



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / ESTADO / MONAGAS**

**DESARROLLO DE UN MODELO NUMÉRICO QUE REPRODUZCA LAS
CONDICIONES DINÁMICAS DEL YACIMIENTO NAR J-481, CAMPO
JUSEPÍN PROFUNDO MEDIANTE LA REINTERPRETACIÓN DE
PRUEBAS DE PRESIÓN**

REALIZADO POR:

**JASNAEL JESÚS BENITEZ NARVAEZ
C.I.: 18.825.104**

Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial
para Optar al Título

De:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, ABRIL DE 2011



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / ESTADO / MONAGAS

DESARROLLO DE UN MODELO NUMÉRICO QUE REPRODUZCA LAS
CONDICIONES DINÁMICAS DEL YACIMIENTO NAR J-481, CAMPO
JUSEPÍN PROFUNDO MEDIANTE LA REINTERPRETACIÓN DE
PRUEBAS DE PRESIÓN

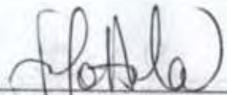
TRABAJO REALIZADO POR:

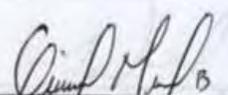
JASNAEL JESÚS BENITEZ NARVAEZ

C.I.: 18.825.104

ACTA DE APROBACIÓN

REVISADO POR:


ING. FABIOLA MOTTOLA
Asesor Académico


ING. GIANCARLO MOLINA
Asesor Industrial

MATURÍN, ABRIL DE 2011



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / ESTADO / MONAGAS

**DESARROLLO DE UN MODELO NUMÉRICO QUE REPRODUZCA LAS
CONDICIONES DINÁMICAS DEL YACIMIENTO NAR J-481, CAMPO
JUSEPÍN PROFUNDO MEDIANTE LA REINTERPRETACIÓN DE
PRUEBAS DE PRESIÓN**

REALIZADO POR:

JASNAEL JESÚS BENITEZ NARVAEZ

C.I.: 18.825.104

ACTA DE APROBACIÓN



LCDO. JOSÉ BELMONTE

Jurado principal



ING. DANIEL TABERNEO
Jurado principal

MATURÍN, ABRIL DE 2011

RESOLUCIÓN

“DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO, ÉSTOS SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA **UNIVERSIDAD DE ORIENTE** Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

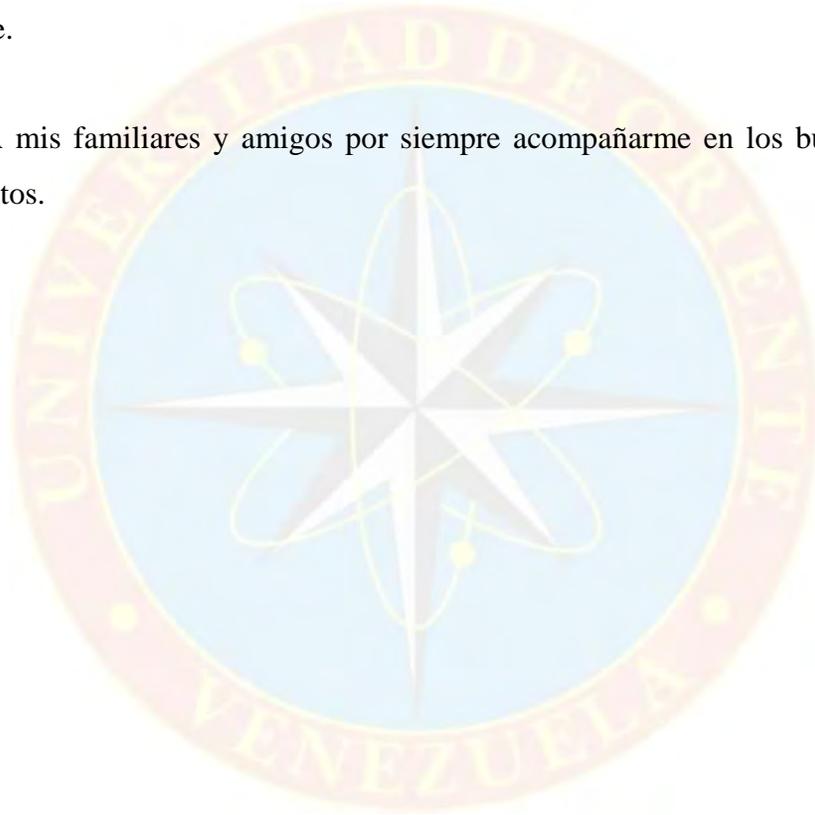


DEDICATORIA

A DIOS todopoderoso por guiarme y por darme fuerza y voluntad para lograr cada una de las metas propuestas en mi vida.

A mis padres y hermanas por darme su apoyo, cariño y por confiar en mí siempre.

A mis familiares y amigos por siempre acompañarme en los buenos y malos momentos.

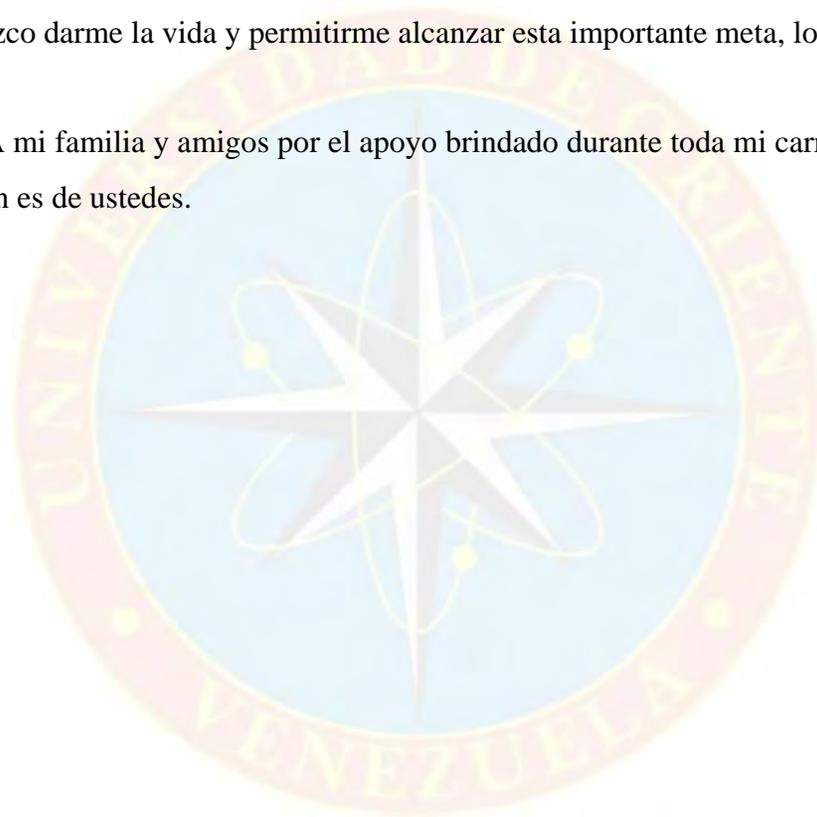


AGRADECIMIENTOS

A DIOS por darme la fuerza y voluntad para vivir la vida y lograr mis meras, gracias.

A mis padres que fueron base fundamental de este logro, a quienes les agradezco darme la vida y permitirme alcanzar esta importante meta, los AMO.

A mi familia y amigos por el apoyo brindado durante toda mi carrera, este logro también es de ustedes.



ÍNDICE

	Pág.
ACTA DE APROBACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
RESOLUCIÓN	ii
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
ÍNDICE	vii
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE GRÁFICOS	xiii
LISTA DE TABLAS	xvii
RESUMEN	xviii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	7
2.2.1 Campo Jusepín.....	7
2.2.1.1 Ubicación Geográfica	8
2.2.1.2 Estructura del Campo Jusepín.....	10
2.2.1.3 Estratigrafía del Campo Jusepín	11
2.2.1.4 Fluidos	13
2.2.1.5 Reservas.....	14
2.3 BASES TEÓRICAS	14
2.3.1 Caracterización de Yacimientos	14
2.3.1.1 Caracterización Estática de Yacimientos.....	15
2.3.1.2 Caracterización Dinámica de Yacimientos.....	15
2.3.2 Pruebas de Presión.....	15
2.3.2.1 Objetivos de las Pruebas de Presión	16
2.3.2.2 Importancia de las Pruebas de Presión	17
2.3.3 Tipos de Pruebas de Presión.....	17
2.3.3.1 Pruebas de Restauración de Presión (Build-Up).....	18
2.3.3.2 Pruebas de Disipación de Presión (Fall Off)	19
2.3.4 Factores que Influyen en la Interpretación de las Pruebas de Presión.....	20
2.3.5 Condiciones de Solución	21

2.3.6 Métodos Utilizados para el Análisis de Pruebas de Presión.....	22
2.3.6.1 Método de Horner.....	23
2.3.6.2 Curvas Tipo.....	23
2.3.6.3 Método de la Derivada.....	23
2.3.7 Modelos de Yacimiento, Pozo y Borde Obtenidos a Partir de la Derivada.24	
2.3.7.1 Modelos de Yacimientos	24
2.3.7.2 Modelos de Pozos	27
2.3.7.3 Modelos de Borde.....	28
2.3.8 Análisis PVT	30
2.3.9 Pruebas de Laboratorio para Simular el Comportamiento PVT de los Fluidos	31
2.3.9.1 Separación Instantánea (Liberación Flash).....	31
2.3.9.2 Separación Diferencial.....	31
2.3.10 Validación de Análisis PVT a Través de Métodos de Laboratorio	31
2.3.11 Representatividad de la Muestra	32
2.3.12 Métodos para Validación de Data PVT	33
2.3.12.1 Pruebas de Densidad.....	33
2.3.12.2 Prueba de la Linealidad de la Función Y	33
2.3.12.3 Pruebas de Balance de Materiales	33
2.3.12.4 Prueba de Desigualdad.....	34
2.4 CONCEPTOS BÁSICOS.....	34
CAPÍTULO III.....	36
MARCO METODOLÓGICO.....	36
3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN	36
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	36
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	37
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	37
3.4.1 Identificación de las Condiciones Actuales de Presión Producción y Fluidos Mediante la Revisión y Consistencia de la Información Obtenida.	37
3.4.1.1 Validación de los Análisis PVT.....	38
3.4.1.2 Revisión de la Data de Presión	39
3.4.1.3 Revisión de los Históricos de Producción/Inyección	39
3.4.2 Reinterpretación de las Pruebas de Presión Mediante el Análisis de la Derivada de Bourdet.....	40
3.4.3 Comparación del Modelo Pozo-Yacimiento Obtenido con el Modelo Estructural Actual del Yacimiento en Estudio	43
3.4.4 Desarrollo del Modelo Numérico Mediante la Integración de la Información Obtenida de la Reinterpretación de las Pruebas.....	44
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	45
3.5.1 Técnicas.....	45
3.5.2 Instrumentos	45
3.6 RECURSOS	47
3.6.1 Recursos Humanos	47

3.6.2 Recursos Técnicos y Materiales	47
3.6.3 Recursos Financieros	47
CAPÍTULO IV	48
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	48
4.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE PRESIÓN, PRODUCCIÓN Y FLUIDOS DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO.....	48
4.1.1 Revisión de Representatividad y Consistencia de Análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura)	48
4.1.2 Revisión de la Data de Presión.....	51
4.1.3 Revisión de los Históricos de Producción e Inyección.....	52
4.2 REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LA DERIVADA DE BOURDET	53
4.2.1 Pozo J-481	53
4.2.2 Pozo J-482GI	54
4.2.3 Pozo J-486	57
4.2.4 Pozo J-489	58
4.2.5 Pozo J-493WI	59
4.2.6 Análisis Integrado de los Parámetros Estimados en la Reinterpretación de las Pruebas de Presión de los Pozos del Yacimiento NAR J-481	61
4.2.6.1 Análisis de la Variación de Permeabilidad y del Daño en el Pozo J- 482	61
4.2.6.2 Análisis de la Variación de Permeabilidad y del Daño en el Pozo J- 482	63
4.2.6.3 Análisis de la Variación de Permeabilidad y el Daño en el Pozo J- 486	64
4.2.6.4 Análisis del histórico de producción del pozo J-489	66
4.2.6.5 Análisis de la Variación de la Permeabilidad y del Daño en el Pozo J-482GI	67
4.2.6.6 Análisis de la Variación de la Permeabilidad y del Daño en el Pozo J-493WI	69
4.2.6.7 Presión del Yacimiento NAR J-481, Estimada Mediante la Reinterpretación de las Pruebas de Presión	70
4.3 VALIDACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO POZO-YACIMIENTO CON EL MODELO DE YACIMIENTO ACTUAL	71
4.3.1 Pozo J-481	72
4.3.2 Pozo J-482	74
4.3.3 Pozo J-486	78
4.3.4 Pozo J-489	80
4.3.5 Pozo J-493WI	82
4.4 DESARROLLO DEL MODELO NUMÉRICO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE LOS DATOS ANALÍTICOS OBTENIDOS.....	84

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 95
 CONCLUSIONES 95
 RECOMENDACIONES 97
BIBLIOGRAFÍA..... 98
APÉNDICES..... 99
HOJAS METADATOS..... 143



LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica del campo Jusepín	9
Figura N° 2.2 Mapa estructural del campo Jusepín Profundo	10
Figura N° 2.3 Columna estratigráfica y registro tipo del Campo Jusepín.....	12
Figura N° 2.4 Características generales del sistema pozo-yacimiento según la curva de la derivada.	24
Figura N° 4.1 Vista del pozo J-481 en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481.....	72
Figura N° 4.2 Línea sísmica sentido NO-SE, del pozo J-481, donde se muestra la falla a 407 pies del pozo.....	74
Figura N° 4.3 Vista del pozo J-482 en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481.....	75
Figura N° 4.4 Mapa estructural del yacimiento NAR J-481	76
Figura N° 4.5 Línea sísmica arbitraria sentido N-SO, NO-SE del mapa estructural del yacimiento NAR J-481.....	77
Figura N° 4.6 Vista del pozo J-486 en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481.....	79
Figura N° 4.7 Vista del pozo J-489 en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481.....	81
Figura N° 4.8 Vista del pozo J-493WI en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481	83
Figura N° 4.9 Mapa estructural del yacimiento NAR J-481	83
Figura N° 4.10 Modelo estructural del yacimiento NAR J-481 basado en los resultados de la reinterpretación de las pruebas de presión de los pozos del mismo.....	84
Figura N° 4.11 Mapa de distribución de permeabilidad del yacimiento NAR J-481 ..	85
Figura N° 4.12 Mapa de distribución de porosidad del yacimiento NAR J-481.....	86
Figura N° 4.13 Mapa de distribución de espesores del yacimiento NAR J-481	86
Figura N° 4.14 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción t= 0 hrs (16-04-1998, 2:00 pm).....	88
Figura N° 4.15 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción t= 5474 hrs (31-01-1998, 4:24 pm).....	88
Figura N° 4.16 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción t= 10950 hrs (16-07-1999, 6:48 pm).....	89
Figura N° 4.17 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción t= 16880 hrs (19-03-2000, 9:24 pm).....	89
Figura N° 4.18 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción t= 22810 hrs (22-11-2000, 12:00 am)	90
Figura A-1 Información general del pozo J-481	101

Figura A-2 Datos de entrada al programa de validación.....	101
Figura A-3 Gráfico de función “Y” del pozo.....	102
Figura A-4 Gráfico de balance de materiales.....	102
Figura A-5 Datos generales del pozo J-481	103
Figura A-6 Datos de entrada al programa de validación.....	104
Figura A-7 Gráfico de función “Y”	104
Figura A-8 Gráfico de Balance de Materiales.....	105



LISTA DE GRÁFICOS

Pág.

Gráfico N° 2.1 Distribución de fluidos en el campo Jusepín profundo.	13
Gráfico N° 2.2 Comportamiento de una prueba de restauración (Build-Up).....	19
Gráfico N° 2.3 Comportamiento de presión y producción en una prueba Fall Off.....	20
Gráfico N° 2.4 Comportamiento del modelo de yacimiento homogéneo.....	25
Gráfico N° 2.5 Gráfico representativo del modelo de pozo de almacenamiento y daño.....	27
Gráfico N° 4.1 Comparación entre los puntos medios de perforaciones para los pozos del yacimiento NAR J-481.	50
Gráfico N° 4.2 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-481, en función del tiempo	61
Gráfico N° 4.3 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-482, en función del tiempo	63
Gráfico N° 4.4 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-486, en función del tiempo	64
Gráfico N° 4.5 Histórico de producción del pozo J-489	66
Gráfico N° 4.6 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-482GI, en función del tiempo.....	67
Gráfico N° 4.7 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-493WI, en función del tiempo	69
Gráfico N° 4.8 Histórico de presiones de todos los pozos del yacimiento NAR J- 481, estimadas mediante la reinterpretación de las pruebas de presión.....	70
Gráfico N° 4.9 Cotejo de la historia de presión del pozo J-481, ajustado al modelo de yacimiento homogéneo con falla en el borde.....	72
Gráfico N° 4.10 Ajuste de la deconvolución de la derivada pozo J-481.....	73
Gráfico N° 4.11 Cotejo de historia de presión del pozo J-482 (Productor) ajustado al modelo de yacimiento homogéneo con falla en el borde	75
Gráfico N° 4.12 Deconvolución de la derivada de presión, ajustada al modelo de yacimiento homogéneo con falla en el borde.....	78
Gráfico N° 4.13 Cotejo de la Historia de presión del pozo J-486 ajustado al modelo de yacimiento homogéneo con una falla en el borde	79
Gráfico N° 4.14 Deconvolución de la derivada perteneciente a la prueba de presión del 26/05/2002.....	80
Gráfico N° 4.15 Cotejo de la Historia de presión del pozo J-489 ajustado al modelo de yacimiento homogéneo e infinito	81
Gráfico N° 4.16 Cotejo de la Historia de presión del pozo J-493WI ajustado al modelo de yacimiento homogéneo limitado por una falla a 613 pies.....	82
Gráfico N° 4.19 Cotejo de la presión simulada con la presión medida del pozo J- 481.....	91

Gráfico N° 4.20 Cotejo de la presión simulada con la presión medida del pozo J-482.....	91
Gráfico N° 4.21 Cotejo de la presión simulada con la presión medida del pozo J-486.....	92
Gráfico N° 4.22 Cotejo de las presiones simuladas utilizando el modelo analítico propuesto, y la configuración del mapa estructural del yacimiento contra la presión real medida en el yacimiento (pozo J-481).....	93
Gráfico N° 4.23 Cotejo de las presiones simuladas utilizando el modelo analítico propuesto, y la configuración del mapa estructural del yacimiento contra la presión real medida en el yacimiento (pozo J-482).....	93
Gráfico N° 4.24 Cotejo de las presiones simuladas utilizando el modelo analítico propuesto, y la configuración del mapa estructural del yacimiento contra la presión real medida en el yacimiento (pozo J-486).....	94
Gráfico B.1 Derivada de la prueba de restauración de presión (16-04-1998)	108
Gráfico B.2 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión..... (16-04-1998)	108
Gráfico B.3 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión 16-04-1998).....	109
Gráfico B.4 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión..... (03-02-1999)	109
Gráfico B.5 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (03-02-1999)	110
Gráfico B.6 Derivada de la prueba de restauración de presión (03-02-1999)	110
Gráfico B.7 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión..... (31-07-2000)	111
Gráfico B.8 Derivada de la prueba de restauración de presión (31-07-2000)	111
Gráfico B.9 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (31-07-2000)	112
Gráfico B.10 Derivada de la prueba de restauración de presión (28-03-2001)	112
Gráfico B.11 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión..... (28-03-2001)	113
Gráfico B.12 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (28-03-2001)	113
Gráfico B.13 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión..... (23-05-2002)	114
Gráfico B.14 Derivada de la prueba de restauración de presión (23-05-2002)	114
Gráfico B.15 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (23-05-2002)	115
Gráfico B.16 Derivada de la prueba de restauración de presión (08-04-2003)	115
Gráfico B.17 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión..... (08-04-2003)	116
Gráfico B.18 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (08-04-2003)	116

Gráfico B.19 Derivada de la prueba de restauración de presión (16-10-2003)	117
Gráfico B.20 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (16-10-2003)	117
Gráfico B.21 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (16-10-2003)	118
Gráfico B.22 Derivada de la prueba de restauración de presión (31-01-2007)	118
Gráfico B.23 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (31-01-2007)	119
Gráfico B.24 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (31-01-2007)	119
Gráfico B.25 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (05-02-1999)	120
Gráfico B.26 Derivada de la prueba de restauración de presión (05-02-1999)	120
Gráfico B.27 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (05-02-1999)	121
Gráfico B.28 Derivada de la prueba de restauración de presión (12-06-2000)	122
Gráfico B.29 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (12-06-2000)	122
Gráfico B.30 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (12-06-2000)	123
Gráfico B.31 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (22-09-1999)	123
Gráfico B.32 Derivada de la prueba de restauración de presión (22-09-1999)	124
Gráfico B.33 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (22-09-1999)	124
Gráfico B.34 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (09-10-2000)	125
Gráfico B.35 Derivada de la prueba de restauración de presión (09-10-2000)	125
Gráfico B.36 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (09-10-2000)	126
Gráfico B.37 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (24-03-2001)	126
Gráfico B.38 Derivada de la prueba de restauración de presión (24-03-2001)	127
Gráfico B.39 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (24-03-2001)	127
Gráfico B.40 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (27-05-2002)	127
Gráfico B.41 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (27-05-2002)	128
Gráfico B.42 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (27-05-2002)	128
Gráfico B.43 Derivada de la prueba de restauración de presión (03-05-2002)	129

Gráfico B.44 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (03-05-2002)	129
Gráfico B.45 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (03-05-2002)	129
Gráfico B.46 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (06-10-2002)	130
Gráfico B.47 Derivada de la prueba de restauración de presión (06-10-2002)	130
Gráfico B.48 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (06-10-2002)	131
Gráfico B.49 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (27-04-2003)	131
Gráfico B.50 Derivada de la prueba de restauración de presión (27-04-2003)	132
Gráfico B.51 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (27-04-2003)	132
Gráfico B.52 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (11-12-2000)	133
Gráfico B.53 Derivada de la prueba de disipación de presión (11-12-2000).....	133
Gráfico B.54 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (11-12-2000)	134
Gráfico B.55 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (18-04-2001)	134
Gráfico B.56 Derivada de la prueba de disipación de presión (18-04-2001).....	135
Gráfico B.57 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (18-04-2001)	135
Gráfico B.58 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (01-11-2001)	136
Gráfico B.59 Derivada de la prueba de disipación de presión (01-11-2001).....	136
Gráfico B.60 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (01-11-2001)	137
Gráfico B.61 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (15-08-2004)	137
Gráfico B.62 Derivada de la prueba de disipación de presión (15-08-2004).....	138
Gráfico B.63 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (15-08-2004)	138
Gráfico B.64 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (17-04-2007)	139
Gráfico B.65 Derivada de la prueba de disipación de presión (17-04-2007).....	139
Gráfico B.66 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (17-04-2007)	140
Gráfico B.67 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (11-12-2008)	141
Gráfico B.68 Derivada de la prueba de disipación de presión (11-12-2008).....	141
Gráfico B.69 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (11-12-2008)	141

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla N° 2.1 Reservas probadas oficiales para el campo Jusepín profundo.....	14
Tabla N° 4.1 Análisis PVT realizados a los pozos del yacimiento NAR J-481.....	49
Tabla N° 4.2 Resultados de la validación de los análisis PVT.....	49
Tabla N° 4.3 Profundidades medias de perforaciones de los pozos del yacimiento NAR J-481.	50
Tabla N° 4.4 Clasificación de las pruebas de presión realizadas a los pozos del yacimiento NAR J-481.....	51
Tabla N° 4.5 Archivos ASCII disponibles para la reinterpretación de las pruebas de presión del yacimiento NAR J-481.....	52
Tabla N° 4.6 Pruebas de presión realizadas al pozo J-481.....	53
Tabla N° 4.7 Resultados de la interpretación de pruebas del pozo J-481.....	54
Tabla N° 4.8 Pruebas de presión realizadas al pozo J-482.....	55
Tabla N° 4.9 Resultados de la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-482GI.....	55
Tabla N° 4.10 Parámetros estimados para el modelo de penetración parcial de la prueba 2, pozo J-482GI.....	56
Tabla N° 4.11 Parámetros estimados para el modelo de yacimiento radial compuesto de las pruebas 3, 4 y 5, pozo J-482GI.....	56
Tabla N° 4.12 Pruebas de presión realizadas al pozo J-486.....	57
Tabla N° 4.13 Resultados de la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-486.....	57
Tabla N° 4.14 Pruebas de presión realizadas al pozo J-489.....	58
Tabla N° 4.15 Resultados de la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-489.....	59
Tabla N° 4.16 Pruebas de presión realizadas al pozo J-493WI.....	60
Tabla N° 4.17 Resultado de la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-493WI.....	60
Tabla A-1 Valores de función “Y” para el pozo J-481.....	101
Tabla A-2 Prueba de balance de materiales.....	102
Tabla A-3 Prueba de densidad.....	103
Tabla A-4 Prueba de Desigualdad.....	103
Tabla A-5 Linealidad de la función “Y”.....	104
Tabla A-6 Prueba de balance de materiales.....	105
Tabla A-7 Prueba de densidad.....	105
Tabla A-8 Prueba de desigualdad.....	106



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**DESARROLLO DE UN MODELO NUMÉRICO QUE REPRODUZCA
LAS CONDICIONES DINÁMICAS EL YACIMIENTO NAR J-481, CAMPO
JUSEPÍN PROFUNDO MEDIANTE LA REINTERPRETACIÓN DE
PRUEBAS DE PRESIÓN**

Autor:

Jasnael Jesús Benítez Narvaez

CI: 18.825.104

Fecha: Febrero, 2011

Asesores:

Industrial: Ing. Giancarlo Molina.

Académico: Ing. Fabiola Mottola.

RESUMEN

Esta investigación permitió realizar la configuración del yacimiento NAR J-481 del campo Jusepín profundo, ubicado al norte del estado Monagas mediante la reinterpretación y análisis de las pruebas de presión realizadas a los pozos del mismo. Se reinterpretaron 23 pruebas de presión distribuidas entre los 5 pozos del yacimiento, las cuales se analizaron de forma integrada y consistente con los datos geológicos, de sísmica y de producción/inyección del yacimiento en estudio, a fin de aportar información de interés para la actualización del modelo estático y dinámico del yacimiento. Se realizó la reinterpretación de las pruebas mediante el análisis de la curva de la derivada de presión de Bourdet empleando el programa SAPHIR versión 4.10, se evaluaron los históricos de inyección y producción de los pozos en estudio, analizando la variación del daño de formación, permeabilidad efectiva y presión estimados durante las pruebas. Se obtuvieron los siguientes resultados: De acuerdo a la metodología aplicada se utilizó el PVT del pozo J-486 para el análisis de la mayoría de los pozos del yacimiento para el análisis de las pruebas de presión. De acuerdo al análisis del comportamiento dinámico, el yacimiento se caracterizó como un yacimiento homogéneo, con la presencia de 3 fallas principales, que limitan el área de drenaje de los pozos estudiados. El yacimiento presenta daño asociado a factores como producción de arena, precipitación de asfaltenos y, adicionalmente por canalización del fluido de inyección.

INTRODUCCIÓN

El campo Jusepín profundo está ubicado al norte el estado Monagas, 30 km al oeste de Maturín, el mismo está conformado por yacimientos que presentan un gran aporte en cuanto a producción, estos son los yacimientos NAR J-479 (bloque oeste), NAR J-476 (bloque central) y NAR J-481 (bloque este). El yacimiento NAR J-481 fue descubierto en 1998 con la perforación del pozo J-481, el cual sería puesto a producción el mismo año, con una tasa promedio de 13000 BNPD, de 30 °API con una RGP de 1300 PCN/BN; luego de evidenciarse la alta productividad de este pozo se perforó el pozo J-482 y J-486, los cuales permitieron alcanzar una producción de 20000 BNPD, comprobando la alta productividad del yacimiento. Posteriormente en el año 2000 se cerró el pozo J-482, el cual sería convertido a pozo inyector de gas, estableciendo el inicio del proceso de recuperación secundaria en el yacimiento.

Las pruebas de pozos son una herramienta indispensable para el monitoreo de las condiciones dinámicas de los yacimientos, de tal manera que con el uso de éstas, y en función del modelo estructural ajustado a través de la misma, se puede obtener información importante como presión promedio del yacimiento, permeabilidad, capacidad de flujo, adicionalmente se puede comprobar o determinar la presencia de condiciones de daño o estimulación en el yacimiento.

El yacimiento NAR J-481 (panel este), durante el inicio de su vida productiva, experimentó una alta declinación energética, lo cual precisó la aplicación de un proyecto de mantenimiento de presión por inyección de fluidos. Sin embargo, no se conoce con precisión el comportamiento de presión en las diferentes zonas del yacimiento a partir del inicio del proceso de inyección. Debido a la importancia que representa el análisis de pruebas de presión para determinar el comportamiento estático y dinámico del yacimiento, además de otros parámetros importantes en la

definición de los esquemas de explotación adecuados, se realizó la reinterpretación de las pruebas de presión del yacimiento NAR J-481, y se verificó el modelo analítico pozo-yacimiento con el modelo de yacimiento actual, lo cual permitió validar la estructura del yacimiento con el comportamiento observado en las pruebas de presión, permitiendo caracterizar las condiciones dinámicas del yacimiento para, posteriormente, desarrollar un modelo numérico característico de las presiones del mismo, el cual será una herramienta de gran utilidad en la predicción del comportamiento de producción/inyección en el área estudiada.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Durante los primeros años de producción, el yacimiento NAR J-481 presentó un aporte de más de 12000 BPD, de 30 °API con una RGP promedio de 1300 PCN/BN, sin embargo, experimentó una declinación promedio de 330 lpc/MMBN aproximadamente, lo cual hizo necesaria la aplicación de un método de recuperación secundaria por inyección de gas a través del pozo J-482, manteniendo la presión del yacimiento en 7800 lpc.

Desde Agosto del año 2000 hasta el año 2008, la presión promedio medida en el yacimiento (7913 lpc) a través de las diferentes pruebas realizadas al mismo, se encontró por debajo de la presión de mantenimiento establecida para el yacimiento (8600 lpc), lo cual se puede atribuir a la baja eficiencia del proceso de inyección de fluidos. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que se ha disminuido la declinación promedio del yacimiento, la cual es actualmente cercana a 1,3 lpc/MMBN.

Uno de los principales inconvenientes del yacimiento ha sido la incertidumbre en cuanto a las condiciones de flujo presentes en el mismo, por tal razón, la gerencia de Exploración y Producción división Oriente se propuso realizar un estudio que permita definir la dinámica del yacimiento a fin de tener un mayor conocimiento en cuanto a las condiciones reales del mismo, además de evaluar el histórico de presión y cotejarlo con la interpretación de las pruebas de presión disponibles realizadas a los diferentes pozos del yacimiento con la finalidad de corroborar la definición estructural del yacimiento en relación a las fallas y bordes presentes en el mismo, lo cual permitió desarrollar un modelo numérico que reproduce las condiciones de

presión existentes en el yacimiento, siendo éste de gran utilidad al momento de monitorear el comportamiento del yacimiento y optimizar el esquema de explotación del mismo.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo numérico que reproduzca las condiciones dinámicas de yacimiento NAR J-481 del campo Jusepín, al norte del estado Monagas, mediante la reinterpretación de pruebas de presión.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar las condiciones actuales de presión, producción y fluidos de los pozos en estudio mediante la revisión y consistencia de la información obtenida.
- Reinterpretar las pruebas de presión mediante el análisis del comportamiento de la curva de la derivada de presión.
- Comparar los modelos analíticos pozo-yacimiento con el modelo de yacimiento actual.
- Desarrollar el modelo numérico mediante la integración de los datos analíticos obtenidos en el estudio.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El yacimiento NAR J-481, comprende el bloque este del campo Jusepín, el mismo, por estar ubicado en la zona operacional conocida como el área norte de Monagas, representa una de las zonas operacionales más importantes para la gerencia

de Exploración y Producción División Oriente, debido a que posee una gran cantidad de hidrocarburos medianos, livianos y gas condensado. En la formación naricual, específicamente, se encuentra una gran cantidad de reservas probadas (53 MMBN), por lo que su evaluación y monitoreo mediante diferentes disciplinas ha sido de gran importancia para sustentar la aplicación de los esquemas de explotación establecidos, así como para definir la estructura general del yacimiento, identificando las diferentes fallas y/o barreras presentes en el mismo.

El siguiente estudio se desarrolló con el objetivo de revisar la configuración del bloque este del campo Jusepín profundo, a fin de caracterizar las condiciones dinámicas del yacimiento, logrando así desarrollar un modelo numérico característico del yacimiento, que permita establecer el comportamiento de las presiones del mismo, verificar la eficiencia de los esquemas de explotación diseñados para el yacimiento y, adicionalmente, permita evaluar futuros esquemas de explotación que se deseen implantar para la obtención del máximo recobro posible de las reservas presentes en el yacimiento NAR J-481.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Alfonzo, B. (2001) desarrolló un trabajo de grado titulado “Caracterización dinámica de la arena NAR-3 del área Carito central, mediante la interpretación de pruebas de presión”, su estudio estuvo basado en la interpretación de las pruebas de presión realizadas a los diferentes pozos que fueron completados en la arena en cuestión, obteniendo que la caracterización total del área no pudo ser realizada. Sin embargo, los mejores resultado los obtuvo en el flanco norte, donde los pozos alcanzaron el flujo radial en una hora aproximadamente, obteniendo diferentes parámetros característicos de la formación, además de definir la estructura como un modelo de yacimiento homogéneo, con mantenimiento de presión por fallas y/o variación de transmisibilidad. Por otra parte, durante las pruebas realizadas a los pozos inyectores se observó que en las arenas de la zona por tener intervalos de diferentes presiones, presentaron flujo cruzado, impidiendo obtener la estabilización del periodo de flujo radial. Se recomendó realizar pruebas de presión con mayor frecuencia para el monitoreo de los yacimientos del área, considerando adicionalmente aumentar el tiempo de las pruebas en las zonas que no se pudo alcanzar el periodo de flujo radial para aumentar el radio de investigación y de esta forma poder obtener una respuesta de los pozos en esta zona, que permita tomar decisiones oportunas y precisas para mejorar el monitoreo y control de los yacimientos del área.

Curiel, A. (2010) elaboró un trabajo de grado titulado “Caracterización del área oeste del yacimiento K FUC 1 del campo el Furrial a través de la reinterpretación de pruebas de presión”, el estudio estuvo basado en la reinterpretación de las pruebas

realizadas a los 11 pozos que conforman dicho yacimiento, mediante el software Saphir, las mismas fueron analizadas en forma integrada y consistente con los datos del modelo geológico-estructural y la historia de producción e inyección con la finalidad de contribuir en la actualización del modelo estático y dinámico del yacimiento. Evaluó el desempeño de los pozos productores e inyectores, considerando la evolución de factores como el daño, la permeabilidad, presión del yacimiento, además del proceso de recuperación secundaria y su influencia en el mantenimiento de la presión del yacimiento. Se concluyó que el yacimiento se ajustaba a un modelo de yacimiento homogéneo, altamente fallado y con presencia de daño asociado a la precipitación de asfáltenos, ocasionando caídas de presión de entre 10 y 790 lpc. También se propuso realizar pruebas de restauración de presión a fin de determinar las caídas de presiones asociadas a condiciones de daño y evaluar los posibles tratamientos que permitan aumentar la productividad del yacimiento.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

El área norte de Monagas está ubicada al este de Venezuela, en la región norte del estado Monagas, abarca una extensión territorial de aproximadamente 28.900 km², el mismo se conforma principalmente por tres grandes bloques como son, El Furrial, Carito y Santa Bárbara. Está ubicado en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, adyacente a la ciudad de Maturín. El área limita al sur, con el Cratón de Guayana; al este, con el límite de asignación de PDVSA; al oeste, con el Campo Tocata en el Estado Monagas; y al norte, con la Serranía del Interior.

2.2.1 Campo Jusepín

El campo fue descubierto por el pozo Jusepín-1, perforado por la Standard Oil Company of Venezuela, en octubre de 1938, sobre un alto estructural vagamente señalado por estudios del sismógrafo de reflexión. Jusepín entró a producción en

1939 cuando se construyó el oleoducto hasta Caripito. La extensión noreste del campo Jusepín fue descubierta por el pozo J-130, completado en marzo de 1944. Es una prolongación estrecha de 7 km de largo por 700 metros de ancho, que fue desarrollada rápidamente; para agosto de 1945 se habían perforado 53 pozos.

En la década del 50 el modelo geológico sugería una falla inversa de alto ángulo como la base del bloque alóctono de Pirital, que restringía las posibilidades petrolíferas hacia el norte. La Mene Grande Oil Company perforó 7 pozos exploratorios que no alcanzaron objetivos profundos por dificultades mecánicas. El pozo profundo J-476 (18.473 pies), también al norte del corrimiento de Pirital, perforado en 1996 por el consorcio Total-Amoco bajo convenio operativo con Lagoven, obtuvo excelente producción del Oligoceno en horizontes profundos del viejo campo de Jusepín.

Con base en el comportamiento de presión-producción del campo, se dividió la estructura Jusepín en tres bloques separados, conocidos como: Bloque Central (yacimiento NAR J-476), desarrollado por los pozos J-476X, J-480, J-483, J-484 y J-485; Bloque Oeste (yacimiento NAR J-479), desarrollado por los pozos J-479 y J-487; y Bloque Este (yacimiento NAR J-481), desarrollado por los pozos J-481, J-482 y J-486. En vista de los excelentes resultados de las pruebas de producción extendidas de los pozos J-476 y J-479, y de la proximidad de las instalaciones de PDVSA en el complejo Jusepín, se decidió dar inicio a la explotación del campo.

2.2.1.1 Ubicación Geográfica

El campo Jusepín se encuentra ubicado en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la subcuenca de Maturín, al norte del Estado Monagas, 30 km al oeste de Maturín. Comprende los campos Jusepín, Muri, Mulata, Santa Bárbara, Travieso, Mata Grande y Tacat. Este campo conforma una extensa franja de rumbo N

60° E, posee una extensión de más de 45 km y 7 km de ancho, se puede describir el área productora como una sola unidad, sin embargo, las empresas concesionarias le dieron diferentes nombres a cada uno de sus campos petrolíferos.



Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica del campo Jusepín
Fuente: El Autor, 2011

Ubicado en el área Santa Bárbara, al oeste del Estado Monagas, el campo Jusepín está limitado al noreste (NE) por el campo Orocual, al suroeste (SO) por el campo Mulata, al sureste (SE) por el campo El Corozo y al sur por el campo El Furrrial. Actualmente el yacimiento está dividido por dos corrimientos en tres áreas: área Oeste (Yacimiento NAR J-479, área Central (Yacimiento NAR J-476) y área Este (Yacimiento NAR J-481).

2.2.1.2 Estructura del Campo Jusepín

El campo Jusepín, se desarrolla dentro de la cuenca Oriental de Venezuela. A partir

del Oligoceno medio se inicia la transcolisión de las dos placas con una subsidencia importante (tasa de sedimentación 100 pies/Ma) indicando una evolución en cuenca de antepaís. Al final del Mioceno temprano ocurre la llegada de los corrimientos en el Norte de Monagas.

La estructura de Jusepín corresponde a un anticlinal de rampa alargado en sentido Suroeste Noreste de origen compresional. Limita al norte y al sur por dos sobrecorrimientos paralelos, siendo el sobrecorrimiento norte el que separa a la estructura de los campos Orocuai, Chaguaramal y Cotoperí, mientras que el sobrecorrimiento sur lo separa del campo El Furrial. El campo cuenta con rampas laterales en dirección noreste y sureste que lo dividen en tres bloques identificados.

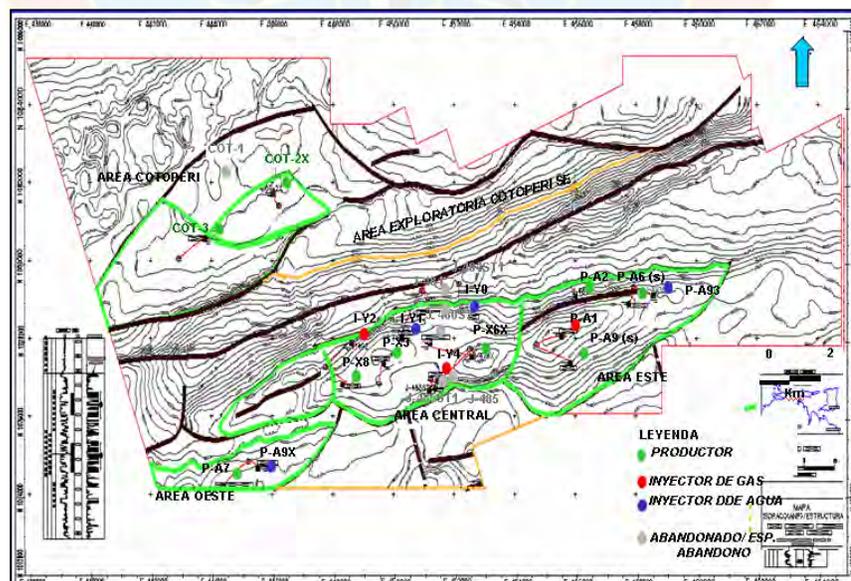


Figura N° 2.2 Mapa estructural del campo Jusepín Profundo
Fuente: Base de datos Jusepín (2010)

2.2.1.3 Estratigrafía del Campo Jusepín

La estratigrafía típica del Campo Jusepín Profundo muestra formaciones de edades comprendidas entre el Cretáceo y el Pleistoceno reciente. A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las formaciones:

Formación Mesa: de edad Plioceno Superior al reciente, el tope se encuentra en superficie y la base a unos 2635 pies; el ambiente de deposición es considerado fluvio-deltaico y paludal, caracterizado por arenas de granos gruesos y gravas.

Formación Las Piedras: de edad Mioceno Superior al Plioceno Superior, depositada en un ambiente de llanura deltaica, el tope y la base se encuentran a una profundidad estimada en 2625 y 4200 pies, respectivamente. Está caracterizada principalmente por sedimentos finos mal consolidados que incluyen areniscas y limonitas, lutitas arcillosas, arcilitas y lignitos.

Formación La Pica: de edad Mioceno Superior, depositada en un ambiente marino somero; el tope se estima alrededor de 4200 pies y la base a 6050 pies. Se caracteriza, litológicamente, por presentar lutitas y arenas alternada.

Formación Carapita: de edad Mioceno Inferior a Medio, se caracteriza por presentar lutitas color gris oscuro o negras, depositadas en un ambiente marino de aguas profundas. El tope de esta formación se encuentra alrededor de 6050 pies y la base a unos 15680 pies.

Formación Naricual: se caracteriza por presentar ambiente fluvial deltaico hacia el tope y nerítico medio hacia la zona basal, constituida por areniscas, también se encuentran intercalados capas de lutitas y lignitos. La profundidad va de 15680 a 16470 pies.

Formación Areo/Los Jabillos/ Caratas: de edad Eoceno Medio a Paleoceno, el tope de estas formaciones se estima a 16470 pies y su base a 17450 pies. Se caracterizan por presentar en la parte superior 150 pies de lutitas que las separan de la formación suprayacente, seguida de una secuencia de areniscas y lutitas de origen fluvial; en la base se encuentra una secuencia estratificada de areniscas, limonitas y lutitas.

EDAD	LITOLÓGIA/ AMBIENTE	ESPESOR (FT)	REGISTRO TIPO J-476X	TOGV	PDVSA			
MIOCENO	NÉRITICO INTERNO BATIAL	MFS 3		CARAPITA	CARAPITA			
OLIGOCENO	FLUVIO DELTAICO, NÉRITICO MEDIO	FS 4		A0	FORMACION NARICUAL	UN-12		
		FS 11		A1		UN-11		
		FS 5		A2		UN-10		
		FS 6		B		UN-9		
		1000'		C		UN-8		
		FS 7		D		UN-7		
		SB 30		E		UN-6		
		CS 9				UN-5		
		EOCENO		LITORAL DELTAICO		800'		MB. TINAJITAS
			FM. CARATAS					UN-3
UN-2								
UN-1								
PALEOCENO	PLATAFORMA INTERNA	150'		FM. VIDOÑO	AREO			
CRETACEO	FLUVIO DELTAICO CON INFLUENCIA DE MAREAS	?		FM. SAN JUAN	LOS JABILLOS			

Figura N° 2.3 Columna estratigráfica y registro tipo del Campo Jusepín
Fuente: Base de datos Jusepín (2010)

2.2.1.4 Fluidos

Al igual que la mayoría de los yacimientos profundos del Norte de Monagas, en los yacimientos del campo Jusepín Profundo se observa una fuerte degradación de los fluidos con la profundidad. Así, se puede encontrar petróleo liviano (34-45 °API) en el tope hasta llegar a petróleo mediano (27-28 °API) y luego una capa de crudo no movible (8-16 °API), a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, en los flancos. Este comportamiento se refleja en la presión de saturación que se encuentra alrededor de 6300 lpca en el tope y a 2700 lpca en los flancos.

Respecto al contenido de afaltenos se encuentra desde 0,2% en el pozo J-482 hasta 8% en el pozo J-487. Los análisis de laboratorio realizados a muestras de diferentes pozos muestran que puede existir floculación de afaltenos a 8000 lpca y 370 °F en el yacimiento NAR J-479 y a 7500 lpca y 370 °F en el yacimiento NAR J-481.

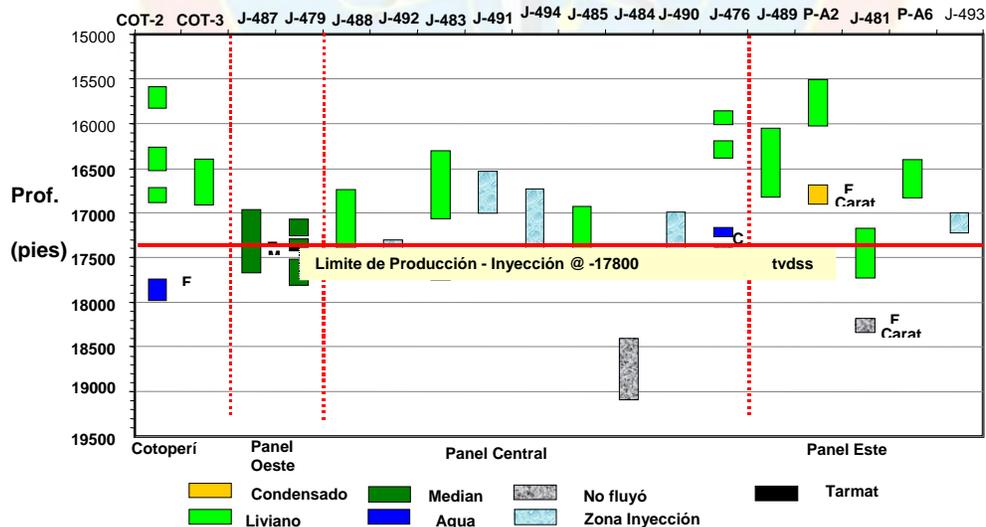


Gráfico N° 2.1 Distribución de fluidos en el campo Jusepín profundo.
Fuente: PDVSA, (2007).

2.2.1.5 Reservas

La siguiente tabla muestra las reservas probadas oficiales asociadas al yacimiento en estudio (Tabla 2.1), así como las del resto de los yacimientos del campo Jusepín profundo, las mismas se calcularon basándose en los estudios integrados incluyendo la interpretación sísmica, análisis geológicos, petrofísicos y, adicionalmente, de ingeniería de yacimientos.

Tabla N° 2.1 Reservas probadas oficiales para el campo Jusepín profundo.
Fuente: PDVSA, (2007).

YACIMIENTO	COTOPERI	NAR J-476	NAR J-479	NAR J-481
POES (MMBN)	34,8	231,3	66,8	173
FR (%)	14,5	33,3	14,8	35
RECUP. (MMBN)	5	77	9,9	60,5
NP (MMBN)	5,4	54,6	9,2	38
REM (MMBN)	0	22,4	0,7	22,5

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Caracterización de Yacimientos

La caracterización de un yacimiento consiste en detectar y evaluar los elementos que constituyen y afectan el comportamiento del mismo. La metodología de caracterización se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se definen las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la

interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas. (Curiel, 2010)

2.3.1.1 Caracterización Estática de Yacimientos

Se basan en definir la geometría del yacimiento y describir los parámetros petrofísicos; para comprender en términos físicos y geológicos el sistema de entrapamiento de hidrocarburos. Para esto se utilizan datos geológicos, geofísicos, petrofísicos, sedimentológicos, registros de pozos, datos de laboratorios, entre otros.

2.3.1.2 Caracterización Dinámica de Yacimientos

Consiste en analizar la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos. Para esto se utilizan pruebas de presión, datos de presión, registros de producción, (PLT), petrofísicos, entre otros.

2.3.2 Pruebas de Presión

Una prueba de presión consiste en la adquisición de datos de presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozo (aperturas y cierres) controladas. La completación del pozo objeto de prueba puede ser temporal o permanente. (CIED, 1997).

En el caso de pozos exploratorios, las pruebas son por lo general de corta duración, y la completación del pozo para la prueba es temporal, de aquí que tanto los

procedimientos de pruebas como los equipos a usar deben de ajustarse a las condiciones de la completación particular de pozo.

2.3.2.1 Objetivos de las Pruebas de Presión

A continuación se presenta un resumen de la información relevante de yacimiento y pozo que se deriva de la interpretación de datos de presión y producción obtenidos de las pruebas de presión:

- Presión actual de la capa o conjuntos de capas.
- Permeabilidad efectiva y capacidad de flujo.
- Daño de pozo.
- Conectividad hidráulica entre pozos.
- Heterogeneidades y límites asociados con el área de drenaje.
- Estrategia de completación óptima del pozo.
- Análisis de productividad del pozo (índice de productividad).
- Comercialidad o no del pozo.
- Presión media actual en patrón de inyectores de agua.
- Evaluación eficiencia de fractura hidráulica.
- Confirmación o validación de los valores de presión a esperar en el pozo según los resultados de simulador numérico de yacimiento.
- Confirmación o validación de modelo geológico y sísmico que caracteriza el área de drenaje asociada con el pozo.

2.3.2.2 Importancia de las Pruebas de Presión

La importancia de las pruebas y cuando deberían efectuarse las mismas, durante la vida del pozo, se resumen a continuación:

Pozo Exploratorio: definir los parámetros del yacimiento ó área de drenaje investigada y probar comercialidad del pozo (de ser posible). La prueba es necesaria en todo pozo exploratorio.

Pozo Productor: obtener el valor de la presión actual del área de drenaje así como evaluar la eficiencia de flujo del pozo. Determinar los límites del área de drenaje. Probar comunicación hidráulica entre pozos. El departamento de ingeniería de yacimientos y producción define la frecuencia en que deben de hacerse las pruebas en estos pozos.

Pozo Inyector: determinación de los parámetros de yacimiento que caracterizan el área de inyección. El valor de la presión promedio del área de inyección permite monitorear la eficiencia del proceso de inyección. Caracterización dinámica de los bancos de agua y petróleo. Al igual que el caso de los pozos productores, el departamento de ingeniería de yacimientos y producción, define la frecuencia de las pruebas.

2.3.3 Tipos de Pruebas de Presión

El tipo de prueba de presión que se va a seleccionar está relacionado con los objetivos que se deseen lograr y la elección de la misma se basa en las limitaciones prácticas o por conveniencia de la situación a analizar. En el caso particular de estudio, se evaluaron las pruebas de restauración de presión (Build-Up) y pruebas de

disipación de presión (Fall-Off), por lo tanto, se definieron dichas pruebas como base del estudio realizado.

2.3.3.1 Pruebas de Restauración de Presión (Build-Up)

Las pruebas de restauración de presión son muy usadas en la industria petrolera, se realizan en pozos productores y consisten en hacer producir el pozo a una tasa estabilizada durante cierto tiempo para establecer la distribución de presión y posteriormente cerrarlo, Gráfico N° 2.2. El incremento de la presión de fondo es medido inmediatamente antes del cierre y se registra como función del tiempo durante el periodo de cierre. A partir de esta prueba se pueden determinar:

- Estimados de permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido producido.
- Transmisibilidad del yacimiento.
- Eficiencia de flujo daño o estimulación.
- Área de drenaje y presión promedio del yacimiento en el radio de acción de la prueba.
- Heterogeneidad del yacimiento (roca/fluido).
- Efecto de almacenamiento del pozo, entre otros.

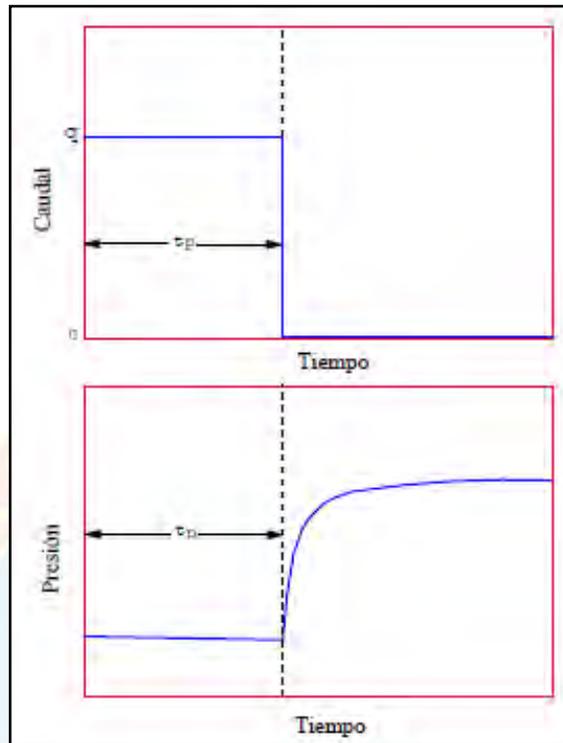


Gráfico N° 2.2 Comportamiento de una prueba de restauración (Build-Up)
Fuente: Escobar F. (2009)

2.3.3.2 Pruebas de Disipación de Presión (Fall Off)

Las pruebas Fall-Off se realiza en los pozos inyector y son análogas a las pruebas Build Up en pozos productores se corre cerrando el pozo inyector y registrando la presión en el fondo del pozo como función del tiempo de cierre, Gráfico N° 2.3. Al inyectar fluidos al yacimiento, es posible que se forme uno o más bancos de fluidos. Se debe reconocer la existencia de estos bancos y tomarse en cuenta para el análisis de la presión. Cuando la razón de movilidad entre los fluidos inyectados y el yacimiento es igual a uno, el análisis es directo, esto se debe a que el yacimiento se está comportando como si tuviese solo un fluido en movilidad constante.

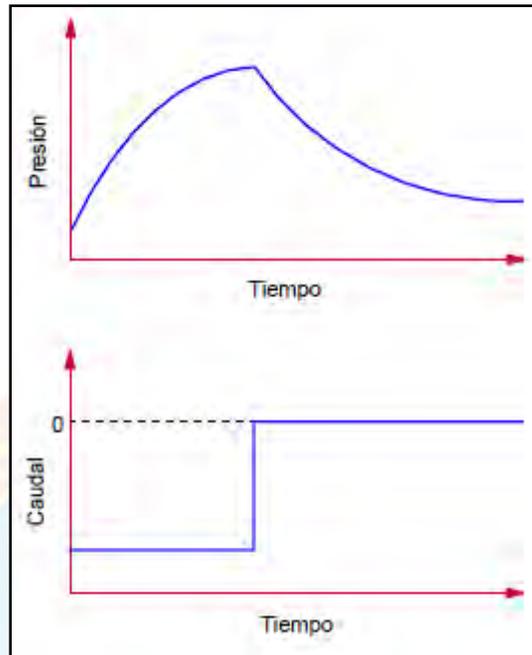


Gráfico N° 2.3 Comportamiento de presión y producción en una prueba Fall Off.

Fuente: Escobar F. (2009)

2.3.4 Factores que Influyen en la Interpretación de las Pruebas de Presión

- Efecto de llene o almacenamiento
- Expansión de los fluidos
- Movimiento del nivel de líquido
- Segregación de las fases
- Factor de daño
- Seudodaño de formación

2.3.5 Condiciones de Solución

La obtención de soluciones a la ecuación de difusividad se basa en la definición de las condiciones iniciales y de borde, en base a esto existen tres condiciones fundamentales para los ingenieros de petróleo:

- **Condición transeúnte**

Esta condición es aplicable solo para un período relativamente corto, después de que la distribución de presión se ha creado en el reservorio. En términos del modelo de flujo radial, esta disturbio sería causado por la alteración de la tasa de producción de los pozos en un radio de $r = r_w$. En el tiempo en el cual la condición transeúnte es aplicable y se asume que la respuesta de presión en el reservorio no está afectada por el borde externo, así el yacimiento aparenta ser infinito en extensión.

Esta condición es aplicada para los análisis de las pruebas de pozos en las que la tasa de producción es cambiada deliberadamente y el resultado de la respuesta de presión es medido y analizado durante un breve periodo. Como el efecto de borde no se siente a menos que sea un yacimiento extremadamente pequeño, el reservorio es matemáticamente infinito.

Esto proporciona una solución compleja en la cual, tanto la presión como la derivada de la presión, con respecto al tiempo son funciones que dependen de la presión y el tiempo.

- **Condición de estado semi – estable**

Esta condición es aplicable a un yacimiento que ha estado produciendo por un periodo de tiempo de suficientemente largo tal que permita que ya el efecto de los bordes se haya sentido. Se considera que el pozo está rodeado por su borde externo por una solida “pared de ladrillo” (borde cerrado) el cual previene el flujo de fluidos por la celda radial.

- **Condición de estado estable**

Esta condición aplica después del periodo transeúnte, a un pozo con una celda radial cuyo borde externo es completamente abierto. Se asume que para una tasa de producción constante, el fluido que sale de la celda radial es el mismo que entra a través de los bordes abiertos. Esta condición es apropiada cuando la presión está siendo mantenida en el yacimiento debido al influjo natural de agua o aporte de energía por inyección de algún fluido desplazante.

2.3.6 Métodos Utilizados para el Análisis de Pruebas de Presión

La iniciativa de analizar el comportamiento de presión de un pozo para determinar la permeabilidad surge por primera vez en hidrología. En 1935, Theis presentó un método de análisis de restauración de presión para pozos de agua. Demostró que el comportamiento de presión de un pozo de agua cerrado debería ser función lineal del logaritmo de la razón $(t+\Delta t)/\Delta t$ y que la pendiente es inversamente proporcional a la permeabilidad efectiva.

2.3.6.1 Método de Horner

Este es uno de los métodos convencionales más utilizado. Se basa en un gráfico de presión de fondo versus el logaritmo del tiempo de Horner, a partir del cual se obtiene el comportamiento de presión del yacimiento. A tiempos medios de la prueba esta gráfica exhibe un comportamiento lineal, el cual es indicativo de flujo radial. La interpretación consiste en determinar la presión (P^*), la cual se obtiene al extrapolar dicho comportamiento lineal hasta la razón de tiempo igual a la unidad. El parámetro obtenido (P^*), puede ser considerado aproximadamente igual a la presión promedio en la región de drenaje del pozo (P_p) e igual a la presión inicial del yacimiento (P_i), para tiempos cortos de producción.

2.3.6.2 Curvas Tipo

Las Curvas Tipo son una familia de curvas de Declinación o de Restauración de presión. Este método de interpretación, es de gran utilidad en el análisis de pruebas afectadas por un periodo de llene, ya que el mismo, corresponde con una línea de 45° observada a tiempos cortos de la prueba. El análisis consiste en desplazar sobre la familia de Curva Tipo empleada, los datos de campo graficados a igual escala, manteniendo los ejes paralelos, con la finalidad de determinar el mejor ajuste.

2.3.6.3 Método de la Derivada

El principio de este método consiste en derivar las ecuaciones de flujo, provenientes de la ecuación de difusividad para obtener datos de P' , los cuales al ser graficados versus Δt en papel log-log, permiten detectar pequeños cambios de (dp/dt) , siendo éstos, característicos del sistema pozo-yacimiento en estudio. A tiempos cortos generalmente se observa una tendencia rectilínea de pendiente unitaria la cual revela

el efecto de almacenamiento en el pozo, y en algunos casos a tiempos intermedios una tendencia con pendiente cero, siendo esto un indicativo de flujo radial.

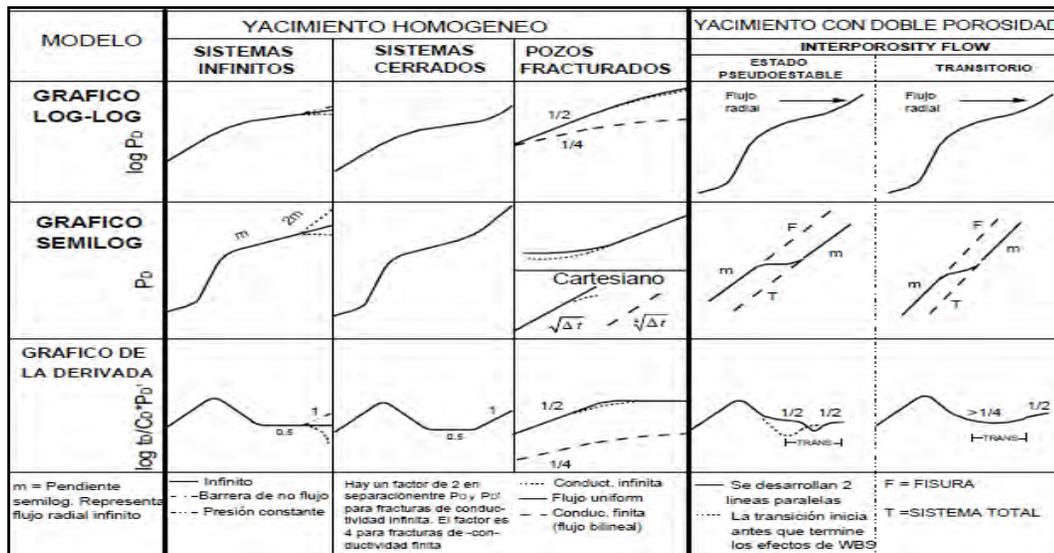


Figura N° 2.4 Características generales del sistema pozo-yacimiento según la curva de la derivada.

Fuente: Escobar, F. (2009)

2.3.7 Modelos de Yacimiento, Pozo y Borde Obtenidos a Partir de la Derivada.

2.3.7.1 Modelos de Yacimientos

- Yacimientos Homogéneos

La respuesta de la presión en el tiempo temprano está bajo la influencia del almacenamiento posterior, luego la derivada forma un "lomo" debido a la presencia del daño y formaría una recta de pendiente 0,5 ó 0,25 para un pozo

fracturado. Cuando el flujo radial se establece, la derivada se estabiliza y entonces forma una línea horizontal. En los gráficos semilog los puntos asociados a la parte horizontal de la derivada forman una línea recta en el tiempo tardío. Los parámetros de este modelo son la capacidad de flujo (kh) y la capacidad de almacenamiento (ϕC_t).

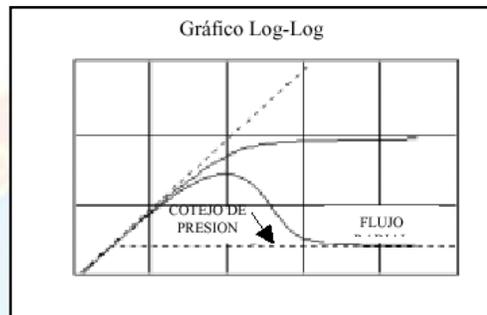


Gráfico N° 2.4 Comportamiento del modelo de yacimiento homogéneo

Fuente: Escobar, F. (2009)

- **Yacimientos de doble porosidad**

En estos yacimientos, el espacio poroso está dividido en dos medios distintos, la matriz, con alto coeficiente de almacenamiento y baja permeabilidad, y las fracturas con alta permeabilidad y bajo coeficiente de almacenamiento. En los mismos no existe difusión radial dentro de la matriz, por lo que solo existe flujo entre las fracturas.

- **Yacimientos de doble permeabilidad**

El yacimiento consta de dos arenas homogéneas, una de ellas con una capacidad de flujo mayor a la otra. Ambas arenas pueden fluir dentro del pozo, y existe flujo cruzado entre ambas en el yacimiento. En cualquier punto

del yacimiento el flujo cruzado entre las arenas es proporcional a la diferencia de presiones entre las dos arenas.

- **Yacimiento radial compuesto**

Este modelo de yacimiento asume que el pozo esta en medio de una zona homogénea y circular, comunicado con un yacimiento homogéneo e infinito. La zona interna y externa de esa zona circular poseen diferentes características de roca o fluido. No existe caída de presión en la interface de los dos fluidos. Adicionalmente a la permeabilidad, mediante este modelo se puede determinar la distancia del pozo a la interface de los fluidos (r_i); “M” o razón de movilidad entre la zona interna y externa de la interface (k/μ zona interna dividida por k/μ de la zona externa); y “D” razón de difusividad entre las dos zonas ($k/\phi.\mu.ct$ de la zona interna dividida por $k/\phi.\mu.ct$ de la zona externa).

- **Yacimiento lineal compuesto**

El pozo productor se encuentra en un yacimiento homogéneo, infinito en todas las direcciones excepto una en la que el yacimiento o el fluido exhiben un cambio en sus características a través de un frente lineal. En el lado lejano de la interface el yacimiento es homogéneo e infinito pero con capacidad de flujo y/o coeficiente de almacenamiento diferente.

2.3.7.2 Modelos de Pozos

- **Almacenamiento posterior y daño**

Los parámetros que se involucran en este modelo son la constante de almacenamiento (C) y el factor de daño (S). En el tiempo temprano, durante el régimen de almacenamiento posterior, la respuesta del yacimiento es indetectable: en la escala log-log la presión y la derivada siguen una línea recta de pendiente igual a la unidad, luego la derivada pasa por una concavidad hacia abajo, hasta que el efecto sea despreciable y se observen las presiones debido a la respuesta del yacimiento. El daño es el que controla la amplitud entre la respuesta de la presión y la derivada. Mientras mayor sea este espacio, mayor daño habrá alrededor del pozo.

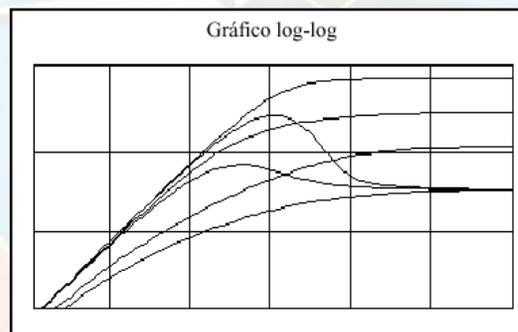


Gráfico N° 2.5 Gráfico representativo del modelo de pozo de almacenamiento y daño.

Fuente: Escobar, F. (2009).

- **Fracturas de alta conductividad**

La fractura de conductividad infinita, en aquellos casos en los que la presión es constante a través de la fractura a cualquier tiempo. Esta solución

es aproximada calculando la solución de flujo uniforme a un punto a lo largo de la longitud de la fractura, situado a $0,372 \cdot X_f$ de el centro de la fractura.

- **Fracturas de conductividad finita**

El pozo intercepta una falla en el plano vertical. La fractura de conductividad finita, asume que existe un gradiente de presión a lo largo de la longitud de la fractura. El pozo está en el centro de la longitud de la fractura. Los efectos de pozo pueden estar presentes o no.

- **Pozo con penetración parcial**

El pozo produce de un intervalo perforado el cual es menor que el espesor de la formación. Esto genera un flujo esférico o semi-esférico, dependiendo de la posición del intervalo abierto con respecto al tope y base de la formación. Los parámetros adicionales que se obtienen mediante este modelo son: espesor de drenaje de la formación (h), la longitud del intervalo perforado o de penetración dentro del reservorio (h_w), la distancia desde el centro del intervalo perforado a la base de la formación (Z_w), la razón de permeabilidad vertical y radial (k_z/k_r), y el daño de formación con respecto a h o h_w (S).

2.3.7.3 Modelos de Borde

- **Una falla en el borde**

Sugiere una falla lineal, localizada a cierta distancia del pozo, la cual limita la extensión del yacimiento en una dirección (sellante), o proporciona un mantenimiento de presión en una dirección del yacimiento (presión constante). Adicionalmente a la permeabilidad, daño y coeficiente de

almacenamiento, este modelo permite estimar la distancia desde el pozo a la falla.

- **Borde circular**

El pozo se encuentra en el centro de un yacimiento limitado por un círculo, el cual puede ser sellante o de presión constante. Adicionalmente a la permeabilidad se puede estimar: la distancia desde el pozo al límite circular del yacimiento (R_e), el tipo de límite, si es sellante o de presión constante.

- **Dos fallas paralelas**

Dos límites paralelos, sellantes o que mantienen presión, localizados a cierta distancia del pozo, limitan la extensión del yacimiento en dos direcciones opuestas. En las otras dos direcciones el yacimiento se comporta como una extensión infinita. El pozo puede estar en cualquier posición entre los dos límites.

- **Dos fallas intersectantes**

Dos bordes lineales que se intersectan (sellantes o presión constante), localizadas a cierta distancia del pozo limitando la extensión del yacimiento en dos direcciones. El ángulo entre las fallas es de 90° o menos para el modelo estándar; y de 180° o menos para el modelo de fallas intersectantes a cualquier ángulo. Adicionalmente a los parámetros convencionales se puede estimar L_1 , L_2 : que es la distancia perpendicular desde el pozo a las fallas, además en el modelo estándar N , que corresponde a un número integrado representado en el ángulo de los límites; $\theta = 180^\circ/N$, ($2 \leq N \leq 200$).

- **Borde rectangular**

El yacimiento es un rectángulo, cada dirección puede estar limitada por una falla sellante, o un límite con presión constante o infinito. El pozo puede estar ubicado en cualquier posición dentro del rectángulo.

- **Falla no sellante**

La extensión del yacimiento está limitada en una dirección por un límite linear semi-permeable. En la otra dirección del límite semi-permeable el yacimiento posee las mismas características, las mismas propiedades del fluido y es de extensión infinita.

2.3.8 Análisis PVT

El análisis PVT es el conjunto de pruebas que se hacen el laboratorio para determinar las propiedades de los fluidos y su variación con los cambios de presión de un yacimiento petrolífero. Analizar un PVT es reunir un grupo de pruebas de laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas realizadas en muestras representativas del fluido del yacimiento. Estas pruebas consisten en simular en el laboratorio el agotamiento de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico e isotérmico, midiendo exactamente los volúmenes de gas y liquido separados en cada declinación de presión. Con este análisis se puede determinar las propiedades del fluido del yacimiento permitiendo desarrollar el mejor método de producción y predicción.

2.3.9 Pruebas de Laboratorio para Simular el Comportamiento PVT de los Fluidos

2.3.9.1 Separación Instantánea (Liberación Flash)

En este tipo de separación, la presión del petróleo es ligeramente menor que la de burbujeo, el gas liberado es poco y la saturación de gas no es tal como para alcanzar la saturación crítica e iniciar su movimiento hacia los canales porosos; por lo tanto, todos los gases liberados de la fase líquida durante la reducción de presión se mantienen en contacto íntimo y en equilibrio con la fase líquida. El volumen de líquido remanente que se obtiene en esta separación es poco ya que se libera mayor cantidad de gas. Este proceso ocurre generalmente al comienzo de la vida productiva del yacimiento o cuando el mismo se encuentra asociado a un acuífero muy activo que permite que se mantenga la presión.

2.3.9.2 Separación Diferencial

Como el gas tiene alta movilidad producto de su baja viscosidad, todos los gases que

son liberados de la fase líquida durante la reducción de presión son retirados continuamente de la liberación. El volumen de líquido remanente que se obtiene en esta liberación es mayor al que se obtiene en la instantánea, puesto que la liberación de gas de la fase líquida es poca.

2.3.10 Validación de Análisis PVT a Través de Métodos de Laboratorio

La información presentada en un estudio PVT puede estar influenciada por una serie de eventos que pueden alterar la validez y representatividad de los fluidos de un yacimiento. Estos eventos incluyen las condiciones de la toma de la muestra de los

fluidos, la forma como se realiza el transporte de la misma hasta el laboratorio, y las consecuencias bajo las cuales se realizan los experimentos. Es por ello, que se hace necesario realizar un proceso de validación con la finalidad de determinar la representatividad de las muestras y la consistencia de las pruebas de laboratorio.

2.3.11 Representatividad de la Muestra

Es el primer punto que se debe tratar para validar la información PVT disponible, consiste en determinar si la data experimental de laboratorio representa correctamente los fluidos y las condiciones existentes del yacimiento. Para determinar si un análisis PVT es representativo se debe analizar la siguiente información:

- Si la muestra es de fondo se debe verificar que la presión de apertura en cada una de las muestras sean iguales.
- Si es de superficie se debe verificar que las condiciones de presión y temperatura del separador a las cuales se realizó el muestreo fueron idénticas durante la toma de las muestras de gas y líquido y que las mismas fueron tomadas.
- La temperatura a la cual se efectuó el análisis sea igual a la del yacimiento, $T_{LAB} = T_{Yac}$.
- Verificar que la relación gas- petróleo medida experimentalmente no sea más de un 10 % mayor o menor que la medida en el pozo al momento de la toma de la muestra.
- La presión del yacimiento debe ser mayor que la presión de burbujeo.

2.3.12 Métodos para Validación de Data PVT

2.3.12.1 Pruebas de Densidad

En esta prueba la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de liberación instantánea debe ser igual a la calculada a partir de los datos de la prueba de separadores, ρ_{obf} , se considera válida la prueba si la diferencia entre los datos no es mayor de 5 %.

2.3.12.2 Prueba de la Linealidad de la Función Y

Cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron realizadas correctamente, los valores de la función Y reportados en el informe de la prueba PVT al graficarlos contra la presión se obtiene una línea recta. Algunas veces, cuando existe gran cantidad de componentes no hidrocarburos se presenta una dispersión en los puntos la cual aumenta cerca del punto de burbujeo y define una curva leve; si la P_b del informe es mayor que la real los puntos estarán bastante por encima de la curva definida; si por el contrario esta subestimada los valores de la función Y cerca de P_b tenderán a disminuir bruscamente.

2.3.12.3 Pruebas de Balance de Materiales

Consiste en determinar si la R_s calculada en la prueba de separación diferencial es igual a la calculada por balance de materiales. Para poder realizar esta prueba se debe tener del informe PVT, $^{\circ}\text{API}$, R_s y B_o a varias presiones, además de la gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación. Se considera válida la prueba si la diferencia entre los valores no excede de 5 %.

2.3.12.4 Prueba de Desigualdad

Para que los datos PVT sean consistentes a través de esta prueba se debe cumplir que:

$$\hat{c}_{\text{bod}} < B_g \hat{c}_{R_{sd}}$$

2.4 CONCEPTOS BÁSICOS

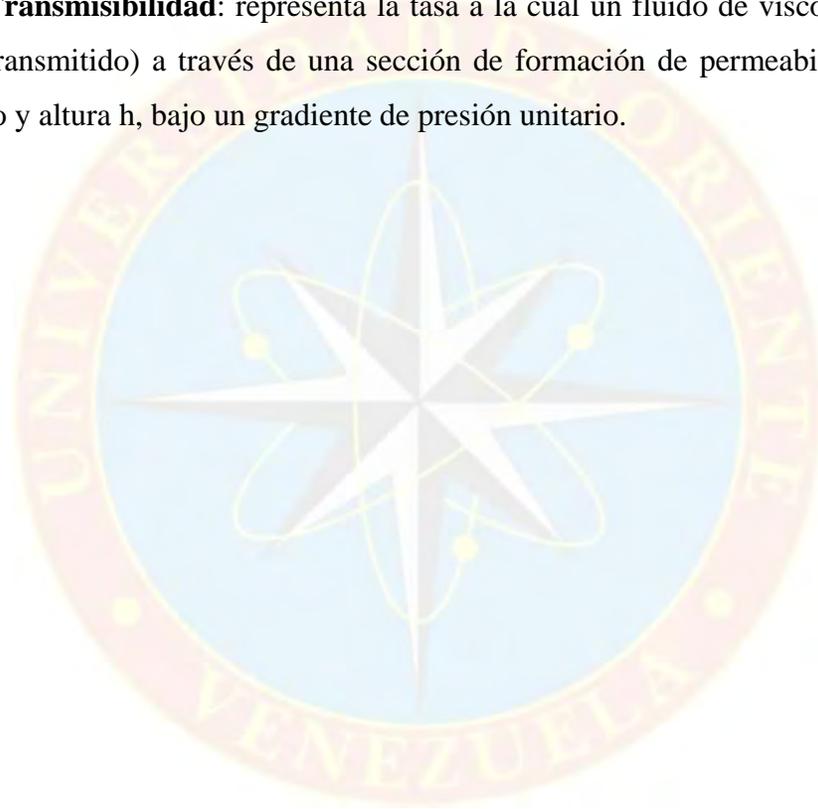
Deconvolución: es un método utilizado en los programas de análisis de pruebas de presión, que permite optimizar la respuesta de presión obtenida en la derivada de una prueba de restauración de presión. Esta herramienta se puede utilizar para remover los efectos de almacenamiento en el pozo que se visualizan a tiempos tempranos en la pruebas de presión, además se puede obtener una respuesta más larga sobre el comportamiento de presión, revelando información adicional sobre la región de tiempo tardío en la que podemos observar los límites del yacimiento que no pueden ser visualizados en simples pruebas de restauración.

Flujo de fluidos en el yacimiento: cuando se requiere la interpretación de pruebas de presión de manera confiable es necesario conocer la naturaleza del flujo en los yacimientos (tipo de flujo, geometría de flujo, tipo de fluido, etc.), las bases matemáticas, así como las suposiciones involucradas en cada modelo.

Permeabilidad efectiva: la permeabilidad efectiva de una roca es la permeabilidad de la misma a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor al 100% y puede ser calculada a través de una prueba de restauración de presión.

Presión promedio de yacimiento: La presión promedio de un yacimiento, \bar{P} es utilizada para caracterizar el yacimiento y se define como la presión que tendría este si se cierran todos los pozos por un periodo largo de tiempo. Para obtener la presión promedio en un pozo no es necesario cerrar todos los pozos del yacimiento, ni prescindir de la producción del pozo en prueba por un lapso de tiempo grande.

Transmisibilidad: representa la tasa a la cual un fluido de viscosidad μ , fluye (o es transmitido) a través de una sección de formación de permeabilidad k , ancho unitario y altura h , bajo un gradiente de presión unitario.



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

El procedimiento o metodología que se propuso para desarrollar el tema de investigación fue de tipo descriptiva, ya que “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento” (Arias, F, 1999). A través de este estudio se describió el comportamiento de la presión del yacimiento NAR J-481, interpretando las pruebas de presión realizadas a los pozos del yacimiento con el objetivo de desarrollar un modelo numérico característico de la distribución de presión del yacimiento, que sirva como herramienta en futuras predicciones a realizar en el yacimiento.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Con la finalidad de cumplir con los objetivos propuestos para este estudio, se estableció un diseño de investigación de campo el cual se puede llevar a cabo a partir de datos medidos directamente en el yacimiento, denominados primarios, provenientes de pruebas de presión realizadas a los diferentes pozos del mismo, los cuales se analizaron exhaustivamente durante la realización del trabajo de investigación. En referencia a la investigación de campo, Tamayo (2004) expresa: “Cuando los datos se recogen directamente de la realidad, por lo cual los denominamos primarios, su valor radica en que permiten cerciorarse de las verdaderas condiciones en que se han obtenido los datos, lo cual facilita su revisión o modificación en caso de surgir dudas”. Considerando el problema planteado se evaluó toda la información de presión obtenida de las pruebas realizadas a los pozos a

fin de caracterizar el yacimiento, definiendo una estructura geométrica del mismo, que fuese consistente con la información disponible de otras disciplinas.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

De acuerdo con el planteamiento de Arias (1999) “la población o universo se refiere al conjunto para el cual serán validas las conclusiones que se obtengan”. De esta forma, en este estudio se consideró como población los 5 pozos (J-481, J-482, J-486, J-489, J-493) perforados en el yacimiento NAR J-481 ubicado en el campo Jusepín profundo, el mismo se encuentra en estado de producción por flujo natural del yacimiento, con mantenimiento de presión por inyección de agua en los flancos y gas en la cresta. En relación a la muestra Arias (1999) la define como un “subconjunto representativo de un universo o población”. Para el caso de este estudio la muestra fue igual a la población, debido a que se trabajó con la información disponible de presión, análisis de muestras de fluidos y datos petrofísicos de todos los pozos que conforman el yacimiento NAR J-481.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para el desarrollo del trabajo de investigación se siguió una metodología que permitió cumplir con los objetivos planteados inicialmente, la misma estuvo estructurada en las etapas que se presenta a continuación:

3.4.1 Identificación de las Condiciones Actuales de Presión Producción y Fluidos Mediante la Revisión y Consistencia de la Información Obtenida.

El trabajo de investigación inició con la recolección de toda la información relacionada con los reportes de análisis realizados a los fluidos del yacimiento, así como reportes de pruebas de presión de cada uno de los pozos del mismo, además de

los reportes o históricos de producción de cada uno de los pozos, con la finalidad de identificar las condiciones del fluido en el yacimiento al momento de realizar las diferentes pruebas de presión que se interpretaron.

Para el desarrollo de la metodología se validó la información obtenida de cada uno de los datos recolectados con el objeto de verificar la confiabilidad de dicha información para su posterior uso en la reinterpretación de las pruebas de los pozos del yacimiento, teniendo en cuenta que la información suministrada para el análisis de las mismas es de gran importancia en la veracidad de los resultados obtenidos de la reinterpretación de las pruebas. La validación y verificación de confiabilidad de la información se desarrolló según se explica a continuación:

3.4.1.1 Validación de los Análisis PVT

Una vez obtenidos los reportes de análisis PVT de los fluidos, se procedió a su validación mediante las diferentes pruebas de revisión de representatividad y consistencia establecidos para dicho análisis, las cuales son: chequeo de temperatura de prueba, chequeo de las condiciones de recombinación, prueba de linealidad de la función Y, balance de materiales, prueba de densidad y prueba de desigualdad.

Para ello se contó con una hoja de validación de análisis PVT desarrollada por el equipo de Estudios Integrados de Yacimientos, la cual considera los diferentes criterios de validación, en la misma se introdujeron los datos que fueron extraídos de los reportes de análisis PVT, permitiendo generar las gráficas de cada criterio de revisión de consistencia, para corroborar la validez o no de los análisis.

Es importante mencionar que no todos los pozos contaban con análisis PVT, para tales pozo se consideró el PVT más representativo de los que se obtuvieron, en función de la profundidad media de las perforaciones de cada pozo, y estableciendo

para los pozos sin análisis PVT, el más cercano en cuanto a profundidad media de muestreo de los análisis que se validaron.

3.4.1.2 Revisión de la Data de Presión

Adicionalmente se realizó la revisión de los reportes disponibles de las pruebas de presión realizadas a cada uno de los pozos del yacimiento. Adicionalmente se revisó la data cruda o archivos ASCII entregados por las empresas de servicio, se cargó cada uno en la aplicación Saphir, con el objetivo de verificar que el comportamiento de presión de la prueba fuese similar al reportado por las empresas de servicios, para verificar la calidad de la data obtenida. Una vez validado el comportamiento de los datos de presión de los archivos ASCII cargados se procedió a corregir las pruebas a un mismo punto de presión, con la finalidad de realizar la reinterpretación de todas las pruebas a una misma profundidad, para realizar una comparación más adecuada entre cada una de ellas, de acuerdo a criterios establecidos en la metodología de trabajo se acordó corregir las pruebas a la profundidad del Datum (@ 16500 pbnm).

Luego de corregir todas las pruebas disponibles se procedió a cargar y sincronizar las tasas observadas durante cada uno de los periodos de flujo medidos en las pruebas, con sus respectivos cambios de presión, para luego comenzar con la reinterpretación de las pruebas de presión por pozo.

3.4.1.3 Revisión de los Históricos de Producción/Inyección

Toda la información de producción/inyección de los pozos utilizados en este estudio, se tomó de la base de datos de OFM; para la información obtenida de este programa no se realizó ningún tipo de validación o revisión de confiabilidad, ya que

esta información es cargada a dicho programa por los ingenieros custodios de los pozos, por lo que la misma se consideró válida y confiable.

3.4.2 Reinterpretación de las Pruebas de Presión Mediante el Análisis de la Derivada de Bourdet

Inicialmente se recopiló toda la información de entrada necesaria para la reinterpretación de las pruebas, como son características del pozo, que incluyen forma de completación y el radio de pozo; esta información fue obtenida del diagrama de completación oficial del pozo, tomando como referencia el radio del hoyo perforado en las arenas evaluadas.

Ciertas propiedades de la formación, como presión, compresibilidad, temperatura, porosidad y espesor. La temperatura del yacimiento se obtuvo de los reportes de análisis PVT realizados a las muestras de fluidos de los pozos respectivos. Por recomendaciones del equipo de geólogos e ingenieros de la gerencia de yacimientos se acordó que el valor de compresibilidad de la formación es de $1E-6 \text{ lpc}^{-1}$, los valores de porosidad promedio fueron obtenidos de la petrofísica de cada pozo, el espesor de arena se consideró a partir de los registros de producción realizados a cada pozo, considerando los espesores cañoneados que mostraron flujo en los registros de producción disponibles del yacimiento y la presión utilizada para el análisis se obtuvo de la presión estabilizada medida por el sensor durante cada una de las pruebas de presión.

Adicionalmente fue necesario conocer los datos del fluido, a saber tipo del mismo, viscosidad, compresibilidad, factor volumétrico y gravedad API; las cuales se obtuvieron de los reportes de análisis PVT realizados a muestras de los pozos del yacimiento, toda vez que los mismos fueron validados.

Una vez obtenido todos estos datos, se procedió a cargarlos en el programa utilizado para la reinterpretación de las pruebas, Saphir. Se cargaron inicialmente los datos del pozo, como son radio, espesor y porosidad promedio, además de información básica de la prueba; seguidamente se cargó la información del fluido, es decir, se cargaron las tablas PVT del fluido para que el programa interpolara los parámetros básicos del fluido a la presión de cada prueba.

Luego de cargar toda la información de entrada requerida por el programa, se importó la data cruda en formato ASCII, es decir, la data de presión en función de tiempo medida durante la prueba. Se verificó el comportamiento de presión, comprobando que el comportamiento fuese normal y que el sensor no haya presentado anomalías de lectura. Una vez corroborado esto y debido a que las pruebas de cada pozo se realizaron a diferentes profundidades, se procedió a corregirlas todas a una misma profundidad, en relación a esto se tomó como referencia la profundidad del datum, para realizar dicha corrección fue necesario aplicar las siguientes ecuaciones:

$$Pws @ M.P = Pws @ P.M + \text{Gradiente Estático} * (B - A) \quad (3.1)$$

$$Pws @ Datum = Pws @ M.P - \text{Gradiente Estático} * (B - E.M.R - 16500) \quad (3.2)$$

Donde:

Presión a la profundidad de medición: $Pws @ P.M$, (lpc)

Presión al punto medio de las perforaciones: $Pws @ M.P$, (lpc)

Profundidad de medición (TVD): A, (pies)

Punto medio de la perforación (TVD): B, (pies)

Presión a la profundidad del datum: $Pws @ Datum$, (lpc)

Elevación de la mesa rotaria: E.M.R, (pies)

Profundidad del datum: 16500 pies

Posteriormente se cargó el histórico de producción y/o inyección de cada pozo, considerando el histórico promedio mensual con la finalidad de reducir el tiempo de corrida de los modelos de yacimiento en la reinterpretación. Sin embargo, fue necesario cargar las tasas medidas durante cada prueba de manera puntual, para que las mismas coincidieran con el tiempo de cierre y la respuesta de presión medida en el pozo.

Seguidamente se realizó la sincronización de los diferentes períodos de flujos durante las pruebas, para ajustar el comportamiento de presión en relación a las tasas medidas, con el propósito de que el comportamiento obtenido de la reinterpretación fuese el más adecuado y arrojará un modelo representativo de la lectura durante cada una de las pruebas.

Cada pozo contaba con una variedad de pruebas realizadas durante su vida productiva, en tal sentido, es importante mencionar que a fin de cotejar la presión simulada por el software con las mismas se cargaron todas las pruebas de forma sincronizada en conjunto con el histórico de producción.

Para realizar la reinterpretación de cada prueba, se ingresó en el módulo de interpretación de saphir, el cual permite extraer la derivada de presión (derivada de Bourdet), para cada periodo de flujo o cierre (Draw-Down, Build-Up y/o Fall-Off); adicionalmente se genera un gráfico semi-log, el cual fue utilizado para obtener los parámetros básicos del yacimiento, y el gráfico histórico que muestra el cotejo entre la presión simulada por el programa en función al modelo definido y la respuesta de presión medida en el yacimiento.

El análisis de la derivada se realizó a partir de la definición de las diferentes regiones de flujo, donde se define una región inicial de flujo, generalmente se observaron los efectos de pozo que permiten definir la configuración del mismo; seguida de la región de tiempo medio, donde se observó el período de flujo radial, el cual muestra las condiciones o configuración del yacimiento propiamente dicho; y finalmente una región de tiempo final donde se pueden observar los límites del yacimiento.

El análisis de la derivada de presión permitió definir los modelos de pozos, yacimiento y borde que más se ajustaban al comportamiento observado en cada prueba, se escogió el mejor modelo que se ajustaba a la derivada generada.

3.4.3 Comparación del Modelo Pozo-Yacimiento Obtenido con el Modelo Estructural Actual del Yacimiento en Estudio

Una vez definido el modelo de pozo-yacimiento arrojado por la interpretación de cada una de las pruebas de presión, se realizó una comparación entre el modelo obtenido, con el modelo estructural establecido en el mapa oficial del yacimiento en estudio, esto se realizó a fin de validar el comportamiento obtenido mediante la reinterpretación de la derivada de Bourdet de cada pozo.

Este paso se realizó con la colaboración del personal de estudios integrados, geología, y geofísica; para cumplir con esta fase del trabajo de investigación se realizó la revisión de la información estructural y sísmica del área en estudio, observando los eventos geológicos que se pudieron establecer mediante estas disciplinas, y comparando con la estructura que se pudo obtener de cada prueba para los radios de investigación alcanzados por los registros de presión.

Se compararon las distancias de las fallas en el modelo estático oficial, además de la presencia o no de límites en los pozos según los resultados de la reinterpretación de las pruebas, para validar el comportamiento observado durante las mismas. Además se utilizó el método de deconvolución del software Saphir, como herramienta para la obtención de una respuesta más larga en la región de tiempo tardío de la derivada de Bourdet, con la finalidad de obtener información adicional de los límites observados en el yacimiento, para corroborar la veracidad o certidumbre del resultado de la reinterpretación de las pruebas realizadas a los pozos.

Es importante mencionar que existen factores que afectan la respuesta observada en las pruebas, por lo tanto enmascaran el comportamiento real de las mismas, debido a esto se consideró aquella información obtenida de los pozos durante la etapa de agotamiento natural de presión, a fin de evitar errores en la definición de límites o modelos, si el yacimiento está siendo sometido a procesos de recuperación secundaria y/o mantenimiento de presión.

3.4.4 Desarrollo del Modelo Numérico Mediante la Integración de la Información Obtenida de la Reinterpretación de las Pruebas

Una vez organizada toda la información de cada pozo del yacimiento, referente a toda información de completación, fluidos, producción, presión, en conjunto con los modelos obtenidos de la interpretación de las pruebas de cada pozo, como son modelos de pozo, yacimiento y límite; se procedió a construir el modelo numérico del yacimiento.

Para ello se contó con el módulo numérico de Saphir, el cual permite realizar la carga de una imagen del mapa estructural del yacimiento, que permite gráficas los contornos del mismo; una vez dibujado el contorno se crearon cada uno de los pozos en su posición respectiva, seguidamente se le ajustó la escala, ingresando la distancia

entre cada pozo y ajustando el mapa a dicha escala, luego se cargó a cada pozo toda la información concerniente al mismo, en resumen se cargó el radio del pozo, espesores, permeabilidad, porosidad, histórico de producción, el tipo de fluido producido y, considerando los modelos de pozo-yacimiento obtenidos de la reinterpretación de las pruebas se les ubicaron las fallas, límites y modelos de pozo observados en la reinterpretación de las pruebas, principalmente los obtenidos durante la etapa de agotamiento natural del yacimiento.

Una vez logrado esto se corrió el modelo numérico en Saphir, y se observó el comportamiento de presión simulado para diferentes tiempos de producción del yacimiento.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Se utilizaron una serie de técnicas que permitieron obtener la información necesaria para el desarrollo del trabajo de investigación, las cuales fueron entrevistas no estructuradas (profesores de la Universidad de Oriente, personal técnico de la empresa PDVSA, específicamente de la gerencia de Exploración y Producción Oriente) y recopilación de datos (revisión de las bases de datos de la empresa, revisión de reportes operacionales de los pozos, revisión de estudios previos relacionados con el tema propuesto, revisión de pruebas realizadas a los pozos en estudio, entre otros).

3.5.2 Instrumentos

Servidor (MATSED02): este servidor, perteneciente a la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos Distrito Norte, funciona como centro de almacenamiento

de toda la información generada y validada respecto a los trabajos y proyectos que se elaboran en los campos del área norte de Monagas, específicamente Jusepín. La Superintendencia de Desarrollo de Yacimientos Jusepín maneja la información concerniente a los pozos del área, información de producción, monitoreo, trabajos de reacondicionamiento realizados a los pozos, entre otras informaciones que fueron necesarias para el análisis del comportamiento dinámico del yacimiento.

Servidor (PLCGUA704): este servidor, perteneciente a la Gerencia de Operaciones Geológicas, funciona como centro de almacenamiento de la información generada y validada respecto a los trabajos y proyectos que se elaboran en PDVSA Exploración. La Sub-Gerencia de Operaciones Geológicas maneja la siguiente información: perforación exploratoria de todos los pozos, pronosis de los pozos, reportes diarios operacionales, registros de los pozos, sumarios, entre otras.

CENTINELA: es un sistema que cuenta con once módulos, para este estudio sólo se utilizará el módulo POZO, donde se visualizaron los parámetros de producción por pozo, estado actual del mismo, tipo de completación, pruebas de producción realizadas a los pozos, entre otras.

SAPHIR: es un software empleado para la interpretación de pruebas de presión creado por la empresa KAPPA, el mismo está basado en modelos numéricos que permiten procesar los datos de presión y tasa de flujo medidos directamente en la formación y elaborar gráficos de presión en función de tiempo, para el análisis de dicha información, que se ajustan en función de los modelos estructurales definidos para el yacimiento.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Se contó con el apoyo de ingenieros de petróleo y geólogos de la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos Distrito Norte, específicamente de las Superintendencias de Jusepín, Furrial y Oroqual, así como de la Gerencia de Exploración de la empresa PDVSA, como colaboradores durante la realización del trabajo de investigación, los cuales poseen conocimientos técnicos y operacionales en el tema de estudio. Por otra parte, se contó con la asesoría metodológica y académica de los profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos Técnicos y Materiales

La empresa PDVSA facilitó todos los equipos y materiales de oficina necesarios para llevar a cabo el trabajo de investigación; además se contó con información de libros, revistas, publicaciones, tesis, internet, red interna, de donde se obtuvo el material indispensable para el desarrollo de este proyecto.

3.6.3 Recursos Financieros

La empresa de petróleo venezolana PDVSA, específicamente la Gerencia de Exploración del Distrito Norte, proporcionó el apoyo económico para la realización del trabajo de investigación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La intención principal de desarrollar este trabajo estuvo orientada a la caracterización del yacimiento NAR J-481, debido a que el mismo posee gran incertidumbre en cuanto a su configuración y estructura, lo cual es de gran importancia en la definición de los esquemas de explotación, de tal forma que influye en la eficiencia de los planes y esquemas de producción que están aplicados para el mismo. Los resultados obtenidos se presentan de forma secuencial, considerando las etapas establecidas en la metodología, de la siguiente manera:

4.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE PRESIÓN, PRODUCCIÓN Y FLUIDOS DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO

Para definir las propiedades del fluido presente en el yacimiento, las condiciones de presión medidas en el yacimiento, adicionalmente para la obtención de un histórico de producción e inyección de los pozos en estudio, fue necesario la revisión de toda la información correspondiente a cada uno de ellos, a fin de validar su representatividad antes de ser utilizada como referencia para este estudio.

4.1.1 Revisión de Representatividad y Consistencia de Análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura)

Se revisó la información de los pozos del yacimiento NAR J-481, se recolectó informes de análisis PVT realizados a los pozos del yacimiento y se realizaron las evaluaciones comunes para la validación de los mismos, los reportes obtenidos de la revisión de información se muestran a continuación en la tabla 4.1.

Tabla N° 4.1 Análisis PVT realizados a los pozos del yacimiento NAR J-481.

Pozo	Fecha	Prof. Media de las Perforaciones (TVD)
J-481	25/04/1998	18135 pies
J-486	30/12/1999	16556 pies

Por otra parte, los resultados de la validación de los análisis PVT se muestran en la tabla 4.2.

Tabla N° 4.2 Resultados de la validación de los análisis PVT

Pozo	1	2	3	4	5	6	Diagnóstico Final
J-481	SI	SI	SI	SI	SI	SI	Válido
J-486	SI	SI	SI	SI	SI	SI	Válido

1. Chequeo de la Temperatura de Prueba
2. Chequeo de las Condiciones de Recombinación
3. Prueba de Densidad
4. Prueba de Linealidad de Función "Y"
5. Prueba de Balance de Materiales
6. Prueba de Desigualdad

Una vez evaluada la representatividad de los análisis PVT disponibles para cada uno de los pozos, se realizó una comparación de los puntos medios de las perforaciones para los pozos restantes, que no poseían análisis PVT, a fin de seleccionar la información PVT del pozo más adecuado en función del nivel estructural en el que se encuentra.

Comparando los puntos medios de las perforaciones de los pozos que no poseen PVT, con los pozos que si obtuvieron, se puede seleccionar para los pozos que no

contaron con esta información, el PVT válido del pozo que esté más cercano a éste, desde el punto de vista estructural. Las profundidades medias de perforaciones para cada pozo se muestran en la tabla 4.3.

Tabla N° 4.3 Profundidades medias de perforaciones de los pozos del yacimiento NAR J-481.

Pozo	PMP (pbnm)
J-481	18135
J-482	16556
J-486	17369
J-489	17734
J-493	17866

Desde el punto de vista estructural, se puede observar en profundidades cual pozo está más cercano a otro. En la siguiente gráfica (Gráfico 4.1) se observan las diferencias en las profundidades medias de perforaciones para los pozos del yacimiento en estudio.

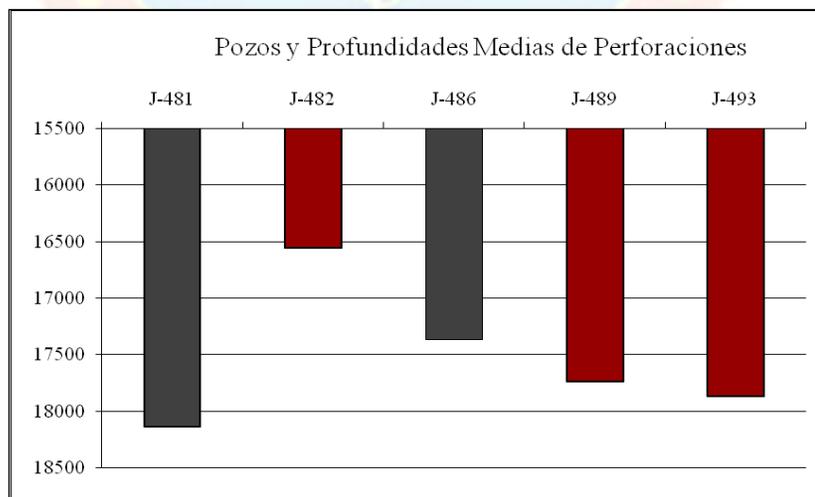


Gráfico N° 4.1 Comparación entre los puntos medios de perforaciones para los pozos del yacimiento NAR J-481.

Basado en esta información, se seleccionó la información del análisis PVT del pozo J-481, para aplicarse en el pozo J-493; adicionalmente el PVT del pozo J-486, una vez validado, fue utilizado para los pozos J-482 y J-489, ya que según los puntos medios de perforaciones son los más cercanos a éste en la estructura. En el apéndice A se muestran los resultados detallados de las pruebas de consistencia de PVT para los 2 pozos.

4.1.2 Revisión de la Data de Presión

La revisión y validación de la data de presión, se basó principalmente en verificar el comportamiento de presión medido por el sensor durante el registro de los puntos de presión de cada una de las pruebas de presión realizadas a los pozos, esto con la finalidad de comprobar que el comportamiento de presión sea normal, es decir, que no se repitan los puntos de presión a un mismo tiempo, o detectar posibles fallas en los sensores utilizados en las pruebas. Se concluyó que la data de presión disponible, fue válida para el estudio, ya que la misma exhibió un comportamiento normal, sin errores de medición, coincidiendo con lo reportado en los informes.

Posteriormente se realizó un inventario de las pruebas que se habían realizado a los pozos del yacimiento, la distribución de las pruebas por cada pozo del yacimiento se muestra en la tabla 4.4.

Tabla N° 4.4 Clasificación de las pruebas de presión realizadas a los pozos del yacimiento NAR J-481.

Pozo	BHP-BHT	Build-Up	RFT	Fall-Off	Total
J-481	3	8	1		12
J-482	2	2	2	4	10
J-486	7	4	1		12
J-489	7	3	1		11
J-493	3		1	3	7
				Total	52

Es conveniente mencionar que de las pruebas realizadas a los pozos, no todas contaban con archivos ASCII, o data cruda disponible para realizar la reinterpretación de las mismas, la tabla 4.5 muestra las pruebas que contaban con archivos ASCII disponibles para la reinterpretación de las mismas.

Tabla N° 4.5 Archivos ASCII disponibles para la reinterpretación de las pruebas de presión del yacimiento NAR J-481.

Pozo	BHP-BHT	Build-Up	RFT	Fall-Off	Total
J-481	1	8			9
J-482	1	2		3	6
J-486	7	4			11
J-489	7	3			10
J-493	3			3	6
				Total	42

Para la reinterpretación de las pruebas se utilizó solamente la información digital o archivos ASCII disponibles con un total de 17 de las pruebas de restauración de presión. Sólo se consideró este tipo de pruebas debido a que las restantes sirven solamente como referencias en cuanto a los puntos de presión medidos al momento de ser realizadas.

4.1.3 Revisión de los Históricos de Producción e Inyección

Los históricos de inyección y producción utilizados para desarrollar la reinterpretación de las pruebas de presión, fue extraído de la base de dato de Oil Field Manager (OFM); en conversaciones y entrevistas no estructuradas realizadas con los ingenieros custodios de los pozos, se estableció que la data de producción disponible en esta base de datos es válida, ya que la misma fue verificada previamente por el personal de Petróleos de Venezuela, S.A al momento de recibir la custodia del campo Jusepín Profundo por parte de la transnacional Total Oil and Gas Venezuela (TOGV).

4.2 REINTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LA DERIVADA DE BOURDET

Se realizó la reinterpretación de las pruebas disponibles para los pozos en estudio, mediante el análisis del comportamiento de la derivada de Bourdet, la cual permite identificar las diferentes regiones de flujo, donde se puede observar la presencia o no de límites en el pozo, definiendo un modelo analítico pozo-yacimiento para cada prueba, el cual permite validar una configuración de la estructura del yacimiento al integrar toda la información producto de la interpretación.

Los resultados de la interpretación de las pruebas de presión se detallan a continuación:

4.2.1 Pozo J-481

Tabla N° 4.6 Pruebas de presión realizadas al pozo J-481

Prueba	Fecha	Condición del Pozo	Tipo de Registro
1	17/04/1998	Productor	Build-Up
2	03/02/1999	Productor	Build-Up
3	13/07/2000	Productor	Build-Up
4	28/03/2001	Productor	Build-Up
5	23/05/2002	Productor	Build-Up
6	08/04/2003	Productor	Build-Up
7	16/10/2003	Productor	Build-Up
8	31/01/2007	Productor	Build-Up

El pozo J-481 fue perforado y puesto a producción en el año 1998, alcanzando en ese primer año de producción una tasa promedio de 13000 BNPD; el mismo fue completado en el intervalo de 17842 -18428 pies (Tope-Base) selectivo. A este pozo

se le han realizado desde su completación un total de 12 pruebas entre BHP-BHT, RFT y Build-Up, de las cuales 8 son Build-Up que pudieron ser interpretados debido a que se contó con información de ellos. La fecha de cada una de las pruebas se muestra en la tabla 4.6.

Todas las pruebas realizadas a este pozo, se modelaron con el modelo de yacimiento homogéneo. En las pruebas 1, 3, 4 y 5; se alcanzó a observar un límite en el borde, ajustando dicho comportamiento a la presencia de una falla. La prueba de restauración del 31/01/2007, se descartó para el análisis ya que estaba gravemente afectada por efecto de redistribución de fases, lo que pudo enmascarar la respuesta del yacimiento. Para cada caso, la tabla 4.7 muestra los resultados obtenidos de la reinterpretación de las pruebas de presión analizadas para el pozo J-481:

Tabla N° 4.7 Resultados de la interpretación de pruebas del pozo J-481

Prueba	P* (lpca)	k.h (md.pie)	k (md)	S (Adim)	L (pies)	C (bls/lpc)	R _{inv} (pies)
1	11970	4780	32	8,1	356	0,00494	1330,6
2	11167	6240	40,9	9,87	---	0,0153	3075,76
3	8257	2100	12,9	1,25	288	0,0217	891,03
4	8237	2180	13,2	-0,701	418	0,0224	831,011
5	8260	3860	24	0,276	555	0,0392	1480,23
6	7313	3070	19,5	-0,0236	---	0,0399	409,69
7	6989	3200	20,3	-0,105	---	0,0357	1188,17
8	7763	1640	10,7	-1,28	---	0,0012	750,8

4.2.2 Pozo J-482GI

Este pozo fue perforado en el año 1998 y producido en la formación Caratas, sin embargo fue para el año 1999 que se comenzó a producir en la formación Naricual, se le realizó una completación sencilla selectiva entre el intervalo 16290-

16822 pies. La acelerada declinación energética del yacimiento requirió de la aplicación de mantenimiento de presión por inyección de gas, por tal razón, en Diciembre del año 2000 se convirtió el pozo J-482 en inyector de gas. Las fechas de cada una de las pruebas de presión realizadas a este pozo, así como las condiciones de producción y/o inyección del pozo a las respectivas fechas de cada prueba se muestran a continuación en la tabla 4.8:

Tabla N° 4.8 Pruebas de presión realizadas al pozo J-482

Prueba	Fecha	Condición del Pozo	Tipo de Registro
1	06/02/1999	Productor	Build-Up
2	23/06/2000	Productor	Build-Up
3	12/12/2000	Inyector	Fall-Off
4	16/04/2001	Inyector	Fall-Off
5	29/10/2001	Inyector	Fall-Off

De las pruebas de presión realizadas a este pozo, las pruebas 1 y 2, fueron realizadas durante su etapa de producción; mientras que las pruebas 3, 4 y 5, fueron efectuadas posteriormente a su conversión a inyector de gas. Los resultados de la reinterpretación de las pruebas se muestran en la tabla 4.9.

Tabla N° 4.9 Resultados de la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-482GI

Prueba	P* (lpca)	k.h (md.pie)	k (md)	S (Adim)	L (pies)	C (bls/lpc)	R _{inv} (pies)
1	10531	23200	98	28,7	887	0,00591	2804
2	7658	38300	142	39,8	628	0,0152	3319
3	7520	797	3,54	4	---	0,00214	492
4	7157	10600	43,9	83	---	0,0154	2825
5	8360	9870	40,7	35,6	---	0,0262	5238

Las pruebas 1 y 2 se ajustaron al modelo de yacimiento homogéneo; estas dos primeras pruebas alcanzaron a observar un límite, el cual se interpretó como una falla,

la misma se estimó a diferentes distancias para cada una de las pruebas, debido posiblemente a que el espesor de arena pudo haber disminuido a mayores radios de investigación, lo cual afecta la reinterpretación de las mismas. Adicionalmente en la prueba 2, se observó un efecto de pozo que se ajustó al modelo de penetración parcial. Los parámetros adicionales estimados para el ajuste del modelo de penetración parcial se muestran en la tabla 4.10:

Tabla N° 4.10 Parámetros estimados para el modelo de penetración parcial de la prueba 2, pozo J-482GI

Prueba	Sw (Adim)	hw (pies)	Zw (pies)	S (Adim)	C (bls/lpc)
2	2,44	163,15	125,38	39,8	0,0152

Por otra parte las pruebas 3, 4 y 5 se efectuaron posteriormente a la conversión del pozo a inyector de gas, las mismas se ajustaron al modelo de yacimiento radial compuesto, que hasta el radio de investigación alcanzado se comportó como infinito, lo cual es común en pozos inyectores motivado por la diferencia en las propiedades del fluido del yacimiento y el fluido de inyección. Los parámetros adicionales como son razón de movilidad (M), razón de difusividad (D) y distancia de interfase entre los fluidos (R_i); estimados del modelo de yacimiento radial compuesto se muestran en la tabla 4.11.

Tabla N° 4.11 Parámetros estimados para el modelo de yacimiento radial compuesto de las pruebas 3, 4 y 5, pozo J-482GI

Prueba	M	D	R _i (pies)
3	0,386	0,01	43
4	81,5	1,65	819
5	55,5	288	463

4.2.3 Pozo J-486

El pozo J-486, está ubicado en el área este del yacimiento NAR J-481, fue puesto a producción en diciembre del año 1999, con tasas iniciales de alrededor de 5000 BPD, aumentando su producción en Enero del año siguiente hasta unos 8000 BPD. Este pozo fue completado en el intervalo de 17061-17676 pies. Al mismo se le han realizado un total de 12 pruebas entre PLT, BHP-BHT y Build-Up, de las cuales 4 fueron posibles de reinterpretar las fechas de cada una de las pruebas se muestran en la tabla 4.12.

Tabla N° 4.12 Pruebas de presión realizadas al pozo J-486

Prueba	Fecha	Condición del Pozo	Tipo de Registro
1	20/09/1999	Productor	Build-Up
2	01/10/2000	Productor	Build-Up
3	22/03/2001	Productor	Build-Up
4	24/05/2002	Productor	Build-Up

Los resultados de las pruebas de presión realizadas al pozo J-486 se muestran en la tabla 4.13:

Tabla N° 4.13 Resultados de la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-486

Prueba	P* (lpc)	k.h (md.pie)	k (md)	S (Adim)	L (pies)	C (bls/lpc)	R _{inv} (pies)
1	10891	3220	32	8,23	---	0,00925	1589
2	9120	3600	35,8	39,3	---	0,0174	1525
3	8056	5790	46,5	36,1	579	0,0137	1936
4	7235	5050	46	33,2	864	0,0186	1485

La prueba 1 se ajustó al modelo de yacimiento radial compuesto, mientras que en las pruebas 2, 3 y 4 se observó un comportamiento de yacimiento homogéneo.

Para las pruebas 3 y 4 se observó un límite en el yacimiento, el cual se modeló con una falla, que se estimó a diferentes distancias para cada prueba, identificando la presencia de un efecto de borde.

4.2.4 Pozo J-489

El pozo J-489 está ubicado en la parte inferior (sur) del yacimiento NAR J-481, comenzó su producción en abril del año 2002 alcanzando tasas entre 2000 y 3000 BPD. El mismo está completado en el intervalo de 17530 -17938 pies de la formación Naricual; este pozo cuenta con un total de 11 pruebas realizadas entre BHP-BHT, Build-Up y RFT, de las cuales se logro recolectar data ASCII de 3 Build-Up. Las fechas de realización de cada prueba del pozo J-489 se muestran en la tabla 4.14.

Tabla N° 4.14 Pruebas de presión realizadas al pozo J-489

Prueba	Fecha	Condición del Pozo	Tipo de Registro
1	04/05/2002	Productor	Build-Up
2	01/10/2002	Productor	Build-Up
3	26/04/2003	Productor	Build-Up

Las pruebas de presión realizadas a este pozo, lamentablemente presentaron un alto nivel de ruido afectadas probablemente por turbulencia en el pozo, ya que se pudo observar que los periodos de flujo previos a cada cierre presentan un flujo altamente inestable, lo que dificultó la interpretación de las mismas, así como el ajuste de un modelo característico de la respuesta del yacimiento, por lo cual se consideran interpretaciones de carácter referencial.

Los resultados de los parámetros estimados mediante la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-489 se muestran en la tabla 4.15.

Tabla N° 4.15 Resultados de la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-489

Prueba	P* (lpca)	k.h (md.pie)	k (md)	S (Adim)	C (bls/lpc)
1	8504	4770	38,5	16,2	0,0237
2	7702	14600	114	87,4	0,0287
3	7750	2270	18,8	18,5	0,0263

La prueba 1, que presenta las mejores condiciones que las restantes, se interpretó ajustando la misma a un modelo de yacimiento homogéneo, donde el radio de investigación alcanzado se comportó como infinito, sin embargo, no se observa con suficiente estabilidad la región de efectos de pozo ni de borde para definir un modelo preciso, por lo que los resultados se consideraron de tipo referencial. Las restantes se ajustaron a este mismo modelo manteniendo fija la interpretación realizada en la prueba 1.

4.2.5 Pozo J-493WI

Este pozo fue perforado en el año 2004 como inyector de gas, luego en ese mismo año se observó un incremento en la relación gas-petróleo del pozo J-486, lo que motivó a un cambio en el ciclo de este pozo de inyector de gas a inyector de agua, adicionalmente se cerraron los pozos J-486 y J-489 por presentar alta relación gas-petróleo. Esta maniobra de la gerencia de yacimientos permitió mejorar las condiciones de flujo en el pozo J-486 y luego fue abierto con una tasa de producción de 1000 BPD contribuyendo así con la producción del yacimiento. El pozo J-493 está ubicado cerca del límite este del yacimiento NAR J-481, el mismo está completado en el intervalo de 17753-17978 pies (cañoneo selectivo); éste cuenta con un total de tres pruebas Fall-Off, tres BHP-BHT y un RFT. De las tres pruebas Fall-Off realizadas a este pozo, una fue realizada durante el ciclo de inyección de gas y las

restantes fueron durante el ciclo de inyección de agua. Las fechas de cada una de las pruebas se muestran en la tabla 4.16.

Tabla N° 4.16 Pruebas de presión realizadas al pozo J-493WI

Prueba	Fecha	Condición del Pozo	Tipo de Registro
1	15/02/2004	Inyector	Fall-Off
2	17/04/2007	Inyector	Fall-Off
3	11/12/2008	Inyector	Fall-Off

Los resultados de la reinterpretación de las pruebas de este pozo se muestran en la tabla 4.17.

Tabla N° 4.17 Resultado de la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-493WI

Prueba	P* (lpca)	k.h (md.pie)	k (md)	S (Adim)	L (pies)	C (bls/lpc)	R _{inv} (pies)
1	7675	215	13,6	18,2	---	0,0162	2916
2	9075	4060	24,1	-2,57	613	0,0256	1425
3	10131	15800	103	0,485	---	0,166	1492

La prueba número 1, realizada al pozo mientras estaba en el ciclo de inyección de gas, se ajustó al modelo de yacimiento radial compuesto, donde no se observó un efecto de límite, por lo cual se ajustó al modelo de borde infinito hasta el radio de investigación alcanzado. Por otra parte, la prueba 2 se ajustó al modelo de yacimiento homogéneo, limitado por una falla en el borde, la cual se estimó a 613 pies. Es importante mencionar que la prueba 3, se ajustó al modelo de yacimiento homogéneo, sin embargo esta prueba se realizó en un cierre corto, donde se exhibe un comportamiento al inicio del cierre, similar al de la prueba 2, no obstante en ésta no

se alcanza a identificar la zona de flujo radial completamente, por lo que se descartó para la definición de la configuración del yacimiento.

4.2.6 Análisis Integrado de los Parámetros Estimados en la Reinterpretación de las Pruebas de Presión de los Pozos del Yacimiento NAR J-481

Una vez realizada la reinterpretación de todas las pruebas de presión del yacimiento, se analizó cada uno de los resultados obtenidos de forma integrada con la información de producción/inyección, así como información de trabajos realizados a los pozos durante su vida productiva a fin de comprender la naturaleza del yacimiento y la variación de los parámetros estimados.

4.2.6.1 Análisis de la Variación de Permeabilidad y del Daño en el Pozo J-482

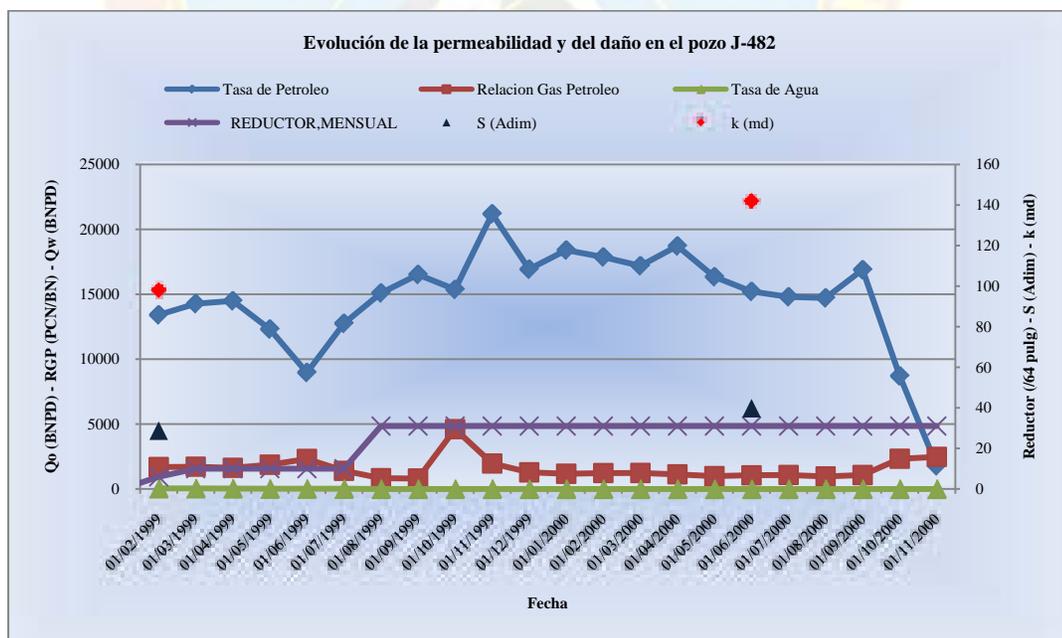


Gráfico N° 4.2 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-481, en función del tiempo

En el gráfico 4.2 se observa la tasa de producción de crudo, la relación gas-petróleo, la tasa de producción de agua, diámetro de reductor, el daño y la permeabilidad estimada mediante la reinterpretación de las pruebas de presión.

En el gráfico se puede observar que inicialmente al momento de evaluar el desempeño dinámico del pozo, se estimaron altos valores de permeabilidad entre 32 y 40,5 md, en las pruebas 1 y 2 respectivamente, sin embargo entre las pruebas 3 y 7 se exhibe un mantenimiento de permeabilidad en el rango de 12-22 md. Esta variación de permeabilidad puede estar asociada a cambios en las condiciones de flujo, puesto que analizando el histórico de producción del pozo, se observaron altas tasas durante el período correspondiente al año 1998-1999, posteriormente se redujo el diámetro de reductor, hasta estabilizar una producción bajo condiciones óptimas, donde se observó permeabilidades promedios entre 12-22 md (2000-2007).

Al inicio de la producción del pozo, probablemente por las altas tasas de producción, se estiman valores de permeabilidad que indican las excelentes condiciones del pozo, sin embargo, por efectos de problemas operacionales, se requirió de la reducción de la producción, disminuyendo el diámetro de reductor, con el propósito de mitigar la fuerte problemática de producción de arena que presentó el pozo durante el primer año de producción. Posteriormente, luego de estabilizar las condiciones del pozo, se colocó el reductor óptimo al mismo, y éste produjo altas tasas (10000 BNPD).

Con respecto al daño estimado a través de las pruebas reinterpretadas, se observa que el inicio de la etapa de producción del pozo, en las primeras dos pruebas se estimó que el mismo se encontraba dañado con un factor de daño de 6-10 unidades aproximadamente, no obstante para las pruebas posteriores, el pozo no presentó daño

alguno, de hecho, en ocasiones resultó con valores de daño bajo cero (0), lo que indica una leve estimulación.

Analizando exhaustivamente la información de producción, así como los archivos y reportes del mismo, se determinó que el daño estimado al inicio de la producción, estuvo asociado a una alta producción de arena del pozo, la cual probablemente fue ocasionada por las altas tasas de producción iniciales, en conjunto con la ubicación del pozo, cercana a una fractura (falla), se pudo concluir que el daño estimado inicialmente fue producto de la producción de arena, y que el mismo pudo ser mitigado con el control de las altas tasas de flujo del pozo, por cambios de reductores, lo que permitió conocer las condiciones óptimas de flujo del pozo, de allí que sea este el pozo con mejor y mayor productividad del yacimiento en estudio.

4.2.6.2 Análisis de la Variación de Permeabilidad y del Daño en el Pozo J-482

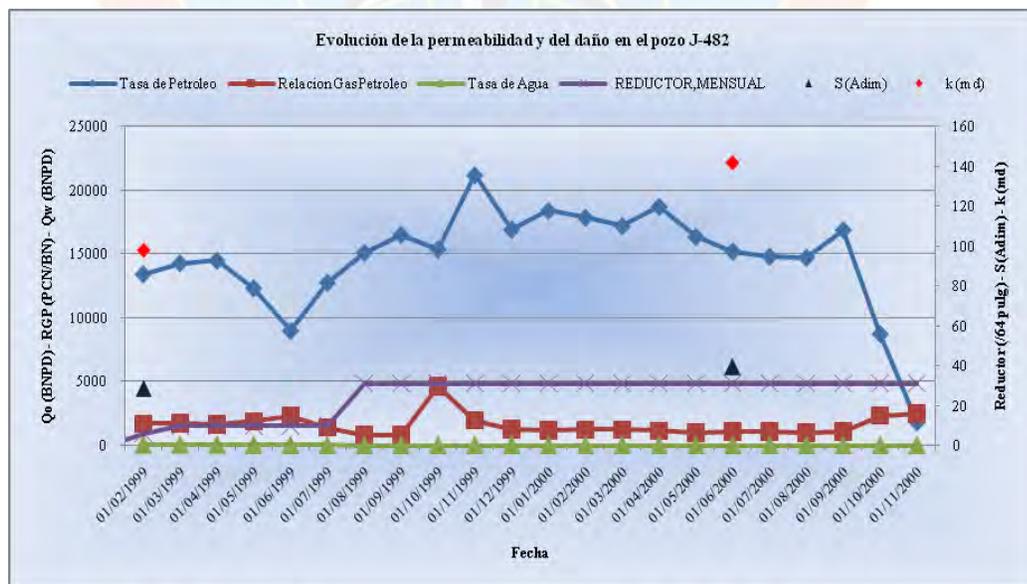


Gráfico N° 4.3 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-482, en función del tiempo

En el gráfico 4.3 se muestran la comparación de los valores estimados en las dos pruebas de restauración de presión del pozo J-482 durante su etapa de producción, se observa que los valores estimados de permeabilidad oscilan en un rango de 100- 120 md, lo cual se aproxima a la permeabilidad definida por petrófísica para el pozo. Debido a que el tiempo de producción de este pozo fue relativamente corto, puesto que el mismo fue convertido a inyector de gas casi dos años después de su completación, no se observan mayores variaciones de importancia. No obstante, en cuanto al daño estimado en la segunda prueba de restauración de presión, se observa un leve incremento en la magnitud del mismo, esto pudo ser ocasionado por un efecto de penetración parcial observado en el comportamiento de la derivada de presión, el cual se verificó mediante un registro PLT tomado previamente al cierre, lo que pudo afectar las condiciones de flujo del pozo.

4.2.6.3 Análisis de la Variación de Permeabilidad y el Daño en el Pozo J-486

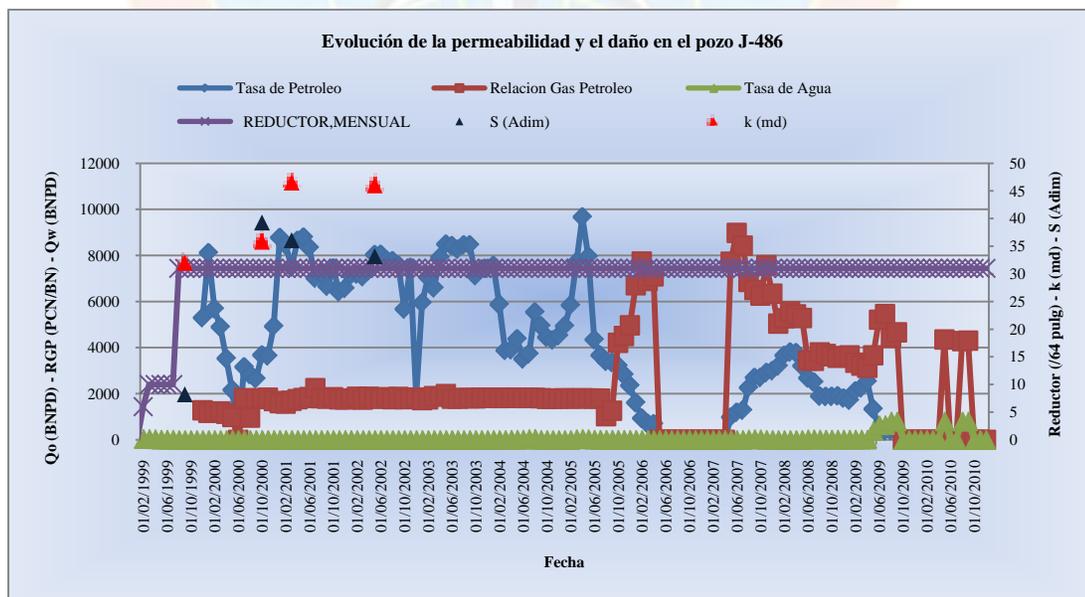


Gráfico N° 4.4 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-486, en función del tiempo

De los parámetros estimados en la reinterpretación de las pruebas de presión del pozo J-486, se pudo observar que al inicio el pozo presentó alta permeabilidad y un daño bajo, por lo cual las condiciones de flujo del mismo eran óptimas, sin embargo en el mes de junio del año 2000, se detectó una fuga a nivel de la empacadura de la sarta de producción, lo que provocó un cierre del pozo para realizar el cambio de la sarta de producción, esta operación se prolongó por algo más de mes y medio; durante ese tiempo el pozo debió haber estado bajo el efecto de algún fluido de control, lo que indica que el mismo pudo haber invadido la formación y generar un daño de la misma.

Este pozo, presentó una gran cantidad de problemas y tuvo que ser intervenido por taponamiento con asfaltenos y arena, lo que produjo diversos cierres en la producción. El pozo ha sido intervenido en diversas ocasiones observándose depósitos de material orgánico (arena + asfaltenos) y en algunas de las ocasiones se le realizó inyección de xileno, de ácidos orgánicos, obteniendo excelentes resultados que permitieron aumentar la producción del pozo. Sin embargo dichos resultados no pudieron ser observados debido a que al pozo no se le han realizado pruebas de presión desde tiempos previos a los trabajos de reacondicionamiento. Actualmente el pozo se encuentra produciendo a bajas tasas en comparación con las iniciales, es importante evaluar las condiciones dinámicas del pozo, ya que podría ser un objetivo interesante basándose en los antecedentes del mismo.

4.2.6.4 Análisis del histórico de producción del pozo J-489

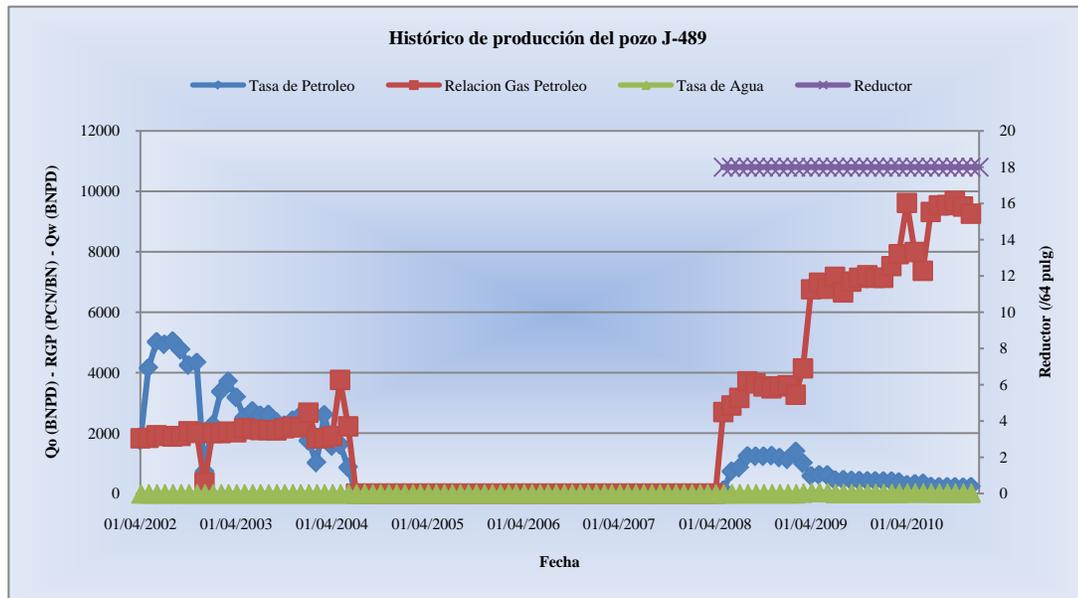


Gráfico N° 4.5 Histórico de producción del pozo J-489

De las pruebas disponibles del pozo J-489, lamentablemente ninguna fue confiable para realizar una buena reinterpretación, ya que las 3 se vieron gravemente afectadas por inestabilidad en el flujo. No obstante, interpretando el histórico de producción del pozo, existen detalles interesantes que podrían estar relacionados con la mala calidad de la data medida durante los cierres.

En los antecedentes de trabajos realizados al pozo, se observaron frecuentes intervenciones con unidades de tubería continua, motivados por depósitos orgánicos, que al ser removidos se identificaron como depósitos de arena + asfaltenos. En algunos de los casos se realizó limpieza con xileno al 50% y con gasoil, la mayoría arrojaron efectos positivos en la producción, sin embargo en algunos casos, la operación no tenía éxito. Adicionalmente en abril del año 2004, la producción del pozo cayó a cero (0), se realizaron operaciones con guaya fina observando que la

caída de la producción fue ocasionada por un cierre en la válvula de fondo, taponada por depósitos orgánicos.

Este pozo, quizá por las condiciones inestables, en cuanto a los depósitos orgánicos observados, no mostró un buen comportamiento en la data de presión, ya que la información que se obtuvo estuvo totalmente cargada de ruido, por lo que no se pudo evaluar la configuración del pozo mediante dicha técnica, sin embargo, resulta oportuno recomendar la ejecución de nuevas pruebas de presión que puedan permitir definir la configuración del yacimiento en las zonas cercanas al pozo.

4.2.6.5 Análisis de la Variación de la Permeabilidad y del Daño en el Pozo J-482GI

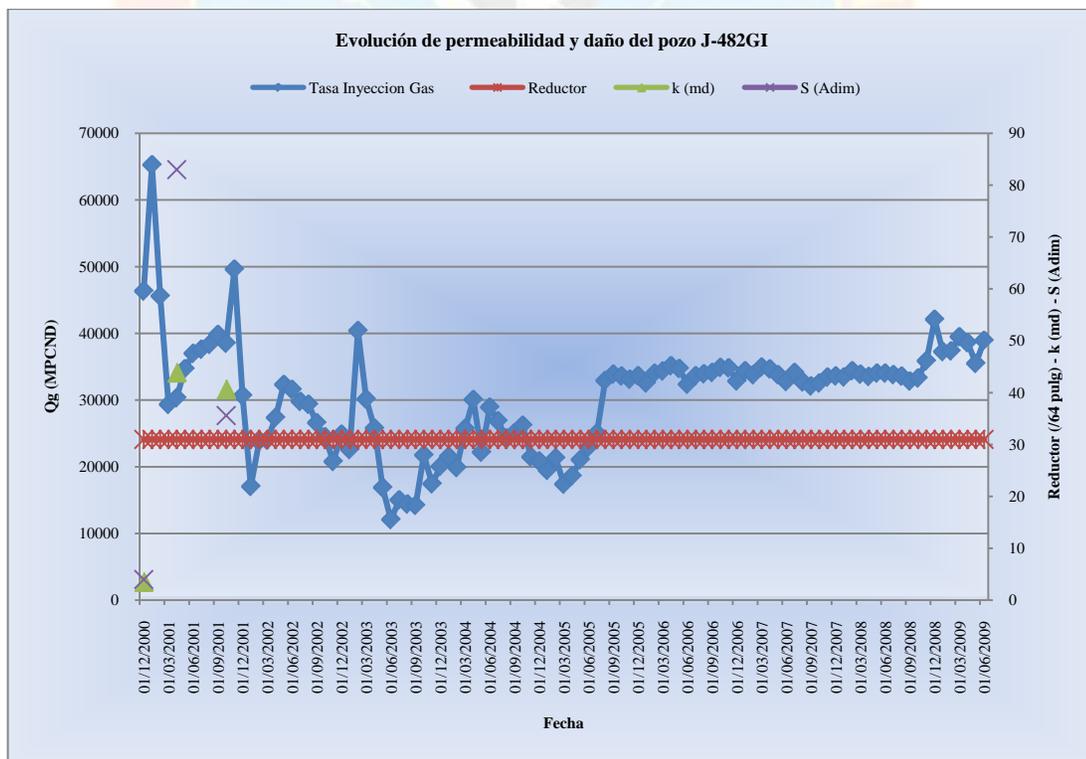


Gráfico N° 4.6 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-482GI, en función del tiempo.

En el gráfico 4.6, se observa que durante la primera prueba de disipación de presión realizada al pozo J-482GI, se estimaron valores de permeabilidad y daño bajos, en comparación con los estimados posteriormente en las pruebas 2 y 3, esto puede estar asociado principalmente a que para la fecha de realización de la primera prueba de presión, el pozo apenas estaba iniciando el proceso de inyección, por lo cual el gas aún no había invadido considerablemente la formación, por lo cual no había creado canales preferenciales de flujo, estimándose bajos valores de permeabilidad.

Sin embargo a partir de la segunda prueba de disipación de presión, ya el gas había comenzado a desplazar eficientemente el crudo hacia los pozos productores, lo cual se pudo observar en el aumento de la permeabilidad estimada en dichas pruebas.

En cuanto al daño, se observó que para las segundas pruebas realizadas al pozo, se estimaron altos valores de daño, indicando que la inyectividad del pozo estaba siendo afectada, esto se exhibe en la declinación de las tasas de inyección de gas del pozo.

En líneas generales, al pozo J-482GI se le han realizado pocos trabajos de mejoramiento, en agosto del año 2004, se realizó inyección de xileon, sin embargo, después de este trabajo no se realizó alguna prueba de presión que permitiera corroborar la efectividad del trabajo de limpieza.

4.2.6.6 Análisis de la Variación de la Permeabilidad y del Daño en el Pozo J-493WI

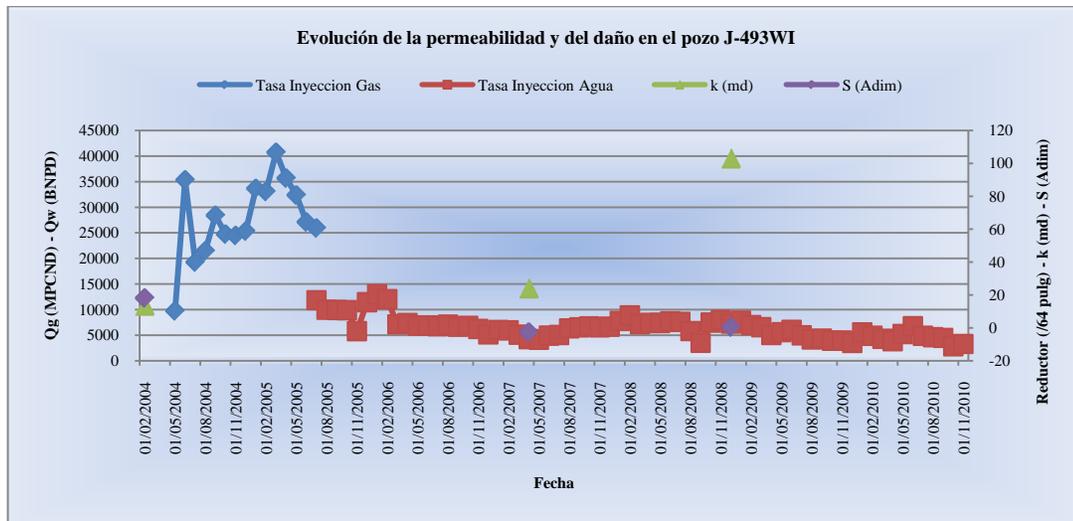


Gráfico N° 4.7 Evolución de la permeabilidad, del daño y comportamiento de producción del pozo J-493WI, en función del tiempo

En el gráfico 4.7, se observa que los valores de permeabilidad estimados durante primera y segunda prueba de disipación de presión realizadas al pozo J-493WI, son consistentes, a diferencia del valor estimado en la tercera prueba, el cual se aleja más de los estimados inicialmente, esta desviación se debe a que para noviembre del año 2008, al pozo se le realizó un trabajo de limpieza con unidad de tubería continua, en el que se inyectó insol y ultramix, lo que probablemente mejoró a gran escala las condiciones de flujo en el yacimiento, sin embargo, es importante mencionar que la última prueba de disipación de presión realizada al pozo, no es un cierre lo suficientemente largo como para considerar que los resultados son totalmente confiables. Se pudo observar que las condiciones de daño del pozo J-493WI, se mitigó una vez que éste fue cambiado de ciclo de inyección de gas a inyección de agua. Además en febrero del año 2005 se observa un incremento en la recepción de gas de inyección en el pozo, esto fue posible gracias a un trabajo de

limpieza con xileno, que permitió mejorar las condiciones de inyección al pozo, lo cual contribuyó con el mantenimiento de energía del yacimiento.

4.2.6.7 Presión del Yacimiento NAR J-481, Estimada Mediante la Reinterpretación de las Pruebas de Presión

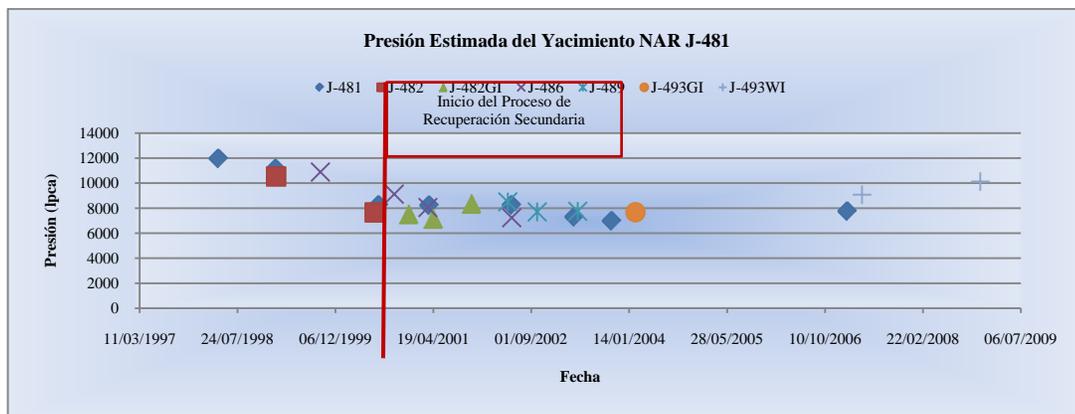


Gráfico N° 4.8 Histórico de presiones de todos los pozos del yacimiento NAR J-481, estimadas mediante la reinterpretación de las pruebas de presión

En el gráfico 4.8 se observa la frontera entre la etapa de agotamiento natural de energía del yacimiento NAR J-481, y la etapa de recuperación secundaria y mantenimiento de presión. En la misma se exhibe la fuerte declinación de energía durante los primeros dos años de producción del yacimiento, dicho efecto de declinación fue de aproximadamente 330 lpc/MMBN, sin duda alguna, al observar esa fuerte declinación de energía, y conociendo el gran volumen de reservas asociadas al yacimiento, así como la complejidad de la columna de fluidos presentes en el mismo, se hizo necesaria la aplicación de un método de mantenimiento de presión o recuperación secundaria por inyección de fluidos.

De la misma manera se observa que el efecto de esta práctica, permitió mitigar considerablemente la declinación energética del yacimiento, manteniendo la presión

del yacimiento por encima de la presión de burbuja. Adicionalmente, se conoce que los pozos ubicados hacia los flancos de la estructura tienen alta probabilidad de precipitación de asfaltenos, lo cual es factor indispensable para mantener la presión del yacimiento sobre la presión de ONSET de asfaltenos. Además se puede describir el pozo J-493WI, como el pozo que presenta mayor nivel de energía, obviamente por ser un pozo inyector la presión estática estimada en el mismo, será mayor a la presión del resto de los pozos del yacimiento NAR J-481.

4.3 VALIDACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO POZO-YACIMIENTO CON EL MODELO DE YACIMIENTO ACTUAL

Para definir el modelo de yacimiento que predominó en cada pozo con respecto a la reinterpretación de las pruebas, se utilizaron las pruebas realizadas a los pozos durante la fase de agotamiento natural del yacimiento con la finalidad de que no fuese enmascarado el comportamiento del mismo mientras se encuentra bajo el proceso de mantenimiento de presión; con la excepción de aquellos pozos que comenzaron a producir posteriormente al comienzo de los ciclos de inyección de fluidos. Así mismo, se intentó que el modelo ajustado en la interpretación, permitiera realizar un cotejo del histórico de las pruebas realizadas a los pozos, con la historia de producción de cada uno de ellos y, a su vez, cumplir con el ajuste de la derivada de Bourdet. Adicionalmente, se realizó la deconvolución de la derivada, que es un módulo de Saphir que permite obtener mayor conocimiento sobre la región de tiempo tardío de la derivada, utilizando información de producción previa al cierre, para así tener una mayor validez del modelo definido para cada pozo.

Además se intentó sustentar por otras disciplinas los resultados obtenidos para los pozos en estudio, de esta manera se obtuvo información de sísmica y geología, que permitieran corroborar los modelos definidos para cada uno de los pozos del

yacimiento NAR J-481, con la finalidad de integrar la mayor cantidad de información posible que permitiera validar los resultados obtenidos. Los modelos definidos para cada pozo a partir de la reinterpretación de las pruebas, se muestran a continuación:

4.3.1 Pozo J-481

Se realizó el cotejo de la historia de presión, desde el año 1998 hasta el año 2010, en función de la historia de producción del pozo. El modelo de yacimiento definido para el mismo, en función de las consideraciones establecidas, fue de un yacimiento homogéneo, con una barrera o falla a 400 pies aproximadamente (122 m).

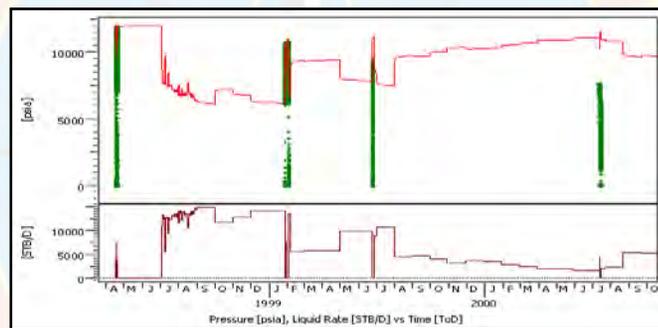


Gráfico N° 4.9 Cotejo de la historia de presión del pozo J-481, ajustado al modelo de yacimiento homogéneo con falla en el borde

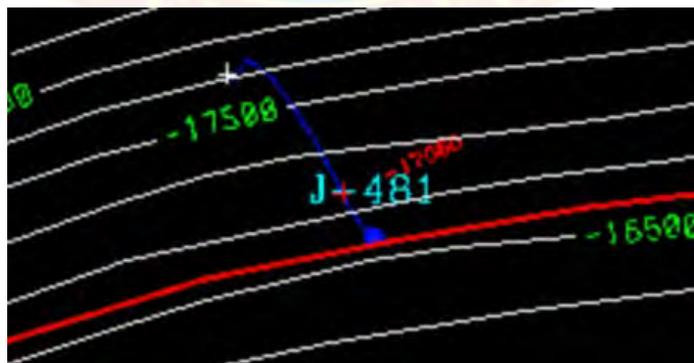


Figura N° 4.1 Vista del pozo J-481 en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481.

Fuente: Base de Datos Jusepín

En la figura 4.1 se puede observar que el pozo J-481 se encuentra limitado por una falla en dirección sur al pozo. El modelo que se definió para dicho pozo fue el de yacimiento homogéneo con una falla a 400 pies (122 m), sin embargo, la falla que se encuentra presente en el mapa estructural oficial del yacimiento, se localizó a una distancia de 144 m, lo cual es aproximada a la distancia estimada. Se realizó la deconvolución de la derivada, donde se observó que el comportamiento de la misma, se ajustaba al modelo definido para el pozo. Las respuestas obtenidas de las derivadas se muestran en el Apéndice B.

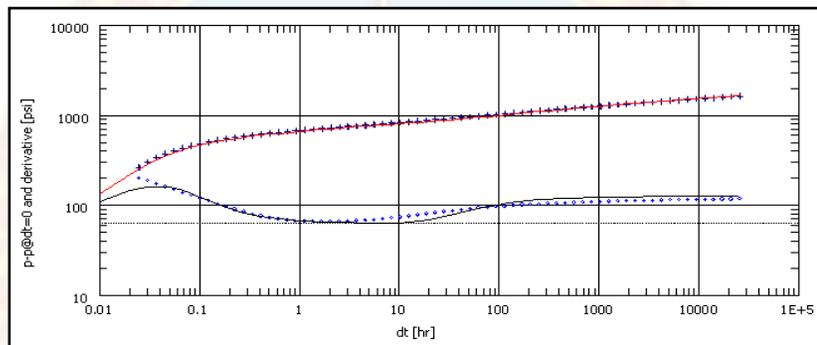


Gráfico N° 4.10 Ajuste de la deconvolución de la derivada pozo J-481

En el gráfico se muestra que el comportamiento de la deconvolución se ajusta al modelo definido para el pozo. Por otra parte, con la ayuda de geofísicos que labora en la gerencia de yacimiento Jusepín, se realizaron líneas sísmicas, observándose la falla interpretada para el pozo J-481, pero a una distancia de 407 pies, lo que es aún más cercana a la distancia estimada en comparación con el mapa estructural.

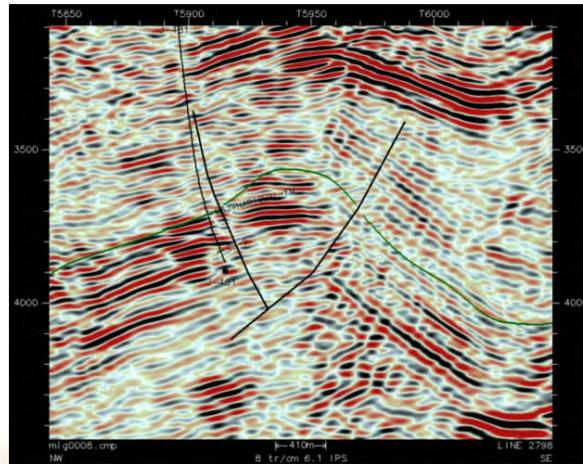


Figura N° 4.2 Línea sísmica sentido NO-SE, del pozo J-481, donde se muestra la falla a 407 pies del pozo.

Fuente: Cubo sísmico del área de Jusepín

Toda la información suministrada por los geólogos, geofísicos e ingenieros de la gerencia, en conjunto con el análisis realizado a los datos de presión y producción del pozo, coinciden con la interpretación realizada, de tal forma que se considera que el modelo definido para el pozo es válido sustentado con la información manejada.

4.3.2 Pozo J-482

Para este pozo, se realizó el cotejo de la historia de presión en conjunto con el histórico de producción, desde el año 1999 hasta Noviembre del año 2000. El modelo de yacimiento definido para este pozo, es de un yacimiento homogéneo con una falla en el borde a una distancia aproximada de 758 pies (231 m).

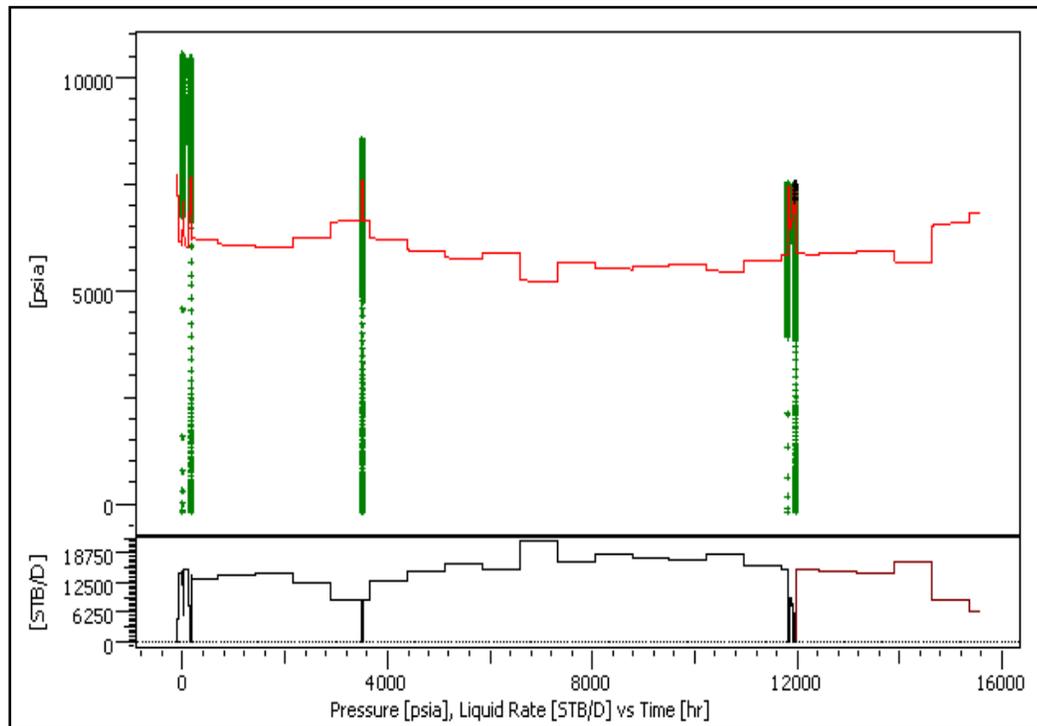


Gráfico N° 4.11 Cotejo de historia de presión del pozo J-482 (Productor) ajustado al modelo de yacimiento homogéneo con falla en el borde

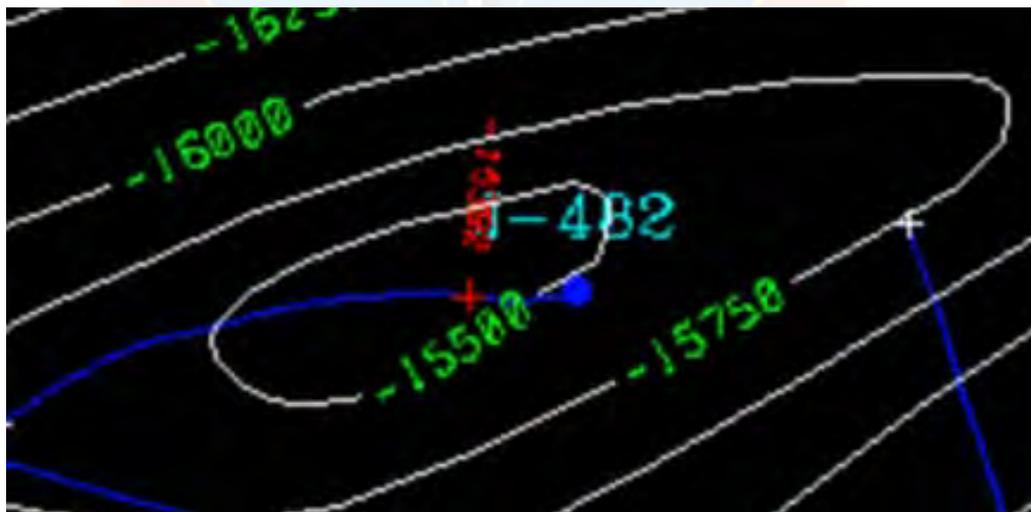


Figura N° 4.3 Vista del pozo J-482 en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481.

Fuente: Base de Datos Jusepín

El modelo de yacimiento ajustado al pozo J-482, sugiere una falla localizada a 758 pies (231 m). Como se puede observar en el mapa estructural del yacimiento no se evidencia la presencia de dicho evento, sin embargo, debido a la gran incertidumbre planteada sobre el modelo estático del yacimiento se observó información de otras disciplinas para corroborar la presencia o no de tales barreras.

Se recolectó información de sísmica del área, con la ayuda del personal de la gerencia, las imágenes obtenidas se muestran a continuación.

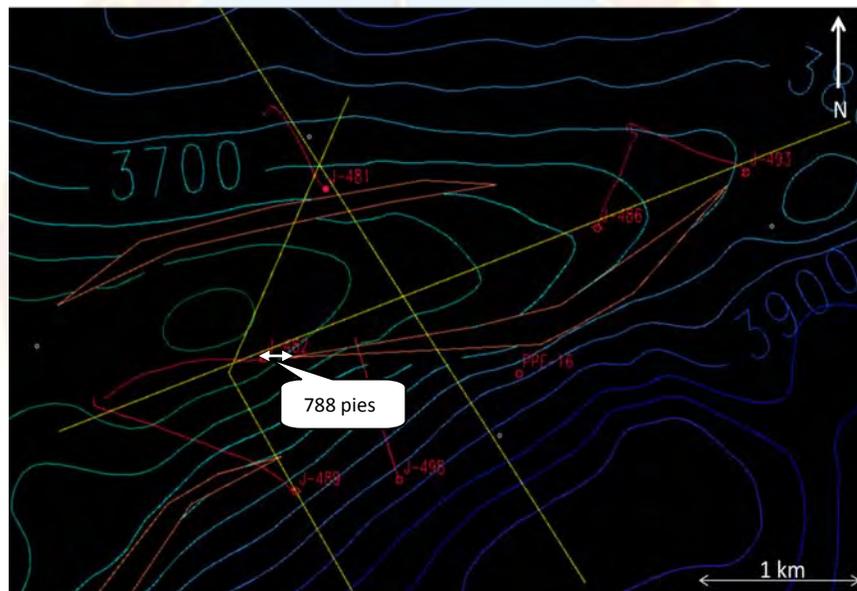


Figura N° 4.4 Mapa estructural del yacimiento NAR J-481

Fuente: Cubo sísmico del área

En la figura, se observa que el cubo sísmico del área de Jusepin, no concuerda con el mapa estructural, en éste se evidencian dos fallas principales que no están interpretadas en el mapa estructural oficial, donde se observa que la falla cercana al pozo J-482, se encuentra aproximadamente a 240 m, lo que coincide con la distancia estimada en la interpretación de las pruebas. Haciendo un análisis exhaustivo de la información disponible, se realizó una línea sísmica arbitraria del mapa anterior,

donde se atravesó desde el tope de la formación Naricual en el pozo J-481, hasta el tope del pozo J-482 y de allí al pozo J-489.

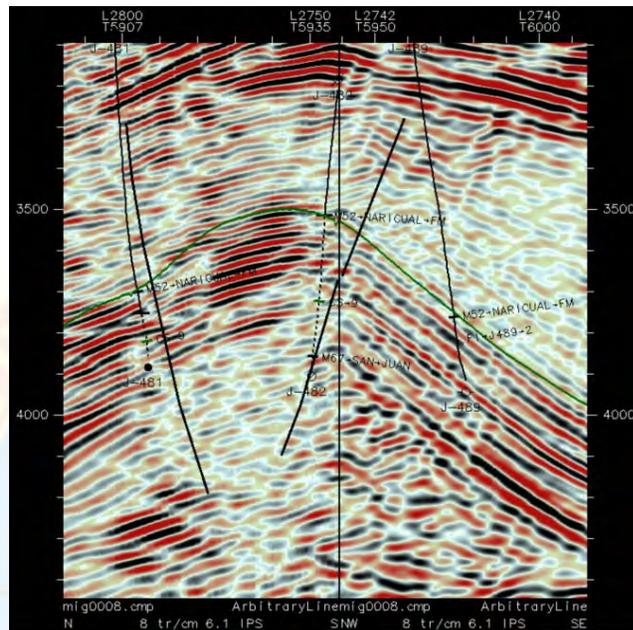


Figura N° 4.5 Línea sísmica arbitraria sentido N-SO, NO-SE del mapa estructural del yacimiento NAR J-481

Fuente: Cubo sísmico del área

En la línea sísmica, de izquierda a derecha, se observan la trayectoria de los pozos J-481, J-482 y J-489, en la misma se observa la falla interpretada como límite del pozo J-481 a 124 m, luego cerca del pozo J-482, se observan diferentes eventos, al parecer se trata de una complejidad en la estructura que puede ser una falla, o un conjunto de fallas, sin embargo, la resolución no es lo suficientemente buena como para definir a ciencia cierta que evento está ocurriendo en esta zona, por lo cual se interpretó como una sola falla que no es sellante. Esta información concuerda con la información del modelo ajustado al pozo y la distancia estimada de la falla de 758 pies (231 m), sin embargo debido a que no concuerda con el mapa estructural oficial del yacimiento puede ser necesario realizarse un cambio en el modelo estático del

yacimiento NAR J-481. Para efectos de este estudio se considerará el modelo pozo-yacimiento definido a partir de este estudio.

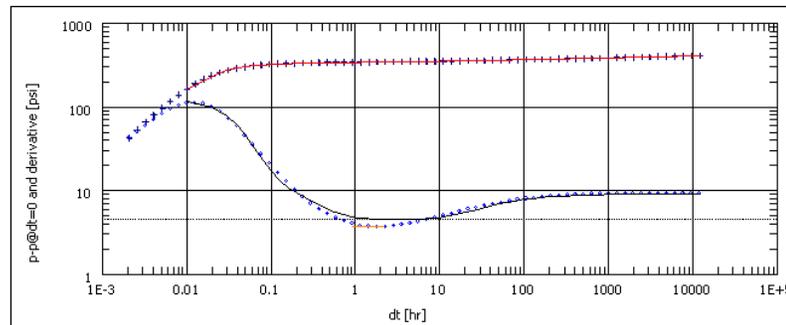


Gráfico N° 4.12 Deconvolución de la derivada de presión, ajustada al modelo de yacimiento homogéneo con falla en el borde.

La historia de presión del pozo J-482, así como la deconvolución del mismo, muestran un ajuste aceptable con el modelo pozo-yacimiento definido para éste, lo cual, en conjunto con la información de sísmica del yacimiento permitió considerar que probablemente la falla que no se encuentra plasmada en el mapa estructural oficial, pueda estar presente en el yacimiento.

4.3.3 Pozo J-486

Para el pozo J-486, se realizó el cotejo de la historia de presión desde el año 1999, hasta principios del año 2004, considerando que debido a la distancia de éste pozo con respecto al pozo J-482GI (que era el único inyector del yacimiento para la fecha) no estaba siendo influenciado por el efecto de inyección, en conjunto con el histórico de producción del pozo. Para este periodo de tiempo, el comportamiento de presión del pozo se ajustó al modelo de yacimiento homogéneo, limitado por una falla la cual se estimó a una distancia promedio de 722 pies (220 m).

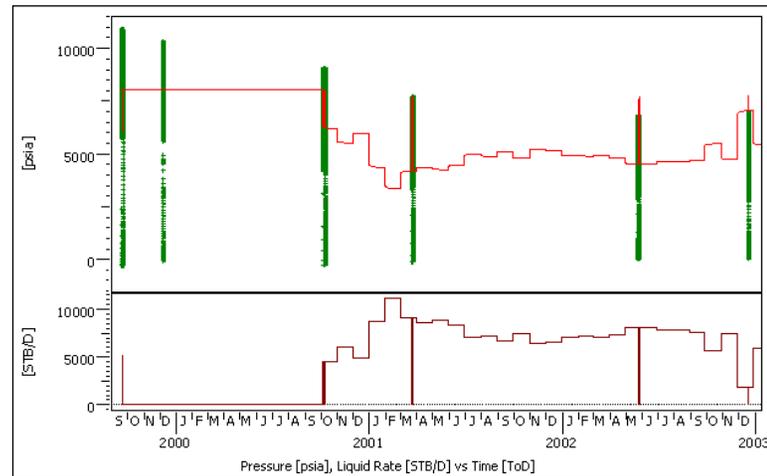


Gráfico N° 4.13 Cotejo de la Historia de presión del pozo J-486 ajustado al modelo de yacimiento homogéneo con una falla en el borde

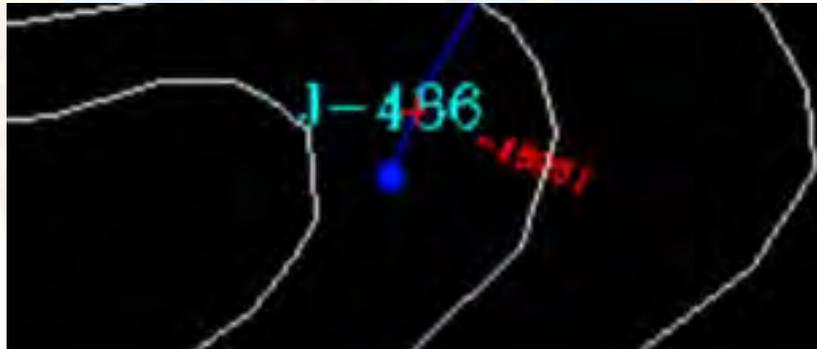


Figura N° 4.6 Vista del pozo J-486 en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481

Fuente: Base de Datos Jusepín

El modelo definido para el pozo se obtuvo a partir de la prueba de restauración de presión realizada el 24/03/2001, éste indica la presencia de una falla no sellante cercana al pozo, la cual se encuentra a una distancia aproximada de 220 m, dicha falla no se encuentra interpretada en el mapa oficial, como puede observarse en la figura 4.6. No obstante, en el mapa estructural desarrollado a partir del cubo sísmico de la zona, se observa una falla, que se encuentra a una distancia mayor que la estimada

(aproximadamente unos 300 m). De tal forma se considera que puede ésta ser la barrera que se esté observando en el comportamiento de la derivada de presión.

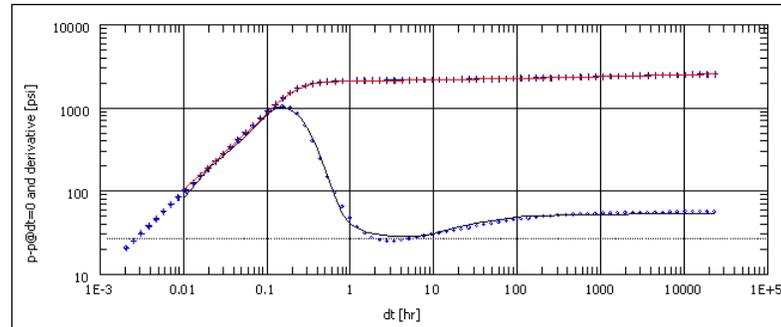


Gráfico N° 4.14 Deconvolución de la derivada perteneciente a la prueba de presión del 26/05/2002

En el gráfico de la deconvolución de la derivada, se obtuvo un buen cotejo de la curva ajustando el modelo de yacimiento homogéneo con falla a 722 pies, lo cual sirve como forma de validación del modelo definido a partir de la información correspondiente al pozo, aún cuando los resultados de la interpretación no coinciden con la información disponible en el mapa estructural.

4.3.4 Pozo J-489

El pozo J-489, fue analizado a través de los registros de pruebas de presión disponibles desde el año 2002 al año 2010. El modelo de pozo-yacimiento definido para éste, no está bien sustentado debido a que de las 3 pruebas realizadas 2 están completamente descartadas, y una parece estar altamente afectada por inestabilidad de flujo en la cara de la arena y una posible segregación de fases; sin embargo, pese a esta situación, se definió un modelo de yacimiento homogéneo, que hasta el radio de investigación alcanzado por dicha prueba, se comporta como infinito, sin embargo son resultados de tipo referencial.

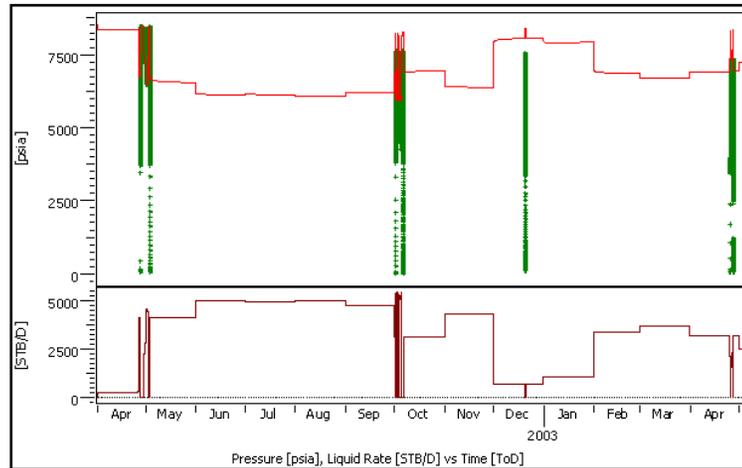


Gráfico N° 4.15 Cotejo de la Historia de presión del pozo J-489 ajustado al modelo de yacimiento homogéneo e infinito

En el gráfico se puede observar que el ajuste no coteja totalmente el histórico de presión, esto debido a que la data obtenida por el sensor es mala, sin embargo, no es posible ajustar otro modelo puesto que no se identifica con certeza el comportamiento de la derivada en la region de tiempo final, por lo cual no se puede establecer otros modelos de borde.

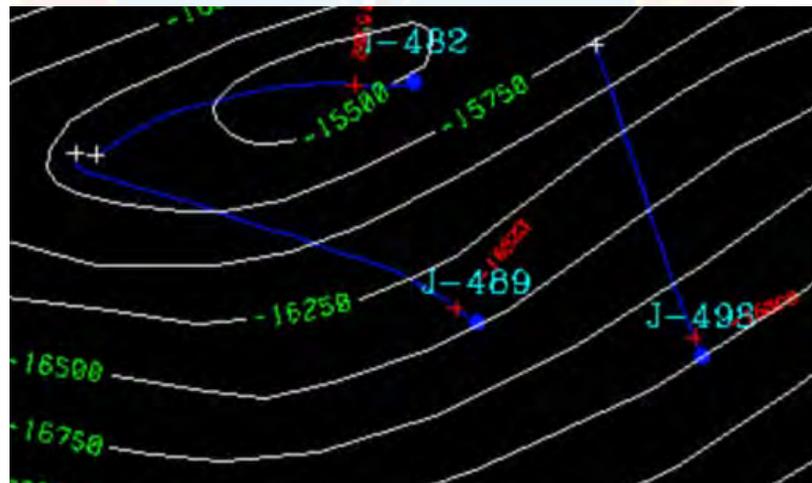


Figura N° 4.7 Vista del pozo J-489 en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481.

Fuente: Base de Datos Jusepín

Es importante mencionar, que en el mapa estructural oficial del yacimiento, el pozo no presenta ningun tipo de barrera o límite interpretado, no obstante, en el mapa estructural tomado del cubo sísmico del área, se ubica una falla al noreste del pozo, a una distancia aproximada de 980 pies, lo cual no se comprobó mediante la reinterpretación de las pruebas de presión, sin embargo, debido a la similitud entre dicho mapa estructural y los resultados obtenidos a partir de la reinterpretación de las pruebas, es posible que la misma pueda ser vista en alguna otra prueba de presión que se realice al pozo.

4.3.5 Pozo J-493WI

Se encuentra ubicado en la parte este del yacimiento, es el pozo más cercano al límite del yacimiento en esa dirección. Para este pozo se definió un modelo de yacimiento basado en el cotejo de presiones desde el año 2007 y 2009, debido a que durante este ciclo el pozo posee mayor cantidad de datos de presión, por lo cual se consideró para la definición del modelo analítico.

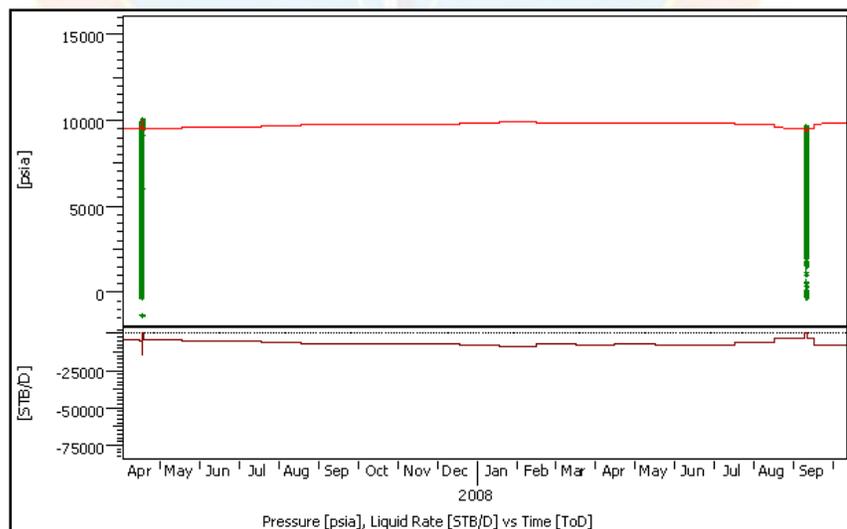


Gráfico N° 4.16 Cotejo de la Historia de presión del pozo J-493WI ajustado al modelo de yacimiento homogéneo limitado por una falla a 613 pies

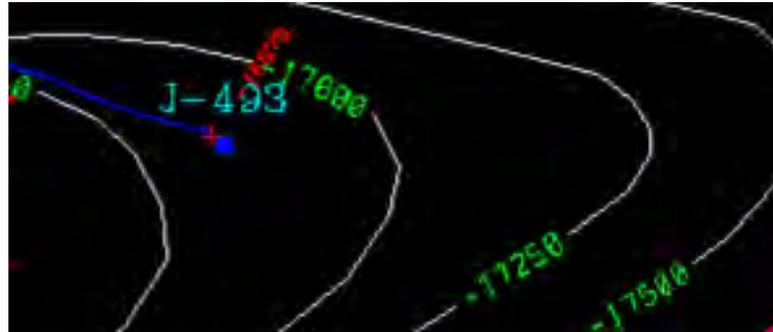


Figura N° 4.8 Vista del pozo J-493WI en el mapa estructural del yacimiento NAR J-481

Fuente: Base de Datos Jusepín

Como se puede observar en el mapa estructural del yacimiento no se observa ninguna barrera o límite del pozo, a excepción del límite este del yacimiento, pero éste se encuentra a más de 613 pies, por lo cual se considera que no es el efecto que se presenta en la derivada. Sin embargo, revisando la información del cubo sísmico se observó que existe una falla que se prolonga desde el pozo J-482 hasta el pozo J-486, la falla finaliza a una distancia de aproximadamente 690 pies, lo cual es cercano a la distancia de la falla estimada mediante la reinterpretación de las pruebas. En la figura 4.9 se muestra el mapa estructural tomado de sísmica.

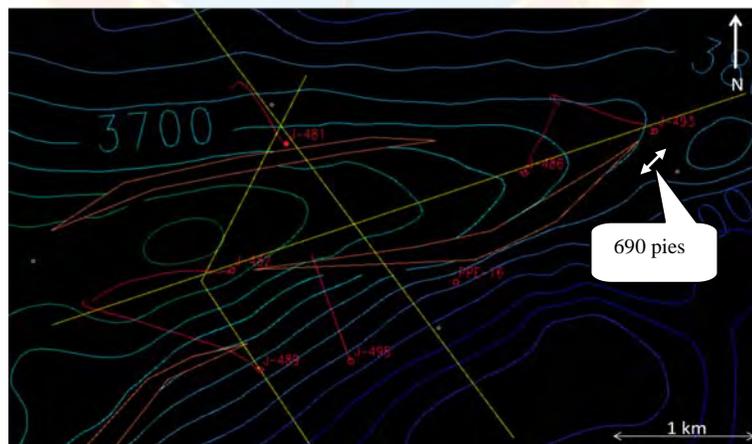


Figura N° 4.9 Mapa estructural del yacimiento NAR J-481

Fuente: Cubo sísmico del área

Como se puede observar en el mapa estructural el extremo de la falla alcanza a estar a una distancia aproximada a la estimada del pozo J-493WI, por lo cual se consideró válido el modelo analítico definido para éste.

4.4 DESARROLLO DEL MODELO NUMÉRICO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE LOS DATOS ANALÍTICOS OBTENIDOS

Para desarrollar el modelo numérico del yacimiento en el simulador numérico de Saphir, inicialmente se realizó la configuración del área del mismo, cargando un mapa del yacimiento, en el que se colocaron los 5 pozos, se dibujaron sus contornos y se procedió a colocar las fallas, y estructuras definidas en la etapa anterior, considerando los resultados de la reinterpretación de las pruebas utilizadas.

De esta forma se elaboró el modelo del yacimiento, que se muestra en la figura 4.10.

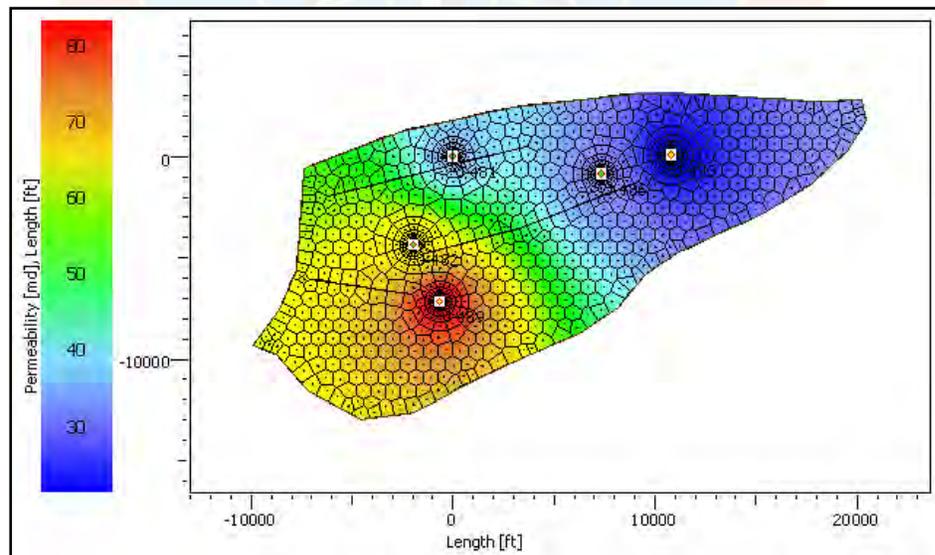


Figura N° 4.10 Modelo estructural del yacimiento NAR J-481 basado en los resultados de la reinterpretación de las pruebas de presión de los pozos del mismo.

El modelo resultante del yacimiento NAR J-481, es muy similar al mapa obtenido de la sísmica del área, en el mismo resaltan una falla cercana al pozo J-481, que no es sellante, se encuentra a una distancia aproximada de 400 pies del pozo, en sentido suroeste-noreste; otra falla principal (no sellante) que se prolonga desde el pozo J-482GI hasta el pozo J-486, en sentido suroeste-noreste; y una falla cercana al pozo J-489, sentido noroeste-sureste, de menor longitud que las dos fallas anteriores.

Se realizó la identificación de los parámetros de completación y yacimiento como lo son, espesor de arena productora, radio del pozo, porosidad (petrofísica), permeabilidad (estimada mediante reinterpretación), daño (estimado mediante reinterpretación). Las propiedades promedios de los parámetros entre pozo fue definida por las mallas del modelo numérico de Saphir que extrapola los valores cargados en cada punto del pozo. Los mapas de distribución de permeabilidad, porosidad y espesor de arena que produce/inyecta, se muestran en las figuras 4.11, 4.12 y 4.13 respectivamente.

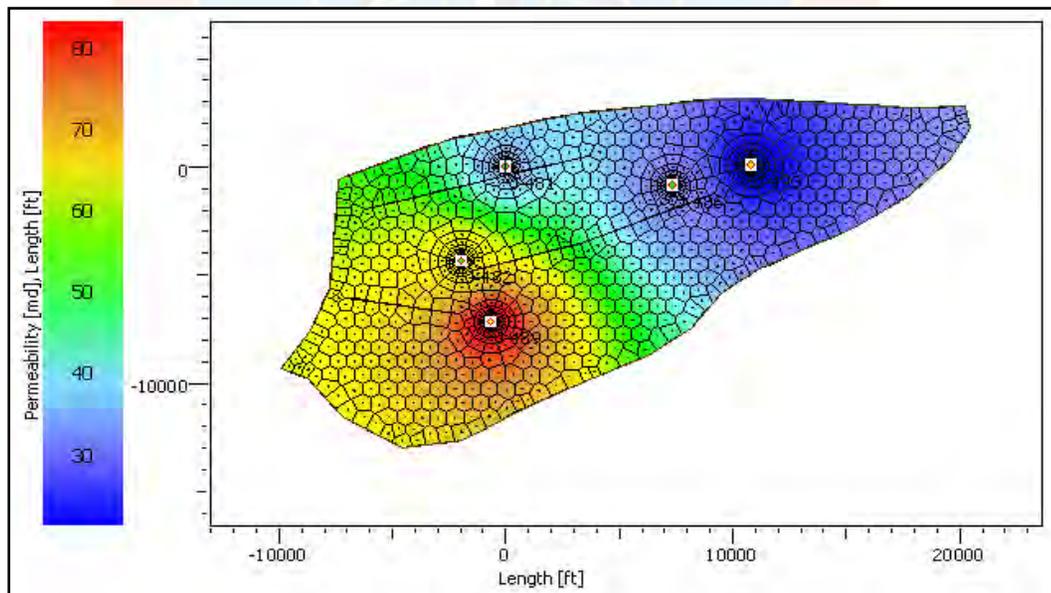


Figura N° 4.11 Mapa de distribución de permeabilidad del yacimiento NAR J-481

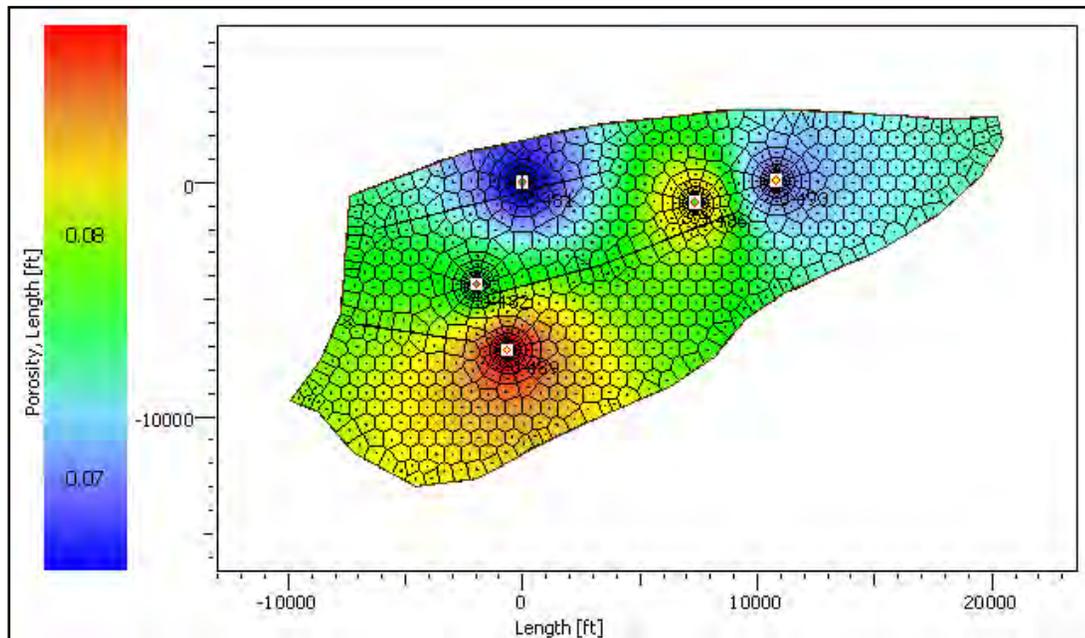


Figura N° 4.12 Mapa de distribución de porosidad del yacimiento NAR J-481

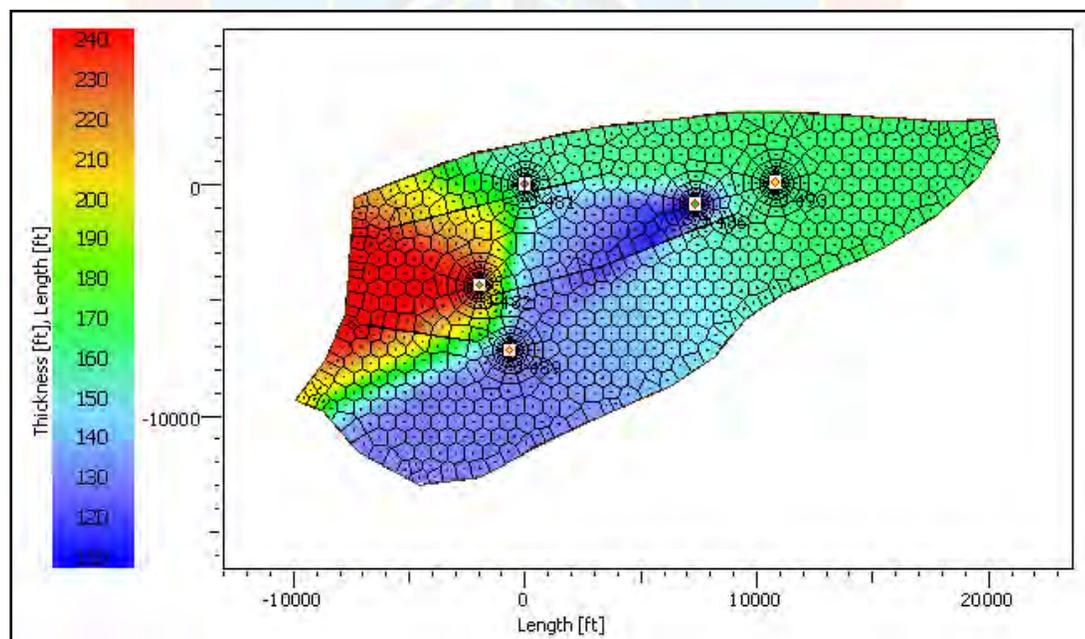


Figura N° 4.13 Mapa de distribución de espesores del yacimiento NAR J-481

Una vez completado el modelo estático definido mediante el análisis de toda la información de presión del yacimiento, en conjunto con la información de petrofísica, geología y sísmica disponible del área, se procedió a cargar los históricos de producción de cada pozo; sin embargo al momento de cargar las tasas de producción de gas, el programa arrojó un error, motivado por inconsistencias en las tasas de gas y las propiedades PVT del fluido.

Se evaluaron diferentes causas de dicha inconsistencia, concluyendo que era una limitación del software, ya que en los archivos de soporte técnico se comprobó que el programa consideraba la simulación de yacimientos sencillos, donde se manejaran crudos con bajas relación gas-petróleo (RGP), y que las tasas de gas no fuesen muy variables, ya que considera que la presencia del gas en el yacimiento no afecta en gran proporción la dinámica de flujo del crudo.

En función de los problemas experimentados al momento de cargar la información de producción, y considerando que las inconsistencias fueron motivadas por la presencia del gas, se decidió realizar el proceso de simulación del comportamiento dinámico del yacimiento NAR J-481, en el período correspondiente a la producción del yacimiento por agotamiento natural de energía, comprendido desde abril del año 1998 hasta noviembre del año 2000.

En este período de tiempo solo estuvieron en producción, los pozos J-481 (área norte central del yacimiento), el pozo J-482 (área oeste central del yacimiento) y el pozo J-486 (área este central del yacimiento); así mismo se consideró únicamente las tasas de producción de crudo, a fin de evitar el error previamente experimentado. El modelo realizó dicha simulación sin inconvenientes, durante este tiempo se pudo observar la distribución de presión en el yacimiento, con el uso del modelo analítico pozo-yacimiento definido para los pozos en estudio. Los gráficos del mapa de

distribución de presión del yacimiento a diferentes tiempos de producción se muestran a continuación desde la figura 4.14 hasta la figura 4.18.

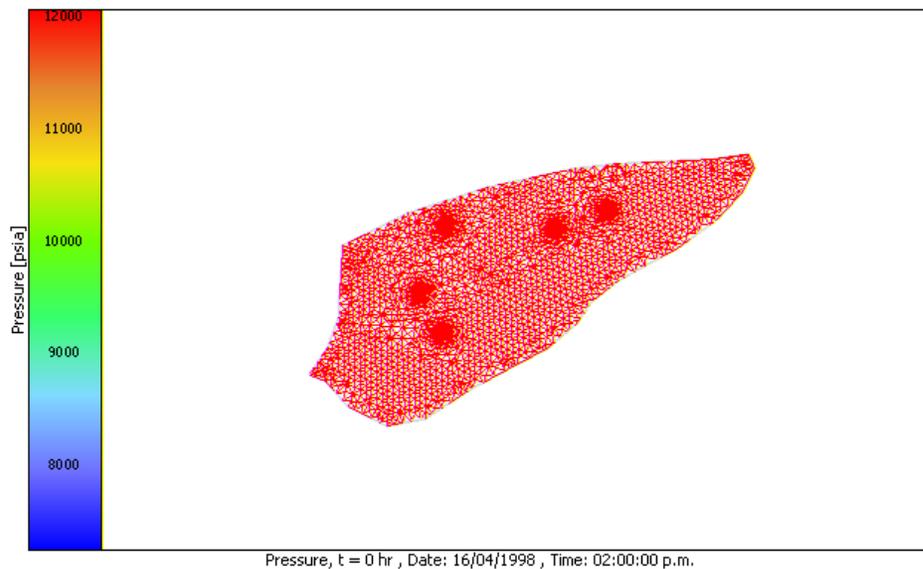


Figura N° 4.14 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción t= 0 hrs (16-04-1998, 2:00 pm)

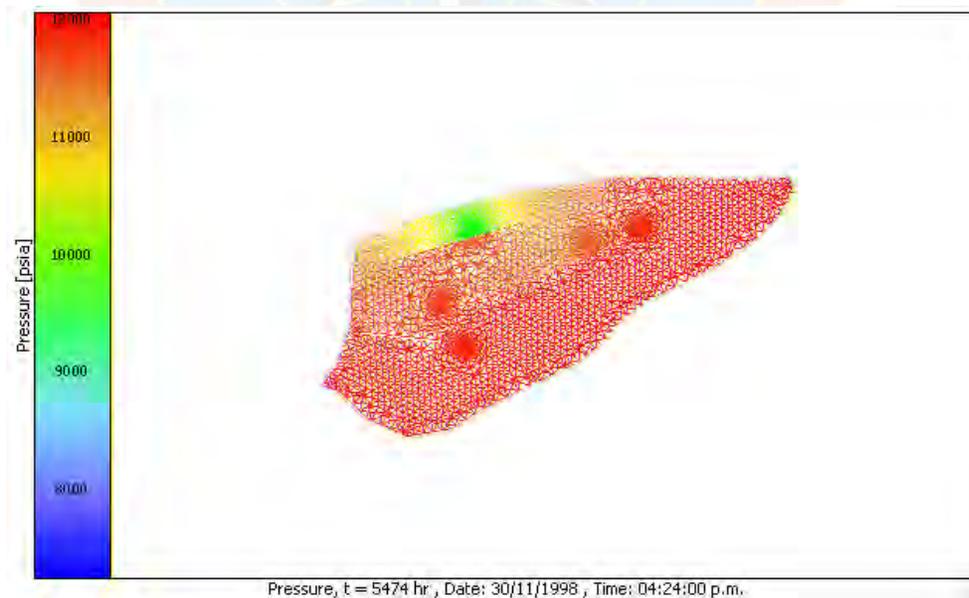


Figura N° 4.15 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción t= 5474 hrs (31-01-1998, 4:24 pm)

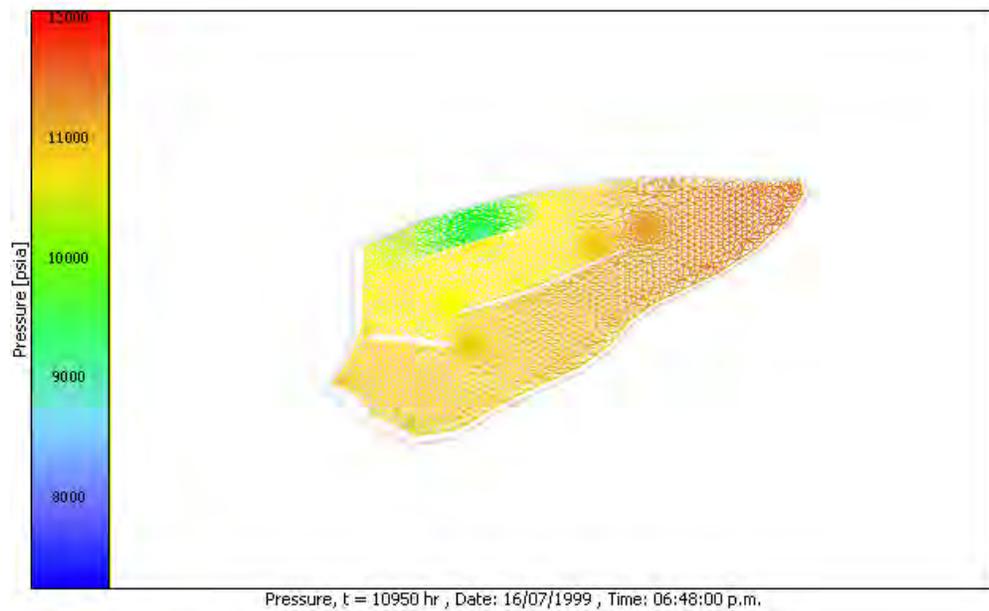


Figura N° 4.16 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción $t= 10950$ hrs (16-07-1999, 6:48 pm)

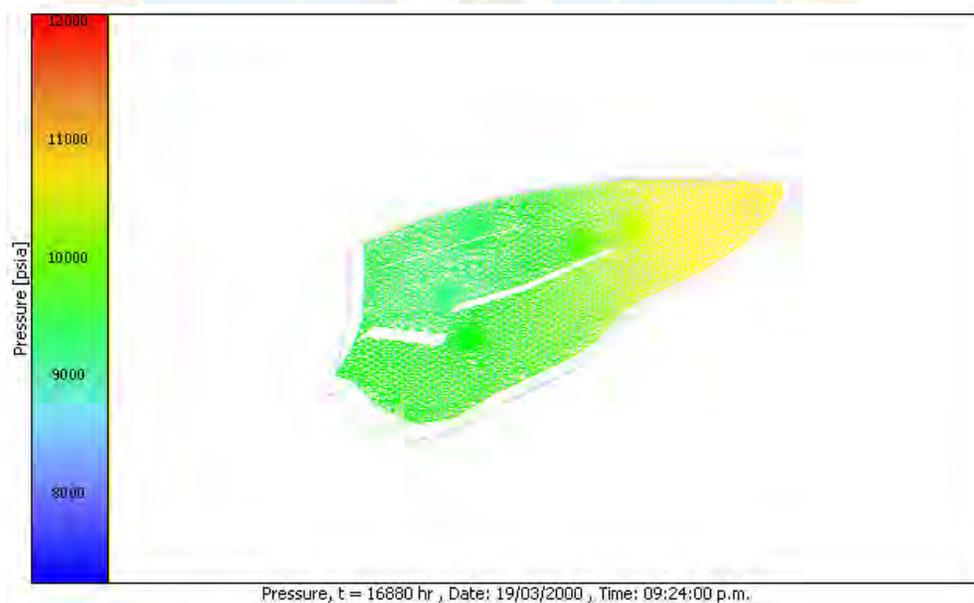


Figura N° 4.17 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción $t= 16880$ hrs (19-03-2000, 9:24 pm)

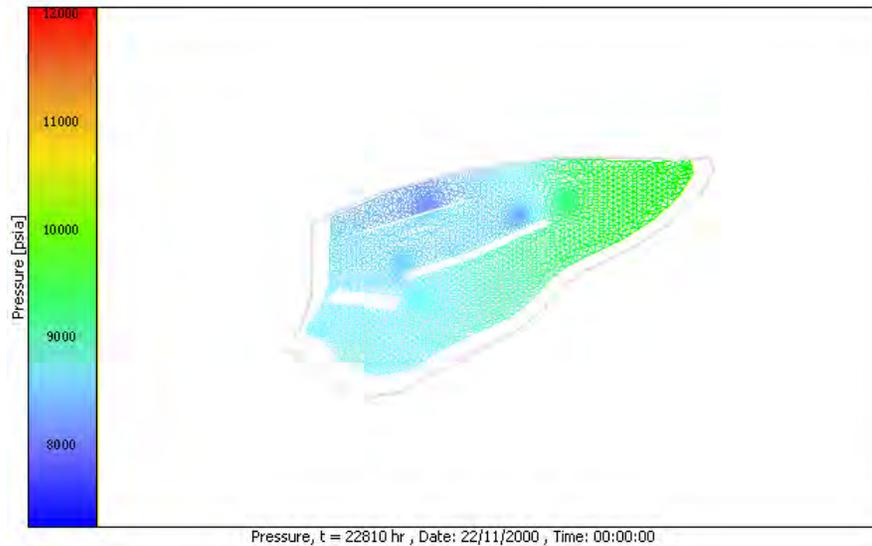


Figura N° 4.18 Distribución de presión del yacimiento NAR J-481 a un tiempo de producción t= 22810 hrs (22-11-2000, 12:00 am)

En las figuras anteriores, se observa que el efecto de declinación de presión del yacimiento se comenzó a observar en las zonas cercanas al pozo J-481 (área norte central del yacimiento), que fue el primer pozo puesto a producción, luego el pozo J-482GI (área oeste central del yacimiento) y J-486 (área este central del yacimiento), comienzan producción el año siguiente, afectando la presión en el área cercana a éstos. Para la fecha final de simulación, noviembre de 2000, se pudo observar que el área con menor nivel de energía fueron las zonas cercanas al pozo J-481 y J-486, por lo que se planteó el inicio del proceso de recuperación secundaria a través del pozo J-482.

El histórico de presión simulado en función de las tasas de producción se comparó con la data de presión medida directamente en el yacimiento durante las pruebas de presión de los pozos antes mencionados, y se observó una desviación considerable en las presiones simuladas con respecto a las presiones medidas. En los gráficos 4.10, 4.11 y 4.12 se muestran dichas diferencias.

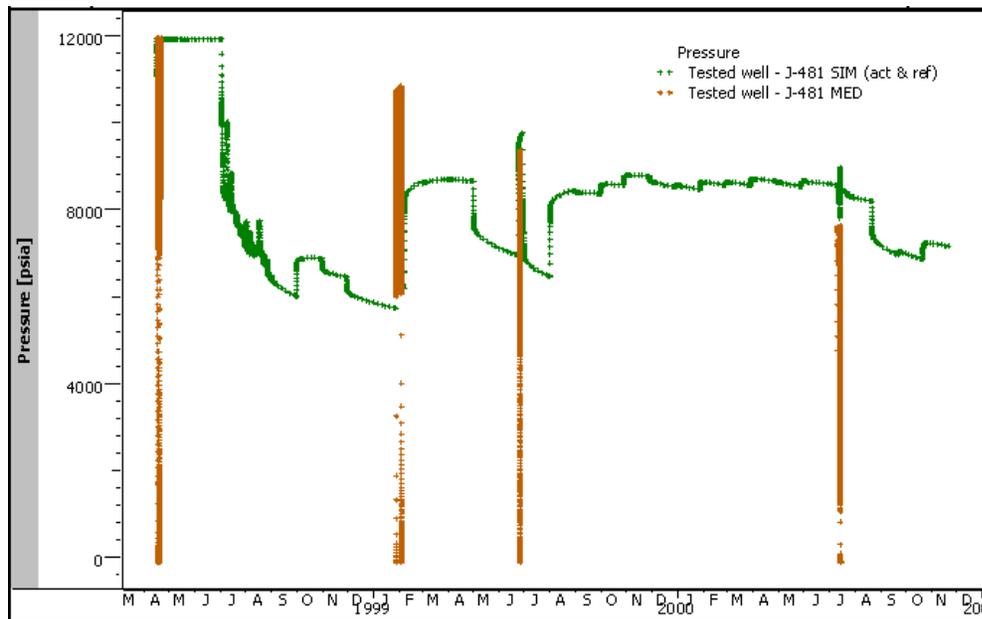


Gráfico N° 4.19 Cotejo de la presión simulada con la presión medida del pozo J-481.

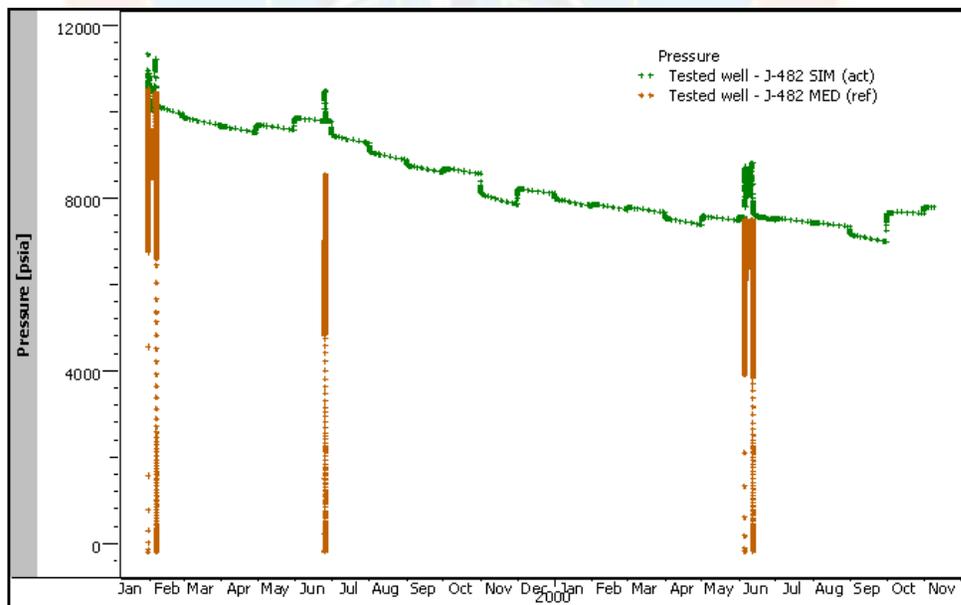


Gráfico N° 4.20 Cotejo de la presión simulada con la presión medida del pozo J-482.

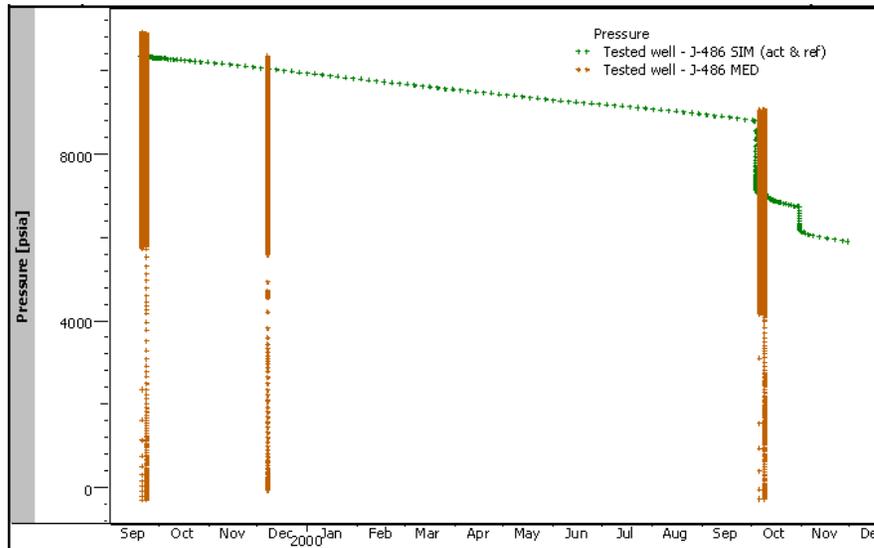


Gráfico N° 4.21 Cotejo de la presión simulada con la presión medida del pozo J-486.

En función de la marcada desviación en la presión simulada por el modelo numérico desarrollado, se probó sensibilizar las variables daño, permeabilidad y coeficiente de almacenamiento, los cuales se estimaron en las diferentes pruebas realizadas al pozo, sin obtener mejoras en el cotejo de la presión, por lo cual el mejor cotejo logrado con el modelo desarrollado se aleja de las presiones medidas durante las pruebas.

No obstante, en función de verificar la validez del modelo analítico definido para el yacimiento en comparación con el mapa estructural del mismo, el cual no presenta las fallas observadas en la reinterpretación de las pruebas de presión, se realizó la simulación de las condiciones dinámicas del yacimiento NAR J-481, utilizando la configuración estructural del mapa actual del yacimiento, con la finalidad de comparar cuál de ellos está más ajustado al comportamiento de presión real medido directamente en el yacimiento. Los resultados se muestran a continuación:

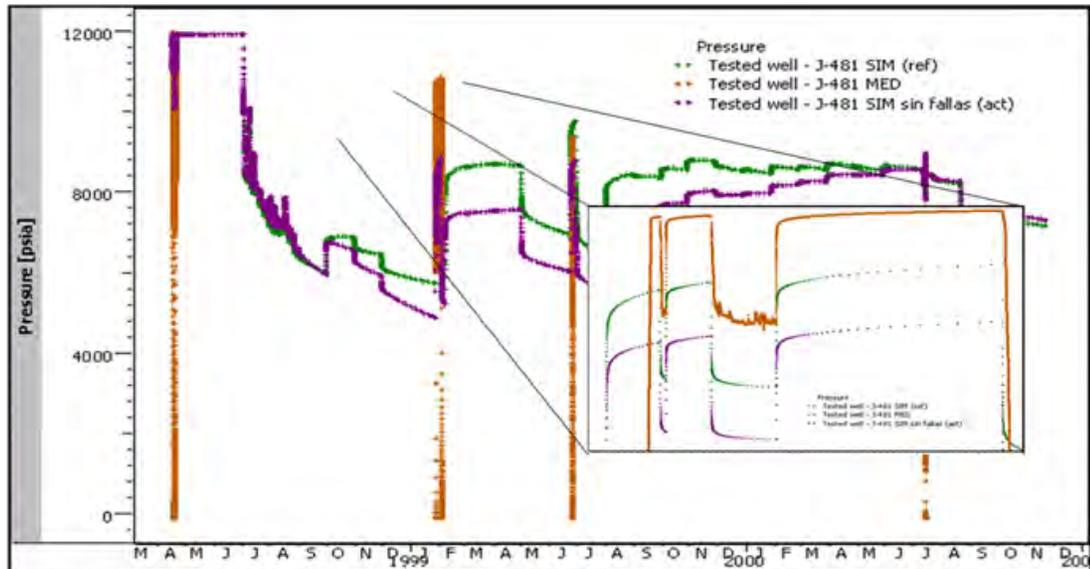


Gráfico N° 4.22 Cotejo de las presiones simuladas utilizando el modelo analítico propuesto, y la configuración del mapa estructural del yacimiento contra la presión real medida en el yacimiento (pozo J-481).

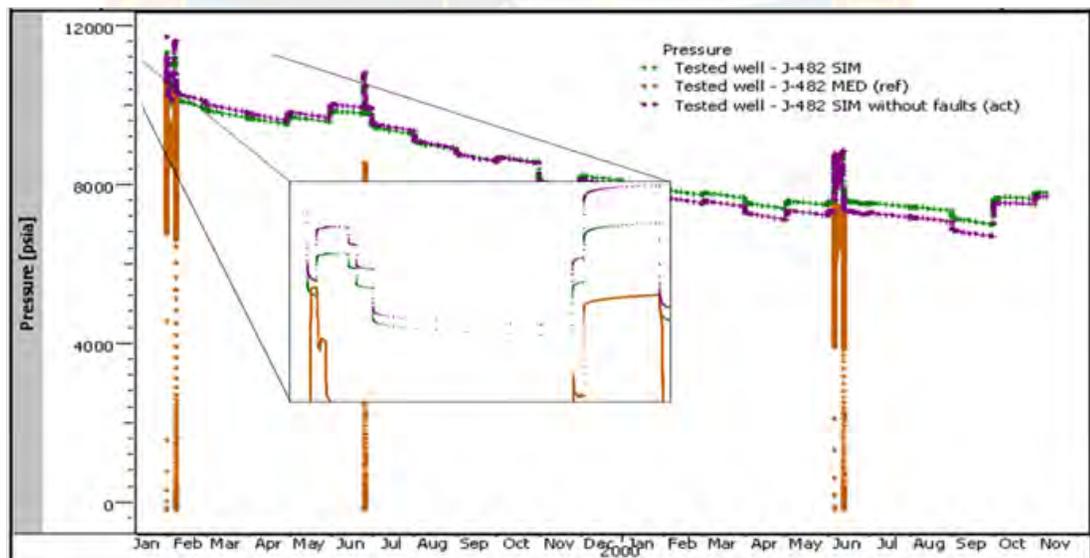


Gráfico N° 4.23 Cotejo de las presiones simuladas utilizando el modelo analítico propuesto, y la configuración del mapa estructural del yacimiento contra la presión real medida en el yacimiento (pozo J-482).

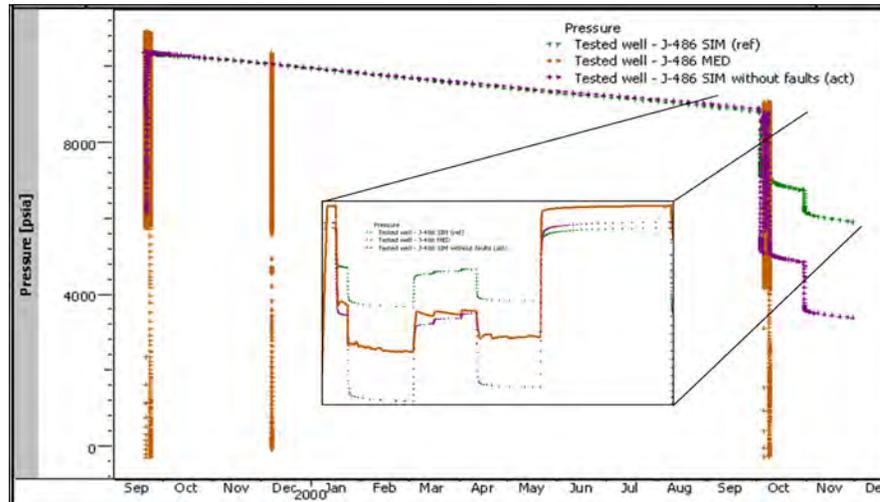


Gráfico N° 4.24 Cotejo de las presiones simuladas utilizando el modelo analítico propuesto, y la configuración del mapa estructural del yacimiento contra la presión real medida en el yacimiento (pozo J-486).

Una vez realizada la comparación, se observó que, en dos de los tres pozos analizados, el modelo analítico propuesto resulta acercarse más a la presión real medida en el yacimiento, comparado con el modelo de presión determinado al utilizar el mapa estructural, lo cual permite validar que, aunque no se haya podido realizar la simulación del histórico de producción completo del yacimiento debido a las limitaciones presentadas a nivel de software, el modelo analítico definido con las herramientas disponibles, presenta un menor grado de desviación de las condiciones dinámicas medidas en el yacimiento. Probablemente esto pudiese ser demostrado, realizando un proceso de simulación del yacimiento considerando la configuración estructural y los modelos definidos mediante este estudio. Adicionalmente, es posible considerar que las diferencias en las presiones obtenidas por el modelo dinámico, estén asociadas a que, nuevamente por limitaciones del software, se tuvo que considerar únicamente la producción de crudo, probablemente el no considerar el efecto de la presencia de gas en el yacimiento se vea reflejado en la desviación en las condiciones de presión arrojadas por el simulador numérico de Saphir.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- ✓ Los análisis PVT de los pozos J-486 y J-481 son representativos y consistentes, y pueden ser considerados para el análisis de los pozos J-489 y J-482IG; y J-493IA respectivamente
- ✓ De las 52 pruebas de presión realizadas a los pozos del yacimiento NAR J 481, 44% (23) pudieron ser reinterpretadas, de las cuales sólo el 78% (18) se consideran representativas
- ✓ El 100% de las pruebas reinterpretadas del pozo J-481 se ajustaron al comportamiento de yacimiento radial homogéneo, de las cuales el 50% observó un límite que fue interpretado como una falla a 400 pies, mientras que el 50% restante se ajustaron al modelo de límite infinito
- ✓ El 40% de las pruebas reinterpretadas del pozo J-482IG, se ajustaron al comportamiento de yacimiento homogéneo con una falla en el límite a 758 pies aproximadamente, mientras que el 60% restante se ajustó al modelo de yacimiento radial compuesto de límite infinito
- ✓ El modelo analítico pozo-yacimiento definido para el pozo J-481, es consistente con el mapa estructural del yacimiento y con la información de sísmica del área
- ✓ Los frecuentes problemas de depósitos de asfaltenos, dificultaron la obtención de una data de presión adecuada para la interpretación del comportamiento dinámico del pozo J-489
- ✓ El 33% de las pruebas de presión realizadas al pozo J-493IA, se ajustaron al modelo de yacimiento radial compuesto, mientras que el 67% restante se cotejó

con el modelo de yacimiento homogéneo, de las cuales el 50% se ajustó al modelo de una falla en el borde y el 50% se ajustó al modelo de límite infinito.

- ✓ El modelo analítico pozo-yacimiento del pozo J-489 no pudo ser definido, debido a que las pruebas de presión disponibles del mismo, no fueron representativas.
- ✓ El 25% de las pruebas reinterpretadas del pozo J-486 se ajustó al modelo de yacimiento radial compuesto; mientras que el 75% restante se ajustaron al comportamiento de yacimiento homogéneo, de las cuales 67% se ajustaron al modelo de falla en el borde a una distancia de 722 pies y un 33% se ajustó al modelo de borde infinito.
- ✓ El modelo de presión simulado para los pozos J-481, J-482 y J-486 empleando el mapa estructural definido en este estudio varió en rangos de 0,42%-22,1 % con respecto a la presión real medida en el yacimiento; mientras que el modelo de presión simulado utilizando el mapa estructural del yacimiento presentó desviaciones en rangos de 0,51%-26,74%.
- ✓ Se realizó la simulación del comportamiento dinámico de presión del yacimiento NAR J 481 con el mapa estructural definido en este estudio durante la etapa de agotamiento natural de presión, donde se incluye la producción de los pozos J-481, J-482, J-486, y considerando únicamente la tasa de producción de crudo.
- ✓ El modelo numérico de Saphir no aplica para la simulación de yacimientos bajo esquemas de inyección de gas.
- ✓ Los modelos analíticos definidos para los pozos J-482IG, J-486, J-489 y J-493IA, no fueron consistentes con el mapa estructural del yacimiento NAR J 481, sin embargo coincidieron con la información de la sísmica del área.

RECOMENDACIONES

- ✓ Ejecutar pruebas de presión con mayor frecuencia a los pozos del yacimiento, a fin de obtener herramientas que permitan estudiar más a detalle la configuración y desempeño del mismo
- ✓ Almacenar la data ASCII de las pruebas de presión realizadas a los pozos en una base de datos para su disponibilidad y resguardo
- ✓ Considerar el modelo de yacimiento propuesto en este estudio para futuras revisiones del modelo estructural oficial del yacimiento
- ✓ Simular el modelo de yacimiento definido en este estudio con otros simuladores con los que cuenta la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos (Eclipse, Petrel, otros)
- ✓ Realizar cierres más largos durante la ejecución de pruebas de presión, a fin de corroborar los límites observados en la reinterpretación de las mismas
- ✓ Realizar una revisión integrada de la información geofísica, geológica, de producción y monitoreo del yacimiento, y, de ser posible considerar los resultados obtenidos en este estudio.

BIBLIOGRAFÍA

ALFONZO, B. (2001). “Caracterización dinámica de la arena NAR-3 del área Carito central, mediante la interpretación de pruebas de presión”. Trabajo de grado no publicado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

ALVARADO, D (1987). “Análisis de Pruebas de Pozos”. Universidad del Zulia. INPELUZ. Maracaibo, Venezuela.

ARIAS, F. (1999). El Proyecto de Investigación. Caracas, Venezuela. Editorial EPISTEME.

CIED-PDVSA (1997). Análisis de Pruebas de Presión Nivel II.

CURIEL, A. (2010). “Caracterización del área oeste del yacimiento K-FUC-1 del campo El Furrial a través de la reinterpretación de pruebas de presión”. Trabajo de grado no publicado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

DÍAZ, R. (2008). “Caracterización dinámica del yacimiento naricual superior medio del campo Jusepín profundo a través de la reinterpretación de pruebas de presión”, trabajo de grado no publicado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

ESCOBAR, F. (2009). Análisis moderno de pruebas de presión (2° Edición). Neiva – Huila - Colombia. Editorial Universidad Surcolombiana. pp 15-30.

HORNE, R (1995). “Modern Well Test Analysis”. Second Edition. Petroway. California.

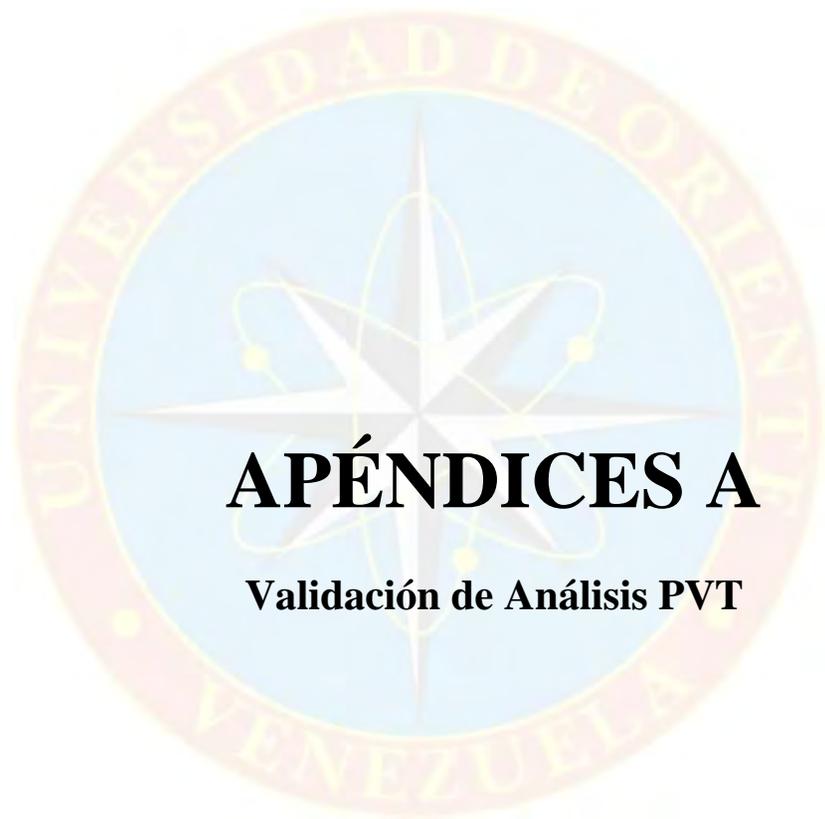
LEE, J (1982). “Well Testing” .Texas A &M University.

PDVSA (2007). Informe Sometimiento de Reservas Jusepín Profundo.

TAMAYO, M. (2004). El Proceso de la Investigación Científica (4ª Edición). México D.F, México. Editorial LIMUSA.



APÉNDICES



APÉNDICES A

Validación de Análisis PVT

Pozo J-481:

ANÁLISIS DE LA CONSISTENCIA DE RESULTADOS DE ANÁLISIS PVT

DATOS GENERALES

Pozo	J-481	
Formación	NARICUAL SUP	
Yacimiento	NAR J-481	
Campo	JUSEPIN	
INTERVALO PRODUCTOR	17842	18428
Presión	12160	17950
Temperatura [°F]	300	17950
Gravedad API	31,6	
% Ays	0,8	
Fecha de Muestreo	Abril 25, 1998	

HOME

FUNCIÓN "Y"

BALANCE DE MASAS

PRUEBA DE DENSIDAD

PRINT PAGE

PRINT ALL PAGES

EXIT

PVT DIGITAL

Figura A-1 Información general del pozo J-481

DATOS DE ENTRADA

POZO	J-481	BORRADOR	CARGAR DATOS	API GRADO MEDIDA	31,6						
P. OPERADORA	5687										
T. (°F)	300										
EXPANSIÓN COMPOSICIÓN CONSTANTE		PERDIDA REFERENCIAL			VISCOSIDAD						
Presión (psia)	Vr	Presión (psia)	T	Re	Bo	Density (gr/cc)	GE	Bg	Z	Presión (psia)	Uo
12500	0,87930	12500	300	2193	2,1175	0,8230				12500	0,3100
12160	0,88350	12160	300	2193	2,1275	0,8200				12160	0,3100
11870	0,88710	11870	300	2193	2,1385	0,8180				10860	0,2690
11508	0,89010	11508	300	2193	2,1505	0,8110				8045	0,2300
10140	0,90990	10140	300	2192	2,1885	0,8020				7905	0,2100
9160	0,92250	9160	300	2192	2,2295	0,7940				7562	0,2000
8236	0,93840	8236	300	2193	2,2595	0,7840				7089	0,1800
7577	0,95550	7577	300	2193	2,2985	0,7780				6484	0,1600
7081	0,96130	7081	300	2193	2,3185	0,7700				5844	0,1700
6500	0,97410	6500	300	2193	2,3455	0,7620				5687	0,1700
6065	0,98760	6065	300	2193	2,3785	0,7550				5208	0,1600
5687	1,00000	5687	300	2192	2,4085	0,7480				4250	0,2100
5557	1,00670	5195	300	1595	2,0805	0,5740	1,05	0,004100	0,978	3788	0,2660
5252	1,02510	4487	300	1322	1,8005	0,5030	0,933	0,004500	0,938	2863	0,3200
4944	1,04760	3850	300	1058	1,7735	0,507	0,8760	0,005100	0,913	1760	0,4100
4601	1,07780	2995	300	731	1,4895	0,48	0,822	0,005500	0,901	966	0,5200
4065	1,13980	1943	300	442	1,4255	0,3780	0,816	0,010000	0,904	15	0,6000
3353	1,26390	1174	300	280	1,3105	0,7150	0,838	0,016800	0,918		
2561	1,51160	580	300	155	1,2295	0,7440	0,91	0,034900	0,843		
2094	1,76440	15	300	0	1,1135	0,7800	1,307	1,428900	0,998		
1846	1,95780										
1645	2,16390										

Figura A-2 Datos de entrada al programa de validación

Tabla A-1 Valores de función "Y" para el pozo J-481

LINEALIDAD FUNCIÓN "Y"					
	Presión (psia)	Volumen Relativo	Función "Y"	Función "Y" Ajustada	DIFERENCIA (%)
P_b	5687	1,000			
↓	5557	1,0067	3,492	3,398	-2,691
	5252	1,0251	3,300	3,295	-0,134
	4944	1,0476	3,157	3,192	1,107
	4601	1,0778	3,034	3,077	1,427
	4065	1,1398	2,854	2,897	1,517
	3353	1,2639	2,638	2,659	0,799
	2561	1,5116	2,386	2,393	0,311
	2094	1,7644	2,245	2,237	-0,355
	1846	1,9578	2,172	2,154	-0,865
	1645	2,1639	2,111	2,086	-1,180

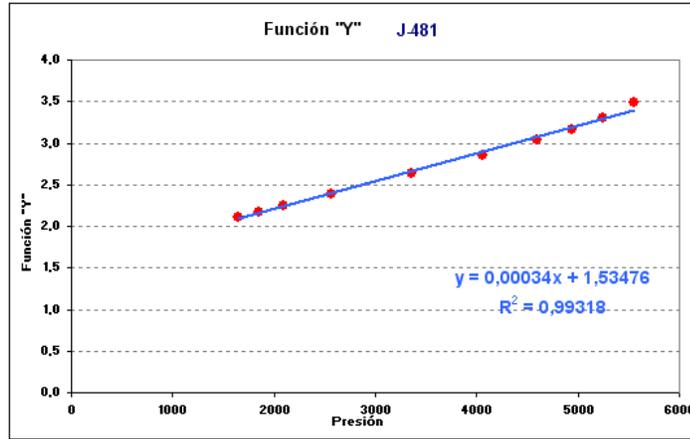


Figura A-3 Gráfico de función "Y" del pozo

Tabla A-2 Prueba de balance de materiales

PRESION (psia)	TEMPERATUR A (F)	Rsd (PCN/BN)	Bod (BY/BN)	Densidad del Petróleo (gr/cc)	G. Específica del Gas	Masa de Petróleo (gr)	Masa de Gas (gr)	Diferencial de Vol. de Gas (PCN)	Rsd Calc (PCN/BN)	Diferencia (%)
26	60	0				866,71				
15	300	0	1,11	0,78	1,31	866,71	45,06	28,3290	0,00	
580	300	155	1,23	0,744	0,91	911,77	25,24	51,1156	159,07	-2,62
1174	300	280	1,31	0,715	0,84	937,01	29,48	80,0234	287,01	-2,51
1943	300	442	1,426	0,678	0,818	966,49	50,79	131,0437	449,33	-1,66
2995	300	731	1,58950	0,64	0,83200	1017,28	59,23	189,5444	735,81	-0,66
3850	300	1059	1,77350	0,6070	0,87600	1076,51	50,48	236,8968	1064,29	-0,50
4497	300	1322	1,90050	0,5930	0,93300	1127,00	55,73	285,9786	1330,18	-0,62
5195	300	1595	2,06050	0,5740	1,05000	1182,73	137,13	393,2924	1605,77	-0,68
5687	300	2193	2,40850	0,5480		1319,86			2208,34	-0,70

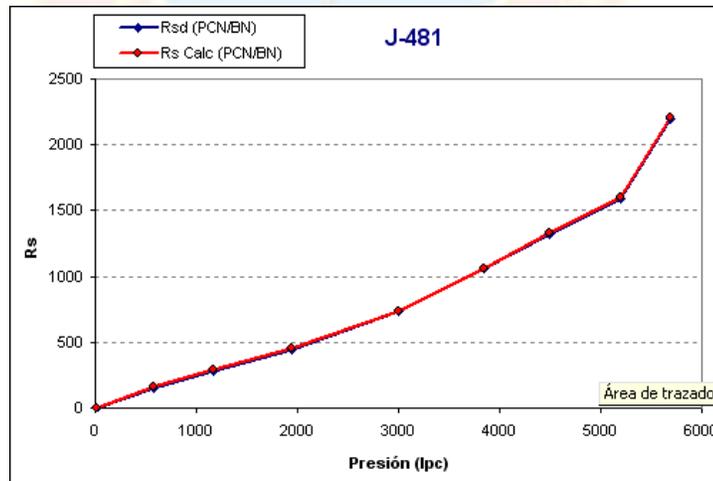


Figura A-4 Gráfico de balance de materiales

Tabla A-3 Prueba de densidad

PRUEBA DE DENSIDAD		
Densidad del Petroleo P. Diferencial	0,5480	gr/cc
°API	31,6	
Bobf	2,150	BY/BN
Rs Separador 1	1509	PCN/BN
Rs Separador 2	231	PCN/BN
Rs Separador 3	76	PCN/BN
Rs TANQUE	49	PCN/BN
GE Gas Separador 1	0,7790	
GE Gas Separador 2		
GE Gas Separador 3		
GE Gas TANQUE	1,2050	

Tabla A-4 Prueba de Desigualdad

PRUEBA DE DESIGUALDAD J-481						
PRESION (lpc)	Bod (BY/BN)	Bg (PCY/PCN)	Rsd (PCN/BN)	dBo/dP	Bg*dRs/dP	CONDICION
15	1,114	0,004100	0	0,00020	-	-
580	1,226	1,428900	155	0,00014	0,05355	VALIDO
1174	1,311	0,034900	280	0,00015	0,00131	VALIDO
1943	1,426	0,016800	442	0,00016	0,00082	VALIDO
2995	1,590	0,010000	731	0,00022	0,00068	VALIDO
3850	1,774	0,006500	1059	0,00020	0,00047	VALIDO
4497	1,901	0,005100	1322	0,00023	0,00036	VALIDO
5195	2,061	0,004500	1595			

Pozo J-486

DATOS GENERALES

Pozo	J-486		
Formación	NARICUAL SUP		
Yacimiento	NARS J-481		
Campo	JUSEPÍN		
INTERVALO PRODUCTOR	17061	--	17497
Presión	9408	lpc @	16794
Temperatura [°F]	302	°F @	16794
Gravedad API	31,7		
% AyS	0,0		
Fecha de Muestreo	Diciembre 30, 1999		

Figura A-5 Datos generales del pozo J-481

DATOS DE ENTRADA													
POZO	J-486	BOHIAH DATOS	CARGAR DATOS	API GRUPO RESERVA									31,7
P BURBUJA	5955												
T (°F)	302												
EXPANSIÓN COMPOSICIÓN CONSTANTE		PRUEBA DIFERENCIAL								VISCOSIDAD			
Presión (psia)	Vr	Presión (psia)	T	Rs	Bo	Density (gr/cc)	GE	Bg	Z	Presión (psia)	Uo		
12000	0,88480	12000	302	2444	2,270	0,8030				12000	0,2900		
11140	0,89530	11140	302	2444	2,308	0,5960				10546	0,2600		
10136	0,90880	10136	302	2444	2,341	0,5870				9408	0,2400		
9408	0,92010	9408	302	2444	2,37	0,5800				8643	0,2300		
8834	0,92970	8834	302	2444	2,395	0,5740				8230	0,2200		
8112	0,94230	8112	302	2444	2,43	0,5660				7833	0,2100		
7474	0,95690	7474	302	2444	2,465	0,5580				6853	0,2000		
6742	0,97590	6742	302	2444	2,514	0,5470				5955	0,1800		
6110	0,99500	6110	302	2444	2,563	0,5360				5641	0,2400		
5995	1,00000	5995	302	2444	2,576	0,5310				5352	0,2600		
5494	1,02750	5096	302	1486	2,051	0,5700	0,913	0,0042	0,390	4885	0,2800		
5066	1,05950	4070	302	977	1,772	0,6150	0,951	0,005	0,943	4321	0,3000		
4593	1,10490	3082	302	692	1,629	0,6280	0,822	0,006400	0,81	3876	0,3200		
4130	1,16320	2186	302	468	1,522	0,6680	0,813	0,009000	0,892	2576	0,4200		
3582	1,25900	1012	302	218	1,362	0,699	0,8450	0,019500	0,926	1700	0,4900		
3002	1,40790	15	302	0	1,113	0,779	1,806	1,414400	0,996	382	0,6500		
2594	1,56340									728	0,7700		
2284	1,72410									510	0,9400		
2061	1,88130									15	1,5000		
1832	2,08150												
1642	2,29650												

Figura A-6 Datos de entrada al programa de validación

Tabla A-5 Linealidad de la función "Y"

LINEALIDAD FUNCIÓN "Y"					
	Presión (psia)	Volumen Relativo	Función "Y"	Función "Y" Ajustada	DIFERENCIA (%)
Pb	5955	1,000			
	5494	1,0275	3,051	3,063	0,386
	5066	1,0595	2,942	2,950	0,284
	4593	1,1049	2,827	2,824	-0,113
	4130	1,1632	2,708	2,701	-0,258
	3582	1,2580	2,568	2,555	-0,494
	3002	1,4079	2,412	2,401	-0,439
	2594	1,5634	2,300	2,293	-0,312
	2284	1,7241	2,220	2,210	-0,426
	2061	1,8813	2,144	2,151	0,332
	1832	2,0815	2,081	2,090	0,441
	1642	2,2965	2,026	2,040	0,675

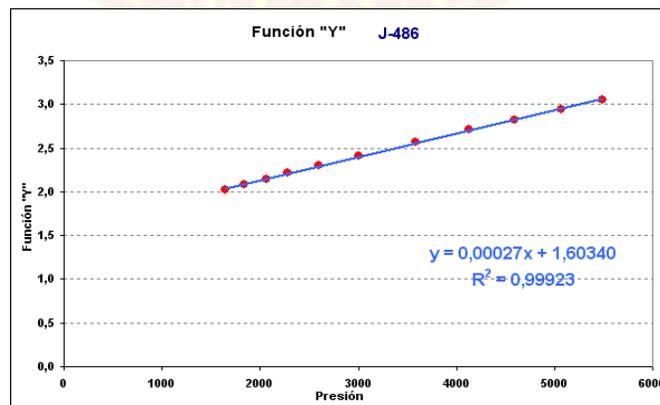


Figura A-7 Gráfico de función "Y"

Tabla A-6 Prueba de balance de materiales

PRESION (psia)	TEMPERATURA (°F)	Rsd (PCN/BN)	Bod (BY/BN)	Densidad del Petróleo (gr/cc)	G. Específica del Gas	Masa de Petróleo (gr)	Masa de Gas (gr)	Diferencial de Vol. de Gas (PCN)	Rsd Calc (PCN/BN)	Diferencia (%)
26	60	0				866,18	-	-		
15	302	0	1,11300	0,7790	1,80600	866,18	85,86	39,0635	0,00	
1012	302	218	1,36200	0,6990	0,84500	952,04	46,39	84,1778	219,34	-0,62
2166	302	469	1,52200	0,656	0,81300	998,43	37,61	122,1920	472,66	-0,78
3082	302	682	1,629	0,636	0,823	1036,04	53,74	175,8426	686,11	-0,60
4070	302	977	1,77	0,615	0,85	1089,78	95,70	268,2449	987,36	-1,06
5096	302	1496	2,05	0,578	0,91	1185,48	187,53	437,0204	1506,20	-0,68
5955	302	2444	2,58	0,533		1373,01			2453,87	-0,40

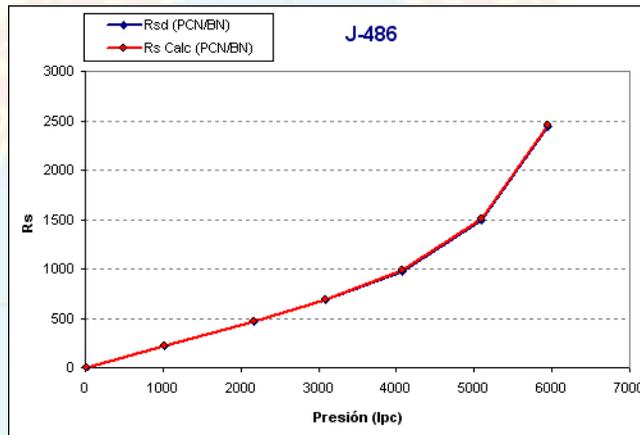


Figura A-8 Gráfico de Balance de Materiales

Tabla A-7 Prueba de densidad

PRUEBA DE DENSIDAD

Densidad del Petróleo P. Diferencial	0,5330	gr/cc
°API	26,8	
Bobf	2,196	BY/BN
Rs Separador 1	1511	PCN/BN
Rs Separador 2	150	PCN/BN
Rs Separador 3	79	PCN/BN
Rs TANQUE	7	PCN/BN
GE Gas Separador 1	0,7730	
GE Gas Separador 2		
GE Gas Separador 3		
GE Gas TANQUE	1,1200	

Densidad del Petróleo Calculada	0,5294
--	---------------

DIFERENCIA (%)	0,67
-----------------------	-------------

Tabla A-8 Prueba de desigualdad

PRUEBA DE DESIGUALDAD J-486						
PRESION (lpc)	Bod (BY/BN)	Bg (PCY/PCN)	Rsd (PCN/BN)	dBo/dP	Bg*dRs/dP	CONDICION
15	1,113	1,41440	0	0,00025	-	-
1012	1,362	0,019500	218	0,00014	0,00076	VALIDO
2166	1,522	0,00900	469	0,00012	0,00037	VALIDO
3082	1,629	0,006400	682	0,00014	0,00034	VALIDO
4070	1,772	0,005000	977	0,00027	0,00045	VALIDO
5096	2,051	0,004200	1496	0,00061	0,00083	VALIDO
5955	2,576		2444			





APÉNDICES B

Pruebas reinterpretadas, derivadas y resultados

Pozos Productores

Pozo J-481

Prueba de restauración de presión (16-04-1998)

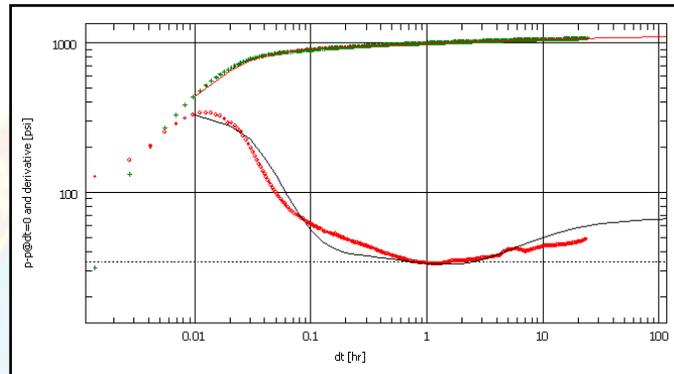


Gráfico B.1 Derivada de la prueba de restauración de presión (16-04-1998)

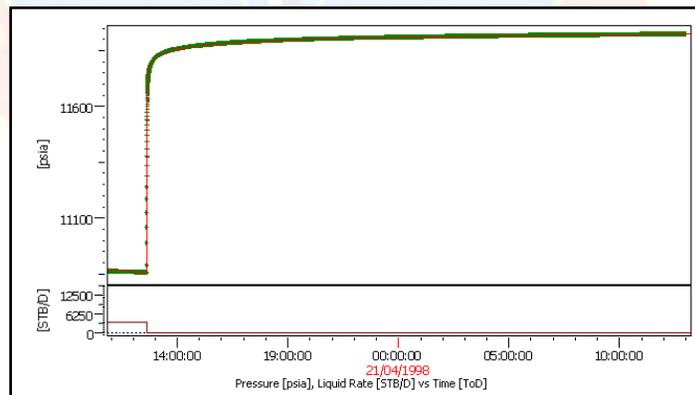


Gráfico B.2 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (16-04-1998)

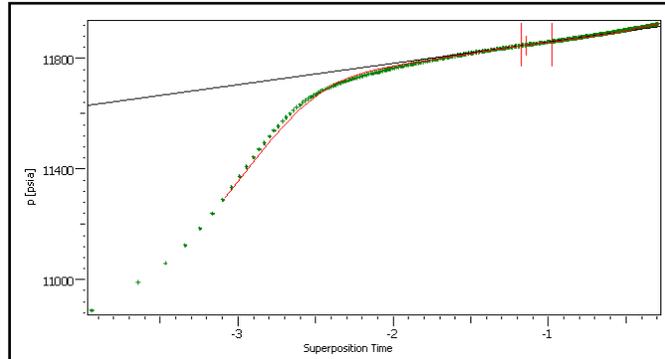


Gráfico B.3 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (16-04-1998)

La primera prueba realizada al pozo, 17-04-1998; muestra un almacenamiento cercano a las 0,20 hrs. de cierre, pudiéndose observar un comportamiento de flujo radial hasta las 3,80 hrs.; el modelo que se ajustó al comportamiento de presión correspondió a un modelo de yacimiento homogéneo, con efecto de almacenamiento constante y se pudo observar una barrera de límite a las 3,80 hrs. de cierre, lo que indica una falla a 356 pies aproximadamente del pozo. La interpretación de la misma arrojó un valor de permeabilidad cercano a los 32,5 md, un factor de daño aproximado de 8,1.

Prueba de restauración de presión (03-02-1999)

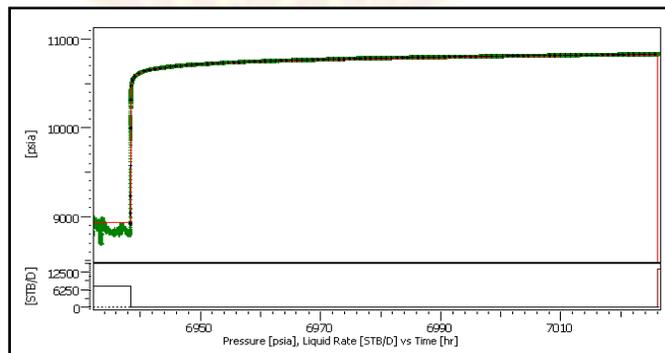


Gráfico B.4 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (03-02-1999)

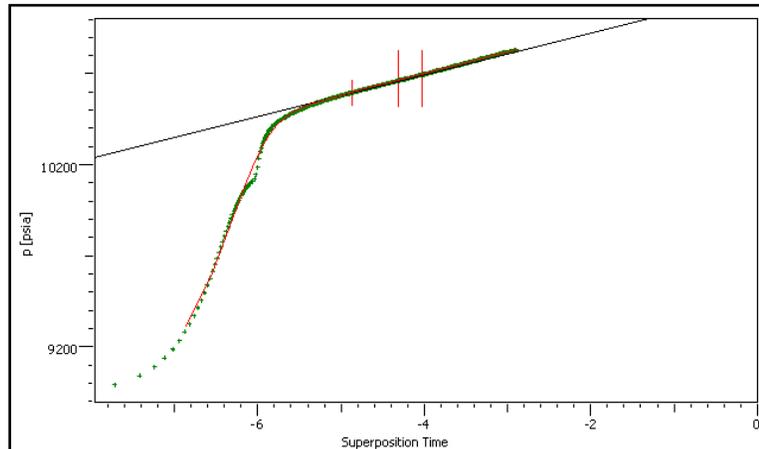


Gráfico B.5 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (03-02-1999)

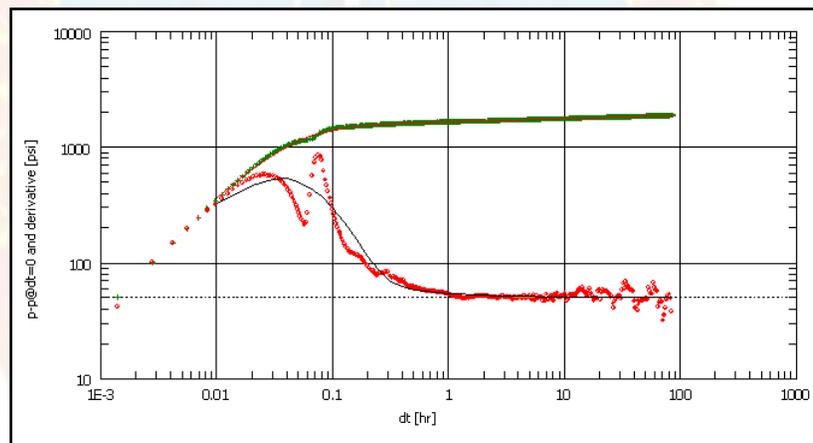


Gráfico B.6 Derivada de la prueba de restauración de presión (03-02-1999)

Para la segunda prueba de este pozo, que fue realizada el 3-02-1999, se observa al inicio del cierre que existe segregación de fases, lo cual afecta la región inicial de la prueba, mostrando en la derivada una perturbación aproximadamente a las 0,06 hrs del cierre, adicionalmente se observa un leve ruido en la curva derivada en la parte final de la región de flujo radial, sin embargo como forma referencial, se interpretó la prueba con un modelo de yacimiento homogéneo, que considerando la alta distorsión al final de la derivada, se ajustó a un yacimiento infinito, debido a que no se observó

limites hasta el radio de investigación alcanzado por la prueba (3043 pies), obteniéndose los siguientes parámetros de yacimiento; permeabilidad de 40,9 md y un factor de daño de aproximadamente 9,87.

Prueba de restauración de presión (31-07-2000)

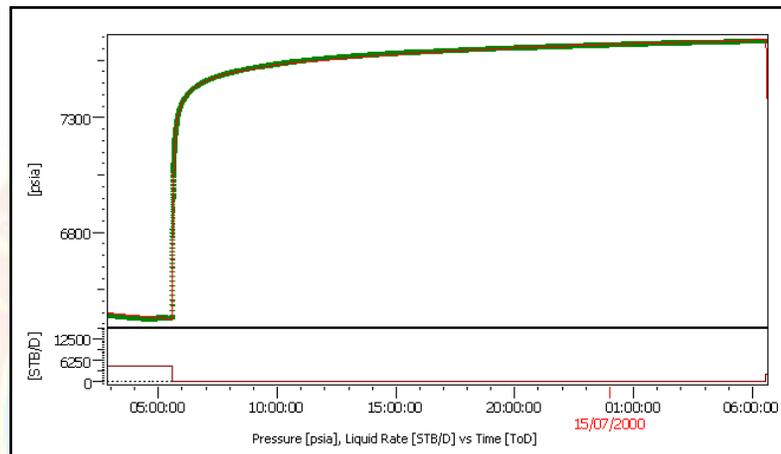


Gráfico B.7 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (31-07-2000)

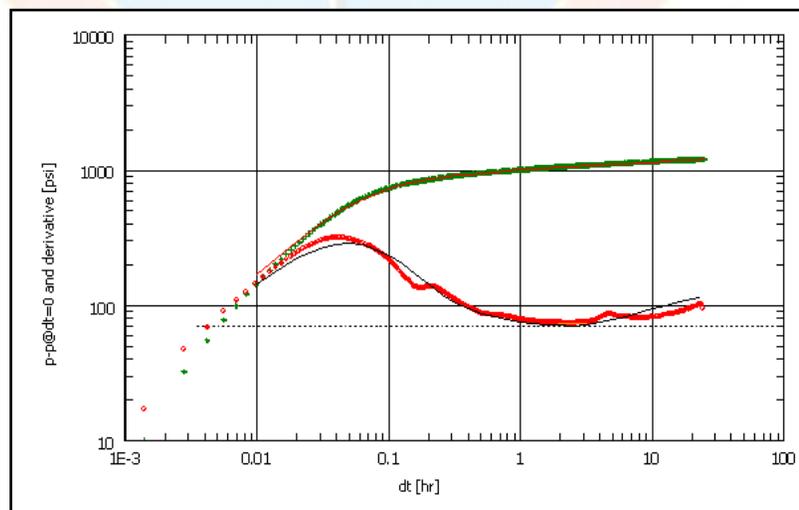


Gráfico B.8 Derivada de la prueba de restauración de presión (31-07-2000)

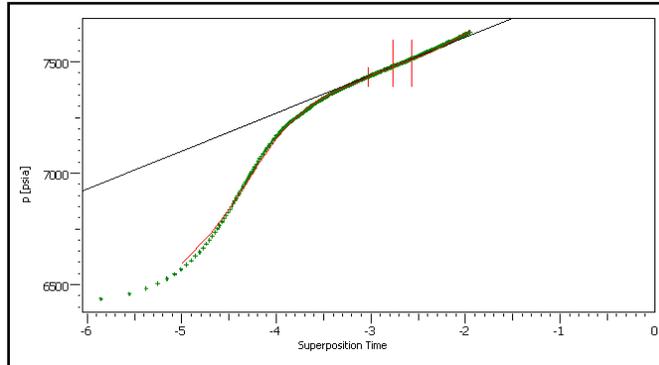


Gráfico B.9 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (31-07-2000)

La tercera prueba realizada al pozo muestra un comportamiento estable, en ella se observa el efecto de almacenamiento hasta las 0,28 hrs aproximadamente, seguido de la región intermedia de la curva, interpretada como la región de flujo radial periodo de flujo que dura alrededor de 3,70 hrs, y luego se observa un levantamiento de presión, el cual hasta el radio se interpreta como una barrera o límite observado por la respuesta de presión hasta el radio de invasión alcanzado por la prueba, esta barrera fue interpretada como una falla con flujo en otra dirección, la misma se encuentra a 288 pies del pozo, según se interpretó la misma; adicionalmente se estimó una permeabilidad de 12,9 md y daño de 1,25.

Prueba de restauración de presión (28-03-2001)

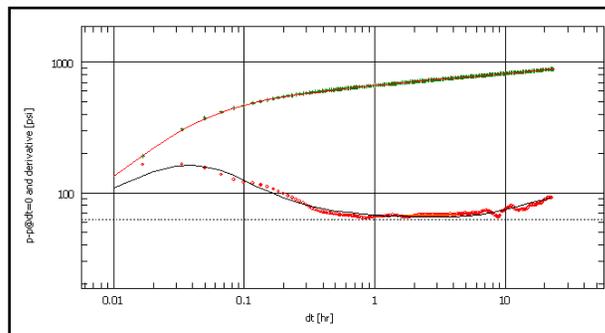


Gráfico B.10 Derivada de la prueba de restauración de presión (28-03-2001)

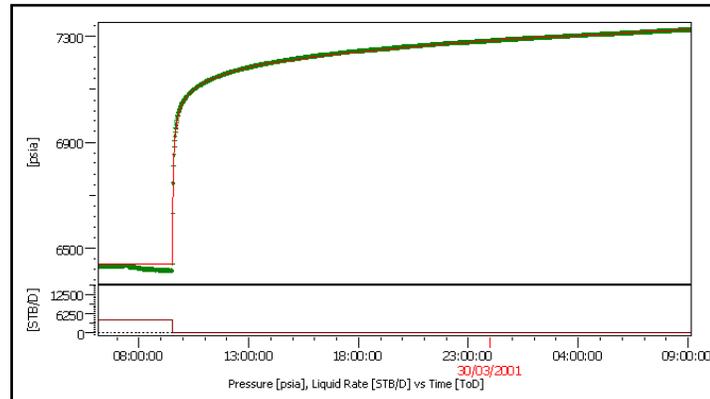


Gráfico B.11 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (28-03-2001)

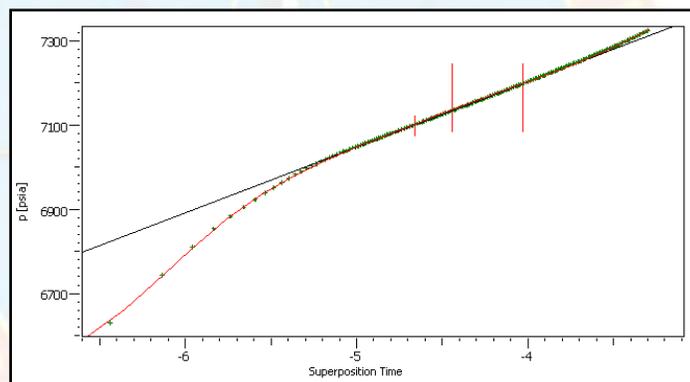


Gráfico B.12 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (28-03-2001)

La prueba de restauración de presión realizada el 28-03-2001, muestra un comportamiento similar a la prueba anterior, sin embargo en esta última, el pozo parece estar estimulado, ya que no se observa un máximo en la región de tiempo inicial de la derivada, adicionalmente durante este cierre, se observa una mayor estabilización del flujo radial, el cual dura aproximadamente 6,20 hrs mostrando al final de la derivada una barrera con flujo en otra dirección, lo que hasta el tiempo alcanzado por el cierre se interpretó como una falla, la misma según la interpretación realizada se encuentra a 418 pies del pozo. Los parámetros de yacimiento mediante

esta prueba fueron daño de $-0,701$ que muestra una estimulación del pozo, y permeabilidad de $13,2$ md.

Prueba de restauración de presión (23-05-2002)

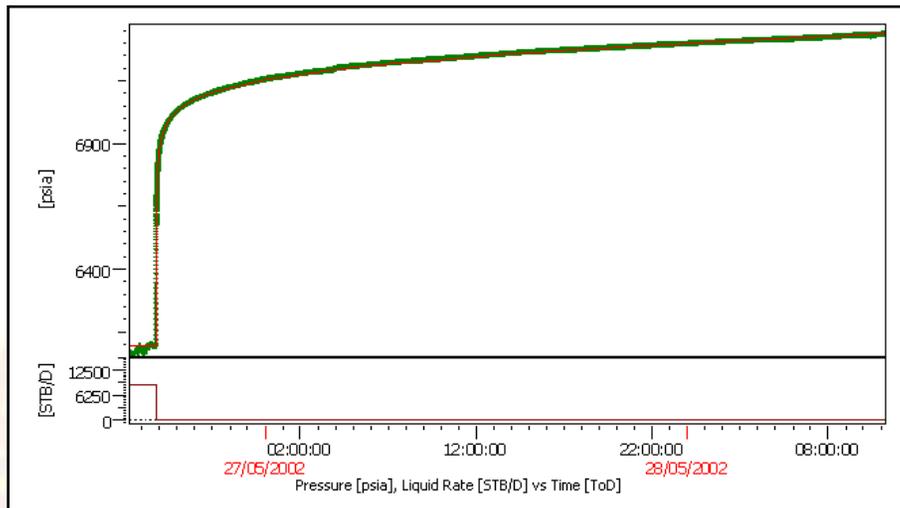


Gráfico B.13 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (23-05-2002)

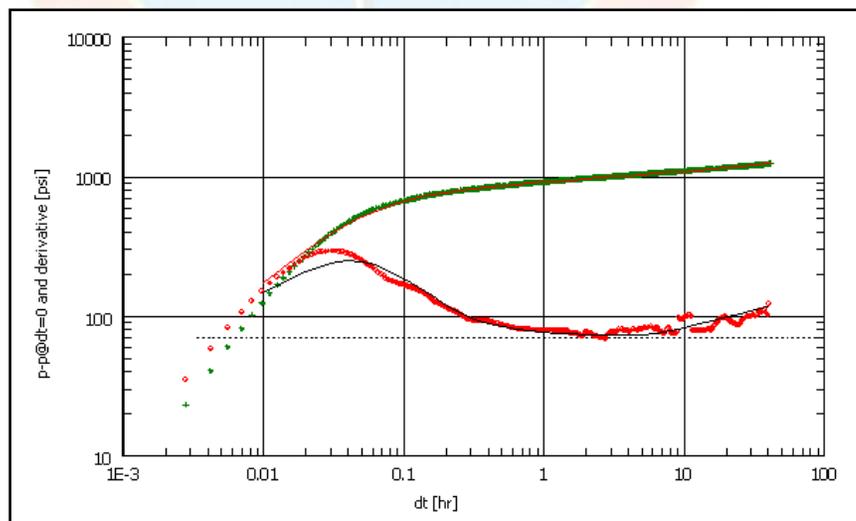


Gráfico B.14 Derivada de la prueba de restauración de presión (23-05-2002)

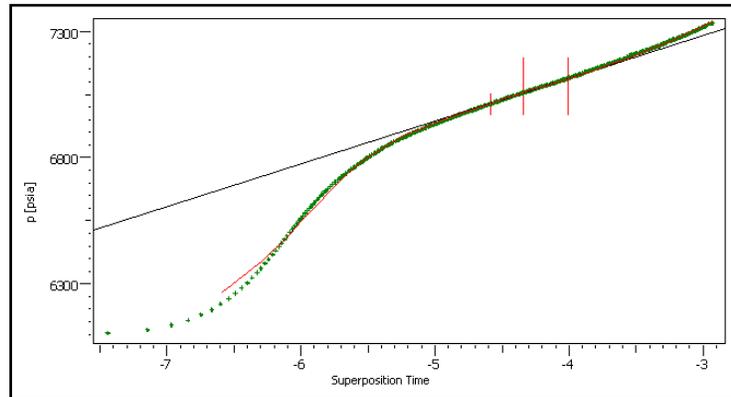


Gráfico B.15 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (23-05-2002)

En el cierre efectuado el 23-05-2002, la derivada nuevamente muestra un comportamiento similar al observado en las dos pruebas anteriores, en la misma se puede observar una estabilización en la región de flujo radial, la misma se extiende por aproximadamente 8 hrs, seguida del comportamiento característico de una barrera presente en el yacimiento, lo cual se interpretó como una falla, la cual se encuentra a una distancia horizontal aproximada de 555 pies del pozo; adicionalmente se estimaron los parámetros del yacimiento como son permeabilidad, obteniéndose un valor de 24 md aproximadamente y un daño de 0,276.

Prueba de restauración de presión (08-04-2003)

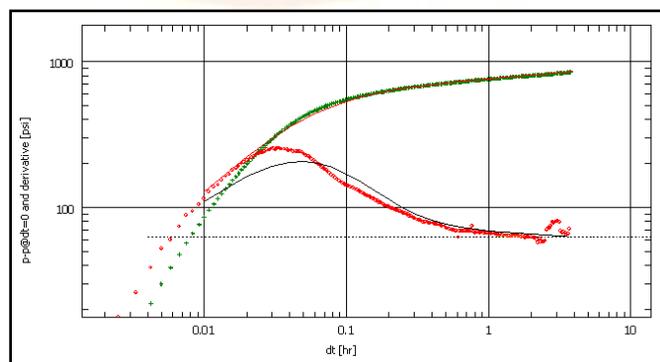


Gráfico B.16 Derivada de la prueba de restauración de presión (08-04-2003)

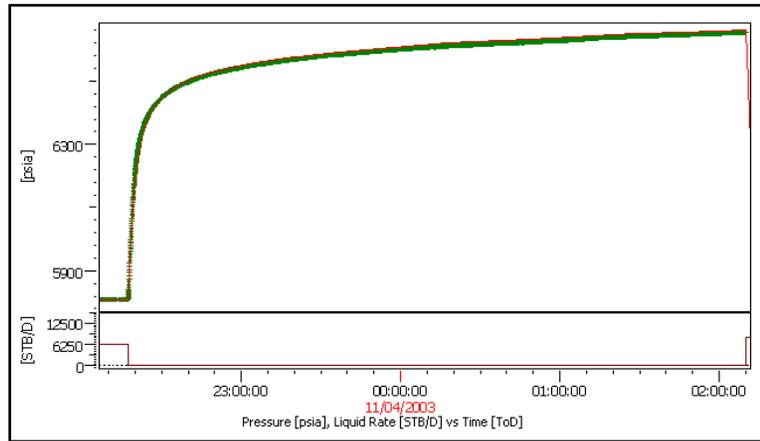


Gráfico B.17 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (08-04-2003)

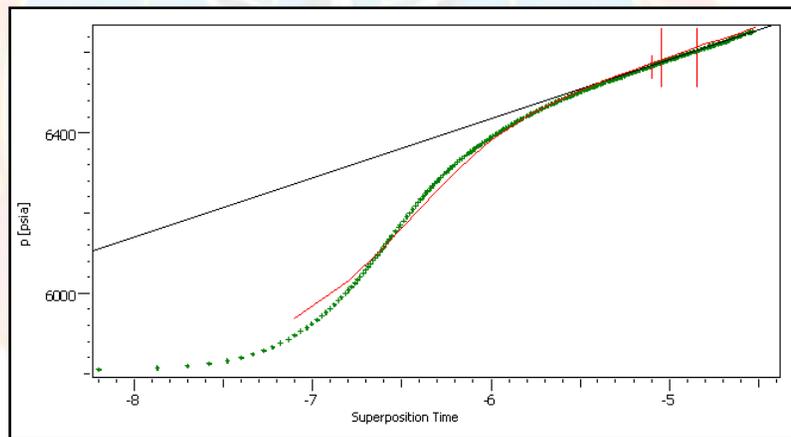


Gráfico B.18 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (08-04-2003)

En la prueba de restauración efectuada el 08-04-2003, el cierre no alcanzó a estabilizar la región de flujo radial, en la misma se observa que el pozo parece estar afectado por penetración parcial, sin embargo no se contó con un registro de producción que permitiera corroborar este fenómeno, adicionalmente se puede ver que debido al corto tiempo de cierre (3 hrs) no se considera la prueba como representativa del comportamiento del yacimiento, sin embargo de forma referencial

se interpreto como un yacimiento homogéneo, que hasta el radio de investigación observado se comporto como infinito, obteniéndose los parámetros de yacimiento con valores de permeabilidad de 19,5 y un daño de -0,0236.

Prueba de restauración de presión (16-10-2003)

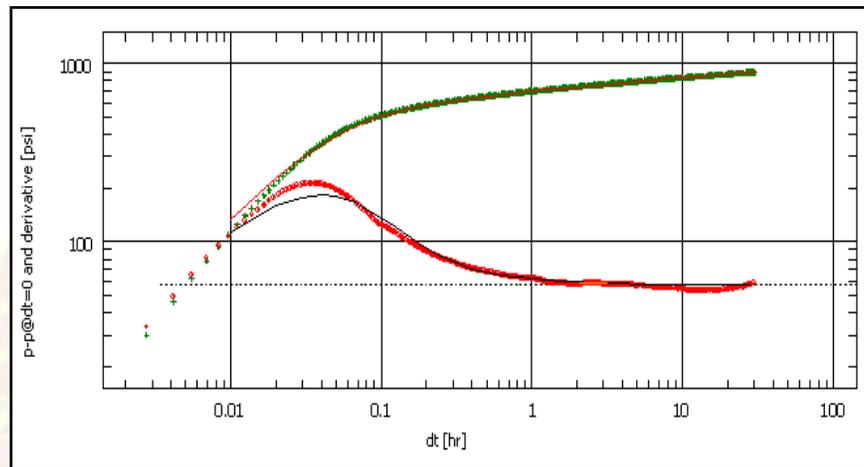


Gráfico B.19 Derivada de la prueba de restauración de presión (16-10-2003)

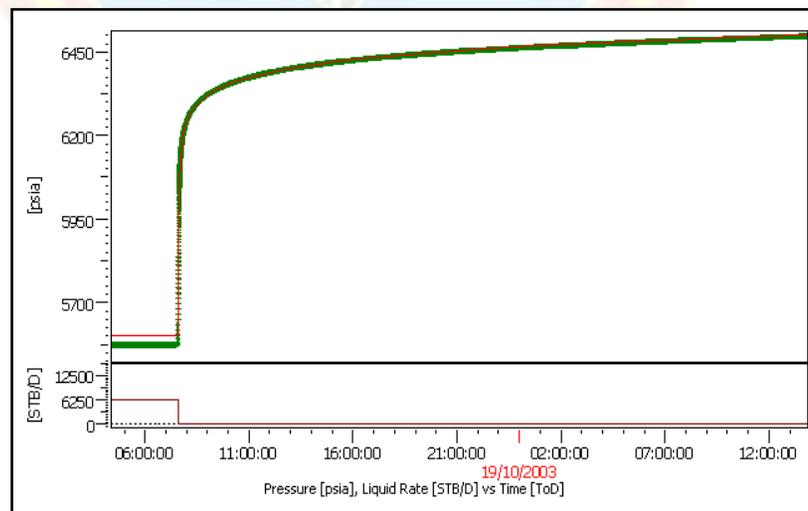


Gráfico B.20 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (16-10-2003)

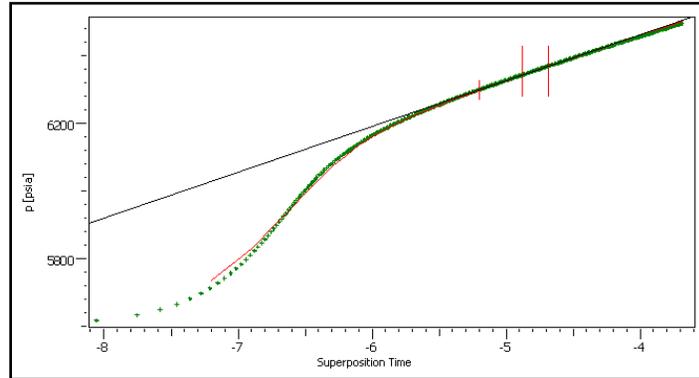


Gráfico B.21 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (16-10-2003)

En el cierre realizado el 16-10-2003 se observa un comportamiento similar al de la segunda, tercera y cuarta prueba realizada, sin embargo, en este cierre, no se alcanza a observar el límite o barrera observado en las pruebas mencionadas, por lo cual se observa un tiempo de estabilización de flujo radial de 27 hrs, observando al final un mínimo levantamiento de presión, sin embargo no fue lo suficientemente claro para ser interpretado como una falla por lo cual la derivada se ajusto al comportamiento de un yacimiento homogéneo que, hasta el radio de investigación alcanzado, se comporto como infinito.

Prueba de restauración de presión (31-01-2007)

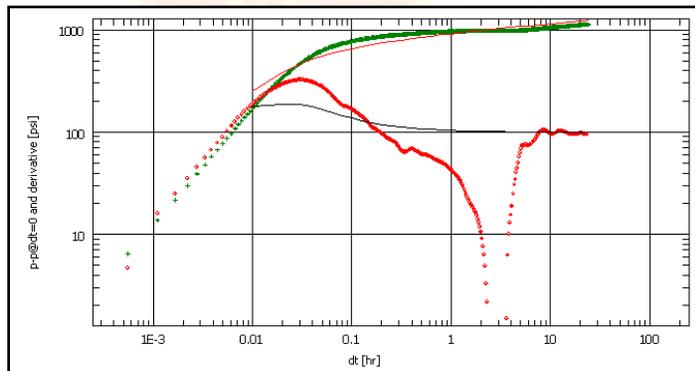


Gráfico B.22 Derivada de la prueba de restauración de presión (31-01-2007)

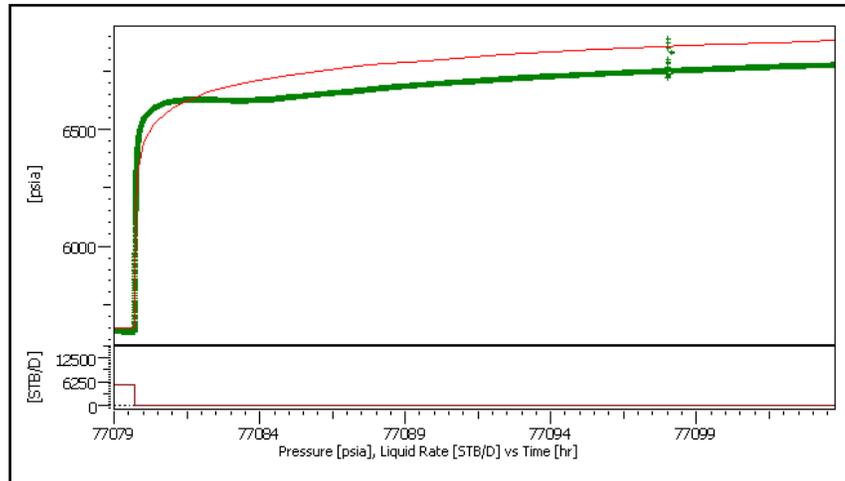


Gráfico B.23 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (31-01-2007)

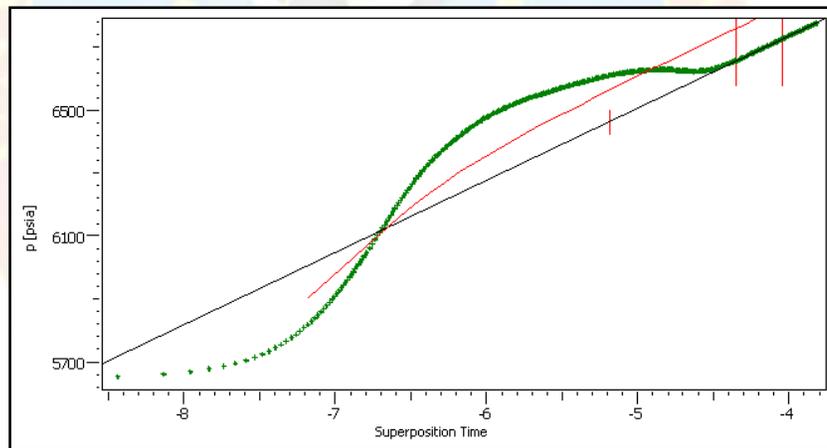


Gráfico B.24 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (31-01-2007)

La prueba realizada el día 31-01-2007, se ve seriamente afectada al parecer por el efecto de redistribución de fases, ya que se observa un mínimo en la región media de la derivada, adicionalmente se puede observar una protuberancia en el gráfico semi-log, lo cual puede indicar el mismo efecto de redistribución de fases. La

interpretación realizada fue netamente referencial, en la misma se obtuvieron una permeabilidad de 10,7 md y un factor de daño de aproximadamente -1,28.

Pozo J-482

Prueba de restauración de presión (05-02-1999)

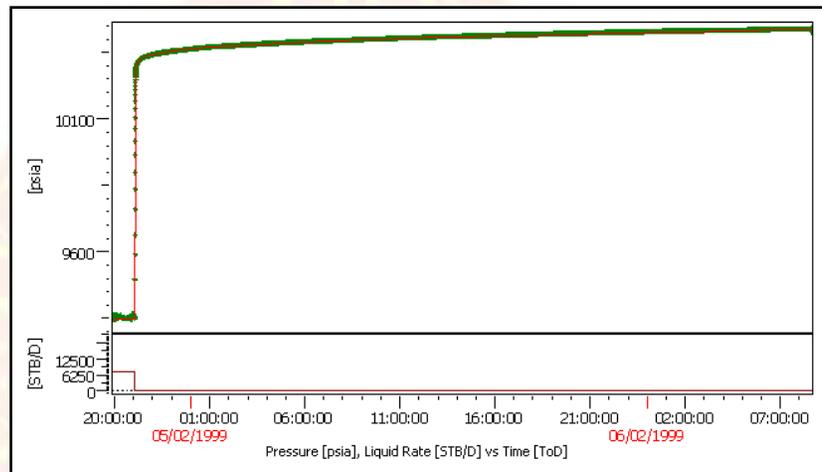


Gráfico B.25 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (05-02-1999)

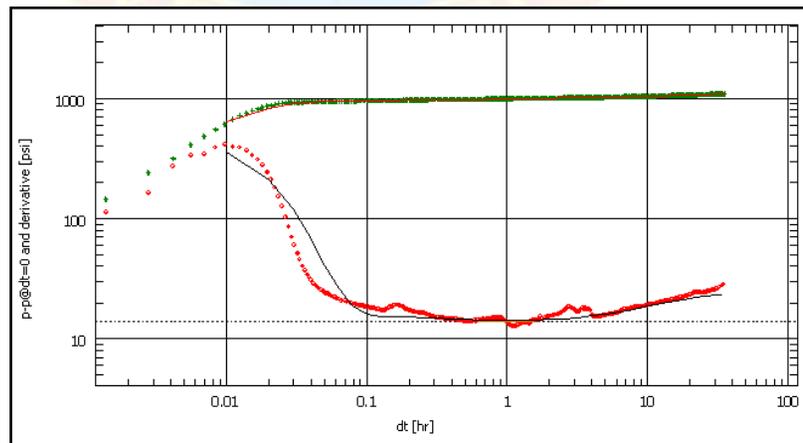


Gráfico B.26 Derivada de la prueba de restauración de presión (05-02-1999)

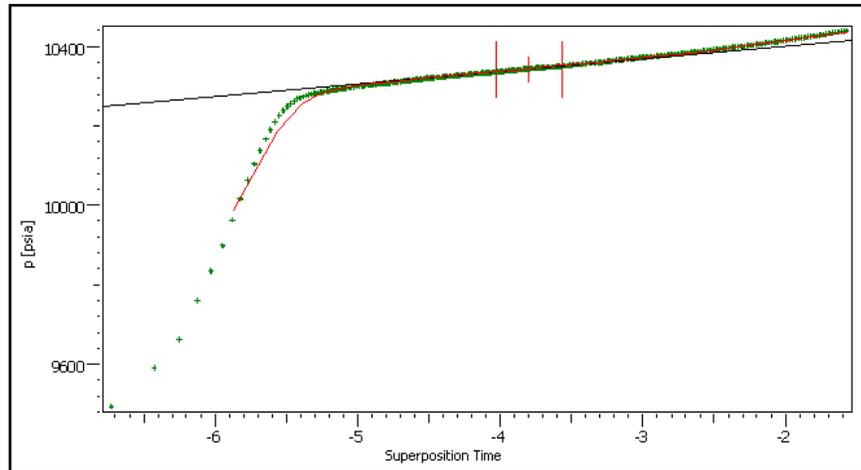


Gráfico B.27 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (05-02-1999)

La primera prueba de restauración realizada al pozo el 06-02-1999, en las dos horas de flujo previas al cierre, se observa un flujo bastante inestable, sin embargo, la prueba parece no estar muy afectada durante el cierre, se observa claramente las tres regiones de flujo, la primera marcada por efecto de almacenamiento en el pozo hasta aproximadamente las 0,06 hrs, seguida de la región de flujo radial la cual se extendió alrededor de 4,37 hrs, posteriormente se observa un levantamiento de presión en la derivada, comportamiento que es característico de cuando la prueba alcanza a observar barreras en el yacimiento, esta barrera se interpreto como una falla, la misma se estimo a 887 pies de distancia del pozo; el modelo ajustado fue de un yacimiento homogéneo limitado por una falla y se estimo la permeabilidad en 98 md y un factor de daño de 28,7.

Prueba de restauración de presión (12-06-2000)

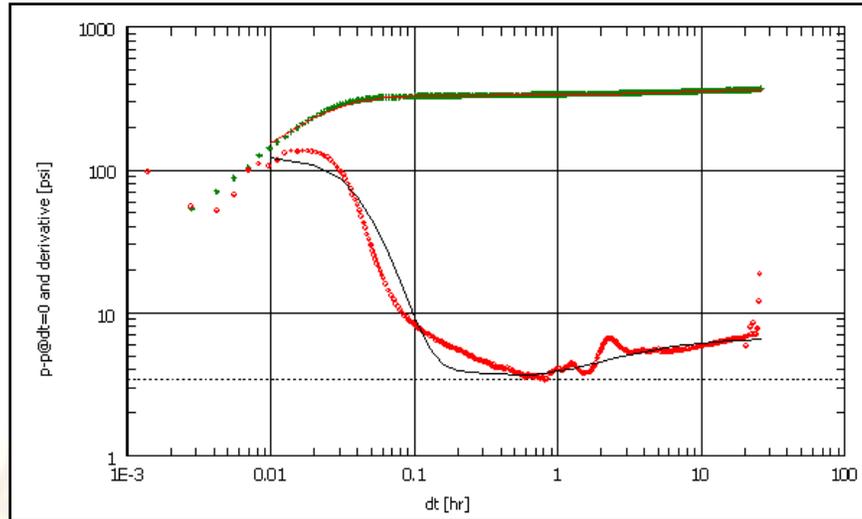


Gráfico B.28 Derivada de la prueba de restauración de presión (12-06-2000)

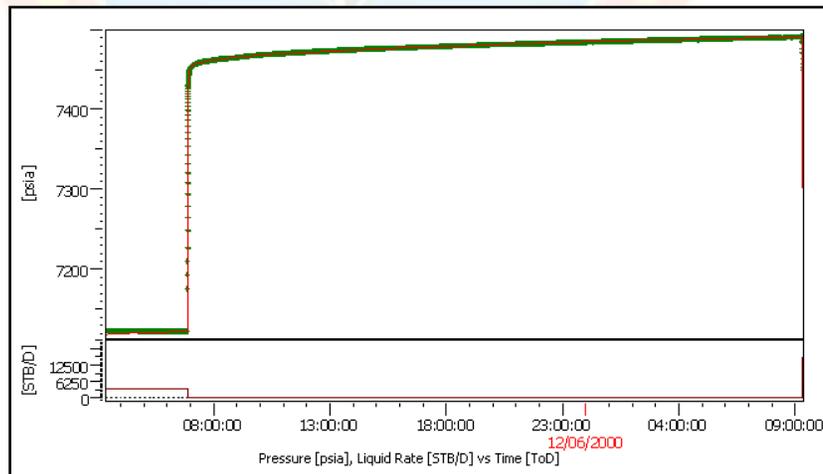


Gráfico B.29 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (12-06-2000)

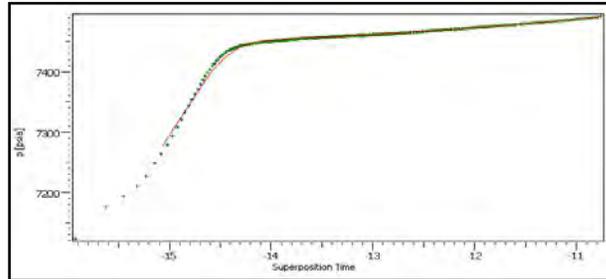


Gráfico B.30 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (12-06-2000)

La segunda prueba de presión efectuada en el pozo para el 23-06-2000, se observó almacenamiento hasta aproximadamente 1 hora de cierre, luego se comienza a observar un comportamiento característico de penetración parcial, una línea recta de pendiente $-0,5$; el mismo dura alrededor de 0,4 hrs, hasta alcanzar la región de flujo radial, la cual dura poco tiempo y está altamente afectada por distorsiones, finalmente se observa un aumento en la derivada, lo cual se coteja con una falla en el borde a 628 pies aproximadamente. De esta prueba se estimaron parámetros de permeabilidad y daño de 142 md y 39,8 respectivamente.

Pozo J-486

Prueba de restauración de presión (22-09-1999)

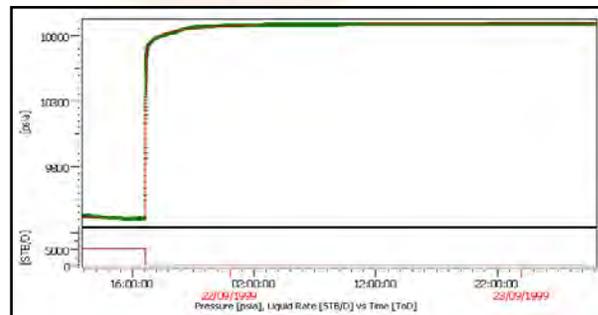


Gráfico B.31 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (22-09-1999)

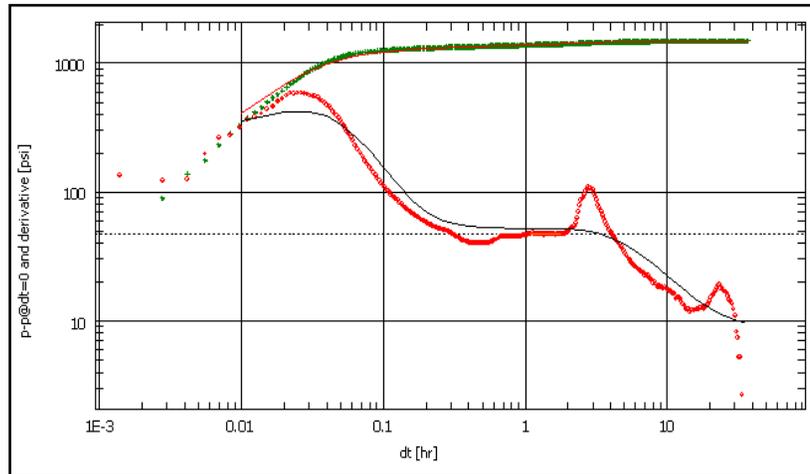


Gráfico B.32 Derivada de la prueba de restauración de presión (22-09-1999)

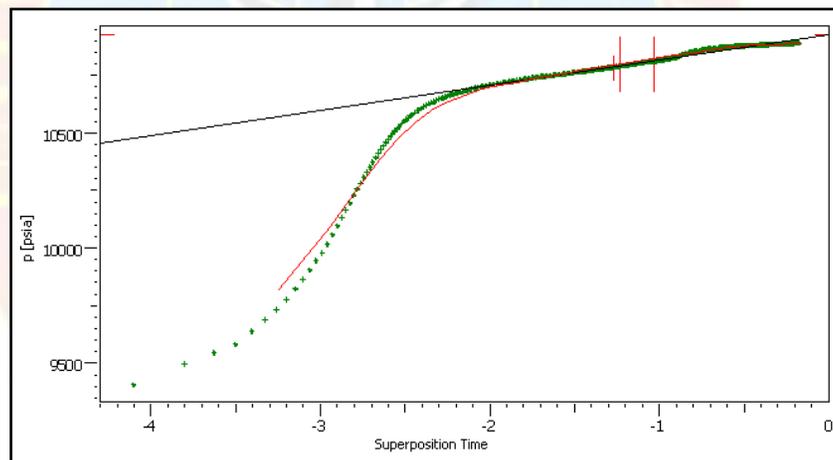


Gráfico B.33 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (22-09-1999)

Durante la primera prueba realizada al pozo (20/09/1999), el pozo mostró un comportamiento que se ajustó al modelo de un yacimiento radial compuesto de borde infinito, lo cual se ajusto interpretando la caída de la derivada en la región de tiempo final de la misma, hasta el radio de investigación alcanzado por la prueba no se observó ningún límite en el yacimiento, por lo que se interpreto como un yacimiento infinito, estimándose la permeabilidad y daño en 32 md y 8,23 respectivamente.

Prueba de restauración de presión (09-10-2000)

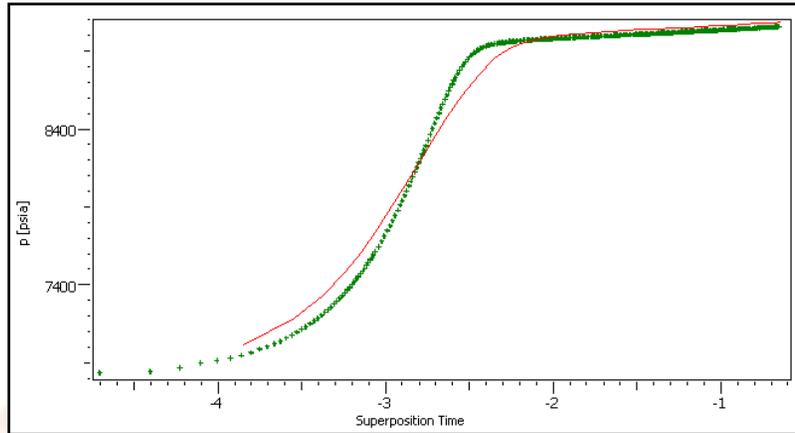


Gráfico B.34 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (09-10-2000)

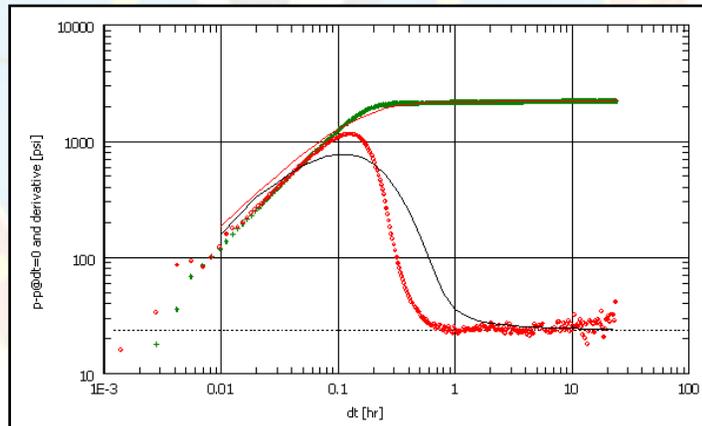


Gráfico B.35 Derivada de la prueba de restauración de presión (09-10-2000)

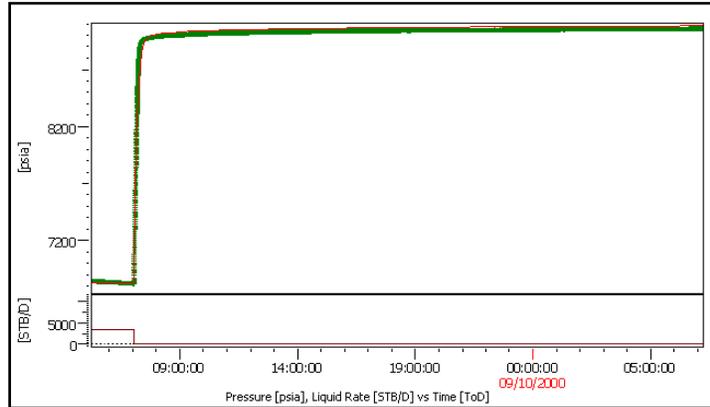


Gráfico B.36 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (09-10-2000)

La segunda prueba realizada al pozo el 9-10-2000, muestra un comportamiento que, al inicio de la prueba, se ajusta al comportamiento de un yacimiento homogéneo afectado por daño y almacenamiento, observándose al final de la derivada una distorsión en el comportamiento, lo que por el alto ruido no puede ser interpretada como una barrera, considerando el yacimiento infinito, hasta el radio de investigación de dicha prueba. Se estimó una permeabilidad y daño de 35,8 md y 39,3 respectivamente.

Prueba de restauración de presión (24-03-2001)

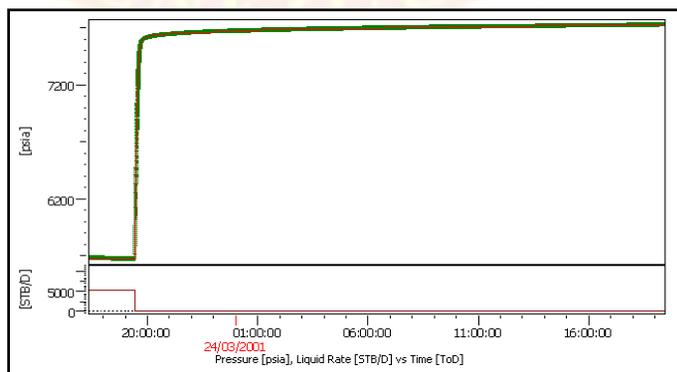


Gráfico B.37 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (24-03-2001)

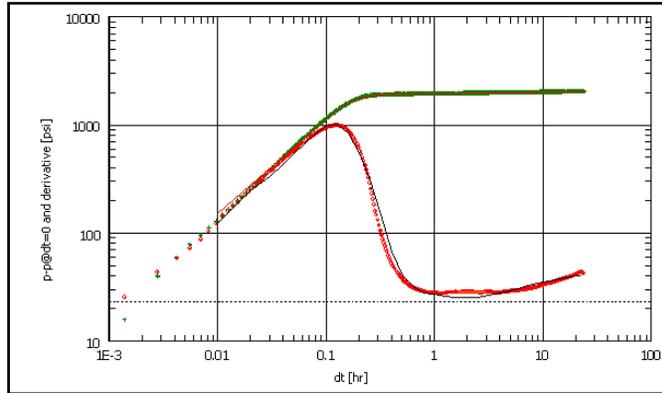


Gráfico B.38 Derivada de la prueba de restauración de presión (24-03-2001)

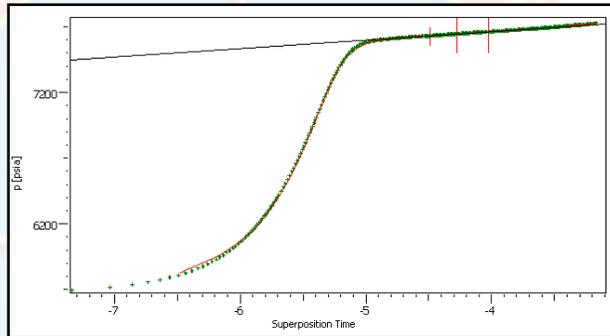


Gráfico B.39 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (24-03-2001)

Prueba de restauración de presión (27-05-2002)

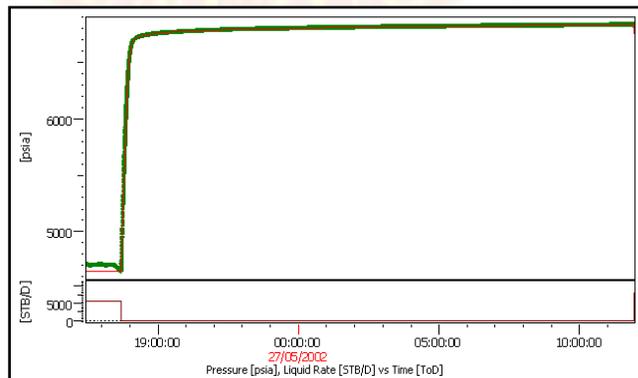


Gráfico B.40 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (27-05-2002)

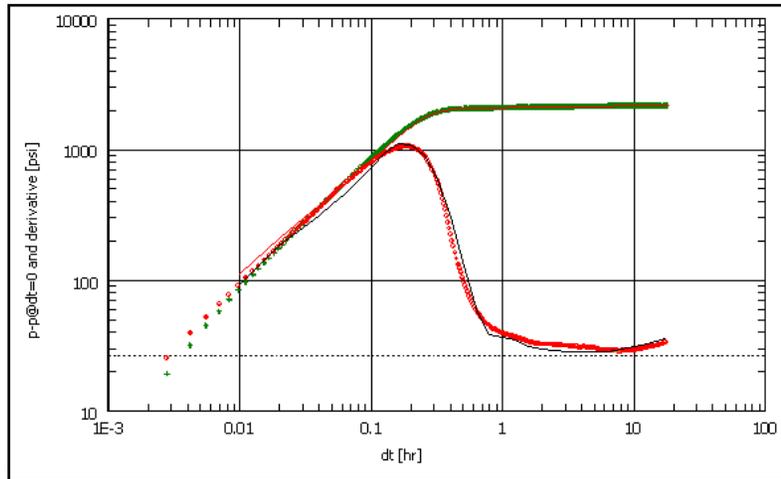


Gráfico B.41 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (27-05-2002)

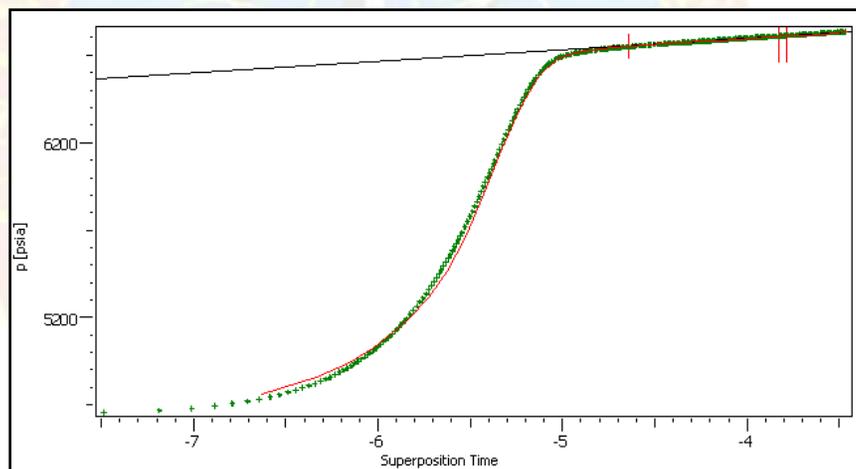


Gráfico B.42 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (27-05-2002)

Las pruebas realizadas en las fechas del 24-03-2001 y 27-05-2002, exhiben un comportamiento muy similar, en ambas se observa un efecto de daño y almacenamiento al inicio de la derivada, seguido de una clara región de flujo radial, y finalmente se observa, en la región final de la derivada, un límite o barrera en el yacimiento, lo que se interpretó como una falla, que no es sellante, debido a que existe flujo en otra dirección, definiendo el comportamiento del pozo de esta manera.

Pozo J-489:

Prueba de restauración de presión (03-05-2002)

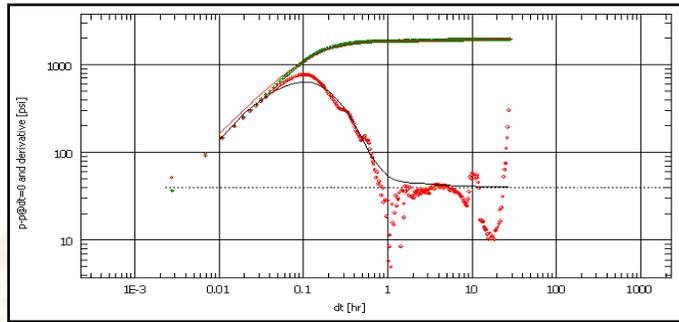


Gráfico B.43 Derivada de la prueba de restauración de presión (03-05-2002)

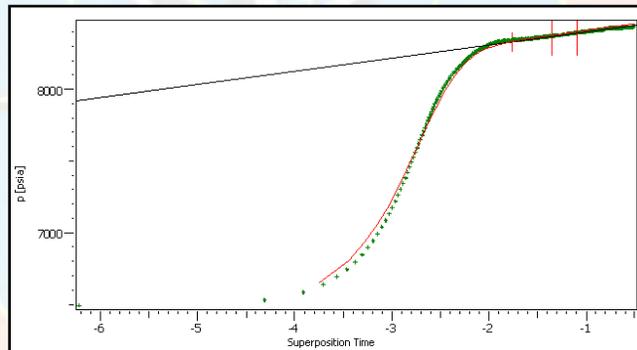


Gráfico B.44 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (03-05-2002)

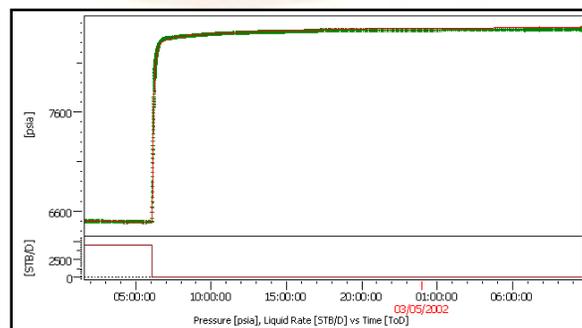


Gráfico B.45 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (03-05-2002)

Durante la primera prueba realizada al pozo se observa que la misma está altamente afectada al parecer por segregación de fase, sin embargo revisando el comportamiento de presión se observó un flujo altamente inestable previo al cierre, lo cual pudo haber enmascarado la respuesta del yacimiento durante dicha prueba, no obstante se estimaron los parámetros en una sección de la derivada que aparentemente coincidió con la región de flujo radial. Es importante mencionar que bajo esta consideración el comportamiento del yacimiento se ajustó al de un modelo de yacimiento homogéneo e infinito, ya que no se pudo observar límites debido al ruido de la derivada. Se estimaron los parámetros de permeabilidad en 38,5 md y un factor de daño de 16,2.

Prueba de restauración de presión (06-10-2002)

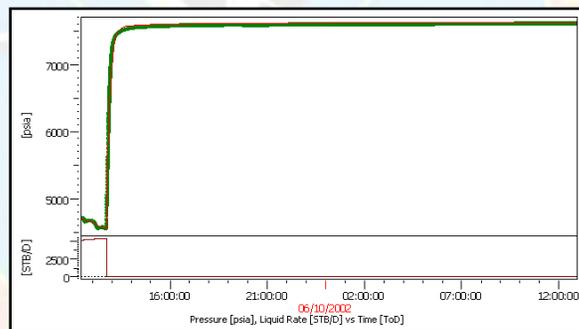


Gráfico B.46 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (06-10-2002)

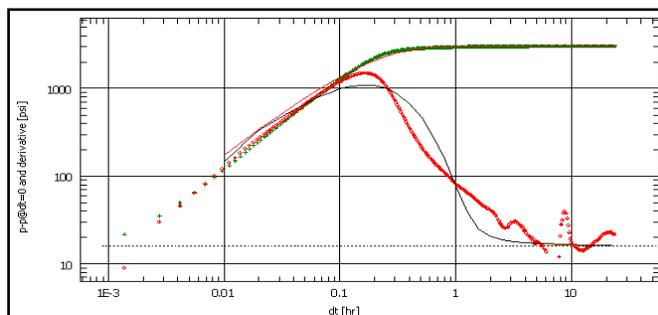


Gráfico B.47 Derivada de la prueba de restauración de presión (06-10-2002)

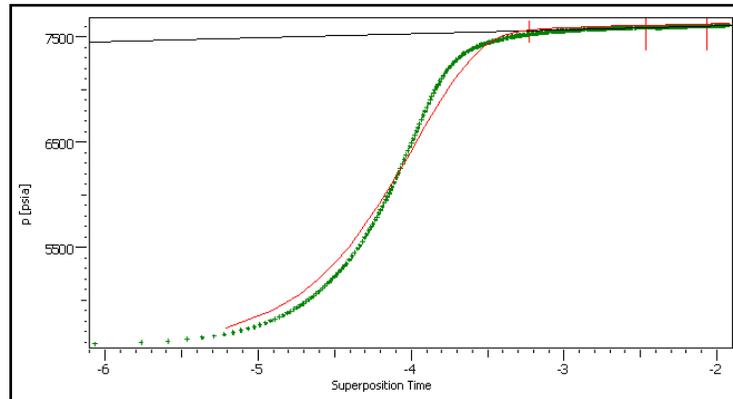


Gráfico B.48 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (06-10-2002)

Por otra parte para el segundo cierre en octubre del mismo año se observa que es un cierre corto de 24,1 horas observando durante gran parte de la prueba (2,7 horas) efecto de daño y almacenamiento en el pozo y sin observar claramente una región de flujo radial, por lo tanto la interpretación de dicha prueba se considero netamente referencial, estimándose parámetros de permeabilidad de 114md y un factor de daño de 87,4.

Prueba de restauración de presión (27-04-2003)

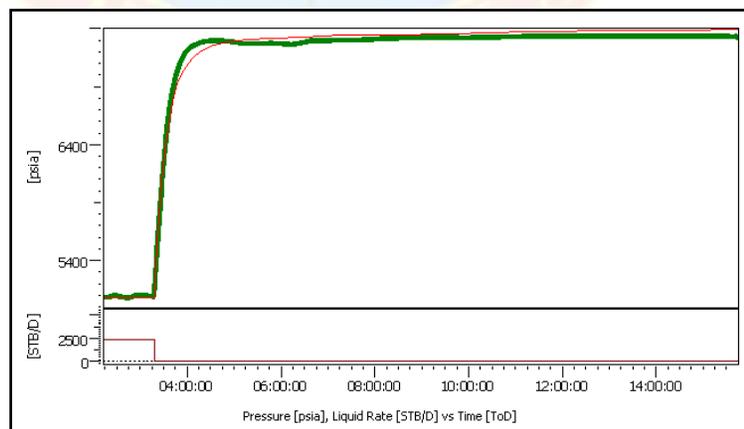


Gráfico B.49 Cotejo del cierre de la prueba de restauración de presión (27-04-2003)

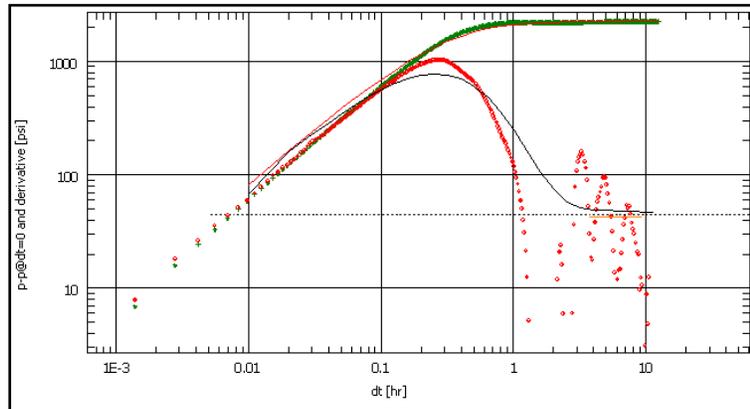


Gráfico B.50 Derivada de la prueba de restauración de presión (27-04-2003)

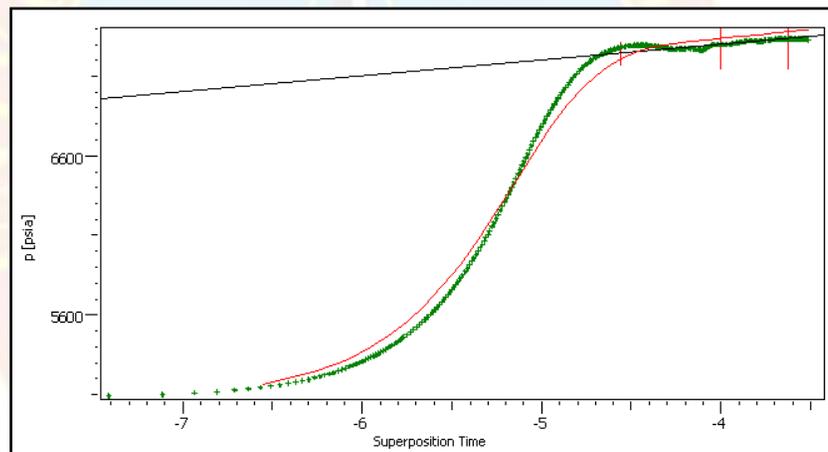


Gráfico B.51 Gráfico semi-log de la prueba de restauración de presión (27-04-2003)

La tercera prueba de restauración (26-04-2003) resultó aun menos estable que la anterior dado que en ningún momento el pozo pareciera estabilizar en una región de flujo radial, impidiendo ajustar un modelo que coincidiera con la respuesta del yacimiento, por lo tanto se ajusto el modelo radial homogéneo que hasta el radio de investigación alcanzado con la prueba pareciera infinito. Cabe destacar que el cierre realizado ante esta prueba fue bastante corto apenas alcanzo las 12 horas y el comportamiento de la derivada se vio altamente afectado por ruido.

Pozos Inyectores

Pozo J-482IG

Prueba de disipación de presión Fall-Off (11-12-2000)

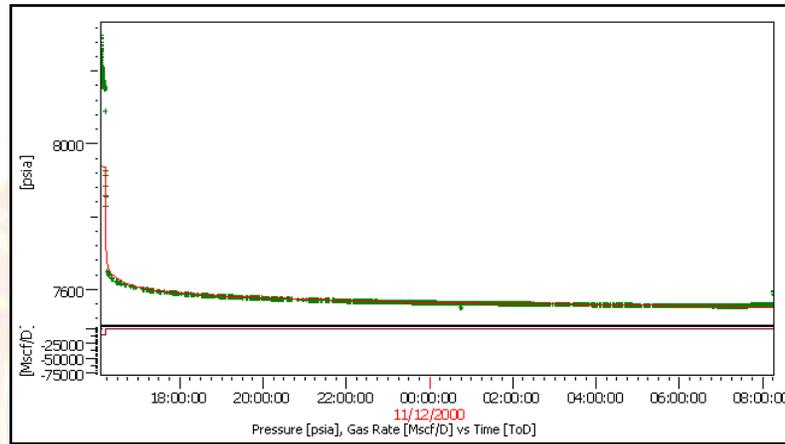


Gráfico B.52 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (11-12-2000)

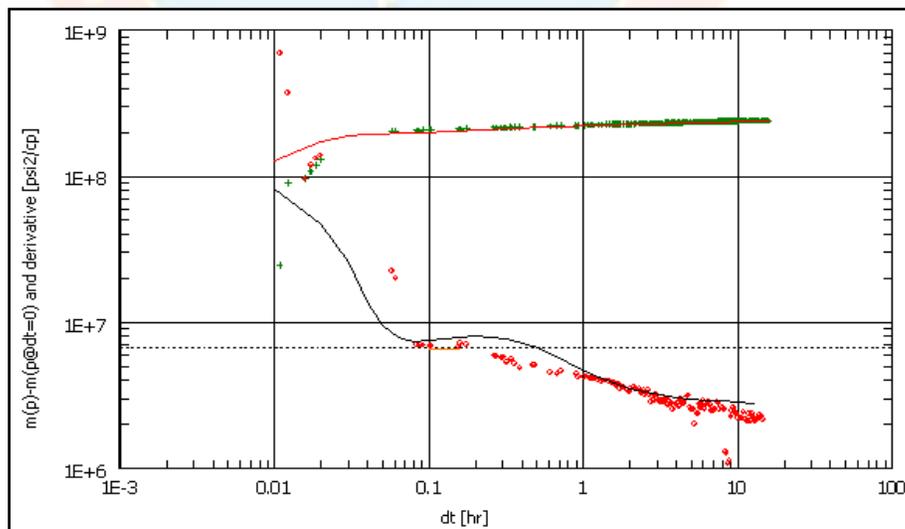


Gráfico B.53 Derivada de la prueba de disipación de presión (11-12-2000)

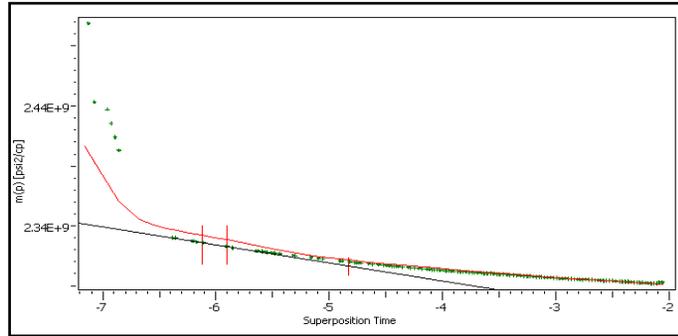


Gráfico B.54 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (11-12-2000)

En esta prueba, se observó una corta duración de los efectos del pozo, en la que se vio un almacenamiento variable y daño hasta las 0,1 horas de cierre, luego una región de flujo radial seguida de una caída en la derivada lo cual es característico de un yacimiento radial compuesto, ajustando la derivada a este comportamiento se obtuvo un cotejo bastante bueno del cierre, este comportamiento fue el esperado debido a que el pozo se encontraba produciendo una fase (crudo) y luego se comenzó a inyectar gas, de la interpretación de esta prueba se estimó un factor de daño de 4 y una permeabilidad de 3,44 md.

Prueba de Disipación de presión Fall-Off (18-04-2001)

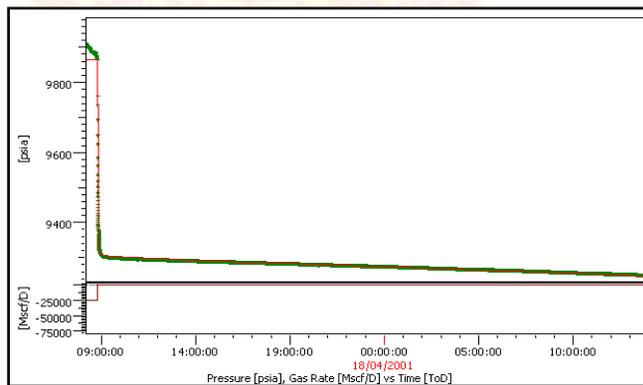


Gráfico B.55 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (18-04-2001)

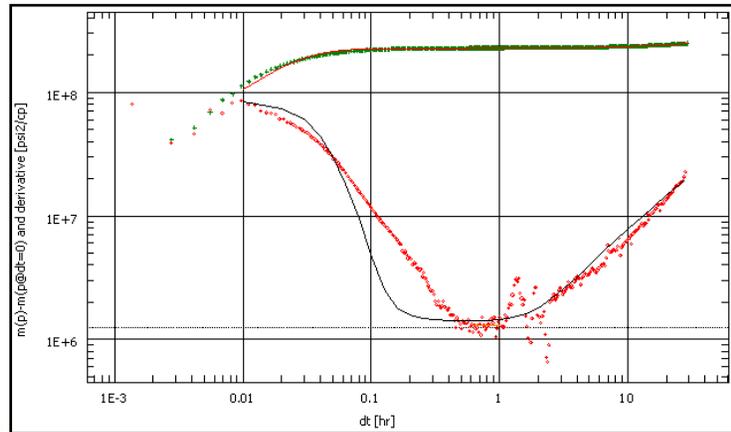


Gráfico B.56 Derivada de la prueba de disipación de presión (18-04-2001)

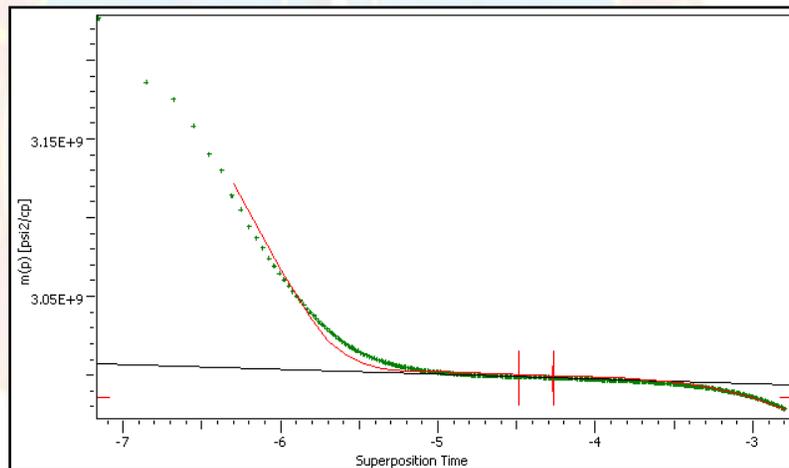


Gráfico B.57 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (18-04-2001)

Para la segunda prueba realizada el 16/04/2001, ya el pozo tenía cinco meses bajo esquema de inyección de gas, el cierre realizado en esa fecha se evaluó mediante la derivada de Bourdet, obteniéndose un comportamiento que se ajustó al de un yacimiento radial compuesto, obteniéndose un valor de permeabilidad de 43,9 md y un factor de daño de 83, vale señalar que esta prueba presento una alto nivel de ruido

en la data de captura, por lo que se tuvo que filtrar la data para hacer posible la interpretación de la misma.

Prueba de disipación de presión Fall-Off (01-11-2001)

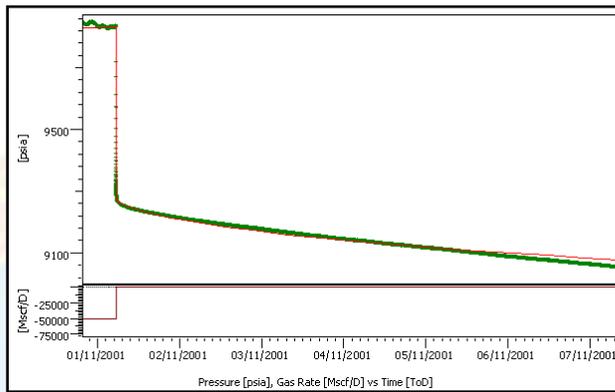


Gráfico B.58 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (01-11-2001)

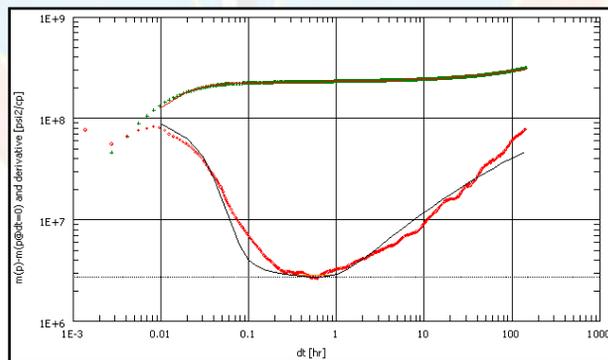


Gráfico B.59 Derivada de la prueba de disipación de presión (01-11-2001)

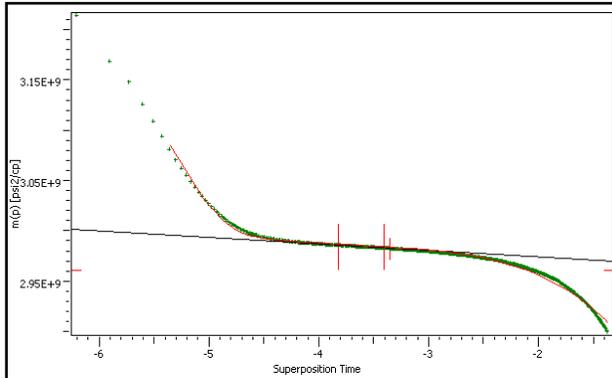


Gráfico B.60 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (01-11-2001)

La tercera prueba realizada a este pozo mostró un comportamiento marcado por los efectos de pozo hasta las 0,18 horas del cierre, una región de flujo radial que duró aproximadamente 0,66 horas, seguida de un fuerte levantamiento en la derivada que se interpreto como modelo de yacimiento radial compuesto, lo que es común en los pozos inyectoros de gas. Para esta fecha se estimó una permeabilidad de 40,7 md y un daño de 35,6.

Pozo J-493IG

Prueba de disipación de presión Fall-Off (15-08-2004)

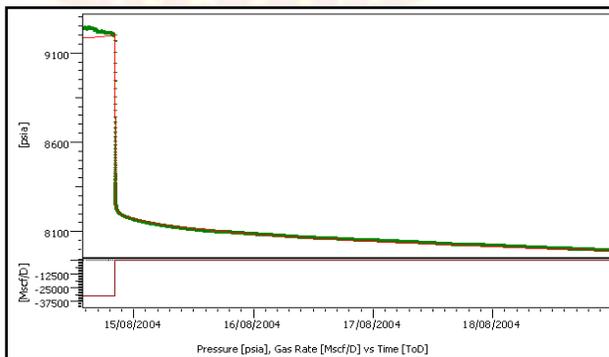


Gráfico B.61 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (15-08-2004)

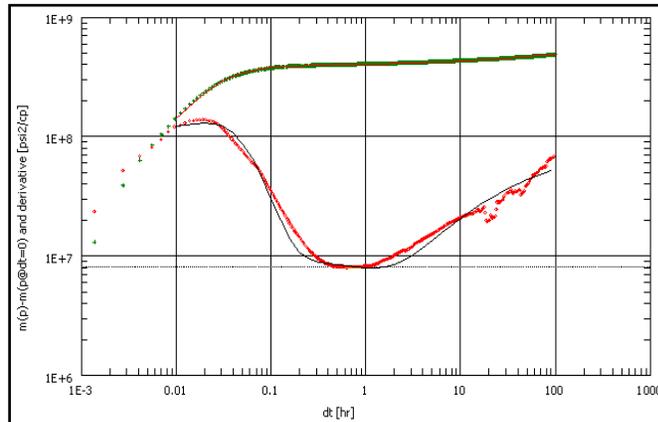


Gráfico B.62 Derivada de la prueba de disipación de presión (15-08-2004)

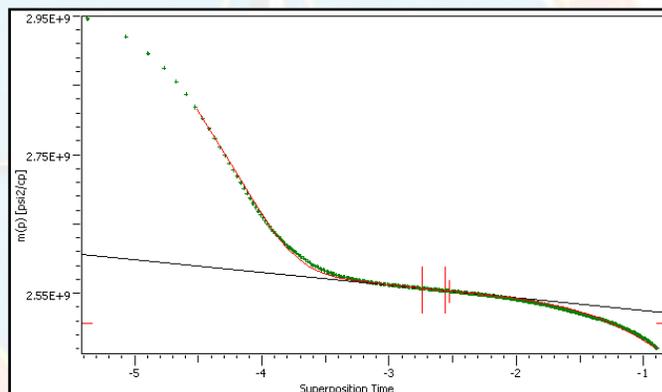


Gráfico B.63 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (15-08-2004)

Durante la prueba realizada el 15/02/2004, el pozo se encontraba bajo el ciclo de inyección de gas, en la misma se observa al comienzo de la derivada el efecto de almacenamiento y daño en la región inicial de la curva, dicho efecto se extiende aproximadamente por 0,27 hrs, seguido de una región claramente identificada como la región de flujo radial, la cual dura alrededor de 1 hr, y finalmente se observa un aumento en la derivada de presión, este comportamiento se ajustó a un modelo de yacimiento radial compuesto, en el que se estimó una permeabilidad de 13,6 md y un factor de daño de 0,485.

Pozo J-493IA

Prueba de disipación de presión Fall-Off (17-04-2007)

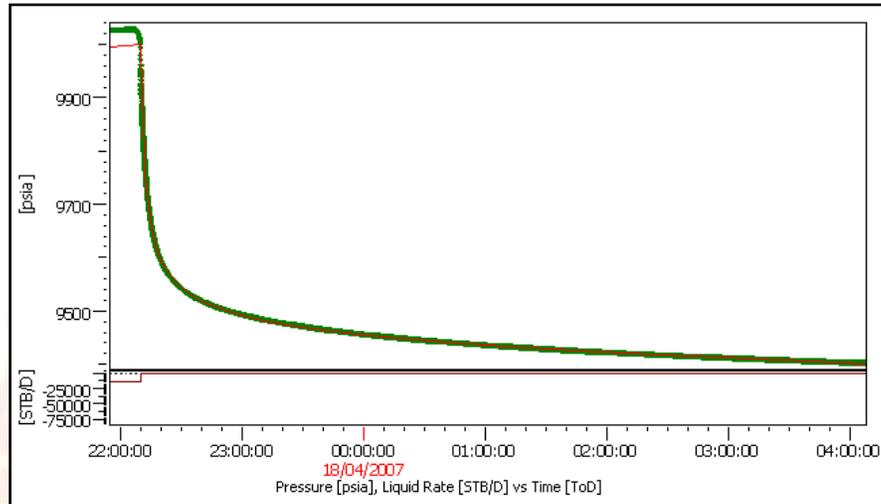


Gráfico B.64 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (17-04-2007)

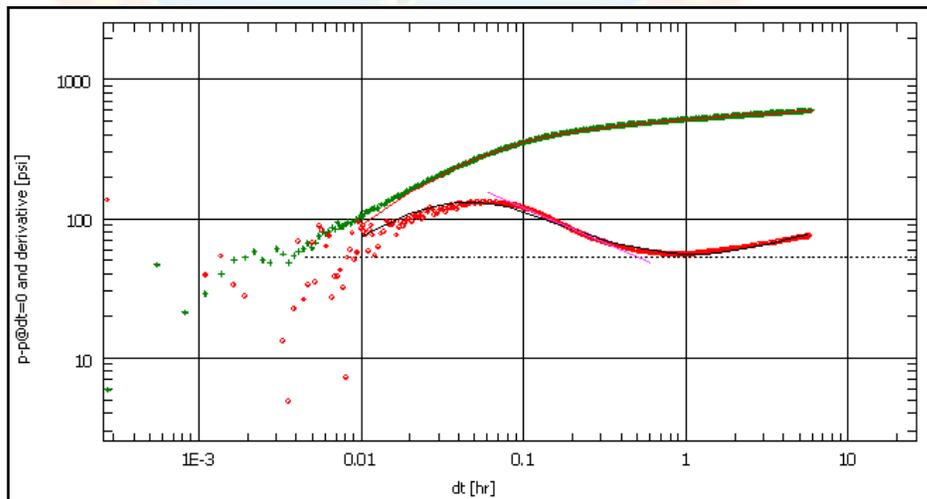


Gráfico B.65 Derivada de la prueba de disipación de presión (17-04-2007)

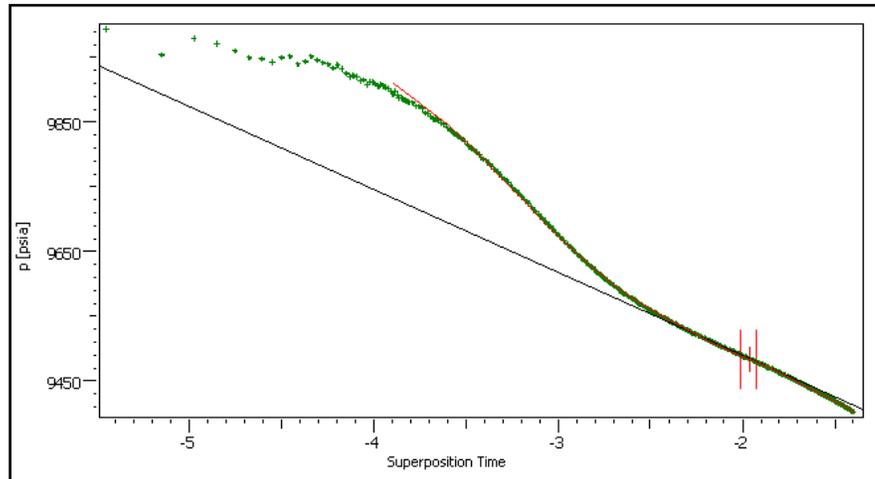


Gráfico B.66 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (17-04-2007)

Para la segunda prueba al pozo J-493GI se le habría hecho el cambio en el ciclo de inyección a pozo inyector de agua J-493WI, durante esta prueba, se observó un comportamiento bastante estable en la derivada de presión, una zona claramente identificada como la zona de efectos de pozo (region de tiempo inicial), seguida de la region de flujo radial, y posteriormente se observa un leve aumento en la derivada, lo que muestra indicios de una barrera de flujo, esta respuesta del yacimiento, se ajustó al modelo de yacimiento homogéneo, limitado por una falla que se estimó a 613 pies de distancia, se obtuvieron los parametros de permeabilidad de 24,1 md, y un factor de daño de -2,57 que muestra una supuesta estimulación en el yacimiento.

Prueba de disipación de presión (11-12-2008)

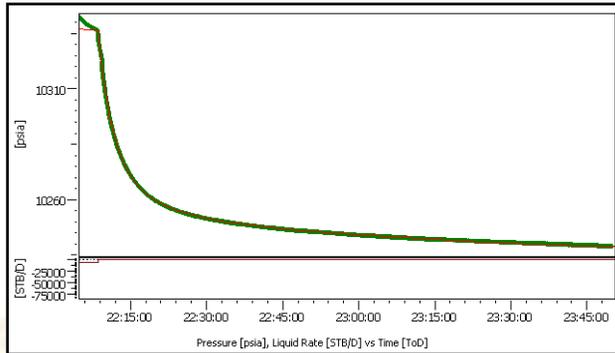


Gráfico B.67 Cotejo del cierre de la prueba de disipación de presión (11-12-2008)

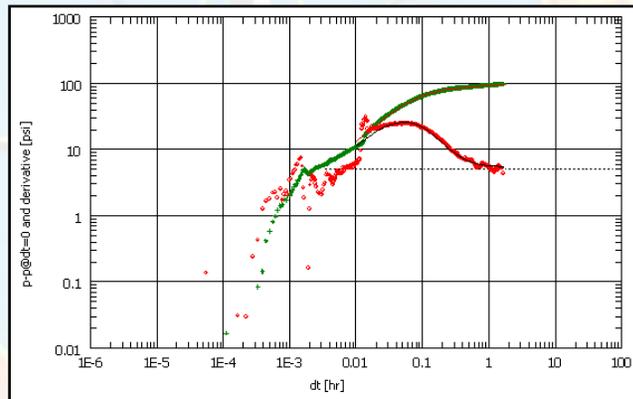


Gráfico B.68 Derivada de la prueba de disipación de presión (11-12-2008)

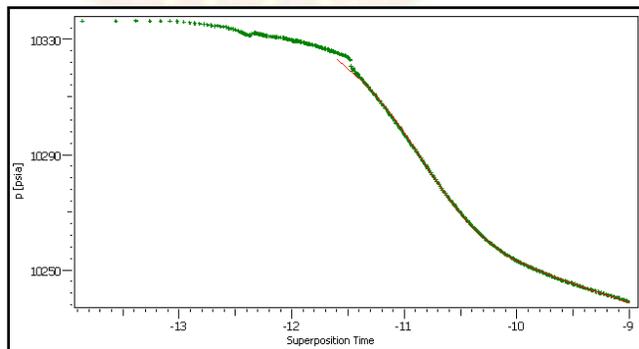


Gráfico B.69 Gráfico semi-log de la prueba de disipación de presión (11-12-2008)

Esta última prueba de presión realizada al pozo J-493WI, no alcanzó a estabilizar completamente la zona de flujo radial, por lo cual no fue considerada para la definición del modelo analítico del pozo, sin embargo, se forma referencial se estimaron los parámetros de yacimiento, ajustando el modelo a un yacimiento homogéneo con un límite que hasta el radio de investigación alcanzado se consideró infinito, obteniéndose una permeabilidad de 103 md, y un factor de daño de aproximadamente 0,485 unidades.



HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	DESARROLLO DE UN MODELO NUMÉRICO QUE REPRODUZCA LAS CONDICIONES DINÁMICAS DEL YACIMIENTO NAR J-481, CAMPO JUSEPÍN PROFUNDO MEDIANTE LA REINTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Benitez Narvaez Jasnael Jesús	CVLAC	18.825.104
	e-mail	jjbenitezn@hotmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: “Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2”. Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Pruebas de presión, interpretación de pruebas de presión
Caracterización de yacimientos, Modelo analítico pozo-yacimiento
Modelo Numérico de yacimientos

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

Esta investigación permitió realizar la configuración del yacimiento NAR J-481 del campo Jusepín profundo, ubicado al norte del estado Monagas mediante la reinterpretación y análisis de las pruebas de presión realizadas a los pozos del mismo. Se reinterpretaron 23 pruebas de presión distribuidas entre los 5 pozos del yacimiento, las cuales se analizaron de forma integrada y consistente con los datos geológicos, de sísmica y de producción/inyección del yacimiento en estudio, a fin de aportar información de interés para la actualización del modelo estático y dinámico del yacimiento. Se realizó la reinterpretación de las pruebas mediante el análisis de la curva de la derivada de presión de Bourdet empleando el programa SAPHIR versión 4.10, se evaluaron los históricos de inyección y producción de los pozos en estudio, analizando la variación del daño de formación, permeabilidad efectiva y presión estimados durante las pruebas. Se obtuvieron los siguientes resultados: De acuerdo a la metodología aplicada se utilizó el PVT del pozo J-486 para el análisis de la mayoría de los pozos del yacimiento para el análisis de las pruebas de presión. De acuerdo al análisis del comportamiento dinámico, el yacimiento se caracterizó como un yacimiento homogéneo, con la presencia de 3 fallas principales, que limitan el área de drenaje de los pozos estudiados. El yacimiento presenta daño asociado a factores como producción de arena, precipitación de asfaltenos y, adicionalmente por canalización del fluido de inyección.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Profa. Mottola Fabiola	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	8.290.936
	e-mail	fabiolamottola@hotmail.com
	e-mail	
Ing. Molina Giancarlo	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	13.446.697
	e-mail	molinaga@pdvsa.com
	e-mail	molinaga@gmail.com
Prof. Belmonte José	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	6.531.943
	e-mail	josebelmonte@hotmail.com
	e-mail	
Prof. Tabernero Daniel	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	13.886.067
	e-mail	tabernero.daniel@gmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2011	04	07

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
JASNAEL BENITEZ.docx	OFFICCE 2007 (Word)

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: A B C D E F G H I J K L M N
O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5
6 7 8 9 _ - .

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en
Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Postdoctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (Ciencias Aplicadas)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de
Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe
incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU Nº 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC Nº 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR *[Firma]*
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Comunicación que hago, a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,
[Firma]
JUAN A. BOLANOS CUNTELE
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/maruja

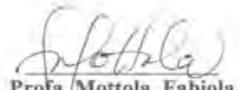
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



Benítez, Jasnael
AUTOR



Profa. Mottola, Fabiola
ASESOR