



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Análisis de Pruebas de Restauración de Presión en
Yacimientos que Producen por Debajo del Punto de
Saturación”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEOS

Presentada por:

KEVIN PAGUAY PILAY LENIN

DARIO IVAN GALARZA GUADALUPE

GUAYAQUIL – ECUADOR

2011

INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS	5
INDICE DE TABLAS	7
DEDICATORIA	10
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN.....	12
DECLARACIÓN EXPRESA	13
SIMBOLOGIA	14
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVO GENERAL	20
OBJETIVO ESPECÍFICO	21
CAPITULO I	22
GENERALIDADES DEL CAMPO FICT.....	22
1.1 HISTORIA DEL CAMPO FICT	22
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	25
1.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS GENERALES	26
1.3 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS ESTRATOS DE LA CUENCA ORIENTE.....	29
1.4 MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO FICT ..	33
• Expansión de flujo y de la roca.....	33
• Empuje por gas en solución.....	33
• Empuje por capa de gas	33
• Empuje hidráulico.....	33
• Segregación gravitacional.....	33
1.4.1 Mecanismo de Empuje en la Formación Hollín	34
1.4.2 Mecanismo de Empuje en la Formación Napo Inferior T	34
1.4.3 Mecanismo de Empuje en la Formación Napo Inferior U.....	34
1.5 FACTOR DE RECOBRO DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO FICT	35
1.6 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y FLUIDOS CAMPO FICT	36

1.6.1	Propiedades de la roca – yacimiento	36
1.6.1.1	Porosidad	36
1.6.1.2	Permeabilidad	38
1.6.1.3	Saturación de los fluidos.....	40
1.6.1.4	Compresibilidad de la formación	41
1.6.2	Propiedades de los Fluidos	43
1.6.2.1	Diagrama de fases aplicado al campo.....	43
1.6.2.2	Análisis PVT	46
1.7	ESTADO DE LOS POZOS E HISTORIAL DE PRODUCCION	49
1.7.1	Historial de presiones de las arenas del Campo FICT	49
1.7.2	Histórico de Producción del Campo.....	51
1.7.3	Pozos en producción.....	51
CAPITULO II		53
PRUEBAS DE POZOS		53
2.1	TIPOS DE PRUEBAS DE PRESION	55
2.1.1	PRUEBAS DE DECLINACION DE PRESIÓN O DE FLUJO (DRAWDOWN TEST).....	55
2.1.1.1	Análisis de una prueba de Drawdown con tasa constante	57
2.1.1.2	Análisis de una Prueba de Flujo con cambio ligeramente variable.....	60
2.1.1.3	Análisis de una prueba de flujo para dos tasas o más tasas (Multitasas).	63
2.1.2	PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION (BUILDUP TEST)	74
2.1.2.1	Prueba de Buildup para una sola tasa constante antes del cierre (Método de Horner).....	74
2.1.2.1	Prueba de Buildup precedido por dos diferentes tasas de flujo.....	79
2.1.2.1	Prueba de Buildup precedido por varias tasas diferentes de flujo.....	81
2.1.3	Pruebas de disipación de presión en pozos Inyectores (Fall off Test) 85	
2.1.4	Pruebas de Interferencia	86

2.2 METODOS DE EVALUACION DE PRUEBAS DE PRESION ALTERNATIVOS.....	88
2.2.1 Método de Odeh-Selig y Aproximación de Horner	88
2.2.1.1 Método de Odeh-Selig.....	88
2.2.1.2 Aproximación de Horner	92
2.2.2 Calculo de la presión de Area de Drenaje. (Método MBH).....	93
2.2.3.1 Procedimiento para desarrollar el método de la derivada para una prueba de Build Up.....	96
2.2.3.2 Procedimiento para encontrar los valores de las presiones derivadas ($\Delta te\Delta p'$).....	97
2.3 IPR E INDICE DE PRODUCTIVIDAD	101
2.3.1 Índice de Productividad	101
2.3.2 IPR para Yacimientos Saturados	103
2.3.2.1 Método de Voguel.....	103
2.3.2.2 Modificación de Standing.....	108
CAPITULO III.....	115
ANALISIS Y RESULTADOS DE LOS POZOS DEL CAMPO FICT	115
3.1 ANÁLISIS DEL POZO FICT 01	115
4.2 ANÁLISIS DEL POZO FICT 02	125
3.3 ANÁLISIS DEL POZO FICT 03	135
3.4 ANÁLISIS DEL POZO FICT 04	145
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	155
CONCLUSIONES.....	156
RECOMENDACIONES	159
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y ELECTRÓNICAS.....	160

INDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Figura 1.1: Mapa de Bloques Petroleros de la Cuenca Oriente Ecuatoriana	23
Figura 1. 2: Ubicación geográfica del campo FICT	26
Figura 1. 3: Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente.....	28
Figura 1. 4: Columna Estratigráfica de Subsuelo de la Cuenca Oriente Ecuatoriana	32
Figura 1.5: Esquema de Porosidad	36
Figura 1.6: Esquema de Permeabilidad.....	40
Figura 1.7: Diagrama de Fases del Petróleo	43

Capítulo II

Figura 2. 1: Curva de Presión vs. Tiempo (Ejemplo 2.1)	59
Figura 2. 2: Curva de Función de Presión vs. Tiempo (Ejemplo 2.2).....	62
Figura 2. 3: Grafica General de Tasa de Producción vs. Tiempo (Dos Tasas)	64
Figura 2. 4: Curva de Presión vs. Función de Tiempo (Ejemplo 2.3).....	68
Figura 2.5: Grafica General de Tasa de Producción vs. Tiempo (Varias Tasas)	70
Figura 2.6: Curva de Función Presión vs. Función Tiempo (Ejemplo 3.4)	72
Figura 2.7: Grafica General de Q vs. T para Build Up (Una Tasa)	74
Figura 2.8: Gráfica general de P vs. T para Buildup.....	75
Figura 2.9: Curva de Presión vs. Tiempo de Horner (Ejemplo 2.5)	78
Figura 2. 10: Gráfica general de Q vs. T para Buildup (Dos Tasas)	79
Figura 2. 11: Gráfica general Q vs. t para Buildup (Varias Tasas).....	81
Figura 2. 12: Curva de Presión vs. Función de Tiempo (Ejemplo 2.6)	83
Figura 2. 13: Gráfica general P vs. t (Fall off Test).....	85
Figura 2. 14: Esquema de Inyección (Pruebas de Interferencia)	87
Figura 2. 15: Curva de Presión vs. Función de Tiempo (Odeh-Selig)(Ejemplo 2.7)	91
Figura 2.16: P_{MBHD} vs. t_{AD} (Método MBH)	94
Figura 2.17: Procedimiento para hallar la Presión Derivada	99
Figura 2.18: IPR (Ejemplo 2.9)	107
Figura 2. 19: IPR de Standing (Pozos Estimulados o con Daño)	110
Figura 2. 20: IPR (Ejemplo 2.10).....	114

Capítulo III

Figura 3. 1: Diagrama de Completación del Pozo FICT-01	116
Figura 3. 2: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo (FICT-01)	118
Figura 3. 3: Curva del Método de la derivada de Bourdet (Pozo-01)	121
Figura 3. 4: Gráfica Semilog de Horner (FICT-01)	123
Figura 3. 5: IPR (FICT-01)	124
Figura 3. 6: Diagrama de Completación del Pozo FICT-02	126
Figura 3. 7: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo (FICT-02)	128
Figura 3. 8: Curva del Método de la derivada de Bourdet (Pozo-02)	131
Figura 3. 9: Gráfica Semilog de Horner (FICT-02)	133
Figura 3. 10: IPR (FICT-02)	134
Figura 3. 11: Diagrama de Completación del Pozo FICT-03	136
Figura 3. 12: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo (FICT-03).....	138
Figura 3. 13: Curva del Método de la derivada de Bourdet (Pozo-03).....	142
Figura 3. 14: Gráfica Semilog de Horner (FICT-03)	143
Figura 3. 15: IPR (FICT-03)	144
Figura 3. 16: Diagrama de Completación del Pozo FICT-04	146
Figura 3. 17: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo (FICT-04).....	148
Figura 3. 18: Curva del Método de la derivada de Bourdet (Pozo-04).....	151
Figura 3. 19: Gráfica Semilog de Horner (FICT-04)	153
Figura 3. 20: IPR (FICT-04)	154

INDICE DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla 1. 1: Factor de Recobro.....	35
Tabla 1. 2: Porosidad de Pozos FICT	38
Tabla 1. 3: Saturación de Agua de Pozos FICT	41
Tabla 1. 4: Compresibilidad de Roca de Pozos FICT	42
Tabla 1. 5: Presiones Pozos FICT.....	46
Tabla 1. 6: Ventajas y Desventajas – Tipo de Muestras	47
Tabla 1. 7: Propiedades de Pozos FICT.....	48
Tabla 1. 8: Propiedades de Pozos FICT.....	48
Tabla 1. 9: Historial de Presiones del Campo FICT	49
Tabla 1. 10: Conteo de Pozos en el Campo FICT	51

CAPITULO II

Tabla 2. 1: Ejemplo 2.1 – Drawdown Tasa Constante	58
Tabla 2. 2: Ejemplo 2.2(a) – Drawdown Tasa Ligeramente Variable.....	61
Tabla 2. 3: Ejemplo 2.2 (b) - Drawdown Tasa Ligeramente Variable.....	62
Tabla 2. 4: Ejemplo 2.3 – Drawdown Dos Tasas	67
Tabla 2. 5: Ejemplo 2.4 – Drawdown Multitasas	71
Tabla 2. 6: Ejemplo 2.5 – Buildup Una Tasa Constante	77
Tabla 2. 7: Ejemplo 2.6 – Buildup Multitasas	82
Tabla 2. 8: Ejemplo 2.7 – Método de Odeh Selig	89
Tabla 2. 9: Ejemplo 2.9 – Cálculo de la Presión Derivada	100
Tabla 2. 10: Ejemplo 2.10 - IPR.....	107
Tabla 2. 11: Ejemplo 2.11 - IPR.....	114

AGRADECIMIENTO

(Darío)

A mis padres por todo el esfuerzo que han realizado para que su hijo sea un profesional.

Al Ing. Bolívar Miranda por toda la paciencia y el apoyo brindado para la realización de esta tesis.

A todos mis profesores de la facultad de Ciencias de la Tierra que han colaborado en mi desarrollo universitario.

A mis compañeros y amigos que me han acompañado durante los buenos y malos momentos de la vida universitaria.

AGRADECIMIENTO

(Kevin)

Agradezco a Dios, quien me ha permitido formarme en paralelo tanto en lo espiritual, como lo académico; a la ESPOL, quien a través de su unidad académica, la Facultad de Ciencias de La Tierra, ha colaborado en mi formación académica. A mis profesores, quienes me han enseñado con esfuerzo y dedicación. En especial a mi tutor de tesis el Ing. Bolívar Miranda quien ha compartido sus conocimiento en el presente trabajo y a todos mis amigos.

DEDICATORIA (Darío)

A mis padres Pablo y Aida.

*A mis hermanos David y
Diego.*

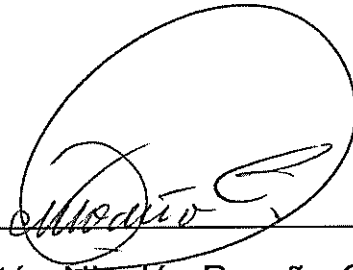
*A las personas que han estado
junto a mí durante mi vida
universitaria.*

DEDICATORIA
(Kevin)

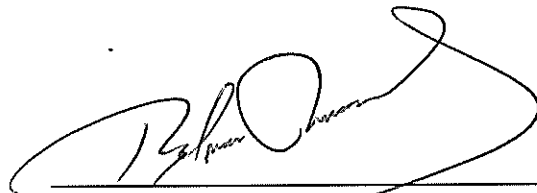
A MI MADRE
MERY PILAY

A MI PRIMA
GINGER CHEVEZ

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Gastón", is written over a horizontal line. The signature is enclosed within a large, hand-drawn oval.

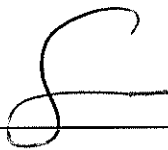
Ing. Gastón Nicolás Proaño Cadena
Sub-Decano FICT

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Bolívar", is written over a horizontal line. The signature is enclosed within a large, hand-drawn oval.

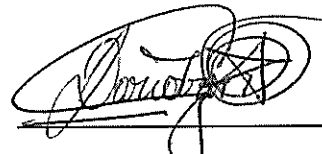
Ing. Bolívar Miranda
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica Del Litoral"



Kevin L. Paguay Pilay



Darío I. Galarza Guadalupe

SIMBOLOGIA

\emptyset	Porosidad de la Roca
VP	Volumen Poroso de la Roca
VT	Volumen Total que Ocupa la Roca y los Fluidos
μ	Viscosidad del petróleo
v	Velocidad del Fluido
So	Porcentaje de Saturación de la Roca con Petróleo
Sw	Porcentaje de Saturación de la Roca con Agua
Sg	Porcentaje de Saturación de la Roca con Gas
Ct	Compresibilidad Total de la Formación
Co	Compresibilidad del Petróleo
B, Bo	Factor Volumétrico del Petróleo
Bw	Factor Volumétrico del Agua
Rs	Razón de Solubilidad del Petróleo
GOR	Relación Gas - Petróleo

API Gravedad Específica del Fluido de acuerdo al Instituto Americano del Petróleo

BSW (Basic Sediment Water) Contenido de Agua de la Producción de Petróleo

T, Ty Temperatura del Yacimiento

Pi, Pe Presión Estática o Inicial del Yacimiento

P_R Presión Promedio del Yacimiento

Pb Presión de burbuja o de Saturación

Pwf Presión de Flujo en el Fondo

Pws Presión estática en el yacimiento

P_D Preston Adimensional

t Tiempo

t_D Tiempo adimensional

r_w Radio del Pozo

r_e Radio de externo del Yacimiento

K Permeabilidad

S Factor de Piel o Factor de Daño del Yacimiento

Q_t Producción Total de Fluido

Q, Q_o Producción de Petróleo

h Espesor de la Formación

t_p Tiempo que se ha Mantenido Cerrado el Pozo

Δt Variación de Tiempo

ΔP Variación de Presión

m Pendiente de una Recta

C_D Coeficiente de Almacenamiento

J, IP Índice de Productividad

IPR Inflow Performance Rate, gráfica P_{wf} vs. Q

FE Eficiencia de Flujo

INTRODUCCIÓN

Se conoce que la presión de burbuja o presión de saturación es aquella donde el petróleo que contiene gas en solución, muestra la primera burbuja. Viendo desde otro punto de vista, es el punto donde los espacios vacíos entre las moléculas de líquido se han llenado en su totalidad con moléculas de gas, de tal manera que ya no recepta más gas en solución, produciéndose la liberación del mismo.

Las pruebas de pozos nos dan la idea de cómo se encuentra el pozo en tiempo presente e incluso nos puede servir para predecir lo que le sucederá al mismo, en el futuro. La prueba más comúnmente usada es la prueba de restauración de presión o Buildup, que registra valores de presiones mientras el pozo se encuentra sin flujo, habiendo sido cerrado luego un periodo de tiempo de haber producido mientras se realizaba una prueba de producción. Con los datos de

presión, tiempo y temperatura capturados por un sensor de fondo, se realizan un sin número de procedimientos matemáticos que tendrán como finalidad encontrar parámetros característicos del yacimiento productor que alimenta al pozo, tales como permeabilidad, factor de daño, presión inicial o estática del reservorio, área de drenaje, modelo de reservorio, tipo de flujo, entre otros.

En nuestro estudio prestaremos atención a los pozos que producen de yacimientos con gas libre, los cuales necesitan de procedimientos matemáticos distintos a los de yacimientos no saturados, para encontrar las distintas características del yacimiento.

El presente trabajo muestra una breve reseña histórica del campo FICT desde que fue perforado por primera vez en 1969. Se presenta la ubicación geográfica y los aspectos geológicos generales. También explica los diferentes mecanismos de empuje del campo con los que los pozos producen de manera natural sin tomar en cuenta métodos de recuperación secundaria ó mejorada .

En cuanto a la parte teórica de esta tesis, se presentan las principales propiedades de las rocas y de los fluidos, tales como son la porosidad, la permeabilidad, saturación de la roca con los distintos fluidos, la compresibilidad de la roca. Se explica el diagrama de fases del petróleo indicando las características de un fluido ubicado en los distintos puntos dentro y fuera de la

envolvente, mostrando que la presión de los pozos que serán parte de nuestro análisis se encuentra por debajo de la presión de saturación.

Se presenta un manual instructivo y didáctico ilustrado de procedimientos de los distintos tipos de prueba de pozos que existen, enfocándonos más en las pruebas de Drawdown y Buildup. Se pone a prueba la eficacia del método de Horner al compararlo con el muy eficaz pero complejo método de la derivada de presiones de Bourdet. También se desarrolla el procedimiento para cálculos del índice de productividad y la graficación de IPR, únicamente para yacimientos con presiones debajo del punto de saturación.

Por último se realizará un análisis exhaustivo de cada uno de los resultados generados por el software computacional PanSystem v3.4 para cada uno de los cuatro pozos que se eligieron por encontrarse por debajo del punto de saturación.

OBJETIVO GENERAL

- Evaluar pruebas de restauración de presión en el yacimiento “T” del campo FICT, de pozos que producen por debajo de la presión de Saturación ó Burbujeo.
- Aplicar el software de interpretación de presiones PanSystem V3.4, de amplia utilización en la Industria petrolera, para determinar algunos parámetros petrofísicos y el potencial de producción de los pozos en estudio.
- Analizar y definir la metodología existente para evaluar las pruebas de restauración de presión en yacimientos Saturados.
- Aplicar esta metodología para conocer el comportamiento futuro del yacimiento “T” que actualmente en algunas áreas tiene la condición de yacimiento saturado y en otras se encuentra muy cerca de su presión de burbuja.

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Analizar el comportamiento de la presión del yacimiento “T” en función del tiempo.
- Comparar las presiones del yacimiento con respecto a la presión de Saturación del yacimiento “T” del campo FICT y comprobar que existe gas libre.
- Considerar recomendaciones que aporten al desarrollo productivo del yacimiento, y a mejorar su factor de recobro, en base a las pruebas de presión.
- Graficar el IPR de cada uno de los pozos en estudio para analizar su comportamiento por debajo del punto de burbuja y encontrar la tasa máxima a la que un pozo podría producir si su presión de fondo fluyente fuera nula.
- Identificar el tipo de flujo en el reservorio, así como el modelo del reservorio y los valores de la permeabilidad, factor de piel y la presión estática.

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL CAMPO FICT

1.1 HISTORIA DEL CAMPO FICT

El campo FICT es uno de los mejores campos petroleros encontrados en el Oriente Ecuatoriano; localizado en la región axial Norte-central de la cuenca oriental.

El primer pozo que se perforó en el campo FICT, se lo denominó FICT-1. Se inició la operación de perforación el 21 de Enero de 1969. Este pozo se encuentra ubicado en: longitud 76°52,'46" W y latitud 00°19"48" S; posteriormente el pozo fue oficialmente completado en el yacimiento Hollín, a una profundidad de 10160 pies el 25 de Febrero de 1969 y tuvo una producción

de 1328 barriles de petróleo por día, de un crudo de 29,9 API a través de un choque de $\frac{1}{4}$ de pulgada y un BSW de 0.1%.

El desarrollo del campo se inicio en Marzo de 1971 y fue puesta el área a producción en Julio de 1972. Diez años más tarde el campo FICT tenía ya una producción aproximada de 60000 bbl/día.

El campo se desarrolló inicialmente en un área de 250 acres (100 Ha). El promedio de las perforaciones de los pozos están sobre 9.900 ft. A Diciembre de 1981 el campo había producido 190'655.560 bbl de los cuales el 80% se lo obtuvo del reservorio Hollín.

En Septiembre de 1989 CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana) pasa a ser Petroecuador, y esta nueva empresa continua con la operación del Campo.

El 4 de septiembre del 2009, Petroecuador entrego oficialmente a la empresa de economía mixta Operaciones Rio Napo, la administración y explotación del campo, por un periodo de 10 años.

Actualmente este campo cubre una superficie de 657 km², aportando con un 10% a la producción petrolera nacional. Produce alrededor de 49800 barriles de

crudo de 28 ° API, cuenta con más de 200 pozos perforados y cerca de 50 cerrados. Constituye al igual que otros campos de Petroecuador una de las áreas petroleras más rentables, en comparación con otros campos del Oriente, lo cual le ha merecido el calificativo de ser una de “las joyas de la corona”.

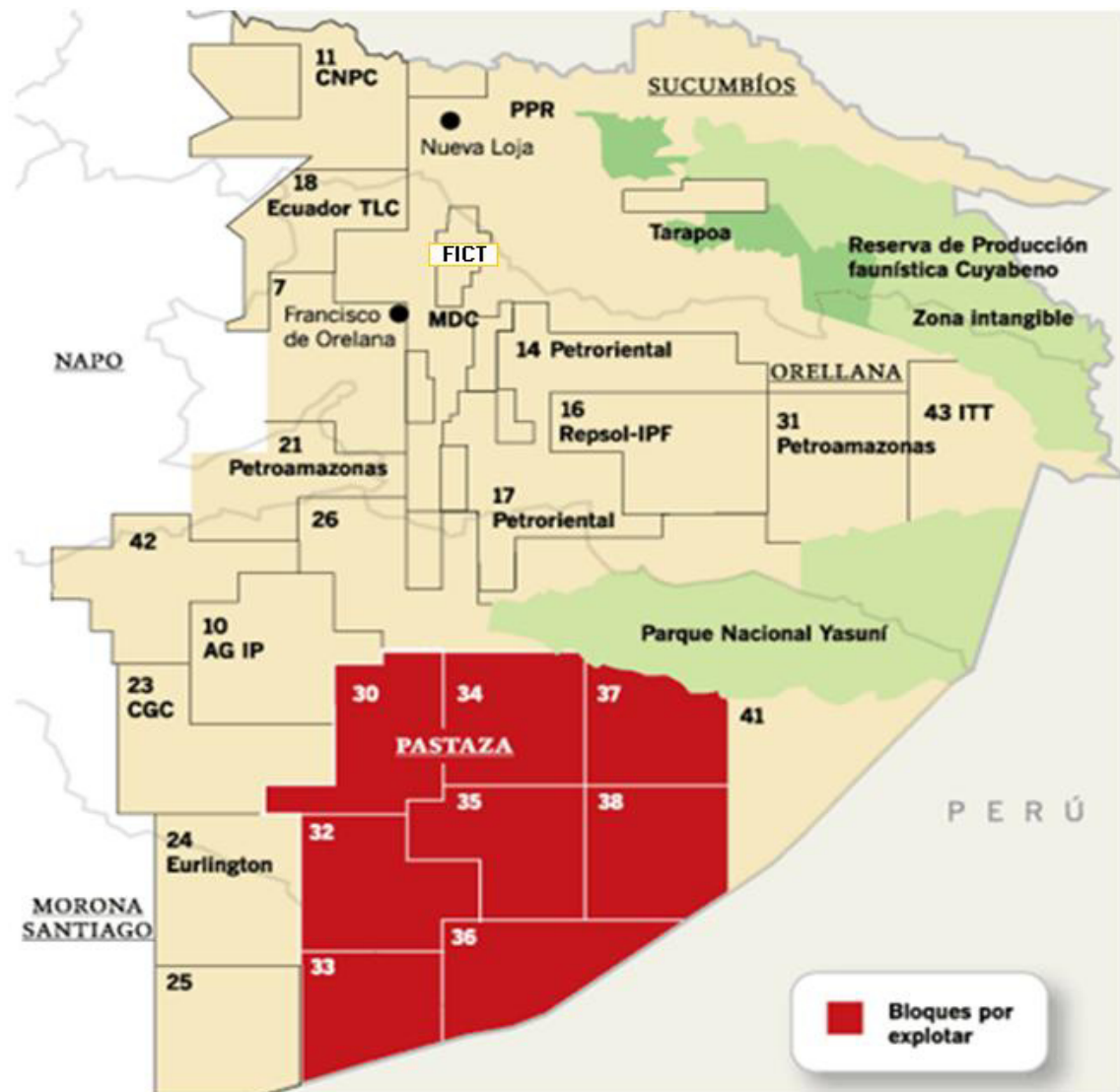


Figura 1.1: Mapa de Bloques Petroleros de la Cuenca Oriente Ecuatoriana

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo FICT se encuentra localizado en la provincia Francisco de Orellana, Cantón La Joya de los Sachas, y cubre una extensión de 166 km². Cuenta con las siguientes estaciones de producción: Sector Central, Sector Norte 1, Sector Norte 2 y Sector Sur.

El Campo petrolero FICT está ubicado al Nororiente de la Región Amazónica, aproximadamente a 112 millas (180 Km.), en línea recta desde Quito, en dirección Sur-Este, en coordenadas aproximadas 76°46'00" W a 76°54'00" W (Longitud) y 0°10'00" S a 0°26'00" S (Latitud).

Se encuentra delimitado al Norte por las Estructuras Palo Rojo, Eno, Ron, y Vista; al Sur por los Campos Culebra-Yulebra, al Este por los Campos Shushufindi-Aguarico y al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

(Figura 1.2)

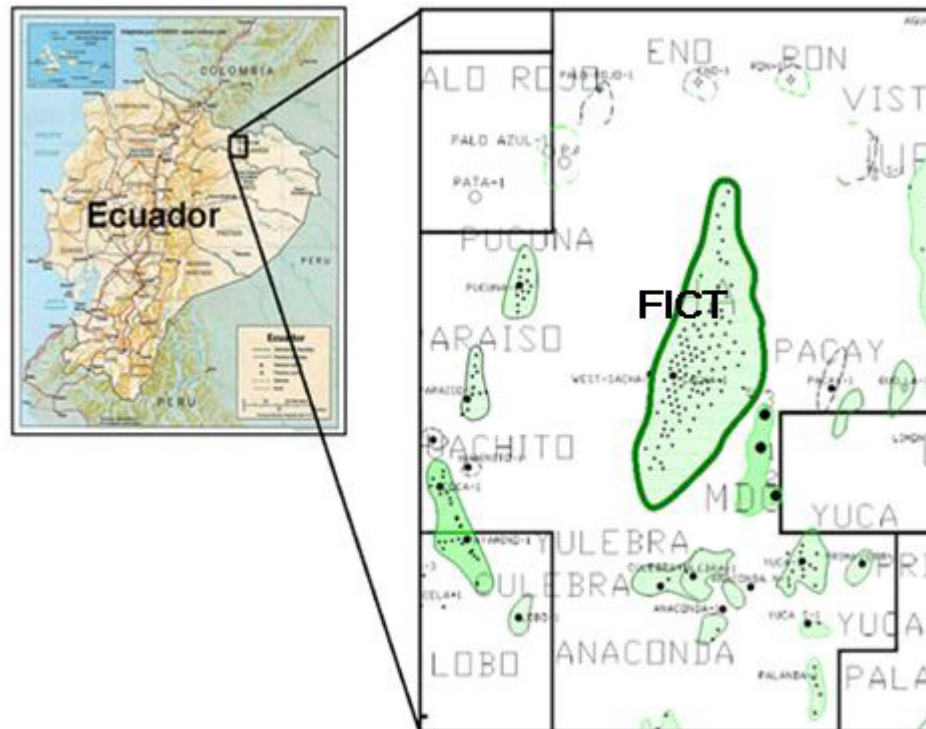


Figura 1. 2: Ubicación geográfica del campo FICT

1.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS GENERALES

La Cuenca Oriente forma parte de las cuencas sub-andinas, extendidas de Norte a Sur del continente, entre la Cordillera de los Andes y el Escudo Suramericano y está bajo la influencia de tres (3) elementos geológicos de segundo grado:

- El Escudo Guayanés al Este
- La Cordillera de los Andes al Oeste
- La Cuenca del Alto Amazónico al Sur

La Cuenca Oriente estuvo afectada por fallas normales provocadas por un Rift Permo-Triásico que continuó hasta el Jurásico, desarrollándose una cuenca extensiva hasta la deposición de Napo Inferior. Estas fallas normales se reactivaron en el Jurásico, al establecerse una zona de subducción en la margen occidental sudamericana. A finales del Jurásico e inicios del Cretácico, ocurrió una tectónica transtensiva que originó una cuenca de tras arco, asociada a movimientos transcurrentes.

Jaillard (1994) describe en el Noroeste Peruano y Sur del Ecuador, una compresión oblicua ocurrida en el Turoniano. El oriente ecuatoriano evidencia eventos extensivos, donde los movimientos tectónicos andinos se iniciaron durante el Triásico Superior. Sin embargo, la tectónica andina, o sea la compresiva propiamente dicha, se manifestó a partir del Cretácico.

Con la deposición de sedimentos de Tena Inferior y Napo Medio y Superior (Turoniano al Maastrichtiano), la cuenca sufre la más importante etapa de compresión, conocida como Fase Peruana de Compresión y Levantamiento que inicia la inversión tectónica y forman las principales estructuras petrolíferas de la Cuenca Oriente.

Este evento reactiva antiguas fallas normales ligadas a un sistema de Rift Triásico y/o Jurásico Inferior, donde estas fallas, actualmente inversas y de fuerte buzamiento orientadas principalmente N-S o NNE-SSO, limitan tres corredores (Figura 1.3) estructurales-petrolíferos denominados:

- 1.- Sistema Subandino (play occidental)
- 2.- Corredor BXY-Shushufindi (play central)
- 3.- Sistema Capirón-Tiputini (play oriental)

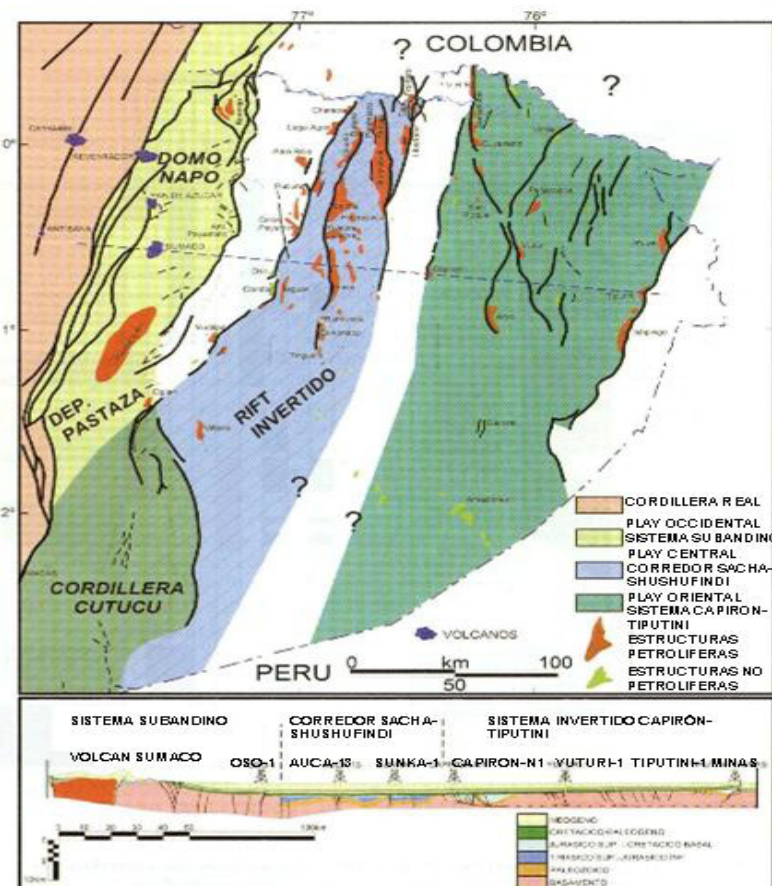


Figura 1. 3: Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente.

1.3 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS ESTRATOS DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente posee una columna sedimentaria subdividida en mega secuencias, que con la ayuda de la estratigrafía secuencial, se reconstruye el modelo paleo-geográfico de la Cuenca, específicamente en el Cretáceo. La sección sedimentaria Hollín-Napo, Basal Tena define la aplicación de la estratigrafía secuencial. A continuación se describen los ciclos de éstas mega secuencias:

Ciclo Sedimentario I. Comprende:

- Arenisca de Hollín Inferior, la arenisca de Hollín Superior y la Caliza C, del miembro Napo Inferior.
- Las lutitas Napo Basal, de la parte inferior de la Formación Napo
- Las calizas T ó unidad Napo T Basal.

Hollín Inferior representa ambiente fluvial que pasa a ambientes distales, con evidencia de transgresión marina que caracteriza a Hollín Superior. La deposición de la lutita basal de Napo genera un prisma de alto nivel. Al tope de Hollín, se deposita la caliza T y lutitas de ambiente marino; la lutita T Basal, da lugar a un límite de secuencia.

Ciclo Sedimentario II. Está compuesto por:

- Las unidades de areniscas T Inferior y T Superior
- La caliza B
- Las lutitas del miembro Napo Medio y la caliza U

La unidad T inferior es depositada en ambiente fluvial con influencia estuarina y/o mareal. Sobre esta unidad se encuentran los depósitos transgresivos de T Superior. Le siguen lutitas y la caliza B, de ambiente de plataforma marina somera. Este ciclo termina con las lutitas de Napo Medio, y marcan el final de la transgresión marina.

Ciclo Sedimentario III. Comprende las siguientes unidades:

- Arenisca U Inferior y arenisca U Superior
- Caliza A

La Arenisca U Inferior, caracteriza el sistema transgresivo de la secuencia III, hasta llegar a lutitas de plataforma marina hacia el tope y termina con la depositación de la Caliza A.

Ciclo Sedimentario IV. Conformado por las siguientes unidades:

- Napo Medio: Areniscas M2 y Caliza M2
- Napo Superior: Caliza M1 y Lutitas M1

La Arenisca M2 representa el sistema transgresivo de esta secuencia y finaliza con el máximo de inundación de la Caliza M2. Este ciclo está restringido a la parte este de la cuenca y asociado a un tectonismo sin sedimentario a partir del Turoniano.

Ciclo Sedimentario V. Comprende las unidades:

- Areniscas M1
- Arenisca Basal Tena

La arenisca M1, grano creciente, de ambiente fluvial, pasa a sedimentos clásticos arenosos y calcáreos de la Arenisca Basal Tena, depositada en progradación. El miembro Basal Tena es atribuido como parte del sistema continental.

La figura 1.4 muestra la columna estratigráfica general de la cuenca Oriente ecuatoriana donde se puede observar cada una de las características previamente mencionadas.

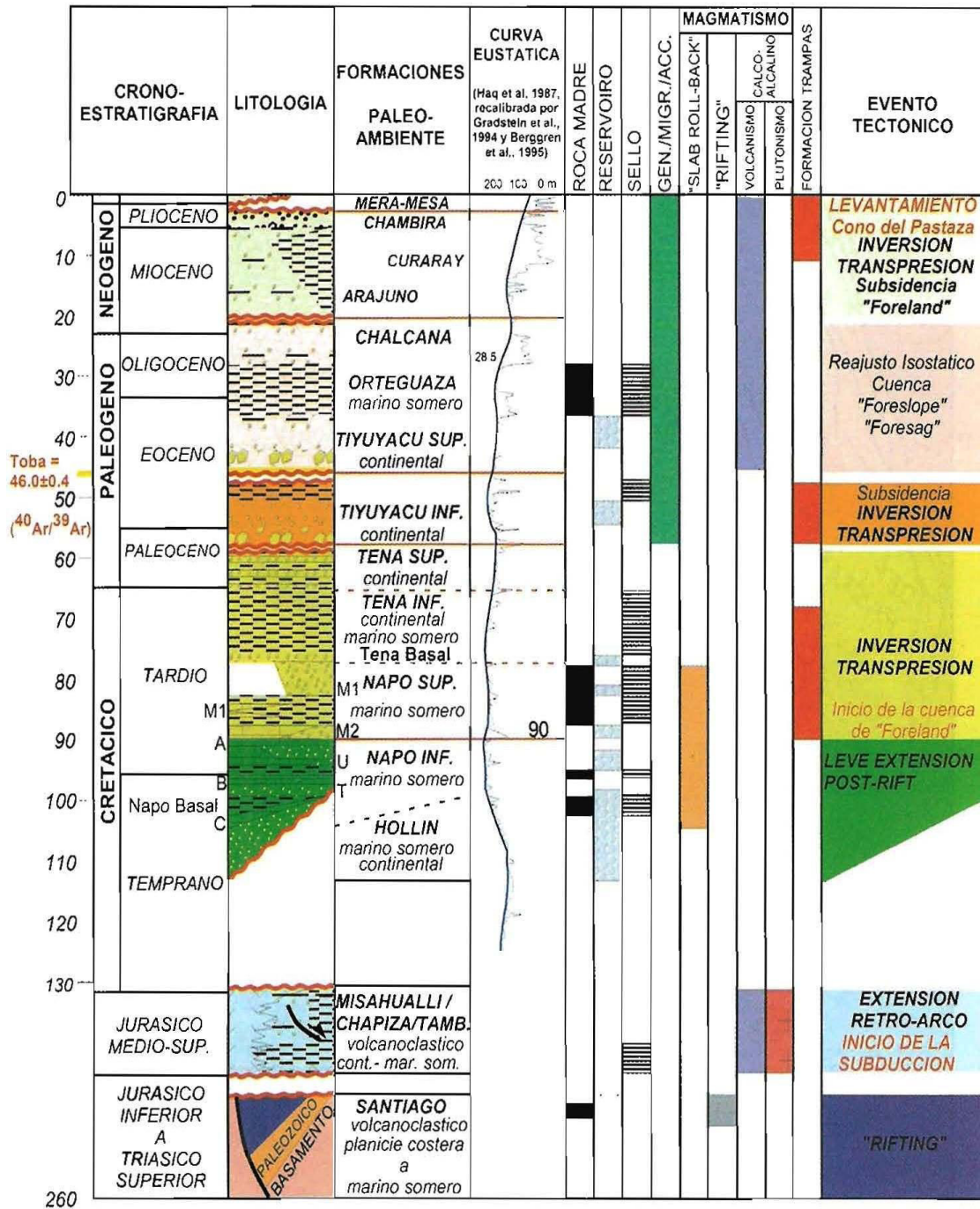


Figura 1. 4: Columna Estratigráfica de Subsuelo de la Cuenca Oriente Ecuatoriana

1.4 MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO FICT

El comportamiento primario de los reservorios de petróleo es dictado por fuerzas naturales de viscosidad, gravedad y capilares. Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del reservorio son los siguientes:

- Expansión de flujo y de la roca
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidráulico
- Segregación gravitacional

Para determinar el mecanismo de producción de cada uno de los reservorio se analizó: la historia de presiones, y de producción de fluidos, pues durante el desarrollo de un reservorio debe considerarse que en su etapa inicial se produce una expansión de fluidos, de gas y de roca debido al diferencial de presión creado con la perforación del pozo productor, luego se tiene un estado en el cual el reservorio empieza a estabilizarse, es entonces donde se puede determinar cuál es el mecanismo de producción predominante, para lo cual es necesario analizar el comportamiento productivo de los fluidos y su declinación anual, ya que en este período el mecanismo de producción es directamente proporcional con la producción.

1.4.1 Mecanismo de Empuje en la Formación Hollín

En Hollín se tiene la participación de un acuífero de fondo activo, el cual contribuye a la producción. Es decir, que esta sección estratigráfica tiene un mecanismo de empuje hidráulico.

1.4.2 Mecanismo de Empuje en la Formación Napo Inferior T

Este reservorio posee dos tipos de mecanismos de empuje bien diferenciados. Un empuje debido a la expansión de roca y fluido, combinado con un empuje hidráulico lateral débil. En el reservorio “T” inferior existe un acuífero lateral que viene del Noreste del campo afectando en mayor grado el área Norte.

1.4.3 Mecanismo de Empuje en la Formación Napo Inferior U

Este reservorio presenta un mecanismo de empuje similar al de la arena T. La arena “U” inferior presenta dos acuíferos laterales claramente definidos, uno se inicia por el flanco Noreste afectando la parte Norte y el otro en la parte Sur-Oeste afectando la parte central del campo. El acuífero lateral es el principal mecanismo de producción, que con el

tiempo ha venido inundando y disminuyendo la parte Centro-Noreste del reservorio; además, en esta área se ubican los pozos inyectoros, los que estarían alimentando al acuífero.

1.5 FACTOR DE RECOBRO DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO FICT

El factor de recobro tiene relación directa con el mecanismo de producción del yacimiento, sea este por empuje hidráulico, expansión de fluidos o roca.

Para los reservorios de este campo se determinó que de acuerdo al comportamiento de producción de los fluidos del mismo, siendo los mecanismos principales para la recuperación de petróleo una combinación de empuje lateral natural del acuífero y la expansión de petróleo y roca, razón por la cual la declinación de la presión en estos yacimientos no han disminuido considerablemente respecto a la producción.

Tabla 1. 1: Factor de Recobro

ARENA	Media
Tena	5 - 30% Petróleo Original en Sitio (POES)
Napo	20 - 40% Petróleo Original en Sitio (POES)
Hollín	10 – 70% Petróleo Original en Sitio (POES)

1.6 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y FLUIDOS CAMPO FICT

1.6.1 Propiedades de la roca – yacimiento

1.6.1.1 Porosidad

La porosidad es una medida del pequeño espacio volumétrico que existe entre los granos que conforman una roca, la cual es representada por un valor porcentual que define la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

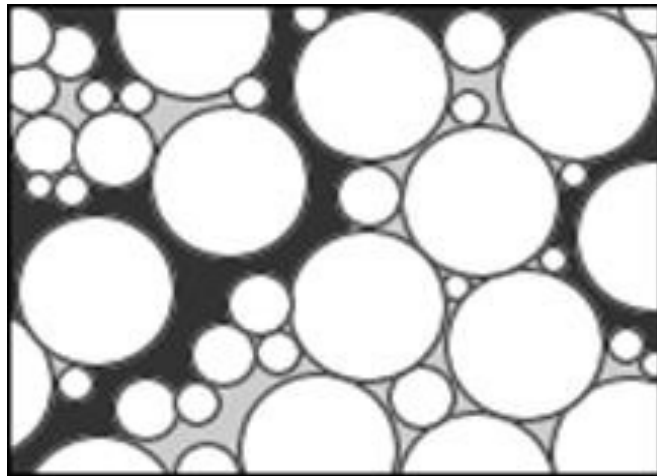


Figura 1.5: Esquema de Porosidad

La porosidad efectiva es, en general, entre 20-50% de la total, en función del tamaño del grano: cuanto menor sea este tamaño de grano, más baja será la porosidad efectiva con respecto a la total.

$$\emptyset = \frac{VP}{VT} \quad \text{..... Ec. 1.1}$$

Los carbonatos densos (piedra caliza) y las evaporitas pueden tener una porosidad de cero para todos los fines prácticos. Por otra parte, las areniscas pueden tener del 10% al 15% de porosidad, mientras que las areniscas no consolidadas pueden tener una porosidad del 30% o más.

Finalmente, los esquistos y las arcillas pueden tener una alta porosidad del 40%, pero los poros individuales generalmente son tan pequeños que la roca es impermeable para que el fluido pueda fluir.

La principal y más popular clasificación de la porosidad de las rocas es la siguiente:

Absoluta: La porosidad absoluta considera como el volumen poroso total de poros, estén o no interconectados.

Efectiva: La porosidad efectiva se refiere al porcentaje de poros interconectados que permiten la circulación de fluidos. O se considera como el volumen poroso solamente conectado entre sí.

No Efectiva: esta porosidad no efectiva representa la diferencia entre las porosidades anteriores, es decir, la porosidad absoluta y la efectiva.

La porosidad absoluta, medida en la arena “T” de los pozos del campo FICT donde realizaremos nuestro análisis son:

Tabla 1. 2: Porosidad de Pozos FICT

NOMBRE DEL POZO	POROSIDAD
FICT – 01	16.2%
FICT – 02	17%
FICT – 03	18.4%
FICT - 04	15%

1.6.1.2 Permeabilidad

El término de permeabilidad se podría definir como la capacidad que tiene un medio poroso para permitir que un fluido (en este caso petróleo) lo atravesase con facilidad y sin alterar su estructura interna, mediante un gradiente de presión, a través de sus poros interconectados. En la industria petrolera esta propiedad de la roca se mide en milidarcys (md).

Según la Ley de Darcy

$$K = \frac{v \cdot dL}{\mu \cdot dp} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 1.2}$$

Donde:

μ es la viscosidad del fluido

$\frac{dp}{dl}$ Es el gradiente de presión en la dirección del flujo

v es la velocidad del fluido

Mientras una roca tenga alta capacidad para permitir el movimiento del petróleo a través de sus poros interconectados y el yacimiento cuente con energía para "empujarlo" hacia la superficie, se podrá garantizar la producción del crudo.

Existen métodos de estimulación de pozos, que se utilizan para *incrementar* la producción de los pozos, mediante los cuales se inyecta un ácido especial u otro fluido a presión para fracturar la roca y aumentar su permeabilidad.

El valor de la permeabilidad de un yacimiento se determina mediante análisis directo de laboratorio ó pruebas de Restauración de presión ó de un Drawdown.



Figura 1.6: Esquema de Permeabilidad

1.6.1.3 Saturación de los fluidos

La saturación de la roca es el porcentaje con el que el espacio poroso de una roca está lleno de un fluido, sea este petróleo, agua o gas. La saturación relativa de cada fluido es la fracción del volumen poroso ocupada por ese fluido sobre el volumen poroso total de la roca. La sumatoria de todas las saturaciones relativas a cada fluido debe sumar 1.

$$S_x = \frac{V_x}{V_T} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 1.3}$$

donde:

Sx: se refiere a la saturación del fluido x

Vx: volumen de la roca ocupado por el fluido x

Vt: volumen total del espacio poroso de la roca

$$S_O + S_W + S_G = 1 \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 1.4}$$

Los valores de saturación de agua, del yacimiento “T” medida en los pozos del campo FICT donde realizaremos nuestro análisis son los siguientes:

Tabla 1. 3: Saturación de Agua de Pozos FICT

NOMBRE DEL POZO	Sw
FICT – 01	18%
FICT – 02	20.3%
FICT – 03	17%
FICT - 04	26%

1.6.1.4 Compresibilidad de la formación

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión.

$$C = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial P} \right]_T \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 1.4}$$

La compresión de la roca en el yacimiento se debe a que en el subsuelo existe mucha presión debido al peso de los estratos suprayacentes. Esta compresión depende de factores como la

profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros, ya que no es un factor constante. Por lo regular se toma en consideración un valor típico de 1 psi por pie de profundidad.

Entre los materiales más comunes que conforman los yacimientos, mediante pruebas de laboratorio se han obtenido los valores promedio del factor de compresibilidad en psi^{-1} .

Arena consolidada	4 – 5 $\times 10^{-6}$ psi^{-1}
Calizas	5 – 6 $\times 10^{-6}$ psi^{-1}
Arenas semi consolidadas	20 $\times 10^{-6}$ psi^{-1}
Arenas no consolidadas	30 $\times 10^{-6}$ psi^{-1}
Arenas altamente no consolidadas	100 $\times 10^{-6}$ psi^{-1}

Los valores de compresibilidad de la formación, medida en los pozos del campo FICT donde realizaremos nuestro análisis son los siguientes:

Tabla 1. 4: Compresibilidad de Roca de Pozos FICT

NOMBRE DEL POZO	Ct
FICT – 01	3.086 X 10^{-4} psi^{-1}
FICT – 02	2.576 x 10^{-4} psi^{-1}
FICT – 03	2.8925 x 10^{-4} psi^{-1}
FICT - 04	3.3141 x 10^{-4} psi^{-1}

1.6.2 Propiedades de los Fluidos

1.6.2.1 Diagrama de fases aplicado al campo

Un diagrama de fases de hidrocarburos representa el estado de los fluidos de un yacimiento y su comportamiento en el tiempo conforme va decayendo su presión debido a la producción. Esto se representa mediante una gráfica de Presión versus temperatura de yacimiento.

La figura 1.7 muestra un diagrama de fases para un fluido de yacimiento, de manera didáctica y explicativa. En esta grafica se pueden identificar sus principales características, las cuales se las mencionara a continuación.

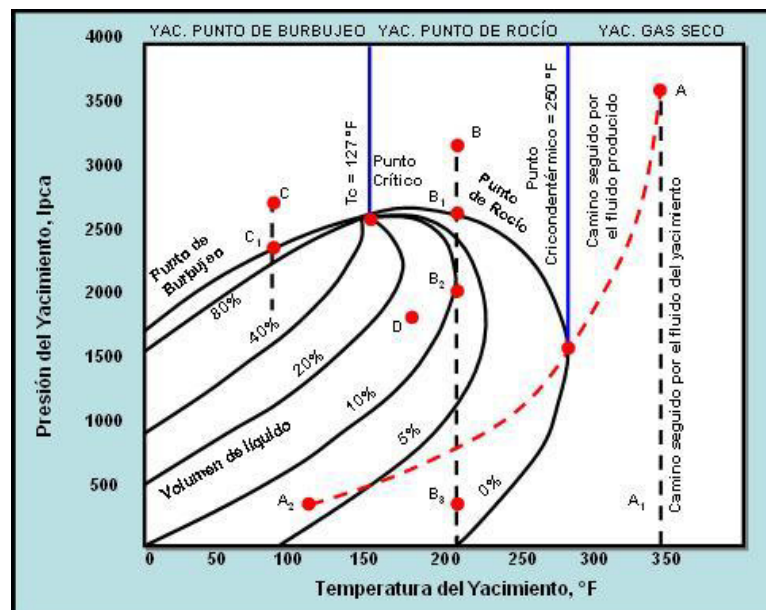


Figura 1.7: Diagrama de Fases del Petróleo

- Una grafica general del diagrama de fases se componen principalmente por una envolvente que no es nada más que la unión de las curvas de burbuja y de rocío unidas por el punto crítico a una especifica presión y temperatura.

- El punto máximo de una curva de burbuja se denomina cricondenbarico y el punto máximo en la curva de rocío se llama cricondentérmico.

- Dentro de la envolvente, se encuentran las distintas curvas de combinación de presión y temperatura, con el porcentaje de hidrocarburo líquido que contiene la mezcla.

- Punto A: este punto muestra un yacimiento con presión de 3700 psia y 350°F. Por su ubicación en el diagrama, nos damos cuenta que se trata de un yacimiento de gas seco (una sola fase) y no cambiara de estado al disminuir la presión, en un recorrido A-A₁.

Pero un segundo recorrido A-A₂ demuestra la existencia de dos fases conforme decrece la temperatura junto con la presión. Este caso se da en el momento de la producción al pasar el fluido del yacimiento hasta los separadores.

- Punto B: un yacimiento con presión de 3200 psia y 200°F, representado en la figura, tiene como fluido gas húmedo. Esto es,

gas con capacidad de condensarse con la disminución de la presión y/o la temperatura.

Cuando baja la presión, durante la producción, hasta el punto B₁, el gas mostrara su primera gota de hidrocarburo líquido. De acuerdo al diagrama, en este yacimiento, el fluido alcanzara su porcentaje máximo de líquido aproximadamente a los 2000 psia (B₂). Cuando la presión pasa de B₂ a B₃ decrecerá de nuevo el volumen de líquido debido a una condensación retrograda.

- Punto C: este yacimiento tendrá aproximadamente 2700 psia y 80°F. Estará lleno de fluido líquido con gas en solución. Al bajar la presión hasta el punto C₁, se producirá la primera burbuja de gas.
- Punto D: este yacimiento tiene a simple vista dos fases en su fluido, por encontrarse ubicado dentro de la envolvente, con una presión de 1600 psia y 180°F, con aproximadamente un 15% de líquido.

La presión de saturación, medida en el yacimiento “T” de algunos de los pozos del campo FICT, donde realizaremos nuestro análisis es:

Tabla 1. 5: Presiones Pozos FICT

Pozo	Pb	Pwf	Pe
FICT – 01	1310 psia	1077 psia	1195 psia
FICT – 02	1310 psia	691 psia	1111 psia
FICT – 03	1310 psia	833psia	1164 psia
FICT - 04	1310 psia	1094 psia	1203 psia

1.6.2.2 Análisis PVT

Tres parámetros básicos son los que controlan este tipo de análisis: Presión, Volumen y Temperatura. Este análisis consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico.

Para que el análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento, es fundamental que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el sitio. La información de estudios PVT es de gran importancia en la

identificación de los mecanismos de recobro, del comportamiento de fluido de los pozos y de la simulación composicional de los yacimientos.

Las muestras de fluidos requeridas para el análisis PVT en el laboratorio se pueden obtener del fondo de los pozos o por medio de la recombinación de muestras de gas y petróleo producidos en la superficie. Las muestras tomadas para el análisis se pueden clasificar de acuerdo a la sección de donde han sido extraídas (tabla 1.6).

Tabla 1. 6: Ventajas y Desventajas – Tipo de Muestras

Tipo de Muestreo	Ventajas	Desventajas
Superficie (El más recomendado)	<ul style="list-style-type: none"> - La muestra no se contamina con fluidos acumulados en el pozo. - Menor costo y riesgo que el de fondo. - Son de fácil manejo y superficie. 	<ul style="list-style-type: none"> - Los resultados depende de la exactitud de la medición de las tasas de flujo. - Resultados erróneos cuando se tiene separación gas-líquido deficiente.
Fondo	<ul style="list-style-type: none"> - No requiere de medición de tasas de flujo. - No es afectado por problemas de separación gas – líquido en el separador. 	<ul style="list-style-type: none"> - Volumen de la muestra pequeña. - Pueden ocurrir fugas durante la sacada del muestreador a superficie. - Peligro de accidentes en el manejo de la muestra a alta presión.
Cabezal	<ul style="list-style-type: none"> - Rápido y de bajo costo. - No requiere de medición de tasas de flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se debe usar si $P_{\text{cabezal}} < P_{\text{rocío}}$. - Es difícil tomar una muestra representativa por la agitación de los fluidos durante el muestreo.

En un análisis PVT general, realizado con información de los pozos del yacimiento “T” en estudio del campo FICT, se obtuvieron los siguientes parámetros:

Tabla 1. 7: Propiedades de Pozos FICT

Pozo	FICT-01	FICT-02	FICT-03	FICT-04
Bo	1.1789 Bbl/STB	1.1799 Bbl/STB	1.2348 Bbl/STB	1.1784 Bbl/STB
Bw	1.0447 Bbl/STB	1.0464 Bbl/STB	1.0461 Bbl/STB	1.0447 Bbl/STB
Pb	1310 psia	1310 psia	1310 psia	1310 psia
Rs	323 SCF/STB	323 SCF/STB	306 SCF/STB	329 SCF/STB
μo	1 cp	0.966 cp	Cp	0.9 cp
GOR	436 SCF/STB	323 SCF/STB	306 SCF/STB	408 SCF/STB
°API	27 API	27.2 API	28.1 API	27.5
BSW	2.6 %	20.3 %	0.3 %	26%
T	221 °F	225 °F	224 °F	221 °F

Valores promedio de las propiedades físicas químicas del fluido, para cada una de las formaciones productoras del campo FICT se los muestra en la tabla 1.8.

Tabla 1. 8: Propiedades de Pozos FICT

PARÁMETRO	YACIMIENTOS				
	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín Superior	Hollín Inferior
Ty (°F)	181	211	216	225	225
Pi (psi)	3587	4054	4146	4450	4450
Pr (psi)	-	1750	1900	3300	4119
GOR (SCF/STB)	150	270	436	124	24
° API	24.1	26.7	30.3	27.3	27.1
Sw (%)	34.3	12.8	20	33.3	29.4
So (%)	65.7	67.2	80	66.7	70.6
Co (x 10 ⁶ psi-1)	7.0	8.02	9.02	9.2	5.7
βo (RB/STB)	1.117	1.2302	1.3726	1.1334	1.1625
μo (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7

1.7 ESTADO DE LOS POZOS E HISTORIAL DE PRODUCCION

1.7.1 Historial de presiones de las arenas del Campo FICT

Los reservorios de este Campo tienen un periodo de vida extenso de aproximadamente 42 años, periodo en el cual han ocurrido una serie de eventos entre los que se ha destacado la implementación del sistema de inyección de agua, la suspensión de la producción de petróleo por un periodo de 6 meses durante el terremoto de 1986 y la perforación de pozos horizontales al norte de este campo. Las presiones iniciales, actuales y de burbuja de cada una de las arenas productoras se las presenta a continuación en la tabla 1.9.

Tabla 1. 9: Historial de Presiones del Campo FICT

YACIMIENTO	PRESION INICIAL (psi)	PRESION ACTUAL (psi)	PRESION BURBUJA (psi)
Basal Tena	3680	1400	807
Napo U	4054	1460	1052
Napo T	4146	1411	1310
Hollín Superior	4450	2389	450
Hollín Inferior	4450	3008	78

Las presiones iniciales fueron reportadas en el estudio de Simulación matemática del campo, realizada en el año 1999 en el que se evaluaron las pruebas de restauración de presión entre los años 1970 y 1973.

Las presiones actuales del yacimiento fueron obtenidas a través de la proyección a diciembre del 2008, de las nuevas pruebas de restauración de presión.

Es decir por la naturaleza y el mecanismo de empuje de estos reservorios la presión se ha visto seriamente disminuida en este tiempo fundamentalmente en las formaciones productoras Napo Inferior con sus arenas T y U.

Estas presiones conjuntamente con la de Basal Tena han disminuido en más de un 50 % constituyendo un serio problema que se debe afrontar en el corto plazo. Por lo pronto nosotros analizaremos la arena más cercana a su presión de saturación que es la arena T.

Actualmente en el año 2011 las pruebas de presión registradas indican que cerca de la mitad de los pozos productores de petróleo en esta arena producen de T inferior. Para el efecto, analizaremos las pruebas realizadas a esta arena, identificaremos los pozos que están cercanos a su presión de saturación y recomendaremos soluciones para evitar la

presencia de una posible capa de gas en el reservorio debido a la liberación diferencial.

1.7.2 Histórico de Producción del Campo

Análisis de la Arena T en el Campo FICT

El yacimiento T inferior se encuentra en este campo entre -8600' y -9060' 9610' – 9624' y 9628'-9653'.

Los pozos que producen en T son 30 de los cuales 29 producen de T inferior y solo el pozo 157 produce de T superior.

1.7.3 Pozos en producción

Tabla 1. 10: Conteo de Pozos en el Campo FICT

Pozos	ARENA U	ARENA T	ARENA HOLLIN	ARENA U + T	ARENA B.Tena	TIYUYACU
PRODUCTORES	60	37	58	7	10	0
INYECTORES	0	0	0	0	0	2
REINYECTORES	0	0	0	0	0	2
CERRADOS	1	2	12	1	5	0
ABANDONADO	0	0	3	0	0	0
TOTAL	61	39	73	8	15	4

En la actualidad existen 200 perforados en este campo, de los cuales 172 pozos son productivos en la actualidad en el Campo FICT.

De los 172 productivos, 39 pozos producen de T; acumulando una producción diaria de 29047 barriles, lo que representa el 58 % de la producción acumulada del Campo FICT; de esos 39 pozos, 15 (38%) producen por debajo de la presión de saturación acumulando una producción diaria de 11038 barriles por día lo que constituye el 22% de la producción diaria de todo el campo.

En resumen este campo cuya edad es de aproximadamente 42 años ha declinado la presión del reservorio en más de un 45 por ciento.

CAPITULO II

PRUEBAS DE POZOS

Las pruebas de pozos se pueden agrupar en dos categorías principales, según su utilidad: en Pruebas de Presión y Pruebas de Productividad.

Las pruebas de presión, que serán aplicadas en nuestro estudio, son importantes debido a que mediante el uso e interpretación de los resultados obtenidos se pueden determinar ciertos parámetros fundamentales del yacimiento; el estado actual de la formación en la vecindad del pozo; las heterogeneidades en el reservorio, la presencia de acuíferos y además nos permitirá predecir el comportamiento de su potencial actual y futuro.

Cuando se perfora un pozo exploratorio se realiza una prueba DST (Drill Steam Testing), mediante la cual se hacen pruebas de producción; de restauración de presión por medio de un sensor especial integrado a la tubería de perforación, y se puede registrar la presión y temperatura de fondo con el objeto de evaluar los parámetros fundamentales que permitirán caracterizar el yacimiento.

También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades.

Una prueba de presión es fundamental para determinar los siguientes parámetros:

- 1) Permeabilidad y presión estática del yacimiento.

- 2) Predecir parámetros de la formación y de flujo como:
 - Límites del yacimiento.
 - Daño de formación.
 - Comunicación entre pozos.

Existen algunos tipos de pruebas de presión las cuales serán explicadas con detalle a continuación. Teniendo en cuenta que todas las pruebas son útiles, y aplicables a cada problema específico que se desea evaluar.

2.1 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESION

2.1.1 PRUEBAS DE DECLINACION DE PRESIÓN O DE FLUJO (DRAWDOWN TEST)

Una prueba de presión durante el período de flujo consiste en la medición de presiones en el fondo del pozo, hecha durante un determinado período de tiempo a una tasa de producción sea esta constante o variable. Usualmente el pozo es cerrado antes de una prueba de flujo durante un tiempo suficientemente largo como para que el yacimiento alcance la presión estática. La prueba de flujo (Drawdown) puede durar desde unas pocas horas hasta varios días si es necesario, dependiendo de los objetivos de la prueba.

Tenemos varios casos diferentes para hacer un análisis de la prueba del pozo y poder determinar datos propios del yacimiento como permeabilidad y factor de daño. Entre estos casos tenemos los siguientes:

- Prueba de flujo a una tasa constante de producción.
- Prueba de flujo con una tasa de producción con cambio ligeramente variable.
- Prueba de flujo con un caudal notablemente variable (Multitasas)

La ecuación general que relaciona la presión fluyente del fondo del pozo (P_{wf}) con las características de la formación a una tasa de producción constante es:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{Kh} x \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869S \right]$$

..... Ec. 2.1

Comparando la ecuación 2.1 con la ecuación general de una recta ($y = mx + b$), podemos deducir lo siguiente:

$$y \sim P_{wf}$$

$$x \sim \log(t)$$

$$m \sim \left(\frac{162.6qB\mu}{Kh} \right)$$

$$b \sim P_i - \frac{162.6qB\mu}{Kh} x \left[\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869S \right]$$

La pendiente de la recta, es la diferencia entre dos presiones P_{wf1} y P_{wf2} , separados por un ciclo logarítmico, es decir que $m = P_{wf1} - P_{wf2}$ en (psi/ciclo).

2.1.1.1 Análisis de una prueba de Drawdown con tasa constante

Debido a que nuestro objetivo va a ser la determinación del valor de permeabilidad (K) y el factor de daño o estimulación (S), para resumir la parte teórica y demostrativa, ya que no es parte de nuestro estudio por el momento, tenemos a nuestra disposición dos ecuaciones principales que han sido producto del despeje de las ecuaciones previamente mencionadas.

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.2}$$

$$s = 1.151 \left\{ \left[\frac{(P_i - P_{1hr})}{m} \right] - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.3}$$

Los datos de presión y temperatura que se consiguen de la prueba, los cuales son pareados, se los grafican en escala semilogarítmica, teniendo en el eje Y a la presión y en el eje X a log(t). Para el mejor entendimiento de este análisis procederemos a resolver un ejercicio de aplicación.

EJEMPLO 2.1

Determinar la permeabilidad y el factor de piel a partir de los valores obtenidos de una prueba de presión de flujo. Los datos se presentan a continuación.

Q=270 STB/D

Pi= 4450 psia

h=80 ft

C_i= 18x10⁻⁶ psi⁻¹

Ø= 0.05

r_w= 0.18 ft

B_o= 1.25 RB/STB

μ = 0.8 cp

Tabla 2. 1: Ejemplo 2.1 – Drawdown Tasa Constante

Datos de una Prueba de Presión Drawdown			
T (horas)	Pwf (psia)	T (horas)	Pwf (psia)
0.00	4413	14.5	3574
0.13	3720	17.5	3564
1.95	3635	21.0	3560
2.80	3623	25.0	3554
4.02	3613	29.7	3548
4.29	3607	35.9	3545
5.79	3601	42.8	3538
6.95	3595	51.5	3530
8.33	3589	61.7	3526
10.0	3584	74.4	3520

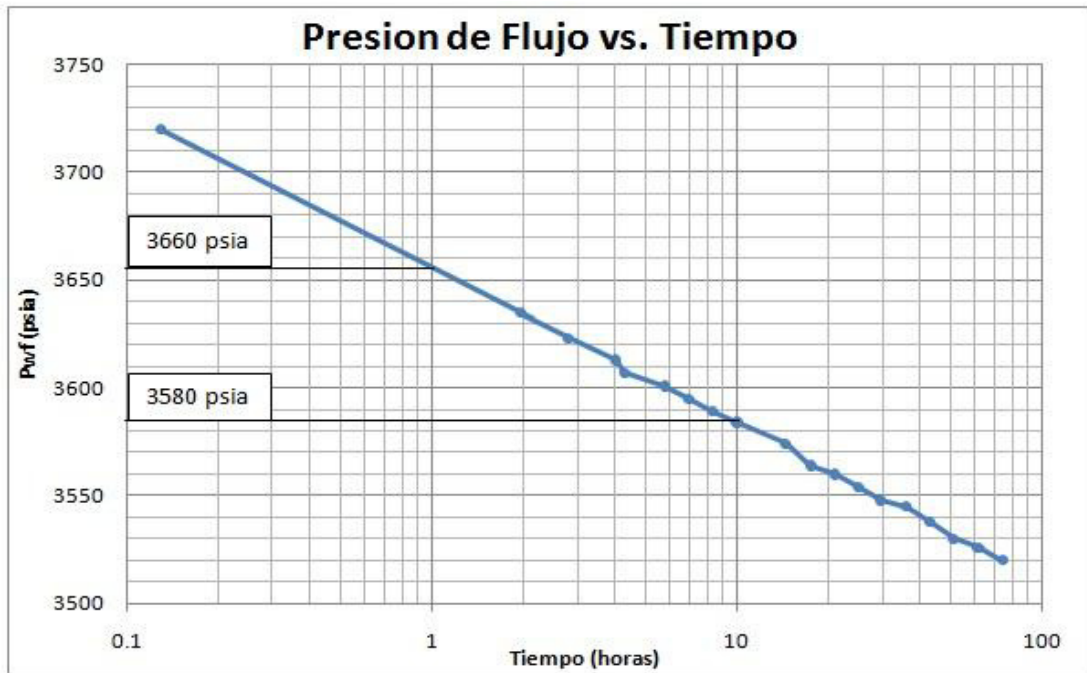


Figura 2. 1: Curva de Presión vs. Tiempo (Ejemplo 2.1)

$$m = \left| \frac{P_{wf2} - P_{wf1}}{\log(t_2) - \log(t_1)} \right| = \left| \frac{3660 \text{ psia} - 3580 \text{ psia}}{\log(10) - \log(1)} \right| = 80 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$$

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} = \frac{162.6(270)(1.25)(0.8)}{(80)(80)} = 6.86 \text{ md}$$

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

$$s = 1.151 \left\{ \left[\frac{(4450 - 3660)}{80} \right] - \log \left(\frac{6.86}{(0.05)(0.8)(18 \times 10^{-6})(0.18)^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 5.34$$

2.1.1.2 Análisis de una Prueba de Flujo con cambio ligeramente variable.

El análisis hecho en la sección anterior donde se toma un solo valor constante de caudal, es algo muy impráctico, ya que es algo casi imposible de mantener en la realidad. Por lo que se debe considerar el cambio, de presión y de tasa de flujo, con relación al tiempo transcurrido.

$$k = \frac{162.6B\mu}{m'h} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.4}$$

$$s = 1.151 \left\{ \frac{1}{m'} \left[\frac{(P_i - P_{wf})}{q} \right]_{1h} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.5}$$

Con los valores de presión, caudal y tiempo, obtenidos de la prueba de flujo, se elabora una grafica de $\frac{(P_i - P_{wf})}{q}$ vs. $\log(t)$, donde se determina el valor de la pendiente de la línea recta que se forma (m'), necesaria para encontrar K y S con las ecuaciones 2.4 y 2.5 respectivamente.

EJEMPLO 2.2

Determinar la permeabilidad y el factor de piel a partir de los valores obtenidos de una prueba de presión de flujo. Los datos se presentan a continuación.

$$Q=270 \text{ STB/D}$$

$$P_i= 4450 \text{ psia}$$

$$h=80 \text{ ft}$$

$$C_t= 18 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\varnothing= 0.05$$

$$r_w= 0.18 \text{ ft}$$

$$B_o= 1.25 \text{ RB/STB}$$

$$\mu = 0.8 \text{ cp}$$

Tabla 2. 2: Ejemplo 2.2(a) – Drawdown Tasa Ligeramente Variable

Datos de una Prueba de Presión Drawdown					
T (horas)	Pwf (psia)	q (STB/D)	T (horas)	Pwf (psia)	q (STB/D)
8.33	3929	148	74.5	3948	131
10	3931	146	89.2	3950	130
14.5	3933	144	106.8	3952	128
20.8	3935	141	128.3	3954	127
29.7	3939	138	154.3	3956	126
43.2	3943	135	185.6	3958	124
61.8	3945	133			

Se elabora una segunda tabla para graficar la curva.

Tabla 2. 3: Ejemplo 2.2 (b) - Drawdown Tasa Ligeramente Variable

T (horas)	(Pi-Pwf)/q (psi/STB-D)	T (horas)	(Pi-Pwf)/q (psi/STB-D)
8.33	3.52	74.5	3.83
10	3.55	89.2	3.85
14.5	3.59	106.8	3.89
20.8	3.65	128.3	3.91
29.7	3.70	154.3	3.92
43.2	3.76	185.6	3.97
61.8	3.80		

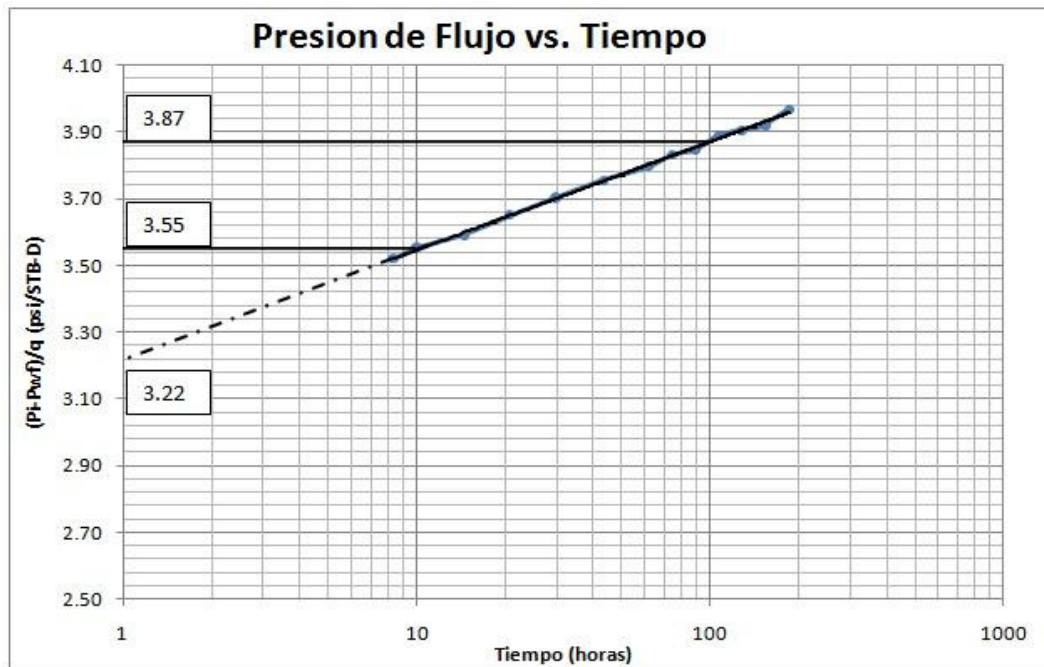


Figura 2. 2: Curva de Función de Presión vs. Tiempo (Ejemplo 2.2)

$$m' = \left| \frac{\left(\frac{P_i - P_{wf}}{q}\right)_2 - \left(\frac{P_i - P_{wf}}{q}\right)_1}{\log(t_2) - \log(t_1)} \right| = \left| \frac{3.87 - 3.55}{\log(100) - \log(10)} \right| = 0.32 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$$

$$k = \frac{162.6qB\mu}{m'h} = \frac{162.6(1.25)(0.8)}{(0.32)(80)} = 6.35 \text{ md}$$

$$s = 1.151 \left\{ \frac{1}{m'} \left[\frac{(P_i - P_{wf})}{q} \right]_{1h} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 1.151 \left\{ \frac{1}{0.32} (3.22) - \log \left(\frac{6.35}{(0.05)(0.8)(18 \times 10^{-6})(0.18)^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 1.87$$

2.1.1.3 Análisis de una prueba de flujo para dos tasas o más tasas (Multitasas).

Este análisis es mucho más aproximado al comportamiento de las presiones de un pozo real, ya que es normal que se tengan dos o más tasas de producción diferentes notablemente la una de la otra. Para este análisis se usan las ecuaciones mostradas más adelante que son solo una variante de las anteriormente usadas.

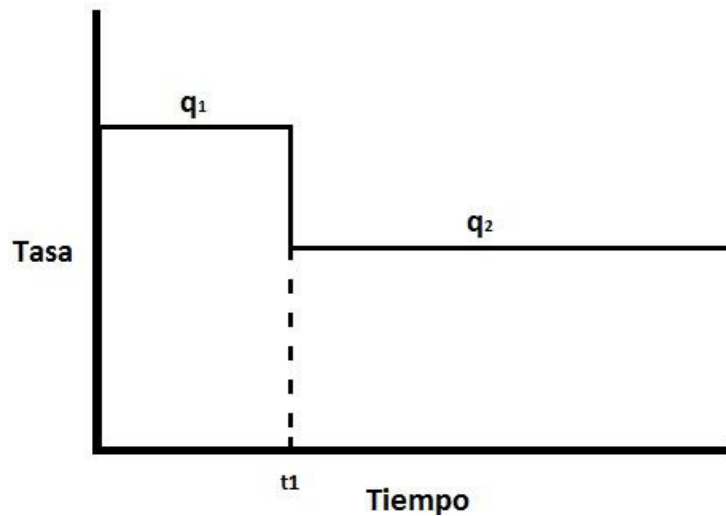


Figura 2. 3: Grafica General de Tasa de Producción vs. Tiempo (Dos Tasas)

A continuación vamos a hacer un análisis para una prueba de Drawdown de muchas tasas, para luego deducir las ecuaciones para dos tasas.

Reduciendo la ecuación 2.1 en términos menos complejos tenemos:

$$P_i - P_{wf} = m'q[\log(t) + \bar{s}]$$

donde, $m' = \frac{162.6B\mu}{Kh}$ y, $\bar{s} = \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869 S$

Con esta nueva nomenclatura, para n tasas, tendríamos:

$$P_i - P_{wf} = m'q_1[\log(t) + \bar{s}] + m'(q_2 - q_1)[\log(t - t_1) + \bar{s}]$$

$$+ m'(q_3 - q_2)[\log(t - t_2) + \bar{s}] + m'(q_n - q_{n-1})[\log(t - t_{n-1}) + \bar{s}]$$

que la podríamos reescribir como:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] + m' \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869s \right]$$

..... Ec. 2.6

Entonces para dos tasas, reemplazando en la ecuación de multitasas nos queda:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6q_2B\mu}{Kh} \left[\left(\frac{q_1}{q_2} \right) \log(t) + \left(\frac{q_2 - q_1}{q_2} \right) \log(t - t_1) + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869s \right]$$

Reemplazando $t_1 = t_{p1}$ y $\Delta t' = t - t_{p1}$ tenemos,

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6q_2B\mu}{Kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869s \right] - \frac{162.6q_1B\mu}{Kh} \left[\log \left(\frac{t_{p1} - \Delta t'}{\Delta t'} \right) + \left(\frac{q_2}{q_1} \right) \log(\Delta t') \right] \quad \text{..... Ec.2.7}$$

Comparando esta ecuación 2.7 con la ecuación general de la recta, tal como lo hicimos en la sección 2.1.1, encontramos las ecuaciones necesarias para hallar K y S. Para determinar el valor de la pendiente “m” se grafica en escala cartesiana:

$$P_{wf} \text{ vs. } \left\{ \log \left(\frac{t_{p1} - \Delta t'}{\Delta t'} \right) + \left(\frac{q_2}{q_1} \right) \log(\Delta t') \right\}$$

Las ecuaciones necesarias son:

$$k = \frac{162.6q_1B\mu}{mh} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.8}$$

$$s = 1.151 \left\{ \frac{q_1}{(q_1 - q_2)} \left(\frac{P_{1h} - P_{wf1}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.9}$$

Debemos tener presente que estas ecuaciones al igual que los ejes de graficación mencionados, solo son validos para el caso de dos tasas. Si queremos hacer un análisis de prueba de Drawdown para más de dos tasas de flujo diferentes, debemos considerar otro análisis y otras ecuaciones.

EJEMPLO 2.3

Un pozo está produciendo a 50 STB/D durante 72 horas. La tasa declina a 25 STB/D por 24 horas. Calcular la permeabilidad de la formación, el factor de piel y la presión inicial, partiendo de una prueba de dos tasas cuyos datos de propiedades del fluido y la formación se dan a continuación:

$q_1=50$ STB/D $P_{wf1}= 1142.24$ psia $\mu = 1.278$ cp
 $q_2=25$ STB/D $t_{p1}= 72$ h $B_o=1.143$ RB/STB
 $h= 43$ ft $C_t= 10.5 \times 10^{-6}$ psi⁻¹
 $\varnothing= 0.082$ $r_w= 0.45$ ft

La prueba nos da los valores de tiempo y presión, lo cual nos sirve para graficar su comportamiento:

Tabla 2. 4: Ejemplo 2.3 – Drawdown Dos Tasas

Datos de una Prueba de Presión Drawdown (Dos Tasas)					
T (horas)	Pwf (psia)	$\log[(tp1 + Dt')/Dt'] + (q2/q1)*\log(Dt')$	T (horas)	Pwf (psia)	$\log[(tp1 + Dt')/Dt'] + (q2/q1)*\log(Dt')$
0.109	1354.12	2.34	2.070	1407.58	1.71
0.149	1371.25	2.27	3.035	1410.12	1.63
0.201	1382.65	2.21	4.043	1411.94	1.58
0.245	1387.69	2.16	5.384	1413.68	1.52
0.299	1391.29	2.12	5.923	1414.25	1.51
0.401	1395.01	2.06	7.170	1415.34	1.47
0.488	1396.87	2.02	7.887	1415.87	1.45
0.592	1398.50	1.97	9.546	1416.90	1.42

0.719	1400.01	1.93	10.502	1417.39	1.41
0.872	1401.46	1.89	15.502	1419.25	1.35
1.057	1402.87	1.85	19.502	1420.20	1.32
1.552	1405.61	1.77	24.000	1420.96	1.29

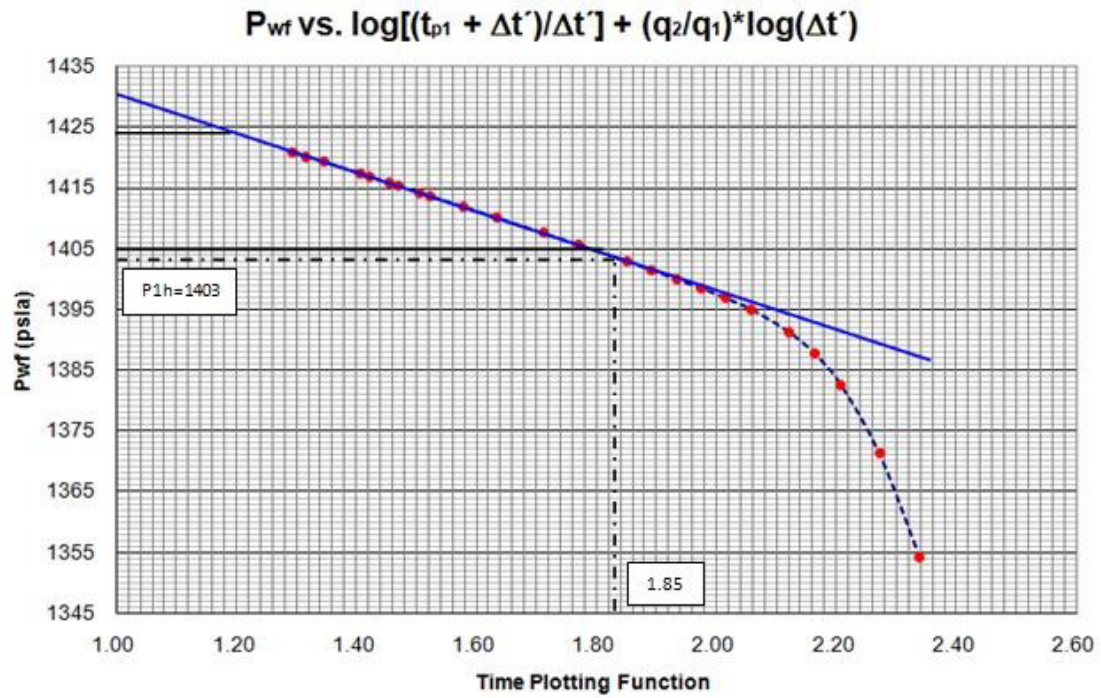


Figura 2. 4: Curva de Presión vs. Función de Tiempo (Ejemplo 2.3)

$$m = \left| \frac{1405 - 1424}{1.80 - 1.20} \right| = 31.66667$$

$$k = \frac{162.6q_1B\mu}{mh} = \frac{162.6(50)(1.143)(1.278)}{(31.67)(43)} = 8.72 \text{ md}$$

$$s = 1.151 \left\{ \frac{q_1}{(q_1 - q_2)} \left(\frac{P_{1h} - P_{wf1}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$\log \left(\frac{t_{p1} - \Delta t'}{\Delta t'} \right) + \left(\frac{q_2}{q_1} \right) \log(\Delta t') \Big|_{\Delta t'=1} = \log \left(\frac{72 - 1}{1} \right) + \left(\frac{25}{50} \right) \log(1) = 1.85$$

$$s = 1.151 \left\{ \frac{50}{(50-25)} \left(\frac{1403-1142.24}{31.66667} \right) - \log \left(\frac{8.72}{(0.082)(1.278)(10.5 \times 10^{-6})(0.45)^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 13.93$$

Si queremos hacer un análisis de una prueba Drawdown para más de dos tasas de flujo diferentes, como lo indica la figura 2.5, debemos considerar otro análisis y otras ecuaciones, como ya se mencionó previamente.

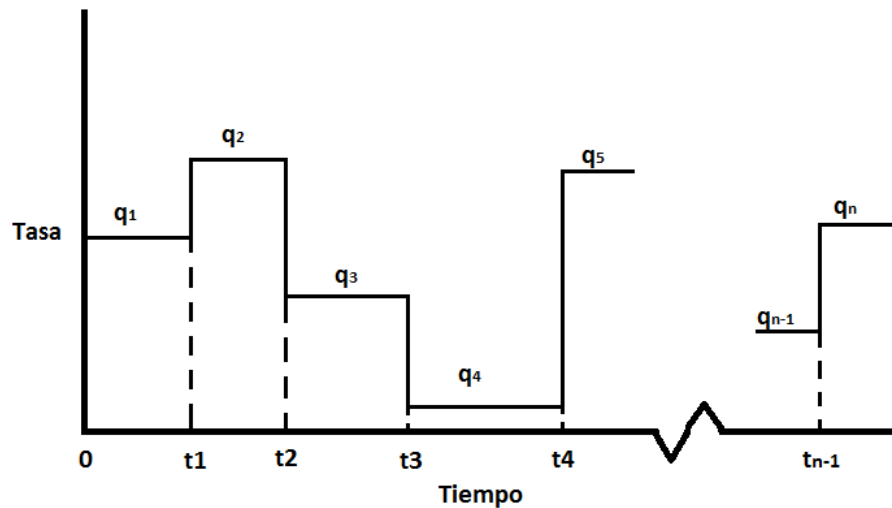


Figura 2.5: Grafica General de Tasa de Producción vs. Tiempo (Varias Tasas)

Debemos de trazar una curva que represente la siguiente ecuación:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \text{ vs. } \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right]$$

Hallamos la pendiente de la recta que se forma (m') y evaluamos las siguientes ecuaciones para obtener los valores de permeabilidad y factor de piel del yacimiento.

$$k = \frac{162.6B\mu}{m'h} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.10}$$

$$s = 1.151 \left\{ \left(\frac{b'}{m'} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.11}$$

Donde b' es el valor de $\frac{P_i - P_{wf}}{q_n}$ cuando el valor de la coordenada X es cero.

EJEMPLO 2.4

Una prueba de Drawdown se corrió en un pozo de petróleo con una serie de tres caudales, con cada periodo de flujo de 4 horas. Dadas las siguientes propiedades de formación y de fluidos, estimar la permeabilidad y el factor de piel de la formación partiendo del método de Multitasas usados en los datos de la prueba.

$q_1=250$ STB/D $P_i= 2003.8$ psia $\mu = 1.661$ cp
 $q_2=225$ STB/D $h= 33$ ft $B_o=1.181$ RB/STB
 $q_3=200$ STB/D $C_t= 12 \times 10^{-6}$ psi⁻¹
 $\emptyset= 29.5\%$ $r_w= 0.2$ ft

Tabla 2. 5: Ejemplo 2.4 – Drawdown Multitasas

T (horas)	Pwf (psia)	Q _n (STB/D)	$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n}$	X
0.5	1810.32	250	0.77392	-0.301
1.0	1794.41	250	0.83756	0
1.5	1785.12	250	0.87472	0.176
2.0	1778.54	250	0.90104	0.301
2.5	1773.44	250	0.92144	0.398
3.0	1769.27	250	0.93812	0.477
3.5	1765.75	250	0.9522	0.544
4.0	1762.70	250	0.9644	0.602
4.5	1779.35	225	0.9975	0.759
5.0	1778.54	225	1.0011	0.777

5.5	1777.29	225	1.0067	0.803
6.0	1775.96	225	1.0126	0.831
6.5	1774.64	225	1.0184	0.859
7.0	1773.37	225	1.0241	0.886
7.5	1772.15	225	1.0295	0.911
8.0	1770.98	225	1.0347	0.936
8.5	1789.21	200	1.0729	1.118
9.0	1789.74	200	1.0703	1.105
9.5	1789.65	200	1.0707	1.107
10.0	1789.34	200	1.0723	1.115
10.5	1788.91	200	1.0744	1.125
11.0	1788.44	200	1.0768	1.136
11.5	1787.93	200	1.0793	1.148
12.0	1787.41	200	1.0819	1.160

Donde $X = \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right]$

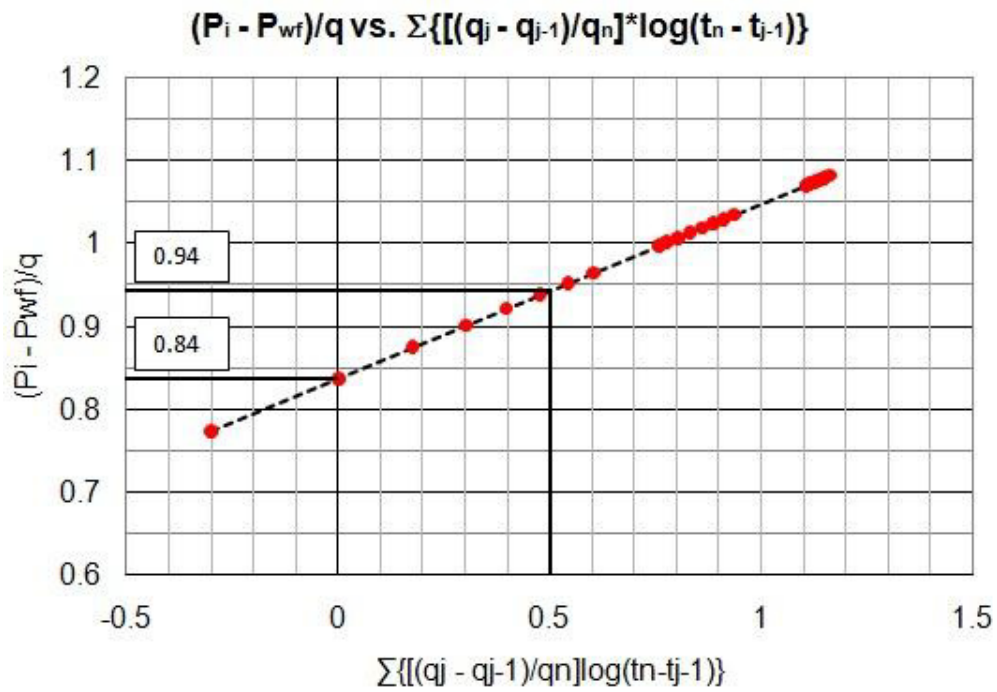


Figura 2.6: Curva de Función Presión vs. Función Tiempo (Ejemplo 3.4)

$$m' = \left| \frac{0.5 - 0}{0.94 - 0.84} \right| = 5$$

$$k = \frac{162.6B\mu}{m'h} = \frac{162.6(1.181)(1.661)}{(5)(33)} = 1.933 \text{ md}$$

$$s = 1.151 \left\{ \left(\frac{b'}{m'} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 1.151 \left\{ \left(\frac{0.84}{5} \right) - \log \left(\frac{1.933}{0.295(1.661)(12 \times 10^{-6})(0.2)^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = -4.048$$

2.1.2 PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION (BUILDUP TEST)

Consiste en hacer producir el pozo a una sola tasa q , ó varias tasas de producción (q_1, q_2, \dots, q_n) durante cierto tiempo determinado (t_{p1}), para luego cerrarlo y registrar la presión de fondo medido en función del tiempo desde el cierre hasta que la presión iguale o se asemeje a la que tenía inicialmente el pozo (P_i). A partir de este conjunto de datos, podemos calcular analíticamente la permeabilidad de la formación y la presión del área de drenaje actual, además del daño o estimulación y las heterogeneidades del yacimiento o los límites.

2.1.2.1 Prueba de Buildup para una sola tasa constante antes del cierre (Método de Horner).

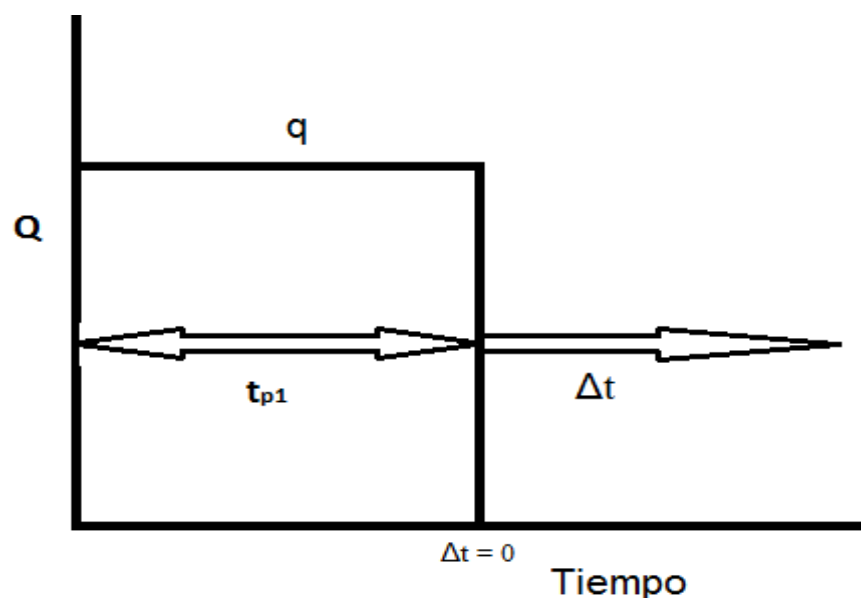


Figura 2.7: Grafica General de Q vs. T para Build Up (Una Tasa)

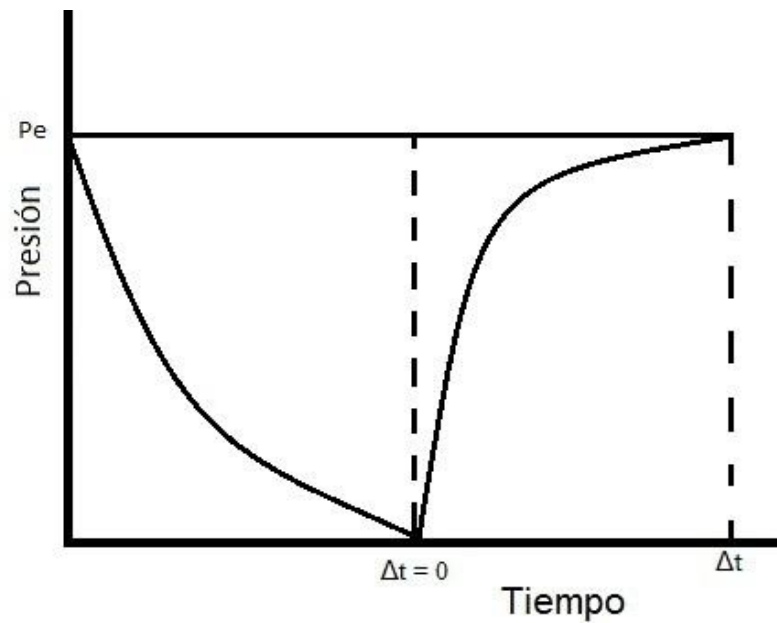


Figura 2.8: Gráfica general de P vs. T para Buildup

Combinando y desarrollando la ecuación 2.1 para diferentes condiciones antes y durante el cierre, podemos obtener la ecuación 2.12.

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{Kh} x \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.12}$$

Comparando la ecuación 2.11 con la ecuación general de la recta ($y = mx + b$), podemos concluir que:

$$y \sim P_{ws}$$

$$b \sim P_i$$

$$m \sim \left(\frac{162.6qB\mu}{Kh} \right)$$

$$x \sim \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

Por cual mediante un simple análisis llegamos a la conclusión que:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.13}$$

$$s = 1.151 \left\{ \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} \right] - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.14}$$

Si graficamos P_{wf} vs. $\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ con los datos que conseguimos de la prueba de restauración de presión, obtendremos una línea recta con pendiente negativa, cuyo valor absoluto m , nos será útil para el cálculo de la permeabilidad del yacimiento. El valor de P_{1h} en la ecuación 2.14, se lo obtiene de evaluar $\Delta t = 1$ e interceptar en la recta observando su respectivo valor de presión.

Mientras que el valor de la presión inicial P_i , se lo consigue mediante la extrapolación de la recta hasta el punto donde $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$, en la escala logarítmica.

Al término $\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ se lo denomina Horner Time Ratio.

EJEMPLO 2.5

Estimar la permeabilidad y el factor de daño a partir de los datos de una prueba de restauración y las propiedades del fluido y de la roca, dadas a continuación.

$q=1000$ STB/D $P_{wf}= 2096.2$ psia $\mu = 2.48$ cp
 $t_p= 72$ h $B_o= 1.155$ RB/STB
 $h= 55$ ft $C_t= 10.7 \times 10^{-6}$ psi⁻¹
 $\emptyset= 28.2\%$ $r_w= 0.37$ ft

Tabla 2. 6: Ejemplo 2.5 – Buildup Una Tasa Constante

Time (hours)	Pressure (psi)	Horner Time Ratio	Time (hours)	Pressure (psi)	Horner Time Ratio
0.1	2833.3	721	2.080	2899.9	35.615385
0.220	2850.9	328.27273	2.596	2904.7	28.734977
0.364	2862	198.8022	3.215	2909.2	23.395023
0.537	2870.6	135.07821	3.958	2913.5	19.191006
0.744	2877.7	97.774194	4.850	2917.7	15.845361
0.993	2884	73.507553	5.920	2921.8	13.162162
1.292	2889.7	56.727554	6.000	2922.1	13

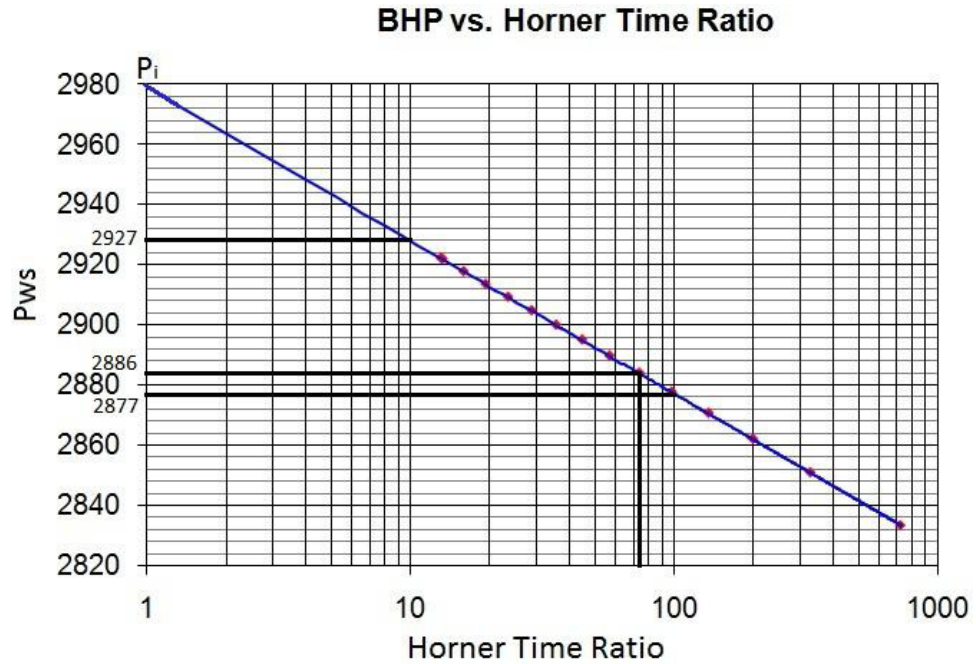


Figura 2.9: Curva de Presión vs. Tiempo de Horner (Ejemplo 2.5)

$$m = \left| \frac{2877 - 2927}{\log(100) - \log(10)} \right| = 50 \text{ Psi/ciclo}$$

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} = \frac{162.6(1000)(1.155)(2.48)}{(50)(55)} = 169.36 \text{ md}$$

$$\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]_{\Delta t=1} = \left[\frac{72 + 1}{1} \right] = 73$$

$$s = 1.151 \left\{ \left[\frac{2886 - 2096.2}{50} \right] - \log \left(\frac{169.36}{(0.282)(2.48)(10.7 \times 10^{-6})(0.37)^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 12.44$$

$$P_i = 2980 \text{ psia}$$

2.1.2.1 Prueba de Buildup precedido por dos diferentes tasas de flujo.

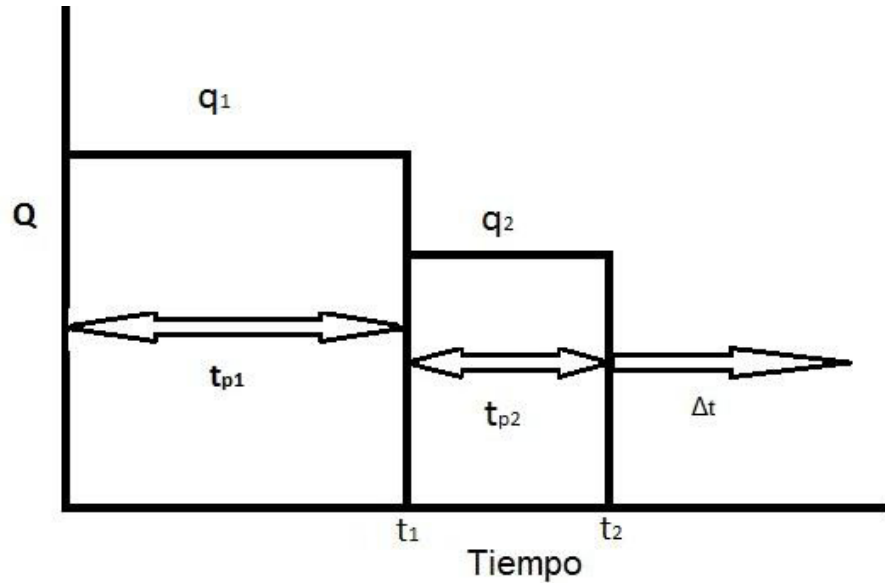


Figura 2. 10: Gráfica general de Q vs. T para Buildup (Dos Tasas)

Evaluando $q_n=0$ en la ecuación 2.6 nos queda:

$$P_i - P_{ws} = m' \sum_{j=1}^n [(q_j - q_{j-1}) \log(t - t_{j-1})]$$

Y desarrollando para dos tasas nos queda:

$$P_i - P_{ws} = m' [q_1 \log(t) + (q_2 - q_1) \log(t - t_1) - (q_2) \log(t - t_2)]$$

$$P_i - P_{ws} = \frac{162.6q_2B\mu}{kh} \left[\frac{q_1}{q_2} \log\left(\frac{t}{t - t_1}\right) + \log\left(\frac{t - t_1}{t - t_2}\right) \right]$$

Y si cambiamos los términos:

$$t - t_2 = \Delta t ; t_1 = t_{p1} ; t_2 = t_{p1} + t_{p2} ; t - t_1 = t_{p2} + \Delta t$$

$$P_i - P_{ws} = \frac{162.6q_2B\mu}{kh} \left[\frac{q_1}{q_2} \log \left(\frac{t_{p1} + t_{p2} + \Delta t}{t_{p2} + \Delta t} \right) + \log \left(\frac{t_{p2} + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$$

..... Ec. 2.15

Entonces graficamos en escala cartesiana:

$$P_{ws} \text{ vs. } \left[\frac{q_1}{q_2} \log \left(\frac{t_{p1} + t_{p2} + \Delta t}{t_{p2} + \Delta t} \right) + \log \left(\frac{t_{p2} + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$$

Con el valor de la pendiente “m” encontramos la permeabilidad.

Con la extrapolación de la grafica a $\Delta t = \infty$ encontramos P_i debido

a que la función de graficación en el eje x, aproxima a cero. Y con

$\Delta t = 1$ hallamos la presión a una hora después del cierre (P_{1h}).

Para hallar K y s, se usan las mismas ecuaciones que utilizamos

en una prueba de restauración con una sola tasa antes del cierre

del pozo, tomando la última tasa de flujo como q (ecuaciones 2.13

y 2.14).

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

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

2.1.2.1 Prueba de Buildup precedido por varias tasas diferentes de flujo.

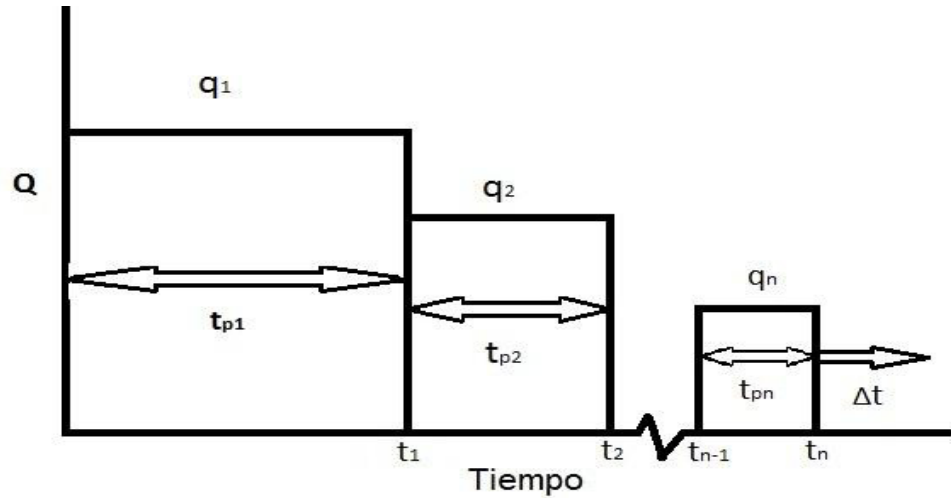


Figura 2. 11: Gráfica general Q vs. t para Buildup (Varias Tasas)

En este caso, las ecuaciones que se utilizan son las mismas que las empleadas en la sección anterior. La grafica elaborada para desarrollar este método en un plano cartesiano seria:

$$P_{ws} \text{ vs. } \left[\frac{q_1}{q_{n-1}} \log \left(\frac{t}{t - t_1} \right) + \dots + \log \left(\frac{t - t_{n-2}}{t - t_{n-1}} \right) \right]$$

EJEMPLO 2.6

Estimar la permeabilidad de la formación y el factor de piel, partiendo de una prueba de restauración de presión, que se da a continuación junto con las propiedades del fluido y de la roca.

T(horas)	Q(STB/D)
4	135
4	90
4	45

$h = 56 \text{ ft}$ $C_t = 12 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
 $\varnothing = 15.6$ $\mu = 1.661 \text{ cp}$
 $r_w = 0.4 \text{ ft}$ $B_o = 1.232 \text{ RB/STB}$

Tabla 2. 7: Ejemplo 2.6 – Buildup Multitasas

Tiempo (horas)	Presión (psia)	Función de Graf.	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Función de Graf.
0	6013.03		0.950	6206.70	1.7126
0.006	6027.74	3.9539	1.166	6207.80	1.6163
0.013	6043.98	3.6177	1.428	6208.88	1.5202
0.022	6061.61	3.3888	1.748	6209.95	1.4237
0.033	6080.29	3.2121	2.140	6211.01	1.3267
0.046	6099.54	3.0672	2.620	6212.06	1.2295
0.063	6118.68	2.9297	3.200	6213.09	1.1338
0.082	6136.89	2.8142	3.910	6214.10	1.0387
0.107	6153.39	2.6973	4.770	6215.09	0.9459
0.136	6167.52	2.5917	5.830	6216.04	0.8544
0.172	6178.90	2.4879	7.110	6216.96	0.7669
0.216	6187.54	2.3868	8.690	6217.83	0.6823
0.269	6193.72	2.2889	10.600	6218.65	0.6031
0.334	6197.96	2.1918	12.940	6219.42	0.5288
0.414	6200.83	2.0949	15.790	6220.12	0.4604
0.511	6202.82	1.9992	19.270	6220.76	0.3980
0.630	6204.31	1.9032	23.520	6221.34	0.3417
0.774	6205.56	1.8081	24.000	6221.39	0.3364

Se determinan los valores de la tercera columna, usando la función de graficación mencionada anteriormente, para trazar nuestra curva.

En la gráfica, se traza una línea de tendencia en la parte más recta, y se halla el valor de su pendiente, la cual permite estimar K.

De la tabla 2.7, se interpola el valor del eje X, 1 hora después del cierre, y en la curva se encuentra la presión a una hora P1h, para emplearla en la ecuación de S.

Se determina la presión inicial P_i , por medio de la extrapolación de la recta en la gráfica cuando la función de graficación es cero.

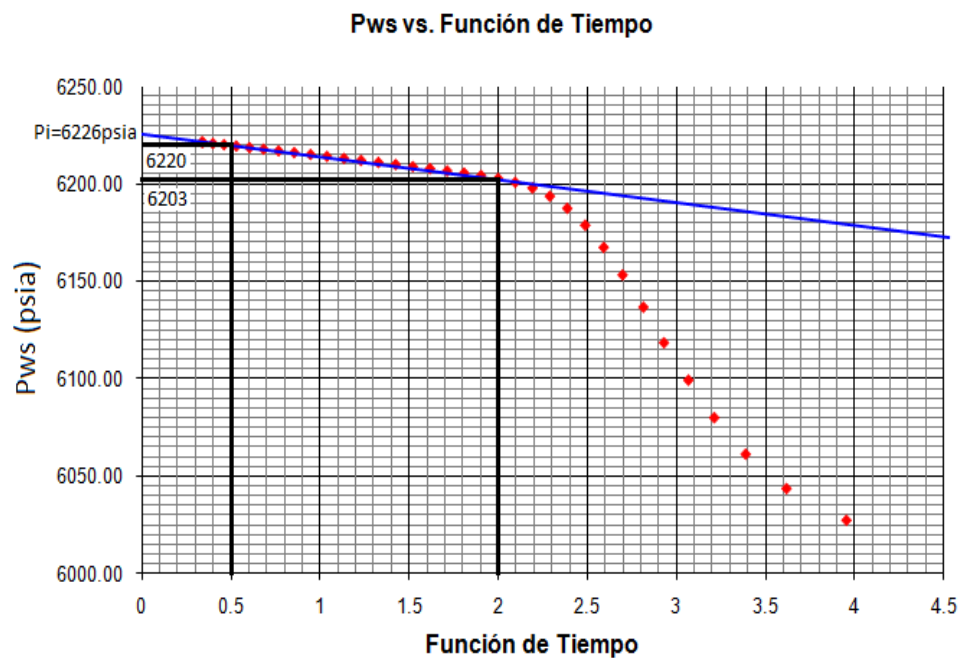


Figura 2. 12: Curva de Presión vs. Función de Tiempo (Ejemplo 2.6)

$$m = \left| \frac{6220 - 6203}{0.5 - 2} \right| = 11.33$$

$$k = \frac{162.6q_3B\mu}{mh} = \frac{162.6(45)(1.232)(1.35)}{(11.33)(56)} = 19.18 \text{ md}$$

Por interpolación de $t=1h$, $P_{1h}=6206.95$ psia

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

$$s = 1.151 \left\{ \left[\frac{6206.95 - 6013.03}{11.33} \right] - \log \left(\frac{19.18}{(0.156)(1.35)(12 \times 10^{-6})(0.4)^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 14.58$$

Por extrapolación de la tendencia de la recta tenemos que $P_i = 6226$ psia.

2.1.3 Pruebas de disipación de presión en pozos Inyectores (Fall off Test)

Cuando se inyecta fluido desplazante por un pozo, con el propósito de producir por otro pozo vecino, se está induciendo una presión en dicho pozo y su respectiva formación, por ende la presión se incrementa. Las pruebas de disipación de presión, se realizan cerrando el pozo inyector mientras se está inyectando a una tasa constante manteniendo la presión fija, para luego tomar valores de la presión en función del tiempo, hasta que la presión decline y se restaure a la presión estática.

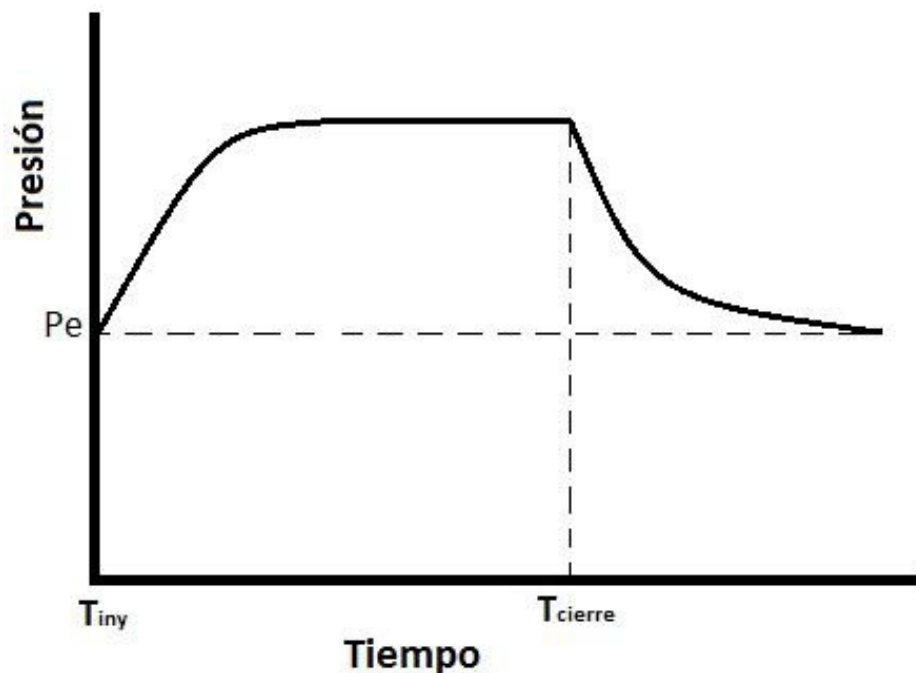


Figura 2. 13: Gráfica general P vs. t (Fall off Test)

Los análisis de una prueba de Fall off, muy similares a los desarrollados en secciones anteriores para pruebas de Drawdown y Build Up, permiten determinar las condiciones del yacimiento en los alrededores del pozo inyector. Esto es, estimar la presión promedio del yacimiento, medir la presión de ruptura del yacimiento, determinar fracturas, determinar si existe daño en la formación, y determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado.

2.1.4 Pruebas de Interferencia

Usualmente los pozos vecinos ubicados en un mismo campo, están comunicados entre sí, debido a la porosidad y permeabilidad de las rocas en el subsuelo. Por lo tanto si existe un cambio de presión en un pozo, sea este productor o inyector, originará un cambio en la presión en los pozos vecinos estén o no activos.

Las pruebas de interferencia son usadas para determinar si dos o más pozos están comunicados, mediante la presión, y cuando la comunicación existe, sirven para realizar una estimación de la permeabilidad y el producto porosidad/compresibilidad, en las inmediaciones de los pozos probados.

Las pruebas de interferencia son realizadas por al menos un pozo en producción o inyector (pozo activo) y por la observación de la presión en respuesta en al menos otro pozo cualquiera (pozo de observación). Mediante esta prueba podemos comprobar la conexión que tienen dos pozos al igual que la comunicación vertical de las arenas estratificadas. La finalidad del análisis es determinar la presión a una cierta longitud alejada del pozo.

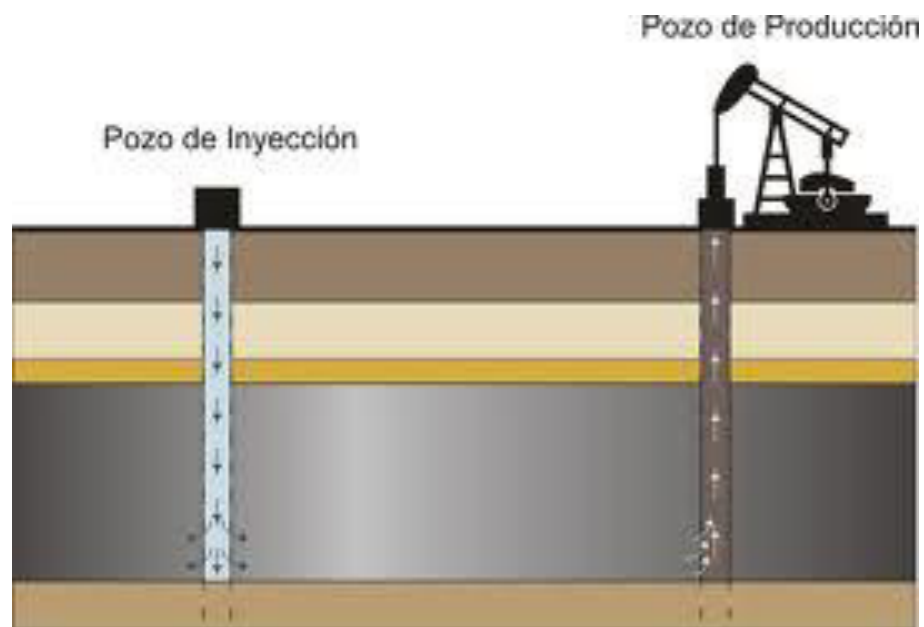


Figura 2. 14: Esquema de Inyección (Pruebas de Interferencia)

2.2 METODOS DE EVALUACION DE PRUEBAS DE PRESION ALTERNATIVOS

2.2.1 Método de Odeh-Selig y Aproximación de Horner

Como analizamos en la sección 2.1.1.3 para el análisis de pruebas de restauración de presión precedido por varias tasas de producción distintas antes del cierre, donde usamos el método de superposición para determinar valores de permeabilidad, factor de daño y la presión estática. Alternativo a ese método existen métodos, que se asemejan en resultados, y facilitan los cálculos al ser menos complejos.

2.2.1.1 Método de Odeh-Selig

Para realizar los cálculos por este método, necesitamos calcular una columna de datos adicional a los obtenidos en la prueba de Build up, esta es, $\left(\frac{t_p^* - \Delta t}{\Delta t}\right)$, similar a la del método de Horner, donde:

$$t_p^* = 2 \left[t_n - \frac{\sum q_j (t_j^2 - t_{j-1}^2)}{2 \sum q_j (t_j - t_{j-1})} \right] \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.16}$$

La respuesta de presión al cierre está dada por:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6q^*B\mu}{Kh} x \left[\log \left(\frac{t_p^* + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.17}$$

También tenemos que saber que:

$$q^* = \frac{1}{t_p^*} \sum q_j (t_j - t_{j-1}) \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.18}$$

Cabe resaltar que este método solo se debe usar para presiones a valores de Δt mayores que el tiempo de producción actual.

EJEMPLO 2.7

Estimar la permeabilidad de la formación y la presión inicial, partiendo de una prueba de restauración de presión, que se da a continuación junto con las propiedades del fluido y de la roca.

T(horas)	Q(STB/D)	h= 56 ft	$C_t = 12 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
4	135	$\varnothing = 15.6$	$\mu = 1.661 \text{ cp}$
4	90	$r_w = 0.4 \text{ ft}$	$B_o = 1.232 \text{ RB/STB}$
4	45		

Tabla 2. 8: Ejemplo 2.7 – Método de Odeh Selig

Tiempo (horas)	Presión (psia)	Función de Graf.	Tiempo (horas)	Presión (psia)	Función de Graf.
0	6013.03	---	0.950	6206.70	20.05
0.006	6027.74	3332.33	1.166	6207.80	16.15
0.013	6043.98	1537.46	1.428	6208.88	13.00
0.022	6061.61	908.09	1.748	6209.95	10.44
0.033	6080.29	605.06	2.140	6211.01	8.34
0.046	6099.54	433.78	2.620	6212.06	6.63
0.063	6118.68	316.46	3.200	6213.09	5.25
0.082	6136.89	242.90	3.910	6214.10	4.11
0.107	6153.39	185.91	4.770	6215.09	3.19
0.136	6167.52	146.06	5.830	6216.04	2.43

0.172	6178.90	115.28	7.110	6216.96	1.81
0.216	6187.54	91.59	8.690	6217.83	1.30
0.269	6193.72	73.35	10.600	6218.65	0.89
0.334	6197.96	58.88	12.940	6219.42	0.54
0.414	6200.83	47.31	15.790	6220.12	0.27
0.511	6202.82	38.14	19.270	6220.76	0.04
0.630	6204.31	30.75	23.520	6221.34	-0.15
0.774	6205.56	24.84	24.000	6221.39	-0.17

Tenemos que encontrar el valor de t_p^* para completar la columna de valores de graficación. De igual modo el valor de q^* .

$$t_p^* = 2 \left[12 - \frac{135(4^2-0^2)+90(4^2-4^2)+45(4^2-4^2)}{2(135(4-0)+90(4-4)+45(4-4))} \right] = 20 \text{ horas}$$

$$q^* = \frac{1}{20} [135(4-0) + 90(4-4) + 45(4-4)] = 27 \text{ STB/D}$$

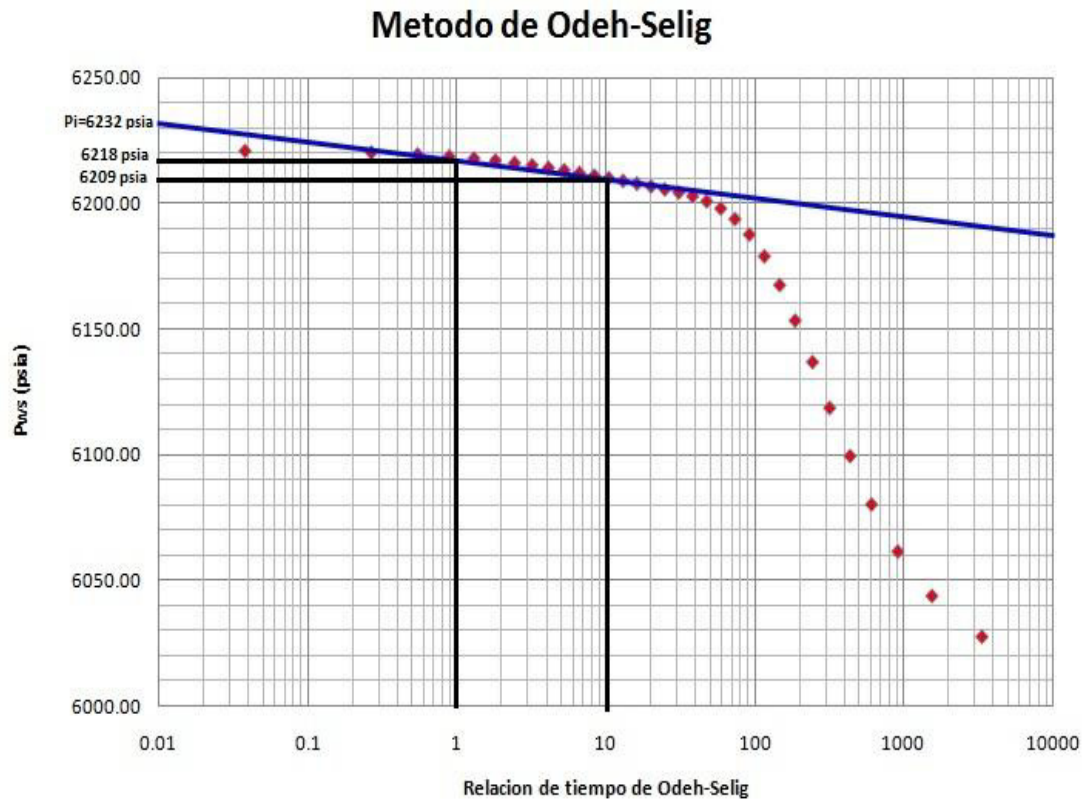


Figura 2. 15: Curva de Presión vs. Función de Tiempo (Odeh-Selig)(Ejemplo 2.7)

$$m = \left| \frac{6218 - 6209}{\log(10) - \log(1)} \right| = 9 \text{ psi/ciclo}$$

$$k = \frac{162.6q^*B\mu}{mh} = \frac{162.6(27)(1.232)(1.661)}{(9)(56)} = 17.82 \text{ md}$$

$P_i = 6232 \text{ psia}$

2.2.1.2 Aproximación de Horner

Este es otro método alternativo al extenso método de superposición, aunque menos preciso, ayuda a dar un aproximado valor de permeabilidad y presión inicial. Horner definió un tiempo en horas de pseudo-producción, t_{pH} :

$$t_{pH} = \frac{24N_p}{q_{final}} \quad \text{..... Ec. 2.19}$$

Se grafica: P_{ws} vs. $\log\left(\frac{t_{pH} + \Delta t}{\Delta t}\right)$

Se encuentra la pendiente m , y se evalúa en la ecuación 2.20:

$$k = \frac{162.6q_{final}B\mu}{mh} \quad \text{..... Ec. 2.20}$$

Se extrapola la línea recta, y se encuentra P_i cuando $\left(\frac{t_{pH} + \Delta t}{\Delta t}\right) = 1$ en una grafica con escala semilogarítmica.

2.2.2 Cálculo de la presión de Área de Drenaje. (Método MBH)

Matthews, Brons y Hazebroek (MBH) presentaron en 1954 un estudio donde utilizaron el principio de superposición en espacio, para determinar el comportamiento de presión de pozos localizados dentro de áreas de drenaje rectangular o cuadrado. Desarrollaron además un método para determinar presiones promedio de área de drenaje (\bar{p}) el cual hace uso de información de presión transiente y de la presión extrapolada, (p^*) de Horner. Este método es uno de los más utilizados actualmente para determinar presión promedio del yacimiento.

El método MBH relaciona los valores de la presión inicial extrapolada, y la presión promedio del area de drenaje, para varias configuraciones de area.

Para encontrar esta presión promedio de drenaje, usamos la ecuación 2.21, que relaciona \bar{p} con p^* .

$$P_{MBHD} = \frac{[kh(p^* - \bar{p})]}{70.6qB\mu} = \frac{2.303(p^* - \bar{p})}{m} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.21}$$

Este valor de P_{MBHD} se lo obtiene de la grafica 2.16, interceptando en la respectiva curva, dado un valor de tiempo adimensional (t_{AD}).

$$t_{AD} = \frac{0.0002637kt_p}{\phi\mu c_t A} \quad \dots\dots\dots \text{Ec.23.22}$$

En el análisis de este capítulo solo consideraremos áreas de drenaje cuadradas.

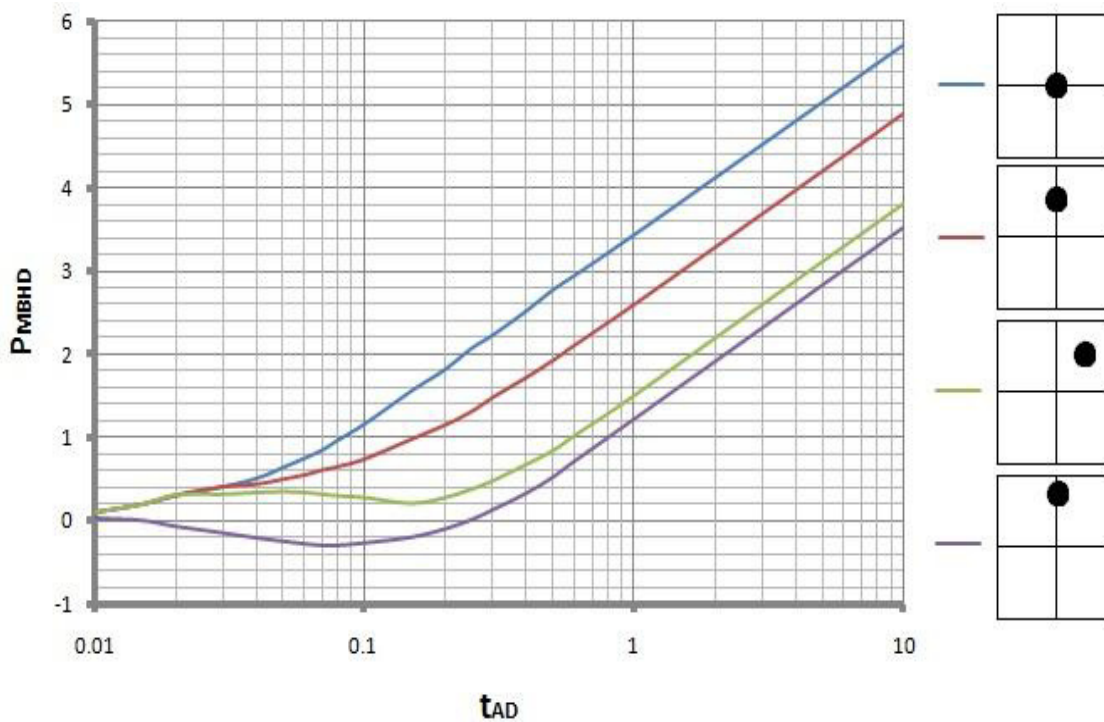


Figura 2.16: P_{MBHD} vs. t_{AD} (Método MBH)

EJEMPLO 2.8

Con los datos del ejemplo 2.5, estimar la presión promedio de drenaje de un pozo centrado en un area cuadrada de 100 acres.

$$t_{AD} = \frac{0.0002637(169.36)(72)}{(0.282)(2.48)(10.7 \times 10^{-6})(100)(43560)} = 0.099$$

Interceptando la respectiva curva de la grafica 2.16, encontramos que:

$$P_{MBHD} = \frac{[2.303(p^* - \bar{p})]}{m} = 1.19$$

Despejando \bar{p} y reemplazando los valores que obtuvimos como resultado previamente tenemos:

$$\bar{p} = p^* - \frac{1.19m}{2.303} = 2980 - \frac{1.19(50)}{2.303} = 2954.16 \text{ psia}$$

2.2.3 Método de la Derivada (Curva Tipo)

Las llamadas curvas tipo, son curvas prediseñadas mediante soluciones teóricas para ecuaciones de flujo. Son muy útiles en análisis de pruebas de pozos especialmente cuando se las usa en escala logarítmica o semi logarítmica. Las curvas tipo pueden ayudar a estimar las propiedades del reservorio, identificar el modelo apropiado del reservorio e identificar varios patrones de flujo durante la prueba. Existen distintas curvas tipo como la de Ramey Jr.¹, Mckinley² o de Gringarten³ pero la más usada hoy en día en la industria petrolera es la del método de

¹ Ramey H.J. Jr.: "Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage", JPT 97, Enero 1970

² Mckinley R. M.: "Wellbore Transmissivity From Afterflow-Distorted Pressure-Buildup Data", JPT 863, Julio 1971

³ Gringarten A.C.: "A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type-Curves for Early-Time Transient Analysis", Paper SPE 8205, Septiembre 1979

la derivada desarrollada por Bourdet⁴, la cual será utilizada en nuestro estudio para el análisis de los pozos del campo FICT. Bourdet y otros, desarrollaron una curva tipo una función de la presión derivada basada en la solución analítica desarrollada por Agarwal⁵ y la graficó sobre la curva tipo de Gringarten.

2.2.3.1 Procedimiento para desarrollar el método de la derivada para una prueba de Build Up.

El siguiente procedimiento es recomendado para usar la curva tipo derivada de Bourdet en el análisis de una data de Build up.

1. Calcular los valores de la presión derivada $\Delta t_e \Delta p'$.
2. Graficar $\Delta t_e \Delta p'$ y Δp en función de Δt_e en una grafica log-log con el mismo tamaño de los ciclos de la grafica de curva tipo de Bourdet.
3. Si es posible, forzar una coincidencia de curvas, y tomar un punto de coincidencia cualquiera (PC), alejado de las líneas, registrando los 4 valores respectivos de Δp , Δt_e , p_D , t_D/p_D .
4. Determinar el Valor de $C_D e^{2S}$, con la simple observación de cual curva tipo coincidió con nuestra gráfica.
5. Calcular el valor de la permeabilidad (K).

⁴ Bourdet D.: "A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis", Word Oil 95, Mayo 1983

⁵ Agarwal R.G.: "An investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow" SPEJ 279, Enero 1970

$$k = \frac{141.2q\beta\mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{PC} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.23}$$

6. Calcular el coeficiente de almacenamiento del pozo (C_D).

$$C_D = \frac{0.0002637k}{\phi h c_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t_e}{t_D/C_D} \right)_{PC} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.24}$$

7. Calcular el facto de piel o daño (s).

$$s = 0.5 \ln \left(\frac{C_D e^{2s}}{C_D} \right) \dots\dots\dots \text{Ec. 2.25}$$

3.2.3.2 Procedimiento para encontrar los valores de las presiones derivadas ($\Delta t_e \Delta p'$)

Con la data de la prueba de Build up, donde tenemos valores de Δt y P_{ws} , debemos generar una nueva tabla modificando estos valores para poder trabajarlos en este método. Entonces, Δt se convertirá en Δt_e , mientras que P_{ws} se convertirá en ΔP . Los valores de la columna para ΔP se los encuentra simplemente restando a cada una de las presiones registradas por el sensor de fondo, la última presión fluyente antes del cierre (P_{wf}). Los valores del tiempo equivalente Δt_e en la nueva tabla se los genera mediante el uso de la ecuación 2.26 de Agarwal.

$$\Delta t_e = \left[\frac{\Delta t}{1 + \left(\frac{\Delta t}{t_p} \right)} \right] \dots\dots\dots \text{Ec. 2.25}$$

Se calculan el valor de $\ln(\Delta t_e)$ para cada uno de los puntos de la data.

La derivada de la presión en un punto es determinada encontrando una media ponderada de las pendientes que van antes y después de dicho punto, como lo muestra la figura 2.17. La distancia L es definida por experiencia como un valor fijo entre 0.1 y 0.3. Los valores de las ventanas antes y después del punto seleccionado se los calcula restando y sumando L, respectivamente $(\ln(\Delta t_e) \pm 0.3)$. A continuación se muestran las ecuaciones necesarias para hallar el valor de la derivada de la presión (m_p).

$$m_L = \frac{\Delta p_L}{\Delta t_L} \quad \dots\dots\dots \text{Ec.2.26}$$

$$m_R = \frac{\Delta p_R}{\Delta t_R} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.27}$$

$$m_p = \frac{m_L \Delta t_R + m_R \Delta t_L}{\Delta t_L + \Delta t_R} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.28}$$

Hay que tener en cuenta que los valores de Δp_L , Δp_R , Δt_L , Δt_R se los encuentra mediante la diferencia (Valor mayor menos valor menor) de los tiempos y presiones del punto a derivar y de los puntos más inmediatos a las ventanas encontradas previamente.

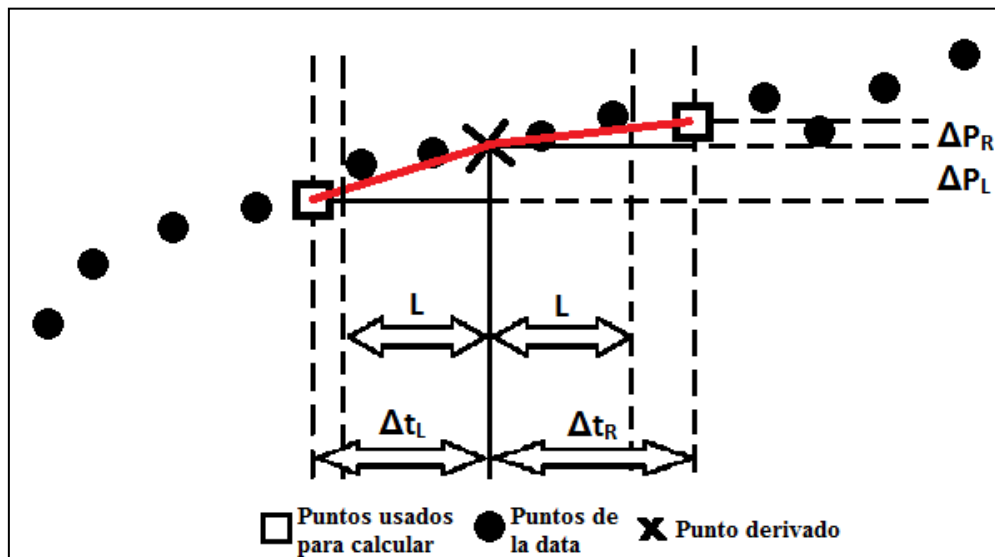


Figura 2.17: Procedimiento para hallar la Presión Derivada

A continuación presentaremos un ejemplo que ilustra la forma de encontrar la derivada en un punto determinado.

EJEMPLO 2.9

Se tiene un extracto de la prueba de restauración de presión en las dos primeras columnas de la tabla 2.9. Se encuentran los valores de Δt_e , ΔP y $\ln(\Delta t_e)$.

$$-3.2039 - 0.3 = -3.5039 \quad \text{Ventana Inferior}$$

$$-3.2039 + 0.3 = -2.9039 \quad \text{Ventana Superior}$$

Tabla 2. 9: Ejemplo 2.9 – Cálculo de la Presión Derivada

T (horas)	Pws (psi)	Δt_e (horas)	Δp (psi)	$\ln(\Delta t_e)$	Ventana	m_p $\Delta t_e \Delta p'$
0	250	-	-	-	-	-
0.0100	607.11	0.0100	357.11	-4.6052		317.26
0.0160	780.68	0.0160	530.68	-4.1352		425.64
0.0255	1005.1	0.0255	755.10	-3.6691		518.27
					-3.5039	
0.0406	1263.2	0.0406	1013.2	-3.2039		546.53
					-2.9039	
0.0649	1515.6	0.0649	1265.6	-2.7349		479.59
0.1040	1714.0	0.1040	1464.0	-2.2634		342.82

$$\Delta t_L = -3.2039 + 3.6691 = 0.4652$$

$$\Delta t_R = -2.7349 + 3.2039 = 0.469$$

$$\Delta p_L = 1013.2 - 755.1 = 258.1$$

$$\Delta p_R = 1265.6 - 1013.2 = 252.4$$

$$m_L = \frac{\Delta p_L}{\Delta t_L} = \frac{258.1}{0.4652} = 554.815$$

$$m_R = \frac{\Delta p_R}{\Delta t_R} = \frac{252.4}{0.469} = 538.166$$

$$m_p = \frac{554.815(0.469) + 538.166(0.4652)}{0.4652 + 0.469} = 546.53$$

La última columna (mp) en la tabla 2.9, muestra todas las presiones derivadas en cada punto. Estas se las ha generado usando este mismo método. Una vez que se tiene la tabla completa se grafica ΔP y mp versus el tiempo equivalente Δt_e en escala log-log, y continúa con el paso 3 del procedimiento 2.2.3.1.

Debido a la gran complejidad de este método de curva tipo, desarrollado por Bourdet, actualmente ya no se hacen estos cálculos manualmente, sino que se emplea un software que genere los resultados automáticamente al ingresar los datos necesarios.

2.3 IPR E INDICE DE PRODUCTIVIDAD

2.3.1 Índice de Productividad

La razón de la tasa de producción, en barriles por día a la presión diferencial ($P_R - P_{wf}$) en el punto medio del intervalo productor, se denomina índice de productividad J.

$$J = \frac{q_o}{\bar{P}_R - P_{wf}} \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.28}$$

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática P_R , y luego que el pozo haya producido a una tasa estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión fluyente en el fondo, P_{wf} empleando el mismo medidor.

La diferencia ($P_R - P_{wf}$) se denomina presión diferencial o caída de presión. La tasa de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o, en algunos casos, de medidas de los separadores o con medidores de desplazamiento positivo.

En algunos pozos el índice de productividad o IP permanecerá constante para una amplia variación en la tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo. En pozos donde la saturación de agua o gas son significativas ya no se puede considerar el valor del índice de productividad constante.

2.3.2 IPR para Yacimientos Saturados

2.3.2.1 Método de Vogel

Voguel⁶, reportó los resultados de un estudio donde el usó un modelo matemático de reservorio para calcular el IPR para pozos produciendo en reservorios saturados. El estudio tratado con hipotéticos reservorios incluyendo los que tienen distintas características de crudo, características de permeabilidad relativa, espaciamiento de los pozos y factores de piel. La ecuación final para el método de Vogel, fue hecha para 21 condiciones de reservorios.

A pesar que el método fue propuesto para yacimientos saturados, solo para yacimientos de petróleo con gas en solución, se encontró que también se lo puede aplicar para yacimientos donde la saturación de gas aumenta y la presión disminuye.

El método de Vogel permite predecir el comportamiento de la producción del pozo con relación a la variación de la presión, mediante una curva IPR (Inflow Performance Rate), solo cuando no se toma en cuenta el daño de la formación, por esta razón la

⁶ Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells" Enero de 1968.

eficiencia de Flujo (FE) es igual a 1. Pero más adelante Standing⁷, hizo una modificación para poder usar el método de Vogel con yacimientos dañados o estimulados.

Vogel definió gráficamente una ecuación que relaciona la tasa de flujo adimensional con la presión adimensional.

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.29}$$

donde,

q_o = tasa de flujo correspondiente a la presión de fondo fluyente (Pwf)

$q_{o(max)}$ = tasa de flujo correspondiente a una presión de pozo fluyente de cero

\bar{P}_R = presión promedio del yacimiento existente al tiempo de interés

En pocas palabras una curva de IPR es una curva de Pwf vs. Q_0 , en escala cartesiana, que nos permite mostrar el comportamiento de producción del pozo con respecto a la presión en el pasado, y predecirlo en el futuro.

⁷ Standing, M. B.: "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells", Noviembre de 1970

EJEMPLO 2.10

Construir una curva de IPR, para un pozo que tiene una presión promedio de reservorio totalmente estabilizado antes de producir de 2185 psig. Se hizo una prueba de producción que demostró que el pozo estaba produciendo 280 STB/D a una presión de 1770 psig. Y se sabe que la presión de burbuja del pozo es de 2200 psig.

Haciendo uso de los datos de la prueba de producción, reemplazando en la ecuación 2.29, obtenemos el valor hipotético de la producción máxima, esto es, cuando la presión es cero; aunque esto jamás se dé.

$$q_{o(\max)} = \frac{q_o}{\left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right]}$$

$$q_{o(\max)} = \frac{280}{\left[1 - 0.2 \frac{1770}{2185} - 0.8 \left(\frac{1770}{2185} \right)^2 \right]} = 923.73 \text{ STB/D}$$

Y calculamos más valores de q_o para distintos valores de P_{wf} entre la presión mínima ($P_{wf}=0$ psig) y la máxima presión de producción ($P_{wf}=2185$ psig), usando la misma ecuación 2.29.

$$q_o = q_{o(\max)} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 923.73 \left[1 - 0.2 \frac{300}{2185} - 0.8 \left(\frac{300}{2185} \right)^2 \right] = 884.43 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 923.73 \left[1 - 0.2 \frac{600}{2185} - 0.8 \left(\frac{600}{2185} \right)^2 \right] = 803.34 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 923.73 \left[1 - 0.2 \frac{900}{2185} - 0.8 \left(\frac{900}{2185} \right)^2 \right] = 690.91 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 923.73 \left[1 - 0.2 \frac{1200}{2185} - 0.8 \left(\frac{1200}{2185} \right)^2 \right] = 599.37 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 923.73 \left[1 - 0.2 \frac{1500}{2185} - 0.8 \left(\frac{1500}{2185} \right)^2 \right] = 448.63 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 923.73 \left[1 - 0.2 \frac{1800}{2185} - 0.8 \left(\frac{1800}{2185} \right)^2 \right] = 270 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 923.73 \left[1 - 0.2 \frac{2100}{2185} - 0.8 \left(\frac{2100}{2185} \right)^2 \right] = 63.56 \text{ STB/D}$$

Tabla 2. 10: Ejemplo 2.10 - IPR

Pwf (psig)	Q _o (STB/D)
2185	0
2100	63.56
1800	270
1500	448.63
1200	599.37
900	690.91
600	803.34
300	884.43
0	923.73

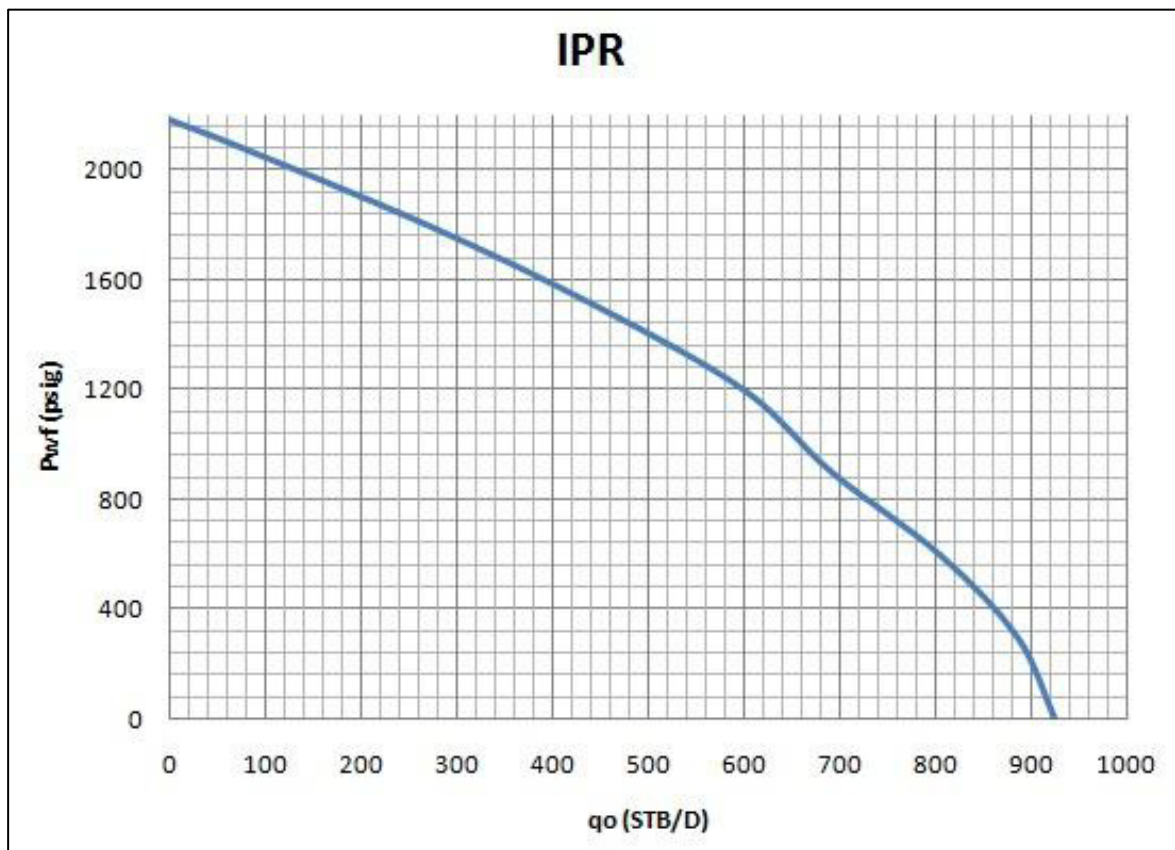


Figura 2.18: IPR (Ejemplo 2.9)

2.3.2.2 Modificación de Standing

El método generado por Vogel, estudiado en la sección anterior, no considera cambios en la permeabilidad absoluta en el reservorio. Standing propuso un procedimiento para modificar el método de Vogel tomando en cuenta el daño o la estimulación alrededor del pozo. Los grados de alteración pueden ser expresados en términos de la Eficiencia de Flujo (FE), donde:

$$FE = \frac{\Delta P_{ideal}}{\Delta P_{real}} = \frac{\bar{P}_R - P'_{wf}}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_S}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S}$$

..... Ec. 2.30

La razón de las eficiencias de flujo antes y después de la estimulación puede ser expresada también en términos de la relación entre los respectivos índices de productividad.

$$\frac{FE_1}{FE_2} = \frac{J_1}{J_2}$$

Finalmente, Standing llegó a su ecuación modificada que relaciona, al igual que la ecuación general de Vogel, la tasa de producción adimensional con la presión adimensional en el pozo.

$$\frac{q_o}{q_o^{FE=1}} = 1.8(FE) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right) - 0.8(FE)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right)^2 \quad \text{..... Ec. 2.31}$$

Esta ecuación tiene una restricción debida a que P_{wf} debe ser mayor o igual a 0 ($P_{wf} \geq 0$), y solo es válida si se cumple cualquiera de las dos condiciones siguientes:

- $q_o \leq q_o^{FE=1}$
- $P_{wf} \geq \left(1 - \frac{1}{FE}\right)$

Note que para $FE=1$ la restricción siempre se cumplirá. Para valores de $FE > 1$ se puede usar esta relación para aproximar la tasa máxima de flujo ($P_{wf}=0$ psig):

$$q_{o(max)} = q_o^{FE=1} (0.624 + 0.376FE) \quad \dots\dots\dots \text{Ec. 2.32}$$

Un resultado aproximadamente igual de la curva de IPR al que se obtiene usando la ecuación de Standing, se lo obtiene usando la gráfica del mismo Standing (Figura 2.19). Este método requiere de una prueba de

producción para determinar el valor adimensional de $\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}$ y, su

correspondiente valor de $\frac{q_o}{q_o^{FE=1}}$ al interceptar en la curva con el valor

de FE a condiciones actuales; con este resultado se despeja el valor de

$q_o^{FE=1}$ que nos servirá para encontrar los respectivos valores de q_o para

cada valor de P_{wf} que evaluemos.

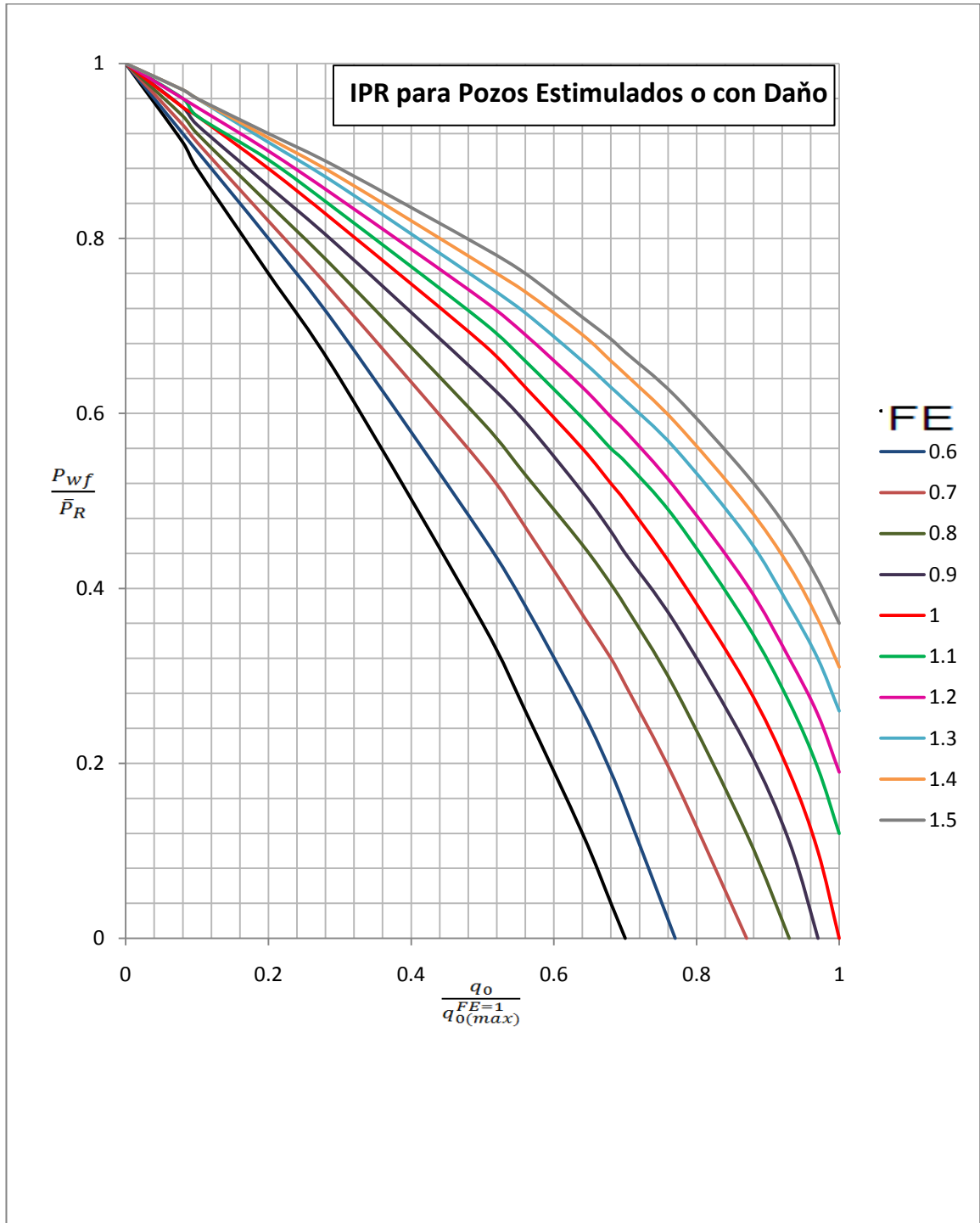


Figura 2. 19: IPR de Standing (Pozos Estimulados o con Daño)

EJEMPLO 2.11

Construir una curva de IPR para el mismo pozo del ejemplo 2.9, pero con una eficiencia de flujo de 0.6 actual y con una supuesta de 1.2.

Haciendo uso de la ecuación 2.31 hallamos la tasa de flujo máxima en un reservorio sin estimulación o daño alguno, y luego las tasas de flujo para las diferentes presiones de fondo fluyente.

$$q_{o(max)}^{FE=1} = \frac{q_o}{1.8(FE) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right) - 0.8(FE)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right)^2}$$

CON EF= 0.6

$$q_{o(max)}^{FE=1} = \frac{280}{1.8(0.6) \left(1 - \frac{1770}{2185}\right) - 0.8(0.6)^2 \left(1 - \frac{1770}{2185}\right)^2} = 2642 \frac{STB}{D}$$

$$q_o = q_{o(max)}^{FE=1} \left[1.8(FE) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right) - 0.8(FE)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right)^2 \right]$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(0.6) \left(1 - \frac{2100}{2185}\right) - 0.8(0.6)^2 \left(1 - \frac{2100}{2185}\right)^2 \right] = 244.57 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(0.6) \left(1 - \frac{1800}{2185}\right) - 0.8(0.6)^2 \left(1 - \frac{1800}{2185}\right)^2 \right] = 258.24 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(0.6) \left(1 - \frac{1500}{2185}\right) - 0.8(0.6)^2 \left(1 - \frac{1500}{2185}\right)^2 \right] = 492.23 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(0.6) \left(1 - \frac{1200}{2185} \right) - 0.8(0.6)^2 \left(1 - \frac{1200}{2185} \right)^2 \right] = 754.9 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(0.6) \left(1 - \frac{900}{2185} \right) - 0.8(0.6)^2 \left(1 - \frac{900}{2185} \right)^2 \right] = 1046.26 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(0.6) \left(1 - \frac{600}{2185} \right) - 0.8(0.6)^2 \left(1 - \frac{600}{2185} \right)^2 \right] = 1366.3 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(0.6) \left(1 - \frac{300}{2185} \right) - 0.8(0.6)^2 \left(1 - \frac{300}{2185} \right)^2 \right] = 1715.04 \text{ STB/D}$$

Con FE=1.2

Necesitamos saber hasta qué valor de P_{wf} podemos usar la ecuación de Standing, según la restricción, entonces:

$$P_{wf} \geq 2185 \left(1 - \frac{1}{1.2} \right) \rightarrow P_{wf} \geq 364.17 \text{ psig}$$

$$q_o = q_{o(max)}^{FE=1} \left[1.8(FE) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8(FE)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(1.2) \left(1 - \frac{1800}{2185} \right) - 0.8(1.2)^2 \left(1 - \frac{1800}{2185} \right)^2 \right] = 911.04 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(1.2) \left(1 - \frac{1500}{2185} \right) - 0.8(1.2)^2 \left(1 - \frac{1500}{2185} \right)^2 \right] = 1489.90 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(1.2) \left(1 - \frac{1200}{2185} \right) - 0.8(1.2)^2 \left(1 - \frac{1200}{2185} \right)^2 \right] = 1954.07 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(1.2) \left(1 - \frac{900}{2185} \right) - 0.8(1.2)^2 \left(1 - \frac{900}{2185} \right)^2 \right] = 2303.46 \text{ STB/D}$$

$$q_o = 2642 \left[1.8(1.2) \left(1 - \frac{600}{2185} \right) - 0.8(1.2)^2 \left(1 - \frac{600}{2185} \right)^2 \right] = 2538.16 \text{ STB/D}$$

Se halla la máxima tasa a la presión $P_{wf}=0$ psig, con la aproximación de la ecuación 2.32.

$$q_{o(max)} = q_{o(max)}^{FE=1} (0.624 + 0.376FE)$$

$$q_{o(max)} = 2642(0.624 + 0.376 * 1.2) = 2840.68 \text{ STB/D}$$

Por el método gráfico de Standing debemos realizar los siguientes cálculos:

Se evalúa la presión de fondo fluente y la presión estática en la relación

$$\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} = \frac{1770}{2185} = 0.81. \text{ Este valor se lo intercepta en la curva correspondiente}$$

a un $FE=0.6$, a condiciones actuales encontrando un valor $\frac{q_o}{q_{o(max)}^{FE=1}}=0.16$.

Despejando tenemos que $q_{o(max)}^{FE=1} = \frac{280}{0.16} = 1750 \text{ STB/D}$. Con esta

información podemos evaluar en la relación adimensional de presión de la figura 2.19, evaluando varios valores de P_{wf} y buscando su respectivo caudal para trazar las curvas del IPR mostradas en la figura 2.20.

Tabla 2. 11: Ejemplo 2.11 - IPR

Pwf (psig)	Q ₀ (STB/D) EF=0.6	Q ₀ (STB/D) EF=1.2
2185	0	0
1800	270	911.04
1500	448.63	1489.90
1200	599.37	1954.07
900	690.91	2303.46
600	803.34	2538.16
300	884.43	---
0	923.73	2840.68

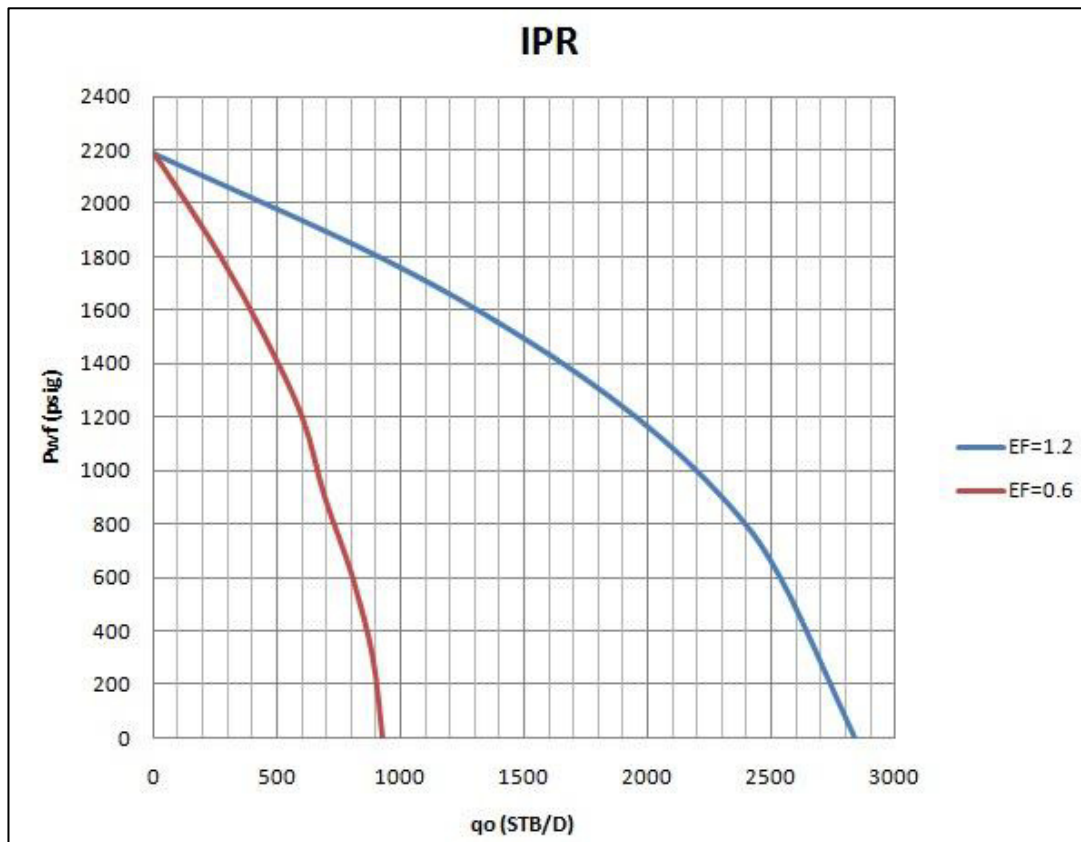


Figura 2. 20: IPR (Ejemplo 2.10)

CAPITULO III

ANALISIS Y RESULTADOS DE LOS POZOS DEL CAMPO FICT

3.1 ANÁLISIS DEL POZO FICT 01

El presente análisis de las pruebas de producción y restauración correspondiente a la arena Napo T, para el pozo FICT 01, se lo desarrollará a partir de los resultados generador por el software de interpretación de presiones PanSystem v3.4. Los datos de presión, tiempo y temperatura son tomados por un sensor de fondo Zi-9578 asentado en la camisa a una profundidad de 9482 pies colgado por un Standing Valve.

El diagrama de completación mostrado en la figura 3.1, muestra la profundidad de la camisa donde se asentó el sensor. También observamos que este pozo posee tres intervalos disparados en la arena T a 9621 - 9631 (10 pies); desde 9642 - 9656 (14 pies) y desde 9660 - 9676 (16 pies).

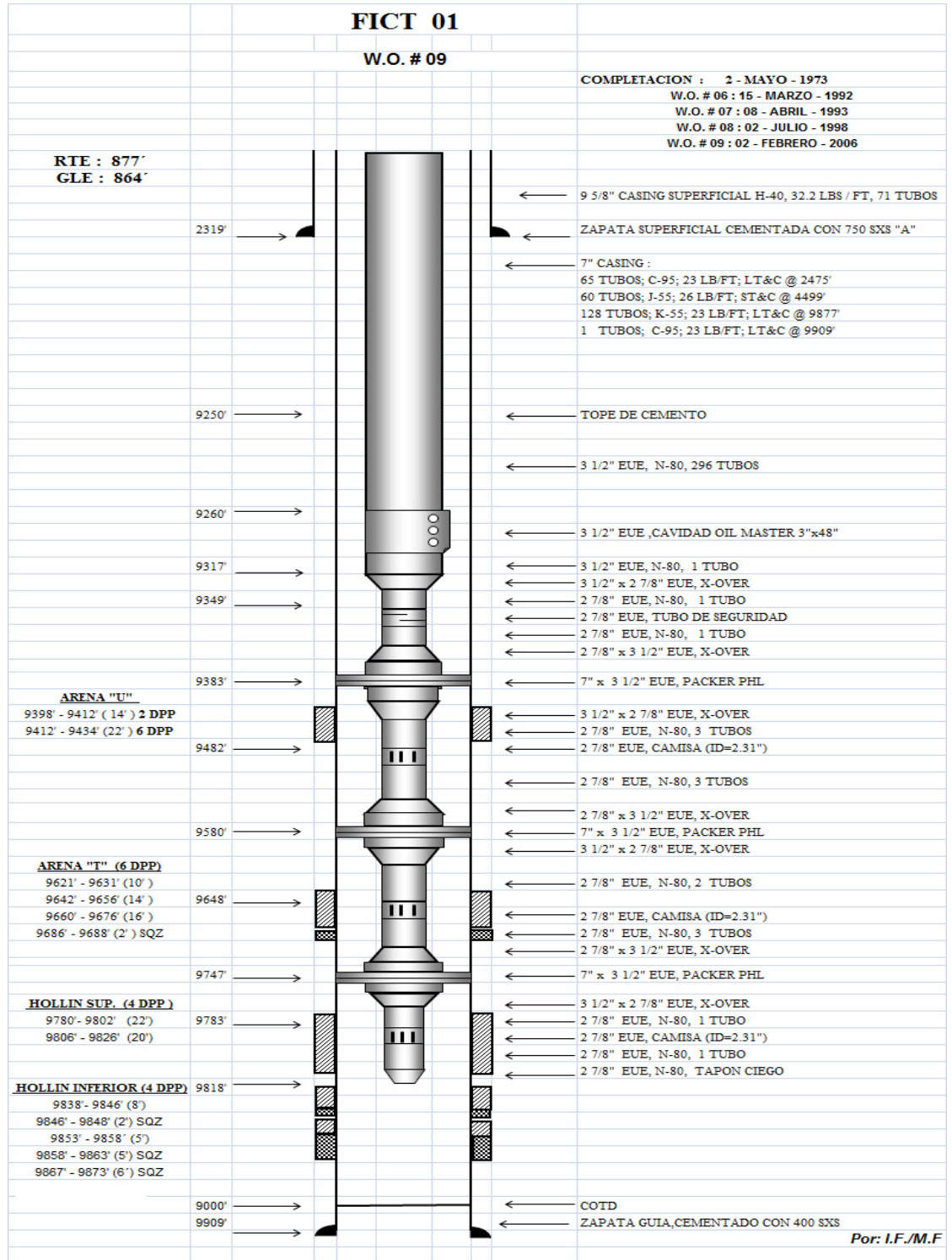


Figura 3. 1: Diagrama de Completación del Pozo FICT-01

De los datos obtenidos, tanto petrofísicos como por análisis PVT y otorgados por el departamento de Ingeniería en Petróleos tenemos:

Ht= 55 ft	Rs= 323 Scf/Bbl
Hn= 40ft	C _i = 3.036x10 ⁻⁴ psi ⁻¹
Ø= 16.2	r _w = 0.29 ft
Bo= 1.1789 By/Bn	μ _o = 1 cp
Bw=1.0447 By/Bn	GOR=436 Scf/Bbl
Ty =221°F	γ _{Gas} = 1.2518

Podemos interpretar que existe gas libre en el yacimiento, pues además de que la presión estática es inferior a su presión de saturación , el valor del GOR para este pozo de 436 SCF/STB, es muy superior al valor promedio de GOR de otros pozos de este yacimiento en el campo en estudio.

En la figura 3.2, nos muestra la gráfica de Presión vs. Tiempo desde el momento en que se empezó a bajar el sensor de fondo. En el intervalo de tiempo entre 0 y 3.7 horas se muestra claramente como el sensor de fondo mide presiones durante su recorrido descendente hasta llegar a la profundidad de asentamiento, donde se empieza a estabilizar hasta llegar a una presión que se mantendrá constante durante toda la prueba de producción.

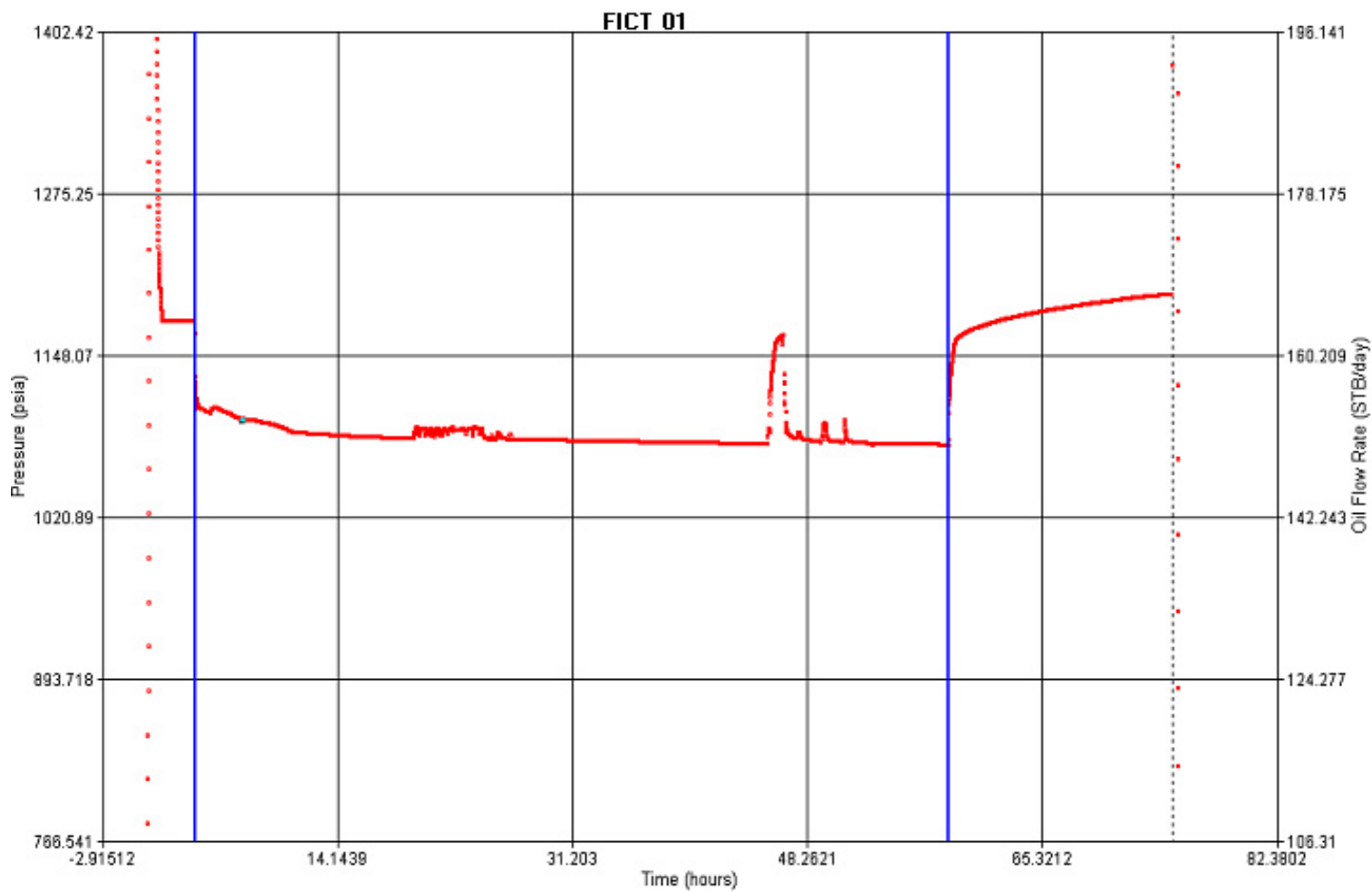


Figura 3. 2: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo (FICT-01)

La prueba de producción se la realizó en el intervalo de tiempo entre 3.7 horas y 58.5 horas. De esta prueba de producción se obtuvieron los siguientes resultados:

$Q_t = 468$ Bbl/D BSW=2.6%

$Q_o = 480$ Bbl/D API= 27°

$Q_w = 12$ Bbl/D

A las 50.8 horas de haber bajado el sensor de fondo y luego de la prueba de producción, se cerró el pozo para proceder a realizar la prueba de restauración de presión, registrando un último valor de presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 1077 psi y alcanzando una presión estática de 1195 psi en el tiempo 74.79 horas cuando se terminó la prueba de restauración y se subió el sensor a superficie nuevamente. Los valores de presión de fondo fluyente (P_{wf}) y de presión estática (P_e) del reservorio que son generados por el PanSystem son tomados a la profundidad del sensor pero nosotros inferimos estos valores a la profundidad media de las perforaciones.

La figura 3.3 nos muestra la gráfica generada por el PanSystem del método de la derivada de Bourdet (dP/dt) y la variación de presión versus la variación de tiempo equivalente. El proceso analítico para el desarrollo de este método se lo menciono en la sección 3.2.3. De esta gráfica podemos determinar que el pozo

tiene flujo radial compuesto que representa la presencia de un tipo de flujo interno y otro externo de forma concéntrica. En términos geológicos podría significar que el pozo se encuentra dentro de un canal (región interna) y externamente se encuentra otro tipo de formación (región de flujo externa) como una barra. También se observa un modelo de almacenaje constante y por la forma característica de la curva, interpretamos que el modelo de límite del reservorio está dado por fallas paralelas. La medida del efecto de almacenaje después del cierre (C_s) es de 0.0184 bbl/psi, siendo este un valor pequeño que indica que existe poco efecto de almacenaje una vez que se cerró el pozo para la prueba de restauración de presión.

El valor de la permeabilidad en el reservorio es de 98 milidarcys, siendo este un valor muy bajo en comparación de otros reservorios que tienen en promedio 250 milidarcys. Esto provocará que el drenaje de petróleo en el yacimiento sea poco efectivo y afectará la producción del pozo.

El daño de la formación es de 0.15, lo que significa que el pozo tiene poco daño. Se obtiene como resultado la longitud del radio de flujo alrededor del pozo de 10 pies. La distancia del pozo hasta barrera más cercana detectada es de 12 pies mientras la más lejana está a 925 pies. La presión inicial estimada del pozo medida por el sensor es de 1221 psi mientras que este mismo valor corregido al nivel medio de las perforaciones es de 1265 psi.

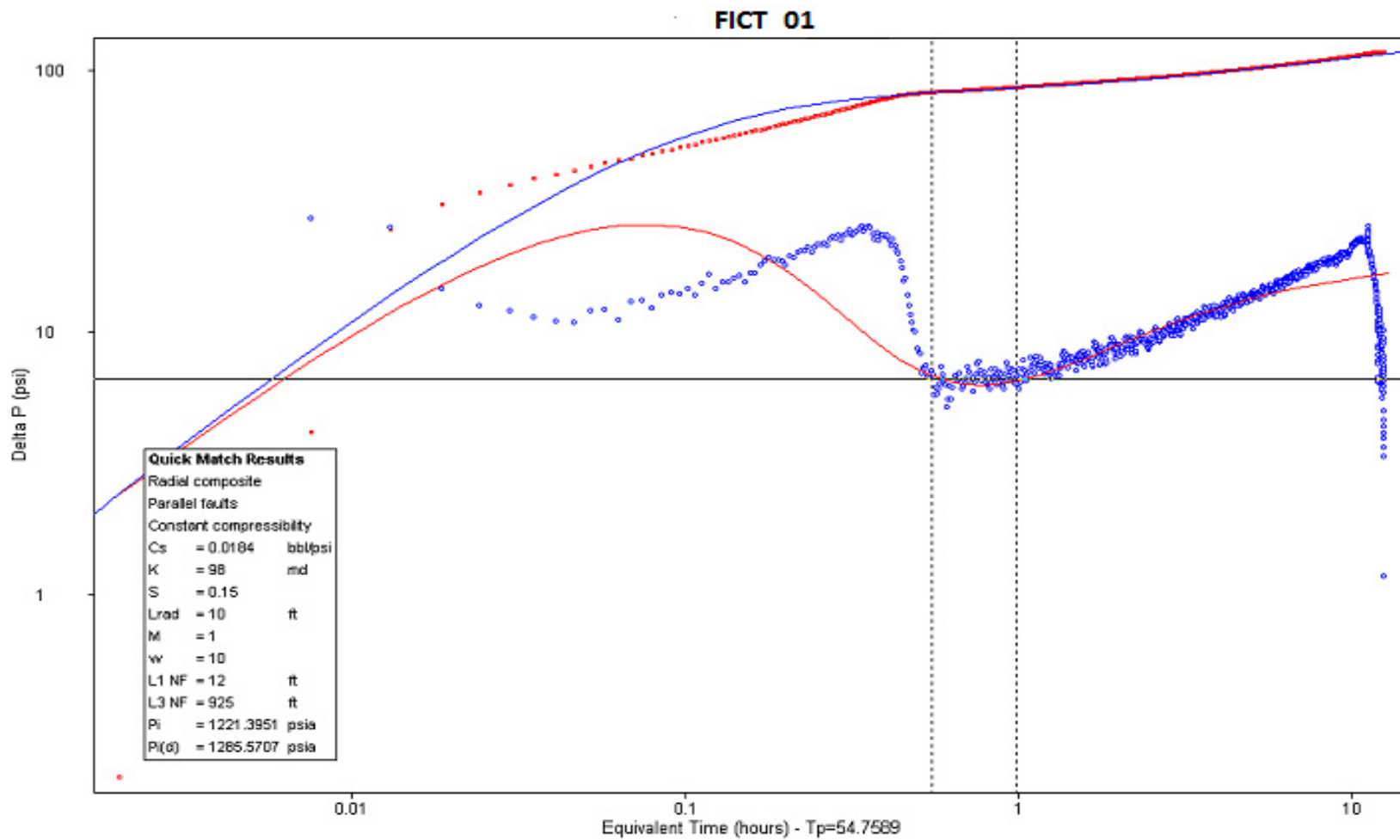


Figura 3. 3: Curva del Método de la derivada de Bourdet (Pozo-01)

La figura 3.4, muestra la gráfica de presión versus la función de tiempo de Horner, como se detalló en la sección 2.1.2.1. Arrojando los mismos resultados obtenidos mediante el método de la derivada, para la permeabilidad, factor de daño y la presión inicial.

La figura 3.5, se presentan las curvas de IPR para agua en color negro, petróleo en color azul y para el fluido total en color rojo. Mediante este análisis se puede observar, el valor del índice de productividad actual del pozo de 4.06 bbl/D/psi y el índice de productividad ideal de 4.13 bbl/D/psi, generados automáticamente en el PanSystem. También se obtiene del software el factor de la eficiencia de flujo de 0.47. Observando la curva de IPR para el petróleo se estima el valor de caudal máximo de 2817 bbl/D.

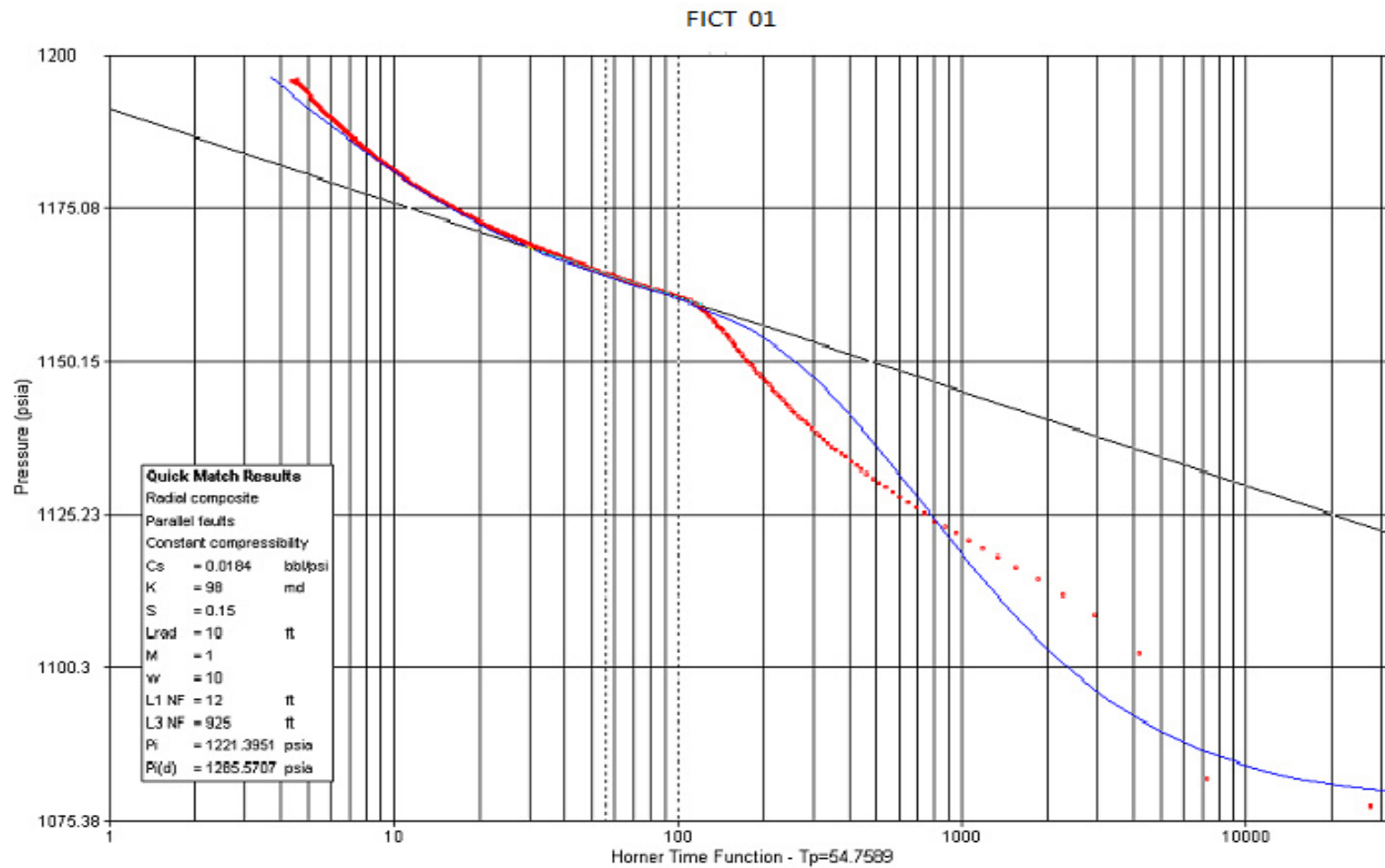


Figura 3. 4: Gráfica Semilog de Horner (FICT-01)

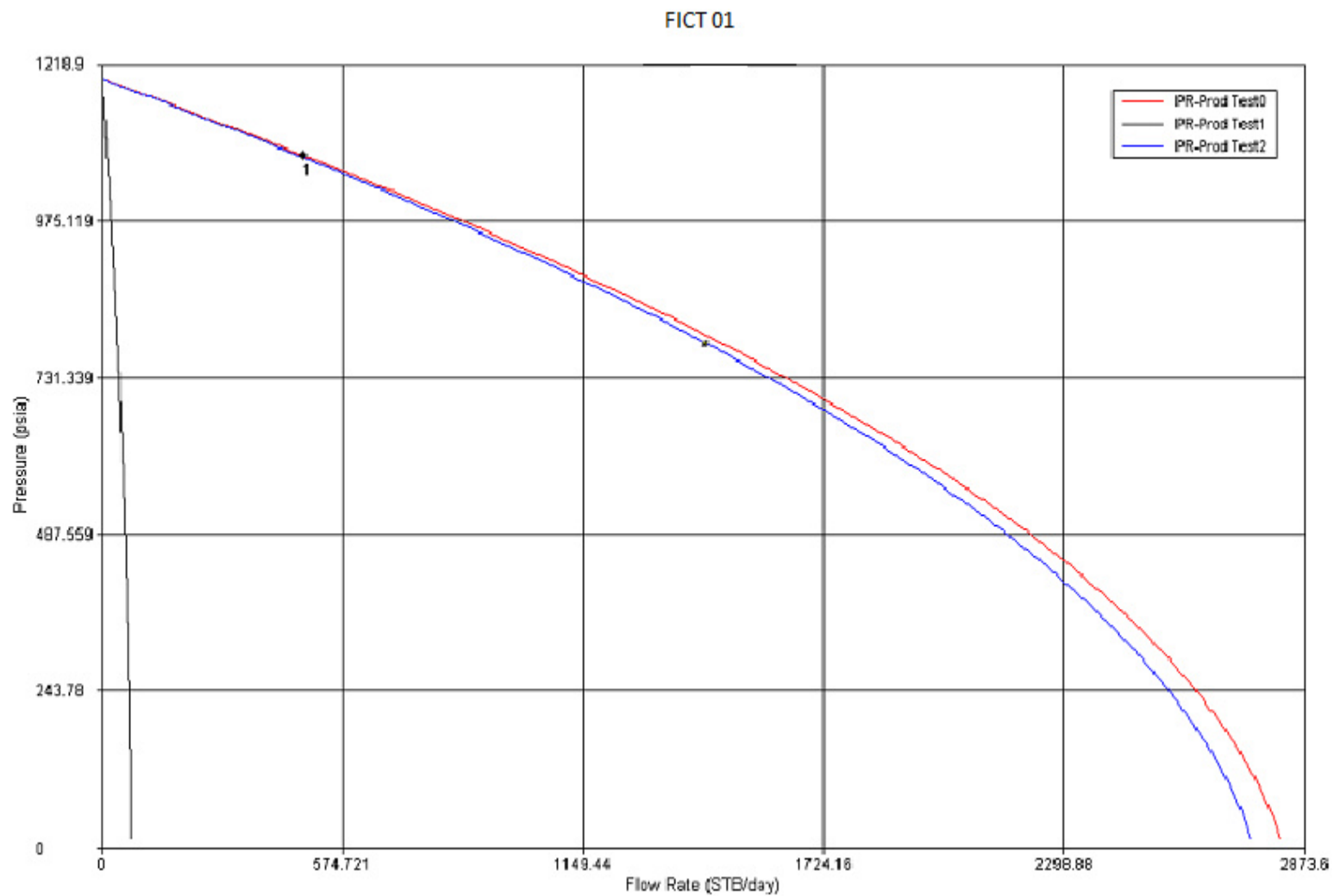


Figura 3. 5: IPR (FICT-01)

4.2 ANÁLISIS DEL POZO FICT 02

El presente análisis de las pruebas de producción y restauración correspondiente a la arena Napo T, para el pozo FICT 02, se lo desarrollará a partir de los resultados generados por el software de interpretación de presiones PanSystem v3.4. Los datos de presión, tiempo y temperatura son tomados por un sensor de fondo Zi-9578 asentado en la camisa a una profundidad de 9412 pies colgado por un Standing Valve.

El diagrama de completación mostrado en la figura 3.6, muestra la profundidad de la camisa donde se asentó el sensor. También observamos que este pozo tiene solamente un intervalo disparado en la arena T 9596-9622 pies (26').

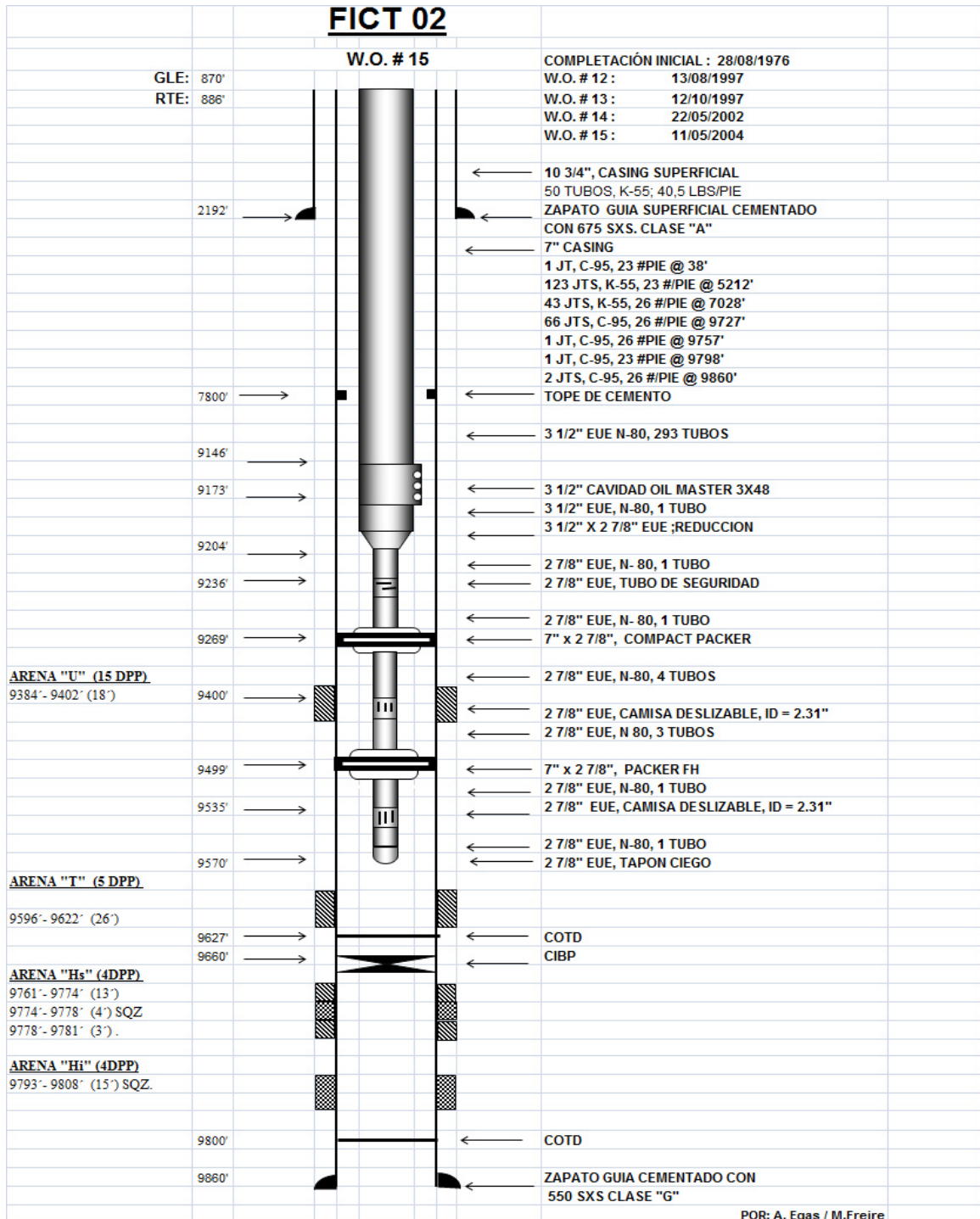


Figura 3. 6: Diagrama de Completación del Pozo FICT-02

De los datos obtenidos por los análisis PVT y otorgados por el departamento de Ingeniería en Petróleos tenemos:

Ht= 26 ft	Rs= 323 Scf/Bbl
Hn= 26ft	Ct= 2.576x10 ⁻⁴ psi ⁻¹
Ø= 17	rw= 0.29 ft
Bo= 1.1799 By/Bn	μo = 0.9666 cp
Bw=1.0464 By/Bn	GOR=436 Scf/Bbl
Ty =225°F	γGas= 1.2518

Podemos deducir igualmente como en el caso anterior que existe gas libre en el yacimiento, pues el valor del GOR para este pozo de 436 SCF/STB, muy superior al valor promedio de GOR para este yacimiento en el campo FICT.

La figura 3.7, nos muestra la gráfica de Presión vs. Tiempo desde el momento en que se empezó a bajar el sensor de fondo. En el intervalo de tiempo entre 0 y 2 horas se muestra claramente como el sensor de fondo registra las presiones durante su recorrido descendente hasta llegar a la profundidad de asentamiento, donde se empieza a estabilizar hasta llegar a una presión que se mantendrá constante durante toda la prueba de producción.

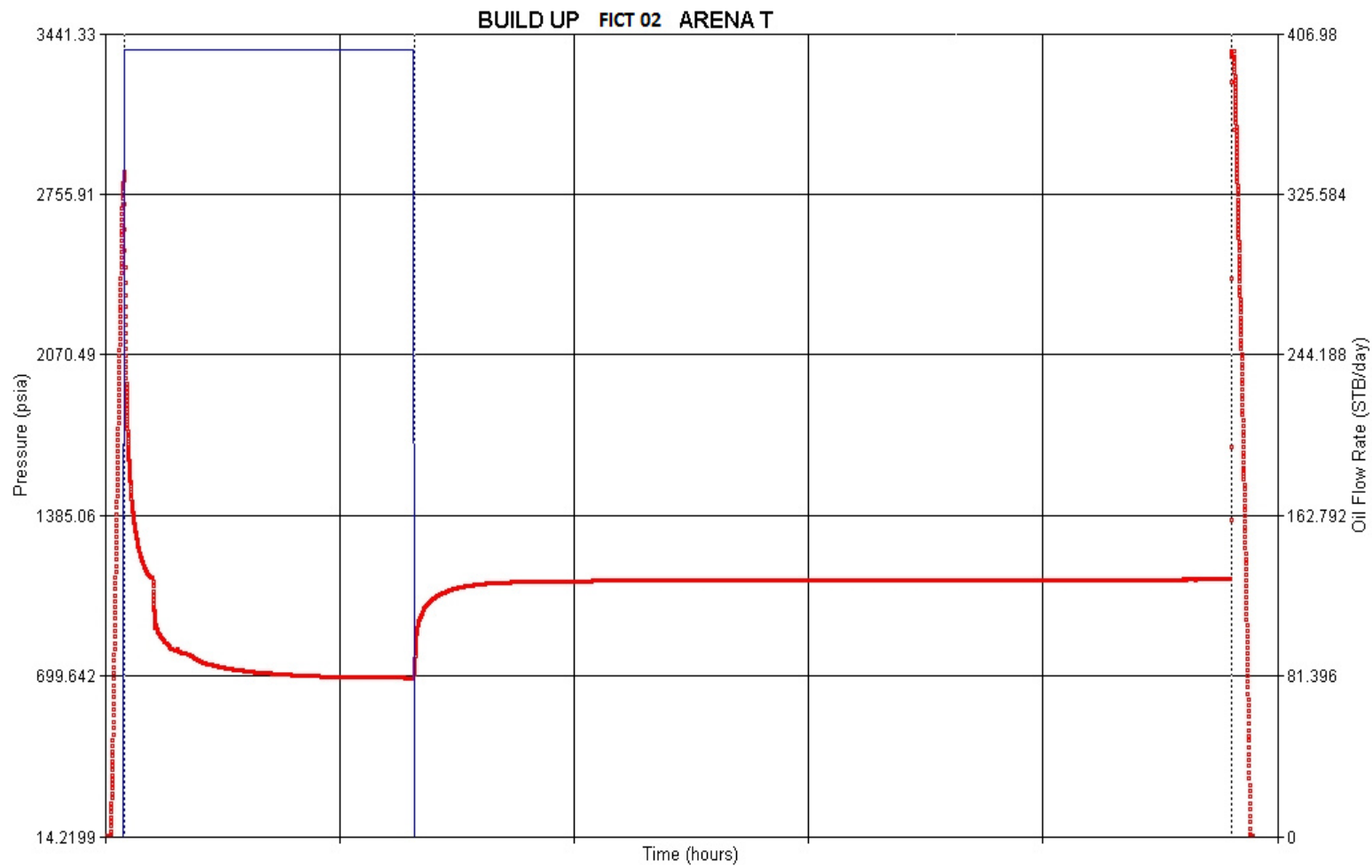


Figura 3. 7: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo (FICT-02)

La prueba de producción se la realizó en el intervalo de tiempo entre 2 y 19.5 horas. De esta prueba de producción se obtuvieron los siguientes resultados:

$Q_t = 399$ Bbl/D BSW=20.3%

$Q_o = 319$ Bbl/D API= 27.2

$Q_w = 80$ Bbl/D

A las 19.5 horas de haber bajado el sensor de fondo y luego de la prueba de producción, se cerró el pozo para proceder a realizar la prueba de restauración de presión, registrando un último valor de presión de fondo fluyente (Pwf) de 691 psi y alcanzando una presión estática de 1111 psi en el tiempo 72 horas cuando se terminó la prueba de restauración y se subió el sensor a superficie nuevamente. Los valores de presión de fondo fluyente (Pwf) y de presión estática (Pe) del reservorio que son generados por el PanSystem son tomados a la profundidad del sensor pero nosotros inferimos estos valores a la profundidad media de las perforaciones.

La figura 3.8 nos muestra la gráfica del método de la derivada de Bourdet (dP/dt) y la variación de presión versus la variación de tiempo equivalente. De esta gráfica podemos determinar que el pozo tiene flujo radial homogéneo que representa un flujo de forma concéntrica. También se observa un modelo de almacenaje constante y por la forma característica de la curva, interpretamos que el modelo de límite del reservorio está dado por un modelo de Presión Constante en el límite del reservorio, en consecuencia existe un mantenimiento de presión, probablemente debido a la presencia de un acuífero, en el límite del reservorio. La medida del efecto de almacenaje debido al daño (C_s) es de 0.0075 bbl/psi, siendo este un valor pequeño que indica que existe poco efecto de almacenaje desde que se cerró el pozo para la prueba de restauración, debido fundamentalmente al efecto del acuífero. El valor de la permeabilidad en el reservorio es de 21 milidarcys, siendo este un valor muy bajo en comparación de otros reservorios que tienen en promedio 250 milidarcys. Esto provocará que el drenaje de petróleo en el yacimiento sea poco efectivo y afectará la producción del pozo.

El daño de la formación es de -1.6 lo que significa que el pozo está estimulado. Se obtiene como resultado que la distancia del pozo a la frontera de flujo es de 10 pies. La presión inicial estimada del pozo medida por el sensor es de 1112 psia mientras que este mismo valor corregido al nivel medio de las perforaciones es de 1191 psia.

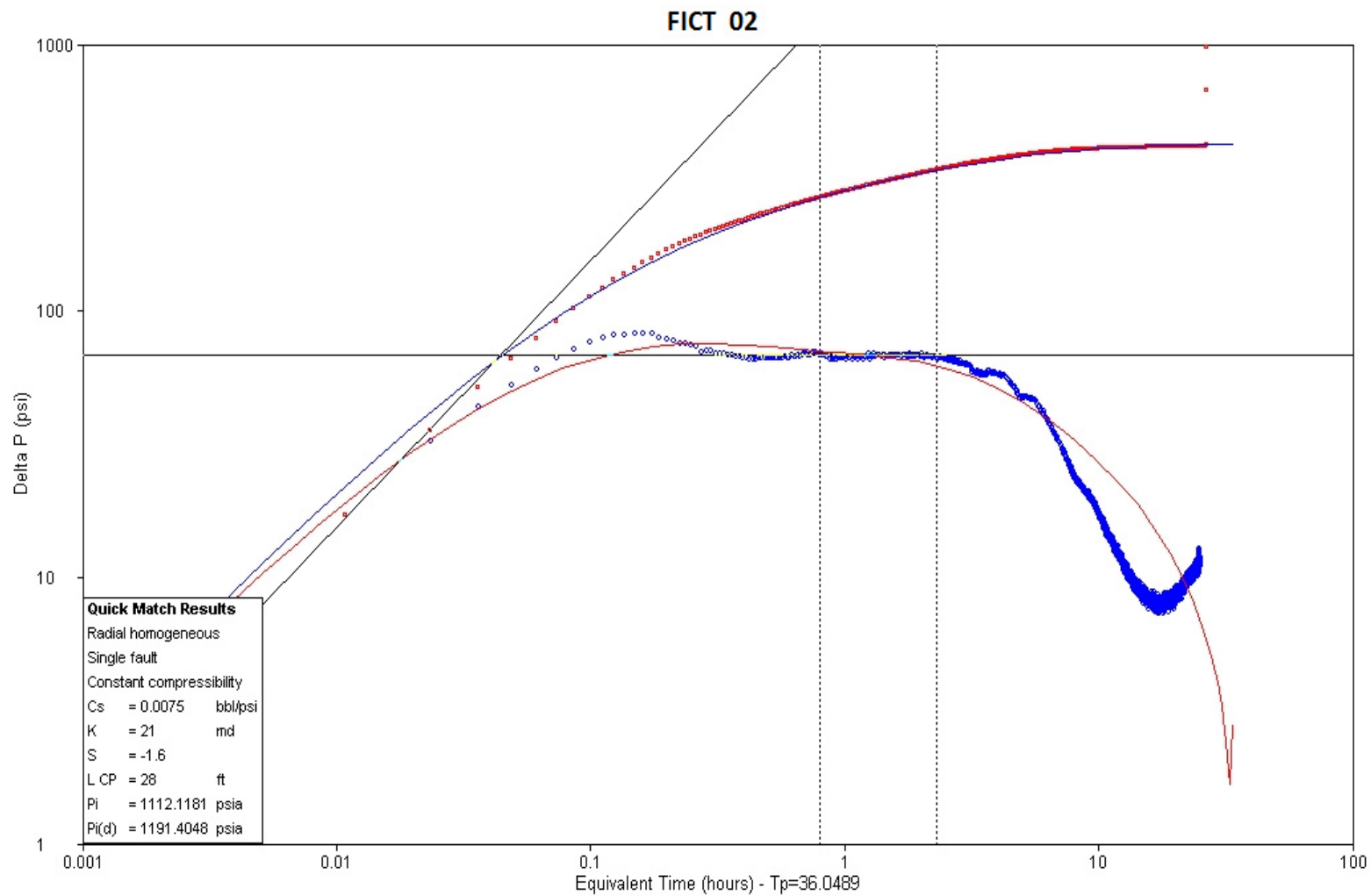


Figura 3. 8: Curva del Método de la derivada de Bourdet (Pozo-02)

La figura 3.9, muestra la gráfica de presión versus la función de tiempo de Horner, como se detalló en la sección 2.1.2.1. Arrojando los mismos resultados obtenidos mediante el método de la derivada, para la permeabilidad, factor de daño y la presión inicial.

La figura 3.10, se presentan las curvas de IPR para agua en color azul, petróleo en color negro y para el fluido total en color rojo. Mediante este análisis se puede observar, el valor del índice de productividad actual del pozo de 1.26 bbl/D/psi y el índice de productividad ideal de 0.98 bbl/D/psi, generados automáticamente en el PanSystem. También se obtiene del software el factor de la eficiencia de flujo de 1.28. Observando la curva de IPR para el petróleo se estima el valor de caudal máximo de 738 bbl/D.

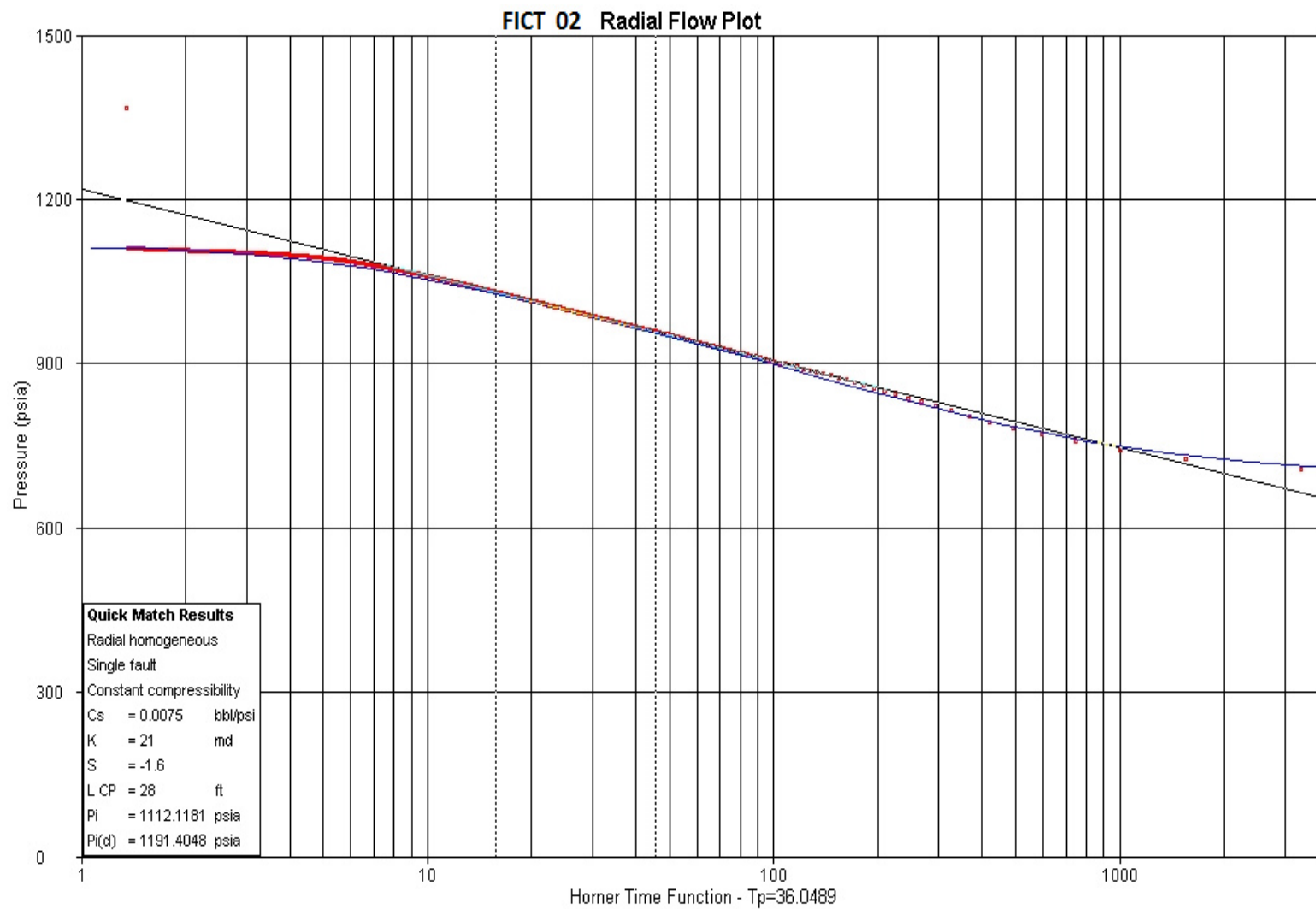


Figura 3. 9: Gráfica Semilog de Horner (FICT-02)

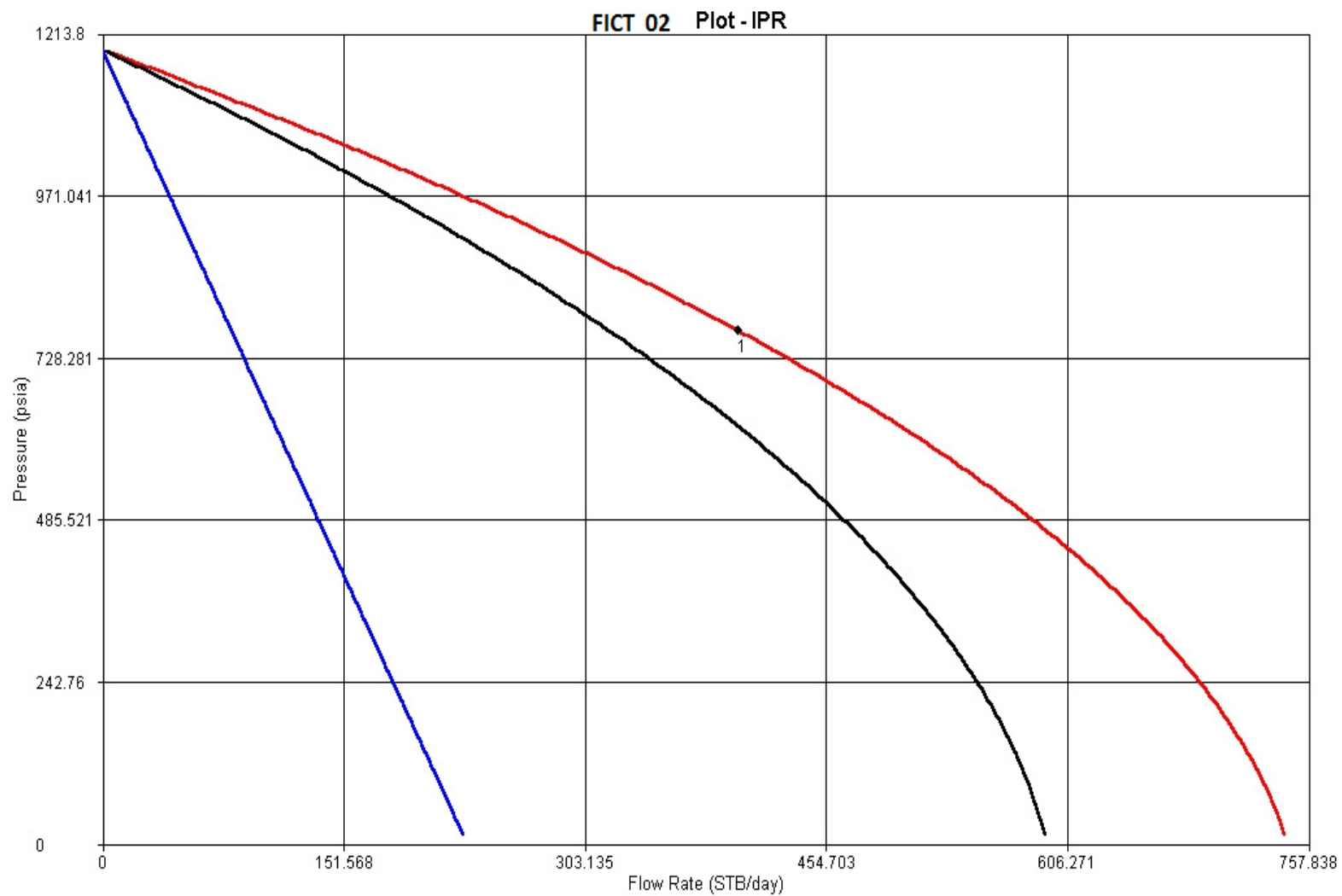


Figura 3. 10: IPR (FICT-02)

3.3 ANÁLISIS DEL POZO FICT 03

El presente análisis de las pruebas de producción y restauración correspondiente a la arena Napo T, para el pozo FICT 03, se lo desarrollará a partir de los resultados generados por el software de interpretación de presiones PanSystem v3.4. Los datos de presión, tiempo y temperatura son tomados por un sensor de fondo Zi-9528 asentado a una profundidad de 9337 pies.

El diagrama de completación mostrado en la figura 3.11, muestra la profundidad de la camisa donde se asentó el sensor. También observamos que este pozo posee un intervalo disparado en la arena T entre 9646 y 9680 pies, localizando la profundidad media de las perforaciones a 9663 pies.

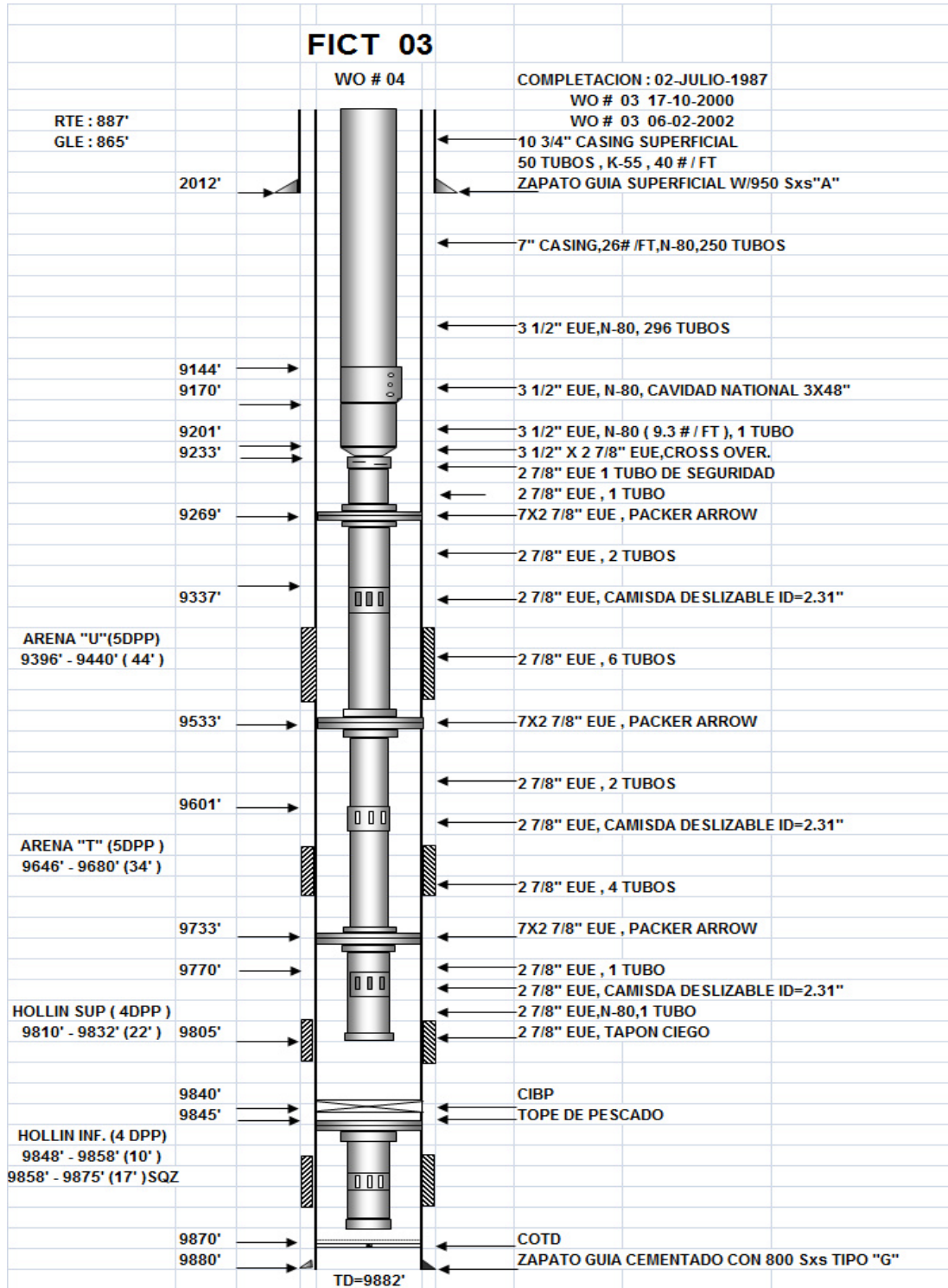


Figura 3. 11: Diagrama de Completación del Pozo FICT-03

De los datos obtenidos por los análisis PVT y otorgados por el departamento de Ingeniería en Petróleos tenemos:

Ht= 45 ft	Rs= 306 Scf/Bbl
Hn= 34 ft	Ct= 2.8925 x10 ⁻⁴ psi-1
Ø= 18.4	rw= 0.291 ft
Bo= 1.23486 By/Bn	μo = 4.0689 cp
Bw=1.04609 By/Bn	GOR=306 Scf/Bbl
Ty =224 °F	γGas= 1.2518

Podemos interpretar que existe poco gas libre en el yacimiento, pues el valor del GOR para este pozo de 306 SCF/STB, es ligeramente superior al valor promedio de GOR de los otros pozos de la Cuenca Oriente. Sin embargo esto también se lo puede definir mediante la observación de la presión estática y d fondo fluyente, comparándolos con la presión de saturación.

La figura 3.12, nos muestra la gráfica de Presión vs. Tiempo desde el momento en que se empezó a bajar el sensor de fondo. En el intervalo de tiempo entre 0 y 3.4 horas se muestra claramente como el sensor de fondo mide presiones durante su recorrido descendente hasta llegar a la profundidad de asentamiento, donde se empieza a estabilizar hasta llegar a una presión que se mantendrá constante durante toda la prueba de producción.

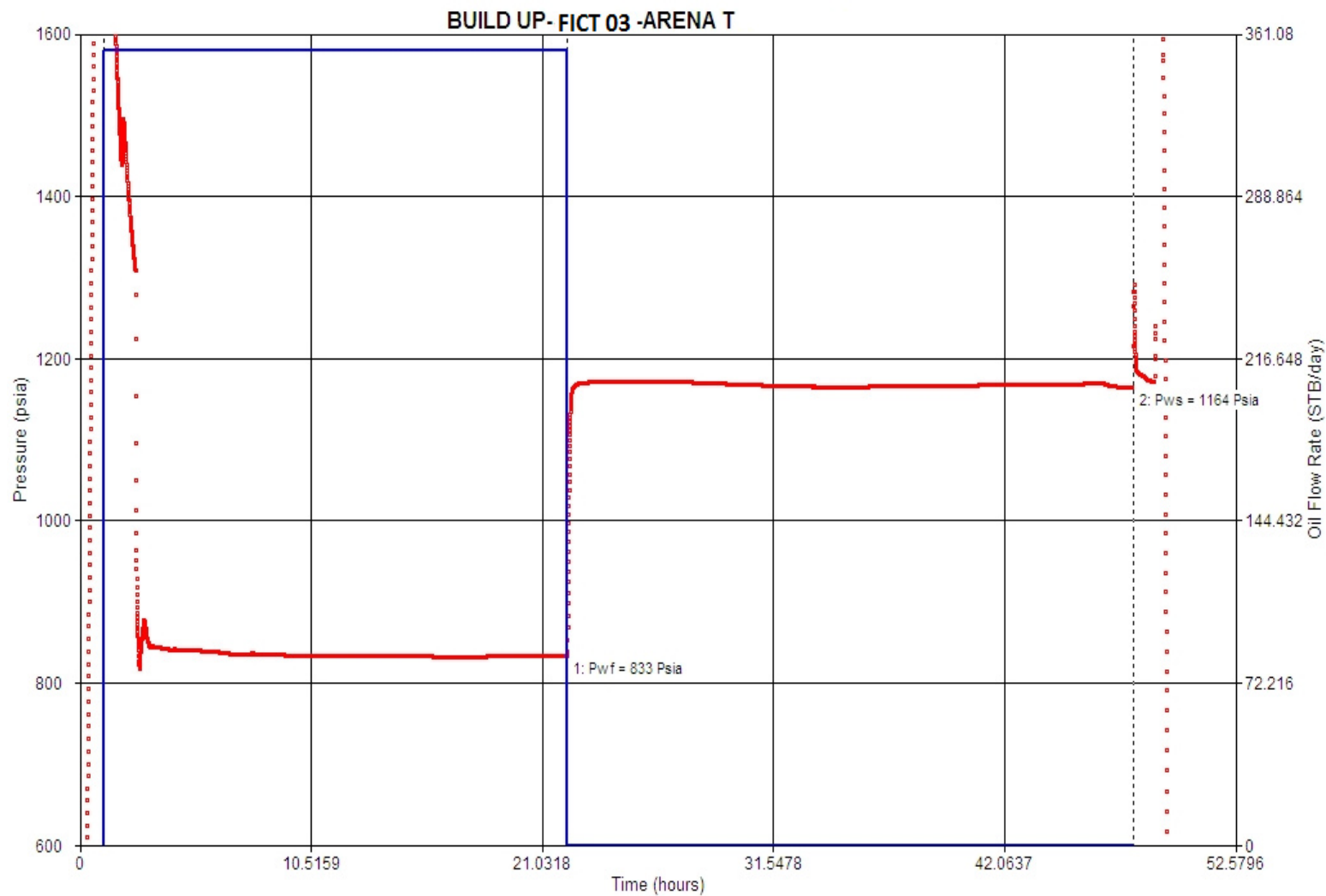


Figura 3. 12: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo (FICT-03)

La prueba de producción se la realizó en el intervalo de tiempo entre 3.4 horas y 22.35 horas. De esta prueba de producción se obtuvieron los siguientes resultados:

$Q_t = 354 \text{ Bbl/D}$ $BSW=0.3\%$

$Q_o=353 \text{ Bbl/D}$ $API= 28.1$

$Q_w=1 \text{ Bbl/D}$

A las 22.35 horas de haber bajado el sensor de fondo y luego de la prueba de producción, se cerró el pozo para proceder a realizar la prueba de restauración de presión, registrando un último valor de presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 958 psi y alcanzando una presión estática de 1298 psi en el tiempo 47.32 horas cuando se terminó la prueba de restauración y se subió el sensor a superficie nuevamente. Los valores de presión de fondo fluyente (P_{wf}) y de presión estática (P_e) del reservorio que son generados por el PanSystem son tomados a la profundidad del sensor pero nosotros inferimos estos valores a la profundidad media de las perforaciones.

La figura 3.13 nos muestra la gráfica generada por el PanSystem del método de la derivada de Bourdet (dP/dt) y la variación de presión versus la variación de tiempo equivalente. El proceso analítico para el desarrollo de este método se lo

mencionó en la sección 2.2.3. De esta gráfica podemos determinar que el pozo tiene flujo de a doble permeabilidad que representa la existencia de dos valores distintos de permeabilidad en el yacimiento, en el intervalo de las perforaciones, por donde está fluyendo el petróleo hacia el pozo. También se observa un modelo de almacenaje clásico y por la forma característica de la curva, interpretamos que el modelo de límite del reservorio está dado por una falla en forma de V. La medida del efecto de almacenaje debido al daño (C_s) es de 0.00037 bbl/psi, siendo este un valor pequeño que indica que existe poco efecto de almacenaje una vez que se cerró el pozo para la prueba de restauración de presión.

El valor de la permeabilidad en el reservorio es de 216 milidarcys, siendo este un valor significativo teniendo en cuenta que estamos trabajando con un yacimiento con dos formaciones que presentan distintas características. Esto provocará que el drenaje de petróleo en el yacimiento sea efectivo y por ende el factor de recobro podría ser alto, teniendo en cuenta que este también depende de otros parámetros como la viscosidad del fluido, la porosidad, el espesor de la formación, entre otros.

El daño de la formación es de 8.46, lo que significa que está muy dañado, afectando así a la producción, por lo que el pozo requiere urgente de un

procedimiento de estimulación como una acidificación o un fracturamiento hidráulico. La distancia calculada entre el pozo y el límite de flujo del reservorio es de 52 pies. La presión inicial estimada del pozo medida por el sensor es de 1267.9804 psia mientras que este mismo valor corregido al nivel medio de las perforaciones es de 1401.6298 psia.

La figura 3.14, muestra la gráfica de presión versus la función de tiempo de Horner, como se detalló en la sección 2.1.2.1. Arrojando los mismos resultados obtenidos mediante el método de la derivada, para la permeabilidad, factor de daño y la presión inicial. En esta curva un sección recta donde se calcula la pendiente que se usa en el método analítico. En la parte derecha de la curva se observa un incremento brusco de la presión mientras el tiempo de Horner disminuye, debido al efecto de daño y almacenamiento del pozo. Se debe recordar que mientras el tiempo de cierre tiende al infinito el tiempo de Horner será 1.

La figura 3.15, se presentan las curvas de IPR para agua en color azul, petróleo en color negro y para el fluido total en color rojo. Mediante este análisis se puede observar, el valor del índice de productividad actual del pozo de 0.94 bbl/D/psi y el índice de productividad ideal de 1.12 bbl/D/psi, generados automáticamente en el PanSystem. Esto indica que el pozo no tiene tanto potencial de producción en comparación con otros pozos de la misma arena T. También se obtiene del software el factor de la eficiencia de flujo de 0.84. Observando la curva de IPR para el petróleo se estima el valor de caudal máximo de 789 bbl/D.

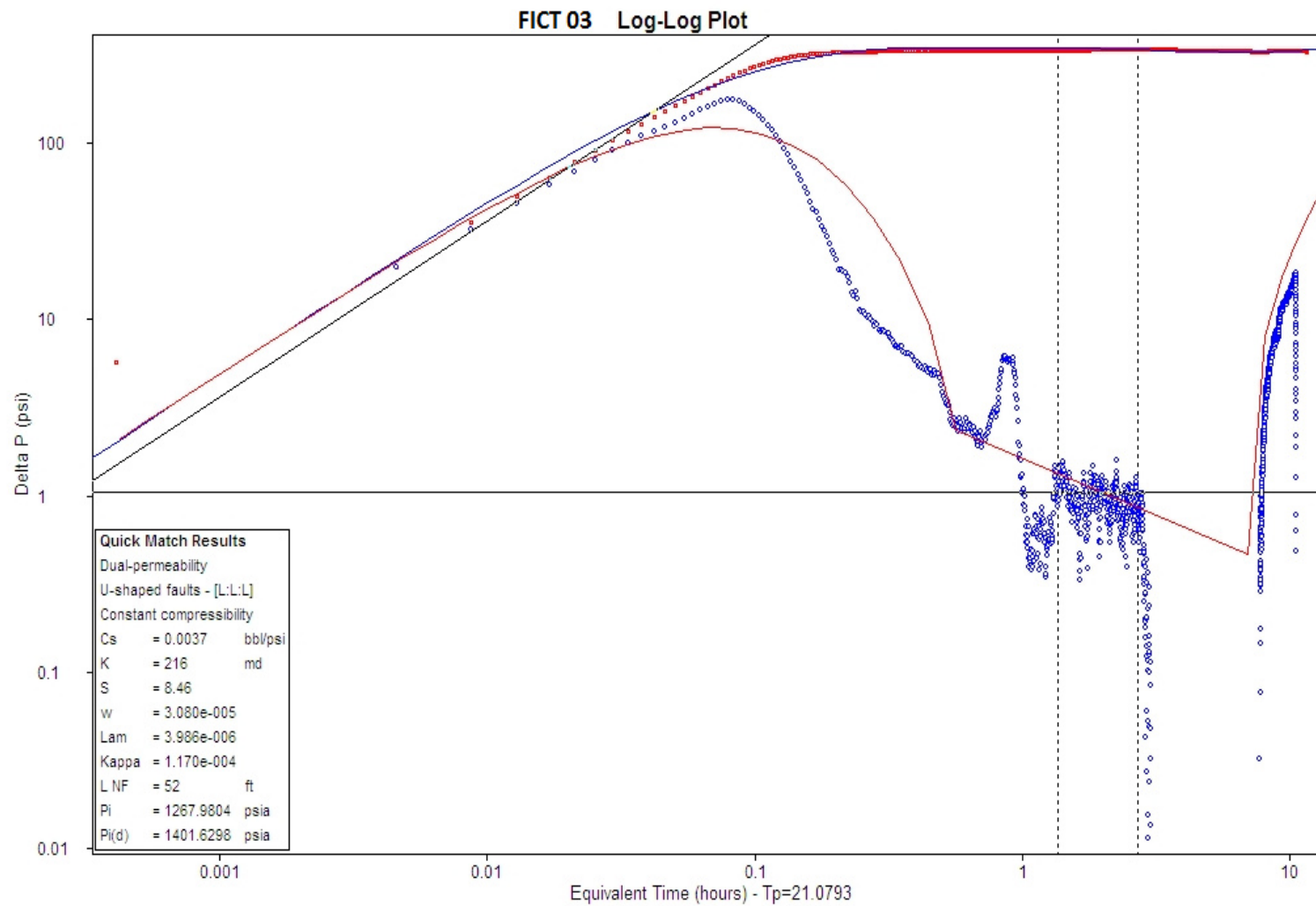


Figura 3. 13: Curva del Método de la derivada de Bourdet (Pozo-03)

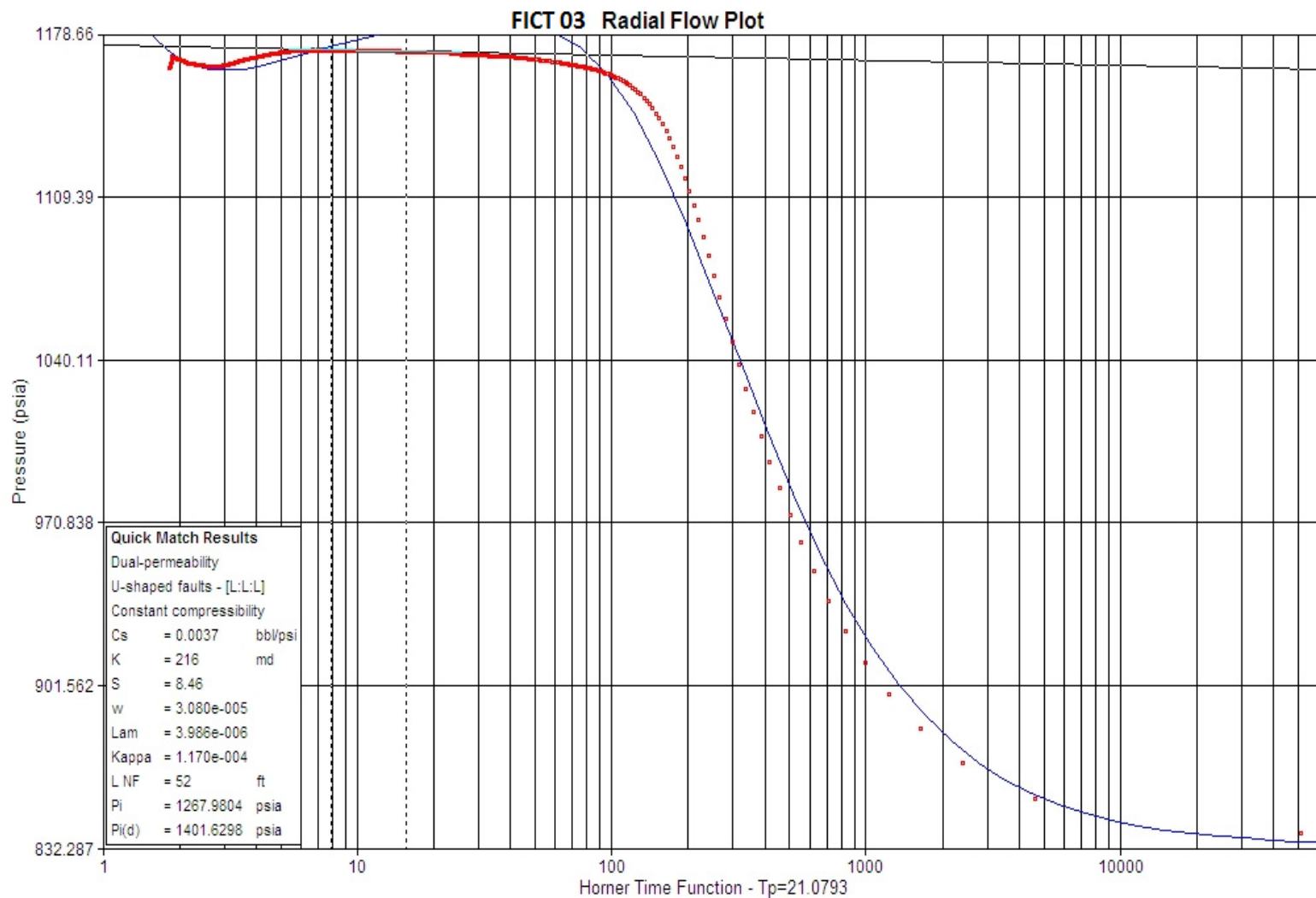


Figura 3. 14: Gráfica Semilog de Horner (FICT-03)

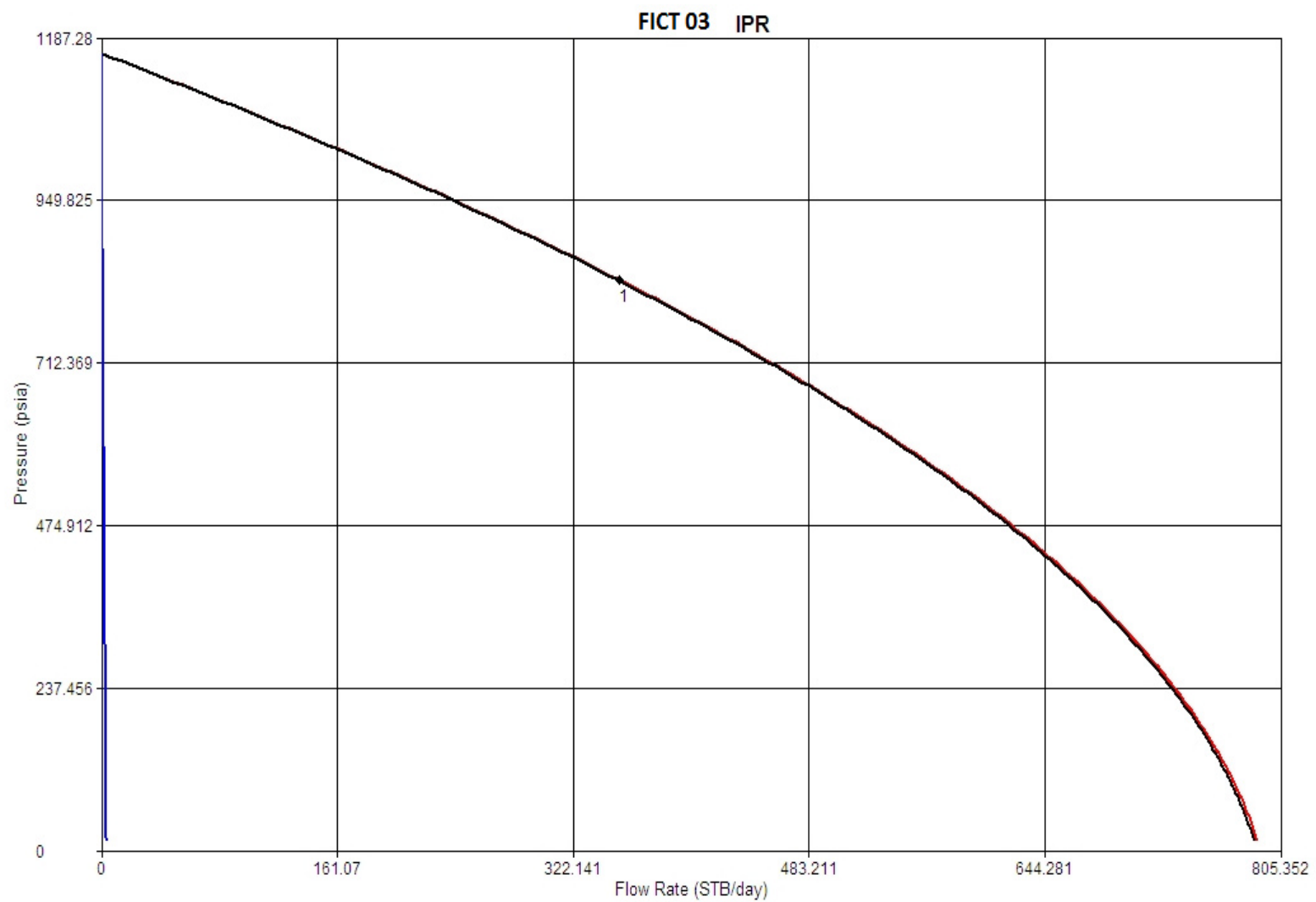


Figura 3. 15: IPR (FICT-03)

3.4 ANÁLISIS DEL POZO FICT 04

El presente análisis de las pruebas de producción y restauración correspondiente a la arena Napo T, para el pozo FICT 04, se lo desarrollará a partir de los resultados generados por el software de interpretación de presiones PanSystem v3.4. Los datos de presión, tiempo y temperatura son tomados por un sensor de fondo Zi-1184 asentado en la camisa a una profundidad de 9687 pies colgado por un Standing Valve.

El diagrama de completación mostrado en la figura 3.16, muestra la profundidad de la camisa donde se asentó el sensor. También observamos que este pozo tiene solamente un intervalo disparado en la arena T 9780-9800 pies (20').

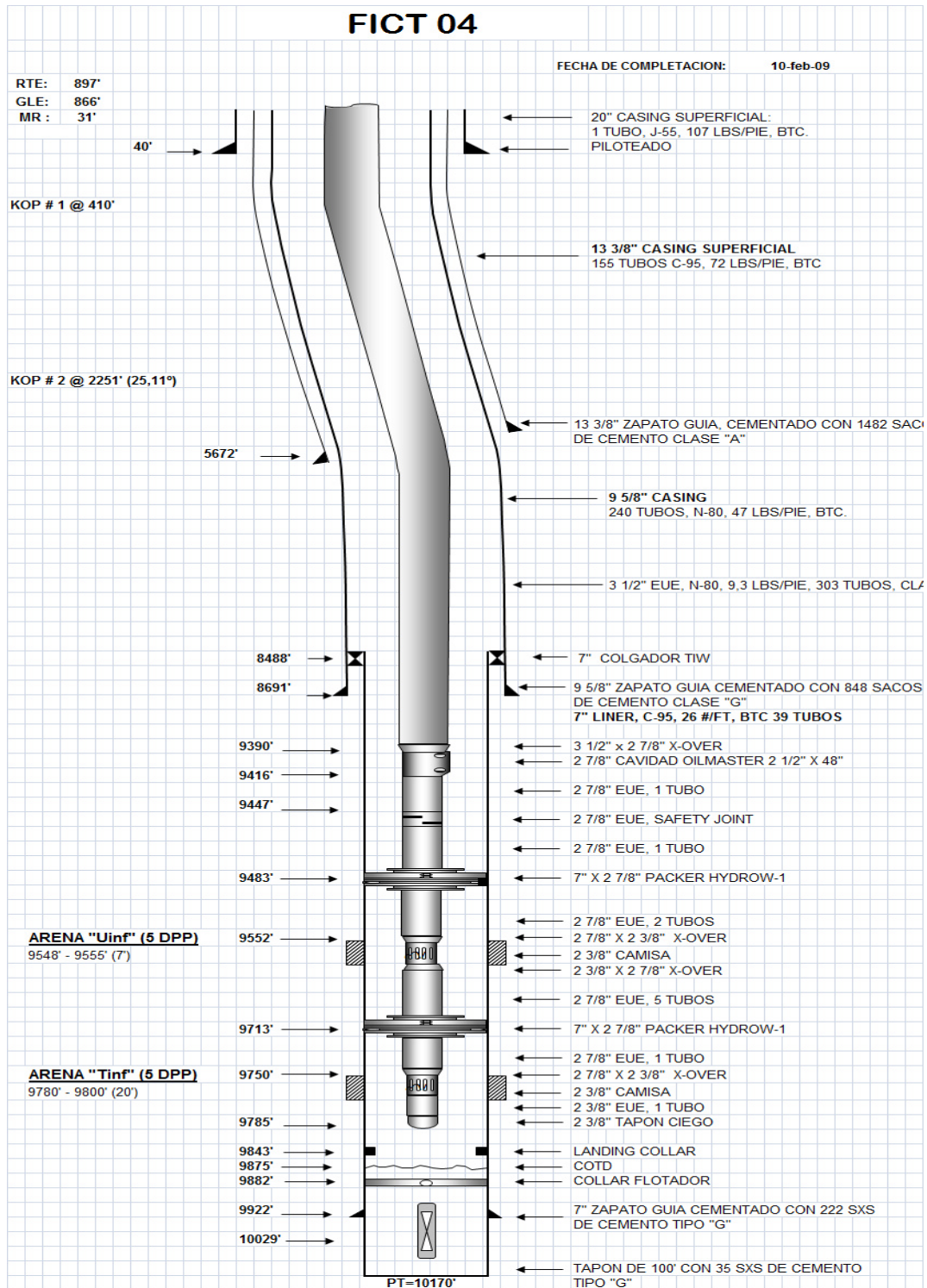


Figura 3. 16: Diagrama de Completación del Pozo FICT-04

De los datos obtenidos por los análisis PVT y otorgados por el departamento de Ingeniería en Petróleos tenemos:

Ht= 58 ft	Rs= 329 Scf/Bbl
Hn= 20ft	C _t = 3.3141x10 ⁻⁴ psi ⁻¹
Ø= 15	r _w = 0.29 ft
Bo= 1.1784 By/Bn	μ _o = 0.9 cp
Bw=1.0447 By/Bn	GOR=408 Scf/Bbl
Ty =221°F	γ _{Gas} = 1.2518

Podemos interpretar que existe gas libre en el yacimiento, pues el valor del GOR para este pozo de 408 SCF/STB, muy superior al valor promedio de GOR para otros pozos de la Cuenca Oriente.

La figura 3.17, nos muestra la gráfica de Presión vs. Tiempo desde el momento en que se empezó a bajar el sensor de fondo. En el intervalo de tiempo entre 0 y 0.68 horas se muestra claramente como el sensor de fondo mide presiones durante su recorrido descendente hasta llegar a la profundidad de asentamiento, donde se empieza a estabilizar hasta llegar a una presión que se mantendrá constante durante toda la prueba de producción.

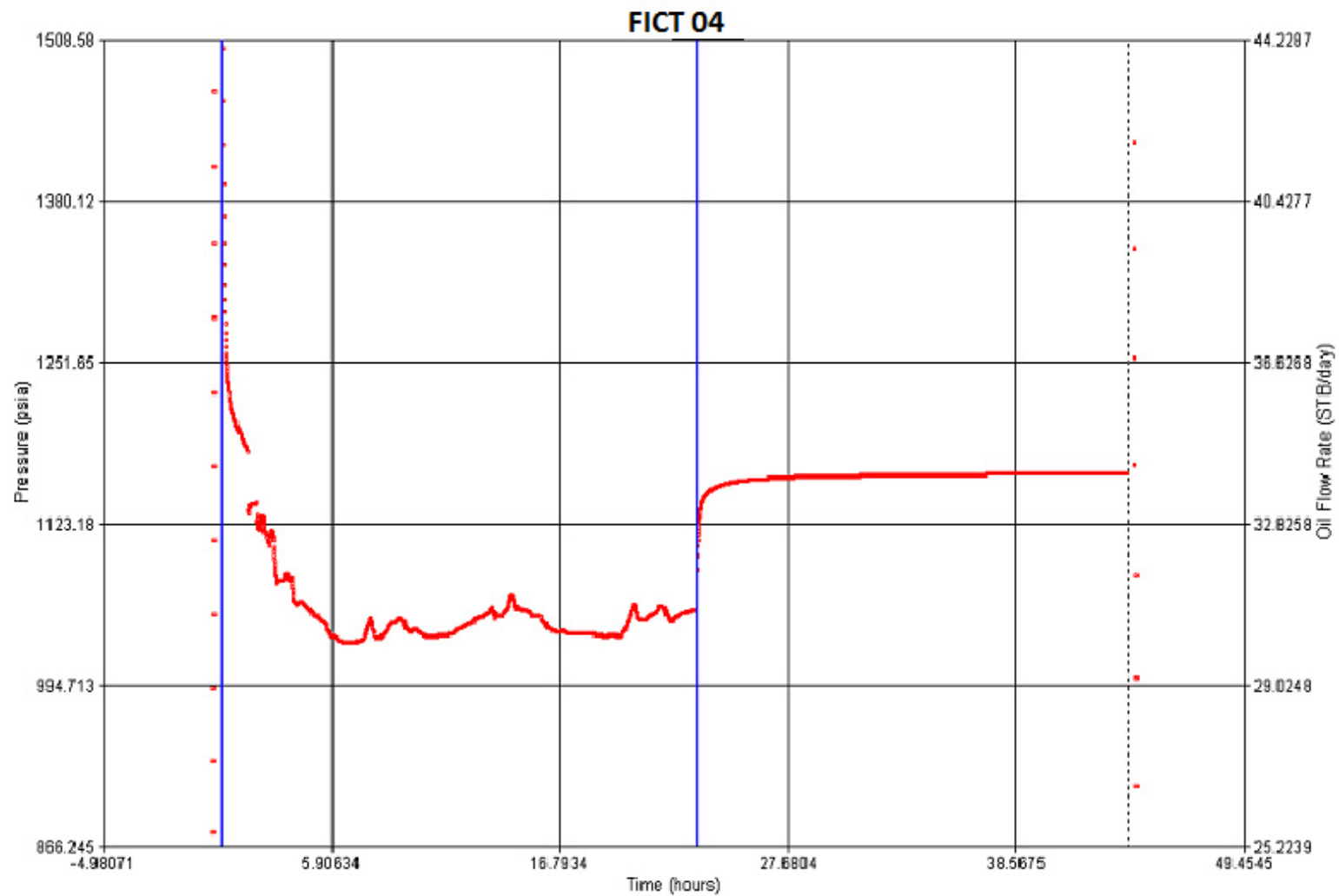


Figura 3. 17: Gráfica de Presión vs. Tiempo – Periodo de Prueba Completo (FICT-04)

La prueba de producción se la realizó en el intervalo de tiempo entre 0.68 horas y 23.3 horas. De esta prueba de producción se obtuvieron los siguientes resultados:

$Q_t = 120 \text{ Bbl/D}$ $BSW = 26\%$

$Q_o = 89 \text{ Bbl/D}$ $API = 27.5$

$Q_w = 31 \text{ Bbl/D}$

A las 23.3 horas de haber bajado el sensor de fondo y luego de la prueba de producción, se cerró el pozo para proceder a realizar la prueba de restauración de presión, registrando un último valor de presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 1054 psi y alcanzando una presión estática de 1163 psi en el tiempo 43.89 horas cuando se terminó la prueba de restauración y se subió el sensor a superficie nuevamente. Los valores de presión de fondo fluyente (P_{wf}) y de presión estática (P_e) del reservorio que son generados por el PanSystem son tomados a la profundidad del sensor pero nosotros inferimos estos valores a la profundidad media de las perforaciones.

La figura 3.18 nos muestra la gráfica generada por el PanSystem del método de la derivada de Bourdet (dP/dt) y la variación de presión versus la variación de tiempo equivalente. De esta gráfica podemos determinar que el pozo tiene flujo

radial en el reservorio con penetración parcial lo que representa un modelo de flujo esférico en la formación alrededor del pozo. También se observa que hay un gran efecto de almacenamiento y por la forma característica de la curva, interpretamos que el modelo de límite del reservorio está representado por un modelo de fallas paralelas. La compresibilidad por efecto de daño es (C_s) es de 0.0013 bbl/psi. El valor de la permeabilidad en el reservorio es de 43 milidarcys, siendo este un valor muy bajo en comparación de otros reservorios que tienen en promedio 250 milidarcys. Esto provocara que el drenaje de petróleo en el yacimiento sea poco efectivo y afectará la producción del pozo.

El daño de la formación es de 0.56 lo que significa que el pozo no presenta daño. Se obtiene como resultado que la permeabilidad vertical es de 7.32 lo que indica que hay comunicación entre las formaciones. La presión inicial estimada del pozo medida por el sensor es de 1163 psia mientras que este mismo valor corregido al nivel medio de las perforaciones es de 1204 psia.

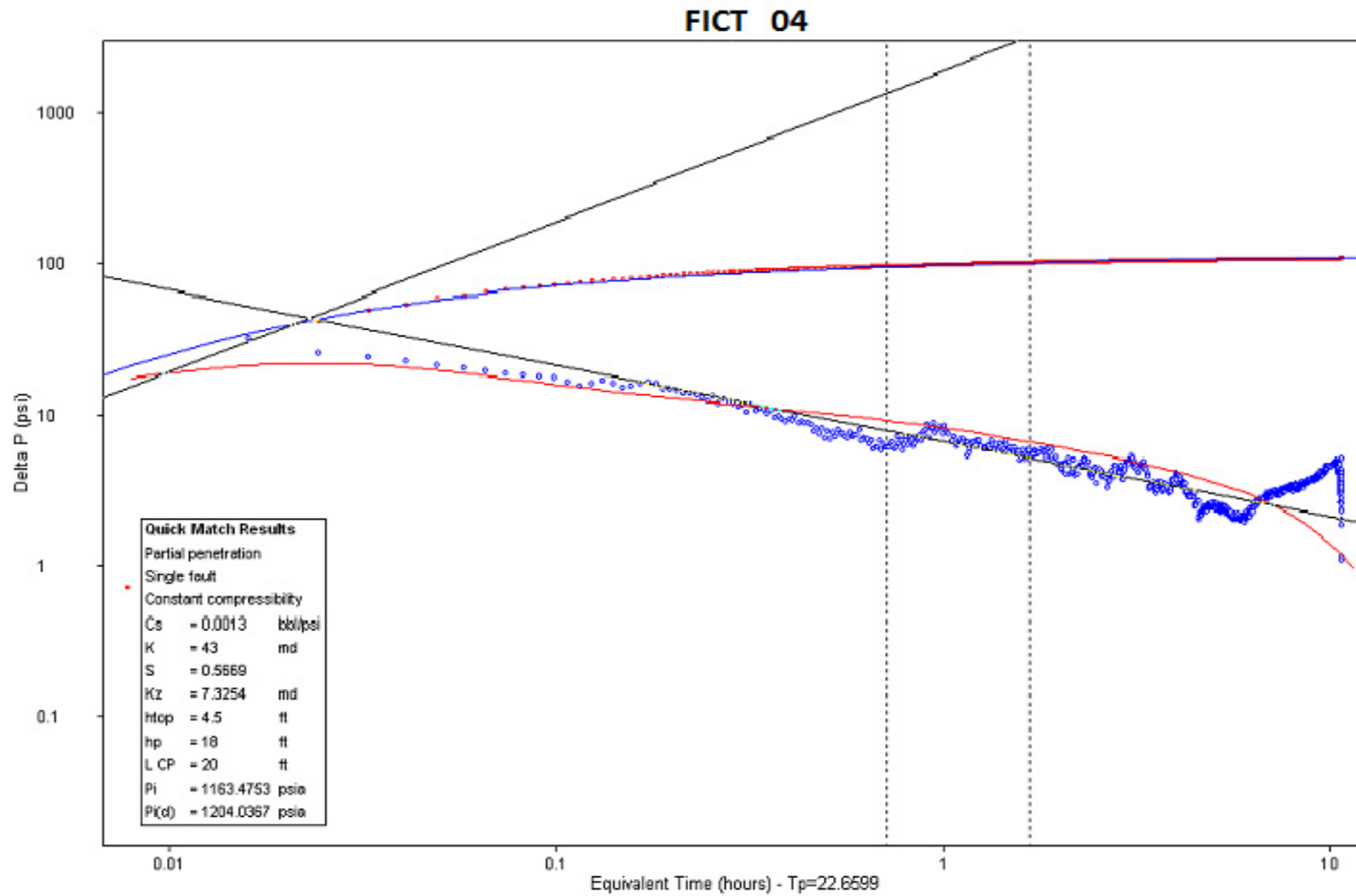


Figura 3. 18: Curva del Método de la derivada de Bourdet (Pozo-04)

La figura 3.19, muestra la gráfica de presión versus la función de tiempo de Horner, como se detalló en la sección 2.1.2.1. Arrojando los mismos resultados obtenidos mediante el método de la derivada, para la permeabilidad, factor de daño y la presión inicial.

La figura 3.20, se presentan las curvas de IPR, representativas del potencial del pozo. Mediante este análisis se puede observar, el valor del índice de productividad actual del pozo de 1.10 bbl/D/psi y el índice de productividad ideal de 1.12 bbl/D/psi, generados automáticamente en el PanSystem. También se obtiene del software el factor de la eficiencia de flujo de 0.98. Observando la curva de IPR para el petróleo se estima el valor de caudal máximo de 740 bbl/D.

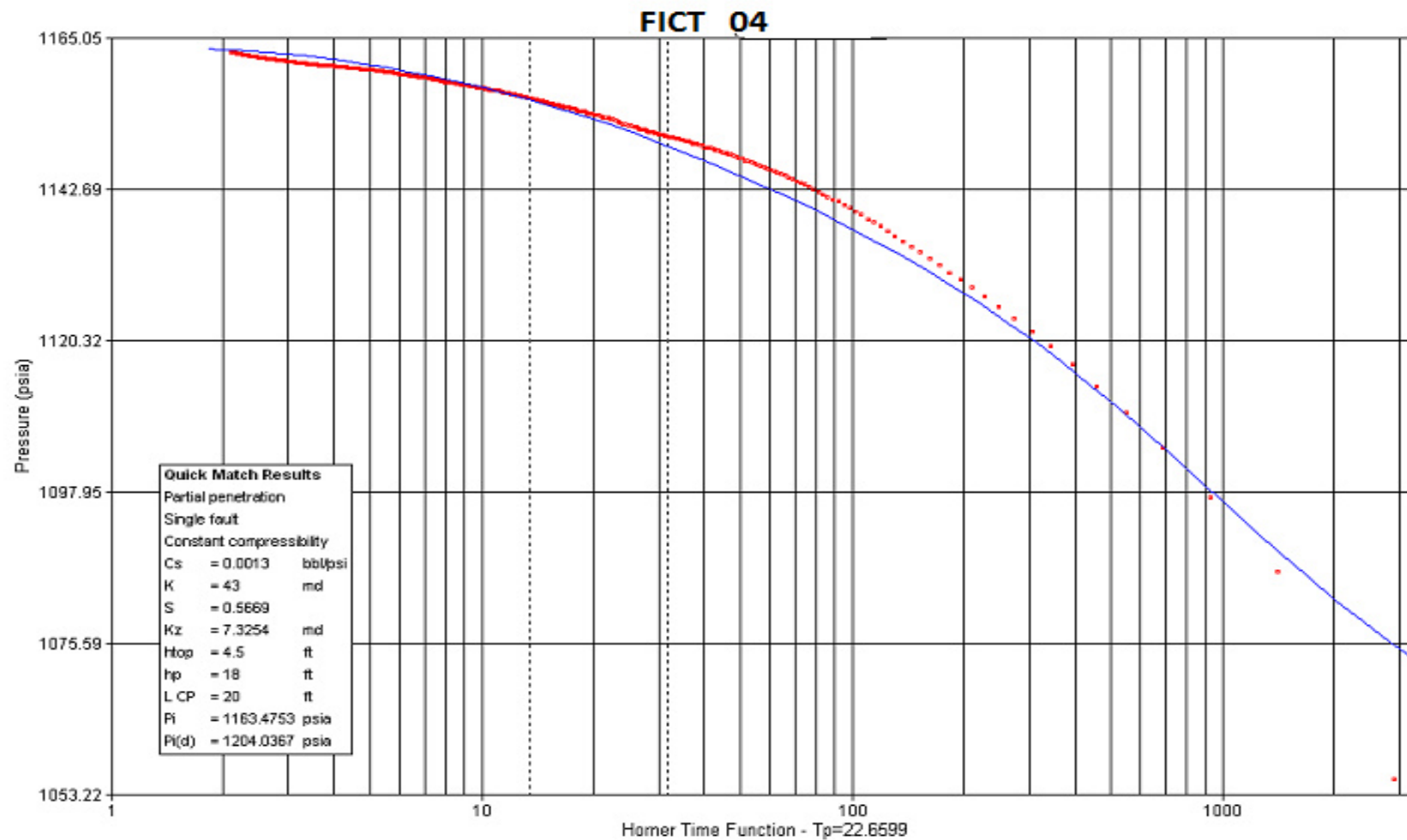


Figura 3. 19: Gráfica Semilog de Horner (FICT-04)

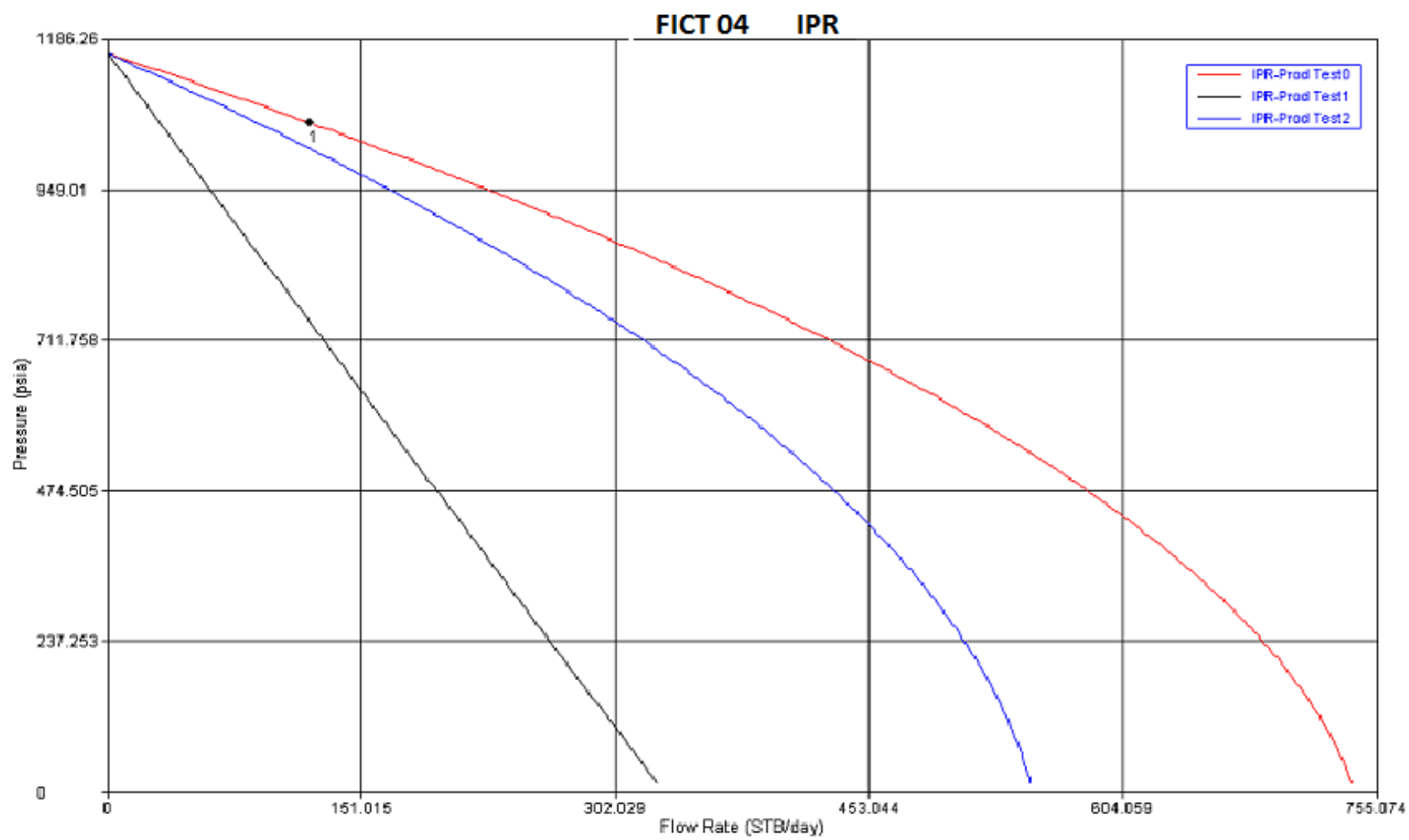


Figura 3. 20: IPR (FICT-04)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Relacionando las presiones iniciales y las presiones actuales que tienen los reservorios de este Campo, que ha producido durante 42 años podemos concluir que el Campo FICT ha declinado su presión en las arena Napo T en un 66% de 4146 psia 1411 psi. La presión de la arena Napo U se ha reducido en un 64%, disminuyendo su valor de 4054 psi a 1460 psi. La presión de Basal Tena también ha disminuido en un 62%.
2. La arena T que es el objetivo de nuestro estudio, es la que más aporta a la producción del campo y representa el 58% de la producción neta total del mismo, con unas reservas remanentes al 31 de diciembre del 2009 de 86'847.720 MMBLS de petróleo.
3. Los valores de las presiones iniciales y actualizadas promedios actuales para cada uno de los yacimientos del campo FICT, y su relación con sus respectivas presiones de saturación son las siguientes :

YACIMIENTO	PRESION INICIAL (psi)	PRESION ACTUAL (psi)	PRESION BURBUJA (psi)
Basal Tena	3680	1400	807
Napo U	4054	1460	1052
Napo T	4146	1411	1310
Hollín Sup.	4450	2389	450
Hollín Inferior	4450	3008	78

Por lo anterior y considerando que el mecanismo de empuje de la arena T es por expansión de roca y fluido combinado con un empuje débil lateral de agua y que la presión promedio actual del yacimiento T se encuentra muy cerca de su presión de saturación que es de 1310 psi ; y que además en el **38%** de los pozos se ha registrado presiones inferiores a esta a la de burbuja. Por esta razón se considera indispensable programar un proyecto de mantenimiento de presión en el campo para evitar una pérdida rápida de la energía del yacimiento cuando se llegue a este punto y por ende una declinación rápida de su producción.

4. De acuerdo con el análisis de las pruebas de restauración de presión realizadas en 4 pozos del yacimiento T del campo FICT se puede concluir que a medida que la presión disminuye debido a la producción, el gas liberado del petróleo no fluye al pozo, sino que se acumula hasta alcanzar la saturación crítica del gas. Como la presión alrededor del pozo es menor que en lugares distantes al mismo, la saturación crítica del gas S_{gc} , se alcanzara más rápidamente en la vecindad del pozo que en el area de drenaje y en pozos que producen con altas presiones diferenciales ($P_{ws}-P_{wf}$) como el FICT 02 Y EL FICT 03 con 420 y 331 psi, respectivamente.

5. En las zonas donde se alcanza la saturación de gas crítica S_{gc} , significa que el gas se mueva más rápido que el petróleo, efecto que se conoce como liberación diferencial. En las áreas del yacimiento T donde las presiones del yacimiento se encuentran bajo la presión de saturación ($P_y < P_s$), donde la saturación de gas excedería el valor de saturación crítica, se observa que estos pozos empiezan a producir un valor de GOR de alrededor de 400 SCF/STB muy superior al promedio registrado en los otros pozos en que la P_y es aun mayor que su P_s .
6. Para el caso de pozos que tienen presiones diferenciales moderadas como es el caso de los pozos: FICT 01 y el FICT 04 con 118 y 109 psi respectivamente. El gas liberado permanece en contacto con el petróleo y se considera que el proceso de separación del yacimiento se comporta como una liberación instantánea.
7. Los valores de BSW y producción de agua en los pozos de esta arena oscila entre 1 bpd y 80 bpd. Con lo que se descarta un aumento en el corte de agua, debido a que el empuje lateral de agua es mínimo.
8. Las pruebas de restauración de presión de los pozos FICT-01, FICT-02, FICT-04, muestran una permeabilidad promedio de 50 md, por lo cual se debería considerar trabajos de estimulación como fracturamientos o acidificaciones futuras.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda implementar el sistema de inyección de agua en el sector norte central del campo para la arena T como herramienta para mantener la presión del reservorio, fundamentalmente porque en este sector se encuentra la mayor concentración de pozos de petróleo de este yacimiento que están produciendo por debajo de la presión de saturación.
2. Se recomienda actualizar el registro de presiones para este año 2011 de todos los reservorios del campo, con el objeto de construir las curvas de declinación de presión actualizada y tomar decisiones más ajustadas a la realidad del campo.
3. Se recomienda implementar un monitoreo constante de las presiones del yacimiento T para conocer la evolución de su comportamiento de presión contra su producción acumulada de petróleo, con el objeto de pronosticar mas acertadamente su factor de recobro.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y ELECTRÓNICAS

- [1] Ministerio de Recursos Naturales No Renovables
Secretaría de Hidrocarburos – Departamento de Yacimientos – Archivos
- [2] Compañía de Economía Mixta Río Napo – Archivos
- [3] EP PETROECUADOR – Subgerencia de Exploración y Producción – Archivos
- [4] Pressure Transient Testing – John Lee, John Rollins, John Spivey
SPE Text Book Series, Vol. 9
- [5] Production Optimization – Using Nodal Analysis – H. Dale Beggs
Oil & Gas Consultants International Inc. (OGCI) – Tulsa
- [6] Tesis de Grado – “Tuberías de Revestimiento, Optimización de su diseño y Perforación” – Franklin Baño Saltos, Diego Mayalica Dalgo – Universidad Central del Ecuador – Quito
- [7] Características de los Yacimientos Subsaturados – Tomado en línea el 05/01/2011 desde:
<http://yacimientos-de-petroleo.blogspot.com/2009/01/caractersticas-de-los-yacimientos.html>
- [8] Prueba de Restauración de Presión _ Tomado en línea el 10/01/2011 desde:
<http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009/01/prueba-de-restauracin-de-presin-build.html>

- [9] Porosidad – Tomado en línea el 29/12/2010 desde:
<http://www.monografias.com/trabajos15/porosidad/porosidad.shtml>
- [9] Permeabilidad – Tomado en línea el 29/12/2010 desde:
<http://es.wikipedia.org/wiki/Permeabilidad>
- [9] Saturacion y Compresibilidad – Tomado en línea el 28/12/2010 desde:
<http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-compresibilidad.php>
- [9] Mecanismos de Empuje – Tomado en línea el 28/12/2010 desde:
<http://www.oilproduction.net/01reservorios-mecanismos.htm>