

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS
EXPLORATORIOS DEL CAMPO TRAVI, UBICADO AL
NOROESTE DEL ESTADO MONAGAS”**

Realizado por:

SANDRA VALENTINA GÓMEZ MARCANO

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto La Cruz, Julio de 2011.

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS
EXPLORATORIOS DEL CAMPO TRAVI, UBICADO AL
NOROESTE DEL ESTADO MONAGAS”**

Realizado por:

SANDRA VALENTINA GÓMEZ MARCANO

ING. RAYDA PATIÑO

ING. LUZ MARINA ROJAS

Puerto La Cruz, Julio de 2011.

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS
EXPLORATORIOS DEL CAMPO TRAVI, UBICADO AL
NOROESTE DEL ESTADO MONAGAS”**

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

ING. RAYDA PATIÑO

ING. JOSÉ RODRÍGUEZ

ING. NÍVIA DÍAZ

Puerto La Cruz, Julio de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A Dios por acompañarme siempre y darme motivos para cumplir mis metas.

A mi Mami y mi Papi por darme la vida, el amor y apoyo en todo lo que me propongo. Los Amo.

A mi Familia que siempre ha estado a mi lado apoyándome y brindándome todo lo que necesito. Los quiero muchísimo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, por tener todo lo que tengo y lo que no, por brindarme las fuerzas y guiarme en esta y en todas las etapas de mi vida. Te amo Señor. Gracias por Todo.

A mi Mami y a mi Papi, por todo el esfuerzo que han hecho por mí para cumplir una de mis principales metas, por siempre apoyarme y bendecirme. Todo lo que tengo se lo debo a ustedes, GRACIAS, Los AMO.

A mi Familia Bella, por darme todo el apoyo necesario para ser una profesional hoy en día. A mis tíos y tías por ser unos segundos padres para mí y desearme siempre lo mejor (Diomal, Simón, Chuito, Tomasito, Luis, Graciela, Mery, Alexis, Luisa Elena, Anais, Lela, Noris, Miriam, Teobaldo, Ana y Jesús).

A los mejores primos del Mundo, por siempre estar conmigo y ser mis hermanos, Brendita, Patichita, Karla, José Vicente, Jesús Enrique, Many, Rafael Aquiles, Lisesita, Fermín, Manuelito, Jeanpy, Leonardo, Paola, Lorena, Elidé, Víctor, Eliécer y Johan. En especial, a mis niñas bellas Valeria y Bárbara. Los quiero mucho mucho.

A la Universidad de Oriente – Núcleo de Anzoátegui, por darme la oportunidad de recibir una educación de excelencia y formarme como Ingeniero de Petróleo. Además, de brindarme la oportunidad de conocer personas excelentes que me dieron apoyo durante toda mi carrera.

A mis amigos y compañeros de clase; Iramar, Janann, Fabiola, Karla, Fátima, Maide, Adriana, Gaby A, Gaby O, Vanesa, Amelia, Sharon, Paola, Lourdes, Franklin, Guille, Antonio, Eduin, José G, Mohamad, Victorino, Abdón, Yomalis, Ayari y Virginia, con

los que compartí momentos de alegrías, tristezas y miedos durante todo el curso de mi carrera. Gracias por todo mis mocositos, aunque cada uno encuentre su rumbo, siempre los llevaré en mi corazón, los quiero un mundo.

A mi niño, amigo y compañero Ángel Viñoles, por toda su comprensión y ayuda.

A mi amiga Naylibis por sus palabras y buenos deseos a pesar de la distancia. T.Q.M.

A mis amigos Scarleth, Jeskhar, Sinaí, Brian, Sasha, Gricelsy y Sarexis por los momentos tan agradables durante el desarrollo de mis pasantías de grado. En especial a mis amigas Niki y Jesk. Los quiero mucho.

A mi Asesoras Académicas, Ivón Ulacio y Rayda Patiño, por todo el apoyo durante el desarrollo de este proyecto.

A mi Jefe de Departamento y Amigo Rafael Barrueta, por todo su apoyo durante todos los momentos de dificultades a lo largo de mi carrera.

A mi Asesora Industrial, Luz Marina Rojas, por toda su colaboración para llevar a cabo mi trabajo de grado y sus consejos.

A los Ingenieros Asdrúbal Reyes y David Pérez, por darme la oportunidad de realizar mi tesis en la Gerencia de Operaciones Geológicas- Exploración Oriente de PDVSA.

A los Ingenieros Víctor García, Dámaso García y Antonio Carmona, por toda su ayuda sin condiciones en el desarrollo de este proyecto.

A todo el personal de Operaciones Geológicas; en especial a Ramón Carmona, Francisco Vélez, Adriana Márquez, Hector Esparragoza, por el apoyo que me dieron durante todo el tiempo que compartido. Muchas Gracias.

A todos, Muchas Gracias, que Dios los Bendiga y les dé el triple de lo que me desean.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
CONTENIDO	IX
LISTA DE FIGURAS	XV
LISTA DE TABLAS	XVIII
RESUMEN	XX
INTRODUCCIÓN	XXI
CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del Problema.....	1
1.2. Objetivos de la Investigación.....	3
1.2.1. Objetivo General.....	3
1.2.2. Objetivos Específicos.....	3
CAPÍTULO 2	4
MARCO TEORICO	4
2.1. Antecedentes.....	4
2.2. Ubicación Geográfica del Área en Estudio.....	5
2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela.....	5
2.2.1.1. Evolución y Estructura de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	6
2.2.2. Subcuenca de Maturín.....	8
2.2.3. Norte de Monagas.....	8
2.2.4. Campo Travi.....	9
2.2.5. Estratigrafía del Área en Estudio.....	11
2.2.5.1. Formación Mesa (Pleistoceno):.....	11
2.2.5.2. Formación Las Piedras (Mioceno Tardío- Plioceno):.....	11

2.2.5.3.	Formación Morichito (Mioceno Tardío- Plioceno):	12
2.2.5.4.	Formación Carapita (Oligoceno Tardío- Mioceno Medio):	12
2.2.5.5.	Formación Naricual (Oligoceno):	12
2.2.5.6.	Formación Areo (Oligoceno):	12
2.2.5.7.	Formación Los Jabillos (Oligoceno):	13
2.2.5.8.	Formación Caratas (Eoceno Temprano a Tardío):	13
2.2.5.9.	Formación Vidoño (Campaniense- Eoceno Temprano):	13
2.2.5.10.	Formación San Juan (Cretáceo Superior):	13
2.2.5.11.	Formación San Antonio (Cretácico Tardío):	14
2.2.5.12.	Formación Querecual (Albiense Tardío- Santoniense):	14
2.2.6.	Pozos Exploratorios del Campo Travi	16
2.2.6.1.	Pozo TRV-2X	16
2.2.6.2.	Pozo TRV-3	17
2.2.6.3.	Pozo TRV-4X	18
2.2.6.4.	Pozo TRV-6X	19
2.3.	Fundamentos Teóricos	20
2.3.1.	Pruebas de Presión	20
2.3.1.1.	Objetivos de las Pruebas de Presión.....	21
2.3.1.2.	Información Obtenida de las Pruebas de Presión.....	22
2.3.2.	Tipos de Pruebas de Presión	23
2.3.2.1.	Prueba de Formación o Prueba Drill Steam Test (DST).....	23
2.3.2.2.	Prueba de Restauración de Presión.	26
2.3.2.3.	Prueba de Declinación de Presión.....	28
2.3.2.4.	Prueba Multitasa.....	29
2.3.3.	Ecuación de Difusividad	30
2.3.3.1.	Soluciones de la Ecuación de Difusividad (Líquido).....	32
2.3.4.	Regímenes de Flujo.....	36
2.3.4.1.	Lineal	36
2.3.4.2.	Radial	36

2.3.4.3.	Esférico	37
2.3.4.4.	Elíptico	37
2.3.5.	Análisis PVT	38
2.3.5.1.	Pruebas de Análisis PVT para Petróleo Negro.	40
2.3.5.2.	Validación de las Pruebas PVT	41
2.3.6.	Métodos de Interpretación de Pruebas de Presión	42
2.3.6.1.	Método de Horner	43
2.3.6.2.	Método de la Derivada	45
2.3.7.	Efecto de Almacenamiento	47
2.3.8.	Radio de Investigación	49
2.3.9.	Efecto de Daño	50
2.3.10.	Límites	52
2.3.11.	Segregación de Fases	53
2.3.12.	Planificación de una Prueba	54
2.3.13.	Sarta DST	55
2.3.13.1.	Función de la Sarta Drill Stem Test (DST)	56
2.3.14.	Sistema de Medición en Tiempo Real	57
2.3.15.	Registros de Producción	58
CAPÍTULO 3.....		60
MARCO METODOLOGICO.....		60
3.1.	Nivel de la Investigación	60
3.2.	Diseño de la Investigación	61
3.3.	Procedimiento Metodológico	61
3.3.1.	Revisión Bibliográfica	61
3.3.2.	Recopilación de las Pruebas de Producción	62
3.3.3.	Pruebas de Producción	63
3.3.4.	Selección de las Pruebas de Producción	64
3.3.5.	Información requerida para la Interpretación de las Pruebas de Presión	64
3.3.6.	Validación de los Análisis PVT	65

3.3.6.1.	Validación mediante la Linealidad de la Función “Y”	65
3.3.6.2.	Validación mediante la Prueba de Balance de Materiales	68
3.3.7.	Software ECRIN-SAPHIR.....	70
3.3.8.	Integración de los Datos para la Interpretación de las Pruebas de Presión DST. 71	
3.3.8.1.	Carga de Datos del Pozo	72
3.3.8.2.	Carga de Datos de Presión	74
3.3.8.3.	Carga de los Datos de Producción	74
3.3.8.4.	Sincronización de la Prueba	75
3.3.8.5.	Curvas de los Datos de Presión.....	76
3.3.9.	Diseño de Prueba de Presión DST	78
CAPÍTULO 4.....	82	
DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	82	
4.1.	Campo Travi	82
4.2.	Recopilación de las Pruebas de Producción.....	82
4.2.1.	Pozo TRV-2X	82
4.2.1.1.	Evaluación Petrofísica.....	82
4.2.1.2.	Especificaciones de Cañoneo de las Pruebas DST	83
4.2.1.3.	Resumen Operacional de las Pruebas de Producción en el Pozo TRV-2X 83	
4.2.1.4.	Puntos de Presión	87
4.2.1.5.	Prueba de Producción del Pozo TRV-2X.....	87
4.2.2.	Pozo TRV-3	88
4.2.2.1.	Evaluación Petrofísica	88
4.2.2.2.	Especificaciones de Cañoneo de las Pruebas DST	88
4.2.2.3.	Resumen Operacional de las Pruebas de Producción	89
4.2.2.4.	Puntos de Presión	91
4.2.2.5.	Prueba de Producción del Pozo TRV-3	91
4.2.3.	Pozo TRV-4X	92

4.2.3.1.	Evaluación Petrofísica.....	92
4.2.3.2.	Especificaciones de Cañoneo de las Pruebas DST	93
4.2.3.3.	Resumen Operacional de las Pruebas de Producción	93
4.2.3.4.	Puntos de Presión	96
4.2.3.5.	Prueba de Producción del Pozo TRV-4X.....	96
4.3.	Selección de las Pruebas de Producción	97
4.4.	Validación de los Análisis PVT	98
4.4.1.	Prueba de Linealidad de la Función Y	98
4.4.2.	Prueba de Balance de Materiales	99
4.5.	Interpretación de las Pruebas	101
4.5.1.	Pozo TRV-2X	102
4.5.1.1.	Prueba DST #2	102
4.5.1.2.	Prueba DST #4	105
4.5.1.3.	Prueba DST #5	109
4.5.2.	Pozo TRV-3	112
4.5.2.1.	Prueba DST #3	112
4.5.2.2.	Prueba DST #4	115
4.5.2.3.	Prueba DST #5	118
4.5.3.	Pozo TRV-4X	122
4.5.3.1.	Prueba DST #4	122
4.5.3.2.	Pozo TRV-4X	124
4.6.	Diseño de Pruebas de Presión	127
4.6.1.	Propiedades y Presiones a encontrar en el Yacimiento.....	127
4.6.2.	Procedimiento de Prueba Propuesto	129
4.6.3.	Simulación de la Prueba.....	131
	CONCLUSIONES.....	134
	RECOMENDACIONES.....	135
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	136
	APÉNDICE A	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

APÉNDICE B	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
APÉNDICE C	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
APÉNDICE D	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
APÉNDICE F	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXOS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	139

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación Geográfica De La Cuenca Oriental De Venezuela.....	6
Figura 2.2. Estratigrafía De La Cuenca Oriental De Venezuela [2].	7
Figura 2.3. Ubicación Geográfica Del Norte De Monagas.....	9
Figura 2.4. Mapa Estructural De Campo Travi. [8].....	10
Figura 2.5. Columna Estratigráfica Característica Del Campo ^[8]	15
Figura 2.6. Representación De Una Prueba De Presión.....	21
Figura 2.7. Prueba Drill Steam Test (Dst).....	24
Figura 2.8. Comportamiento De La Presión En Una Prueba Dst.....	25
Figura 2.9. Prueba De Restauración De Presión.....	26
Figura 2.10. Periodos Presentes En Una Prueba De Restauración De Presión.....	28
Figura 2.11. Prueba De Declinación De Presión.....	29
Figura 2.12. Prueba Multitasa	30
Figura 2.13. Regimenes De Flujo Según La Geometría Del Yacimiento ^[23]	38
Figura 2.14. Proceso De Separación Instantánea.....	39
Figura 2.15. Proceso De Separación Diferencial.....	39
Figura 2.16. Desviación De La Linealidad De La Función Y	42
Figura 2.17. Comportamiento De La Presión En Grafico Semilog Según Horner....	45
Figura 2.18. Derivada De Presión Analítica Para Un Yacimiento Homogéneo E Infinito.	46
Figura 2.19. Comportamiento Del Almacenamiento Según El Método De Interpretación ^[22]	49
Figura 2.20. Representación Gráfica Del Efecto De Daño En El Pozo.....	52
Figura 2.21. Comportamiento De Segregación De Fases	54
Figura 3.1 Información Contendida En El Servidor Plcgua 704.....	62
Figura 3.2 Ventana De Carpeta De Pozos (Simde).....	63
Figura 3.3 Datos Para El Calculo De La Función Y	66

Figura 3.4 Linealidad De La Función Y	67
Figura 3.5 Datos Para El Balance De Materiales.....	69
Figura 3.6 Ventana Principal Del Software Saphir.....	71
Figura 3.7 Carga De Datos Del Pozo.....	73
Figura 3.8 Carga De Los Parámetros Pvt.....	73
Figura 3.9 Carga De Datos De Presión Y Temperatura.....	74
Figura 3.10 Carga De Datos De Producción Del Pozo.....	75
Figura 3.11 Sincronización De Los Datos De Presión Y Producción.....	76
Figura 3.12 Curvas Del Ajuste Del Modelo.....	77
Figura 3.13 Selección De La Restauración A Interpretar Con El Software Saphir.	78
Figura 3.14 Ventana Principal Del Software Stratworks.....	79
Figura 3.15 Ventana Principal De Programa Canvas.	80
Figura 3.16 Interfase Principal Del Programa Surfer 8.....	81
Figura 4.1. Gráfico De Linealidad De La Función Y	99
Figura 4.2. Comportamiento De La Prueba Dst #2.....	102
Figura 4.3. Comportamiento De La Derivada De Presión	105
Figura 4.4. Comportamiento De La Prueba Dst #4.....	106
Figura 4.5. Comportamiento De La Derivada De Presión	108
Figura 4.6. Comportamiento De La Prueba Dst #5.....	109
Figura 4.7. Comportamiento De La Derivada De Presión	111
Figura 4.8. Comportamiento De La Prueba Dst #3.....	112
Figura 4.9. Comportamiento De La Derivada De Presión	115
Figura 4.10. Comportamiento De La Prueba Dst #4.....	116
Figura 4.11. Comportamiento De La Derivada De Presión	118
Figura 4.12. Comportamiento De La Prueba Dst #5.....	119
Figura 4.13. Comportamiento De La Derivada De Presión Durante Los Cierres.....	121
Figura 4.14. Comportamiento De La Prueba Dst #4.....	122
Figura 4.15. Comportamiento De La Derivada De Presión	124
Figura 4.16. Comportamiento De La Prueba Dst #7.....	125

Figura 4.17. Comportamiento De La Derivada De Presión	126
Figura 4.18. Simulación De La Prueba De Producción Para El Pozo Trv-6x.	132
Figura 4.19. Parámetros Simulados De La Prueba Del Pozo Trv-6x.....	133

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1.	Coordenadas U.T.M y Geográficas del Campo Travi. ^[9]	11
Tabla 2.2.	Columna Estratigráfica del Pozo TRV-2X ^[10]	16
Tabla 2.3.	Estratigrafía del Pozo TRV-3 ^[11]	17
Tabla 2.4.	Estratigrafía del Pozo TRV-4X ^[12]	18
Tabla 2.5.	Prognosis de la Columna Estratigráfica del Pozo TRV-6X ^[13]	20
Tabla 2.6.	Información Obtenida de las Pruebas de Presión ^[16]	23
Tabla 2.7.	Herramientas y Funciones de los Componentes de una Sarta DST.	56
Tabla 3.1	Balance de Materiales	70
Tabla 4.1.	Evaluación Petrofísica del Pozo TRV-2X.....	83
Tabla 4.2.	Especificaciones de Cañoneo del Pozo TRV-2X.....	83
Tabla 4.3.	Secuencia de la Prueba de Producción DST #2	84
Tabla 4.4.	Secuencia de la Prueba de Producción DST #4	84
Tabla 4.5.	Secuencia de la Prueba de Producción DST #5	85
Tabla 4.6.	Secuencia de la Prueba de Producción DST #6	86
Tabla 4.7.	Secuencia de la Prueba de Producción DST #7	86
Tabla 4.8.	Parámetros de Producción obtenidos del Pozo TRV-2X.....	87
Tabla 4.9.	Evaluación Petrofísica del Pozo TRV-3	88
Tabla 4.10.	Especificaciones de Cañoneo del Pozo TRV-3.....	88
Tabla 4.11.	Secuencia de la Prueba de Producción DST#3	89
Tabla 4.12.	Secuencia de la Prueba de Producción DST#4	90
Tabla 4.13.	Secuencia de la Prueba de Producción DST#5	90
Tabla 4.14.	Secuencia de la Prueba de Producción DST#6	91
Tabla 4.15.	Parámetros de Producción obtenidos del Pozo TRV-3	92
Tabla 4.16.	Evaluación Petrofísica del Pozo TRV-4X.....	92
Tabla 4.17.	Especificaciones de Cañoneo del Pozo TRV-4X.....	93
Tabla 4.18.	Secuencia de la Prueba de Producción DST#4	93

Tabla 4.19. Secuencia de la Prueba de Producción DST#5	94
Tabla 4.20. Secuencia de la Prueba de Producción DST#6	94
Tabla 4.21. Secuencia de la Prueba de Producción DST #7	95
Tabla 4.22. Secuencia de la Prueba de Producción DST #8	95
Tabla 4.23. Parámetros de Producción obtenidos del Pozo TRV-4X	96
Tabla 4.24. Pruebas de Producción para Interpretación.....	97
Tabla 4.25. Resultados del Balance de Materiales.....	100
Tabla 4.26. Propiedades PVT del Campo Travi	100
Tabla 4.27. Presión de Precipitación de Asfáltenos.....	101
Tabla 4.28. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #2.....	104
Tabla 4.29. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #4.....	107
Tabla 4.30. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #5.....	110
Tabla 4.31. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #3.....	114
Tabla 4.32. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #4.....	117
Tabla 4.33. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #5.....	120
Tabla 4.34. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #4.....	123
Tabla 4.35. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #7.....	126
Tabla 4.36. Propiedades estimadas para el pozo TRV-6X.....	128

RESUMEN

Después de la perforación de las zonas potencialmente productoras, las pruebas de pozos permiten realizar la terminación o no del pozo. El objetivo de esta investigación es realizar un diseño de prueba para la evaluación de los intervalos con posible potencial de hidrocarburos de la Formación Naricual Superior del Campo Travi, caracterizado por poseer condiciones extremas de presión y temperatura. Para esto, se validaron las propiedades PVT de los fluidos, con la finalidad de interpretar las pruebas DST realizadas en los pozos exploratorios perforados en dicho Campo, mediante los datos de presión y flujos en función del tiempo obtenidos de las pruebas, de los cuales resultaron parámetros característicos del yacimiento. Como resultado general se obtuvo que la Formación Naricual Superior cuenta con petróleo de tipo liviano a mediano y propiedades de la roca y fluidos bajas, con presiones y temperaturas altas; por lo que se debe evitar los cierres adicionales del pozo durante las pruebas, los cuales inducen a una alta caída de presión al ser abierto a flujo y dan origen a la precipitación de los asfáltenos.

INTRODUCCIÓN

La Gerencia de Operaciones Exploratorias, División Oriente de Petróleos de Venezuela S.A (P.D.V.S.A) tiene un papel fundamental dentro de la economía del país, por lo cual mantiene constantes planes de desarrollo en busca de descubrir y explotar reservas de hidrocarburos, dentro de los cuales se encuentran la exploración y evaluación de pozos al Norte del Estado Monagas, donde las pruebas de presión, al igual que otras pruebas de pozos, proporcionan información valiosa acerca del yacimiento.

En la práctica, son muchos los casos de campos petrolíferos donde a pesar de que operacionalmente, tanto las herramientas como el tiempo estimado de la prueba fue adecuado, no se obtienen los objetivos de evaluación. Aunque, no se puede generalizar sobre las causas, si se puede decir que el no efectuar el diseño previo de la prueba, así como su seguimiento, es un riesgo en el éxito de la misma.

En el Campo Travi al Noroeste del Estado de Monagas, las prueba tipo DST (Drill Steam Test) es la óptima, debido a que es necesaria en todo pozo exploratorio, para determinar si la formación es o no productora de hidrocarburos, el cual de serlo, la interpretación de los datos de presión y producción obtenidos de la pruebas, permiten confirmar las expectativas de exploración.

Cabe destacar, que actualmente se cuenta con herramientas que permiten una adquisición eficiente de los datos del yacimiento, así como software confiables para la interpretación de los mismos. Sin embargo, a pesar de estas tecnologías, siguen existiendo fallas a la hora de la realización de las pruebas de pozos, lo que equivale a pérdidas económicas. Por tal razón, es necesaria la planificación de las pruebas, con

el fin de minimizar cada vez más los resultados errados de la información del yacimiento y certificar su potencial productivo, considerando los factores críticos que pudiesen presentarse durante la ejecución de las mismas.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) Exploración y Producción División Oriente, empresa responsable del descubrimiento de nuevos Campos, busca incrementar las reservas de hidrocarburos a fin de contribuir con el desarrollo del país. Por tanto, la Gerencia de Operaciones Exploratorias encargada de perforar y evaluar pozos exploratorios, realiza las pruebas necesarias para definir los parámetros del yacimiento y el área de drenaje investigada, de esta manera determinar la comercialidad o no del pozo.

El área de estudio corresponde al Campo Travi, el cual se encuentra ubicado en el Norte de Monagas, una de las áreas potenciales de explotación y producción de hidrocarburos de Venezuela, específicamente en la parte Centro Noroeste, abarcando un área de 5443,8 Km².

Durante muchos años las pruebas de presión han sido utilizadas en la industria petrolera para la evaluación de los yacimientos. Por tanto, se han desarrollado avances tecnológicos que permiten determinar información valiosa de los yacimientos de manera confiable. Sin embargo, ciertas mediciones de los sensores de fondo, alteraciones de los datos de presión, análisis incorrectos de los cambios de presión y flujo, dan lugar a falsos parámetros del yacimiento.

Las pruebas de presión DST (Drill Steam Test), forman parte del proceso de evaluación exploratoria, los datos de presión y producción obtenidos a partir de dichas pruebas permiten confirmar las expectativas de hidrocarburos. Por tanto, se requiere realizar un diseño de prueba óptimo para el pozo exploratorio TRV-6X y de esta manera obtener parámetros yacimiento-pozo confiables.

Con el fin de lograr los objetivos propuestos se hace necesario recopilar la información de las pruebas de producción realizadas en el Campo Travi, así como también parámetros pozo – yacimiento indispensables para el análisis de pruebas de presión. La información obtenida será interpretada utilizando el software Ecrin – Saphir, el cual a través de modelos matemáticos y analíticos permite el ajuste y sincronización de las pruebas de presión para su posterior análisis, donde los resultados serán óptimos o no, de acuerdo a la validez de los datos de entrada.

1.2. Objetivos de la Investigación

1.2.1. Objetivo General

1.2.1.1 Diseñar pruebas de presión en pozos exploratorios del Campo Travi, ubicado al Noroeste del Estado Monagas.

1.2.2. Objetivos Específicos

1.2.2.1 Revisar la información geológica, petrofísica, de perforación y propiedades de los fluidos de los intervalos en estudio de los pozos exploratorios del Campo Travi.

1.2.2.2 Realizar la validación de pruebas de fluidos PVT.

1.2.2.3 Interpretar las pruebas DST realizadas en los intervalos prospectivos de los pozos exploratorios perforados en el Campo Travi.

1.2.2.4 Diseñar prueba de presión para intervalos prospectivos del pozo exploratorio TRV-6X.

CAPÍTULO 2

MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes

Cesar, realizó un estudio de las diversas etapas que abarcan todo el desarrollo de una prueba de presión, estableciendo fundamentos que permitieron realizar un control de calidad y validación de los datos de presión adquiridos, así como de las operaciones realizadas a los pozos para obtener dicha información. Las interpretaciones obtenidas se clasificaron de acuerdo a la representatividad de las pruebas y la calidad de información que proveen para caracterizar el yacimiento. Los resultados demostraron que sólo un 32% de todas las pruebas interpretadas son completamente representativas para caracterizar el yacimiento en estudio, reflejando las grandes deficiencias que presentan el desarrollo de estas técnicas en la actualidad ^[1].

Alfonso, analizó las pruebas de presión de fondo, los cuales permitieron la obtención de parámetros como presión estática, presión de fondo fluyente, capacidad de flujo, permeabilidad, daño e índice de productividad de la Arena NAR-3 del Área Carito Central. Con esto, La Zona estudiada no se pudo caracterizar en su totalidad. Los mejores resultados se obtuvieron en el flanco Norte, donde los pozos alcanzan el flujo radial en 1 hora aproximadamente, la permeabilidad oscila en un rango de 90-150 md, la presión del yacimiento entre 7000 y 8000 Lpc y su configuración es la de un yacimiento homogéneo con cambios asociados a mantenimiento de presión, fallas y/o variaciones de transmisibilidad ^[2].

2.2. Ubicación Geográfica del Área en Estudio

2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental se ubica en la Zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural, limitada al Sur por el curso del Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el Este de Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el Borde Septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el Levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue el curso de los Ríos Portuguesa y Pao y, al Norte por la línea que demarca el Pie de Monte Meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la Costa del Delta del Orinoco ^[3].

Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 Km de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km² entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, y Delta Amacuro (Figura 2.1), además de una extensión menor en el estado Sucre. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en los estados Anzoátegui y Monagas. La Cuenca Oriental de Venezuela presenta asimetría, encontrándose el flanco Sur inclinado ligeramente hacia el Norte y el flanco Norte más tectonizado y con mayor buzamiento. Se ha obtenido producción de petróleo en ambos flancos de la Cuenca, bajo condiciones estructurales y estratigráficas diferentes.

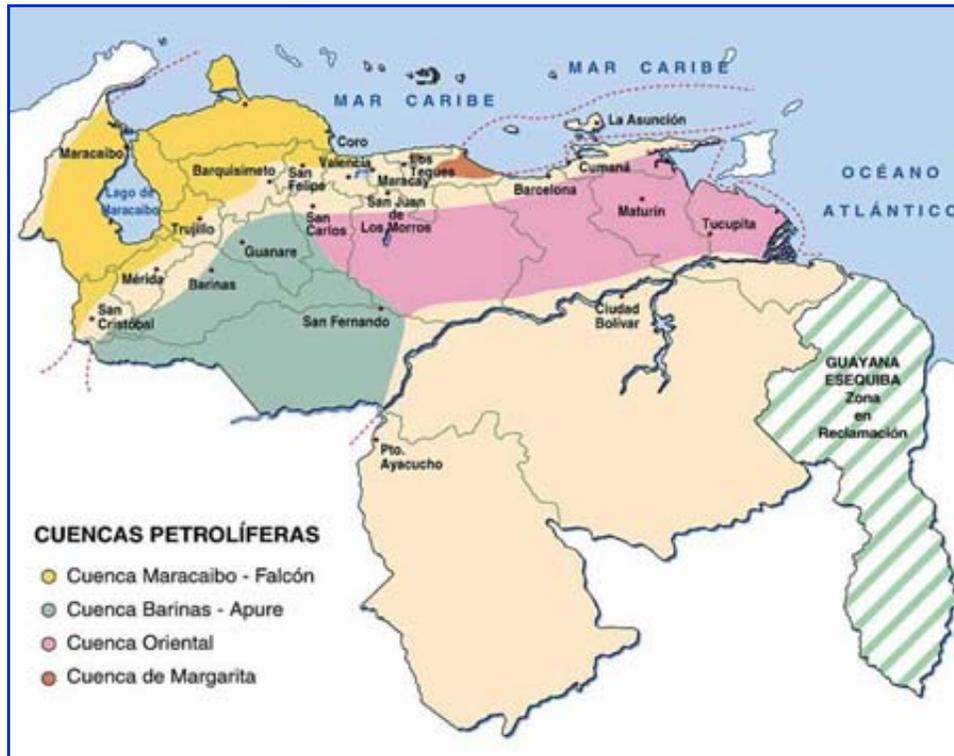


Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

2.2.1.1. Evolución y Estructura de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela tiene una evolución relativamente simple, por haber estado apoyada sobre el borde estable del Escudo Guayanés, los movimientos suaves de levantamiento y hundimiento de este escudo, originaron transgresiones y regresiones extensas. Se precisan tres ciclos sedimentarios. El primero de ellos, corresponde al Paleozoico Medio-Superior y Paleozoico Superior. El segundo ciclo sedimentario comienza durante el Cretáceo Medio y se hace progresivo en el transcurso del Terciario Inferior, mientras que el tercer ciclo, se presentó a lo largo del Terciario Superior y constituyó el paso definitivo de la configuración actual de la Cuenca. Estructuralmente, la Cuenca Oriental de Venezuela, es una gran depresión. La trasgresión marina del terciario que invadió el oriente del país ha dejado entre otras evidencias, una secuencia sedimentaria gruesa, que descansa discordantemente

2.2.2. Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín, de rumbo N 50-60 E, constituye la parte Este de la Cuenca Oriental de Venezuela, además de ser la principal unidad petrolífera de esta cuenca. Esta subcuenca es asimétrica y alargada. El flanco Sur de la subcuenca de Maturín, se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por su régimen extensivo. Su flanco Norte, donde se encuentra el Norte del Estado Monagas, se caracteriza por estructuras compresivas, asociadas a la trascolisión oblicua de la placa del Caribe con la placa Suramericana en el Oligoceno.^[5]

El origen de la Subcuenca de Maturín puede ser explicado por la sobrecarga de cabalgamiento encima del escudo de Guayana, lo cual dió como resultado una diferencia en la compresión isostática produciendo el arqueamiento hacia el Norte de la superficie en la placa Suramericana. El bloque autóctono limita al Norte con el Corrimiento de Pirital y al Sur con el Río Orinoco. En ese bloque, se encuentran dos provincias; una compresiva que abarca el área del Norte de Monagas, donde se desarrolla un sistema de fallas inversas, corrimientos y cabalgamiento, y una extensiva que comprende el área Mayor de Oficina, con fallas normales al rumbo, aproximado Este-Oeste y buzamientos Norte-Sur ^[5].

2.2.3. Norte de Monagas

El área Norte de Monagas está localizado al Este de Venezuela, en la región Norte del Estado Monagas; la misma comprende una superficie aproximadamente de 28.900 km², conformado por tres o más grandes bloques como lo son: El Furrial, Carito y Santa Bárbara. Geológicamente se encuentra en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela cerca de la ciudad de Maturín y limita al Norte con la sección montañosa de la Serranía del Interior, al Sur: con el Cratón de Guayana, al Este con el límite de asignación de PDVSA y al Oeste con el Campo Tácata en el Estado

Monagas. En esta zona, PDVSA concentra la mayor parte de sus operaciones debido al alto potencial existente de crudos mediano y liviano con gas asociado [6].



Figura 2.3. Ubicación Geográfica del Norte de Monagas.

2.2.4. Campo Travi

El Campo Travi se encuentra ubicado en el área Noroeste del Estado Monagas, en la parte Centro Noroeste del Estado Monagas, a 5 Km de la población Punta de Mata aproximadamente. Está representado en una sola estructura que cubre un área de 25.540 Km² aproximadamente, específicamente al Norte del Campo Santa Bárbara y el Corrimiento Pirital, al Sur el Campo Mulata, al Este con el Campo Pirital y al Oeste del Campo Carito. [7]

El Campo Travi representa la porción central del lineamiento estructural Bosque – Jusepín, y a su vez constituye la escama posterior del anticlinal de Carito. La trampa está definida por un anticlinal asimétrico, de rumbo suroeste – noreste, asociado a un corrimiento de convergencia Sur que representa el límite frontal de la estructura y la separa del bloque perforado por el pozo SBC-22E. El límite occidental es una falla transgresiva de rumbo Norte Sur y buzamiento al Oeste, la cual demarca

la separación entre el Campo Travi y los bloques perforados por los pozos SBC-130X, al Norte, y PIC-3E al Sur. El extremo oriental de la estructura lo constituye un corrimiento de rumbo Noroeste Sureste, definiendo así una de las estructuras intermedias del campo Travi con respecto al área exploratoria de Cotoperí (Figura 2.4).

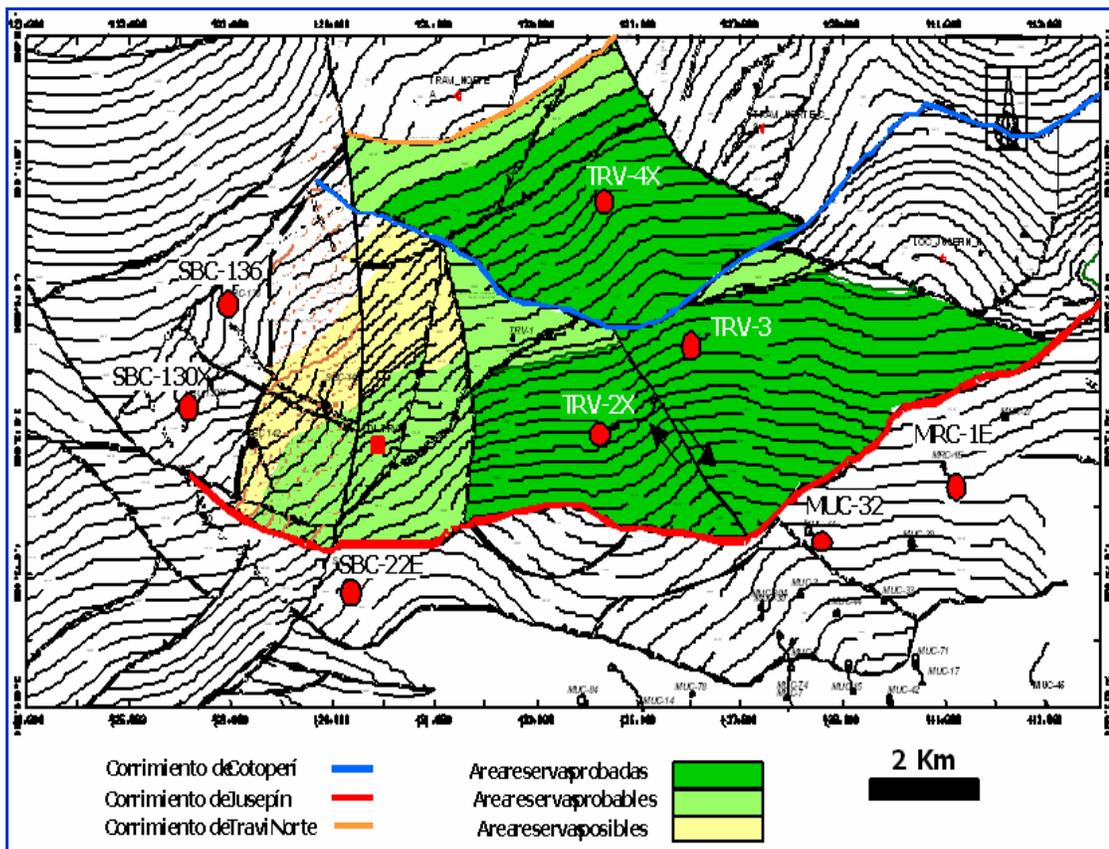


Figura 2.4. Mapa Estructural de Campo Travi. [8]

El Campo Travi presenta seis pozos, de los cuales se van a utilizar para el estudio los pozos exploratorios TRV-2X, TRV-3, TRV-4X y TRV-6X. Este Campo abarca un área aproximada de 5.443,8 Km², comprendida entre las coordenadas U.T.M y Geográficas, que se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Coordenadas U.T.M y Geográficas del Campo Travi. ^[9]

COORDENADAS			
U.T.M (m)		Geográficas	
Este	Norte	Latitud Norte	Latitud Oeste
427.790	1.078.833	9°45"31'	63°39"30'
435.024	1.078.800	9°45"31'	63°35"32'
438.794	1.073.930	9°42"52'	63°33"28'
437.314	1.071.403	9°41"30'	63°34"17'
432.538	1.071.066	9°41"19'	63°36"53'

2.2.5. Estratigrafía del Área en Estudio

La columna estratigráfica del área (Figura 2.5), está representada de la Formación más joven a la más antigua, presentándose a continuación una breve descripción de cada una de las Formaciones que constituyen el Campo Travi ^[8]

2.2.5.1. Formación Mesa (Pleistoceno):

Consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla arenosa y lentes de limolita. El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de Norte a Sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica y aumenta de Oeste a Este, por el avance de los sedimentos deltáicos.

2.2.5.2. Formación Las Piedras (Mioceno Tardío- Plioceno):

Esta Formación fue depositada en aguas salobres de ambiente fluvio deltáico costanero, y está compuesta esencialmente de areniscas friables lenticulares poco

consolidadas, de grano medio, ocasionalmente calcáreas, bien desarrolladas, interlaminadas con lutitas y abundantes capas de carbón en la sección alta.

2.2.5.3. Formación Morichito (Mioceno Tardío- Plioceno):

La Formación está compuesta por conglomerados constituidos por peñones, peñas y gravas intercaladas con arenas y limolitas, en una matriz arcillosa de color pardo, ocasionalmente carbonosa a lignítica. Localmente, la matriz puede ser limolítica o arenosa, de grano fino. Los componentes gruesos están formados por fragmentos variados de calizas, lutitas y areniscas de las Formaciones del Cretácico y Eoceno de la Serranía del Interior.

2.2.5.4. Formación Carapita (Oligoceno Tardío- Mioceno Medio):

Constituida por una espesa secuencia de lutita gris oscuro a negro, en ocasiones gris verdoso, astillosas, con superficies cóncavas micropiríticas, fosilíferas, microcarbonáceas.

2.2.5.5. Formación Naricual (Oligoceno):

Esta Formación se depositaba inicialmente en un ambiente fluvial gradualmente inundado por sucesivas incursiones marinas. Se encuentra formada por una secuencia de areniscas de grano fino a grueso con matriz arcillosa, bien consolidadas, intercaladas con lentes de lutita y delgadas capas de carbón hacia la base. Las características litológicas de la Formación y la presencia de dos cuerpos lutíticos de 30 a 50 pies de espesor ha sido dividida en tres sectores, Naricual Inferior, Medio y Superior.

2.2.5.6. Formación Areo (Oligoceno):

Constituida por lutitas gris con capas delgadas de concreciones, glauconíticas, de ferrolita amarillenta a rojiza, asociadas con moluscos. Además, capas ocasionales de

areniscas cuarcíticas duras, gris claro a blanco, de 1 a 10 m de espesor, con fracturas perpendiculares a la estratificación. Se encuentran también algunas calizas duras y delgadas.

2.2.5.7. Formación Los Jabillos (Oligoceno):

Esta Formación está compuesta por areniscas gruesas y macizas, comúnmente claras a gris rosado, de grano medio a grueso, muy duras y cuarcíticas, intercaladas con capas delgadas de lutitas y algunas capas de carbón.

2.2.5.8. Formación Caratas (Eoceno Temprano a Tardío):

Litológicamente se compone de limolitas, calcáreas y dolomíticas negras a grises, con escasas calizas limosas impuras y areniscas muy glauconíticas. Su ambiente es marino de aguas someras y carácter regresivo. Es concordante sobre la Formación Vidoño y hacia su tope pasa a ambientes arrecifales con el desarrollo del Miembro Tinajitas que se compone de calizas con algas. Las calizas contienen macroforaminíferos.

2.2.5.9. Formación Vidoño (Campaniense- Eoceno Temprano):

Está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita. En la sección tipo la Formación Vidoño consiste de una secuencia de lutitas negras, silíceas, y calcáreo-arenáceas, frecuentemente glauconíticas y piritosas, con intercalaciones menores de limolitas calcáreas, gris verdoso y areniscas de grano fino, gris oscuro, de espesores centimétricos.

2.2.5.10. Formación San Juan (Cretáceo Superior):

Consiste, esencialmente, en areniscas cuarzosas bien consolidadas con ocasionales cuerpos de lutita. Los sedimentos cretáceos son terrígenos y maduros, provinieron

desde el sur, de la erosión del Escudo de Guayana y fueron depositados en ambiente marino somero con ligera influencia fluvial. Están constituidas básicamente por areniscas de color crema a beige, de granos finos a medio que se intercalan con areniscas cuarzosas y arcillas de color blanco

2.2.5.11. Formación San Antonio (Cretácico Tardío):

Está mayormente constituida por areniscas masivas gris claro, de grano fino a muy fino, diagenetizadas, calcáreas y glauconíticas, con intercalaciones de lutitas grises calcáreas.

2.2.5.12. Formación Querecual (Albiense Tardío- Santiense):

Esta Formación se compone de una intercalación de calizas arcillosas, carbonosas bituminosas, laminadas, negras fétidas, piríticas, ricas en componentes orgánicos carbonosos y foraminíferos planctónicos, intercaladas con lutitas de color negro con foraminíferos planctónicos con material carbonosos.

Unidades Cronológicas	Formación	Litología	Prof. TVDSS (Pies)	Objetivos Núcleo	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
PLIOCENO - RECIENTE	MESA - LAS PIEDRAS		-290'		Arcillas insolubles de color crema, rojizas y grisáceas; hacia la base areniscas de grano grueso de ambiente continental.
MIOCENO	MORICHITO		-6192'		Constituida principalmente por conglomerados heterogéneos mal escogidos, que varía desde capa de grava hasta peñones, intercalados con arcillas. Ambiente netamente continental.
	CARAPITA		-8238'		Se compone principalmente por lutitas subcompactadas altamente presurizadas, de color gris a gris verdoso en bloques, en parte laminar, astillosa, con superficies cóncavas micropiríticas, fosilíferas, microcarbonáceas.
ALOCTONO Terciario	NARICUAL		-9894'		Constituido básicamente de areniscas masivas de color beige, gris claro a marrón oscuro; grano fino a medio, cemento silíceo, matriz arcillosa, en partes calcáreas, con intercalaciones de lutitas y carbón en su sección media superior.
	AREO		-10724'		La litología predominante es lutitas grises con capas delgadas de concreciones glauconíticas de ferrolita amarillenta a rojiza, asociada con moluscos. Además, capas ocasionales de areniscas, cuarcíticas, duras, de color gris claro a blanco.
	LOS JABILLOS		-11798'		Formada principalmente de areniscas cuarcíferas, de grano medio a grueso, en capas de gran espesor, con intercalaciones de lutitas limosas y comúnmente rítmicas.
ALOCTONO Cretácico	SAN JUAN		-12478'		Constituida por areniscas masivas gris claro, de grano fino a muy fino, diagenetizadas, calcáreas y glauconíticas, con intercalaciones delgadas de lutitas grises ligeramente calcáreas.
	SAN ANTONIO		-15617'		Constituida por areniscas masivas gris claro, de grano fino a muy fino, diagenetizadas, calcáreas y glauconíticas, con intercalaciones de lutitas grises calcáreas.
	QUERECUAL		-16852'		La constituyen principalmente lutitas negras, duras, fosilíferas, calcáreas, arenosas y glauconíticas.
	CHIMANA - EL CANTIL		-17940'		En su sección superior la componen lutitas negras, duras, fosilíferas, calcáreas, arenosas y glauconíticas (Fm. Chimana). La parte basal la conforman calizas intercaladas con lutitas pertenecientes a la Fm. El Cantil.
MIOCENO	CARAPITA		-19125'		Se compone principalmente por lutitas subcompactadas altamente presurizadas, de color gris a gris verdoso en bloques, en parte laminar, astillosa, con superficies cóncavas micropiríticas, fosilíferas, microcarbonáceas. Las limolitas que se presentan tienen la misma coloridad que las lutitas, y las areniscas basales son cuarzo cristalinas, de grano fino a medio, moderadamente duras. Ambiente Nerítico.
	CARAPITA - E		-19250'		
OLIGO - MIOCENO	NARICUAL SUPERIOR		-20200'	500'	Constituido básicamente de areniscas masivas de color beige, gris claro a marrón oscuro; grano fino a medio, cemento silíceo, matriz arcillosa, en partes calcáreas, con intercalaciones de lutitas y carbón en su sección media superior. Las lutitas son de color negro a marrón oscuro, generalmente en bloques. Presenta intercalaciones de limolitas marrón claro a gris, a lo largo de la secuencia. Ambiente Continental a Transicional.
OLIGOCENO	NARICUAL INFERIOR		-20500'		Constituida básicamente de areniscas, lutitas, calizas glauconíticas y limolitas.
EOCENO - PALEOCENO	CARATAS - VIDOÑO		-20770'		La formación Caratas consiste en una secuencia compleja de limolitas y areniscas que pueden ser marcadamente glauconíticas, dolomíticas o calcáreas. La formación Vidoño está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita.
CRETÁCICO	SAN JUAN				Constituida por areniscas masivas gris claro, de grano fino a muy fino, diagenetizadas, calcáreas y glauconíticas, con intercalaciones delgadas de lutitas grises ligeramente calcáreas.

PF @-20800' (bnm)

Figura 2.5. Columna estratigráfica característica del Campo [8]

2.2.6. Pozos Exploratorios del Campo Travi

2.2.6.1. Pozo TRV-2X

El pozo TRV-2X esta ubicado en la parte Noroeste del Estado Monagas, en el borde occidental de la Subcuenca de Maturín, a 6,6 km al noreste del pozo SBC-22E; y 9,4 km al este del pozo SBC-130X. La columna estratigráfica atravesada por este pozo se muestra en la tabla 2.2 ^[10].

Tabla 2.2. Columna Estratigráfica del Pozo TRV-2X ^[10].

Edad	Formación	MD (pies)	Espesor (pies)	TVD (pies)
Pleistoceno - Reciente	Mesa-Las Piedras	-	870	-
Mioceno	Carapita Alóctono	870	11.710	870
	Carapita Autóctono	12.580	5.381	12.255
	Carapita E	17.881	349	17.350
Oligoceno	Naricual	18.230	1.125	17.691
Eoceno	Caratas	19.455	60	18.897
Paleoceno	Vidoño	19.515	65	18.956
Cretácico	San Juan	19.580	562	19.020
Oligoceno	Naricual	20.142	858	19.574

Es importante resaltar, que el pozo TRV-2X fue el descubridor del Campo Travi, lo cual condujo a dos nuevas localizaciones (TRV-3 y TRV-4X) en el área.

2.2.6.2. Pozo TRV-3

Este pozo se encuentra ubicado al Noroeste del Estado Monagas, a 1,7 km al Noreste de la población de Punta de Mata; 1,1 km al Noreste del pozo TRV-2X; 7,7 km al Noreste del pozo SBC-22E; y 10 km al Este del pozo SBC-30X ^[11]. En la tabla 2.3 se muestra la estratigrafía de este pozo.

Tabla 2.3. Estratigrafía del Pozo TRV-3 ^[11].

Edad	Formación	MD (pies)	Espesor (pies)	TVD (pies)
Pleistoceno - Reciente	Mesa-Las Piedras	-	860	-
Mioceno	Carapita Alóctono	860	11.126	860
	Carapita Autóctono	11.986	5.999	11.976
	Carapita E	17.685	276	17.975
Oligoceno	Naricual	17.963	1.192	17.953
Eoceno	Caratas	19.155	87	17.145
Paleoceno	Vidoño	19.242	68	12.232
Cretácico	San Juan	19.310	190	19.300

El pozo TRV-3 alcanzó la profundidad final medida de 19.514'. Este pozo fue propuesto con el objetivo principal de drenar parte de las reservas remanentes de la Formación Naricual y como objetivo secundario las arenas de la Formación Naricual Inferior. Dicha perforación cumplió con los objetivos de evaluar la prospectividad de los miembros superior e inferior de la Formación Naricual. Se concluyó que el área Travi está compartamentalizada en varios bloques estructurales, que a su vez son

yacimientos diferentes, de acuerdo a esto se le asigna al pozo TRV-3, la clasificación final de pozo descubridor de nuevo yacimiento ^[11].

2.2.6.3. Pozo TRV-4X

El pozo exploratorio TRV-4X, se encuentra ubicado al noroeste del Estado Monagas, a 5 km. al Norte de la población de Punta de Mata; 1,5 km. al Noreste del pozo TRV-1; 3,3 km. al Norte del pozo TRV-2X; y 8,8 km. al este del pozo SBC-130X ^[12]. A continuación se muestra la columna estratigráfica atravesada por el pozo.

Tabla 2.4. Estratigrafía del Pozo TRV-4X ^[12].

Edad	Formación	MD (pies)	Espesor (pies)	TVD (pies)
Pleistoceno - Reciente	Mesa-Las Piedras	-	1.050	-
Mioceno Medio	Morichito	1.050	1.757	1.049
Mioceno	Carapita Aloctono	2.807	6.937	2.806
Oligoceno	Naricual	9.744	1.644	9.728
	Areo	11.388	169	11.364
	Los Jabillos	11.557	706	11.531
Eoceno	Caratas	12.263	569	12.227
Paleoceno	Vidoño	12.832	373	12.789
Cretácico	San Juan	13.205	816	13.158
	San Antonio	14.021	3.514	13.967
	Querecual	17.535	349	17.534
Mioceno	Carapita Autóctono	17.884	1.822	17.819
Oligoceno	Naricual	19.706	1.933	19.628
Eoceno - Paleoceno	Caratas - Vidoño	21.639	201	21.522

El objetivo principal y secundario de la perforación de este pozo, lo constituyen las arenas de la Formación Naricual Superior e Inferior respectivamente, de edad Oligoceno Tardío– Mioceno Temprano, lo cual permitió incorporar como reservas probadas, las reservas posibles evaluadas con el pozo TRV-2X.

2.2.6.4. Pozo TRV-6X

El prospecto TRV-6X, se encuentra al Noroeste del Estado Monagas, a 6 km. al Noreste de la población de Punta de Mata; a 5,6 km. al Noreste del pozo TRV-2X; a 3,3 km al Este del pozo TRV-4X; y a 3,5 Km al Noreste del pozo TRV-3. El objetivo de este pozo, es evaluar el potencial hidrocarburífero, a nivel de la Formación Naricual Superior e Inferior ^[13]. En la tabla 2.5, se señala la estratigrafía a esperar en el pozo TRV-6X.

Tabla 2.5. Prognosis de la Columna Estratigráfica del Pozo TRV-6X ^[13].

Edad	Formación	MD (pies)
Pleistoceno - Reciente	Mesa-Las Piedras	-
Mioceno Medio	Morichito	900
Mioceno	Carapita Aloctono	1.400
Oligoceno	Naricual	13.110
Mioceno	Carapita Autoctono	15.000
	Carapita E	19.308
Oligoceno	Naricual	19.720
Eoceno	Caratas	21.740
Cretácico	San Juan	21.086

2.3. Fundamentos Teóricos

2.3.1. Pruebas de Presión

Desde el punto de vista operacional y de campo, una prueba de presión reside en la adquisición de datos de presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozos (aperturas y cierres) controladas. La completación del pozo objeto de prueba puede ser temporal o permanente ^[14].

Por lo general las pruebas de presión consisten en inducir cambios en la tasa actual de producción del pozo o pozos del campo, lo que perturba o cambia las condiciones dinámicas presentes (presión, flujo) asociadas con el área de drenaje del

pozo. El análisis de los cambios de presión y flujo en función del tiempo permite la determinación de los parámetros del yacimiento. Dependiendo de las características dinámicas del yacimiento, es posible el logro de todos los objetivos de evaluación propuestos, siempre y cuando la duración de la prueba y el procedimiento usado en la realización de la misma lo permitan.

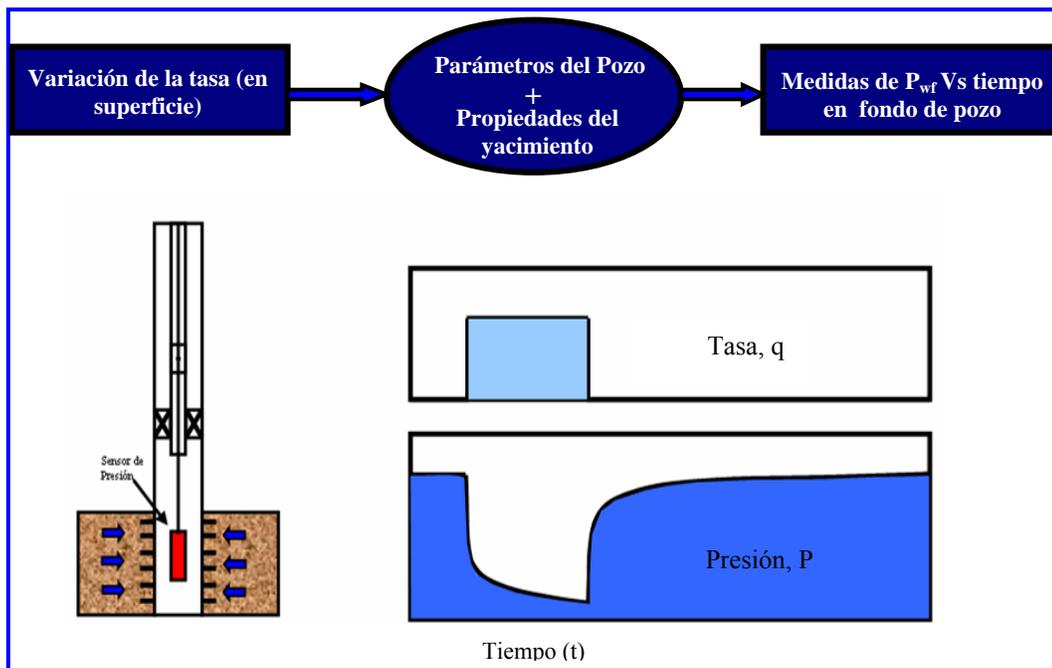


Figura 2.6. Representación de una Prueba de Presión.

En el caso de pozos exploratorios, las pruebas por lo general son de corta duración, y la completación del pozo para la prueba es temporal, de aquí que tanto los procedimientos de la prueba como los equipos a usar, deben ajustarse a las condiciones de completación particular de pozo ^[14].

2.3.1.1. Objetivos de las Pruebas de Presión

Los operadores que llevan a cabo las pruebas de un pozo lo hacen para determinar ciertos parámetros del yacimiento y características del mismo, para predecir su comportamiento futuro o del sistema pozo-yacimiento. Estas pruebas son más

beneficiosas cuando se realizan en la etapa de exploración. Descubrir nuevas reservas o prevenir la completación de los pozos secos son uno de los principales objetivos de una prueba. Algunas veces, la prueba se lleva a cabo para saber si hay suficiente hidrocarburo que justifique los costos de desarrollos de nuevos campos. Aunque las pruebas de pozos pueden ocasionar gasto de tiempo, bien vale el esfuerzo por la información que se obtiene de las mismas ^[15].

Los objetivos de las pruebas de presión varían de acuerdo al pozo donde se lleven a cabo; en pozos exploratorios las pruebas de presión se utilizan con la finalidad de confirmar las hipótesis de exploración y concretar los primeros pronósticos de producción. En pozos de desarrollo, se realiza para refinar la descripción previa del yacimiento y del pozo, confirmando las características previamente estimadas. En pozos de avanzada, el objetivo es ajustar el modelo del yacimiento y evaluar las necesidades de posibles tratamientos al pozo (fracturamiento, control de arena, estimulación, perforación estratégica, diseño de completación, entre otros), para ello se monitorea constantemente la presión promedio del yacimiento.

2.3.1.2. Información Obtenida de las Pruebas de Presión

A continuación se presenta en la tabla 2.6, un resumen del tipo de pruebas e información relevante de yacimiento y pozo que se deriva de la interpretación de datos de presión y producción obtenidos de las pruebas de presión ^[16].

Tabla 2.6. Información Obtenida de las Pruebas de Presión ^[16].

Pozo	Tipo de Prueba	Información que se Obtiene
Exploratorio	DST (con taladro) Muestreo Prueba sin taladro Probador de formación	Presión Muestra de fluido para el análisis PVT Permeabilidad y daño Potencial del pozo e índice de productividad
Productor	Restauración, multitasa Interferencia Sensores de presión permanentes Gradientes de presión	Permeabilidad y daño Presión actual y promedio Tipo de límites asociados con el Área de drenaje Monitoreo continuo de presión de fondo
Inyector	Inyectividad Fall off	Índice de inyectividad por capa Presión actual del área de inyección Distancia del pozo del frente del banco de agua

2.3.2. Tipos de Pruebas de Presión

2.3.2.1. Prueba de Formación o Prueba Drill Steam Test (DST)

La prueba DST es utilizada normalmente para evaluar la potencialidad de formaciones poco conocidas, en pozos exploratorios que no han sido completados. Esta prueba se realiza utilizando herramientas especiales que permiten completar temporalmente el pozo. (Figura 2.7).

El DST permite determinar el tipo de fluido presente en la formación, evaluar tasas de flujo, presiones estáticas y de flujo, y establecer la posibilidad de producción

comercial. Básicamente, la prueba consiste en la evaluación de periodos de flujo y cierre de producción sucesivos, registrando la presión en el fondo del pozo en función del tiempo ^[17].

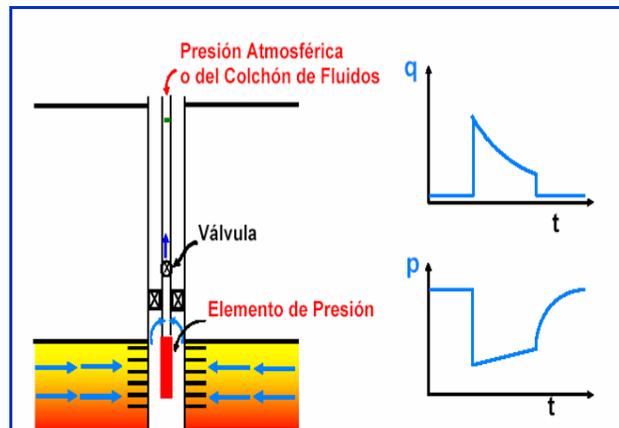


Figura 2.7. Prueba Drill Steam Test (DST)

Las medidas y los análisis de la presión del DST proporcionan al ingeniero una manera práctica y económica para estimar parámetros fundamentales previos a la completación del pozo. De hecho, la estimación más acertada de la presión inicial del yacimiento es obtenida a través del DST en los pozos exploratorios, y utilizando algunas técnicas del análisis de presión se puede obtener la capacidad de flujo, el efecto de daño, permeabilidad de la formación, potencial del pozo, y de acuerdo al tiempo que dure la prueba se puede realizar un estudio acerca de la geometría del yacimiento, además, permite las tomas de muestras para el análisis PVT.

Un DST se corre bajando dentro del hoyo, la tubería de producción con un arreglo de empacaduras y válvulas de fondo y superficie. Las empacaduras son usadas para sellar el anular del intervalo a ser probado y las válvulas para permitir que el fluido de la formación entre en la tubería. Cerrando las válvulas, se puede obtener la presión de restauración.

De las pruebas DST se obtiene un registro de presión de todo el flujo y del cierre, el cual tiene una apariencia que se muestra en la figura 2.12. El comportamiento de la sección I, muestra un incremento en la presión de la columna hidrostática de lodo, a medida que se baja la herramienta. Cuando alcanza el fondo, se obtiene la máxima presión debido a la columna de lodo. Al asentar las empacaduras se crea una compresión del lodo en el anular del intervalo a probar, lo que corresponde al incremento de la presión en el punto II. Cuando se abre la herramienta y el fluido de la formación fluye hacia ella, la presión se comporta tal como se aprecia en la sección III. Luego que se cierra la herramienta, resulta un período de restauración como se ve en el punto IV. El primer período de flujo y cierre es usualmente seguido por otros períodos de flujo y cierre, tal como se muestra en a figura 2.8. Cuando la prueba finaliza, se desasientan las empacaduras, lo que ocasiona un retorno a la presión hidrostática, debido a la columna de lodo que se ve en el punto V y entonces la herramienta se saca como lo muestra el punto VI. El fluido recuperado de la prueba puede ser estimado de la capacidad de la tubería de producción o de la cantidad recuperada en superficie si se tiene un DST fluyendo ^[17].

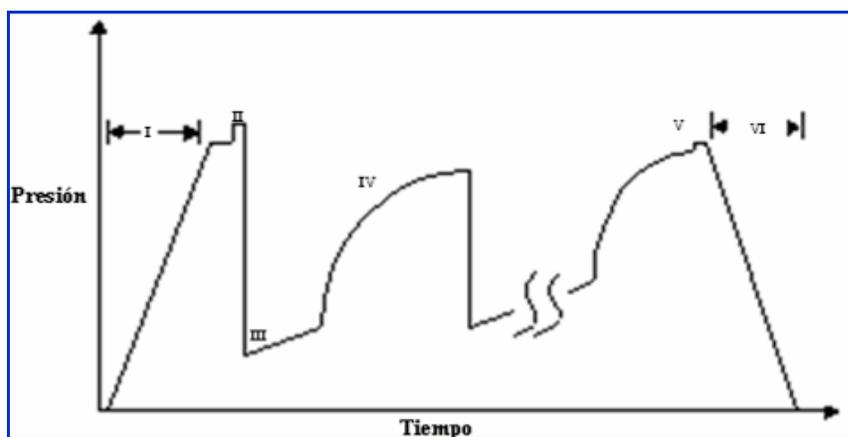


Figura 2.8. Comportamiento de la Presión en una Prueba DST

2.3.2.2. Prueba de Restauración de Presión.

Una prueba de restauración se efectúa cuando un pozo que está fluyendo a tasa constante es cerrado, registrando una presión en el fondo del pozo conocida como la presión de restauración. La ventaja práctica de esta prueba, es que la restauración se logra fácilmente, ya que la tasa de flujo es cero (Figura 2.9) [17].

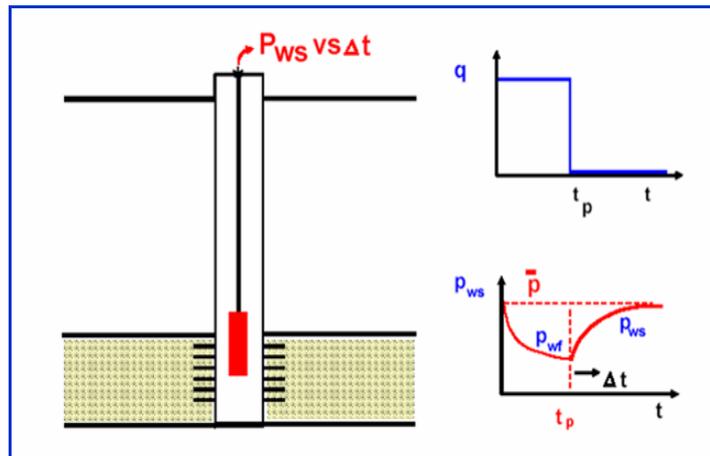


Figura 2.9. Prueba de Restauración de Presión.

Una curva resultado de una prueba de restauración de presión puede dividirse en tres regiones de acuerdo al tiempo transcurrido y la distancia recorrida por la onda de presión durante la prueba, estas regiones son: La primera, región de tiempo inicial (ETR: “Early Time Region”), la segunda, región de tiempo medio (MTR: “Middle Time Region”) y la tercera región, denominada región de tiempo final (LTR: “Late Time Region”), la cuales se muestran en la figura 2.10.

2.3.2.2.1. Región de Tiempo Inicial

Durante la restauración de presión, la presión causada por el cierre del pozo, se mueve a través de esta región, cuya permeabilidad puede estar alterada debido al posible daño existente en la zona; esta es la razón por la cual no se debe esperar una línea recta en la gráfica de Horner durante los tiempos iniciales de la prueba.

Además del efecto que pueda causar el daño de la formación en la región de tiempo inicial, otro factor de gran importancia que puede influir en el comportamiento de la curva, es el efecto de almacenamiento o flujo posterior. El efecto de flujo posterior puede prevenirse cuando el cierre del pozo se realiza en el fondo del mismo, esto es posible cuando se lleva a cabo una prueba de formación por medio de tubería DST o cuando se coloca una válvula de cierre en fondo durante una prueba de medición de presión en el fondo del hoyo ^[17].

2.3.2.2.2. Región de Tiempo Medio

Cuando el radio de investigación se ha movido más allá de la influencia de la zona alterada en las cercanías del pozo y cuando el flujo posterior ha dejado de afectar la data de presión, usualmente se observa una línea recta ideal, cuya pendiente está relacionada directamente con la permeabilidad de la formación. Esta línea recta, usualmente continúa, hasta que el radio de investigación alcanza uno o más límites del yacimiento.

El análisis de una prueba de restauración, puede hacerse utilizando el método Horner, el cual requiere que se reconozca la región de tiempo medio, la cual debe ser localizada de una forma acertada, para evitar confusiones entre regiones y así obtener resultados confiables, debido a que el cálculo de la permeabilidad, daño y presión de la formación dependen de la recta de Horner ^[17].

2.3.2.2.3. Región de Tiempo Final

Cuando se alcanza un tiempo suficiente, el radio de investigación alcanzará los límites de drenaje del pozo, indicando el final de la región de tiempo medio e indicando el comienzo de la región de tiempo final. En esta región, el comportamiento de la presión está influenciado por la configuración del límite, por la interferencia de pozos cercanos, por heterogeneidades del yacimiento y por contactos

entre fluidos. Si el yacimiento es infinito, esta región no se logrará identificar debido a que la recta de Horner no cambiara su pendiente ^[17].

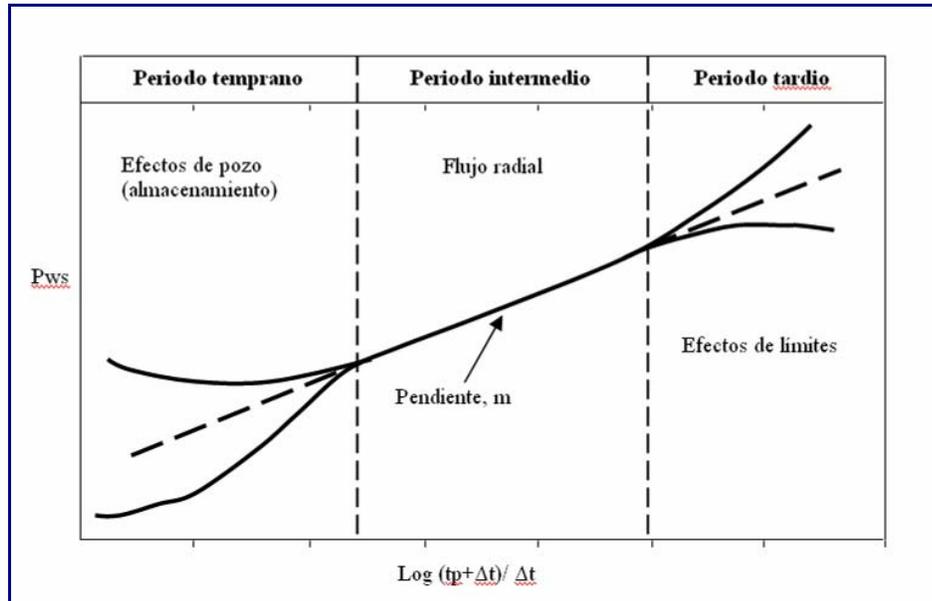


Figura 2.10. Periodos presentes en una Prueba de Restauración de Presión.

2.3.2.3. Prueba de Declinación de Presión

Una prueba de declinación de presión consiste en abrir un pozo que ha estado cerrado y estable, donde la presión de fondo fluyente es monitoreada constantemente y es usada para el análisis. El pozo debería estar produciendo a tasa constante, pero en la práctica, esto es difícil de lograr y la data de declinación de presión normalmente es errática. Por tanto, el análisis del periodo fluyente (declinación) es frecuentemente difícil e inexacto (Figura 2.11).

Las pruebas de declinación de presión es un buen método para pruebas de límites de yacimiento, ya que el tiempo requerido para observar una respuesta de límite es largo, y fluctuaciones operacionales en la tasa de flujo son menos significantes sobre tales longitudes de tiempo ^[14].

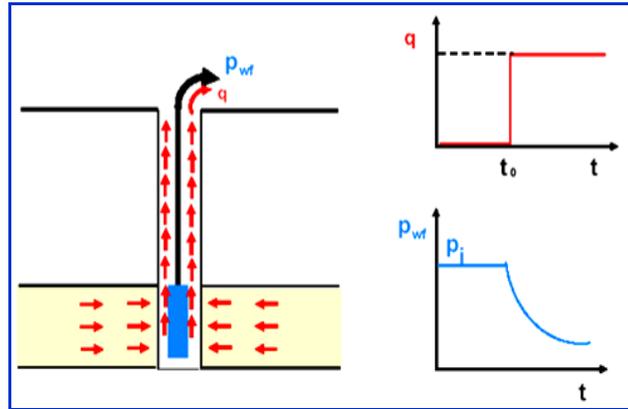


Figura 2.11. Prueba de Declinación de Presión

2.3.2.4. Prueba Multitasa

Una prueba de flujo a dos o más tasas, se supone da la misma información que puede obtenerse de una prueba de restauración de presión: permeabilidad y factor de daño. Para llevar a cabo esta prueba, el pozo debe estar produciendo a una tasa constante, q_1 , por una longitud de tiempo razonable. Se baja un sensor de presión dentro del pozo a un nivel por encima de las perforaciones, donde se deja por unas pocas horas antes de que la tasa sea cambiada repentinamente de q_1 a q_2 . La teoría es aplicable si q_1 es menor o mayor que q_2 . Pero es mejor requerir que q_2 sea menor que q_1 por la simple razón de que siempre es posible reducir la tasa. Además, si q_2 fuera mayor que q_1 , p_{wf2} podría caer por debajo de la presión de burbujeo y el gas podría salir del petróleo, lo cual añade complejidad a la interpretación de la prueba (Figura 2.12) ^[17].

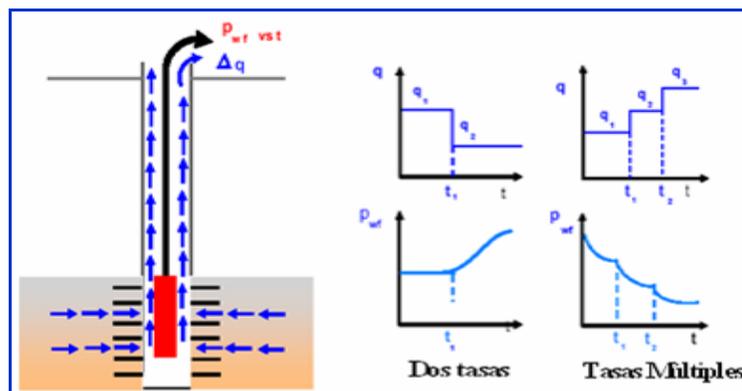


Figura 2.12. Prueba Multitasa

2.3.3. Ecuación de Difusividad

Las técnicas de análisis de presión han sido originadas de las soluciones de las ecuaciones de derivadas parciales, siendo la ecuación de difusividad la que describe el proceso físico que ocurre a través del yacimiento durante el flujo de fluidos, la cual viene dada por:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{k_{\theta}}{k_r} \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} + \frac{k_z}{k_r} \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k_r} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{Ec. 1}) \quad (\text{Ec.1})$$

La ecuación de difusividad es la combinación de las principales ecuaciones que describen el proceso físico del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, como lo son la ecuación de continuidad (ley de conservación de la masa), la ecuación de flujo (ley de Darcy) y la ecuación de estado. Un balance de materiales, es aplicado sobre un elemento diferencial del medio poroso, lo que conduce a la ecuación de continuidad, y la ecuación de estado es sustituida para producir una ecuación diferencial en derivadas parciales para flujo isotérmico, la cual especifica la relación entre la densidad o presión, espacio y tiempo.

Suposiciones de la Ecuación

- ✓ Medio poroso isotrópico y homogéneo.
- ✓ Porosidad y permeabilidad constante.
- ✓ Fluidos de compresibilidad constante.
- ✓ Gradientes de presión despreciables.
- ✓ Fuerzas gravitacionales despreciables.

Si la permeabilidad es isotrópica, y solo es considerado flujo vertical y radial, la ecuación se reduce a la siguiente:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{K_r} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{Ec.2})$$

La ecuación de difusividad incluye un coeficiente de difusividad hidráulica, el cual enfatiza la importancia de los procesos de difusión en la interpretación de pruebas de pozos e indica la facilidad con que se transmiten los cambios de presión. Este parámetro se describe como:

$$\frac{K}{\phi \mu c_t} \quad (\text{Ec.3})$$

Bases de la Ecuación de Difusividad

✓ Ley de Conservación de la Masa

También conocida como Ley de Continuidad, establece que un cierto ente o propiedad física no puede ser creada ni destruida, sino transformada ^[18]. Por tanto, el principio de conservación de la masa se resume en:



✓ Ley de Darcy

La ley de Darcy reza que la velocidad del flujo de un líquido a través de un medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido ^[19].

$$v = \frac{q}{A} = -1.127 \frac{k dP}{\mu ds} \quad (\text{Ec.4})$$

✓ Ecuación de Estado

Las ecuaciones de estado especifican la dependencia de densidad del fluido de la presión y la temperatura del sistema. De esta manera, dependiendo del fluido presente, la ecuación de estado empleada puede variar. Puesto que en el desarrollo de

las ecuaciones de flujo se considera el yacimiento como un medio isotérmico, las ecuaciones de estado serán solo en función de la presión ^[20].

2.3.3.1. Soluciones de la Ecuación de Difusividad (Líquido)

Las soluciones de la ecuación de difusividad se plantean para describir el flujo de un fluido incompresible en un medio poroso, donde se pueden distinguir tres casos principales de interés: solución para un yacimiento infinito, donde se asume que el pozo está ubicado en un medio poroso de extensión radial infinita, solución para un yacimiento limitado, en el cual se asume que el pozo está situado en el centro de un yacimiento cilíndrico sin flujo a través del límite exterior, y la solución para un yacimiento con límite externo de presión constante, asumiendo en este último, un pozo localizado en el centro de un yacimiento cilíndrico con presión constante a lo largo del límite externo. Para cada solución existen ciertas consideraciones adicionales para aplicarlas al yacimiento en estudio ^[21].

Con la finalidad de tener una ecuación genérica, o sea, independiente de los parámetros de yacimiento particulares (como lo son la porosidad, la permeabilidad y otras propiedades del fluido), se introducen variables adimensionales para la presión y el tiempo, como se presentan a continuación:

Presión adimensional:

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} [P_i - P(r,t)] \quad (\text{Ec.5})$$

Tiempo adimensional, basado en el radio del pozo r_w :

Ec.6)

$$t_D = \frac{0.000264 k t}{\phi \mu C r_w^2}$$

Tiempo adimensional basado en el área de drenaje A:

$$t_{DA} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad (\text{Ec.7})$$

Radio adimensional:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (\text{Ec.8})$$

En términos de las variables adimensionales P_D , t_D y r_D , la ecuación de difusividad se expresa como:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial^2 r_D} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad (\text{Ec.9})$$

La solución a la ecuación de difusividad depende tanto de las condiciones iniciales como de las condiciones internas y de bordes aplicadas. A continuación se presenta la solución según el caso ^[16].

2.3.3.1.1. Yacimiento de Infinita Extensión

En estos yacimientos el pozo produce a tasa constante, la presión inicial es constante y uniforme en toda su extensión. El espesor es constante y radio externo es infinito ^[16].

Al sustituir las definiciones de tiempo adimensional, presión adimensional y radio adimensional, se obtiene que la presión en el pozo viene dada por:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q B \mu}{k h} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu C r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \quad (\text{Ec.10})$$

2.3.3.1.2. Yacimiento Limitado o Finito

Para el caso de yacimiento finito se pueden considerar dos situaciones básicas posibles asociadas con el límite externo: la primera, que no hay flujo a través mismo, es decir, límite de tasa cero (gradiente de presión igual a cero en el límite externo), y segunda, presión constante^[16].

2.3.3.1.3. Límite Sellante (no hay aporte de flujo en el límite)

Esta condición es la más representativa desde el punto de vista práctico, es decir, la de un yacimiento limitado y no infinito^[16].

La solución a la ecuación de difusividad, aplicando la condición de sello como límite externo, a diferencia de la solución para un yacimiento de extensión infinita, se caracteriza por mostrar tres regímenes de flujo diferentes: inicialmente, tipo infinito; seguidamente, un periodo de transición; y finalmente, un periodo que se denomina semi-estacionario.

Durante el periodo de flujo semi-estacionario, se puede demostrar que la solución a la presión adimensional en el pozo viene dada por:

$$P_D = 2 \pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \quad (\text{Ec.11})$$

El tiempo adimensional, para alcanzar el flujo tipo semi-estacionario viene dado por:

$$t_{PSS} = \frac{\Phi \mu C_A}{0.0002637 k} (t_{DA})_{PSS} \quad (\text{Ec.12})$$

El valor de (tDA) pss depende de la geometría del área de drenaje y de la ubicación del pozo.

Al sustituir los términos adimensionales según las definiciones, se tiene:

$$P_{wf} = P_i - \frac{0.23395 q B t}{\phi C h A} - \frac{70.60 q B \mu}{k h} \left[\ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) - \left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \right] \quad (\text{Ec.13})$$

Donde m* se define como:

$$m^* = \frac{0.23395 q B}{\phi C h A} \quad (\text{Ec.14})$$

La presión en el pozo viene dad por la siguiente expresión:

$$P_{wf} = P_i - m^* t - \frac{70.60 q B \mu}{k h} \left[\ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) - \left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \right] \quad (\text{Ec.15})$$

2.3.3.1.4. Limite de Mantenimiento de Presión

La solución de la ecuación de difusividad, aplicando la condición de mantenimiento de presión como límite externo, se caracteriza por mostrar regimenes de flujo diferentes: inicialmente, tipo infinito; seguidamente un periodo de transición; y finalmente, un periodo que se denomina estacionario ^[16].

El valor de la presión adimensional, en este caso, viene dado por:

$$P_D = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (\text{Ec.16})$$

Al sustituir PD por su definición y despejar la tasa q del pozo, se obtiene la siguiente ecuación:

$$q = \frac{k h (P_i - P_w)}{141.2 \mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{Ec.17})$$

Al despejar la presión del pozo de la ecuación anterior, nos queda:

$$P_w = P_i - \frac{141.2 q B \mu}{k h} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (\text{Ec.18})$$

2.3.4. Regímenes de Flujo

2.3.4.1. Lineal

La geometría de flujo lineal consta de vectores de flujo paralelos. El flujo lineal es identificado por una tendencia de línea recta de pendiente positiva de $\frac{1}{2}$ en el grafico de la derivada y se presenta cuando el flujo es uniforme. Este régimen se presenta en pozos hidráulicamente fracturados, pozos horizontales y yacimientos alongados. Puesto que las líneas de corriente convergen a un plano, los parámetros asociados con el flujo lineal son la permeabilidad de la formación en la dirección de las líneas de flujo y el área de flujo normal a las líneas de corriente ^[22].

2.3.4.2. Radial

El flujo radial es el régimen de flujo más importante en la interpretación de pruebas de presión. Este se reconoce por una extensión constante o tren plano en la derivada. La geometría de flujo radial se describe como líneas de corriente que convergen hacia un cilindro circular (pozo). En pozos completados en todo el intervalo perforado el cilindro puede representar la porción del pozo interceptando toda la formación. En formaciones parcialmente penetradas, el flujo radial puede estar restringido a tiempos tempranos a solo una sección del intervalo de la formación donde el flujo es dirigido hacia el pozo. Cuando el pozo esta estimulado o en pozos horizontales, el radio efectivo para el flujo radial podría ser alargado. Cuando quiera que exista el flujo radial se puede estimar los valores de permeabilidad y daño. Cuando el flujo radial

toma tiempos tardíos, se puede estimar la presión del yacimiento en pruebas de restauración de presión ^[22].

En el yacimiento la presión es función del tiempo y de la distancia hacia el pozo. Como el tiempo de producción incrementa, la presión de fondo fluyente declina, y el área de drenaje se expande. Esta geometría de flujo se presenta como una línea recta en un gráfico de presión en función al logaritmo del tiempo o como una recta de pendiente cero en un gráfico de la derivada de presión en función del tiempo.

2.3.4.3. Esférico

El flujo esférico ocurre cuando las líneas de corriente convergen a un punto. Este régimen ocurre en pozos que han sido parcialmente completados o formaciones parcialmente penetradas. Para el caso de completación parcial o penetración parcial cerca al tope o la base de la formación, la capa impermeable mas cercana impone un flujo hemisférico. Tanto el flujo esférico como el hemisférico son vistos en la curva de la derivada como una pendiente negativa con valor de $\frac{1}{2}$. Una vez determinada la permeabilidad del flujo radial, esta puede usarse como permeabilidad horizontal para determinar la permeabilidad vertical. Esta última es importante para predecir conificación de gas o agua ^[22].

2.3.4.4. Elíptico

El flujo elíptico, también llamado flujo biradial se presenta en pozos horizontales o en pozos hidráulicamente fracturados exhibiendo una pendiente positiva de $\frac{1}{3}$. Los pozos hidráulicamente fracturados con fracturas de baja conductividad pueden exhibir flujo bilineal adicional al flujo lineal ^[22]. Este régimen ocurre por una caída de presión en la fractura que resulta en líneas de corriente paralelas en la fractura al mismo tiempo que existen líneas de flujo en la formación normales a las de la fractura. El termino bilineal se refiere a dos flujos lineales simultáneos que ocurren en

direcciones normales. En la derivada este patrón de flujo muestra una pendiente positiva de un $\frac{1}{4}$.

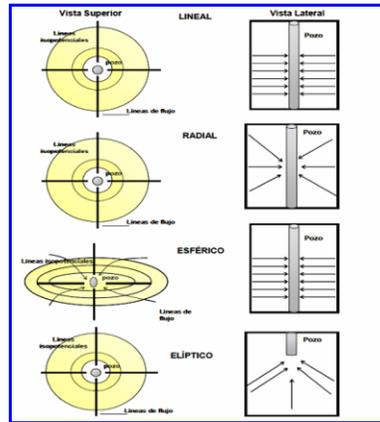


Figura 2.13. Regímenes de Flujo según la Geometría del Yacimiento [23].

2.3.5. Análisis PVT

El análisis o estudio PVT al conjunto de pruebas de laboratorio que se le hacen a una muestra representativa del fluido del yacimiento. Estas pruebas consisten en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico, midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada declinación de presión [24].

Las pruebas de laboratorio que se realizan para obtener el comportamiento PVT, simulan los tipos de separación gas-líquido que ocurren durante la producción de los fluidos desde el yacimiento hasta los separadores. Así, dos tipos de separación se pueden presentar: separación diferencial y separación instantánea.

Separación Instantánea: Es aquella en la cual todo el gas permanece en contacto con el líquido, lo que significa que la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión (Figura 2.14).

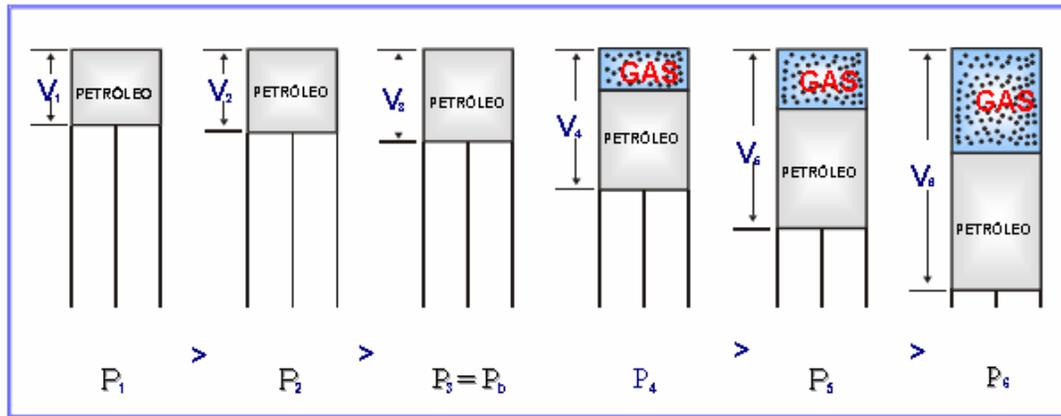


Figura 2.14. Proceso de Separación Instantánea.

Separación Diferencial: En este caso la composición total del sistema (gas + líquido) varía durante el agotamiento de presión. El gas liberado durante una reducción de presión es removido parcial o totalmente del contacto con el petróleo (Figura 2.15).

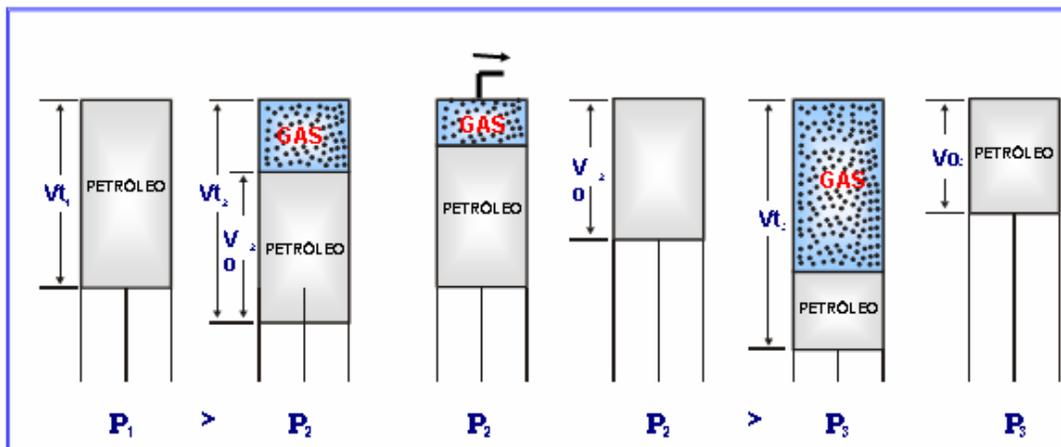


Figura 2.15. Proceso de Separación Diferencial.

2.3.5.1. Pruebas de Análisis PVT para Petróleo Negro.

2.3.5.1.1. Prueba de Expansión a Composición Constante (CCE)

Es una prueba de liberación instantánea donde la muestra original es sometida a un proceso de expansión a composición y temperatura constante (igual a la temperatura de la muestra en el yacimiento) ^[24].

2.3.5.1.2. Prueba de Liberación Diferencial

Es un estudio de expansión a composición variable, la cual se realiza en el laboratorio para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión. El proceso se inicia a una presión igual a la de burbujeo, dado que a $P > P_b$ la liberación diferencial es igual a la liberación instantánea. Posteriormente se expande la muestra hasta una presión P inferior a P_b . La consistencia de los datos suministrados se realiza mediante un balance de masas.

2.3.5.1.3. Prueba de Viscosidad

La viscosidad del petróleo con gas en solución se determina experimentalmente usando un viscosímetro de bola o uno rotacional (tipo Haake) que permiten medir a cualquier P y T . El agotamiento de presión se realiza siguiendo un proceso de liberación diferencial.

2.3.5.1.4. Prueba de Separadores

Son pruebas de liberación instantánea que se realizan en un separador en el laboratorio con el objeto de cuantificar el efecto de las condiciones de separación (P , T) en su superficie sobre las propiedades del crudo (β_o y R_s). Al variar la presión del separador se puede obtener una presión óptima que produzca la mayor cantidad de petróleo en el tanque.

2.3.5.2. Validación de las Pruebas PVT

Los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medidas de laboratorio, y por esto se necesita chequear o validar su consistencia antes de usarlos en estudios de yacimiento ^[24]. El chequeo de consistencia, para este tipo de fluido, se hace a través de las siguientes pruebas:

2.3.5.2.1. Prueba de Densidad

En esta prueba se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores. Esta prueba se considera valida si la diferencia no es mayor de 5%.

2.3.5.2.2. Prueba de la Linealidad de la Función “Y”

El informe de las pruebas PVT incluye una tabla con la Función “Y” calculada de los datos de expansión a composición constante. Los valores de esta función se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión ⁽⁸⁾.

El comportamiento de la Función “Y” cerca del punto de burbujeo, permite conocer si la presión de burbujeo reportada en el informe PVT ha sido sobrestimada o subestimada en relación con la presión de burbujeo real del crudo en el yacimiento. Si

la presión de burbujeo reportada del laboratorio es superior a la real, los puntos de la Función “Y” cerca de la presión de burbujeo se alejan por encima de la línea recta y se dice que la presión está sobrestimada, sin embargo, si la presión de burbujeo del informe es inferior a la real, entonces está subestimada y los puntos cerca de la P_b se alejan por debajo de la línea recta. El caso ideal del muestreo corresponde a la superposición de ambas curvas en forma lineal (Figura 2.16).

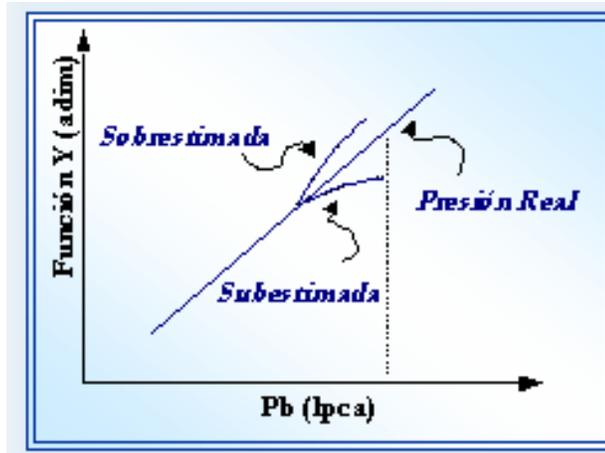


Figura 2.16. Desviación de la Linealidad de la Función Y

2.3.5.2.3. Prueba de Balance de Materiales

Esta prueba consiste en chequear si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales. La diferencia entre estos dos valores no debe exceder 5% ⁽⁸⁾.

2.3.6. Métodos de Interpretación de Pruebas de Presión

Una prueba de presión completa, está compuesta por varios regímenes de flujo característicos, inicialmente por efectos de almacenamiento de pozo y de las vecindades del pozo, hasta efectos de límites o fronteras a tiempos tardíos. Los

métodos presentados a continuación proveen un diagnóstico completo del comportamiento del pozo, permitiendo caracterizar todos los regímenes de flujo a través de una simple grafica, definiendo así, los modelos de interpretación apropiados para realizar una buena caracterización del yacimiento ^[17].

2.3.6.1. Método de Horner

En 1951 Roland Horner presentó un método donde la superposición en el tiempo se simplifica: los periodos de flujo constantes son ignorados, y la presión de fondo del pozo cerrado es graficada en función a una relación logarítmica de tasas de tiempo donde incluye el tiempo de producción previo. Este método, surgió inicialmente para pruebas de declinación de presión, pero fue adaptado y aplicado exitosamente para pruebas de restauración. Horner consideró yacimientos infinitos y cerrados y demostró que una extrapolación de la tendencia lineal en la curva del grafico semilog a una razón de tiempo igual a la unidad, permite obtener la presión inicial del yacimiento (P_i), si el periodo de producción era corto. Además, Horner demostró que para períodos de producción largos en yacimientos limitados, la tendencia lineal podría ser extrapolada a una presión P^* , esta presión no es la presión inicial ni tampoco la presión promedio (P) del yacimiento. Sin embargo, si el tiempo de producción es corto, entonces si se puede considerar $P_i = P = P^*$.

Como se observa en la figura 2.17, a condiciones ideales, el comportamiento de la presión del yacimiento en la grafica semilog del método de Horner, se manifiesta como una tendencia lineal, de la cual se puede obtener parámetros característicos del yacimiento. Sin embargo, en la realidad, el comportamiento de presión se ve afectado por las condiciones del pozo y las heterogeneidades del yacimiento, generando una desviación del comportamiento general de los datos. El procedimiento para llevar a cabo este método se describe a continuación:

1. Graficar P_{ws} vs $\log ((t+\Delta t)/\Delta t)$
2. Identificar el periodo de flujo estabilizado, si existe este periodo, se calcula la pendiente de la recta “m” ubicada en dicha región (figura 2.16), y se estima la permeabilidad mediante la ecuación:

$$k = 162.6 \frac{q\mu}{mh} \quad (\text{Ec.19})$$

3. Extrapolar la recta $(t+\Delta t)/\Delta t=1$, la presión en este punto representa la pseudopresión estática del fondo del pozo (P^*) para un yacimiento de extensión finita, o también representa la presión estática del yacimiento (P_y), si se trata de un yacimiento de extensión infinita.
4. Calcular el factor daño, a partir de la ecuación:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (\text{Ec.20})$$

Donde: P_{1hr} = Presión a 1 hora, Lpc.

$P_{wf}(\Delta t=0)$ = Presión de fondo fluyente inicial (a $t=0$), Lpc.

m = Pendiente, Lpc/seg.

k = Permeabilidad, miliDarcy.

Φ = Porosidad, fracción.

μ = Viscosidad del fluido, cps.

C_o = Compresibilidad total del sistema. Lpc⁻¹.

R_w = Radio del pozo, pies.

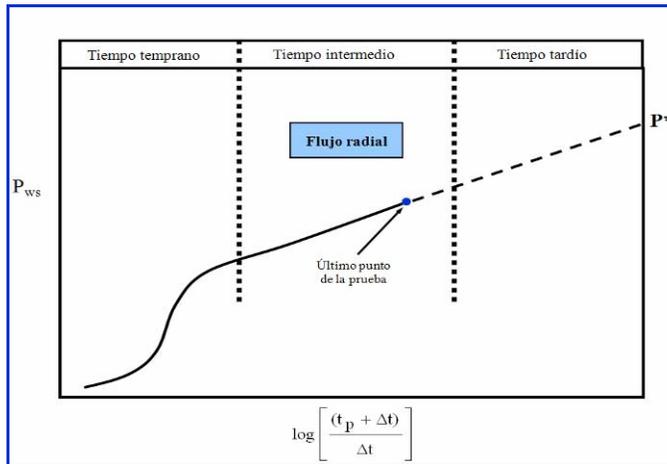


Figura 2.17. Comportamiento de la Presión en gráfico semilog según Horner.

2.3.6.2. Método de la Derivada

El empleo de la derivada ha revolucionado los análisis de pruebas de pozos. Empleando el gráfico de la derivada se puede analizar no sólo la variación de la presión con el tiempo, sino también cómo la derivada de la presión cambia con el tiempo. Para poder obtener la derivada de la presión, primero se debe tener una precisa y frecuente medición de la presión con respecto el tiempo y segundo desarrollar una metodología para calcular esa derivada.

La derivada ayuda a identificar el modelo y el proceso de obtención de parámetros, ya que enfoca la respuesta de la presión (Figura 2.21). La derivada no añade información extra del yacimiento por sí misma, sino que ayuda a observar el verdadero comportamiento de la presión que se oculta en la curva de presión en función del tiempo, y es una especie de lente de aumento que revela tendencias características del reservorio. Entonces, la derivada viene a ser una poderosa herramienta cuando se tiene suficiente información más allá del período de almacenamiento ^[17].

Existen diferentes curvas tipos las cuales son utilizadas para identificar y/o diagnosticar el modelo de yacimiento estudiado (homogéneo, doble porosidad, presencia de limites), mediante una prueba de presión diseñada y ejecutada adecuadamente. Cuando los datos reales cotejan adecuadamente con una curva tipo, se supone que el modelo del yacimiento es similar al utilizado para desarrollar dicha curva tipo. Sin embargo, este principio no es infalible, puesto que varios tipos de yacimientos pueden desarrollar una respuesta de presión con características similares (Figura 2.18).

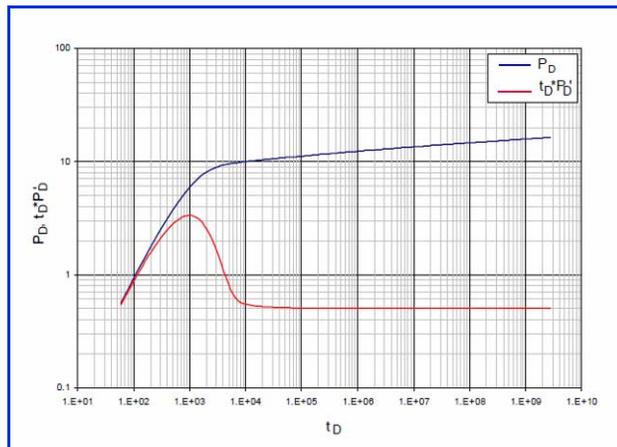


Figura 2.18. Derivada de Presión Analítica para un Yacimiento Homogéneo e Infinito.

Diversos estudios realizados mediante la aplicación de este método, han permitido establecer ciertas características generales que determinan el comportamiento de presión de un yacimiento. Entre ellas se encuentran:

- ✓ Presencia de un máximo en la curva tipo a tiempos tempranos de cierre o de flujo. Este máximo es indicativo de un efecto de almacenamiento y daño en la formación alrededor del pozo. El daño incrementa con el valor del máximo observado. La ausencia de un máximo indica que la formación se encuentra estimulada.

- ✓ Presencia de un mínimo en la curva a tiempos intermedios, el cual indica la heterogeneidad que presenta el yacimiento (zonas con propiedades diferentes o múltiples zonas, entre otros).
- ✓ Periodo de Estabilización, correspondiente al flujo radial del yacimiento, y por lo que se debe aplicar el método de la línea recta semilog en el gráfico de Horner.
- ✓ Tendencias ascendentes y descendentes a tiempos largos durante la prueba. La tendencia ascendente indica la presencia de una barrera de flujo pero existe flujo en alguna otra dirección. La tendencia descendente indica yacimiento cerrado volumétrico o límite de presión constante.

2.3.7. Efecto de Almacenamiento

El almacenamiento post-flujo, ha sido reconocido como un parámetro de gran relevancia en el comportamiento de la presión al comienzo del período transeúnte, cuya teoría asume que el cierre de un pozo en una prueba de restauración ocurre en frente de la arena. Sin embargo, en la mayoría de las pruebas, el pozo es cerrado en superficie, causando que el volumen en el pozo afecte la temprana respuesta de la presión. Cuando el efecto de almacenamiento es significativo, este debe ser considerado en los datos y análisis del período transiente ^[17].

El almacenamiento del pozo, causa que la tasa al frente de la arena (q_s) cambie más lento que la tasa en superficie (q). Este efecto, dice la capacidad del pozo de almacenar fluido por unidad de cambio de presión. Un almacenamiento post-flujo nulo significa que la condición de flujo es impuesta al frente de la arena. Para un efecto de almacenamiento mayor que cero, la mayoría de la tasa de flujo vendría del volumen almacenado en el pozo.

Considerando el caso de una prueba de restauración, cuando un pozo se abre por primera vez para fluir, la caída de presión causa una expansión del fluido

y así la primera producción no es de la formación, sino de lo almacenado en el pozo. La contribución de la formación a la tasa total será inicialmente muy pequeña, sin embargo, la relación q_s/q se incrementará con el tiempo hasta que llegue a 1, significando que todo el fluido que se produzca en superficie viene de la formación. Mientras mayor sea el almacenamiento en el pozo, más tardará en estabilizarse. Por otro lado, cuando el coeficiente de almacenamiento es despreciable, q_s/q es siempre 1.

El coeficiente o constante de almacenamiento es un parámetro usado para cuantificar el efecto del almacenamiento posterior, la cual enmarca el volumen de fluido que viene del pozo, debido a un diferencial unitario de presión y viene definida por:

$$C = \frac{V}{\Delta P} \quad (\text{Ec.21})$$

Donde C =Constante de almacenamiento del pozo, bls/lpc

V = Volumen del fluido producido, bls

ΔP = Cambio en la presión de fondo, lpc

Cuando el pozo está completamente lleno de un fluido monofásico, la ecuación anterior se transforma en:

$$C = V_w c \quad (\text{Ec.22})$$

Donde V_w es el volumen del pozo por unidad de longitud, bls/pie y c es la compresibilidad del fluido en el pozo a condiciones de pozo.

Grafico de Horner	Grafico log-log	Derivada
-------------------	-----------------	----------



Figura 2.19. Comportamiento del Almacenamiento según el Método de Interpretación ^[22].

2.3.8. Radio de Investigación

El radio de investigación dependerá del tiempo de duración de la prueba y del alcance del análisis que se requiera hacer. Si se requiere hacer un estudio para determinar la permeabilidad, el daño en las cercanías del pozo y la P^* , sólo se requerirá el tiempo necesario para que la onda de presión alcance el flujo radial. Si se requiere conocer la geometría del yacimiento, se debe esperar un tiempo adicional para observar el comportamiento de la presión en la recta de Horner y de esta manera poder determinar la existencia o no de límites o fallas en el yacimiento.

Para propósitos prácticos el radio de investigación es equivalente al radio de drenaje, el cual viene definido por las siguientes ecuaciones:

Para un pozo de petróleo:

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{k_o r}{\phi \mu_o C_i}} \quad (\text{Ec.23})$$

Para un pozo de gas:

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{k_g r}{\phi S_g (\mu_g C_i)}} \quad (\text{Ec.24})$$

Las ecuaciones anteriores corresponden a la distancia recorrida por la onda de presión, independientemente de la tasa de flujo.

En la actualidad es posible determinar el momento en el que se ha alcanzado el flujo radial, debido a la existencia de herramientas que miden datos de presión y temperatura en tiempo real ("SRO"), lo que puede determinar el tiempo de duración de la prueba ^[23].

2.3.9. Efecto de Daño

El daño a la formación se puede definir como una reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. Esta reducción puede ser causada durante el período de perforación, completación o producción del pozo. Dicho daño puede ser el resultado del hinchamiento de arcillas presentes en la formación, invasión del lodo de perforación hacia la formación, precipitaciones químicas, formación de emulsiones, deposición de parafinas, entre otros. Este mismo efecto puede ser producido por una reducción en el área ortogonal a la dirección de flujo cerca del pozo, así una penetración parcial puede dar la impresión de una formación dañada. Inversamente, un pozo desviado incrementa el área de flujo cerca del pozo, dando la impresión de un pozo estimulado (con mayor permeabilidad alrededor del hoyo) ^[24].

El daño se expresa en valores de unidades de daño. Cuando una formación tiene un valor de daño mayor que cero ($S > 0$), se considera que el pozo posee restricciones de flujo y mientras mayor sea este valor, mayor será la reducción en la permeabilidad. Cuando el pozo no presenta daño, el valor de S es igual a cero ($S = 0$), mientras que cuando el valor es negativo ($S < 0$), se considera que el pozo se encuentra estimulado. El factor de daño puede variar desde un valor alrededor de -5 para un pozo hidráulicamente fracturado, hasta $+\infty$ para un pozo que se encuentra demasiado dañado para producir.

La siguiente ecuación relaciona el efecto de daño con el radio del pozo, radio

de drenaje y permeabilidades tanto del yacimiento como del área dañada:

$$S = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \quad (\text{Ec.25})$$

Esta expresión indica que si el área alrededor del pozo tiene menor permeabilidad que la permeabilidad del yacimiento, es un pozo dañado y la S será mayor que cero. Si la permeabilidad alrededor del pozo es mayor que la permeabilidad del yacimiento, entonces es un pozo estimulado y la S tendrá un valor inferior a cero.

Si la permeabilidad alrededor del pozo es mucho más grande que la permeabilidad del yacimiento (un pozo de amplio radio), se puede reescribir la ecuación de la siguiente forma:

$$S = - \ln \left(\frac{r'_w}{r_w} \right) \quad (\text{Ec.26})$$

$$r'_w = r_w e^{-S} \quad (\text{Ec.27})$$

Donde r'_w usualmente es referido como el radio efectivo del pozo. Si S es un valor negativo, el radio efectivo del pozo será mayor que r_w . Si S es un valor positivo, el radio efectivo del pozo será menor que r_w . El radio efectivo del pozo es un término desarrollado para describir el radio equivalente de un pozo con un valor de S igual a cero. Así el pozo dañado bajo consideración es equivalente a un pozo con una S igual a cero, pero con un radio efectivo menor. De esta manera, ambos pozos reales y equivalentes tendrían la misma productividad bajo la misma caída de presión.

$$S < 0 \Rightarrow r'_w > r_w$$

$$S > 0 \Rightarrow r'_w < r_w$$

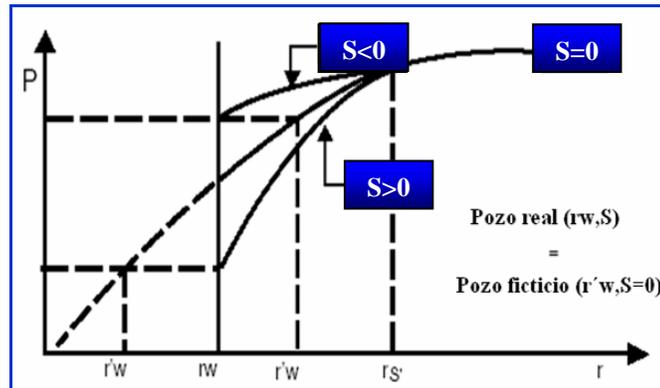


Figura 2.20. Representación gráfica del Efecto de Daño en el Pozo.

2.3.10. Límites

Los límites de un yacimiento pueden estar representados por cualquier barrera, bien sea impermeable, como una falla sellante, semi-permeable, como las heterogeneidades de la roca o completamente permeable, como en el caso de un acuífero o una capa de gas. Cada uno de estos límites se representa de forma diferente en el comportamiento de la presión.

Existen muchos procedimientos empleados para la determinación de la distancia del pozo a los límites del yacimiento, sin embargo uno de los más conocidos es el método de Gray para la determinación de la distancia a una falla sellante. El desarrollo de las soluciones de la ecuación de difusividad para una prueba de restauración en el caso de un yacimiento limitado por una falla sencilla, conduce a la definición de dos líneas rectas en el gráfico de Horner de los datos de presión en función del tiempo, siendo la primera de ellas la representación del periodo de acción infinita y transitorio (m_1) y la segunda (m_2), representativa del límite. Matemática y físicamente estas pendientes de dichas rectas se relacionan de la manera ($m_2=2*m_1$), es decir, la segunda recta es de pendiente dos veces mayor que la primera. El método de Gray consiste en la identificación de estas dos pendientes en el gráfico semilog y

el cálculo de la distancia a la falla mediante la aplicación de la ecuación 2.8, que depende del tiempo en el cual las dos rectas se interceptan ^[21]. La ecuación sugerida por Gray para el cálculo de la distancia a la falla es la propuesta por Davis y Hawkins, mostrada a continuación:

$$L = \sqrt{\frac{0.000148 k \Delta t x}{\phi \mu C_t}} \quad (\text{Ec.28})$$

2.3.11. Segregación de Fases

Cuando la presión de la formación cae por debajo de la presión de burbujeo en un yacimiento de petróleo, o por debajo del punto de rocío en un yacimiento de gas condensado, ocurre flujo composicional bifásico en la región cercana al pozo. Este fenómeno es conocido como segregación o distribución de fases. Para el caso de petróleo o petróleo volátil por debajo del punto de saturación, a medida que la presión disminuye parte del gas en solución es liberado, produciendo reducción en la permeabilidad del petróleo, debido a la presencia de gas libre y al incremento de la saturación de gas en el yacimiento. En este caso el índice de productividad del pozo se reduce, a la vez que el daño total se incrementa, y las permeabilidades relativas a cada fluido juegan un papel importante en el comportamiento de influjo del pozo ^[25].

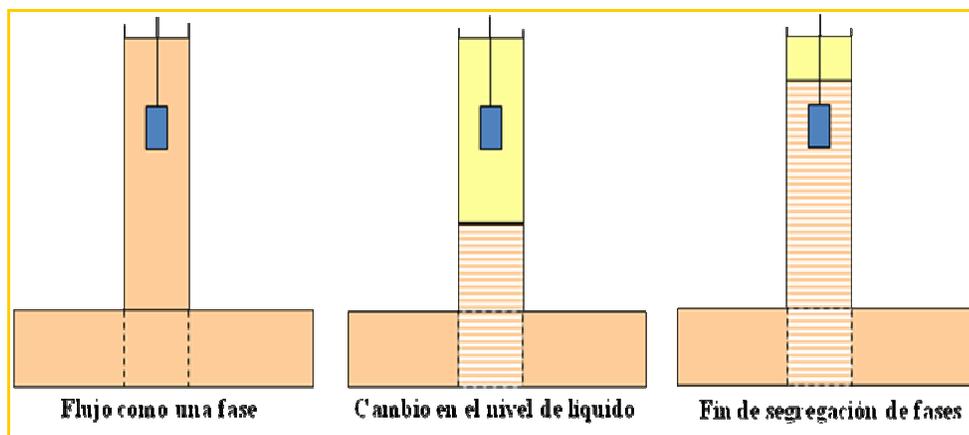


Figura 2.21. Comportamiento de Segregación de Fases

2.3.12. Planificación de una Prueba

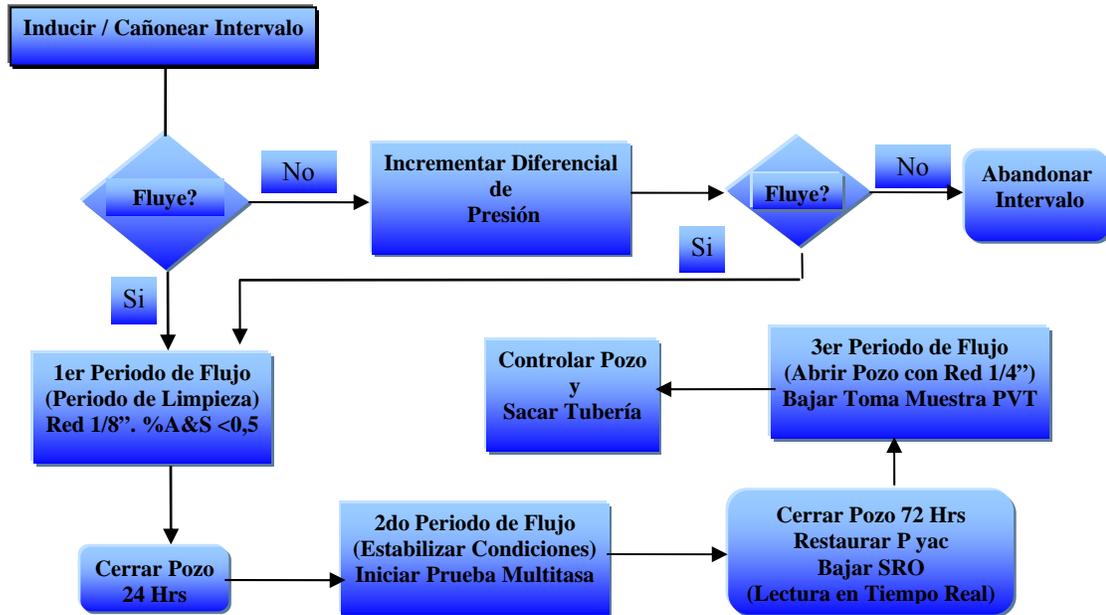
El diseño de una prueba es el primer paso en su planificación. Muy frecuentemente, planificaciones inadecuadas traen como consecuencia problemas y errores costosos. Naturalmente, conocer acerca del sistema pozo-yacimiento, ayuda enormemente para que la planificación sea diseñada en función de captar la mayor cantidad de información posible en la prueba^[26].

Entre la información preliminar que se debe reunir, se tiene:

- ✓ Historias de producción
- ✓ Data sísmica, mapas estructurales (geología)
- ✓ Petrofísica, registros de pozos.
- ✓ Presiones de poro.
- ✓ Información sobre operaciones de perforación

Las pruebas en pozos exploratorios revisten gran importancia, debido a que los resultados obtenidos del análisis de los datos de presión y producción, como son los parámetros de yacimiento, así como la descripción del área de drenaje, pueden ser indicativos de la comercialidad o abandono del pozo. En estos pozos, debe incluirse como parte del diseño la toma de la muestra de fluido productor y el procedimiento para la toma de la misma, dependiendo del tipo de fluido: petróleo, gas o gas-condensado. La muestra se usará para el análisis PVT.

A continuación se presenta un diagrama del diseño de evaluación, para el caso de un pozo exploratorio.



La forma de conducir una prueba depende de los objetivos de la misma, las características del sistema pozo- yacimiento, la forma con que se analizan los datos de la prueba y más que eso, los requerimientos de las agencias gubernamentales.

2.3.13. Sarta DST

La sarta de prueba, así como el equipo de prueba necesario para la ejecución de la misma, depende principalmente de la completación del pozo, y si la prueba se efectúa con taladro en sitio o no. Debe ser parte del diseño de la prueba sugerir el tipo de sarta adecuada, a fin de lograr los objetivos deseados. En el caso de pozos exploratorios y de realizarse la prueba con taladro, al tipo de sarta se le denomina DST (Drill Steam Test), que significa que la prueba se efectúa con la asistencia del taladro ^[27].

De no existir el taladro, el tipo de sarta o la configuración a usar para la prueba puede ser tan simple como la de posicionar el sensor de presión en el fondo, bien sea en un nicle de asiento o de suspender el mismo vía cable, a la profundidad de

la zona de interés, o de ser necesario, incorporar herramienta de cierre de fondo.

2.3.13.1. Función de la Sarta Drill Stem Test (DST)

La función principal de un DST, tanto en un hoyo abierto como en un hoyo entubado es:

- ✓ Aislar la zona de interés.
- ✓ Mantener en control el flujo de la formación.
- ✓ Comunicar el fluido a la superficie.
- ✓ Adquirir datos de fondo.
- ✓ Tomar muestras de fluidos de formación.
- ✓ Monitorear el pozo de manera dinámica.

Las sargas para pruebas de pozos y las herramientas que las componen se pueden utilizar para varios tipos de pruebas (Tabla 2.7). El diseño de la sarga se deriva del tipo de pozo y de el equipo existente, así como de la secuencia y los objetivos de la pruebas ^[25].

Tabla 2.7. Herramientas y Funciones de los Componentes de una Sarta DST.

Herramienta	Función
Tubería de producción o de perforación	Proporciona un ducto para el flujo hasta la superficie.
Junta expansión y contracción	Compensa la contracción o expansión de la sarta.
Drill collar o barra de peso	Provee peso para las herramientas de fondo de pozo.
Válvula de circulación	Permite la circulación del contenido de la sarta al final de la prueba.

Válvula de prueba	Permite realizar una prueba de integridad a la tubería de producción.
Sub radiactivo	Nos da un punto exacto de la ubicación de la sarta de prueba durante operaciones de cañoneo del pozo.
Válvula de fondo (PCT)	Permite el flujo de la formación.
Herramienta de referencia	Minimiza los efectos de sobrepresión o pistoneo y atrapa la presión hidrostática de referencia en la válvula PCT.
Sensor	Registra la presión y temperatura en función del tiempo durante la prueba.
Martillo	Permite golpear la sarta al momento de desasentar la empacadura o en caso de quedar atascada la sarta ayudaría a liberarla.
Junta de seguridad	Permite desenroscar en caso de que la sarta se atasque y no pueda ser liberada al utilizar el martillo.
Empacadura	Provee aislamiento entre el espacio anular y la formación.
Tubería perforada	Provee una vía para que fluyan los fluidos de la formación.
Sub de flujo	Permite direccional el fluido hacia el tubing y posee una bandeja de porcelana que evita la acumulación de desechos en el la cabeza de disparo.
Tubería	Permite espaciar las herramientas de los explosivos.
Cabeza de disparo	Inicia la secuencia de disparo.
Espaciador	Separa los cañones de la cabeza de disparo o un canon de otro (dispositivo de seguridad).
Cañón	Contiene las cargas a disparar.

2.3.14. Sistema de Medición en Tiempo Real

El sistema de medición y transmisión por cable en tiempo real de fondo del pozo, conocido como SRO en diversas empresas de servicio, combina las mediciones del fondo del pozo y las lecturas de la superficie para operaciones de pruebas de presión. Se ubica alrededor de un adaptador en la herramienta de medición sirviendo de apoyo hasta para cuatro sensores. Cada sensor es accionado y programado individualmente y puede portarse selectivamente para leer la presión por encima o por debajo de la

válvula de prueba o en el anular. En su configuración más simple (cuando solo se requiere medición de fondo del pozo) este sistema es corrido como un instrumento de medición independiente, por encima o por debajo de la empacadura. Los datos obtenidos por el sistema en tiempo real son redundantes, flexibles y de alta calidad [27].

2.3.15. Registros de Producción

A pesar de que los registros de producción (production log), son generalmente ejecutados para diagnosticar problemas en el fondo del pozo cuando se presentan anomalías en las tasas de flujo de superficie, estas herramientas pueden ser usadas durante pruebas transientes de fondo del pozo para determinar propiedades del yacimiento. En esencia, medir la tasa de flujo en el fondo del pozo, justo por encima de la zona productora, permite una mejor interpretación debido a que los problemas de almacenamiento son casi eliminados. Los análisis de estos transientes de flujo permiten estimar parámetros tales como permeabilidad, daño y presión a un determinado instante de la vida del yacimiento [27].

Las herramientas de los registros de producción miden las tasas de flujo con mayor exactitud que los equipos en superficie, especialmente por cambios pequeños en las tasas.

La finalidad de cada uno de los sensores que conforman un registro de producción se describe brevemente a continuación:

- ✓ GR-CCL (Gamma Ray – Casing Collar Log): Sirve de correlación para los registros a hueco entubado o abierto y evalúa las condiciones de completación.

- ✓ Sensor de Presión: Es utilizado para el cálculo de los parámetros del yacimiento como presión inicial, presión de fondo, gradientes estáticos y dinámicos, geometría del yacimiento, entre otros.
- ✓ Temperatura: Con esta herramienta es posible determinar el flujo cruzado entre capas y detectar anomalías del pozo.
- ✓ Densidad: Determina la capacidad de los fluidos para cada intervalo abierto a flujo y ayuda a la identificación de los mismos.
- ✓ Medidor de Flujo: Señala el perfil de producción de cada intervalo abierto a flujo.

CAPÍTULO 3

MARCO METODOLOGICO

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos en este proyecto, se empleó una metodología destinada al diseño de pruebas de presión para un pozo exploratorio del Campo Travi, la cual permita obtener resultados con un porcentaje de error mínimo acerca de los parámetros del yacimiento. Esta metodología es de tipo documental, descriptiva y correlacional, sustentada por referencias bibliográficas y sistemas computarizados.

3.1. Nivel de la Investigación

De acuerdo con la metodología planteada para el alcance de los objetivos propuestos, la investigación realizada se puede definir como tipo *descriptiva*, ya que se trabaja sobre realidades de hecho y su característica fundamental es la de presentar una interpretación correcta.

En el estudio realizado, lo anterior se puede observar, ya que el mismo se basó en la descripción de las características de un grupo de variables independientes como permeabilidad, daño, presión de yacimiento, entre otros; tal y como se obtuvieron en la evaluación de los pozos exploratorios del Campo Travi, a fin de analizar y diseñar las pruebas de presión de manera confiable.

Además, este estudio se asocia a tipos de investigación *explicativa y correlacional*, ya que busca el porque de los hechos y en caso de existir una correlación de variables, permite anticipar como se comporta esa variable por medio de los cambios que sufre la otra.

3.2. Diseño de la Investigación

En atención al diseño, la investigación se clasifica como *documental y no experimental*, ya que se realizó a través de consultas bibliográficas, entrevistas, consultas a la red, entre otros; así como también mediante la recolección de datos reales provenientes de las pruebas tomadas a los pozos en estudio, sin manipular ni controlar variable alguna.

3.3. Procedimiento Metodológico

3.3.1. Revisión Bibliográfica

En esta etapa se realizó la búsqueda y recolección de información relacionada con la pruebas de presión, englobando todo lo que a estas se refiere, como los tipos de pruebas, objetivos, métodos empleados para su interpretación, entre otros.

Además, se investigó acerca de la evaluación de pozos exploratorios del Campo Travi mediante pruebas de presión con la técnica DST. Todo esto, con el fin de realizar y establecer los fundamentos teóricos que sustentaran el problema, y de esta manera cumplir con los objetivos y pautas durante el desarrollo de este estudio.

Esta etapa de investigación, se logró a través de la revisión de proyectos, libros, reportes técnicos, sumarios operacionales, papers, Internet y consultas al servidor PLCGUA 704 del Departamento de Operaciones Geológicas de la Gerencia de Exploración – PDVSA (Figura 3.1).

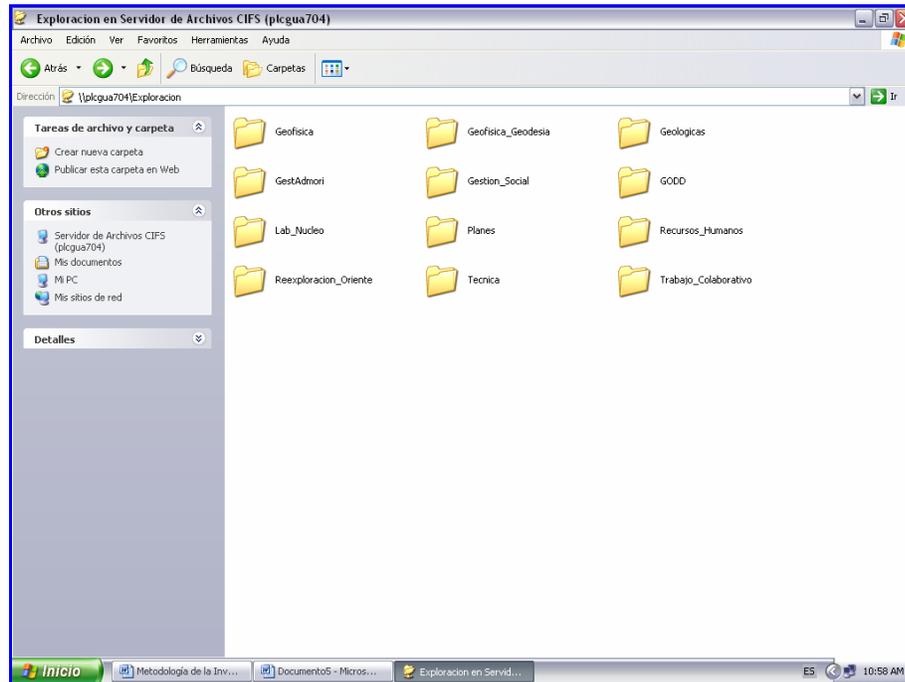


Figura 3.1 Información contenida en el Servidor PLCGUA 704.

3.3.2. Recopilación de las Pruebas de Producción

La información de las pruebas se recopiló en el servidor PLCGUA 704 del Departamento de Exploración – PDVSA y el sistema de archivos digitalizados SIMDE (Figura 3.2), donde se almacena toda la información de los pozos, en este caso particular, las pruebas de producción DST desarrolladas en los pozos exploratorios del Campo Travi. En estos informes técnicos se registran, desde la secuencia de la prueba con sus problemas operacionales, hasta los resultados de las mismas.

Además, la carpeta de pozos SIMDE cuenta con documentos, imágenes y eventos más importantes ocurridos en los pozos, así como también, las especificaciones de todos los trabajos realizados a lo largo de la vida del pozo. Estos archivos, se encuentran organizados por Campo y cada carpeta contiene información

de análisis, pruebas, correspondencia, diagramas, registros, informes financieros, sumarios geológicos, y reportes operacionales de los pozos completados.

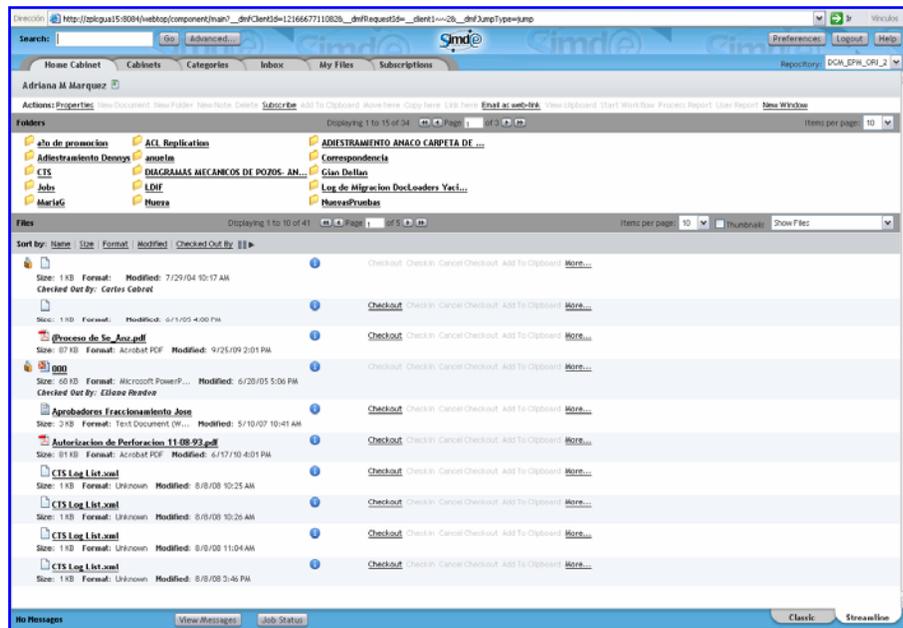


Figura 3.2 Ventana de Carpeta de Pozos (SIMDE).

3.3.3. Pruebas de Producción

Luego de la recopilación de las pruebas de producción DST realizadas en los pozos exploratorios del Campo Travi, se hizo un resumen de la evaluación de cada uno de los pozos a nivel de la Formación Naricular Superior, debido a que es el objetivo primario de la perforación en dicho Campo.

Es importante resaltar, que el resumen cuenta con la información petrofísica de la Formación Objetivo, las especificaciones del cañoneo para la ejecución de las pruebas DST, el desarrollo secuencial de estas, los puntos de presión tomados en el yacimiento y los resultados obtenidos de cada prueba.

3.3.4. Selección de las Pruebas de Producción

Para este estudio, se seleccionaron las pruebas de producción realizadas en los intervalos prospectivos de la Formación Naricual para cada pozo de Campo Travi. Dicha selección se basó, en que no todas las pruebas son representativas, pues, los resultados que se obtuvieron de los parámetros del yacimiento, tales como: capacidad de flujo, permeabilidad, daño a la formación y presión del yacimiento, no fueron confiables. Por tanto, fueron descartadas de acuerdo a los siguientes criterios de selección:

- ✓ El aporte del pozo no fue significativo y el comportamiento de presión desarrollado durante la operación estuvo dominado por los efectos del pozo, lo cual hace que los periodos de flujo y cierre no sean válidos para la interpretación o cuantificación de los parámetros de Formación.

- ✓ No existió aporte de la Formación hacia el pozo, por consiguiente no se fue posible definir la existencia de un fluido contenido en el intervalo.

3.3.5. Información requerida para la Interpretación de las Pruebas de Presión.

En los pozos exploratorios, es necesario disponer de un mínimo de información requerida y obligatoria para la interpretación de las pruebas de presión, con el fin de realizar un estudio representativo. Esta información se limita a:

- ✓ Datos petrofísicos
- ✓ Información de los Análisis PVT

Es importante destacar, que tanto los datos petrofísicos como los análisis PVT deben ser certificados, para continuar con los próximos pasos de interpretación. Por

tanto, se validó la información petrofísica junto con un especialista en interpretación, mediante los registros de pozos. De igual forma, se recopiló toda la información referente a los análisis de las pruebas de fluidos PVT de los intervalos prospectivos de los pozos en estudio para su validación, es decir, probar la representatividad y consistencia de las pruebas de expansión a composición constante y liberación diferencial realizada en el laboratorio.

Es necesario resaltar, que un análisis de los estudios PVT correctamente realizados proveniente del intervalo de interés, representan un amplio grado de confiabilidad en relación a las características de los fluidos; ya que en los análisis provenientes de los pozos vecinos del campo indican menor confiabilidad y aun más si por motivos económicos o técnicos no se disponen de estos, teniendo que recurrir a correlaciones representativas del Campo en estudio, para determinar los parámetros PVT necesarios para la interpretación de las pruebas de pozos. De manera positiva, todos los análisis PVT validados provenían de los intervalos de interés del Campo Travi.

3.3.6. Validación de los Análisis PVT

La validación de los resultados obtenidos de los análisis PVT, se realizó con el fin de comprobar con certeza las propiedades de los fluidos presentes en el Campo Travi. Dicha validación no es más que corroborar por cálculos matemáticos que los datos suministrados por los laboratorios estén correctos y representen las características del fluido que contiene la Formación en el intervalo evaluado. Esta validación, se realizó mediante los siguientes métodos.

3.3.6.1. Validación mediante la Linealidad de la Función “Y”

Con éste método se comprueba que la presión de burbuja del crudo sea la correcta, obtenida por el laboratorio durante la prueba de liberación instantánea. Para esto, se

calculan los valores de función “Y” mediante la ecuación 3.1, y se gráfica en función a los valores de presión de la prueba de liberación instantánea, mediante los datos de presión y volúmenes relativos respectivos.

$$y = \frac{(P - P_b)}{P \left(\frac{V}{V_b} - 1 \right)} \quad (\text{Ec.3.1})$$

En la Figura 3.3, se muestran los datos para el cálculo de la Función Y, el cual se realizó mediante el programa Excel.

	P. Burbuja									
Presión de Presión (Lpcr)	4703	4688	4193	3790	3234	2690	2228	1738	1336	1147
Volumen Relativo	1	1,001	1,0385	1,0796	1,1598	1,2813	1,4433	1,7277	2,1388	2,4403
Volumen Básico a P. (cc)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Función Y	0	3,189657	3,1482117	3,0146527	2,8296673	2,6457874	2,4894665	2,3246883	2,1889546	2,1252734

Figura 3.3 Datos para el calculo de la Función Y

En esta prueba la gráfica obtenida debe reflejar un comportamiento lineal, demostrando así que la presión de burbuja es la correcta y el crudo no presenta grandes cantidades de compuestos no hidrocarburos como CO₂, agua, entre otros, ni

tampoco cálculos erróneos a la hora de tomar la muestra y al momento en que se realizaron los análisis del fluido en el laboratorio.

En la figura 3.4, se observa el comportamiento del gráfico de linealidad, una vez realizada la prueba de la Función Y.

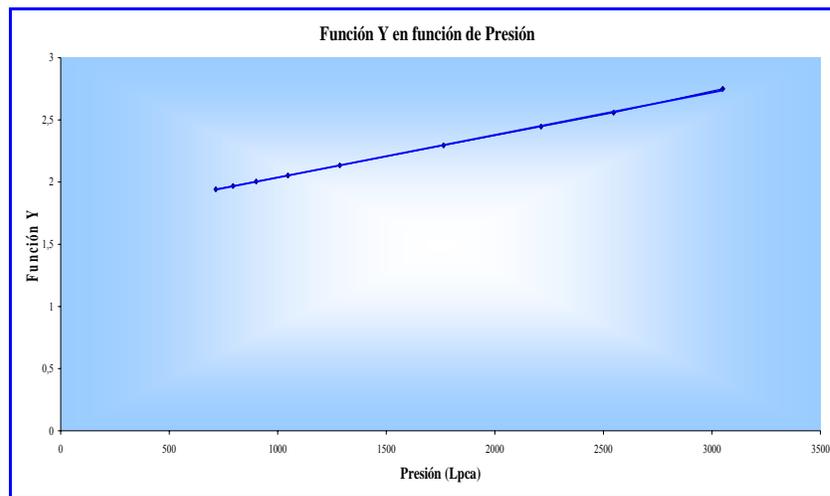


Figura 3.4 Linealidad de la Función Y

En caso de la gráfica no presentar una línea recta en su totalidad, sino que al final de la pendiente sufra un cambio por debajo, se dice que la presión de burbuja está sub-estimada, y el valor es mayor al que debería tener la verdadera presión de burbuja. Si en cambio, el final de la pendiente está por encima, se dice que la línea está sobre estimada y el valor de la presión de burbuja sería menor a la que debería tener la verdadera presión de burbuja.

Cuando estos cambios de pendiente se presentan, los valores de la recta deben ser ajustados para obtener el valor real de la presión de saturación, mediante pasos matemáticos.

3.3.6.2. Validación mediante la Prueba de Balance de Materiales

Es necesario validar los resultados del informe PVT a través esta prueba. En ella, se utilizan los resultados obtenidos por la prueba de liberación diferencial, donde se simula el agotamiento del yacimiento, cambiando la composición del crudo.

Esta prueba, consiste en revisar que los datos del R_s experimental obtenidos en el laboratorio, sean iguales o en su defecto, tengan una variación menor de 5%, cuando se les compara con los resultados del R_s calculado por balance de materiales.

En la elaboración de esta validación mediante la prueba de balance de materiales, fue preciso trabajar con los datos de la prueba de liberación diferencial reportados en los análisis PVT del fluido. Entre estos, se tiene; la temperatura a la cual se realizó la prueba, la gravedad °API del crudo residual, la presiones de la prueba y la relación gas petróleo en solución experimental, factor volumétrico del petróleo, densidad del petróleo, gravedad específica del gas correspondiente a cada presión.

Con estos valores, se procedió a calcular los resultados del balance de materiales, a través de las siguientes fórmulas matemáticas:

Masa del petróleo:

$$m_{oi} = (B_{odi} - \rho_{odi}) \frac{gr}{cm^3} * 1000cm^3 \quad (Ec.3.2)$$

Masa del gas:

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-i} \quad (Ec.3.3)$$

Volumen del gas:

$$v_{gi} = \frac{379.4}{28.96 * 454.7} * \frac{m_{gi}}{y_{di}} pcn \quad (Ec.3.4)$$

Relación gas petróleo en solución:

$$R_{si} = R_{sdi} - 1 + 159V_{gi} \quad (\text{Ec.3.5})$$

El balance de materiales, se realizó a través de una hoja de calculo “Excel”, como se muestra en la Figura 3.5.

		P. Atmosférica									
		T. Ambiental Vaciamiento									
		0	0	200	800	1400	2000	2600	3200	3968	3968
Presión Lpca		0	0	200	800	1400	2000	2600	3200	3968	3968
Temperatura (°F)		60	60	297	297	297	297	297	297	297	297
Relación Gas Petróleo en Solución, Experimental (PCN/B)		0	0	0	141	302	436	578	735	915	1215
Factor Volumétrico del petróleo (BV/BN)		1	0.998	1	1.264	1.368	1.436	1.515	1.595	1.691	1.854
Densidad del Petróleo (gr/cc)		0	0.79	0.7783	0.7554	0.7328	0.7179	0.6991	0.6828	0.6646	0.6375
Gravedad Específica del Gas		0	2.41	2.389	1.354	0.976	0.898	0.885	0.884	0.892	0.9
Masa de Petróleo (gr)		878.336	878.336	778.5	954.826	1002.4704	1030.904	1059.1365	1089.066	1123.8386	1181.925
Masa de Gas en Solución (gr)		0	0	99.836437	176.326	47.6448	28.434	28.2121	29.9295	34.7726	48.0864
Volumen de Gas en Solución (PCN)		0	0	1.193480394	2.12639	1.0137716	0.839327	0.9057537	0.9743151	1.1332563	1.8760865
Relación Gas Petróleo en Solución, Calculada (PCN/BN)		0	0	189.7633827	148.332	309.52196	442.978	586.98985	741.90596	922.09372	1220.3915
% de Error entre Rs Experimental y Rs Calculada				0	4.94315	2.430186	1.574584	1.531517	0.93084	0.769305	0.441782
Resultado				(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)

Figura 3.5 Datos para el Balance de Materiales.

Los datos de Rs calculados, se comparan posteriormente con los valores del Rs que se obtuvieron de los análisis PVT realizados en el laboratorio, como se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Balance de Materiales

Presión Lpem	0	200	800	1400	2000	2600
Masa de Petróleo (gr)	878.336	954.825	1002.470	1030.904	1059.136	1089.066
Masa de Gas en Solución (gr)	176.325	47.644	28.434	28.232	29.929	34.772
Volumen de Gas en Solución (PCN)	0	2.1263	1.013	0.839	0.905	0.974
Relación Gas Petróleo en Solución, Calculada (PCN/BN)	-	148.332	309.521	442.975	586.989	741.905
% de Error entre Rs Experimental y Rs Calculada	-	4.943147	2.430186	1.574	1.531	0.930
Resultado	-	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)

3.3.7. Software ECRIN-SAPHIR

Para la interpretación de las pruebas de presión DST mediante el software Ecrin-Saphir, era necesario un buen manejo del mismo. Por tal razón, se hizo uso de un manual digitalizado, el cual contribuyó al aprendizaje y dominio práctico del software, debido a que se planteaban una serie de ejercicios, los cuales fueron realizados con éxito. (Figura 3.6).

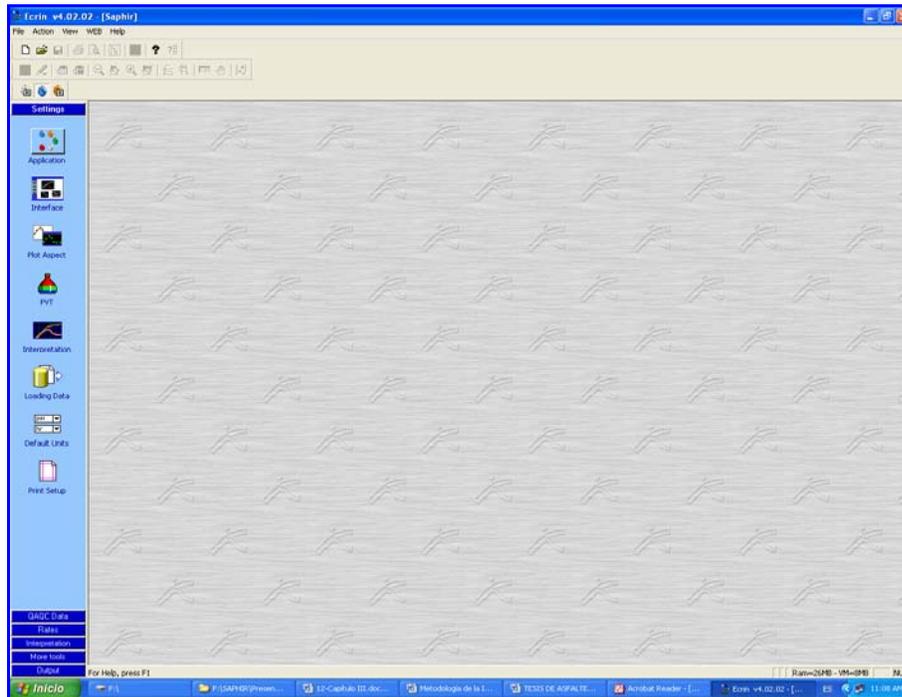


Figura 3.6 Ventana principal del Software SAPHIR

3.3.8. Integración de los Datos para la Interpretación de las Pruebas de Presión DST.

Los requerimientos mínimos para proceder a la interpretación de la prueba mediante el software Ecrin-Saphir, son los provenientes de la evaluación petrofísica y datos del pozo, tales como: radio del pozo, compresibilidad total, porosidad, espesor de la arena neta petrolífera donde se encuentra completado el pozo, las propiedades del fluido del yacimiento, así como también los datos de presión y tasas de flujo registrados de la prueba.

Antes de iniciar a la interpretación de las pruebas de presión, se debe tener claro las tasas de flujo y los reductores utilizados, además de los cierres durante el desarrollo de la prueba.

Cabe destacar, que existió una limitante a la hora de interpretar las pruebas, debido a que no fueron encontrados todos los archivos ASCII provenientes de las mismas.

Seguidamente, se realizó la validación de los datos obtenidos durante el desarrollo de las pruebas; para esto, fue necesaria la revisión de los puntos de presión registrados por los sensores durante el desarrollo de la misma. De esta forma, se pueden detectar posibles fallas en las herramientas de medición, problemas mecánicos del pozo, o cualquier otro problema durante la operación de las pruebas que afectara esa medición.

Los métodos de análisis utilizados para las interpretaciones de las pruebas de presión, corresponden a los métodos referidos al flujo de fluidos en el medio poroso, entre los cuales el más utilizado actualmente es el método de la derivada, logrando simular los datos de presión de los pozos en estudio.

3.3.8.1. Carga de Datos del Pozo

En esta sección inicial del software para la interpretación de pruebas de presión, se cargan los parámetros requeridos como: radio de pozo, espesor de la zona de interés, porosidad, compresibilidad total y tipo de fluido del intervalo prospectivo (Figura 3.7).

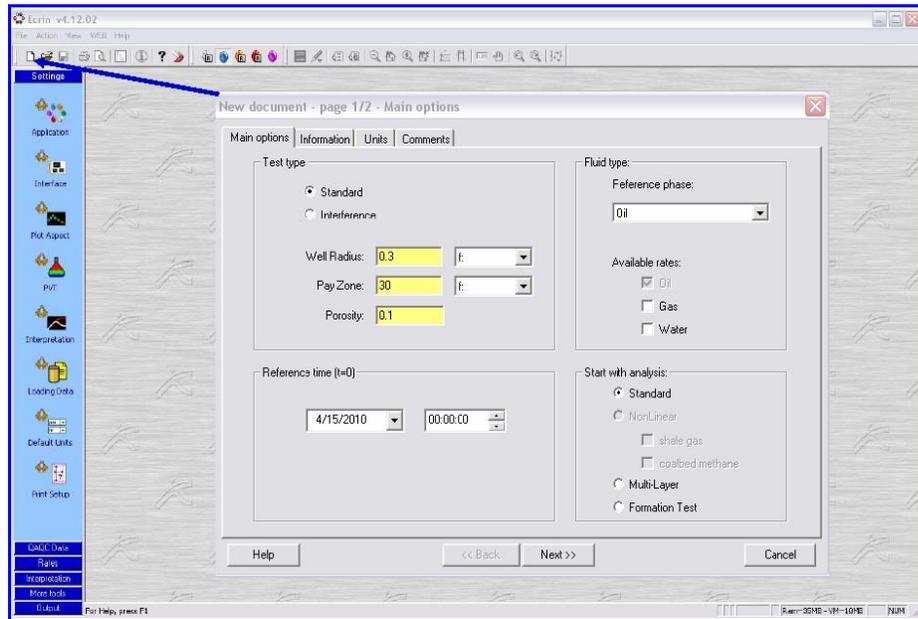


Figura 3.7 Carga de Datos del Pozo.

También se definen las condiciones iniciales de los fluidos PVT de la formación, como se muestra en la figura 3.8.

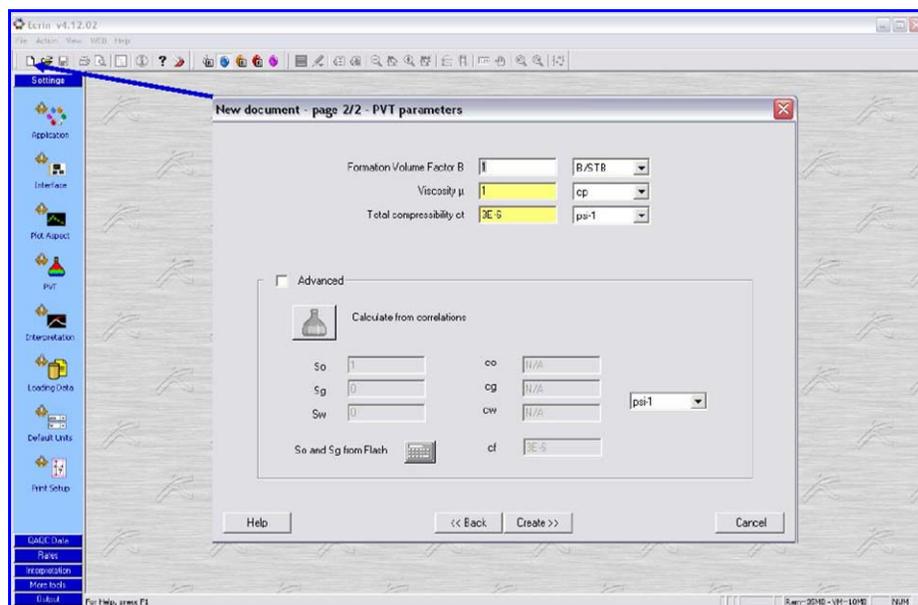


Figura 3.8 Carga de los parámetros PVT.

3.3.8.2. Carga de Datos de Presión

En esta etapa, se cargó la data de presión de cada prueba (archivos ASCII), reportada por la empresa de servicios encargada.

El suministro de datos en el software se realizó a través de la sección Load P del mismo, donde se debe escoger tanto el formato de tiempo correcto, como las unidades de los datos de presión registrados al producirse los cambios en las tasas de aporte de fluidos, como consecuencia de los cambios de reductores. Esta información es anexada al simulador a través de la ventana mostrada en la Figura 3.9.

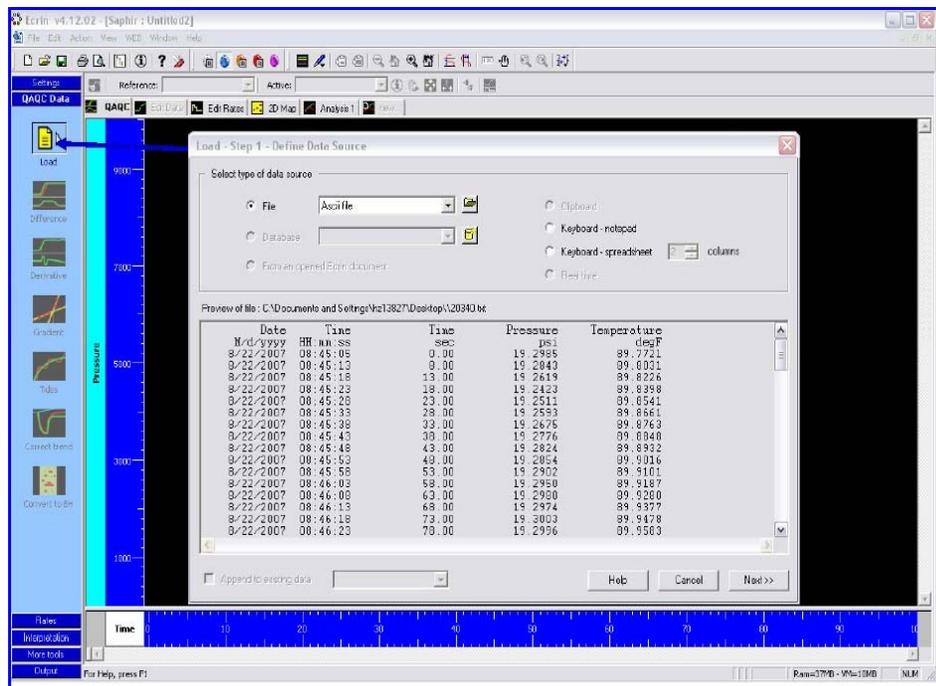


Figura 3.9 Carga de Datos de Presión y Temperatura.

3.3.8.3. Carga de los Datos de Producción

Una vez cargados los datos de presión de las pruebas, se cargaron los datos de producción del pozo a través de la sección en Loop Q del software, señalándose el

formato de la fecha y las unidades de la tasa de flujo, como se observa en la figura 3.10.

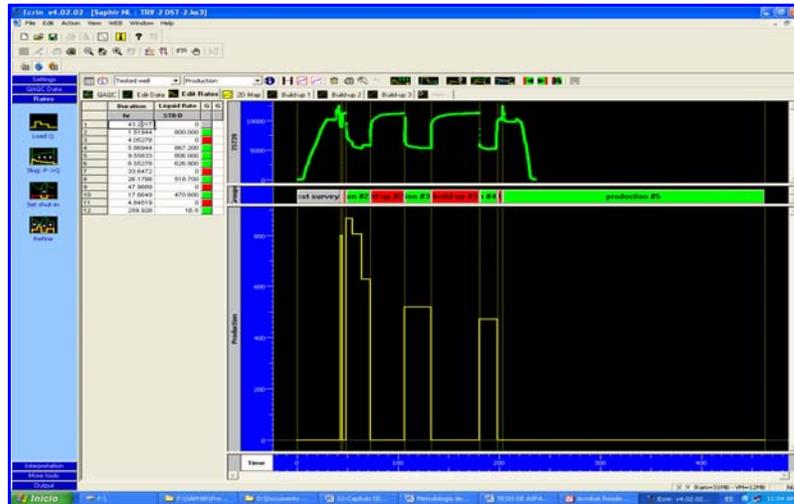


Figura 3.10 Carga de Datos de Producción del Pozo.

3.3.8.4. Sincronización de la Prueba

Agregada la información al simulador, se visualizó todo el procedimiento de la prueba en la interface de visión general del software, donde se tiene toda la información en conjunto de las tasas, presión y tiempos de prueba; donde se sincronizaron los datos mediante la ventana de cotejamiento manual, los cuales resultan de los periodos de flujos y cierres controlados, según el comportamiento de la misma (Figura 3.11).

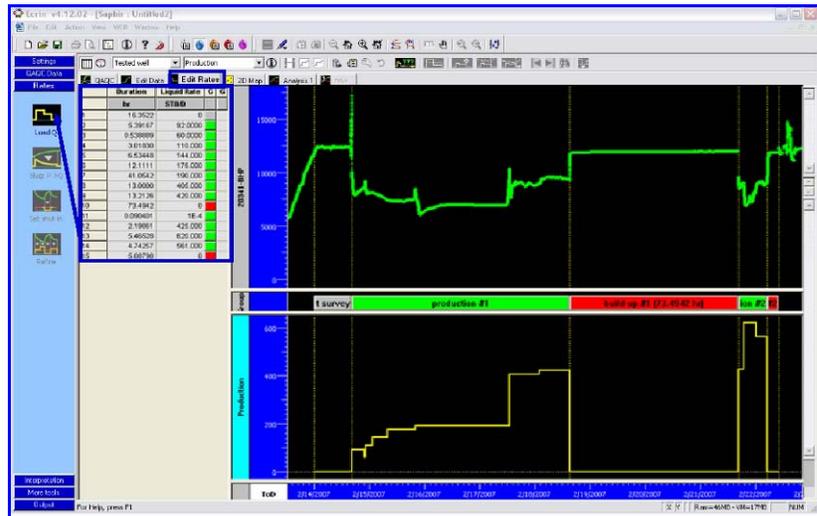


Figura 3.11 Sincronización de los Datos de Presión y Producción.

3.3.8.5. Curvas de los Datos de Presión

Una vez cargados todos los datos requeridos para la interpretación de la prueba y de haber realizado la sincronización de los mismos en el simulador, se generó la curva de los datos de presión en graficas cartesianas (historia de producción), semilogarítmica (superposición) y doble logarítmica (derivada de presión), fundamentales para la determinación de las propiedades del yacimiento, mediante la sección del software Interpretation – Extract DP (Figura 3.12).

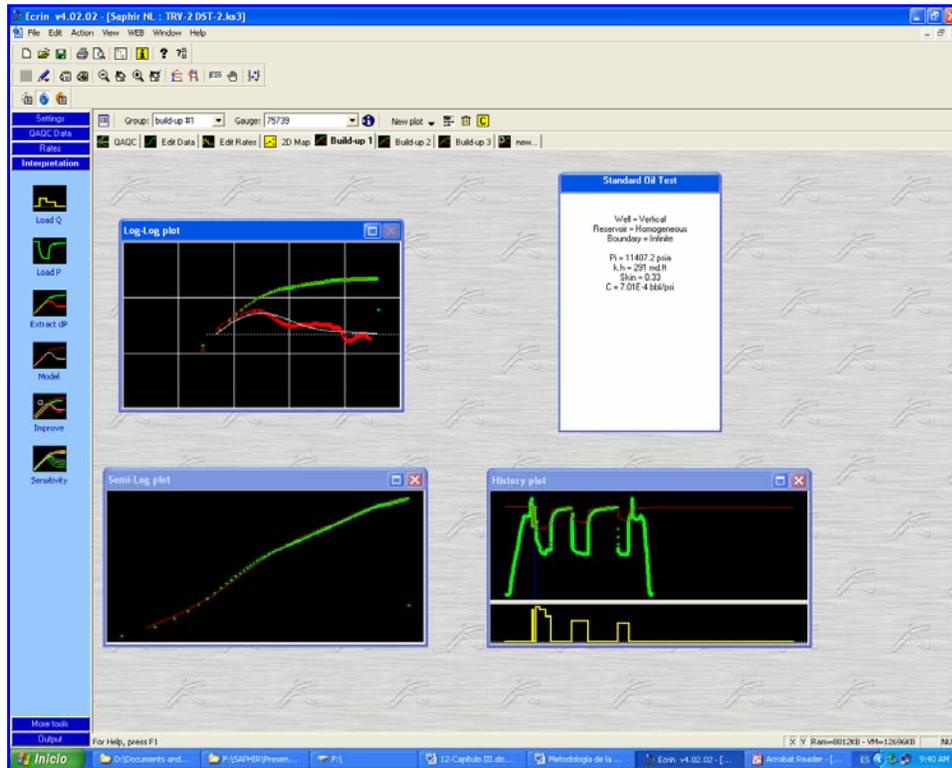


Figura 3.12 Curvas del Ajuste del Modelo.

En esta fase de interpretación de la prueba, se debe seleccionar los periodos de flujo o cierre a interpretar. Las propiedades del yacimiento son determinadas en una prueba mediante la medición de dos variables, estas son las tasas de flujo y presiones. Al crearse una perturbación en el yacimiento, se manipula la variable tasa de flujo, la cual debe permanecer constante para lograr la confiabilidad de los parámetros de la formación, sin embargo, en la realidad esto resulta muy difícil, ya que la mayoría de los pozos muestran inestabilidad durante los periodos de flujo, lo que hace pensar que la única manera de controlar dicha variable y mantenerla constante es cuando su valor es cero, lo cual es parte de un pozo cerrado a flujo. Por tal razón, generalmente se seleccionan los periodos de restauración de presión para realizar la interpretación y determinar los parámetros del yacimiento, a fin de garantizar la confiabilidad de los resultados.

En este caso, las pruebas DST por lo general presentan dos periodos de cierre, seleccionando para la interpretación la restauración final, debido a que garantiza que el pozo este fluyendo previamente de manera estable y la perturbación del yacimiento haya alcanzado un radio de investigación considerablemente extenso, en comparación con el cierre inicial. Esta selección se observa en la figura 3.13, mediante el software utilizado.

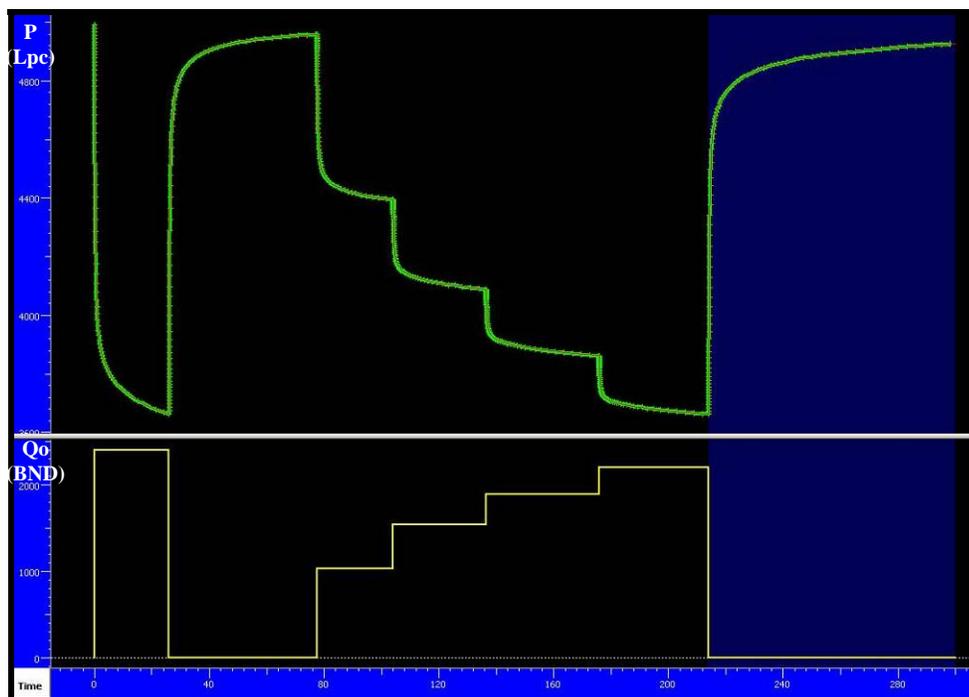


Figura 3.13 Selección de la Restauración a Interpretar con el Software Saphir.

3.3.9. Diseño de Prueba de Presión DST

El diseño de las pruebas de presión abarca varias fases, que van desde el tipo de pruebas a realizar, herramientas y equipos necesarios, hasta el rango estimado de las tasas, presiones y duración la misma.

En el caso de los pozos exploratorios, debido a que no se tiene información acerca del yacimiento, es importante considerar la información de los pozos vecinos, con el objetivo de predecir lo que se va a encontrar a la hora de realizar la prueba.

Por tal razón, se decidió realizar una sección estructural representativa del Campo Travi a través del software Stratworks (Figura 3.14), con datum de -16500 en profundidad Sub- Sea (TVDSS), de dirección preferencial Suroeste-Noreste, la cual comprende los pozos TRV-2X, TRV-3, TRV-4X, TRV-5 y el TRV-6X a nivel de la Formación Naricual, siendo este último el objetivo del diseño de prueba.



Figura 3.14 Ventana principal del Software Stratworks.

Una vez culminada la correlación, se procedió a señalar los intervalos prospectivos evaluados en cada uno de los pozos del Campo Travi, donde se plasmaron los parámetros petrofísicos y resultados de las pruebas DST, mediante el

programa Canvas (figura 3.15). Todo esto, con el fin de estimar valores representativos para el pozo TRV-6X.

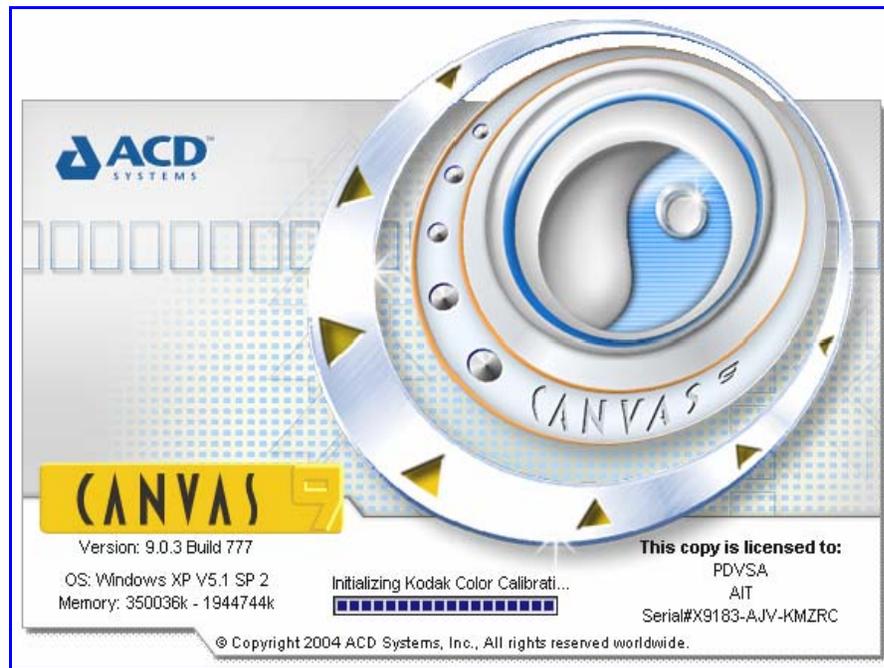


Figura 3.15 Ventana principal de programa Canvas.

Por otra parte, se elaboraron mapas de isopropiedades, con el objetivo de darle soporte a los valores estimados por la correlación para el pozo TRV-6X. En la elaboración de estos mapas, se utilizó el programa Surfer 8 (Figura 3.16), donde se suministró la información disponible de los pozos en estudio pertenecientes al Campo Travi, al tope de la Formación Naricual, tales como; coordenadas U.T.M, porosidad, permeabilidad, capacidad de flujo, presiones de yacimiento y gravedad API (Apéndice D).

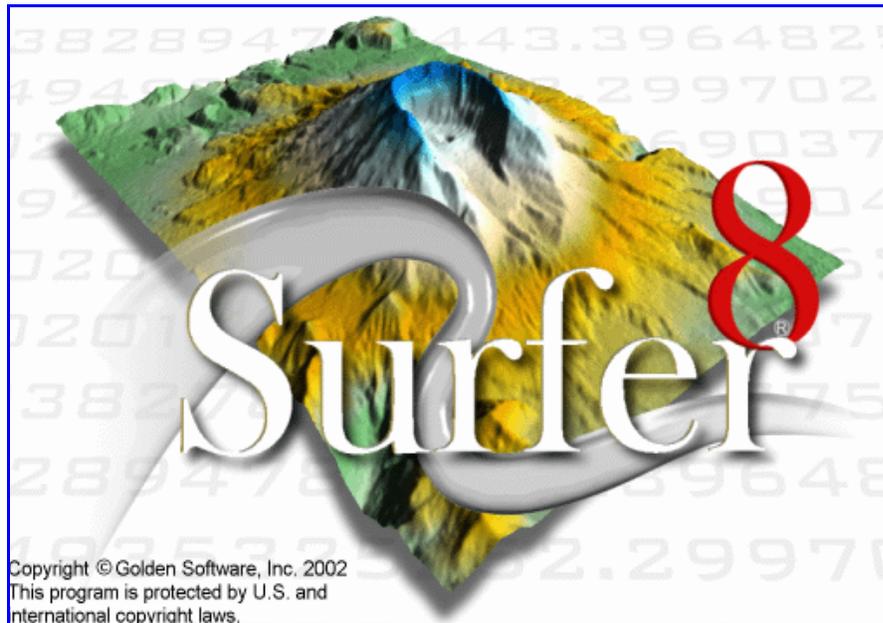


Figura 3.16 Interfase principal del programa Surfer 8.

Luego de la estimación de las propiedades a presentarse en el pozo TRV-6X, producto de la correlación y los mapas realizados, se propuso el diseño del plan de evaluación con sarta DST, con el fin de alcanzar los objetivos propuestos y minimizar los problemas operacionales presentados en las pruebas realizadas en los pozos vecinos.

Posteriormente, se efectuó una simulación a través del software Saphir, del desarrollo de la prueba a realizar en el pozo TRV-6X, tomando en cuenta los datos del pozo y las propiedades petrofísicas y de los fluidos, con el objetivo de observar los posibles parámetros del yacimiento.

CAPÍTULO 4

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Campo Travi

El Campo Travi, ubicado al Noroeste del Estado Monagas, presenta tres pozos exploratorios completados: TRV-2X, TRV-3 y TRV-4X, evaluados a nivel de la Formación Naricual Superior en 5 intervalos cada uno. Es importante resaltar, que todas las evaluaciones se realizaron a hoyo entubado, con completación final sencilla no selectiva.

4.2. Recopilación de las Pruebas de Producción

Con el aporte de la base de datos y el servidor de la Gerencia de Exploración y Operación Geológicas se recolectaron las pruebas de producción realizadas en los pozos exploratorios del Campo Travi, de los cuales se realizó el siguiente resumen operacional, tomando en cuenta cada una de las pruebas realizadas a nivel de la Formación Naricual Superior (Formación Objetivo).

4.2.1. Pozo TRV-2X

4.2.1.1. Evaluación Petrofísica

La información de los parámetros petrofísicos derivados de los perfiles de pozos, revelaron que los intervalos correspondientes a la Formación Naricual Superior, muestran zonas apropiadas para el paso de fluidos, las cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 4.1. Evaluación Petrofísica del Pozo TRV-2X

DST	Formación	Intervalo (pies)	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Sw (%)	Vsh (%)
7	Naricual Superior	18.230'-18.520'	290'	9	20	6
6		18.522'-18.872'	320'	9	20	6
5		18.956'-19.080'	124'	9	20	6
4		19.214'-19.390'	176'	6	18	9
2		20.194'-20.640'	446'	7	30	10

4.2.1.2. Especificaciones de Cañoneo de las Pruebas DST

Luego de contar con la información petrofísica, se realizó un resumen con las especificaciones del cañoneo utilizado en cada una de las pruebas DST, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.2. Especificaciones de Cañoneo del Pozo TRV-2X

DST	Intervalo (pies)	Espesor (pies)	Cargas	TPP	LPG Vassa / Lodo	Rev/Liner	Diametro de cañón (pulg)	Diferencial (Lpc) 1ro / 2do
7	18.230'-18.520'	290'	HMX	5	6,9 / 13,5	Liner 7 5/8"	4,72"	6.150
6	18.552'-18.872'	320'	HMX	5	6,8 / 12,5	Liner 7 5/8"	4,72"	4.400 / 5.000
5	18.956'-19.080'	124'	HMX	5	6,8 / 12,5	Liner 7 5/8"	4,72"	1.500
4	19.214'-19.390'	176'	HMX	5	6,8 / 12,5	Liner 7 5/8"	4,72"	1.500 / 4.800
2	20.194' - 20.640'	804'	HMX	6	6,8 / 12,5	Liner 5 1/2"	4,72"	5430

4.2.1.3. Resumen Operacional de las Pruebas de Producción en el Pozo TRV-2X

En la evaluación del pozo TRV-2X se realizaron 5 pruebas DST a nivel de la Formación Naricual Superior, con el fin de probar el potencial productivo de la misma. De las cuales, se muestra a continuación la secuencia de cada una de ellas con los aspectos operacionales mas resaltantes.

Tabla 4.3. Secuencia de la Prueba de Producción DST #2

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #2	20.194'-20.640'	1/8	Desplazamiento	2
			Cierre Inicial	4
		1/8	Limpieza Barrido de Reductores	8
		1/4		8
		5/16		8
			Cierre Intermedio	35
		1/4	Evaluación	26
			Cierre Final	48
		1/4	Toma de Muestra	-

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #2

No se presentaron problemas operacionales en el desarrollo de la prueba, solo se observó alteración en el intervalo por producción de agua, luego de la toma de muestras PVT.

Tabla 4.4. Secuencia de la Prueba de Producción DST #4

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #4	19.214'-19.390'	1/4	Desplazamiento	2.5
			Cierre Previo	1,5
		1/4	Limpieza	6
			Cierre Inicial	8
		1/4	Multitasa	8
		5/16		8
		3/8		8
			Cierre Intermedio	26
		1/4	Evaluación	26
			Cierre Final	48
		1/8	Toma de Muestra	

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #4

La densidad de la columna de fluido en el fondo se incrementó durante la evaluación de la prueba, lo cual pudo estar asociado a la existencia de una columna estática de agua, pero al momento de sacar la herramienta, se observó un material pastoso que

pudo ser asfáltenos, originados durante el desarrollo de la prueba multitasa, de manera tal, que la toma de muestra fue realizada a nivel de superficie.

Tabla 4.5. Secuencia de la Prueba de Producción DST #5

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #5	18.596'-19.080'	1/4	Desplazamiento	1
			Cierre Previo	2
		1/4	Limpieza	8
			Cierre Inicial	24
		1/4	Multitasa	8
		3/8		8
		1/2		8
			Cierre Intermedio	72
		1/4	Toma de Muestra	

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #5

Una vez que los cañones se encontraron en superficie, se observó que los mismos, detonaron en un 98%, lo cual reducen el área de flujo al fluido, dando origen a una penetración parcial del mismo.

Además, se observó que mediante las lecturas en tiempo real (SRO), la columna de fluido se hacia cada vez mas pesada al llegar a superficie, por lo que se infirió que los asfáltenos se estaban formando a este nivel, de lo contrario no se presentaron problemas mayores.

Tabla 4.6. Secuencia de la Prueba de Producción DST #6

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #6	18.552'-18.872'	1/4	Desplazamiento	1
			Cierre Inicial	6
		1/4	Limpieza	-
			Cierre Intermedio	26
		1/4	Multitasa	12
		5/16		12
			Cierre Final	72
		1/4	Toma de Muestras	-

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #6

Al sacar la tubería se observó que quedaron 12 pies sin cañonear, correspondientes al intervalo 18.776 pies-18.788 pies. Se cañoneó el intervalo faltante, con guaya eléctrica, a fin de evaluar nuevamente, ocasionando un posible daño a la formación, que generó altas caídas de presión y por ende la precipitación de los asfáltenos, los cuales se presentaron al momento de sacar la herramienta del pozo, contribuyendo esto a la disminución de la capacidad productiva del pozo.

Tabla 4.7. Secuencia de la Prueba de Producción DST #7

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #6	18.230'-18.520'	1/4	Desplazamiento	1
			Cierre Previo	2
		1/4	Limpieza	8
			Cierre Inicial	24
		1/4	Multitasa	26

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #7

Al momento de abrir el pozo, se detectó que la válvula de circulación estaba cerrada, por lo cual se presurizó para tratar de ciclarla, pero se activó la válvula que permite la

comunicación entre el anular y la tubería de producción, por lo que se procedió a controlar el pozo para sacar la sarta DST.

4.2.1.4. Puntos de Presión

El pozo TRV 2X, fue evaluado con Probador de Formación durante la perforación, con el propósito de obtener medidas de la presión de yacimiento dentro de la Formación Naricual Superior e Inferior, obteniéndose un total de 92 puntos de presión, de los cuales se muestran en el Apéndice A, los correspondientes a la Formación Naricual Superior.

4.2.1.5. Prueba de Producción del Pozo TRV-2X

En la tabla 4.8, se muestran los parámetros de producción obtenidos de los DST realizados en el pozo TRV-2X, durante los periodos de flujo.

Tabla 4.8. Parámetros de Producción obtenidos del Pozo TRV-2X

DST	Intervalo	Duración	Red.	PC	Qo	Qg	RGP	°API	%AyS	H2S (PPM)	CO2 (%)
		(hrs.)	(pulg.)	(Lpc)	(BPD)	(MMPCD)	(PCN/BN)				
7	18.230'-18.520'	8	1/4"	7.019	1511	4,29	2843	34	0,7	4	10
6	18.552'-18.872'	12	5/16"	1.218	917	0,94	1.032	30	0,1	20	10
		12	1/4"	1.715	862	0,87	1.018	30	0,1	20	10
		12	* 1/4"	1.225	1371	1,29	944	30	0,1	18	10
5	18.956'-19.080'	2,5	5/8"	1.436	4694	3,82	812	28	1	60	10
		8,5	1/2"	2.023	4016	3,6	897	27	1	60	10
		8	3/8"	2.886	3084	2,33	754	27	2,2	60	10
		8	1/4"	3.992	2116	1,57	743	28	0,4	80	11
4	19.214'-19.390'	26	1/4"	205	200	0,14	727	32	0,3	6	5
2	20.194'-20.640'	26	1/4"	672	429	0,27	635	28	1,7	0	10

4.2.2. Pozo TRV-3

4.2.2.1. Evaluación Petrofísica

La evaluación petrofísica de los intervalos prospectivos en Formación Naricual Superior, se muestran en la tabla 4.9, para el pozo TRV-3.

Tabla 4.9. Evaluación Petrofísica del Pozo TRV-3

DST	Formación	Intervalo (pies)	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Sw (%)	Vsh (%)
6	Naricual Superior	17.962'-18.162'	200'	8	<10	7
5		18.189'-18.488'	305'	8	<10	7
4		18.510'-18.732'	222'	8	<10	7
3		18.836'-18.894'	58'	2	<40	10

4.2.2.2. Especificaciones de Cañoneo de las Pruebas DST

A continuación, se muestran las especificaciones del cañoneo utilizada en cada una de las pruebas DST realizadas en el pozo TRV-3, a nivel de la Formación Naricual Superior.

Tabla 4.10. Especificaciones de Cañoneo del Pozo TRV-3

DST	Intervalo (pies)	Espesor (pies)	Cargas	TPP	LPG Vassa / Lodo	Rev/Liner	Diametro de cañon (pulg)	Diferencial (Lpc) 1ro / 2do
6	17.962'-18.162'	200'	HNS	6	6,8 / 12,9	Liner 7"	3 3/8"	4200
5	18.183'-18.488'	215'	HNS	6	6,8 / 12,9	Liner 7"	3 3/8"	4200
4	18.510'-18.732'	222'	HNS	6	6,8 / 12,9	Liner 7"	3 3/8"	4200
3	18.836'-18.894'	41'	HNS	6	6,8 / 12,9	Liner 7"	3 3/8"	4500

4.2.2.3. Resumen Operacional de las Pruebas de Producción

En el pozo exploratorio TRV-3, se realizaron 4 pruebas de producción DST correspondientes a la Formación Naricual Superior, las cuales se describen a continuación.

Tabla 4.11. Secuencia de la Prueba de Producción DST#3

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #3	18.836'-18.894'		Luego del cañoneo, se mantuvo cerrado el pozo por 47 minutos, para apreciar la restauración	-
		1/8	Limpieza	10
			Cierre Inicial	12
		1/8	Toma de Muestras PVT	80
		1/8	Cierre Intermedio	27
		1/8	Evaluación	21
			Cierre Final	72

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #3

El fluido observado durante la prueba tuvo un 5,15% de asfáltenos, lo cual condujo a la disminución de la producción durante los periodos de flujo.

Se presentó problemas con la válvula de fondo, por lo que se tuvo que realizar el cierre en superficie.

Tabla 4.12. Secuencia de la Prueba de Producción DST#4

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #4	18.510'-18.732'	1/8	Limpieza	8
		1/4		
			Cierre Inicial	29
		1/8	Multitasa/ Toma de Muestra con Red de 3/16	12
		3/16		4
		1/4		9
		3/16		4
			Cierre Final	95

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #4

En esta prueba de producción, no se presentaron problemas operacionales relevantes.

Tabla 4.13. Secuencia de la Prueba de Producción DST#5

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #5	18.183'-18.488'	1/8	Limpieza	17
			Cierre Inicial	24
		1/8	Evaluacion	31
			Cierre Intermedio	52
		1/8	Multitasa	26
		3/16		18
		1/4		8
		5/16		5
		3/8		5
			Cierre Final	

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #5

Las operaciones durante evaluación de este intervalo fueron normales.

Tabla 4.14. Secuencia de la Prueba de Producción DST#6

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #6	17.962'-18.162'	1/8	Limpieza	20
			Cierre Inicial	24
		1/8	Multitasa	12
		3/16		8
		1/4		3
			Cierre Intermedio	48
		1/8		
			Cierre Final	

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #6

En esta prueba la toma de muestra no se pudo realizar en el fondo del pozo, debido a problemas de precipitación de asfáltenos, por lo cual se decidió tomarla en el cabezal, pero las condiciones eran inestables.

4.2.2.4. Puntos de Presión

El pozo TRV-3, fue evaluado con Probador de Formación durante la perforación, con la finalidad de obtener medidas de la presión de yacimiento dentro de la Formación Naricual Superior e Inferior, obteniéndose un total de 59 puntos de presión registrados por la herramienta, de los cuales se muestran en el Apéndice A, los puntos correspondientes a la Formación Naricual Superior.

4.2.2.5. Prueba de Producción del Pozo TRV-3

En la tabla 4.15, se muestran los parámetros de producción obtenidos de los DST realizados en el pozo TRV-3, durante los periodos de evaluación.

Tabla 4.15. Parámetros de Producción obtenidos del Pozo TRV-3

DST	Intervalo	Duración	Red.	PC	Qo	Qg	RGP	°API	%AyS	H2S (PPM)	CO2 (%)
		(hrs.)	(pulg.)	(Lpc)	(BPD)	(MMPCD)	(PCN/BN)				
6	17.962'-18.162'	3	1/4"	3.666	1.037	2,3	2.188	34	0,2	40	6
		8	3/16"	4.284	658	1,3	2.042	34	Trz.	30	6
		12	1/8"	4.884	333	0,62	1.931	34	Trz.	30	6
5	18.183'-18.488'	5	3/8"	2.541	1.440	3607	2.505	34	Trz.	40	6
		5	5/16"	3.088	1.274	3145	2.468	32	Trz.	40	6
		9	1/4"	3.758	1.010	2380	2.357	33	Trz.	38	6
		18	3/16"	4.581	642	1246	2.222	34	Trz.	35	6
		26	1/8"	5.215	334	674	2.029	35	Trz.	37	6
		31	1/8"	5.273	324,6	736	2.268	35	Trz.	35	6
4	18.510'-18.732'	4	3/16"	3.517	665	77,1	116,1	33	Trz.	58	6,5
		9	1/4"	2.991	1.122	263,1	234,7	33	Trz.	58	1
		4	3/16"	4.338	815,3	83,7	102,8	33	Trz.	60	6
		12	1/8"	5.259	384,2	42,7	111,5	33	Trz.	70	60
3	18.836'-18.894'	79	1/8"	287	40	Fluido observado: 5% - 6% de asfalteno y 12-14% de parafina.		30			2

4.2.3. Pozo TRV-4X

4.2.3.1. Evaluación Petrofísica

Las propiedades petrofísicas de la Formación Naricual Superior, procedentes de los registros tomados en el pozo TRV-4X, se resumen en la siguiente tabla, para cada uno de los intervalos prospectivos.

Tabla 4.16. Evaluación Petrofísica del Pozo TRV-4X

DST	Formación	Intervalo (pies)	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Sw (%)	Vsh (%)
8	Naricual Superior	20.670'-20.382'	288'	5	28	6
7		20.800'-20.740'	60'	6	27	6
6		20.970'-20.920'	50'	5	22	6
5		21.072'-21.047'	32'	5	30	6
4		21.098'-21.106'	8'	5	39	6

4.2.3.2. Especificaciones de Cañoneo de las Pruebas DST

En relación a las actividades de cañoneo para realizar las pruebas de producción DST, se elaboró la tabla 4.17, donde se muestran las especificaciones tomadas para cada intervalo de interés.

Tabla 4.17. Especificaciones de Cañoneo del Pozo TRV-4X

DST	Intervalo (pies)	Espesor (pies)	Cargas	TPP	LPG Vassa / Lodo	Rev/Liner	Diametro de cañon (pulg)	Diferencial (Lpc) 1ro / 2do
8	19.710'-20.083	243'	HNS	6	6,8 / 12,5	Liner 5 1/2"	2 7/8"	3.600
7	20.400'-20.600'	200'	HNS	6	6,8 / 12,5	Liner 5 1/2"	3 3/8"	4.300
6	20.740'-20.800'	60'	HNS	6	6,8 / 12,5	Liner 5 1/2"	3 3/8"	4.150
5	20.970'-20.920'	50'	HNS	6	6,8 / 12,5	Liner 5 1/2"	3 3/8"	4.000
4	21.072'-21.040' 21.106'-21.098'	66'	HNS	6	6,8 / 12,5	Liner 5 1/2"	3 3/8"	1.500

4.2.3.3. Resumen Operacional de las Pruebas de Producción

Durante la evaluación del pozo exploratorio TRV-4X, a nivel de la Formación Naricual Superior, se realizaron 5 pruebas de producción, las cuales se muestran seguidamente.

Tabla 4.18. Secuencia de la Prueba de Producción DST#4

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #4	21.040'-21.106'	1/8	Limpieza	24
			Cierre Inicial	24
		1/8	Evaluación	24
			Cierre Intermedio	48
		1/8	Toma de Muestras	24
			Cierre Final	

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #4

El desarrollo de la prueba de producción no presentó problemas operacionales de relevancia, sin embargo, el porcentaje de agua y sedimento estuvo variando entre 5-10 % de pasta orgánica (asfáltenos), lo cual limitó al pozo a aumentar el diámetro del reductor (1/8") en el periodo de evaluación del intervalo.

Tabla 4.19. Secuencia de la Prueba de Producción DST#5

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #5	20.920'-20.970'	1/8	Desplazamiento	29
			Cierre Inicial	33
		1/8	Limpieza	21
			Cierre Intermedio	72
		1/8	Toma de Muestra	2
		3/16	Flujo Referencial	10
			Cierre Inicial	

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #5

No se observaron problemas operacionales en la elaboración de la prueba de producción (DST).

Tabla 4.20. Secuencia de la Prueba de Producción DST#6

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #6	20.740'-20.800'	1/8	Limpieza	53
		1/8	Evaluacion	26
			Cierre Inicial	50
		1/8	Toma de Muestra	14
		3/16	Flujo Referencial	13
			Cierre Final	24

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #6

Problemas operacionales relevantes no sucedieron en el desarrollo de la prueba, sin embargo, se obtuvo un alto porcentaje de pasta orgánica al inicio de la evaluación de

dicho intervalo (3%) con reductor de 1/8 pulgadas, manteniéndose dicho porcentaje para el flujo con reductor de 3/16 pulgadas, el cual puede estar asociado al daño de la formación, lo que induce a grandes caídas de presión y disminución de la producción.

Tabla 4.21. Secuencia de la Prueba de Producción DST #7

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #7	20.400'-20.600'	1/8	Limpieza	5
			Cierre Inicial	
		1/8	Multitasa y Limpieza	51
		1/4		21
			Cierre Intermedio	24
		1/4	Evaluación	32
			Cierre Final	30

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #7

Durante la elaboración de la prueba de producción DST no se presentó problemas operacionales de importancia. Sin embargo, una vez que el pozo fue controlado y se recuperó en superficie la sarta DST, se procedió a realizar las maniobras para recuperar un pescado de cañón, el cual solo fue posible recuperar el primero de los 9 cañones bajados.

Tabla 4.22. Secuencia de la Prueba de Producción DST #8

Prueba	Intervalo (pies)	Red (pulg)	Periodo	Duración (hrs)
DST #8	19.710'-20.083'	1/8	Limpieza	4
		3/16	Multitasa	8
		1/4		16
		5/16		9
		3/8		8
		5/16		33
		1/8	Toma de Muestra	5
			Cierre Final	

Aspectos Operacionales Resaltantes DST #8

No se presentaron problemas operacionales de relevancia.

4.2.3.4. Puntos de Presión

El pozo TRV-3, tan solo cuenta con un total de 60 puntos de presión, cuya información corresponde al intervalo de la Formación Naricual Superior, los cuales se muestran en el Apéndice A.

4.2.3.5. Prueba de Producción del Pozo TRV-4X

En la tabla 4.23, se muestran los parámetros de producción obtenidos de los DST realizados en el pozo TRV-4X, durante los periodos de producción.

Tabla 4.23. Parámetros de Producción obtenidos del Pozo TRV-4X

DST	Intervalo	Duración	Red.	PC	Qo	Qg	RGP	°API	%AyS	H2S (PPM)	CO2 (%)
		(hrs.)	(pulg.)	(Lpc)	(BPD)	(MMPCD)	Pc/Bls				
8	19.710' - 20.083'	8	3/8"	3.308	1824	4,32	2371	34,5	0,5	20	6
		9	5/16"	4.007	1702	3,8	2232	34,5	0,7	20	7
		16	1/4"	4.846	1270	3	2362	34,7	0,7	20	7
		9	3/16"	6.057	975	1,77	1814	35,7	4	5	6
7	20.400' - 20.600'	32	1/4"	389	222	0,2	909	32	4	32	20
6	20.740' - 20.800'	14	3/16"	1.539	453	0,26	591	34,1	3	40	6
		24	1/8"	2.545	320	0,17	536	33,7	3	33	11
5	20.970' - 20.920'	10	3/16"	3.400	561	0,277	493	33,5	8	70	10
		2	1/8"	3.767	435	0,243	558	33,5	3	63	7
4	21.040' - 21.106'	24	1/8"	1.483	209	0,16	766	34	4	32	8
		24	1/8"	1.204	190	0,162	849	34,6	7	50	7

Es importante señalar, que de acuerdo a los resultados de las pruebas realizadas en los pozos TRV-2X, TRV-3 y TRV-4X, el porcentaje de agua y sedimentos (mayormente pasta orgánica) más alto se presentó en el pozo TRV-4X, a pesar de usar reductores pequeños durante los periodos de flujo, lo que posiblemente pudo estar asociado al daño formacional del yacimiento, el cual indujo a grandes

caídas de presión, originando así la precipitación de los asfáltenos. Sin embargo, la gravedad API en todos los pozos resultó muy parecida, entre 28 y 34 °API. Por su parte, las presiones estáticas de todos los pozos, estuvieron en un rango de 10.500 a 12.500 Lpc.

4.3. Selección de las Pruebas de Producción

Luego de la recopilación de los datos obtenidos de las pruebas de producción, se seleccionaron las pruebas representativas para realizar su interpretación o cuantificación confiable de los parámetros del yacimiento y pozo, descartando aquellas pruebas donde el aporte de fluidos no fue significativo o el comportamiento de la presión fue dominado por efectos del pozo.

Es importante resaltar, que los pozos exploratorios necesitan disponer de un mínimo de información requerida y obligatoria para su interpretación, tales como; datos petrofísicos y la información de los análisis PVT, y con ello, la data de archivos ASCII de las pruebas DST. Estos últimos, resultaron una limitante en el desarrollo de este proyecto, debido a que no se contaba con los archivos de todas las pruebas realizadas a los pozos del Campo Travi, resumiéndose en la tabla 4.24.

Tabla 4.24. Pruebas de Producción para Interpretación

Pozo	TRV-2X	TRV-3	TRV-4X
DST	2	3	4
	4	4	7
	5	5	-

4.4. Validación de los Análisis PVT

Luego de seleccionar las pruebas a ser interpretadas, se procedió a recolectar los análisis PVT del Campo Travi, realizados con las muestras de fluidos obtenidas durante el desarrollo de las pruebas de producción, para caracterizar el crudo presente en la Formación Naricual Superior, de las cuales se obtuvieron 12 análisis PVT en total, distribuidos en 5 análisis PVT para el pozo TRV-2X, 3 análisis PVT para el pozo TRV-3, y 4 análisis PVT para el pozo TRV-4X.

Una vez recopilados todos los informes de los análisis PVT realizados en el laboratorio, se procedió a la validación de estos, con el fin de corroborar a través de procedimientos matemáticos los resultados obtenidos en el mismo. Para esto, se emplearon la pruebas matemáticas de Linealidad de la Función Y, y la prueba de Balance de Materiales (Apéndice B).

4.4.1. Prueba de Linealidad de la Función Y

De los 12 informes PVT validados de los pozos exploratorios del Campo Travi, la linealidad de la recta se mantuvo continua para cada uno de los pozos, indicando que los resultados son correctos, por tanto la presión de burbujeo arrojada por la prueba de liberación instantánea es la real, siendo así la muestra representativa del yacimiento (Figura 4.1).

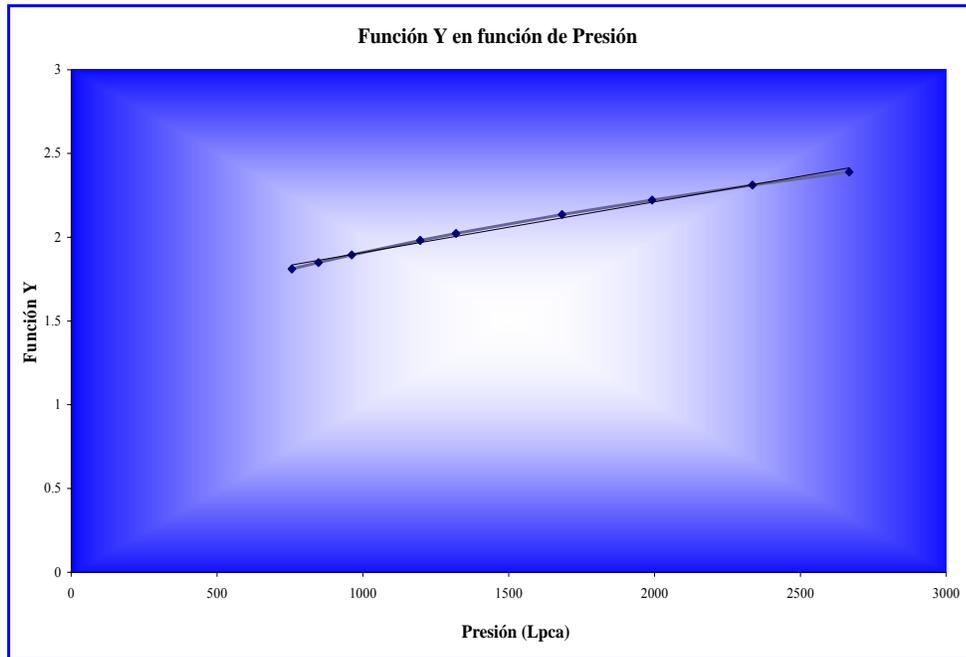


Figura 4.1. Gráfico de Linealidad de la Función Y

4.4.2. Prueba de Balance de Materiales

Los resultados obtenidos mediante este método, se realizaron con el fin de verificar los datos arrojados por la prueba de liberación diferencial, ya que es mediante esa data que se caracteriza el crudo contenido en la Formación, destacándose dos parámetros importantes como lo es la relación de gas-petróleo en solución (R_s) y el factor volumétrico del petróleo (B_o).

Una vez realizado el balance de materiales para los 12 PVT de los pozos exploratorios de Campo Travi, se obtuvo que el porcentaje de error entre la relación gas-petróleo experimental y la calculada por el balance fue menor al valor de error permitido, el cual es de 5%, por tanto, se dice que los datos obtenidos en el laboratorio son verdaderos y muestran la representatividad de la muestra. Además, se corroboran los resultados de la prueba de linealidad de la Función Y (Tabla 4.25).

Tabla 4.25. Resultados del Balance de Materiales

Presión Lpcm	0	200	800	1400	2000	2600	3200	3968
Masa de Petróleo (gr)	878,336	954,825	1002,470	1030,904	1059,136	1089,066	1123,838	1181,925
Masa de Gas en Solución (gr)	176,325	47,644	28,434	28,232	29,929	34,772	58,086	-
Volumen de Gas en Solución (PCN)	0	2,126	1,013	0,839	0,905	0,974	1,133	1,876
Relación Gas Petróleo en Solución, Calculada (PCN/BN)	-	148,332	309,521	442,975	586,989	741,905	922,093	1220,391
% de Error entre Rs Experimental y Rs Calculada	-	4,94314	2,430	1,574	1,531	0,930	0,769	0,441
Resultado	-	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)

A continuación en la tabla 4.26, puede observarse las propiedades PVT más resaltantes determinadas a través de los análisis PVT, en el Campo Travi para los pozos en estudio.

Tabla 4.26. Propiedades PVT del Campo Travi

Propiedades	Volátil	Mediano
Pb (Lpc)	6.640-6.787	3.087-5.288
C1 %	36-64	35-52
C7 %	12-14	21-40
°API	32-34	27-34
RGP (PCN/BN)	2.286-2.731	537-1.469
Bo (BY/BN)	>1,7	1,5-1,6

Es importante resaltar, que las características del crudo obtenidas de los análisis PVT, confirman la existencia de un crudo mediano a liviano en la Formación

Naricual Superior típico de la zona en estudio. Además, de corroborar que la presión de burbujeo fue menor a las presiones de yacimiento y de fondo fluente al momento de tomar la muestra, criterio que asegura que el fluido tomado se encontraba en estado monofásico.

Por otra parte, se tomaron las presiones que dieron lugar a la precipitación de asfáltenos, de los análisis adicionales al PVT (Onset Asfáltenos), mostrándose a continuación.

Tabla 4.27. Presión de Precipitación de Asfáltenos

Pozo	DST	Pb	Pasfalteno
TRV-2X	2	3.087	5.342
	4	3.320	3.011
	5	3.847	4.989
TRV-3	3	3.602	5.575
	4	5.288	7.125
	5	6.640	6.888
TRV-4X	4	3.762	6.095
	7	3.968	4.225

4.5. Interpretación de las Pruebas

Una vez recopilada y validada la información mínima requerida para la interpretación de las pruebas de presión, se procedió a la obtención de resultados aportados de las mismas, mediante el software Ecrin-Saphir. Dicha interpretación, se muestra a continuación para cada uno de los pozos en estudio.

4.5.1. Pozo TRV-2X

4.5.1.1. Prueba DST #2

Durante la evaluación del intervalo 20.194 pies-20.640 pies, se llevaron a cabo periodos de flujos y cierres alternados, una vez cañoneado el pozo. Los tres cierres fueron realizados en fondo. El cierre inicial se hizo luego del desplazamiento de 160 bbls de fluido y tuvo una duración de 4 horas, el cierre intermedio seguido del flujo de limpieza duró 35 horas, y el cierre final fue de 48 horas, como se observa en la figura 4.2.

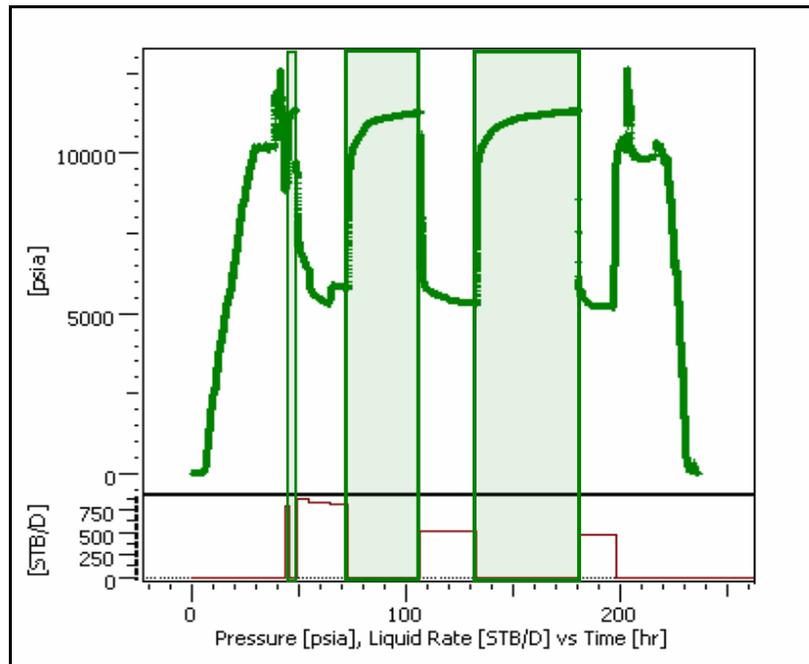


Figura 4.2. Comportamiento de la Prueba DST #2

Una vez cañoneado el intervalo se realizó un desplazamiento de 160 bls de lodo de 13,5 Lpg por Vassa de 6,8 Lpg, para crear un diferencial a favor de la Formación de 5.430 Lpc.

Al abrir el pozo con reductor de 1/8 pulgadas para el periodo de limpieza, se desplazó el fluido colchón (160 bls de vassa + 40 de lodo), obteniéndose un total de aproximadamente 600 bls de fluidos, mediante un barrido de reductores de 1/8 pulgadas, 1/4 pulgadas y 5/16 pulgadas con caudales de liquido entre 810 – 867 BPD y un caudal de gas entre 0,24 y 0,44 MMPCND y un porcentaje de sedimentos entre 28 y 60%, mostrando un comportamiento inestable en el pozo, debido a la emulsión entre el crudo y el agua al 50%.

Luego del cierre post limpieza, se pasó a realizar el periodo de evaluación, donde se abrió el pozo con reductor de 1/4 pulgadas hasta obtener condiciones estables, por lo que se inició el periodo de evaluación por 26 horas aproximadamente, registrando una tasa de petróleo de 429 BPD y tasa de gas de 0.27 MMPCD para un crudo de 28 °API. En la ejecución de éste periodo, se bajaron herramientas SRO a fin de verificar la posibilidad de correr un registro PLT, para estimar el perfil de producción del pozo, pero se detectó que la guaya estaba trabajando con su límite de tensión, por lo que se decidió no correr el registro, y así evitar cualquier problema operacional relacionado con la ruptura de la guaya.

Cabe destacar, que luego del cierre final del pozo para restaurar la presión del yacimiento, este fue nuevamente abierto con reductor de 1/4 pulgadas para realizar la toma de muestras PVT, seguidamente se controló el pozo y culminó la evaluación.

Las presiones de fondo registradas de la evaluación del intervalo, se muestran a continuación en la tabla 4.28.

Tabla 4.28. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #2

Periodo	Tiempo (hrs)	Pwf (Lpc)	Twf (°F)	Pe (Lpc)	Te (°F)
Desplazamiento	2	9.092	296,5		
Cierre Inicial	4			11.324	278,1
Limpieza Barrido de Reductores	8	5.815	299,8		
	8	5.253	301		
	8	5.659	300,2		
Cierre Intermedio	35			11.249	278,6
Evaluación	24	5.355	297		
Cierre Final	48			11.887	277,1
Toma de Muestra	16	5.227	294		

Es posible observar, que las presiones mostraron variaciones que indican una caída de presión en el área de drenaje del pozo, debido a un daño a la Formación y a la cercanía de un posible borde sellante (se muestra más adelante en el comportamiento de la derivada de presión). La presión estática muestra un diferencial de más o menos 500 Lpc con respecto al cierre inicial y al cierre final, debido al mayor alcance de la prueba con la última restauración. Por tanto, se puede decir que se trata de un yacimiento relativamente pequeño, ya que no fue tanta la variación de la presión.

En relación a la temperatura existe una variación entre los valores de flujos y de cierres de 10°F a 15°F, esto podría deberse a que el agua producida en el fondo tiene una temperatura mayor a los intervalos que producen petróleo.

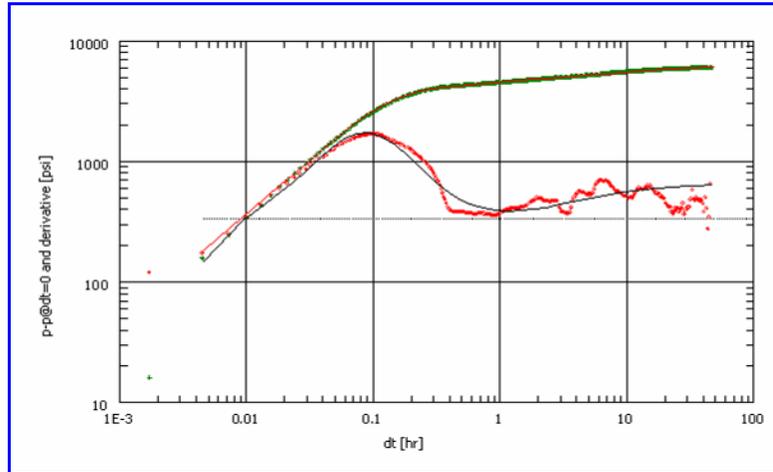


Figura 4.3. Comportamiento de la Derivada de Presión

Como se observa, en el gráfico de la derivada el efecto de almacenamiento no es relevante, debido a que el cierre se realizó en fondo. Luego, se reflejan oscilaciones de la presión una vez alcanzando el flujo radial a nivel de la región de tiempo medio y tardío, las cuales pueden deberse a los efectos de reacomodo de las fases en el fondo (agua, petróleo y asfáltenos), el cual es característico de yacimientos con baja transmisibilidad. Además, se presenta en la región de tiempo final, el suave levantamiento de la curva, debido al efecto de límite del yacimiento.

Mediante la interpretación, es posible decir que el modelo se ajusta a un yacimiento con baja transmisibilidad en el área de drenaje con presión de 11887 Lpc, limitado por un borde sellante en la cercanía del pozo a 33,2 pies aproximadamente. La capacidad de flujo estaría por el orden de 117 md*pie, y la permeabilidad sería de aproximadamente 0,339 md. El daño de la formación estimado por la prueba sería de 2,22, producto de las caídas de presión observadas durante el flujo.

4.5.1.2. Prueba DST #4

En la evaluación del pozo TRV-2X para el intervalo 19.214 pies-19.390 pies, fueron realizados tres cierres en fondo, sin embargo, hubo un cierre previo, a fin de crear el

máximo diferencial a través del By Pass de la empacadura, el cual tuvo una duración de 1,5 horas. En cuanto a los cierres oficiales para la prueba, el cierre inicial fue realizado una vez desplazados 61,02 bbls de fluido, con duración de 8 horas, el segundo cierre luego del periodo de limpieza fue de 26,5 horas, y el cierre final tardó 48 horas (Figura 4.4).

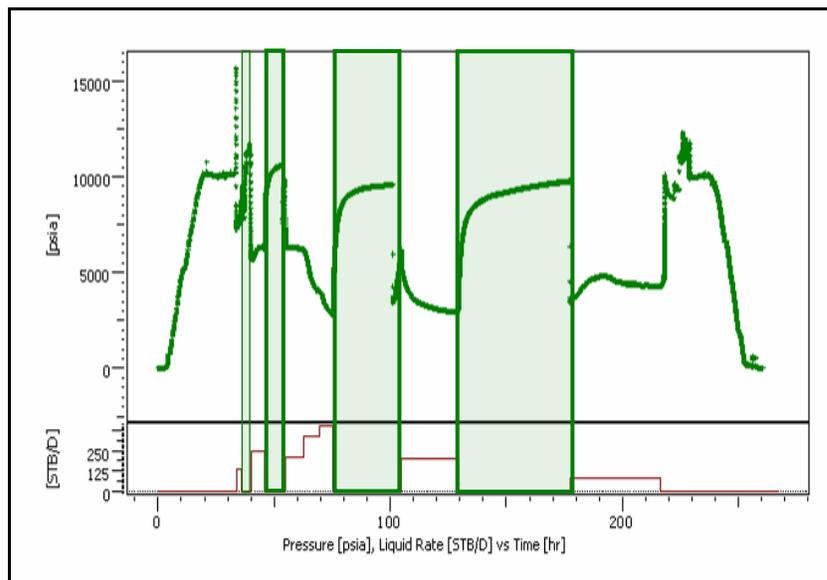


Figura 4.4. Comportamiento de la Prueba DST #4

El pozo fue abierto con reductor de 1/4 pulgadas por 2,5 horas, recuperándose un aporte del pozo en superficie nada significativo, por lo cual se decidió crear un segundo diferencial a favor de la Formación de 4.800 Lpc. Luego, se abrió el pozo con igual reductor para el periodo de limpieza desplazando 61 bbls de fluido a una tasa de 249 BPD. Debido al bajo aporte del yacimiento, se cerró el pozo por 8 horas para energizar el mismo. Posteriormente, se abrió a flujo efectuando una prueba multitasa con un barrido de reductores de 1/4 pulgadas, 5/16 pulgadas y 3/8 pulgadas, observándose una tasa de líquido entre 200 y 400 BPD aproximadamente, con un porcentaje de agua y sedimentos de 4-0,8% y 4,5% de CO₂.

Seguido de la multitasa, fue restaurada la presión por 26 horas aproximadamente sin problemas, para luego abrir el pozo a producción con reductor de 1/4 pulgadas durante 26 horas, obteniendo una tasa de petróleo mayor a 200 BPD. Una vez realizado el periodo de evaluación, se cerró el pozo por 48 horas. Para luego abrir con reductor de 1/8 pulgadas y hacer la toma de muestras, para dar por terminada la prueba. Se observó que al sacar la herramienta, alrededor de los cañones estaba una pasta de base asfaltenica, lo cual pudo ser el causante de un decrecimiento de los caudales a nivel de superficie, así como la disminución de las presiones de fondo.

Los datos de presión de fondo registrados a lo largo de la evaluación del pozo, se señalan en la tabla que se presenta a continuación.

Tabla 4.29. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #4

Periodo	Tiempo (hrs)	Pwf (Lpc)	Twf (°F)	Pe (Lpc)	Te (°F)
Cierre pre-máx. diferencial	1.5	-	-	10593.4	273
Limpieza	6	6.278.9	279,32		
Cierre Inicial	8			9962	275,5
Multitasa	8	2.501	286,06		
	8	2.827	288		
	8	2.998	299		
Cierre Intermedio	26			9765.8	275
Evaluación	26	2.960	283,61		
Cierre Final	48			10796	275,1
Toma de Muestra	-	2.963	284		

Como se puede observar, durante la evaluación del pozo se registró un comportamiento declinante de las presiones tanto estáticas como fluyentes, sobre todo

en las presiones de fondo fluyente, lo cual pudiera ser ocasionado por obstrucciones en las perforaciones del intervalo cañoneado y a la naturaleza del crudo, el cual de acuerdo a sus características era base asfálticas. Estas altas caídas de presión junto a una baja permeabilidad de la Formación, serían las responsables de la precipitación de los asfáltenos en el fondo del pozo.

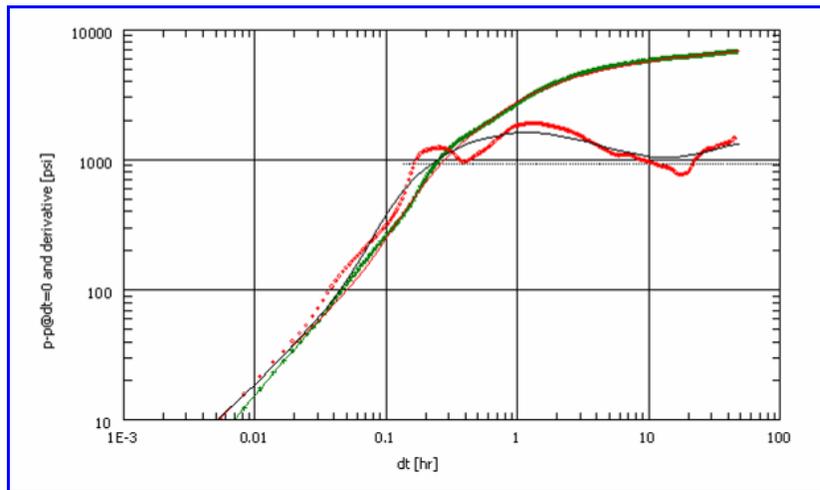


Figura 4.5. Comportamiento de la Derivada de Presión

En relación al comportamiento de la derivada de presión (Figura 4.5), se observa que existen fuertes variaciones considerables en la etapa de almacenamiento, afectando de tal manera las respuestas de la presión durante los cierres del pozo y el alcance del flujo radial, el cual se observó en la región de tiempo medio a tardío con una pequeña estabilización, debido a la cercanía de un borde sellante.

En cuanto a la interpretación del cierre final de la prueba, el ajuste señaló que se está en presencia de un yacimiento con un borde sellante a una distancia aproximada del pozo de 49,4 pies, con una presión de 10.796 Lpc, el cual tiene una capacidad de flujo de 17,2 md*pie, y una permeabilidad de 0,0977 md. Además, se estimó un daño formacional de 2, asociado a la baja permeabilidad, lo cual estaría ocasionando la precipitación de los asfáltenos en el pozo.

4.5.1.3. Prueba DST #5

En el desarrollo de la evaluación del intervalo 18.956 pies-19.080 pies, se realizaron tres cierres en fondo, el primero de estos, fue una vez desplazados 72 bls de fluido y tuvo una duración de 2 horas, el segundo cierre posterior a la limpieza del pozo, por 24 horas, y el tercer cierre se hizo una vez culminado el periodo de la prueba multitasas, el cual duro 72 horas (Figura 4.6).

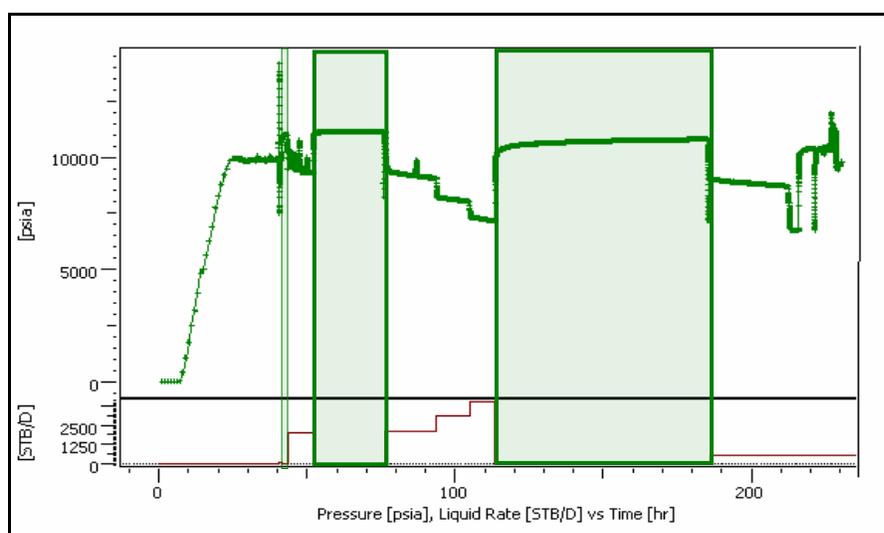


Figura 4.6. Comportamiento de la Prueba DST #5

Luego del primer cierre, el pozo fue abierto para el periodo de limpieza con reductor de 1/4 pulgadas por 8 horas, proporcionando una tasa de petróleo de 2.032 BPD de 27 °API, procediendo a cerrar el pozo por 24 horas para restauración de presión.

Continuando con la evaluación, se realizó la prueba multitasas, con reductores de 1/4 pulgadas, 3/8 pulgadas y 1/2 pulgadas, mostrando estabilización del flujo a una tasas de 2116 BPD, 3084 BPD y 4016 BPD respectivamente. Seguido de la restauración final del pozo por 72 horas.

Además, es importante resaltar, que luego del cierre final del pozo, se procedió a abrir el pozo con reductor de 1/4 pulgadas para la toma de muestras de fluidos, realizando posteriormente un barrido de reductores de 1/4 pulgadas, 3/8 pulgadas, 1/2 pulgadas y 5/8 pulgadas, observándose en éste último un cambio indicado en las lecturas de tiempo real (SRO), donde la columna de fluido se hacía cada vez mas pesada al llegar a superficie, lo cual es indicativo de la precipitación de asfáltenos sería a este nivel.

Los datos de presión de fondo registrados a lo largo de la evaluación del pozo, se señalan en la tabla que se presenta seguidamente.

Tabla 4.30. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #5

Periodo	Tiempo (hrs)	Pwf (Lpc)	Twf (°F)	Pe (Lpc)	Te (°F)
Desplazamiento	1	10.128	295		
Cierre Inicial	2	-	-	11.123	283
Limpieza	8,5	9.978	302		
Cierre Intermedio	24	-	-	11.038	281
Multitasa	8	9.853	305		
	8	9.123	310		
	8,5	8.097	312		
Cierre Final	72	-	-	11.089	300
Toma de Muestra	-	8.088	301		

Como se observa en la tabla 4.30, las presiones de fondo fluyente muestran un comportamiento declinante durante el desarrollo de la prueba, debido al aporte del yacimiento a superficie. Al igual se comportaron las presiones estáticas entre el primer y último cierre con una variación de menos de 60 Lpc, posiblemente por la cercanía del borde sellante al área de drenaje del pozo.

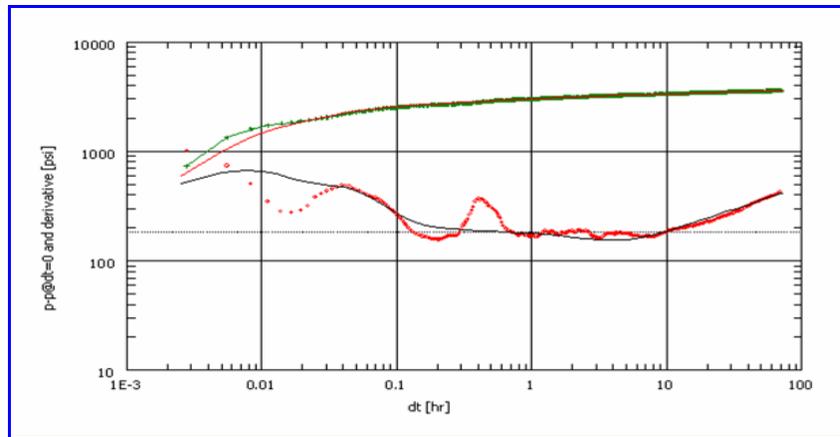


Figura 4.7. Comportamiento de la Derivada de Presión

Tomando en cuenta la derivada del cierre final, se puede decir que existe un almacenamiento a tiempos tempranos de la prueba, debido a la etapa de llenado y estabilización del pozo, alcanzando un posible flujo radial luego de la hora de prueba. Observando un cambio en la derivada a tiempo tardío, donde se muestra la presencia de un posible límite en el yacimiento.

Con el ajuste de la derivada de presión, se puede decir que se está en presencia de un yacimiento con borde sellante a 400 pies del pozo aproximadamente, lo cual se deduce del levantamiento de la curva a tiempos tardíos de prueba, con presión de 11.089 Lpc con una capacidad de flujo de 17,27 md*pie, lo que arroja una permeabilidad de 0,087 md, asociado a un daño formacional de 3. Dichos resultados, certifican la baja permeabilidad con la que cuenta el yacimiento en este pozo, debido a que las pruebas anteriores arrojaron resultados similares.

4.5.2. Pozo TRV-3

4.5.2.1. Prueba DST #3

Durante la evaluación de la Formación Naricual Superior a nivel del intervalo 18.836 pies – 18.894 pies, se realizaron tres cierres en fondo, el primer cierre fue posterior a la detonación de los cañones por un tiempo de 47 minutos, el segundo luego del periodo de limpieza por 12 horas aproximadamente y el último cierre para un periodo de restauración fue de 72 horas, luego de haber realizado el periodo de evaluación (Figura 4.8).

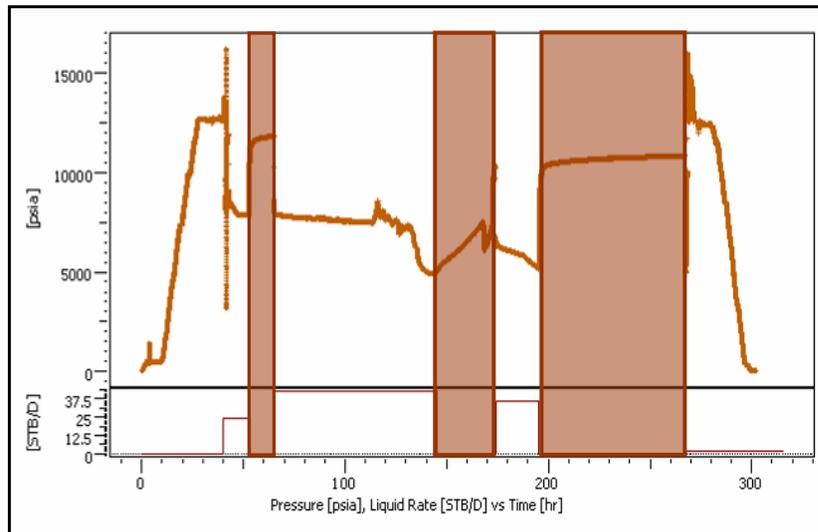


Figura 4.8. Comportamiento de la Prueba DST #3

Una vez creado el diferencial a favor de la Formación de 4500 Lpc, con densidad de 12,5 Lpg por Vassa de 6,8 Lpg, se procedió a cañonear el intervalo de interés, manteniendo el pozo cerrado en fondo por 47 minutos, con el fin de apreciar la presión de restauración.

Posteriormente, el pozo fue abierto a flujo con reductor de 1/8 pulgadas para iniciar el periodo de limpieza por un tiempo de 10 horas, recuperándose un volumen

de 24,71 bbls de Vassa. Luego se realizó el primer cierre del pozo para la restauración de la presión de la Formación. Al abrirlo con reductor de 1/8 pulgadas por 79 horas, se observó fluido de Formación a una tasa mínima de 40 BPD de 30 °API con un 6% de asfáltenos, sin embargo, fue realizada con éxito la toma de muestras PVT.

Por último, se hizo un cierre en fondo para restaurar la presión, pero no se tuvo éxito, por lo que se realizó un cierre en superficie, donde la máxima presión alcanzada fue de 1.740 Lpc aproximadamente, comprobando seguidamente la efectividad del cierre en fondo por 27 horas aproximadamente. Luego, se inició el periodo de evaluación por 21 horas sin problemas y se procedió a cerrar el pozo en fondo para un periodo de restauración de presión por 72 horas.

Es importante resaltar en la figura 4.8, que durante el periodo de flujo posterior al cierre inicial, no se logró la estabilización de la presión con el reductor utilizado (1/4 pulgadas), posiblemente por la baja transmisibilidad del intervalo evaluado y a que el fluido aportado por la Formación aún estaba contaminado con lodo.

Los datos de presión de fondo registrados a lo largo de la evaluación del pozo, se señalan en la tabla que se presenta a continuación.

Tabla 4.31. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #3

Periodo	Tiempo (hrs)	Pwf (Lpc)	Twf (°F)	Pe (Lpc)	Te (°F)
Limpieza	10	7.877	300.4		
Cierre Inicial	12			11.816	316,8
Toma de Muestras PVT	79	4.986	314.3		
Cierre Intermedio	27			10.134	317,9
Evaluación	21	5.177	317.8		
Cierre Final	72			11.808	318,9

Como se observa en la tabla 4.31, el comportamiento de la presión restaurada en el cierre intermedio mostró un decrecimiento de aproximadamente 1700 Lpc en relación al cierre final, el cual puede estar asociado a la baja transmisibilidad del intervalo, como consecuencia de una posible obstrucción por la precipitación de asfáltenos en el fondo presentado durante el previo periodo de flujo, efecto que provocaría la baja producción durante los periodos de flujo. Así como también, la caída de presión en el área de drenaje, producto del daño de la formación ocasionado por la presencia de los asfáltenos y el posible borde sellante cercano a dicha área.

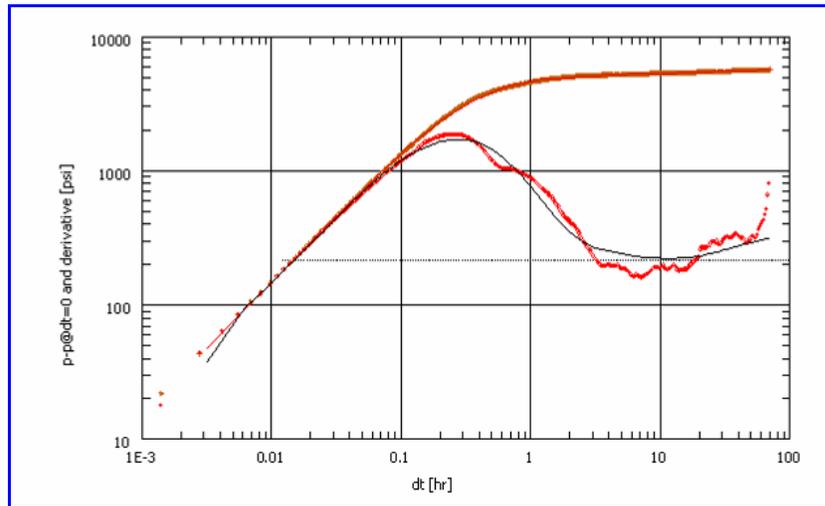


Figura 4.9. Comportamiento de la Derivada de Presión

En cuanto al gráfico de la derivada de presión (Figura N° 4.9), se aprecia que la restauración no tuvo un efecto de almacenamiento significativo, sin embargo se vió afectada por fluctuaciones en la presión, las cuales afectan que se definan los regimenes de flujo. Sin embargo, se logró un ajuste a la derivada e identificación de un posible flujo radial a tiempos medio y tardío de la prueba (luego de las 2 horas), pero sin lograr la existencia de otro régimen de flujo representativo que pudiera indicar la presencia de límites en el yacimiento con certeza.

Los parámetros que se obtuvieron de ese ajuste referencial de la derivada, fue una capacidad de flujo de 14,7 md*pie, aunado a una permeabilidad y un daño a la formación de 0,358 md y 9,07, respectivamente. Además de un yacimiento de 11.808 Lpc con un posible borde sellante a una distancia de aproximadamente 100 pie del pozo.

4.5.2.2. Prueba DST #4

Durante la evaluación de la Formación Naricual Superior en el intervalo 18.510 pies–18.732 pies, se realizó dos cierres en fondo, el primero después del periodo de

limpieza, durante 29 horas y el segundo después de la evaluación con prueba multitasa por un tiempo de 95 horas (Figura N° 4.10).

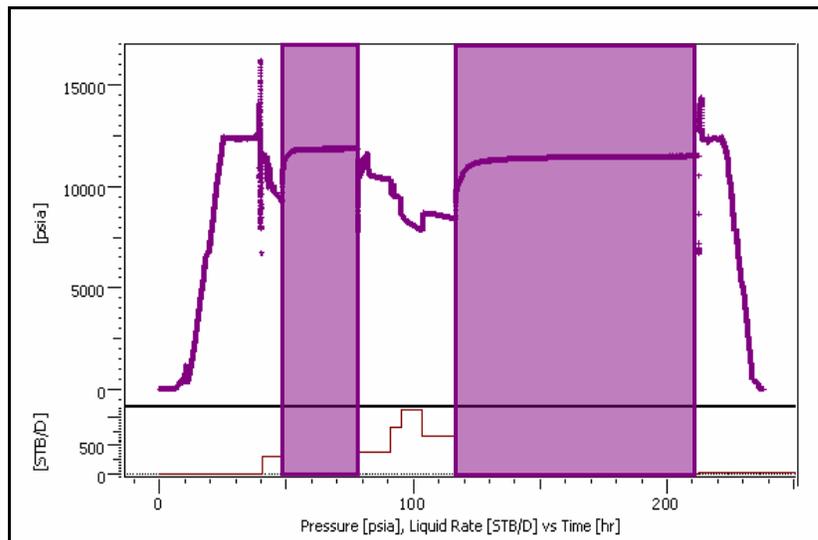


Figura 4.10. Comportamiento de la Prueba DST #4

Una vez realizada la detonación de los cañones, con diferencial de 4.200 Lpc a favor de la Formación, el pozo fue abierto para el periodo de limpieza con reductor de 3/16 pulgadas, el cual fue incrementado a 1/4 pulgadas debido a las obstrucciones durante el flujo. Esta etapa fue completada en 8 horas y recuperó un volumen de 310.25 bbls de petróleo de 32 °API, aportando además 40 ppm de H₂S y 7.5% de CO₂.

Luego del cierre del pozo en fondo por 29 horas, se dio inicio al primer periodo de flujo de la prueba multitasa, donde se abrió el pozo con reductor de 1/8 pulgadas durante 12 horas, obteniéndose una tasa de petróleo de 384,2 BPD de 34 °API y 0,533 MMPCD, presentado en 70 ppm de H₂S y 6% de CO₂. Seguidamente, se incrementó el reductor de 1/8 pulgadas a 3/16 pulgadas para el segundo periodo de flujo de la prueba multitasa durante 4 horas, resultando una tasa de petróleo de 815,3 BPD de 32,6 °API y 1,033 MMPCD, distribuido en 60 ppm de H₂S y 6% de CO₂.

Luego se incrementó el reductor de 3/16 pulgadas a 1/4 pulgadas por 9 horas para el tercer periodo de flujo de la prueba multitasa, registrando 1.122 BPD de petróleo de 33,4 °API. Por último, se cambió el reductor de 1/4 pulgadas a 3/16 pulgadas, obteniéndose una tasa de petróleo de 665 BPD, con presencia de H₂S y CO₂. Finalmente, el pozo fue cerrado por 95 horas, para la restauración de presión de formación.

Las presiones de fondo registradas durante la evaluación del intervalo, se muestran a continuación.

Tabla 4.32. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #4

Periodo	Tiempo (hrs)	Pwf (Lpc)	Twf (°F)	Pe (Lpc)	Te (°F)
Limpieza	8	9.255	321		
Cierre Inicial	29			11.871	316,26
Evaluación multitasa y toma de muestra PVT	12	10.331	319,3		
	4	9.423	321,4		
	21	8.417	324,5		
	8	7.831	322		
Cierre Final	95			11.504	318,6

Como se puede apreciar en la tabla 4.32, que tanto las presiones estáticas como las presiones de fondo fluyente muestran una declinación, lo cual es lógico en estas ultimas, debido al incremento de los reductores, los cuales generan una menor presión de fondo fluyente, obteniéndose mayores tasas de producción en superficie. En cuanto a las presiones obtenidas de la restauraciones, se observa un decrecimiento de la presión de aproximadamente 370 Lpc, lo cual debe estar asociado a la disminución de la transmisibilidad por la precipitación de los asfáltenos, efecto que

demuestra la disminución de la producción durante los periodos de flujo con reductor de 3/16 pulgadas.

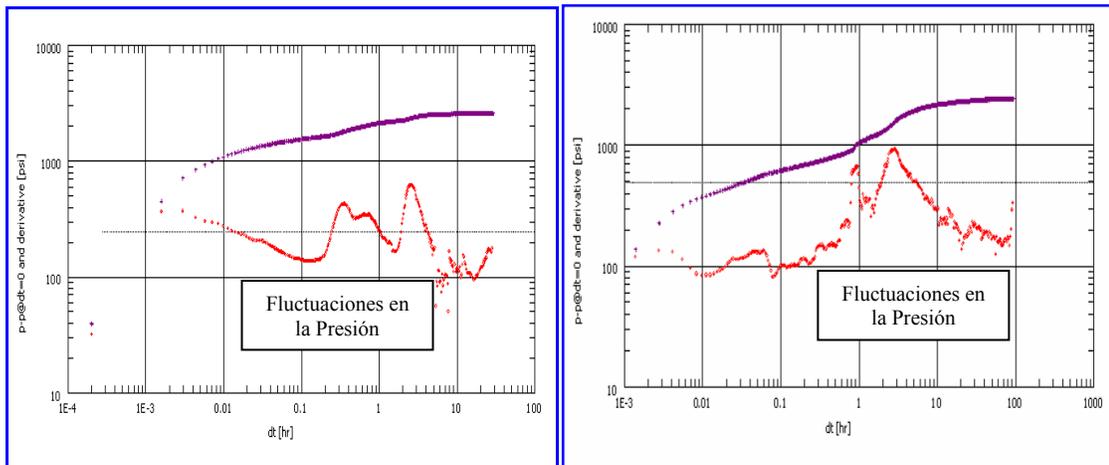


Figura 4.11. Comportamiento de la Derivada de Presión

En relación a los gráficos derivados de los datos de presión (Figura 4.11), se muestran que para ambas restauraciones se vieron afectadas por fluctuaciones muy altas en la presión, las cuales a su vez afectan la definición de los regimenes de flujo en la curva de la derivada de presión, por lo que no se consideran apropiados para definir parámetros del yacimiento y pozo, ya que no existe un ajuste a la derivada que sea válido.

4.5.2.3. Prueba DST #5

En la evaluación de este intervalo se llevaron a cabo tres cierres en fondo, siendo los dos primeros los oficiales de la prueba. El cierre inicial se realizó luego de culminado el periodo de limpieza, con una duración de 24 horas, el segundo por un periodo de 52,50 horas, antes de iniciar el período de la prueba multitasa y el tercer cierre realizándose posterior a esta, con la finalidad de controlar el pozo y culminar así la prueba.

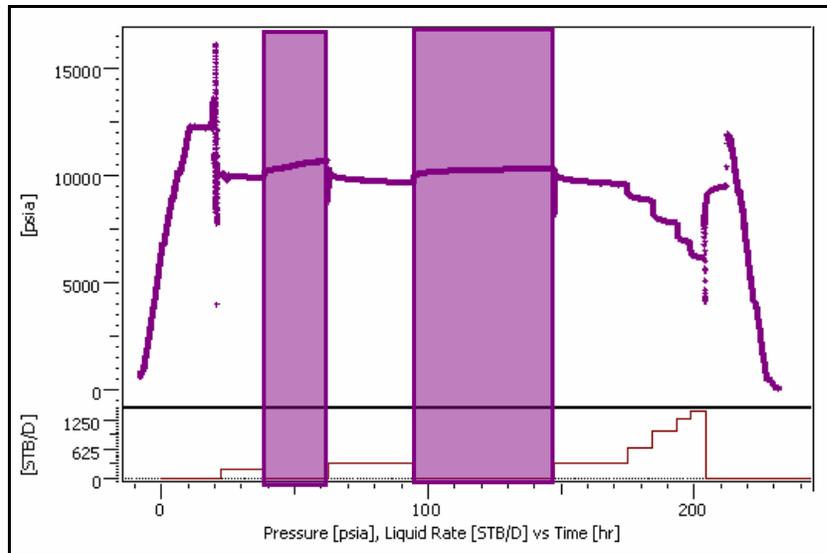


Figura 4.12. Comportamiento de la Prueba DST #5

Una vez creado el diferencial de presión a favor de la Formación, por desplazamiento de 103 bbls de lodo de 12,5 Lpg por Vassa de 6,8 Lpg, se detonaron los cañones, para luego dar inicio a la prueba de producción; iniciando con el periodo de limpieza con reductor de 1/8 pulgadas, donde se desplazaron 147 bbls de colchón antes de obtener la manifestación del fluido de Formación. Seguido de la restauración de presión por 24 horas, el pozo fue abierto a flujo con reductor de 1/8 pulgadas, obteniendo un volumen de petróleo de 435,13 bls de 33,8 °API a una tasa de 325 BPD. Se cerró el pozo para la segunda restauración de presión por un tiempo de 52 horas.

Consecutivamente, se dió inicio a la prueba multitasa con reductores de 1/8 pulgadas, 3/16 pulgadas, 1/4 pulgadas, 5/16 pulgadas y 3/8 pulgadas, registrando tasas de petróleo de 5.215 BPD, 4.581 BPD, 3.758 BPD, 3.088 BPD y 2.541 BPD, respectivamente. Finalmente, se controló el pozo, y se dió por culminada la prueba, sin problemas en sus operaciones.

Las presiones de fondo registradas durante la evaluación del intervalo, se muestran a continuación.

Tabla 4.33. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #5

Periodo	Tiempo (hrs)	Pwf (Lpc)	Twf (°F)	Pe (Lpc)	Te (°F)
Limpieza	17	9.879	314		
Cierre Inicial	24			10.674	311
Evaluacion	31	9.670	315		
Cierre Intermedio	52			10.324	312
Multitasa	26	9.608	315		
	18	8.833	316		
	8	7.791	318		
	5	6.909	319		
	5	6.143	320		
Cierre Final				-	-

Se puede observar en la tabla 4.33, que las presiones de fondo durante el flujo fueron disminuyendo, debido al cambio de reductores realizado durante la prueba para la obtención de mayores tasas. En cuanto a las presiones registradas por la restauración de presión, una declinación de aproximadamente 300 Lpc se hizo presente, certificando la baja capacidad de flujo de la zona, que se observó mediante la interpretación de la pruebas anteriores en este pozo.

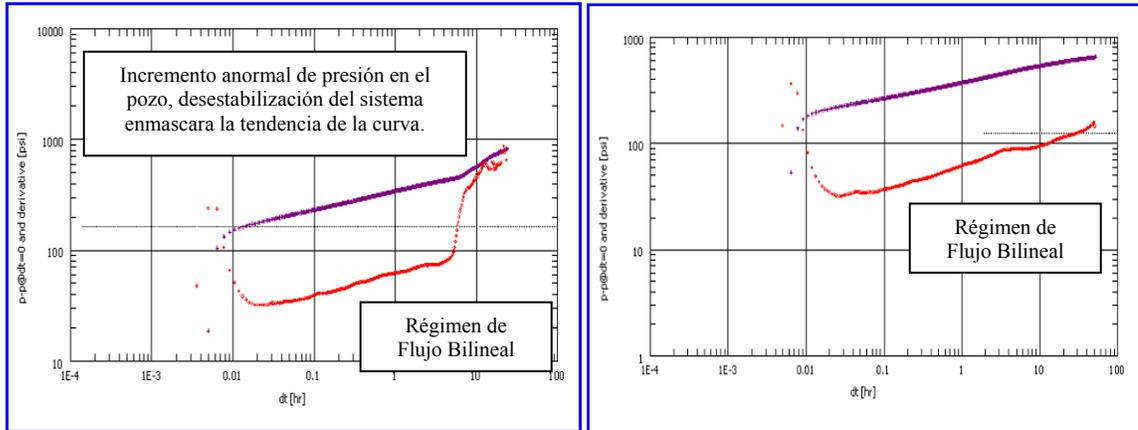


Figura 4.13. Comportamiento de la Derivada de Presión durante los Cierres.

En cuanto a la grafica de las derivadas de presión para los dos cierres realizados durante la prueba (Figura 4.13), se observa que desde tiempo tempranos de la prueba se presenta la Formación de un régimen de flujo bilineal identificado con la pendiente positiva de $1/4$, régimen referente a dos flujos lineales simultáneos que ocurren en direcciones normales. Esta tendencia se sobrepone sobre la tendencia a la formación del régimen de flujo radial, por lo que para la definición de parámetros de Formación no es apropiado.

Además, es posible ver que durante el segundo cierre, pasadas las 5 horas se observó un cambio de pendiente en la presión de restauración para ambos cierres y se aprecia inestabilidad en el comportamiento de presión, sin embargo, la causa para este comportamiento aún no se ha podido precisar con el desarrollo de la prueba. Por tanto, las restauraciones realizadas durante la prueba no son representativas para realizar un ajuste de los parámetros yacimiento-pozo.

4.5.3. Pozo TRV-4X

4.5.3.1. Prueba DST #4

Durante la evaluación de la Formación Naricual Superior a nivel del intervalo 21.040 pies – 21.106 pies, se llevaron a cabo dos cierres de fondo. El cierre inicial se realizó luego de terminar el periodo de limpieza y tuvo una duración de 24 horas, mientras que el cierre final se hizo luego del periodo de evaluación por un tiempo de 48 horas (Figura 4.14)

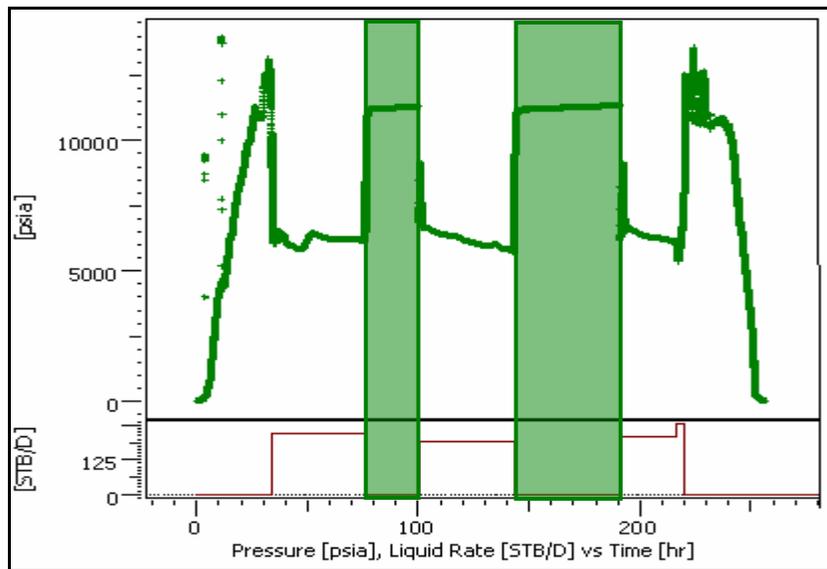


Figura 4.14. Comportamiento de la Prueba DST #4

El pozo fue abierto con reductor de 1/8 pulgadas por 23 horas para el periodo de limpieza, registrándose una producción de 209 BPD de un crudo de gravedad de 34 °API, con un porcentaje de agua y sedimentos de 3% de pasta orgánica. Seguido del cierre inicial de 24 horas.

Durante el periodo de evaluación del intervalo de 24 horas, se obtuvo un caudal de petróleo de 190 BPD y un porcentaje de agua y sedimentos con 7% de pasta orgánica. El pozo fue cerrado para restaurar la presión por 48 horas,

empleándose luego de dicha restauración la toma de muestras PVT sin problemas. Cabe destacar, que todos los periodos de flujo, se realizaron con reductor de 1/8 pulgadas, debido a que hubo presencia de material asfáltico al inicio de la prueba.

La tabla 4.34, muestra los valores de presión y temperatura registrados durante la ejecución de la prueba, donde el comportamiento de las presiones, mostraron tendencia a declinar durante la evaluación del intervalo, lo cual es indicativo del aporte del yacimiento a la superficie. Sin embargo, la presión alcanzada por la última restauración fue de 11999 Lpc, debido a la mayor área de drenaje alcanzada.

Tabla 4.34. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #4

Periodo	Tiempo (hrs)	Pwf (Lpc)	Twf (°F)	Pe (Lpc)	Te (°F)
Limpieza	23,5	7359	340		
Cierre Inicial	24			11.413	343
Evaluación	24	6.999	344		
Cierre Intermedio	48			11.999	349
Toma de Muestras	24	6.958			

En cuanto a los resultados obtenidos en la derivada de presión (Figura N° 4.15), es posible observar el efecto de segregación o reacomodo de las fases, enmarcando la respuesta al flujo radial, esto debido a la a la presencia de asfáltenos producidos durante la evaluación. Además, la variedad de fluidos de Formación que se produjeron durante la prueba, el cual afecta negativamente la curva proveniente de la restauración de presión.

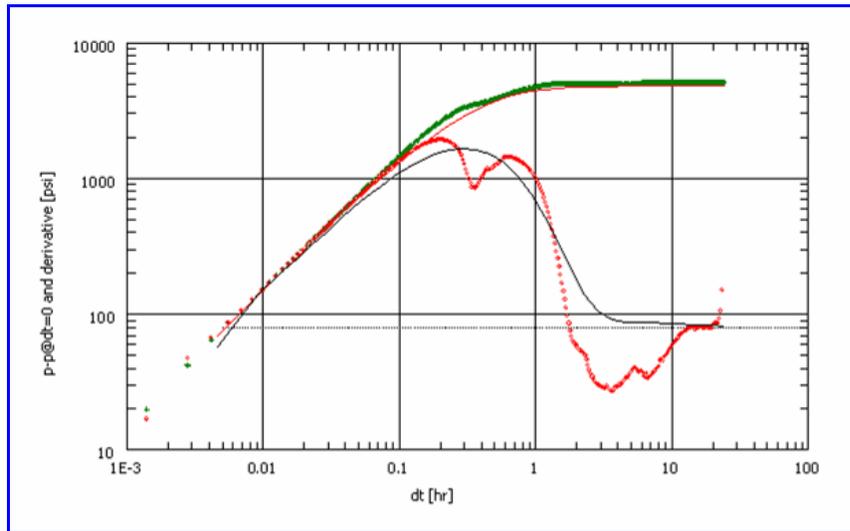


Figura 4.15. Comportamiento de la Derivada de Presión

Por tanto, solo fue posible realizar un ajuste referencial de los parámetros del yacimiento, debido a que no hubo ningún modelo que se ajustara representativamente a los datos de la prueba; arrojando así un yacimiento infinito de 11.999 Lpc de presión, una capacidad de flujo de aproximadamente 13,33 md*pie y una permeabilidad de 0,313 md, alcanzando un radio de investigación de 789 pies, presentando un daño formacional de 29.

4.5.3.2. Pozo TRV-4X

4.5.3.2.1. Prueba DST #7

La evaluación de la Formación Naricual Superior a nivel del intervalo 20.400 pies – 20.600 pies, tuvo dos cierres en fondo, el primero luego de culminar el periodo de limpieza, contó con una duración de 24 horas, y el segundo posterior a la evaluación del intervalos fue por un tiempo de 30 horas (Figura N° 4.16).

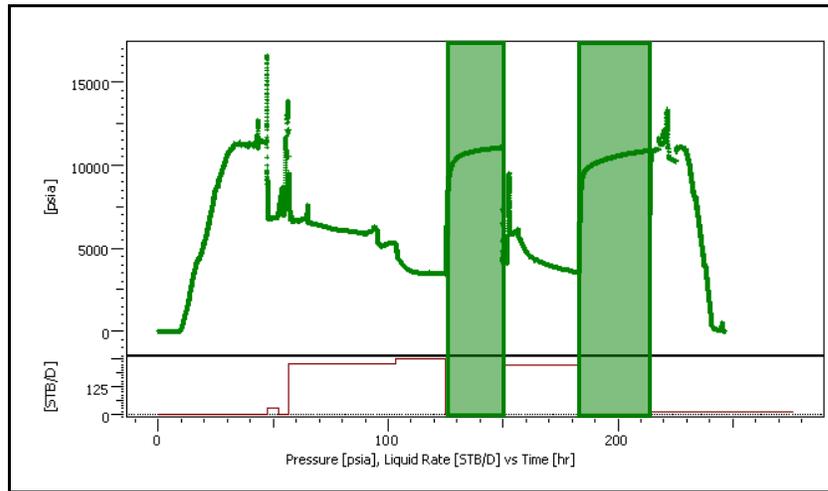


Figura 4.16. Comportamiento de la Prueba DST #7

Una vez creado el diferencial de 4.300 Lpc a favor de la Formación, se abrió el pozo con reductor de 1/8 pulgadas para realizar el periodo de desplazamiento inicial y limpieza, observándose luego de 5 horas que el pozo solo había desplazado 5 bls, por lo que se decidió incrementar el diferencial a favor de la Formación.

Seguido del periodo de restauración por el aumento del diferencial, se abrió el pozo con reductor de 1/8 pulgadas para continuar el flujo de limpieza, donde luego de las 46 horas se observó fluido de Formación de forma intermitente, por lo que se cambió el reductor a 1/4 pulgadas, siguiendo los caudales intermitentes. Por tanto se cerró el pozo por 24 horas, abriéndolo a evaluación con reductor de 1/4 pulgadas por 32 horas, observándose una producción de 0,2 MMPCD de gas y 222 BPD de petróleo de 32 °API y un 4% de AyS (pasta orgánica). Cabe destacar, que durante este flujo fueron tomadas las muestras para análisis PVT con éxito.

Las presiones de fondo registradas durante la evaluación del intervalo, se muestran en la tabla 4.35, donde se puede observar que la presión mostró una tendencia a declinar durante todos los periodos de flujo de la prueba, consecuencia de la producción de fluido del yacimiento.

Tabla 4.35. Presiones y Temperaturas alcanzadas durante la Prueba DST #7

Periodo	Tiempo (hrs)	Pwf (Lpc)	Twf (°F)	Pe (Lpc)	Te (°F)
Limpieza	5				
Cierre Inicial	30			11.871	316,26
Limpieza	51	6.164	279		
	21	4.349	282		
Cierre Final	24			12.520	318,6
Evaluación y toma de muestra PVT	32	4.429	320		

De los dos cierres realizados a lo largo de la evaluación, se tomó en consideración el segunda restauración (Figura N° 4.17) para estimar los parámetros del yacimiento, ya que la derivada arrojada sería mucho mas limpia, debido a que el pozo había fluido por mas tiempo.

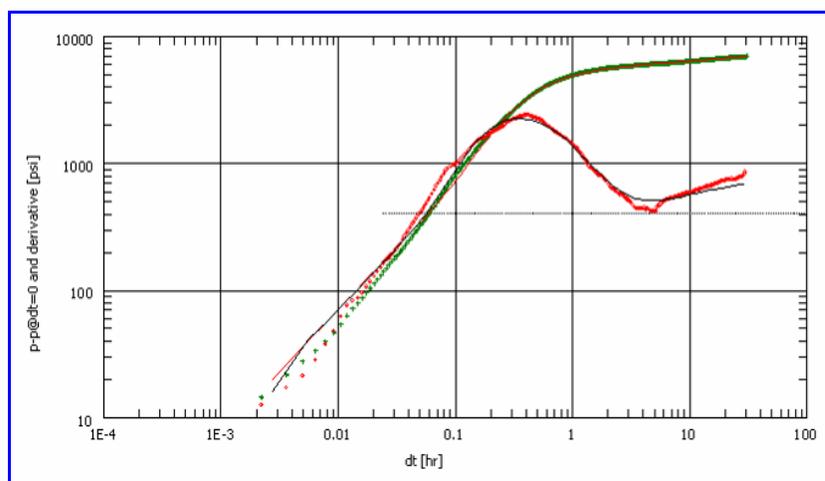


Figura 4.17. Comportamiento de la Derivada de Presión

Con esto, es posible observar un efecto de almacenamiento a tiempos tempranos de la prueba como resultado de las variaciones de presiones por efecto de la distorsión del fluido en el pozo; además de presentar una elevación a tiempo tardío demostrando la presencia de un límite del yacimiento.

En relación a los parámetros de yacimiento, fue posible realizar un ajuste de los cuales resultó una capacidad de flujo, permeabilidad y daño de formación de 37,4 md*pie, 0.14 md y 2.15 respectivamente. Así como también se puede evidenciar yacimiento de 12.520 Lpc con un posible borde sellante, a 60,4 pie del pozo aproximadamente.

4.6. Diseño de Pruebas de Presión

4.6.1. Propiedades y Presiones a encontrar en el Yacimiento.

Con el fin de diseñar una prueba DST para los intervalos prospectivos del pozo exploratorio TRV-6X; se elaboró una sección estructural del Campo Travi (Apéndice E). El tope de la Formación Naricual en el pozo TRV-6X fue determinado a 19.720 pies (MD), aproximada a la hallada en los pozos TRV-4X y TRV-5. En cambio, en los pozos TRV-2X y TRV-3, el tope de la Formación Objetivo se encontró aproximadamente 1.500 pies por encima. Siendo importante resaltar, que estos dos últimos pozos en comparación al TRV-4X, TRV-5 y posiblemente el TRV-6X, no vieron durante su perforación la parte Alóctona de edad Oligoceno Cretácico. Por tanto, se puede decir que en estos últimos tres pozos, se observa el efecto de sobrecarga de las Formaciones Suprayacentes al Yacimiento, haciéndolo aún mas compacto y reduciendo las propiedades petrofísicas y de fluidos, tales como; porosidad, permeabilidad y capacidad de flujo. Contrario a esto, las presiones serian cada vez mayores.

Los datos de porosidad en los pozos TRV-2X y TRV-3 oscilaron entre 9 y 8 %, respectivamente; y en los pozos TRV-4X y TRV-5 de 5 a 6%, lo cual confirma que la profundidad y la sobrecarga están haciendo influencia en estos valores. Por lo cual, se estimó un rango de porosidad para el pozo TRV-6X entre 5 y 6%, sustentado por el Mapa de Isoporosidad (Apéndice F), donde este valor estaría por el orden de 5 a 5,5 %.

De igual forma, se observó el comportamiento de los valores de permeabilidad y por ende la capacidad de flujo, producto de la evaluación de los pozos, logrando una estimación entre 1 a 4 md y de 40 hasta 350 md*pie, aproximadamente.

Las presiones de yacimiento esperadas en el pozo TRV-6X, fueron analizadas a partir de las pruebas de producción, las cuales estuvieron entre 10.796 y 11.980 Lpc para el pozo TRV-2X y de 10.520 a 11.875 Lpc para el TRV-3, siendo mayores para los pozos TRV-4X y TRV-5, cuyos valores están entre 11.999 a 12.520 Lpc y 12.535 a 12.548 Lpc, respectivamente. Por ende, para el pozo TRV-6X se esperan presiones mayores a 12.500 Lpc y menores a 13.000 Lpc, haciendo uso además del valor suministrado por el Mapa de Presión al tope de la Formación Naricual (Apéndice F) y de referencia los puntos de presión tomados por el probador de formación en los pozos vecinos (Apéndice A).

En la tabla 4.36, se muestran los rangos de propiedades estimadas para el pozo TRV-6X, a nivel de la Formación Naricual Superior.

Tabla 4.36. Propiedades estimadas para el pozo TRV-6X

Py (Lpc)	Ø (%)	K (md)	Kh (md*pie)
12500-13000	5-6	1-4	40-350

El Campo Travi presenta grandes problemas de precipitación de asfáltenos, donde el pozo TRV-4X presentó valor mas alto de porcentaje de agua y sedimentos (mayormente pasta orgánica), en comparación a los demás pozos, a pesar del uso de reductores pequeños durante los periodos de flujo, lo cual indujo grandes caídas de presión, que asociado al daño originaron la precipitación de los asfáltenos. Por tanto para minimizar la precipitación de los asfáltenos en el pozo TRV-6X se debería de realizar antes de la prueba un proceso de fracturamiento y mantener las presiones de fondo fluyente por encima de la presión de precipitación de los asfáltenos, la cual de acuerdo a la presentada en el pozo TRV-4X estaría en el orden de los 4500 a 6000 Lpc.

El objetivo de este diseño de prueba, es la evaluación de los intervalos con posible potencial de hidrocarburos en la Formación Naricual Superior, con el fin de reducir los problemas operacionales en el pozo y de esta manera lograr los objetivos planteados durante el desarrollo de la misma, tales como:

- Evaluar los parámetros del yacimiento como permeabilidad (K) y capacidad de flujo (Kh).
- Medir la presión y la temperatura del yacimiento.
- Obtener muestras para el análisis de presión – volumen – temperatura (PVT).
- Determinar la productividad de la Formación.
- Caracterizar el daño (S) de la Formación.

4.6.2. Procedimiento de Prueba Propuesto

A continuación de muestra el procedimiento de prueba propuesto para el pozo TRV-6X, para cumplir los objetivos antes mencionados.

1 Bajar sarta DST /TCP en el pozo (probar en superficie y durante la bajada todas las herramientas que conforman la Sarta DST)

2 Desplazar lodo por Vassa de 6.8 Lpg aproximadamente, para crear un diferencial a favor de la Formación (tomando en cuenta los puntos de presión en el pozo TRV-6X).

3 Asentar las empacadura, por encima del intervalo de interés.

4 Detonar los cañones para perforar el intervalo objetivo (tomando en cuenta la temperatura y el diámetro del hoyo, el cual seria de aproximadamente 350°F y 5 ½ pulgadas, respectivamente). Si no se muestra aporte por parte de la Formación, incrementar el diferencial de presión, desplazando lodo por un volumen mayor de Vassa a otro fluido menos denso.

5 Periodo de Limpieza

Abrir el pozo con reductor de 1/8 pulgadas para iniciar el periodo de desplazamiento y limpieza del mismo, monitorear la presión de cabezal y extender el flujo hasta desplazar 1,5 a 2 veces el volumen contenido en la herramienta y obtener un porcentaje de agua y sedimentos menor a 0,5%. Estabilizar las condiciones de producción y registrar estos valores.

6 Cierre Inicial

Cerrar el pozo en fondo y superficie por el doble del tiempo del primer periodo de flujo, con el fin de restaurar la presión de yacimiento.

7 Prueba Multitasa

Abrir con reductor de 1/8 pulgadas, estabilizar las condiciones de producción y realizar de ser posible la toma de muestras PVT. Continuar fluyendo el pozo con reductor de 1/8 pulgadas y realizar la prueba multitasa con reductor de 3/8 pulgadas,

1/4 pulgadas y 5/16 pulgadas si el comportamiento del pozo lo permite, con duración estimada de 8 a 10 horas para cada reductor con las condiciones de flujo estables.

Bajar la herramienta SRO, para obtener las lecturas de producción en tiempo real durante la prueba multitasa y así disminuir los posibles riesgos operacionales en cuanto a la variación de la P_{wf} , debido a la obstrucción del flujo por parte del arenamiento o la floculación de asfáltenos en la sarta.

8 Cierre Final

Cerrar el pozo en fondo y en superficie por 72 horas o el doble del periodo de la prueba multitasa, dependiendo de la estabilización de la presión de restauración.

Es importante resaltar, que debido a las presiones y propiedades petrofísicas esperadas durante el desarrollo de la prueba y a los problemas presentados en los pozos vecinos, es recomendable dos cierres, ya que una mayor cantidad de cierres induce a una mayor caída de presión a la hora de abrir el pozo, lo que traería como consecuencia la precipitación de asfáltenos.

Debido a la baja permeabilidad que presenta la Formación, se deben usar reductores pequeños. Además, se debe realizar la toma de muestra durante los primeros periodos de la prueba multitasa, para que la muestra sea representativa del fluido original del yacimiento.

4.6.3. Simulación de la Prueba

Con el uso del programa Saphir, se realizó la simulación de la prueba según el diseño propuesto, con los resultados estimados para el pozo TRV-6X, la cual se muestra en la Figura 4.18.

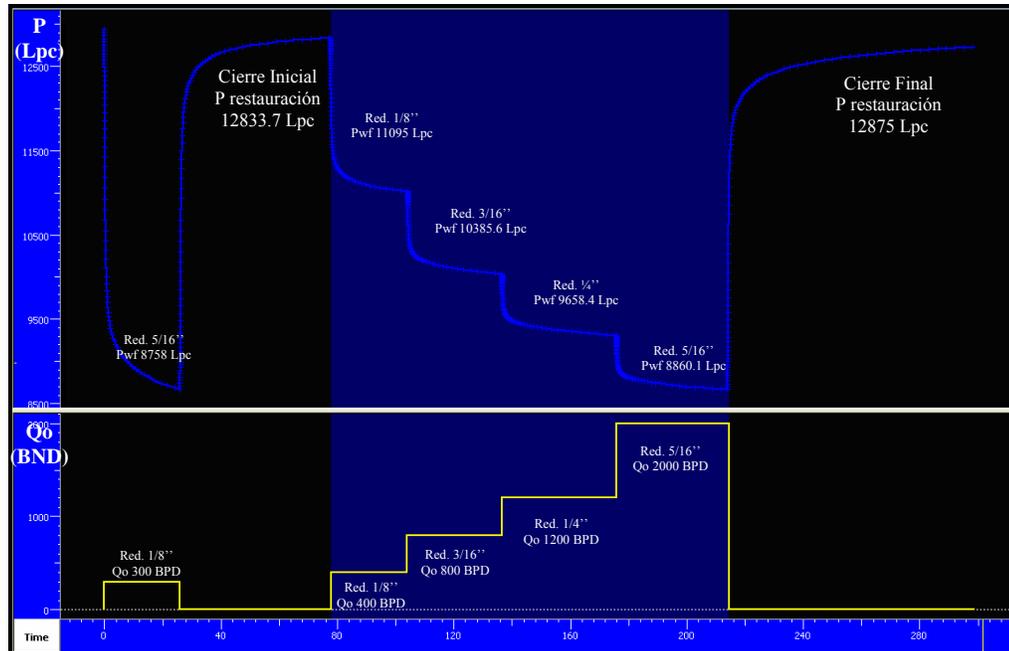


Figura 4.18. Simulación de la Prueba de Producción para el pozo TRV-6X.

Como resultado de la simulación, se obtuvieron valores de las propiedades del yacimiento y pozo, producto de la restauración final, los cuales se muestran en la figura 4.19.

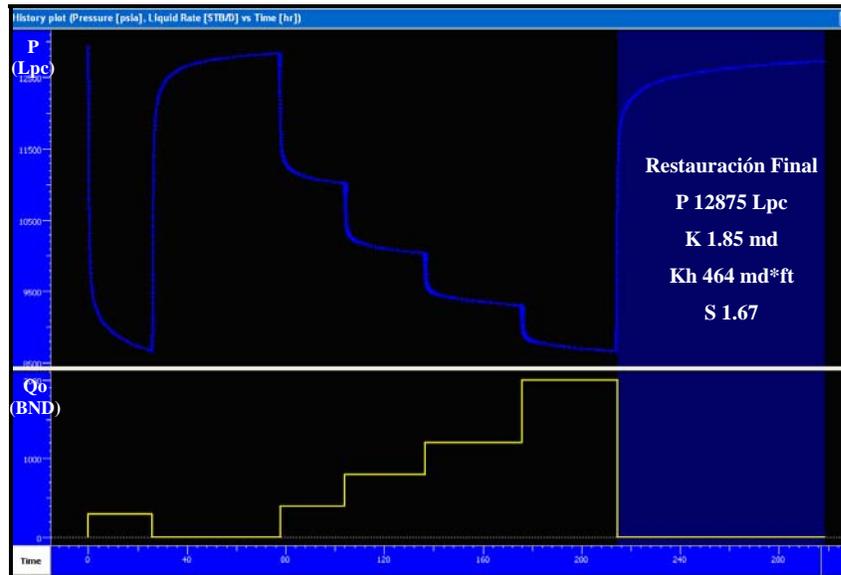


Figura 4.19. Parámetros simulados de la Prueba del Pozo TRV-6X.

En los resultados obtenidos, se puede observar, que tanto las presiones como la permeabilidad y la capacidad de flujo estimadas, no tienen gran diferencia con los resultados de la simulación.

En el Anexo 1, se puede observar el Diagrama de Sarta a utilizar en el Pozo TRV-6X.

CONCLUSIONES

1. De acuerdo a los análisis PVT, el crudo presente en el Campo Travi es de tipo mediano a liviano, entre 27 y 34 °API.
2. Durante las pruebas DST se recolectaron muestras para análisis PVT representativas del yacimiento.
3. Fue posible observar grandes precipitaciones de asfáltenos, durante las pruebas debido a las altas caídas de presión.
4. En el área Travi las propiedades petrofísicas, tales como porosidad, permeabilidad y capacidad de flujo son bajas.
5. A pesar de la complejidad de la zona, es posible la identificación de los regimenes de flujo.
6. Las pruebas DST proveen información confiable acerca del yacimiento.
7. Los yacimientos perforados por los pozos exploratorios del Campo Travi, están limitados principalmente por fallas sellantes.
8. El pozo TRV-3 se vió afectado por grandes fluctuaciones en la presión, generando caudales inestables a los largo de la evaluación.
9. El pozo TRV-4X fue el que presentó mayor porcentaje de agua y sedimentos (mayormente pasta orgánica).
10. Los rangos de las propiedades esperadas para el pozo TRV-6X serian de una presión de yacimiento de 12.875 Lpc, permeabilidad de 1.85 md, con una capacidad de flujo de 464 md*pie aunado a un posible daño formacional de 1.67, de acuerdo al diseño de prueba propuesto.

RECOMENDACIONES

1. Usar reductores pequeños que minimicen las caídas de presión, y si el pozo lo permite aumentar progresivamente.
2. Evitar cierres extras durante el desarrollo de las pruebas.
3. Realizar un proceso de fracturamiento antes de realizar la prueba, para mejorar las condiciones de flujo y disminuir las precipitaciones de asfáltenos.
4. Bajar las herramientas SRO, durante todas las pruebas de flujo.
5. Realizar la última restauración de la prueba por un lapso de tiempo mayor, con el fin de alcanzar o verificar los límites del yacimiento.
6. No realizar cierres del pozo cuando los flujos se mantienen fluctuantes.
7. Tomar las muestras cuando los caudales se encuentren estables, lo cual incidirá mayor representatividad de los resultados.
8. Colocar los sensores lo mas cercano posible a la zona de interés, con el objetivo de registrar mediciones de presión representativas del yacimiento.
9. Complementar la información geofísica, geológica y de producción, con el fin de conocer y validar las características del yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Cesar, C. **“Elaboración de una Metodología de Validación e Interpretación de Pruebas de Presión Aplicable a Cualquier Yacimiento a Nivel Mundial”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, Venezuela (2010).
2. Alfonso, B. **“Caracterización Dinámica de la Arena NAR-3 del Área Carito Central, mediante la Interpretación de Pruebas de Presión”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente-Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Maturín, Venezuela (2001).
3. Gonzalez, C. **“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”**. Tomos I y II, Edición Foninves, Caracas (1980).
4. Mendoza, V. **“Geología de Venezuela Ciclo Terciario Superior o Tardío”**. Tomo II, Ciudad Bolívar, Venezuela (2005).
5. Rojas, A. **“Modelo Esquemático de la Subcuenca de Maturín”**. Puerto La Cruz, Venezuela (1996).
6. Mago, O. **“Efecto de las Propiedades del Fluido e Hidráulicas sobre el calculo del Gradiente de Presión de los Pozos pertenecientes a los Campos Santa Bárbara y Carito, del Área Norte de Monagas”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad De Oriente, Puerto La Cruz (2001).
7. PDVSA, OPERACIONES GEOLOGICAS, **“Propuesta de Perforación Travi Este A (Separata)”**. Puerto La Cruz, Venezuela (2003)”.
8. PDVSA, OPERACIONES GEOLOGICAS, **“Pozos Exploratorios Travi-Producción”**. Puerto La Cruz, Venezuela (2003)”.
9. PDVSA, OPERACIONES GEOLOGICAS, **“Localizaciones Travi-Cotoperí”**. Puerto La Cruz, Venezuela 2003)”.

10. PDVSA, **“Sumario Geológico Operacional Travi-2X”**. Puerto La Cruz, Venezuela (2006).
11. PDVSA, **“Sumario Geológico Operacional Travi-3”**. Puerto La Cruz, Venezuela (2007).
12. PDVSA, **“Reporte Geológico Operacional Travi-4X”**. Puerto La Cruz, Venezuela (2008).
13. PDVSA, **“Reporte Geológico Operacional Travi-6X”**. Puerto La Cruz, Venezuela (2008).
14. CIED, **“Análisis de Pruebas de Presión”**, Nivel II. Maracaibo, Venezuela (1997).
15. HALLIBURTON ENERGY SERVICES, **“Manual de Análisis de Pruebas de Pozos”**. Venezuela (1999).
16. Da Prat, G. **“Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión”** Informe técnico (2007).
17. Horner, R; **“Modern Well Test Analysis”**. Palo Alto, California (1995).
18. Alvarado, D. **“Análisis de Pruebas de Presion”**. Maracaibo, Venezuela (2004).
19. Rivera, J. **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Venezuela (2004).
20. Matthews, C. **“Pressure Buildup and Flow Test in Wells”**. Editorial AIME. New York (1967).
21. John Lee, W. **“Well Testing”**. SPE Textbook Series Volumen 1. Texas (1981).
22. Escobar, F. **“Análisis Moderno de Pruebas de Pozos”**. Nevia, Huila, Colombia (2003).
23. HALLIBURTON ENERGY SERVICES, **“Recopilacion Tecnica de Ingenieria de Yacimientos”**. Venezuela (2001).
24. Rojas, G. **“Manual de Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado”**. CEPET. Puerto La Cruz (1989).
25. **“Reservoir Inflow Performance”**. Edinburgh Petroleum service Limited (1999).

26. SCHLUMBERGER, **“Servicios de Pruebas de fondo de Pozo”**. Sugar Land, Texas (2002).

27. Piers, G. **“A New Flowmeter for Production Logging and Well Testing”**. SPE (1987).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	“DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS EXPLORATORIOS DEL CAMPO TRAVI, UBICADO AL NOROESTE DEL ESTADO MONAGAS”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
SANDRAVALENTINA GÓMEZ MARCANO	CVLAC: 19.315.612 E MAIL: sandravaletina_7@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

PRUEBAS DE PRESIÓN
PRESIÓN
INTERPRETACIÓN
DISEÑO
PRODUCCIÓN
YACIMIENTO

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Después de la perforación de las zonas potencialmente productoras, las pruebas de pozos permiten realizar la terminación o no del pozo. El objetivo de esta investigación es realizar un diseño de prueba para la evaluación de los intervalos con posible potencial de hidrocarburos de la Formación Naricual Superior del Campo Travi, caracterizado por poseer condiciones extremas de presión y temperatura. Para esto, se validaron las propiedades PVT de los fluidos, con la finalidad de interpretar las pruebas DST realizadas en los pozos exploratorios perforados en dicho Campo, mediante los datos de presión y flujos en función del tiempo obtenidos de las pruebas, de los cuales resultaron parámetros característicos del yacimiento. Como resultado general se obtuvo que la Formación Naricual Superior cuenta con petróleo de tipo liviano a mediano y propiedades de la roca y fluidos bajas, con presiones y temperaturas altas; por lo que se debe evitar los cierres adicionales del pozo durante las pruebas, los cuales inducen a una alta caída de presión al ser abierto a flujo y dan origen a la precipitación de los asfáltenos.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E MAIL				
RAYDA PATIÑO	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	11.833.699			
	E MAIL	RAIDAPATIÑO@GMAIL.COM			
	E MAIL				
JOSÉ RODRÍGUEZ	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E MAIL	JRRODRIGUEZ@UDO.EDU.ES			
	E MAIL				
NÍVIA DÍAZ	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	13.317.350			
	E MAIL	INGNIVIADIAZ@YAHOO.ES			
	E MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2011	07	26

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Sandra.doc	application/msword
APENDICE A	application/msword

CARACTERES 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 .

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:
INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:
PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:
INGENIERÍA DE PETRÓLEO

INSTITUCIÓN:
UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:
“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

GÓMEZ M. SANDRA V.

TUTOR

JURADO

JURADO

Prof. RAYDA PATIÑO

Prof. JOSÉ RODRÍGUEZ

Prof. NÍVIA DÍAZ

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. RAYDA PATIÑO