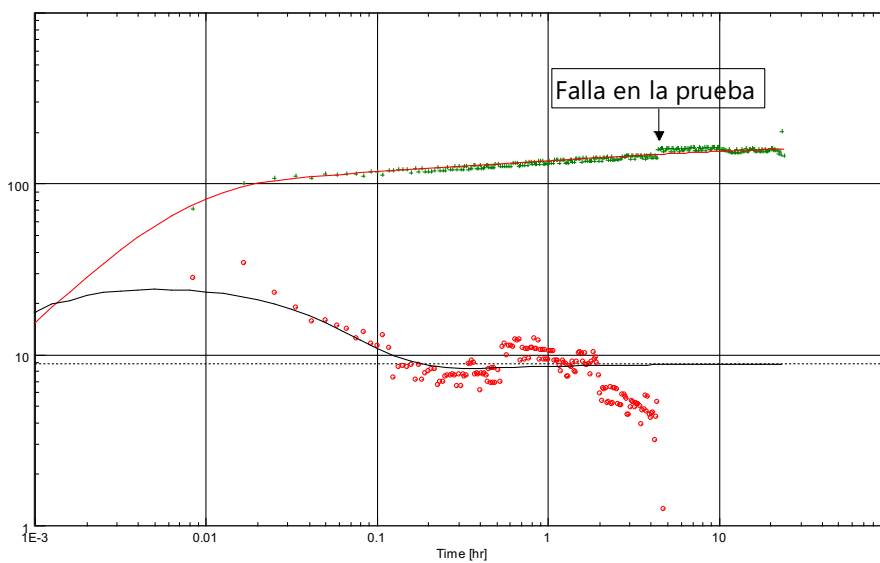
YUL009D_UI: 10/07/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

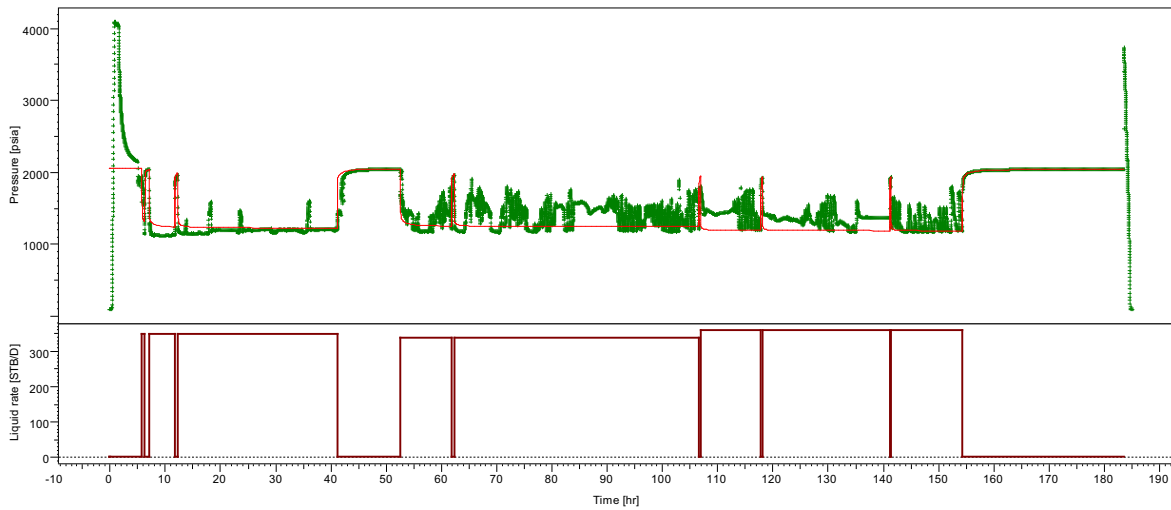


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

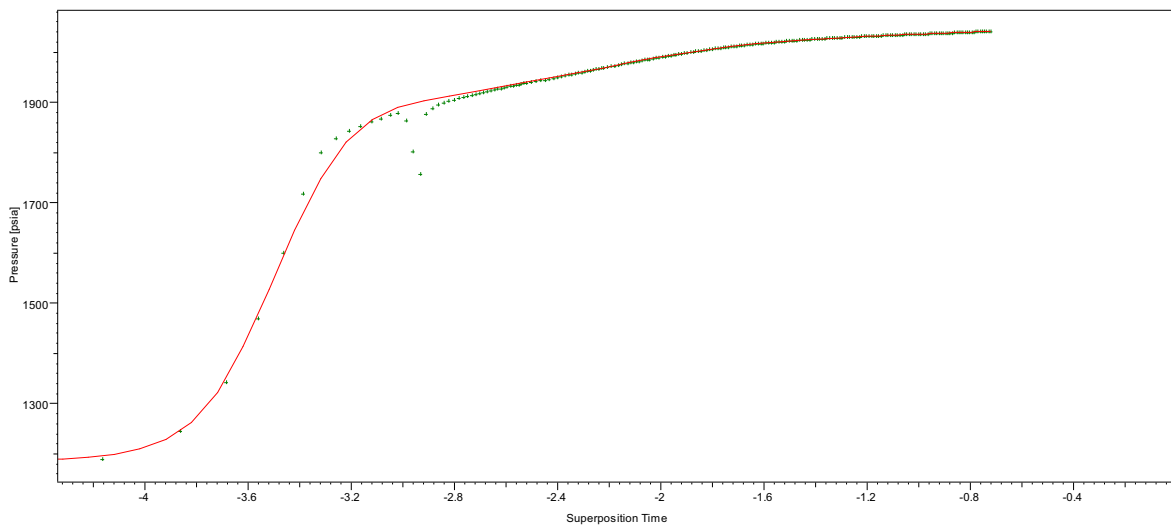


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

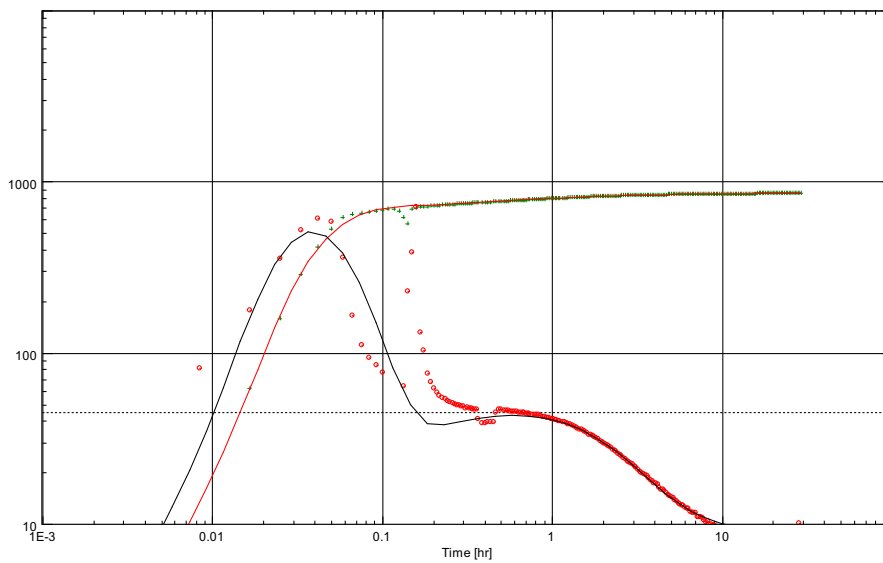
YUL013D_UI: 30/07/2011



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

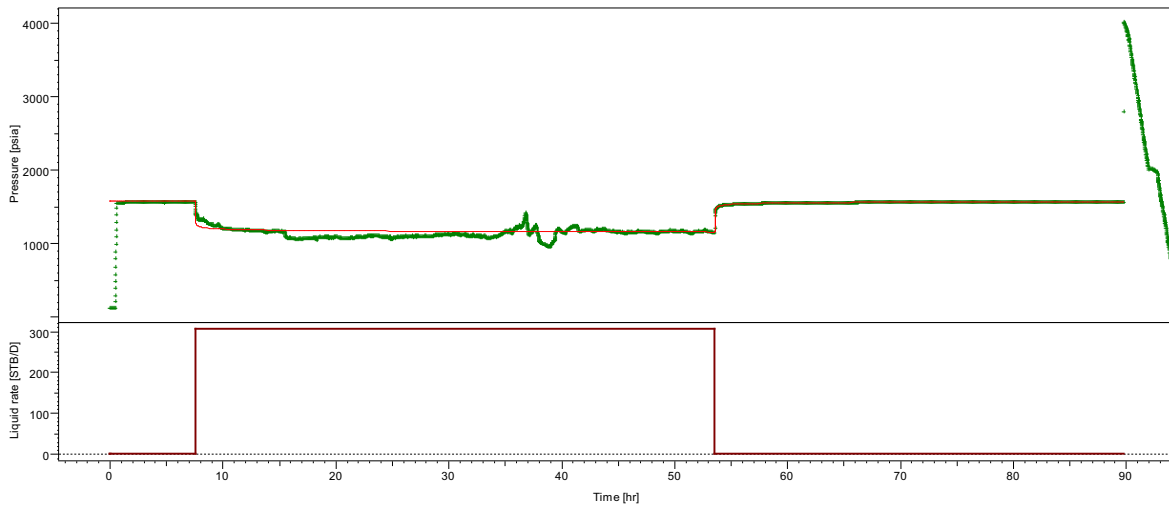


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

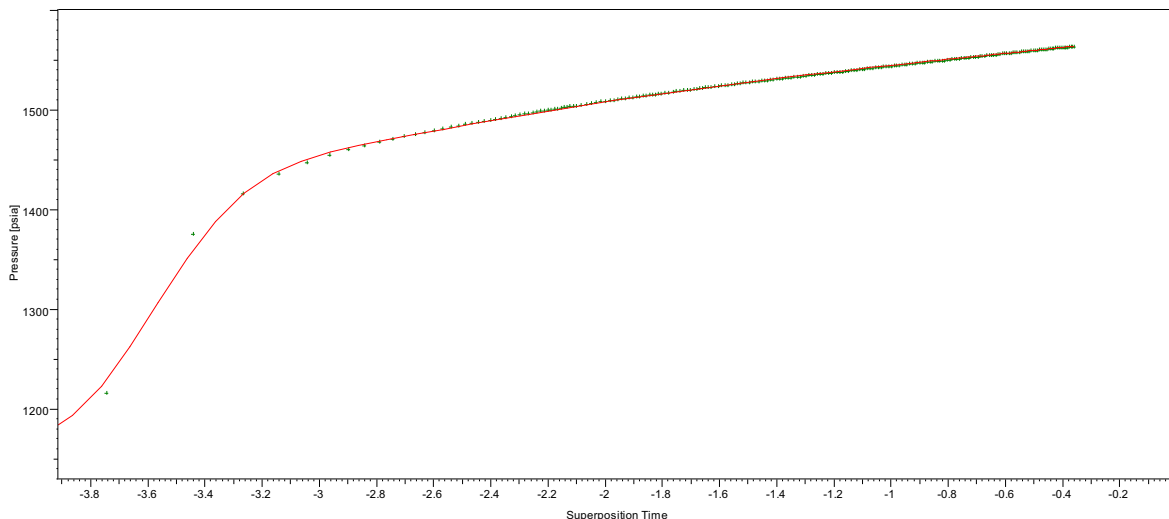


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

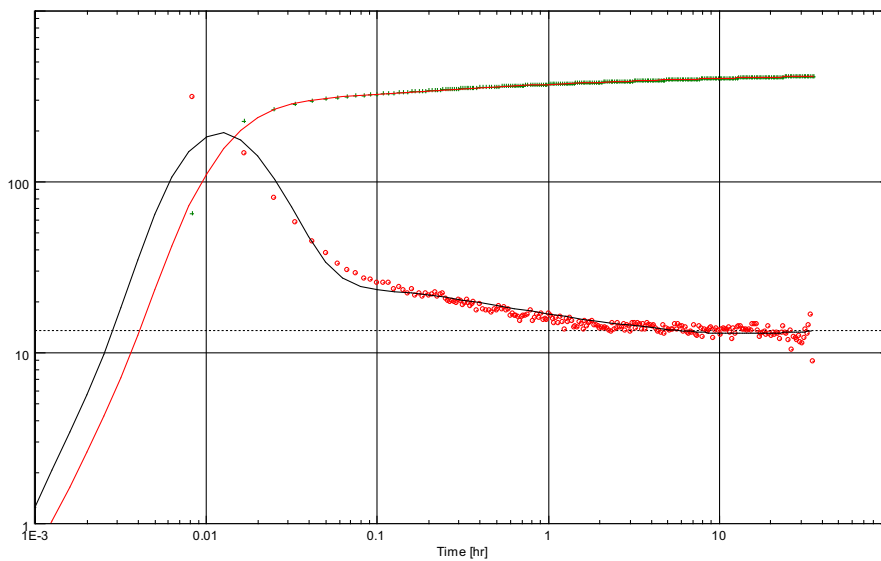
YUL015D_UI: 20/12/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

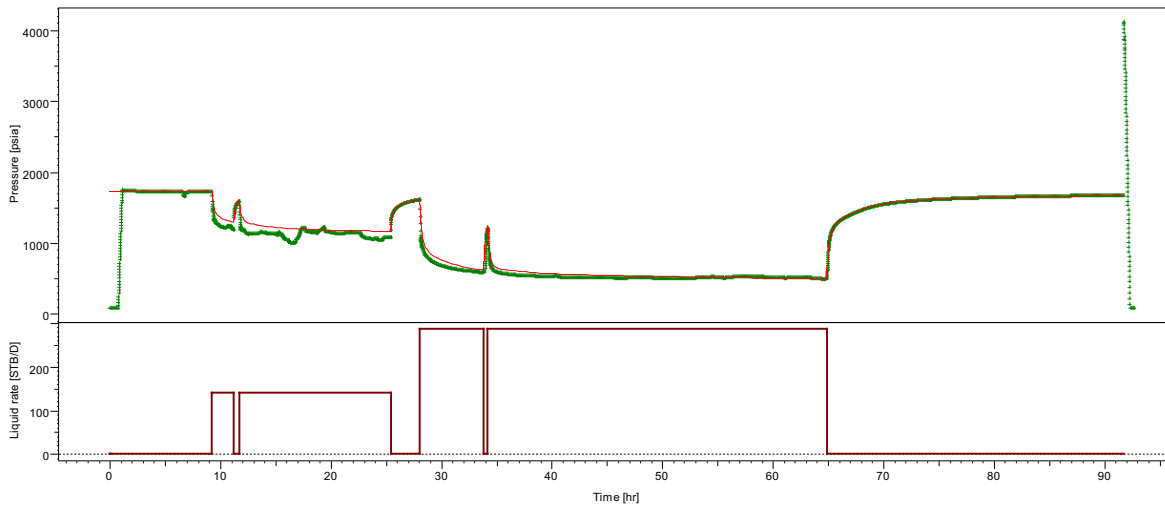


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

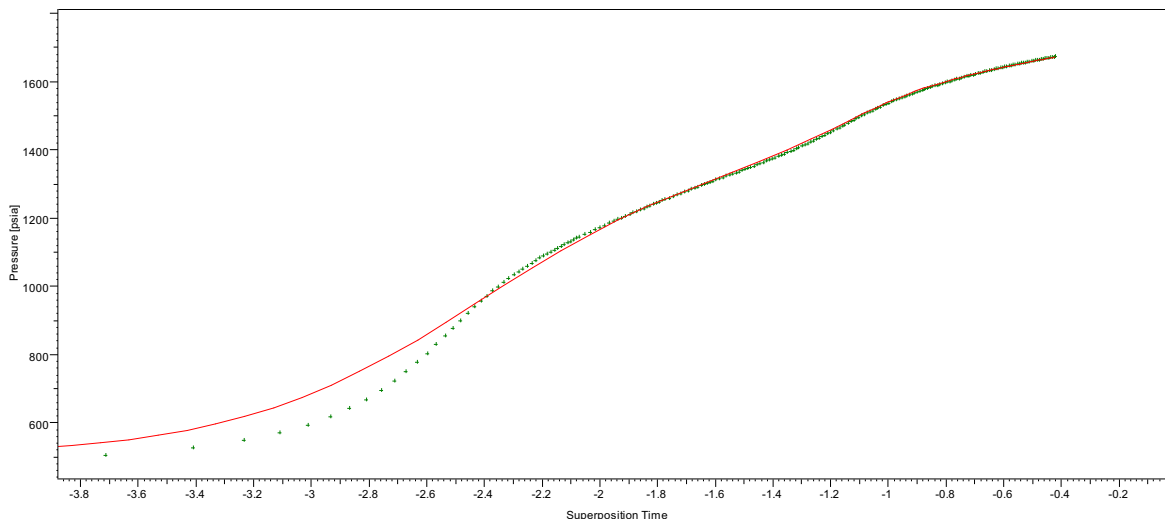


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

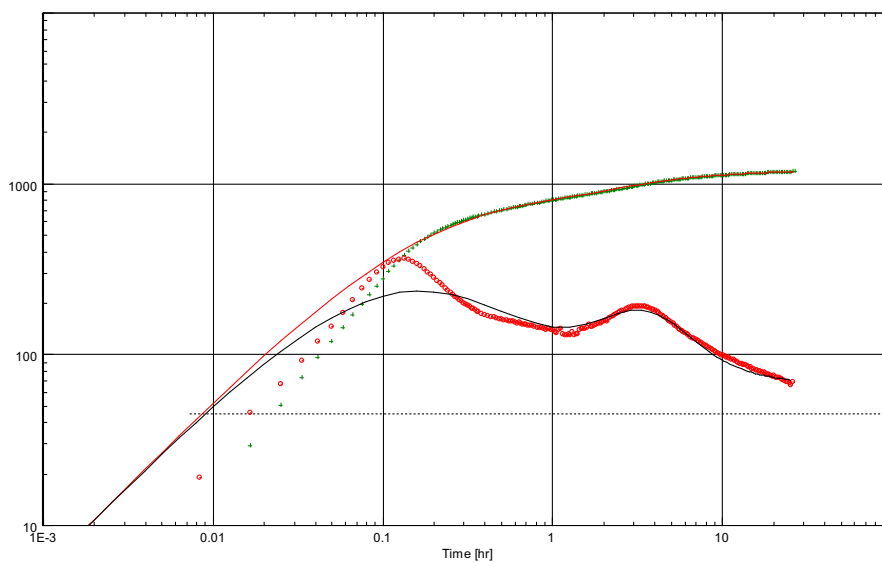
YUL016D_UI: 24/07/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

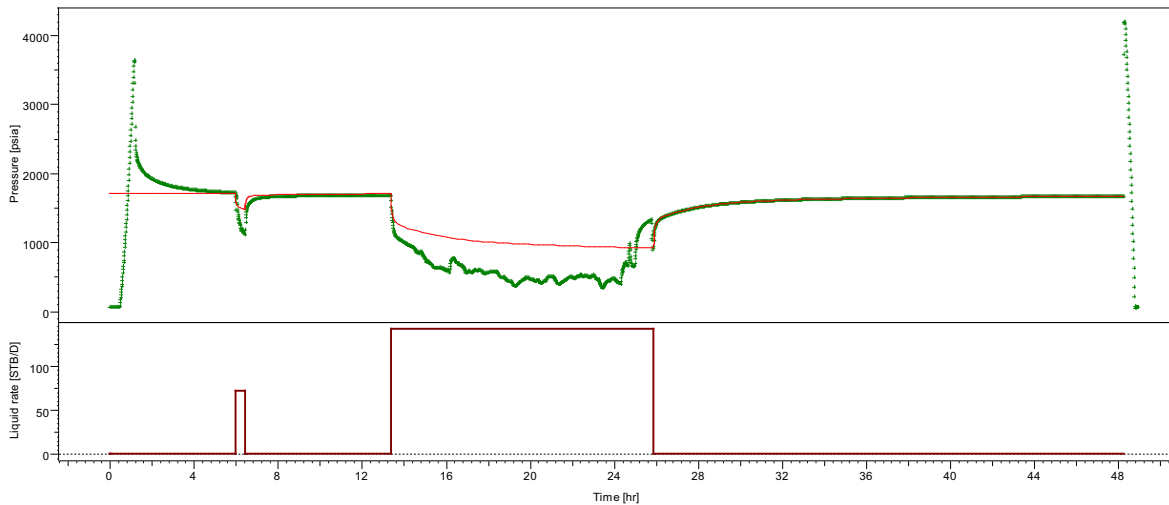


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

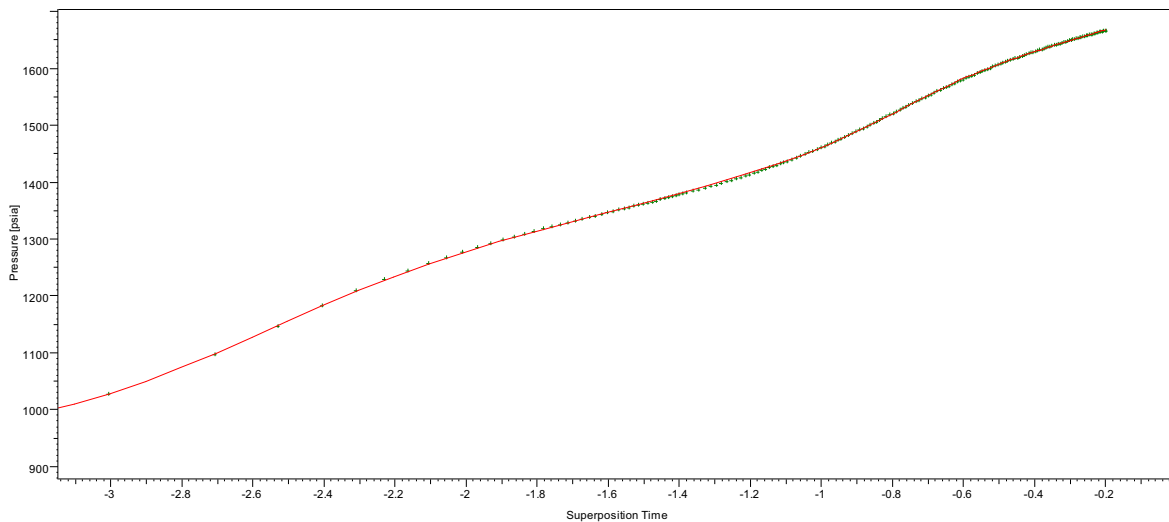


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

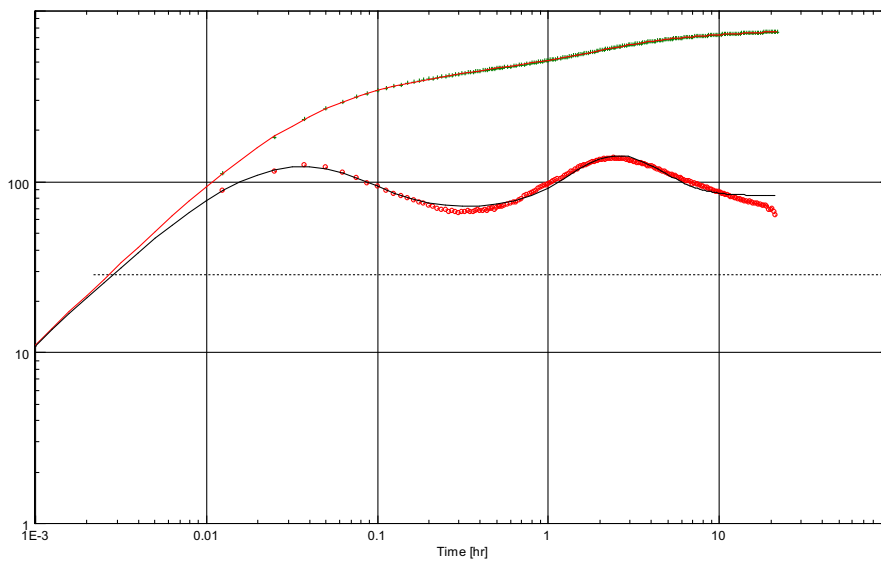
YUL016D_UI: 30/10/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

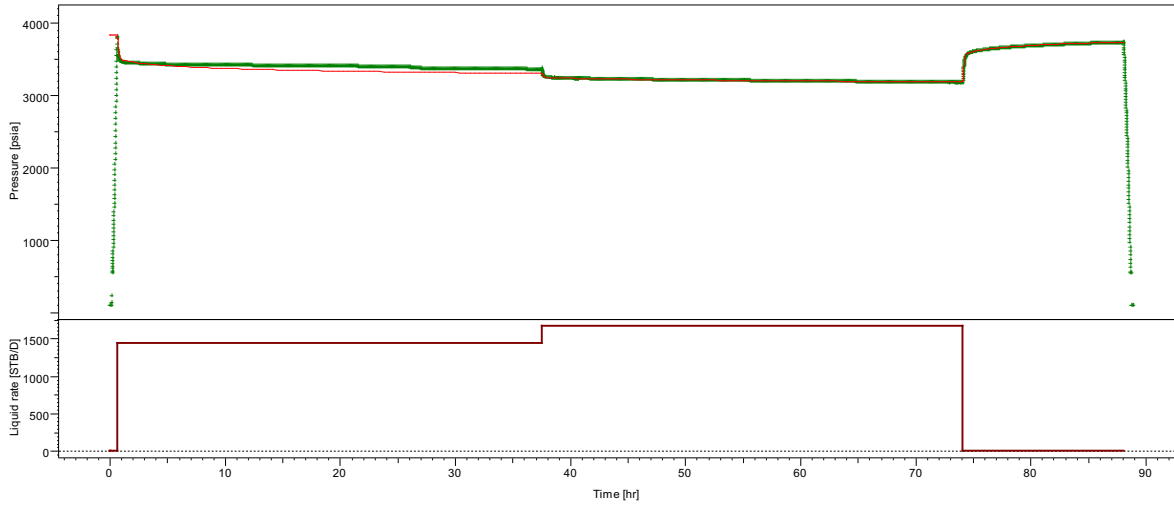


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

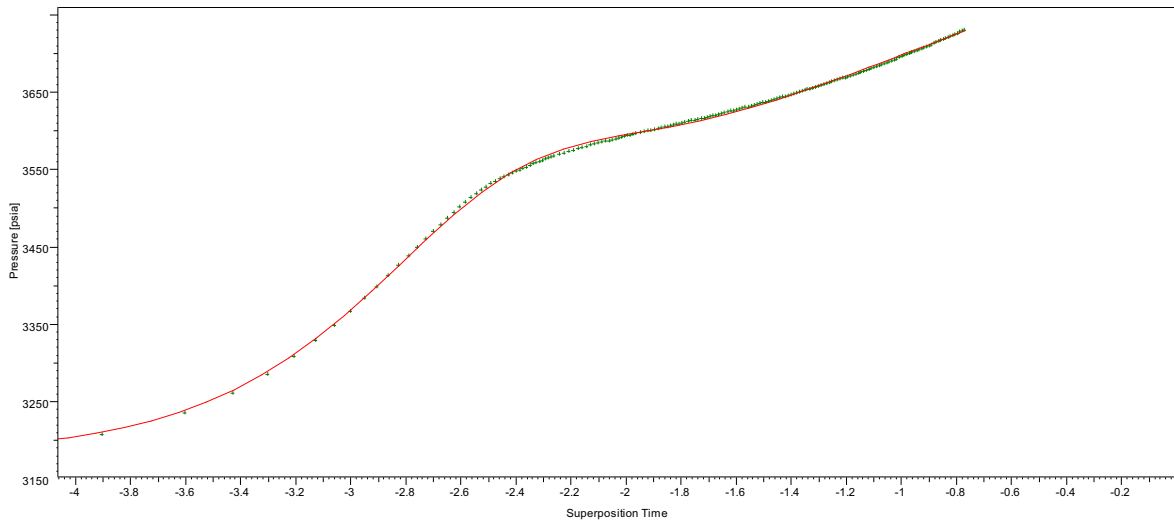


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

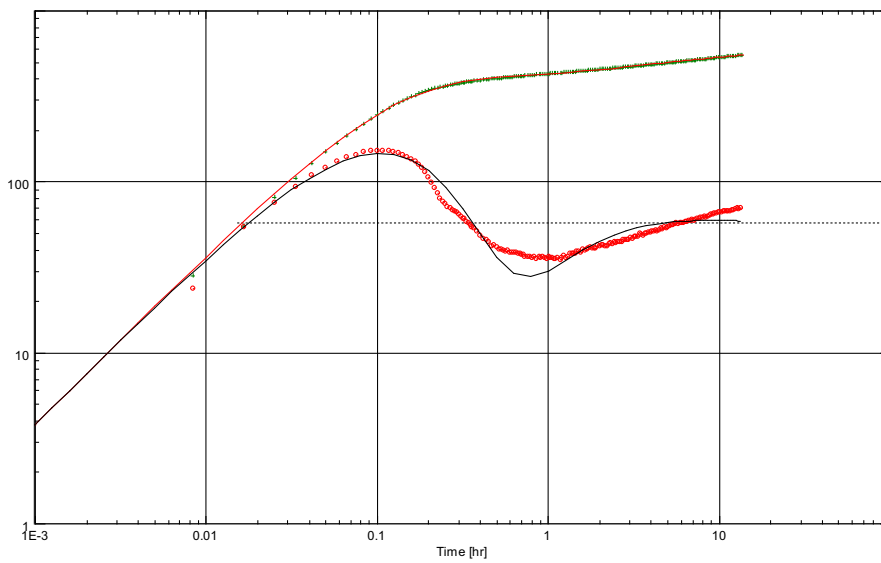
ANA002_TI: 01/11/2008



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

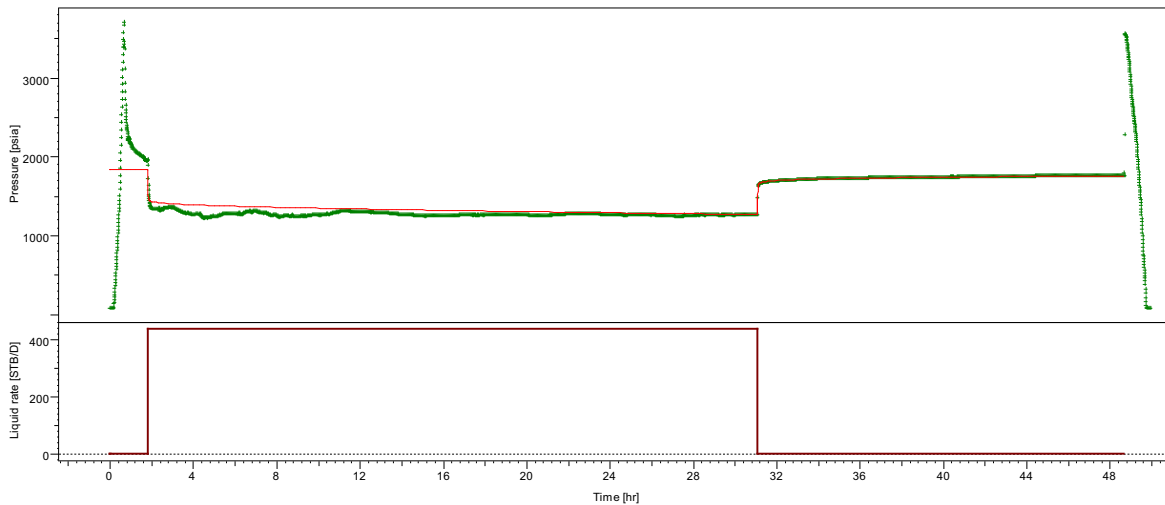


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

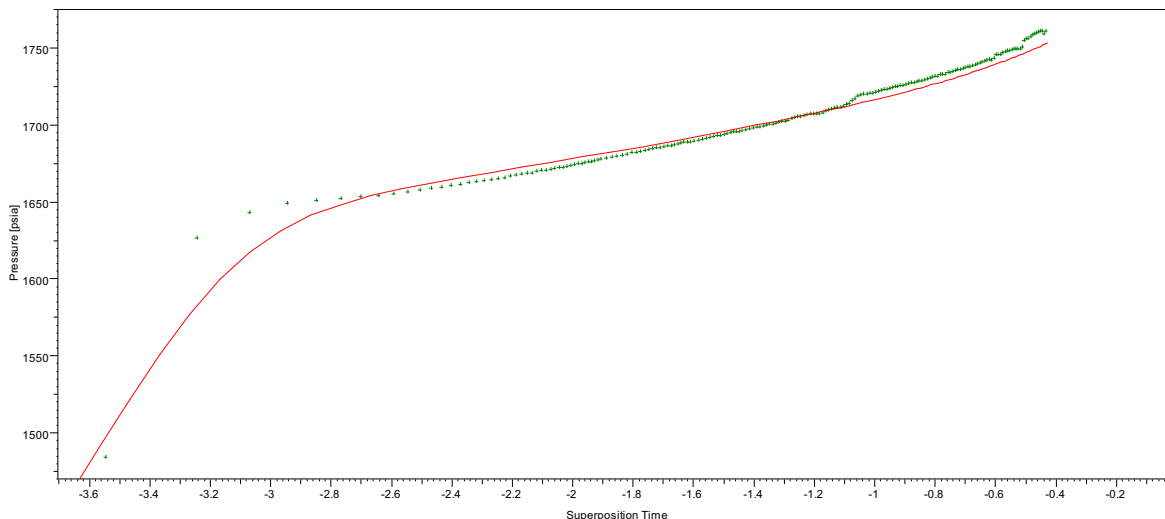


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

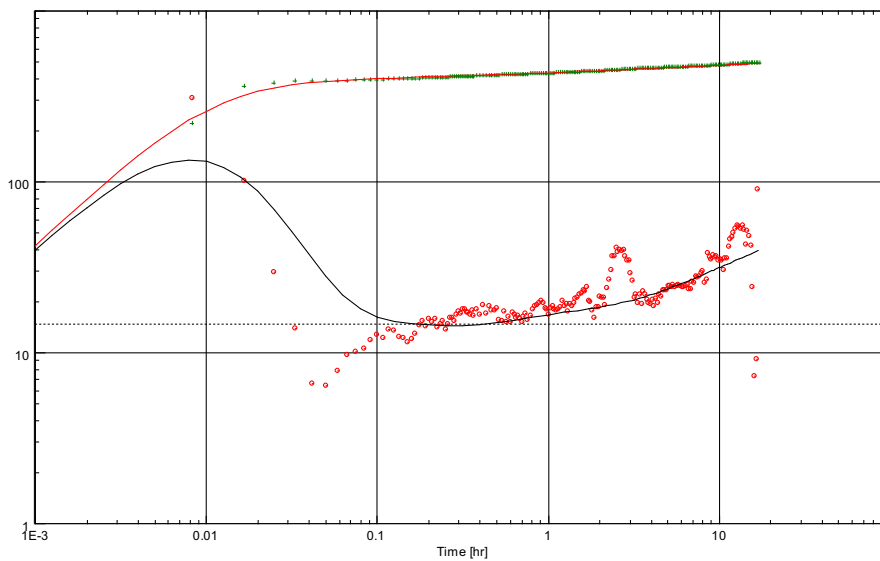
ANA002_TI: 10/11/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

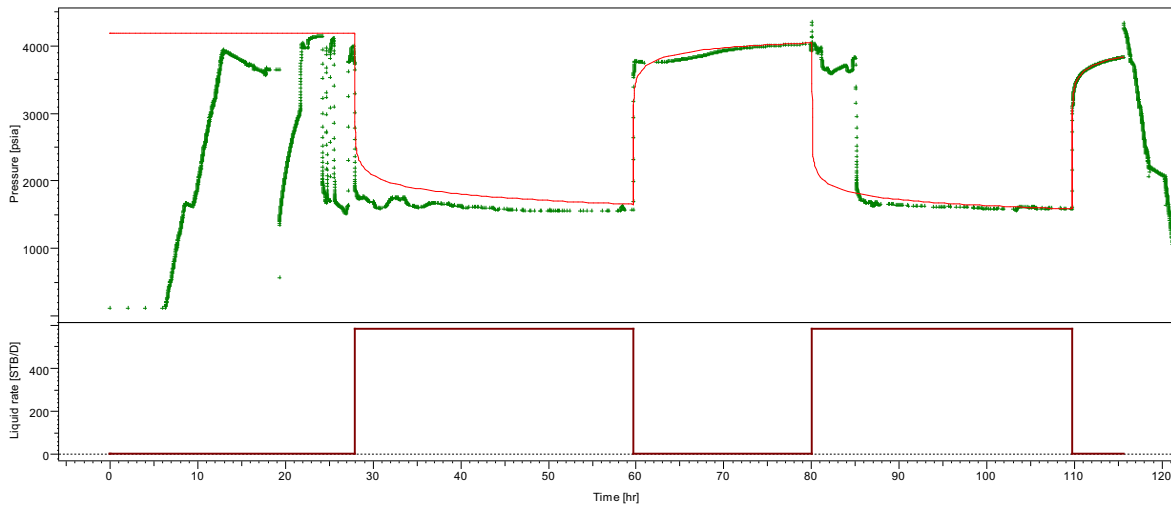


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

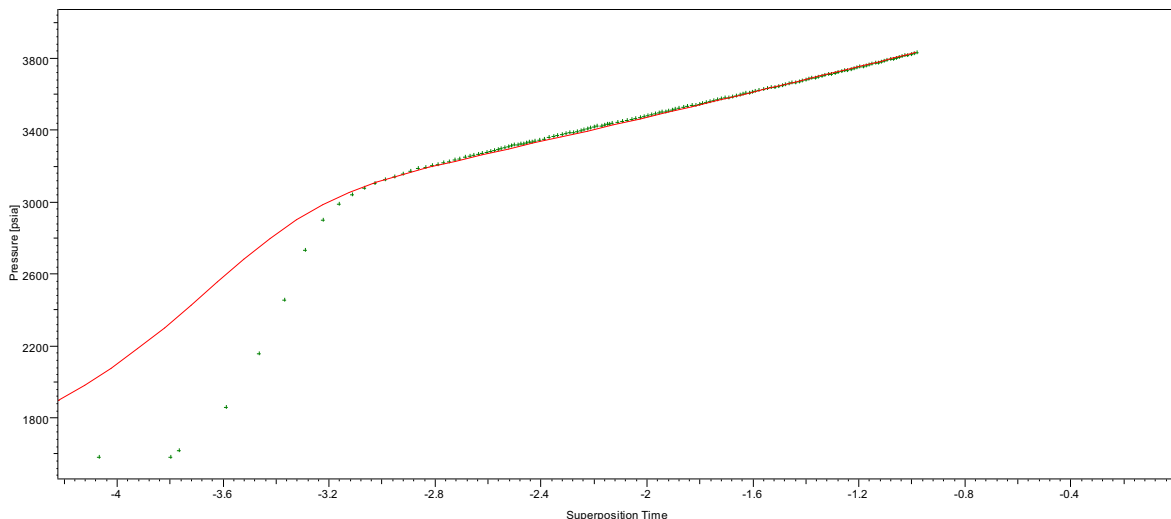


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

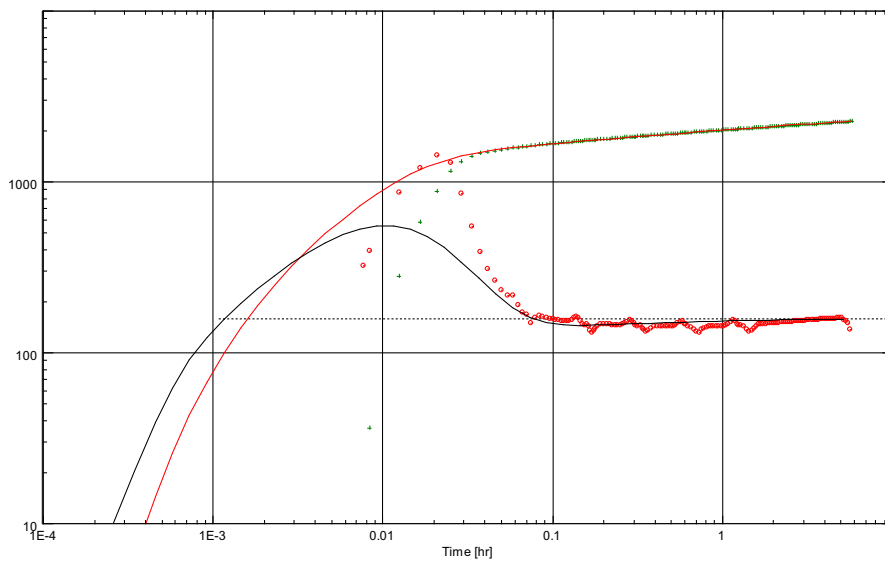
CUL009D_TI: 07/12/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

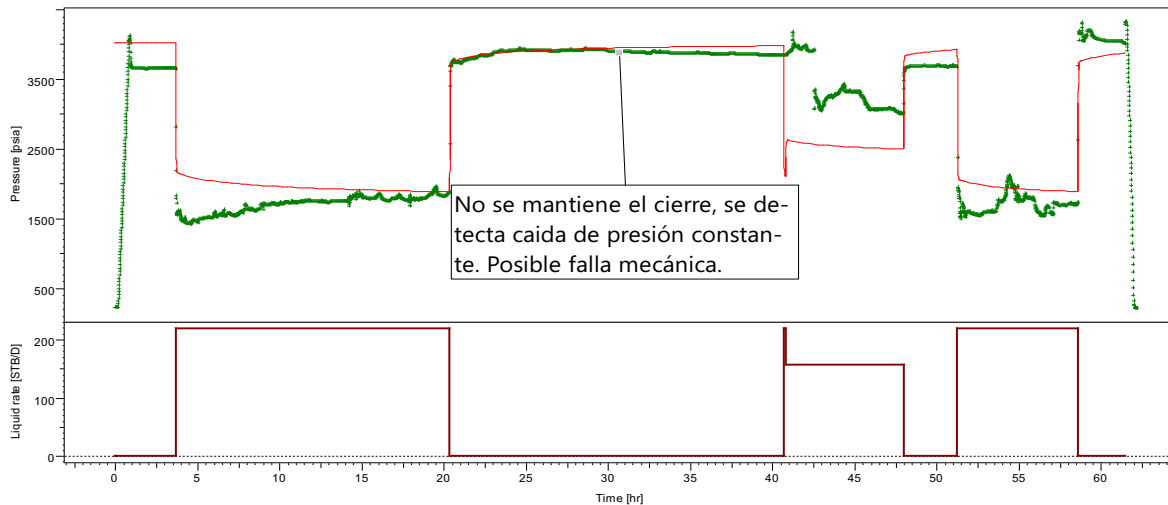


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

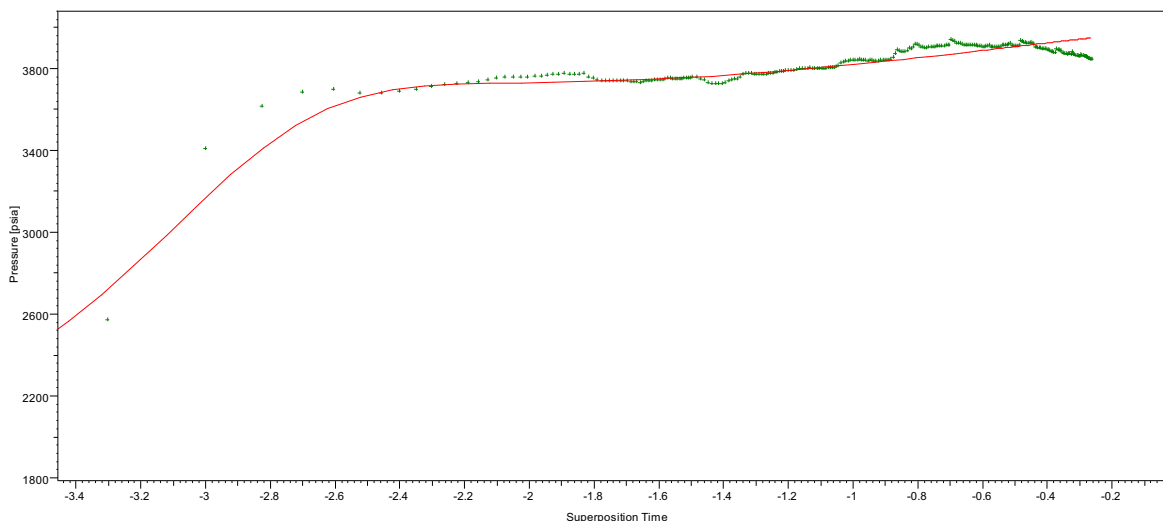


Log-Log plot: $p - p_{dt=0}$ and derivative [psi] vs dt [hr]

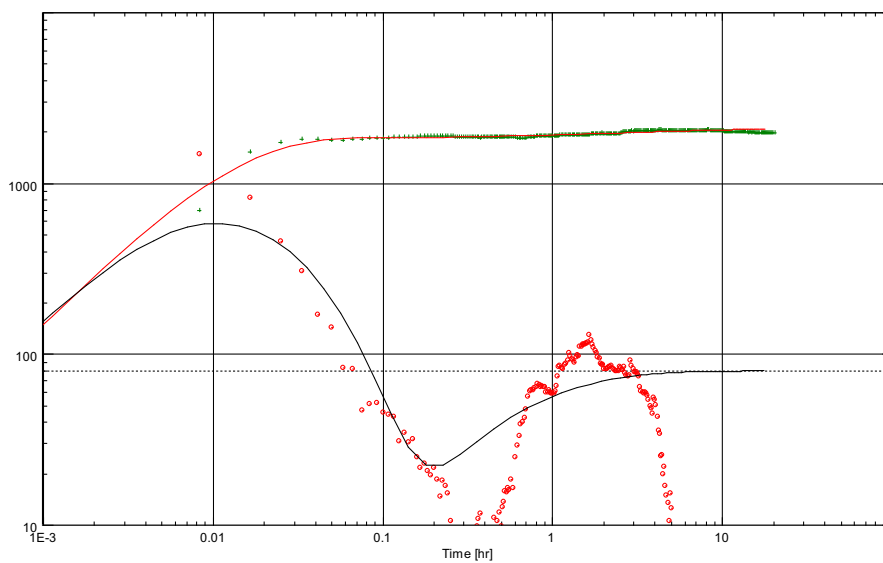
YULRW1D_TI: 17/02/2009



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

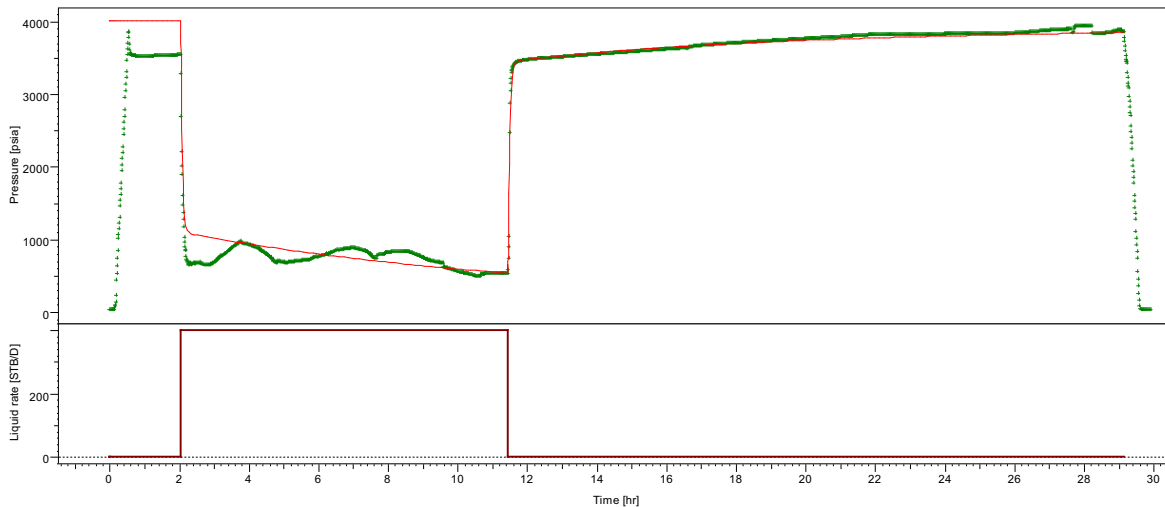


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

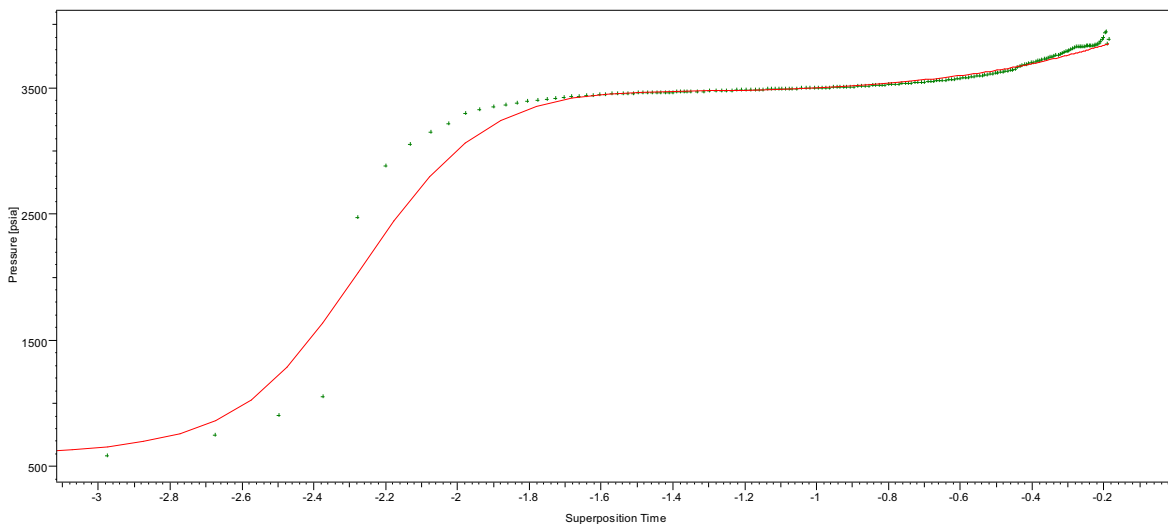


Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [psi] vs dt [hr]

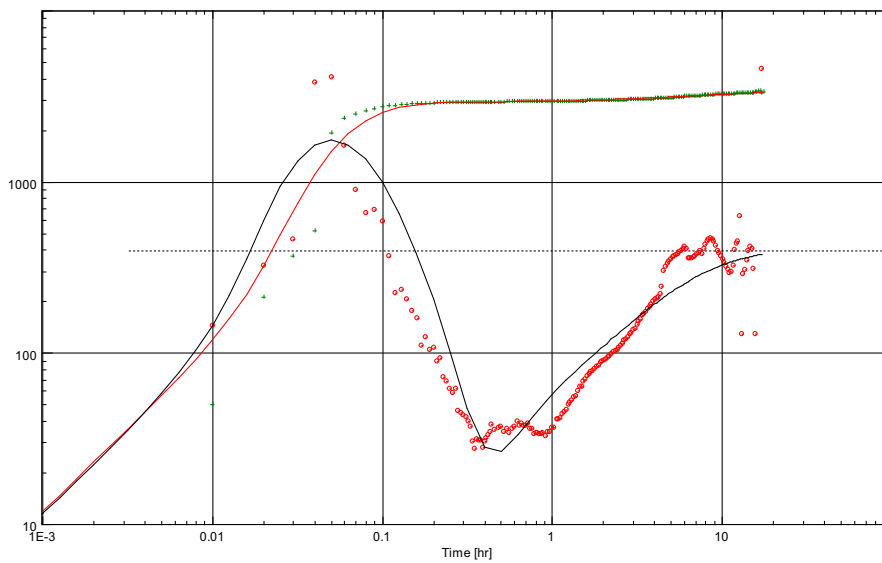
ANA003_HS: 23/01/2004



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

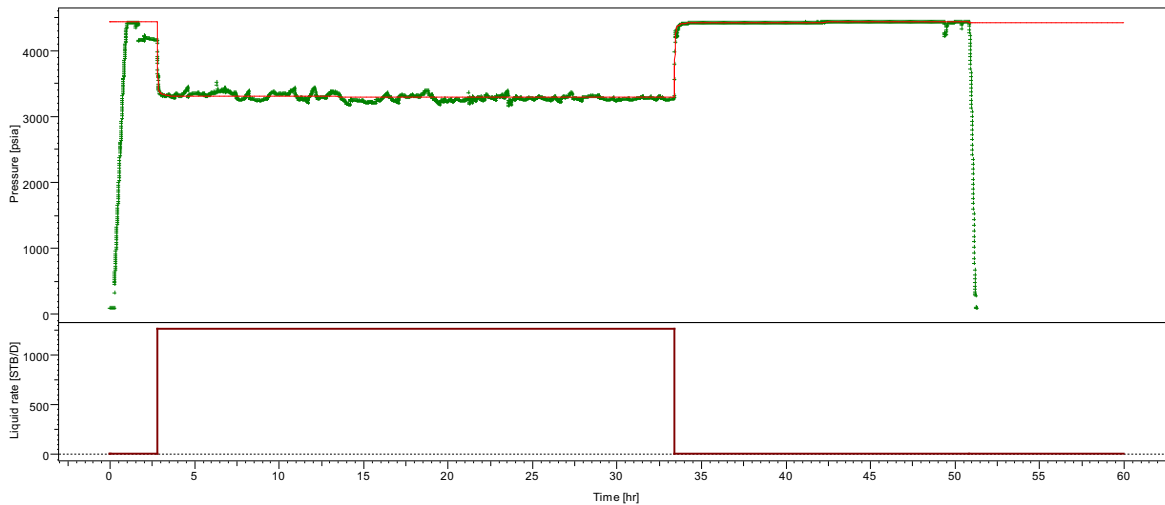


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

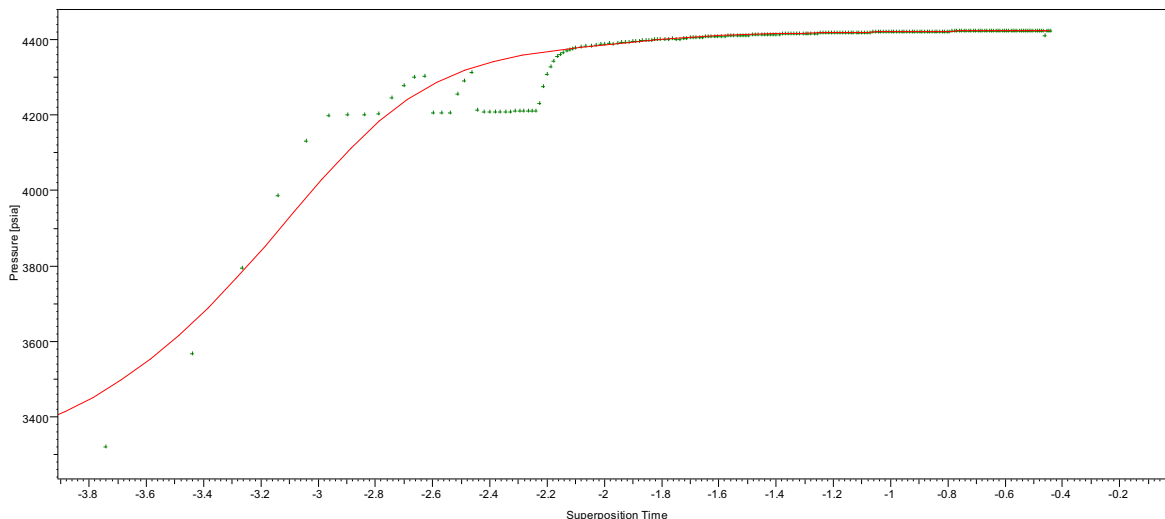


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

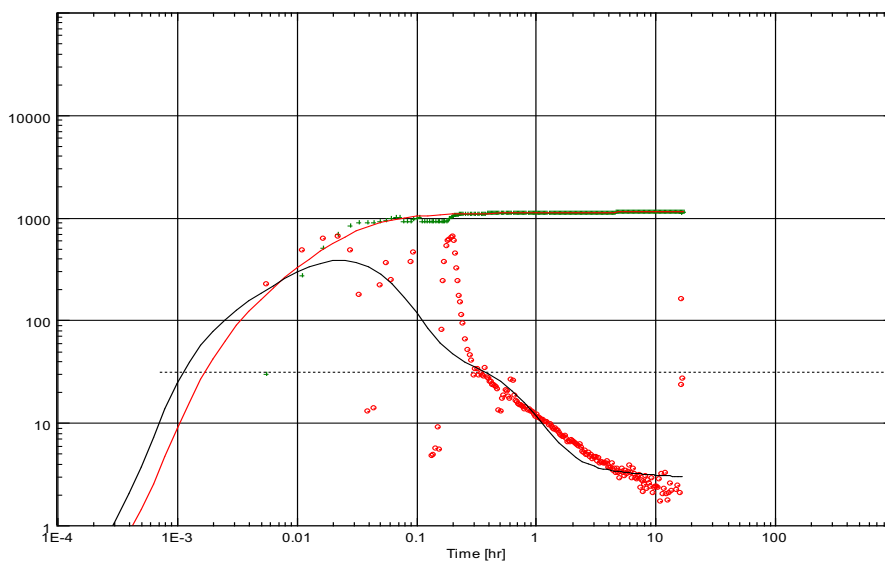
ANA002_HI: 24/09/2007



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])

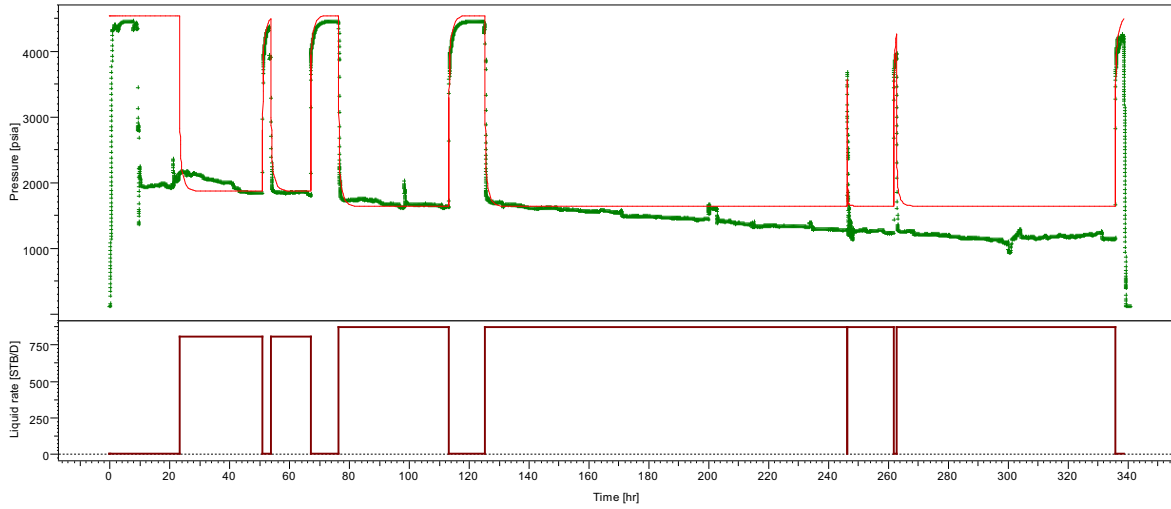


Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition Time

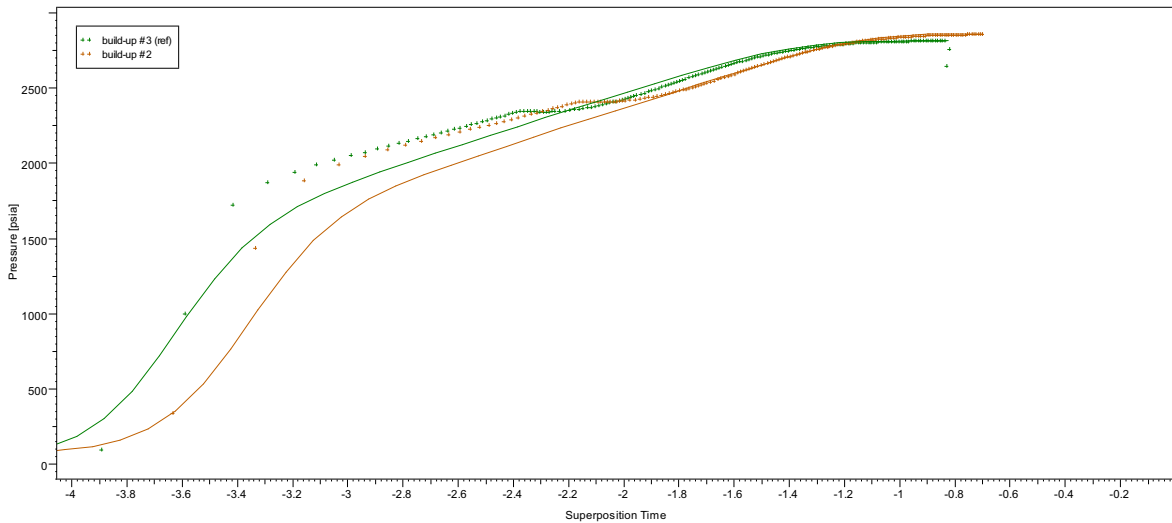


Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

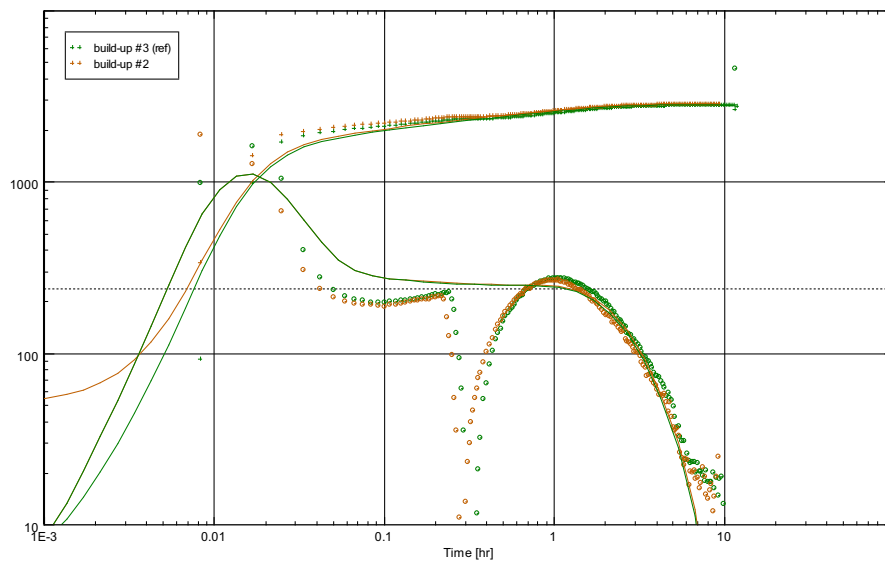
ANA005D_HI: 19/08/2011



History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [hr])



Semi-Log plot: p normalized [psia] vs Superposition Time

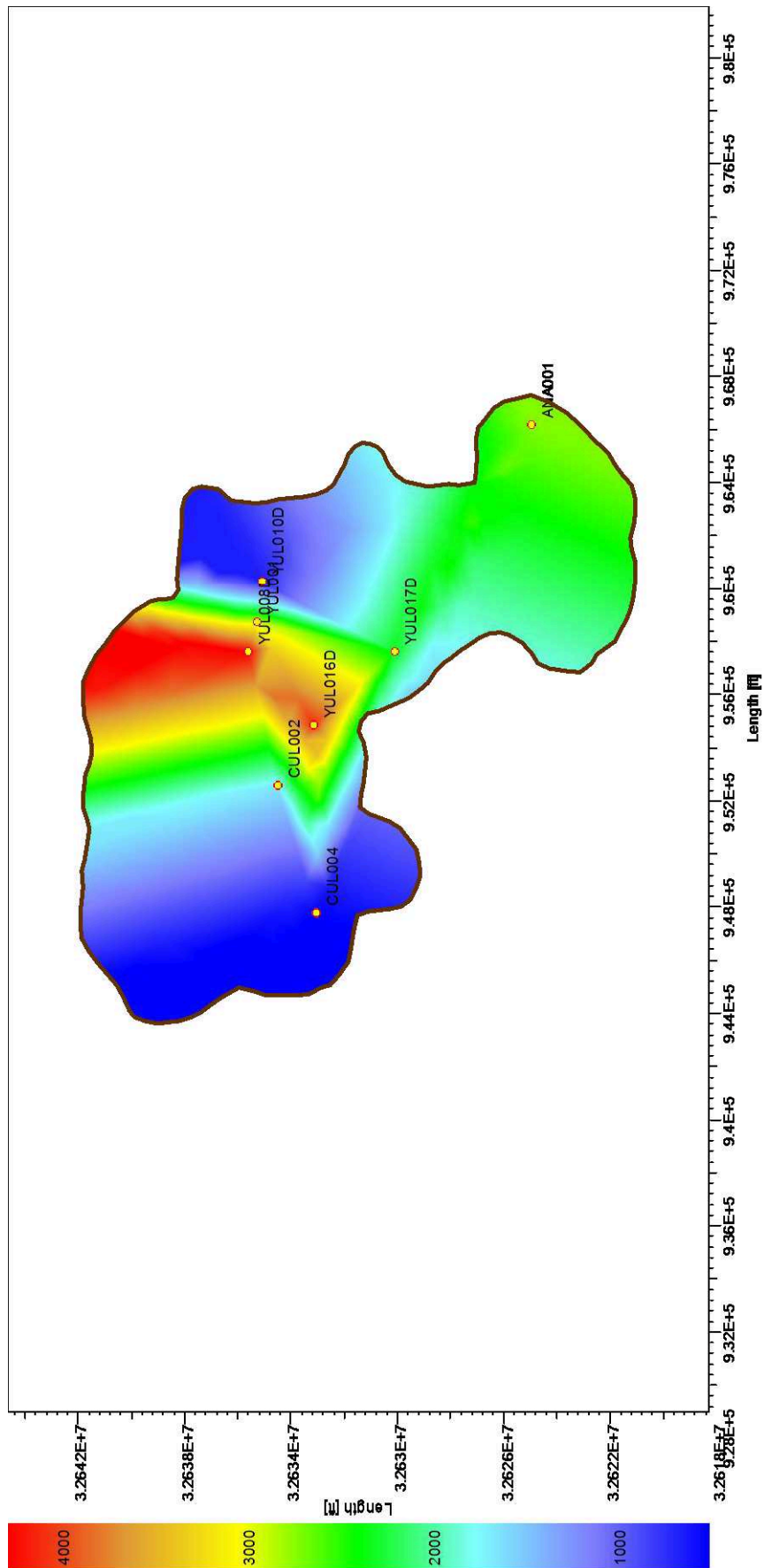


Log-Log plot: dp and dp' normalized [psi] vs dt

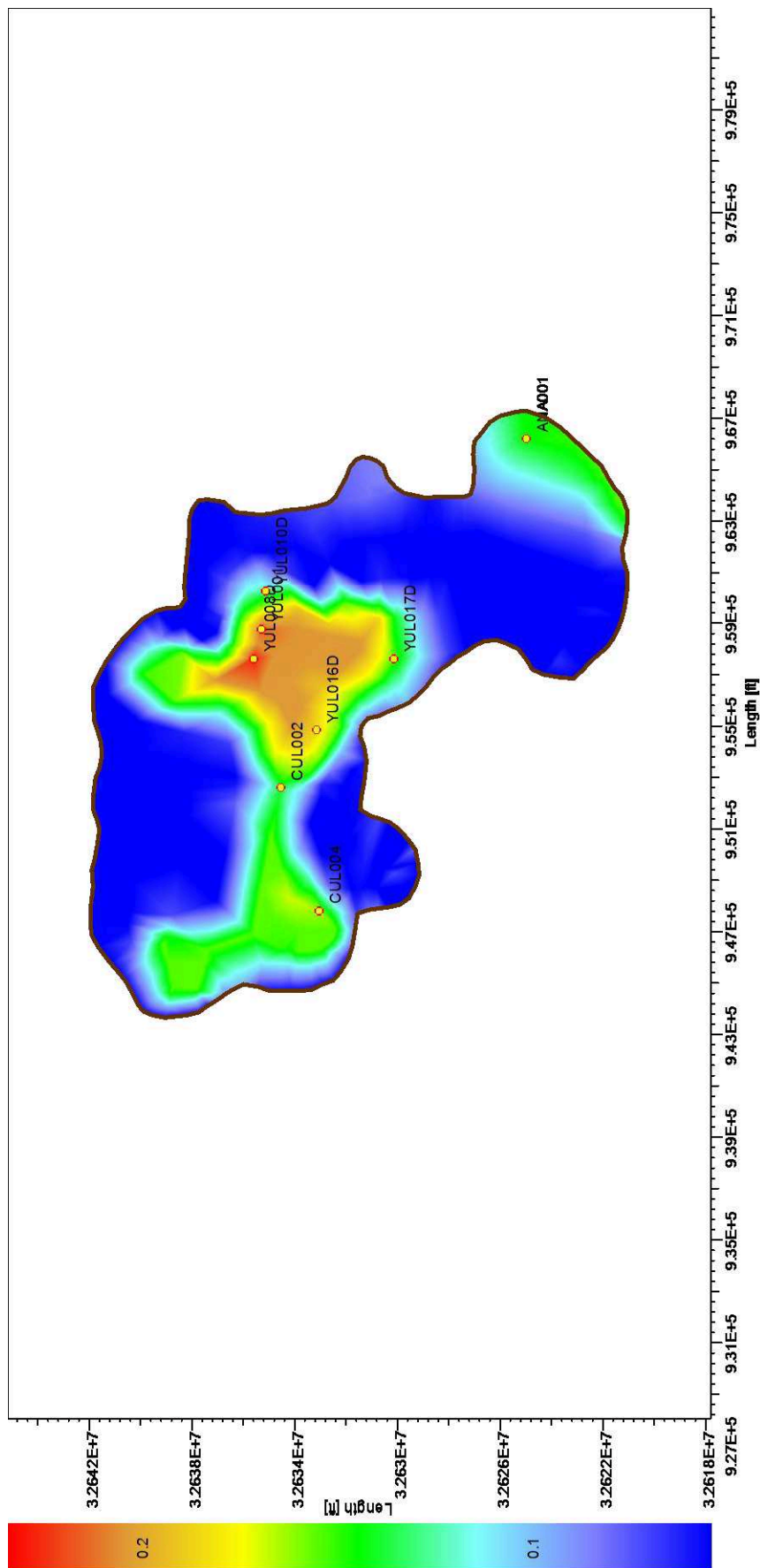
ANEXO No 11

**MAPAS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA
ARENISCA BASAL TENA**

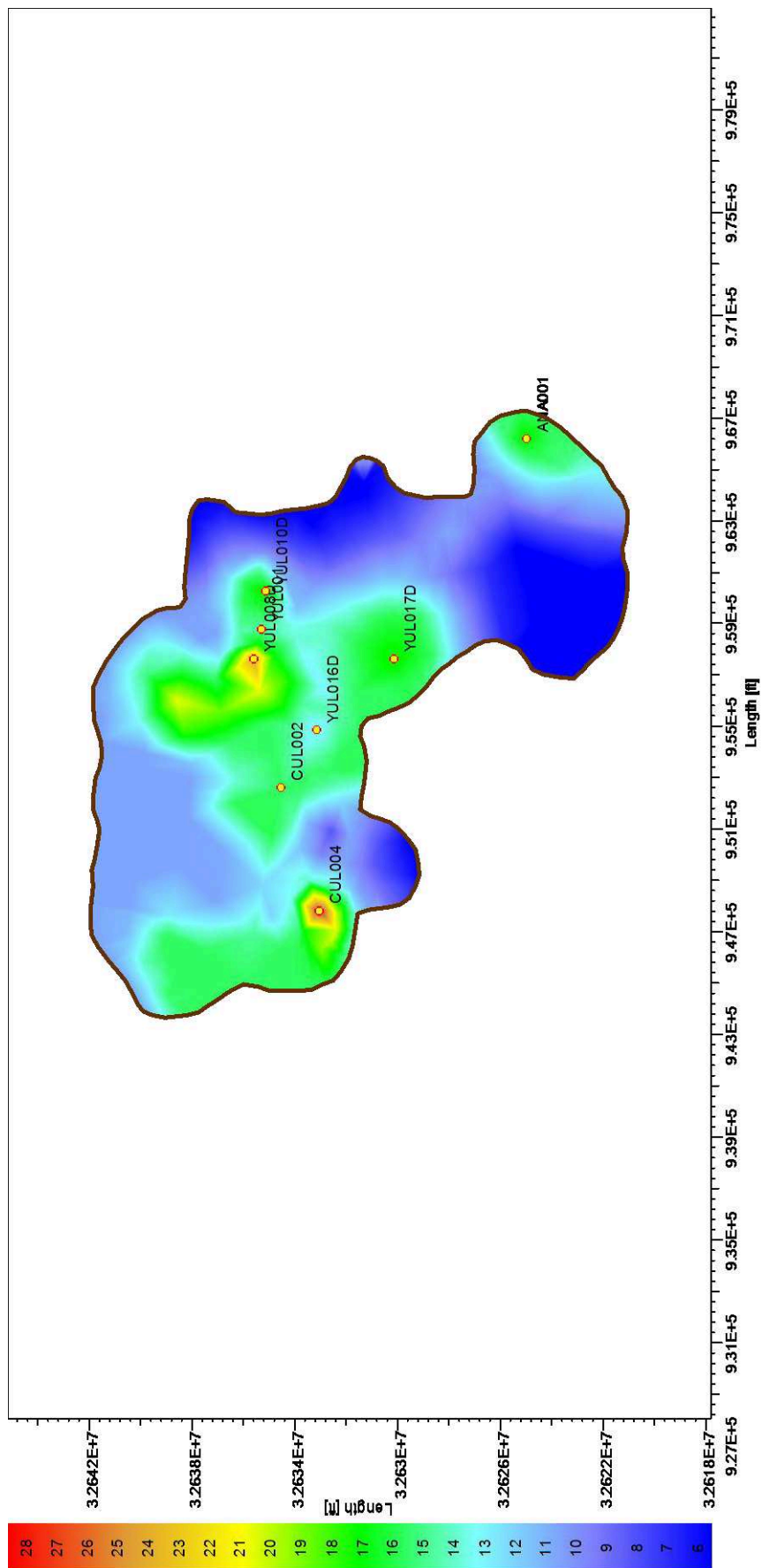
DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDAD



DISTRIBUCIÓN DE POROSIDAD



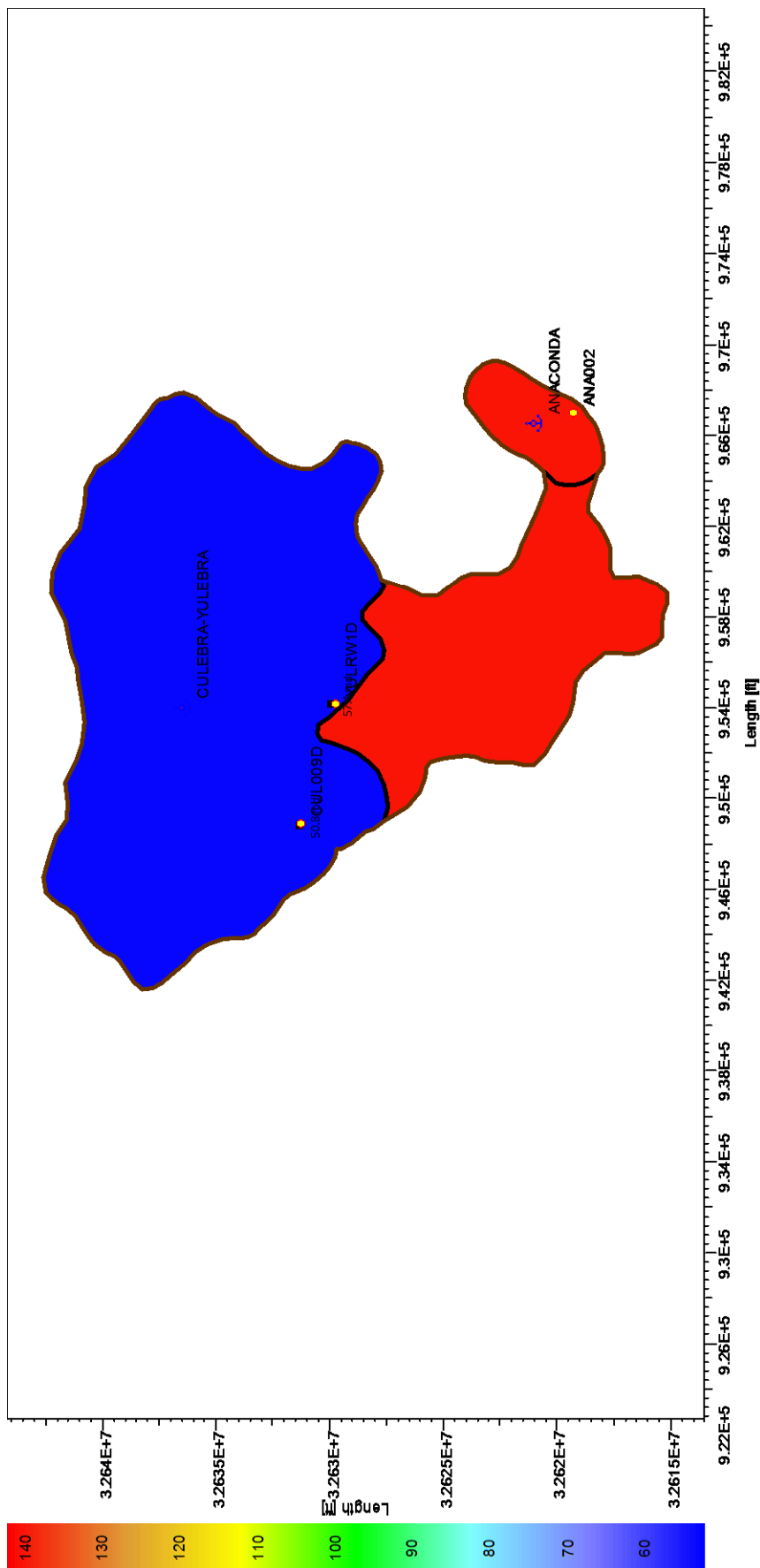
DISTRIBUCIÓN DE ESPESOR TOTAL



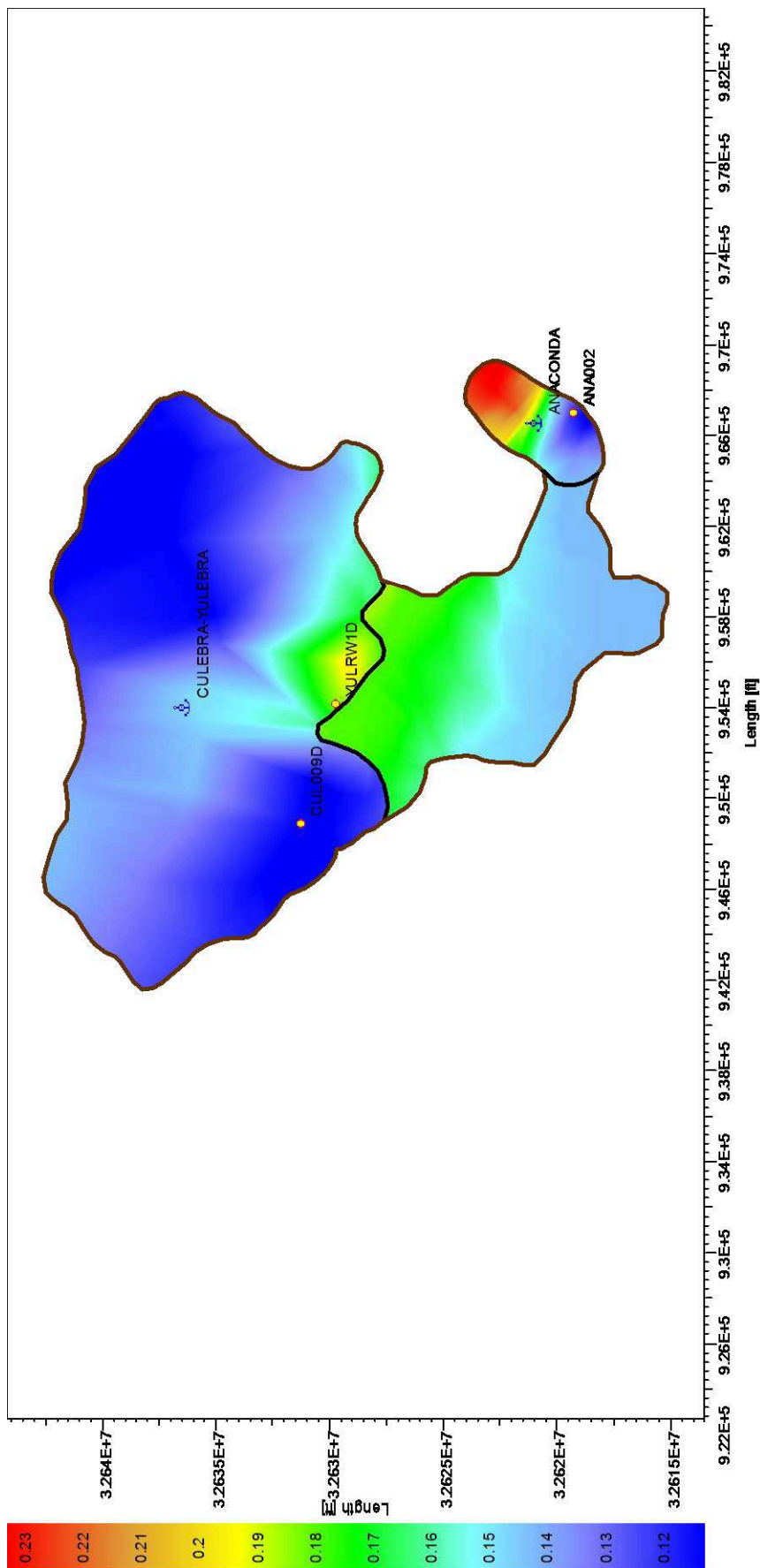
ANEXO No 12

**MAPAS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA
ARENISCA “T” INFERIOR**

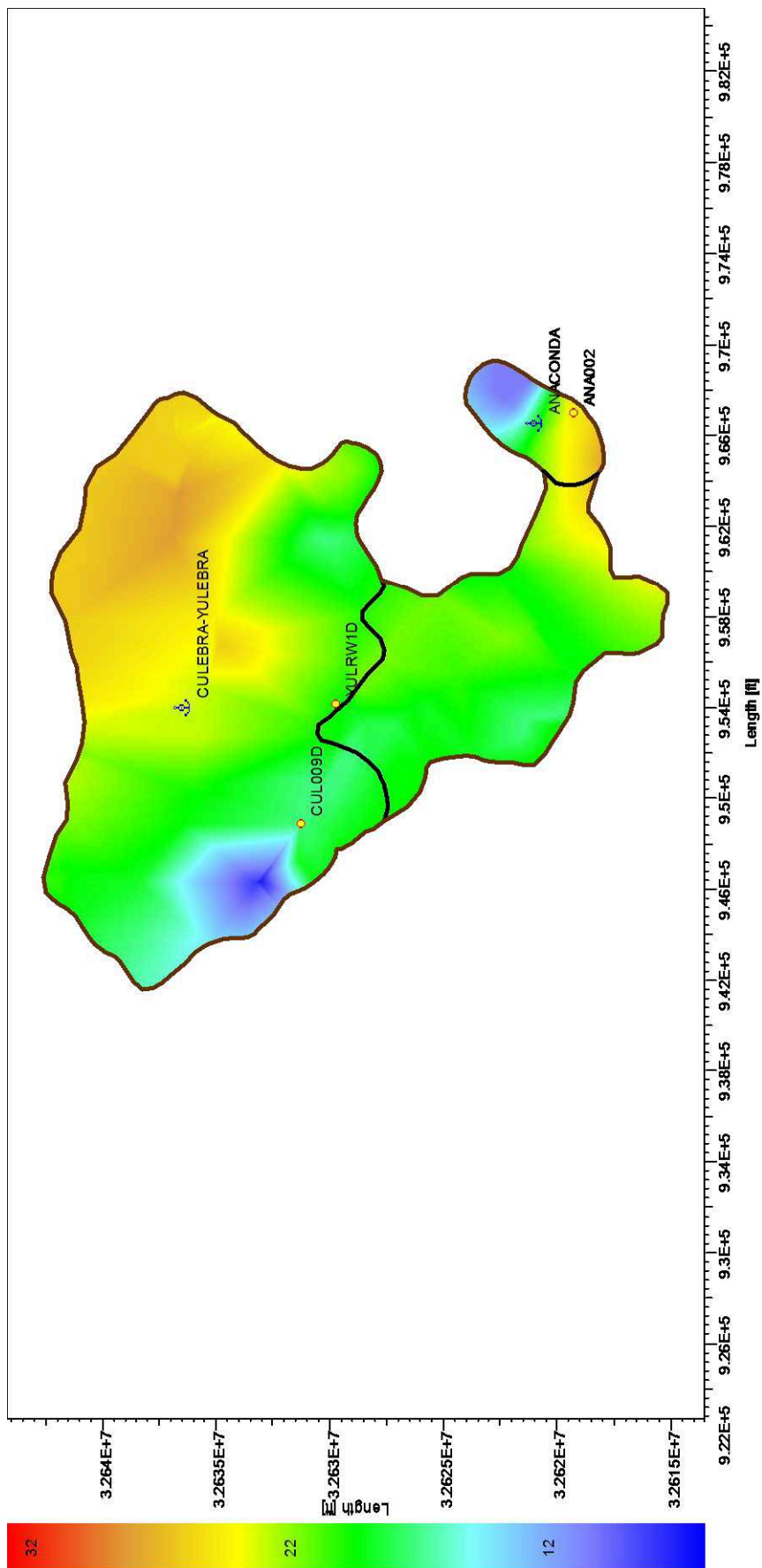
DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDAD



DISTRIBUCIÓN DE POROSIDAD



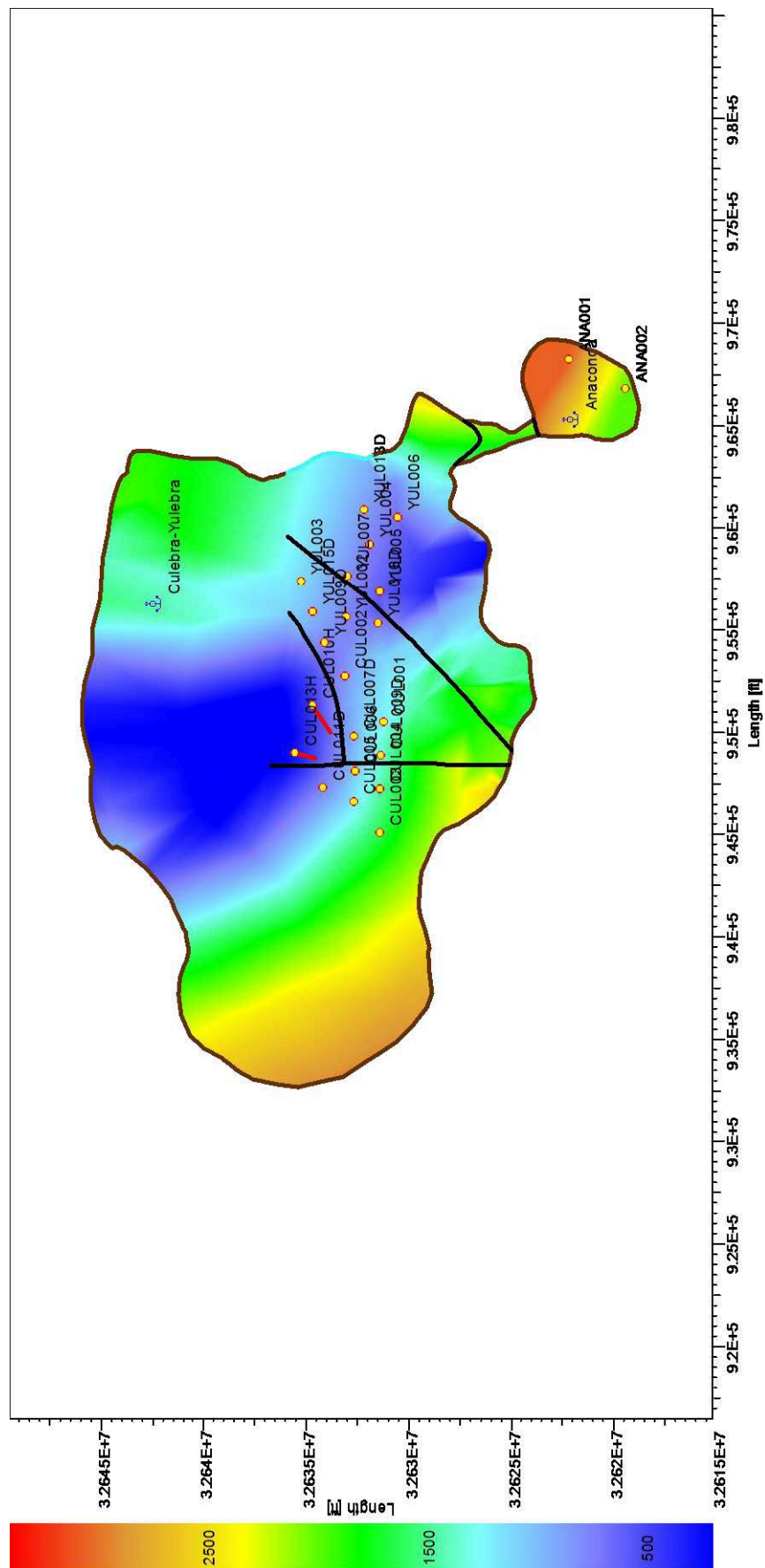
DISTRIBUCIÓN DE ESPESOR TOTAL



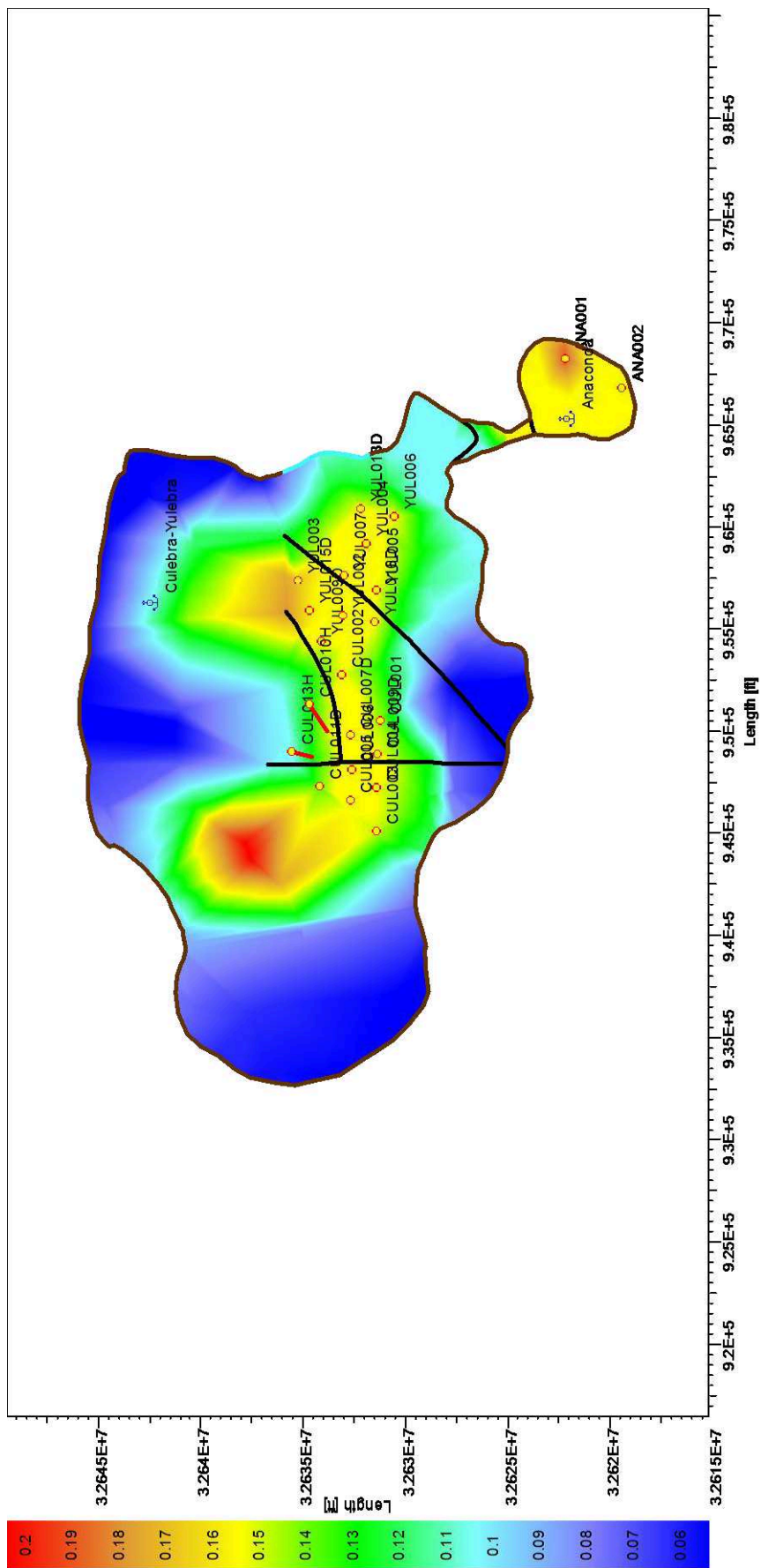
ANEXO No 13

**MAPAS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA
ARENISCA “U” INFERIOR**

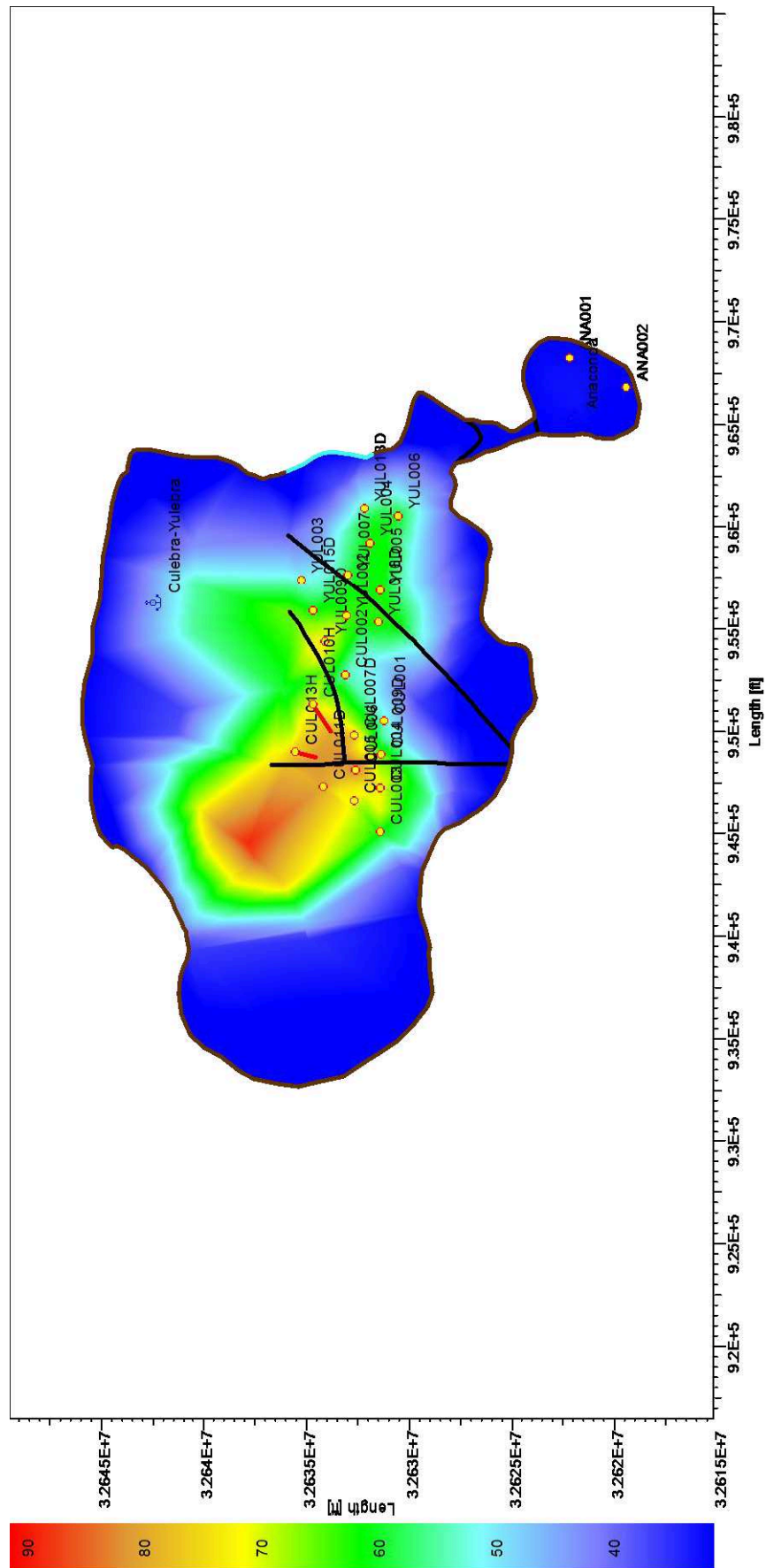
DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDAD



DISTRIBUCIÓN DE POROSIDAD

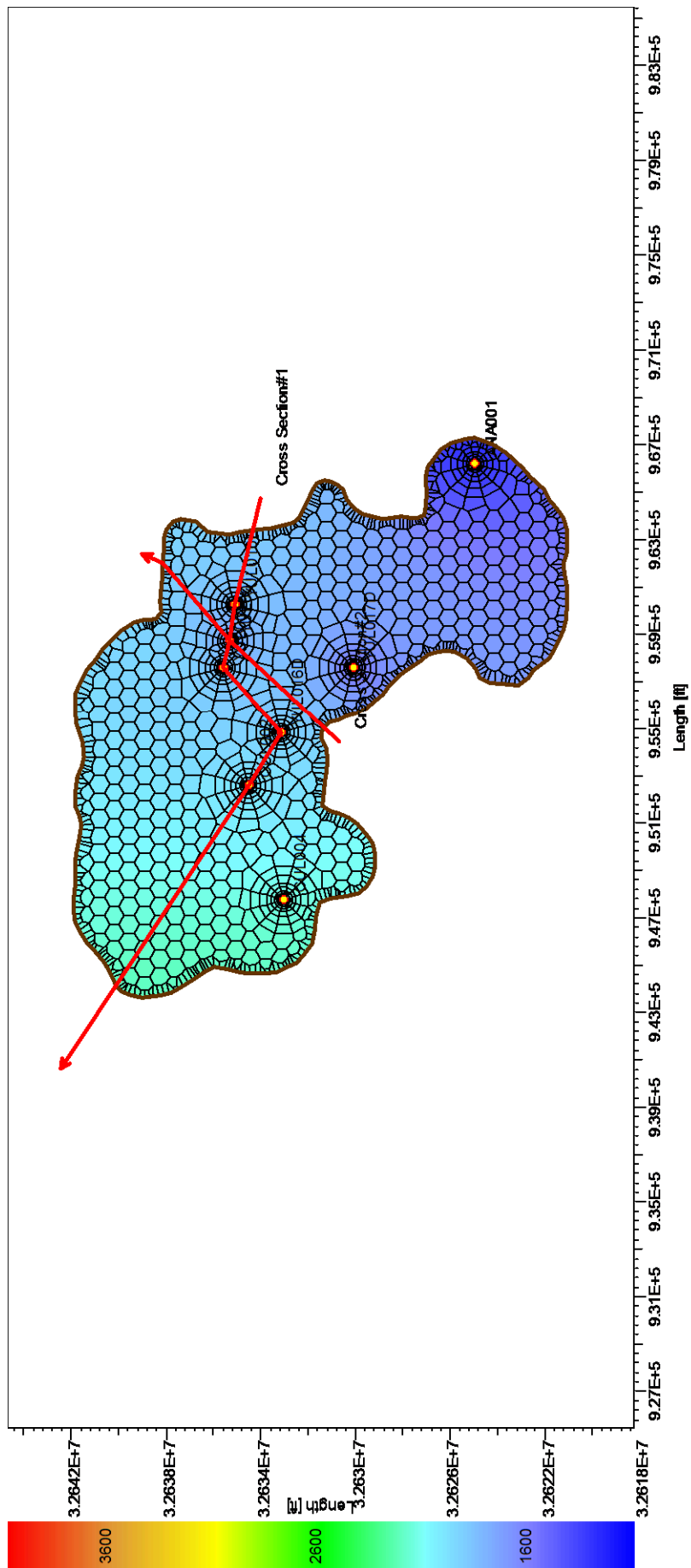


DISTRIBUCIÓN DE ESPESOR TOTAL

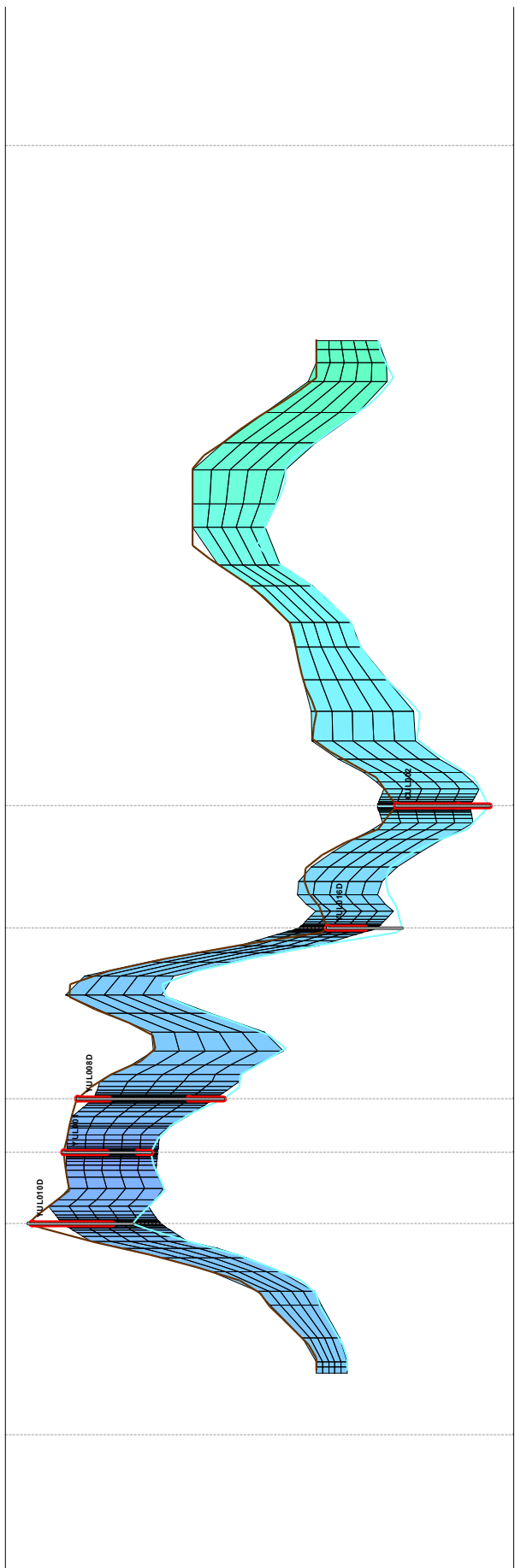


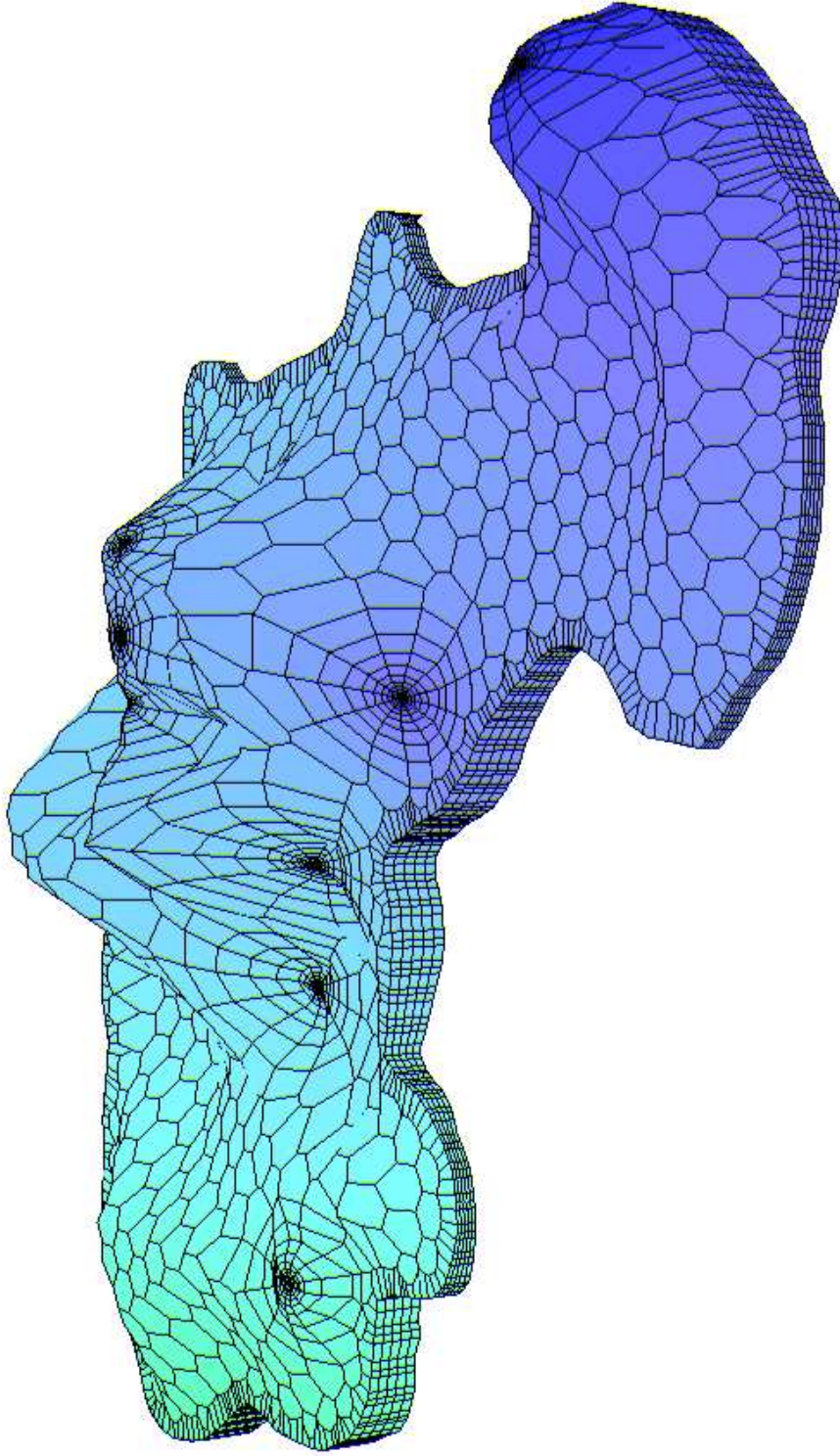
ANEXO No 14

**RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LA ARENISCA
BASAL TENA - MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE PRESIÓN**



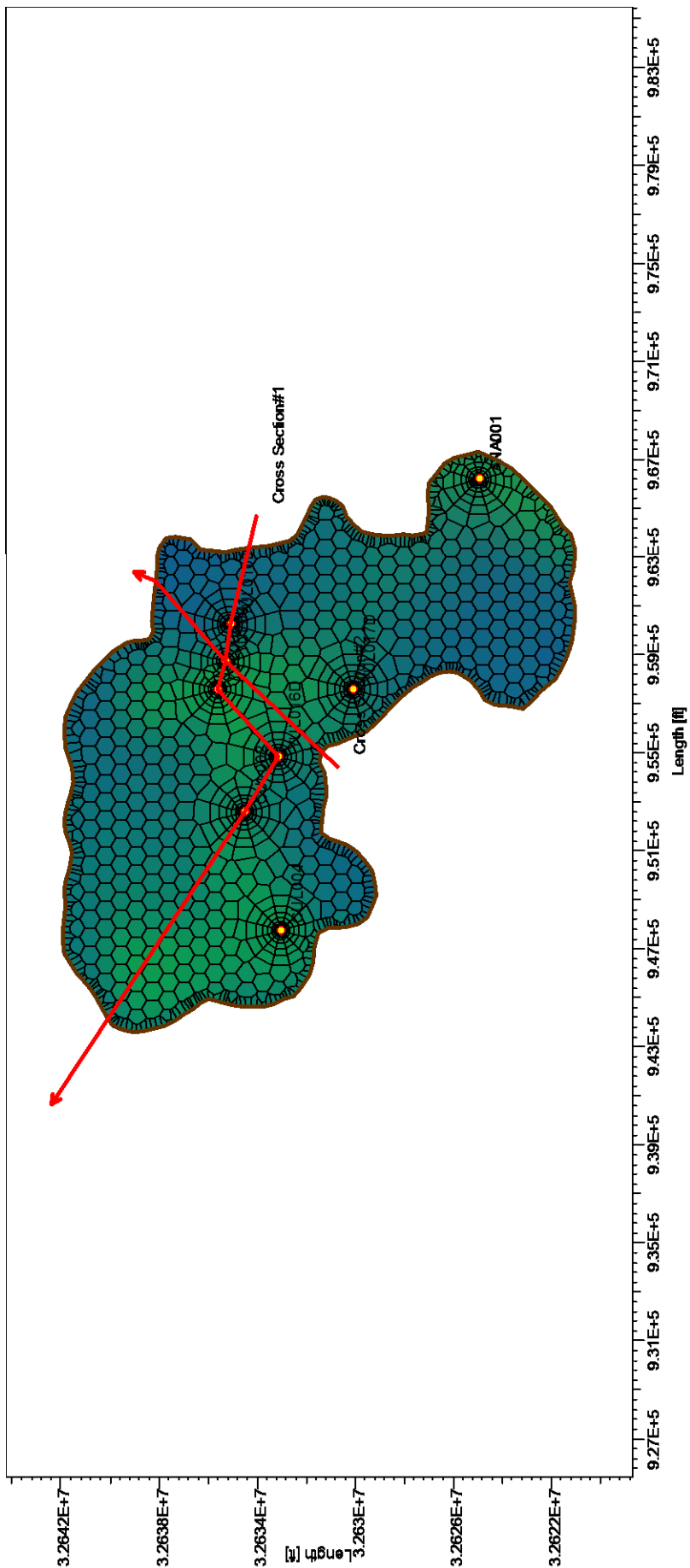
Pressure [psia], Length [ft] vs Length [ft]

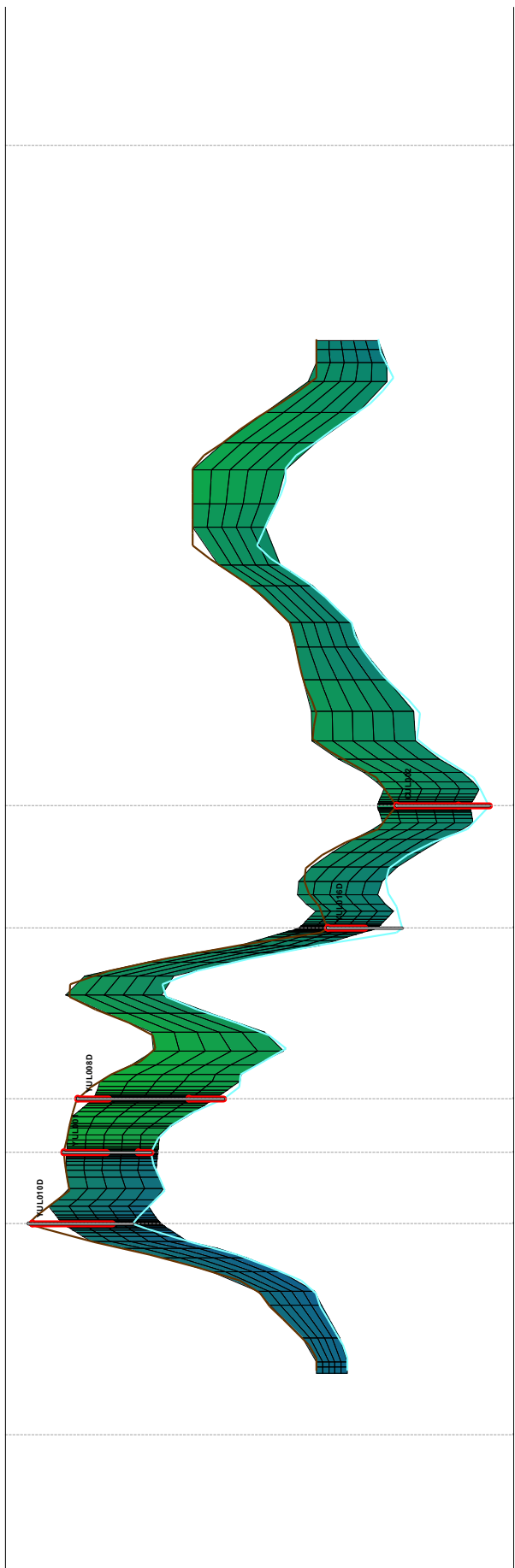


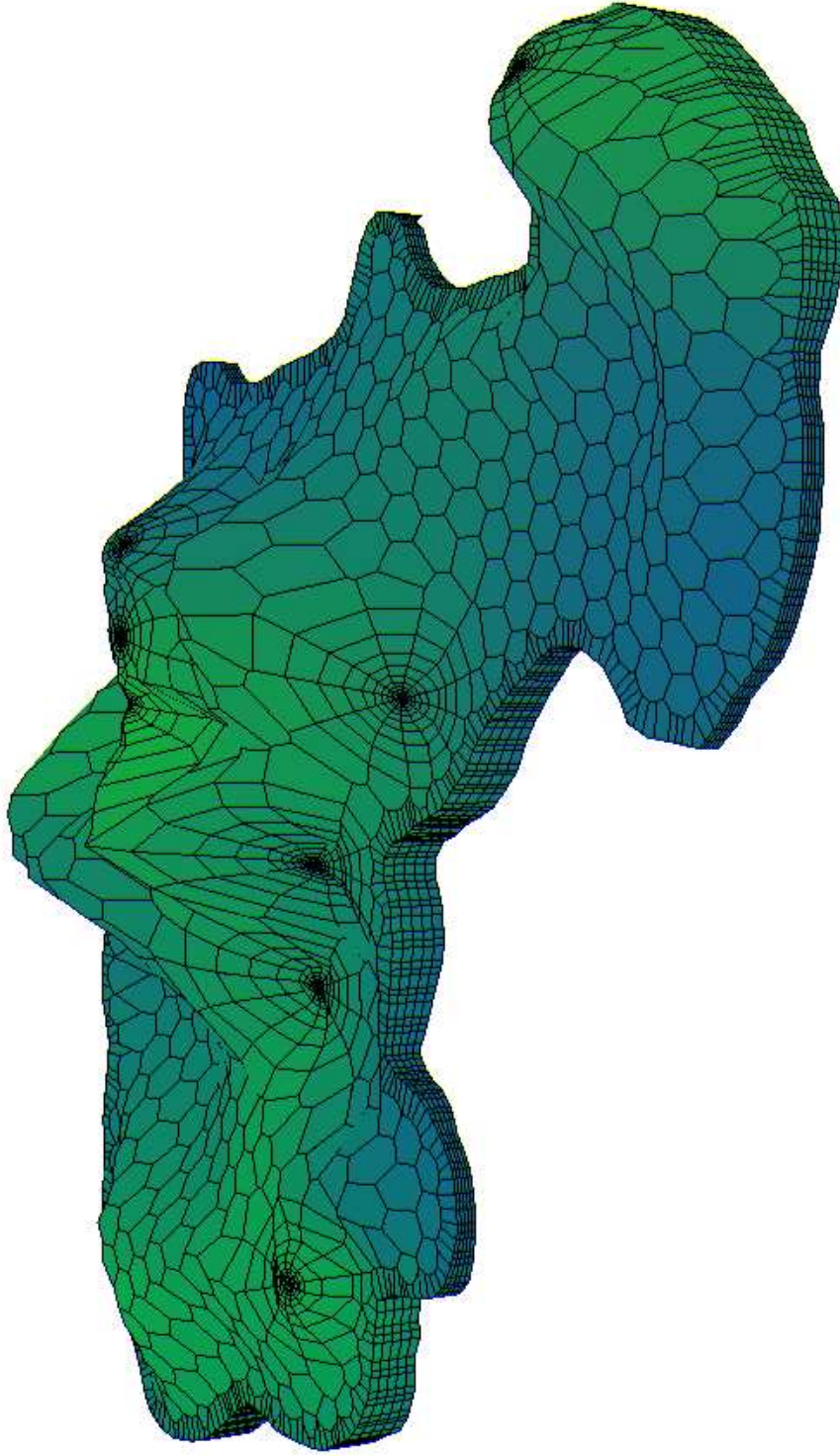


3D Geometry Plot - p, t = 2.547E+5 hr, Date: 21/02/2010, Time: 10:48:00

ANEXO No 15**RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LA ARENISCA
BASAL TENA - MAPA DE DISTRIBUCIÓN SATURACIONES**

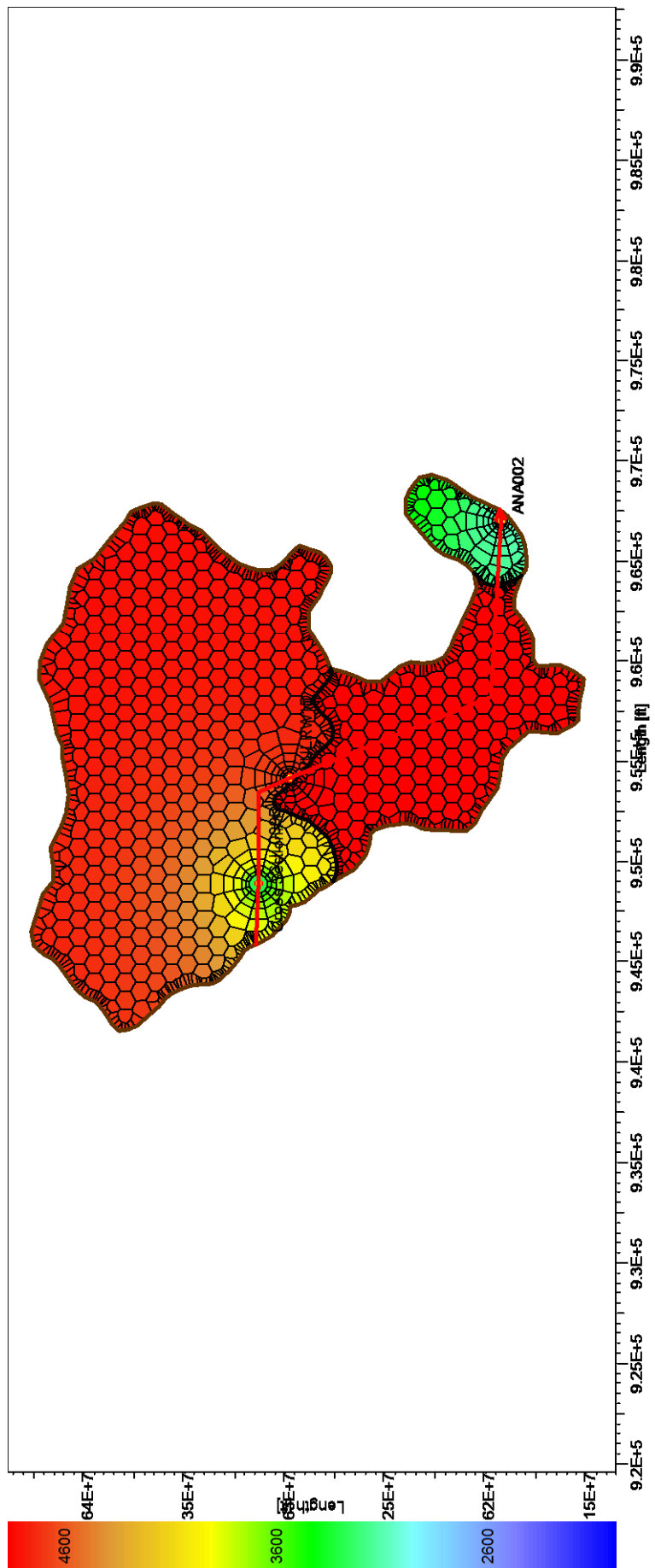




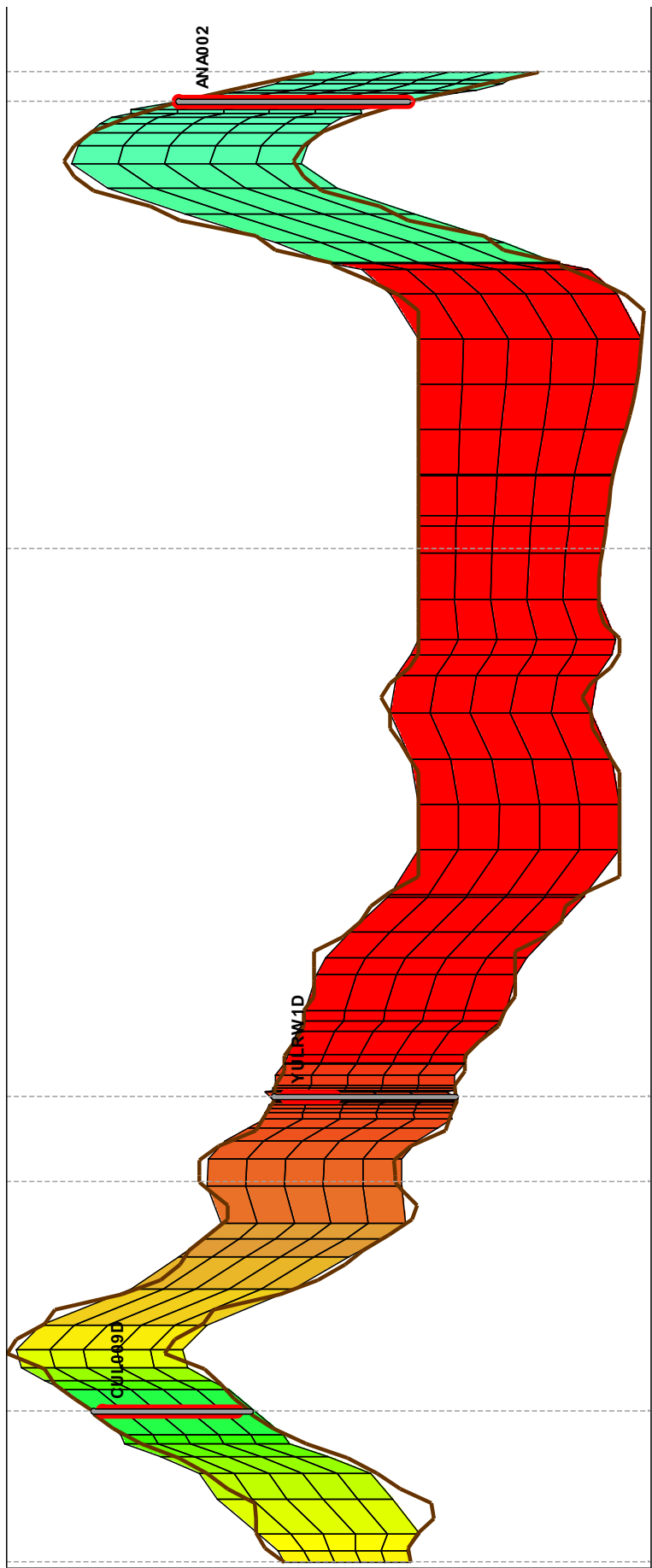


3D Geometry Plot - saturations, t = 2.547E+5 hr, Date: 21/02/2010, Time: 10:48:00

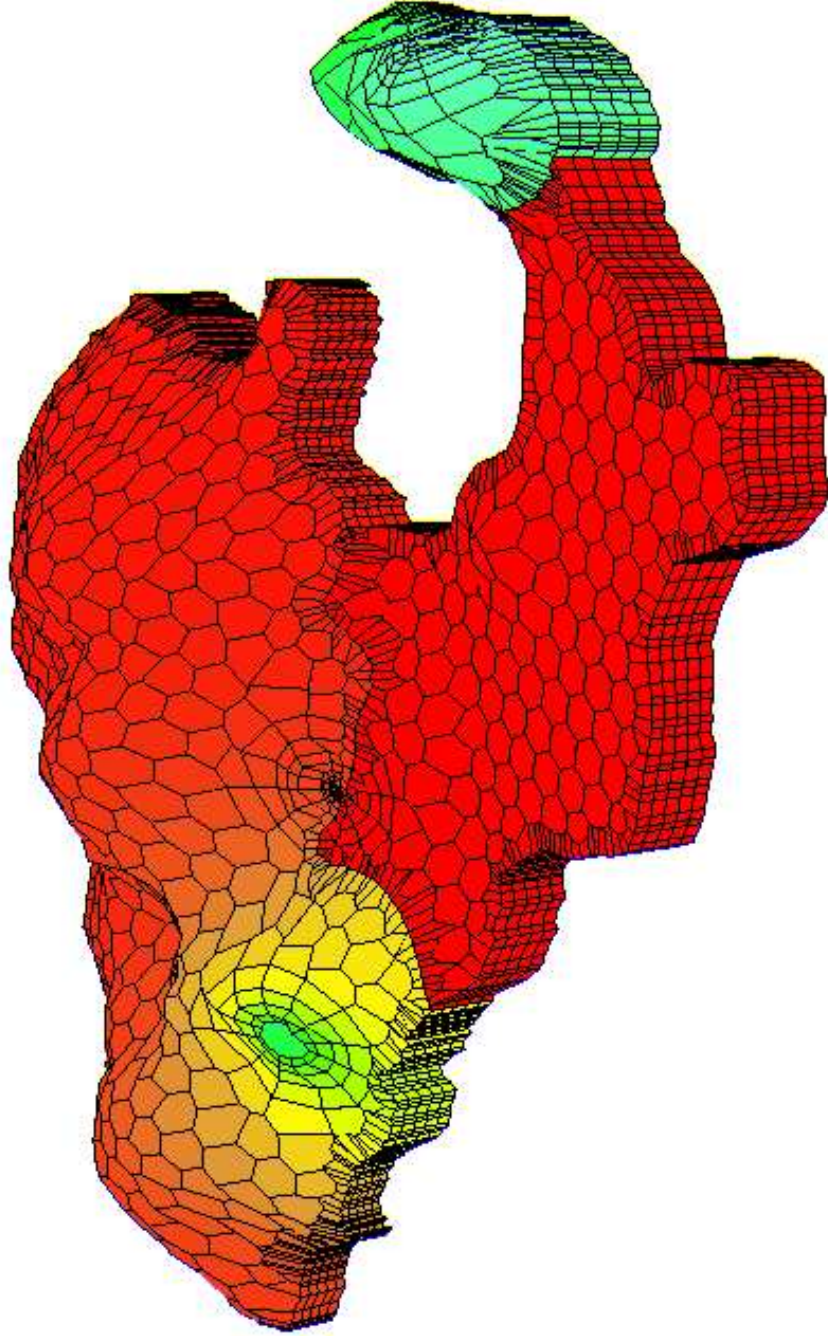
ANEXO No 16**RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LA ARENISCA
“T” INFERIOR - MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE PRESIÓN**



Pressure [psia], Length [ft] vs Length [ft]

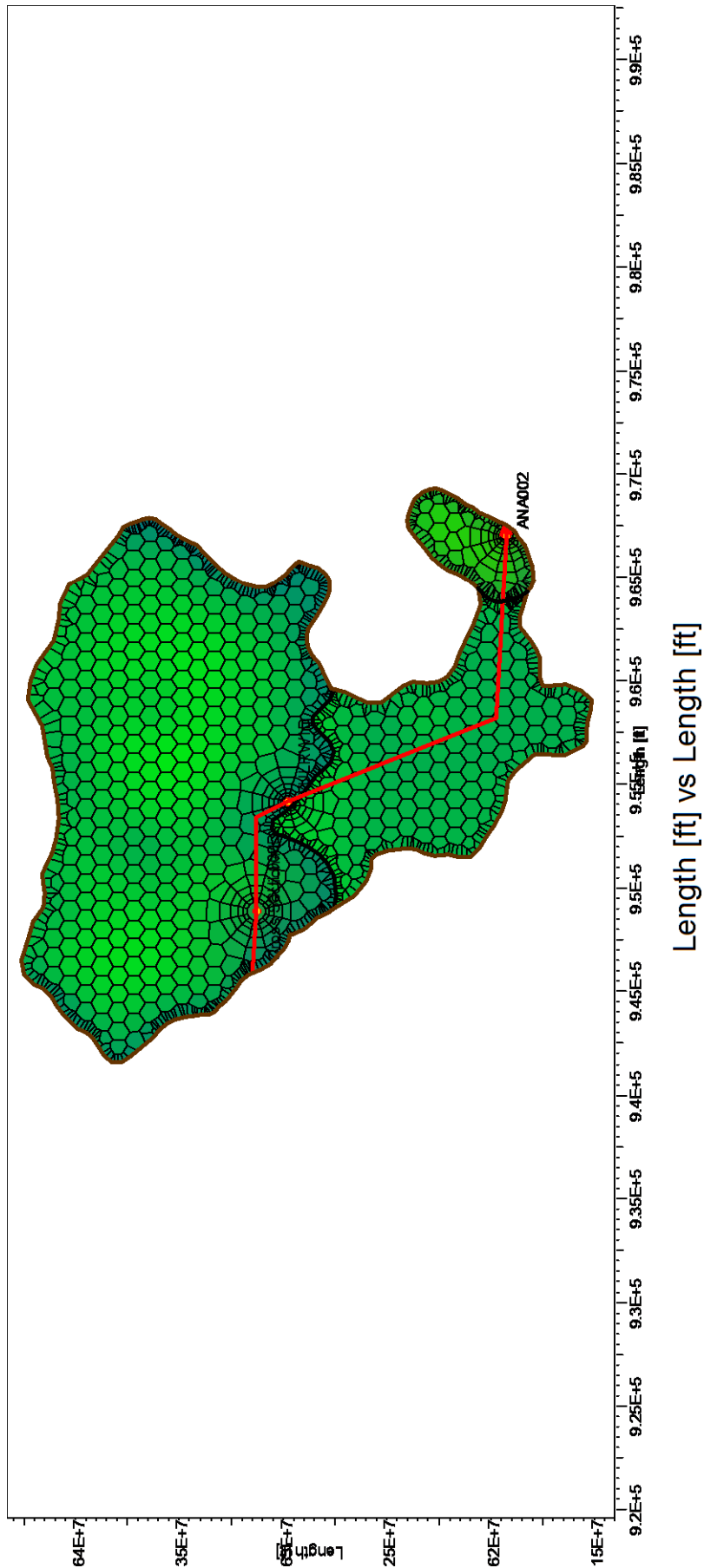


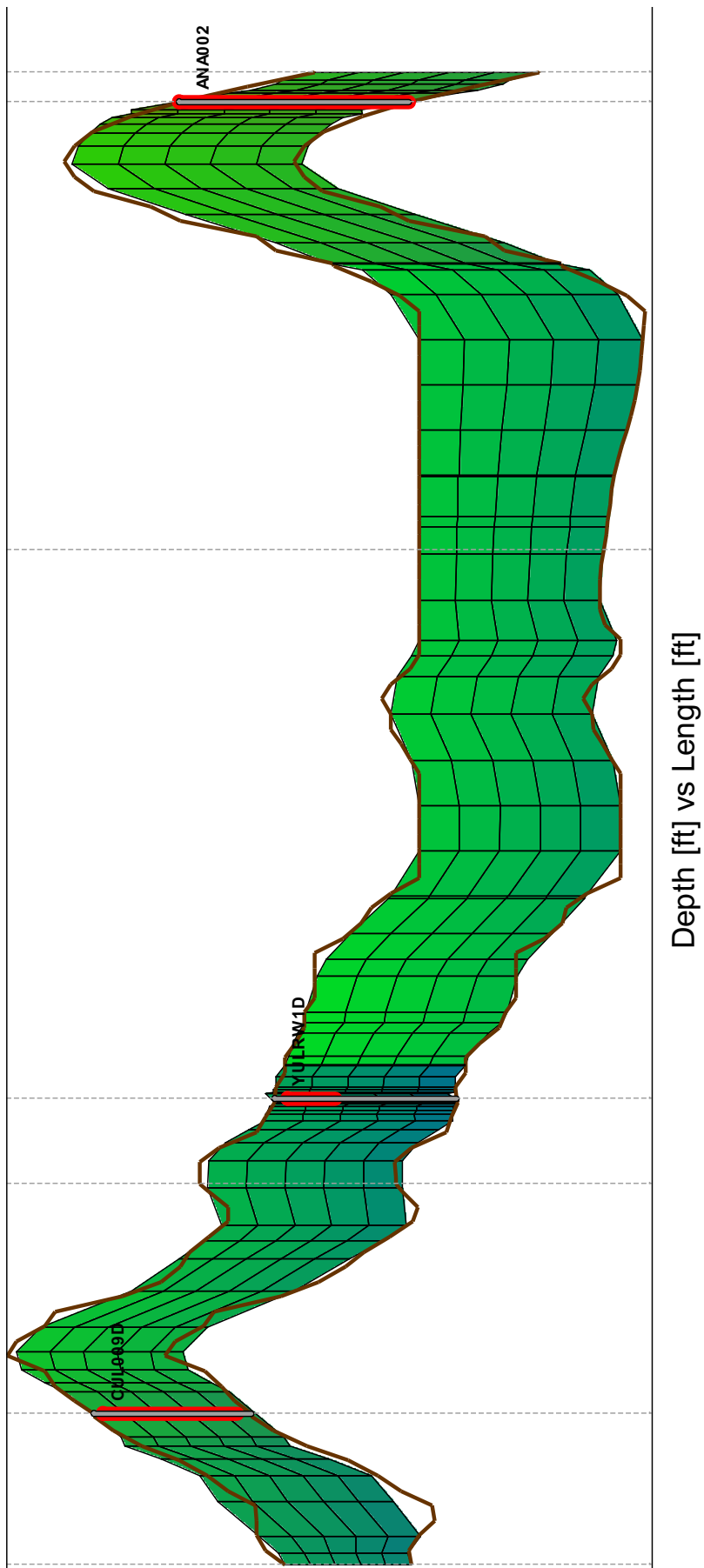
Pressure [psia], Depth [ft] vs Length [ft]

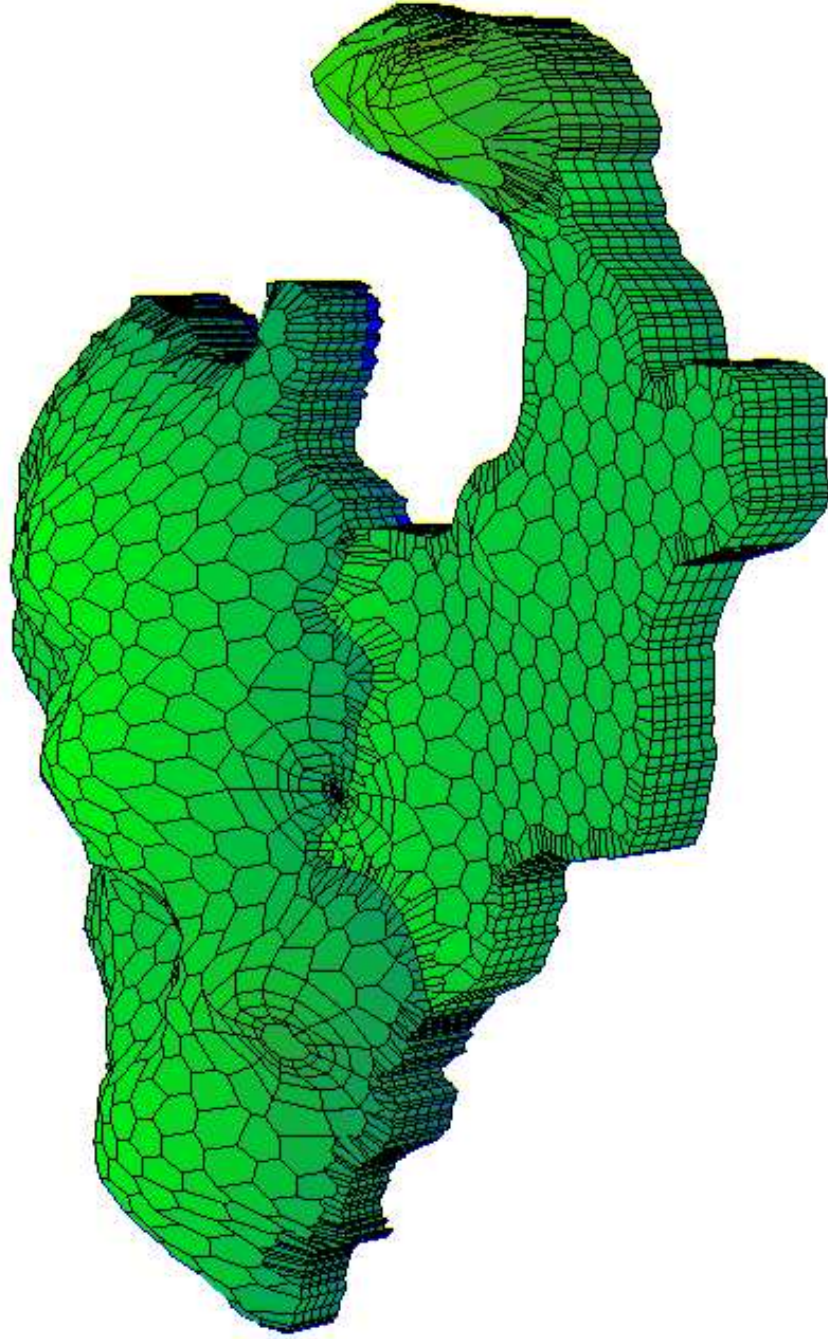


3D Geometry Plot - p, t = 19890 hr, Date: 07/02/2011, Time: 19:12:00

ANEXO No 17**RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LA ARENISCA
“T” INFERIOR - MAPA DE DISTRIBUCIÓN
SATURACIONES**

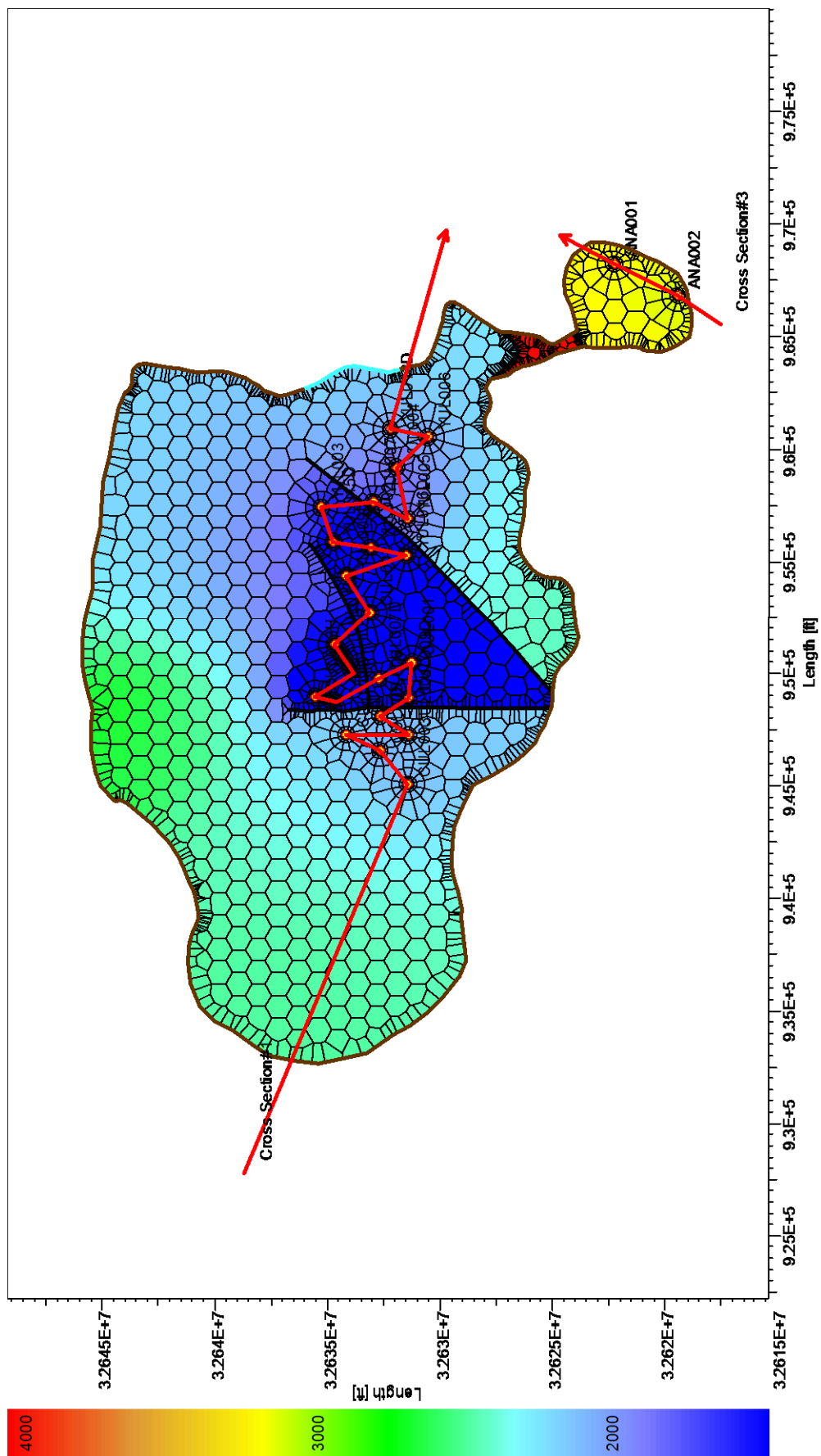


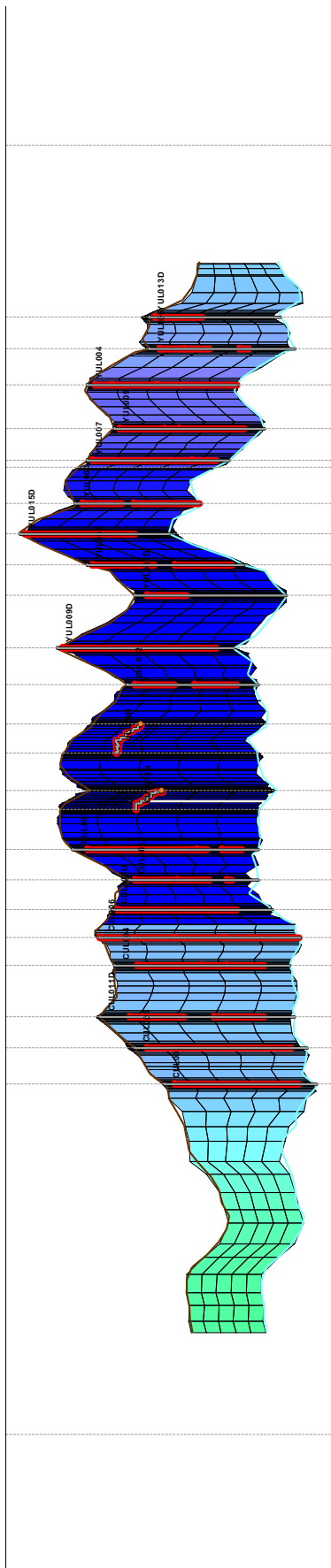


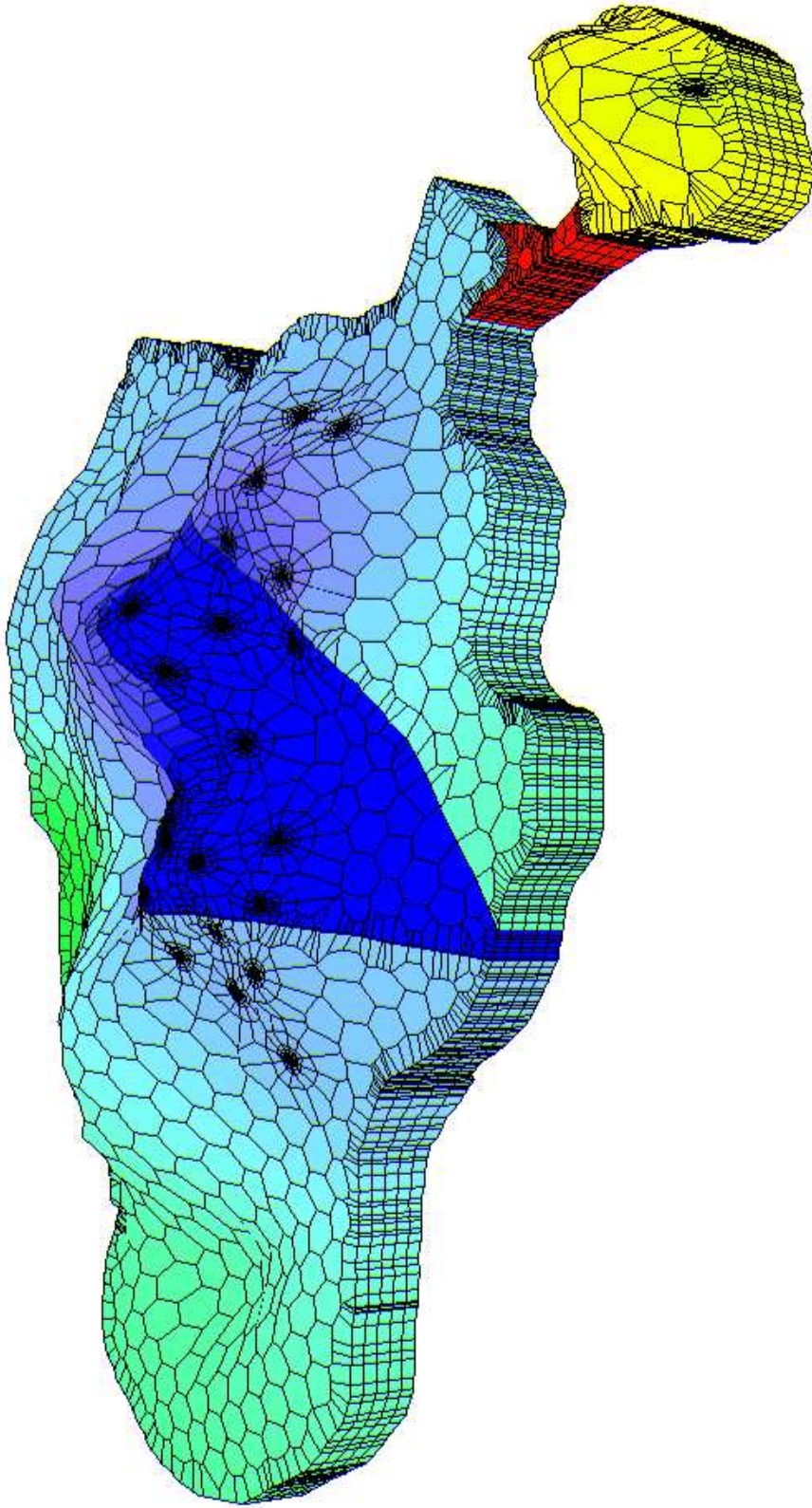


3D Geometry Plot - saturations, $t = 19890$ hr, Date: 07/02/2011, Time: 19:12:00

ANEXO No 18**RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LA ARENISCA
“U” INFERIOR - MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE PRESIÓN**

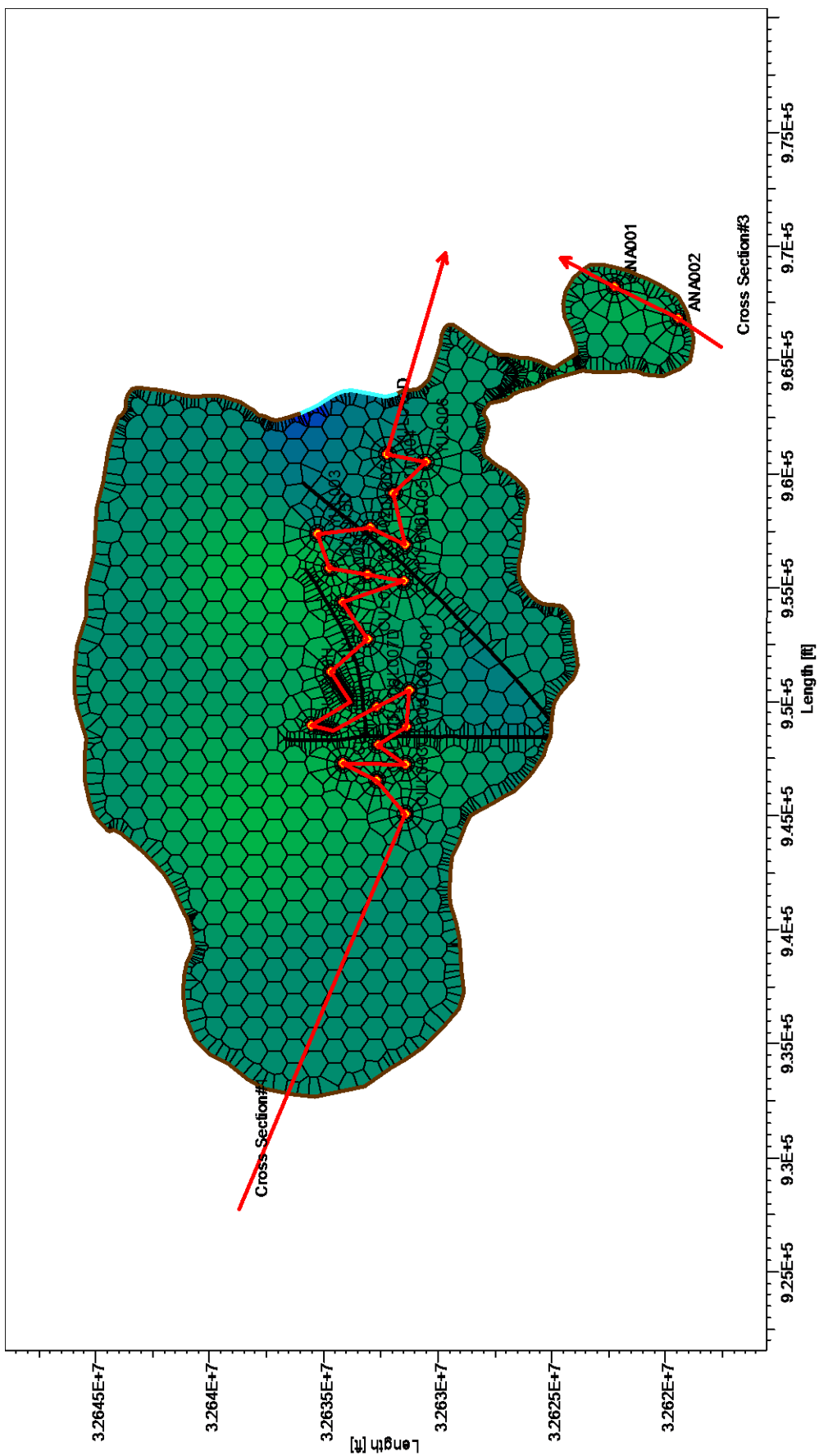


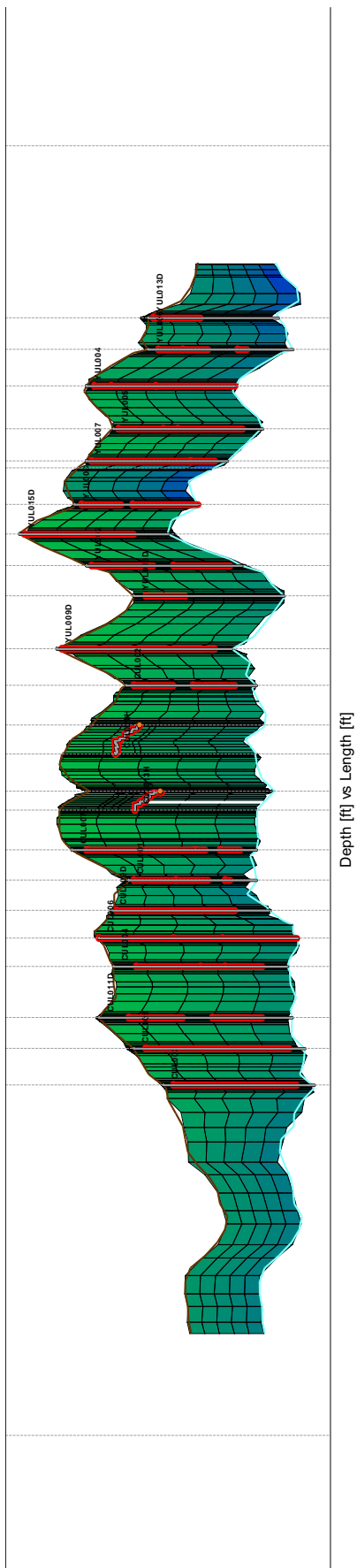


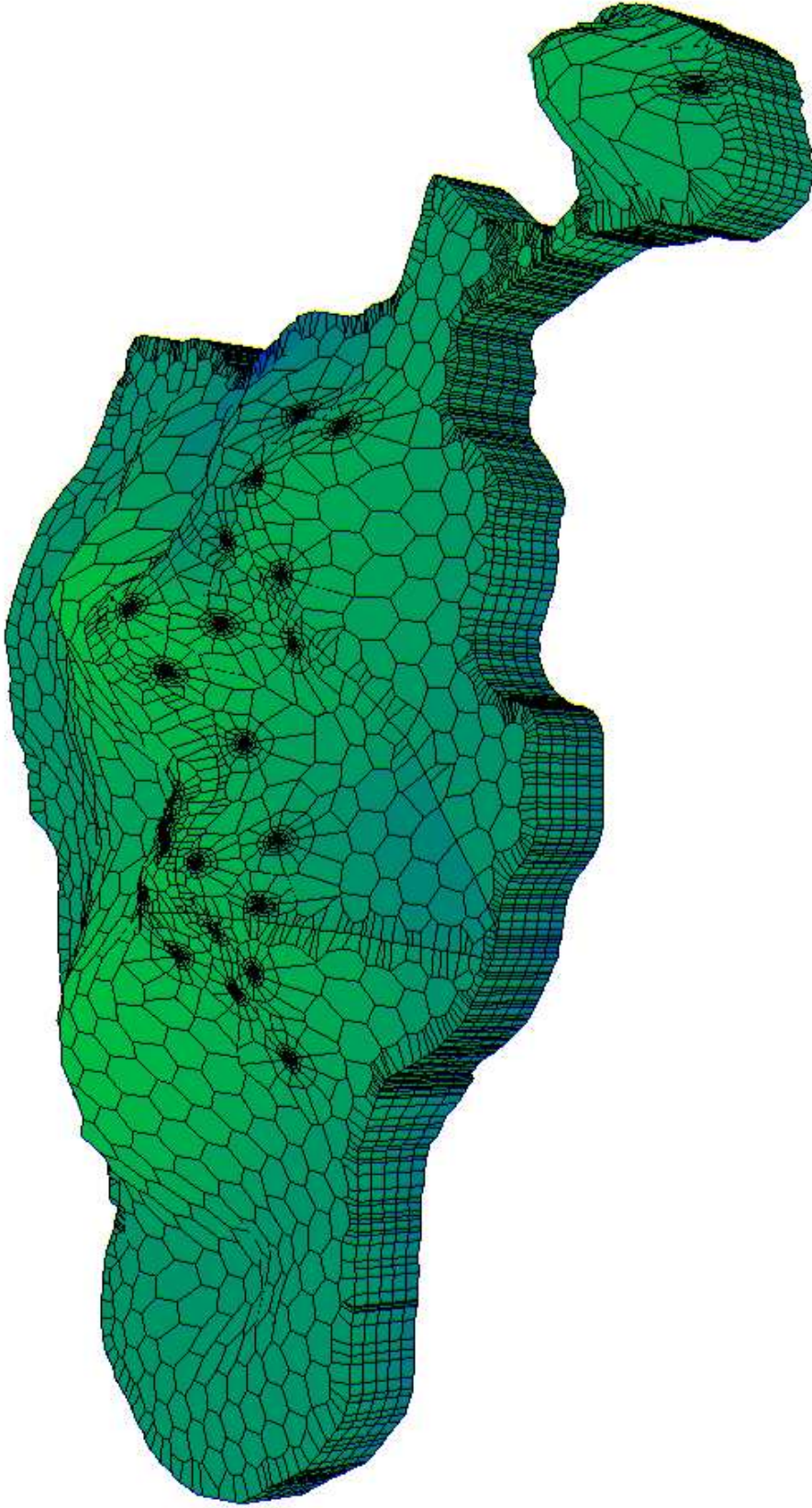


3D Geometry Plot - p, t = 2.55E+5 hr, Date: 03/09/2011, Time: 00:00:00

ANEXO No 19**RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA LA ARENISCA
“U” INFERIOR - MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE
SATURACIONES**



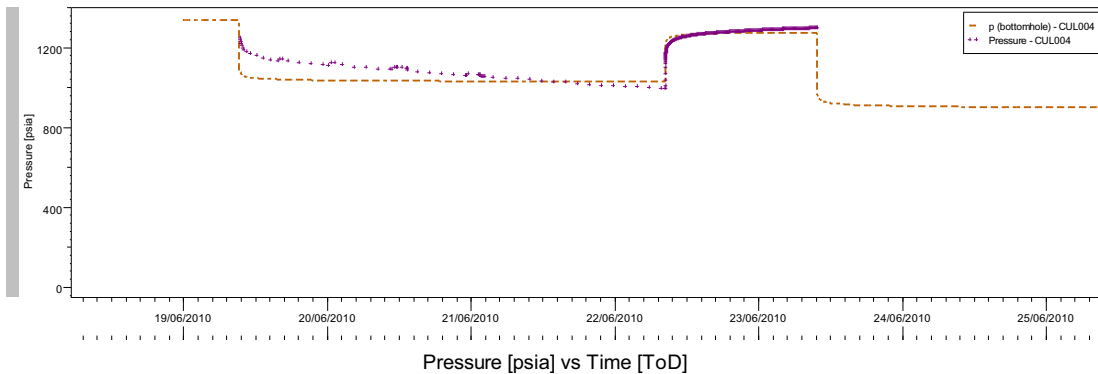




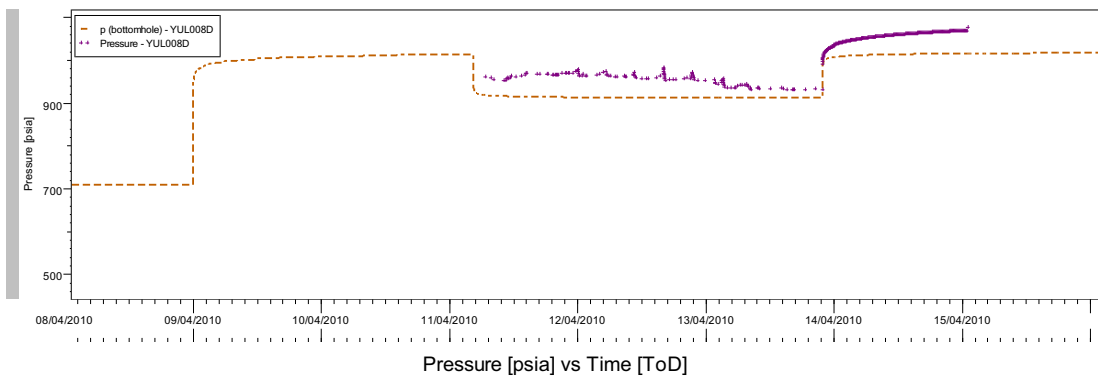
3D Geometry Plot - saturations, $t = 2.55E+5$ hr, Date: 03/09/2011, Time: 00:00:00

ANEXO No 20**COMPARACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO Y LOS DATOS DE PRESIÓN HISTÓRICOS EN LOS POZOS DE LA ARENISCA BASAL TENA**

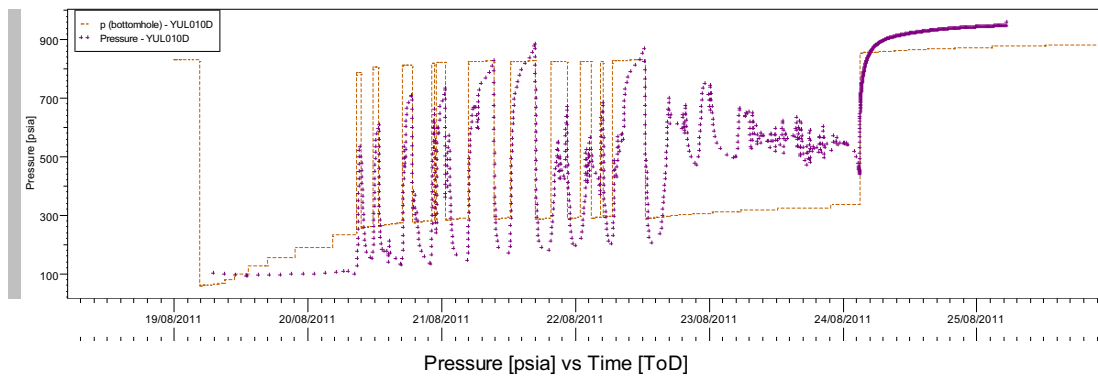
CUL004



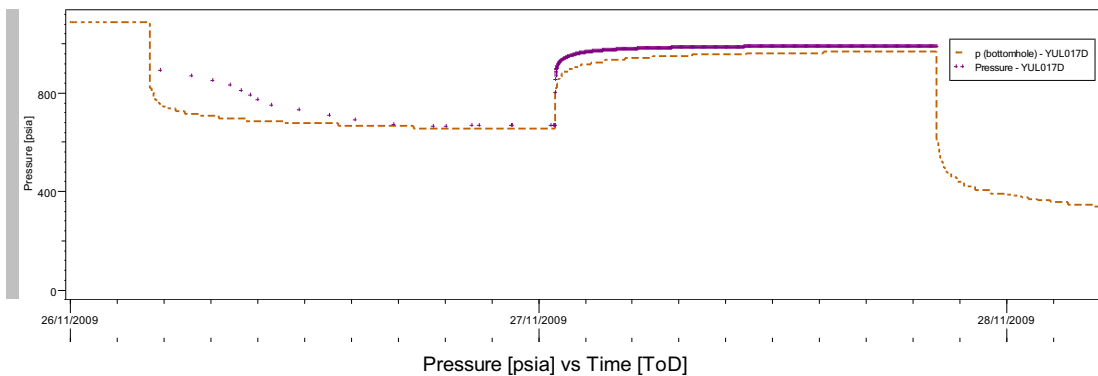
YUL008D



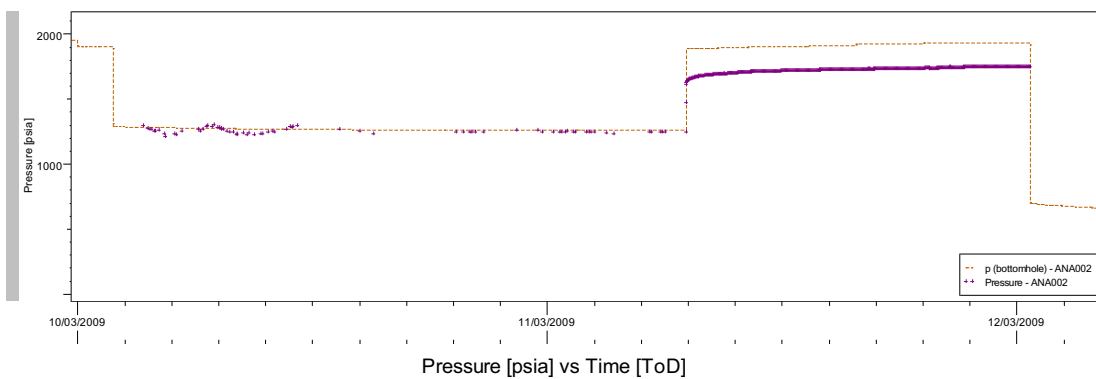
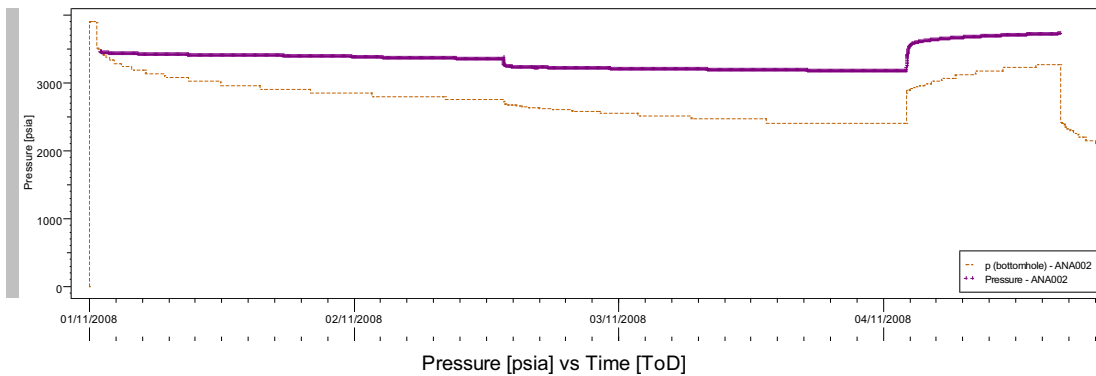
CUL010D



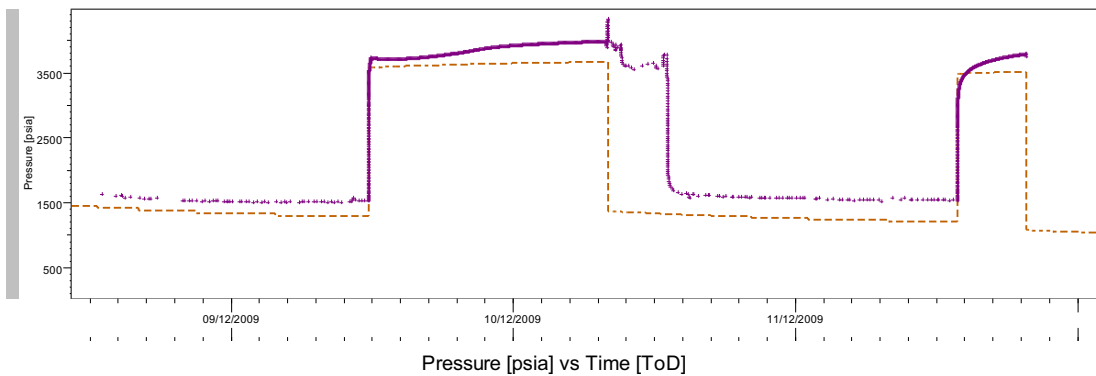
YUL017D



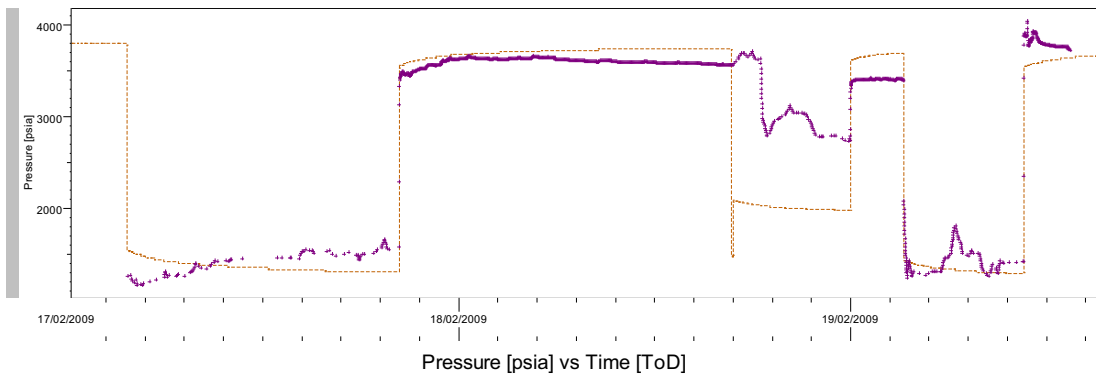
ANEXO No 21**COMPARACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO Y LOS DATOS DE PRESIÓN HISTÓRICOS EN LOS POZOS DE LA ARENISCA “T” INFERIOR**



CUL009D



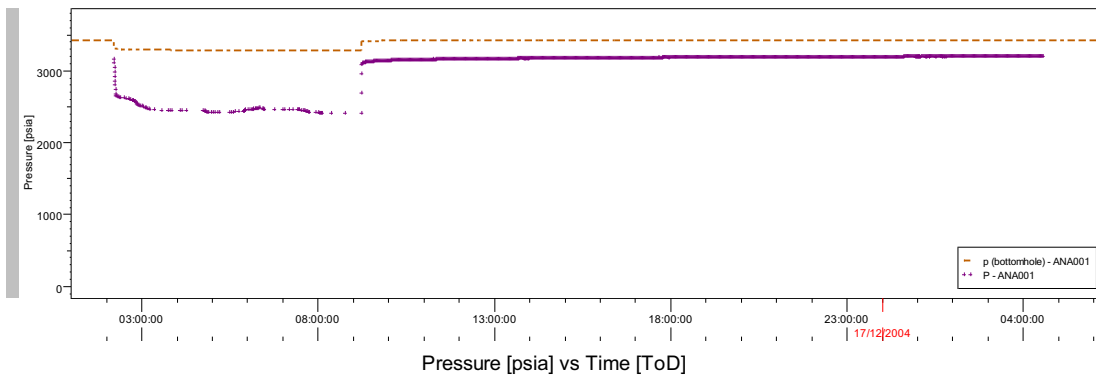
YUL1RWD



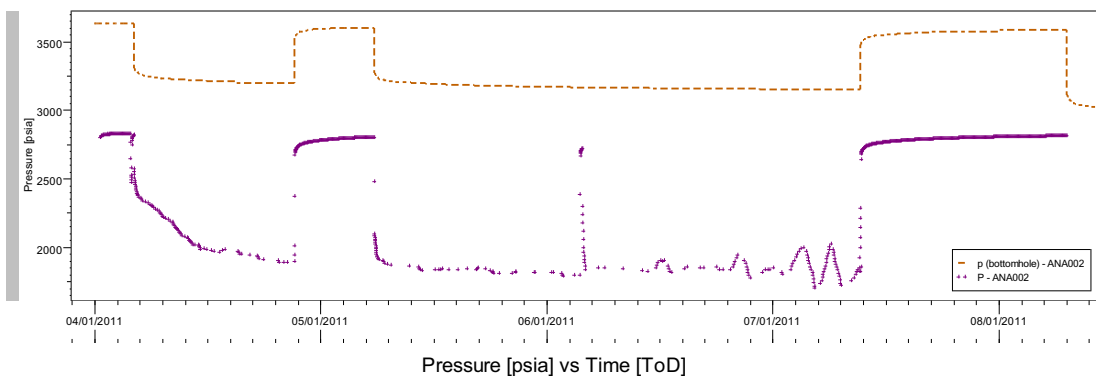
ANEXO No 22

COMPARACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO Y LOS DATOS DE PRESIÓN HISTÓRICOS EN LOS POZOS DE LA ARENISCA “U” INFERIOR

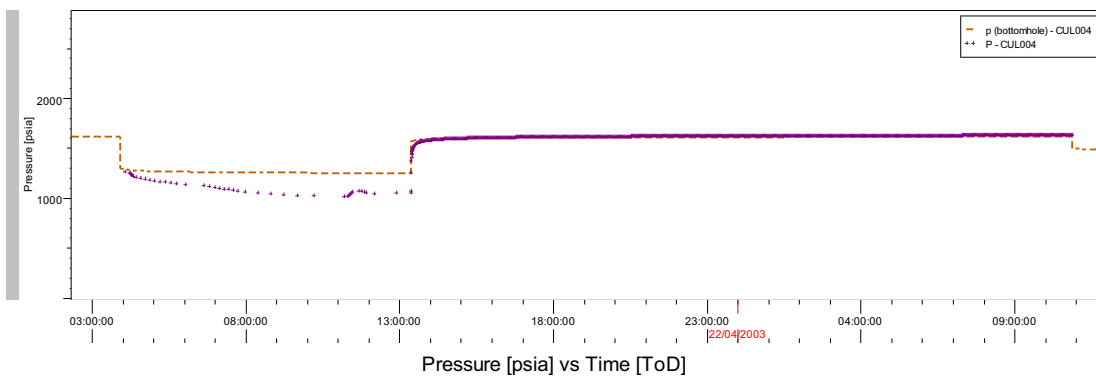
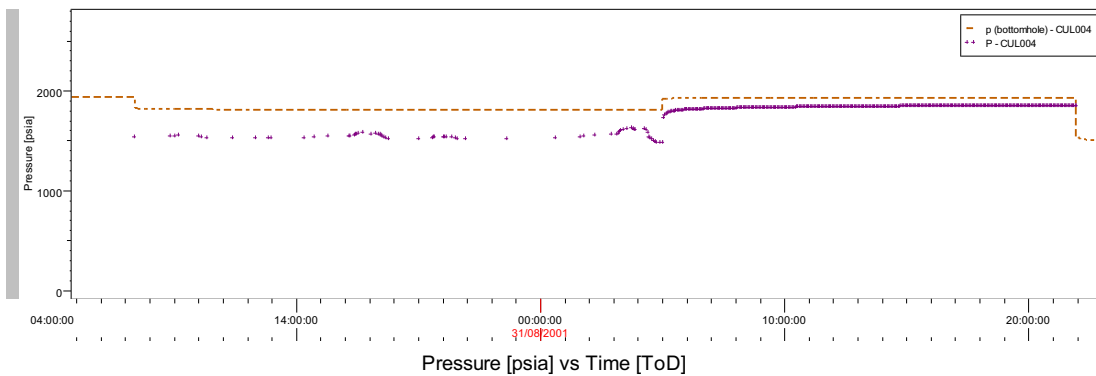
ANA001



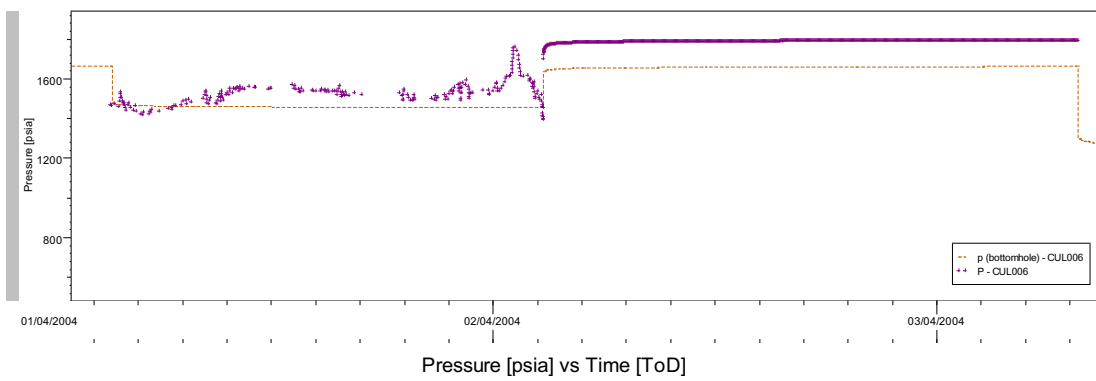
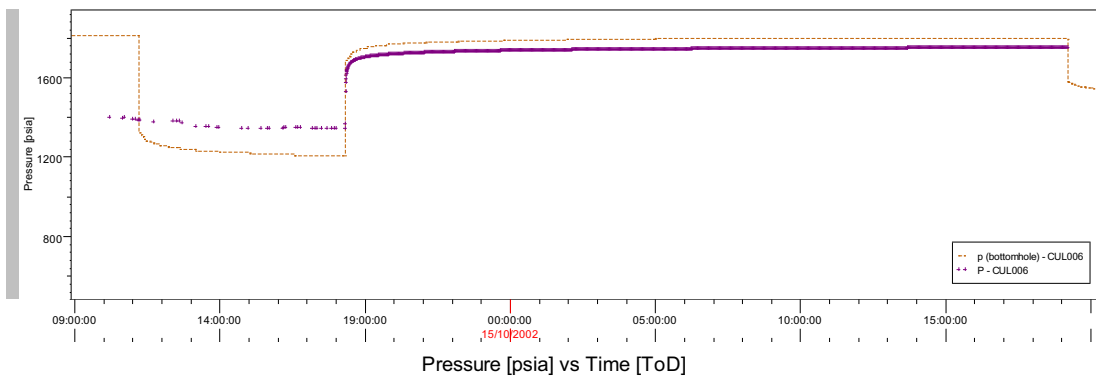
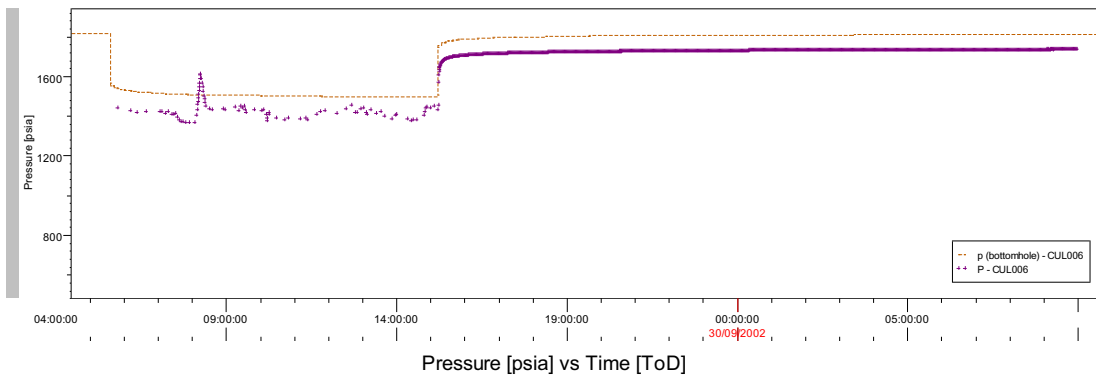
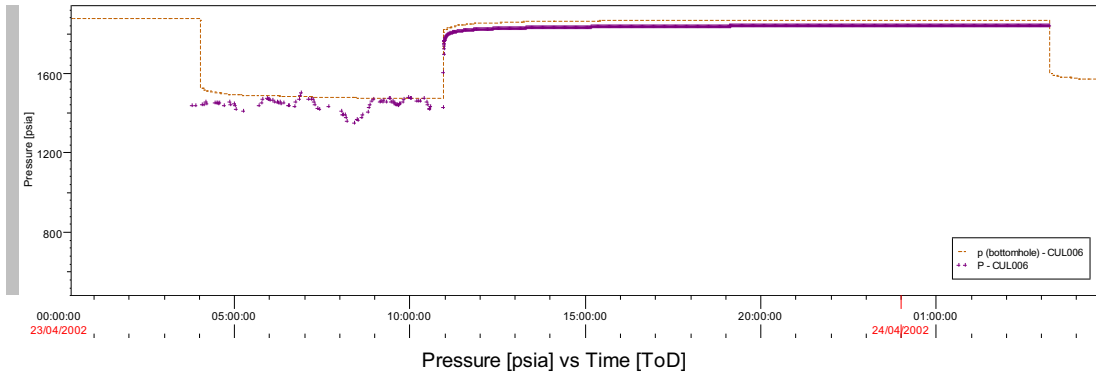
ANA002



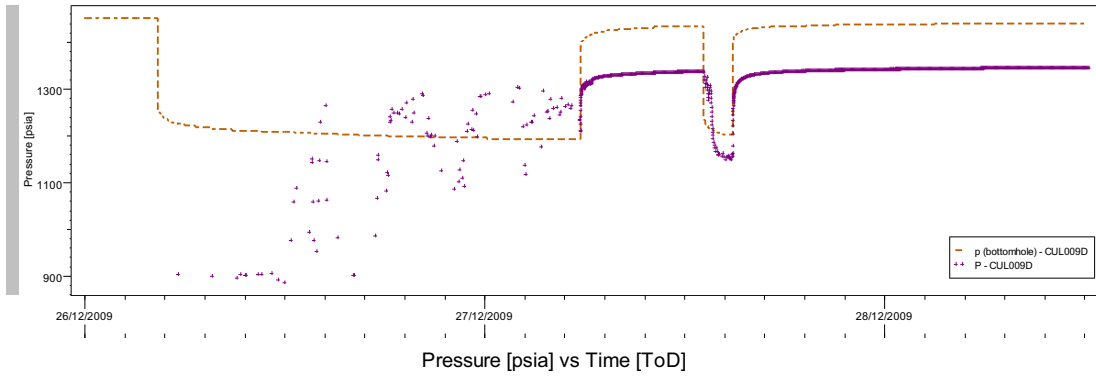
CUL004



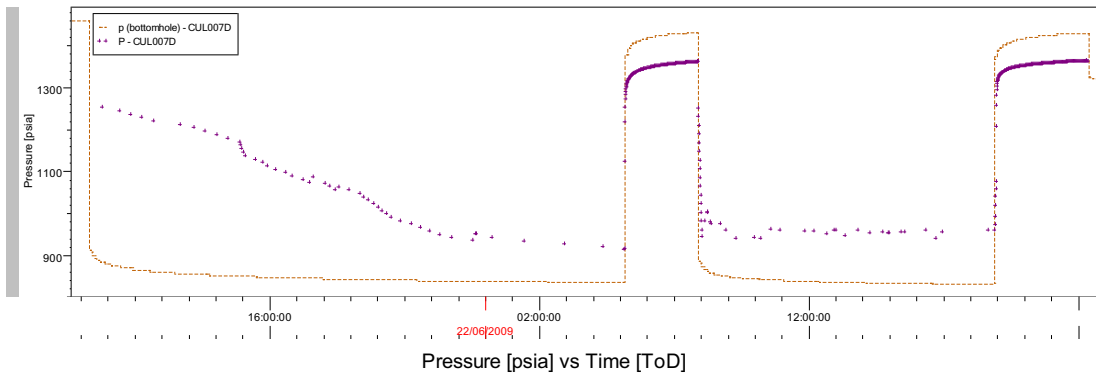
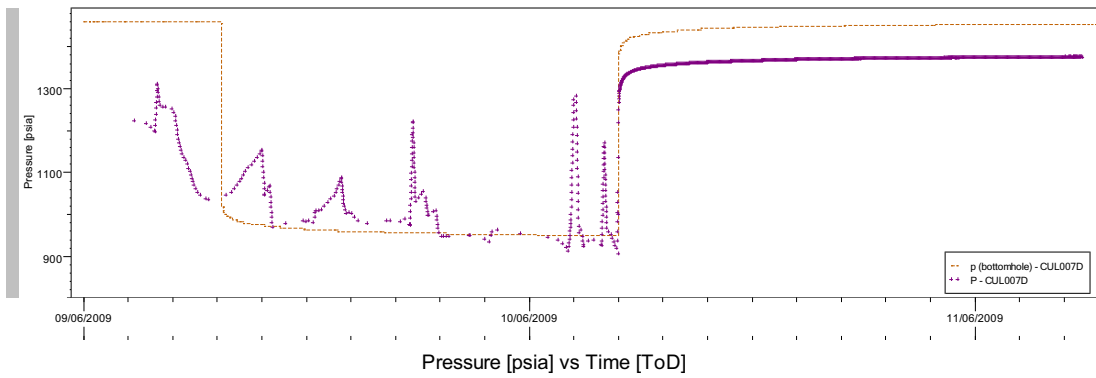
CUL006



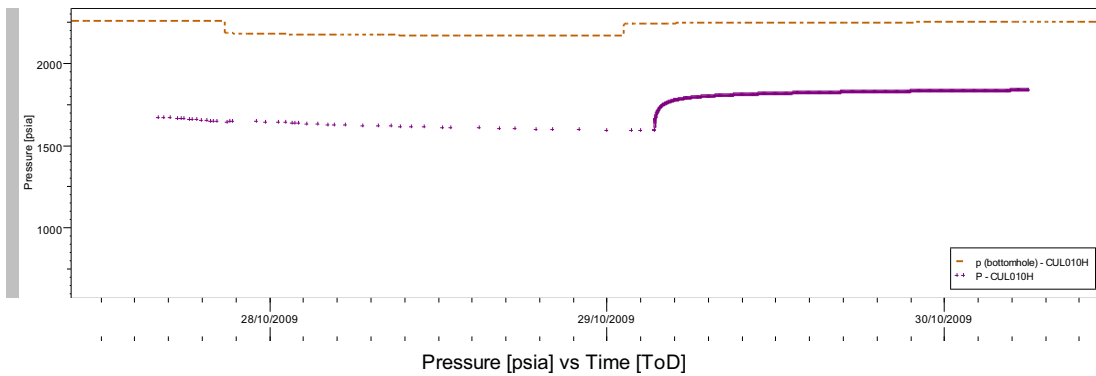
CUL009D



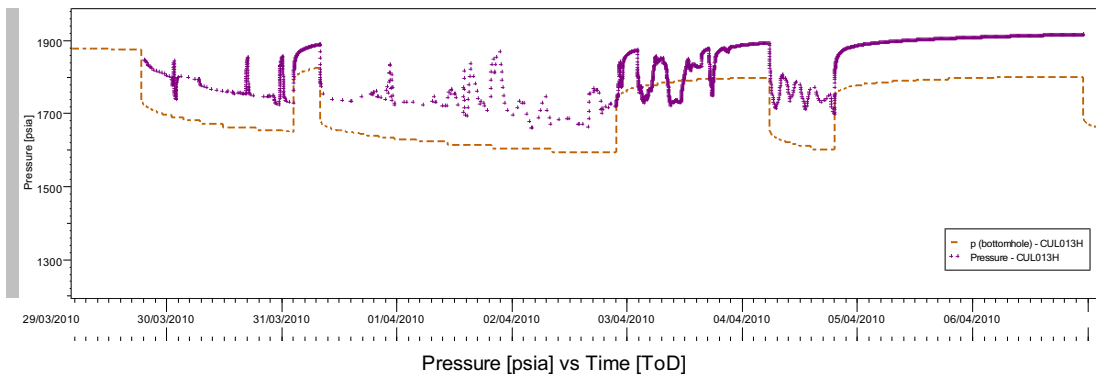
CUL007D



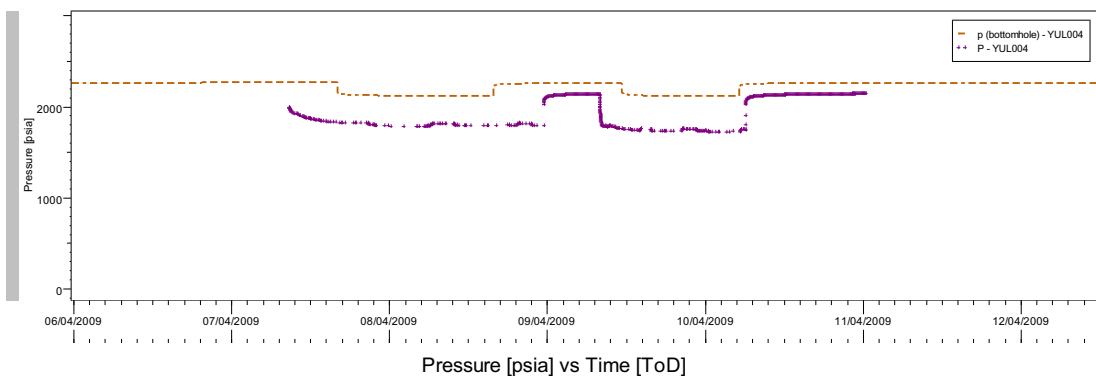
CUL010H



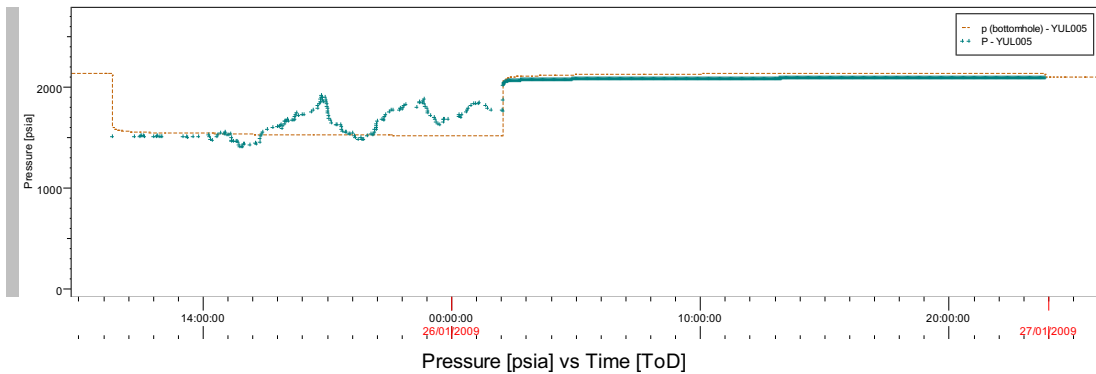
CUL013H



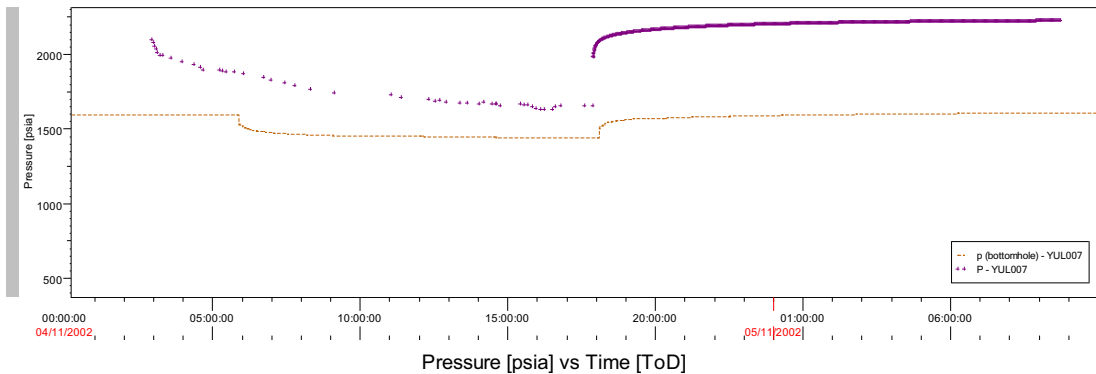
YUL004



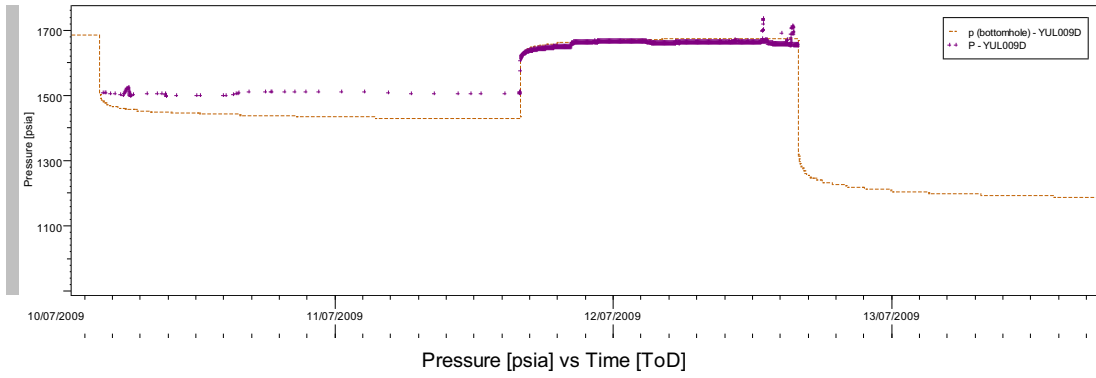
YUL005



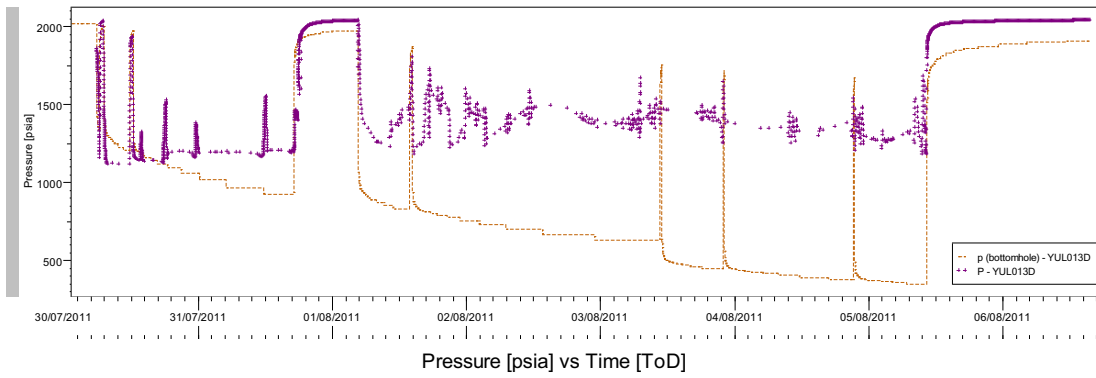
YUL007



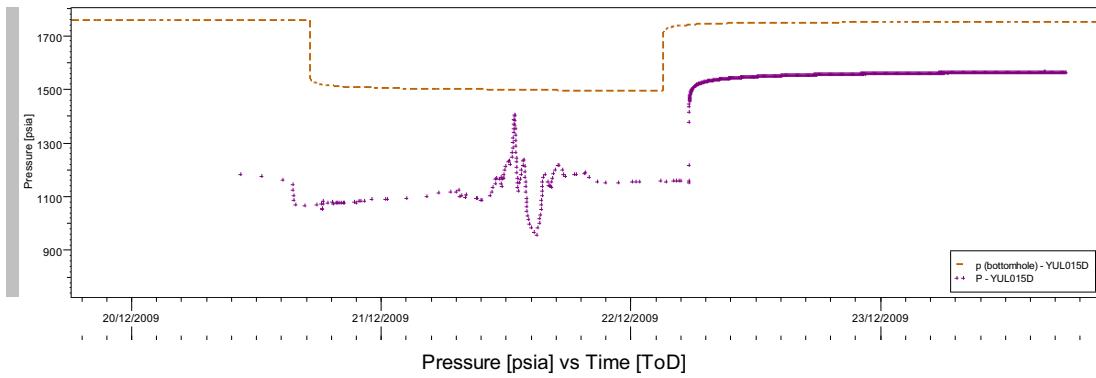
YUL009D



YUL013D



YUL015D



YUL016D

