

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“DETERMINACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS MODELOS DE UN SISTEMA ANTES Y DESPUÉS DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO USANDO EL SOFTWARE SAPHIR”

MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:
INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentado por:

Luis Adrián González Muro

Carlos Alberto Gonzaga Benítez

Director del Proyecto Integrador:

M.Sc. Xavier Vargas

Guayaquil – Ecuador

2016

AGRADECIMIENTO

A **Dios**, por todas las bendiciones durante esta etapa.

Al **Ingeniero Gabriel Colmont M.**, docente de la FICT y amigo quien como profesor nos enseñó más allá de lo académico brindando consejos que nos sirvieron para la elaboración de este logro.

A los Ingenieros **Heinz Terán, César Pinoargote, Alberto Galarza, Xavier Vargas**, quienes nos formaron como profesionales con mucha dedicación y respeto.

Al **Ingeniero Fernando Sagnay y Marlon Rodríguez** quienes con su valiosa colaboración técnica y experiencia hicieron posible el desarrollo de este trabajo de graduación

DEDICATORIA

El presente trabajo de graduación está dedicado a toda mi familia, a Carlos Luis (mi padre), María (mi madre), Silvia, Lelys, Gabriel, Jorge Alberto, Carlitos Luis, Adriana, Nadya, Camila, quienes durante estos años me apoyaron y con mucho cariño me motivaron para lograr mis metas.

A mis grandes amigos de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, Carlos Gonzaga, Wilson Flores, Ricardo Ayala, Paulo Jaramillo, Christian Contreras, Israel Palma, Marlon García, Elvis González, Walter Barberán, Luis Obando, José L. Castillo, Sergio Saca, César Venegas, Huguito, Allan Calle, entre otros. Con quienes compartí una linda etapa y excelentes momentos.

Luis Adrián González Muro

DEDICATORIA

A mis queridos padres **Alberto** y **Fanny** por el amor, y consejos que sembraron en mi ser; permitiéndome sobrellevar con humildad los grandes desafíos de la vida. A mis hermanos **Luis** y **Rosita**, que son mi esperanza y los grandiosos pilares que fortalecieron el lazo familiar.

A **Katherine B.** y **Fabiola G.** que me acompañaron llenándome de emociones y momentos inolvidables.

A mis tíos **Vicente** y **Manuel** que a pesar de la distancia siempre conté con su apoyo y mensajes de motivación.

A mi compañero de proyecto **Luis González**, amigos y profesores con los que compartí buenos momentos.

Carlos Alberto Gonzaga Benítez.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Xavier Vargas
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

M.Sc. Danilo Arcentales
COORDINADOR DE LA CARRERA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este proyecto de grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

Luis Adrián González Muro

Carlos Alberto Gonzaga Benítez

RESUMEN

El presente proyecto integrador trata sobre el “Análisis e Interpretación de las Pruebas de Presión corridas en un pozo antes y después de un Fracturamiento Hidráulico usando el Software Saphir (Ecrin v4.30.08)”.

En el Capítulo 1, se presenta el marco teórico necesario para el análisis de pruebas de presiones en general y específicamente para el modelamiento de un sistema; pozo hidráulicamente fracturado –yacimiento.

En el Capítulo 2, se explica el flujo de trabajo a implementar en Saphir, desde la inicialización hasta el modelamiento, como también la aplicación de otras herramientas que permiten estimar de manera precisa la presión promedio del yacimiento, corregir presiones por profundidad y determinar la Productividad de Pozos.

El Capítulo 3, presenta la información y antecedentes del sistema pozo-yacimiento a estudiar.

En el Capítulo 4, se realiza el análisis de la data de un pozo del oriente ecuatoriano obtenida de dos pruebas de Build up (corridas en el 2008 y 2014); para cada prueba se define el modelo del sistema, se determinan las principales características (permeabilidad, daño, fronteras externas, coeficiente de almacenamiento, etc.) y se construye un IPR que permite predecir la producción.

En el Capítulo 5, se realiza el análisis de la data del mismo pozo (analizado en el capítulo anterior) obtenida de una prueba de Build up, posterior a un Fracturamiento hidráulico; se redefine el modelo del sistema y se determinan las principales características. Se construye un IPR y se predice la producción con el objetivo de evaluar el potencial del pozo posterior al tratamiento de estimulación.

El Capítulo 6, Se finaliza con las recomendaciones y conclusiones del proyecto.

INDICE GENERAL

RESUMEN	VII
INDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS.....	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XXII
INTRODUCCIÓN	XXIV
CAPITULO 1.....	1
1 INFORMACIÓN GENERAL	1
1.1 Introducción al Análisis de Presiones Transitorias (PTA).....	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Fundamento Teórico.....	4
CAPITULO 2.....	72
2 FLUJO DE TRABAJO EN EL SOFTWARE SAPHIR (ECRIN V4.30.08)	73
2.1 Inicialización.....	73
2.2 Carga de Data.....	76

2.3	Control de Calidad	83
2.4	Edición de la Data	86
2.5	Extracción.....	89
2.6	Diagnostico	92
2.7	Modelamiento	93
2.8	Refinamiento del Modelo	95
2.9	Análisis de Sensibilidad	97
2.10	Determinación de la Productividad del Sistema	98
CAPITULO 3.....		101
3	GENERALIDADES DEL POZO FICT 01 - YACIMIENTO "UI"	101
3.1	Antecedentes.....	101
3.2	Parámetros Petrofísicos y Propiedades de los Fluidos.....	102
3.3	Datos de la Evaluación del Pozo FICT 01 antes del Fracturamiento.....	104
3.4	Datos de la Evaluación del Pozo FICT 01 después del Fracturamiento .	106
CAPITULO 4.....		111
4	INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN ANTES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO "FICT01"	111
4.1	Introducción.....	111

4.2	Prueba de Build Up Corrida en el Pozo Dañado (Julio 2008).....	114
4.3	Prueba de Build Up Corrida en el Pozo Dañado (Enero 2014)	131
	CAPITULO 5.....	140
5	INTERPRETACIÓN DEL BUILD UP TOMADO DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO “FICT-01 (ENERO 2014)”	140
5.1	Introducción.....	140
5.2	Prueba de Build Up Corrida en el Pozo Justo Después del Fracturamiento Hidráulico (Enero 2014)	143
	CAPITULO 6.....	165
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	165
6.1	Conclusiones	165
6.2	Recomendaciones.....	170
	Bibliografía	
	Anexo A	
	Anexo B	
	Anexo C	

ABREVIATURAS

ASCII	American Standard Code for Information Interchange
BFPD	Barriles de Fluido Por Día
BHA	Bottom Hole Assembly
BPD	Barriles Por Día
BPPD	Barriles de Petróleo por Día
IARF	Infinite Acting Radial flow
MD	Measured Depth
MWD	Measurement While Drilling
PC	Presión de Cabeza
PSI	Punds per Square Inch (presión)
PSS	Pseudo Steady State
PTA	Pressure Transient Analysis
PVT	Presión volumen Temperatura
RB	Reservoir Barrels
STB	Stock Tank Barrels
TVD	True Vertical Depth

SIMBOLOGÍA

β	Factor Volumétrico de Formación.
β_o	Factor Volumétrico del Petróleo.
β_w	Factor Volumétrico del Agua.
c_o	Comprensibilidad del Petróleo.
c_t	Comprensibilidad total.
c_w	Comprensibilidad del Agua.
C	Coeficiente de almacenamiento.
C_D	Coeficiente de Almacenamiento adimensional
D	Relación de Difusividad
h	Espesor
k	Permeabilidad.
m	Pendiente de la línea recta en graficas semi-log u otros gráficos
M	Relación de Movilidad
p	Presión.
P_i	Presión Inicial.
p_w	Presión de fondo de pozo.
\bar{P}	Presión Promedio.
p_{wf}	Presión de fondo fluyente.

p_{ws}	Presión de fondo durante el cierre.
q	Caudal de flujo
r	Radio.
r_w	Radio del pozo.
S	Factor de piel
S_o	Saturación de Petróleo
S_w	Saturación de Agua
t	Tiempo.
t_D	Tiempo Adimensional.
T	Temperatura.
\emptyset	Porosidad.
μ	Viscosidad.
μ_o	Viscosidad del Petróleo.
μ_w	Viscosidad del Agua.
Ft	Pies (feet)
Hr	Horas
md	Mili Darcy
cp	Centipoise
Bbl	Barriles
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Respuesta a la Presión en escala Log Log y Semi Log.....	10
Figura 1. 2 Pendiente del gráfico: Presión vs tiempo en escala Semi-log.....	12
Figura 1. 3 Efecto de Piel – Daño de Formación	14
Figura 1. 4 Constante de almacenamiento a tiempos tempranos	16
Figura 1. 5 Principio de Superposición en Espacio	19
Figura 1. 6 Pozo Imagen – Superposición en tiempo.....	20
Figura 1. 7 Principio de Superposición en tiempo.....	21
Figura 1. 8 DrawDown con el método MDH.....	23
Figura 1. 9 Build up con el Método de Horner.....	24
Figura 1. 10 Derivada de Bourdet (Escala Semi Log y Log Log)	25
Figura 1. 11 Sensibilidad de la respuesta de presión al factor de Piel.....	32
Figura 1. 12 Sensibilidad a la respuesta de presión al coeficiente de almacenamiento.....	32
Figura 1. 13 Crecimiento y Decrecimiento del Almacenaje.....	34
Figura 1. 14 Vista en Planta de la Fractura creada Hidráulicamente	35
Figura 1. 15 Patrones de Flujo en pozos fracturados hidráulicamente	36
Figura 1. 16 Flujo Lineal a través de la fractura	40
Figura 1. 17 Comportamiento de la Fractura con conductividad Finita	41
Figura 1. 18 Sensibilidad a K_{fw} de una fractura con conductividad finita.....	42

Figura 1. 19 Sensibilidad a la longitud media de la fractura.....	43
Figura 1. 20 Influencia del factor Piel en la fractura	43
Figura 1. 21 Influencia del efecto de Almacenamiento.....	44
Figura 1. 22 Respuesta de la Derivada de Yacimiento Homogéneo.....	46
Figura 1. 23 Efecto del Factor piel – Escala Log Log.....	47
Figura 1. 24 Efecto del Factor piel – Escala Semi Log y Cartesiana	47
Figura 1. 25 Influencia de la permeabilidad – Escala Log Log.....	48
Figura 1. 26 Influencia de la Permeabilidad – Escala Semi Log	49
Figura 1. 27 Efecto del Radio del Pozo – Escala Log Log	49
Figura 1. 28 Efecto del Radio del Pozo – Escala Semi Log y Cartesiana	50
Figura 1. 29 Efecto de la porosidad del Reservorio – escala Log Log	51
Figura 1. 30 Efecto de la Porosidad – Escala Log y cartesiana	51
Figura 1. 31 Efecto de la comprensibilidad total – Escala Log Log.....	52
Figura 1. 32 Efecto de la comprensibilidad total – Escala Semi Log y Cartesiana	52
Figura 1. 33 Efecto de la Viscosidad – Escala Log Log	53
Figura 1. 34 Efecto de la Viscosidad – Escala Semi Log y Cartesiana	54
Figura 1. 35 efecto del Espesor del reservorio – Escala Log Log	55
Figura 1. 36 Efecto del Espesor – escala Semi Log y Cartesiana	55
Figura 1. 37 Efecto del Caudal – Escala Log Log	56
Figura 1. 38 Efecto del Caudal – Escala Semi Log y Cartesiana.....	56
Figura 1. 39 Falla Sellante	57

Figura 1. 40 Efecto del Influjó en un Yacimiento Abierto.....	59
Figura 1. 41 Efecto de una falla Sellante	59
Figura 1. 42 Respuesta de Presión para una falla en Escala Semi Log (Drawdown).....	60
Figura 1. 43 Respuesta de la Presión a una falla – Escala Semi Log, Gráfico de Horner (Build up).....	61
Figura 1. 44 Efecto Log Log en presencia de Falla.....	61
Figura 1. 45 Influencia de la distancia de los límites en la derivada	62
Figura 1. 46 Ajuste a un Modelo de Falla Sellante.....	63
Figura 1. 47 Esquema de Fallas Intersecantes.....	64
Figura 1. 48 Gráfico de Horner – Fallas Intersecantes.....	66
Figura 1. 49 Gráfico Log Log Fallas Intersecantes	67
Figura 1. 50 Curva del IPR – Gráfico de Presión vs Caudal	69
Figura 1. 51 Curva del IPR - Vogel	70
Figura 1. 52 Curva del IPR compuesto	71
Figura 2. 1 Condiciones Generales.....	74
Figura 2. 2 Parámetros PVT para sistemas con Flujo Monofásico	75
Figura 2. 3 Parámetros PVT para un Sistema con Flujo Multifásico	76
Figura 2. 4 Ingreso de la Data en Formato ASCII	77
Figura 2. 5 Cargar Caudales Manualmente – prueba de Build Up.....	78
Figura 2. 6 Especificación de la Data ingresada en formato Field	79

Figura 2. 7 Caudales de Producción con Respecto al tiempo.....	80
Figura 2. 8 Datos de Presión cargados en Formato ASCII	81
Figura 2. 9 Carga de Data de Presiones en el Formato Field	82
Figura 2. 10 Representación de la Presión mediante Saphir	83
Figura 2. 11 Diferencial de Presión entre dos Memorias de igual Profundidad	85
Figura 2. 12 Corrección de Presión Usando la Columna de Fluido	85
Figura 2. 13 Corrección de Presión usando Parámetros del fluido	86
Figura 2. 14 Corrección de la Presión.....	86
Figura 2. 15 Sincronización de la Data (Presión y Caudal)	87
Figura 2. 16 Cambio Manual de la Data de Producción.....	88
Figura 2. 17 Refinación de la Data.....	88
Figura 2. 18 Eliminación de Data	89
Figura 2. 19 Selección de la Data para interpretar.....	90
Figura 2. 20 Gráficas Log Log y Semi Log.....	91
Figura 2. 21 Opciones analíticas para el modelamiento	93
Figura 2. 22 Modelamiento de un Sistema.....	94
Figura 2. 23 Refinación de la Data.....	96
Figura 2. 24 Sensibilidad de los Parámetros.....	97
Figura 2. 25 Presión Promedio del Yacimiento	98
Figura 2. 26 IP del Yacimiento	99
Figura 2. 27 Gráfica del IPR del yacimiento.....	99

Figura 2. 28 Proyección de la Producción.....	100
Figura 3. 1 Historial de Presiones / Producción antes del Fracturamiento..	106
Figura 3. 2 Historial de Presión / Producción después del Fracturamiento.	109
Figura 4. 1 Parámetros PVT – Corrida Uno	115
Figura 4. 2 Historial de Presión / Producción – Corrida Uno.....	116
Figura 4. 3 Correlaciones de Parámetros PVT del Agua	116
Figura 4. 4 Correlaciones de Parámetros PVT del Petróleo	117
Figura 4. 5 Resultados PVT de las correlaciones por Saphir.....	117
Figura 4. 6 Historial de Presiones/Producción – Corrida Dos	118
Figura 4. 7 Derivada de Bourdet – Escala Log Log.....	120
Figura 4. 8 Derivada de Bourdet – Escala Log Log.....	120
Figura 4. 9 Superposición en tiempo – Escala Semi Log.....	121
Figura 4. 10 Método de Horner – Escala Semi Log	122
Figura 4. 11 Superposición en tiempo – Escala Semi Log.....	122
Figura 4. 12 Método de Horner – Escala Semi Log	122
Figura 4. 13 Análisis de Sensibilidad – Distancia del Pozo a la Falla	124
Figura 4. 14 Análisis de Sensibilidad – Skin total equivalente	124
Figura 4. 15 Análisis de Sensibilidad – Capacidad de flujo.....	124
Figura 4. 16 Análisis de Sensibilidad – Distancia del Pozo a la Falla	125
Figura 4. 17 Análisis de Sensibilidad – Skin total.....	125
Figura 4. 18 IPR – Metodo de Darcy.....	126

Figura 4. 19 IPR – Metodo Compuesto.....	127
Figura 4. 20 IPR – Método de Darcy.....	127
Figura 4. 21 IPR – Método Compuesto.....	127
Figura 4. 22 Correlaciones de Parámetros PVT del Gas	132
Figura 4. 23 Correlaciones de Parámetros PVT del Agua	132
Figura 4. 24 Correlaciones de Parámetros PVT del Petróleo	133
Figura 4. 25 Resultados PVT de las correlaciones por Saphir.....	133
Figura 4. 26 Historial de Presiones/Producción	134
Figura 4. 27 Derivada de Bourdet, Escala Log Log.....	135
Figura 4. 28 Superposición en Tiempo – Escala Semi Log.....	136
Figura 4. 29 Metodo de Horner – Escala Semi Log	136
Figura 4. 30 IPR . Metodo Compuesto.....	137
Figura 5. 1 Parámetros PVT – corrida Uno.....	144
Figura 5. 2 Historial de Presiones/ Producción - Corrida Uno.....	144
Figura 5. 3 Correlaciones de Parámetros PVT del Agua	145
Figura 5. 4 Correlaciones de Parámetros PVT del Petróleo	145
Figura 5. 5 Resultados PVT de las correlaciones por Saphir.....	146
Figura 5. 6 Historial de Presiones y de Producción.....	146
Figura 5. 7 Derivada de Bourdet - Escala Log Log	150
Figura 5. 8 derivada de Bourdet - Falla Sellante.....	151
Figura 5. 9 derivada de Bourdet - Falla Intersecantes	151

Figura 5. 10 Superposición en tiempo - escala Semi Log	153
Figura 5. 11 Método de horner - Escala Semi Log.....	153
Figura 5. 12 Superposición en Tiempo - Escala Semi Log	154
Figura 5. 13 Metodo de Horner - Escala Semi Log	154
Figura 5. 14 análisis de la Sensibilidad - Longitud media de fractura	155
Figura 5. 15 Análisis de Sensibilidad - Factor de Piel	156
Figura 5. 16 Análisis de Sensibilidad - Distancia del pozo a la falla sellante	156
Figura 5. 17 análisis de Sensibilidad - Coeficiente de almacenamiento.....	156
Figura 5. 18 Análisis de Sensibilidad (L) - Falla sellante.....	157
Figura 5. 19 Análisis de Sensibilidad (L) - Falla Intersecantes.....	157
Figura 5. 20 IPR - Método de Darcy.....	158
Figura 5. 21 IPR - Método Compuesto.....	159
Figura 5. 22 IPR - Método de Darcy.....	159
Figura 5. 23 IPR - Método Compuesto.....	160
Figura 5. 24 Proyección IPR compuesto.....	164

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Regímenes de Flujo identificados con la derivada de Bourdet.....	26
Tabla II Principales Características del Pozo FICT 01	102
Tabla III Parámetros Petrofísicos del Pozo FICT 01/ año 2008	103
Tabla IV Propiedades del Fluido del Pozo FICT 01/ año 2008	103
Tabla V Datos de la evaluación del Pozo FICT 01 (Pozo Dañado; 2014)...	105
Tabla VI Datos de la Evaluación del Pozo FICT 01 / Pozo Estimulado - 2014	108
Tabla VII Modelos de la Corrida 1.....	128
Tabla VIII Metodo de la Derivada de la corrida 1	128
Tabla IX Productividad de la Corrida 1.....	129
Tabla X Modelos de la corrida 2	129
Tabla XI Método de la Derivada de la Corrida 2	130
Tabla XII Productividad de la Corrida 2.....	131
Tabla XIII Modelos de la Interpretación.....	138
Tabla XIV Método de la Derivada	138
Tabla XV Productividad Metodo Compuesto	139
Tabla XVI Modelos Corrida 1	160
Tabla XVII Resultados corrida 1	161
Tabla XVIII Productividad corrida 1.....	161

Tabla XIX Modelos Corrida 2 (Perrine)	162
Tabla XX Resultados Corrida 2.....	162
Tabla XXI Productividad Corrida 2 (perrine)	163
Tabla XXII Proyecciones de la Producción	164

INTRODUCCIÓN

Las pruebas de pozos constituyen una práctica cotidiana en las operaciones petroleras. En el Oriente ecuatoriano la mayoría de pozos producen con levantamiento artificial, generalmente para evaluar un pozo se instala un BHA de prueba, en donde una bomba hidráulica está asentada y permite que el pozo produzca. Durante la evaluación, en la completación de fondo se encuentran acoplados medidores de presión y temperatura (memorias), que mientras el pozo produce o permanece cerrado, registran el comportamiento de la presión en el mismo (data).

Los registros del comportamiento de la presión en una prueba de pozo, constituyen a partir de determinado tiempo, (cuando los efectos de almacenamiento merman) respuestas dinámicas del yacimiento, y dichas respuestas se ajustan a modelos basados en soluciones analíticas y/o numéricas derivados de la ecuación de difusividad, con la finalidad de determinar propiedades del yacimiento analizado.

También se conoce en superficie cuál es volumen de los diferentes fluidos producidos (petróleo, agua y gas), es decir en una prueba de pozos se registra principalmente caudales de producción, presiones y temperatura respecto al tiempo.

Este proyecto se centra en el Análisis de las Presiones Transitorias (PTA), obtenidas durante las evaluaciones del Pozo FICT-01, ubicado en la región nororiental de la Amazonía ecuatoriana, con el propósito de determinar las principales características del sistema. Dicho pozo presentaba una considerable pérdida de productividad, por lo que para diagnosticar una solución a este problema, se corrió una prueba de incremento de presión y con la información obtenida, se pretendía caracterizar al modelo del sistema y determinar el skin factor en la vecindad del pozo. La baja calidad de la data obtenida de la mencionada prueba, imposibilitaba la correcta interpretación, por lo que se requiere analizar pruebas anteriores (2008) para poder aproximar las características principales del sistema y realizar una estimación del daño actual.

Se realizó un Fracturamiento hidráulico en el pozo para mejorar la productividad. Con el objetivo de evaluar la efectividad del tratamiento, redefinir los parámetros del yacimiento y construir un IPR, se realizó una prueba de build up post-fracturamiento.

El análisis e interpretación de la data del pozo antes y después de la estimulación, se realizó con el Software Saphir de la Plataforma Ecrin v4.30.08. El diagnóstico y modelamiento en Saphir se fundamenta en la

aplicación de las curvas tipo de Bourdet y Gringarten así como también en el uso de otros gráficos en escala Semilog (Horner, Superposición, etc.).

CAPITULO 1

1 INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Introducción al Análisis de Presiones Transitorias (PTA)

Las evaluaciones del comportamiento de los fluidos en la cara del yacimiento son a menudo fuente de gran análisis e interpretación. La data adquirida por medio de una prueba de pozo tiene como finalidad luego de ser estudiada, determinar la permeabilidad promedio del área de drenaje,

conocer el posible daño y estimulaciones provenientes de operaciones tanto de perforación, completación, workover, como de producción. En el PTA (Olivier V. H., (1988-2012).) los datos requeridos para el análisis son: las presiones, tasas, parámetros PVT y otras condiciones adicionales para una interpretación más significativa. Los procedimientos de PTA se basan en relaciones matemáticas entre la presión, la tasa de flujo y el tiempo como se describe más adelante.

1.2 Objetivos

Objetivos Generales

- Interpretar y analizar los datos obtenidos de las pruebas de Build Up corridas en un pozo antes y después de realizar un Fracturamiento hidráulico usando el Software Saphir.
- Aplicar e integrar los conocimientos aprendidos en la formación profesional del Ingeniero en Petróleos.

Objetivos Específicos

- Determinar las principales características del sistema (permeabilidad, daño, coeficiente de almacenamiento, etc.) antes de la estimulación.
- Determinar y caracterizar al modelo del sistema después del Fracturamiento Hidráulico considerando pruebas realizadas antes de la estimulación.
- Analizar los resultados obtenidos en las pruebas de Build up corridas en el pozo y verificar la confiabilidad del modelo, realizando análisis de sensibilidades.
- Aplicar el moderno flujo de trabajo para el Análisis de Presiones Transitorias (PTA) que se requiere al usar Saphir.
- Predecir la productividad del pozo posterior al tratamiento.

1.3 Fundamento Teórico

Sistema de Producción Pozo- Yacimiento

Los fluidos provenientes de una roca almacén o roca madre (yacimiento) que fluyen hasta la superficie a través del pozo son denominados como producción. Este proceso se puede dar de forma natural por simple efecto de la energía del yacimiento, o por levantamiento artificial, siendo este último el mecanismo más utilizado a nivel mundial con el 90% de los pozos productores. La producción de los fluidos empieza desde un radio externo que atraviesa un medio poroso influenciado por la presión del reservorio, hasta la cara del pozo de manera radial, lineal o con otros patrones de flujo; donde se establece la presión de fondo fluyente (P_{wf}). El fluido continúa moviéndose a través del pozo hasta la presión de menor magnitud (Superficie) donde el fluido es direccionado hasta unas líneas de flujo para luego ser recolectados en la Estación de Producción. Las pérdidas de presión en el sistema pozo-yacimiento se deben a la tortuosidad, fricción, los cambios de dirección del fluido y factores externos. El estudio del comportamiento de los fluidos en un medio poroso está basado en lo siguiente.

Ley de Darcy

La Ley de Darcy establece una relación lineal entre el caudal de producción a través de un medio poroso y el gradiente de presión que actúa a lo largo del mencionado medio poroso. En Unidades de Campo, la Ley de Darcy está dada por:

$$\frac{\Delta P}{L} = -887.2 \frac{Q\mu}{kA}$$

Se observa que la caída de presión es proporcional al caudal de producción e inversamente proporcional a la permeabilidad. Los principios establecidos por Darcy son fundamentales en el Análisis de Información Dinámica del yacimiento, es una de las ecuaciones necesarias para describir la difusividad en el yacimiento. También describe los gradientes de presión, en la vecindad del pozo y en las cercanías de los límites del yacimiento. Una consideración importante, es que esta ley no aplica para régimen de flujo no turbulento. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 19,20)

ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD

La ecuación de difusividad describe cómo la presión del fluido en un medio poroso (en el yacimiento) reacciona en el tiempo a una perturbación y cómo el sistema reacciona espacialmente, desde la cara de arena hasta las

fronteras del yacimiento (Olivier V. H., 2012, págs. 20-23). La ecuación de difusividad que es la base del estudio del flujo en medios porosos, considera lo siguiente.

- El yacimiento es isotrópico y homogéneo.
- Flujo Radial
- El fluido es monofásico y ligeramente compresible.
- Los efectos gravitacionales son ignorados.
- Medio isotérmico
- La Ley de Darcy es aplicable.
- Las propiedades del yacimiento y los fluidos son independientes de la presión.

Al relacionar el principio de conservación de masa, la ley de Darcy, y las propiedades de un fluido ligeramente compresible, en un medio poroso homogéneo e isotrópico, se obtiene la siguiente Ecuación de Difusividad en forma general.

$$\frac{\delta p}{\delta t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \nabla^2 P$$

Las ecuaciones de difusividad mostrada arriba, describe el comportamiento en el tiempo del flujo en cualquier punto de un yacimiento homogéneo. Yacimientos más complejos pueden ser modelados analíticamente, usando diferentes asunciones. (Olivier V. H., 2012)

Condiciones para Resolver la Ecuación de Difusividad

La ecuación general de difusividad es una ecuación diferencial parcial respecto al radio y tiempo, por ello es necesario definir ciertas condiciones (iniciales, de fronteras externas, de pozo/límites internos) para encontrar soluciones analíticas que describan el flujo en un yacimiento. (Olivier V. H., 2012, págs. 24,25)

-Condición Inicial

Es la condición al tiempo inicial, $t=0$. Se asume que el yacimiento se encuentra al inicio ($t=0$) a una presión inicial (p_i) constante y uniforme (en todos los puntos).

$$P(r, 0)=p_i$$

-Condiciones de Fronteras

Se consideran 3 posibles casos para definir las fronteras externas de un yacimiento.

- El yacimiento actúa como infinito, es tan grande que los efectos de frontera no se sienten o evidencian durante tiempo de la prueba.

$$P(r > \infty, t) = p_i$$

$$\Delta p(r > \infty, t) = 0$$

- El yacimiento puede ser cerrado, es decir, estar limitado por una frontera de no flujo. Esta condición se expresa con la siguiente relación:

$$(dp/dr)_{r_e} = 0$$

- El yacimiento puede ser abierto, es decir, estar rodeado por una frontera de presión constante, como en el caso de un yacimiento con empuje hidráulico activo, o un yacimiento en donde se aplica un proyecto de recuperación secundaria.

$$P(r=r_e, t) = p_i$$

$$\Delta p(r=r_e, t) = 0$$

- Condiciones del Pozo/ Condiciones de límites internos

Un pozo puede producirse a caudal constante o a presión constante y ser afectado por efectos de almacenamiento. La asunción más usada en la industria, es la de asumir producción al pozo constante. A tasa constante se asume que:

Si el pozo tiene un radio $r_w=0$ (caso línea fuente)

$$\lim \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r \rightarrow 0} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh}$$

Si el pozo tiene un radio $r_w > 0$

$$\left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_w} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh}$$

Solución Para Pozo de Radio Cero Produciendo a Caudal Constante- Yacimiento Infinito

Con el siguiente conjunto de asunciones se obtiene una solución sencilla para la ecuación de difusividad. (Olivier V. H., 2012, págs. 26-29)

- Yacimiento Homogéneo infinito, presión inicial uniforme en todo el yacimiento (p_i), flujo radial, producción a tasa constante de fluido ligeramente compresible a través de un pozo vertical de radio cero, intervalo disparado igual al espesor de la formación productora.

A partir de las asunciones de arriba, es posible resolver el problema y determinar la siguiente solución en unidades de campo:

$$p(r, t) = p_i - \frac{70,6qB\mu}{kh} \left[-Ei \left(-\frac{948.1\phi\mu c_t r^2}{kt} \right) \right]$$

Esta ecuación describe el comportamiento de la presión en el cualquier punto del yacimiento respecto al tiempo de producción. La respuesta de presión para este modelo está representada en la siguiente figura 1.1, en escala log-log y en escala semi-log respectivamente. El radio de referencia para el modelo es r_w , dónde se registran los valores de presión en una prueba.

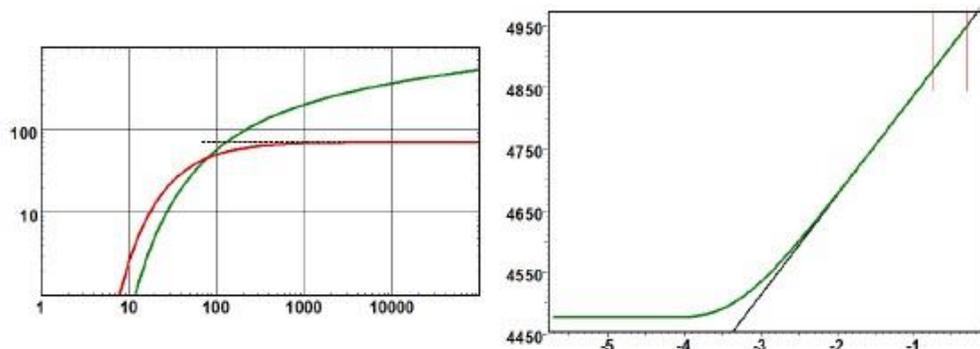


Figura 1. 1 Respuesta a la Presión en escala Log Log y Semi Log

Durante la producción a tasa constante de un pozo vertical ubicado en un yacimiento homogéneo, una perturbación conocida como transiente se difunde en el medio poroso, viaja en sentido contrario al flujo del fluido ligeramente compresible, a medida que transcurre el tiempo de producción la perturbación viaja a mayor distancia dentro del yacimiento, la distancia hasta la cual ha viajado el transiente se la denomina como radio de investigación, y toda la extensión del yacimiento que no ha sido perturbada, permanece en condiciones de presión uniforme. Al periodo en donde existe flujo radial hacia el pozo y el yacimiento se comporta como infinito (es decir no se han sentido efectos de fronteras) se lo conoce en pruebas de pozos como FLUJO RADIAL INFINITO, o IARF en inglés. Es el periodo de flujo de mayor interés y permite determinar las propiedades del yacimiento, durante este periodo las perturbaciones de presión que viajan en el yacimiento, causan una relación dP/dt variable en el tiempo, de ahí se lo conoce como periodo de flujo transitorio. (Lee, Rollings, y Spivey, (2003).)

La función integral exponencial ($Ei(-X)$) de la ecuación del modelo, tiene como argumento a los parámetros del yacimiento, si el argumento tiene un valor menor de 0.01, la función puede aproximarse de la siguiente manera:

$$Ei(-x) \approx \ln(1.78108x)$$

Otra consideración importante, es que si bien es cierto esta solución asume un radio del pozo igual a cero, luego de determinado tiempo dicha solución se aproxima a la realidad de tener un pozo con radio mayor a cero. Si empleamos la aproximación logarítmica, y luego cambiamos el logaritmo natural por logaritmo decimal, llegamos a lo siguiente:

$$p(t) \approx p_i - \frac{162.6q\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r w^2}\right) - 3.228 \right]$$

Si graficamos presión vs el logaritmo del tiempo, se apreciará linealidad característica del IARF, y al determinar la pendiente de la recta, se obtiene la permeabilidad promedio del yacimiento (ver figura 1.2).

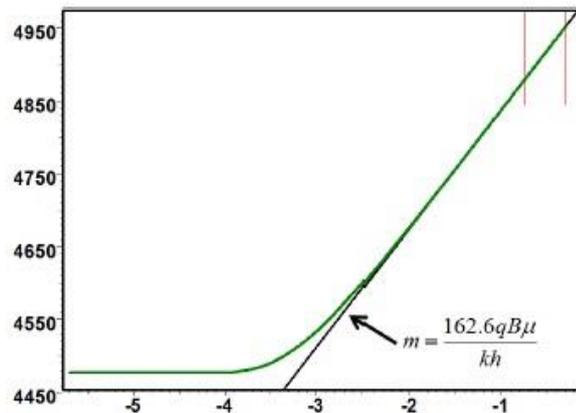


Figura 1. 2 Pendiente del gráfico: Presión vs tiempo en escala Semi-log

Solución para pozo de radio finito produciendo a caudal constante- yacimiento infinito

Este modelo asume lo siguiente:

Yacimiento Homogéneo infinito, presión inicial uniforme en todo el yacimiento (p_i), flujo radial, producción a tasa constante de fluido ligeramente compresible a través de un pozo vertical de radio finito, intervalo disparado igual al espesor de la formación productora, daño en la zona cercana al pozo y efecto de almacenamiento. A continuación se definen los conceptos de daño de formación y efecto de almacenamiento:

Daño de Formación

El factor de piel o skin, considera la caída de presión adicional que se da en la zona cercana a la cara del pozo (ver figura 1.3); esta zona del yacimiento ha sido afectada por cambios en su permeabilidad respecto a la original. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 30-32) El factor de piel puede ser:

- a) $Skin=0$; se da cuando la zona cercana al pozo no está dañada o alterada, es decir su permeabilidad es la original, esto es un caso ideal.

- b) $Skin > 0$; Luego de las operaciones de perforación, cementación, completación, e inclusive durante la producción, se producen alteraciones en la vecindad del pozo, provocando que la permeabilidad de esta zona se reduzca y se requiera de una caída de presión adicional para una producción establecida.
- c) $Skin < 0$; se da cuando la productividad mejora, esto quiere decir que la caída de presión adicional es negativa y la permeabilidad aumenta en las zonas cercanas a la cara del pozo; a este efecto se lo conoce como estimulación.

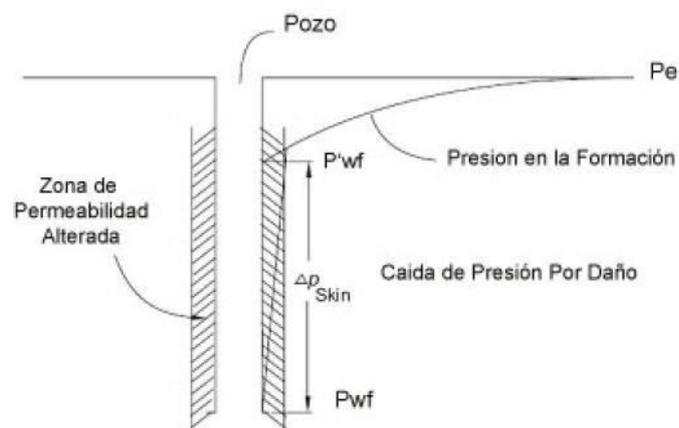


Figura 1. 3 Efecto de Piel – Daño de Formación

Efecto de Almacenamiento

Los pozos productores son monitoreados constantemente, las tasas de producción varían de acuerdo a la necesidad del cliente o el aporte del

yacimiento. Cuando se cambian estas tasas en superficie de q_1 a q_2 toma un tiempo para que este cambio de tasa se transmita a la formación; es decir cuando un pozo cerrado es puesto en producción a una tasa q_1 se requiere un tiempo para que en la cara de la arena cambie la tasa de 0 a q_1 , o cuando se cierra un pozo en superficie se requiere un tiempo para que la tasa en la cara de la arena pase de q_1 a 0. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 3032)

Estos cambios de tasa en la cara de la arena que sufren un retraso con respecto al cambio de caudal en superficie, es conocido como efecto de almacenamiento o efecto de llene. El coeficiente de almacenamiento es definido como la variación de volumen con respecto a la variación de presión como se ve en la siguiente ecuación:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

A tiempos tempranos el efecto de almacenamiento permanece constante, la presión de fondo cambia linealmente a través del tiempo. De la pendiente de esta línea recta se obtiene la constante de almacenamiento relacionando el caudal y el factor volumétrico como se muestra en la figura 1.4.

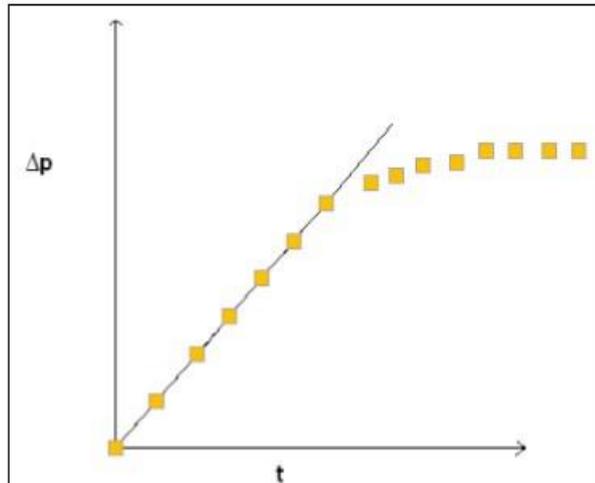


Figura 1. 4 Constante de almacenamiento a tiempos tempranos

$$C = \frac{qB}{24 * pendiente}$$

A tiempos tempranos de producción, el flujo está dominado por el efecto de almacenamiento puro, existiendo una relación lineal entre el cambio de presión y el tiempo transcurrido.

$$p(\Delta t) = p_i - \frac{qB}{24C} \Delta t$$

Luego de que el efecto de almacenamiento pierda efecto, el IARF es alcanzado y se observa una relación lineal entre el cambio de presión y logaritmo del tiempo de producción, la siguiente ecuación para flujo transiente considera el daño o estimulación (S):

$$p_{wf}(\Delta t) = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log(\Delta t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

Solución Para Flujo Pseudocontinuo

Este modelo analítico asume lo siguiente:

Yacimiento Homogéneo finito circular, flujo radial, producción a tasa constante de fluido ligeramente compresible a través de un pozo vertical de radio finito, intervalo disparado igual al espesor de la formación productora, daño en la zona cercana al pozo.

El flujo pseudocontinuo empieza una vez que todas las fronteras del yacimiento han sido alcanzadas por el transiente, este flujo está caracterizado por una razón dp/dt constante en todos los puntos del yacimiento. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 3839). La ecuación que se presenta abajo (yacimiento circular), indica que si realizamos un gráfico de caída de presión vs tiempo en escala cartesiana, se obtendrá una recta, con pendiente igual $0,03723 \frac{qB}{\phi c_t r e^2 h}$, que es a su vez dp/dt .

$$p(t) = p_i - 0,03723 \frac{qB}{\phi c_t r e^2 h} t - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[S + \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]$$

Cuando el yacimiento no es circular, se introduce en la solución de la ecuación de difusividad un factor que considere diferentes áreas de drenaje, se lo conoce como factor de forma de Dietz (C_A). La ecuación para describir el comportamiento de la presión en un yacimiento (asumiendo $S=0$) con cualquier área de drenaje, durante el flujo pseudocontinuo es:

$$p_{wf} = p_i - \frac{0.234(qB)}{C_t(\pi\phi r_e^2 h)} t - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log \frac{A}{r_w^2} + \log \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) \right]$$

Luego de haber revisado los conceptos básicos en el estudio del flujo en medios porosos, para modelar historiales de producción y sistemas más complejos se introducirá el principio de Superposición en Tiempo y Espacio.

Principio de Superposición

En términos generales se define al principio de superposición como: La caída de presión total en algún punto en un yacimiento es la suma de las caídas de presión en ese punto causado por el flujo en cada uno de los pozos del yacimiento. (Colmont, 2012)

Principio de Superposición en Espacio

La ilustración más simple de este principio es el caso de más de un pozo en un yacimiento infinito. Para mostrar el principio de superposición consideraremos tres pozos, los pozos A, B y C (ver figura 1.5), que empiezan

a producir al mismo tiempo desde un yacimiento infinito. (Colmont, 2012) La aplicación del principio de superposición dice que:

$$\Delta p_t = \Delta p_A + \Delta p_B + \Delta p_C$$

$$\begin{aligned} (p_i - p_{wf})_{\text{total en el pozo A}} &= (p_i - p)_{\text{caída al pozo A ocasionada por la}} \\ &\quad \text{producción en el propio pozo A.} \\ &+ (p_i - p)_{\text{caída al pozo A ocasionada por la}} \\ &\quad \text{producción en el pozo B.} \\ &+ (p_i - p)_{\text{caída al pozo A ocasionada por la}} \\ &\quad \text{producción en el pozo C.} \end{aligned}$$

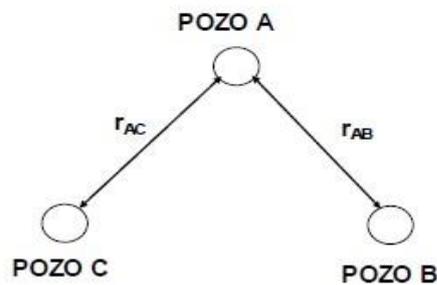


Figura 1. 5 Principio de Superposición en Espacio

El principio de superposición sirve también para simular el comportamiento de la presión en yacimientos con fronteras de no flujo. Para esta explicación vamos a considerar el pozo de la figura 1.6, que se encuentra a una distancia L de una falla impermeable.

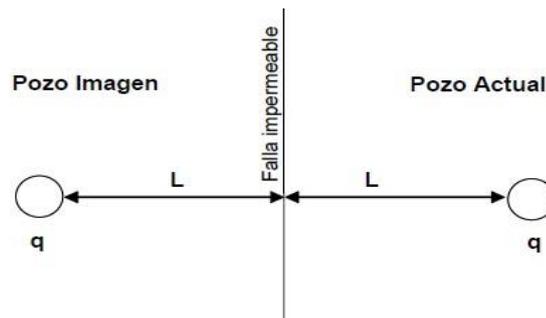


Figura 1. 6 Pozo Imagen – Superposición en tiempo

Matemáticamente, este problema es idéntico al de considerar dos pozos, el primero productor y el segundo ubicado a una distancia $2L$ (pozo “imagen”), es decir, un pozo que tiene las mismas características que el productor y cuyo historial de producción es idéntico al del pozo productor. Así, este es un problema simple de dos pozos en un yacimiento infinito en el que se quiere conocer la caída de presión en el pozo real dada por el propio pozo y por el pozo imagen.

$$(p_i - p_{wf}) = -70,6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt} \right) - 2S \right] - 70,6 \frac{qB\mu}{kh} Ei \left(\frac{-948\phi\mu c_t (2L)^2}{kh} \right)$$

Principio de Superposición en Tiempo

Esta aplicación es utilizada para modelar historiales de producción de un pozo con tasas discretas más complejas, asumiendo que se tienen varios pozos (número de pozos igual al número de tasas de producción) en un mismo punto que producen tasas de flujo ($q_{i+1}-q_i$), en la figura 1.7 se muestra el principio de superposición en tiempo. (Colmont, 2012)

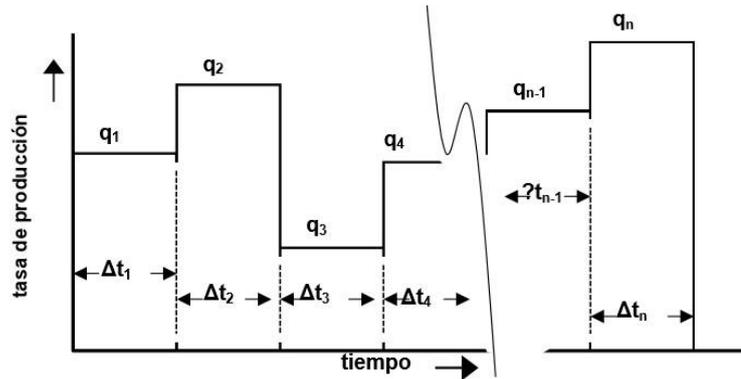


Figura 1. 7 Principio de Superposición en tiempo

$$\Delta P_t = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots + \Delta P_n$$

La primera caída de presión (ΔP_1) en el reservorio se da por un pozo que produce a una tasa (q_1-0) desde un tiempo $t=0$; para la segunda contribución de la caída de presión (ΔP_2) se da una producción con una tasa (q_2-q_1) durante un tiempo ($t-t_1$), y así sucesivamente hasta concluir todas las tasas de producción. Con la ayuda de estas ecuaciones podemos modelar a cualquier pozo que posea docenas de tasas diferentes en su historial de producción, como por ejemplo la caída total de presión para un pozo con tres diferentes caudales es:

$$P_i - P_{wf} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3$$

$$P_i - P_{wf} = -70.6 \frac{q_1 \beta \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu C_t r_w^2}{kt} \right) - 2S \right]$$

$$- 70.6 \frac{(q_2 - q_1) \beta \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu C_t r_w^2}{kt} \right) - 2S \right]$$

$$- 70.6 \frac{(q_3 - q_2) \beta \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu C_t r_w^2}{kt} \right) - 2S \right]$$

Tipos de Pruebas de Pozos más Comunes

Drawdown

Es conocida como prueba de caída de presión o declinación de presión, en donde se produce al pozo a tasa constante y se registran las presiones fluyentes en función del tiempo de producción, estas pruebas se realizan principalmente para conocer K, S, y volumen del yacimiento. (Bravo, O., Carrillo, L., 2011)

Build Up

También conocida como prueba de restauración de presión consiste en producir al pozo a una tasa constante en un lapso o periodo de tiempo (t_p) y luego cerrarlo por un tiempo Δt , durante la prueba una herramienta registra las presiones en la cara de la arena antes y después de cerrar el pozo, después del cierre se da la restauración de la presión y con la interpretación de los valores registrados de presiones estáticas se determina la K, S, etc. (Análisis e interpretación convencional de pruebas de presión, Febrero 2008).

Análisis de Pruebas de Drawdown Usando el Método de MDH

El método de MDH, consiste en graficar la presión o el cambio de presión (p_i - p_{wf}) como función del logaritmo del tiempo (ver Figura 1.8). En donde el IARF está caracterizado por la linealidad de la respuesta de presión. Al graficar una recta a través de los puntos que presenten linealidad, se obtendrá la pendiente e intercepto con el eje "y" (el intercepto corresponde a la extrapolación de la línea del IARF, no de la data a tiempos tempranos). (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 68,69). Una vez obtenida la pendiente, se obtiene el valor de la permeabilidad promedio de la formación y posteriormente el valor del factor de piel total (S) como sigue:

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

$$S = 1.151 \left[\frac{\Delta p_{IARF}(\Delta t = 1hr)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3,228 \right]$$

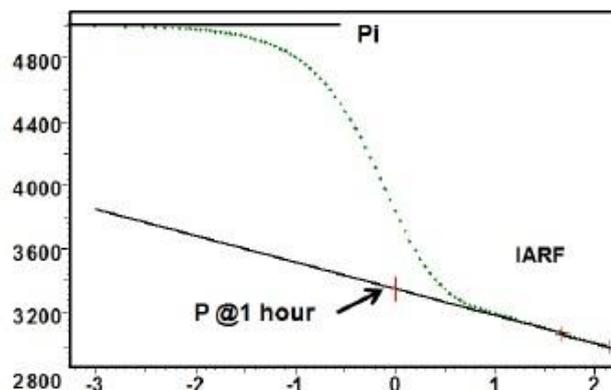


Figura 1. 8 DrawDown con el método MDH

Análisis de Pruebas de Build Up Usando el Método de Horner

Al aplicar el principio de superposición en tiempo para el historial de producción de una prueba de Build Up, obtenemos la siguiente ecuación con la que se genera el gráfico de Horner (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 70,71).

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

Al graficar: P_{ws} (PBU) vs el logaritmo del tiempo de Horner $(t_p + \Delta t) / \Delta t$, se obtendrá una recta para el régimen de flujo inestable cuya pendiente permite determinar:

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

$$S = 1.151 \left[\frac{p_{ws\ 1hr} - p_{wf}}{m} + \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3,228 \right]$$

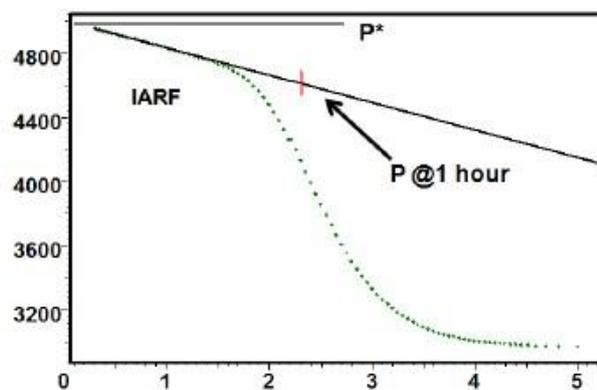


Figura 1. 9 Build up con el Método de Horner

En la Figura 1.9 se observa el gráfico de Horner y se puede apreciar que el tiempo de cierre transcurre de derecha a izquierda, es decir que valores de tiempo de Horner mayores, corresponden a valores pequeños del tiempo de cierre (Δt). También cuando el tiempo de cierre tiende al infinito, el tiempo de Horner tenderá a 1, por ende el log de dicho tiempo tiende a cero, con lo que puede determinar una presión extrapolada (p^*) que puede estimar el valor de la presión inicial. (Bravo, O., Carrillo, L., 2011)

Derivada de Bourdet

Por definición la derivada de Bourdet es la pendiente de un gráfico Semi log de presiones, cuando la escala del tiempo es el logaritmo natural; es decir, la derivada es la pendiente del grafico Semilog llevada a un gráfico log log. En la figura 1.10 se puede observar la forma de la derivada (derecha) para un sistema: pozo con almacenamiento constante y daño- yacimiento homogéneo. (Olivier V. H., (19882012), págs. 78-81)

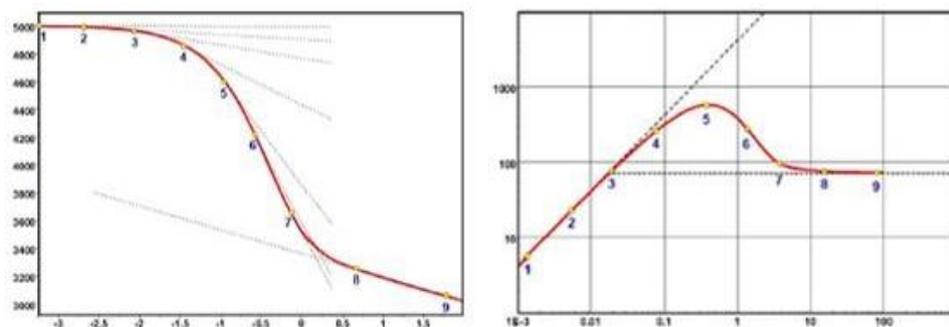


Figura 1. 10 Derivada de Bourdet (Escala Semi Log y Log Log)

A continuación vamos a describir de forma exhaustiva la lista de los regímenes de flujo que se pueden identificar con éxito utilizando la derivada Bourdet. La siguiente tabla muestra una lista de los regímenes de flujo de uso más frecuente en el PTA.

Model	Regime	Δp Slope	$\Delta p'$ slope
Storage	Storage	1	1
Fracture	Linear	0.5	0.5
Fracture	Bilinear	0.25	0.25
Limited Entry	Spherical	-	-0.5
Homogeneous	IARF	-	0
Channels	Linear	0.5 (late)	0.5
Closed	PSS	1 (late)	1

Tabla I Regímenes de Flujo identificados con la derivada de Bourdet

Modelo

Luego de haber presentado las herramientas fundamentales para estudiar las pruebas de presión es necesario relacionarlas con la metodología para describir el comportamiento de un yacimiento usando un modelo.

¿Qué es un Modelo de Interpretación de una Prueba de Pozo?

Se conoce como Modelo al conjunto de condiciones del pozo, yacimiento y fronteras que describen el comportamiento de un sistema pozo-yacimiento real, a partir de la información de presiones y caudales obtenida del sistema. (Society of Petroleum Engineers , 2012).

Un modelo de interpretación está compuesto por la combinación de regímenes/patrones de flujo individuales que describen el flujo en diferentes periodos durante la prueba de pozo. El número de componentes (“sub-modelos”) de un modelo está limitado a 3 tipos:

- **Modelo del Pozo/Vecindad del Pozo:** A tiempos tempranos de prueba, se obtiene información dinámica correspondiente a efectos en el pozo/ cercanos al pozo.
- **Modelo del Yacimiento:** En la región de tiempos medios, los efectos del pozo (almacenamiento, daño, etc.) han mermado, y el flujo depende de las características del yacimiento, del tipo de yacimiento, etc. Esta región es la de mayor interés en el estudio de Pruebas de Pozos, pues representa el comportamiento de la mayor porción del sistema.

- **Modelo de Fronteras/ Límites del Yacimiento:** A tiempos tardíos, se detectan las fronteras/ límites en el yacimiento. Al analizar esta región se tiene una idea de la extensión del yacimiento, existencia de fallas, áreas de drenaje, etc.

Modelos PVT

Si bien es cierto que en líneas anteriores se estableció que un Modelo de Interpretación, está definido por 3 componentes, la selección de los parámetros PVT de los fluidos del yacimiento tiene un impacto en los resultados. Por ello, para obtener un buen ajuste entre el Modelo y el Sistema es necesario considerar detalladamente las características de los fluidos del reservorio. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 344-346). Se pueden usar dependiendo del caso los siguientes modelos PTV.

Flujo Monofásico de Petróleo

Se asume que sólo petróleo está fluyendo hacia la superficie y que la presión del yacimiento está sobre el punto de burbuja. La ecuación de difusividad que describe el flujo en el yacimiento depende principalmente de los siguientes 3 parámetros PVT: de la compresibilidad total, la viscosidad del petróleo y del factor volumétrico de formación del petróleo. La compresibilidad total está definida como:

$$c_t = c_f + S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g$$

Asumiendo que no existe gas libre en el yacimiento, el último término es removido, para este caso se considera que los 3 parámetros PVT son constantes y están referidos a la presión y temperatura del yacimiento.

PVT- Perrine

El modelo/método de Perrine considera el flujo multifásico en el yacimiento como si se tratase de una sola mezcla de fluido, y lo trata como si fuera un líquido. Las propiedades PVT son estimadas a partir de correlaciones y están referidas a condiciones del yacimiento. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 359,360)

La tasa total de fluido en el yacimiento es calculada a partir de las tasas registradas en superficie con la siguiente expresión:

$$q_o x B_o + q_w x B_w + (q_g - q_o x R_s) x B_g$$

Se determina una tasa total equivalente de petróleo, dividiendo la tasa total de fluido para el factor volumétrico de formación del petróleo (B_o).

$$q_t = \frac{q_o B_o + q_w B_w + (q_g - q_o R_s) B_g}{B_o}$$

La principales asunciones del método de Perrine son las siguientes:

La relación entre la movilidad para un fluido respecto a la movilidad total es igual a la relación entre el caudal de producción de dicho fluido respecto a caudal total de fluido. Esta relación se puede expresar en términos de permeabilidades efectivas:

$$\frac{k_o}{\mu_o} = \lambda_T \frac{q_o \beta_o}{q_t \beta_o}; \quad \frac{k_w}{\mu_w} = \lambda_T \frac{q_w \beta_w}{q_t \beta_o}; \quad \frac{k_s}{\mu_s} = \lambda_T \frac{(q_g - R_s q_o) \beta_g}{q_t \beta_o}$$

Como se mencionó en líneas anteriores los modelos están compuestos por 3 “submodelos” que se detallarán a continuación:

Modelos de pozos

En el análisis de presiones transitorias el modelo del pozo/ vecindad del pozo domina la respuesta temprana del transiente después de que los efectos de almacenamiento han terminado y antes de que el flujo radial infinito domine la respuesta. La geometría del pozo puede crear regímenes de flujo con una forma específica en la derivada de Bourdet y linealidad en determinados gráficos especializados. Las presiones en este periodo son afectadas por el daño/estimulación existente en el yacimiento y por efectos de almacenamiento duradero. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 175)

El trabajo del interpretador en la región de tiempos tempranos, consiste en identificar y cuantificar el comportamiento de la respuesta de presión influenciada por lo que sucede en el pozo y cercanías.

Los modelos de Pozos más estudiados en el análisis de Pruebas de Pozos son: Pozo Vertical con Almacenamiento Constante y daño, Pozo Vertical con Almacenamiento Variable y daño, Pozo Vertical con Espesor Parcialmente Disparado, Pozo Vertical Hidráulicamente Fracturado, Pozos Horizontales, etc. Durante el desarrollo de este estudio, se utilizaron los siguientes modelos de pozos:

Pozo Vertical Con Almacenamiento Constante y Daño

El modelo más sencillo es un pozo vertical con intervalo de disparos igual al espesor del yacimiento. Se lo conoce simplemente como “Almacenamiento y Daño”, porque estos dos parámetros afectan principalmente a la respuesta en la región de tiempos tempranos, tanto en gráficos log-log y de línea recta. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 176.177)

El comportamiento en la derivada de Bourdet, es función del factor C^*e^{2s} . La amplitud de la “joroba” de la derivada depende del valor del skin factor, a mayor skin, mayor tamaño del a joroba (ver Fig. 1.11), mientras que el valor del coeficiente de almacenamiento influye en el retraso del IARF a mayor C,

más tiempo se requiere para observar el flujo radial infinito en el yacimiento.

(Ver Figura. 1.12)

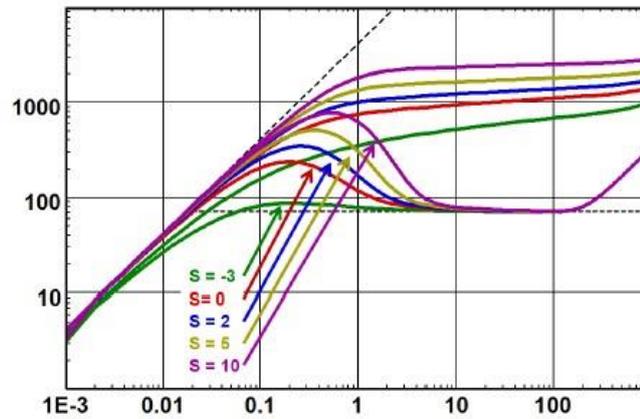


Figura 1. 11 Sensibilidad de la respuesta de presión al factor de Piel

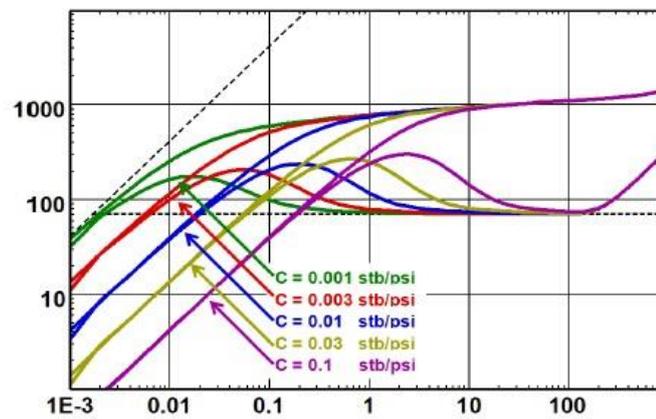


Figura 1. 12 Sensibilidad a la respuesta de presión al coeficiente de almacenamiento

Pozo Vertical con Almacenamiento Variable y Daño

El caso más común de efecto de almacenamiento variable está relacionado al cambio de la compresibilidad del fluido en el pozo. Si consideramos un pozo productor de petróleo aun cuando fluye a presiones por arriba del punto de burbuja en yacimiento, en algún punto (en la completación) podría existir liberación de gas, es decir un punto en el que la presión sea menor a la presión de burbuja. O si existe gas libre en el yacimiento ($P_r < P_b$) por ende habrá gas en la completación. En estos casos la compresibilidad promedio del fluido en el pozo estará dominada por la compresibilidad del gas, esto resulta en un incremento del coeficiente de almacenamiento en el tiempo durante la producción, sucede lo contrario durante el cierre. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 178-180). Existen 3 maneras de modelar almacenamiento variable:

- Analíticamente
- Numéricamente
- Realizando correcciones PVT

Los modelos analíticos consideran un coeficiente de almacenamiento inicial y uno final, algunos consideran la transición entre ambos valores. Las figuras de abajo ilustran casos de coeficiente de almacenamiento creciente

(drawdown) y decreciente (build up) en el tiempo (Figura 1.13), usando el modelo analítico de Hegeman.

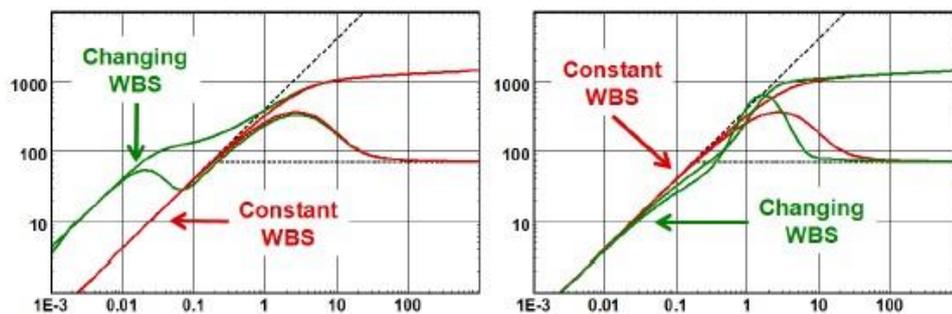


Figura 1. 13 Crecimiento y Decrecimiento del Almacenaje

Pozo Vertical Hidráulicamente Fracturado

Una de las técnicas más usadas para estimular un pozo dañado es el Fracturamiento Hidráulico. El Fracturamiento consiste en bombear fluido a presiones de operación por encima de la presión de fractura de la formación y dentro de los límites permitidos por la completación, con ello se consigue crear canales, fracturas de alta conductividad en el yacimiento. Mientras se bombea el tratamiento con arena (u otro apuntalante), ésta se aloja en el interior de las fracturas, para que al finalizar las operaciones no se cierren los canales y queden abiertos al flujo. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 181)

En pruebas de pozos se asume que la fractura son dos perfectos rectángulos (ver figura 1.14), cada uno tiene una longitud X_f y para fracturas que

penetran toda la formación, la altura del rectángulo es igual al espesor de la formación.

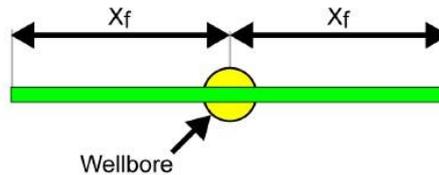


Figura 1. 14 Vista en Planta de la Fractura creada Hidráulicamente

Patrones de Flujo en Pozos Hidráulicamente Fracturados

Interpretar las presiones transitorias obtenidas de pozos fracturados, es de importancia para evaluar el éxito de la estimulación, los sistemas fracturados presentan patrones de flujo característicos, que dependen del tipo de fractura. Por ende su identificación en la interpretación ayuda en el modelamiento y caracterización del sistema. (Lee, Rollings, y Spivey, (2003).)

Durante la prueba de un pozo fracturado, el flujo en la cercanía del pozo puede ser descrito por los siguientes 5 patrones de flujo (ver figura 1.15):

- Flujo Lineal en la Fractura
- Flujo Bilineal
- Flujo Lineal en la Formación

- Flujo Elíptico
- Flujo Pseudoradial

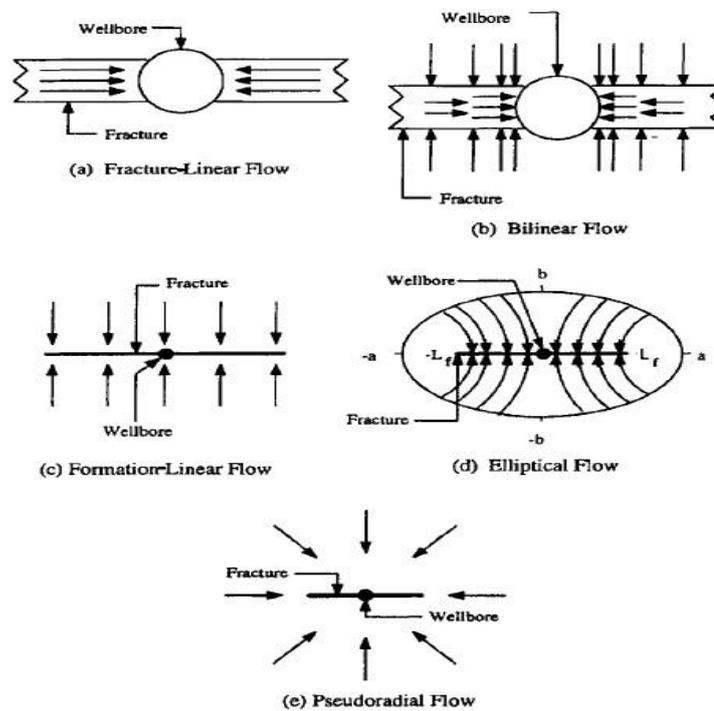


Figura 1. 15 Patrones de Flujo en pozos fracturados hidráulicamente

Los patrones de flujo mencionados, están separados por periodos de transición, el patrón de flujo más temprano es el Flujo Lineal en la Fractura. Este patrón tiene una duración muy corta y está generalmente enmascarado por los efectos de almacenamiento del pozo. Durante este periodo la mayoría del flujo que ingresa al pozo, proviene de la expansión del fluido alojado en la fractura, dicho fluido tiene un patrón esencialmente lineal.

El Flujo Bilineal se desarrolla en fracturas con conductividad finita, en este periodo el fluido de la formación aledaña fluye linealmente hacia la fractura y de ésta última hacia el pozo. Se dice que una fractura es finita cuando su conductividad adimensional es menor a 100. Si se realiza un gráfico log-log de la caída de presión ($\Delta p = p_i - p_{wf}$) vs tiempo, se obtiene una recta con pendiente de $\frac{1}{4}$. La derivada de la presión también tiene una pendiente de $\frac{1}{4}$ para este periodo. El flujo bilineal puede durar un tiempo considerable.

El Flujo Lineal en la Formación ocurre justo después del flujo Lineal en la Fractura, sólo en fracturas de alta conductividad (fracturas con conductividad adimensional mayor o igual a 100). Este periodo dura hasta un tiempo adimensional (ver las siguientes ecuaciones) igual a 0.016. Si se realiza un gráfico log-log de la caída de presión ($\Delta p = p_i - p_{wf}$) vs tiempo, se obtiene una recta con pendiente de $\frac{1}{2}$. La derivada de la presión también tiene una pendiente de $\frac{1}{2}$ para este periodo.

El Flujo Elíptico es un patrón de flujo de transición entre el flujo lineal o casi lineal a tiempos tempranos y el flujo radial o pseudoradial a tiempos tardíos.

El Flujo Pseudoradial ocurre en fracturas de cualquier conductividad, después de un periodo de flujo suficientemente largo. Para el yacimiento la fractura parece como si se tuviera un pozo de radio extendido. A este tiempo el patrón de drenaje es considerado circular, entre más grande sea extensión

de la fractura en comparación con el tamaño del yacimiento, este flujo será distorsionado parcial o totalmente por efectos de frontera. El gráfico de derivada de la presión en este periodo se presenta como una línea de estabilización horizontal, de manera similar al IARF en sistemas pozo-yacimiento homogéneo

$$t_{L_f D} = \frac{0.1 C_{rD}^2}{\eta_{fD}^2}$$

$$t_{L_f D} = \frac{0.0002637 kt}{\phi \mu C_t L_f^2}$$

Radio de Investigación en un Sistema con un Pozo Vertical Fracturado

Los patrones de flujo descritos, también aparecen durante las pruebas de restauración de presión, la interpretación física para este caso, es que la presión se restaura hasta un valor uniforme en una región particular a un determinado tiempo de prueba. El área de la región investigada y la estabilización de la presión a valores uniformes, incrementa a medida que incrementa el tiempo de cierre. (Lee, Rollings, y Spivey, (2003).)

Fracturas con Alta Conductividad

Existen dos modelos importantes que describen el comportamiento de fracturas de alta conductividad: El modelo de Flujo Uniforme y El modelo Conductividad Infinita. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 181-183)

El primer modelo asume producción constante a lo largo de toda la fractura, mientras que el modelo de Conductividad Infinita asume que no existe caída de presión a lo largo de la fractura y este modelo es el que tiene mayor sentido físico.

Fracturas con Conductividad Finita

La geometría de la fractura de conductividad finita, es la misma que si se tratara de una fractura con conductividad infinita, la diferencia radica en que se asume que existe una caída de presión considerable a través de la fractura durante la producción.

Comportamiento

Si no consideramos el efecto de almacenamiento, el primer régimen de flujo a ocurrir es el flujo lineal a través de la fractura. Este flujo en la fractura, a su vez inducirá flujo lineal ortogonal hacia la fractura desde la formación (a

través de la fractura, ver figura 1.16). No existe flujo uniforme en la fractura como ocurría en ciertos modelos de fracturas altamente conductivas.

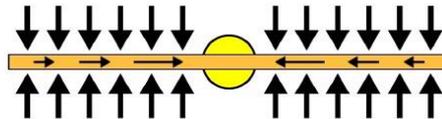


Figura 1. 16 Flujo Lineal a través de la fractura

El modelo de fractura finita es el que describe de mejor manera física a una fractura creada hidráulicamente, ya que debe existir a través de la misma alguna caída de presión, por muy pequeña que sea. Pero es insignificante en comparación con la caída de presión que existe desde la formación hasta llegar a la fractura.

Existen dos parámetros que deben ser especificados al usar este modelo de fractura, estos son: el ancho de la fractura (w) y la permeabilidad de la fractura (k_f), en realidad lo que se especifica es el producto permeabilidad ancho de fractura (kfw =conductividad de fractura).

Cuando la conductividad de la fractura es muy alta (alto kfw), el modelo se aproxima al modelo de fractura infinita, con una pendiente de $\frac{1}{2}$ que se desarrolló desde tiempos tempranos en los gráficos log-log. Si es que el

producto k_{fw} es pequeño, la caída de presión a través de la fractura es considerable.

Durante este flujo las curvas de la caída de presión y la derivada de Bourdet son rectas paralelas con pendientes igual a $1/4$. El valor del nivel de la derivada (posición en el eje “y”) es igual a $1/4$ el valor del nivel de la caída de presión, referidos a un mismo tiempo. Posterior al flujo Bilineal, se alcanza el flujo lineal en la formación y los gráficos en escala log-log (derivada y caída de presión) son dos rectas paralelas con pendiente igual a $1/2$, en este periodo el valor del nivel de la derivada es igual a la mitad del valor del nivel de la caída de presión. El flujo Pseudoradial/radial se detecta cuando la derivada se estabiliza horizontalmente. Ver figura 1.17

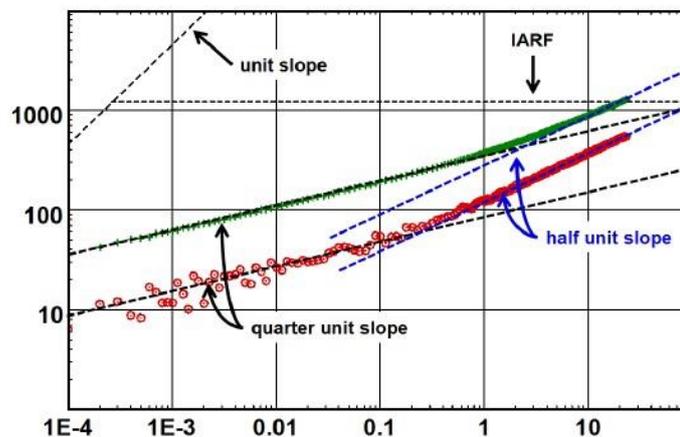


Figura 1. 17 Comportamiento de la Fractura con conductividad Finita

Sensibilidad al Producto Kfw

Para fracturas con alta conductividad, la solución se aproxima al modelo de fractura infinita y el flujo bilineal desaparece completamente (sólo se observarán las líneas con pendiente igual a $\frac{1}{2}$). Si sucede lo contrario, si la conductividad es baja, tendrá lugar el flujo bilineal seguido por el lineal y radial. Cabe mencionar que en las simulaciones que aparecen en la figura 1.18 sólo se varió el producto kfw, el resto de parámetros del modelo permanecen iguales. (Olivier V. H., (1988-2012).)193

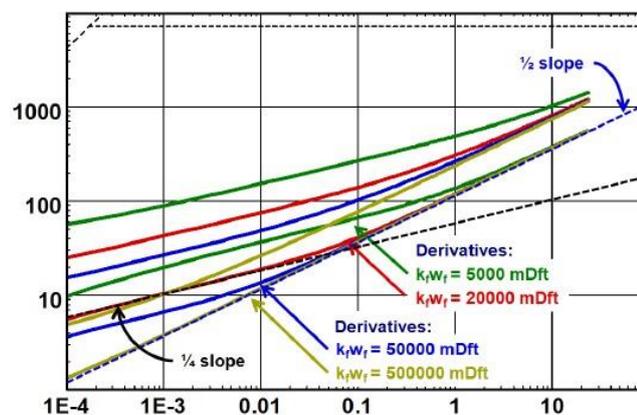


Figura 1. 18 Sensibilidad a Kfw de una fractura con conductividad finita

Sensibilidad a la Longitud Media de Fractura

Manteniendo todos los parámetros del modelo constantes a excepción de la longitud media de fractura, podremos notar que a medida que incrementa este valor, se incrementa el tiempo necesario para alcanzar el IARF. Ver figura 1.19. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 194)

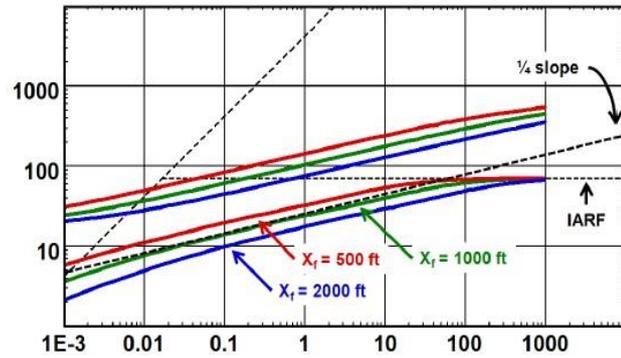


Figura 1. 19 Sensibilidad a la longitud media de la fractura

Efecto del Factor de Piel

La figura 1.20 muestra el impacto del factor de piel (S_m) para un modelo de Fractura Finita, en el comportamiento del cambio de presión y de la derivada. Se observa que al variar únicamente el factor de piel no existe impacto en la derivada, mientras que en la curva de la caída de presión, no se detecta el flujo bilineal y a medida que incrementa el daño se estabiliza. (Olivier V. H., (19882012), págs. 196,197)

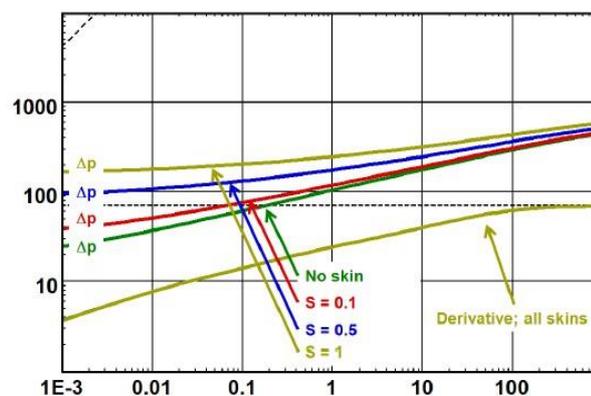


Figura 1. 20 Influencia del factor Piel en la fractura

Efecto de Almacenamiento

El efecto de almacenamiento enmascara el flujo bilineal y lineal. No hace falta que el valor del coeficiente de almacenamiento sea muy alto como para que enmascare totalmente ambos periodos de flujo. Como en el caso de fractura infinita, el interpretador puede verse en dilema de no tener certeza de que la fractura existe si es que se basa sólo en la interpretación de la prueba. En la figura 1.21 se muestra el impacto del coeficiente de almacenamiento en un modelo con fractura finita. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 195)

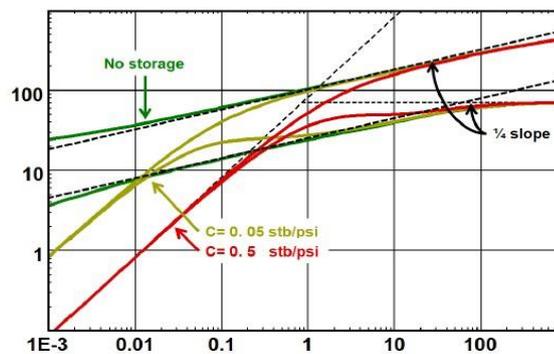


Figura 1. 21 Influencia del efecto de Almacenamiento

Modelos de Yacimiento

Durante el análisis de una prueba de presión, las características del yacimiento son detectadas después de que los efectos de almacenamiento, daño y propios del comportamiento del pozo han terminado y antes de que

se detecten fronteras o límites del sistema. El principal parámetro que se desea determinar del yacimiento es la movilidad del fluido en el mismo (k/μ). Cuando existe incertidumbre en el valor del espesor del reservorio, el parámetro de interés a calcular es kh/μ (transmisibilidad). Cuando se conoce la viscosidad del fluido, se puede determinar la capacidad de flujo (kh). (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 231) A continuación se detalla el Modelo de Yacimiento Homogéneo (el que describe el comportamiento del yacimiento analizado en este proyecto y el de la mayoría de yacimientos de la Cuenca Oriente).

Yacimiento Homogéneo

Es el modelo de yacimiento más simple, en el cual se asume que la porosidad, permeabilidad y espesor son constantes. También se considera que el medio poroso es isotrópico, es decir que las propiedades son iguales en todas las direcciones. Los parámetros que dominan la respuesta obtenida del yacimiento son: Kh/μ , ϕ , S

La respuesta de presión de un yacimiento homogéneo es simplemente la linealidad de la presión respecto al logaritmo del tiempo, en donde existe el IARF y la derivada de Bourdet se estabiliza a un nivel relacionado con la transmisibilidad del sistema. La figura 1.22 muestra la respuesta de la presión en la región de tiempos tempranos y medios de una prueba corrida

en un sistema: pozo vertical con almacenamiento constante y daño-yacimiento homogéneo. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 232)

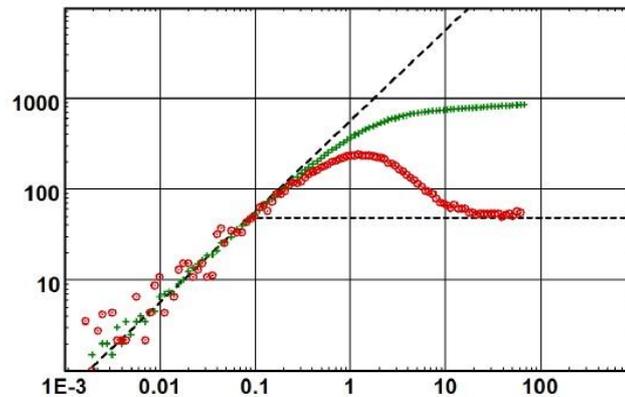


Figura 1. 22 Respuesta de la Derivada de Yacimiento Homogéneo

Sensibilidad de un Yacimiento Homogéneo a los Parámetros del Modelo.

Daño

La figuras 1.23, 1.24 presentan la respuesta de un sistema pozo-yacimiento homogéneo variando únicamente los valores del factor de piel. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 234)

Respuesta a Tiempos Tempranos: El factor de Piel (s) no afecta a la posición de la pendiente unitaria, que describe el almacenamiento puro. Pero afecta a la amplitud de la “joroba” de la Derivada de Bourdet.

Respuesta a Tiempos Medios: Una vez que se alcanza el IARF, el factor de piel no tiene efecto alguno en la posición vertical de la derivada, pues el transiente está viajando por la zona no alterada del yacimiento, pero tiene efecto en la caída de presión.

Respuesta a Tiempos Tardíos: No afecta el tiempo en el cual se alcanzará el flujo pseudocontinuo (PSS), sin embargo debido que a mayor daño mayor caída de presión necesaria para producir un mismo caudal, si las saturaciones cambian considerablemente habría un impacto en el tiempo para alcanzar el PSS.

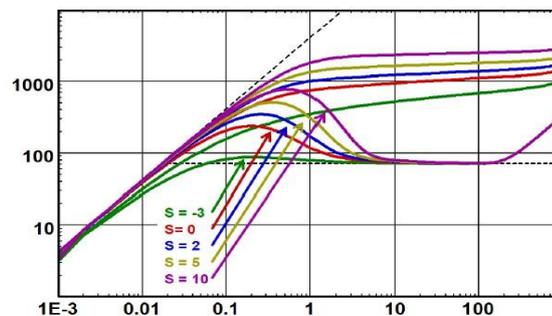


Figura 1. 23 Efecto del Factor piel – Escala Log Log

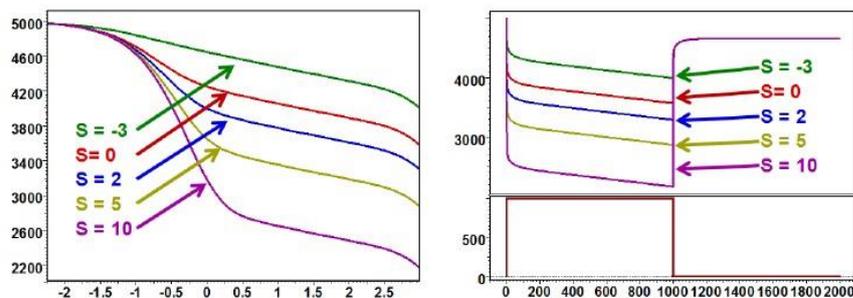


Figura 1. 24 Efecto del Factor piel – Escala Semi Log y Cartesiana

Permeabilidad

Las figuras 1.25, 1.26 presentan la respuesta de un sistema pozo-yacimiento homogéneo variando únicamente los valores de la permeabilidad del yacimiento. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 235)

Respuesta a Tiempos Tempranos y Medios: Las respuestas de la derivada tienen la misma forma, pero están desfasadas, trasladadas a lo largo de la línea de almacenamiento puro/ línea de pendiente unitaria. Cuando la permeabilidad es mayor, el yacimiento reacciona más rápido a las perturbaciones y se desvía rápidamente de los efectos de almacenaje.

Respuesta a Tiempos Tardíos: Todas las derivadas se unen en una línea con pendiente unitaria, cuando alcanzan el flujo pseudocontinuo, debido a que la permeabilidad no tiene efecto en la ecuación de balance de materiales.

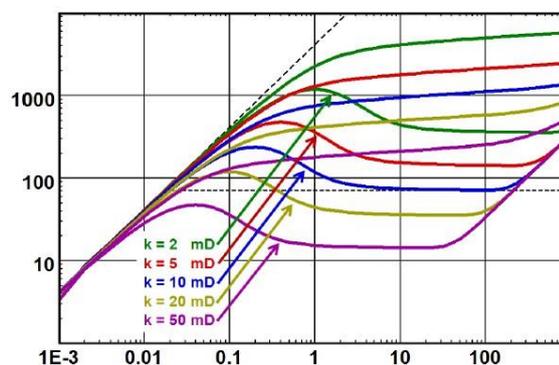


Figura 1. 25 Influencia de la permeabilidad – Escala Log Log

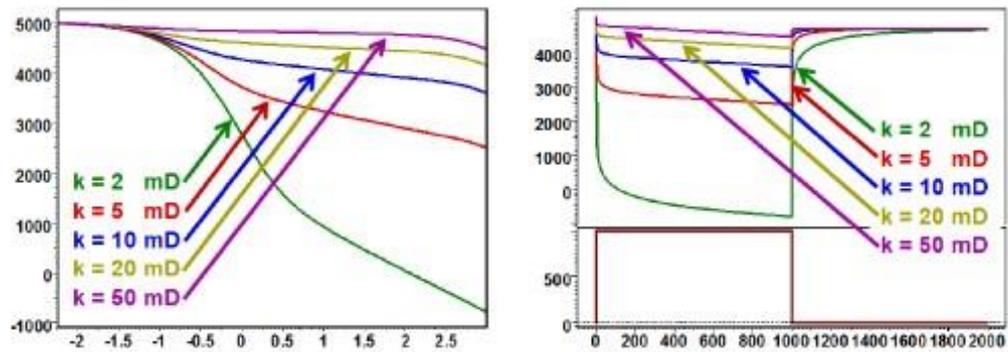


Figura 1. 26 Influencia de la Permeabilidad – Escala Semi Log

Radio del Pozo

La figuras 1.27, 1.28 presentan las respuestas de un sistema pozoyacimiento homogéneo variando únicamente los valores del radio del pozo. A tiempos tempranos influye en la amplitud de la “joroba” de la derivada de Bourdet, a menor radio del pozo, mayor amplitud. La variación de r_w , no tiene efecto en la derivada una vez que se alcanza la región de tiempos medios (IARF) y la región de tiempos tardíos (PSS). (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 236)

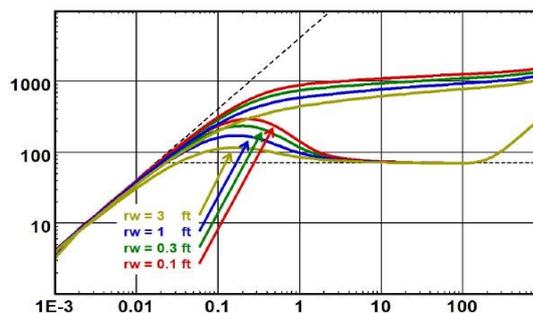


Figura 1. 27 Efecto del Radio del Pozo – Escala Log Log

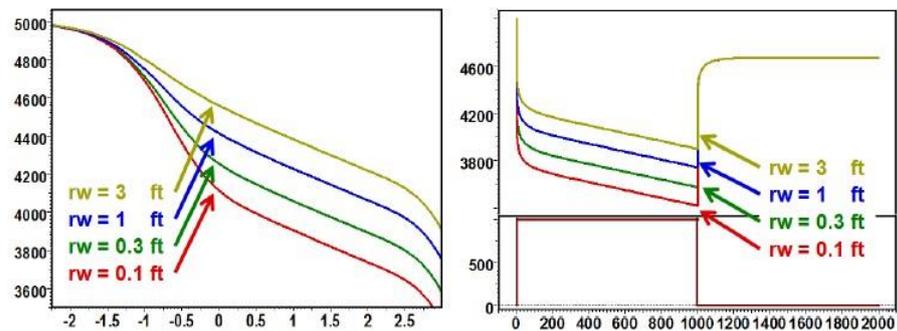


Figura 1. 28 Efecto del Radio del Pozo – Escala Semi Log y Cartesiana

Porosidad

Las figuras 1.29, 1.30 ilustran las respuestas de un sistema pozo-yacimiento homogéneo variando únicamente los valores de porosidad del yacimiento.

(Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 237)

Respuesta a Tiempos Tempranos y Medios: Una porosidad pequeña tiene como resultado una joroba de la derivada con gran amplitud, pero la variación de porosidad no tiene efecto en el nivel de estabilización.

Respuesta a Tiempos Tardíos: Para un yacimiento con un tamaño determinado, el tiempo requerido para alcanzar el flujo pseudocontinuo es proporcional a la porosidad. Es por esto que subestimar la porosidad en un 10% resulta en sobreestimar el volumen bruto en un 10%

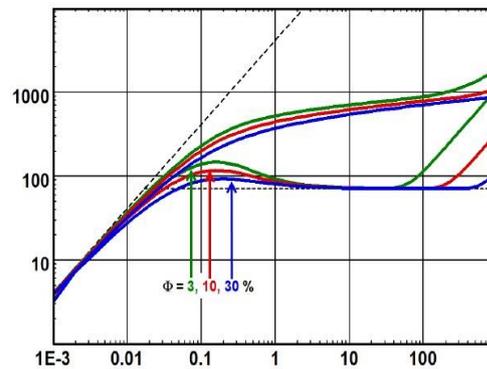


Figura 1. 29 Efecto de la porosidad del Reservorio – escala Log Log

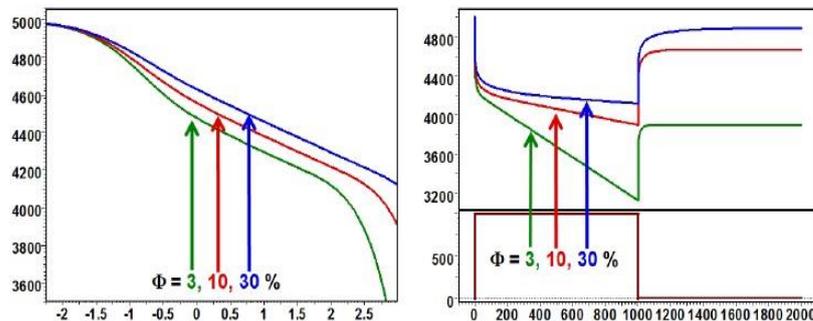


Figura 1. 30 Efecto de la Porosidad – Escala Log y cartesiana

Compresibilidad Total

Las figuras 1.31, 1.32 presentan la respuesta de un sistema pozo-yacimiento homogéneo variando sólo los valores de la compresibilidad total del sistema (ct). Las respuestas para la región de tiempos de prueba tempranos, medios y tardíos, obtenidas al variar únicamente Ct son las mismas obtenidas al variar únicamente la porosidad. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 238)

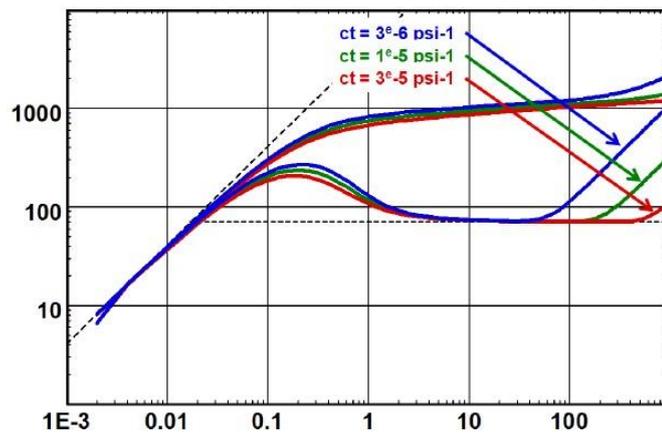


Figura 1. 31 Efecto de la compresibilidad total – Escala Log Log

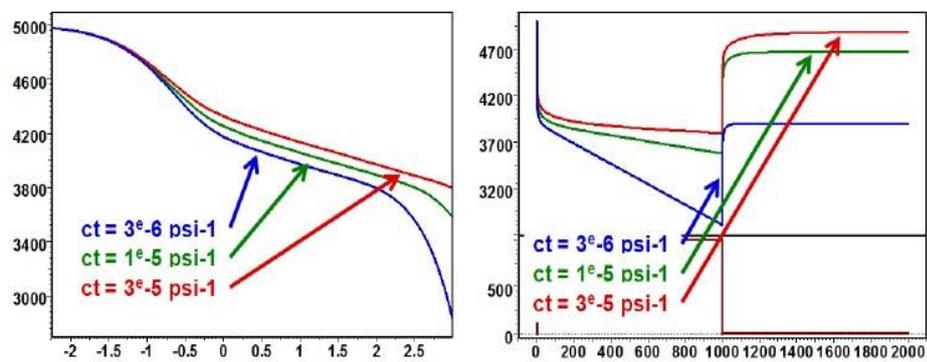


Figura 1. 32 Efecto de la compresibilidad total – Escala Semi Log y Cartesiana

Viscosidad

Las figuras 1.33, 1.34 presentan la respuesta de un sistema pozo-yacimiento homogéneo variando únicamente los valores de viscosidad.

Si comparamos las respuestas de presión obtenidas al variar la permeabilidad, notamos que son exactamente opuestas a la variación de la viscosidad del fluido. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 239)

Respuesta a Tiempos Tempranos y Medios: Las respuestas de la derivada tienen la misma forma, pero están desfasadas, trasladadas a lo largo de la línea de almacenamiento puro/ línea de pendiente unitaria. Cuando la viscosidad del fluido es menor, el yacimiento reacciona más rápido a las perturbaciones y se desvía rápidamente de los efectos de almacenaje

Respuesta a Tiempos Tardíos: Todas las derivadas se unen en una línea con pendiente unitaria, cuando alcanzan el flujo pseudocontinuo.

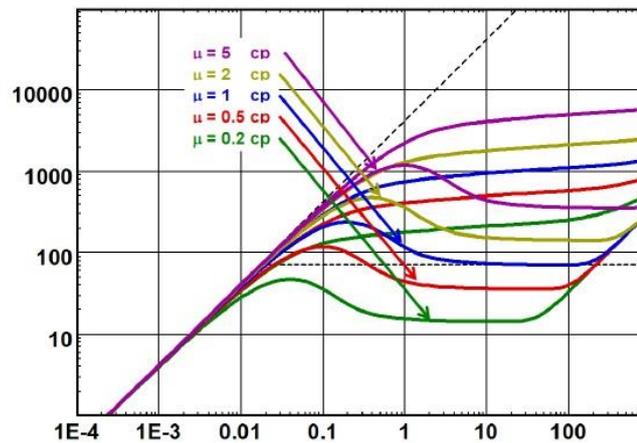


Figura 1. 33 Efecto de la Viscosidad – Escala Log Log

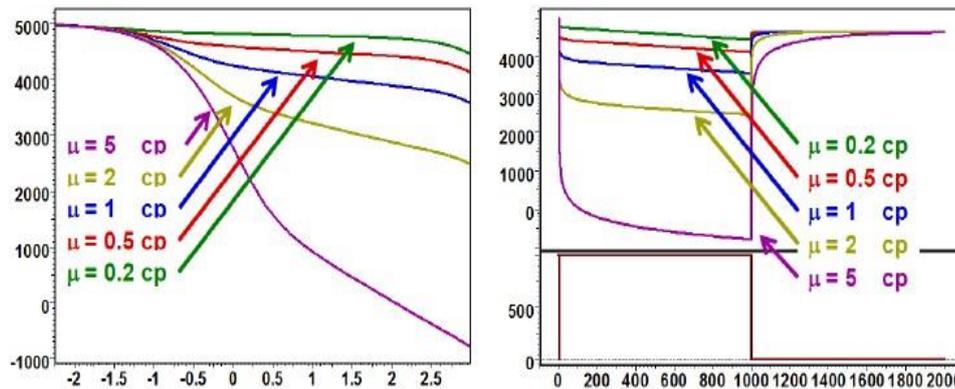


Figura 1. 34 Efecto de la Viscosidad – Escala Semi Log y Cartesiana

Espesor del Yacimiento de la Zona de Pago

Las figuras 1.35, 1.36 presentan la respuesta de un sistema pozo-yacimiento homogéneo variando únicamente los valores del espesor de la zona de pago. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 240)

Respuesta a Tiempos Tempranos y Medios: Cambiar el espesor de la zona de pago, tiene el mismo efecto que variar la permeabilidad y el efecto opuesto a variar la viscosidad. Esto quiere decir que el conjunto de factores que dominan la respuesta de presión del modelo a parte del almacenamiento y daño es el producto kh/μ .

Respuesta a Tiempos Tardíos: El espesor del yacimiento tiene un efecto a tiempos tardíos, porque si es considerado en los cálculos de balance de materiales. La sensibilidad del espesor en el posicionamiento de la recta que

indica el flujo pseudocontinuo a tiempos tardíos, es similar a la sensibilidad a la compresibilidad total y a la porosidad.

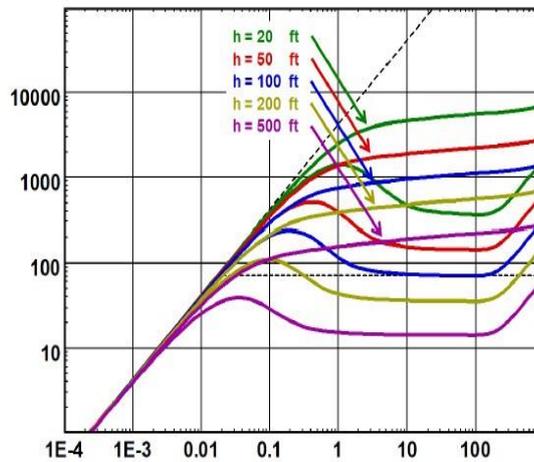


Figura 1. 35 efecto del Espesor del reservorio – Escala Log Log

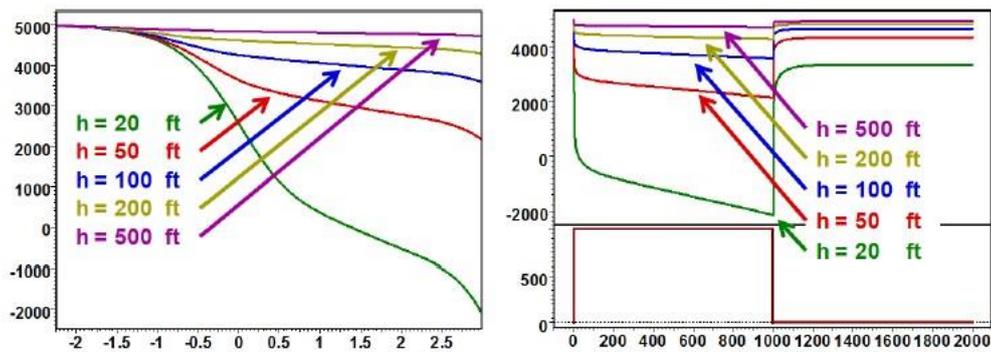


Figura 1. 36 Efecto del Espesor – escala Semi Log y Cartesiana

Caudal de Producción

La figuras 1.37, 1.38 presentan la respuesta de un sistema pozo-yacimiento homogéneo variando únicamente los valores de los caudales de producción.

El resultado de variar q_B está relacionado directamente con la caída de

presión, a mayor caudal se necesita una mayor caída de presión ($\Delta P = p_i - p_{wf}$). (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 241)

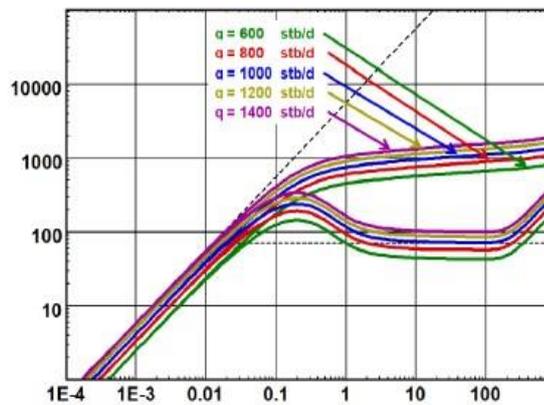


Figura 1. 37 Efecto del Caudal – Escala Log Log

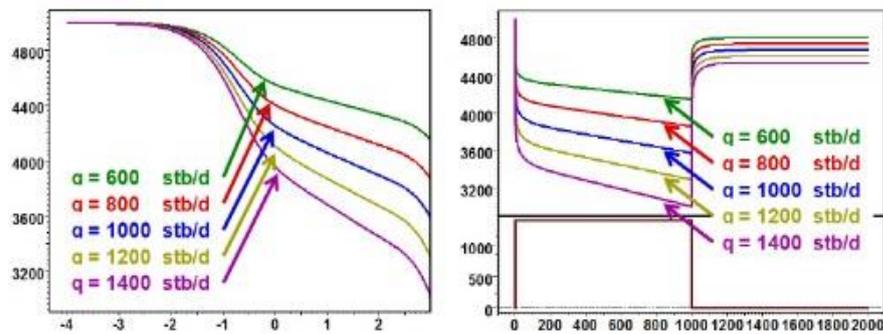


Figura 1. 38 Efecto del Caudal – Escala Semi Log y Cartesiana.

Modelos de Fronteras

La detección de fronteras provoca desviaciones del flujo radial, y que el flujo dominante sea hemirradial, pseudocontinuo o continuo, dependiendo si el

yacimiento presenta fallas, si es cerrado o abierto. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 285)

Existen límites verticales superiores e inferiores a parte de los límites areales del yacimiento, pero sólo se consideran cuando existe flujo vertical en el yacimiento. Los modelos de fronteras incluyen: una sólo falla, fallas intersecantes, yacimientos cerrados (circulares, cuadrados, etc.), yacimientos abiertos /con mantenimiento de presión, entre otros.

Tipos de Fronteras

Una frontera es una superficie ubicada a una distancia determinada del pozo evaluado, desde que el momento en que el transiente llega a la frontera se provoca un cambio en el estado de flujo. En la figura 1.39 se presenta el ejemplo más común de una frontera, es una falla sellante. (Class Notes PEG 493)

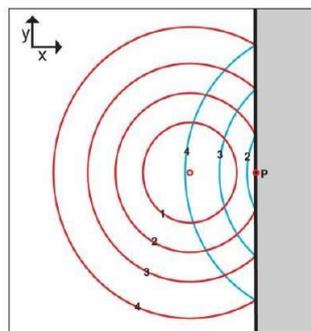


Figura 1. 39 Falla Sellante

Las fronteras más estudiadas son: **Fronteras de No Flujo, Fronteras de Presión Constante, Fronteras con Fugas y Fronteras Conductivas**. Para el presente estudio se analizaron Fronteras de No Flujo (Fallas) por lo que serán detalladas a continuación.

Fronteras de No- Flujo

En este tipo de fronteras no existe flujo en ninguna dirección a través de la frontera. Matemáticamente la formulación de esta condición está dada por la Ley de Darcy, considerando caudal cero en la frontera, en dirección ortogonal a la misma. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 287)

Fronteras de Presión Constante

Una frontera de presión constante, es una superficie en la que existe suficiente mantenimiento de presión para mantener en la frontera generalmente la presión inicial del yacimiento. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 288) La figura 1.40 muestra la sección vertical del perfil de presión en un yacimiento abierto, en el cual existe influjo de agua para mantener la presión constante.

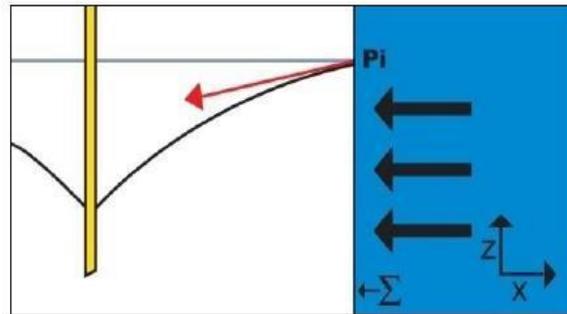


Figura 1. 40 Efecto del Influjo en un Yacimiento Abierto

Frontera de No Flujo-Falla Sellante

El caso más simple para modelar una frontera de no flujo, es considerar una falla sellante de extensión infinita. El comportamiento del sistema con dicha frontera, se describe analíticamente usando el método de las imágenes. El efecto de una falla sellante es equivalente a posicionar simétricamente a otro pozo imaginario con exactamente el mismo historial de producción (ver figura 1.41), esto ocasionará una caída de presión adicional en el pozo producto de la “producción” del pozo imaginario. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 290)

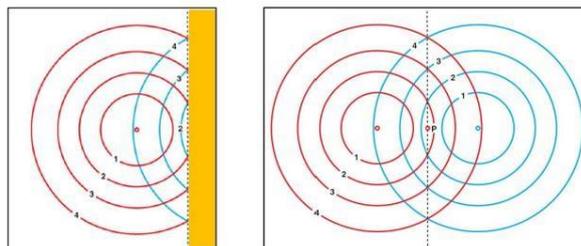


Figura 1. 41 Efecto de una falla Sellante

Respuesta para una Prueba de Drawdown

La respuesta de presión está caracterizada por una línea recta cuando se alcanza el IARF inicial, luego se detecta la falla sellante y la respuesta se desviará hasta estabilizarse en otra recta con pendiente igual al doble de la anterior, cuando se establece el flujo hemi radial (ver figura 1.42). La permeabilidad del yacimiento y el factor de piel total equivalente (s) se determina de la pendiente de la recta del IARF inicial. El intercepto entre ambas líneas indica la distancia del pozo hacia a la falla. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 291)

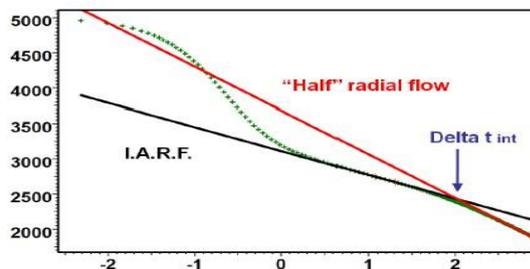


Figura 1. 42 Respuesta de Presión para una falla en Escala Semi Log (Drawdown)

Respuesta para una Prueba de Build Up

El comportamiento es el mismo que el de una prueba de declinación de presión, luego de que los efectos de almacenamiento y daño desaparecen, la respuesta es dominada por el IARF inicial, La única diferencia para un Build Up es que el intercepto de la línea del flujo hemi radial con el eje "Y" es

usado para estimar el valor de p^* (ver figura 1.3.43). (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 292)

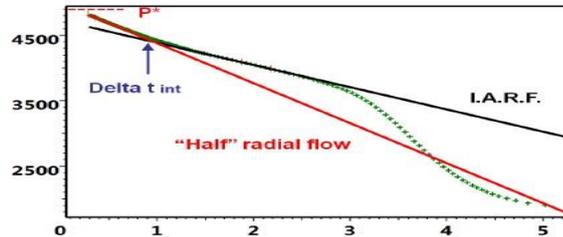


Figura 1. 43 Respuesta de la Presión a una falla – Escala Semi Log, Gráfico de Horner (Build up)

Análisis Log- Log

En un gráfico log-log, la derivada en la región de tiempos medios sigue la respuesta infinita a un nivel correspondiente a los parámetros del yacimiento durante el IARF (ver figura 1.44). Cuando se detecta la falla sellante, la derivada se desvía de este comportamiento, y tiende a elevarse hasta estabilizarse a un nivel el doble del IARF inicial. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 293)

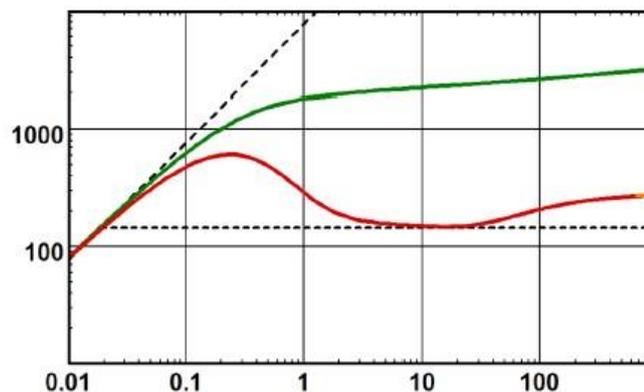


Figura 1. 44 Efecto Log Log en presencia de Falla

Sensibilidad a la Distancia a la Frontera

La figura 1.45 muestra el efecto que tiene la distancia pozo-frontera en la respuesta de la presión. Como en cualquier caso de difusión radial, el factor que gobierna dicha difusión es el tiempo transcurrido dividido para el radio de investigación al cuadrado. Si se dobla la distancia a la frontera, se multiplica por 4 el tiempo en que se detectará la misma. Para fronteras muy cercanas la presión se comportará como un yacimiento homogéneo infinito con una capacidad de flujo aparente igual a la mitad de la capacidad de flujo real. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 293)

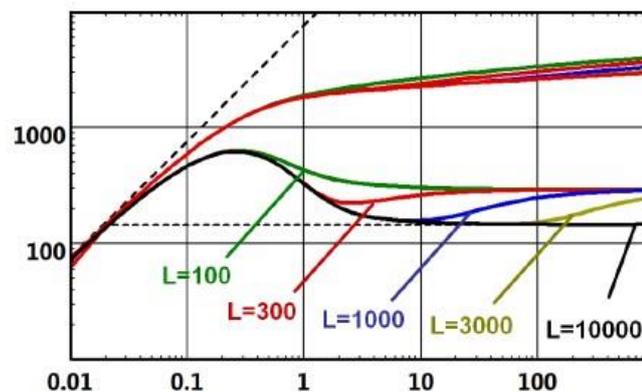


Figura 1. 45 Influencia de la distancia de los límites en la derivada

Consideraciones del Modelo de Falla Sellante

El valor de la pendiente observado durante el flujo hemirradial es rara vez el doble de la pendiente del IARF original, cuando se trabaja con data real. Se requiere al menos un ciclo y medio de tiempo después de la desviación del

IARF para observar dicha pendiente. Lo más común es observar otras fronteras antes de que la pendiente igual al doble de la original se pueda apreciar y en pocas ocasiones las pruebas duran periodos muy largos como para poder verificar el valor de la pendiente del flujo hemiradial.

El modelo de frontera de no flujo, falla sellante es usado cuando la pendiente es menor que el doble de la original, por lo antes explicado. También porque es el modelo de frontera más simple que relaciona el tiempo y distancia. Si observamos la desviación del IARF, y si la desviación corresponde a una frontera/límite, considerar que es una falla sellante, proveerá una buena estimación de la distancia a dicha frontera. Ver figura 1.46 (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 294)

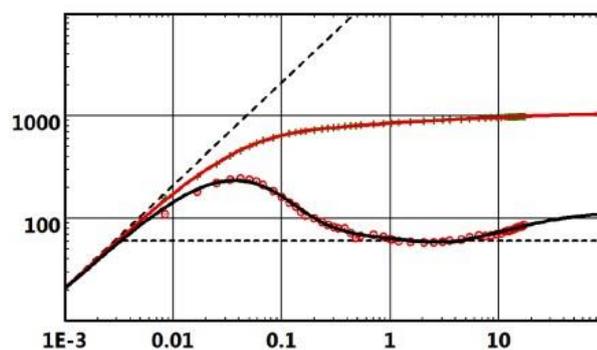


Figura 1. 46 Ajuste a un Modelo de Falla Sellante

Fallas Intersecantes

El modelo de una falla sellante, (El modelo de una sola falla sellante, es el caso particular de fallas intersecantes cuando $L1=L2$ y $\theta=\pi$) es la manera más simple de relacionar el tiempo de detección de una frontera y la distancia al pozo de la misma. En una prueba de pozo real es raro observar que la derivada de Bourdet se estabilice hasta un valor en el eje “y” igual al doble de la pendiente del IARF. Esto se debe a que muy probablemente se detecten más fallas u otros límites del yacimiento. Uno de los modelos analíticos que pueden describir el comportamiento de sistemas complejos de fallas (sistemas modelados bajo el principio de yacimiento un yacimiento infinito) es el Modelo de Fallas Intersecantes. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 295)

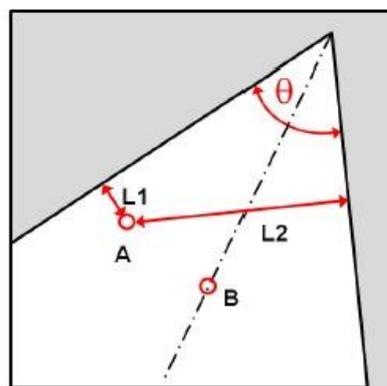


Figura 1. 47 Esquema de Fallas Intersecantes.

En la figura 1.47, el pozo productor está ubicado entre dos fronteras lineales de extensión infinita que se intersectan. En donde θ es el ángulo entre las fallas (1 y 2), L_1 , corresponde a la distancia ortogonal entre la falla 1 y el pozo, mientras que L_2 , corresponde a la distancia ortogonal entre la falla 2 y el pozo. Cuando el pozo está ubicado en la bisectriz, se cumple el caso particular: $L_1=L_2$

Comportamiento

Si el pozo está considerablemente más cerca de una de las fronteras (punto A), el comportamiento inicial es similar como el analizado para una sola falla sellante. Cuando la segunda falla es detectada, la respuesta se ve afectada nuevamente (tiende a elevarse más la derivada). Si el pozo está ubicado casi equidistante a las dos fallas, la respuesta después del IARF sigue un periodo de transición para luego estabilizarse hasta un comportamiento final.

Respuesta de Presión en un Build Up

En el caso de un cierre precedido por un periodo de producción, el gráfico elegido para analizar la data es el de Horner (ver figura 1.48) y en el caso de un historial de producción más complejo, éste se reemplaza por el gráfico de Superposición.

El comportamiento una vez detectada la primera frontera está caracterizado por una desviación de la línea del IARF, seguido por un periodo de transición hasta la aparición de una línea recta con pendiente igual al doble de la inicial. Luego, cuando la segunda frontera es detectada, se presenta el flujo radial “final” y está representado por una línea recta con pendiente igual a $(2\pi)/\theta$ veces la pendiente inicial. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 297)

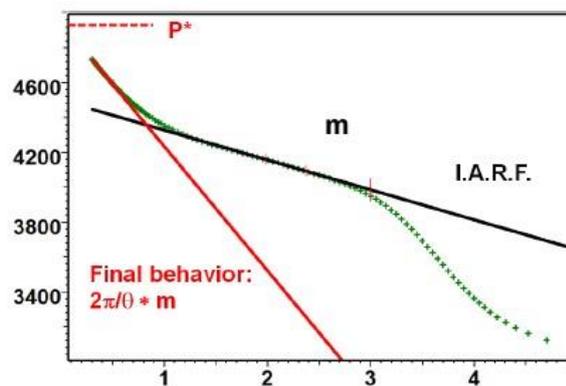


Figura 1. 48 Gráfico de Horner – Fallas Intersecantes

Análisis Log-Log

En un gráfico log-log, la respuesta estará dominada por la estabilización final de la derivada de Bourdet hasta un nivel en el eje “y” igual a $(2\pi)/\theta$ veces el nivel de estabilización del IARF. El nivel de estabilización del flujo radial “final” provee un estimado del ángulo entre las fallas, mientras que el tiempo en el que se desvía la respuesta del IARF provee un estimado de la distancias de las fallas al pozo. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 297,298)

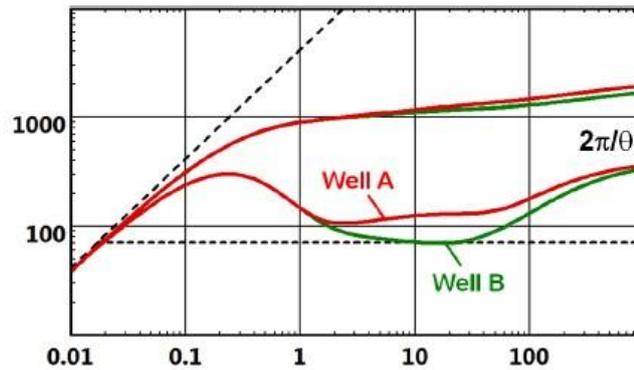


Figura 1. 49 Gráfico Log Log Fallas Intersecantes

Luego de haber determinado los parámetros básicos del yacimiento (k y S) es posible conocer la capacidad productiva del sistema, para lo cual es fundamental revisar los conceptos presentados en la siguiente sección:

PRODUCTIVIDAD

Indice de Productividad (IP)

Es la relación entre la tasa de influjo del pozo y la caída de presión (dq/dp) (Jean Pierre Massaad, 2009) y es a menudo expresado como se muestra en la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{0,00708K_o h}{\mu_o \beta_o \ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S}$$

Esta ecuación para flujo de petróleo puede ser empleada asumiendo lo siguiente:

- Flujo radial alrededor del pozo
- Flujo en una sola fase
- Permeabilidad homogénea
- Formación completamente saturada
- Yacimiento Cerrado

Este índice de productividad tiene sentido en flujo de estado pseudocontinuo y continuo donde el drawdown de presión permanece constante en el tiempo, y no variable como en el estado de flujo transitorio. Los factores que afectan el IP son dados por el comportamiento de:

- Fases en el reservorio
- Permeabilidad relativa
- Viscosidad del petróleo
- Factor volumétrico del petróleo

Inflow Performance Relationship (IPR)

Es la relación funcional entre la tasa de flujo en la cara de la arena y la presión dinámica de fondo (p_{wf}). (Hirschfeldt, 2008)

El IPR es ilustrado gráficamente por líneas de presión de fondo fluyentes versus caudales como se muestra en el grafico 1.50, donde la presión está en el rango de la presión promedio del reservorio y la presión atmosférica; para cada caudal le corresponde una presión de fondo y cuando el caudal es máximo ($Q_{m\acute{a}x}$ o AOF) la presión fluyente es cero ($P_{wf}=0$)

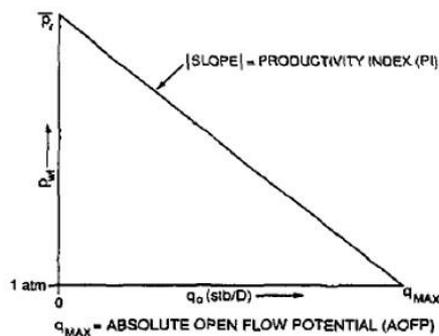


Figura 1. 50 Curva del IPR – Gráfico de Presión vs Caudal

IPR Vogel

Se usa para el caso de reservorios con flujo bifásico donde la presión del reservorio está por debajo del punto de burbuja como se ve en la gráfica 1.51. (Hirschfeldt, 2008)

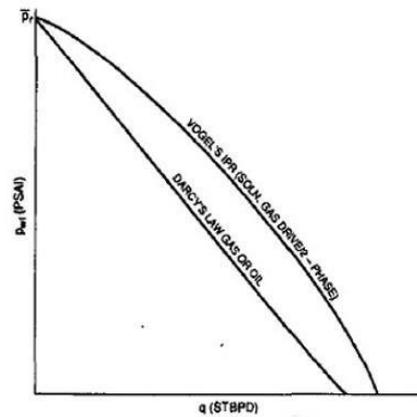


Figura 1. 51 Curva del IPR - Vogel

La ecuación que modela este comportamiento es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{P_R} \right)^2$$

Hay que considerar que el IPR de Vogel es aplicado a pozos que no han sido alterados en su permeabilidad (sin daño, $k=0$), Standing extendió estas curvas para usarlas en pozos dañados o estimulados ($k \neq 0$)

IPR Compuesto

Dentro de los reservorios sub saturados existen 2 aplicaciones para conocer la productividad del pozo, un caso se da cuando la presión fluyente está por debajo de la presión de burbuja y la presión promedio está por encima; y el otro caso cuando la presión promedio del yacimiento está por debajo del punto de burbuja (Vogel y Standing). El caso analizado es el primero, esto

quiere decir que es una combinación de índices de productividad (ver en la gráfica 1.52). (Hirschfeldt, 2008)

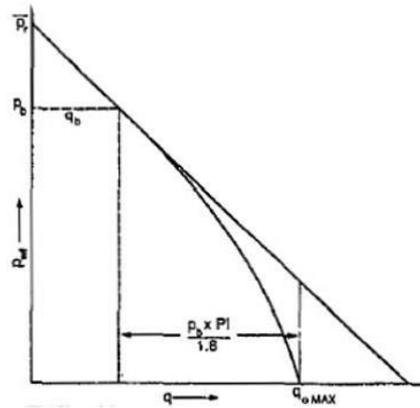


Figura 1. 52 Curva del IPR compuesto

La primera porción de este IPR se basa en la ley de Darcy y la segunda en el método de Vogel, la siguiente ecuación es una aplicación de ambos métodos para tasas de flujo mayores que la tasa del punto de burbuja (q_b), esto es $P_{wf} < P_b$.

$$q_o = q_b + (q_{o(max)} - q_b) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

CAPITULO 2

El Análisis Moderno de Presiones Transitorias se fundamenta en el uso de software diseñados para ser amigables con el usuario y contar con una gran capacidad analítica y numérica para modelar un sistema.

Para el desarrollo de este proyecto se usó el software SAPHIR v4.30.08 de la Plataforma Ecrin (Kappa Eng.), que fundamenta su metodología en la aplicación de la Derivada de Bourdet. La forma de la derivada es la herramienta principal para el diagnóstico y el ajuste entre la data real y el modelo creado. Este software cuenta con herramientas adicionales que

permiten determinar productividad de pozos y realizar una proyección de la producción.

2 FLUJO DE TRABAJO EN EL SOFTWARE SAPHIR (ECRIN V4.30.08)

Nos referimos con Flujo de Trabajo, al procedimiento necesario a seguir en Saphir para caracterizar un modelo y poder determinar su productividad. El Flujo de Trabajo en Saphir para cumplir con los objetivos del presente trabajo es el siguiente:

2.1 Inicialización

El interpretador debe ingresar la información necesaria para identificar el tipo de prueba a analizar y seleccionar las principales características del sistema. (Ver figura 2.1). (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 99) En esta etapa se define lo siguiente.

- El tipo de prueba a analizar.
- El fluido de referencia para el análisis (si es un pozo productor principalmente de petróleo, gas o si produce sólo agua)

- Si el análisis de la prueba se realizará analíticamente o numéricamente, si se trata de un yacimiento no convencional, con múltiples capas o si el análisis partirá de la información obtenida con una herramienta WFT/RFT.
- Las características básicas conocidas del sistema pozo- yacimiento, como: radio del pozo, porosidad, espesor de la formación, etc.
- Parámetros PVT de los fluidos producidos

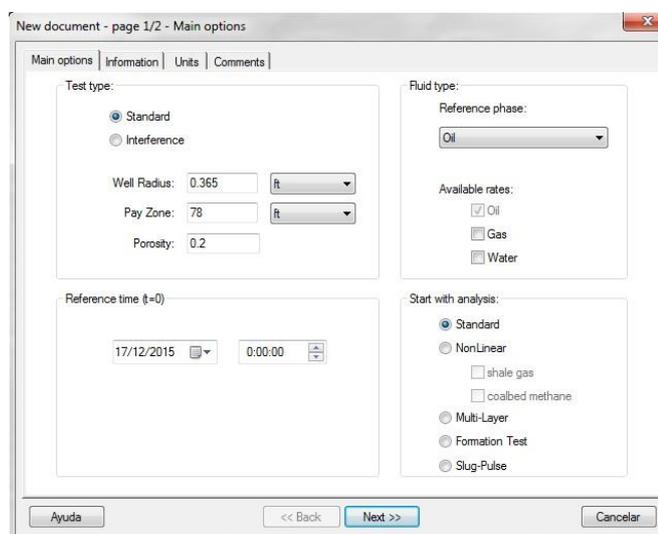


Figura 2. 1 Condiciones Generales

Si se trata de un pozo productor de un solo fluido ligeramente compresible (flujo monofásico) se deben definir sólo los siguientes parámetros PVT: Factor volumétrico de formación, viscosidad y compresibilidad total del

sistema (dichos parámetros son asumidos constantes) como se muestra en la figura 2.2.

Figura 2. 2 Parámetros PVT para sistemas con Flujo Monofásico

Si se analiza la prueba de un sistema en el cual el flujo es multifásico (en yacimiento), es necesario especificar más información para describir el comportamiento del mismo, como: el tipo de fluidos de yacimiento (gas seco, petróleo, petróleo con capa de gas, etc.), saturaciones de fluidos, salinidad del agua de formación, temperatura, presión del yacimiento, gravedad API del petróleo, gravedad específica del gas (en caso de tener presiones por debajo P_b). Saphir usa varias correlaciones PVT para (con la información antes mencionada; ver figura 2.3), calcular el factor volumétrico de formación, viscosidad y compresibilidad total del sistema para inicializar el modelo.

Luego de definir los parámetros PVT se debe verificar que los valores obtenidos en Campo sean consistentes con los calculados en Saphir a partir de correlaciones; de diferir estos valores calculados por el programa, se deben elegir otras correlaciones o especificar por default (auto fijar) hasta que sean consistentes.

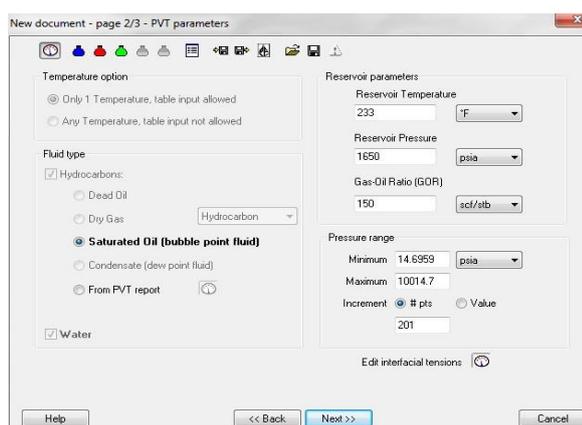


Figura 2. 3 Parámetros PVT para un Sistema con Flujo Multifásico

2.2 Carga de Data

En el PTA nos referimos a data, a caudales de producción y a las presiones referidas a dichos caudales obtenidas en una prueba de presión. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 100,101) La data puede cargarse en Saphir de la siguiente forma:

- Importando archivos de presiones y caudales guardados en formato ASCII.

- Manualmente al copiar desde una hoja de cálculo de EXCEL
- Desde una base de datos configurada para recibir información en tiempo real desde el pozo que está siendo probado.

Para el desarrollo de este proyecto, se cargó la data de presiones desde un archivo en formato ASCII (ver figura 2.4) y los caudales se cargaron manualmente usando la opción *keyboard- spreadsheet*. Las presiones durante ambas pruebas fueron registradas en *memory gauges* y guardadas en el formato antes mencionado. El formato usado en Saphir por los autores de este trabajo para cargar caudales y presiones, es el formato de Campo (*Field*).

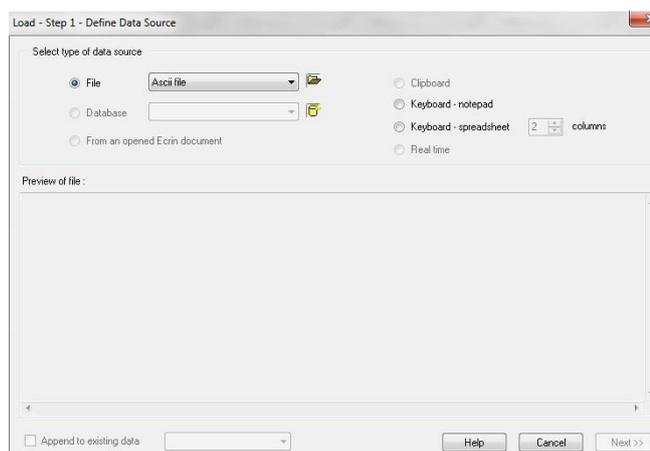


Figura 2. 4 Ingreso de la Data en Formato ASCII

Cargar Caudales

En el Oriente ecuatoriano generalmente se registran caudales en superficie y se reporta como un valor único que corresponde a la tasa de producción

estabilizada antes del cierre (si se trata de una prueba de Build up). Lo recomendable sería obtener mediciones puntuales de caudales de superficie/fondo vs el tiempo de producción. La opción recomendada para cargar los caudales en Saphir, es: *Keyboard-spreadsheet*, porque son tasas de producción discretas, es decir se tiene un valor único de la tasa de producción antes del cierre (que duró el tiempo t_p) y un valor de tasa igual a cero durante el cierre (que duró el tiempo, Δt).

En esta opción se permite cargar manualmente los valores de caudales de producción, si el flujo es multifásico (tasas de agua, de petróleo, gas), o si sólo se tienen caudales de líquido (agua, petróleo o sólo petróleo). Los caudales deben estar referidos a su duración en la prueba, en la figura 2.5 se muestra un ejemplo donde el pozo produjo 600 STB/D durante 1400 hrs. y luego se cerró durante 80 hrs.

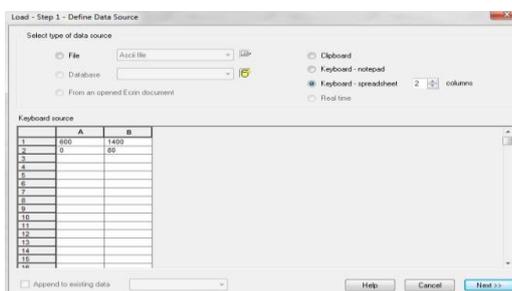


Figura 2. 5 Cargar Caudales Manualmente – prueba de Build Up

En el siguiente paso, elegimos el formato *Field*, y se debe indicar qué representa cada columna (si la columna A, corresponde a valores de caudales, si la columna B representa tiempo de duración de los caudales o viceversa). También se deben especificar las unidades para cada característica representada en columnas independientes como se ve en la figura 2.6.

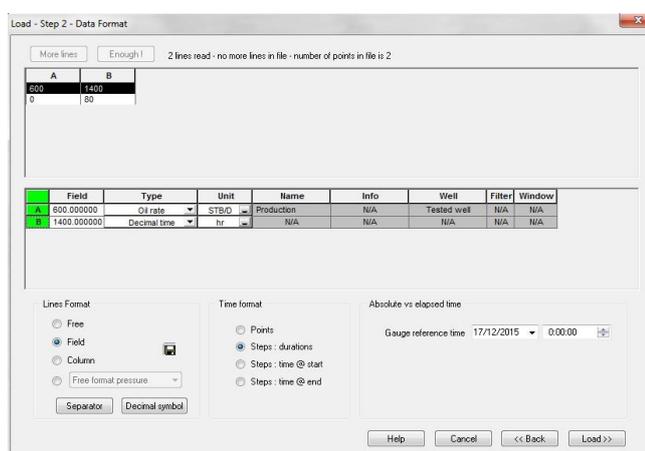


Figura 2. 6 Especificación de la Data ingresada en formato Field

En la figura 2.7. se muestran los caudales graficados por el programa Saphir con respecto al tiempo del ejemplo antes mencionado; cabe mencionar que si se registraran caudales de producción puntuales vs tiempo de prueba, la opción para cargar los caudales, es desde un archivo en formato ASCII o de Excel.

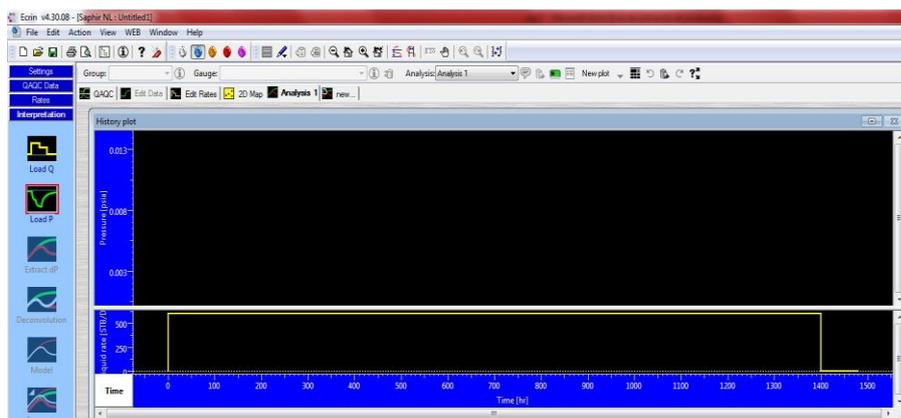


Figura 2. 7 Caudales de Producción con Respecto al tiempo

Cargar Presiones

Vamos a la opción Load P y cargamos la data de presiones de acuerdo al formato que tengamos disponible, si se tienen los valores de presiones vs tiempo en un documento de Excel y la cantidad de datos no es grande, la opción recomendada para cargar la data en Saphir es: *keyboard-spreadsheet*. El procedimiento consiste en seleccionar y copiar los valores de presiones y tiempo de la hoja de cálculo en Excel, y pegar en Saphir. Otra manera de cargar la data luego de seleccionar y copiar, es usar la opción

Clipboard.

En el oriente ecuatoriano, luego de registrar en las memorias la información obtenida de la prueba de pozo, la data es archivada en formato ASCII (en locación), para poder ser manipulada y enviada vía email para su interpretación. La opción para cargarla en Saphir es: la importación desde un

archivo en formato ASCII (*FILE; ASCII file*) como se observa a continuación en la figura 2.8.

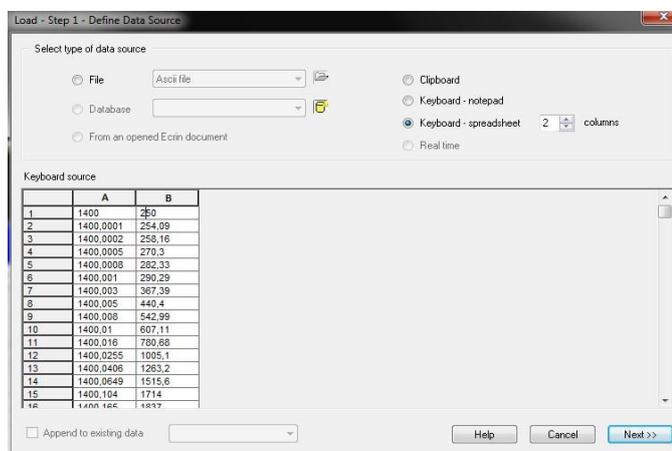


Figura 2. 8 Datos de Presión cargados en Formato ASCII

El formato a utilizar para la data de presiones, es el formato de Campo (*Field*), existen otros dos formatos: el libre y el formato en columnas, siendo el más interactivo el último. Al usar el formato de Campo (*Field*), de manera similar a cargar caudales, se define que característica representa cada columna (tiempo de prueba, temperatura, presiones, fecha y hora, ToD, etc.) con sus respectivas unidades. Existen ciertas particularidades al cargar data de presión, los valores de presión deben estar referenciados/sincronizados a un determinado tiempo, se puede referenciar: usando el tiempo de prueba (*decimal time*) y usando ToD, que toma en cuenta el tiempo de prueba, pero considerando la fecha en que se registró la información.

Se recomienda usar el tiempo de prueba *decimal time* como referencia para los valores de presión (ver figura 2.9), se debe observar en el archivo ASCII si el tiempo de muestreo está en segundos, horas o días para seleccionar las unidades del tiempo de prueba.

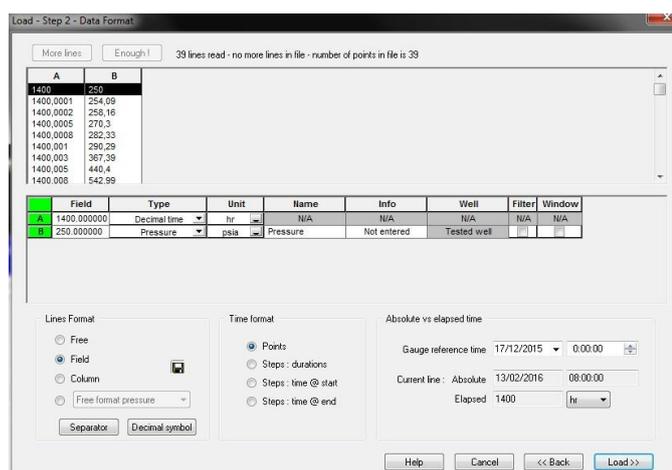


Figura 2. 9 Carga de Data de Presiones en el Formato Field

Los valores de presión son puntuales a diferencia de los valores de caudales (discretos, en lapsos), la figura 2.10 muestra en una ventana de Saphir la gráfica de presión con respecto al tiempo.

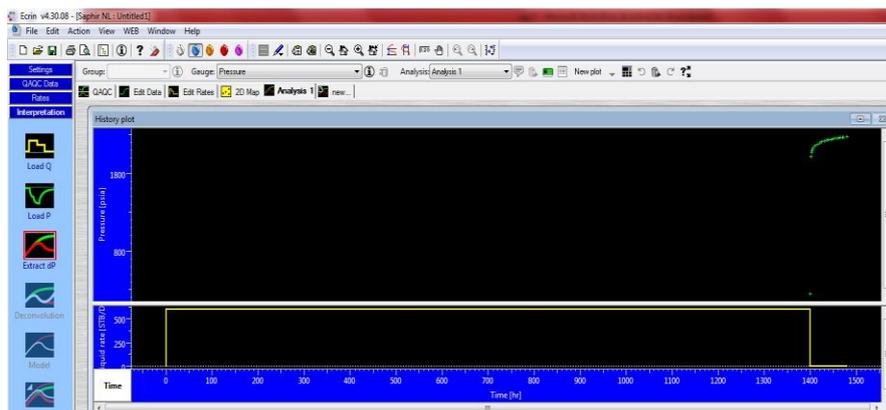


Figura 2. 10 Representación de la Presión mediante Saphir

2.3 Control de Calidad

El control de calidad es una parte fundamental en la interpretación, e incluye:

- Validación de la información obtenida de las memorias, esto permite identificar fallas, problemas de calibración, etc.
- Identificación de problemas operacionales.
- Corrección de efectos de mareas en la data.
- Diferenciar efectos de almacenamiento (pozo) de información obtenida del yacimiento.
- Corrección de Presiones por Profundidad.

Para evitar graves errores en la interpretación, parte del control de calidad consiste en diferenciar los efectos del flujo en el pozo, del flujo en el medio poroso. La redistribución de fases en el pozo puede causar errores en la selección del modelo, hay que recordar que la información es registrada en el pozo, y se desea ajustar la derivada de la información registrada a modelos de yacimientos analíticos/ numéricos. En el yacimiento el flujo puede ser monofásico, mientras que en el pozo el flujo puede ser multifásico. Para identificar redistribución de fases en el yacimiento, se colocan registradores de presión a diferentes profundidades, cualquier cambio en el gradiente de presión es registrado e indica la presencia de varias fases. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 101,102)

El ingeniero a cargo de la interpretación debe confiar en la información disponible del sistema de otras fuentes, como información obtenida de pruebas de pozos anteriores, registros eléctricos, historiales de producción, registros sísmicos, etc.

En la mayoría de operaciones de pruebas de pozos se bajan por seguridad dos memory gauges/ registradores de presión a la misma profundidad. Además, bajar dos registradores de presión ayuda a validar la información adquirida durante la prueba (ver figura 2.11).

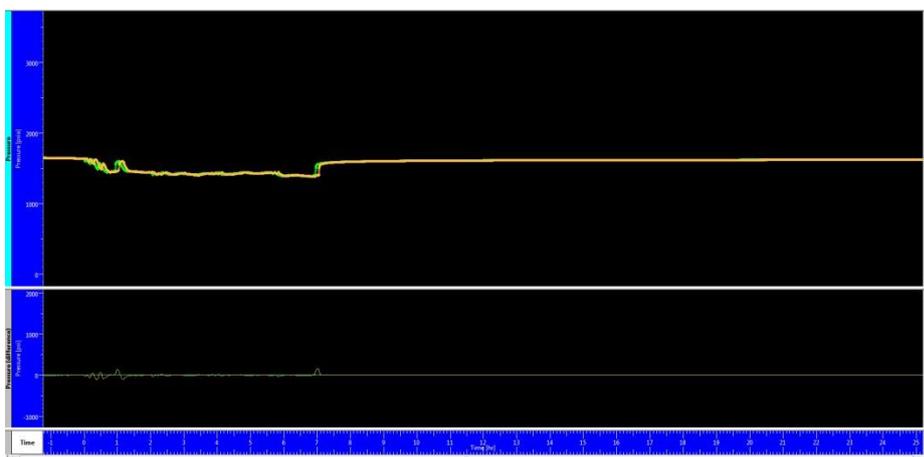


Figura 2. 11 Diferencial de Presión entre dos Memorias de igual Profundidad

En la opción More Tools existe una herramienta llamada “Well Intake” que permite corregir presiones considerando la columna del fluido existente entre la profundidad de asentamiento de las memorias y la profundidad del yacimiento como se ve a continuación en las gráficas 2.12, 13 y 14

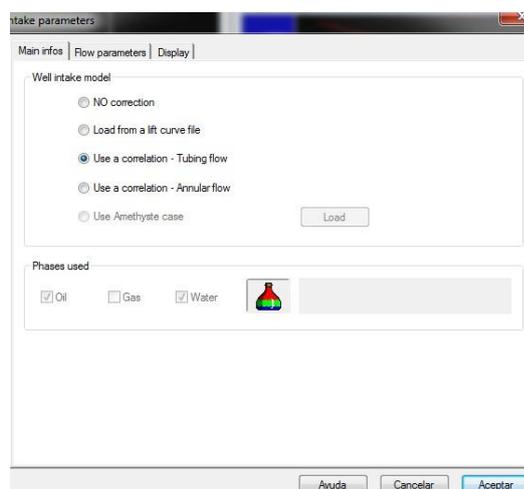


Figura 2. 12 Corrección de Presión Usando la Columna de Fluido

Intake parameters

Main info | Flow parameters | Display

Well orientation: Vertical Deviated 0 ° (deviation from vertical)

Wellhead temperature: 110 °F

Bottom hole depth: 9477 ft TVD

Bottom hole temperature: 227 °F

Water Cut: 0.75

Flow correlation: Hagedorn-Brown Bubble Flow

Tubing I.D.: 2.375 in

T. Roughness: 6E-4 in

Ayuda Cancelar Aceptar

Figura 2. 13 Corrección de Presión usando Parámetros del fluido

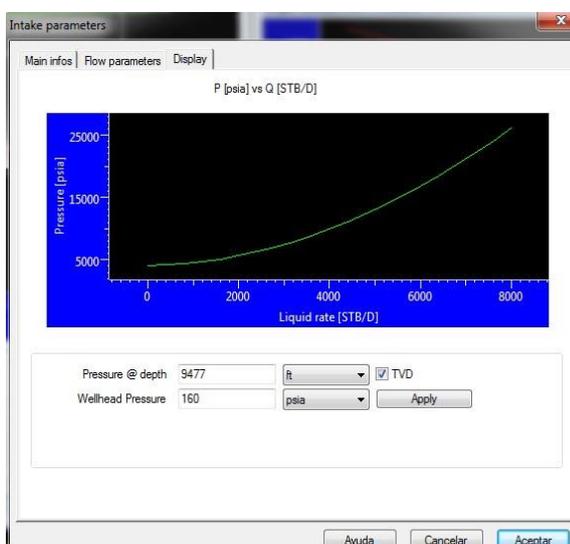


Figura 2. 14 Corrección de la Presión

2.4 Edición de la Data

Muy pocas veces se cuenta con data de buena calidad sincronizada y lista para la interpretación, a menudo las presiones son registradas en fondo (en

las memorias), mientras que los caudales son medidos en superficie y cuentan con un desfase de tiempo. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 102)

El principal objetivo de esta etapa es obtener por lo menos un conjunto de datos de presiones y caudales sincronizados y de buena calidad, con el cuál se pueda partir para la determinación de la derivada de Bourdet. La edición de la data comprende las siguientes tareas:

Sincronizar toda la data (presiones y caudales referidos en al mismo tiempo), ver figura 2.15.

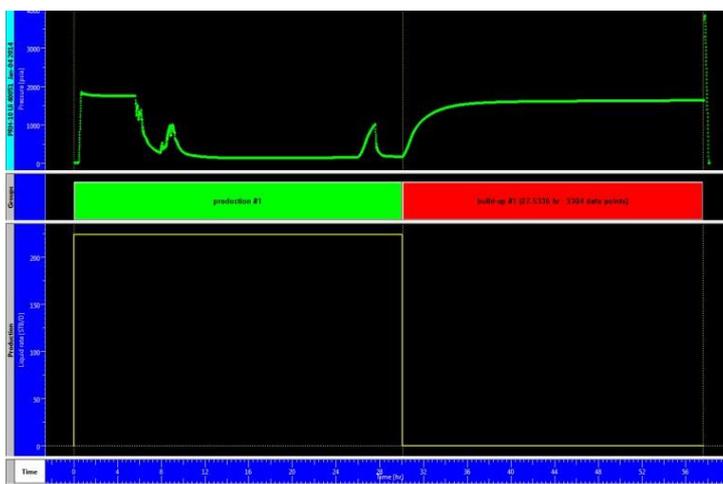


Figura 2. 15 Sincronización de la Data 8(Presión y Caudal)

De ser necesario editar el historial de producción manualmente (ver figura 2.16), es decir variar el tiempo de producción/ cierre de los caudales del reporte de producción.



Figura 2. 16 Cambio Manual de la Data de Producción

Refinar el historial de producción, cuando la información de caudales de producción es abundante y ruidosa, se borra la data que no corresponde al comportamiento del yacimiento como se aprecia en la figura 2.17.

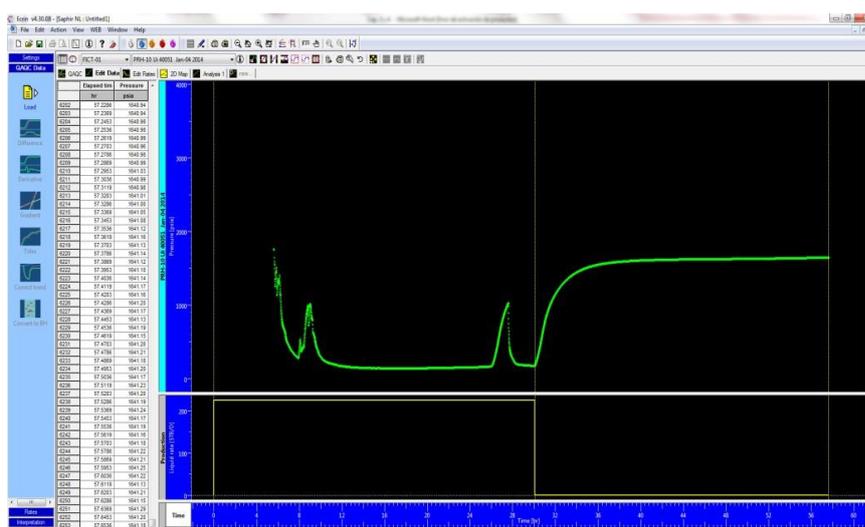


Figura 2. 17 Refinación de la Data

SEMI-LOG con una gráfica de presión vs la superposición del tiempo. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 103)

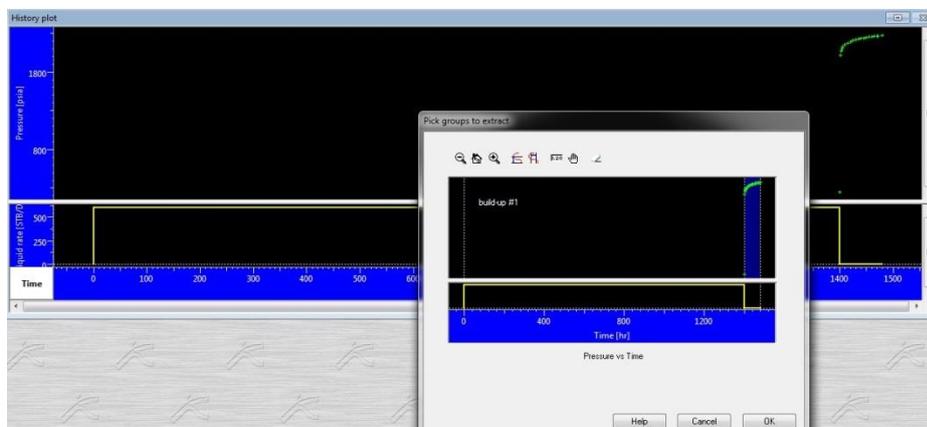


Figura 2. 19 Selección de la Data para interpretar

En Saphir posterior a la extracción de un periodo, aparecen en el gráfico LOG-LOG automáticamente dos líneas, una horizontal (que indica el IARF) y otra con pendiente unitaria (con inclinación de 45° , línea de almacenamiento puro). Posicionar estas líneas, sirve de referencia para: realizar un primer ajuste entre la data real y el modelo analítico, la identificación a priori de los regímenes de flujo y la estimación de cálculos de la capacidad de flujo (kh) y del coeficiente de almacenamiento, si es que el sistema no es muy complejo. Ver figura 2.20.

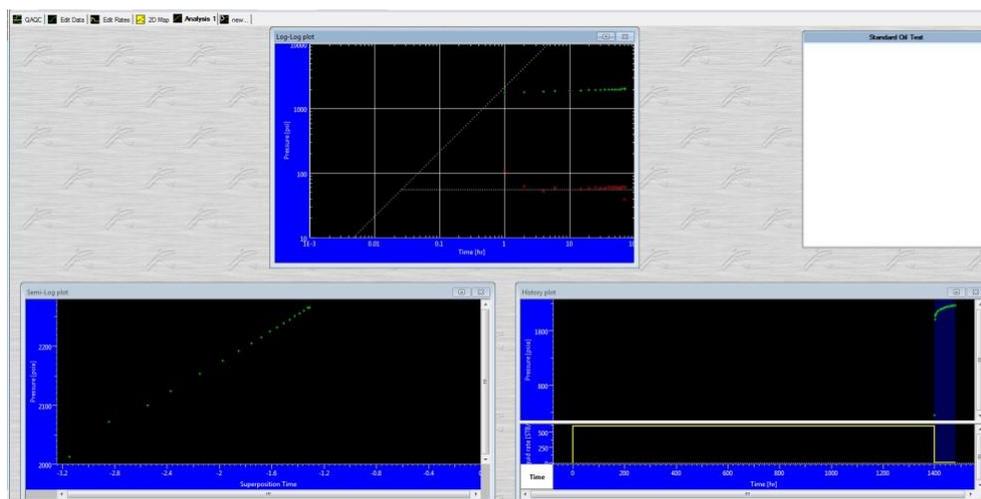


Figura 2. 20 Gráficas Log Log y Semi Log

Durante la extracción de la derivada de Bourdet, se puede manipular la filtración y suavización, así como también en el caso de extracción de la data de un Build Up, seleccionar la presión de fondo fluyente antes del cierre ($p_{wf} @ t_p$).

Si se cuenta con la información sincronizada de caudales de producción y de presiones se puede aplicar deconvolución a un periodo de cierre o a varios periodos de cierre coherentes y de esta manera obtener una tasa constante por el número de horas de prueba, esto significa obtener más horas de difusión e información del sistema que la que se obtiene al interpretar únicamente el periodo de cierre.

2.6 Diagnostico

El punto de partida del diagnóstico es observar la forma de la derivada, con la finalidad de identificar regímenes de flujo característicos del sistema: pozo-yacimiento- fronteras. Debe existir coherencia entre la información validada del sistema y la derivada. Por ejemplo si se sabe que el pozo evaluado es horizontal -fracturado hidráulicamente, la derivada debe tener la forma característica para un pozo horizontal-fracturado, no sería consistente que tenga la forma de un pozo vertical con daño.

Dependiendo de la complejidad del diagnóstico, el análisis LOG-LOG y SEMI-LOG puede ser complementado con gráficos especializados para determinados regímenes de flujo. Si el sistema pozo-yacimiento ha sido interpretado anteriormente, el problema de seleccionar qué modelo se ajusta a la respuesta de presión se limita a pocas opciones, pero en el caso de pozos exploratorios el conocimiento del yacimiento puede tomar meses o inclusive años después de las pruebas iniciales. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 105)

2.7 Modelamiento

El interpretador luego de haber diagnosticado el comportamiento del sistema, puede seleccionar uno o varios modelos candidatos que describan la respuesta de presión.

Los modelos seleccionados pueden ser analíticos o numéricos dependiendo del sistema, para este proyecto se realizó el ajuste con modelos analíticos. Al seleccionar el modelo, se realizan estimaciones de (ver figura 2.21): permeabilidad, daño, coeficiente de almacenamiento, etc. Para caracterizar un modelo seleccionado, de manera simultánea se corre y se puede comparar los resultados simulados con la respuesta real del sistema en los gráficos (log-log, Semi-log) y en el historial de presiones/producción. (Olivier V. H., (1988-2012)., págs. 105,106)

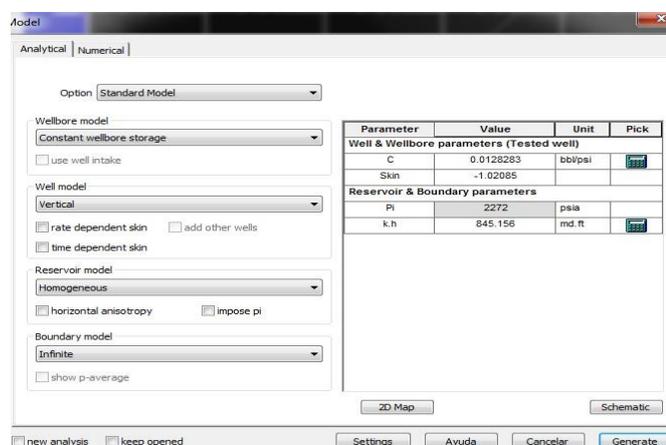


Figura 2. 21 Opciones analíticas para el modelamiento

Si se tiene información previa a la interpretación del sistema (geometría del pozo, yacimiento homogéneo, presencia de fallas) se puede agilizar el ajuste como se muestra en la figura 2.22. En el caso de conocer muy poco al sistema, hay opciones (KIWI) que analizan la forma y curvatura de la derivada y dan sugerencias de los modelos (pozo, yacimiento, fronteras) que podrían generar dicha derivada, sin interacción del usuario.

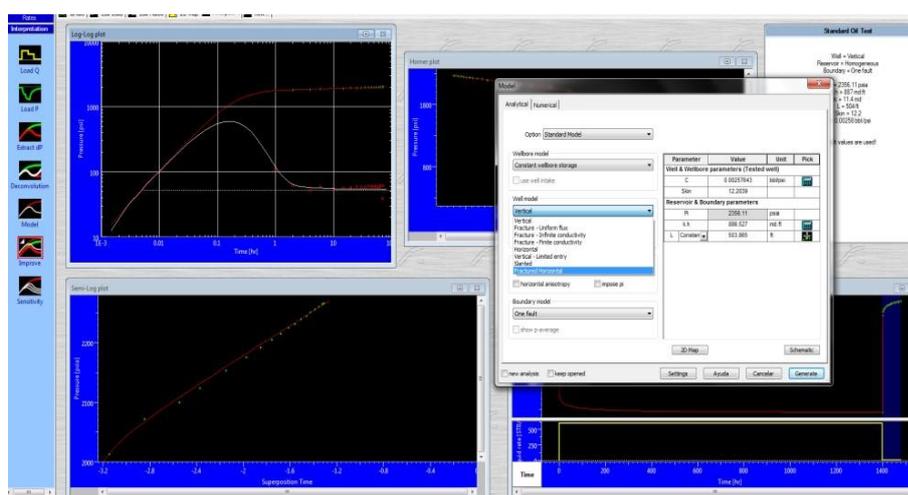


Figura 2. 22 Modelamiento de un Sistema

Existen algunas maneras de estimar los parámetros del yacimiento:

- A partir de los resultados de gráficos especializados.
- De las líneas que aparecen en el gráfico log-log (se determina: coeficiente de almacenamiento, IARF, fracturas, fronteras, etc.)

Si se desea analizar a un sistema “difícil” con modelos analíticos muy complejos o con modelos numéricos, pocos parámetros se pueden determinar partiendo únicamente de la respuesta de presión obtenida durante la prueba, el resto de parámetros que caracterizan al modelo deben obtenerse de otras fuentes.

2.8 Refinamiento del Modelo

Antes de usar algún algoritmo de optimización para refinar los parámetros obtenidos, el interpretador debe analizar si es que los parámetros determinados en la etapa de modelamiento son coherentes con la información conocida y corregir errores existentes. Por ejemplo si se conoce que la permeabilidad virgen de un yacimiento ya estudiado está en el orden de 10-15 md y se obtiene un valor de 1000 md, no existe coherencia en los valores y es necesario analizar cuál es el error. El refinamiento de los parámetros del modelo consiste de un tratamiento de regresión lineal a los datos, con ello se busca que el modelo se ajuste de mejor manera, siempre que el modelo seleccionado sea el correcto. El ingeniero puede realizar un refinamiento a los parámetros que considere en la pestaña de Saphir para buscar un mejor ajuste con la data real, como se muestra en la figura 2.23

Cuando se tiene experiencia el refinamiento se realiza manualmente con alta confiabilidad (variando parámetros como el daño, coeficiente de almacenamiento, distancia a fronteras, etc.) (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 107). La regresión lineal es un proceso de optimización numérica para refinar los parámetros del modelo minimizando los errores y desviación estándar entre las presiones simuladas y las presiones reales. El algoritmo más común para optimización es el de Levenberg-Marquardt. (Wikipedia, s.f.) Usualmente para refinar los parámetros manualmente, se debe controlar los límites superiores e inferiores de los mismos.

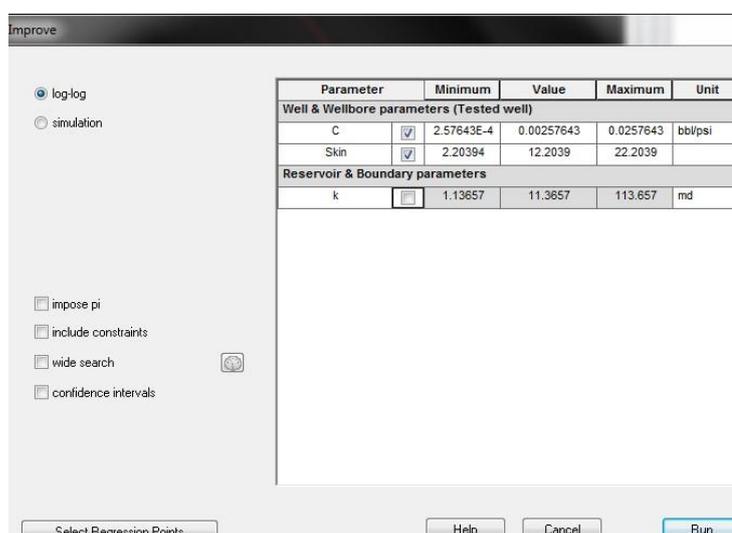


Figura 2. 23 Refinación de la Data

2.9 Análisis de Sensibilidad

Luego de aplicar regresión lineal y de optimizar los parámetros del modelo, es posible evaluar la confiabilidad de los resultados, seleccionando uno o varios parámetros para analizar. Dicho parámetro contaba con un valor luego de la regresión lineal (valor actual), el análisis de sensibilidades consiste en generar la respuesta de la derivada para valores ligeramente mayores y menores al valor del parámetro luego de la regresión. Al seleccionar el intervalo de evaluación, se generan las derivadas para cada uno de los valores del parámetro, permitiendo elegir el mejor ajuste de las derivadas modeladas. (Olivier V. H., (1988-2012)., pág. 107)

Se pueden correr análisis de sensibilidades para la mayoría de parámetros del modelo como se muestra en la figura 2.24.

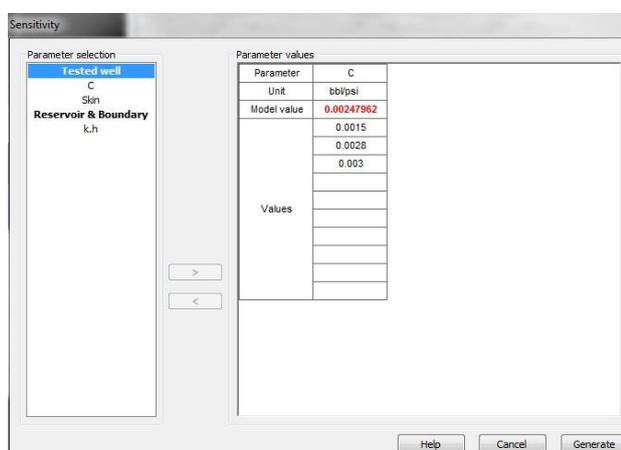


Figura 2. 24 Sensibilidad de los Parámetros

2.10 Determinación de la Productividad del Sistema

En la opción MORE TOOLS de Saphir, se puede a partir de los resultados obtenidos en la caracterización del modelo, realizar lo siguiente.

- Determinar la Presión Promedio del Yacimiento

The screenshot shows a software window titled "Average pressure" with a "Parameters" tab. The "Calculation method" is set to "Steady / Pseudo-Steady state". Below this, there is an "Update from analysis" button. The parameters are listed as follows:

Parameter	Value	Unit
Shape factor	31.62	
kh	884.894	md.ft
Total skin	12.1704	
Drainage area	100	acre
Q	600	STB/D
Pwf	250	psia
nw	4.38	in

At the bottom, there is a "Calculate Pavg" button, a text field showing "2303.57", and a unit dropdown set to "psia". At the very bottom of the window are buttons for "Ayuda", "Cancelar", and "Aceptar".

Figura 2. 25 Presión Promedio del Yacimiento

- Determinar el IP y el IPR del Yacimiento (con diferentes métodos: IPR Lineal/ Darcy, IPR de Vogel, Compuesto, Fetkovic, etc.)

IPR definition

Vogel IPR | User data

Pwf N/A psia

Test rate N/A STB/D

Bubble point (Pb) 1293 psia

Pavg 1958.5 psia

When calculating rates at pressures above Pb, use:

Constant productivity index from test rate 1 [STB/D]/psia

Ayuda Cancelar Aceptar

Figura 2. 26 IP del Yacimiento

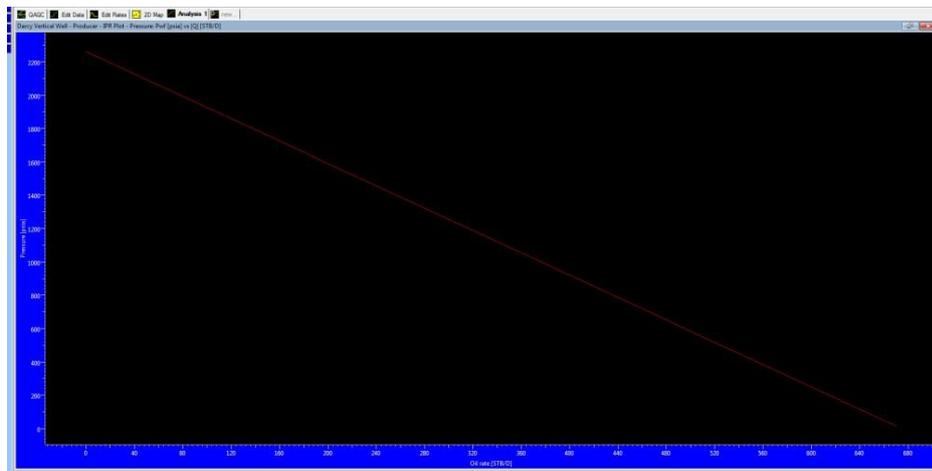


Figura 2. 27 Gráfica del IPR del yacimiento

- Realizar una Proyección de Producción a presión de fondo constante

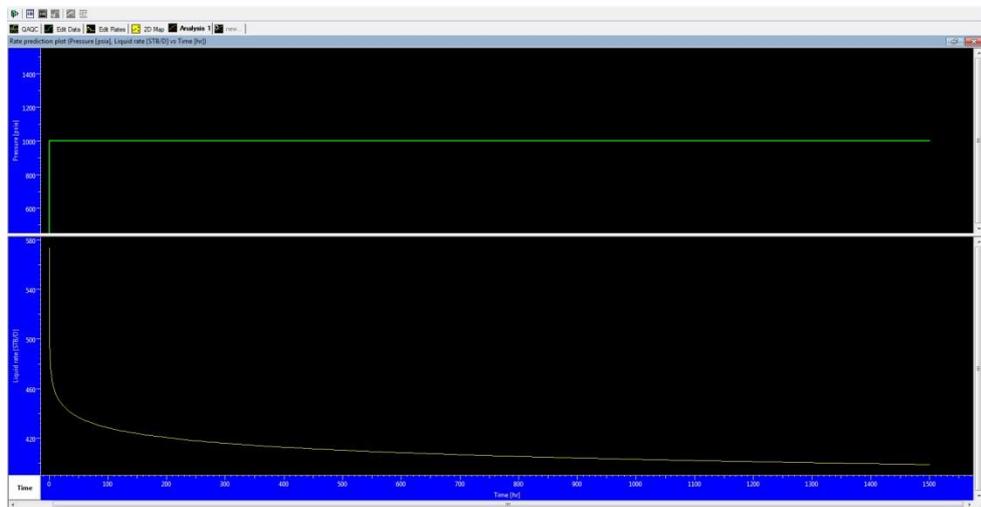


Figura 2. 28 Proyección de la Producción

CAPITULO 3

3 GENERALIDADES DEL POZO FICT 01 - YACIMIENTO “UI”

3.1 Antecedentes

EL pozo FICT 01 es un pozo vertical ubicado en el cantón Nueva Loja de la provincia de Sucumbíos, produce del yacimiento “Ui” de la formación Napo, fue completado e inicio su vida productiva en el 2008 con levantamiento artificial Electrosumergible. Para septiembre del 2011 el pozo FICT 01

produjo 479 BFPD, con un BSW del 2%, aumentando despreciablemente el porcentaje de agua. La litología de la formación Napo está compuesta de areniscas, lutitas y calizas que se han depositado desde la edad Cretácea media superior. El reservorio productor es la arenisca Ui, que se encuentra a una profundidad de 9477.5 Ft. MD referida a la mitad de las perforaciones del pozo. La arena “Ui” se disparó en dos intervalos, de 9,464 Ft. – 9,474 Ft. (MD) y de 9482’ – 9490’ (MD), siendo el espesor total disparado de 18 ft. En la tabla II se muestran las características principales del pozo:

Pozo FICT 01

Tipo de Pozo:	Vertical
Radio del Pozo:	0,29 ft.
Espesor disparado:	18 ft.
Diámetro del Casing/ liner:	7 in.
Tipo de Levantamiento :	BES
Profundidad Total del Pozo:	9883 ft. (MD)

Tabla II

Principales Características del Pozo FICT 01

3.2 Parámetros Petrofísicos y Propiedades de los Fluidos

Los parámetros petrofísicos caracterizan a la roca del sistema poroso, mientras que las propiedades PVT son importantes para conocer el comportamiento de los fluidos en el reservorio y pozo bajo determinadas

condiciones de presión y temperatura. Para realizar un análisis moderno de presiones (PTA) se requiere conocer estos parámetros y propiedades antes mencionadas; La tabla III que se presenta a continuación resume las características de la roca, y la tabla IV muestra los parámetros PVT de los fluidos.

Pozo FICT 01 – Yacimiento U Inferior		
Parámetros	Valor	Unidad
Porosidad efectiva:	0.15	Fracción Adim.
Saturación de Agua	0.27	Fracción Adim.
Compresibilidad Total	1.7184 E-5	(año/ Psi E-1- 2008)

Tabla III Parámetros Petrofísicos del Pozo FICT 01/ año 2008

Pozo FICT 01 – Yacimiento U inferior		
Propiedades	Valor	Unidad
Punto de Burbuja (Pb)	1,293	Psia
Factor Volumétrico de Formación del Petróleo (Bo)	1.1242	Rb/Stb
Viscosidad del Petróleo (μ)	0.62	Cp
Gravedad Api del Petróleo	31.1	°API
Salinidad del Agua de Formación	25,000	ppm de Cl.

Tabla IV Propiedades del Fluido del Pozo FICT 01/ año 2008

3.3 Datos de la Evaluación del Pozo FICT 01 antes del Fracturamiento

Del 2 al 4 de enero del 2014 se corrió una prueba de Build Up en el pozo FICT-01, con la siguiente finalidad:

- Establecer los parámetros petrofísicos del yacimiento Ui.
- Determinar las presiones del reservorio, presión de fondo fluyente antes del cierre y presión promedio.
- Cuantificar el daño.
- Investigar sobre la existencia de límites / fronteras del yacimiento.
- Determinar el Inflow del sistema: IP, IPR y evaluar el potencial productivo de la arenisca Ui.

El sistema venía declinando su producción considerablemente y aumentando el corte de agua por la excesiva caída de presión en el yacimiento, necesaria para producir una tasa rentable en presencia de daño de formación. El pozo producía artificialmente, por lo que durante periodo de producción previo al cierre, para obtener información dinámica del yacimiento, se evaluó con el sistema hidráulico tipo jet, el cual se abastecía de fluido motriz con una unidad MTU. La tabla V resume los datos obtenidos del Build Up:

Pozo FICT 01 – Yacimiento U Inferior		
Tipo de Prueba	Build Up	Unidad
Fecha de inicio de la Prueba	02/01/14	-
Caudal Total de Fluido antes del cierre	240	STB/D
BSW	83	%
Caudal de Petróleo	40.8	STB/D
Caudal de Agua	199.2	STB/D
Tiempo de Producción (tp)	30	Hr.
Tiempo de Cierre (Δt)	27.61	Hr.
Presión de Fondo Fluyente al tp (Pwf) a profundidad de memorias	174.4	Psia
Presión Estática del Yacimiento (Pws) a profundidad de memorias	1651	Psia
Profundidad de las memorias	9204	Ft (MD)
Profundidad media de las perforaciones	9477.5	Ft (MD)
Presión de Fondo Fluyente al tp (Pwf) corregida	255	Psia
Presión Estática del Yacimiento (Pws) corregida	1762	Psia
Temperatura del Yacimiento	234	°F

Tabla V Datos de la evaluación del Pozo FICT 01 (Pozo Dañado; 2014)

El perfil de presiones respecto al tiempo transcurrido de prueba se visualiza en la figura 3.1; se puede notar que hay una caída de presión en el yacimiento de más de 1400 psi, lo que indica que dada la producción de 240 BFPD existe un skin factor alto, por lo que la presión se restaura rápidamente desde el inicio del cierre.

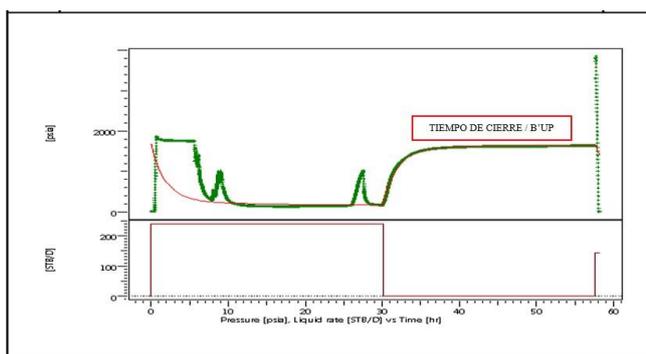


Figura 3. 1 Historial de Presiones / Producción antes del Fracturamiento

3.4 Datos de la Evaluación del Pozo FICT 01 después del Fracturamiento

Luego de analizar la información de la prueba de restauración de presión tomada en el pozo FICT-01 desde el 2 hasta el 4 de Enero del 2014, se determinó que la principal causa de la baja de producción fue el alto daño en la vecindad del pozo. El Factor de Piel (S) estimado fue de más de 22.9 , que corresponde a un valor muy elevado, con estas condiciones la operadora toma la decisión de realizar un Fracturamiento Hidráulico en el sistema pozo-

yacimiento, y aumentar la permeabilidad en la cercanía del pozo, consecuentemente aumentar la producción. Desde el día 5 hasta el 15 de Enero del 2014, se llevó a cabo el Fracturamiento. Del 15 al 16 de Enero, se realizó una evaluación post estimulación a la arenisca Ui con los siguientes objetivos:

- Establecer los parámetros petrofísicos del reservorio tales como las permeabilidades: absoluta y efectivas (posterior a la estimulación).
- Estimar las presiones del reservorio: presión de fondo fluyente, presión promedio y con ello la caída de presión en el reservorio a la nueva tasa de producción (durante la evaluación).
- Cuantificar el factor de piel total post Fracturamiento.
- Investigar con mayor profundidad la región de tiempos tardíos de la prueba, manteniendo el mismo tiempo de cierre de la prueba anterior. El transiente viajará más rápido en el medio poroso alterado y se podrá corroborar/conocer la existencia de límites o fronteras.
- Se pretende determinar la productividad del sistema y evaluar la efectividad de la estimulación, para ello se debe determinar: IP e IPR.

La tabla VI muestra los datos obtenidos después del trabajo de estimulación en el pozo FICT 01

Pozo FICT 01 – Yacimiento U Inferior		
Tipo de Prueba	Build Up	Unidad
Fecha de inicio de la Prueba	15/01/14	-
Caudal Total de Fluido antes del cierre	744	STB/D
BSW	75	%
Caudal de Petróleo	186	STB/D
Caudal de Agua	558	STB/D
Tiempo de Producción (tp)	10	Hr.
Tiempo de Cierre (Δt)	25.61	Hr.
Presión de Fondo Fluyente al tp	1404	Psia
Presión Estática del Yacimiento	1637	Psia
(Pws) a profundidad de memorias		
Profundidad de memorias	9288	Ft (MD)
Profundidad media de las perforaciones	9477.5	Ft (MD)
Presión de Fondo Fluyente al tp	1485	Psia
(Pwf) corregida		
Presión Estática del Yacimiento	1718	Psia
(Pws) corregida		
Temperatura	229	°F

Tabla VI Datos de la Evaluación del Pozo FICT 01 / Pozo Estimulado - 2014

El perfil de presiones respecto al tiempo transcurrido de la prueba post Fracturamiento se visualiza en la figura 3.2, se puede notar que hay una caída de presión en el yacimiento de apenas 233 psi, Comparando la producción de 744 BFPD vs 240 BFPD (antes del frackin) se tiene indicios que la estimulación fue satisfactoria.

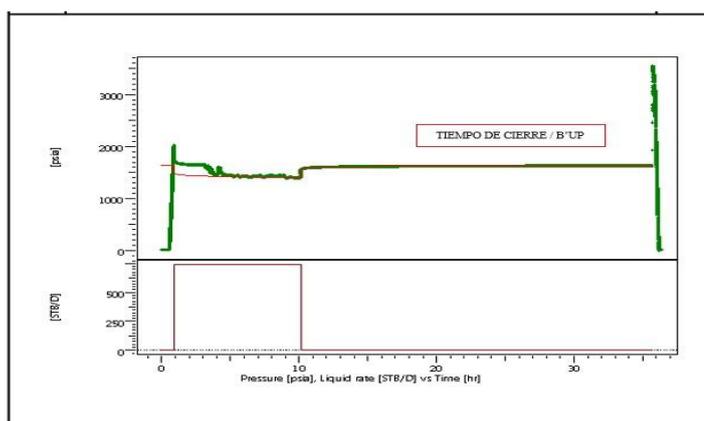


Figura 3. 2 Historial de Presión / Producción después del Fracturamiento

Para realizar la interpretación de esta última prueba en Saphir, debemos considerar el historial de producción del pozo y analizar el comportamiento del mismo para realizar una proyección representativa.

Para ejecutar el Fracturamiento Hidráulico se usan grandes cantidades de agua y químicos; y el corte de agua de 75%, se debe a que el pozo está produciendo el agua del tratamiento, es decir este BSW no es un valor representativo para el análisis. En el capítulo 5 se especifica el modelo PVT empleado.

En el Anexo A se indica el historial de producción luego del Fracturamiento y se puede notar que el BSW estabilizado es de apenas 2-3%.

CAPITULO 4

4 INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN ANTES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO “FICT01”

4.1 Introducción

Para poder simular con menor incertidumbre el comportamiento real del sistema fracturado hidráulicamente, es necesario conocer los parámetros del yacimiento a priori a la estimulación, obtenidos de pruebas anteriores.

La permeabilidad absoluta promedio en la zona no alterada por el daño, debe ser igual o muy cercana a la que se obtendrá de la zona no alterada por la fractura y daño asociado, luego de realizar el tratamiento. Si las saturaciones de los fluidos en el yacimiento no cambian considerablemente, las permeabilidades efectivas, tampoco mostrarán variaciones.

Si existe una variación considerable entre el corte de agua registrado antes y después de la estimulación, las permeabilidades efectivas variarán, sucede lo mismo cuando se corre una prueba en un sistema subsaturado (presión del yacimiento por encima del punto de burbuja) y se compara con otra prueba corrida en el mismo sistema pero ahora el mismo se encuentra saturado (presión del yacimiento igual o por debajo del punto de burbuja), en dónde la presencia de gas libre en el yacimiento resultará en una reducción de la permeabilidad efectiva al petróleo y en un aumento a la del gas.

En el presente capítulo se muestran los resultados y análisis de las simulaciones obtenidas a partir de dos pruebas de Build Up corridas en el sistema: "Pozo FICT-01- Yacimiento Ui". La primera prueba se realizó en Julio del 2008 (primera prueba corrida en este pozo) y la segunda se corrió en Enero del 2014, con ésta última se tomó la decisión de realizar el Fracturamiento.

El objetivo de interpretar la prueba de presión corrida en el año 2008, es tener un estimado de los parámetros del yacimiento (k , detección de límites, entre otros.) porque en la prueba realizada en enero del 2014 (antes del frackin) el efecto de almacenamiento variable, segregación de fases y redistribución de fluidos (asociados al flujo multifásico) enmascararan la respuesta de presión del transiente, por ende no se pudo caracterizar de manera representativa al reservorio.

Existen dos maneras para analizar pruebas de pozos con flujo multifásico en el yacimiento:

- 1) **Procedimiento 1:** Cargar en Saphir la tasa total de líquido (en caso de yacimientos subsaturados) y usar parámetros PVT aparentes (ponderados respecto al valor del corte de agua/BSW). Se obtendrá como resultado la permeabilidad efectiva a esta mezcla de fluido.
- 2) **Procedimiento 2:** Usar el método de Perrine (aplicable para yacimientos subsaturados y saturados) y cargar en Saphir los valores de caudales (gas, petróleo y agua) disponibles y parámetros PVT específicos para cada fase. Con este método se obtiene una permeabilidad equivalente a una mezcla de los fluidos producidos en yacimiento, pero tratando a dicha mezcla como si fuera petróleo en superficie (k_{o_eq}). Como resultados adicionales se determinan las permeabilidades efectivas a los fluidos producidos en yacimiento (k_{eff})

y si se conocen las permeabilidades relativas es posible obtener el valor de la permeabilidad absoluta del yacimiento (k).

Nos referimos en esta sección como “**Corrida 1**”, a la interpretación y estimación de los parámetros del modelo usando el **procedimiento 1**, por ello usaremos la tasa total de líquido y parámetros PVT aparentes.

En la “**Corrida 2**”, consideramos las tasas de producción de cada fluido producido en yacimiento (gas, petróleo, agua) usando el método de Perrine (**procedimiento 2**), que trata a todos los fluidos como una sola mezcla volumétrica. Determinamos una permeabilidad equivalente al petróleo ($k_{o_{eq}}$) y despejamos de la misma los valores de las permeabilidades efectivas.

4.2 Prueba de Build Up Corrida en el Pozo Dañado (Julio 2008)

La Data de la prueba de Build Up corrida en el pozo “FICT-01” se registró en el sensor

“ESPOL 1 y 2” asentado en el No-go a la profundidad de 9326’ MD / TVD (la profundidad de la mitad de las perforaciones es de 9477.5 pies). Se cargó en el software SAPHIR de la plataforma Ecrin V4.30.08 (Propiedad de la

compañía Kappa Eng.) la información del sensor “ESPOL 2” para realizar la interpretación de la prueba.

Al realizar varias corridas en vez de una sola, se pueden comparar los resultados obtenidos y reducir la incertidumbre asociada a la interpretación cuando existe flujo multifásico, a continuación se presentan las consideraciones para cada corrida:

CORRIDA 1

$$\bar{\beta} = (1 - BSW) + \beta_w(BSW)$$

$$\bar{\mu} = (1 - BSW) + \mu_w(BSW)$$

$$C_t = C_f + S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g$$

Se consideran los siguientes parámetros PVT e historial de Producción:

Figura 4. 1 Parámetros PVT – Corrida Uno

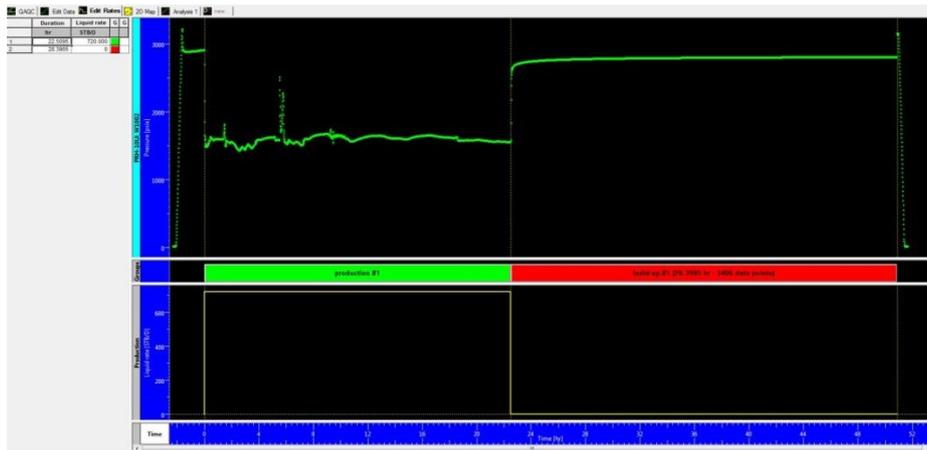


Figura 4. 2 Historial de Presión / Producción – Corrida Uno

CORRIDA 2

Se considera lo siguiente para usar el método de Perrine:

$$P_{yac} = 2836 \text{ psia}, T_{yac} = 232 \text{ }^\circ\text{F}, GOR = Rsi = 463 \frac{\text{scf}}{\text{stb}}, SG = 1.32, API = 33.5$$

Las correlaciones para los parámetros PVT del agua y del petróleo se muestran en la gráfica 4.3 y 4.4 respectivamente.

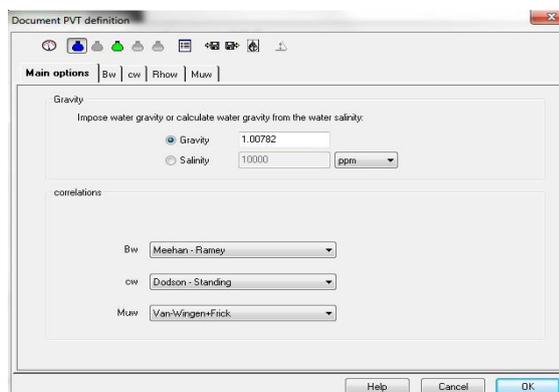


Figura 4. 3 Correlaciones de Parámetros PVT del Agua

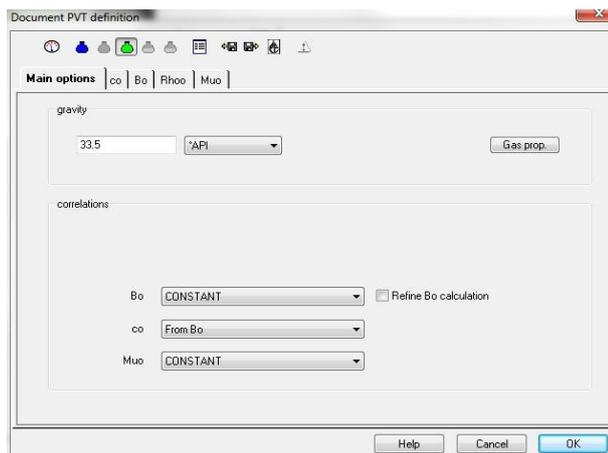


Figura 4. 4 Correlaciones de Parámetros PVT del Petróleo

A partir las correlaciones mencionadas anteriormente se obtienen los siguientes resultados (ver figura 4.5) con la posibilidad de cambiar los valores de saturación y compresibilidad del fluido. La grafica 4.6 muestra el historial de producción usado para la interpretación.

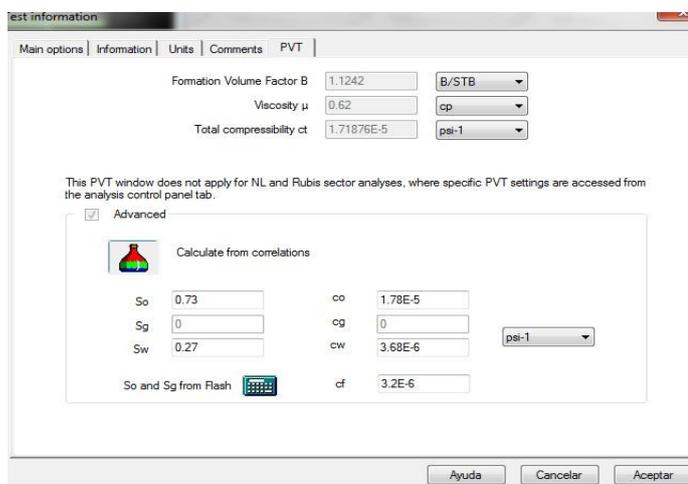


Figura 4. 5 Resultados PVT de las correlaciones por Saphir

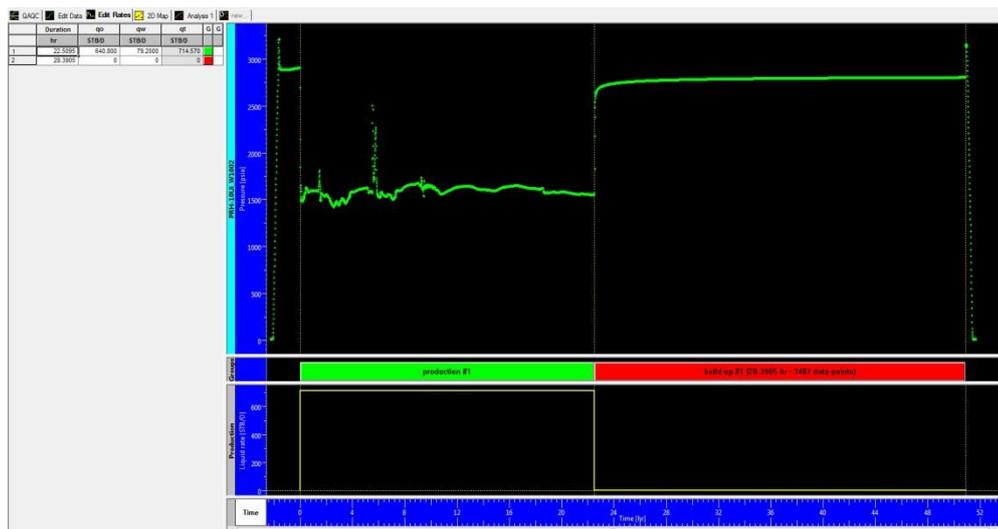


Figura 4. 6 Historial de Presiones/Producción – Corrida Dos

A continuación se presentan los gráficos necesarios para caracterizar al modelo que describa el comportamiento inicial del sistema FICT-01-Arenisca Ui (julio 2008).

Diagnóstico y Modelamiento

El uso de la derivada de Bourdet (en conjunto con el cambio de presión; gráficos loglog), permite diagnosticar e identificar los regímenes de flujo existentes durante la prueba de presión, la gráfica de la Superposición del Tiempo y la de Horner nos permiten confirmar y validar la existencia de los regímenes supuestos en la derivada. Con una prueba de presión

suficientemente larga es posible determinar por completo el modelo: Pozo - Yacimiento- Fronteras.

Gráfica de la Derivada

A partir de las gráficas log-log correspondientes a la derivada de Bourdet (Figura 4.7 y 4.8) de la data obtenida del sistema, es posible caracterizar un modelo que describa de manera confiable el comportamiento de la respuesta de presión. En la prueba se aprecian las 3 regiones: tiempos tempranos, medios y tardíos. La primera región, se identifica porque una recta de pendiente unitaria describe a los primeros puntos de la derivada y del cambio de presión, indicio claro de almacenamiento puro para los primeros instantes de la prueba. No existe un cambio de tendencia anormal en esta región por lo que se trata de un modelo de almacenaje constante. La gran amplitud de la joroba muestra que el pozo presenta alto skin factor.

Luego de que los efectos de daño y almacenamiento merman, se estabiliza la derivada en un valor aproximadamente de 30 (Eje Y) indicando IARF desde el tiempo 0.4 hrs. hasta 3 hrs., a partir de este tiempo se sienten los efectos de frontera del yacimiento, la derivada empieza a caer para luego elevarse, y se obtiene un buen ajuste al usar un modelo de frontera de falla sellante. Para realizar un estudio más completo en el que se pueda describir

de mejor manera los límites del sistema, se recomienda cerrar al pozo por un tiempo mayor a 30 horas para estimar con menor error la distancia hacia el límite más próximo del pozo.

CORRIDA 1

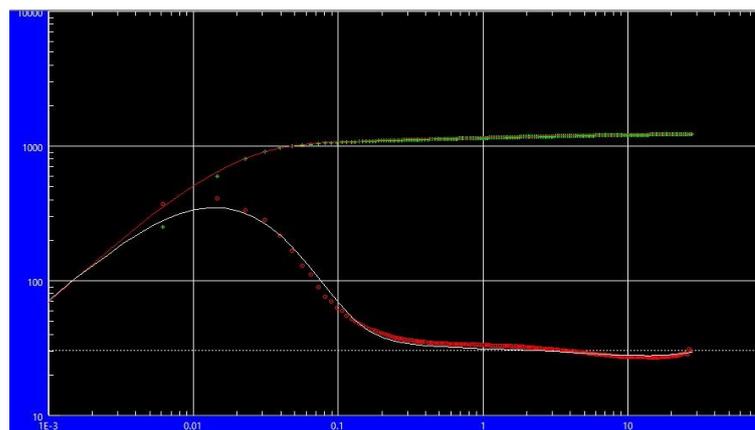


Figura 4. 7 Derivada de Bourdet – Escala Log Log

CORRIDA 2

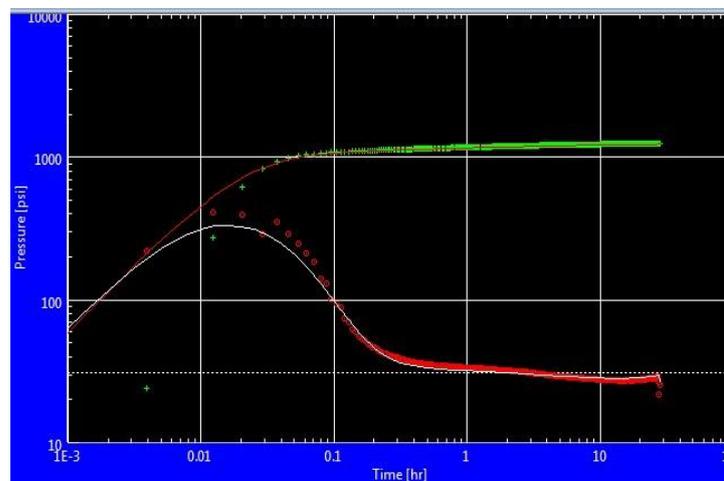


Figura 4. 8 Derivada de Bourdet – Escala Log Log

Gráfica Semi- Log

Las gráficas semi-log (Figuras 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12) confirman la identificación de los regímenes de flujo de almacenamiento, daño y flujo radial infinito; mientras que a tiempos tardíos no se puede identificar la frontera de no-flujo observada en la derivada, para lograrlo se debería haber cerrado al pozo por más tiempo. Al determinar la pendiente de la línea recta en la región de tiempos medios (izquierda para el gráfico de Horner y derecha para el gráfico de Superposición), que corresponde al IARF, se determina la capacidad de flujo (kh) y se estima el factor de daño. Si se hubiera cerrado al pozo por mayor tiempo, la respuesta de presión volvería a mostrar linealidad, pero con una pendiente mayor (el doble que la inicial). La distancia a la falla se estima a partir de la intersección entre ambas líneas.

CORRIDA 1

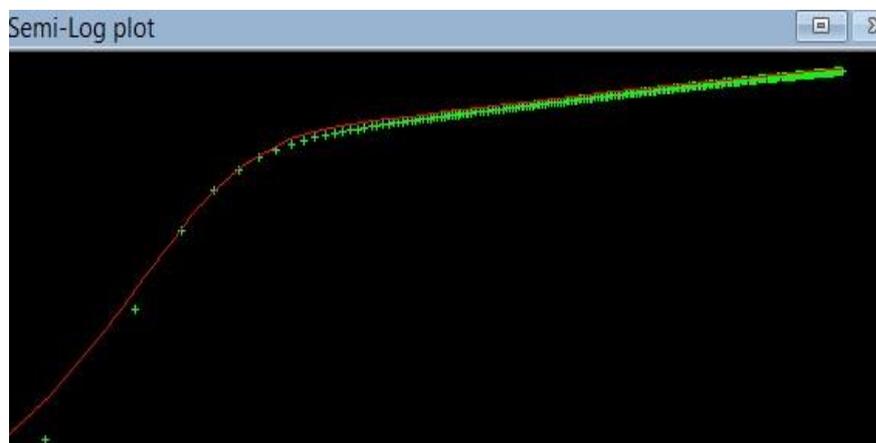


Figura 4. 9 Superposición en tiempo – Escala Semi Log

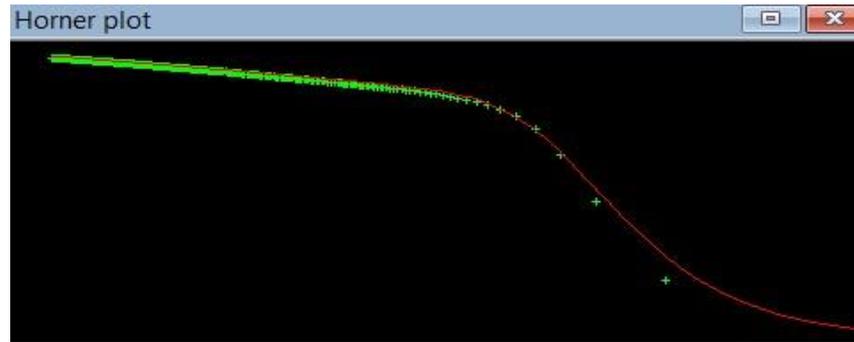


Figura 4. 10 Método de Horner – Escala Semi Log

CORRIDA 2

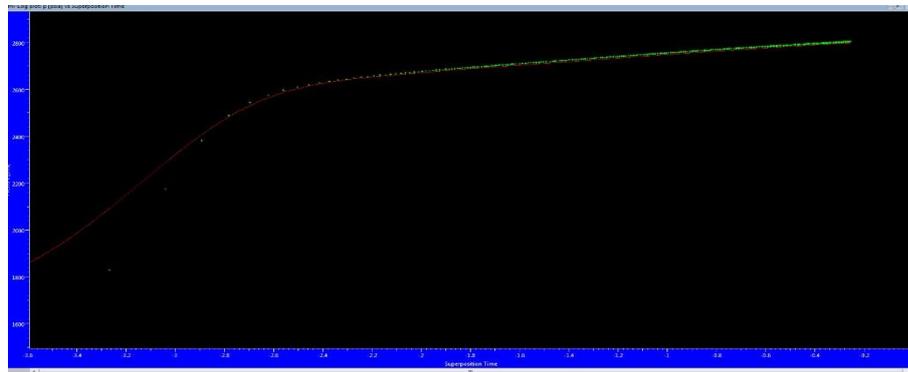


Figura 4. 11 Superposición en tiempo – Escala Semi Log

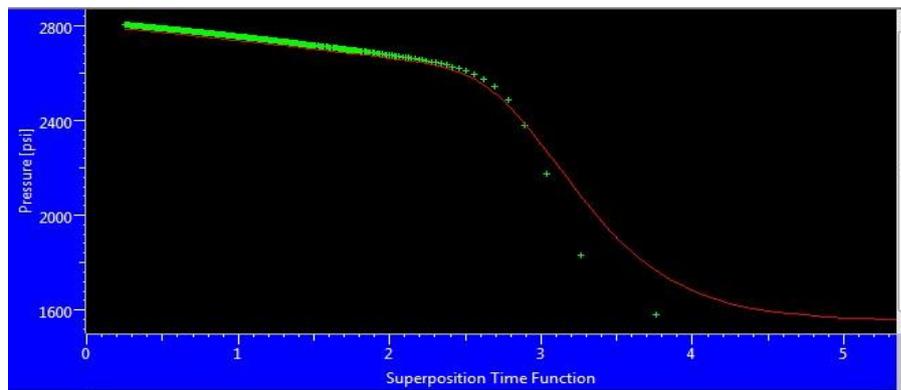


Figura 4. 12 Método de Horner – Escala Semi Log

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

El objetivo de esta sección es mejorar el ajuste definitivo y caracterizar al modelo con un menor porcentaje de error, luego de un ajuste preliminar. Se pretende analizar cuál es el efecto de los siguientes parámetros en la respuesta de los gráficos log-log:

- Distancia del pozo a la falla (L)
- Factor de Piel total equivalente (S)
- Capacidad de Flujo (kh)

CORRIDA 1

En la figura 4.13 se muestra el efecto en la derivada de presión de la distancia de la falla sellante al pozo, mientras que las figuras 4.14 y 4.15 el cambio de presión: del factor de piel total equivalente (S) y capacidad de flujo del yacimiento (kh) respectivamente; el resto de parámetros de cada modelo analizado permanecen constantes.

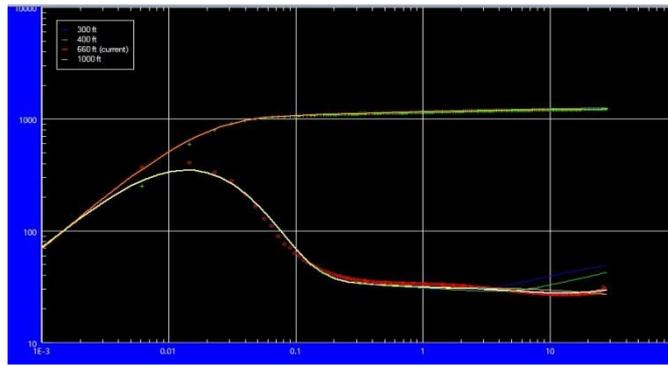


Figura 4. 13 Análisis de Sensibilidad – Distancia del Pozo a la Falla

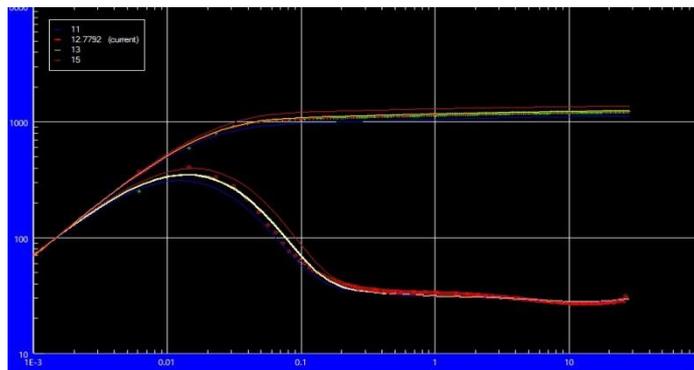


Figura 4. 14 Análisis de Sensibilidad – Skin total equivalente

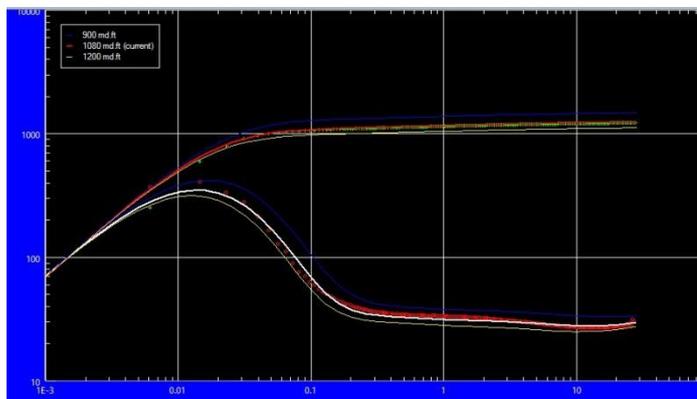


Figura 4. 15 Análisis de Sensibilidad – Capacidad de flujo

CORRIDA 2

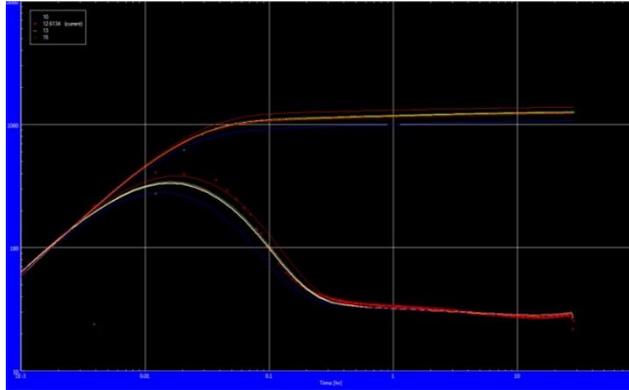


Figura 4. 16 Análisis de Sensibilidad – Distancia del Pozo a la Falla

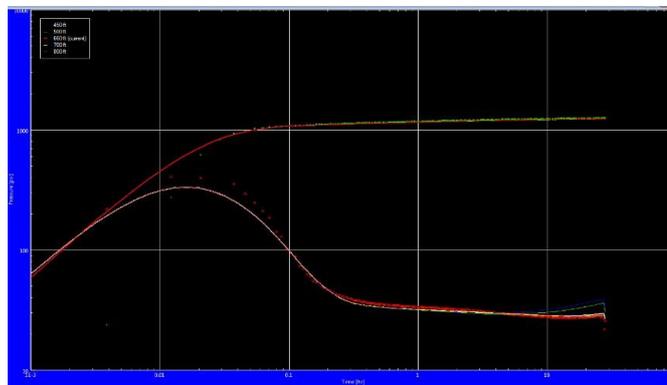


Figura 4. 17 Análisis de Sensibilidad – Skin total

Las figuras de sensibilidades mostradas anteriormente corroboran que los modelos seleccionados describen correctamente el comportamiento del sistema.

GRÁFICA IPR

Luego de realizar un buen ajuste entre los Modelos seleccionados y el Sistema Pozo “FICT-01- Yacimiento Ui”, es posible determinar el índice de productividad del pozo a partir de la prueba (bajo esas condiciones el yacimiento es subsaturado) y determinar la capacidad de afluencia/ entrega de fluido del yacimiento. Para construir el IPR, se usó el método lineal o conocido como método de Darcy (figura 4.18 y 4.20) y el método compuesto Standing (Figura 4.19 y 4.21, para analizar la productividad en casos extremos de producir con presión de fondo menor a P_b).

CORRIDA 1

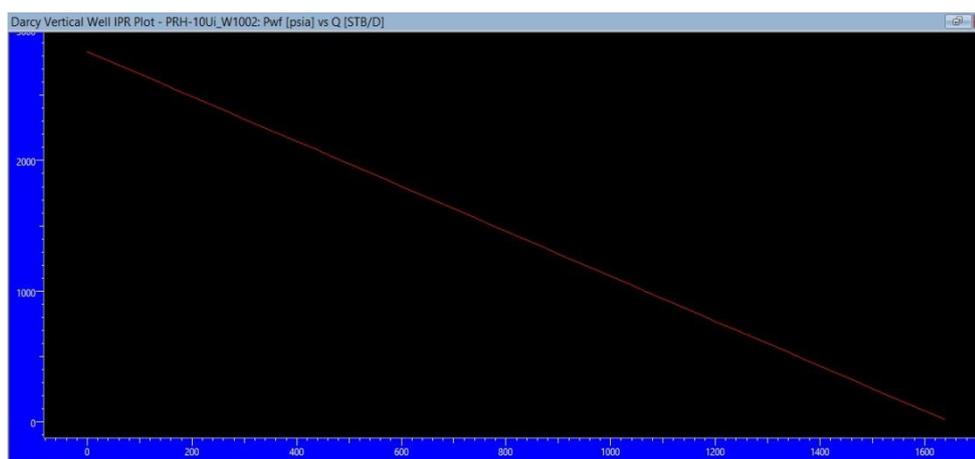


Figura 4. 18 IPR – Metodo de Darcy

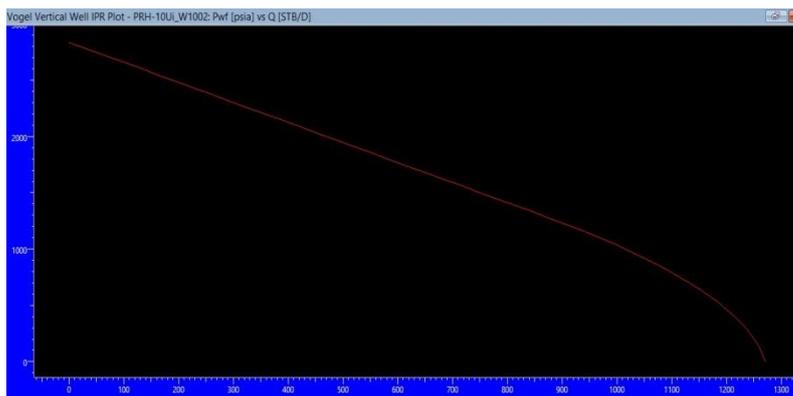


Figura 4. 19 IPR – Metodo Compuesto

CORRIDA 2

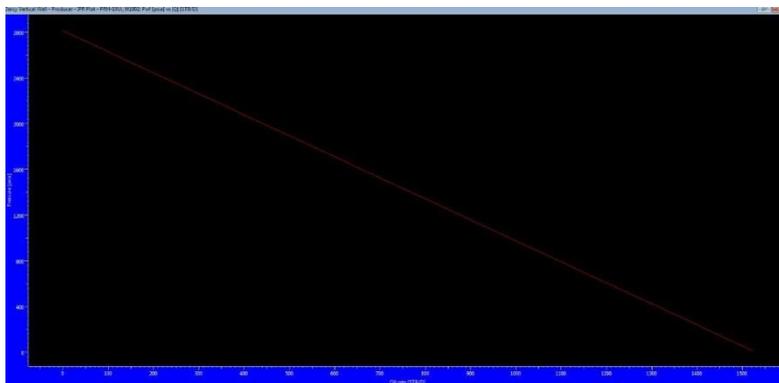


Figura 4. 20 IPR – Método de Darcy

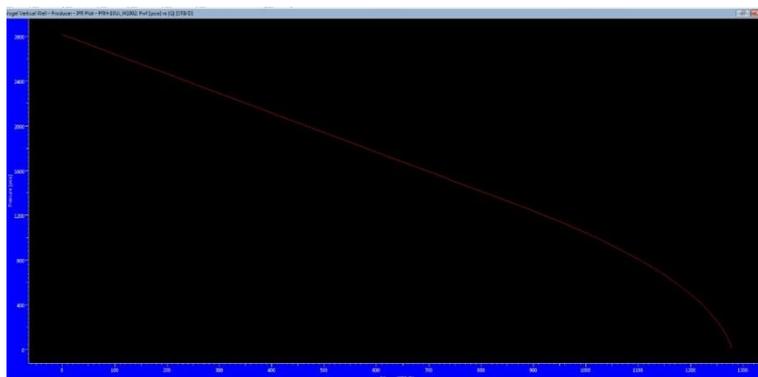


Figura 4. 21 IPR – Método Compuesto

RESULTADOS

Modelo de Pozo- Almacenaje	Pozo Vertical-Modelo Estándar
Modelo del Yacimiento	Homogéneo
Modelo de Fronteras	Una Falla

Tabla VII Modelos de la Corrida 1

Pi @MP	2836 Psia
Kh	1080 md- ft
P @ dt=0	1553 Psia
Q	720 STB/D
C	0,000465 Bbl/psi
L-No flujo	660 Ft
K/mu	103 md/cp
K	60 md

Tabla VIII Metodo de la Derivada de la corrida Uno

J Actual (Test)	0,5610 (STB/D)/Psia
J Actual Darcy	0,5799 (STB/D)/Psia
J Ideal Darcy	1,56 (STB/D)/Psia
EF test	0,36
EF Darcy	0,3712
S total	12,8
ΔP_s	780 psia
ΔP_t	1283 psia
Relación ΔP	0,61
AOF Darcy	1640 STB/D
AOF Vogel	1290 STB/D
qb	895 STB/D

Tabla IX Productividad de la Corrida Uno

Modelo de almacenaje	Changing Storage
Flujo del reservorio	Homogeneo
Modelo del Limite	Una Falla

Tabla X Modelos de la corrida Dos

K abs	59.57 md
S	13
L – No flujo	660 Ft
C	0,000055 Bbl/Psi
Kro	0,5
Pi@MP	2836 Psia
k/u	102,5 md/cp
Ko_eq	63,5 md
Ko_eq-h	1140 md.ft
Ko (perrin)	56,9 md
Kw (perrin)	2,77 md
Q	714,57 STB/D
p@dt=0	1553 Psia

Tabla XI Método de la Derivada de la Corrida Dos

J Actual (test)	0, 557(STB/D)/Psia
J Actual Darcy	0,5647 (STB/D)/Psia
J Ideal Darcy	1.54 (STB/D)/Psia
EF test	0,362
EF Darcy	0,367
S total	13
ΔP_s	799 Psia
ΔP_t	1283 Psia
Relación ΔP	0,623

AOF Darcy	1624 STB/D
AOF Vogel	1260 STB/D
qb	871 STB/D

Tabla XII Productividad de la Corrida Dos

4.3 Prueba de Build Up Corrida en el Pozo Dañado (Enero 2014)

La Data de la prueba de Build Up corrida en el pozo “FICT-01”, se registró en los sensores “ESPOL 1” y “ESPOL 2” ubicados a la profundidad de 9204’ MD / TVD. Se cargó la información del sensor “ESPOL 1” para realizar la interpretación de la prueba en el software SAPHIR de la plataforma Ecrin V4.30.08 (Propiedad de la compañía Kappa Eng.)

En esta sección haremos solo una corrida debido a que la presión de fondo fluente a profundidad de las perforaciones estuvo por debajo del punto de burbuja (sin embargo la presión promedio del yacimiento estaba por encima de P_b), por ende había presencia de gas libre en una porción del yacimiento. Usaremos el método de Perrine (**procedimiento 2**), que considera a todos los fluidos como una sola mezcla. Determinando una permeabilidad equivalente al petróleo (k_{o_eq}), se calcula de la misma los valores de las permeabilidades efectivas ($k_{o\ eff}$, etc.) Se considera lo siguiente para usar el método de Perrine:

$$P_{yac} = 1790 \text{ psia}, T_{yac} = 232 \text{ }^\circ\text{F}, GOR = 500 \frac{\text{scf}}{\text{stb}}, SG = 1.32, API = 31,1.$$

Las correlaciones para los parámetros PVT del gas, agua y petróleo se muestran en las gráficas 4.22, 4.23 y 4.24 En Saphir se permite modificar la gravedad específica de cada fluido y la salinidad en el caso del Agua.

New document - page 2/3 - PVT parameters

Main options | Z | Bg | cg | Rhog | Mug | WGR vap.

specific gravity

User defined 1.32

Compute from composition

Critical properties From composition

non hydrocarbons

H2S 0 mole fraction

CO2 0 mole %

N2 0 mole %

correlation

Z Factor Dranchuk

Mug Lee et al.

cg Dranchuk

Bg Internal

Wgr vap. CONSTANT

Help << Back Next >> Cancel

Figura 4. 22 Correlaciones de Parámetros PVT del Gas

New document - page 2/3 - PVT parameters

Main options | Rsw | Bw | cw | Rhow | Muw

Gravity

Impose water gravity or calculate water gravity from the water salinity:

Gravity 1.01955

Salinity 25000 ppm

correlations

Rsw Katz

Bw Spivey

cw Dodson - Standing

Muw Van+Wingen+Frack

Help << Back Next >> Cancel

Figura 4. 23 Correlaciones de Parámetros PVT del Agua

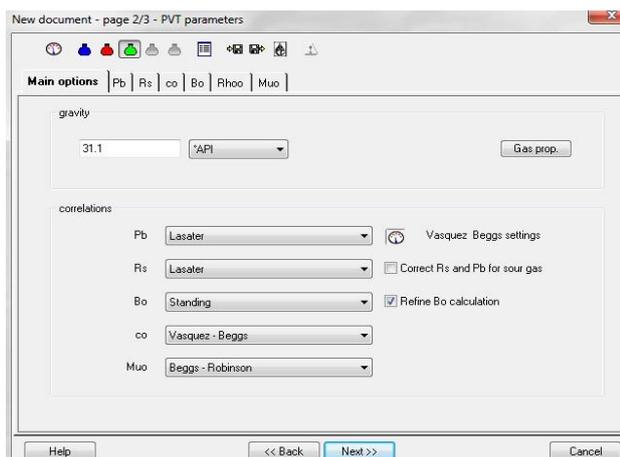


Figura 4. 24 Correlaciones de Parámetros PVT del Petróleo

A partir de las correlaciones mencionadas anteriormente se obtienen los siguientes resultados (ver figura 4.25) con la posibilidad de cambiar los valores de saturación y compresibilidad. Y la figura 4.26 muestra el historial de presiones/producción a simular.

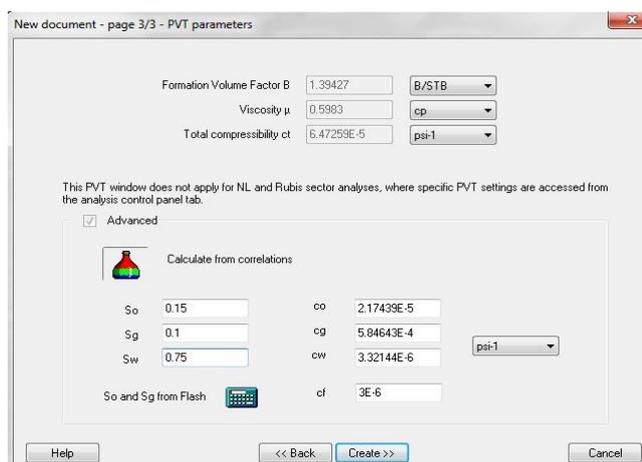


Figura 4. 25 Resultados PVT de las correlaciones por Saphir

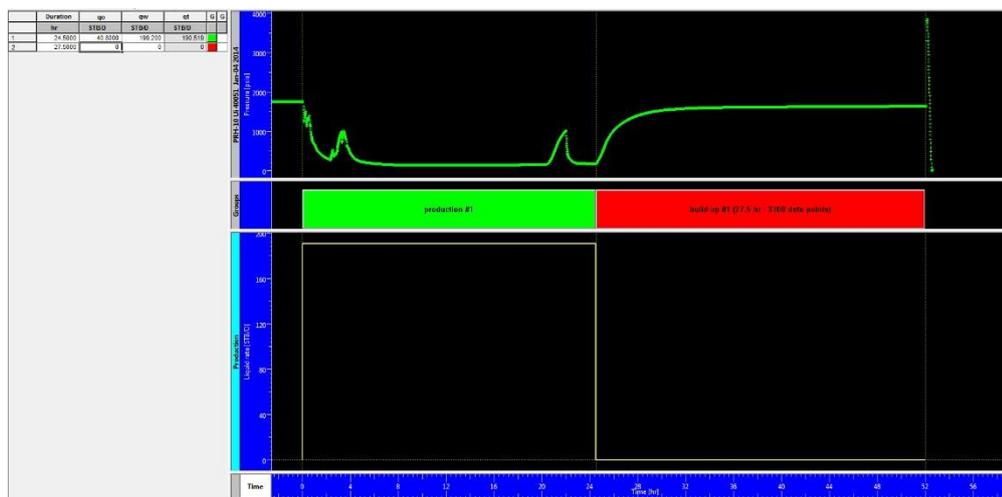


Figura 4. 26 Historial de Presiones/Producción

A continuación se presentan los gráficos necesarios para caracterizar al modelo que describa el comportamiento actual del sistema FICT-01-Arenisca Ui. (Enero 2014)

Gráfica de la Derivada

Si la derivada de la presión correspondiese al comportamiento del yacimiento (ver figura 4.27) notamos que la región más investigada por el transiente durante la prueba es la de tiempos tempranos (región afectada por almacenamiento y daño), a pesar de que el tiempo de cierre fue de 27.5 horas (algo poco común). Notamos que el efecto de almacenamiento enmascara la prueba, y tiene un impacto que afecta a más de 10 horas del cierre. A tiempos muy tempranos se observa la línea de pendiente unitaria,

que indica almacenamiento puro, pero rápidamente esta tendencia cambia, mostrando que el modelo de almacenaje no es constante, sino variable. Una de las razones es la producción de gas en el yacimiento, por ende a profundidad de las memorias hay presencia de gas. Los últimos puntos de la curva de la derivada muestran un comportamiento inusual, la repentina elevación de la derivada dificulta identificar la estabilización de la misma, por ende se vuelve poco fiable el cálculo de la permeabilidad, capacidad de flujo y factor de piel. Podríamos decir que la forma de la derivada está influenciada por la segregación de fases durante la producción y por la redistribución de fluidos durante el cierre. Aunque el alto skin y el valor del radio (r_s) hasta donde se extiende el daño de formación pueden tener un impacto.

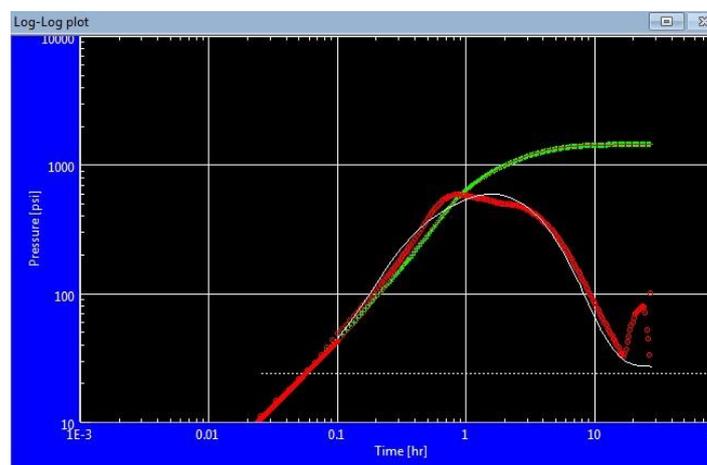


Figura 4. 27 Derivada de Bourdet, Escala Log Log

Gráfica Semi- Log

Las gráficas Semi-log (figuras 4.28 y 4.29) confirman la identificación de los regímenes de flujo dominados por el almacenamiento y daño. Entre el tiempo de superposición (-1.5 y -1; fig. 4.28) se podría pensar que se alcanza el flujo radial infinito (IARF), pero esto no sucede, esto simplemente es una de las características de las gráficas Semi-log, mostrar linealidad entre presión y superposición del tiempo, esta forma de “S” es particular de una prueba influenciada por los efectos antes descritos.

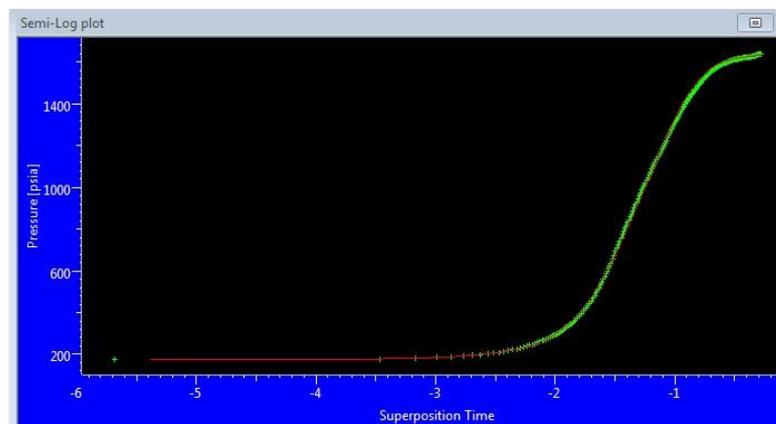


Figura 4. 28 Superposición en Tiempo – Escala Semi Log

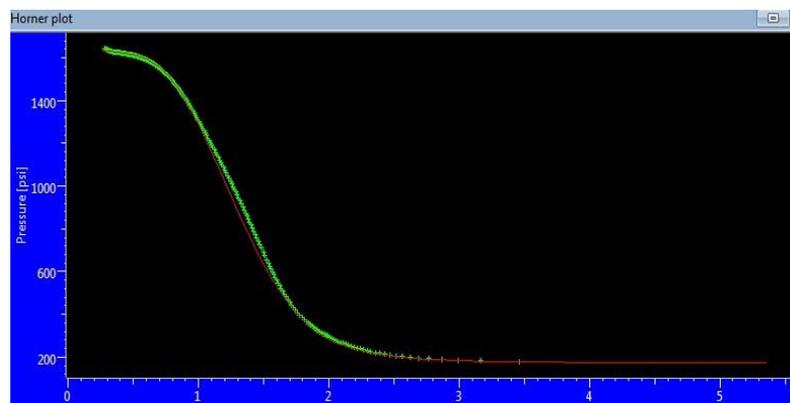


Figura 4. 29 Metodo de Horner – Escala Semi Log

Gráfica IPR

Luego de realizar un buen ajuste entre el Modelo seleccionado y el Sistema Pozo “FICT-01- Yacimiento Ui”, haber estimado los parámetros del mismo (a pesar de que la interpretación no es confiable) es posible determinar el índice de productividad del pozo y determinar la capacidad de afluencia/ entrega de fluido del yacimiento (considerando el daño de 22.9), para objetos de comparación. Para construir el IPR, se usó el método compuesto (Yacimiento con presión de fondo fluyente por debajo de P_b y con presión promedio por encima de P_b).

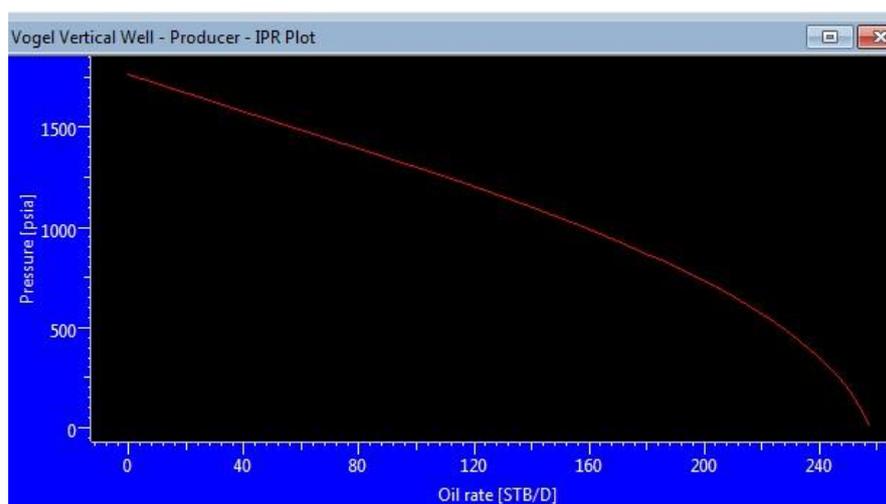


Figura 4. 30 IPR . Metodo Compuesto

RESULTADOS

Modelo de Almacenaje	Changing Storage
Flujo en el Reservorio	Homogéneo
Modelo del Limite	Infinito.

Tabla XIII Modelos de la Interpretación

q	190,52 STB/D
S	22,9
C	0,0126 Bbl/Psi
Pi @MP	1762 Psia
P @dt=0	255 Psia
Ko_eq	25 md
Ko_eq-h	450 md.Ft
Ko (perrin)	5,35 md
Kw (perrin)	8,85 md
K/u	41,8 md/cp

Tabla XIV Método de la Derivada

J Actual Standing	0,1753 (STB/D)/Psia
J Ideal Darcy	0,70642 (STB/D)/Psia
EF test	0,24815
S total	22,9
ΔP_s	1142 Psia
ΔP_t	1507 Psia
Relación ΔP	0,76
AOF Darcy	309 STB/D
AOF Vogel	250 STB/D
Qb	82,21 STB/D

Tabla XV Productividad Metodo Compuesto

CAPITULO 5

5 INTERPRETACIÓN DEL BUILD UP TOMADO DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO “FICT-01 (ENERO 2014)”

5.1 Introducción

En el presente capítulo se caracterizará al modelo que describe el comportamiento del sistema Pozo Fracturado “FICT-01 - Yacimiento Ui”, tomando como referencia los parámetros del Modelo del yacimiento (permeabilidad absoluta promedio de la zona no alterada) y las

características del Modelo de Frontera obtenidas de las pruebas anteriores. La prueba se llevó a cabo justo después de las operaciones de estimulación, por lo que la producción total de líquido registrada presentó un BSW de 75%, producto de las grandes cantidades de fluido de fractura usado en la operación.

En el sensor de fondo se registraron en toda la prueba, presiones fluyentes mayores al punto de burbuja, consecuentemente en el yacimiento no había presencia de gas libre, es decir tratamos con el caso de un yacimiento subsaturado (Petróleo y agua).

Con caracterizar a un modelo Pozo Fracturado- Yacimiento, nos referimos a determinar la conductividad de fractura, longitud media de la fractura, el factor de piel total equivalente, el factor de piel geométrico, etc. A su vez debemos verificar el valor de la permeabilidad absoluta promedio y la existencia de fronteras y límites en el reservorio.

Luego de realizar un análisis de sensibilidades a los parámetros del modelo, que presentan mayor incertidumbre y validar la caracterización, es posible determinar el índice de productividad (IP) y realizar el gráfico IPR. Con el último gráfico se diseña el sistema de levantamiento artificial, se realizan proyecciones de producción y se evalúa la efectividad del tratamiento.

Como se explicó en el Capítulo 4, existen dos maneras para analizar pruebas de pozos con flujo multifásico en el yacimiento:

Procedimiento 1: Cargar en Saphir la tasa total de líquido (en caso de yacimientos subsaturados) y usar parámetros PVT aparentes (ponderados respecto al valor del corte de agua). Se obtendrá como resultado la permeabilidad efectiva a esta mezcla de fluido.

Procedimiento 2: Usar el método de Perrine (aplicable para yacimientos subsaturados y saturados) y cargar en Saphir, los valores de caudales (gas, petróleo y agua) disponibles y parámetros PVT específicos para cada fase. Con este método se obtiene la permeabilidad equivalente a la mezcla de los fluidos producidos en yacimiento, pero tratando a dicha mezcla como si fuera petróleo en superficie (k_{o_eq}). Como resultados adicionales se determinan las permeabilidades efectivas a los fluidos producidos en el yacimiento (k_{o_eff} y k_{w_eff}) y obtener el valor de la permeabilidad absoluta del yacimiento (k_{abs}).

Nos referimos en esta sección como “Corrida 1”, a la interpretación y estimación de los parámetros del modelo usando el **procedimiento 1**, por ello usaremos la tasa total de líquido y parámetros PVT aparentes.

En la “Corrida 2”, consideramos las tasas de producción de cada fluido producido en yacimiento (petróleo y agua) usando el método de Perrine (**procedimiento 2**).

5.2 Prueba de Build Up Corrida en el Pozo Justo Después del Fracturamiento Hidráulico (Enero 2014)

La Data de la prueba de Build Up corrida en el pozo “FICT-01” se registró en los sensores “ESPOL 1, ESPOL 2” asentados en el No-go a la profundidad de 9288’ MD / TVD (la profundidad de la mitad de las perforaciones es de 9477.5 pies). Se cargó en el software SAPHIR de la plataforma Ecrin V4.30.08 (Propiedad de la compañía Kappa Eng.) la información validada del sensor “ESPOL 1” para realizar la interpretación de la prueba.

CORRIDA 1

Se consideran los siguientes parámetros PVT mostrados en la figura 5.1, y el historial de presiones/producción del pozo se visualiza en la gráfica 5.2.

$$\bar{\beta} = (1 - BSW) + (BSW)$$

$$\bar{\mu} = (1 - BSW) + (BSW)$$

$$C_t = C_f + S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g$$

Figura 5. 1 Parámetros PVT – corrida Uno

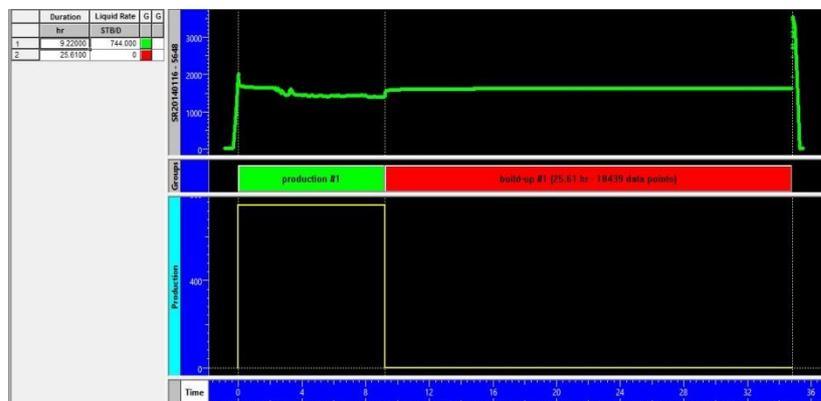


Figura 5. 2 Historial de Presiones/ Producción - Corrida Uno

CORRIDA 2

Se considera lo siguiente para usar el método de Perrine:

$$P_{yac} = 1718 \text{ psia}, \quad T_{yac} = 232 \text{ } ^\circ\text{F}, \quad GOR = Rsi = 463 \frac{\text{scf}}{\text{stb}}, \quad SG = 1.32, \quad API = 31.1$$

Las correlaciones para los parámetros PVT del agua y del petróleo se muestran en la gráfica 5.3 y 5.4 respectivamente.

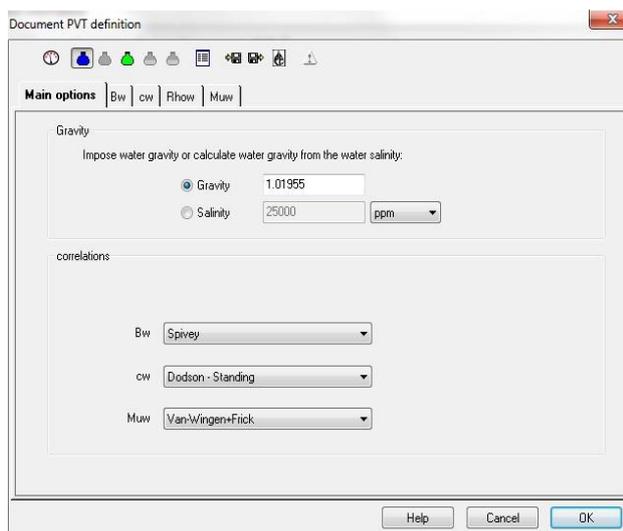


Figura 5. 3 Correlaciones de Parámetros PVT del Agua

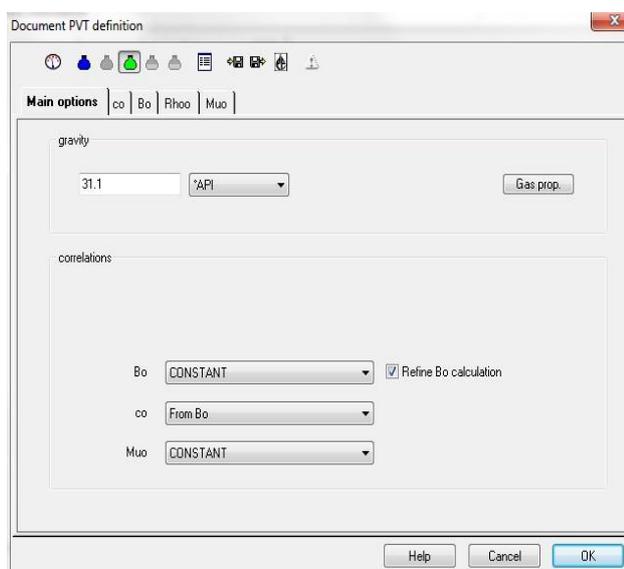


Figura 5. 4 Correlaciones de Parámetros PVT del Petróleo

A partir las correlaciones mencionadas anteriormente se obtienen los siguientes resultados (ver figura 5.5) con la posibilidad de cambiar los valores de saturación y compresibilidad. Para esta corrida se considera el mismo historial de producción de la corrida 1

New document - page 3/3 - PVT parameters

Formation Volume Factor B: 1.13 B/STB

Viscosity μ : 0.55 cp

Total compressibility ct: 1.06924E-5 psi-1

This PVT window does not apply for NL and Rubis sector analyses, where specific PVT settings are accessed from the analysis control panel tab.

Advanced

 Calculate from correlations

S_o: 0.27 c_o: 1.78E-5

S_g: 0 c_g: 0 psi-1

S_w: 0.73 c_w: 3.68E-6

So and Sg from Flash  c_f: 3.2E-6

Help << Back Create >> Cancel

Figura 5. 5 Resultados PVT de las correlaciones por Saphir

La grafica 5.6 muestra el historial de presiones y de producción real del sistema.

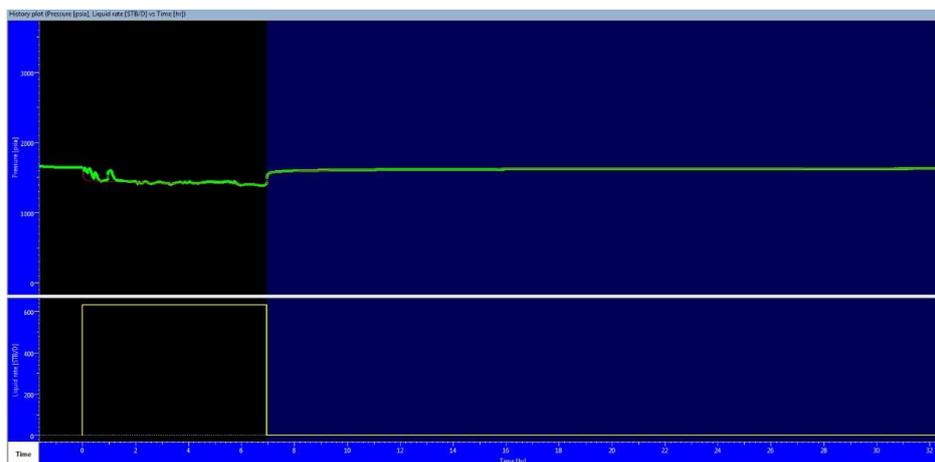


Figura 5. 6 Historial de Presiones y de Producción

A continuación se presentan los gráficos necesarios para caracterizar al modelo que describa el comportamiento post Fracturamiento del sistema FICT-01- Arenisca Ui (Enero 2014).

Diagnóstico y Modelamiento

El uso de la derivada de Bourdet permite identificar los posibles regímenes de flujo durante el Build Up post-fracturamiento a tiempos tempranos y medios (efecto de almacenamiento y daño, flujo bilineal, flujo lineal en la formación, flujo Pseudoradial, etc.). A su vez observando la tendencia de la derivada a tiempos tardíos es posible identificar el tipo de frontera del sistema (falla sellante, fallas intersectantes, determinar si el yacimiento es cerrado, abierto, etc.)

La gráfica de la Superposición del Tiempo y la de Horner nos permiten confirmar los regímenes supuestos en la derivada, y tienen gran aplicación para realizar un estudio minucioso de los límites, permitiendo determinar la distancia a fronteras, etc.

La prueba de presión corrida justo después del frackin' es lo suficientemente larga para determinar el modelo: Pozo - Yacimiento- Fronteras.

Gráfica de la Derivada

Al observar las gráficas log-log de la data obtenida del sistema (figuras 5.7 y 5.8); (derivada de Bourdet y cambio de presión), se aprecian las 3 regiones de una prueba de presión: tiempos tempranos, medios y tardíos.

En la primera región, se identifica que el efecto de almacenamiento ha enmascarado al flujo bilineal y gran parte del flujo lineal en la formación. En teoría el flujo bilineal presenta una pendiente característica igual a $\frac{1}{4}$ en la derivada y cambio de presión, pero no se observa dicho comportamiento porque el almacenamiento domina la respuesta de presión.

Se identifica el flujo lineal al final de la región de tiempos tempranos caracterizado por una pendiente en el cambio de presión igual a $\frac{1}{2}$, no se puede apreciar lo mismo en la derivada porque está más afectada por el almacenamiento.

El factor de piel total equivalente es negativo, sin embargo existe daño en la zona aledaña a la fractura, pero es difícil observar la sensibilidad para este parámetro en la derivada porque la respuesta está influenciada por factores más predominantes (como el efecto de almacenamiento).

Luego de que los efectos de almacenamiento merman, la derivada se estabiliza en un valor en el eje "y" de aprox. igual a 15 (corridas 1 y 2), a partir de este nivel se determina la permeabilidad en la zona no alterada del yacimiento y el skin total. La estabilización indica que el flujo Pseudoradial se ha alcanzado, en esta región el transiente viaja radialmente en el yacimiento y este último se comporta como si fuera infinito (desde el tiempo 0.2 hasta 0.8), a partir de este tiempo se sienten los efectos de frontera/s del yacimiento, la derivada empieza a desviarse del IARF.

En la prueba corrida en el año 2008 se obtuvo un buen ajuste al usar un modelo de frontera de falla sellante. Comparando con esa prueba, se simuló esta condición de frontera (falla sellante) y también se observó un ajuste confiable. Es evidente que los efectos de límites se sienten más temprano en la corrida 2 (Perrine), esto se debe en gran medida a que la compresibilidad total se ha reducido (por los cambios en las saturaciones) y se han usado los parámetros PVT del petróleo. La permeabilidad en la zona cercana ha sido mejorada considerablemente, por lo que las perturbaciones de presión viajan más rápido en dicha porción del yacimiento, y la extensión de la fractura podría tener un efecto muy marginal en la detección de la falla/s. (porque la extensión de la fractura es pequeña en comparación con la extensión del yacimiento).

Para realizar un estudio más completo en el que se pueda describir de mejor manera los límites del sistema, se recomienda comparar los resultados del PTA con la información obtenida de otras fuentes (como geología, sísmica, etc.) o cerrar al pozo por un tiempo mayor a 30 horas y obtener mayor información dinámica del sistema.

CORRIDA 1

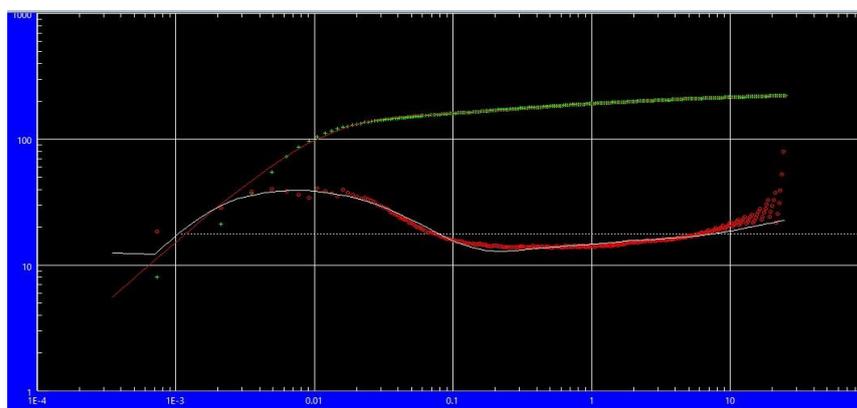


Figura 5. 7 Derivada de Bourdet - Escala Log Log

CORRIDA 2

Para esta interpretación (Perrine) se obtuvieron buenos ajustes considerando dos tipos de modelos de fallas. La figura 5.8 muestra la derivada con el modelo de frontera- Falla Sellante, mientras que la figura 5.9 presenta la derivada con el modelo de frontera- Fallas intersecantes, con este último se

obtuvo una mejor interpretación pero el tiempo de prueba es muy corto para tener una idea clara de los tipos de fallas existentes.

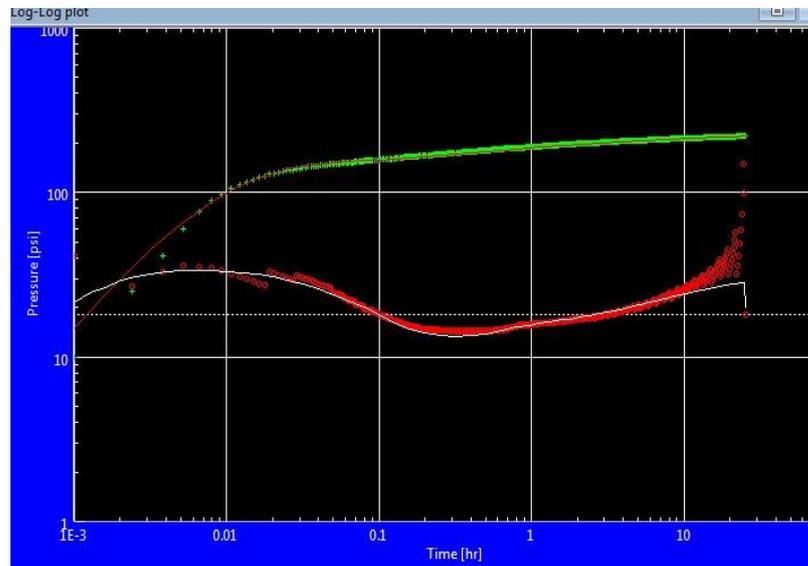


Figura 5. 8 derivada de Bourdet - Falla Sellante

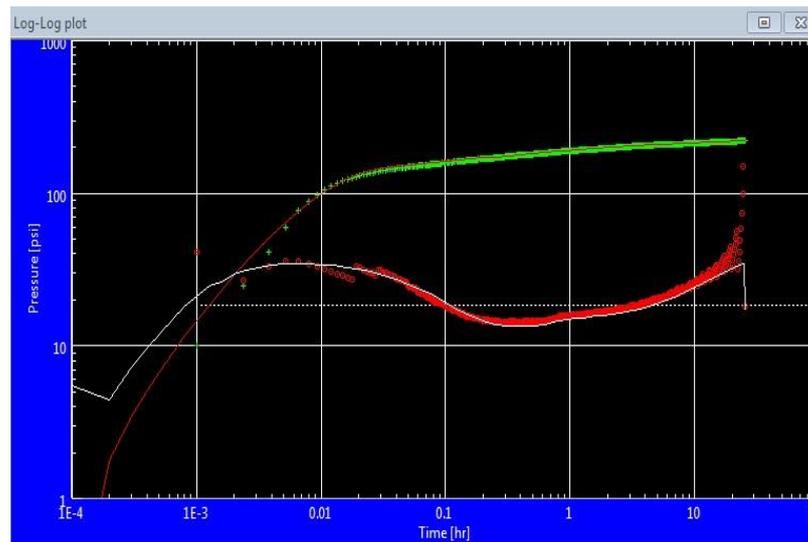


Figura 5. 9 derivada de Bourdet - Falla Intersecantes

Gráfica Semi- Log

Las gráficas semi-log confirman la identificación de los siguientes regímenes de flujo: almacenamiento/ daño, flujo lineal de formación, flujo Pseudoradial (IARF) y parte del flujo hemi-radial,

En la gráfica de Horner (figura 5.11, 5.13), luego que los efectos de almacenamiento finalizan, se aprecia una línea recta inicial, que corresponde al flujo Pseudoradial (IARF), a partir de la cual se determina, la capacidad de flujo (kh) y se estima el factor de daño total equivalente. (Nota: lo mismo se aprecia en el gráfico del Tiempo de Superposición (figura 5.10, 5.12), sólo que en este gráfico el tiempo de cierre transcurrido aumenta hacia la derecha).

Luego del IARF, se identifica una desviación de la línea recta inicial, esto corresponde a la transición entre el IARF y el flujo Hemi-radial en el yacimiento, es decir la respuesta de presión indica la presencia de una frontera. Si la prueba fuera más larga, la respuesta de presión volvería a mostrar linealidad, pero con una pendiente mayor (el doble que la inicial). La distancia a la falla se estimaría con poca incertidumbre a partir de la intersección entre ambas líneas.

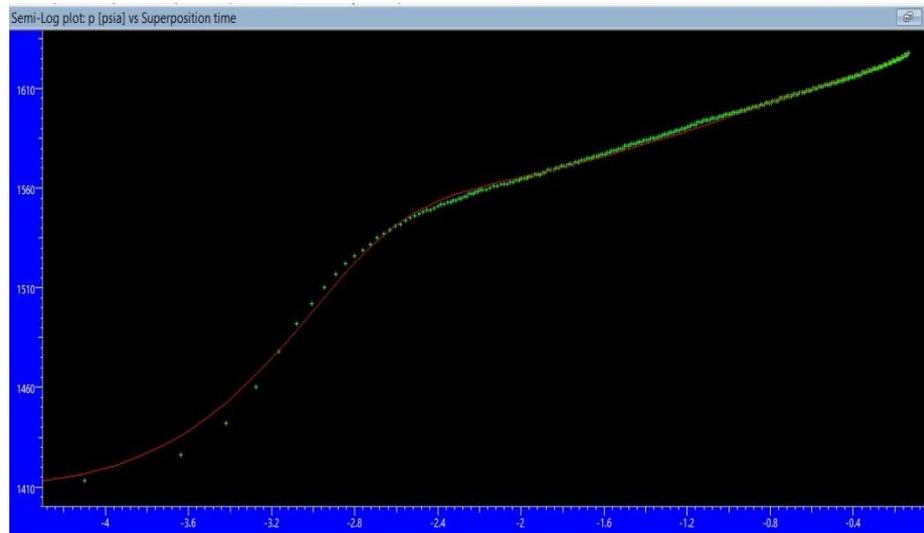
CORRIDA 1

Figura 5. 10 Superposición en tiempo - escala Semi Log

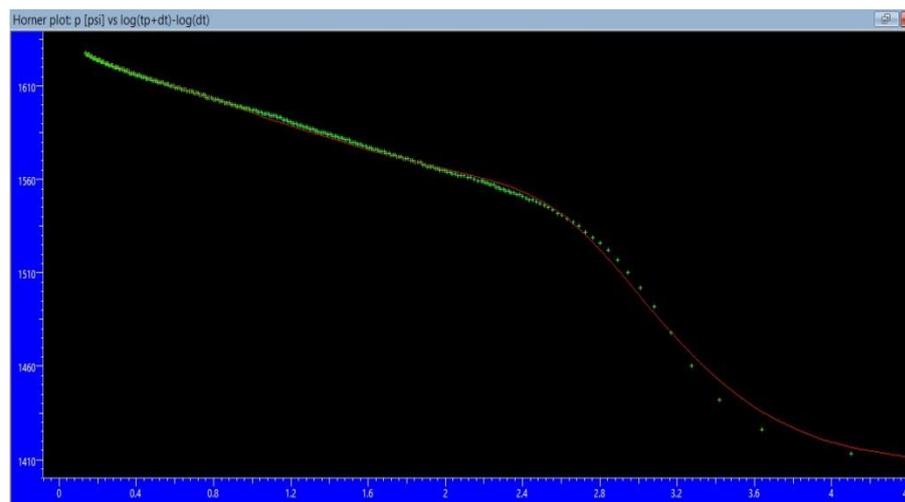


Figura 5. 11 Método de horner - Escala Semi Log

CORRIDA 2

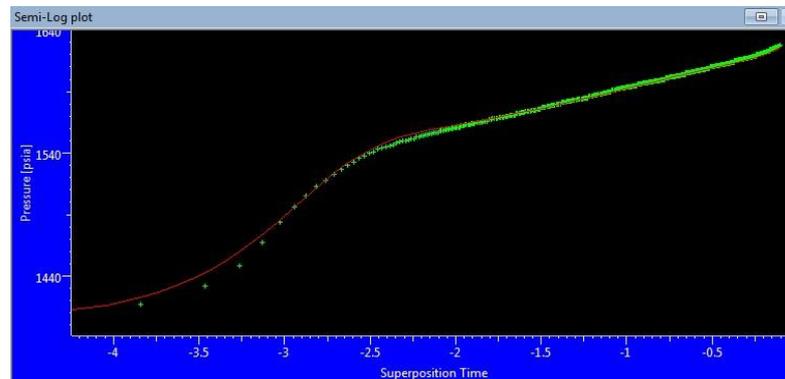


Figura 5. 12 Superposición en Tiempo - Escala Semi Log

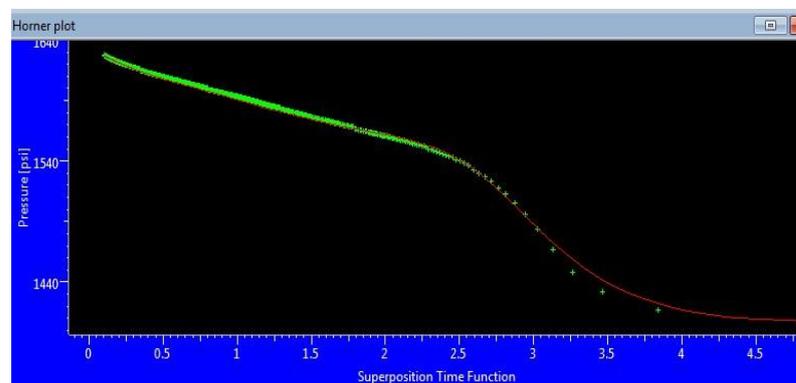


Figura 5. 13 Metodo de Horner - Escala Semi Log

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

El objetivo de esta sección es mejorar el ajuste y caracterizar a los modelos con un menor porcentaje de error, luego de un ajuste preliminar. Se pretende analizar cuál es el efecto de los siguientes parámetros en la respuesta de los gráficos log-log: -Longitud media de Fractura (X_f)

- Distancia del pozo a la falla (L)
- Coeficiente de almacenamiento (C)
- Factor de piel del modelo (Sm)

En la figura 5.14 se muestra el efecto de la longitud media de la fractura (X_f) en la derivada de presión y en el cambio de presión, mientras que en las figuras 5.15 y 5.16 se presenta la sensibilidad del modelo al factor de piel total equivalente (S_m) y a la distancia del pozo a la falla sellante (L), respectivamente. La sensibilidad del modelo al efecto de almacenamiento (C) se muestra en la figura 5.17; el resto de parámetros en cada simulación realizada permanecen constantes.

CORRIDA 1

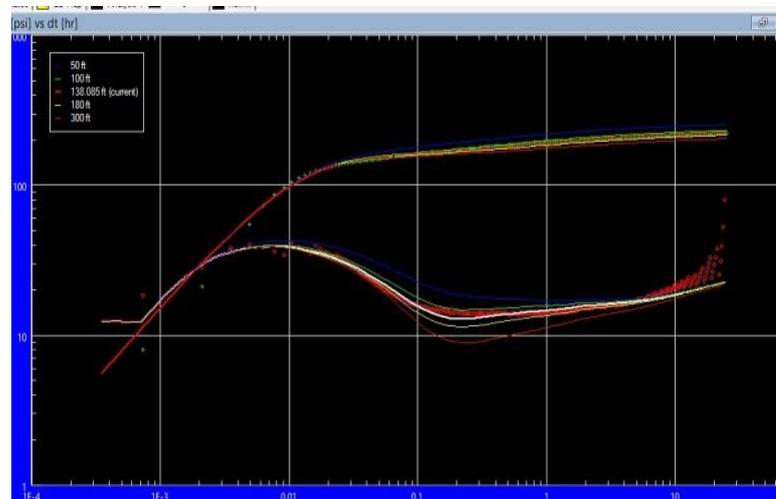


Figura 5. 14 análisis de la Sensibilidad - Longitud media de fractura

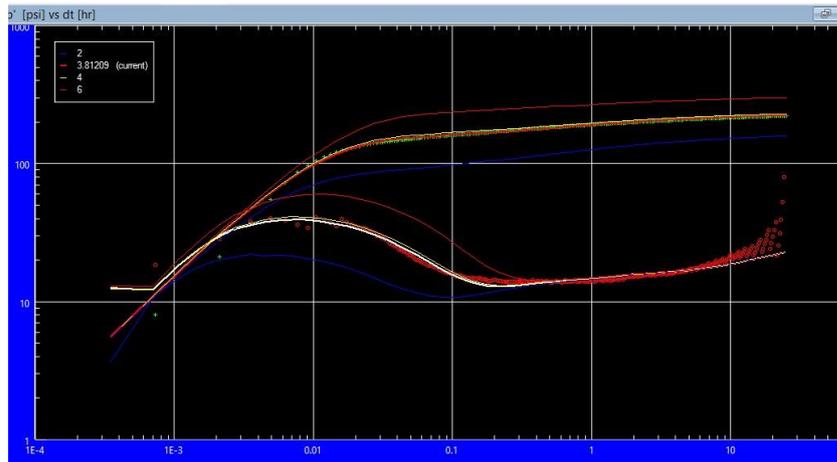


Figura 5. 15 Análisis de Sensibilidad - Factor de Piel

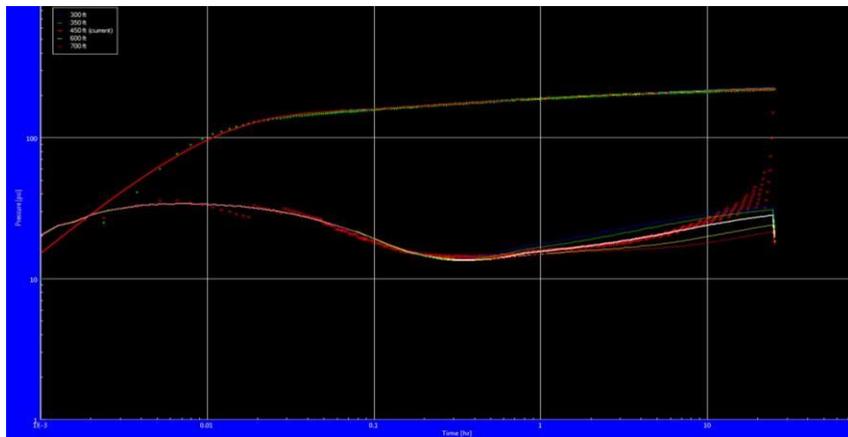


Figura 5. 16 Análisis de Sensibilidad - Distancia del pozo a la falla sellante

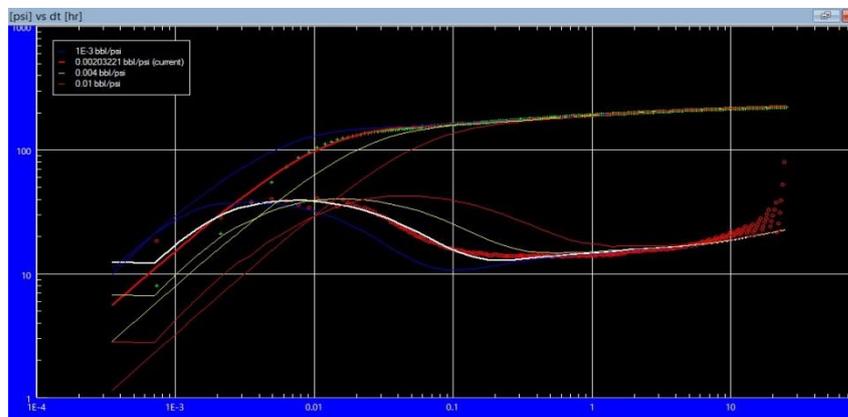


Figura 5. 17 análisis de Sensibilidad - Coeficiente de almacenamiento

CORRIDA 2

En esta sección se muestra el grafico de sensibilidades para una falla sellante (figura 5.18) y para una falla intersecante (Figura 5.19)

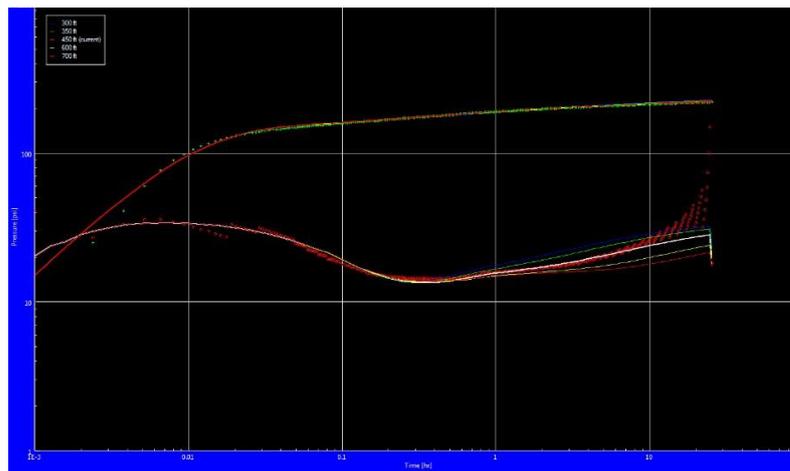


Figura 5. 18 Análisis de Sensibilidad (L) - Falla sellante

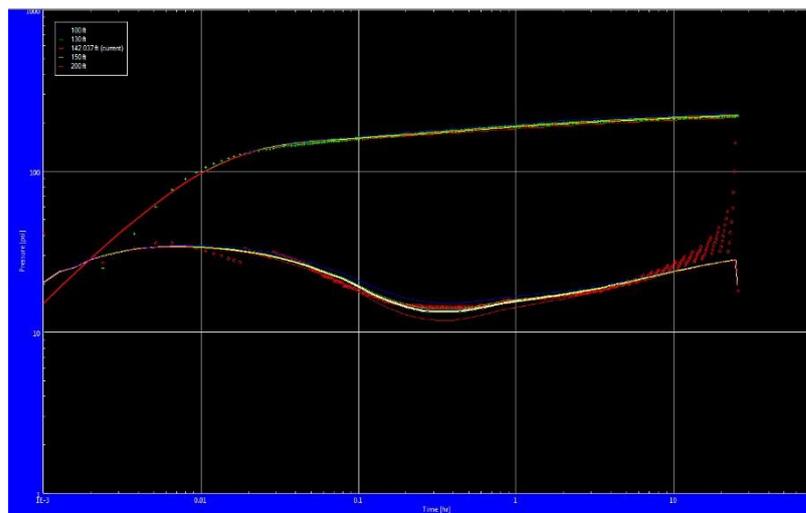


Figura 5. 19 Análisis de Sensibilidad (L) - Falla Intersecantes

Gráfica IPR

Luego de caracterizar el modelo que describe al Sistema Pozo “FICT-01-Yacimiento Ui”, es posible determinar el índice de productividad del pozo “estimulado” a partir de la prueba. (Bajo esas condiciones el yacimiento no presenta gas libre). La finalidad de lo anterior es evaluar la efectividad del tratamiento, determinar la capacidad de entrega de fluido del yacimiento, el AOF, etc. Con las curvas del inflow (IPR) y del Outflow (pozo-facilidades) se puede realizar un análisis nodal y determinar el punto óptimo de operación del sistema y diseñar el sistema de levantamiento más eficiente. Para construir el IPR, se usó el método lineal o conocido como método de Darcy y el método compuesto (para analizar la productividad en casos extremos de producir con presión de fondo menor a P_b).

CORRIDA 1

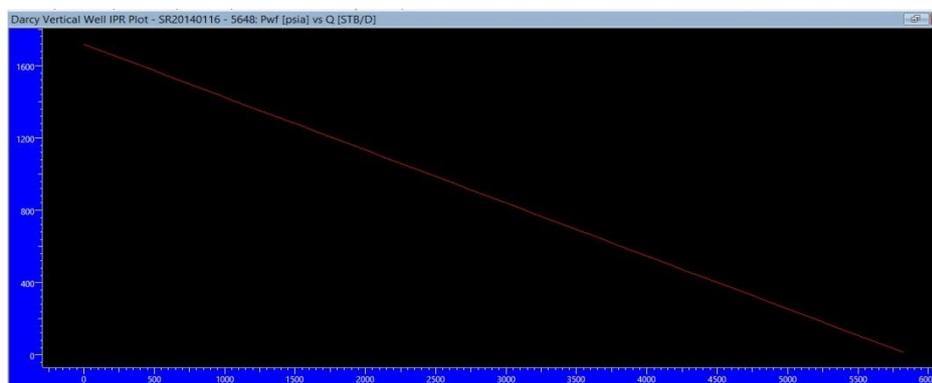


Figura 5. 20 IPR - Método de Darcy

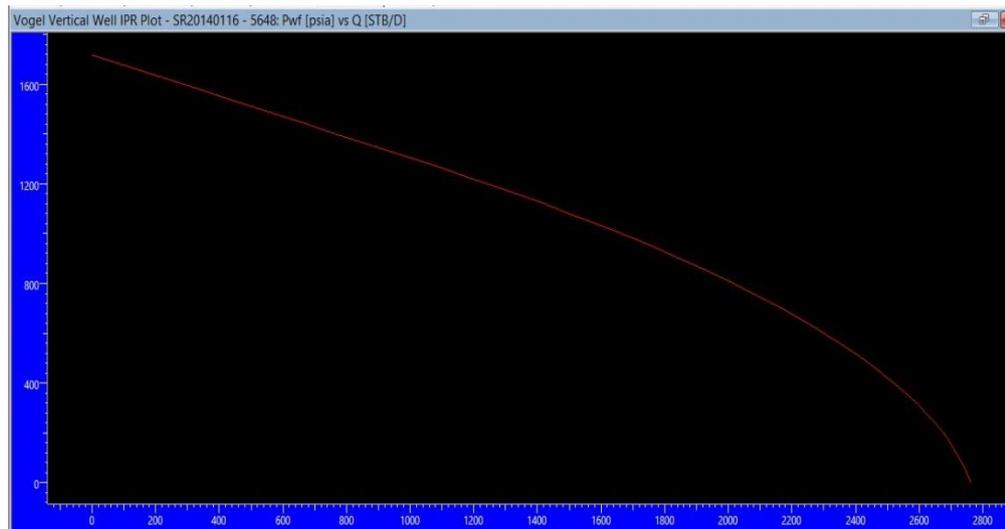


Figura 5. 21 IPR - Método Compuesto

CORRIDA 2

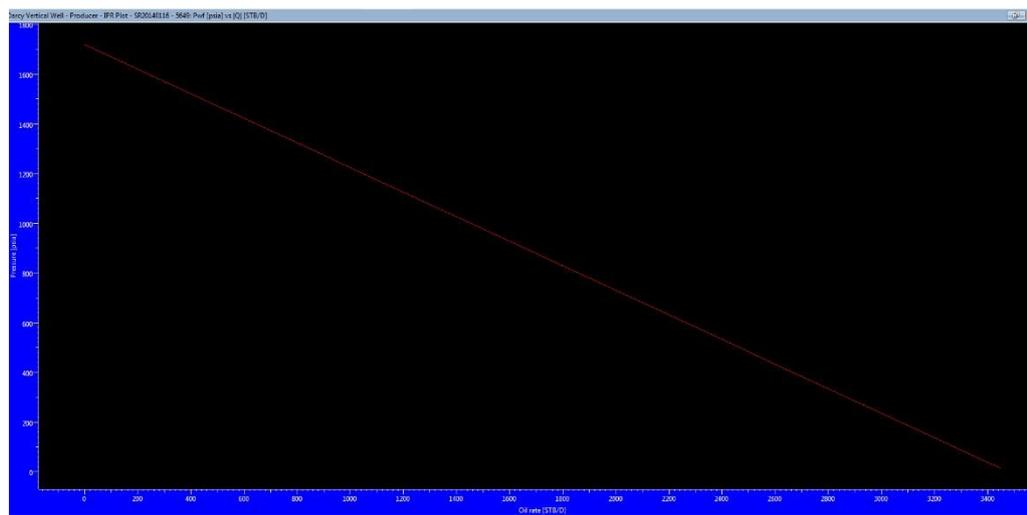


Figura 5. 22 IPR - Método de Darcy

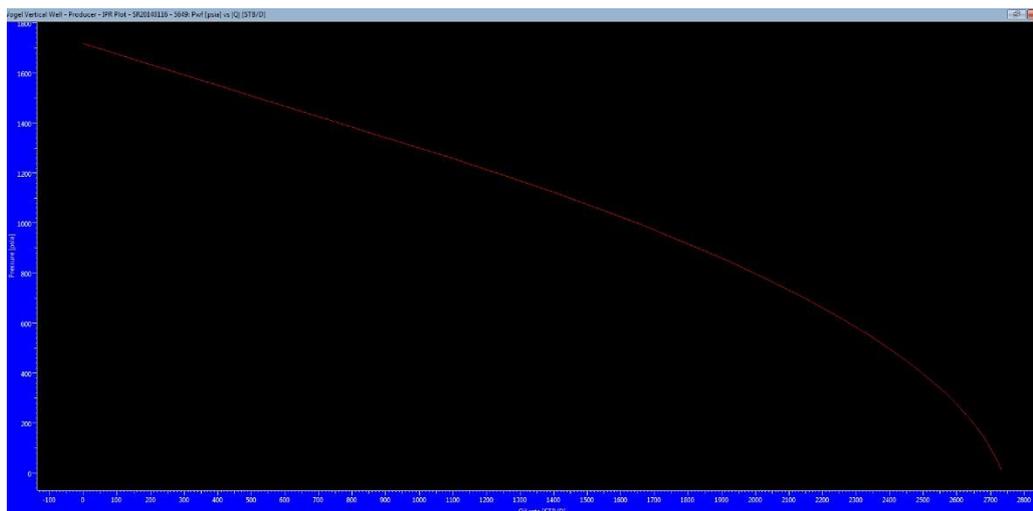


Figura 5. 23 IPR - Método Compuesto

RESULTADOS

Modelo de Pozo- Almacenaje	Conductividad Finita
Modelo del Yacimiento	Homogéneo
Modelo de Fronteras	Falla Sellante

Tabla XVI Modelos Corrida Uno

K	60 md
S	3,81
S total	-1,41
C	0,00203 Bbl/Psi
Skin Geométrico	-5,22
Pi @MP	1718 Psia
kh	1080 md ft
Xf	138
L1 no flujo	660 Ft
L2 no flujo	618 Ft
q	744 STB/D
k/u	177 md/cp
L no flujo	660 Ft
P @ dt=0	1485 Psia

Tabla XVII Resultados corrida Uno

J Actual (test)	3,1968 (STB/D)/Psia
J Actual Darcy	3,4334 (STB/D)/Psia
J Ideal Darcy	2,7929 (STB/D)/Psia
EF test	1,1446
EF Darcy	1,229
S total	-1,41
ΔP_s	-49,7 Psia
ΔP_t	232,7 Psia
Relación ΔP	-0,21
AOF Darcy	5850 STB/D
AOF Vogel	3700 STB/D
qb	1460 STB/D

Tabla XVIII Productividad corrida Uno

Modelo de Almacenaje	Fractura – Conductividad finita
Flujo en el Reservorio	Homogéneo
Modelo del Limite	Falla Intersecantes

Tabla XIX Modelos Corrida Dos (Perrine)

K abs	59,5 md
S	3,64
S total	-1,48
C	0,00201 Bbl/Psi
Skin Geométrico	-5,11
K/u	170 md/cp
Xf	140 Ft
L – no flujo	450 Ft
L1- no flujo	450 Ft
L2-no flujo	660 Ft
Ko_eq	93.9 md
Q	701,6 STB/D
Kro	0,5
Ko (Perrine)	14,9 md
Kw (Perrine)	34,6 md
P @ dt=0	1485 Psia

Tabla XX Resultados Corrida Dos

J Actual (Test)	3,01457 (STB/D)/Psia
J Actual (Darcy)	3,163 (STB/D)/Psia
J Ideal (Darcy)	2,547 (STB/D)/Psia
EF Test	1,18
EF Darcy	1,24
S total	-1,48
ΔP_s	-53 Psia
ΔP_t	232,7 Psia
Relación ΔP	-0.23
AOF Darcy	5400 STB/D
AOF Vogel	3618 STB/D
Qb	1346 STB/D

Tabla XXI Productividad Corrida Dos (Perrine)

PROYECCIONES

Con el objetivo de predecir la productividad del sistema cuando los parámetros en el yacimiento (skin y %BSW) se estabilicen, es necesario determinar un índice de productividad que emule dichas condiciones (ver figura 5.24), por ende se podrá generar un IPR representativo. Para lograr lo anterior, se asumen los valores de la tabla 22.

BSW estabilizado	2,5 %
Stotal estabilizado	-1,48
K abs = Ko	60 md
AOF Darcy	3436 STB/D
AOF Vogel	2284 STB/D
Qb	850 STB/D
IP Darcy	2 (STB/D)/Psia

Tabla XXII Proyecciones de la Producción

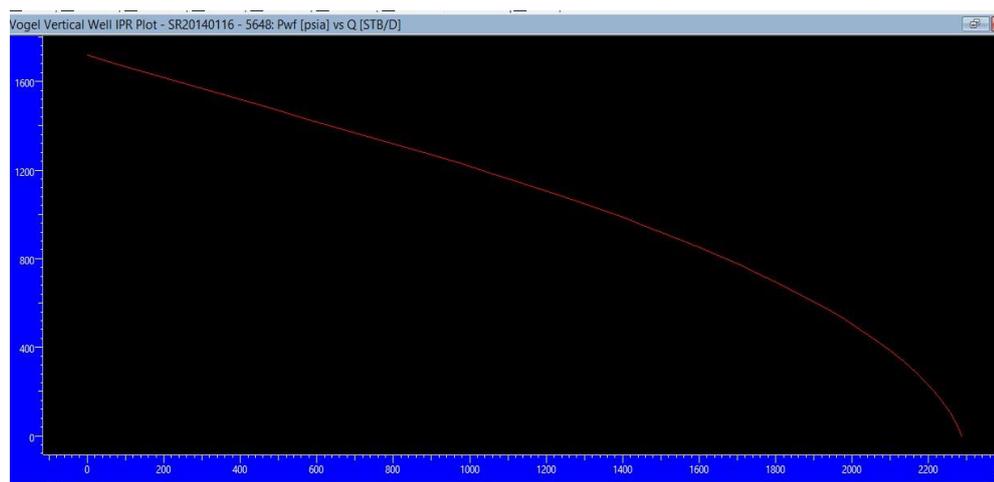


Figura 5. 24 Proyección IPR compuesto

CAPITULO 6

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. Los modelos que describen de mejor manera el comportamiento del sistema son:

Build Up 2008: Pozo vertical con Almacenamiento Constante y Daño-Yacimiento Homogéneo- Falla Sellante.

Build Up 2014 (antes de la estimulación): Pozo vertical con Almacenamiento Variable y Daño- Yacimiento Homogéneo.

Build Up 2014 (post fractura): Pozo vertical con Fractura Finita, con Almacenamiento Constante y Skin- Yacimiento Homogéneo- Falla Sellante.

2. La prueba de Build up del 2008, es la más confiable desde el punto de vista operacional pues la tasa antes del cierre estuvo estabilizada durante 4-6 horas y el tiempo de restauración fue mayor a 24 horas ($\Delta t = 28.39$ hrs) permitiendo que el transiente alcance el flujo radial infinito y se identifiquen los efectos de frontera.
3. En la zona no alterada del yacimiento, la permeabilidad absoluta promedio (aproximada como; $k_{o\text{eff}} + k_{w\text{eff}} = k_{\text{abs}}$) obtenida en el 2008 fue de 60 md y en el 2014 después del Fracturamiento fue de 59.5 md, estos resultados son confiables ya que la K_{abs} en esta zona no debería variar, a menos que efectos de compactación (roca + fluido) predominen en el reservorio.
4. Durante la evaluación del pozo Fict-01 en el 2008, el BSW era del 11% y las presiones del yacimiento mayores a P_b . El historial de producción del pozo de pruebas posteriores a la evaluación mostraba

que el BSW estaba entre 6-12% y las presiones mayores a P_b , por lo que las permeabilidades efectivas a los fluidos obtenidas de la prueba modelaban correctamente el comportamiento del sistema.

5. La calidad de la data de presión obtenida en el 2014 antes de la estimulación no es buena, por lo que no se puede tener una interpretación confiable y por ende con las características del modelo no se puede estimar con precisión la productividad del pozo.
6. La forma inusual de la derivada (2014; Pozo con alto Skin) esta afectado por la redistribución de fluidos durante el cierre y por la segregación de fases durante la producción, debido a la presencia de flujo multifasico en el sistema. (Posiblemente a profundida de las memorias las condiciones de flujo eran muy diferentes a las condiciones de flujo frente a la cara de la arena durante producción y primeras horas de cierre)
7. Antes del Fracturamiento hidráulico del sistema pozo "Fict-01"-yacimiento "Ui" para producir 240 BFPD se requería una caída de presión total de 1476.5 psi, como consecuencia del alto daño de formación. Si consideramos que el skin factor antes del tratamiento era de 22,9; se obtuvo una caída de presión adicional por efecto del

daño de 1142 psi, es decir el 77% de la energía del yacimiento se desperdiciaba por el alto skin.

8. Luego de la estimulación, el factor de piel llegó a un valor de -1.41 ($S < 0$) indicando que la permeabilidad en la zona cercana al pozo mejoró considerablemente, de igual manera el IP actual (3.433 bbl/d/psi), calculado con el método de Darcy es mayor que 1, indicando que la productividad ha sido mejorada.
9. Con una caída de Presión de 1142 Psi (por efecto del daño antes del Frackin), el pozo estimulado producía 3164,46 BFPD (considerando el método de Vogel/ compuesto), de dicha producción el 75% es agua y el resto es petróleo, ya que esas fueron las condiciones durante la evaluación.
10. El efecto de almacenamiento enmascara la mayor parte de la región de tiempos tempranos de la prueba post- Fracturamiento, el flujo bilineal y la mayoría del flujo lineal no se pueden apreciar en la derivada de Bourdet. En este caso el mejor indicio de que la estimulación fue exitosa es que el skin factor pasó de 22.9 a un valor de aproximadamente -1,5.

11. Con la prueba del 2008 se detectó una falla a 660 ft del pozo, y con la corrida 1 de la prueba posterior al Fracturamiento (2014) esta distancia se corroboró. Sin embargo, con la corrida 2 (método de Perrine) la distancia disminuyó a 450 ft, esta variación se debe a que durante los 6 años de producción, se dieron cambios en las saturaciones y por ende cambios en la compresibilidad total; Un pequeño cambio en C_t tiene una gran sensibilidad en la detección de límites del yacimiento, a mayor C_t se detecta la frontera a mayor distancia (si el resto de parámetros se mantienen constantes).

12. Al usar el Modelo de Fallas Intersecantes se obtiene también un buen ajuste, si se complementa este proyecto con información geológica disponible es posible estudiar de mejor manera la existencia de más fronteras y un rango de distancias del pozo a las mismas. Para ambas pruebas (2008 y 2014), la primera corrida detectó la primera falla a $L_1=618$ ft y la segunda a $L_2= 666$ ft y en la segunda corrida del 2014: $L_1= 620$ ft y $L_2= 660$ ft.

6.2 Recomendaciones

1. Para definir cuál de los modelos de frontera usar se debería complementar con la información conocida de otras fuentes como: sísmica, estudios geológicos de la zona, etc. Con el propósito antes mencionado se recomienda que en posteriores Build Ups el tiempo de cierre sea de por lo menos 30 horas.
2. Garantizar que el tiempo de producción (> 6 horas) a tasa estabilizada sea lo suficientemente largo para que permita: que se alcance el flujo transiente antes del cierre, evitar problemas por el principio de superposición, validar métodos Semi-log y evitar estimaciones incorrectas de distancias a fronteras.
3. De ser posible registrar el caudal como valores puntuales en función del tiempo de prueba, para poder usar técnicas de análisis como la deconvolución y que la forma de la derivada sea representativa del modelo.

4. Considerando el sistema de producción del pozo (BES): evitar producir a altos caudales de flujo y cambios bruscos de frecuencia para disminuir la migración de finos, que es una de las causas principales del daño en la formación y prevenir el regreso de la arena de fractura.
5. Después de un Frackin, se recomienda evaluar al pozo cuando el Skin factor y el corte de agua disminuyan hasta que se estabilicen (limpieza del yacimiento - Clean Up) para obtener las características representativas del "Pozo Fict 01 - Arenisca Ui" y no las características referidas a las condiciones de prueba.
6. Para realizar una buena interpretación y modelar correctamente el comportamiento del sistema es fundamental contar con parámetros PVT de todas las fases, pues tienen un impacto considerable en la derivada de Bourdet.
7. Si se evalúa a un pozo con una unidad MTU y se registra un valor promedio de caudal previo al cierre, es necesario monitorear los parámetros durante la producción, evitar cambios bruscos en la presión de inyección, y cerciorarse que la unidad de bombeo no cese

de suministrar fluido en ningún momento con el objetivo de evitar mini cierres en el periodo de producción y garantizar la calidad de la información

8. Bajar memorias a diferentes profundidades (cambiar la configuración del BHA de prueba) con el objetivo de determinar si hay redistribución de fases durante el cierre, detectar la segregación de fases y evitar errores en la selección del modelo.

Bibliografía

(Febrero 2008). Análisis e interpretación convencional de pruebas de presión. Quito-Universidad Central de Quito.

Bravo, O., Carrillo, L. (2011). "Análisis comparativo de los modelos de flujo de Reservorio y efectos de límite, de pruebas de presión entre pozos verticales y pozos horizontales del Oriente Ecuatoriano", Guayaquil, Respositorio Espol: file:///D:/Tesina.pdf

Apuntes de Clases PEG 493. (s.f.). Faculty.Ksu.edu.sa. (Arabia Saudita) Obtenido de <http://faculty.ksu.edu.sa/dmour/Class%20Notes>

Colmont, G. (2012). "Apuntes de Flujo en Medios Porosos". Guayaquil, Ecuador.

Hirschfeldt, M. R. (Septiembre de 2008). "Well Perfomance", Oil Production. Obtenido de www.oilproduction.net:

Jean Pierre Massaad. (29 de Marzo de 2009). "Conceptos de Productivada", B.C. Craft. Obtenido de Comunidad Petrolera:

Lee, Rollings, y Spivey. (2003). Pressure Transient Testing. Texas, USA, Society of Petroleum Engineers Inc.

León, A. (17 de Enero del 2013). "Curvas Tipo". Obtenido de Pagina web Scrib.

Olivier, V. H. (1988-2012). DYNAMIC DATA ANALYSIS. Company Kappa.

Olivier, V. H. (2012). "DYNAMIC DATA ANALYSIS". Company Kappa.

Gringarten, A. (2008), "From Straight Lines to Deconvolution: The evolution of the State of Art in Well Test Analysis", SPEREE, 11-1, pp 41-62

(2016), "Algoritmo de Levenberg-Marquardt", pagina web Wikipedia

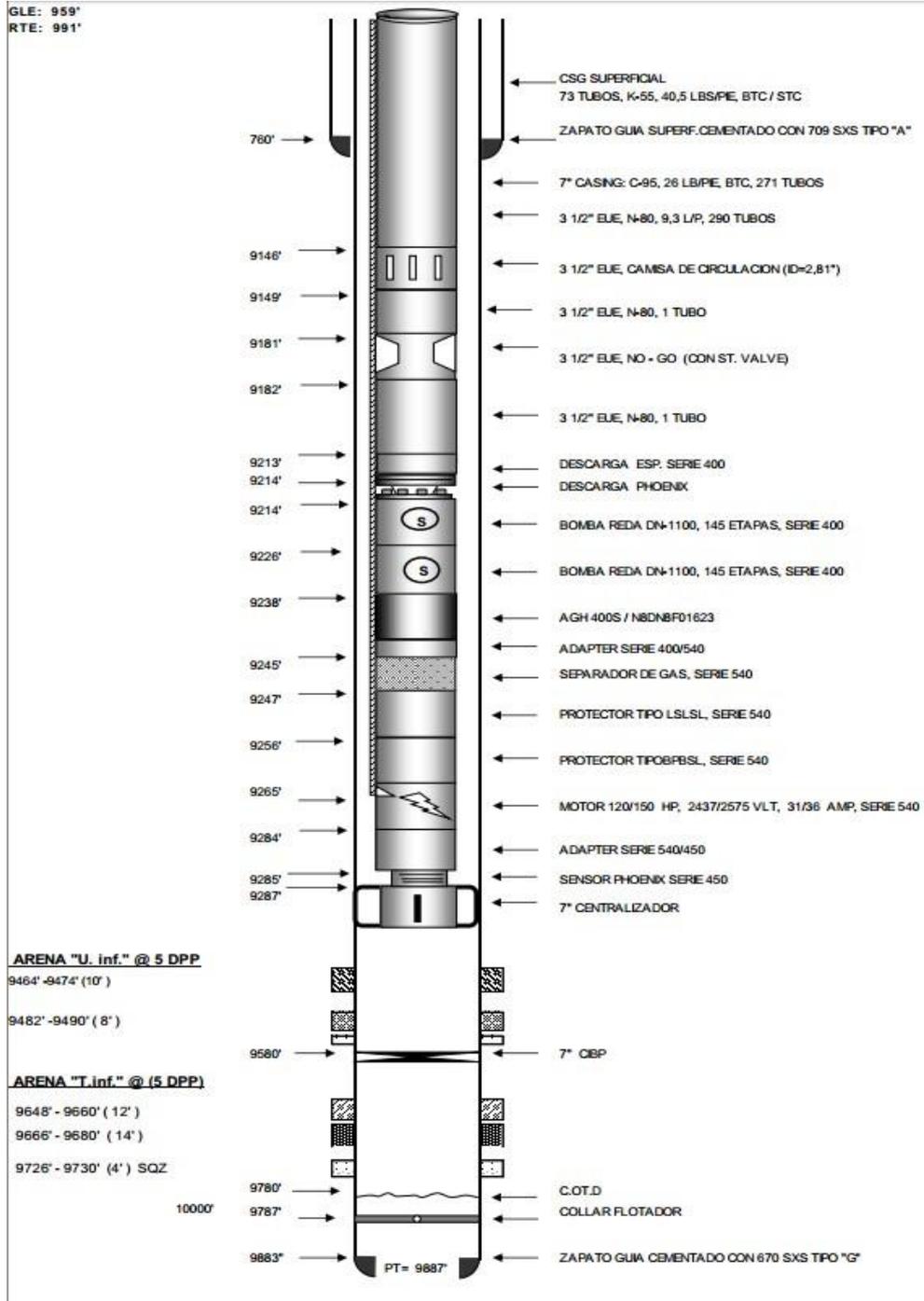
Anexo A

Historial de Producción

PRUEBAS DE POZOS																	
SISTEMA: BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE																	
TASA = 500 BPPD																	
ARENA: "U"																	
FECHA	MET	VOLT.	PRESIONES		PRODUCCION REAL		TEMP. MOTOR	AMP HZ	PSI-FONDO INTAKE	TEMP. BOMBA	DESC. BOMBA	ARENA	Tiempo Hrs.	GAS GOR	NIVEL FLUIDO FT	Observaciones	
			Pc	Ps	BPPD	BPPD											BSW
FINALIZA OPERACIONES DE WO N° 03 A LAS 10 Hrs. Dejar Equipo Bes Schlumberger D1650N (FRAC TURADO)																	
23-Jan-14	PPS	358	15	CTK<CTK	402	24	458	95	28.0	257	17	46	1584				POZO ESTABILIZANDOSE LUEGO DE W.O.
24-Jan-14	PPS	363	50	CTK<CTK	430	69	361	84	25.7	258	18	46	1448				MONITOREANDO PROD. Y BSW CHra.
25-Jan-14	PPS	366	120	CTK<CTK	506	81	425	84	25.2	254	17	47	1330				SALINIDAD = 12000 ppmCl. (CORROSION 26-ENE-14)
26-Jan-14	PPS	366	125	CTK<CTK	549	275	275	59	25.2	255	17	47	1316				
27-Jan-14	PPS	366	130	CTK<CTK	552	414	138	25	25.2	255	17	47	1308				SALINIDAD = 12000 ppmCl. (CORROSION 26-ENE-14)
28-Jan-14	PPS	366	160	CTK<CTK	490	466	14	3	31.5	256	17	47	1323				SALINIDAD = 5500 ppmCl. (CORROSION 26-ENE-14)
29-Jan-14	PPS	366	155	CTK<CTK	471	457	14	3	31.5	256	17	47	1308				
30-Jan-14	PPS	366	175	CTK<CTK	509	494	15	3	31.5	256	17	48	1310				
31-Jan-14	PPS	374	170	26	24	447	434	13	3	31.5	258	17	48	1309			
FEBRERO-2014																	
4-Feb-14	PPS	378	160	25	23	492	477	15	3	31.5	259	18	48	1300			
10-Feb-14	PPS	378	160	25	23	474	460	14	3	31.5	257	18	48	1282			
13-Feb-14	PPS	378	160	25	23	471	457	14	3	31.5	257	17	48	1244			
16-Feb-14	PPS	378	160	25	23	468	454	14	3	31.5	257	17	48	1261			SALINIDAD = 5500 ppmCl. (CORROSION 16 FEB-14)

Anexo B

Diagrama de Completación



Anexo C

Diagrama de Operación del Pozo

